

N° Ordre /Faculté/UMBB/2020.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Présenté par :

DJOUDI Meriem

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie pétrolière

Thème

**MODELISATION DU RESERVOIR TURBIDITIQUE
PENNSYLVANNIEN DU GROUPE JACKFORK DE
LA STRUCTURE HOLLYWOOD QUARRY,
ARKANSAS, ETATS-UNIS**

Devant le jury :

ZELLOUF Khemissi

CHAOUCHI Rabah

YAHIAOUI Lamia

KELKOULI Mohammed

MCB

Professeur

MAA

Ingénieur senior

UMBB

UMBB

UMBB

SLB

Président

Promoteur

Examinatrice

Encadreur

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciements

Ce travail n'a pu être mené à bien qu'avec le soutien d' « ALLAH » le tout puissant. Gloire soit rendu au dieu le très miséricordieux pour tous ses bienfaits dont il m'a comblé et de m'avoir guidé et donné le courage, la force et la patience pour réaliser ce modeste travail.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mon cher professeur et promoteur M. CHAOUCHI Rabah pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, orientations et remarques étant mon grand support.

Un merci bien particulier adressé également à mes encadreur au niveau de l'entreprise M. KELKOULLI Mohamed, le chef du projet, pour son suivi et son énorme soutien, qu'il n'a cessé de me prodiguer tout au long de la période du projet, Mlle. ZEMITI Soraya pour son temps et ses précieuses informations qu'elle m'a prodiguées avec intérêt et compréhension tout au long de mon stage, Mme. BENDALI AMOR Nesrine et tout le personnel SHLUMBERGER auprès desquelles j'ai trouvé l'accueil chaleureux et l'aide dont j'avais besoin.

Je souhaiterais aussi exprimer ma reconnaissance à mes très chers professeurs, qui m'ont fourni les outils nécessaires à la réussite de mes études et m'ont aidé tout au long de mon parcours universitaire, bien également tous les enseignants qui ont contribué à ma formation depuis les études primaires.

Mes remerciements vont également à mes très chers parents, mes frères, toute ma famille, mes copines et mes amis pour leur soutien inconditionnel et leur encouragement.

Merci à tous ceux et celles qui ont aidé, de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

A tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

Dédicace

Je dédie ce mémoire

A mon très cher père Rachid

Pour être le meilleur papa dans le monde. Tu as été et tu restes toujours dans mon cœur et ton esprit m'accompagne toujours. Je te dois aussi ce que je suis aujourd'hui et ce que je serai demain et je ferai toujours de mon mieux pour être ta fierté et ne jamais te décevoir. Qu'ALLAH t'accueille en son vaste paradis.

A ma très chère maman BOURAHLA Nadia

Elle qui m'a doté d'une éducation digne, son amour a fait de moi ce que je suis aujourd'hui ; Quoi que je fasse ou je dise, je ne saurai point te remercier comme il se doit. Ton affection me couvre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.

A mes très chers frères Aymen et Mohamed Amine

pour leur amour, appui et encouragement durant toutes ces années d'études, je vous aime beaucoup, qu'ALLAH vous préserve et vous donne santé, bonheur, courage et surtout réussite.

A la mémoire de ma tante Zakia

qui m'a toujours soutenu et encouragé. En ce jour mémorable, reçoit ce travail en signe de ma reconnaissance et ma profonde estime.

A mon très cher oncle Hacene

pour son amour et encouragement, qu'ALLAH t'accorde santé, bonheur et te protège de tout mal.

A ma chère grand-mère, mes oncles et toute ma famille

pour tout leur soutien tout au long de mon parcours.

A mes très chères copines Maha, Naima et Meriem

pour leur sincère amitié et pour être toujours là à mes côtés, et à tous mes amis

A tous ceux et celles qui m'ont aidé de près ou de loin par leurs soutien et prières
Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre
soutien infailible,

Et qu'ALLAH vous préserve et vous donne santé, bonheur, courage et surtout
réussite.

Meriem DJOUDI

Résumé

Ce projet de fin d'études fait partie d'un programme multidisciplinaire ou « Multiskilling Program » initié par SCHLUMBERGER qui consiste à l'élaboration d'un plan de développement initial qui comporte une partie géologique, et une partie réservoir.

Notre partie du travail qui est la partie géologique consiste à la réalisation d'un modèle statique de la structure Hollywood Quarry en utilisant le logiciel Petrel, et qui va être intégré et utilisé dans la partie Reservoir engineering afin de créer un modèle dynamique de la structure et d'évaluer plusieurs scénarios de développement du champ. Afin d'arriver à notre objectif, on est passé par plusieurs étapes de traitement de données, d'analyse, d'interprétation des résultats et de calcul, pour pouvoir arriver à la fin à estimer les réserves d'hydrocarbures en place.

Mots clés : modèle statique, plan de développement initial, scénarios de développement, modèle dynamique, réserves d'hydrocarbures en place.

Abstract

This end-of-studies project is part of a multidisciplinary program or "Multiskilling Program" initiated by SCHLUMBERGER, which consists of the elaboration of an initial development plan that includes a geological and reservoir part.

Our part of the work, which is the geological part, consists of the realization of a static model of the Hollywood Quarry structure using the Petrel software, which will be integrated and used in the Reservoir engineering part in order to create a dynamic model of the structure and to evaluate several development scenarios of the field. In order to reach our goal, we went through several steps of data processing, analysis, interpretation of results and calculation, to finally arrive at the end to estimate the hydrocarbon reserves in place.

Key words: static model, initial development plan, development scenarios, dynamic model, hydrocarbon reserves in place.

ملخص

يعد مشروع نهاية الدراسة هذا جزءاً من برنامج متعدد التخصصات أو "برنامج متعدد المهارات" اعتمدته شركة SCHLUMBERGER والذي يعمل على وضع خطة تطوير أولية لحقل تتضمن جزءاً جيولوجياً، وجزءاً مكامنياً.

يتمثل الجزء الخاص بنا من العمل وهو الجزء الجيولوجي في إنشاء نموذج ثابت لبنية Hollywood Quarry باستخدام برنامج Petrel، والذي سيتم دمج واستخدامه في الجزء الهندسي للخزان من أجل إنشاء نموذج ديناميكي للهيكل، وتقييم عدة سيناريوهات لتطويره. من أجل الوصول إلى هدفنا، مررنا بعدة مراحل من معالجة البيانات وتحليلها وتفسير النتائج والحساب، لننتقل في الأخير إلى تقدير احتياطيات المحروقات الموجودة في المكن.

الكلمات المفتاحية: النموذج الثابت، خطة التطوير الأولية، سيناريوهات التطوير، النموذج الديناميكي، احتياطيات المحروقات الموجودة في المكن.

Sommaire

Introduction...	1
-----------------	---

Chapitre I : Généralités sur le bassin

d'Ouachita

I.1 Introduction.....	2
I.2 La province des Interior Highlands.....	4
I.3 La formation et l'évolution des Ouachitas et des Interior Highlands	6
I.4 Situation géographique et géologique du bassin d'Ouachita	8
I.4.1 Situation géographique.....	8
I.4.2 Situation géologique.....	8
I.5 Contexte géodynamique.....	11
I.5.1 Etape I (Cambrien-Dévonien).....	11
I.5.2 Etape II (Carbonifère précoce)	15
I.5.3 Etape III (Carbonifère supérieur).....	16
I.5.4 Etape IV (Permien-Trias).....	19
I.6 Aspect stratigraphique	20
I.6.1 (Cambrien-Dévonien).....	20
I.6.2 (Carbonifère précoce)	22
I.6.3 (Carbonifère supérieur).....	23
I.7 Aspect structural	27
I.8 Systèmes pétroliers	29
I.8.1 Système Cambrien.....	29
I.8.2 Système Ordovicien	29
I.8.3 Système Dévonien	30
I.8.4 Système Mississipien.....	30
I.8.5 Système Pensylvanien	31
I.9 Le réservoir Jackfork	37

I.10 Conclusion	40
-----------------------	----

Chapitre II : Présentation de la région d'étude

II.1 Introduction	42
II.2 Les systèmes de dépôts en eau profonde (les turbidites)	43
II.3 Situation géographique et géologique du Hollywood Quarry	46
II.3.1 Situation géographique	46
II.3.2 Situation géologique et structurale	47
II.4 Aspect stratigraphique	49
II.5 Aspect structural	53
II.6 Conclusion	60

Chapitre III : Modélisation du réservoir du groupe Jackfork de la structure Hollywood Quarry

III.1 Introduction	61
III.2 Méthodologie, analyse et interprétation des résultats.....	63
III.2.1 Corrélation stratigraphique.....	63
III.2.1.1 Corrélation des puits.....	63
III.2.1.2 Création d'un log de faciès.....	65
III.2.1.2.1 Rock Typing.....	66
III.2.1.2.2 Hydraulic Flow Units.....	66
III.2.1.2.3 Relation Perméabilité-Porosité	67
III.2.2 Construction de la 3D Grid (Structural Modeling).....	74
III.2.2.1 Modélisation des failles.....	76
III.2.2.2 Etablissement des cartes en isobathes et leur interprétation.....	77
III.2.2.3 Pillar Gridding.....	85
III.2.2.4 Make Horizons	87
III.2.2.5 Make Zones.....	87
III.2.2.5.1 Etablissement des cartes en isopaques et leurs interprétation	87
III.2.2.5.2 Création des zones	92
III.2.2.6 Layering	93
III.2.2.7 Make contacts.....	96
III.2.3 Property Modeling.....	97
III.2.3.1 Geometrical Modeling.....	97

III.2.3.2 Well logs Upscaling	104
III.2.4 Facies Modeling.....	108
III.2.5 Petrophysical Modeling.....	111
III.2.5.1 Modèle de porosité	111
III.2.5.2 Modèle de perméabilité.....	113
III.2.5.3 Modèle de saturation en eau.....	116
III.2.5.4 Etablissement des coupes	120
III.2.5.5 Etablissement des cartes en valeurs moyennes des propriétés pétrophysiques ...	127
III.3 Conclusion.....	140

Chapitre IV : Evaluation de réserves

IV.1 Introduction.....	141
IV.2 Définition	142
IV.3 Classification des réserves.....	142
IV.4 Calcul de STOIP	146
IV.5 Formule utilisée par Petrel	146
IV.6 Résultats de calcul de réserves.....	147
IV.7 Interprétation de la coupe à travers le modèle de répartition de volume d'huile	149
IV.8 Interprétation des cartes de volume d'huile	151
IV.9 Conclusion	154
Conclusion générale et recommandations.....	155
Bibliographie	156

Liste des figures

Figure I.1 : Carte en relief ombragée des Etats-Unis montrant les 10 provinces géologiques.....	2
Figure I.2: Carte de l'Est des Etats-Unis montrant les dix-neuf bassins sédimentaires.....	3
Figure I.3 : La région de Interior Highlands par rapport aux provinces limitrophes	4
Figure I.4: Carte des provinces physiographiques de l'état de l'Arkansas	5
Figure I.5: Carte-index indiquant l'emplacement des Monts Ouachita	5
Figure I.6: Histoire de la paléotopographie du bassin. (Modifié à partir de Slatt, 2010).	7
Figure I.7: Carte de localisation de la zone d'étude, montrant la tendance orogénique d'Ouachita	9
Figure I.8: Carte de la ceinture de plis d'Ouachita	10
Figure I.9 : Profils de plaques-tectoniques hautement schématisés	12
Figure I.10: Paléogéographie et lithofaciès de la région de circum-Ouachita pendant le Cambrien tardif..	13
Figure I.11: Paléogéographie et lithofaciès de la région de circum-Ouachita pendant l'Ordovicien précoce.	13
Figure I.12 : Paléogéographie et lithofaciès de la région de circum-Ouachita au cours du Dévonien tardif	14
Figure I.13: Paléogéographie et lithofaciès de la région de circum-Ouachita au cours du Carbonifère précoce	15
Figure I.14: Paléogéographie et lithofaciès de la région de circum-Ouachita au cours du Carbonifère supérieur	17
Figure I.15: Paléogéographie et lithofaciès de la région de circum-Ouachita pendant le Permien inférieur..	17
Figure I.16: Schéma de la transition entre les plateaux-bassins : Plateau d'Arbuckle - Bassin d'Ouachita.....	26
Figure I.17: Carte de la ceinture de plis de Ouachita	27
Figure I.18: Coupe transversale généralisée de la ceinture de plis d'Ouachita	29
Figure I.19: Colonne chronostratigraphique généralisée montrant les intervalles de roches mères et les systèmes pétroliers des bassins de l'Est des États-Unis.....	34
Figure I.20: Carte de l'est des États-Unis, montrant les bassins sédimentaires et les TPS.....	35
Figure I.21: La stratigraphie du Paléozoïque - Bassin Arkoma –Ouachita montrant les intervalles avec un potentiel pétrolier.....	35
Figure I.22: Résumé des intervalles des roches mères.....	37
Figure I.23: Types de kérogène de chaque niveau de roche mère.....	37
Figure I.24: Bassin d'Ouachita pendant la déposition du groupe Jackfork (d'après Chamberlain, 1978).....	39
Figure I.25: Carte géologique simplifiée montrant la tendance est-ouest du groupe de Jackfork (orange) le long des ceintures nord d'Ouchita et sud du plateau d'Athènes.....	40
Figure I.26: Occurrence stratigraphique des sections mesurées discutées dans le texte (1974).	36
Figure II.1: Modèle de dépôt pour un système de dépôt à grain fin en eau profonde (modifié à partir de Bouma, 2000	45
Figure II.2: Image montrant la situation géographique de la zone d'étude. (Modifié à partir de Slatt 2010)	46
Figure II.3: Principaux éléments structuraux près de Hollywood Quarry adapté de Stone et Haley, sous presse	47
Figure II.4: Schéma montrant la position structurelle relative de la carrière d'Hollywood au sommet d'un pli anticlinal plongeant vers l'ouest. Aucune échelle n'est utilisée.	48
Figure II.5: Carte montrant le contour de la Hollywood Quarry de 2004 (en rouge), la zone des parois Ouest et Sud de la carrière qui ont été excavées depuis 1994, et les différentes données mesurées et recueillies	51
Figure II.6: Colonne stratigraphique de la séquence Jackfork exposée dans la carrière de Hollywood. 47 m de section proviennent de carottes prélevées derrière l'affleurement du mur ouest	52
Figure II.7: Carte détaillée de la carrière d'Hollywood montrant l'emplacement des principales failles (#) et sections mesurées (Sec.)	55
Figure II.8: Diagramme du mur Ouest de la carrière montrant les failles (#) et la stratigraphie généralisée ..	56
Figure II.9: Diagramme du mur Est de la carrière montrant l'orientation et la corrélation des lits depuis le mur supérieur, à travers le banc, et jusqu'au sol de la carrière. Toutes les dimensions indiquées sont des mesures réelles	56

Figure II.10: Anticlinal asymétrique formant l'extrémité Sud-est de la carrière.....	58
Figure II.11: La figure de gauche est la vue de la carte illustrée à la figure précédente, mais avec les emplacements des fractures de types 1 et 2 indiqués	58
Figure II.12: Description d'une carotte prise derrière les murs Est et Sud de la carrière.....	59
Figure III.1: Vue schématique du flux de travail de modélisation matricielle de haut niveau, SCHLUMBERGER.....	62
Figure III.2: montrant la relation entre les Rock Types et Flow Units	66
Figure III.3 : La relation entre la perméabilité et la porosité des carottes (Techlog)	67
Figure III.4: Application des analogues de Winland R35 sur le graphe Perméabilité-Porosité	68
Figure III.5: Application des analogues d'Aguilera sur le graphe Perméabilité-Porosité	69
Figure III.6: Application des analogues de Carmen-Kozeny sur le graphe Perméabilité-Porosité.....	70
Figure III.7: Corrélation stratigraphique entre les puits H1, H2, H3 et H4 au niveau de Hollywood Quarry (Petrel).....	71
Figure III.8: Corrélation stratigraphique entre les puits H1et H2 au niveau de Hollywood Quarry (Petrel) .	72
Figure III.9: Corrélation stratigraphique entre les puits H3 et H4 au niveau de Hollywood Quarry (Petrel)	73
Figure III.10: Schéma montrant la structure de Hollywood Quarry avec les polygones de failles existants..	75
Figure III.11: Modèle de failles en 3D de la structure de Hollywood Quarry (Petrel).....	76
Figure III.12: Carte en isobathes au toit de l'unité S2 (Petrel)	78
Figure III.13: Carte en isobathes au toit de l'unité M2 (Petrel).....	79
Figure III.14: Carte en isobathes au toit de l'unité S1(Petrel).....	80
Figure III.15: Carte en isobathes au toit de l'unité M1 (Petrel).....	81
Figure III.16: Carte en isobathes au toit de l'unité C1 (Petrel).....	82
Figure III.17 : Carte en isobathes au toit de Reservoir base (Petrel)	83
Figure III.18: Squelette de la structure Hollywood Quarry formée par le Top, Mid et Base Skeleton Grid (Petrel).....	85
Figure III.19: Segmentation de la structure Hollywood Quarry (Petrel).....	86
Figure III.20: Insertion des horizons S2, M2, S1, M1 et C1 dans la 3D Grid (Petrel)	87
Figure III.21: Carte en isopaques de l'unité S2 (Petrel)	88
Figure III.22: Carte en isopaques de l'unité M2 (Petrel)	89
Figure III.23: Carte en isopaques de l'unité S1 (Petrel)	90
Figure III.24: Carte en isopaques de l'unité M1(Petrel).....	91
Figure III.25: Carte en isopaques de l'unité C1 (Petrel).....	92
Figure III.26 : Création des couches au niveau de chaque zone de la structure Hollywood Quarry (Petrel).....	95
Figure III.27: Création du contact huile-eau au niveau de la structure Hollywood Quarry (Petrel)	96
Figure III.28: Distribution volumétrique de la masse atomique des cellules dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Ouest).....	98
Figure III.29 : Distribution volumétrique de la masse atomique des cellules dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Est)	99
Figure III.30 : Affichage de la propriété géométrique Above contact de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Ouest).....	100
Figure III.31: Affichage de la propriété géométrique Above contact de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Est).....	100
Figure III.32: Distribution volumétrique de la propriété Cell height dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Ouest).....	101
Figure III.33: Distribution volumétrique de la propriété Cell height dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partie de l'Est).....	101
Figure III.34: Distribution volumétrique de la propriété Boolean dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partie de l'Ouest)	102

Figure III.35: Distribution volumétrique de la propriété Boolean dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Est)	102
Figure III.36 : Distribution volumétrique de la propriété Zone index dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Ouest).....	103
Figure III.37 : Distribution volumétrique de la propriété Zone index dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Est).....	103
Figure III.38: Logs bruts du faciès et des propriétés pétrophysiques avec les Upscaled log (calcul des moyennes) au niveau de tous les puits H1, H2, H3 et H4.	105
Figure III.39: Logs bruts du faciès et des propriétés pétrophysiques avec les Upscaled log (calcul des moyennes) au niveau des puits H1 et H2.	106
Figure III.40: Logs bruts du faciès et des propriétés pétrophysiques avec les Upscaled log (calcul des moyennes) au niveau des puits H3 et H4.	107
Figure III.41: Modèle de faciès en 3D de la structure Hollywood Quarry	109
Figure III.42 : Modèle de faciès en 3D de la structure Hollywood Quarry montrant les Injectites (en vert) au niveau de l'unité M1	110
Figure III.43: Modèle de distribution de la porosité dans la structure Hollywood Quarry (Petrel).....	112
Figure III.44: Modèle de distribution de la perméabilité des unités S1, S2, M1 et M2 dans la structure Hollywood Quarry (Petrel).....	113
Figure III.45: Modèle de distribution de la perméabilité des unités C1 dans la structure Hollywood Quarry (Petrel).....	114
Figure III.46: Le modèle finale de la distribution de la perméabilité dans la structure Hollywood Quarry (Petrel)	115
Figure III.47: Modèle de distribution de la saturation en eau des unités S1, S2, M1 et M2 dans la structure Hollywood Quarry (Petrel).....	116
Figure III.48: Modèle de distribution de la saturation en eau de l'unité C1 dans la structure Hollywood Quarry (Petrel).....	117
Figure III.49: Modèle de distribution de la saturation en eau (combinaison des deux modèles précédents) dans la structure Hollywood Quarry (Petrel).....	117
Figure III.50: Le Trend model de la distribution de la saturation en eau dans la structure Hollywood Quarry (Petrel).....	118
Figure III.51: Le modèle finale de distribution de la saturation en eau dans la structure Hollywood Quarry (Petrel).....	119
Figure III.52: Coupe à travers les puits H4, H3, H1et H2 du modèle du faciès de la structure Hollywood Quarry (Coupe 1).....	121
Figure III.53: Coupe à travers les puits H4, H3, H1et H2 du modèle de porosité de la structure Hollywood Quarry (Coupe 2).....	122
Figure III.54: Coupe à travers les puits H4, H3, H1et H2 du modèle de perméabilité de la structure Hollywood Quarry (Coupe 3).....	123
Figure III.55: Coupe à travers les puits H4, H3, H1et H2 du modèle de saturation en eau de la structure Hollywood Quarry (Coupe 4).....	124
Figure III.56: montrant la direction de la coupe réalisée dans le modèle du faciès dans une fenêtre 3D (Petrel)	125
Figure III.57: montrant la direction de la coupe réalisée dans le modèle de porosité dans une fenêtre 3D (Petrel).....	125
Figure III.58: montrant la direction de la coupe réalisée dans le modèle de perméabilité dans une fenêtre 3D (Petrel)	126
Figure III.59: montrant la direction de la coupe réalisée dans le modèle de saturation en eau dans une fenêtre 3D (Petrel)	126

Figure III.60: Carte de la porosité moyenne de l'unité S2 de la structure Hollywood Quarry.....	128
Figure III.61: Carte de la porosité moyenne de l'unité M2 de la structure Hollywood Quarry.....	128
Figure III.62: Carte de la porosité moyenne de l'unité S1 de la structure Hollywood Quarry.....	129
Figure III.63 : Carte de la porosité moyenne de l'unité M1 de la structure Hollywood Quarry.....	129
Figure III.64: Carte de la porosité moyenne de l'unité C1 de la structure Hollywood Quarry	130
Figure III.65: Carte de la perméabilité moyenne de l'unité S2 de la structure Hollywood Quarry	132
Figure III.66: Carte de la perméabilité moyenne de l'unité M2 de la structure Hollywood Quarry	132
Figure III.67: Carte de la perméabilité moyenne de l'unité S1 de la structure Hollywood Quarry	133
Figure III.68: Carte de la perméabilité moyenne de l'unité M1 de la structure Hollywood Quarry	133
Figure III.69: Carte de la perméabilité moyenne de l'unité C1 de la structure Hollywood Quarry.....	134
Figure III.70: Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité S2 de la structure Hollywood Quarry..	136
Figure III.71: Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité M2 de la structure Hollywood Quarry ..	136
Figure III.72: Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité S1 de la structure Hollywood Quarry	137
Figure III.73: Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité M1 de la structure Hollywood Quarry ...	137
Figure III.74: Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité C1 de la structure Hollywood Quarry ..	138
Figure III.75: Cross plot montrant les différents paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité et saturation en eau au niveau des puits H1, H2, H3 et H4	139
Figure IV.1: Classification des ressources selon SPE	143
Figure IV.2 : Classification des ressources selon WPC	144
Figure IV.3: Classification des ressources d'hydrocarbure selon l'USGS.....	145
Figure IV.4: Modèle en 3D de répartition de volume d'huile calculé au niveau de la structure Hollywood Quarry.....	148
Figure IV.5: montrant la coupe faite à travers le modèle de répartition de volume d'huile calculé au niveau de la structure Hollywood Quarry.....	149
Figure IV.6: Coupe à travers les puits H4, H1, H3 et H2 du modèle de répartition de volume d'huile de la structure Hollywood Quarry (Coupe 6).....	150
Figure IV.7: Carte de répartition de volume moyen initial d'huile en place de l'unité S2 de la structure Hollywood.....	152
Figure IV.8: Carte de répartition de volume moyen initial d'huile en place de l'unité S1 de la structure Hollywood.....	152
Figure IV.9: Carte de répartition de volume moyen initial d'huile en place de l'unité C1 de la structure Hollywood.....	153

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1: La tectonostratigraphie du bassin d'Ouachita.....	19
Tableau I.2.a: Carte stratigraphique comparative des Ouachitas	24
Tableau I.2.b: Carte stratigraphique comparative des Ouachitas	25
Tableau I.3: Tableau des bassins de l'Est des Etats-Unis (montrant le bassin d'Arkoma-Ouachita) répertoriant les systèmes pétroliers, les roches-mères, les roches réservoirs et certaines références	32
Tableau II.1: Classification des systèmes turbiditique modernes et anciens (modifié d'après Reading et Richards, 1994)	44
Tableau III.1: Coordonnées et profondeurs des toits des différentes couches traversées par les puits H1, H2, H3 et H4 (Petrel)	63
Tableau III.2: Stratigraphie et épaisseurs des différentes unités traversées par les puits H1, H2, H3 et H4	64
Tableau IV.1: Résultats de calcul de STOIP au niveau de la structure Hollywood Quarry.....	147

Introduction générale

Introduction

L'un des principaux défis pour l'industrie pétrolière et gazière est l'entretien adéquat des puits tant offshore qu'onshore. Il s'agit notamment de déterminer la manière optimale de développer et de produire à partir d'un champ pétrolier ou gazier qui gère avec succès les risques, l'incertitude et la valeur pour les parties prenantes

C'est là qu'intervient un plan de développement du champ (FDP) qui fournit la meilleure solution technique et un guide pour optimiser le développement et la production d'un champ. Les FDP fournissent les meilleures solutions techniques car ils couvrent toutes les activités et tous les processus nécessaires au développement d'un champ : impact environnemental, géophysique, géologie, ingénierie du réservoir et de la production, infrastructure, construction de la conception du puits, conception de l'achèvement du puits, installations de surface, économie et évaluation des risques, afin de présenter les informations nécessaires aux producteurs de pétrole et de gaz pour pondérer toutes les décisions économiques qui doivent être prises pour le projet.

Une partie très importante de cette étude est « la modélisation tridimensionnelle des réservoirs » qui est devenue un outil accepté dans la description des réservoirs, de leur architecture et leurs propriétés en tenant compte de toutes les informations disponibles sur les diagraphies de puits, les données sismiques et géologiques, et qui est utilisé à des buts divers, tels que la prévision des performances des réservoirs ou l'intégration et la visualisation des données, ce qui peut fortement améliorer les aspects économiques du développement des réservoirs et accroître la production.

Dans cette étude de cas, un réservoir turbiditique de Hollywood Quarry en Amérique du nord devait être développé. Ce plan de développement devait être évalué et le résultat attendu des puits devait être évalué et risqué.

La répartition spatiale des propriétés des réservoirs peut être déterminée en suivant un processus qui commence là où se termine l'interprétation sismique et géologique standard des stations de travail. Afin d'obtenir les résultats les plus précis et les plus détaillés, il faut concevoir un flux de travail multidisciplinaire qui intègre quantitativement les données de diagraphies de puits, les informations pétrophysiques et sismiques.

Le déroulement général des travaux consiste à construire un modèle statique (sans écoulement) à partir de données géologiques, pétrophysiques et géophysiques. Le modèle statique est intégré dans un modèle dynamique, généralement avec une réduction du raffinement de la distribution des propriétés du réservoir.

Pour aboutir à cet objectif, notre projet suit le plan suivant :

- Un premier chapitre de recherche bibliographique, contenant une revue de littérature sur la géologie du bassin d'Ouachita, où se trouve notre région d'étude.
- Un deuxième chapitre, portant sur l'Hollywood Quarry, notre région d'étude.
- Un troisième chapitre, présentant les différents processus et étapes de la modélisation afin de réaliser un modèle géologique de la structure Hollywood Quarry.
- Un quatrième chapitre sur le calcul et l'évaluation de réserves en place.

Chapitre I

Généralités sur le bassin d'Ouachita

I.1 Introduction

Les États-Unis comptent douze provinces géologiques principales: Pacific, Columbia Plateau, Basin and Range, Colorado Plateau, Rocky Mountains, Laurentian Upland, Interior Plains, Interior Highlands (où se trouve notre région d'étude), Appalachian Highlands, Atlantic Plain, Alaskan, et Hawaiian Province (Fig.I.1).

Dans la partie orientale, les provinces se subdivisent en dix-neuf bassins sédimentaires(ou ensembles de sous-bassins) qui ont été examinés dans l'Est des États-Unis qui est défini ici comme les États situés à l'Est d'environ 95°W (Fig.I.2).

Ces bassins contiennent des strates dont l'âge varie du Néoprotérozoïque à l'Holocène, qui ont été la source du pétrole et du charbon qui ont alimenté une grande partie de la croissance initiale et du développement des États-Unis en tant que grande puissance industrielle. On estime qu'au moins 87 milliards de barils de pétrole (BBO) et de liquides de gaz naturel (BBNGL) et 664 billions de pieds cubes de gaz naturel (TCFG) ont été produits à ce jour à partir de ces bassins.

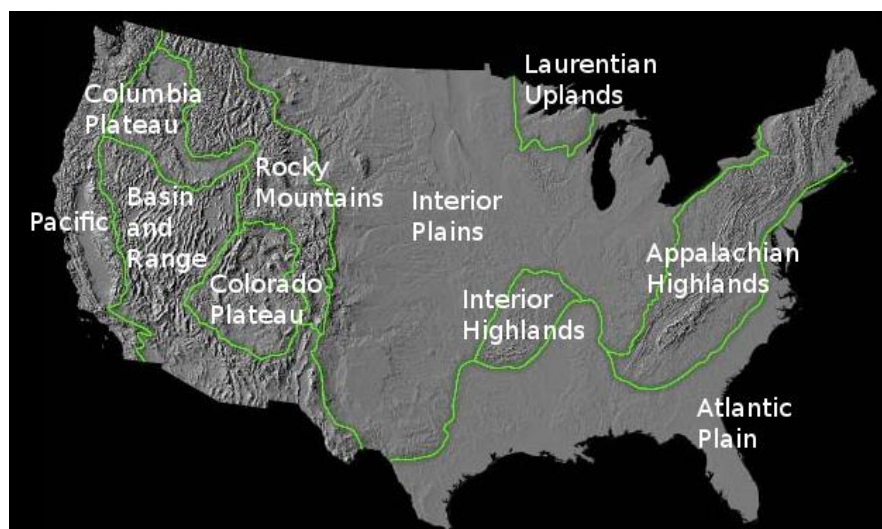


Figure I.1 : Carte en relief ombragée des États-Unis, montrant 10 des provinces géologiques abordées dans cet article

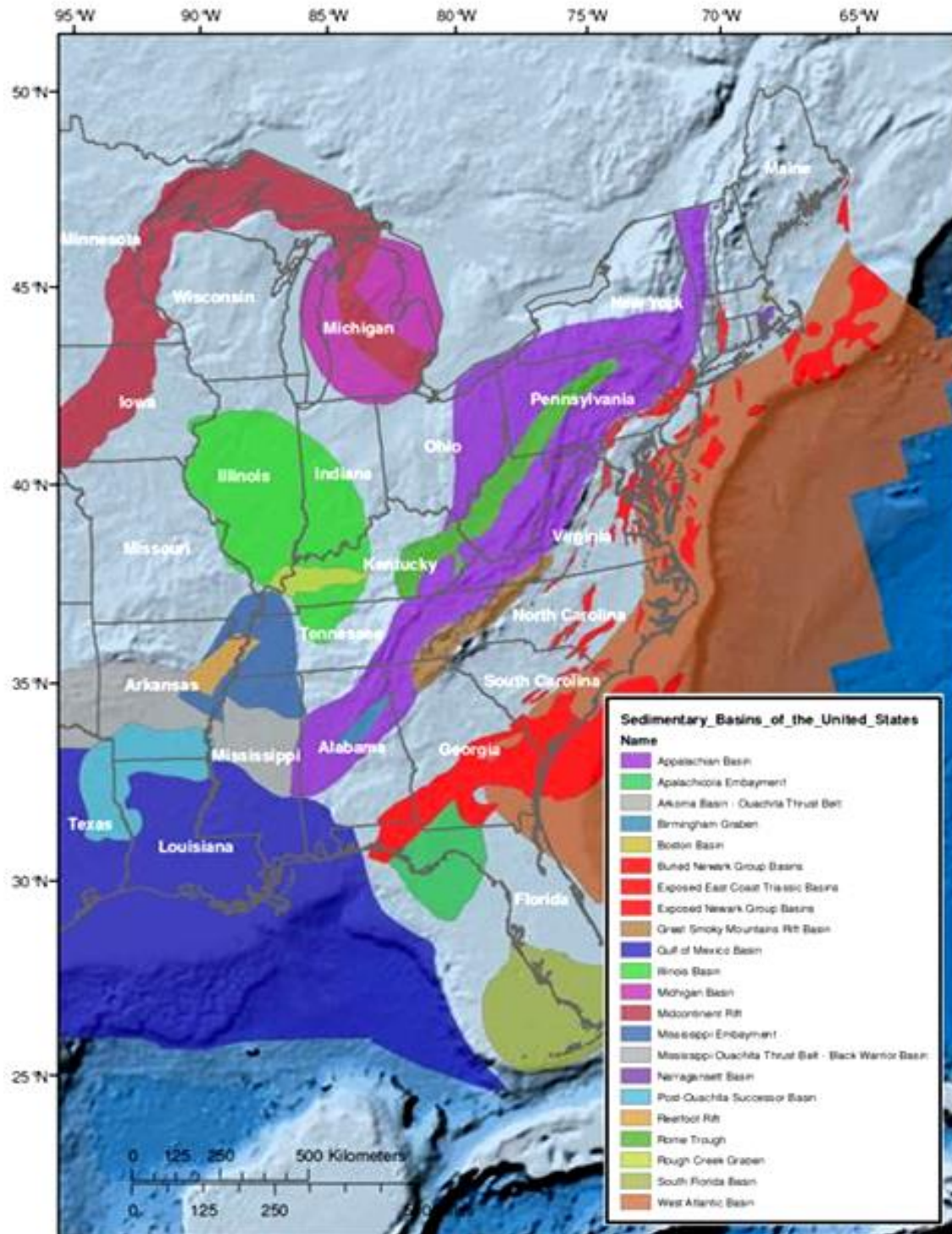


Figure I.2 : Carte de l'Est des États-Unis montrant les dix-neuf bassins incluant le bassin examiné dans ce rapport (d'après Coleman et Cahan, 2012).

I.2 La province des 'Interior Highlands'

La province physiographique des Interior Highlands (ou les hauts plateaux intérieurs) est une région principalement constituée de roches paléozoïques, située dans le Sud et le Sud-ouest du Missouri, l'Est de l'Oklahoma et le Nord-Ouest de l'Arkansas, et une petite partie du Sud de l'Illinois est également incluse dans cette province par de nombreux auteurs. La plupart des roches de cette province sont plus anciennes que les lits exposés dans toutes les provinces physiographiques limitrophes (Fig. I.3).

Les hauts plateaux sont divisibles en plusieurs unités dont les plus grandes sont :

- les Ozark Highlands, qui se trouvent entre les rivières Missouri et Arkansas ;
- la vallée de l'Arkansas, dans laquelle coule la rivière du même nom ;
- les Ouachita Mountains (où se trouve notre région d'étude), qui se trouvent entre la rivière Arkansas au Nord et la plaine côtière du Golfe au Sud ; comme c'est montré dans la figure suivante (Fig. I.4):

Ces derniers(les Ouachita) s'étendent également vers l'ouest de Little Rock, Arkansas, à Atoka, Oklahoma (Fig. I 5) et couvrent une superficie d'environ 12 000 miles carrés, dont un peu plus de la moitié en Arkansas.

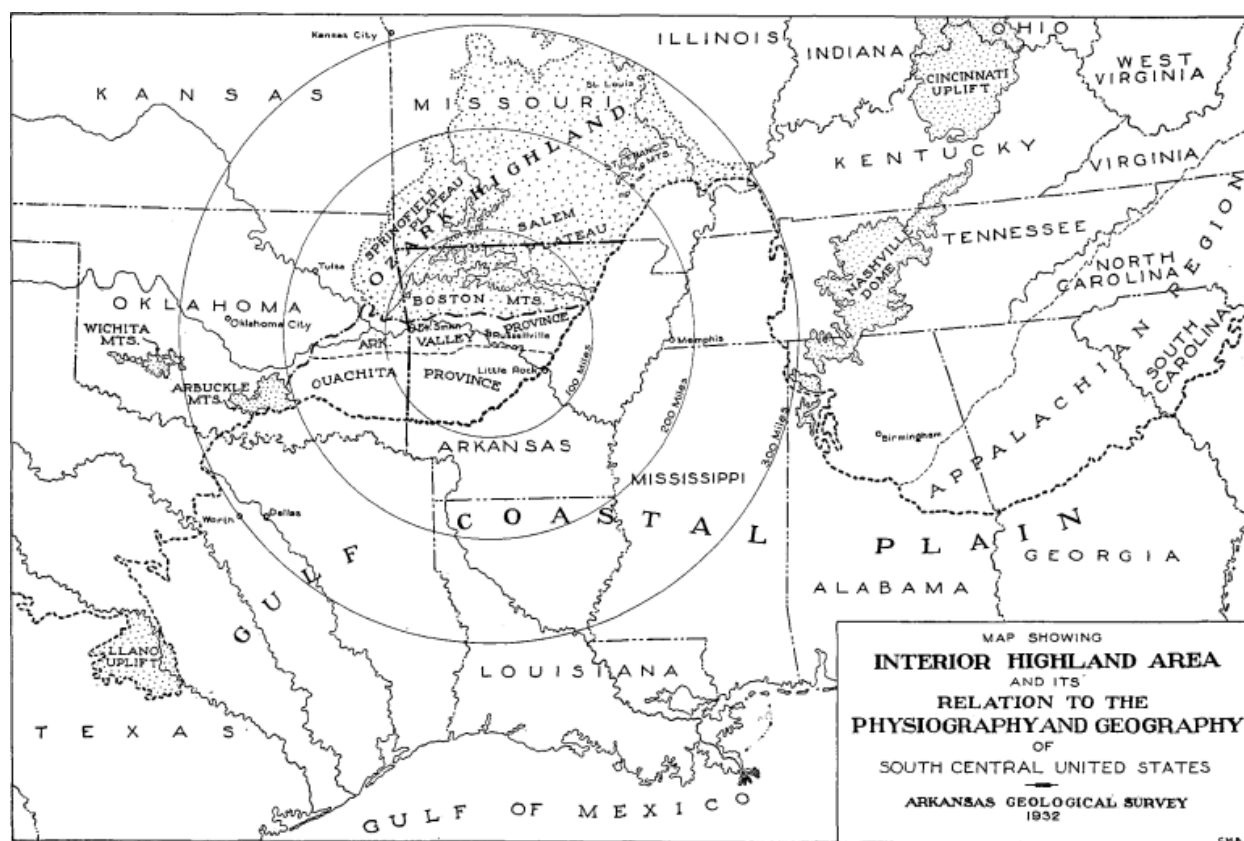


FIG. 1.—Interior Highland area in relation to bounding provinces.

Figure I.3 : La Région de Interior Highlands (les hauts plateaux intérieurs) par rapport aux provinces limitrophes.

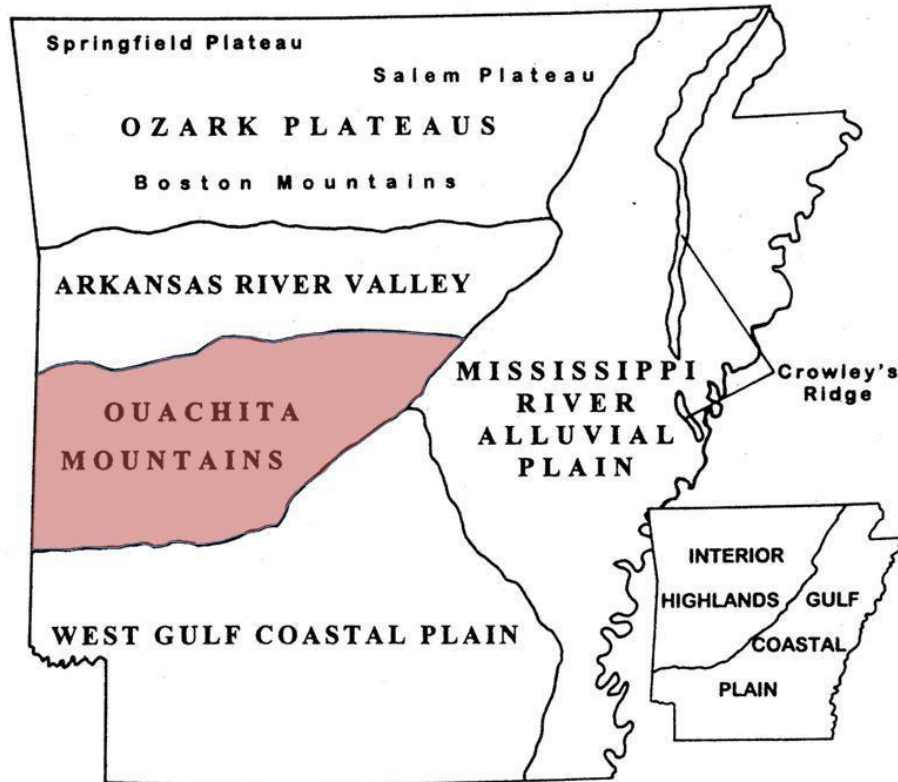


Figure I.4 : Carte des provinces physiographiques de l'état de l'Arkansas, en rouge est surlignée la province des Montagnes Ouachita, où se trouve la zone d'étude.

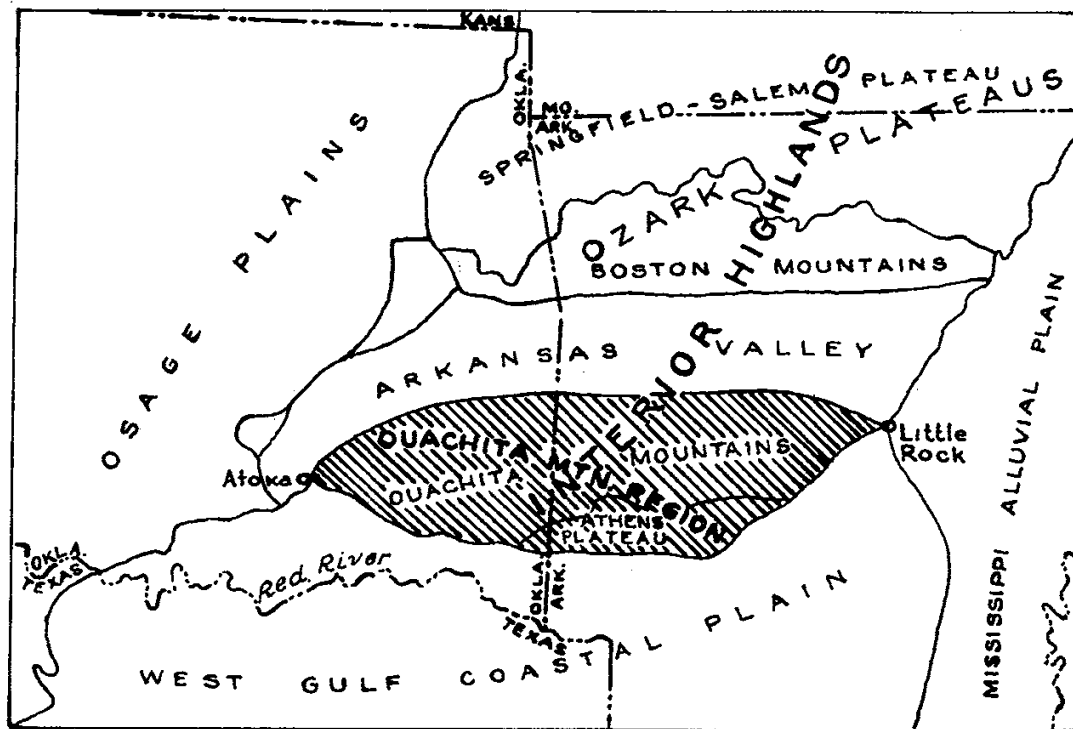


Figure I.5 : Carte-index indiquant l'emplacement des Monts Ouachita par rapport aux provinces physiographiques

I.3 La formation et l'évolution des Ouachitas et des Interior Highlands

Plusieurs millions d'années, de la fin du Précambrien au début du Mississippien, la région des hauts plateaux d'Ouachita-Ozark est restée submergée sous la mer. Le long de cette marge tectoniquement calme et passive, formée par la rupture antérieure d'un supercontinent, les sédiments se sont érodés et ont été progressivement transportés vers le fond de la mer. Des milliers de pieds de carbonates, de sable et de matériaux à grain plus fin ont été chargés sur la marge continentale submergée.

Il y a 340 millions d'années, au début du Mississippien, la marge côtière passive s'est transformée en une frontière convergente active. La côte Sud-est de l'Amérique du Nord se trouvait sur une trajectoire de collision avec une petite plaque autrefois reliée à l'Afrique et à l'Amérique du Sud. Pendant des dizaines de millions d'années, des failles et des plis de poussée ont empilé les sédiments marins et la roche, construisant la chaîne de montagnes Marathon-Ouachita-Appalaches, l'un des derniers événements de la formation du supercontinent, la Pangée.

Finalement, la collision continentale a cessé et la roche exposée et soulevée a commencé à ressentir les effets de l'altération et de l'érosion.

Il y a 200 millions d'années (Jurassique), la Pangée se disloquait de façon importante. L'Amérique du Sud s'est détachée de l'Amérique du Nord et s'est dirigée vers le sud. L'océan s'est engouffré dans l'ouverture entre les deux continents, formant le golfe du Mexique. Une trace de cet événement de rupture demeure comme une marque indélébile sur le paysage appelée "Mississippi Embayment". C'est cette baie qui a déchiré le fossé spectaculaire entre le sud des Appalaches et les hautes terres d'Ouachita-Ozark.

À la fin de l'ère mésozoïque, la majeure partie de la chaîne montagneuse Marathon-Ouachita-Appalaches, autrefois puissante, s'était érodée. Aujourd'hui, seule une petite partie de la chaîne originale, rajeunie au Cénozoïque, subsiste.

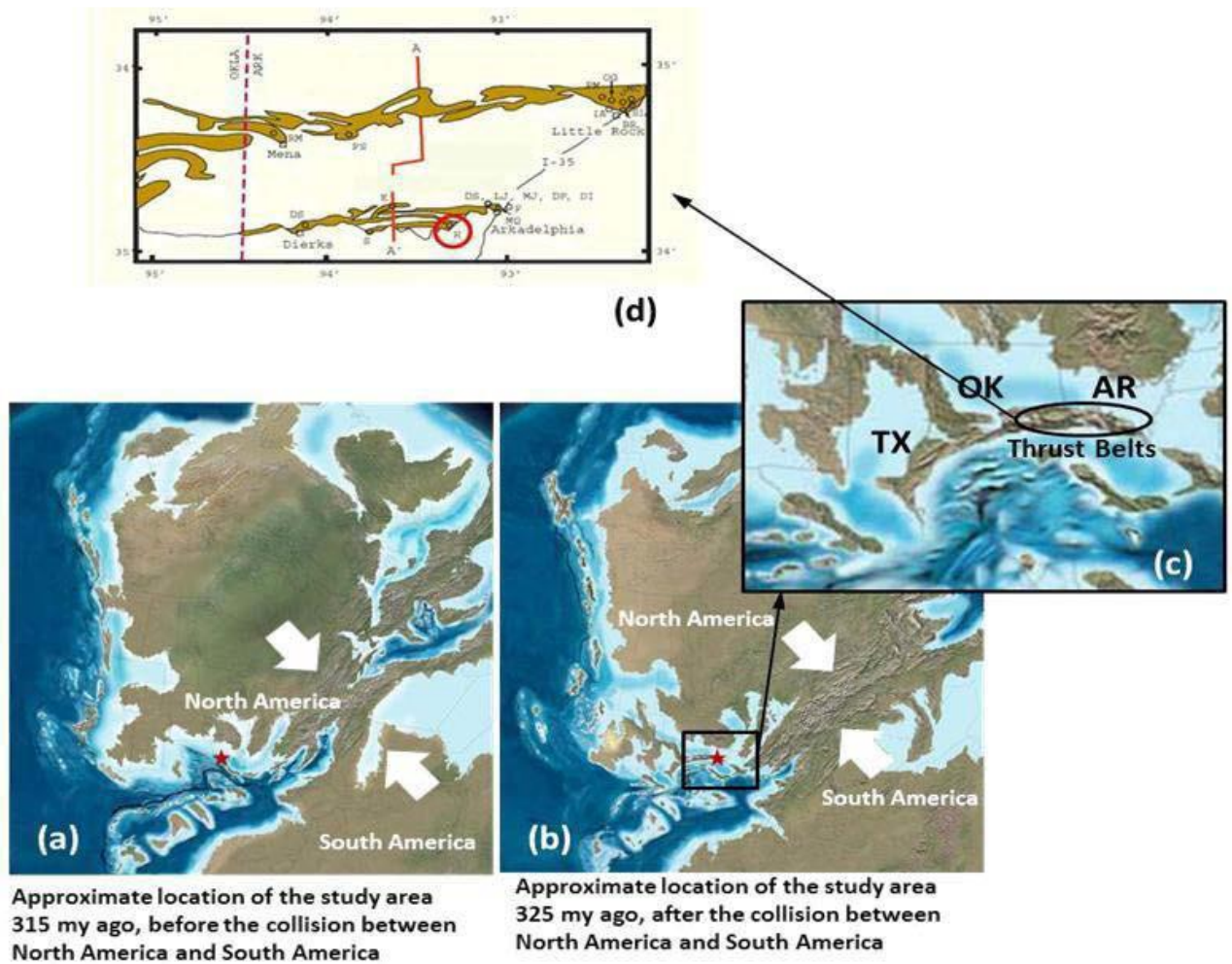


Figure I.6 : Histoire de la paléotopographie du bassin. (Modifié à partir de Slatt, 2010)

I.4 Situation géographique et géologique du Bassin d'Ouachita

I.4.1 Situation géographique

Le bassin profond d'Ouachita, de type “ Bassin d'avant-pays”, s'est formé dans la partie sud de l'Amérique du Nord. Il s'étend sur environ 450 km du Nord au Sud, et 550 km d'Est en Ouest, avec une superficie globale de 250.000 km² (95.500 mi²), d'où :

- La partie nord du bassin s'étend de l'est de l'Oklahoma au Mississippi, en passant par le centre de l'Arkansas.
- La partie orientale s'est poursuivie au sud-est, du nord du Mississippi jusqu'à l'ouest de l'Alabama.
- La partie occidentale s'étend du sud-ouest de l'Oklahoma vers le sud, jusqu'à l'est du Texas.
- La partie sud s'étend de l'Est de Texas, Louisiane et le Nord-Ouest de Mississippi.

I.4.2 Situation géologique

Le bassin d'Ouachita se trouve immédiatement à la limite et au Sud de la plate-forme continentale paléozoïque généralement non déformée du mid-continent américain. Il est situé entre la plate-forme Ozark au Nord, et une ceinture de poussée (chevauchement) orogénique active et un arc volcanique au Sud, le long de la marge avant de la plaque llanorienne.

Plus précisément, Il s'étend du bassin Black Warrior du Mississippi à l'Est jusqu'au bassin Ardmore-Anadarko de l'Oklahoma au Sud-ouest en forme allongée traversant l'Arkansas (Figure I.7).

Son véritable étendue méridionale est inconnue ; Cependant, des roches sédimentaires post-Ouachita orogéniques de l'ère paléozoïque sont connues dans le sous-sol du Nord-Ouest de la Louisiane et de l'Est du Texas.

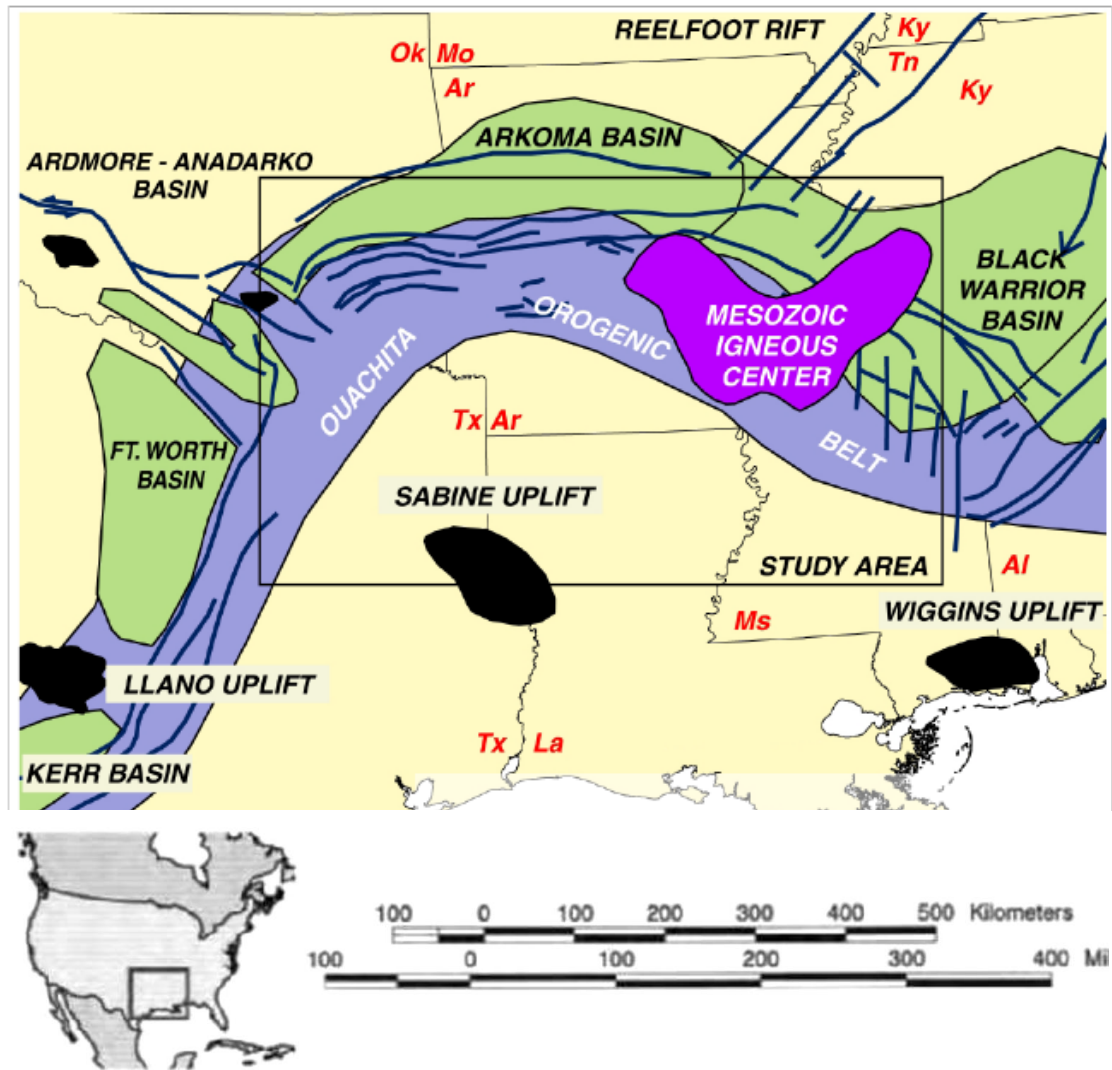


Figure I.7 : Carte de localisation de la zone d'étude, montrant la tendance orogénique d'Ouachita, les bassins d'avant-pays adjacents et les élévations de sous-sol associées.

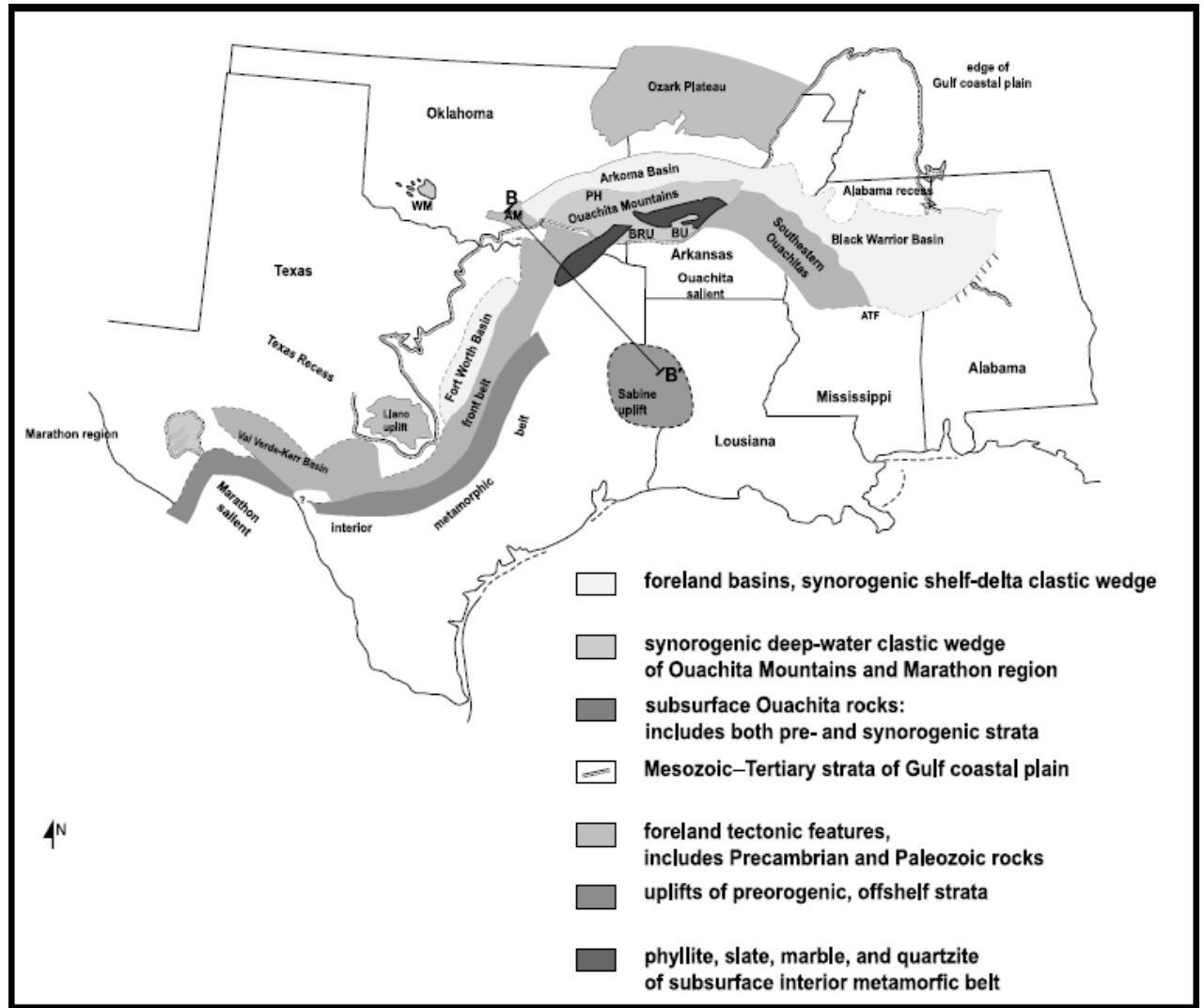


Figure I.8 : Carte de la ceinture de plis de Ouachita (modifiée d'après Arbenz, 1989 ; Thomas, 1989 ; Viele et Thomas, 1989). BB0 = emplacement de la section transversale (figure 5) ; AM = Arbuckle Mountains; ATF = Appalachians tectonic front; BRU = Broken Bow uplift; BU = Benton uplift; WM = Wichita Mountains; PH = Potato Hill uplift.

I.5 Contexte géodynamique

Au cours de l'évolution du bassin d'Ouachita, on peut distinguer quatre grandes étapes qui ont marqué les changements généraux de son développement (tableaux 1, 2), et qui peuvent normalement être divisées en sous-étapes plus locales.

I.5.1 Etape I (Cambrien-Dévonien)

Cette étape est caractérisée par le détachement de terranes au large du grand continent et la formation de bassins de type océanique (Tableau I.1).

Deux modèles expliquent la formation du bassin d'Ouachita.

Dans l'un des modèles (par exemple, Keller et Cebull, 1973), l'océan avec une croûte océanique a été ouvert au début du Paléozoïque. D'après Thomas et Astini (1999), la Précordillère de l'Argentine a été arrachée et riftée à partir de l'embaïement de Ouachita de la Laurentia pendant le Cambrien. Ce modèle est préféré par les auteurs (Figures 9-11 ; à noter que le continent nord-américain fait l'objet d'une rotation ; voir Walker et al, 1995 ; par exemple, Austin, Texas, est au nord de Little Rock, Arkansas). Il est en accord avec les cartes mondiales des plaques tectoniques du Phanérozoïque (Golonka, 2000, 2002). En outre, les séquences lithostratigraphiques (tableaux 1, 2) soutiennent l'évolution géodynamique de l'origine depuis le rift jusqu'à la marge passive océanique, prisme d'accrétion liées à la fermeture du bassin à la poussée et à l'inversion.

Dans l'autre modèle (par exemple, Arbenz, 1989), le bassin d'Ouachita était séparé de l'océan principal (Iapetus-Rheic) par des terranes mal définis. Le soulèvement actuel de la Sabine (Sabine uplift) pourrait constituer le reste de ces terranes. Viele et Thomas (1989) ont déclaré que les volcans du Carbonifère formaient une partie de la plaque supérieure sud. Les fragments de ces terranes méridionaux sont peut-être inclus dans la ceinture de plis d'Ouachita intérieure au Texas (Inner Ouachita Fold Belt).

Selon Thomas et Astini (1999), la répartition des roches et structures synriftes indique des événements de rifting diachronique le long de la marge de la Laurentia au cours du Cambrien. Les roches d'Ouachita sont plus jeunes que les roches connues dans la région de Blue Ridge dans les Appalaches. L'époque de rifting et formation de la faille transformante Alabama-Oklahoma (Thomas, 1991) pourrait être liée à la mise en place des roches ignées dans le sud de l'Oklahoma. Ces rochers, aussi jeunes que 525 ± 25 Ma, sont recouverts de grès du Cambrien supérieur.

Pendant cette étape géodynamique, les unités sédimentaires déposées sont : Collier Shale, Crystal Mountain Sandstone, Mazarn Shale, Blakely Sandstone, Womble Shale, Bigfork Chert, Polk Creek Shale, Blaylock Sandstone, Missouri Mountain Shale, Arkansas Novaculite.

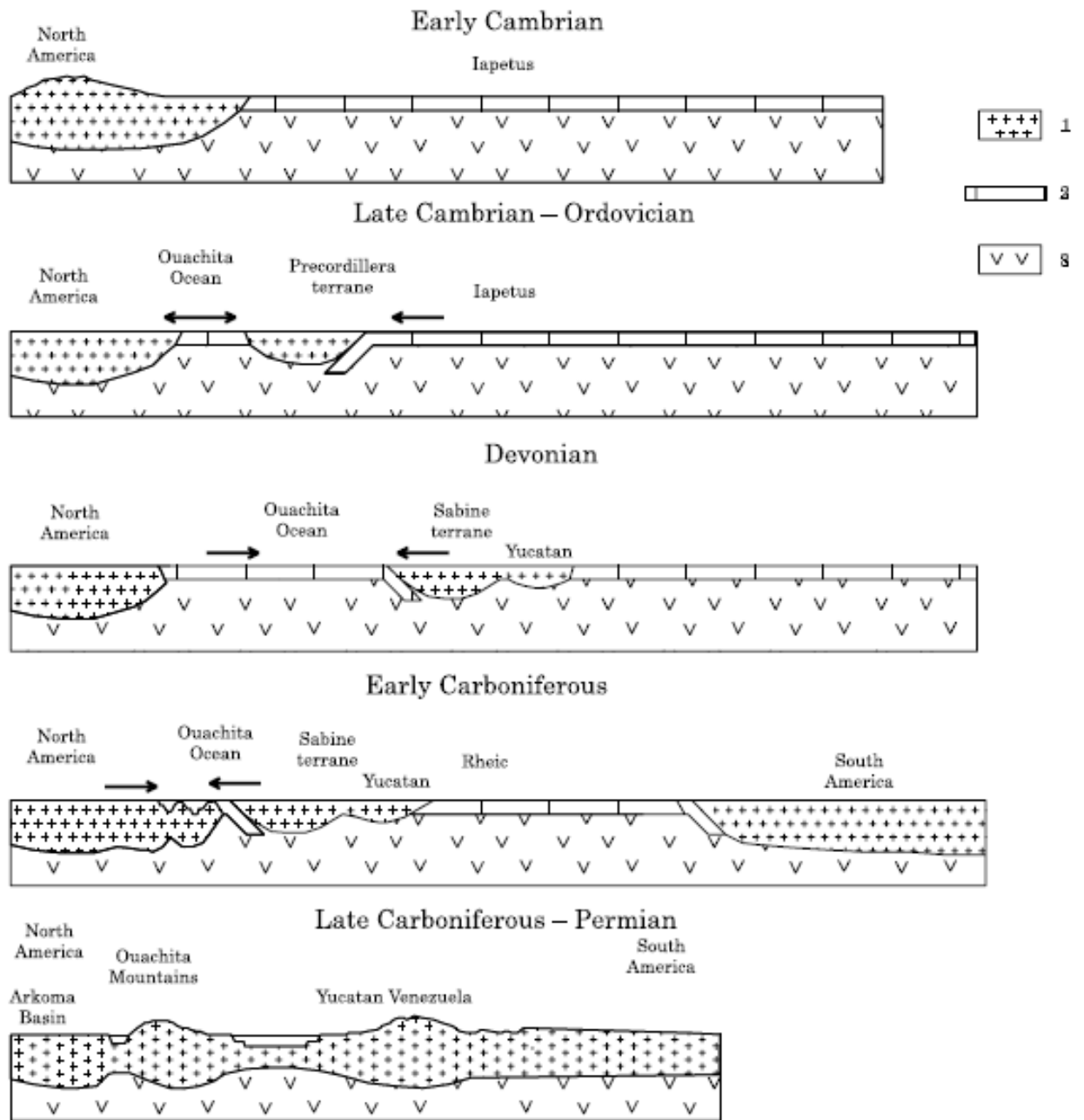


Figure I.9 : Profils de plaques-tectoniques hautement schématique (pas à l'échelle) (modifié d'après Golonka et Slaczka, 2000). Amérique du Nord-Ouachitas-Yucatan-Amérique du Sud. 1 = croûte continentale (y compris les roches allochtones obduites et la couverture sédimentaire) ; 2 = croûte océanique (y compris les dépôts) ; 3 = manteau supérieur.

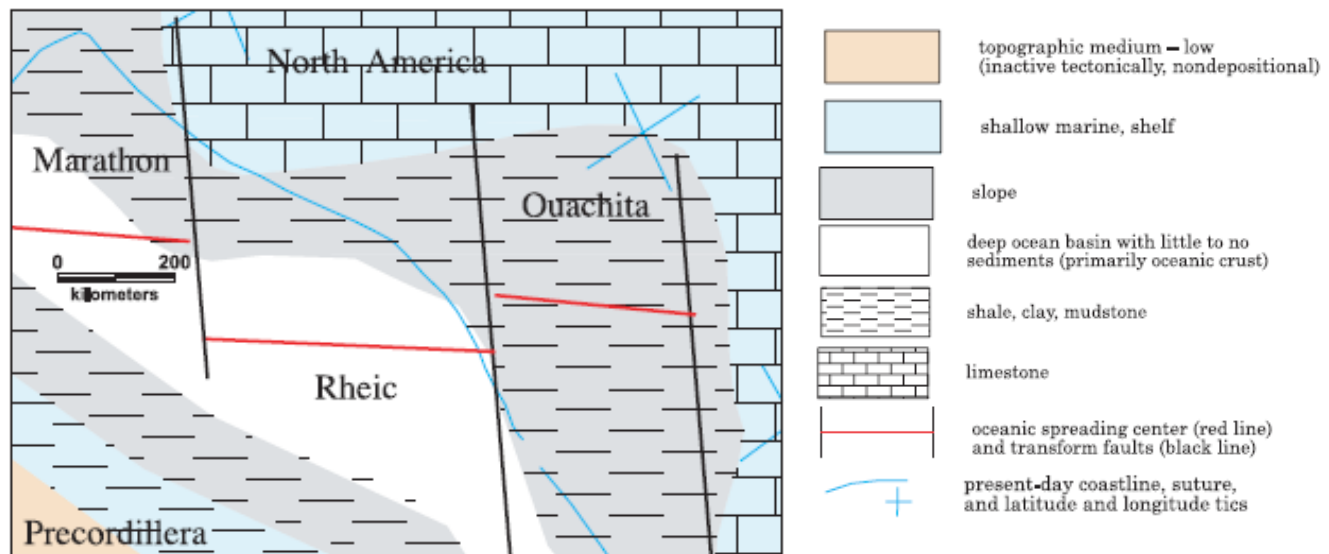


Figure I.10 : Paléogéographie et lithofacies de la région de circum-Ouachita pendant le Cambrien tardif (modifié de Golonka, 2000, selon Thomas et Astini, 1999). [à noter que le continent nord-américain (Laurentia) fait l'objet d'une rotation (voir Walker et al., 1995) et Austin, Texas, projeté sur le craton se trouve au nord de Little Rock, Arkansas ; La distension et les failles transformantes sont tirés de Thomas et Astini, 1999 ; Thomas et al., 2002].

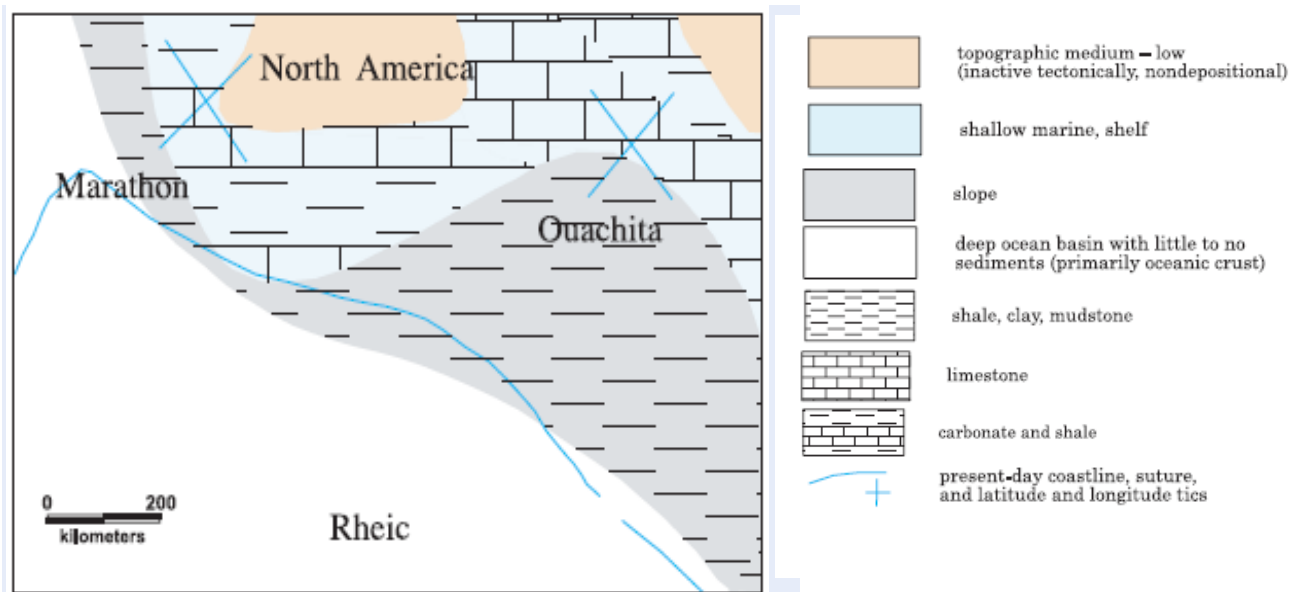
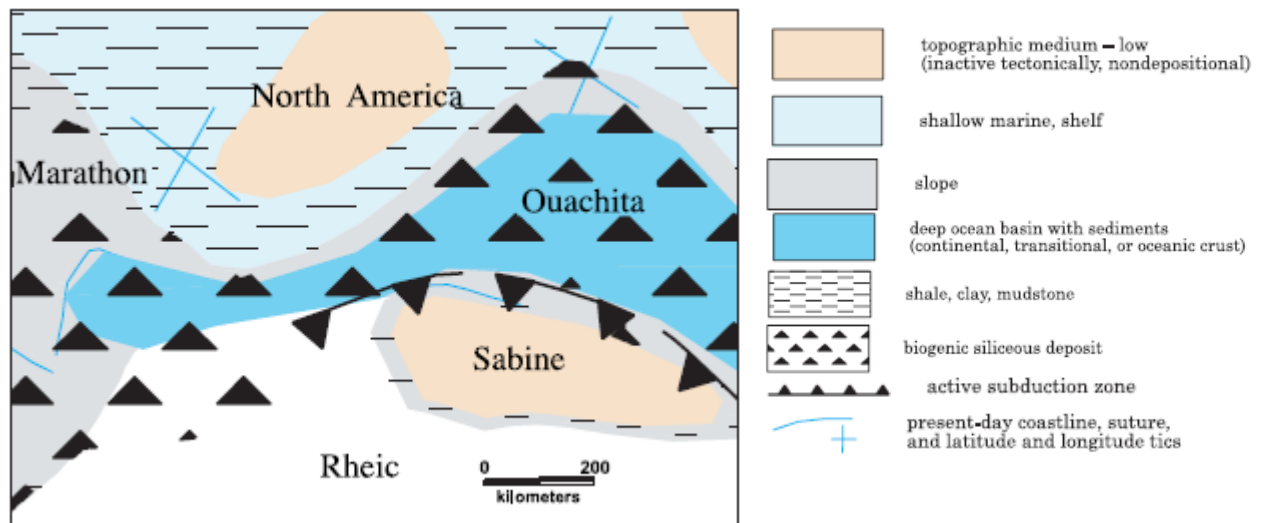


Figure I.11 : Paléogéographie et lithofacies de la région de circum-Ouachita pendant l'Ordovicien précoce (modifié de Golonka, 2000).



I.5.2 Etape II (Carbonifère précoce)

Cette étape est caractérisée par la formation de zones de subduction le long de la marge active, la fermeture partielle du bassin océanique, le développement des principaux bassins de flysch sur la plate-forme (marge passive) avec la croûte atténuée, et le début de la formation des prismes d'accrétion (tableau I.1).

Au cours du Carbonifère inférieur (Figures I.9, I.13), le bassin d'Ouachita est devenu une cuvette qui se rétrécit, avec les bassins de flysch recevant une grande quantité de clastiques (Cline et al, 1959 ; Briggs et Roeder, 1975 ; Arbenz, 1989).

La subduction s'est probablement produite le long de la marge sud de ce bassin qui se rétrécit au nord des Ouachitas intérieures qui s'approchent (ou de l'énigmatique terrane Sabine), et a commencé à consommer l'océan Ouachita. Selon Arbenz (1989), les premières preuves de la constriction du bassin de dépôt d'Ouachita et de l'extension dans la région nord proviennent du Carbonifère inférieur (Méramécien). La marge nord a fourni le matériau clastique pour les dépôts de flysch.

Les dépôts du Mississippien et de Pennsylvanien sont répartis dans quatre unités principales : Stanley Shale, Jackfork Sandstone, Johns Valley Shale, and Atoka Formation.

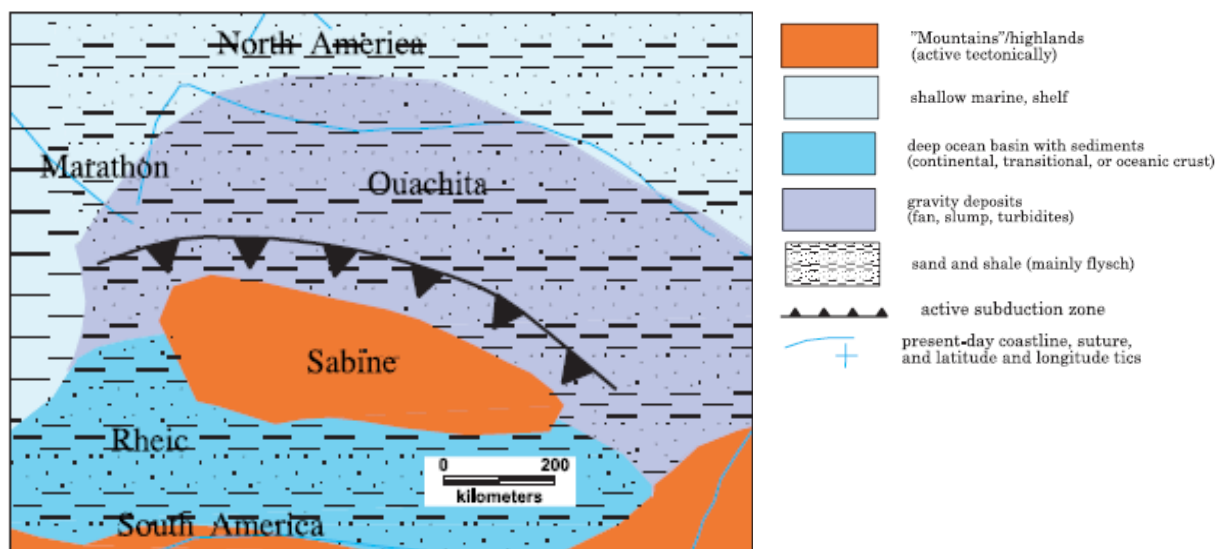


Figure I.13 : Paléogéographie et lithofaciès de la région de circum-Ouachita au cours du Carbonifère précoce (modifié de Golonka et al., 2000).

I.5.3 Etape III (Carbonifère supérieur)

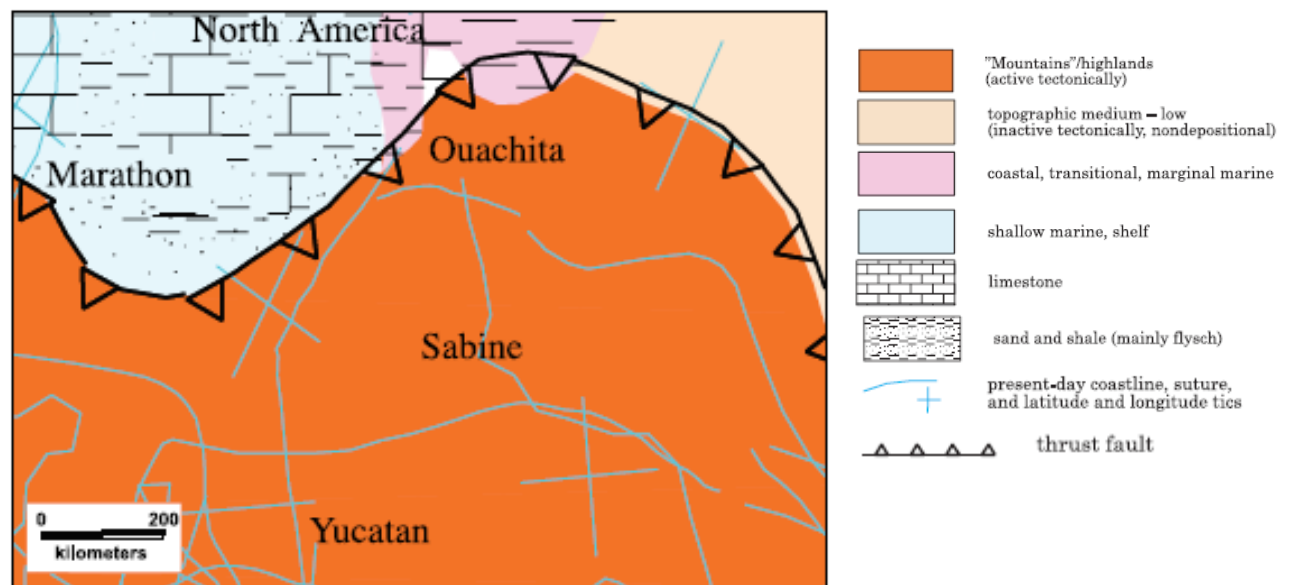
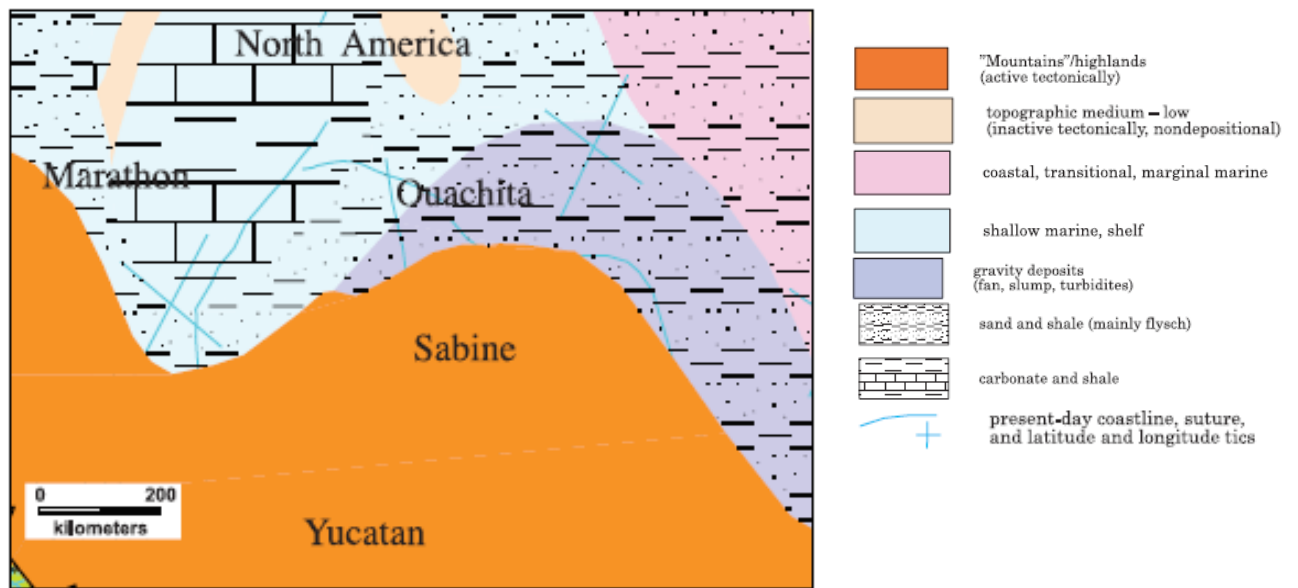
Cette étape est caractérisée par la convergence de deux grands continents, la collision terrano-continentale, avec la formation continue des prismes d'accrétion (tableau I.1).

Dans la région de circum-Ouachita, les Ouachitas intérieures et le terrane de Sabine ont poursuivi leur mouvement vers le nord pendant le Carbonifère (Thomas, 1976 ; Wickham et al., 1976 ; Ross, 1979 ; Thomas et Viele, 1983 ; Viele et Thomas, 1989). Selon Viele et Thomas (1989), le terrane composite de Sabine est un collage d'éléments tectoniques, comprenant non seulement le soulèvement de Sabine mais aussi les plates-formes du Yucatan et de Coahuila. Dans ce cas, la plate-forme du Yucatan représenterait l'élément crustal stable d'origine panafricaine. Le soulèvement de Sabine contient des roches volcaniques liées peut-être à la subduction vers le sud. La collision du terrane de Sabine avec la plaque nord américaine a conduit au développement du coin d'accrétion des montagnes Ouachita. Pendant la phase de compression, le flysch a continué à se déposer. Les olistostromes de la zone chaotique de Maumelle se sont formés pendant cette période. La principale activité de collision s'est produite au cours du Carbonifère inférieur- Permien supérieur dans les monts Ouachita (Figures I.11, I.19, I.20). Les dépôts de flysch sont passés dans la molasse.

Ces dépôts représentent : le Johns Valley Shale et la formation d'Atoka.

Cette activité tectonique majeure a été causée par la collision de l'Ouachitas intérieure et du terrane de Sabine avec l'Amérique du Nord, avec la convergence concomitante de la Laurasie au nord et du Gondwana (composé de l'Afrique et de l'Amérique du Sud, y compris le promontoire du Yucatan) au sud.

Au nord des Ouachitas et en partie en dessous d'elles se trouvait la plate-forme nord-américaine avec sa couverture autochtone. En raison des mouvements tectoniques du Carbonifère-Permien, les roches allochtones d'Ouachita ont été projetées sur la plate-forme sur une distance de 50 à plus de 100 km (31 à plus de 62 mi). En raison de chevauchement des Ouachitas sur la plate-forme, le bassin périphérique d'Arkoma s'est formé le long du front orogénique en mouvement. La ceinture de plis d'Ouachita (Ouachita Fold Belt) faisait partie de la chaîne de montagnes centrale de la Pangee, qui s'étendait de l'ouest du Texas à la Pologne (Keller et Hatcher, 1999 ; Golonka, 2000,2002).



I.5.4 Etape IV (Permien-Trias)

Pendant et après la phase orogénique principale et la suture des continents, un premier système de rifting a été initié dans le Permien(?)-Trias dans les Ouachitas (Woods et Addington, 1973). Le bassin (équivalent du bassin pannonien) s'est développé au sud de l'arc des Ouachitas (Arbenz, 1989). La subsidence est révélée par les strates fluvio-deltaïques et continentales du Carbonifère supérieur-Permien sous le sud de l'Arkansas (Lillie et al., 1983). Le système de rifts s'est fortement développé au Trias, et les rifts contiennent des lits rouges clastiques du Trias de la formation d'Eagle Mills. Selon Viele et Thomas (1989), le rifting dans la plaque de Sabine a marqué le début du cycle de Wilson suivant, l'ouverture mésozoïque du Golfe du Mexique. Les dépôts transgressifs du Jurassique, du Crétacé et du Cénozoïque du bassin côtier du Golfe (The Gulf Coast Basin) ont partiellement recouvert la région d'Ouachita.

Le terrane, ainsi que les éventuels derniers dépôts basaux du Paléozoïque-Trias, pourraient être cachés sous les épaisses (localement plus de 10 km) évaporites du Jurassique et les dépôts marins du Jurassique supérieur, du Crétacé et du Cénozoïque (Woods et Addington, 1973 ; Lillie et al, 1983).

Ouachitas			
Time		Tectonic Events and Elements	Sedimentary Style
Paleozoic–Triassic	Perm. Triassic (290–225 Ma)	thrusting and inversion, final formation of Arkoma foreland basin; formation of postorogenic extensional basins	marine and continental molasse; volcanics; continental red beds
	Late Carboniferous (325–290 Ma)	convergence of South America and North America, Sabine – Eurasia collision, thrusting and inversion with the continuing formation of accretionary prisms; incipient formation of Arkoma foreland basin	flysch, olistostromes; marine and continental molasse; volcanics
	Early Carboniferous (365–325 Ma)	the subduction along the active margin of the Ouachita ocean; enigmatic Sabine terrane moving north, partial closing of oceanic basin development of main flysch basin on the platform (passive margin Ma) with the attenuated crust and beginning of formation of accretionary prisms	flysch, olistostromes, pelagic shales, carbonates, and biogenic siliceous deposits; volcanics
	Cambrian–Devonian (500–365 Ma)	ripping of Precordilleran terrane off the North America; formation of the Ouachita ocean	passive-margin, deep-water turbidites, pelagic shales, carbonates, and biogenic siliceous deposit, volcanics (?); carbonates on surrounding platform

Tableau I.1 : La tectonostratigraphie du bassin d’Ouachita

I.6 Aspect stratigraphique

La succession stratigraphique du bassin d'Ouachita est dominée par des siliciclastiques des eaux profondes, des carbonates, et de chert.

Pour le début de la sédimentation au Cambrien supérieur dans le bassin de Ouachita (tableau 2), nous avons un temps quelque peu arbitrairement assumé à environ 500 Ma selon l'échelle de temps du Paléozoïque par Golonka et Kiessling (2002).

Deux faciès différents ont été développés au Paléozoïque inférieur (tableau I.2) : un faciès de marge passive d'eau profonde dans la ceinture orogénique d'Ouachita et principalement des faciès cratoniques d'eau peu profonde dans l'avant-pays d'Ouachita.

I.6.1 (Cambrien-Dévonien) :

I.7.1.1 La formation de ' Collier shale'

Elle est la plus ancienne roche des eaux profondes ou dit le faciès d'Ouachita, du Cambrien tardif - Ordovicien précoce (Arbenz, 1989 ; Lowe, 1989). L'essentiel de la formation est le schiste graptolitique, de couleur noir bleuâtre, avec lentilles et lits de calcaires d'un caractère turbiditique distal.

I.6.1.2 L'unité de 'Crystal Mountain Sandstone'

Cette unité qui recouvre le Collier Shale est composée de grès de quartz gris clair, bien trié, à grains fins à moyens, à ciment de quartz, à lits épais avec des argiles mineurs prévalent ici.

Les grès sont des turbidites proximales. Selon Lowe (1989), ils indiquent le dépôt des flux gravitaires de sédiments sous-marins, y compris les courants de turbidité de haute et de basse densité.

I.6.1.3 'Mazarn Shale'

Elle recouvre de façon conforme le Crystal Mountain Sandstone.

Il s'agit principalement de schiste gris-foncé, laminé, graptolitique avec de nombreuses fines turbidites distales intercalées, aussi bien de types de quartzose que de carbonates. Selon Lowe (1989), ils ont été accumulés dans le cadre des conditions de basse énergie en eaux profondes.

I.6.1.4 'Blakely Sandstone'

Cette unité est d'âge Ordovicien moyen, et recouvre le Mazarn Shale.

Elle est composée de grès de quartz à grains fins, bien triés, en couches massives à minces, et des silts et argiles versicolores déposés par des courants turbiditiques sableux de haute densité avec des coulées de débris et des glissements sous-marins (Lowe, 1989).

I.6.1.5 ‘Womble Shale’

Elle recouvre de façon conforme le Blakely Sandstone.

Il se compose principalement de schiste hémipélagique de couleur gris-noir à lamelles graptolitiques (Lowe, 1989 ; Gleason et al., 2002). Nombreuses turbidites distales calcaires à couches minces se trouvent dans la partie inférieure, tandis que la partie supérieure contient des siltstones turbiditiques, des brèches phosphatiques et calcaires de couleur gris-noir, bien triés, granuleux et turbiditiques.

I.6.1.6 ‘Bigfork Chert’

Cette unité d’âge Ordovicien moyen recouvre de manière conforme le Womble Shale. Elle est résistante et constituée de chert gris et noir, à couches minces, très fracturé avec de petits schistes argileux intercalés, des schistes siliceux, et des calcaires siliceux. Les calcaires semblent être des turbidites, tandis que les autres roches sont d’origine pélagique.

I.6.1.7 ‘Polk Creek Shale’

Le Bigfork chert est recouvert par le Polk Creek Shale de l’Ordovicien tardif (Lowe, 1989). Cette mince unité de schiste est noire, hautement fissile, graptolitique et carbonée avec quelques minces lits de chert calcaire.

I.6.1.8 ‘Blaylock Sandstone’

La formation du Silurien et peut-être en partie de l’Ordovicien tardif (Lowe, 1989) recouvre le Polk Creek Shale de façon conforme ou avec une cassure stratigraphique.

Elle se compose de proportions sous-équivalentes de grès et siltstones de couleur gris-olive, à lits minces, laminés, feldspathiques, à grains très fins ainsi que des schistes gris verdâtre qui forment ensemble un faciès de flysch schisteux.

I.6.1.9 ‘Missouri Mountain Shale’

Cette unité d’âge silurien est, par endroits, en transition avec le Blaylock Sandstone sous-jacent. Les schistes (ou ardoises) de couleurs variées constituent la majeure partie de l’unité. Près du sommet se trouvent de fines turbidites intercalées, composées de grès quartzueux blancs, à grain fin ou moyen, bien arrondis et cimentés par de la silice.

I.6.1.10 ‘Arkansas Novaculite’

C’est l’unité stratigraphique suivante qui comprend des roches du Dévonien et du Mississippien inférieur (figure 14). Cette unité distinctive est principalement constituée de novaculite, une roche siliceuse de couleur claire, à grains extrêmement fins, homogène et très fracturée, semblable aux cherts mais caractérisée par une dominance de quartz au lieu de calcédoine. Les membres supérieurs et inférieurs

contiennent des lits laminés de grains de quartz arrondis et anguleux ainsi que des brèches intraformationnelles de chert noir, de phosphate et de gros grains de quartz. Des lits siliceux minces, calibrés et laminés et des schistes noirs caractérisent le membre intermédiaire. Selon Lowe (1989), les brèches dans la novaculite indiquent une érosion, tandis que Viele et Thomas (1989) plaident pour un environnement marin profond de dépôt.

I.6.2 (Carbonifère précoce)

Les dépôts du Mississippien et de Pennsylvanien de caractère essentiellement de flysch sont très épais et sont les roches les plus répandues dans la région des monts Ouachita (tableau I.1) ainsi que dans la ceinture de plis enfouis de Ouachita (Cline et al., 1959 ; Flawn et al., 1961 ; Morris, 1974, 1989 ; McBride, 1975 ; Viele et Thomas, 1989). Ces dépôts recouvrent le Woodford Chert (shale) très répandu du Dévonien-Mississippien Inférieur décrit dans la section précédente (Le chert (ou schiste) de Woodford de la fin du Dévonien et du début du Mississippien (?) recouvre de façon non conforme la formation de Hunton. Elle consiste en une alternance de lits de schistes sapropéliques noirs, de nodules de phosphate et de cherts noirs). Ils sont répartis dans quatre unités principales : Stanley Shale, Jackfork Sandstone, Johns Valley Shale, and Atoka Formation.

I.6.2.1 ‘Stanley Shale’

Cette unité est constituée principalement de schiste gris-olive à noir avec des turbidités proximales et distales subordonnées qui sont des grès à grains très fins et généralement feldspathiques à la base et près du sommet. Le long des Ouachitas du sud, les grès deviennent plus épais et plus nombreux ; les tufs et les grès tufacés sont proéminents à la base ; et les litières perturbées, les cherts impurs et les schistes siliceux sont rares. Le long des Ouachitas frontales, une section Stanley plus mince présente moins de turbidités à la base et seulement un intervalle de tuf mineur, mais plus d'intervalles de chert impur et de schiste siliceux.

I.6.2.1 ‘Jackfork Sandstone’

Ce groupe est constitué de schiste gris-noir et de paquets de turbidités gris-blanchâtre à grains très fins et riches en quartz, intercalés de façon rythmée. Les lits de type olistostrome dominant dans les Ouachitas frontales de l'Arkansas, les turbidités proximales dans les Ouachitas méridionales, et les turbidités distales à lit plus fin et les schistes siliceux noirs dans les Ouachitas de l'Oklahoma. Les turbidités proximales sont des unités massives, riches en quartz et formant des crêtes, qui s'affouillent et se remplissent, avec peu ou pas d'interlits de schistes.

Les turbidités distales ont des séquences de Bouma partielles à complètes, des marques de semelle mieux développées, une plus grande évidence de traces de fossiles, ainsi que les structures perturbatrices induites par les pentes ou les chocs.

I.6.3 Carbonifère supérieur)

Au cours du Carbonifère Supérieur, les unités principales déposées sont :

I.6.3.1 'Johns Valley Shale'

Il est du Carbonifère supérieur et caractérisé par une mince zone distinctive d'olistostromes avec d'énormes blocs de calcaire, de chert et de schiste noir dans les Ouachitas centrales de l'Oklahoma. Vers l'est, dans l'Arkansas, les zones de déformation ont été remplacées par des schistes gris-noirs et des grès à couches minces à grains très fins et à matrice riche, qui constituent un faciès de turbidité distal. Quelques zones d'effondrement se trouvent également dans les Ouachitas du sud.

I.6.3.2 'La formation d'Atoka'

La partie inférieure est probablement la séquence de flysch la plus classique des Ouachitas. Elle est constituée d'une épaisse séquence de turbidités lithiques de wacke à grains très fins, stratifiées, calibrées et à hiéroglyphes communs, alternant des lits de schistes gris foncé et gris-brun.

Vers le haut, les structures sédimentaires en eau peu profonde et les filons de charbon indiquent un remplissage bassinale en provenance du nord.

Atoka Group de l'avant-pays a plus le caractère de la molasse que celui du flysch. Le milieu de dépôt semble avoir été une sédimentation fluvio-deltaïque relativement peu profonde allant jusqu'au littoral (marais, marécage avec une influence marine mineure). Certains lits calcaires se trouvent surtout dans le membre inférieur, mais la majeure partie de la formation consiste principalement en des grès mal triés et des schistes gris foncé. La limite du faciès entre les roches Atokan des montagnes Ouachita et celles de l'avant-pays du bassin d'Arkoma et des montagnes Arbuckle est parfois difficile à définir. Probablement à cause du remplissage bassinale du nord, des faciès uniformes se sont formés pendant la période de l'Atokan supérieur.

Ouachitas			
Time		Ouachita	Arbuckle
Stage IV (290–225 Ma)	Triassic	clastic red beds of Eagle Mills Formation	clastic red beds of Eagle Mills Formation
	Permian	fluvial-deltaic and continental strata	Fluvial-deltaic and continental strata
Stage III (325–290 Ma)	Late Carboniferous (325–290)	poorly sorted sandstones and dark gray shales, sometimes limestones (Atoka Fm.); olistostromes with enormous blocks of limestone, chert, and black shale; black shales and thin-bedded sandstones (Johns Valley); flysch and olistostromes (Jackfork Sandstone)	poorly sorted sandstones and dark gray shales, sometimes limestones (Atoka Fm.); limestone, shale, and sandstone (Wapanucka Limestone)
Stage II (365–325 Ma)	Early Carboniferous	flysch with tuffs, shales and cherts (Stanley Shale); black shales, cherts (Woodford Chert)	black shales and sandstones (Springer Fm.) dark-colored Caney Shale; Sycamore Limestone; black shales, cherts (Woodford Chert)

Tableau I.2.a : Tableau stratigraphique comparative des Ouachitas

Stage I (500–365 Ma)	Devonian	black shales, cherty limestones, cherts (Arkansas Novaculite)	black shales, cherts (Woodford Chert)
	Silurian	turbiditic sandstones, siltstones, and shales (Missouri Mountain Shale, Blaylock Sandstone)	limestones and shales (Hunton)
	Ordovician	turbiditic sandstones and limestones, graptolitic shales, cherts, coarse-grained submarine slides (Blaylock, Polk Creek, Bigfork, Womble, Blakely, Mazarn, Crystal Mountain, Collier)	limestones, dolomites, shales, cherts (Hunton, Sylvan, Viola, Simpson, Arbuckle)
	Cambrian	collier graptolitic shale with lenses and beds of limestones of a distal turbiditic character	Arbuckle Group, Honey Creek limestones, Reagan transgressive sandstone

Tableau I.2.b. Tableau stratigraphique comparative des Ouachitas

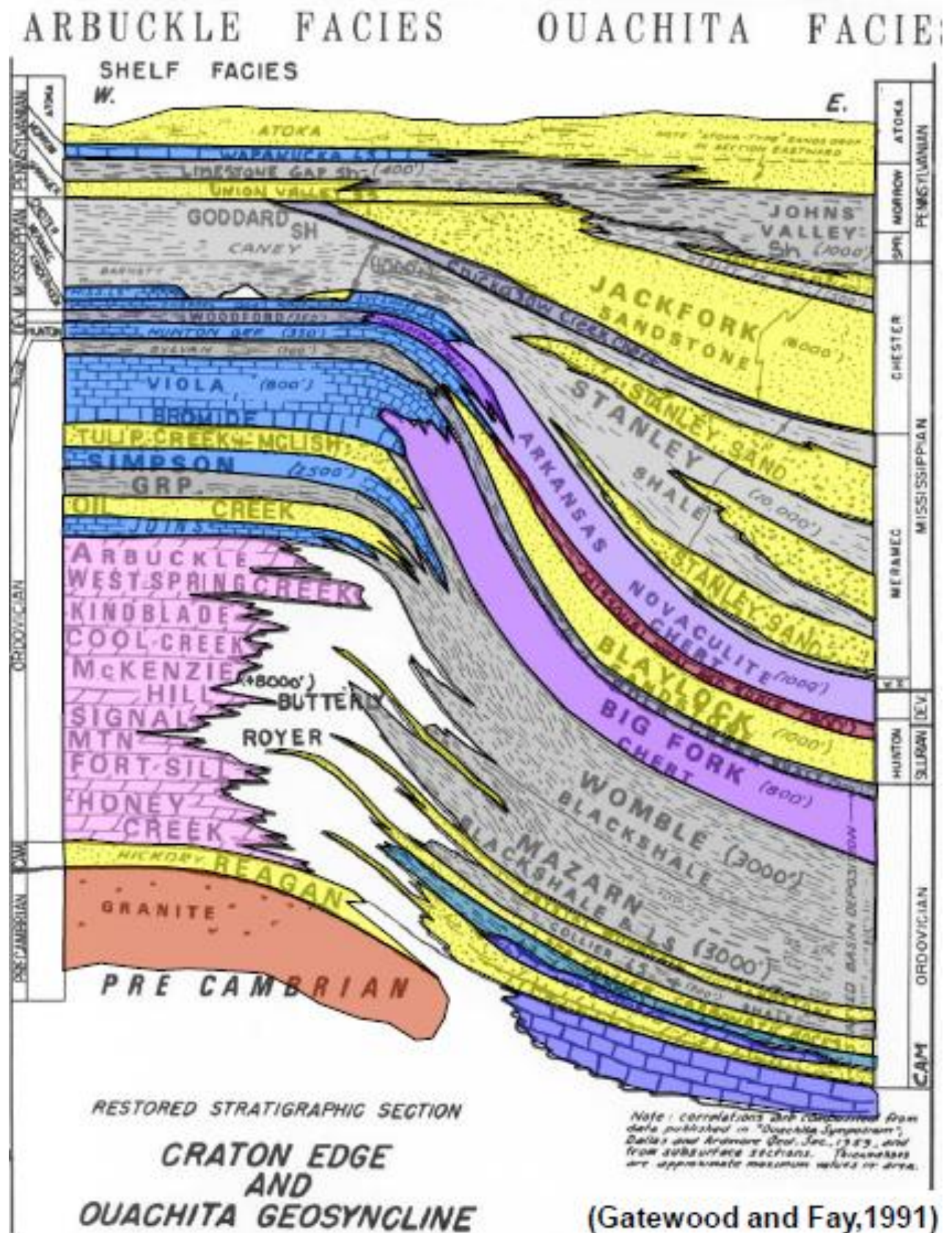
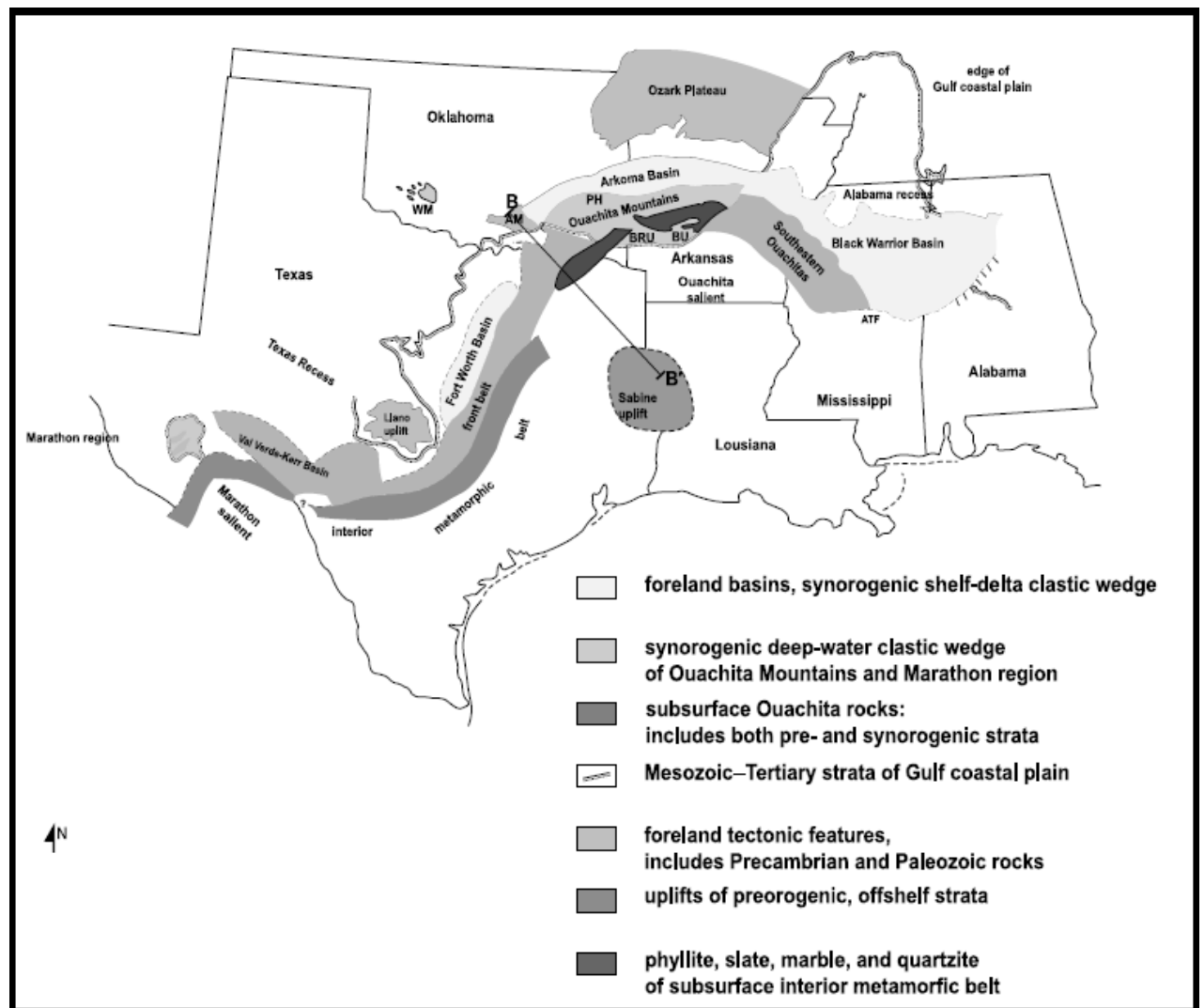


Figure I.16 : Schéma de la transition entre les plateau-bassin : Plateau d'Arbuckle - Bassin d'Ouachita.

I.7 Aspect structural

Les montagnes Ouachita en Oklahoma et Arkansas sont une expression superficielle de la ceinture de Ouachita (Figure I.17), qui se poursuit dans le sous-sol au sud-ouest, et qui apparaît à la surface à nouveau dans la région du Marathon de l'Ouest Texas près de la frontière mexicaine (Arbenz, 1989 ; Viele et Thomas, 1989). Le prolongement de la ceinture de plis sous la surface au Mexique est pour le moins incertaine et spéculatif. Les données structurales, lithofaciques et isotopiques du Pb (par exemple, Dickinson et Lawton, 2001) ne sont pas favorables à cette poursuite. À l'Est, la ceinture orogénique d'Ouachita converge avec la ceinture sud des Appalaches dans la zone du soulèvement central du Mississippi (sous une épaisse Couverture mésozoïque).



Les structures dans la partie exposée de la ceinture orogénique d'Ouachita sont des plis et des poussées vertigineuses vers le craton nord-américain avec des poussées de décollement importantes visibles surtout le long de certaines parties du front orogénique (Figure I.18). Dans la plupart des monts Ouachita, les structures sont orientées vers l'Est mais s'incurvent fortement vers le Sud-Ouest à l'extrémité Ouest en Oklahoma et légèrement vers le Sud-Est à leur extrémité Est en Arkansas.

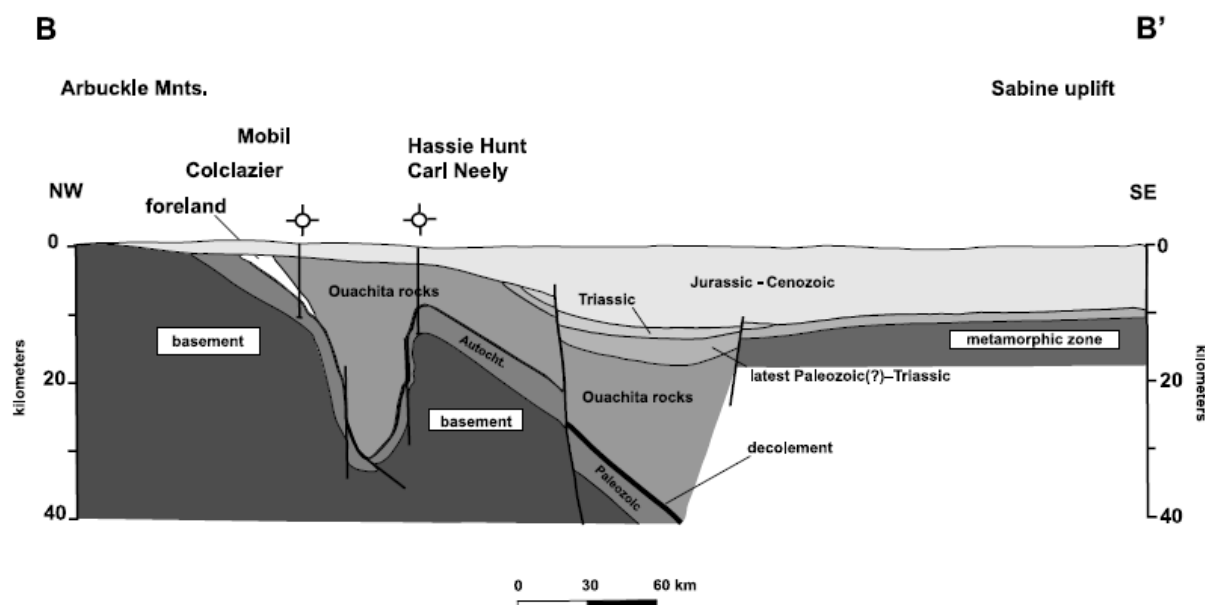


Figure I.18 : Coupe transversale généralisée de la ceinture de plis d'Ouachita entre les monts Arbuckle et le soulèvement Sabine, basée en partie sur la ligne de réflexion sismique GC36 (avec l'aimable autorisation du Mobil Exploration and Producing Technical Center, Dallas, Texas).

Parmi les structures, plusieurs anticlinoria sont présents comme les remontées de Broken Bow (Broken Bow Uplift), Benton (Benton Uplift) et Potato Hill (Figure I.17), où des roches plus anciennes du faciès Ouachita sont exposées (Arbenz, 1968, 1989 ; Viele et Thomas, 1989).

En général, toutes les roches exposées dans les montagnes Ouachita sont fortement allochtones et ont été poussées jusqu'à 80 km (50 mi) vers le nord depuis leur ancienne position. La surface de chevauchement est abrupte dans la partie nord de l'orogène ; vers le Sud, elle est presque horizontale.

On peut distinguer ici la principale zone élevée (par exemple, la zone forée par le puits Hassie Hunt 1 Carl Neely sur la Figure I.18). La pente de la surface sud-ouest est fortement dépendante de la configuration du sous-sol (Lillie et al, 1983 ; Golonka, 1988).

La ceinture orogénique est orientée vers le nord-ouest et le nord vers le craton, où une épaisseur variable de roches paléozoïques repose sur le socle précambrien.

Parmi les zones positives du sous-sol, on trouve le dôme de Nashville (the Nashville dome), l'élévation d'Ozark (the Ozark uplift), les montagnes Arbuckle et Wichita (sud-ouest de l'Oklahoma), et le soulèvement de Llano (Llano uplift) du centre du Texas (figure I.17). Les zones négatives sont les Bassins du Black Warrior, d'Arkoma,

de Fort Worth et du Val Verde (Viele et Thomas, 1989) (Figure I.17)

Les structures d'Arbuckle et de Wichita sont des structures d'avant-pays liées à l'orogénèse d'Ouachita. En général, deux zones surélevées sont présentes : Les monts Arbuckle et Wichita avec les roches cristallines exposées du Précambrien et du Cambrien inférieur, séparés par les bassins d'Ardmore et d'Anadarko (Ham, 1950, 1969). Elles sont caractérisées par un système de failles orientées vers l'est et le sud-est, ainsi que par des horsts et des grabens. Le relief structural entre le soulèvement et le fond du bassin peut atteindre 9 km (5,4 mi) (Lillie et al., 1983 ; Golonka, 1988). Les failles sont à angle élevé, généralement en sur-poussée.

Ces structures se poursuivent vers le sud sous la ceinture orogénique allochtone d'Ouachita. D'après les données sismiques et de puits, deux zones soulevées sont séparées par une zone de dépression (Golonka, 1988) (figure I.17). Le soulèvement nord est la continuation des montagnes Arbuckle. Il est bordé au nord par le bassin d'Anadarko. La zone de dépression est liée aux bassins de Fort Worth et d'Ardmore. L'axe du soulèvement s'oriente vers le nord-est en passant par l'Oklahoma et l'Arkansas sous Potato Hill.

I.8 Systèmes pétroliers

Le bassin Arkoma-Ouachita (y compris le rift de Reelfoot) contient cinq systèmes pétroliers totaux (tableau I.3, fig. I.20). Ceux-ci comprennent un système cambrien en plus des systèmes dévonien, mississippien et pennsylvanien et un TPS composite impliquant des strates ordoviciennes à pennsylvaniennes.

I.9.1 Système Cambrien

Les roches mères cambriennes n'ont pas été reconnues dans le bassin d'Arkoma-Ouachita. Cependant, dans la partie principale du bassin Arkoma-Ouachita, très peu de puits ont été forés. Les données d'un seul puits (Mississippi County, AR) dans le rift de Reelfoot, pénétrant dans l'intervalle cambrien, indiquent que le schiste organique du groupe d'Elvins du Cambrien est limité en richesse organique. Les mesures de COT n'ont pas dépassé 1 % et étaient généralement de 0,5 % ou moins, la maturité thermique de ces échantillons indique que tout le pétrole liquide potentiel a été généré et craqué en gaz, ne laissant que des indices de bitume et de gaz de faible niveau dans les roches réservoirs potentielles (Coleman, 2009a ; Coleman et al, 2011a). En outre, la formation de Collier Shale est considérée comme un intervalle important de roche mère.

I.8.2 Systèmes Ordovicien

Dans le bassin d'Arkoma-Ouachita, les schistes du Sylanien de l'Ordovicien moyen à supérieur, les schistes de Polk Creek et les schistes de la formation de Womble sont confirmés comme des roches mères susceptibles de contenir du pétrole, avec des valeurs de COT comprises entre 0,29 % et 6,1 % (Curiale, 1983 ; Johnson et Cardott, 1992 ; Titus et Cole, 1996 ; Weber, 1990). Sur la majeure partie de leur étendue dans le bassin d'Arkoma, ces schistes sont trop mûrs pour la production de pétrole et de gaz. Dans l'ouest des montagnes Ouachita, Curiale (1983) a corrélié les huiles lourdes et les hydrocarbures solides avec des intervalles riches en kérogène dans les schistes de Sylan-Polk Creek-Womble, et une contribution possible du schiste silurien de Missouri Mountains (Curiale, 1992). Cet intervalle contient principalement du kérogène de type II.

Ces hydrocarbures lourds ont été trouvés dans diverses strates du Paléozoïque allant du chert de Bigfork de l'Ordovicien supérieur au grès de Jackfork du Pennsylvanien inférieur et ont subi une biodégradation, un lavage de l'eau et une dévolatilisation limités en conjonction avec une altération thermique importante constatée à l'échelle du bassin (Cardott et al., 1993 ; Ruble et Philp, 1992). En Oklahoma, les huiles produites à partir des strates de l'Ordovicien moyen-supérieur dans la tendance Ouachita sont produites à partir de réservoirs de l'Ordovicien, du Silurien et du Mississippien (Campbell et Northcutt, 2001).

I.8.3 Système Dévonien

Dans la région du centre du continent américain, le schiste de Woodford- Chattanooga du Dévonien supérieur et du Mississippien inférieur (et les équivalents) est probablement l'intervalle de sources le plus important à l'échelle du continent dans les zones côtières au centre de l'Amérique du Nord, qui s'étend des bassins des montagnes Rocheuses au bassin des Appalaches (Connant et Swanson, 1961). On le trouve dans tout le bassin d'Arkoma et, dans une moindre mesure, dans le bassin du Black Warrior (en raison de l'amincissement des sédiments et de la troncature par érosion) (Comer, 1992 ; Comer et Hinch, 1987 ; Johnson et Cardott, 1992). Ces strates présentent une richesse organique qui varie de 2,0 % à 12,5 % de COT et atteignent des niveaux de maturité thermique du gaz de pointe à la pointe passée tout au long de la tendance d'Ouachita (Coleman, 2008).

Dans la partie principale du bassin d'Arkoma, le schiste de Woodford contient principalement du kérogène de type II et constitue un excellent intervalle de source susceptible de contenir du pétrole. Le long du flanc nord du bassin d'Arkoma (Ozark Uplift) et de Bassin Black Warrior, il est dilué avec des matières terrigènes et contient un mélange de kérogène de type II et de type III, qui a généré des hydrocarbures gazeux et liquides (Carroll et al., 1993 ; Johnson et Cardott, 1992).

L'intervalle source du schiste de Woodford-Chattanooga a été corrélé avec les huiles des réservoirs du plateau d'Arkoma et avec les condensats du bassin d'Arkoma (Comer, 1992). Le Shale de Chattanooga est également un intervalle source potentiel dans certaines parties du bassin du Black Warrior, mais il n'a pas été corrélé de manière définitive avec les huiles qui y sont produites. Le pétrole et le gaz générés à partir de ces intervalles du Dévonien supérieur dans la tendance d'Ouachita sont produits à partir de réservoirs de l'Ordovicien, du Dévonien, du Mississippien et de la Pennsylvanie en Oklahoma (Wavrek, 1992 ; Campbell et Northcutt, 2001).

Des intervalles argileux riches en matières organiques au sein de la novaculite siliceuse et cherteuse du Dévonien de l'Arkansas ont probablement généré et expulsé du pétrole et du gaz et ont alimenté des réservoirs fracturés dans cet intervalle et d'autres unités de réservoir. Dans tout le bassin Arkoma-Ouachita, la novaculite de l'Arkansas est généralement pauvre en contenu organique ; cependant, elle contient localement des valeurs élevées de COT de 4 à 12,5 % et une maturité thermique très variable allant du pétrole d'avant le pic au gaz d'après le pic

I.8.4 Système Mississippien

Dans le bassin Arkoma-Ouachita, l'intervalle de schistes de Fayetteville du Mississippien supérieur et de Caney Shale-Floyd Shale est reconnu depuis de nombreuses années comme un intervalle source potentiel d'hydrocarbures pour la tendance d'Ouachita (Carroll et al, 1993 ; Curiale, 1983 ; Weber, 1994).

L'intervalle est principalement gazeux dans le bassin d'Arkoma, mais il est plus pétrolifère dans le bassin de Black Warrior à l'est et dans le bassin de Fort Worth à l'ouest.

Dans la zone examinée, sa richesse varie de 0,17 % à 9,5 % du COT et s'étend sur tout le spectre, du pic pétrolier au pic gazier passé, dans les bassins d'Arkoma et du Black Warrior. Cet intervalle contient principalement du kérogène de type III. Les schistes du Mississippien supérieur ont été mis en corrélation avec les huiles produites par les réservoirs du Mississippien dans le bassin du Black Warrior, et ils pourraient être la source des huiles lourdes des sables bitumineux du nord de l'Alabama (Carroll et al., 1993 ; Robertson Research, 1985). Cet intervalle est généralement équivalent au Barnett Shale, qui abrite une importante zone de gaz de schiste fracturée dans le bassin de Fort Worth. La production de gaz à partir du schiste de Fayetteville a été établie dans le nord du bassin d'Arkoma en Arkansas (Ceron et Slatt, 2011 ; Korell et al., 2004).

I.8.5 Système Pennsylvanien

Dans le bassin d'Arkoma-Ouachita, le groupe de Pottsville d'âge Pennsylvanien, le groupe d'Atoka et la formation de Hartshorne contiennent des gisements de charbon et des schistes riches en kérogène, qui sont principalement susceptibles de contenir du gaz dans l'ensemble de la tendance d'Ouachita. Les schistes de cet intervalle varient en termes de richesse organique de 0,22 % à 3,0 % de COT et de maturité thermique, du pétrole avant le pic au gaz après le pic (Coleman, 2008). Le groupe de Pottsville, qui comprend les gisements de charbon de Mary Lee/Blue Creek et de Pratt, abrite une industrie prolifique de méthane de houille dans le bassin de Black Warrior en Alabama. À l'ouest, les schistes à tendance gazeuse des grès de Jackfork, légèrement plus jeunes, du Pennsylvanien, les schistes de Johns Valley et la formation d'Atoka ont été reconnus grâce à l'échantillonnage géochimique des affleurements exposés ; cependant, aucun de ces schistes n'a été clairement lié géochimiquement à la production de gaz des strates du Pennsylvanien. Dans le bassin d'Arkoma, les gisements de charbon de la formation de Hartshorne en Pennsylvanie ont été exploités avec succès comme réservoirs de gaz. Un potentiel supplémentaire a été reconnu dans les couches de charbon plus jeunes des formations de McAlester, Savannah et Boggy de Pennsylvanie (Coleman 2008 ; Houseknecht et al., 2010). L'étendue et le volume limités des systèmes pétroliers du Pennsylvanien post-orogénique recouvrant la ceinture de plissement et de poussée d'Ouachita dans le sud de l'Arkansas et le nord de la Louisiane sont démontrés par la présence d'indices dans plusieurs puits et des mesures de COT très variables (allant de 0,1 % à 3,6 %). Presque tous les échantillons sont au niveau thermique maximal de maturité du gaz ou à un niveau supérieur (Coleman, 2009a).

Dans le bassin succédant à Ouachita, dans le sud de l'Arkansas et le nord de la Louisiane, des roches mères de faible qualité (moins de 1,0 % de COT) ont été déterminées dans un nombre limité de coupes de puits de l'intervalle permien. Aucune détection d'hydrocarbures ne peut être directement liée à l'un de ces intervalles à faible teneur en COT (Coleman, 2009a).

<u>BASIN NAME</u>	<u>SUB-BASINS</u>	<u>TOTAL PETROLEUM SYSTEM (TPS)</u>
Arkoma-Ouachita Basin		
	(includes Post-Ouachita Successor Basin, Reelfoot Rift)	
		Arkoma Coalbed Gas TPS
		Arkoma-Ouachita Paleozoic Composite TPS
		Fayetteville-Caney TPS
		Woodford-Chattanooga TPS
		Elvins Shale TPS

<u>Primary Source Rock(s)</u>	<u>Primary Reservoir Rocks</u>	<u>System Number (Fig. 4)</u>	<u>References:</u>
Hartshome coal	Hartshome coal	21	Houseknecht et al., 2010
Womble Shale, Polk Creek Shale, Sylvan Shale; Woodford Shale, Chattanooga Shale; Fayetteville Shale, Caney Shale Stanley Shale, Atoka Fm.	various Ordovician, Silurian, Mississippian, and Pennsylvanian Fms.	20	Coleman, 2008; Houseknecht et al., 2010
Fayetteville & Caney Shales	Fayetteville Shale, Caney Shale	19	Houseknecht et al., 2010
Woodford Shale, Chattanooga Shale	Woodford Shale, Chattanooga Shale	18	Houseknecht et al., 2010
Elvins Group shale	Elvins Group shale	17	Houseknecht et al., 2010; Coleman et al., 2011

Tableau I.3 : Tableau des bassins de l'Est des États-Unis (montrant le bassin de Arkoma –Ouachita) répertoriant les systèmes pétroliers, les roches mères, les roches réservoirs et certaines références.

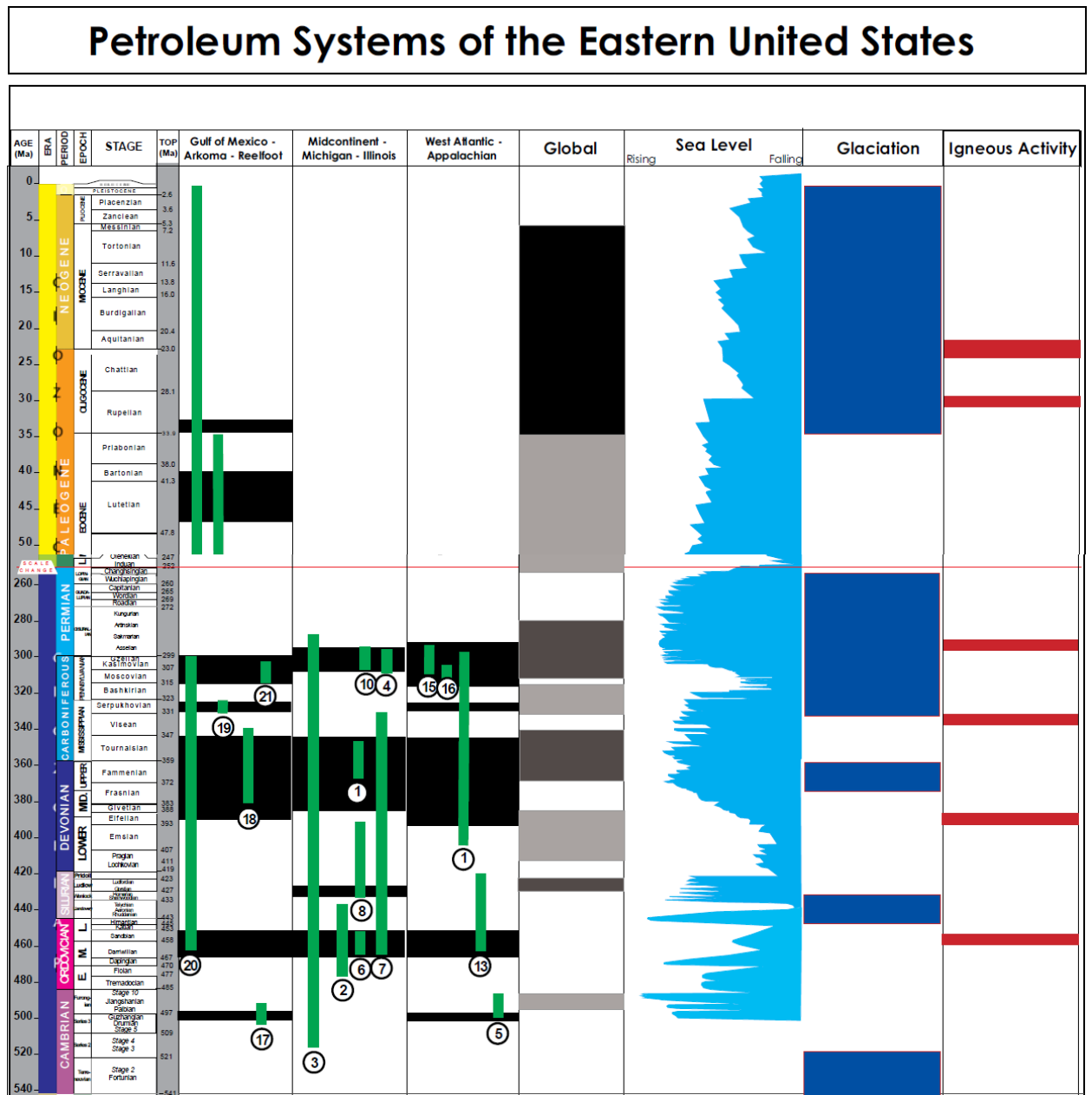


Figure I.19 : Colonne chronostratigraphique généralisée montrant les intervalles de roches mères et les systèmes pétroliers des bassins de l'Est des États-Unis (notre système est numéroté 20). L'étendue stratigraphique des systèmes pétroliers est indiquée par des lignes vertes, avec le numéro du système utilisé dans Tableau 3. Courbe du niveau de la mer adaptée de Haq et al. (1987) et Ross et Ross (1988). Les rectangles noirs représentent les roches mères. Les contributions mondiales variables sont indiquées par degré d'obscurité, les rectangles les plus sombres représentant le plus grand volume de contributions du pétrole. Les rectangles bleu foncé représentent les périodes de glaciation mondiale (Crowell, 1999 ; Zachos et al., 1999). Périodes de l'activité ignée affectant les bassins sédimentaires de l'est des États-Unis représentée par des lignes rouges horizontales. Échelle de temps de la Commission internationale sur la stratigraphie (2013).

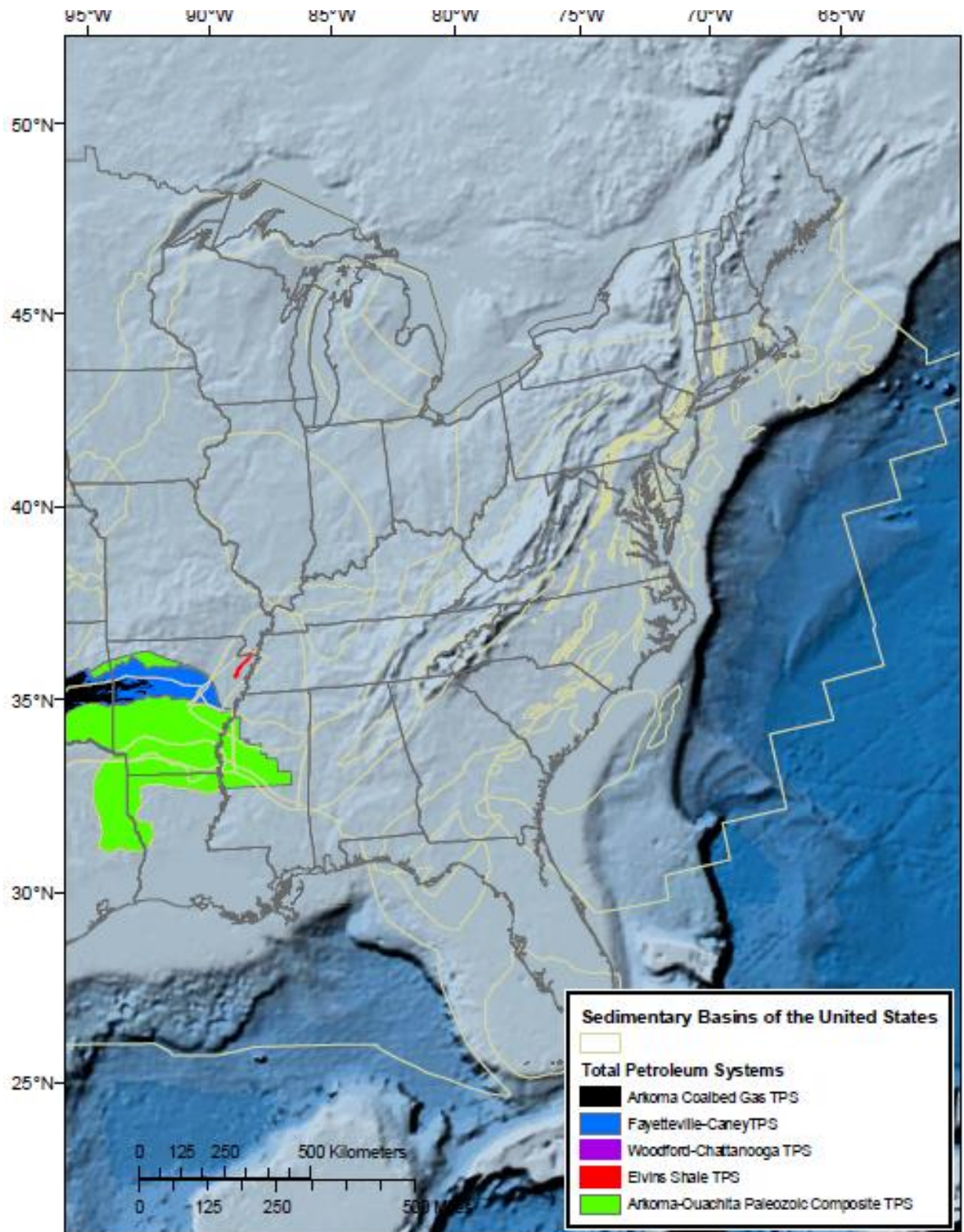


Figure I.20 : Carte de l'est des États-Unis, montrant les bassins sédimentaires et les TPS d'Arkoma-Ouachita. Aperçu des TPS à partir de <http://energy.usgs.gov>.



(modifié d'après Coleman, et al. 2001).

<u>AGE</u>	<u>FORMATIONS</u>	<u>MIN. TOC</u> (%)	<u>MAX. TOC*</u> (%)	<u>AVE. TOC*</u> (%)
Pennsylvanian	Hartshorne, Atoka, Johns Valley, Jackfork	0.22	3.0	0.96
Mississippian	Fayetteville, Caney, Stanley	0.17	5.4	2.56
Devonian	Woodford, U. Ark. Novaculite	2.0	12.5	8.5
Silurian	Missouri Mtn.	<1.0	1.4	
Ordovician	Sylvan/Viola, Womble, Polk Creek	0.29	6.1	3.2
Cambrian	Collier			

* excluding coal sample analysis



(modified from Curiale, 1989, Weber, 1990, Johnson and Cardott, 1992)

Figure I.22 : Résumé des intervalles des roches mères

<u>Age</u>	<u>Formations</u>	<u>Kerogen Type</u>	<u>Product</u>
Pennsylvanian	Hartshorne, Atoka, Johns Valley, Jackfork	III	Gas
Mississippian	Fayetteville, Caney, Stanley	III	Gas
Devonian	Woodford, U. Ark. Novaculite	II, III	Oil, Gas
Silurian	Missouri Mtn.	II (?)	Oil
Ordovician	Sylvan/Viola, Womble, Polk Creek	II	Oil
Cambrian	Collier	II (?)	Oil



(modified from Curiale, 1989; Weber, 1990; Johnson and Cardott, 1992; Comer, 1992)

Figure I.23 : Types de kérogène de chaque niveau de roche mère

I.9 Le réservoir de Jackfork

Le groupe de Jackfork fait partie d'une succession de strates carbonifères d'une épaisseur estimée à 9 100-13 700 m, déposées lors de la subsidence du bassin d'avant-pays juste avant l'orogénèse Ouachita du Carbonifère supérieur (Coleman, 2000). Les strates ont été déposées dans le "bassin d'Ouachita" (Fig. I.24), d'orientation est-ouest, qui s'est formé initialement au Cambrien moyen (?) en réponse au rifting le long de la marge sud de l'Amérique du Nord.

Les strates équivalentes au groupe Jackfork, épais et profond, sont les dépôts marins et continentaux plus fins et peu profonds de la formation de Hale sur le plateau d'Ozark-Arkoma (Gordon et Stone, 1976). La majeure partie des strates du groupe Jackfork proviennent de l'est et du nord-est et ont été transportées vers l'ouest à travers le bassin vers l'est de l'Oklahoma ; cependant, des sources marines marginales, tant au nord qu'au sud, ont également été indiquées (Morris, 1974 ; Danielson et al., 1988 ; Jordan et al., 1993 ; Gleason et al., 1994 ; Pauli, 1994 ; Thompson et al., 1994) (Fig. I.24). Pendant la déposition du groupe Jackfork, le bassin d'Ouachita se trouvait dans la zone équatoriale humide, de sorte que l'altération subaérienne et le ruissellement important de sédiments ont fourni de grands volumes de sable pour le transport directement dans le bassin (Coleman, 2000).

Le groupe de Jackfork s'est déposé pendant une période importante de baisse relative du niveau de la mer (Ross et Ross, 1988). Coleman (2000) a estimé la vitesse moyenne de sédimentation du groupe Jackfork à 1 300 pieds / Ma (400 / Ma) pendant un intervalle de 7 millions d'années, ce qui en fait une partie d'une séquence de dépôt de second ordre. Morris (1974) a estimé une vitesse de dépôt de 500 pieds / an (152 m / Ma) pendant un intervalle de 12 Ma, ce qui fait également partie d'une séquence de dépôt du second ordre. Au cycle du deuxième ordre se sont superposées plusieurs fluctuations du troisième et probablement du quatrième ordre du niveau relatif de la mer pendant le Morroen, principalement dues à la glacio-eustasie du Gondwana. La zone a été tectoniquement au repos jusqu'à la fin de l'époque du groupe de Jackfork, sauf le long de la marge nord du bassin où des failles de croissance étaient actives pendant la formation du bassin et la sédimentation. Ces failles de croissance ont partiellement contrôlé la sédimentation de la formation de Hale et du groupe Jackfork en amont.

Les strates du groupe Jackfork sont maintenant bien exposées le long de deux ceintures d'affleurements plissés, orientées est-ouest, qui ont résulté de la collision de l'Amérique du Nord et du Sud entre la fin du Pennsylvanien et le Permien. Ces ceintures sont les Ouachitas frontales nord et le plateau d'Athènes sud, qui sont séparées par le soulèvement de Benton (Fig. I.25).

Dans le centre et l'est de l'Arkansas, la stratigraphie et le pourcentage de grès sont nettement différents dans les Ouachitas frontales et le plateau d'Athènes (Morris, 1974) (Fig. I.26). Dans l'Ouachitas frontale, Morris (1971) a reconnu une importante "litière perturbée", représentant 50 à 80 % de la succession stratigraphique ascendante, qu'il a attribuée à des facteurs sédimentaires plutôt que tectoniques dans un contexte de pente (Fig. I.24, I.26). En revanche, les grès de la région du plateau d'Athènes ont été déposés dans un cadre plus basique (Fig. I.24).

Ici, les grès sont plus uniformément disposés et continus, et représentent plus de 60 % de la succession stratigraphique.

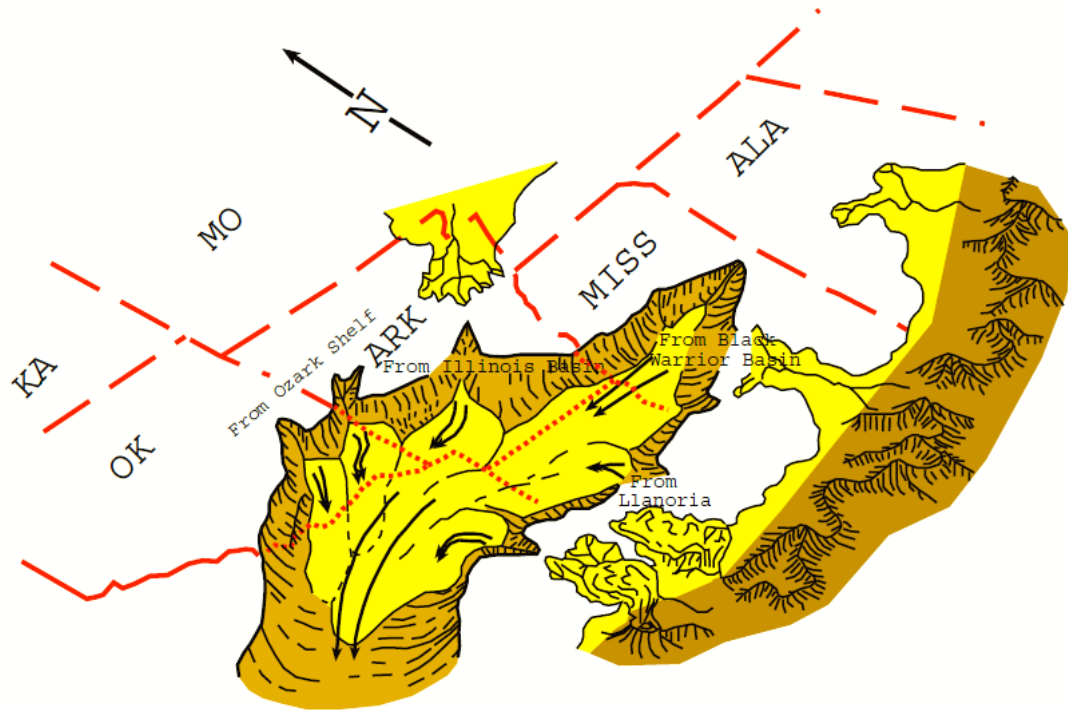


Figure I.24 : Bassin d'Ouachita pendant la déposition du groupe Jackfork (d'après Chamberlain, 1978). Les zones sources potentielles et les directions de transport (flèches) des sédiments vers le bassin sont illustrées.

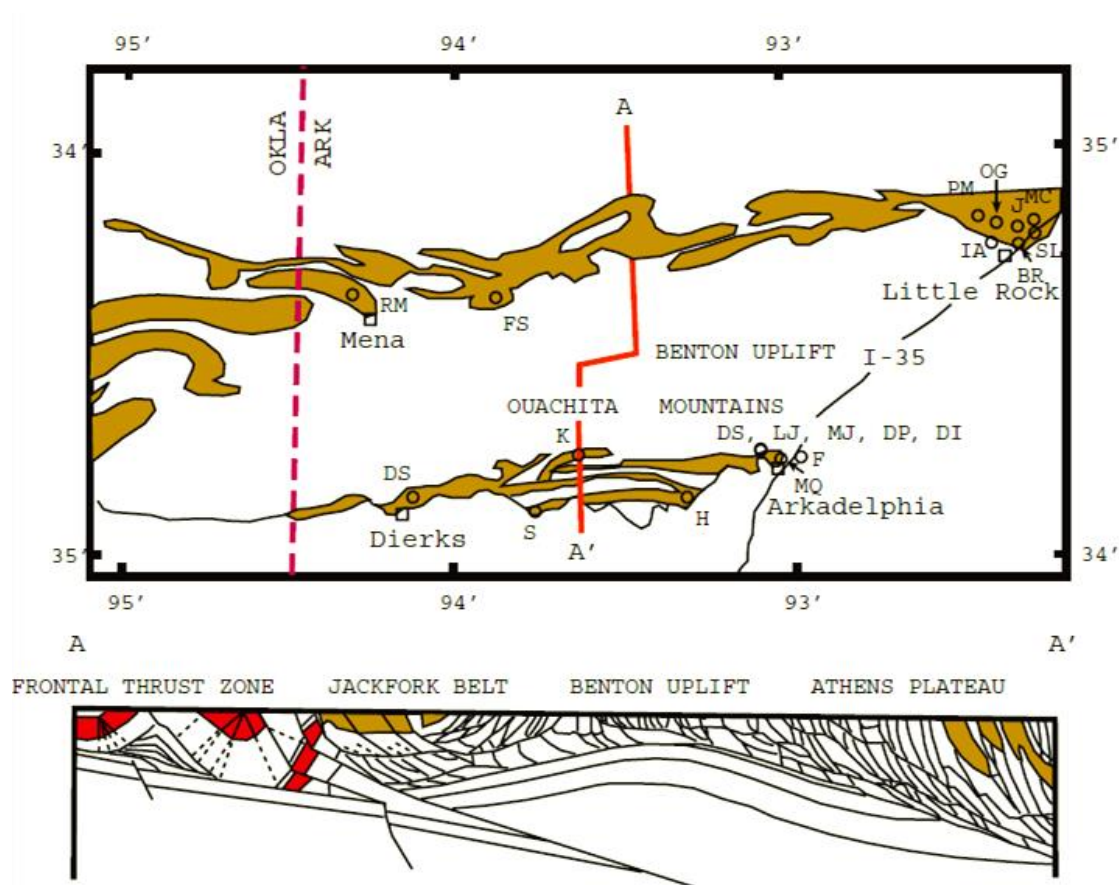


Figure I.25 : Carte géologique simplifiée montrant la tendance est-ouest du groupe de Jackfork (orange) le long des ceintures nord d'Ouchita et sud du plateau d'Athènes. La structure complexe est représentée le long d'une coupe transversale nord-sud (A-A') (le groupe de Jackfork est en brun). Les affleurements rocheux examinés dans le présent document sont les suivants : La ceinture Nord : BR=Bigrock Quarry, IA = I-430 section, FS=Forest Service Rd.-216, SL= South Lakewood, MC=McCain Mall, J=Jeffreys quarry, OG=Oak Grove, PM=Pinnacle Mountain. La ceinture Sud: DS=DeGray Spillway, DI=DeGray Intake, DP=DeGray Dam/Power Plant, LJ=Lower Jackfork, MJ=Middle Jackfork at DeGray Lake, MQ=Murray Quarry, F=Friendship Roadcut, **H=Hollywood Quarry**, S=Souter Quarry, K=Kirby Section, D=Dierks Spillway, RM=Rich Mountain.

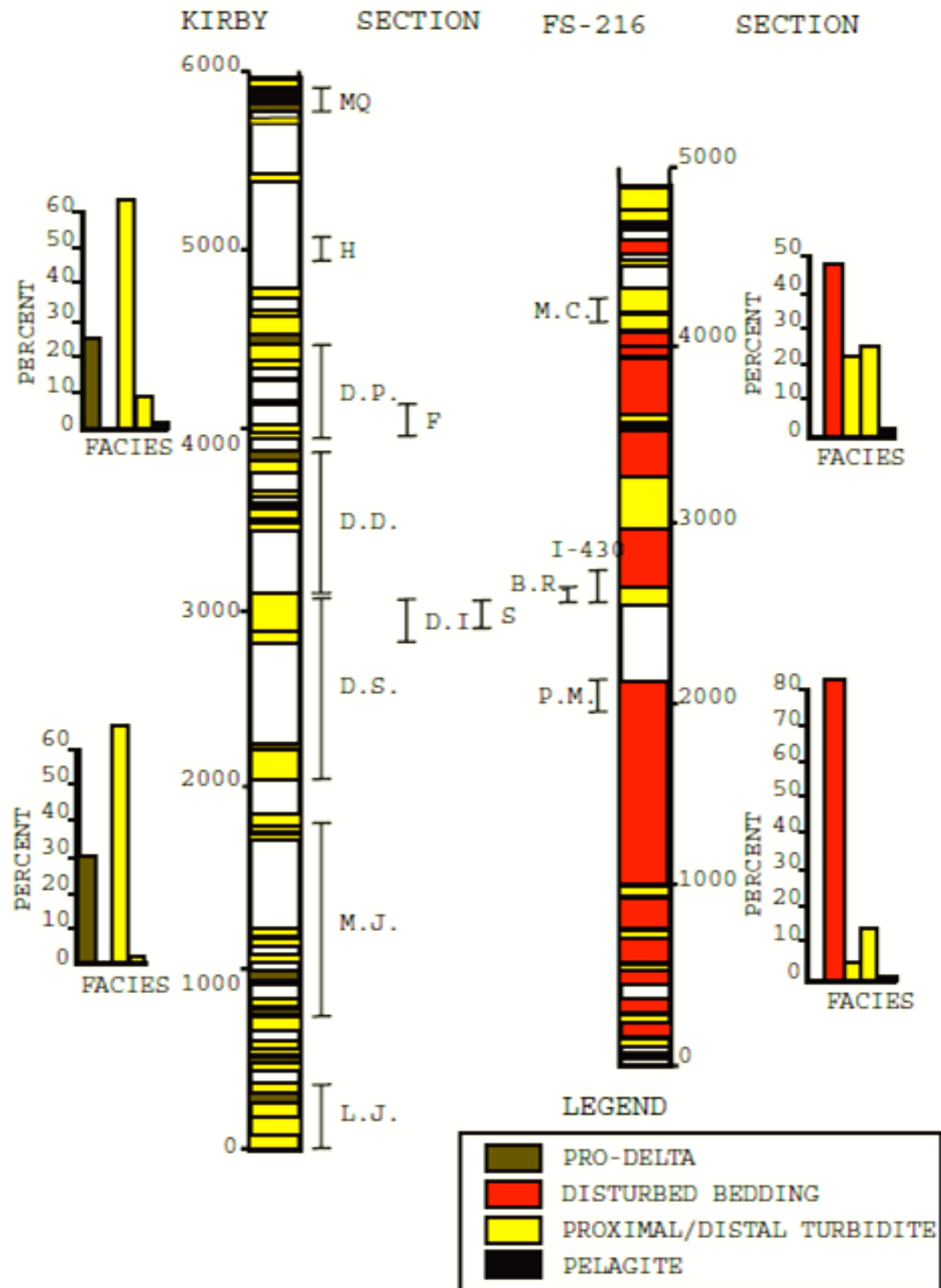


Figure I.26 : Occurrence stratigraphique des sections mesurées discutés dans le texte (d'après Morris, 1974). Les abréviations des lettres sont les mêmes que celles définies dans la figure 25. Les sections stratigraphiques sont en pieds.

I.10 Conclusion

Le bassin d'avant pays de Ouachita est apparemment le résultat de la collision oblique de la plaque afro-sud-américaine avec l'Amérique du Nord au début du Pennsylvanien et du Permien. Il présente les caractéristiques du cycle complet de Wilson au Paléozoïque, depuis le rifting (Cambrien supérieur) jusqu'à la collision des terranes avec un continent (Carbonifère), en passant par la formation d'un bassin de type océanique avec une marge continentale passive (Ordovicien), la formation d'une marge active avec une zone de subduction (Dévonien), et la collision continent-continent avec la formation de la ceinture de plis et du bassin d'avant-pays (Carbonifère supérieur-Permien)...

Il présente approximativement une succession stratigraphique sur quelques centaines de kilomètres de large et de 2000 à 2500 km de long dominée par les roches sédimentaires profondes du Cambrien tardif au Carbonifère, avec un remplissage qui varie des sédiments alluviaux et des plaines côtières aux turbidités d'eau profonde, contrôlé par la tectonique, l'eustasie et le climat.

Volumétriquement, les siliciclastiques des formations Stanley, Jackfork, John Valley et Atoka du Carbonifère constituent plus de 80 % de cet intervalle. Cette séquence épaisse est très représentative du remplissage détritique des eaux profondes du bassin d'avant-pays. Cet épais intervalle de grès et de schiste est divisible en un complexe central de bassins (ou axial) en éventail, une série de pentes (ou de bassins intra-pente) en éventail, et le complexe deltaïque épais de la marge du plateau continental

Les systèmes pétroliers du bassin de Ouachita, sont un composite de roches mères, de réservoirs et de couvertures à intervalles très variables, déposées dans des environnements à dépôts variables, d'où plusieurs intervalles sont susceptibles à générer des hydrocarbures (Arkansas Novaculite, Womble, and Polk Creek shales, la formation de Missouri Mnt. ..), d'autres à emmagasiner les hydrocarbures (Jackfork and Blaylock Sandstone....) et de bons intervalles de roches couvertures étanches (Womble Shale, Atoka and Viola Formations).

Les hydrocarbures se trouvent principalement dans des pièges structuraux conventionnels et dans des "pièges à bassin profond" non conventionnels.

Chapitre II

Présentation de la région d'étude

II.1 Introduction

Hollywood Quarry expose en 3D les turbidités du groupe Jackfork supérieur d'âge Pennsylvanien qui sont souvent utilisées par les compagnies pétrolières comme un analogue potentiel d'affleurement à échelle réduite pour les réservoirs en eau profonde dans le Golfe du Mexique et ailleurs, afin d'évaluer les performances de ce type de réservoir.

La carrière est unique dans la mesure où, à l'intérieur de ses murs, on peut examiner de nombreuses caractéristiques que l'on trouve généralement dans les réservoirs souterrains à plus grande échelle et qui pourraient affecter considérablement les performances du réservoir.

Les diagraphies gamma, les sections mesurées, une carte des failles et les coupes transversales fournissent une base de données analogue à celle qui serait disponible pour un réservoir souterrain. Ainsi, la carrière constitue un lieu idéal pour un "atelier" géologique et technique en plein air permettant de visualiser les complexités potentielles d'un réservoir structurel-stratigraphique (turbidité) mixte.

II.2 Les systèmes de dépôt en eau profonde (Les Turbidités)

Les systèmes de dépôt en eaux profondes représentent le dépôt principalement par des flux gravitaires de sédiments, qui transportent les sédiments clastiques vers le bas d'une pente et sur le fond d'un bassin. Bien que la sédimentation puisse se produire dans ces systèmes à tout moment, le plus grand volume de sédiments est transporté dans le bassin pendant les niveaux bas et la montée initiale du niveau relatif de la mer (Shanmugan et Moiola, 1982 ; Bouma et al., 1989 ; Posamentier et al., 1991). Ces systèmes sont appelés " éventails sous-marins " lorsqu'ils font référence à une accumulation " moderne " en eau profonde exposée sur le fond marin actuel (Menard, 1955), ou même dans certains cas à une quelconque succession sédimentaire non consolidée. Ils sont appelés systèmes turbiditiques lorsqu'ils se réfèrent à des occurrences souterraines et/ou d'affleurements (Mutti et Normark, 1987, 1991) et communément aux dépôts consolidés.

Mutti et Normark (1991) définissent un système de turbidité (éventail) comme "un ensemble de faciès de flux massiques et de courants de turbidité génétiquement liés et les associations de faciès qui étaient déposés dans une continuité stratigraphique virtuelle". Bouma et al. (1985c) ont appelé "fanlobes" les systèmes individuels de turbidités liés à des discordances. Lorsqu'ils sont empilés, les systèmes de turbidités (éventail) et leurs schistes basaltiques limitrophes sont définis comme un complexe de turbidités (éventail sous-marin). Si les schistes ou les mudstones silteux ont à peu près la même épaisseur que les lits riches en sable des systèmes turbiditiques individuels ou s'ils représentent au moins 70 % de la succession totale, le système est dit "riche en boue" (Reading et Richards, 1994). Les systèmes "riches en sable", en revanche, sont caractérisés par un ratio Net /Gross élevé et par des accumulations de schiste qui sont beaucoup plus minces que les successions de sable dominées (Bouma, Fine-grained turbidite systems).

En outre, le terme "système turbiditique" (complexe) peut être utilisé pour désigner une succession composite de dépôts de sable et de boue par écoulement gravitaire qui forment des unités de dépôt comme des séries de séquences de dépôt de deuxième, troisième et/ou quatrième ordre, telles que définies par Posamentier et al. (1988 ; Également Goldhammer et al, et Gardner et Borer).

Bouma (2000) a développé un modèle de dépôt pour les turbidités à grain fin, basé en partie sur ses travaux au sein du groupe Jackfork.

Les systèmes de turbidités à grain fin et riches en boue se trouvent dans de grands bassins sur des marges passives, ont une longue distance de transport terrestre et un large plateau, sont d'origine deltaïque, ont un transport efficace du bassin, ce qui permet de contourner une grande partie du sable vers l'éventail extérieur, et des ratios net/gross variables par zone. Un autre groupe peut être classé comme des systèmes de turbidités à grains fins et riches en sable (Gardner et Borer).

Reading et Richards (1994) ont conçu un système de classification des systèmes de turbidités en eau profonde basé sur la taille des grains et le type de système d'alimentation qui contrastent encore davantage les systèmes de turbidités à grains fins et à grains grossiers. La classification des différents systèmes de turbidités modernes et anciens est présentée dans le tableau II.1.

Tous les exemples de cas présentés dans ce volume se situent dans les systèmes de turbidités riches en boue ou en boue/sable alimentés par une source ponctuelle.

		Mud-Rich Systems	Mud/Sand-Rich Systems	Sand-Rich Systems	Gravel-Rich Systems
Submarine Fan, Point Source	Modern Systems	Amazon, Astoria, Bengal, Indus, Laurentian, Magdalena, Mississippi, Monterey, Mozambique, Nile, N.W. Africa	Delgada, La Jolla, Navy, Rhone	Avon, Calabar, Redondo	Bear Bay, Yallahs, Gulf of Corinth
	Ancient Systems	Jackfork Group	Ferrello, Hecho Type I, Kongsfjord, Laga, Lainsburg, Macigno, Marnosa-Arenacea, Peira-Cava, Stevens, Tanqua	Annot, Balder, Bullfrog, Cengio, Chatsworth, Hercho Type II, Magnus, Miller	North Brae, Cap Enrage
Multiple Source, Ramps	Modern Systems	Cape Ferret, Nitinat, Wilmington	Ebro, Natal Coast, C. America Trench, San Lucas		
	Ancient Systems	Catskill, Hareelv, Forbes	Butano, Everest, Forties, Gottero	Campos, Matilija, Montrose, Tyee	Blanca, Brae
Slope Apron, Linear Source	Modern Systems	Nova Scotia and Grand Banks highstand, N.W. Africa, S.W. Africa		Sardinia-Tyrrhenian	
	Ancient Systems	Gull Island	Alba, Hareelv (Trans), Nova Scotia lowstand	Rocky Gulch, Tonkawa	Helmsdale, Marambio

Tableau II.1 : Classification des systèmes turbiditiques modernes et anciens (modifié d'après Reading et Richards, 1994).

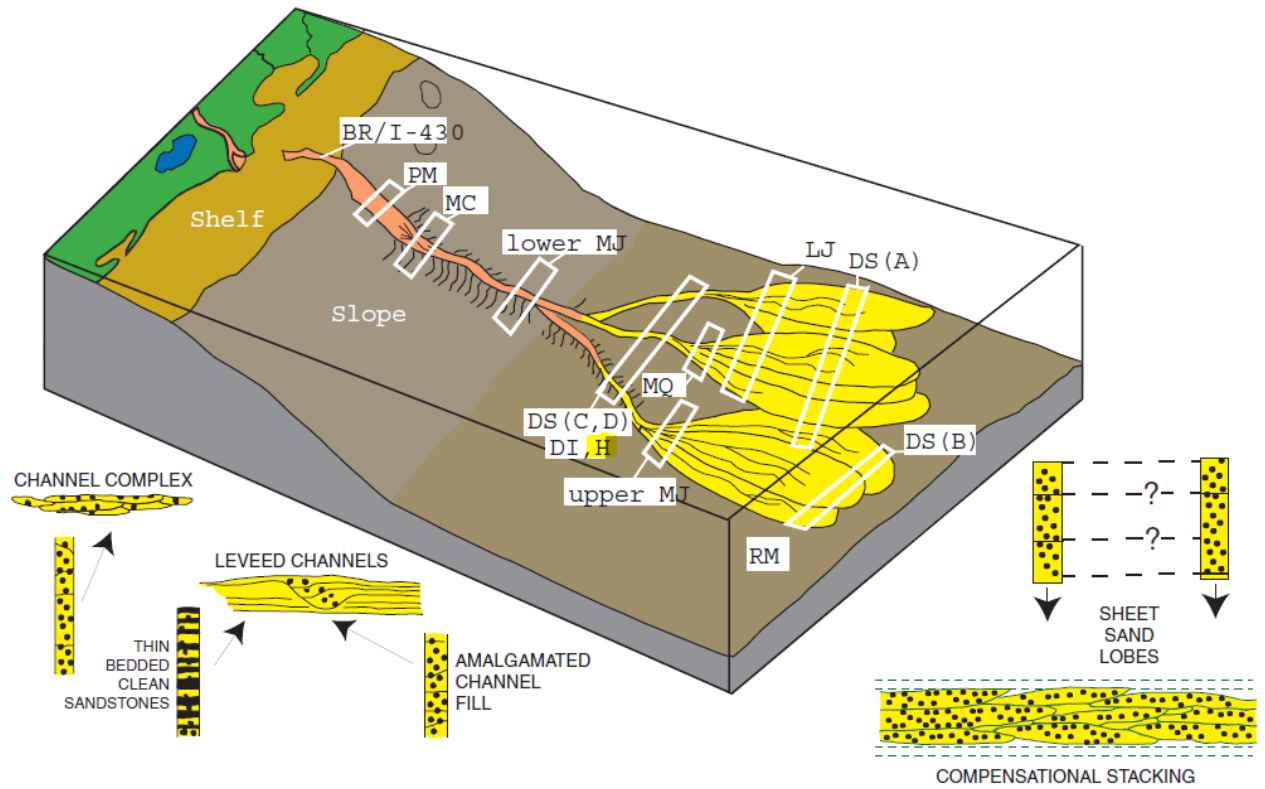


Figure II.1 : Modèle de dépôt pour un système de dépôt à grain fin en eau profonde (modifié à partir de Bouma, 2000). Les abréviations des lettres sont les mêmes que celles définies dans la figure I.25 (Groupe Jackfork - chapitre précédent). Montrant l'architecture du système turbiditique et l'emplacement approximatif des sections stratigraphiques et la localisation de l'Hollywood Quarry par rapport à cette architecture.

II.3 Situation géographique et géologique du Hollywood Quarry

II.3.1 Situation géographique

Le Hollywood Quarry se trouve dans la montagne Chalybeate (Est Quadrangle), 3 km au Nord de la ville de Hollywood, comté de Clark en T7S, R21W, section 8, Arkansas entre la latitude $34^{\circ}08'42''\text{N}$ et la longitude $93^{\circ}15'32''\text{W}$ -1000- mètre UTM grid, zone 15 (1927 NAD), aux États-Unis.

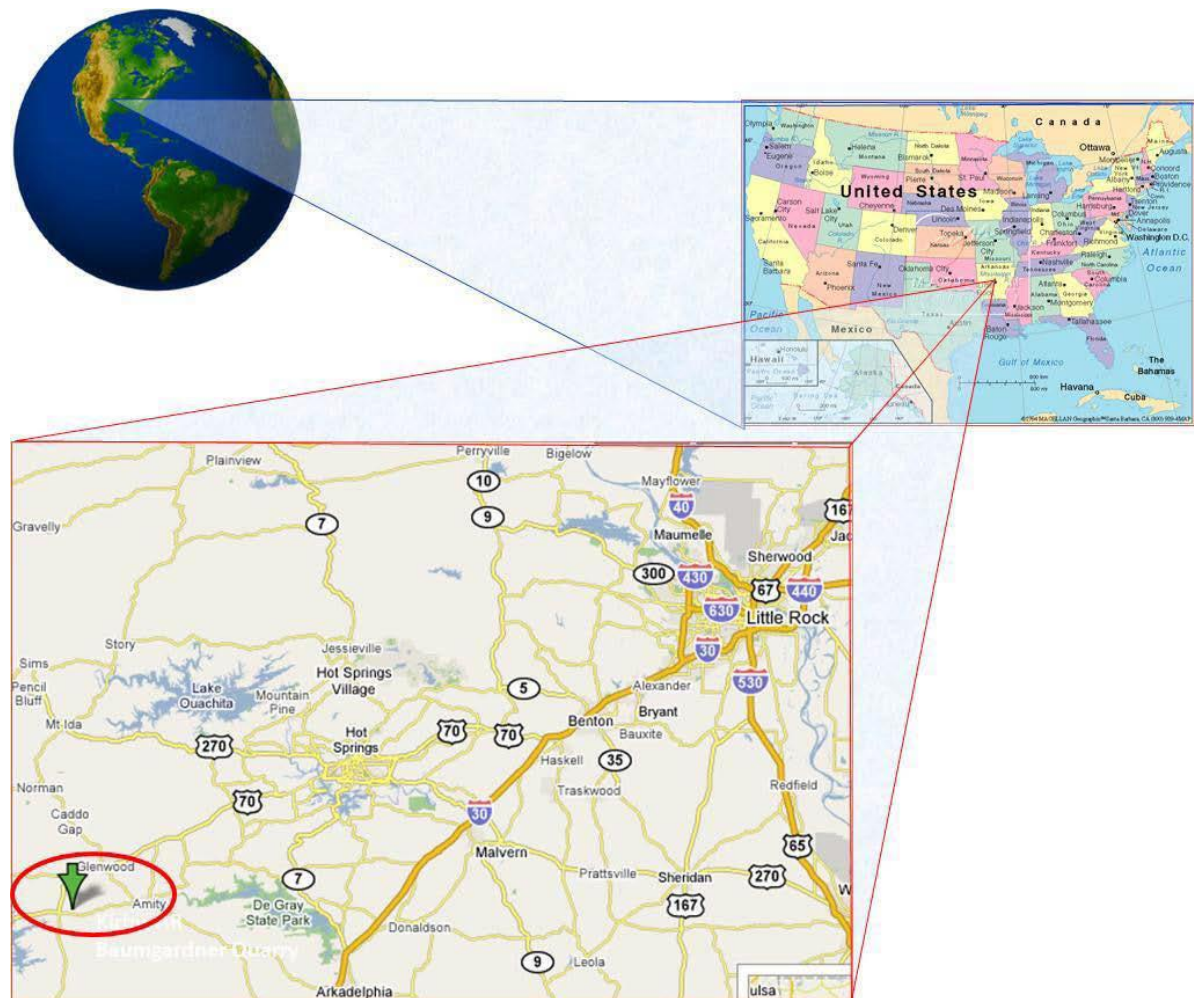


Figure II.2 : Image montrant la situation géographique de la zone d'étude. (Modifié à partir de Slatt 2010).

II.3.2 Situation géologique et structurale

Le Hollywood Quarry, situé à 100 mi au sud-ouest de Little Rock en Arkansas, est une excavation tridimensionnelle de 380x250x25m (1247x821x83ft) de dimensions qui se situe dans le soulèvement d'Ouachita, le long de la crête d'un anticlinal, nichée entre deux failles de chevauchement, et qui forme aussi une excellente "fenêtre" sur le pli anticlinal et ses couches de turbidités contenues. (Figures II.3 et II.4)

Des coupes transversales régionales par Blythe et al (1988) et Haley indiquent que les grès et les schistes de la carrière d'Hollywood ont été déplacés vers le nord sur une distance considérable de leur site de dépôt d'origine par la poussée lors de la collision entre continents. La figure 30 montre la position structurale de la carrière d'Hollywood dans le cadre régional. La carrière est située dans l'une des nombreuses nappes de poussée imbriquées à forte inclinaison.

La carrière, En se tenant sur le sol de la carrière, et en imaginant que le sol est un contact pétrole-eau, on peut visualiser un piège stratigraphique structural combiné à échelle réduite et en voir les complexités structurales et stratigraphiques.

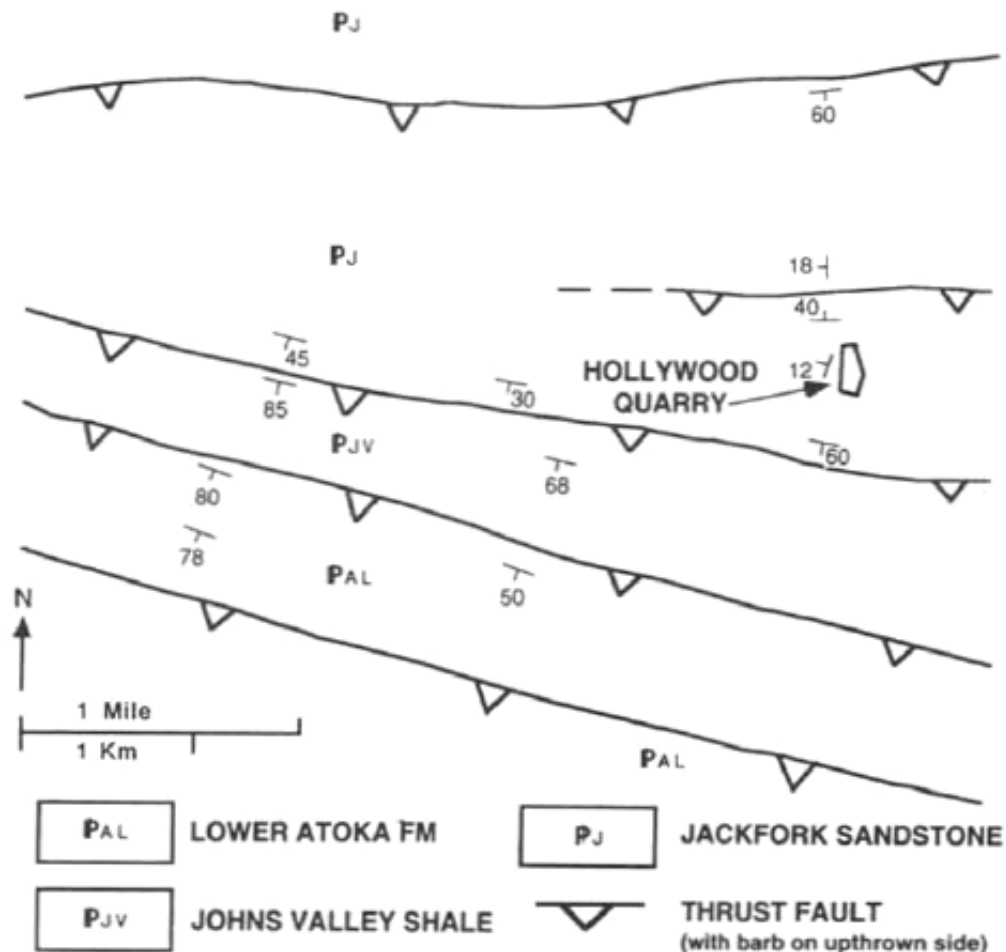


Figure II.3 : Principaux éléments structuraux près de Hollywood Quarry. Adapté de Stone et Haley, sous presse.

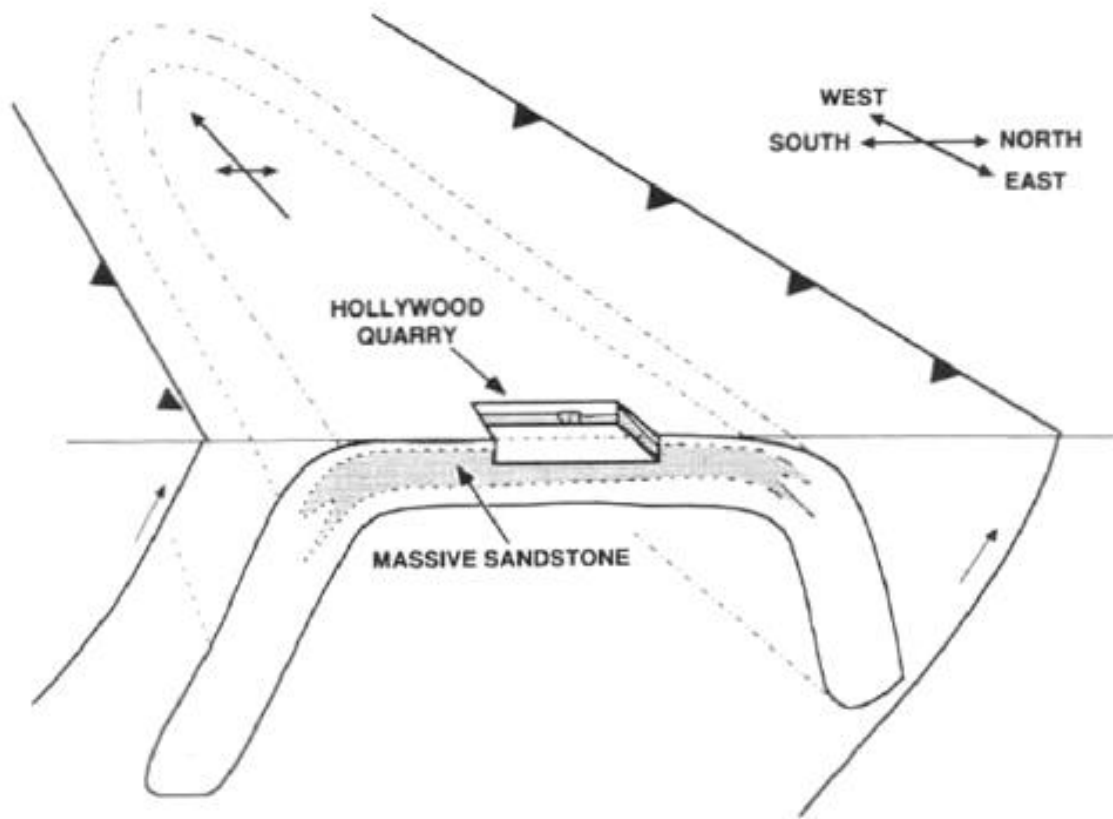


Figure II.4 : Schéma montrant la position structurelle relative de la carrière d'Hollywood au sommet d'un pli anticlinal plongeant vers l'ouest. Aucune échelle n'est utilisée.

II.4 Aspect stratigraphique

II.4.1 Mur ouest (occidental)

Le mur ouest de la carrière expose 21 m de strates supérieures de Jackfork qui sont latéralement continues du nord au sud sur les 380 m de longueur de la carrière (Fig. II.5). La succession verticale est subdivisée en deux grands intervalles de grès séparés par du schiste noir ; comme ce schiste est continu entre les parois de la carrière, il forme une donnée (référence) de corrélation.

II.4.1.1 L'unité C1 :

L'intervalle inférieur est généralement constitué de lits de grès à grains moyens à fins, modérément triés, à ciment de quartzose et de quartz, massifs et amalgamés (C1 dans la figure). Les structures sédimentaires comprennent des structures de charge et d'affouillement (Load and Scour structures), des stratifications parallèles (?), des lits transversaux plans, des stratifications ondulées et des structures d'évacuation de l'eau. Un conglomérat de quartz-granule est également présent dans la partie inférieure de cet intervalle. Il existe plusieurs contacts grès-sur-grès, amalgamés, érosifs et lenticulaires. L'exposition de la carrière du mur est qui plonge sous le sol de la carrière le long du mur ouest, en plus des 46 m inférieurs de la carotte sous le sol de la carrière ouest, fait partie de cet intervalle de grès amalgamé. Les caractéristiques sédimentaires et stratigraphiques, ainsi que les troncatures d'érosion observées sur la ligne sismique (Fig. II.5) indiquent que cet intervalle est un grès amalgamé de remplissage de canal, déposé comme remplissage de canal lors d'une élévation précoce du niveau relatif de la mer (Slatt et al., 1994 ; Slatt et al., 2000b ; Slatt et al., 2000c ; Goyeneche, 2005).

II.4.1.2 M1, M2 :

Du schiste noir fissile, d'une épaisseur de 1,8 à 2,5 m et contenant de minces filons de siltite, recouvre le grès amalgamé de remplissage du canal (M1 sur la figure II.6). Ce schiste est interprété comme un dépôt d'abandon de chenal, très probablement une section condensée d'un système transgressif (Slatt et al., 1994 ; Goyeneche, 2005). Ce schiste et les strates superposées sont continus sur la longueur du mur Ouest de la carrière et sont corrélés au Sud et à l'Est des murs de la carrière, formant une excellente corrélation de données autour des murs de la carrière. Un schiste laminé noir plus fin, qui apparaît comme du schiste "chaud" sur les logs GR (Slatt et al., 1994), est également présent dans les grès supérieurs (M2 sur la figure II.6).

II.4.1.1 S1, S2 :

L'intervalle supérieur de grès (S1 et S2 sur la figure II.6) est composé de grès à couche plus fine, à grain fin à moyen, et de schistes interstratifiés. Cette unité est interprétée comme des grès en feuillets superposés qui ont été déposés sur le schiste noir, très probablement comme un dépôt de tractus de systèmes de haute altitude (Slatt et al., 1994, 2000b ; Goyeneche, 2005).

Deux types de grès se trouvent dans cet intervalle supérieur :

(A) le grès quartzose gris clair, à grain moyen à fin, relativement propre présentant des stratifications parallèles, des ondulations et des structures d'évacuation de l'eau,

(B) du grès boueux à texture sucrose, brun à gris, à grain moyen à fin, qui présente d'abondants clastes de mudstone, des fragments de plantes carbonisées, une déformation des sédiments mous et des structures d'évacuation de l'eau (Slatt et al, 1994).

La même triple succession se produit dans la partie de la carotte située derrière le mur Ouest de la carrière, au-dessus du sol de la carrière (Fig. II.5). Sous le fond de la carrière, des grès amalgamés massifs à grain fin à moyen sont présents au TD à 67m (220ft). Il y a plusieurs horizons de galets avec des bases d'érosion qui semblent définir les bases des intervalles de Fining-Upward (Fig. II.6).

II.4.2 Murs Sud- Sud-est

Depuis la publication de la carte de Slatt et al. (1994), les parois sud et sud-est de la carrière ont été creusées sur une longueur supplémentaire de 30 à 65 m (98-213ft) (Fig. II.5).

Les mêmes unités stratigraphiques décrites pour le mur ouest sont présentes sur ces murs. Par exemple, l'une des sections mesurées est constituée, à partir du fond de la carrière, de 4,6 m de grès massif amalgamé, de 2,1 m de schiste argileux fissile et de 1,7 m de grès en feuillets superposés.

II.4.3 Le mur Est (oriental)

Le mur de la carrière est composé de grès massifs, à grain moyen à grossier, de quartz à sublithique avec des lits de galets occasionnels et de minces conglomérats de clastes de schiste (Fig. II.6) (Rothfolk, 2006). Avec un pendage de 13 à 15°W (Fig. II.), on prévoit que les strates plongeront sous les strates du mur ouest et qu'elles constitueront une partie du faciès inférieur des grès de remplissage des canaux (Channel-Fill) amalgamés.

II.4.4 Mur nord (septentrional)

Le mur nord n'est pas aussi bien exposé que les autres murs de la carrière mais il est principalement composé de grès. Deux sections épaisses de schiste argileux qui contiennent des grès fins intercalés sont présentes dans les excavations récentes situées aux coins Nord-Ouest et Nord-est du mur Nord de la carrière. Ces deux schistes se trouvent au Nord des principales failles précédemment décrites (Fig. II.5), indiquant des de compensation le long de ces failles.

Une vallée au nord des sections de schiste sont probablement sous-tendues par ces schistes.

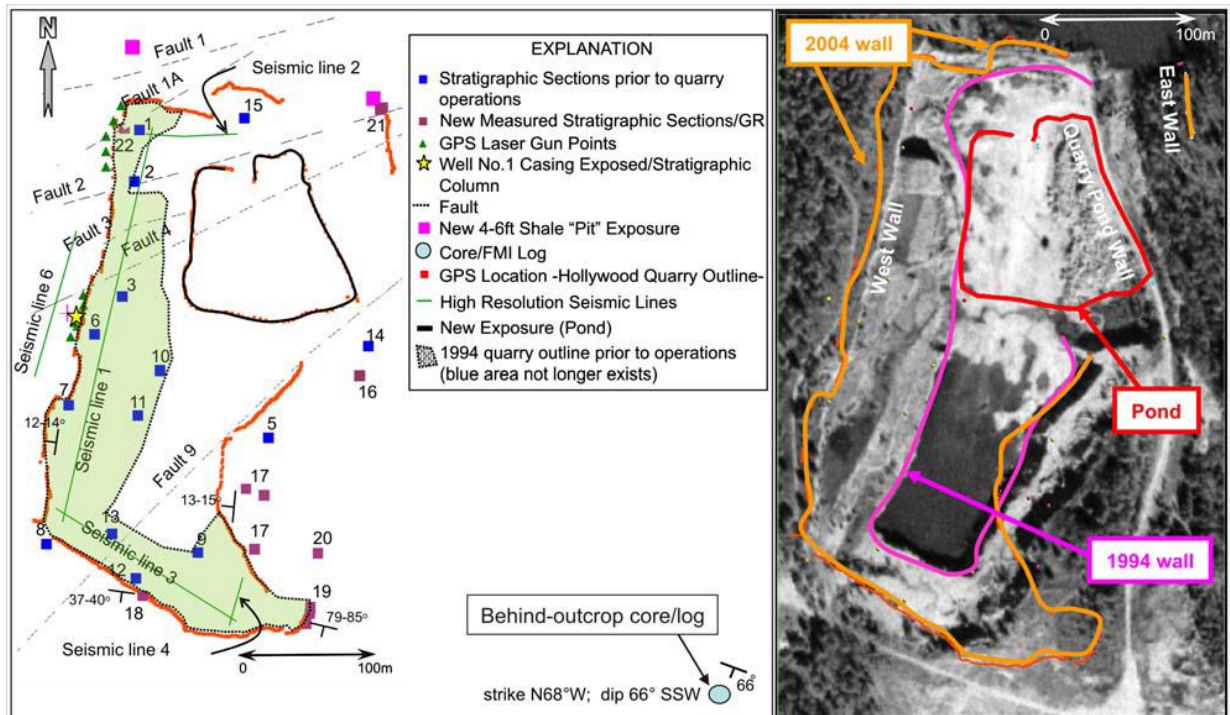
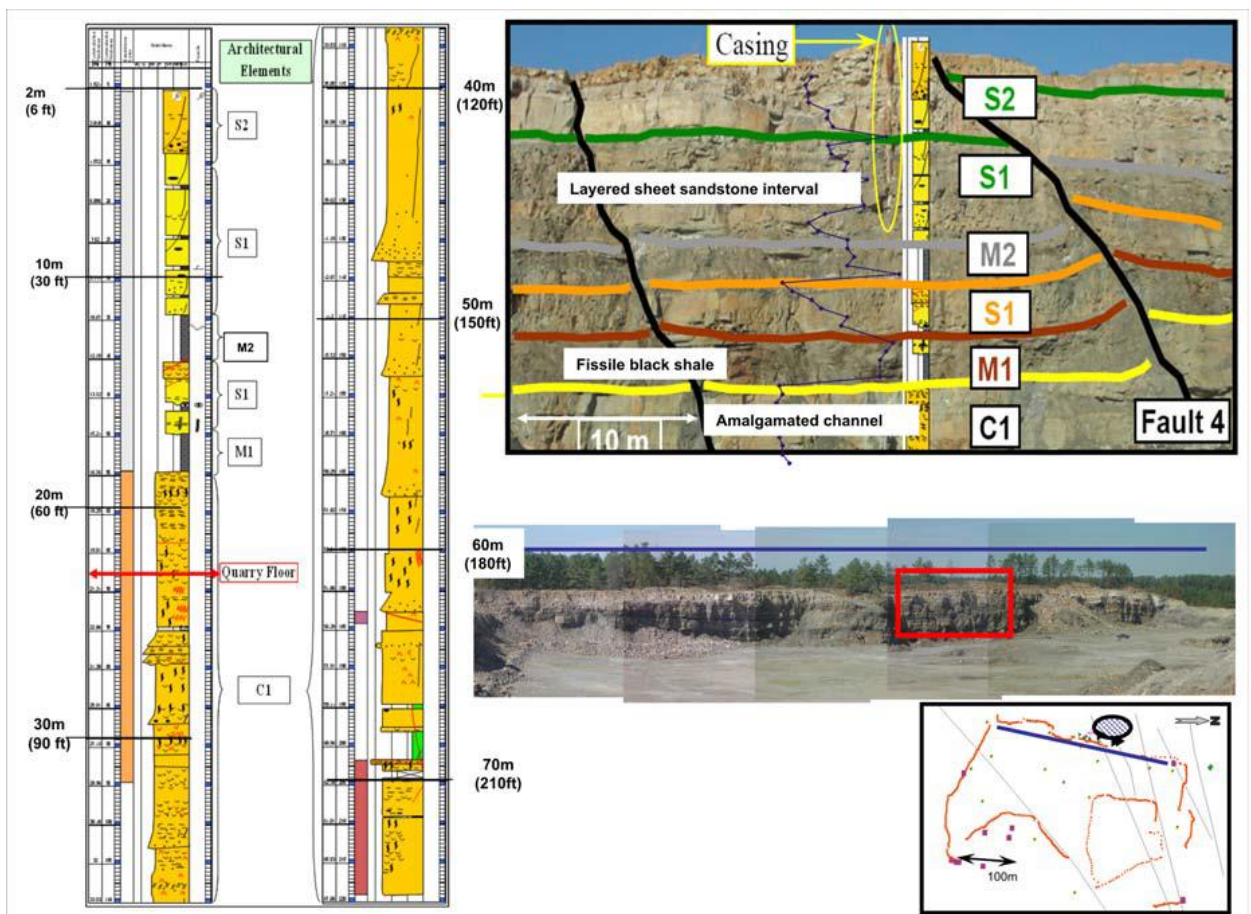


Figure II.5 : Carte montrant le contour de la Hollywood Quarry de 2004 (en rouge), la zone des parois Ouest et Sud de la carrière qui ont été excavées depuis 1994, et les différentes données mesurées et recueillies. La photo de droite a été prise avant 1994 et montre les mêmes contours des parois ouest et sud que ceux indiqués sur la carte.



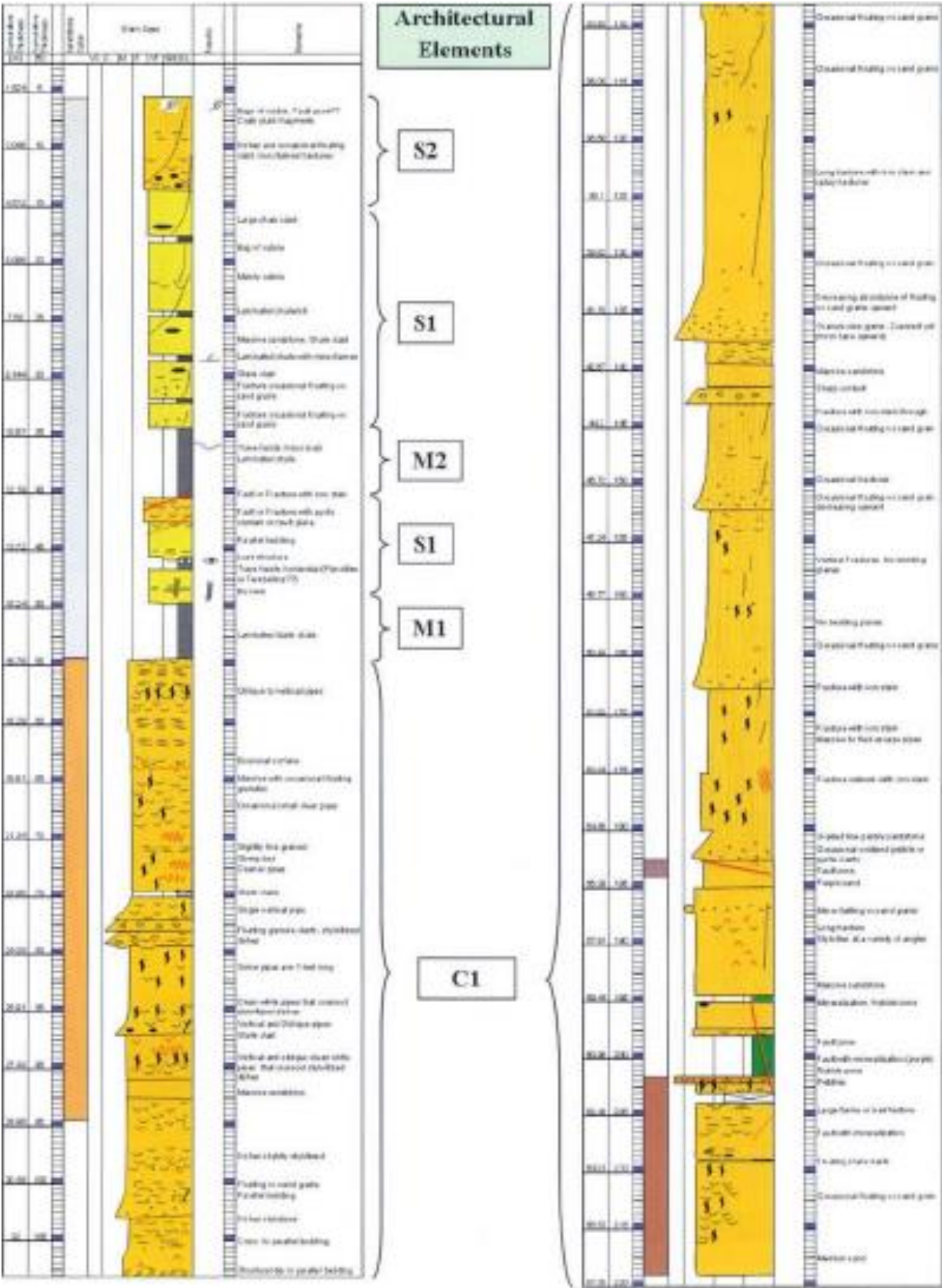


Figure II.6 : Colonne stratigraphique de la séquence Jackfork exposée dans la carrière de Hollywood. 47 m de section proviennent de carottes prélevées derrière l'affleurement du mur ouest (Figure II.5)

II.5 Aspect structural

II.5.1 Modèles de failles

Les murs de la carrière offrent une excellente exposition à plusieurs failles. Les principales failles ont été numérotées et cartographiées (Figures II.7 et II.8). Les failles peuvent être regroupées en quatre catégories, comme indiqué ci-dessous.

II.5.1.1 Failles verticales dans le grès massif

Les failles I, 2, 3, 6, 7 et 9 sont des failles verticales orientées vers le nord-est, exposées dans les parois de la carrière. Le déplacement vertical est évident au niveau des failles I, 2 et 3 et ces failles ont la même direction de frappe de N74-76°E. La faille I consiste en une zone de cisaillement tachée de rouge d'environ 1,80 m de large. Les failles 2 et 3 changent d'orientation lorsqu'elles passent de lits de grès massifs en dessous à des schistes et des grès à lits plus fins au-dessus. Les faces de glissement avec des pendages relativement faibles (8°E sur la faille 3 ; 25-35°W sur la faille 2) indiquent principalement un mouvement de cisaillement le long de ces failles. Les failles 6, 7 et 9 semblent être reliées entre elles par une orientation N46°E, et consistent en des zones de cisaillement de plusieurs pieds de large avec des fragments de roche rouillée et rouge, et des rainures de faille. Des traces de minéralisation (peut-être du cinabre) se trouvent dans des veinules de quartz laiteux contenant de la dickite et de la pyrite (?) le long de la faille 2, près du sommet de la carrière.

II.5.1.2 Failles inverses listriques

Les failles IA et 4 sont des failles inverses orientées vers le nord-est qui plongent à N61°E et frappent à 60-65°N et s'aplatissent dans le lit de schiste "chaud". Les faces de glissement avec des pendages relativement faibles (8°W le long de la faille 4) indiquent un mouvement de cisaillement. Les pendages nord indiquent un retrocharriage (Backthrusting), à l'opposé de la tendance (trend) régionale.

II.5.1.3 Failles mineures de compensation (Minor compensation faults)

Les failles 4A, 10 et 12 sont des failles mineures de compensation à angle élevé dans des lits de grès minces, exposées uniquement dans les parois supérieures de la carrière au-dessus des grès massifs. Ces failles présentent des déplacements verticaux mineurs ou des arrachements qui se dissipent dans les lits de schiste environnants. Elles ne semblent pas se poursuivre vers le bas dans les massifs de grès. La faille II est une faille verticale mineure avec seulement quelques centimètres de déplacement. L'orientation parallèle au front de taille et l'aspect propre de la carrière indiquent un déplacement récent probable dû à l'excavation de la carrière.

Plusieurs autres failles et fractures d'extension le long des bords de la carrière sont des caractéristiques d'effondrement de mur récent et ne sont pas examinées plus avant.

II.5.1.4 Failles de décrochement

Le mur Est est fortement fracturé. Le côté nord de ce mur est délimité par une faille qui sépare le schiste au Nord du grès au Sud (Fig. 33). Les faces de glissement horizontales qui frappent 65° Est- Nord-Est et plongent vers le Nord-Ouest indiquent un mouvement de glissement (décrochement) dextral. Les fractures proches de cette faille sont larges et denses et présentent une amplitude et une direction de pendage similaires à celles de la faille. Une faille de décrochement sinistrale, plus petite, située sur le côté sud de l'affleurement, s'étend sur 115° Est- Sud-Est et plonge de 70° vers le Nord-Ouest.

II.5.2 Ensembles de joints

Une analyse approfondie des orientations des joints n'a pas été tentée en raison de l'importante fracturation induite par les explosions le long des parois de la carrière. Cependant, quinze ensembles de joints conjugués ont été mesurés sur la surface supérieure du grès massif qui forme le haut du banc dans la carrière près des failles 2, 3 et 4. Les joints ont été sélectionnés à au moins 6,7 mètres du bord de la carrière, afin d'éviter les fractures provoquées par les explosions.

Un ensemble de joints conjugués typique contient un joint frappant approximativement $N71^\circ E$ (varie de $N56^\circ E$ à $N81^\circ E$) et un joint croisé frappant approximativement $N39^\circ W$ (varie de $N19^\circ W$ à $N47^\circ W$). L'orientation $N71^\circ E$ s'aligne sur les principales failles verticales et inverses. Idéalement, les ensembles de joints conjugués sont séparés par des différences d'orientation de $60^\circ/120^\circ$, la direction de contrainte principale de compression qui bissecte théoriquement l'angle de 60° . Les ensembles mesurés forment généralement des paires de $70^\circ/110^\circ$.

La bissectrice de l'angle de 70° donne une orientation de $N74^\circ W$ pour la direction approximative de la contrainte de compression qui a formé ces ensembles de joints.

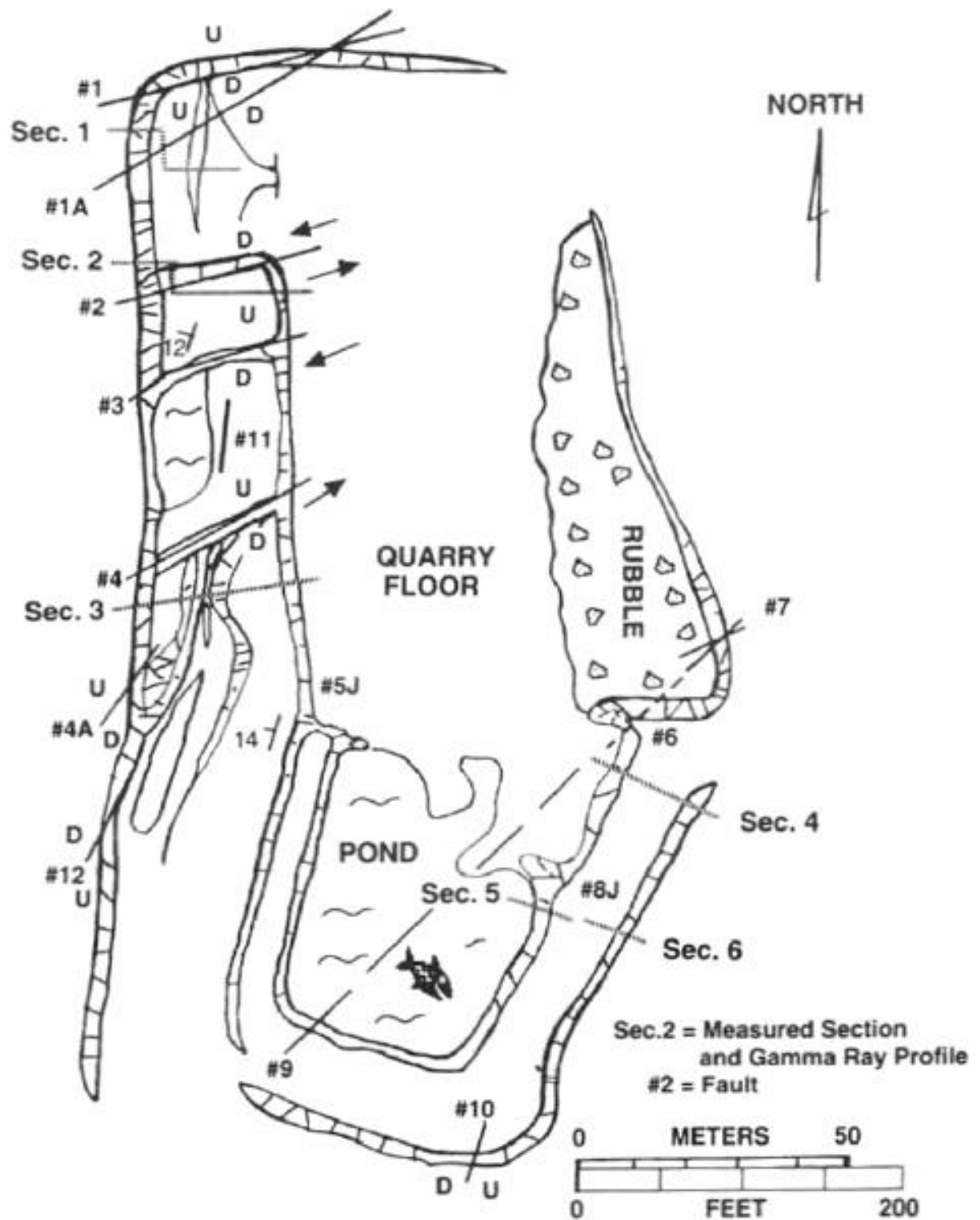


Figure II.7 : Carte détaillée de la carrière d'Hollywood montrant l'emplacement des principales failles (#) et sections mesurées (Sec.).

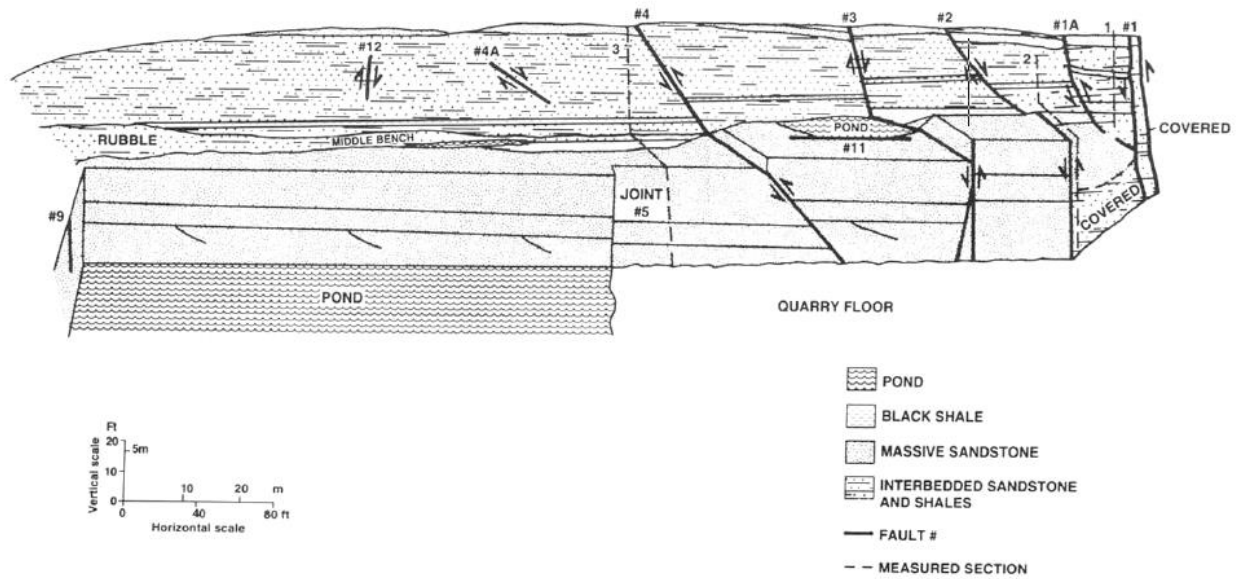


Figure II.8 : Diagramme du mur Ouest de la carrière montrant les failles (#) et la stratigraphie généralisée. Les emplacements des sections mesurées sont indiqués par des lignes pointillées et numérotées. Les échelles horizontales et verticales sont approximatives.

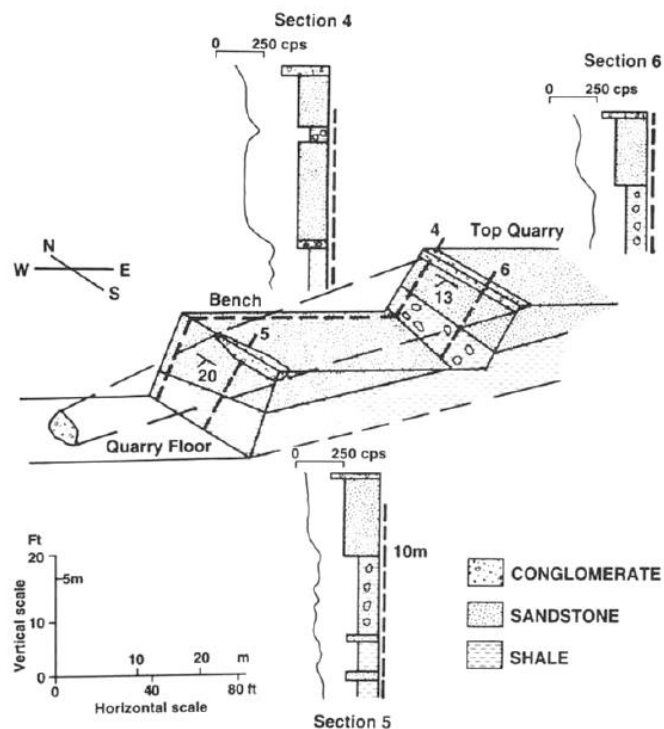


Figure II.9 : Diagramme du mur Est de la carrière montrant l'orientation et la corrélation des lits depuis le mur supérieur, à travers le banc, et jusqu'au sol de la carrière. Toutes les dimensions indiquées sont des mesures réelles. Les emplacements des sections mesurées 4, 5 et 6 sont indiqués, ainsi que les sections mesurées et les profils de gamma-ray des affleurements.

II.5.3 Pendage des couches

II.5.3.1 Mur (Ouest) occidentale

Les strates sont orientées N20°E et ont un pendage de 12-14°W (Fig. II.8).

II.5.3.2 Murs Sud- Sud-est

À l'angle sud-est de la carrière, les couches s'inclinent fortement et changent progressivement vers l'Ouest de 79-85°SW à 37-40°SW, à 12-14°W à l'angle sud-ouest de la carrière (Fig. II.8). Les directions changent également vers le sud-ouest, d'environ Nord-Sud à Est-Ouest. Ces modèles de direction et de pendage définissent un nez anticlinal, similaire à celui envisagé par Slatt et al. (1994) (Fig. II.10 et II.11).

II.5.3.3 Mur Est

Le pendage des strates est de 13 à 15°W (Fig. II.9). On prévoit qu'elles plongeront sous les strates du mur ouest.

II.5.4 Groupes de fractures

Il y a de nombreuses fractures ouvertes sur le mur Est qui sont pour la plupart verticales ou à moins de 15° de la verticale. Les densités de fractures mesurées le long des sections verticales indiquent une fréquence de fractures de 0,175 à 0,55 fractures/pied (Rothfolk, 2006). Des fractures sub-horizontales sont également présentes, mais elles sont plus probablement dues à le déchargement de la surcharge que la tectonique, et ne sont donc pas abordés plus avant. Les mesures Scanline et LiDAR révèlent que les fractures du côté nord de la paroi sont moins nombreuses mais plus longues que celles du côté sud.

En utilisant des images LiDAR, Rothfolk (2006) a identifié trois groupes de fractures (Fig. II.12). Son groupe 1, présente les tendances suivantes : nord-nord-ouest/sud-sud-est, nord-nord-est/sud-sud-ouest et nord-sud. La bissectrice est normale à l'axe du pli (Fig. II.11), le pli est donc de type I de Nelson (1979), ce qui est attribué aux contraintes régionales et au développement de grandes structures dans la région.

Les fractures des groupes 2 et 3 de Rothfolk (2006) se combinent essentiellement en un seul groupe ayant une bissectrice d'Est-Ouest à Nord-Nord-Ouest/Sud-Sud-est, car elles ne diffèrent que dans le sens du pendage. Cet ensemble a la même orientation que l'ensemble conjugué des fractures mesurées sur la paroi ouest de la carrière, comme mentionné ci-dessus. Ce groupe fusionné est le type II de Nelson (1979), qui est attribué à des contraintes locales associé à la flexion des strates dans les plis.

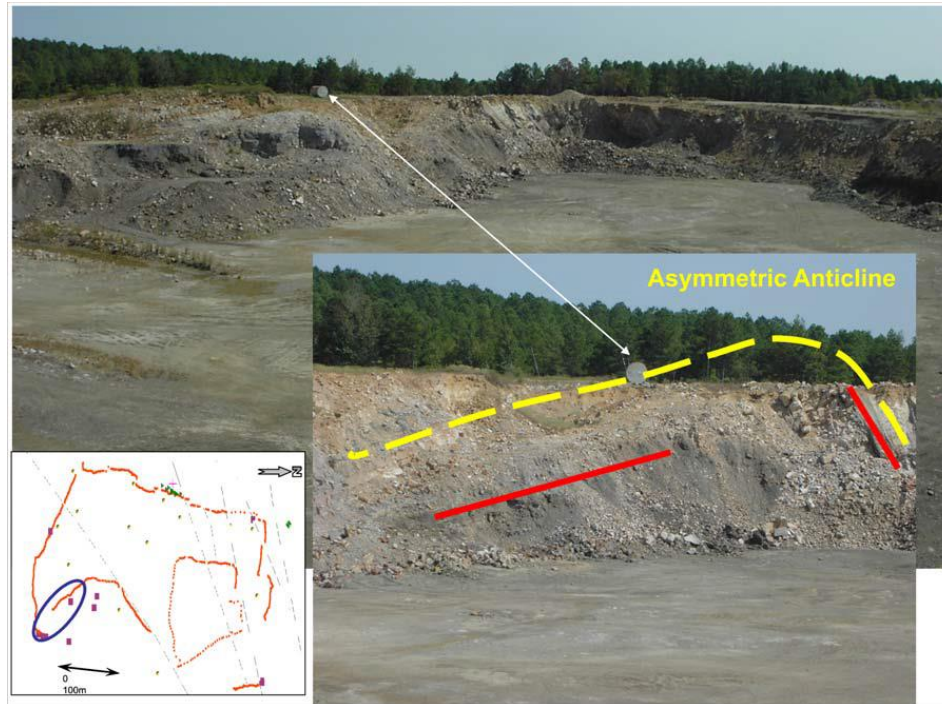


Figure II.10 : Anticlinal asymétrique formant l'extrémité Sud-est de la carrière. Les lignes rouges indiquent les tendances de la litière et la ligne jaune en pointillés indique la tendance de l'anticlinal.

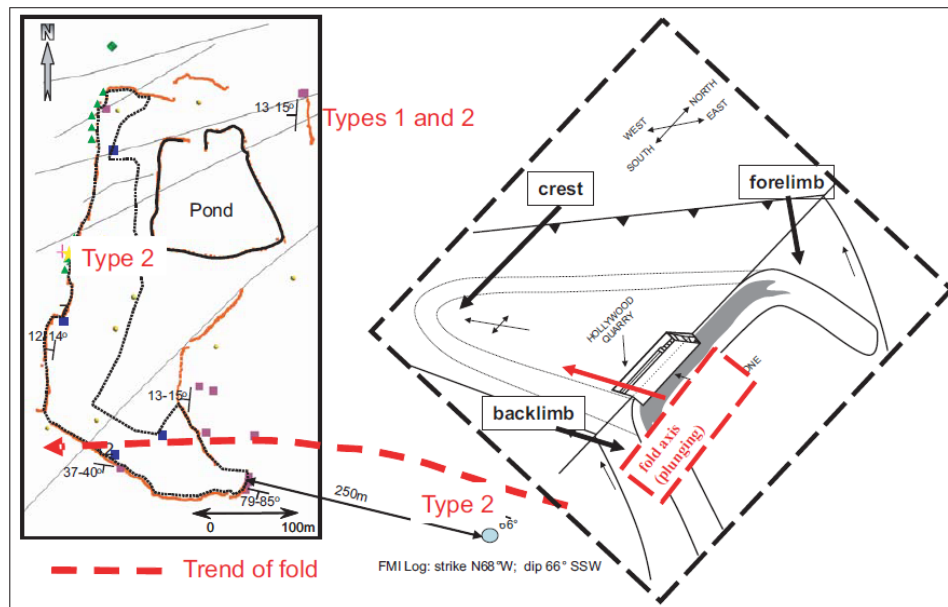


Figure II.11 : La figure de gauche est la vue de la carte illustrée à la figure précédente, mais avec les emplacements des fractures de types 1 et 2 indiqués. La tendance de l'anticlinal asymétrique (Fig. II.10) est indiquée par le tiret de la flèche rouge. La figure de droite montre la structure prévue au niveau de la carrière. Emplacements des membres postérieurs et antérieurs, interprétés à partir des types 1 et 2 les distributions de fractures, sont également indiquées (voir le texte pour l'explication).

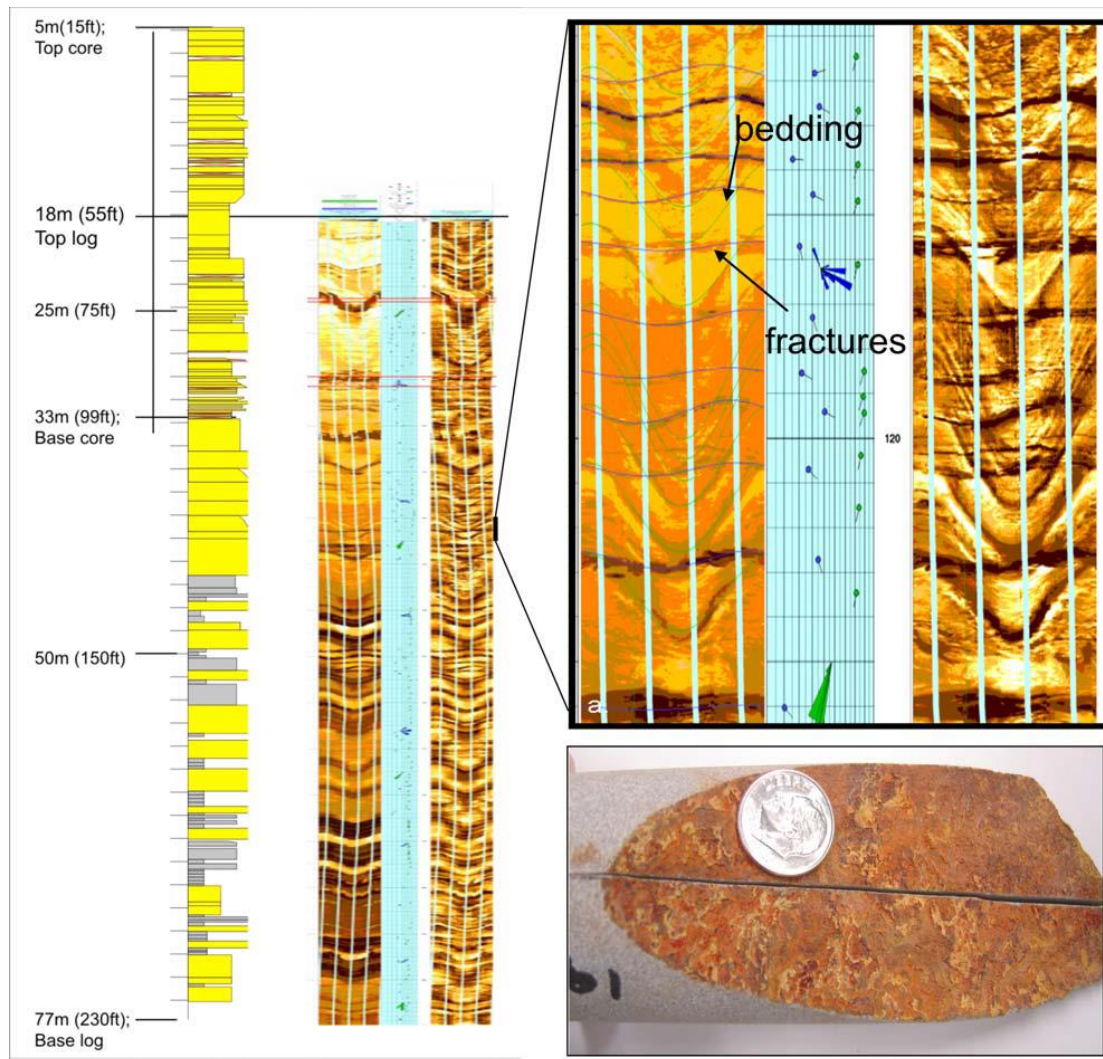


Figure II.12 : Description d'une carotte prise derrière les murs Est et Sud de la carrière. (Voir la figure II.5 pour l'emplacement.) La carotte a été obtenue à partir de 5 m de profondeur jusqu'à 33 m de profondeur. La diagraphie FMITM a été effectuée dans un double trou de forage de 18m (55ft) à 77m (230ft). L'étalonnage des caractéristiques carottées a permis d'interpréter la géologie sous la base de la carotte, comme indiqué sur la description de la carotte. L'encart montre une fracture incrustée d'oxyde de fer provenant de la carotte. Les lignes sinusoïdales de la litière et les plans de fracture sont représentés sur le journal d'images statique (à gauche) et dynamique (à droite).

II.6 Conclusion

Hollywood Quarry offre une excellente exposition de quatre parois perpendiculaires des turbidités du groupe Jackfork d'âge Pennsylvanien et fournit un exemple analogue de réservoirs marins profonds présents dans le golfe du Mexique.

La carrière d'Hollywood comprend une séquence de grès massifs à épais composée de grès caillouteux, à grain moyen à fin, avec un Net/Gross moyen de 80%.

Trois unités stratigraphiques principales peuvent être différenciées au sein de la carrière.

L'unité inférieure : Grès lenticulaires, chenalisés et caillouteux de plus en plus fins vers le haut. Les caractéristiques de traction sont généralement absentes dans les grès, ce qui suggère que la plupart des sédiments ont été déposés par les retombées de sédiments de haute densité, par gravité.

Unité médiane : schistes noirs plus épais, latéralement continus, stratifiés avec des dykes d'injection de grès occasionnels et transversaux.

Unité supérieure : grès et schistes minces latéralement continus et interstratifiés. Les lits de grès et de schistes sont découpés par des failles de décrochement à composante verticale. Les unités boueuses en haut de la section semblent représenter des coulées de débris dilués ou des boues légèrement cohésives qui peuvent être formées comme de petites failles sur des pentes sous-marines couvertes de boue.

Les couches sont orientées N20-30° E et ont une inclinaison de 11 à 16° ouest. Un anticlinal asymétrique est visible à l'angle Est-Sud-est de la carrière. Plusieurs failles (jusqu'à 15) sont exposées le long des parois de la carrière. Différents jeux de joints peuvent être mesurés, et derrière les affleurements, la diagraphie par image (BHI) indique la présence possible de grès naturellement fracturés, d'où 2 ensembles de fractures ont été identifiés, ce qui en fait un volume rocheux structurellement complexe.

Ce type de complexité horizontale et verticale est très susceptible de se produire dans de véritables réservoirs. Les failles et les modèles de fractures sont particulièrement importants pour affecter les performances des réservoirs. Elles pourraient faciliter ou entraver l'écoulement des fluides dans un réservoir analogue à cette échelle ou à des échelles plus grandes.

Chapitre III

Modélisation du réservoir turbiditique pennsylvanien du groupe Jackfork de la structure Hollywood Quarry

III-1 Introduction

La modélisation géologique est une sous-discipline relativement récente de la géologie qui intègre la géologie structurale, la sédimentologie, la stratigraphie, la paléoclimatologie et la diagenèse.

En 2 dimensions (2D), une formation ou une unité géologique est représentée par un polygone, qui peut être délimité par des failles, des non-conformités ou par son étendue latérale, ou par une culture. Dans les modèles géologiques, une unité géologique est délimitée par des surfaces triangulées ou quadrillées en trois dimensions (3D). L'équivalent du polygone cartographié est l'unité géologique entièrement fermée, utilisant un maillage triangulé. Aux fins de la modélisation des propriétés ou des fluides, ces volumes peuvent être séparés en un ensemble de cellules, souvent appelées voxels (éléments volumétriques). Ces grilles 3D sont l'équivalent des grilles 2D utilisées pour exprimer les propriétés des surfaces individuelles.

La modélisation géologique comprend généralement les étapes suivantes :

1. Analyse préliminaire du contexte géologique du domaine d'étude.
2. Interprétation des données et des observations disponibles sous forme d'ensembles de points ou de lignes polygonales (par exemple, des "bâtons de faille" correspondant à des failles sur une section sismique verticale).
3. Construction d'un modèle structurel décrivant les principales limites des roches (horizons, non-conformités, intrusions, failles)
4. Définition d'un maillage tridimensionnel respectant le modèle structurel pour soutenir la représentation volumétrique de l'hétérogénéité (voir Géostatistique) et résolution des équations aux dérivées partielles qui régissent les processus physiques dans le sous-sol (par exemple, la propagation des ondes sismiques, le transport de fluides dans les milieux poreux).

Pour réaliser ce travail, il est nécessaire d'utiliser Petrel ; c'est un logiciel qui nous permettra d'interagir avec les données directement à partir de la fenêtre 3D et de nous concentrer sur les étapes de travail géologique de notre projet, telles que l'interprétation stratigraphique, la modélisation des fractures, des faciès et des propriétés géocellulaires, jusqu'à la simulation de production et la conception ou le design des puits.

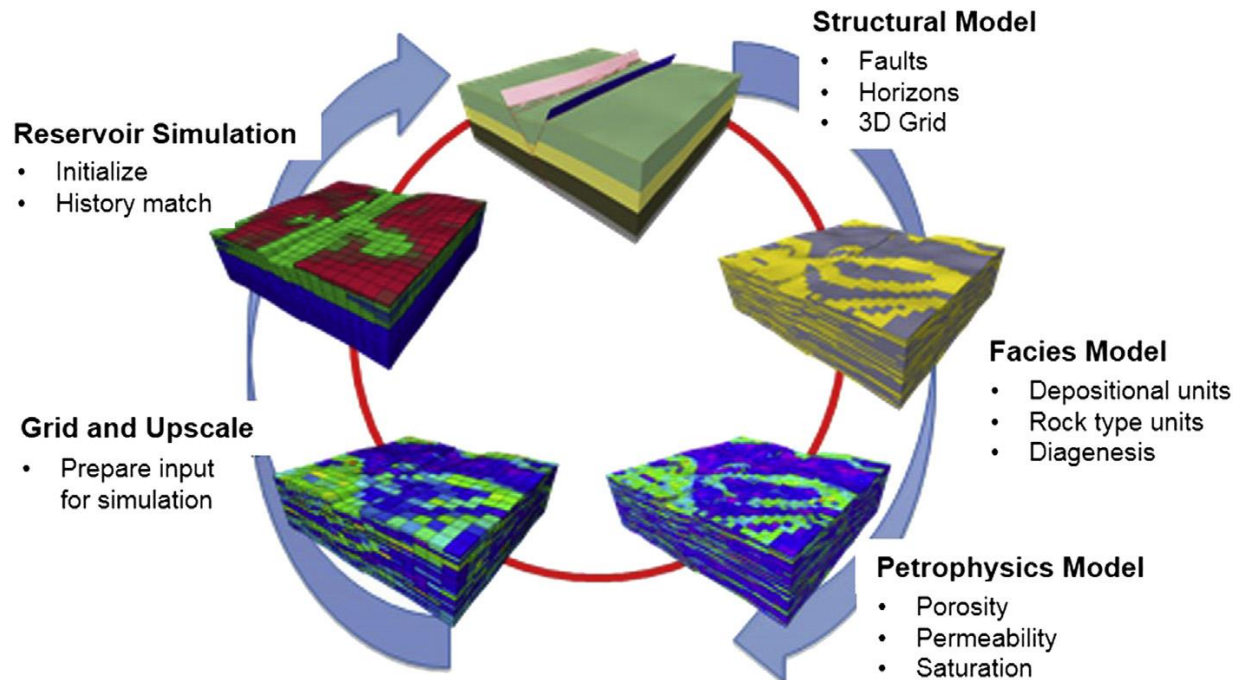


Figure III.1 : Vue schématique du flux de travail de modélisation matricielle de haut niveau, SCHLUMBERGER

III-2 Méthodologie, analyse et interprétation des résultats

Afin de réaliser le model géologique de la structure de Hollywood Quarry, on doit passer par les étapes suivantes.

III-2-1 Corrélation stratigraphique :

III-2-1-1 Corrélation des puits

Cette étape qui correspond au **Stratigraphic Modeling**, est indispensable pour la modélisation géologique.

Après avoir chargé le projet **HQ_Start** dans **Petrel**, on a commencé par l'importation des données des puits **H1**, **H2**, **H3** et **H4** nécessaire pour la corrélation (Annexe 1).

	Well identifiant	Surface	X	Y	Z	MD
1	H1 ▼	S2 ▼	620.00	544.00	-455.86	455.86
2	H1 ▼	M2 ▼	620.00	544.00	-461.54	461.54
3	H1 ▼	S1 ▼	620.00	544.00	-462.54	462.54
4	H1 ▼	M1 ▼	620.00	544.00	-465.89	465.89
5	H1 ▼	C1 ▼	620.00	544.00	-468.39	468.39
6	H1 ▼	Reservoir Base-500 ▼	620.00	544.00	-483.39	483.39
7	H2 ▼	S2 ▼	376.00	422.00	-505.40	505.40
8	H2 ▼	M2 ▼	376.00	422.00	-511.08	511.08
9	H2 ▼	S1 ▼	376.00	422.00	-512.36	512.36
10	H2 ▼	M1 ▼	376.00	422.00	-515.13	515.13
11	H2 ▼	C1 ▼	376.00	422.00	-517.94	517.94
12	H2 ▼	Reservoir Base-500 ▼	376.00	422.00	-532.94	532.94
13	H3 ▼	S2 ▼	618.00	371.00	-454.10	454.10
14	H3 ▼	M2 ▼	618.00	371.00	-459.59	459.59
15	H3 ▼	S1 ▼	618.00	371.00	-460.82	460.82
16	H3 ▼	M1 ▼	618.00	371.00	-463.57	463.57
17	H3 ▼	C1 ▼	618.00	371.00	-466.90	466.90
18	H3 ▼	Reservoir Base-500 ▼	618.00	371.00	-481.43	481.43
19	H4 ▼	S2 ▼	638.00	660.00	-454.40	454.40
20	H4 ▼	M2 ▼	638.00	660.00	-459.87	459.87
21	H4 ▼	S1 ▼	638.00	660.00	-461.12	461.12
22	H4 ▼	M1 ▼	638.00	660.00	-463.89	463.89
23	H4 ▼	C1 ▼	638.00	660.00	-467.20	467.20
24	H4 ▼	Reservoir Base-500 ▼	638.00	660.00	-481.72	481.72

Tableau III.1 : Coordonnées et profondeurs des toits des différentes couches traversées par les puits H1, H2, H3 et H4 (Petrel)

En analysant le tableau ci-dessus qui représente les Coordonnées et profondeurs des toits des différentes couches traversées par les puits **H1**, **H2**, **H3** et **H4**, on remarque que :

- Le puits **H1** allant de 455.86 m de jusqu'à 483.39 m de profondeur, a approximativement la même profondeur que celle du puits **H3** qui est arrivé de 454.10 m jusqu'à 481.43 m de profondeur, et **H4** aussi qui est foré de 454.40 m jusqu'à 481.72 m de profondeur.
- Par contre pour le puits **H2** qu'il est plus à l'Ouest, on remarque qu'il est plus profond par rapport aux autres puits à cause de la pente de la structure de Hollywood Quarry et l'inclinaison des couches vers l'Ouest, en allant de 505.40 m jusqu'à 532.94 m de profondeur.

Remarque : Les structures dans la partie exposée de la ceinture orogénique d'Ouachita sont des plis et des poussées vertigineuses vers le craton nord-américain avec des poussées de décollement importantes visibles surtout le long de certaines parties du front orogénique.

- Si on compare l'épaisseur totale des formations traversées par chaque puits, on remarque qu'elle est la même considérée approximativement de 27 m.

		Puits			
		H1	H2	H3	H4
Unité	S2	5.68	5.68	5.49	5.47
	M2	1.00	1.28	1.23	1.25
	S1	3.35	2.77	2.75	2.77
	M1	2.50	2.81	3.33	3.31
	C1	15.00	15.00	14.53	14.52
Total		27.53	27.54	27.33	27.32

Tableau III.2 : Stratigraphie et épaisseurs des différentes unités traversées par les puits **H1**, **H2**, **H3** et **H4**.

Le tableau ci-dessus représente la stratigraphie et les épaisseurs des différentes unités traversées par les puits H1, H2, H3 et H4.

En comparant les épaisseurs des différentes unités, on remarque que celles des grès (C1, S1 et S2) sont plus importantes par rapport aux schistes ; parmi les grès, l'unité C1 représente la plus épaisse unité avec une épaisseur de presque 15 m. Cela peut être due au fait que :

- Pendant le dépôt du groupe Jackfork, le bassin d'Ouachita se trouvait dans la zone équatoriale humide, de sorte que l'altération subaérienne et le ruissellement important de sédiments ont fourni de grands volumes de sable pour le transport directement dans le bassin.
- Cet intervalle inférieur C1, représente le grès amalgamé principale de remplissage de chenal de la séquence de Bouma, déposé lors d'une élévation précoce du niveau relatif de la mer, constitué de lits de grès à grains moyens à fins, modérément triés, à ciment de quartzose et de quartz, massifs et amalgamés
- L'intervalle supérieur de grès (S1 et S2) est composé de grès à couche plus fine, interprétée comme des grès en feuillets superposés qui ont été déposés sur le schiste noir, très probablement comme un dépôt de tractus de systèmes de haute altitude, composé de grès à couche plus fine, à grain fin à moyen, et de schistes interstratifiés.
- A propos des intervalles M1et M2 (du schiste noir fissile, contenant de minces filons de siltite) sont interprété comme un dépôt d'abandon de chenal, très probablement une section condensée d'un système transgressif c'est pourquoi sont plus minces. Ce schiste et les strates superposées sont continus sur la longueur du mur Ouest de la carrière et sont corrélés au Sud et à l'Est des murs de la carrière, formant une excellente corrélation de données autour des murs de la carrière.

Conclusion :

D'après l'analyse des données réalisée, on peut conclure que les variations latérales des épaisseurs sont très légères et ne sont pas importantes, par contre, verticalement (surtout entre les unités C1, S1et S2, M1et M2) elles sont très faibles.

C'est très évident que l'unité qui est caractérisée par une bonne épaisseur dans la structure de Hollywood Quarry, est considérée comme réservoir, c'est bien le C1.

III-2-1-2 Création d'un Facies log ou Log de faciès : (Annexe 1)

Afin de créer un log de faciès qui sera utilisé prochainement pour la modélisation de notre réservoir, on doit d'abord avoir les Rock Types déterminés au cours de l'évaluation pétrophysique du réservoir par le pétrophysicien avec qui je travaille en collaboration dans un même projet qui est Hollywood Quarry. Ces Rock Types sont le résultat du processus du Rock Typing.

III-2-1-2-1 Rock Typing

Le « **Rock Typing** » est un processus utilisé au cours de l'évaluation pétrophysique d'un réservoir afin de définir les différents types de roche en se basant sur leurs propriétés pétrophysiques.

Les **Rock Types** ou types de roches sont des unités de roches déposées dans des conditions similaires qui subissent des processus diagenétiques similaires résultant en une relation unique de porosité-perméabilité, de profil de pression capillaire et de saturation en eau pour une hauteur donnée au-dessus du niveau d'eau libre dans un réservoir.

On a besoin de ces résultats pour la création d'un log de faciès qui va être utilisé plus tard pour la modélisation du réservoir.

Afin d'arriver à déterminer les différents **Rock Types** d'un réservoir donné, il faut d'abord déterminer ces Unités de débit hydraulique ou **Hydraulic Flow Units**.

III-2-1-2-2 Hydraulic Flow Units

Une **Flow Unit** ou Unité de Débit est une zone réservoir discrète, continue latéralement et verticalement, qui se caractérise par le fait qu'elle est composée d'un seul type de roche.

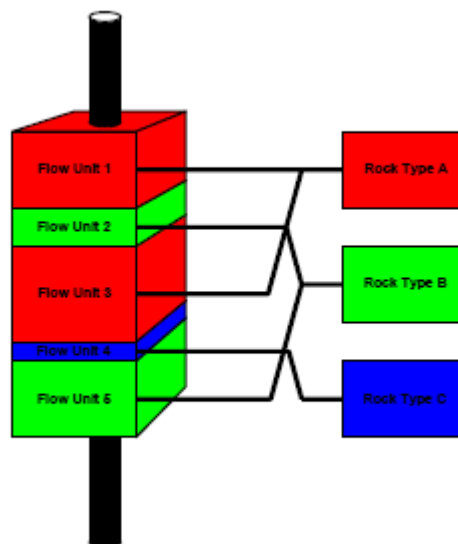


Figure III.2 : montrant la relation entre les Rock Types et Flow Units

III-2-1-2-3 Relation Perméabilité-Porosité

Afin que ces unités de débits soient déterminées, le pétrophysicien en utilisant le Techlog doit faire une estimation de la perméabilité dans les intervalles et les puits non carottés, et puis déduire une relation entre la porosité et la perméabilité des carottes, c'est ce qu'il a fait, en choisissant de travailler sur les résultats du puits H1.

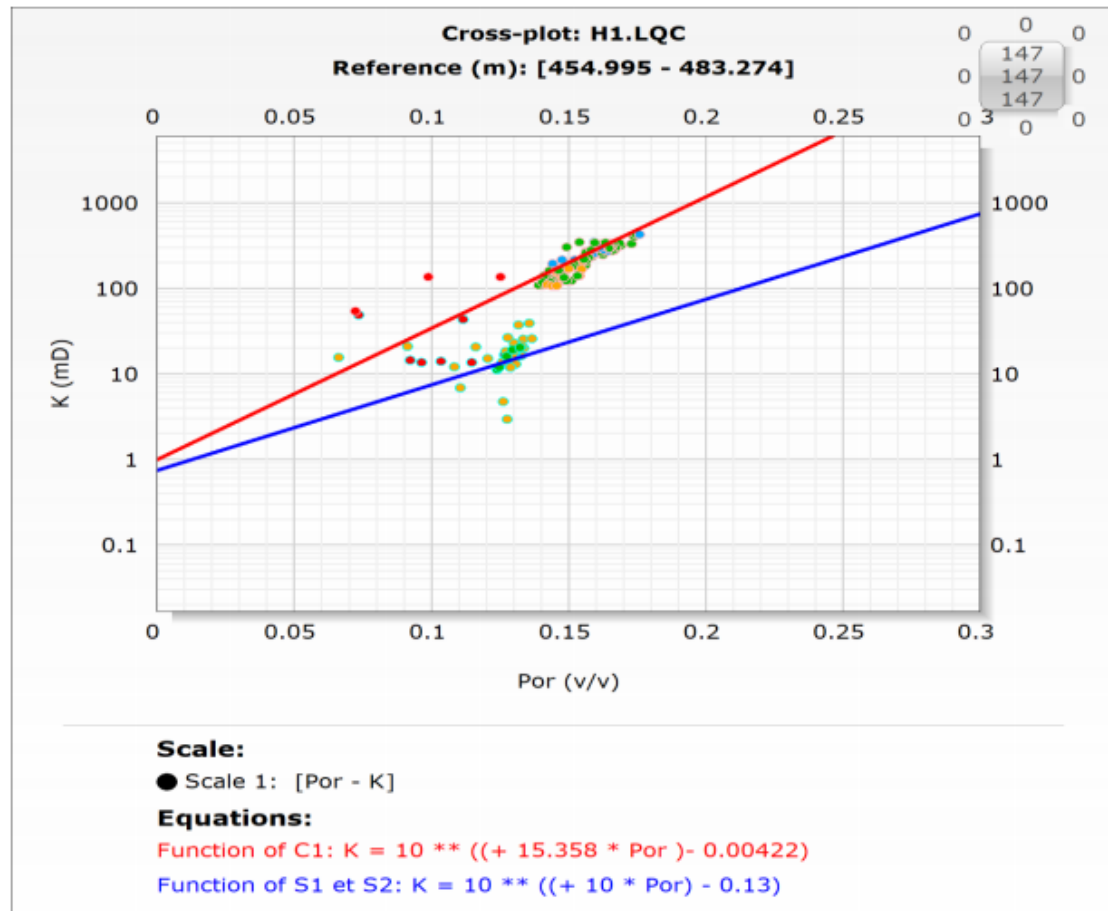


Figure III.3 : La relation entre la perméabilité et la porosité des carottes (Techlog)

Comme résultats, on a eu deux équations de perméabilité carottes en fonction de la porosité carottes au niveau du puits H1, dont une caractérise l'unité C1 et l'autre caractérise les unités S1 et S2.

Ces relations vont être utilisées afin d'estimer la perméabilité au niveau des autres puits en remplaçant juste la porosité carottes par la porosité tirée des logs de diagraphies.

En arrivant à l'identification des unités de débits et types de roche, et en utilisant le Techlog, différentes méthodes peuvent être utilisées, parmi lesquelles le pétrophysicien a appliqué :

-Les analogues de Winland R35 : dont les résultats sont montrés sur la figure suivante.

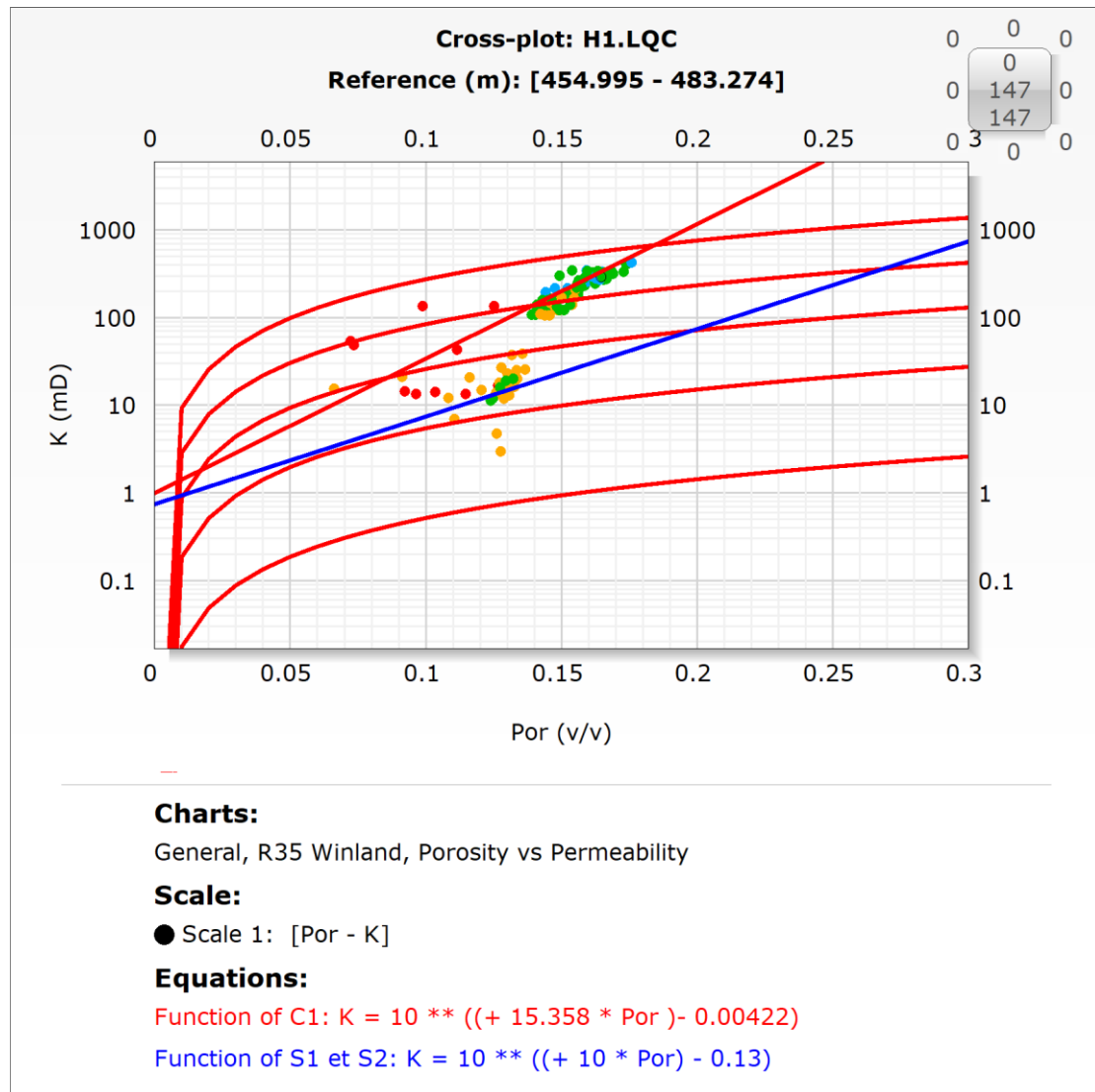


Figure III.4 : Application des analogues de Winland R35 sur le graphe Perméabilité-Porosité (Techlog)

-Les analogues d'Aguilera.

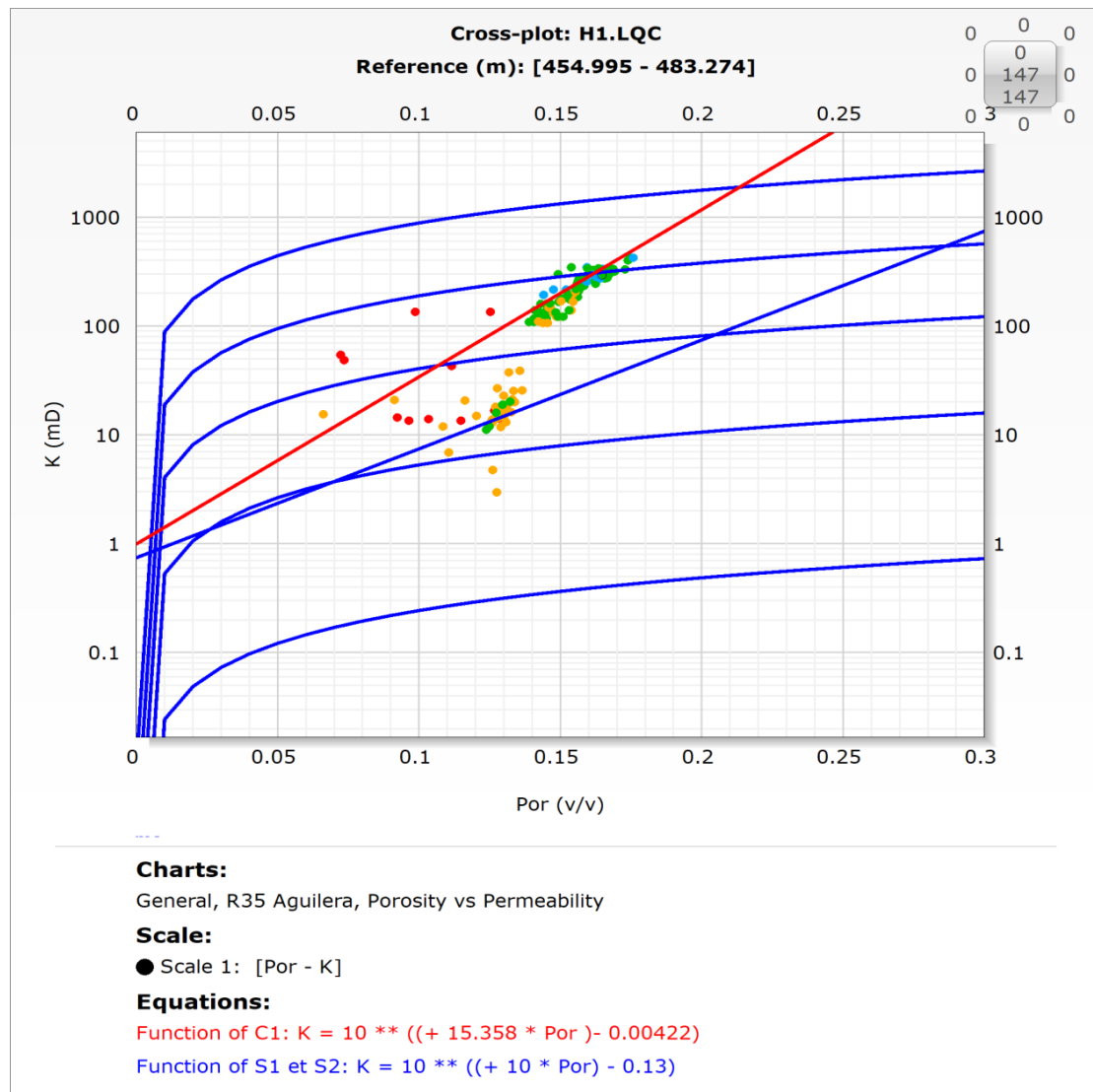


Figure III.5 : Application des analogues d'Aguilera sur le graphe Perméabilité-Porosité (Techlog)

-Les analogues de Carmen-Kozeny

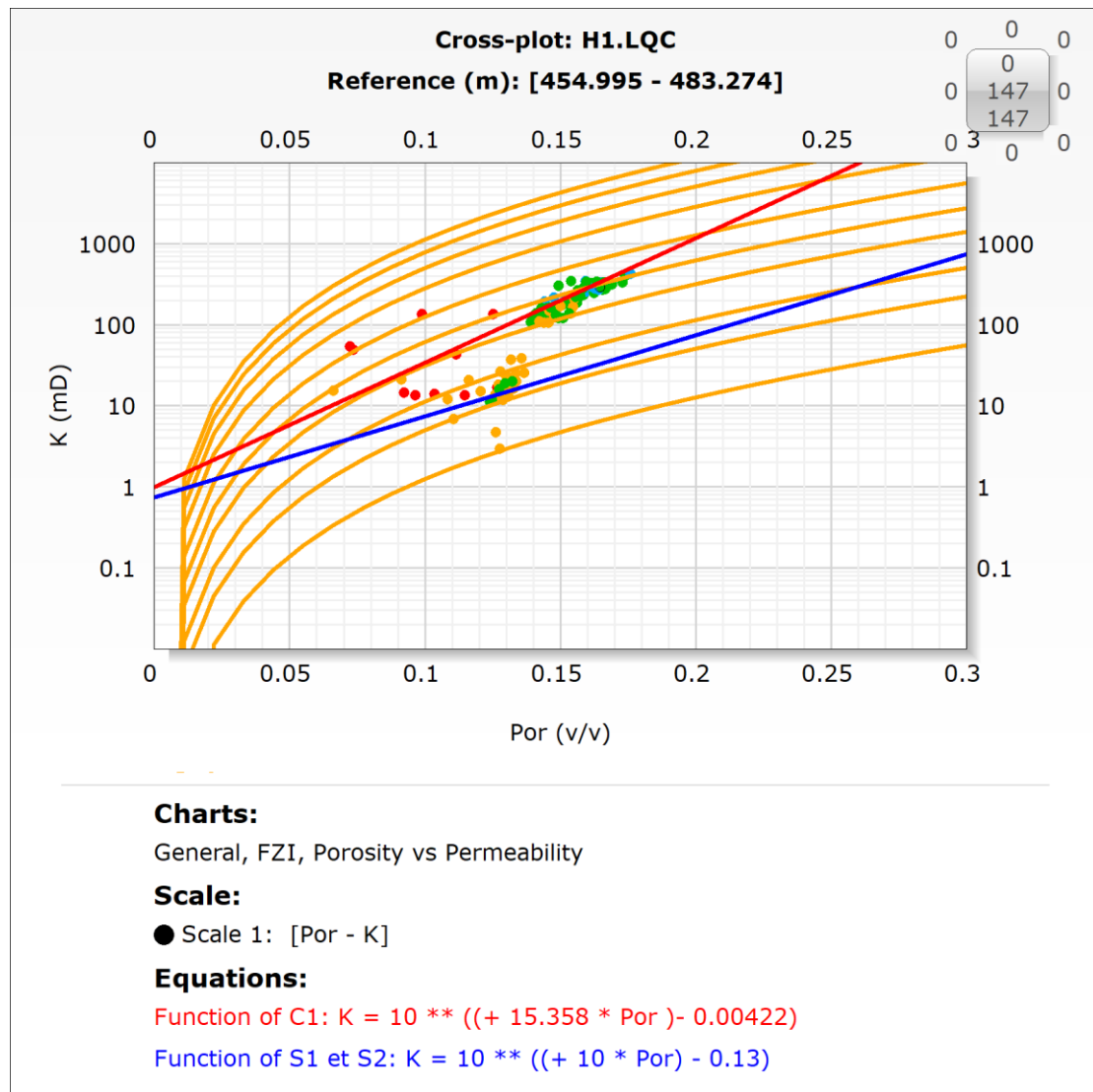


Figure III.6 : Application des analogues de Carmen-Kozeny sur le graphe Perméabilité-Porosité (Techlog)

Conclusion

D'après ces trois méthodes, le pétrophysicien a choisit les résultats de la méthode d'Aguilera comme résultats finales.

L'interprétation de tous ces résultats, nous a permis de déterminer quatre différents Rock Types ou types de roche qui sont :

- a- Shale ou les schistes : représentant les unités M2 et M1.
- b- Sand ou le grès : représentant le grès des unités S2 et S1.
- c- Good sand (grès de bonne qualité) : qui est la plus grande partie de l'unité C1.
- d- High quality sand ou grès de haute qualité: représentant quelques intercalations au niveau de l'unité C1.

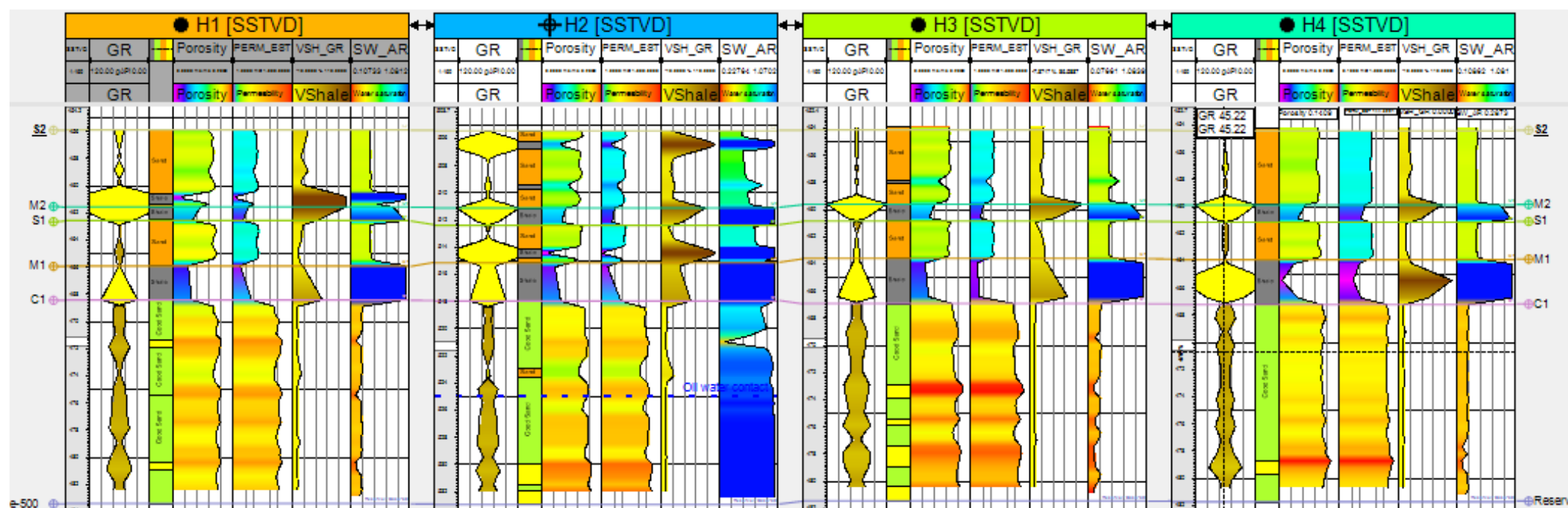


Figure III.7 : Corrélation stratigraphique entre les puits H1, H2, H3 et H4 au niveau de Hollywood Quarry (Petrel)

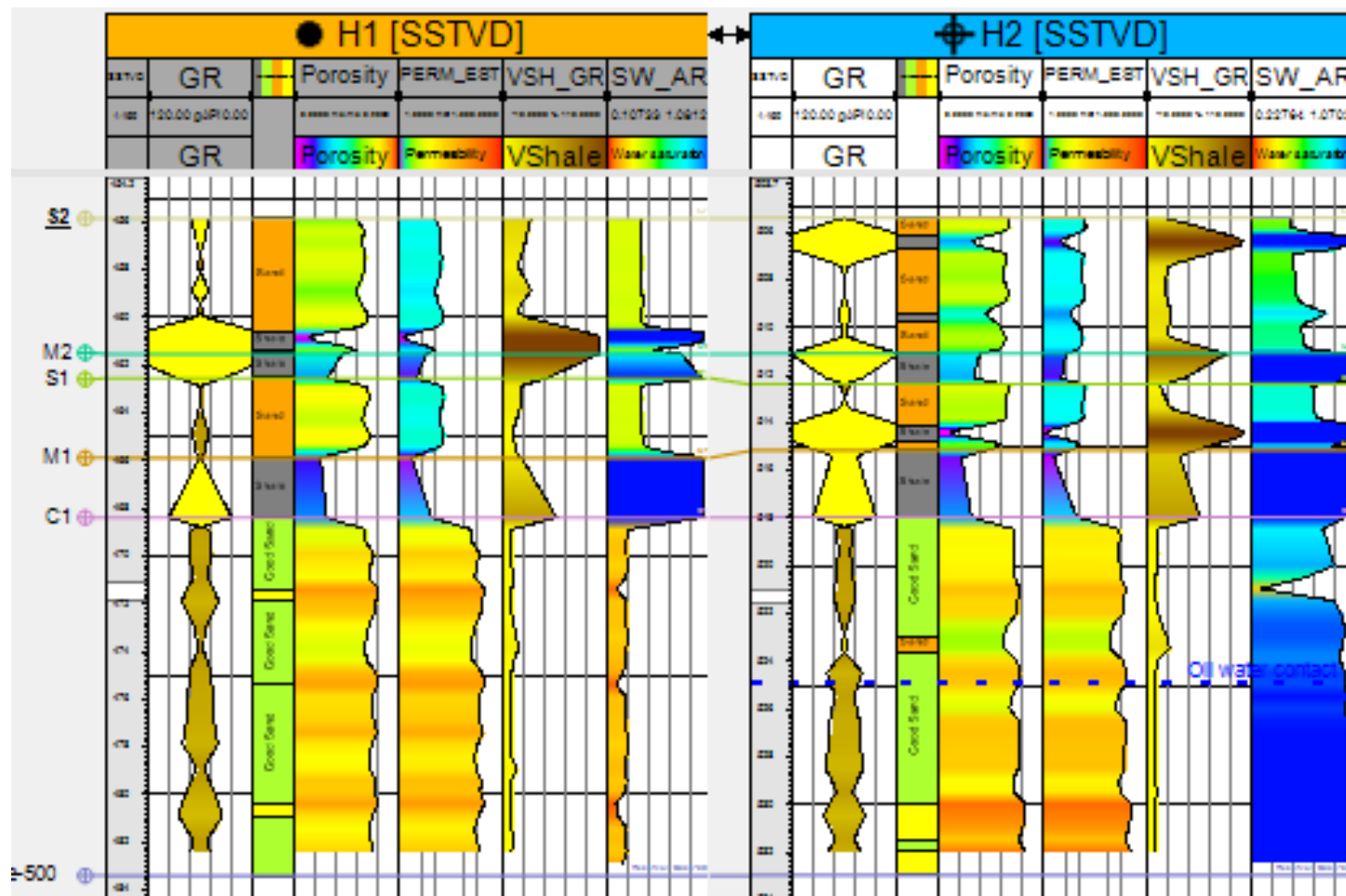


Figure III.8 : Corrélation stratigraphique entre les puits H1et H2 au niveau de Hollywood Quarry (Petrel)

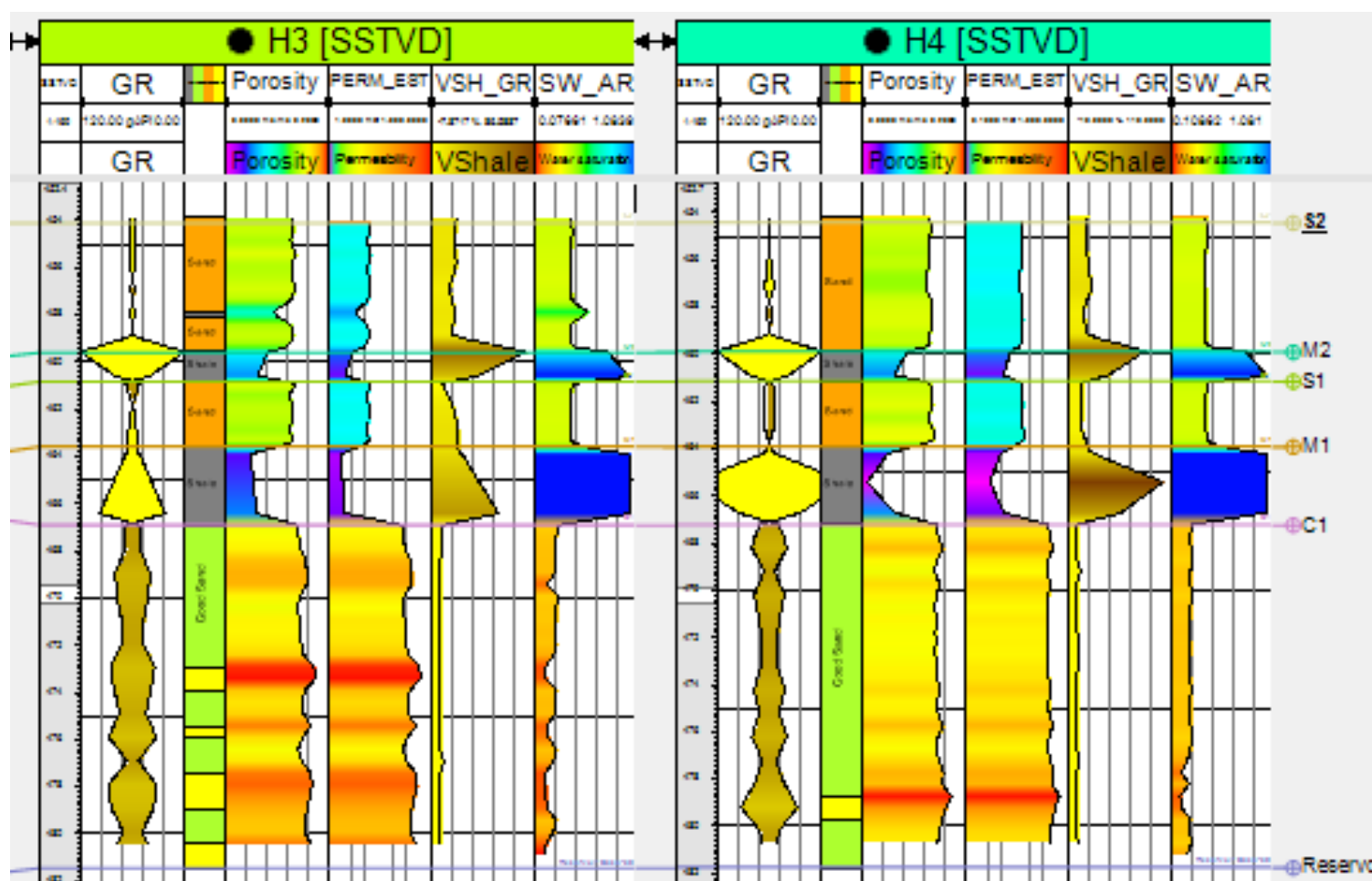


Figure III.9 : Corrélation stratigraphique entre les puits H3 et H4 au niveau de Hollywood Quarry (Petrel)

III-2-2 Construction de la 3D Grid ou du Modèle structural (Structural Modeling)

Les strates rocheuses situées de part et d'autre d'une faille peuvent avoir des épaisseurs et des caractéristiques similaires ou différentes selon le type de faille et les relations temporelles entre les processus de dépôt et la faille. Ces failles peuvent fournir des conduits préférentiels pour l'écoulement des fluides, ou elles peuvent agir comme des barrières à l'écoulement. Elles ajoutent généralement une anisotropie aux distributions de propriétés requises par les modèles numériques.

Pour cela, on utilisera **Petrel** qui va nous permettre la construction d'un modèle structural cohérent et étanche.

Parmi les trois différentes méthodes de la modélisation structurelle qui sont: **Make simple grid**, **Structural framework** et **Corner point gridding**, on utilisera cette dernière qui est la plus classique et la plus manuelle.

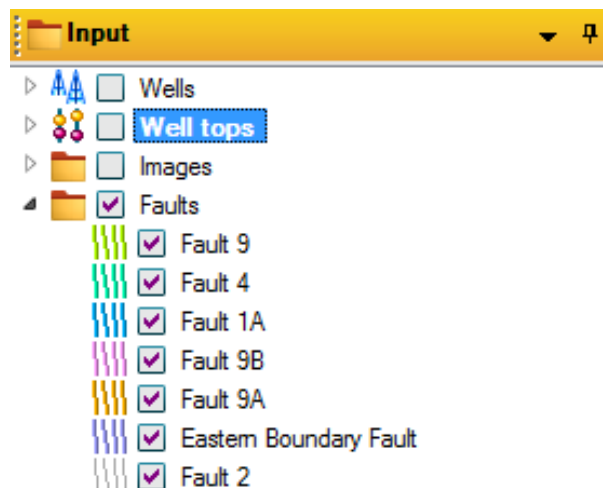
Pour arriver à notre objectif, il est nécessaire de passer par les étapes suivantes :

- **Fault modeling**
- **Pillar gridding**
- **Make horizons**
- **Make zones**
- **Layering**

Les deux premières étapes qui consistent en le **Fault modeling** et le **Pillar gridding** sont regroupées dans le processus **Corner point gridding** et utilisées afin de créer le **Skeleton framework**.

- **Méthodologie**

Comme les données des sept failles sont déjà chargées sur le projet sous forme de **Zmap+ lines** et stockées dans le fichier « **Fault sticks** », on va donc entamer le travail directement.



L’affichage est présenté par les différents polygones de failles dans la figure ci-dessous.

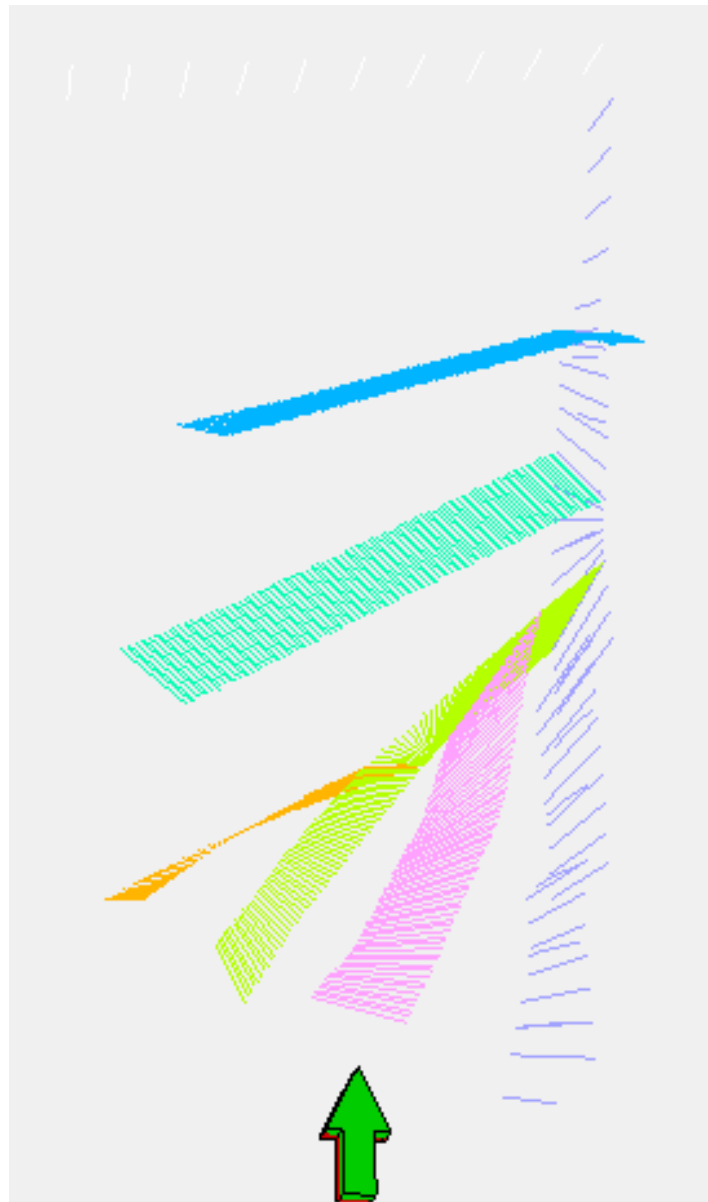


Figure III.10 : Schéma montrant la structure de Hollywood Quarry avec les polygones de failles existants

Afin de créer un model de failles qui va être utilisé comme élément de base pour le model 3D, on va utiliser la méthode de modélisation **Corner Point Gridding** mentionnée auparavant.

III-2-2-1 Modélisation des failles (Annexe 2)

Cette étape de modélisation des failles consiste en la conversion des données de failles **Fault sticks** qui sont des données secondaires interprétées à partir des données sismiques, en plans de failles à partir lesquels on va constituer le model structural. Pour plus de détails sur la méthodologie voir Annexe 2.

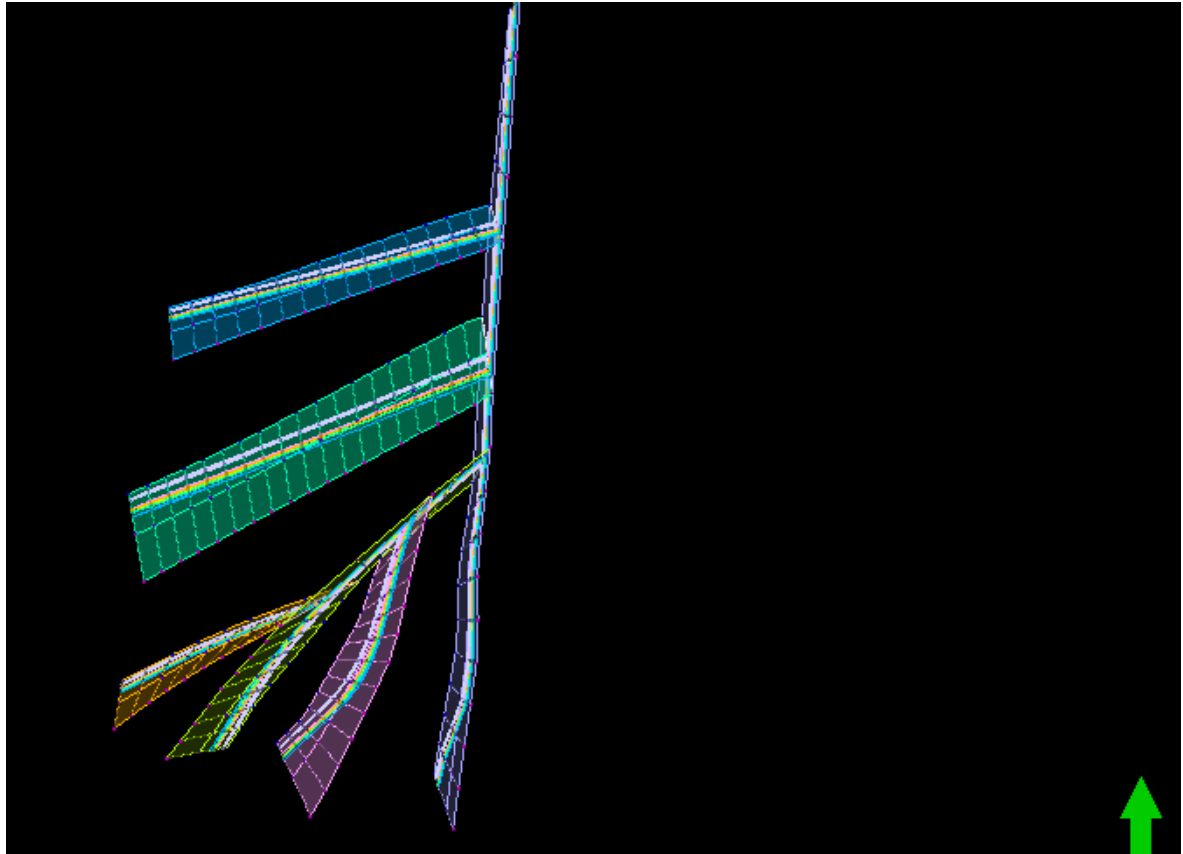


Figure III.11 : Modèle de failles en 3D de la structure de Hollywood Quarry (Petrel)

La figure représente le modèle de failles en 3D de la structure de Hollywood Quarry réalisé à partir de la conversion des Fault sticks en plans de failles bien connectés. A partir de cette figure, on peut déduire qu'on a pratiquement 7 différentes failles qui sont orientées en général **N –S**, **ENE -WSW** et **NE-SW**.

III-2-2-2 Etablissement des cartes en isobathes et leur interprétation

En utilisant la même méthode utilisée pour l'établissement des cartes en isopaques expliqué dans l'**Annexe 5**, on établit cette fois les cartes en isobathes sauf que la Template utilisé est l'élévation **Z**.

Afin d'afficher les cartes, on ouvre une **Map Window** sous **Windows pane**, puis sous Input pane on sélectionne la surface ou le toit à partir lequel la carte est créée, et on choisit aussi les failles correspondantes sous **Models pane**--- **Fault filter**.

On répète l'opération pour tous les autres toits.

Interprétation de la carte en isobathes au toit de l'unité S2 :

La figure ci-dessous représente une carte en isobathes au toit de l'unité S2 de Hollywood Quarry. D'après la carte, on remarque une augmentation de profondeur en allant de l'Est vers le Sud-ouest de la structure dont les valeurs de profondeur varient entre -450 m en Est et Sud-est et -507m en Ouest et Sud-ouest.

Au niveau des puits, on remarque que le puits H 3 a la plus faible profondeur évaluée de -454.10 m de profondeur, après le puits H4 et H1 avec une profondeur respectivement de 454.40 m et 455.86m, arrivant au puits le plus profond qui est le H2 avec une profondeur de 505.40 m.

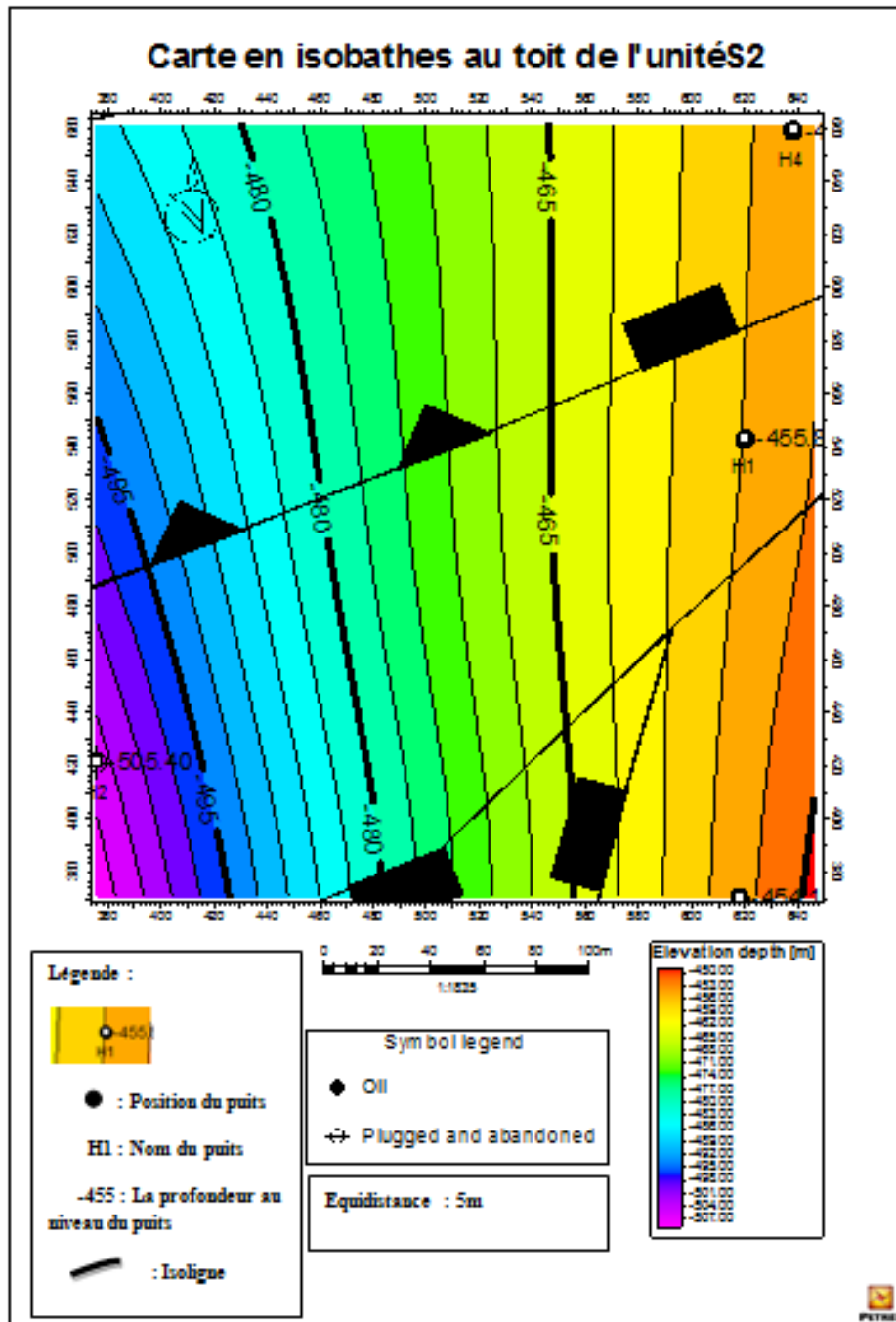


Figure III.12 : Carte en isobathes au toit de l'unité S2 (Petrel)

Interprétation de la carte en isobathes au toit de l'unité M2 :

La figure ci-dessous représente une carte en isobathes au toit de l'unité M2 au niveau de la structure Hollywood Quarry. En analysant la carte, on remarque que les valeurs de profondeur de l'unité M2 varient du Sud-est vers le Sud-ouest d'où la plus grande valeur est de -513 m et la plus faible valeur est de -456 m.

Dans les puits H1, H3 et H4 l'unité M2 est rencontrée à -561.54 m, -459.59 m et -459.87 m respectivement, tandis qu'au niveau du puits H2 elle est rencontrée à -511.08 m.

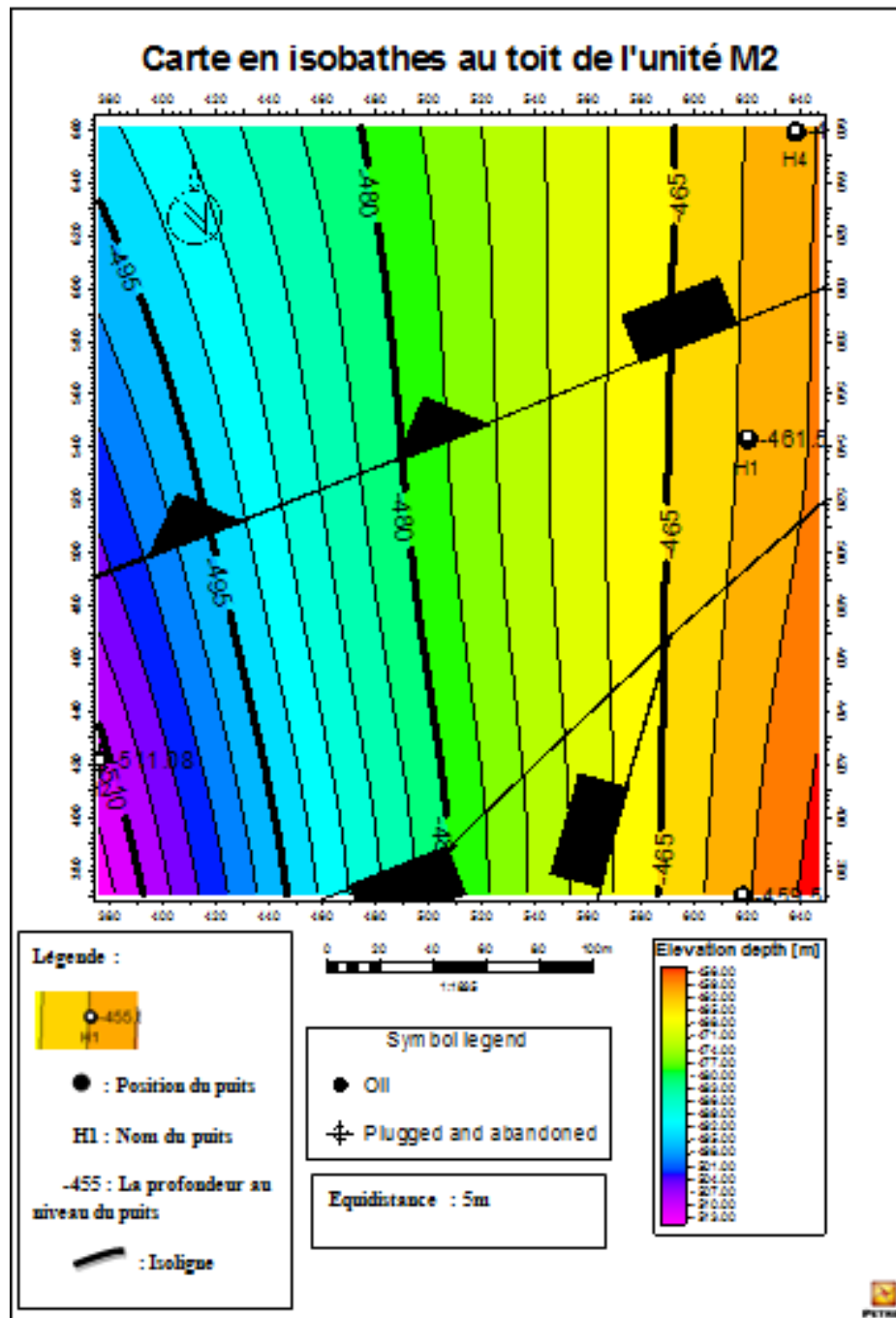


Figure III.13 : Carte en isobathes au toit de l'unité M2 (Petrel)

Interprétation de la carte en isobathes au toit de l'unité S1 :

La figure ci-dessous représente la carte en isobathes au toit de l'unité S1. En interprétant la carte, on observe l'unité S1 est rencontré au niveau du puits H2 à -512.36 m, et à -462.54m, -460.82 m et -461.12 m au niveau des puits H1, H3 et H4 respectivement.

On remarque aussi que la partie occidentale de la structure présente les plus grands valeurs de profondeur qui varient entre -495 m et -513 m, tandis que les plus faibles valeurs se situent dans la partie orientale en allant de -456 m jusqu'à -465 m.

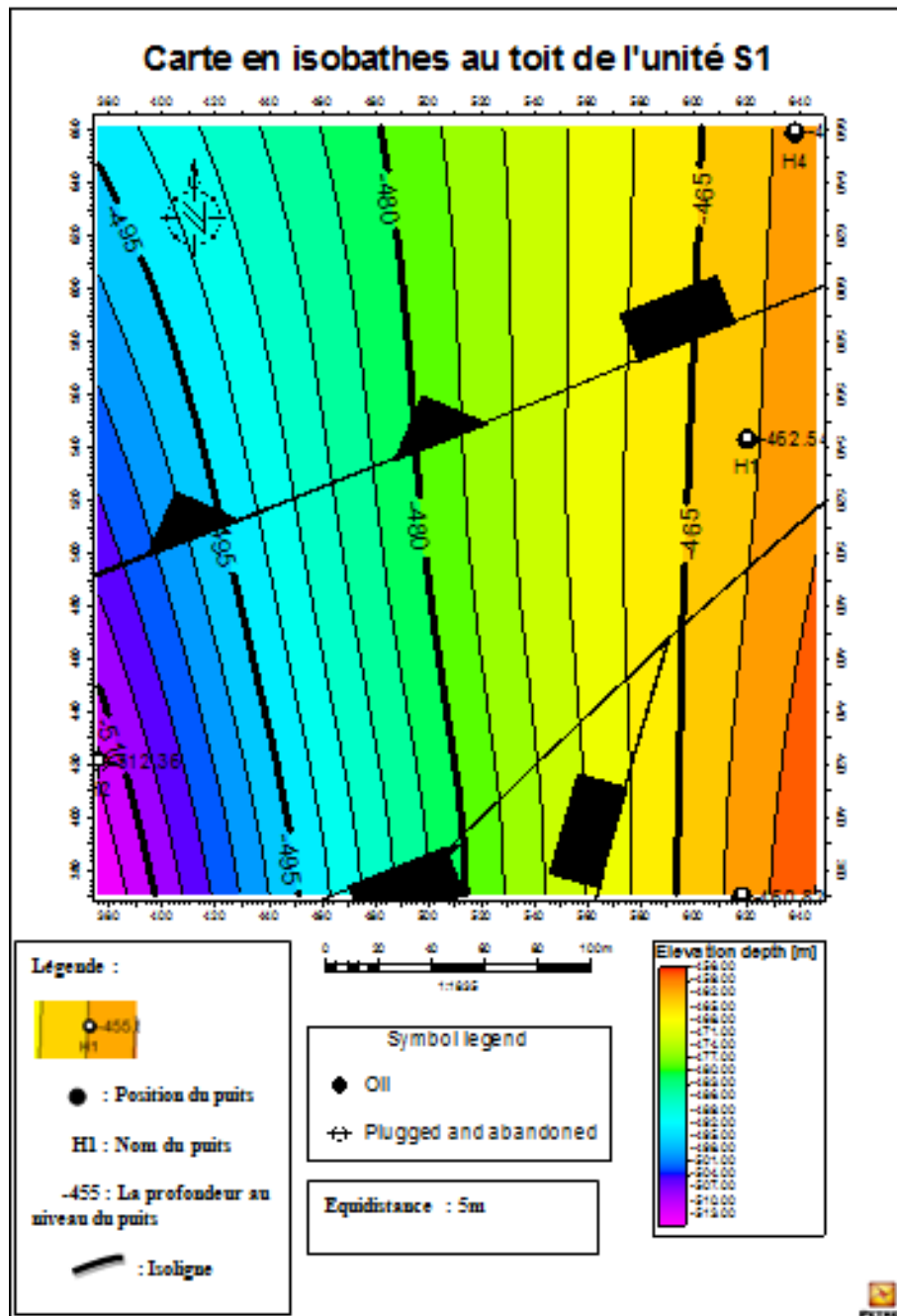


Figure III.14 : Carte en isobathes au toit de l'unité S1 (Petrel)

Interprétation de la carte en isobathes au toit de l'unité M1 :

La figure suivante montre la carte en isobathes de l'unité M1 au niveau de la structure de Hollywood Quarry. D'après la carte, on remarque une variation de profondeur de l'unité M1 qui augmente de l'Est vers l'Ouest de la structure de -459 m jusqu'à atteindre les - 516 m.

L'unité est rencontré au niveau des puits H1, H2, H3 et H4 à 465.89 m, 515.13 m, 463.57 m et 463.89 m de profondeur respectivement.

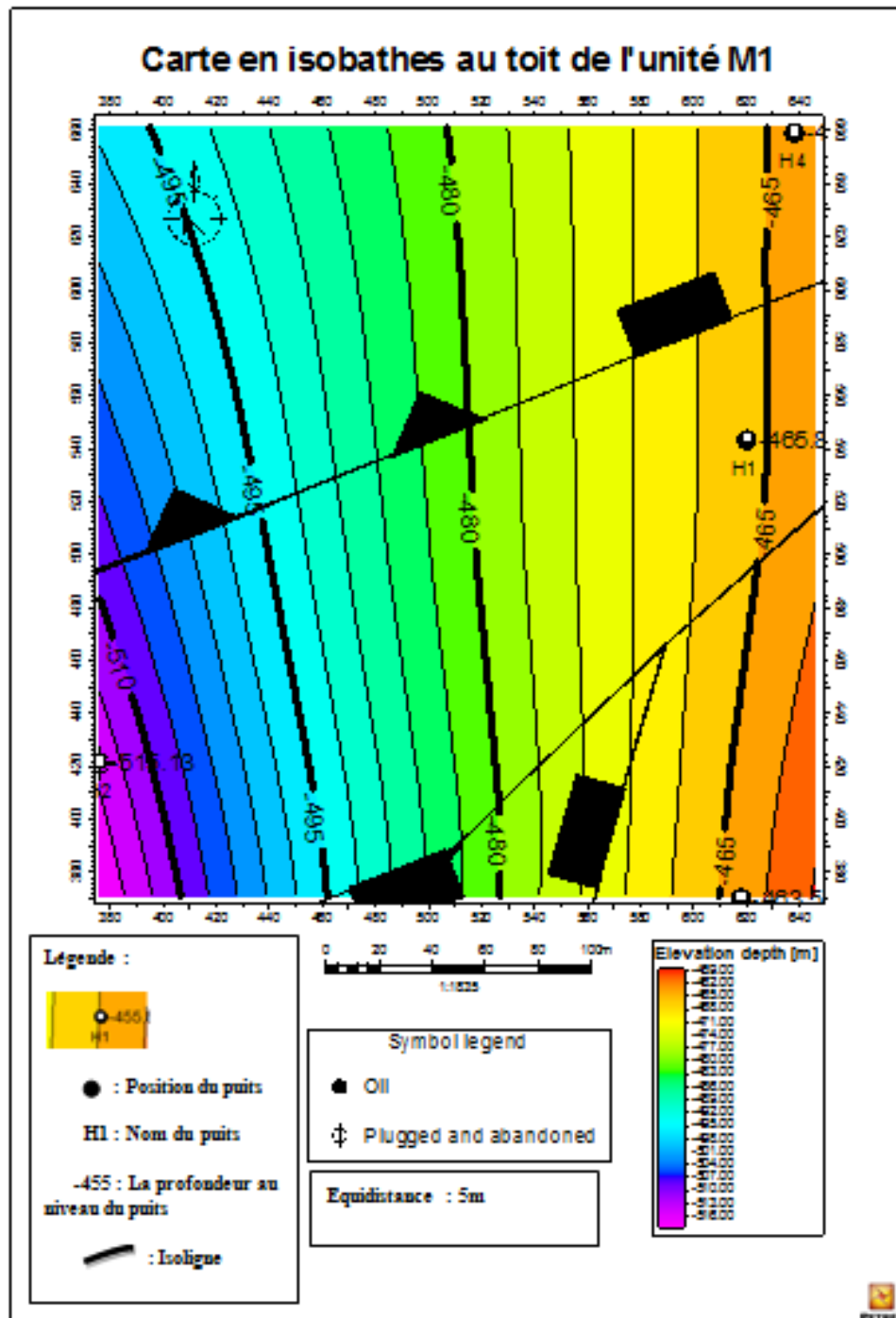


Figure III.15 : Carte en isobathes au toit de l'unité M1 (Petrel)

Interprétation de la carte en isobathes au toit de l'unité C1 :

La figure ci-dessous représente la carte en isobathes au toit de l'unité C1. En interprétant la carte, on observe l'unité S1 est rencontré au niveau du puits H2 à -517.94 m, et à -468.39m, -467.20 m et -466.90 m au niveau des puits H1, H4 et H3 respectivement.

On remarque aussi que la partie orientale de la structure présente les plus faibles valeurs de profondeur qui varient entre -465 m et -468 m, tandis que les plus grandes valeurs se situent dans la partie occidentale en allant de -500 m jusqu'à -519 m.

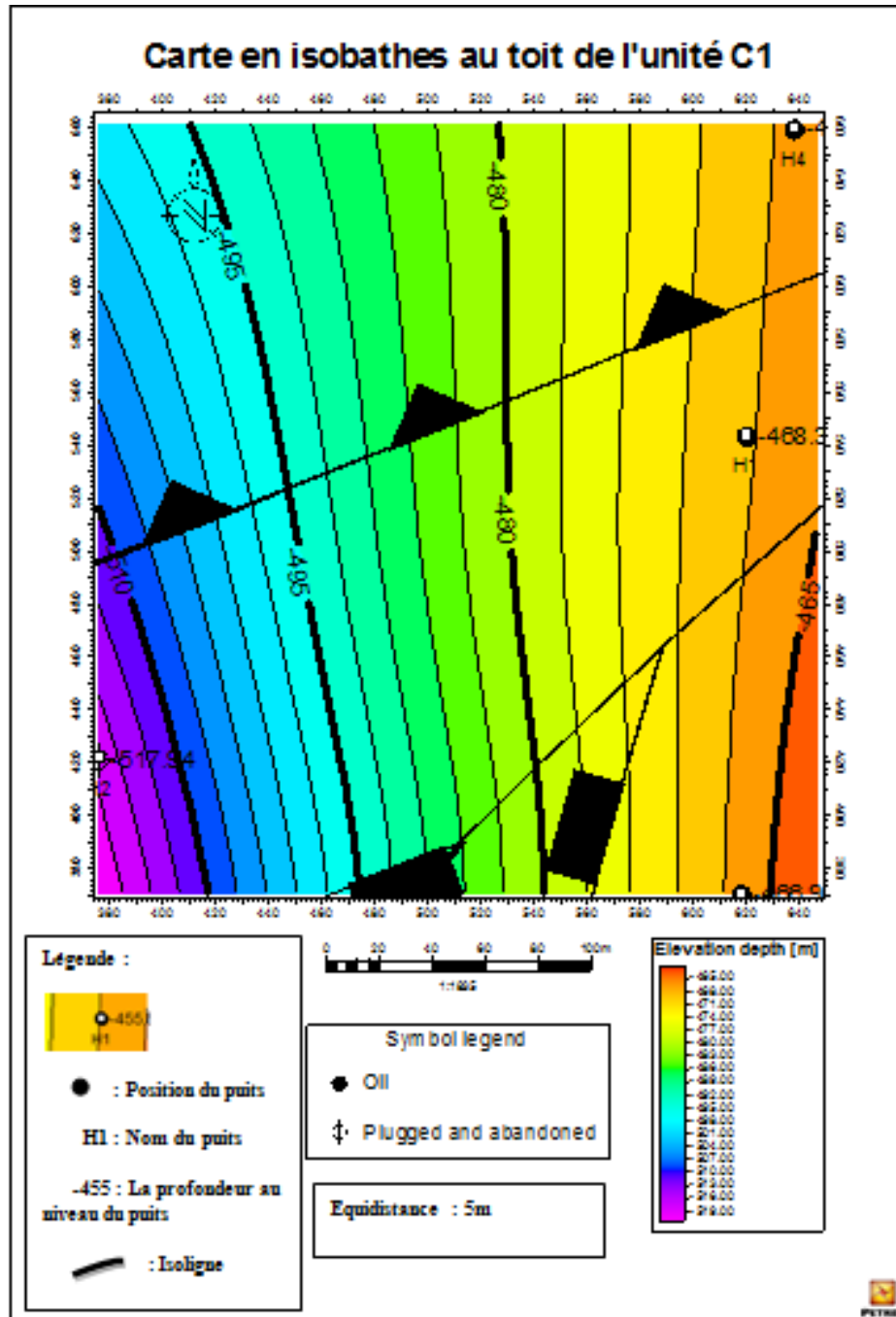


Figure III.16 : Carte en isobathes au toit de l'unité C1 (Petrel)

Interprétation de la carte en isobathes au toit de Reservoir base :

En analysant la figure suivante qui présente la carte en isobathes au toit du Reservoir base, on observe une diminution de valeurs de profondeur en allant du Sud-ouest vers le Sud-est avec une variation entre 477 m et 534 m de profondeur, en rencontrant les puits H1, H4 et H3 à 483.39 m, 481.72 m et 481.43 m de profondeur, et le puits H2 le plus profond à 532.94 m de profondeur.

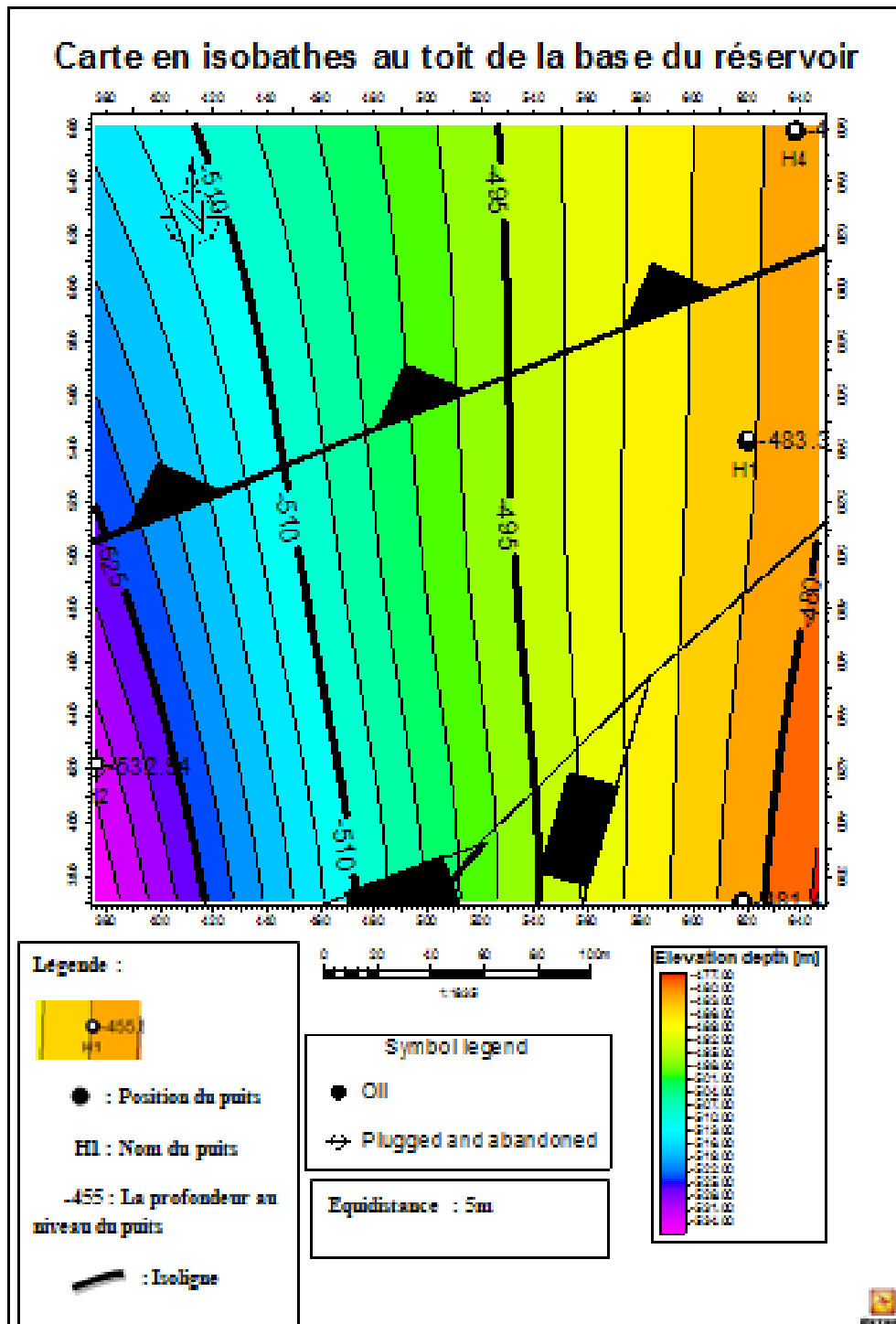


Figure III.17 : Carte en isobathes au toit de Reservoir base (Petrel)

Conclusion :

D'après l'interprétation des différentes cartes en isobathes, on peut conclure que la structure Hollywood Quarry est plus profonde dans sa partie occidentale et moins profonde dans sa partie orientale, ce qui signifie qu'on a une structure positive soulevée qui a probablement obtenu sa structuration grâce aux failles qui l'on affectée.

A propos de ces failles, on peut dire qu'on a des failles de décrochement ainsi que des failles normale, et qu'elles sont post mississippiennes car elles sont présentes au niveau de toute la structure, du toit de l'unité S2 jusqu'à la base du réservoir.

De là, on peut dire que la structure Hollywood Quarry peut être le résultat d'un régime compressif qui a exercé une contrainte de direction Est-Ouest.

De point de vue piégeage, on peut dire que la structure présente plusieurs pièges structuraux susceptibles de piéger les hydrocarbures surtout dans ça partie orientale où sont forés les puits H4, H1et H3.

III-2-2-3 Pillar Gridding ou la grille de piliers (Annexe 3)

L'étape du **Pillar Gridding** consiste à la construction d'une **3D Grid** (grille) à partir du modèle de failles déjà réalisé, et qui est formé de **Top**, **Mid** et **Base Skeleton** ; donc elle est considérée comme étant une étape nécessaire et très importante pour la modélisation géologique tridimensionnelle.

Pour plus de détails voir Annexe 3.

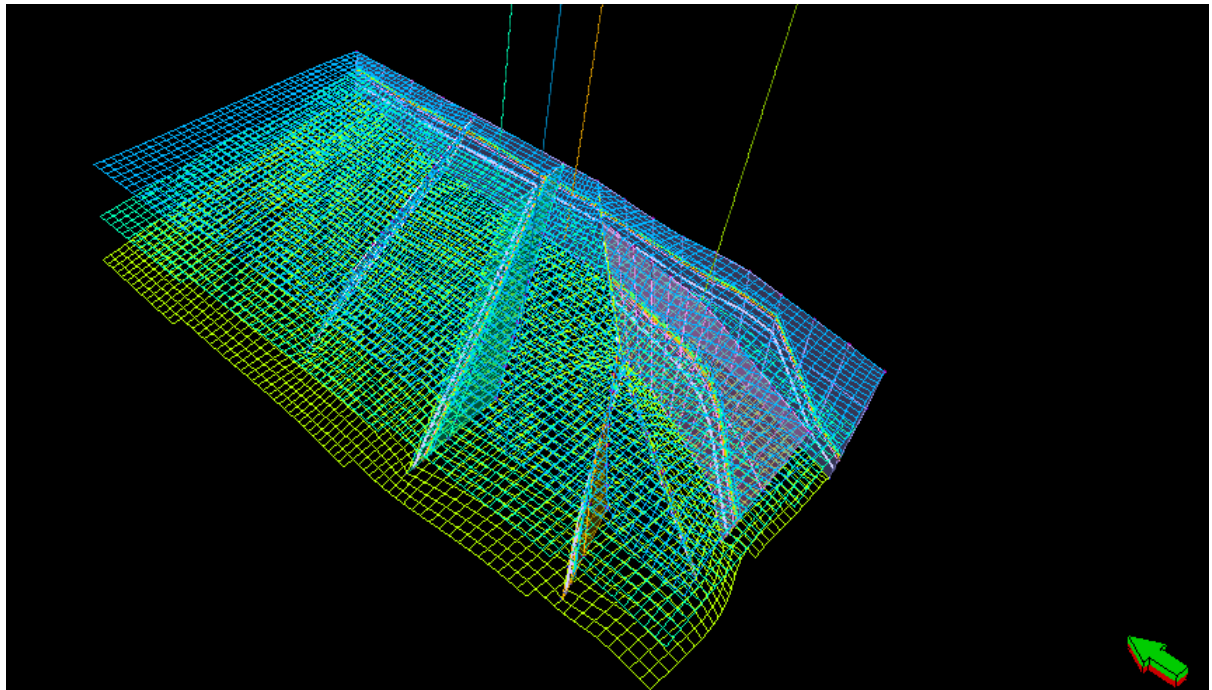
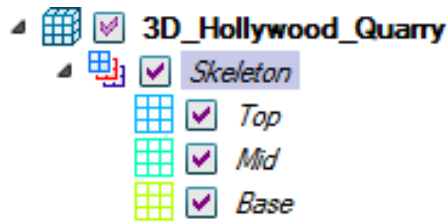


Figure III.18 : Squelette de la structure Hollywood Quarry formée par le **Top**, **Mid** et **Base Skeleton Grid** (Petrel)

En fonction de bordures de la grille par rapport à l'emplacement des failles, notre Skeleton de Hollywood Quarry a été subdivisé en un seul segment ou bloc.

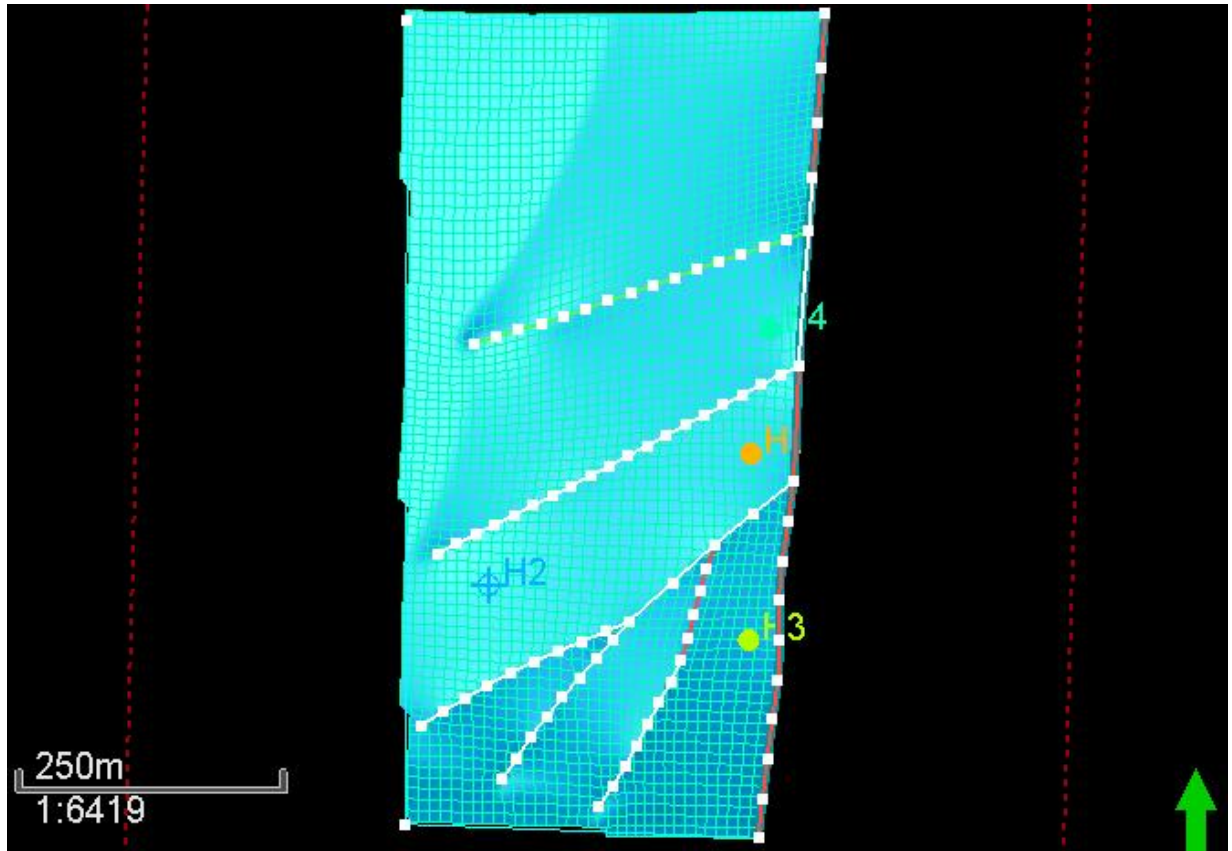


Figure III.19 : Segmentation de la structure Hollywood Quarry (Petrel)

III-2-2-4 Make Horizons (Annexe 4)

Afin d'avoir un bon modèle, la modélisation doit être guidée par la création des horizons en suivant le processus Make horizons qui est indispensable pour l'opération.

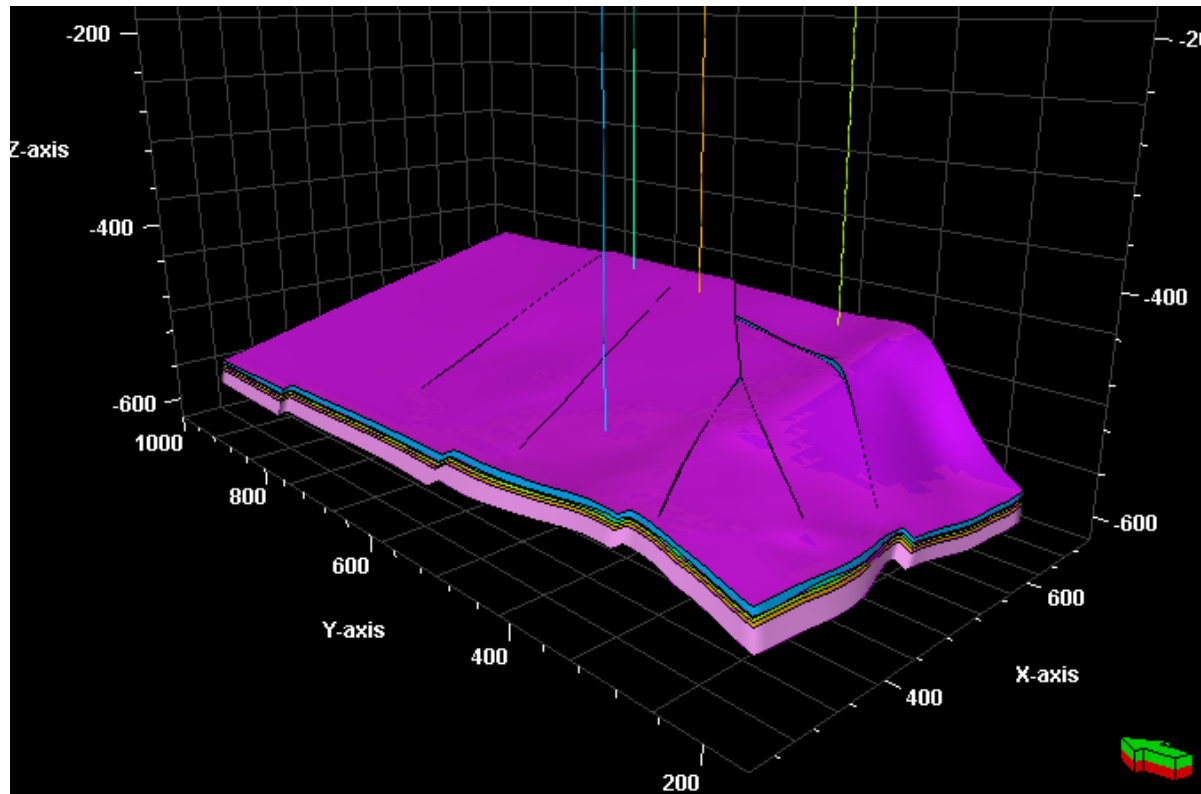


Figure III.20 : Insertion des horizons S2, M2, S1, M1 et C1 dans la 3D Grid (Petrel)

III-2-2-5 Make Zones

III-2-2-5-1 Etablissement des cartes en isopaques et leurs interprétations (Annexe 5-1)

Interprétation de la carte en isopaques de l'unité S2 :

La figure ci-dessous représente la carte en isopaques de l'unité S2 au niveau de la structure de Hollywood Quarry. D'après la carte, on constate que la structure présente une variation d'épaisseur de l'unité S2 d'où les plus grandes valeurs sont concentrées au Nord-ouest (5.9 m) et diminuent en allant vers le Sud-est (5.7 m), tandis que les faibles valeurs sont présentes au Nord-est et Sud-est (5.46 m).

Au niveau des puits H1, H2, H3 et H4 l'épaisseur est respectivement 5.68 m, 5.68 m, 5.49 m et 5.47 m respectivement.

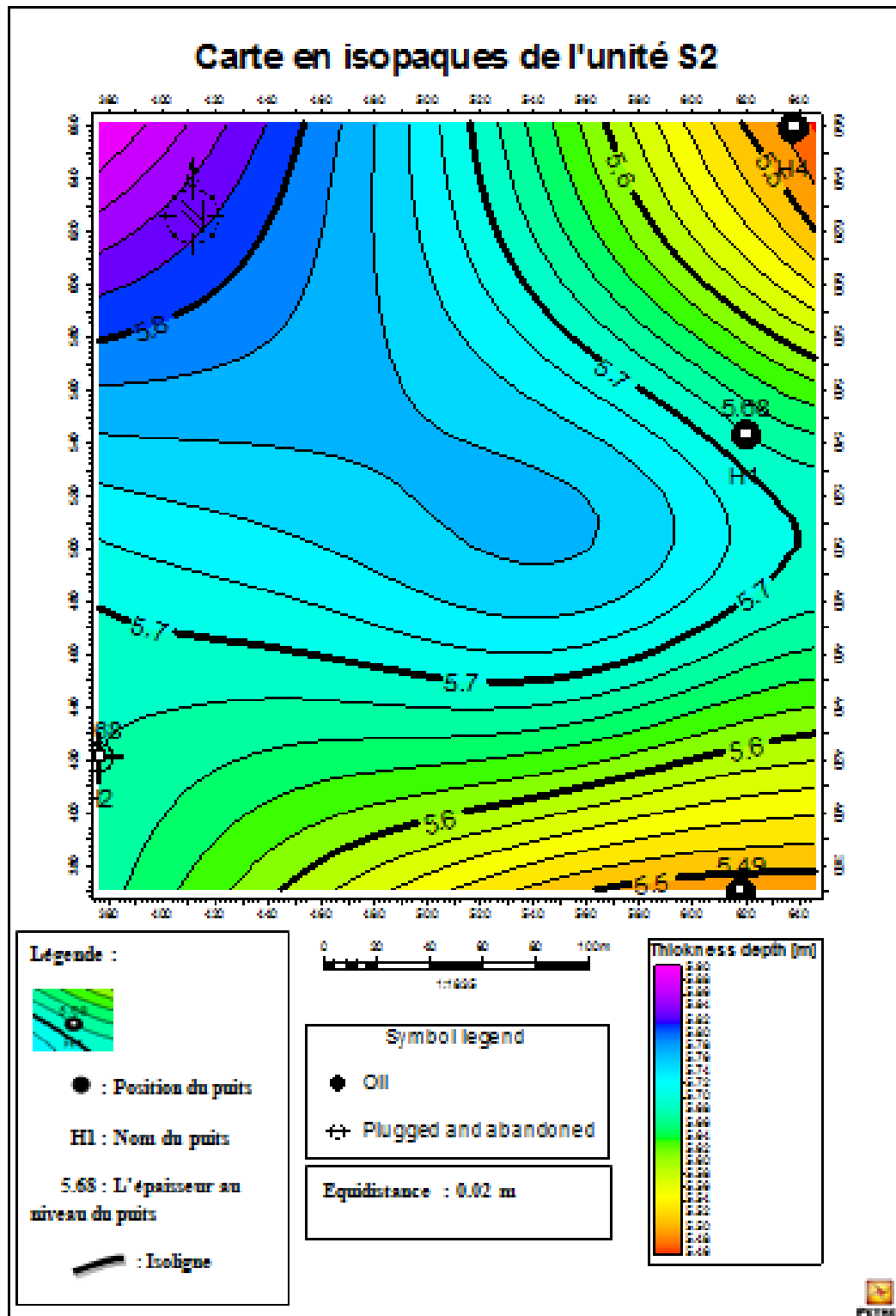


Figure III.21 : Carte en isopaques de l'unité S2 (Petrel)

Interprétation de la carte en isopaques de l'unité M2 :

En interprétant la figure suivante qui présente la carte en isopaques de l'unité M2, on remarque qu'on a une augmentation d'épaisseur du Nord-ouest et de l'Est vers le centre de la structure (de 0.9 m jusqu'à 1.06 m), ainsi que du centre vers le Nord-est et le Nord-ouest où se trouvent les plus grandes valeurs d'épaisseur de l'unité M2 (de 1.1 m jusqu'à 1.3 m).

Au niveau des puits, l'épaisseur la plus importante est celle au niveau du puits H2 (1.28 m), puis H4 (1.25 m), H3 et H1(1.23 m, 1 m respectivement).

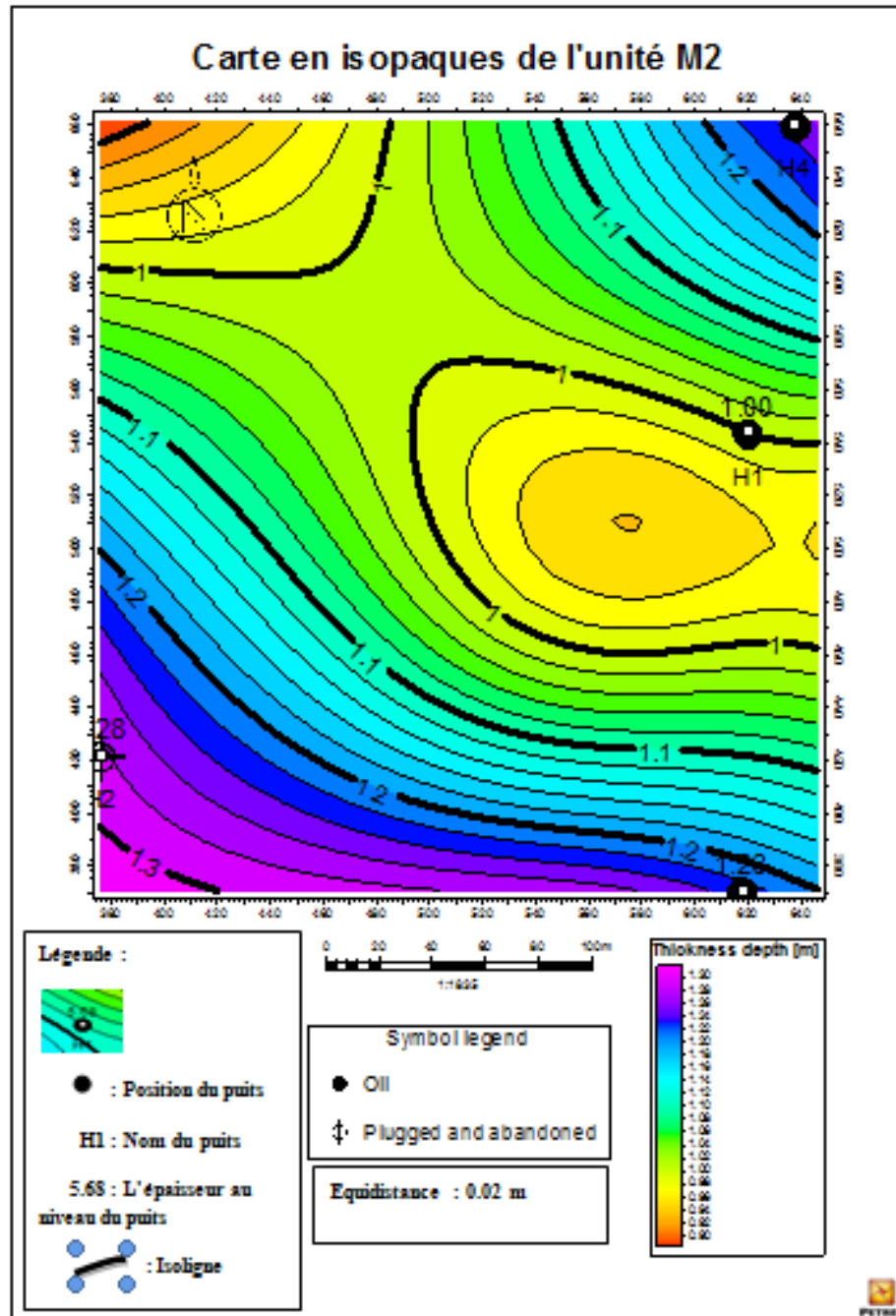


Figure III.22 : Carte en isopaques de l'unité M2 (Petrel)

Interprétation de la carte en isopaques de l'unité S1 :

La figure ci-dessous représente la carte en isopaques de l'unité S1 de la structure Hollywood Quarry. On remarque que la plus grande épaisseur au niveau des puits est au puits H1 (3.35 m), puis H2 et H4 (2.77 m), et puis H3 (2.75 m).

Contrairement à la carte précédente de l'unité M2, l'augmentation des valeurs des épaisseurs évolue du Sud-ouest et du Nord-est en allant vers la partie centrale de la structure, ainsi que du centre vers l'Est et le Nord-ouest avec des valeurs qui varient de 2.7 m jusqu'à 3.7 m d'épaisseur.

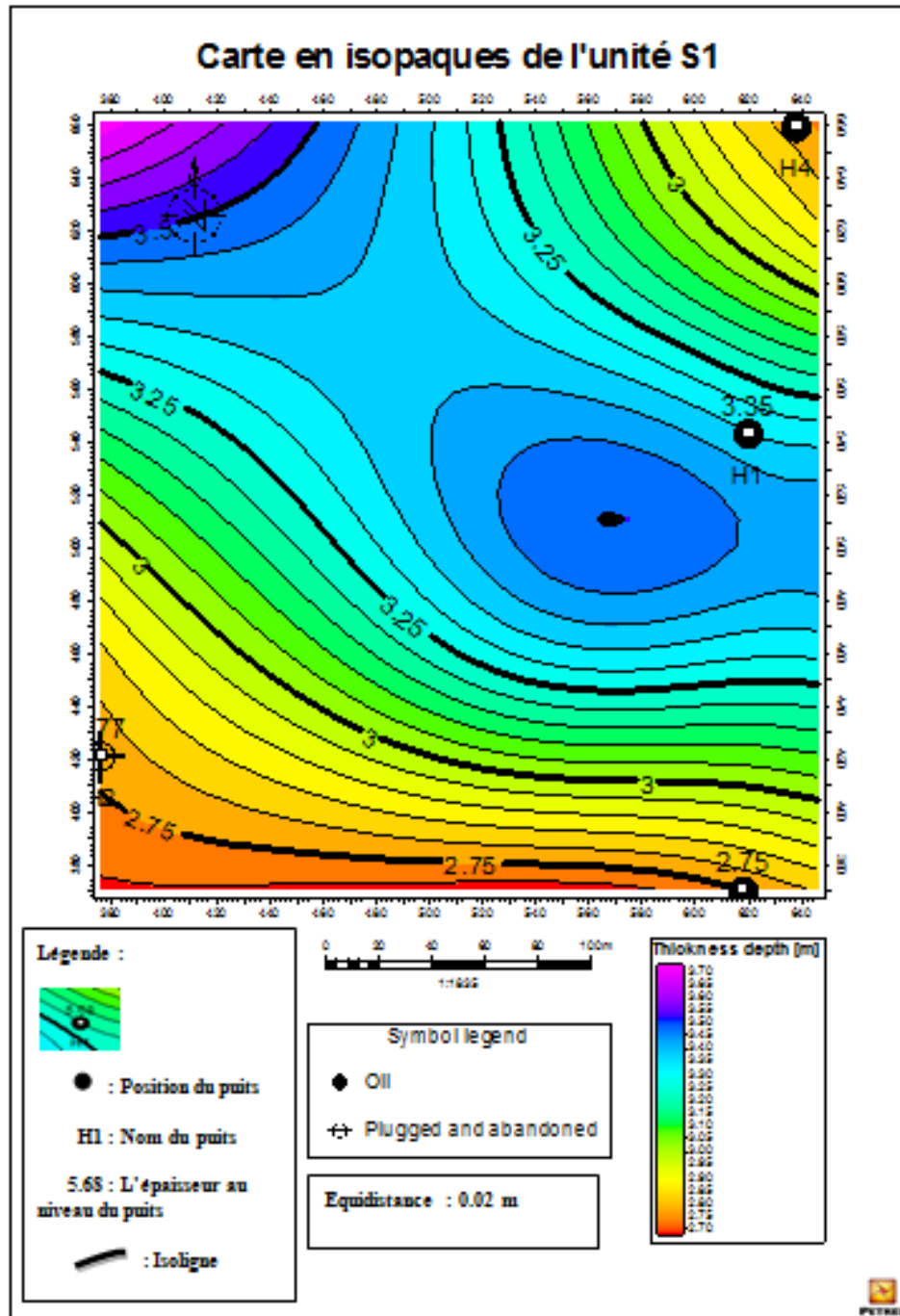


Figure III.23 : Carte en isopaques de l'unité S1 (Petrel)

Interprétation de la carte en isopaques de l'unité M1 :

En interprétant la carte suivante qui est la carte en isopaques de l'unité gréseuse S1, on observe une diminution d'épaisseur du Nord-est et Sud-est vers le centre de la carte (de 3.30 m à 2.30 m), ainsi que du centre vers le Nord-ouest jusqu'à atteindre 1.8 m d'épaisseur.

Les puits H3 et H4 présentent les plus grandes valeurs (3.33 m et 3.31m) d'épaisseur de l'unité M1, tandis qu'au niveau des puits H2 et H1 elles varient de 2.82 m et 2.50 m.

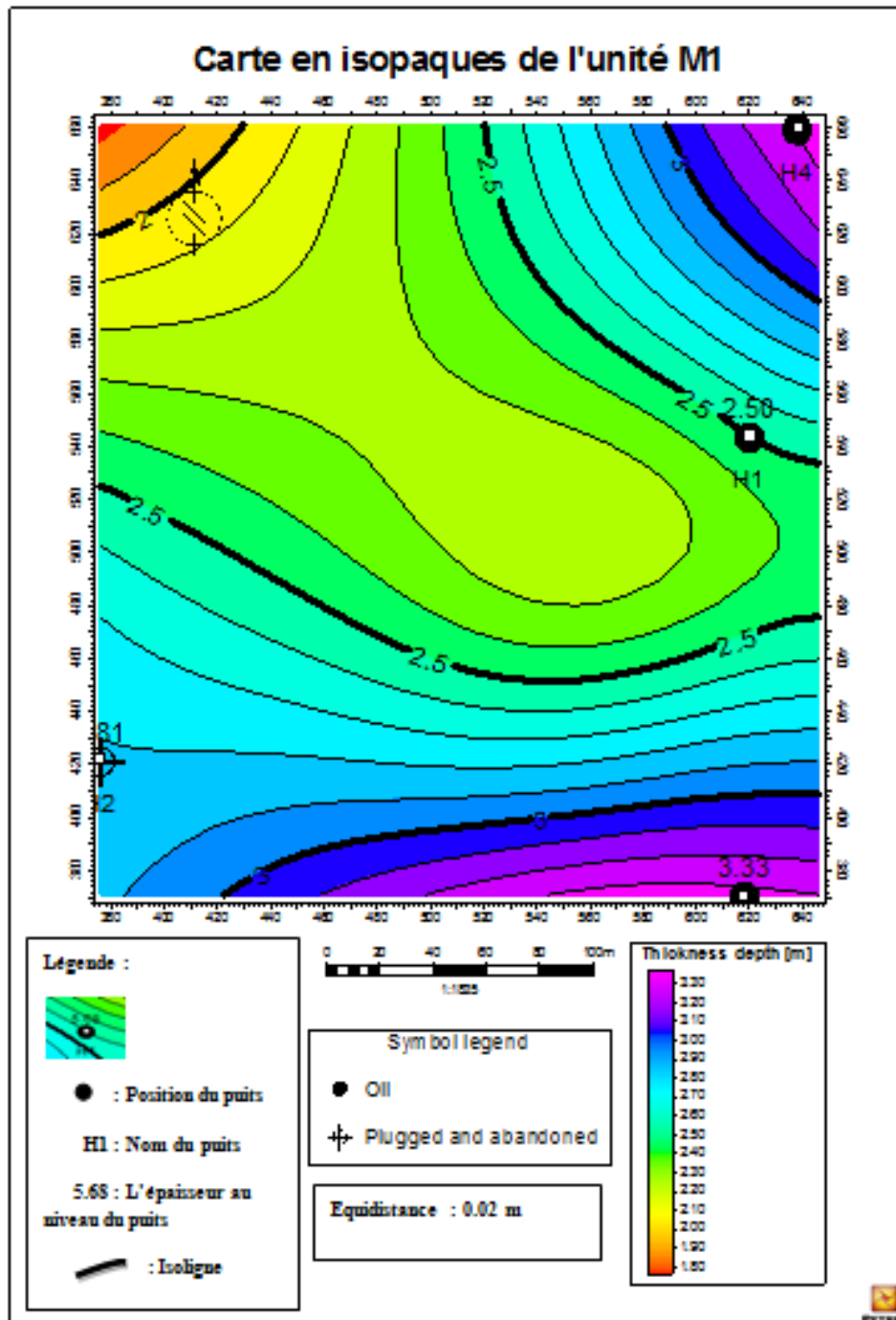


Figure III.24 : Carte en isopaques de l'unité M1 (Petrel)

Interprétation de la carte en isopaques de l'unité C1 :

La figure ci-dessous représente la carte en isopaques de l'unité C1 de la structure de Hollywood Quarry. D'après la carte, on constate une augmentation d'épaisseur en allant de l'Est de la carte vers le Nord-ouest dont les valeurs varient entre 14.50 m et 15.50 m.

Au niveau des puits, les puits H1 et H2 présentent la plus grande valeur d'épaisseur qui est de 15 m, après les puits H3 (14.53 m) et H4 (14.52 m).

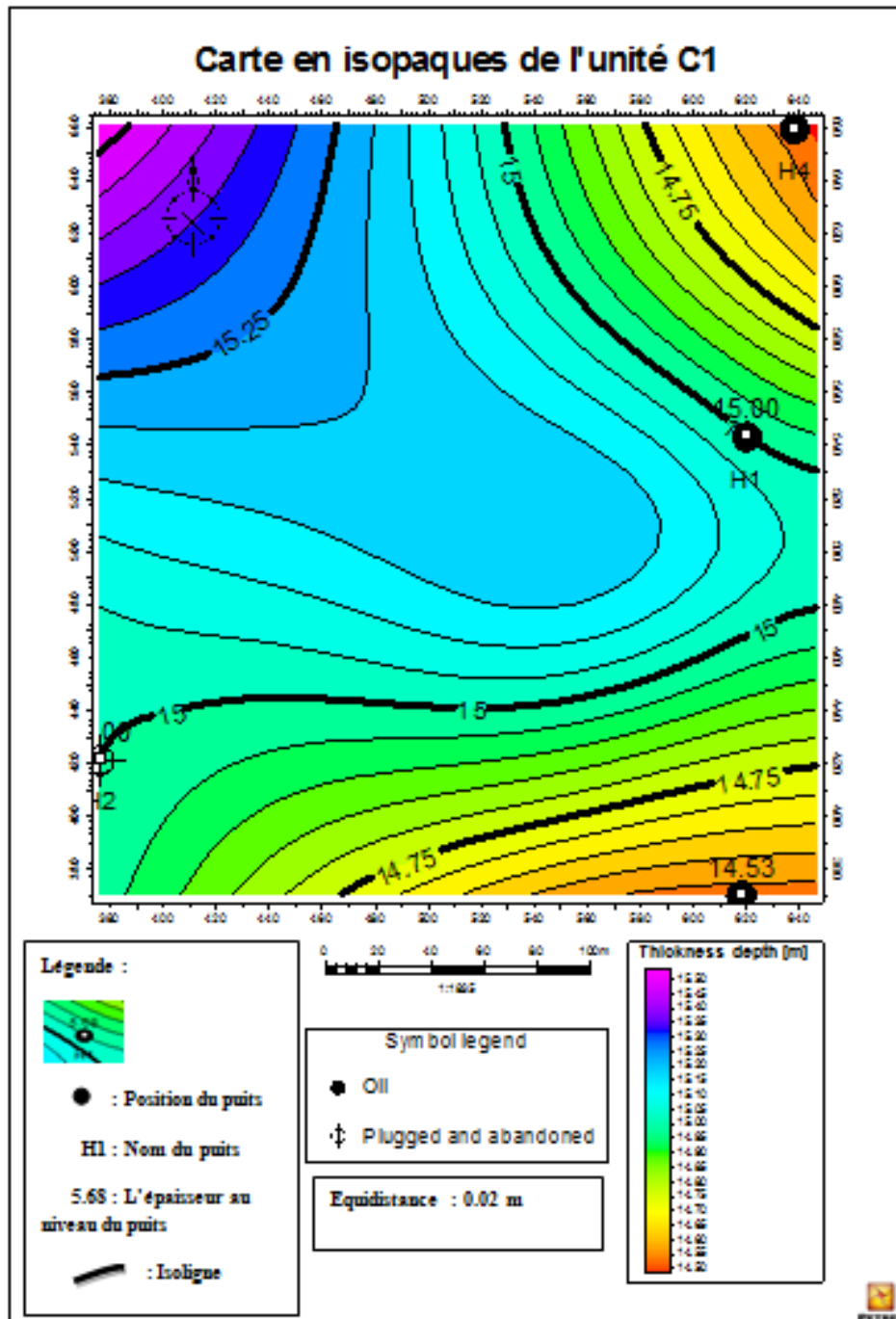


Figure III.25 : Carte en isopaques de l'unité C1 (Petrel)

Calcul des épaisseurs moyennes :

D'après les données des puits :

- $H' (S2)_{Moy} = \frac{(h_{H1} + h_{H2} + h_{H3} + h_{H4})}{4}$

$$H' (S2)_{Moy} = \frac{(5.68 + 5.68 + 5.49 + 5.47)}{4}$$

$$H' (S2)_{Moy} = 5.58 \text{ m.}$$

- $H' (M2)_{Moy} = \frac{(h_{H1} + h_{H2} + h_{H3} + h_{H4})}{4}$

$$H' (M2)_{Moy} = \frac{(1 + 1.28 + 1.23 + 1.25)}{4}$$

$$H' (M2)_{Moy} = 1.19 \text{ m.}$$

- $H' (S1)_{Moy} = \frac{(h_{H1} + h_{H2} + h_{H3} + h_{H4})}{4}$

$$H' (S1)_{Moy} = \frac{(3.35 + 2.77 + 2.75 + 2.77)}{4}$$

$$H' (S1)_{Moy} = 2.91 \text{ m.}$$

- $H' (M1)_{Moy} = \frac{(h_{H1} + h_{H2} + h_{H3} + h_{H4})}{4}$

$$H' (M1)_{Moy} = \frac{(2.50 + 2.81 + 2.33 + 2.31)}{4}$$

$$H' (M1)_{Moy} = 2.49 \text{ m.}$$

$$\bullet \quad H' (C1)_{\text{Moy}} = \frac{(h_{H1} + h_{H2} + h_{H3} + h_{H4})}{4}$$

$$H' (C1)_{\text{Moy}} = \frac{(15 + 15 + 14.53 + 14.52)}{4}$$

$$H' (C1)_{\text{Moy}} = 14.76 \text{ m.}$$

Conclusion :

D'après l'interprétation des cartes en isopaques des différentes unités, on conclure que :

-Au niveau de chaque unité, la variation d'épaisseur est très faible.

-Latéralement, on peut considérer que l'épaisseur des unités est relativement constante au niveau de toute la structure.

-En interprétant les valeurs moyennes calculées, on constate une différenciation d'épaisseur d'une unité à l'autre.

-Verticalement, on a une variation d'épaisseur entre les unités dont les unités gréseuses sont plus épaisses que celles schisteuses.

-Parmi les unités, la plus épaisse unité est C1, après S2, ensuite l'unité S1 et en fin les schistes : M1 ensuite M2 la moins épaisse.

III-2-2-5-2 Création des zones (Annexe 5-2)

Comme les horizons de la structure de Hollywood Quarry sont déjà subdivisés en zones fines, donc on n'aura pas besoin de les subdivisées encore en sous-zone, le Layering suffira.

III-2-2-6 Layering (Annexe 6)

Toutes ces interfaces sont géologiques, donc pour la simulation, ces couches ne sont pas assez âcres, ce que nous devons faire, c'est de subdiviser les zones créées auparavant en couches moins épaisses ou drains dont on peut choisir le nombre dans chaque zone (10,20..) pour avoir une grille plus fine, et c'est ce qu'on appelle **Layering** ou **découpage en drain**.

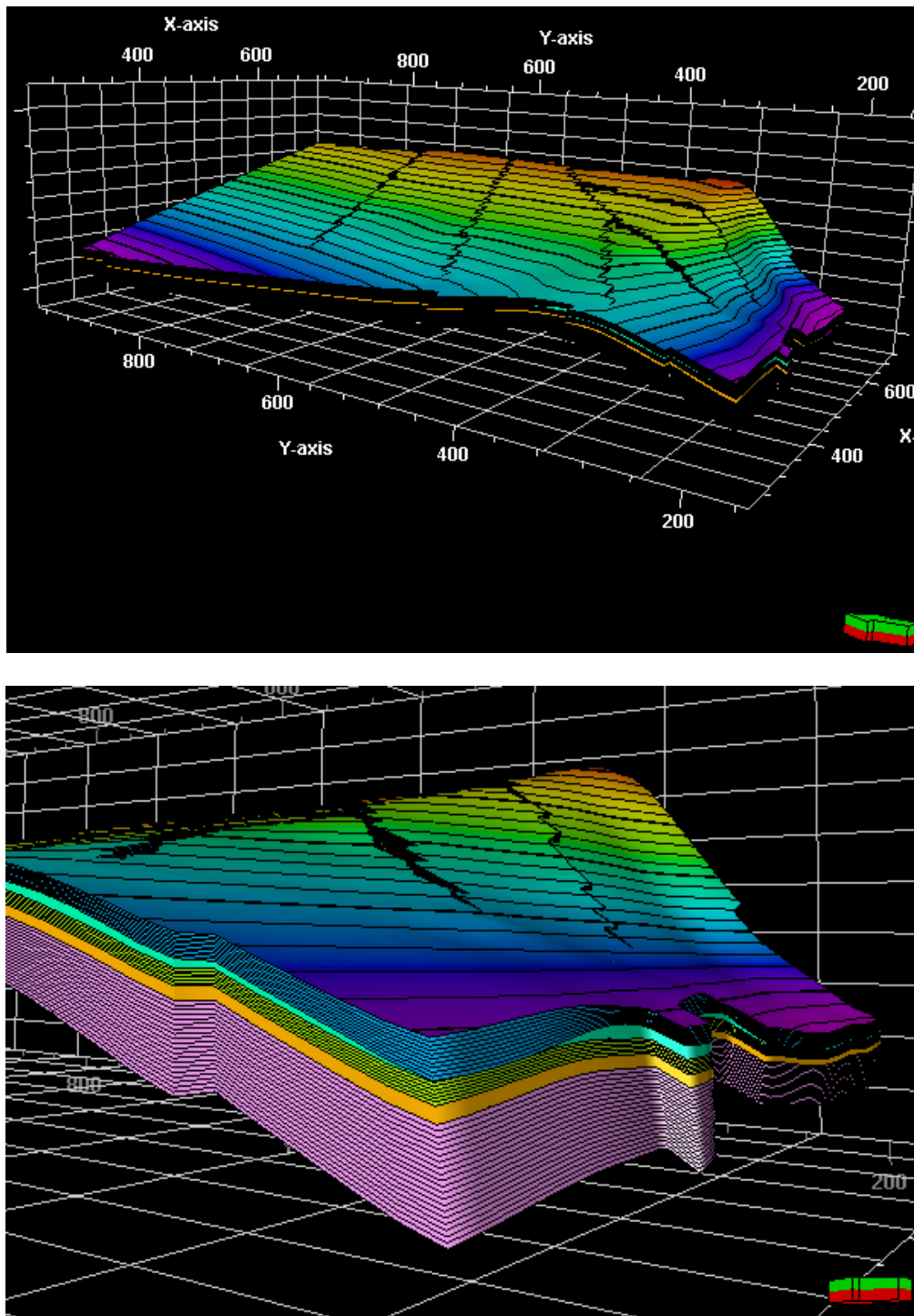


Figure III.26 : Création des couches au niveau de chaque zone de la structure Hollywood Quarry (Petrel)

III-2-2-7 Make contacts (Annexe 11)

Ce processus consiste à introduire les valeurs des contacts gaz-huile et huile-eau déjà définis par l'évaluation pétrophysique au model, et qui vont être utilisés pour le calcul de réserves.

D'après la figure, et comme il n'y a pas de contact gaz-huile, le contact huile-eau est représenté par le plan horizontal bleu, et en suivant la table de couleur, on constate que la partie en vert est imprégnée en huile tandis que le reste est imprégné en eau.

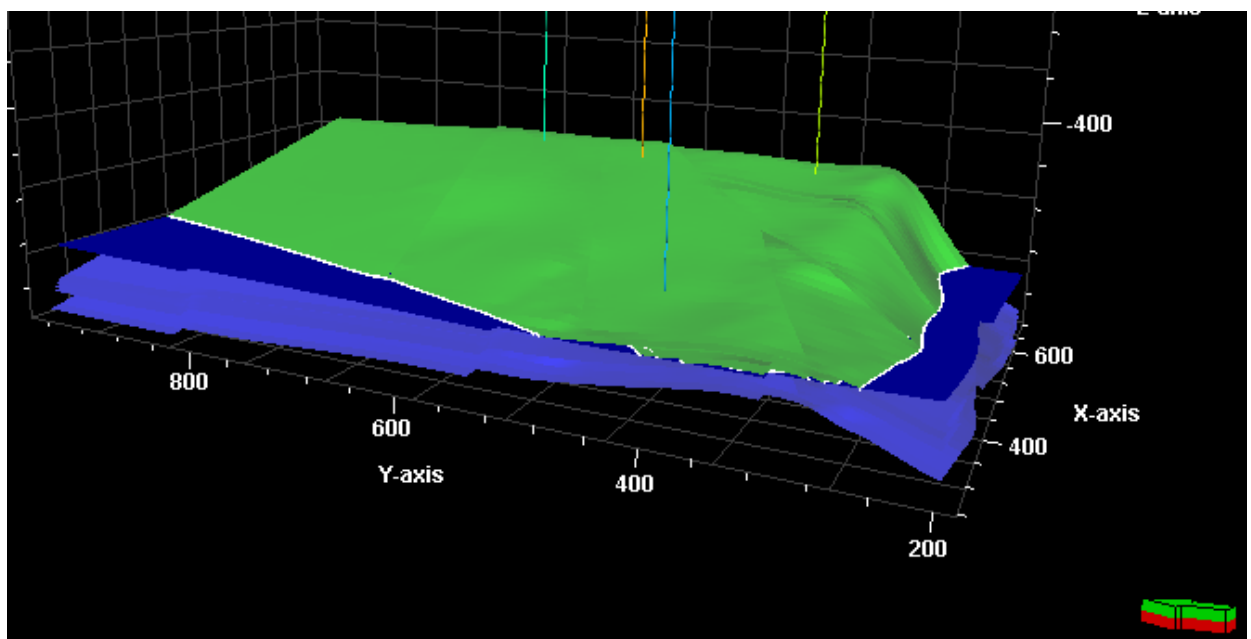
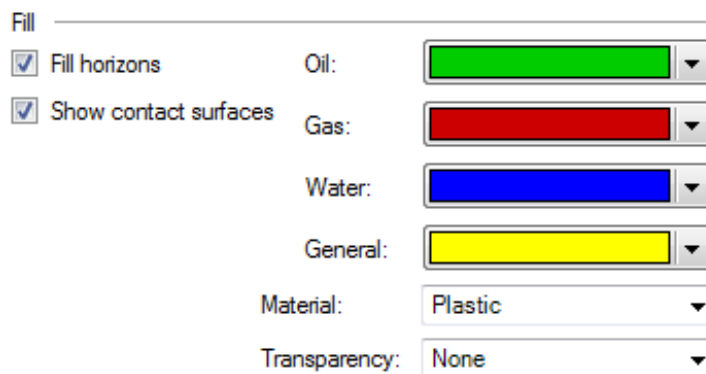


Figure III.27 : Création du contact huile-eau au niveau de la structure Hollywood Quarry (Petrel)

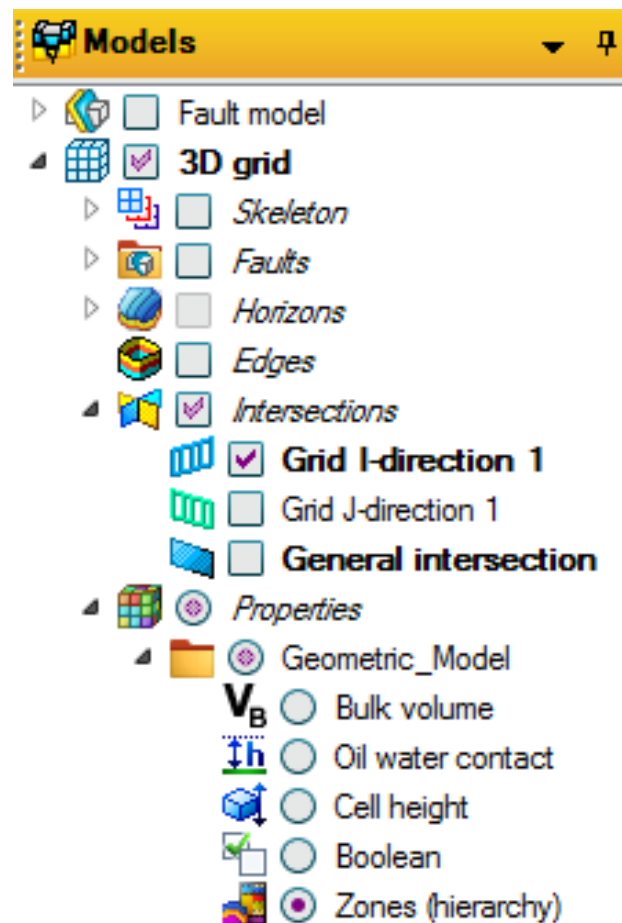
III-2-3 Property Modeling (Annexe 8)

Afin d'arriver à construire notre modèle géologique, on doit d'abord déterminer la distribution des propriétés de chaque cellule géologique de notre structure, c qui représente le principe du processus **Property Modeling**.

III-2-3-1 Geometrical modeling (Annexe 8-1)

Le **Geometrical Modeling** consiste à la génération de certaines propriétés géométrique pour différents aspects de notre grille et notre modèle afin de vérifier et contrôler son qualité avant de déterminer la distribution des propriétés. Donc c'est un outil de contrôle de qualité.

Parmi les propriétés géométrique, on va utiliser le **Bulk volume**, **Above contact**, **Cell height**, **Boolean** et **Zone index**.



-Quality Control 1: Bulk volume (Annexe 8-1-i)

Le Bulk volume représente la masse atomique de chaque cellule de la maille. En tant qu'un moyen efficace pour contrôler la qualité du maillage, il est utile pour détecter toute cellule négative, c'est-à-dire qui n'a pas de bonne forme ou qui présente une anomalie, car la masse atomique de chaque cellule doit être positive.

Après avoir générer la propriété, sur l'échelle de couleur on vérifie si on a des cellules négatives, et comme c'est très difficile de les voir sur le modèle on le filtre comme c'est expliqué dans l'**Annexe 8-1-i**, on les corrige et on crée un nouveau Bulk volume.

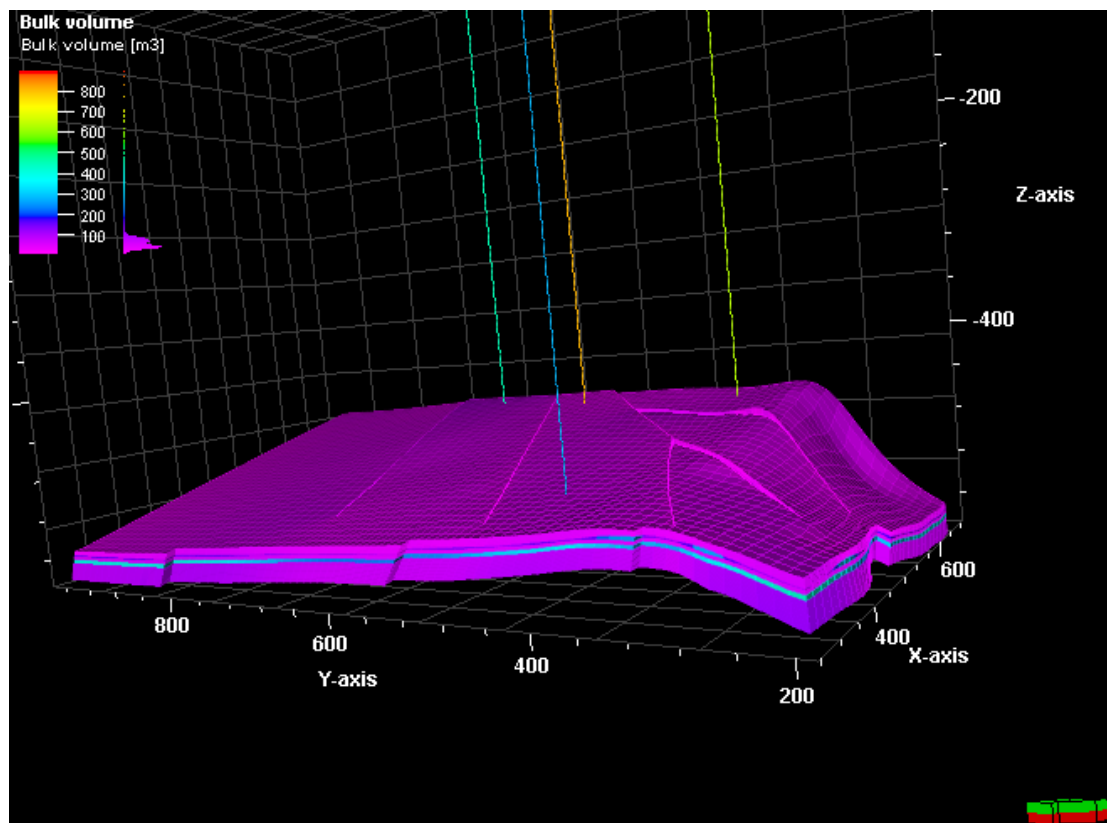


Figure III.28 : Distribution volumétrique de la masse atomique des cellules dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Ouest)

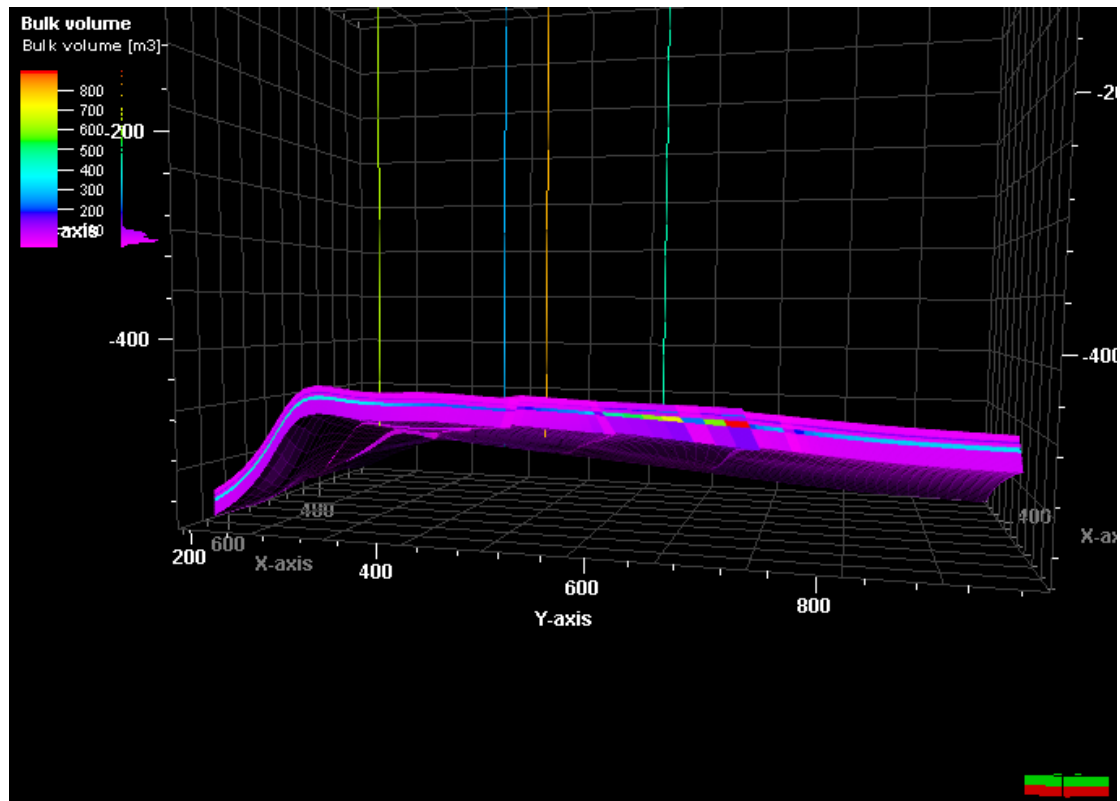


Figure III.29 : Distribution volumétrique de la masse atomique des cellules dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Est)

-Quality Control 2: Above contact (Annexe 8-1-ii)

La propriété Above contact est juste la propriété qu'on peut générer pour visualiser les cellules situant au dessus du contact Huile-eau.

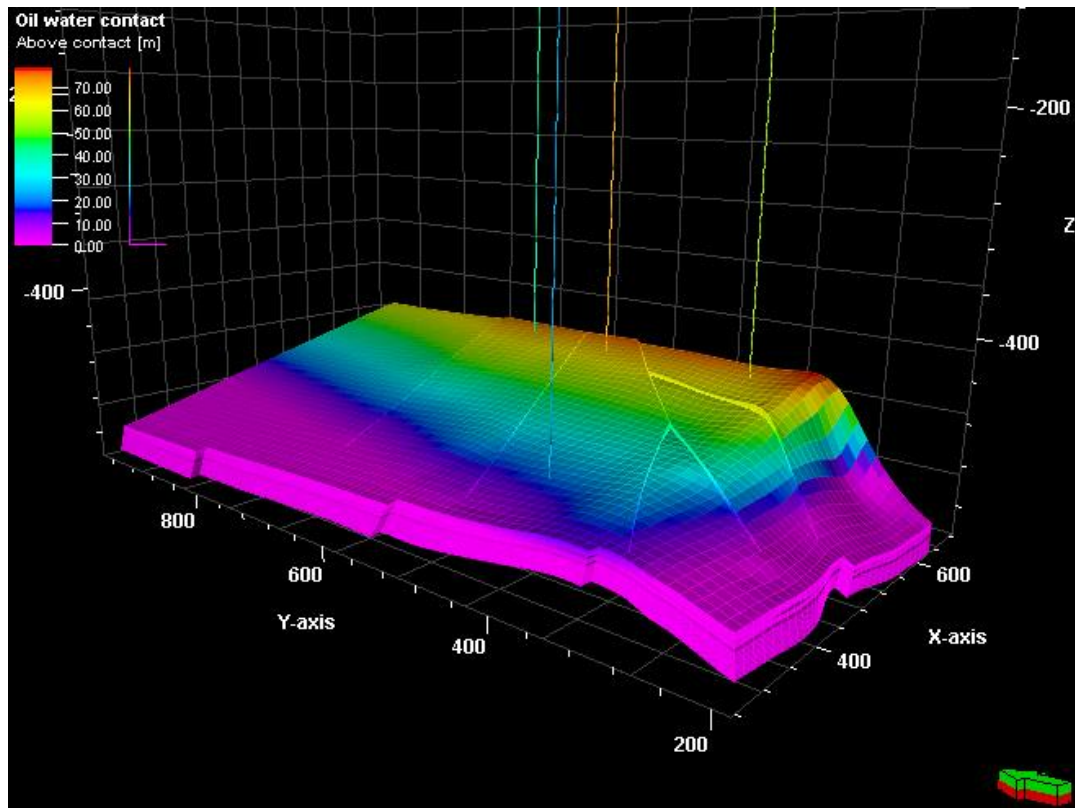


Figure III.30 : Affichage de la propriété géométrique Above contact de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Ouest)

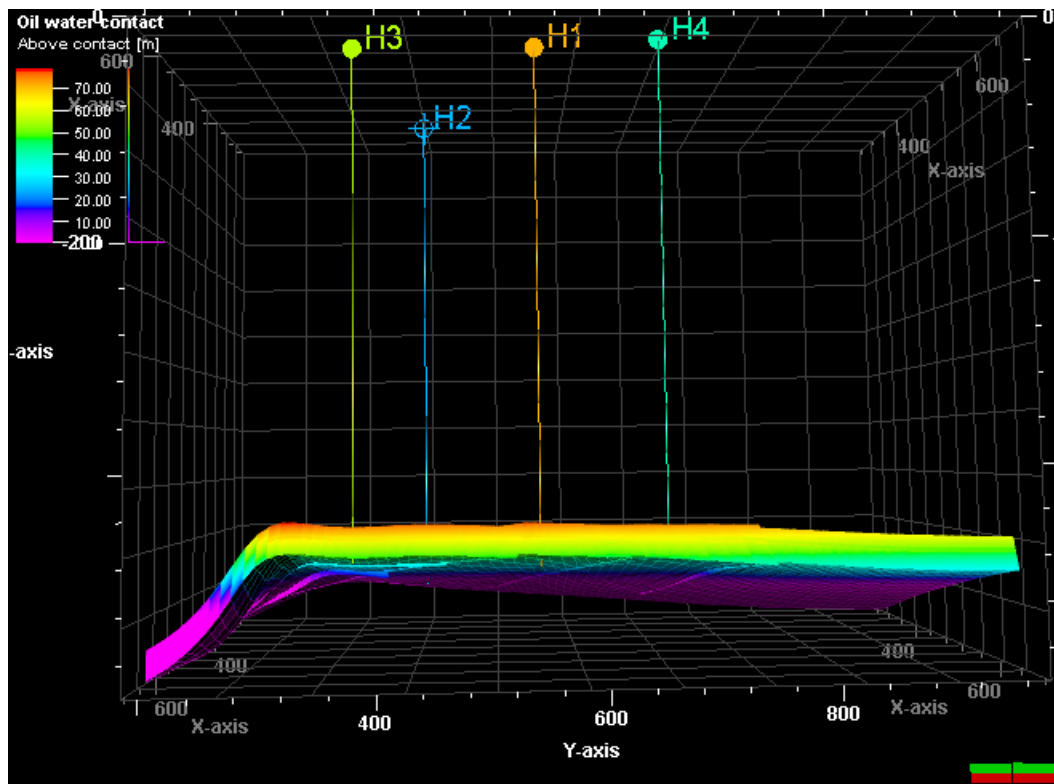


Figure III.31 : Affichage de la propriété géométrique Above contact de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Est)

-Quality Control 3: Cell height (Annexe 8-1-iii)

La propriété géométrique Cell height consiste à contrôler la qualité de la grille à partir de l'analyse de la hauteur des cellules d'après le processus Layering dont la hauteur ne doit pas dépasser la résolution de Layering appliquée, par exemple si on a une cellule avec un Layering verticale de 1m, la hauteur de cellule ne doit pas dépasser le 1m, sinon on doit filtrer les cellules qui sont dépassées ou trop courtes et rechercher des anomalies.

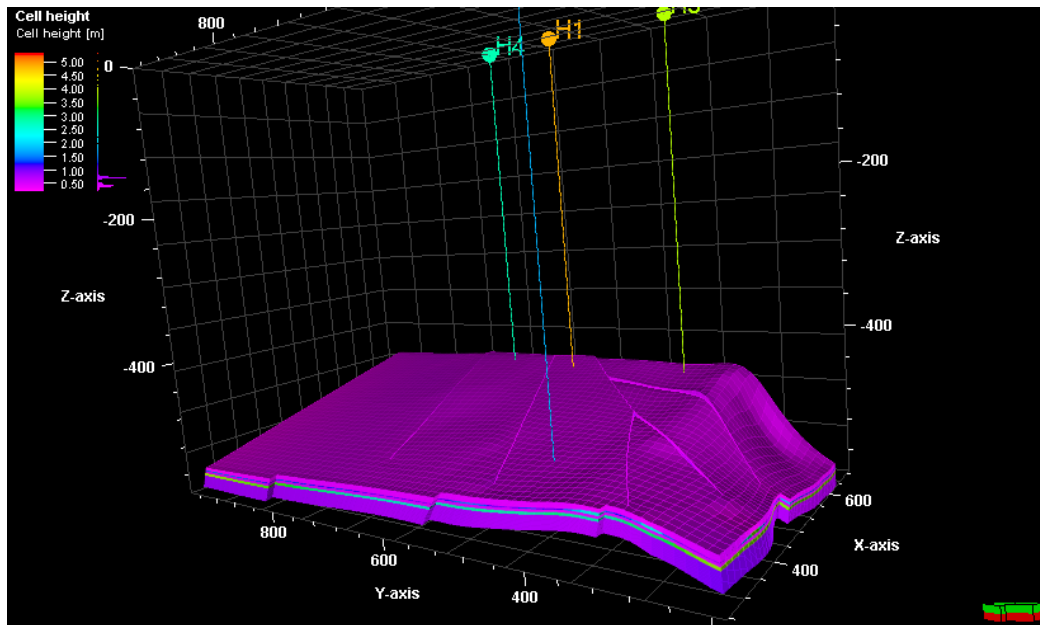


Figure III.32 : Distribution volumétrique de la propriété Cell height dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Ouest)

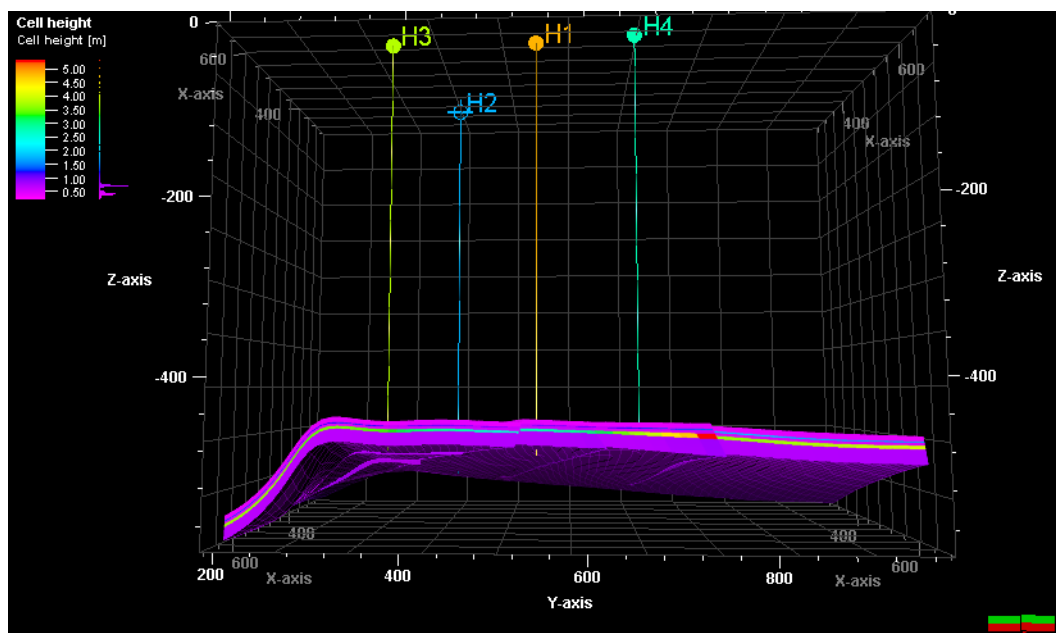


Figure III.33 : Distribution volumétrique de la propriété Cell height dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partie de l'Est)

-Quality Control 4: Boolean (Annexe 8-1-iv)

Boolean est une propriété avec un code vrai ou faux dont le vrai est assigner aux cellules qui se trouvent au dessus du contact Huile-eau, et le faux est assigner aux cellules situant au dessous du même contact.

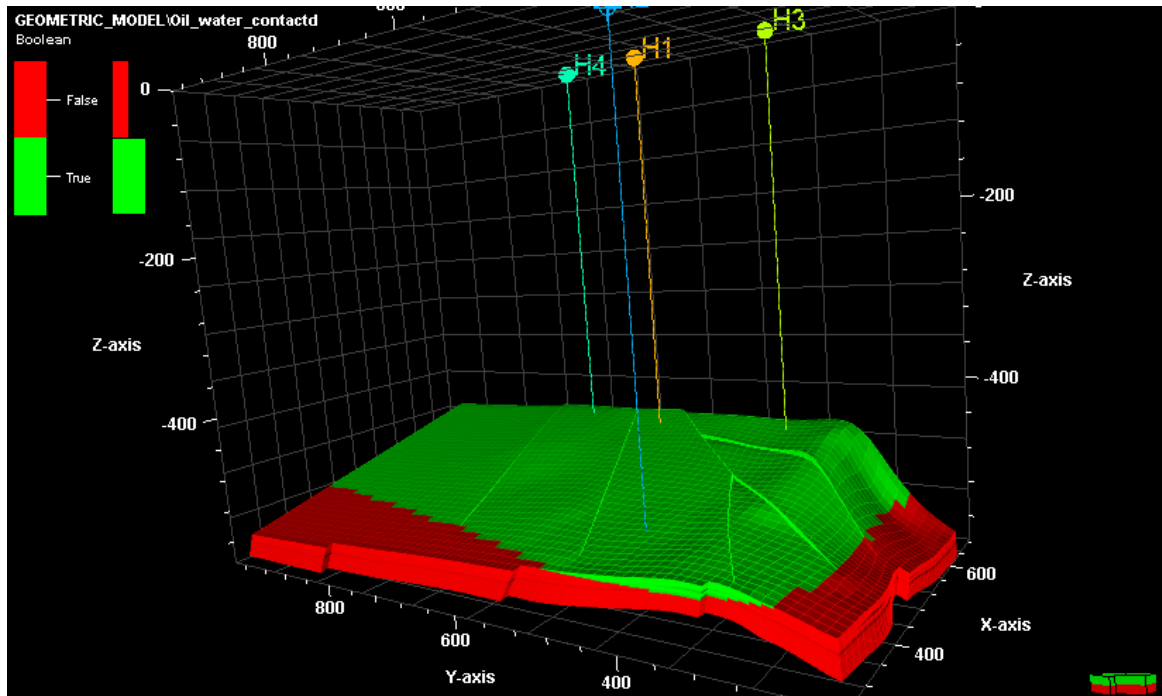


Figure III.34 : Distribution volumétrique de la propriété Boolean dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partie de l'Ouest)

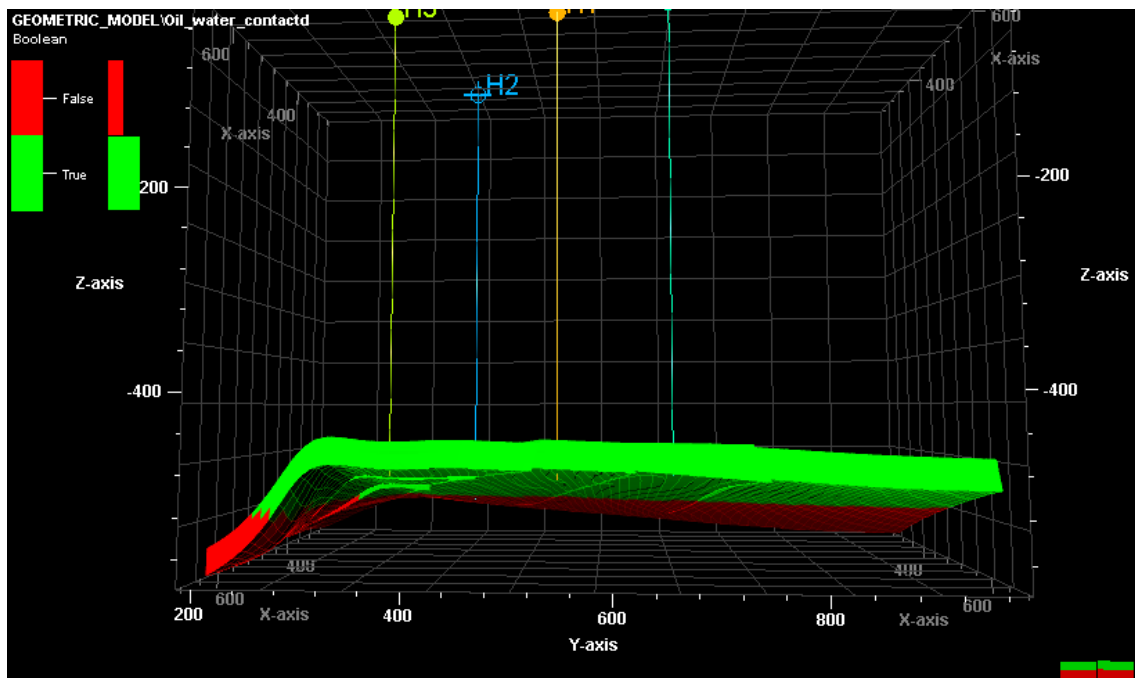


Figure III.35 : Distribution volumétrique de la propriété Boolean dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partie de l'Est)

-Quality Control 5: Zone index (Annexe 8-1-v)

Zone index est une propriété très importante pour visualiser nos zones et d'appliquer parfois certaines opérations.

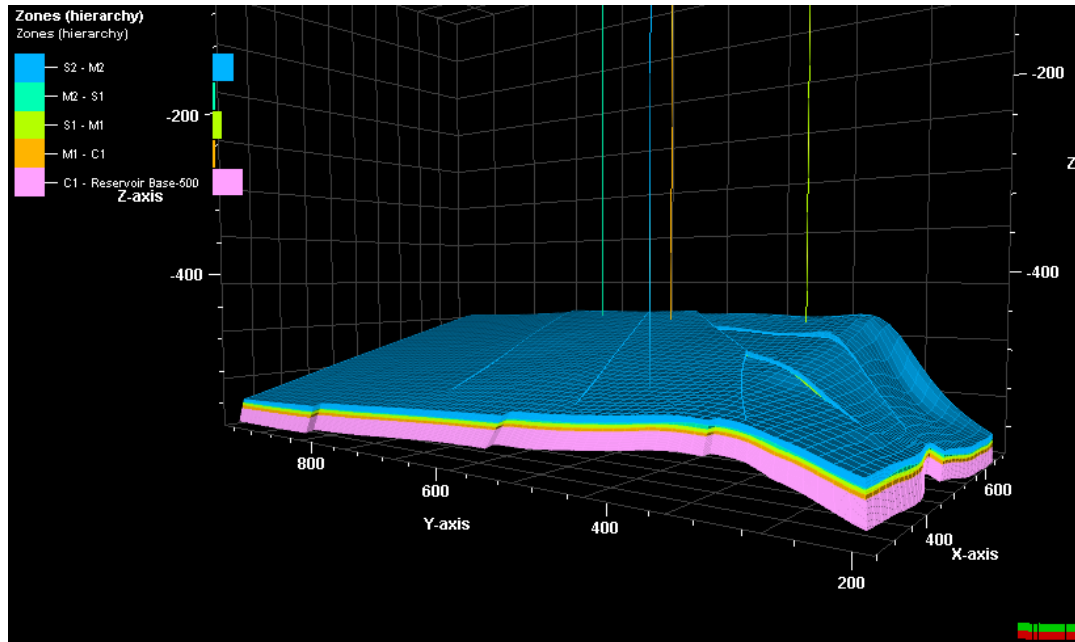


Figure III.36 : Distribution volumétrique de la propriété Zone index dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Ouest)

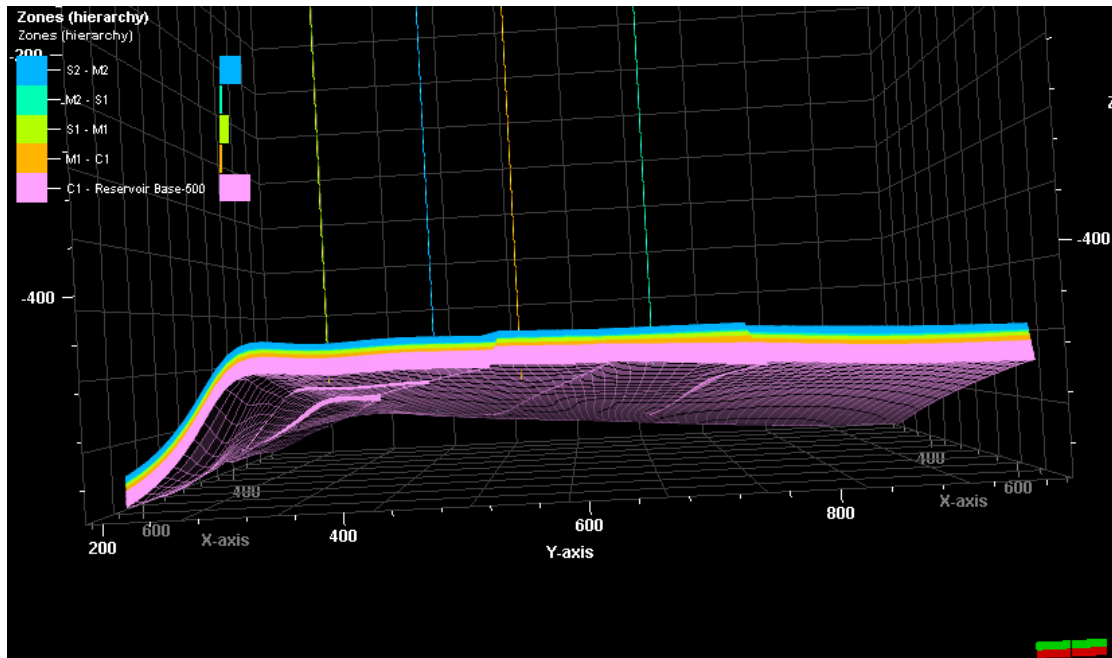


Figure III.37 : Distribution volumétrique de la propriété Zone index dans le modèle géocellulaire de la structure Hollywood Quarry (Petrel) (vue à partir de l'Est)

III-2-3-2 Well logs Upscaling (Annexe 8-2)

Afin d'afficher les Upscaled logs, on va sur la Well section window et on sélectionne les logs créés, leurs affichage sera à coté de chaque log originale de la propriété désigné par la lettre U, et en utilisant la même échelle.

D'après les Upscaled logs, on remarque que les grandes valeurs de ces propriétés sont rencontrés au niveau de l'unité C1, puis les unités S2 et S1, au niveau de tous les puits.

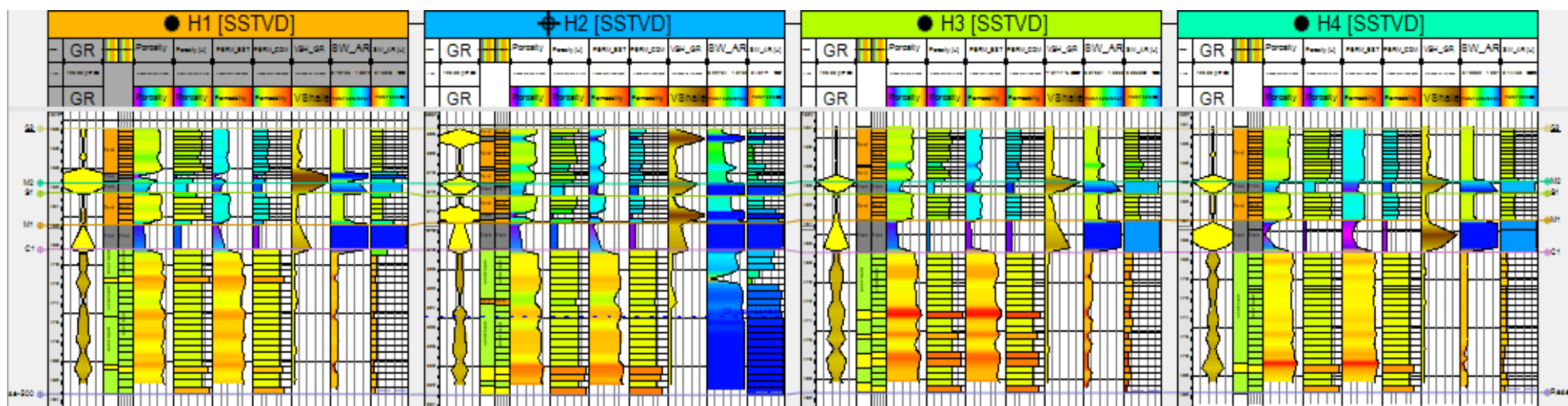


Figure III.38 : Logs bruts du faciès et des propriétés pétrophysiques avec les Upscaled log (calcul des moyennes) au niveau de tous les puits H1, H2, H3 et H4.

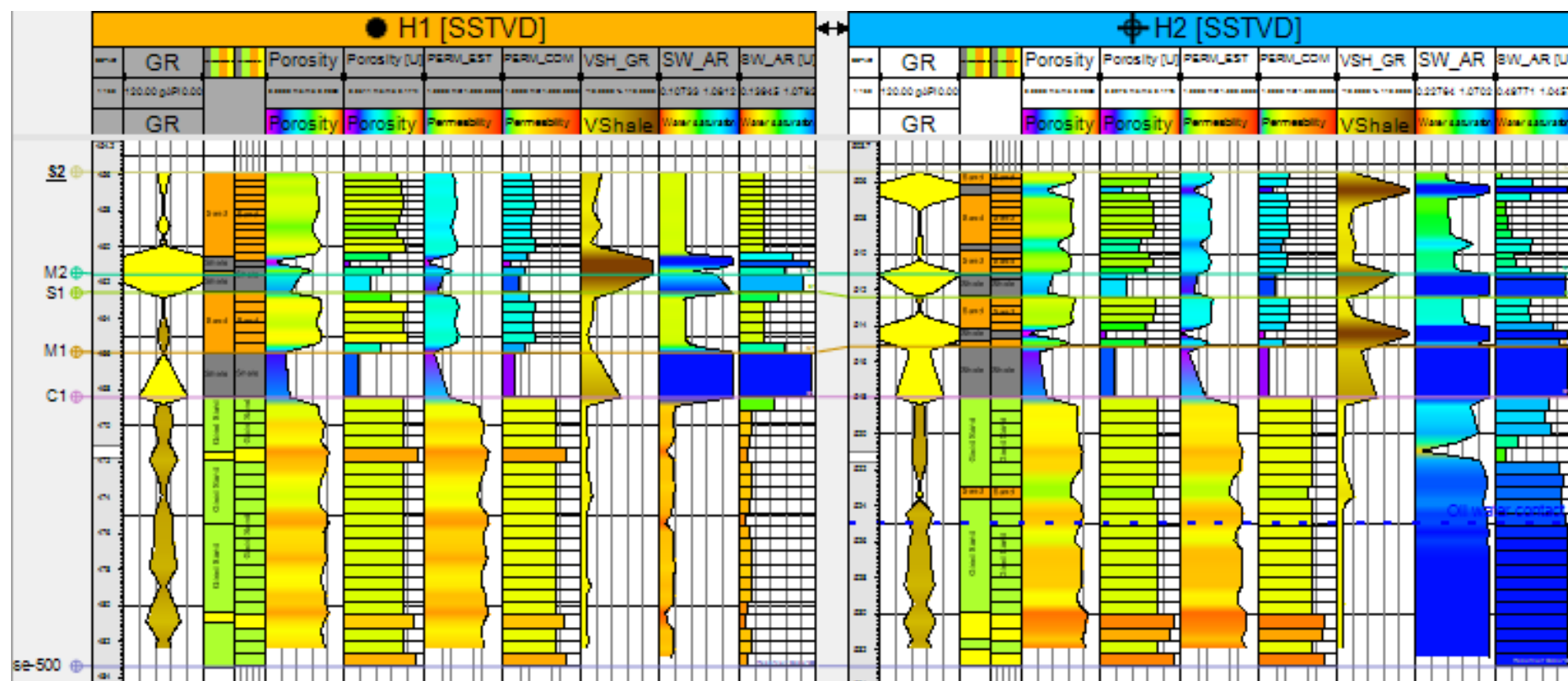


Figure III.39 : logs bruts du faciès et des propriétés pétrophysiques avec les Upscaled logs (calcul des moyennes au niveau des puits H1 et H2).

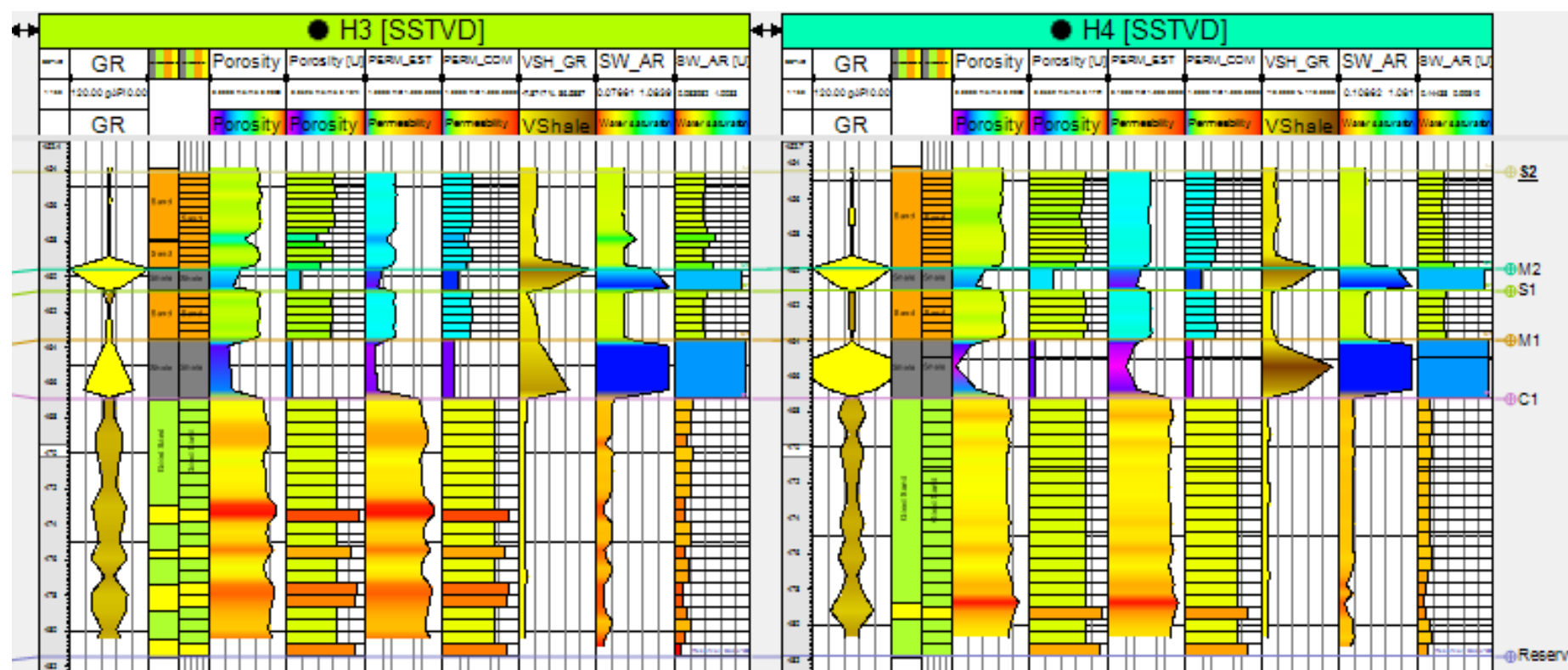


Figure III.40 : Logs bruts du faciès et des propriétés pétrophysiques avec les Upscaled log (calcul des moyennes) au niveau des puits H3 et H4.

III-2-4 Facies Modeling (Annexe 8-3)

Le **Facies Modeling** consiste à la génération d'un modèle de facies en 3D sur toute la grille à partir de l'**Upscaled facies log** qu'on a créé précédemment et en prenant en considération le Upscaled log des **Injectites**.

Afin d'introduire les Injectites dans notre modèle, on utilise le Calculator en lui attribuant l'équation suivante :

STATIC_MODEL\ROCK_TYPE\ROCK_TYPE=If(STATIC_MODEL\ROCK_TYPE\INJECTITES=1.STATIC_MODEL\ROCK_TYPE\INJECTITES.STATIC_MODEL\ROCK_TYPE\ROCK_TYPE) est le modèle sera généré.

Les résultats seront présentés dans les figures III.41 et III.42.

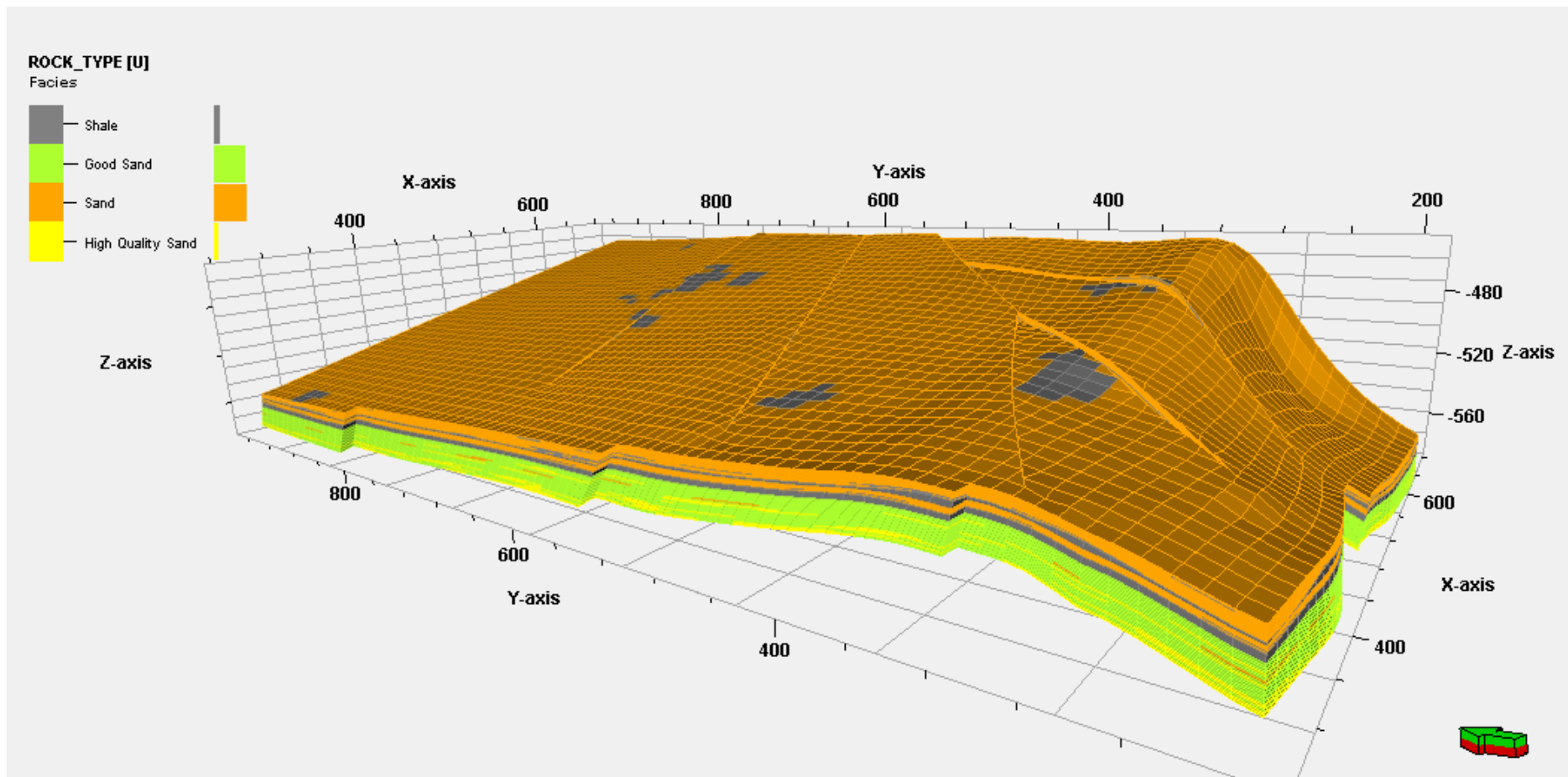


Figure III.41 : Modèle de faciès en 3D de la structure Hollywood Quarry

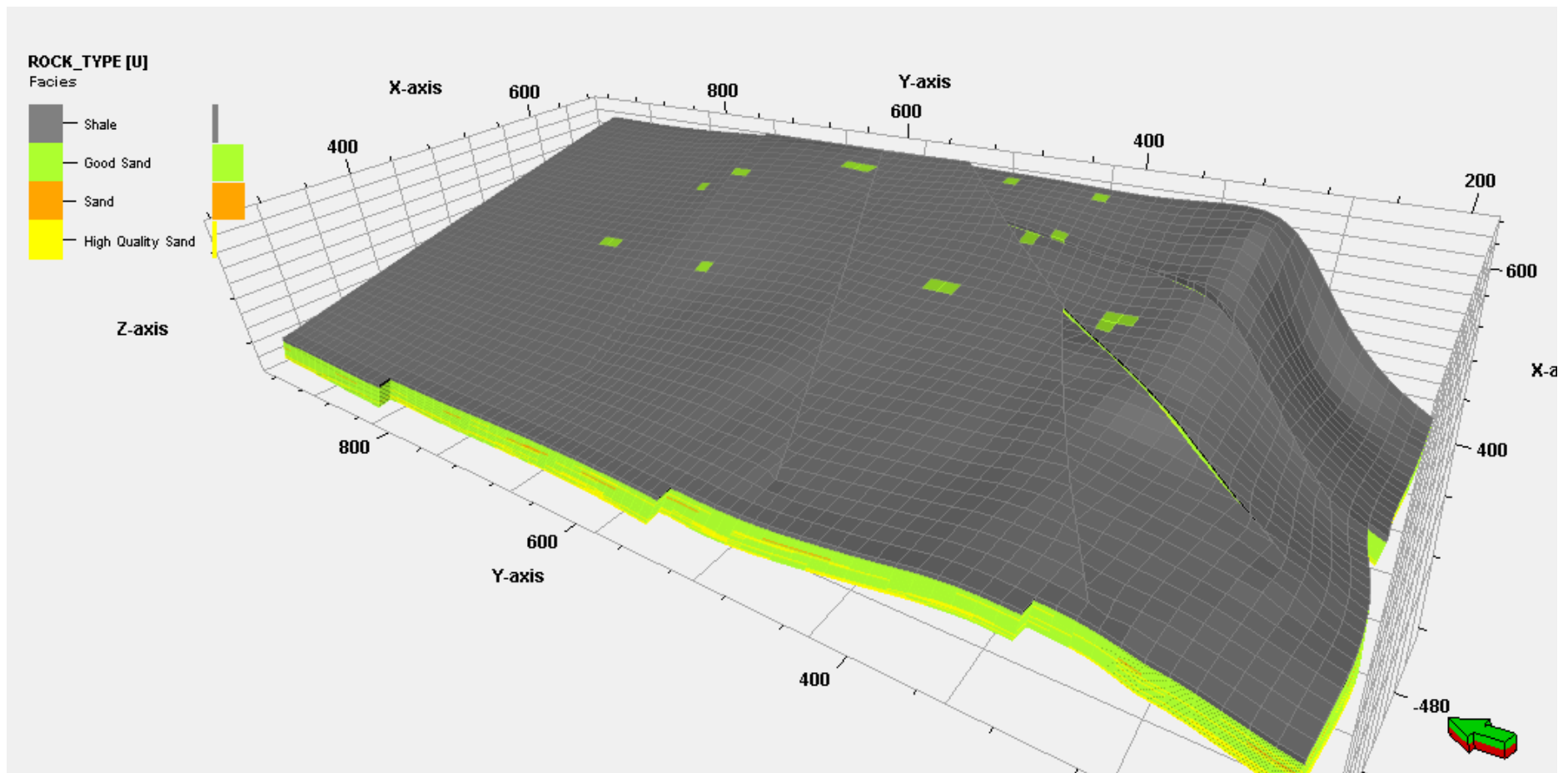


Figure III.42 : Modèle de faciès en 3D de la structure Hollywood Quarry montrant les Injectites (en vert) au niveau de l'unité M1

III-2-5 Petrophysical Modeling (Annexe 8-4)

Le processus **Petrophysical Modeling** consiste à générer des modèles en 3D des propriétés pétrophysiques choisit comme la porosité, perméabilité, saturation... sur toute la grille de la structure créée.

III-2-5- 1 Modèle de porosité (Annexe 8-4-i)

Le modèle de la distribution de la porosité dans la structure d'Hollywood Quarry sera présenté dans la figure suivante.

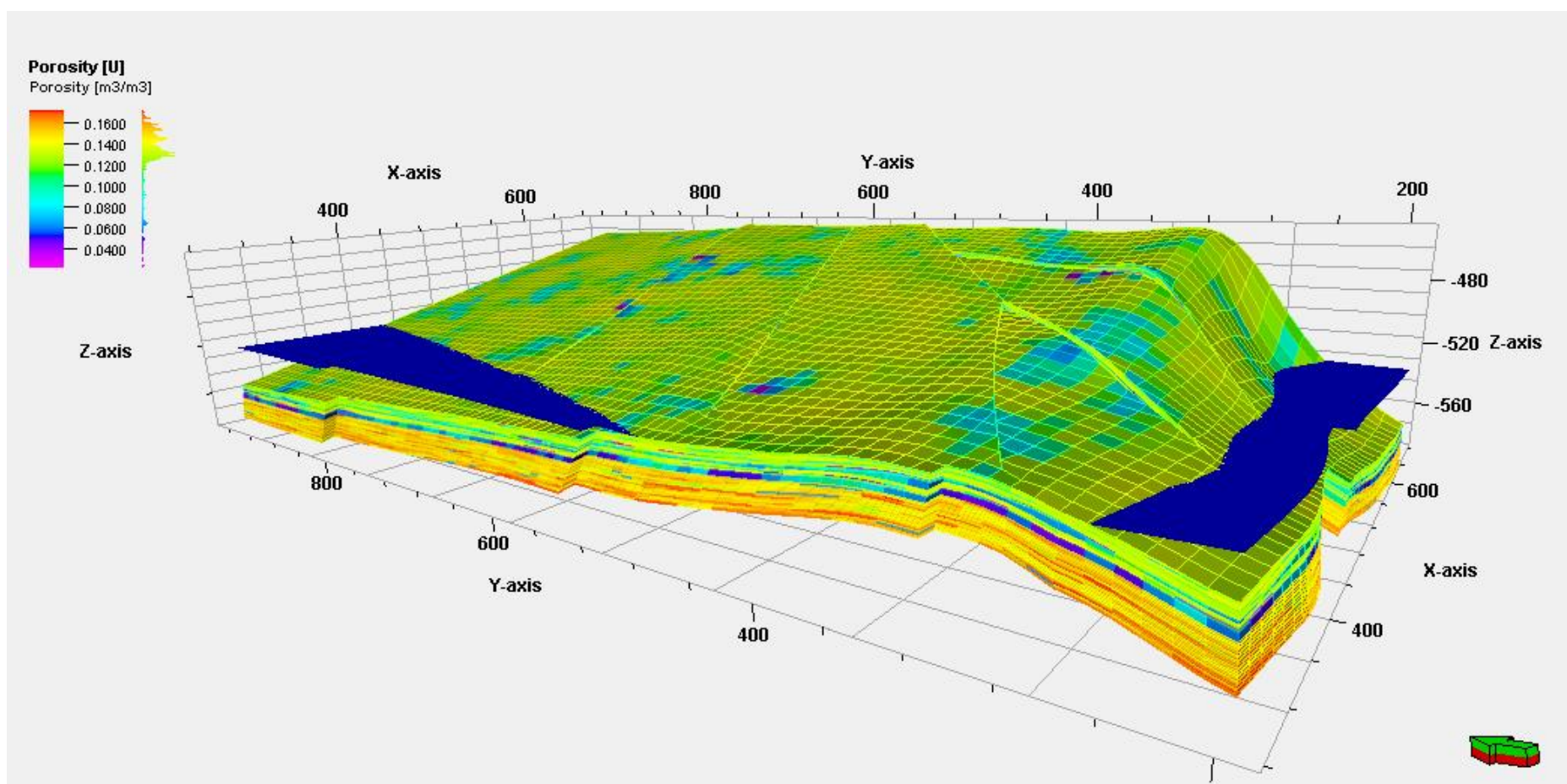


Figure III.43 : Modèle de distribution de la porosité dans la structure Hollywood Quarry (Petrel)

III-2-5- 2 Modèle de perméabilité (Annexe 8-4-ii)

Concernant la perméabilité, comme c'est déjà mentionné dans l'**Annexe 8-4-ii**, on a créé un modèle caractérisant l'unité C1 et un autre caractérisant les autres unités, puis on a combiné les deux modèles.

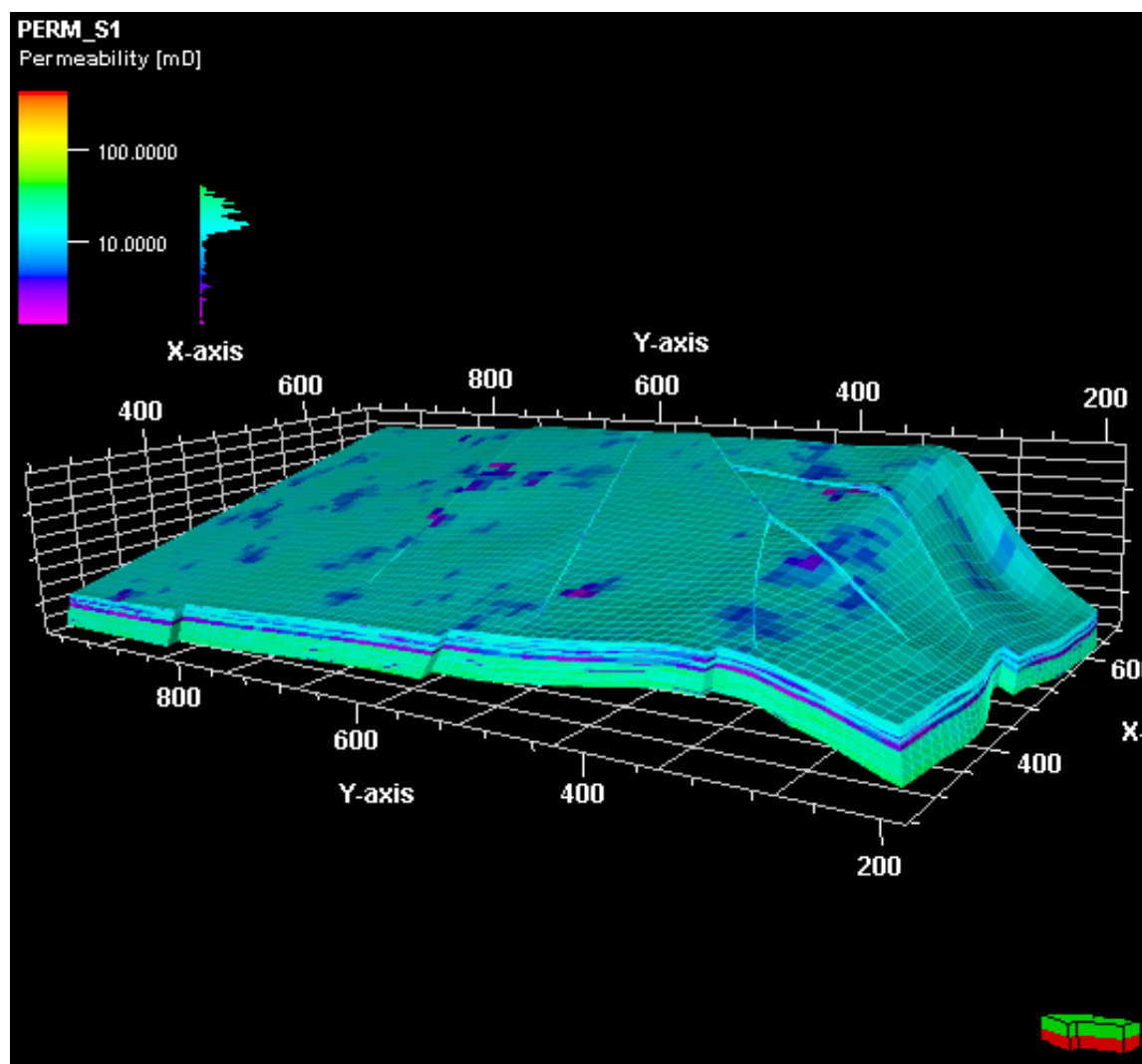


Figure III.44 : Modèle de distribution de la perméabilité des unités S1, S2, M1 et M2 dans la structure Hollywood Quarry (Petrel)

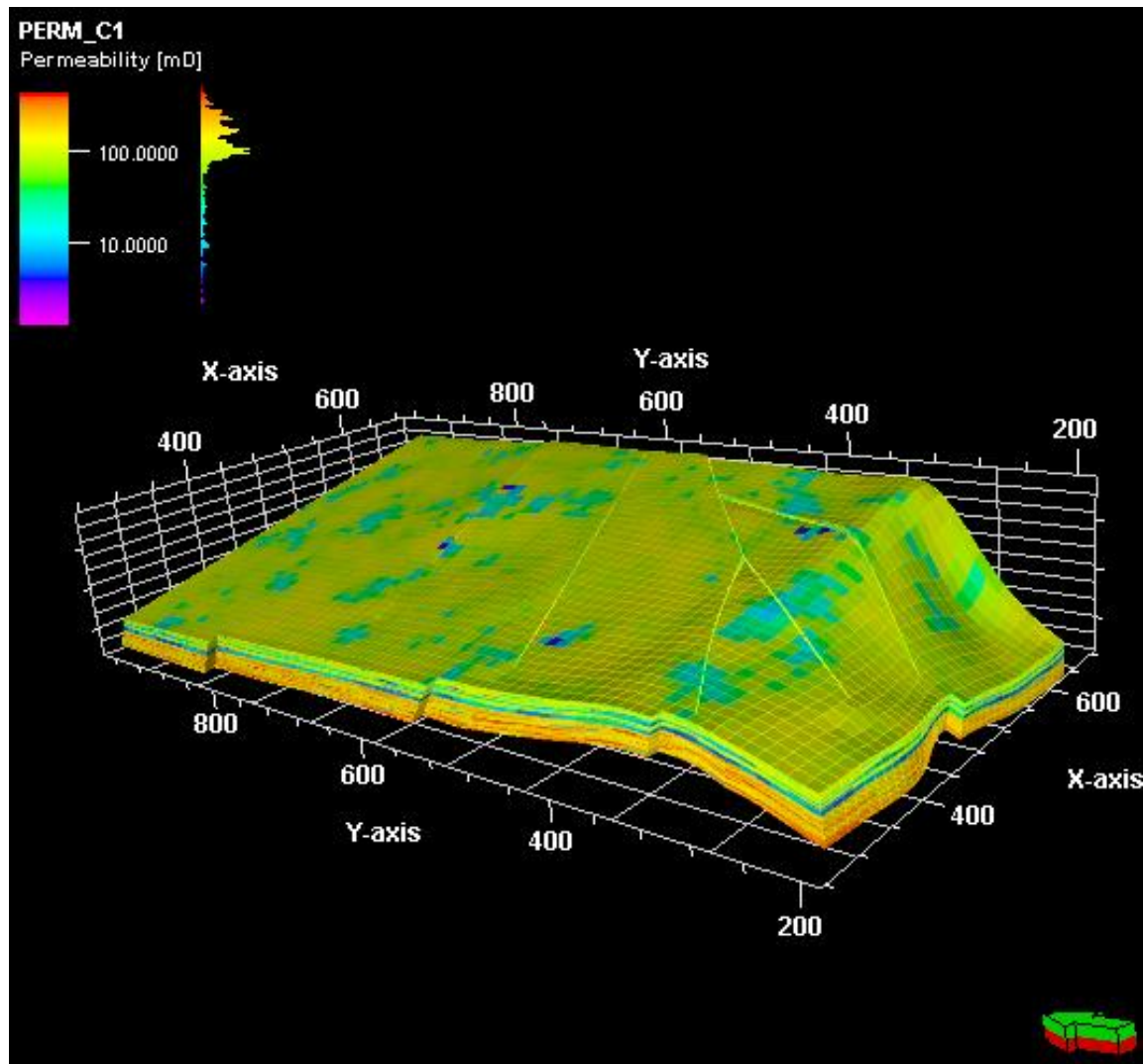


Figure III.45 : Modèle de distribution de la perméabilité des unités C1 dans la structure Hollywood Quarry (Petrel)

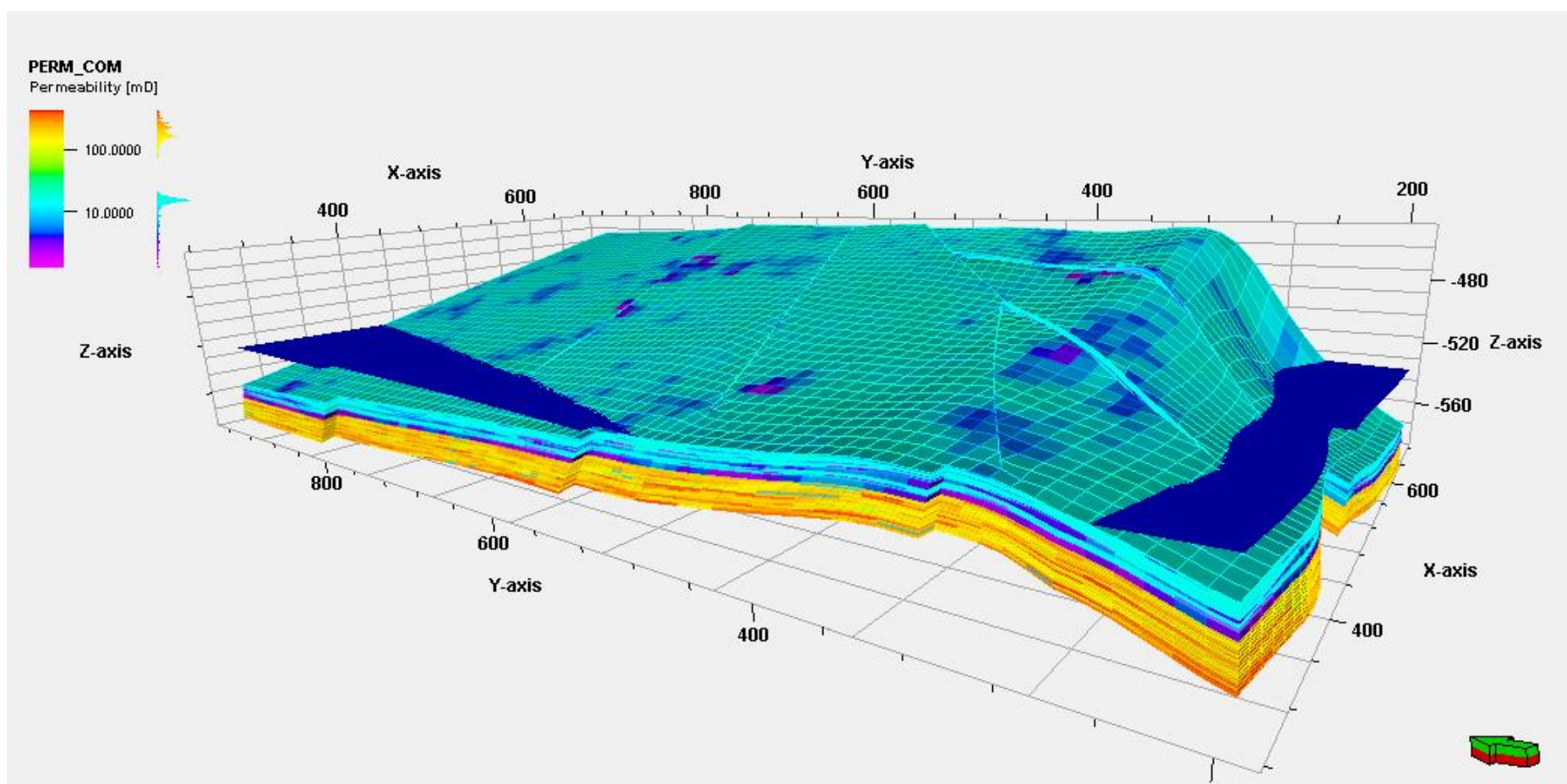


Figure III.46 : Le modèle finale de la distribution de la perméabilité dans la structure Hollywood Quarry (Petrel)

III-2-5- 3 Modèle de saturation en eau (Annexe 8-4-iii)

Pour modéliser la distribution de la saturation en eau dans notre modèle géologique, on a généré un modèle pour l'unité C1, un autre caractérisant les autres unités et on les a combiné en un seul modèle, puis on a généré un **Trend model**, ensuite le modèle finale de la saturation en eau.

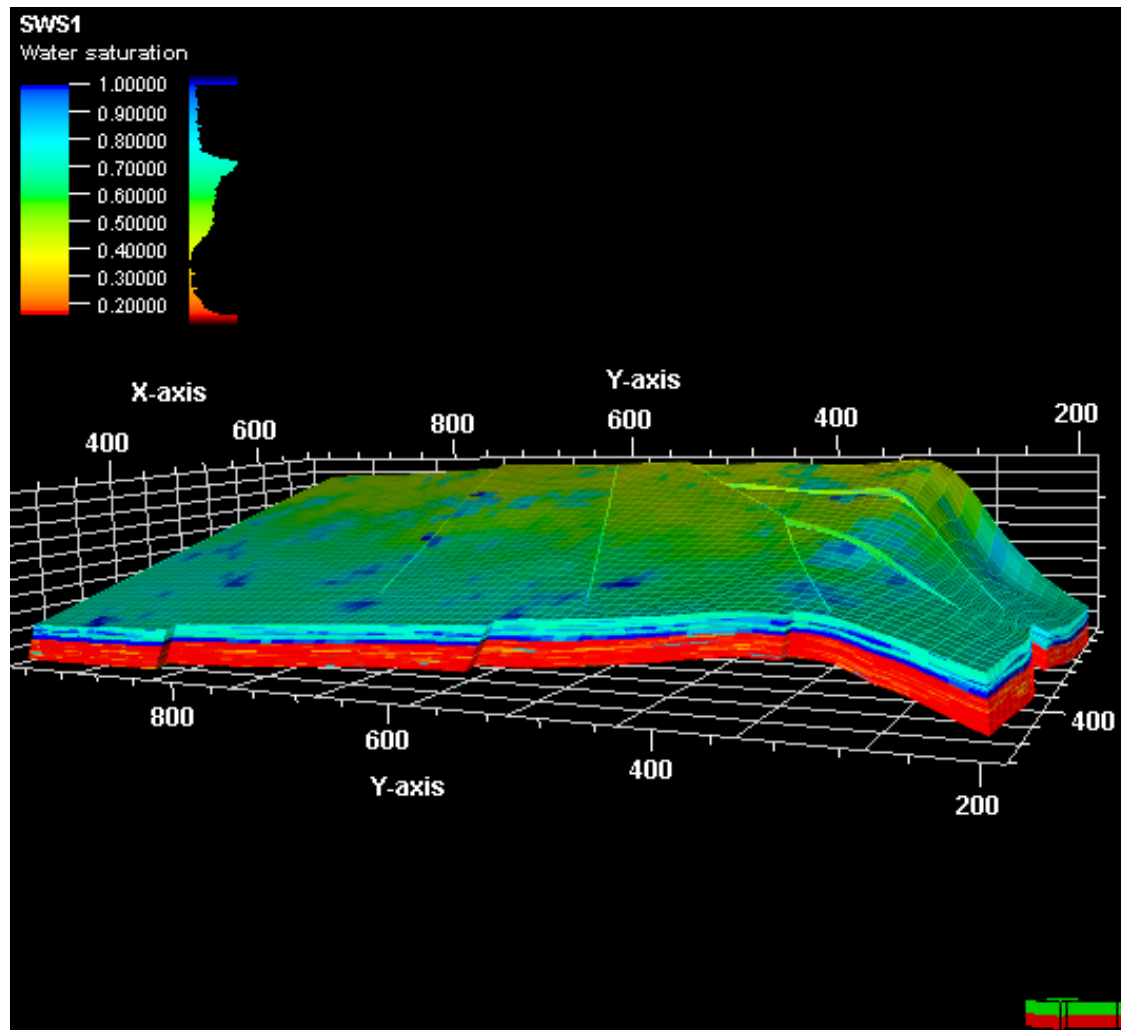


Figure III.47 : Modèle de distribution de la saturation en eau des unités S1, S2, M1 et M2 dans la structure Hollywood Quarry (Petrel)

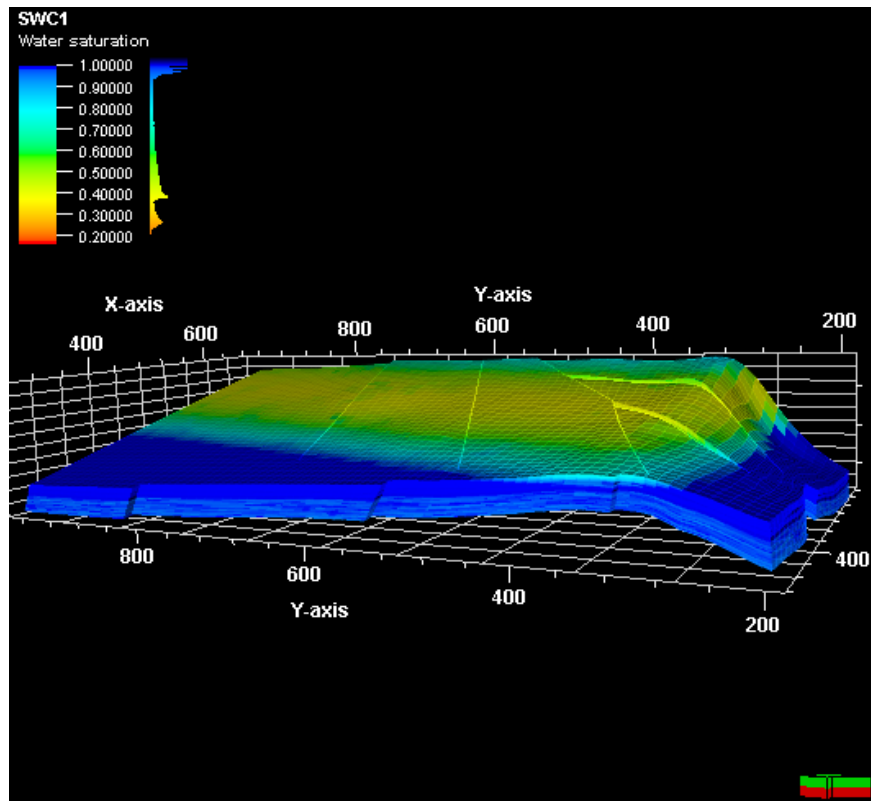


Figure III.48 : Modèle de distribution de la saturation en eau de l'unité C1 dans la structure Hollywood Quarry (Petrel)

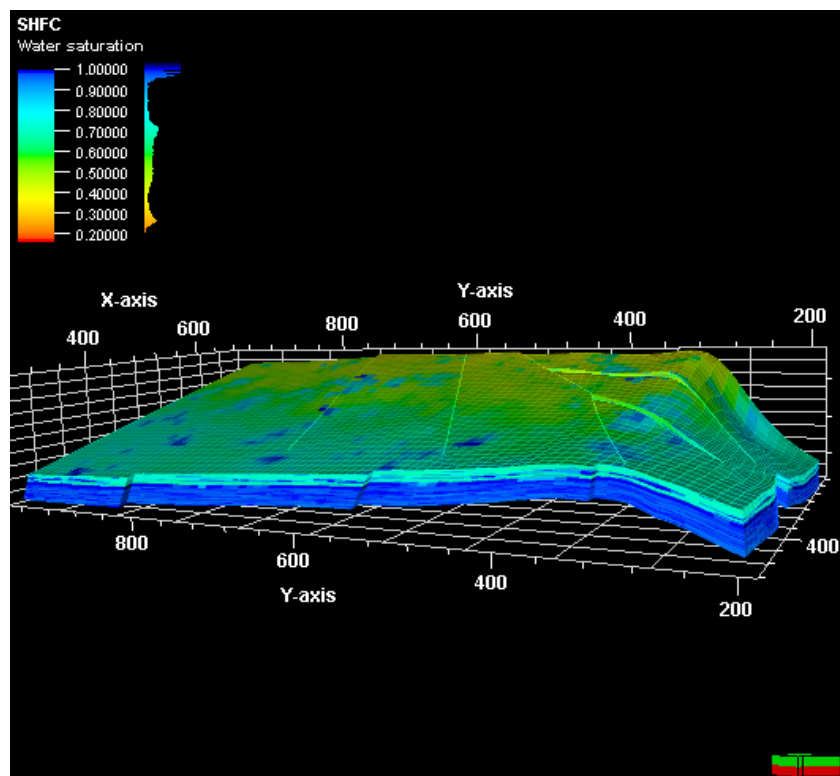


Figure III.49 : Modèle de distribution de la saturation en eau (combinaison des deux modèles précédents) dans la structure Hollywood Quarry (Petrel)

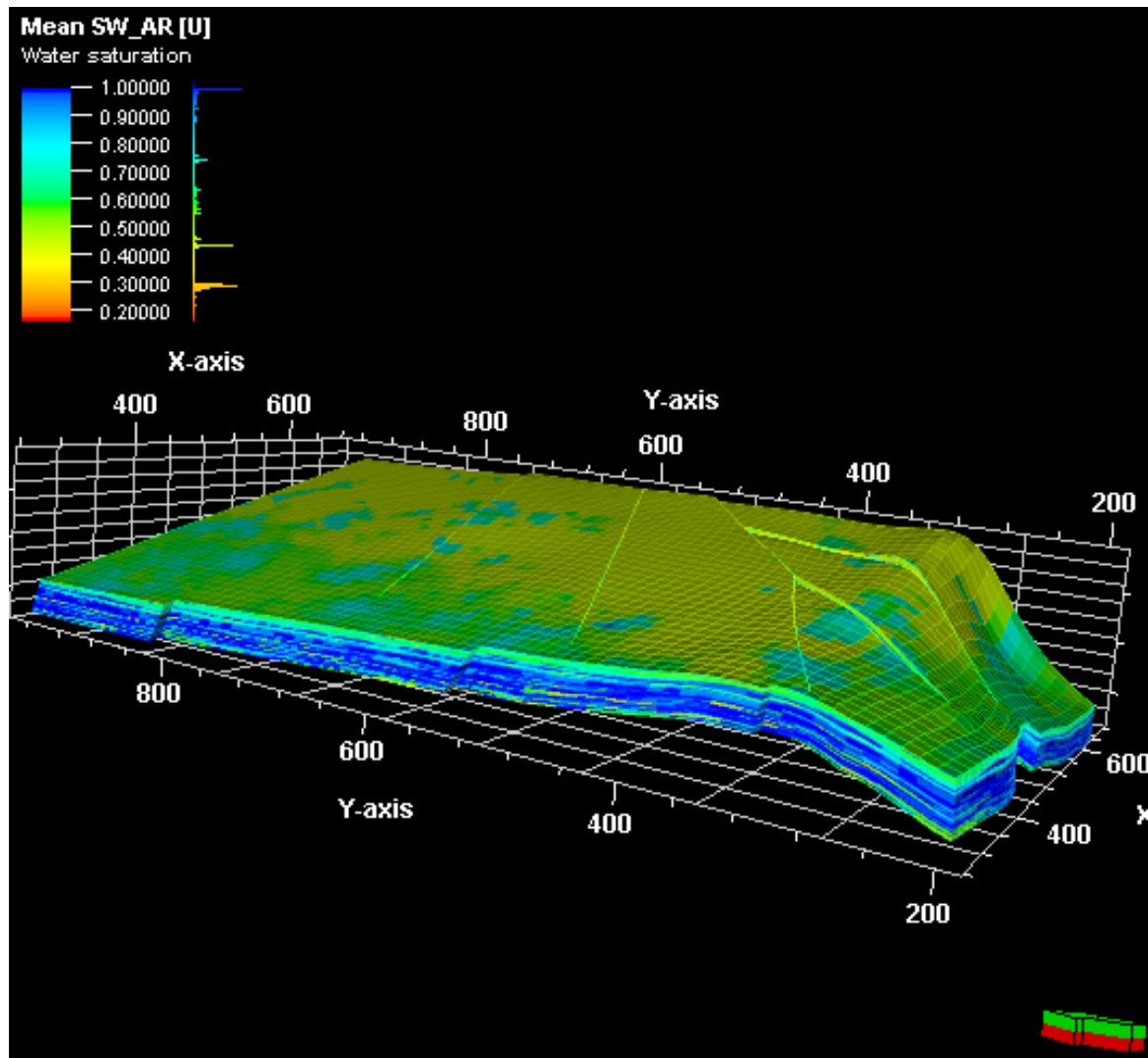


Figure III.50 : Le Trend model de la distribution de la saturation en eau dans la structure Hollywood Quarry (Petrel)

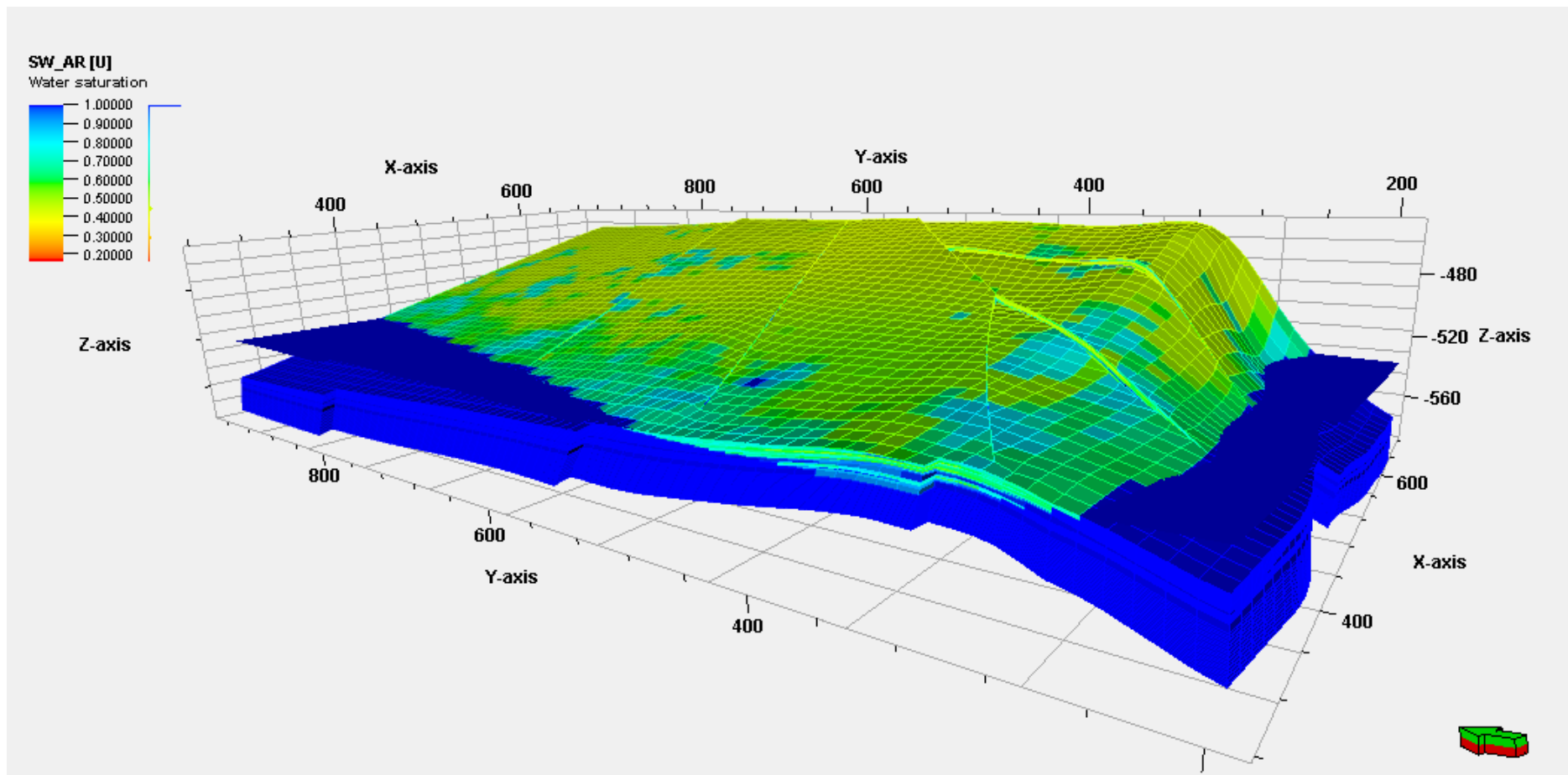


Figure III.51 : Le modèle finale de distribution de la saturation en eau dans la structure Hollywood Quarry (Petrel)

III-2-5-4 Etablissement des coupes (Annexe 8-4-1)

-Coupe N°1 : la figure III.52 représente une coupe à travers les puits H4, H3, H1 et H2 du modèle du faciès de la structure Hollywood Quarry.

D'après la coupe, on remarque la présence de cinq unités C1, M1, S1, M2 et S2 respectivement de bas en haut avec une différence d'épaisseur verticale au niveau de chaque unité dont la plus épaisse est l'unité C1, tandis qu'elle est relativement constante latéralement. En outre, on remarque aussi la présence des Injectites au niveau de l'unité M1.

On constate également que toutes les failles sont traversées par cette coupe sauf la faille majeure **East Boundary Fault** qui est parallèle à la coupe. Il faut noter aussi que ces failles ont de faibles rejets allant de 1m jusqu'à 4m, et que ces failles sont normales. (Figure III.52)

-Coupe N°2 : cette coupe faite à travers les puits H4, H1, H3 et H2 du modèle de porosité de la structure Hollywood Quarry, montre la distribution latérale et verticale de la porosité, dont les plus grandes valeurs sont situées au niveau de l'unité C1 qui sont de l'ordre de 16%, puis de l'ordre de 12% au niveau des unités S2, S1 et les Injectites, et de 6 à 9% dans les schistes. (Figure III.53)

-Coupe N°3 : la troisième coupe représente la distribution des valeurs de la perméabilité au niveau de notre structure Hollywood Quarry. L'unité C1 présente les meilleures valeurs de perméabilité qui sont de 250 à 300 mD, puis sont moins importantes au niveau des unités S2 et S1 de l'ordre de 6 à 20 mD, et de 2 à 4 au niveau des M2 et M1. (Figure III.54)

-Coupe N°4 : concernant la saturation en eau, en interprétant sa coupe, on observe qu'au-delà du contact Huile-Eau, les plus faibles valeurs qui sont de 10 à 40% sont localisées dans l'unité C1, ensuite de 45 à 55% dans les unités S2 et S1, puis de 80 à 100% dans les unités schisteuses.

Au niveau du puits H2, toute l'unité C1 est imprégnée en eau dont la saturation est de 100%. (Figure III.55)

D'après l'analyse, on peut dire que les meilleures propriétés pétrophysiques se rencontrent au niveau de l'unité C1 d'où l'épaisseur est plus importante aussi, ensuite les unités S2 et S1 qui présentent des propriétés moins importantes. Par contre, les unités M2 et M1 ont de faibles valeurs de propriétés pétrophysiques.

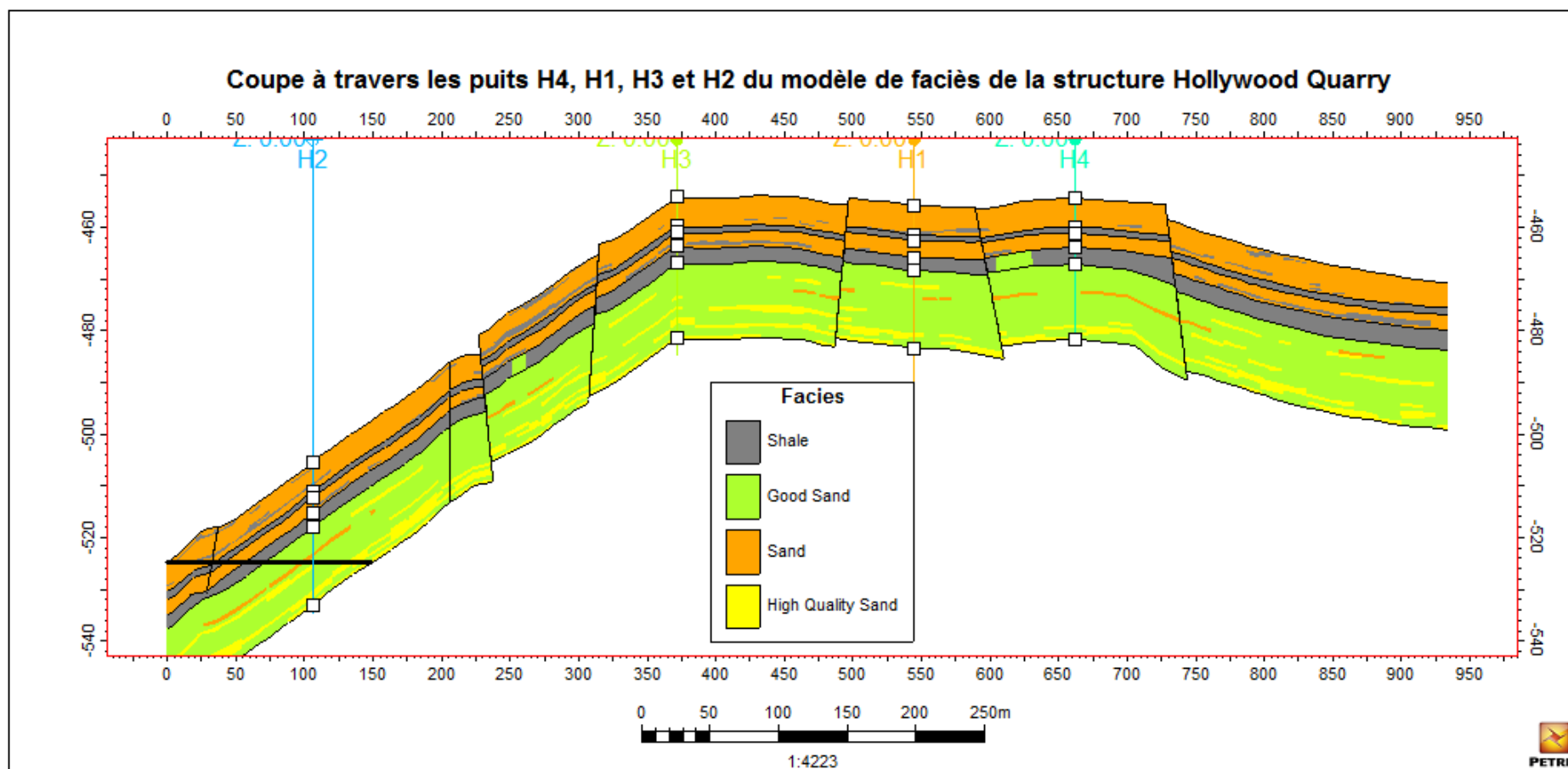


Figure III.52 : Coupe à travers les puits H4, H3, H1et H2 du modèle du faciès de la structure Hollywood Quarry (Coupe 1)

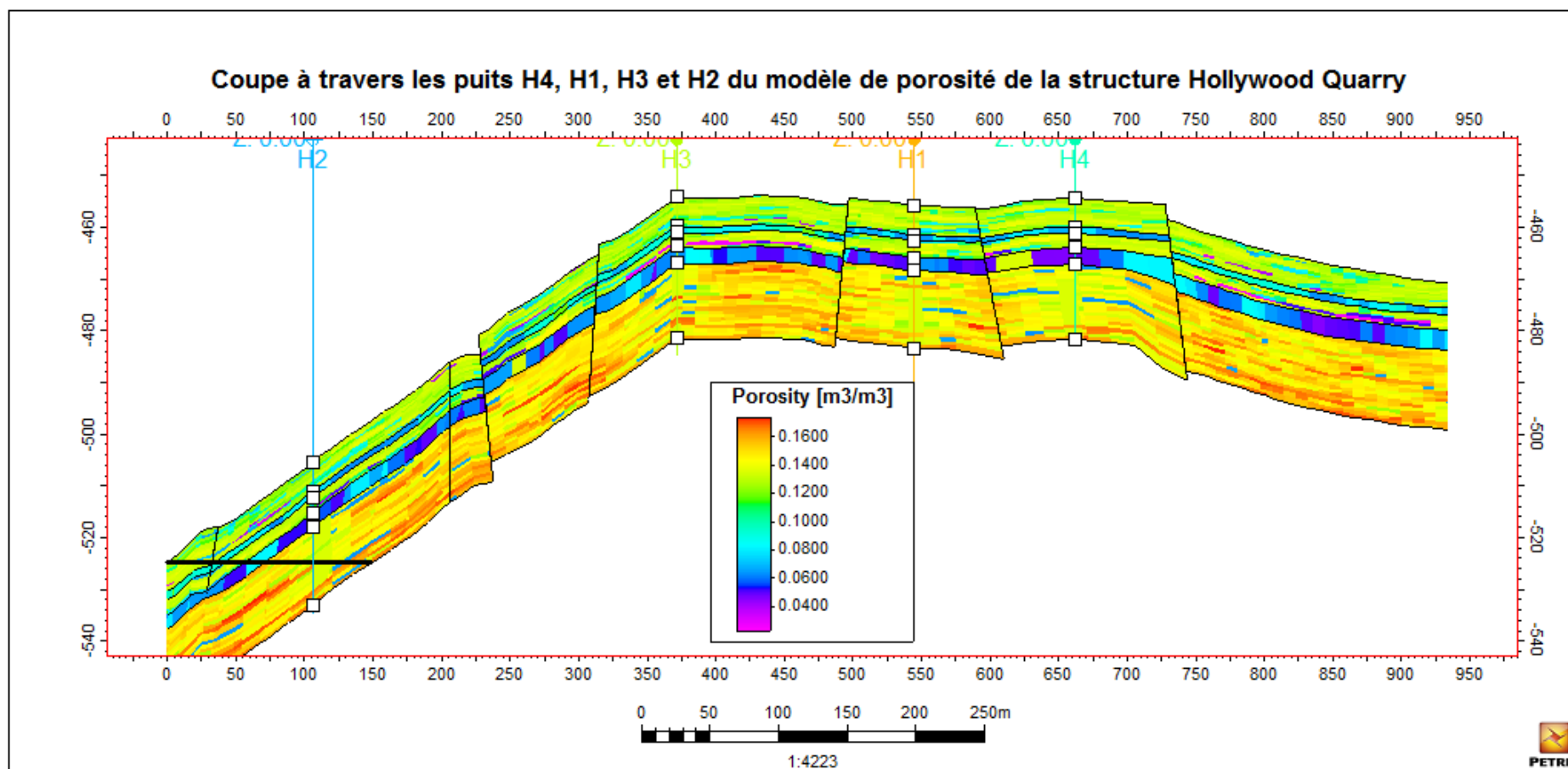


Figure III.53 : Coupe à travers les puits H4, H3, H1et H2 du modèle de porosité de la structure Hollywood Quarry (Coupe 2)

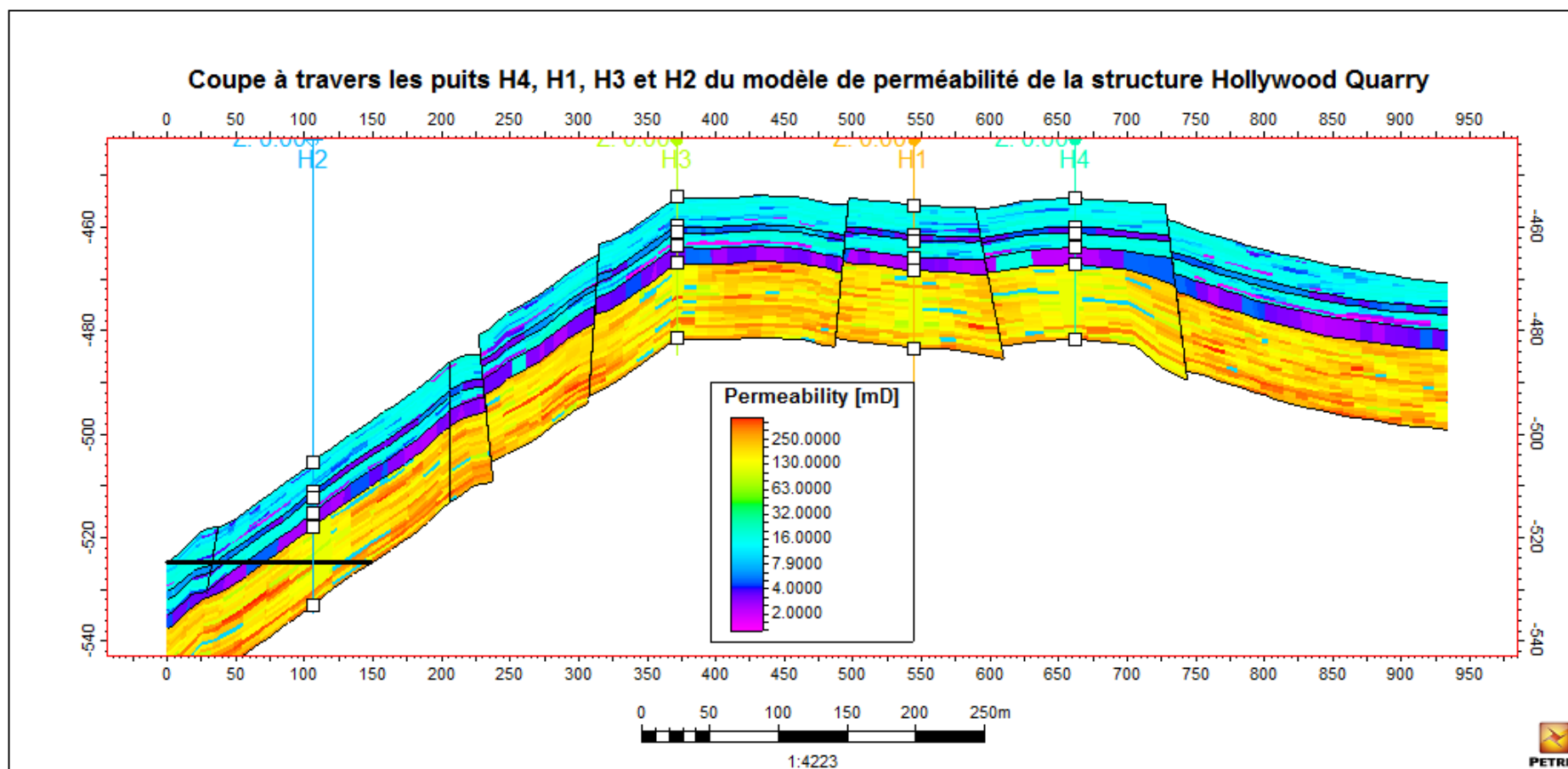


Figure III.54 : Coupe à travers les puits H4, H3, H1et H2 du modèle de perméabilité de la structure Hollywood Quarry (Coupe 3)

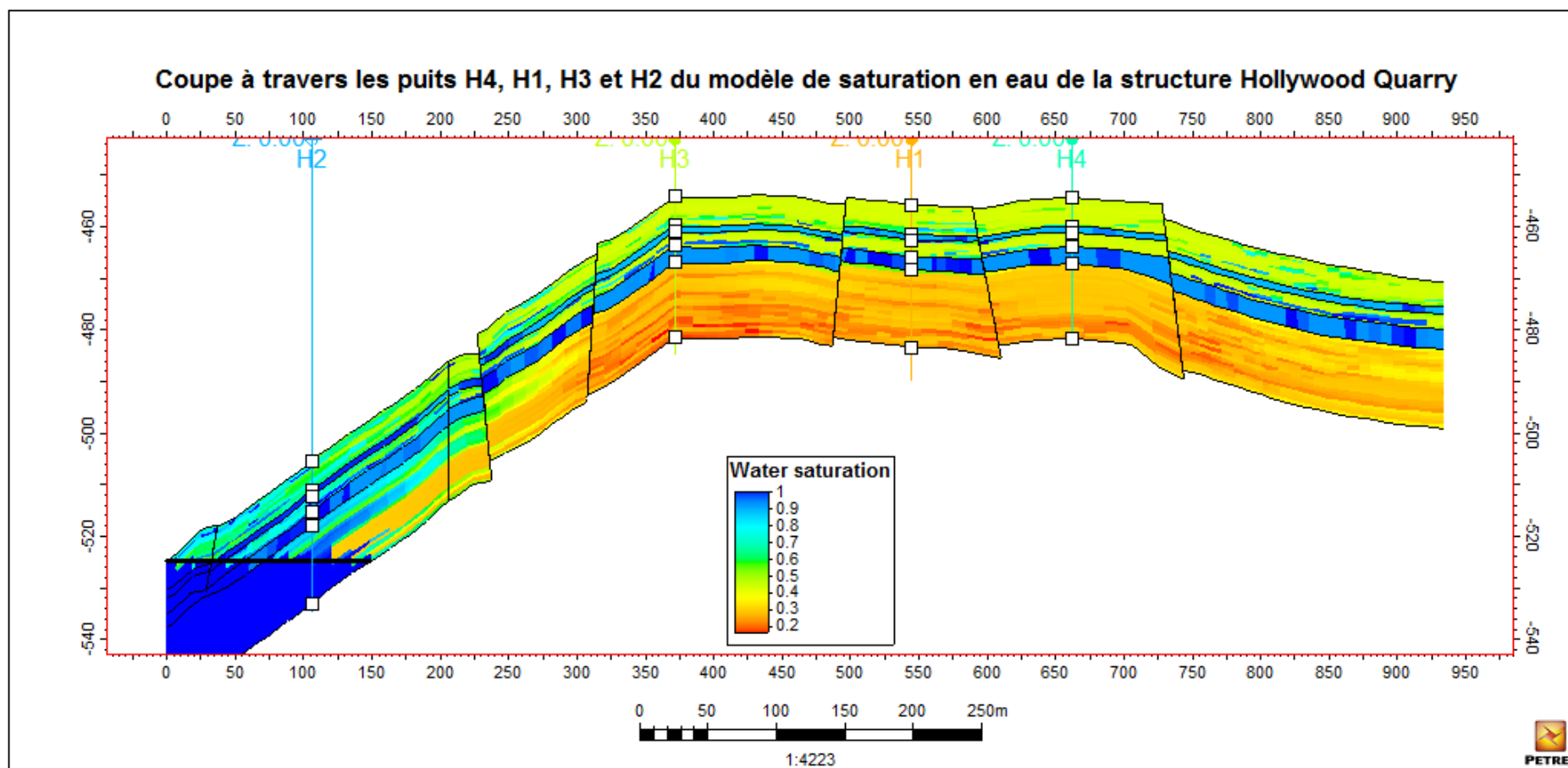


Figure III.55 : Coupe à travers les puits H4, H3, H1et H2 du modèle de saturation en eau de la structure Hollywood Quarry (Coupe 4)

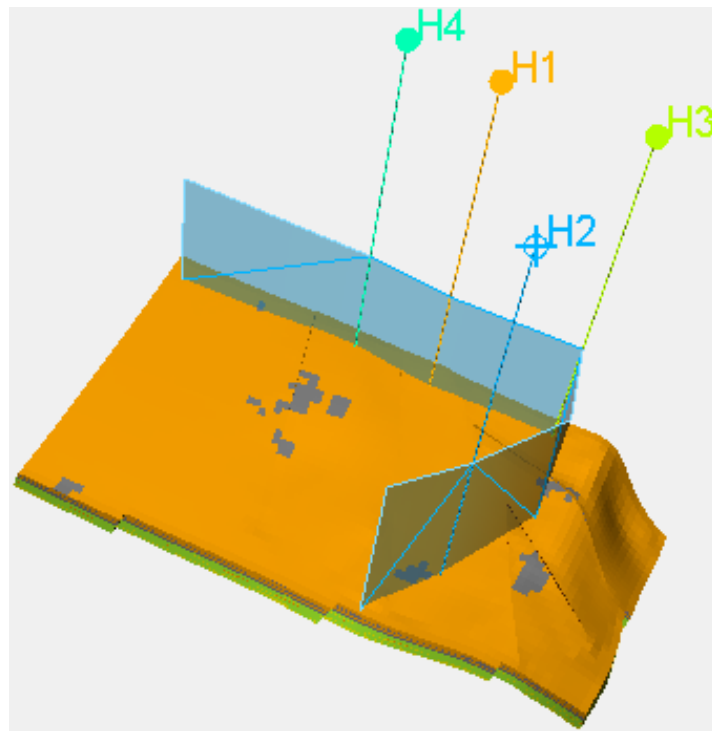


Figure III.56 : montrant la direction de la coupe réalisée dans le modèle du faciès dans une fenêtre 3D (Petrel)

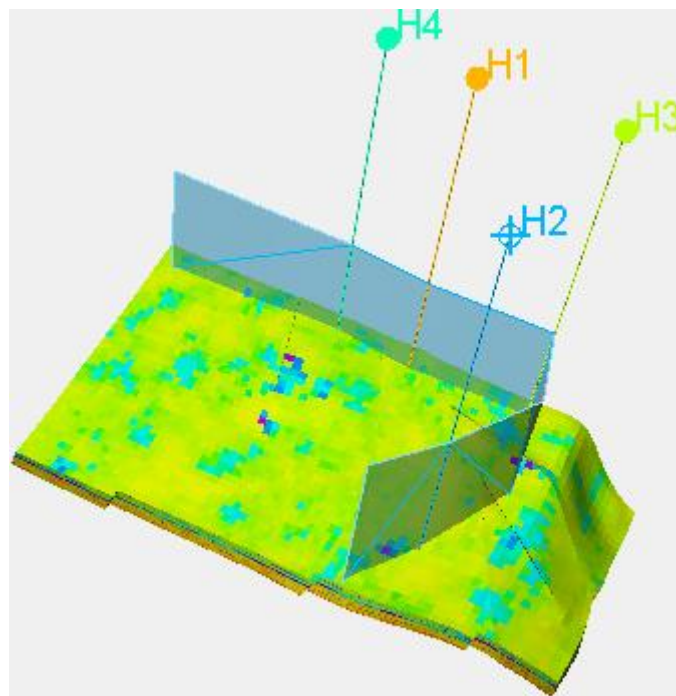


Figure III.57 : montrant la direction de la coupe réalisée dans le modèle de porosité dans une fenêtre 3D (Petrel)

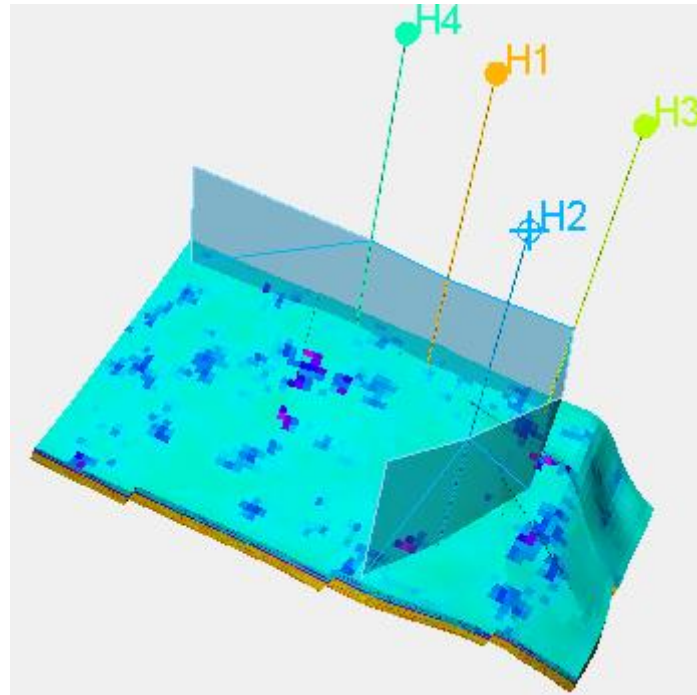


Figure III.58 : montrant la direction de la coupe réalisée dans le modèle de perméabilité dans une fenêtre 3D (Petrel)

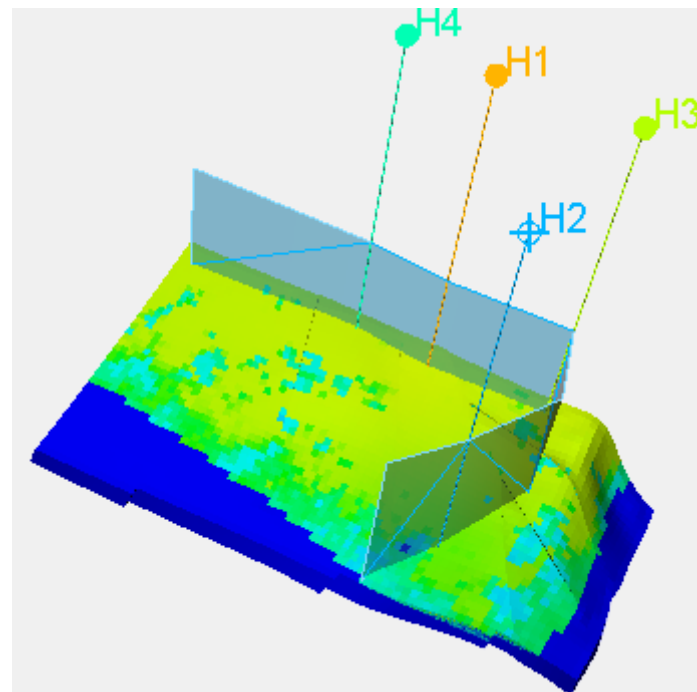


Figure III.59 : montrant la direction de la coupe réalisée dans le modèle de saturation en eau dans une fenêtre 3D (Petrel)

III-2-5-5 Interprétation des cartes en valeurs moyennes des propriétés pétrophysiques

1-Interprétation des cartes de porosité moyenne :

a-De l'unité S2 : d'après la carte, on observe une variation de valeurs de porosité allant de 11 à 13% sur toute l'unité, avec quelques valeurs de 9% dans le Sud-est de l'unité.

b-De l'unité M2 : en interprétant la carte de porosité moyenne de l'unité M2, on constate que les valeurs varient entre 6 et 10% le long de la carte, avec quelques valeurs de 11% dans quelques endroits.

c-De l'unité S1 : les valeurs de porosité de cette unité sont similaires à ceux d l'unité S2, dont les plus grand valeurs sont de 13%, puis de 11%, tandis que les faibles valeurs varient entre 7 et 9%.

d-De l'unité M1 : la porosité de l'unité M1 varie entre 4 et 8%, avec quelques valeurs qui peuvent arriver jusqu'à 10% vers l'Est de la structure.

e-De l'unité C1 : à partir l'analyse de la carte de porosité moyenne de cette unité, on remarque que la plus grande valeur de la propriété est de l'ordre de 16%, puis de 15%, tandis au niveau des puits elle est d'environ 14%, et ça diminue jusqu'à 13%.

D'après l'interprétation des cartes, on peut conclure qu'on a de bonnes valeurs de porosité dans l'unité C1, puis S2 et S1. Elle atteint ses meilleures valeurs dans l'unité C1 qui sont de 16%, tandis que les plus faibles valeurs sont au niveau de l'unité M1 qui sont de 4%.

Egalement, on peut conclure que l'écart entre les valeurs de porosité moyenne de chaque unité est faible par rapport à l'écart entre les valeurs de toutes les unités.

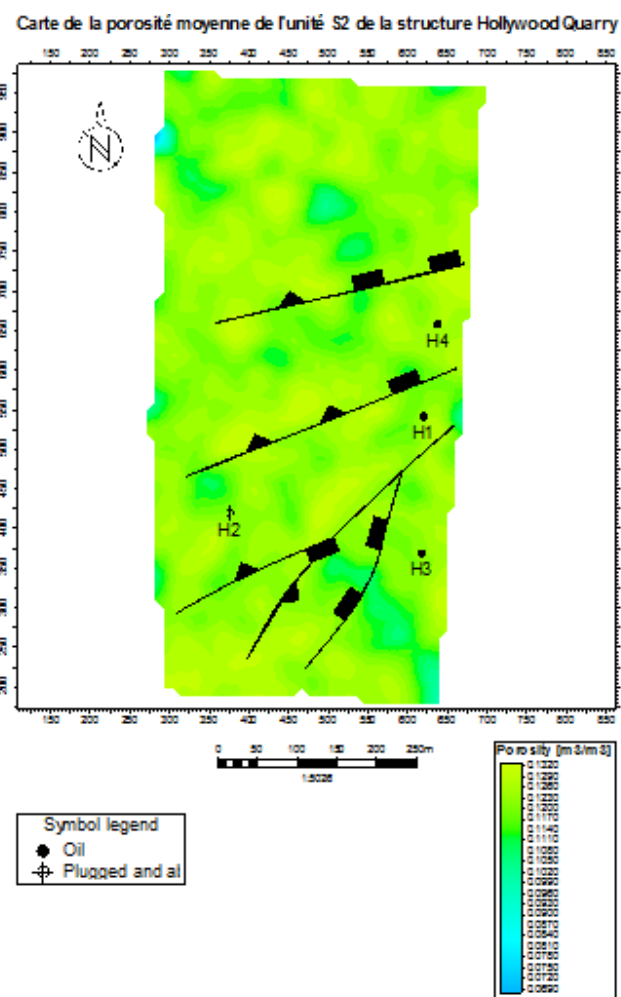


Figure III.60 : Carte de la porosité moyenne de l'unité S2 de la structure Hollywood Quarry

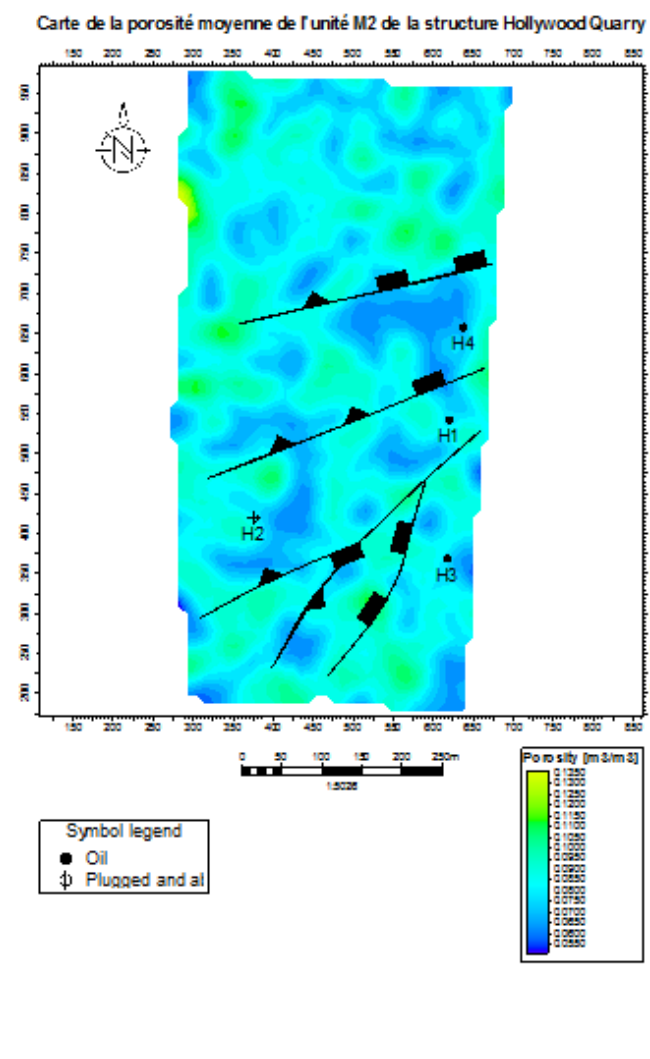


Figure III.61 : Carte de la porosité moyenne de l'unité M2 de la structure Hollywood Quarry

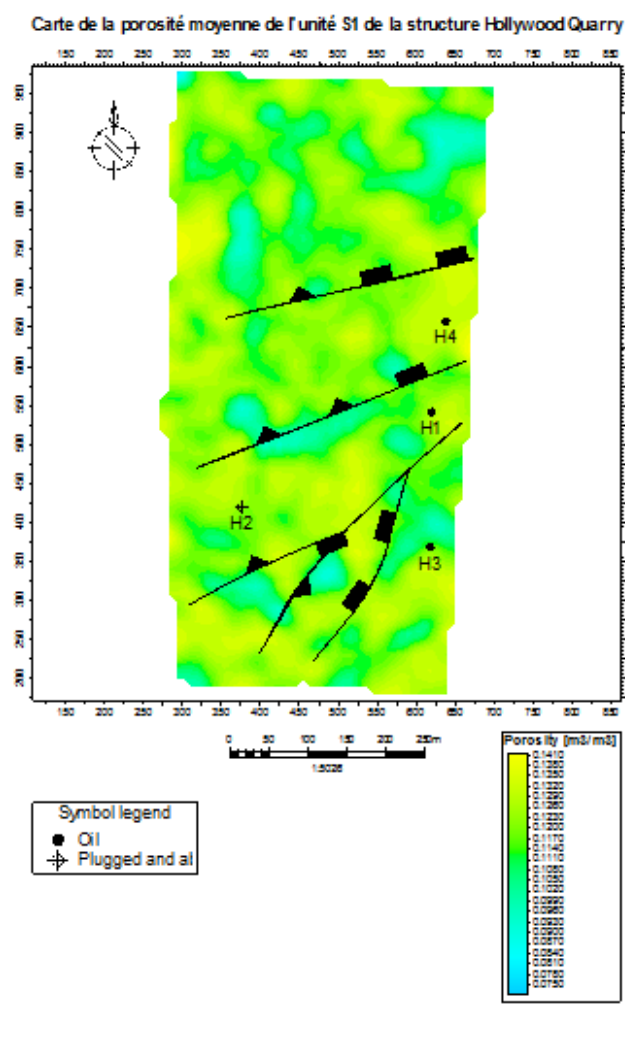


Figure III.62 : Carte de la porosité moyenne de l'unité S1 de la structure Hollywood Quarry

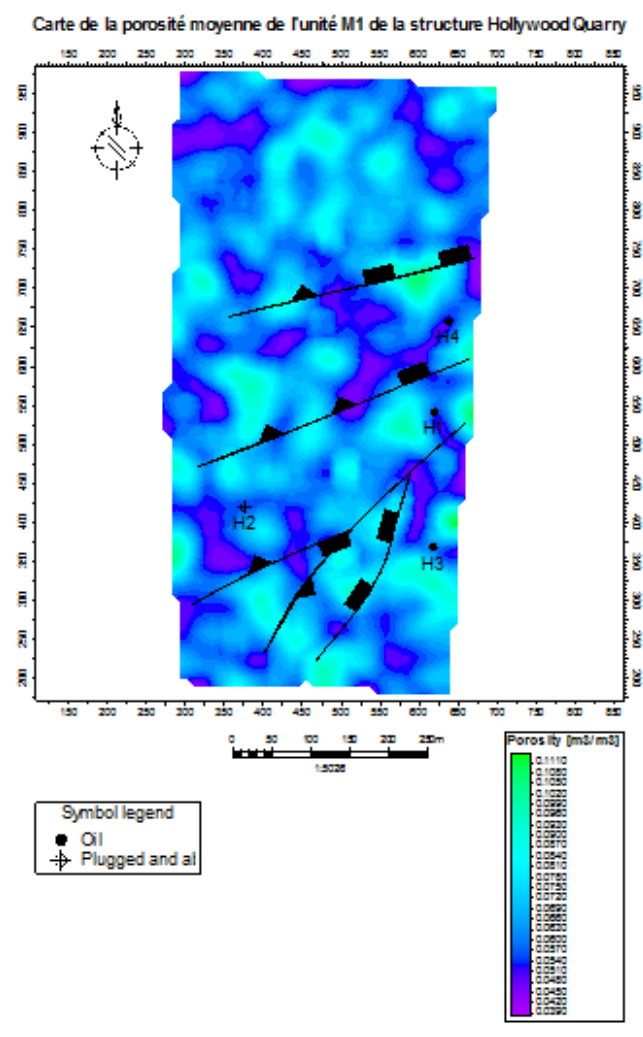


Figure III.63 : Carte de la porosité moyenne de l'unité M1 de la structure Hollywood Quarry

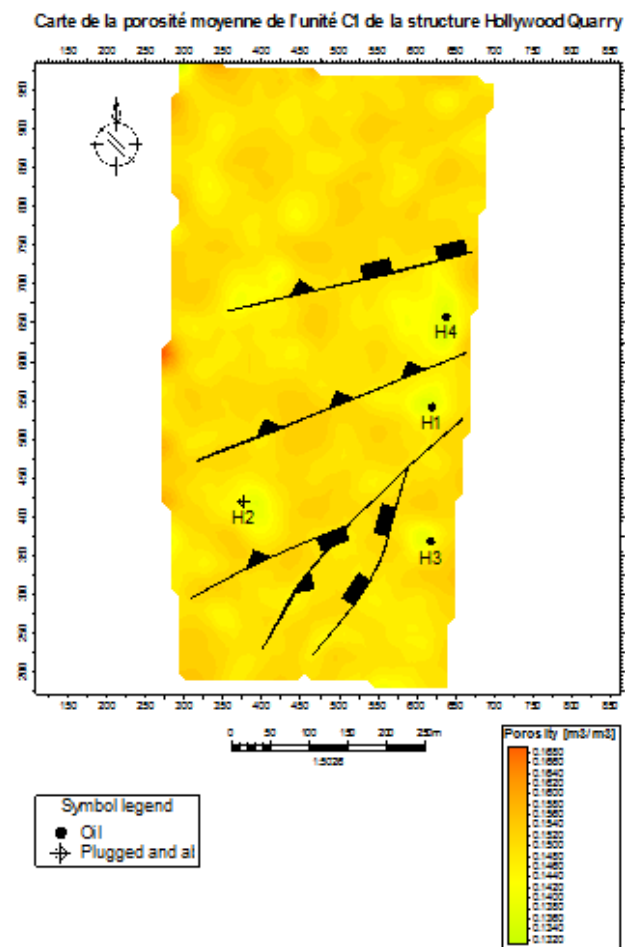


Figure III.64 : Carte de la porosité moyenne de l'unité C1 de la structure Hollywood Quarry

2-Interprétation des cartes de perméabilité moyenne :

a-De l'unité S2 : la meilleure valeur de perméabilité moyenne dans l'unité S2 est de l'ordre de 15 mD, tandis que la plus faible valeur varie entre 6 et 7 mD.

b-De l'unité M2 : la carte de cette unité représente une distribution qui varie entre 2 et 13 mD qui est donc plus faible par rapport à la perméabilité de l'unité S2.

c-De l'unité S1 : en interprétant la carte de l'unité S1, on remarque qu'elle est relativement identique à celle de l'unité S2, dont les valeurs de perméabilité varient de 6 ou 7 jusqu'à 19 mD.

d-De l'unité M1 : la perméabilité dans cette unité est plus faible que celle des autres unités, dont la majeure partie de l'unité porte une valeur de 2 à 4 mD, tandis qu'elle est de 10 mD à quelques endroits.

e-De l'unité C1 : d'après l'analyse de la carte de porosité moyenne de cette unité, on constate qu'elle porte de très bonnes valeurs de perméabilité par rapport aux autres unités, dont la plus grande valeur est de 380 mD tandis que la plus faible est presque de 200 mD.

On peut conclure alors que l'unité portant de bonnes valeurs de perméabilité est l'unité C1, ensuite S1 et S2.

D'après l'interprétation, on constate qu'on a un grand écart de perméabilité entre l'unité C1 et les autres unités.

Carte de la perméabilité moyenne de l'unité S2 de la structure Hollywood Quarry

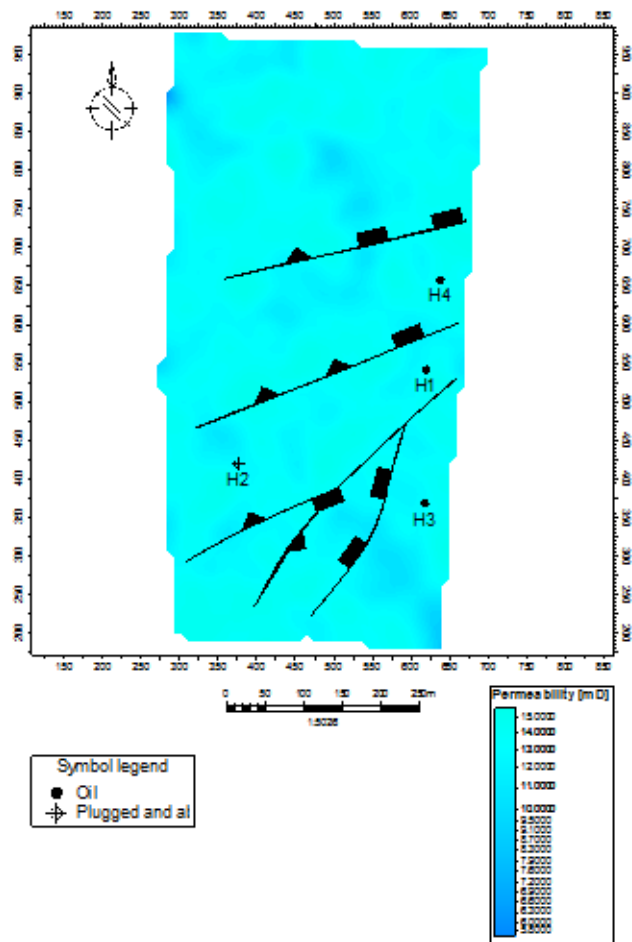


Figure III.65 : Carte de la perméabilité moyenne de l'unité S2 de la structure Hollywood Quarry

Carte de la perméabilité moyenne de l'unité M2 de la structure Hollywood Quarry

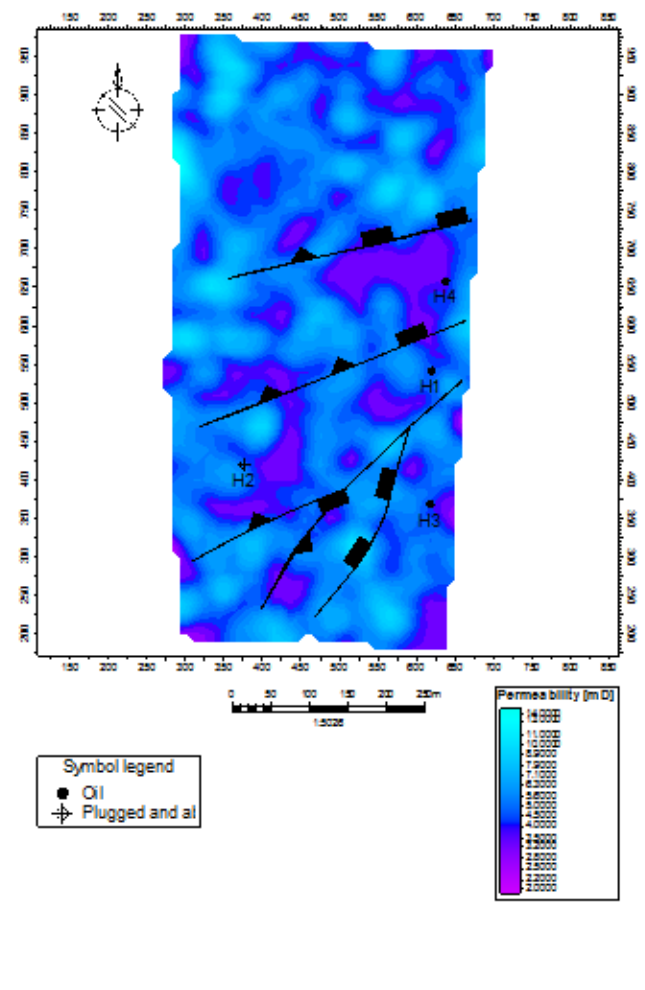


Figure III.66 : Carte de la perméabilité moyenne de l'unité M2 de la structure Hollywood Quarry

Carte de la perméabilité moyenne de l'unité S1 de la structure Hollywood Quarry

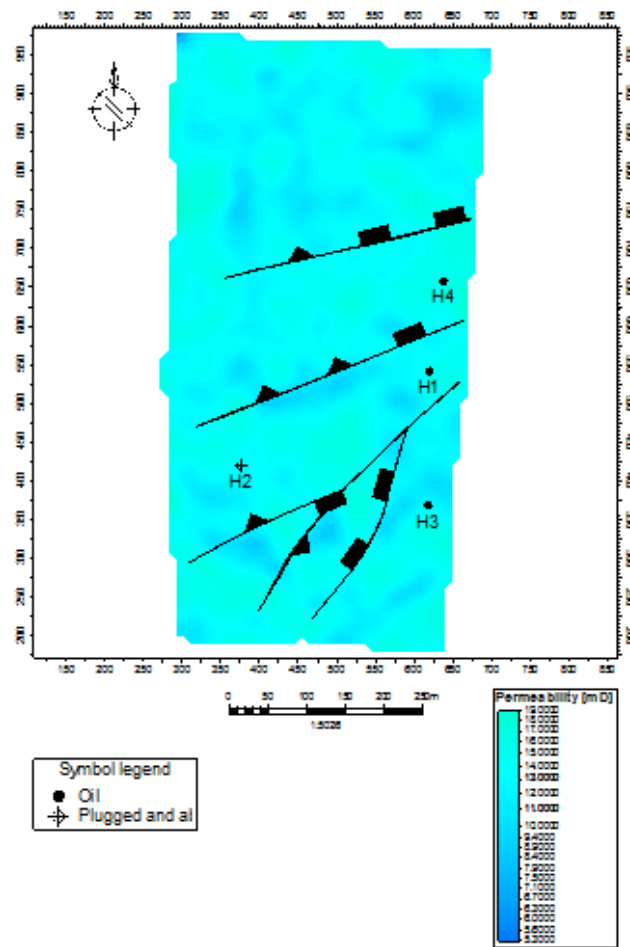


Figure III.67 : Carte de la perméabilité moyenne de l'unité S1 de la structure Hollywood Quarry

Carte de la perméabilité moyenne de l'unité M1 de la structure Hollywood Quarry

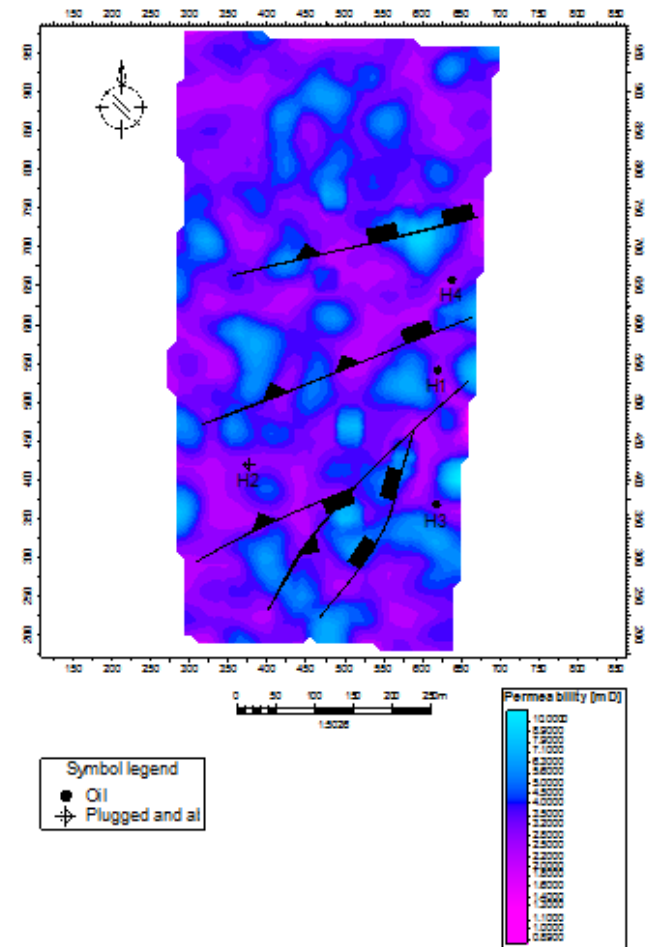


Figure III.68 : Carte de la perméabilité moyenne de l'unité M1 de la structure Hollywood Quarry

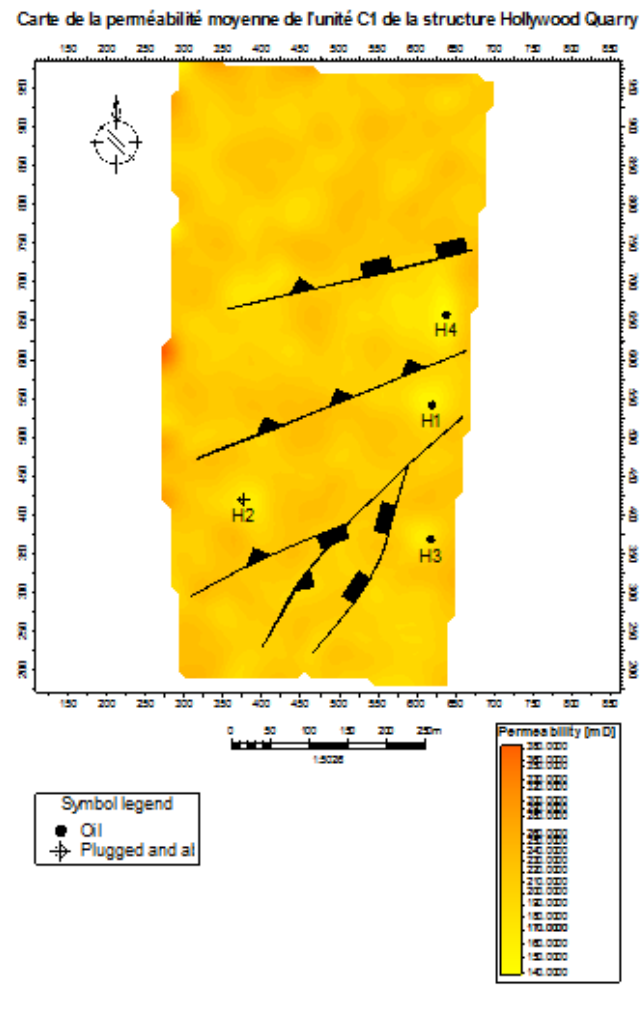


Figure III.69 : Carte de la perméabilité moyenne de l'unité C1 de la structure Hollywood Quarry

3-Interprétation des cartes de saturation en eau moyenne :

a-De l'unité S2 : d'après la carte, la plus grande valeur de saturation en eau est de 100% au sud et au Nord-ouest de la structure qui se trouve au dessous du contact Huile-Eau, en allant vers l'Est et le Nord-est de l'unité on observe une diminution de valeurs qui peut atteindre les 45%. Au niveau des puits, le puits H2 est le plus proche du contact Huile-Eau, donc il présente la plus grande valeur de saturation en eau.

b-De l'unité M2 : la saturation en eau de l'unité M2 est très élevée. En allant de l'Est vers l'Ouest et le Sud où se trouve le contact Huile-Eau, on remarque une augmentation de saturation en eau du 88 à 100%.

c-De l'unité S1 : dans cette unité, les valeurs de saturation en eau sont moins importantes vers l'Est et le Nord-est de la carte dont elle sont de l'ordre de 42 à 60% au niveau des puits H4, H1 et H3, tandis qu'elles augmentent en allant vers l'Ouest et le Sud où elles peuvent atteindre les 80% au niveau du puits H2, et 100% au dessous du contact Huile-Eau.

d-De l'unité M1 : la carte de l'unité M1 montre des valeurs de saturation en eau très importantes qui varient de 90 à 100% en allant de l'Est vers l'Ouest et le Sud de la structure.

e-De l'unité C1 : l'unité présente une variation de valeurs de saturation en eau, dont cette dernière augmente de l'Est où elle est de l'ordre de 27 à 30%, vers l'Ouest de la carte où elle peut atteindre graduellement 36%, 50% jusqu'à 100% au niveau du contact Huile-Eau.

D'après l'interprétation des cartes, on peut conclure que les meilleures valeurs de saturation en eau sont rencontrées au niveau de l'unité C1, puis S2, ensuite S1, et dans l'Est en allant vers l'Ouest. Par contre, dans la partie situant à l'Ouest et au Sud de la structure, il y'a un grand risque de production de l'eau.

Au niveau de toutes les unités sauf l'unité S2, le puits H2 est saturé de 90% en eau.

4- Interprétation des différents paramètres pétrophysiques des puits :

A partir de la figure III.75, on remarque que : le puits H1 présente les meilleurs paramètres pétrophysiques d'où la saturation en eau et la porosité varient entre 13 et 18% et la perméabilité entre 100 et 1000 mD, tandis qu'au niveau du puits H3, la perméabilité diminue dont elle varie entre 8 et 25 mD, et la porosité et la saturation en eau varient entre 11 et 15%. Le puits H4 présente des valeurs pétrophysiques encore plus faibles d'où la porosité et saturation en eau varient entre 9 et 12.5%, et la perméabilité entre 6 et 10 mD, tandis que le puits H2 présente les plus faibles valeurs des paramètres pétrophysiques parmi tous les puits.

Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité S2 de la structure Hollywood Quarry

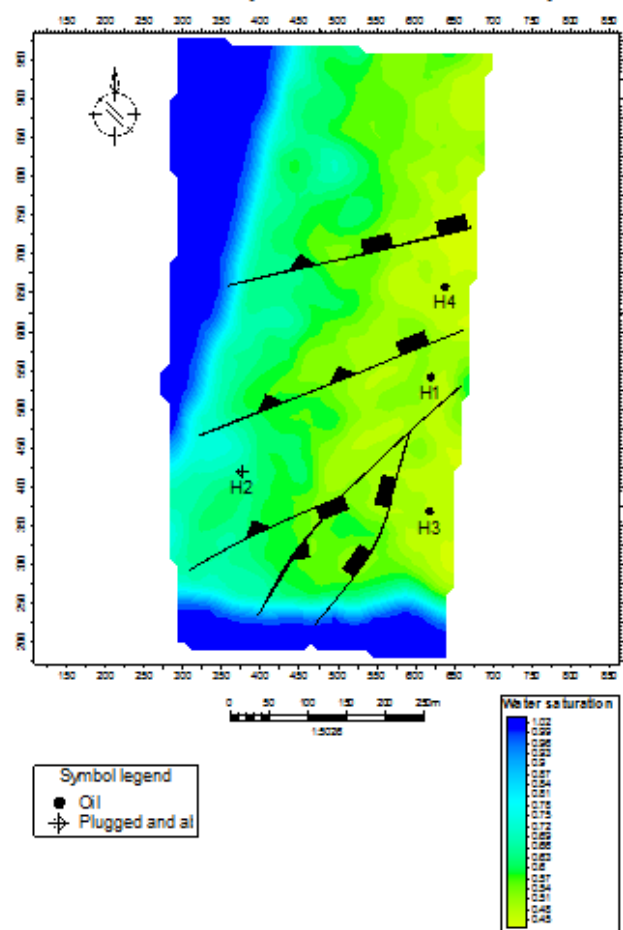


Figure III.70 : Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité S2 de la structure Hollywood Quarry

Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité M2 de la structure Hollywood Quarry

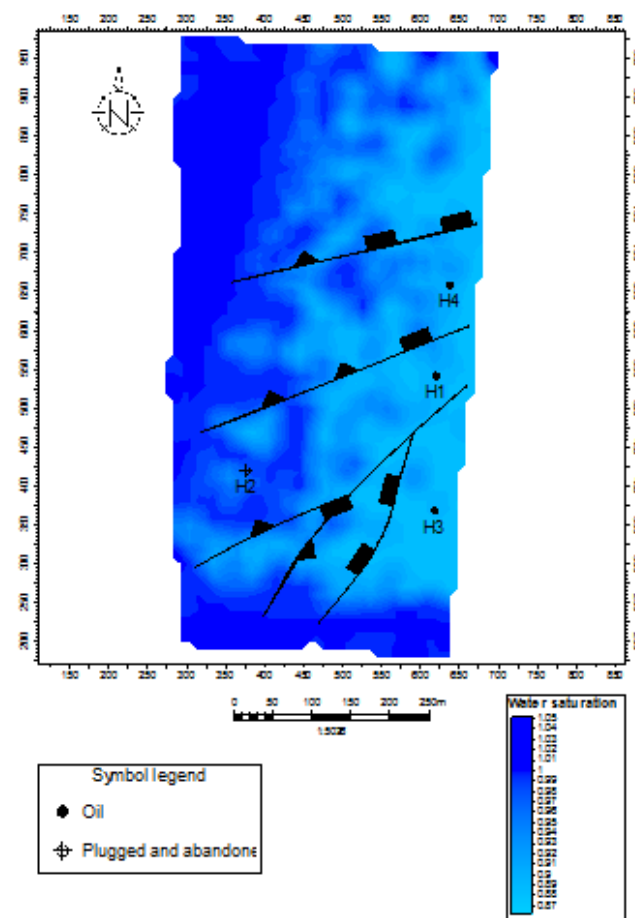


Figure III.71 : Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité M2 de la structure Hollywood Quarry

Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité S1 de la structure Hollywood Quarry

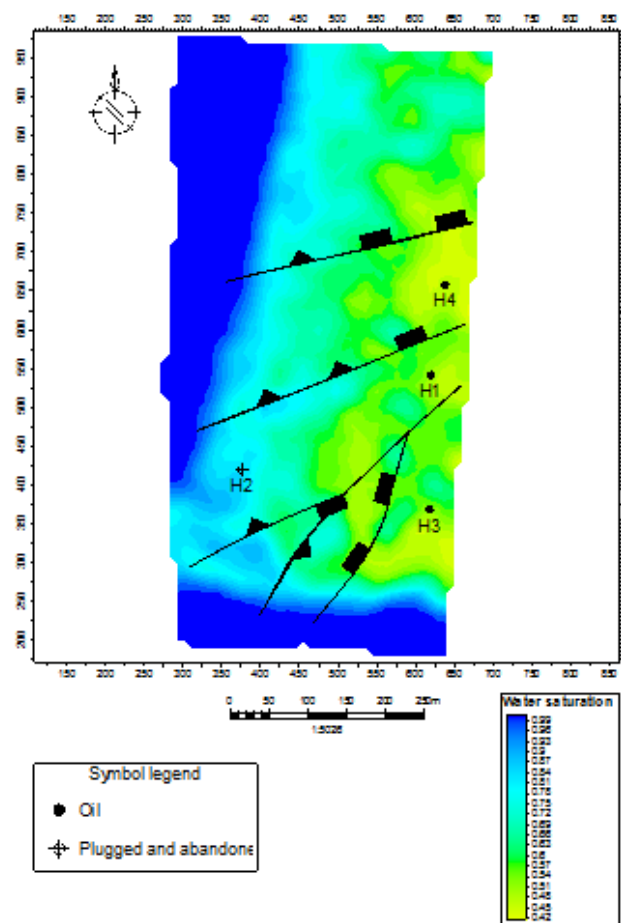


Figure III.72 : Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité S1 de la structure Hollywood Quarry

Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité M1 de la structure Hollywood Quarry

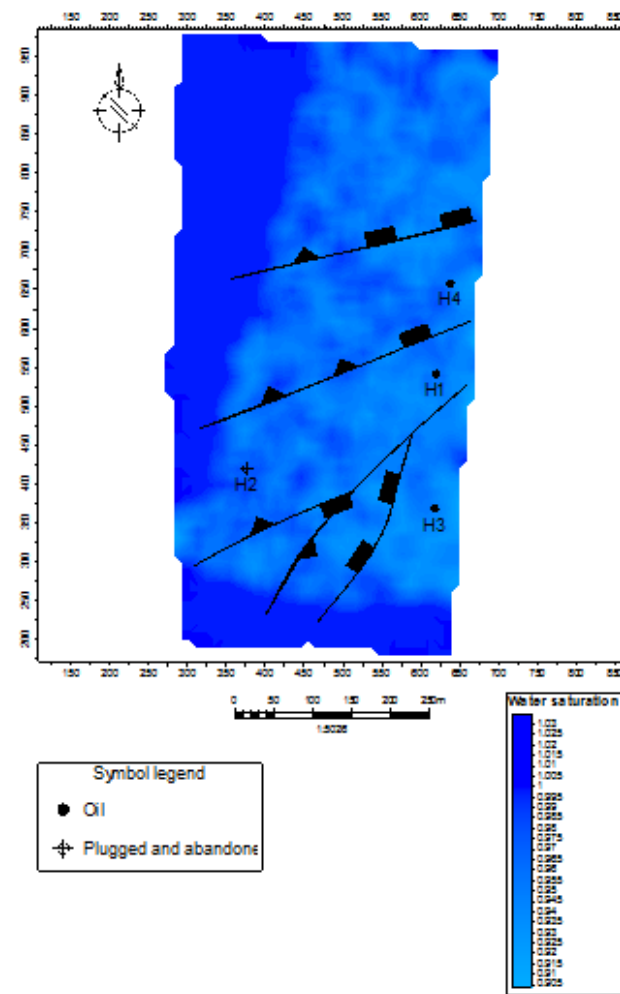


Figure III.73 : Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité M1 de la structure Hollywood Quarry

Carte de la saturation en eau moyenne de l'unité C1 de la structure Hollywood Quarry

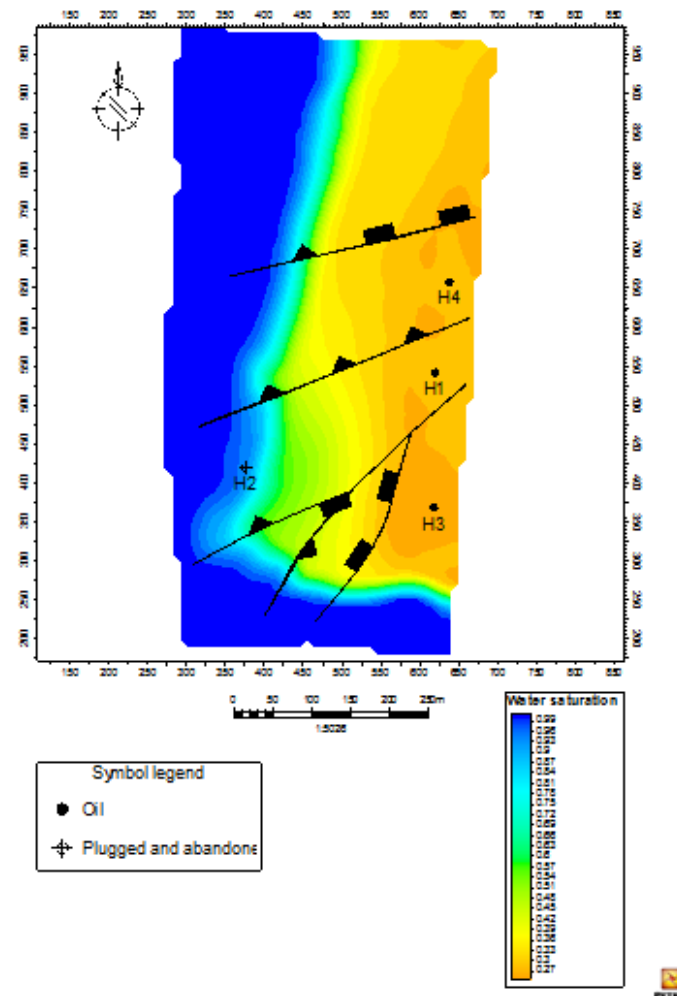


Figure III.74 : Carte de saturation en eau moyenne de l'unité C1 de la structure Hollywood Quarry

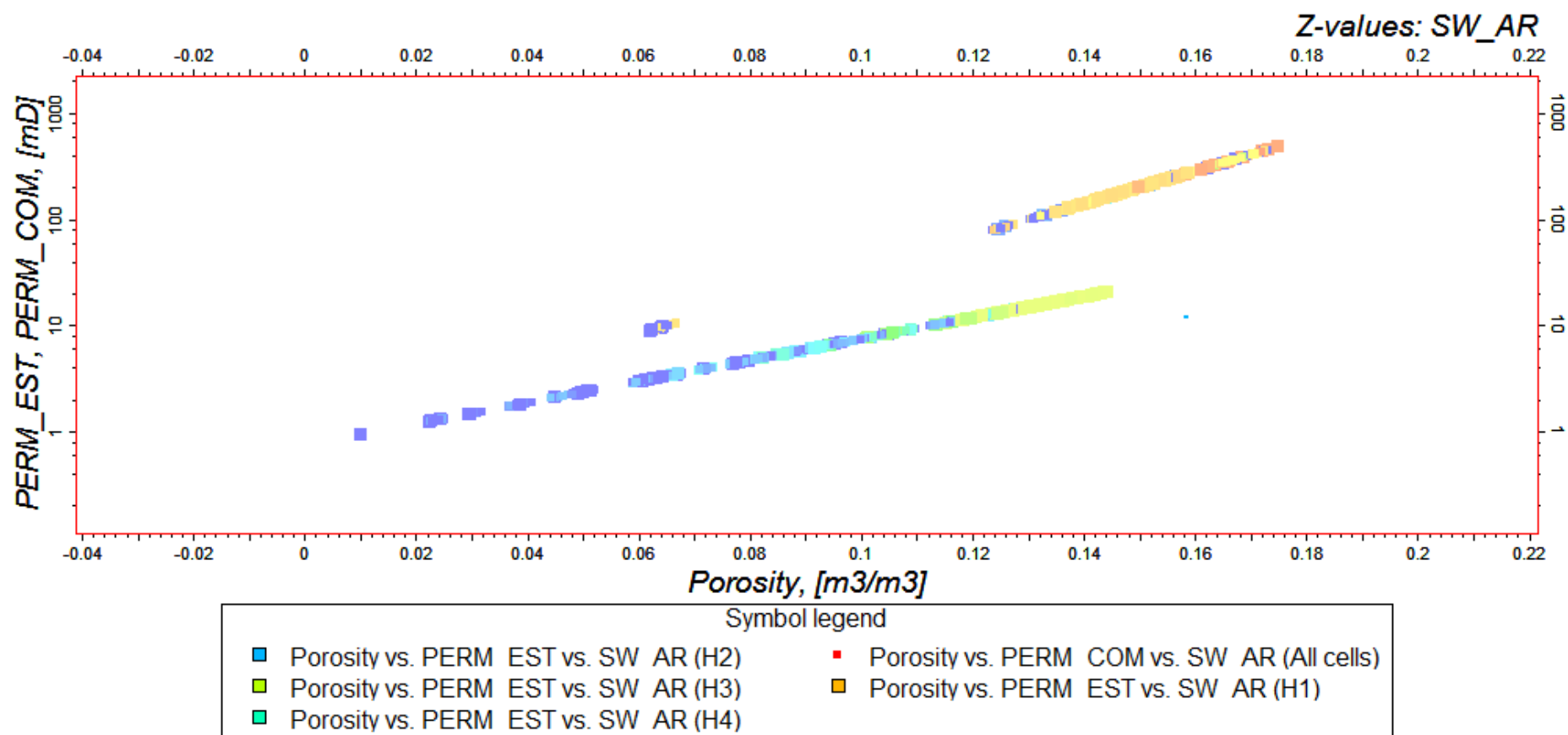


Figure III.75: Cross plot montrant les différents paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité et saturation en eau au niveau des puits H1, H2, H3 et H4.

III-3 Conclusion

Cette étude réalisée dans ce chapitre caractérise la structure de Hollywood Quarry avec ces différentes unités qui sont de bas en haut : l'unité C1, M1, S1, M2 et S2.

1-La corrélation stratigraphique faite confirme la présence de toutes les unités déjà mentionnées, et leur bonne étendue latérale le long de toute la structure Hollywood Quarry.

2-En superposant les différentes cartes en isobathes aux toits des unités, on peut remarquer qu'elles se coïncident. De plus, à partir du modèle structural créé, on remarque que la structure Hollywood Quarry est affectée par le même système de failles, ce qui indique que la structure et toutes les unités ont subis la même histoire géologique et structurale du toit jusqu'à la base du réservoir.

3-Les cartes en isopaques présentent une répartition spatiale régulière de toutes les unités S2, M2, S1, M1 et C1 de la structure, et une variation d'épaisseur verticale dont la plus épaisse unité est C1, puis S2, ensuite S1, tandis que les M2 et M1 présentent de faibles épaisseurs.

4-En analysant les résultats de modélisation, ainsi que ceux des coupes réalisées sur les différents modèles de la structure Hollywood Quarry, on peut conclure que :

-On a de bonne caractéristique de réservoir surtout au niveau de l'unité C1, puis S2 et S1 respectivement.

-L'unité C1 présente un intérêt pétrolier important et les meilleures qualités réservoirs.

-La présence des Injectites au niveau de l'unité M1 favorise la connectivité des deux unités réservoirs C1 et S1.

5-D'après les cartes de distribution des différentes propriétés pétrophysiques du réservoir, on peut conclure :

-La structure Hollywood Quarry présente une structure positive soulevée qui peut être un monoclinal orienté Nord-Sud plongeant vers l'Ouest, affecté par une faille majeure d'orientation N-S et cinq autres failles normales et de décrochement orientées NE-SW.

-La structure présente de bonnes valeurs de porosité, perméabilité et de saturation en eau.

-Les meilleures caractéristiques pétrophysiques sont rencontrées au niveau de l'unité C1, puis S2 et ensuite S1.

Tout ça signifie que l'unité C1 peut présenter un intérêt pétrolier important par rapport aux autres deux unités qui peuvent présenter un intérêt également.

Chapitre IV

Evaluation de réserves

IV-1 Introduction

L'évaluation des volumes d'hydrocarbures en place et récupérables dans un gisement est fondamentale. Elle permet de simuler l'exploitation du gisement sur toute sa durée de vie, qui est fonction directe des quantités d'huile et de gaz contenues dans les roches réservoirs.

Afin d'évaluer les réserves d'un gisement, il faut : définir sa taille en utilisant l'imagerie sismique, effectuer des estimations sur le volume d'hydrocarbure en place à partir des forages d'exploration, et d'évaluer la part de ces hydrocarbures qui va pouvoir être extraite grâce à des capteurs positionnés dans le puits foré, qui mesurent entre autres la pression, la température ou encore le pH dans le gisement.

Chacun des paramètres du gisement (porosité de la roche-réservoir, perméabilité, etc.) est sujet à une incertitude plus ou moins forte, ce qui explique les très importantes variations entre les différents types de réserves.

IV-2 Définition

Par réserves de pétrole, on entend les volumes de pétrole récupérables dans des gisements exploités ou pouvant l'être au vu des critères techniques et économiques actuels. Ces réserves peuvent donc fluctuer, comme les réserves de gaz naturel, en fonction de la disponibilité des moyens techniques permettant l'exploitation des hydrocarbures et en fonction des cours du pétrole (avec un décalage dans le temps, les cours déterminant les investissements en exploration).

IV-3 Classification des réserves

Les réserves en place sont classées selon différents critères variables tel que le degré de l'exploration du gisement et les critères économiques d'exploitation en trois classifications les plus utilisées qui sont de la SPE (Society of Petroleum Engineers) et celle de la WPC (World Petroleum Congress), et de l'USGS (United State Geological Survey).

-Selon SPE et WPC : les réserves sont subdivisées en :

-réserves prouvées : celles que les informations techniques et géologiques permettent d'estimer avec une certitude raisonnable dans les conditions économiques du moment, et qui peuvent être subdivisées en : réserves prouvées développées susceptibles d'être récupérée à partir des forages existants, réserves prouvées développées en production pouvant être récupérés à partir des intervalles complétés et ouvert en production au moment de l'estimation, réserves prouvées non en production susceptibles d'être produits par les formations situées en dessous du fond du puits, et des réserves prouvées non développées.

-réserves non prouvées : découvertes à l'aide de données géologiques et techniques favorables dans des conditions économiques différentes de celles préalables au moment d'une estimation, et qui peuvent être subdivisées en : réserves probables estimées avec une certitude moindre que les réserves prouvées, et réserves possibles estimées avec une incertitude moindre que les réserves probables sur la base des données géologiques et techniques.

-Selon l'USGS : les réserves sont subdivisées en :

-réserves prouvées : celles que les données géologiques et techniques permettent d'estimer avec un bon degré de certitude.

-réserves probables : par rapport aux réserves prouvées, elles sont estimées avec moins de certitude.

-réserves possibles : qui sont les réserves prouvées par les travaux de prospection dans les zones susceptibles de contenir les hydrocarbures et celles dont les corrélations des réserves probables sur la base de données structurales ou géophysique permettent d'estimer avec moindre de certitude.

-ressources ultimes : correspondent aux réserves possibles aux conditions techniques et économiques envisageables sans limite précise du temps.

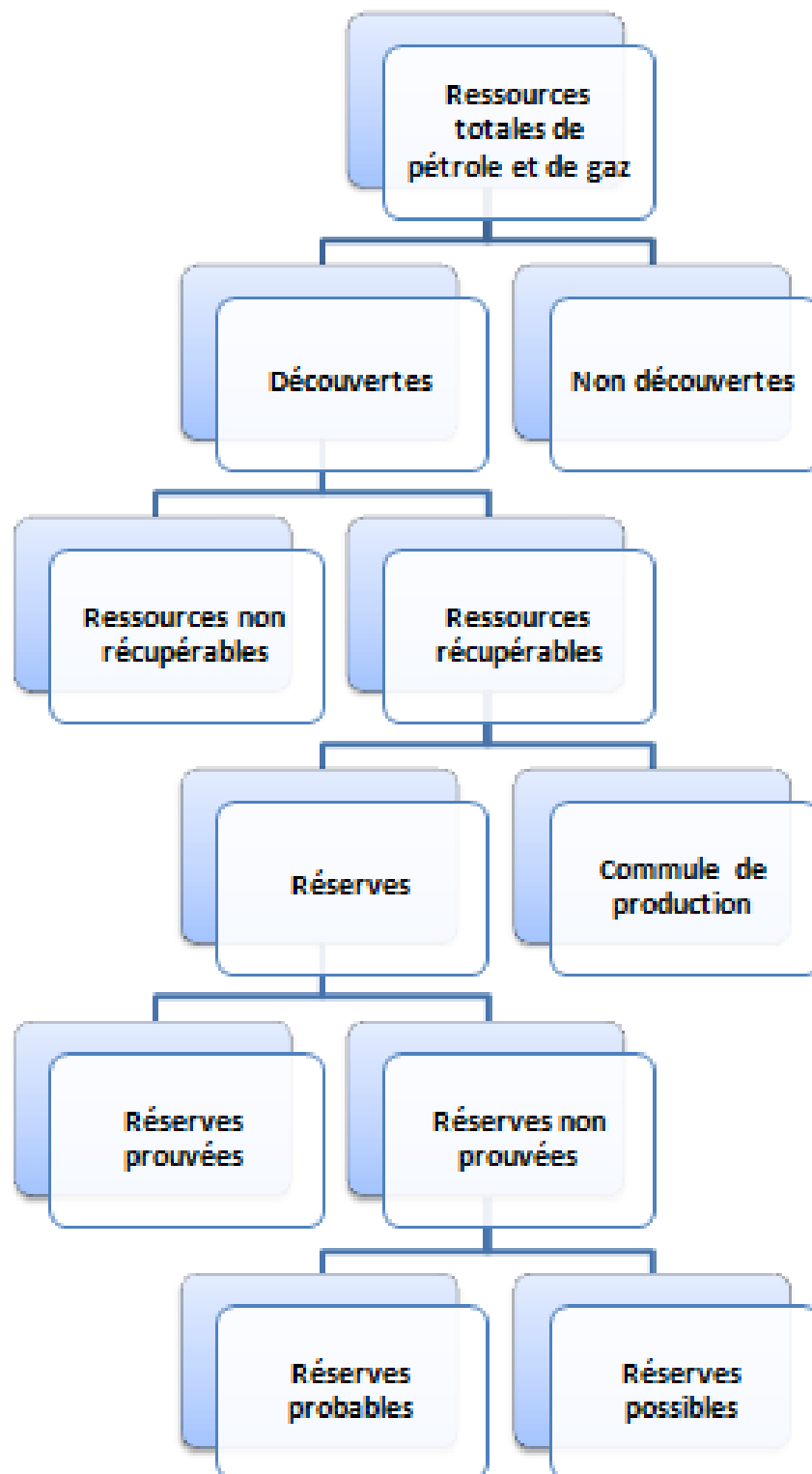


Figure IV.1 : Classification des ressources selon SPE

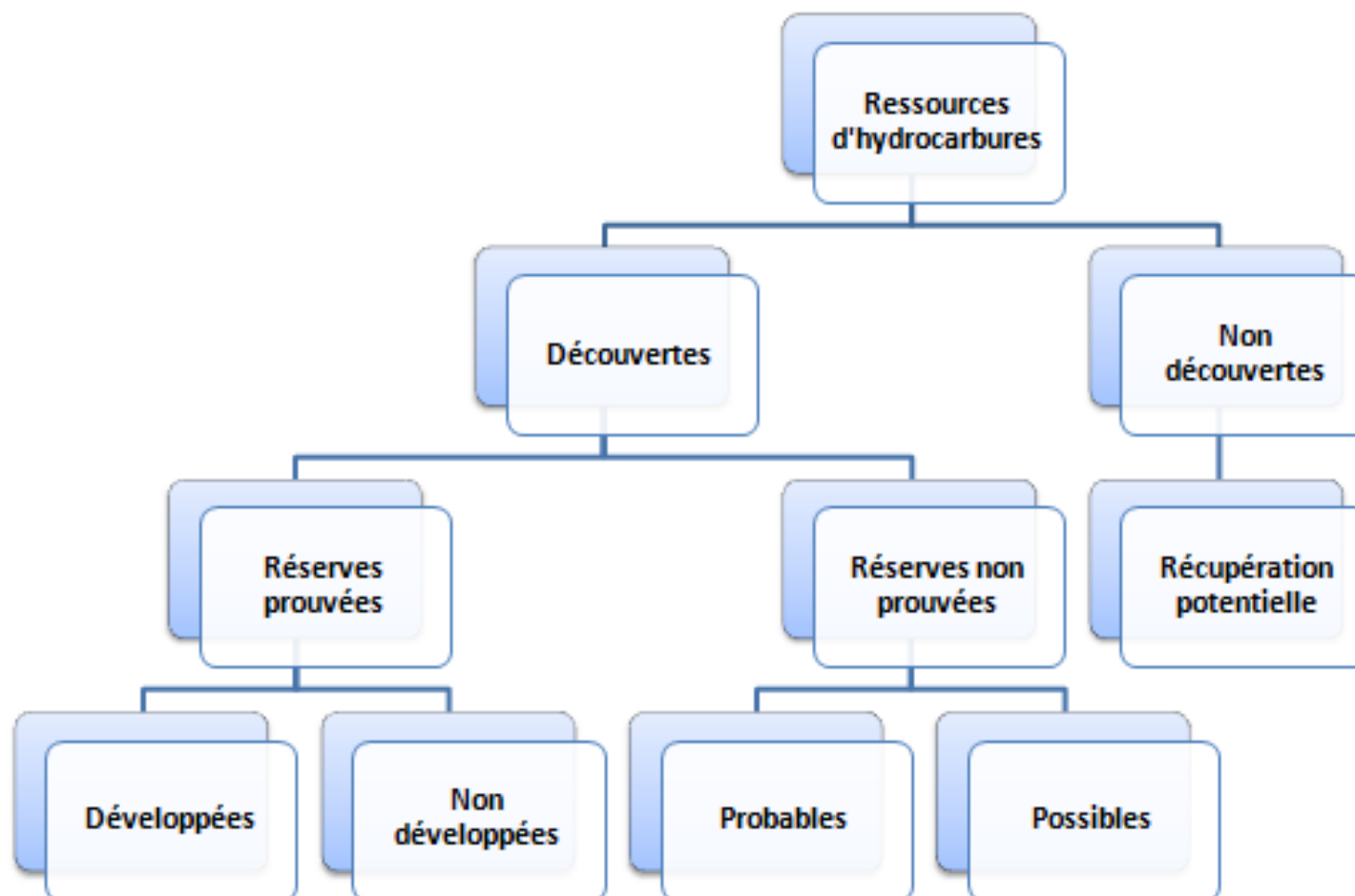


Figure IV.2 : Classification des ressources selon WPC

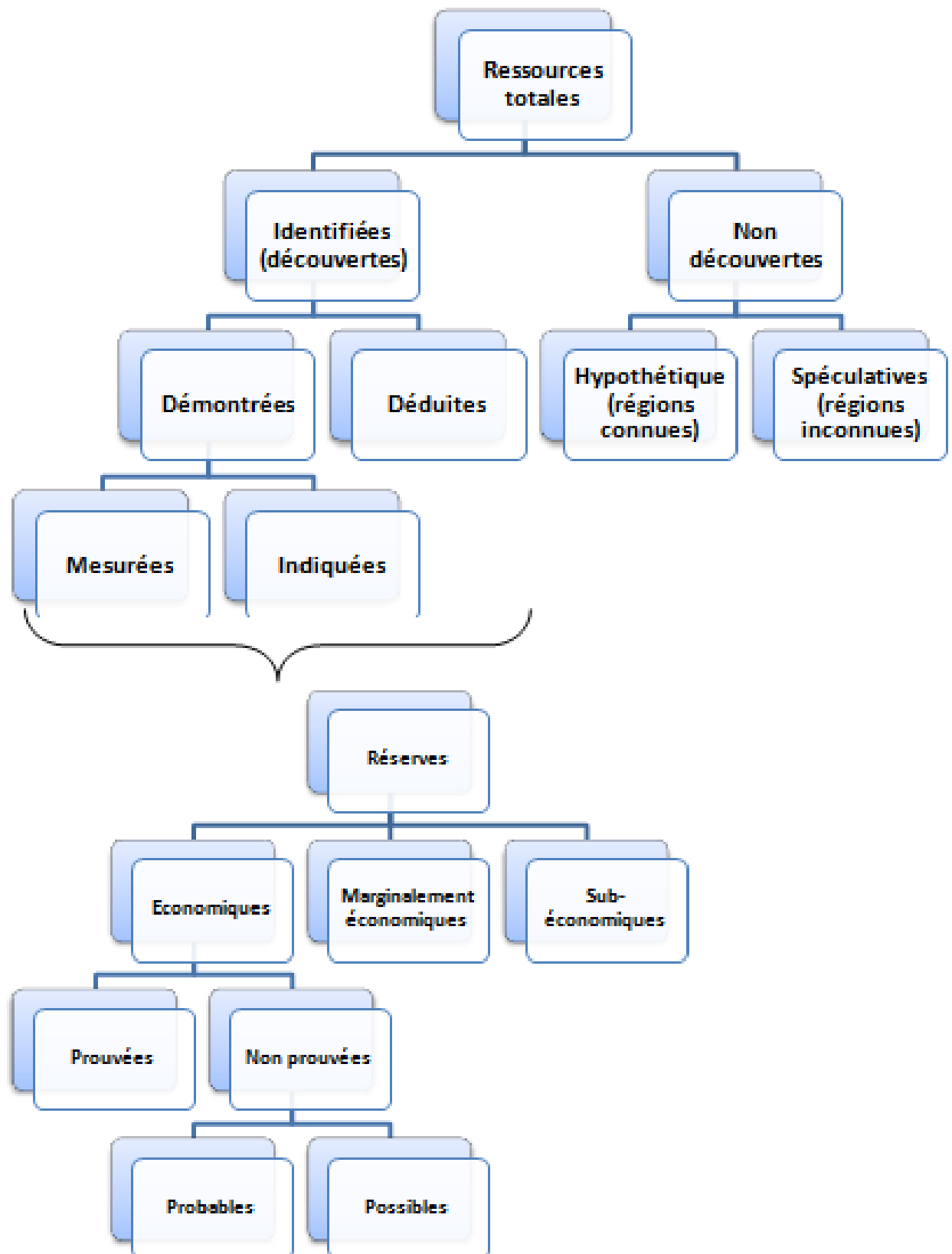


Figure IV.3 : Classification des ressources d'hydrocarbure selon l'USGS

IV-4 Calcul de STOIIP

Dans cette partie de calcul de réserves, et comme la structure Hollywood Quarry n'est pas encore en production, on va donc calculer les réserves initiales de l'huile en place ou STOIIP (Stocked Oil Initially In Place).

Pour réaliser ce processus, on va utiliser comme paramètres : la porosité, la saturation en eau et le contact Huile-Eau.

IV-5 Formules utilisée par Petrel

$$\text{STOIIP} = \text{HCPVo} / \text{Bo} + (\text{HCPVg} / \text{Bg}) * \text{Rv}$$

D'où :

STOIIP : les réserves initiales de l'huile en place (Stocked Oil Initially In Place) aux conditions standards.

HCPVo : le volume de l'huile qui se trouve dans les pores (Hydrocarbon Cumulative Pore Volume)

Bo : le coefficient volumétrique de l'huile.

HCPVg : le volume du gaz qui se trouve dans les pores (Hydrocarbon Cumulative Pore Volume)

Bg : le coefficient volumétrique du gaz.

Rv: Vapourized Oil-Gas Ratio.

Avec:

$$\text{HCPVo} = \text{Pore Volume} * \text{So}$$

$$\text{HCPVg} = \text{Pore Volume} * \text{Sg}$$

D'où:

So: la saturation en huile.

Sg : la saturation en gaz.

Et :

$$\text{Pore Volume} = \text{Bulk Volume} * \text{Net/Gross} * \text{Porosity}$$

D'où :

Pore volume : le volume des pores ouverts au-delà du contact Huile-Eau.

Bulk Volume : le volume total de la roche au-delà du contact Huile-Eau.

IV-6 Résultats du calcul de réserves

D'après les résultats de calcul de volume d'huile en place dans la structure Hollywood Quarry, les réserves ont été évalué à $302.61 \times 10^3 \text{ sm}^3$ (Standard Cubic Meter) répartis sur les différentes unités de la structure, dont le volume dans l'unité S2 est évalué à $61.80 \times 10^3 \text{ sm}^3$, et à $25.43 \times 10^3 \text{ sm}^3$, tandis qu'à 0 sm^3 dans les unités M2 et M1 (des schistes), et à $215.37 \times 10^3 \text{ sm}^3$ dans l'unité C1.

D'après ces résultats, on constate que le plus grand volume d'huile dans la structure Hollywood Quarry se rencontre au niveau de l'unité C1, puis S2 et ensuite S1, ce qui est attendu vu l'interprétation des différentes propriétés pétrophysiques qui sont meilleurs au niveau de l'unité C1, puis S2 et S1.

Case	STOIIP[*10 ³ sm ³]
BASE_AMA	302.61
Totals all result types	
Zones	
S2 - M2	61.8
M2 - S1	0
S1 - M1	25.43
M1 - C1	0
C1 - Reservoir Base-500	215.37

Tableau IV.1 : Résultats de calcul de STOIIP au niveau de la structure Hollywood Quarry

Après avoir évalué les réserves, une nouvelle propriété sera créé sous **Model pane** représentant le modèle tridimensionnel de la répartition de volume d'huile au niveau de la structure Hollywood Quarry, ou plus précisément au-delà du contact Huile-Eau.

Afin de faciliter l'interprétation et localiser les accumulations les plus importantes, on fait une coupe comme celles des propriétés pétrophysiques.

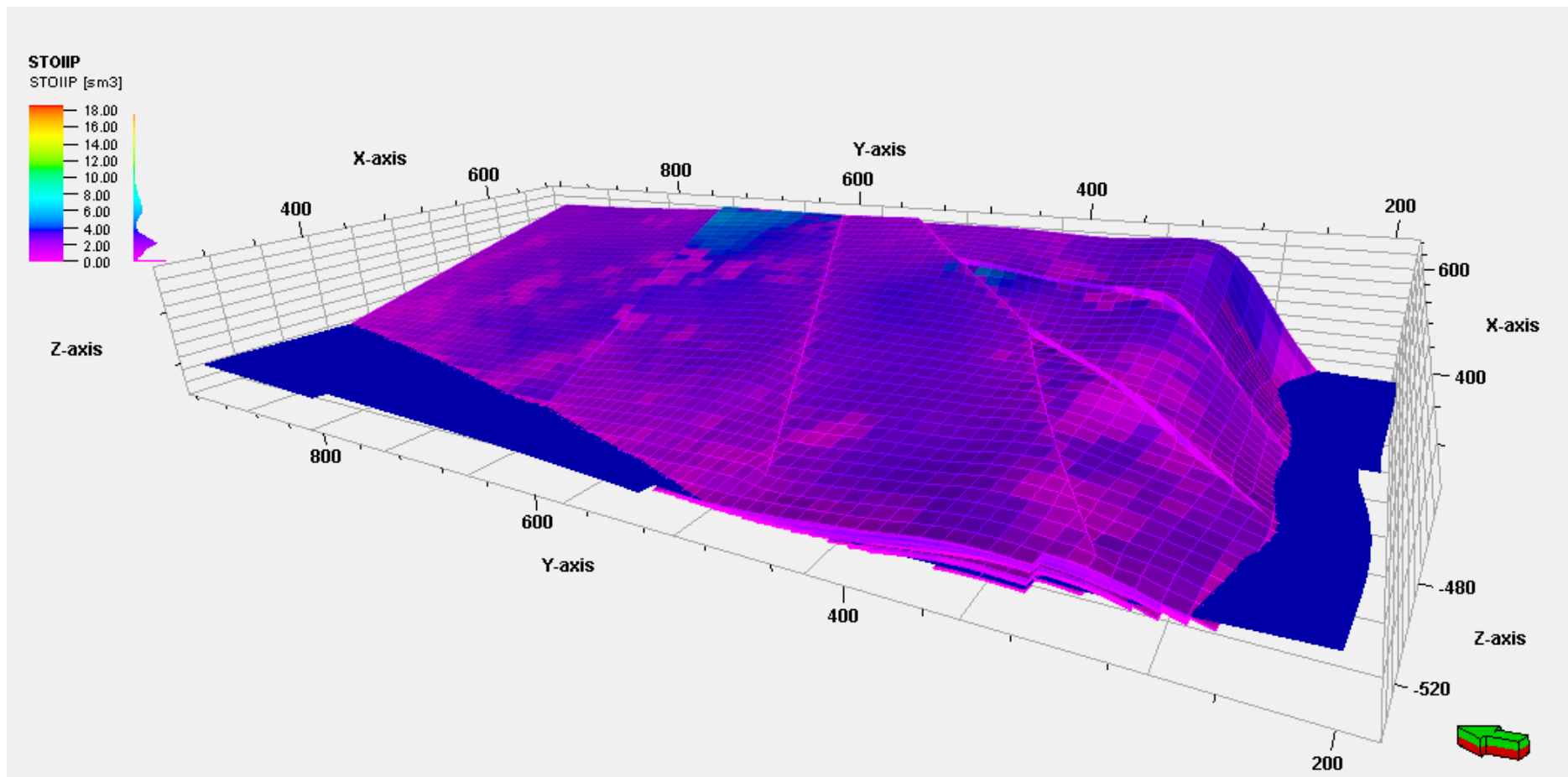


Figure IV.4 : Modèle en 3D de répartition de volume d'huile calculé au niveau de la structure Hollywood Quarry

IV-7 Interprétation de la coupe à travers le modèle de répartition de volume d'huile :

D'après la coupe (Figure IV.6) faite à travers le modèle de répartition de volume d'huile, on constate que la plus importante accumulation d'huile se rencontre au niveau de l'unité C1, où les plus grandes valeurs sont localisées aux alentours du puits H4 proche de la première faille au Nord, qui est la faille nommée **Fault 1A**, puis de bonnes valeurs se trouvent le long de toute l'unité C1, et une partie de l'unité S2 qui représente le bloc où se trouve le puits H4, tandis que le reste des unités S2 et S1 présentent des valeurs plus faibles par rapport au C1.

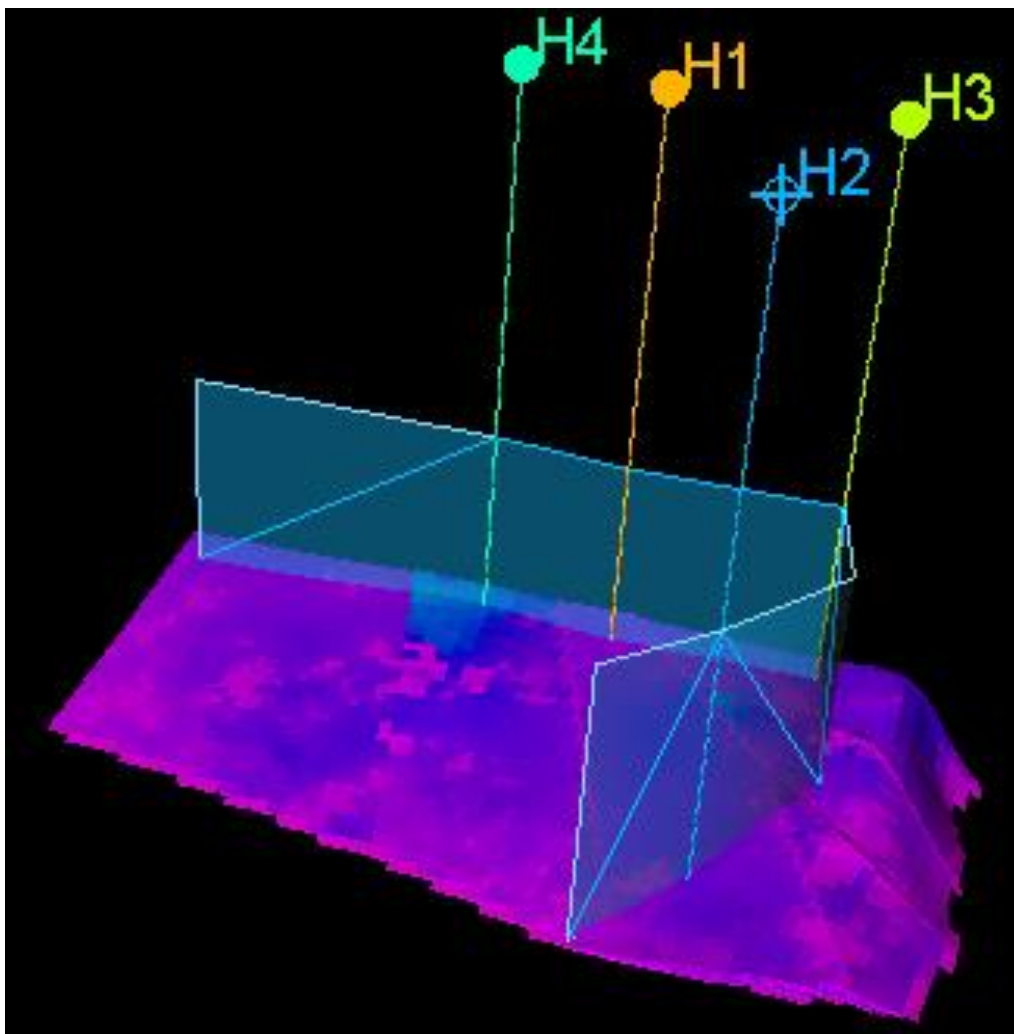


Figure IV.5 : montrant la coupe faite à travers le modèle de répartition de volume d'huile calculé au niveau de la structure Hollywood Quarry

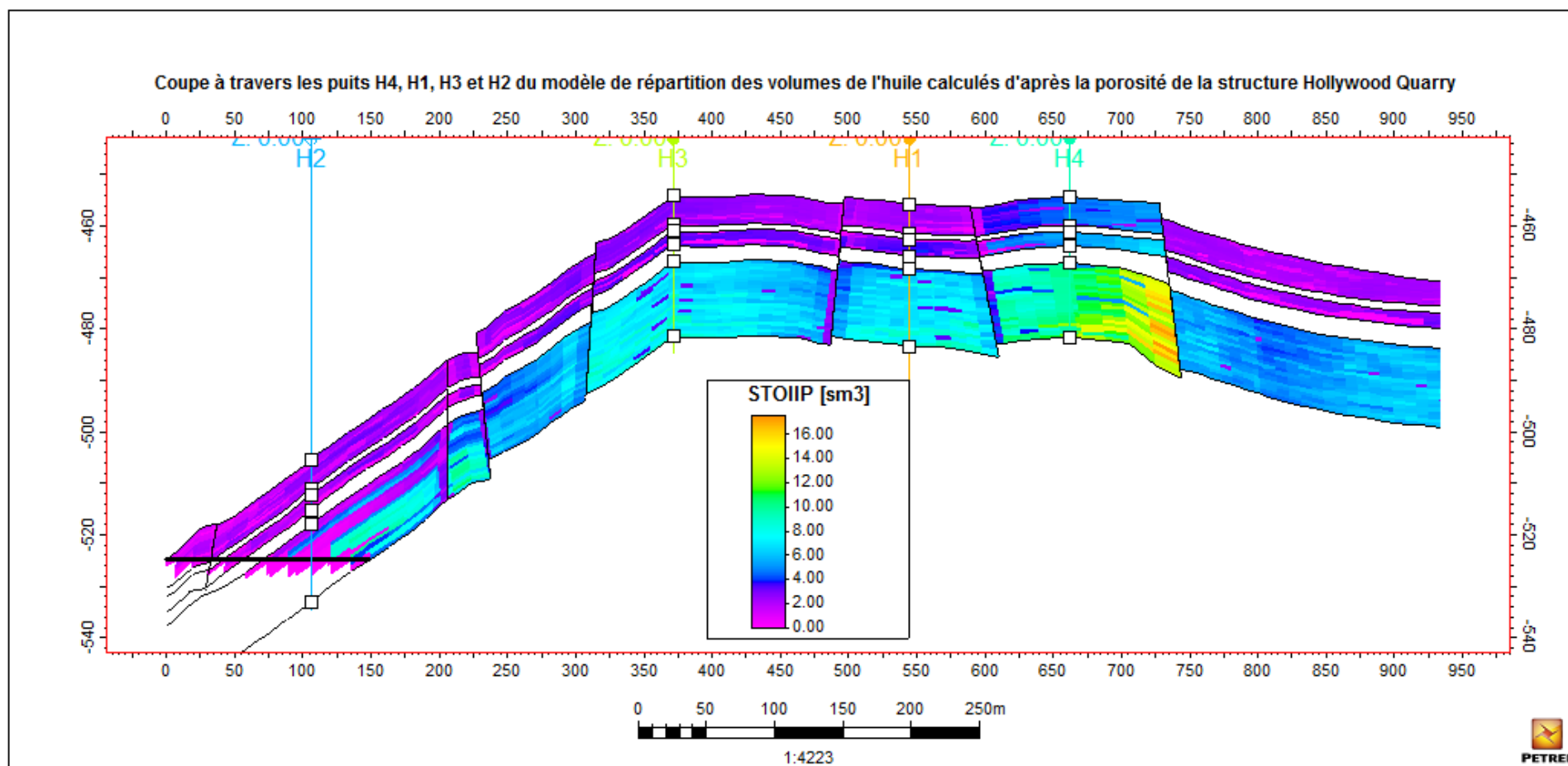


Figure IV.6 : Coupe à travers les puits H4, H1, H3 et H2 du modèle de répartition de volume d'huile de la structure Hollywood Quarry (Coupe 6)

IV-8 Interprétation des cartes de volume d'huile

Les figures IV.7, IV.8 et IV.9 montrent les cartes de distribution de volume d'huile dans la structure Hollywood Quarry au niveau des unités S2, S1 et C1 respectivement.

D'après la carte de l'unité S2, on constate que la meilleure accumulation se localise à l'Est de la structure, aux alentours du puits H4 et qui est évaluée de 4.50 sm^3 d'huile, pour diminuer sur tout le reste de l'unité jusqu'à arriver à 3 sm^3 entre les puits H1 et H2, ensuite à 2 sm^3 .

En interprétant la deuxième carte, celle de l'unité S1, la répartition de volume se fait de la même manière que la carte précédente sauf qu'on a de plus bonnes valeurs dans la partie orientale de la structure, plus précisément aux alentours du puits H4 où le volume atteint jusqu'à 6.30 sm^3 et 3.80 sm^3 entre les puits H1 et H2, tout en diminuant sur le reste de l'unité.

Concernant l'unité C1, elle présente des valeurs de volume d'huile beaucoup plus importantes en les comparant avec les deux autres unités, atteignant les 13 sm^3 à l'Est de l'unité (un peu plus à l'Est du puits H4), 10 sm^3 entre les puits H1 et H2 et de 8 à 9 sm^3 sur la partie la moins profonde de l'unité, et diminue jusqu'à arriver à 2 sm^3 sur le reste de l'unité.

D'après cette analyse, on constate que les quantités d'huile les plus importantes sont localisées au niveau de l'unité C1, puis les unités S2 et S1, un peu plus vers l'Est du puits H4, et entre les puits H1 et H2.

Ces cartes obtenues permettent de mettre en évidence les quantités d'huiles les plus importantes rencontrées au niveau des zones les plus hautes ou celles les moins profondes.

Carte du volume moyen d'huile initiale en place de l'unité S2 de la structure Hollywood Quarry

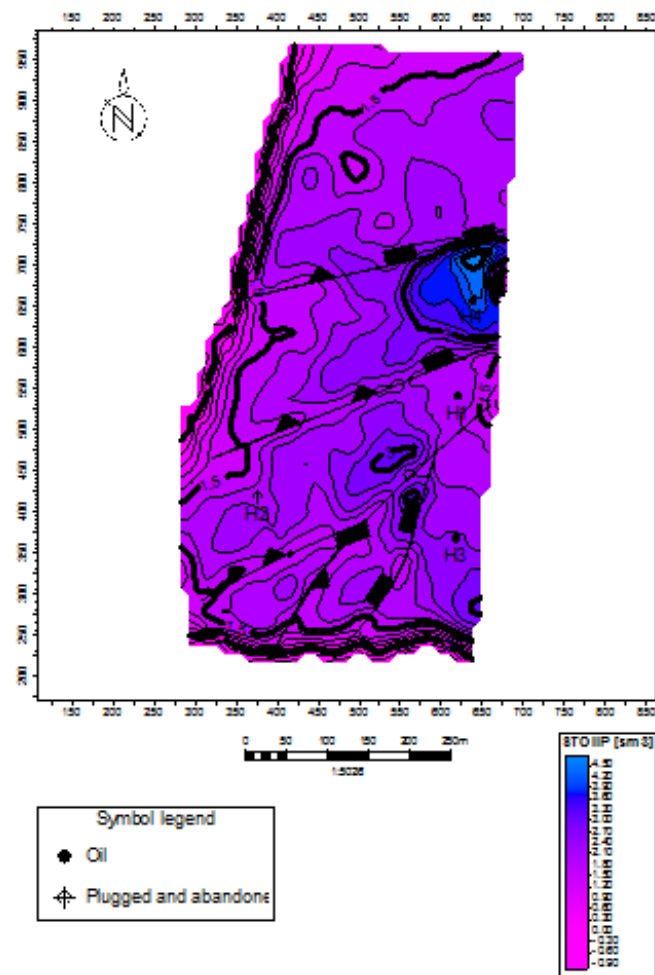


Figure IV.7 : Carte de répartition de volume moyen initial d'huile en place de l'unité S2 de la structure Hollywood

Carte du volume moyen d'huile initiale en place de l'unité S1 de la structure Hollywood Quarry

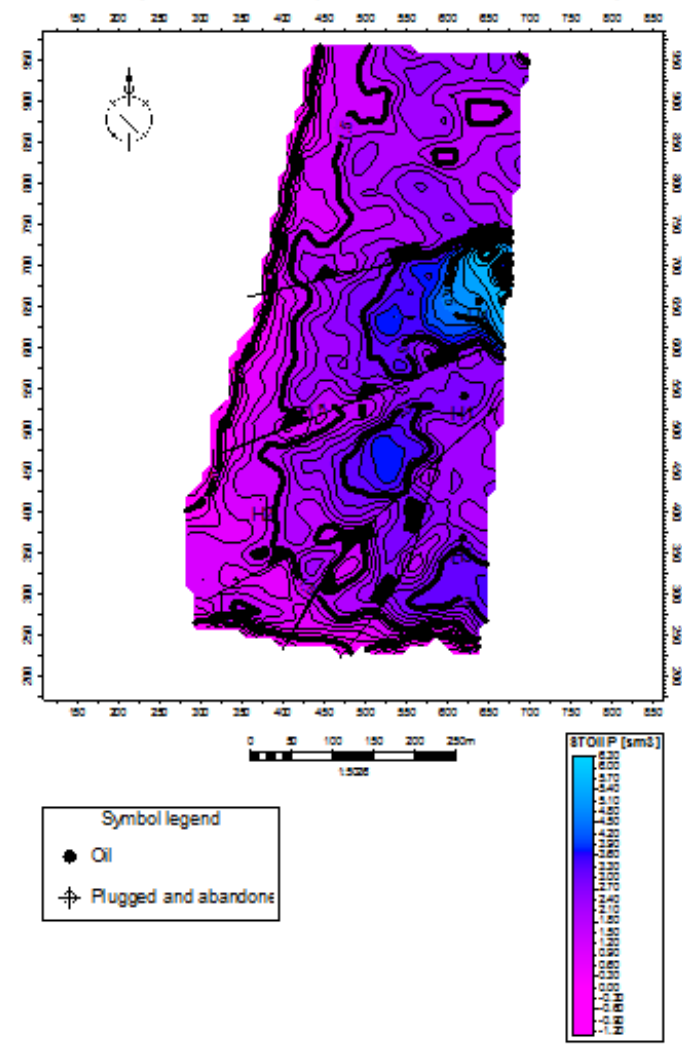


Figure IV.8 : Carte de répartition de volume moyen initial d'huile en place de l'unité S1 de la structure Hollywood

Carte du volume moyen d'huile initiale en place de l'unité C1 de la structure Hollywood Quarry

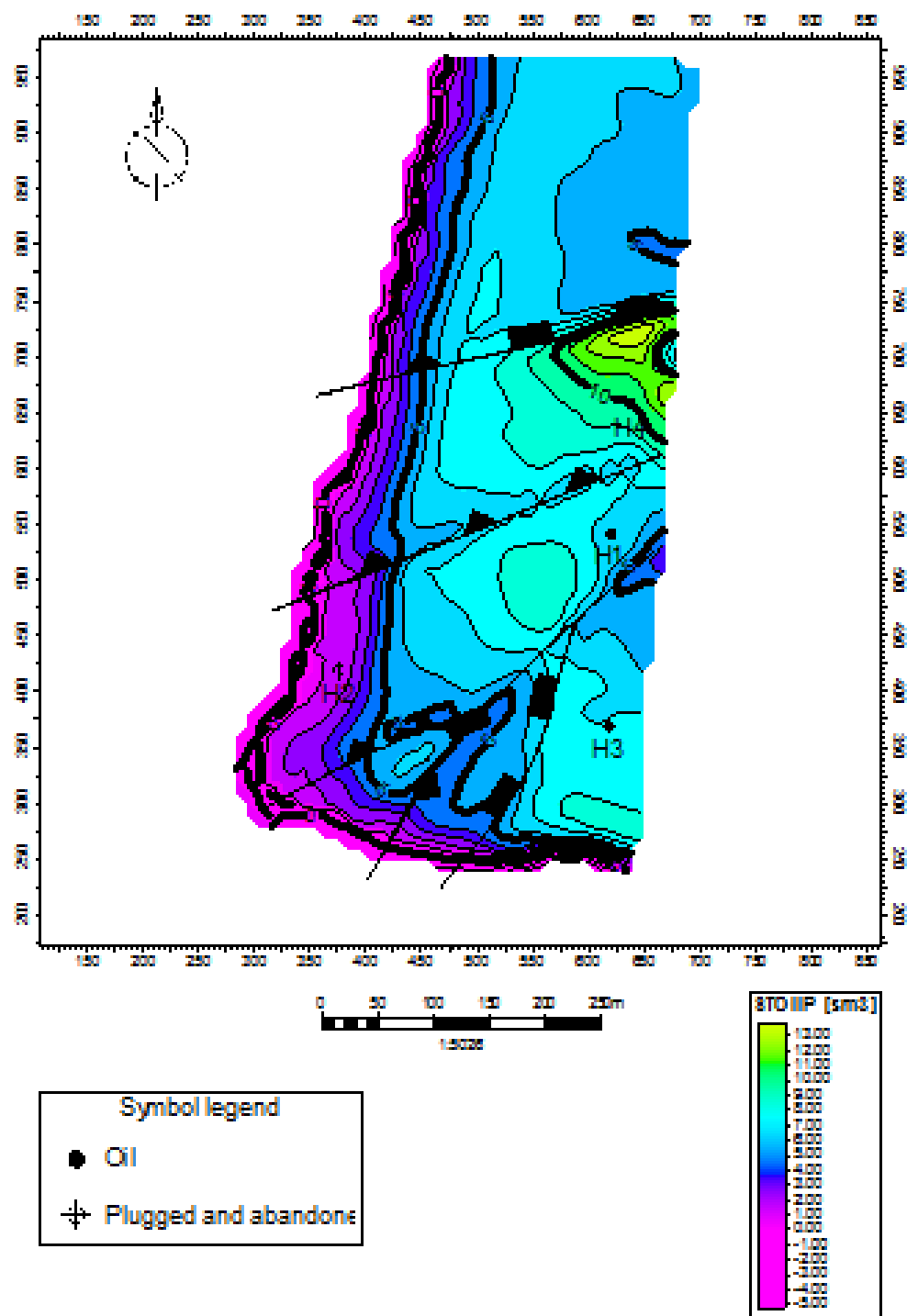


Figure IV.9 : Carte de répartition de volume moyen initial d'huile en place de l'unité C1 de la structure Hollywood Quarry

IV-9 Conclusion

D'après l'interprétation des résultats de calcul de réserves d'huile de la structure Hollywood Quarry, on peut conclure que :

-Les quantités d'huile les plus importantes sont localisées au niveau de l'unité C1, tandis qu'elles sont plus faibles au niveau des autres unités S1 et S2.

-D'après l'interprétation de la coupe faite à travers le modèle de répartition de volume d'huile au niveau de la structure Hollywood Quarry, on constate que les meilleures valeurs de volume d'huile se trouvent aux alentours du puits H4.

-Selon les cartes de volume d'huile, la partie la moins profonde de la structure Hollywood Quarry renferme les meilleures accumulations d'huile.

-Les importantes réserves d'huile sont localisées dans la partie orientale du segment, tout en soulignant qu'elles diminuent en allant vers l'Ouest de la structure.

Conclusion générale et recommandations

Conclusion générale

La structure Hollywood Quarry présente une structure positive soulevée qui peut être un monoclinal orienté Nord-Sud plongeant vers l'Ouest, affecté par une faille majeure d'orientation N-S, cinq autres failles normales et de décrochements orientées NE-SW.

Elle est affectée par des failles de décrochement ainsi que des failles normales, ce qui fait d'elle un bon piège structural.

La structure est constituée de cinq différentes unités de bas en haut, qui sont : l'unité C1, l'unité M1, l'unité S1, l'unité M2 et l'unité S2, avec une variation d'épaisseur moyenne verticale dont la plus épaisse unité est C1=14.76 m, puis S2=5.58 m, ensuite S1=2.91 m, tandis que les M2 et M1 présentent de faibles épaisseurs, 2.49 m et 1.19 m respectivement.

La corrélation stratigraphique faite confirme la présence de toutes les unités déjà mentionnées, et leur bonne étendue latérale le long de toute la structure Hollywood Quarry.

Concernant le contact Huile-Eau, il a été fixé à -524,90 m de profondeur.

D'après les résultats de modélisation, on a de bonnes caractéristiques de réservoir surtout au niveau de l'unité C1, puis S2 et S1 respectivement.

La présence des Injectites au niveau de l'unité M1 favorise la connectivité des deux unités réservoirs C1 et S1.

D'après les cartes de distribution des différentes propriétés pétrophysiques du réservoir, La structure présente de bonnes valeurs de porosité, perméabilité et de saturation en eau.

L'analyse des différentes coupes confirme les meilleures caractéristiques pétrophysiques, rencontrés au niveau de l'unité C1, puis S2 et ensuite S1.

D'après les résultats de calcul de volume d'huile en place dans la structure Hollywood Quarry, les réserves ont été évaluées à $302.61 \cdot 10^3 \text{ sm}^3$ (Standard Cubic Meter) répartis sur les différentes unités de la structure, dont le volume de l'unité S2 est évalué à $61.80 \cdot 10^3 \text{ sm}^3$, à $25.43 \cdot 10^3 \text{ sm}^3$, tandis qu'à 0 sm^3 dans les unités M2 et M1 (les unités schisteuses), et à $215.37 \cdot 10^3 \text{ sm}^3$ dans l'unité C1.

L'unité C1 renferme la plus importante accumulation d'huile.

Le meilleur réservoir de point de vue caractéristiques pétrophysiques et intérêt pétrolier c'est bien l'unité C1, puis S2 et S1.

Recommandations

Pour une meilleure exploitation de ces réserves d'huile au niveau de la structure Hollywood Quarry, et d'après notre étude, il est vivement recommandé :

- d'implanter des puits de production dans les alentours du puits H4 (un peu vers le Nord-est) où on a les meilleures valeurs de volume d'huile en place, et ensuite entre les puits H1 et H2.
- de ne pas produire à partir du puits H2 dont le risque de production de l'eau est très élevé.
- vue la présence de très bonnes valeurs de porosité et de perméabilité, et de faibles valeurs de saturation en eau au niveau de l'unité C1 et autour du puits H3, je recommande de convertir ce puits en un puits dirigé de direction Nord-Sud pour une meilleur exploitation.
- comme l'unité S1 ne présente presque aucun intérêt pétrolier et donc elle ne contribue pas vraiment à la production, il faut éviter de la perforer.
- Pour avoir des résultats plus précis de la pression capillaire, je recommande d'effectuer plus de tests SCAL au niveau d'autres intervalles.

De plus, il est peut être nécessaire de :

- faire une analyse du gradient de pression pour l'étude de la compartimentation, afin de confirmer la transmissibilité des failles et des Injectites.
- de ne pas procéder à un Upscaling, car le modèle est déjà petit, également pour préserver les caractéristiques géologiques.

Bibliographie

A. Hurst, et. al., eds., Geological applications of wireline logs II: Geological Society Special Publication 65, p. 3-19.

Arbenz, J. K., 1989, The Ouachita system, *in* A. W. Bally, and A. R. Palmer, eds., The geology of North America—an overview: Geological Society of America, The Geology of North America, v. A, p. 372–396.

AUGUST GOLDSTEIN, JR.² and THOMAS A. HENDRICKS³ Tulsa, Oklahoma, and Denver, Colorado, Late Mississippian And Pennsylvanian Sediments Of Ouachita Facies, Oklahoma, Texas, And Arkansas¹

Bouma, A.H. , J. M. Coleman, A.W. Meyer, *et al.*, 1985, Initial reports, DSDP Leg 96, Washington, U.S. Printing Office, 824p.

Chapin, M. A., P. Davies, J. L. Gibson, and H. S. Pettingill, 1994, Reservoir architecture of turbidite sheet sandstones in laterally extensive outcrops, Ross Formation, western Ireland, *in* P. Weimer, A. H. Bouma, and B. F. Perkins, eds., Submarine fans and turbidite systems: Gulf Coast Section SEPM 15th Annual Research Conference, p. 53–68.

Cecil, C. B., and C. Eble, 1989, Carboniferous geology of the eastern United States: American Geophysical Union Field Trip Guidebook T143, 154 p.

Coleman, J. L., Jr., 1990, Comparison of depositional elements of an ancient and a “modern” submarine fan complex: Early Pennsylvanian Jackfork and Late Pleistocene Mississippi fans (abs.): AAPG Bulletin, v. 74, p. 631.

Coleman, J. L., Jr., 1993a, Controls on variability of depositional style in Carboniferous submarine fan complexes of the Ouachita Basin of Oklahoma and Arkansas (abs.): AAPG 1993 Annual Convention Program with Abstracts, p. 86–87.

Coleman, J. L., Jr., 1994, Factors controlling the deposition and character of submarine fan complexes: an illustration from the Carboniferous Ouachita Basin (abs.): Geological Society of America abstracts with programs, v. 26, no. 1. p.4.

Coleman, J. L., Jr., G. Van Swearingen, C. E., and Breckon, 1994, The Jackfork Formation of Arkansas: a test of the Walker-Mutti-Vail models for deep-sea fan deposition: Arkansas Geological Commission Guidebook 94-2, 56 p.

Coleman Jr., J. L., 2000, Carboniferous Submarine Basin development of the Ouachita mountains of Arkansas and Oklahoma, *in* A. H. Bouma and C. G. Stone, eds., Fine grained turbidite systems, AAPG Memoir 72/SEPM Special Publication 68, p. 21–32.

Curtis Huffman A., Jr. Middle Pennsylvanian Tectonics Of The Conterminous United States, U.S. Geological Survey.

Flint, .S., and J.D. Bryant, 1993. The geological modeling of hydrocarbon reservoirs and outcrop analogues: International Association of Sedimentologists Special Publication 15. Blackwell Publishing Co., Oxford, 269p.

Golonka, Jan, Andrzej S' l' a, czka, and Frank J. Picha, 2006, The Western Carpathians and Ouachitas: A comparative study of geodynamic evolution, *in* J. Golonka and F. J. Picha, eds., The Carpathians and their foreland: Geology and hydrocarbon resources: AAPG Memoir 84, p. 787 – 810.

Goyeneche, J. Camillo, Slatt, Roger M., Rothfolk, Aaron C., Davis, Robert J., Systematic Geological and Geophysical Characterization of a Deepwater Outcrop for “Reservoir” Simulation: Hollywood Quarry, Arkansas.

J. Camilo Goyeneche¹, Roger M. Slatt², Alan J. Witten² , and Roger A. Young²
¹Total E&P USA, Inc., Houston, TX, USA; ²School of Geology and Geophysics, The University of Oklahoma, Norman, OK, USA, Outcrop Characterization, 3-D Geological Modeling, and Upscaling for Reservoir Simulation of Jackfork Group Turbidites in the Hollywood Quarry, Arkansas, USA

J. Camilo Goyeneche, Roger M. Slatt, Alan J. Witten , and Roger A. Young, Outcrop Characterization, 3-D Geological Modeling and Upscaling for Reservoir Simulation of Jackfork Group Turbidites in the Hollywood Quarry, Arkansas, USA 2007 The American Association of Petroleum Geologists.

J. Kaspar Arbenz, *The Geology of North America Vol. F-2, The Appalachian Ouachita Orogen in the United States*, The Geological Society of America, 1989; Chapter 21: *Ouachita thrust belt and Arkoma basin*

James L. Coleman, Eastern Energy Resources Team, USGS, Reston VA 20192, Review of Geology for a USGS Resource Assessment of Ouachita Thrust Belt, Post-Ouachita Successor Basins, and Reelfoot Rift.

James L. Coleman, Review of Geology for a USGS Resource Assessment of Ouachita Thrust Belt, Post-Ouachita Successor Basins, and Reelfoot Rift, Eastern Energy Resources Team, USGS, Reston VA 20192.

James L. Coleman, U.S. Geological Survey, Overview of the Origin, Depositional Histories, and Petroleum Systems of the Sedimentary Basins of the Eastern United States.

Jordan, D.W. • D.R. Lowe, R.M. Slatt, A. D'Agostio, M.H. Scheihing, R.H. Gillespie, and G.C. Stone, 1991. Scales of geological heterogeneity of Pennsylvanian Jackfork Group, Ouachita Mountains. Arkansas: applications to field development and exploration for deep-water sandstones, guidebook for the American Association of Petroleum Geologists Annual Convention, Dallas, 127p.

Morris, R. C., 1989, Stratigraphy and sedimentary history of post-Arkansas Novaculite Carboniferous rocks of the Ouachita Mountains, *in* R. D. Hatcher, Jr., W. A. Thomas, and G. W. Viele, eds., *The geology of North America*, volume F-2, *The Appalachian– Ouachita Orogen in the United States*: Geological Society of America, Boulder, Colorado, p. 591–602.

Richard J. Brito, Luis A. Castillo, Davogustto Oswaldo, Andrea Cadena, and Roger M. Slatt, Multidisciplinary Data Integration for 3D Geological Outcrop Characterization, Jackfork Group, Hollywood Quarry, Arkansas* Search and Discovery Article #50597 (2012). Adapted from extended abstract prepared in conjunction with poster presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California, April 22-25, 2012, AAPG©2012.

Roger M. Slatt, Charles G. Stone, and Paul Weimer, Characterization of Slope and Basin Facies Tracts, Jackfork Group, Arkansas, with Applications to Deepwater (Turbidite) Reservoir Management; GCSSEPM Foundation 20th Annual Research Conference, Deep-Water Reservoirs of the World, December 3–6, 2000.

Roger M. Slatt, Roger Adams Young, Benjamin E. Peterson; 3-D Ground-Penetrating Radar Imaging of Turbidite Outcrop Analogs.

Slatt, R. M., and R. J. Davis, 2010, Calibrating borehole image and dipmeter logs with outcrops and behind-outcrop cores: Case studies and applications to deep-water deposits, in M. Poppelreiter, C. García-Carballido, and M. Kraaijveld, eds., Dipmeter and borehole image log technology: AAPG Memoir 92, p. 1–28.

Slatt, R.M., D.W. Jordan, C.G. Stone, and M.S. Wilson, 1994, Stratigraphic and structural compartmentalization observed within a 'model turbidite reservoir,' Pennsylvanian upper Jackfork formation, Hollywood quarry, Arkansas, in Submarine Fans and Turbidite Systems: GCSSEPM Foundation 15th Annual Research Conference, *Submarine Fans and Turbidite Systems*, December 4-7. 1994.

Slatt, R.M., Jordan, D.W., D'Agostino, A.E. and Gillespie, R.H., 1992, Outcrop gamma-ray logging to improve understanding of subsurface well log correlations, in Morris, R. C., 1971, Stratigraphy and sedimentology of the Jackfork Group, Arkansas, AAPG Bulletin v. 55, p. 387-402.

Slatt, R.M., N.F. Hurley, E.M. Witton, G.R. Clemenceau, H. Homann, R.J. Davis, and G.H. Browne, (this volume), Behind-outcrop borehole imaging for improved characterization of turbidite reservoirs, in Hentz, T.F., ed., Advanced Reservoir Characterization for the 21st Century: GCSSEPM Foundation 19th Annual Research Conference, Houston.

Stelting, C. E., A. H. Bouma, and C. G. Stone, 2000, Finegrained turbidite systems: overview, in A. H. Bouma and C. G. Stone, eds., Fine-grained turbidite systems, AAPG Memoir 72/SEPM Special Publication 68, p. 1–8.

Thomas, W. A., 1989, The Appalachian–Ouachitan orogen beneath the Gulf Coastal Plain between the outcrops in the Appalachian and Ouachita Mountains, in R. D. Hatcher, Jr., W. A. Thomas, and G. W. Viele, eds., The geology of North America, volume F-2, The Appalachian–Ouachita Orogen in the United States: Geological Society of America, Boulder, Colorado, p. 537–553.

William A. Thomas, *The Appalachian-Ouachita orogen beneath the Gulf Coastal Plain between the outcrops in the Appalachian and Ouachita Mountains*, Chapter 15, The Geology of North America Vol. F-2, The Appalachian-Ouachita Orogen in the United States, The Geological Society of America, 1989

William A. Thomas, The Geology of North America Vol. F-2, The Appalachian-Ouachita Orogen in the United States The Geological Society of America, 1989: Chapter 15.

<https://pubs.geoscienceworld.org/books/chapter-pdf/3837558/9781629811093ch16.pdf> by guest on 05 Ma (Roger W. Macqueen and Dale A. Leckie, Chapter 16).

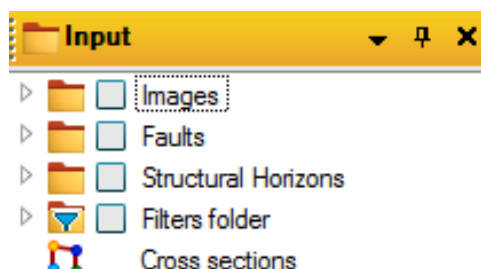
Annexes

Sommaire

Annexe 1 : Stratigraphic Modeling.....	1-4
Annexe 2 : Faults Modeling.....	5-8
Annexe 3 : Pillar Gridding.....	9-13
Annexe 4 : Make Horizons	14-16
Annexe 5 : Make Zones	17-19
Annexe 6 : Layering.....	20
Annexe 7 : Make Contacts.....	21-22
Annexe 8 : Property Modeling.....	23-48
Annexe 9 : Volume Calculation.....	49-54

Annexe 1 : Stratigraphic Modeling

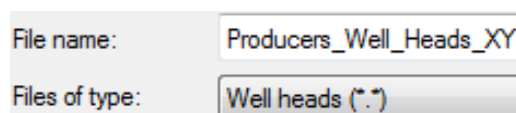
Après avoir ouvert notre fichier Petrel nommé « HQ_Start » qui contient les **Fault Sticks** et **Horizons Surfaces Data**, on doit importer les données nécessaires pour la modélisation stratigraphique.



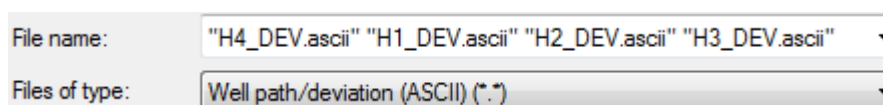
1. Importation des données :

La première étape avant l'importation des données sera d'insérer un **New Well Folder** à partir de **Menu bar--- Home--- Folder--- New well folder**.

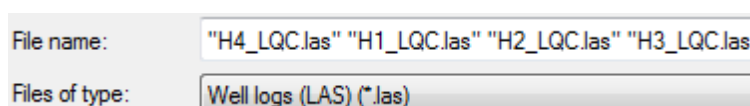
Par un click droit sur le **Well folder** dans **Input Pane**, on choisit **Import (on selection)**, et on importe les données **Well heads** en format **Well heads (*.*)**. Dans **Input Pane**, on nomme le dossier des puits **Hollywood-Quarry**.



Après avoir importé les **Well heads data** on importe les **Well deviations** par un click droit sur **Well folder--- Import (on selection) --- Well deviation** en format **Well path/deviation (ASCII) (*.*)**.



Les données prochaines à importer seront les **Well logs** en suivant les mêmes étapes précédentes sauf que leur format sera **Well logs (LAS) (*.las)**.

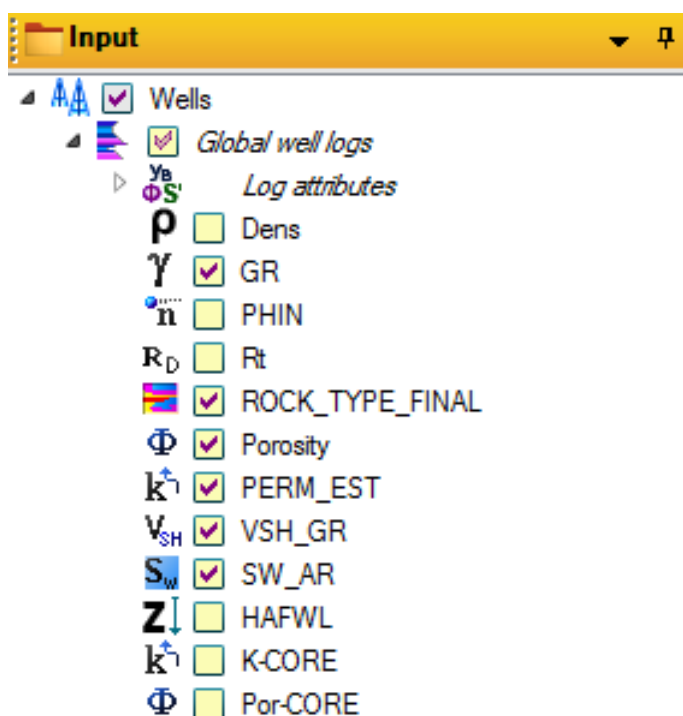
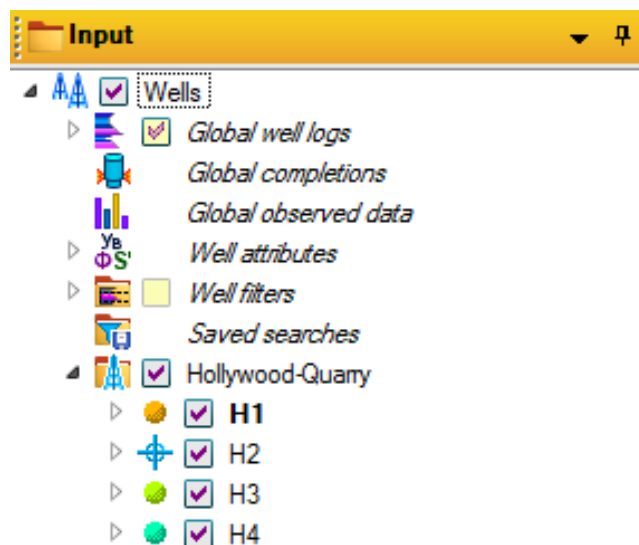


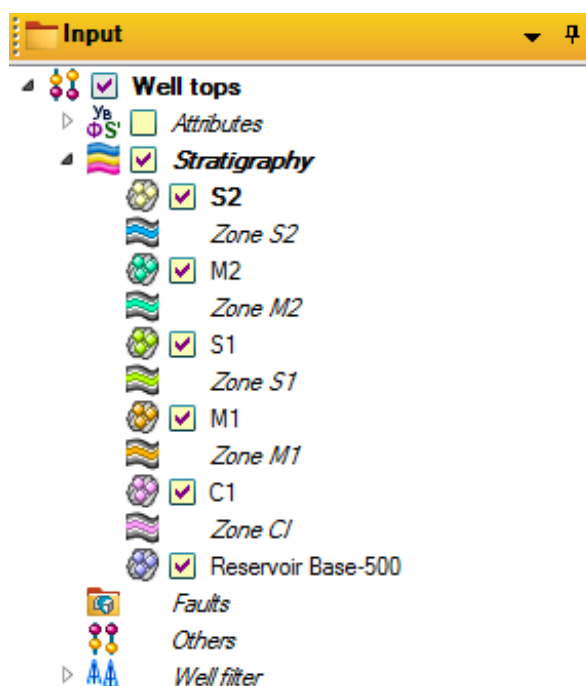
Après avoir fini, on doit insérer un **New well tops folder** afin d'importer les données des tops de puits. Sous **Menu bar---Home---Folder---New well tops folder**, on fait un click droit sur le dossier créé dans **Input Pane**, on choisit **Import (on selection)** et on importe les données **Well tops** en format **Petrel well tops (ASCII) (*.*)**.

2. Ouvrir une nouvelle Well section :

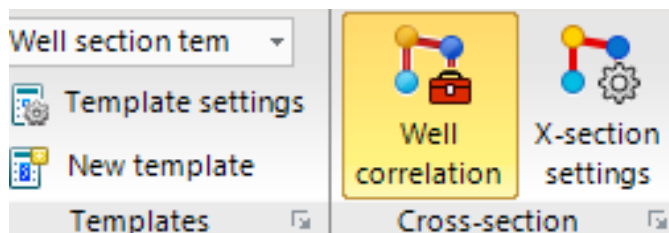
Dans Menu bar, sous le ruban **Stratigraphy**, on choisit **Cross-section---New well section window**. Dans **Window Pane** où elle est stockée, et par un double click, on lui renomme par **Correlation**.

On commençant la corrélation stratigraphique; on choisit d'abord les puits à charger et pour lesquels on doit être faire la corrélation à partir **Input Pane---Wells---Hollywood-Quarry**; et à partir **Input pane** aussi, **Wells---Global well logs** on choisit les logs par lesquels on va travailler, après on sélection les **Well tops** aussi pour les afficher dans la **Well section window**.





À partir **Menu bar**---**Well section ruban**---**Well correlation** ou **Template settings**, on peut modifier l’affichage de nos logs, leurs remplissage, leurs limites...etc. La palette des outils affichée nous permet aussi de modifier et ajouter de nouveaux **Well tops**...etc.

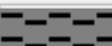
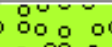
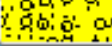


Sous **Input Pane**, et par un click droit sur **Well tops**---**Spreadsheet**, on aura un tableau **Excel** contenant les coordonnées des puits de chaque top et qui seront utilisées pour définir les épaisseurs des couches en utilisant les profondeurs mesurées à partir de la surface (**MD : Measured Depth**), ou bien à partie de la cote absolue **Z** affichées dans le tableau III.1.

3. Créer un Facies log :

Le Facies log est un élément très important pour notre modélisation géologique d'où il sera utilisé en plusieurs opérations.

Pour créer un log de faciès personnalisé à notre région d'étude, on doit d'abord créer une nouvelle table de couleur à partir **Templates Pane---Color Tables---Discrete color tables---click droit---Insert new discrete color table** et on la renomme par **Hollywood Quarry**.

	Code	Name	Parent	Background	Lines	Pattern
	0	Shale				
	1	Good Sand				
	2	Sand				
▶	3	High Quality Sand				

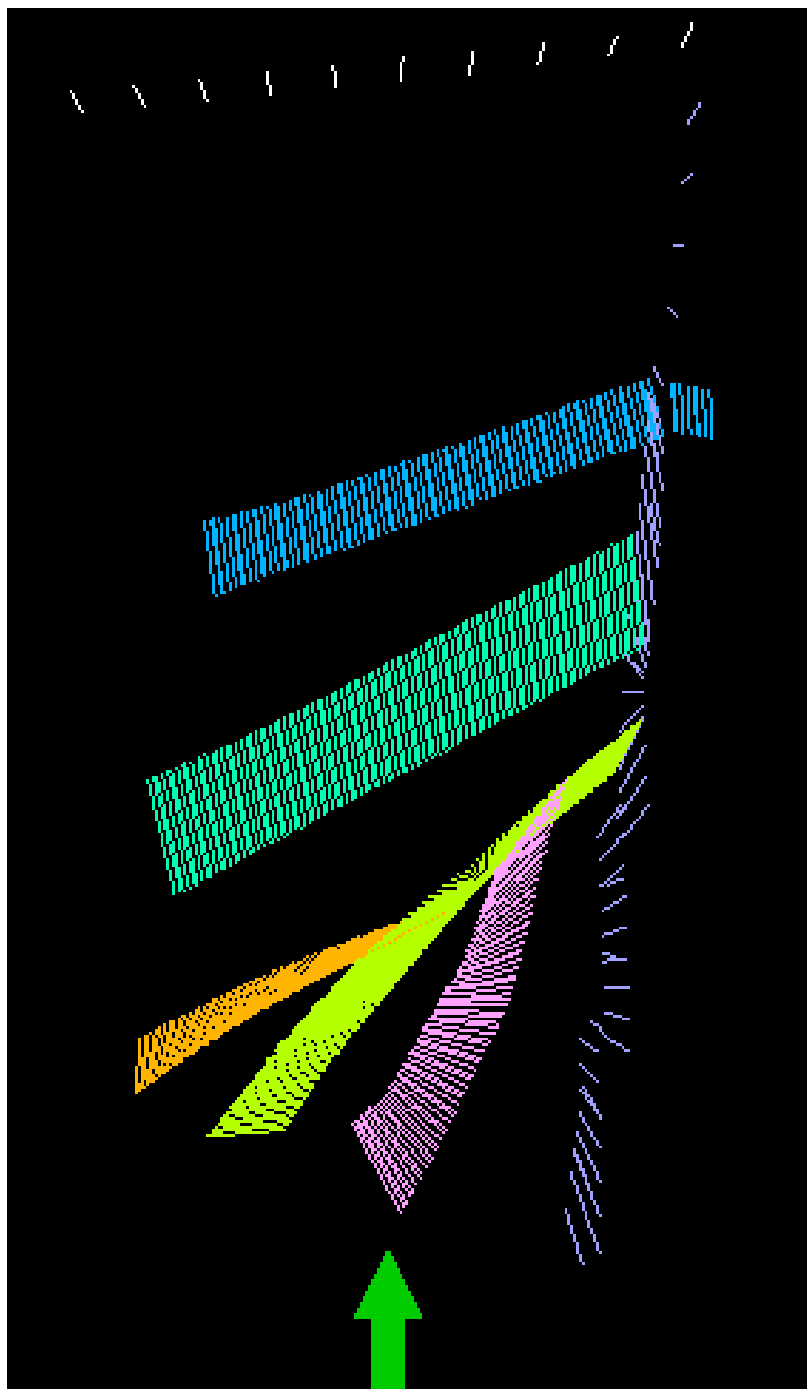
L'étape suivante sera de créer une **Facies Template** nommée **Hollywood Facies** à partir de **Templates Pane---Discrete property templates**, on fait une copie de **Facies** et on la personnalise par la table de couleur **Hollywood Quarry** qu'on a créé précédemment.

A partir **Input Pane---Wells---Global well logs---click droit---Calculator**, on crée le **Facies Log** en lui attribuant l'équation appropriée.

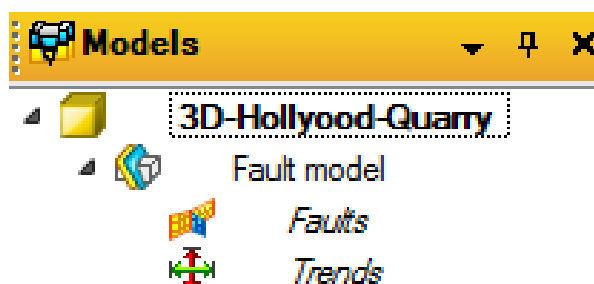
Annexe 2 : Faults Modeling

La première étape de la modélisation des failles sera de définir un model qui va grouper le model de faille et la **3D Grid** relié à ce model de faille, tant qu'il est sélectionné.

Comme les données sur les failles ont déjà été importées dans le cadre du projet, nous commençons le travail à partir de là.

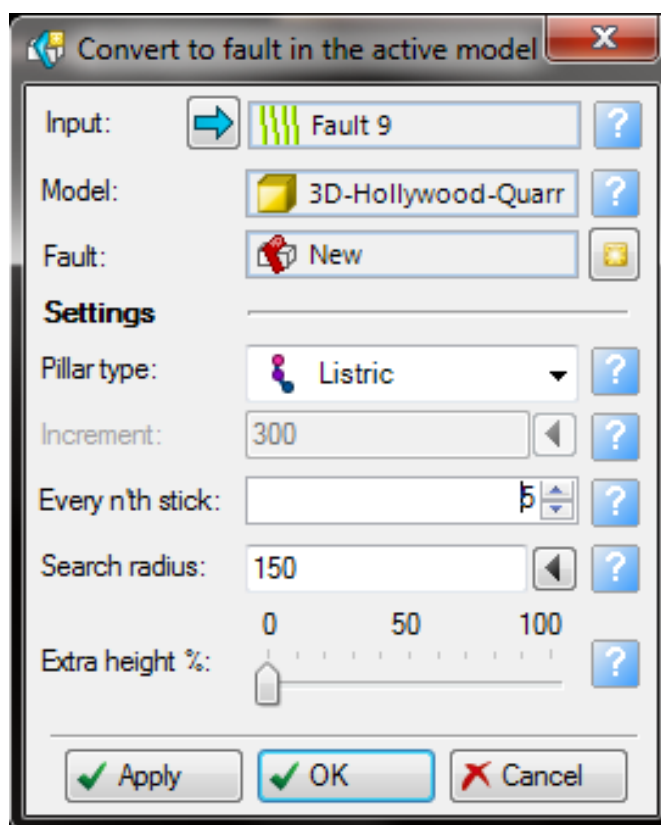


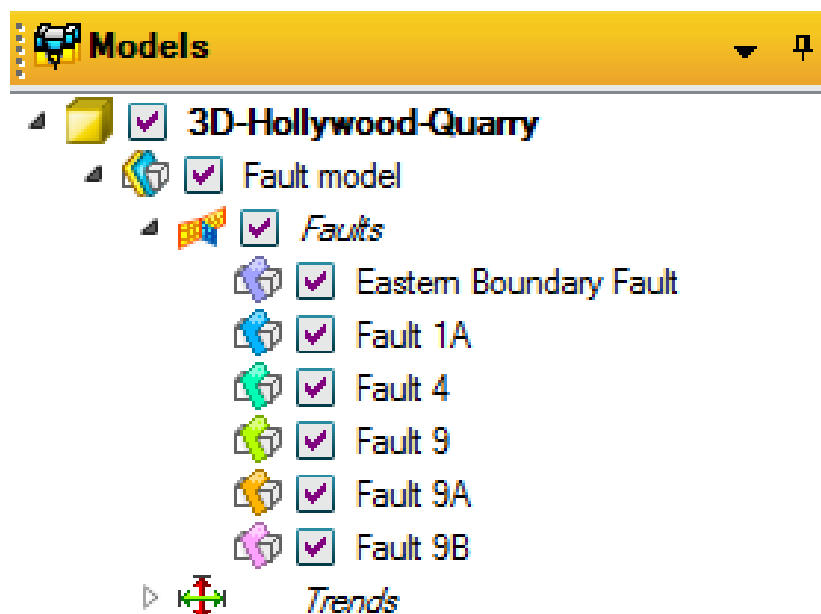
Après avoir affiché les failles dans la **Fenêtre 3D**, sous le ruban de **Structural modeling : Define model** (nous donnons un nom au modèle dans la boîte de dialogue : **3D-Hollywood-Quarry**) et un nouvel élément est créé dans le volet **Model pane** appelé **Fault model** comme premier type d'**Input** dans le même volet (donc le model est défini).



Essayons ensuite de convertir ces bâtonnets de failles (**Faults sticks**) en **modèle de faille** en cliquant avec le bouton droit de la souris sur le dossier **Faults sticks** et en choisissant **Convert to faults in fault model** d'où notre opération consiste à la création de piliers (**pillars**) à 2, 3 ou 5 **shape points** (points de contrôle), à partir de polygones.

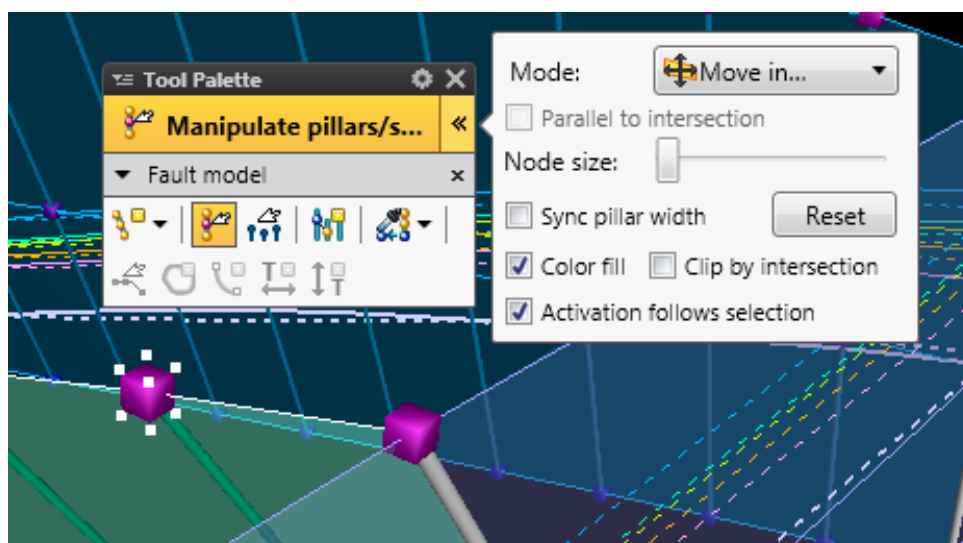
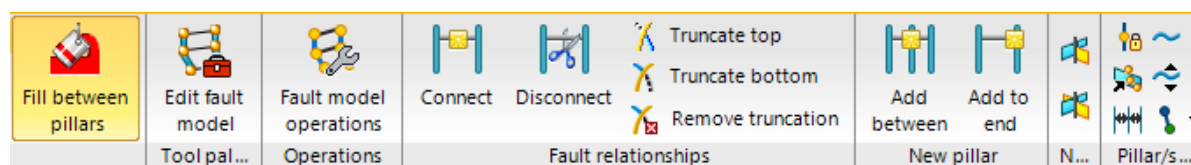
Pour plus de précision, on a utilisé les piliers à **3 shape points** de type listrique. Après avoir choisi les bons paramètres dans la boîte de dialogue, nous cliquons sur **OK**.



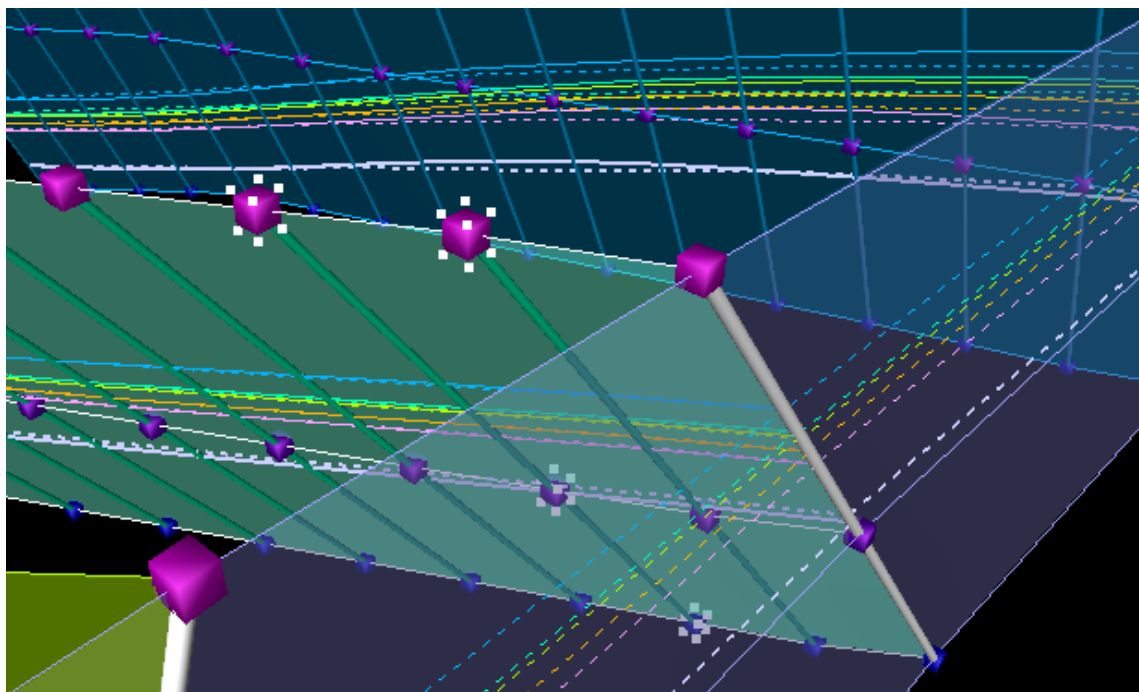


Une fois que nous avons sélectionné une faille dans le volet **Model pane**, un ruban de **Fault model** s'affiche, l'un des boutons qui pourrait être très utile est **Fill between pillars** pour utiliser la couleur de remplissage pour remplir les **surfaces de failles**.

Ensuite, nous cliquons sur le bouton **Edit fault model** qui nous donne une palette d'outils (**Tool palette**) pour **modifier la forme et les connexions** entre les différentes failles afin d'avoir un propre modèle à la fin.



Après avoir trouvé une connexion, nous cliquons sur **Manipulate pillars/shape points** dans la **palette d'outils**, nous cliquons ensuite sur le point de contrôle du pilier, à partir du carré blanc nous faisons glisser le pilier pour diviser la connexion (si nous voulons faire glisser le bâton entier, nous le sélectionnons au milieu de celui-ci). Nous **sélectionnons les deux piliers** à l'aide de la touche **Ctrl key** du clavier puis du bouton **Connect** dans l'onglet **Fault model**, dans la boîte de dialogue nous choisissons **le type de connexion**, puis nous sélectionnons l'un des deux piliers et nous le supprimons à l'aide du bouton **Delete key** du clavier.



Si nous avons une faille X (des failles qui se coupent ou **failles croisées**), nous devons diviser la faille en **deux segments** en **sélectionnant les deux piliers** et ensuite cliquer sur le bouton **Disconnect** dans le ruban **Fault model**, puis nous effectuons une connexion normale et fusionnons le dernier segment avec le reste de la faille (**merge the segment**).

Annexe 3 : Pillar gridding

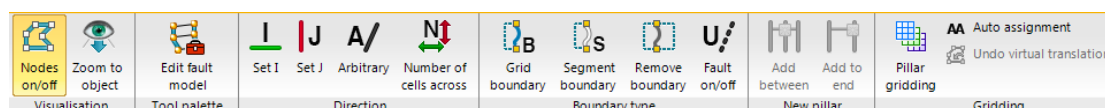
Le Pillar gridding est utilisé afin de construire une Grid constituée d'un **Top**, **Mid** et **Base** Skelton Grid formant le **Skeleton**.

Afin de créer le **Pillar gridding**, on doit d'abord les limites du modèle et les **Trends** de la maille.

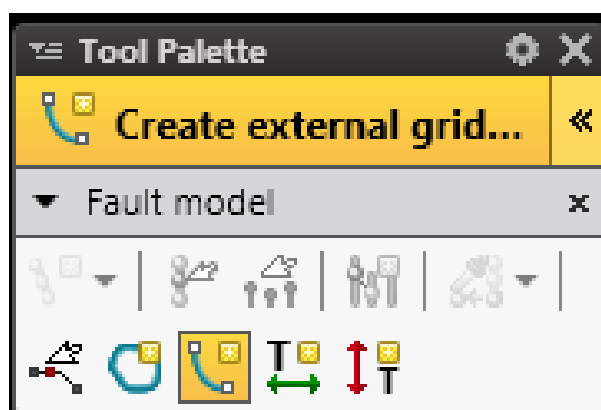
1. Créer Grid boundary :

Sur la **2D Window**, on précise les limites du modèle en suivant les étapes suivantes :

Si on veut définir des failles comme étant des limites de la grille, on sélectionne la faille et sous **Menu bar--- Fault ruban---Boundary type** on choisit **Grid boundary**.



Pour créer des limites externes, sous **Menu bar---Fault ruban--- Edit fault model** une palette d'outils ou Tool palette s'affichera, on sélectionne **Create external grid boundary segment** et on dessine les limites après on ferme le polygone par un double click.

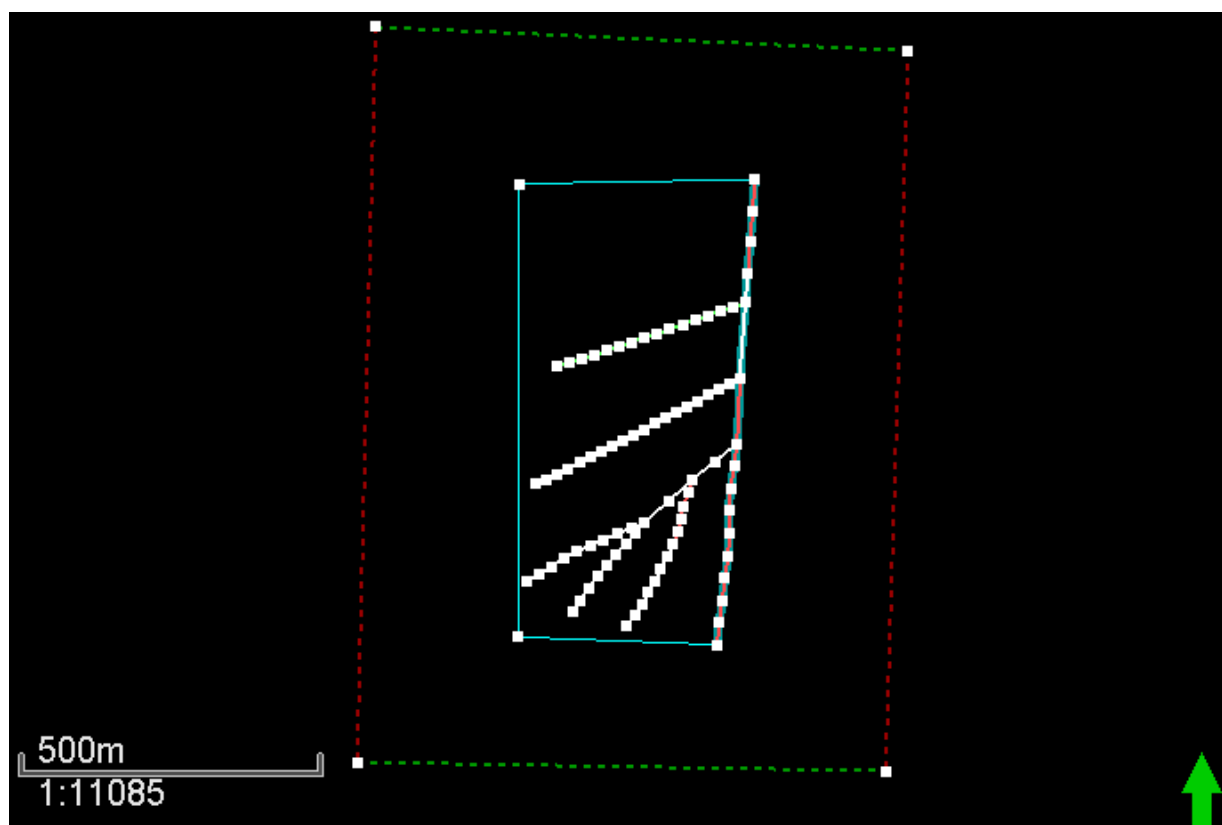
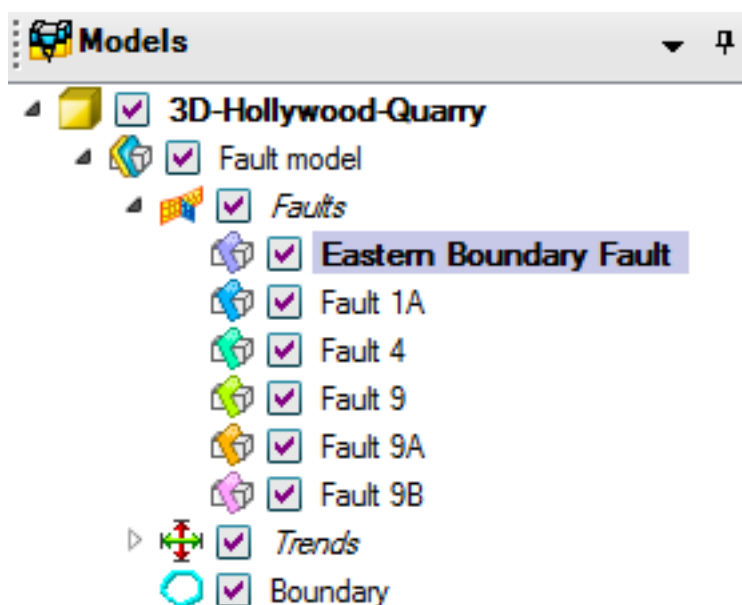


2. Spécifier les trends de la maille :

On doit spécifier les segments de failles comme étant de **Direction I** (E-W) ou de **Direction J** (N-S) qui sont en quelque sorte utilisés par Petrel pour reconnaître ce qui pourrait être la direction préférée pour construire le maillage.

Sur le polygone on sélectionne le segment à identifier comme étant trend, et on choisit **Set I** ou **Set J** (selon la direction du segment) sous **Menu bar--- Fault ruban---Direction**.

Si on veut créer de nouveaux trends, on utilise **Add new I/J trend** dans **Tool palette**.



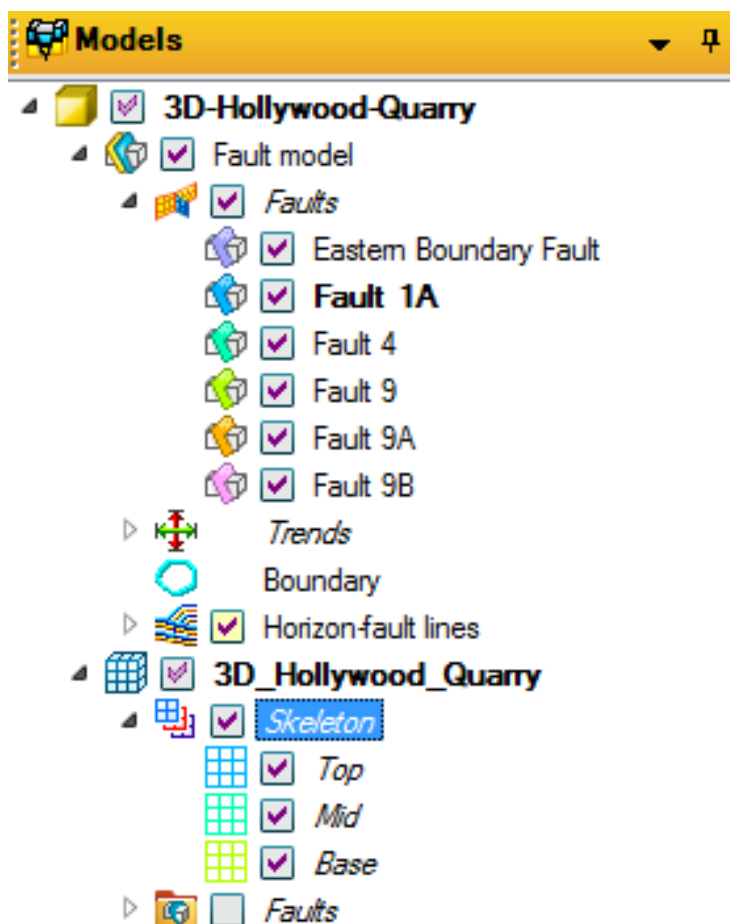
Modèle en 2D des failles affectant la structure de Hollywood Quarry (Petrel)

Une fois terminé, on click sur **Pillar gridding** sous **Menu bar---Fault ruban**, dans la boîte de dialogue affichée on spécifie l'unité de la cellule selon la direction J et I avec un **incrément I & J =10** (plus la valeur de l'incrément est faible, plus le nombre de cellules est grand, plus le maillage plus dense).

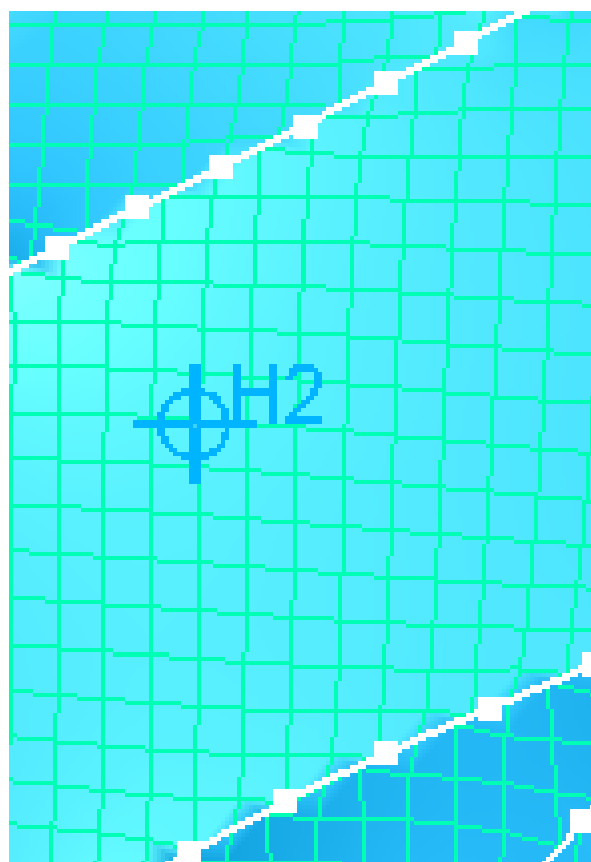
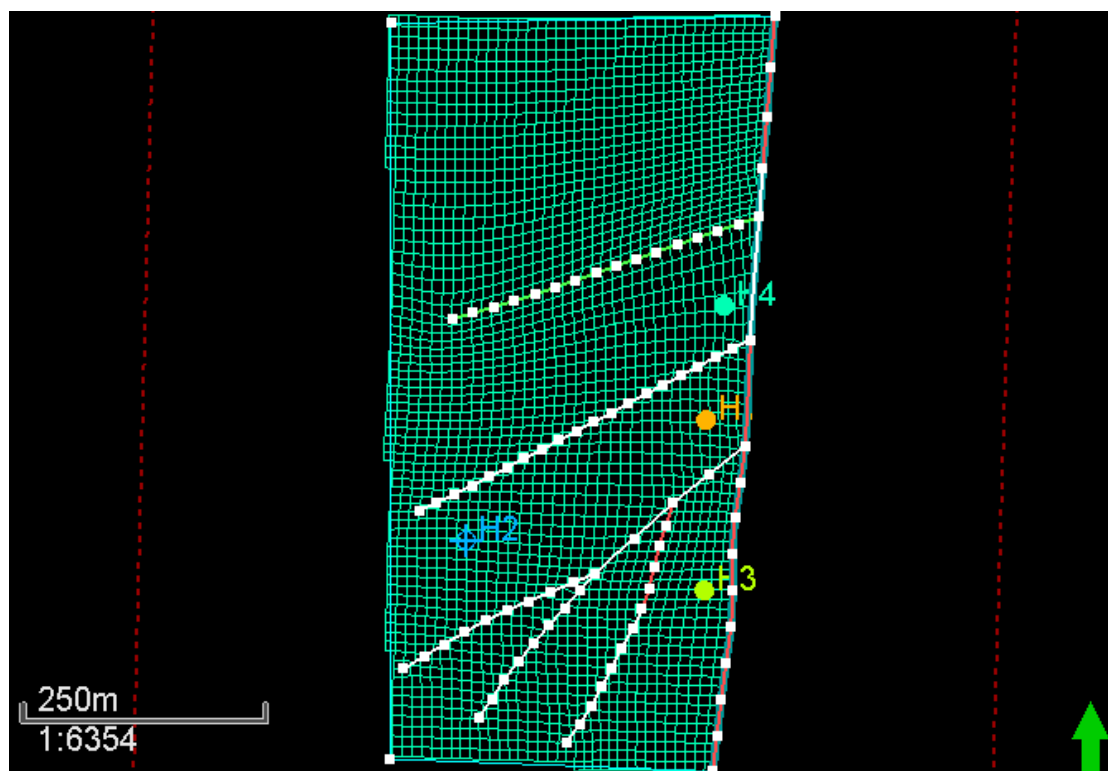
I increment: 10
J increment: 10

Et jusqu'à présent, the **Mid Skeleton Grid** a été générée, ainsi que le **Haut** et le **Bas Skeleton Grid** d'où les piliers vont être extrapolés vers le bas et le haut pour créer le Top et le Base Skeleton Grid.

La nouvelle 3D Grid va être stockée dans **Model pane** contenant les trois Skeleton Grid.



Les résultats sont présentés dans la figure suivante :



La segmentation est caractérisé par un seul segment d'où son fichier **Segment filter** est stocké dans **Model pane**.

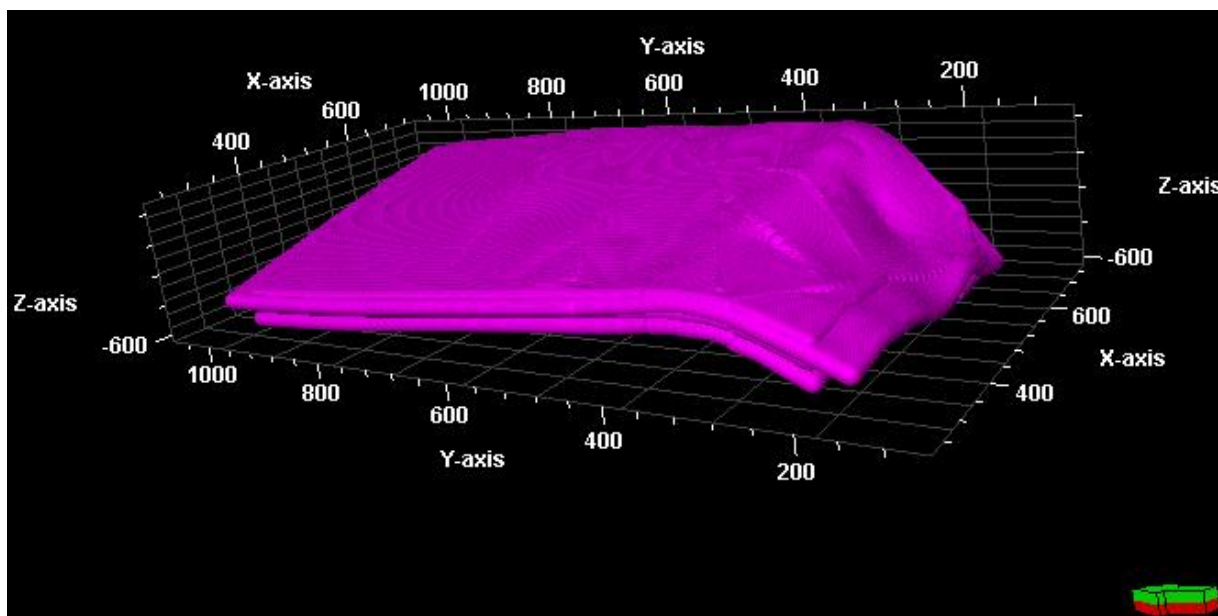
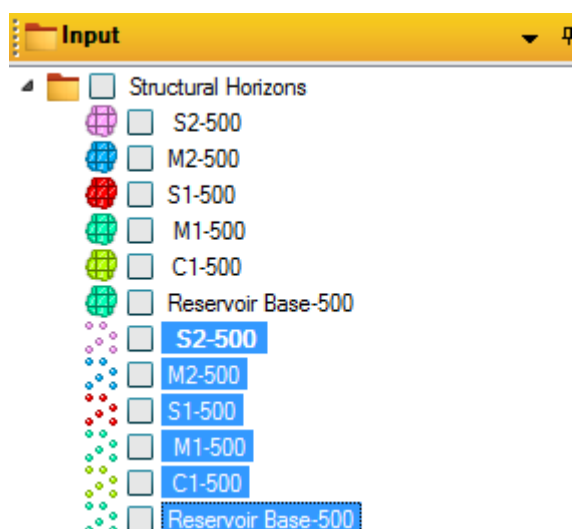


Annexe 4 : Make horizons (Créer des horizons)

1. Créer Horizon points :

A partir des données des horizons chargées sur le projet, on doit créer **Horizons Points** qui vont être utilisés comme input data afin de générer les horizons en utilisant la méthode suivante :

Dans **Input pane--- Structural horizons**, on sélectionne l'horizon et on fait un click droit sur l'horizon suivant, on choisit **Convert to points**, et on refait l'opération jusqu'au dernier horizon.



Horizon Points en 3D (Petrel)

2. Make horizons :

Sous **Menu bar**--- **Structural modeling** ruban---**Corner point gridding** tab--- **Make horizons**, une boîte de dialogue s'affichera, on click sur **Append number of items in the table**---**6 horizons**.

Dans le tableau : dans "**input#1**", on fait insérer **Horizon points** à partir l'**Input pane** en utilisant la **flèche bleue** à côté de celui-ci (on sélectionne l'horizon et puis on clique sur la flèche bleue).

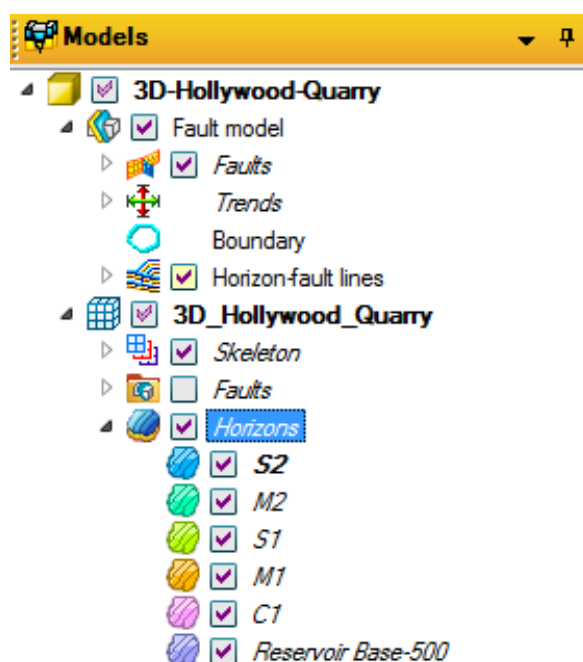
Pour rendre l'opération plus rapide et pour économiser quelques clics nous pouvons activer le bouton "**Enable/disable multiple drop in table**" et sélectionner le premier **Horizon Points** à insérer, on clique ensuite sur la **flèche** et toutes les autres points seront ajoutées **automatiquement** (s'ils sont dans l'ordre stratigraphique).

Ensuite, nous insérons les données de **Well tops** dans la **colonne Well tops** en utilisant la même méthode.

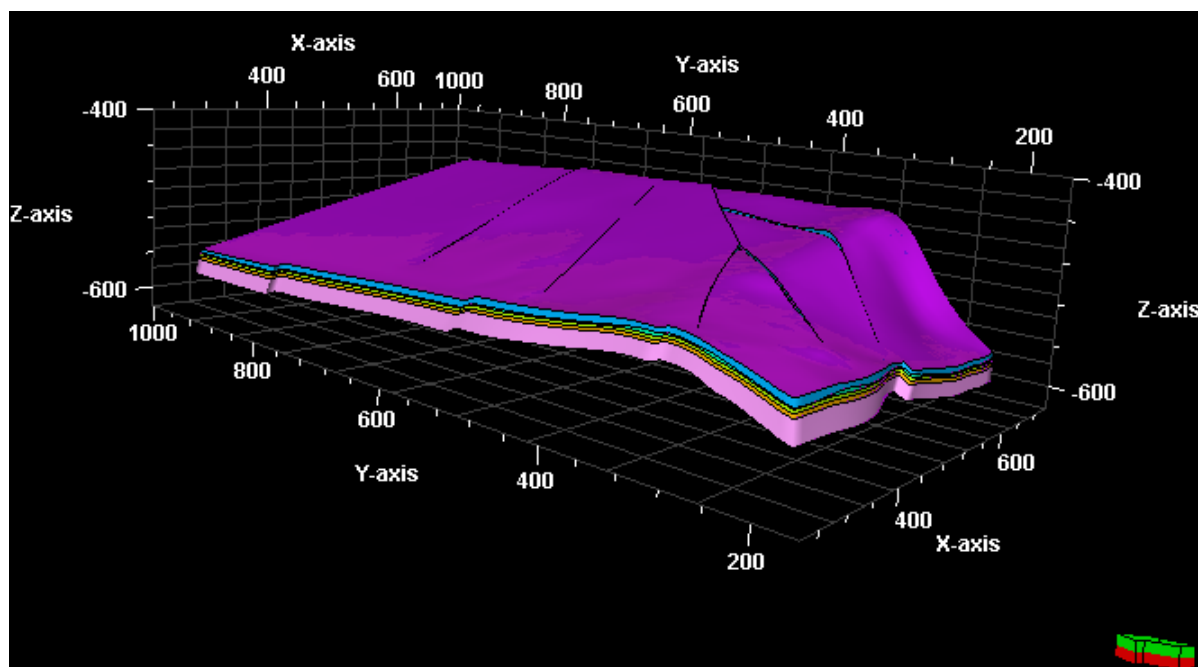
Nous définissons le **type** d'horizon dans la colonne de droite : **Conformable** sauf pour le dernier qui est **Reservoir Base-500** par **Base**, après **OK**.

Index	Horizon name	Color	Calculate	Horizon type	Conform to another horizon		Status	Smooth iterations	Use horizon-fault lines	Well tops	Input #1
1	S2		☒ Yes	Conformable	No	1	Done	0	☒ Yes	S2 (Well tops)	S2-500
2	M2		☒ Yes	Conformable	No	1	Done	0	☒ Yes	M2 (Well tops)	M2-500
3	S1		☒ Yes	Conformable	No	1	Done	0	☒ Yes	S1 (Well tops)	S1-500
4	M1		☒ Yes	Conformable	No	1	Done	0	☒ Yes	M1 (Well tops)	M1-500
5	C1		☒ Yes	Conformable	No	1	Done	0	☒ Yes	C1 (Well tops)	C1-500
6	Reservoir Base		☒ Yes	Base	No	1	Done	0	☒ Yes	Reservoir Base-500 (Well tops)	Reservoir Base-500

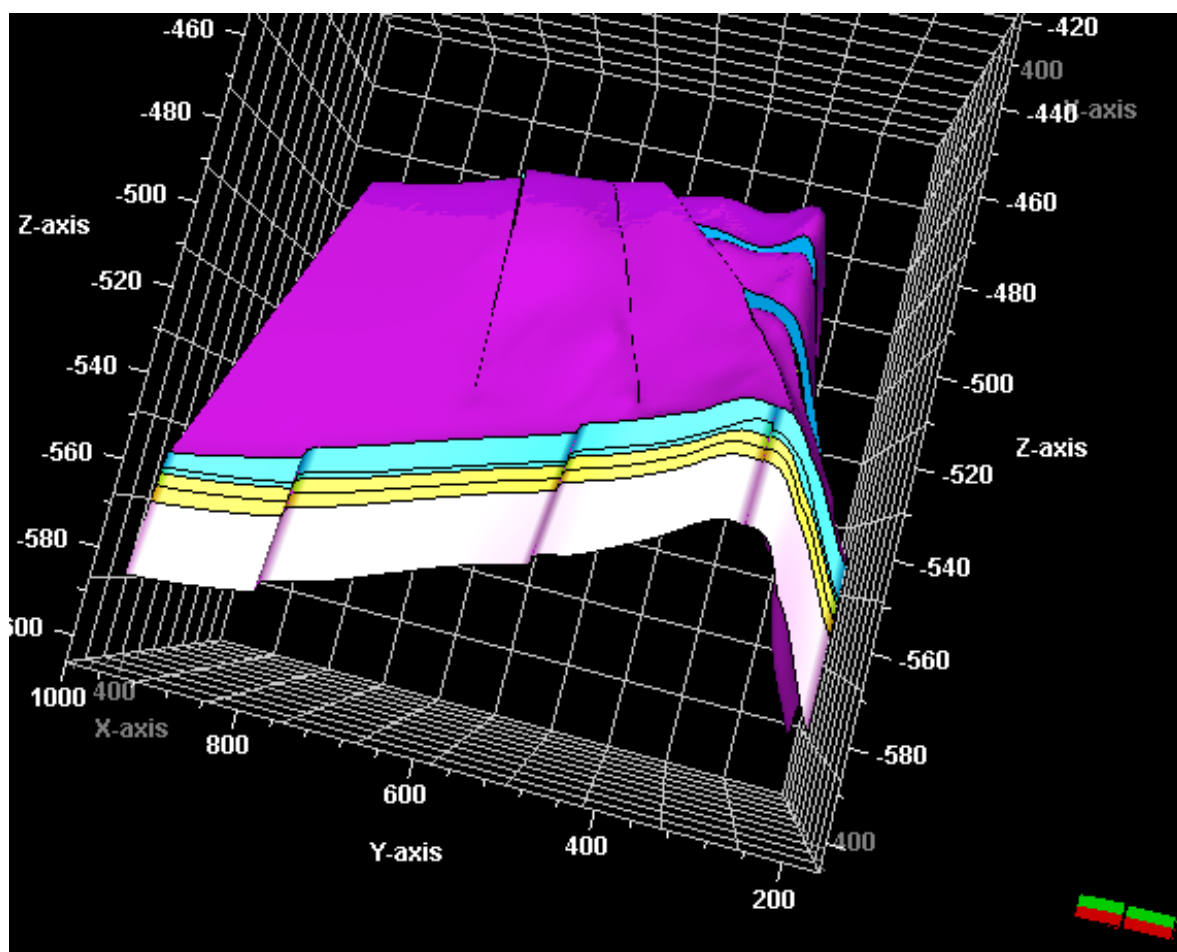
Le nouveau dossier **Horizons** sera stocké dans **Model pane**.



Dans la fenêtre 3D (**3D Window**) nous pouvons l'afficher avec les bordures **Edges** et voir les zones trouvant entre les horizons présentées sur la figure.



En utilisant une résolution de 5 pour mieux voir les zones :



Annexe 5 : Make zones

L'objectif de ce processus est de subdiviser les surfaces entre les horizons en sous zones pour montrer les différentes formations topées dans le module corrélation stratigraphique.

1. Etablissement des cartes en isopaques

Comme les puits H1, H2, H3 et H4 forés sont des puits verticaux, donc on va créer des **isochores** qui est utilisé par Petrel pour signifier 'l'épaisseur entre deux horizons mesurée verticalement, et non pas des **isopaques** qui représentent les distances mesurées entre les horizons sur la normale des deux.

L'établissement des cartes se fait en suivant ces deux étapes :

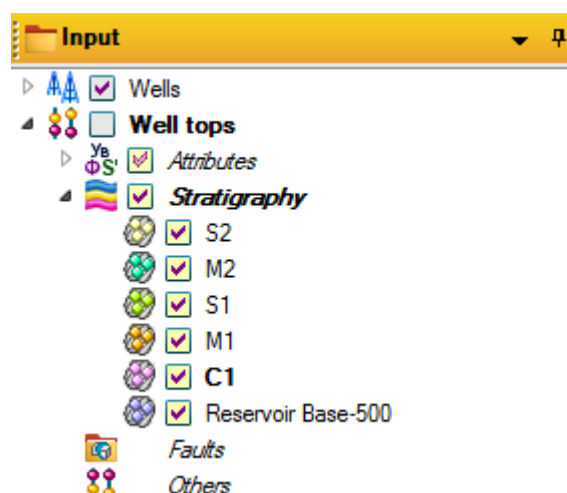
- **Create isochore points** : on doit calculer les épaisseurs des formations à créer, pour cela on sélectionne un **Well top (S2-500)** dans **Input pane**, puis on fait un **clic droit** sur le **Well top suivant (M2-500)** --- **Convert to isochore points** = une nouvelle donnée **Point set Data** est créée appelée **M2-500 - S2-500**. On répète l'opération sur tous les autres Well tops.

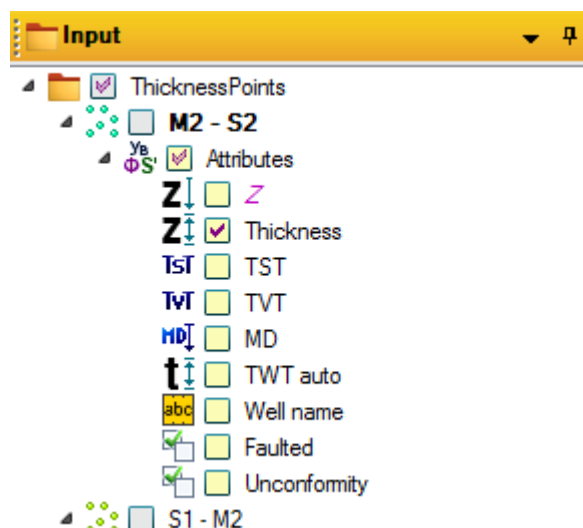
L'affichage sera dans la fenêtre 2D.

Une fois terminés, on crée un nouveau dossier pour grouper les points isochore créés.

- **Make isochore surfaces** : après la création des **Isochore points**, on doit les transformer en cartes en **iso-épaisseurs**, sous le ruban de **Stratigraphy**, on clique sur le bouton **Make surface** --- une boîte de dialogue apparaît : dans la colonne **Input data**, on sélectionne les **points isochore** du **Input pane** et on les insère en utilisant la **flèche bleue**, et on change l'**attribut** en **Thickness** puis on coche **Run for all main input in the same folder**, on insère aussi la **Boundary** en suivant les mêmes étapes, et en choisissant un **incrément** de **10** pour le X et le Y.

Dans la même boîte de dialogue : **Algorithm pane**, on sélectionne la méthode **Isochore interpolation** puis **OK**. Un nouveau dossier avec les surfaces est créé.





Make/edit surface

Make surface **Hints**

Input data:

Main input: M2 - S2

Attribute: Thickness

☐ Use visible points only

Result surface:

Thickness (M2 - S2)

☐ Name: Thickness (M2 - S2)

☒ Run for all main input in the same folder

Boundary:

☐ Use data inside boundary only

Fault center lines/polygons:

Geometry **Pre proc** **Algorithm** **Post proc** **Well adjustment** **Additional inputs**

Method: Isochore interpolation

Settings **Expert**

Isochore gridding: make a surface with Z values greater than or equal to 0

Z-Values

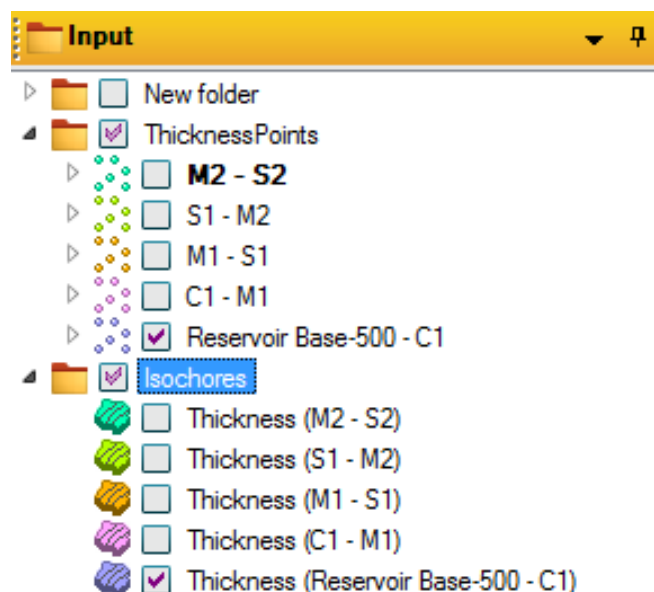
☐ Allow residual with tolerance: 1

☐ Maximum value: 10 ☒ in % of input data

☐ Minimum value: -10 ☒ in % of input data

Settings

☐ Use zero contour proximity factor: 0.5



Pour afficher la table de couleurs :

Sélectionnez une **surface---** sous le ruban **Tools---Color table pane** : une légende de couleurs modifiable apparaît (avec un histogramme affichant la fréquence des valeurs d'épaisseur) dans les paramètres de la légende des couleurs.

2. Make zones

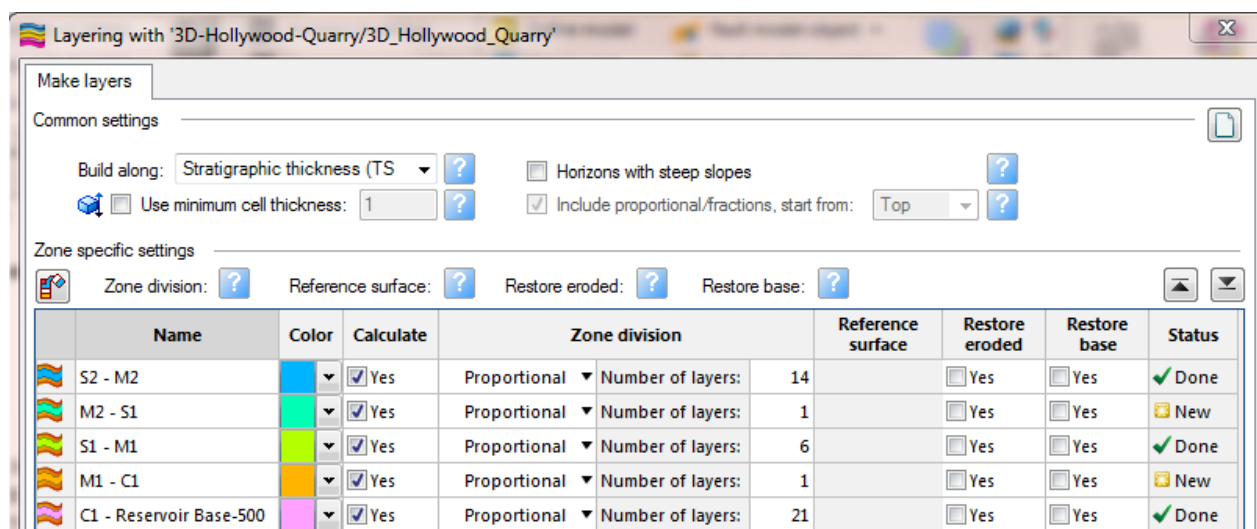
Dans l'onglet **Structural modeling : Make zones** –une boîte de dialogue s'affichera (similaire à la boîte de dialogue **Make horizons** : dans **Stratigraphic interval**, on sélectionne **S2-500- M2-500**, puis on clique sur **Append item**" dans le **tableau**. Nous insérons les **données d'isochore** en tant qu'**Input** (dans ce cas **l'isochore de S2-M2**) et ensuite le **Well top (M2)** comme il est montré dans la figure suivante.

Remarque : comme les horizons de la structure Hollywood Quarry sont déjà subdivisés en zones avec de faibles épaisseurs, donc on n'aura pas besoin de les subdiviser en sous-zones.

Annexe 6 : Layering

Sous le ruban **Structural modeling**-> nous choisissons **Layering** : une boîte de dialogue apparaît-> dans **Zone division**, nous sélectionnons le type de division et le nombre de couches pour chaque zone, puis nous cliquons sur **OK**.

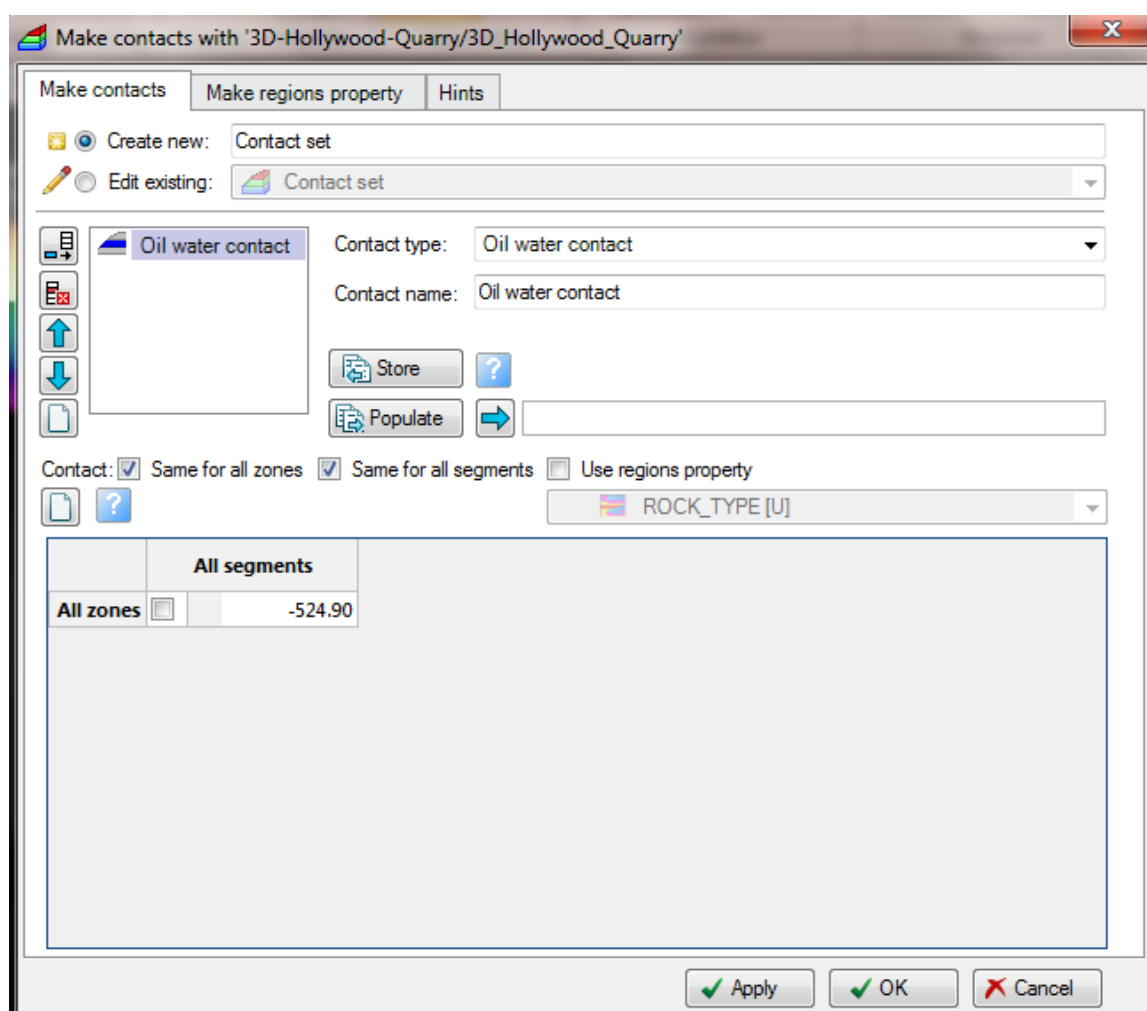
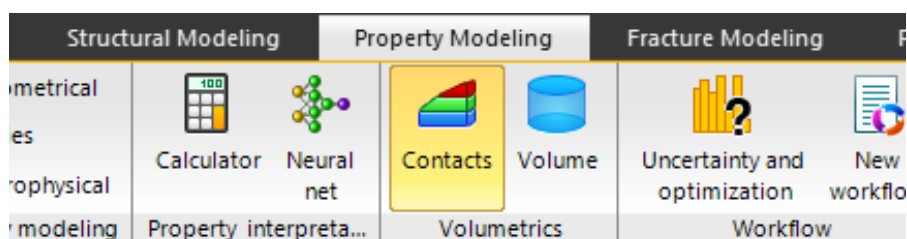
Les couches créées vont avoir des épaisseurs égales au niveau de chaque formation.



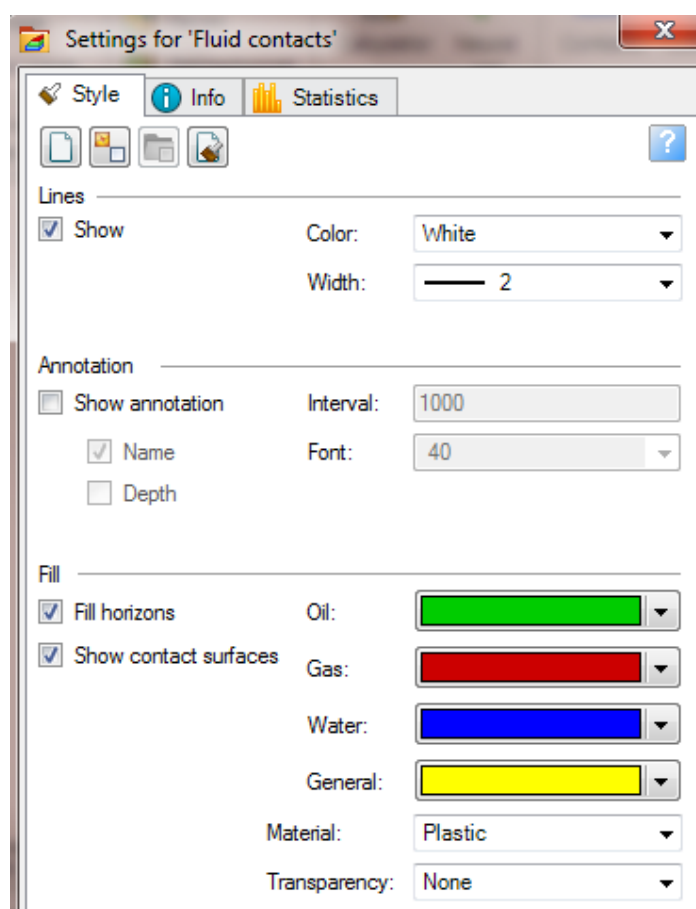
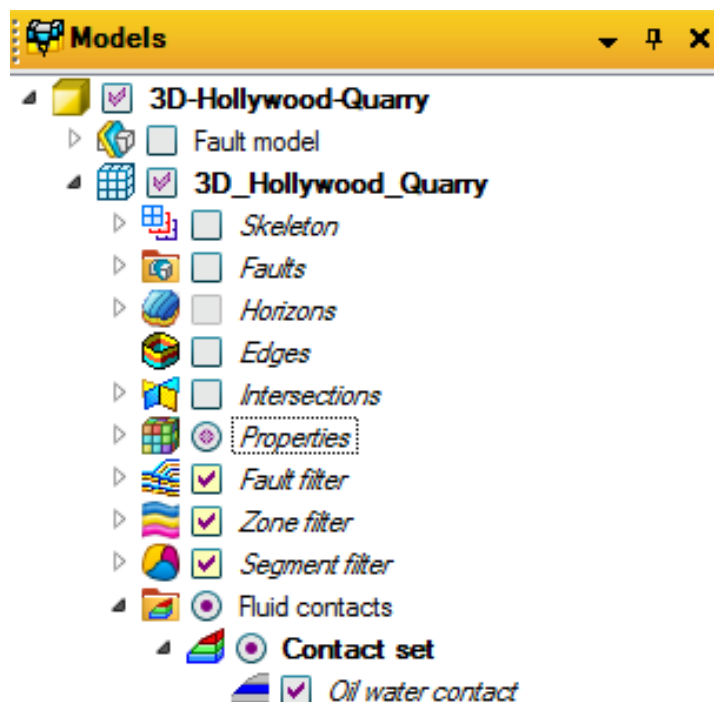
Annexe 7 : Make contacts

Afin de créer les contacts Gaz-Huile et Huile-Eau, on suit les étapes suivante :

Sous **Menu bar**--- **Property Modeling**--- **Volumetrics**--- **Contact** une boîte de dialogue s'affichera, on sélectionne **Create new** et on choisit le type de contacte dans la colonne **Contact type**, pour notre cas on sélectionne **Oil water contact** et on ajoute la valeur de profondeur du contact qui est de **-524.90 m**.



Le fichier sera stocké dans **Model pane** sous un dossier créé nommé **Fluid contacts**.



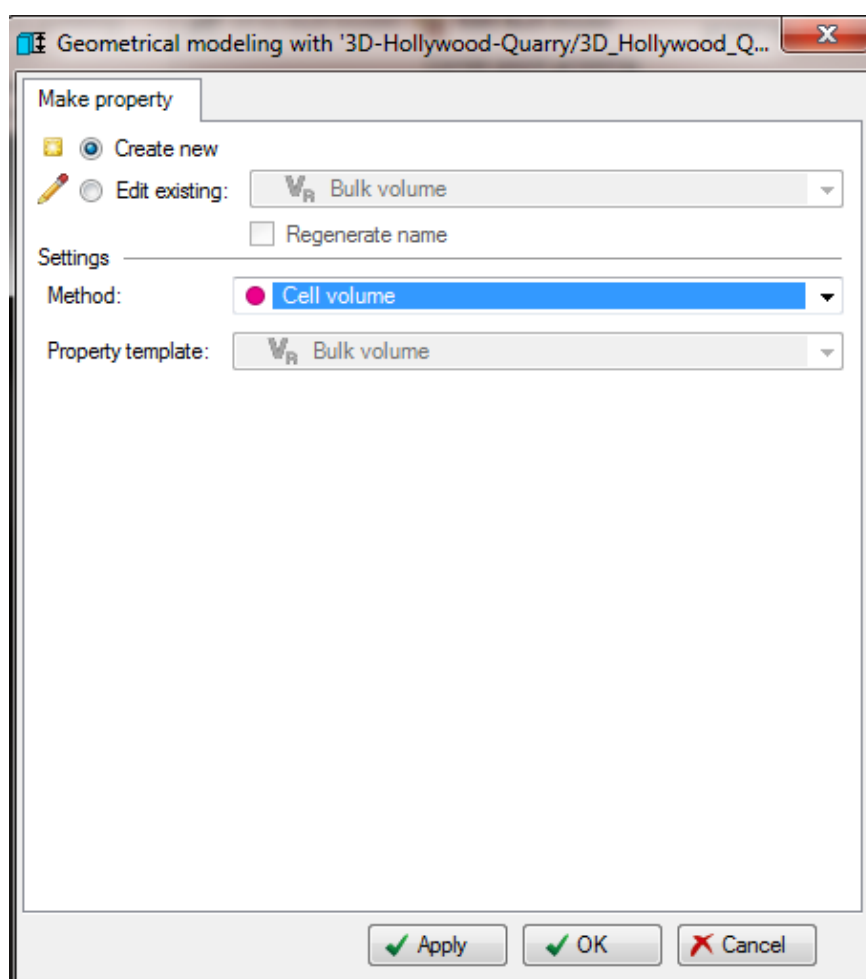
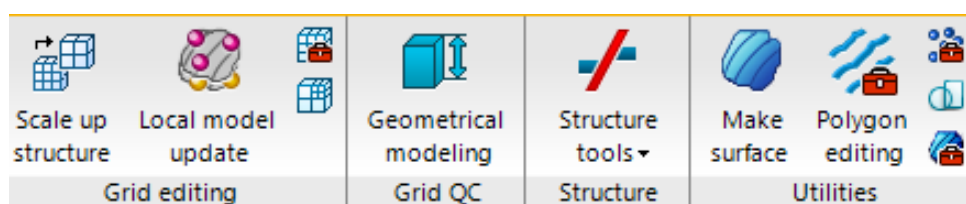
Annexe 8: Property Modeling

1. Geometrical modeling

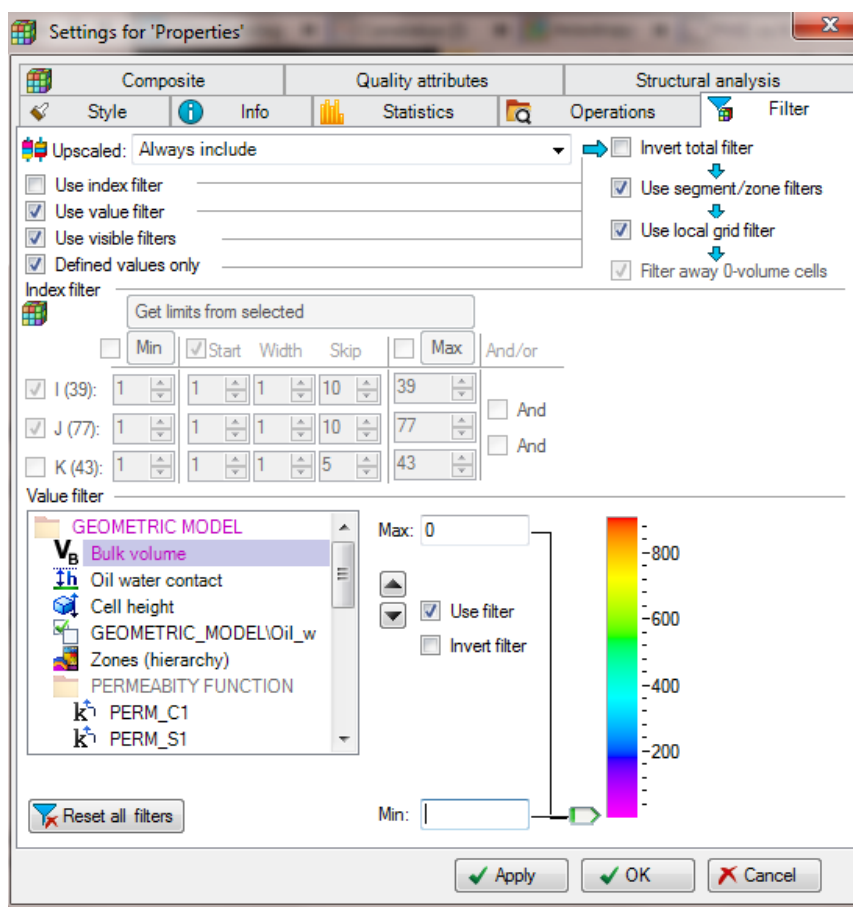
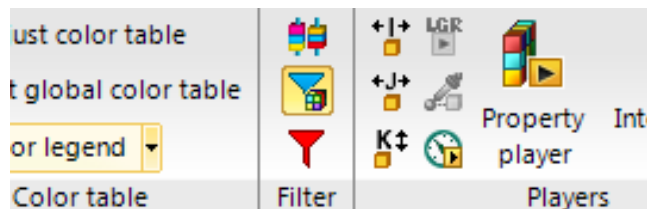
i. Bulk volume

Sous **Menu bar**--- **Structural modeling**, dans l'onglet **Grid QC**--- **Geometrical modeling**, une boîte de dialogue s'affichera qui va nous permettre de modéliser certaines propriétés géométriques. On sélectionne **Create new** puis la méthode qui est **Cell volume** et ensuite **OK**.

La propriété va être créée sous **Properties** dans **Model pane**.

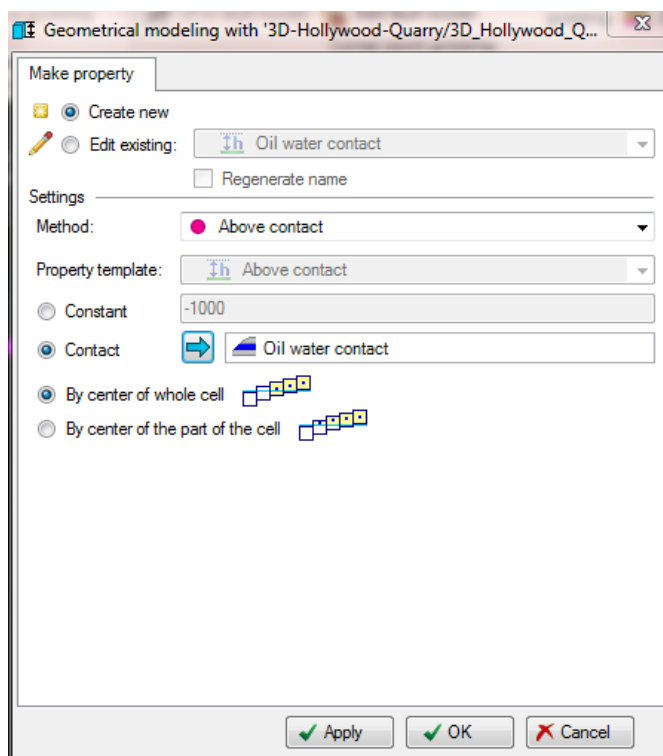


Afin d'utiliser un filtre, sous **Model pane** on sélectionne le **Bulk volume**, ensuite sous **Menu bar**--- **Tools** on sélectionne **Show property filter** qui va nous permettre de sélectionner toutes les cellules avec un volume actif. Dans la boîte de dialogue on sélectionne **Use value filter**--- **Bulk volume** ---**Use filter**--- **Apply**.



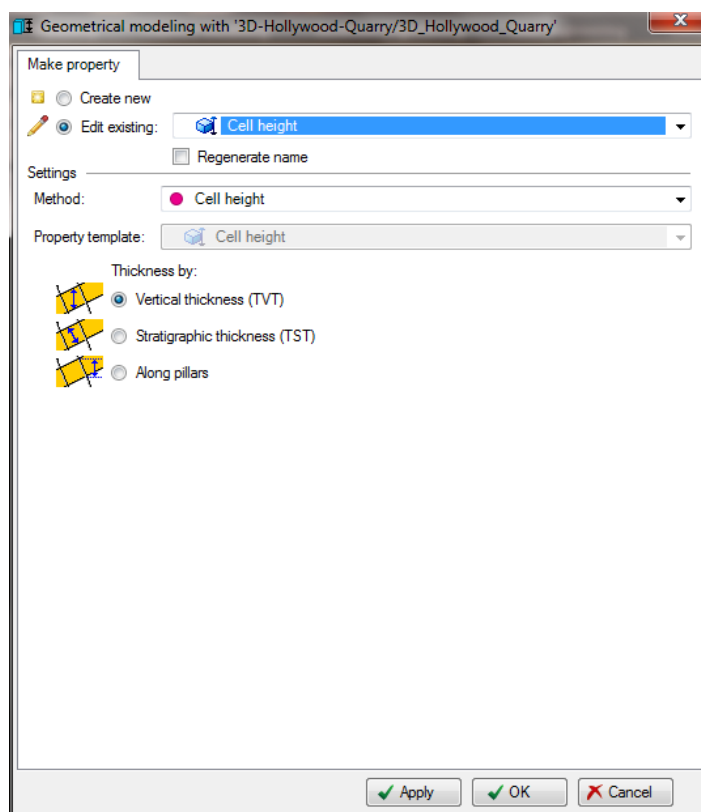
ii. Above contact

Pour générer cette propriété, on suit les mêmes étapes de création de la propriété **Bulk volume** sauf qu'on choisit comme méthode cette fois-ci **Above contact**, ensuite on sélectionne **Contact** et on introduit le contact **Oil water contact** déjà créé à partir de **Model pane**.



iii. Cell height

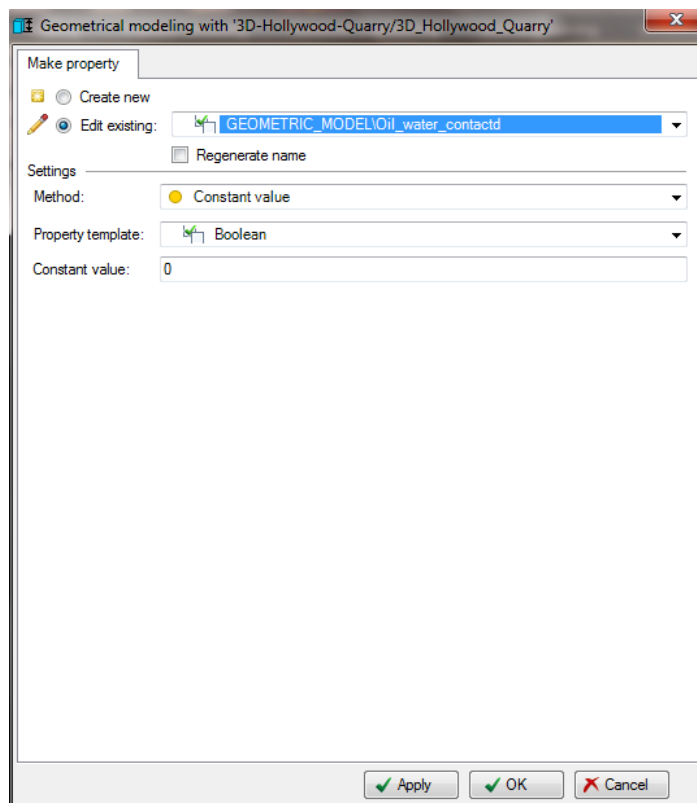
Afin que cette propriété soit générée, on l'a crée sous **Menu bar--- Structural modeling--- Grid QC : Geometrical modeling**, on choisit **Cell height** comme méthode et **Thickness by : Vertical Thickness (TVT) --- Apply**.



iv. Boolean

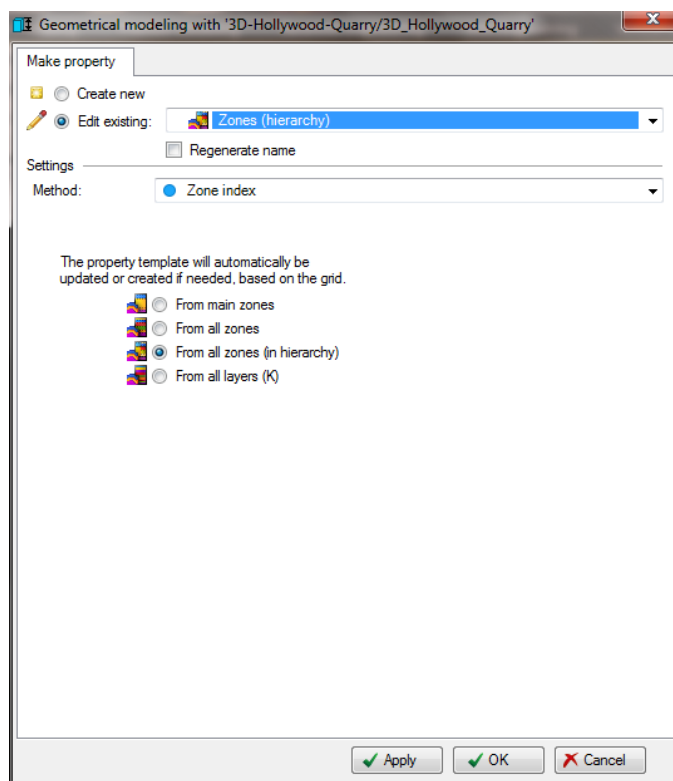
La propriété doit être générée sous **Geometrical Modeling**, on choisit la méthode **Constant value** et donc **Boolean** comme **Property Template**.

La propriété sera stockée sous Model pane nommée par : **GEOMETRIC_MODEL/Oil_water_contact**.

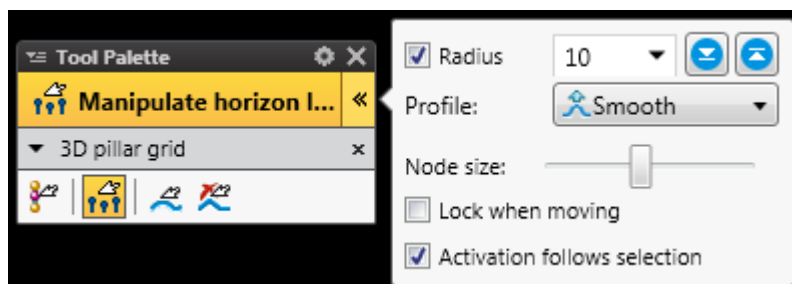


v. Zone index

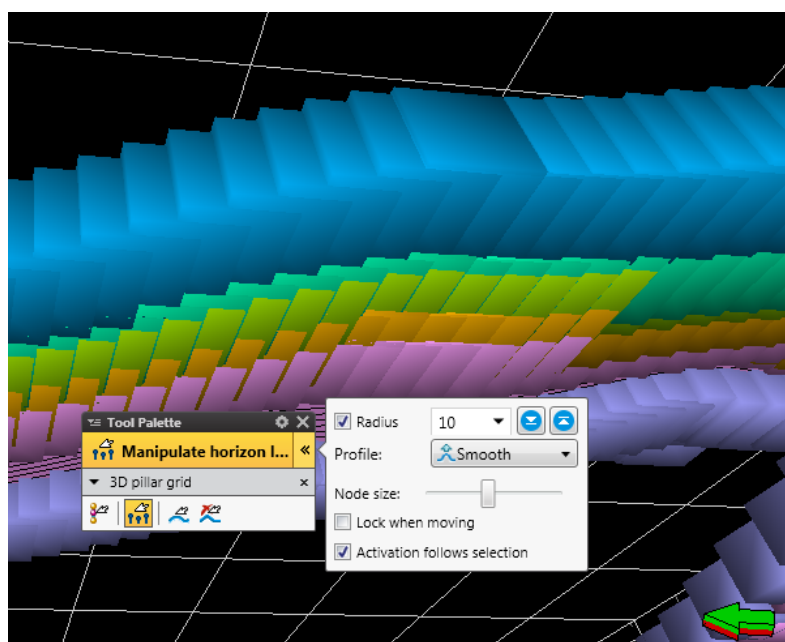
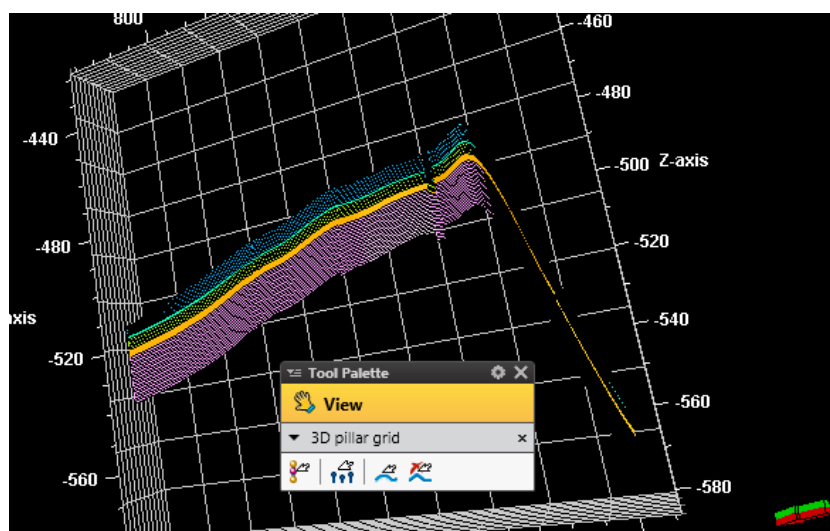
Sous Menu bar---**Structural modeling**--- **Geometrical modeling**---**Create new** et on choisit zone index comme méthode. La propriété sera générer ou créer, basé sur la grille **From all zones (in hierarchy)**.



Pour améliorer la qualité de la maille en utilisant cette propriété, on utilise le **Player-- Grid player**, dans **Model pane** on sélectionne la **Grid J-direction**, ensuite on clique sur **Play (Player)**.



Sur la palette d'outils affichée d'après **Menu bar--- Structural Modeling--- Grid editing : Edit 3D**, on désélectionne la propriété et on sélectionne **Manipulate horizon line nodes**, et on améliore la qualité en manipulant les pillars.



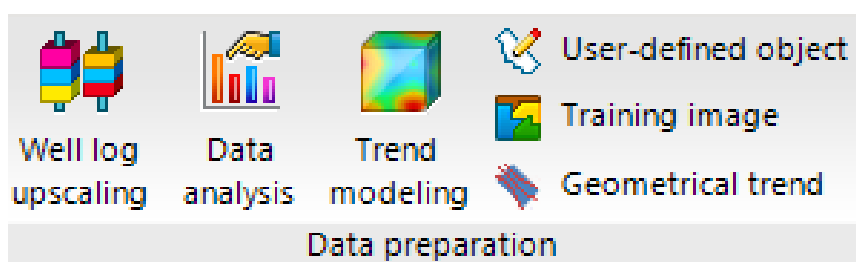
2. Well logs Upscaling

Pour réaliser le Log Upscaling, il faut que les données des logs soient intégrées dans ce maillage 3D ; donc il faut d'abord obtenir les données des logs de puits et les projeter sur la 3D Grid.

Cette opération est réalisée dans le cadre d'un processus appelé "**Well log Upscaling**" qui sert à assigner des valeurs aux cellules traversées par les puits dans notre 3D Grid d'où la cellule ne doit avoir qu'une seule valeur qui est la moyenne.

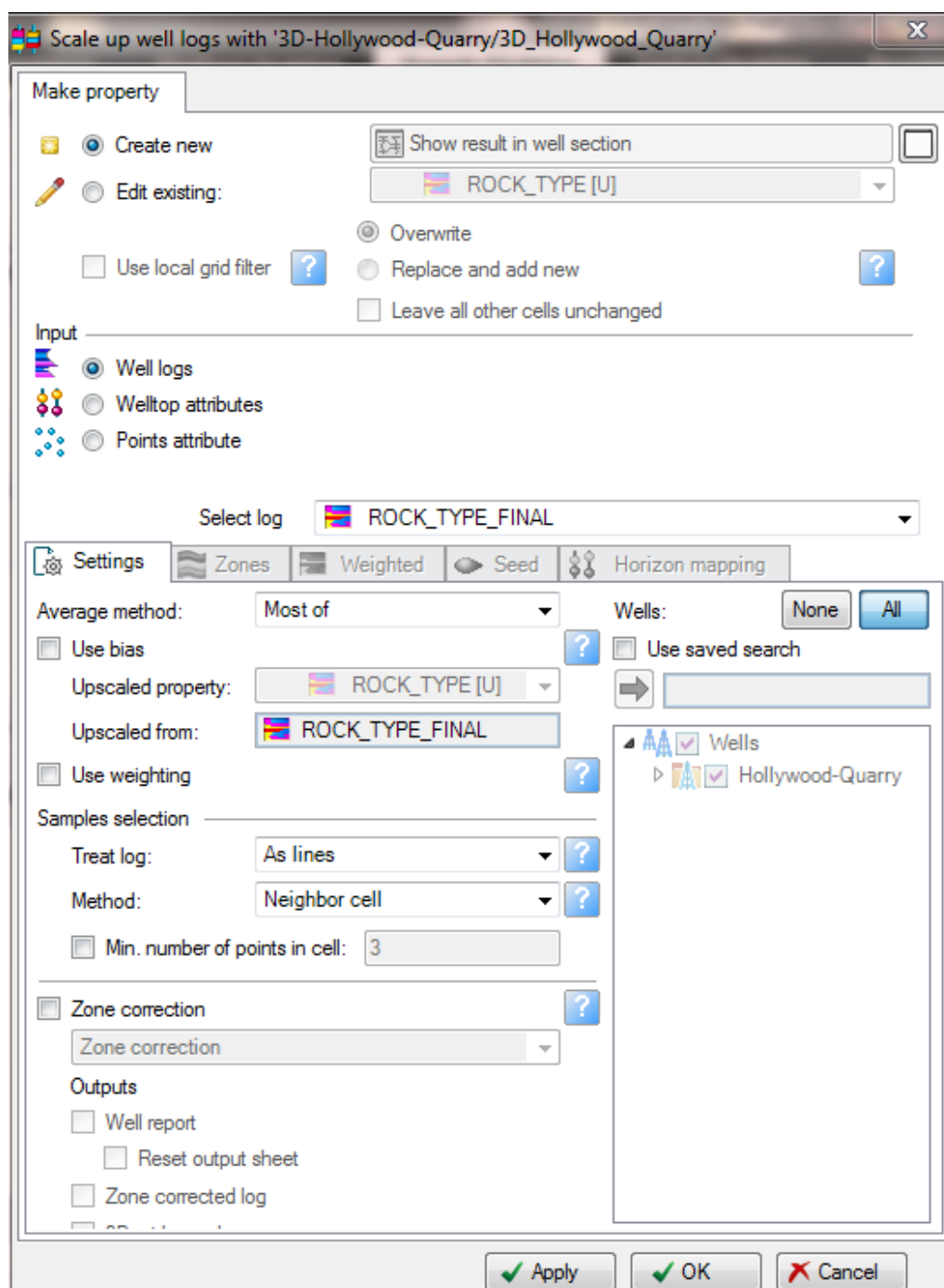
Les logs qu'on va upscaler sont les logs de : faciès, porosité, perméabilité et de la saturation en eau.

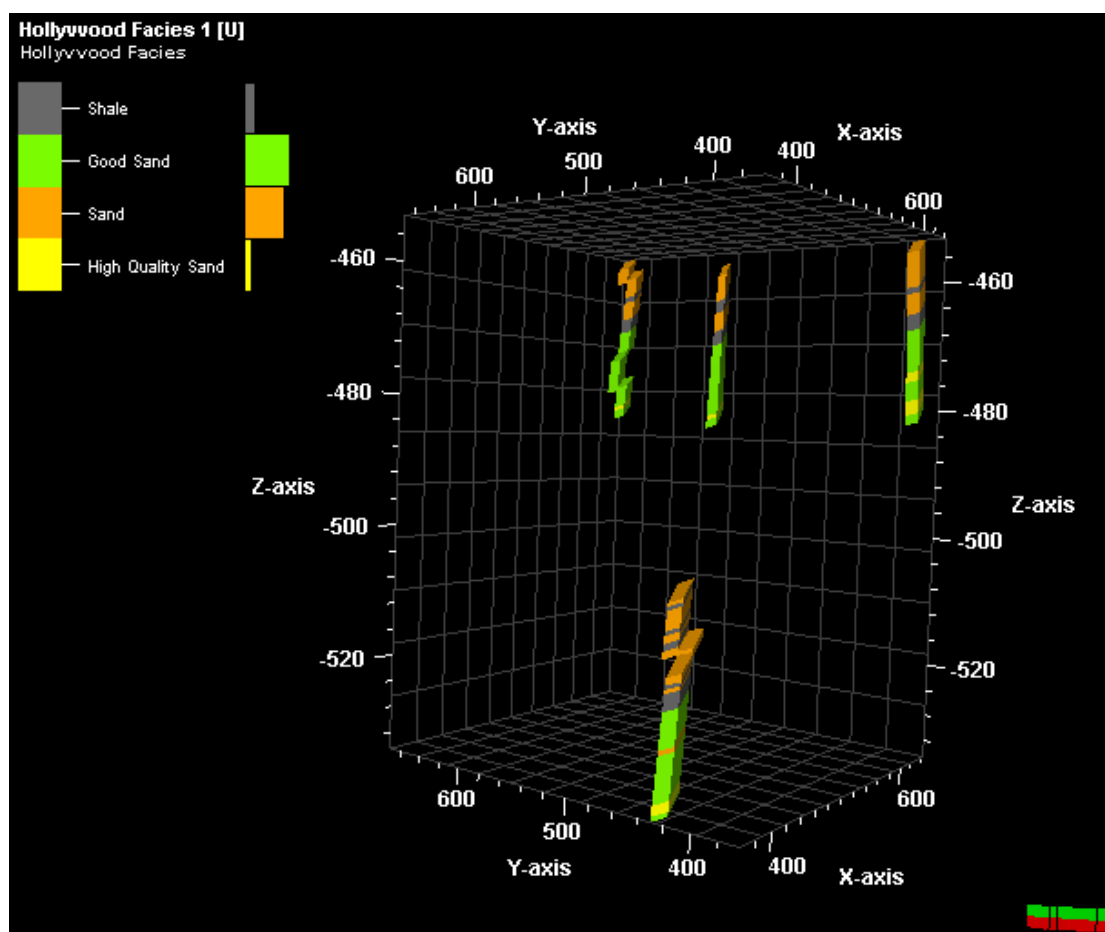
Sous Menu bar--- Property Modeling--- Well log Upscaling, une boîte de dialogue s'affichera où on va choisir le log et les changements de paramètres à faire selon le log à upscaler.



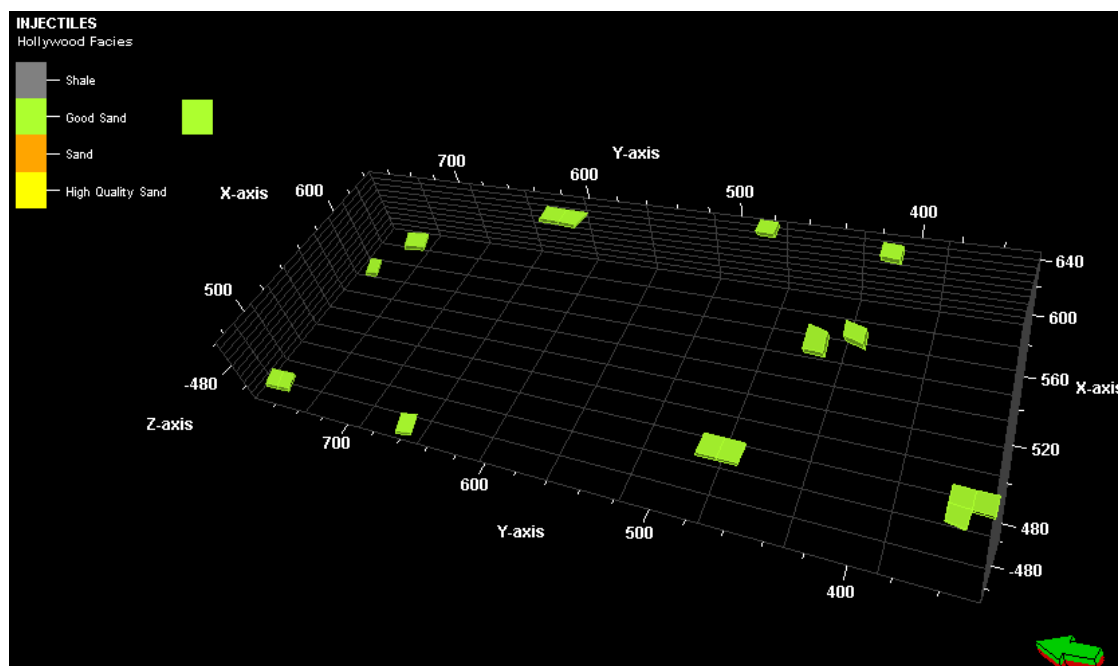
i. Facies log Upscaling

On commence l'Upscaling par le log de faciès afin de l'utiliser comme un **Bias**. Après avoir suivi les étapes mentionnées auparavant, dans la boîte de dialogue on sélectionne **Create new** et **ROCK_TYPE_FINAL** comme log, puis on choisit la méthode de calcul de moyenne **Most of** utilisée pour les logs discontinus, et ensuite **Neighbor cell** comme méthode de choix des cellules.



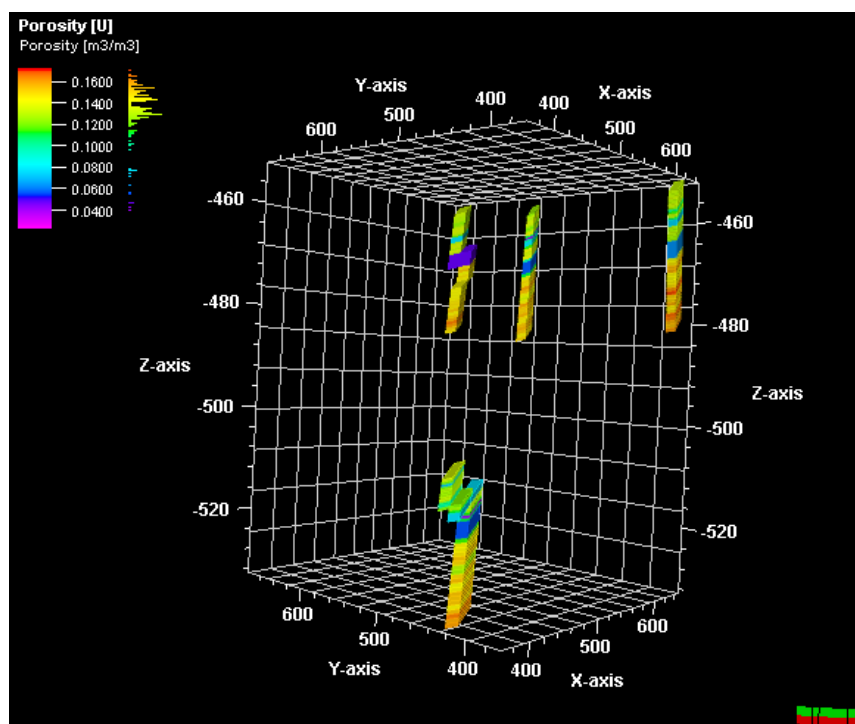
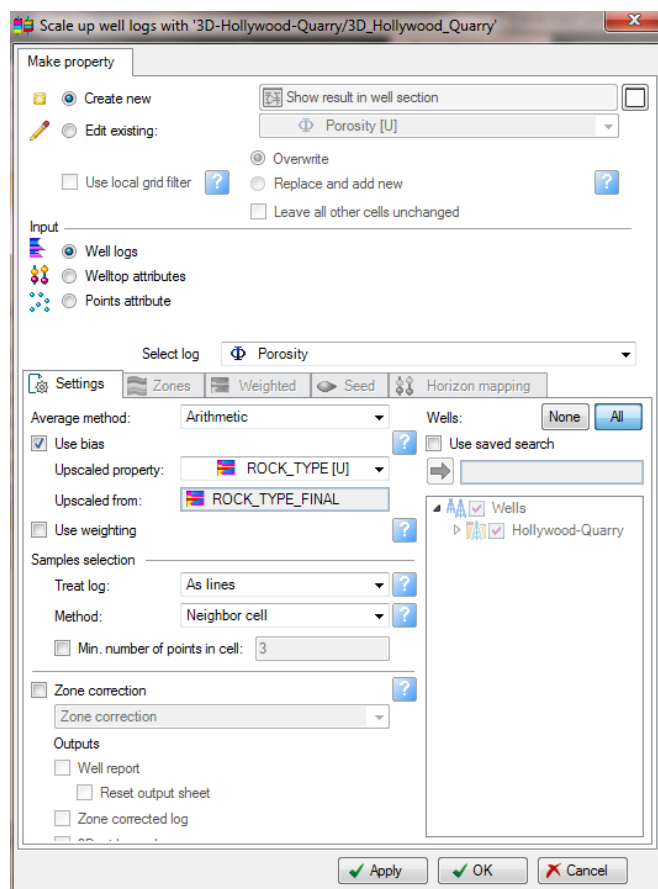


Comme on a des **Injectites** au niveau de l'unité **M1** qui ont été remobilisé à partir de l'unité **C1**, on va donc upscaler un log pour les **Injectites** aussi en utilisant la propriété **Zone index** et le **Player**, on note les **coordonnées des cellules** où on va placer les **Injectites**, en filtre en utilisant le Filter et on change le faciès à **Good Sand**.

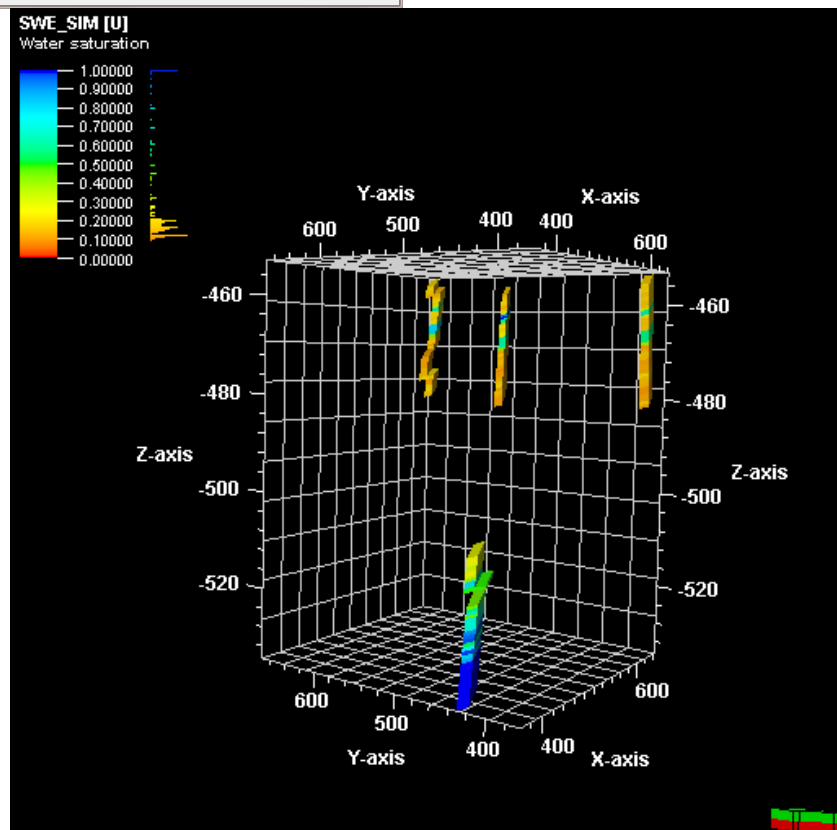
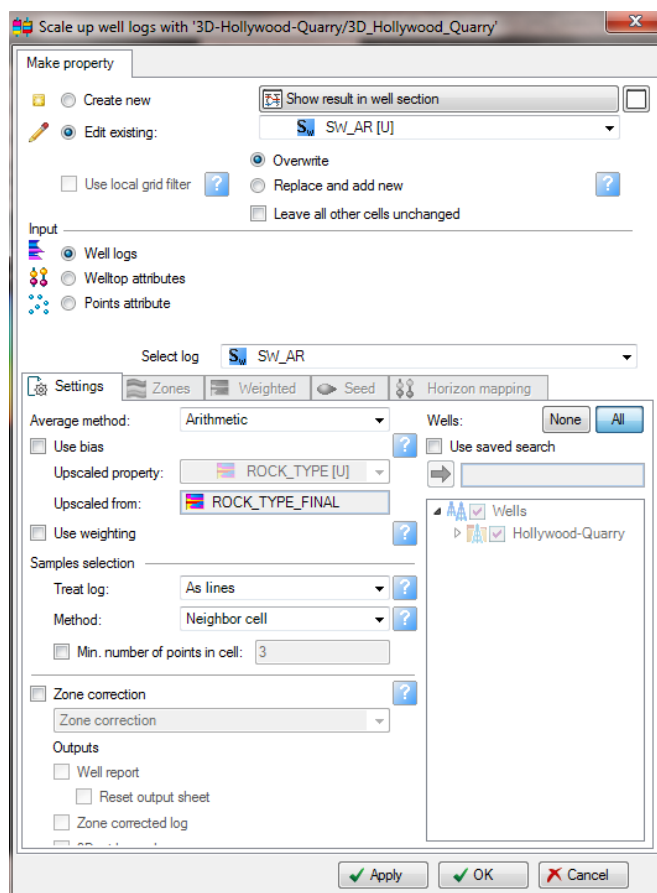


ii. Porosity log Upscaling

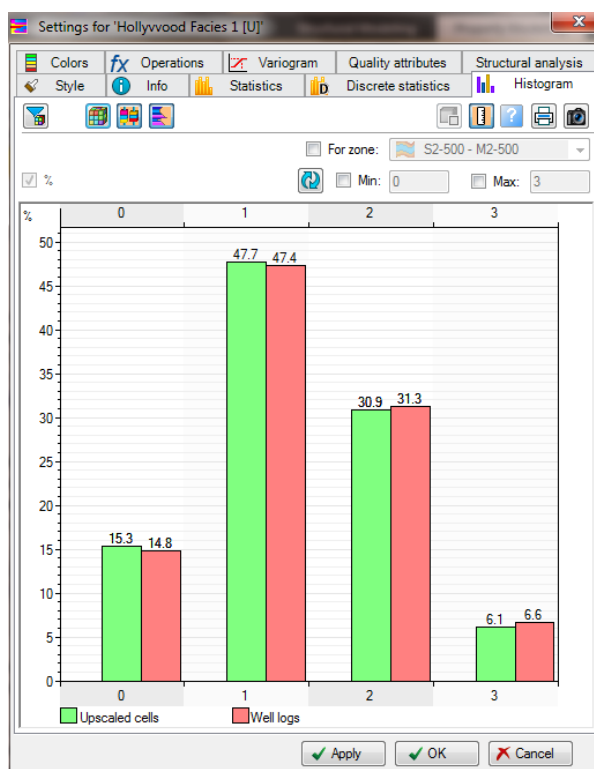
Pour le log de porosité, on choisit les paramètres apparaîtront dans la figure suivante qui montre le processus et le résultat en 3D.



iii. Saturation Upscaling

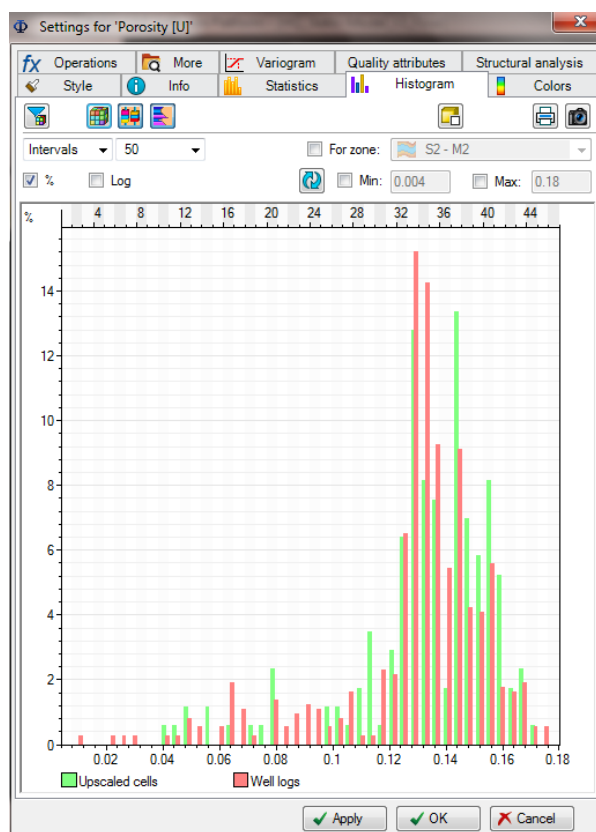


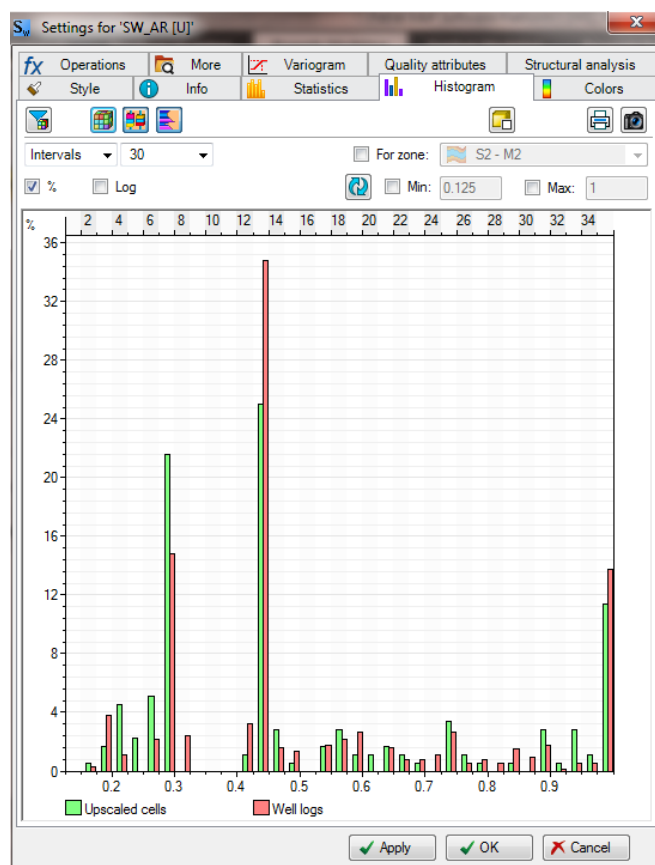
Pour la vérification de la qualité de notre Upscaling on compare la distribution des données des **Raw logs** et **Upscaled logs** en utilisant l'histogramme de la distribution à partir un **click droit sur le log upscaled---** **Settings---** **Histogramme**.



Contrôle de qualité du calcul des moyennes du faciès dans la structure Hollywood Quarry

Contrôle de qualité du calcul des moyennes de la porosité dans la structure Hollywood Quarry





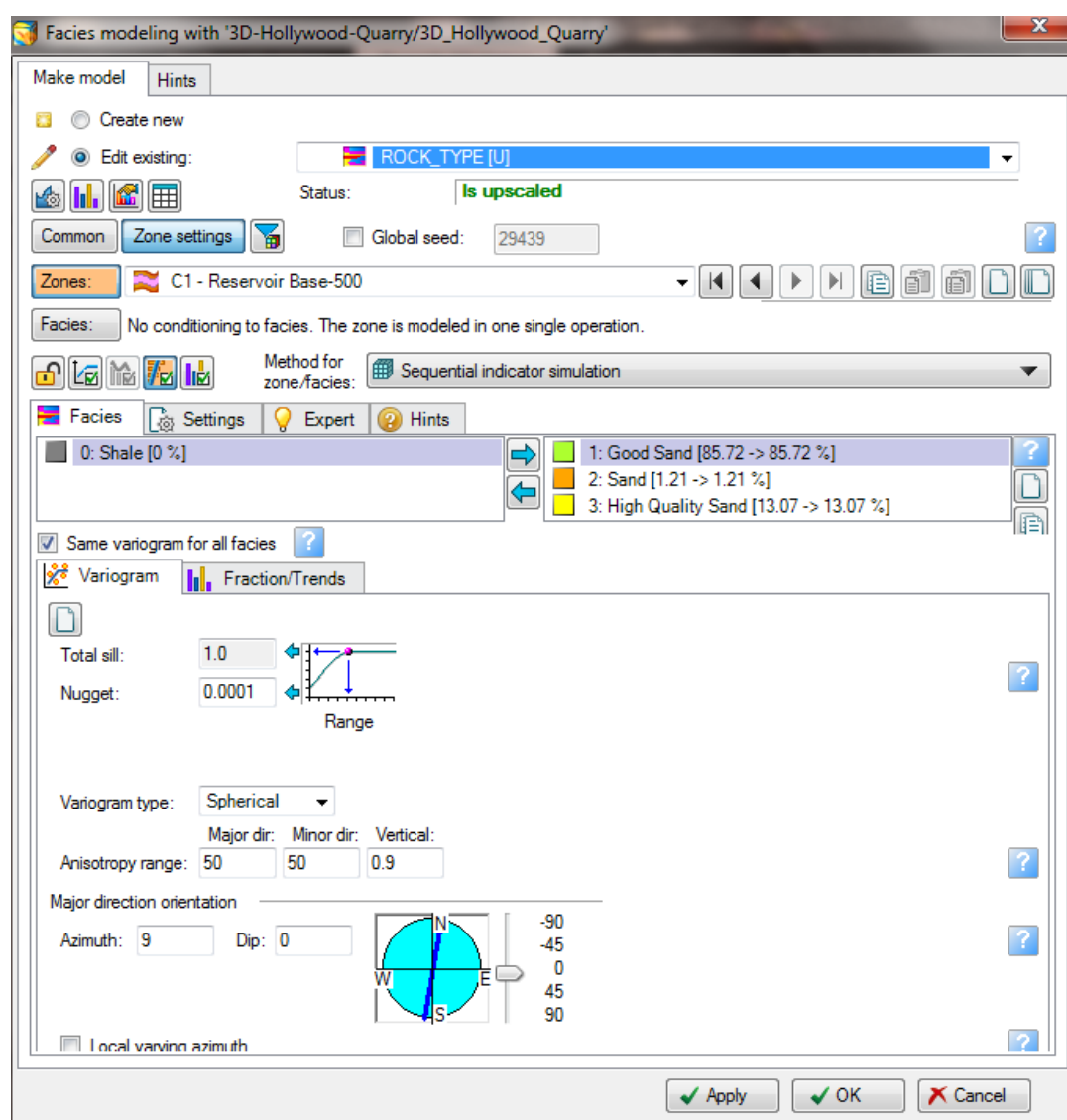
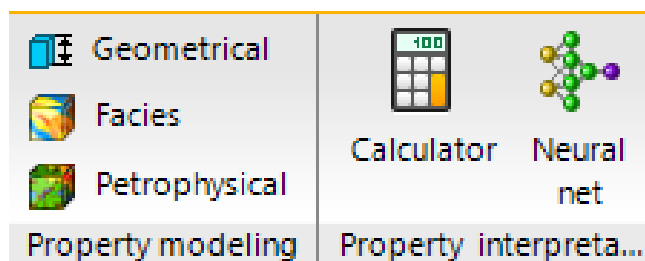
Contrôle de qualité du calcul des moyennes de la saturation en eau dans la structure Hollywood Quarry

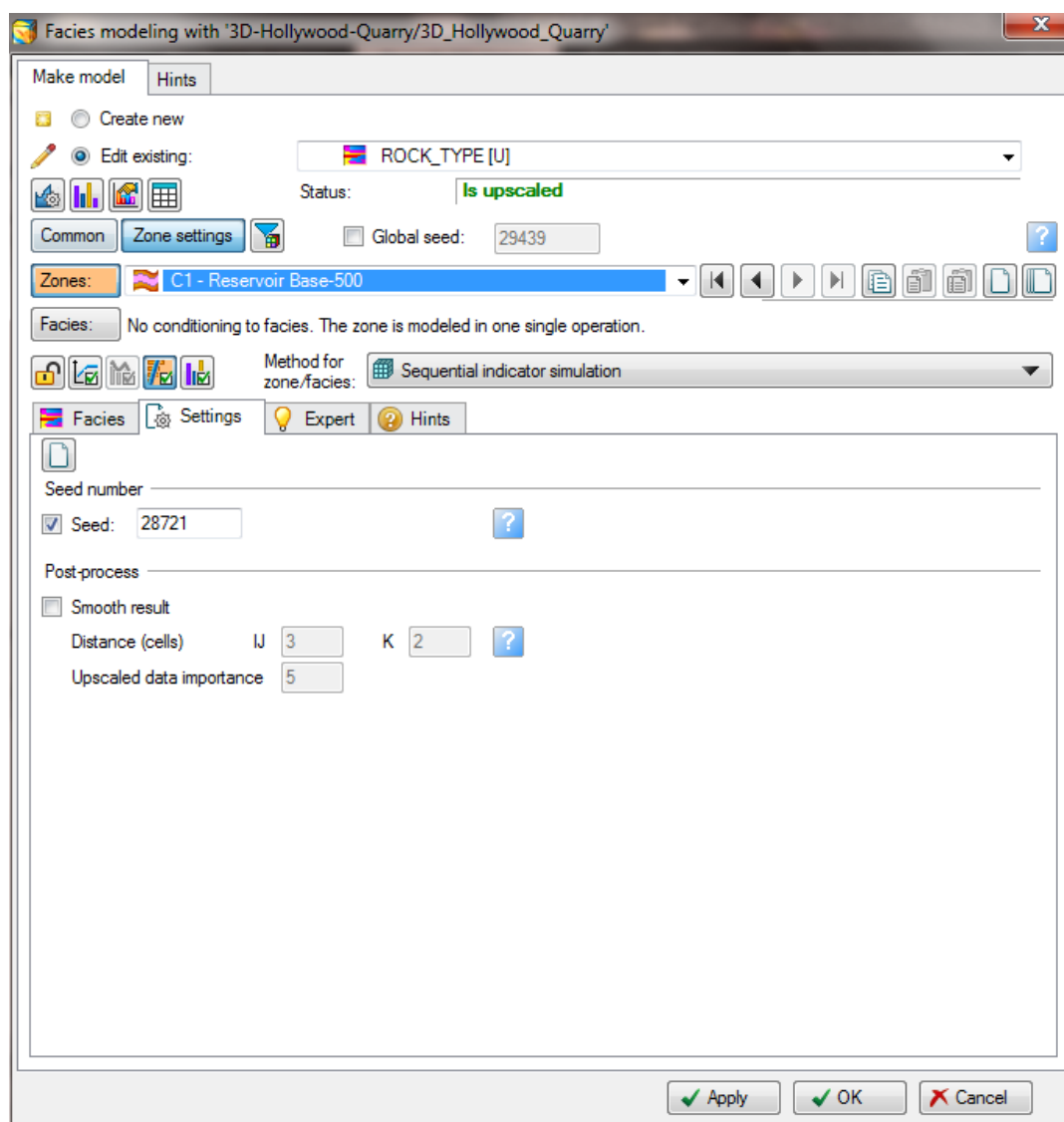
A partir des deux histogrammes, on constate que les résultats montrent une très bonne correspondance entre les données bruts et les Upscaled logs sauf quelques valeurs de porosité qui présentent des anomalies qui sont peut être due aux fractures.

Pour la perméabilité, on va utiliser le Calculator afin de les modéliser.

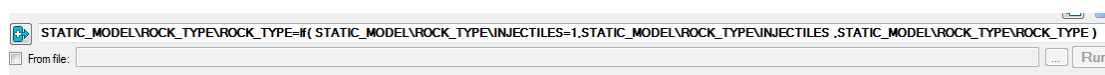
3. Facies Modeling

Sous **Menu bar**--- **Property Modeling**--- **Facies**, une boîte de dialogue s'affichera, on choisit les **paramètres** qui apparaît dans la figure suivant--- **Apply**--- **Ok** est le modèle sera généré.





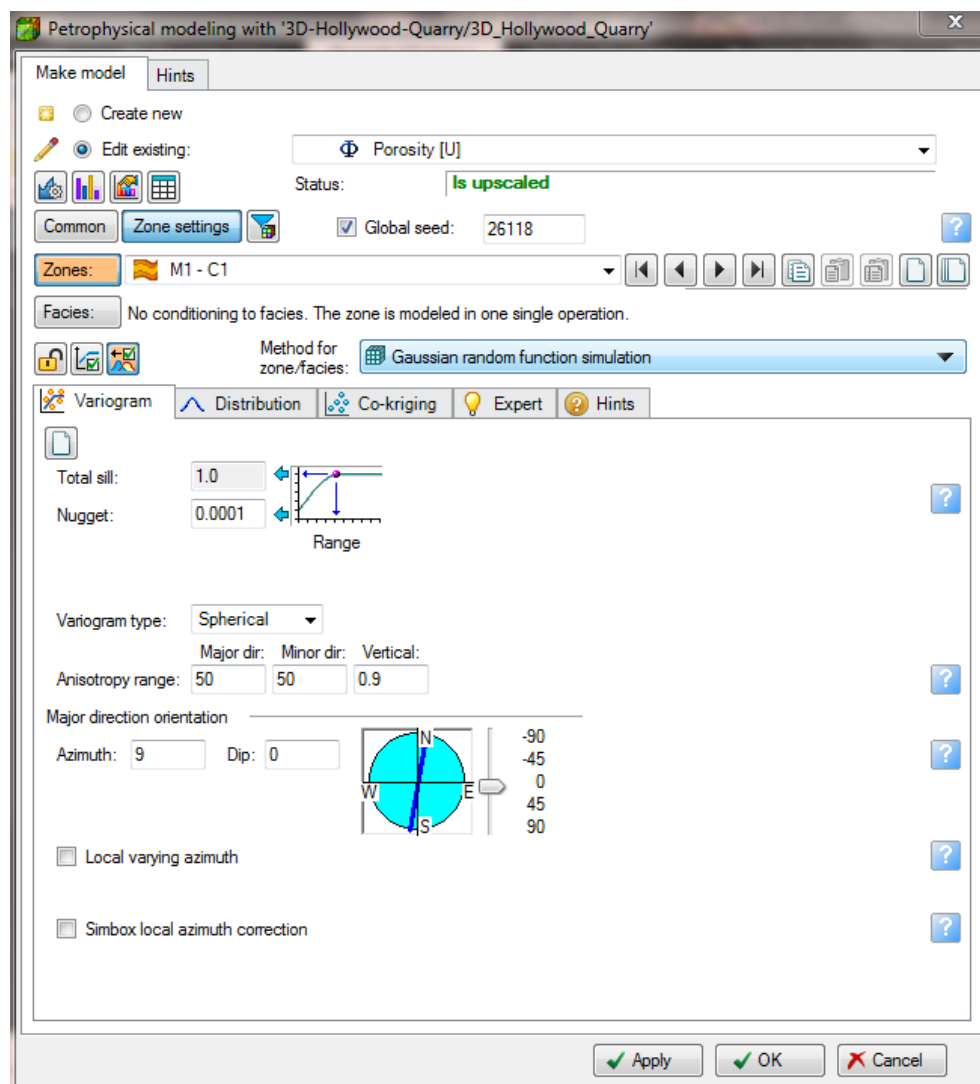
Afin d'introduire les **Injectites** dans le modèle, on utilise le **Calculator** sous **Menu bar--- Property Modeling** aussi.



4. Petrophysical Modeling

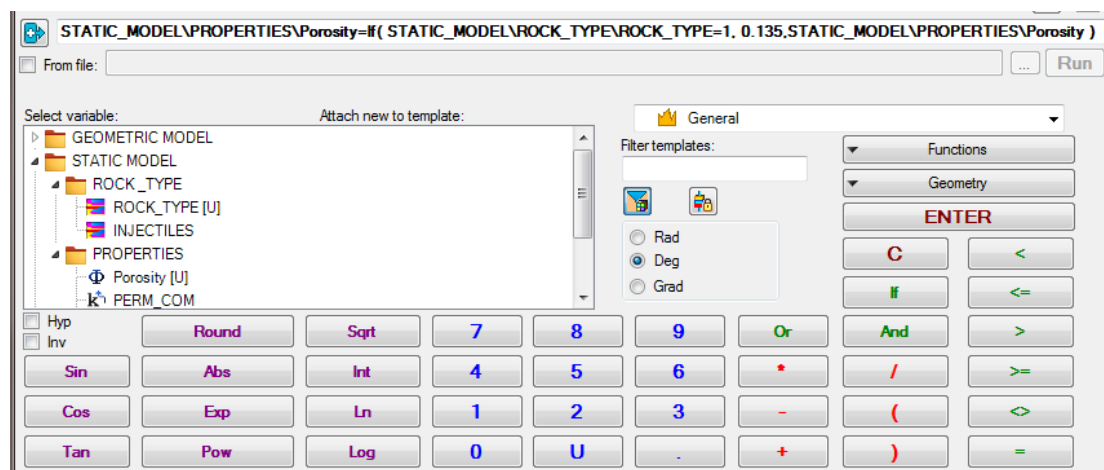
i. Porosity model :

Pour la modélisation des propriétés pétrophysique, on suit les étapes suivantes : sous **Menu bar--- Property Modeling** on choisit **Petrophysical modeling**, et une boîte de dialogue s'affichera, on choisit les paramètres appropriés ---**Apply** ---**Ok**.



Pour les Injectites, on les filtre en utilisant le Calculator et on lui attribue la valeur de porosité 0.135, dont la formule utilisée sera la suivante :

STATIC_MODEL\PROPERTIES\Porosity=If(STATIC_MODEL\ROCK_TYPE\ROCK_TYPE=1.0.135.STATIC_MODEL\PROPERTIES\Porosity)



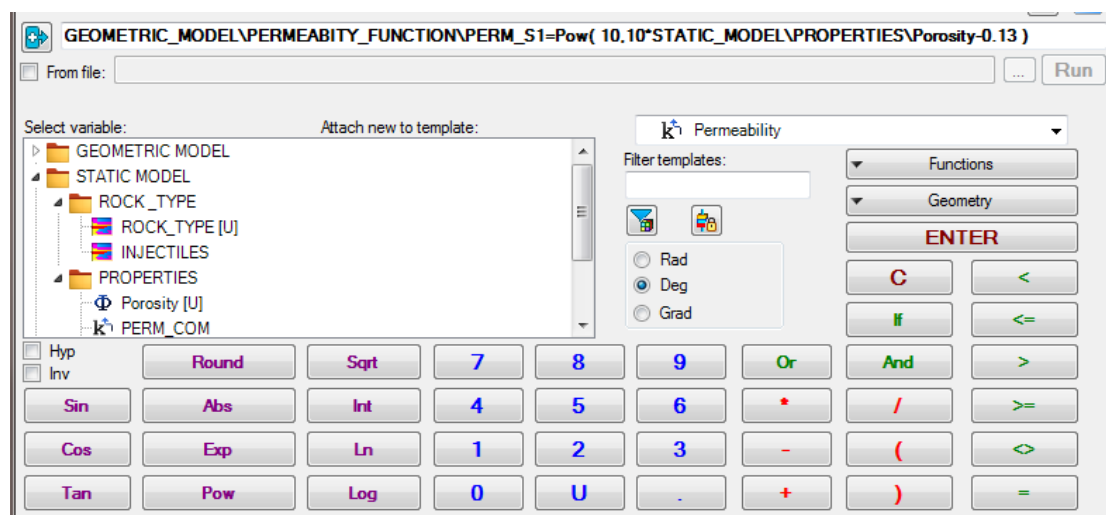
ii. Permeability model

Concernant la distribution de la perméabilité, et comme on a une variation de perméabilité remarquable entre l'unité C1 et les autres unités, on va donc établir deux modèle de perméabilité , un pour l'unité C1 et un autre pour le reste des unités S1, S2, M1 et M2, ensuite on fusionne les deux modèle afin de créer le modèle total de la perméabilité en utilisant le **Calculator**.

Afin d'arriver à notre objectif, on va générer les deux modèles à partir des équations de la perméabilité résultantes de l'évaluation pétrophysique des données et en suivant les étapes suivantes :

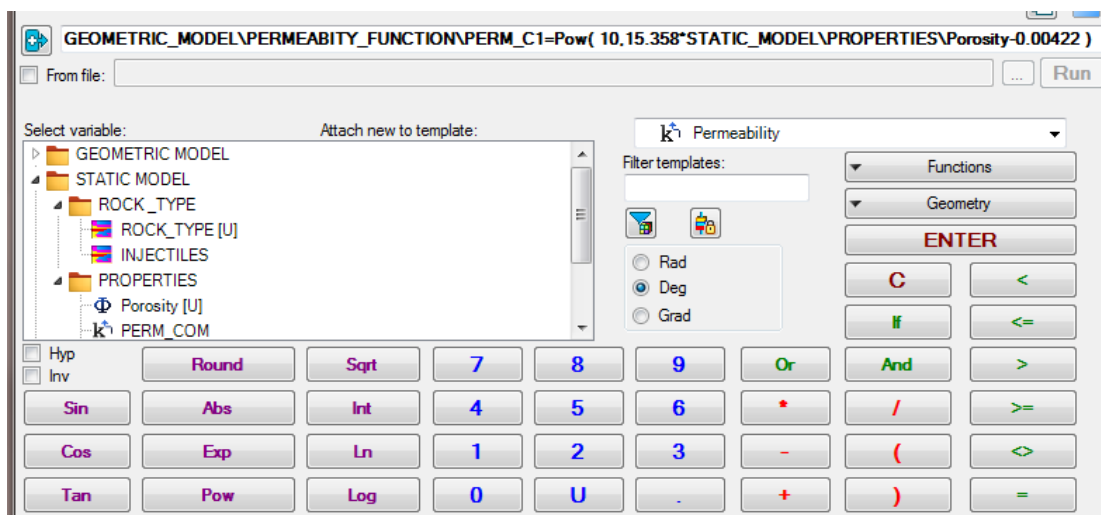
Sous **Menu bar--- Property Modeling---** **Property interpretation** on clique sur le **Calculator** et on lui fait introduire l'équation de la perméabilité caractérisant l'unité S1 et les autres unités, qui est la suivante :

GEOMETRIC_MODEL\PERMEABILITY_FUNCTION_S1=Pow(10.10*STATI
C_MODEL\PROPERTIES\Porosity-0.13) est le premier modèle sera généré.



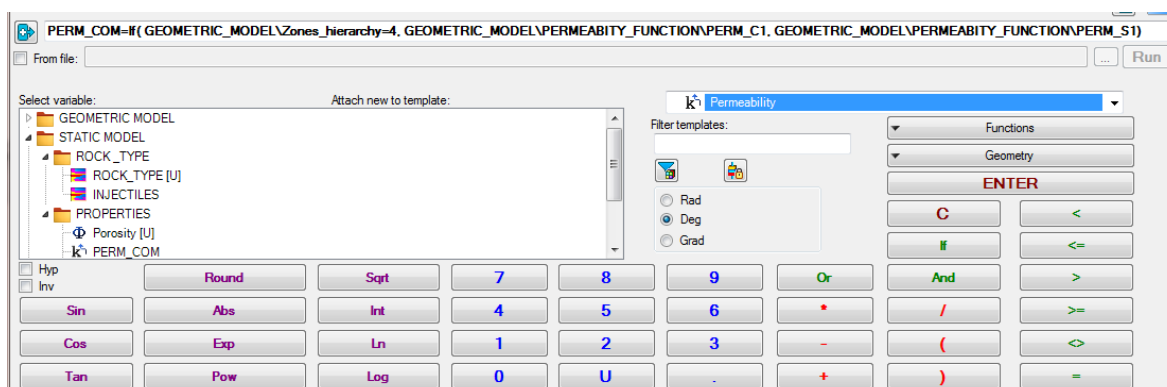
Pour le deuxième modèle caractérisant la perméabilité de l'unité C1, on introduit l'équation suivante :

**GEOMETRIC_MODEL\PERMEABILITY_FUNCTION_C1=Pow(10.15.358*S
TATIC_MODEL\PROPERTIES\Porosity-0.00422)** est le deuxième modèle sera
généré.

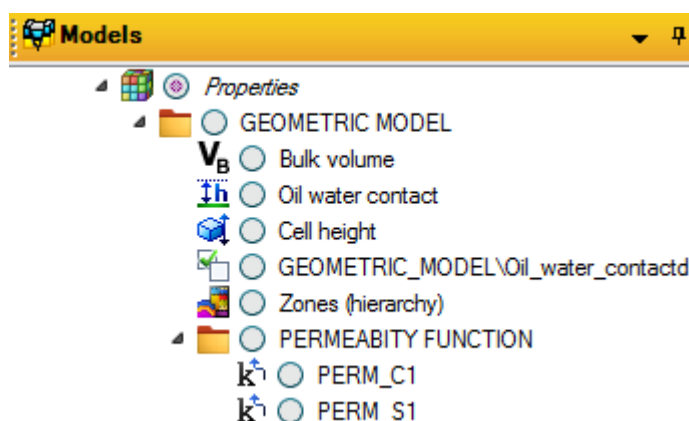


L'étape suivante sera de fusionner les deux modèles précédents et de générer le modèle globale de la perméabilité en utilisant le **Calculator** selon la formule suivante :

PERM_COM=If(GEOMETRIC_MODEL\Zones_hierarchy=4.GEOMETRIC_MODEL\PERMEABILITY_FUNCTION\PERM_C1.GEOMETRIC_MODEL\PERMEABILITY_FUNCTION\PERM_S1) est le modèle globale sera généré.



Les nouvelles propriétés seront stockées sous **Model pane**.

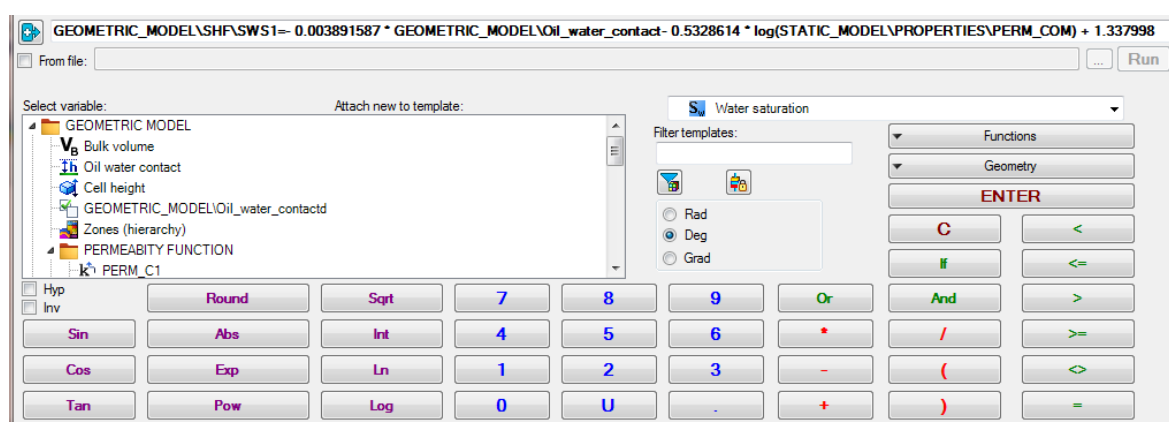


iii. Water saturation model

Pour créer le modèle de saturation en eau, on suit les mêmes procédures de la création du modèle de la perméabilité. Premièrement, on va générer le modèle de saturation en eau pour les unités S1, S2, M1 et M2, ensuite on génère le modèle pour l'unité C1 en utilisant les équations de saturation prises à partir de l'évaluation pétrophysique, et on combine les deux modèles en utilisant le **Calculator**.

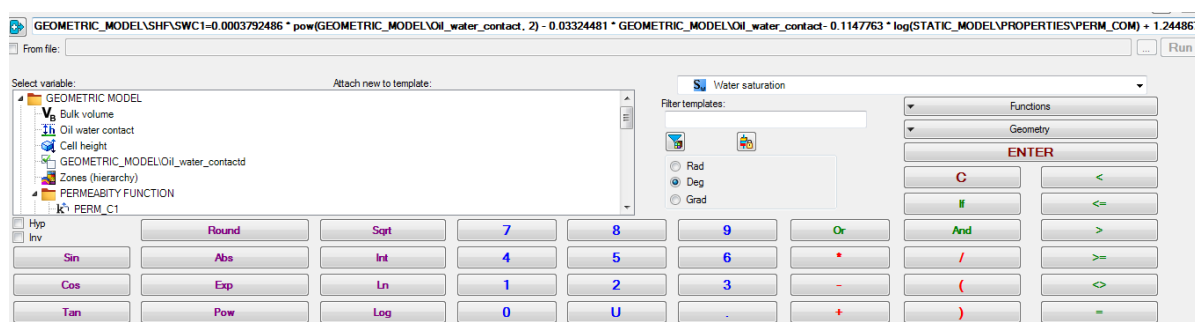
L'équation de saturation en eau caractérisant les unités S1, S2, M1 et M2 est la suivante :

$$\text{GEOMETRIC_MODEL}\backslash\text{SHF}\backslash\text{SWS1} = -0.003891587 * \text{GEOMETRIC_MODEL}\backslash\text{Oil_water_contact} - 0.5328614 * \log(\text{STATIC_MODEL}\backslash\text{PROPERTIES}\backslash\text{PERM_COM}) + 1.337998.$$



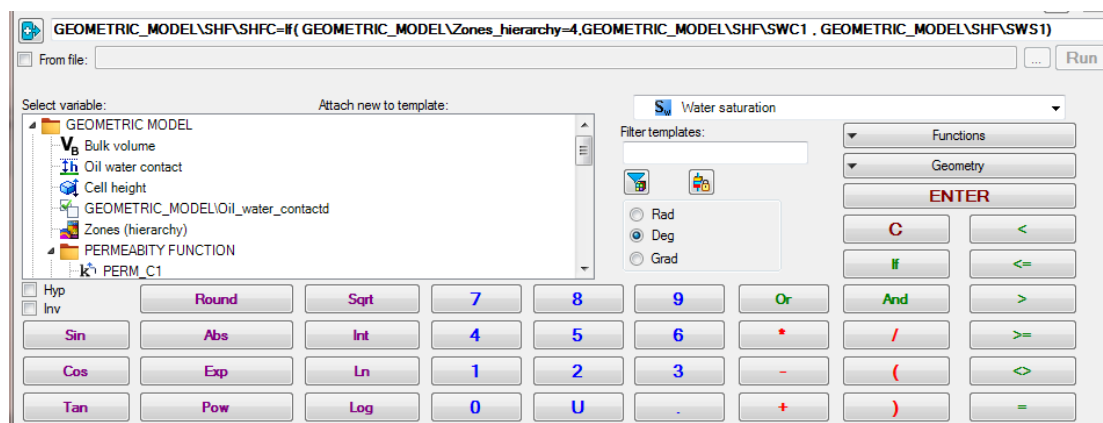
Tandis que l'équation de saturation en eau caractérisant l'unité C1 est la suivante :

$$\text{GEOMETRIC_MODEL}\backslash\text{SHF}\backslash\text{SWC1} = 0.0003792486 * \text{Pow}(\text{GEOMETRIC_MODEL}\backslash\text{Oil_water_contact} - 0.03324481 * \text{GEOMETRIC_MODEL}\backslash\text{Oil_water_contact} - 0.1147763 * \log(\text{STATIC_MODEL}\backslash\text{PROPERTIES}\backslash\text{PERM_COM}) + 1.244867.$$



On combine les deux modèles en utilisant la formule suivante :

$$\text{GEOMETRIC_MODEL}\backslash\text{SHF}\backslash\text{SHFC} = \text{If}(\text{GEOMETRIC_MODEL}\backslash\text{Zones_hierarc hy}=4, \text{GEOMETRIC_MODEL}\backslash\text{SHF}\backslash\text{SWC1}, \text{GEOMETRIC_MODEL}\backslash\text{SHF}\backslash\text{SWS1})$$

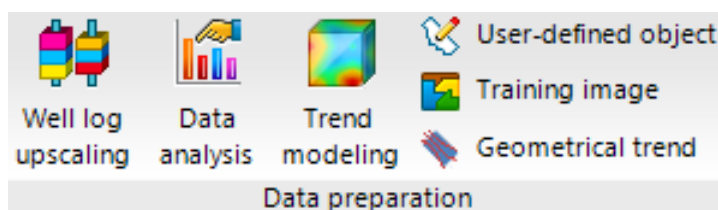


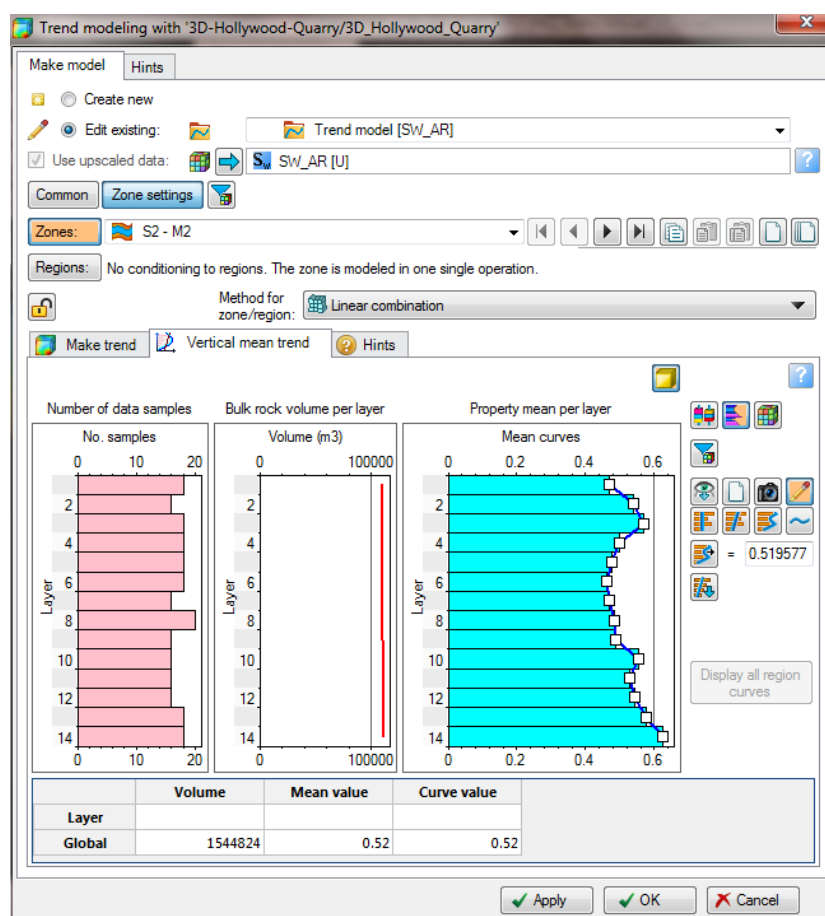
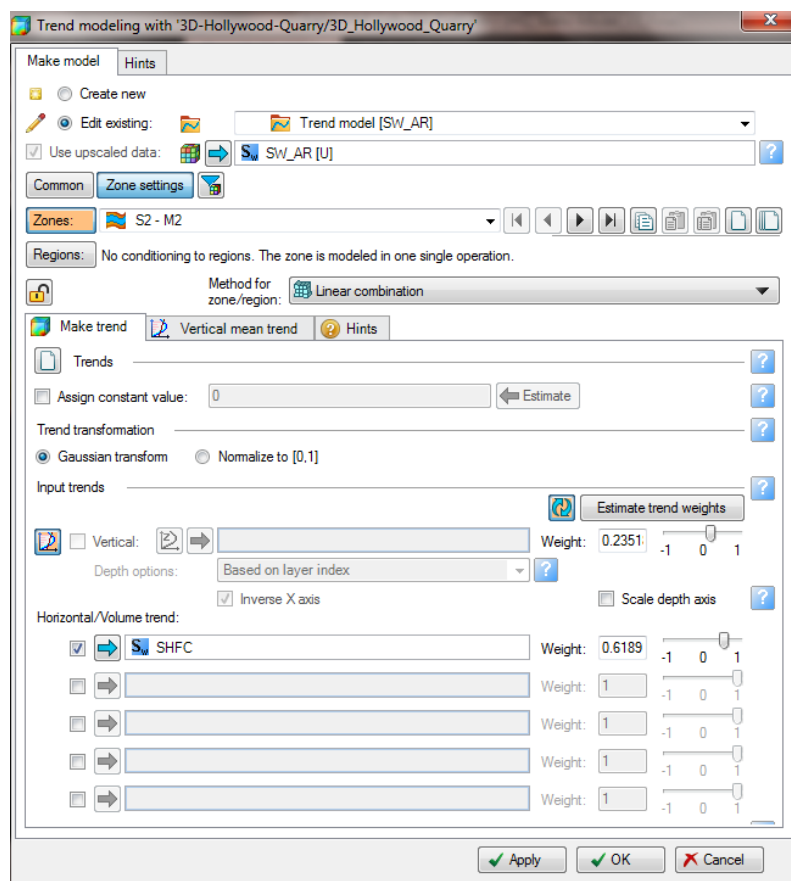
-Trend Modeling

Ce processus crée des Trend models ou modèles de tendances discrets ou continus, dont l'input sera stocké dans un dossier de Trend model spécifique et peut être utilisée comme propriété de tendance 3D dans la modélisation de faciès ou la modélisation pétrophysique.

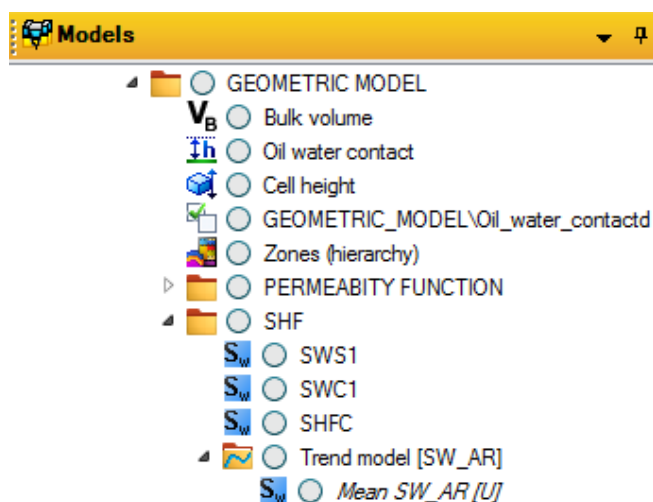
Pour créer un Trend model discret, des données discrètes Upscaled doivent être fournies.

Sous **Menu bar---Property Modeling---Trend modeling**, on ajoute les paramètres suivants:

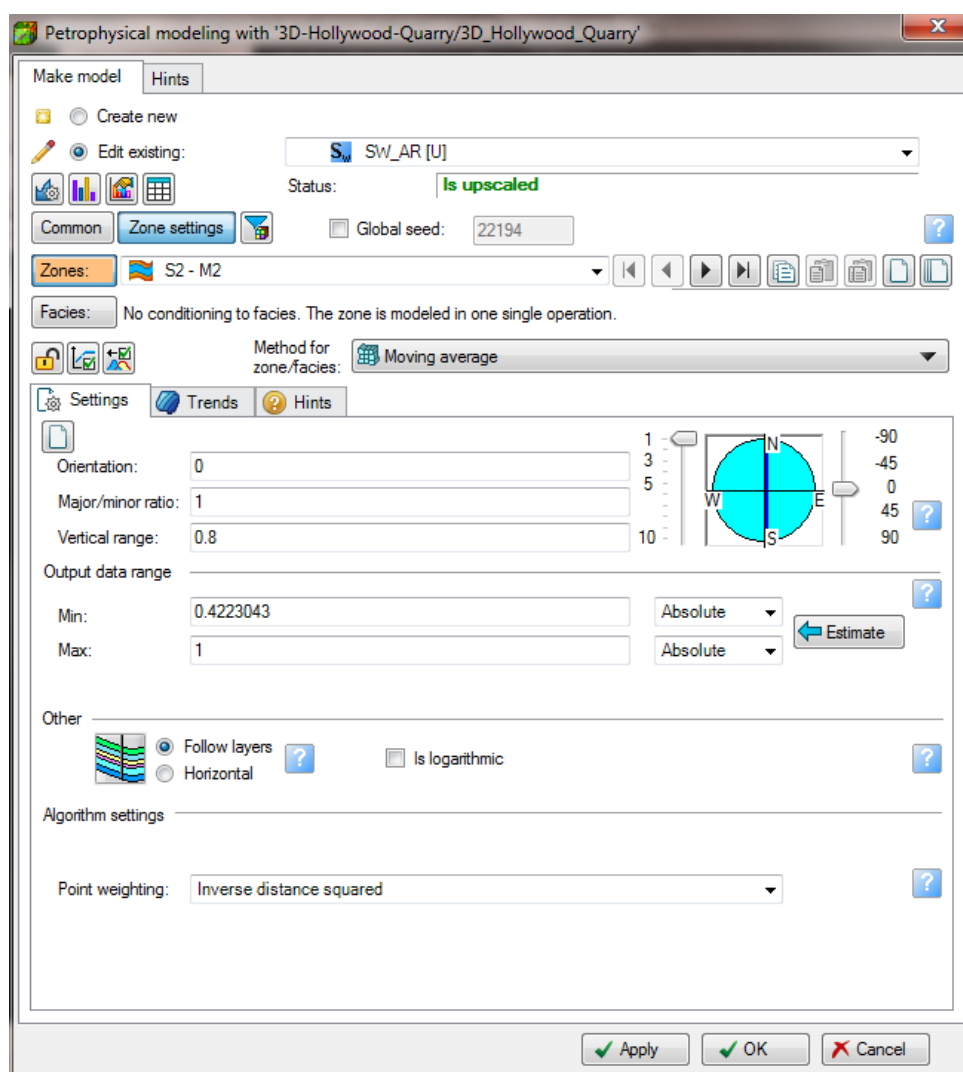


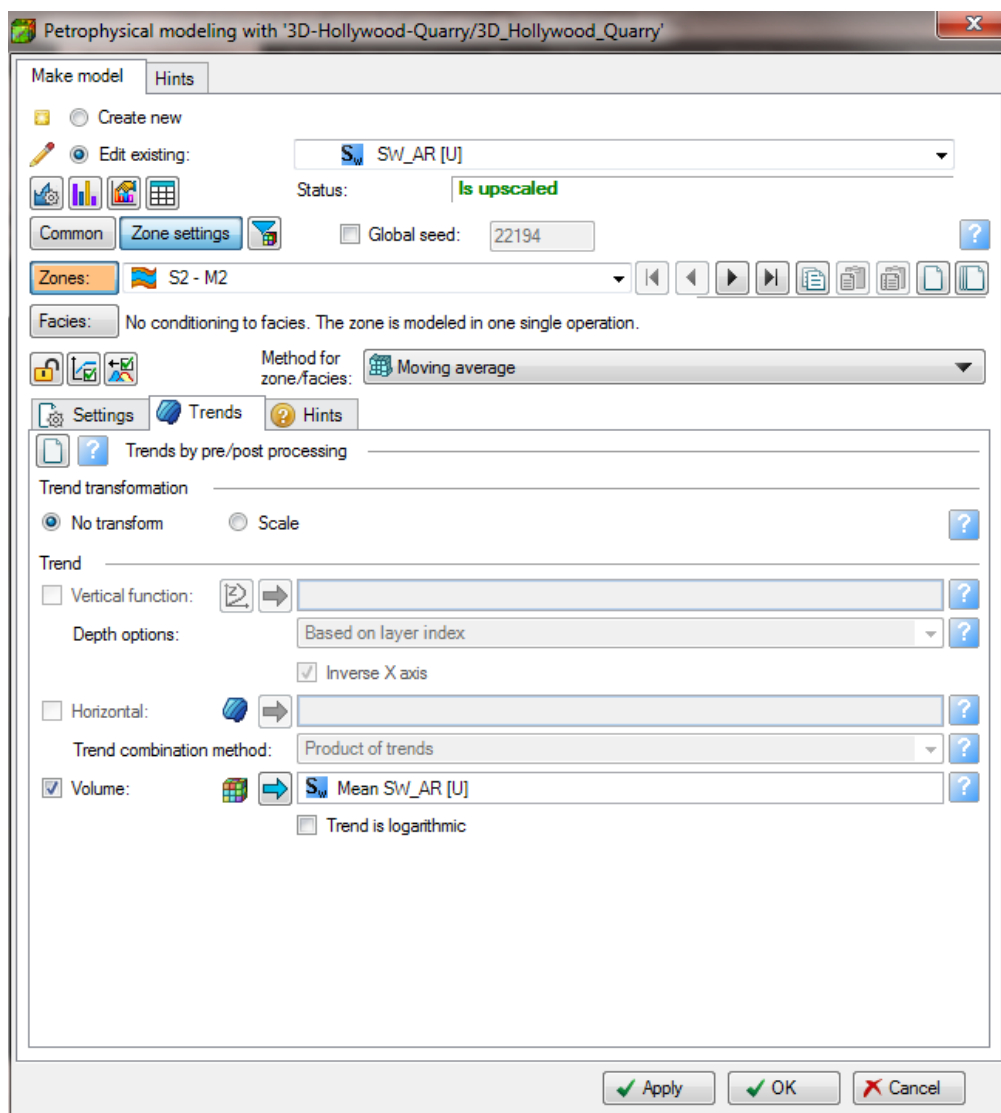


Toutes les nouvelles propriétés seront stockées sous **Model pane**.



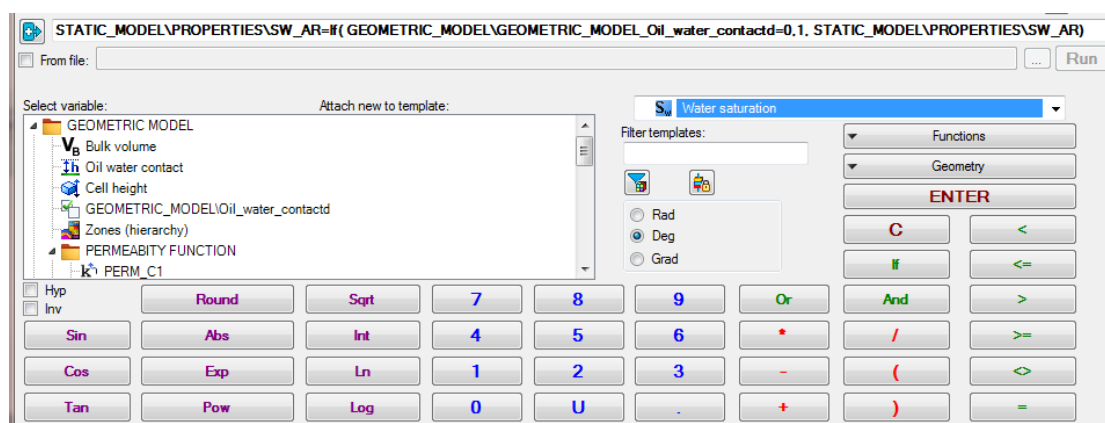
-Après avoir terminé, on passe à la dernière étape de la modélisation de la saturation en eau, le **Petrophysical Modeling** proprement dit. Sous **Menu bar---Property Modeling--- Petrophysical modeling**, une boîte de dialogue s'affichera d'où on va choisir les paramètres suivants :



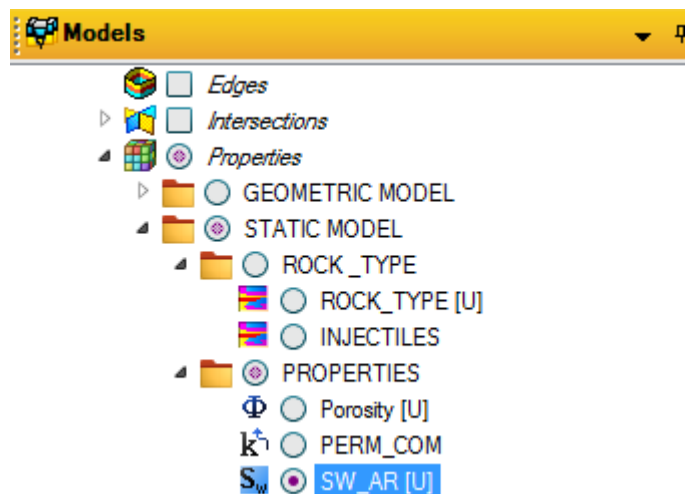


Afin de finaliser la génération du modèle globale, on utilise le Calculator en lui attribuant la formule suivante :

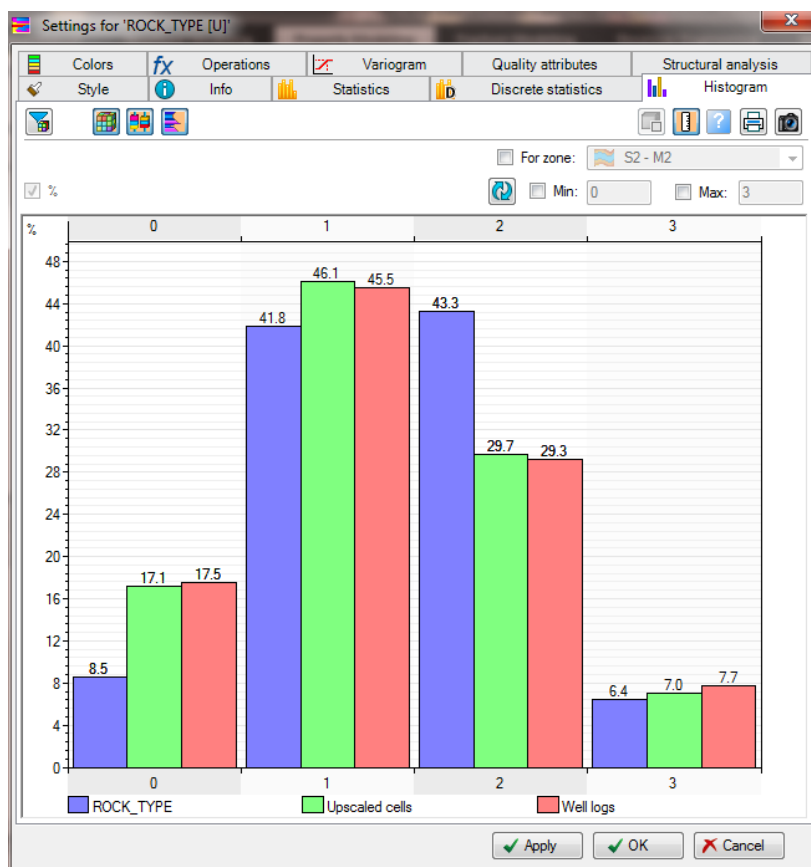
STATIC_MODEL\PROPERTIES\SW_AR=If(GEOMETRIC_MODEL\GEOMETRIC_MODEL_Oil_water_contact=0.1,STATIC_MODEL\PROPERTIES\SW_AR)



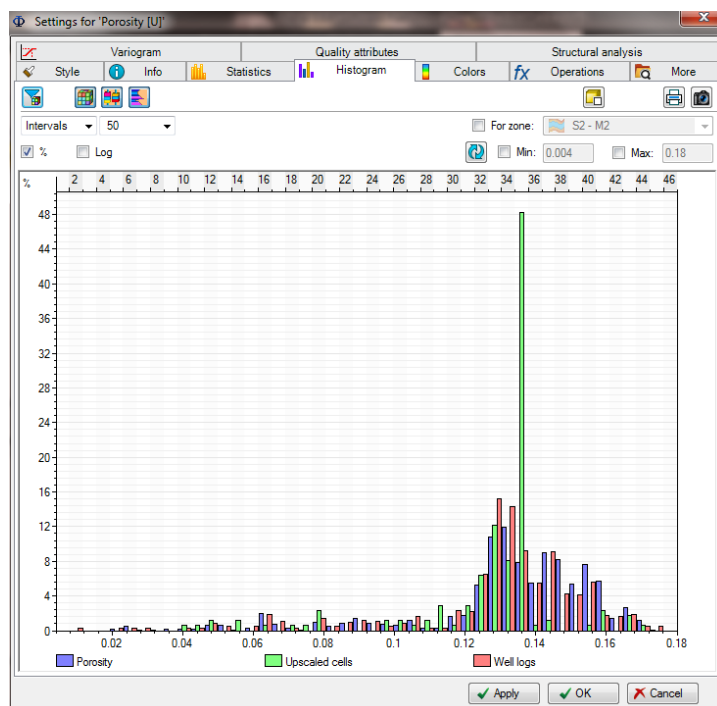
Les différents modèles créés seront stockés sous **Model pane**.



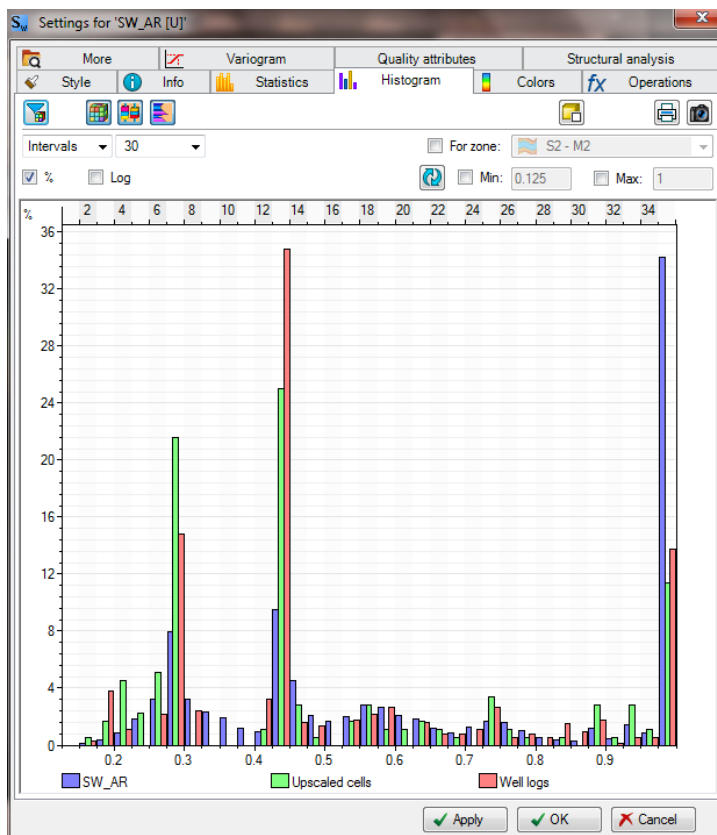
De la même façon que précédemment, on doit faire un contrôle de qualité de la distribution de nos propriétés en utilisant l'histogramme en double cliquant sur la propriété :



Contrôle de qualité de la distribution des faciès dans la structure Hollywood Quarry



Contrôle de qualité de la distribution de la porosité dans la structure Hollywood Quarry



Contrôle de qualité de la distribution de la saturation en eau dans la structure Hollywood Quarry

D'après les histogrammes, on peut tirer que les distributions des propriétés dans notre modèle coïncidera bien avec celle des données bruts et ceux de l'Upscaling.

Comme on n'a pas utilisé le processus de l'Upscaling pour la perméabilité, donc on ne peut pas contrôler la qualité de calcul des moyennes avec la distribution de la propriété dans notre modèle géologique en 3D de la structure Hollywood Quarry.

4-1 Etablissement d'une coupe géologique

Afin d'établir la coupe géologique de notre structure, sous **Windows** on ouvre une nouvelle **Intersection window**, ensuite sous **Model pane** on sélectionne **General intersection**, les **horizons**, les **failles** et les **Edges**. La coupe créée passe par les puits **H4**, **H1** et **H3**, elle est donc de direction **N-S**, puis par le puits **H2** vers l'Ouest.

Afin d'obtenir les coupes des autres propriétés, on doit désélectionner les horizons et sélectionner la propriété qu'on veut.

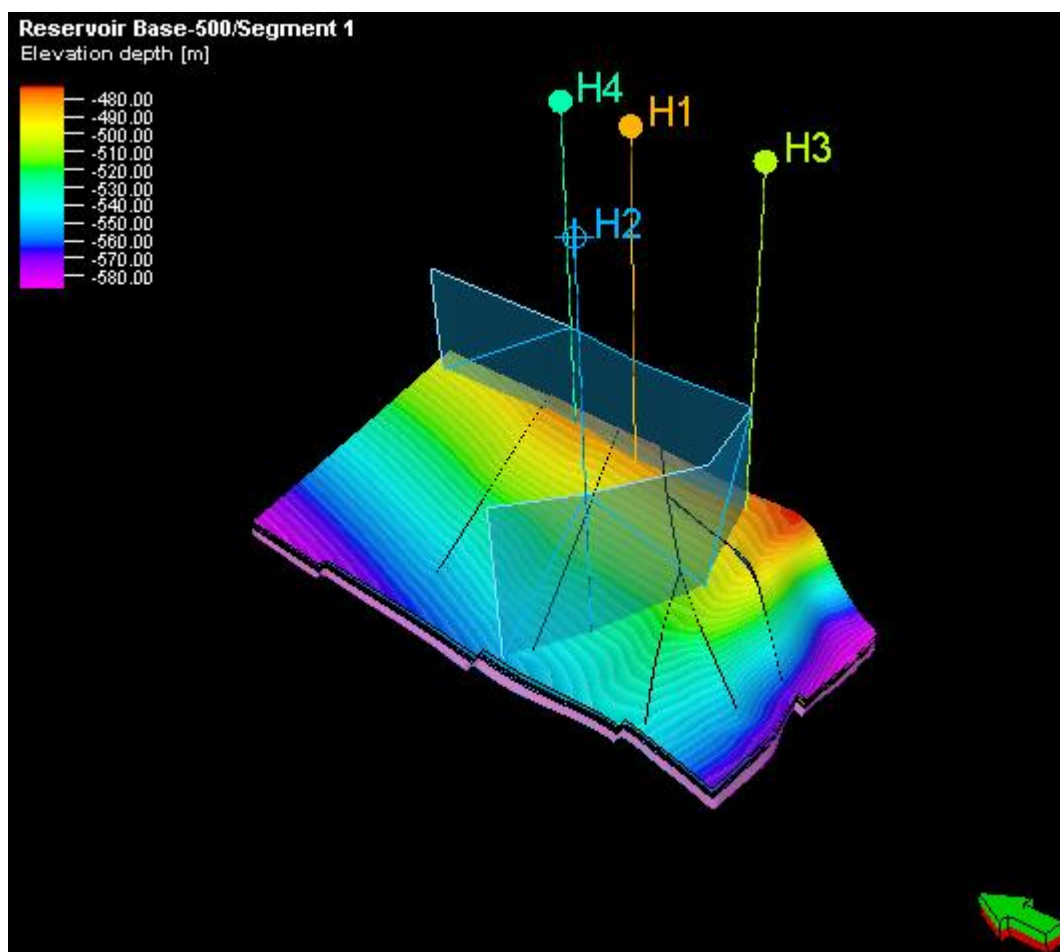
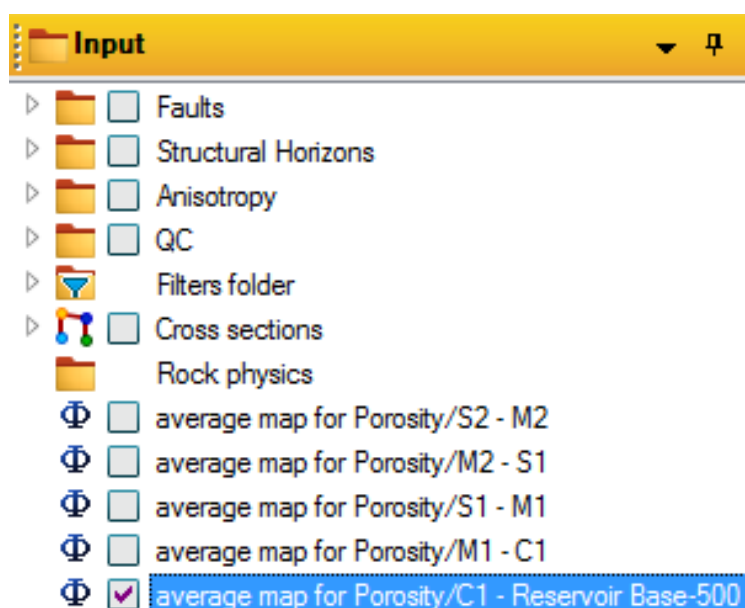
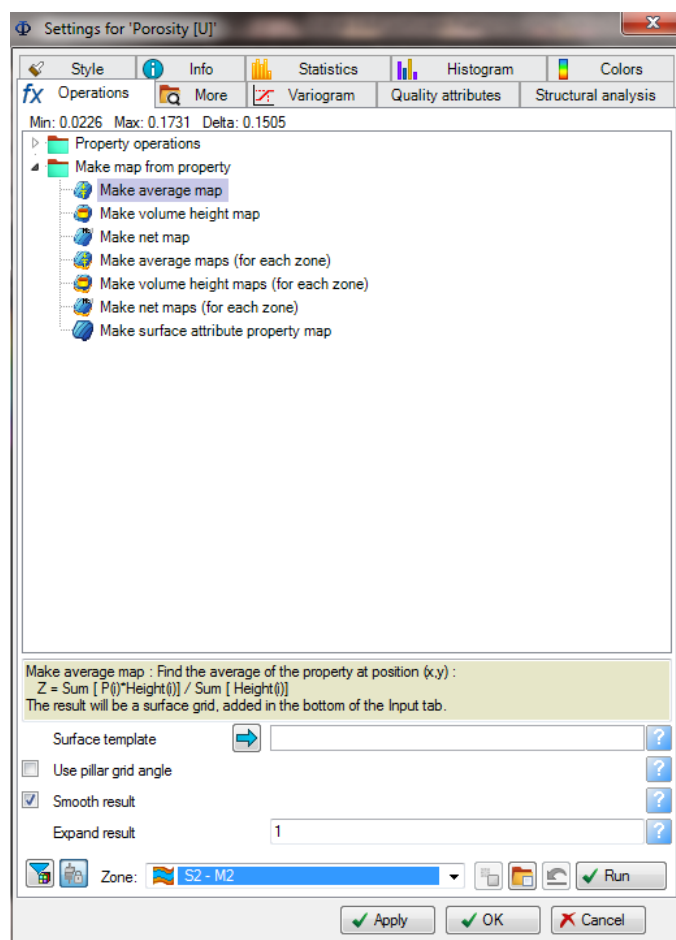


Figure montrant la direction de la coupe faite au niveau du modèle de la structure de Hollywood Quarry

4-2 Etablissement des cartes en valeurs moyennes des propriétés pétrophysiques

Après avoir choisit la propriété, sous **Model pane---** **Properties** on fait un **double click** sur la **propriété---** **Settings---** **Operations---** **Make map from property---** **Make average map**, on crée une carte pour chaque unité qui sera stockée sous **Input pane**.



Annexe 9 : Volume Calculation

Afin de calculer et d'estimer le volume des hydrocarbures en place, on utilise le processus Volumetrics.

Sous **Menu bar--- Property Modeling--- Volumetrics** on choisit **Volume** et une boîte de dialogue s'affichera.

Dans la boîte de dialogue affichée, Sous **Properties---Fluid zone**, on choisit le type du contact **Oil** et on fait insérer le contact Huile-Eau déjà créé sous le processus **Make contacts**.

Sous **Properties---General**, on sélectionne le modèle de porosité.

Sous **Properties---Oil**, on sélectionne le modèle de saturation en eau, et on fait introduire l'**Oil formation volume factor** ou le coefficient volumétrique de l'huile **Bo** = **1.0905**, en utilisant la formule suivant d'après l'analyse des échantillons du fond, et aussi le **Rs**= **26.1753** qui est **Ratio of solution gas/ oil at the surface**, dont :

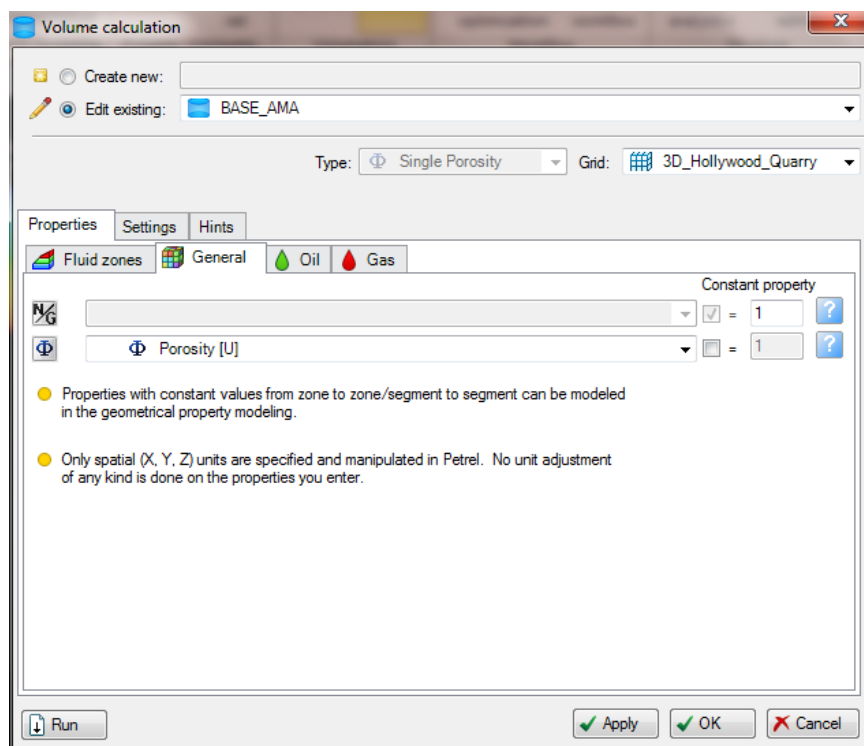
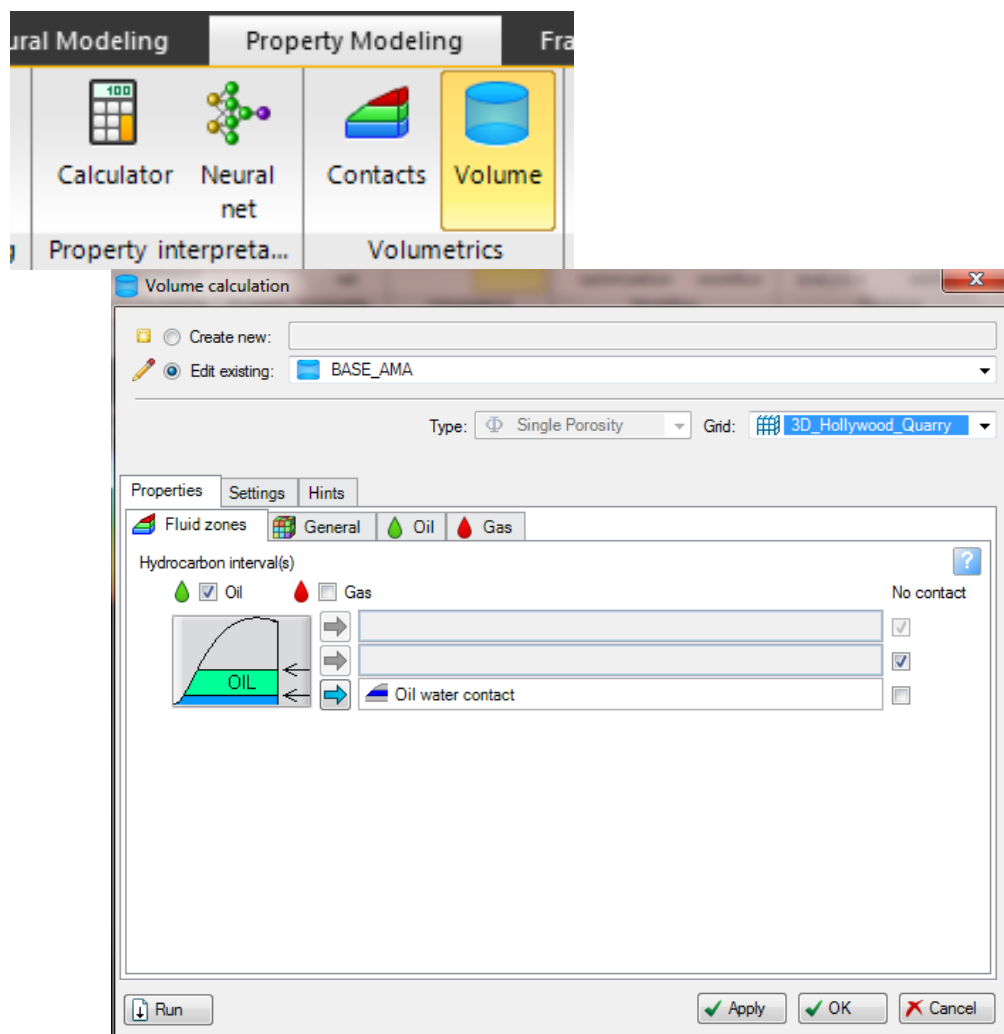
$$Bo = \frac{Volume\ en\ place}{Volume\ en\ surface}$$

$$Rs = \frac{Volume\ de\ gaz\ en\ surface}{Volume\ d'huile\ en\ surface}$$

Sous **Settings--- Output**, on choisit de générer une nouvelle propriété en 3D d'après le calcul de volume qui est celle de le **STOIIP (Stocked Oil Initially In Place)**, et on sélectionne aussi **Make spreadsheet report** afin que les résultats de tous les cas sélectionnés soient rapportés.

Sous **Report settings---Cases**, on sélectionne toutes les propriétés existantes, et sous **Format** on sélectionne les zones et les segments dont on veut calculer les réserves, et on coche **Pivot table format** afin de choisir la forme du tableau dans lequel elles vont être affichés les résultats, puis on clique sur **Make report**.

Les résultats et les propriétés volumétriques utiliseront des unités définies dans les paramètres du projet. Ils doivent être personnalisés sur les modèles de propriétés avant l'exécution de la volumétrie. Ces unités seront utilisées pour tous les résultats volumétriques et de simulation.



Volume calculation

Create new:

Edit existing:

Type: Grid:

Properties Settings Hints

Fluid zones General Oil Gas

Saturations in HC interval (recurrent RE properties are only shown if copied)

Constant or complementary value

S_w ☒ = ☐ ?

S_o ☒ = $1 - S_w - S_g$ ☒ ?

S_g ☒ = ☐ ?

Surface conditions (units defined in the respective Templates will be used)

B_o ☒ = ?

R_s ☒ = ?

Recovery factor

REC ☒ = ?

Run Apply OK Cancel

Volume calculation

Create new:

Edit existing:

Type: Grid:

Properties Settings Hints

Fluid zones General Oil Gas

Saturations in HC interval (recurrent RE properties are only shown if copied)

Constant or complementary value

S_w ☒ = ☐ ?

S_g ☒ = $1 - S_w - S_o$ ☐ ?

S_o ☒ = ☐ ?

Surface conditions (units defined in the respective Templates will be used)

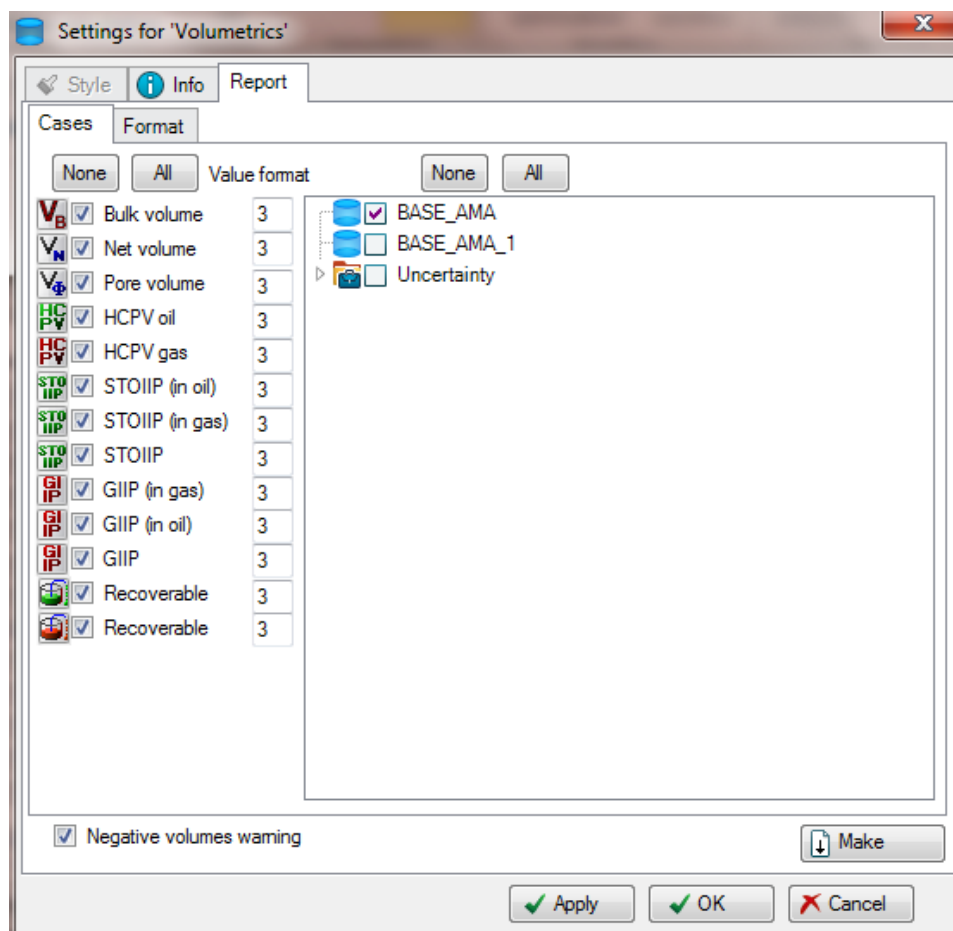
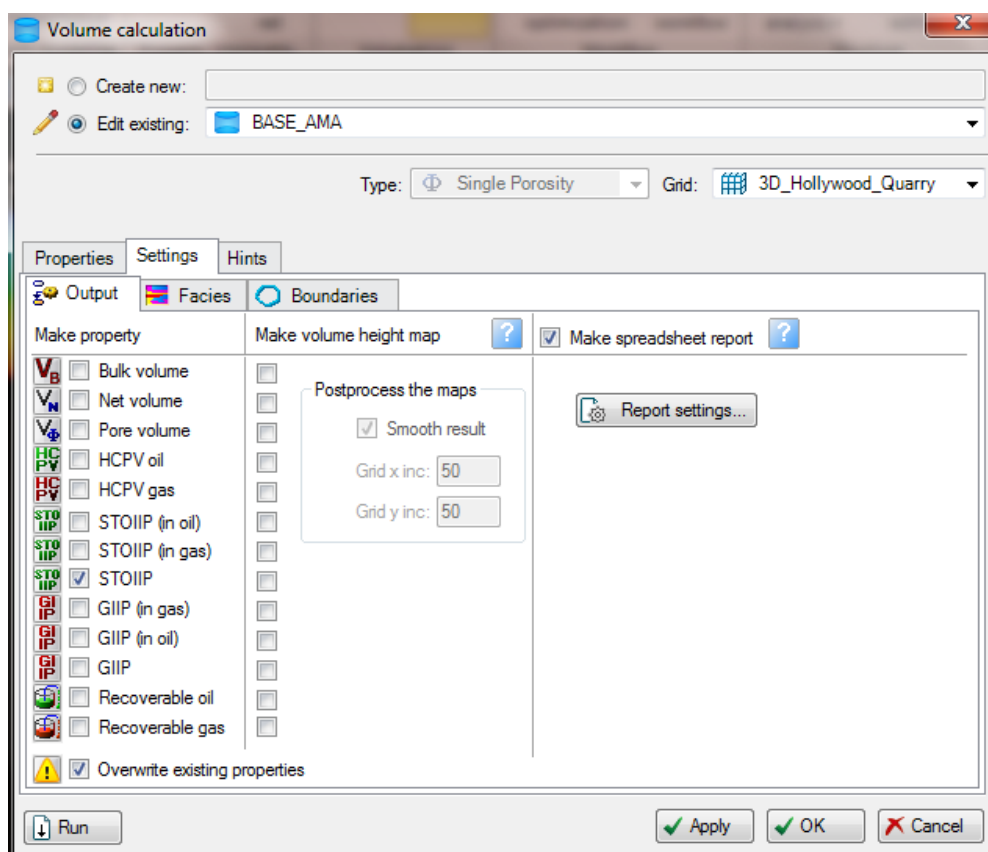
B_g ☒ = ?

R_v ☒ = ?

Recovery factor

REC ☒ = ?

Run Apply OK Cancel



Résultats de calcul des réserves par Petrel :

Petrel 2016.3 (64-bit)	Schlumberger	
User name	Meriem	
Date	Tuesday, September 08 2020 08:25:43	
Project	HQ_Start.pet	
Model	3D-Hollywood-Quarry	
Grid	3D_Hollywood_Quarry	
Input XY unit	m	
Input Z unit	m	
HC intervals	Includes oil interval only.	
Lower oil contact:	Contact set\Oil water contact	
General properties		
Porosity:	Porosity	
Net gross:	1	
Properties in gas interval		
Bg (formation vol. factor):	1	[rm3/sm3]
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0	[sm3/sm3]
Recovery factor gas:	1	
Properties in oil interval		
Sat. water:	SW_AR	
Sat. oil:	1-Sw-Sg	
Sat. gas:	0	
Bo (formation vol. factor):	1.0905	[rm3/sm3]
Rs (solution gas/oil ratio):	26.1753	[sm3/sm3]
Recovery factor oil:	1	
Filter has been used.		

Case	Bulk volume["10^3 m3]	Net volume["10^3 m3]	Pore volume["10^3 rm3]	HCPV oil["10^3 rm3]	STOIIP (in oil)["10^3 sm3]	STOIIP["10^3 sm3]	GIIP (in oil)["10^3 MMSCF]	Recoverable oil["10^3 sm3]	Folder
BASE_AMA	4324	4324	592	330	302.61	302.61	0	302.61	
Totals all result types									
Zones									
S2 - M2	1239	1239	151	67	61.8	61.8	0	61.8	
M2 - S1	0	0	0	0	0	0	0	0	
S1 - M1	610	610	72	28	25.43	25.43	0	25.43	
M1 - C1	0	0	0	0	0	0	0	0	
C1 - Reservoir Base-500	2476	2476	368	235	215.37	215.37	0	215.37	
Segments/Regions									
Segment 1	4324	4324	592	330	302.61	302.61	0	302.61	
Facies									
No Facies	4324	4324	592	330	302.61	302.61	0	302.61	

Detailed results									
Zones	Segments/Regions	Bulk volume["10^3 m3]	Net volume["10^3 m3]	Pore volume["10^3 rm3]	HCPV oil["10^3 rm3]	STOIIP (in oil)["10^3 sm3]	STOIIP["10^3 sm3]	GIIP (in oil)["10^3 MMSCF]	Recoverable oil["10^3 sm3]
S2 - M2	Segment 1	1239	1239	151	67	61.8	61.8	0	61.8
M2 - S1	Segment 1	0	0	0	0	0	0	0	0
S1 - M1	Segment 1	610	610	72	28	25.43	25.43	0	25.43
M1 - C1	Segment 1	0	0	0	0	0	0	0	0
C1 - Reservoir Base-500	Segment 1	2476	2476	368	235	215.37	215.37	0	215.37

Rapport de calcul de réserves de la structure Hollywood Quarry

