HAL
open science

Interprétation géologique de données sismiques par une méthode supervisée basée sur la vision cognitive

Philippe Verney

To cite this version:

Philippe Verney. Interprétation géologique de données sismiques par une méthode supervisée basée sur la vision cognitive. domain_other. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2009. Français. NNT : 2009ENMP1666 . pastel-00005861

HAL Id: pastel-00005861

https://pastel.hal.science/pastel-00005861

Submitted on 10 Mar 2010

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.

ED n°84 : Sciences et Technologies de l'Information et de la Communication

T H E S E

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DES MINES DE PARIS

Spécialité " Informatique "

présentée et soutenue publiquement par
Philippe Verney

le 17 Septembre 2009

INTERPRETATION GEOLOGIQUE DE DONNEES SISMIQUES PAR UNE METHODE SUPERVISEE BASEE SUR LA VISION COGNITIVE

Directeur de thèse : Michel Perrin

Jury

Mme Monique THONNAT	INRIA Sophia Antipolis	Président
Mme Isabelle BLOCH	ENST / CNRS	Rapporteur
M. Philippe JOSEPH	Institut Français du Pétrole	Rapporteur
M. Jean-François RAINAUD	Institut Français du Pétrole	Examinateur
M. Pascal PODVIN	Ecole des Mines de Paris	Examinateur

Remerciements

Je souhaite tout d'abord remercier Michel Perrin de l'ENSMP, mon directeur de thèse, et Jean François Rainaud de l'IFP, mon tuteur industriel, pour leurs soutiens, leurs patiences et les idées qu'ils ont pu m'apporter tout au long de ma thèse. J'ai beaucoup apprécié la manière dont ils m'ont encadré et les remercie pour m'avoir permis d'ouvrir mes connaissances à un domaine dans lequel j'étais totalement novice : la géologie et plus particulièrement la géologie pétrolière. Je remercie tout particulièrement Michel Perrin pour son encadrement lors de la rédaction de ce manuscrit. Sans lui, ce manuscrit ne serait que l'ombre de lui-même.

Je remercie Monique Thonnat de l'INRIA Sophia Antipolis, avec qui j'ai eu le plaisir de collaborer tout au long de mes travaux. Elle a toujours été disponible et a été d'une aide très précieuse lors de cette thèse tout particulièrement sur le plan informatique.

Je remercie Isabelle Bloch, professeur à l'ENST/CNRS, et Philippe Joseph, professeur à l'ENSPM, pour avoir accepté d'être rapporteurs de cette thèse et pour leurs remarques sur mon manuscrit.

Je remercie Pascal Podvin, professeur à l'ENSMP, pour sa participation au jury de thèse.

Je remercie Pierre Ferry Forgues, Rémi Eschard et Olivier Lerat de l'IFP pour avoir mis à ma disposition l'ensemble des moyens nécessaires au bon déroulement de ma thèse.

Je remercie également Marie Christine Cacas, Laurent Duval, Vincent Clochard et Michel Léger de l'IFP ainsi que Jean Luc Mari et Anne Jardin de l'ENSPM pour leurs conseils tout au long de ma thèse. Je n'oublie pas non plus Thibaut Chéret de BG Group et Total UK qui m'ont permis de réaliser des tests sur des données réelles. Merci aussi à Jean-Yves Cassagnou, Stephane Weibel et Thibaut Mouton de l'IFP pour avoir permis, par leurs travaux, de mettre en valeur les miens.

Merci à Chakib Bennis pour m'avoir offert une expérience très enrichissante dans son équipe à la suite de mon stage à l'IFP et le meilleur moyen de rester à Paris le temps que ma thèse démarre.

Merci aussi à Mara Abel, professeur à l'UFRGS Porto Alegre, pour m'avoir permis de réaliser un stage en relation avec ma thèse au sein de son laboratoire. Ces 3 mois m'ont appris beaucoup tant au niveau professionnel qu'au niveau personnel.

Je remercie l'ensemble du département informatique et mathématiques de l'IFP pour m'avoir offert la possibilité de réaliser mon travail de thèse dans des conditions humaines plus qu'agréables. Les nombreux repas avec les doctorants, posts-docs, prestataires et permanents ont toujours représenté un moment que j'affectionnais tout particulièrement (comme beaucoup savent).

Merci aussi aux collègues pour les sorties en dehors de l'IFP (encore les restaurants bien sûr, les pokers, le karting, le ski, ou même les simples apéros), merci de m'avoir appris à esquiver des projectiles venant dans ma direction, merci pour les vulgarisations scientifiques des théories qui me dépassent, merci pour m'avoir montré des quantités incroyables de courbes sur vos écrans et avoir essayer de m'expliquer votre travail, merci pour m'avoir léguer une plante (qui doit être en bien mauvais état aujourd'hui….), merci pour m'avoir secouru une certaine journée où mon genou s'est grippé ou encore quand mon taux de sucre n'était pas assez haut lors d'un certain déjeuner, et de manière générale merci pour tous ces moments où j'ai ri en votre présence et il y en a eu de nombreux.

Merci au CLJT Emilienne Moreau pour m'avoir offert beaucoup plus qu'un toit lors de mon arrivée sur Paris. Les multiples rencontres que j'ai faites dans ce lieu ont eut une incidence certaine sur ce que je suis devenu. J'espère simplement ne jamais oublier cette période et, plus encore, j'espère être capable d'appliquer ce que j'ai pu y apprendre. Merci tout particulièrement à Tommy et à la quiche pour avoir fait durer l'aventure lors de la colocation.

Merci à Denis Lafeuille du cycle DFE et à Philippe Richard de FinanceFi pour avoir élargi ma vision de l'univers professionnel qui s'offrait à moi. Je les remercie aussi pour leurs qualités humaines qui sont à la hauteur de leurs qualités professionnelles.

Merci de nouveau à Jean François pour m'avoir aidé lorsque je cherchais un appartement et pour m'offrir la possibilité de continuer dans le milieu de l'exploration pétrolière.

Enfin merci à ma famille et principalement mes parents, ma marraine et ma grand-mère pour leurs encouragements tout au long de ma thèse et surtout pour m'avoir offert un cocon protecteur loin de tout où je pouvais me ressourcer par moments.

Pour finir, merci à Graziella pour me supporter et pour alléger mon esprit tout en me faisant garder les pieds sur terre.

Résumé

Ce travail traite de l'interprétation sémantique d'une image sismique, communément appelée **interprétation sismique**. Cette dernière permet de formuler une représentation du sous sol à partir d'une image physique en trois dimensions obtenue par enregistrement des échos d'une onde acoustique traversant le sol.

L'interprétation sismique représente une longue et délicate étape de la chaîne de traitements relative à l'exploration pétrolière. Bien que le type de ces images soient très spécifique au domaine, les difficultés rencontrées lors d'une telle étude sont comparables à celles rencontrées dans la plupart des interprétations d'image : traitement d'images, mise en correspondance de représentations abstraites avec des images issues de capteurs, interprétation sémantique... Dans cette thèse, nous avons choisi de profiter des dernières avancées réalisées dans le monde de l'interprétation d'image assistée par ordinateur et plus spécifiquement les dernières recherches réalisées en **vision cognitive**.

L'objectif de ce travail est de réaliser une **nouvelle plateforme d'interprétation sismique 3D semi-automatique** basée sur la connaissance géologique employée aujourd'hui par les experts du domaine. A l'heure actuelle, la majeure partie des solutions apportée à notre problème d'étude est orientée vers les traitements d'image et l'utilisation de quantités d'**attributs sismiques**. Elles fournissent un résultat interprétable par un expert qui réalise alors une correspondance informelle entre la nouvelle image obtenue et des objets géologiques. Nous désirons explorer une nouvelle méthodologie mettant en avant la formalisation de la connaissance utilisée dans l'interprétation sismique comme la vision cognitive le permet et le conseille. Ainsi, nous caractérisons le résultat des traitements d'images opérés sur le bloc sismique grâce à des concepts et relations visuels provenant d'une ontologie dédiée. Ces caractéristiques nous permettent alors de formaliser l'interprétation d'objets géologiques à partir de ces instances et ainsi de proposer de manière automatique des solutions d'interprétation d'un bloc sismique, que l'expert pourra choisir de valider.

Dans ce travail, nous avons à coeur de nous concentrer sur l'identification de deux premiers objets géologiques à identifier dans une image sismique : les horizons et les failles. Une ontologie de ce domaine d'étude est proposée afin de servir de base pour la création de la plateforme d'interprétation et des résultats sur différents blocs sismiques sont commentés.

Méthodologie générale.

Méthodologie proposée.

Extended abstract

1. Introduction

1.1. Subject definition

This work deals with the semantic interpretation of a 3D seismic image in order to build a shared earth model. For achieving this goal, we propose a method which enables to build in a largely automated way, starting from a 3D seismic image, a basic earth model composed of horizons and faults, whose various mutual relationships are fully defined and geologically consistent.

A 3D seismic image is a visual representation of the subsurface. It is constructed by recording wave reflections on sedimentary interfaces. (cf. figure 1).

Figure 1: A 2D seismic image.

The Semantic Interpretation of an image consists in making it meaningful for domain experts. For this, it is necessary to segment the scene data into various entities and to specify their spatial organization in order to build a sensible scene description.

A Structural Model is a geological model, which provides a geometrical and topological representation of some geological surface assemblages (horizons, faults, channels, etc.) attached to a prospect.

Shared indicates the capability of a model to be easily managed by various applications or by various types of actors (geophysicists, geologists, engineers, decision makers…).

1.2. Addressed issues

The main issue that is addressed in this work is computer aided seismic interpretation. At present, this task rests at each step on data manipulations, operations and verifications, which require the collaboration of experts from various domains and which are very time consuming.

Within a seismic image, each object of interest must first be hand-picked with the mouse on a 2D cross section (cf. figure 2 left). This selection is then tracked all over the seismic block by means of specialized algorithms (cf. figure 2 right).

Figure 2: Picking (left) and tracking (right)

As they deal with noisy images of huge sizes, these operations are heavy to realize. However, it seems to us that the main problem of seismic interpretation lies in the fact that this task is operated without considering any significant embedded knowledge. This is paradoxical since the final structural model results from interpretations operated by various domain experts (geophysicists, geologists, sedimentologists, etc)… Considering the toy example shown on figure 3 constituted by two hand-picked surfaces, the expert user must decide which surface will intersect the other one by using geological criteria, which result from his understanding of the geological context of the model.

Figure 3: A toy example of geological interpretation.

The hand-picked data figured in (a) can either be interpreted:

- as in (b) : A stops on B; B is erosional.
- as in (c) : B stops on A; B is not erosional.

At present, most of current interpretation software platform are not knowledge based. Being mostly oriented towards user interface optimization, they efficiently help experts operating computations and visualizations but they do not propose geological solutions to the user.

1.3. Our goal

Our goal is to provide a solution for partly automating the seismic interpretation process. Our work will mainly be focused on identification and interpretation of the basic elements of structural models: horizons and faults.

We have chosen to take advantage of recent research works on cognitive vision [Thonnat, 1989], [Hudelot, 2005] for exploring the possibility of operating a 3D seismic image interpretation based on domain expert knowledge. The knowledge here considered is mainly related to geology and more specifically rests on the geological knowledge formalization proposed by Perrin (1998), which consists in representing geological interpretation using a Geological Evolution Schema (GES). For operating this knowledge formalization, we have chosen to use the OWL language which is the W3C standard for ontology representation.

2. Proposed method

2.1. Overview

In contrast to current seismic interpretation methods, we propose a new interpretation approach, which is not based on mere image processing but on considering the geological knowledge that can be associated to seismic images.

We choose to manage this knowledge by means ontologies which enable formalizing, using and sharing all useful concepts, relations, attributes and instances.

Our approach is based on the cognitive vision method, which is operated in various domains by the PULSAR team at INRIA Sophia Antipolis. In accordance with the Marr paradigm, we thus define a seismic interpretation system by means of 3 abstraction levels of object visual representation as illustrated on figure 4.

Figure 4: The proposed architecture

2.2. Knowledge representation

The lowest level of abstraction is related to data management, i.e. to extracting from the seismic image some candidates that potentially correspond or are potentially part of some geological object.

The median level aims at defining criteria for characterizing these candidates by means of relations and attributes representing their visual properties.

The highest level enables to decide whether a defined candidate can be associated to some geological object. This interpretation makes use of associations previously established between sets of visual attributes and relations and actual geological objects.

Figure 5 illustrates this global approach and the ontology on which it is based.

Figure 5: Main used ontology.

2.3. Use case

The most important geological surfaces, which enter into earth models, are horizons and faults. Their mutual arrangement within a structural model allows to represent the vertical sequence of sedimentary layers present within the considered prospect and their disconnections through faults. For this reason, fault and horizon interpretation is, in our

opinion, the first issue to be solved when building a structural model resting on seismic data. Considering the delay that was available for performing this work, we thus decided to concentrate on that one issue, considering that other important elements such as diapirs, channels or chimneys will eventually be objects of future work;

3. Application

3.1. Horizon interpretation

3.1.1. Knowledge representation

Horizon interpretation is based on the stratigraphic column model. Sedimentary deposits are represented as stratigraphic sequences, each constituted by a vertical succession of parallel layers. Considering a normal succession, the deepest layers are supposed to be the oldest ones.

The ontology that was defined for identifying horizons handles some of the properties of this model. *Reflector* is the main concept of this ontology. A reflector is defined thanks to the following visual properties (see figure 6) issued from geology:

- parallelism/non parallelism with neighbor reflectors: this allows to determine whether the considered reflector is part of a sequence of parallel reflectors
- chronological relationships with other reflectors: this allows to determine the position of the considered reflector within a given sequence
- thickness (integer) and color **or** amplitude (float), which allow the reflector identification.
- eventually the distance to some well marker: when available; this parameter allows to directly associate a reflector with a geological horizon.

Figure 6: Used ontology for horizon interpretation.

3.1.2. Data management

Since very low amplitude reflections in the seismic image have generally little interest, we first eliminate values lower than a threshold fixed by the user. The eliminated values most time correspond to noisy zones where no useful signal can be detected. The operated thresholding allows to significantly reduce the volume of data to be processed and thus simplifies all the following operations.

Since the resulting image is generally still large, thresholding must be completed by a thinning of the remaining reflectors, which allows to only keep the most significant information. The resulting image is shown hereunder on figure 7.

Figure 7: A seismic image after thresholding and thinning.

Thanks to these thresholding and thinning operations, it is possible to represent the resulting seismic image into a 3D sparse matrix, whose size is generally around 25% that of the original image.

The last data management step consists in identifying main reflectors of the seismic image. Parsing the sparse matrix, we look for sets of connected voxels corresponding to first order reflectors (cf. figure 8).

Figure 8: The three allowed connected voxel connections.

3.1.3. Visual characterization

In this module, for each detected reflector, we compute numerical values related to the various visual properties defined in the ontology. These values are stored as instances of

ontology properties attached to each reflector. For each reflector, we consider the following properties:

- *minimal distance* to the closest well marker.
- *thickness* corresponding to the mean vertical thicknesses all along the considered reflector.
- *amplitude* corresponding to the mean amplitude all along the reflector.
- *3D dip* represented by two 2D dips respectively measured on inlines and crosslines
- *chronological relationships* with neighbor reflectors; these relationships are determined by the vertical position of the considered reflector relatively to the others: in the case of a normal succession, depending whether the considered reflector is located below or above some other one, it is considered as being older or younger than this latter one.

Figure 9: Local chronological relationships attached to reflector A.

Considering all local chronological relationships attached to the various detected reflectors, it is possible to construct one global chronological relationship graph for all the reflectors. In order to build this global graph, we merge all the local graphs which share at least one node. An example of this merging is given on figure 10.

Figure 10: Merging of two local relationships graph.

The result provides a classification of reflectors in the geological time domain equivalent to a Wheeler diagram or to a Geological Evolution Schema.

3.1.4. Geological Correlation

This module enables to qualify each of the previously identified reflectors as partly or totally corresponding to some geological horizon.

The first step consists in merging all the reflectors sharing one same distance relation to a well marker into one horizon that can be given the name of the well marker to which these various reflectors are associated. This merging is most reliable since well markers represent accurate geometrical information. That is why it is the first one to be operated.

The other visuals properties allow operating other merging. For this, considering a node corresponding to some given horizon, we parse the global chronological graph searching for two older or two younger nodes corresponding horizons having the same characteristics, i.e.:

- sharing the same distance relation to the considered horizon,
- having similar amplitudes, similar thicknesses and similar dips according to defined thresholds.

The horizons sharing these same characteristics are then merged into one same horizon.

Figure 11: Characterization of four visual attributes on the global graph relative to reflectors detected on the above seismic image.

Figure 11 shows from left to right four visual characteristics associated to the nodes of one same graph. These characteristics respectively represent the chronological relationships, the thickness, the amplitude and the dip of each reflector associated to one node of the graph. We clearly see that nodes E and G share similar characteristics. Accordingly, these 2 nodes are merged into one same node representing one horizon composed by these 2 reflectors, as it is shown on figure 12. This new node will then be itself eventually taken into account for future merging.

Figure 12: Global graph merging.

The various threshold parameters that are used for establishing similarities between visual characteristics are given default value that the user can choose to modify when it is needed. All these parameter values are recorded as instances of ontology properties attached to each process concept in order to keep the memory of how the resulting objects were interpreted.

By applying the above methodology, the user can run a semi automatic interpretation of the horizons located in the seismic block. He can also easily run again the same process using different parameters or considering new information such as new exploration well data for instance.

3.2.Fault interpretation

3.2.1.Knowledge representation

We developed for fault interpretation a methodology similar in its principle to the one used for horizon detection.

A fault is a planar or gently bent geological surface which disconnects a horizon sequence. On a seismic image, a fault corresponds to an area which is locally planar and in most cases noisy. Moreover, it induces a disconnection and a displacement of all the reflectors located in its vicinity (cf. figure.13).

Figure 13: Disconnection and displacement induced by a fault.

We choose to represent the disconnection of a horizon as a set of 2D disconnections in the inline and crossline directions. As it is shown on figure 13, each of these disconnections is characterized using 3 attributes:

1. *Heave* corresponding to the amplitude of the lateral disconnection
2. *Throw* corresponding the amplitude of the vertical disconnection
3. *Dip*, which is the angle of the segment joining two disconnected points of an horizon on a 2D cross-section (inline or crossline) with respect to 2D local direction of the horizon.

Furthermore, as illustrated on figure 14, the various disconnections induced by one same fault on different horizons, are normally approximately coplanar.

Figure 14: Example of fault/horizon geometrical relationships. .

As illustrated on figure 15, all the attributes, relations and concepts required for interpreting a fault in a seismic image are defined, in this case also, in an ontology.

Figure 15: Illustration of the ontology defined for fault interpretation.

3.2.2.Data management

This module allows identifying horizon disconnections that will be further characterized in the next step.

Each horizon is projected on a plan. The horizon is then viewed as an array which dimensions are “[number of crosslines] x [number of inlines]” on the seismic image and whose cells are affected with the local Z values of the voxels composing the horizon. By parsing the resulting

array line by line (or column by column), we can identify filled cells that are not connected. Such voxel gaps correspond to horizon disconnections (cf. figure 16)

Figure 16: Identification of 2D disconnections.

By checking their eventual connectivity, the identified horizon 2D disconnections can be gathered into 3D disconnections (cf. figure 17), which need to be further characterized.

Figure 17: Identification of 3D disconnections.

3.2.3. Visual characterization

This module affects to the identified horizon disconnections the visual characteristic values previously defined in the ontology

For each horizon disconnection, we compute a *heave* corresponding to the vertical distance between the higher and lower points of the disconnection and a *throw* corresponding to the horizontal distance between these two points. We also compute a *dip* corresponding to the

angle of the segment joining the two points of each disconnection with respect to the local direction of the horizon.

Finally, we parse the seismic block through inlines and crosslines in order to check eventual colinearity of the horizon disconnections. Colinearity is detected when at least 3 higher or 3 lower disconnection points lie on the same line in a given cross-section. (cf. figure 18). The identified colinearities are stored as instances of ontology relations attached to each horizon disconnection.

Figure 18: 3 disconnection points lying on the same line of a cross section.

3.2.4. Geological correlation

Horizon disconnections are merged when they are locally collinear all along and when they locally share the same heaves, throws and dip (with approximations according to fixed thresholds).

Disconnection merging provides uncertainty areas which correspond to linear zones inside which faults are supposed to be present. We arbitrarily choose to position the faults in the middle of these areas. However, the uncertainty areas are also stored in the ontology by means of throw and heave values that are represented as instances of ontology properties attached to each horizon disconnection. It allows us to eventually adjust fault positions afterwards for keeping geological consistency.

4. Results

The above described methodology was applied to various seismic blocks. We will consider here the results that were obtained by processing the Alwyn seismic block, which corresponds to data provided by Total UK related to a field located in the North Sea. This seismic block comprises 1163 inlines, 849 crosslines and 1001 timelines. The Alwyn geology is represented on figure 19. The structural style corresponds to tilted and eroded fault blocks dipping to the west and aligned in a north-south direction corresponding to the main normal fault trend. The hydrocarbon columns are restricted to the Brent Group and, more specifically to the Tarbert formation and to the upper parts of the Ness Formation.

Figure 19: Cross section of the studied part of Alwyn.

4.1.Horizon interpretation

In order to verify our interpretations, we took advantage of results obtained on the Alwyn block by students of the IFP School, who provided us a set of hand-picked horizons and faults. These surfaces were identified during a 3 week training session of the IFP School by using the Petrel software, which is one the most used all over the world for seismic interpretation. The results obtained by the IFP students were further validated by their supervisors, who have an extensive knowledge of the Alwyn data..

The provided horizons are located in the most important part of the seismic image (cf. figure 20). They correspond to:

- the top of the Turonian Formation
- the erosional surface called BCU (Base Cretaceous Unconformity)
- the top of the Brent formation
- the top of the Dunlin Formation

Figure 20: 4 horizons hand-picked by IFP School students.

Thanks to our automated methodology, we were able to extract more surfaces since we could explore the block in totality. The table hereunder shows the number of reflectors detected and the number of horizons interpreted for given amplitude threshold values. It also shows the running times that were needed for obtaining these results.

Amplitude Threshold	Number of detected reflectors	Merging time (sec)	Number of interpreted horizons	Total time (min)
25000	6	1,35	5	4
10000	85	372	54	19
9000	137	557	90	30
8000	209	1860	120	60

Figure 21 shows the surfaces that were obtained for an amplitude threshold value of 10 000. In this case, a significant number of surfaces were interpreted, which allows the user to have a global view of the geological structure.

We notice in particular that some horizons were detected between the two horizons top Brent and top Dunlin that are respectively figured in yellow and in green on figure 21 (see for instance the horizon figured in light brown, which lies just above top Dunlin on the figure). Identifying horizons in this particular zone is considered as a good result by interpreters, since automated tracking by commonly used software is made impossible by a poor quality image and a significant level of noise.

Figure 21: 54 automatic picked horizons for a 10 000 amplitude threshold value.

Furthermore, we successfully verified the geometry of the automatically interpreted surfaces. Figure 22 shows that, although some areas were not fully detected by our method, the surface that we interpreted as Top Dunlin (figured in red) well fits with the Top Dunlin surface handpicked by the IFP School students (figured in green on figure 22).

Figure 22: Geometrical verification concerning the Top Dunlin horizon: the surface resulting from an automated interpretation using our method (red) well fits with the handpicked Top Dunlin surface (green).

The only horizon that was not correctly interpreted is BCU. The reason for this is that BCU is an erosion surface that is signalled by no proper seismic reflection. Since the ontology that we

use identifies reflector as the main elements to be considered for surface interpretation, it cannot be used for detecting erosion surfaces.

4.2.Fault interpretation

Figure 23 shows the fault pickings operated by hand by the IFP School students on various cross sections of the seismic image. These pickings were operated by the students with the goal of defining a self consistent fault model. For this, the students just considered the parts of the image which they visually identified as corresponding to fault traces and took no care of their possible relationships with previously interpreted horizons. 28 faults were identified in total.

Figure 23: The main faults identified by the ENSPM students.

Thanks to the platform that we developed, we obtained the following results.

Amplitude threshold value	Extraction and characterization time (sec)	Number of horizon discontinuities	Merging time (sec)	Number of faults
25000	8,5	40	0,5	0
10000	127	1191	475	44

9000	161,5	1976	1214	101
8000	223,7	4215	5356	287

Figure 24 illustrates results that were obtained using a 9000 amplitude threshold value.

Figure 24: Detected faults using a 9000 amplitude threshold value.

We can see that the main north south fault trend was well interpreted. However, the transverse faults were not very well detected on this particular interpretation. By rerunning this interpretation with different parameters (amplitude threshold for horizon detection, heave and throw constrain), we can obtain other fault interpretation. For instance for a 10000 threshold amplitude value, we obtain less fault but one more transverse fault as it is shown on top left of the figure 25. The faults, which appear on several interpretations are of course more reliable than the other ones.

Figure 25: Detected faults using a 10000 amplitude threshold value.

A significant advantage of detecting faults by considering horizon discontinuities is the fact that fault locations are by construction consistent with the all over structural model. This is verified on figure 26 where the interpreted faults exactly lie on the horizon discontinuities (signalled by shadows on the green horizon). Consequently, for enabling the user to obtain a consistent structural model, it suffices to offer him the possibility of manually merging the various fault patches corresponding to one same fault.

The results obtained in the case of the Awyn use case show that our fault detection method still necessitates some improvements for being able to identify all geologically significant faults. For this, one possibility, which could be object of future work, would consist to add in the ontology a detection criterion directly based on fault interruptions. This would allow to detect more zones of the image potentially associated with fault traces and thus provide more numerous and more secure fault reconstructions.

Figure 26: Interpreted faults on the Top Dunlin horizon (in green and blue).

5. Conclusions

The present work takes advantage on recent research achievements in the cognitive vision domain for proposing a largely automated methodology for seismic interpretation.

For representing the gross architecture of the system that we propose, we defined three abstraction levels that are linked by an ontology representing geological knowledge. The lowest level is in charge of extracting from the seismic image a set of candidates potentially corresponding to geological objects. The second level allows to visually characterize these candidates by means of attributes and relationships defined in the ontology. These properties are directly deduced from geology. Finally, the highest level allows to merge the validated candidates, which share similar characteristics, into actual geological objects.

The ontology that was defined provides the necessary knowledge for characterizing candidates and for associating them to geological objects. In our study, the ontology more specifically defines the information that is necessary for identifying horizons and faults in a 3D seismic image.The ontology is also used as a support for allowing the storage of all the created instances with their properties as well as the storage of all the parameters that were used for creating these instances.

Future work should be dedicated to adding new knowledge to the defined ontology and to developing related algorithms. This will lead to better interpretations and to identifying other geological objects with the final goal of building more accurate and better informed structural models.

Table des matières

INTRODUCTION **31**

1. DEFINITION DU SUJET 31
   1.1. Image sismique *31*
   1.2. Modèle structural *32*
   1.3. Interprétation sismique 3D *33*
   1.4. Modèle partagé *35*
2. PROBLEMATIQUE 35
   2.1. Interpretation sismique *35*
   2.2. Ouverture du modèle *35*
3. L'OBJECTIF FIXE 36
4. CONTRIBUTIONS 36
5. CONTEXTE DU TRAVAIL 37
6. PLAN DU MEMOIRE 38

CHAPITRE 1 : LE DOMAINE METIER **39**

1. INTRODUCTION 39
2. LA GEOLOGIE 39
   2.1. Objets géologiques simples *39*
   2.1.1. Les interfaces sédimentaires *40*
   2.1.2. Les contacts tectoniques *43*
   2.2. Objets géologiques composés *44*
   2.2.1. Les séquences stratigraphiques *44*
   2.2.2. Les systèmes de failles *45*
3. LA GEOLOGIE PETROLIERE 46
   3.1. Où se trouve le pétrole? *46*
   3.2. La formation des bassin sédimentaires *46*
   3.3. La formation du pétrole *48*
   3.4. La formation d'un gisement *48*
   3.5. Trouver le pétrole *50*
4. LA MODELISATION GEOLOGIQUE 50
   4.1. Plusieurs modèles géologiques *50*
   4.2. De la sismique au modèle structural *51*
   4.2.1. Les données d'entrée *51*
   4.2.2. L'interprétation sismique *55*
   4.2.3. La formalisation de l'interprétation *58*
   4.2.4. Diagramme de Wheeler *59*
   4.2.5. Une syntaxe géologique *60*
5. CONCLUSIONS 63

CHAPITRE 2 : ÉTAT DE L'ART **65**

1. INTRODUCTION 65
2. L'INTERPRETATION SISMIQUE 65
   2.1. Un bref historique *65*
   2.2. Attributs sismiques *66*
   2.2.1. Définition générale *66*
   2.2.2. Classification des attributs *66*
   2.2.3. Cohérence *67*

2.2.4. Orientation *69*
2.2.5. Décomposition spectrale *71*
2.2.6. Bilan *72*
2.3. Innovations récentes *72*
2.3.1. Utilisation simultanée de plusieurs attributs sismiques *72*
2.3.2. Post traitements des attributs *75*
2.3.3. Classification des réflecteurs. *77*
2.3.4. Construction automatique du diagramme de Wheeler *78*
2.4. Bilan *79*
3. L'INGENIERIE DES CONNAISSANCES 81
3.1. Définitions *81*
3.2. Acquisition de la connaissance *82*
3.2.1. Les débuts *82*
3.2.2. La modélisation *83*
3.2.3. Le management de la connaissance *83*
3.2.4. Le web sémantique *83*
3.3. Les ontologies *84*
3.4. Bilan *85*
4. L'INTERPRETATION D'IMAGE GUIDEE PAR LA CONNAISSANCE 86
4.1. La vision par ordinateur jusqu'aux années 1980 ..... *86*
4.2. Le paradigme de Marr *87*
4.3. La vision par ordinateur basée sur la connaissance *87*
4.4. L'interprétation d'image et la vision cognitive *88*
4.4.1. La vision cognitive *88*
4.4.2. Travaux de l'équipe PULSAR *89*
4.4.3. Une réalisation basée sur la vision cognitive *90*
4.5. Bilan *91*
5. CONCLUSION 92

CHAPITRE 3 : METHODE PROPOSEE 93

1. INTRODUCTION 93
5.1. Principe de la méthode proposée *93*
5.2. Architecture adoptée *93*
5.3. Réalisation *94*
2. L'INTERPRETATION DES HORIZONS 97
2.1 Module de connaissance *97*
2.2. Module de gestion des données *100*
2.3. Module de caractérisation visuelle *109*
2.4. Module de corrélation géologique *118*
3. L'INTERPRETATION DES FAILLES 122
3.1. Module de connaissance *122*
3.2. Module de gestion des données *124*
3.3. Module de caractérisation visuelle *126*
3.4. Module de corrélation géologique *127*
4. EXPORTATION DES RESULTATS 128
4.1. Exportation des horizons *129*
4.2. Exportation des failles *131*
5. CONCLUSION 131

CHAPITRE 4 : RESULTATS 133

1. LE CHAMP ALWYN 133

1.1. Histoire géologique *133*
1.2. Le bloc sismique Alwyn *135*
2. L'INTERPRETATION DES HORIZONS 137
2.1. Création de la matrice creuse *137*
2.2. Extension et caractérisation des réflecteurs *139*
2.3. Fusion des réflecteurs en horizon *139*
3. L'INTERPRETATION DES FAILLES 155
3.1. Les failles connues dans Alwyn *155*
3.2. Les failles obtenues *157*
4. EXPORTATION 162
4.1. Modélisation *162*
4.2. OWL *164*
5. BILAN 166

PERSPECTIVES ET CONCLUSIONS 169

1. LES CONTRIBUTIONS 169
1.1. Une plateforme d'interprétation sismique basée sur la connaissance *169*
1.2. Une première ontologie dédiée à l'interprétation sismique des horizons et des failles 169
1.3. La matrice creuse et les algorithmes *170*
1.4. Interprétation de données réelles *170*
2. PERSPECTIVES A COURT TERME 171
2.1. Enrichissement des données d'entrée *171*
2.2. Approche multi seuillages *171*
2.3. IHM dédiée *172*
2.4. Visualisation partagée de la matrice creuse *172*
2.5. Implémentation *173*
3. PERSPECTIVES A LONG TERME 173
3.1. Workflow *173*
3.2. Meilleure exportation des données *174*
3.3. Réglage des paramètres *175*
3.4. Enrichissement de l'ontologie *175*

GLOSSAIRE SUR LES TERMES TECHNIQUES UTILISES EN VISION COGNITIVE DANS CE MANUSCRIT. 181

BIBLIOGRAPHIE 183

Introduction

Cette thèse traite de l'interprétation sémantique d'une image sismique 3D en vue d'obtenir un modèle structural partagé. La faisabilité de la méthode proposée est prouvée sur la création d'un modèle structural basique c'est à dire composé essentiellement d'horizons, de failles et de leurs relations.

Une image sismique 3D est une représentation volumique visuelle du sous sol obtenue par enregistrement des échos d'une onde acoustique traversant le sol.

L'interprétation sémantique d'une image consiste à construire du sens à partir des données provenant de la scène analysée c'est-à-dire à structurer ces données, à reconnaître les différentes entités qui composent l'image, à comprendre leur organisation spatiale et à construire une description de la scène.

Un modèle structural est un géo-modèle qui fournit une représentation des divers objets géologiques (horizons, failles, chenaux, diapir, etc.) présents dans tout ou partie d'un prospect et de leurs relations mutuelles.

Partagé signifie que ce dernier devra pouvoir être utilisé avec autant de facilité par n'importe quelle application.

1. Définition du sujet

1.1. Image sismique

Figure 0.1: Une image sismique 2D

Comme il est illustré sur la partie gauche de la figure 0.1, une source sismique, telle qu'une explosion de dynamite, un canon à air comprimé ou un vibrateur, génère de l'énergie qui se

diffuse à l'intérieur de la Terre sous forme d'ondes acoustiques traversant les diverses couches géologiques avec des vitesses de propagation données. A l'interface entre deux milieux rocheux de vitesses différentes, une onde est généralement pour partie réfractée et pour partie réfléchie en accord avec les lois de Descartes. [Schlumberger Oilfield Glossary, 2009]

Grâce à des récepteurs placés à la surface indiquant le temps que l'onde a pris pour parcourir un aller retour et en connaissant la vitesse de propagation de l'onde, on peut ainsi avoir une idée de la position où l'onde s'est réfléchie. Après traitements, ces informations sont donc corrélées afin d'établir une image du sous-sol que l'on nomme une image sismique visible à droite sur la figure 0.1.

Les valeurs des pixels de cette image correspondent à **l'amplitude** avec laquelle s'est réfléchie l'onde. On a donc pour chaque colonne d'une telle image, aussi appelée **"trace"**, une succession verticale d'amplitudes positives puis négatives plus ou moins fortes qui correspondent à des changements verticaux de milieux plus ou moins marqués dans le sous-sol. La figure 0.2 illustre quelques unes de ces colonnes.

Figure 0.2: Quelques traces sur un morceau d'une image sismique 2D.

En deux dimensions, l'image résultante montre une succession verticale de lignes épaisses à valeur positive puis négative que l'on appelle couramment **"réflecteurs"**.

Enfin en trois dimensions, ces **réflecteurs** apparaissent sous forme de surfaces épaisses.

1.2.Modèle structural

Un modèle structural (cf. Fig. 0.3) est un **assemblage de surfaces géologiques** [Foucault, 2005][Bates, 1987] qui correspondent à des limites d'unités stratigraphiques, à des failles, à des chevauchements voire à des arrangements plus complexes (réseaux de failles, chenaux, cheminée). Un tel géo modèle résulte d'une interprétation géologique, qui permet d'identifier les objets présents et de préciser leurs relations spatiales et chronologiques.

Figure 0.3 : Gauche -Représentation d'un modèle structural sous forme de surfaces.
Droite - Représentation d'un modèle structural sous forme d'un graphe.

Le modèle structural est une étape essentielle de la chaîne de traitements de l'exploration pétrolière illustrée sur la figure 0.4. Il est un des résultats essentiels pour la suite de la modélisation. C'est le **squelette** sur lequel pourront être construits les modèles futurs.

Figure 0.4 : Chaîne générale de traitements de l'exploration pétrolière.

1.3.Interprétation sismique 3D

L'interprétation sismique, ou interprétation sémantique d'une image sismique, est une étape de la chaîne de l'exploration pétrolière qui vise à analyser des données sismiques en vue de générer des modèles et des prédictions sur les propriétés et la structure du sous sol [Schlumberger Oilfield Glossary, 2009]

Le **picking** représente l'opération la plus basique de l'interprétation sismique. Elle consiste à cliquer avec la souris sur des coupes 2D de l'image sismique. Le but est que l'ensemble des positions cliquées représente une partie d'un objet à extraire de l'image. Cette opération est entièrement manuelle.

Le picking se fait généralement sur plusieurs coupes 2D du bloc sismique afin de définir l'objet d'intérêt dans plusieurs directions. La figure 0.5 considère cette opération sur 2 sections sismiques orthogonales.

Figure 0.5: Picking (points rouges) d'un horizon.

Entre chaque picking, un algorithme est chargé d'interpoler le meilleur chemin 2D décrivant l'objet souhaité. Cette interpolation entre deux positions peut être de type linéaire ou alors suivre une loi plus compliquée. On parle alors d'algorithme de type **tracking**.

Ce genre d'algorithme est ensuite utilisé pour étendre la sélection pickée à l'ensemble du bloc 3D (cf. Fig 0.6).

Figure 0.6: Tracking d'une sélection sur l''ensemble du bloc sismique.

1.4. Modèle partagé

Si l'on regarde notre sujet dans son contexte, l'exploration pétrolière, on s'aperçoit que l'échange de données est un élément clef de cette chaîne de traitements. En effet, plusieurs **centaines voire milliers de logiciels** sont utilisés dans le même but : identifier la structure du sous sol.

Chacun de ces logiciels ayant ses propres avantages et inconvénients à différents moments de la chaîne, il nous paraît nécessaire de pouvoir aisément communiquer notre résultat de la manière la plus renseignée possible.

Aussi, notre modèle se doit d'être partageable afin que quiconque du domaine de l'exploration pétrolière puisse l'utiliser dans le logiciel qu'il souhaite.

2. Problématique

2.1. Interpretation sismique

La problématique principale de cette thèse concerne l'interprétation d'une image sismique par un ordinateur. A ce jour, cette tâche est réalisée de manière très incrémentale avec manipulations, opérations et vérifications des données à chaque étape. Elle nécessite plusieurs mois d'études et la coopération de plusieurs experts du domaine.

Chaque objet doit être pické avec précision puis tracké sur l''ensemble du bloc. Or ce bloc est fortement bruité (du à l'acquisition physique) et la plupart des objets apparaissent ainsi très déconnectés voire invisibles. Même si le picking manuel permet un contrôle total, le tracking a ses limites et n'arrivent pas toujours à étendre une sélection comme l'utilisateur le voudrait.

Outre des difficultés que nous qualifierons de techniques comme la gestion d'images de très grandes tailles (plusieurs gigaoctets) ou encore le travail sur des images fortement bruitées, il apparaît que le problème principal de l'interprétation sismique relève plutôt du domaine de la connaissance qui n'est pas assez intégré dans les divers algorithmes actuels. En effet, le modèle structural recréé par l'interpréteur est le fruit d'un **savoir provenant de différents domaines tels que la géologie, la géophysique, la sédimentologie, etc....**

Or, de nos jours, la majeure partie des plateformes d'interprétation n’intègre que très peu de connaissance dans leurs algorithmes. Ces logiciels aident les experts du domaine principalement par calculs et par visualisation, le logiciel ne propose pas vraiment de solutions à l'utilisateur. L'assistance des solutions actuelles est bien plus visible au niveau de l'ergonomie qu'au niveau cognitif.

2.2. Ouverture du modèle

Enfin, à l'heure actuelle, les modèles structuraux interprétés nous paraissent **sous informés**. En effet, aucune solution actuelle ne renseigne la manière dont les surfaces du modèle ont été extraites. Ceci empêche toute révision du modèle par la suite. De plus, en ce qui concerne les autres informations, comme la topologie entre les surfaces par exemple, elles n'existent simplement pas! L'information topologique est à déduire de la visualisation 3D ou alors de la pure connaissance de l'expert.

En sortie, il est seulement possible d'exporter chaque objet de manière indépendante. Cependant, aucune formalisation du modèle structural n'est encore implémentée dans un logiciel d'interprétation sismique de nos jours.

Le modèle structural existe donc seulement dans l'esprit de l'interpréteur ou alors au mieux dans des documents textuels. Il est impossible de communiquer l'ensemble des résultats à une autre application. Il est, pour l'instant, nécessaire de transmettre les informations par l'intermédiaire d'une personne ou d'un document ou alors dans le pire des cas de refaire une interprétation des données extraites.

3. L'objectif fixé

Notre objectif est d'apporter une aide conséquente à l'automatisation de l'interprétation sismique. Nous souhaitons développer une plateforme **facilitant** l'interprétation sismique en automatisant tant que possible cette opération. La validation de cette plateforme se fait sur les éléments de base de la construction du modèle structural : les horizons et les failles.

Pour réaliser cela, nous pensons tirer partie des recherches en **vision cognitive** [Vernon, 2004] afin de pouvoir interpréter notre image au mieux en se basant sur la connaissance liée au domaine.

Enfin, le résultat de notre interprétation doit contenir l'ensemble des informations qui le caractérisent afin d'être exploitable par n'importe quelle autre application.

Nos objectifs intermédiaires peuvent donc s'exprimer de la sorte :

- Acquérir la connaissance du domaine d'application

  Sur quels critères les experts arrivent à extraire le modèle structural à partir d'une image sismique 3D ?

- Formaliser cette connaissance pour exploitation

  Comment représenter cette connaissance?

- Développement d'une plateforme d'interprétation sismique basée sur cette connaissance dans une optique "vision cognitive".

  Comment intégrer cette connaissance dans une application?

- Interprétation d'objets géologiques simples puis plus complexes en utilisant la plateforme.

  Est-ce que la plateforme fonctionne pour les objets basiques?

- Export des objets et de leurs relations en vue de construire un modèle structural ouvert.

  Comment partager notre résultat avec les gens de notre domaine?

4. Contributions

La contribution majeure de ce travail de thèse est la création d'une plateforme d'interprétation sismique basée sur la connaissance géologique. Elle est appliquée principalement à l'interprétation de 2 types d'objets géologiques basiques à savoir les horizons et les failles.

Pour cela, nous avons du créer une première ontologie décrivant les connaissances nécessaires à l'interprétation de ces 2 objets dans une image sismique. Il est possible d'améliorer les possibilités d'interprétation de cette plateforme en enrichissant l'ontologie de nouvelles connaissances et en mettant à disposition de la plateforme de nouveaux algorithmes. L'architecture de la plateforme n'est pas sujette à des modifications.

Une structure de stockage d'une image sismique en mémoire vive a été proposée ainsi que des algorithmes de caractérisation visuelle des éléments contenus dans cette structure.

Enfin, plusieurs interprétations ont été réalisées sur des données réelles grâce à la plateforme réalisée. Elles ont pu être comparées avec des résultats obtenus manuellement sur ces mêmes données.

5. Contexte du travail

Le présent travail est effectué dans la cadre d'une thèse CIFRE placée sous la double responsabilité de l'Ecole des Mines de Paris et de l'IFP.

Du côté universitaire, la thèse est effectuée au sein du doctorat « Informatique Temps Réel, Automatique et Robotique de l'**École Nationale Supérieure des Mines de Paris**. Elle est encadrée par Michel Perrin (ENSMP, Département de Géosciences). Michel Perrin coopère depuis une dizaine d'année avec l'IFP (Jean-François Rainaud, Division de Technologies Informatiques et de Mathématiques Appliquées) sur des approches de la géo-modélisation guidée par la connaissance. Elle est effectuée en liaison étroite avec Monique Thonnat (Equipe ORION puis PULSAR, INRIA Sophia Antipolis). PULSAR est une équipe pluridisciplinaire, à la frontière des domaines de la vision par ordinateur, des systèmes à base de connaissances et du génie logiciel. Cette équipe développe des techniques et des logiciels pour l'interprétation automatique d'images, la réutilisation et le pilotage automatique de programmes.

Du point de vue industriel, cette thèse prend place au sein d'un projet de recherche de **l'Institut Français du Pétrole** (IFP) dénommé "Caractérisation de réservoir". Plus précisément, ce projet se rattache au domaine de l'exploration pétrolière qui vise à calculer le potentiel d'extraction d'hydrocarbures dans un champ pétrolier. Cette thèse est placée sous la responsabilité de Jean-François Rainaud (Direction Technologie, Informatique et Mathématiques Appliquées).

Cette étude étant en amont de la chaîne et ayant pour seul objectif un prototype non commercial, aucune plateforme de développement spécifique n'est imposée. Cependant, toute collaboration avec OpenFlow, la future plateforme de développement de l'IFP, est encouragée.

6. Plan du mémoire

Ce mémoire est articulé selon 4 chapitres.

Le **chapitre 1** présente le domaine métier de ce travail. La première partie de ce chapitre expose les bases de la géologie à connaître pour comprendre cette thèse. Puis une deuxième partie s'efforce de montrer le rôle de la géologie dans le monde pétrolier. Dans la dernière partie, nous expliquons ce qu'apporte l'informatique à cette géologie pétrolière.

Le **chapitre 2** traite de l'état de l'art concernant notre travail. Après un bref historique, nous nous efforçons d'expliquer la méthodologie générale employée actuellement ainsi que les dernières recherches effectuées dans le monde de l'interprétation sismique. Après une partie consacrée à l'ingénierie des connaissances, nous discutons de la vision cognitive, de son but et des possibilités que ce domaine apporte à l'interprétation d'image en générale.

Le **chapitre 3** propose un descriptif détaillé de notre approche. C'est dans cette partie que sont discutés nos choix sur la méthodologie suivie. Le lecteur est amené à découvrir en détail la transformation de cette approche en un prototype. Deux études de cas illustrent ce chapitre : la détection des horizons et la détection des failles. Les choix de l'architecture, des structures des données ainsi que des algorithmes y sont notamment discutés.

Enfin, le **chapitre 4** a pour rôle de montrer les résultats de notre application sur des données sismiques réelles. Nous vérifierons dans cette partie dans quelle mesure nos résultats sont à la hauteur de nos objectifs.

En conclusion, nous parlons des contributions que nous avons apportées au domaine de l'interprétation sismique 3D et des perspectives que cela engendre.

Chapitre 1 : Le domaine métier

1. Introduction

Le présent mémoire est relatif à l'interprétation sismique. Ce domaine métier est au carrefour de plusieurs domaines scientifiques et technologiques, qui ne font pas tous couramment l'objet d'exposés didactiques. Le présent chapitre vise à fournir l'ensemble des informations relatives à l'exploration sismique, à la géologie de base, à la géologie pétrolière, à la modélisation géologique, indispensables à la compréhension de la suite du travail.

2. La géologie

Comme toute science, la géologie définit des objets spécifiques et associe ceux-ci au travers de divers modèles selon le domaine d'intérêt adressé. Le domaine qui nous intéresse concerne la représentation de la structure du sous sol. Nous décrirons ici les propriétés des principaux objets géologiques qui seront pris en considération ainsi que les relations entre ces objets.

2.1. Objets géologiques simples

Divers types de modèles géologiques 3D sont utilisés pour les besoins de l'exploration pétrolière. Les plus simples de ces modèles, dont dérivent tous les autres, sont les modèles structuraux, qui représentent l'assemblage des différentes surfaces géologiques présentes dans une zone d'intérêt déterminée. Pour cette raison, les seuls objets géologiques qui sont pris en considération ici sont les surfaces géologiques. Elles sont classées selon 2 grandes familles :

- Les interfaces sédimentaires

Elles séparent deux strates sédimentaires, c'est à dire deux couches du sous sol déposées l'une au dessus de l'autre et chacune composées de roches du même type. Chaque interface sédimentaire correspond à un événement géologique marquant comme une érosion, l'achèvement d'un épisode de dépôt, le déplacement d'une aire de dépôt , etc…

- Les contacts tectoniques

Ils sont générés par les mouvements transversaux qui affectent la croûte terrestre et dont la cause première est le jeu des plaques tectoniques. Ces contacts correspondent à des surfaces de fracture le long lesquelles les masses rocheuses glissent de manière différentielle sous l'effet du champ de contraintes locales auxquelles elles sont soumises.

2.1.1. Les interfaces sédimentaires

2.1.1.1. Horizon

Dans le domaine de la géologie pétrolière, les interfaces sédimentaires sont généralement désignées comme des horizons. Ces surfaces séparent des couches sédimentaires, qui sont regroupées, à plus grande échelle, en unités sédimentaires (encore appelées unités stratigraphiques). Les horizons sont généralement de **grande taille** (plusieurs kilomètres carrés) et sont souvent horizontaux ou faiblement inclinés. Leur forme peut être plane ou plus ou moins intensément plissée. Un horizon a un âge unique. Deux horizons peuvent donc être comparés en fonction de leurs âges relatifs.

Du fait de leur plus ou moins grande horizontalité, les horizons sont dans la plupart des cas de bons réflecteurs des ondes acoustiques. Pour cette raison, ils sont donc généralement identifiables de manière aisée sur les images sismiques.

Un horizon peut être continu sur l'ensemble de sa surface. A l'inverse, du fait des accidents tectoniques qui l'affectent, il peut éventuellement être découpé en plusieurs morceaux.

Figure 1.0 : Exemples de successions d'horizons.

Les horizons sont généralement disposés parallèlement les uns aux autres mais sous l'effet de divers facteurs liés aux particularités des environnements de dépôt ou à la tectonique locale, il arrive que cette propriété ne soit pas respectée.

Conscients que la terminaison des interfaces sédimentaires relativement les unes aux autres renseigne sur le mode de dépôt des strates et éventuellement sur les événements ultérieurs qui les ont affectées, Vail et Mitchum [Mitchum, 1977] puis [Catuneanu, 2002] ont caractérisé les différents types de terminaisons que peut posséder un horizon. Un résumé de ces résultats est présenté ci dessous.

Figure 1.1 : Différents types de terminaisons des interfaces sédimentaires.

Onlap	
DEFINITION Terminaison d'une surface sub-horizontale sur une surface plus pentue.	**ATTRIBUTS GEOLOGIQUES** • Angle connexion : plutôt faible. • Surface de connexion : pentue, plus récente
Truncation	
DEFINITION Terminaison sur une surface érosive plus récente.	**ATTRIBUTS GEOLOGIQUES** • Angle de connexion : généralement fort. (discordance angulaire) • Surface de connexion : plus récente, érosive
Toplap	
DEFINITION Terminaison de réflecteurs inclinés sur une surface sub-horizontale recouvrante.	**ATTRIBUTS GEOLOGIQUES** • Angle de connexion : généralement fort • Surface de connexion : plus récente, non érosive, sub-horizontale
Downlap	
DEFINITION Terminaison de réflecteurs inclinés sur une surface sub-horizontale plus ancienne.	**ATTRIBUTS GEOLOGIQUES** • Angle de connexion : généralement fort • Surface de connexion : plus ancienne, sub-horizontale
Concordance	
DEFINITION Aucune terminaison.	**ATTRIBUTS GEOLOGIQUES** Connexion inexistante

Figure 1.2 : Exemple réel d'une terminaison de type "Truncation".

Figure 1.3 : Exemple réel d'une terminaison de type "Downlap".

2.1.1.2. Chenal

D'après la définition fournie dans [Schlumberger Oilfield Glossary, 2009], un chenal est une dépression de forme généralement concave et linéaire dans laquelle les sédiments transportés par un flux aqueux constituent divers corps sédimentaires allongés

De manière plus imagée, il s'agit du lit d'une ancienne rivière asséchée remplie par des alluvions et par des dépôts ultérieurs.

Figure 1.4 : Exemple réel d'un chenal.

Un chenal a un profil transversal concave et un profil longitudinal toujours allongé qui peut être de type droit, méandreux ou tressé.

Figure 1.5 : Profil d'un chenal.

Par ailleurs, un chenal peut s'étendre sur plusieurs centaines de mètres de largeur et sur plusieurs kilomètres de longueur.

2.1.2. Les contacts tectoniques

Les contacts tectoniques appartiennent principalement à deux catégories : les failles et les chevauchements (encore appelés « contacts anormaux »). Selon [Groshong, 2006], [a fault] “is a surface or narrow zone across which there has been relative displacement of the two sides parallel to the zone. The term displacement is the general term for the relative movement of the two sides of the fault, measured in any chosen direction." Il s’agit donc d’une discontinuité qui sépare les couches qu’elle affecte en deux compartiments qui ont subi un déplacement appréciable l’un par rapport à l’autre.

Figure 1.5 : Une faille commune.

Bien qu'il existe des failles qui ne soient pas planes, nous portons essentiellement notre attention dans le présent travail sur les failles dont la surface peut être assimilée à un plan.

Les failles peuvent avoir des extensions longitudinales extrêmement variables, allant du mètre à la dizaine de kilomètres ou plus. Le déplacement relatif l’un par rapport à l’autre des deux panneaux découpés par une faille est appelé rejet. Le rejet s'atténue progressivement lorsqu’on s’éloigne de la partie centrale de la surface de faille jusqu’à s’annuler à sa bordure externe. Une faille est fortement continue sur sa surface exceptée si elle est elle-même déconnectée par une autre faille. Dans ce dernier cas, elle n'est alors que continue par morceaux. Le contour d'une faille est mal connu mais il est supposé de préférence convexe.

On appelle panneau supérieur (Hanging wall) l'ensemble des couches sédimentaires localisées au dessus de la surface de faille et panneau inférieur (Footwall) l'ensemble des couches sédimentaires localisées en dessous. Il existe principalement 3 types de déplacements des panneaux le long d'une faille :

1. Normal : Le déplacement est vertical, le panneau supérieur est déplacé vers le bas et la pente de la faille est d'environ 60 degrés par rapport à l'horizontal.

Figure 1.6 : Faille normale.

2. Inverse : Le déplacement est vertical, le panneau supérieur est déplacé vers le haut et la pente de la faille est d'environ 45 degrés par rapport à l'horizontal

Figure 1.7 : Une faille inverse.

3. Décrochement : Le déplacement est horizontal, la pente de la faille est d'environ 90 degrés par rapport à l'horizontal

Figure 1.7 : Une faille de décrochement.

Une faille n'est généralement pas directement visible sur une image sismique. En effet, dans la mesure où une faille n'est pas une surface homogène du point de vue des propriétés physiques, son comportement n'est pas homogène du point de vue de la propagation des ondes sismiques et ce n'est donc pas un réflecteur.

2.2. Objets géologiques composés

2.2.1. Les séquences stratigraphiques

Les séquences de dépôt sont des unités stratigraphiques composées d'une succession relativement conforme de strates génétiquement liées et limitées à leur sommet et à leur base par des discordances. Leur épaisseur est décamétrique à pluridécamétrique. Une séquence correspond à une durée de dépôt couramment comprise entre 1 et 5 millions d'années.

L’arrangement des strates à l'intérieur d'une séquence a fait l'objet d'une étude poussée de la part de Vail et Mitchum dans [Mitchum, 1977]. En reprenant ces travaux, il est possible de résumer les différents arrangements d'horizons sous la forme ci dessous.

Figure 1.7 : Les différents arrangements des horizons dans une séquence.

2.2.2. Les systèmes de failles

Ces systèmes sont de deux types :

1. Famille de failles : c'est un ensemble de failles ayant approximativement la même orientation et le même pendage. Le pendage décrivant l’angle d’inclinaison de la surface.
2. Réseau de failles : c'est un ensemble de failles interconnectées soit toutes de même âge soit appartenant éventuellement à plusieurs familles de failles d'âge différent.

Figure 1.8 : Un réseau de failles composé de 2 familles de failles..

3. La géologie pétrolière

La géologie pétrolière utilise la connaissance géologique dans le but d'identifier et d'exploiter au mieux un gisement d'hydrocarbures (pétrole et/ou gaz naturel).

3.1. Où se trouve le pétrole?

Pétrole provient des termes latins "pétra", qui signifie "pierre", et "oléum", qui signifie "huile". Ainsi "pétrole" signifiant littéralement "huile de pierre", le pétrole est de l'huile qui se trouve dans des roches et plus précisément dans des roches sédimentaires poreuses. On peut retenir schématiquement qu'une roche poreuse contenant du pétrole est comme une éponge imbibée de pétrole.

On appelle **gisement** une concentration d'hydrocarbures dans le sous-sol susceptible d'être exploitée dans des conditions économiques. Un gisement est une fraction du sous-sol où l'huile est aujourd'hui immobile, et est prête à être extraite. On dit qu'elle y est **piégée**. La superficie d'un gisement va de quelques km² à quelques dizaines de km² et peut plus rarement atteindre quelques centaines de km². Les gisements correspondent à des structures géologiques particulières limitées à leur partie supérieure par des couches imperméables qui font obstacle à une migration des hydrocarbures vers le haut. Ces structures sont inclues dans des ensembles géologiques plus vastes dits **bassins sédimentaires**. Ces bassins ont couramment des épaisseurs de **quelques kilomètres**.

3.2.La formation des bassin sédimentaires

Les bassins sédimentaires correspondent à d'anciennes zones océaniques dans lesquelles des **sédiments** se sont accumulés durant des périodes géologiques plus ou moins longues. Les dépôts sédimentaires peuvent avoir des origines diverses. Il peut s'agir notamment :

- D'une accumulation de particules solides :
    - qui proviennent de l'érosion des roches exposées dans les parties émergées de la croûte terrestre; les roches en place sont détruites sous l'effet des pluies, du gel, du vent ou de l'érosion fluviatile et les fragments résultants sont ensuite transportées par les rivières et les courants marins jusque dans les bassins sédimentaires où ils se déposent.
    - qui sont issues d'organismes (plancton, corail, coquilles d'animaux marins, débris de végétaux …) ayant vécu sur place dans le milieu aquatique du bassin ou y ayant été transportés.
- Des dépôts de sels minéraux (sel gemme, gypse, potasse) liés à l'évaporation de l'eau résultant par exemple d'un assèchement des mers suite à un changement climatique important. Ces dépôts sont désignés sous le terme d' **évaporites**.

Les sédiments se déposent dans les bassins, strate après strate, formant des empilements de **couches stratigraphiques**. Par ailleurs, au cours de leur histoire, ces couches subissent divers types de transformation. Constitués au départ de vase, les sédiments subissent des transformations sous l'effet de la compaction due au poids des sédiments sus-jacents nouvellement déposés. Ces transformations sont désignées par les géologues par le terme de **diagénèse**. Elles entraînent une réduction de volume des strates et une transformation de leur contenu de vase en roches sous l'effet de recristallisations. Ces transformations peuvent entraîner une réduction plus ou moins importante de la porosité.

Au

-300 Ma

-200 Ma

Figure 1.9 : La même partie d'un bassin sédimentaire à deux époque différentes.

Une autre conséquence de l'augmentation de la pression sur les couches liée à l'accumulation des sédiments est la formation éventuelle de dômes de sel (encore appelés diapirs). Les dépôts de sel gemme sont moins denses que les dépôts non évaporitiques. Pour cette raison, lorsqu'elles se trouvent comprimées sous l'effet du poids des sédiments sus-jacents, les couches de sel ont tendance à remonter en formant des grosses bulles, puis des dômes. Dans les dernières phases de montée du sel, il se forme également des sortes de "gouttes" au dessus du dôme (voir figure ci-dessous). Le sel est par ailleurs un matériau non poreux et imperméable. Les dômes de sel vont donc arrêter l'écoulement du pétrole, lors de sa migration, comme nous le verrons plus loin.

-100 Ma

Age actuel

Figure 1.10 : La même remontée" de sel à deux époques différentes.

Par ailleurs, au cours de leur histoire ultérieure, les couches sédimentaires peuvent éventuellement être exondées si la mer se retire et ultérieurement érodées en tout ou en partie. Enfin, sous l'effet de la tectonique, ces couches peuvent être plissées et/ou faillées.

Figure 1.11 : à gauche un régime extensif et à droite un régime compressif.

3.3. La formation du pétrole

Lors du dépôt des sédiments, une partie des particules solides déposées provient de matières organiques (cadavres d'animaux grands ou petits, débris de végétaux, plancton, etc….). Dans les milieux aquatiques riches en oxygène, ces particules disparaissent car elles sont "mangées" par les bactéries. Par contre dans des eaux fermées très pauvres en oxygène, en l'absence de bactéries pour les détruire, les particules organiques tombent et séjournent au fond du bassin. Si la sédimentation est rapide, la matière organique est alors enfouie dans les sédiments avant d'avoir été détruite. Cette matière organique enfouie est à l'origine du charbon, qui résulte de la transformation de débris végétaux de grande taille, et du pétrole, ce dernier résultant de la transformation de matière organique dispersée provenant de débris de taille microscopique. .

Les débris organiques de taille microscopique se concentrent dans des vases noirâtres. Dans les premières centaines de mètres de leur enfouissement, la matière organique se transforme en des assemblages macromoléculaires de produits carbonés appelés kérogène. Les roches sédimentaires, généralement argileuses, qui contiennent le kérogène, sont appelées "roches mères". Sous le poids des sédiments, le kérogène est transporté à des profondeurs importantes, où la température ambiante est suffisantes pour entraîner un « cracking naturel » de la matière organique solide. Les chaînes organiques du kérogène sont ainsi brisées ce qui entraîne la transformation de cette matière en hydrocarbures : pétrole ou gaz naturel.

3.4. La formation d'un gisement

Une fois formés, les hydrocarbures qui sont des fluides, ont tendance à se déplacer par **migration** vers des endroits où la pression est plus faible. Expulsés de la roche mère poreuse, ils se déplacent dans des couches perméables (des "drains"). S'il n'y a pas d'obstacle imperméable empêchant leur ascension, les hydrocarbures peuvent atteindre l'air libre.

Figure 1.12 : La migration des hydrocarbures.

Si les hydrocarbures rencontrent, à l'inverse, une couche imperméable qui arrête leur migration vers la surface, ils sont alors **piégés**. Pour que les hydrocarbures puissent s'accumuler en quantité suffisante sous une **couverture imperméable** et former un **réservoir**, il faut que les pièges aient une forme particulière favorable.

Figure 1.13 :.Trois différents types de piège.

Trois types classiques de pièges sont schématisés ci-dessus. Les parties colorées en marron correspondent aux couvertures. Le piège en forme de dôme, figuré dans la partie gauche de la figure correspond au type le plus répandu appelé ***piège anticlinal****, qui représente 90% des pièges de très gros gisements au Moyen-Orient. La partie centrale de la figure montre un piège limité par une* ***faille*** *en compression, qui constitue une barrière imperméable dans le bassin. Enfin, la partie droite de la figure représente un piège limité par un* ***dôme de sel****, le sel étant un matériau totalement imperméable.*

Dans le cas où les hydrocarbures qui migrent sont constitués à la fois de pétrole et de gaz naturel, le gaz s'accumule en raison de sa plus faible densité, dans la partie supérieure du gisement. A l'inverse, l'eau, qui est plus dense que les hydrocarbures, s'accumule dans la partie inférieure du gisement.

Un **réservoir** peut se trouver à des profondeurs allant de quelques mètres à plus de 6000 mètres. Il peut s'étendre sur une superficie allant de quelques km^2 à quelques centaines de km^2 et son épaisseur peut varier de quelques mètres à quelques centaines de mètres.

3.5. Trouver le pétrole

Nous avons vu que le pétrole est localisé dans les bassins sédimentaires. Qu'ils soient terrestres ou immergés, ces bassins sont bien répertoriés à l'échelle de la planète. Dans ces conditions, explorer de nouvelles possibilités de gisement c'est-à-dire faire de **l'exploration**, c'est aujourd'hui répondre aux trois questions suivantes :

1. Où les structures de type piège sont-elles localisées dans le bassin sédimentaire ?
2. Le piège est-il rempli ?
3. Si oui, que contient-il (quelle qualité et quelle quantité d'hydrocarbures) ?

Du point de vue de la mis en place des moyens d'exploration puis d'exploitation, il faudra en outre prendre en compte la position du gisement potentiel à terre ou, ce qui est très souvent le cas actuellement, off-shore.

La présente thèse est uniquement relative à la détection de pièges potentiels. L'interprétation sismique que nous allons décrire dans le paragraphe suivant, permet une représentation du sous sol sur ordinateur et constitue donc une aide précieuse, indispensable pour définir la localisation des pièges. Cette représentation elle-même ressort du domaine de la modélisation géologique, que nous allons maintenant décrire.

4. La modélisation géologique

4.1. Plusieurs modèles géologiques

La modélisation géologique s'intéresse à la représentation du sous-sol sur ordinateur. Elle date des années 80 et a été rendue possible grâce aux progrès de la Conception Assistée par Ordinateur (CAO) et de l'informatique graphique.

La modélisation géologique est particulièrement utilisée dans le domaine de l'exploration pétrolière où le nombre de données et les volumineux calculs effectués nécessitent l'emploi d'ordinateurs. Dans ce cas, les modèles géologiques utilisés (**earth models**) sont de plusieurs types. Ils peuvent concerner soit des gisements, et donc des réservoirs individuels (modèles de réservoirs) soit des bassins dans leur ensemble (modèles de bassin).

Figure 1.14 : Vue d'ensemble du workflow dédié à la modélisation géologique d'un gisement.

Comme nous pouvons le voir sur la figure ci dessus, plusieurs earth models sont utilisés lors de la chaîne de traitements de l'exploration pétrolière :

- Le modèle structural décrit un assemblage de surfaces géologiques. Il est le résultat d'une interprétation d'une image sismique renseignée par des marqueurs provenant de puits d'exploration. L'étape qui permet de passer des données de puits et d'une image sismique au modèle structural représente le coeur de cette thèse. Nous allons donc la développer dans la partie suivante.
- Le modèle stratigraphique est une extension du modèle structural obtenue par ajout de maillages volumiques. Ceux-ci permettant de discrétiser finement les volumes délimités par les surfaces géologiques. Il est souhaitable que les maillages se moulent autant que faire se peut sur la structure des couches sédimentaires présentes au sein des volumes géologiques. Par exemple, si les dépôts sont disposés de manière parallèle, le maillage sera fortement régulier.
- Le modèle de propriétés géologiques permet de remplir le modèle stratigraphique avec des propriétés pétro-physiques, telles que des porosités (proportion d'espaces libres dans la roche) ou des perméabilités (proportion d'espaces libres connectés dans la roche), utiles pour effectuer ensuite des simulations d'écoulement.

4.2. De la sismique au modèle structural

4.2.1. Les données d'entrée

4.2.1.1. L'acquisition sismique

L'acquisition de données sismiques concernant un champ pétrolier on shore ou off shore est réalisée au moyen d'une technique appelée sismique réflexion. Le but est d'explorer le sous-sol en profondeur. La sismique réflexion est une technique de mesure indirecte qui consiste à enregistrer en surface à l'aide de capteurs des échos issus de la propagation dans le sous-sol d'une onde sismique provoquée par une forte vibration (dynamite, canon à air, ...) Ces échos

sont générés par des interfaces sédimentaires qui correspondent à un changement assez brutal des propriétés physiques (densité, élasticité) du sous-sol et qui, de ce fait, réfléchissent les ondes sismiques.

Figure 1.15 : La sismique réflexion.

Deux propriétés fondamentales sont enregistrées par les capteurs : l'amplitude de l'onde réfléchie et la durée du trajet de l'onde. Ainsi, à chaque position de récepteur est enregistré un signal qui représente l'amplitude de la réflexion en fonction du temps. Ce signal s'appelle une **trace**. Il constitue les colonnes d'une image sismique.

L'image 3D est assimilable à une matrice 3 dimensions appelée **bloc sismique**. Les coordonnées latérales de ce bloc sont relatives à la position géographique des capteurs et les coordonnées verticales sont relatives au temps de retour de l'onde. Enfin, les valeurs associées à chaque cellule (voxel) de cette matrice sont représentatives de l'**amplitude** de la réflexion en ce point.

Selon les trois directions du bloc sismique, les coupes 2D effectuées dans un bloc sismique portent des noms différents : **inline** ou **crossline** pour des coupes latérales du bloc et **timeslice** pour une coupe horizontale.

Figure 1.16 : Structure d'un bloc sismique.

Un bloc sismique est représentatif d'un champ pétrolier de plusieurs dizaines à plusieurs milliers de kilomètres carrés. Il s'étend en profondeur sur quelques kilomètres. Le pas latéral entre deux voxels est environ de 10 à 50 mètres. La longueur de l'onde envoyée dans le sous-sol ne permet pas de détecter des différences de milieu dans des couches de moins de 7,5 mètres d'épaisseur dans les meilleures conditions.

4.2.1.2. L'image sismique

L'image sismique est le résultat de l'acquisition sismique. Elle est structurée selon ses colonnes que l'on appelle aussi trace. De par la nature de l'onde, une trace (colonne de l'image) est constituée en fonction du temps d'une alternance entre plage d'amplitudes positives et négatives. C'est la valeur absolue de cette amplitude qui représente réellement l’intensité de la réflexion.

Figure 1.17 : Structure d'une coupe (inline) de l'image sismique.

Chaque ligne noire ou blanche de la figure 1.17 (en bleu et en rouge sur le tableau) correspond à un **réflecteur** qui représente une interface sédimentaire (généralement un horizon). Il s'agit en fait de plages d'amplitudes de même signe latéralement connexes.

Bien que la dimension verticale soit initialement exprimée en temps (en secondes), il est aussi possible de la convertir en profondeurs (en mètres) afin que les relations de distance entre les différents éléments de l'image soient plus proches de la réalité. Pour cela, il est nécessaire de connaître les vitesses de propagation des ondes dans les milieux traversés. En effet, si l'on connaît la vitesse de propagation d'une onde dans un milieu et le temps qu'elle a mis pour le traverser, on peut en déduire l'épaisseur de ce milieu. Un **bloc temps** est donc légèrement trompeur par rapport à la réalité. Cependant, la transformation en **bloc profondeur** est une opération lourde car elle nécessite des temps de calcul très importants.

Dans notre cas, la totalité des blocs que nous avons pu récupérer pour tester la méthode que nous proposons correspond à des blocs temps.

4.2.1.3. Les marqueurs aux puits

Parallèlement aux données sismiques, l'interpréteur dispose généralement d'une collection de puits (en vert sur la figure 1.17) qui montrent chacun différentes successions de marqueurs (repérés en jaune sur la figure). Ces derniers résultent de l'interprétation des logs de puits, c'est-à-dire des enregistrements de diverses propriétés physiques des roches traversées par le forage). Les marqueurs signalent généralement des horizons d'intérêt pour le modèle structural final. Il importe donc de repérer les réflecteurs sismiques qui correspondent à chacun d'entre eux. Toutefois, dans la mesure où les marqueurs sont identifiés dans les sondages en fonction de leur profondeur, ce repérage n'est possible qu'à la condition que ces

profondeurs sont au préalable converties en temps ou qu'à l'inverse les données sismiques temps soient converties en données profondeur.

Par ailleurs, les profondeurs figurant sur une soupe sismique "profondeur" ne sont en fait que des profondeurs approximatives sur la base d'un calcul à partir de la coupe temps correspondante. Ce calcul s'appuie en effet sur des vitesses de propagation des ondes estimées. Ce n'est qu'en comparant cette coupe profondeur avec les données provenant des marqueurs aux puits qu'il est possible de rétablir des profondeurs réelles.

4.2.2. L'interprétation sismique

L'interprétation sismique permet à partir de données sismiques et de données de puits, de reconstruire un modèle du sous sol géologiquement cohérent. Cette interprétation est à la base de la construction d'un modèle structural.

Une interprétation sismique 3D est une opération qui nécessite couramment plusieurs mois de travail. Selon [Clark, 1998], l'interprétation sismique représente la majeure partie du travail d'un géophysicien : "A fairly safe bet […] is that most people embarking on a career in applied geophysics will spend most, if not all, of it interpreting seismic data".

Une interprétation sismique classique se décompose en deux étapes majeures,:

1. L'extraction d'objets d'intérêts par picking et tracking
2. L'assemblage de ces objets au sein d'un modèle structural.

4.2.2.1. Le picking et le tracking

Le picking est une opération qui vise à pointer manuellement un objet d'intérêt à l'aide de la souris. Il est généralement effectué sur une section 2D de l'image sismique.

Le tracking (en 3D) ou autopicking (en 2D) est un algorithme dont le but est d'étendre la sélection faite lors du picking sur l'ensemble de l'image sismique. On trouve une bonne illustration de cet algorithme dans [Dorn, 1998]

Figure 1.18 : Schéma d'un algorithme d'autopicking simple.

L'objet sismique le plus simple à « picker » et à « tracker » est le réflecteur. Il correspond soit à des fragments d'une ou plusieurs "interfaces sédimentaires". Par ailleurs, en fonction de la plus ou moins bonne qualité de l'image sismique, il n'est pas toujours simple de tracker tel ou tel réflecteur. Par exemple, sur la figure 1.19, quels réflecteurs de l'image représentent une même interface sédimentaire ? L'image b? L'image c? L'émergence de ces questions démontre qu'il n'est pas possible d'établir une correspondance directe et automatique entre réflecteur et horizon. A l'inverse l'identification d'un ou plusieurs horizons à partir d'une image ou d'un bloc sismique résulte dans tous les cas d'une décision motivée de l'interprétateur. C'est donc une opération d'interprétation qui ne saurait se résumer à une simple lecture de l'image mais qui nécessite au contraire un raisonnement basé sur l'image et sur une connaissance du domaine.

Figure 1.19 : Schéma d'un algorithme d'autopicking simple.

A cause de cette difficulté, dans la pratique, on ne pointe jamais l'ensemble des réflecteurs composant une image sismique mais simplement les réflecteurs, qui représentent, du point de vue de l'interprétateur, des interfaces sédimentaires clefs pour la construction du modèle structural. C'est notamment le cas de ceux pour lesquels une correspondance peut être établie avec des marqueurs aux puits.

Hormis le picking des réflecteurs importants, l'interprétateur souhaite aussi détecter des objets géologiques plus complexes dans l'image tels que des failles, des chenaux, des dômes de sel, etc... A la différence des réflecteurs, ces objets ne sont pas directement visibles sur le bloc sismique. Ils sont signalés, pour la plupart, par une ou plusieurs caractéristiques particulières telles que, par exemple, des déconnections de réflecteurs dans le cas d'une faille ou des changements de pendages dans le cas d'une succession de séquences sédimentaires.

Habituellement, l'interprétateur modifie l'image initiale en usant **d'attributs sismiques** (que nous détaillerons dans le prochain chapitre) afin de mettre en valeur une caractéristique sismique particulière des réflecteurs (cf Figure 1.20). A la suite de ce traitement il peut alors « picker » et « tracker » l'objet d'intérêt d'une manière similaire à celle employée pour l'extraction des réflecteurs.

Figure 1.20 : Attribut sismique mettant en valeur les discontinuités des réflecteurs.

Le résultat d'une telle opération fournit un ensemble de surfaces géologiques qu'il faut encore assembler de manière cohérente afin d'obtenir un modèle structural, sur lequel pourront être basés l'ensemble des « earth models » relatifs à la zone prospectée.

4.2.2.2. L'assemblage des surfaces extraites

L'assemblage des surfaces extraites d'une image sismique se fait habituellement de façon manuelle. Les surfaces sont présentées dans un espace 3D sans autre information que leur géométrie. Le modélisateur sélectionne celles qu'il souhaite intersecter et informe le logiciel sur la façon d'opérer cette intersection (A intersecte B ou B intersecte A) . Le logiciel réalise l'opération et enregistre la relation topologique dans un modèle structural.

Le choix des surfaces à intersecter relève d'une interprétation de l'opérateur. En effet, comme le montre la figure 1.21, il peut exister, dans un cas déterminé, plusieurs solutions pour assembler des surfaces de manière géologiquement cohérente.

Figure 1.20 : Une interprétation géologique.

L'image (a) à gauche de la figure peut, selon les cas, être interprétée :

- *selon le modèle (b) au milieu : A s'arrête sur B. B est donc une surface d'érosion*
- *selon le modèle (c) à droite : B s'arrête sur A. B n'est donc pas une surface d'érosion.*

L'interprétation doit donc être couramment effectuée au cas par cas par le modélisateur en fonction de sa connaissance du contexte géologique (qui n'est d'ailleurs pas toujours aisé à appréhender de manière correcte dans le cas où le nombre de surfaces entrant dans le modèle est élevé).

4.2.3. La formalisation de l'interprétation

A la suite des interprétations effectuées, l'utilisateur dispose d'un modèle structural constitué d'un ensemble de surfaces géologiques assemblées. Outre la géométrie et la topologie des surfaces, les solutions commerciales actuelles comme GOCAD [Mallet, 1992], Petrel [Watson, 2007] ou encore RML [Laval, 2003] ne fournissent aucune autre information sur ce modèle. L'ensemble de la connaissance à laquelle le modélisateur a fait appel pour construire le modèle structural a donc disparu une fois le résultat acquis.

Les récents workflows d'exploration pétrolière sont basés sur une approche appelée Shared Earth Modeling. Dans cette approche, toutes les applications partagent un seul « earth model ». Le modèle structural est donc supposé s'enrichir au cours du déroulement de la chaîne de modélisation.

Toutefois, comme nous venons de le voir, dans les démarches classiquement mises en œuvre pour l'interprétation sismique et la construction des modèles structuraux, des informations importantes sont perdues en cours de route. du traitement. Ainsi, une fois l'interprétation sismique réalisée, le système perd la mémoire des raisons pour lesquelles telle ou telle surface a été extraite. Ceci interdit qu'une autre application ou qu'un autre interprétateur revoit ou modifie les interprétations qui sous-tendent le modèle construit.

Une nouvelle approche du "Shared Earth Modeling" dite « Knowledge Driven Shared Earth Modeling » a été proposée récemment [Mastella & al., 2007]. Cette approche « guidée par la connaissance » consiste à partager l'ensemble des informations du modèle géologique en se basant sur **la connaissance** sous jacente à leur interprétation. Ceci plaide en faveur d'une meilleure compréhension du modèle, car il devient alors possible de comprendre d'où viennent les données, ou comment et pourquoi elles ont été sélectionnées.

La présente thèse s'inspire de la démarche du « Knowledge Driven SEM » et entend définir une formalisation de l'interprétation sismique, qui permette de fournir un résultat géologiquement renseigné. L'assemblage des surfaces permettant la construction du modèle structural pourra alors être automatiquement déduit de l'interprétation réalisée.

[Wheeler, 1958] a proposé une formalisation d'un modèle géologique basée sur les relations temporelles ente surfaces géologiques. Il ajoute ainsi un premier niveau de connaissances géologiques au modèle structural. Vers la fin des années 1990, un travail initié par Michel Perrin [Perrin, 1997] et [Perrin, 1998] a défini les bases d'une syntaxe géologique. Cette « syntaxe » permet de formaliser l'interprétation qui sous-tend un modèle structural de manière complète sous forme d'un graphe dénommé « Schéma d'Evolution Géologique ». Dans les paragraphes qui suivent, nous allons exposer les grandes lignes de ces deux approches.

4.2.4. Diagramme de Wheeler

Wheeler propose dans [Wheeler, 1958] de représenter les surfaces géologiques dans un espace défini par « deux dimensions d'espace latérales et une dimension verticale temporelle ». Dans le nouvel espace, les interfaces sédimentaires sont placées les unes au dessus des autres en fonction de leur âge. Seules les coordonnées verticales des surfaces sont modifiées dans cette visualisation appelée « diagramme de Wheeler », les coordonnées latérales restent inchangées.

Figure 1.20 : Coupe géologique en profondeur.

Figure 1.21 : La même coupe dans l'espace utilisé par Wheeler.

Ce modèle permet l'ajout de connaissances géologiques concernant les relations chronologiques entre surfaces, qui sont particulièrement importantes lors de l'interprétation sismique. Comme nous le verrons dans le chapitre consacré à l'état de l'art, de très récents travaux de recherche tels que ceux de [Moyen, 2005] reprennent cette idée.

4.2.5. Une syntaxe géologique

Développées par Michel Perrin à l'école des Mines de Paris et implémentées par Sébastien Schneider dans [Schneider, 2002], les règles de syntaxe géologique sont un formalisme qui permet de décrire des objets géologiques (horizons, failles) ainsi que leurs relations mutuelles aussi bien temporelles que topologiques. Ce formalisme se base sur le savoir géologique et utilise donc des termes connus des géologues. En outre, les règles de syntaxe ont été conçues dans un souci de correspondance avec des techniques informatiques de développement orienté objet. Ce formalisme se prête donc bien à la modélisation informatique de structures géologiques.

Les règles de syntaxe géologique reposent sur deux ensembles conceptuels :

- les surfaces géologiques : polarisées ou non.
- les relations entre ces surfaces géologiques (relations temporelles ou spatiales) : comment une surface influe temporellement ou structuralement sur celles qui la précèdent.

4.2.5.1. Les différentes surfaces géologiques

4.2.5.1.1. Les surfaces polarisées

Les interfaces ou surfaces polarisées sont des limites entre deux formations géologiques d'âges différents, l'interface considérée étant elle-même d'âge ≥ à l'âge d'une des deux formations et d'âge ≤ à l'âge de l'autre. Une interface polarisée aura donc une face tournée vers une formation plus récente (FTR) et l'autre face tournée vers une formation plus ancienne (FTA). De plus, nous affectons une propriété binaire à chacune des faces : un côté d'interface polarisée est soit concordant, soit discordant (concordant signifiant géométriquement que cette face ne pourra pas venir recouper une autre surface, et discordant signifiant au contraire que cette face pourra recouper des surface d'un point de vue géométrique). Il existe en conséquence quatre types différents d'interfaces polarisées : les surfaces parallèles, les surfaces d'érosion (ou discordantes), les surfaces onlap (ou de dépôt), et les surfaces à la fois discordantes et onlap.

Type Géologique	FTR	FTA
Parallèle	CONC	CONC
Érosion (discordance)	CONC	DISC
Onlap	DISC	CONC
Discordance + Onlap	DISC	DISC

Figure 1.21 : Les différents types d'interfaces sédimentaires

4.2.5.1.2. Les surfaces non polarisées

Contrairement aux surfaces polarisées, les surfaces non polarisées, failles ou contacts anormaux, ont leurs deux faces tournées vers des formations plus anciennes. En effet, ces surfaces correspondent à des accidents, qui viennent perturber des formations géologiques préexistantes. Typiquement, une faille F va venir "casser" à un moment t un ensemble de formations géologiques toutes plus anciennes que F. La faille viendra donc intersecter une série d'interfaces ayant chacune un âge ponctuel unique inférieur à t.

4.2.5.2. Les relations géologiques

Une relation lie deux événements géologiques; l'ensemble des événements et des relations définies à l'aide des règles de la syntaxe constituant la structure d'un modèle géologique.

Toute relation entre deux surfaces géologiques est à la fois chronologique et topologique :

- Elle est chronologique car chacune des surfaces ayant un âge ponctuel unique, la relation qui les lie est nécessairement de type "antérieur à" ou "postérieur à" ou "contemporain de".
- une relation topologique, qui est déduite du type géologique auquel se rattache chacune des deux surfaces et de leur relation d'âge. Cette relation topologique est de type "recoupant-recoupé", car, sauf très rares exceptions, deux surfaces géologiques ne peuvent pas se traverser mutuellement. Préciser la relation "recoupant-recoupé"reviendra donc à établir lors de l'intersection des deux surfaces, laquelle sera recoupante et laquelle sera recoupée. Le tableau ci dessous présente les diverses combinaisons possibles de relations "recoupant-recoupé"

		Surface Récente (1)	
		Face Concordante	Face Discordante
Surface Ancienne (2)	Face Concordante	IMPOSSIBLE	(1) recoupe (2) (discordance)
	Face Discordante	(2) recoupe (1) (onlap)	

Figure 1.22 : Les relations recoupant-recoupées résumées.

La combinaison de la relation chronologique et du type polarisé ou non des deux surfaces suffit à déterminer, dans tous les cas, le type de la relation topologique :

- Relation topologique entre deux événements non contemporains

Dans ce cas, nous avons juste à lire le tableau représenté dans la figure 1.22 pour trouver le type de topologie entre les deux surfaces. Si l'une des surfaces est non polarisée, il suffit de l'identifier dans le tableau à une surface ayant ses deux faces discordantes.

- Relation topologique entre deux événements contemporains

Cette relation est particulière, et ne se présente, en principe, que dans le cas de deux surfaces non polarisées. La relation topologique est alors de type "s'arrête sur" et elle indique par elle même laquelle des deux surfaces ira s'arrêter sur l'autre.

Figure 1.23 : Influence de la relation "recoupant-recoupé" entre deux événements géologiques.

4.2.5.3. Le schéma d'évolution géologique

Le schéma d'évolution géologique (SEG) proposé par [Perrin 1998] et repris par [Schneider 2002] est une structure de données arborescente particulière basée sur la prise en compte de la syntaxe géologique. Il permet de décrire la structure d'un modèle géologique et l'enchaînement des événements géologiques dans le temps.

Le SEG est un graphe acyclique orienté, dont chaque noeud représente un objet géologique et chaque arc une relation chronologique ou topologique entre objets. Basé sur la syntaxe géologique précédemment définie, le SEG renseigne à la fois sur la topologie et sur les raisons pour lesquelles cette topologie est ce qu'elle est. On peut comprendre par exemple pourquoi une surface est recoupée par une autre grâce aux informations portées sur les faces (FTR et FTA) respectives de ces deux surfaces. Le SEG correspond ainsi à une représentation formelle de l'interprétation géologique sur laquelle est basé un modèle structural donné. Par voie de conséquence, si l'on modifie par exemple, sur un SEG donné, une des propriétés d'une face d'une surface, on modifie par là même un élément de l'interprétation géologique et du même coup l'interprétation géologique d'ensemble. En partant des mêmes données initiales, il devient alors possible de construire un modèle structural différent.

a) A geological scene.

b) The correspondent GES.

Figure 1.24 : Un exemple de schéma d'évolution géologique.

Sur la figure ci dessus, on peut lire grâce au graphe à droite que :

- *B est plus ancien que A*
- *A est plus ancien que F4 et F5 qui sont contemporains*
- *F1, F2 et F3 sont contemporains*
- *F4 s'arrête sur F1 et F2*
- *F5 s'arrête sur F2 et F3*

Muni de ces informations et disposant de la géométrie des diverses surfaces, il sera alors possible de découper ces surfaces afin de respecter ces critères et construire un modèle structural cohérent.

5. Conclusions

Nous avons, dans ce chapitre, exposé l'ensemble des informations provenant du domaine métier qu'il importe au lecteur de connaître avant d'aborder la lecture de la suite du mémoire.

Dans un premier temps, nous avons défini les objets de base de la géologie qui seront utilisés. Puis nous avons expliqué les grandes lignes de la géologie dédiée à notre application : l'exploration pétrolière. Enfin, dans une dernière partie, nous avons décrit la modélisation géologique et tout particulièrement l'étape qui permet de construire un modèle structural à partir d'une image sismique 3D et de marqueurs aux puits.

En résumé, il a été montré que la géologie pétrolière dédiée à la recherche du pétrole se base sur des concepts géologiques bien définis. Les gisements, les structures des réservoirs sont constitués par des objets géologiques comme les horizons, les failles, etc... Ce sont ces mêmes types d'objets qui sont manipulés lors de la construction d'un modèle structural. Il faut remarquer toutefois que ces objets sont représentés sous différentes formes selon le domaine dans lequel ils sont utilisés. Par exemple un horizon est :

- une surface conceptuellement définie en géologie
- un ensemble de voxels connexes partageant une même amplitude de réflexion en sismique
- une surface possédant des relations topologiques en modélisation géologique

Dans la pratique courante de l'interprétation et de la modélisation géologique, peu des informations qui ont permis de passer de la géologie à la modélisation géologique sont disponibles. Seul un résultat final est stocké, sans qu'il soit prêté attention à la connaissance qu'il a fallu utiliser pour l'obtenir. Pourquoi tel ensemble de pixels représente-il tel objet géologique? D'où vient telle relation topologique entre ces 2 surfaces? Autant de questions qui restent sans réponse si l'on ne dispose pas d'une formalisation des connaissances utilisées, qui permette de les conserver en mémoire. Comme nous l'avons vu, il existe cependant quelques travaux sur la formalisation de la connaissance géologique tels que le diagramme de Wheeler ou le schéma d'évolution géologique, qui permettent de formaliser l'interprétation géologique et dont l'utilisation permettrait donc de stocker les hypothèses interprétatives sur lesquelles reposent les différents modèles.

Nous désirons aller encore plus loin dans l'utilisation de la connaissance géologique qui doit être mise en œuvre pour interpréter les données sismiques et les données de puits et pour construire à la suite un modèle structural. Nous voulons pouvoir connaître et garder en mémoire l'ensemble des informations qui, lors de ces étapes, ont amené à une telle ou telle interprétation. Ceci permettra une compréhension raisonnée du modèle et l'ouvrira sur une

démarche SEM guidée par la connaissance. Le challenge va donc être pour nous de réaliser le pont entre les caractéristiques géologiques des objets à interpréter et le modèle structural à construire en s'appuyant sur l'interprétation de l'image sismique et sur les données de puits.

Chapitre 2 : État de l'art

1. Introduction

Trois grands domaines de recherche constituent le socle de cette thèse. Le premier concerne l'**interprétation sismique,** qui constitue l'objet principal du travail. Le second concerne la prise en compte de la connaissance dans une chaîne d'activités. D'une manière générale, la formalisation de la connaissance en vue de son utilisation au sein de procédures informatiques est un domaine de recherche à part entière dénommé **ingénierie des connaissances**. Nous y ferons appel en vue de palier à l'absence de prise en compte de la connaissance des domaines techniques lors de l'interprétation sismique, dont nous avons fait le constat dans le chapitre 1. Enfin, le troisième grand domaine auquel nous nous référons concerne l'**interprétation sémantique d'une image par ordinateur** Il s'agit de mettre en oeuvre des plateformes capables d'utiliser une connaissance afin d'extraire du sens à partir d'une image.

Dans les trois parties de ce chapitre, nous nous efforcerons de décrire successivement, pour chacun de ces domaines, les facettes qui sont en relation avec la thématique de cette thèse, afin que le lecteur puisse situer le contexte de recherche dans lequel le travail se place.

2. L'interprétation sismique

2.1. Un bref historique

L'étude de la réflexion sismique comme moyen de connaissance du sous-sol remonte aux années 1920. Il fallut toutefois attendre les années 1960 et 1970 et l'avènement du traitement de l'acquisition par une méthode de type "Common Mid-Point" (CMP) pour que cette étude progresse de manière significative [Cartwright, 2005].

Les années 1980 ont vu une amélioration de la qualité des sections sismiques 2D due à la digitalisation des informations. On a assisté à l'essor de la création de blocs sismiques 3D, d'une meilleure résolution que celle des sections 2D. L'ouvrage d'Alistair R. Brown [Brown, 2004] devient alors une référence pour l'interprétation sismique en trois dimensions. La digitalisation a par ailleurs permis le développement de traitements spécifiques adaptés aux images sismiques tels que les **attributs sismiques**.

L'interprétation sismique qui se faisait jusque là majoritairement sur feuille de papier et au crayon commence alors à faire l'objet de logiciels dédiés, l'usage de plus en plus courant de données en 3D rendant ce passage nécessaire. Mais ce ne sera réellement que dans les années 1990 que l'interprétation sismique 3D assistée par ordinateur fera son apparition en force grâce à des logiciels tels que SeisWorks de Landmark (aujourd'hui Halliburton) ou Charisma développé par Schlumberger.

Cette explosion des traitements numériques a été suivie d‘importants développements informatiques :

- création de multiples attributs sismiques
- possibilité de manipuler plusieurs attributs sismiques simultanément
- amélioration des résultats tous azimuts.

Par ailleurs, des travaux plus minoritaires ont été consacrés à la caractérisation des éléments sismiques. Ils correspondent à de premières tentatives d’expression de la connaissance associée aux objets extraits.

2.2. Attributs sismiques

2.2.1. Définition générale

"A seismic attribute is a quantitative measure of a seismic characteristic of interest." [Chopra, 2005]

Plus généralement, un attribut sismique est le résultat d'un traitement d'image particulier opéré sur une image sismique. Les attributs sismiques n'extraient pas directement des objets géologiques mais permettent de les mettre en valeur afin de mieux réaliser les phases de picking et de tracking. Chacun d'entre eux est censé faire ressortir une et une seule **caractéristique sismique** ou géologique.

Les attributs fournissent des outils très utiles pour l'expert. Ils nécessitent toutefois un grand savoir-faire de sa part. Il s'agit en effet de choisir le bon attribut parmi tous ceux qui existent pour la recherche d'un objet géologique spécifique. De plus, il est nécessaire de paramétrer l'algorithme afin que cet attribut s’adapte au mieux à la qualité du bloc sismique.

Par ailleurs, les attributs sismiques ne permettent pas de découvrir la configuration de l’assemblage des différents morceaux de surface ou a fortiori d’interpréter des relations entre objets géologiques. Ils ne représentent qu'une première forme d’aide à l'utilisateur : ils transforment l'image pour y voir plus clair mais l'interprétation pure reste la tâche de l'expert.

2.2.2. Classification des attributs

On dénombre plusieurs centaines d'attributs dans la littérature. Beaucoup d'auteurs ont tenté de classer ces attributs dans des catégories - cf. Taner (1994), Brown (2004), Chen (1997) ou encore Liner (2004)-. Cependant aucune de ces classifications n'est complètement acceptée par la communauté. Nous avons choisi de nous baser sur la classification proposée par Taner (1994) afin de donner au lecteur un aperçu des grandes familles dans lesquelles il est possible de ranger le nombre impressionnant des attributs disponibles.

Taner définit 3 grandes catégorie d'attributs sismiques, chacune divisée en 2 sous catégories:

1. Selon le type de données de l'image traitées
    a. **Instantaneous attributes** : attributs calculés directement selon les voxels de l'image.

b. **Wavelet attributes** : attributs calculés sur la transformée en ondelettes des traces.

2. Selon le type de relation avec la géologie
   a. **Physical attributes** : attributs calculés dans le but de caractériser le type de roches traversées.
   b. **Geometrical attributes** : attributs décrivant les relations spatiales et temporelles entre éléments.
3. Selon le type d'objets géologiques traités
   a. **Reflective attributes** : attributs calculés dans le but de caractériser l'interface sédimentaire
   b. **Transmissive attributes** : attributs calculés dans le but de caractériser la couche sédimentaire située entre deux interfaces sédimentaires

Dans le logiciel que propose Taner, on retrouve 78 attributs sismiques classés selon 4 catégories (cf. figure 2.1). Sur la figure, la catégorie « Gabor-Morlet attributes » correspond à des "transmissive attributes")

ATTRIB3D Seismic Attributes

• **INSTANTANEOUS ATTRIBUTES** • Real part of complex trace • Imaginary part of complex trace • Trace envelope • Time derivative of the envelope • Second derivative of envelope • Instantaneous phase (between ± 180 degrees) • Instantaneous frequency • Envelope weighted instantaneous frequency (Hz) • Thin bed indicator • Acceleration of phase (cycles/sec/sec) • Dominant frequency (cycles per second) • Band width (given in octaves) • Instantaneous Q factor • Normalized amplitude (cosine of the instantaneous phase) • Envelope amplitude modulated phase • Relative acoustic impedance	• **WAVELET ATTRIBUTES** • Wavelet envelope • Time derivative of the wavelet envelope • Second derivative of wavelet envelope • Wavelet phase (between ± 180 degrees) • Wavelet frequency • Envelope weighted wavelet frequency (Hz) • Acceleration of phase (cycles/sec/sec) • Dominate frequency (cycles per second) • Band width (given in octaves) • Wavelet Q factor • Apparent polarity of wavelet	• **GEOMETRICAL ATTRIBUTES** • Event Continuity • Sand/Shale Ratio • Chaotic Reflection • Parallel Bedding Indicator • Zone of Unconformity • Dip of maximum similarity • Dip Variance (average-local) • Similarity • Smoothed Similarity • Similarity Variance (average-local) • Smoothed dip of maximum similarity • Instantaneous dip • Instantaneous lateral continuity • Dip azimuth • Upper Bed Thickness (msec) • Upper Amplitude of Max Bed Thickness • Upper Morphology • Middle Bed Thickness (msec) • Middle Amplitude of Max Bed Thickness • Middle Morphology • Lower Bed Thickness (msec) • Lower Amplitude of Max Bed Thickness • Lower Morphology • Mean Curvature * • Maximum Curvature * • Minimum Curvature * • Gaussian Curvature * • Most Negative Curvature * • Most Positive Curvature * • Dip Curvature * • Strike Curvature *	• **GABOR-MORLET ATTRIBUTES** • Envelope of Sub Bands • Phase of Sub Bands • Trace of Sub Bands • Spectral Balance • Band limited Relative Acoustic Impedance • Mean Frequency of Spectra • RMS Frequency of Spectra • Band Width of Spectra • Skewness of Spectra • Kurtosis of Spectra • Maximum Subband of Envelope • Frequency of Maximum Subband Envelope • Phase of Maximum Subband Envelope • Q by Frequency Shift • Q by Spectral Ratio • Anomalous Absorption • High Absorption Low Impedance • High Absorption High Impedance • Low Absorption Low Impedance • Low Absorption High Impedance

Figure 2.1 : Les attributs sismiques de Attrib3D

Bien que tous les logiciels d'interprétation sismique ne proposent pas la même classification ni les mêmes attributs, tous en proposent un nombre à peu près équivalent. Nous ne détaillerons donc pas l'ensemble de ces traitements mais, au travers de la description de trois d'entre eux, nous tenterons de donner des exemples démonstratifs de leur utilité.

2.2.3. Cohérence

Cet attribut est l'un des plus connus en interprétation sismique. Son but est de mettre en valeur les **discontinuités** au sein du bloc sismique. Il est donc principalement utilisé pour détecter les failles mais il peut aussi s'avérer important pour délimiter d'autres objets géologiques comme les chenaux, les dômes de sel, etc..

L'attribut de cohérence a été découvert et breveté en 1995 par Mike Bahorich et Steve Farmer [Bahorich, 1995] puis amélioré par Marfurt (1998). L'algorithme utilisé transforme l'image initiale d'amplitude en un bloc de cohérence. Chaque pixel de ce bloc représente le degré de similarité du pixel original avec ses voisins latéraux.

En comparant 2 traces voisines (c'est-à-dire 2 colonnes voisines du bloc sismique), il est possible de calculer leur similarité en tout point en prenant en considération les caractéristiques des pixels voisins. Par exemple, un attribut de cohérence extrêmement basique pourrait se baser sur la différence de valeurs entre deux pixels latéralement voisins.

Soit i l'indice d'un voxel dans une colonne, soit B la colonne située entre le colonne A et C et soit B' la nouvelle colonne relative à B après calcul de cohérence.

$$\text{Alors } B'[i] = |\, B[i] - A[i] \,| + |\, B[i] - C[i] \,|$$

Une cohérence très forte sera alors signalée par une valeur nulle et inversement une cohérence très faible par une très forte valeur. La figure 2.2 ci-dessous présente une illustration d'un cas très basique en 2 dimensions.

Figure 2.2 : A gauche six traces originales. A droite, les traces correspondantes à un attribut de cohérence extrêmement basique.

Dans le cas de la figure 2.5, une faille vient déconnecter des réflecteurs (en noir et en rouge sur le tableau de gauche). De ce fait, la continuité latérale de ces réflecteurs n'existe plus, ce qui se traduit par des valeurs de cohérence très faibles au passage de la faille. Il devient ainsi facile pour l'utilisateur de voir la faille et de la « picker ».

Cet exemple illustre le principe des attributs de type "cohérence". Bien évidemment, les calculs de similarité entre pixels sont généralement bien plus complexes que le calcul d'une simple différence entre deux ou trois pixels. Par exemple, il est possible de calculer la similarité de plages verticales de pixels latéralement voisines ou même d'effectuer des tests de cohérence selon l'orientation du réflecteur et non pas simplement de manière latérale. De plus, plus on effectue ce calcul sur un grand nombre de traces voisines et meilleur sera le résultat.

L'utilisation d'attributs sismiques conduit généralement à de bons résultats. Toutefois ceux-ci sont le plus souvent dépendants de nombreux paramètres et leur obtention requiert généralement des temps de calcul importants. Par ailleurs, les attributs de cohérence sont très sensibles au bruit contenu dans l'image sismique puisque celui-ci est par nature peu cohérent.

La figure 2.3 montre, sur un cas réel, le résultat du traitement d'une image par un algorithme de cohérence.

Figure 2.3 : A gauche une image sismique traditionnelle (amplitude). A droite, la même image après un traitement mettant en œuvre un attribut de cohérence.

2.2.4. Orientation

La prise en compte d'attributs sismiques relatifs à l'orientation est une aide précieuse pour l'interprétation. En effet, le **dip** (angle d'une surface avec l'horizontale) et **l'azimuth** (angle entre la direction de la pente d'une surface et la direction du nord) sont des caractéristiques très importantes des surfaces géologiques.

Figure 2.4 : Dip et Azimuth d'une surface

Dans le sous sol, les couches sédimentaires sont généralement déposées de manière parallèle et horizontale. Cependant, du fait de mouvements tectoniques, les couches peuvent s'incliner très fortement par la suite. Lors d'une phase ultérieure de dépôts sédimentaires, les nouvelles couches seront déposés horizontalement et donc ne seront généralement pas parallèles à celles déposées antérieurement. Pour cette raison, les changements d'orientation de structures géologiques peuvent être des outils très utiles pour mettre en valeur les différentes phases de dépôts.

Marfurt, (2006) fournit une bonne illustration d'utilisation d'un attribut sismique de dip et azimuth. A partir de chaque pixel du bloc, il trace différentes directions candidates puis

accorde à chacune une note en fonction de leur cohérence au même sens que celui expliqué dans le paragraphe précédent. La note la plus élevée indiquera le dip au point considéré (figure 2.5)

Figure 2.5 : Calcul du dip en un pixel de l'image sismique.

A partir des dips et azimuths, il est facile de calculer d'autres attributs, par exemple le parallélisme (cf. figure 2.6). On peut ainsi visualiser de manière plus claire les différentes phases de dépôts.

Figure 2.6 : Mise en œuvre d'un attribut de parallélisme sur un bloc sismique

Un autre attribut développé dans Roberts (2001) et dit attribut de courbure, permet de localiser les changements d'orientation locales.. Il permet notamment de mettre en valeur les failles qui ne déconnectent pas les réflecteurs mais qui induisent un changement mineur de leur structure, ainsi que le montre la figure 2.7.

L'attribut de courbure est également très utilisé afin de détecter les méandres d'un chenal (qui ont une forme très courbe et continue) et pour en localiser le lit. On peut aussi utiliser cet attribut pour la détection de structures telles que les dômes de sel ou les structures plissées (anticlinaux ou synclinaux).

Figure 2.7 : Exemples de failles détectées par la cohérence ou par la courbure.

2.2.5. Décomposition spectrale

Les travaux sur la décomposition spectrale opérée sur un bloc sismique en 3 dimensions remontent à la fin des années 90. Ils sont dus en majeure partie à Greg Partyka [Partyka, 1999].

Partyka montre que la décomposition spectrale basée sur la transformée de Fourier discrète permet de se faire une assez bonne idée de l'**épaisseur** des couche sédimentaires. En effet, dans le domaine des fréquences, la réflexion d'une fine couche sédimentaire correspond à de hautes fréquences tandis qu'à l'inverse, une couche sédimentaire épaisse se signale par des fréquences moins élevées. Ainsi, en créant plusieurs blocs sismiques correspondant à différents spectres de fréquences, il est possible de faire apparaître tel ou tel type de couche sédimentaire selon son épaisseur.

Ceci est illustré sur la figure 2.8. L'image de gauche montre une coupe d'un élément géologique dont l'épaisseur varie. En utilisant 2 spectres de fréquences différents, on peut alors faire apparaître, comme le montrent les images suivantes, 2 parties distinctes de ce même corps.

Figure 2.8 : Un même corps sédimentaire vu sous différentes fréquences.

L’attribut de décomposition spectrale est très utilisé afin de détecter avec précision l'épaisseur des couches réservoirs mais aussi pour identifier les chenaux qui creusent et donc modifient l'épaisseur de leur support.

La décomposition spectrale reste un sujet de recherche très actif. Elle est majoritairement basée sur la transformée en ondelettes [Castagna, 2003] plutôt que sur la transformée de Fourier discrète.

2.2.6. Bilan

Les trois types d’attributs sismiques qui, ont été présentés fournissent divers types d’informations. Il est important de noter toutefois qu'aucun attribut sismique n'extrait d’un bloc sismique un quelconque objet géologique. Lors de l’utilisation d’attributs sismiques, l’objectif est de mettre en valeur une caractéristique sismique qui devra encore être interprété par l'utilisateur.

De plus, au vu des éléments qui ont été présentés, il apparaît nécessaire d’utiliser non pas un mais plusieurs attributs sismiques afin d’être en mesure de réaliser une réelle interprétation. Cela représente un coût élevé en temps de calcul par l'ordinateur et en temps d'interprétation par l'utilisateur.

Les attributs sismiques représentent un domaine d'expertise à part entière. Il s'agira pour un bon interpréteur de savoir choisir les bons attributs parmi les centaines d’attributs existants, de les utiliser avec les bons paramètres et enfin savoir les combiner intelligemment afin de découvrir les objets géologiques à « picker ».

Au niveau des ressources informatiques, il conviendra de posséder des machines capables de faire tourner de lourds calculs sur des blocs de plusieurs gigaoctets, et ce, le plus rapidement possible. Ainsi la création d’un bloc sismique de cohérence sur un micro-ordinateur de la génération actuelle requiert couramment une nuit de calculs.

.

2.3. Innovations récentes

2.3.1. Utilisation simultanée de plusieurs attributs sismiques

Les attributs sismiques sont généralement employés de façon manuelle dans les workflows d’interprétation sismique. Toutefois, comme nous allons maintenant le voir, il existe désormais quelques produits, qui permettent de superviser l’utilisation simultanée de plusieurs attributs sismiques et ainsi de cumuler leurs avantages.

2.3.1.1. Dip Steering

Le « dip steering » est né suite à une constatation d'une faiblesse dans le calcul des attributs sismiques. En effet, ceux-ci sont généralement calculés à partir de corrélations strictement latérales entre pixels. Ceci tient au fait que les réflecteurs sont généralement plus ou moins horizontaux. La dimension verticale est donc négligée.

Toutefois, comme nous l'avons vu dans le chapitre 1, une interface sédimentaire peut, sous l'effet de mouvements tectoniques, subir une déformation induisant des dips non négligeables.

Ces dips peuvent par ailleurs être calculés à l'aide d'attributs sismiques ainsi que nous l'avons vu précédemment..

L'idée du « dip steering » consiste à corréler les traces après avoir calculé un attribut de pendage (angle d'inclinaison des réflecteurs) sur l'ensemble du bloc. De ce fait, il est possible de renseigner la **direction** à prendre en compte en chaque point de l'image pour le calcul d'un quelconque attribut sismique. Celui-ci est ainsi utilisé dans de meilleures conditions, ce qui permet l'obtention de meilleurs résultats (cf. figure 2.9).

Figure 2.9 : Détection d'un réflecteur vu avec (rectangle bleu) ou sans (rectangle rouge) « dip steering » Comme on peut le voir, la continuité du réflecteur au centre des rectangles n'est assurée que lorsque le « dip steering » est utilisé.

2.3.1.2. Crossplotting

Le « crossplotting » d'attributs sismiques a été introduit par White (1991). Il sert à **visualiser les relations** entre deux ou trois attributs sismiques opérés sur une partie de l'image. Chaque voxel de l'image possède une valeur en fonction de l'attribut calculé. Ces valeurs sont représentées dans un repère 2D ou 3D dont les axes correspondent à chacun des attributs que l'on souhaite comparer.

Ainsi sur la figure 2.10, deux attributs différents (Lambda-Rho et Mu-Rho) d'une section sismique sont calculés sur les images a et b. Sur l'image c, on réalise un « crossplot » de ces 2 attributs sur 2 zones différentes de l'image : en rouge sont représentés les pixels composant le polygone rouge, en jaune les pixels composant le polygone jaune.

Figure 2.10 : Crossplotting de deux attributs.

Il apparaît alors clairement que le polygone jaune correspond à une zone où les valeurs Mu-Rho sont élevées et les valeurs Lambda-Rho faibles. Dans cet exemple, il a été possible de détecter, grâce à la connaissance de ces attributs, une anomalie de gaz.

2.3.1.3. Meta attrinuts

L'idée du méta attribut part de la constatation qu'un interpréteur doit généralement utilser non pas un seul attribut mais plusieurs pour détecter ou vérifier la présence d'un objet géologique.

Afin d'automatiser l'utilisation de plusieurs attributs, l'équipe réalisant le logiciel d'interprétation OpenDtect a breveté une technologie à base de **réseaux de neurones** [Meldhal, 2000] permettant la création d'un méta attribut simulant l'action de plusieurs attributs.

L'expert « picke » un objet qu'il juge important, puis il sélectionne une collection d'attributs susceptibles de mettre en valeur cet objet. Un réseau de neurones sera alors entraîné sur l'objet « pické » afin de déterminer les pondérations d'utilisation optimales de chacun des attributs de la collection. La convergence de cet algorithme fournit alors un méta attribut utilisable sur l'ensemble du bloc sismique, qui mettra en valeur tous les objets qui fourniront la même réponse aux différents attributs sélectionnés.

Figure 2.11 : La réponse de différents attributs à deux images sismiques synthétiques faisant apparaître une faille

2.3.2. Post traitements des attributs

2.3.2.1. Ant Tracking

Cette technologie mise au point par Schlumberger améliore la détection des failles après calcul d'un attribut du type "cohérence". En effet, bien qu'il soit possible pour un utilisateur bien entraîné de « picker » une faille sur un bloc de cohérence, l'opération devient délicate lorsque le bloc est fortement bruité. Dans ce cas, l'extension à partir d'une graine pickée sur la faille est fortement réduite.

Le but du « Ant Tracking » est d'améliorer ce résultat afin d'obtenir une meilleure extraction des données. Pour cela, Trygve Randen se base sur le principe de « **swarm intelligence** » [Randen, 2001]. "Swarm intelligence" est un terme désignant les comportements collectifs qui émergent d'un groupe d'insectes.

Figure 2.12 : Illustration de "swarm intelligence"

Le principe de la méthode peut être compris à partir de la figure 2.12.

On voit sur le schéma (a) de la figure, 2 fourmis partant du nid au même moment. Celle des 2 fourmis qui aura choisi le chemin le plus court reviendra au nid avant l'autre. Comme l'indique le schéma (b),. ce plus court chemin pourra alors être marqué par le dépôt d'un excès de phéromones. Influencée par la présence de phéromones, la prochaine fourmi préférera alors choisir le chemin le plus court.

Appliquée au bloc de cohérence, cette méthodologie permettra de marquer avec plus de "phéromone" les zones de failles. Un grand nombre d'agents représentant les fourmis seront déployés sur l'image et déposeront plus de phéromones aux endroits qu'ils jugent être des failles.

Cette technique basée sur une technologie multi agents simule ainsi la manière dont un expert **débruiterait** le même bloc.

Figure 2.13 : A gauche, une image après calcul de cohérence. A droite, la même image après Ant Tracking

2.3.2.2. Active Contour

"An active contour is a deformable curve whose deformation is governed by a model component ensuring smoothness and connectedness, and a data component that lets the contour attach itself to the object during the search in the data." [Admasu, 2006]

Lors de l'interprétation d'images sismiques, les "active contours" sont utilisés pour le tracking des failles. Tout d'abord l'utilisateur "pick" une faille sur une section 2D. Ce picking est alors mis en correspondance sur la même section 2D traitée pour faire apparaître les discontinuités de l'image, comme il est indiqué sur la figure 2.14 (étape a). Sur cette figure, la section représentant les discontinuités de l'image (à droite) a été acquise par passage d'un filtre de Gabor sur l'image initiale (on aurait pu utiliser tout autre traitement pour faire apparaître les discontinuités comme un attribut de coherence par exemple)

Ensuite l'algorithme se place sur la section suivante (étape b sur la figure 2.14) et opère le même traitement afin de fournir une image des discontinuités. Sur cette nouvelle image, il va tenter de **projeter la courbe pickée** de la section précédente en minimisant les déformations.

Dans une dernière étape (étape c sur la figure 2.14), cette opération sera répétée jusqu'à ce qu'aucune extension ne soit plus possible. Le résultat de l'interpolation entre les différentes courbes de chaque section connexe est une surface représentant la faille.

Figure 2.14 : Différentes étapes du tracking d'une faille

2.3.3. Classification des réflecteurs.

Cette méthode fut proposée en 2003 par Schlumberger [Borgos, 2005].

Dans cette approche, l'objectif est de **classer** une collection de réflecteurs selon des attributs prédéfinis. Hilde Borgo choisit ceux-ci en considérant la **forme de l'onde** (trace du bloc) aux niveaux des amplitudes maximales. Elle part de l'hypothèse qu'un même horizon sismique fournit sur l'ensemble de sa surface une réponse sismique de même forme.

De plus, comme ces calculs sont coûteux en temps et en mémoire, Hilde Borgos base son algorithme sur une matrice 3D creuse représentant uniquement les valeurs maximales contenues dans le bloc. Cela lui permet d'abaisser considérablement les ressources machines requises pour l'exécution du programme en évitant de perdre une quantité trop importante d'informations. En effet, l'interprétation sismique prend généralement en compte en priorité les réflecteurs les plus puissants.

Figure 2.15 : En haut l'image sismique initiale. En bas, la même image sous forme de matrice creuse.

Grâce à cette technique, le programme est ainsi capable de suivre un horizon même s'il est discontinu. En effet si l'horizon garde la même signature de forme d'onde et si ses patchs sont proches latéralement, la fusion de ces derniers sera automatique.

2.3.4. Construction automatique du diagramme de Wheeler

Mise au point par Peter Vail et Robert Mitchum [Mitchum, 1977], la stratigraphie séquentielle est une approche de l'interprétation géologique qui vise à décrire et à interpréter les différentes séquences de dépôts observables en profondeur afin de déduire une suite d'événements sédimentaires. Des approches de l'interprétation sismique prenant en compte la "stratigraphie séquentielle" ont été proposée récemment par Schlumberger et OpenDtect [Monsen, 2007] [de Bruin, 2007]. Ces approches tentent d'incorporer un peu plus de connaissance dans les données extraites. Les deux auteurs proposent de représenter les réflecteurs dans un diagramme de Wheeler 3D [Wheeler, 1958]. Dans la mesure où le diagramme de Wheeler permet de représenter les surfaces en fonction de leur âge géologique,

il est alors possible de représenter les surfaces géologiques par séquences successives de dépôt et non plus simplement en fonction de leur géométrie. Ainsi chaque point d'une même surface a le même âge et toute surface isochrone est représentée dans un plan horizontal. (cf. figure 2.16)

Cette représentation a le grand avantage de permettre à l'utilisateur une compréhension des dépôts successifs. Celui-ci est alors en mesure d'identifier plus aisément les limites des séquences dans le bloc sismique et peut incorporer ces éléments d'interprétation dans les données extraites.

Pour atteindre ce dernier but, Monsen crée un **graphe de relations haut et bas** entre chaque réflecteur. Il part pour cela de l'hypothèse que, dans cas où un réflecteur est situé au-dessus d'un autre, il a été déposé d'autant récemment que la distance vertical qui le sépare de ce dernier est importante. Monsen peut ainsi convertir les distances relatives entre réflecteurs en différences d'âges relatifs. La lecture d'un tel graphe facilite grandement la construction du diagramme de Wheeler.

Figure 2.16 : Exemple d'une collection de réflecteurs transformés en un graphe de relation de voisinage verticale puis en un diagramme de Wheeler 3D.

2.4. Bilan

L'interprétation sismique a été grandement aidée par les récents développements informatiques et particulièrement par l'utilisation d'attributs sismiques. Ceux-ci permettent d'effectuer des opérations que l'on peut assimiler à des traitements du signal Ils conduisent à la mise en évidence de **caractéristiques sismiques** que l'expert associe avec des **caractéristiques géologiques**. Comme le géologue est habitué à raisonner dans un monde peuplé de concepts, attributs et relations géologiques, cette association lui rend l'interprétation plus naturelle donc plus rapide. Les attributs sismiques permettent en quelque sorte à l'expert de s'abstraire du domaine de l'image sismique pour se placer dans un domaine plus géologique.

L'utilisation d'une seule caractéristique sismique n'est pas suffisante pour un raisonnement complet. Ceci justifie de faire appel à des techniques telles que le « dip steering » ou le « crossplotting ». Celles-ci permettent d'associer deux ou trois attributs sismiques de la même manière que l'expert associerait différents concepts géologiques lors de son raisonnement.

Par ailleurs, les principaux défauts des attributs tiennent à leur nature bas niveau :

1. Ils sont très dépendants de la qualité de l'image.
2. Ils sont fortement paramétrables, si bien que leur usage requiert une grande connaissance du fonctionnement de chacun d'eux.
3. Ils n'apportent aucune interprétation directe de l'image mais ils mettent simplement en valeur une caractéristique sans extraction d'objets géologiques..

De nombreux travaux sont actuellement réalisés afin d'améliorer la qualité des images sismiques grâce à des pré-traitements. Ils sont centrés principalement sur l'examen des conditions d'acquisition sismique ou sur le débruitage du bloc sismique par diverses méthodes de traitements de l'image,. Comme ces travaux dépassent le cadre de la thèse, nous ne traiterons pas ce sujet ici. Nous renvoyons le lecteur aux articles de Barnes (2006), Fehmers (2003), Azuaje (2002), s'ils souhaitent trouver des exemples de ces traitements.

Le problème des réglages des paramètres a aussi été étudié et l'avancée la plus remarquable dans ce domaine repose sur l'utilisation de **réseaux de neurones**. Outre le fait de pouvoir sélectionner plus de 2 ou 3 attributs sismiques, l'entraînement du réseau de neurones sur une interprétation réalisée manuellement par l'expert (picking) permet le calibrage de chaque attribut. Celui-ci est réalisé en ayant pour objectif que le résultat fourni par l'ensemble de tous les attributs soit le plus proche possible du picking réalisé. Ce calibrage est par la suite exportable sur l'ensemble de l'image afin de mettre en valeur tous les objets possédant les mêmes caractéristiques.

En revanche, l'interprétation des résultats de l'utilisation d'attributs sismiques est une opération que l'expert effectue en utilisant son savoir propre. L'extraction du résultat final reste ainsi une opération manuelle effectuée après que l'expert ait corrélé les différentes caractéristiques mises en valeur à l'aide d'attributs sismiques. Un seul travail de recherche [Borgos, 2005] tente d'apporter une solution automatique à cette étape. En se basant sur une description des formes des ondes, Borgos extrait automatiquement un ensemble de réflecteurs à partir d'une image sismique. Ceci lui permet de réaliser une interprétation automatique complète des interfaces sédimentaires.

Nous pensons pour notre part qu'une réelle interprétation d'une image sismique doit aller jusqu'a l'extraction des différents éléments et jusqu'à leur assemblage au sein d'un modèle structural. Pour cela, il convient de formaliser la connaissance nécessaire à une **interprétation sismique complète** afin de pouvoir utiliser cette connaissance sur le plan informatique. Ceci conduit à se pencher sur la correspondance entre attributs sismiques et attributs géologiques. De plus comme le montrent les travaux les plus récents mettant en oeuvre la stratigraphie séquentielle, les caractéristiques de l'image sismique ne sont pas suffisantes en elles-mêmes. Il convient de prendre également en compte les relations existantes entre les différents éléments d'interprétation, par exemple les relations haut-bas utilisés pour la représentation d'un diagramme de Wheeler.

Compte tenu de cela, il convient maintenant d'examiner quels sont les moyens informatiques actuels disponibles pour représenter et utiliser la connaissance. C'est ce que nous allons faire dans les sections qui suivent.

3. L'ingénierie des connaissances

3.1. Définitions

L'ingénierie des connaissances constitue depuis de nombreuses années un domaine actif de recherche qui s'inscrit dans la thématique de la conception et de la réalisation des systèmes à base de connaissances (SBC) et, plus largement, dans le domaine de l'intelligence artificielle L'ingénierie des connaissances consiste à concevoir des systèmes dont le fonctionnement permet de rendre opérationnelles des connaissances portant sur le traitement ou la résolution d'un problème donné [Charlet, 2006]

Un **système à base de connaissances** (SBC) est un système informatique fonctionnant avec une base de connaissances sur un sujet donné. Tout système informatique utilise de la connaissance, mais dans un système à base de connaissance, celle-ci est représentée de façon **explicite**.

La résolution automatique d'un problème implique deux étapes essentielles:

1. la modélisation du problème et d'une méthode de résolution dans un cadre théorique donné. Malgré son abstraction, ce modèle conceptuel du problème doit être compréhensible et réappropriable par un spécialiste du domaine. Cette description abstraite est réalisée au niveau des connaissances [Newell, 1982].
2. un modèle opérationnel, défini "au niveau des programmes" qui traduit en termes algorithmiques les connaissances formalisées du modèle conceptuel.

Figure 2.19 : Architecture d'un système à base de connaissance.

Ainsi que le montre la figure 2.19, dans le cas d'un SBC, les principaux éléments permettant de résoudre un problème sont constitués :

- d'une base de connaissance (Knowledge base), qui est une représentation de l'expertise du domaine

- d’une base de faits données (Working storage) permettant de mémoriser les données relatives au problème à résoudre
- d’un moteur d'inférence (Inference engine) constitué par le code responsable de la réalisation de l'expertise. Ce code met en relation la base de connaissance et les données
- une interface utilisateur (User interface) qui est le code permettant une interaction entre l'utilisateur et le système.

Afin de bien comprendre l'architecture entière d'un SBC, il est aussi important d'expliquer le rôle des individus qui interagissent avec le système :

- Expert du domaine (Domain expert) : ce sont le ou les experts du domaine d'application qui détiennent la connaissance
- Ingénieur connaissance (Knowledege engineer) : c’est la personne qui formalise la connaissance de manière explicite afin qu'elle soit utilisée par le système
- Ingénieur système (System engineer) : c’est l'individu responsable du développement de l'application (hors base de connaissance)
- Utilisateur (User) : c’est une personne qui souhaite consulter le système de la même manière qu'elle consulterait directement un expert du domaine.

Les difficultés rencontrées dans la réalisation d'un tel système se situent principalement lors de l'acquisition de la connaissance venant de l'expert.

3.2. Acquisition de la connaissance

L’acquisition de connaissances se définit comme le **transfert** et la **transformation** d’une expertise depuis une source de connaissances vers un programme. Une très bonne étude de ce domaine a été réalisée par Eddie Soulier [Soulier, 2008].

3.2.1. Les débuts

L’acquisition des connaissances a d'abord été vue comme un **problème de transcription**. Le transfert d'expertise vise à mettre en place des moyens pour fournir à un système à base de connaissances les connaissances issues du savoir d'un expert, de documents ou de manuels. L'expert du domaine est sensé posséder une connaissance plus ou moins explicite qu'il s'agit "d'extraire" pour ensuite la transcrire dans un programme, selon un formalisme plus ou moins universel : règles de productions, objets, logique... [Hayes-Roth, 1983]. Malgré le développement de nombreuses techniques de verbalisation et d'aide aux interviews d'experts et même de méthodes et outils comme KOD [Vogel, 1988] ou MACAO [Aussenac, 1989], le caractère "subconscient" et implicite des connaissances de l'expert et surtout la difficulté d’organiser ces connaissances ont représenté un frein au développement de cette approche. Le décalage s’est également avéré trop important entre le langage utilisé par l'expert et le niveau d'abstraction des formalismes de représentation des connaissances nécessaire pour une implémentation informatique du système.

3.2.2. La modélisation

L'échec de cette stratégie a débouché sur une seconde approche de l'ingénierie des connaissances consistant à voir celle-ci comme une **modélisation**. Si les systèmes que l'on construit visent à simuler des performances d'experts dans un domaine particulier, pour une tâche précise, ils n'ont dorénavant plus la prétention de refléter ou modéliser les processus réellement mis en oeuvre par le cerveau humain. A partir des données et connaissances issues des interviews et des verbalisations, l'ingénieur connaissance doit **organiser cette information et abstraire des concepts**. En ce sens il s'agit bien de construire un modèle. Le but d'un concepteur de systèmes à bases de connaissances est de construire un artefact et non pas de simuler ou reproduire le raisonnement réel d'un expert.

Cette approche a conduit à l'élaboration de méthodologies de modélisation des connaissances permettant d'une part de modéliser le domaine de connaissances, d'autre part de modéliser le processus de résolution et le raisonnement de l'expert. Le "modèle d'expertise" proposé dans la méthodologie européenne KADS [Breuker, 1985] puis CommonKADS permettent de décrire la résolution du problème par le système à base de connaissances (SBC). Dans ce cas, la construction de modèles repose sur trois dimensions : la tâche à résoudre, les méthodes de résolution de problèmes et les connaissances du domaine.

3.2.3. Le management de la connaissance

Si l'ingénierie des connaissances a d'abord été définie comme un processus d'acquisition des connaissances et de transcription, puis comme un processus de modélisation pour réaliser un système informatique utilisant des connaissances explicitement modélisées (SBC), ce domaine de recherche restait encore ancré sur la notion de décision individuelle et sur le projet d'imitation du comportement de l'expert. Toutefois, un nouveau paradigme va émerger dans les années quatre vingt dix, celui de management des connaissances. La connaissance n'est plus l'apanage d'un expert et n'est plus réduite à un problème décisionnel mais prend une dimension collective, le concept de connaissance faisant référence à l'ensemble des connaissances tacites et explicites d'**une communauté du domaine**.

Dans cette optique, plusieurs méthodes de repérage, de formalisation et de capitalisation des connaissances voient le jour au début des années quatre vingt dix comme REX [Malvache, 1994], MEREX [Corbel, 1997], CYGMA [Bourne, 1997] ou MASK [Ermine, 1996]

3.2.4. Le web sémantique

Après s'être intéressée à l'acquisition et à la modélisation de connaissances des experts, puis à la capitalisation des connaissances organisationnelles, l'ingénierie des connaissances se concentre de plus en plus sur les supports numériques de connaissances. Le "document" se fait "connaissance" et la source des savoirs passe de plus en plus par le web. Les technologies de recherche d'information de type Web sémantique se concentrent alors principalement sur les moteurs de recherche et sur les systèmes d'indexation qui permettent d'organiser les "connaissances" sur une base sémantique.

3.3.Les ontologies

Dans le contexte qui vient d'être décrit, des outils nouveaux apparaissent de plus en plus ancrés dans l'informatique formelle. Il s'agit plus particulièrement des **ontologies**, qui ouvrent la voie à une nouvelle approche de la modélisation des connaissances.

Le mot "ontologie" semble être apparu tardivement dans l'histoire. Ce n'est en effet qu'au début du XVIIe siècle que deux philosophes, Jacobus Lorhardus et Rudolph Goclenius, l'ont employé pour la première fois, indépendamment l'un de l'autre. Pourtant, le concept qui se cache derrière le mot « ontologie », remonte au moins à la Métaphysique d'Aristote et à la définition de la science première qu'y livre le Stagirite : il désigne l'étude transversale de "l'être en tant qu'être", et non de telle ou telle de ses régions, dont l'étude est dévolue aux sciences.

Dans le domaine de la représentation des connaissances, le terme ontologie fait référence à un **modèle formel** utilisé pour décrire un **domaine particulier** du monde réel [Fensel, 2003], [Staab, 2004]. Dans cet ordre d'idées, les concepts apparaissent comme des briques de base des ontologies [Ganter, 1999] : ils possèdent une « intension » qui se définit pas l'ensemble des propriétés caractéristiques ou attributs, du concept et une « extension » qui recouvre l'ensemble des individus ou instances du concept.

Comme l'explique Florence Le Ber [Le Ber, 2006], une ontologie O se présente, en pratique, comme un système formel constitué :

- d'un ensemble de concepts,
- d'un ensemble de relations binaires spécifiées par des couples de concepts (D,R) de domaines et de codomaines,
- d'un ensemble A d'axiomes
- d'une relation de spécialisation ou subsomption qui est généralement réflexive, antisymétrique et transitive.

Cette dernière permet d'organiser les concepts et les relations en une hiérarchie qui autorise les inférences.

Dans les domaines de l'informatique et de l'ingénierie des connaissances, on ne se limite pas à parler de l'ontologie mais d'ontologies. Selon Monnin (2009], il convient en effet de distinguer selon leur niveau de généricité :

- des ontologies dites de haut niveau qui contiennent "des concepts très généraux comme l'espace, le temps, la matière, les objets, les événements, les actions, etc. [qui] ne dépendent pas d'un problème ou d'un domaine particulier" [Lando 2006];
- des ontologies de domaine (médecine, architecture, mécanique..),
- des ontologies de tâche (diagnostiquer, enseigner),
- voire des ontologies **d'application**, dans lesquelles les concepts appartiennent à un domaine et à une tâche particulière (enseigner la médecine).

Enfin, selon Zacklad, (2007), toute ontologie possède des caractéristiques particulières:

- Comme d'autres langages de représentation des connaissances, elles n'ont pas une vocation exclusivement documentaire au sens de l'indexation et de la recherche d'information mais elles visent aussi à participer de l'ingénierie des connaissances d'un domaine et en particulier à "spécifier explicitement une conceptualisation" pour reprendre les termes de T. Gruber [Gruber, 1993].

- Point corollaire du précédent elles n'ont pas à être conçues strictement à partir d'un fond documentaire qu'elles viseraient à indexer. Même si les ingénieurs de la connaissance responsables de sa conception utilisent souvent des outils terminologiques appliqués à des textes de référence du domaine, ils peuvent également s'appuyer sur d'autres sources d'information comme des entretiens auprès d'experts, l'analyse de bases de données, ou des conceptualisations ad hoc issues de leur propre synthèse des connaissances du domaine considéré.
- Bien que la dimension documentaire des ontologies ne soit pas, comme on l'a dit, leur justification intrinsèque, leur ancrage au sein du web sémantique tend néanmoins, pour autant qu'elles se diffusent effectivement, à leur faire jouer un rôle essentiel dans la recherche et la mise en relation d'information. Mais l'information dont elles visent à faciliter l'accès est d'abord celle du web invisible, celui constitué par les multiples bases de données qui consignent l'information structurée des processus d'affaires et des références techniques.
- En conséquence, les ontologies formelles ne sont pas faites pour être directement exploitées par des usagers humains engagés dans une navigation hypertextuelle comme cela pourrait être le cas pour une classification documentaire ou un thésaurus. Au contraire, les ontologies sont le plus souvent conçues pour être exploitée par des programmes informatiques.
- De ce fait, les ontologies gagnent à être représentées à l'aide de langages formels, le standard proposé par le W3C (World Wide Web Consortium) étant aujourd'hui **OWL** (Ontology Web Language) [Smith, 2004], qui s'exprime à partir du langage RDF (Ressource Description Framework), proche des réseaux sémantiques, lui-même exprimé à l'aide de balises XML comme tous les langages du web sémantique.

3.4. Bilan

L'ingénierie des connaissances offre aux ordinateurs la possibilité de résoudre un problème en se basant sur la connaissance qu'utilisent les humains pour ce même travail. Ceci est réalisé aux moyens d'un système à base de connaissance qui est décomposé en plusieurs modules développés par différents ingénieurs informaticiens.

Le module le plus difficile à réaliser est la base de connaissance. Il découle d'un travail qui consiste à acquérir la connaissance nécessaire en vue de la rendre utilisable par un système informatique. Au cours des dernières décennies, on a pu voir cette étape se baser sur des informations de plus en plus nombreuses et d'origines de plus en plus variées. On est ainsi passé de la connaissance extraite du savoir d'un seul expert à une connaissance acquise sur des réseaux comme par exemple le web. Cette évolution a été accompagnée par des nouveaux formalismes allant de simples règles de production à des ontologies en passant par diverses modélisations. De ce fait, les implémentations ont aussi évolué pour aboutir au format OWL qui est le standard proposé par le W3C pour le web sémantique.

A titre de résumé, un graphique des différentes approches en acquisition de la connaissance est fourni ci-dessous.

Figure 2.20 : Les diverses approches en acquisition de la connaissance

A notre connaissance, il n'existe pas de travaux réalisés en interprétation sismique qui s'appuient sur l'ingénierie des connaissances. Or, nous pensons pouvoir tirer partie des dernières avancées de ce domaine dans notre travail. L'approche que nous proposerons passera notamment par une formalisation de la connaissance sous la forme d'une ontologie. Ceci permettra une description poussée des connaissances utiles à la démarche d'interprétation sismique et ouvrira la possibilité d'un partage des raisonnements et des résultats au travers des réseaux, conformément à une démarche de type Web Sémantique.

L'ontologie réalisée sera du type "ontologie d'application" représentant une connaissance appartenant au domaine de **l'image sismique** et relative à la tâche **interprétation**. Une implémentation en OWL nous permettra de respecter le standard choisi actuellement et ainsi de pouvoir échanger les diverses interprétations au travers d'un réseau tel que celui du web.

Dans cette optique, il convient pour terminer notre état de l'art, d'inventorier les systèmes ayant déjà travaillé sur une association du type de celle que nous venons de décrire reliant le domaine de l'image et une tâche d'interprétation. Nous allons donc nous intéresser maintenant aux travaux portant sur l'interprétation d'une image par ordinateur guidée par la connaissance.

4. L'interprétation d'image guidée par la connaissance

4.1. La vision par ordinateur jusqu'aux années 1980

Jusque dans les années 1980, dans le domaine de la vision par ordinateur, les efforts se sont surtout concentrés dans la conception de méthodes bas niveau de segmentation et de description des images. C'est à cette époque que furent définis la majorité des opérateurs de base que nous utilisons toujours aujourd'hui comme le seuillage, la détection de contours, l'extraction de régions.

Cependant, la vision bas niveau pose certains problèmes qui n'ont toujours pas été résolus. Il est difficile de segmenter une image en primitives bas niveau sans utiliser la connaissance associée au domaine d'application de l'image ainsi qu'à l'utilisation que l'on veut faire de cette segmentation.

4.2. Le paradigme de Marr

Vers la fin des années 1970, Marr a proposé la première véritable méthodologie complète pour la conception d'un système de vision [Marr, 1982]. Plusieurs aspects peuvent être retenus de ces travaux.

Selon Marr, un système de traitement de l'information, qu'il relève ou non du domaine de la vision, doit être vu sous trois angles :

1. **la théorie calculatoire** : il s'agit de la théorie décrivant et structurant le domaine de travail ainsi que ses buts et ses principes gouvernants;
2. **les représentations et les algorithmes** : il s'agit de l'implémentation logicielle de la théorie, de sa résolution et surtout, des structures de représentation de données utilisées au cours des transformations;
3. **l'implémentation matérielle** : il s'agit du matériel utilisé pour l'implémentation physique des algorithmes, tant pour l'acquisition que pour la résolution.

Selon Marr, ces trois aspects doivent être évoqués distinctement afin de comprendre tout système de traitement de l'information. Ils sont tous aussi importants, mais, pour Marr, la notion de représentation demeure centrale. En effet, il considère un système de vision comme une suite de transformations principalement ascendantes d'une représentation en une autre (depuis les données jusqu'à l'interprétation). Marr a ainsi identifié trois niveaux de représentation principaux :

1. **la première ébauche** : l'extraction des informations de base et attributs de l'image bidimensionnelle (régions, contour…) ;
2. **l'ébauche 2.5D** : le calcul des propriétés tridimensionnelles locales relatives à la scène (orientation, distance…) ;
3. **la représentation 3D** : la description complète de la scène indépendante de l'observateur.

Dans la pratique des travaux qui ont succédé, ces niveaux se sont souvent traduits par trois étapes de traitement : segmentation, reconstruction et reconnaissance.

Le point le plus important du paradigme de Marr tient à la structure hiérarchique de traitement et de représentation qu'il a définie. Un cadre de traitement rigoureux a ainsi été posé, qui a inspiré nombre de travaux, tant pour la vision bidimensionnelle que pour la vision tridimensionnelle.

4.3. La vision par ordinateur basée sur la connaissance

Profitant de l'essor de l'ingénierie de la connaissance, des systèmes d'interprétation d'image appelés "systèmes de vision basées sur la connaissance" ont ajouté à la méthodologie une dimension d'utilisation d'une connaissance à priori

Les solutions actuelles profitent toujours de ces avancées. La connaissance est divisée en 3 différents niveaux d'abstraction en accord avec la hiérarchie définie par Marr :

1. Le bas niveau est le niveau de l'image. La connaissance sert à extraire des primitives de l'image qui seront des candidats pour une future interprétation.

2. le niveau médian est le niveau qui permet de passer des données numériques aux données symboliques.
3. le haut niveau est le niveau sémantique. C'est là que l'interprétation est réalisée en se basant sur des données symboliques.

Pour chacun de ces niveaux, on trouve encore deux subdivisions de la connaissance :

1. la connaissance déclarative : c'est la description des différentes entités connues par le système. Elle répond à la question "Qu'est-ce?"
2. la connaissance procédurale : elle décrit comment extraire et utiliser les différentes entités. Elle répond à la question "Comment?"

On retrouve notamment des architectures basées sur ces différents niveaux dans des systèmes comme VISIONS [Hanson, 1978] puis SCHEMA [Draper, 1996], SIGMA [Matsuyama, 1990] ou encore MESSIE I et MESSIE II [Garnesson, 1991], [Sandakly, 1995]. La représentation de la connaissance sur les différents niveaux est réalisée aux moyens de schemas et de frames [Minsky, 1975] et de règles d'inférences.

On peut trouver une étude détaillée sur ces différents systèmes dans Crevier (1997) ou encore dans Boucher (1999) et dans Hudelot (2005).

4.4. L'interprétation d'image et la vision cognitive

4.4.1. La vision cognitive

La vision cognitive n'est pas à proprement parler une nouvelle méthodologie pour la création d'un système d'interprétation d'image mais plutôt un **nouveau domaine de recherche** qui a pour but de rendre les systèmes de vision plus robustes, plus flexibles et plus adaptables en leur fournissant des **fonctions cognitives**. Comme on peut le lire dans Bérubé (1991), les fonctions cognitives sont des *"fonctions intellectuelles qui se divisent en quatre classes:*

1. *les fonctions réceptives permettant l'acquisition, le traitement, la classification et l'intégration de l'information;*
2. *la mémoire et l'apprentissage permettant le stockage et le rappel de l'information*
3. *la pensée ou le raisonnement concernant l'organisation et la réorganisation mentales de l'information;*
4. *les fonctions expressives permettant la communication ou l'action"*

Comme ce domaine est émergent, il n'existe pas encore une définition satisfaisant l'ensemble de la communauté scientifique qui le compose. Cependant une *road map research* [Vernon, 2004] a été mise au point afin d'énoncer la liste des défis à relever dans ce domaine pour les vingt années à venir. On y trouve la définition suivante

A Definition of Cognitive Vision

A cognitive vision system can achieve the four levels of generic computer vision functionality of detection, localization, recognition, and understanding.

It can engage in purposive goal-directed behaviour, adapting to unforeseen changes of the visual environment, and it can anticipate the occurrence of objects or events.

It achieves these capabilities through learning semantic knowledge (*i.e.* contextualized understanding of form, function, and behaviour); through the retention of knowledge about the environment, about itself, and about its relationship with the environment; and through deliberation about objects and events in the environment (including itself).

La vision cognitive repose sur trois fonctions cognitives principales qui sont :

- Le **savoir** : cette faculté est fortement liée à la représentation de la connaissance. Il s'agit de stocker l'ensemble de la connaissance nécessaire à l'interprétation de manière formelle afin qu'elle soit utilisable.
- La **délibération** : il s'agit d'être capable de reconnaître un objet, une situation ou événement au moyen de leur apparence visuelle et de leur contexte. Ceci est réalisé grâce à l'utilisation de la connaissance stockée.
- L'**apprentissage,** qui permet de faire évoluer la connaissance utilisée et qui décrit son utilisation en fonction de l'expérience.

4.4.2. Travaux de l'équipe PULSAR

L'équipe PULSAR de l'INRIA Sophia Antipolis dirigée par Monique Thonnat qui succède à PASTIS puis à ORION a une grande expérience dans l'interprétation sémantique d'image à partir d'une connaissance à priori.

Monique Thonat proposait déjà une plateforme permettant l'interprétation automatique d'image de galaxies [Thonnat, 1989]. L'approche proposée consiste en une explicitation des connaissances et en une formalisation des raisonnements permettant l'analyse et l'interprétation d'images. Si l'interprétation d'une image dépend de la connaissance a priori de l'interpréteur, alors un système automatique doit lui aussi pouvoir disposer d'une connaissance plus ou moins sophistiquée. La sémantique de l'image n'est pas dans l'image elle-même mais dans la connaissance a priori du système d'interprétation (humain ou informatique). Elle utilise notamment le moteur de classification CLASSIC [Granger, 1985] dont la philosophie repose sur les concepts suivants:

- l'utilisation simultanée d'objets structurés, les classes, contenant la connaissance descriptive des objets à classer, et de règles de production décrivant une connaissance heuristique,

- l’utilisation d’un mécanisme de comparaison floue dérivant de la théorie des possibilités et des ensembles flous, permettant la manipulation de données bruitées, incomplètes ou imprécises.

L’équipe PULSAR a aussi beaucoup travaillé sur le pilotage de programmes afin de faciliter la (re)configuration de programmes de traitement numérique de données. Plusieurs moteurs ont été développés comme OCAPI [Thonnat, 1994] devenu par la suite PEGASE [Vincent, 1997]. Le rôle du moteur de pilotage de programmes est d’exploiter la connaissance concernant ceux-ci afin de construire un plan de programmes qui atteigne le but de l’utilisateur. Il émule la stratégie d’un expert sur l’utilisation des programmes.

Enfin l’équipe PULSAR s’intéresse de très près à l’interprétation vidéo. L’objectif de ces travaux est de détecter des objets mobiles (plus particulièrement des personnes) et d’analyser leurs comportements [Brémond, 1998].

Lors de notre étude, un travail récent de cette équipe, qui profite de toutes les avancées qui ont pu être faites auparavant, nous est apparu très proche de notre sujet. Nous proposons d’en discuter dans le paragraphe suivant.

4.4.3. Une réalisation basée sur la vision cognitive

Les travaux de thèse de Céline Hudelot au sein de l'équipe INRIA/ORION [Hudelot, 2005] ont abouti à la proposition d'une architecture dont le but est l'interprétation sémantique d'image 2D basée sur la vision cognitive. Ces travaux concernent principalement l'aspect "understanding" de la vision cognitive. Ils font directement suite aux travaux de Thonnat [Thonnat, 2002], Ossola [Ossola, 1995] et Clement [Clement, 1993] sur la coopération de systèmes à base de connaissance pour la reconnaissance d'un objet dans une scène.

De la même manière, Céline Hudelot définit une coopération entre systèmes à base de connaissance (Knowledge Based Systems). Inspirée par Marr, elle utilise 3 systèmes, chacun d’entre eux étant responsable d'un niveau de représentation. Ils concernent respectivement :

1. les **traitements d'images** pour l'extraction et les descriptions numériques des objets d'intérêts.
2. le **mapping** entre les données numériques extraites de l'image et les données symboliques relatives aux objets recherchés.
3. l'**interprétation sémantique** de la scène.

De plus, Céline Hudelot fait évoluer le module de communication entre les différents SBC en s'appuyant sur les progrès récents réalisés dans le domaine du partage de connaissances et d'informations au moyen d’ontologies. Ainsi le lien entre les différents systèmes qu'elle a défini est opéré par 2 ontologies :

1. une ontologie de concepts visuels réalisée en collaboration avec Maillot (Maillot, 2003]. Cette ontologie est partagée entre le "semantic interpretation KBS" et le "visual data management KBS".
2. une ontologie de traitements d'image partagé entre le "image processing KBS" et le "visual data management KBS".

Figure 2.21 : L'architecture proposée par Hudelot pour une plateforme d'interprétation sémantique d'image.

4.5.Bilan

Dans cette dernière partie, nous avons examiné le paradigme de Marr qui a ouvert une nouvelle approche pour l'interprétation d'image par ordinateur. En se basant sur ce paradigme, des travaux de recherche ont ajouté une dimension d'utilisation de connaissances à priori structurées selon les 3 niveaux d'abstraction énoncés par Marr.

Depuis peu, un nouveau domaine de recherche appelé "vision cognitive" oeuvre pour l'utilisation de facultés cognitives, comme le savoir, dans les logiciels d'interprétations d'image. Les avancées de l'équipe PULSAR, anciennement ORION, de l'INRIA Sophia Antipolis nous ont particulièrement interpellé dans ce domaine. Notament, Céline Hudelot propose une architecture d'interprétation sémantique d'une image sur 3 niveaux en accord avec le paradigme de Marr tout en formalisant la connaissance utilisée via des ontologies.

Grâce à cette formalisation de la connaissance, les travaux de cette équipe rejoignent entièrement l'approche selon laquelle nous désirons exprimer la connaissance de notre domaine. Par ailleurs, du fait de la modularité de l'architecture proposée, la coopération entre les différents niveaux d'abstraction est parfaitement retranscrite. Pour ces raisons, l'architecture découlant des travaux de l'équipe ORION et proposée dans la thèse de Céline Hudelot a représenté une source d'inspiration incontournable pour le présent travail.

5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes efforcés de présenter les principaux domaines sur lesquels nous allons nous appuyer pour la réalisation de notre travail.

Nous avons tout d'abord présenté un aperçu des solutions existantes et des innovations récentes en matière d'interprétation sismique. Nous nous sommes penchés plus particulièrement sur la notion d'attribut sismique qui est à la base de la majeure partie des développements actuels. Les résultats fournis par la prise en considération d'attributs sismiques fournit à l'expert des variantes de l'image sismique originelle basées sur des caractéristiques sismiques diverses qu'il peut choisir.. Dans la mesure où le nombre d'attributs sismiques utilisables est très grand, des solutions plus ou moins automatiques ont été mises au point afin de permettre leur utilisation combinée. Cependant, malgré tous ces efforts, l'interprétation sismique est une opération qui reste très largement entre les mains de l'expert. L'intervention de l'interpréteur reste nécessaire dans la mesure où les attributs sismiques auxquels il peut faire appel sont très loin de représenter l'ensemble du savoir qu'il met en oeuvre lors d'une interprétation. Par ailleurs, une fois l'interprétation effectuée, il est impossible de répondre à la question de savoir comment telle ou telle donnée a été interprétée. Seules demeurent les données nouvelles résultant de l'interprétation sans que celles-ci soient aucunement renseignées relativement au contenu du travail d'interprétation effectué. .

La seconde partie du chapitre a été consacrée à l'ingénierie des connaissances. Nous avons mis en relief la notion de système à bases de connaissances, qui permet résoudre un problème donné en se basant sur une connaissance à priori du domaine. Dans la réalisation d'un tel système, la partie la plus délicate concerne la phase d'acquisition de la connaissance. Plusieurs approches ont été exposées. Nous avons montré qu'en quelques années, la notion de connaissance utile a évolué et qu'on est ainsi passé de la considération de la connaissance provenant d'une seule personne (un expert du domaine) à celle de la connaissance d'une communauté de personnes du domaine exprimée le cas échéant sur des supports divers (document numérique par exemple). Le formalisme qui accompagne cette acquisition se base de plus en plus sur une modélisation objet très forte vouée à être échangée sur des réseaux notamment le web, ce qui a conduit à l'émergence de divers types d'ontologies.

Enfin, dans la troisième partie du chapitre, nous nous sommes concentrés sur la description des systèmes informatiques d'interprétation d'image basés sur la connaissance. Au travers du paradigme de Marr, une méthodologie d'interprétation visuelle basée sur 3 niveaux d'abstraction porte les bases des systèmes de vision actuelle. Des solutions performantes ont été élaborées en rajoutant à cette méthodologie, la possibilité de prise en compte d'une connaissance à priori du domaine. La plus complète de ces solutions est à nos yeux la méthodologie de vision cognitive proposée par Céline Hudelot et qui découle des travaux antérieurs de l'équipe PULSAR. Elle utilise une formalisation de la connaissance par le biais d'ontologies qui servent de moyen de communication entre les différents niveaux d'abstraction.

Sur la base de cet état de l'art, nous pensons être en mesure de proposer une nouvelle plateforme d'interprétation entièrement dédiée aux images sismiques. Cette proposition sera décrite dans le chapitre qui suit.

Chapitre 3 : Méthode proposée

1. Introduction

5.1. Principe de la méthode proposée

En contraste avec la plupart des solutions couramment adoptées actuellement, nous proposons une méthode d'interprétation sismique basée non pas sur une analyse de l'image sismique elle-même, mais sur **la connaissance géologique** qui lui est associée.

Nous choisissons de gérer cette connaissance au moyen d'une **ontologie** afin de pouvoir représenter, utiliser et échanger les différents concepts, relations, attributs et instances qui la composent.

Enfin, nous nous basons sur le paradigme de Marr et sur les travaux en vision cognitive de l'équipe PULSAR afin de définir un système d'interprétation d'une image sismique au moyen de **3 différents niveaux d'abstraction** relatifs à la **représentation visuelle** d'un objet (cf. figure 3.1).

Figure 3.1 : l'architecture proposée

5.2. Architecture adoptée

5.2.1. Représentation de la connaissance

Ce module concerne la représentation de la connaissance géologique associée à l'interprétation sismique. Il s'agit d'y décrire de manière formelle, à l'aide d'une ontologie, la forme sous laquelle se présentent dans les images sismiques, les objets géologiques que l'on souhaite détecter. L'ontologie utilisée sera donc constituée de concepts, d'attributs et de relations **visuels**.

Cette ontologie sera détaillée dans la suite du chapitre. Elle a été implémentée en OWL.

5.2.2. Module de gestion des données

Ce module est celui placé au plus bas niveau de notre architecture. Son rôle est de fournir un ensemble de « candidats » interprétables par les modules suivants.

5.2.3. Module de caractérisation visuelle

Ce module est chargé d'affecter aux candidats extraits par le module de gestion des données les caractéristiques visuelles énoncées dans l'ontologie comme nécessaires à l'identification de l'objet géologique correspondant.

5.2.4. Module de corrélation géologique

Ce module est celui qui est placé au plus haut niveau de la chaîne de traitements. Il met en relation les candidats visuellement caractérisés avec la description visuelle d'un objet géologique stockée dans l'ontologie. Ceci permet de réaliser une interprétation de ces candidats en objet géologique, si leurs caractéristiques visuelles correspondent à la description stockée.

5.3. Réalisation

5.3.1. Acquisition de la connaissance

L'acquisition de la connaissance a tout d'abord été effectuée par entretiens avec des experts géologues spécialisés notamment en géologie structurale et en sédimentologie. Ceux-ci nous ont communiqué les éléments de savoir qui sont requis pour décrire la géologie des réservoirs et de leur environnement géologique. Précisons par ailleurs, qu'afin d'être pleinement en mesure de dialoguer avec ces spécialistes, j'ai pris soin d'acquérir par moi-même des connaissances de base en géologie en participant notamment à plusieurs modules de formation sur le terrain. J'ai également complété mes connaissances par la lecture d'un certain nombre de traités de géologie, ce qui m'a permis de comprendre quelle part de la connaissance géologique est utile pour l'interprétation sismique et comment cette connaissance peut être représentée.

Par la suite, d'autres entretiens avec des géophysiciens (principalement de l'IFP) m'ont permis d'acquérir une meilleure connaissance de l'image sismique et de ses modalités d'acquisition.

5.3.2. Implémentation de l'ontologie

L'ontologie représentant la connaissance acquise est formalisée en OWL. Nous avons choisi OWL car ce format a été créé pour devenir le standard du web sémantique. L'ontologie est représentée aux moyens de concepts possédant chacun divers attributs et partageant entre eux des relations. Les attributs peuvent être de type numérique (entiers ou réels) ou textuels.

Au niveau le plus bas de l'ontologie qui est relatif au module de gestion des données, on retrouve des concepts que nous appelons « candidats ». Ils sont susceptibles d'être tout ou partie d'un objet géologique. Ces concepts décrivent les objectifs du module de gestion des données qui doit fournir des instances de ce type.

Le niveau médian de l'ontologie est symbolisé par les attributs et relations attachés aux concepts candidats. Ces attributs et relations servent à pouvoir décrire les caractéristiques visuelles des candidats. Le module de caractérisation visuelle est chargé de définir chaque instance de candidat en renseignant l'ensemble de ses attributs et relations.

Enfin le niveau haut de l'ontologie correspond aux concepts représentant les objets géologiques recherchés. Chacun de ces concepts géologiques contient au moins un concept candidat caractérisé. Le module de corrélation géologique est en charge de décider si tel candidat possède les caractéristiques nécessaires pour être une partie d'un objet géologique. Dans le cas où ce test est confirmé, le module instancie un nouvel objet géologique et y attache l'instance candidate ou alors attache l'instance candidate directement à l'instance géologique si celle-ci existe déjà.

La figure 3.2 illustre le modèle sur lequel l'ensemble des interprétations va s'exécuter.

Figure 3.2 : l'ontologie générale utilisée

5.3.3. Implémentation de la plateforme

Chaque interprétation d'objets géologiques doit être représentée dans l'ontologie selon ce modèle. Puis pour chaque objet, il s'agit de développer :

- un ou plusieurs algorithmes capables de générer les candidats à bas niveau généralement à partir de l'image sismique,

- un ou plusieurs algorithmes capables de déterminer toutes les caractéristiques de chaque candidat définies dans l'ontologie,
- un ou plusieurs algorithmes capables de comparer et d'associer les candidats caractérisés afin de créer les objets géologiques contenus das l'image sismique,
- un algorithme demandant le lancement successif de ces 3 étapes et qui enregistre à chaque étape l'ensemble des instances traitées. Cet enregistrement se fait directement en OWL dans l'ontologie qui a servie de base de développement des 3 modules.

Ci-dessous, le pseudo-code représentant l'algorithme réalisant une interprétation d'un objet géologique quelconque.

```
Procedure InterprétationObjetGéologique(BlocSismique, Ontologie)
    Candidats = ExtractionDesCandidats(BlocSismique)
    EnregistrementDesCandidats(Candidats, Ontologie)
    EnregistrementDesParamètres(ExtractionDesCandidats)
    CandidatsCaractérisés = CaractérisationDesCandidats(Candidats, BlocSismique)
    EnregistrementDesCandidatsCaractérisés(CandidatsCaractérisés, Ontologie)
    EnregistrementDesParamètres(CaractérisationDesCandidats)
    ObjetsGéologiques = CandidatsVersObjetsGéologiques(CandidatsCaractérisés)
    EnregistrementDesObjetsGéologiques(ObjetsGéologiques, Ontologie)
    EnregistrementDesParamètres(CandidatsVersObjetsGéologiques)
Fin Procédure
```

Les règles permettant d'associer des candidats à des objets géologiques sont directement codées au sein du module de plus haut niveau. Même si OWL permet un raisonnement à un niveau d'abstraction plus élevé que le C++, il ne permet pas autant de rapidités ni autant de possibilités de représentation que le C++. En particulier, SWRL qui permet de créer des règles à partir de valeurs numériques et de les associer à OWL, ne permet encore que des opérations très basiques.

La déclaration des paramètres utilisés par les algorithmes est aussi située au niveau des algorithmes. Ils sont par la suite enregistrés dans l'ontologie afin de justifier les conditions dans lesquels les instances créées.

5.3.4. Etudes de cas considérées

Un modèle géologique est constitué d'un assemblage de surfaces géologiques. Ces surfaces représentent les éléments de base qui doivent être identifiés au sein de l'image sismique en vue de reconstruire le modèle.

Dans les modèles structuraux, les surfaces les plus importantes sont les horizons et les surfaces de failles. Ces surfaces permettent de visualiser la succession verticale des strates sédimentaires et leur déconnection éventuelle au passage des failles et donc de décrire des traits essentiels de la géologie de la portion modélisée. Ces mêmes surfaces délimitent

différents blocs de matière géologique qui pourront par la suite être à leur tour peuplés par des propriétés lithologiques ou pétrophysiques en vue de produire des modèles stratigraphiques ou des modèles de réservoir.

Pour ces raisons, il nous est apparu que l'interprétation des horizons et des failles est un problème prioritaire. D'autres éléments tels que les dômes de sel, les chenaux ou encore les cheminées représentent certes des éléments d'intérêt pour la construction des modèles géologiques. Toutefois, vu le temps qui nous était imparti pour ce travail de thèse, nous avons choisi de concentrer nos efforts essentiellement sur l'interprétation des horizons et des failles.

2. L'interprétation des horizons

2.1 Module de connaissance

2.1.1.Modèle géologique

L'interprétation des horizons s'appuie sur le modèle de **pile stratigraphique**. Ce modèle représente les dépôts sédimentaires sous la forme d'une stratigraphie constituée par une succession verticale de couches approximativement parallèles. Ces couches sont déposées les unes sur les autres, les plus profondes étant donc les plus anciennes.

Ces couches ne sont pas forcément continues sur toute leur longueur. En effet, notamment en conséquence d'érosions locales ou de déconnections provoquées par des mouvements tectoniques, telle ou telle couche ou ensemble de couches sédimentaires peut se morceler en un certain nombre de fragments déconnectés les uns des autres. Dans le cas d'une érosion, ces différents fragments n'ont pas subi de déplacement, la déconnection résultant simplement d'une absence de matière dans les portions érodées (cf. Fig. 3.3 à gauche). A l'inverse, les fragments de couches séparées par une ou plusieurs failles ont été en principe déplacés les uns relativement aux autres (cf. Fig. 3.3 à droite).

Figure 3.3 : Des couches sédimentaires discontinues dues à une érosion à gauche, à une faille à droite

Du fait de ces déconnections, il n'est généralement pas possible de reconstituer un horizon dans son ensemble à l'aide d'un simple suivi latéral. Il faudra au contraire identifier dans un premier temps les réflecteurs qui semblent correspondre aux diverses portions d'un même horizon et, dans un deuxième temps, rassembler ces différents fragments.

Une approche plus globale pourrait viser à mettre directement en correspondance les ensembles d'horizons ou piles sédimentaires au lieu de réaliser cette opération sur chaque horizon. Cependant, pour définir une pile sédimentaire, il est nécessaire de connaître ses limites. Ces dernières sont la plupart du temps des surfaces de discordance (type érosion) et des failles. Ces surfaces n'étant pas encore identifiées, il paraît alors trop compliqué d'opérer cette approche globale par rapport à une approche par suivi individuel d'horizon.

Dans la méthodologie que nous proposons basée sur une identification individuelle des horizons, le module de gestion des données aura pour tâche de fournir des éléments de réflecteurs susceptibles d'appartenir à un même horizon et de définir de manière correcte l'extension de chacun de ces éléments (pas d'extension au travers d'une faille ou d'une surface on lap ou d'érosion).

Le module de caractérisation visuelle placé à la suite tire partie des règles géologiques pour affecter des propriétés sur les éléments de réflecteurs identifiés dans le but de permettre de les fusionner en horizons. Afin de ne comparer que des réflecteurs faisant partie d'un même ensemble d'horizons **parallèles**, il conviendra de calculer la direction de chaque réflecteur. Il conviendra ensuite de déterminer la position verticale relative des différents réflecteurs, donc d'être en mesure de préciser quels réflecteurs correspondent respectivement à la première couche déposée, à la deuxième, à la troisième etc… Cette position verticale relative représente dans le domaine de la géologie **l'âge relatif de l'horizon**.

L'examen des règles géologiques énoncées, nous conduit à prendre également en compte d'autres propriétés importantes des réflecteurs. Dans la mesure où un même horizon sépare 2 mêmes couches sédimentaires, la réponse sismique et donc l'intensité de la réflexion qui lui correspondent, doit en principe rester identique la même sur l'ensemble de son extension.. Sur l'image sismique, 2 propriétés visuelles principales caractérisent une réflexion : son **amplitude** et son **épaisseur**. Ces dernières vont être portées par chaque réflecteur afin de pouvoir être comparées.

Enfin, une image sismique est très généralement complétée avec des **marqueurs aux puits** qui représentent des associations directes et quasi sûres entre réflecteurs et horizons

2.1.2.Limitations

Le modèle géologique choisi ne permet pas l'interprétation d'horizons dans l'ensemble des cas observables. En effet, ce modèle représente une structure du sous sol « simple » ce qui constitue la grande majorité des sous sols pétroliers. Cependant, dans le cas de géologies plus complexes, il est courant d'observer des couches renversées. Notre modèle ne prend pas en compte ce cas. En effet, une des hypothèses sur lequel est basé le modèle qu'une couche n'a pas le même âge qu'une autre couche située au dessus ou en dessous. Elle est soit plus ancienne soit plus récente. De ce fait, tout renversement (multiévaluation d'un même réflecteur selon la dimension Z) ne pourra être accepté et les parties multi évaluées devront être déconnectées afin d'être traitées comme 2 horizons différents. Il s'agira pour l'utilisateur de les fusionner manuellement après interprétation.

Une autre importante limitation réside dans la qualité de l'image sismique. Dans la majorité des cas et de plus en plus fréquemment, n'importe quelle image sismique permet une observation assez directe de ce modèle. L'imagerie sismique qui regroupe le travail effectué après l'acquisition sismique et avant l'interprétation sismique est en charge de fournir une image la plus facilement interprétable. Cependant, voici les points les plus durs à résoudre et qui peuvent amener à une image sismique faussée :

- *Fort pendage* : Lors d'une forte inclinaison, l'onde réfléchie n'est pas directement en direction de la surface. Aussi, l'information résultante de cette réflexion est de bien moins bonne qualité voire inexistante.
- *Modification du signal* : En outre, une onde étant altérée par le milieu qu'elle traverse, une réflexion située en dessous de certaines structures peut être fortement altérée. C'est notamment le cas des réflexions situées en dessous d'une faille, d'un dôme de sel ou d'une cheminée pour ne citer que les cas les plus courants.

Enfin, ce modèle s'appuie sur une représentation « réelle » des structures. Les distances et plus généralement les géométries observées dans l'image sismique doivent correspondre à la réalité. Cela est bien le cas sur des images sismiques dites « profondeur » car la dimension verticale représente la profondeur de la réflexion. En revanche, sur des images sismiques dites « temps », cette même dimension représente le temps enregistré ente l'émission et la réception de l'onde. Les géométries sont donc plus ou moins déformées en fonction des vitesses de propagation des milieux traversés

2.1.3. Ontologie

L'ontologie utilisée pour identifier les horizons prend en compte l'ensemble des propriétés et des concepts énumérés ci-dessus. Elle définit ainsi le réflecteur comme concept central pour l'identification des horizons. Les caractéristiques visuelles issues de la géologie prise en compte pour la définition d'un réflecteur sont :

- Ses relations de parallélisme avec d'autres réflecteurs, qui permettent de déterminer l'appartenance du réflecteur à un ensemble de réflecteurs parallèles.
- ses **relations chronologiques** avec d'autres réflecteurs, qui permettent de déterminer sa position au sein d'un ensemble de réflecteurs.
- son **épaisseur** de type entier et sa **couleur** (amplitude) de type réel, qui permettent son identification.
- éventuellement sa relation de distance avec un marqueur aux puits, ce qui permet d'associer le réflecteur considéré avec un horizon majeur avec une confiance quasi-totale.

Une illustration de cette ontologie est donnée sur la figure 3.4.

Deux réflecteurs partageant ces caractéristiques de façon similaire seront identifiés comme faisant partie d'un même horizon.

Les limitations d'une telle méthode tiennent aux paramètres utilisés pour affirmer la similarité. Plus les paramètres seront stricts et moins le nombre de fusions sera important mais plus elles seront probables. A l'inverse, plus grandes seront les approximations que l'on tolérera dans les égalités entre les diverses propriétés, plus grand sera le nombre des fusions et moins forte sera la probabilité que ces fusions soient pertinentes. L'utilisateur pourra donc

être amené à modifier les paramètres par défaut et à réexécuter plusieurs fois son interprétation.

Figure 3.4 : Illustration de l'ontologie réalisée pour interpréter un horizon géologique.

2.2. Module de gestion des données

L'intérêt de ce module est de fournir des candidats au module suivant qui les caractérisera. Ainsi, dans le cas présent, le but fixé est d'obtenir des réflecteurs à partir de l'image sismique. Il est inspiré des travaux réalisés par Marie Christine Cacas au sein de l'IFP [Cacas, 2006].

2.2.1. Lecture de l'image sismique

L'image sismique est de manière générale délivrée sous la forme d'un fichier au format SEG-Y [SEG, 2002]. Ce format développé en 1973 par la Society of Exploration Geophysicists est une représentation d'une acquisition sismique structurée selon les traces sismiques (colonnes de l'image sismique).

Figure 3.5 : Structure d'un fichier SEG-Y.

Comme il est illustré sur la figure 3.5, on trouve dans un fichier SEG-Y des sections d'en-tête (headers) décrivant les caractéristiques de l'acquisition sismique puis des sections décrivant chaque trace de l'image sismique.

Le *Textual File Header* contient 40 lignes d'informations textuelles totalement libres qui sont destinées à être lues par un humain.

Le *Binary File Header* contient des informations qui concernent l'ensemble du fichier SEG-Y. On y trouve par exemple les dimensions du bloc sismique ainsi que le type de représentation dans lequel les données d'amplitudes de réflexion sont stockées (entier, réel, etc..).

Les *Extended Textual File Header***,** qui sont optionnels, apportent de nouvelles informations comparables au Textual File Header.

Enfin l'ensemble des traces constituant le bloc sismique est renseigné. Chacune d'elles est représentée au moyen de deux sections :

- Le *Trace Header* qui donne des informations uniques sur chaque trace (comme par exemple la position de la trace dans le bloc ou encore la position de la trace dans un système de coordonnées particulier tel qu'un système de coordonnée de projection basé sur les latitudes et longitudes)
- Le *Trace Data* qui donne les amplitudes de chaque réflexion au sein de cette trace.

Dans le cas spécifique de notre étude, beaucoup d'informations apportées par le format SEG-Y n'ont pas d'importance. En effet, la donnée d'entrée est pour nous une image sismique. Seules les informations relatives à l'image sont essentielles. C'est pourquoi nous convertissons le format SEG-Y en un format plus adapté à nos besoins. Ce format représente simplement l'image brute c'est-à-dire qu'il est comparable au fichier SEG-Y mais sans les headers associés. Nous diminuons la taille du fichier d'environ $3600 + 240 * Nt$ octets où Nt est le nombre de traces composant le bloc sismique et nous garantissons surtout une structure des données d'amplitude sous forme d'un **tableau 3D continu**.

En outre, nous conservons aussi les méta données décrivant les dimensions et le positionnement du bloc sismique afin de connaître le nombre de cases composant le tableau dans chaque direction. Ceci est stocké sous forme d'un fichier XML ce qui permet une évolutivité et un partage optimaux.

2.2.2. Stockage en mémoire de l'image sismique

2.2.2.1. Seuillage et amincissement

Les fichiers SEG-Y ont pour la plupart une taille mémoire avoisinant sur le disque plusieurs gigaoctets voire désormais plusieurs dizaines de gigaoctets. A l'heure actuelle la RAM disponible d'un micro-ordinateur avoisine 2 voire 4 gigaoctets. Il n'est donc pas imaginable de gérer entièrement un bloc en mémoire vive.

Il faut donc se poser la question de savoir si l'ensemble de l'image sismique a un intérêt pour une interprétation géologique. Nous pensons que l'intérêt est très limité dans les zones où les réflexions sont très faibles. Ignorer ces zones permet de réduire considérablement la taille du bloc sismique en mémoire et donc tous les traitements associés. Nous choisissons donc de

réaliser un **seuillage de l'image sismique** afin de ne garder que les amplitudes les plus significatives.

Tout comme l'avait proposé Hilde Borgos [Borgos, 2005] au sein de Schlumberger, il est offert à l'utilisateur la possibilité d'indiquer une valeur minimale en dessous de laquelle toute valeur d'amplitude de l'image sismique sera ignorée. Le volume de l'image stockée en mémoire et la durée des traitements ultérieurs seront inversement proportionnels à la valeur du seuil choisi pour les amplitudes. Toutefois, si cette valeur est trop élevée, nombre de détails de l'image seront ignorés. Choisir un seuil élevé aura donc généralement pour conséquence l'identification d'un nombre d'objets moindre.

Figure 3.6 : Seuillage de l'image sismique.

Comme on peut le voir sur la figure 3.6 qui représente 5 traces connexes d'une section sismique, seules les valeurs d'amplitude les plus fortes sont stockées en mémoire vive. Toutes les cellules blanches sont ignorées, ce qui permet de réduire de moitié la taille mémoire requise pour le stockage du tableau.

A l'issue du seuillage, l'image reste généralement trop volumineuse pour être stockée en mémoire vive. Nous procédons donc à un **amincissement ou linéarisation des réflexions**, qui permet de réduire encore le volume de l'image sans perte significative d'informations.

Comme on peut le voir sur la figure 3.6, les réflexions ont une certaine épaisseur. Par exemple, la première réflexion présente en haut à gauche du tableau a une épaisseur de 4 pixels. Après seuillage, cette épaisseur est réduite à 2 pixels. Or, le réflecteur associé à cette réflexion est une surface passant uniquement par le maximum de cette réflexion. C'est donc une surface qui traverse une trace en un seul point et qui a donc une épaisseur d'un pixel.

Pour cette raison, nous choisissons d'amincir toute réflexion à un seul pixel. Ce pixel est arbitrairement fixé au milieu de la réflexion afin d'assurer une meilleure continuité latérale. Une illustration du résultat est donnée sur la figure 3.7. Par la suite, nous ne manquerons pas d'indiquer pour chaque pixel stocké la position exacte du maximum de la réflexion dont il fait partie comme il sera expliqué au paragraphe 2.2.2.3.

Figure 3.7 : Amincissement du seuillage

A l'issue de ces 2 opérations, il est possible de transformer la représentation de l'image sismique initialement constituée par une matrice 3D entièrement remplie par des valeurs d'amplitude en une représentation plus grossière sous forme d'une matrice 3D creuse.

Ci-dessous le pseudo code décrivant cette opération de seuillage et d'amincissement.

Procedure SeuillageAmincissement(*Seuil*, *ImageSismique*, *MatCreuse*)

  Pour chaque *trace* **de** *ImageSismique*

    Lire *voxelRef*

    Tant que non *trace.fin*

      Compteur = 1

      Si *voxelRef.amplitude* > *Seuil* **ou** *voxelRef.amplitude* < *-Seuil*

      Alors

        SeuilOk = Vrai

      Sinon

        SeuilOk = Faux

      Fin Si

      Lire *voxel*

      Tant que *voxelRef.amplitude* * *voxelAmplitude* > 0 **et** non trace.fin

        Si *voxelRef.amplitude* > *Seuil* **ou** *voxelRef.amplitude* < *-Seuil*

        Alors

SeuilOk = Vrai

Fin Si

Compteur = Compteur + 1

Lire voxel

Fin Tant que

Si *SeuilOK* == Vrai

Alors

Ecrire *trace*[*voxelRef.position+Compteur/2]* dans *MatCreuse*

Fin Si

VoxelRef = Voxel

Fin Tant que

Fin Pour

Fin Procedure

2.2.2.2. Matrice creuse

Nous avons mis au point une structure de matrice creuse dédiée à la représentation d'une image sismique 3D seuillée puis amincie. Comme dans le cas de la représentation SEG-Y, nous optons pour un classement des valeurs selon les traces de l'image sismique. En effet, privilégier la direction verticale nous permet de privilégier la dimension temporelle des réflexions (en assumant une correspondance entre relation haut-bas et relation récent-ancien).

De plus nous savons que, d'une manière générale, une image sismique comporte un certain nombre de réflecteurs majeurs qui s'étendent **latéralement** sur l'ensemble du bloc avec une amplitude forte. Ainsi toute trace comporte au moins une réflexion à stocker.

Nous pouvons ainsi définir une matrice qui sera creuse dans la seule direction verticale. Sa meilleure représentation informatique est un tableau 2D de vecteurs (tableau 1D) creux, illustré en 2 dimensions sur la figure 3.8. Les vecteurs sont des tableaux dont l'allocation mémoire est dynamique car nous ne savons pas à l'avance le nombre d'éléments qu'ils vont contenir.

Figure 3.8 : Stockage dans une matrice creuse

Chaque cellule de la matrice creuse est un couple de valeurs. La première valeur appelée **clef** est numérique et correspond à l'index vertical dans la trace correspondante de l'image sismique. La seconde valeur est définie comme un « objet ». On peut y mettre ce que l'on souhaite. Dans le cas de la figure 3.8, nous avons choisi de lui faire porter l'amplitude du pixel correspondant mais par la suite nous ferons porter un nombre plus important de propriétés à chacune de ces cellules.

Dans l'exemple présenté sur les figures 3.5 à 3.7, nous avons diminué le nombre de cellules utilisés de *12*5 = 60* à *5+3+4+4+5 = 21*. Cependant comme 2 informations sont fournies dans chaque cellule, il faut doubler ce nombre pour arriver à 42 cellules au lieu de 60. Le gain (environ 30%) n'est pas énorme dans le cas de cet exemple mais dans la pratique, le ratio observé est plutôt proche de **75%**. Ceci tient au fait qu'il existe dans une image sismique réelle de très nombreuses réflexions de faible amplitude et que, par ailleurs, l'épaisseur moyenne d'une réflexion est généralement plus grande que celle décrite pour l'exemple.

2.2.2.3. Position de la réflexion

La première valeur que nous associons à chaque cellule de matrice creuse concerne la position de la réflexion. On estime que l'interface sédimentaire passe par le maximum (en valeur absolue) de la zone de réflexion en chaque trace.

L'opération basique voudrait que nous sélectionnions la cellule portant l'amplitude maximum. Mais ce serait oublier que le signal est en réalité non pas discret mais continu. Ainsi, sur une proposition de Jean Luc Mari, professeur à l'ENSPM, à partir de la discrétisation engendrée par la sauvegarde informatique des traces, nous calculons par interpolation l'emplacement le plus proche possible du maximum réel du signal continu.

Une trace est une succession de paraboles à valeurs positives puis négatives. Trouver le maximum de chacune de ces paraboles suppose dans un premier temps d'approximer la parabole passant par les points décrivant la plage de réflexion.

Afin d'accélérer les calculs tout en gardant une approximation suffisante, nous ne basons pas cette opération sur une méthode du type « moindres carrés » mais nous cherchons simplement la parabole passant par les 3 points d'amplitudes maximales au sein de chaque réflexion. On trouve ensuite facilement la position du maximum par calcul de la dérivée de cette fonction.

Cette position est renseignée sous la forme d'un nombre réel à la différence des index de la matrice creuse qui sont des entiers naturels. Elle servira principalement à définir le plus précisément possible la géométrie de l'interface sédimentaire lors de son export.

Figure 3.9 : Estimation d'un maximum d'une réflexion

Sur l'exemple de la figure 3.9, le maximum estimé de la réflexion étudiée est à une profondeur de 3.9. Cette valeur sera donc stockée dans la matrice creuse dans la cellule appartenant à cette trace et dont la clef sera 4, cette dernière valeur étant l'index de la cellule représentant le milieu de cette même réflexion.

2.2.3. Identification des réflecteurs

Conformément à la méthodologie habituellement mise en œuvre par les interprétateurs, l'étape suivante consiste à identifier les principaux réflecteurs de l'image sismique. L'utilisation de la structure de matrice creuse définie dans le paragraphe précédent nous permet de nous abstraire de la taille mémoire de l'image sismique. Entre autres avantages, notre structure de matrice creuse permet en effet d'effectuer des parcours par trace de l'image sismique dans un temps très restreint. Seules sont parcourues en effet les réflexions maximales, toutes les autres valeurs étant ignorées.

Afin d'identifier les réflecteurs, nous parcourons l'ensemble des traces de la matrice creuse à la recherche de réflexions. Pour chaque réflexion « non marquée », une méthode d'extension par germe est initialisée à partir d'une graine. Celle-ci est tout d'abord « marquée » comme traitée. Puis on recherche les cellules non marquées dans l'entourage immédiat de la graine sélectionnée. Cet entourage est constitué de l'ensemble des voxels qui partagent avec la

graine considérée soit une face soit une arête soit un sommet (cf. figure 3.10). L'un de ces voxels est alors considéré comme nouvelle graine. On cherche alors de nouveau à étendre cette nouvelle graine par l'intermédiaire de son entourage. Les autres cellules non marquées de l'entourage étant stockées pour un traitement ultérieur.

Figure 3.10 : Les 3 différents types de connexités acceptés

Cette méthode s'appuie sur une structure de pile, au sens informatique du terme, pour stocker puis traiter l'ensemble des graines. En effet, on ne traite qu'une seule fois et de manière séquentielle chaque graine. La pile qui est une structure de type LIFO (Last In First Out) est optimisée pour traiter puis supprimer son premier élément. Elle représente de ce fait le conteneur idéal.

Ci-dessous le pseudo code décrivant l'opération d'identification des réflecteurs.

```
Procedure ExtensionGraine (Graine, Reflecteur, MatCreuse)
    Marquer(Graine.i, Graine.j, Graine.k)
    Empiler(Graine.i, Graine.j, Graine.k)
    Tant que non Pile.vide
        Graine = depiler()
        Ajouter Graine dans Reflecteur
        Pour i = Graine.i – 1 à i = Graine.i +1
            Pour j = Graine.j – 1 à j = Graine.j +1
                Pour k = Graine.k – 1 à k = Graine.k +1
                    Si MatCreuse.possede(i,j,k)
                    Alors
                        Si non estMarqué(i, j, k)
                        Alors
                            Marquer(i,j,k)
                            Empiler(i,j,k)
                        Fin Si
                    Fin Si
                Fin Pour
```

Fin Pour

Fin Pour

Fin Tant que

Fin Procedure

Enfin, en raison d'une résolution trop basse de l'image sismique ou de la présence de bruit ou encore de configurations géologiques de type onlap, il se peut que l'on détecte un réflecteur multi évalué en Z. Ainsi, dans certains cas, un même réflecteur peut être représenté plusieurs fois sur une même trace. Ceci est illustré la figure 3.11 où les réflecteurs B, C et D sont multi évalués.

Figure 3.11 : Identification de réflecteurs

Le modèle de pile stratigraphique que nous avons adopté, exclut la présence d'interfaces sédimentaires multi évaluées. Nous n'envisagerons donc pas ici le traitement des zones de multi évaluation et ce d'autant plus que nos structures de données sont adaptées au seul traitement des surfaces projetables dans le plan.

Cependant, à cette étape de l'interprétation, lorsqu'une « fourche » est identifiée, signalant l'apparition d'une multi évaluation, rien ne nous permet de choisir une direction d'extension plutôt qu'une autre. Aussi nous sommes obligés de conserver ces deux directions d'extension jusqu'à ce que nous puissions opérer un découpage en plusieurs réflecteurs chacun non multi évalué. Ce découpage est évident en 2 dimensions mais en 3 dimensions, il n'est pas possible de le réaliser aisément car les fourches ne sont pas forcément dans le plan et leur début pas forcément identifiable. Par exemple, on ne sait pas a priori comment découper le réflecteur représenté sur la figure 3.12.

Figure 3.12 : Un réflecteur présentant deux multiévaluations en Z vu de dessus et 3 possibilités de découpage.

Nous verrons par la suite qu'en se basant sur la connaissance géologique, nous pouvons approcher au mieux les zones de découpe d'un réflecteur multiévalué même en 3 dimensions.

2.3.Module de caractérisation visuelle

Ce module a pour but de caractériser chaque réflecteur candidat extrait par le module de gestion des données à l'aide des attributs et relations visuels définis par l'ontologie.

2.3.1.Relations avec les marqueurs aux puits

Comme nous l'avons vu auparavant, un marqueur au puits renseigne avec précision la position d'un horizon d'intérêt majeur. La première relation calculée est celle de la distance existante entre les marqueurs aux puits et les réflecteurs afin de pouvoir mettre en correspondance certains réflecteurs avec certains horizons.

Un marqueur au puits est généralement informé en profondeur. Aussi, dans une première phase, il s'agit de convertir cette coordonnée dans la même dimension que l'image sismique si cette dernière est donnée en temps. Cette opération nécessite un bloc de vitesse, lui-même résultant d'une interprétation, qui renseigne sur les vitesses de propagation dans les différentes couches que l'image sismique représente. Nous faisons l'hypothèse dans cette thèse que les puits sont donnés dans le même système de coordonnées que l'image sismique afin de s'abstraire de l'utilisation de ce bloc de vitesse. Il s'agit ensuite grâce à un changement de repère de localiser la trace dans laquelle se situe ce marqueur puis son index vertical (cf. Figure 3.13)

Figure 3.13 : Marqueur au puits

Le but est alors de localiser le réflecteur le plus proche de la cellule dans laquelle se trouve le marqueur. Pour cela, nous testons si la cellule étudiée est présente dans la matrice creuse. Si oui, nous associons le réflecteur à ce marqueur avec une distance de 0 sinon nous sélectionnons l'ensemble de ses voisins (qui partagent soit une face, soit une arête soit un

sommet) et réitérons le même test sur eux. Si une de ces cellules est dans la matrice creuse, nous associons le réflecteur à qui appartient cette cellule au marqueur avec une distance de 1. Cette opération est répétée jusqu'à ce qu'un réflecteur soit détecté ou jusqu'à ce que la distance à la cellule initiale soit supérieure à une valeur seuil spécifiée par l'utilisateur.

Ci-dessous un pseudo code non optimisé décrivant l'association Marqueur/Réflecteur en 2 dimensions.

```
Procedure MarqueurReflecteur(Marqueur, MatCreuse, SeuilDistance)
    extension = 1
    Tant que (extension < SeuilDistance)
        Pour i = -extension à i = extension
            Pour j = -extension à j = extension
                labelReflecteur = MatCreuse(Marqueur.i + i, Marqueur.j + j)
                Si labelReflecteur != null alors
                    Associer (Marqueur, labelReflecteur, extension)
                Fin Si
            Fin Pour
        Fin Pour
        extension = extension + 1
    Fin Tant que
Fin Procédure
```

Par exemple, sur la figure 3.13, une relation de distance de 3 entre le marqueur au puits et le réflecteur rouge serait instanciée. Il n'y aurait aucune relation avec un marqueur au puits pour le réflecteur bleu.

Même si cette association réflecteur-horizon basait sur la proximité est l'une de plus sûres dont nous disposons, elle ne garantit pas l'appartenance du réflecteur à l'horizon marqué. Dans le but de confirmer au mieux cette association, il faudrait pouvoir disposer en plus des logs de puits afin de corréler toutes ces informations ensemble. Cependant, comme l'interprétation des logs de puits constitue un travail conséquent et que son automatisation n'est pas à l'heure actuelle possible, nous avons fait le choix de ne baser cette association que sur la proximité.

2.3.2. Attributs visuels

Dans l'ontologie définie, 3 attributs visuels ont été affectés à chaque réflecteur.

2.3.2.1. L'épaisseur

Elle est évaluée en calculant le nombre de pixels composant chaque réflexion de chaque trace. Ceci est réalisé lors de la phase de seuillage de l'image sismique afin de ne pas répéter la

lecture de l'image. En effet, lire plusieurs gigaoctets requiert un temps très important en raison des accès répétitifs au disque dur et aussi bien sûr de la quantité d'informations à transférer.

Lors de la lecture de bas en haut d'une trace sismique, un compteur initialisé à zéro est incrémenté jusqu'à observer un changement de signe. Dans ce dernier cas, il est réinitialisé à zéro. Ce compteur représente l'épaisseur de chaque réflexion parcourue. Si une des valeurs d'amplitude de cette réflexion est supérieure en valeur absolue au seuil d'amplitude informé par l'utilisateur, l'épaisseur calculée sera stocké dans la cellule représentant cette réflexion au sein la matrice creuse, sinon ce résultat sera ignoré.

2.3.2.2. L'amplitude moyenne

Toujours lors de l'opération de lecture de l'image sismique, à chaque incrémentation du compteur, une variable s'initialisant à zéro quand le compteur vaut zéro, somme les valeurs d'amplitude parcourues.

Lors d'un changement de signe, si l'on divise cette variable par le compteur représentant l'épaisseur, on obtient alors l'amplitude moyenne de la réflexion. Cette valeur est à son tour stockée dans la même cellule que le compteur d'épaisseur à la condition qu'au moins une valeur d'amplitude de la réflexion soit supérieure en valeur absolue au seuil d'amplitude.

La figure 3.14 illustre le calcul et le stockage de ces 2 attributs.

Figure 3.14 : Calcul de l'épaisseur et de l'amplitude moyenne des réflexions

2.3.2.3. Parallélisme

Le calcul du parallélisme entre deux réflecteurs est réalisé par la comparaison de leurs directions.

La direction est une information locale relative à une fraction du réflecteur observée. En effet, un réflecteur peut suivre plusieurs directions localement mais une seule direction globalement. Par exemple, la figure 3.15 montre un réflecteur composé localement par 3 directions différentes (en rouge) et globalement par une seule direction (en bleu) elle-même différente des 3 directions locales.

Figure 3.15 : Directions locales et directions globales

De plus, il n'existe pas une seule direction pour caractériser une surface en 3 dimensions. Il en existe une multitude en chaque point car on peut en observer une dans chaque direction et on peut observer chacune d'elles à diverses échelles (cf. Fig 3.16).

Figure 3.16 : Différentes directions observables en un point de la surface.

Nous choisissons d'approximer la direction d'un réflecteur en ne regardant que les 2 directions latérales et perpendiculaires de l'image sismique : inline et crossline.

Nous choisissons aussi de rendre variable l'échelle à laquelle on étudie ces directions. Le programme devra déterminer automatiquement quelle portion du réflecteur est étudiée. Les deux valeurs selon les directions inline et crossline seront alors calculées globalement sur ces portions.

Considérant un réflecteur donné, il reste à déterminer sur quelle fraction de celui-ci doit être estimée la variable direction. Pour résoudre ce problème, il convient de remarquer que l'intérêt de la prise compte des directions est principalement de permettre une comparaison

des orientations de différents réflecteurs superposés. Ainsi la variable direction n'a pas d'intérêt dans l'absolu mais seulement si elle permet de comparer l'orientation d'une fraction d'un réflecteur donné avec celle d'un réflecteur placé immédiatement au dessus ou en dessous de lui. En conséquence, la comparaison des directions de 2 réflecteurs successifs n'a de sens que si elle concerne les seules portions de ces réflecteurs qui sont effectivement superposés.

Figure 3.17 : Méthode de calcul d'une direction par portion

Notre méthode de calcul de direction découle directement de la remarque ci-dessus et est illustrée sur la figure 3.17. Si l'on avait calculé les directions globalement sans se concentrer sur les portions superposées, on aurait conclu que les 2 réflecteurs figurés en noir et en bleu sur la figure ont une direction différente. En se basant sur les portions superposées de chaque réflecteur, on remarque à l'inverse que les directions de ces 2 réflecteurs sont similaires et que ces réflecteurs sont donc parallèles.

Afin de calculer les portions superposées, on projette les 2 réflecteurs dans le plan, ou plus exactement dans un tableau 2 dimensions dont les dimensions sont égales aux dimensions inline et crossline de l'image sismique. Par mise en relation des cellules remplies par la projection des 2 réflecteurs, on en déduit les zones de superpositions. Les cellules de ce tableau représentent la valeur Z du point projeté.

Dans ces zones de superpositions, on parcourt chaque inline (ou chaque crossline). Afin d'en déduire une direction 2D, on moyenne l'ensemble des directions calculées au sein de cette inline (ou crossline)

Figure 3.18 : Calcul de la direction d'un réflecteur pour la crossline 4.

La figure 3.18 montre une projection d'un réflecteur ainsi que le calcul de la direction du réflecteur pour une crossline donnée, en l'occurrence la quatrième crossline. En moyennant l'ensemble de ces directions, on observe qu'on a parcouru environ 21 pixels vers le haut (Les Z sont croissants avec la profondeur) en parcourant 13 pixels latéralement.

2.3.3. Relations chronologiques

2.3.3.1. Graphe chronologique de voisinage

En accord avec le modèle de pile stratigraphique qui été adopté et inspirées par les travaux de Marie Christine Cacas [Cacas, 2008], les relations chronologiques entre réflecteurs sont directement déduites des relations « au dessus de » et « en dessous de » entre réflecteurs. Ces dernières sont elles-mêmes déduites des relations de visibilité verticale entre réflecteurs.

Pour chaque réflecteur, nous regardons quels réflecteurs sont directement visibles respectivement au dessus et en dessous. On en déduit respectivement les réflecteurs plus récents et plus anciens.

Cette opération est très rapide du fait de la structure de matrice creuse choisie. En effet, dans cette représentation, les voxels des réflecteurs sont rangés selon les traces les uns après les autres (voir Figure 3.7). Il suffit donc se placer sur le voxel précédent dans la même trace pour connaître le réflecteur directement visible au dessus et de se placer sur le voxel suivant dans la même trace pour connaître le réflecteur directement visible en dessous du réflecteur étudié. Ainsi par parcours de tous les voxels composant un réflecteur, nous pouvons facilement et rapidement connaître tous les réflecteurs qu'ils voient dans la dimension verticale. De plus, par comparaison des clefs des voxels qui représentent leur index vertical, on obtient une information sur la distance qui sépare deux réflecteurs.

Grâce à ces renseignements, on peut reconstruire pour chaque réflecteur un graphe que nous appelons **« graphe chronologique de voisinage »** dont les arcs représentent des relations de visibilité (et donc les relations chronologiques) et dont les nœuds représentent les réflecteurs comme il est illustré sur la figure 3.19.

Figure 3.19 : Construction d'un graphe de voisinage

A chaque arc sont associées 4 valeurs :

- **Le nombre de voxels superposés** qui ont permis de déduire la relation. Ce nombre permet de définir un critère de confiance concernant la relation observée car plus le nombre de voxels superposés est élevé et plus la relation a de chances d'être effective.
- **La distance moyenne** : C'est la somme des distances entre pixels superposés divisée par leur nombre. Il indique la distance moyenne observée entre les 2 réflecteurs.
- **La distance maximum et la distance minimum** qui donnent une indication sur les variations de distance maximales observables entre 2 réflecteurs.

Un inconvénient notable de cette méthode est qu'elle n'est basée que sur les distances **verticales**. De ce fait, en cas de forts changements de pendages, la distance entre 2 horizons parallèles peut être très différente comme l'illustre la figure 3.20.

Figure 3.20 : Des distances verticales très différente pour 2 réflecteurs parallèles

Ceci peut engendrer des différences chronologiques entre réflecteurs appartenant pourtant au même horizon. Sur la figure 3.19, c'est le cas des réflecteurs A1 et A2 qui appartiennent à un même horizon et ont pourtant des distances verticales très différentes avec H. Même si des cas de changement de pendage aussi brusque que celui observé sur la figure 3.19 n'arrivent que rarement, cet algorithme est optimal pour des stratigraphies dont le pendage reste constant. Plus le pendage de l'horizon varie fortement et moins la caractérisation chronologique d'un réflecteur sera exacte. Par ailleurs, dans le cas de pendages subverticaux, la distance verticale D' est susceptible de subir des variations fortes en conséquence de variations minimes voire erratiques du pendage. Les incertitudes résultantes impliquent que l'application de notre méthode sera délicate dans ce cas.

Cependant comme le calcul de distances obliquement n'est pas du tout adapté à la structure de matrice creuse adoptée (elle est ordonnée selon les traces sismiques) et surtout comme, dans les réservoirs, les couches sont très généralement peu inclinées, nous avons décidé de privilégier la rapidité d'exécution à la prise en compte de la totalité des cas et donc de ne calculer les distances entre réflecteurs que verticalement.

2.3.3.2. Traitement des multi évaluations

Comme nous l'avons vu précédemment (voir paragraphe 2.2.3), certains réflecteurs peuvent présenter des multi évaluations en Z. Ceci va provoquer des incohérences géologiques au sein des graphes chronologiques de voisinage. En effet, un réflecteur ne peut pas être en même temps plus vieux **et** plus récent qu'un autre réflecteur et encore moins partager une relation chronologique avec lui-même.

Il nous faut donc traiter ces incohérences géologiques. Nous reprenons sur la figure 3.20 l'exemple donné à la figure 3.11. Nous y voyons une collection de réflecteurs multi évalués.

Figure 3.20 : Collection de réflecteurs multi évalués

Pour chacun de ces réflecteurs, nous allons tenter de déconnecter les parties multi évaluées afin de ne garder que des réflecteurs partageant une et une seule relation avec un autre réflecteur. Par exemple, C partage une double relation chronologique avec D. Nous allons mettre une nouvelle graine sur C :

- Si cette graine voit D en dessous, nous étendons alors un nouveau réflecteur à partir de cette graine passant par les pixels connexes de C qui sont au dessus d'un pixel de D,
- Inversement si cette graine voit D au dessus, nous étendons alors un nouveau réflecteur à partir de cette graine passant par les pixels connexes de C mais étant au dessous d'un pixel de D,
- Si la graine ne voit pas D ni au dessus ni au dessous, nous étendons le nouveau réflecteur sur les pixels connexes de C qui ne voient pas D verticalement,
- Enfin si la graine voit D au dessus et au dessous en même temps, nous étendons le nouveau réflecteur sur les pixels connexes de C qui voient D au dessus et au dessous.

En résumé, nous réidentifions des nouveaux réflecteurs, à partir d'un réflecteur présentant une incohérence géologique, par la même méthode utilisée auparavant (extension par germe) mais en rajoutant une condition chronologique relative à un autre réflecteur à chaque extension de la graine.

En répétant cette opération sur l'ensemble des réflecteurs présentant une incohérence géochronologique, nous obtenons un ensemble de réflecteurs présentant des relations chronologiques cohérentes entre eux (Figure 3.21)

Figure 3.21 : Relations chronologiques cohérentes entre réflecteurs.

Il ne reste alors plus que quelques multi évaluations que nous éliminons afin d'obtenir pour chaque réflecteur un graphe chronologique de voisinage géologiquement cohérent (Figure 3.22).

Figure 3.22 : Collection de réflecteurs géologiquement cohérents

2.3.3.3. Graphe chronologique global

A partir de l'ensemble des graphes chronologiques de voisinage cohérents, il est alors possible de reconstruire un seul graphe chronologique global représentant les relations chronologiques entre tous les réflecteurs. Pour cela nous fusionnons l'ensemble des graphes partageant au moins un nœud identique. L'algorithme utilisé est de type Dijkstra où le plus court chemin est représenté par une différence d'âge minime. Un exemple de fusions entre 2 graphes chronologiques de voisinage est donné sur la figure 3.23.

Figure 3.23 : Fusion de deux graphes chronologiques de voisinage.

Le résultat s'apparente à un diagramme de Wheeler ou à un Schéma d'Evolution Géologique car c'est une représentation des relations entre réflecteurs dans le domaine du temps géologique. Par ailleurs, diverses propriétés peuvent attaché à chaque nœud telles qu'une épaisseur, une amplitude, des directions et éventuellement une relation de distance avec un marqueur aux puits.

2.4.Module de corrélation géologique

Ce module a pour but d'associer les réflecteurs qui sont caractérisés visuellement avec les horizons qui sont, dans notre cas, les objets géologiques réellement recherchés. Pour cela, nous allons nous efforcer de regrouper les réflecteurs candidats en diverses fractions d'horizons en prenant en compte leurs caractéristiques visuelles,

2.4.1.Initialisation des fusions de réflecteurs : les marqueurs aux puits

Concernant la fusion des réflecteurs en horizons, la première étape qui sera considérée concerne l'interprétation des relations de distance entre réflecteurs et marqueurs aux puits. Cette étape est la première car les marqueurs aux puits sont les informations les plus précises et les plus certaines dont nous disposons. Les fusions réalisées à cette étape seront donc les plus certaines et elles constitueront une base fiable pour l'établissement des futures associations « réflecteurs horizons ».

Nous avons proposé qu'un réflecteur soit associé à un marqueur au puits, dès lors qu'on constate que ces deux éléments ne sont séparés que par une faible distance. La valeur de « faible distance » est laissée à l'appréciation de l'interprétateur mais doit, d'une manière générale, rester sensiblement inférieure à l'épaisseur moyenne du réflecteur. Si un marqueur se positionne, à l'inverse, à une distance supérieure à l'épaisseur moyenne du réflecteur étudié, les deux éléments ne peuvent généralement pas être associés. Toutefois, si nous disposons de plusieurs puits contenant chacun des marqueurs identiques, nous pouvons associer plusieurs réflecteurs à un même horizon.

Les mises en relation effectuées peuvent toutefois induire des incohérences au niveau de l'identification des réflecteurs. En effet, en raison d'une résolution trop faible de l'image ou de la présence de bruit, certains réflecteurs peuvent être étendus à des réflexions qui ne leur correspondent pas. Ce cas se produit majoritairement lors du passage d'une faille qui crée du bruit et qui décale les réflecteurs. Aussi, on peut observer que des marqueurs différents se retrouvent associés à un même réflecteur (cf. réflecteur C sur Fig 3.24) ou que des multi évaluations sont générées lors da fusion de deux réflecteurs en un seul et même horizon (cf . marqueur « Champey » sur Fig 3.24).

Figure 3.24 : Incohérences mises en évidence par les marqueurs aux puits.

Afin de faire disparaître ces incohérences, nous nous appuyons sur l'idée que nous avons utilisée pour résoudre les incohérences chronologiques au paragraphe 2.3.3.2 : nous allons donc chercher à diviser chaque réflecteur incohérent en plusieurs réflecteurs cohérents.

Sur l'exemple montré figure 3.24, les incohérences géologiques sont signalées par le couple de réflecteurs C et E ou par le couple C et B dans la mesure où les marqueurs qu'ils portent sont en contradiction avec leurs géométries. Nous posons donc arbitrairement une nouvelle graine sur un de ces réflecteurs et l'étendons en respectant la condition que les voxels connexes conservent la même relation chronologique avec l'autre réflecteur du couple. En répétant cette opération jusqu'à ce que le réflecteur soit entièrement reparcouru, il est possible de diviser celui-ci en différents réflecteurs plus petits qui permettent que des fusions cohérentes soient opérées en accord avec les marqueurs.

Figure 3.25 : A gauche, division du réflecteur C. A droite, fusion des réflecteurs.

Sur la figure 3.24, le marqueur « Champey » était à la fois associé à C et le marqueur C était lui-même multiévalué puisqu'il était associé à la fois au marqueur Champey et au marqueur Versoix. En appliquant la méthodologie décrite ci-dessus, il est possible de diviser le réflecteur C en 2 réflecteurs F et G (figure 3 .25 gauche) et, une fois cette division effectuée, d'effectuer une nouvelle fusion des réflecteurs en un certain nombre d'horizons portant le nom des marqueurs aux puits (figure 3 .25 droite). Comme on peut le constater, ces opérations permettent de faire disparaître les incohérences identifiées sur la figure 3.24.

2.4.2. Fusion des réflecteurs

L'étape de fusion de réflecteurs aux moyens des marqueurs aux puits ne concerne que les quelques réflecteurs qui correspondent aux horizons les plus importants. Ceci sert de base pour la fusion des autres réflecteurs en horizons « secondaires » non marqués.

La fusion des autres réflecteurs se base sur les autres caractéristiques visuelles calculées. En parcourant l'ensemble des nœuds composant le graphe chronologique global, on compare les caractéristiques visuelles des voisins plus récents et plus anciens que le nœud étudié.

Si deux nœuds plus anciens ou plus récents partagent une relation de distance similaire avec le nœud étudiée, si ils ont une amplitude et une épaisseur similaire, et enfin si leurs deux pendages selon les dimensions latérales sont également similaires, alors ces deux nœuds sont fusionnés en un seul et même horizon.

Les premiers nœuds qui sont pris en considération à cette étape sont ceux qui correspondent à des horizons marqués. On considère ensuite les réflecteurs voisins et on répète ensuite le processus jusqu'à ce qu'aucune fusion ne soit plus possible.

Figure 3.26 : Vue de 4 caractéristiques visuelles du graphe global associé aux réflecteurs identifiés sur l'image sismique

La figure 3.26 illustre les 4 caractéristiques visuelles associées à chaque nœud du graphe chronologique global. De gauche à droite, les graphes décrivent les relations chronologiques,

l'épaisseur, l'amplitude puis la direction de chaque réflecteur. Sur cet exemple, on voit que E et G partagent des caractéristiques similaires : une relation chronologique similaire avec D, une épaisseur, une amplitude enfin une direction similaires. Ainsi, ces 2 nœuds vont être fusionnés en un seul nœud qui servira de base à son tour pour étudier une possible fusion entre F et H comme il est illustré sur la figure 3.27.

Figure 3.27 : Fusion du graphe global

Les similarités entre les caractéristiques visuelles sont validées moyennant un degré de tolérance. Celui-ci est fixé pour chaque caractéristique de façon empirique mais il est possible pour l'utilisateur de changer chacun d'entre eux s'il le souhaite.

Ci-dessous le pseudo code décrivant les contraintes paramétrées testées sur 2 réflecteurs r1 et r2 possédant une relation de distance avec r3 en vue de les fusionner.

Procédure testFusion(r1,r2, r3, toleranceEpaisseur, toleranceAmplitude, toleranceDirection, toleranceDistance)

Si *r2*.epaisseur - *toleranceEpaisseur* <= *r1*.epaisseur <=

r2.epaisseur + *toleranceEpaisseur*

Si *r2*.amplitude - *toleranceAmplitude* <= *r1*.amplitude <=

r2.amplitude + *toleranceAmplitude*

Si *r2*.directionCrossline - *toleranceDirection* <= *r1*.directionCrossline <= *r2*.directionCrossline + *toleranceDirection*

Si *r2*.directionInline - *toleranceDirection* <= *r1*.directionInline <= *r2*.directionInline + *toleranceDirection*

Si *r2*.distance(*r3*) - *toleranceDistance* <= *r1*.distance(*r3*) <= *r2*.distance(*r3*) + *toleranceDistance*

Fusion(*r1*, *r2*)

Fin Si

Fin Si

Fin Si

Fin Si

Fin Si

Fin Procédure

De cette manière l'utilisateur obtient une interprétation semi automatique des horizons contenus dans l'image sismique qu'il peut rejouer autant de fois qu'il le souhaite en choisissant des valeurs de paramètres différents ou en tenant éventuellement compte d'informations supplémentaires (nouveaux puits par exemple).

Une méthodologie de même type est également appliquée pour l'interprétation des failles, comme nous allons le voir maintenant. .

3. L'interprétation des failles

3.1. Module de connaissance

Une faille est une surface géologique quasi-plane qui déconnecte un ensemble d'horizons. Sur une image sismique, une faille correspond à une zone localement plane souvent bruitée créant une déconnection et un décalage non négligeable de l'ensemble des réflecteurs qui la touchent.

Grâce à notre précédente interprétation, nous disposons d'horizons appartenant à l'image sismique. Ceux-ci sont identifiés en dépit de leurs déconnections potentielles grâce aux marqueurs aux puits placés des deux côtés de la faille et aussi grâce au fait que la déconnection engendrée par une faille s'atténue jusqu'à s'annuler sur ses bords. De ce fait un horizon, peut être étendue des deux côtés de la faille si sa déconnection s'annule à un endroit de sa surface. Enfin, grâce aux fusions de réflecteurs, nous sommes en mesure de répercuter les déconnections observées sur un horizon sur ses voisins chronologiques.

Nous concentrons l'étude visuelle de l'image sismique sur les déconnections de réflecteurs. Ce problème a déjà été étudié par Tran Nam en 2008. Celui-ci s'efforce de détecter des miroirs de failles puis des bords de faille sur une surface triangulée correspondant un horizon. Pour cela, la surface triangulée est tout d'abord lissée puis une analyse de la variation des

normales des triangles par rapport au plan moyen de l'horizon est opérée en vue de localiser les zones de déconnection.

Comme nous allons le voir, le calcul de la normale est effectivement nécessaire mais pas suffisant à notre avis. Nous choisissons d'ajouter d'autres propriétés aux déconnections d'horizons afin d'améliorer l'identification des failles.

3.1.1. Déconnections des réflecteurs

Figure 3.28 : Déconnection engendrée par une faille.

Nous caractérisons la déconnection d'un horizon par un ensemble de déconnections 2D selon des coupes latérales (inline et crossline) de l'image sismique. Comme cela est illustré sur la figure 3.28, chacune des déconnections observées contient 3 attributs de type entier qui sont :

4. le *« heave »*, qui correspond à la taille de la déconnection latérale.
5. le *« throw »*, qui correspond à la taille de la déconnection verticale.
6. le *« dip »*, qui est l'angle de la déconnection par rapport à la direction 2D de l'horizon. Cette variable n'est pas indépendante, puisque sa valeur est égale à Arccotg (heave/throw).

En apposant une contrainte sur le heave, l'utilisateur peut spécifier la taille minimale du rejet qu'il souhaite imposer pour la détection d'une faille. De même une contrainte sur le throw permet de ne pas prendre en compte des zones de déconnections trop larges. Enfin, une contrainte sur le dip permet de ne prendre en considération que les failles dont le plan a une inclinaison supérieure à un seuil fixé par l'interprétateur.

Ces paramètres jouent un rôle très important pour la détection des failles. L'utilisateur pourra, s'il le souhaite, spécifier des contraintes très strictes de détection des failles. Il détectera alors un nombre restreint de failles correspondant aux critères choisis. A l'inverse s'il n'émet aucune contrainte sur ces paramètres, le nombre de failles détectées sera très grand mais leur probabilité d'existence réelle sera faible. De plus les failles seront d'autant plus étendues que les contraintes permettant leur identification seront moins fortes.

3.1.2.Relations entre déconnections

Comme le montre la figure 3.29, la condition pour que diverses déconnections détectées sur des horizons individuels soient liées à une même faille est la **co-planéarité**.

Figure 3.29 : Coplanarité des miroirs de faille.

Cette relation de coplanarité est aussi soumise à une certaine tolérance réglée par défaut et modulable par l'utilisateur en fonction de ses exigences propres.

3.1.3. Ontologie

L'ensemble des relations, attributs et concepts relatifs à l'identification des failles est déclaré dans l'ontologie dédiée à notre application. Celle-ci est illustrée sur la figure 3.30.

Figure 3.30 : Illustration de l'ontologie réalisée pour interpréter une faille.

3.2. Module de gestion des données

Ce module se concentre sur la recherche des déconnections d'horizons afin de pouvoir les caractériser visuellement dans le module suivant.

Afin de réaliser cette opération, nous projetons chaque horizon dans le plan en opérant de la même manière que pour la recherche des directions d'un réflecteur (paragraphe 2.3.2.3). Puis, par parcours successifs des inlines et des crosslines on identifie chaque trou (chaque ensemble de cases vides et connexes) comme une déconnection 2D de l'horizon (cf. Fig.3.31). Ces

déconnections 2D sont caractérisées par un couple de cases composé d'une case « crête » (la case la plus haute) et d'une case « ravin » (la case la plus basse).

Figure 3.31 : Identification des déconnections 2D.

A partir de ces informations, nous pouvons reconstruire les déconnections 3D candidates de l'horizon. En effet, nous savons qu'une faille est une surface localement plane. Les déconnections 3D doivent donc avoir une forme allongée et être localement plane au niveau de chaque horizon.

Ainsi, dans chaque dimension, chaque ensemble de déconnections 2D dont les milieux sont connexes entre eux est fusionné en une seule et même déconnection 3D. Cette connectivité est paramétrable par l'utilisateur selon qu'il désire une interprétation plus ou moins rigoureuse. Il peut ainsi choisir de regrouper des déconnections 2D en tolérant une approximation de quelques pixels sur les espacements. Plus un grand espacement sera toléré et plus l'utilisateur pourra être confronté à des cas de déconnections proches de même directions regroupées dans une seule déconnection.

On obtient alors une collection de déconnections 3D pour chaque horizon (illustré sur la figure 3.32) qu'il va s'agir de caractériser visuellement.

Figure 3.32 : Identification des déconnections 3D.

De la même manière que pour l'extension des réflecteurs, l'extension des déconnections 3D peut amener à la formation de fourches notamment dans le cas où l'on a à faire à un réseau de failles (cf. Fig 3.33 gauche). Comme nous l'avons fait pour traiter les multiévaluations en Z des réflecteurs, nous allons nous efforcer de décomposer ces fourches en parties plus petites géologiquement cohérentes.

En parcourant selon leur direction (inline ou crossline) les déconnections 3D, on détecte éventuellement la présence de plusieurs déconnections 2D lors de la même itération. Plusieurs déconnections 2D témoignent du départ d'une fourche. En supprimant l'ensemble de ces déconnection 2D, on décompose alors la déconnection 3D en parties cohérentes (cf. Fig 3.33 droite).

Figure 3.33 : A gauche, une déconnection 3D vu de dessus avec une fourche. A droite, la suppression de déconnections 2D provoque la séparation de la déconnection 3D au niveau de la fourche

3.3. Module de caractérisation visuelle

3.3.1. Les attributs visuels

Dans ce module, l'ensemble des déconnections 3D est visuellement caractérisé selon les propriétés définies dans l'ontologie.

Ainsi pour chaque déconnection 2D restante, on calcule le nombre de cases séparant la case « crête » de la case « ravin » afin de renseigner l'attribut « Heave ». On calcule aussi la différence entre la valeur de chaque case afin de déterminer l'attribut « Throw » comme ces cases sont remplies par la valeur Z du voxel. Enfin, on calcule l'angle entre le segment joignant ces deux voxels et la direction de l'horizon afin d'indiquer le « Dip » de la déconnection.

3.3.2. Les relations visuelles

Pour identifier les différentes failles, il reste à déterminer quelles déconnections 3D sont situées approximativement dans le même plan. Pour cela nous parcourons l'ensemble du bloc par coupes inlines puis par coupes crosslines afin de comparer chaque déconnection 2D avec les autres déconnections présentes dans la coupe courante.

Pour cela, on ne cherche pas à vérifier si les dips sont alignés. En effet, le dip apparent sur l'image sismique correspond à la déconnection engendrée par la faille mais pas à la faille elle-même. La faille passe quelque part dans cette zone d'incertitude délimitée par le heave et le throw. Son inclinaison est inconnue. Ce n'est qu'en trouvant un ensemble de déconnections alignées que nous pourrons déterminer l'inclinaison de la faille.

Nous cherchons donc une relation de coplanarité entre au moins 3 déconnections 3D proches. Comme nous travaillons par étude successive de coupes 2D, le but est de trouver 3 cases « crêtes » ou 3 cases « ravins » ou 3 cases situées au milieu de cette zone d'incertitude qui puissent être alignées (cf. Fig 3.34).

Il va de soi, par ailleurs, que ces déconnections détectées doivent être assez proches l'une de l'autre pour qu'on puisse affirmer sans ambiguïté qu'elles ont été crées par la même faille.

Figure 3.34 : 3 déconnections d'horizons proches et alignées.

3.4. Module de corrélation géologique

Afin de fusionner les déconnections 3D, nous parcourons entièrement le bloc selon les deux dimensions inline et crossline. Pour chaque itération (pour chaque section inline ou crossline), on regarde quelles déconnections 2D partagent des heave, throw et dip similaires et sont en même temps alignés.

Dans le cas où l'on trouve au moins 3 déconnections 2D partageant ces caractéristiques, nous pourrions alors opérer une fusion des déconnections 3D dont elles font partie afin de créer une zone d'incertitude où la faille est supposée passée à l'intérieur.

Cependant, comme l'information est trop locale (simplement une coupe du bloc sismique prise en compte), il est laissé libre à l'utilisateur de réaliser cette fusion en accord avec un nombre de concordance de ces déconnections 3D sur un nombre plus élevé de sections.

A titre d'exemple, le tableau ci-dessous illustre les concordances trouvées entre 6 déconnections 3D : A, B, C, D, E et F.

Sections	1	2	3	4	5
Concordances	A-B-C-D-E	B-C-D	B-C-D	A-B-C-D	A-E-F

- Les déconnections B, C et D sont concordantes sur 4 sections observées.
- A est concordant avec B, C, D et E que sur 2 sections et sur une section avec F.
- Enfin E est concordant une seule fois avec B, C, D, F et deux fois avec A.

Suivant le nombre de concordances souhaitées par l'utilisateur pour fusionner des déconnections 3D, les failles obtenues seront différentes comme le montre le tableau suivant.

Nombre de concordances désiré	2	3	4	5
Failles obtenues par fusion	1 faille constituée de ABCDE	1 faille constituée de BCD	1 faille constituée de BCD	Aucune faille

4. Exportation des résultats

L'exportation des résultats est un aspect important du travail d'interprétation. En effet, dans la chaîne de modélisation, les résultats de interprétation sismique constituent l'entrée des modules d'optimisation et d'assemblage des surfaces géologiques représentées dans les modèles structuraux

L'exportation doit être parfaitement utilisable. C'est pourquoi nous choisissons de fournir un export renseigné. A chacune des données exportées sont associées des métadonnées de l'ontologie : algorithmes utilisés et paramètres choisis pour l'interprétation, éléments composant les objets géologiques identifiés, caractéristiques visuelles associées à ces objets.

Le fichier correspondant écrit en OWL est une abstraction de l'interprétation réalisée. Il n'est pas utilisable seul mais seulement lorsqu'il est combiné avec les fichiers de données qu'il référence. Grâce à ces deux types de fichiers, les utilisateurs ont en main l'ensemble des informations nécessaires à la poursuite du travail de construction du modèle..

A plus bas niveau, un travail a aussi été réalisé afin d'apporter des données brutes qui soient exploitables dans des conditions optimales par les outils de modélisation géologique.

4.1.Exportation des horizons

4.1.1. Géoréférencement

En sortie de notre interprétation, les horizons sont basiquement vus comme un nuage de points 3D. Ces points ont des coordonnées entières car ils proviennent d'une matrice creuse. La première étape doit donc être un géoréférencement : il faut appliquer un changement de repère pour retranscrire ces coordonnées dans le même système de coordonnées que le fichier SEGY d'entrée.

Au terme de ce changement de repère, les pentes des horizons ont un profil en marche d'escalier du fait de la discrétisation de la matrice creuse. Cet effet peut toutefois être corrigé en utilisant la propriété de profondeur sauvegardée lors de la lecture de l'image sismique (paragraphe 2.2.2.3) qui replace l'horizon dans un espace continu.

4.1.2. Triangulation

Les modules qui, dans la chaîne de traitement, font suite à l'interprétation des données sismiques manipulent des surfaces triangulées et non des nuages de points. Il faut donc opérer une triangulation des nuages de points représentant les horizons. Comme ceux-ci se présentent sous la forme de grilles, il est possible d'utiliser une triangulation de type Delaunay très rapide et très facile à mettre en place.

L'algorithme réalisé crée à partir de chaque point du nuage deux triangles connexes représentant le voxel comme l'illustre la figure 3.35.

Figure 3.35 : Triangulation de Delaunay (en rouge) d'un nuage de points (en bleu)

Cette triangulation a l'inconvénient de n'être pas assez lisse pour les applications qui suivent. En effet chaque couple de triangles correspondant à un pixel constitue un élément plan particulier, ce qui induit une rugosité de la surface. Les outils de modélisation ont besoin de surfaces lisses pour optimiser leurs calculs notamment ceux des intersections. Nous réalisons donc une opération de lissage sur cette surface triangulée grâce à un opérateur de type Laplacien.

Au terme de ces traitement, la triangulation conserve le défaut d'avoir une trop grande résolution. Elle possède en effet deux fois plus de triangles que de points représentant l'horizon. Donc la taille mémoire requise pour le stockage et le traitement de cette surface est généralement excessive. A ce stade, on peut facilement obtenir en effet des surfaces comportant plusieurs millions de triangles.

Pour pallier à cet inconvénient, nous utilisons un algorithme de décimation mis au point par Tran Nam afin de réduire le nombre de triangles des surfaces géologiques [Tran Nam, 2008]. L'approche de Tram Nam est la combinaison de deux types d'opérations : un regroupement de sommets pour les grosses surfaces suivie dans tous les cas d'une contraction itérative d'arêtes (cf. Fig.3.36). Cette méthode offre un compromis entre qualité, temps de calcul et place de mémoire. Elle répond également au besoin de préserver les zones de crêtes de la surface géologique bordant les zones de failles.

Figure 3.36 : Schéma du processus global

4.1.3.Remplissage des trous

En raison d'une résolution trop basse à une trop basse résolution ou plus simplement de bruit, les horizons détectés comportent généralement des zones de trous. Afin d'identifier ces dernières, chaque horizon est projetée dans le plan horizontal de l'image sismique. Les trous sont alors identifiés comme correspondant aux régions de ce plan qui ne comportent que des pixels vides et qui sont fermées.

Nous utilisons alors un autre algorithme mis au point par Tran Nam (2008), qui rebouche les trous tout en prenant en compte les courbures locales de la surface. L'algorithme met en œuvre des opérations successives de raffinement-déformation (cf. Fig. 3.37). La déformation est réalisée par minimisation d'une énergie de plaque mince discrète ce qui permet d'éviter l'estimation des normales, des plans tangents et des courbures au voisinage des trous. Cette approche permet d'obtenir des maillages remplis de bonne qualité, c'est-à-dire à la fois réguliers et lisses. De plus, elle permet d'obtenir des temps de calcul très intéressants.

Figure 3.37 : Schéma global de remplissage de trous par l'approche multi-étapes.

4.2.Exportation des failles

L'exportation des failles comporte beaucoup de points communs avec celle des horizons. Tout d'abord, un changement de repère doit également être opéré dans ce cas également afin que les surfaces de failles soient exportées dans le même système de coordonnées que le fichier SEGY.

Par la suite, les piliers qui définissent la forme de la faille sont identifiés comme correspondant aux milieux des déconnexions 2D alignées. De cette manière on place la faille au milieu de la zone d'incertitude liée à son passage.

On étend ensuite chaque pilier tout en respectant le pendage moyen de la faille afin que le haut de chaque pilier soit à la même profondeur minimale et le bas de chaque pilier à la même profondeur maximale (cf. Figure 3.38)

Figure 3.38 : A gauche, les piliers créés en violet représentant la faille fusionnée par 3 déconnections 3D. A droite, les mêmes piliers étendus.

Enfin, on triangule le nuage de points décrit par les piliers étendus de la faille puis on lisse ce résultat afin qu'il convienne au mieux aux applications de géo-modélisation.

5. Conclusion

Dans ce chapitre, le principe général de la méthode que nous proposons a tout d'abord été expliqué. Nous avons également donné des détails sur l'architecture modulaire sous jacente à cette méthode.

Ensuite, nous avons illustré cette méthode en nous focalisant sur l'identification de 2 types d'objets géologiques : les horizons et les failles. Concernant l'identification des horizons, nous avons exposé du début jusqu'à la fin les modalités de l'interprétation en détaillant les différents modules. Un module est tout d'abord dédié à une détection brute de réflecteurs candidats. Un autre module permet la caractérisation visuelle de ces réflecteurs candidats en référence avec les propriétés énoncées dans l'ontologie et la mise en relation de ceux-ci avec des horizons. L'interprétation des failles a permis d'exposer un exemple plus compliqué de détection d'objet géologique opéré selon les mêmes principes. Ces 2 illustrations permettent d'imaginer l'identification d'autres objets géologiques sur le même principe dans le cas d'une interprétation sismique plus complète.

Enfin, nous avons examiné la question de l'exportation des données. Nous avons rappelé l'intérêt de l'ontologie pour stocker au fil des modules l'ensemble des résultats sous leurs différentes représentations. Ceci permet un export renseigné et donc une meilleure réutilisation de l'interprétation pour les applications qui font suite à l'interprétation simique dans la chaîne de modélisation. De plus, un soin particulier est apporté à la représentation bas niveau des résultats afin qu'ils correspondent au mieux aux pré requis des calculs sur les surfaces qui sont utilisées dans la suite de la chaîne de modélisation.

Chapitre 4 : Résultats

La méthodologie exposée au chapitre 3 a été appliquée à divers ensembles de données et notamment à un bloc sismique fourni par Total UK et provenant du champ Alwyn (mer du Nord). Nous exposons ici seulement les résultats obtenus sur Alwyn, car les autres données que nous avons traitées sont soumises à des clauses de confidentialité. Cette restriction n'est pas trop grave car le modèle Alwyn est suffisamment riche et suffisamment bien étudié pour permettre de tester la méthodologie de manière significative. Dans ce chapitre, nous examinons tout d'abord les temps d'exécution qui ont été nécessaires pour la réalisation d'une interprétation semi automatique. Nous commentons ensuite les résultats obtenus en les comparant notamment avec une interprétation manuelle de ce même bloc réalisée par des étudiants de l'option Géophysique de l'Ecole Nationale Supérieure des Pétroles et Moteurs (ENSPM) et validée par leurs encadrants qui sont experts en la matière.

L'ensemble des résultats obtenus présentés dans ce chapitre ont été obtenus sur une machine virtuelle (VMWare Player 2.5) équipée de 1,5 Go de mémoire vive et d'un processeur Core 2 Duo (1 seul cœur utilisé par la machine virtuelle) cadencé à 1,5 GHz. Le système d'exploitation était Debian stable et la compilation a été réalisée au moyen de gcc 4.1.2.

1. Le champ Alwyn

1.1. Histoire géologique

Les données Alwyn proviennent d'un champ d'exploitation de TOTAL UK qui est situé à l'est des îles Shetland. Les grandes étapes de l'histoire géologique de ce champ, responsables de la structure actuelle observée, ont été les suivantes :

Au Permo-Trias : extension Ouest-Est affectant les formations déposées antérieurement

- apparition de failles Nord Sud et Est-Ouest
- subsidence du bassin vers l'est
- dépôt des formations Cormorant et Statfjord

Au Jurassique inférieur : calme tectonique

- dépôt de la formation Dunlin

Au Jurassique moyen : nouvelle extension

- réactivation des failles existantes
- dépôt de la formation Brent subdivisée en 4 unités, soit de bas en haut :
    - Brent inférieur (Etive, Rannoch, Broom)

- Ness 1
- Ness 2
- Tarbert

Au Callovo-Oxfordien et Kimméridgien : intensification de la tectonique

- basculement des blocs
- dépôt de la formation Heather et des Kimmeridge Clays qui forment à elles deux la formation Humber.

S'en suit une dernière phase de dépôt (Formation Cromer) puis une période d'érosion faisant disparaître les parties de Cromer et Humber se trouvant sur les zones de crête (à l'est). Cette érosion est marquée par la surface d'érosion appelée BCU (Base Cretaceous Unconfomity). Puis, de nouveau, au Crétacé inférieur et jusqu'au Turonien inférieur, une nouvelle phase de dépôt se réalise venant draper les formations triassico-jurassiques.

A la suite, les dépôts du Shetland Group (Crétacé supérieur) et les dépôts tertiaires n'ont pas d'intérêt direct du point de vue de la prospection.

Le style structural des terrains situés sous la BCU est caractérisé par une ensemble de blocs basculés et érodés pendant vers l'ouest. Ces blocs sont alignés du nord au sud parallèlement à la principale faille normale qui traverse le champ Alwyn.

La figure 4.1 illustre ces caractéristiques géologiques.

Figure 4.1 : Coupe schématique de la partie étudiée du champ Alwyn
.Les gisements d'hydrocarbures sont figurés en à-plat noir.

Dans ce système, les failles ainsi que la surface d'érosion anticlinale BCU constituent les structures permettant le piègeage des hydrocarbures. Compte tenu de leurs caractéristiques de porosité, 2 formations Brent et Statfjord constituent les roches réservoir.

Par ailleurs, les roches mères (dans lesquelles le pétrole a été généré) sont principalement les Kimmeridge Clays et, à un moindre degré, le Brent et le Dunlin. Le pétrole a pu profiter du pendage général du système pour migrer de l'ouest vers l'est (et bien entendu des profondeurs vers la surface).

1.2.Le bloc sismique Alwyn

La première acquisition sismique du champ fut réalisée en 1976. Il s'agissait alors d'images sismiques 2D. En 1981, a eu lieu la première acquisition 3D. La résolution latérale de l'image 3D correspondante était de 25m x 40m et la résolution verticale d'environ 45 mètres.

La sismique dont nous disposons actuellement date de 1996. Elle provient de la deuxième campagne sismique 3D effectuée sur ce champ. Sa résolution latérale est de 25m x 25m et la résolution verticale d'environ 15 mètres. A cette époque, cette image était considérée comme d'excellente qualité alors qu'aujourd'hui c'est presque l'inverse. Afin de pouvoir donner au lecteur une idée de ce que pourrait être la même image sismique aujourd'hui, nous montrons sur la figure 4.2 une comparaison entre une section de l'image sismique 3D de 1981 (en haut) et de 1996 (en bas).

Figure 4.2 : Différences entre une image sismique d'un même endroit mais de dates différentes.

La sismique dont nous disposons est une sismique dont la coordonnée verticale a pour unité les millisecondes (et donc une « sismique temps »). Elle possède 1163 inlines, 849 crosslines et 1001 timelines. Les amplitudes sont codées sur des entiers représentant 2 octets et oscillent donc entre 32768 et -32768. La taille de ce bloc sismique sur le disque est d'environ 2 gigaoctets.

Notre programme gère les amplitudes sur des flottants de 4 octets car cette représentation est la plus usuelle de nos jours. De ce fait, en mémoire notre bloc ne représente pas 2 Go mais 4.

Cependant, les différentes parties du bloc sont d'intérêt variable. La zone décrite précédemment et qui correspond aux dépôts antérieurs au Turonien est la plus étudiée dans le cadre de la recherche des hydrocarbures. C'est là que se trouvent les roches mères, les roches réservoir et les pièges nécessaires à l'accumulation des hydrocarbures. Aussi, bien que nous ayons opéré notre programme sur l'ensemble du bloc à plusieurs reprises afin de le tester sur des blocs volumineux (4 gigaoctets), les tests présentés dans ce chapitre concernent principalement la zone de l'image sismique antérieure au Turonien (cf. Fig. 4.3)

Les dimensions du bloc pris en compte sont 1163 inlines, 849 crosslines et les 351 dernières timelines du bloc initial. Ceci occupe une taille mémoire d'environ 1,4 gigaoctets en représentation avec des flottants.

Figure 4.3 : Schéma d'une section complète du bloc sismique Alwyn montrant la partie étudiée dans ce chapitre.

Ce bloc est complété par 6 puits d'exploration verticaux avec des marqueurs sur les surfaces suivantes : BCU, Top Brent, Top Ness 2, Top Ness1, Top Etive, Top Dunlin. Ils sont tous situés dans la partie centrale du bloc comme le montre la figure 4.3.

2. L'interprétation des horizons

2.1. Création de la matrice creuse

La création de la matrice creuse comprend les opérations de seuillage, d'amincissement, de calcul de la position de l'interface dans la réflexion ainsi que le calcul des attributs visuels d'épaisseur et d'amplitude.

Le facteur le plus important pour la création de la matrice creuse est le seuillage sur l'amplitude choisie. Afin de déterminer au mieux ce seuillage, on peut se référer à un histogramme des amplitudes du bloc sismique comme l'illustre la figure 4.4.

Figure 4.4 : Histogramme des amplitudes du bloc Alwyn calculés sur 10 millions de voxels.

Comme on peut le constater sur la figure 4.4, la majeure partie des voxels a une amplitude très basse. Ceci démontre que le seuillage aura un effet très restrictif dès lors que la valeur d'amplitude choisie sera élevée.

Le tableau suivant indique le temps et la mémoire nécessaires à la création de différentes matrices creuses. Le temps de lecture pure de ce fichier de 1,4 Go représente à lui seul environ 200 secondes pour mettre en mémoire le bloc en utilisant des buffers de 500 mégaoctets pour lire séquentiellement le fichier. Ensuite le parcours des voxels nécessaire pour opérer les calculs est opéré directement à partir de la mémoire vive.

Le temps de création de la matrice creuse est fonction du seuil et de la forme de l'histogramme des amplitudes. Si cet histogramme est aplati, le temps de création variera à peu près linéairement en fonction du seuil. Au contraire, si le pic central de l'histogramme est prononcé, le temps de création croîtra exponentiellement lorsque la largeur de la zone sélectionnée diminuera. L'occupation mémoire suit cette même loi.

Seuil	Temps de création (sec)	Mémoire nécessaire (Mo)
25000	200 + 29	9,677
10 000	200 + 45,5	238,232
9 000	200 + 61,5	309,951
8 000	200 + 72	397,194
5000	200 + 132	740,466

Ces matrices sont importables et exportables afin de réduire de manière significative leur temps de mise à disposition dans le cas d'une réutilisation.

2.2. Extension et caractérisation des réflecteurs

L'extension des réflecteurs se fait à partir des graines qui sont représentées par les voxels de la matrice creuse. Tous les réflecteurs doivent contenir au minimum 10000 voxels sur les 987387 possibles (nombre d'inlines x nombre de crosslines) pour être pris en considération sinon ils sont purement ignorés.

Une fois que les réflecteurs ont été étendus, ils sont visuellement caractérisés notamment par leurs relations chronologiques. On recense alors le nombre d'entre eux qui sont chronologiquement incohérents puis on les divise jusqu'à les rendre cohérents.

Seuil	Temps (sec)		N = nombre de réflecteurs identifiés au départ	N' = nombre de réflecteurs incohérents	(N'/N) *100	Nombre de réflecteurs cohérents obtenus après division
	Extraction	Caractérisation et division				
25000	4,1	3,6	6	0	0	6
10000	163,7	345	69	16	23	85
9 000	276	644,8	97	31	32	137
8 000	297,1	1134	136	58	43	209
5000	Pas assez de mémoire disponible…					

Sur le tableau ci-dessus, on constate que le nombre de réflecteurs détectés est croissant avec un seuil d'amplitude décroissant. Cependant la proportion de réflecteurs incohérents augmente avec ce même seuil décroissant. Le temps pour régler ces incohérences chronologiques est non négligeable car il faut réétendre et donc reparcourir ces réflecteurs tout en respectant de nouvelles conditions chronologiques.

2.3. Fusion des réflecteurs en horizon

2.3.1.Picking manuels

A fin de comparaison avec nos résultats, il nous a été fourni un ensemble de surfaces manuellement pickées par les élèves de l'ENSPM avec le bloc sismique Alwyn. Le travail correspondant a été réalisé lors d'une formation initiale en interprétation sismique 3D d'une durée de 3 semaines destinée aux étudiants de l'option Géophysique de l'ENSPM.. Le logiciel utilisé était Petrel, qui se place comme une des références dans le domaine. Toutes ces surfaces ont été validées par les encadrants de cette formation qui connaissent parfaitement ce bloc sismique.

Les surfaces fournies comme résultat de l'interprétation des étudiants de l'ENSPM sont au nombre de 4, soit, de haut en bas (cf. figure 4.5) :

- Le top de la formation Turonien
- La surface d'érosion BCU
- Le top de la formation Brent
- Le top de la formation Dunlin

Le top de la formation Brent n'a pas été pické à la main mais est le résultat d'une translation verticale contrôlée manuellement du top Dunlin. La surface la plus difficile à picker est la surface d'érosion BCU car elle disparaît de l'image sismique en de nombreux endroits où son inclinaison est forte. Sa moitié « EST » à l'inverse de sa moitié « OUEST » n'a donc pas pu être identifiée à l'aide d'un algorithme de tracking automatique mais a dû être « pickée » entièrement à la main par les étudiants. L'ensemble de ce travail de pointage d'horizons représente à lui seul plusieurs journées de travail.

Une illustration du résultat final, que nous comparerons à la suite à nos propres résultats est donnée sur la figure 4.5.

Figure 4.5 : 4 horizons pickés par les élèves de l'ENSPM.

2.3.2. Comparaison quantitative

Le tableau ci-dessous donne des informations sur la fusion des réflecteurs en horizons opérée à partir des réflecteurs extraits et caractérisés. On a totalisé dans la dernière colonne une approximation du temps cumulé de toutes les opérations depuis le début de l'interprétation.

Les paramètres utilisés pour les fusions sont les suivants :

- 2 épaisseurs sont semblables si leur différence est inférieure à 2 pixels

- 2 amplitudes sont égales si leur différence est inférieure à 500
- 2 dips sont égaux si leur différence est inférieure à 10 degrés.
- 1 marqueur est associé à un réflecteur si ce dernier est situé à une distance inférieure à l'épaisseur moyenne de 2 réflexions dans le bloc.
- 2 réflecteurs sont situés à une même distance d'un autre réflecteur si la différence entre leurs distances est inférieure à l'épaisseur moyenne d'une réflexion dans le bloc.

Seuil	Nombre de réflecteurs	Temps des fusions (sec)	Nombre d'horizons	Temps cumulé (min)
25000	6	1,35	5	4
10000	85	372	54	19
9000	137	557	90	30
8000	209	1860	120	60

Grâce à ces fusions, le graphe chronologique global représentant les relations entre les différents réflecteurs est simplifié en un graphe chronologique global représentant les relations entre les différents horizons.

La figure 4.6 illustre cette simplification. Sur la partie haute de la figure, on aperçoit à gauche quelques réflecteurs détectés et sur la partie droite les horizons fusionnés. Sur la partie basse de la figure sont illustrés les graphes correspondants à ces détections. Les nœuds encadrés en couleur correspondent aux surfaces de même couleur affichés sur l'image sismique.

Quelques réflecteurs avant fusion	Les horizons déduits de ces réflecteurs après fusion

Figure 4.6 : La simplification du graphe chronologique global.

Les algorithmes mis en place permettent d'opérer, comme on le voit, une interprétation beaucoup plus rapide et comportant un nombre beaucoup plus important d'horizons que l'interprétation manuelle qui nous a été fournie. Comme on peut l'apercevoir sur la figure 4.7 qui illustre la détection des horizons pour un seuil d'amplitude de 10000, la plateforme développée arrive à détecter des horizons à de multiples endroits de la sismique ce qui procure à l'utilisateur une vision plus globale de la structure.

Figure 4.7 : 54 horizons pickés automatiquement pour un seuil d'amplitude de 10 000

On identifie notamment un certain nombre d'horizons entre le Top Brent (en jaune) et le Top Dunlin (en vert). Le plus voyant étant représenté en marron au dessus du Top Dunlin. On peut remarquer que ces horizons intermédiaires identifiés au sein de la formation Brent correspondent à des marqueurs au puits bien répertoriés dans les sondages qui nous ont été fournis.

Dans le cas de la formation Brent comme dans tous les autres cas, l'identification de tels horizons intermédiaires est essentielle pour une bonne représentation de la zone « réservoir » du champ pétrolier. Dans le modèle final de réservoir utilisé pour opérer des simulations d'écoulement de fluide, cette représentation s'appuie en effet sur des maillages stratigraphiques. Ces maillages stratigraphiques sont des grilles 3D construites en conformité avec les couches. Ils seront donc construits avec d'autant plus de précision que les interfaces intermédiaires sur lesquelles ils s'appuieront seront nombreuses.

Cependant, la quantité des surfaces identifiées ne saurait être le seul critère à prendre en considération pour juger de la qualité de l'interprétation. Pour juger de celle-ci, nous allons donc maintenant considérer un à un les divers horizons pickés manuellement : Top,Dunlin, Top Brent, BCU et Top Turonien et les comparer avec nos résultats : .

2.3.3. Comparaison qualitative : Top Dunlin

La surface Top Dunlin est une des surfaces les plus simples à picker. Son amplitude est assez forte et montre un bon contraste sans trop de bruit hormis au niveau de son arrêt sur la BCU.

De plus, dans la partie centrale de cette surface, on peut conforter son interprétation grâce à des marqueurs aux puits. Cependant, la surface Top Dunlin est traversée par plusieurs failles dont certaines provoquent des déconnections fortes.

Les images ci-dessous rendent comptent des résultats obtenus selon les différents seuillages choisis par l'utilisateur en comparaison avec le pointé manuel représenté par la surface verte sur les différentes vues de la figure 4.8. La surface obtenue grâce à un seuillage de 8000 est représentée par le nuage de points rouge, à un seuillage de 9000 par le nuage de points en violet et enfin à un seuillage de 10000 par le nuage de points en rose. Ce code de couleur sera réutilisé pour l'ensemble des figures à venir.

Vue de dessus	Vue des crosslines

Figure 4.8 : La surface Top Dunlin selon un seuillage de 8000, 9000 et 10000 de haut en bas sous 2 vues différentes.

On constate que les surfaces obtenues diffèrent les unes des autres selon le seuil choisi par l'utilisateur. Aucune des surfaces n'englobe l'ensemble des points résultant du picking manuel. Cependant, l'ensemble des surfaces identifiées apparaissent très proches de celui-ci. Par ailleurs, seule la surface correspondant au seuillage le plus bas (8000) comporte une erreur. Cette dernière est visible sur la vue des crosslines : la surface ne suit pas la surface manuellement pickée sur la partie droite. Cette partie a été rectifiée sur le seuillage à 9000 et ignorée sur le seuillage à 10000.

Deux pourcentages sont représentés dans le tableau ci dessous : l'un représente les points du nuage confondus avec la surface de référence et l'autre représente ceux qui ne sont pas sur la surface (ceux qui sont séparés verticalement de plus de 7 pixels de la surface de référence, cette valeur étant l'épaisseur moyenne d'un réflecteur dans ce bloc)

Seuil opéré	Pourcentage de la surface de référence où le nuage de points est confondu	Pourcentage de la surface de référence où le nuage de points n'est pas confondu
8000	60 %	5 %
9000	53 %	0 %
10000	47 %	0 %

Plus le seuil choisi est bas, plus les réflecteurs et donc les horizons sont étendus mais moins la précision de l'extension et des fusions est assurée.

2.3.4. Comparaison qualitative : Top Brent

La surface Top Brent est bien plus difficile à picker. Elle est située dans une zone beaucoup plus bruitée à proximité de la surface d'érosion BCU. De plus, on ne dispose pas d'un réel moyen de vérification car notre seule référence n'est pas un picking manuel mais une translation de la surface top Dunlin pickée à la main. Sur la figure 4.9, les différentes interprétations que nous avons effectuées sont comparées avec la translation du Top Dunlin représentée par la surface jaune.

Figure 4.9 : La surface Top Brent selon un seuillage de 8000, 9000 et 10000 de gauche à droite et de haut en bas. La surface de référence est en jaune.

Les 3 surfaces interprétées sont très semblables. Simplement quelques points diffèrent entre le seuillage à 8000 et le seuillage à 9000. Le seuillage à 10000 est moins étendu (principalement en son milieu et sur la partie en haut à droite) mais la surface résultante reste entièrement confondue avec celles obtenues avec un seuillage moins restrictif.

En revanche, comme on peut le voir sur la figure 4.10 prise sous un autre angle de vue, on remarque très nettement l'écart de nos surfaces avec la surface translatée représentant l'approximation proposée par les étudiants de l'ENSPM. .

Figure 4.10 : A gauche, une crossline sans intepretation. A droite, en vert le Top Dunlin pické à la main, en jaune le Top Brent pické à la main et en rouge le Top Brent interprété par la plateforme.

La figure 4.10 montre la différence obtenue entre la surface translatée en jaune et la surface obtenue avec un seuillage de 8000. Il en aurait été de même avec les 2 autre seuillages.

L'écart observé est principalement dû à une différence d'interprétation relative à une faille. La plateforme qui fait l'objet de cette thèse, n'a pas décelé de déconnection majeure (miroir de faille) sur la partie gauche de la surface. En revanche, comme on peut le voir sur la surface verte, il en existe une pour Top Dunlin à ce même endroit (notre plateforme l'avait trouvé aussi). Cette même déconnection se retrouve bien entendu sur la surface translatée représentant l'approximation de la surface Top Brent

Nous ne savons pas si la faille s'est atténuée à cet endroit. Et en l'absence de marqueurs dans cette zone, il est très difficile d'être sûr de notre résultat. Si la faille s'est bien atténuée, le résultat obtenu est correct. Si la faille ne s'est pas atténuée, l'erreur pourrait alors être due au fait de la proximité avec la surface d'érosion BCU représentée par une réflexion de très forte amplitude juste au dessus de Top Brent. En effet, BCU pourrait alors être à l'origine de fusions imitant sa géométrie. Or BCU n'étant pas déconnectée par des failles, elle influence une géométrie semblable aux horizons qui lui sont proches. Pour résoudre cette difficulté, il serait nécessaire de disposer de marqueurs de chaque côté de la faille ou bien de pouvoir suivre la surface en contournant la faille, dans le cas où celle-ci s'atténuerait latéralement. Ces 2 possibilités sont illustrées sur la figure 4.11.

Figure 4.11 : Possibilité de suivi au travers d'une faille d'un horizon.

En conclusion, il apparaît que les fusions des réflecteurs en horizons dans des zones situées à proximité immédiate de surfaces discordantes ne sont pas très sûres. Il conviendrait donc d'identifier en premier lieu les surfaces discordantes afin de ne pas les utiliser lors des fusions.

2.3.5. Comparaison qualitative : BCU

La surface d'érosion BCU est la plus compliquée à « picker ». En effet, bien que son signal soit très fort et très contrasté sur la majeure partie de son étendue, ce même signal devient très bruité là où le pendage de BCU devient important. Ceci est dû à deux raisons principales:

- Plusieurs surfaces viennent s'arrêter sur ce fort pendage occasionnant des changements de milieux en quelques mètres. La résolution verticale de l'image étant d'environ 15 mètres, la représentation de ces endroits est donc affectée par beaucoup de bruit.
- Les réflexions des ondes sont de moindres qualités sur des pendages importants.

La figure 4.12 illustre ce qui se passe géologiquement sur une coupe sismique d'Alwyn : un grand nombre de surfaces récentes (en bleu) viennent se terminer horizontalement sur la BCU (en jaune) là où le pendage de cette dernière est le plus fort.

Figure 4.12 : Une configuration on lap dans Alwyn

On peut voir sur la figure 4.13, une inline d'Alwyn prise au milieu du bloc.

Figure 4.13 : Inline prise au milieu du bloc d'Alwyn

Dans la partie gauche de la figure 4.13, la BCU correspond, d'après les marqueurs, à la forte réflexion rouge au dessus de la forte réflexion bleue. Cependant, au niveau de la zone d'on lap, la BCU devient invisible. Au niveau de la première terminaison d'horizon plus récent, la réflexion rouge suit la surface récente au lieu de suivre le pendage local de la BCU. Tous les réflecteurs observés dans la zone entourée viennent pourtant s'arrêter sur la BCU. On ne voit pas cette dernière mais on la devine simplement par l'interruption des surfaces venant s'arrêter à son contact, qu'il s'agisse de surfaces plus récentes (disposition on lap) ou de surfaces plus anciennes érodées par la BCU.

De la même manière qu'une faille, BCU n'est pas directement visible mais correspond à une surface que l'on place dans une zone d'incertitude dans laquelle les horizons s'interrompent.

Ainsi, les critères que nous avons choisis pour caractériser les horizons ne suffisent pas pour détecter la BCU., Avec l'aide de marqueurs aux puits disponibles dans cette zone, nous aurions pu, tout au plus, limiter l'erreur. En accord avec les règles géologiques que nous avons adoptées pour l'interprétation, la BCU suit la première surface plus récente interrompue qui est rencontrée et ce à n'importe quel seuil d'amplitude choisi, comme le montre la figure 4.14. Pour ces diverses raisons, il nous a donc été impossible de caractériser directement la BCU à l'aide de notre méthodologie, puisque la surface caractérisée comme BCU par la plateforme s'avère être différente de la BCU réelle.

Figure 4.14 : La surface d'érosion BCU selon un seuillage de 8000, 9000 et 10000 de gauche à droite et de haut en bas. La surface de référence est en bleue.

Dans le tableau ci-dessous, on retrouve les pourcentages de la surface que représentent les nuages de points obtenus.

Seuil opéré	Pourcentage de la surface de référence où le nuage de points est confondu	Pourcentage de la surface de référence où le nuage de points n'est pas confondu
8000	49 %	41 %
9000	49 %	45 %
10000	46 %	42 %

On constate aussi par les chiffres, la mauvaise extension de nos interprétations de la BCU sur quasiment la moitié de sa surface.

2.3.6. Comparaison qualitative : Top Turonian

La surface Top Turonian peut être « pickée » aisément. Cependant, comme elle vient draper la BCU, les deux surfaces sont par endroits totalement confondues. Top Turonian est en fait la surface la plus récente (la plus haute) des surfaces rejoignant la BCU.

Ainsi la surface qui a été caractérisée par la plateforme comme BCU s'avère être dans la réalité la surface Top Turonian. La plateforme a donc identifié une surface (le top Turonian), qui a été part erreur labellisée comme BCU. Ceci est lié au fait que dans la zone centrale représentée sur la figure 4.3, les deux surfaces BCU et Top Turonian sont confondues et que seuls des marqueurs BCU sont présents dans cette zone. De ce fait, le morceau partagé entre la BCU et le Top Turonian a seulement été vu comme un morceau de BCU et jamais comme un morceau de Top Turonian.

Ceci remet aussi en cause le fait que le modèle géologique que nous avons représenté dans l'ontologie ne supporte pas de surfaces confondues. En effet, dans ce modèle, 2 surfaces ne peuvent avoir le même âge ce qui géologiquement parlant est exacte. Cependant, à la vue de la résolution verticale limitée d'une image sismique, il se peut que deux surfaces soient confondues.

Figure 4.15 : La surface Top Turonian (en rouge) selon un seuillage de 8000. La surface de référence est en bleue.

Sur la figure 4.15, on constate la bonne association entre la surface interprétée et la surface pickée manuellement. 2 zones ne paraissent pas concordantes. En bas à droite, la partie bleue plongeante est une erreur intervenue lors du tracking opéré par les élèves (généralement, au bord d'un bloc sismique, les données sont de mauvaises qualités). En haut à gauche, le petit morceau bleu non suivi est hors des limites de notre étude et est donc vu comme un trou dans notre surface.

Le tableau ci-dessous récapitule les pourcentages de la surface que représentent les nuages de points obtenus.

Seuil opéré	Pourcentage de la surface de référence où le nuage de points est confondu	Pourcentage de la surface de référence où le nuage de points n'est pas confondu
8000	90 %	0 %
9000	94 %	0 %
10000	88 %	0 %

On constate que ce tableau est en étroite liaison avec le tableau correspondant de la BCU. En effet les points qui n'étaient pas confondus avec la BCU sont désormais confondus avec Top Turonian et, de ce fait, sont pris en compte dans le calcul du pourcentage de la surface de référence où le nuage de points est confondu.

2.3.7.Les autres surfaces

En plus des surfaces pickées manuellement, le programme a détecté de nombreux autres horizons. Sans étudier chacun d'entre eux voici les points qu'ils nous semblent importants de noter.

Tout d'abord, les grosses difficultés de cette image sismique sont localisées dans la zone de jonction entre BCU et les surfaces qui s'arrêtent à son contact car cette zone est bruitée et de nombreuses fourches y sont présentes.

A tous les niveaux de seuillage, la plateforme a su détecter quasiment toutes les bonnes terminaisons et ne pas lier les surfaces plus récentes que la BCU aux surfaces plus anciennes situées sous la BCU. Ceci est illustré sur la figure 4.16.

Figure 4.16 : Les bonnes terminaisons des surfaces sur BCU.

Seul le réflecteur situé sous la BCU et qui profite aussi d'une très forte amplitude (en bleue sur les cross sections) ne s'est pas terminé correctement mais a poursuivi son extension sur une des surfaces récentes (cf figure 4.17). Dans la mesure où il n'existe aucun marqueur aux puits disponible pour cette surface et surtout dans la mesure où aucune incohérence temporelle n'a été créée par cette extension erronée, cette erreur n'a pas pu être détectée par notre plateforme.

Figure 4.17 : Le réflecteur sous BCU a été trop étendu.

La majeure partie des terminaisons est correcte malgré le bruit et le grand nombre de fourches grâce aux traitements des multi évaluations en Z par division des réflecteurs au niveau des fourches et grâce aux relations de parallélisme. En effet, les orientations sont très différentes entre les surfaces plus anciennes et plus récentes que la BCU sauf en ce qui concerne le réflecteur situé juste en dessous de la BCU, ainsi que nous l'avons vu précédemment. .

Hormis cette zone d'érosion-onlap, on peut remarquer que les marqueurs aux puits dont nous disposons se réfèrent à d'autres surfaces que n'ont pas été « pickées » par les élèves de l'ENSPM. Les interprétations que nous avons réalisées ont identifié 2 de ces surfaces sur les 3 manquantes : Top Ness 1 et Top Etive. Ces surfaces sont importantes pour réaliser une bonne modélisation entre Top Dunlin et Top Brent. En effet, lors de la construction de la grille entre Top Dunlin et Top Brent, il sera possible de s'appuyer sur Top Etive et Top Ness 1 afin de définir les couches de cette dernière.

Top Etive correspond aux réflecteurs situés juste au dessus de Top Dunlin. Comme Top Dunlin était très simple à picker, il vient que les fusions de réflecteurs sont faciles à sa proximité et que Top Etive en bénéficie (cf. Fig. 4.18).

Figure 4.18 : La surface Top Etive selon un seuillage de 8000, 9000 et 10000 de gauche à droite et de haut en bas.

Top Ness 1 et Top Ness 2 correspondent à des réflexions de faible amplitude et donc très sujettes au bruit. Même à un seuil de 8000, nous n'avons pas réussi à détecter Top Ness 2 à proximité des marqueurs aux puits pour réaliser une association. Cependant, cela a été possible pour Top Ness 1 et est illustré sur la figure 4.19.

Figure 4.19 : La surface Top Ness 1 selon un seuillage de 8000 (rouge), 9000 (violet) et 10000 (orange).

L'interprétation de cet horizon est très intéressante car elle diffère beaucoup d'un seuillage à un autre et montre les limites de notre méthode dans une zone où les amplitudes sont peu contrastées et peu intenses.

Les 3 surfaces sont identifiées comme Top Ness 1 grâce au marqueur aux puits présent au centre de l'image. Mais, comme les surfaces d'appui pour fusionner sont très différentes selon les niveaux de seuillage à cause de cette zone bruitée, la solution finale observée montre de nettes différences.

Sans surface de référence, il est très difficile de dire quelle interprétation est le plus proche de la réalité mais il semblerait, d'après la figure 4.1, que le seuillage le moins strict (8000, en rouge) donne dans ce cas la solution la plus acceptable. En effet, dans ce cas, avoir plus de surfaces d'appui pour fusionner semble bénéfique pour l'interprétation finale et ce, même si les géométries sont plus incertaines

3. L'interprétation des failles

3.1. Les failles connues dans Alwyn

Sur le prospect Alwyn, nous ne disposons pas d'étude antérieure aussi poussée sur les failles que sur les horizons. Seuls nous été communiqués les pickings manuels des étudiants de l'ENSPM et la figure 4.20 ci après, qui indique les failles principales.

Figure 4.20 : Les failles principales de Alwyn vues de dessus

Sur cette figure, les failles sont représentées par des doubles traits quasiment parallèles surlignés en vert. Plus ces traits sont séparés et plus le rejet de la faille est important. On constate principalement la présence de failles majeures Nord-Sud qui se rejoignent les unes les autres et de quelques failles transverses de rejet moins important.

Le picking manuel de l'ENSPM a été réalisé entièrement à la main (sans tracking) par pointés successifs sur différentes cross sections du bloc sismique. Il n'y a pas eu de picking réalisé à partir des déconnections d'horizons mais seulement à partir de l'image. Le but fixé par les encadrants était de satisfaire une cohérence géologique de l'ensemble des failles pickées plutôt que d'assurer des géométries et localisations exactes pour les failles reconnues. 28 failles au total ont été identifiées par les étudiants de l'ENSPM. Ces failles sont représentées sur la figure 4.21.

Figure 4.21 : Les principales failles pickées par les élèves de l'ENSPM

La similarité entre la figure 4.20 et 4.21 est très discutable mais on retrouve tout de même les deux directions principales des failles. Plusieurs failles (représentées en noir, rouge et bleu principalement) ont un direction Nord Sud et on aperçoit des failles transverses (en marron, vert et fuschia principalement) venant les recouper.

3.2. Les failles obtenues

3.2.1. Comparaison quantitative

Les paramètres que nous utilisons pour la détection des déconnections d'horizons candidats sont les suivants :

- Le *throw* ne doit pas dépasser 100 pixels
- Le *heave* doit être supérieur à l'épaisseur moyenne d'une réflexion
- Le *dip* doit être supérieur à 20 degrés.
- 2 vecteurs sont considérés dans le même plan si leur angle ne dépasse pas 10 degrés.

En utilisant ces paramètres, nous avons pu obtenir les résultats suivants.

Seuil	Temps d'extraction et de caractérisation (sec)	Nombre de miroirs de faille	Temps de fusion des miroirs de faille (sec)	Nombre de failles
25000	8,5	40	0,5	0

10000	127	1191	475	44
9000	161,5	1976	1214	101
8000	223,7	4215	5356	287

Le nombre de failles est bien plus élevé que celui pické par les étudiants de l'ENSPM. Mais comme pour les horizons, la plateforme développée interprète l'ensemble du bloc alors que les étudiants se sont concentrés sur la zone réservoir du bloc.

Nous allons comparer les failles se trouvant dans cette zone avec celles pickées par les élèves.

3.2.2. Comparaison qualitative : seuillage à 10000

17 failles ont été interprétées dans la zone délimitée par Top Dunlin et Top Brent par la plateforme. Une illustration de ces interprétations est donnée sur la figure 4.22.

Figure 4.22 : Les failles détectées dans la zone réservoir avec un seuillage à 10000.

La direction principale Nord Sud a bien été trouvée. En plus de cela, quelques failles transverses ont ponctuellement été détectées. Cette interprétation correspond à la définition basique du réseau des failles présentes : une direction principale avec quelques failles transverses.

Regardons maintenant la relation de ces failles avec les horizons qu'elles découpent.

Figure 4.23 : Les failles pickées en association avec la surface Dunlin

Sur la figure 4.23, on voit grâce aux ombrages les déconnexions majeures présentes sur la surface Top Dunlin pointée manuellement. On constate que les failles pickées par les élèves sont en concordance directe avec les rejets pour les failles transverses mais qu'il n'en est pas de même pour la faille principale Nord Sud.

Ceci s'explique par le fait que les 2 interprétations sont réalisées indépendamment et qu'il n'y donc pas de lien cause à effet entre les pickings d'horizons et de failles.

Figure 4.24 : Les failles interprétées en association avec la surface Top Dunlin

Sur la figure 4.24, on constate que les failles résultant de notre interprétation sont très bien placées par rapport aux rejets de la surface Top Dunlin représentée en vert dans le cas du picking manuel et en bleu dans le cas de notre interprétation.

On constate aussi que certaines failles transverses n'ont pu être détectées dans la zone en bas à gauche de la surface. Ceci est dû au fait que la déconnection observée possède un *heave* trop large. Ceci n'est alors pas interprété comme le passage d'une faille mais plutôt comme un arrêt de l'horizon.

3.2.3. Comparaison qualitative : seuillage à 9000

45 failles ont été interprétées dans la zone délimitée par Top Dunlin et Top Brent par la plateforme. Une illustration de ces interprétations est donnée sur la figure 4.25.

Figure 4.25 : Les failles détectées dans la zone réservoir avec un seuillage à 9000.

Le seuillage à 9000 donne de très bons résultats sur les failles principales Nord Sud. En effet, de grandes failles sont détectées formant une famille géologiquement cohérente.

En revanche, le résultat est bien moins bon concernant les failles transverses. Très peu sont détectées. L'une d'entre elles a même disparu par rapport au seuillage à 10000 en haut à gauche de la figure 4.25. Cette disparition est due au fait que Top Dunlin n'était pas aussi étendue en utilisant le seuillage à 9000 (cf figure 4.8), ce qui fait qu'on n'a pas pu exploiter la déconnection relative à cette faille.

On remarque aussi que de nombreuses petites surfaces de failles sont détectées. On ne peut que difficilement donner un avis objectif sur l'existence de ces petites failles. Cependant, il est certain qu'en diminuant le seuil d'amplitude, la détection est plus sensible au bruit et trouve un nombre plus grand de déconnections. Il vient qu'il y a alors plus de possibilité de

fusions des déconnections en faille. Le résultat est un réseau de failles plus complet que celui obtenu avec un seuil à 10000 qui devra faire l'objet d'une sélection manuelle afin d'enlever un certain nombre d'artefacts liés au bruit. Un exemple frappant de cette sensibilité de notre résultat au bruit est observable en bas de la figure là où de nombreuses failles viennent s'intersecter. Ces multiples intersections provoquent beaucoup de bruit donc des surfaces plus accidentées et donc plus de déconnections.

Figure 4.26 : Les failles interprétées en association avec la surface Top Dunlin

Encore une fois, on peut constater sur la figure 4.26, la bonne association entre les failles détectées et les déconnections de l'horizon Top Dunlin.

3.2.4. Comparaison qualitative : seuillage à 8000

64 failles ont été interprétées par la plateforme dans la zone délimitée par Top Dunlin et Top Brent. Une illustration de ces interprétations est donnée sur la figure 4.27.

Figure 4.27 : Les failles interprétées pour un seuillage à 8000. A gauche sans association et à droite avec Top Dunlin.

On constate que pour un seuillage à 8000, on obtient beaucoup plus de failles sans pour autant avoir beaucoup plus d'informations importantes. On a perdu quelques failles Nord Sud et on a simplement gagné quelques morceaux de failles transversales.

Au-delà d'un certain niveau d'amplitude, les déconnections sont plus relatives au bruit qu'aux failles et de très nombreuses petites failles apparaissent dont l'existence ne nous semble pas certaine. Il s'agira alors pour l'utilisateur de faire le tri dans l'ensemble de ces surfaces.

4. Exportation

4.1. Modélisation

4.1.1. Horizons

L'exportation des horizons nécessite de trianguler les surfaces, de remplir les trous, de lisser les surfaces résultantes puis d'opérer une diminution du nombre de triangles afin qu'il soit plus facile d'effectuer les traitements ultérieurs.

Pour tout cela nous utilisons les algorithmes développés par Tran Nam dans sa thèse [Tran Nam, 2008]. Nous allons en présenter une illustration sur nos surfaces.

Figure 4.28 : Triangulation et remplissage de trous de Top Dunlin.

La figure 4.28 expose à gauche une portion de la triangulation obtenue à partir du nuage de points de Top Dunlin au voisinage d'une faille. A droite, la figure montre le même morceau de surface après remplissage des trous. De plus, nous avons opéré une décimation sans perte des courbures afin d'obtenir un nombre de triangles suffisamment faible en vue des traitements ulérieurs.

4.1.2.Failles

L'exportation des failles se base sur les piliers représentant les ensembles de déconnections 2D alignés. Ces piliers servent de base pour la triangulation de la surface de faille. Suite à cette triangulation, on opère un lissage de la surface résultante (cf. Fig. 4.29) afin de la rendre adaptée aux travaux qui font suite à notre interprétation.

Figure 4.29 : Lissage Laplacien des failles pour faciliter les travaux ultérieurs..

4.2.OWL

Une fois que les données sont exportées, nous consacrons la fin de notre travail d'interprétation à documenter les résultats. Pour cela, nous fournissons l'ontologie utilisée qui inclut les instances créées par la plateforme au cours de l'interprétation.

Comme on peut le voir sur la figure 4.30, chaque horizon est ainsi renseigné par son label, son épaisseur moyenne, son amplitude moyenne, ses relations de parallélisme, ses relations avec un marqueur au puits, ses relations de visibilité verticale avec d'autres horizons, par l'algorithme qui a permis de le générer et enfin par les réflecteurs qui le composent.

Figure 4.30 : L'instance de la surface Top Dunlin dans l'ontologie.

A leur tour, certaines de ces caractéristiques sont renseignées par d'autres caractéristiques. Ainsi, l'algorithme générant tel ou tel horizon a utilisé certains paramètres qui sont à leur tour sauvegardés dans l'ontologie (cf. Fig. 4.31).

Figure 4.31 : L'instance du programme responsable de la génération de Top Dunlin. On y voit l'ensemble des paramètres utilisé.

De même, chacun des réflecteurs composant un horizon est défini par les caractéristiques établies lors de la création de l'ontologie qui décrit les modalités de l'interprétation (cf. Fig 4.32).

Figure 4.32 : L'instance d'un des réflecteurs composant Top Dunlin dans l'ontologie.

De ce fait, l'ensemble de notre interprétation est disponible sous forme de données renseignées.

5. Bilan

Les résultats présentés nous confortent dans l'idée que la méthodologie élaborée et la plateforme développée ont un intérêt certain. En effet sur l'exemple ancien entaché d'une résolution médiocre qui a été traité, les résultats obtenus apparaissent assez proches de l'interprétation manuelle faite par les étudiants de l'ENSPM. Par ailleurs, d'autres résultats, qui ne peuvent- pas être rapportés ici, ont été obtenus sur d'autres blocs sismiques plus récents et ont donnée de meilleurs résultats.

Cependant, ces résultats pourraient plus être qualifiés d'encourageants que de pleinement satisfaisants. En effet, même si l'ensemble des résultats est tout à fait cohérent avec la connaissance à priori stockée au moyen de l'ontologie, on a pu constater que cette dernière n'était pas suffisante.

Dans le cas des horizons, des erreurs se produisent au niveau de la surface d'érosion. Celle-ci n'est pas détectable directement car notre ontologie se concentre sur la fusion des réflecteurs

par définition visibles. De plus, le fait que 2 surfaces soient confondues n'étant pas pris en compte dans notre modèle a occasionné une erreur de labellisation de surfaces.

Dans le cas des failles, on a pu constater globalement de bons résultats. Cependant, nous avons aussi pu observer d'assez fortes variations entre les différents seuillages. La sensibilité au bruit s'accroît de manière significative lorsqu'on baisse du seuil d'amplitude. En outre, il n'a pas été possible de détecter convenablement la plupart des failles transverses. Même au niveau de seuil de 9000 qui paraît procurer le meilleur résultat, la limite Nord Ouest de l'horizon Top Dunlin n'a pas pu être interprétée comme un passage de faille car aucune règle n'a été posée dans notre ontologie concernant les interruptions d'horizons

Ces quelques remarques nous font prendre conscience que l'ontologie actuellement définie souffre de manques. En revanche la plateforme adoptée présente des avantages comme la modularité, l'évolutivité, la rapidité d'exécution, la gestion de l'espace mémoire ou encore la possibilité de justifier aisément les résultats.

Ces résultats donnent donc envie de poursuivre le développement de notre plateforme. Pour cela, un enrichissement de l'ontologie d'interprétation sera nécessaire en vue d'affiner au mieux les interprétations. Nous reviendrons en détail sur ce point dans notre chapitre de conclusions.

Perspectives et conclusions

1. Les contributions

1.1. Une plateforme d'interprétation sismique basée sur la connaissance

Dans le présent travail de thèse, nous nous sommes efforcés d'utiliser les travaux récents réalisés dans le domaine de la vision cognitive pour tenter d'automatiser au mieux l'interprétation d'une image sismique 3D. Trois différents niveaux d'abstraction constituent l'architecture globale du système réalisé. Ils sont reliés les uns aux autres par la connaissance qu'ils partagent en commun. Cette dernière est représentée au sein d'une ontologie.

Tout d'abord, le niveau le plus bas est chargé d'extraire directement à partir de l'image sismique un grand nombre de candidats susceptibles de constituer tout ou partie d'un objet géologique. Conformément avec les attributs et relations définis dans l'ontologie, le niveau intermédiaire est en charge de caractériser ces candidats. Le niveau le plus haut réalise le lien avec la géologie en comparant les candidats caractérisés avec un objet géologique défini de manière conceptuelle..

Les limitations de la plateforme d'interprétation réalisée sont liées à la quantité de connaissance formalisée dans l'ontologie. Elles sont aussi liées à la possibilité de construire des algorithmes capables de traiter cette connaissance à chaque niveau. En d'autres termes, si l'on crée un concept dans l'ontologie, il s'agit de pouvoir créer un algorithme capable de générer une instance de ce concept.

1.2. Une première ontologie dédiée à l'interprétation sismique des horizons et des failles

L'ontologie qui est utilisée par les 3 modules décrits ci-dessus représente la connaissance nécessaire à la caractérisation des candidats et à leur association avec un objet géologique. Dans notre cas, elle formalise des informations relatives à l'interprétation des horizons et des failles dans une image sismique 3D. Elle peut aussi être utilisée pour stocker l'ensemble des instances traitées lors de l'interprétation. Elle permet une sauvegarde complète de l'interprétation dans le sens qu'elle possède les données, qu'elle informe de manière détaillée leur provenance et enfin qu'elle contient le modèle de connaissance sous jacent qui a servi à réaliser l'interprétation.

Cette ontologie a été créée au travers des échanges que nous avons eus avec des experts du domaine et aussi grâce à la lecture d'ouvrages de référence du domaine. Néanmoins, cette première ontologie souffre encore de quelques limitations :

- les horizons multiévalués en Z ne sont pas pris en compte car nous avons fait l'hypothèse qu'un horizon situé au dessus d'un autre est forcément plus récent.
- les images sismiques « temps » sont considérées comme des images sismiques « profondeur ».
- nous avons fait l'hypothèse qu'un horizon n'est qu'une fusion de réflecteurs. Or, on a pu remarquer qu'un horizon peut, dans certains cas, être représenté par les interruptions d'autres horizons (cas de la surface BCU sur sa partie « EST » dans le cas des données Alwyn).

1.3.La matrice creuse et les algorithmes

Outre la connaissance formalisée dans l'ontologie, la plateforme dispose aussi d'une structure dédiée à la gestion de l'image sismique en mémoire vive sous la forme d'une matrice creuse. Cette dernière est optimisée pour un parcours selon les traces. Elle permet un accroissement sensible de la rapidité de la majorité des calculs. Elle a permis également une économie de mémoire d'environ 75% pour une perte d'informations négligeable. Ainsi, cette matrice creuse donne la possibilité de réaliser une interprétation d'une image sismique sur des ordinateurs peu performants au lieu de devoir faire appel à des micros ordinateurs très haut de gamme voire à des stations de travail entièrement dédiées à ce genre de logiciels, comme c'est très souvent le cas actuellement.

Les limitations de cette matrice creuse sont liées au paramètre nécessaire à sa création. Un seuillage trop haut aura pour effet de faire perdre trop d'informations, un seuillage trop bas risquera d'exiger une place en mémoire plus grande que celle requise par une structure de matrice standard.

Un nombre conséquent d'algorithmes est mis à disposition sur la plateforme pour détecter des éléments, les caractériser et les associer. Ils sont optimisés pour fonctionner avec la structure de matrice creuse développée. Ils sont contraints par les paramètres qui influent sur leur comportement. Parmi ces algorithmes, seul celui qui détermine les relations chronologiques entre réflecteurs n'est pas en accord total avec l'ontologie,. sa vision purement verticale imposant une limitation sur les orientations des données d'entrée. En effet, dans l'état présent, les stratigraphies présentes dans l'image sismique doivent avoir un pendage aussi constant que possible et pas trop proche de la verticale.

Il faut remarquer enfin que les algorithmes développés présentent par ailleurs l'avantage de permettre non seulement la détection d'un nombre plus ou moins grand d'horizons mais également la caractérisation de leurs relations temporelles mutuelles à l'aide d'un graphe de type GES.

1.4. Interprétation de données réelles

Les résultats exposés dans ce manuscrit ont été obtenus à partir de données réelles. Ils ont pu être comparés avec un travail sur ce même bloc réalisé par les étudiants de l'ENSPM et validé par leurs encadrants. Nous pensons que les résultats obtenus sont très encourageants car ils correspondent aux attentes que nous pouvions avoir en initiant notre travail. Ils ne sont pas pour autant parfaits car ils souffrent de quelques imprécisions voire de quelques erreurs en comparaison avec les interprétations réalisées par l'ENSPM. Cependant, ces défauts sont très

majoritairement dus à un manque de connaissance dans l'ontologie et non pas à une erreur inhérente à la méthodologie.

En outre, ces interprétations apportent des informations supplémentaires que les étudiants de l'ENSPM n'ont pas eu le temps de pointer. Elles contiennent donc un plus grand nombre d'informations utiles pour la réalisation d'un modèle structural complet et précis dans la mesure où notamment il est possible d'identifier des surfaces intermédiaires dans la zone réservoir.

2. Perspectives à court terme

2.1. Enrichissement des données d'entrée

La plupart des blocs sismiques sont interprétés à plusieurs reprises par différentes personnes. Ceci a pour conséquence qu'il existe beaucoup d'informations sur un bloc sismique que nous ignorons totalement dans notre travail. En effet, nous ne nous basons que sur les puits d'exploration et l'image sismique elle-même. Or, très souvent il existe déjà quelques horizons et quelques failles pointés et qui ont déjà été validés par les experts.

Par exemple, l'importation d'un horizon déjà identifié, si elle était possible, permettrait de mettre à la disposition des interprétateurs une surface d'appui déjà validée selon laquelle un nombre plus ou moins grand de réflecteurs pourraient être fusionnés. Une telle surface pourrait alors être éventuellement considérée comme celle dont la position est la mieux connue, ce qui permettrait de l'utiliser en priorité par rapport à telle ou telle marquée par un puits. Pouvoir importer une faille permettrait par ailleurs de tester la légitimité des fusions de réflecteurs en éliminant toutes celles qui produisent des horizons qui traversent la surface de faille sans déconnection apparente, puisque toute faille provoque normalement une déconnection des horizons qu'elle affecte.

Enfin, pour prendre en compte une donnée locale concernant la position d'un horizon donné, on pourrait créer un puits d'exploration fictif passant par cette donnée, ce qui permettrait de la considérer comme un marqueur au puits et de contraindre l'interprétation à cet endroit en conséquence.

En résumé, l'utilisation de telles informations préconditionnerait les traitements et faciliterait l'obtention de résultats cohérents avec des interprétations plus anciennes.

2.2. Approche multi seuillages

Comme nous avons pu le constater, les résultats sont différents en fonction du seuillage choisi par l'interprétateur. En comparant les différents résultats, il pourrait être possible de classer certains objets selon leur fréquence de détection à différents niveaux de seuillage. Un objet apparaissant même en partie à de nombreux différents seuillages aurait plus de chance d'exister qu'un objet détecté à un seul niveau de seuillage.

Grâce à des opérations booléennes, nous pourrions aussi par calcul d'intersection sélectionner les parties détectées à chaque niveau de seuillage.

2.3. IHM dédiée

Bien que nous ayons conçu notre développement pour une utilisation la plus automatique possible, il reste différentes parties qui doivent faire appel à l'utilisateur pour spécifier les données d'entrée ou tout simplement pour contrôler voire modifier les résultats.

De ce fait, il est nécessaire de développer une Interface Homme Machine afin de dialoguer au mieux avec l'interprétateur. Idéalement, cette dernière devra être capable de :

- importer un bloc sismique (aide à la lecture du format SEGY qui est très peu standard dans la pratique),
- afficher l'ensemble des algorithmes auxquels le programme va faire appel. Pour chaque programme l'utilisateur pourra :
    - modifier les paramètres qui seront donnés par défaut.
    - demander un contrôle visuel en sortie.
- lancer l'interprétation automatique en assurant les contrôles demandés par l'utilisateur
- afficher une représentation graphique du résultat (fenêtre de visualisation 3D style OpenGL) en association avec l'ontologie (fenêtre d'éditeur d'ontologie style Protégé). Par exemple, la sélection d'un horizon dans la fenêtre de visualisation, pourrait entraîner parallèlement une sélection de l'instance de ce même horizon dans la fenêtre de visualisation de l'ontologie et, en conséquence, l'affichage de l'ensemble des caractéristiques dudit horizon
- permettre des fusions d'instances de concepts candidats en instances de concepts géologiques. Par exemple, fusionner manuellement des réflecteurs en horizons.
- permettre à l'inverse d'extraire une ou plusieurs instances de concepts candidats d'une instance de concept géologique. Par exemple, extraire un ou plusieurs réflecteurs à partir d'un horizon ce qui revient à annuler une fusion. Les résultats de ces modifications devront porter une marque « obtenu manuellement » dans l'ontologie, afin de garder une information sur la façon dont a été créée chaque instance de l'ontologie.

2.4. Visualisation partagée de la matrice creuse

GROVIZ est une entreprise spécialisée dans la visualisation partagée via le web, qui travaille notamment avec Total sur des études de champ pétrolier et avec laquelle nous sommes entrés en contact. GROVIZ voit dans la matrice creuse une structure efficace pour partager la visualisation d'une image sismique entre différentes personnes via le réseau. En effet, comme nous l'avons déjà dit, une image sismique représente plusieurs gigaoctets. Même une section d'une image sismique peut être très lourde à envoyer via le web pour une application de visualisation partagée en temps réel.

En utilisant notre matrice creuse, une première visualisation partagée serait bien plus rapide. Elle ne montrerait que les réflecteurs de plus forte amplitude mais cela de façon quasi instantanée. A la suite, le chargement de la vraie image sismique pourrait se faire en arrière plan.

2.5. Implémentation

Il est encore possible d'optimiser certains algorithmes et certaines structures de données. Par exemple, au début de notre travail, le stockage des surfaces a été pensé sous forme de nuages de points 3D. Il apparaît actuellement que ce choix n'était pas le plus adéquat : les horizons seraient bien mieux représentés dans une grille 2D englobante dont la valeur des cellules seraient le valeur Z du voxel représenté. Ceci obligerait néanmoins de garder la limitation existante de ne pas prendre en considération les surface multiévaluées en Z. Les failles seraient bien mieux représentées par un ensemble de piliers contenus dans la surface de faille. Chacun de ces piliers serait représenté par un tableau de coordonnées 2D et serait associé à une inline ou une crossline. De même, l'algorithme de détection des relations chronologiques entre réflecteurs ne devrait pas opérer uniquement dans la direction verticale mais dans le direction perpendiculaire au pendage de la surface étudiée.

En résumé, l'architecture globale est robuste, la majeure partie des algorithmes est très efficace mais une version 2 pourrait encore optimiser certaines parties de notre travail de fin de thèse.

3. Perspectives à long terme

3.1. Workflow

Le processus d'interprétation s'opère selon un workflow que nous avons établi. Sans rentrer dans les détails, celui-ci enchaîne la recherche d'éléments de base, la caractérisation de ces éléments puis par une association entre ces éléments caractérisés et des concepts géologiques définis. Ce workflow est constitué à son tour de sous-workflows. Par exemple, le sous-workflow responsable de la caractérisation des réflecteurs est composé d'un calcul d'amplitude, d'un calcul d'épaisseur, etc…

Certaines images peuvent nécessiter des traitements spécifiques, qui viendront se rajouter ou qui remplaceront certains sous workflows du workflow général. On peut imaginer par exemple opérer notre workflow sur une image de type voxet qui est une représentation d'un sous-sol synthétique acquise à partir de simulation effectuée dans un bac à sable soumis à des contraintes tectoniques. Ou encore, on pourrait imaginer opérer ce même workflow sur un bloc sismique modifié grâce à l'un des nombreux attributs sismiques existants. Dans ces deux cas, les traitements bas niveau seront différents. En effet, ne serait-ce que la manière dont les réflecteurs peuvent être détectés dépend étroitement du type d'image qui est pris en considération.

Afin de pouvoir changer d'algorithmes aisément, nous aimerions pouvoir connecter notre travail à celui effectué par Nabil Belaïd dans le cadre d'une thèse en cours de réalisation à l'Université de Poitiers. Au vu des premiers résultats obtenus [Belaïd, 2009], ce travail permettra :

- de caractériser conceptuellement les workflows dans une ontologie,
- lors de l'exécution du programme, d'utiliser cette formalisation pour appeler divers services Web (programmes informatiques utilisables via le Web) ou des compositions

de services Web (workflow et sous-workflows). Ces derniers seront des instances des concepts de l'ontologie définie.

- de garder une trace du workflow exécuté en sauvegardant l'ensemble des services Web utilisés ainsi que leurs paramètres.

Il conviendrait donc de définir formellement notre workflow en redéveloppant nos programmes pour qu'ils deviennent des services Web. Ainsi, le workflow, les sous-workflows et les services Web que nous avons développé pourraient être considérés comme des instances particulières des concepts définis dans l'ontologie proposée par Nabil Belaïd.

3.2.Meilleure exportation des données

Un point que nous souhaitons aborder concerne l'exportation des données produites par la plateforme. En effet, les besoins qui font suite à notre travail sont très spécifiques et, de ce fait, ils se satisfont très peu des solutions génériques existantes.

3.2.1.Les surfaces triangulées

La surface attendue en entrée d'un modeleur est une surface triangulée sur laquelle de multiples traitements doivent être effectués. Cette surface doit être la moins volumineuse possible pour que les nombreux traitements se fassent rapidement. Ses triangles doivent être de très bonne qualité afin de pouvoir être intersectés aisément. Enfin, la surface ne doit pas comporter de trous.

Comme nous l'avons indiqué au chapitre 3, les solutions apportées dans sa thèse par Van Tran Nam [Tran Nam, 2008] répondent très bien à ces attentes dès lors qu'on dispose à l'origine d'une surface triangulée. Il est ainsi possible de remplir les trous et de diminuer le nombre de triangles tout en assurant la conservation des courbures.

Cependant, ces solutions peuvent à notre avis encore être améliorées en se basant directement sur la matrice creuse. En effet, le nuage de points correspondant est alors structuré selon une grille et peut donc être encore plus facilement triangulé. De plus, dans la matrice creuse, il est possible de prendre en considération plusieurs surfaces ensemble. Par exemple, il sera possible de contraindre un remplissage de trou d'une surface en suivant la géométrie de ses surfaces voisines et parallèles. Nous imaginons aussi pouvoir se baser sur l'ontologie créée afin que la modélisation puisse s'appuyer sur le maximum d'informations disponibles. Un travail de thèse faisant suite à celui de Van Tran Nam va être initié sur ce sujet au le laboratoire d'Informatique de l'ESIL de Marseille. La donnée d'entrée sera directement la matrice creuse dans un premier temps et non plus des surfaces triangulées.

A l'avenir, grâce à ces divers travaux, il sera donc possible de construire les surfaces triangulées en optimisant leur conformation aux nuages de points qui résultent directement de l'interprétation sismique.

3.2.2.Exportation des méta données

Nous exportons, à l'heure actuelle, les métas données directement dans l'ontologie que nous utilisons pour définir les caractéristiques importantes de notre interprétation. Bien que ce format soit facilement échangeable il n'est pas pour autant optimal pour un échange de données au travers d'un grand réseau. Par exemple, le fichier peut se perdre, être altéré ou séparé des données.

Pour répondre à ce genre de problèmes et fournir de manière rapide et sécurisée les données associées à leurs métadonnées au travers d'un réseau, Laura Mastella propose dans un travail de thèse en voie d'achèvement à l'Ecole des Mines de Paris, d'utiliser une base de données ontologique pour stocker l'ensemble des données liées à l'exploration pétrolière [Mastella, 2009]..

De ce fait, des requêtes de type SQL peuvent être opérées en utilisant le vocabulaire et la structure définie dans les ontologies que la base représente. Il est ainsi aisé d'obtenir la donnée informée (ou « annotée » selon le vocabulaire utilisé par Laura Mastella) d'une manière sécurisée.

3.3.Réglage des paramètres

Le réglage des paramètres est d'une importance non négligeable pour une bonne interprétation. Comme il est très difficile de définir ces paramètres de manière optimale pour n'importe quelle image sismique, il pourrait être intéressant de déterminer ces valeurs par une méthode d'apprentissage.

Nous pourrions notamment nous inspirer des travaux réalisés dans OpenDtect par Meldhal (2000) où un réseau de neurones est entraîné sur un bloc sismique afin de déterminer les paramètres optimaux pour chaque calcul d'attribut sismique sélectionné par l'utilisateur.

Il faudrait aussi se pencher sur les travaux réalisés en logique floue afin de pouvoir accorder un certain critère de confiance aux résultats des fusions. Une fusion étant basée sur une similarité entre 2 éléments, il s'agirait de pouvoir quantifier cette similarité. Par exemple, 2 réflecteurs auraient 100% de chances de faire partie du même horizon s'ils ont la même direction. Si leur direction varie de 5 degrés, ils n'auraient que 80% de chances de représenter le même horizon, de 10 degrés, ils n'auraient alors plus que 50% de chances, etc… Grâce à ce critère de confiance, la plateforme pourrait alors elle-même choisir de laisser la main à l'utilisateur pour interpréter un objet quand elle jugerait que son interprétation n'a pas assez de chances d'être valide.

3.4.Enrichissement de l'ontologie

3.4.1.Horizons

Dans les limites que nous avons précisées (horizons en position normale et pas trop inclinés ne correspondant ni à des surfaces d'érosion ni à des surfaces on lap), l'interprétation des horizons peut être jugée globalement satisfaisante. Les perspectives concernent principalement la possibilité de décrire leurs propriétés géologiques de manière plus précise afin de pouvoir déduire un plus grand nombre d'informations à partir de ces surfaces.

A notre avis, l'attribut qui manque le plus dans notre ontologie pour caractériser les horizons est leur **type géologique** qui peut être selon les cas *parallèle*, *discordant*, *onlap* ou *discordant*

+ *onlap* [Perrin, 1998]. Sans cet attribut, il ne nous est pas possible de définir correctement la séquence sédimentaire dont fait partie l'horizon. En effet, une séquence sédimentaire est définie par **un ensemble d'horizons parallèles et est délimitée par des surfaces discordantes** en haut et en bas. De plus, savoir que des horizons sont de type onlap ou érosif pourrait nous pousser à les interpréter autrement. Ceci aurait notamment été très utile pour le cas de la BCU du bloc sismique Alwyn.

Afin de déterminer la valeur de cet attribut, nous pensons nous appuyer sur le type de chaque face composant un horizon comme il a été expliqué au chapitre 1, paragraphe 4.2.5.1.1. Chaque face, FTR et FTA, d'un horizon est caractérisée CONC ou DISC afin de définir le type géologique de ce dernier. Cet attribut de face serait calculé après fusion des réflecteurs en horizons en ayant pris soin d'avoir sauvegardé auparavant les configurations de type « fourche » éliminées pour cause de multi évaluations. En s'appuyant sur ces dernières et en ayant interprété désormais le bon horizon passant par cette fourche, nous pourrions affecter DISC à une des faces comme l'illustre la Face To Ancient de l'horizon B sur la figure 5.1.

Figure 5.1 : Caractérisation des faces d'un horizon.

Un autre attribut des horizons intéressant serait celui de la forme de l'horizon. En effet, cette dernière peut avoir des conséquences très fortes dans la constitution d'un piège pétrolier. Par exemple, un horizon de forme anticlinale est un piège pétrolier très courant. En plus de cela, la forme d'un horizon peut renseigner sur la présence d'objets particuliers. C'est le cas notamment des dômes de sel qui imposent une forme particulière aux horizons. Enfin, en présence de chenaux, si l'on arrive à détecter les horizons contenus dans ce dernier, ils suivront automatiquement la géométrie du chenal et auront donc sa forme caractéristique (allongée et méandriforme).

Une dernière caractéristique qui nous paraît importante est la description des trous contenus dans un horizon. En effet, ceux qui ne sont pas liés à une déconnection de faille peuvent fournir une indication importante relativement à la présence de certains objets géologiques. Un trou peut être, par exemple, lié au passage d'un chenal ou encore à la présence d'une cheminée (une fuite de gaz dans le sous sol). Nous avons notamment identifié un exemple de trou significatif dans le bloc Alwyn. L'accumulation d'hydrocarbures liquides dans la formation Brent change en effet les propriétés du milieu traversé par les ondes et donc modifie l'amplitude de réflexion dans cette zone. La figure 5.2 illustre à gauche les accumulations d'hydrocarbures théoriques sur le Top Brent et à droite notre interprétation de ce même Top Brent. On constate la présence d'un grand trou au centre de l'image de droite qui peut s'apparenter à l'accumulation d'hydrocarbure représentée en vert sur la figure de gauche.

Figure 5.2 : A gauche, l'image de référence décrivant les zones d'accumulation d'hydrocarbures (en vert et rouge) et à droite la surface interprétée correspondante avec ses trous.

3.4.2.Failles

Une des caractéristiques les plus importantes qui nous semble devoir être prise en considération pour l'interprétation des failles est la prise en compte des interruptions d'horizon. Une faille peut en effet déconnecter un horizon au point que les deux parties résultantes soient très éloignées l'une de l'autre. En l'absence d'un marqueur au puits ou d'un horizon lui-même déconnecté par cette même faille pouvant servir de surface d'appui, il ne sera pas possible de fusionner les réflecteurs situés des deux côtés de la faille en un seul horizon. Dans ce cas, les horizons associés à ces réflecteurs ne montreront aucune déconnection mais s'arrêteront tout simplement sur la faille.

Il se peut aussi qu'un des réflecteurs adjacents à la faille ne soit pas visible. Il peut avoir été déplacé par la faille en dehors de l'image sismique ou tout simplement souffrir de bruit à l'endroit où il a été déplacé (cf. Fig. 5.3)

Ces raisons nous amènent à penser qu'un des critères primordiaux de détection des failles qui pourrait être rajouté à l'ontologie est l'interruption d'horizons.

Figure 5.3 : Faille détectée par succession d'interruptions d'horizon dans le plan.

En outre, l'utilisation de successions de réflecteurs caractéristiques comme outil de base pour la détection de failles pourrait s'avérer plus intéressante que l'utilisation de réflecteurs indépendants les uns des autres. Géologiquement, la déconnection d'une telle succession d'horizons nous paraît être en effet bien plus représentative du passage d'une faille que des successions de déconnexions d'horizons individuels.

Une approche possible consisterait alors à prendre en considération au lieu de réflecteurs uniques des successions caractéristiques de réflecteurs susceptibles de correspondre à des piles sédimentaires, c'est-à-dire à des successions d'horizons parallèles les uns aux autres. Le problème serait alors de définir ces successions caractéristiques, ce qui pourrait être fait soit par l'utilisateur soit éventuellement par le système en prenant notamment en compte les réflecteurs ayant les plus fortes intensités ainsi que leurs différentes largeurs et leurs espacements. La définition de l'intérieur d'une pile sédimentaire pourrait être de type « code barre », chaque réflecteur étant décrit par son épaisseur et son amplitude comme l'illustre la figure 5.4. L'approche pourrait se révéler particulièrement intéressante pour confirmer la présence de failles signalées par un nombre restreint de déconnections d'horizons individuels.

Figure 5.4 : Définition de piles sédimentaires.

3.4.3. Autres objet géologiques

Enfin l'ontologie gagnerait à décrire des objets géologiques autres que les horizons ou les failles afin de compléter l'interprétation sismique. Nous pensons principalement à la possibilité de description de chenaux, ou de cheminées et aussi à la description de l'ensemble des éléments caractéristiques de la stratigraphie séquentielle.

En rajoutant ces objets et leurs caractéristiques dans l'ontologie et en développant en parallèle les algorithmes capables d'en créer des instances et de les caractériser, nous pourrions aboutir alors à une interprétation des images sismiques sensiblement plus riche que celle présentée dans le présent mémoire. Compte tenu de l'état actuel des connaissances en matière d'interprétation sismique, il nous paraît y avoir là une piste pour l'avenir qui pourrait se révéler particulièrement intéressantes pour les interprétateurs qui oeuvrent dans les compagnies pétrolières.

Glossaire sur les termes techniques utilisés en vision cognitive dans ce manuscrit.

Acquisition de connaissances :
L'acquisition de connaissances se définit comme le transfert et la transformation d'une expertise depuis une source de connaissances vers un programme.

Base de connaissance :
Une base de connaissance regroupe des connaissances spécifiques à un domaine spécialisé donné, sous une forme exploitable par un ordinateur.

Base de faits :
Une base de faits est une base qui contient les données observables (les faits) que l'on possède sur un sujet et que l'on veut étudier. Les « faits », dans un entrepôt de données, sont normalement numériques.

Classification :
Distribution méthodique en diverses catégories. Action de ranger par classes.

Connaissance à priori :
Connaissance qui ne dérive pas de telle ou telle expérience, mais qui est absolument indépendante de toute expérience. A cette connaissance a priori est opposée la connaissance empirique ou celle qui n'est possible qu'a posteriori, c'est-à-dire par expérience.

Connaissance explicite :
Les connaissances explicites sont, par opposition aux connaissances tacites, les connaissances clairement articulées au niveau d'un document écrit, d'un système informatique, ou d'un document électronique.

Formalisation :
Formulation précise et structurée selon les formes requises dans un domaine scientifique.

Ingénierie des connaissances :
L'ingénierie des connaissances consiste à concevoir des systèmes dont le fonctionnement permet de rendre opérationnelles des connaissances portant sur le traitement ou la résolution d'un problème donné.

Intelligence artificielle :
Discipline scientifique relative au traitement des connaissances et au raisonnement, dans le but de permettre à une machine d'exécuter des fonctions normalement associées à l'intelligence humaine : compréhension, raisonnement, dialogue, adaptation, apprentissage, etc.

Modèle conceptuel :
Le modèle conceptuel a pour but d'écrire de façon formelle les données qui seront utilisées par le système d'information. Il s'agit donc d'une représentation des données, facilement compréhensible, permettant de décrire le système d'information à l'aide d'entités.

Moteur d'inférence :
Désigne un logiciel qui opère les calculs de logique d'un système en reliant des faits à des règles.

Ontologie :
Le terme ontologie fait référence à un modèle formel utilisé pour décrire un domaine particulier du monde réel.

Pilotage de programmes :
Automatisation de la planification et du contrôle d'exécution de programmes contenus dans une bibliothèque.

Règle de production :
Une règle de production est une règle conditionnelle du type SI condition ALORS action : lorsqu'une condition est satisfaite, alors exécuter une action particulière.

Vision cognitive :
Nouveau domaine de recherche qui a pour but de rendre les systèmes de vision plus robustes, plus flexibles et plus adaptables en leur fournissant des fonctions cognitives.

Web sémantique :
Le Web sémantique désigne un ensemble de technologies visant à rendre le contenu des ressources du World Wide Web accessible et utilisable par les programmes et agents logiciels, grâce à un système de métadonnées formelles, utilisant notamment la famille de langages développés par le W3C.

Bibliographie

[Admasu, 2006] Admasu F., Back S., Toennies K., Autotracking of faults on 3D seismic data, Geophysics, Vol. 71, No. 6, novembre-décembre 2006; p. A49–A53

[Aussenac, 1989] Aussenac N., Conception d'une méthodologie et d'un outil d'acquisition de connaissances expertes, Thèse de l'université Paul Sabatier de Toulouse, Octobre 1989.

[Azuaje, 2002] Azuaje V., Aldana M., Escobar I., Improving The Seismic Image By Using The Multi-line Technique, EGS XXVII General Assembly, abstract #4830, Nice, 21-26 avril 2002

[Bahorich, 1995] Bahorich M., Farmer S., 3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features : The coherence cube, The leading edge, 1995, p. 1053-1058

[Barnes, 2006] Barnes A. E., A filter to improve seismic discontinuity data for fault interpretation, Geophysics, vol. 71, issue 3, 2006, p. P1

[Bates, 1987] Bates R. L., Jackson J. A., Glossary of geology (3rd Edition), American Geological Institut, Alexandria, Virginia, 1987.

[Belaïd, 2009] Belaïd N., Aït- Ameur Y., Rainaud J. F., SWAPT : Semantic Workflow Architecture for Petroleum Techniques, Webist: 5th international conference on Web information systems and technologies, 2009

[Bérubé, 1991] Bérubé L., Terminologie de neuropsychologie et de neurologie du comportement, Montréal, Les Éditions de la Chenelière Inc., 1991, 176 p.

[Borgos, 2005] Borgos H. G., Skov T., Sonneland L., Automated Structural Interpretation Through Classification of Seismic Horizons, Mathematical Methods and Modelling in Hydrocarbon Exploration and Production, Volume 7, 2005, p. 89-106.

[Boucher, 1999] Boucher A., Une approche décentralisée et adaptative de la gestion d'informations en vision : Application à l'interprétation d'images de cellules en mouvement, Thèse d'informatique. Université Joseph Fourier – Grenoble 1, 1999

[Bourne, 1997] Bourne, C., Catégorisation et formalisation des connaissances industrielles, Connaissances et Savoir-faire en entreprise, ed. Hermes, 1997, p. 179-197.

[Breuker, 1985] Breuker J., Wielenga B., “KADS : Structured Knowledge Acquisition for Expert Systems”, Actes des 5èmes journées internationales “Les systèmes experts et leurs applications”, Avignon, France 1985.

[Brown, 2004] Brown A. R., Interpretation of three-dimensional seismic data, 6th ed.: American Association of Petroleum Geologists Memoir 42, 2004

[Brémond, 1998] Brémond F., Thonnat M., Issues of representing context illustrated by videosurveillance applications. International Journal of Human-Computer Studies Special Issue on Context, 1998, 48:375–391.

[Cacas, 2006] Cacas M.C., Method of sedimentologic interpretation by estimation of various chronological scenarios of sedimentary layers deposition, US2006247858A, 2006.

[Cacas, 2008] Cacas M.C., Method for stratigraphic interpretation of seismic images, US2008212841A, 2008.

[Cartwright, 2005] Cartwright J., Huuse M., Basin Research, Vol. 17 Issue 1, 2005, p. 1-20

[Castagna, 2003] Castagna, J. P., Sun S., Siegfried R. W., Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons: The Leading Edge, 22, 2003, p.120-127.

[Catuneanu, 2002] Catuneanu O., Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls, Journal of African Earth Sciences, Vol. 35, Issue 1, 2002, p. 1-43

[Charlet, 2006] Charlet J., L'ingénierie des connaissances, entre science de l'information et science de gestion, HAL – CCSD, 2006, http://archivesic.ccsd.cnrs.fr/sic_00000805/en/, accessed July 15th 2009.

[Chen, 1997] Chen, Q., Sidney S., Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring: The Leading Edge, 16, 1997, p.445–456.

[Chopra, 2005] Chopra S., Marfurt K. J., Seismic attributes — A historical perspective, Geophysics, Vol. 70, No. 5, Septembre-Octobre 2005, p. 3SO–28SO

[Clark, 1998] Clark D., Seismic interpretation in the 1990s, The Leading Edge, Vol. 17, No. 6, June 1998, p. 793-794

[Clement, 1993] Clement V., Thonnat, M., A knowledge-based approach to integration of image procedures processing. CVGIP: Image Understanding, 1993, 57(2):166-184.

[Corbel, 1997] Corbel J.C., Méthodologie et retour d'expérience : démarche MEREX de Renault, Hermès, 1997

[Crevier, 1997] Crevier D., Lepage R., Knowledge-Based Image Understanding Systems: A Survey, Computer Vision and Image Understanding, Vol. 67, No. 2, August 1997, p. 161–185

[de Bruin, 2007] de Bruin G., Hemstra N., Pouwel A., Stratigraphic surfaces in the depositional and chronostratigraphic (Wheeler-transformed) domain, The Leading Edge, Vol. 26, Issue 7, 2007, p. 883-886

[Dorn, 1998] Dorn G. A., Modern 3-D seismic interpretation**,** The Leading Edge, Vol. 17, No. 9, September 1998, p. 1262-1272

[Draper, 1996] Draper B., Hanson A. R. Knowledge-directed vision: control, learning and integration. Proceedings of IEEE, 1996, 84(11):1625{1681.

[Ermine, 1996] Ermine J. L., Chaillot M., Bigeon P., Charreton B., Malavieille D., MKSM, a method for knowledge management. Proc. of the 5th Int. Symposium on the Management of Industrial and Corporate Knowledge (ISMICK'97), Compiègne, France, 1996, p. 288 - 302.

[Fehmers, 2003] Fehmers G., Höcker C., Fast structural interpretation with structure-oriented filtering, Geophysics, Vol. 68, issue 4, 2003, p. 1286

[Fensel, 2003] Fensel D., Hendeler J., Lieberman H., Wahlster W., Spinning the semantic web. The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 2003

[Foucault, 2005] Foucault A., Raoult J. F., Dictionnaire de géologie, Masson, 6ème edition, Paris, France, 2005.

[Ganter, 1999] Ganter B., Wille R., Formal Concept Analysis, Springer, Berlin, 1999.

[Garnesson, 1991] Garnesson P., MESSI : un système d'analyse de scène, application à l'imagerie aérienne. Thèse de doctorat, Université de Nice - Sophia Antipolis, France, 1991.

[Granger, 1985] Granger C., Reconnaissance d'objets par mise en correspondance en vision par ordinateur, Robotique et vision, Université de Nice Sophia Antipolis, France, 1985.

[Groshong, 2006] Groshong R. H. Jr., 3-D Structural Geology Second Edition, Springer, 2006

[Gruber, 1993] Gruber T. R., A translation approach to portable ontology specifications. Knowledge Acquisition, 5, 1993, p. 199-220.

[Hanson, 1978] Hanson A., Riseman E., VISIONS : A Computer System for Interpreting Scenes, Acacademic Press, 1978, 303{333.

[Hayes-Roth, 1983] Hayes-Roth F., Waterman D. A., Lenat D. B., An Overview of Expert Systems, Building Expert Systems, édité par Frederick Hayes-Roth, Donald A. Waterman et Douglas B. Lenat, Technoledge Series in Knowledge Engineering, 1983.

[Hudelot, 2005] Hudelot C., Towards a Cognitive Vision Platform for Semantic Image Interpretation; Application to the Recognition of Biological Organisms, Thèse d'informatique. Université de Nice – Sophia Antipolis, France, 2005

[Lando, 2006] Lando P., Conception et développement d'applications informatiques utilisant des ontologies : application aux EIAH, actes des Premières rencontres jeunes chercheurs en EIAH (RJC-EIAH'06), Évry, France, 11-12 mai 2006.

[Laval, 2003] Laval A., Auxiette G., Echeverria I., 3d geocellular modeling in a complex structural setting: El furrial giant oil field venezuela, 8th SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port of Spain, Trinidad, Avril 2003. SPE-81066, p.7.

[Le Ber, 2006] Le Ber F., Lieber J., Napoli A., Systèmes à bases de connaissances, Encyclopédie de l'informatique et des systèmes d'information, éd. par J. Akoka et I. Comyn-Wattiau, Vuibert, 2006, p. 1197-1208.

[Liner, 2004] Liner C., Li C. F., Gersztenkorn A., Smythe J., SPICE: A new general seismic attribute: 72nd Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2004, p. 433–436.

[Mallet, 1992] Mallet J. L., Gocad : a computer-aided design program for geological applications. Three-Dimensional Modeling with Geoscientific Information Systems, 1992, 354:123–142.

[Malvache, 1993] Malvache P., Prieur P., Mastering corporate experience with the Rex method., ed. J. P. Barthès, Proceeding of ISMICK'93, Compiègne, October 1993, p. 33-41.

[Marfurt, 1998] Marfurt K. J., Lynn Kirlinz R., Farmer S.L, Bahorich M. S., 3-D seismic attributes using a semblance-based coherency algorithm, Geophysics, Vol. 63, No. 4, Juillet-Août 1998, p. 1150–1165

[Marfurt, 2006] Marfurt K. J., Robust estimates of 3D reflector dip and azimuth, Geophysics, Vol. 71, No. 4, Juillet-Août 2006, p. P29–P40

[Marr, 1982] Marr. D., Vision, W.H. Freeman and Company, New York , 1982

[Mastella, 2007] Mastella L., Perrin M., Abel M., Rainaud J. F., Touari W., Knowledge management for shared Earth modelling, 69th Annual International Conference and Exhibition, EAGE, 2007.

[Mastella, 2009] Mastella L., Ait-Ameur Y., Jean S., Perrin M., Rainaud J. F., Semantic exploitation of persistent metadata in engineering models: application to geological models, Proceedings of the IEEE International Conference on Research, Challenges in Information Science (RCIS 2009), ed. André Flory, Martine Collard, Fez, Morocco, April 2009, p. 147-156.

[Matsuyama, 1990] Matsuyama T., Hwang V.. SIGMA: a Knowledge-based Aerial Image Understanding System. Plenum, 1990.

[Meldhal, 2000] Meldhal P., Heggland R., De Groot P., Bril B., Semi-automated detection of seismic objects by directive attributes and neutral networks, method and applications, EAGE 62nd Conference and Technical Exhibition, A-04, Glasgow, Scotland, 2000

[Minsky, 1975] Minsky, Marvin: ``A Framework for Representing Knowledge", in Winston, Patrick (ed.) The Psychology of Computer Vision, New York, McGraw-Hill, 1975, p. 211-277.

[Mitchum, 1977] Michum R. M., Vail P. R., Sangree J. B., Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 6 : Stratigraphic Interpretation of Seismic Reflection Patterns in depositional Sequences, AAPG Memoir 26, 1977

[Monnin, 2009] Essai de comparaison des ontologies informatiques et philosophiques. Entre être et artefacts. XVIèmes Rencontres interdisciplinaires sur les systèmes complexes naturels et artificiels de Rochebrune, Ontologie et dynamique des systèmes complexes, perspectives interdisciplinaires., Megève, France, 2009.

[Monsen, 2007] Monsen E. M., Borgos H. G., Le Guern P., Sonneland L., Geological Process Controlled Interpretation Based on 3D Wheeler Diagram Generation, SEG Technical Program Expanded Abstracts, 2007, p. 885-889.

[Moyen, 2005] Moyen R., Paramétrisation 3D de l'espace en Géologie sédimentaire : Le modèle Geochron. PhD. Thesis, INPL, France, 2005

[Newell, 1982] Newell A., The knowledge level. Artificial Intelligence, 18, 1982, p. 87–127.

[Ossola, 1995] Ossola J., Thonnat, M., Cooperation of knowledge based systems for galaxy classification. 8th International Conference on Image Analysis and Processing, 1995.

[Partyka, 1999] Partyka G., Gridley J., Lopez J., Interpretational applications of spectral decompositiion in reservoir characterization: The Leading Edge, Vol. 18, 1999, p. 353-360

[Perrin, 1997] Perrin M., Eléments de syntaxe géologique en vue de la construction de modèles 3d de terrains, Rapport technique, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, Centre de Géologie de l'Ingénieur, 1997.

[Perrin, 1998] Perrin M., Geological consistency : an opportunity for safe surface assembly and quick model exploration, 3D Modeling of Natural Objects, A Challenge for the 2000's, 3(4-5), Juin 1998.

[Randen, 2001] Randen T., Pedersen S. I., Sonneland L. Automatic Extraction of Fault Surfaces from Three-Dimensional Seismic Data, Annual International Meeting, Society Exploration Geophycist, Expanded abstract, 2001.

[Roberts, 2001] Roberts A., Curvature attributes and their interpretation to 3D interpreted horizons: First Break, Vol. 19, 2001, p. 85-100.

[Sandakly 1995] Sandakly F., Contribution à la mise en oeuvre d'une architecture à base de connaissances pour l'interprétation de scènes 2D et 3D. Thèse de doctorat, Université de Nice - Sophia Antipolis, France, Juillet 1995

[Schlumberger Oilfield Glossary, 2009] Schlumberger Oilfield Glossary, http://www.glossary.oilfield.slb.com/default.cfm, accessed July 15th, 2009.

[Schneider, 2002] Schneider S., Pilotage automatique de la construction de modèles gèologiques surfaciques. Thèse de doctorat d'université en informatique, Ecole des Mines de Saint-Etienne et Universitè Jean-Monnet, France, Décembre 2002.

[SEG, 2002] SEG Y rev 1 Data Exchange Format, SEG Technical Standards Committee, Release 1.0, Mai 2002

[Smith, 2004] Smith M. K., Welty C., McGuinness D. L., OWL Web Ontology Language Guide, ed. W3C Recommendation, 10 February 2004, available at http://www.w3.org/TR/owl-guide/ accessed July 15th, 2009.

[Soulier, 2008] Soulier E., Une épistémologie de l'ingénierie des connaissances : du savoir de l'expert au savoir des foules, ecole-doctorale.cnam.fr/servlet/com.univ.utils.LectureFichierJoint?CODE=1205412875703&LANGUE=0&ext=.pdf, accessed July 15th, 2009.

[Staab, 2004] Staab S., Studer R., ed. Handbook on Ontologies. Springer, Berlin, 2004.

[Taner, 1994] Taner M. T., Schuelke J. S., O'Doherty R., Baysal E., Seismic attributes revisited:, 64th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1994, p. 1104–1106.

[Thonnat, 1989] Thonnat M., The World of Galaxies, chapter Toward an automatic classification of galaxies, Springer Verlag, Corwin, H. Jr. and Bottinelli, L. edition, 1989, p. 53–74.

[Thonnat, 1994] Thonnat M., Clément V., van den Elst J., Supervision of perception tasks for autonomous systems : the ocapi approach, International Journal on Information Science and Technology IJIST, 3(2):140–163, Janvier 1994.

[Thonnat, 2002] Thonnat M., Knowledge-based techniques for image processing and for image understanding, J. Phys. IV France EDP Science, Les Ulis, 12:189{236, 2002.

[Tran Nam, 2008] Tran Nam V., Traitement de surfaces triangulées pour la construction de modèles géologiques structuraux, Thèse de l'Université de la Méditerranée, 2008.

[Vernon, 2004] Vernon D., Ecvision research roadmap v4.0, http://www.ecvision.org/, 2004, accessed April 9th, 2009

[Vincent, 1997] Vincent R., Thonnat M., Planning, Executing, Controlling and Replanning for IP program library, 8th Artificial intelligence and Soft computing (ASC'97), Banff, July 1997.

[Vogel, 1988] Vogel C., Génie Cognitif, Paris, Masson, 1988.

[Watson, 2007] Watson J., Akram F., Rivas D., Petrel - the asset team solution. Technical abstract, Schlumberger Information Solution, 2007.

[Wheeler, 1958] Wheeler H. E., Time-stratigraphy, Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Vol. 42, No. 5, 1958, p 1047–1063.

[White, 1991] White R. E., Properties of instantaneous seismic attributes, The Leading Edge, 10, No. 7, 1991, p.26–32.

[Zacklad, 2007] Zacklad M., Classification, thésaurus, ontologies, folksonomies : comparaisons du point de vue de la recherche ouverte d'information (ROI), CAIS/ACSI, 35e Congrès annuel de l'Association Canadienne des Sciences de l'Information, 2007. Disponible sur http://hal.archives-ouvertes.fr/docs/00/20/24/40/PDF/cais-acsi_zacklad_-_avec_ref.pdf, accessed July 15th, 2009