
N°Ordre...../Faculté/UMBB/2024

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Gisements Miniers et Pétroliers



Mémoire de Master

Présenté par

BERGHEUL Ania

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Géologie pétrolière

Modélisation stratigraphique avancée des environnements fluvio-déltaiques : Études de cas du bloc F3, offshore néerlandais, et du réservoir TAGI (blocs 401,402) dans le bassin de Berkine

Devant le jury:

Mr	CHAOUCHI	Rabah	Prof	UMBB	Président
Mr	SADAOUI	Moussa	Prof	UMBB	Examineur
Mme	BENAYED	Soumya	MCA	UMBB	Examinatrice
Mme	YAHIOUI	Lamia	MAA	UMBB	Encadrante

Année Universitaire : 2023/2024

Remerciements

Tout d'abord, louange et gratitude à Allah le Tout-Puissant et Miséricordieux pour m'avoir donné la force et la patience nécessaires pour accomplir ce modeste travail.

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à mon encadrante à l'université, madame Yahiaoui Lamia, pour ses conseils exceptionnels et ses retours éclairés tout au long de cette étude. Son expertise a été cruciale pour mes recherches.

Je souhaite également exprimer mes sincères remerciements à mon mentor chez SLB, le Dr. Amrouche, pour m'avoir guidé sur ce sujet et pour son soutien continu tout au long de l'achèvement de ce projet. Son expertise, ses conseils et sa patience ont été inestimables pour la réalisation de cette recherche. Merci pour votre mentorat et pour être une figure inspirante.

Ma gratitude s'étend également à l'équipe de SLB qui m'a accueilli au sein de leur organisation. Je tiens à remercier particulièrement Mme. Asma Chekroune pour m'avoir offert cette opportunité inestimable. Mes remerciements vont également à l'équipe D&I et à l'équipe G&G pour leur accueil chaleureux, un merci spécial à Mr. Nabil Meddour, Sylvain le Tourneur, Amine Bali, Tanina Lounissi, Meriem Lhasbellaoui, Yacine Sahar, pour leur disponibilité, leurs retours et leur gentillesse.

Je suis reconnaissant envers l'ensemble du corps enseignant du Département de Géologie pour leurs conseils tout au long de ces années incroyables et stimulantes. Une mention spéciale à Dr. Benayed Soumya pour sa gentillesse, sa disponibilité et ses conseils.

Tous mes chaleureux remerciements vont à ma chère famille et à mes amis pour avoir été mon soutien tout au long de ce voyage.

Et enfin, je tiens à exprimer ma gratitude à toutes les personnes qui, directement ou indirectement, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

À mes chers parents, à qui je dois tant de mes réussites et accomplissements, je vous dédie ce travail.

À mon père, qui est ma plus grande source d'inspiration et qui m'a appris l'importance du travail acharné et de la persévérance pour réaliser mes rêves.

À ma mère bien-aimée, dont l'amour inépuisable a été mon refuge dans les moments difficiles. Ce travail est un humble hommage à ta dévotion et à ton soutien constant.

À mes merveilleux frères et sœurs Linda, Sofia, Faouzi, Beka et Cherif pour leur soutien constant et leur amour, ainsi qu'à mes nièces et neveux adorés.

Aux amis qui sont devenus une famille. Aux amis rencontrés sur ce chemin et à mes camarades de MAGL19.

Enfin, à moi-même.

Abstract

The discovery of petroleum reservoirs relies heavily on understanding the evolutionary processes shaping sedimentary basins and their sedimentary infill over geological time. Accurately simulating the dynamic evolution of these basins is a primary challenge for petroleum geologists, especially as exploration moves towards deeper and more technically challenging areas with low seismic resolution

Amid these challenges, enhancing predictive capabilities for reservoir and facies distribution at regional and basin scales is crucial for quantifying risk and uncertainty. A promising approach to address these difficulties is the use of stratigraphic forward models, which are calibrated to observed data using inverse modeling techniques.

This study utilizes PETREL's Geological Process Modeling (GPM) technology to understand basin evolution, depositional settings, and reservoir distribution in fluvio-deltaic environments. GPM integrates various inputs and field data to reconstruct stratigraphic sequences, enhancing the comprehension of subsurface geology in petroleum exploration.

The research focuses on modeling the Pliocene fluvio-deltaic system in the F3 block of the North Sea. It examines how variables like sediment supply, eustasy, and tectonics affect sedimentation patterns and stratigraphic architecture. Additionally, it introduces GPM technology to Algeria, specifically targeting the TAGI reservoir's siliciclastic deposits in the Berkine Basin. The study provides insights into the geological processes shaping the evolution of this reservoir, demonstrating a strong correlation between model outputs and real-world seismic and well data. This correlation enables the identification of sequence boundaries, lithologies, and the timing of significant geological events.

Overall, the study demonstrates the potential and limitations of GPM in reconstructing past geological scenarios, enhancing predictive capabilities in petroleum exploration.

Key words: geological process modeling, numerical modeling, Sedimentary basins, Berkine basin, F3 block, fluvio-deltaic environments, GPM

Résumé

La découverte des réservoirs pétroliers repose fortement sur la compréhension des processus évolutifs qui façonnent les bassins sédimentaires et leur remplissage sédimentaire au fil du temps géologique. Simuler avec précision l'évolution dynamique de ces bassins représente un défi majeur pour les géologues pétroliers, particulièrement à mesure que l'exploration des hydrocarbures conventionnels évolue vers des gisements plus profondes et techniquement plus complexes, caractérisées par une résolution sismique limitée.

Dans ce contexte, l'amélioration des capacités prédictives concernant la distribution des réservoirs et des faciès à l'échelle régionale et des bassins est essentielle pour quantifier les risques et les incertitudes. Une approche efficace et novatrice pour relever ces défis consiste à recourir aux modèles stratigraphiques avancés, qui sont ajustés aux données observées grâce à l'utilisation de techniques de modélisation inverse.

Cette étude utilise la technologie de Modélisation des Processus Géologiques (GPM) de PETREL pour comprendre l'évolution des bassins, les environnements de dépôt et la distribution des réservoirs dans les environnements fluvio-deltaïques. GPM intègre diverses données pour reconstruire les séquences stratigraphiques, enrichissant ainsi la compréhension de la géologie du sous-sol dans le cadre de l'exploration pétrolière

La recherche se concentre sur la modélisation du système fluvio-deltaïque pliocène dans le bloc F3 de la mer du Nord. Elle examine comment des variables telles que l'apport sédimentaire, l'eustatisme et la tectonique influencent les schémas de sédimentation et l'architecture stratigraphique. En outre, elle introduit la technologie GPM en Algérie, en se focalisant spécifiquement sur les dépôts silico-clastiques du réservoir TAGI dans le bassin de Berkine. L'étude offre des perspectives sur les processus géologiques qui façonnent l'évolution de ce réservoir, démontrant une corrélation solide entre les résultats du modèle et les données sismiques et de puits réelles. Cette corrélation permet d'identifier les limites des séquences, les lithologies et la chronologie des événements géologiques significatifs.

L'objectif de cette étude est de mettre en évidence le potentiel et les limitations de la Modélisation des Processus Géologiques (GPM) pour reconstruire les scénarios géologiques passés, augmentant ainsi les capacités prédictives dans le domaine de l'exploration pétrolière.

Mots clés : modélisation géologiques, modélisation numérique, bassins sédimentaires, bassin de Berkine, bloc F3, environnements fluvio-deltaïques, GPM

المُلخَص

مر على رسوبياتها وملتء الرسوبية الأحواض تكوّن التي التطورية العمليات فهم على كبيراً اعتماداً البترولية المكامن اكتشاف يعتمد مع خاصةً البترول، جيولوجيا علماء أمام رئيسياً تحدياً الأحواض لهذه الديناميكي للتطور الدقيقة المحاكاة وتشكّل. الجيولوجي الزمن منخفضة زلزالي رصد دقة مع التقنية الناحية من صعوبة وأكثر أعمق مناطق نحو التنقيب توجه

الأهمية بالغ أمراً والحوض الإقليمي المستويين على والسطوح المكامن لتوزيع التنبؤية القدرات تعزيز يُعدّ التحديات، هذه ظل وفي تتم والتي ، forward stratigraphy النماذج استخدام في الصعوبات هذه لمعالجة الواعدة النهج أحد ويتمثل. والشك المخاطر لتقدير العكسية النمذجة تقنيات باستخدام المرصودة بالبيانات معايرتها

الترسيب وإعدادات الأحواض تطور لفهم PETREL بشركة الخاصة (GPM) الجيولوجية العمليات نمذجة تقنية الدراسة هذه تستخدم والبيانات المداخل مختلف الجيولوجية للعمليات الجيولوجية المعالجة نمذجة تقنية تدمج. النهجية الدلتية البيانات في المكامن وتوزيع البترول عن التنقيب في السطح تحت ما جيولوجيا فهم يعزز مما الطبقة، التسلسلات بناء لإعادة الميدانية

الرواسب، إمدادات مثل متغيرات تأثير كيفية في ويبحث. الشمال بحر في F3 الكتلة في البليوسين دلنا نظام نمذجة على البحث يركز وتستهدف الجزائر، في GPM تقنية الدراسة تقدم ذلك، إلى بالإضافة. الطبقة والبنية الترسبات أنماط على والتكتونية والاستقرار، تشكل التي الجيولوجية العمليات على نظرة الدراسة وتوفر. بركين حوض في TAGI مكامن في السيليكلاستيكية الرواسب تحدياً يمكن. الحقيقي العالم في الأبار وبيانات السيزمية والبيانات النموذج مخرجات بين قوي ارتباط وجود على يدل مما الممكن، هذا تطور الهامة الجيولوجية الأحداث وتوقيت الصخرية والطبقات التسلسل حدود تحديد من الارتباط هذا

يعزز مما السابقة، الجيولوجية السيناريوهات بناء إعادة في الجيولوجية العمليات نمذجة وقود إمكانات عرض إلى الدراسة هذه تهدف البترول عن التنقيب في التنبؤية القدرات المطاف نهاية في

الدلتاوية البيانات ، كتلة بركين، حوض الرسوبية، الأحواض العديدة، النمذجة الجيولوجية، العمليات نمذجة: المفاتيحية الكلمات

Table des matières

Introduction générale :	1
Chapitre I: généralités	
1 Modélisation numérique géologique.....	4
1.1 Modélisation des processus géologiques (GPM).....	5
1.1.1 Le besoin de la Modélisation des Processus Géologiques (GPM).....	6
1.1.2 Avantages par rapport aux méthodes géostatistiques.....	7
1.1.3 Applications du GPM.....	7
1.2 Motivation de la recherche	8
Chapitre II: Technologie de la modélisation des processus géologiques (GPM)	
2 Aperçu du GPM dans le logiciel Petrel	10
2.1 Types d'entrée de données GPM	12
2.1.1 Données souple (Soft data)	12
2.1.2 Données brutes (Hard data).....	12
2.2 Éléments et principes directeurs du GPM	13
2.2.1 Principes du GPM	13
2.2.2 Éléments de la GPM.....	14
2.3 Données clés de la construction d'un modèle GPM.....	15
2.3.1 Paléo-topographie.....	15
2.3.2 Variations du niveau de la mer	15
2.3.3 Types de sédiments:	16
2.3.4 Tectonique:.....	16
2.4 Processus géologiques	16
2.5 Domaine d'application de GPM.....	20
2.6 Conclusion:.....	Erreur ! Signet non défini.
Chapitre III: Étude de cas "F3 BLOCK" en mer du Nord	
3 Introduction.....	25
3.1 Zone d'étude.....	25
3.1 La géologie régionale	26
3.1.1 Cadre tectonique.....	26
3.1.2 Stratigraphie	27
3.1 Données et méthodologie	29
3.2 Stratigraphie séquentielle	32
3.2.1 Répartition des sequences	33
3.3 Mise en place du modèle et étalonnage	33
3.3.1 Topographie:	34
3.3.2 Types de sédiments:	37
3.3.3 Variation du niveau de la mer	38
3.3.4 Tectonique.....	38
3.3.5 Diffusion des sédiments	39
3.3.6 Conversion après modélisation:	40
3.4 Résultats de la simulation et discussion	41
3.5 Scénarios alternatifs.....	46

3.5.1	Scénario a : coefficient de diffusion variable et fonction de diffusion constante :	46
3.5.2	Scénario b : Impact du coefficient de diffusion	47
3.5.3	Scénario c : Impact de la fonction de diffusion.....	48
3.5.4	Scénario d : Pas de tectonique.....	49
3.5.5	Scénario E : variation de la courbe du niveau de la mer	50
3.6	Conclusion	Erreur ! Signet non défini.
Chapitre IV: Application de la GPM dans le cas du Bloc 401a/402a, bassin de Berkine, Algérie		
4	Introduction	Erreur ! Signet non défini.
4.1	Cadre géologique :.....	54
4.1.1	Bassin de Berkine	54
4.1.2	Histoire tectonique	55
4.1.3	Stratigraphie	56
4.2	Région d'étude.....	57
4.2.1	L'Argilo-Gréseux Inférieur "TAGI" du Trias dans les blocs 401a et 402a	58
4.2.2	Séquence d'étude stratigraphique	Erreur ! Signet non défini.
4.3	Préparation des données et expériences.....	61
4.3.1	Importation de données pour l'initialisation du modèle de simulation.....	61
4.3.2	Mise en œuvre des puits	62
4.3.2.1	Têtes de puits	62
4.3.2.2	Établir des sommets de puits	63
4.3.2.3	Création de surface.....	64
4.3.3	Corrélations entre les puits.....	65
4.4	Construction du modèle	66
4.4.1	Topographie initiale	67
4.4.2	Niveau de la mer	68
4.4.3	Types de sédiments	69
4.4.4	Tectonique	70
4.4.5	Diffusion des sédiments	72
4.5	Résultat de la simulation et discussion.....	72
4.6	Expérience 2: modélisation des séquences séparément.....	75
4.7	Conclusion.....	77
Références		81
Annexes.....		83

Liste des figures

Figure 1. Modèle simulé GPM. Le modèle GPM démontre l'incorporation détaillée de facteurs dynamiques tels que les cadres paléo-environnementaux et les effets tectoniques, Sergio Courtade 2017	5
Figure 2. Comparaison entre la modélisation stratigraphique prospective (GPM) et les approches de modélisation géologique conventionnelles.....	6
Figure 3. Coupe transversale du résultat de la simulation GPM montrant des sables dans la partie profonde du bassin de Campos, Brésil, représentant des éventails de fond de bassin déposés par des courants de turbidité provenant de l'extrémité supérieure du bassin (en haut à gauche de la figure). d'après Acevedo et al., 2014.....	10
Figure 4. Développement du logiciel GPM (Geological Process Modeling for Petrel 2018, Schlumberger)	11
Figure 5. Flux de travail général du logiciel GPM.....	14
Figure 6. Comparaison de deux reconstructions du niveau de la mer au cours des 560 derniers millénaires selon Exxon et al et Haq et al (1987).	15
Figure 7. Variation de la diffusion en fonction du type de sédiment et de la profondeur du niveau de la mer (Sergio Courtade © 2017 Schlumberger).....	17
Figure 8. Modèle GPM de l'affleurement de grès de Ferron dans les Henry Mountains, Utah. Modèle géologique à gauche et diagramme de Wheeler à droite. D'après Li et al, 2012.....	20
Figure 9. Vue aérienne d'un système d'éventail sous-marin non confiné simulé dans GPM montrant des canyons sous-marins, des chenaux de turbidite amalgamés et des éventails de turbidite.	21
Figure 10. Modèle du versant nord de l'Alaska. Le littoral actuel est représenté en rouge. En haut à gauche : Surface initiale (contours en mètres). En haut à droite : Modèle final en vue de dessus et emplacement de la coupe transversale. En bas : Coupe transversale montrant la stratigraphie prédite et la composition des sédiments (sédiments grossiers en rouge et vert, fines en bleu et noir).Christ, Alina-Berenice & Schenk, Oliver & Salomonsen, Per. (2016).	22
Figure 11. Modèle de réservoir carbonaté GPM lié aux données des puits (lithologie des stromatolithes), publication de Petrobras et Schlumberger, 2016.....	23
Figure 12. Localisation du bloc F3 dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, marqué par une boîte bleue, et les positions des puits utilisés indiquées sur Google Earth.....	25
Figure 13. Carte structurale du secteur offshore néerlandais de la mer du Nord, indiquant l'emplacement du bloc F3 (surligné par une boîte rouge) (adapté de Schroot et Schuttenhelm, 2003; et Nelskamp et al.).	26
Figure 14. Colonne lithologique généralisée de la zone d'étude basée sur les rapports de puits disponibles (www.nlog.nl).	27
Figure 15. Description la ligne Seismic 2D dans PETREL.....	29
Figure 16. Ligne sismique 2D NE-SO traversant le système fluvio-deltaïque du Pliocène.....	29
Figure 17. Localisation des puits F02-01, F06-1, F03-4, F03-2.....	30
Figure 18. Organigramme montrant le flux de travail général nécessaire pour exécuter une simulation GPM.	32
Figure 19. Interprétation des faciès associés à des trappes sédimentaires superposée sur des données sismiques par Qayyum et al. (2013).	33
Figure 20. Ligne sismique 2D SO-NE, montrant les surfaces de base et de sommet des séquences, toutes deux datant de 5 millions d'années.	34
Figure 21. Ligne sismique 2D orientée SO-NE, aplatie sur l'horizon de 'profondeur d'eau paléontologique' (ligne bleue).	35
Figure 22. "calculations" dans les paramètres de surface	36
Figure 23. Surface restaurée de 'profondeur d'eau' (en haut) et surface de 'pélotopographie' (en bas) à 5 Ma.....	36
Figure 24. Courbe de Haq global sea-level dans GPM	38
Figure 25. Carte tectonique des taux de soulèvement et sa fonction.....	39

Figure 26. Courbe de diffusion, l'axe des X montre la profondeur de l'élévation du niveau de la mer, l'axe des Y est le multiplicateur.....	40
Figure 27. Trimming process dans PETREL	41
Figure 28. Résultat tronqué du modèle GPM superposé à la ligne sismique 2D (modèle de référence).	43
Figure 29. Ligne sismique 2D et les principaux horizons de séquences du modèle GPM.....	43
Figure 30. Polarité apparente appliquée à la ligne de section 2D et les horizons du modèle en noir....	44
Figure 31. Taux de coefficient de diffusion et fonction constante utilisée pour la simulation.....	46
Figure 32. Model GPM du scénario (a).....	46
Figure 33. Scénario (b) GPM model avec un coefficient de diffusion de 5m ² /a.....	47
Figure 34. Modèle GPM après variation de la fonction de diffusion, le modèle du haut montrant un schéma d'aggradation, le modèle du bas montrant un schéma de progradation.	48
Figure 35. Top: GPM model without the influence of tectonic movements. Bottom: GPM model affected by uplift to the Eastern part.	49
Figure 36. GPM model varying the sea level curve input.....	50
Figure 37. trimmed simulations result of the previous scenarios overlaid on seismic 2D line	51
Figure 38. Carte montrant l'emplacement du bassin de Berkine (cercle jaune) dans la partie nord de la Plateforme Saharienne, les reliefs structuraux associés et les principaux champs pétroliers et gaziers de l'Algérie, modifiée d'après Turner et al 2001.	54
Figure 39. Section transversale généralisée NNO-SSO à travers le bassin de Berkine, montrant l'emplacement des principaux champs pétroliers de la partie centrale du bassin. Adapté de Boote et al. (1998).	55
Figure 40. Stratigraphie généralisée du bassin de Berkine et des différentes unités du TAGI. Adapté de Turner et al. 2001.	56
Figure 41. Localisation des Blocs 401a et 402a et des accumulations d'hydrocarbures dans la partie orientale du bassin de Berkine, ainsi que la section des puits utilisés pour le modèle GPM, modifiée d'après Turner et al. 2001.	57
Figure 42. Stratigraphie séquentielle du TAGI basée sur les Blocs 401a et 402a, d'après Turner et al. (2001).	60
Figure 43. Types de données Petrel avec leurs formats, catégories et modèles.....	61
Figure 44. Les informations de géoréférencement de carte dans PETREL.....	62
Figure 45. La localisation des puits BKE-1, SFNE-1, ROD-2, ROD-4, RER-1, RERN-1 sur Petrel... 63	63
Figure 46. Position des sommets de puits sur les puits étudiés représentant les limites de séquence... 63	63
Figure 47. Make/edit Surface process dans PETREL	64
Figure 48. Surfaces correspondant aux limites de séquence.	64
Figure 49. Corrélation des puits SO-NE à travers les puits (BKE-1, SFNE-1, ROD-2, ROD-4, RER-1, RERN-1).....	65
Figure 50. Codes couleur pour les différentes faciès de la zone étudiée.....	65
Figure 51. Polygone dans la fenêtre 2D.	67
Figure 52. Variations d'altitude de la topographie du modèle de base dans l'éditeur de topographie. ..	68
Figure 53. La courbe mondiale du niveau de la mer d'Exxon pour l'intervalle de simulation dans le logiciel GPM.	68
Figure 54. Proportions de sédiments et noms de codes correspondants.....	69
Figure 55. Taux de subsidence sur la carte en mm/an.....	70
Figure 56. Taux d'élévation sur la carte des événements en mm/an.....	71
Figure 57. Diffusion function.....	72
Figure 58. Modèle GPM pour le réservoir TAGI dans la zone d'étude.....	73
Figure 59. Simulation GPM à différents intervalles de temps.	73
Figure 60. Modèle GPM pour le réservoir TAGI avec chaque séquence simulée séparément.	75
Figure 61. À gauche : Colonne stratigraphique du TAGI à partir des logs de ROD-2 À droite : Modèle GPM du TAGI au niveau de ROD-2.....	76

Liste des tableaux

Tableau 1. Résumé des puits disponibles et des diagraphies utilisées dans l'étude.....	30
Tableau 2. Propriétés et fractions granulométriques des types de sédiments utilisés comme intrants..	37
Table 3. Noms et coordonnées des puits utilisés	62
Table 4. Types et propriétés des sédiments	69
Table 5 Taux d'élévation et de subsidence au fil du temps géologique.....	71
Table 6 Valeurs de diffusion de sédiments en mètres carrés par an (m ² /an).	72
Table 7 Paramètres d'entrée pour la simulation de l'expérience 2 avec GPM.....	75

Introduction générale

Introduction générale :

Dans la phase d'exploration, la découverte de réservoirs pétroliers dépend de manière cruciale de la construction de modèles géologiques précis. Ces modèles intègrent diverses sources de données, telles que des levés sismiques, des carottes de forage et des cartes géologiques, pour fournir une compréhension complète des structures et propriétés géologiques du sous-sol. Malgré des avancées significatives dans les techniques d'imagerie sismique et de forage en haute mer au cours des dernières décennies, reproduire l'évolution dynamique de l'histoire de remplissage du sous-sol reste un défi substantiel.

Un outil relativement récent et sous-utilisé dans la modélisation géologique est la Modélisation des Processus Géologiques (GPM), également connue sous le nom de Modélisation Stratigraphique Prospective (FSM). GPM offre une approche alternative à la modélisation du sous-sol en permettant la reconstruction chronologique de l'histoire géologique d'un bassin basée sur la modélisation stratigraphique prospective. Cette méthode simule la déposition sédimentaire au fil du temps, en tenant compte des processus tels que l'érosion, le transport et la déposition des sédiments clastiques et des carbonates. En simulant numériquement ces processus physiques et géologiques, la GPM permet de créer des modèles 3D qui ajoutent des couches de sédiments en plusieurs étapes temporelles, résultant en des modèles physiquement et géologiquement contraints.

La force de GPM réside dans sa capacité à produire des modèles qui se rapprochent étroitement de la réalité, montrant les géométries sédimentaires attendues et prédisant les distributions lithologiques. Cette méthode fournit aux géologues un outil quantitatif puissant pour construire des modèles du sous-sol précis et réalistes, essentiels pour identifier les emplacements de forage optimaux, estimer les réserves d'hydrocarbures et concevoir des stratégies de production efficaces. Par conséquent, GPM améliore significativement la compréhension et la prédiction des environnements souterrains, contribuant au succès et à la rentabilité globale des projets d'exploration d'hydrocarbures.

Cette étude est conçue pour fournir une compréhension approfondie des potentialités et des contraintes associées à l'utilisation de la Modélisation des Processus Géologiques (GPM) dans la reconstruction de scénarios géologiques passés. Le bloc F3, largement étudié dans la mer du Nord, est choisi comme étude de cas exemplaire en raison de sa documentation riche via des levés sismiques et des données de puits. En outre, l'application des techniques de GPM sera explorée dans le réservoir TAGI au sein du bassin de Berkine. Cette étude est organisée en quatre chapitres :

- Le chapitre 1 introduit la modélisation numérique géologique et se concentre sur l'émergence de la Modélisation des Processus Géologiques (GPM) comme technique spécialisée pour simuler les processus sédimentaires. Le chapitre contextualise la GPM parmi d'autres approches de modélisation, soulignant ses contributions uniques, et prépare le terrain pour explorer les applications de la GPM dans les environnements fluvio-deltaïques dans les chapitres suivants.

-
- Le chapitre 2 fournit un aperçu de la Modélisation des Processus Géologiques (GPM), en se concentrant sur ses intrants essentiels, paramètres, et applications pratiques à travers des études de cas réels.
 - Le chapitre 3 décrit le contexte géologique du "bloc F3" dans le secteur offshore des Pays-Bas et introduit une modélisation des processus géologiques 3D utilisant la technologie GPM. Il vise à reconstruire la séquence et la géométrie des unités sédimentaires profondes définies du complexe deltaïque dominé par les sédiments clastiques. L'étude comprend l'exécution de scénarios alternatifs pour tester l'influence des paramètres clés sur l'architecture deltaïque simulée et ses interactions avec les changements du niveau de la mer, la tectonique, et l'approvisionnement en sédiments.
 - Le chapitre 4 présente la première utilisation de la GPM dans le bassin de Berkine, en se concentrant sur le réservoir TAGI en Algérie. Il décrit le contexte géologique du bassin de Berkine, explique la méthodologie employée pour l'application de la GPM, et présente les résultats des simulations. Ces résultats sont censés offrir de nouvelles perspectives sur la trajectoire évolutive du bassin et ses perspectives pour l'exploration des hydrocarbures.

CHAPITRE I:

Généralités

1 Modélisation numérique géologique:

La modélisation géologique numérique utilise des techniques mathématiques et informatiques pour simuler et analyser divers processus géologiques. Ces modèles représentent les interactions complexes au sein des systèmes géologiques, tels que l'évolution des bassins sédimentaires, l'écoulement des fluides dans les milieux poreux, les activités tectoniques et l'exploration des ressources. Cette approche transforme l'analyse géologique de descriptive à théorique, fournissant un aperçu des mécanismes sous-jacents des phénomènes complexes des bassins.

Pour transformer l'analyse qualitative en caractérisation quantitative, les chercheurs intègrent aux modèles des données expérimentales et de terrain, des données de télédétection et des données géophysiques. Cela permet d'améliorer le réalisme des modèles et de réduire les incertitudes. Le développement de techniques de modélisation hybrides, qui combinent différentes méthodes numériques, permet de tirer parti de leurs forces individuelles tout en atténuant leurs faiblesses. En outre, les progrès réalisés dans le domaine de l'informatique de haute performance ont permis de réaliser des simulations de modélisation géologique à grande échelle, ce qui permet de réaliser des analyses plus détaillées et plus complètes.

L'évolution vers la quantification est due à la disponibilité de données de haute qualité, telles que les données sismiques 3D et 4D, à l'augmentation de la puissance de calcul et à un environnement concurrentiel dans lequel des marges plus fines sont essentielles. Traditionnellement, la modélisation numérique en géologie s'appuie sur des méthodes géostatistiques, utilisant des techniques statistiques pour estimer les propriétés géologiques entre les puits. Des méthodes telles que le krigeage ou l'interpolation stochastique sont couramment utilisées dans l'industrie en amont pour modéliser les caractéristiques des réservoirs. Toutefois, ces méthodes conventionnelles présentent des limites, notamment en ce qui concerne la simulation de la distribution chronologique réaliste des faciès, car elles omettent souvent la séquence chronologique des processus de dépôt contrôlés par des facteurs paléo-environnementaux et tectoniques.

La modélisation des processus sédimentaires, et des processus géologiques en général, peut se faire de manière intuitive, mais elle devient plus puissante et quantitative avec l'aide d'un modèle de simulation de processus. Ces modèles imposent des contraintes basées sur des connaissances physiques et géologiques aux dépôts sédimentaires simulés. Par exemple, compte tenu de certaines variations du niveau de la mer, du paléoclimat et des conditions paléogéographiques, seuls certains types, tailles et géométries de dépôts fluviaux, de deltas ou de turbidites sont possibles. Un modèle idéal de processus géologique est utilisé de la même manière qu'un simulateur de réservoir. Dans un simulateur de réservoir, nous commençons par estimer de nombreux paramètres du réservoir (porosité, perméabilité, saturations, etc.). Nous lançons le simulateur vers l'avant et essayons de faire correspondre les historiques de puits et de production, puis nous ajustons itérativement les paramètres du réservoir pour parfaire la correspondance. Une fois satisfait, le simulateur peut prédire la production future des puits existants ou proposés.

De même, cette étude utilise le logiciel Geological Process Modeling (GPM) pour simuler les conditions paléogéographiques, y compris la taille et la forme des bassins, le taux d'afflux de sédiments, le paléoclimat et les cadres tectoniques. Dans un premier temps, ces conditions sont supposées sur la base des données disponibles. Le modèle est ensuite ajusté de manière itérative en modifiant les conditions limites jusqu'à ce qu'il corresponde approximativement aux observations (diagraphies de puits et données sismiques). La sortie du modèle peut alors être utilisée pour prédire la géologie entre et au-delà des points de données disponibles.

En utilisant le GPM, nous pouvons créer des modèles de subsurface plus précis et plus réalistes, qui sont essentiels pour identifier les emplacements de forage optimaux, estimer les réserves d'hydrocarbures et concevoir des stratégies de production efficaces. Par conséquent, le GPM améliore considérablement la compréhension et la prévision des environnements souterrains, contribuant ainsi au succès global et à la rentabilité des projets d'exploration d'hydrocarbures.

1.1 Modélisation des processus géologiques (GPM) :

La Modélisation des Processus Géologiques (GPM) offre une approche alternative à la modélisation géologique traditionnelle en reconstruisant l'histoire géologique d'un bassin dans l'ordre chronologique en utilisant la Modélisation Stratigraphique Prospective (FSM). La GPM simule la déposition sédimentaire au fil du temps, en considérant les processus tels que l'érosion, le transport et la déposition pour les sédiments clastiques et carbonatés. Cette méthode a connu un développement rapide et une application extensive dans le milieu universitaire et l'industrie pétrolière au cours des deux dernières décennies.

La GPM construit des modèles 3D physiquement et géologiquement contraints. Ces modèles ressemblent étroitement aux géométries sédimentaires naturelles et aux distributions lithologiques. La nature détaillée de la GPM permet l'inclusion de divers facteurs dynamiques, tels que les contextes paléo-environnementaux et les effets tectoniques, résultant en des modèles géologiques plus précis et réalistes.

La force de la GPM réside dans sa capacité à produire des modèles qui se rapprochent étroitement de la réalité, représentant les géométries sédimentaires attendues et prédisant les distributions lithologiques (Figure 1). En simulant les interactions de divers processus géologiques au fil du temps, la GPM fournit aux géologues un outil quantitatif puissant pour construire des modèles du sous-sol précis et réalistes.

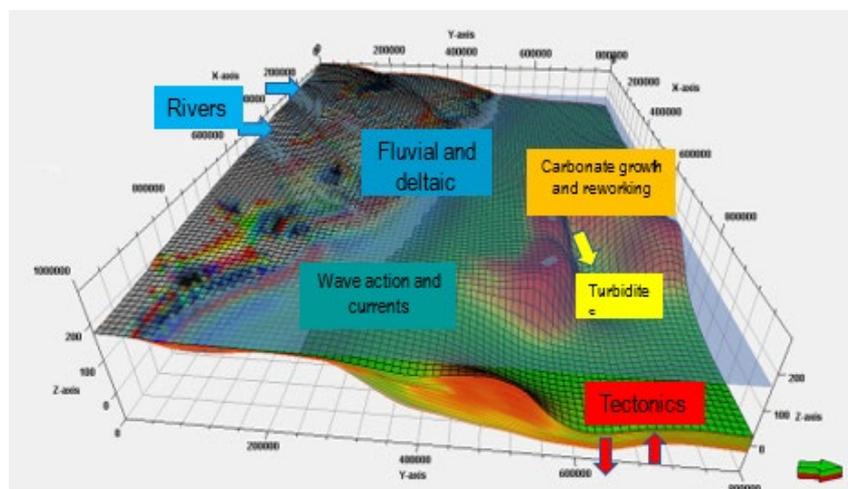


Figure 1. Modèle simulé GPM. Le modèle GPM démontre l'incorporation détaillée de facteurs dynamiques tels que les cadres paléo-environnementaux et les effets tectoniques, Sergio Courtade 2017

1.1.1 Le besoin de la Modélisation des Processus Géologiques (GPM) :

Une méthode de modélisation déterministe dynamique (Figure 2) est cruciale pour recréer les événements géologiques passés. Par exemple, les processus qui ont créé les dépôts d'évaporites anciens peuvent être représentés par des modèles dynamiques permettant l'ajustement de la topographie du bassin, des schémas de circulation, des taux d'évaporation au fur et à mesure que les expériences sont réalisées.

Le défi de l'adoption de la modélisation des processus sédimentaires comme technique industrielle standard réside dans la familiarité générale avec les pratiques de modélisation traditionnel. Les données concrètes telles que les logs des puits et les données sismiques ont été les principales sources pour délimiter les caractéristiques des réservoirs d'hydrocarbures. Ces données sont traitées de manière simple, les données brutes étant introduites dans un module de traitement pour produire des données affinées. L'interprétation des caractéristiques géologiques observées dans ces données repose souvent sur l'intuition.

Les Modèles Stratigraphiques Prospectifs (FSM), cependant, comblent le fossé entre les strates observées (soit dans les réservoirs d'hydrocarbures du sous-sol ou dans des analogues de surface) et les processus géologiques qui les ont générées (Burgess, 2012; Harris et al., 2016; Zhang et al., 2019). Les FSM améliorent notre compréhension des processus qui contrôlent l'architecture et la distribution des faciès dans les deltas, permettant ainsi de meilleures prédictions dans les cas de sous-sol avec des données limitées (Burgess, 2012). Cette compréhension est vitale pour l'évaluation des réservoirs et l'évaluation des risques lors de l'exploration et de l'évaluation des hydrocarbures.

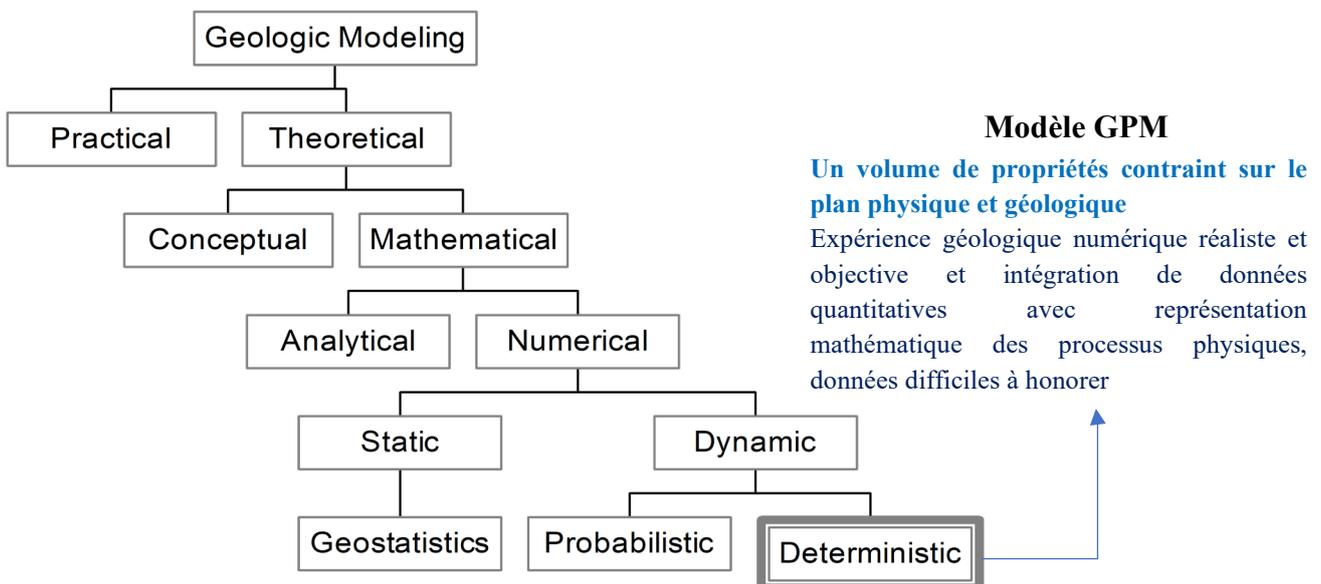


Figure 2. Comparaison entre la modélisation stratigraphique prospective (GPM) et les approches de modélisation géologique conventionnelles.

1.1.2 Avantages par rapport aux méthodes géostatistiques :

Bien que les méthodes géostatistiques aient été la norme en matière de modélisation géologique, elles utilisent principalement des algorithmes statistiques pour estimer la géologie entre les puits, ce qui donne souvent lieu à des modèles de subsurface irréalistes. Ces méthodes se concentrent sur les corrélations géométriques et spatiales des propriétés actuelles sans tenir compte de l'histoire de la sédimentation du bassin. En revanche, la modélisation des processus géologiques (GPM) reconstruit l'histoire géologique chronologique d'un bassin, en utilisant une approche déterministe pour construire des modèles 3D par l'ajout séquentiel de couches de sédiments sur plusieurs pas de temps. Cette approche simule les processus physiques et géologiques qui se produisent dans la nature, générant des modèles qui reflètent étroitement la réalité.

Le GPM fournit une image plus complète que les modèles basés uniquement sur des données et des statistiques spatiales. Elle intègre les processus sédimentaires physiques, offrant des capacités de prédiction qui vont au-delà des points de données. Même si les modèles géologiques ne correspondent pas parfaitement aux données, la capacité de la GPM à prédire la géologie à distance et entre les points de données la rend très utile dans le cadre de l'exploration. GPM peut également compléter les programmes de modélisation des bassins en fournissant des données essentielles sur les taux, les types et les conditions d'accumulation des sédiments.

1.1.3 Applications du GPM :

Le logiciel GPM a des applications polyvalentes à différents stades de l'exploration et de l'exploitation pétrolières :

1.Phase d'exploration préliminaire :

- o Validation des modèles conceptuels.
- o Évaluation critique des interprétations sismiques régionales.
- o Aide à la prédiction des réservoirs avant le forage du premier puits d'exploration.

2.Phase de développement :

- o Affine les corrélations entre les puits.
- o Contribue aux études de modélisation des bassins.
- o Contrainte des modèles géostatistiques statiques par des données géologiques.
- o Améliore les flux de travail de caractérisation des réservoirs.
- o Informer les stratégies de développement des gisements.

3.Outil pédagogique :

- o Les résultats des modèles stratigraphiques prospectifs (SFM) constituent un outil pédagogique efficace, permettant de visualiser et d'expliquer l'évolution stratigraphique des systèmes sédimentaires au fil du temps. Cet outil est particulièrement précieux à l'échelle du développement des réservoirs et des scellements.

1.2 Motivation de la recherche :

Les objectifs de cette étude sont d'explorer l'application de la modélisation des processus géologiques (GPM) dans les environnements de dépôt silicoclastiques, en mettant l'accent sur les environnements fluviaux et deltaïques. Plus précisément, la recherche vise à :

1. Prédire la distribution des faciès dans un système deltaïque en progression : Utiliser des conditions limites calibrées avec des données sismiques du secteur néerlandais, bloc F3 de la mer du Nord, pour mieux comprendre les processus géologiques qui ont formé les séquences et les caractéristiques sédimentaires observées.
2. Estimer l'influence de variables clés telles que l'apport de sédiments, l'eustasie et la tectonique sur les schémas de sédimentation et l'architecture stratigraphique.
3. Mettre en œuvre la technologie GPM en Algérie : Appliquer la technologie GPM aux dépôts silicoclastiques du réservoir TAGI dans le bassin de Berkine, ce qui permettra de mieux comprendre les processus géologiques qui façonnent le réservoir.

En atteignant ces objectifs, la recherche vise à améliorer la compréhension des processus géologiques dans les environnements fluviaux et deltaïques, à améliorer les capacités prédictives dans la modélisation de la subsurface et à soutenir des stratégies d'exploration et de production plus efficaces dans l'industrie pétrolière.

CHAPITRE II :
Technologie de modélisation des processus
géologiques (GPM)

2 Aperçu du GPM dans le logiciel Petrel :

Petrel E&P est une plateforme logicielle développée par SLB (Schlumberger) qui intègre diverses disciplines telles que les géosciences, l'ingénierie des réservoirs, l'ingénierie de la production et le forage. Cette technologie fournit un ensemble complet d'outils et de fonctionnalités pour les géoscientifiques et les ingénieurs, soutenant tout le workflow d'exploration à la production. Petrel E&P permet aux utilisateurs d'intégrer divers types de données, telles que les données sismiques, les logs des puits et les données de performance des réservoirs, pour construire des modèles 3D détaillés du sous-sol. Ces modèles sont cruciaux pour comprendre les caractéristiques des réservoirs, optimiser les stratégies de forage et de production, et maximiser la récupération des hydrocarbures en permettant une meilleure prise de décision basée sur une compréhension claire des opportunités et des risques.

Un ajout relativement récent et sous-utilisé à l'arsenal du géologue est la Modélisation des Processus Géologiques (GPM). Cette technique vise à modéliser les processus d'érosion, de transport et de déposition des sédiments clastiques, ainsi que la croissance et la redistribution des carbonates, basés sur des principes physiques quantitatifs déterministes (Cross, 1990; Tetzlaff & Priddy, 2001; Merriam & Davis, 2001). La GPM permet la construction de systèmes pétroliers améliorés et de modèles de réservoir prospectifs illustrant les séquences stratigraphiques et les litho-faciès, en prédisant les processus de sédimentation associés (figure 3). En exploration, elle aide à prédire plus précisément la présence, la connectivité et la forme des réservoirs. L'approche de la GPM à la modélisation géologique est applicable dans divers contextes géologiques et tout au long de l'activité amont, de l'exploration précoce à l'amélioration de la récupération pétrolière. Elle peut être appliquée à l'échelle du bassin pour les lithologies silicoclastiques, carbonatées et mixtes.

Lorsque les modèles conceptuels géologiques sont représentés et documentés numériquement via la GPM, les géologues peuvent mieux comprendre leurs perspectives. Cette représentation numérique améliore la confiance et la traçabilité dans les projets en cours et achevés, conduisant à des interprétations géologiques plus fiables et reproductibles.

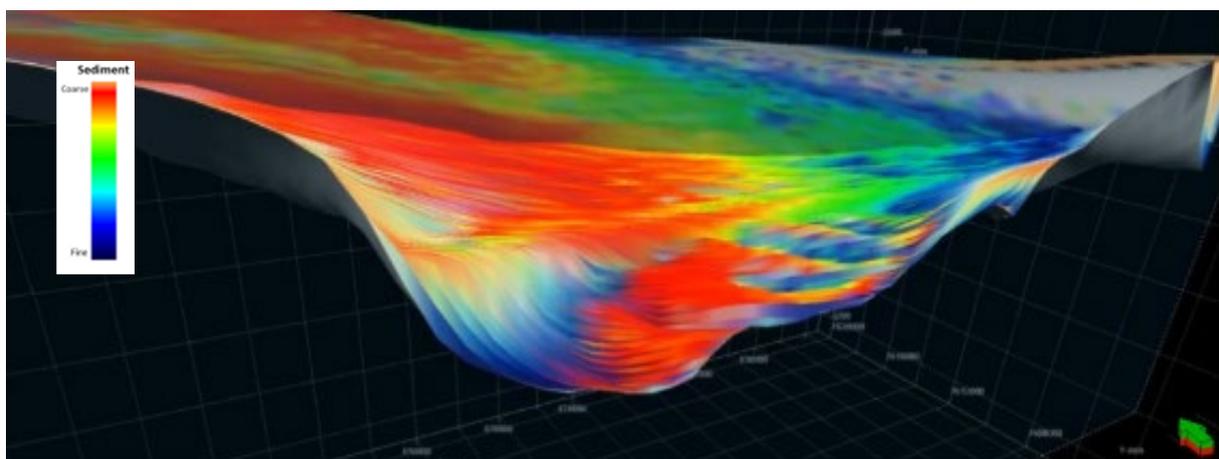


Figure 3. Coupe transversale du résultat de la simulation GPM montrant des sables dans la partie profonde du bassin de Campos, Brésil, représentant des éventails de fond de bassin déposés par des courants de turbidité provenant de l'extrémité supérieure du bassin (en haut à gauche de la figure).
d'après Acevedo et al., 2014

GPM fonctionne comme un laboratoire sédimentaire numérique "bac à sable", simulant la formation de séquences sédimentaires en fonction de conditions définies par l'utilisateur, telles que la topographie du bassin, les variations du niveau de la mer et les apports de sédiments. Il modélise l'érosion, le transport et le dépôt de sédiments clastiques et carbonatés dans divers contextes géologiques, y compris les chenaux, les rivières, les flux de turbidité et les systèmes littoraux. En outre, il intègre des processus tels que la croissance des carbonates, l'action des vagues, la diagenèse météorique et le compactage des sédiments, ce qui permet de limiter les résultats en comprenant les processus qui ont pu former une séquence sédimentaire.

Le logiciel GPM génère des modèles géologiques par la simulation numérique de processus physiques combinés à des règles empiriques bien documentées. Les modèles qui en résultent sont très réalistes et se rapprochent étroitement des conditions réelles lorsque toutes les conditions limites sont définies avec précision.

Développé à l'origine par Daniel Tetzlaff dans le cadre de son projet de doctorat à l'Université de Stanford, GPM a été l'un des premiers simulateurs 3D de processus sédimentaires. Existant initialement sous la forme d'un logiciel autonome, GPM a été intégré à la plateforme Petrel et commercialisé en 2017. Depuis, il a fait l'objet d'améliorations continues et de nouvelles fonctionnalités majeures sont prévues pour les prochaines versions (Figure 4).

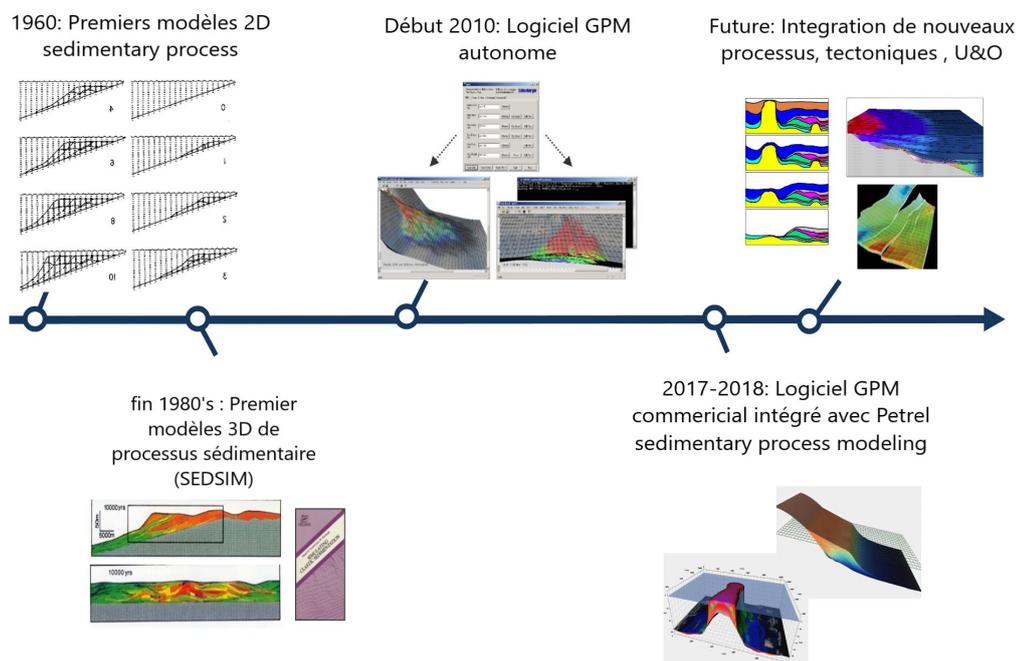


Figure 4. Développement du logiciel GPM (Geological Process Modeling for Petrel 2018, Schlumberger)

2.1 Types d'entrée de données GPM :

Le logiciel GPM utilise principalement des données douces plutôt que des données dures. Son objectif est d'explorer divers scénarios géologiques sur la base des données disponibles et de remettre en question les interprétations existantes. Grâce à la simulation, différents scénarios et hypothèses géologiques sont testés et affinés, ce qui permet aux versions finales des modèles de correspondre aux données réelles.

2.1.1 Données souple (Soft data):

- **Courbe eustatique** : Obtenue à partir de courbes standard publiées et affinée ultérieurement à l'aide des connaissances locales.
- **Action des vagues** : Direction, amplitude et période pour les vagues de beau temps et de tempête.
- **Tectonique** : la connaissance des principaux soulèvements, affaissements, basculements et plissements légers en fonction du temps est importante pour obtenir un meilleur modèle.
- **Paléoclimat** : Les modèles de précipitations, le climat éolien, les courants océaniques et les effets de l'altération ont tous une incidence sur le modèle.
- **Provenance des sédiments** : Pour les silicoclastiques, la quantité, le type et la direction du flux de sédiments externes dans le modèle sont des facteurs cruciaux.

2.1.2 Données brutes (Hard data):

- **Sismique** : fournit des images des structures et de la stratigraphie du sous-sol, révélant les systèmes de failles, les plis et les schémas de dépôt ; de préférence, les surfaces prélevées doivent être converties en profondeur.
- **Diagraphies de puits**. Les diagraphies les plus utiles sont les diagraphies lithologiques traitées dans lesquelles les principaux lithotypes ont été classés en grands groupes. Les diagraphies de porosité sont également importantes car elles peuvent aider à établir l'historique de la compaction et, dans le cas des carbonates, la dissolution post-dépôt.
- **Carottes** : Les carottes disponibles sont importantes car elles peuvent confirmer les lithologies et éventuellement les environnements de dépôt prévus par le modèle. Elles fournissent également la "porosité compactée" et la "perméabilité compactée", qui sont importantes lors de la modélisation du compactage.
- **Données topographiques et bathymétriques** : Les données d'élévation et de profondeur à haute résolution sont essentielles pour la modélisation des processus de surface et de la morphologie des bassins.
- **Autres données** : Les données d'affleurement de la même formation, ainsi que les analogues, servent de lignes directrices générales non quantitatives pour affiner le modèle final.

2.2 Éléments et principes directeurs du GPM :

2.2.1 Principes du GPM:

Le logiciel GPM nécessite la saisie par l'utilisateur de toutes les conditions initiales et limites, y compris les facteurs paléogéographiques tels que la topographie du bassin, les mouvements tectoniques, les fluctuations du niveau de la mer, l'afflux de sédiments, la dynamique de l'écoulement fluvial et les propriétés des sédiments. Ces données sont essentielles pour prédire les accumulations de sédiments tout en respectant les principes de conservation de la masse et de l'énergie, modélisant ainsi des concepts physiques au niveau local.

Sur le plan numérique, GPM utilise l'équation de Navier-Stokes pour simuler les écoulements stables et instables, y compris les courants littoraux des vagues, ce qui garantit une représentation robuste et précise des processus géologiques. L'écoulement horizontal moyenné en profondeur dans un écoulement à surface libre est traité à l'aide de différences finies pour l'écoulement régulier et de la méthode des particules dans les cellules pour l'écoulement instable. Cette dernière méthode implique de nombreuses particules, chacune représentant un volume fini de fluide, tandis qu'une grille suit la profondeur locale et la vitesse moyenne de l'écoulement. En outre, les vagues et les courants induits par les vagues sont simulés à l'aide d'un algorithme de première arrivée qui respecte la loi de Snell et les effets de diffraction.

GPM simule de manière exhaustive les processus géologiques tels que la formation, l'érosion, le transport et le dépôt des sédiments, ainsi que les effets post-dépôt tels que la tectonique et la compaction. Cette fonctionnalité aide les utilisateurs à comprendre et à contraindre les séquences sédimentaires sur la base de principes physiques. Il est important de noter que GPM n'impose pas de règles de géométrie stratigraphique ; au contraire, il permet à la stratigraphie d'émerger naturellement des processus géologiques, garantissant ainsi que les modèles sont fondés sur la physique plutôt que sur des données ou des propriétés de variabilité spatiale.

2.2.2 Éléments de la GPM:

La construction d'un modèle stratigraphique prospectif pour un corps sédimentaire implique une procédure de simplification et de conceptualisation de ses processus génétiques. Une vue d'ensemble du processus est présentée dans la figure 5 ci-dessous.

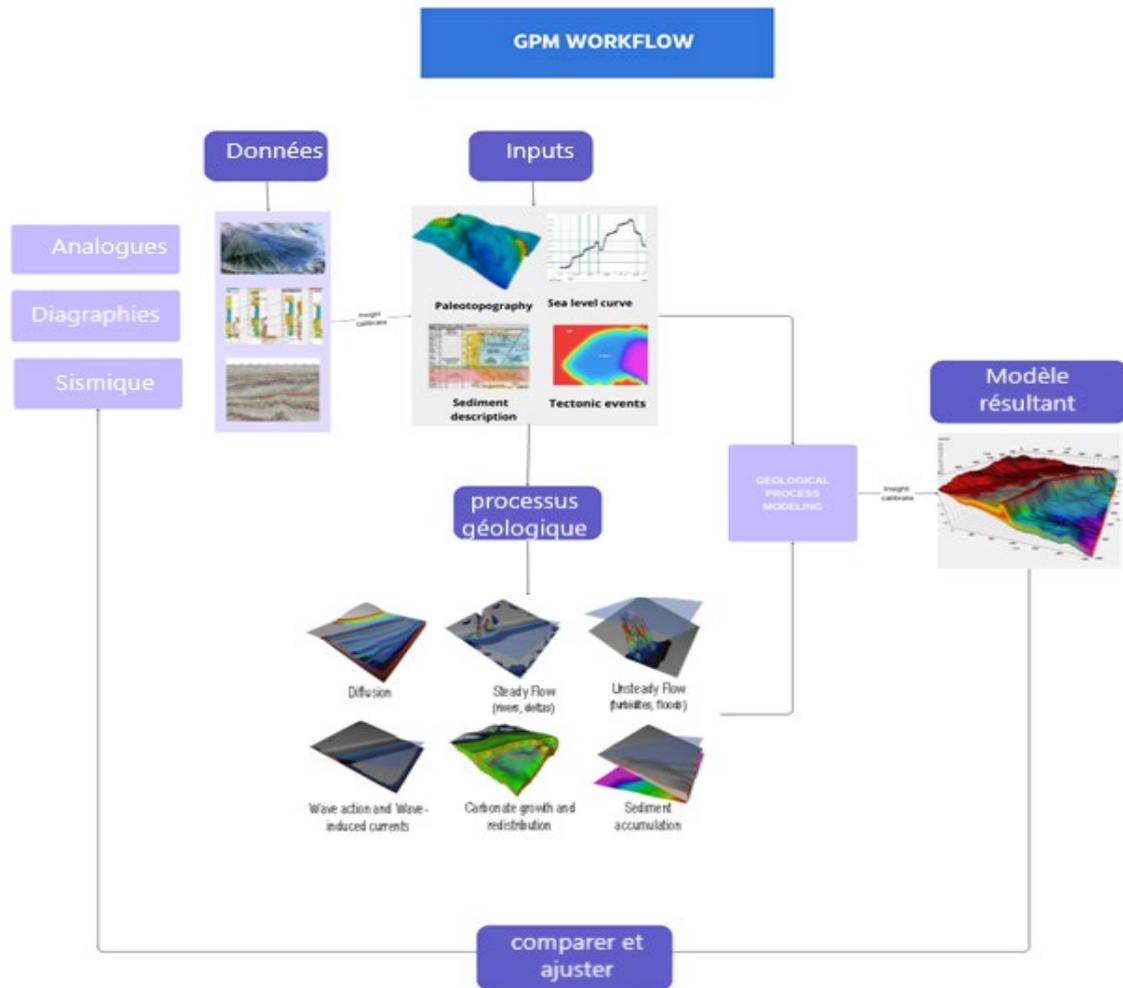


Figure 5. Flux de travail général du logiciel GPM

2.3 Données clés de la construction d'un modèle GPM :

2.3.1 Paléo-topographie:

La surface topographique, ou "socle", représente la surface initiale sur laquelle se produiront l'érosion, le transport et le dépôt. Pour reconstituer avec précision la topographie initiale et l'épaisseur sédimentaire, il faut inverser à la fois la compaction et les déformations structurelles.

Cette reconstruction s'appuie sur des données sismiques indiquant les caractéristiques structurelles, des corrélations de puits avec des outils de restauration pour l'histoire structurelle et la profondeur de l'eau, des cartes isopach pour les variations de l'épaisseur des sédiments, et la géométrie conceptuelle du bassin pour la forme générale du bassin.

2.3.2 Variations du niveau de la mer :

Les changements eustatiques du niveau de la mer se produisent sur des milliards d'années en raison de facteurs tels que les variations du volume de la glace glaciaire et les processus de tectonique des plaques qui modifient la forme du plancher océanique. Dans le GPM, le niveau de la mer est un facteur dynamique qui reflète l'évolution eustatique. L'élévation du niveau de la mer augmente l'espace d'accueil, ce qui entraîne le dépôt de sédiments épais, tandis que la baisse du niveau de la mer réduit l'espace d'accueil, ce qui provoque l'érosion. Les variations du niveau de la mer ont également un impact sur le transport des sédiments, formant des dépôts côtiers ou des plaines côtières et des deltas. Ces variations créent des séquences stratigraphiques distinctes, telles que les séquences transgressives et régressives, dont les structures sédimentaires spécifiques reflètent l'histoire du niveau de la mer. GPM offre des options pour définir le niveau de la mer, y compris l'utilisation de courbes globales prédéfinies comme celles de Haq et Exxon, l'importation de données, la création de courbes personnalisées dans Petrel ou le dessin manuel de ces courbes.

La courbe du niveau de la mer d'Exxon, ou courbe de Vail, et la courbe du niveau de la mer de Haq sont des modèles largement utilisés pour décrire les variations du niveau de la mer à l'échelle mondiale au cours des temps géologiques (figure 6). La courbe de Vail, développée par les chercheurs d'ExxonMobil dirigés par Peter Vail, est basée sur l'analyse de la stratigraphie sismique et donne un aperçu des variations du niveau de la mer au cours de l'éon phanérozoïque. La courbe de Haq, développée par Bilal Haq et ses collègues, est une version affinée qui fournit des données actualisées et détaillées .

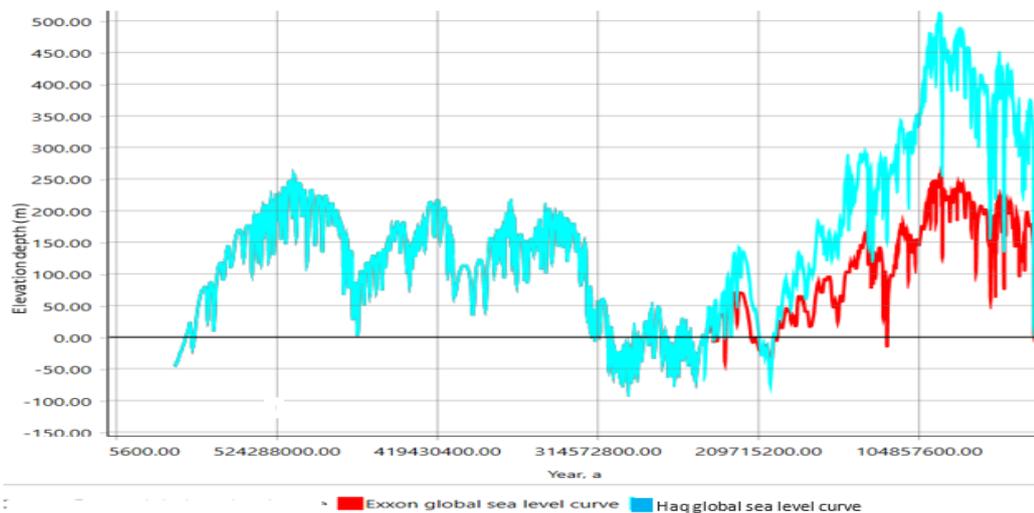


Figure 6. Comparaison de deux reconstructions du niveau de la mer au cours des 560 derniers millénaires selon Exxon et al et Haq et al (1987).

2.3.3 Types de sédiments:

Les types de sédiments sont définis comme des agrégats de particules présentant des caractéristiques identiques de taille, de forme et de densité. Le GPM fonctionne avec différents types de sédiments et leurs mélanges dans des proportions continues, ainsi qu'avec des considérations de porosité, ce qui permet d'obtenir une large gamme de lithologies. En outre, le GPM capture les conditions paléo environnementales telles que la profondeur de dépôt, les changements relatifs du niveau de la mer et l'énergie des vagues, ce qui conduit à la formation de divers faciès de dépôt.

En règle générale, GPM utilise quatre composantes principales de sédiments : le "gravier", le "sable", le "silt" et l'"argile", ou alternativement le "récif". Chaque composant est spécifié par ses propriétés physiques, notamment :

- Taille des grains
- Densité des grains
- Coefficient de compactage
- Porosité initiale du dépôt
- Perméabilité

Dans le cas des carbonates, les propriétés supplémentaires comprennent les dépendances des taux de croissance influencés par la lumière et l'action des vagues.

2.3.4 Tectonique:

Dans GPM, les activités tectoniques sont modélisées pour refléter les mouvements syn-dépositionnels de divers éléments structuraux tels que les plates-formes, les bassins et les pentes pendant la sédimentation. Cette approche de modélisation permet de comprendre comment la sédimentation se produit en même temps que les événements tectoniques. En outre, le logiciel permet d'incorporer la tectonique post-dépôt à l'aide d'outils d'ajustement après l'exécution du modèle. Cette fonctionnalité est régie par deux ensembles principaux de paramètres :

-**Carte Areal** : Elle fournit des informations sur les variations spatiales des mouvements tectoniques dans la zone modélisée, en détaillant comment les différentes régions ont subi des déplacements tectoniques.

- **Courbe stratigraphique** : Elle illustre la variation temporelle des mouvements tectoniques, ce qui permet aux utilisateurs de comprendre l'évolution des influences tectoniques et leur impact sur les processus sédimentaires au cours de l'histoire géologique.

2.4 Processus géologiques

Un modèle géologique réaliste nécessite une compréhension approfondie de tous les processus sédimentaires impliqués dans le dépôt (Warrlich et al., 2008). Une fois la genèse du corps sédimentaire comprise, les mécanismes de dépôt doivent être traduits en plusieurs paramètres clés. Le GPM permet d'accéder à différents processus géologiques :

La diffusion : La diffusion joue un rôle fondamental dans la simulation du mouvement des sédiments des pentes les plus élevées (lieux d'origine) vers les parties les plus basses de la zone

modélisée. Le principe de diffusion stipule que les sédiments se déplacent vers le bas de la pente à une vitesse proportionnelle à la pente et aux caractéristiques des sédiments ; les sédiments les plus fins se déplacent plus loin de la ligne de rivage que les sédiments plus grossiers. GPM utilise une courbe verticale pour décrire le coefficient de diffusion, qui varie en fonction de la profondeur par rapport au niveau de la mer à chaque incrément de temps.

Le calcul de la diffusion des sédiments dans le GPM est simplifié en utilisant l'expression :

$$\frac{\partial z}{\partial t} = k \nabla^2 z$$

Où Z est l'élévation topographique, K le coefficient de diffusion, t le temps, $\nabla^2 z$ est le laplacien de z.

Le coefficient de diffusion (k) est estimé sur la base des granulométries connues pour chaque composant sédimentaire et suppose un diamètre de grain uniforme (D) dans le mélange de flux.

La diffusion des sédiments dépend de trois paramètres clés : la taille des grains de sédiments et la turbulence, une courbe de diffusion servant de multiplicateur sans unité dans l'algorithme, et le coefficient de diffusion influencé par le type de sédiments et l'énergie de l'environnement de dépôt. Notamment, le coefficient de diffusion le plus élevé en fonction de la profondeur se produit près du niveau de la mer, là où l'énergie est la plus élevée au cours des temps géologiques. (Dashtgard et al., 2007) (figure 7)

La modélisation de la diffusion dans GPM englobe divers processus géologiques, y compris la dynamique du littoral, les mouvements de masse, les dépôts transgressifs, l'érosion et la reptation du sol le long des pentes. Si l'action des vagues n'est pas explicitement modélisée, elle peut être approximée à l'aide d'une courbe de diffusion dont les valeurs élevées près du niveau de la mer diminuent exponentiellement avec la profondeur. La diffusion peut également simuler l'érosion des hautes montagnes due à l'action glaciaire.

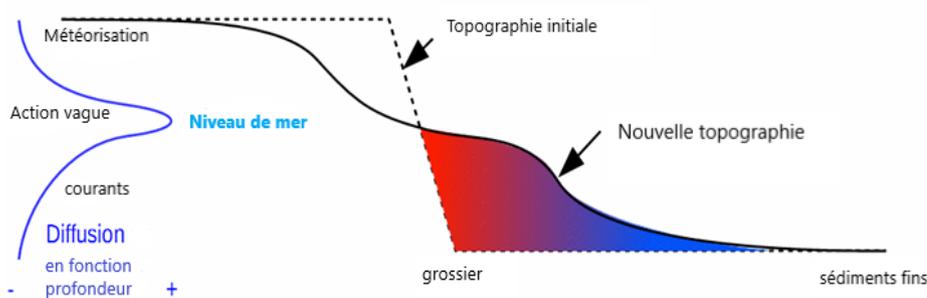


Figure 7. Variation de la diffusion en fonction du type de sédiment et de la profondeur du niveau de la mer (Sergio Courtade Schlumberger, 2017)

- **Compactage** : Un algorithme de compactage des sédiments basé sur une charge simple est inclus dans GPM. Il simule la compression élastique des sédiments due à la charge sus-jacente. Cet algorithme capture l'augmentation de l'espace d'accueil résultant du compactage, ce qui entraîne des changements dans les schémas de sédimentation, l'épaisseur et la géométrie.

Il tient compte en particulier des taux de compaction variables observés dans les différentes lithologies.

- **Accumulation de sédiments** : Cette fonction permet de modéliser des intervalles sans beaucoup de détails, tels que la charge des morts-terrains sur la séquence d'intérêt, par exemple le dépôt de cendres créées par l'activité volcanique et l'accumulation d'évaporites, d'éolianites ou de schistes pélagiques. Il est également utilisé pour simuler le dépôt de sédiments par des mécanismes qui ne sont pas couverts par les autres processus du logiciel GPM. La courbe d'approvisionnement en sédiments et les taux d'apport surfacique sont nécessaires pour modéliser avec précision l'accumulation de sédiments dans le cadre géologique souhaité.

- **Écoulement régulier « steady flow »** : Ce processus simule des flux qui varient lentement dans le temps, où la vitesse d'écoulement et la profondeur du canal ne varient pas brusquement, par exemple les rivières à un stade normal, les deltas et les courants marins. Il érode les sédiments jusqu'à ce que cette capacité soit atteinte et transporte les sédiments jusqu'à ce que la capacité de transport diminue au point de ne plus pouvoir transporter sa charge et modélise l'érosion, le transport et le dépôt des sédiments à chaque point de l'écoulement. Numériquement, le processus utilise un schéma de différences finies dans une grille rectangulaire pour un calcul plus rapide et pour illustrer la fréquence de l'écoulement qui est caractéristique de l'écoulement dans les canaux tels que les rivières. Cette méthode suppose une vitesse d'écoulement constante du fond du canal jusqu'à la surface.

Les flux dans GPM sont contrôlés par des sources ponctuelles, identifiées par un identifiant de source dans la carte de position de la source. Ces flux commencent dans des cellules spécifiques de la carte des sources où la valeur de la cellule est égale à l'ID de la source ponctuelle. Ils sont ensuite régis par la pente topographique, influençant l'érosion, le transport ou le dépôt de sédiments en fonction de la topographie, du niveau de la mer et des propriétés des sédiments. La vitesse de l'eau détermine principalement l'érosion ou la sédimentation

Une source ponctuelle de sédiments a besoin de quatre paramètres clés :

- ID de la source (correspond au numéro attribué à la source dans la carte des sources).
- Courbe d'approvisionnement en eau
- Courbe d'offre de sédiments
- Taille et composition des sédiments pour la prévision du transport et du dépôt.

La largeur du canal, la charge sédimentaire et la taille de l'éventail dans le canal modélisé sont influencées par des paramètres tels que la pente de la surface, l'érodabilité des sédiments, le coefficient de transport et le débit d'eau.

Débit d'eau (m^3/s) = Alimentation en eau (m/s) * Surface de la source (m^2)

Pour définir la zone source :

Zone de source = rejet d'eau / approvisionnement en eau

- **Écoulement instable « unsteady flow »** : simule les écoulements périodiques qui se produisent pendant une durée limitée, tels que les courants de turbidité dans les eaux profondes, les plaines inondables, les estuaires, les zones côtières et les événements tels que les ruptures de barrage où la vitesse et la profondeur de l'écoulement changent rapidement. Ce processus nécessite la saisie de valeurs variables dans le temps pour la vitesse d'écoulement, le débit et la

charge sédimentaire, qui peuvent être dérivées de données historiques, de modèles climatiques ou de scénarios hypothétiques.

L'algorithme pour l'écoulement instable dans GPM utilise une méthode "particule dans la cellule", où de nombreux éléments fluides ou particules représentent de petits volumes de fluide influencés par la gravité, la pente locale, la surface locale de l'eau (affectée par les éléments fluides proches), et la friction contre le fond et d'autres éléments fluides (montrant les effets de la viscosité dynamique).

Cette méthode permet de déterminer la concentration de sédiments dans le flux et la capacité de transport des sédiments (Tetzlaff et Harbaugh, 1989). L'équation de la méthode des particules repose sur l'hypothèse que l'érosion et le dépôt dépendent de l'équilibre entre la capacité de transport de l'écoulement et la "concentration effective de sédiments". L'équation pour le transport de sédiments multiples dans un écoulement est la suivante :

$$A_{em} = \sum_{ks} \frac{I_{ks}}{f_{1ks}}$$

où A_{em} est la concentration effective de sédiments du mélange, I_{ks} est la concentration de sédiments de chaque type, et f_{1ks} est la transportabilité de chaque type de sédiments.

- **Vagues :** Le modèle simule des vagues dont la position, la période et l'amplitude varient. Ce processus est applicable dans les zones où la surface des sédiments est inférieure au niveau de la mer. Le GPM utilise des formules pour la célérité des vagues, qui est la vitesse des groupes de vagues, pour calculer la trajectoire des vagues, en tenant compte de la réfraction et de la diffraction basées sur l'amplitude, la période et la distribution de la profondeur des vagues.

L'algorithme calcule la progression des fronts de vagues, en tenant compte de la vitesse des vagues (qui varie en fonction de la profondeur et de la période), ce qui permet de modéliser la réfraction et la diffraction des vagues. Lorsque les vagues atteignent des zones peu profondes, les effets suivants se produisent sur les sédiments :

- Diffusion accrue en raison des turbulences.
- Le mouvement net des particules sédimentaires se produit dans une direction perpendiculaire au rivage (aggradation ou dégradation de la surface du rivage).
- Un courant littoral se produit près du rivage, créant une accélération de l'eau dans le sens de la propagation des vagues qui peut, à son tour, déplacer davantage de sédiments.

- **Croissance des carbonates :** Cette fonction modélise la croissance et l'érosion des carbonates sur la base d'un maximum de quatre types de sédiments. La croissance de chaque type de sédiment est simulée en fonction des paramètres de croissance des carbonates. Une première sélection de contrôles stratigraphiques importants est souhaitable, car l'inclusion de paramètres plus incertains peut compliquer l'étalonnage du modèle.

2.5 Domaine d'application de GPM:

2.5.1 Connectivité des réservoirs et prédiction des pièges : Étude de cas : grès côtiers de Ferron, Utah, États-Unis

Une étude réalisée par S.F. Courtade, C. Warren, P. Salomonsen et J. Tveiten a utilisé le GPM pour reconstituer les dépôts du grès de Ferron, fluviale et deltaïque, du Turonien, dans le bassin d'avant-pays du Crétacé en Amérique du Nord. Le membre de grès de Ferron, d'une épaisseur de 100 à 160 mètres, se compose de six séquences de dépôt séparées par cinq limites de séquence. Le modèle intègre les processus de soulèvement tectonique, de subsidence du bassin, de faille verticale, de variation du niveau de la mer et de diffusion des sédiments. Le modèle obtenu (figure 8) a reproduit avec précision les séquences et les limites identifiées dans l'affleurement et a prédit des discontinuités de réservoir dans les dépôts régressifs forcés progradants et descendants de la séquence 03, ainsi que de faibles risques de connectivité dans les grès. Ceci met en évidence le potentiel du GPM pour prédire la continuité des réservoirs et les pièges stratigraphiques.

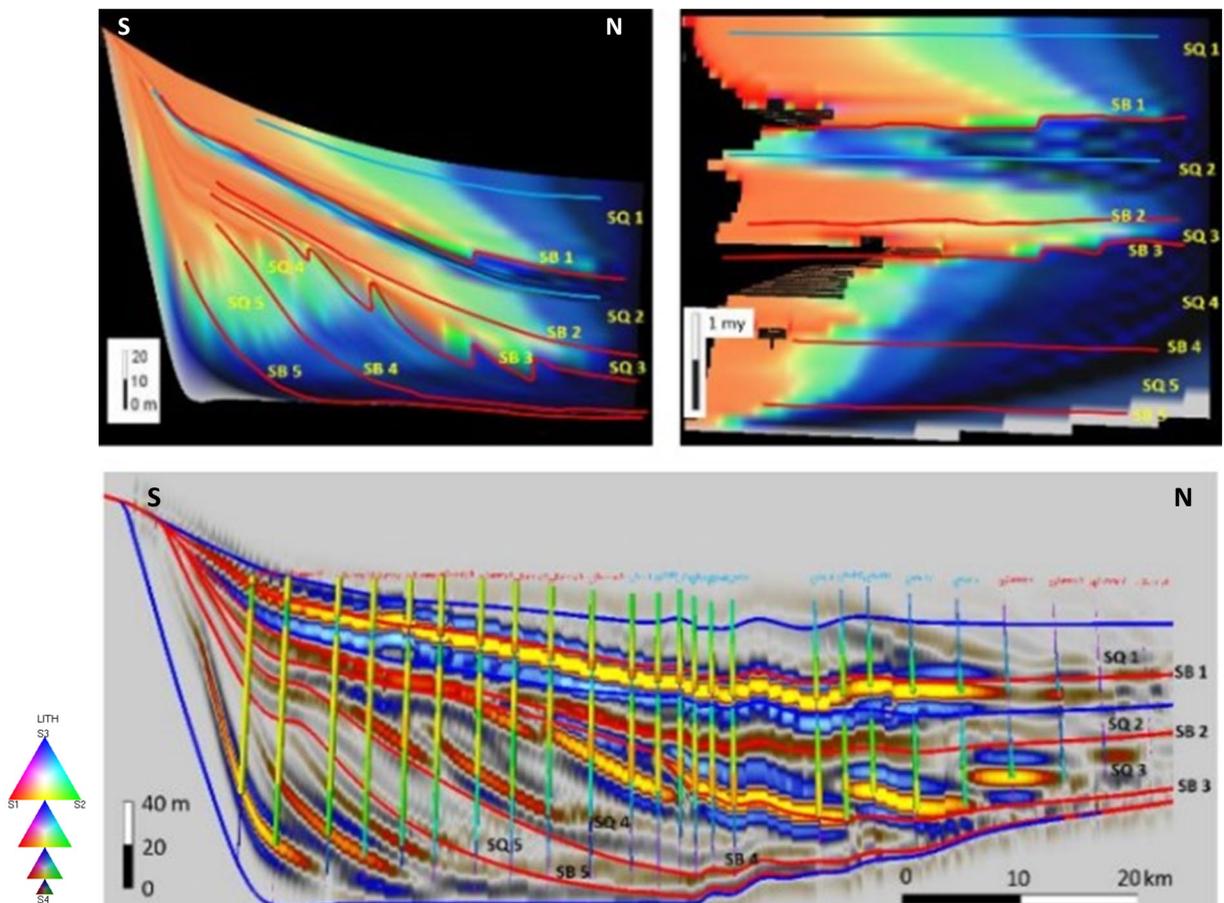


Figure 8. Modèle GPM de l'affleurement de grès de Ferron dans les Henry Mountains, Utah. Modèle géologique à gauche et diagramme de Wheeler à droite. D'après Li et al, 2012

2.5.2 Prévoir l'hétérogénéité des réservoirs de l'éventail sous-marin en eaux profondes de Sabah

Dans cette étude de M Radzi et al, GPM a été utilisé pour la modélisation 3D sur une zone de 64 km × 102 km avec un espacement de grille de 500 m. Les simulations ont couvert 126 pas de temps de 13,1 Ma à 6,7 Ma en utilisant le modèle de niveau de mer de Haq et al. Les simulations ont couvert 126 pas de temps, de 13,1 Ma à 6,7 Ma, en utilisant le modèle de niveau de la mer de Haq et al. (1988), en incorporant la diffusion et l'accumulation des sédiments, la tectonique et les processus d'écoulement instables. Les paramètres lithologiques et de transport ont été définis sur la base de données de puits et de données sismiques, avec un calibrage itératif pour s'aligner sur les données observées.

Les résultats de la modélisation (fig 9) révèlent des caractéristiques de dépôt typiques des systèmes d'éventails sous-marins, notamment des canyons, des chenaux de turbidite, des levées et des éventails. Des dépôts de sable ont été découverts dans une nouvelle zone d'intérêt, influencés par le niveau de la mer, l'espace d'accommodation et la vitesse d'écoulement des turbidites, validant ainsi les prédictions stratigraphiques séquentielles. Des réservoirs de haute qualité sont attendus dans les cônes de fond de bassin riches en grès et multicouches et dans les complexes de chenaux et de levées, en particulier dans les zones à faible relief paléo.

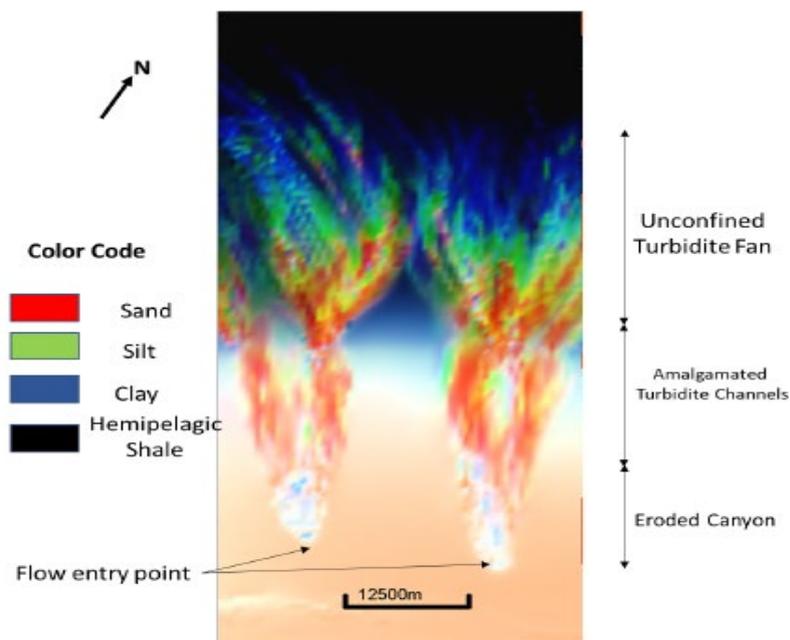


Figure 9. Vue aérienne d'un système d'éventail sous-marin non confiné simulé dans GPM montrant des canyons sous-marins, des chenaux de turbidite amalgamés et des éventails de turbidite.

2.5.3 Utilisation de la modélisation stratigraphique prospective pour modéliser la séquence brookienne du versant nord de l'Alaska

Christ, Alina-Berénice & Schenk, Oliver & Salomonsen, Per. (2016). a utilisé le GPM pour reconstruire des parties de la séquence progradationnelle de Brookian du Crétacé précoce. Le modèle couvre une zone de 2,11 millions de kilomètres carrés et s'étend sur une longueur de 1 600 kilomètres, modélisant une période allant de 122 Ma à 115 Ma. Les données d'entrée du GPM comprenaient une surface de base reconstruite à partir de données sismiques utilisées dans un modèle de bassin antérieur par Schenk et al. (2012), ce qui a permis de mieux comprendre les schémas de dépôt et de distribution des sédiments au cours du Crétacé inférieur.

L'étude a étendu la surface pour inclure les zones de provenance des sédiments et reconstruire la paléotopographie à 122 Ma, en plaçant quatre sources sédimentaires ponctuelles sur la base de la topographie et des données de paléocourant. Une carte tectonique a été créée avec des taux de soulèvement de 0,05 mm/a dans la chaîne de Brooks et des taux de subsidence de 0,2 mm/a dans le bassin, dérivés d'une étude antérieure de modélisation du bassin.

Le modèle (fig 10) montre une progradation des avant-plans depuis la chaîne de Brooks jusqu'au bassin, la taille des grains diminuant avec la distance par rapport aux sources. Les grains les plus grossiers mettent environ 3 millions d'années à atteindre le centre du bassin de l'avant-pays de Colville. L'étendue et l'épaisseur des séquences modélisées ont été validées en les comparant aux surfaces du modèle de bassin.

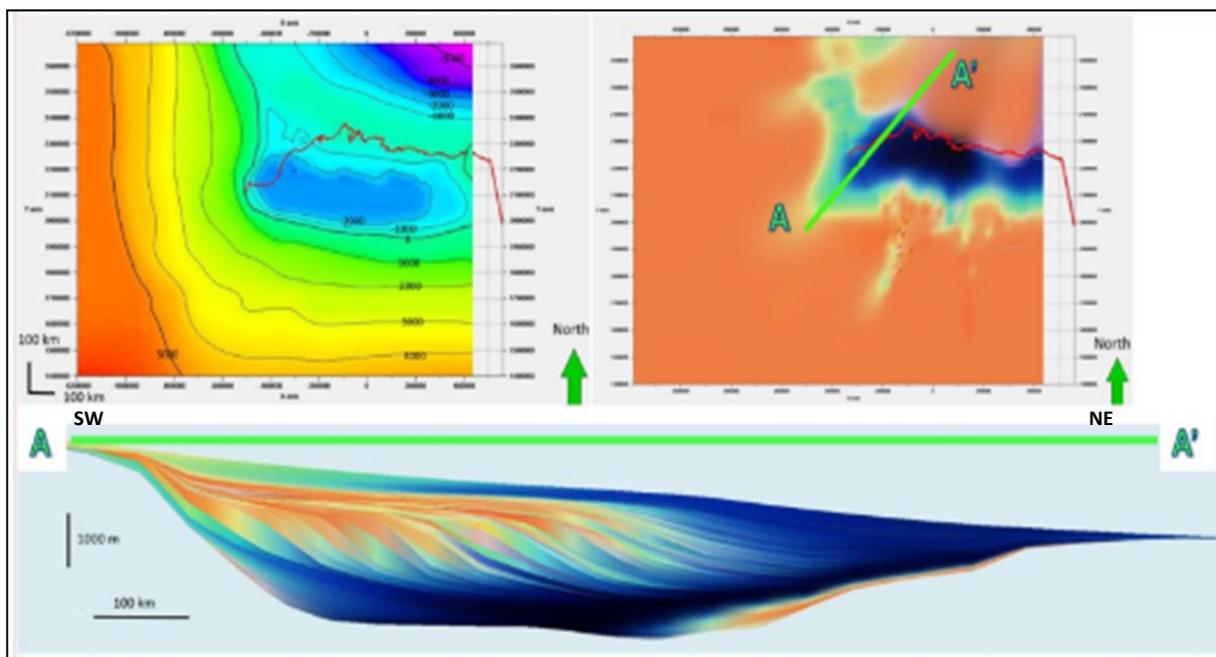


Figure 10. Modèle du versant nord de l'Alaska. Le littoral actuel est représenté en rouge. En haut à gauche : Surface initiale (contours en mètres). En haut à droite : Modèle final en vue de dessus et emplacement de la coupe transversale. En bas : Coupe transversale montrant la stratigraphie prédite et la composition des sédiments. Christ, Alina-Berenice & Schenk, Oliver & Salomonsen, Per. (2016).

2.5.4 Caractérisation des réservoirs : Cas des récifs carbonatés pré-salifères de la marge orientale brésilienne

Cette étude de Souza Jr, Olinto G., et al. visait à caractériser les faciès carbonatés dans les champs offshore profonds afin de sélectionner des stratégies efficaces de récupération assistée du pétrole (RAH), en se concentrant sur la fourniture d'une description plus réaliste des réservoirs carbonatés pré-salifères de Petrobras. Le logiciel Geological Process Modeling (GPM) a été utilisé pour modéliser ces réservoirs carbonatés (figure 11).

L'étude a consisté à corréler les résultats du GPM avec les modèles pétrophysiques et de faciès traditionnels, qui ont été intégrés aux données de puits existantes. Cette approche a permis de s'assurer que les modèles carbonatés générés répondaient efficacement aux objectifs de caractérisation des réservoirs. En intégrant les données géologiques, pétrophysiques et de puits,

l'étude a produit des modèles significatifs et réalistes qui ont permis de mieux comprendre l'hétérogénéité des réservoirs. Ces modèles ont joué un rôle crucial dans l'optimisation des stratégies de récupération assistée des hydrocarbures, dans le but ultime d'améliorer la récupération des hydrocarbures dans ces réservoirs complexes.

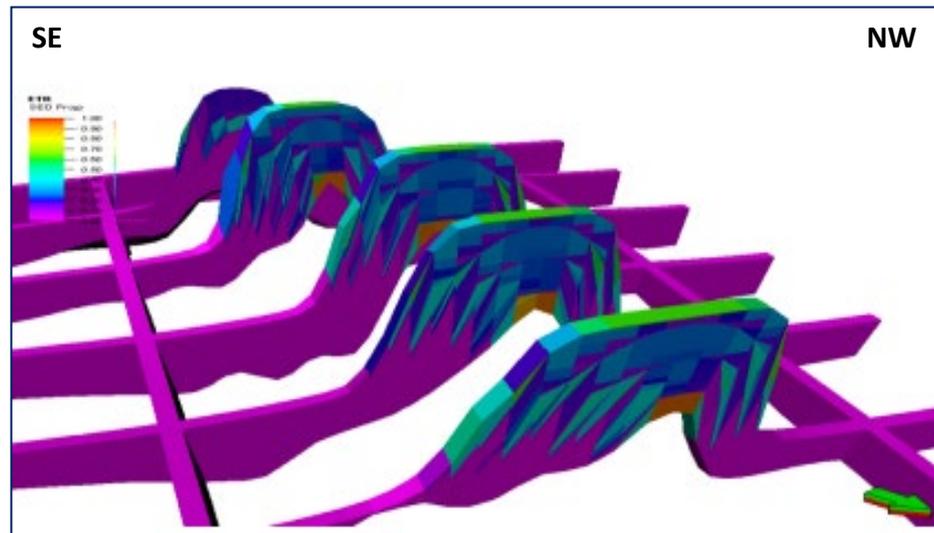


Figure 11. Modèle de réservoir carbonaté GPM lié aux données des puits (lithologie des stromatolithes), publication de Petrobras et Schlumberger, 2016.

Conclusion :

La technologie de modélisation des processus géologiques (GPM) représente une avancée significative dans notre capacité à comprendre et à prédire le comportement des systèmes sédimentaires sur des échelles de temps géologiques. En intégrant des concepts géologiques à des données quantitatives, la GPM fournit des reconstructions détaillées des processus de dépôt et d'érosion des sédiments, ce qui permet une interprétation plus précise de la géologie de subsurface.

CHAPITRE III

Cas d'étude "BLOC F3"

Introduction

Ce chapitre fournit un aperçu du cadre géologique de la zone d'étude du "bloc F3" du secteur offshore des Pays-Bas et présente un modèle géologique 3D en utilisant la technologie de Modélisation des Processus Géologiques (GPM). L'objectif est de reconstruire l'architecture structurale et les schémas de sédimentation du complexe deltaïque dominé par les sédiments clastiques. En outre, en partant des paramètres utilisés pour le modèle de base, un ensemble de scénarios a été réalisé pour tester l'influence de paramètres importants sur l'architecture du delta et ses interactions avec les variations du niveau de la mer, la tectonique et l'apport sédimentaire.

3 Zone d'étude:

Le bassin de la mer du Nord, situé à l'intérieur de l'Atlantique Nord, couvre une superficie d'environ 625 000 km². Il est délimité au sud par les Pays-Bas, à l'est par la Norvège, la Suède et le Danemark, et à l'ouest par l'Angleterre. Le bassin est divisé en plusieurs sous-bassins appelés blocs.

Notre zone d'étude, le bloc F3, est située dans le secteur offshore néerlandais du plateau continental de la mer du Nord, sur le territoire des Pays-Bas (figure 12). Couvrant une zone de 16 km x 24 km, elle est située dans la partie sud du Dutch Central Graben de la mer du Nord, entre les latitudes 54° 52' 0,86" N et les longitudes 4° 48' 47,07" E. Elle présente une composition géologique variée allant des dépôts du Jurassique supérieur à ceux de la fin du Tertiaire. L'une des principales caractéristiques géologiques de la zone d'étude est un vaste système fluvio-deltaïque du Pliocène caractérisé par des géométries de litage sigmoïdales avec des structures d'effondrement, de chevauchement, d'onlap et de troncature. En 1987, une étude sismique 3D a été réalisée pour identifier les structures géologiques et les réservoirs d'hydrocarbures dans cette région.



Figure 12. Localisation du bloc F3 dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, marqué par une boîte bleue, et les positions des puits utilisés indiquées sur Google Earth.

3.1 La géologie régionale:

3.1.1 Cadre tectonique:

Le cadre structural du bassin de la mer du Nord est principalement façonné par une tectonique d'extension résultant d'une rupture de rifting pendant l'orogénèse mésozoïque et varisque. Un rifting important s'est produit au cours de la période carbonifère-permienne, accompagné d'un volcanisme qui a conduit à la formation de bassins et de dépôts d'évaporites influencés par la tectonique des sels. Au cours de la période triasique, il y a eu un nouveau rifting orienté N-S à NE-SW (figure 13), suivi d'une transgression marine généralisée au cours du Jurassique. Au cours du Jurassique, la croissance des dômes volcaniques et la poursuite de l'orniérage ont créé une topographie locale et d'épaisses séquences de schiste dans des bassins anoxiques. L'activité de rifting a cessé au Crétacé, entraînant une subsidence thermique et des schémas contrastés de dépôt de sédiments. Au Cénozoïque, le début de l'étalement du plancher océanique et de la formation de montagnes a entraîné un soulèvement, le développement d'un éventail sous-marin et une accumulation importante de sédiments à partir du Miocène. Ces processus ont enfoui les roches mères du Jurassique et ont contribué à la formation de couverture d'hydrocarbures efficaces.

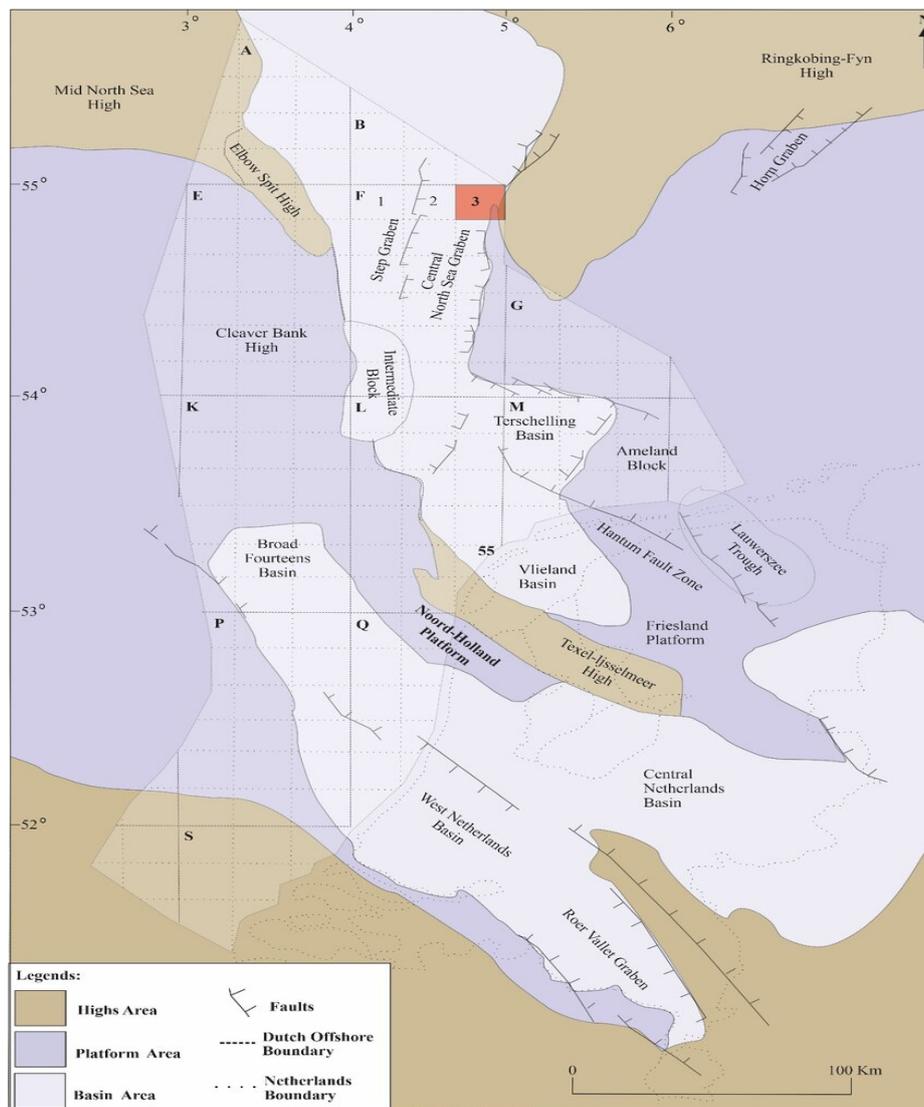


Figure 13. Carte structurale du secteur offshore néerlandais de la mer du Nord, indiquant l'emplacement du bloc F3 (boîte rouge), adapté de Schroot et Schuttenhelm, 2003; et Nelskamp et al.

3.1.2 Stratigraphie :

La stratigraphie de la zone d'étude est documentée par les rapports de diagraphies composites des puits F02-1, F06-1 et F03-4. La figure 14 ci-dessous montre neuf unités lithostratigraphiques principales, énumérées ci-dessous de la plus ancienne à la plus jeune :

- 1- Groupe de Zechstein (Permien supérieur)
- 2- Groupe du Trias germanique supérieur (Trias moyen-terminal)
- 3- Groupe de Schieland (Jurassique supérieur)
- 4- Groupe de Scruff (Jurassique supérieur)
- 5- Groupe de Rijnland (Crétacé inférieur)
- 6- Groupe de la craie (Crétacé supérieur)
- 7- Groupe de la mer du Nord inférieure (Paléocène-Éocène)
- 9- Groupe de la mer du Nord supérieure (Néogène-Quaternaire)

ERA	AGE	UNITÉ	Epaisseur	Lithologie	DESCRIPTION	Milieu de dépôt	
CENOZOIC	Quaternary	Upper North Sea Group	1250 - 1290		Argiles, grès fin à grossier, gravier, tourbes, veines de lignites	Marin peu profond	
	Neogene						
	Paleogene	Oligocene	Middle North Sea Group	110 - 170		Argiles, grès, silts	Prédominance marine
Paleocene - Eocene		Lower North Sea Group	220 - 500		Alternance d'argiles, marnes, grès	Prédominance marine	
MESOZOIC	Cretaceous	Late	Chalk Group	30 - 420		Calcaire à grains fins et marno-calcaires, marnes locales,	Marin
		Early	Rijnland Group	50 - 60		Formation argileuses et marneuses, lit de grès, intercalation clastiques	Marin côtier peu profond à assez profond
	Jurassic	Late	Scruff Group	400 - 760		Argillites bitumineuses locales, minces lits carbonaté intercalés, grès fin à grossier	Marin restrict laggonale à ouvert (plateau extérieur)
			Schieland Group	360 - 1900		Grès argileux, grès calcaire à argileux, rare veines de charbon, intercalation locale de calcaire	Marin peu profond à continental
Triassic	Middle - Late	Upper Germanic Trias Group	60 - 100		Argillites, évaporites, carbonates, grès	Alternance de marin peu profond et plaine d'inondation	
PALEOZOIC	Permian	Late	Zechstein Group	> 220		séquence d'évaporites et carbonates avec intercalations d'argiles	Péri-marin à marin

Figure 14. Colonne lithologique généralisée de la zone d'étude basée sur les rapports de puits disponibles (www.nlog.nl).

La présente étude se concentre sur les unités comprenant des dépôts progradants du système deltaïque qui fait partie du groupe de la mer du Nord, assemblés au cours des périodes tertiaire et quaternaire et progressant principalement vers l'ouest-sud-ouest. Le groupe de la mer du Nord peut être divisé en trois sous-formations : la mer du Nord inférieure (paléogène), la mer du Nord moyenne (paléogène) et la mer du Nord supérieure (néogène).

Le taux de sédimentation s'est considérablement accéléré au cours de la période quaternaire, avec environ la moitié de l'épaisseur totale déposée en seulement 2 % du temps de dépôt cénozoïque. Ces sédiments se sont principalement déposés dans des conditions marines et fluviales peu profondes, avec une subsidence accrue pendant les périodes glaciaires (De Gans, 2007).

Le groupe inférieur de la mer du Nord se compose principalement de sédiments paléogènes graduels à grain relativement fin, notamment des sables gris, des grès et des argiles. Ces sédiments représentent plusieurs cycles de sédimentation clastique dans un environnement marin au bord du bassin de la mer du Nord. La limite supérieure de ce groupe est marquée par des dépôts en discordance du groupe de la mer du Nord moyenne, tandis que la limite inférieure est caractérisée par une rupture lithologique nette marquant le sommet du groupe de la craie. Le contexte de dépôt de ce groupe est principalement marin.

La mer du Nord moyenne est constituée de formations de sables, de silts et d'argiles, les principaux dépôts de sable se trouvant le long de la marge méridionale du bassin de la mer du Nord. L'environnement de dépôt de ce groupe est principalement marin, avec quelques sédiments de lagunes et de plaines côtières.

Le groupe de la mer du Nord supérieure, qui nous intéresse dans le cadre de notre étude, est interprété comme une séquence de sédiments néogènes peu profonds. Il comprend des argiles et des sables à grains fins ou grossiers avec des graviers, des tourbes et des veines de lignite. On observe une tendance générale des sables à grains grossiers vers les régions nord et ouest du bassin de la mer du Nord. La limite inférieure de ce sous-groupe est définie par le groupe de la mer du Nord moyenne et des lits plus anciens, tandis que la limite supérieure est recouverte par la surface terrestre actuelle ou le plancher océanique. Le contexte de dépôt global comprend des environnements marins peu profonds et des lits terrestres d'origine fluviale et lacustre. La partie supérieure de ce groupe peut contenir des dépôts glaciaires.

3.1 Données et méthodologie:

Les données principales de cette étude sont un cube 3D de haute qualité (profondeur) du bloc F3 couvrant une zone d'environ $24 \times 16 \text{ km}^2$, et plus particulièrement une ligne sismique 2D NE-SO traversant un delta en progression connu pour être du Pliocène (figure 16) qui a été importée au format SEG-Y dans Petrel dans un dossier sismique principal contenant toutes les données liées à la sismique. Le volume de données consiste en 462 inlines et 951 crosslines et l'espacement des lignes est de 25 m avec un taux d'échantillonnage de 4 ms, les paramètres sont montrés dans la figure 15.

Axis	Min	Max	Delta
X	605831.12	629142.46	23311.34
Y	6073712.20	6089751.20	16039.00
Depth	-1842.00	6.00	1848.00
Lat	54°47'33.9467"N	54°56'32.2517"N	0°08'58.3050"
Long	4°38'46.2096"E	5°00'56.5898"E	0°22'10.3801"
Trace	-1840.00	4.00	1844.00
Seismic (templa...	~-24486.33	~19214.57	~43700.90
Amplitude (data)	~-24486.33	~19214.57	~43700.90

Description	Value
Original CRS:	ED50-UTM31 ("MEN...
Vintage:	Seismic Depth 1
Seismic type:	2D
Number of 2D lines:	1
Number of traces:	951
Number of samples per trace:	462
Number of cells total:	439362
Sample interval:	4
Volume value format:	Floating point 32 bit
Is storage OK?	Yes
Bytes consumed by samples:	1716.3 KB
Line id:	M00001 "C:\Users\S...
Line unique id:	e1990aeb-d549-406b...
Geometry line name:	Original Random line...

Figure 15. Description de la ligne Sismique 2D dans PETREL

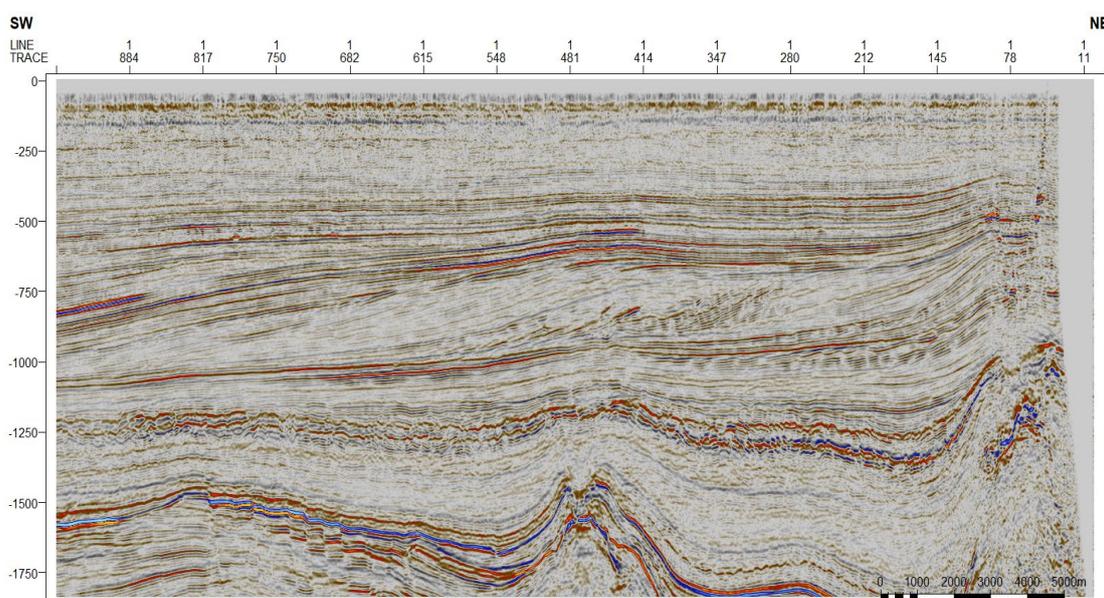


Figure 16. Ligne sismique 2D NE-SO traversant le système fluvi-deltaïque du Pliocène.

Le jeu de données comprend également quatre puits verticaux : F02-1, F06-1, F03-2 et F03-4 dans la direction NE-SO (figure 17) avec des diagraphies pertinentes disponibles (tableau 1) (rayon gamma, densité, sonique et porosité à la profondeur verticale réelle).

Tous les puits ont fait l'objet de diagraphies soniques et de diagraphies aux rayons gamma. Seuls deux puits (F2-1 et F3-2) disposaient de diagraphies de densité. Ces diagraphies ont été utilisées pour entraîner un réseau neuronal qui a ensuite été appliqué aux deux autres puits (F3-4 et F6-1) pour prédire la densité à partir des diagraphies soniques et gamma. Dans tous les cas, la porosité a été calculée à partir de la densité à l'aide de la formule suivante : Porosité = $(2,65 - \text{Densité}) / (2,65 - 1,05)$.

Les données sismiques et les données sur les puits ont été fournies par dGB Earth Sciences par l'intermédiaire de son portail de données sismiques en libre accès, ce qui garantit l'accès à des ensembles de données de haute qualité et bien documentés.

Nom du puits	Coordonnées X	Y-coordonnées	Impédance acoustique AI	Gamma Ray (GR)	Densité (RHOB)	Caliper	Sonique (DT)	Porosité (PHIE)
F02-01	606554	6080126	x	√	√	√	√	√
F03-2	619101	6089491	√	√	√	x	√	√
F03-4	623255.98	6082586.87	√	√	√	x	√	√
F06-1	607903	6077213	√	√	√	x	√	√

Tableau 1. Résumé des puits disponibles et des diagraphies utilisées dans l'étude

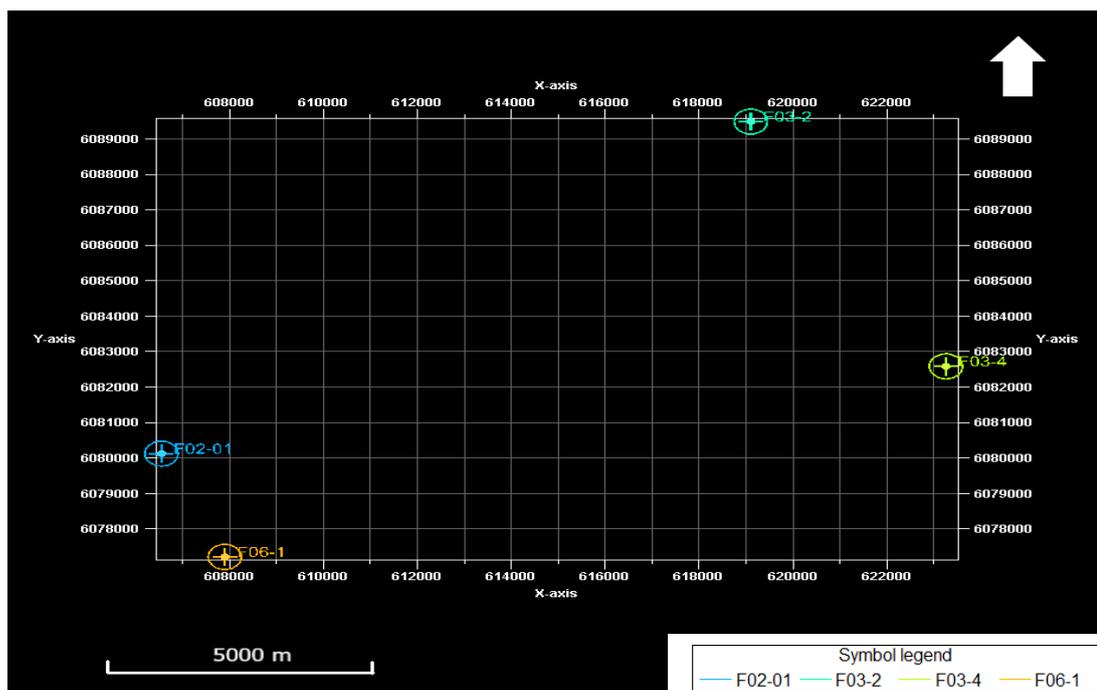


Figure 17. Localisation des puits F02-01, F06-1, F03-4, F03-2

En raison de l'espacement important entre les deux groupes de puits utilisés (F06-2, F02-1 et F03-4, F03-2), la méthode statistique de distribution de l'échantillonnage a été utilisée pour vérifier l'hétérogénéité de la zone géologique afin de corréliser les puits. Pour cette évaluation, nous avons sélectionné les puits F02-1 et F03-4, séparés par une distance de 16822m.

Dans ce cas, les deux groupes de puits sont appelés deux populations H1, H2 et leur profondeur mesurée au sommet du réservoir.

$$H1 = \{782.71 ; 775.75\}$$

$$H2 = \{637.09 ; 634.99\}$$

$J1=2, J2=2$, J est le volume de la population

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^J (h_{1i} - \bar{h}_1)^2 + \sum_{i=1}^J (h_{2i} - \bar{h}_2)^2}{J_1 + J_2 - 2}}$$

$$\delta = 3.64$$

Avec δ étant la différence moyenne entre deux populations

h_i valeur actuelle de chaque population, \bar{h} is the mean value of the population

$$\bar{h}_1 = 779.23$$

$$\bar{h}_2 = 636.04$$

$$\delta h = \delta \sqrt{\frac{j_2 + j_1}{j_2 \cdot j_1}} = 3.64$$

Critères de distinction

$$t = \frac{\bar{h}_2 - \bar{h}_1}{\delta h} = \frac{636,04 - 779,23}{3,64} = -39,32$$

$t < 3 \Rightarrow$ La variabilité observée est stochastique ; comme les échantillons proviennent de la même population globale, nous pouvons donc établir une corrélation entre les puits, car il n'y a pas d'événements géologiques significatifs séparant les deux populations de puits et affectant leur histoire géologique.

Pour atteindre les objectifs de cette étude, le logiciel Geological Process Modeling (GPM) intégré à la plateforme logicielle Petrel E&P a été utilisé. Le processus de travail a comporté plusieurs étapes : interprétation sismique, analyse de la diagraphie des puits, construction du modèle et validation. Le diagramme ci-dessous (fig. 18) résume brièvement le déroulement des opérations, en mettant en évidence les principales étapes et les processus impliqués dans l'élaboration du modèle géologique 3D.

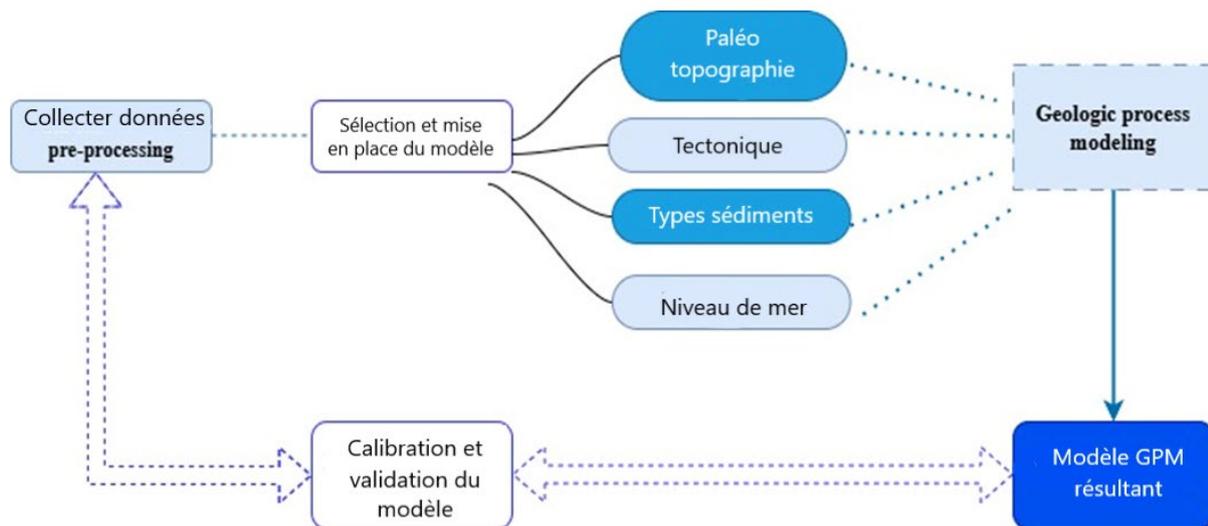


Figure 18. Schéma montrant le flux de travail général nécessaire pour exécuter une simulation GPM.

3.2 Stratigraphie séquentielle:

Associées aux données sismiques, les diagraphies de puits fournissent des informations stratigraphiques verticales complètes, essentielles à la création de modèles stratigraphiques précis des dépôts sédimentaires (Van Wagoner, 1991). L'analyse des séquences de diagraphies commence généralement par les diagraphies aux rayons gamma (GR) des puits disponibles. La ligne directrice fondamentale pour l'interprétation des diagraphies aux rayons gamma, développée par Luthi (2001), identifie les couches de schiste ou d'argile avec des valeurs plus élevées et les couches sableuses avec des valeurs plus faibles. Mojeddifar et al. (2015) ont ensuite classé quatre lithologies en fonction des valeurs des rayons gamma : sable grossier (<20 API), sable (20-45 API), sable fin (45-70 API) et schiste (>70 API).

Les changements dans les schémas d'empilement des faciès sédimentaires se reflètent dans les diagraphies aux rayons gamma (GR). Ces schémas comprennent un grossissement vers le haut, un affinement vers le haut ou des variations constantes de la taille des grains. En conséquence, les tendances des diagraphies GR peuvent montrer une diminution vers le haut, une augmentation vers le haut ou des tendances constantes vers le haut, s'alignant sur les systèmes deltaïques en progradation (grossissement vers le haut), en aggradation (constante) et en rétrogradation (affinement vers le haut). Trois épisodes de dépôt sont identifiés dans l'intervalle d'étude (figure 19), synchronisés par l'analyse structurale et des domaines de roues, intégrant les terminaisons de réflexion sismique et les modèles de logs GR. Cette approche s'aligne sur

les interprétations de Quayyum et al. (2012, 2013) et d'Amosu et Sun (2017) (figure 19). Ces épisodes englobent le tractus systémique de haut niveau (HST), le tractus systémique transgressif (TST) et le tractus systémique de bas niveau (LST), chacun comprenant un ensemble complet de paquets. Ces ensembles sont délimités par des surfaces d'inondation maximale (MFS), une surface basale de régression forcée (BSFR), une conformité corrélative et une conformité subaérienne (CC/SU), et des marqueurs de surface de régression maximale (MRS) à leurs sommets.

Un cycle typique du niveau de base est caractérisé par une suite complète de paquets TST, HST, FSST (Falling Stage System Tract) et LST, en supposant une amplitude constante d'élévation et d'abaissement du niveau de base. Cependant, les variations du niveau de base au cours des temps géologiques peuvent entraîner l'apparition de paquets dans des séquences différentes.

3.2.1 Répartition des séquences:

- La séquence inférieure (séquence 1) comprend TST, HST et FSST.
- La deuxième séquence (Séquence 2) est composée de LST, HST et FSST.
- La dernière séquence (séquence 3) comprend LST, TST et HST.

L'unité basale de la séquence 1 se compose d'un ensemble de réflecteurs parallèles et restreints vers l'intérieur des terres (Quayyum et al., 2013). Le log GR pour cet intervalle montre une tendance croissante vers le haut se terminant par un pic interprété comme une surface d'inondation maximale. Sur la base des terminaisons de réflexion et de la réponse GR, cette unité est interprétée comme un TST.

Chacune de ces séquences donne un aperçu de l'histoire des dépôts et des changements environnementaux dans l'intervalle d'étude, ce qui permet de reconstituer l'évolution géologique de la région.

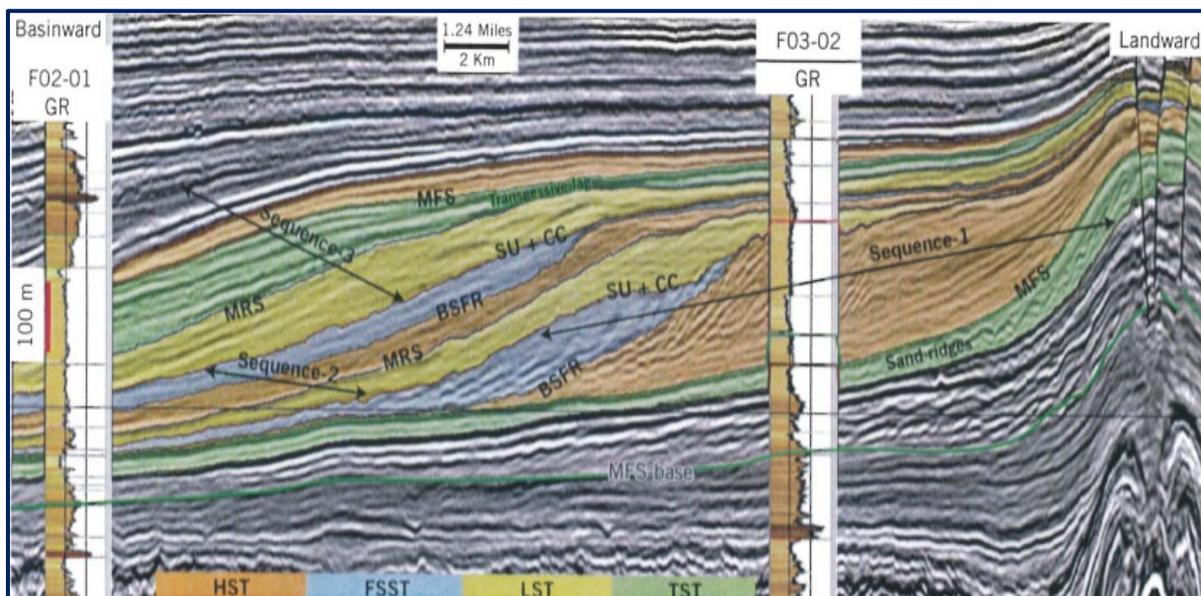


Figure 19. Interprétation des faciès associés à des trappes sédimentaires superposées sur des données sismiques par Quayyum et al. (2013).

3.3 Mise en place du modèle et étalonnage :

L'étendue spatiale du modèle, couvre une zone de 2 km de large et de 50 km de long, a été déterminée sur la base de l'histoire évolutive connue du delta et d'autres ensembles de données

disponibles. La durée du modèle s'étend sur une période de 3,8 millions d'années, allant de 5 millions d'années à 1,2 million d'années.

Alors que le logiciel GPM utilise des pas de temps internes de durée variable ajustant la solution itérative des équations différentielles pour simuler le transport et le dépôt des sédiments, nous avons spécifié que les résultats devaient être produits tous les 100 000 ans, ce qui donne un total de 380 couches. Pour économiser du temps de calcul, un modèle à faible résolution est utilisé, consistant en un incrément de grille de 50 m x 50m.

3.3.1 Topographie:

Dans GPM, la "topographie" désigne la surface paléo topographique initiale utilisée pour construire le modèle de l'intervalle stratigraphique. Cette surface représente l'élévation topographique de la Terre à une époque géologique passée spécifique, reconstituée à partir d'affleurements, de puits ou de données sismiques.

Pour notre étude, nous utiliserons une section sismique convertie en profondeur (ligne sismique 2D NE-SO traversant le système fluvio-deltaïque du Pliocène). Les modifications post-dépôt, telles que la compaction, la déformation tectonique et l'érosion, nécessitent une restauration structurale et une décompaction

La première étape consiste à interpréter la surface de base de la séquence et une surface de référence représentant la même période géologique (par exemple, la surface de chevauchement, la surface d'inondation maximale). Cette surface de référence sert de surface supérieure de la séquence progradante. La paléo-topographie est extrapolée vers le nord-est pour permettre à des sédiments supplémentaires de pénétrer dans le bassin, avec des matériaux provenant de l'érosion de sources sédimentaires distales. Étant donné que les surfaces de base et de sommet s'étendent au-delà de la section sismique vers le nord-est, la forme de la pente et de la plateforme est supposée à partir des informations géologiques régionales et de la progradation observée à partir des données sismiques. (fig 20)

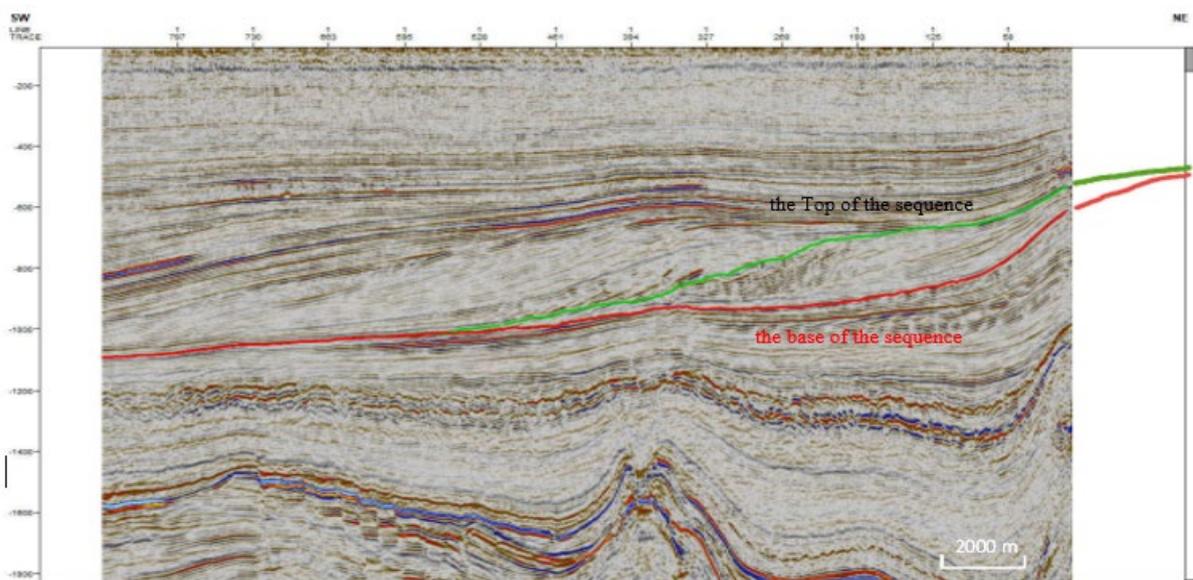


Figure 20. Ligne sismique 2D SO-NE, montrant les surfaces de base et de référence, toutes deux datant de 5 millions d'années.

La deuxième étape consiste à créer le paléo-niveau de la mer (figure 21) en utilisant des informations sur la profondeur de l'eau au moment du dépôt de la surface de référence. Ces informations sont dérivées des données sur les microfossiles, de la lithologie, des structures sédimentaires et de l'interprétation sismique. Les relations de substitution entre le niveau des paléosols et les surfaces supérieures et de base guident l'interprétation manuelle. Dans le cas présent, les informations géologiques régionales indiquent une profondeur de paléo-eau d'environ 25 mètres sur le plateau. Le niveau des paléo mers est supposé être parallèle à la surface de base dans la partie distale (sud-ouest) et parallèle à la surface supérieure dans la partie proximale (nord-est), ce qui représente la zone du plateau.

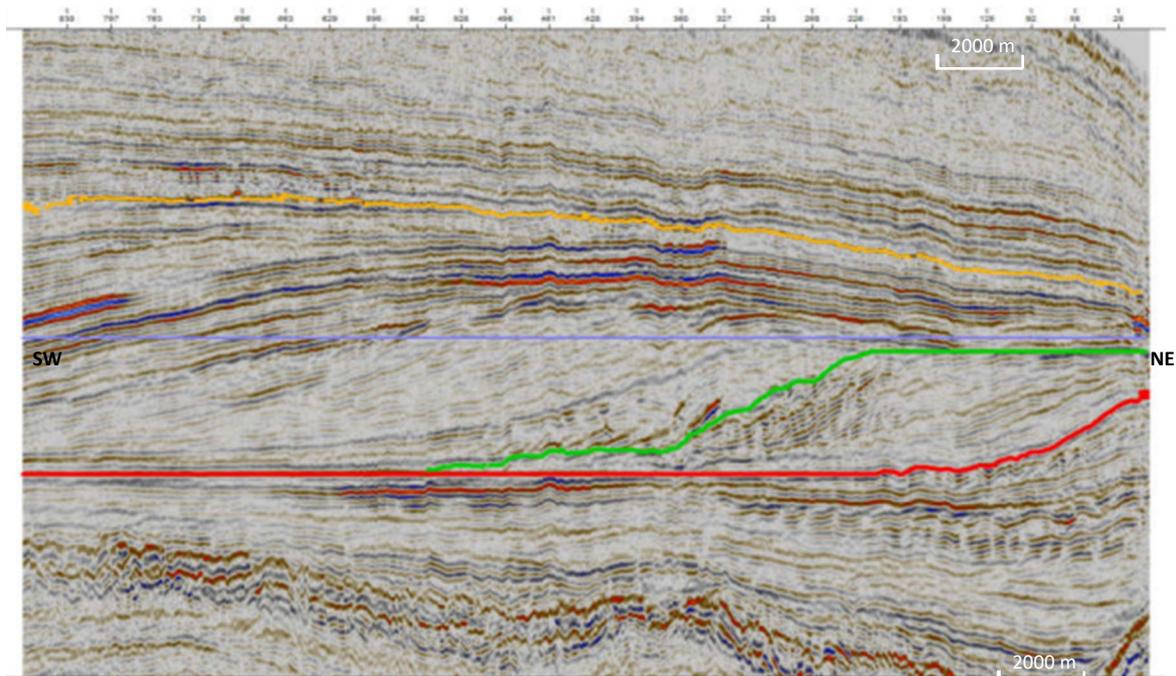


Figure 21. Ligne sismique 2D orientée SO-NE, aplatie sur l'horizon de 'profondeur d'eau paléontologique' (ligne bleue).

L'étape suivante consiste à créer la surface topographique initiale (non restaurée, à l'heure actuelle) en soustrayant la surface "Base" de la surface "Paleowater depth", qui supprime l'influence de la profondeur d'eau de l'horizon stratigraphique basal afin d'identifier l'élévation topographique initiale. Ensuite, la surface du paléo-niveau de la mer il y a 5 millions d'années (Ma) est créée à 85 mètres en utilisant l'outil 'Calculator' (figure 22) avec l'équation 'Paleosea_level_5Ma=85'.

Enfin, la surface 'Paléotopographie' est copiée et renommée en 'Paléotopographie_5Ma'. Un décalage de 85 mètres est appliqué en utilisant l'opération ' $Z = Z + A$ avec $A = 85$ ' de l'onglet 'Calculs' pour restaurer la paléotopographie à son emplacement correct il y a 5 millions d'années (Ma) (figure 23).

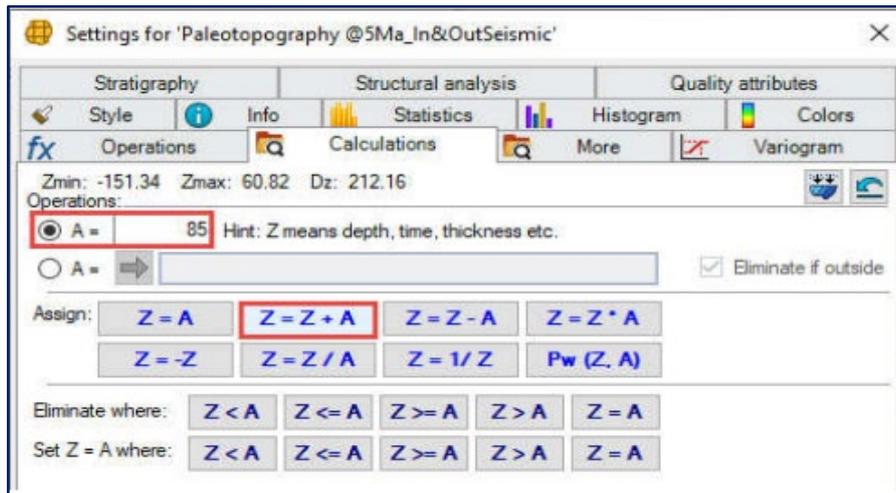


Figure 22. “calculations” dans les paramètres de surface

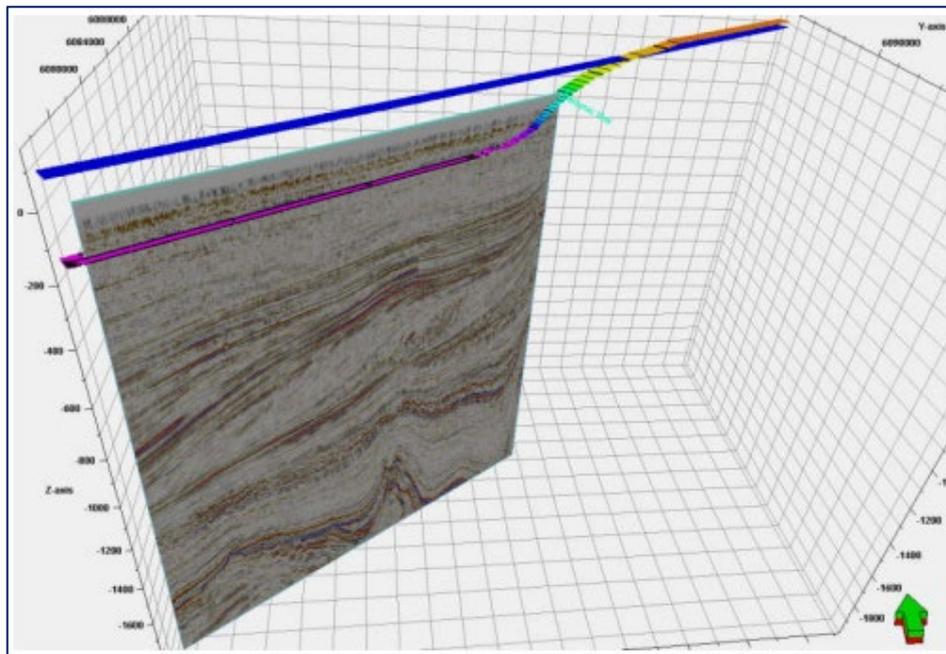


Figure 23. Surface restaurée de 'profondeur d'eau' (en haut) et surface de 'pélotopographie' (en bas) à 5 Ma.

Un processus de décompactage, basé sur les équations de Sclater et Christie (1980) et adapté d'Allen et Allen (1990), a été utilisé pour atténuer les effets du compactage des sédiments au fil du temps. Ce processus permet de décompacter l'épaisseur entre le paléo niveau de la mer et la paléo topographie.

Le flux de travail commence par calculer l'épaisseur des sédiments de l'unité à sa profondeur actuelle, puis calcule son épaisseur au moment du dépôt. Les informations essentielles pour ce

processus comprennent la profondeur actuelle et l'épaisseur de l'unité décompactée, ainsi que sa composition sédimentaire primaire.

Trois entrées étaient nécessaires:

- La paléo-profondeur d'eau correspond à la profondeur d'élévation du niveau de la mer au début de l'unité déposée, ici elle était de +85 mètres à 5 Ma.
- La paléotopographie compactée à 5 Ma que nous avons créée précédemment
- La paléo-topographie compactée à la profondeur actuelle qui correspond à la surface de base que nous avons interprétée.

Un nouveau dossier nommé 'Decompaction results' est créé dans le panneau 'Input', contenant deux nouvelles surfaces : a. La surface 'SedTh', représentant l'épaisseur de l'unité composée uniquement de matrice sédimentaire. b. La surface 'DepoZ', représentant la paléo-topographie décompactée au moment du dépôt.

La surface 'DepoZ' est utilisée comme entrée 'Topographie' pour créer le modèle GPM.

3.3.2 Types de sédiments:

La zone cible de cette analyse contient des dépôts silicoclastiques de plateau comprenant du sable et du schiste (Overeem et al., 2001).

Quatre types de sédiments sont modélisés : sable grossier, sable fin, silt et argile (tableau 2). GPM modélise chaque lithologie et lui attribue une couleur distinctive en fonction de sa composition. La couleur est unique si la lithologie n'est pas mélangée, par exemple sable grossier (rouge), sable fin (vert), silt (bleu) et argile (noir), mais si les sédiments comprennent des lithologies mélangées, ils sont représentés comme des mélanges de couleurs additives (Schlumberger, 2016).

Lithologie	Propriétés des grains			Plages de fractions
	Diamètre (mm)	Densité (g/cm) ³	Transportabilité	
Sable grossier	1	2.7	0.8	0.25
Sable fin	0.5	2.65	1.6	0.25
silt	0.01	2.6	3.2	0.25
Argile	0.02	2.55	6.4	0.25

Tableau 2. Propriétés et fractions granulométriques des types de sédiments utilisés comme intrants

3.3.3 Variation du niveau de la mer

Pour le niveau de la mer, nous avons utilisé la courbe préexistante du niveau global de la mer de Haq (figure 24) ; une courbe stratigraphique de l'âge en millions d'années avec le niveau de la mer en mètres, par rapport au point de référence du modèle.



Figure 24. Courbe de Haq global sea-level dans GPM

3.3.4 Tectonique

En comparant la paléo-topographie et la topographie actuelle, nous observons que seuls des mouvements verticaux simples de subsidence et de soulèvement ont été appliqués à la paléo-topographie. Pour recréer ces mouvements, le logiciel GPM a besoin de cartes tectoniques et de taux comme principales données d'entrée.

Considérant que la sédimentation du delta du bloc F3 a été assurée par un événement de soulèvement déclenché par des failles et des dômes de sel dans la partie orientale de la région, une carte de soulèvement a été créée pour illustrer cette déformation et les taux de soulèvement ont été déduits de la littérature et des données sismiques.

L'augmentation initiale du taux d'affaissement s'est produite au début du Pliocène, créant un espace d'accueil de 300 mètres, ce qui nécessite un taux d'affaissement de 1,5 mm par an au début de la simulation.

L'épaisseur décompactée du delta est d'environ 400 ou 500 mètres, son dépôt s'est produit au Pliocène pendant environ 2,8 millions d'années, ce qui donne un taux de subsidence moyen de 0,1 à 0,2 mm par an.

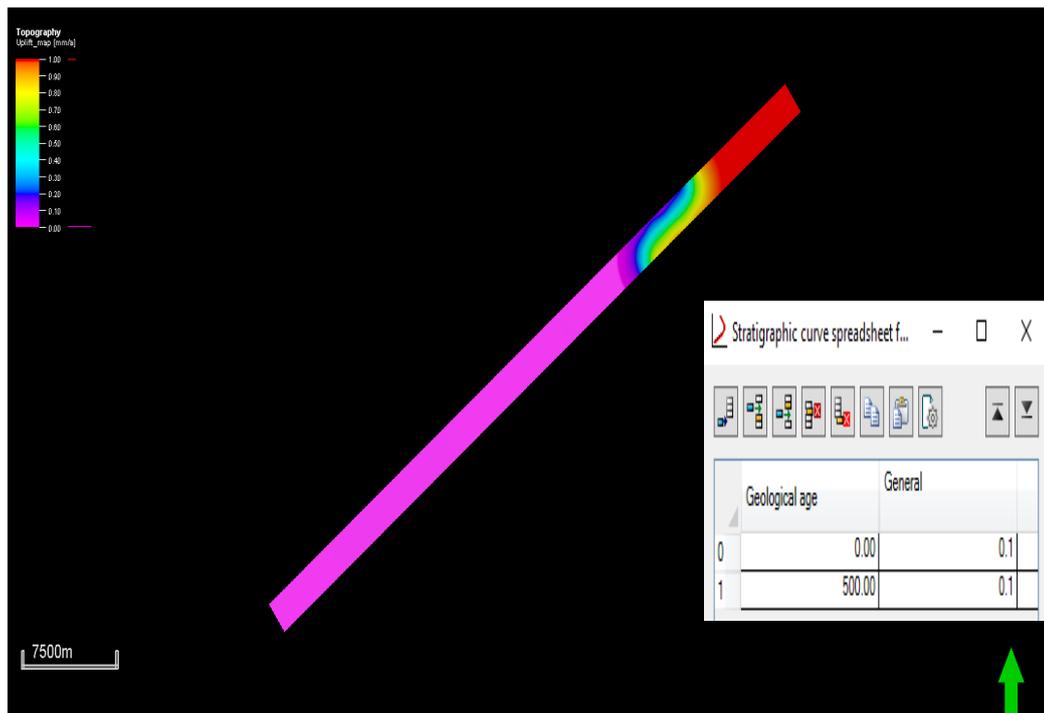


Figure 25. Carte tectonique des taux de soulèvement et sa fonction.

3.3.5 Diffusion des sédiments:

Pour modéliser la diffusion dans le GPM, il faut à la fois un coefficient de diffusion et une courbe de diffusion le long de la profondeur d'élévation et du niveau relatif de la mer.

La courbe de diffusion agit comme un multiplicateur sans unité qui modélise l'érosion plus forte et le transport des sédiments dans la zone du niveau de la mer, ce qui a un impact important sur l'érosion, l'épaisseur de la séquence et la pente du front du delta. L'utilisation d'une courbe de diffusion inappropriée peut conduire à un manque de sédiments dans la région distale du modèle.

La courbe de diffusion par défaut a d'abord été testée, mais le delta résultant manquait de sédiments dans ses régions distales, et l'augmentation du coefficient de diffusion seul n'a pas donné de meilleurs résultats. Nous avons donc essayé de modifier la courbe de diffusion (figure 26).

- Une diffusion plus importante à haute altitude a donné les meilleurs résultats pour notre simulation, car elle a augmenté la production de sédiments et a donné l'épaisseur attendue.
- L'augmentation de la courbe de diffusion au niveau de la mer aplatit le sommet du delta, ce qui est cohérent avec le processus d'érosion associé au HST.

Le coefficient de diffusion contrôle la force de l'équation de diffusion. Le taux de diffusion est mesuré en m^2/a . Il s'agit de la quantité de sédiments en mètres carrés qui passe à travers la ligne verticale d'un toboggan d'un mètre de large chaque année.

Un coefficient de diffusion de $15 m^2/an$ a été utilisé.

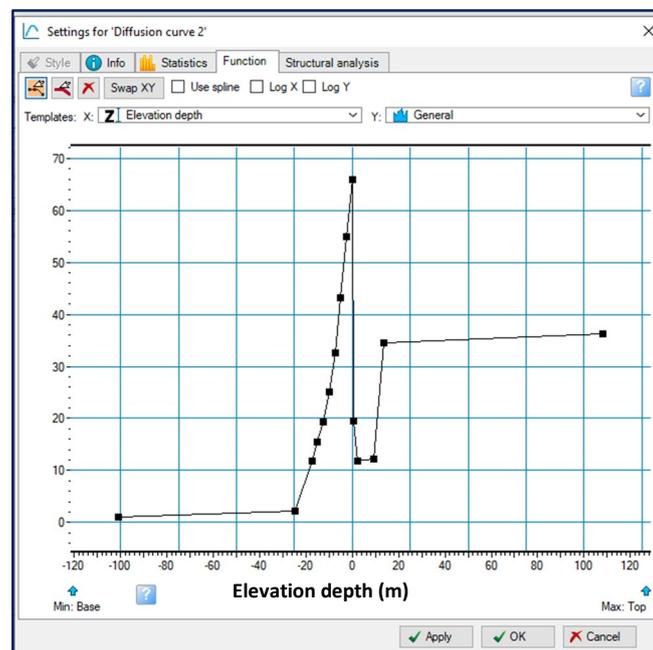


Figure 26. Courbe de diffusion, l'axe des X montre la profondeur de l'élévation du niveau de la mer, l'axe des Y est le multiplicateur.

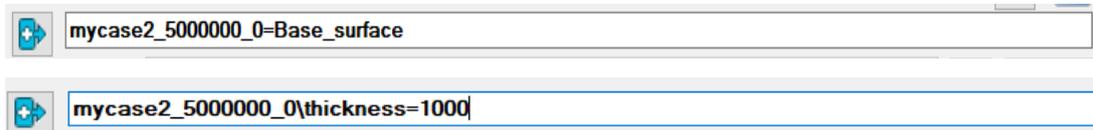
3.3.6 Conversion après modélisation:

Le logiciel GPM modélise les processus de sédimentation et les limites stratigraphiques pour un intervalle de temps donné. Afin de comparer les résultats du modèle obtenu avec des données sismiques converties en profondeur et provenant de puits réels, nous avons dû le repositionner à l'emplacement actuel.

Le processus "Trim simulation results to right position and age" permet de mettre à jour le modèle stratigraphique en appliquant les opérations suivantes à la séquence modélisée : translation verticale, repositionnement et compensation de l'épaisseur.

Ce processus permet de transposer (déplacer et déformer) la base d'un modèle existant du logiciel GPM sur une surface spécifique. A l'aide du calculateur, la "surface de base" créée précédemment a été utilisée comme base du modèle actuel et une épaisseur de 1000 mètres a été choisie afin de ne pas rogner sur l'épaisseur réelle du modèle.

La surface de base et les surfaces de paléo topographie doivent avoir la même géométrie de grille, les mêmes limites, la même rotation et les mêmes incréments x et y.



La surface utilisée comme cible pour découper la base du modèle et la carte d'épaisseur sont insérées dans les cases correspondantes (figure 27).

L'option "Cut top" a été sélectionnée pour couper le modèle là où il est plus épais.

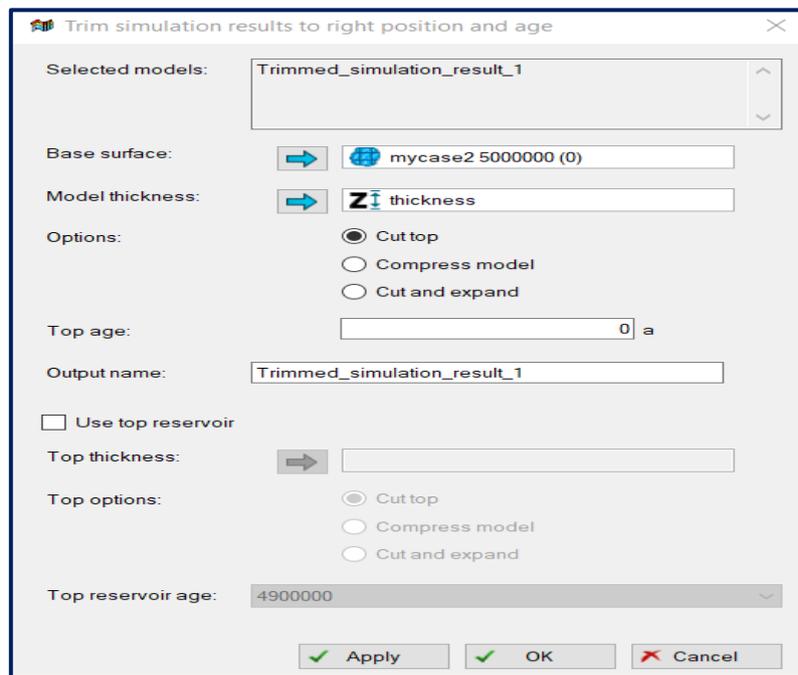


Figure 27. "Trimming" dans PETREL

3.4 Résultats de la simulation et discussion

La simulation (fig. 28) a été réalisée pour mieux comprendre l'évolution d'un grand delta du Plio-Pléistocène dans le sud du bassin offshore du Central Graben aux Pays-Bas. Trois séquences principales ont été identifiées (fig. 29), chacune d'entre elles contenant des systèmes de basse altitude, transgressifs et de haute altitude. L'interprétation sismique révèle que la structure du delta se compose de trois séquences délimitées par deux surfaces d'inondation maximale, recouvertes d'une épaisse couverture sédimentaire. Le premier groupe de sédiments présente des réflecteurs continus de grande amplitude qui recouvrent le delta en progression et

deviennent conformables vers le sommet. Le deuxième groupe est constitué de réflecteurs subparallèles et discontinus de faible amplitude.

La dynamique des fluides détaillée n'a pas été prise en compte dans ce modèle. Malgré l'utilisation d'un modèle très simple basé sur les processus, les cycles allogènes et autogènes ont été reproduits. À grande échelle, trois unités sédimentaires principales se sont déposées : une première unité progradante de 5 à 3,8 Ma, une deuxième unité de 3,8 à 2,9 Ma et une troisième unité aggradante de 2,9 à 1,2 Ma. Ces unités ont été contrôlées par la diffusion des sédiments sous l'effet de la gravité et des fluctuations du niveau de la mer.

La base de la première unité commence par des dépôts schisteux qui passent à des textures plus grossières dans la zone de la pente. Les géométries des séquences 1 et 2 correspondent aux schémas de progradation et de régression observée dans les données sismiques. La première phase de régression forcée de la séquence 1 conduit au développement de clinofformes progradants obliques sigmoïdes (Fig. 29) en raison de faibles taux de subsidence et de l'abaissement du niveau de la mer avec un apport détritique suffisant. L'érosion et la dérivation des sédiments sur le bord du plateau entraînent le dépôt de sédiments sur la pente inférieure et le fond du bassin lorsque les taux de sédimentation dépassent l'espace d'accueil. Chaque paraséquence devient alors progressivement moins profonde que la précédente, ce qui entraîne un déplacement de la ligne de rivage vers la mer (régression). Une élévation rapide du niveau de la mer noie ensuite le système deltaïque en le recouvrant de sédiments marins transgressifs en raison d'une élévation eustatique rapide ou d'un taux de subsidence élevé.

Le dépôt et l'accrétion sur le rebord du plateau, qui entraînent un manque de sédiments sur le bas de la pente et au fond du bassin, se produisent lorsqu'il n'y a pas de déplacement net de la position du littoral ou de la profondeur moyenne de l'eau, comme on l'observe dans la séquence 3.

Le modèle montre des hétérogénéités de texture latérales avec une tendance à l'approfondissement vers le sud-ouest. Les faciès latéraux varient entre des dépôts plus énergétiques le long de la pente et des dépôts plus fins vers le bassin à l'est. Ces variations ont permis l'accumulation de gros grains et de bioconstructions dans les zones structurellement plus élevées (énergie plus élevée/bathymétrie plus faible) et de grains plus fins et de boue dans les dépressions environnantes (énergie plus faible/bathymétrie plus élevée). Cette approche a permis de reproduire avec succès l'architecture globale des unités de réservoir, tout en respectant les données des puits. Enfin, la tendance à l'aggradation vers le haut est respectée, associée à la variabilité latérale de la texture.

Des sédiments fins bioturbés s'accumulent et l'accumulation deltaïque progresse sur la plate-forme, formant une séquence épaisse lorsque la progradation atteint le bord de la plate-forme et se poursuit le long de la pente. La reptation des argiles prodeltaïques, écrasées par les sables sus-jacents et la pente, conduit à la formation de diapirs, d'effondrements et de failles normales listrales, créant une configuration structurale favorable au piégeage des hydrocarbures.

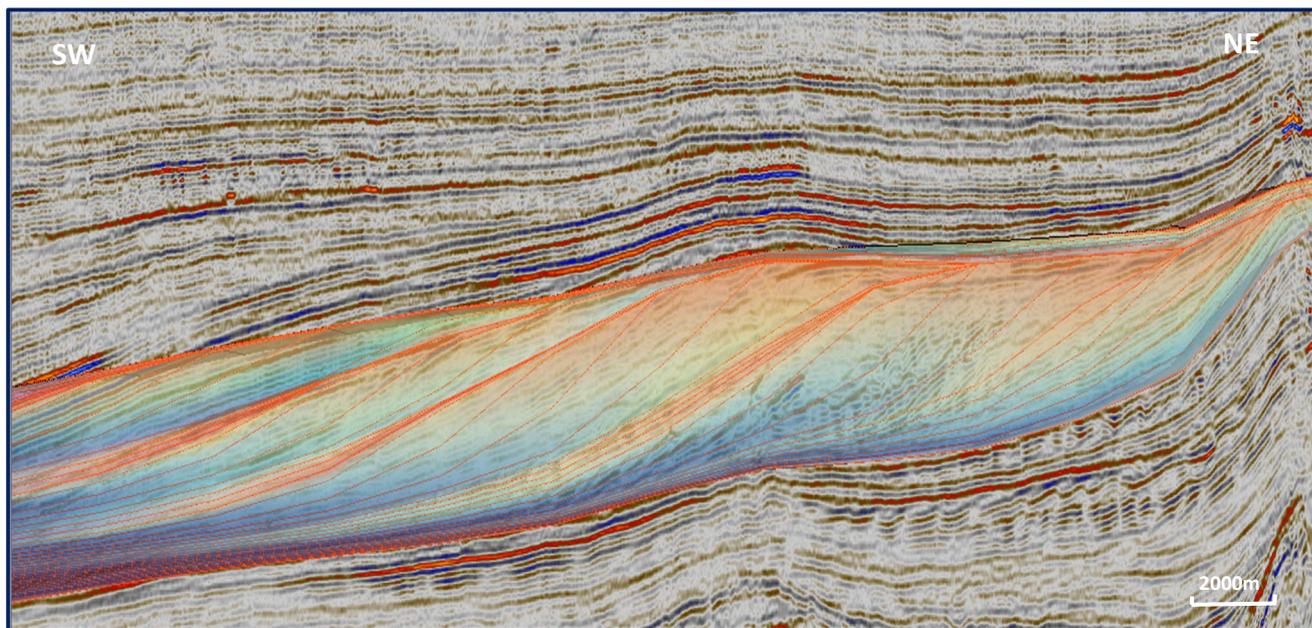


Figure 28. Résultat tronqué du modèle GPM superposé à la ligne sismique 2D (modèle de référence).

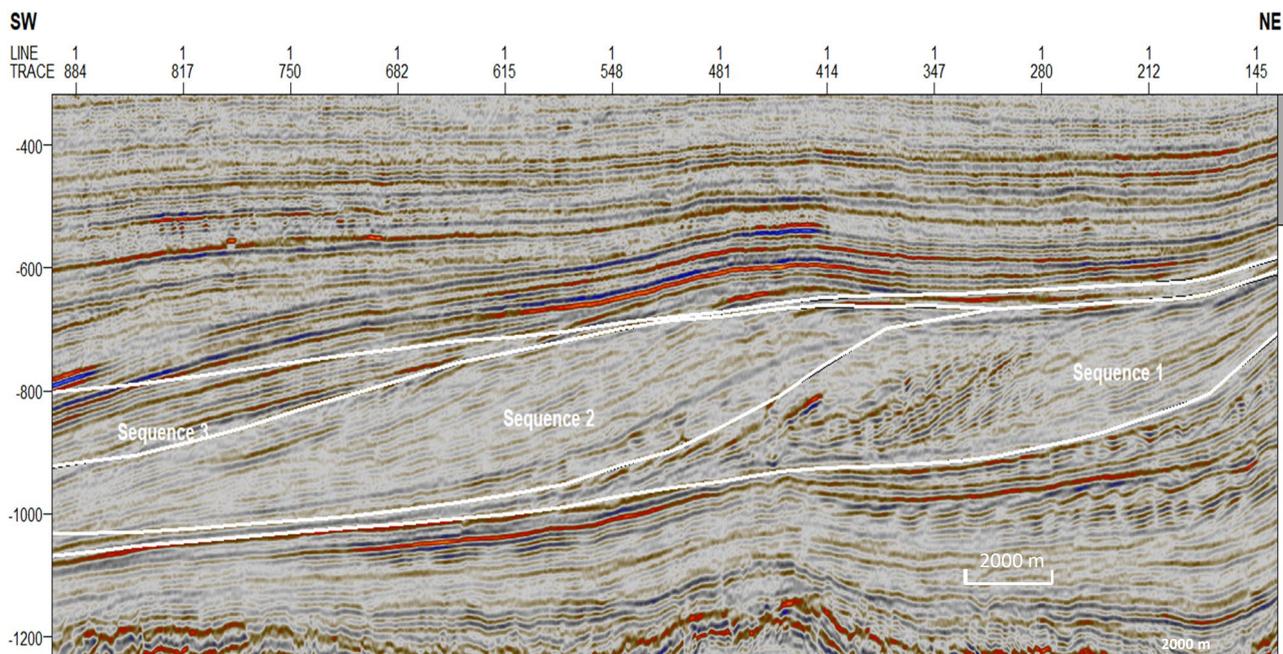
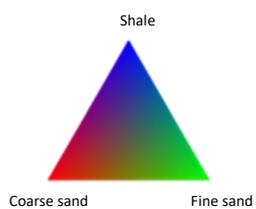


Figure 29. Ligne sismique 2D et les principaux horizons de séquences du modèle GPM.

Dans Petrel, la "polarité apparente" est une façon de représenter visuellement les données de réflexion sismique en fonction de la direction de l'ondelette sismique (pic ou creux). Elle permet de révéler des caractéristiques telles que les discordances en montrant le signe du coefficient de réflexion. Cette représentation est utile pour vérifier la variation latérale de la polarité le long d'une couche de réflexion. Sur les sections sismiques bruitées, la polarité apparente peut montrer la continuité des événements mieux que la section sismique d'origine, en particulier lorsque les données sont de bonne qualité. Elle est essentielle pour l'interprétation de la géologie du sous-sol, la détection des failles et l'amélioration de la délimitation de l'étendue et des propriétés des réservoirs d'hydrocarbures. Cette caractéristique a permis de distinguer les différentes unités stratigraphiques et de comprendre les environnements de dépôt de la zone d'étude (figure 30).

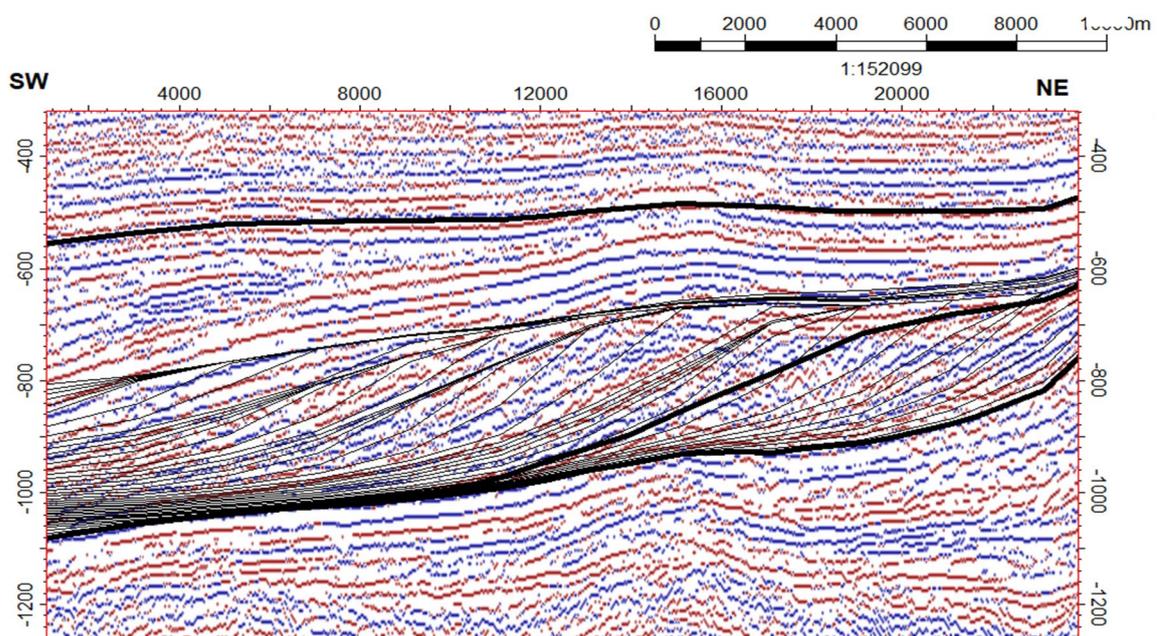


Figure 30. Polarité apparente appliquée à la ligne de section 2D et les horizons du modèle en noir.

Séquence inférieure n° 1 : Elle a commencé par un taux de sédimentation élevé au cours d'une régression normale tardive, formant un système de gradins de haut niveau (HST). Le soulèvement vers l'intérieur des terres a provoqué une érosion et une baisse du niveau de base, formant un coin régressif forcé (FSST) sous la forme d'un système d'étages de chute (FSST). Ceci a créé une surface composite qui marque la première limite de séquence (SB) la séparant de la séquence supérieure n°2.

Séquence supérieure n° 2 : Le dépôt a commencé par une lente élévation des niveaux de base et des taux de sédimentation relativement plus lents. Elle comprenait des dépôts régressifs normaux subdivisés en un secteur de système de bas niveau (LST) et un secteur de système de haut niveau (HST), séparés par une surface régressive maximale (MRS). Le mouvement du sel a provoqué une autre FSST, marquant la fin de la séquence n° 2.

Troisième séquence : Elle était davantage dominée par les vagues et les marées, commençant par une LST et se transformant en un Tract Transgressive Systems (TST) avec une érosion à

grande échelle due aux vagues et aux marées. La phase de guérison s'est terminée par une surface d'inondation maximale (SIM), au-dessus de laquelle des dépôts régressifs normaux ont formé la SST.

Des détails supplémentaires sur des unités stratigraphiques spécifiques dans l'intervalle du Pliocène précoce révèlent des caractéristiques distinctes :

- La séquence 1 présente une régression forcée (RF) évidente, avec une unité de base montrant une restriction vers l'intérieur des terres et comprenant principalement des crêtes de sable recouvertes d'un mince schiste transgressif. Elle est en outre recouverte par des paraséquences aggradantes à progradantes.

- La séquence 2 représente les voies normales du système transgressif.

- La séquence 3 marque l'étape où le bassin entame une phase de transgression ascendante et de guérison.

Par conséquent, ce modèle de référence et ses paramètres d'entrée constituent un solide scénario optimal pour d'autres expériences de modélisation, telles que la vérification de différentes hypothèses et l'évaluation de l'impact des différents paramètres d'entrée.

3.5 Scénarios alternatifs:

Plusieurs scénarios alternatifs ont été testés dans cette étude afin d'évaluer la sensibilité aux changements des paramètres d'entrée. Ces scénarios incluaient des changements dans les taux de diffusion des sédiments, l'activité tectonique et les variations eustatiques. Les résultats respectifs des modèles sont présentés dans les sections suivantes, mettant en évidence les variations de la distribution des sédiments et de l'architecture stratigraphique selon les différents scénarios.

3.5.1 Scénario a : coefficient de diffusion variable et fonction de diffusion constante :

Pour évaluer l'impact du coefficient de diffusion sur les résultats du modèle (fig. 32), une fonction de diffusion constante a été appliquée pendant tout l'intervalle de simulation, comme le montre la figure 31.

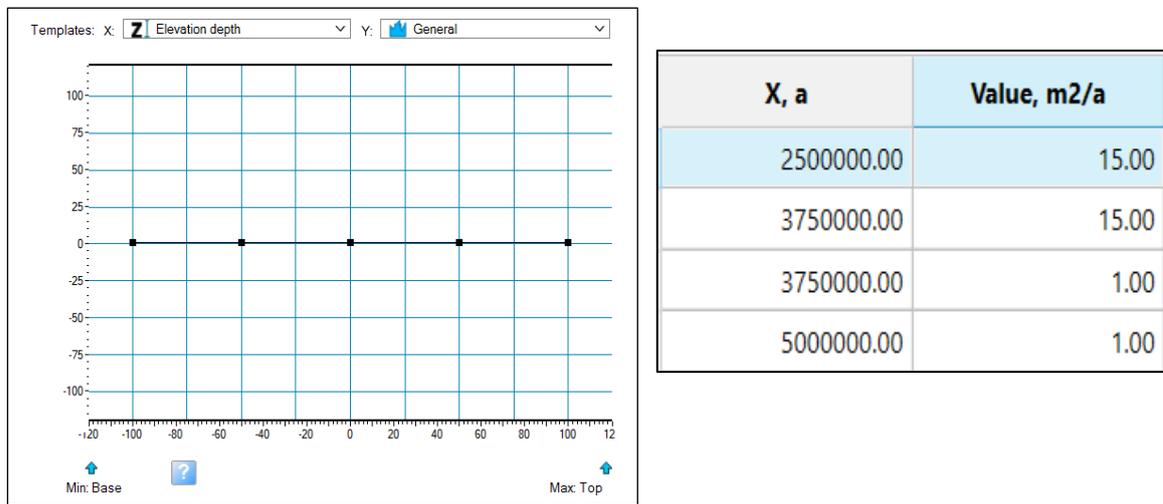


Figure 31. Taux de coefficient de diffusion et fonction constante utilisée pour la simulation.

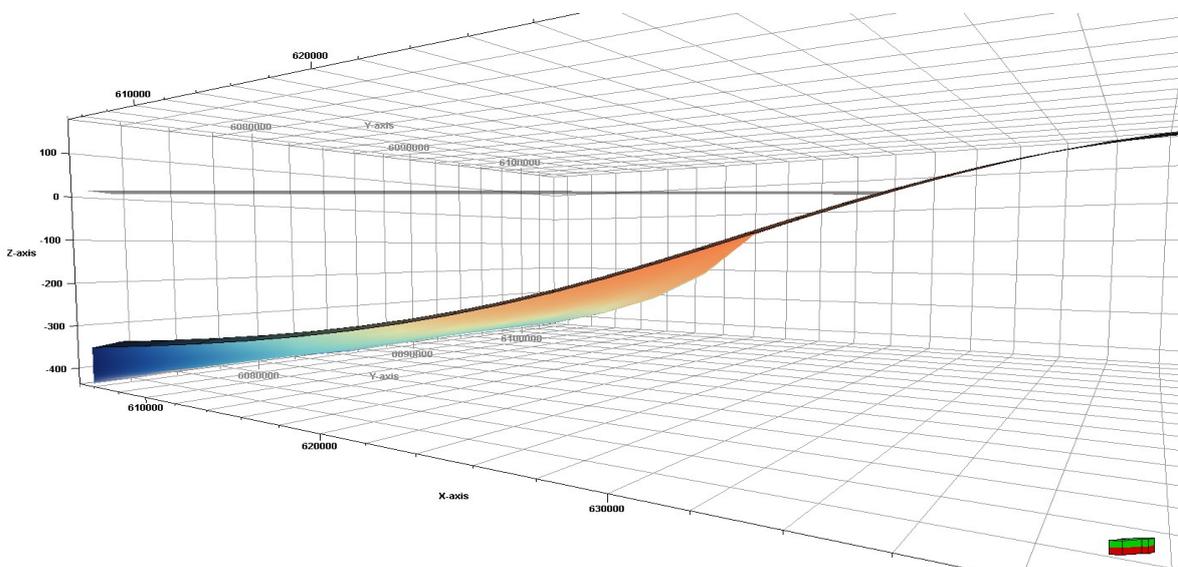


Figure 32. Modèle GPM du scénario (a)

Entre 5 et 3,75 Ma : Le faible coefficient de diffusion ($1\text{m}^2/\text{an}$) est responsable de la faible érosion, du transport et du dépôt de sédiments dans le bassin ; l'épaisseur totale des sédiments est faible et les sédiments ne se déplacent pas loin de la base de la zone de pente dans le bassin.

Entre 3,75 et 2,5 Ma : un coefficient de diffusion élevé (15) est responsable d'une érosion, d'un transport et d'un dépôt de sédiments plus importants dans le bassin, l'épaisseur globale des sédiments et l'épaisseur des sédiments par pas de temps sont toutes deux plus importantes et les sédiments se déplacent loin dans le bassin, dépassant largement la zone de la base de la pente et s'étendant à l'ouest au-delà du modèle.

3.5.2 Scénario b : Impact du coefficient de diffusion

Pour cette simulation (figure 33), nous avons fait varier le coefficient de diffusion de $15\text{m}^2/\text{an}$ à $5\text{m}^2/\text{an}$.

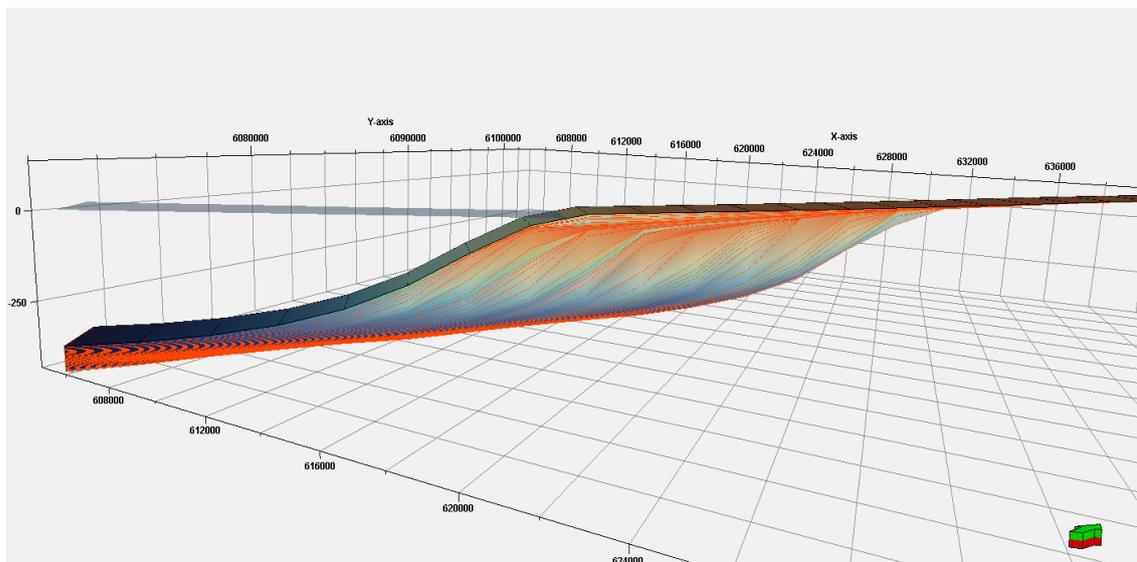


Figure 33. Modèle GPM résultant d'un coefficient de diffusion de $5\text{m}^2/\text{a}$

En utilisant un coefficient de diffusion plus faible (5), le modèle montre une augmentation de l'érosion, du transport de sédiments et du dépôt le long de la région de la pente par rapport à la partie distale, où il n'y a pas de sédiments. Par conséquent, le volume de sédiments transportés dans le bassin n'est pas suffisant et le bassin risque de ne pas être rempli de suffisamment de sédiments dans le délai imparti, par rapport au premier modèle dans lequel un coefficient de diffusion de (15) a été utilisé.

- ✓ La variation de la fonction de diffusion a un impact significatif et modifie l'ensemble des résultats de la simulation GPM ; elle affecte à la fois la forme générale de la pente et apporte beaucoup plus de sédiments dans le bassin.

3.5.3 Scénario c : Impact de la fonction de diffusion

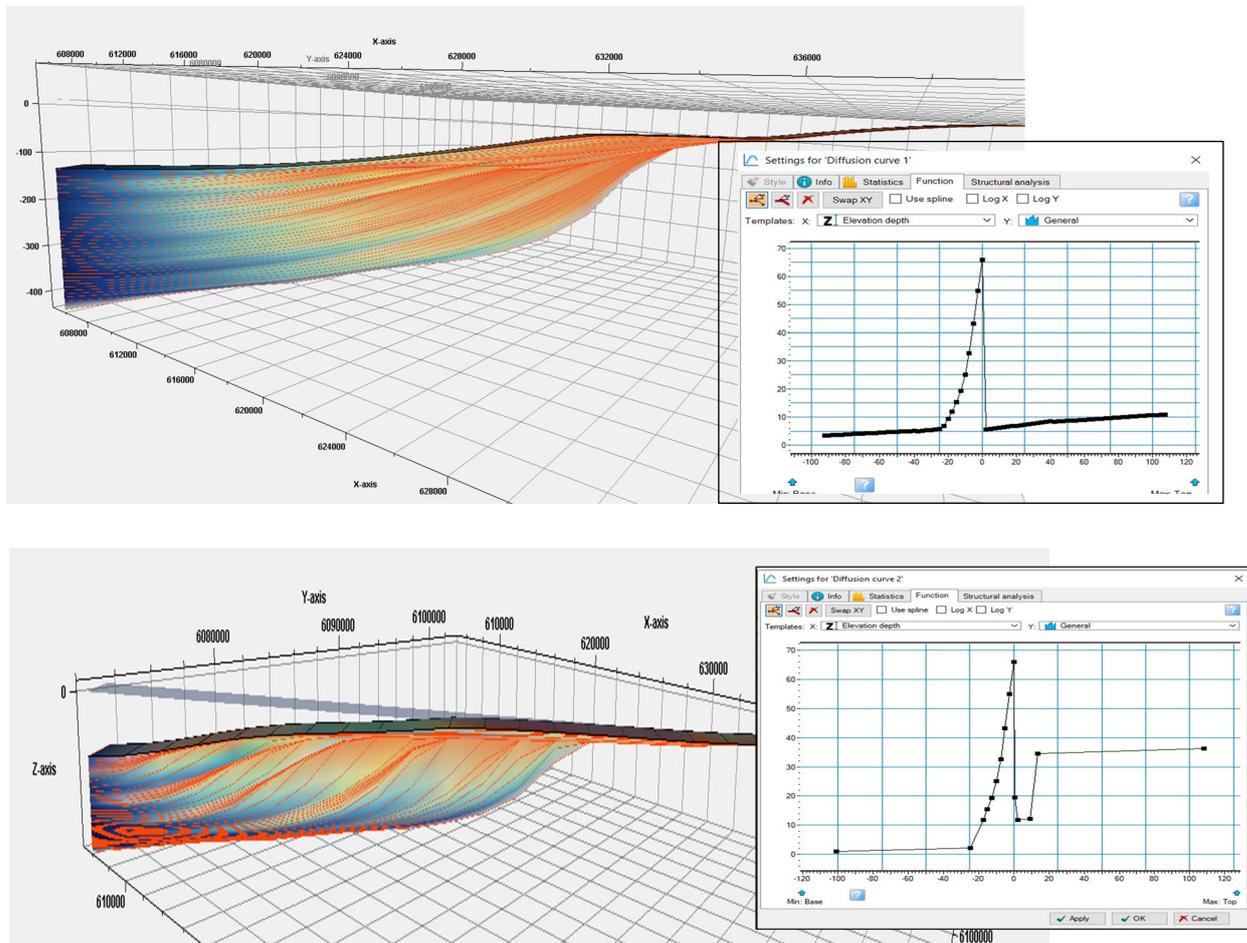


Figure 34. Modèle GPM après variation de la fonction de diffusion, le modèle du haut montrant un schéma d'aggradation, le modèle du bas montrant un schéma de progradation.

Comme nous l'avons observé précédemment, une fonction de diffusion constante ne modifie pas la forme de la pente, alors qu'une fonction de diffusion variable a un impact significatif sur la forme de la pente.

Différentes fonctions de diffusion influencent le modèle de modélisation des processus géologiques (GPM) résultant en modifiant l'espace d'accueil et les schémas d'apport de sédiments. Les changements dans ces schémas peuvent induire un schéma d'aggradation dû aux changements dans l'espace d'accommodation par rapport au schéma de progradation observé dans le modèle de base.

Les deux modèles démontrent que même avec la même quantité de sédiments transportés dans le bassin, les schémas stratigraphiques et les distributions de sédiments qui en résultent sont nettement différents. Plus précisément, des valeurs plus faibles et des pentes plus raides dans la fonction de diffusion entraînent des pentes plus fortes dans le profil d'équilibre final et des distances de transport de sédiments plus courtes avant le dépôt. Le premier cas entraîne le remplissage de la majeure partie de l'espace de logement, tandis que le second favorise

l'accumulation de sédiments dans seulement la moitié de l'espace de logement, principalement le plus près du rivage.

3.5.4 Scénario d : Pas de tectonique

Pour comprendre l'impact des mouvements tectoniques, un scénario a été simulé dans lequel les événements tectoniques ont été supprimés (fig 35). Nous pouvons observer l'impact de la tectonique en observant le même modèle géologique (modèle de base) avec et sans mouvements tectoniques.

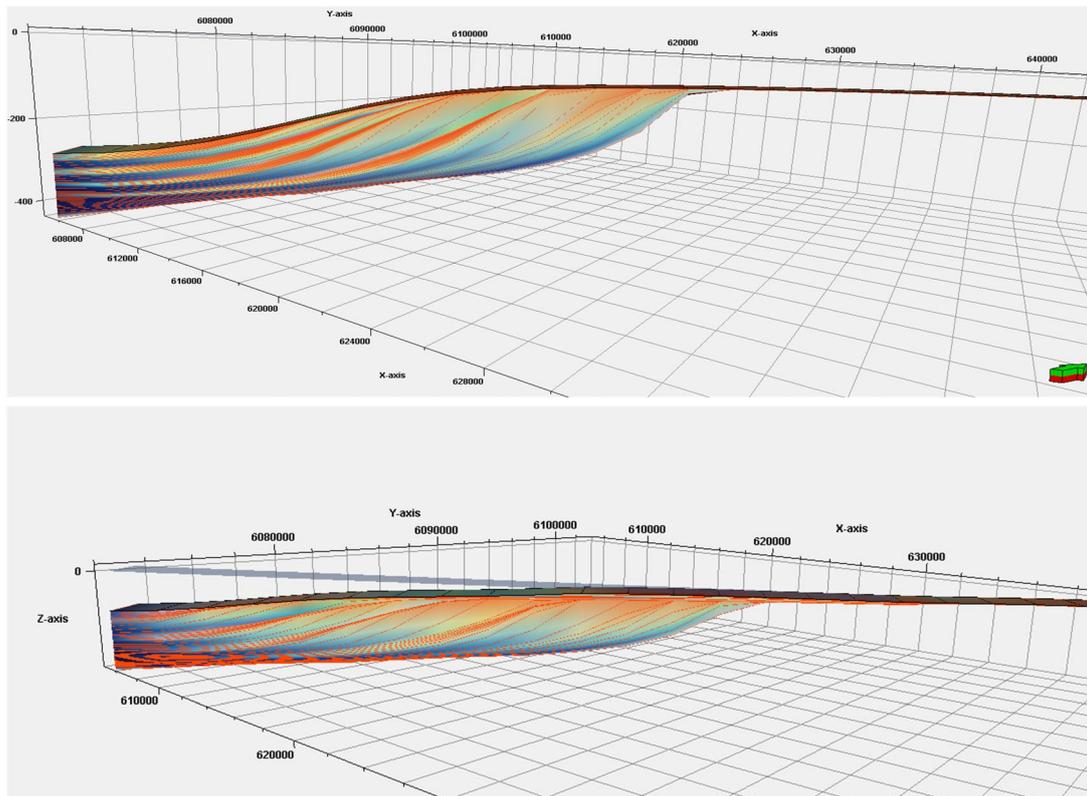


Figure 35. En haut : Modèle GPM sans l'influence des mouvements tectoniques. En bas : Modèle GPM affecté par le soulèvement de la partie orientale.

Le taux tectonique s'applique uniquement au socle, affectant la forme finale du bassin et contrôlant l'espace d'hébergement, la zone d'approvisionnement en sédiments.

La colonne de sédiments sus-jacente est déplacée vers le haut, en fonction du mouvement de soulèvement du socle.

En apportant du matériel supplémentaire provenant de la source d'un événement tectonique de soulèvement à l'est, nous observons un changement dans les schémas stratigraphiques et la distribution des sédiments, ainsi que dans l'épaisseur globale de la colonne sédimentaire.

3.5.5 Scénario E : variation de la courbe du niveau de la mer

Dans cette expérience, nous avons remplacé la courbe du niveau global des mers de Haq par la courbe du niveau global des mers d'Exxon.

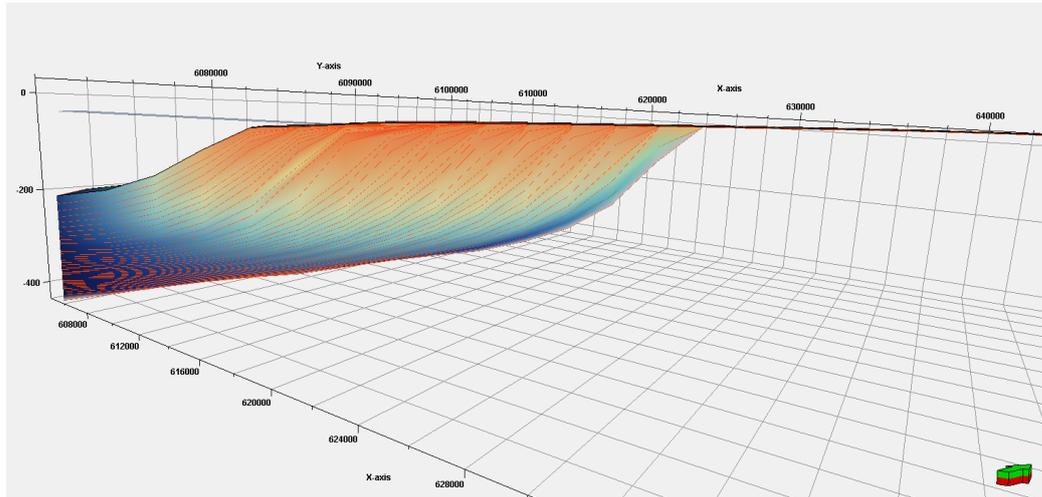


Figure 36. Modèle GPM variant l'entrée de la courbe du niveau de la mer

Les variations du niveau de la mer n'ont pas modifié de manière significative la géométrie générale du modèle, mais elles ont eu un impact sur les voies de transport des sédiments. Le modèle utilisant la courbe d'Exxon (fig. 36) modifie l'espace d'accommodation dans les zones distales du modèle et ne parvient pas à capturer les modèles d'empilement et les limites de séquence du modèle souhaité.

En revanche, l'utilisation de la courbe globale du niveau de la mer de Haq dans le modèle GPM a reflété avec précision le niveau de détail souhaité. Elle a mis l'accent sur les limites des séquences et des systèmes, ce qui a permis de mieux comprendre les séquences sédimentaires et leur organisation. Le modèle a ajusté dynamiquement l'espace d'accommodation pour refléter les changements fréquents du niveau de la mer, ce qui a conduit à une représentation plus fine des processus sédimentaires.

Nous avons superposé les modèles résultant des simulations précédentes sur la sismique 2D en appliquant le processus « trim to right age and position » pour ajuster les simulations à la bonne position et au bon âge.

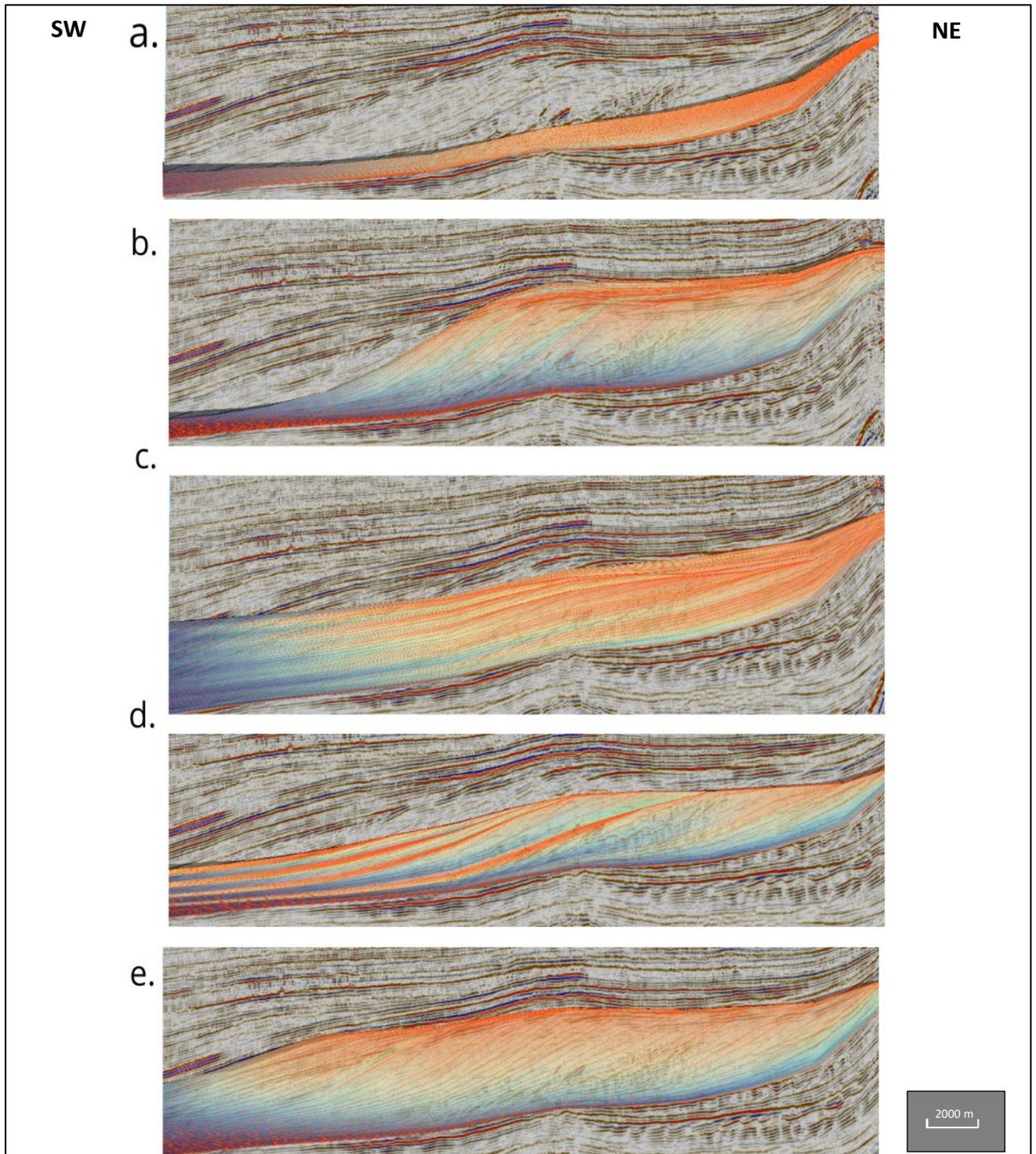


Figure 37. Résultat des simulations précédentes superposé sur la ligne sismique 2D

Conclusion :

L'application de la modélisation des processus géologiques dans le bloc F3 de la mer du Nord a permis d'obtenir des informations importantes sur l'évolution géologique et les processus sédimentaires :

Le dépôt dans le bloc F3 est caractérisé par trois unités sédimentaires principales : une unité initiale de progradation datant du début du Pliocène, suivie d'une deuxième unité datant de la fin du Pliocène et d'une troisième unité d'aggradation datant du Pléistocène. Ces unités ont été principalement influencées par la diffusion des sédiments sous l'effet des forces gravitationnelles et des fluctuations du niveau de la mer.

Les séquences stratigraphiques, principalement les séquences 1 et 2, présentent des schémas de progradation et de régression cohérente avec les données sismiques.

-La séquence 1 présente une régression forcée (RF) claire, avec des clinofformes de progradation obliques sigmoïdes, en raison de faibles taux de subsidence et d'une baisse du niveau de la mer, ce qui entraîne une accumulation de sédiments et des paraséquences moins profondes.

- La séquence 2 représente des tracés transgressifs normaux.

- La séquence 3 présente un modèle d'aggradation.

Le modèle présente des textures latérales changeantes, de plus grossières à plus fines, se déplaçant vers le sud-ouest avec une tendance à l'approfondissement. Cette variabilité permet différentes accumulations de sédiments, reproduisant l'architecture du réservoir et respectant les données des puits.

Grâce à l'intégration du GPM avec les données sismiques, une reconstruction complète de l'histoire complexe de la sédimentation a été réalisée, améliorant ainsi notre compréhension de l'architecture de la subsurface. Les capacités du modèle vont au-delà de l'identification des sources de sédiments et des mécanismes de transport pour inclure la prédiction des variations de faciès essentielles à la délimitation des zones de réservoirs potentiels.

CHAPITRE IV
CAS D'APPLICATION DU GPM EN
ALGERIE

Introduction :

Dans les chapitres précédents, nous avons présenté la technologie de modélisation des processus géologiques (GPM) et ses applications. Ce chapitre marque la première mise en œuvre de la GPM dans le bassin de Berkin en Algérie, et plus particulièrement dans le réservoir TAGI. Nous décrivons le contexte géologique du bassin de Berkine, la méthodologie d'application de la GPM et les résultats de nos simulations. Nos conclusions fourniront de nouvelles informations sur l'évolution du bassin et son potentiel pour l'exploration des hydrocarbures.

4 Cadre géologique:

4.1.1 Bassin de Berkine:

Le bassin de Berkine est un bassin intra-cratonique qui s'est développé au cours du Trias moyen à tardif dans la partie nord-est de la plate-forme saharienne algérienne. D'une superficie de 102 395 km², il est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures d'Algérie. Le bassin de Berkine est limité au nord par la flexure saharienne et les unités allochtones de l'Atlas saharien et tellien (Guiraud, 1998). La marge occidentale du bassin est limitée par les paléo-hauteurs de Hassi-Messaoud et d'El Biod qui forment ensemble une large crête séparant le bassin de Berkine du bassin voisin d'Oued Mya. Au sud, il est séparé par môle d'Ahara du bassin d'Illizi. (Fig. 38).

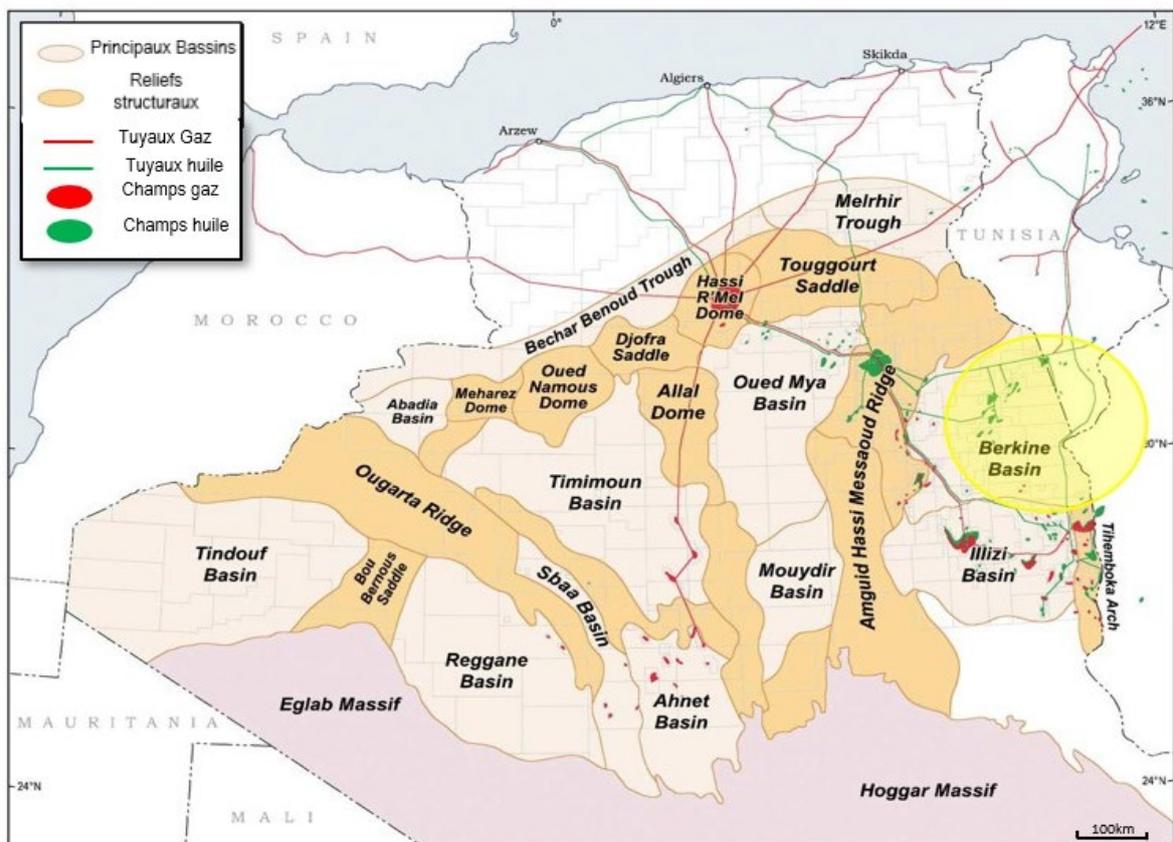


Figure 38. Carte montrant l'emplacement du bassin de Berkine (cercle jaune) dans la partie nord de la Plateforme Saharienne, les reliefs structuraux associés et les principaux champs pétroliers et gaziers de l'Algérie, modifiée d'après Turner et al 2001.

Le bassin de Berkine, plus subsident au nord, contient des dépôts dits "distaux". Les apports sédimentaires proviennent principalement du sud et du massif du Hoggar, avec un faible taux de sédimentation estimé à 10 m/Ma, typique des bassins intracratoniques.

La structure des bassins triasiques est largement contrôlée par la réactivation des linéaments NE-SO et NO-SE, panafricains et du socle paléozoïque tardif (Nedjari, 1994). La réactivation en extension au Crétacé moyen des failles transversales NW-SE a joué un rôle clé dans la formation de plusieurs champs pétrolifères géants à réservoir Argilo-Gréseux (TAGI) du Trias inférieur (Pink, Carney, Drumheller, & Okbi, 1999). L'inversion compressive de la fin du Crétacé et du début du Tertiaire est à l'origine de plusieurs autres champs, dont le champ pétrolifère d'El Borma. En raison de l'importante subsidence qui l'a affecté au cours de son évolution, le bassin de Berkine possède la série sédimentaire la plus complète (plus de 6 000 m), avec trois cycles sédimentaires : Paléozoïque, Mésozoïque et Cénozoïque. Le Paléozoïque (du Cambrien au Carbonifère précoce) est constitué d'une succession essentiellement silicoclastique atteignant jusqu'à 3,5 km d'épaisseur (Askri et al., 1995) (Fig. 39).

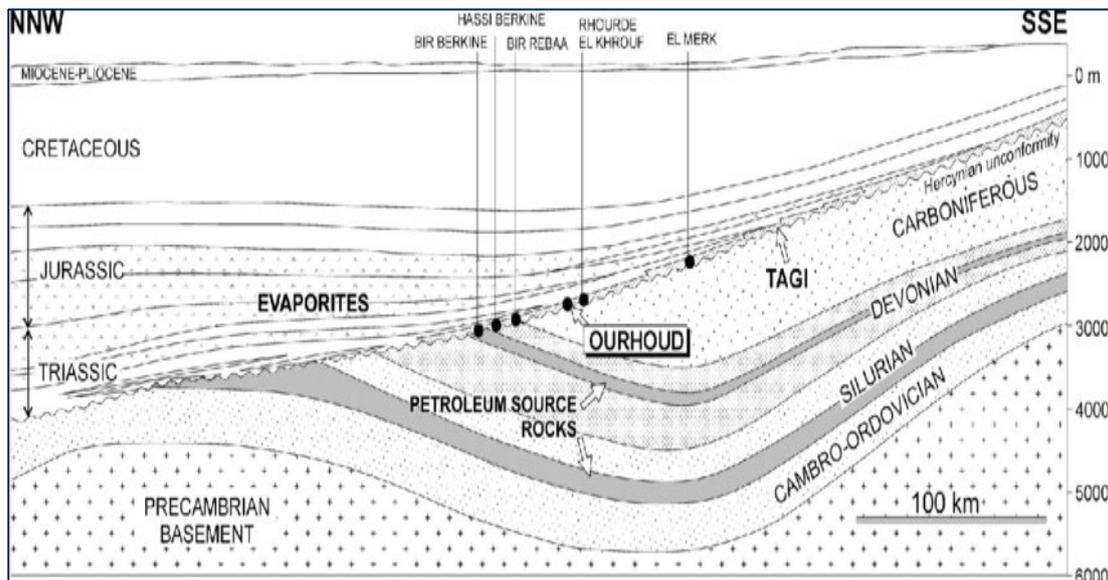


Figure 39. Section transversale généralisée NNO-SSO à travers le bassin de Berkine, montrant l'emplacement des principaux champs pétroliers de la partie centrale du bassin. Adapté de Boote et al. (1998).

4.1.2 Histoire tectonique:

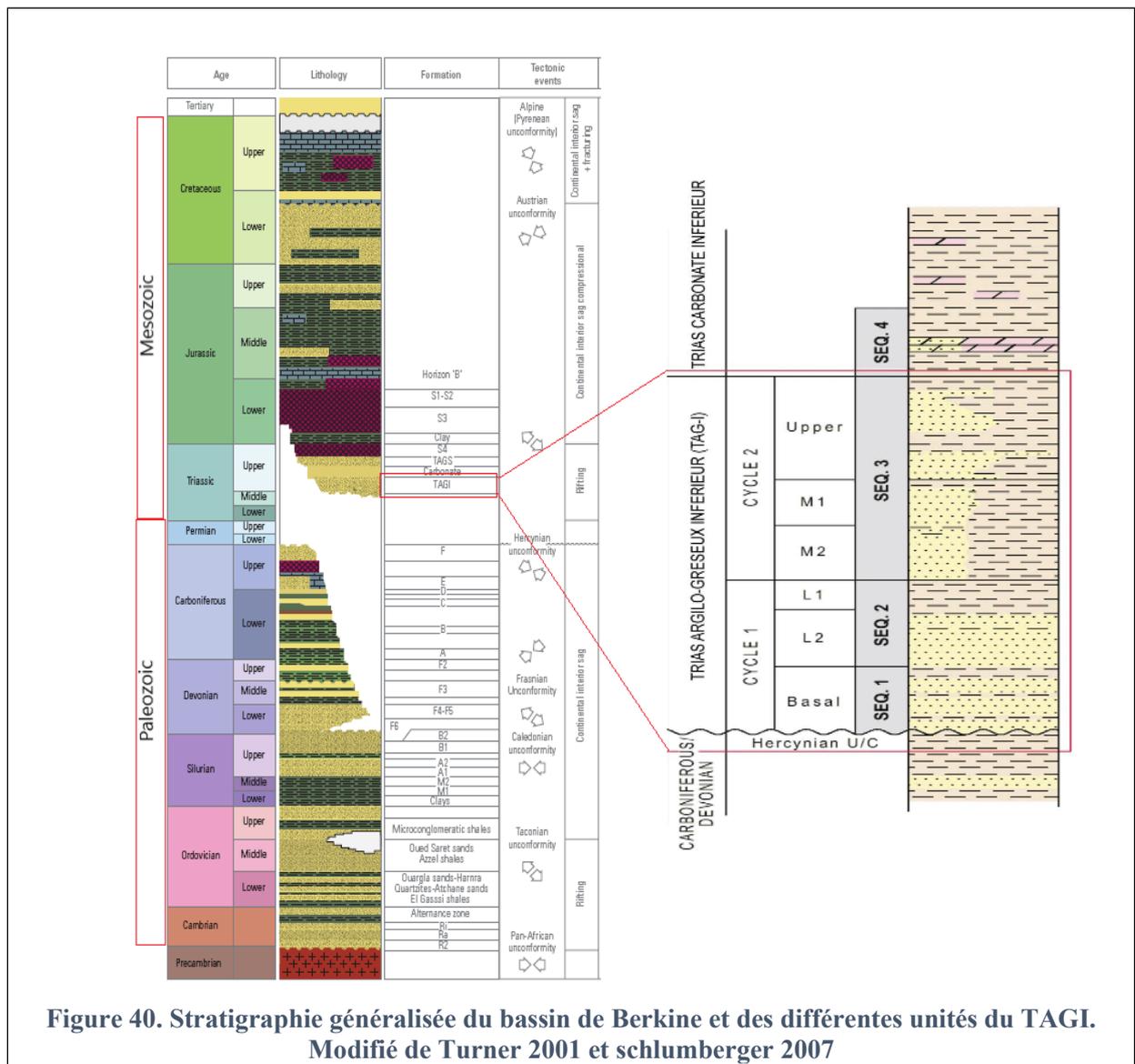
Le bassin de Berkine est un centre de dépôt intracratonique qui a vu le jour à l'ère paléozoïque à la suite de dépressions tectoniques provoquées par l'orogénèse panafricaine sur le Gondwana. (Kröner et Stern, 2004). Le continent a ensuite été soulevé par l'extension arénigienne, ce qui a entraîné la fermeture et l'érosion du bassin, créant le socle métamorphique et igné de discordance (Galeazzi et al., 2010). L'histoire phanérozoïque du bassin de Berkine est marquée par une tectonique multiphasée distincte. L'événement structural majeur est l'orogénèse hercynienne : la fin de la période hercynienne est caractérisée par une période d'émergence régionale, accentuée par un soulèvement dans le nord, avec pour conséquence visible les hauts plateaux de Djefara-Dahar. Le bassin de Berkine est le plus touché par la tectonique hercynienne. Elle est suivie d'une période de rifting liée à l'émergence de la marge passive de

la Téthys nord-africaine, puis d'une phase d'extension au cours du Lias et du Trias, marquée par un basculement progressif vers le nord de la plate-forme paléozoïque sous-jacente.

4.1.3 Stratigraphie :

La stratigraphie régionale du Paléozoïque inférieur est généralement continue, mais le Dévonien et les sections sus-jacentes présentent des systèmes de dépôt plus localisés. (Fig 40). Le Paléozoïque du bassin de Berkine est caractérisé par une succession de cycles transgressifs et régressifs de deuxième ordre dont les méga-séquences sont composées de vastes dépôts de grès principalement d'origine fluviale et fluvio-deltaïque interlités avec des intervalles d'argile marine.

Ces cycles sont délimités par des discordances régionales (Discordance Infra-Tassilienne, Discordance Intra-Arenig, Surface d'érosion glaciaire Hirnantienne, Discordance Calédonienne, Base Frasnienne). Ils comprennent tous un pic de transgression associé au développement régional d'argiles offshore, localement anoxiques et servant de couverture et/ou de roches mères. Les dépôts triasiques continentaux couvrent les coins paléozoïques et constituent le meilleur réservoir du bassin. Ils sont surmontés d'une excellente couverture d'évaporites d'âge triasique et liasique. (Alnaft)



4.2.1 L'Argilo-Gréseux Inférieur "TAGI" du Trias dans les blocs 401a et 402a

Le principal intervalle contenant des hydrocarbures dans le bassin de Berkine est le "Triassic Argilo-Gréseux Inférieur" (TAGI) qui, dans les blocs 401a et 402a, est d'âge triasique tardif.

Le TAGI repose directement sur la discordance hercynienne avec un sous-affleurement du Carbonifère inférieur au Dévonien supérieur dans la zone d'étude. Il comprend des sédiments fluvio-lacustres dont le style de dépôt a évolué au cours des quatre séquences de dépôt.

Les grès triasiques du bassin de Berkine en Algérie (qui comprennent la formation Argilo-Gréseux Inférieur, ou TAGI, du Trias tardif) constituent un réservoir d'hydrocarbures prolifique qui fait partie d'un système de dépôt fluvio-lacustre orienté du sud-ouest au nord-est, s'étendant vers l'est depuis l'Algérie jusqu'au sud de la Tunisie. Une lithostratigraphie et une sédimentologie détaillées de la formation TAGI sont présentées par Turner et al. (2001). Dans les blocs 401a et 402, l'épaisseur de la formation TAGI varie de 25 à 100 m, où elle présente des variations latérales et verticales de faciès à l'échelle locale et régionale. Elle présente un rapport net/brut élevé et est dominée par des dépôts fluviaux à faible sinuosité, en nappe et en tresse, avec des grès et des argilites persistants latéralement. Dans le bloc 402 (qui comprend les champs ROD/BRSE/BSFN, SFNE et BSF), le rapport net/brut est nettement plus faible, avec typiquement des intervalles d'argile peu épais.

4.2.2 Stratigraphie séquentielle:

Dans la zone d'étude, le TAGI repose en discordance sur un sous-affleurement de sédiments carbonifères à dévoniens et est recouvert par les carbonates triasiques d'Argilo (ou carbonates triasiques). La sédimentologie du TAGI a été décrite par Turner et al. (2001) comme une série de faciès à dominante fluvio-lacustre recouverte par les carbonates triasiques estuariens à marins peu profonds, avec un total de 23 lithofaciès basés sur les descriptions des carottes, les principales associations de faciès dans la zone du bloc 402 étant constituées de grès de chenaux fluviaux, de siltites et de paléosols de plaine d'inondation, de dépôts de défilement de crevasse, de sédiments lacustres et de dépôts transgressifs marins peu profonds. Au niveau régional, la lithostratigraphie interne de la TAGI est compliquée, bien que localement elle puisse être de nature stratifiée. Si cette complexité apparente est en partie inhérente à un système fluvial présentant une grande variété d'associations de faciès, elle est exagérée dans le cas du TAGI en raison de l'absence d'un modèle stratigraphique régional dans lequel des schémas plus localisés peuvent être placés. Les licences et les champs illustrés dans la figure 1 sont exploités par un certain nombre de compagnies pétrolières différentes, chacune ayant son cadre stratigraphique préféré, conçu en interne. Cela rend difficile les comparaisons stratigraphiques entre les blocs.

Turner et al. (2001) ont présenté une corrélation semi-régionale du TAGI basée sur des descriptions de carottes, des données minéralogiques et des réponses de diagraphies filaires. Ils ont démontré que le TAGI s'épaissit et devient plus sableux vers le sud-ouest, identifiant quatre séquences de dépôt associées au TAGI et au Trias Argilo-Carbonaté sus-jacent (également connu sous le nom de Carbonaté inférieur).

Ces quatre séquences de dépôt reflètent les variations du style de dépôt résultant des variations du niveau de base, de la tectonique et des changements climatiques au cours de la période TAGI.

L'augmentation globale du niveau marin relatif a été interrompue par des périodes d'incision, probablement liées au rifting et à l'érosion des épaulements du rift du bassin de Berkine. Le TAGI recouvre en discordance les roches du socle paléozoïque et, avec le carbonate inférieur basal, constitue une mégaséquence qui est variable à la fois latéralement et verticalement et qui peut être séparée en 4 séquences.

Le remplissage initial de la vallée (séquence 1) s'est déposé dans des conditions relativement arides ou semi-arides, formant un intervalle fluvial éphémère délimité par des discordances qui remplissent le paléorelief sur la surface de la discordance hercynienne. Cet ensemble fluvial, délimité par des discordances ou des disconformations, remplit le paléorelief hérité sur la discordance hercynienne. La limite supérieure de la séquence 1 est marquée par une discordance régionale, indiquant un hiatus probable. Dans la zone d'étude, l'épaisseur de cette séquence varie considérablement, allant de 8 à 25 mètres, ce qui reflète l'influence des variations topographiques préexistantes.

Au cours des séquences 2 et 3, les systèmes fluviaux pérennes avec des chenaux anastomosés et des lacs de plaine d'inondation sont devenus dominants et le climat est devenu de plus en plus humide. La séquence 2 comprend un ensemble de grès fluviatiles pérennes et de schistes de bassin d'inondation, qui s'affine d'abord vers le haut, puis s'épaissit vers le haut, avec de minces éléments d'évasement de crevasse et des paléosols d'interfluve. L'épaisseur de cette séquence varie entre 25 et 30 m dans la zone d'étude.

Séquence 3 (TAGI) Cette séquence fluvio-lacustre à base érosive est dominée par des sédiments de chenaux associés à des grès de crevasse et à des schistes de plaine d'inondation/lacustre. Le sommet de la séquence est interprété comme une surface d'érosion transgressive marine (TSE), formée en réponse à une transgression marine venant du NE. Cette séquence constitue la principale section de réservoir d'hydrocarbures et se divise en deux ensembles principaux, 3A et 3B ; la base de 3B se distingue par une incision fluviale à l'échelle du bassin et un dépôt de sable de chenal très répandu. L'épaisseur de cette séquence varie entre 33 et 50 mètres dans la zone d'étude.

La séquence 4 (carbonate inférieur) est une plaine côtière et un système marin peu profond composé de schistes dolomitiques verts et gris, d'argilites et de siltstones, interstratifiés avec de la dolomite et parfois des grès estuariens ainsi que des évaporites de type sabkha. La base de la séquence est caractérisée par une mince couche transgressive de fragments d'os et de débris de coquillages, et est recouverte par des argilites parfois fossilifères interprétées comme une surface d'inondation, qui fait partie d'un système transgressif. Le sommet de la séquence est cueilli au niveau d'une unité informellement connue sous le nom de "Double Dolomite", qui représente la surface d'inondation maximale dans la région. L'épaisseur de cette séquence varie entre 20 et 37 mètres dans la zone d'étude.

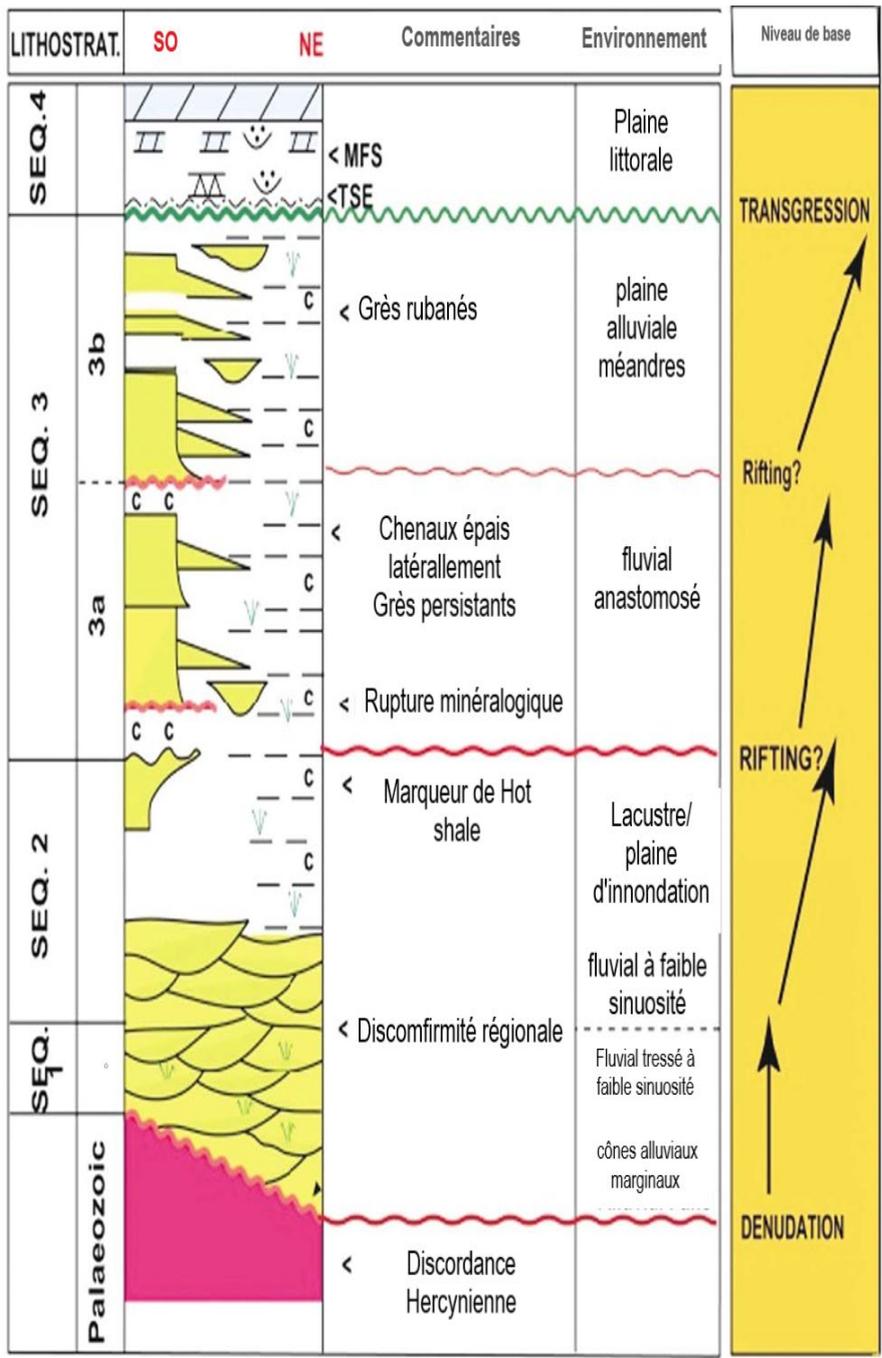


Figure 42. Stratigraphie séquentielle du TAGI basée sur les Blocs 401a et 402a, d'après Turner et al. (2001).

4.3 Préparation des données et expériences:

Pour mieux comprendre le sous-sol, nous avons intégré les données disponibles dans le logiciel Petrel de SLB. Ces données comprenaient principalement les diagraphies des puits, la diagraphie des rayons gamma étant accessible pour la corrélation de tous les puits. Le contexte géologique a servi de données de base, le rapport technique et les conclusions de P. Turner et al dans l'article " Sequence stratigraphy and sedimentology of the late Triassic TAGI (Blocks 401/402, Berkine Basin, Algeria) ", étant essentiels pour comprendre les séquences sédimentaires et leur organisation dans notre zone d'étude.

le projet a été réglé sur le système de référence de coordonnées UTM84-31N CRS et six puits représentatifs ont été sélectionnés (BKE-1 SFNE-1 ROD-2 ROD-4 RER-1 RERN-1) orientés dans la direction SO-NE.

4.3.1 Importation de données pour l'initialisation du modèle de simulation :

Avant d'entamer toute modélisation, il est impératif de préparer les données requises pour la zone d'étude. Ces données proviennent des recherches menées sur le réservoir TAGI et comprennent des données géologiques, sédimentologiques et géophysiques.

Un certain nombre de types de données peuvent être saisis dans Petrel, notamment des points, des lignes, des grilles 2D et 3D, des données de puits et des données sismiques. Les données identifiées et incluses dans l'étude sont :

1. Cartes paléogéographiques
2. Têtes de puits (carte de localisation des puits) : Emplacements de surface et profondeurs cibles mesurées pour chaque puits. Contient des informations sur la position du sommet, la longueur du trajet du puits et le nom du puits.
3. Sommets des puits : Points situés le long de la trajectoire de chaque puits, indiquant la profondeur de chaque zone de la formation.
4. Diagraphies de puits et données sur les carottes : Il s'agit de données brutes et interprétées spécifiques à la formation Y.

NOTE: Chaque donnée doit être importée dans un format spécifique qui doit être respecté comme indiqué dans la figure 43.

Data Type	Format	Type	Template
Fault polygons	Zmap+lines(ASCII)	Polygons	Elevation time
Isochores	Zmap+grid(ASCII)	Surface	Thickness Depth
Data Type	Format	Type	Template
3D seismic	SEG-Y seismic data (*.*)	3D seismic	Elevation time
3D seismic interpretation	Seisworks 3D interpretation (ASCII)	Seismic horizon	Elevation Time
Data Type	Format	Type	Template
Wells – Well header	Well heads	Points	Well symbol
Wells – Deviation	Well path/deviation (ASCII)	Well trace	Match well trace with file name
Wells – Logs	Well logs (ASCII)	Well trace	One for each log loaded
Well tops	Petrel Well tops (ASCII)	Points	Different attributes can be displayed

Figure 43. Types de données Petrel avec leurs formats, catégories et modèles

Après avoir créé un nouveau projet dans Petrel, des cartes paléogéographiques (voir annexe) décrivant le développement du bassin de Berkine pendant les périodes TAGI et basale du Trias inférieur carbonaté, ont été importées en utilisant une méthode de triangulation. Une carte de corrélation régionale montrant les emplacements des puits utilisés dans l'étude a également été importée pour faciliter l'implantation des puits. Des images bitmap ont été ajoutées au panneau d'entrée et des informations de géoréférencement ont été spécifiées pour toutes les cartes afin d'assurer un alignement spatial précis avec la projection de référence du projet (fig 44).

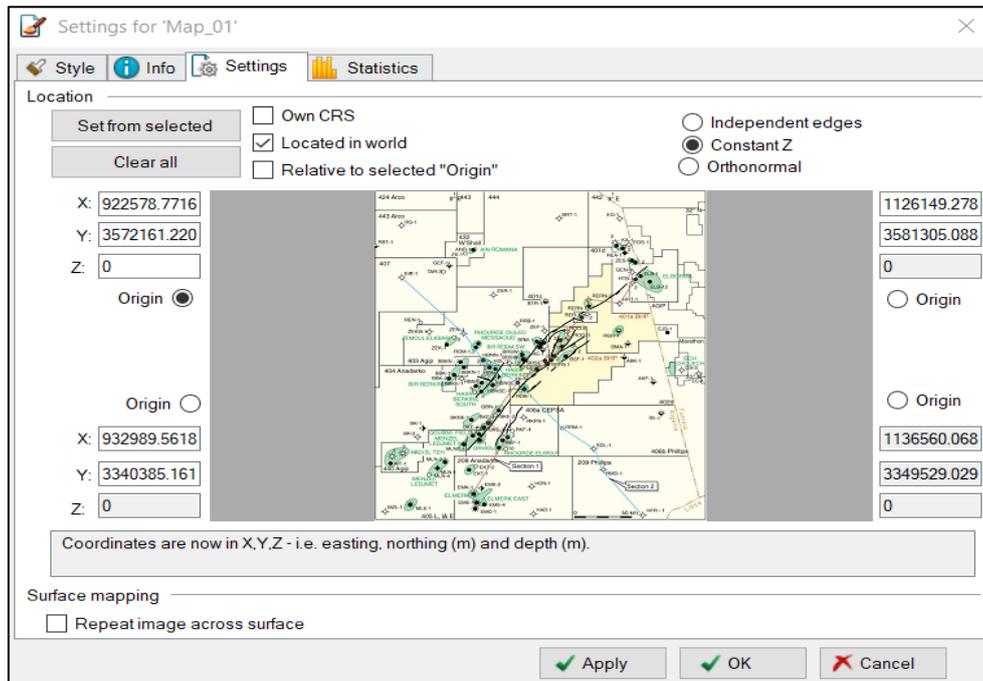


Figure 44. Les informations de géoréférencement de carte dans PETREL.

4.3.2 Implémentation des puits :

4.3.2.1 Têtes de puits WELL HEADS:

Le processus a consisté à tracer la position des puits, la profondeur totale mesurée (TMD) le long de leurs trajectoires, et à attribuer des noms et des symboles à chaque puits. Pour ce faire, les puits ont été numérisés à l'aide de leurs coordonnées au format LAS. Le système de référence des coordonnées (CRS) a été réglé sur UTM84-31N et configuré dans les paramètres généraux. Cependant, les données de déviation des puits pour les trajets n'étaient pas disponibles à ce stade.

Nom du puits	Coordonnée X (m)	Coordonnée Y (m)
BKE-1	999692.625	3412489.5
SFNE-1	1027646.5	3451458
ROD-2	1040728.63	3472344.25
ROD-4	1045208.13	3478031.5
RER-1	1053597	3489448.25
RERN-1	1057850.25	3497521

Table 3. Noms et coordonnées des puits utilisés

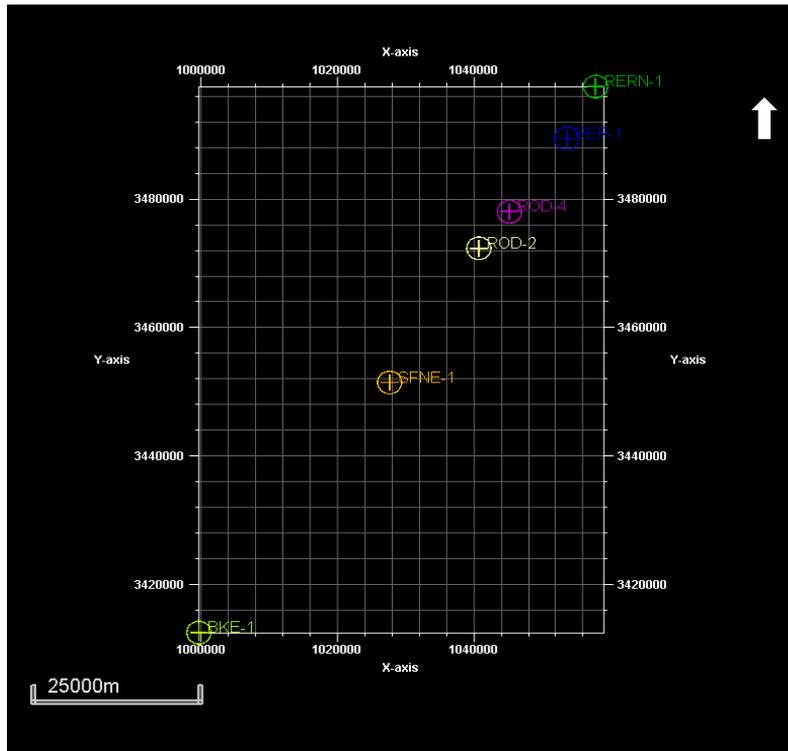


Figure 45. La localisation des puits BKE-1, SFNE-1, ROD-2, ROD-4, RER-1, RERN-1 sur Petrel.

4.3.2.2 Établir des sommets de puits (WELL TOPS) :

Les sommets des puits ont été définis pour délimiter les limites supérieures et inférieures de la série inférieure, qui abrite le réservoir, tout au long de la trajectoire de chaque puits.

L'identification des sommets de formation a été possible grâce à la diagraphie Gamma Ray de l'article de Turner et al. 2001, ces sommets de puits ont permis la création des zones de formation et la définition de leurs limites sur la base des sommets déjà identifiés (fig. 46).

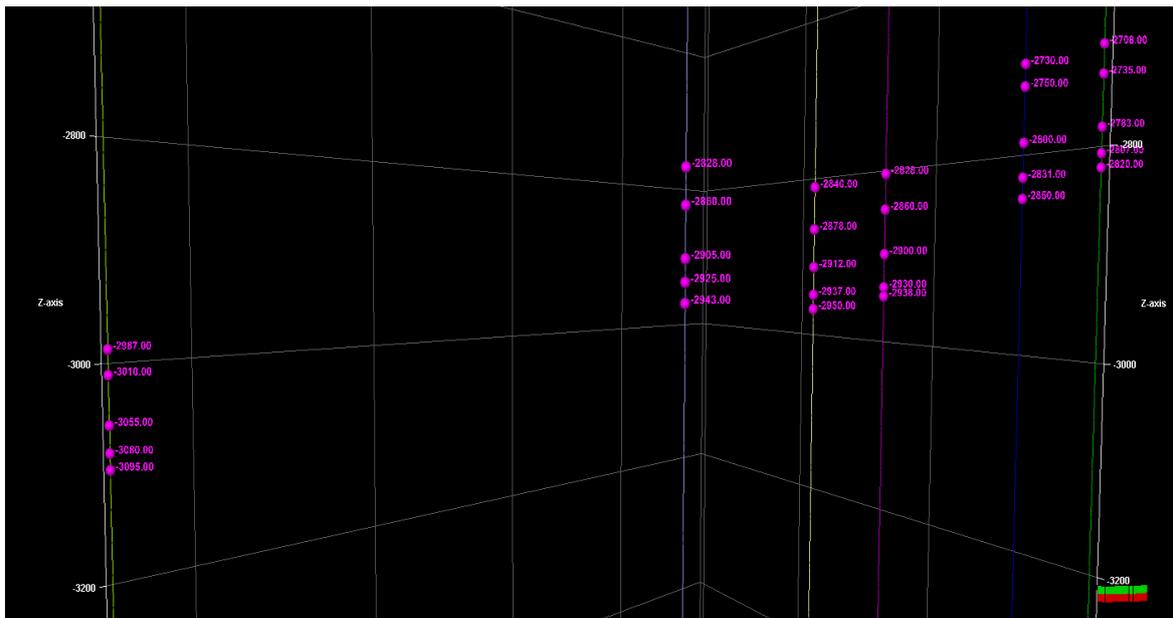


Figure 46. Position des sommets de puits sur les puits étudiés représentant les limites de séquence.

4.3.2.3 Création de surface :

L'utilitaire "Make/Edit Surface" dans Petrel permet la construction d'une surface (grille) à partir de divers types de données d'entrée (fig. 47). Initialement, un polygone rectangulaire représentant la zone de la grille a été créé et entré dans la zone d'entrée principale, désignée comme la limite dans le processus "Make/Edit Surfaces". Sous l'onglet Géométrie, les paramètres appropriés ont été sélectionnés, y compris un incrément de grille de 400x400 mètres. Les surfaces ont ensuite été générées en utilisant l'algorithme d'interpolation convergente, garantissant une modélisation de surface précise et fiable basée sur les données d'entrée fournies.

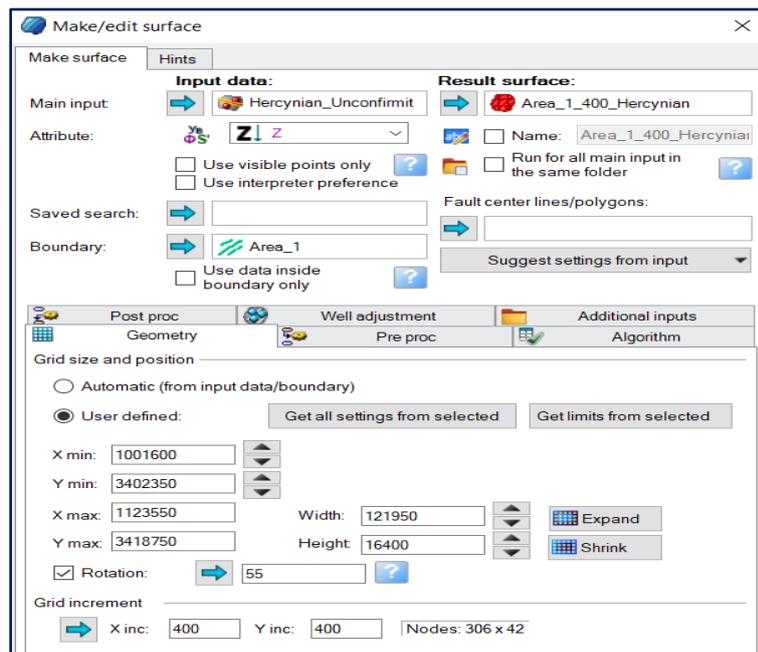


Figure 47. Make/edit Surface process dans PETREL

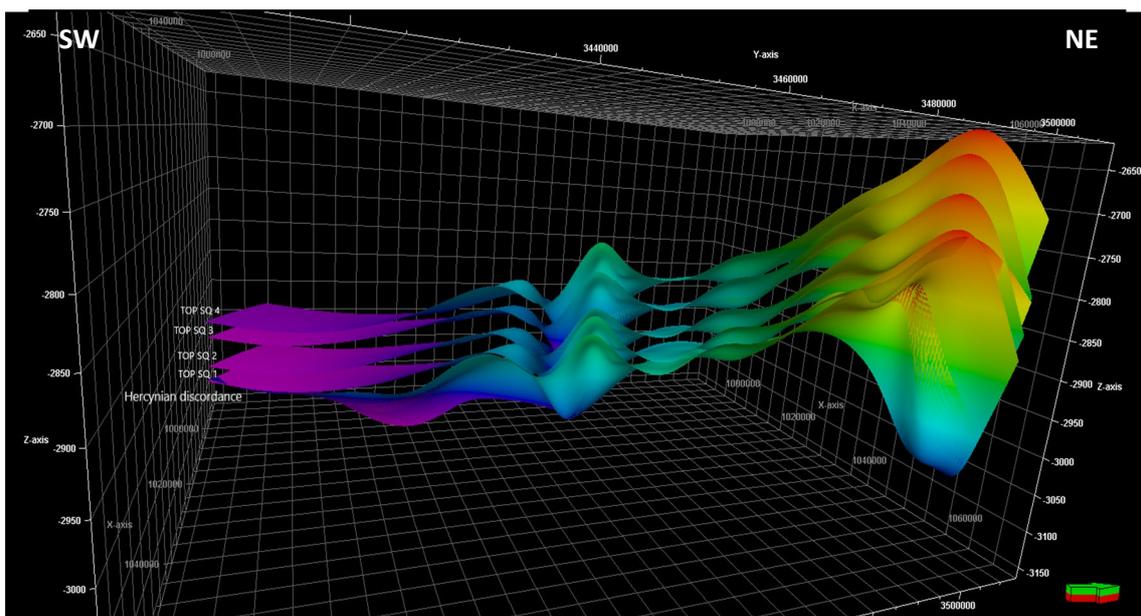


Figure 48. Surfaces correspondantes aux limites de séquence.

4.3.3 Corrélation entre les puits:

Une fois les données importées, les puits ont été corrélés pour visualiser les changements d'épaisseur de l'unité TAGI et les réponses aux variations du niveau de base, climatiques et tectoniques pendant le Trias tardif. La corrélation le long d'une trajectoire SO-NE à travers la zone d'étude, intersectant les puits BKE-1, SFNE-1, ROD-2, ROD-4, RER-1 et RERN-1, a révélé des informations sur les caractéristiques des séquences sédimentaires (fig. 50), les codes de couleurs indiqués pour les différents faciès sont montrés à la figure 51.

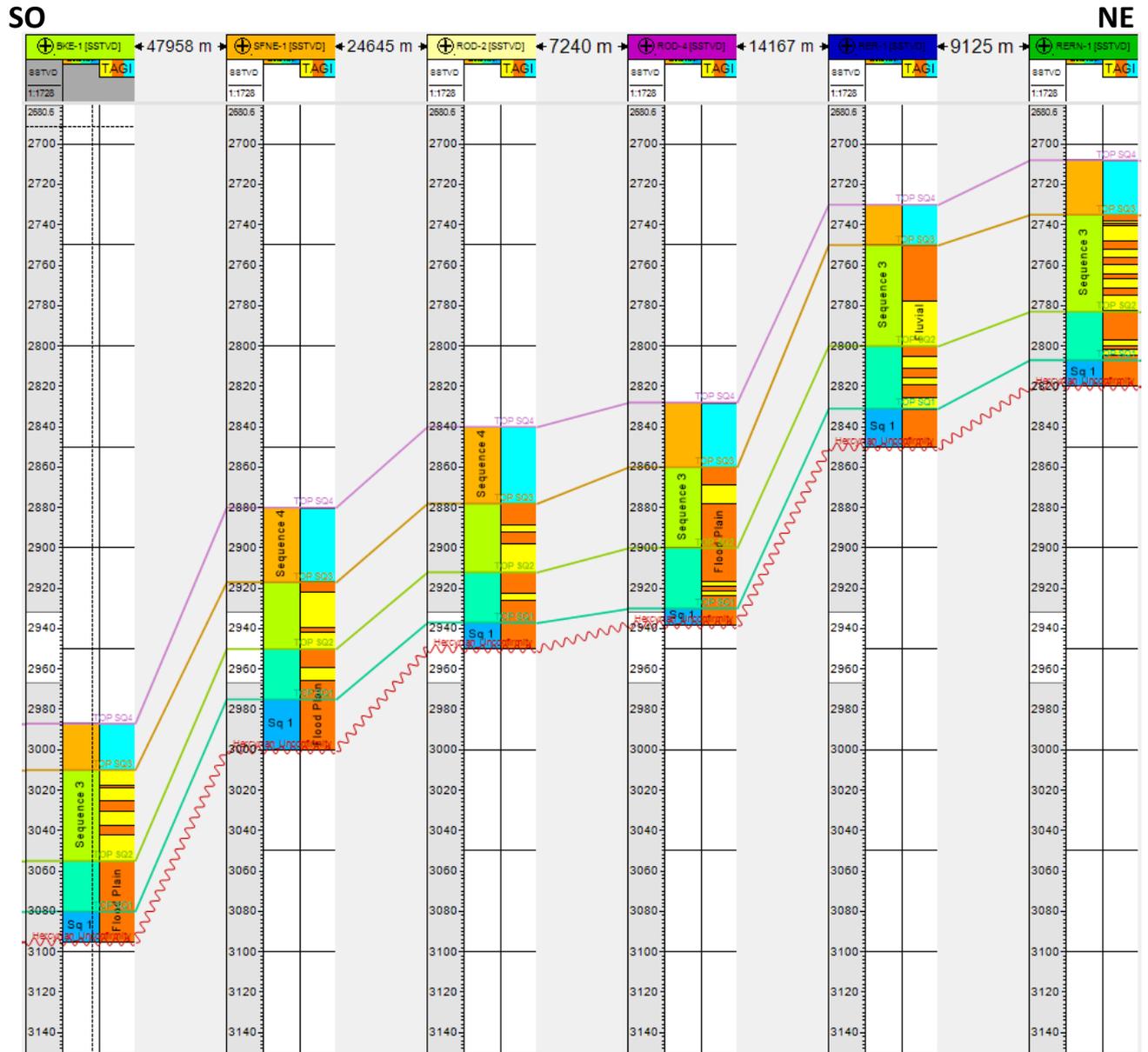


Figure 49. Corrélation des puits SO-NE à travers les puits (BKE-1, SFNE-1, ROD-2, ROD-4, RER-1, RERN-1)

Code	Name	Parent	Background	Lines	Pattern
0	Fluvial		Yellow	Black	Horizontal lines
1	Flood Plain		Orange	Black	Brick pattern
2	Marine Dolomite		Cyan	Black	Vertical lines

Figure 50. Codes couleur pour les différents faciès de la zone étudiée.

La corrélation le long de la direction SO-NE à travers la zone d'étude, passant par les puits (BKE-1, SFNE-1, ROD-2, ROD-4, RER-1, RERN-1) avec l'analyse de la colonne de stratigraphie séquentielle., révèle ce qui suit :

Le TAGI est déposé de manière discordante soit sur les formations Dévoniennes Moyen-Supérieur soit sur le Carbonifère basal. Le TAGI commence avec la Séquence 1, représentée par des grès fluviaux remplissant des paléovallées héritées de la dénudation hercynienne (érosion). Ces dépôts sont caractérisés par des grès de canaux ; des grès kaoliniques moyens grossiers mal triés, des grès à stratification entrecroisée et des plaines d'inondation immatures, indiquant un environnement continental aride à semi-aride avec des grès fluviaux à faible sinuosité.

La Séquence 1 a une épaisseur minimale de 8 mètres dans la région centrale au niveau du puits ROD-4 et montre des épaisseurs variables allant de 8 à 25 mètres, en fonction des zones héritées de la discordance hercynienne, où elle s'épaissit dans les zones basses et subsidentes correspondant aux paléovallées et s'amincit dans les régions plus élevées. La Séquence 2 présente une épaisseur relativement constante allant de 25 m à 30 m. La rareté des corps de sable fluviaux dans certaines zones, comme autour du puits BKE-1 et du puits ROD-4, est également notée, avec la déposition de lentilles de grès discontinues et la présence de schistes marquants indiquant le développement majeur de conditions lacustres et de plaine d'inondation dans cette région.

La Séquence 3 est caractérisée par la déposition d'argiles intercalées avec des grès lenticulaires, montrant une épaisseur réduite dans la partie centrale au niveau des puits SFNE-1, ROD-2 et ROD-4 avec une épaisseur minimale de 33 m, et s'épaississant vers le SO près du puits BKE-1 et le NE autour des puits RER-1 et RERN-1 jusqu'à atteindre la valeur maximale de 50 m. La partie basale de la Séquence 3 montre des canaux épais indiquant un environnement fluvial anastomosé, tandis que la partie supérieure se compose de sables rubanés provenant d'une plaine alluviale méandriforme. Le Trias inférieur argilo-gréseux est surmonté par une couverture argilo-carbonatée qui s'épaissit au centre ROD-2 (37 m), SFNE-1 (36 m) et s'amincit vers le SO et le NE et est représentée par la séquence 4.

La présence de paléovallées pendant le Trias, en particulier dans les Séquences 1, 2 et 3, a facilité le développement de lentilles de grès d'origine fluviale, qui constituent des réservoirs potentiels pour l'accumulation d'hydrocarbures dans le bassin de Berkine. En effet, de nombreuses accumulations significatives d'hydrocarbures ont été identifiées dans les années 1990 et 2000, telles que les champs de Hassi Berkine Sud, Ourhoud, El Merk, Hassi Messaoud. Fréquemment, dans le bassin de Berkine et la région d'étude, ces accumulations sont alignées le long des axes structuraux et des failles majeures orientées SO-NE (voir figure).

4.4 Construction du modèle :

L'objectif est de développer un modèle capturant l'hétérogénéité verticale et latérale à une échelle régionale afin de reproduire la séquence stratigraphique basée sur des observations de terrain telles que des échantillons de roches, des diagraphies de puits et des publications. L'étendue spatiale couvre un rectangle de 168,4 km x 4,4 km, avec un incrément de grille de 400 x 400 mètres, couvrant 5 millions d'années de 252 à 247 millions d'années avant le présent, avec des sorties spécifiées tous les 50 000 ans, ce qui donne 100 couches.

4.4.1 Topographie initiale :

Initialement, un polygone rectangulaire représentant la zone de la grille, couvrant une superficie de 168 400 x 4 400 mètres carrés, a été créé et entré dans la zone d'entrée principale (fig. 51). Ce polygone a servi d'entrée principale et de limite dans le processus "Make/Edit Surfaces" pour générer la surface désirée. Sous l'onglet Géométrie, les paramètres appropriés ont été sélectionnés, y compris un incrément de grille de 400 x 400 mètres et une rotation de 50 degrés. La surface a ensuite été générée en utilisant l'algorithme d'interpolation convergente.

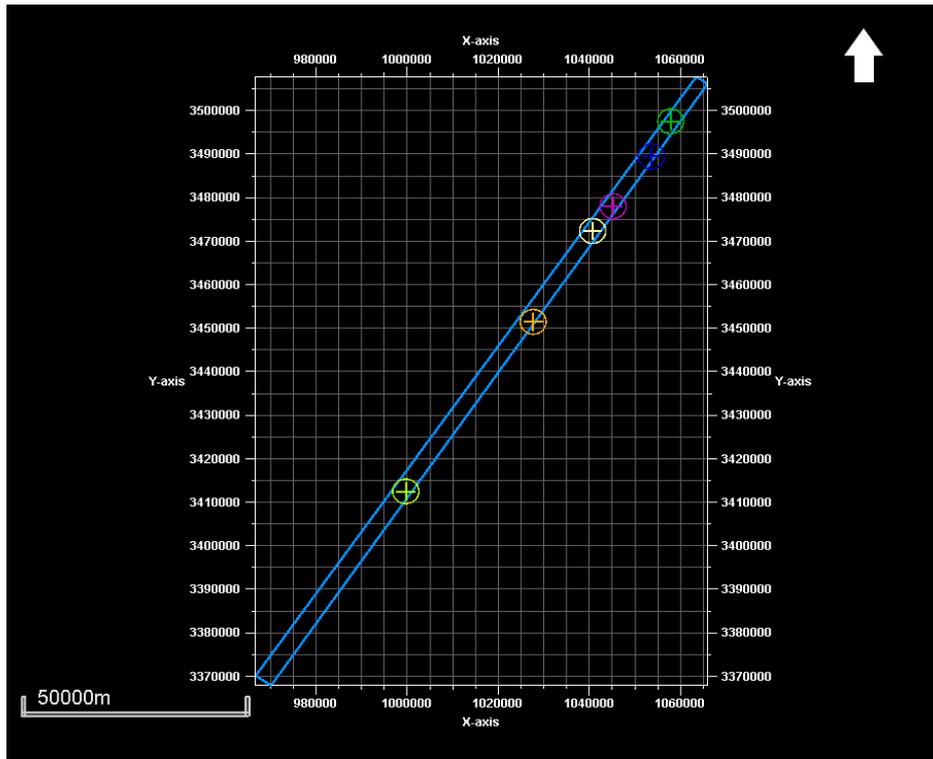


Figure 51. Polygone dans la fenêtre 2D.

Les données de puits de Turner et al. (2001) ont été utilisées dans Petrel pour construire un cadre stratigraphique, avec des corrélations de puits numérisées et géoréférencées correspondant aux données de puits. En l'absence de données sismiques en profondeur, la paléotopographie a été approximée à l'aide de marqueurs de puits à des fins de validation sur le terrain.

La surface entière a été élevée au niveau paléo marin à l'âge du dépôt, corrigé d'une subsidence totale estimée à 110 mètres, en supposant des événements de déformation minimales dans le réservoir TAGI-I.

La topographie a été affinée de manière itérative dans l'éditeur de topographie (fig. 52), en ajustant la zone du bassin à -50 mètres pour l'aligner sur le niveau de la mer pendant la période initiale de dépôt (il y a 252 millions d'années). La zone de pente de la topographie a été extrapolée vers le sud-ouest, en suivant la trajectoire d'apport de sédiments et en incorporant un soulèvement exagéré pour faciliter l'apport de sédiments dans le bassin, créant ainsi un espace d'accueil pour le dépôt de sédiments.

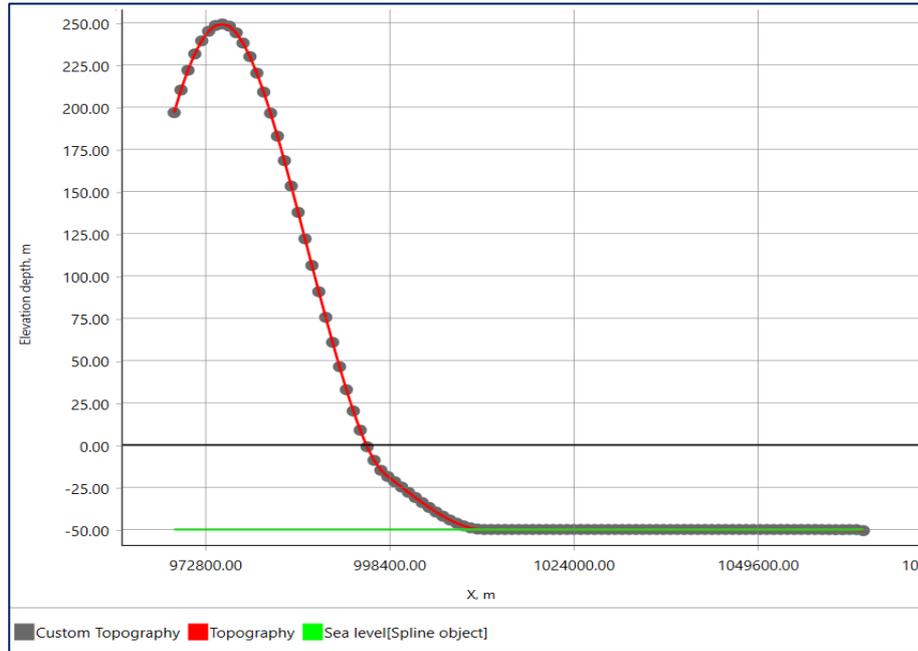


Figure 52. Variations d'altitude de la topographie dans l'éditeur de topographie.

4.4.2 Niveau de la mer :

Pour cette simulation, la courbe préexistante du niveau de la mer global Exxon a été choisie en raison de sa couverture complète de la période géologique requise pour notre étude. Cette courbe stratigraphique présente l'âge en millions d'années ainsi que le niveau de la mer en mètres (fig. 53).

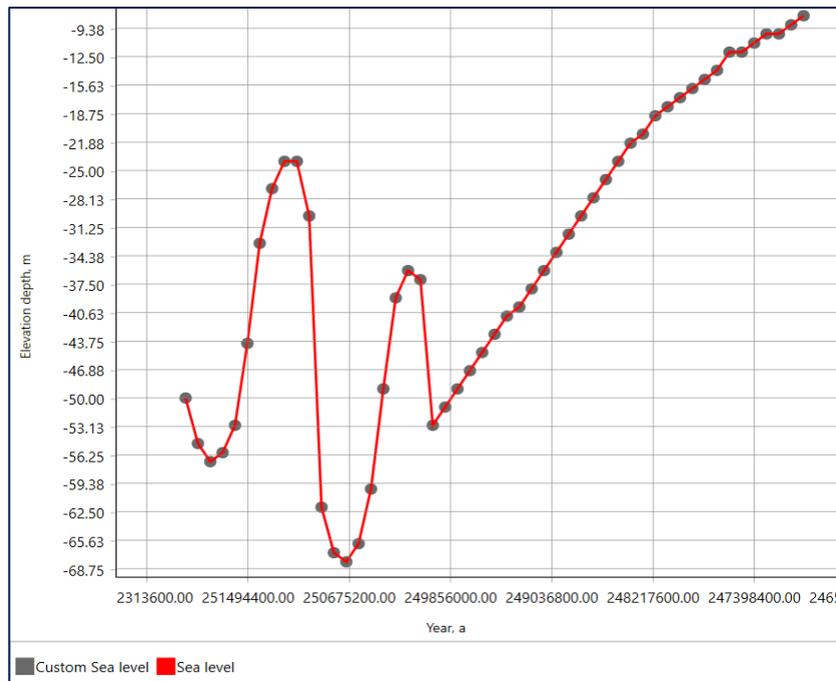


Figure 53. La courbe mondiale du niveau de la mer d'Exxon pour l'intervalle de simulation dans le logiciel GPM.

4.4.3 Types de sédiments :

Basé sur notre compréhension géologique de la région, nous avons classé cinq types de sédiments : sable fin, sable grossier, silt, schiste et dolomites (tableau 4). Les fractions de chaque type de sédiment ont été déterminées en utilisant les données des corrélations de puits précédentes (fig. 54).

Lithologie	Propriétés des grains		
	Diamètre (mm)	Densité (g/cm) ³	Transportabilité
Sable grossier	1	2.7	0.8
Sable fin	0.5	2.65	1.6
silt	0.01	2.6	3.2
Argile	0.02	2.55	6.4
Dolomites	0.001	2.8	6.4

Table 4. Types et propriétés des sédiments

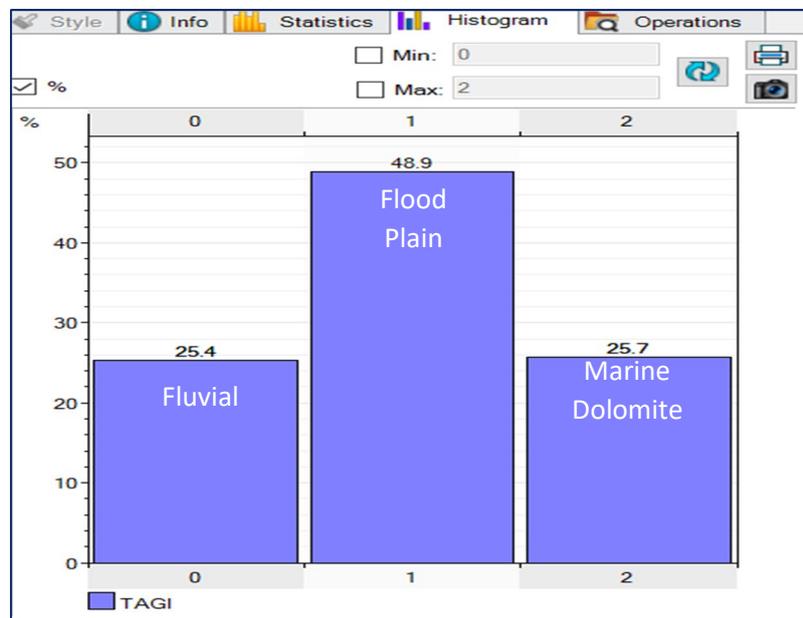


Figure 54. Proportions de sédiments et noms de codes correspondants.

L'accumulation de sédiments GPM a été utilisée pour reproduire l'intervalle dolomitique de la séquence 4 afin de produire l'épaisseur verticale de la lithologie uniforme telle qu'interprétée à partir des données de puits et d'affleurement. Les taux d'entrée areale pour chaque type de sédiment (sédiments grossiers, sédiments fins) utilisent la valeur de la carte (surface topographique) à chaque cellule dans le modèle et la multiplient par une valeur d'une courbe sans unité à chaque étape de temps dans la simulation pour estimer l'épaisseur des sédiments accumulés ou érodés d'une cellule à une autre. Ce faisant, le processus d'accumulation tient compte des différents sédiments impliqués dans la simulation. Cette approche garantit que le processus d'accumulation dans la simulation reflète fidèlement les compositions sédimentaires diversifiées impliquées. En tenant compte des caractéristiques uniques de chaque type de sédiment et de leur distribution dans la grille du modèle, la simulation réalise une représentation nuancée des dynamiques sédimentaires, y compris les processus de déposition et d'érosion. Par conséquent, pour chaque incrément de temps, l'espace d'hébergement résultant de l'affaissement

a été progressivement rempli de sédiments. Les courbes de taux d'entrée de sédiments ont été conçues pour tenir compte des événements géologiques spécifiques, notamment le dépôt de 40 mètres de dolomites entre 247 millions d'années (Ma) et 246 Ma, correspondant à un taux moyen de sédimentation de 0,4 millimètres par an (mm/a).

4.4.4 Tectonique :

Pour simuler le dépôt de la formation inférieure TAGI dans la zone étudiée, il était impératif de créer un espace d'hébergement d'environ 110 mètres par soulèvement et incision associés au rifting triasique en utilisant des cartes tectoniques (fig. 56). Ainsi que des mouvements de subsidence réalisés en incorporant un taux de subsidence moyen de 0,02 à 0,03 millimètres par an (mm/a) dans le cadre de modélisation (figure 55). En ce qui concerne le taux de soulèvement, il a été affiné de manière itérative pour obtenir un résultat optimal. Les taux de soulèvement utilisés dans le modèle sont présentés dans le tableau 5.

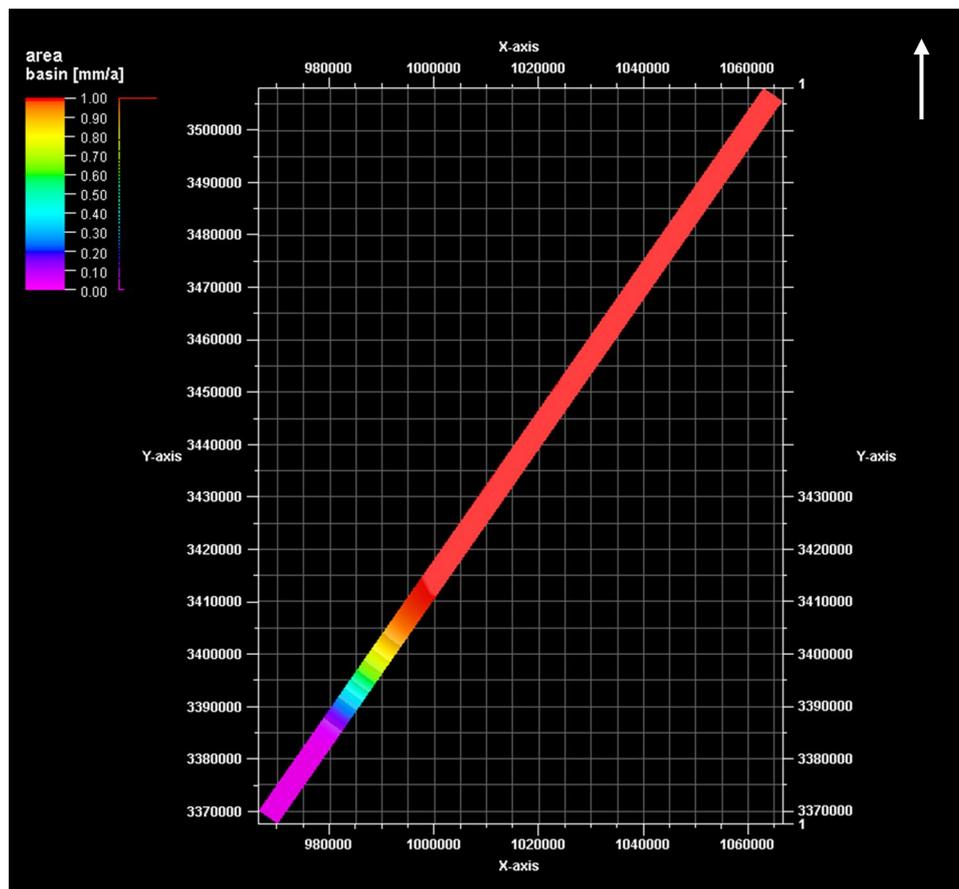


Figure 55. Taux de subsidence sur la carte en mm/an.

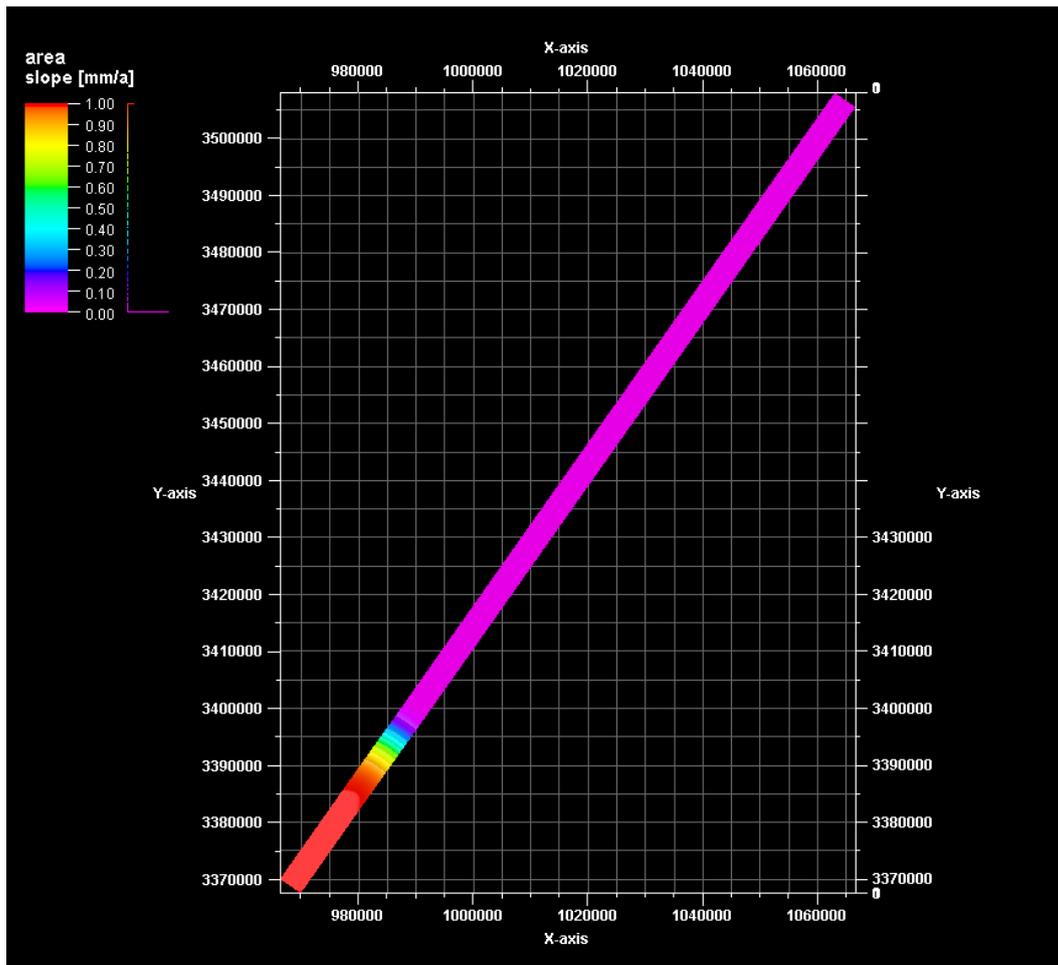


Figure 56. Taux d'élévation sur la carte des événements tectonique en mm/an.

X, a	Value
247000000.00	0.0300
248500000.00	0.0300
250750000.00	0.0200
252000000.00	0.0200

Table 5 Taux d'élévation et de subsidence au fil du temps géologique

4.4.5 Diffusion des sédiments :

Un coefficient de diffusion variable, exprimé en mètres carrés par an (m^2/an), a été employé pour réguler la force et l'intensité des processus de diffusion selon les besoins. Les valeurs de ce coefficient sur différentes périodes sont présentées dans le tableau 6 ci-dessous. De plus, une fonction de diffusion sans dimension a été utilisée pour illustrer comment la diffusion varie en fonction de l'élévation et de la profondeur. La fonction de diffusion montre des valeurs élevées au-dessus du niveau de la mer en raison des effets d'altération accrus. Elle atteint des valeurs très élevées près du niveau de la mer, influencée par les actions des vagues et les activités des tempêtes. À l'inverse, elle montre des valeurs basses en dessous du niveau de la mer, correspondant à un environnement à faible énergie. Cette fonction a été ajustée de manière itérative pour reproduire avec précision les volumes de sédiments observés, ainsi que les pentes et les formes des clinofformes observés dans les données réelles (fig57).

X, a	Value, m2/a
2470000000000000.00	10.00
2485000000000000.00	20.00
2500000000000000.00	20.00
2515000000000000.00	10.00
2520000000000000.00	10.00

Table 6 Valeurs de diffusion de sédiments (m^2/an).

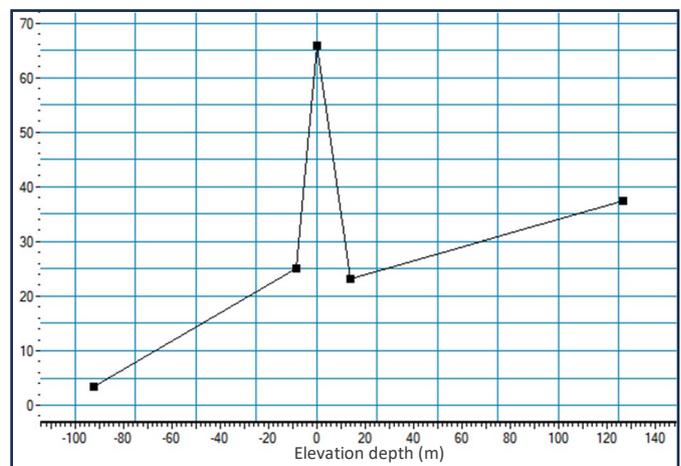


Figure 57. Fonction de diffusion

4.5 Résultat de la simulation et discussion :

Le processus de découpage précédemment utilisé a été appliqué au modèle de base pour ajuster correctement les simulations dans la bonne position et l'âge. En utilisant l'outil de calcul, la base du modèle a été spécifiée comme étant la surface de discontinuité hercynienne qui avait été précédemment délimitée, le modèle résultant est montré dans la figure 58 ci-dessous.

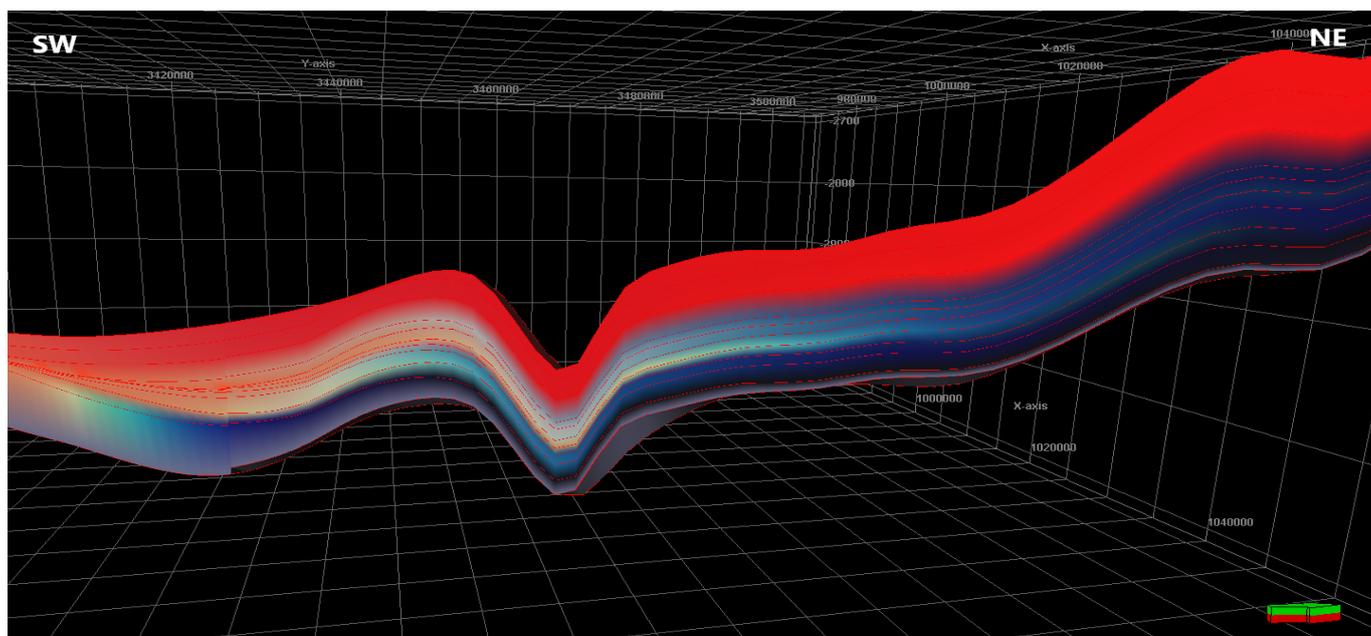


Figure 58. Modèle GPM pour le réservoir TAGI dans la zone d'étude.

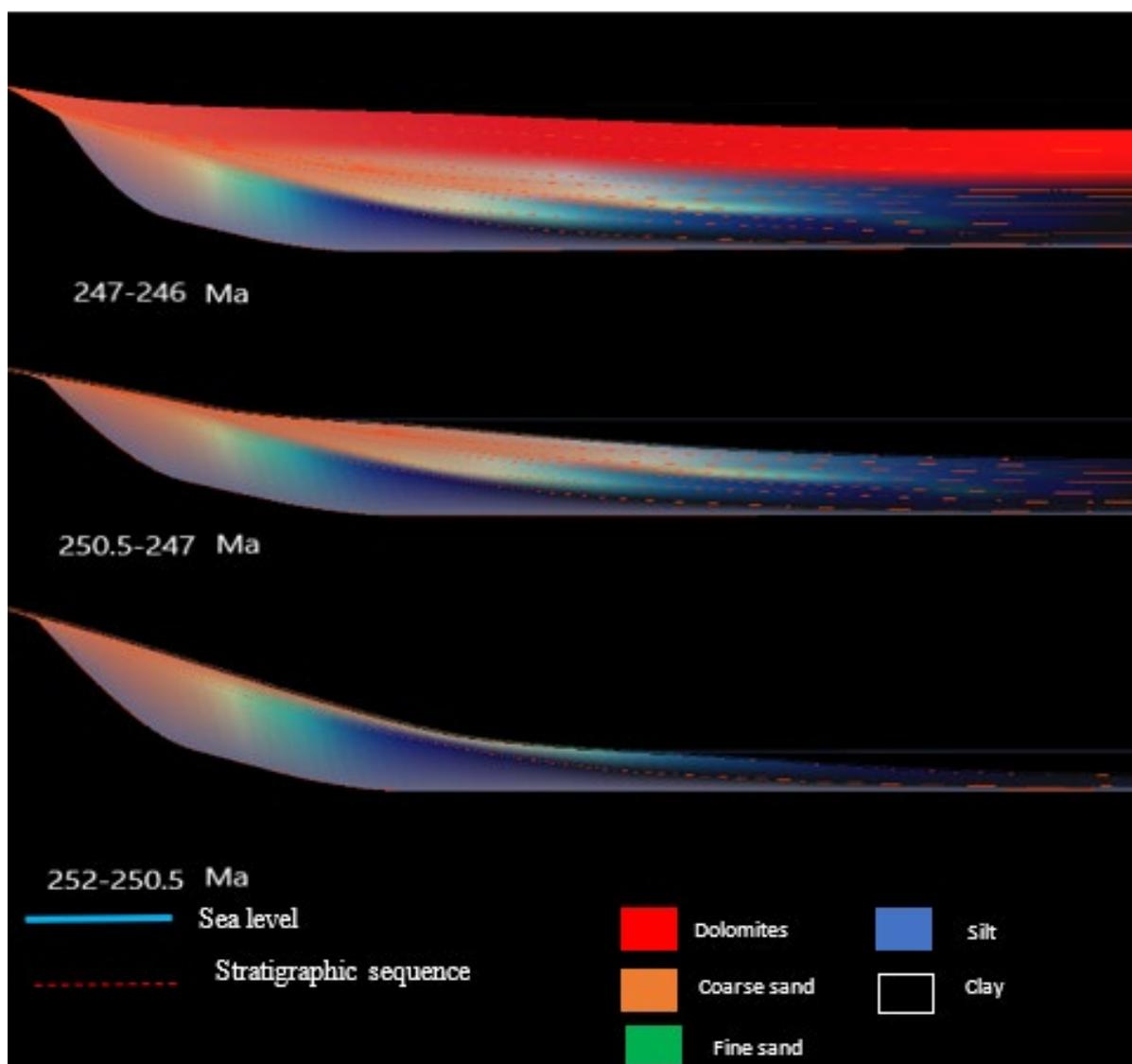


Figure 59. Simulation GPM à différents intervalles de temps.

Les lithologies sont indirectement validées par la définition de faciès de dépôt pour chaque cellule, sur la base de ses propriétés de dépôt. Les sédiments sont représentés par une seule couleur si la lithologie est homogène : sable grossier (jaune), sable fin (vert), silt (bleu), argile (noir) et dolomies (rouge). Les lithologies mixtes sont représentées par des mélanges de couleurs additives.

252-250,5Ma :

La simulation commence par une transgression du niveau de la mer guidant davantage de sédiments dans le bassin et correspondant au remplissage des séquences 1 et 2 ;

La séquence 1 est constituée de grès bien triés, à grain fin ou moyen, déposés dans des environnements fluviaux dynamiques. Ces grès sont fréquemment interstratifiés avec des couches d'argile, représentant des dépôts de plaine d'inondation où les conditions de dépôt étaient plus calmes. Les variations lithologiques au sein de cette séquence reflètent des cycles de dépôt influencés par les variations climatiques, les fluctuations du niveau de base et la dynamique tectonique locale.

La séquence 2 est principalement composée de grès, de siltstones et d'argilites interstratifiés. Les grès sont généralement bien triés et à grain fin à moyen, déposés dans des environnements de dépôt de chenaux fluviaux et de plaines d'inondation, intercalés avec des siltites et des argilites.

250,5-247 Ma :

La lithologie de la séquence 3 montre des grès à grain fin à moyen et modérément triés, déposés dans des environnements deltaïques ou marins peu profonds, entrelacés avec des siltstones et des mudstones. Ces couches peuvent servir de joints efficaces, formant des pièges stratigraphiques pour les hydrocarbures, avec des conditions variant de modérément énergiques : canaux anastomosés, à calmes : prodeltas et environnements marins peu profonds.

247-246 Ma :

La séquence supérieure (correspondant à l'unité marine basale du carbonate inférieur triasique) est une couche riche en dolomite indiquant l'inondation transgressive du bassin de Berkine.

Les grès bien triés, à grain fin ou moyen, forment des réservoirs de grande qualité, offrant une porosité et une perméabilité excellentes pour le stockage des hydrocarbures. La présence de couches d'argile et de siltstone intercalées peut servir d'horizons d'étanchéité pour les réservoirs de grès, créant ainsi des pièges stratigraphiques pour les hydrocarbures.

4.6 Expérience 2: modélisation des séquences séparément :

Une deuxième expérience a été réalisée en modélisant les séquences géologiques séparément en utilisant la modélisation des processus géologiques (GPM) pour comprendre l'influence de ces variations. Les paramètres variés dans cette expérience sont résumés dans le tableau 7 et le modèle résultant est montré dans la figure 60 :

Simulations	Topographie de base	Période (Ma)	Contribution des sédiments	Valeur de l'affaissement (mm/an)
Séquence 1 et 2	Discordance hercynienne	252-250	Sable grossier 0,15 Sable fin 0,15 Argile 0,7	0.01
Séquence 3	Début de la séquence 2	250-248.5	Sable grossier 0,24 Sable fin 0,24 Argile 0,5 Dolomites 0,02	0.03
Séquence 4	Début de la séquence 3	248.5-247	Sable grossier 0,025 Sable fin 0,025 Argile 0,05 Dolomites 0.9	0.03

Table 7 Paramètres d'entrée pour la simulation de l'expérience 2 avec GPM

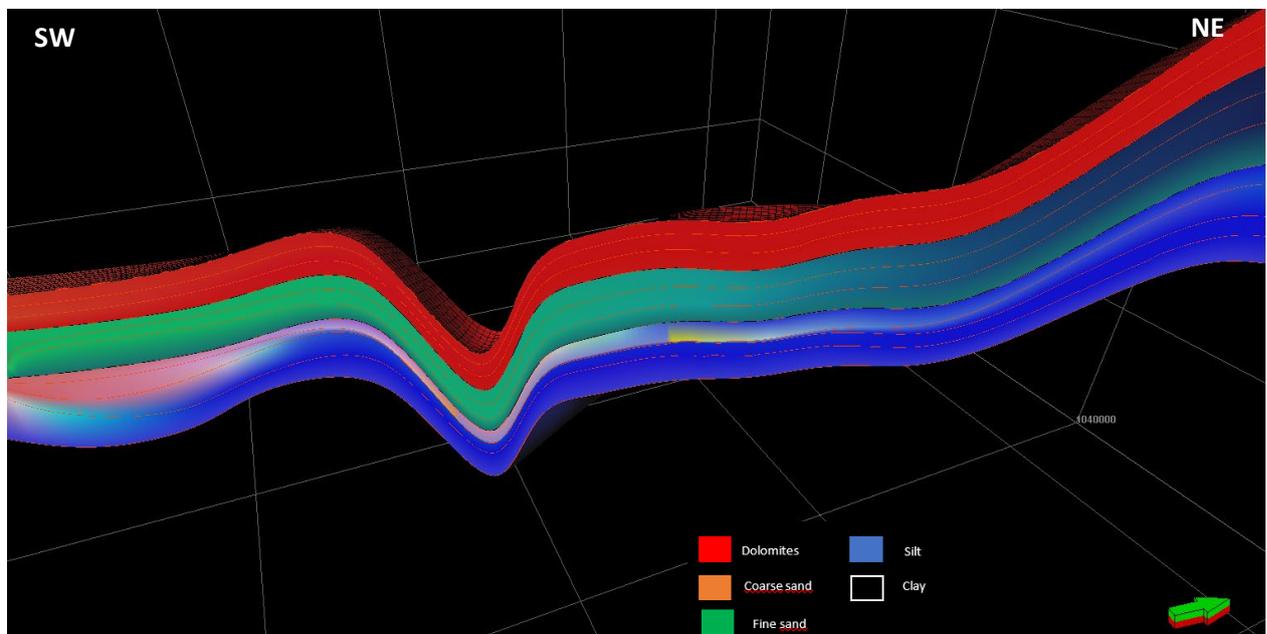


Figure 60. Modèle GPM pour le réservoir TAGI avec chaque séquence simulée séparément.

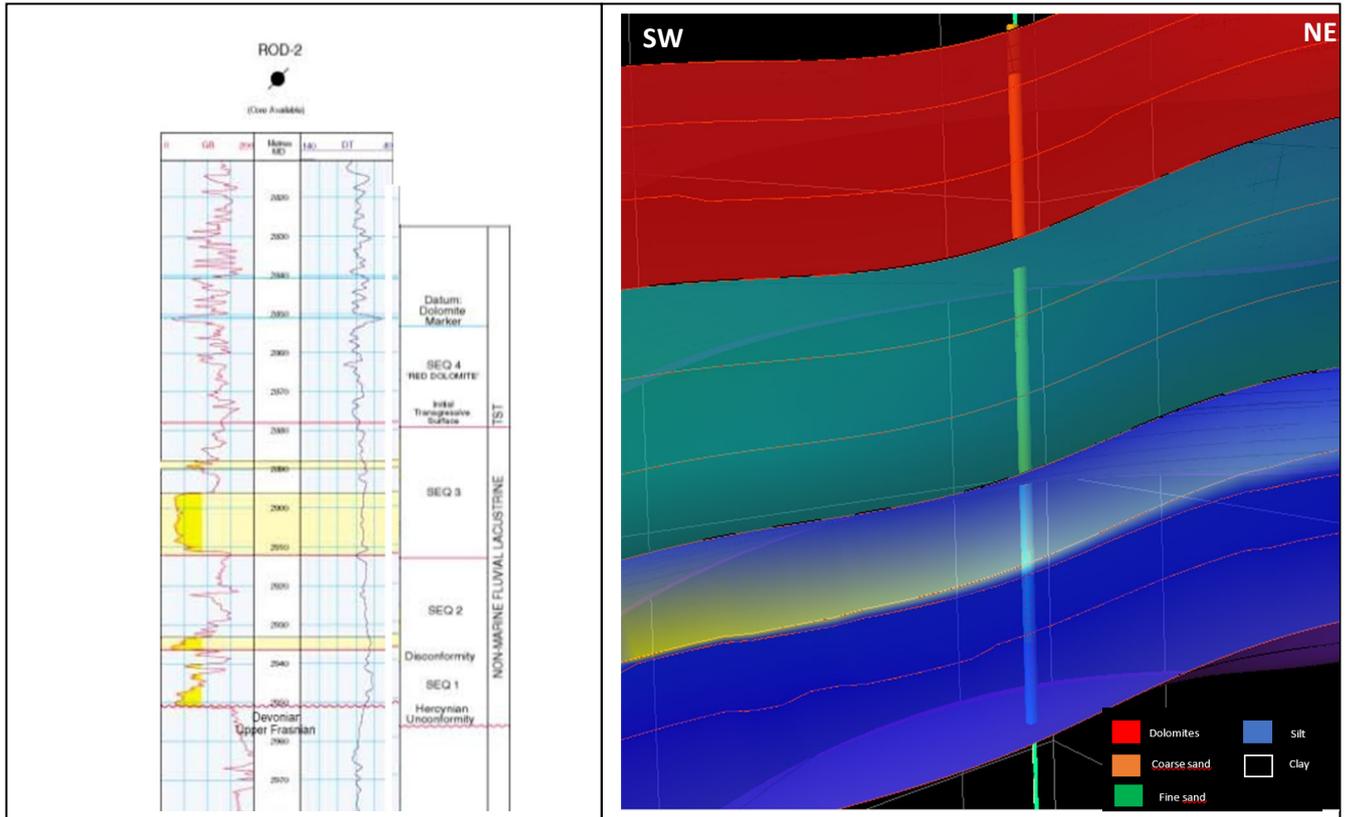


Figure 61. À gauche : Colonne stratigraphique du TAGI à partir des logs de ROD-2 À droite : Modèle GPM du TAGI au niveau de ROD-2

La comparaison entre la colonne stratigraphique issue de l'interprétation des diagraphies Gamma ray et DT (Figure 61 à gauche) et celle construite à l'aide du modèle GPM (à droite) démontre une forte corrélation en termes de lithologie et d'épaisseur des différentes séquences TAGI (séquences 1, 2 et 3) ainsi que de la séquence 4, qui correspond à la partie inférieure de la séquence carbonatée triasique.

La réalisation d'une seconde expérience en modélisant les séquences géologiques séparément avec GPM permet une analyse plus nuancée et plus détaillée des processus sédimentaires. En isolant des séquences individuelles, cette approche permet d'examiner des environnements de dépôt spécifiques, leur évolution dans le temps et les facteurs influençant leur formation. Cette méthode permet de mieux comprendre l'architecture stratigraphique et les variations lithologiques au sein de chaque séquence, ce qui facilite l'identification de schémas et de tendances qui pourraient être masqués dans un modèle plus général. En outre, la modélisation séparée permet de tester et d'affiner les hypothèses sur l'évolution du bassin, les mécanismes de transport des sédiments et la distribution des faciès, améliorant ainsi la précision et la fiabilité des prévisions relatives à la subsurface, cruciales pour la prospection pétrolière. L'intégration de ces modèles de séquences détaillés permet de dresser un tableau complet de l'histoire géologique, offrant ainsi des informations précieuses pour la recherche universitaire et les applications pratiques dans l'industrie en amont.

Conclusion :

Les descriptions du modèle GPM et les corrélations le long de la direction SW-NE à travers la zone d'étude, y compris les puits BKE-1, SFNE-1, ROD-2, ROD-4, RER-1 et RERN-1, révèlent ce qui suit :

- La TAGI commence par la séquence 1, qui présente des épaisseurs variables (8 à 25 mètres) de grès fluviaux remplissant des paléovallées issues de la dénudation hercynienne.
- La séquence 2 a une épaisseur plus constante (25 à 30 m) et présente un développement lacustre et de plaine d'inondation important.
- La partie inférieure de la séquence 3 présente d'épais chenaux provenant d'environnements fluviaux anastomosés, qui passent à des sables rubanés provenant de plaines alluviales sinueuses dans la partie supérieure.
- Le grès argileux inférieur du Trias est recouvert d'une couverture argilo-carbonatée, qui s'épaissit dans les puits centraux et s'amincit vers le SO et le NE, représentée par la séquence 4.
- Le passage de sédiments grossiers à des sédiments fins dans la TAGI indique une transition entre des chenaux fluviaux et des sédiments de plaine d'inondation, influencée par l'hétérogénéité latérale de la sinuosité et de l'orientation des chenaux. Ce modèle sédimentaire suggère un dépôt dans un environnement fluvial.

L'intégration de la technologie GPM dans TAGI a facilité la caractérisation des réservoirs, y compris la distribution des faciès et les variations lithologiques, ce qui a permis d'optimiser les stratégies de gestion des réservoirs. Le modèle a permis d'identifier les hétérogénéités du réservoir et d'effectuer des analyses prédictives dans le cadre de différents scénarios de production.

Conclusion générale et Recommandations

5 Conclusion générale :

Les simulations résultant d'une revue de littérature extensive combinée avec le logiciel de Modélisation des Processus Géologiques (GPM) utilisant uniquement le processus de diffusion nous ont permis une reconstruction satisfaisante des dépôts silicoclastiques connus dans les régions d'étude. Ces simulations ont produit des résultats cohérents avec les séquences et la lithologie observé à partir des données sismiques et des logs de puits. Cette méthodologie marque une avancée significative dans l'industrie en amont, servant non seulement à la modélisation des réservoirs, mais aidant également à la planification de l'exploration en prévoyant l'accumulation des sédiments au-delà de l'échelle du réservoir. Un avantage important de cette méthode est sa capacité à préserver les relations stratigraphiques et sédimentologiques, permettant une reproduction des géométries des corps sédimentaires et des structures internes physiquement plausibles.

Le modèle stratigraphique de référence présenté fournit une compréhension de base du bloc F3 et de son évolution au cours du temps géologique. Il aide à établir une compréhension préliminaire du comportement global du système et de sa réponse à divers facteurs influençant les géométries stratigraphiques des séquences, y compris les taux de sédimentation, les niveaux eustatiques de la mer et la tectonique syn-sédimentaire, et par conséquent une meilleure évaluation de ses intérêts économiques. Le modèle capture avec précision les géométries sédimentaires à un niveau stratigraphique de troisième ordre, représentant la bathymétrie de peu profond à profond, et préservant la distribution granulométrique des sédiments et révélant sa nature riche en sable et son potentiel pour les pièges stratigraphiques et structuraux peu profonds formant des poches de gaz peu profondes.

Cette étude introduit un modèle GPM pour l'intervalle principal contenant des hydrocarbures dans le bassin de Berkine, le "Trias Argilo-Gréseux Inférieur" (TAGI). L'intervalle TAGI repose directement sur la discordance hercynienne et comprend des sédiments fluvio-lacustres. Nous avons mené une deuxième expérience en modélisant les séquences géologiques séparément avec GPM pour une analyse plus détaillée des processus sédimentaires. Cette approche permet d'examiner les environnements de déposition spécifiques, leur évolution, et les facteurs influençant leur formation. La modélisation séparée aide à tester et affiner les hypothèses sur l'évolution du bassin, les mécanismes de transport des sédiments, et la distribution des faciès, améliorant ainsi la précision des prédictions cruciales pour l'exploration pétrolière.

Bien que les résultats de simulation GPM puissent être comparés aux données sismiques et de puits dans une certaine mesure, il est essentiel de reconnaître les incertitudes des paramètres d'entrée. Honorer pleinement les données dures est souvent irréalisable en raison de ces incertitudes. Cependant, il reste crucial de s'assurer que les processus et les résultats restent géologiquement cohérents et plausibles. L'amélioration des données d'entrée et le raffinement des paramètres de simulation devraient améliorer la résolution et l'exactitude du modèle dans les itérations futures.

Le projet peut être consulté à partir du lien suivant : <https://doi.org/10.7910/DVN/2ADEF>



The screenshot shows the Harvard Dataverse interface for a dataset. At the top, the Harvard Dataverse logo is on the left, and navigation links like 'Add Data', 'Search', 'About', 'User Guide', 'Support', 'Sign Up', and 'Log In' are on the right. Below the logo, the breadcrumb 'Harvard Dataverse >' is visible. The main title of the dataset is 'Geological Process Modeling (GPM) for TAG-I Reservoir in Berkine basin, Algeria'. Below the title, it indicates 'Version 2.0'. There is a thumbnail image of a geological model. To the right of the thumbnail, the author information is provided: 'Amrouche, Mohamed, 2024, "Geological Process Modeling (GPM) for TAG-I Reservoir in Berkine basin, Algeria", <https://doi.org/10.7910/DVN/2ADEF>, Harvard Dataverse, V2'. Below this, there are links for 'Cite Dataset' and 'Learn about Data Citation Standards'. On the right side, there is a blue 'Access Dataset' button, and below it, 'Contact Owner' and 'Share' buttons. Further down, 'Dataset Metrics' shows '0 Downloads'. At the bottom left, there are sections for 'Description', 'Subject', 'Keyword', and 'License/Data Use Agreement'. The description states: 'This dataset contain the Petrel 2023 project and other related data of the GPM simulation for the TAG-I reservoir of the Berkine basin in Algeria (2023-06-30)'. The subject is 'Earth and Environmental Sciences', and the keyword is 'GPM, Petrel, Berkine'. The license is 'CC0 1.0' with a 'PUBLIC DOMAIN' icon.

5.1 Recommandations :

1. Les projets sont rendus publiques afin d'affiner les modèles GPM via le lien : <https://doi.org/10.7910/DVN/2ADEF> et code QR ci-dessous, pour apporter des corrections supplémentaires en incluant des données supplémentaires de la région et en intégrant des données sismiques.
2. Simuler la vitesse d'écoulement de l'eau pour entraîner le mouvement des sédiments et simuler la dynamique des chenaux et des rivières en utilisant le processus d'écoulement permanent « steady flow » avec GPM pour les deux cas d'étude.
3. Modéliser les courants de turbidités pendant la progradation du delta du bloc F3 avec le processus d'écoulement instable « unsteady flow ».
4. Utiliser ces résultats comme données d'entrée pour les modèles géostatistiques afin d'améliorer la caractérisation des réservoirs et les simulations numériques.



Références

Alnaft.dz, saharan-domain <https://www.alnaft.dz/en/842/saharan-domain>

Ben Habel, W., & Dubey, S. (2022, mars 18). Towards a Multidisciplinary Approach in Play Characterisation: An Integrated Case Study from Browse Basin, NW Shelf, Australia. Day 2 Wed, March 23, 2022.

Burgess, P. M. (2012). A brief review of developments in stratigraphic forward modelling, 2000–2009. *Phanerozoic Regional Geology of the World*, 378-404.

Christ, Alina-Berenice & Schenk, Oliver & Salomonsen, Per. (2016). Using Stratigraphic Forward Modeling to Model the Brookian Sequence of the Alaska North Slope.

Courtade, S. F., Warren, C., Salomonsen, P., & Tveiten, J. (2017, juin 12). Use of Stratigraphic Modelling for Prediction of Reservoir Continuity in Coastal Environments. *Proceedings*.

Daniel M. Tetzlaff. (1986). Computer Simulation Model of Clastic Sedimentary Processes : ABSTRACT. *AAPG Bulletin*, 70.

Daniel Tetzlaff, W. G. (2001). FROM ACADEMIA TO INDUSTRY. *Texaco*, Houston, Texas US.

Dashtgard, S. E., White, R. O., Butler, K. E., & Gingras, M. K. (2007). Effects of relative sea level change on the depositional character of an embayed beach, Bay of Fundy, Canada. *Marine Geology*, 239(3-4), 143-161.

Eva K. Halland, The Norwegian North Sea Eva K. Halland

Galeazzi, S., Point, O., Haddadi, N., Mather, J., & Druesne, D. (2010). Regional geology and petroleum systems of the Illizi–Berkine area of the Algerian Saharan Platform : An overview. *Marine and Petroleum Geology*, 27(1), 143-178.

Kröner, A., & Stern, R. J. (2005). AFRICA | Pan-African Orogeny. *Encyclopedia of Geology*, 1-12.

Liechoscki de Paula Faria, D., Tadeu dos Reis, A., & Gomes de Souza, O. (2017). Three-dimensional stratigraphic-sedimentological forward modeling of an Aptian carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 88, 676-695.

Liner, C. L. (2016). *Elements of 3D Seismology*. Society of Exploration Geophysicists.

LYONS, W. B. (2002). *Geologic Modeling and Simulation : Sedimentary Systems* edited by Daniel F. Merriam and John C. Davis. *Geographical Analysis*, 34(4), 376-376.

Mosher, S. (2002). *Exploring Earth : An Introduction to Physical Geology*, Second Edition. *Eos*, *Transactions American Geophysical Union*, 83(31), 344-344.

Schlumberger. (2007). ALGERIA WEC, Well Evaluation Conference - Algérie, p. 16 – 18.

Overeem, I., Weltje, G. J., Bishop-Kay, C., & Kroonenberg, S. B. (2001). The Late Cenozoic Eridanos delta system in the Southern North Sea Basin : A climate signal in sediment supply? *Basin Research*, 13(3), 293-312.

Petrel Geological Process Modeling (GPM) GUIDE, Next, 2023

Qayyum, F., de Groot, P., & Hemstra, N. (2012). Using 3D Wheeler diagrams in seismic interpretation – the HorizonCube method. *First Break*, 30(3).

Qayyum, F., N. Hemstra, and S. Raman, 2013, A modern approach to build 3D sequence stratigraphic framework: *Oil & Gas Journal*, 111, 46-46

Radzi, M.R. & Habel, W. & Jirim, S. & Syed Khastudin, Syarifah Nur Ain. (2019). AN INTEGRATED APPROACH OF 3D STRATIGRAPHIC FORWARD MODELLING AND SEQUENCE STRATIGRAPHY TO PREDICT RESERVOIR HETEROGENEITY IN SUBMARINE FAN OF DEEPWATER SABAH. 1-5.

Sabaou, N., Lawton, D. E., Turner, P., & Pilling, D. (2005). FLOODPLAIN DEPOSITS AND SOIL CLASSIFICATION: THE PREDICTION OF CHANNEL SAND DISTRIBUTION WITHIN THE TRIASSIC ARGIOGRESEUX INFÉRIEUR, BERKINE BASIN, ALGERIA. *Journal of Petroleum Geology*, 28(3), 223-239.

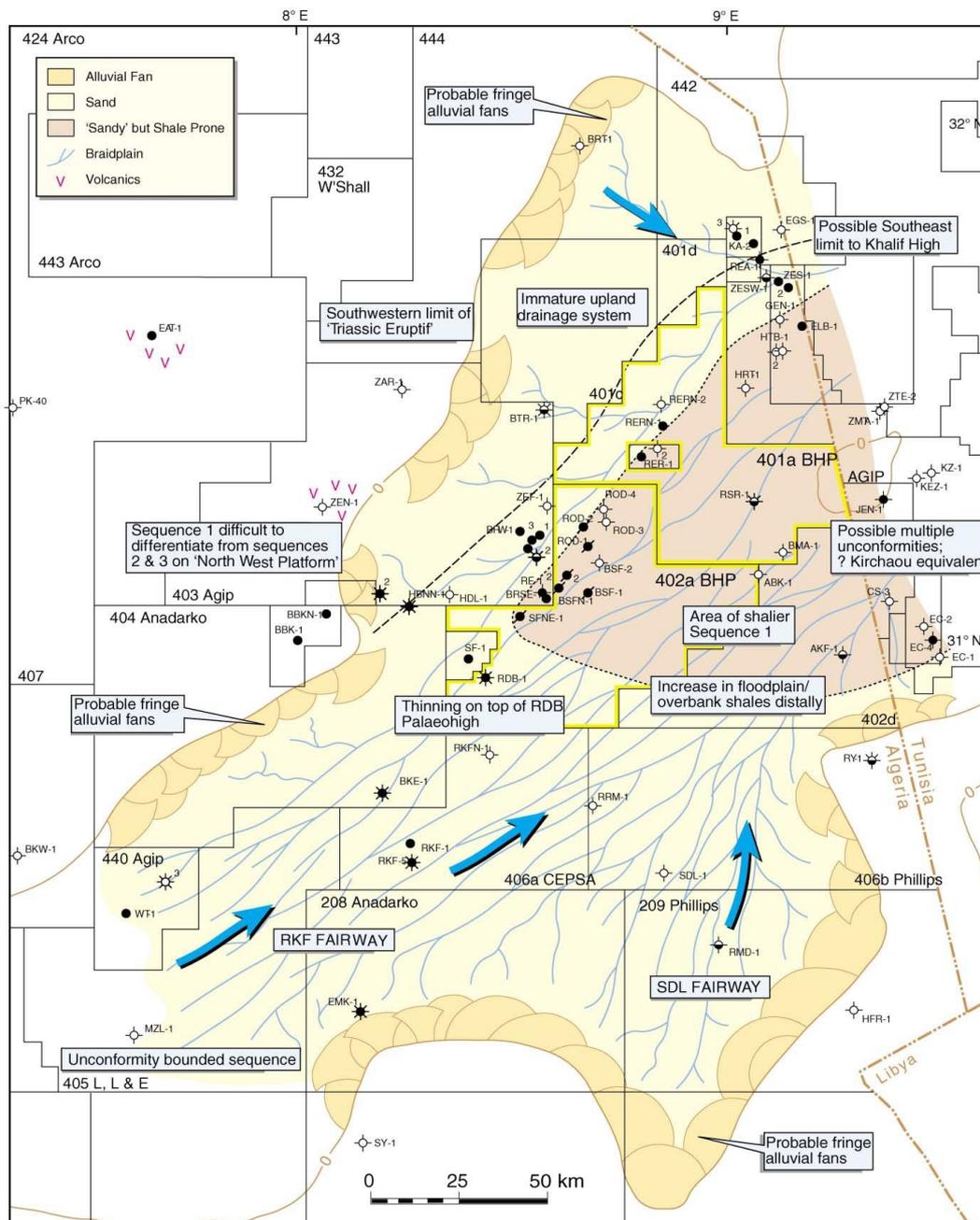
Tetzlaff, D., & Priddy, G. (2001). *Sedimentary Process Modeling : From Academia to Industry*. *Geologic Modeling and Simulation*, 45-69.

Tetzlaff, D. M., J. Tveiten, P. Salomonsen, A. Christ, and W. Athmer, 2014, Geologic process modeling, in IX Congreso De Exploración Y Desarrollo De Hidrocarburos: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, p. 155–174.

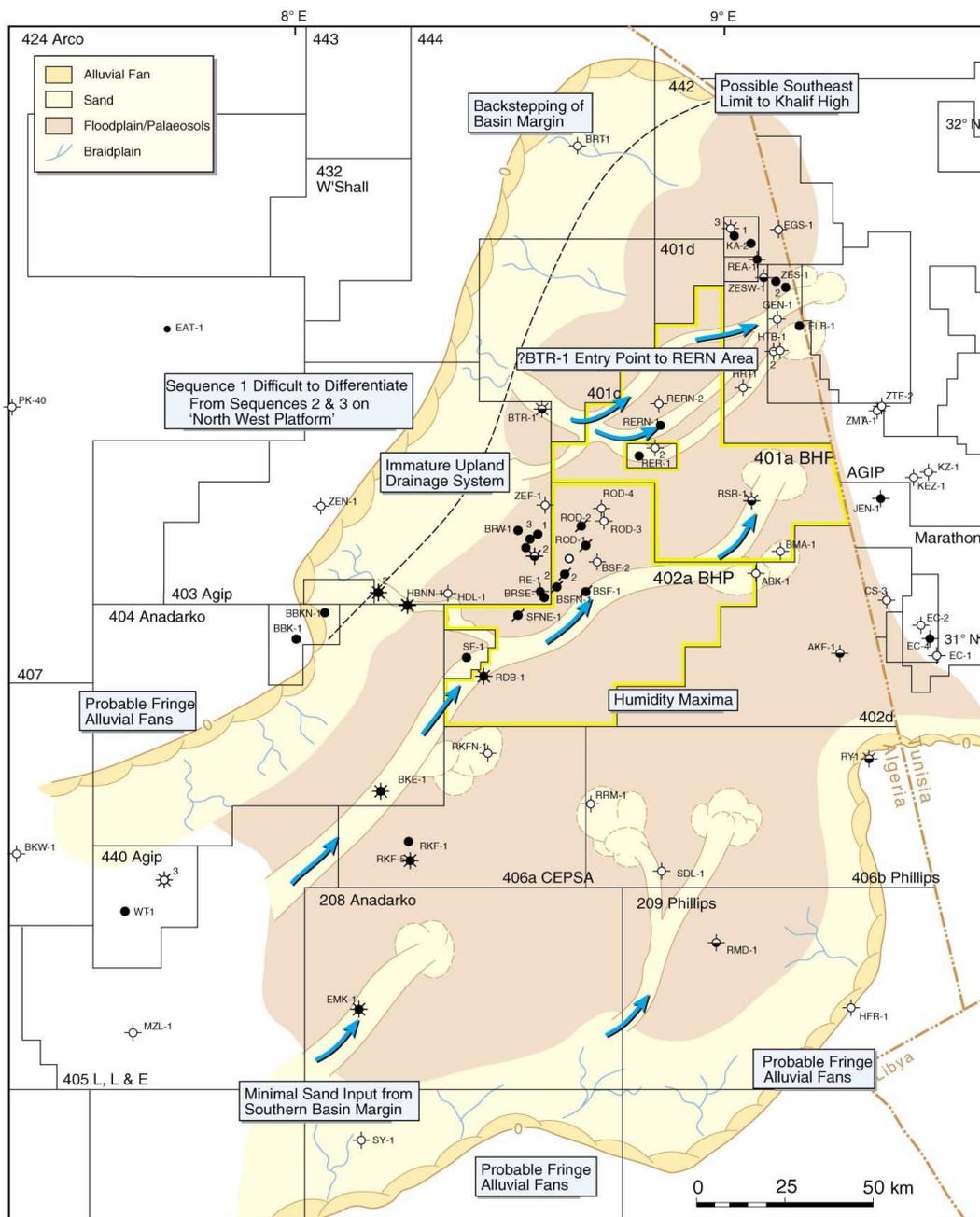
Turner, P., Pilling, D., Walker, D., Exton, J., Binnie, J., & Sabaou, N. (2001). Sequence stratigraphy and sedimentology of the late Triassic TAG-I (Blocks 401/402, Berkine Basin, Algeria). *Marine and Petroleum Geology*, 18(9), 959-981.

Warrlich, G., Bosence, D., Waltham, D., Wood, C., Boylan, A., & Badenas, B. (2008). 3D stratigraphic forward modelling for analysis and prediction of carbonate platform stratigraphies in exploration and production. *Marine and Petroleum Geology*, 25(1), 35-58.

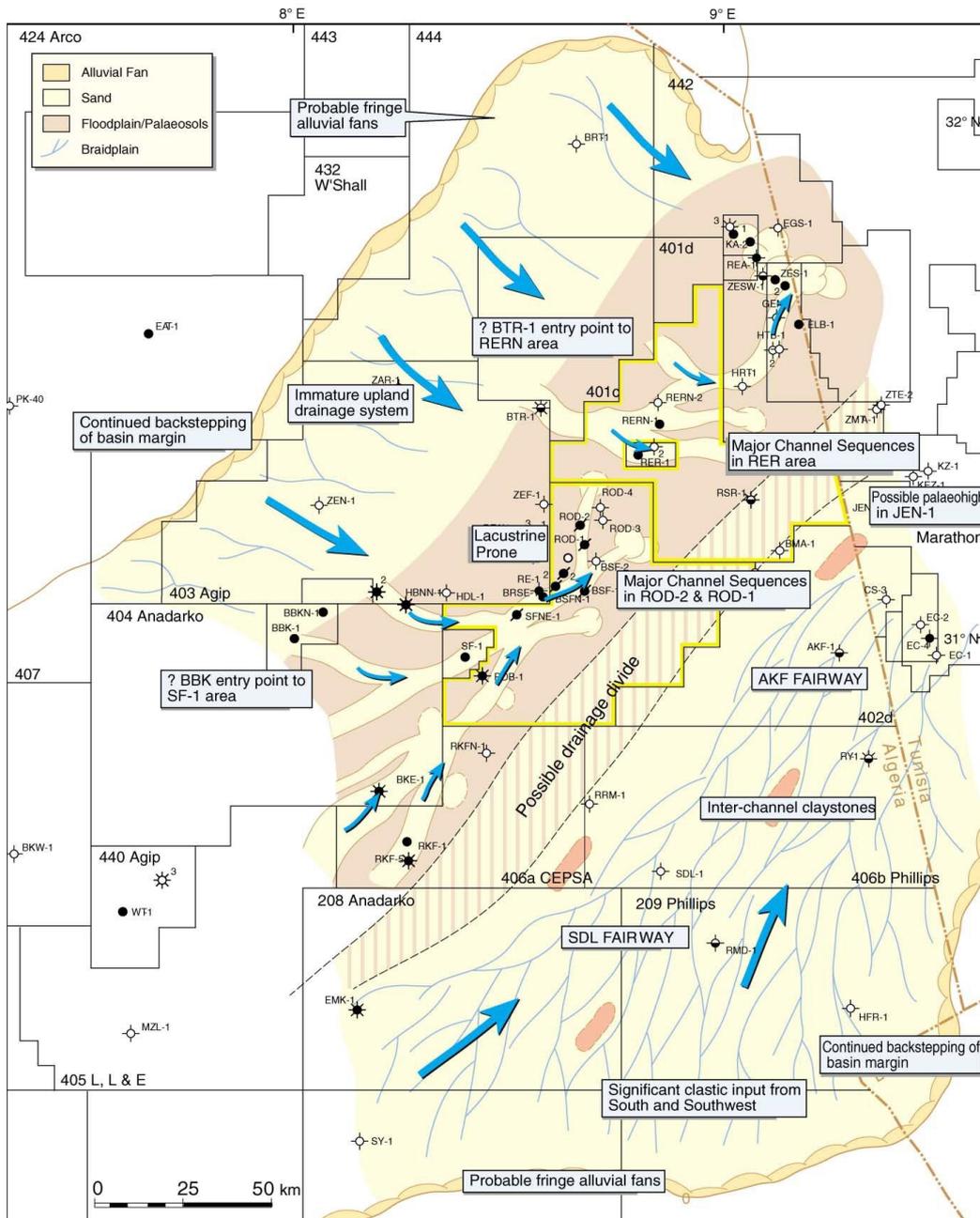
Annexes



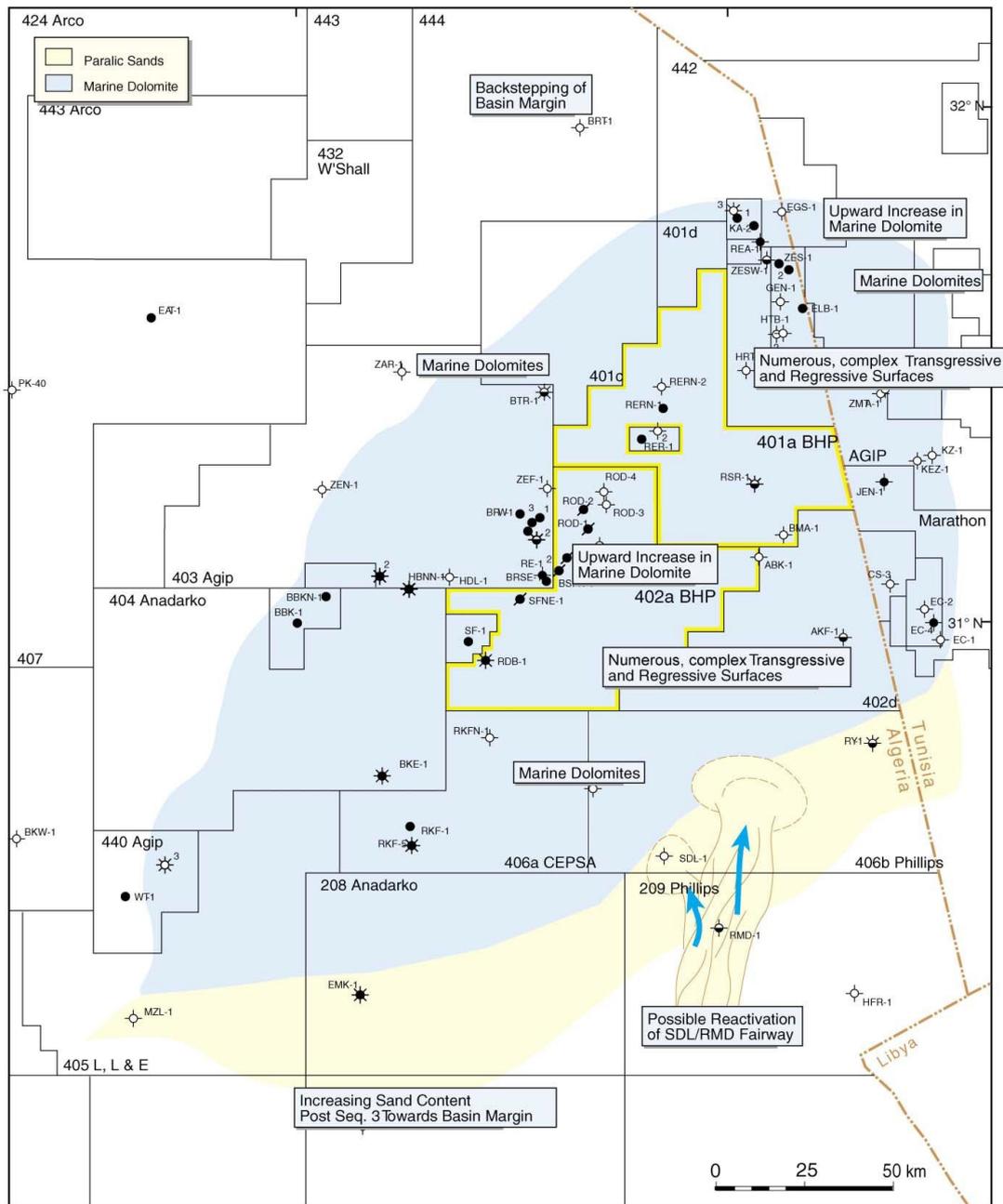
Annexe 1 . Paléogéographie de la séquence moyenne 1, Turner et al.



Annexe 2 . Paléogéographie de la séquence moyenne 2, Turner et al 2001



Annexe 3. Paléogéographie de la séquence moyenne 3, Turner et al 2001



Annexe 4. Paléogéographie de la séquence 4, Turner et al 2001