



**HAL**  
open science

# Modélisation des hétérogénéités lithologiques à l'échelle du réservoir pétrolier en milieu marin et fluviatile :

Bruno Leflon

► **To cite this version:**

Bruno Leflon. Modélisation des hétérogénéités lithologiques à l'échelle du réservoir pétrolier en milieu marin et fluviatile :. Autre. Institut National Polytechnique de Lorraine, 2005. Français. NNT : 2005INPL078N . tel-01752530

**HAL Id: tel-01752530**

**<https://hal.univ-lorraine.fr/tel-01752530>**

Submitted on 29 Mar 2018

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



## AVERTISSEMENT

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document.

D'autre part, toute contrefaçon, plagiat, reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact : [ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr](mailto:ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr)

## LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10

[http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg\\_droi.php](http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php)

<http://www.culture.gouv.fr/culture/infos-pratiques/droits/protection.htm>

# MODÉLISATION DES HÉTÉROGÉNÉITÉS LITHOLOGIQUES À L'ÉCHELLE DU RÉSERVOIR PÉTROLIER EN MILIEU MARIN ET FLUVIATILE

## THÈSE

présentée et soutenue publiquement le 26 octobre 2005

pour l'obtention du

**Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Lorraine**

**Spécialité Géosciences**

par

**Bruno LEFLON**

### **Composition du jury**

*Rapporteurs :* Annie ARNAUD VANNEAU  
Jean-Paul CHILÈS

*Examineurs :* Jean BORGOMANO  
Gérard MASSONNAT  
Jean-Jacques ROYER

*Directeur de thèse :* Jean-Laurent MALLET

Mis en page avec la classe thloria.

## Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier Jean-Laurent Mallet, mon directeur dans ce double projet, qui a su insuffler les idées quand besoin était.

Je remercie aussi Gérard Massonnat, l'instigateur du travail sur NEPTUNE. Les concepts sur cette méthode ont pu être améliorés grâce aux heures de discussions constructives avec Enrico Pernarcic, Abbas Zerkoune et Fanny Néel, la testrice en chef de toute nouvelle fonctionnalité développée. Je remercie au passage toute la bande à Pau, Abbas mon psychopote, Enrico, Gulien, Gwen, Mahmoud, Mami, Papi, Poukatchou (j'en oublie sûrement), qui ont permis que chacun de mes séjours là-bas ne ressemble absolument pas à l'exil.

Je remercie ensuite Pierre Biver avec qui les discussions sur les contraintes de passage ont été profitables, et Julien Alapetite pour ses conseils et sa reprise rapide de Y.A.C.S..

Je tiens encore à remercier mes relecteurs, Jean-Jacques Royer, Guillaume Caumon et Anne-Laure Tertois ainsi que l'ensemble de l'équipe et des thésards du LIAD sans qui la vie au labo aurait été bien triste.

Je remercie enfin les deux G.O. Monique Cugurno et Myriam Franceries qui permettent, l'une à Nancy, l'autre à Pau, que tout se déroule dans les meilleures conditions possibles.

N'oublions pas le nerf de la guerre, je remercie Total pour avoir financé les recherches sur NEPTUNE, et Earth Decision Sciences les recherches sur Y.A.C.S..



*À ma famille et à ma princesse.*



*« Le travail de la pensée ressemble au forage d'un puits ;  
l'eau est trouble d'abord, puis elle se clarifie. »  
Proverbe chinois*

*« There is nothing like looking, if you want to find something. You certainly usually find something, if you look, but it is not always quite the something you were after. »  
J.R.R Tolkien, The Hobbit*



# Table des matières

<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>Partie I Modélisation de dépôts marins</b>	<b>5</b>
<b>Chapitre 1 Origines du projet</b>	<b>9</b>
1.1 Objectifs . . . . .	9
1.1.1 Modélisation du faciès . . . . .	9
1.1.2 Création d'une véritable grille stratigraphique . . . . .	10
1.2 Méthodes existantes . . . . .	11
1.3 Naissance de NEPTUNE . . . . .	12
<b>Chapitre 2 Approche théorique</b>	<b>15</b>
2.1 Notions utilisées . . . . .	15
2.2 Hypothèses de travail . . . . .	16
2.2.1 Relation entre faciès et bathymétrie . . . . .	16
2.2.2 Simplification de la subsidence . . . . .	17
2.3 Étapes du processus NEPTUNE . . . . .	19
<b>Chapitre 3 Paramétrisation de l'espace géologique</b>	<b>23</b>
3.1 Introduction à la paramétrisation . . . . .	23
3.1.1 Pourquoi paramétriser l'espace ? . . . . .	23
3.1.2 Le repère paléo-coordonnées / temps géologique . . . . .	24
3.2 Paramétrisation initiale de la grille réservoir . . . . .	27

3.2.1	Paramétrisation en temps relatif $\tau$ . . . . .	28
3.2.2	Paramétrisation spatiale $(x_t, y_t)$ . . . . .	28
3.2.3	Création de la grille chronostratigraphique . . . . .	30
3.2.4	Une propriété particulière : l'épaisseur $e$ . . . . .	31
3.3	Corrélations de puits . . . . .	32
3.3.1	Espace de corrélations . . . . .	32
3.3.2	Transfert des puits 3D dans l'espace de corrélations . . . . .	34
3.3.3	Transfert des données de puits dans l'espace chronostratigraphique . . . . .	35
3.4	Modélisation de l'épaisseur des couches . . . . .	37
3.4.1	Extrapolation des données de puits . . . . .	37
3.4.2	Prise en compte des phénomènes d'érosions . . . . .	40
3.4.3	Transformation géométrique de la grille réservoir . . . . .	42
<b>Chapitre 4 Modélisation des propriétés</b>		<b>45</b>
4.1	La relation bathymétrie/faciès . . . . .	45
4.2	Calcul de la bathymétrie le long des puits . . . . .	46
4.2.1	Utilisation de l'interpolateur DSI . . . . .	46
4.2.2	Modèle topologique . . . . .	47
4.2.3	Contraintes utilisées . . . . .	48
4.2.4	Résultats . . . . .	51
4.3	Création de la carte de bathymétrie de référence . . . . .	51
4.3.1	Modèle topologique . . . . .	52
4.3.2	Contraintes utilisées . . . . .	52
4.3.3	Résultats et perspectives . . . . .	55
4.4	Utilisation de l'accommodation . . . . .	56
4.4.1	Calcul de l'accommodation aux puits . . . . .	56
4.4.2	Définition de la carte de moyenne d'accommodation . . . . .	57
4.4.3	Extrapolation de l'accommodation . . . . .	60
4.5	La bathymétrie, une propriété polyvalente . . . . .	62
4.5.1	Énergie de dépôt . . . . .	63

---

4.5.2	Correction de l'épaisseur simulée . . . . .	63
4.5.3	Modélisation du faciès . . . . .	64
4.5.4	Diagenèse précoce . . . . .	67
4.5.5	Simulation de dépôts fluviatiles . . . . .	69
<b>Conclusions et perspectives</b>		<b>71</b>
 <b>Partie II Modélisation de dépôts fluviatiles</b>		 <b>73</b>
 <b>Chapitre 5 Introduction à la modélisation de chenaux</b>		 <b>77</b>
5.1	Méthodes basées pixel . . . . .	77
5.2	Méthodes basées objets . . . . .	78
5.2.1	Méthodes déterministes . . . . .	79
5.2.2	Méthodes probabilistes . . . . .	80
 <b>Chapitre 6 Nouvelle méthode de simulation de chenaux</b>		 <b>83</b>
6.1	Vue d'ensemble de la méthode . . . . .	83
6.1.1	Introduction . . . . .	83
6.1.2	Principe de la méthode . . . . .	84
6.2	Modélisation de la ceinture chenalissante . . . . .	85
6.2.1	Modélisation d'une ceinture chenalissante rectiligne . . . . .	86
6.2.2	Modélisation d'une ceinture chenalissante curviligne . . . . .	86
6.3	Simulation du bruit . . . . .	88
6.4	Fonction de transfert : de la surface au volume . . . . .	92
6.4.1	Modèle de chenal sans levée . . . . .	92
6.4.2	Modèle de chenal avec levées non-érosives . . . . .	93
6.4.3	Modèle de chenal avec des levées érosives . . . . .	93
6.4.4	Modèle de chenal avec migration latérale . . . . .	94
6.4.5	Remplissage de la grille . . . . .	96
6.5	Prise en compte des données de puits . . . . .	97
6.5.1	Pour la ceinture . . . . .	97

6.5.2	Impact sur les fonctions de transfert . . . . .	97
6.5.3	Pour le bruit . . . . .	98
6.6	Lobes deltaïques . . . . .	99
6.6.1	Délimitation de la zone de chenaux . . . . .	100
6.6.2	Définition des lobes deltaïques . . . . .	100
6.7	Embranchements . . . . .	102
6.7.1	Méthode utilisée . . . . .	103
6.7.2	Génération automatique d'une arborescence de ceintures chena- lisantes . . . . .	103
<b>Chapitre 7 Simulations de plusieurs chenaux dans un réservoir</b>		<b>107</b>
7.1	Interprétation des données de puits . . . . .	107
7.2	Positionnement des chenaux à simuler dans l'espace chronostratigra- phique . . . . .	109
7.2.1	Utilisation d'une courbe verticale de proportions . . . . .	109
7.2.2	Utilisation d'une carte de proportions de faciès . . . . .	110
<b>Conclusions et perspectives</b>		<b>111</b>
<b>Annexe A Principe de l'interpolateur DSI</b>		<b>113</b>
<b>Annexe B Pondération des contraintes pour l'interpolation d'une courbe de bathymétrie</b>		<b>117</b>
<b>Annexe C Classification de Dunham</b>		<b>121</b>
<b>Références bibliographiques</b>		<b>123</b>
<b>Glossaire</b>		<b>129</b>
<b>Index</b>		<b>131</b>

# Table des figures

1	Pièges structuraux et pièges stratigraphiques . . . . .	2
1.1	Grille stratigraphique . . . . .	11
2.1	L’accommodation et les variables associées . . . . .	15
2.2	Les deux modèles de subsidence utilisés . . . . .	18
2.3	Les différentes étapes du modèle NEPTUNE . . . . .	20
3.1	Coordonnées géographiques et coordonnées stratigraphiques . . . . .	24
3.2	Modélisation haute résolution de la stratigraphie à partir d’horizons sismiques	24
3.3	Grille stratigraphique et calcul de distance . . . . .	25
3.4	Représentation des sédiments déposés au cours du temps. . . . .	26
3.5	Transformation de l’espace géologique en espace de Wheeler via la paramé- trisation GeoChron . . . . .	27
3.6	La paramétrisation horizontale calculée dans NEPTUNE . . . . .	29
3.7	Création de la grille chronostratigraphique . . . . .	30
3.8	Épaisseur finale dans la grille stratigraphique . . . . .	32
3.9	Relation entre $t$ et $\tau$ . . . . .	32
3.10	L’espace de corrélations . . . . .	33
3.11	La transformation des puits de l’espace géologique à l’espace de Wheeler .	34
3.12	Simulation de l’épaisseur dans la grille chronostratigraphique . . . . .	38
3.13	Correction de l’épaisseur avec l’épaisseur totale du réservoir . . . . .	39
3.14	Utilisation des « épaisseurs négatives » . . . . .	41
3.15	Onlap et Downlap . . . . .	41
3.16	Transformation géométrique de la grille stratigraphique . . . . .	43
4.1	Modèle sédimentologique . . . . .	45
4.2	Distributions de bathymétrie . . . . .	46
4.3	Modèle topologique de la courbe de bathymétrie . . . . .	48
4.4	Facteur d’ajustement et facteur de lissage en fonction de la densité de nœuds	49

4.5	Résolution de la courbe en fonction du facteur de lissage . . . . .	49
4.6	Résultats de DSI obtenus avec ou sans <i>Fuzzy Control Node</i> . . . . .	50
4.7	Modèle topologique utilisé pour l'interpolation de cartes de bathymétrie . .	52
4.8	Transformation de la carte de tendance par régression linéaire . . . . .	54
4.9	Création d'une carte de bathymétrie à partir de deux isobathes . . . . .	55
4.10	Ajustement de la carte de bathymétrie aux données de puits . . . . .	56
4.11	Calcul du potentiel d'accommodation le long d'un puits . . . . .	57
4.12	Relation entre moyenne d'accommodation et épaisseur . . . . .	58
4.13	Calcul de la carte de moyenne d'accommodation . . . . .	59
4.14	Extrapolation du facteur commun d'accommodation . . . . .	60
4.15	Extrapolation des résidus de l'accommodation . . . . .	61
4.16	Grille d'accommodation . . . . .	61
4.17	Limites de l'utilisation de la bathymétrie : cas d'une barrière récifale . . . .	63
4.18	Combinaison de proportions de faciès . . . . .	67
4.19	Simulations de faciès . . . . .	68
4.20	Extraction des zones émergées . . . . .	69
4.21	Simulation de chenaux combinée au modèle NEPTUNE . . . . .	70
5.1	Simulation de faciès par méthodes basées pixel . . . . .	78
5.2	Évolutions possibles des méandres . . . . .	79
5.3	Simulation semi-déterministe d'un chenal (Lopez, 2003) . . . . .	80
5.4	Définition d'un chenal multivalué . . . . .	81
5.5	Étude comparative des différentes méthodes de simulation de chenaux . . . .	81
6.1	Simulation d'une courbe sinueuse . . . . .	85
6.2	Modélisation d'une ceinture chenalissante rectiligne . . . . .	87
6.3	Modélisation d'une ceinture chenalissante curviligne . . . . .	88
6.4	Représentation de la fonction variogramme $\gamma$ . . . . .	89
6.5	Définition des paramètres géométriques utilisés pour les chenaux . . . . .	90
6.6	Impact de la sinuosité . . . . .	90
6.7	Directions principales du variogramme . . . . .	91
6.8	Relations entre paramètres géométriques et paramètres de simulation . . . .	91
6.9	Quatre modèles de chenaux . . . . .	92
6.10	Migration latérale d'un chenal . . . . .	94
6.11	Simulation 3d de la migration latérale d'un chenal . . . . .	96
6.12	Fonctions définissant la position relative à l'intérieur d'un chenal . . . . .	97
6.13	Simulations contraintes de chenal . . . . .	99
6.14	Simulations de chenaux avec terminaisons en lobe . . . . .	99

---

6.15	Délimitation de la zone de chenaux par une ligne de côte . . . . .	100
6.16	Les quatre paramètres nécessaires à la définition d'un lobe . . . . .	102
6.17	Avulsion . . . . .	103
6.18	Simulation de chenaux confluent . . . . .	104
6.19	Tirages successifs de la position d'embranchements . . . . .	105
6.20	Création d'une ceinture chenalante fille . . . . .	105
7.1	Les trois étapes d'interprétation des données de puits . . . . .	108
B.1	Modèle utilisé pour la mesure de longueur de transition . . . . .	118
B.2	Relation entre longueur de transition $l_t$ et facteur d'ajustement $\phi$ . . . . .	119



# Introduction générale

## Historique de la recherche d'hydrocarbures

Le pétrole et ses dérivés sont exploités par l'Homme depuis les premières civilisations : il y a près de 3000 ans en Mésopotamie, des cultes du feu se sont établis autour d'émanations de gaz qui s'échappaient du sous-sol et brûlaient une fois à la surface. Très vite les bitumes affleurant à la surface ont été utilisés comme mortier pour les constructions (par exemple la tour de Babel) ou comme imperméabilisant pour les citernes ou les bateaux. Les Égyptiens et les Babyloniens utilisaient certaines formes de bitumes pour les soins médicaux, pratique qui a continué au Moyen-Âge et jusqu'au XX<sup>e</sup> siècle. Sous sa forme combustible, le pétrole a été très tôt utilisé aussi bien comme moyen de chauffage et d'éclairage, que comme arme : Byzance utilisait le feu grégeois pour sa défense au VII<sup>e</sup> siècle av. JC et a développé le feu grégeois qui fut utilisé par les civilisations méditerranéennes du VII<sup>e</sup> siècle jusqu'au développement de la poudre à canon au XIV<sup>e</sup> siècle (Perrodon, 1990). Mais ce n'est qu'à partir de la révolution industrielle (fin du XIX<sup>e</sup> siècle) que l'industrie pétrolière a pris son essor. Si au XIX<sup>e</sup> siècle le pétrole est essentiellement utilisé pour l'éclairage (pétrole *lampant*), l'invention des moteurs à explosion puis Diesel au début du XX<sup>e</sup> siècle a provoqué une hausse considérable du besoin en hydrocarbures ; le pétrole est devenu une matière hautement stratégique pendant la 1<sup>ère</sup> Guerre Mondiale. Les progrès de la pétrochimie après la 2<sup>nd</sup>e Guerre Mondiale ont multiplié ses applications et nous sommes aujourd'hui assujettis à l'exploitation de ce produit (Perrodon, 1990).

Cependant, étant donnés les volumes considérables d'hydrocarbures utilisés, l'Homme ne peut plus se contenter des ressources apparaissant à la surface. Il devient nécessaire de creuser des puits pour exploiter les réserves du sous-sol. Les techniques de forage, déjà élaborées bien avant notre ère en Chine pour l'exploitation du sel et du gaz (Kuhn, 2004) se sont très largement développées pendant la deuxième moitié du XIX<sup>e</sup> siècle (forage très médiatisé du « colonel » Edwin Drake à Titusville, Pennsylvanie en 1859) et au XX<sup>e</sup> siècle (technique du forage à turbine utilisée depuis les années 40). Malgré cela, les besoins s'accroissent et les ressources se raréfient. Il faut forer de plus en plus profond dans des régions de plus en plus difficiles d'accès, comme la forêt tropicale ou les plate-formes off-shore ; cela augmente le coût de revient. Afin d'améliorer les chances de succès d'un forage, une étude préalable du champ devient nécessaire. Les données qui sont utilisées à cette occasion sont les observations de surface, les données géophysiques (notamment la sismique<sup>1</sup>)

---

<sup>1</sup>**Sismique** : Technique d'investigation du sous-sol par l'étude d'ondes de compression (ondes P) et de cisaillement (ondes S) émises et enregistrées en surface à l'issue d'un parcours souterrain comportant des réflexions ou des réfractions sur des couches de caractéristiques différentes.

et les observations faites le long de puits déjà forés (puits d'exploration). Il est également nécessaire d'avoir une certaine connaissance du comportement des hydrocarbures dans le sous-sol.

Le pétrole se forme à partir de dépôts organiques enfouis. Sous l'effet de la température et de la pression, ces dépôts – appelés *kérogènes* – vont lentement se transformer en composés plus simples, d'abord en huiles (à des températures de 80–100°C) puis en gaz (vers 110–130°C). Comme tout fluide placé dans le sol, les produits sont soumis à un champ de pression qui tend généralement à les faire progresser vers la surface. Ils circulent dans les roches ayant de bonnes perméabilité et porosité, les roches *réservoir*. Au cours de cette progression, ils peuvent être bloqués par des roches beaucoup moins perméables – comme l'argile ou le sel – qui recouvrent la roche réservoir. Ce sont les roches de *couverture*. Le fluide va alors s'accumuler dans les pièges ainsi formés. Deux types de pièges sont souvent distingués :

- les **pièges structuraux** sont causés par la déformation des couches et/ou par la formation de failles qui vont mettre en contact des roches peu poreuses avec les roches réservoir (Fig. 1–a.b) ;
- les **pièges stratigraphiques** sont provoqués par le recouvrement des roches réservoir par des couches imperméables (Fig. 1–c.d).

Il s'agit dès lors de repérer de tels pièges susceptibles de renfermer du pétrole.

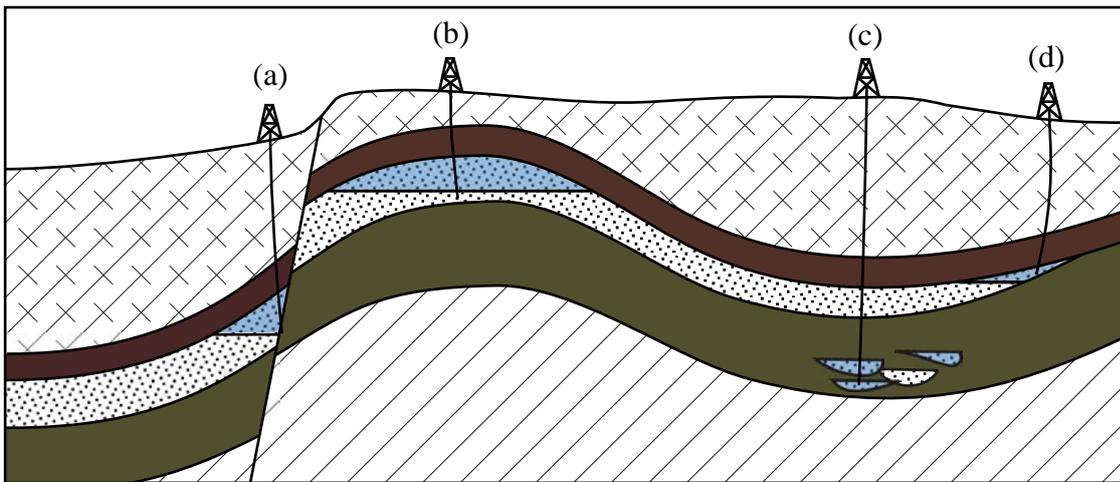


FIG. 1 : Pièges structuraux et pièges stratigraphiques. Les deux couches foncées sont imperméables au pétrole, la couche du milieu est une roche poreuse contenant du pétrole (représenté en bleu).

Les pièges (a) et (b) sont des pièges structuraux. Le premier est dû à la formation d'une faille qui ferme la roche réservoir en la mettant en contact avec une roche imperméable, le second est dû à la formation d'un anticlinal<sup>2</sup> dans lequel le pétrole se retrouve piégé. Les pièges (c) et (d) sont des pièges stratigraphiques. En (c), il s'agit de sables fluviaux qui ont été recouverts par les argiles de plaine d'inondation ; en (d) une érosion suivie d'un dépôt argileux a créé un biseau refermant le réservoir.

<sup>2</sup>**Anticlinal**: Pli convexe vers le haut, avec les flancs divergents de l'axe. Les couches sédimentaires les plus anciennes sont à l'intérieur du pli.

---

Les méthodes sismiques développées au milieu du XX<sup>e</sup> siècle permettent d’avoir un bon aperçu de la structure du sous-sol et donc de repérer d’éventuels pièges structuraux. Avec l’amélioration des techniques il est possible de nos jours d’observer certains pièges stratigraphiques à l’échelle de la résolution sismique (quelques dizaines de mètres d’épaisseur) (Fournier, 1990). Cependant, si la sismique a permis de repérer une grande partie des réserves actuelles, elle permet rarement de connaître l’architecture interne des réservoirs et fournit un aperçu très limité des hétérogénéités lithologiques. Très souvent, moins d’un tiers de l’huile en place est récupéré par suite d’une mauvaise connaissance du gisement. Des méthodes de modélisation doivent être utilisées afin d’améliorer la connaissance du réservoir et donc d’améliorer les rendements.

Le développement d’outils informatiques, qui a débuté au milieu des années 60 dans le domaine de la géologie, a permis des progrès importants dans l’analyse des données et la modélisation des roches de sub-surface. Les ordinateurs ont trois atouts qui les rendent indispensables en modélisation : la capacité de calcul qui permet d’intégrer des modèles de plus en plus complexes, la capacité de manipuler les données et celle de les stocker en très grand nombre (Pelet, 1966). Des méthodes statistiques appliquées dans l’espace géométrique (d’où le terme de *géostatistiques*) ont été développées et sont utilisées en géosciences pour modéliser les propriétés du sous-sol (Matheron, 1962, 1965). Cependant, ces méthodes font rarement appel à une culture géologique ou stratigraphique et sont basées sur des algorithmes purement statistiques, or la qualité et la quantité des données utilisables ne sont souvent pas suffisantes pour l’élaboration d’un modèle correct et réaliste. La sismique permet d’avoir des cartes de tendances, mais à une résolution souvent trop faible pour contraindre correctement les modèles. Pour modéliser au mieux les hétérogénéités de propriétés, il y a un intérêt certain à s’appuyer sur des principes apportés par la stratigraphie et la sédimentologie, et non plus uniquement sur des algorithmes purement statistiques.

Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés à la modélisation de la lithologie à l’échelle du réservoir dans deux cas, celui de sédiments marins et celui de sédiments fluviaux. Le but de cette modélisation est de repérer des pièges stratigraphiques et d’améliorer le rendement de gisements déjà existants. La première partie de ce mémoire décrit la modélisation des faciès en milieu marin en s’appuyant sur une méthodologie inédite développée au sein de la compagnie Total et améliorée dans le cadre de cette thèse. La seconde partie traite d’une nouvelle méthode de modélisation de chenaux développée en collaboration avec la compagnie Earth Decision Sciences.



# Première partie

## Modélisation de dépôts marins



Cette partie présente les solutions apportées pour le perfectionnement et l'adaptation aux grilles complexes de la méthode NEPTUNE élaborée au sein de l'entreprise Total (anciennement Elf). Ce qui fait la force de NEPTUNE est l'utilisation de la bathymétrie afin de générer des probabilités d'apparition de faciès. Dans un premier temps, les concepts de sédimentologie et de stratigraphie utilisés seront présentés. On se rendra alors compte de la nécessité de travailler dans un espace s'appuyant sur le temps géologique, l'espace chronostratigraphique. Le troisième chapitre de cette partie est dédiée à la construction d'une grille dans cet espace, assimilable à l'espace de Wheeler. Enfin le quatrième chapitre montrera comment la bathymétrie est estimée le long des puits puis est extrapolée dans l'espace chronostratigraphique.



# Chapitre 1

## Origines du projet

### 1.1 Objectifs

#### 1.1.1 Modélisation du faciès

La modélisation de réservoir est utilisée (1) pendant la phase d'exploration pour estimer la capacité d'un champ et chercher les endroits optimaux pour forer les puits de production et (2) pendant la phase de production pour prévoir l'évolution du champ sur le moyen et le long terme. Les résultats recherchés sont le volume estimé d'hydrocarbures et le rendement des puits. Un bon modèle est un modèle dont les résultats correspondent aux données observées sur le terrain. Le meilleur moyen d'obtenir un tel modèle est de reproduire numériquement la géométrie et les propriétés du sous-sol. Dans le cas qui nous intéresse, ces propriétés sont la porosité (volume occupé par les fluides) et la perméabilité (aptitude du milieu à se laisser traverser par un fluide). Ces propriétés sont utilisées par les simulateurs d'écoulements qui reproduisent le comportement du réservoir. Elles sont connues au niveau des puits grâce à l'analyse de carottes et de diagraphies. Ces propriétés ne peuvent cependant pas être estimées directement dans le réservoir à partir de ces données sans provoquer une erreur d'estimation souvent importante : le sous-sol est un milieu hétérogène et les méthodes de simulations utilisées prennent rarement en compte l'hétérogénéité du milieu.

Cette hétérogénéité est liée à la nature des roches. Par exemple, la perméabilité d'un sable ( $\sim 10^{-2} \text{cm} \cdot \text{s}^{-1}$ ) est complètement différente de la perméabilité d'une argile ( $\sim 10^{-9} \text{cm} \cdot \text{s}^{-1}$ ). Une interpolation de ces valeurs entre les puits donnerait des valeurs intermédiaires ne correspondant à aucune roche. Il est donc préférable dans un premier temps de modéliser la nature des roches, puis de simuler les propriétés pétrophysiques indépendamment pour chaque type de roche.

Nous proposons ici de simuler le faciès<sup>3</sup> sédimentaire, c'est-à-dire les roches telles qu'elles se sont formées au moment de leur dépôt. Cependant, nous tenons à mettre

---

<sup>3</sup>**Faciès** : Catégorie dans laquelle on peut ranger une roche ou un terrain, et qui est déterminée par un ou plusieurs caractères lithologiques (lithofaciès) ou paléontologiques (biofaciès). Ce terme est également employé pour désigner une catégorie correspondant à un milieu ou à un domaine de sédimentation.

le lecteur en garde dès maintenant : les sédiments subissent après leur formation des phénomènes qui modifient leurs propriétés pétrophysiques : il s'agit de la diagenèse<sup>4</sup>, de la compaction et de la fracturation. À cause de facteurs extérieurs (par exemple une émergence locale pour la diagenèse, ou un épisode compressif pour la fracturation), ces phénomènes peuvent affecter différemment la même roche initiale selon sa position dans l'espace. De ce fait, un même faciès initial peut produire au final plusieurs roches aux propriétés différentes. Notons tout de même que ceci ne remet pas en cause la simulation de faciès de dépôt, mais implique qu'il faille prendre en compte ces facteurs une fois les faciès modélisés.

### 1.1.2 Création d'une véritable grille stratigraphique

Les simulations de faciès nécessitent un support géométrique ; il est nécessaire pour des raisons pratiques que ce support soit une grille curviligne, ou grille stratigraphique. En effet, celles-ci ont l'avantage d'être supportées par l'ensemble des simulateurs d'écoulement actuels. Une grille stratigraphique est composée uniquement de cellules hexaédriques déformées qui sont indexées en utilisant 3 axes curvilignes (Fig. 1.1). Deux axes sont supposés parallèles aux couches ( $U$  et  $V$  sur la figure), le troisième ( $W$ ) est perpendiculaire et équivaut à l'âge des couches. C'est un objet très simple du point de vue topologique<sup>5</sup> puisque chaque cellule a exactement six cellules voisines. Toutefois les données sont généralement insuffisantes et les surfaces intermédiaires des grilles sont par conséquent interpolées entre le toit et le mur<sup>6</sup> du modèle (Fig. 1.1-a). Le deuxième objectif fixé est de produire une véritable grille stratigraphique dans laquelle les différentes couches de cellules sont cohérentes avec la stratigraphie réelle (Fig. 1.1-b).

Notons que ce deuxième objectif est complètement indépendant du premier : dans le premier cas, il s'agit de modéliser une propriété (le faciès), dans le second cas, il s'agit de créer un support pour cette propriété. Il peut être nécessaire de changer de support (par exemple utiliser un maillage constitué de tétraèdres, beaucoup plus souple du point de vue de la géométrie) sans pour autant modifier la méthode de simulation des faciès. Un des travaux effectués lors de cette thèse a été de séparer la modélisation de faciès de la construction de la grille. Ce développement nous a amenés à utiliser le concept de « Shared-Earth-Model » tel qu'il a été défini par Mallet *et al.* (2003) et Mallet (2005). Dans ce cadre, le modèle géométrique et le modèle de propriétés sont définis dans deux espaces différents, une fonction de paramétrisation<sup>7</sup> permet de faire le transfert des données d'un espace à l'autre. Cependant, le modèle Geochron proposé par Mallet (2004) et décrit par Moyen (2005) ne nous semble pas complètement achevé pour être directement utilisé pour la modélisation de faciès (voir aussi Kedzierski et Royer (2005) à ce sujet). De plus,

---

<sup>4</sup>**Diagenèse** : Ensemble des processus qui affectent un dépôt sédimentaire et le transforment progressivement en roche sédimentaire solide.

<sup>5</sup>**Topologie** : Branche des mathématiques traitant des relations de voisinage qui s'établissent entre des figures géométriques, et qui ne sont pas altérées par la déformation continue des figures.

<sup>6</sup>Le **toit** et le **mur** sont bien entendu utilisés dans leur sens géologique comme étant les surfaces supérieure et inférieure de la formation.

<sup>7</sup>**Paramétrisation** : Fonction bijective mettant un objet quelconque de  $\mathbb{R}^3$  en correspondance avec un sous-ensemble de  $\mathbb{R}^3$ , appelé domaine ou espace paramétrique.

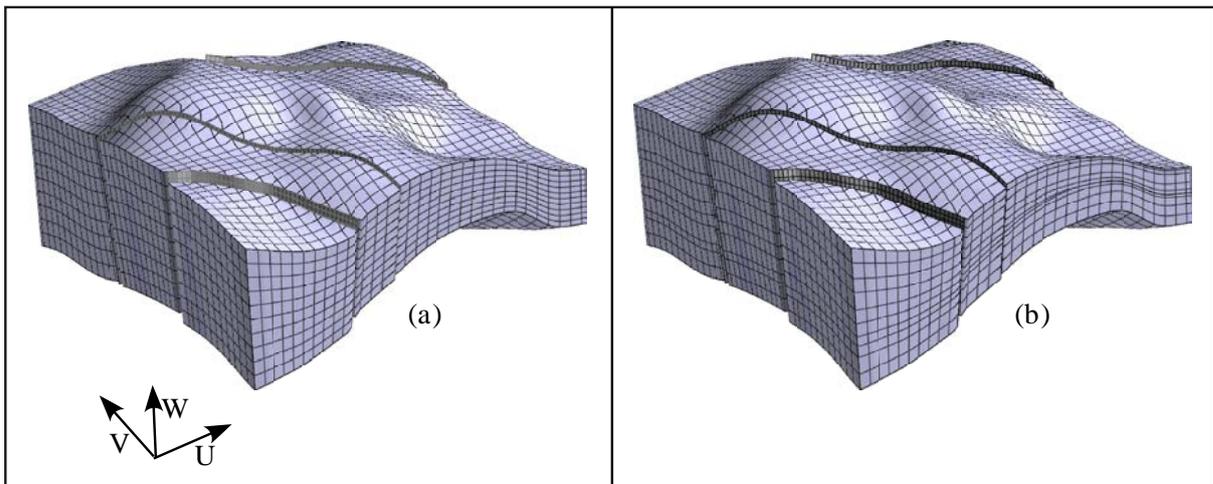


FIG. 1.1 : Deux grilles stratigraphiques. En (a) la grille a été construite suivant la méthode classique qui consiste à créer des couches d'épaisseur proportionnelle à l'épaisseur totale. En (b) la grille suit parfaitement la stratigraphie théorique du modèle.

Geochron a été développé pour les maillages formés de tétraèdres, or nous travaillons sur des grilles formées d'hexaèdres, beaucoup plus utilisées par les simulateurs d'écoulements actuels. La méthode de paramétrisation présentée dans le chapitre 3 est inspirée très librement de Geochron et pourrait servir de base pour appliquer NEPTUNE à des maillages constitués de tétraèdres.

## 1.2 Méthodes existantes

Des méthodes géostatistiques, comme le krigeage d'indicateur (Journel et Isaaks, 1984) ou plus récemment les méthodes multipoints (Guardiano et Srivastava, 1993; Caers et Journel, 1998), sont classiquement utilisées pour la modélisation de faciès. Par leur nature, ces méthodes ne prennent absolument pas en compte les phénomènes géologiques qui sont responsables des formations actuelles et les résultats obtenus peuvent donc ne pas être cohérents du point de vue stratigraphique. Un autre défaut de ces méthodes est l'utilisation souvent abusive de la stationnarité du premier ordre : la probabilité a priori de trouver un faciès donné est supposée constante quelque soit la position. Cette hypothèse de travail peut se trouver complètement erronée dans certains cas. Par exemple, dans le cas de dépôts sur une rampe carbonatée, la nature des sédiments varie avec la bathymétrie. L'utilisation de la sismique permet d'édifier des cartes de tendances qui correspondent aux variations latérales de ces probabilités a priori (Johann *et al.*, 1996) ; cependant, cette solution n'est applicable que si les sédiments ont une épaisseur suffisamment importante<sup>8</sup>. Il est nécessaire de développer des méthodes de simulation stochastique de faciès qui s'appuient non plus uniquement sur des outils purement mathématiques, mais aussi sur des concepts de stratigraphie séquentielle.

<sup>8</sup>La résolution de la sismique permet rarement de descendre en-dessous d'une dizaine de mètres.

L'utilisation de concepts de stratigraphie pour modéliser les dépôts sédimentaires n'est pas une innovation en soi. Les principes de la stratigraphie séquentielle ont été posés dès la fin des années 70 par Vail *et al.* (1977). Il s'agit alors d'interpréter les successions de séquences de dépôts observées avec la sismique par le jeu des variations du niveau marin. Ces principes ont ensuite été appliqués à une résolution plus fine (Homewood *et al.*, 1992). Un très grand nombre de méthodes s'appuyant sur ces concepts ont été développées ces 20 dernières années, parmi lesquelles SedSim (Lee et Harbaugh, 1992), Sedpak (Kendall *et al.*, 1991), Strata (Flemings et Grotzinger, 1996), Dionisos (Granjeon et Joseph, 1999), Fuzzim (Nordlund, 1999), Simsafadim (Bitzer et Salas, 2002), Carbonate (Warrlich *et al.*, 2005)... Tous ces modèles nécessitent comme données d'entrée des paramètres tels que la courbe d'eustatisme, la subsidence du bassin ou le flux de sédiments. Les équations de diffusion peuvent être utilisées ensuite pour estimer l'épaisseur et la nature des dépôts dans l'espace et le temps (Lee et Harbaugh, 1992; Flemings et Grotzinger, 1996; Granjeon et Joseph, 1999; Bitzer et Salas, 2002; Warrlich *et al.*, 2005). Dans le cas des carbonates, une relation entre la bathymétrie et leur taux de croissance est souvent utilisée pour en calculer la production (Kendall *et al.*, 1991; Flemings et Grotzinger, 1996; Bitzer et Salas, 2002; Warrlich *et al.*, 2005).

Cependant, dans ce genre de modèle, les données utilisées sont très souvent difficiles à obtenir. Si une courbe de référence décrivant les variations du niveau eustatique valable à l'échelle du globe a été définie par Haq *et al.* (1987), les mouvements tectoniques du bassin ainsi que le flux de sédiments sont propres à chaque cas d'étude et doivent être estimés avec soin. Une erreur dans leur estimation provoquera à coup sûr un écart important entre les observations (sismique ou puits) et le résultat. Afin de pallier à ce problème, des techniques d'inversion sont utilisées permettant d'estimer ces paramètres de telle sorte que le résultat soit le plus proche possible des observations de terrain (Cross et Lessenger, 1999). Par exemple, lorsque les données sismiques sont suffisantes et de bonne qualité, elles peuvent être utilisées afin d'estimer le flux de sédiments correspondant à chaque couche observée grâce à la sismique (Dobranszky *et al.*, 2004). Mais lorsque la sismique est de faible résolution, ce qui est généralement le cas en terrain carbonaté, l'inversion passe d'abord par les données de puits. Or aucune des méthodes précédemment citées n'est capable de respecter complètement ces données de puits, ce qui est pourtant l'un des objectifs majeurs en modélisation de réservoir.

De plus, les formations sédimentaires nous parviennent rarement dans l'état où elles étaient au moment du dépôt. Très souvent elles sont déformées et/ou faillées; cependant les auteurs ne présentent que très rarement la méthode utilisée pour déplier le modèle, étape pourtant nécessaire pour obtenir un résultat cohérent avec la stratigraphie et avec l'état actuel de déformation.

### 1.3 Naissance de NEPTUNE

En 1999, Gérard Massonnat présente à Houston une nouvelle méthode de simulation de faciès à l'échelle du réservoir (Massonnat, 1999). Dans ce projet, il suppose qu'une relation

forte existe entre la bathymétrie de dépôt et le faciès résultant. La paléo-bathymétrie<sup>9</sup> est estimée le long des puits à partir du faciès observé sur les carottes. Elle est ensuite extrapolée dans l'espace, le long de surfaces isochrones, via le calcul de l'accommodation. Une fois la bathymétrie connue dans l'espace et le temps, les probabilités d'occurrence de chaque faciès sont alors estimées en chaque point du modèle ; ces probabilités peuvent alors être utilisées pour simuler le faciès. Cette technique permet à la fois la création d'une grille de réservoir en adéquation avec la stratigraphie et la modélisation des faciès compatible avec les processus géologiques de formation.

Cette méthode a d'abord été testée à partir des années 90 en Fortran, puis implémentée comme extension de GOCAD pour la première fois par Bruno Michel au Geoscience Research Center de Total en 2000. Cette extension – *plugin* en anglais – fut baptisée NEPTUNE. Plusieurs programmeurs se succédèrent alors : Rémi Moyen posa les bases de l'espace de corrélations et rendit le module autonome (initialement NEPTUNE s'appuyait sur Excel et sur un ensemble de scripts complexes)(Moyen, 2001), Grégory Gaziglia développa une première méthode de constructions de courbes de bathymétrie le long des puits à partir du faciès ainsi qu'une annexe à la méthode permettant de prendre en compte l'énergie de dépôt (Gaziglia, 2001). Nos travaux se situent dans le prolongement de ces développements. Il s'agit de perfectionner la méthode, de l'adapter aux cas complexes où le réservoir est plissé ou faillé puis de réduire et estimer les incertitudes liées au modèle obtenu.

---

<sup>9</sup>Il s'agit de la bathymétrie au moment du dépôt de l'échantillon observé. Elle sera appelée indifféremment bathymétrie dans la suite du mémoire.



# Chapitre 2

## Approche théorique

### 2.1 Notions utilisées

La méthodologie proposée s'appuie sur la notion d'accommodation. Comme le montre la figure 2.1 et comme nous le détaillons ci-dessous, plusieurs concepts sont liés à cette notion (Wilgus *et al.*, 1988). Chacun de ces concepts est défini comme étant une fonction du temps géologique  $t$  et des paléo-coordonnées  $(x_t, y_t)$  sur une paléo-carte.

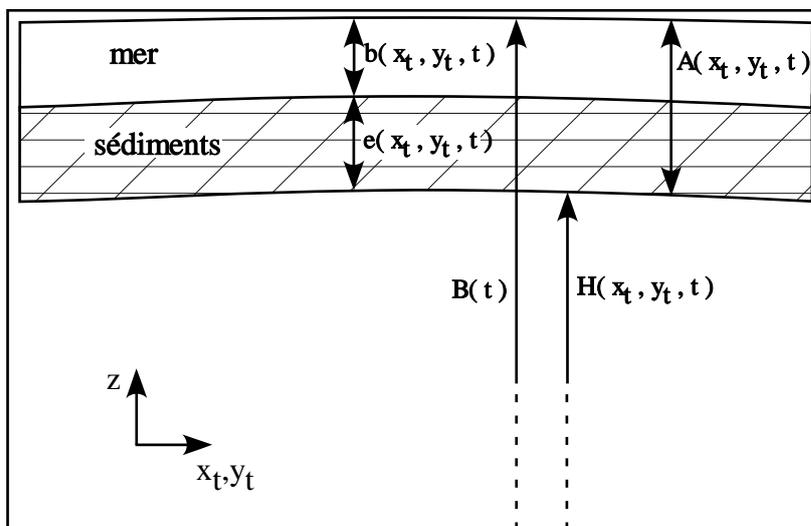


FIG. 2.1 : Section verticale d'un bassin sédimentaire au temps géologique  $t$  montrant les différentes variables associées à l'accommodation.

**La bathymétrie**  $b(x_t, y_t, t)$  est la distance entre la surface de l'eau et l'interface eau/sédiment à l'instant  $t$ .

**L'épaisseur de sédiments**  $e(x_t, y_t, t)$  est la distance entre l'interface eau/sédiment et un horizon de référence choisi arbitrairement à l'instant  $t$ .

**Le niveau eustatique** – ou niveau marin absolu –  $B(x_t, y_t, t)$  est la distance entre la surface de l'eau et le centre de la Terre. Il peut être écrit comme une fonction du

temps uniquement ( $B(t)$ ) car à l'échelle du bassin, cette distance est indépendante de la position  $(x_t, y_t)$ . Les variations de ce niveau au cours du temps sont appelées *eustatisme*.

**L'altitude de référence**  $H(x_t, y_t, t)$  est la distance entre l'horizon de référence et le centre de la Terre. La dérivée de cette altitude par rapport au temps géologique ( $\frac{\partial H}{\partial t}$ ) est appelée *subsidence* lorsqu'elle est négative (le bassin s'enfonce) et *surrection* (*uplift* en anglais) lorsqu'elle est positive (le bassin remonte).

**L'accommodation** – ou niveau marin relatif –  $A(x, y, t)$  est la distance entre l'horizon de référence et la surface de l'eau.

À partir des définitions ci-dessus, on a :

$$A(x_t, y_t, t) = B(t) - H(x_t, y_t, t) \quad (2.1)$$

$$A(x_t, y_t, t) = b(x_t, y_t, t) + e(x_t, y_t, t) \quad (2.2)$$

Nous définissons alors le *potentiel d'accommodation* ou *subsidence relative*  $s(x, y, t)$  comme étant la variation d'accommodation entre le temps de référence  $t_0$  et le temps  $t$ . Il peut être défini en utilisant l'équation 2.1 par

$$s(x_t, y_t, t) = A(x_t, y_t, t) - A(x_t, y_t, t_0) = B(t) - B(t_0) - (H(x_t, y_t, t) - H(x_t, y_t, t_0)) \quad (2.3)$$

et en utilisant l'équation 2.2 par

$$s(x_t, y_t, t) = b(x_t, y_t, t) - b(x_t, y_t, t_0) + e(x_t, y_t, t) - e(x_t, y_t, t_0) \quad (2.4)$$

## 2.2 Hypothèses de travail

### 2.2.1 Relation entre faciès et bathymétrie

NEPTUNE s'appuie sur la relation entre les faciès et la bathymétrie de dépôt. Cette hypothèse de travail est généralement utilisée pour la modélisation des dépôts carbonatés. En effet, les discontinuités provoquant les variations de faciès en milieu carbonaté sont (James et Kendall, 1992) :

- la limite d'émergence du terrain. Il n'y aura aucun ou très peu de dépôts dans les zones émergées ;
- la limite de la zone photique. Celle-ci est liée à la turbidité et à la profondeur d'eau ;
- la limite d'action des vagues qui dépend de l'exposition du plan d'eau aux vents dominants ;
- la richesse de l'eau en oxygène ;
- la thermocline<sup>10</sup>. Les organismes producteurs de carbonates ne peuvent pas vivre dans des eaux trop froides ;

---

<sup>10</sup>**Thermocline** : Couche d'eau présentant un fort gradient de température.

- la pycnocline<sup>11</sup>.

En première approximation, toutes ces limites peuvent être définies en terme d'isobathes différentes : par exemple, la zone émergée est limitée par l'isobathe 0, la limite de la zone photique est à quelques dizaines de mètres de profondeur, la limite d'action des vagues dépendra de l'amplitude des vagues et se situe généralement à une cinquantaine de mètres... Notons cependant que cette hypothèse est rarement valide en ce qui concerne les dépôts silico-clastiques. En effet dans ce cas la nature des dépôts sera surtout liée à la distance de la source de matériaux, à la pente du terrain et à l'hydrodynamisme local. Plusieurs simulateurs ont été développés pour modéliser ce type de dépôts en utilisant les équations de diffusion (Lee et Harbaugh, 1992; Flemings et Grotzinger, 1996; Granjeon et Joseph, 1999; Bitzer et Salas, 2002; Warrlich *et al.*, 2005).

L'idée est donc de modéliser la bathymétrie afin d'en déduire les probabilités d'apparition de faciès. La bathymétrie peut être estimée le long des puits en utilisant les carottes. Cependant, elle ne peut pas être directement extrapolée à partir de ces données. En effet, l'extrapolation d'une propriété est le plus souvent centrée sur la moyenne des données (hypothèse de stationnarité du premier ordre) et ne peut donc reproduire de tendance si le nombre de données est trop faible et non représentatif. De plus, la tendance de la bathymétrie peut évoluer avec le temps et il est pratiquement impossible de fournir une carte de tendance pour chaque strate. C'est pourquoi dans nos travaux la bathymétrie est extrapolée par le biais de l'accommodation, beaucoup plus pratique à manipuler et dont l'extrapolation donnera des résultats beaucoup moins biaisés par les données de puits.

## 2.2.2 Simplification de la subsidence

Les hypothèses formulées sont définies à partir de l'étude de l'équation 2.3. Dans cette équation, le terme  $h(x_t, y_t, t) = H(x_t, y_t, t) - H(x_t, y_t, t_0)$  correspond au mouvement du substratum, c'est le seul qui dépend de la position  $(x_t, y_t)$ . Puisque nous travaillons à l'échelle du réservoir, donc à petite échelle comparativement au bassin, deux hypothèses simplificatrices peuvent être utilisées (Fig. 2.2) :

- ou bien l'ensemble de la zone étudiée subside à la même vitesse. Dans ce cas,  $h(x_t, y_t, t) \approx h(t)$ , le mouvement ne dépend plus de la position. En conséquence, l'accommodation ne dépend elle non plus de la position, mais uniquement du temps :

$$s(x_t, y_t, t) \approx s(t) \quad (2.5)$$

- ou bien la vitesse de subsidence peut être décomposée en deux facteurs, un facteur régional  $h^t(t)$  qui ne dépend que du temps et un facteur local  $s^*(x_t, y_t)$ , indépendant du temps, qui correspond aux mouvement relatif de chaque point à l'intérieur du réservoir :

$$h(x_t, y_t, t) \approx h^t(t) + s^*(x_t, y_t) \cdot (t - t_0) \quad (2.6)$$

---

<sup>11</sup>**Pycnocline** : Couche d'eau présentant un fort gradient de densité (salinité).

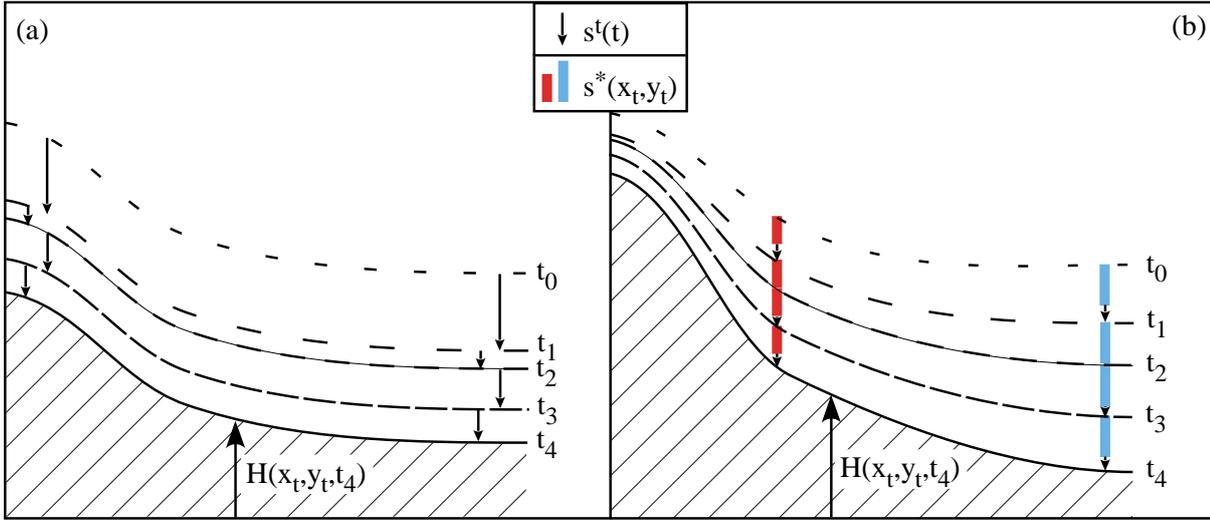


FIG. 2.2 : Les deux modèles de subsidence utilisés pour l'extrapolation de l'accommodation. Les différentes courbes représentent la position de la surface de référence (substratum) à des instants différents.

- (a) La vitesse de subsidence est la même quelque soit la position dans l'espace.  
 (b) La vitesse de subsidence est scindée en deux parties : une partie constante dans l'espace mais variable dans le temps (flèches) et une partie variable dans l'espace mais ne dépendant pas du temps (rectangles).

Nous verrons par la suite que le terme  $s^*(x_t, y_t)$  peut souvent être corrélée à l'épaisseur du réservoir, et donc qu'une carte représentant cette fonction peut être calculée. En injectant le résultat 2.6 dans l'équation 2.3, on obtient

$$s(x_t, y_t, t) = B(t) - B(t_0) - h(x_t, y_t, t) \approx s^t(t) - s^*(x_t, y_t) \cdot (t - t_0) \quad (2.7)$$

Dans l'équation 2.7,  $s^t(t)$  représente les effets combinés de l'eustatisme et de la partie constante dans l'espace du mouvement du substratum ;  $s^*(x_t, y_t)$  représente la partie variable dans l'espace des mouvements. Il est extrêmement difficile de déconvoluer les deux composantes de  $s^t(t)$  (eustatisme – mouvement), ces deux facteurs ayant exactement le même effet sur l'évolution de la bathymétrie. Cela n'est cependant pas nécessaire pour notre application car le terme  $s^t(t)$  est uniquement utilisé comme variable temporaire.

À partir des données de puits, il est possible de calculer la bathymétrie de dépôt  $b(x_t, y_t, t)$  en observant le faciès. De plus, l'épaisseur de sédiments  $e(x_t, y_t, t)$  peut être estimée. En conséquence, il devient possible de calculer en tout point des puits le potentiel d'accommodation  $s(x_t, y_t, t)$  à partir de l'équation 2.4. Le temps  $t$  est obtenu par le biais des corrélations entre puits qui vont relier les points de même âge géologique. Connaissant l'âge de chaque point, il est alors possible de transférer ceux-ci dans l'espace  $(x_t, y_t, t)$ . Cet espace est l'espace de Wheeler (Wheeler, 1958) dans lequel tous les dépôts, non-dépôts ou érosions contemporains sont placés sur le même plan horizontal ( $t$  constant).

Si l'hypothèse 1 est retenue (équation 2.5),  $s(t)$  est définie comme étant la moyenne pour chaque temps  $t$  des valeurs de subsidence relative observées sur les puits. En consé-

quence, elle peut être directement extrapolée entre les puits, puisqu'il s'agit d'une fonction constante sur chaque plan horizontal. Si l'hypothèse 2 est retenue (équation 2.5), le terme  $s^*(x_t, y_t)$  est estimé aux puits et extrapolé en utilisant le fait qu'il est corrélé avec l'épaisseur totale du réservoir. Le terme  $s^t(t)$  peut alors être calculé le long des puits et est extrapolé de la même manière que la fonction  $s(t)$  de la première hypothèse. Ainsi l'accommodation peut être calculée dans tout l'espace ; la bathymétrie en découle directement en inversant l'équation 2.2.

## 2.3 Étapes du processus NEPTUNE

Les principales étapes pour créer un modèle NEPTUNE sont présentées sur la figure 2.3. Comme nous l'avons noté dans le chapitre 1, page 10, deux résultats sont attendus : une grille cohérente avec la stratigraphie, et une grille de propriétés. Ces deux objets peuvent être calculés indépendamment. Cependant, plusieurs liens sont faits entre la grille stratigraphique et la grille de propriétés :

- Les corrélations entre puits peuvent être aidées par la courbe d'accommodation. En effet, comme nous l'avons dit dans la partie 2.2, les variations d'accommodation devraient être les mêmes pour des points de même âge. Lors des corrélations, cela revient à connecter les pics semblables observés sur les courbes d'accommodation ;
- La résolution de la grille stratigraphique ne peut pas être supérieure à la résolution apportée par les corrélations. Le nombre minimal de couches à l'intérieur de cette grille sera donc égal au nombre de corrélations faites sur les puits. Si on ajoute des couches supplémentaires, celles-ci ne seront plus forcément parfaitement corrélées au niveau des puits, et les résultats risquent de s'en ressentir. De ce fait, il est inutile de construire une grille de propriétés de résolution supérieure à celle de la grille stratigraphique. Il est beaucoup plus simple de construire une grille de propriétés ayant le même nombre de couches que la grille stratigraphique. Ainsi le transfert de propriétés sera fait banc-à-banc de la grille de propriétés vers la grille stratigraphique ;
- La bathymétrie peut être utilisée pour contraindre l'épaisseur des couches. En effet, en cas d'émersion, il n'y aura pas de dépôt, donc l'épaisseur devra être nulle.

La création de la grille stratigraphique est développée dans le chapitre 3. Un bref aperçu de la méthode utilisée est donné ici. Une grille stratigraphique est initialement fournie. Cette grille permet d'intégrer directement l'ensemble des failles du modèle ainsi que le nombre de cellules voulu selon les deux axes  $U$  et  $V$  de la grille. Les corrélations entre puits sont alors faites. Cette étape va permettre de discrétiser le temps en plusieurs ( $n$ ) intervalles. Chaque intervalle est délimité par deux corrélations au niveau des puits, et correspond à une strate dans la grille finale. La grille initiale est alors découpée verticalement pour obtenir un nombre de strates égal à  $n$ . Une paramétrisation  $(x_t, y_t)$  de cette grille est ensuite calculée, ainsi que l'épaisseur cumulée depuis le mur du réservoir. Ces propriétés sont ajoutées sur les puits. Une grille structurée régulière est alors construite avec les coordonnées  $(x_t, y_t, t)$ . Elle est constituée du même nombre de couches que la grille

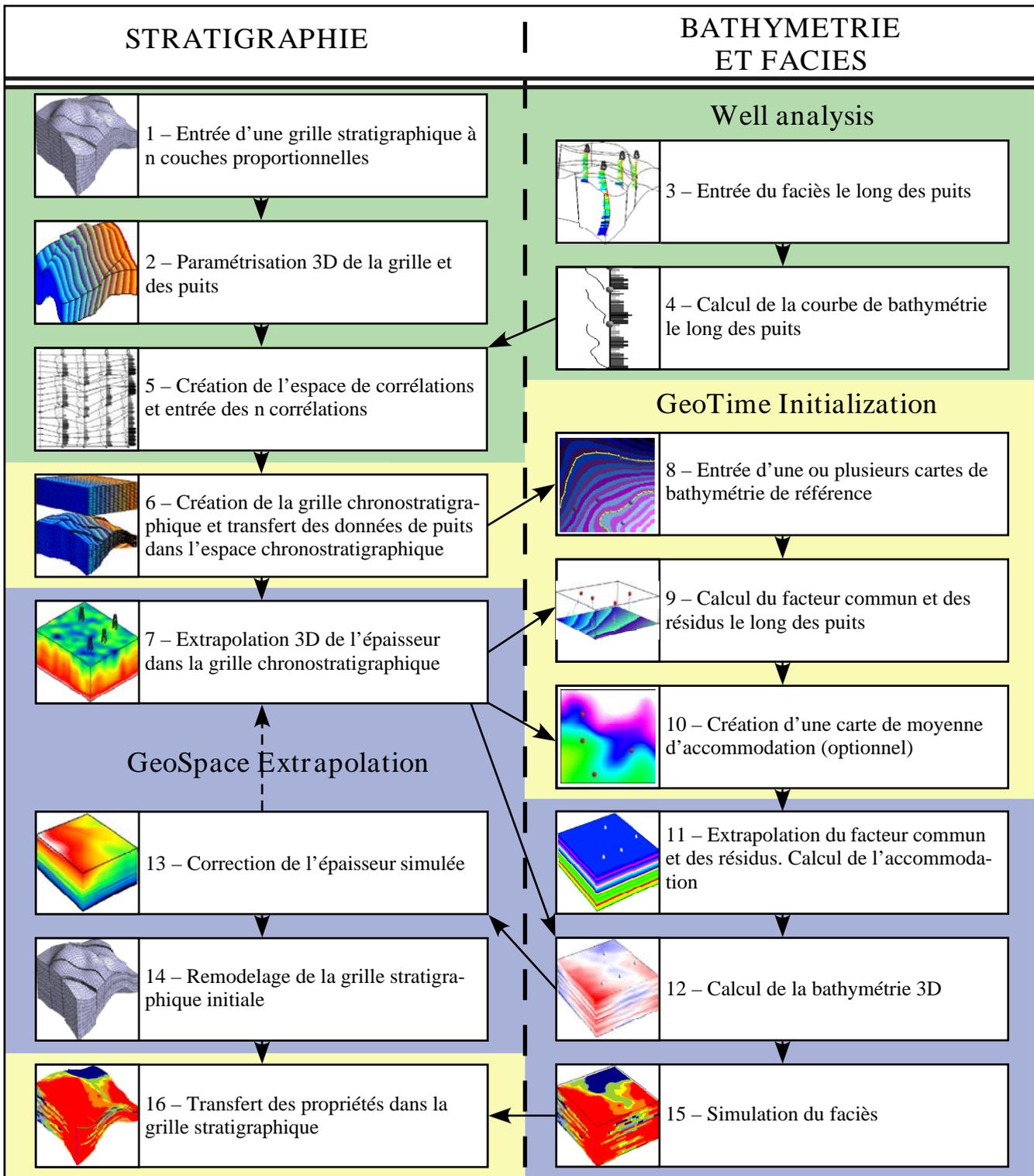


FIG. 2.3 : Les différentes étapes lors de la création d'un modèle NEPTUNE. À gauche se trouvent les fonctions liées à la construction du modèle stratigraphique, à droite celles liées à la modélisation des propriétés. Les plages de couleurs correspondent aux menus sous GOCAD permettant d'accéder à ces fonctions (« Well analysis », « GeoTime Initialization » et « GeoSpace Extrapolation »).

stratigraphique. Les données de puits sont exportées dans cette grille (cela est possible puisque le paramètre  $t$  est connu grâce aux corrélations). L'épaisseur est alors extrapolée dans cette grille, le résultat étant corrigé par l'épaisseur totale de la grille stratigraphique. Le résultat final est importé dans la grille stratigraphique et utilisé comme épaisseur des strates.

Les calculs de propriétés – bathymétrie et faciès – seront développés dans le chapitre 4. La relation entre bathymétrie et faciès est une donnée d'entrée définie sous la forme d'une distribution de bathymétrie pour chaque faciès. La bathymétrie est initialement estimée au niveau des puits à partir du faciès en utilisant l'interpolateur DSI (Mallet, 1992, 2002). Elle est ensuite transférée à la grille de propriété. La modélisation des propriétés dans cette grille et non dans la grille stratigraphique a l'avantage d'éviter les problèmes de distorsion des couches dus au maillage qui est contraint à suivre la trace des failles (section 3.1.1).

L'accommodation est calculée le long des puits en utilisant la bathymétrie et l'épaisseur précédemment calculées. Si la seconde hypothèse sur la subsidence est retenue (équation 2.7), une carte de moyenne d'accommodation est utilisée pour soustraire le terme  $s^*(x_t, y_t)$ . Le terme restant est supposé correspondre à  $s^t(t)$  et devrait être le même sur tous les puits à  $t$  fixé. Cependant ce n'est que très rarement le cas et des bruits apparaissent souvent : ils correspondent aux erreurs de corrélations, aux erreurs liées au calcul de la courbe de bathymétrie et de l'épaisseur, ou du point de vue géologique à des mouvements tectoniques locaux. Pour y remédier, le potentiel d'accommodation est divisé en deux parties : le facteur commun, qui est la moyenne du potentiel d'accommodation calculée sur chaque strate, et les résidus, qui sont la différence entre le facteur commun et le potentiel d'accommodation. L'amplitude des résidus doit être faible comparativement au facteur commun, sinon c'est une preuve d'une erreur importante dans les données (généralement une erreur dans les corrélations). Le facteur commun et les résidus sont extrapolés couche par couche, puis additionnés pour retrouver l'accommodation. La bathymétrie peut alors être obtenue en combinant cette accommodation, l'épaisseur des strates précédemment calculée et une carte de bathymétrie de référence qui correspond à la bathymétrie au temps  $t_0$ . En réutilisant les distributions bathymétrie/faciès fournies au départ, les probabilités d'apparition de chaque faciès peuvent alors être calculées.

La figure 2.3 ne présente que les fonctions principales utilisées dans NEPTUNE, et cela représente déjà un grand nombre de fonctions du point de vue de l'utilisation. Il a donc été nécessaire de développer un « workflow », c'est-à-dire une suite logique de fenêtres graphiques qui vont guider l'utilisateur pour la création d'un modèle. Ce « workflow » évite notamment la redondance des données d'entrée et permet de modifier simplement un paramètre dans l'étude.



# Chapitre 3

## Paramétrisation de l'espace géologique

### 3.1 Introduction à la paramétrisation

#### 3.1.1 Pourquoi paramétriser l'espace ?

Les méthodes géostatistiques sont des outils mathématiques permettant de modéliser la distribution **spatiale** de variables (par exemple la teneur d'un métal dans le sol, le faciès...). De ce fait, elles sont intimement liées à la notion de voisinage, que ce soit via un variogramme dans le cas du krigeage ou via un patron (*template* en anglais) dans le cas des méthodes multipoints. Cette notion de voisinage doit être considérée avec beaucoup d'attention : en géologie, l'utilisation des coordonnées géographiques (que nous noterons  $(x, y, z)$ ) pour définir ce voisinage peut s'avérer désastreuse (Fig. 3.1). En effet, la continuité des propriétés est optimale le long des strates, puisqu'il s'agit de sédiments déposés dans des conditions similaires, et ces strates ont la plupart du temps été déformées depuis leur formation. Plutôt que de travailler avec les coordonnées géographiques, il est préférable d'utiliser des coordonnées curvilignes, dites *coordonnées stratigraphiques*, qui suivent la stratigraphie du réservoir. Le passage des coordonnées géographiques aux coordonnées stratigraphiques est permis grâce au calcul d'une fonction de paramétrisation.

Le rôle des grilles stratigraphiques utilisées en géomodélisation est de servir de support à cette fonction de paramétrisation. En effet, les coordonnées  $(u, v, w)$  de telles grilles peuvent être utilisées par les fonctions d'extrapolation à la place des coordonnées géographiques. La plupart de ces grilles sont construites en utilisant des surfaces (horizons ou failles) extraites des données de la sismique ; cependant celles-ci ne permettent pas de modéliser une stratification haute résolution faite de strates dont l'épaisseur est inférieure à une dizaine de mètres. Généralement cette stratification est générée automatiquement en créant des surfaces intermédiaires entre les horizons observés suivant des lois simples : les surfaces intermédiaires sont parallèles au toit ou au mur ou bien sont calculées à partir d'une moyenne pondérée entre le toit et le mur (Fig. 3.2). Nous proposons dans ce mé-

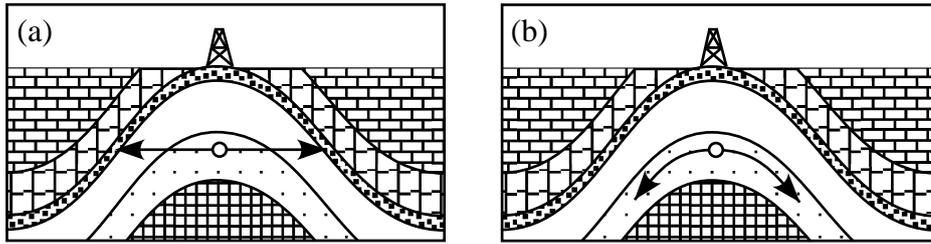


FIG. 3.1 : *Coordonnées géographiques et coordonnées stratigraphiques.*  
 (a) *Les coordonnées géographiques sont mesurées selon le plan horizontal actuel. La corrélation entre les points situés sur le même axe est faible puisqu'ils appartiennent à des strates différentes.*  
 (b) *Les coordonnées stratigraphiques sont mesurées le long des strates. La corrélation entre les points situés sur le même axe est maximale.*

moire une méthode pour construire ces surfaces intermédiaires à partir des corrélations faites entre les puits.

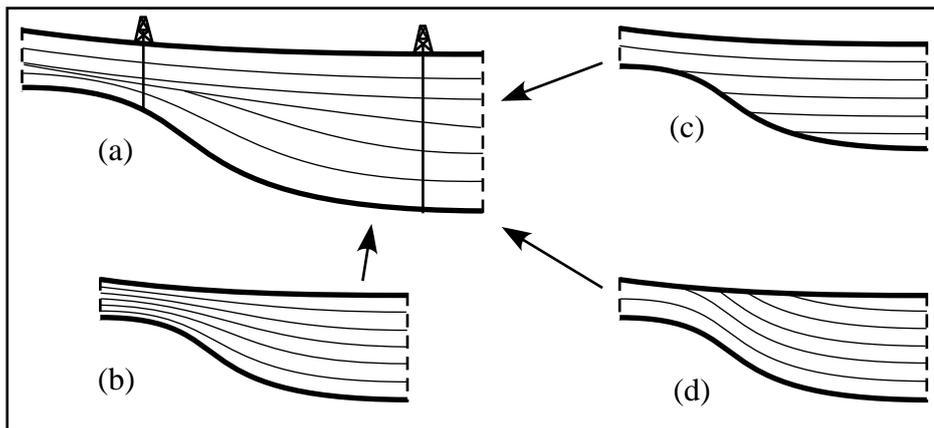


FIG. 3.2 : *Modélisation haute résolution de la stratigraphie à partir d'horizons sismiques (horizons représentés en gras).*  
 (a) *Stratigraphie réelle cohérente avec les données de puits.*  
 (b) *Stratigraphie obtenue par construction de strates proportionnelles.*  
 (c) *Stratigraphie obtenue par construction d'horizons parallèles au toit du réservoir.*  
 (d) *Stratigraphie obtenue par construction d'horizons parallèles au mur du réservoir.*  
*Les données sont généralement insuffisantes pour obtenir la stratigraphie réelle (a). Les méthodes (b), (c) et (d) permettent d'approcher ce résultat, mais ne respectent pas nécessairement les corrélations des puits.*

### 3.1.2 Le repère paléo-coordonnées / temps géologique

Les grilles stratigraphiques sont particulièrement adaptées pour la simulation des écoulements puisqu'elles reproduisent la topologie des drains et barrières potentiels. De plus elles fournissent un repère cartésien simplifiant la résolution numérique des formules d'hy-

drodynamique. Initialement la paramétrisation horizontale  $(u, v)$  fournie par ces grilles était directement utilisée dans le processus NEPTUNE ; la paramétrisation verticale, c'est-à-dire la succession et l'épaisseur des strates, était la seule recalculée. Cependant, pour la modélisation des propriétés, la paramétrisation  $(u, v)$  présente un problème : dans le cas de réservoirs faillés ou plissés, comme elle est alignée sur les failles principales et les bords du modèle, les calculs de distance peuvent être erronés (Fig. 3.3), entraînant des distorsions sur les objets simulés. C'est pourquoi il est nécessaire d'utiliser une paramétrisation différente de celle de la grille stratigraphique pour modéliser les propriétés.

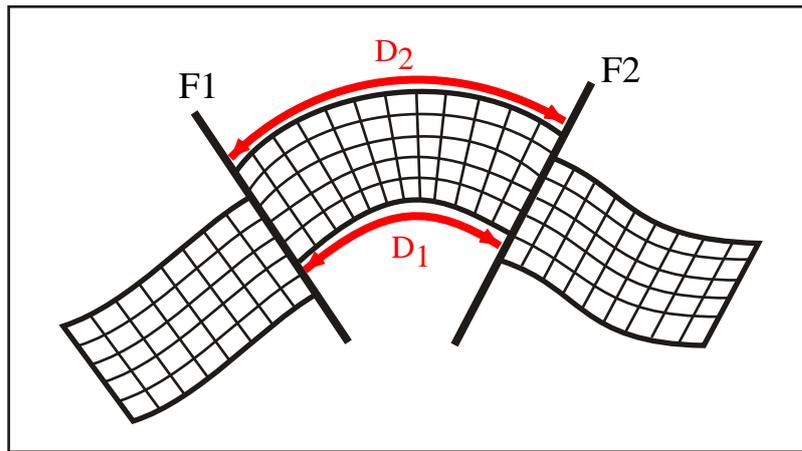


FIG. 3.3 : Calcul de distance dans une grille stratigraphique. Les distances  $D_1$  et  $D_2$  sont différentes du point de vue géographique mais sont égales dans le repère stratigraphique de la grille qui est alignée sur les failles  $F_1$  et  $F_2$  (Moyen, 2005).

L'idée est alors de conserver la notion de strate, qui correspond à l'ensemble des dépôts ayant le même âge, mais de s'affranchir complètement des failles et des plissements. Sur cette idée, Wheeler (1958) développe le concept de chronostratigraphie (*time-stratigraphy*). Il y décrit une représentation de l'espace dans laquelle les coordonnées horizontales correspondent à la position géographique (coordonnées *paléo-géographiques*), et la coordonnée verticale au temps géologique. Dans cet espace – appelé espace de Wheeler – les phases de dépôt, de non-dépôt ainsi que d'érosion sont représentées (Fig. 3.4, colonne  $W$ ). Cette représentation est donc parfaitement adaptée pour la modélisation de faciès, cependant il est nécessaire de définir une fonction permettant le passage de l'espace géographique actuel (« espace  $G$  ») à l'espace de Wheeler (« espace  $W$  »). Cette fonction est généralement difficile à calculer étant donné le peu de données disponibles.

Jean-Laurent Mallet (2004) a proposé une méthode de paramétrisation de l'espace géologique qui se rapproche de la chronostratigraphie présentée par Wheeler. Rémi Moyen au cours de sa thèse (Moyen, 2005) a développé cette méthode, appelée GeoChron. Le résultat permet de prendre en compte le type de déformation (plis concentriques ou plis semblables) et gère le calcul de rejet des failles. Elle fournit un très bon résultat du point de vue des coordonnées paléo-géographiques, mais le paramètre « temps » qui est calculé n'est pas correct du point de vue géologique. En effet, c'est une propriété interpolée entre plusieurs surfaces, qui est donc continue entre les surfaces. Or la sédimentation est un

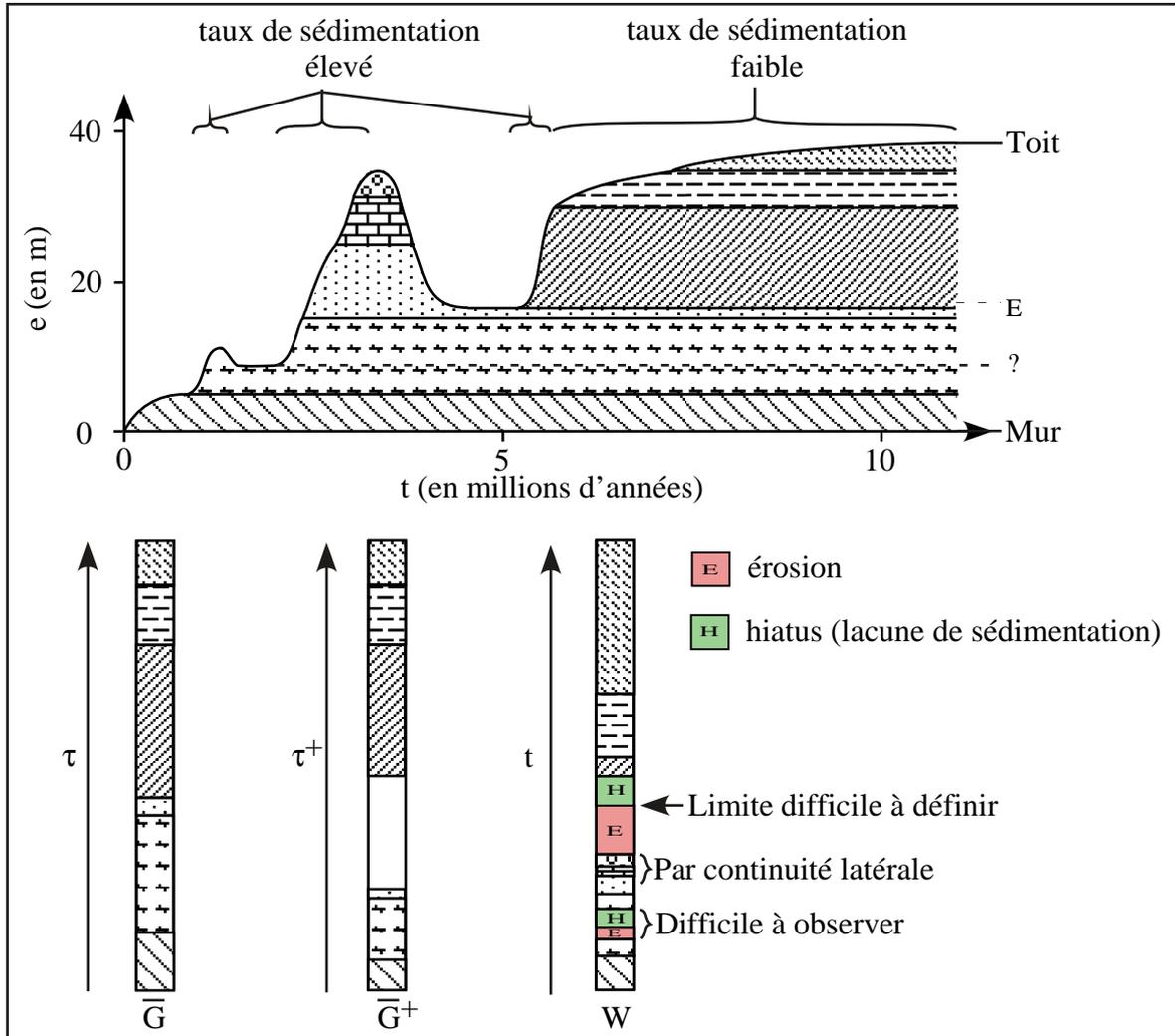


FIG. 3.4 : Historique de la sédimentation en un point de coordonnées paléo-géographiques  $(x_t, y_t)$  donné. Le graphique du haut représente les variations d'épaisseur  $e(t)$  et de nature des sédiments déposés au cours du temps en prenant en compte les épisodes d'érosion. La colonne stratigraphique  $\bar{G}$  correspond au paramètre temps  $\tau$  recalculé en utilisant la méthode GeoChron à partir des données de base et sommet des sédiments,  $\bar{G}^+$  au même paramètre calculé à partir de la base, du sommet et de la surface d'érosion principale  $E$ . La colonne  $W$  correspond au diagramme de Wheeler devant être théoriquement obtenu. Le diagramme de Wheeler peut être obtenu grâce à GeoChron si toutes les surfaces de discontinuité sont fournies avec l'âge des roches sous et sus-jacentes.

phénomène discontinu, entrecoupé de périodes d'absence de sédimentation, voire d'érosion (Fig. 3.4). En conséquence, la propriété « temps » est a priori discontinue entre les surfaces fournies – à moins que **toutes** les surfaces d'érosion et de non-dépôt aient été introduites dans le modèle, ce qui est utopique étant donné l'absence de données suffisantes. Nous avons donc décidé de reprendre le concept de cette paramétrisation (création d'un « espace  $\overline{G}$  ») mais en l'adaptant pour retrouver l'espace de Wheeler (Fig. 3.5, pour plus de détails nous référons le lecteur à Kedzierski et Royer (2005)).

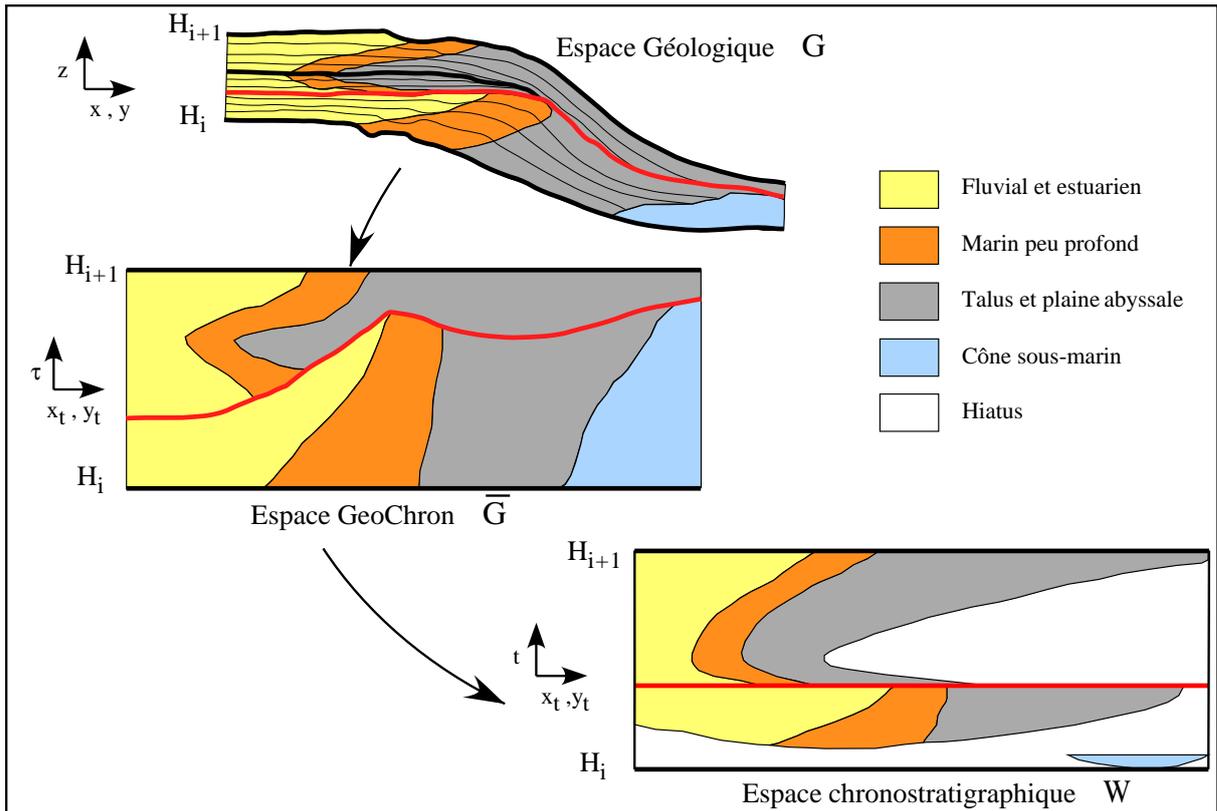


FIG. 3.5 : Espace géologique, espace GeoChron et espace de Wheeler. Pour passer de l'espace géologique à l'espace de Wheeler, une première étape consiste à calculer une paramétrisation GeoChron, puis en conservant les coordonnées de position ( $x_t, y_t$ ) le temps réel est recalculé (modifié d'après Kedzierski et Royer (2005)).

## 3.2 Paramétrisation initiale de la grille réservoir

Le module GeoChron a été développé pour fonctionner sur les maillages constitués de tétraèdres (Moyen, 2005), or de tels maillages sont encore souvent difficiles à construire et il n'existe pas actuellement de fonctions permettant de construire des grilles stratigraphiques à partir de ceux-ci. Avec le souci de rendre NEPTUNE utilisable rapidement et facilement, nous avons donc décidé de reproduire les principes généraux de GeoChron sur les grilles stratigraphiques. La méthode proposée ci-dessous est stable, mais peut dans quelques

cas présenter certaines erreurs numériques. Lorsque les problèmes liés à l'utilisation de maillages à base de tétraèdres seront tous réglés, il sera sans doute préférable d'intégrer le module GeoChron à la place de cette méthode.

### 3.2.1 Paramétrisation en temps relatif $\tau$

Le temps  $\tau$  est interpolé dans GeoChron de façon continue entre les horizons connus. Il peut être comparé de façon simple au paramètre  $w$  d'une grille stratigraphique formée de strates proportionnelles à l'épaisseur totale. Ces propriétés,  $\tau$  et  $w$ , sont continues du mur au toit du réservoir. Dans le processus NEPTUNE en revanche, nous attachons une importance particulière à la discrétisation du temps. Comme la paramétrisation s'effectue dans une grille et que les modélisations de propriétés se font dans une autre grille (dans l'espace de Wheeler), nous tenons à conserver le même nombre de strates pour les deux grilles. Cela simplifie grandement les transferts de propriétés d'une grille à l'autre, puisqu'il s'agit alors de transférer une propriété d'une strate de l'espace de Wheeler à une strate de l'espace géologique. En conséquence, la grille stratigraphique fournie en donnée d'entrée sera transformée pour avoir ce nombre de strates, défini comme paramètre du modèle et induit par le nombre maximum de corrélations faites aux puits. Chaque strate de ces grilles correspond alors à un pas de temps qui sera utilisé par la suite (cf. section 3.4).

### 3.2.2 Paramétrisation spatiale $(x_t, y_t)$

Contrairement à ce qui est fait avec le temps, la paramétrisation horizontale de la grille ne peut pas être directement réutilisée comme coordonnées paléo-géographiques (Fig. 3.1). Il est donc nécessaire de recalculer ces paramètres en faisant abstraction des failles et des bords du modèle. Une méthode pour construire cette paramétrisation consiste à calculer d'abord une paramétrisation initiale  $(x_t, y_t)$  sur un des horizons du modèle – appelé *horizon de référence* – puis à projeter ce résultat en trois dimensions le long de courbes iso-paléo-géographiques définies en première approximation par le gradient de  $\tau$ . Cette méthode est une des méthodes proposées par Rémi Moyen (2005).

Cependant une telle paramétrisation effectuée dans une grille stratigraphique est lourde en temps et en calcul et le résultat obtenu reste approximatif. La paramétrisation de l'horizon nécessite une triangulation de la surface, le calcul du gradient de  $\tau$  passe par le calcul des normales aux horizons, donc par la création de l'ensemble des surfaces triangulées correspondantes ; le transfert de la paramétrisation d'une strate à l'autre demande une interpolation des données notamment pour compléter les bords qui ne sont pas reliés par les lignes iso-paléo-géographiques. Notre but n'est pas de recopier la technologie GeoChron et nous proposons donc d'attendre que celle-ci soit totalement opérationnelle plutôt que de développer un module parallèle effectuant le même travail pour le même résultat.

C'est pourquoi nous avons décidé d'abandonner provisoirement cette méthode pour une méthode moins lourde et plus rapide. Dans cette méthode, les paramètres  $x_t$  et  $y_t$

sont calculés indépendamment l'un de l'autre. L'algorithme utilisé est le suivant :

1. calcul de la longueur moyenne  $\overline{L_U}$  de la grille dans la direction de l'axe  $U$  ;
2. pour chaque rangée de cellules de même indice  $v$  et  $w$ ,
  - (a) calcul de la longueur totale  $L_U$  de la rangée ;
  - (b) pour chaque cellule d'indice  $(i, v, w)$ ,  $i$  variant de 0 à  $nu - 1$ ,
    - calcul de la longueur  $L_i$  de la rangée de cellules situées entre 0 et  $i$  ;
    - $x_t(i, v, w) = \frac{L_i \times \overline{L_U}}{L_U}$ .
3. calcul de la longueur moyenne  $\overline{L_V}$  de la grille dans la direction de l'axe  $V$  ;
4. pour chaque rangée de cellules de même indice  $u$  et  $w$ ,
  - (a) calcul de la longueur totale  $L_V$  de la rangée ;
  - (b) pour chaque cellule d'indice  $(u, j, w)$ ,  $j$  variant de 0 à  $nv - 1$ ,
    - calcul de la longueur  $L_j$  de la rangée de cellules situées entre 0 et  $j$  ;
    - $y_t(u, j, w) = \frac{L_j \times \overline{L_V}}{L_V}$ .

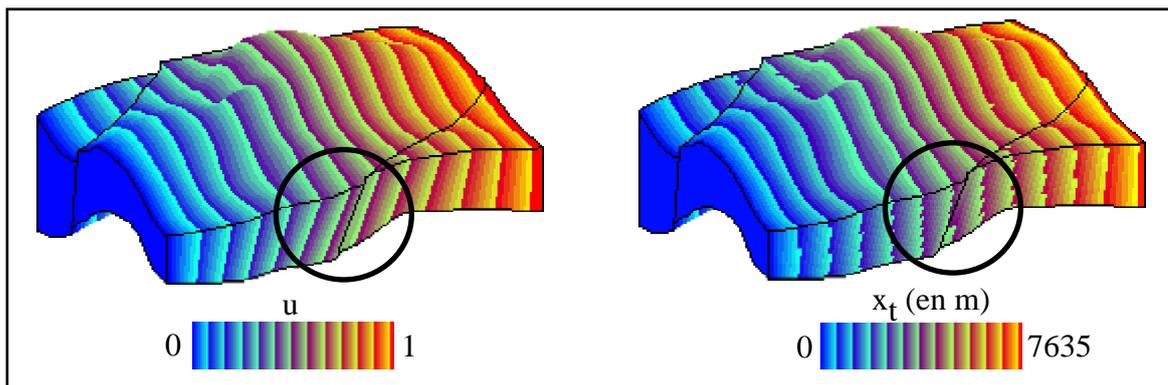


FIG. 3.6 : À gauche, paramétrisation de la grille initiale  $u$ . Notez comme elle est alignée sur les failles. À droite, le paramètre  $x_t$  calculé dans NEPTUNE. Il n'est plus aligné sur les failles, mais reste cependant aligné sur les bords de la grille.

Les paramètres  $x_t$  et  $y_t$  sont calculés indépendamment pour chaque rangée de cellules. Cette méthode de calcul permet d'éliminer l'effet des failles, cependant elle est très dépendante de la construction de la grille. En effet, le résultat est tel que les bords du modèle correspondent à des iso-valeurs de  $x_t$  (compris entre 0 et  $\overline{L_U}$ ) et de  $y_t$  (compris entre 0 et  $\overline{L_V}$ ) (Fig. 3.6). Il est donc préférable lors de la construction de la grille initiale de ne pas faire correspondre les bords du modèle à des failles mais au contraire d'essayer de faire en sorte que ces bords soient alignés sur des paléo-verticales. L'intérêt de cet alignement est d'obtenir une certaine homogénéité des paléo-coordonnées  $(x_t, y_t)$  qui, rappelons-le, sont calculées indépendamment sur chaque rangée de cellules.

Contrairement à la paramétrisation  $(u, v)$  de la grille qui est adimensionnelle, la paramétrisation en  $(x_t, y_t)$  est quasi-conforme (c'est-à-dire que les distances suivant  $x_t$  et

$y_t$  sont conservées). Cela est nécessaire pour pouvoir utiliser les méthodes géostatistiques sans avoir recours à une transformation supplémentaire des données.

### 3.2.3 Création de la grille chronostratigraphique

La plupart des outils géostatistiques fonctionnent sur une grille et utilisent la paramétrisation implicite de cette grille comme coordonnées. La grille stratigraphique sur laquelle nous avons travaillé jusqu'à maintenant peut-être considérée comme le modèle géométrique du réservoir. Cependant, nous ne pouvons pas utiliser directement les fonctions de géostatistiques dans cette grille à cause des distorsions de la paramétrisation dues aux failles (voir section 3.1.2). Nous avons donc décidé de créer en annexe de ce modèle géométrique une grille spécifique à la modélisation des propriétés. Cette grille structurée régulière est construite dans l'espace de Wheeler  $W$ , nous la nommons *grille chronostratigraphique*. Les coordonnées dans cet espace correspondent à la paramétrisation  $(x_t, y_t)$  calculée précédemment et au temps réel  $t$  (Fig. 3.7). Notons qu'à ce stade il n'est pas encore possible de transférer des propriétés de la grille stratigraphique – par exemple des données de puits – vers la grille chronostratigraphique. En effet, le paramètre temps  $t$  n'est pas connu dans la grille stratigraphique, seule une valeur approximative  $\tau$  non corrélée aux puits a été estimée. La fonction permettant le passage de l'espace géologique à l'espace chronostratigraphique n'est pas encore complète.

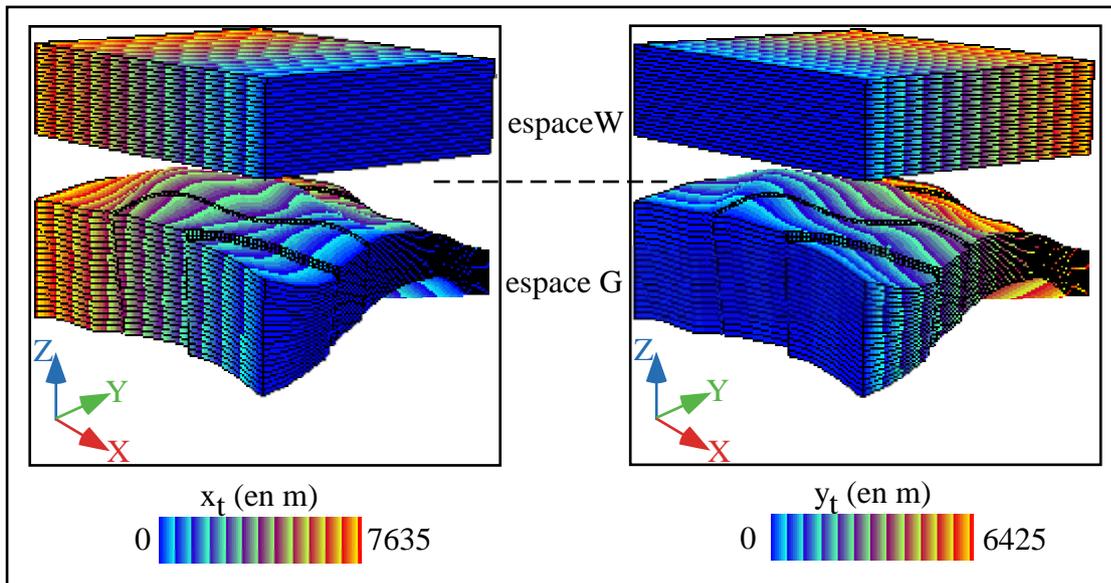


FIG. 3.7 : Création de la grille chronostratigraphique à partir des paramètres  $x_t$  et  $y_t$  calculés. La grille est alignée verticalement dans la caméra 3D de GOCAD à la grille stratigraphique.

Initialement cette grille chronostratigraphique contenait le même nombre vertical de cellules que la grille stratigraphique. Cela permet un passage rapide des propriétés d'une grille à l'autre puisqu'il s'agit alors de transférer les propriétés banc-à-banc. Cependant nous avons constaté que si cela est valable pour les propriétés volumiques (comme le

faciès, la porosité ou la perméabilité), un problème se posait pour les propriétés utilisées dans NEPTUNE telles que la bathymétrie, l'épaisseur de sédiment ou l'accommodation. En effet, ces propriétés sont calculées à des temps donnés, or les volumes correspondent à des intervalles de temps. Il s'agit alors de stocker les propriétés non plus à l'intérieur des cellules, mais sur les surfaces délimitant chaque strate. Nous avons donc rajouté une rangée de cellules à la grille chronostratigraphique, les propriétés dites « volumiques » étant modélisées sur les  $n - 1$  premières couches, les propriétés dites « surfaciques » sur les  $n$  couches.

Du point de vue du positionnement de cette grille dans la caméra 3D de GOCAD, nous n'avons pas voulu séparer physiquement une caméra pour l'espace géologique et une caméra pour l'espace chronostratigraphique. En effet, ayant besoin de positionner par exemple des cartes de bathymétrie dans l'espace chronostratigraphique, nous pensons qu'il est préférable pour l'utilisation que les grilles stratigraphique et chronostratigraphique puissent être superposables en vue de dessus (Fig. 3.7). Cela permet aussi des vérifications sur la paramétrisation et le transfert des données. Nous avons donc fait en sorte que les centres des deux grilles soient alignés sur la même verticale, et que l'orientation des deux grilles soit similaire.

### 3.2.4 Une propriété particulière : l'épaisseur $e$

L'épaisseur transitoire de sédiments  $e(x_t, y_t, t)$  est une propriété importante du modèle puisqu'elle est utilisée pour le calcul de l'accommodation. Cette épaisseur varie au cours du temps, augmentant lorsqu'il y a sédimentation, diminuant en cas d'érosion. Ce que nous observons aujourd'hui est le résultat de cette succession d'épisodes de sédimentation et d'érosion. L'épaisseur finale de sédiments  $E(x_t, y_t, \tau)$  peut être calculée dans l'espace géologique comme étant la distance entre chaque point du modèle et le mur du réservoir, distance calculée le long des courbes iso-paléo-géographiques (Fig. 3.8). Cette fonction croît avec  $\tau$  et correspond au dernier dépôt ayant eu lieu à une altitude donnée. Une relation peut-être établie entre  $\tau$  et  $t$  via l'épaisseur : tout point  $(x_t, y_t, \tau)$  de l'espace géologique se situe à une certaine distance du substratum  $E(x_t, y_t, \tau)$  et correspond donc à un dépôt qui s'est fait à un instant  $t$  tel que (Fig. 3.9) :

$$\forall k > t, e(x_t, y_t, k) > e(x_t, y_t, t) \quad (3.1)$$

$$E(x_t, y_t, \tau) = e(x_t, y_t, t) \quad (3.2)$$

L'équation 3.1 traduit le fait que le dépôt fait à l'instant  $t$  n'a pas été érodé par la suite, l'équation 3.2 que l'épaisseur de sédiments n'a pas changé par la suite (dans un premier temps nous ne tenons pas compte des phénomènes de compaction).

Tout cela suppose que l'épaisseur transitoire  $e(x_t, y_t, t)$  et l'épaisseur finale  $E(x_t, y_t, \tau)$  sont connues. Comme nous l'avons vu précédemment, l'épaisseur finale peut être calculée dans la grille stratigraphique (Fig. 3.8) et donc peut être exportée sur les puits. Après les corrélations entre puits (section 3.3), cette propriété pourra être transférée dans la grille chronostratigraphique avec les autres propriétés des puits et sera extrapolée pour obtenir l'épaisseur transitoire  $e(x_t, y_t, t)$  (section 3.4).

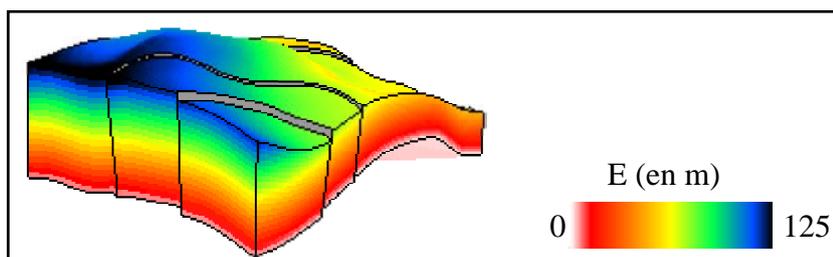


FIG. 3.8 : Épaisseur finale dans la grille stratigraphique. Comme elle est calculée depuis le substratum, cette propriété croît en allant du mur vers le toit du réservoir.

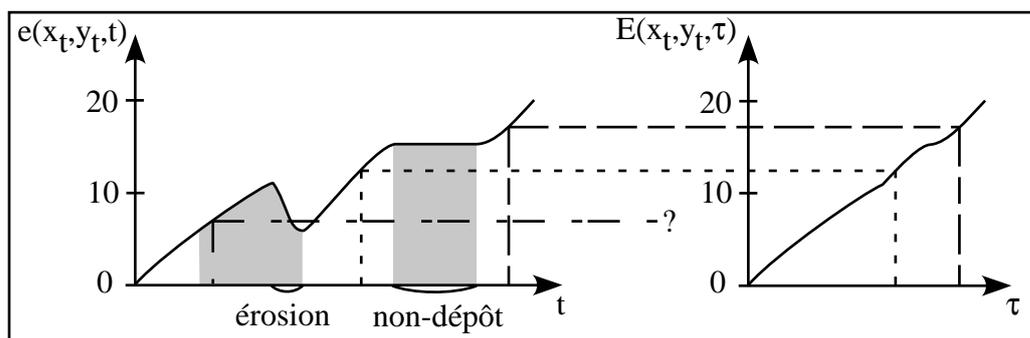


FIG. 3.9 : La relation entre  $t$  et  $\tau$  peut être faite grâce à l'épaisseur. Pour tout  $\tau$  une valeur de  $t$  correspond. Par contre, certaines valeurs de  $t$  peuvent n'être reliées à aucune valeur de  $\tau$  à cause d'épisodes d'érosion ou de non dépôts (zones grisées).

### 3.3 Corrélations de puits

Les bases du module de corrélations des puits dans NEPTUNE ont été posées par Rémi Moyen (2001) pendant un stage de 6 mois effectué à TotalFinaElf. Cette approche était initialement prévue pour des puits verticaux, dans lesquels les données de faciès (et donc de bathymétrie) devaient être complètement définies du mur au toit du réservoir. Une partie du travail de cette thèse a consisté à généraliser ce module pour le rendre accessible à tout type de puits (déviés, traversant une ou plusieurs failles ou dans lesquels les propriétés sont incomplètes).

#### 3.3.1 Espace de corrélations

##### Définition

Le tracé de corrélations entre les puits consiste à faire correspondre les points de chaque puits ayant le même âge géologique. C'est une pratique couramment utilisée en stratigraphie puisqu'elle permet de tester les hypothèses sur les séquences observées en s'assurant de la continuité latérale des strates. Elle permet en outre une bonne extrapolation de la nature des terrains entre deux puits. À la fin de cette étape, la valeur du paramètre  $t$  le long des puits est connue. Plus précisément, le paramètre  $t$  ainsi déterminé est une fonc-

tion continue monotone croissante du VRAI temps géologique  $t^*$  qui ne peut être connu que par différentes méthodes de datation (biostratigraphie, radiochronologie...). Il est ensuite possible de transférer les propriétés des puits dans l'espace chronostratigraphique.

### Implémentation dans NEPTUNE

Du point de vue pratique, le tracé de corrélations entre puits peut difficilement être effectué dans une caméra 3D avec les puits en place. Il faudrait dans ce cas construire un ensemble de surfaces qui rendrait très vite le résultat illisible étant donné le nombre de corrélations tracées (nombre généralement supérieur à la dizaine). Pour éviter ce problème, les puits sont rassemblés dans le même plan dans lequel les corrélations peuvent être représentées par des segments de droite. L'espace plan dans lequel les puits sont placés est appelé « espace de corrélations ».

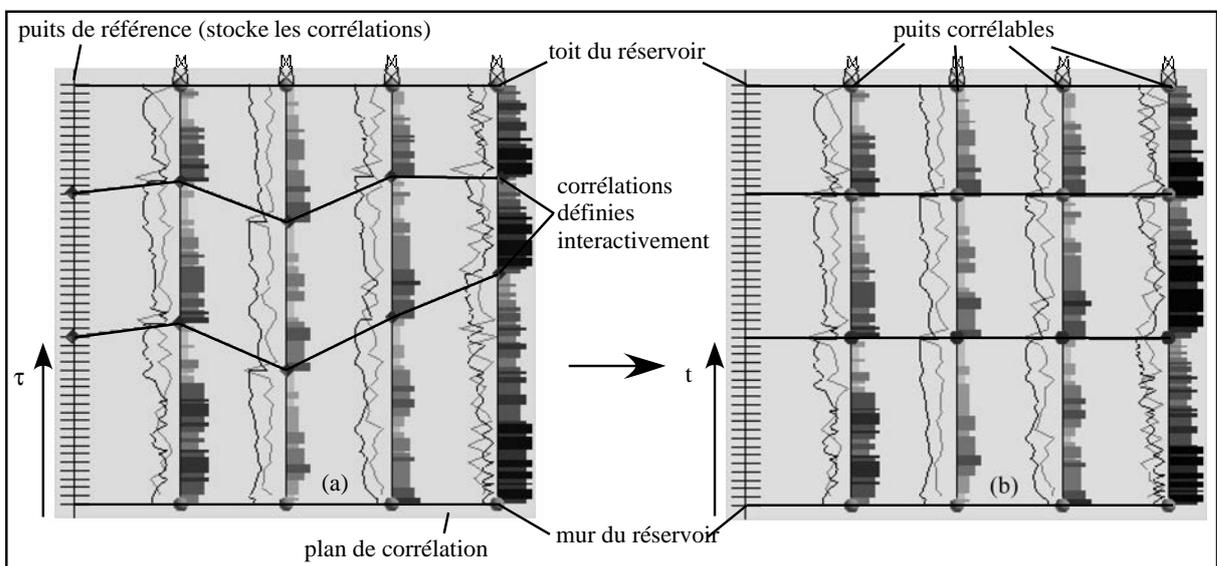


FIG. 3.10 : L'espace de corrélations avant les corrélations (a) et après les corrélations (b). La coordonnée verticale passe de  $\tau$  avant les corrélations à  $t$  après les corrélations.

Dans cet espace, la coordonnée verticale est un temps. Au début des corrélations il s'agit du temps  $\tau$  de la paramétrisation, à la fin du temps géologique  $t$ . À chaque fois qu'une corrélation est fournie, l'échelle verticale des puits est modifiée afin que les points corrélés se retrouvent sur la même ligne horizontale – ligne isochrone. Les corrélations consistent en plusieurs actions interactives qui vont permettre de relier les différents points à corréler entre eux et à un temps  $t$ . Dans NEPTUNE, l'échelle de temps est portée par un puits supplémentaire virtuel qui va servir de structure de données pour les corrélations. Une surface est mise en arrière-plan pour servir de support au pointé : comme nous travaillons toujours dans la fenêtre 3D, elle permet de fixer la profondeur à laquelle se trouve le point sélectionné, et évite donc les effets de parallaxe (Fig. 3.10).

### 3.3.2 Transfert des puits 3D dans l'espace de corrélations

Les puits initialement dans l'espace 3D subissent plusieurs transformations pour être placés dans l'espace de corrélations. La première de ces transformations consiste à découper chaque puits en plusieurs sous-parties dans lesquelles la variation du temps  $\tau$  est monotone et continue. La seconde partie consiste à verticaliser chacune des sous-parties du puits, c'est-à-dire à les transformer de telle sorte que chaque sous-partie apparaisse comme rectiligne et verticale dans l'espace de corrélations.

#### Découpage des puits en sous-parties

Les puits affectés par cette transformation sont les puits qui descendent et remontent dans la stratigraphie (temps non monotone le long de la trajectoire du puits) – noter qu'un puits vertical dans l'espace actuel peut remonter dans la stratigraphie (Fig. 3.11) – et les puits traversant une ou plusieurs failles (temps non continu le long de la trajectoire du puits). Ce découpage utilise la propriété épaisseur  $E$  qui a été calculée en même temps que la paramétrisation de la grille et qui est importée sur les puits. Il suffit alors d'observer la monotonie et la continuité de cette courbe d'épaisseur pour en déduire les sous-parties.

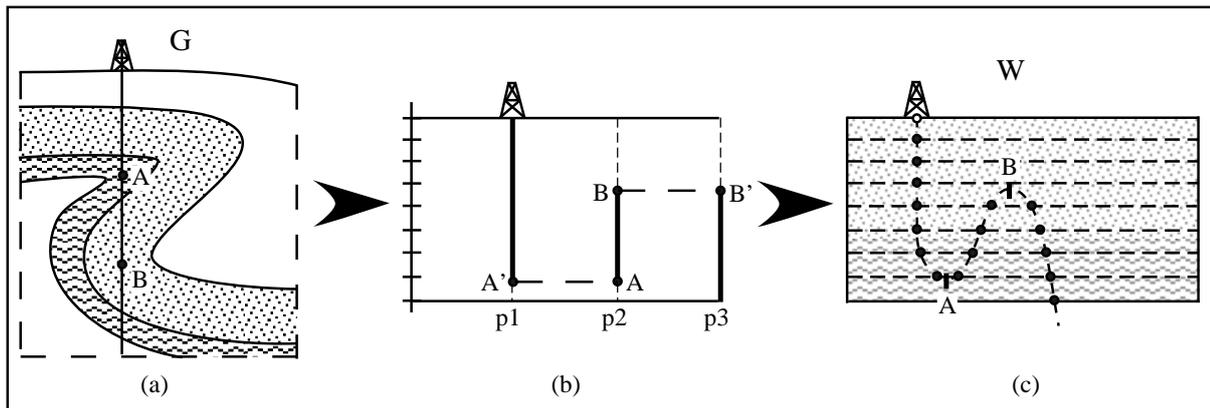


FIG. 3.11 : (a) Puits dans l'espace géologique.

(b) Puits dans l'espace de corrélations. Le puits initial a été découpé en trois sous-parties qui sont automatiquement corrélées entre A et A' et entre B et B'. Le nombre de corrélations est  $n = 9$ .

(c) Données de puits dans la grille chronostratigraphique. Les propriétés sont transférées sous la forme d'un ensemble de points, un point par couche de la grille et par sous-partie. Les  $n - 1$  (8) premières couches stockent les données volumiques et les données surfaciques correspondant aux 8 premiers horizons, la  $n$ -ième ( $9^{\text{ème}}$ ) couche stocke les données surfaciques du toit du réservoir.

Chacune des sous-parties obtenue peut ensuite être considérée comme un puits indépendant. Cependant, il faut noter que dans le cas d'un puits montant et descendant dans la stratigraphie, les sommets et bases de chacune des sous-parties sont obligatoirement corrélées puisqu'il s'agit du même point dans l'espace géologique (Fig. 3.11–b). Des tests

sont donc faits au moment des corrélations pour garder les deux sous-parties au même niveau.

### Verticalisation des puits

Les puits fournis sont souvent déviés du point de vue de la stratigraphie. Afin de pouvoir les visualiser tous sur le même plan au moment des corrélations, nous avons décidé de les verticaliser, c'est-à-dire de les représenter le long d'une ligne verticale. Cette transformation consiste à ne plus prendre en compte les coordonnées  $(x_t, y_t)$ . Une coordonnée arbitraire est choisie pour placer chaque puits dans le plan de corrélations à une position différente (Fig. 3.11–a.b).

### 3.3.3 Transfert des données de puits dans l'espace chronostratigraphique

Les corrélations permettent de construire la paramétrisation en temps  $t$  le long des puits. Une fois celles-ci effectuées, les données de puits peuvent être exportées de l'espace géologique à l'espace chronostratigraphique. Une grille est utilisée pour modéliser les propriétés dans l'espace chronostratigraphique. Cette grille possède un certain nombre de couches  $n$ . Pour des raisons de simplification des calculs lors de la modélisation des propriétés, nous proposons que les données de puits soient transférées dans l'espace chronostratigraphique sous forme d'un ensemble de points, avec, pour chaque puits, un seul point créé par couche de la grille. Comme nous l'avons vu dans la section 3.2.3, deux types de données cohabitent : les données surfaciques et les données volumiques. Le mode de transfert est différent pour ces deux types.

#### Transfert des données surfaciques

Une donnée surfacique est la valeur d'une propriété  $f(t)$  à un instant  $t$  donné. Chaque couche de la grille chronostratigraphique correspond à une corrélation, c'est-à-dire à un instant  $t$  précis. Pour connaître la valeur de la propriété à cet instant au niveau du puits, il suffit donc de lire la valeur de la courbe  $f(t)$  au niveau de la corrélation.

#### Transfert des données volumiques

Une donnée volumique doit être représentative d'une propriété dans un intervalle de temps donné. Il s'agit ici d'un problème de changement d'échelle (*upscaling* en anglais) classique : comment représenter une propriété variable dans un volume fini par une valeur unique attachée à ce volume ? Selon la propriété, la méthode utilisée ne sera pas la même : pour la porosité, une moyenne arithmétique est généralement utilisée ; pour le faciès, le plus fréquent peut être choisi, mais il est aussi possible de choisir le faciès au centre de la cellule. Plusieurs méthodes sont proposées dans NEPTUNE, reprises en grande partie des méthodes proposées par GOCAD, dépendant du type de propriété (continue, comme la porosité, ou catégorique, comme le faciès) (voir Tab. 3.1).

NOM DE LA MÉTHODE	Propriété Continue	Propriété Catégorique	DESCRIPTIF
Center Value	X	X	Valeur interpolée au centre de la cellule
Nearest To Center	X	X	Valeur du point de donnée le plus proche du centre de la cellule
Minimum	X	X	Valeur minimale observée dans la cellule
Maximum	X	X	Valeur maximale observée dans la cellule
Most Probable		X	Valeur la plus fréquente dans la cellule
Power Average ( $\omega = ?$ )	X		Moyenne calculée selon une loi puissance de facteur $\omega$ .
Harmonic Average ( $\omega = -1$ )	X		Moyenne harmonique
Geometric Average ( $\omega = 0$ )	X		Moyenne géométrique
Arithmetic Average ( $\omega = 1$ )	X		Moyenne arithmétique

TAB. 3.1 : Les différentes méthodes de changements d'échelle proposées pour le passage des données de puits dans la grille chronostratigraphique.

## 3.4 Modélisation de l'épaisseur des couches

L'épaisseur fait partie des propriétés que nous avons qualifiées précédemment de « surfaciques » (section 3.2.3). Dans la grille chronostratigraphique, elle sera donc représentée sur les  $n$  couches, étant nulle sur la couche correspondant à l'horizon de référence. Nous avons distingué dans la section 3.2.4 deux types d'épaisseurs différentes : l'épaisseur transitoire et l'épaisseur finale. L'épaisseur finale est une fonction de la position dans l'espace géologique, elle est calculée dans la grille stratigraphique. En revanche l'épaisseur transitoire, qui est une fonction du temps  $t$ , ne peut être estimée que le long des puits corrélés (Fig. 3.9) : à ce stade, le temps  $t$  n'est connu que sur les puits. Nous décrivons ici comment cette épaisseur est extrapolée dans la grille chronostratigraphique.

### 3.4.1 Extrapolation des données de puits

#### Simulation de l'épaisseur

La méthode généralement utilisée pour extrapoler l'épaisseur transitoire à partir des données de puits dans la grille chronostratigraphique est la Simulation Gaussienne Séquentielle (SGS). Le variogramme utilisé pour cela est le plus souvent de type gaussien afin d'obtenir des variations d'épaisseurs relativement lisses dans l'espace. Cette simulation est faite en deux dimensions, couche par couche dans la grille. En effet, nous considérons que l'épaisseur de chaque couche est indépendante de celle des couches du dessus ou du dessous ; en d'autres termes, il n'y a pas de corrélation verticale de l'épaisseur dans notre modèle.

Par ailleurs, l'épaisseur transitoire  $e(x_t, y_t, t)$  ne peut pas être directement simulée car il s'agit d'une épaisseur cumulée depuis la surface de référence ; les statistiques calculées pour chaque couche reflètent la variabilité du taux de sédimentation sur l'ensemble des couches et ne peuvent pas être utilisées pour définir la distribution d'épaisseur à simuler (Fig. 3.12-a).

Nous avons donc adopté une méthode différente, qui consiste à simuler la variation d'épaisseur par pas de temps :

$$e_i(x_t, y_t) = e(x_t, y_t, t_i) - e(x_t, y_t, t_{i-1}) \quad (3.3)$$

où le temps  $t_i$  est celui de l'horizon  $i$  du modèle chronostratigraphique. Cependant la propriété  $e_i(x_t, y_t)$  ne peut être calculée sur les puits qu'à la condition que  $e(x_t, y_t, t_{i-1})$  y soit connue. Pour cela, il existe deux possibilités :

- soit le puits est vertical dans l'espace chronostratigraphique, auquel cas  $e(x_t, y_t, t_{i-1})$  est défini sur le puits et  $e_i(x_t, y_t)$  peut y être directement calculé. Cette hypothèse était celle qui restreignait les précédentes versions de NEPTUNE au cas des puits verticaux dans des réservoirs peu déformés ;
- soit l'épaisseur des  $(i-1)^{\text{ème}}$  premières strates a été simulée, auquel cas  $e(x_t, y_t, t_{i-1})$  est connue dans la grille et  $e_i(x_t, y_t)$  peut être calculé sur le puits quel qu'il soit. C'est ce cas, plus général que le précédent, que nous avons développé.

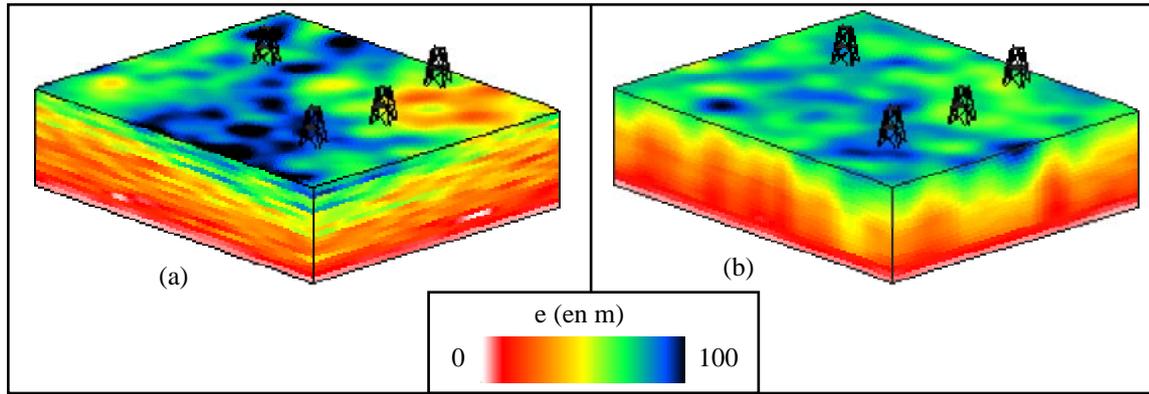


FIG. 3.12 : Simulation de l'épaisseur dans la grille chronostratigraphique :  
 (a) Résultat obtenu par simulation directe de l'épaisseur transitoire (statistiques et simulations faites couche par couche). Notez la variabilité invraisemblable de la propriété (notamment le long de la même verticale).  
 (b) Résultat obtenu par simulation de la variation d'épaisseur au niveau de chaque strate. Le résultat est beaucoup plus cohérent du point de vue géologique.

L'algorithme de simulation de l'épaisseur que nous proposons est le suivant :

1. initialisation de  $e$  à 0 sur l'horizon  $k$  (horizon de référence) ;
2. pour  $i$  variant de  $k + 1$  à  $n$  ( $n$  est le nombre de strates du modèle),
  - (a) calcul des contraintes  $e_i^*$  aux puits pour la simulation de  $e_i$  :

$$e_i^*(x_t, y_t) = e^*(x_t, y_t, t_i) - e(x_t, y_t, t_{i-1})$$

- (b) simulation de  $e_i$  ;
- (c) calcul de l'épaisseur transitoire  $e$  sur l'horizon  $i$  :

$$e(x_t, y_t, t_i) = e(x_t, y_t, t_{i-1}) + e_i(x_t, y_t)$$

3. pour  $j$  variant de  $k - 1$  à 0,
  - (a) calcul des contraintes  $e_j^*$  aux puits pour la simulation de  $e_j$  :

$$e_j^*(x_t, y_t) = e(x_t, y_t, t_{j+1}) - e^*(x_t, y_t, t_j)$$

- (b) simulation de  $e_j$  ;
- (c) calcul de l'épaisseur transitoire  $e$  sur l'horizon  $j$  :

$$e(x_t, y_t, t_j) = e(x_t, y_t, t_{j+1}) - e_j(x_t, y_t)$$

Les formules pour la simulation des épaisseurs au-dessus et au-dessous de l'horizon de référence sont inversées pour permettre une interprétation simplifiée de  $e_i$  :  $e_i$  sera positif en cas de sédimentation, négatif en cas d'érosion. Cela permet dans certains cas de

contraindre la distribution des épaisseurs de chaque strate. Cependant, comme la distribution utilisée est la même pour toutes les strates, cela implique qu'il y ait dès le départ une volonté d'homogénéité dans les épaisseurs de strates (à prendre en compte dès les corrélations).

Il est possible de contraindre la simulation de chaque strate avec une distribution différente des épaisseurs. Pour cela, il faut lancer les simulations par région, où chaque strate est définie comme une région du modèle. Attention, il est nécessaire de faire la simulation de chacune des strates dans l'ordre à partir de l'horizon de référence pour permettre le calcul des contraintes (étapes 2a et 3a de l'algorithme).

### Correction de l'épaisseur

L'épaisseur totale du réservoir  $e(x_t, y_t, t_n)$  simulée par SGS n'est jamais égale à l'épaisseur finale observée sur le terrain  $E(x_t, y_t, \tau_n)$ . Deux possibilités s'offrent à nous (Fig. 3.13) :

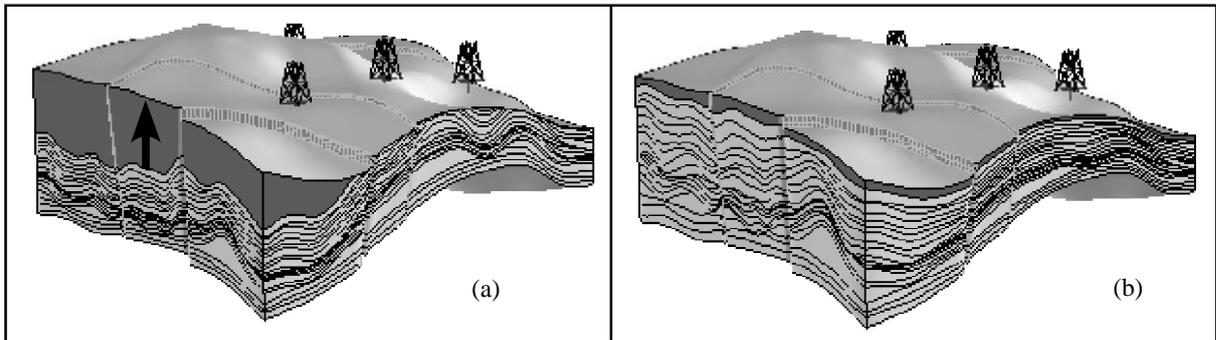


FIG. 3.13 : Correction de l'épaisseur avec l'épaisseur totale du réservoir chronostratigraphique :  
 (a) Seule l'épaisseur de la dernière strate est modifiée. À cause de la variation latérale d'épaisseur, le résultat est peu crédible ;  
 (b) Toutes les strates sont modifiées de façon proportionnelle.

- soit nous considérons que l'ensemble des simulations est correct, et que seule l'épaisseur  $e(x_t, y_t, t_n)$  simulée sur l'horizon  $n$  doit être corrigée. Cette correction est très simple à effectuer, cependant le résultat est très moyen : la stratigraphie obtenue est assez homogène dans l'ensemble, sauf pour la dernière strate qui est très peu corrélée au reste du modèle (Fig. 3.13-a) ;
- soit nous modifions globalement le résultat pour garder une homogénéité complète dans le modèle. Pour cela, la correction est faite colonne par colonne en appliquant un facteur multiplicateur  $\alpha$  à chaque épaisseur de strate tel que la somme finale soit

égale à l'épaisseur totale recherchée (Fig. 3.13–b). L'algorithme utilisé est le suivant :

- pour chaque colonne  $uv$  de la grille chronostratigraphique
- extraction des rangées de cellules délimitées par deux cellules  $i$  et  $j$  où l'épaisseur est contrainte (puits, carte ou horizon de référence) ;
- pour chaque rangée extraite comprise entre la cellule  $i$  et la cellule  $j$ 
  1. calcul de la variation d'épaisseur  $\Delta e1 = e(j) - e^*(i)$  entre les deux cellules extrêmes ;
  2. calcul de la variation d'épaisseur  $\Delta e2 = e^*(j) - e^*(i)$  nécessaire pour retrouver la valeur contrainte d'épaisseur  $e^*(j)$  ;
  3. calcul du terme correctif  $\alpha = \frac{\Delta e2}{\Delta e1}$  (si le facteur  $\alpha$  calculé est négatif, c'est que l'épaisseur totale simulée est négative. Dans ce cas, il ne faut pas utiliser ce terme qui inverse l'épaisseur des couches : les couches avec des épaisseurs simulées fortement négatives (forte érosion) se retrouveraient très épaisses, alors que les couches à épaisseurs positives se retrouveraient comme étant érosives. Il est donc préférable de vérifier les paramètres et relancer une simulation) ;
  4. pour  $k$  compris entre  $i + 1$  et  $j$ ,  $e(k) = e(k) \times \alpha$

Nous avons bien entendu retenu la seconde possibilité qui est beaucoup plus homogène que la première, puisqu'elle suppose qu'il s'agit du cumul d'erreurs de faible amplitude faite sur l'ensemble des strates. Au contraire, la première solution suppose qu'il s'agit d'une erreur de forte amplitude faite sur la dernière strate, alors qu'elle peut aussi bien avoir été faite sur n'importe quelle autre strate.

L'algorithme présenté ci-dessus peut être utilisé dans le cas où plusieurs surfaces intermédiaires sont observées par la sismique, si le réservoir est suffisamment épais par rapport à la résolution sismique. Il suffit alors de considérer les épaisseurs intermédiaires fournies via ces surfaces comme contraintes dans l'algorithme.

### 3.4.2 Prise en compte des phénomènes d'érosions

Nous avons parlé dans la section précédente de la possibilité d'obtenir des épaisseurs négatives. En effet, lors de la simulation des épaisseurs de chaque strate, aucune borne inférieure n'est fixée pour cette propriété. En conséquence, des valeurs inférieures à zéro peuvent être obtenues. Une correction était alors généralement apportée dans NEPTUNE : une coupure était faite, remettant toutes les épaisseurs négatives à zéro. Mais ce procédé soulève deux problèmes :

- l'épaisseur ainsi obtenue ne présente plus de continuité  $\mathcal{C}^1$  (continuité de la dérivée), ce qui signifie que la bathymétrie finale n'aura pas non plus cette continuité : la paléo-topographie obtenue présentera des ruptures de pentes (Fig. 3.14–b) ;
- les phénomènes possibles d'érosion ne sont pas pris en compte.

Nous proposons donc de réintroduire ces valeurs négatives afin de pouvoir tenir compte de l'érosion. Cependant, l'utilisation de valeurs négatives d'épaisseur ne permet pas tout :

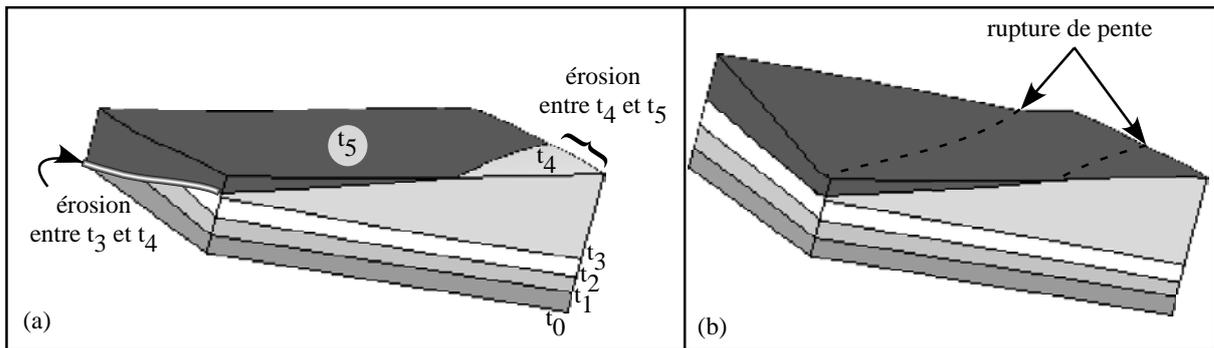


FIG. 3.14 : Utilisation des « épaisseurs négatives ». Chaque couche correspond à l'ensemble des dépôts qui se sont déposés dans le même intervalle de temps. Dans le premier cas (a), les épaisseurs négatives sont utilisées pour représenter l'érosion des strates sous-jacentes à la place de sédimentation. Dans le second cas (b), les épaisseurs négatives sont considérées comme des non-dépôts. Dans ce cas, une rupture de pente apparaît (celle de gauche est la répercussion de la quatrième strate ( $t_3 \rightarrow t_4$ ), celle de droite de la cinquième ( $t_4 \rightarrow t_5$ )).

pendant un pas de temps, l'évolution de l'épaisseur est définie par une seule valeur, positive ou négative. Il n'est donc pas possible de considérer le cas où un dépôt érosif (par exemple de type turbiditique) se dépose instantanément (à l'échelle du pas de temps) après l'érosion du support (Fig. 3.14–a). De plus, dans certains cas il sera peut-être nécessaire de conserver l'ancienne méthode utilisant les coupures (pour la formation de « downlaps<sup>12</sup> » ou d'« onlaps<sup>13</sup> »).

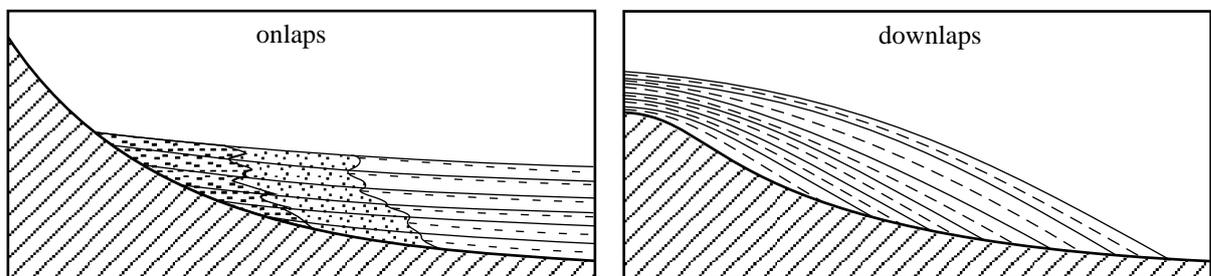


FIG. 3.15 : Downlap et Onlap (d'après Foucault et Raoult (1995)). Ces deux types de figures sédimentaires peuvent être obtenus en réduisant à zéro les épaisseurs négatives dans NEPTUNE.

Du point de vue des données de puits, il est généralement très difficile d'estimer l'épaisseur de sédiments érodés par une surface d'érosion observée au niveau des puits. De même, la bathymétrie peut difficilement être calculée sur des strates qui n'existent plus actuellement. Lors du passage des données d'un puits corrélé vers la grille chronostratigraphique,

<sup>12</sup>**Downlap** : Dispositif sédimentaire où, en descendant une pente sous-marine, les couches les plus récentes débordent les plus anciennes. Il s'explique par une progradation des couches pendant une période de stabilité du niveau marin (Fig. 3.15–b, p.41).

<sup>13</sup>**Onlap** : Dispositif sédimentaire où, en montant une pente, les couches les plus récentes débordent les plus anciennes. Ce dispositif s'explique par une montée du niveau marin (Fig. 3.15–a, p.41).

l'échantillonnage aux puits est supposé continu dans le temps : une zone de non-dépôt (épaisseur nulle) sera corrélée exactement de la même façon qu'une surface d'érosion (épaisseur négative). Il est donc nécessaire de pouvoir faire la distinction entre les deux cas. Plutôt que de demander pour chaque corrélation d'épaisseur nulle s'il s'agit d'une surface d'érosion ou de non-dépôt, nous conseillons de supprimer manuellement les points de données qui ont été automatiquement créés par le logiciel au niveau de ces strates résiduelles.

Mais dans ce cas, une remarque peut être faite quant à l'absence totale de données sur une couche particulière : c'est par exemple le cas avec une surface d'érosion majeure qui se retrouve sur tous les puits ; la couche de dépôt située en-dessous de la couche érosive ne sera renseignée ni en épaisseur, ni en bathymétrie. La seule contrainte pouvant être posée pour la simulation est l'épaisseur minimale devant être simulée qui est l'épaisseur résiduelle après érosion observée sur les puits. Pour la bathymétrie, une correction devrait donc être apportée en conséquence à partir des valeurs intermédiaires calculées sur la couche résiduelle.

Cette partie concernant la prise en compte de l'érosion n'a pas été plus développée au cours de cette thèse. Il s'agit d'un sujet important qui devrait être repris de façon rigoureuse dans des développements futurs.

### 3.4.3 Transformation géométrique de la grille réservoir

Une fois que les épaisseurs ont été simulées et corrigées dans la grille chronostratigraphique, elles sont utilisées pour transformer la grille stratigraphique. La grille stratigraphique était initialement construite avec des couches d'épaisseurs proportionnelles à l'épaisseur totale (Fig. 3.2) ; ce résultat ne correspond pas aux strates géologiques et il n'y a donc pas de relation directe entre une couche de la grille chronostratigraphique ( $W$ ) et une couche de la grille stratigraphique ( $G$ ). La grille  $G$  est une grille à propriété centrée dans la cellule, alors que l'épaisseur simulée  $e(x_t, y_t, t)$  correspond à la distance de chaque surface délimitant les cellules avec l'horizon de référence. Nous recalculons donc l'épaisseur de chaque couche  $e_i^*(x_t, y_t)$  – voir algorithme p.38 – que nous transformons pour éliminer les parties érodées. Pour cela, il suffit de soustraire la valeur absolue des épaisseurs négatives de l'épaisseur des couches situées directement en-dessous. L'épaisseur  $e_i^*(x_t, y_t)$  peut alors être transférée dans chaque couche de la grille  $G$  ; il s'agit ensuite de modifier la géométrie des couches pour qu'elles reflètent cette épaisseur.

La modification de la géométrie de la grille passe par le déplacement des nœuds situés aux huit sommets de chaque cellule hexaédrique. Les surfaces du toit et du mur du réservoir étant fixées, il suffit de déplacer l'ensemble des nœuds le long des fibres verticales en utilisant l'épaisseur simulée rapportée à l'épaisseur totale du réservoir (Fig. 3.16). Comme l'épaisseur est stockée au niveau des cellules, et non des nœuds, une moyenne est faite pour chaque arête en utilisant les quatre cellules adjacentes. Ce nombre peut être réduit si les arêtes sont scindées par des failles. Dans ce cas, seules les épaisseurs contenues dans le même bloc faillé seront utilisées.

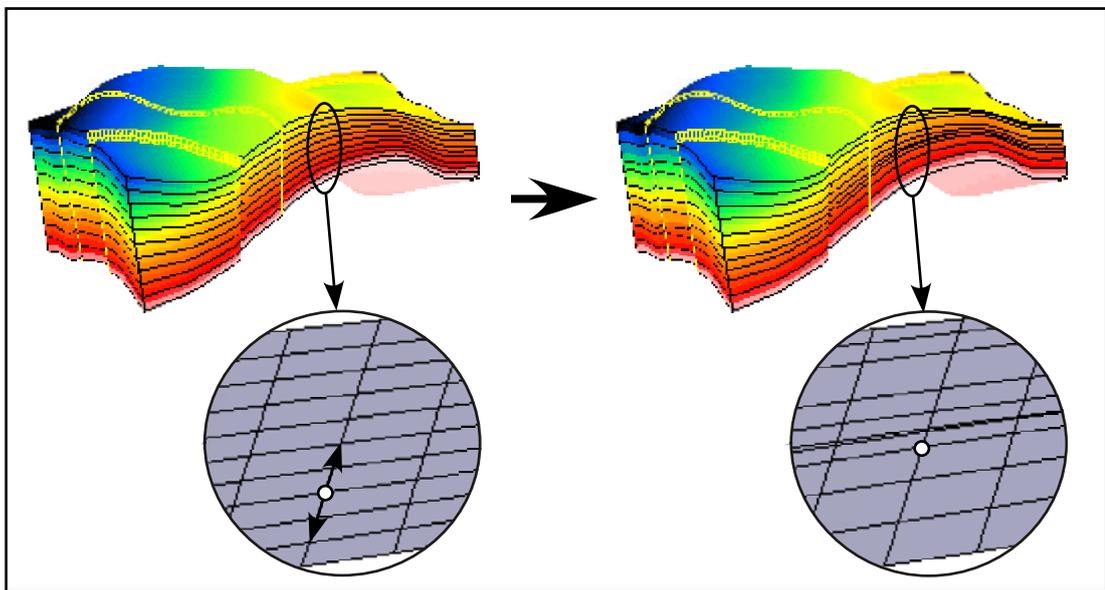


FIG. 3.16 : Transformation géométrique de la grille stratigraphique. Les couches sont initialement proportionnelles à l'épaisseur totale. En déplaçant les nœuds le long des fibres verticales, il est possible d'obtenir une grille réellement stratigraphique avec des couches correspondant aux isochrones.



# Chapitre 4

## Modélisation des propriétés

### 4.1 La relation bathymétrie/faciès

L'hypothèse d'une relation forte entre la bathymétrie de dépôt et les faciès est un des fondements de NEPTUNE (section 2.2). Dans un premier temps cette relation permet de créer la courbe de bathymétrie le long des puits à partir du faciès : connaissant la distribution de bathymétrie en fonction du faciès (c'est-à-dire la probabilité  $P(B \leq b/F = f_i)$ ), il est possible de déduire les valeurs de bathymétrie les plus probables et de les utiliser comme valeurs cibles pour l'interpolateur DSI (section 4.2). Ces distributions sont définies sommairement par des sédimentologues. Il s'agit la plupart du temps d'un minimum et d'un maximum de profondeur d'eau à laquelle se dépose chaque type de sédiment (Fig. 4.1). Elles sont alors interprétées en terme de distribution probabiliste (loi uniforme, loi gaussienne, loi triangulaire...) sous GOCAD (Fig. 4.2).

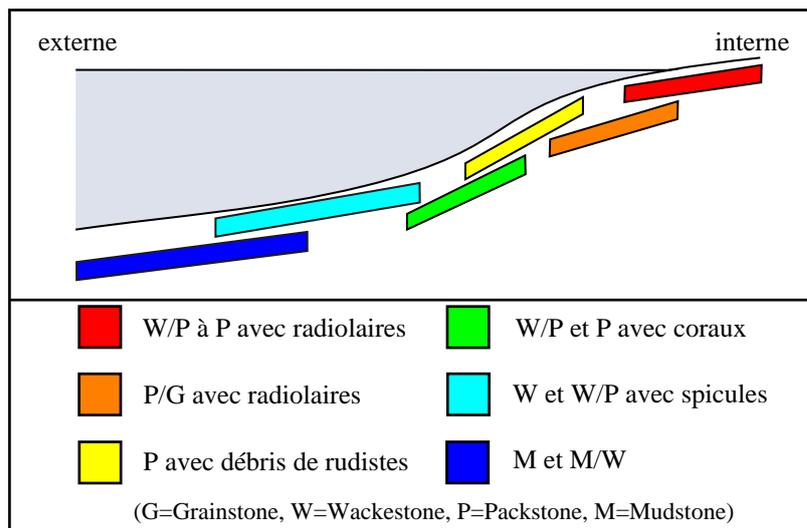


FIG. 4.1 : *Modèle sédimentologique : chaque faciès est replacé dans son contexte de dépôt (voir annexe C pour les termes de classification de faciès utilisés).*

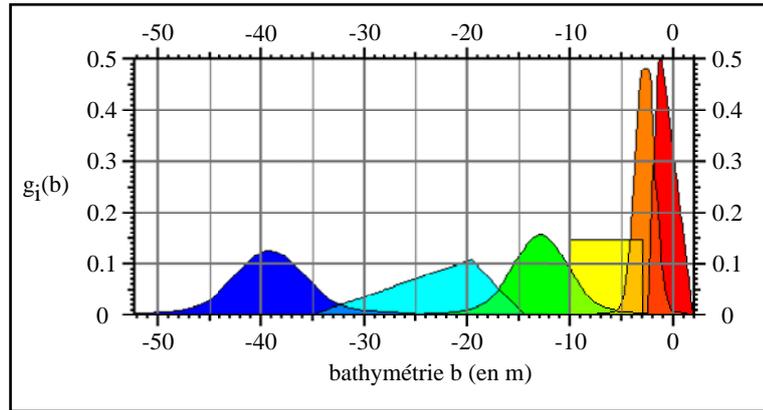


FIG. 4.2 : Densité de répartition de la bathymétrie définie pour chaque faciès. Les couleurs utilisées sont les mêmes que celles de la figure 4.1.

Dans un deuxième temps, ces probabilités sont inversées pour en déduire en tout point de l'espace géologique la probabilité d'occurrence de chaque faciès connaissant la bathymétrie (c'est-à-dire  $P(F = f_i/B = b)$ ). Ces probabilités (appelées aussi proportions) sont alors utilisées pour contraindre la simulation de faciès. Pour faire cette inversion, la probabilité a priori d'apparition de chaque faciès  $P(F = f_i)$  doit être définie. Nous proposons dans la section 4.5 une méthode pour estimer celle-ci à partir des données de puits. L'inversion repose sur la formule de Bayes des probabilités conditionnelles, qui est la suivante<sup>14</sup> :

$$P(F = f_i/B = b) = \frac{P(B = b/F = f_i) \cdot P(F = f_i)}{P(B = b)} = \frac{g_i(b) \cdot P(F = f_i)}{g(b)} \quad (4.1)$$

où  $g$  est la densité de répartition de la bathymétrie et  $g_i$  est la densité de répartition de la bathymétrie sachant que le faciès est  $f_i$ . En pratique, si tous les faciès sont définis dans le modèle, nous devrions obtenir

$$\sum_{i=1}^n P(F = f_i/B = b) = 1$$

Ce n'est généralement pas le cas à cause des approximations du modèle, et une correction est effectuée pour avoir une somme égale à 1.

## 4.2 Calcul de la bathymétrie le long des puits

### 4.2.1 Utilisation de l'interpolateur DSI

La construction de la courbe de bathymétrie est la première étape dans la modélisation des faciès sous NEPTUNE. Les prémices d'un outil d'édition de courbe ont été développées

<sup>14</sup>En toute rigueur, nous devrions écrire  $B \in [b; b + db[$  à la place de  $B = b$ . Cependant, pour une question de simplification d'écriture, nous avons adopté cette dernière notation

par Grégory Gaziglia (2001). Cependant, la méthode alors proposée était tributaire de l'action de l'utilisateur qui devait éditer la courbe à la main. Notre but est de développer une méthode automatique d'estimation de la bathymétrie, sans avoir recours à une action manuelle. Ceci est nécessaire pour pouvoir utiliser NEPTUNE dans un processus de multi-réalisation.

La bathymétrie est calculée le long des puits en utilisant les données de faciès, obtenues soit par carottes, soit par l'analyse de diagraphies. À partir de ces faciès, des sédimentologues doivent définir un modèle de bathymétrie de dépôt (Fig. 4.1). Les distributions de bathymétrie pour chaque faciès (Fig. 4.2) sont les principales données pour le calcul de la courbe. Toutefois d'autres informations que celles fournies par les distributions peuvent être connues. Ces informations sur la courbe sont de deux types :

1. **Topologique** : une surface d'érosion provoquera une discontinuité de la courbe de bathymétrie ; les deux parties ainsi définies de part et d'autre de cette discontinuité pourront être traitées indépendamment.
2. **Numérique** : dans le cas d'une émergence, il n'y a pas de dépôt. Cependant, l'analyse de l'épaisseur de sédiments ayant subi une altération due à cette émergence peut permettre de remonter à la paléo-altitude de la zone émergée, qui peut être alors utilisée pour contraindre la construction de la courbe.

Les deux contraintes numériques (respect des distributions et données additionnelles) et la nécessité d'obtenir une courbe relativement lisse nous ont amenés à utiliser l'interpolateur DSI (Mallet, 1992, 2002)(voir aussi l'annexe A). Une première implémentation basée sur DSI a été faite en 2002 (Leflon, 2002). Cette méthode utilisait la méthode itérative du DSI et était lente et peu pratique (un nombre d'itérations devait nécessairement être fourni). Une nouvelle implémentation, utilisant la résolution matricielle du DSI proposée par Jean-Laurent Mallet (1992) et réintroduite dans GOCAD parallèlement à ces travaux (Muron *et al.*, 2005), a donc été effectuée.

## 4.2.2 Modèle topologique

Le modèle utilisé pour l'interpolation de la bathymétrie est constitué d'une ou plusieurs courbes. Chaque nœud du modèle aura au plus deux voisins. Lorsque des discontinuités sont définies – par exemple en utilisant des marqueurs sur les puits – la courbe est coupée en deux parties afin d'éviter l'influence de la rugosité à ce niveau (Fig. 4.3). Lors de la création de la courbe, nous faisons en sorte qu'il y ait au moins un nœud pour chaque banc (même faciès) observé sur le puits. Si un faciès n'est pas défini ou si aucune distribution de bathymétrie n'est donnée pour un faciès, la courbe présentera une discontinuité : nous préférons ne pas avoir de résultat localement plutôt que d'en obtenir de faux par interpolation de la courbe de bathymétrie. Du point de vue numérique, la bathymétrie est initialisée à la valeur moyenne de la distribution associée au faciès (Fig. 4.3).

La méthode d'interpolation DSI est basée sur la topologie de la courbe et non sur la géométrie. Cela signifie que le calcul de la rugosité, utilisée avec DSI, se fait à partir d'un voisinage défini en terme de nœuds voisins et non en terme de distance. En conséquence, le résultat de l'interpolation sur une courbe construite avec un grand nombre de nœuds

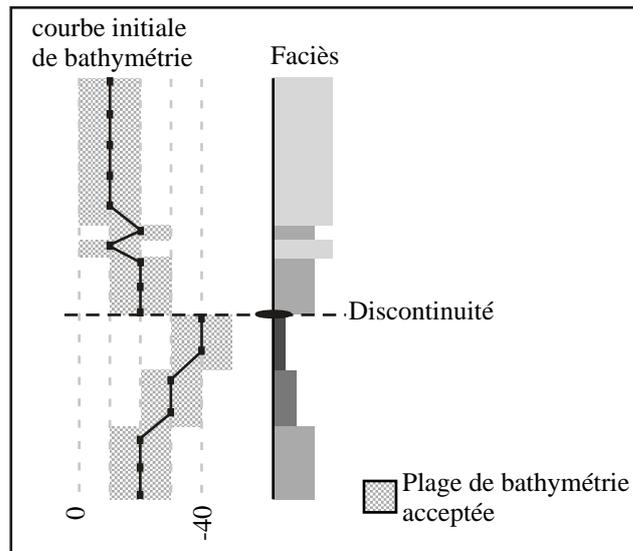


FIG. 4.3 : Modèle topologique et numérique de la courbe de bathymétrie initiale (courbe noire à gauche). La courbe est coupée au niveau d'une discontinuité stratigraphique. La bathymétrie est initialisée à la valeur moyenne de la distribution de bathymétrie associée à chaque faciès.

sera beaucoup moins lisse que celui sur la même courbe construite avec moins de nœuds (Fig. 4.4–a). La rugosité est pondérée par rapport aux contraintes souples par l'intermédiaire du facteur d'ajustement (*fitting factor*)  $\phi$  (cf. Annexe A). Plus ce facteur est grand, plus les contraintes ont de l'importance par rapport à la rugosité. Pour obtenir un résultat équivalent quelle que soit la densité  $d_t$  de points dans la courbe, il faut augmenter le facteur d'ajustement lorsque la densité de nœuds diminue.

Afin d'éviter de devoir redéfinir le facteur d'ajustement  $\phi$  à chaque fois que la densité de la courbe  $d_t$  (mesurée en nombre de nœuds par unité de longueur) est changée, nous avons défini un facteur de lissage (*smoothness*)  $\zeta$  qui est utilisé pour calculer automatiquement le facteur d'ajustement (*fitting factor*)  $\phi$  en fonction de la densité de points  $d_t$  (Fig. 4.4–b). Pour plus de détails sur le calcul du paramètre  $\phi$ , nous invitons le lecteur à se reporter à l'annexe B. Ce facteur  $\zeta$  correspond à une distance de corrélation, rapportée à la longueur du puits. Il est donné sous forme d'un nombre  $\zeta_i$  compris entre 0 et 1000, correspondant à une distance de corrélation égale à  $\frac{\zeta_i}{1000}$  fois la longueur du puits. Plus ce facteur sera grand, plus la courbe sera lisse (Fig. 4.5).

### 4.2.3 Contraintes utilisées

Pour utiliser l'interpolateur DSI sur des distributions, des contraintes non-linéaires avaient été précédemment implémentées en suivant la méthode proposée par Jean-Laurent Mallet (Mallet, 2002; Leflon, 2002). Cependant, de telles contraintes sont dynamiques, c'est-à-dire que la valeur cible dépend de la valeur obtenue à chaque itération. Ce type de contrainte est incompatible avec la version matricielle, et nous avons donc dû les supprimer. En conséquence, seules trois contraintes sont maintenant utilisées pour l'interpolation

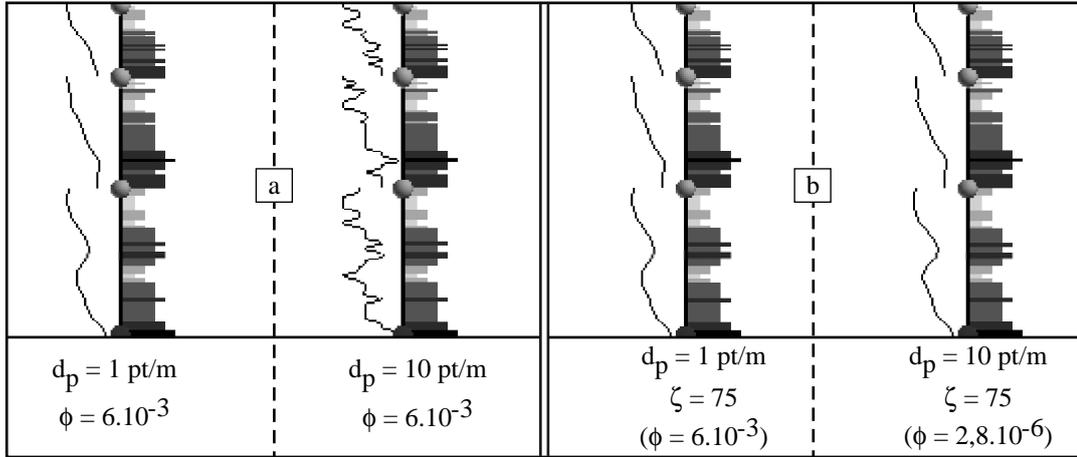


FIG. 4.4 : Facteur d'ajustement et facteur de lissage en fonction de la densité de nœuds. En utilisant le même facteur d'ajustement (fitting factor) pour l'interpolation de courbes dont la densité de points est différente, le résultat sera beaucoup plus lisse pour la courbe ayant une densité de points plus faible (a). Le facteur de lissage (smoothness) que nous introduisons permet d'obtenir un résultat équivalent avec les deux courbes en recalculant le facteur d'ajustement adéquat.

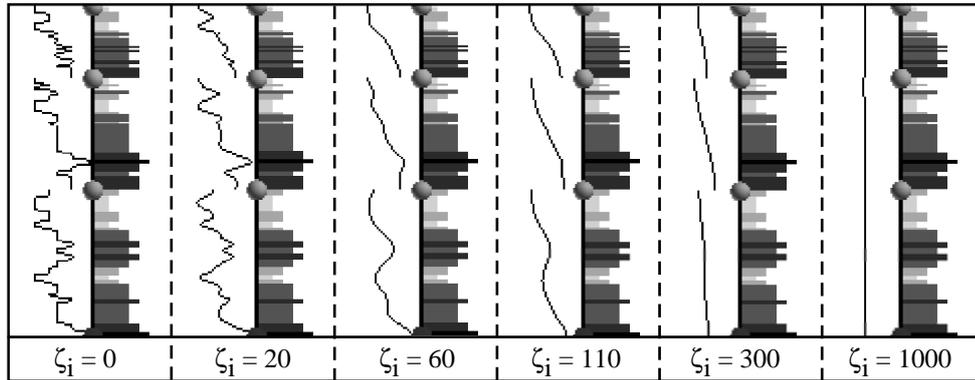


FIG. 4.5 : Résolution de la courbe en fonction du facteur de lissage  $\zeta_i$ .

de la courbe, la première permet de respecter l'intervalle de bathymétrie autorisé, la seconde d'approcher la bathymétrie des valeurs les plus probables, la dernière de fixer la bathymétrie à une valeur définie comme valeur sûre.

### Contraintes d'inégalité

En chaque nœud  $\alpha$ , les valeurs minimale  $m_b(\alpha)$  et maximale  $M_b(\alpha)$  de la bathymétrie sont définies par le biais des distributions. La valeur  $\varphi(\alpha)$  interpolée en ce nœud doit être rigoureusement comprise entre ces valeurs.

$$\begin{aligned} \varphi(\alpha) &> m_b(\alpha) \\ \varphi(\alpha) &< M_b(\alpha) \end{aligned} \quad (4.2)$$

Cependant, les contraintes d'inégalité ne sont pas suffisantes. En effet, si les intervalles définis pour chaque faciès présente une partie commune, le résultat obtenu sera une courbe constante (Fig. 4.6–a), alors que nous aimerions que la courbe de bathymétrie reflète les variations de faciès (Fig. 4.6–b). C'est pourquoi d'autres contraintes ont été ajoutées, à savoir des contraintes souples sur les nœuds (*Fuzzy Control Node*).

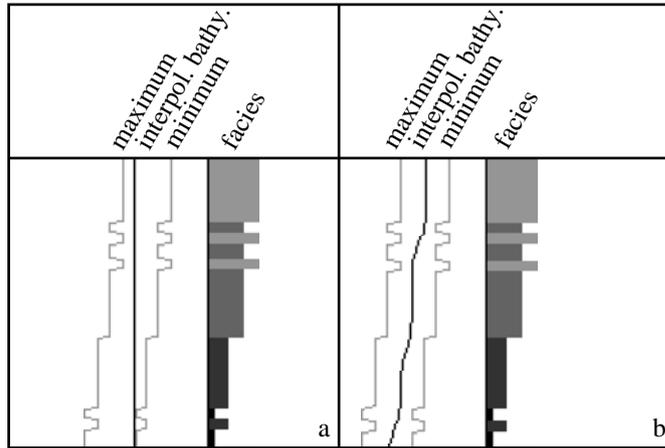


FIG. 4.6 : Résultats de DSI obtenus sans (a) et avec (b) des contraintes souples aux nœuds (*Fuzzy Control Node*). Les deux courbes grises correspondent aux valeurs minimales et maximales utilisées par les contraintes d'inégalité.

### Contraintes souples (*Fuzzy Control Node*)

Ces contraintes remplacent les contraintes dynamiques précédemment implémentées (Leflon, 2002). En chaque nœud  $\alpha$  de la courbe, la valeur interpolée est « attirée » par une valeur  $\mu(\alpha)$  qui correspond à un des modes de la distribution de bathymétrie associée à  $\alpha$ . Cette contrainte est la seule qui utilise le facteur d'ajustement  $\phi$  calculé précédemment (section 4.2.2).

$$\varphi(\alpha) \approx \mu(\alpha) \quad (4.3)$$

### Nœuds de contrôle (*Control Node*)

De temps en temps, la bathymétrie  $\beta$  est connue pour quelques points particuliers de la courbe. Dans ce cas, nous ajoutons des nœuds de contrôle à l'ensemble des contraintes.

$$\varphi(\alpha) = \beta \quad (4.4)$$

Ces contraintes sont stockées par une courbe secondaire sur le puits. Chaque point de cette courbe correspond à un nœud de contrôle.

#### 4.2.4 Résultats

Le module d'édition de la courbe de bathymétrie a été grandement amélioré par rapport à la version initiale développée par Grégory Gaziglia (2001). Il est maintenant possible de densifier la courbe, globalement ou par tranche de faciès, de définir des nœuds de contrôle, d'ajouter des discontinuités à la courbe, de modifier localement la valeur en un point. Cependant, cette phase d'édition manuelle de la courbe est optionnelle et devrait être utilisée le moins possible : dans une perspective de processus multi-réalisation, il est inconcevable que les courbes de bathymétrie doivent être modifiées manuellement à chaque réalisation. Seuls les nœuds de contrôle peuvent être conservés dans ce cadre, puisque ces contraintes sont stockées sur des courbes annexes. Dans ce cas, ils doivent être définis une seule fois pour l'ensemble des réalisations.

Du point de vue de l'interpolation DSI, l'utilisation de la méthode matricielle a permis de réduire le temps de calcul de la courbe finale. Comme il y a généralement peu de nœuds sur les courbes (moins de 1000), l'interpolation est quasi-instantanée et la valeur du facteur de lissage peut être modifiée interactivement avec un résultat immédiat. L'utilisation du facteur de lissage (*smoothness*) permet d'avoir un paramètre d'entrée beaucoup moins abstrait que le facteur d'ajustement (*fitting factor*).

Plusieurs développements ultérieurs pourraient être ajoutés à ce module déjà bien complet :

- permettre l'utilisation d'une méthode de simulation qui serait une alternative à la méthode d'interpolation proposée ici. Ce peut être une méthode de type Simulation Gaussienne Séquentielle, dans laquelle le variogramme serait à mettre en relation avec le facteur de lissage utilisé dans notre méthode ;
- prendre en compte la modélisation de la bathymétrie sur les puits voisins, afin de réduire les résidus obtenus lors du calcul de l'accommodation ;
- permettre l'utilisation de courbes de proportions de faciès (obtenues par exemple par l'analyse de diagraphies). Dans ce cas, il faudra sans doute combiner les distributions de bathymétrie, mais quel mode utiliser alors comme contrainte souple lors de l'interpolation ?

### 4.3 Création de la carte de bathymétrie de référence

Pour créer un modèle NEPTUNE, une carte de paléo-bathymétrie de référence doit être fournie (Fig. 2.3, étape 8). Cette carte correspond à la bathymétrie au temps  $t_0$  de l'équation 2.4, elle est nécessaire pour le calcul de l'accommodation. Elle est généralement estimée par un sédimentologue à partir des données sismiques et de sa connaissance du bassin.

La carte est construite sur un plan de la grille chronostratigraphique, le plan correspondant au temps  $t_0$ . Elle était initialement construite en utilisant la méthode de krigeage pour interpoler les valeurs de bathymétrie à partir des données observées aux puits et de courbes isobathes définies à partir du modèle sédimentologique. Cependant, le krigeage étant basé sur le principe de stationnarité (la moyenne est supposée être la même partout)

et sur un variogramme constant dans l'espace, c'est un outil mal adapté pour la modélisation de rampes marines. Nous avons donc décidé une fois encore d'utiliser l'interpolateur DSI pour modéliser la carte à partir de ces données, valeurs aux puits et courbes isobathes.

La méthode que nous proposons est décomposée en deux étapes :

1. dans un premier temps, la forme générale de la topographie est interpolée à partir des courbes isobathes, accessoirement des données de puits ;
2. dans un second temps, la carte initiale découlant de la première étape est contrainte par les données de puits. Ainsi il est possible de modifier la bathymétrie interpolée aux puits (par exemple pour tester un second modèle sédimentologique, cf. section 4.1) sans avoir à recréer une nouvelle carte de même allure générale.

### 4.3.1 Modèle topologique

Dans les deux étapes précédemment définies, le modèle topologique reste le même : il s'agit d'une grille structurée régulière à deux dimensions, liée à une surface de la grille chronostratigraphique. Les nœuds sont indexés selon les deux directions de l'espace, nous noterons ici  $(i,j)$  l'indexation de chacun. Chaque nœud (excepté les nœuds du bord) a quatre voisins proches et quatre voisins distants ; le poids de la rugosité est différent pour ces deux catégories : les points proches ont un poids de 1, les points distants de 0.5 (Fig. 4.7).

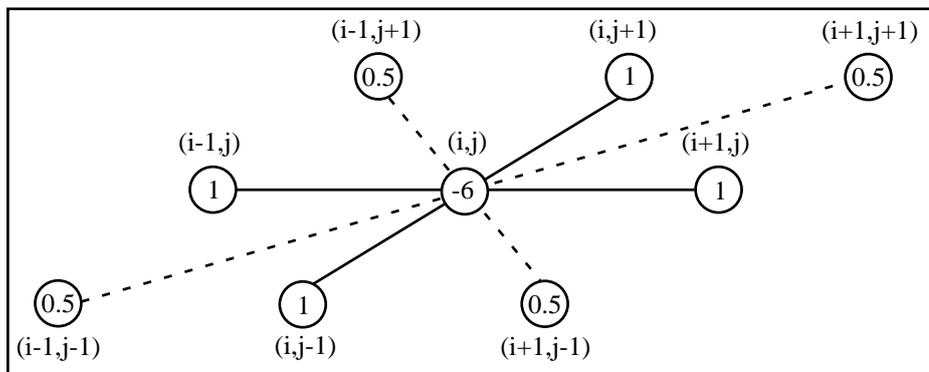


FIG. 4.7 : Voisinage d'un nœud de la carte de bathymétrie indexé avec les coordonnées  $(i,j)$  et poids associé à chaque nœud. Les nœuds proches (un index est incrémenté ou décrémenté de 1, l'autre n'est pas modifié) ont un poids de 1, les nœuds distants (les deux index sont modifiés) ont un poids de 0.5.

### 4.3.2 Contraintes utilisées

Des contraintes différentes sont utilisées selon l'étape. Dans la première étape (construction de la topographie globale), la valeur de la bathymétrie est fixée par un nombre important de points (les courbes isobathes) et le but est de construire une carte lisse avec un gradient de bathymétrie relativement constant. Dans la seconde étape (respect des

données aux puits), la bathymétrie est connue en peu de points (les puits), mais l'allure générale de la carte est déjà connue et ne doit pas être complètement modifiée.

### Contraindre l'allure générale d'une carte de bathymétrie

Pour générer une carte d'allure générale de bathymétrie, deux conditions doivent être respectées : les valeurs des isobathes doivent être conservées ET le gradient de bathymétrie doit être aussi constant que possible entre les courbes. Dans l'interpolateur DSI, ces deux conditions peuvent être interprétées comme des contraintes linéaires.

- **Points de contrôle souples (*Fuzzy Control Points*)** (Mallet, 2002). Cette contrainte est posée au niveau des isobathes ou des points de données. Chaque point de contrôle où la bathymétrie  $\beta$  est connue est projeté dans une cellule de la carte et ses coordonnées paramétriques locales à l'intérieur de la cellule  $(u_p, v_p)$  sont calculées. Dans le cas des courbes, nous les densifions dans un premier temps de sorte à obtenir au moins un point de donnée par cellule. La contrainte linéaire associée est :

$$\begin{aligned}
 & (1 - u_p) \cdot (1 - v_p) \cdot \varphi(i, j) \\
 + & \quad u_p \cdot (1 - v_p) \cdot \varphi(i + 1, j) \\
 + & \quad (1 - u_p) \cdot v_p \cdot \varphi(i, j + 1) \\
 + & \quad u_p \cdot v_p \cdot \varphi(i + 1, j + 1) \approx \beta
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

- **Contrainte d'homogénéité.** Cette contrainte est définie en chaque nœud de la grille. Elle conduit à une constance relative du gradient de la bathymétrie et accélère la convergence de DSI. C'est un équivalent de la contrainte de gradient constant défini pour les surfaces triangulées, appliqués ici aux grilles cartésiennes. Elle est formée par la combinaison de deux contraintes linéaires,

$$\begin{cases} -0.5 \cdot \varphi(i - p, j) + \varphi(i, j) - 0.5 \cdot \varphi(i + p, j) \approx 0 \\ -0.5 \cdot \varphi(i, j - p) + \varphi(i, j) - 0.5 \cdot \varphi(i, j + p) \approx 0 \end{cases} \tag{4.6}$$

où  $p$  est le pas de la contrainte. Plus  $p$  est grand, plus la constance du gradient sera appliquée sur une grande échelle. Si le nombre d'isobathes est faible,  $p$  doit être suffisamment grand pour propager le gradient loin des données et améliorer les performances de l'interpolateur. Si le nombre de courbes est grand, il faudra au contraire réduire  $p$  afin d'observer la résolution des courbes. En pratique, les valeurs utilisées pour  $p$  sont 1, 2 et 4.

### Contraindre la carte à respecter les données de puits

Les données de puits respectent rarement la carte de bathymétrie pour plusieurs raisons, soit localement parce que la valeur estimée au moment de la création de la carte est fautive, soit plus globalement parce que les valeurs des isobathes sont décalées par rapport aux données de puits ou encore parce que l'échelle de bathymétrie utilisée pour construire la carte est fautive. Il peut s'agir de toutes ces raisons en même temps. Selon la cause,

les contraintes à utiliser devraient être différentes. Cependant, chaque raison prise indépendamment n'est qu'un cas particulier de l'ensemble des trois. Les contraintes proposées ci-dessous sont utilisées quelque soit la cause. Par leur nature, elles permettent de faire la correction désirée de façon implicite.

- **Des nœuds de contrôle (*Control Nodes*)** sont posés à proximité des données de puits. Ce sont ces contraintes qui vont permettre de corriger localement la valeur de la bathymétrie.

$$\varphi(i, j) = \beta_{puits} \quad (4.7)$$

- **Des nœuds de contrôle souples (*Fuzzy Control Nodes*)** sont posés sur chaque nœud de la grille. Les valeurs visées par ces contraintes pourraient directement être les valeurs de la carte de bathymétrie initiale. Cependant ces valeurs peuvent être décalées ou à la mauvaise échelle (par exemple la bathymétrie est comprise entre 5 et 30 sur la carte de bathymétrie alors qu'en réalité elle doit être entre 0 et 60). Dans ce cas, nous faisons une régression linéaire entre les données aux puits et les données interpolées dans la première étape. La fonction de régression  $f$  est alors utilisée sur la bathymétrie initiale pour servir de « cible » aux contraintes. Ainsi le décalage et le changement d'échelle sont corrigés s'il y a lieu (Fig. 4.8).

$$\varphi(i, j) \approx f(\beta) \quad (4.8)$$

Cette contrainte est soumise avec un très faible poids pour ne pas interférer avec les autres contraintes. En effet, cette contrainte ne sert que de guide pour l'interpolation, la solution finale peut être complètement différente de ces valeurs.

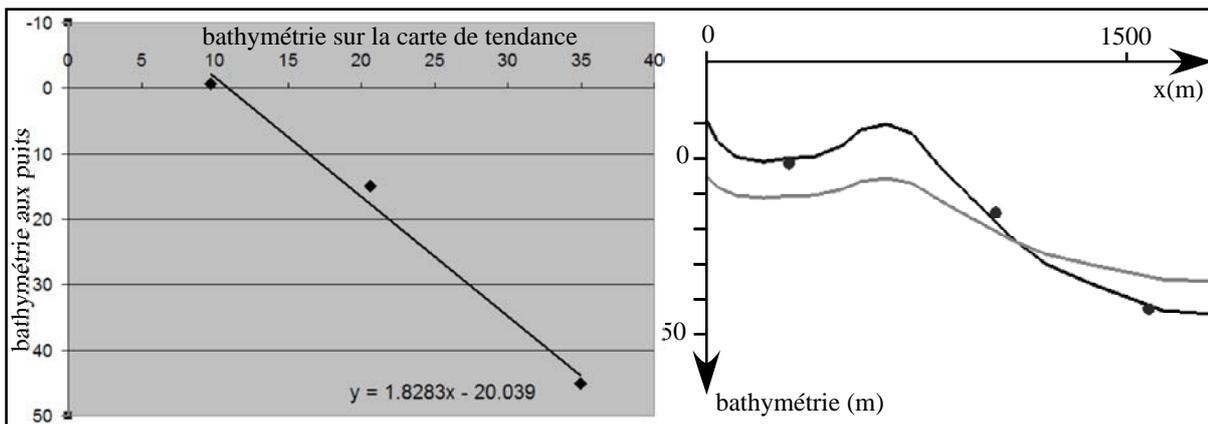


FIG. 4.8 : Transformation de la bathymétrie de la carte de tendance par régression linéaire. La bathymétrie initiale est représentée par la courbe grise sur le schéma de droite. Trois données de puits sont définies et représentées par les points noirs. Une régression linéaire est faite à partir de ces points (graphique de gauche). L'équation de la droite de régression est utilisée pour recalculer une nouvelle carte de tendance plus proche des données de puits. Dans ce cas, l'échelle de la bathymétrie est augmentée de 82% et les valeurs sont décalées de 20m.

- **La contrainte d’anisotropie** (Mallet *et al.*, 2003), aussi appelée « contrainte de direction de gradient » est la contrainte la plus importante puisque c’est elle qui va permettre de conserver l’allure de la carte initiale tout en respectant les données. Le gradient  $\mathbf{G}$  de bathymétrie est calculé sur la carte de tendance. Le vecteur  $\mathbf{W}$  normal au gradient est alors utilisé dans les équations décrites par Mallet *et al.* (2003). Notons  $W_i$  la composante de  $\mathbf{W}$  dans la première direction de l’espace chronostratigraphique et  $W_j$  la composante dans la seconde direction. Il vient la contrainte linéaire suivante :

$$\begin{aligned}
 & (-W_i - W_j) \cdot \varphi(i, j) \\
 + & (W_i - W_j) \cdot \varphi(i + 1, j) \\
 + & (-W_i + W_j) \cdot \varphi(i, j + 1) \\
 + & (W_i + W_j) \cdot \varphi(i + 1, j + 1) \approx 0
 \end{aligned} \tag{4.9}$$

Puisque c’est la contrainte la plus importante, son poids par rapport aux autres est plus fort (dans un rapport de 1 à 5).

### 4.3.3 Résultats et perspectives

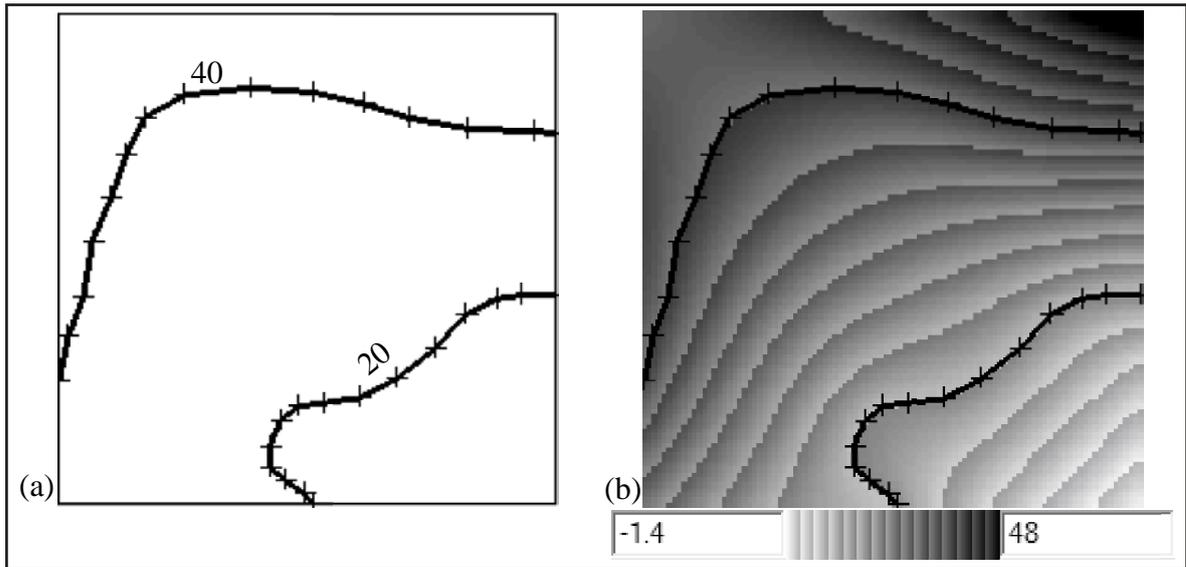


FIG. 4.9 : Création d’une carte de bathymétrie à partir de deux isobathes.

Contrairement aux résultats obtenus avec le krigeage, la méthode proposée ici permet de créer des cartes dont la variabilité peut évoluer dans l’espace, avec un gradient qui change plus aisément de direction, mais aussi d’amplitude, et s’adapte mieux aux données. En outre, le développement d’une interface adaptée a rendu le travail plus aisé.

Le temps nécessaire à la création d’une carte de bathymétrie de  $200 \times 200$  cellules à partir d’isobathes est inférieur à une seconde avec un processeur 2.2 GHz. Il devrait donc être possible de développer une interface plus perfectionnée permettant l’édition interactive de la carte, où la bathymétrie serait recalculée directement à chaque modification

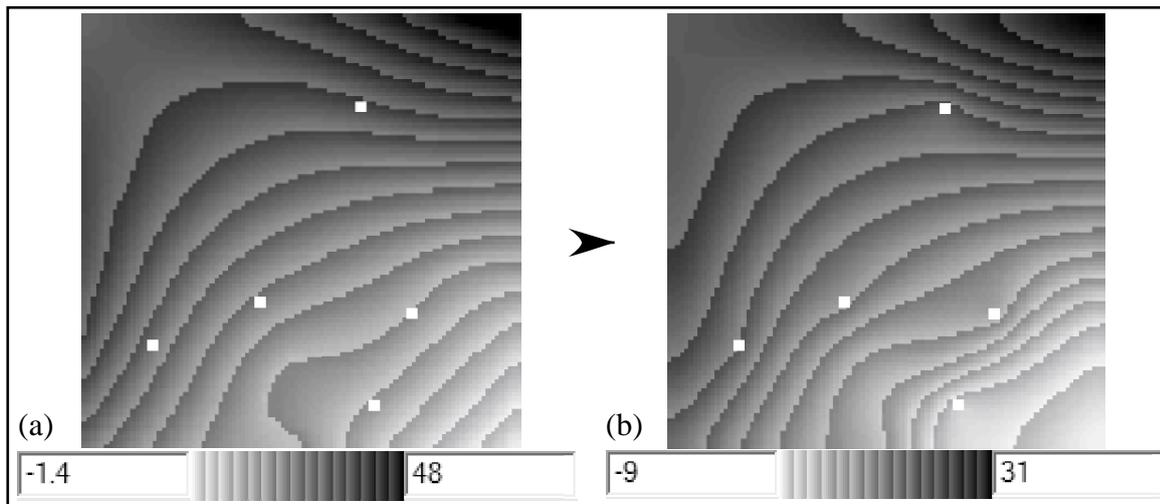


FIG. 4.10 : Ajustement de la carte de bathymétrie aux données de puits (points blancs). La tendance générale est conservée, même si l'intervalle de bathymétrie a changé. Les principales modifications sont observées autour des puits ; la corrélation entre les données initiales et les données de puits n'est pas parfaite.

dans les isobathes. De plus, cet outil d'édition de cartes peut très bien être appliqué à la modélisation de n'importe quelle propriété autre que la bathymétrie.

Nous avons présenté ici comment créer une carte de bathymétrie et comment l'ajuster à la valeur de la bathymétrie sur les puits. La carte ainsi définie est utilisée comme une donnée certaine dans la suite du processus NEPTUNE. Cependant il est nécessaire de souligner que cette carte de bathymétrie est en réalité très incertaine. Dans le cadre de l'analyse des incertitudes d'un modèle créé sous NEPTUNE, il sera nécessaire de prendre en compte cette incertitude, par exemple en entrant un ensemble de cartes possibles plutôt qu'une unique carte.

## 4.4 Utilisation de l'accommodation

### 4.4.1 Calcul de l'accommodation aux puits

Connaissant la bathymétrie de référence  $b(x_t, y_t, t_0)$  et la bathymétrie  $b_P(x_t, y_t, t)$  le long des puits, il est très facile de calculer en chaque point  $P$  des puits le potentiel d'accommodation  $s_P(x_t, y_t, t)$  grâce à l'équation 2.4 (Fig. 4.11). Ceci étant dit, le potentiel d'accommodation n'est qu'une propriété provisoire permettant l'extrapolation de la bathymétrie. Il n'est donc pas nécessaire de le connaître en tout point des puits. Comme nous l'avons vu dans la section 3.3.3, les données de puits sont représentées dans l'espace chronostratigraphique sous la forme d'un ensemble de points. En pratique, le calcul de l'accommodation pourra donc être fait uniquement sur ces points.

Les valeurs d'accommodation sont des données surfaciques, puisqu'elles correspondent à la variation d'accommodation entre le temps de référence et un temps donné. Dans

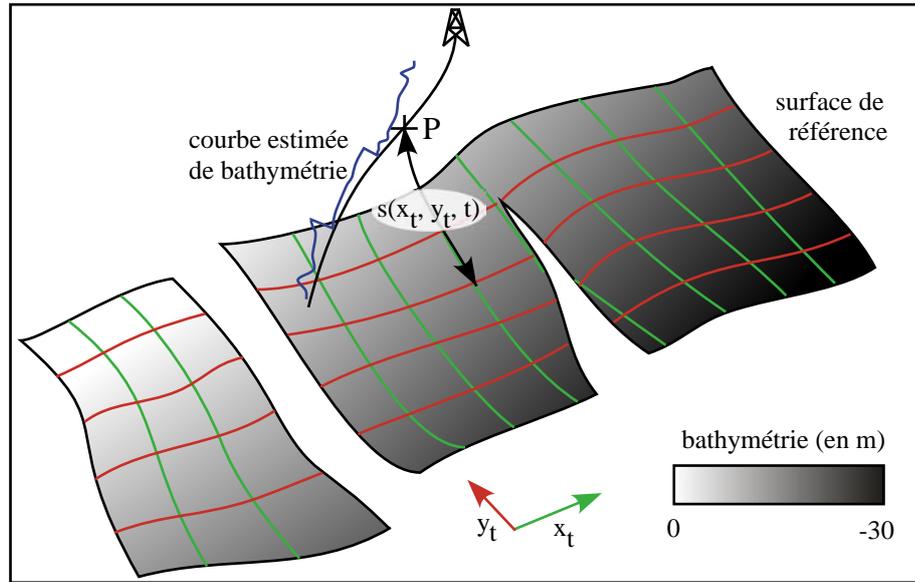


FIG. 4.11 : Calcul du potentiel d'accommodation en un point  $P$  d'un puits. Il suffit de calculer la variation de bathymétrie depuis un temps de référence (surface isochrone) et l'épaisseur de sédiments déposés le long de la ligne iso-paléo-géographique.

les versions précédentes du logiciel, le potentiel d'accommodation était calculé comme étant la variation entre deux pas de temps ( $\Delta A = A(x_t, y_t, t_i) - A(x_t, y_t, t_{i-1})$ ). Avec cette ancienne formulation, le potentiel d'accommodation correspondait à une donnée volumique puisqu'il s'agissait de la variation d'accommodation pendant un pas de temps. Cependant, cette formulation n'est plus valable si les points de données ne sont pas alignés sur la même courbe iso-paléo-géographique : dans ce cas les coordonnées  $(x_t, y_t)$  ne sont pas les mêmes. C'est pourquoi nous avons redéfini le potentiel d'accommodation relativement à un horizon de référence (équation 2.4).

À partir de cette formule, le calcul du potentiel d'accommodation se fait indépendamment pour chaque point de donnée, en utilisant la carte de bathymétrie de référence créée dans l'étape précédente : en chacun de ces points la bathymétrie  $b(x_t, y_t, t_i)$  et l'épaisseur  $e(x_t, y_t, t_i)$  sont connues, puisque ce sont les données aux puits ; la bathymétrie et l'épaisseur de référence  $b(x_t, y_t, t_0)$  et  $e(x_t, y_t, t_0)$  sont les valeurs situées sur la surface de référence à la verticale de ces points dans l'espace chronostratigraphique. Il suffit donc d'appliquer directement l'équation 2.4 pour obtenir le potentiel d'accommodation.

#### 4.4.2 Définition de la carte de moyenne d'accommodation

Le potentiel d'accommodation peut être simplifié de deux façons différentes avant son extrapolation : ou bien il est supposé constant le long d'une surface isochrone, auquel cas il peut être directement extrapolé couche par couche, ou bien il est supposé être la combinaison d'une fonction dépendante du temps  $s^t(t)$  et d'une fonction dépendante de la position spatiale  $s^*(x_t, y_t)$  (section 2.2.2). Dans le deuxième cas, il est nécessaire de

dresser une carte de moyenne d'accommodation qui correspond à la fonction  $s^*(x_t, y_t)$  définie dans l'équation 2.7.

### Relation entre accommodation et épaisseur

Pour construire cette carte de moyenne, nous utilisons l'hypothèse, souvent vérifiée, qu'il existe une relation simple entre l'épaisseur de sédiments déposés (l'épaisseur du réservoir fournie par la sismique) et l'accommodation. Cette relation est d'abord analysée au niveau des puits. Si la corrélation entre la moyenne d'accommodation aux puits et l'épaisseur est positive, cela peut signifier que la sédimentation était contrôlée par la subsidence (plus la subsidence est importante, plus l'espace créé disponible pour la sédimentation est grand). Au contraire, si la corrélation est négative, l'épaisseur maximale correspond à un minimum de subsidence. Dans ce cas il est possible que les sédiments se soient déposés lors d'une phase de rétrogradation (Massonnat, 1999)(Fig. 4.12).

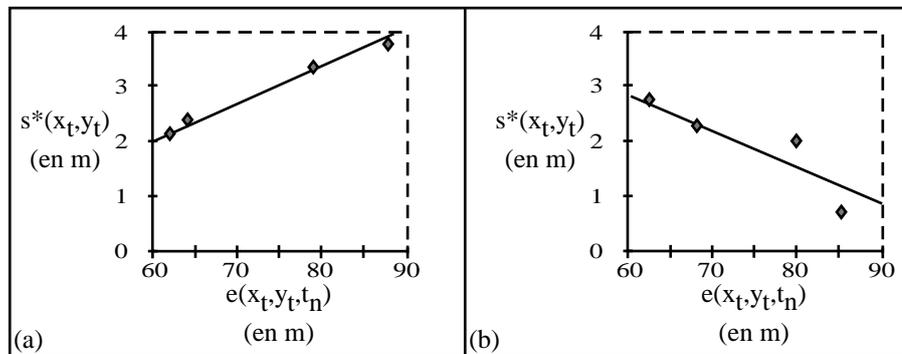


FIG. 4.12 : Relation entre moyenne d'accommodation et épaisseur.

(a) La corrélation est positive, la subsidence a contrôlé la sédimentation.

(b) La corrélation est négative, phase de rétrogradation (Massonnat, 1999).

### Données utilisées

Dans les versions précédentes de NEPTUNE, où les puits étaient supposés verticaux, la moyenne d'accommodation était calculée sur chaque puits comme étant la moyenne du potentiel d'accommodation obtenu pour chaque pas de temps. Avec la méthode actuelle, qui ne calcule pas le potentiel d'accommodation par pas de temps, mais depuis la surface de référence, la méthode de calcul de la moyenne est simplifiée : si l'horizon de référence est le mur du réservoir, ce sera l'accommodation observée sur le toit divisée par le nombre de strates ; si l'horizon de référence est le toit du réservoir, alors ce sera l'accommodation observée sur le mur. Dans ces deux cas, une carte de moyenne doit être construite. Par contre, si l'horizon de référence est un horizon intermédiaire, il faudra en théorie construire deux cartes de moyenne, une pour la partie inférieure (sous l'horizon de référence) et une pour la partie supérieure. Dans certains cas il peut être décidé que la carte de moyenne est la même pour la partie inférieure et la partie supérieure, auquel cas une seule carte sera fabriquée.

Dans l'exemple présenté sur les figures 4.12 et 4.13, le modèle possède quatre puits ; la surface de référence est le mur du réservoir. La carte de moyenne d'accommodation sera donc calculée à partir des données au toit du réservoir. L'accommodation étant connue sur les puits, nous aurons comme données les points de chaque puits correspondant au toit (en rouge) et la carte d'épaisseur de réservoir. Ici la corrélation entre les deux variables est de 0.99 : la sédimentation est complètement contrôlée par la subsidence dans ce cas.

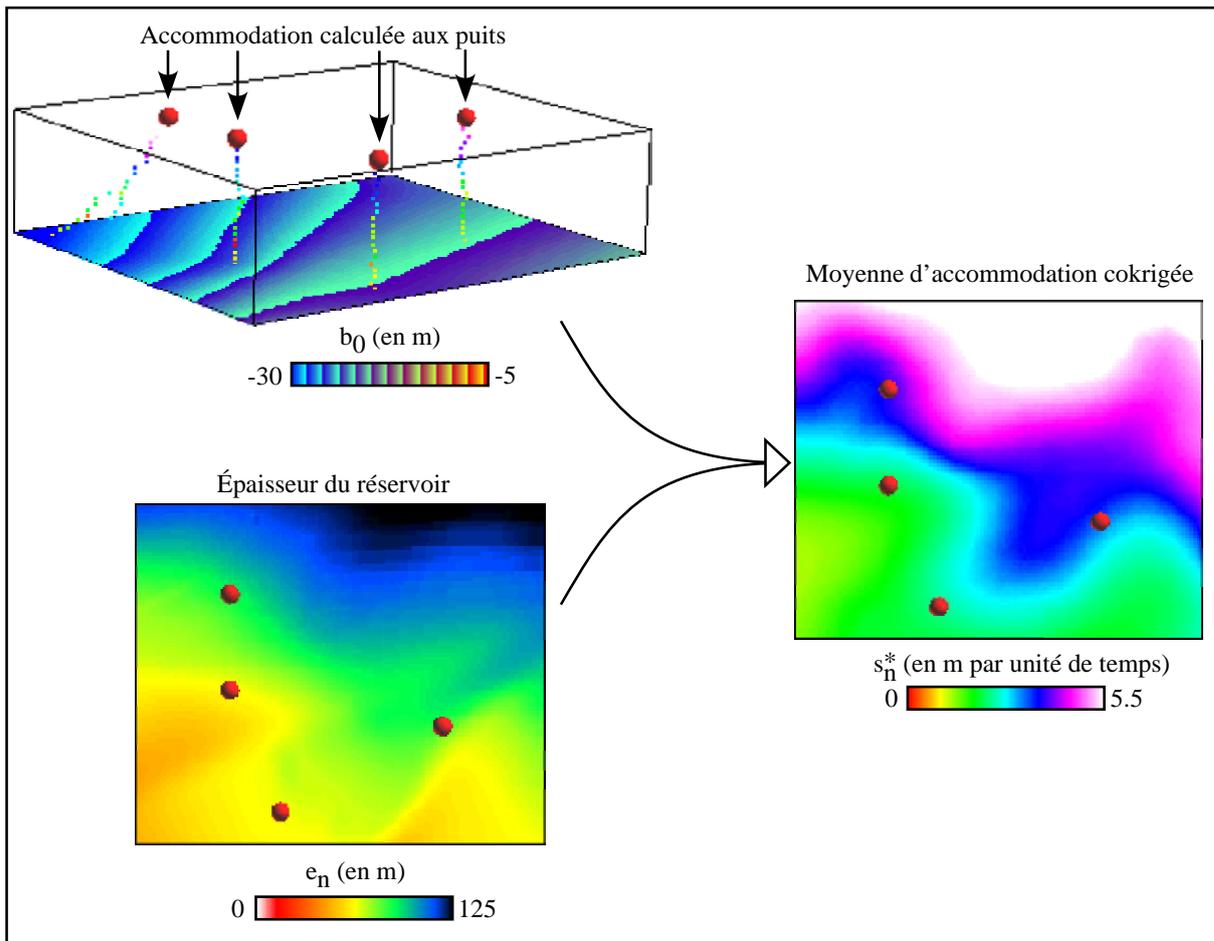


FIG. 4.13 : Calcul de la carte de moyenne d'accommodation à partir des données aux puits et de la carte d'épaisseur.

### Extrapolation de la moyenne

En utilisant les données définies dans la section précédente, nous utilisons le cokrigage (méthode d'estimation) ou la cosimulation (méthode de simulation) pour générer la carte de moyenne d'accommodation (Fig. 4.13).

### 4.4.3 Extrapolation de l'accommodation

Nous présentons ici l'extrapolation du terme de l'accommodation lié au temps  $s^t(t)$ . Si une carte de moyenne d'accommodation  $s^*(x_t, y_t)$  a précédemment été calculée, le terme spatial de l'accommodation est soustrait le long des puits (équation 4.10, déduite directement de l'équation 2.7) pour obtenir le terme lié au temps.

$$s_{\text{puits}}^t(t) = s_{\text{puits}}(x, y, t) - s^*(x_t, y_t) \cdot (t - t_0) \quad (4.10)$$

L'accommodation est décomposée en deux parties, le *facteur commun* et les *résidus*, qui sont extrapolés séparément.

#### Facteur commun

Le facteur commun  $cf(t)$  correspond à ce que serait la fonction  $s^t$  s'il n'y avait aucun bruit parasite (erreurs de mesure, de calcul ou phénomène géologique local). Il est calculé comme étant la moyenne des données de puits estimée indépendamment sur chaque couche de la grille chronostratigraphique. En conséquence, il est constant sur chaque couche du modèle et son extrapolation est directe (Fig. 4.14).

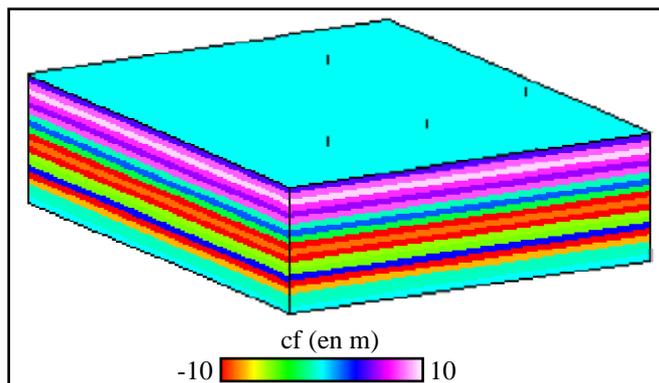


FIG. 4.14 : Extrapolation du facteur commun d'accommodation couche par couche.

Remarque : dans le cas où une carte de moyenne est utilisée, le facteur commun calculé au toit et au mur du réservoir sera nul par construction. Dans tous les cas, il sera nul sur l'horizon de référence.

#### Résidus

Les résidus  $r(x_t, y_t, t)$  correspondent à l'écart entre la valeur d'accommodation calculée sur les puits et le facteur commun. Il représente l'ensemble des bruits dus à la géologie mais surtout dus aux erreurs de mesure et de calcul. La méthode la plus fréquemment utilisée pour leur extrapolation est la Simulation Gaussienne Séquentielle (SGS)(Fig. 4.15). Le variogramme utilisé dans ce cas dépendra de l'interprétation faite des résidus : une relativement grande portée sera utilisée si on suppose qu'ils sont dus à des mouvements tectoniques, une très faible portée sera utilisée s'ils sont dus à des erreurs de mesure.

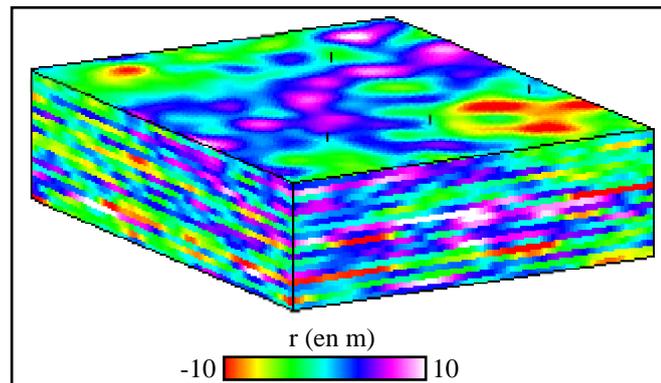


FIG. 4.15 : *Extrapolation des résidus de l'accommodation par Simulation Gaussienne Séquentielle. Notez qu'ici le résultat n'est pas très bon car les résidus sont forts par rapport au facteur commun (Fig. 4.14) (même intervalle de valeurs).*

En théorie, ces résidus devraient avoir une variance plus faible – environ moins d'un tiers, mais cela dépend du modèle – que celle du facteur commun. Dans le cas contraire, cela est la plupart du temps lié à des erreurs dans les corrélations.

### Retour à l'accommodation

L'accommodation se retrouve en additionnant les résidus et le facteur commun. Si une carte de moyenne a été définie, elle est ajoutée au résultat (équation 4.11 et Fig. 4.16).

$$s(x_t, y_t, t) = cf(t) + r(x_t, y_t, t) ( +s^*(x_t, y_t) \cdot (t - t_0) ) \quad (4.11)$$

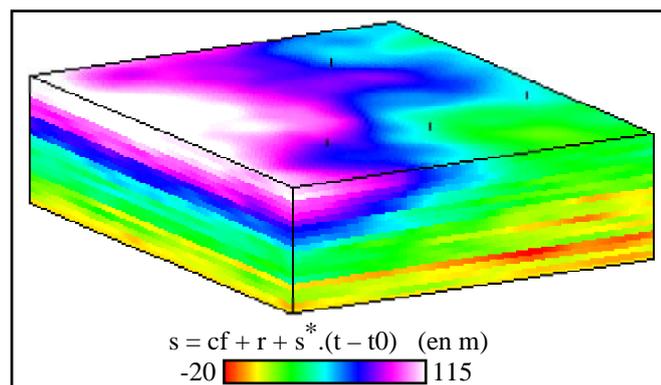


FIG. 4.16 : *Grille d'accommodation obtenue par combinaison de la carte de moyenne (Fig. 4.13), du facteur commun (Fig. 4.14) et des résidus (Fig. 4.15).*

## Correction de l'accommodation par plusieurs cartes de bathymétrie de référence

Dans certains cas, des cartes de bathymétrie sont définies pour plus d'un horizon. Il est alors nécessaire de contraindre le modèle d'accommodation par ces différentes cartes de bathymétrie pour obtenir un modèle final cohérent. Pour cela, nous calculons d'abord l'accommodation à partir d'un premier horizon de référence. Nous appliquons ensuite une correction sur ce premier résultat afin de tenir compte des autres données de bathymétrie selon l'algorithme suivant :

- pour chaque colonne  $uv$  de la grille chronostratigraphique
- extraction des rangées de cellules délimitées par deux cellules  $i$  et  $j$  où la bathymétrie est contrainte (puits, carte ou horizon de référence) ;
- pour chaque rangée extraite comprise entre la cellule  $i$  et la cellule  $j$ 
  1. calcul de la variation d'accommodation  $s1 = s(j) - s(i)$  entre les deux cellules extrêmes ;
  2. calcul de la variation d'accommodation  $s2 = b(j) - b(i) + e(j) - e(i)$  nécessaire pour retrouver la valeur contrainte de bathymétrie  $b(j)$  ;
  3. calcul du terme correctif  $\beta = \frac{s2-s1}{j-i}$
  4. pour  $k$  compris entre  $i + 1$  et  $j$ ,  $s(k) = s(k) + \beta$

Cet algorithme est assez similaire à celui utilisé pour corriger l'épaisseur (section 3.4.1), cependant dans ce cas le terme correctif est un terme additionnel et non un terme multiplicatif.

## 4.5 La bathymétrie, une propriété polyvalente

La bathymétrie est directement calculée à partir de l'accommodation  $s(x_t, y_t, t)$  et de l'épaisseur  $e(x_t, y_t, t)$  en utilisant l'équation suivante, directement dérivée de l'équation 2.4.

$$b(x_t, y_t, t) = s(x_t, y_t, t) + b(x_t, y_t, t_0) - e(x_t, y_t, t) + e(x_t, y_t, t_0) \quad (4.12)$$

Nous l'avons vu dans la section 2.2, la bathymétrie peut être liée à la nature du sédiment qui se dépose ; la section 4.5.3 présente comment en pratique elle est utilisée pour contraindre les simulations de faciès. De manière plus générale, la bathymétrie permet de définir des environnements de dépôt. L'exposition du terrain aux courants principaux détermine l'énergie emmagasinée dans le dépôt (section 4.5.1), l'émersion du sol peut provoquer des phénomènes de diagenèse précoce (section 4.5.4). Enfin, selon l'environnement paléo-géographique, des corps géologiques (chenaux, dunes...) peuvent se former ; la connaissance de la paléo-topographie est alors utilisée pour la simulation de tels objets géologiques qui seront surimposés au modèle NEPTUNE (section 4.5.5).

### 4.5.1 Énergie de dépôt

La bathymétrie de dépôt n'est pas le seul facteur responsable de la nature du sédiment. L'énergie du milieu, c'est-à-dire la force des courants, permet ou non le dépôt de particules fines et est donc responsable partiellement du caractère grossier ou fin du faciès (Fig. 4.17, le faciès *E* est plus grossier que le faciès *B*). Elle est aussi responsable en partie de la nature du dépôt, puisque selon l'énergie certaines espèces peuvent se développer ou non et différentes formes de carbonates se forment (voir par exemple Wilson et Evans (2002), Simone *et al.* (2003) ou encore Montaggioni (2005)).

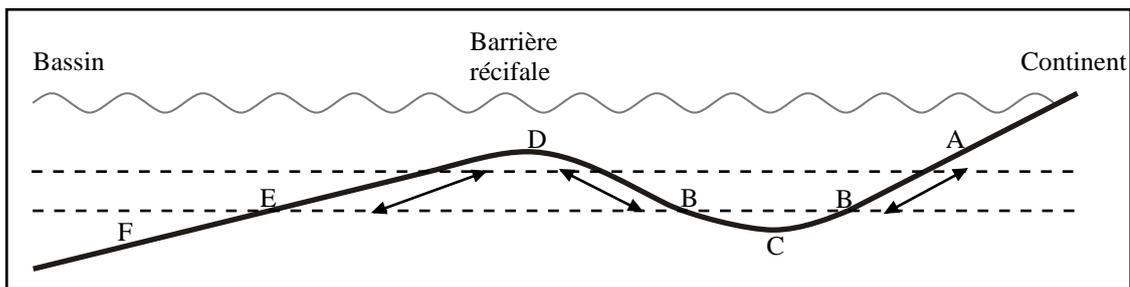


FIG. 4.17 : Exemple de bassin protégé par une barrière récifale. Des valeurs de bathymétrie identiques (par exemple le long des lignes pointillées) apparaissent trois fois, mais les faciès vraisemblables (lettres A à F) sont différents (faciès *B* dans le lagon protégé et *E* en avant de la barrière). La bathymétrie n'est pas un bon critère pour la distinction entre les faciès *B* et *E*, *A* et *D*, ou *C* et *F* (in Moyen (2001)).

Connaissant la bathymétrie à un instant  $t$ , nous pouvons en déduire la topographie. Notamment, nous pouvons calculer la direction de la pente du paléosol et donc son exposition aux courants, si la direction des courants principaux est connue. Un module a été développé par Grégory Gaziglia (2001) et repris par Enrico Pernarcic permettant de calculer cette pente et de déterminer l'énergie qui a été emmagasinée dans les sédiments. Nous ne reviendrons pas plus sur la méthode utilisée, aucun changement n'ayant été apporté au cours de cette thèse. Cette méthode a pour résultat des probabilités d'apparition de chaque faciès connaissant l'énergie. Nous attirons l'attention sur le fait que la combinaison entre les probabilités obtenues par la bathymétrie et les probabilités obtenues par le calcul de l'énergie n'est pas triviale. Chaque équipe utilise sa méthode pour combiner ainsi deux cubes de proportions, aucune à notre connaissance n'est satisfaisante pour tous les cas.

### 4.5.2 Correction de l'épaisseur simulée

Le taux de sédimentation est en grande partie liée à la bathymétrie. Nous l'avons vu dans la section 2.2, il y aura peu ou pas de dépôt dans les zones émergées, c'est-à-dire où la bathymétrie est négative. En conséquence, les épaisseurs de sédiments simulées (section 3.4.1) devraient être nulles (voire négatives) lorsque la bathymétrie est négative. Une transformation supplémentaire de l'épaisseur est donc nécessaire pour respecter cette contrainte. Deux cas de figure apparaissent alors :

- l'épaisseur précédemment calculée était proche de zéro, ou était déjà négative. Dans ce cas, la correction n'a que peu d'effets sur le reste du modèle ;
- l'épaisseur précédemment calculée était grande relativement au modèle. Dans ce cas, en diminuant l'épaisseur d'une couche, l'épaisseur des autres couches va augmenter proportionnellement (puisque l'épaisseur totale est contrainte, voir section 3.4.1). Comme la bathymétrie est calculée en utilisant l'épaisseur (équation 4.12), cela a une répercussion sur la bathymétrie dans le reste de la grille, donc sur l'épaisseur... Dans le meilleur des cas, cette boucle converge vers une solution, mais le plus souvent il est nécessaire de revoir le modèle d'épaisseur, par exemple en réduisant localement l'amplitude d'une zone d'érosion ou en augmentant le taux de sédimentation simulé sur une couche.

En pratique, l'épaisseur est généralement modifiée sans réitérer le calcul de la bathymétrie ensuite. C'est une solution de première approximation, qui devrait être délaissée dans le futur pour une réflexion sur la possibilité de corriger localement l'épaisseur des couches. Pour cela, des outils adaptés doivent être développés permettant :

1. une bonne visualisation des zones provoquant ce problème ;
2. la sélection des couches dont l'épaisseur doit être augmentée ou diminuée.

Cependant, dans le cadre d'un processus multi-réalisation, une telle interaction avec l'utilisateur n'est pas possible. Il faudra donc développer une méthode capable d'intégrer en même temps la bathymétrie et l'épaisseur dans laquelle l'épaisseur simulée est tributaire de la bathymétrie. Une méthode basée sur l'interpolateur DSI matriciel a été développée, mais il est impossible d'exprimer sous forme linéaire le fait que l'épaisseur doit être négative ou nulle lorsque la bathymétrie est négative. La solution serait de réutiliser un algorithme DSI itératif, ce qui permettrait d'exprimer cette relation sous forme de contraintes dynamiques. La méthode développée introduisait une contrainte d'accommodation constante sur les surfaces isochrones et interpolait directement la bathymétrie et l'épaisseur dans la grille chronostratigraphique. Étant complètement déterministe et ne pouvant pas être intégré dans un processus d'étude des incertitudes, ce module a été abandonné.

### 4.5.3 Modélisation du faciès

La modélisation de faciès est le but final de la méthode NEPTUNE. Souvent, nous ne simulons pas directement les faciès observés aux puits, mais des ensembles englobant plusieurs faciès : il s'agit de modélisation d'environnements plutôt que de faciès. Dans ce cas, des distributions de bathymétrie correspondant à chacun des environnements doivent être redéfinies. Lorsque chacun des environnements correspond à un faciès, cela revient directement à simuler le faciès observé le long des puits. Pour une question de simplicité, nous continuerons donc à utiliser par la suite le terme de faciès.

#### Calcul de poids des faciès

La modélisation de faciès passe par l'interprétation de la bathymétrie calculée dans la grille en terme de probabilité d'occurrence de chacun des faciès. Pour cela, l'équation

4.1 est utilisée. Cette équation comporte un terme  $P(F = f_i)$  qui correspond aux probabilités a priori d'obtenir chacun des faciès. Nous nommons *poïds* de chaque faciès cette probabilité a priori puisque c'est elle qui va déterminer la prédominance d'un faciès sur un autre. Plusieurs méthodes sont possibles pour déterminer cette probabilité a priori et sont proposés ici.

1. *Faciès équiprobables*

Ce cas, le plus simple, est le seul cas qui était proposé dans les anciennes versions de NEPTUNE. Chaque faciès est supposé avoir la même probabilité d'apparition que les autres.

$$\forall i \in [1; n], P(F = f_i) = \frac{1}{n} \quad (4.13)$$

2. *Définition par l'utilisateur*

$$\forall i \in [1; n], P(F = f_i) = \rho_i^{util} \quad (4.14)$$

Il s'agit d'une méthode simple mais à risque : si les proportions sont obtenues à partir d'un modèle conceptuel du réservoir, tout va bien. Par contre si elles sont estimées à partir des données de puits, attention à la méthode utilisée : un biais peut facilement être introduit dans le résultat. En effet, les données observées le long des puits sont rarement représentatives de l'ensemble du réservoir, car les puits sont généralement forés dans les zones qui semblent plus prometteuses, et non de façon homogène sur toute la surface. Afin d'éviter ce problème, nous proposons ci-dessous une méthode basée sur les observations aux puits qui tente de remédier à cette non-représentativité.

3. *Poids calculés à partir des données de puits*

Afin d'évaluer le poids à partir des données de puits tout en évitant un biais, nous proposons d'analyser la distribution de faciès relativement à la distribution de bathymétrie observée sur les puits. Pour cela, nous relevons les couples  $(F, B)$ , où  $F$  représente le faciès et  $B$  la bathymétrie estimée le long des puits. Notant  $\mathcal{B}$  la distribution de bathymétrie observée le long des puits, la proportion de chaque faciès sur les puits donne la probabilité conditionnelle d'un faciès connaissant la bathymétrie  $\forall i \in [1; n], P(F = f_i/B \in \mathcal{B})$ . De plus, les distributions de bathymétrie définies pour chaque faciès donnent  $\forall i \in [1; n], P(B \in \mathcal{B}/F = f_i)$ . Utilisant la formule de Bayes et les probabilités conditionnelles, il est possible de calculer les probabilités a priori de chaque faciès :

$$\forall i \in [1; n], P(F = f_i) = \frac{P(F = f_i/B \in \mathcal{B}) \cdot P(B \in \mathcal{B})}{P(B \in \mathcal{B}/F = f_i)} \quad (4.15)$$

La probabilité  $P(B \in \mathcal{B})$  est la même quelque soit le faciès. Comme la somme des probabilités des faciès doit être égale à 1, nous n'avons pas besoin de calculer la

probabilité  $P(B \in \mathcal{B})$  qui correspond en fait au terme normalisateur de la somme (équation 4.16).

$$\sum_{i=1}^n \frac{P(F = f_i/B \in \mathcal{B}) \cdot P(B \in \mathcal{B})}{P(B \in \mathcal{B}/F = f_i)} = 1 \iff \sum_{i=1}^n \frac{P(F = f_i/B \in \mathcal{B})}{P(B \in \mathcal{B}/F = f_i)} = \frac{1}{P(B \in \mathcal{B})} \quad (4.16)$$

## Combinaison de distributions

Les probabilités d'avoir chaque faciès connaissant la bathymétrie  $P(F = f_i/B = b)$  (les « proportions » de faciès) sont donc définies à partir des **distributions de bathymétrie**  $P(B = b/F = f_i)$  et du **poids**  $P(F = f_i)$  définis pour chaque faciès. Cependant, les distributions de bathymétrie proviennent généralement de modèles sédimentologiques synthétiques qui ont une incertitude plus ou moins importante. Si plusieurs modèles sédimentologiques sont définis, il est possible de les combiner en associant un poids à chacun ; par exemple, la distribution observée aux puits est représentative du réservoir avec une certaine incertitude et peut donc être combinée aux distributions synthétiques en posant un poids  $w_j$  qui dépendra de l'incertitude ( $j$  est l'index du modèle de bathymétrie).

Pour combiner plusieurs modèles, nous combinons dans un premier temps les distributions de bathymétrie définies pour chaque faciès (équation 4.17), dans un second temps les probabilités a priori (équation 4.18). Dans les équations suivantes, nous notons  $m$  le nombre de modèles sédimentologiques proposés.

$$P(B = b/F = f_i) = \sum_{j=1}^m w_j \cdot P_j(B = b/F = f_i) \quad (4.17)$$

$$P(F = f_i) = \sum_{j=1}^m w_j \cdot P_j(F = f_i) \quad (4.18)$$

Remarque : les poids  $w_j$  définis a priori par l'utilisateur pour chacun des modèles sédimentologiques sont tels que  $\sum_{j=1}^m w_j = 1$  : il s'agit de la probabilité pour que le modèle sédimentologique  $j$  soit observé

## Simulation du faciès

Grâce aux équations probabilistes décrites dans les sections précédentes, il est possible de définir dans chaque cellule de la grille une propriété vectorielle correspondant aux probabilités d'apparition de chaque faciès (les *proportions*) (Fig. 4.19). Il existe de nombreuses méthodes permettant de simuler le faciès à partir de ces proportions. Nous invitons le lecteur à lire par exemple la thèse de Laurent Labat (2004) qui présente en plus des méthodes déjà existantes de nouvelles méthodes de simulation de faciès à partir des proportions (appelées dans sa thèse « membership functions »).

Nous proposons dans NEPTUNE une fonction de simulation semblable à la première méthode de simulation proposée par Laurent Labat : un champ de probabilité uniforme  $P(\alpha)$

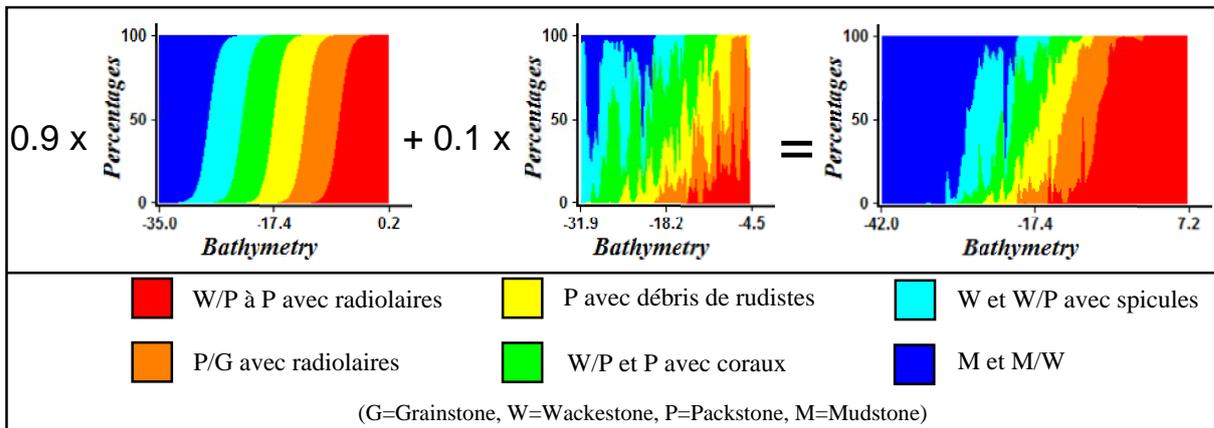


FIG. 4.18 : Combinaison de proportions de faciès. Chaque graphique correspond à un modèle sédimentologique, les proportions de faciès sont représentées en fonction de la bathymétrie ( $P(F = f_i/B = b)$ ). Le premier correspond à un modèle synthétique, le second aux statistiques le long des puits. Le poids relatif du premier est 0.9, celui du second 0.1. Le troisième graphique correspond à la combinaison pondérée des deux premiers.

Remarque : les graphiques sont générés par une fonction intégrée à NEPTUNE développée au cours de cette thèse.

est simulé par Simulation Gaussienne Séquentielle en utilisant un variogramme donné  $\gamma$ . La simulation est contrainte au niveau des puits, contrairement à ce que fait L. Labat : dans notre cas, les proportions de faciès sont définies par la bathymétrie et ne sont pas directement fixées à 1 pour le faciès observé. En considérant les proportions cumulées de faciès (telles qu'elles sont par exemple représentées sur la figure 4.18), il est alors possible de faire correspondre la valeur simulée à un faciès donné. La simulation obtenue respecte le variogramme  $\gamma$  donné en entrée (Mallet, 2002).

#### 4.5.4 Diagenèse précoce

La diagenèse est l'ensemble des processus qui affectent un dépôt sédimentaire et le transforme progressivement en roche solide (Foucault et Raoult, 1995). Nous appelons diagenèse précoce<sup>15</sup> (*early diagenesis*) l'ensemble des phénomènes subis par le sédiment lorsqu'il était encore proche de la surface (dans les premiers décimètres, voire mètres). La littérature sur la diagenèse des carbonates est très fournie (Land, 1966, 1967; Barthust, 1971a,b; Melim *et al.*, 2002; Wilson et Evans, 2002; Smith et Nelson, 2003), et s'appuie le plus souvent sur l'étude d'analogues contemporains. Ce qui ressort généralement de ces études est que la transformation diagénétique des carbonates est différente dans l'eau douce (milieu continental, émergence des sédiments) et dans l'eau salée. Robert N. Ginsburg (1957) notait déjà que l'oolithe tardi-Pléistocène<sup>16</sup> de Miami était cimentée par la calcite à l'affleurement et sous le niveau de la nappe phréatique (eau douce) et était friable en

<sup>15</sup>La diagenèse précoce est aussi appelée syndiagenèse

<sup>16</sup>Pendant le quaternaire, il y a environ 10000 ans

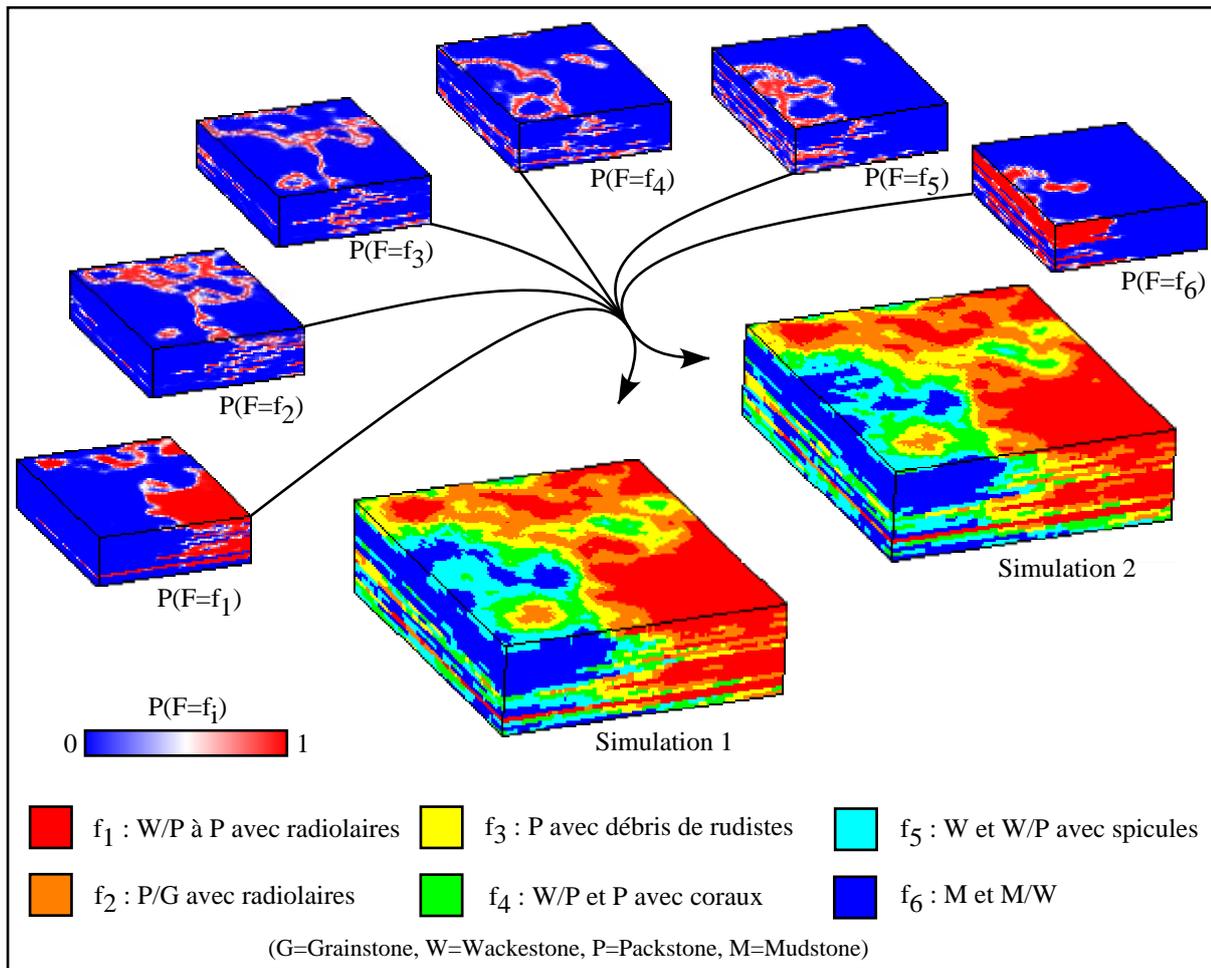


FIG. 4.19 : Simulations de faciès. À partir des probabilités d'apparition des six faciès (grilles bleu-blanc-rouge), des simulations peuvent être tirées. Notez que dans cet exemple les plages de bathymétrie de chaque faciès se recoupent peu, en conséquence les résultats des simulations sont très semblables. Cela montre qu'il est nécessaire de réaliser l'étude des incertitudes en amont des proportions de faciès (c'est-à-dire calculer les incertitudes des modèles sédimentologiques et stratigraphiques).

milieu marin et en zone vadose<sup>17</sup>. En conséquence, le même sédiment peut avoir des propriétés pétrophysiques différentes selon s'il a été émergé ou non pendant sa diagenèse.

Dans NEPTUNE nous simulons le sédiment tel qu'il est au moment du dépôt. Cependant, connaissant la bathymétrie, nous sommes capables de déterminer les zones qui ont été émergées au cours de la formation du réservoir (Fig. 4.20). Nous pouvons donc définir les régions du modèle qui ont subi une diagenèse de type continental. Ainsi, pendant les simulations de porosité et de perméabilité, la simulation dans les régions qui ont subi une émergence sera faite indépendamment de celle dans les régions qui ne l'ont pas subie.

<sup>17</sup>Vadose : Se dit de l'eau qui percole dans le sous-sol, sans faire partie d'une nappe d'eau souterraine

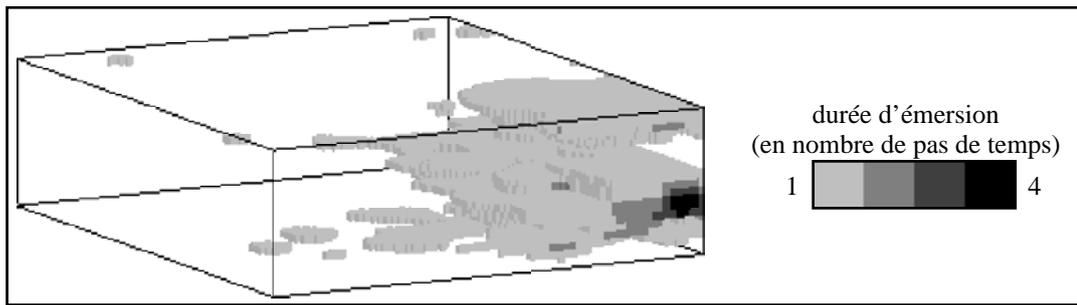


FIG. 4.20 : *Extraction des zones qui ont subi une émerision au cours de la formation du réservoir. Il est possible de calculer de façon simple sur combien de pas de temps l'émersion se prolonge. Si la durée des pas de temps est connue, on obtient le temps d'émersion de chaque zone.*

#### 4.5.5 Simulation de dépôts fluviatiles

La bathymétrie ne contrôle pas tous les modes de dépôt : ainsi dans un complexe fluvio-deltaïque, des dépôts fluviatiles peuvent apparaître pendant les périodes d'émersion (faible niveau d'accommodation). Nous ne pouvons cependant pas en déduire qu'un faciès « chenal » doit être simulé pour des valeurs de bathymétrie négatives (émersion). En effet, un ensemble de faciès différents (sables fluviatiles, bouchons argileux lors de l'abandon d'un chenal, sables et silts de levées, argiles de plaines d'inondation...) forment les dépôts fluviatiles, et ceux-ci ne sont absolument pas contrôlés par la bathymétrie. Il est donc nécessaire de simuler indépendamment ces dépôts comme des événements instantanés (relativement aux échelles de temps géologiques) se superposant au modèle généré par NEPTUNE.

Cependant la bathymétrie (ou la topographie) peut être directement utilisée sur plusieurs points pour contraindre ces simulations :

1. les dépôts fluviatiles se forment en milieu continental, sur les zones émergées du modèle. Ces zones sont directement définies pour des valeurs de bathymétrie négatives et permettent de définir des régions dans lesquelles les simulations de chenaux vont pouvoir être effectuées ;
2. des lobes deltaïques peuvent se former à l'embouchure de ces chenaux, c'est-à-dire à partir de l'endroit où la bathymétrie devient positive ;
3. les chenaux auront tendance à couler dans les zones de plus faible altitude de la zone émergée (« vallées »). Cette contrainte peut être considérée comme une probabilité pour qu'un chenal coule en un point donné. C'est le même type de contrainte lorsqu'une carte de sismique donne les zones où il est le plus probable de trouver des chenaux.
4. les chenaux auront tendance à couler vers la limite de la zone d'émersion. Cette direction peut être généralement obtenue en utilisant la direction du gradient de la bathymétrie ;

- la pente de la topographie peut influencer sur les caractéristiques géométriques des chenaux formés. Il est donc possible de définir les paramètres géométriques (amplitude, longueur d'onde...) en utilisant la bathymétrie.

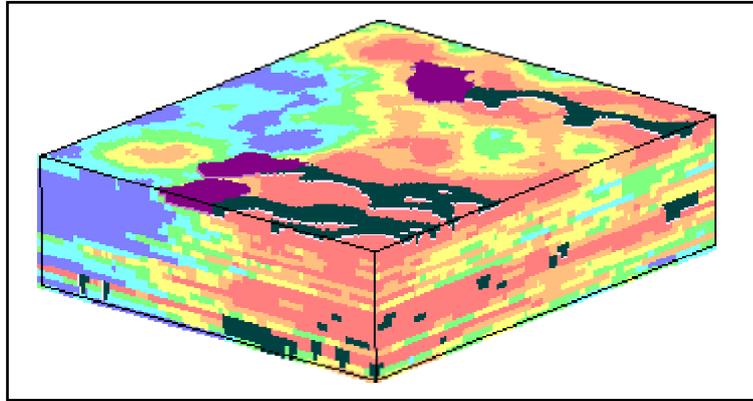


FIG. 4.21 : *Simulation de chenaux combinée au modèle NEPTUNE utilisant la méthode de simulation Y.A.C.S.. Ici les paramètres de simulation ont été définis « à la main » à partir du modèle en faciès précédemment obtenu. Deux nouveaux faciès sont ajoutés : le faciès de sable fluviatile (en gris foncé) et celui de dépôt deltaïque (en violet).*

La partie II présente une méthode de simulation de chenaux, Y.A.C.S.<sup>18</sup>, qui peut utiliser l'ensemble de ces paramètres. Il est possible de connecter assez simplement les deux méthodes en intégrant dans NEPTUNE un module calculant l'ensemble des paramètres nécessaires pour faire fonctionner le simulateur de chenaux. Ce travail n'a malheureusement pu être fait par manque de temps, il est actuellement nécessaire de définir l'ensemble des paramètres de simulation « à la main », en s'aidant du résultat obtenu par le processus NEPTUNE (Fig. 4.21).

---

<sup>18</sup>Y.A.C.S. = Yet Another Channel Simulator

# Conclusions et perspectives

Les travaux menés lors de cette thèse ont permis de formaliser complètement les concepts utilisés dans le processus NEPTUNE. L'utilisation de l'interpolateur DSI dans plusieurs modules a rendu le logiciel plus agréable à l'utilisation. Enfin le travail effectué en parallèle avec le travail de Rémi Moyen sur GeoChron a ouvert des possibilités pour l'utilisation sur des réservoirs faillés ou déformés.

Plusieurs travaux sont cependant nécessaires dans le prolongement de ces recherches :

- La connexion interne entre NEPTUNE et les simulateurs d'objets comme Y.A.C.S. Cela passera par le développement d'un module permettant de générer automatiquement les paramètres utiles aux simulateurs à partir des propriétés de NEPTUNE (notamment la bathymétrie) ;
- La connexion avec les travaux sur GeoChron. Actuellement la principale divergence vient du fait que la paramétrisation GeoChron est calculée dans des grilles à base de tétraèdres, alors que NEPTUNE utilise exclusivement des grilles hexaédriques. Des contraintes utilisées lors de la paramétrisation dans les tétraèdres sont difficilement exportables dans des hexaèdres. Il faudra donc attendre soit le passage de GeoChron aux grilles hexaédriques, soit le passage de NEPTUNE aux grilles à base de tétraèdres. Ce dernier est simplifié par l'approche dans ce mémoire séparant complètement la modélisation des épaisseurs et de la grille chronostratigraphique de la modélisation des propriétés ;
- Les phénomènes de compaction devront être pris en compte car leur influence sur le modèle en épaisseur, donc en accommodation, n'est sûrement pas négligeable ;
- La géologie et les données sédimentologiques utilisées (carte de bathymétrie, distributions de bathymétrie...) produisent des incertitudes, souvent bien plus importantes que les incertitudes liées à la multi-réalisation de grilles de faciès à partir du cube de proportions. Ces incertitudes doivent être quantifiées, et cela passera sans doute par l'utilisation d'un workflow (interface graphique permettant un déroulement logique et rapide d'actions successives) ;
- Enfin l'industrialisation du produit, le produit actuel étant un produit de recherche, dont la robustesse a été peu testée. Un workflow pour la création d'un modèle a été partiellement développé, ce qui permet une reprise simplifiée pour l'industrialisation (les fenêtres d'interface sont déjà définies).



## Deuxième partie

# Modélisation de dépôts fluviaux



Cette partie présente une nouvelle méthode de simulation de chenaux baptisée Y.A.C.S. développée au cours de cette thèse en collaboration avec la compagnie Earth Decision Sciences. Après une courte introduction sur les méthodes actuelles de simulations de chenaux, nous décrirons cette méthode permettant de produire des chenaux très réalistes. Enfin, nous présenterons quelques pistes pour intégrer ce simulateur dans un processus de multi-réalisation.



# Chapitre 5

## Introduction à la modélisation de chenaux

Les chenaux ont une importance réelle en géologie des réservoirs. Ils sont à l'origine d'hétérogénéités entre des roches de faibles porosité et perméabilité – par exemple les argiles de plaines d'inondation – et des roches de plus fortes porosité et perméabilité – par exemple les sables déposés dans le chenal. Il est nécessaire de modéliser cette hétérogénéité afin de localiser les zones de réservoirs potentiels et afin d'estimer la connexité entre les différents réservoirs. Leur géométrie sinueuse les rend cependant difficiles à simuler conditionnellement aux données telles que les observations le long de puits ou des profils sismiques. C'est pourquoi la modélisation stochastique de chenaux est toujours un défi important.

En modélisation de propriétés du sous-sol, deux familles de méthodes sont généralement distinguées : les méthodes *basées pixel*, où la propriété est calculée en chaque nœud (pixel) d'un modèle discret (une grille structurée), et les méthodes *basées objets* – aussi appelées méthodes booléennes – où des objets (chenaux, lobes, dunes, etc.) sont construits puis utilisés pour estimer les valeurs de la propriété dans le modèle de réservoir.

### 5.1 Méthodes basées pixel

Les méthodes classiques de simulation basée pixel (Simulation Gaussienne Séquentielle, Simulation d'Indicatrices Séquentielle...) (Fig. 5.1–a) utilisent le krigeage et nécessitent en conséquence la définition d'un variogramme. Ces méthodes sont basées sur des statistiques binodales, la valeur à simuler sur un nœud donné est corrélée indépendamment avec chaque valeur voisine. Ces méthodes ne sont pas adaptées à la simulation de chenaux car elles ne permettent pas de reproduire la forme curviligne et continue des dépôts fluviaux. Par contre, l'approche plus récente utilisant les statistiques multipoints (Guardiano et Srivastava, 1993) permet d'obtenir des résultats bien meilleurs (Fig. 5.1–b). Le principe des statistiques multipoints consiste à utiliser toutes les données voisines simultanément pour contraindre la valeur à simuler. Pour cela, des probabilités d'apparition de différentes configurations sont estimées à partir d'une image d'apprentissage. Pour simuler la valeur

de la propriété en un point, il suffit alors de faire un tirage aléatoire parmi les configurations qui respectent les données voisines déjà connues ou simulées. Comme il s'agit d'une méthode basée pixel, le résultat respecte les données dures (puits) quel que soit leur nombre. Du point de vue de l'utilisation des géostatistiques multipoints pour la simulation de faciès, Sébastien Strebelle (2002) décrit un algorithme rapide – appelé *snesim* – permettant d'extraire les différentes configurations à partir d'images d'entraînement et de les envoyer au modèle de simulation. De plus, Jef Caers (2001) présente comment combiner un réseau de neurones aux géostatistiques multipoints pour respecter au mieux les données venant de la sismique. Ces développements font des géostatistiques multipoints un outil très puissant pour la simulation de chenaux. Cependant, il y a quelques désavantages :

- comme il s'agit d'une méthode basée pixel, la connexité observée entre deux puits, connue par exemple par des tests d'injection aux puits (*well tests*), ne peut pas être assurée ;
- si le nombre de données est relativement important, la continuité des chenaux n'est pas assurée (Strebelle, 2002, pp. 16–17) ;
- les fortes sinuosités sont difficiles à reproduire ;
- il n'est pas possible d'individualiser différents chenaux à partir de la simulation ;

Notons par ailleurs que cette méthode nécessite des images d'entraînement, et utilise souvent à ce titre un simulateur d'objets aléatoires non contraints pour générer de telles images.

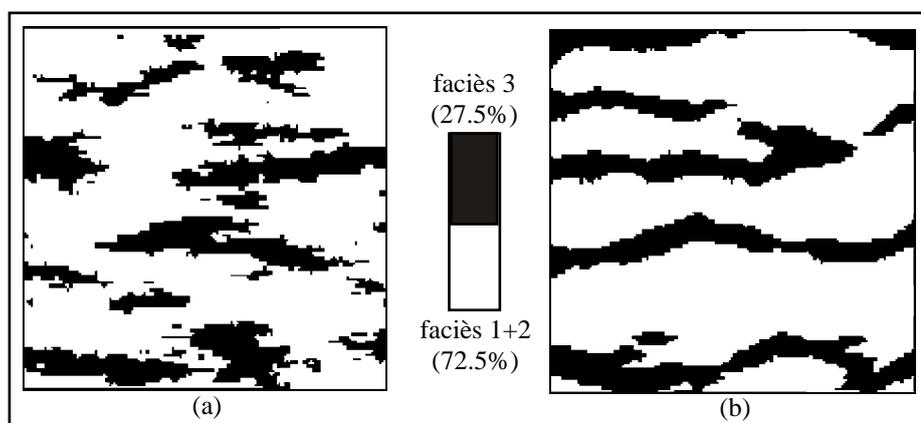


FIG. 5.1 : Simulation de faciès par méthodes basées pixel. Le résultat (a) provient d'une simulation par indicatrice, le résultat (b) de la méthode géostatistique multipoints *snesim* (in Strebelle (2002)).

## 5.2 Méthodes basées objets

La seconde manière de simuler les dépôts de chenaux (la première chronologiquement) est d'utiliser des méthodes basées objets. Il existe un grand nombre de ces méthodes, parmi lesquelles deux familles sont généralement distinguées : les méthodes déterministes et les méthodes probabilistes. Les résultats obtenus sont pratiquement similaires (des objets

chenaux, éventuellement associés à des dépôts de levées et de lobes de débordement), cependant les méthodologies utilisées sont complètement différentes.

### 5.2.1 Méthodes déterministes

Avec les méthodes déterministes, on cherche à reproduire l'évolution du chenal dans le temps et dans l'espace. Ces méthodes peuvent être basées sur des concepts géologiques et sédimentologiques (Bridge et Leeder, 1979; Mackey et Bridge, 1992; Teles *et al.*, 1998). Dans Teles *et al.* (1998), quatre processus sont pris en compte pour la modélisation de systèmes fluviaux à méandres :

1. **la migration latérale des méandres** – *expansion* selon Willis (1989) (Miall, 1996, p. 159) – qui est due à l'érosion de la rive concave et au dépôt des sédiments sur la rive convexe (Reineck et Singh, 1980; Miall, 1992) (Fig. 5.2-a);
2. **le recouplement des méandres** qui a lieu lorsque les méandres sont très développés (Fig. 5.2-b);
3. **la migration vers l'aval** – *translation* selon Willis (1989) – qui dépend de la pente de la plaine (Schumm, 1987) (Fig. 5.2-c);
4. le dépôt de particules fines dans la plaine lors des épisodes d'inondation.

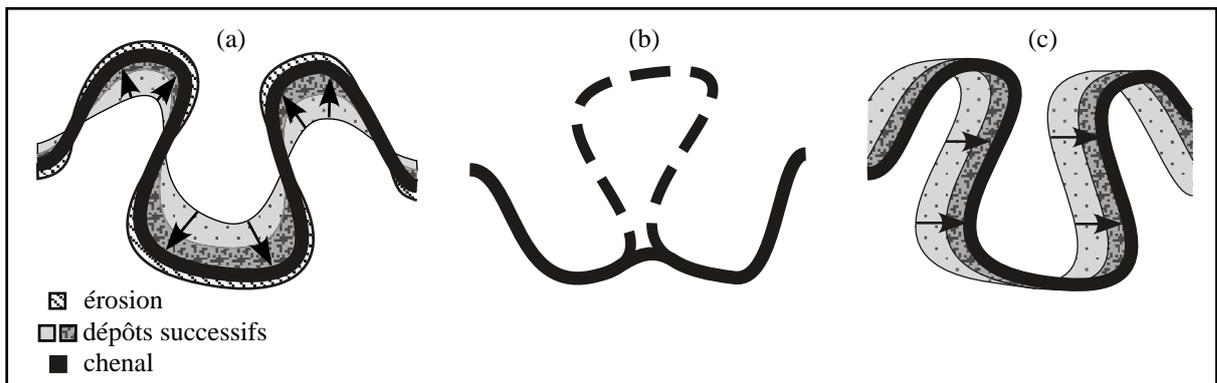


FIG. 5.2 : Trois évolutions possibles des méandres : (a) migration latérale (*expansion*); (b) recouplement d'un méandre. Le bras mort se comble de particules fines; (c) migration vers l'aval.

Nous verrons dans le chapitre suivant que les trois premiers phénomènes peuvent être représentés avec la nouvelle méthode que nous proposons. D'autres méthodes utilisent la géomorphologie et les équations d'hydrodynamique pour reproduire les processus à l'origine de la formation des méandres (Callander, 1969; Engelund et Skovgaard, 1973; Ikeda *et al.*, 1981; Johansson et Parker, 1989; Lopez, 2003).

Les méthodes déterministes génèrent des résultats très réalistes, cependant elles sont rarement adaptées à la modélisation de réservoir qui demande le plus souvent des résultats issus de processus stochastiques afin d'analyser les incertitudes du modèle. De plus, en modélisation de réservoir, un ensemble de contraintes est fixé au niveau des forages et par la sismique, contraintes que les méthodes déterministes sont incapables de respecter. Les

travaux effectués à l'école des Mines de Paris (Lopez, 2003) ont permis le développement d'une méthodologie incluant un facteur stochastique dans la modélisation des chenaux (Fig. 5.3), et se rapprochent donc de la problématique des modèles de réservoir. Le nombre de contraintes pouvant être respectées reste cependant limité. D'autres travaux ont été effectués afin de contraindre le passage du chenal par un certain nombre de points de contrôle – Karssenbergh *et al.* (2001) proposent une méthode pour contraindre le modèle de Scudder Mackey et John Bridge, Dean Oliver (2002) présente une méthode qui calcule et corrige l'écart entre la courbe initiale et les données – mais dans ces deux cas le nombre de points de contrainte pouvant être respectés reste faible (inférieur à 10).

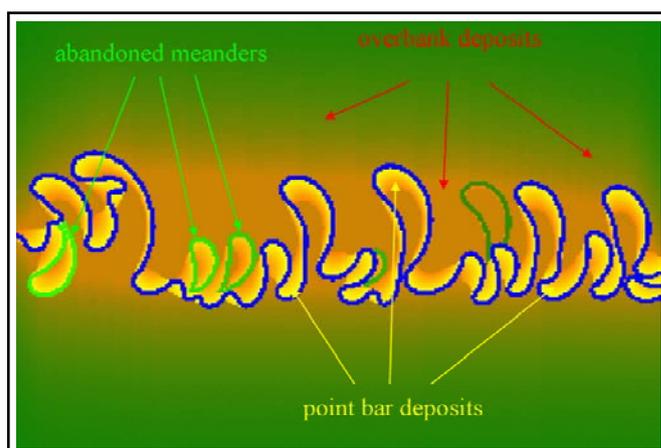


FIG. 5.3 : Vue aérienne d'un chenal simulé à partir d'un algorithme semi-déterministe (Lopez, 2003) (in <http://cg.ensmp.fr/Chenaux/>).

### 5.2.2 Méthodes probabilistes

Avec les méthodes probabilistes, chaque objet géologique est défini comme une forme géométrique plus ou moins complexe. Martha Benito García-Morales (2003) simule les chenaux comme étant des demi-cylindres de génératrice sinusoïdale et de section verticale semi-ellipsoïdale. Plus régulièrement, les chenaux sont définis à partir d'une courbe sinueuse dont la distance à l'axe du chenal est simulée selon un processus stochastique (Simulation Gaussienne Séquentielle le long de l'axe) (Georgsen et Omre, 1993; Deutsch et Wang, 1996; Deutsch et Tran, 2002). Cette courbe simulée est utilisée comme courbe du chenal. La section verticale du chenal est ensuite calculée en tout point de cette courbe, avec généralement une épaisseur et une largeur variables. Les résultats obtenus sont beaucoup moins réalistes qu'avec les méthodes déterministes : la sinuosité des objets simulés étant limitée par la méthode de construction, il n'est pas possible d'obtenir des chenaux multivalués (Fig. 5.4), sauf dans le cas où l'axe initial du chenal est lui même sinueux. Pour résoudre ce problème, Sophie Viseur (2001, 2004) propose de déformer la courbe obtenue en utilisant sa géométrie et une loi similaire à celle de l'érosion qui se fait sur le bord convexe du chenal. Les résultats obtenus sont plus réalistes et sinueux que les pré-

cédents. Cependant la question des contraintes aux puits reste, car la méthode ne permet pas de tenir compte d'un grand nombre de points de données.

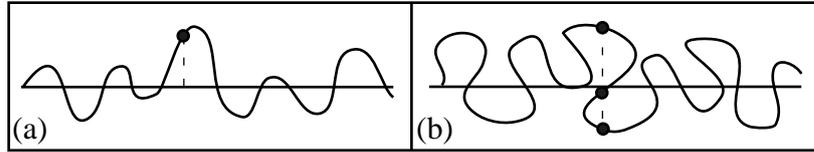


FIG. 5.4 : Définition d'un chenal multivalué. (a) chenal monovalué, à une abscisse sur l'axe correspond un point de la courbe du chenal. (b) chenal multivalué, à une abscisse sur l'axe peuvent correspondre plusieurs points de la courbe du chenal.

Toutes les méthodes proposées précédemment ont leurs avantages et inconvénients (Fig. 5.5). Si les géostatistiques multipoints permettent de respecter scrupuleusement les données de puits et de sismique, la continuité des chenaux et la connexité entre plusieurs puits ne sont pas assurées. D'autre part, si les méthodes objets actuelles permettent d'obtenir des résultats réalistes, voire très réalistes, le conditionnement le long des puits est difficile à respecter. Nous proposons dans le chapitre suivant une méthode qui permet de combiner les avantages de chacune des méthodes, respect parfait des données de puits et résultats réalistes, par une simulation des **objets** chenaux basée sur une méthode **pixel**, la Simulation Gaussienne Séquentielle.

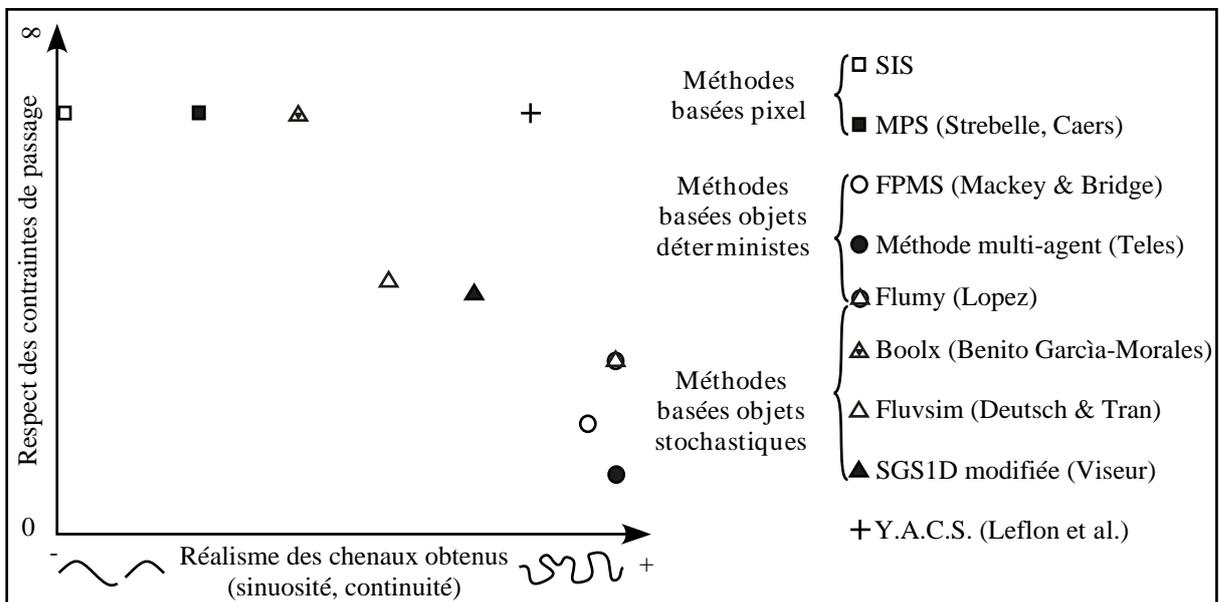


FIG. 5.5 : Étude comparative des différentes méthodes de simulation de chenaux. Les deux critères utilisés sont le réalisme (continuité des chenaux et sinuosité possible) et le nombre de contraintes pouvant être honorées.



# Chapitre 6

## Nouvelle méthode de simulation de chenaux

### 6.1 Vue d'ensemble de la méthode

#### 6.1.1 Introduction

La méthode que nous proposons ici permet de simuler des objets longs, continus et sinueux selon un processus purement stochastique. Elle est donc parfaitement adaptée à la simulation de chenaux. Cependant, nous tenons à mettre dès maintenant le lecteur en garde : aussi réalistes que puissent paraître certains résultats, ils ne découlent d'aucun fondement génétique puisqu'aucune équation de diffusion ou d'hydrodynamique n'est utilisée. Nous avons vu dans le chapitre 5 les limites des simulateurs déterministes du point de vue des contraintes de passage. Les objets simulés doivent être vus comme des objets géométriques au même titre que les sinusoides, ressemblant à des chenaux et pratiques à utiliser dans le cadre de simulations. Nous ne nous intéresserons ici qu'à la méthode utilisée pour simuler un tel objet. L'objet obtenu peut ensuite être utilisé dans le cadre de processus multi-réalisation en s'appuyant sur les méthodes déjà existantes.

La simulation de chenal est un problème typiquement à deux dimensions : aux échelles de temps géologique, la mise en place d'un chenal est un événement instantané, et les dépôts résultants peuvent facilement être cartographiés en 2D en terme de nature et d'épaisseur des dépôts. Nous définissons donc pour chaque chenal une *surface de référence*, qui est la surface isochrone sur laquelle la simulation des dépôts va être effectuée. Une méthode pour extraire ces surfaces a été décrite dans le chapitre 3. À défaut, il est toujours possible de travailler par couche sur une grille curviligne (SGrid sous GOCAD).

La simulation d'un chenal passe souvent par la simulation de son axe médian (voir par exemple Viseur (2001)). Afin de pallier aux insuffisances des techniques actuelles de simulations des chenaux, Earth Decision Sciences a décidé de lancer le projet Y.A.C.S. (Yet Another Channel Simulator) avec les objectifs suivants :

- permettre la modélisation stochastique de chenaux multivalués ;
- respecter les données aux puits ;

- respecter le tracé d’une éventuelle vallée (ceinture chenalissante) ;
- être rapide.

Dans le cadre de la réflexion qui suivit, Jean-Laurent Mallet a proposé une méthode générale (communication privée) que nous présentons ici et à laquelle nous avons apporté un certain nombre de perfectionnements importants décrits dans ce chapitre. La méthode Y.A.C.S. a fait l’objet d’une demande de brevet (US no 04.03649, Europe no 05290408.3-) et d’un article présenté à la SPE (Alapetite *et al.*, 2005).

### 6.1.2 Principe de la méthode

Considérons sur le plan une région  $\mathcal{C}_c$ , appelée *ceinture chenalissante*, dans laquelle les chenaux doivent être simulés. Cette région est délimitée par deux courbes non sécantes ( $\mathcal{G}$ ) et ( $\mathcal{D}$ ), ( $\mathcal{G}$ ) étant le bord gauche de cette ceinture (défini par rapport au sens d’écoulement), ( $\mathcal{D}$ ) le bord droit. À partir de ces deux courbes, définissons une fonction *potentiel*  $p(\mathbf{x})$  continue dans  $\mathcal{C}_c$  telle que,  $A$  étant une constante positive définie arbitrairement,

$$\begin{cases} \forall \mathbf{x} \in (\mathcal{G}), & p(\mathbf{x}) = -A \\ \forall \mathbf{x} \in (\mathcal{D}), & p(\mathbf{x}) = A \end{cases} \quad (6.1)$$

Il est possible d’extraire dans  $\mathcal{C}_c$  une courbe équipotentielle ( $\mathcal{P}_0$ ) telle que  $\forall \mathbf{x} \in (\mathcal{P}_0), p(\mathbf{x}) = 0$  (théorème des valeurs intermédiaires). Cependant cette courbe sera peu sinueuse, sa sinuosité sera égale à la sinuosité de  $\mathcal{C}_c$  (Fig. 6.1–a). Ajoutons maintenant un bruit  $r(\mathbf{x})$  à ce potentiel, par exemple un bruit simulé par Simulation Gaussienne Séquentielle (SGS). Si le maximum de bruit est inférieur en valeur absolue à  $A$ , il est toujours possible d’extraire une courbe ( $\mathcal{P}'_0$ ) d’iso-valeur telle que  $\forall \mathbf{x} \in (\mathcal{P}'_0), p(\mathbf{x}) + r(\mathbf{x}) = 0$ . Cette nouvelle courbe sera plus sinueuse (Fig. 6.1–b) et sa sinuosité dépendra de l’intensité du bruit ainsi que de la corrélation entre valeurs voisines (variogramme). Cette courbe peut être utilisée comme axe médian d’un chenal.

Mais la courbe centrale du chenal n’est pas suffisante pour cartographier comme nous le souhaiterions les épaisseurs et nature des dépôts. La plupart des auteurs proposent de simuler l’épaisseur et la largeur le long du chenal. Le deuxième aspect novateur de la méthode développé est d’utiliser l’intégralité du potentiel bruité  $p + r$ , et non uniquement l’équipotentielle 0. Considérons par exemple les bords du chenal. Il s’agit de courbes « pseudo-parallèles » à l’axe du chenal, sans pour autant être rigoureusement parallèles, la largeur de l’objet pouvant varier dans l’espace. Ces deux courbes peuvent être extraites de deux équipotentielles ( $-p_w$ ) et ( $p_w$ ) – les valeurs ont des signes opposés pour assurer une certaine symétrie autour de l’axe. Il en est de même pour chaque type de dépôt à cartographier. L’idée que nous proposons est de transformer ce potentiel en une fonction d’épaisseur de sédiments. Selon la fonction utilisée, il sera possible de simuler des chenaux avec levées, sans levée, voire des lobes deltaïques associés aux chenaux.

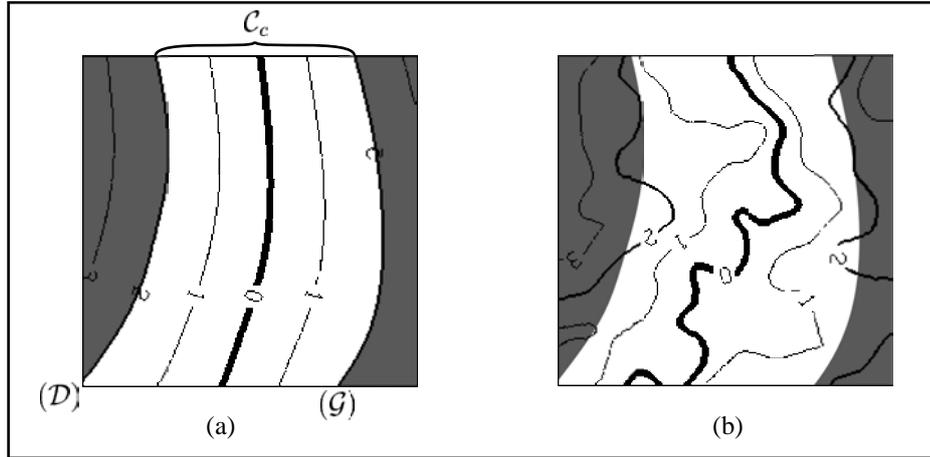


FIG. 6.1 : (a) Ceinture chenalisante et fonction potentiel associée. La courbe équipotentielle de valeur 0 est peu sinueuse (ici la valeur sur les bords A vaut 2).  
 (b) Fonction potentiel bruité. La courbe équipotentielle de valeur 0 est sinueuse et peut très bien être utilisée pour la modélisation d'un chenal.

## 6.2 Modélisation de la ceinture chenalisante

Nous avons vu dans la partie précédente que la ceinture chenalisante  $\mathcal{C}_c$  peut être modélisée par une fonction *potentiel*. Cette fonction est telle que :

$$\mathbf{x} \in \mathcal{C}_c \iff p(\mathbf{x}) \in [-A; A] \quad (6.2)$$

Nous présentons dans cette partie comment calculer cette fonction *potentiel*. Deux cas de figure apparaissent lors de la modélisation de la ceinture chenalisante :

- aucune donnée ne permet de définir les bords ( $\mathcal{G}$ ) et ( $\mathcal{D}$ ). Dans ce cas, nous proposons d'utiliser une fonction à gradient constant, c'est-à-dire que nous supposons en première approximation que la ceinture est rectiligne ;
- grâce à la sismique, les contours ont pu être digitalisés. Dans ce cas, la fonction  $p(x)$  doit prendre en compte ces données, c'est-à-dire être égale à  $-A$  sur le bord indiqué comme étant le bord ( $\mathcal{G}$ ) et égale à  $A$  sur le bord ( $\mathcal{D}$ ).

Dans certains cas, une fonction *distance*  $d$ , ou *distance d'écoulement*, est aussi nécessaire (cf. sections 6.6 et 6.7). Cette fonction correspond à une distance curviligne à l'intérieur de la ceinture chenalisante. C'est une fonction dont le gradient de norme 1 est perpendiculaire au gradient de la propriété *potentiel*. Les deux fonctions  $p$  et  $d$  ainsi calculées définissent une paramétrisation à l'intérieur de la ceinture chenalisante.

## 6.2.1 Modélisation d'une ceinture chenalissante rectiligne

### Calcul de la fonction *potentiel*

Étant situé dans l'espace chronostratigraphique (coordonnées  $(x_t, y_t)$  sur la surface de référence), la fonction *potentiel* est une fonction linéaire de  $x_t$  et  $y_t$  de type

$$p(x_t, y_t) = \alpha \cdot (x_t - x_0) + \beta \cdot (y_t - y_0) \quad (6.3)$$

où  $\alpha$  et  $\beta$  vont dépendre du sens d'écoulement du chenal (tiré aléatoirement ou fixé suite à des études sédimentologiques) et de la largeur  $W$  de la ceinture chenalissante (Fig. 6.2-a).  $(x_0, y_0)$  sont les coordonnées d'un point situé sur l'axe du chenal. Elles permettent de fixer la position de l'axe du chenal sur la surface.

En pratique, le sens du chenal est donné sous forme d'un azimut  $a_z$  compris entre 0 et 360°, 0° correspondant au nord et 90° à l'est du modèle. À partir de cet azimut et de la largeur  $W$ ,  $\alpha$  et  $\beta$  sont calculés en utilisant les formules suivantes :

$$\begin{cases} \alpha = \cos(a_z) \cdot \frac{2 \cdot A}{W} \\ \beta = (-\sin(a_z)) \cdot \frac{2 \cdot A}{W} \end{cases} \quad (6.4)$$

Ici  $x_t$  est supposé être dirigé vers l'est et  $y_t$  vers le nord (convention à l'intérieur de GOCAD). Dans le cas où ces deux axes sont différents, une rotation supplémentaire est nécessaire. Si la largeur  $W$  n'est pas connue, nous la fixons arbitrairement à trois fois l'amplitude du chenal à simuler : c'est suffisant pour simuler tout le chenal, et cela permet de définir une région dans laquelle les simulations seront faites. L'espace de simulation étant ainsi restreint, le temps de calcul est optimisé.

### Calcul de la fonction *distance*

La fonction *distance*  $d$  est aussi simple à calculer que la fonction *potentiel* (Fig. 6.2-b). Il s'agit de la fonction linéaire

$$D(x_t, y_t) = \sin(a_z) \cdot (x_t - x_0) + \cos(a_z) \cdot (y_t - y_0) \quad (6.5)$$

où le point de coordonnées  $(x_0, y_0)$  est défini avec une distance égale à zéro. La position de ce point n'est pas très importante, mais il est préférable qu'il se situe dans la grille afin d'éviter d'avoir des valeurs extrêmes de distance (supérieures à  $10^6$ ) ce qui peut provoquer par la suite des erreurs numériques.

## 6.2.2 Modélisation d'une ceinture chenalissante curviligne

Contrairement au cas décrit précédemment, nous nous plaçons ici dans un cas purement déterministe : les deux bords de la ceinture chenalissante sont entrés sous la forme de deux courbes extraites généralement de l'image sismique du réservoir. Le potentiel et la distance sont calculés à partir de ces courbes. Dans ce cas, l'ensemble des données contraignant le passage d'un chenal doit se trouver à l'intérieur de la ceinture ainsi délimitée.

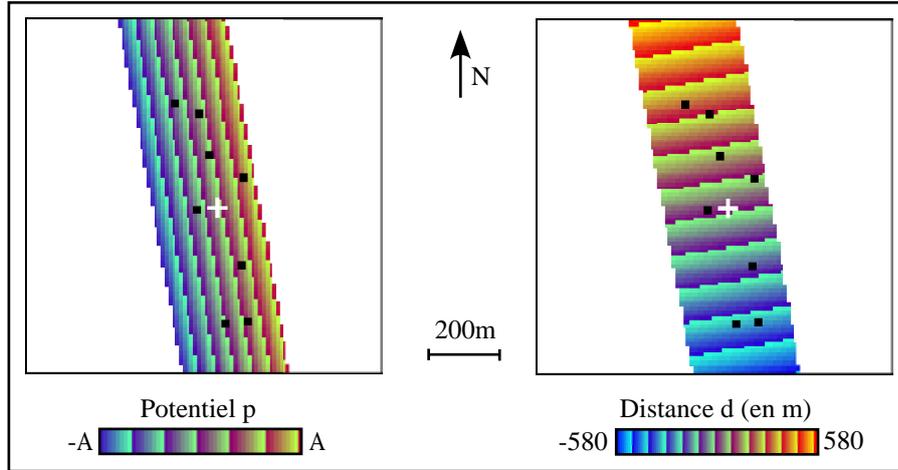


FIG. 6.2 : Le potentiel (a) et la distance (b) permettent de définir une paramétrisation de la ceinture chenalisante. Les deux propriétés sont calculées directement à partir des équations 6.3 et 6.5. Les points de contrainte de passage (carrés noirs) sont utilisés pour contraindre la direction et la position de l'axe (section 6.5.1). La croix blanche représente le centre de gravité de l'ensemble de ces points.

### Calcul de la fonction *potentiel*

La fonction *potentiel* est telle que la valeur sur le bord gauche est  $-A$  et la valeur sur le bord droit est  $A$ . La fonction *potentiel* est donc obtenue simplement en interpolant ces valeurs entre les deux courbes. Pour cela, nous réutilisons la même méthode d'interpolation utilisée pour la construction de cartes de bathymétrie de référence sous NEPTUNE (section 4.3) (Fig. 6.3-a).

### Calcul de la fonction *distance*

La fonction *distance*  $d$  est plus compliquée à calculer lorsque la ceinture est curviligne : dans ce cas, il est nécessaire de construire une fonction dont le gradient  $\mathbf{grad} d$  est orthogonal au gradient du potentiel  $\mathbf{grad} p$  et dont la norme est égale à 1. Nous ajoutons comme contrainte supplémentaire que la valeur au point de référence  $(x_0, y_0)$  doit être égale à 0 (Fig. 6.3-b). Pour calculer cette fonction, nous utilisons l'interpolateur DSI en posant les trois contraintes précédemment citées, à savoir

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{grad} d \perp \mathbf{grad} p \text{ (cf. page 55, équation 4.9)} \\ \|\mathbf{grad} d\| = 1 \\ d(x_0, y_0) = 0 \end{array} \right.$$

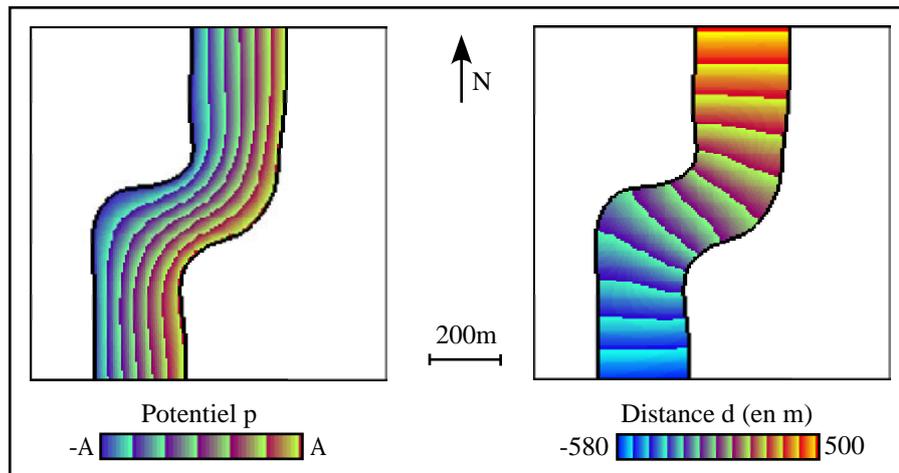


FIG. 6.3 : Modélisation d'une ceinture chenalissante curviligne. Les deux propriétés potentiel et distance sont calculées en utilisant l'interpolateur DSI.

### 6.3 Simulation du bruit

Une fois la propriété potentiel  $p$  calculée, le chenal peut être simulé à l'intérieur de la ceinture chenalissante  $\mathcal{C}_c$ . La simulation du chenal passe par le calcul d'un bruit  $r$ , obtenu par Simulation Gaussienne Séquentielle (SGS). La SGS est une méthode qui simule nœud par nœud une valeur en utilisant les valeurs déjà connues. Elle utilise un variogramme qui va définir la corrélation entre deux nœuds en fonction de leurs positions respectives : plus ils seront éloignés, moins la corrélation entre les deux sera bonne. Le variogramme est une fonction de la distance entre deux points et de l'azimut. Plusieurs types de corrélation spatiale peuvent être pris en compte et sont caractérisés par le type de variogramme (sphérique, exponentiel, gaussien...). Dans cette étude, seuls des variogrammes gaussiens sont utilisés afin d'assurer la continuité spatiale du bruit. Les paramètres nécessaires à la construction d'un tel modèle de variogramme sont essentiellement la *portée* (*range*) et le *palier* (*sill*). La portée définit la distance maximale au-delà de laquelle il n'y a plus de corrélation entre deux points ; le palier correspond à la variance maximale entre deux points.

Dans Y.A.C.S., ces paramètres sont utilisés en corrélation avec les contraintes sur la forme des chenaux imposée par le modèle (section 6.3). Les contraintes de passage ou de non passage de chenal sont interprétées en tant que valeurs du bruit simulé et contraignent donc directement la SGS (section 6.5.3).

#### Contraintes géométriques

Les paramètres géométriques utilisés pour la simulation des chenaux sont des paramètres classiques : la longueur d'onde  $\lambda$  et l'amplitude  $a$  des oscillations du chenal, ainsi que sa sinuosité  $s$  (Fig. 6.5). Notons qu'avec notre méthode, la sinuosité et l'amplitude sont deux paramètres indépendants contrairement aux méthodes précédentes de simulations stochastiques (Georgsen et Omre, 1993; Deutsch et Wang, 1996). En effet, comme

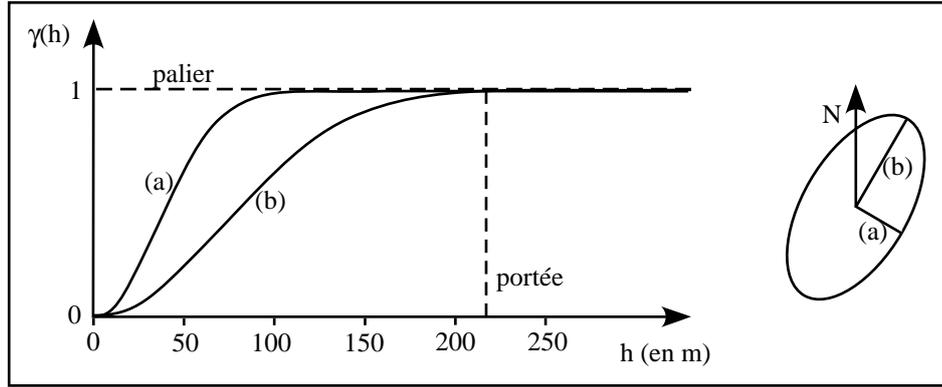


FIG. 6.4 : Représentation de la fonction variogramme  $\gamma$ . À gauche, la courbe (a) correspond au variogramme de type gaussien dans une direction donnée, la courbe (b) au variogramme dans la direction orthogonale à la première. Le paramètre  $h$  correspond à la distance entre deux points pour laquelle le variogramme est calculé. Le palier ( $s=1$ ) et la portée ( $p=215$ ) sont représentés pour la courbe (b). À droite, l'ellipse est une représentation commode du variogramme qui permet de visualiser directement les directions principales et la portée du variogramme.

le montre la figure 6.6, la longueur d'onde et l'amplitude ne sont pas suffisantes pour décrire complètement la géométrie des objets, il est nécessaire de prendre aussi en compte la sinuosité.

Un parallèle peut être fait entre ces paramètres géométriques et les paramètres utilisés pour la Simulation Gaussienne. Les directions principales du variogramme sont calculées en fonction de la direction du gradient du potentiel (Fig. 6.7). Une étude expérimentale a été menée afin de déterminer la relation entre les paramètres géométriques et les paramètres de simulation. Un plan d'expérience a été fait dans une grille  $1000m \times 100m$  avec des cellules de  $2m \times 2m$  en faisant varier trois paramètres : les deux portées du variogramme et l'écart-type du bruit simulé. Pour chaque triplet de variables, 10 simulations ont été faites et la courbe du chenal a été extraite. Au total, 10000 chenaux ont été simulés dans cette étude (Fig. 6.8).

Il découle de cette étude qu'une des directions principales du variogramme va correspondre à la direction moyenne d'écoulement du chenal, ce à quoi nous nous attendions. Dans cette direction, une relation linéaire a été observée entre la portée du variogramme  $p_1$  et la longueur d'onde du chenal  $\lambda$  (équation 6.6 et Fig. 6.8-a).

$$p_1 = \frac{\lambda}{4} \quad (6.6)$$

La deuxième direction du variogramme, perpendiculaire à la première, devrait intuitivement être liée à l'amplitude  $a$  du chenal. Ce n'est pas ce qui est observé. En effet, l'amplitude de l'objet simulé dépendra de la capacité du bruit  $r$  à éloigner le centre du chenal de la ceinture chenalissante. En d'autres termes, l'amplitude  $a$  du chenal simulé dépendra de l'amplitude du bruit  $\sigma_r$ . La relation entre les deux amplitudes établie à partir

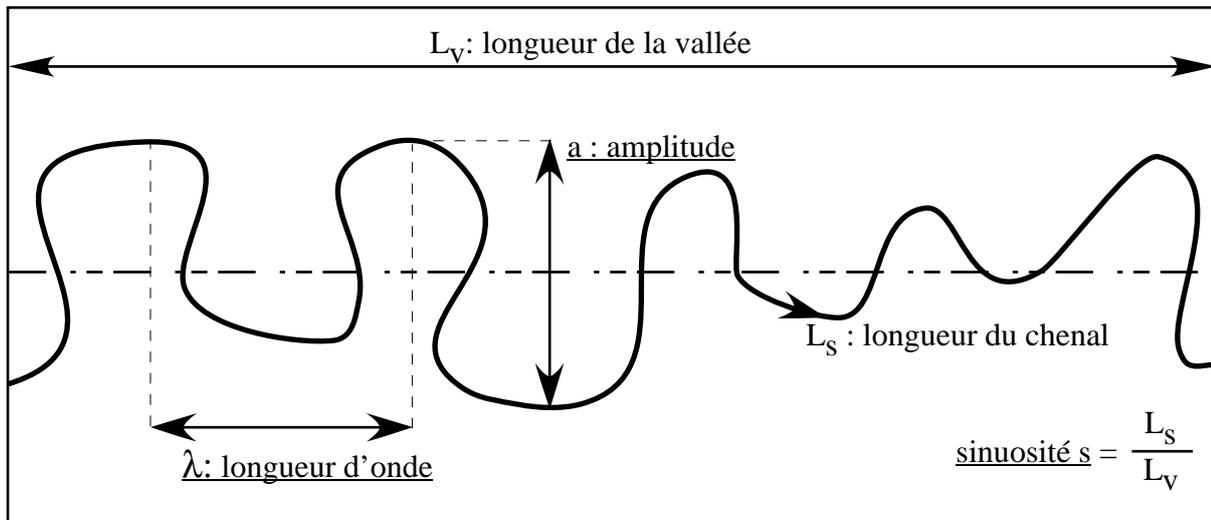


FIG. 6.5 : Définition des paramètres géométriques utilisés pour les chenaux, la longueur d'onde, l'amplitude et la sinuosité.

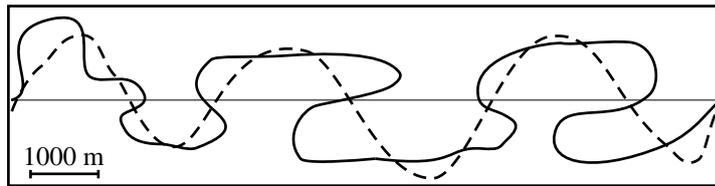


FIG. 6.6 : Impact de la sinuosité : les deux courbes ont la même longueur d'onde ( $\lambda = 3300m$ ) et amplitude moyenne ( $a = 1200m$ ), mais leurs sinuosités sont différentes de façon significative : 1.53 pour la courbe en pointillé, 2.38 pour la courbe pleine.

du plan d'expérience est une relation linéaire (équation 6.7 et Fig. 6.8-b).

$$\sigma_r = \alpha \cdot a \cdot \text{grad } p \quad (6.7)$$

Le terme **grad**  $p$  permet de rendre le problème adimensionnel.

En conséquence, la portée  $p_2$  dans la deuxième direction du variogramme sera connectée à la sinuosité  $s$  de l'objet simulé. Suite à l'étude expérimentale, il apparaît une relation entre  $p_2$ ,  $s$ ,  $a$  et  $\lambda$  qui a été modélisée par l'équation suivante

$$p_2 = \frac{c_0 \cdot a - c_1 \cdot \lambda}{s - c_2} + c_3 \quad (6.8)$$

où  $a$  est l'amplitude du chenal et  $\lambda$  sa longueur d'onde ;  $c_0$ ,  $c_1$ ,  $c_2$ ,  $c_3$  sont des constantes qui ont été déterminées expérimentalement. Cependant, nous n'avons pas trouvé d'explication logique à cette formule, des recherches additionnelles sur ce sujet sont nécessaires.

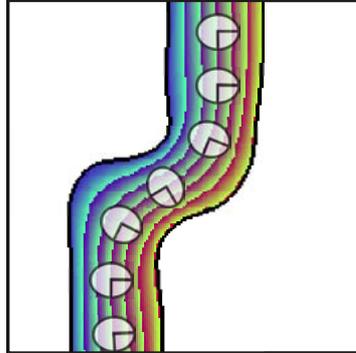


FIG. 6.7 : Directions principales du variogramme calculées en fonction de la direction du potentiel.

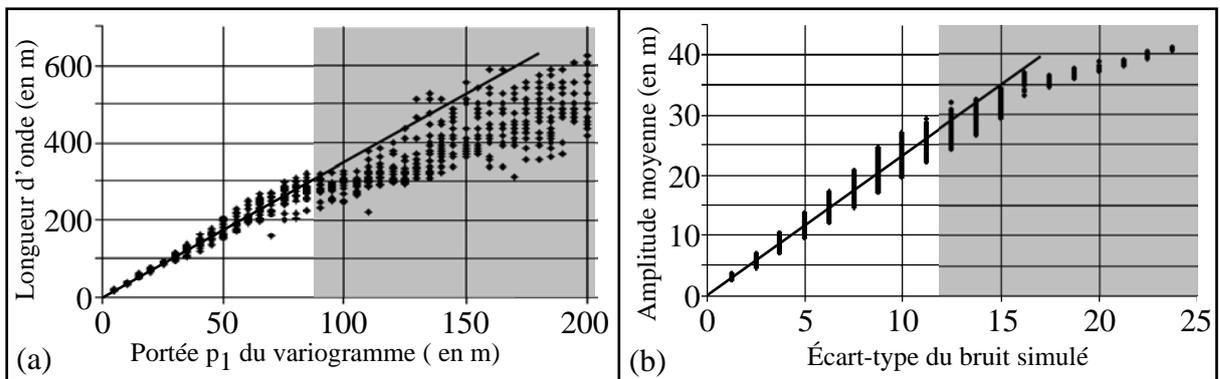


FIG. 6.8 : Relations entre paramètres géométriques et paramètres de simulation. Un plan d'expérience a été fait dans une grille  $1000\text{m} \times 100\text{m}$  avec des cellules de  $2\text{m} \times 2\text{m}$  en faisant varier trois paramètres : les deux portées du variogramme et l'écart-type du bruit simulé. Pour chaque triplet de variables, 10 simulations ont été faites et la courbe du chenal a été extraite. Chaque point sur les graphiques correspond à la moyenne des 10 simulations. La longueur d'onde a été calculée en comptant le nombre d'intersections entre le chenal et l'axe de la ceinture chenalissante, l'amplitude comme étant deux fois la moyenne de la distance entre chaque point du chenal et l'axe. Sur les graphiques, les zones grisées correspondent à des erreurs dus à des problèmes d'échelle (grandes longueur d'onde ou amplitude par rapport à la taille de la grille).

## 6.4 Fonction de transfert : de la surface au volume

La fonction de transfert  $\mathcal{T}$  permet l'interprétation du potentiel en terme d'épaisseur de sédiments.  $p$  étant le potentiel,  $r$  étant le bruit simulé, l'épaisseur sera obtenue en appliquant la fonction 6.9.

$$e = \mathcal{T}(p + r) \quad (6.9)$$

Selon le type de chenal désiré, il est possible d'utiliser différentes fonctions de transfert. Au cours de cette thèse, trois fonctions ont été définies et sont présentées ici (Fig. 6.9–a,b,c). Une quatrième fonction est aussi présentée ici qui n'a pas été implémentée dans le module Y.A.C.S. (Fig. 6.9–d) ; cependant, elle nous semble pertinente car elle montre l'étendue des possibilités quant aux types de chenaux pouvant être simulés.

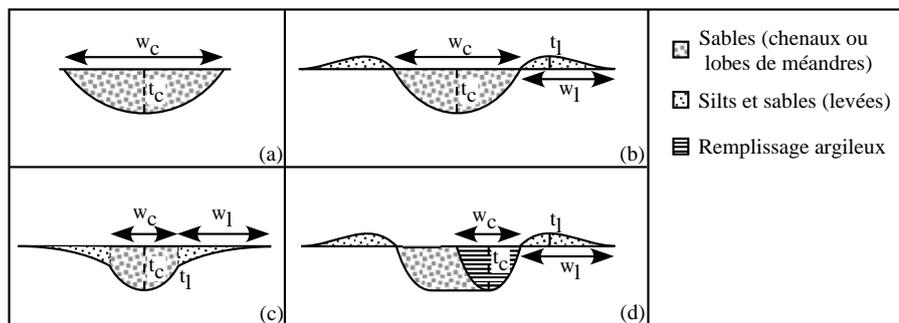


FIG. 6.9 : Les quatre modèles de chenaux présentés :

- (a) Modèle de chenal sans levée ;
- (b) Modèle de chenal avec levées non-érosives ;
- (c) Modèle de chenal avec levées érosives ;
- (d) Modèle de chenal avec levées non-érosives et migration latérale.

### 6.4.1 Modèle de chenal sans levée

Il s'agit du modèle le plus simple, avec un seul faciès simulé : le faciès chenal (Fig. 6.9–a). L'objet chenal est supposé à section parabolique, les deux paramètres d'entrée sont la largeur du chenal  $w_c$  et sa profondeur  $t_c$ . La fonction de transfert  $\mathcal{T}$  correspondante est la suivante :

$$\begin{array}{l}
 x_p = \frac{|x|}{\text{grad } p} \\
 \text{Faciès chenal :} \\
 \forall x / x_p \leq 0.5 \cdot w_c, \mathcal{T}(x) = t_c \cdot \left(1 - \left(\frac{2 \cdot x_p}{w_c}\right)^2\right) \\
 \text{Pas de dépôt :} \\
 \forall x / 0.5 \cdot w_c \leq x_p, \mathcal{T}(x) = 0
 \end{array} \quad (6.10)$$

Notez que le gradient du potentiel **grad p** est utilisé. Il permet d'exprimer le potentiel comme une distance à l'axe du chenal. Cette transformation permet d'utiliser directement la largeur  $w_c$  en unités métriques.

### 6.4.2 Modèle de chenal avec levées non-érosives

Il s'agit d'un modèle à deux faciès, le faciès de chenal et le faciès de levée. Le chenal est supposé s'être déposé sous la surface de référence (dans un sillon creusé) alors que les levées sont supposées s'être déposées en sédimentation simple sans érosion préalable (Fig. 6.9-b). Elles sont donc définies au-dessus de la surface de référence. Il s'agit d'un modèle proche de la sédimentation en milieu fluvial (Miall, 1996). Dans ce modèle, quatre paramètres sont nécessaires : les épaisseurs  $t_c$  (resp.  $t_l$ ) et largeurs  $w_c$  (resp.  $w_l$ ) du chenal (resp. de la levée). La fonction de transfert utilisée est définie par morceaux :

$$x_p = \frac{|x|}{\text{grad } p}$$

**Faciès chenal :**

$$\forall x / x_p \leq 0.5 \cdot w_c, \mathcal{T}(x) = t_c \cdot \left(1 - \left(\frac{2 \cdot x_p}{w_c}\right)^2\right)$$

**Faciès levée :**

$$\forall x / 0.5 \cdot w_c \leq x_p \leq 0.5 \cdot w_c + 0.25 \cdot w_l, \left\| \begin{array}{l} \bar{x} = \frac{x_p - 0.5 \cdot w_c}{0.25 \cdot w_l} \\ \mathcal{T}(x) = t_l \cdot \bar{x} \cdot (2 - \bar{x}) \end{array} \right. \quad (6.11)$$

$$\forall x / 0.5 \cdot w_c + 0.25 \cdot w_l \leq x_p \leq 0.5 \cdot w_c + w_l, \left\| \begin{array}{l} \underline{x} = \frac{x_p - 0.5 \cdot w_c - 0.25 \cdot w_l}{0.75 \cdot w_l} \\ \mathcal{T}(x) = t_l \cdot (2 \cdot \underline{x}^3 - 3 \cdot \underline{x}^2 + 1) \end{array} \right.$$

**Pas de dépôt :**

$$\forall x / 0.5 \cdot w_c + w_l \leq x_p, \mathcal{T}(x) = 0$$

### 6.4.3 Modèle de chenal avec des levées érosives

Ce modèle est aussi un modèle à deux faciès, avec chenal et levée, cependant dans ce cas les levées se trouvent sous la surface de référence (Fig. 6.9-c). Ce modèle serait à rapprocher des chenaux formés en milieu turbiditique. La fonction de transfert utilisée est

la suivante :

$$x_p = \frac{|x|}{\text{grad } p}$$

**Faciès chenal :**

$$\forall x / x_p \leq 0.5 \cdot w_c, \mathcal{T}(x) = t_c \cdot \left(1 - \left(\frac{2 \cdot x_p}{w_c}\right)^2\right) + t_l \cdot \left(\frac{2 \cdot x_p}{w_c}\right)^2 \quad (6.12)$$

**Faciès levée :**

$$\forall x / 0.5 \cdot w_c \leq x_p \leq 0.5 \cdot w_c + w_l, \mathcal{T}(x) = \frac{t_l}{w_l^2} \cdot (x_p - 0.5 \cdot w_c - w_l)^2$$

**Pas de dépôt :**

$$\forall x / 0.5 \cdot w_c + w_l \leq x_p, \mathcal{T}(x) = 0$$

Ce modèle a l'avantage par rapport au précédent de permettre la connexité entre les cellules de levée et les cellules de chenal. Cependant, du point de vue des contraintes sur la géométrie de l'objet, certains problèmes apparaissent : il n'est pas possible de simuler une épaisseur de chenal inférieure à l'épaisseur  $w_l$  (Fig. 6.9-c). Cela peut entraîner des conflits lors de la simulation du modèle. Une fonction intermédiaire entre les deux permettrait d'avoir les avantages de la première (objet de type fluvial et possibilité de simuler des épaisseurs de chenal inférieures à  $w_l$ ) et de la seconde (connexité des différents faciès).

#### 6.4.4 Modèle de chenal avec migration latérale

Ce modèle de chenal n'a pas encore été implémenté dans Y.A.C.S. Il s'agit de représenter le résultat de la migration latérale d'un chenal avec formation de lobes de méandre (*point-bar*) par accrétion latérale sur la rive concave (intérieur du méandre) (Fig. 6.10). Pour cela, nous considérons le cas d'un chenal avec levées non-érosives pour lequel des

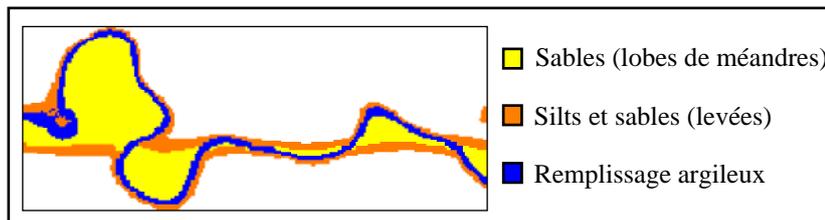


FIG. 6.10 : Migration latérale d'un chenal avec formation de lobes de méandre et remplissage argileux lors de l'abandon du chenal.

dépôts se sont formés entre l'axe de la ceinture chenalissante et la trajectoire finale du chenal. De plus, nous supposons que lors de l'abandon du chenal, celui-ci a été comblé par des argiles, ce qui fait trois faciès à simuler : le sable des lobes de méandres, les sables et silts des levées et l'argile de comblement du chenal (Fig. 6.9-d). Afin de pouvoir déterminer la position de chaque cellule par rapport à l'axe de la ceinture chenalissante, la

fonction de transfert nécessite séparément en entrée le potentiel  $p$  et le bruit simulé  $r$ . Cinq paramètres sont nécessaires pour l'élaboration d'une telle fonction : les épaisseurs et largeurs du chenal et de la levée ( $t_c, t_l, w_c$  et  $w_l$ ), et un indice  $i_a$ . Cet indice, compris entre 0 et 1, indique l'ampleur des lobes de méandre : si  $i_a = 0$ , alors les lobes de méandres s'étendront de l'axe de la ceinture chenalissante au chenal, si  $i_a = 1$  alors il n'y aura pas de lobes de méandres, mais uniquement un chenal rempli d'argile. La fonction de transfert est la suivante :

$$x_p = \frac{|p+r|}{\text{grad } p}$$

$$x_{p,i_a} = \frac{|p+i_a \cdot r|}{\text{grad } p}$$

**Faciès lobe de méandre :**

$$\forall (p, r) / p \in [-i_a \cdot r; -r], \mathcal{T}(p, r) = t_c$$

$$\forall (p, r) / x_{p,i_a} \leq 0.5 \cdot w_c \text{ et } p \notin [-i_a \cdot r; -r], \mathcal{T}(p, r) = t_c \cdot \left(1 - \left(\frac{2 \cdot x_{p,i_a}}{w_c}\right)^2\right)$$

**Faciès levée :**

$$\forall (p, r) / p \notin [-i_a \cdot r; -r], x = x_{p,i_a} \text{ ou } x = x_p,$$

$$\left| \forall x / 0.5 \cdot w_c \leq x \leq 0.5 \cdot w_c + 0.25 \cdot w_l, \left\| \begin{array}{l} \bar{x} = \frac{x-0.5 \cdot w_c}{0.25 \cdot w_l} \\ \mathcal{T}(p, r) = t_l \cdot \bar{x} \cdot (2 - \bar{x}) \end{array} \right. \right.$$

$$\left| \forall x / 0.5 \cdot w_c + 0.25 \cdot w_l \leq x \leq 0.5 \cdot w_c + w_l, \left\| \begin{array}{l} \underline{x} = \frac{x-0.5 \cdot w_c - 0.25 \cdot w_l}{0.75 \cdot w_l} \\ \mathcal{T}(p, r) = t_l \cdot (2 \cdot \underline{x}^3 - 3 \cdot \underline{x}^2 + 1) \end{array} \right. \right.$$

**Faciès bouchon argileux :**

$$\forall (p, r) / x_p \leq 0.5 \cdot w_c, \mathcal{T}(p, r) = t_c \cdot \left(1 - \left(\frac{2 \cdot x_p}{w_c}\right)^2\right)$$

**Pas de dépôt :**

$$\forall (p, r) / p \notin [-i_a \cdot r; -r] \text{ et } x_p \geq 0.5 \cdot w_c + w_l \text{ et } x_{p,i_a} \geq 0.5 \cdot w_c + w_l, \mathcal{T}(x) = 0 \quad (6.13)$$

Les résultats préliminaires obtenus par script GOCAD sont très réalistes (Fig. 6.11).

Il est possible d'imaginer toutes sortes de fonctions de transfert, la liste présentée ici n'étant absolument pas exhaustive. Par exemple, il est possible d'imaginer des chenaux migrant vers l'aval en translatant le bruit simulé dans la ceinture paramétrisée par le potentiel  $p$  et la distance  $d$ , ou de définir un objet comme étant une superposition de chenaux de plus en plus sinueux comme cela est parfois le cas en milieu turbiditique (Peakall *et al.*, 2000)... Cependant, à l'image de la dernière fonction de transfert, la difficulté

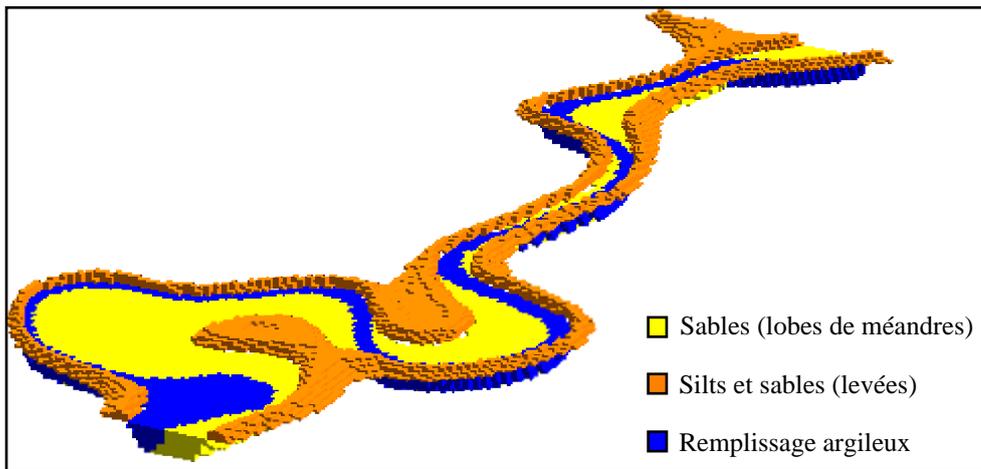


FIG. 6.11 : Simulation 3d de la migration latérale d'un chenal. L'échelle de couleur utilisée est la même que pour sur la figure 6.10.

résidera alors dans la transformation des contraintes de puits en valeurs de bruit à simuler (section 6.5.2). Il faudra faire preuve de beaucoup de réflexion pour pouvoir développer de tels types d'objets.

### 6.4.5 Remplissage de la grille

Une fois les épaisseurs calculées sur la surface de référence, il suffit de transférer dans la grille les faciès érosifs (chenal, certaines levées) en-dessous de la surface de référence, et ce sur l'épaisseur calculée. Les faciès non-érosifs (levées) seront transférés au-dessus de la surface de référence. Dans chaque cellule concernée, trois épaisseurs sont connues : l'épaisseur maximale qu'aurait pu avoir le chenal  $w_c$ , l'épaisseur qu'a effectivement le chenal à cet endroit  $w_c^*$  et l'épaisseur entre la cellule et la surface de référence  $\bar{w}$ . En utilisant ces trois épaisseurs, il est possible de calculer des propriétés définissant la position relative de la cellule à l'intérieur du chenal :

- le rapport  $\frac{w_c^*}{w_c}$  indique la position par rapport à l'axe du chenal ; il sera égal à 1 au niveau de l'axe et à 0 sur les rives et à l'extérieur du chenal (Fig. 6.12-a) ;
- le rapport  $\frac{\bar{w}}{w_c^*}$  donne une indication sur la situation par rapport à l'enveloppe du chenal ; il sera égal à 1 sur l'enveloppe du chenal et à 0 en surface (Fig. 6.12-b) ;
- le rapport  $\frac{\bar{w}}{w_c}$  définit la profondeur relative de la cellule par rapport à l'épaisseur maximale (Fig. 6.12-c).

Selon les cas, ces rapports pourront être utilisés pour contraindre les simulations de propriétés pétrophysiques utilisant la modélisation de faciès.

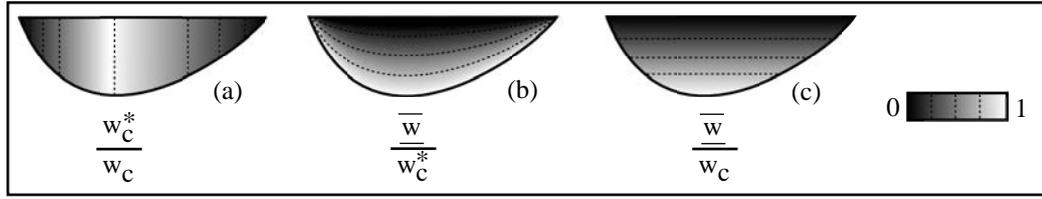


FIG. 6.12 : Fonctions définissant la position relative à l'intérieur d'un chenal

## 6.5 Prise en compte des données de puits

### 6.5.1 Pour la ceinture

Nous l'avons vu dans la section 6.2.1, dans le cas d'une ceinture chenalisante rectiligne, un point de référence de coordonnées  $(x_0, y_0)$  permet de situer l'axe de la ceinture sur la surface. Si des points de passage contraignent le passage du chenal, cela signifie que ces points doivent se trouver à l'intérieur de la ceinture chenalisante (Fig. 6.2). Il est donc judicieux de choisir le point de référence en fonction de la position de ces données. De plus, si l'azimut  $a_z$  de la ceinture n'a pas pu être défini, nous proposons d'utiliser ces contraintes de passage, si elles sont assez nombreuses, pour estimer  $a_z$ .

Si l'azimut est déjà fixé, le centre de la ceinture chenalisante (l'équipotentielle 0) doit passer à proximité du barycentre  $(x_t^0, y_t^0)$  des points de passage. L'équation 6.3 devient alors

$$p(x_t, y_t) \approx \alpha \cdot (x_t - x_t^0) + \beta \cdot (y_t - y_t^0) \quad (6.14)$$

Nous n'avons pas utilisé ici le signe  $=$  pour être le moins déterministe possible. Le signe  $\approx$  signifie qu'un terme aléatoire proche de 0 peut être ajouté, ce terme devant être tel que tous les points de passage restent à l'intérieur de la ceinture chenalisante. Il est calculé en fonction de la largeur de la ceinture  $W$  et de la distance des points de donnée au barycentre.

Si l'azimut  $a_z$  n'est pas encore fixé, une analyse des directions principales du nuage de points formé par les données est effectuée. Cette analyse passe par le calcul de la matrice de covariance et de l'extraction de ses vecteurs propres  $V_1$  et  $V_2$  et de ses valeurs propres  $\lambda_1$  et  $\lambda_2$ . La direction majeure  $V_1$  est utilisée comme direction de la ceinture chenalisante, avec une variation autour de cette direction dépendant du rapport  $\frac{\lambda_2}{\lambda_1}$ . Le barycentre des données est utilisé là encore comme point de référence dans l'équation 6.3.

Rappelons que dans le cas d'une ceinture curviligne, comme celle-ci est définie de façon déterministe, les points de passage doivent obligatoirement se trouver à l'intérieur des deux bords donnés.

### 6.5.2 Impact sur les fonctions de transfert

Afin d'interpréter une épaisseur de sédiments  $e^*$  observée sur un puits en terme de bruit à simuler  $r^*$ , il est nécessaire de pouvoir inverser les fonctions de transfert. En effet, les fonctions de transfert  $\mathcal{T}$  permettent de calculer l'épaisseur de sédiments en fonction

du résultat  $p + r$ . Si la fonction de transfert est inversible, alors

$$r^* = \mathcal{T}^{-1}(e^*) - p \quad (6.15)$$

La fonction de transfert du modèle de chenal sans levée est très facilement inversible :

$$\begin{cases} \text{si } e^* \neq 0, r^* = -p \pm 0.5 \cdot w_c \cdot \mathbf{grad} p \cdot \sqrt{\frac{e^*}{t_c} + 1} \\ \text{sinon, } r^* \in ] -\infty ; -p - 0.5 \cdot w_c \cdot \mathbf{grad} p] \cup [-p + 0.5 \cdot w_c \cdot \mathbf{grad} p ; +\infty[ \end{cases} \quad (6.16)$$

Nous ne présenterons pas ici l'inversion des fonctions de transfert pour les modèles de chenaux avec levées, la résolution étant plus complexe et sans grand intérêt. Pour le modèle de chenaux avec migration latérale, la fonction inverse est beaucoup plus complexe (fonction prenant deux paramètres en entrée, le potentiel et l'épaisseur) et n'a pas été résolue. Bien que la méthode Y.A.C.S. permette de simuler une grande variété de formes de chenaux, cette restriction à utiliser des fonctions de transfert inversibles devra toujours être respectée pour des simulations contraintes par des données de puits.

### 6.5.3 Pour le bruit

Les données de puits fournissent deux types d'information : le chenal intersecte-t'il le puits et, si oui, quelle épaisseur de sédiments fluviaux s'est déposée. Le fait qu'aucun chenal n'intersecte le puits est aussi une contrainte en soi : aucun chenal simulé ne devra passer par ces points. La méthode proposée ici permet de respecter scrupuleusement ces contraintes.

Il est possible d'utiliser les données aux puits pour contraindre la simulation du bruit. Dans le cas le plus général, il s'agit de simuler en un point donné une épaisseur  $e$  contenue dans un intervalle  $[e_0; e_1]$ ,  $e_0$  et  $e_1$  pouvant être nulles. Or dans Y.A.C.S. l'épaisseur est obtenue à partir du potentiel  $p$ , du bruit simulé  $r$  et de la fonction de transfert  $\mathcal{T}$  qui transforme le potentiel déformé en épaisseur (équation 6.9). Si la fonction de transfert  $\mathcal{T}$  est parfaitement connue, il est possible de déduire l'ensemble auquel  $r$  doit appartenir pour que l'épaisseur résultante soit valable (équation 6.16 par exemple).

En conséquence, lors de la simulation du bruit, il y a deux types de cellules : les cellules  $\alpha$  où le bruit est contraint de se trouver dans certains intervalles et les cellules  $\beta$  pour lesquelles aucune information n'est donnée. Nous proposons de simuler dans un premier temps les valeurs dans les cellules  $\alpha$  par Simulation Gaussienne Séquentielle modifiée : lorsque la valeur simulée se trouve en dehors du domaine autorisé, elle est ramenée à la valeur autorisée la plus proche. Dans un second temps, les valeurs sont simulées dans les cellules  $\beta$  en utilisant les valeurs simulées dans les cellules  $\alpha$  comme contraintes. L'utilisation de la Simulation Gaussienne Séquentielle permet de tenir compte de toutes les contraintes, quel que soit leur nombre.

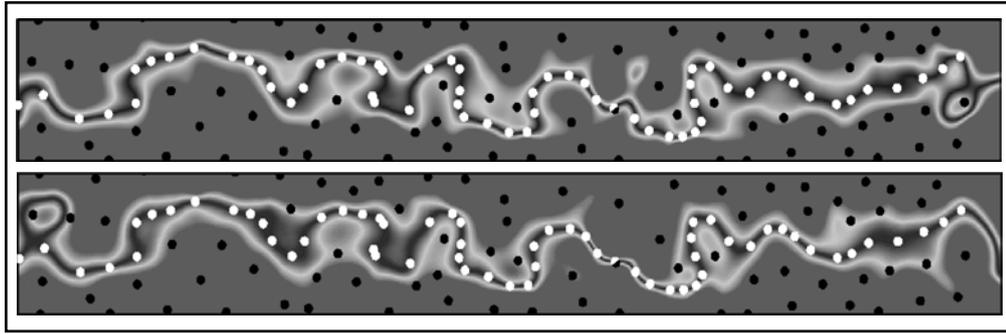


FIG. 6.13 : Deux simulations contraintes de chenal. Les cercles blancs sont des données de chenal, les cercles noirs des données de plaine d'inondation (aucun chenal ne doit passer par ces points). Malgré la forte densité de contraintes, la multi-réalisation de chenaux est toujours possible.

## 6.6 Lobes deltaïques

Le fait que les chenaux simulés soient continus dans tout le modèle n'est pas toujours un avantage. Dans le cas de zone de littoral (dans NEPTUNE par exemple), les chenaux fluviaux sont continus dans la zone émergée mais sont interrompus par la ligne de côte. À l'embouchure de ces chenaux apparaissent souvent des lobes deltaïques qui sont des objets supplémentaires devant être simulés. Il est préférable de simuler ces lobes en même temps que les chenaux afin d'assurer la continuité entre les deux objets. Nous proposons dans cette partie une méthode permettant

1. d'interrompre les chenaux au niveau d'une limite définie à partir de la connaissance du réservoir ;
2. de créer des objets de type lobe à l'extrémité de ces chenaux (Fig. 6.14).

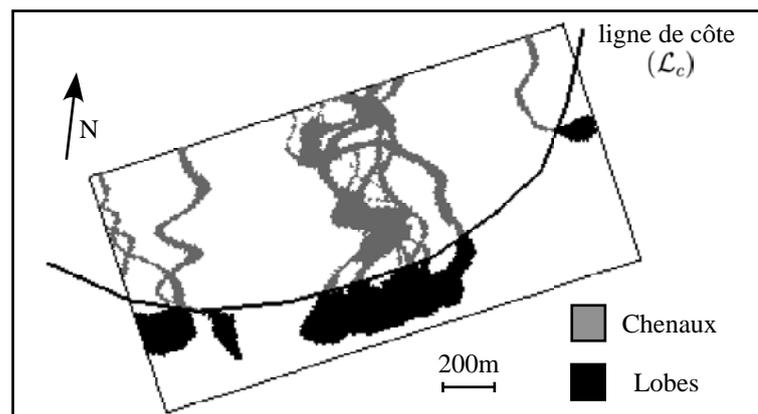


FIG. 6.14 : Simulations de chenaux délimités par une ligne de côte avec terminaisons en lobes deltaïques.

### 6.6.1 Délimitation de la zone de chenaux

La zone émergée est délimitée par une courbe ( $\mathcal{L}_c$ ) qui correspond à la ligne de côte. Cette courbe peut facilement être extraite si la paléo-altitude est connue (c'est le cas dans NEPTUNE) sinon elle devra être déterminée en utilisant l'analyse sédimentologique du réservoir étudié. Cette courbe va délimiter à l'intérieur de la ceinture chenaliste  $\mathcal{C}_c$ , la zone émergée où la simulation de chenaux doit avoir lieu et la zone immergée qui ne contient pas d'objet de type chenal. Dans la région  $\mathcal{C}_c$  il est possible de calculer les coordonnées paramétriques  $(p, d)$  de chaque point de la courbe ( $\mathcal{L}_c$ ). Nous définissons alors la fonction  $\mathcal{D}(p) = d^*$  telle que  $(p, d^*) \in (\mathcal{L}_c)$  et  $d^* = \min(d)$ . Cette fonction permet de reproduire complètement ( $\mathcal{L}_c$ ) si celle-ci n'est pas trop sinueuse par rapport à  $\mathcal{C}_c$  et si elle ne présente pas de boucle dans cette région (Fig. 6.15).

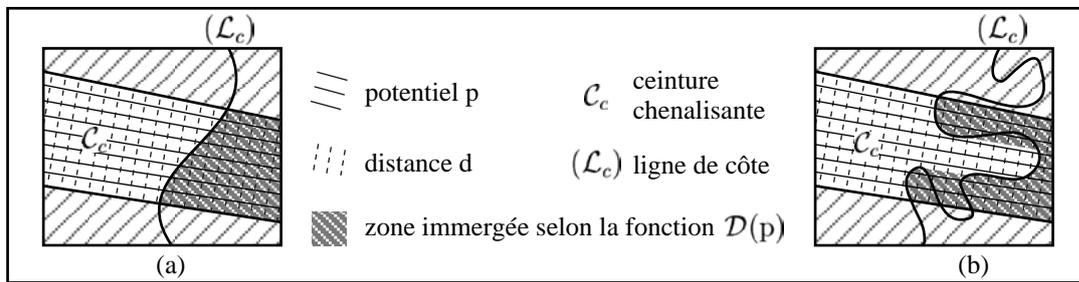


FIG. 6.15 : Délimitation de la zone de chenaux par une ligne de côte. Une fonction  $\mathcal{D}$  est utilisée pour modéliser cette ligne de côte. Si la ligne est trop sinueuse et présente une ou plusieurs boucles, la fonction ne représente qu'une partie de la courbe (b). Cette fonction permet de distinguer la zone émergée de la zone immergée (grisée).

En utilisant cette fonction, il devient possible de déterminer pour chaque cellule de coordonnées paramétriques  $(p, d)$

1. si elle se trouve dans la région  $\mathcal{C}_c$ , dans ce cas  $-A \leq p \leq A$  ;
2. si elle se trouve dans la zone émergée, auquel cas  $d \leq \mathcal{D}(p)$  (Fig. 6.15).

Enfin, il est possible de calculer la distance de la cellule à ligne de côte  $d_c = |d - \mathcal{D}(p)|$ . Nous utilisons cette dernière relation pour le calcul des lobes.

### 6.6.2 Définition des lobes deltaïques

Les lobes deltaïques sont placés dans le prolongement du chenal, du côté immergé de la ligne de côte. Nous avons décidé de conserver la simulation du bruit dans la zone immergée : ainsi, nous sommes en mesure de déterminer la position de l'axe du chenal, donc du lobe ( $p + r = 0$ ). Comme dans le cas des chenaux, une fonction de transfert est utilisée pour calculer l'épaisseur de sédiments. Cependant, cette fonction prend une seconde variable en plus du potentiel modifié  $p + r$ , à savoir la distance  $d^*$  par rapport à la ligne de côte. En effet, les lobes ne sont pas des objets infinis, et à partir d'une certaine distance  $d_{max}^*$  vers le large, ce faciès n'apparaît plus.

Contrairement aux chenaux, pour lesquels quatre modèles différents de coupes transversales ont été présentés (section 6.4), un seul modèle de lobe a été retenu. Ce modèle nécessite quatre paramètres géométriques, la largeur maximale  $w_\Delta$ , l'épaisseur maximale  $t_\Delta$ , la portée  $d_{max}^*$  qui correspond à la distance maximale sur laquelle le lobe s'étend, et le ratio d'espace maximal  $r_\Delta$  qui est tel que l'épaisseur maximale et la largeur maximale se trouvent à une distance égale à  $r_\Delta \cdot l_\Delta$  (Fig. 6.16). Pour une question de simplicité, la fonction de transfert est définie par trois fonctions  $\mathcal{T}'$ ,  $\mathbf{T}_d$  et  $\mathbf{W}_d$  telles que  $\mathcal{T}(x, d^*) = \mathcal{T}'(x, \mathbf{T}_d(d^*), \mathbf{W}_d(d^*))$ .

**Définition de  $\mathbf{W}_d$  :** Cette fonction détermine l'évolution de la largeur du lobe en fonction de la distance  $d^*$ .

$$\left| \begin{array}{l} \forall d^* \in [0 ; r_\Delta \cdot d_{max}^*], \mathbf{W}_d(d^*) = (w_\Delta - w_c) \cdot \left( \left( \frac{d^*}{r_\Delta \cdot d_{max}^*} \right)^3 - 1.5 \cdot \left( \frac{d^*}{r_\Delta \cdot d_{max}^*} \right)^2 \right) - 0.5 \cdot w_c \\ \forall d^* \in [r_\Delta \cdot d_{max}^* ; d_{max}^*], \mathbf{W}_d(d^*) = 0.5 \cdot w_\Delta \cdot \sqrt{1 - \left( \frac{d^* - r_\Delta \cdot d_{max}^*}{(1 - r_\Delta) \cdot d_{max}^*} \right)^2} \end{array} \right. \quad (6.17)$$

**Définition de  $\mathbf{T}_d$  :** Cette fonction donne l'épaisseur maximale possible selon la distance  $d^*$  (c'est-à-dire l'épaisseur au niveau de l'axe).

$$\left| \begin{array}{l} \forall d^* \in [0 ; r_\Delta \cdot d_{max}^*], \mathbf{T}_d(d^*) = t_c - (t_\Delta - t_c) \cdot \left( 2 \cdot \left( \frac{d^*}{r_\Delta \cdot d_{max}^*} \right)^3 - 3 \cdot \left( \frac{d^*}{r_\Delta \cdot d_{max}^*} \right)^2 \right) \\ \forall d^* \in [r_\Delta \cdot d_{max}^* ; d_{max}^*], \mathbf{T}_d(d^*) = t_\Delta \cdot \left( 1 - \left( \frac{d^* - r_\Delta \cdot d_{max}^*}{(1 - r_\Delta) \cdot d_{max}^*} \right)^2 \right) \end{array} \right. \quad (6.18)$$

**Définition de  $\mathcal{T}'$  :** Cette fonction exprime la diminution d'épaisseur lorsqu'on s'éloigne de l'axe ( $x = 0$ ).

$$\left| \begin{array}{l} \bar{x} = \frac{|x|}{\text{grad } p} \\ \forall \bar{x} \in [0 ; \mathbf{W}_d(d^*)], \mathcal{T}'(x, \mathbf{T}_d(d^*), \mathbf{W}_d(d^*)) = \mathbf{T}_d(d^*) \cdot \left( 1 - \left( \frac{\bar{x}}{\mathbf{W}_d(d^*)} \right)^2 \right) \\ \forall \bar{x} > \mathbf{W}_d(d^*), \mathcal{T}'(x, \mathbf{T}_d(d^*), \mathbf{W}_d(d^*)) = 0 \end{array} \right. \quad (6.19)$$

Cette formulation des lobes utilisant comme variable le potentiel modifié n'est pas sans poser de problèmes : lorsque la portée  $d_{max}^*$  est supérieure à la longueur d'onde des chenaux  $\lambda$ , le résultat suit la sinuosité du chenal. Ce résultat est peu réaliste du point de

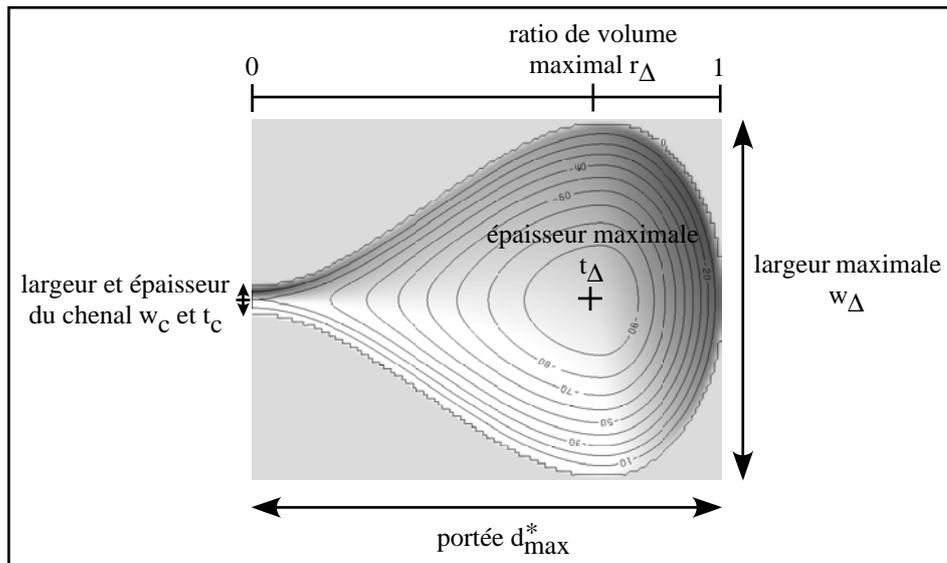


FIG. 6.16 : Définition des quatre paramètres géométriques nécessaires à l'élaboration d'un lobe.

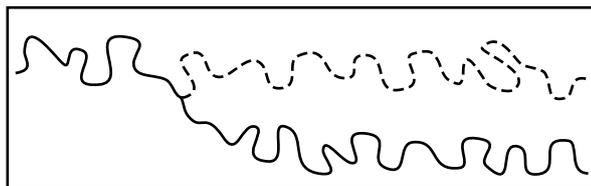
vue géologique. Il n'est donc possible de simuler par cette méthode que de petits lobes (relativement à la longueur d'onde du chenal). En revanche cette méthode permet de contraindre la simulation de chenal par des observations de faciès de lobe : de la même façon que pour les chenaux, il est possible d'inverser la fonction de transfert pour en déduire, connaissant la distance  $d^*$ , le bruit  $r$  à simuler. Ainsi, si du faciès de lobe est observé, il se trouvera automatiquement à proximité de l'embouchure d'un chenal, ce qui n'aurait pas été le cas avec une simulation indépendante des deux objets.

## 6.7 Embranchements

Les chenaux sont souvent représentés comme étant des objets linéaires, avec une trajectoire pouvant être représentée par une seule courbe. Cependant le corps géologique tel que nous cherchons à le simuler peut présenter une arborescence, c'est-à-dire être formé d'un ensemble de courbes jointives correspondant à plusieurs passages utilisés par le chenal, simultanément dans le cas par exemple d'un delta ou espacés dans le temps dans le cas par exemple d'avulsions<sup>19</sup>(Babonneau *et al.*, 2002).

Du point de vue de la modélisation de réservoir, cette arborescence peut présenter une importance réelle puisqu'elle va être responsable de la connexité entre corps apparemment indépendants. Nous avons donc décidé de permettre la simulation de telles arborescences en définissant des relations de filiations entre chenaux.

<sup>19</sup>**Avulsion** : Passage brutal d'un cours d'eau à travers l'une de ses rives provoquant la formation d'un nouveau chenal (Fig. 6.17, p.103).

FIG. 6.17 : *Avulsion* (d'après Reineck et Singh (1980)).

### 6.7.1 Méthode utilisée

Le principe de la méthode est très simple : une ceinture chenalissante *parente*  $\mathcal{C}_{c,p}$  est d'abord générée (soit manuellement, soit automatiquement, voir section 6.7.2). Une ceinture *fille*  $\mathcal{C}_{c,f}$  est alors définie telle qu'il existe une région dans laquelle les potentiels  $p_p$  et  $p_f$  sont égaux. Cette région correspond à la partie commune des chenaux. Au moment de la simulation, le chenal parent sera d'abord simulé (simulation du bruit  $r_p$ ). Lors de la simulation du chenal fils, le bruit  $r_f$  ne sera simulé que dans les cellules dans lesquelles  $p_p \neq p_f$  : dans les autres cellules il sera égal à  $r_p$ . Ainsi la continuité du chenal est scrupuleusement conservée (Fig. 6.18).

### 6.7.2 Génération automatique d'une arborescence de ceintures chenalissantes

Très souvent les données de la sismique sont insuffisantes pour permettre de déterminer la position des ceintures chenalissantes. Dans ce cas, des ceintures linéaires sont simulées (voir section 6.2). Pour simuler des arborescences de chenaux, il devient nécessaire de faire évoluer ce concept. En effet, si la ceinture parente  $\mathcal{C}_{c,p}$  est rectiligne, la ceinture fille  $\mathcal{C}_{c,f}$  ne pourra pas l'être sous peine d'être entièrement la même que la ceinture parente. Une méthode a été développée permettant de générer des ceintures rectilignes par morceaux à partir de ceintures initialement rectilignes. Les ceintures filles sont définies à partir d'un point de l'axe de la ceinture parente tiré aléatoirement.

#### Tirage aléatoire de la position d'un embranchement

La densité de l'arborescence est définie par la distance moyenne  $d_e^e$  entre deux embranchements. L'axe principal de la ceinture parente (courbe équipotentielle de valeur 0) est extrait. Si la ceinture concernée fait déjà partie d'une arborescence, seule l'axe de la partie non commune avec les autres embranchements est extrait. La fonction *distance*  $d$   $y$  est calculée, elle est comprise entre un minimum  $d_{min}$  et un maximum  $d_{max}$ . Un nombre  $u_d$  est alors tiré aléatoirement entre 0 et  $2 \cdot d_e^e$  selon une loi uniforme. Le nouvel embranchement aura son origine sur l'axe à une distance  $d = d_{min} + u_d$ . Si ce point se situe en dehors du modèle ( $d_{min} + u_d > d_{max}$ ), le processus s'arrête pour la partie en cours, sinon il est répété sur chacun des deux parties en aval de l'embranchement (Fig. 6.19).

Une fois l'origine de la ceinture fille définie, sa direction est tirée aléatoirement. Deux méthodes sont possibles pour cela :

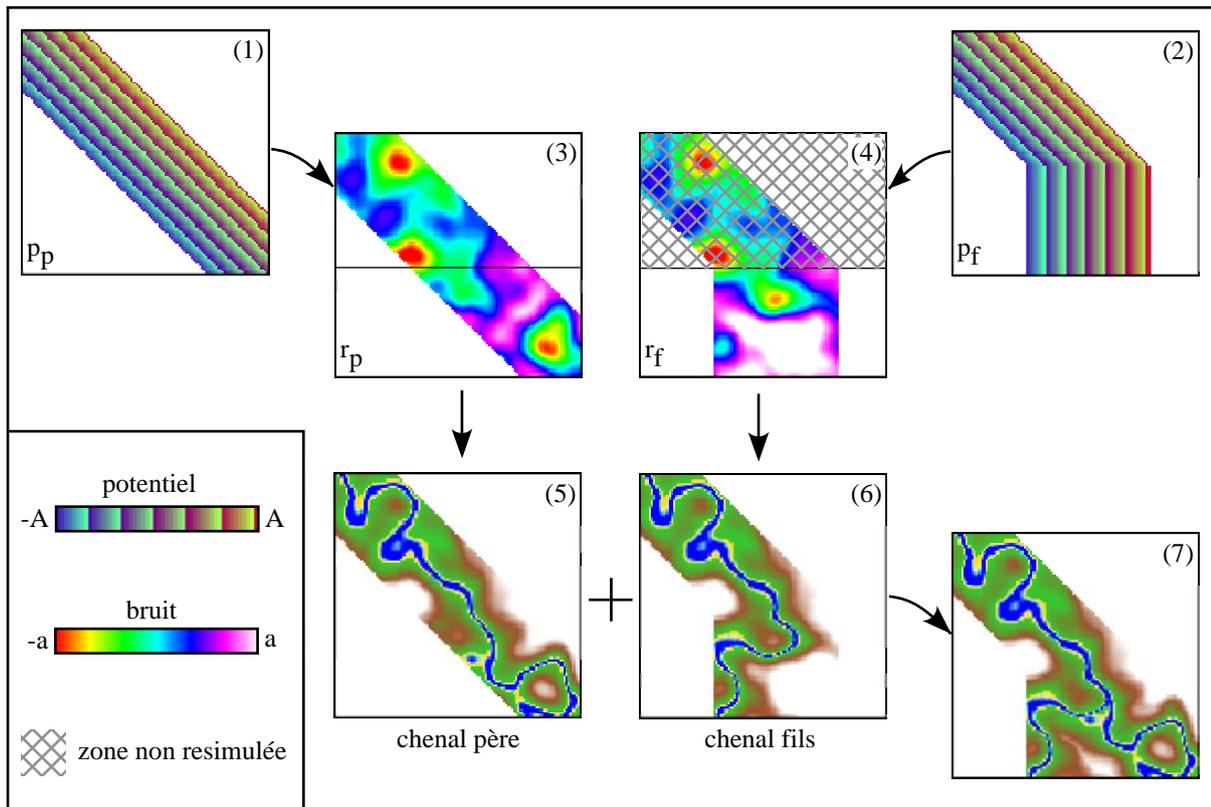


FIG. 6.18 : Les différentes étapes de simulation de chenaux confluents. Deux ceintures chenalissantes sont d'abord générées avec une partie commune (1) et (2). Le bruit est simulé pour le premier chenal, et utilisé comme résultat dans la partie commune lors de la simulation du bruit du deuxième chenal (3) et (4). Les résultats (5) et (6) sont finalement combinés (7).

- soit la direction est tirée sous la forme d'un écart par rapport à la direction de la ceinture parente, à partir d'une loi définie en fonction des connaissances sur le réservoir ;
- soit la direction est tirée indépendamment de celle de la ceinture parente à partir d'une distribution globale de directions définie pour tout le modèle.

La première méthode permet d'obtenir des chenaux bien individualisés se recoupant le moins possible mais, dans le cas d'arborescences très denses, les directions prises par les chenaux peuvent devenir contradictoires avec les données initiales. La seconde méthode permet de contraindre la direction globale prise par les chenaux. Cependant, il est possible d'obtenir des chenaux complètement amalgamés, ce qui n'est pas forcément le but recherché. Une solution pourrait être de combiner les deux méthodes, c'est-à-dire combiner une distribution locale d'écart par rapport à la direction du parent avec une distribution globale de directions. Toutefois cette idée, proposée par Julien Alapetite, n'a pas été développée au cours de cette thèse.

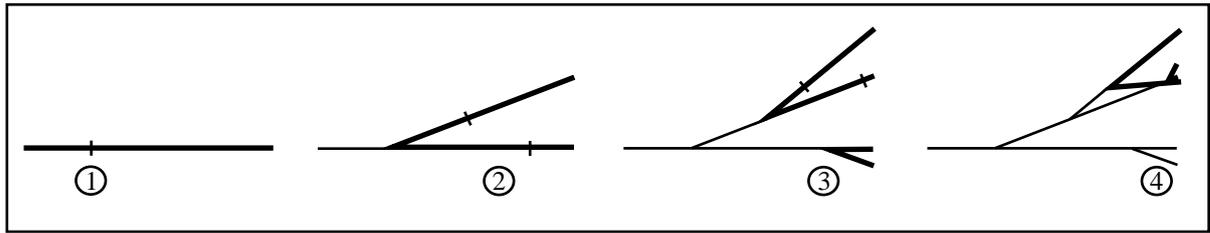


FIG. 6.19 : Tirages successifs de la position d'embranchements. À chaque étape, la position de l'embranchement est tirée sur chacune des branches dernièrement simulées (en gras). Lorsque l'arborescence devient dense, il est possible que les chenaux se recoupent (étape 4).

### Création de la ceinture chenalissante fille

La fonction *potentiel*  $p_f$  de la ceinture chenalissante fille est calculée en deux étapes :

1. création d'une fonction *potentiel* initiale  $p_{f,i}$  linéaire en utilisant l'équation 6.3. La direction est celle de la branche finale et le point de référence utilisée pour centrer la ceinture est l'origine de l'embranchement ;
2. combinaison de la fonction *potentiel* parente  $p_p$  et de la fonction  $p_{f,i}$  en appliquant la formule suivante (Fig. 6.20) :

$$\text{Si } \|\overrightarrow{\text{grad } p_p} \wedge \overrightarrow{\text{grad } p_{f,i}}\| > 0, p_f = \max(p_p, p_{f,i}), \text{ sinon } p_f = \min(p_p, p_{f,i}) \quad (6.20)$$

Remarque : cette formule utilise le sens d'écoulement (via le gradient) pour définir la partie en aval de la partie en amont. Elle est valable dans le cas d'un chenal se séparant en plusieurs branches. Dans le cas de deux affluents qui se rejoindraient, il suffit d'inverser le min et le max de la formule.

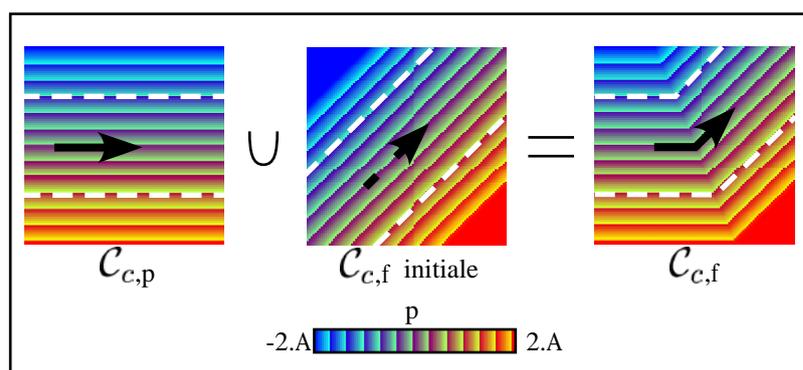


FIG. 6.20 : Création d'une ceinture chenalissante fille  $C_{c,f}$  à partir de la ceinture chenalissante parente  $C_{c,p}$  et d'une ceinture initialement rectiligne. Les tirés blancs représentent les bordures des ceintures (courbes d'iso-valeurs  $A$  et  $-A$ ).



# Chapitre 7

## Simulations de plusieurs chenaux dans un réservoir

La méthode de simulation d'objets proposée dans le chapitre 6 peut bien sûr être intégrée dans la plupart des processus de simulation de réservoir basés-objets. Cependant, la plupart de ces processus utilisent des méthodes itératives pour contraindre parfaitement les objets simulés aux données de puits. Nous avons donc développé dans Y.A.C.S. une méthodologie particulière basée sur le fait que les objets simulés peuvent être directement contraints par les données de puits.

### 7.1 Interprétation des données de puits

La simulation des chenaux se fait en deux dimensions sur ce que nous avons appelé les surfaces de référence. Cependant, les données de puits sont en trois dimensions. Il est donc nécessaire de les interpréter afin d'en extraire des données utilisables pour la simulation, à savoir l'épaisseur de tel ou tel sédiment ou l'absence de chenal. Les données sont exportées dans les cellules de la grille contenant le puits. L'analyse se fait en trois étapes, indépendamment pour chaque faciès (Fig. 7.1).

La première étape de cette analyse consiste à définir pour chaque faciès son érodibilité par les autres faciès. Ainsi, dans le cas du modèle de chenal avec levées non-érosives, la présence de faciès de levée signifie qu'à aucun moment il n'y a eu de faciès chenal à cet endroit. Par contre, dans le cas du modèle avec levées érosives, du faciès chenal a très bien pu se former à cet endroit avant d'être érodé par une levée. À partir de cela, il est possible de déterminer dans chaque cellule

1. si un faciès donné DOIT être simulé (présence du faciès) ;
2. si un faciès donné PEUT être simulé (absence du faciès, mais présence d'un faciès ayant pu l'éroder après sa formation).

Une conséquence de cette étape est qu'il n'est pas possible de simuler des types de chenaux différents si les rapports d'érodibilité sont différents. En pratique nous n'autorisons dans Y.A.C.S. que la simulation d'un seul type de chenal par réservoir.

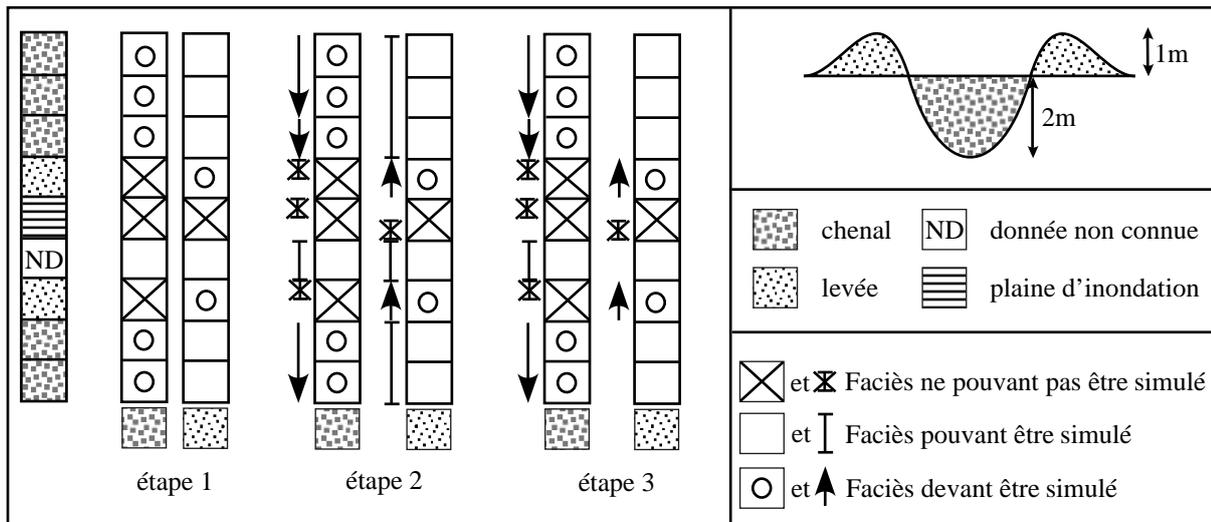


FIG. 7.1 : Les trois étapes d'interprétation des données de puits. Dans cet exemple, une colonne de la grille peinte avec des données de puits est étudiée. Cette interprétation se fait indépendamment pour chaque faciès, ce qui explique qu'il y a deux colonnes à chaque étape, une pour le faciès de chenal et une pour le faciès de levée. Le faciès de plaine d'inondation n'est pas étudié, il est interprété comme absence des deux autres faciès. Le modèle de chenal utilisé pour cette étude est le modèle à levées non-érosives.

La seconde étape consiste à analyser la grille chronostratigraphique par colonne : dans chaque cellule de la grille et pour chaque faciès, il est possible de déterminer

- quelle épaisseur  $t^-$  de ce faciès DOIT être simulée (épaisseur de cellules successives ayant ce même faciès) ;
- quelle épaisseur  $t^+$  PEUT être simulée (épaisseur de cellules successives ayant ce faciès ou un faciès érosif).

Ces épaisseurs sont bien sûr limitées par l'épaisseur maximale ( $t_c$  ou  $t_l$ , selon le faciès) autorisée lors de la définition des paramètres géométriques des chenaux. Dans le cas de l'épaisseur  $t^+$ , cela ne pose pas de problème (il n'y a pas d'obligation d'obtenir ce faciès). En revanche dans le cas de l'épaisseur  $t^-$ , un découpage aléatoire de la rangée de cellules est effectué.

La dernière étape consiste à n'extraire que les données réellement nécessaires, à savoir uniquement les cellules où l'épaisseur  $t^-$  est supérieure à 0 et celles où l'épaisseur  $t^+$  est inférieure à l'épaisseur maximale autorisée. Cela permet de réduire le nombre de contraintes à stocker à son plus strict minimum.

Les contraintes ainsi obtenues peuvent être directement utilisées sur les surfaces de référence correspondantes. Des chenaux devront être obligatoirement générés sur toute surface contenant des contraintes d'épaisseur  $t^-$ . Si plusieurs chenaux sont simulés sur la même surface de référence, un tirage au sort détermine sur quel chenal s'applique la contrainte. Les contraintes d'épaisseur  $t^+$  sont appliquées à toutes les simulations.

## 7.2 Positionnement des chenaux à simuler dans l'espace chronostratigraphique

Les chenaux sont simulés de bas en haut dans le réservoir afin de conserver l'ordre des érosions d'un objet par un autre. Les données de puits définissent un certain nombre de surfaces de référence sur lesquelles au moins un chenal devra être simulé (section 7.1). Elles permettent en outre de positionner les ceintures chenalisantes sur ces surfaces (section 6.2.1). Cependant, d'autres données peuvent être fournies quant à la position des chenaux dans le réservoir. Cette partie décrit comment les courbes de proportions verticales et les cartes de sismique peuvent être prises en compte.

### 7.2.1 Utilisation d'une courbe verticale de proportions

Afin de déterminer le nombre de chenaux à simuler sur chaque couche de la grille stratigraphique, il n'est pas rare de définir une courbe verticale de proportions de faciès. Cette courbe donne pour chaque couche de la grille la proportion attendue de chaque faciès. Le plus souvent, cette courbe est respectée en ajoutant progressivement des objets dans le modèle jusqu'à ce que les proportions soient atteintes. Nous proposons ici une méthode alternative permettant de calculer directement, avant toute simulation de chenal, la longueur de chenaux à simuler sur chaque couche.

Chaque objet simulé influe sur la proportion de faciès dans plusieurs couches : un mètre de chenal simulé sur l'horizon  $i$  influera sur les proportions dans la couche  $i - 1$ , mais aussi  $i - 2$ ... En formalisant cette observation, il résulte :

$$\begin{pmatrix} V_{0,0} & V_{1,0} & \dots & V_{n,0} \\ V_{0,1} & V_{1,1} & \dots & V_{n,1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ V_{0,n} & V_{1,n} & \dots & V_{n,n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} L_0 \\ L_1 \\ \vdots \\ L_n \end{pmatrix} = V_c \cdot \begin{pmatrix} p_0 \\ p_1 \\ \vdots \\ p_n \end{pmatrix} \quad (7.1)$$

Dans cette équation,  $V_{i,j}$  est le volume moyen sur la couche  $i$  d'une longueur unitaire de chenal simulé sur l'horizon  $j$ ,  $L_j$  est la longueur de chenal à simuler sur l'horizon  $j$  (c'est l'inconnue),  $V_c$  est le volume d'une couche et  $p_i$  est la proportion de faciès recherchée sur la couche  $i$ . L'inversion de la matrice des volumes permet de déterminer la longueur de chenal à simuler. Notons que la longueur de chenal à simuler peut être transformée en nombre de chenaux, il suffit pour cela de déterminer la longueur moyenne d'un chenal dans le modèle. Cela peut être fait aisément à partir des dimensions du réservoir et de la sinuosité des chenaux. Les volumes moyens  $V_{i,j}$  peuvent être estimés à partir du modèle de chenal choisi.

Pour le problème d'inversion de la matrice, nous remarquerons que dans tous les modèles de chenaux proposés, le chenal simulé sur une surface de référence donnée n'apparaît que sous cette surface (un chenal simulé sur l'horizon  $i$  aura un volume nul sur tous les horizons  $j$  tels que  $j > i$ ). En conséquence, la matrice à inverser est triangulaire et s'inverse directement par substitution.

Cette formule fonctionne essentiellement pour un petit nombre de chenaux à simuler. En effet, elle ne prend pas en compte les risques de recoupement entre les objets. En conséquence, pour un nombre de chenaux élevé, la longueur de chenal à simuler sera sous-estimée.

En outre, cette formule ne prend en compte que les proportions d'un seul faciès (le faciès chenal). Dans Y.A.C.S., les proportions relatives de chenal et de levée sont liées via le modèle de chenal utilisé. Nous conseillons donc pour respecter les proportions de levée de jouer sur les paramètres géométriques des levées pour respecter au mieux ces proportions

Cette méthode était utilisée initialement dans Y.A.C.S. Cependant les résultats se sont avérés souvent loin de ce qui était escompté, du fait des approximations faites : volume moyen de chenal, petit nombre de chenaux à simuler. Lors de l'industrialisation de Y.A.C.S. par Julien Alapetite, une méthode de remplissage progressif de la grille a été préférée.

### 7.2.2 Utilisation d'une carte de proportions de faciès

La résolution de la sismique n'est pas suffisante pour distinguer les petits objets comme des chenaux peu épais. Cependant il est possible d'extraire des proportions de sable ou d'argile sur des épaisseurs plus importantes. On obtient ainsi des cartes à deux dimensions qui nous informent sur la position des accumulations de corps sableux. C'est une donnée très importante, cependant il est difficile de l'appliquer aux chenaux. En effet, comme il s'agit d'objets longs et continus, le fait d'en placer un en un point donné aura une influence latéralement sur tout le réservoir.

Il existe cependant quelques méthodes « légères » pour utiliser ces données :

- Lors de la définition de ceintures chenalisantes aléatoires, le point de référence utilisé pour la construction de la ceinture peut être tiré en utilisant cette carte de proportions : plus la proportion de sable en un point sera grande, plus la probabilité que ce point soit tiré sera grande. De la même façon, la direction de la ceinture peut aussi être obtenue aléatoirement en tirant un second point. Ce tirage est fait dans une zone qui est restreinte par le point de référence et par l'intervalle de direction autorisé.
- Avant la simulation de chenaux à l'intérieur d'une ceinture, des points de contraintes de passages et de non-passages peuvent être tirés aléatoirement, toujours en fonction de cette carte.

Bien sûr il existe des méthodes plus lourdes, basées sur le recuit simulé ou d'autres processus itératifs, cependant de telles processus n'ont pas été développés dans Y.A.C.S. : nous préférons conserver l'aspect simple et rapide de la méthode.

# Conclusions et perspectives

La méthode développée ici est très puissante comparée aux méthodes précédentes puisqu'elle assure une simulation d'objets sinueux et continus et que cette simulation est parfaitement contrôlée par les données de puits. Ce qui a été fait n'est qu'une phase préliminaire, l'étendue des possibilités de la méthode n'a pas pu être totalement explorée et s'agrandit à mesure des problèmes posés. Une phase de tests est maintenant nécessaire pour valider la méthode. Cette phase permettra sans doute aussi grâce à la participation d'un plus grand nombre d'utilisateurs de découvrir de nouvelles applications possibles. Avant de développer ces nouvelles idées, il faudra cependant résoudre une première série de problèmes inachevés dans notre travail :

- Le calcul lors de l'interpolation des distances (section 6.2.2) est très long, c'est le facteur limitant pour la rapidité du processus. Une optimisation de cette phase de calcul permettrait de diviser par 10, voire plus, le temps de calcul dans certains modèles (grand nombre d'embranchements).
- La Simulation Gaussienne Séquentielle utilisée ici est une version différente de la version classique : la direction du variogramme varie dans l'espace et surtout un certain nombre de contraintes ne sont pas fixes, mais cantonnées à un ou plusieurs intervalles. Lorsqu'il y a un trop grand nombre de contraintes de non-passage du chenal (par exemple générées à partir d'une carte de sismique), il est possible que les résultats soient mauvais (deux cellules voisines peuvent se retrouver comme étant l'une à gauche du chenal, l'autre à droite, ce qui provoque une disparition du chenal). Il faudrait donc sans doute revoir la méthode pour contraindre une valeur définie dans plusieurs intervalles disjoints.
- La fonction établissant la relation entre la sinuosité et les paramètres de simulation est empirique. Il doit être possible de trouver la fonction réelle liant les deux.
- Le nombre de types possibles pour les chenaux peut être augmenté, il faudra cependant faire attention que les fonctions de transfert associées soient inversibles, sous peine de ne pas pouvoir contraindre les simulations.
- Le modèle de lobe proposé a ses limites, il ne peut pas être trop long pour éviter de montrer une sinuosité propre. Il doit être possible de le définir d'une autre façon qui conserverait la relation chenal-lobe sans avoir ces limites.
- Enfin, il faudra absolument améliorer la méthode utilisée pour contraindre les simulations par la sismique.



# Annexe A

## Principe de l'interpolateur DSI

Le géomodeleur GOCAD, dans le cadre duquel ces travaux ont été développés, propose un moteur d'interpolation puissant, appelé *Discrete Smooth Interpolation* ou *DSI*. Cet outil présente de nombreux avantages et a été utilisé à plusieurs reprises dans cette thèse. Nous présentons ici le principe de cet interpolateur. Pour plus de détails sur DSI, le lecteur est invité à se reporter à Mallet (1992, 1997, 2002) qui détaille plus largement la théorie ou encore Cognot (1996) pour des indications sur une implémentation de DSI.

### A.1 Principe général

La méthode DSI permet l'interpolation d'une fonction scalaire ou vectorielle  $\varphi$  sur un ensemble  $\Omega$  de  $m$  nœuds  $\alpha$  reliés par une fonction de voisinage  $N$  définissant un maillage discret, tout en respectant un ensemble  $C$  de contraintes  $c$ . On appelle *modèle*  $\mathcal{M}(\Omega, N, \varphi, C)$  le cadre dans lequel s'exerce l'interpolateur DSI.

La fonction (ou propriété)  $\varphi$  à interpoler pouvant être scalaire ou vectorielle de dimension  $n$ , on écrira :

$$\forall \alpha \in \Omega \mapsto \varphi(\alpha) = \begin{bmatrix} \varphi^1(\alpha) \\ \vdots \\ \varphi^\nu(\alpha) \\ \vdots \\ \varphi^n(\alpha) \end{bmatrix}$$

Un vecteur  $\varphi$ , contenant  $m.n$  éléments, est défini en regroupant les valeurs de la fonction en tous les nœuds, pour tous les champs :

$$\varphi = \begin{bmatrix} \varphi^1 \\ \vdots \\ \varphi^\nu \\ \vdots \\ \varphi^n \end{bmatrix} \quad \text{avec } \varphi^\nu = \begin{bmatrix} \varphi^\nu(\alpha_1) \\ \vdots \\ \varphi^\nu(\alpha_i) \\ \vdots \\ \varphi^\nu(\alpha_m) \end{bmatrix}$$

L'interpolateur vise à minimiser simultanément :

- la rugosité de la propriété  $\varphi$  interpolée ;
  - le degré global de violation d'un ensemble de contraintes  $C$ .
- Nous allons maintenant détailler ces deux termes.

## A.2 Contraintes et rugosité

### A.2.1 La rugosité locale

La rugosité est définie grâce à la connaissance des liaisons entre nœuds, donnée par la fonction de voisinage  $N$ , application de  $\Omega$  vers  $\Omega$  :

$$\forall \beta \in \Omega, \beta \in N(\alpha) \quad \iff \quad \beta \text{ est à moins de } s \text{ nœuds de } \alpha$$

En d'autres termes, le voisinage  $N(\alpha)$  contient les  $s$  « auréoles » de nœuds autour de  $\alpha$ . Dans la plupart des cas  $s = 1$ , c'est-à-dire que seuls les nœuds directement reliés à  $\alpha$  sont pris en compte dans le voisinage de  $\alpha$ .

Le critère de rugosité locale  $R(\varphi|\alpha)$  est alors défini ainsi pour une propriété scalaire<sup>20</sup> :

$$R(\varphi|\alpha) = \left[ \sum_{\beta \in N(\alpha)} v(\alpha, \beta) \cdot \varphi(\beta) \right]^2$$

où  $v(\alpha, \beta)$  est une fonction de pondération des différents voisins de  $\alpha$ . Selon l'utilisation, cette fonction est variable. L'exemple le plus simple est d'utiliser  $v(\alpha, \beta) = 1, \forall \beta \in N(\alpha)$  et  $v(\alpha, \alpha) = -\text{Card } N(\alpha)$ , ce qui entraîne une interpolation isotrope de  $\varphi$ . Notons cependant que si les distances entre les nœuds sont variables, cette pondération peut provoquer des biais car un nœud  $\beta_1$  loin de  $\alpha$  influera autant sur la valeur de  $\varphi(\alpha)$  qu'un nœud  $\beta_2$  proche de  $\alpha$ . Dans la section 4.3 une pondération différente est proposée.

L'ensemble des rugosités locales  $R(\varphi|\alpha)$  est utilisé pour définir une rugosité globale  $R(\varphi)$  grâce à une fonction de raideur (*stiffness*)  $\mu(\alpha)$  :

$$R(\varphi) = \sum_{\alpha \in \Omega} \mu(\alpha) \cdot R(\varphi|\alpha)$$

### A.2.2 Les contraintes DSI

L'interpolateur DSI peut prendre en compte un grand nombre de contraintes très différentes, du moment qu'elles peuvent s'exprimer sous la forme linéaire suivante :

$$\{c \in C^{\boxtimes} \text{ est respectée} \} \iff \sum_{\alpha \in \Omega} \sum_{\nu=1}^n A_c^\nu(\alpha) \cdot \varphi^\nu(\alpha) \boxtimes b_c$$

---

<sup>20</sup>Pour une propriété vectorielle, la rugosité locale est définie comme la somme des rugosités associées à chaque composante de la propriété.

où  $\bowtie$  représente l'un des trois opérateurs suivants :

$$\bowtie \in \{\simeq, =, >\}$$

Comme expliqué par Mallet (2002) et comme nous le verrons par la suite, cette formulation laisse place à une grande variété de contraintes. On distingue deux grandes familles de contraintes, les contraintes *dures* et les contraintes *souples* (*hard* et *soft constraints*) : les premières doivent être absolument respectées ( $\bowtie \in \{=, >\}$ ), les deuxièmes seront respectées au sens des moindres carrés ( $\bowtie = \simeq$ ). Dans notre travail, les deux familles de contraintes sont utilisées lors de l'interpolation des courbes de bathymétrie (section 4.2). L'interpolation en deux dimensions de propriétés entre des courbes d'iso-valeurs n'utilise quant à elle que des contraintes souples (section 4.3).

Les contraintes dures s'appliquent généralement sur un nœud donné (équation de la forme  $\varphi'(\alpha) \bowtie b_c$ ) et ne présentent donc pas d'intérêt particulier. Nous ne considérerons plus que les contraintes souples  $\mathcal{C}^{\simeq}$  à partir de maintenant.

L'équation précédente est reformulée sous forme matricielle en introduisant une matrice colonne  $A_c$  de dimension  $m.n$  et en utilisant le vecteur  $\varphi$  défini plus haut :

$$\{c \in \mathcal{C}^{\simeq} \text{ est respectée} \} \iff A_c^t \cdot \varphi \simeq b_c$$

Les contraintes sont généralement normalisées de telle sorte que la somme sur les composants  $\nu$  et sur les nœuds  $\alpha$  des coefficients de  $A_c^t(\alpha)$  soit égale à 1.

On peut alors définir pour chaque contrainte  $c$  le degré de violation  $\rho(\varphi|c)$  :

$$\rho(\varphi|c) = |A_c^t \cdot \varphi - b_c|^2$$

et, de manière similaire à la rugosité globale définie par la somme des rugosités locales, un degré de violation global des contraintes est défini grâce à une série de poids  $\varpi_c$  correspondant à un facteur de confiance en chaque contrainte  $c$  :

$$\rho(\varphi) = \sum_{c \in \mathcal{C}^{\simeq}} \varpi_c \cdot \rho(\varphi|c)$$

### A.2.3 Rugosité généralisée

Afin de minimiser simultanément la rugosité locale et le degré de violation de l'ensemble des contraintes, une *rugosité généralisée globale*  $R^*(\varphi)$  est définie :

$$R^*(\varphi) = R(\varphi) + (\phi \cdot \varpi) \cdot \rho(\varphi)$$

où  $\phi$  est un facteur d'ajustement (*fitting factor*) permettant d'influencer les contributions relatives de la rugosité et des contraintes. Si  $\phi$  est supérieur à 1 alors il est plus important de respecter les contraintes que de minimiser la rugosité de la solution. À l'inverse, si  $\phi$  est inférieur à 1, on cherche en priorité à obtenir une solution lisse plus qu'à respecter les contraintes souples.  $\varpi$  est un facteur d'équilibrage (*balancing factor*) entre  $R(\varphi)$  et  $\rho(\varphi)$  (voir Mallet (2002) pour le calcul de  $\varpi$ ).

L'algorithme DSI vise alors à minimiser cette rugosité généralisée c'est-à-dire à résoudre le système  $\partial R^*(\varphi)/\partial \varphi = 0$ .

### A.3 Résolution numérique

Plusieurs méthodes ont été proposées pour résoudre l'équation précédente. La première méthode consiste en une résolution directe du système linéaire. Elle a été proposée dès 1992 (Mallet, 1992) mais a été laissée de côté dans un premier temps, essentiellement pour des raisons de puissance de calcul.

Le géomodeleur G $\circ$ CAD, jusqu'aux versions les plus récentes, s'appuie donc sur une deuxième méthode qui consiste en une formulation locale de l'équation DSI en chaque nœud associée à un algorithme itératif permettant d'obtenir une solution approchée du problème. Cette méthode est décrite en détail par exemple par Mallet (2002).

Récemment, grâce à de nouveaux travaux ainsi qu'à une augmentation significative de la puissance de calcul des ordinateurs, une nouvelle version de l'algorithme matriciel global a été proposée par Pierre Muron et Jean-Laurent Mallet (Muron *et al.*, 2005), s'affranchissant ainsi de la formulation locale. Certaines méthodes classiques d'accélération de la convergence comme le gradient conjugué (décrit par exemple par Cognot (1996) dans le cadre de DSI) permettent d'obtenir plus rapidement une solution du problème, que ce soit avec la formulation locale ou avec la formulation matricielle.

Dans le cadre de ce travail, la formulation matricielle a été préférée car elle a deux avantages principaux sur la formulation locale :

- Du point de vue du développement de nouvelles contraintes, les formules mathématiques qui sont réellement implémentées sont identiques à la formulation générique des contraintes (de type  $A_c^t \cdot \varphi = b_c$ ) alors que la formulation locale nécessite une réécriture des contraintes sous une forme légèrement différente. La programmation et la vérification du code produit sont très fortement simplifiées ;
- Du point de vue de l'utilisation, cette implémentation est plus rapide. Elle est cependant difficile à utiliser pour des contraintes dynamiques, c'est-à-dire qui n'affectent pas toujours le même élément géométrique, ce qui restreint fortement son utilisation pour l'interpolation de la géométrie d'un objet. Comme dans ce travail nous n'interpolons que des propriétés, cette limitation n'est pas gênante.

# Annexe B

## Pondération des contraintes pour l'interpolation d'une courbe de bathymétrie

### B.1 Problème posé

Lors de la création de courbes de bathymétrie, une valeur cible est assignée à chaque nœud pour contraindre l'interpolation de la bathymétrie. Cette valeur cible dépend du faciès au niveau du nœud. En conséquence, les valeurs cibles seront différentes sur deux nœuds voisins si ceux-ci ont des faciès différents. Les variations de la courbe de bathymétrie reflètent cette succession de changements de faciès. Le problème que nous développons ici est le suivant : est-il possible de définir une distance de corrélation, c'est-à-dire une distance sur laquelle la bathymétrie interpolée sera intermédiaire entre les deux valeurs cibles des faciès voisins ? La solution à ce problème permet le calcul du facteur d'ajustement (*fitting factor*) en fonction de la densité de la courbe.

### B.2 Modèle expérimental utilisé

Le modèle utilisé est très simple : Il s'agit d'une courbe formée de deux parties jointives, une partie positive et une partie négative. Chaque nœud de la partie positive est contraint à la valeur 1 par une contrainte souple (*Fuzzy Control Node*), chaque nœud de la partie négative à la valeur  $-1$  (Fig. B.1). Notez que les deux valeurs cibles utilisées n'ont pas d'impact sur la longueur de transition obtenue. Nous considérons que la longueur de transition  $l_t$  est le nombre de points dont la valeur après interpolation est comprise entre  $-1 + \varepsilon$  et  $1 - \varepsilon$ . En effet, la longueur de transition se calcule de façon absolue en nombre de nœuds puisque seule la topologie est prise en compte avec DSI.

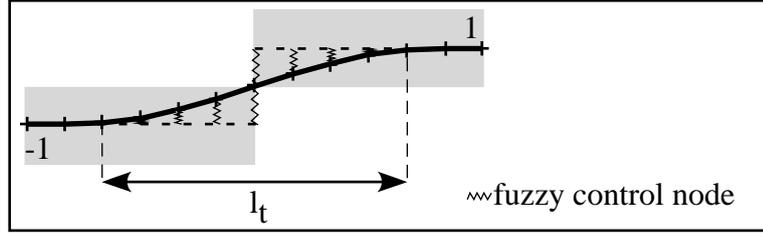


FIG. B.1 : Modèle utilisé pour la mesure de longueur de transition.  $l_t$  est la longueur de transition calculée.

### B.3 Résolution du système d'équations DSI

Notant  $\phi$  le facteur d'ajustement (*fitting factor*), nous devons dans un premier temps résoudre le système DSI suivant – notez les effets de bord dans la première matrice, dus à la rugosité :

$$\begin{pmatrix} \frac{2}{3} + \phi & -\frac{5}{6} & \frac{1}{6} & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{5}{6} & \frac{4}{3} + \phi & -\frac{2}{3} & \frac{1}{6} & \ddots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{6} & -\frac{2}{3} & 1 + \phi & -\frac{2}{3} & \ddots & \ddots & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{6} & -\frac{2}{3} & 1 + \phi & \ddots & \ddots & \ddots & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \ddots & \ddots & \ddots & 1 + \phi & -\frac{2}{3} & \frac{1}{6} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \ddots & \ddots & -\frac{2}{3} & 1 + \phi & -\frac{2}{3} & \frac{1}{6} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \ddots & \frac{1}{6} & -\frac{2}{3} & \frac{4}{3} + \phi & -\frac{5}{6} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & \frac{1}{6} & -\frac{5}{6} & \frac{2}{3} + \phi & 0 \end{pmatrix} \cdot \mathbf{X} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ \vdots \\ 1 \\ -1 \\ \vdots \\ -1 \\ -1 \end{pmatrix} \quad (\text{B.1})$$

où  $\mathbf{X}$  est le vecteur solution. Une fois  $\mathbf{X}$  obtenu, il ne reste plus qu'à mesurer  $l_t$  pour obtenir sa relation avec  $\phi$ . Nous proposons ici une solution numérique à ce problème.  $\mathbf{X}$  a été calculé pour 72 valeurs de  $\phi$  comprises entre  $10^{-6}$  et  $10^2$  sur un modèle de 52 nœuds. Pour chacun des résultats, la longueur  $l_t(0.9)$  a été calculée ( $l_t(0.9)$  correspond à la longueur de transition pour passer de la valeur  $-0.9$  à la valeur  $0.9$ ). Une régression simple a ensuite été effectuée ; nous avons trouvé que la fonction suivante était une bonne approximation du résultat :

$$l_t(90) = \frac{2}{\sqrt[4]{\phi}} \quad (\text{B.2})$$

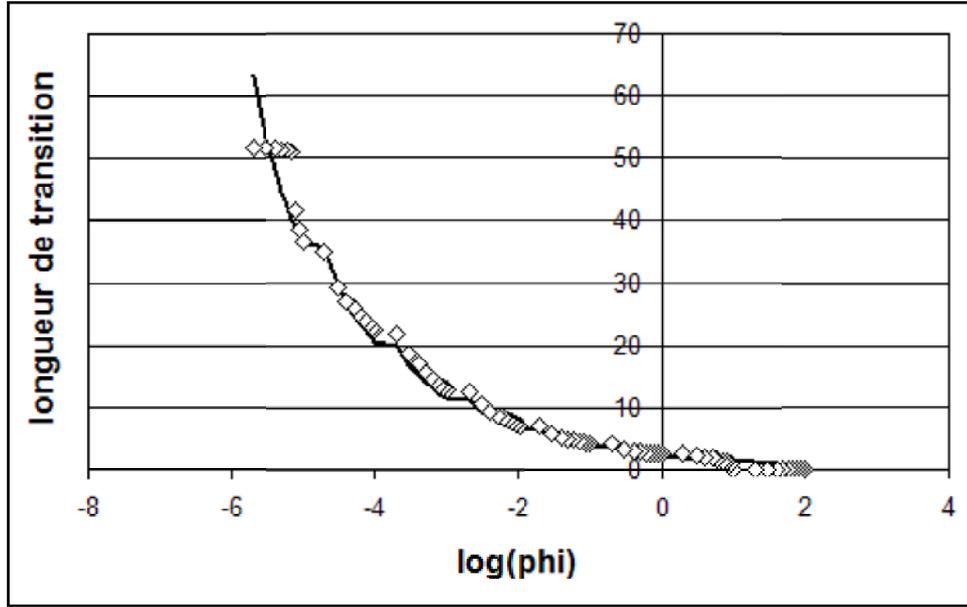


FIG. B.2 : Relation entre longueur de transition  $l_t$  et facteur d'ajustement  $\phi$ . La courbe noire correspond à la fonction de régression B.2, les points aux valeurs calculées expérimentalement. Remarque : étant donné la taille du modèle (52 nœuds), la longueur de transition observée ne peut pas être plus grande que 52 nœuds

## B.4 Introduction du facteur de lissage

La longueur de transition calculée précédemment est une longueur en terme de nombre de nœuds. Il est nécessaire de la traduire en longueur réelle afin de pouvoir utiliser la longueur de corrélation donnée. Une possibilité était de définir la longueur de transition comme étant une donnée d'entrée de l'interpolateur. Cependant, comme le facteur d'ajustement est le même pour tous les nœuds du modèle, cette longueur est approximative, il s'agit d'une valeur moyennée. Afin d'éviter les conflits entre les longueurs demandées et le résultat, nous avons préféré dissimuler cette longueur de corrélation derrière un facteur de lissage  $\zeta$  (*smoothness*). Ce facteur correspond en fait au rapport sur mille d'une longueur de référence  $L_0$  choisie arbitrairement dans le modèle (en pratique la longueur du puits le plus long est choisie).

D'autre part, la densité moyenne de points dans l'ensemble des courbes  $d_p$  est calculée (en nombre de points par unité de mesure). À partir de toutes ces données, le facteur d'ajustement ( $\phi$ ) optimal peut être obtenu :

$$\phi = \left( \frac{2}{d_p \times \zeta \times L_0} \right)^4 \quad (\text{B.3})$$



# Annexe C

## Classification de Dunham

La classification de Dunham (1962) est une classification des roches carbonatées. Elle est basée sur le concept de grain-support ou de boue-support et s'appuie donc sur la proportion de boue et de particules ainsi que sur les textures de dépôts. La notion de « support » implique la continuité d'une matrice constituée de boue ou de grain. Si le carbonate est boue-support, les particules flottent dans une matrice boue. S'il est grain-support, la boue remplit les lacunes entre les grains. Cette classification est établie sous forme dichotomique (Tab. C.1).

Texture sédimentaire reconnaissable					Non
Composants organiques non liés entre eux durant le dépôt				Liés	
Présence de particules fines			Absence		
Grains non jointifs		Jointifs			
Grains < 10%	Grains > 10%				
<b>Mudstone</b>	<b>Wackestone</b>				

TAB. C.1 : *Classification de Dunham.*



# Références bibliographiques

- ALAPETITE, J., LEFLON, B., GRINGARTEN, E. et MALLET, J-L. *Stochastic modeling of fluvial reservoirs : the YACS approach*. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2005. SPE 97271.
- BABONNEAU, N., SAVOYE, B., CREMER, M. et KLEIN, B. *Morphology and architecture of the present canyon and channel system of the Zaire deep-sea fan*. Marine and Petroleum Geology, 2002, vol. 19, pp. 445–467.
- BARTHUST, R. G. C. *Carbonate sediments and their diagenesis*. Elsevier publishing company, 1971. Diagenesis in the fresh water environment, pp. 321–360. Developments in sedimentology, 12.
- BARTHUST, R. G. C. *Carbonate sediments and their diagenesis*. Elsevier publishing company, 1971. Diagenesis on the sea floor, pp. 361–413. Developments in sedimentology, 12.
- BENITO GARCÍA-MORALES, M. *Non stationnarité dans les modèles de type booléen : application à la simulation d'unités sédimentaires*. Thèse Doct. Géostatistique. École des Mines de Paris, 2003.
- BITZER, K. et SALAS, R. *SIMSAFADIM : three-dimensional simulation of stratigraphic architecture and facies distribution modeling of carbonate sediments*. Computers & Geosciences, 2002, vol. 28, pp. 1177–1192.
- BRIDGE, J. et LEEDER, M. *A simulation model of alluvial stratigraphy*. Sedimentology, 1979, vol. 26, n°5, pp. 617–644.
- CAERS, J. *Geostatistical reservoir modelling using statistical pattern recognition*. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2001, vol. 29, pp. 177–188.
- CAERS, J. et JOURNAL, A. G. *Stochastic reservoir simulation using neural networks*. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1998. pp. 321–336. SPE 49026.
- CALLANDER, R. *Instability and river channels*. Journal of Fluids Mechanics, 1969, vol. 36, n°3, pp. 465–480.
- COGNOT, R. *La méthode D.S.I. : optimisation, implémentation et applications*. Thèse Doct. Géosciences. Institut National Polytechnique de Lorraine. Nancy, 1996.
- CROSS, T. A. et LESSENGER, M. A. *Construction and application of a stratigraphic inverse model*, 1999. pp. 69–83. SEPM Special Publication, 62.
- DEUTSCH, C. V. et TRAN, T. T. *FLUVSIM : a program for object-based stochastic modeling of fluvial depositional systems*. Computers & Geosciences, 2002, vol. 28, pp. 525–535.

- DEUTSCH, C. V. et WANG, L. *Hierarchical object-based stochastic modeling of fluvial reservoirs*. *Mathematical Geology*, 1996, vol. 28, n°7, pp. 857–880.
- DOBRAŃSKY, G., MASSON, R., ALBOUY, E. et CACAS, M. C. *A 4D stratigraphic model fitting seismic data for sedimentary basin modeling*. In Proceedings : 9th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 2004. European Association of Geoscientists & Engineers.
- DUNHAM, R. L. Classification of carbonate rock according to depositional texture. In HAM, W. G. (Ed), *Classification of carbonate rocks*, 1962. pp. 108–121. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 1.
- ENGELUND, F. et SKOVGAARD, O. *On the origin of meandering and braiding in alluvial streams*. *Journal of Fluids Mechanics*, 1973, vol. 57, n°2, pp. 289–302.
- FLEMINGS, P. B. et GROTZINGER, J. P. *STRATA : Freeware for analyzing clastic stratigraphic problems*. *GSA Today*, 1996, vol. 6, n°12, pp. 1–7.
- FOUCAULT, A. et RAOULT, J-F. *Dictionnaire de Géologie*. 4<sup>e</sup> éd. Masson, 1995.
- FOURNIER, F. *Application de l'analyse des données à l'exploration pétrolière – Caractérisation des faciès sismiques par analyses statistiques multivariées*. Thèse Doct. Géosciences. Institut National Polytechnique de Lorraine. Nancy, 1990.
- GAZIĞLIA, G. *Développement d'outils utilisant la bathymétrie pour une modélisation 3D par le logiciel Neptune*. Rapport de stage industriel de 2<sup>ème</sup> année : École Nationale Supérieure de Géologie, 2001.
- GEORGSSEN, F. et OMRE, H. *Combining fibre processes and gaussian random functions for modelling fluvial reservoirs*. In SOARES, A. (Ed), Proceedings : Geostatistics Tróia '92, 1993. Kluwer Academic, pp. 425–439.
- GINSBURG, R. N. *Early diagenesis and lithification of shallow-water sediments in south Florida*, 1957. pp. 80–99. Soc. Econ. Paleontologists Mineralogists, Spec. Publ., 5.
- GRANJEON, D. et JOSEPH, P. *Concepts and applications of a 3D multiple lithology, diffusive model in stratigraphic modelling*, 1999. SEPM Special Publication, 62.
- GUARDIANO, F. et SRIVASTAVA, R. *Multivariate geostatistics : Beyond bivariate moments*. In SOARES, A. (Ed), Proceedings : Geostatistics Tróia, 1993. Kluwer Academic, pp. 133–144.
- HAQ, B., HARDENBOL, J. et VAIL, P. R. *Chronology of fluctuating sea-level since the triassic (250 million years to present)*. *Science*, 1987, n°235, pp. 1156–1167.
- HOMEWOOD, P. W., GUILLOCHEAU, F., ESCHARD, R. et CROSS, T. A. *Corrélations haute résolution et stratigraphie génétique : une démarche intégrée*. *Bull. Cent. Rech. Expl. Prod. Elf Aquitaine*, 1992, vol. 16, n°2, pp. 357–381.
- IKEDA, S., PARKER, G. et SAWAI, K. *Bend theory of river meanders—part 1 : Linear development*. *Journal of Fluid Mechanics*, 1981, vol. 112, pp. 363–377.
- JAMES, N. P. et KENDALL, A. C. Introduction to carbonate and evaporite facies models. In WALKER, R. G. et JAMES, N. P. (Eds), *Facies Models - Response to sea level change*. Geological Association of Canada, 1992. pp. 265–276.

- 
- JOHANESSON, H. et PARKER, G. *River meandering*. American Geophysical Union, 1989. Linear theory of river meanders, pp. 181–213. Water Resources Monograph.
- JOHANN, P., FOURNIER, F., SOUZA, O. Jr., ESCHARD, R. et BEUCHER, H. *3D stochastic reservoir modeling constrained by well and seismic data on a turbidite field*. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1996. pp. 6–9. SPE 36501.
- JOURNEL, A. G. et ISAACS, E. H. *Conditional indicator simulation : application to a saskatchewan uranium deposit*. Mathematical Geology, 1984, vol. 16, n°7, pp. 685–718.
- KARSSENBERG, D., TÖRNQVIST, T. E. et BRIDGE, J. S. *Conditioning a process-based model of sedimentary architecture to well data*. Journal of Sedimentary Research, 2001, vol. 71, n°6, pp. 868–879.
- KEDZIERSKI, P. et ROYER, J.-J. *Building a 3D wheeler diagram for stratigraphic modeling*. In 25<sup>th</sup> Gocad Meeting Proceedings, 2005. Association Scientifique pour la Géologie et ses Applications.
- KENDALL, C. G. St. C., STROBEL, J., CANNON, R. L., BEZDEK, J. et BISWAS, G. *The simulation of the sedimentary fill of basins*. Journal of Geophysical Research, 1991, vol. 96, pp. 6911–6929.
- KUHN, O. *Ancient chinese drilling – salt drilling in ancient China and other stories*. The EGGS, 2004, n°10, pp. 12–17. Available on-line at [www.the-eggs.org](http://www.the-eggs.org).
- LABAT, L. *Simulations stochastiques de faciès par la méthode des membership functions*. Thèse Doct. Géosciences. Institut National Polytechnique de Lorraine. Nancy, 2004.
- LAND, L.S. *Diagenesis of skeletal carbonates*. Journal of Sedimentary Petrology, 1967, n°37, pp. 914–930.
- LAND, L. S. *Diagenesis of metastable skeletal carbonates*. Thèse Doct.. Marine Scientific Center, Lehigh University. Bethlehem, Pa., 1966.
- LEE, Y.H. et HARBAUGH, J. W. Stanford's SEDSIM project. Dynamic three-dimensional simulation of geologic processes that affect clastic sediments. In PFLUG, R. et HARBAUGH, J.W. (Eds), Computer Graphics in Geology. Berlin, Heidelberg, New York : Springer, 1992. pp. 113–127. Lecture Notes in Earth Sciences, 41.
- LEFLON, B. *Développement de Neptune, outil de modélisation stochastique de réservoirs en environnement marin*. Rapport de stage industriel de 3<sup>ème</sup> année : École Nationale Supérieure de Géologie, 2002.
- LEFLON, B., ALAPETITE, J., GRINGARTEN, E. et MALLET, J.-L. *Simulation of channels in reservoir modeling : a new approach*. In 25<sup>th</sup> Gocad Meeting Proceedings, 2005. Association Scientifique pour la Géologie et ses Applications.
- LEFLON, B., MALLET, J.-L. et MASSONNAT, G. *Neptune project : use of discrete smooth interpolation in an accommodation-based simulator*. In 24<sup>th</sup> Gocad Meeting Proceedings, 2004. Association Scientifique pour la Géologie et ses Applications.
- LEFLON, B. et MASSONNAT, G. *Neptune project : Modeling and simulation of carbonate environments*. In Proceedings : 9th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 2004. European Association of Geoscientists & Engineers.

- LEFLON, B. et MASSONNAT, G. *Accommodation-based modeling constrained by a set of data points*. In 25<sup>th</sup> Gocad Meeting Proceedings, 2005. Association Scientifique pour la Géologie et ses Applications.
- LEFLON, B., MASSONNAT, G. et PERNARCIC, E. *Neptune project : Modeling and simulation of carbonate environments*. In 23<sup>rd</sup> Gocad Meeting Proceedings, 2003. Association Scientifique pour la Géologie et ses Applications.
- LOPEZ, S. *Modélisation de réservoirs chenalisés méandriiformes. approche génétique et stochastique*. Thèse Doct. Géostatistique. École des Mines de Paris, 2003.
- MACKEY, S. et BRIDGE, J. *A revised Fortran program to simulate alluvial stratigraphy*. Computers & Geosciences, 1992, vol. 18, n°2-3, pp. 119–181.
- MALLET, J-L. *Discrete smooth interpolation in geometric modeling*. Computer-Aided Design Journal, 1992, vol. 24.
- MALLET, J-L. *Discrete modelling for natural objects*. Mathematical Geology, 1997, vol. 29, n°2.
- MALLET, J-L. *Geomodeling*. 1<sup>st</sup> éd. Oxford University Press, 2002.
- MALLET, J-L. *Space-time mathematical framework for sedimentary geology*. Mathematical Geology, 2004, vol. 36, n°1, pp. 1–32.
- MALLET, J-L. *A unified model for reservoir characterization*. In 25<sup>th</sup> Gocad Meeting Proceedings, 2005. Association Scientifique pour la Géologie et ses Applications.
- MALLET, J-L., LABAT, L. et COGNOT, R. *Taking non constant anisotropy into account with D.S.I*. In 23<sup>rd</sup> Gocad Meeting Proceedings, 2003. Association Scientifique pour la Géologie et ses Applications.
- MASSONNAT, G. *Breaking of a paradigm : geology can provide 3D complex probability fields for stochastic facies modelling*. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1999. SPE 56652.
- MATHERON, G. *Traité de Géostatistique Appliquée*. Technip, 1962. Tome 1.
- MATHERON, G. *Les variables régionalisées et leur estimation*. Masson, 1965.
- MELIM, L. A., WESTPHAL, H., SWART, P. K., EBERLI, G. P. et MUNNECKE, A. *Questioning carbonate diagenetic paradigms : evidence from the Neogene of the Bahamas*. Marine Geology, 2002, n°184, pp. 27–53.
- MIALL, A. D. Alluvial deposits. In WALKER, R. G. et JAMES, N. P. (Eds), *Facies Models - Response to sea level change*. Geological Association of Canada, 1992. pp. 119–142.
- MIALL, A. D. *The geology of fluvial deposits : sedimentary facies, basin analysis and petroleum geology*. Berlin ; New-York : Springer, 1996.
- MONTAGGIONI, L. F. *History of Indo-Pacific coral reef systems since the last glaciation : Development patterns and controlling factors*. Earth-Science Reviews, 2005, n°71, pp. 1–75.
- MOYEN, R. *Neptune – modélisation de faciès contrôlée par la bathymétrie*. Rapport de stage industriel de 3<sup>ème</sup> année : École Nationale Supérieure de Géologie, 2001.

- 
- MOYEN, R. *Paramétrisation 3D de l'espace en géologie sédimentaire : le modèle GeoChron*. Thèse Doct. Géosciences. Institut National Polytechnique de Lorraine. Nancy, 2005.
- MURON, P., TERTOIS, A-L., MALLEY, J-L. et HOVADIK, J. *An efficient and extensible interpolation framework based on the matrix formulation of the discrete smooth interpolation*. In 25<sup>th</sup> Gocad Meeting Proceedings, 2005. Association Scientifique pour la Géologie et ses Applications.
- NORDLUND, U. *FUZZIM : forward stratigraphic modeling made simple*. Computers & Geosciences, 1999, vol. 25, pp. 449–456.
- OLIVER, D. S. *Conditioning channel meanders to well observations*. Mathematical Geology, 2002, vol. 34, n°2, pp. 185–201.
- PEAKALL, J., MCCAFFREY, W. D., KNELLER, B. C., STELTING, C. E., MCHARGUE, T. R. et SCHWELLER, W. J. A process model for the evolution of submarine fan channels : implications for sedimentary architecture. In BOUMA, A.H. et STONE, C.G. (Eds), *Fine-grained Turbidite Systems*, 2000. pp. 73–99. AAPG Memoir 72 / SEPM Special Publication 68.
- PELET, R. Géologie et ordinateurs. In TECHNIP (Ed), *Les ordinateurs en géologie pétrolière et dans les études de production*. Publications de l'Institut Français du pétrole, 1966. pp. 91–110.
- PERRODON, A. *L'homme et le pétrole*. Le Léopard d'or et Museum d'histoire naturelle, Lyon, 1990. 84 p.
- REINECK, H. E. et SINGH, I. B. *Depositional sedimentary environments with reference to terrigenous clastics*. NY : Springer Verlag, 1980. pp. 257–314.
- SCHUMM, S. A. *Experimental Fluvial Geomorphology*. Wiley, 1987. pp. 129–191.
- SIMONE, L., CARANNANTE, G., RUBERTI, D., SIRNA, M., SIRNA, G., LAVIANO, A. et TROPEANO, M. *Development of rudist lithosomes in the Coniacian–Lower Campanian carbonate shelves of central-southern Italy : high-energy vs low-energy settings*. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2003, n°200, pp. 5–29.
- SMITH, A. M. et NELSON, C. S. *Effects of early sea-floor processes on the taphonomy of temperate shelf skeletal carbonate deposits*. Earth-Science Reviews, 2003, n°63, pp. 1–31.
- STREBELLE, S. *Conditional simulation of complex geological structures using multiple-point statistics*. Mathematical Geology, 2002, vol. 34, n°1, pp. 1–21.
- TELES, V., DE MARSILY, G. et PERRIER, E. *Sur une nouvelle approche de modélisation de la mise en place des sédiments dans une plaine alluviale pour en représenter l'hétérogénéité*. C. R. Acad. Sci. Paris, Sciences de la Terre et des planètes, 1998, n°327, pp. 597–606.
- VAIL, P. R., MITCHUM, R. M. Jr., TODD, R. G., WIDMERI, J. W., THOMSON, S., SANGREE, J. B., BUBB, J. N. et HATELID, W. G. *Seismic Stratigraphy and global changes of Sea Level*. In PAYTON, C. E. (Ed), *Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration*, 1977. pp. 49–219. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 26.

- WISEUR, S. *Simulation stochastique basée objet de chenaux*. Thèse Doct. Géosciences. Institut National Polytechnique de Lorraine. Nancy, 2001.
- WISEUR, S. *Caractérisation de réservoirs turbiditiques : simulations stochastiques basées-objet de chenaux méandriiformes*. Bulletin de la Société Géologique de France, 2004, vol. 175, n°1, pp. 11–20.
- WARRLICH, G., BOSENCE, D. et WALTHAM, D. *3-D and 4-D controls on carbonate depositional systems : A sedimentological and sequence stratigraphic analysis of an attached carbonate platform and atoll (Miocene, Níjar Basin, SE Spain)*. Sedimentology, 2005, vol. 52, n°2, pp. 363–389.
- WHEELER, H. E. *Time-stratigraphy*. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 1958, vol. 42, n°5, pp. 1047–1063.
- WILGUS, C. K., HASTINGS, B. S., KENDALL, C. G. St. C., POSAMENTIER, H. W., ROSS, C. A. et VAN WAGONER, J. C. (Eds). *Sea-level changes : an integrated approach*, 1988. SEPM Special Publication, 42.
- WILLIS, B. J. *Palaeochannel reconstruction from point bar deposits : a three-dimensional perspective*. Sedimentology, 1989, vol. 36, pp. 757–766.
- WILSON, M. E. J. et EVANS, M. J. *Sedimentology and diagenesis of Tertiary carbonates on the Mangkalihat Peninsula, Borneo : implications for subsurface reservoir quality*. Marine and Petroleum Geology, 2002, vol. 19, pp. 873–900.

# Glossaire

**Accommodation** : Espace disponible à la sédimentation. L'espace d'accommodation comprend la couche de sédiments reposant sur le substratum et la couche d'eau (océan, mer ou lac).

**Anticlinal** : Pli convexe vers le haut, avec les flancs divergents de l'axe. Les couches sédimentaires les plus anciennes sont à l'intérieur du pli.

**Avulsion** : Passage brutal d'un cours d'eau à travers l'une de ses rives provoquant la formation d'un nouveau chenal (Fig. 6.17, p.103).

**Bathymétrie** : Mesure de la profondeur des fonds sous-marins.

**Diagenèse** : Ensemble des processus qui affectent un dépôt sédimentaire et le transforment progressivement en roche sédimentaire solide.

**Downlap** : Dispositif sédimentaire où, en descendant une pente sous-marine, les couches les plus récentes débordent les plus anciennes. Il s'explique par une progradation des couches pendant une période de stabilité du niveau marin (Fig. 3.15–b, p.41).

**Épaisseur finale** : Épaisseur de sédiments calculée dans le réservoir actuel entre tout point de l'espace et une surface de référence (généralement le mur du réservoir).

**Épaisseur transitoire** : Épaisseur totale de sédiments à un instant  $t$  de l'histoire géologique du bassin. Cette épaisseur est calculée entre une surface de référence et la surface libre des sédiments.

**Eustatisme** : Changement d'ensemble du niveau des mers. Cette notion a été introduite pour rendre compte de transgressions, ou de régressions, contemporaines sur tous les plateaux continentaux. Plusieurs causes peuvent expliquer ce phénomène : formation ou fusion de calottes glaciaires, ce qui modifie le volume des eaux océaniques (glacioeustatisme), écrasement de fosses sous-marines lors de la formation de chaînes de montagnes, ou changement des vitesses d'accrétion des fonds océaniques, ces phénomènes modifiant la forme et la capacité des bassins océaniques.

**Faciès** : Catégorie dans laquelle on peut ranger une roche ou un terrain, et qui est déterminée par un ou plusieurs caractères lithologiques (lithofaciès) ou paléontologiques (biofaciès). Ce terme est également employé pour désigner une catégorie correspondant à un milieu ou à un domaine de sédimentation.

**Mur** : Au sens géologique du terme, surface inférieure d'une formation.

**Onlap** : Dispositif sédimentaire où, en montant une pente, les couches les plus récentes débordent les plus anciennes. Ce dispositif s'explique par une montée du niveau marin (Fig. 3.15–a, p.41).

**Paramétrisation** : Fonction bijective mettant un objet quelconque de  $\mathbb{R}^3$  en correspondance avec un sous-ensemble de  $\mathbb{R}^3$ , appelé domaine ou espace paramétrique.

**Propriété surfacique** : En modélisation de réservoir, propriété qui s'applique sur les horizons du modèle. Ces propriétés correspondent à la géométrie du milieu de sédimentation à un instant donné (par exemple la bathymétrie ou l'épaisseur de sédiments à l'instant  $t$ ). Ces propriétés sont à distinguer des propriétés **volumiques**.

**Propriété volumique** : En modélisation de réservoir, propriété qui s'applique sur les strates du modèle. Ces propriétés correspondent à la nature de la sédimentation pendant une période donnée (par exemple, la nature des sédiments déposés ou la porosité). Ces propriétés sont à distinguer des propriétés **surfaciques**.

**Pycnocline** : Couche d'eau présentant un fort gradient de densité (salinité).

**Réservoir (roche –)** : Roche suffisamment poreuse et perméable pour pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz). Ces roches (calcaires, dolomies, grès) ont un intérêt économique si leurs volumes sont suffisants et si elles sont recouvertes par des couches imperméables interdisant au fluide de s'échapper.

**Sismique** : Technique d'investigation du sous-sol par l'étude d'ondes de compression (ondes P) et de cisaillement (ondes S) émises et enregistrées en surface à l'issue d'un parcours souterrain comportant des réflexions ou des réfractions sur des couches de caractéristiques différentes.

**Stratigraphie séquentielle** : Stratigraphie basée sur l'interprétation des successions de séquences de dépôt par le jeu des variations du niveau marin.

**Subsidence** : Enfouissement progressif, régulier ou saccadé, pendant une assez longue période, du fond d'un bassin sédimentaire, marin ou non.

**Thermocline** : Couche d'eau présentant un fort gradient de température.

**Toit** : Au sens géologique du terme, surface supérieure d'une formation.

**Topologie** : Branche des mathématiques traitant des relations de voisinage qui s'établissent entre des figures géométriques, et qui ne sont pas altérées par la déformation continue des figures.

**Vadose** : Se dit de l'eau qui percole dans le sous-sol, sans faire partie d'une nappe d'eau souterraine

# Index

- épaisseur
  - finale, 31, 37
  - transitoire, 31, 37
- accommodation, 16
- bathymétrie, 15
- coordonnées
  - paléo-géographiques, 25
- corrélations, 32
- downlap, 41
- espace
  - de corrélations, 33
  - de Wheeler, 25
- eustatisme, 16
- grille
  - chronostratigraphique, 30
  - stratigraphique, 10, 23
- kérogène, 2
- onlap, 41
- paléo-bathymétrie, 13
- paramétrisation, 10, 23
- piège
  - stratigraphique, 2
  - structural, 2
- potentiel d'accommodation, 16
- propriété
  - surfacique, 31, 35, 37
  - volumique, 31, 35
- roche
  - réservoir, 2
- stratigraphie
  - séquentielle, 12
- subsidence, 16



# Résumé

## MODÉLISATION DES HÉTÉROGÉNÉITÉS LITHOLOGIQUES À L'ÉCHELLE DU RÉSERVOIR PÉTROLIER EN MILIEU MARIN ET FLUVIATILE

En modélisation de réservoirs pétroliers, les informations apportées par les puits sont très importantes pour pouvoir modéliser les propriétés à l'échelle sub-sismique. Les propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité) sont directement liées au faciès des roches. Deux méthodes ont été développées qui permettent la modélisation de ce faciès contrainte par les données de puits.

La première s'intéresse à la modélisation des dépôts carbonatés en milieu marin. La géométrie des couches sédimentaires est modélisée en utilisant une paramétrisation particulière du réservoir proche de l'espace de Wheeler. Le paramètre *temps* est calé grâce aux corrélations faites entre les puits. L'épaisseur de chaque strate chronologique peut alors être calculée aux puits puis extrapolée. Le faciès est supposé lié à la bathymétrie au moment du dépôt, ce qui permet de définir une courbe de bathymétrie le long des puits. La bathymétrie est ensuite extrapolée à partir des puits et d'une carte de référence en s'appuyant sur le concept d'accommodation, ce qui permet d'obtenir un résultat cohérent du point de vue stratigraphique. La simulation de faciès est ensuite contrainte par la bathymétrie modélisée.

La seconde méthode permet la simulation de chenaux. Une ceinture chenalante est associée aux chenaux à simuler. Elle peut être placée aléatoirement tout en respectant les données ou fixée d'après l'interprétation de données sismiques. Un potentiel est défini à l'intérieur de la ceinture. Une fonction de transfert permet de calculer les épaisseurs de sédiments en fonction du potentiel, ce qui permet d'obtenir des corps en trois dimensions. Un bruit est simulé stochastiquement et ajouté au potentiel, ce qui génère des géométries de chenaux très réalistes. Le conditionnement par des données de puits se fait en inversant la fonction de transfert, ce qui permet d'interpréter les épaisseurs observées en terme de valeur de bruit à simuler.

# Abstract

## MARINE AND FLUVIAL FACIES MODELLING AT PETROLEUM RESERVOIR SCALE.

When modelling a petroleum reservoir, well data are very useful to model properties at a sub-seismic scale. Petrophysical properties like porosity or permeability are linked to the rock-type. Two methods based on well data have been developed to model facies.

The first one is used to model marine carbonates deposits. The geometry of sedimentary layers is modelled through a special parameterisation of the reservoir similar to Wheeler space. The *time* parameter is defined along the well paths thanks to correlations. The layer thickness is then extrapolated between wells. A given relationship between facies and bathymetry of sedimentation makes it possible to compute bathymetry along the well paths. Bathymetry is then extrapolated from wells and a reference map using the concept of accommodation. The model created this way is stratigraphically consistent. Facies simulation can then be constrained by the computed bathymetry.

The second method describes a novel approach to fluvial reservoirs modelling. The core of the method lies in the association of a fairway with the channels to be simulated. Fairways are positioned so that all data are taken in account; they can be stochastic if unknown or explicitly entered if identified on seismic data. A potential field is defined within the fairway. Specifying a transfer function to map this potential field to thickness results in generating a channel inside the fairway. A residual component is stochastically simulated and added to the potential field creating realistic channel geometries. Conditioning to well data is obtained by applying the inverse transfer function at the data location to derive thickness values that will constrain the simulation of residuals.

---

Centre de Recherches Péetrographiques et Géochimiques

Laboratoire d'Infographie et d'Analyse de Données

Rue du Doyen Marcel Roubault - 54500 Vandœuvre

