

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des **Hydrocarbures** et de la **Chimie**

Thèse de Doctorat

Présentée par

Mr. SENOUCI Mohamed

Filière : Hydrocarbures

Option : Géophysique pétrolière

**Apport de l'interprétation des anomalies micromagnétiques et
radiométriques liées aux microfuites d'hydrocarbures à
l'exploration pétrolière "Cas de la région de Hassi R'mel"**

Devant le jury :

Mr.	ELADJ	Said	Prof	UMBB	Président
Mr.	FERAHTIA	Jalal	Prof	UMBB	Examineur
Mme.	BENAYAD	Soumya	MCA	UMBB	Examineur
Mr.	BOUBAYA	Djamal	Prof	UTL-Tébessa	Examineur
Mr.	GACI	Said	MCA	IAP-Boumerdes	Examineur
Mr.	ALLEK	Karim	MCA	UMBB	Rapporteur

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciements

Je remercie tout d'abord Dieu tout puissant de m'avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Au terme de ce travail j'aimerais rendre hommage à tous ceux qui de loin ou de près m'ont apporté leurs encouragements.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements envers mon Directeur de thèse, Dr. ALLEK Karim, Maître de conférences à l'Université de Boumerdes, de m'avoir proposé le sujet de ce travail de recherche. Je le remercie aussi de son encadrement, du suivi permanent de mon travail, pour ses remarques, conseils et suggestions sans lesquelles cette thèse n'aurait pas lieu.

Mes remerciements vont également à Monsieur Deitmar Schumacher, vice-président à Geosciences and Technology, pour ses conseils et son aide.

Résumé

La recherche de nouveaux gisements d'hydrocarbures devient de plus en plus compliquée et coûteuse. L'approche géophysique traditionnelle consiste essentiellement à localiser en grandes profondeurs des structures-pièges favorables à l'accumulation des hydrocarbures. Une autre approche originale qui peut être complémentaire à la première se résout à essayer d'identifier les hydrocarbures en profondeur à travers leurs empreintes détectables en proche surface. Elle repose sur le principe que les hydrocarbures piégés en profondeur présentent souvent des microfuites qui migrent souvent verticalement en infime quantité vers la proche surface et induisent grâce à des processus complexes des altérations et la précipitation d'une variété de minéraux détectables par un ensemble de méthodes géophysiques de proche surface.

Dans cette étude, les données magnétiques et gamma spectrométriques aéroportées du pourtour de Hassi R'mel ont été utilisées pour essayer d'identifier des variations subtiles des concentrations d'éléments radioactifs ainsi que des anomalies micromagnétiques qui seraient induites par les microfuites d'hydrocarbures. Un algorithme de classification bayésienne a été appliqué pour caractériser ces anomalies magnétiques et radiométriques résiduelles qui se produisent au-dessus des réservoirs d'hydrocarbures connus dans la zone d'étude. Les résultats obtenus ont permis la définition des attributs caractéristiques des anomalies magnétiques et radiométriques en relation directe avec la présence d'hydrocarbures en profondeur, et celles qui se produisent en dehors des occurrences d'hydrocarbures connues peuvent indiquer des accumulations d'hydrocarbures sous-jacentes non prouvées par la prospection sismique et les forages d'exploration pétroliers. Les enregistrements des puits et les données de carotte, de la zone d'étude ont permis de contrôler l'efficacité de notre modèle et valider nos résultats.

Mots clés : Géophysique aéroportée, Exploration, Microfuite d'hydrocarbures, Pourtour de Hassi R'mel, Anomalies magnétiques et radiométriques, Classification bayésienne, Poids de la preuve, Altération minéralogique.

Abstract

The search for new hydrocarbon deposits is becoming more and more complicated and expensive. The traditional geophysical approach essentially consists in locating oil and gas trap in deep depths structures favorable for the accumulation of hydrocarbons. Another original approach, which can be complementary to the first, try to identify hydrocarbons at deep depth through their near surface detectable traces. It is based on the principle that the hydrocarbons trapped at deep depth often leak small amounts of light hydrocarbon which migrate vertically towards the near surface and induce, by a complex processes, alterations and precipitation of a variety of minerals detectable by a set of near surface geophysics methods.

In this study, airborne magnetic and gamma spectrometric data from the Hassi R'mel region were used to identify subtle variations in radioactive element concentrations as well as micromagnetic anomalies that would be induced by hydrocarbon microseepages. A Bayesian classifier algorithm was applied to characterize the residual magnetic and radiometric anomalies that occur above known hydrocarbon fields in the study area. The results obtained allowed the definition of the characteristic attributes of magnetic and radiometric anomalies directly related to the presence of hydrocarbons accumulation at deeper depth, and those that occur outside of known hydrocarbon occurrences may indicate underlying hydrocarbon accumulations unproven by seismic prospecting and oil exploration drilling. The well logging and core data from the study area allowed us to check the efficiency of our model and validate our results.

Key words: Airborne geophysics, Exploration, Hydrocarbon microseepages, Hassi R'mel region, magnetic and radiometric anomalies, Bayesian classification, Mineralogical alteration, Weight of evidence.

ملخص

أصبح البحث عن حقول بترول وغاز جديدة أكثر تعقيداً وتكلفة. يتألف النهج الجيوفيزيائي التقليدي بشكل أساسي من تحديد مواقع البترول والغاز في الأعماق الكبيرة المواتية لتراكم الهيدروكربونات. هناك نهج أصلي آخر يمكن أن يكون مكملاً للنهج الأول في محاولة التعرف على مواقع تخزين المحروقات في الاعماق من خلال أثارها القابلة للاكتشاف بالقرب من سطح الارض. ويستند إلى المبدأ القائل بأن كميات البترول والغاز المخزنة في الاعماق غالباً ما تظهر تسربات والتي غالباً ما تهاجر عمودياً بكميات صغيرة بالقرب من سطح الارض، وبفضل العمليات الكيميائية المعقدة والتغيرات وهطول الأمطار تحفز هذه الاخيرة على انشاء مجموعة متنوعة من المعادن التي يمكن اكتشافها بواسطة مجموعة من الطرق الجيوفيزياء السطحية..

في هذه الدراسة، تم استخدام البيانات المغناطيسية وبيانات الاشعاعات الارضية المقاسة عن طريق الجوا في منطقة حاسي الرمل لمحاولة تحديد التغيرات الدقيقة في تركيزات العناصر المشعة بالإضافة إلى التغيرات المغناطيسية الدقيقة التي يمكن أن تسببها التسربات الهيدروكربونية الصغيرة. تم تطبيق خوارزمية تصنيف بايزي لدراسة هذه التغيرات المغناطيسية والإشعاعية المتبقية التي تحدث فوق حقول الهيدروكربون المعروفة في منطقة حاسي الرمل. سمحت النتائج التي تم الحصول عليها بتعريف السمات المميزة للتغيرات المغناطيسية والإشعاعية المرتبط مباشرة بوجود المحروقات في العمق، وتلك التي تحدث خارج حقول المحروقات المعروفة قد تشير إلى وجود حقول بترول وغاز لم تثبت من خلال التنقيب الزلزالي والتنقيب عن النفط. سمحت لنا سجلات الآبار والبيانات البترولية من منطقة الدراسة بالتحقق من كفاءة نموذجنا والتحقق من صحة نتائجنا.

الكلمات الدلالية: الجيوفيزياء المحمولة جواً ، الاستكشاف ، التسرب الميكروي هيدروكربوني ، منطقة حاسي الرمل ، الانحرافات المغناطيسية والإشعاعية ، تصنيف بايزي ، التغيير المعدني ، وزن الدليل.

Table des matières

Introduction générale.....	1
Problématique.....	3
Objectif.....	3
Choix de la region d'étude.....	4
Organisation de la thèse.....	4

Chapitre 01 : Fondement des techniques de prospection aérogéophysique

1.1 Introduction.....	5
1.2 Notion de base de magnétisme.....	5
1.2.1 Force et champ magnétique.....	5
1.2.2 Moment magnétique du dipôle.....	6
1.2.3 Intensité de la magnétisation.....	6
1.2.4 Induction magnétique.....	7
1.2.5 Potentiel magnétique.....	7
1.2.6 Champ magnétique terrestre.....	8
1.2.7 Modèles de référence du champ magnétique terrestre.....	9
1.2.8 Propriétés magnétiques intrinsèques des matériaux de la croûte terrestre.....	10
1.2.8.1 Les matériaux diamagnétiques.....	11
1.2.8.2 Les matériaux paramagnétiques.....	11
1.2.8.3 Les matériaux ferromagnétiques.....	12
1.2.9 Susceptibilité magnétique.....	13
1.2.10 Aimantation rémanente.....	15
1.3 Instruments de levé magnétique.....	15
1.3.1 Magnétomètre à sursaturation.....	16
1.3.2 Magnétomètre à proton.....	16
1.3.4 Magnétomètre a pompage optique.....	16
1.3.5 Gradiomètres magnétiques.....	17
1.4 Types des levés magnétiques.....	17
1.4.1 Levé magnétique au sol.....	17
1.4.2 Levés aéromagnétiques.....	18
1.4.3 Levés magnétique marins.....	18
1.5 Correction des données magnétiques.....	19
1.5.1 Correction de la variation diurne.....	19
1.5.2 Correction géomagnétique.....	19
1.5.3 Corrections d'élévation et de terrain.....	19

1.6 Levé aéromagnétique.....	20
1.6.1 Levé de reconnaissance.....	20
1.6.2 Levé régional.....	20
1.6.3 Avion.....	21
1.6.4 Spécifications de vol.....	21
1.6.4.1 Direction de vol.....	21
1.6.4.2 Interligne.....	21
1.6.4.3 Pas de mesure.....	22
1.6.4.4 Altitude.....	22
1.6.4.5 Lignes de travers.....	22
1.6.4.6 Essais aériens pré-levé.....	23
1.7 Prospection radiométrique.....	23
1.7.1 Notions atomique.....	24
1.7.1.1 Désintégration radioactive.....	24
1.7.1.2 Interaction du rayonnement gamma.....	26
1.7.2 Instrument de mesure des levées radiométriques.....	27
1.7.2.1 Compteur Geiger Muller (Geiger counter)	27
1.7.2.2 Compteur à scintillation.....	27
1.7.2.3 Spectromètre gamma.....	28
1.7.3 Minéraux radioactifs.....	28
1.8 Levé spectrométrique.....	28
1.8.1 Direction de la ligne de vol.....	28
1.8.2 Espacement des lignes de vol.....	28
1.8.3 Hauteur de vol.....	29
1.8.4 Volume du détecteur.....	30
1.8.5 Temps d'échantillonnage.....	30
1.8.5 Données supplémentaires.....	30
1.9 Anomalie magnétique.....	30
1.10 Filtrage spectral.....	31
1.10.1 Transformée de Fourier.....	31
1.10.2 Filtre passe bas/haut/bande.....	32
1.10.3 Réduction au pôle magnétique.....	34
1.10.4 Calcul de la profondeur.....	35
1.10.4.1 Techniques graphiques.....	36
A. Règle de la demi-largeur.....	36
B. Méthode de la pente droite (pente maximale).....	37
C. Méthode de la demi-pente de Peters.....	37
D. Méthode de Sokolov.....	38
1.10.4.2 Approches semi-automatiques.....	38
A. Déconvolution d'Euler.....	39
B. Techniques de statistique spectrale.....	40
C. Méthode du signal analytique (gradient total)	41
1.10.5 Prolongement analytique.....	42

1.10.6 Calcul des dérivés.....	43
--------------------------------	----

Chapitre 02 : Fuites des hydrocarbures

2.1 Introduction.....	44
2.2 Bassin sédimentaire.....	44
2.3 Réservoir d'hydrocarbures.....	45
2.4 Génération et migration des hydrocarbures.....	46
2.5 Système pétrolier.....	48
2.5.1 Système pétrolier Total.....	48
2.5.2 Système de fuite pétrolier.....	48
2.6 Les fuites d'hydrocarbures.....	49
2.6.1 Activité des fuites d'hydrocarbures.....	50
2.6.2 Macrofuites d'hydrocarbures.....	51
2.6.3 Historique des macrofuites des hydrocarbures.....	53
2.6.4 Microfuites d'hydrocarbures.....	54
2.6.5 Historique des microfuites des hydrocarbures.....	57
2.6.6 Microfuite d'hydrocarbures versus macrofuite d'hydrocarbures.....	57
2.7 Modification diagénétique induite par l'hydrocarbure.....	59
2.7.1 Rôles des bactéries.....	59
2.7.2 Carbonate.....	61
2.7.3 Sulfure.....	61
2.7.4 Lits rouges blanchis.....	62
2.7.5 Altération des minéraux argileux.....	62
2.7.6 Oligo-éléments et biogéochimie.....	62
2.7.7 Anomalies radiométriques.....	63
2.7.8 Minéraux magnétiques.....	66
2.8 Modèle d'altération induite par l'hydrocarbure.....	70
2.9 Techniques d'exploration non-sismique d'hydrocarbures.....	71
2.9.1 Détection des microfuites d'hydrocarbures par la méthode radiométrique.....	72
2.9.2 Détection des microfuites par la méthode magnétique.....	73
2.9.3 Détection des microfuites d'hydrocarbures par méthode électrique... ..	75
2.9.4 Détection des microfuites d'hydrocarbures par méthode de Télédétection.....	75
2.9.5 Statistiques.....	76

Chapitre 03 : Région d'étude

3.1 Introduction.....	81
3.2 Aspect géologique du pourtour de Hassi R'mel.....	81
3.3 Stratigraphie du pourtour de Hassi R'mel.....	82
3.3.1 Le Paléozoïque.....	82
3.3.1.1 Le Cambrien.....	82

3.3.1.2 L'Ordovicien.....	83
3.3.1.3 Le Silurien.....	83
3.3.1.4 Le Dévonien.....	83
3.3.1.5 Le Carbonifère.....	83
3.3.2 Le Mésozoïque.....	83
3.3.2.1 Le Trias.....	83
3.3.2.2 Le Jurassique.....	85
3.3.2.3 Le Crétacé.....	85
3.3.3 Le Cénozoïque.....	86
3.3.3.1 L'Eocène.....	86
3.3.3.2 Le Mio-Pliocène.....	86
3.4 Le Trias du pourtour de Hassi R'mel.....	86
3.4.1 Description lithologique.....	86
3.4.1.1 Le cycle détritique.....	86
3.4.1.2 Le cycle salifère.....	86
3.5 Limites et extensions des formations triasiques.....	87
3.5.1 Le Trias argilo-gréseux.....	87
3.5.1.1 Le Trias Argilo-gréseux Inférieur ou la Série Inférieure.....	88
3.5.1.2 Le Trias Argilo-gréseux Supérieur.....	88
A Le Membre T1.....	89
B Le Membre T2.....	90
3.6 La roche couverture.....	90
3.6.1 Le Trias Salifère S4.....	90
3.6.2. Le Trias Argileux.....	91
3.7 Résultats pétroliers.....	91
3.8 Le Dévonien inférieur.....	92
3.8.1 Stratigraphie.....	92
3.8.2 Distribution du réservoir.....	93
3.9 Moscovien.....	93
3.10 Roche mère.....	93
3.11 Levé aéromagnétique.....	95
3.11.1 Caractéristique du levé aérogéophysique de l'Algérie.....	95
3.11.1.1 Levé de 1969.....	95
3.11.1.2 Levé de 1971-1974.....	95
3.11.2 Levé aérogéophysique du pourtour de Hassi R'mel.....	97
3.11.3 Dispositifs d'acquisition.....	97
3.11.3.1 Les avions.....	97
3.11.3.2 Système de navigation.....	98
3.11.3.3 Boussole.....	98
3.11.3.4 Altimètre radar.....	98
3.11.3.5 Caméra.....	98
3.11.3.6 Système digital d'acquisition.....	98

Chapitre 04 : Préparation des données

4.1 Introduction.....	99
4.2 Données de puits.....	99
4.2.1 Diagraphie.....	99
4.2.2 Paramètres petrophysique.....	99
4.2.3 Composition de la roche.....	100
4.2.3.1 La matrice.....	100
4.2.3.2 Les grains.....	100
4.2.3.3 Le ciment.....	100
4.2.3.4 Les argiles.....	100
4.2.3.5 Les fluides.....	101
4.2.3.6 Les faciès.....	101
4.2.4 Volume d'argile.....	101
4.2.5 La porosité totale.....	102
4.2.5.1 La Porosité primaire.....	102
4.2.5.2 La porosité secondaire.....	102
4.2.5.3 La Porosité effective ou utile.....	103
4.2.5.4 La porosité potentielle.....	103
4.2.5.5 La porosité résiduelle.....	104
4.2.5.6 Porosité apparente.....	104
4.2.6 Saturation en eau.....	104
4.2.7 Evaluation petrophysique.....	104
4.2.8 Présence des zones anoxique.....	106
4.2.9 Correlation gamma ray.....	108
4.2.10 Caractérisation du reservoir.....	109
4.3 Données aérogéophysique brutes.....	112
4.4 Calcul d'altitude barométrique.....	119
4.5 Modèle de temperature.....	123

Chapitre 05 : Exploration des hydrocarbures

5.1 Introduction.....	126
5.2 Calcul du champ magnetique total.....	126
5.3 Calcul de la susceptibilité magnétique.....	130
5.4 Calcul des Concentration apparents.....	133
5.4.1 Correction du temps morts.....	133
5.4.2 Correction du bruit de fond.....	133
5.4.3 Correction de l'effet Compton.....	135
5.4.4 Correction d'elevation.....	136
5.4.5 Calcul des concentrations équivalentes.....	137
5.5 Rapports radiométrique.....	139
5.6 Choix des attributs caractéristiques des microfuites d'hydrocarbures.....	144

Table des matières

5.7 Classification Bayésien.....	147
5.7.1 Classification Bayésien supervisée.....	148
5.7.2 Classification Bayésien non supervisée.....	148
5.7.3 Principe de la classification Bayésien.....	148
5.7.4 Théorème de Bayes.....	149
5.7.5 Etapes de classification Bayesian.....	150
5.7.6 Etude de faisabilité.....	151
5.7.7 Application de la classification Bayésien sur la region d'étude.....	153
5.8 Association spatiale.....	156
5.8.1 Thème probant.....	156
5.8.2 Points d'entraînement.....	157
5.8.3 Cellule unitaire.....	157
5.8.4 Thème de la réponse.....	157
5.8.5 Ensemble de données d'exploration.....	157
5.8.6 Modèle d'exploration.....	158
5.8.7 Thème de la zone d'étude (grille)	158
5.8.8 Cartographie quantitative du potentiel minéral dans un SIG.....	158
5.8.9 Modèle de poids de la preuve.....	158
5.8.10 Thèmes probatoires binaires.....	158
5.9 Contrôle de qualité.....	162
Conclusions Générales.....	164
Références bibliographiques.....	166

Liste des figures :

Chapitre 01 :

Figure 1.1 : Illustration schématique des forces magnétiques attractives et répulsives (FM) générées entre deux pôles magnétiques par la loi de Coulomb...	6
Figure 1.2 : Représentation schématique du potentiel magnétique.....	8
Figure 1.3 : Représentation de l'axe du champ magnétique et l'axe de rotation de la terre.....	9
Figure 1.4 : Représentation du champ magnétique de référence dans le repère géographique local.....	10
Figure 1.5 : Arrangement des domaines dans un matériel ferromagnétique.....	12
Figure 1.6 : Représentation de l'alignement du moment magnétique dans un matériel a : ferromagnétique, b : antiferromagnétique, et c : ferrimagnétique.....	13
Figure 1.7 : Variation de la susceptibilité magnétique des roches en fonction du contenu principal des minéraux ferromagnétique et paramagnétique (D'après Hrouda et Kahan, 1991.	15
Figure 1.8 : Installation du magnétomètre dans un levé aeromagnétique. A : installation stinger, B : installation oiseau.	18
Figure 1.9 : Visualisation d'un atome (noyau + nuage électronique).....	24
Figure 1.10 : Représentation schématique de l'effet photoélectrique.....	26
Figure 1.11 : Représentation schématique de la diffusion Compton.....	26
Figure 1.12 : Représentation schématique de la production de paire.	27
Figure 1.13 : Représentation de la réponse du filtre passe-haut / coupe-bas.....	33
Figure 1.14 : Représentation de la réponse du filtre passe-bas / coupe-haut.....	33
Figure 1.15 : Représentation de la réponse du filtre passe-bande / rejet.....	33
Figure 1.16 : Représentation schématique de l'anomalie magnétique d'un corps dans : A : pole magnétique et B : zone d'inclinaison magnétique de 45'...	35
Figure 1.17 : Règle de la demi largeur pour l'estimation de la profondeur de la source magnétique.....	36
Figure 1.18 : Méthode de la pente droite pour l'estimation de la profondeur de la source magnétique.	37
Figure 1.19 : Méthode de la demi-pente de Peters pour l'estimation de la profondeur de la source magnétique.	38
Figure 1.20 : Méthode spectrale pour l'estimation de la profondeur de la source magnétique.	41

Chapitre 02 :

Figure 2.1 : Schéma de la vie d'un bassin. Source : Pineau.	45
Figure 2.2 : Schéma des différents types de migration (Tissot et Welte (1984)). 1 : Migration primaire, 2 : migration secondaire, et 3 : dysmigration.	47

Figure 2.3 : Représentation schématique des différents types des fuites des hydrocarbures.	50
Figure 2.4 : Exemple de macrofuites d’hydrocarbures dans l’offshore. (Photo de Dave Valentine, UCSB)	52
Figure 2.5 : Exemple de macrofuites d’hydrocarbures dans l’onshore (Tedesco, 2017).	52
Figure 2.6 : Représentation schématique des concepts de microfuites d’hydrocarbures, de minifuites d’hydrocarbures et de macrofuites d’hydrocarbures et des anomalies associées induites par les hydrocarbures	56

Chapitre 03 :

Figure 3.1 : Position géographique du pourtour de Hassi R’mel.	81
Figure 3.2 : Colonne stratigraphique de la région de Hassi R’mel. (Document SONATRACH).	84
Figure 3.3 : Colonne stratigraphique du Trias de Hassi R’mel. (Document SONATRACH).	87
Figure 3.4 : Paramètres du levé aérogéophysique couvrant le territoire national.	96

Chapitre 04 :

Figure 4.1 : Workflow de la modelisation petrophysique 1D.	105
Figure 4.2 : Modèle petrophysique du puits W-1. Piste 01 : Volume d’argile, Piste 02 : Composite logs Densité-Neutron, Piste 03 : Porosité effective, Piste 04 : Saturation en eau.	107
Figure 4.3 : Composite log du puits W-1 dans la zone proche de surface. Piste 01 : Gamma-ray spectrale et corrigé, Piste 02 : Volume d’argile, Piste 03 : Potassium et uranium, Piste 04 : Rapport thorium-uranium et uranium-potassium.	108
Figure 4.4 : Cross plot potassium versus uranium coloré par le gamma ray spectrale.	109
Figure 4.5 : Corrélation gamma ray dans la region de Hassi R’mel.	110
Figure 4.6 : Grille de la zone d’étude.	111
Figure 4.7 : Carte de la distribution des puits d’hydrocarbures.	112
Figure 4.8 : Base de données aérogéophysique.	115
Figure 4.9 : Données aérogéophysique brutes de la ligne de vol L31775. Piste 01 : Donnée magnétique, Piste 02 : Comptage spectrométrique total, Piste 03 : Uranium brute, Piste 04 : Thorium brute, Piste 05 : Potassium brute.	116
Figure 4.10 : Données aérogéophysique brutes de la ligne de vol L319845. Piste 01 : Donnée magnétique, Piste 02 : Comptage spectrométrique total, Piste 03 : Uranium brute, Piste 04 : Thorium brute, Piste 05 : Potassium brute.	117
Figure 4.11 : Données aérogéophysique brutes de la ligne de vol L319915. Piste 01 : Donnée magnétique, Piste 02 : Comptage spectrométrique total, Piste 03 : Uranium brute, Piste 04 : Thorium brute, Piste 05 : Potassium brute.....	118

Figure 4.12 : Champ magnétique brute du pourtour de Hassi R'mel.	119
Figure 4.13 : Workflow du calcul de l'altitude barométrique.	120
Figure 4.14 : Altitude de vol, altitude topographique et altitude barométrique de la ligne de vol L31775.	121
Figure 4.15 : Altitude de vol, altitude topographique et altitude barométrique de la ligne de vol L31865.	121
Figure 4.16 : Altitude de vol, altitude topographique et altitude barométrique de la ligne de vol L31965.	122
Figure 4.17 : Altitude topographique du modèle SRTM versus altitude puits....	123
Figure 4.18 : Différence entre altitudes puits et altitudes SRTM3.	123
Figure 4.19 : Variation spatiale de la température dans la zone d'étude.	124
Figure 4.20 : Modèle de température de la ligne de vol L31845.	125
Figure 4.21 : Modèle de température de la ligne de vol L31975.	125

Chapitre 05 :

Figure 5.1 : Modelé DGRF70 de la region de Hassi R'mel.....	127
Figure 5.2 : Champ magnétique total dans la region de Hassi R'mel.	127
Figure 5.3 : Ligne de vol L31775. Piste 01 : champ magnétique total, Piste 02 : DGRF, Piste 03 : Champ magnétique résiduel et Piste 04 : Champ magnétique brute.	128
Figure 5.4 : Ligne de vol L31865. Piste 01 : champ magnétique total, Piste 02 : DGRF, Piste 03 : Champ magnétique résiduel et Piste 04 : Champ magnétique brute.	129
Figure 5.5 : Anomalie magnétique résiduel du pourtour de Hassi R'mel.....	130
Figure 5.6 : Variation spatiale de la susceptibilité magnétique.	132
Figure 5.7 : Représentation schématique des différents rapports d'enlèvement..	135
Figure 5.8 : Ligne de vol L31775. Piste 01 : uranium corrigé (ppm), Piste 02 : thorium corrigé (ppm), Piste 03 : potassium corrigé (%)	140
Figure 5.9 : Ligne de vol L31845. Piste 01 : uranium corrigé (ppm), Piste 02 : thorium corrigé (ppm), Piste 03 : potassium corrigé (%).....	141
Figure 5.10 : Ligne de vol L31965. Piste 01 : uranium corrigé (ppm), Piste 02 : thorium corrigé (ppm), Piste 03 : potassium corrigé (%).....	142
Figure 5.11 : Variation spatiale du rapport thorium-potassium dans le Pourtour de Hassi R'mel.	143
Figure 5.12 : Variation spatiale du rapport uranium-potassium dans le pourtour de Hassi R'mel.	144
Figure 5.13 : Matrice cross plot des différents attributs radiométrique de la ligne de vol (L31965).....	146
Figure 5.14 : Attributs de caractérisation des microfuites d'hydrocarbures L31965.	147
Figure 5.15 : Exemple de classification Bayésienne à partir d'un attribut géophysique.	149

Figure 5.16 : Cross plot uranium-potassium versus thorium-potassium coloré avec la susceptibilité magnétique de la ligne de vol L31965.....	151
Figure 5.17 : Etude de faisabilité le long de la ligne de vol L31965.....	152
Figure 5.18 : Classification Bayésien 3D de la ligne de vol L31775.	154
Figure 5.19 : Classification Bayésien 3D de la ligne de vol L31845.	154
Figure 5.20 : Carte de variation de la probabilité de présence de la classe A (microfuites d'hydrocarbures). Les zones occupées par les hydrocarbures sont illustrées par un fond gris. Les puits aveugles secs et hydrocarbonés utilisés pour le contrôle de qualité sont affichés sur la carte.	155
Figure 5.21 : A : Zone rectangulaire montrant le thème de preuve binaire et les points de formation. B : Même zone rognée sur la carte de base de la zone d'étude, à l'exclusion des points et des zones en dehors de la zone d'étude.....	159
Figure 5.22 : Carte montrant les zones favorables de présence des microfuites d'hydrocarbures en rouge (présence de la classe A), et les zones défavorables de présence des microfuites d'hydrocarbures en bleu (présence de la classe B). Les zones de superposition des champs d'hydrocarbures connus et les zones de présence de la classe A sont surlignées en gris.	161

Liste des tableaux :

Chapitre 01 :

Tableau 1.1 : Paramètres couramment utilisés dans la méthode magnétique en CGS et SI.....	7
Tableau 1.2 : Susceptibilité magnétique de quelque minéral Diamagnétique, Paramagnétique et Ferromagnétique.....	14
Tableau 1.3 : Liste des minéraux radioactive les plus courants et leurs occurrence.....	29

Chapitre 02 :

Tableau 2.1 : Microfuite d'hydrocarbures versus macrofuite d'hydrocarbures...	58
Tableau 2.2 : Résultats de l'application de la technique MBS sur les champs pétrolier de Colorado-Kansas, Oklahoma Caddo/Grady Counties, Utah San Juan County et Southwest Alabama.....	74
Tableau 2.3 : Résultats des puits forés sur des prospects associés à des anomalies géochimiques négatives et positives. «Sec» signifie sec ou non commercial ; «Découverte» signifie que le puits a donné lieu à une découverte commerciale.....	76
Tableau 2.4 : Résultats des puits forés sur des prospects associés à des anomalies géophysique négatives et positives et les résultats des puits forés dans ces zones d'anomalies.....	79

Chapitre 03 :

Tableau 3.1 : Les paramètres du levé aérogéophysique du pourtour de Hassi R'mel.....	97
---	----

Chapitre 04 :

Tableau 4.1 : Paramètre utiliser dans l'évaluation petrophysique dans la region de Hassi R'mel centre.....	106
Tableau 4.2 : Exemple de mesures aérogéophysiques brutes, extrait du fichier TB30_1 (Triasique centre B, zone UTM 30 Nord, Segment 1).....	113

Chapitre 05 :

Table 5.1 : Résumé des paramètres de calcul du poids de la preuve de la présence des microfuites d'hydrocarbures utilisant la classification bayésienne 3D pour des probabilités de présence de la classe A supérieurs à 50 %.....	161
---	-----

Introduction générale

Introduction :

Le développement d'une technique géophysique économique et efficace pour localiser les gisements de pétrole et de gaz d'intérêt économique joue un rôle de soutien important dans le secteur d'énergie. Dans les années 1920, la relation entre les accumulations d'hydrocarbures, c'est-à-dire les gisements de gaz et de pétrole et l'apport des méthodes de prospection géophysique avait commencé à se dessiner. Après quelques dizaines d'années, plusieurs techniques géophysiques ont vu le jour dans le but de localiser et caractériser les réservoirs d'hydrocarbures, mais chacune des méthodes présentait des limites que ce soit en termes de coût, de la qualité de l'information à fournir ou encore en fonction du temps de mise en œuvre.

L'approche géophysique conventionnelle pour l'exploration des hydrocarbures consiste à accumuler des données particulièrement sismiques riches en informations, qui donnent une image de la structure du sous-sol d'une résolution inégalée permettant de repérer en grandes profondeurs des structures-pièges susceptibles de renfermer des hydrocarbures. La méthode sismique aide aussi à fournir les paramètres pétrophysiques essentiels pour la caractérisation des réservoirs conventionnels et non-conventionnels. Cependant malgré sa popularité, la sismique souffre tout de même de certaines contraintes, particulièrement sa lourdeur de mise en œuvre relativement lente et coûteuse en matériel et sa faible résolution verticale. C'est une méthode très peu adaptée aux explorations de reconnaissance ciblant de vastes bassins ; elle ne peut économiquement être utilisée que localement sur des zones spatialement plus restreintes. On peut faire également appel à des méthodes géophysiques aéroportées particulièrement magnétique et gravimétrique plus adaptées aux études de grande reconnaissance grâce à leur rapidité de mise en œuvre et leur coût relativement moins élevé. Elles permettent aussi de fournir une esquisse profonde de la morphologie du socle du bassin et l'identification des différents éléments structuraux qui pourraient y avoir joué un rôle dans l'accumulation des hydrocarbures.

Une nouvelle approche originale qui peut être complémentaire à la première se résout à essayer d'identifier les hydrocarbures en profondeur à travers leurs empreintes en proche surface souvent détectables par des techniques géophysiques notamment magnétiques et radiométriques. Ces empreintes de proche surface sous forme d'anomalies géophysiques subtiles sont liées à des effets spécifiques d'altération et de précipitation de certains types de minéraux générés par les microfuites d'hydrocarbures.

La magnétométrie et la radiométrie aéroportées sont parmi les méthodes les plus en vogue actuellement. La première est depuis longtemps utilisée comme moyen direct ou indirect pour la détection de certains gisements métalliques, ainsi qu'en exploration pétrolière à travers la cartographie structurale des bassins sédimentaires permettant de donner une bonne approximation de l'épaisseur des formations sédimentaires et ainsi fournir une esquisse des formes générales du bassin à partir du « socle magnétique ». Cette méthode permet également l'identification de différents linéaments pouvant

correspondre à des failles qui mettent en contact des roches de caractéristiques magnétiques différentes. Par contre, la spectrométrie aéroportée est traditionnellement employée en recherche minière et en appui à la cartographie géologique. C'est une méthode peu pénétrante, elle permet cependant d'obtenir rapidement une cartographie géochimique du sol à travers ses teneurs en radioéléments (U, Th et K).

Une nouvelle alternative intéressante serait l'emploi de la magnétométrie et de la spectrométrie à rayon gamma en mode aéroporté pour la détection des hydrocarbures à partir de leurs expressions surfaciques ou sub-surfaciques. Actuellement les techniques de traitement des données magnétiques et radiométriques ont évolué de son usage exclusif à la modélisation profonde des structures géologiques pour inclure de nouvelles applications à savoir l'identification des éléments associés aux microfuites d'hydrocarbures.

On compte de nos jours plusieurs expériences réussies d'emploi des méthodes géophysiques dans une démarche d'exploration non-conventionnelle des hydrocarbures. Concernant la technique de polarisation provoquée habituellement employée en prospection minière qui consiste à mesurer la relaxation électrique des formations du sous-sol après injection d'un courant électrique, son utilisation pour l'exploration des hydrocarbures est très récente. Elle consiste à détecter les auréoles de pyrite disséminé qui se forment au-dessus des accumulations des hydrocarbures à l'issue des microfuites. Elle a été largement employée en Russie et en Norvege pour la détection des hydrocarbures en Offshore. Elle a permis une prédiction positive dans 124 des 126 cas d'étude réalisées et on rapporte que 40 puits réussis ont été forés sur des anomalies PP (Veeken et al., Geophysics 2009). Des résultats encourageants sont également obtenus en Chine, en mer Baltique et au Pérou.

Pour ce qui est des deux méthodes radiométrique et magnétique objet de ce travail de thèse, des études ont permis d'obtenir des résultats largement prometteurs. Aux Etats Unis, la compilation de données de spectrométrie à rayon gamma acquises au-dessus de différents bassins répartis à travers 6 états montre que 73% des champs de pétrole et de gaz donnent des signatures radiométriques très caractéristiques de microfuites d'hydrocarbures (Saunders et al., 1993). Un autre exemple pris en Australie basé sur d'anciennes données régionales radiométriques aéroportées montre que statistiquement, les chances qu'un forage soit économiquement productif sont multipliées par 2.6 s'il est implanté dans une zone liée à une anomalie radiométrique (Saunders et al., 1994). Pour le magnétisme, une analyse statistique de plusieurs centaines de forages implantés sur un ensemble de bassins pétroliers situés en Amérique du Nord montre que 90% des forages secs forés sont localisés dans des zones dépourvues d'anomalies micromagnétiques et en même temps 81 % des forages productifs réalisés sont accolés à des anomalies magnétiques résiduelles (Schumacher, 2011). Une autre étude récente (Alleik et al., 2016) menée dans la province triasique du Sahara algérien démontre également une forte association spatiale entre les anomalies micromagnétiques identifiées et les champs de pétrole et de gaz connus dans cette région.

L'utilisation de la méthode magnétique et radiométrique à l'exploration non-conventionnelle des hydrocarbures s'appuie sur le phénomène des microfuites d'hydrocarbures. Ces microfuites se produisent sous forme d'une série d'altérations près de la surface à la sub-verticale des accumulations des hydrocarbures. Ce phénomène a été utilisé la première fois dans l'exploration des hydrocarbures par Laubmeyer de l'Allemagne en 1929 "A New Geophysical Prospecting Method, Especially for Deposits of Hydrocarbons" dont la méthode a été brevetée. Entre-temps, les méthodes géophysiques et géochimiques de détection des microfuites d'hydrocarbures ont connu des développements spectaculaires. La caractéristique commune de ces méthodes est l'identification de la réponse géophysique ou géochimique caractéristique de microfuite d'hydrocarbures. La détection des anomalies magnétiques et radiométriques provenant de la zone d'altération liée à des microfuites constitue une technique prometteuse de prédiction des zones d'accumulation de pétrole et de gaz.

Problématique :

Le premier forage de pétrole peu profond (< 1000 m) en Algérie a été réalisé en 1915 à Ain Zeft-Tliouanet dans la région de Relizane, sur la base de suintements de pétrole en surface (macrofuites). Depuis ce temps, plusieurs puits ont été forés sur la base essentiellement des données sismiques combinées aux données géologiques. Avec le développement des techniques d'exploitation des données sismiques et diagraphiques, la précision des forages pétrolier à augmenter, mais reste toujours loin des imprévisions surtout dans les pièges stratigraphiques et les réservoirs carbonaté, à l'exemple du bassin sud-est constantinois. D'autre part le développement à travers le monde de méthodes géophysiques non-sismiques pour l'exploration des hydrocarbures montrent des résultats encourageons et prouvent que ces méthodes peuvent être une alternative intéressante pour la localisation des accumulations des hydrocarbures. C'est précisément dans cette optique que nous avons mené ce travail de recherche pour essayer d'apporter des éléments de réponse sur la problématique de l'applicabilité du levé aéromagnétospectrométrique régional à la détection des accumulations d'hydrocarbures dans le contexte algérien.

Objectifs :

Les deux principaux objectifs de ce travail de thèse se résument comme suit :

Le premier objectif consiste à mettre en œuvre un ensemble de procédés de correction et d'amélioration de la qualité des données aérogéophysiques de la région du pourtour de Hassi R'mel pour constituer une base de données fiable permettant une exploitation efficace des données. Le second objectif vise à mettre au point une technique de reconnaissance des signatures magnétique et radiométriques caractéristiques des anomalies associées aux microfuites d'hydrocarbures en rapport avec notre région d'étude mais qui pourrait être étendue à d'autres régions et contextes géologiques.

Choix de la région d'étude :

L'Algérie est un pays pétrolier qui renferme plusieurs gisements d'huile et de gaz à l'échelle régional et local, mais pour étudier l'efficacité de la méthode magnétique et radiométrique à l'exploration des hydrocarbures nous avons choisi le pourtour de Hassi R'mel comme région d'étude. Le facteur clé dans le choix de la région de Hassi R'mel comme domaine d'investigation pour cette étude a été la disponibilité de plusieurs gisements de gaz et de pétrole, ainsi qu'une grande quantité de données de puits.

Organisation de la thèse :

Cette thèse est organisée comme suite :

Le premier chapitre résume les fondements théoriques de la méthode magnétique et la méthode radiométrique, à savoir les notions de base de ces deux techniques géophysiques, les différents types d'instruments de mesure du champ magnétique total et les rayons gamma naturelles, les différents types et spécifications des levés aérogéophysiques. Enfin un aperçu général sur les différentes techniques de filtrage spectral est donné également dans ce chapitre.

Le deuxième chapitre décrit les types de fuites des hydrocarbures, leurs formations ainsi que les modifications et les différentes altérations qu'elles induisent. Ce chapitre expose également un résumé sur les différentes techniques géophysiques non-sismiques pour l'identification des microfuites d'hydrocarbures et les résultats obtenus dans des différents cas d'étude de par le monde.

Dans le troisième chapitre, on décrit le contexte stratigraphique et structural de la région d'étude de Hassi R'mel ainsi que le système pétrolier de cette région. On présente également une description détaillée du levé aérogéophysique acquis au-dessus de cette région

La compilation des différents types de données est décrite dans le chapitre 4, qui inclut les données de puits, les données de température, les données de topographie et les données aéroportées magnétiques et radiométriques.

Dans le dernier chapitre, nous avons mis au point une méthodologie de classification Bayésien des attributs magnétiques et radiométriques pour l'exploration des hydrocarbures à partir des données du champ d'anomalies micromagnétique, de la susceptibilité magnétique, des concentrations en radioéléments (U, Th et K), ainsi que les différents rapports radiométriques. La méthode des poids de l'évidence pour la quantification de l'association spatiale entre les attributs géophysiques et les champs d'hydrocarbures est entièrement décrite. Enfin, un control de la qualité a été effectué en utilisant des puits de control afin de valider les résultats obtenus et confirmer la robustesse de la méthode de la classification Bayésien.

Chapitre 01

*Fondement des techniques
de prospection
aérogéophysique*

1.1 Introduction :

Le but des méthodes géophysiques de magnétométrie et de radiométrie est d'explorer la distribution spatiale des roches magnétisées et radioactives, à partir des mesures du champ magnétique et l'enregistrement des rayonnements radioactifs gamma, pour résoudre une problématique géologique.

La méthode magnétique est devenue de nos jours très largement utilisée pour plusieurs raisons

- Les cibles enfouies ou les structures géologiques d'intérêt présentent souvent des signatures magnétiques facilement détectables grâce à la haute sensibilité des magnétomètres modernes.
- Les mesures sont rapides, fiables et non invasives.
- Les données magnétiques se prêtent souvent plus facilement aux différentes interprétations à l'aide de techniques qualitatives et quantitatives.

L'objectif de ce chapitre est de rappeler les principes de bases du magnétisme et de la spectrométrie à rayons gamma et les notions de bases des levés aéroportés souvent employés pour ces deux méthodes.

1.2 Notions de base du magnétisme :

1.2.1 Force et champ magnétique :

La force magnétique entre deux pôles magnétiques est proportionnelle au produit de leurs pôles magnétiques (Figure 1.1). Si les pôles sont de signes opposés, la force est attractive, tandis que si les pôles sont de mêmes signes, la force est répulsive et agit pour les écarter.

La relation entre les forces et les pôles des aimants a d'abord été étudiée expérimentalement par Coulomb à la fin du XVIII^{ème} siècle et peu de temps après, elle a été mise en termes mathématiques par Poisson. Cette loi empirique, appelée loi de Coulomb, a une structure similaire à la loi de la force de gravité de Newton et s'écrit sous forme :

$$F_m = C_m \frac{m_1 m_2}{r^2} \quad 1.01$$

Où m_1 et m_2 sont des pôles magnétiques ponctuels de masse magnétique m ; r est la distance qui les sépare. Dans le système CGS, un pôle magnétique de masse unitaire créera une force magnétique lorsqu'il est séparé d'un pôle équivalent. C_m est une constante magnétique dont la valeur dépend des unités utilisées dans la formule. Dans le système CGS, C_m est égale à $1 = (1/\mu)$, où μ est appelé la perméabilité magnétique du milieu entourant les pôles.

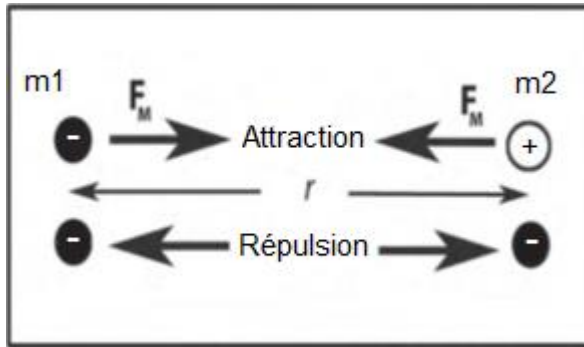


Figure 1.1 : Illustration schématique des forces magnétiques attractives et répulsives (FM) générées entre deux pôles magnétiques par la loi de Coulomb.

La perméabilité magnétique μ est une constante d'un matériau. Elle caractérise la facilité avec laquelle le champ magnétique passe à travers le matériau. Dans le système CGS, elle a une valeur de 1 dans le vide ou dans l'air. Tous les calculs magnétiques sont généralement effectués dans le système international (SI). La force magnétique F_m est exprimée en newtons (N), la masse magnétique en ampère mètre ($A \times m$) et la distance r en mètres (m). La constante C_m est égal à $(\mu_o / 4\pi)$, où μ_o est la perméabilité magnétique de l'espace libre dont la valeur est $4\pi \times 10^{-7}$ Henry par mètre (H / m) ou Newton par mètre carré (N / m²).

La force magnétique ne peut pas être déterminée indépendamment de la propriété fondamentale de la force des pôles. Ainsi, une quantité plus utile est le champ magnétique \vec{H} , qui est la force exercée sur un pôle unitaire. Le champ magnétique est considéré comme une grandeur quantitative des lignes de force.

$$H = \frac{F_m}{m_1} = C_m \frac{m_2}{r^2} \quad 1.02$$

Avec m_1 est un pôle unitaire fictif en un point de l'espace où H est spécifié. L'intensité du champ magnétique est mesurée en Oersted (Oe) en CGS, et en ampères par mètre (A / m) en SI, où $1 A / m = 4\pi \times 10^{-3}$ Oe.

1.2.2 Moment magnétique du dipôle :

Le moment d'un dipôle magnétique est un vecteur dirigé suivant la droite joignant la masse magnétique négative ($-m$) à la masse magnétique positive ($+m$), orienté de $-m$ à $+m$.

$$\vec{M} = m \cdot l \cdot \vec{r} \quad (A.m^2) \quad 1.03$$

1.2.3 Intensité de la magnétisation :

Un corps magnétisable placé dans un champ magnétique externe sera aimanté par induction. L'intensité de la magnétisation \vec{J} est définie comme le moment magnétique par unité de volume V :

$$\vec{J} = \frac{\vec{M}}{V} \quad 1.04$$

L'intensité de la magnétisation \vec{J} porte souvent le nom de polarisation magnétique parce que l'induction tend à aligner les dipôles du corps magnétique.

1.2.4 Induction magnétique :

Un corps magnétique placé dans un champ magnétique externe \vec{H} , aura ses pôles magnétiques plus ou moins alignés sous l'effet de \vec{H} , produisant un champ $\vec{H'}$ relié à l'intensité de la magnétisation \vec{J} . L'induction magnétique B sera alors le champ total incluant l'effet de l'aimantation.

$$B = \mu_0 \mu H \quad 1.05$$

Avec $\mu = (1 + k)$ est la perméabilité magnétique, k est la susceptibilité magnétique, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ (henry/m) est la perméabilité du vide (de l'air), B est l'induction magnétique en tesla (T) ou weber/m² et H est le champ magnétique en A/m (Tableau 1.1). Dans l'acquisition des données magnétique, on mesure les variations de B en nano tesla (nT).

Tableau 1.1 : Paramètres couramment utilisés dans la méthode magnétique en CGS et SI.

Paramètre	CGS	SI
Force magnétique	10 ⁵ dynes	Newton (N)
Intensité du champ magnétique	Oersted (Oe) = 10 ⁵ gauss	10 ⁻⁴ Ampère / mètre (A/m)
Induction magnétique	10 ⁴ gauss	Tesla (T)
Perméabilité magnétique du vide	Gauss/Oersted	4π10 ⁻⁷ Henry/mètre
Intensité de magnétisation	Emu/cm ³	10 ³ A/m
Susceptibilité magnétique	Sans unité	4 π (Sans unité)

1.2.5 Potentiel magnétique :

Le champ magnétique H est un champ conservatif. Il peut donc s'exprimer comme le gradient d'un potentiel scalaire. Le potentiel U étant le travail nécessaire pour déplacer un pôle unitaire entre deux points dans un champ magnétique.

$$U = \frac{m}{r} \quad 1.06$$

Un dipôle magnétique représente deux pôles de charges opposées (Figure 1.2). Le potentiel du dipôle représente le travail nécessaire pour déplacer un pôle unitaire sous une force magnétique. L'effet des deux pôles est la somme des deux potentiels

dans un point, mais le fait que leurs charges soient opposées. Le potentiel dipolaire peut être exprimé par l'équation suivante :

$$\Delta U = \frac{m dl}{r^2} \cos \theta \quad 1.07$$

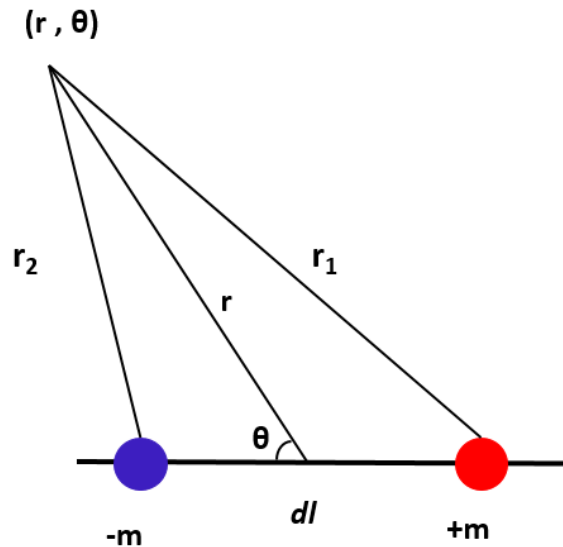


Figure 1.2 : Représentation schématique du potentiel magnétique.

1.2.6 Champ magnétique terrestre :

L'induction magnétique, mesurée à la surface de la Terre, notée \vec{B} , est une grandeur vectorielle dont l'intensité se mesure en Tesla (T), ce qui correspond au Weber/m² ou bien encore au kg/s²A dans le système international (SI). Elle est la résultante de toutes les sources magnétiques environnantes : noyau, croûte, objets géologiques ou ionosphère, etc. Ces sources se distinguent par un magnétisme de type rémanent ou de type induit, c'est-à-dire engendré par un flux de courant, respectivement, interne ou externe à la source magnétique.

Le champ magnétique créé par le noyau représente à lui seul plus de 80 % du champ magnétique total mesuré à la surface de la Terre (Campbell, 1997 ; Roy, 2008). Aussi, au premier ordre, le champ terrestre est de type dipolaire et varie entre 30,000 et 60,000 nT à la surface de la terre.

Le champ magnétique terrestre est vertical et dirigé vers le centre de la Terre au pôle Nord géomagnétique (78.5° N ; 111° O). Il est vertical mais dirigé vers l'extérieur au pôle Sud géomagnétique (78.5° S ; 111° E). L'axe géomagnétique, passant par ces deux pôles, fait un angle d'environ 11,5° par rapport à l'axe de rotation de la Terre (Figure 1.3).

La contribution crustale au champ magnétique total, mesuré en surface, est estimée à 19 % (Roy, 2008), dépassant rarement une intensité de 5 000 nT. Cette source est constituée par une couche superficielle de croûte terrestre ne dépassant pas la centaine de kilomètres d'épaisseur. Enfin, les mesures magnétiques satellitaires ont

montré que le champ magnétique d'origine externe contribue à plus de 1 % au champ total mesuré à la surface de la Terre (Sabaka, 2002).

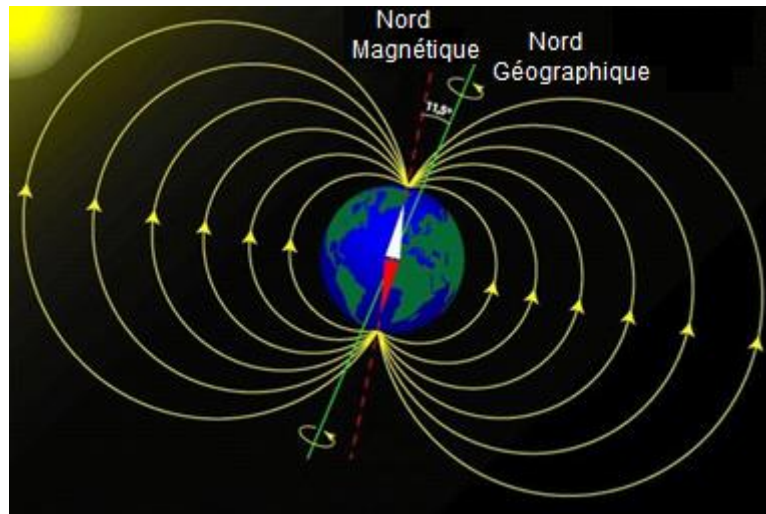


Figure 1.3 : Représentation de l'axe du champ magnétique et l'axe de rotation de la terre.

Au cours d'une vie humaine, des variations à long terme de l'amplitude et de la direction sont observées dans le champ magnétique de la Terre. Celles-ci sont appelées variations séculaires. Leur taux de changement est de l'ordre de 80 nT / an, mais varie fortement avec le temps et la position. Leur origine interne et leur variation rapide par rapport au temps géologique plaident pour une source à l'intérieur du noyau externe liquide de la Terre.

Des variations supplémentaires du champ magnétique de surface sont causées par des sources externes. La source de ces champs d'origine externe se trouve dans l'ionosphère, son interaction avec le rayonnement solaire et corpusculaire du Soleil et les effets de marée du Soleil et de la Lune sur l'ionosphère. Ces variations magnétiques, dérivées de l'extérieur, sont communément appelées variations diurnes, mais elles ont une grande variété de périodes allant de fractions de seconde à plusieurs jours ou plus, et des amplitudes qui augmentent généralement avec leur période. Les magnitudes sur une période de 24 heures sont généralement inférieures à 50 nT sauf pendant les périodes de fort bombardement corpusculaire de la terre par le soleil pendant les orages magnétiques.

1.2.7 Modèles de référence du champ magnétique terrestre :

Ce sont des modèles mathématiques dont les paramètres sont issus d'une analyse par harmonique sphériques des mesures magnétiques. Celles-ci sont enregistrées depuis des satellites ou bien en certains points de la surface du globe, par exemple, dans le réseau international d'observatoires magnétiques (Langel, 1992). Ces modèles, dits aussi globaux, fournissent à une date donnée des valeurs vectorielles de la contribution interne du champ appelé *champ de référence*, dans n'importe qu'elle

position dans la surface de la Terre et jusqu'à la base de l'ionosphère. Le champ Géomagnétique International de Référence (*IGRF*) est un exemple de modèle couramment utilisé, il est mis à jour tous les cinq ans par l'Association Internationale de Géomagnétisme et d'Aéronomie (Finlay et al., 2010).

La description du champ magnétique dans un référentiel terrestre fait apparaître ses éléments caractéristiques. Le repère géographique local d'origine O est défini par trois axes pointant dans trois directions : OX vers le Nord géographique, OY vers l'Est géographique et OZ selon la verticale du lieu considéré, dirigé vers le bas.

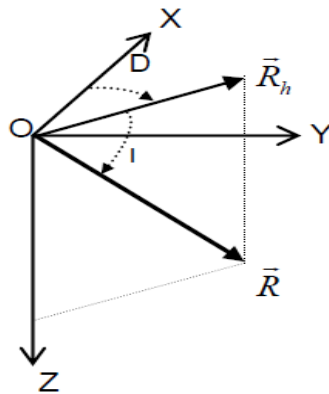


Figure 1.4 : Représentation du champ magnétique de référence dans le repère géographique local.

Trois éléments caractéristiques suffisent pour décrire entièrement le champ de référence (Figure 1.4) :

\vec{R}_h : La composante horizontale du champ.

D : La déclinaison du champ, angle entre OX et \vec{R}_h . D est positif si la déviation est vers l'Est et négative vers l'Ouest.

I : L'inclinaison du champ, angle entre \vec{R}_h et \vec{R} . Dans l'hémisphère magnétique Nord, I est positif car \vec{R}_h pointe vers le bas. I est nul à l'équateur magnétique, vaut 90° au pôle Nord magnétique. I vaut -90° au pôle Sud magnétique.

1.2.8 Propriétés magnétiques intrinsèques des matériaux de la croûte terrestre :

Les matériaux de la croûte terrestre sont essentiellement des minéraux et plus rarement des phases amorphes. Ils se composent principalement, dans l'ordre décroissant des pourcentages massiques, supérieurs à 0.1 %, de O, Si, Al, Fe, Ca, Na, Mg, K, Ti et Mn. À cette liste d'éléments dits « majeurs », on peut ajouter certains éléments légers qui, si leur teneur moyenne est inférieure à 0,1 % en masse, interviennent comme « majeurs » dans une grande variété de phases minérales : H, C, S, P, Cl et F. Tous les autres éléments sont à l'état de traces, c'est-à-dire de teneur inférieure à 400 ppm (Tremolet, 1999).

Dans la liste ci-dessus, on dénombre seulement deux éléments magnétiques, c'est-à-dire susceptibles de porter des spins : Fe et Mn avec respectivement des teneurs massiques de 5 et 0.1 % en moyenne. La minéralogie magnétique se ramène donc essentiellement à celle du fer et accessoirement du manganèse. Les autres éléments magnétiques de la classification périodique Cr, Ni, Sm, Co, Nd et U, pour ne citer que les plus abondants, ont des teneurs moyennes massiques très inférieures à 122, 99, 39, 29, 7 et 3 ppm, respectivement. Cette composition de la croûte terrestre diffère très fortement de la composition globale de la Terre, puisque le fer est le métal le plus abondant avec une teneur de 32,1 % et le nickel atteint 1,8 %. À cause de la différenciation originelle, 86 % du fer et 99 % du Ni terrestres sont stockés dans le noyau terrestre, en dessous de 2900 km de profondeur (Lliboutry, 1998).

On classe les matériaux en fonction de leurs propriétés magnétiques, caractérisées par leur susceptibilité qui est définie comme la capacité d'un échantillon à s'aimanter sous l'application d'un champ magnétique (Tremolet, 1999 ; Kaufman, 2009) :

1.2.8.1 Les matériaux diamagnétiques

Ils ne contiennent aucun élément magnétique et sont caractérisés par une susceptibilité magnétique k négative. De nombreuses substances sont considérées comme diamagnétiques : par exemple l'eau ($k = -9,05 \cdot 10^{-6}$ SI), certains métaux comme l'or, le mercure et le bismuth ($k = -166 \cdot 10^{-6}$ SI), ainsi que la plupart des matières organiques comme le pétrole et les plastiques. Les minéraux diamagnétiques les plus représentés sont la calcite (CaCO_3 , $k = -13,8 \cdot 10^{-6}$ SI), le quartz (SiO_2 , $k = -14,5 \cdot 10^{-6}$ SI) et les feldspaths ($k = -12,4 \cdot 10^{-6}$ SI) (Borradaile, 1994).

1.2.8.2 Les matériaux paramagnétiques

Les matériaux paramagnétiques peuvent contenir du fer (ou du manganèse) mais en quantité insuffisante pour être ordonnés à température ambiante. Ils acquièrent une aimantation uniquement sous l'effet d'un champ magnétique extérieur, celle-ci disparaît lorsque le champ extérieur est annulé. Leur susceptibilité est alors décrite par l'équation de Curie-Weiss ($k = \kappa / (T - T_p)$), avec κ la constante de Curie et T_p la température de Curie paramagnétique, ces deux grandeurs dépendent de la nature du matériau. De façon générale, le paramagnétisme est observé dans tous les éléments ayant un nombre impair d'électrons, c'est-à-dire un moment magnétique électronique non nul, tel que le sodium et l'aluminium, etc. Leur susceptibilité est positive et de l'ordre de 10^{-5} à 10^{-3} SI. Parmi les minéraux terrestres, la très grande majorité est paramagnétique ou diamagnétique à température ambiante et n'est pas capable de conserver une aimantation rémanente. Par exemple, on peut citer les oxydes pauvres en Fe, Mn ou Cr, par exemple l'ilménite FeTiO_3 , la sidérite FeCO_3 ainsi que tous les silicates ferromagnésiens.

1.2.8.3 Les matériaux ferromagnétiques

Les matériaux ferromagnétiques contiennent du fer (ou du manganèse) sous formes d'oxydes, de sulfures ou d'hydroxydes. À température ambiante, ils présentent une aimantation spontanée même en l'absence de champ extérieur, car à l'intérieur de domaines, appelés domaines de Weiss, leurs spins restent ordonnés (Figure 1.5). On les caractérise par leur température de Curie T_c , leur susceptibilité magnétique et leur cycle d'hystérésis. Leur susceptibilité augmente rapidement à l'approche de la température de Curie jusqu'à atteindre son maximum puis s'annule brutalement au passage de T_c . Au-delà le matériau devient paramagnétique, son aimantation spontanée s'annule et sa susceptibilité suit la loi de Curie Weiss mentionnée dans la section 1.2.8.2. Cette catégorie des matériaux regroupe le ferromagnétisme vrai (inexistant parmi les matériaux terrestres), le ferrimagnétisme et l'antiferromagnétisme. La magnétite ($T_c = 580^\circ\text{C}$; k varie entre 1 et 5.7 SI), de formule brute Fe_3O_4 , est le minéral ferrimagnétique le plus répandu, car c'est la forme stable du fer pour les faibles pressions partielles en oxygène (Figure 1.6). Dans ce système Fe-O, il existe deux autres phases existant à l'état naturel : l'hématite ferrimagnétique de formule $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ ($T_c = 675^\circ\text{C}$; k varie entre $0,5 \cdot 10^{-3}$ et $40 \cdot 10^{-3}$ SI) et la maghémite antiferromagnétique de formule $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$ ($T_c = 600^\circ\text{C}$; k varie entre 2 et 2.5 SI) (Dunlop et Özdemir, 1997 ; Gillet, 2003).

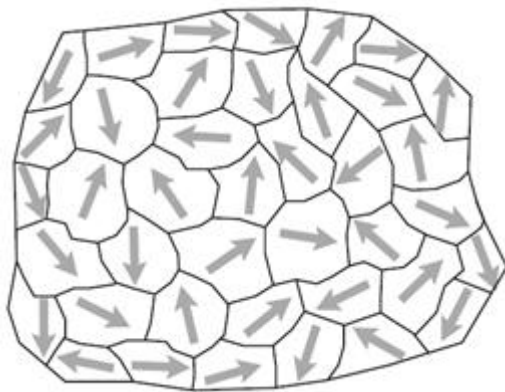


Figure 1.5 : Arrangement des domaines dans un matériel ferromagnétique.

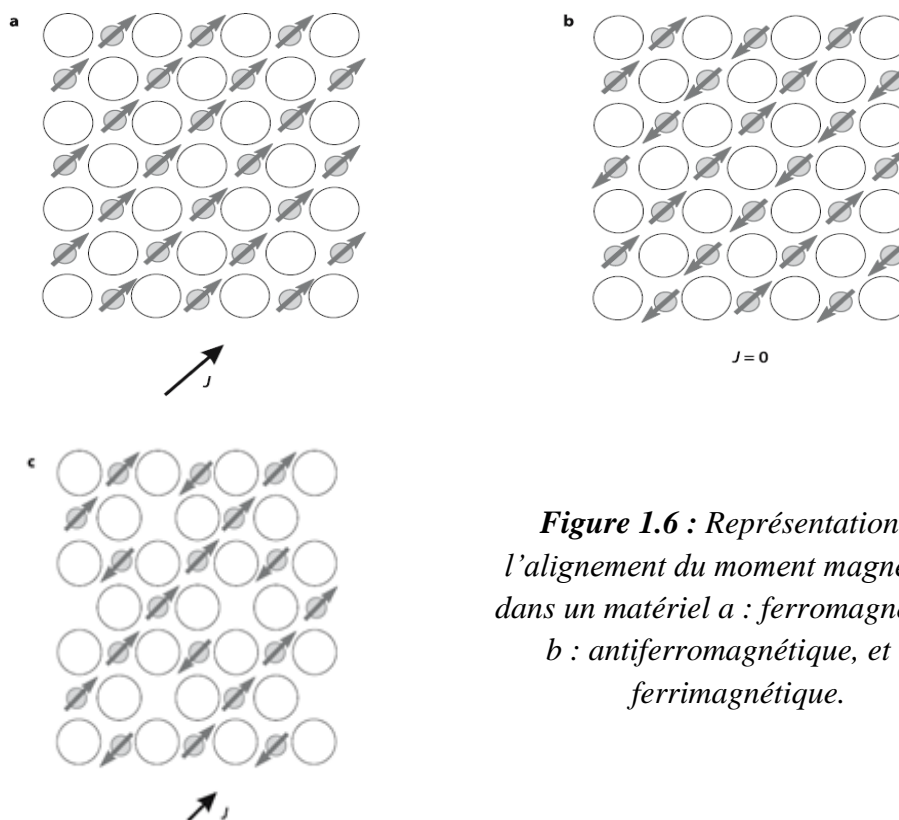


Figure 1.6 : Représentation de l'alignement du moment magnétique dans un matériel a : ferromagnétique, b : antiferromagnétique, et c : ferrimagnétique.

1.2.9 Susceptibilité magnétique :

La susceptibilité magnétique rend compte de la capacité d'un corps à s'aimanter sous l'action d'un champ magnétique. La susceptibilité magnétique est le premier paramètre à considérer dans la prospection magnétique, elle permet de classer les minéraux dans les trois catégories de substances : diamagnétique, paramagnétique et ferromagnétique, et ainsi de faire une première évaluation des propriétés magnétiques des roches. De plus, la susceptibilité magnétique est le paramètre qui influe le plus sur le champ des anomalies magnétiques causées par les corps géologiques, elle est extrêmement importante dans l'interprétation des levés magnétiques pour la prospection et les études tectoniques et structurales. Elle peut être exprimée en termes de susceptibilité volumique ou de susceptibilité massique.

- La susceptibilité volumique est définie par la relation :

$$k_v = J / H \text{ (sans dimension)}$$

Où J représente l'intensité de l'aimantation et H le champ magnétique appliqué.

- La susceptibilité massique est définie par la relation :

$$k_m = k_v / \rho \text{ (unité : m}^3\text{/kg)}$$

Avec ρ étant la masse volumique de l'échantillon.

Suivant leur taille, les grains peuvent être classés en multidomaines, monodomaines ou superparamagnétiques pour les grains plus fins. Pour les monodomaines, l'intensité du champ agissant dépendra de son orientation par rapport à l'axe d'aimantation facile du grain (grand axe). Pour les multidomaines, l'application d'un champ magnétique suffisamment important entraînera un déplacement des parois internes favorisant les domaines dont l'orientation correspond à celle du champ appliqué. Les grains les plus petits ont un comportement superparamagnétique qui se traduit par un moment magnétique induit particulièrement élevé. Sous l'action d'un champ magnétique, ils auront tous tendance à s'orienter dans la direction de ce champ (comportement paramagnétique) mais la valeur de leur moment entraînera des susceptibilités très élevées. Cette fraction de grains tient une place importante dans le comportement magnétique des sols.

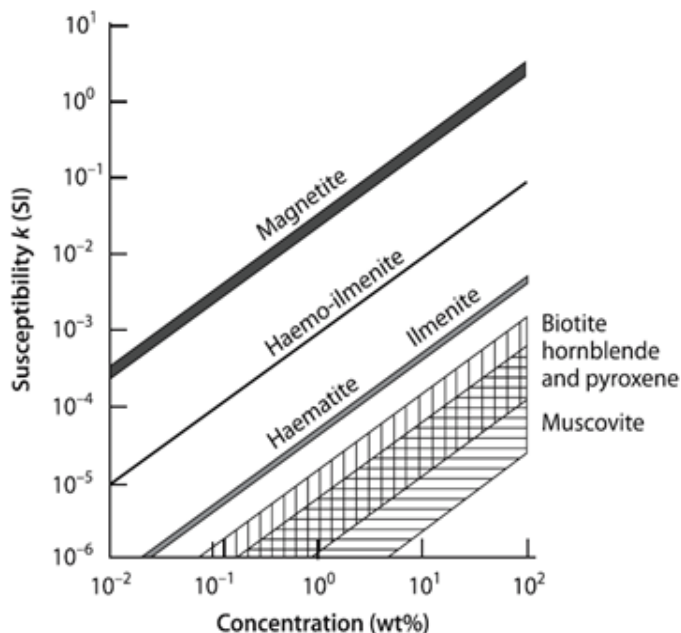
Une comparaison entre les valeurs de susceptibilité magnétique des minéraux fournies dans différentes références peut prêter à confusion, car les valeurs sont souvent très différentes. Ceci est dû d'une part au fait que les minéraux ont une certaine variabilité qui leur est propre, d'autre part à une multiplicité de facteurs qui influencent les mesures, tels que : la granulométrie de la poudre, l'anisotropie, etc des minéraux syngénétiques ou authigéniques, selon que la mesure soit prise sur monocristal ou sur matière en poudre. Les valeurs de la susceptibilité magnétique de certains minéraux diamagnétiques, paramagnétiques et ferromagnétiques sont présentées dans le tableau 1.2.

Tableau 1.2 : Susceptibilité magnétique en μSI des minéraux diamagnétiques, paramagnétiques et ferromagnétiques.

Class	Minéral	Susceptibilité magnétique (μSI)
Diamagnétique	Dolomite	-40
	Calcite	-15
	Quartz	-15
	K-feldspath	-15
	Gypse	-15
	Glace	-10
Paramagnétique	Amphiboles	100-1000
	Biotite	800-3000
	Moscovite	40-700
	Chlorite	70-1550
	Olivine	-13-5000
Ferromagnétique	Goethite	2000
	Hématite	1000-50000
	Pyrrhotite	50000-300000
	Magnétite	10^6-10^7

La figure 1.7 présente la variation de la susceptibilité magnétique des roches en fonction du contenu principal en minéraux ferromagnétique et paramagnétique. On remarque que si la magnétite dépasse 0.1 %, l'effet des autres minéraux sur la susceptibilité magnétique sera masqué (Tarling et Hrouda, 1993).

Figure 1.7 : Variation de la susceptibilité magnétique des roches en fonction du contenu principal en minéraux ferromagnétique et paramagnétique (D'après Tarling et Hrouda 1993, Schon, 1996).



1.2.10 Aimantation rémanente

Certaines roches ou sédiments peuvent posséder une aimantation rémanente acquise à la suite de phénomènes naturels. Il s'agit essentiellement d'une aimantation thermorémanente produite par des minéraux magnétiques chauffés jusqu'à leur point de Curie puis refroidis dans un champ magnétique : c'est le cas des roches d'origine volcanique. Cette aimantation rémanente est particulièrement stable et conserve la direction du champ présent au moment du refroidissement.

L'application d'un champ magnétique sur un échantillon peut entraîner la formation d'un autre type d'aimantation rémanente, qui dépendant du temps et définit l'aimantation rémanente visqueuse.

1.3 Instruments de levé magnétique :

Depuis le début des années 1900, une variété d'instruments de mesures a été conçue pour mesurer les éléments du champ géomagnétique, comme la composante verticale du champ magnétique (Z), sa composante horizontale (H) ou bien l'induction magnétique (B). La plupart des instruments de mesures modernes sont conçus pour mesurer uniquement B . La précision normalement requise est de $\pm 0,1$ nT, soit environ 5×10^{-6} du champ local.

Lors des premiers levés magnétiques, les éléments géomagnétiques ont été mesurés à l'aide de variomètres magnétiques. Il y en avait plusieurs types, y compris le

magnétomètre à tête de torsion et la balance verticale de Schmidt, mais tous consistaient essentiellement en barres aimantées suspendues dans le champ terrestre (Kearey et al., 2002). Ces dispositifs qui ne sont plus utilisés aujourd'hui nécessitaient un nivellement précis et une plate-forme stable pour les mesures. De nos jours, trois types de magnétomètres sont en usage à savoir :

1.3.1 Magnétomètre à sursaturation (Fluxgate) :

Depuis les années 1940, une nouvelle génération d'instruments a été développée qui fournit des lectures pratiquement instantanées et ne nécessite qu'une orientation grossière afin que les mesures magnétiques puissent être prises sur terre, en mer et dans l'air. Le premier dispositif de ce type à être développé était le magnétomètre à sursaturation, qui a trouvé une application précoce pendant la seconde guerre mondiale dans la détection des sous-marins depuis les airs. C'est un magnétomètre électronique basé sur l'utilisation de deux circuits (primaire et secondaire),

L'instrument peut mesurer le champ géomagnétique total avec une précision de ± 1 nT et peut être également utilisé pour mesurer les composante Z ou H en alignant les noyaux dans l'une de ces directions. Cependant Une telle précision est difficile à obtenir au sol et impossible lorsque l'instrument est mobile. . Le magnétomètre fluxgate est un instrument de lecture continue et peut être sensible à la température, nécessitant une correction.

1.3.2 Magnétomètre à proton :

Le magnétomètre le plus couramment utilisé à la fois pour les travaux de prospection et la surveillance des observatoires est actuellement le magnétomètre à précession nucléaire ou à protons. Le dispositif de détection du magnétomètre à protons est un récipient rempli d'un liquide riche en atomes d'hydrogène, comme du kérosène ou de l'eau, entouré d'une bobine. Les noyaux d'hydrogène (protons) agissent comme de petits dipôles et alignés parallèlement au champ géomagnétique.

Les instruments de terrain fournissent des lectures absolues du champ magnétique total avec une précision de $\pm 0,1$ nT, bien qu'une plus grande précision puisse être obtenue si nécessaire. Les levés aéromagnétiques avec des magnétomètres à protons peuvent souffrir du léger inconvénient que les lectures ne sont pas continues et des petites anomalies peuvent être manquées.

1.3.4 Magnétomètre a pompage optique :

Les magnétomètres à pompage optique ou à vapeur alcaline ont une précision nettement plus élevée que les autres types. Ils comprennent une cellule en verre contenant un métal alcalin en forme de vapeur tel que le césium, le rubidium ou le potassium qui est alimenté par une lumière d'une longueur d'onde particulière. Dans ces atomes alcalins, il existe des électrons de valence répartis en deux niveaux d'énergie. La longueur d'onde de la lumière d'excitation est choisie pour exciter les électrons du niveau 2 au niveau supérieur 3, un processus appelé polarisation. Les électrons au

niveau 3 sont instables et se désintègrent spontanément vers le niveau 1 et 2. Au fur et à mesure que ce processus se répète, le niveau 1 devient complètement peuplé au détriment du niveau 2 devenant sous-peuplé. Ce processus est connu sous le nom de pompage optique et conduit à l'étape dans laquelle la cellule cesse d'absorber la lumière et passe de l'opaque au transparent. La différence d'énergie entre les niveaux 1 et 2 est proportionnelle à la force du champ magnétique ambiant. La dépolarisation s'effectue alors par l'application d'un signal radiofréquence. La longueur d'onde correspondant à la différence d'énergie entre les niveaux 1 et 2 dépolarise la cellule et la valeur de cette longueur d'onde nous renseigne sur la mesure de l'intensité du champ magnétique. La dépolarisation est extrêmement rapide de sorte que les lectures sont effectivement instantanées.

La sensibilité des magnétomètres à pompage optique peut dépasser $\pm 0,01$ nT. L'application habituelle se trouve dans les gradiomètres magnétiques décrits dans la section 1.3.5 suivante, qui reposent sur la mesure de la petite différence de signal provenant de capteurs à une petite distance l'un de l'autre.

1.3.5 Gradiomètres magnétiques :

Les éléments de détection des magnétomètres à sursaturation, à précision nucléaire et à pompage optique peuvent être utilisés par paires pour mesurer des gradients de champ magnétique horizontaux ou verticaux. Les gradients magnétiques peuvent être mesurés en prenant deux mesures successives à des espacements verticaux ou horizontaux réduits. Les gradiomètres magnétiques sont utilisés dans les levés pour une meilleure caractérisation de structures peu profondes car les anomalies de gradient ont tendance à améliorer la résolution spatiale et permettent de déterminer l'emplacement, la forme et la profondeur des corps magnétiques. L'avantage supplémentaire est que les variations régionales et temporelles du champ géomagnétique sont automatiquement supprimées.

1.4 Types des levés magnétiques :

1.4.1 Levé magnétique au sol :

Les levés magnétiques au sol sont généralement effectués sur des zones relativement petites sur une cible préalablement définie. Par conséquent, l'espacement des stations est généralement de l'ordre de 10 à 100 m, bien que des espacements plus petits puissent être utilisés lorsque les gradients magnétiques sont élevés. Les lectures ne doivent pas être prises à proximité d'objets métalliques tels que les voies ferrées, les voitures, les routes, les clôtures, les maisons, etc., qui pourraient perturber le champ magnétique local. Pour des raisons similaires, les opérateurs de magnétomètres ne doivent pas transporter d'objets métalliques.

1.4.2 Levés aéromagnétiques :

La grande majorité des levés magnétiques sont effectués dans les airs, le capteur étant remorqué dans un boîtier appelé “oiseau” pour retirer l'instrument des effets magnétiques de l'avion ou fixé dans un “stinger” dans la queue de l'avion (Figure 1.8). Un compensateur magnétique actif est installé à l'intérieur de l'avion pour compenser les effets magnétiques provoqués par l'aéronef et ses composants, tels que les accessoires de moteur, les masses du moteur, l'avionique, le courant généré sur le fuselage et d'autres facteurs.

Les levés aéromagnétiques sont rapides et rentables, coûtant généralement environ 40% de moins par kilomètre de ligne qu'un levé au sol.

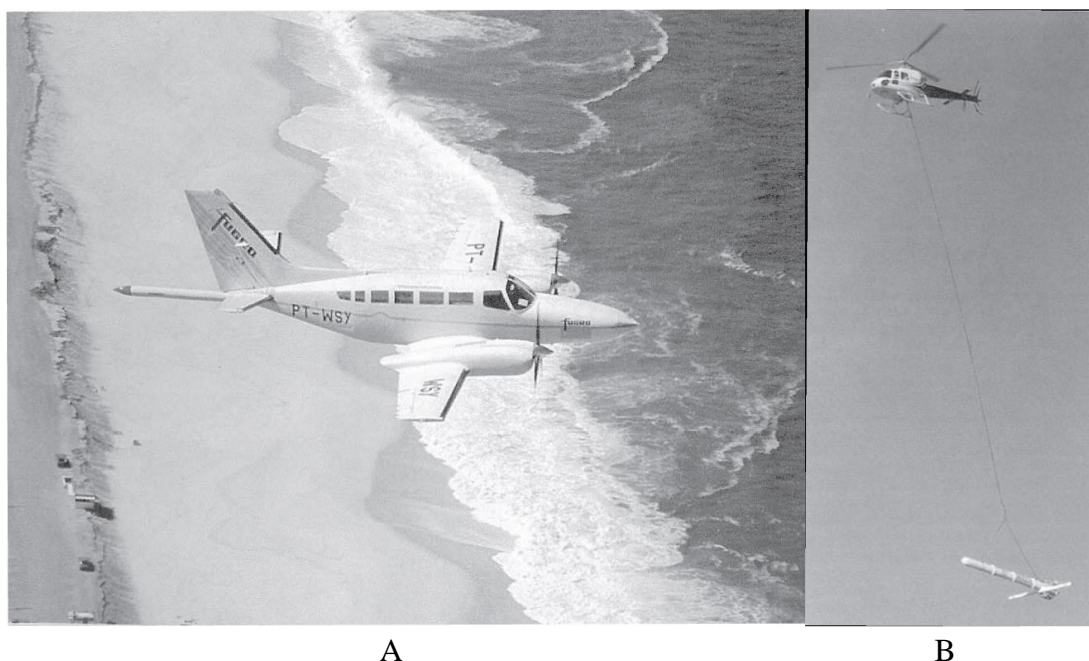


Figure 1.8 : Installation du magnétomètre dans un levé aéromagnétique. A : installation stinger, B : installation oiseau.

1.4.3 Levés magnétique marins :

Les techniques d'arpentage magnétique marin sont similaires à celles de l'arpentage aéroporté. Le capteur est remorqué dans un “poisson” à au moins deux longueurs de bateau derrière le navire pour atténuer ses effets magnétiques. Les levés marins sont évidemment plus lents que les levés aéromagnétiques, mais ils sont fréquemment réalisés en conjonction avec plusieurs autres méthodes géophysiques, telles que les levés gravimétriques et le profilage sismique continu, qui ne peuvent pas être utilisés dans les airs.

1.5 Correction des données magnétiques :

La correction des données magnétiques est nécessaire pour éliminer toutes les causes de variation magnétique autres que celles résultant des effets magnétiques géologique.

1.5.1 Correction de la variation diurne :

Les effets de la variation diurne peuvent être éliminés de plusieurs manières. Pour les levés au sol, la méthode de point de base peut être utilisée où des lectures sont prises en réoccupant la station de base fixe périodiquement tout au long de la journée. Les différences observées dans les lectures à la station de base sont ensuite réparties linéairement entre les lectures des stations occupées pendant la journée en fonction de l'heure d'observation. Une telle procédure n'est pas pratique dans les levés maritimes ou aériens. La méthode la plus courante pour corriger les variations diurnes est de procéder à l'enregistrement du champ magnétique d'une façon cyclique (toutes les secondes par exemple) par un second magnétomètre dans une station de base fixe. Les variations enregistrées sont par la suite soustraites des mesures du magnétomètre baladeur en tenant compte de l'heure d'enregistrement.

La variation diurne pendant un levé aéromagnétique peut également être évaluée en utilisant les nombreux points de croisement entre les lignes et les traverses dans le plan de levé. L'analyse des différences de lectures à chaque croisement, représentant le changement de champ sur une série de périodes différentes, permet de corriger les variations diurnes par un processus d'ajustement, sans la nécessité de soustraire les enregistrements du magnétomètre de la station de base automatique.

Les variations diurnes enregistrées doivent être examinées attentivement avant toute correction. Si de fortes variations à haute fréquence sont apparentes, résultant d'un orage magnétique, les mesures du levé doivent être rejetées et refaites.

1.5.2 Soustraction du champ géomagnétique principal :

La soustraction du champ principal est la suppression de la composante principale du champ de référence géomagnétique de la zone d'étude. La méthode la plus rigoureuse de cette correction est l'utilisation des modèles IGRF (International Geomagnetic Reference Field).

1.5.3 Corrections d'élévation et de terrain :

Le gradient vertical du champ géomagnétique n'est que de 0,03 nT/m aux pôles et de -0,015 nT/m à l'équateur, de sorte qu'une correction d'élévation n'est généralement pas nécessaire. L'influence de la topographie peut être importante dans les levés magnétiques au sol, mais elle n'est pas complètement prévisible car elle dépend des propriétés magnétiques des reliefs topographiques. Par conséquent, dans les levés magnétiques, les corrections de terrain sont rarement appliquées.

Après avoir appliqué la correction des variations diurnes et la soustraction du champ géomagnétique principal, toutes les variations de champ magnétique restantes devraient être causées uniquement par les variations spatiales des propriétés magnétiques du sous-sol et sont appelées anomalies magnétiques.

1.6 Levé aéromagnétique :

Les levés magnétiques aéroportés sont privilégiés pour la plupart des applications géophysiques, à l'exception de celles qui nécessitent la résolution la plus élevée des sources d'anomalies.

Les levés aéroportés sont économiques, rapides et efficaces pour étudier de vastes régions et minimisent les effets des produits anthropiques, des variations temporelles et des sources géologiques proches de la surface. Cependant, ces avantages ne sont obtenus qu'avec le plus grand soin lors de la planification et de la conduite du levé. De nombreuses revues et publications décrivent les progrès des levés magnétiques aéroportés depuis les premiers levés dans les années 1940. Le rapport de la Commission géologique du Canada sur les spécifications et les contrats aéromagnétiques (Aeromagnetic Standards Committee, 1991) et les ouvrages Web plus récents de Reeves (2005) et Reeves et Bullock (2005) sont particulièrement fondamentales.

La conception et la conduite des levés aéromagnétiques dépendent beaucoup des objectifs du projet. En général, les objectifs peuvent être définis comme étant de la reconnaissance régionale ou détaillés (Aeromagnetic Standards Committee, 1991).

1.6.1 Levé de reconnaissance :

Les levés de reconnaissance sont ceux avec des trajectoires de vol largement espacées qui sont conduits pour obtenir de larges caractéristiques tectoniques et géologiques d'une vaste région à un coût minimum. Ils sont souvent utilisés pour cartographier certaines caractéristiques d'une région afin d'isoler des zones limitées pour une étude plus approfondie. L'espacement des lignes de vol est généralement d'un kilomètre ou plus et l'altitude des levés est inférieure à l'espacement des lignes de vol et dépend des objectifs spécifiques du levé.

1.6.2 Levé régional :

Les levés régionaux fournissent une vue plus complète et détaillée de la géologie et de la tectonique d'une région que les levés de reconnaissance. Souvent, ils sont utilisés dans la cartographie géologique à des échelles de l'ordre de 1 : 100 000 basées sur des mesures à des altitudes de quelques à plusieurs centaines de mètres et des rapports interlignes / altitude de vol de 1,5 à 5,0. Ils sont également utilisés pour sélectionner des régions pour une étude plus détaillée et à haute résolution basée sur des objectifs d'un intérêt particulier tels que les contacts intrusifs, les zones d'altération et les structures du bassin. Ces levés détaillés sont effectués au plus près de la source

des anomalies. Les problèmes de sécurité pour les levés où les sources sont proches de la surface limitent généralement les altitudes de vol à plusieurs dizaines de mètres et utilisent des rapports altitude de vol / espacement des lignes de 1 à 2.

1.6.3 Avion :

Une partie importante de la conception d'un levé aéromagnétique est la sélection de l'avion approprié. Le choix de l'avion est un compromis entre de nombreux facteurs, y compris la durée du vol, la vitesse, la stabilité, la rentabilité, la distance d'observation des aéroports, l'instrumentation, le terrain de la région d'étude et les caractéristiques de puissance requises de l'avion. Ce dernier est particulièrement important lorsque l'altitude de vol est établie comme constante au-dessus du terrain pour obtenir une haute résolution et une cohérence en altitude au-dessus des sources magnétiques proches de la surface.

Sur un terrain accidenté où la topographie est abrupte et les élévations de la surface varient de dizaines de mètres et plus, un avion de faible puissance ne peut pas maintenir en toute sécurité une élévation constante au-dessus de la surface.

Les écarts d'altitude peuvent varier en fonction de la direction de l'aéronef. Ces variations d'altitude introduisent des changements dans les mesures magnétiques qui ne sont pas liés aux sources magnétiques et sont difficiles à éliminer. Cela nécessite une coordination étroite entre les spécifications du levé aéromagnétique et les caractéristiques de vol de l'avion lors de la sélection de l'avion approprié (Cowan et Cooper, 2003).

1.6.4 Spécifications de vol

1.6.4.1 Direction de vol :

Les observations sont faites le long de lignes de vol parallèles généralement dirigées perpendiculairement à la direction des structures géologiques dominantes ou, lorsqu'il n'y a pas de direction dominante des anomalies, dans une direction qui facilitera la procédure de levé.

Pour la plupart des levés d'exploration, il est souhaitable d'effectuer des levés nord-sud ou à environ 30 ° de la perpendiculaire à la direction dominante des anomalies. Lors de la cartographie de grandes régions qui ont marqué des changements dans la direction de base des anomalies, il peut être nécessaire de diviser la région en blocs avec des directions de vol différentes.

1.6.4.2 Interligne :

L'espacement des lignes de vol dépend de l'objectif du levé, le budget du levé et de la profondeur jusqu'aux sources magnétiques. Reid (1980) a montré que pour éviter des erreurs d'aliasing dans les données qui détérioreraient l'identification des anomalies

et leur interprétation, les lignes de vol devraient avoir un espacement maximal de deux fois la profondeur des sources magnétiques cibles et que celui-ci devrait être réduit à la profondeur des sources pour une analyse et une modélisation plus complètes des données.

L'espacement des lignes de vol est constant sur un levé ou un bloc de levé afin d'obtenir la cohérence des réponses magnétiques sur une géologie similaire. Elle varie de 400 et 500 m dans les bassins sédimentaires et plus de 1.5 km pour un levé de reconnaissance régional. Les lignes de contrôle sont généralement survolées avec un espacement de l'ordre de dix fois l'espacement entre les lignes de vol.

1.6.4.3 Pas de mesure :

Le pas d'échantillonnage le long des lignes de vol peut être synchronisé à une plage de distances le long du levé ou à un intervalle de temps en fonction des exigences de résolution du levé et de la vitesse de l'aéronef. Généralement, plusieurs observations sont effectuées par seconde, entraînant une séparation entre les observations de l'ordre de plusieurs mètres à quelques dizaines de mètres, bien que des intervalles plus petits soient possibles en fonction de l'instrumentation et de la vitesse de l'avion et de l'objectif du levé aéromagnétique. Le pas de mesure peut être calculé en multipliant l'intervalle de temps par la vitesse de l'avion. Pour éviter le phénomène d'aliasing la fréquence d'échantillonnage doit être supérieure au double de la longueur d'onde des anomalies de haute fréquence.

1.6.4.4 Altitude :

L'altitude du levé dépend de plusieurs facteurs, y compris les objectifs du levé, la géologie, la profondeur, l'étendue des sources magnétiques, le relief, les considérations de sécurité de vol et la présence des effets anthropiques. Cependant, la principale préoccupation dans la plupart des levés est la résolution des anomalies, d'où l'altitude de vol est choisie aussi basse que possible en fonction des considérations de sécurité. En règle générale, pour la cartographie géologique, il s'agit d'une altitude constante de 150 m pour atteindre une résolution satisfaisante, mais en utilisant des hélicoptères, l'altitude peut être diminuée. Dans certaines études, l'altitude peut être abaissée à seulement quelques mètres sur un terrain plat pour obtenir une résolution maximale. Le terme altitude moyenne est utilisé pour reconnaître que les aéronefs ne peuvent pas réellement maintenir une altitude constante au-dessus du sol en raison de la sécurité des vols et des limitations de manœuvrabilité (Grauch et Campbell, 1984 ; Reford, 1984 ; Ugalde et Morris, 2008).

1.6.4.5 Lignes de travers :

Une considération importante dans les spécifications des lignes de vol est la disposition des lignes de traverse. Les données magnétiques à l'intersection des traverses et des lignes de vol du levé sont utilisées pour minimiser les variations des

données dues principalement aux variations temporelles du champ magnétique au cours d'un levé. L'espacement des lignes de traverse doit tenir compte de la variation temporelle du champ magnétique et des exigences de précision de l'objectif du levé. En général, un rapport d'espacement entre les lignes de travers et les lignes de vol d'environ 3 est considéré comme optimal, mais il peut atteindre des valeurs de 10 ou plus.

1.6.4.6 Essais aériens pré-levé :

Trois essais aéromagnétiques doivent être effectués avant de réaliser un levé pour assurer la précision des mesures et la localisation des anomalies.

- Le premier d'entre eux est la figure de mérite (FOM figure-of-merit) qui détermine la variation des lectures magnétiques dans un aéronef en fonction des mouvements de l'aéronef lorsqu'il se déplace dans différentes directions. Le FOM évalue les erreurs résiduelles dans les enregistrements après que le système de compensation est activé en exécutant différentes manœuvres de roulis, de tangage et de lacet pour évaluer la compensation du magnétisme actif attribué aux effets provoquée par l'aéronef et ses composants, ainsi qu'aux différentes manœuvres exécutées.
- Un autre test est celui de la feuille de trèfle qui vérifie l'effet de cap de l'aéronef sur les mesures. Dans ce test, les vols sont effectués selon un motif de feuilles de trèfle dans une région de faibles anomalies magnétiques. L'amplitude de la mesure du point central de la feuille de trèfle volée dans les quatre directions cardinales devrait être la même s'il n'y a pas d'erreur de cap.
- Enfin, un test de décalage est effectué pour déterminer s'il existe un décalage dans le système d'acquisition de mesures de telle sorte que la position des données est déplacée de sa position réelle. Il reflète le retard dans l'électronique du système aéroporté et l'emplacement à différents endroits de l'instrumentation dans l'avion. Ce décalage, souvent de l'ordre de plusieurs mètres, doit être pris en compte dans le positionnement de l'observation des données.

1.7 Prospection radiométrique :

La recherche de minéraux radioactifs est devenue importante au cours des dernières décennies en raison de la demande de combustibles nucléaires. La prospection radiométrique a été longtemps employée exclusivement pour la recherche des gisements uranifères. Plus tard, elle a été utilisée pour la prospection d'autres ressources minérales ainsi que dans l'exploration des hydrocarbures (Saunders et al., 1987). Les levés radiométriques sont aussi utiles dans la cartographie géologique car différents types de roches peuvent être reconnus à partir de leur signature radioactive distinctive (Moxham, 1963, Pires et Harthill, 1989). Il existe plus de 50 isotopes radioactifs naturels, mais la majorité sont rares ou ont une radioactivité très faible. Les principaux éléments responsables de la radioactivité naturelle sont l'uranium (^{238}U), le thorium (^{232}Th) et le potassium (^{40}K).

1.7.1 Notions atomique :

Le mot atome vient du grec “*Atmos*” qui signifie indivisible ou insécable. L’atome peut être identifié par son nombre de masse (nombre de proton plus neutron) et son numéro atomique (nombre des protons ou électrons). L’atome est le constituant le plus simple de la matière constituée de deux parties (Figure 1.9) :

- Le noyau contenant de neutrons électriquement neutre et de protons chargés positivement. Un noyau comportant Z protons et N neutrons est noté sous la forme : A_ZX_N . A est le nombre de nucléons, c’est-à-dire le nombre de protons et de neutrons ($A=Z+N$). Les noyaux ayant le même nombre Z de protons s’appellent des isotopes. Les noyaux ayant le même nombre N de neutrons s’appellent des isotones. Les noyaux ayant le même nombre A de nucléons s’appellent des isobares.
- Le cortège électronique, composé des électrons, chargé, négativement, en mouvement autour du noyau.

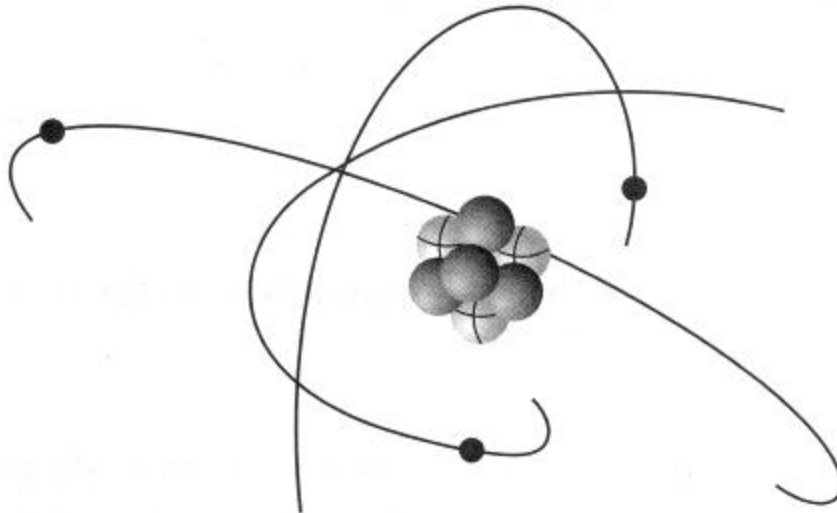
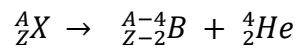


Figure 1.9 : Visualisation d’un atome (noyau + nuage électronique)

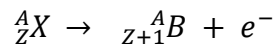
1.7.1.1 Désintégration radioactive :

Les éléments dont les noyaux atomiques contiennent le même nombre de protons mais des nombres différents de neutrons sont appelés isotopes. Ils ont des formes du même élément avec des poids atomiques différents. Une notation conventionnelle pour décrire un élément X en termes de son numéro atomique Z et de son poids atomique A est A_ZX . Certains isotopes sont instables et peuvent se désintégrer spontanément pour former d'autres éléments.

La désintégration s'accompagne de l'émission de trois types possibles de rayonnements radioactifs. Les particules alpha sont des noyaux d'hélium 4_2He qui sont émis par le noyau lors de certaines désintégrations.

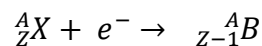


Les particules bêta sont des électrons qui peuvent être émis lorsqu'un neutron se scinde en proton et en électron lors de certaines désintégrations. Le proton reste à l'intérieur du noyau de sorte que le poids atomique reste le même mais le numéro atomique augmente de un pour former un nouvel élément.



Les rayons gamma sont des rayonnements électromagnétiques purs émis par les noyaux excités lors des désintégrations. Ils sont caractérisés par des fréquences supérieures à 10^{16} Hz et ne diffèrent des rayons X que par leur énergie plus élevée.

En plus de ces émissions, un autre processus se produit dans certains éléments radioactifs qui libèrent également de l'énergie sous forme de rayons gamma. Ceci est connu sous le nom de capture K et a lieu lorsqu'un électron entre dans le noyau. Le numéro atomique diminue et un nouvel élément se forme :



La désintégration radioactive peut conduire à la formation d'un élément stable ou d'un autre produit radioactif qui subit lui-même une désintégration. La vitesse de désintégration est exponentielle de sorte que :

$$N = N_0 e^{-\lambda t} \quad 1.08$$

Où N est le nombre d'atomes restants après le temps t à partir d'un nombre initial N_0 au temps $t = 0$, λ est une constante de désintégration caractéristique de l'élément particulier (probabilité de désintégration par unité de temps). La demi-vie d'un élément est définie comme le temps nécessaire à N_0 pour diminuer de moitié. Le fait que les constantes de désintégration soient connues avec précision et non affectées par les conditions externes telles que la température et la pression constitue la base de la datation radiométrique.

Les émissions radioactives ont des propriétés de pénétration très différentes. Les particules alpha sont effectivement arrêtées par une feuille de papier, les particules bêta sont arrêtées par quelques millimètres d'aluminium et les rayons gamma ne sont arrêtés que par plusieurs centimètres de plomb. Dans l'air, les particules alpha ne peuvent pas voyager plus de quelques centimètres, les particules bêta seulement quelques décimètres et les rayons gamma plusieurs centaines de mètres. Les particules alpha ne peuvent pas être détectées dans les levés radiométriques, alors que les particules bêta peuvent être détectées dans les levés au sol. Seuls les rayons gamma peuvent être détectés dans les levés radiométriques aéroportés.

1.7.1.2 Interaction du rayonnement gamma :

Du point de vue microscopique, l'interaction des photons de haute énergie se produit avec les électrons atomiques. En fonction de l'énergie du photon, l'interaction donnera lieu à :

- Effet photoélectrique :

C'est un processus par lequel le photon incident, d'énergie $h\nu$, cède toute son énergie à un électron des couches profondes qui est alors éjecté de l'atome (Figure 1.10). Ce phénomène se traduit par l'absorption totale du photon et l'ionisation de l'atome :

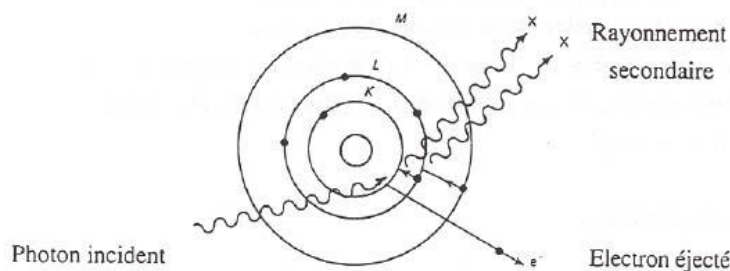


Figure 1.10 : Représentation schématique de l'effet photoélectrique.

L'énergie de l'électron est égale à l'énergie du photon incident moins l'énergie de liaison de l'électron qui a été éjecté : $E_e = h\nu - W_e$. L'atome réorganise ensuite son cortège électronique provoquant l'émission d'un rayonnement X secondaire.

- Diffusion Compton :

Le photon incident cède une partie de son énergie à un électron des couches périphériques de l'atome, qui est éjecté (Figure 1.11). Il apparaît un nouveau photon diffusé, d'énergie $h\nu' < h\nu$. Il y a donc diffusion du photon incident et ionisation de l'atome.

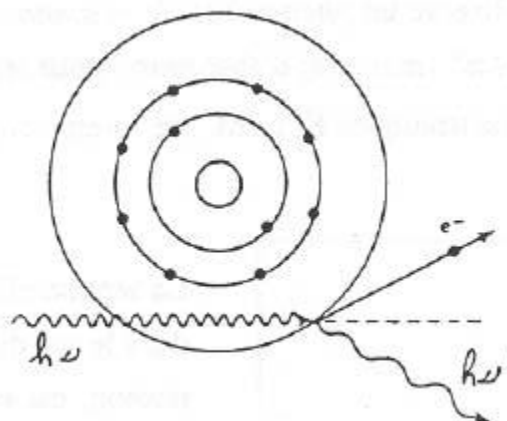


Figure 1.11 : Représentation schématique de la diffusion Compton.

L'énergie du photon incident est répartie sous la forme d'énergie cinétique apportée à l'électron et d'énergie du photon diffusé : $h\nu = E_{e^-} + h\nu'$ (on néglige ici l'énergie de liaison de l'électron des couches périphériques).

- Production de paire e^+e^- :

C'est un processus par lequel le photon traverse, sans interaction, tout le cortège électronique de l'atome et disparaît au voisinage du noyau ; son énergie se matérialisant pour donner naissance à une paire de particules positon électron (e^+e^-) (Figure 1.12) :

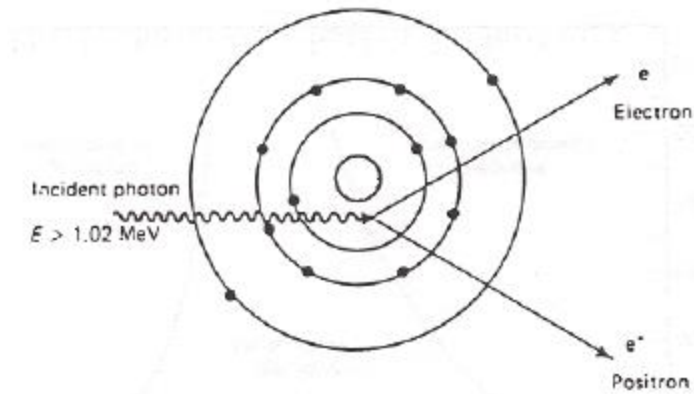


Figure 1.12 : Représentation schématique de la production de paire.

Pour que ce processus ait lieu, le photon doit avoir une énergie supérieure au seuil de création e^+e^- , i.e. $h\nu > 2 \times 0,511 \text{ MeV}$.

1.7.2 Instrument de mesure des levées radiométriques :

Plusieurs types de détecteurs sont disponibles pour les levés radiométriques, les enregistrements étant classiquement affichés comme le nombre de comptages d'émissions sur une période de temps fixe.

1.7.2.1 Compteur Geiger Muller (Geiger counter) :

Ce radiomètre réagit principalement à la particule bêta. L'élément de détection est un tube en verre scellé contenant un gaz inerte, tel que l'argon, à basse pression plus une trace de vapeur d'eau, l'alcool ou le méthane. Dans le tube une cathode cylindrique entoure une anode axiale mince et une source de puissance maintient une différence de potentiel de plusieurs centaines de volts entre eux.

Le compteur Geiger n'est pas cher et facile à utiliser. Cependant, comme il ne réagit qu'aux particules bêta, son utilisation est limitée aux levés au sol.

1.7.2.2 Compteur à scintillation :

Le compteur à scintillation ou scintillomètre est utilisé pour mesurer le rayonnement gamma en se basant sur le phénomène selon lequel certaines substances telles que l'iodure de sodium convertissent les rayons gamma en lumière ; c'est-à-dire

qu'ils scintillent. Les photons de lumière frappant une cathode semi-transparente d'un photomultiplicateur provoquent l'émission d'électrons. Le photomultiplicateur amplifie l'impulsion électronique avant son arrivée à l'anode où elle est encore amplifiée et intégrée pour fournir un affichage en coups par minute.

Le compteur à scintillation est plus cher que le compteur Geiger, mais il est efficace à presque 100 % pour détecter les rayons gamma.

1.7.2.3 Spectromètre gamma

Le spectromètre gamma est une extension du radiomètre à scintillation qui permet d'identifier l'élément source. Ceci est possible car les spectres de rayons gamma de ^{40}K , ^{232}Th et ^{238}U contiennent des pics qui représentent les étapes de la série de désintégration. Puisque plus la fréquence du rayonnement gamma est élevée, plus son énergie contenue est élevée, il est habituel d'exprimer le spectre en termes de niveaux d'énergie. Une forme de fenêtrage par laquelle les niveaux d'énergie entre les niveaux supérieur et inférieur prédéterminés sont surveillés fournit alors un moyen de diagnostic de discrimination entre différentes sources. Ces dispositifs sont parfois appelés analyseurs de hauteur d'impulsion car l'intensité des impulsions de scintillation est approximativement proportionnelle à l'énergie gamma d'origine.

1.7.3 Minéraux radioactifs :

Il existe un grand nombre de minéraux radioactifs (pour une liste complète, voir Durrance, 1986), mais les plus courants sont indiqués dans le tableau suivant avec leurs modes d'occurrence. La nature du minéral dans lequel se trouve le radio-isotope n'est pas pertinent aux fins de détection car les techniques de prospection localisent le radioélément lui-même.

1.8 Levé spectrométrique :

1.8.1 Direction de la ligne de vol :

Pour la cartographie des radioéléments naturels, la direction de la ligne de vol doit être perpendiculaire aux structures géologiques d'intérêt, si cela est connu. Pour les levés de reconnaissance à grande échelle, parfois une direction arbitraire est choisie, souvent Nord-Sud ou Est-Ouest (AIEA, 1991).

1.8.2 Espacement des lignes de vol :

L'espacement des lignes de vol est généralement déterminé par le budget disponible, la nécessité de couvrir une vaste zone et l'acceptabilité de manquer une petite anomalie. Pour les levés géologiques à l'échelle de reconnaissance, un espacement de 1 km entre les lignes est typique, bien que pour les grandes zones si le budget est limité, un espacement de 2 km est parfois utilisé. Dans les levés détaillés pour l'exploration de l'uranium, l'espacement des lignes peut être aussi petit que 100 m si la hauteur de vol est de 100 m ou moins.

Tableau 1.3 : liste des minéraux radioactifs les plus courants et leurs occurrences (D'après Telford et al., 1990).

Elément radioactive	Minéral	Occurrence
Potassium	Orthoclase et feldspaths microcline [KAlSi ₃ O ₈]	Principaux constituants des roches ignées acides et des pegmatites
	Moscovite [H ₂ KAl (SiO ₄) ₃]	Principaux constituants des roches ignées acides et des pegmatites
	Alunite [K ₂ Al ₆ (OH) ₁₂ SiO ₄]	Altération des volcanites acides
	Sylvite, carnallite [KCl, MgCl ₂ .6H ₂ O]	Dépôts salins dans les sédiments
Thorium	Monazite [ThO ₂ + phosphate de terre rare]	Granites, pegmatites, gneiss
	Thorianite [(Th, U) O ₂]	Granites, pegmatites, placers
	Thorite, uranothorite [ThSiO ₄ + U]	
Uranium	Uraninite [oxyde de U, Pb, Ra + Th, terres rares]	Granites, pegmatites et avec des dépôts veinés d'Ag, Pb, Cu, etc.
	Carnotite [K ₂ O.2UO ₃ .V ₂ O ₅ .2H ₂ O]	Grès
	Gummite [altération de l'uraninite]	Associé à l'uraninite

Dans les procédures de prospection radioactive, l'activité radioactive de la source et ses énergies de rayons gamma doivent être prises en compte car ces facteurs contrôleront la distance à partir de laquelle la source peut être détectée.

Les lignes de traverse ou les lignes de contrôle sont souvent espacées de 5 à 10 fois la distance interlignes et orientées à 90 degrés par rapport aux lignes de vol.

1.8.3 Hauteur de vol :

Les levés spectrométriques sont effectués à une hauteur approximativement constante au-dessus du sol. Les rayons gamma sont atténués par l'air de façon exponentielle. Pour une source de dimension infinie, l'amplitude diminue d'environ la moitié tous les 100 m de hauteur. L'amplitude à 120 m n'est donc qu'environ 35 % de l'amplitude au niveau du sol. Une hauteur de vol plus basse fournit un signal beaucoup plus fort et peut réduire le taux de bruit tels que ceux associés au radon atmosphérique.

Pour la cartographie des radioéléments naturels, la hauteur de vol au-dessus du sol a été plus ou moins normalisée à 120 m. En terrain plat, des hauteurs de 30 jusqu'à 50 m sont utilisées, principalement pour bénéficier d'autres méthodes géophysiques telles que l'électromagnétique (EM) et le magnétisme. Les levés par hélicoptère sont souvent effectués à basse altitude, en particulier si un plus petit volume de détecteur est utilisé.

Certains calculs préliminaires basés sur l'activité prévue des sources radioactives seront nécessaires pour déterminer le compromis optimal entre la hauteur de vol, l'espacement des lignes, le volume du détecteur et le risque de rater la source.

1.8.4 Volume du détecteur :

Le choix du volume du détecteur sera le plus souvent déterminé par la capacité de l'avion car les packs de détecteurs sont lourds. La règle générale est d'utiliser le plus grand volume pratique de 17 ou 33 L pour les levés en hélicoptère et 33 ou 50 L pour les levés aéroportés. Pour les levés à basse altitude, le volume du détecteur peut être réduit.

1.8.5 Temps d'échantillonnage :

L'acquisition des données doit être organisée de manière à ce que l'enregistrement soit un processus continu. Pendant que les données d'un intervalle d'échantillonnage sont traitées, de nouvelles données sont acquises dans l'intervalle d'échantillonnage suivant. Dans la plupart des levés aéroportés, les données sont échantillonnées une fois par seconde.

Une règle empirique montre que 60 à 70 % des taux de comptage proviennent d'une zone de terrain de section ovale, ayant une largeur deux fois la hauteur de vol et une longueur deux fois la hauteur de vol plus la distance parcourue pendant l'échantillonnage. Pour un levé typique à une hauteur de 120 m, à une vitesse de 140 km / h (40 m / s) et un temps d'échantillonnage de 1 s, la zone représentée par chaque échantillon est d'environ 240 m x 280 m.

1.8.5 Données supplémentaires :

En aérogéophysique, les levés aéromagnétiques et aérospectrométrique s'effectuent simultanément avec les mêmes paramètres de vol. Les Coordonnées des points de mesure, l'altitude de vol, les mesures de température et pression, les photos aériennes sont indispensables pour la correction des données magnétique et spectrométriques.

1.9 Anomalie magnétique :

Les mesures magnétiques comprennent les effets du relief de la surface de terrain, les effets anthropiques (sources artificielles), les sources d'origine géologiques, les effets instrumentaux et autres influences extérieures. Ces sources dans le cas de

variations temporelles se caractérisent par une gamme d'amplitudes et de longueurs d'onde qui peuvent masquer ou déformer les réponses magnétiques provenant de sources d'intérêt présentes dans le sous-sol. Les données brutes observées sont donc traitées pour éliminer ou minimiser ces effets. Le résultat de cette étape de traitement est l'anomalie magnétique. Heureusement, dans la plupart des campagnes de levés magnétiques, ces variations transitoires dues à des sources externes déforment moins les effets des sources souterraines.

Les corrections sont en grande partie obtenues empiriquement à partir de mesures des variations transitoires et spatiales du champ géomagnétique. Le processus de calcul de l'anomalie magnétique est communément appelé correction ou réduction des données magnétiques. Les deux termes font référence à la transformation d'observations magnétiques brutes en une forme exploitable "un champ d'anomalies" qui est la différence entre le champ magnétique total observé et la valeur prédite du champ sur le site d'observation.

1.10 Filtrage spectral :

Le filtrage dans le domaine des nombres d'ondes consiste à multiplier la transformée de Fourier des données magnétiques par les coefficients d'un filtre ou d'une fonction de transfert pour atteindre un ou plusieurs objectifs de traitement de données. Le filtrage spectral est devenu largement utilisé pour l'analyse des anomalies. Des filtres standards peuvent être appliqués à n'importe quel ensemble de données magnétiques pour étudier les propriétés de longueur d'onde, de direction et de corrélation des anomalies. Les filtres de longueur d'onde et directionnels suppriment ou améliorent les caractéristiques des données magnétiques en fonction de leurs dimensions spatiales et de leurs attitudes.

Des filtres spécialisés ont des coefficients non entiers tiennent compte des dérivées horizontales et intégrales des anomalies et de leurs extensions via la théorie des champs potentiels.

1.10.1 Transformée de Fourier :

L'analyse spectrale nécessite que les données magnétiques satisfassent aux conditions de Dirichlet, dans lesquelles le signal $B(x)$ dans l'intervalle (x_1, x_2) doit être à valeur unique et n'avoir qu'un nombre fini de maxima, minima et discontinuités, et une énergie finie ($\int |B(x)| dx < \infty$). La plupart des ensembles de données cartographiables, y compris les données magnétiques, satisfont aux conditions de Dirichlet et peuvent donc être convertis par transformée de Fourier en séries de sinus et cosinus représentatives pour l'analyse.

La transformée de Fourier décompose le signal $B(x)$ dans le domaine spatial en fonctions d'onde représentatives dans le domaine de fréquence f en prenant la transformée de Fourier (FT) de $B(x)$ donnée par :

$$B(\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} B(x)e^{-j\omega x} dx \quad 1.09$$

Où j est le nombre imaginaire avec $j^2 = -1$. L'expression d'onde de la forme exponentielle de la transformée de Fourier suit la formule d'Euler :

$$e^{\pm j\omega} = \cos \omega \pm j \sin \omega \quad 1.10$$

Avec ω est la fréquence angulaire $\omega = 2\pi f = 2\pi / \lambda$, ω en rad/m ou rad/km, λ est la longueur d'onde $\lambda = 1 / f$, et f (cycle/m ou cycle/km) la fréquence spatiale.

Dans la littérature, l'analyse spectrale est compliquée par la variété des notations utilisées pour décrire les propriétés de la transformée de Fourier. La transformée de Fourier du signal $B(x)$ peut être décomposée en deux parties (partie réelle et partie imaginaire) comme suit :

$$\begin{aligned} B(\omega) &= Re(\omega) + jIm(\omega) \\ Re(\omega) &= A(\omega) \cos \theta_\omega \\ Im(\omega) &= A(\omega) \sin \theta_\omega \end{aligned} \quad (1.11)$$

Avec $Re(\omega)$ et $Im(\omega)$ sont respectivement la partie réelle et la partie imaginaire de la transformée de Fourier. Cette décomposition permet d'estimer le spectre d'amplitude $A(\omega)$, le spectre de phase $\varphi(\omega)$ et le spectre d'énergie $E(\omega)$.

$$\begin{aligned} E(\omega)^2 &= Re(\omega)^2 + Im(\omega)^2 \\ A(\omega) &= \sqrt{Re(\omega)^2 + Im(\omega)^2} \\ \varphi(\omega) &= \tan^{-1} \frac{-Im(\omega)}{Re(\omega)} \end{aligned} \quad (1.12)$$

La transformée de Fourier inverse (IFT), par contre, est l'opération qui reconstitue le signal $B(x)$ dans le domaine spatial à partir de sa fonction d'onde $B(f)$ dans le domaine de fréquence.

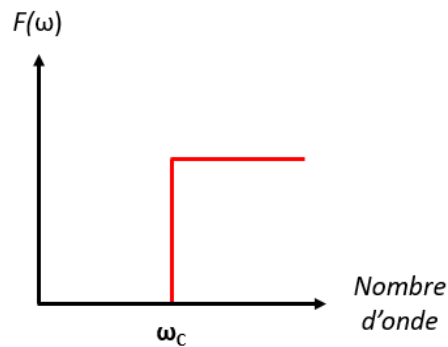
$$B(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} B(\omega)e^{j\omega x} d\omega \quad (1.13)$$

1.10.2 Filtre passe bas/haut/bande :

Les filtres de longueur d'onde peuvent être très utiles pour mettre en évidence les anomalies résiduelles ou régionales à partir de modèles d'anomalies magnétiques complexes. Les fonctions de transfert standard peuvent être conçues pour :

- Un filtrage passe-haut (coupe-bas) afin d'améliorer l'image des anomalies de grandes longueurs d'ondes en supprimant le bruit à haute fréquence (longueur d'onde plus courte) de sources plus petites, proches de la surface (Figure 1.13).

Figure 1.13 : Représentation de la réponse du filtre passe-haut / coupe-bas



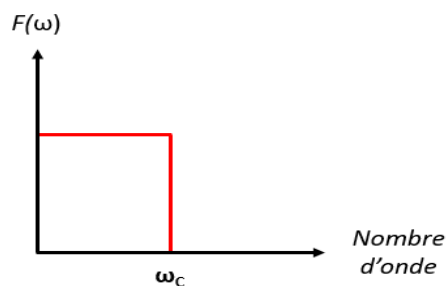
Réponse du filtre

$$F(\omega) = 0 \text{ si } \omega < \omega_c$$

$$F(\omega) = 1 \text{ si } \omega \geq \omega_c$$

- Un filtrage passe-bas (coupe-haut) pour améliorer la contribution des sources proches de la surface en supprimant les effets des anomalies régionales de basse fréquence (grande longueur d'onde) (Figure 1.14).

Figure 1.14 : Représentation de la réponse du filtre passe-bas / coupe-haut.



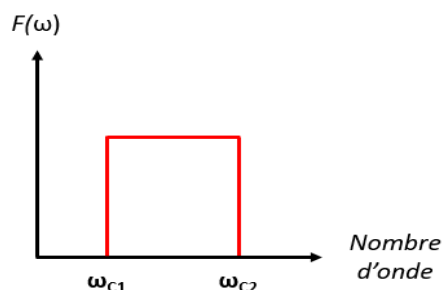
Réponse du filtre

$$F(\omega) = 1 \text{ si } \omega < \omega_c$$

$$F(\omega) = 0 \text{ si } \omega \geq \omega_c$$

- Un filtrage passe-bande pour améliorer l'apparence des anomalies comprises dans une certaine bande de fréquence en supprimant les le signal du reste des gammes fréquentielles (Figure 1.15).

Figure 1.15 : Représentation de la réponse du filtre passe-bande / rejet



Réponse du filtre

$$F(\omega) = 0 \text{ si } \omega < \omega_{c1}$$

$$F(\omega) = 1 \text{ si } \omega_{c1} \leq \omega \leq \omega_{c2}$$

$$F(\omega) = 0 \text{ si } \omega > \omega_{c2}$$

La profondeur de la source est un facteur majeur affectant le spectre des anomalies magnétiques. Ainsi, l'un des objectifs importants du filtrage par longueurs d'ondes est de se concentrer sur les anomalies dérivées d'une plage de profondeur spécifique. Une approximation de la longueur d'onde minimale appropriée peut être établie en considérant que les sources perturbatrices sont des volumes enfouis. Cette règle de base indique que l'anomalie d'une source isolée (par exemple sphérique) localisée à la profondeur z génère une longueur d'onde $\lambda \geq 4 \times z$. Ceci est dérivé des relations de demi-largeur de l'anomalie. En utilisant cette relation, par exemple, pour effectuer un filtrage de longueur d'onde pour obtenir les anomalies résiduelles de sources enfouies telles que des fûts en acier enterrés à moins de 5 m de profondeur, nous appliquerons un filtrage passe-haut / coupe-bas les données d'anomalie pour des longueurs d'onde d'environ 20 m et moins.

1.10.3 Réduction au pôle magnétique

A cause de la nature vectorielle de l'aimantation et de la variation de l'inclinaison et de la déclinaison du champ géomagnétique de l'équateur au pôle géomagnétique, les anomalies magnétiques dues aux sources souterraines sont souvent asymétriques et dipolaires et leurs maxima sont décalés des sources magnétiques (Figure 1.16). Cette asymétrie est traduite par un déplacement du pic de l'anomalie magnétique vers le sud dans l'hémisphère géomagnétique nord et l'inverse dans l'hémisphère géomagnétique sud. Cela complique l'interprétation des anomalies magnétiques, en particulier aux basses latitudes géomagnétiques. Pour surmonter cet effet, Baranov (1957) a suggéré une méthode de transformation des anomalies magnétiques mesurées aux basses et moyennes latitudes géomagnétiques en anomalies qui seraient observables là où le champ magnétique est vertical en se basant sur la relation de Poisson. Cette transformation appelée réduction au pôle est devenue une étape importante dans de nombreuses procédures d'interprétation magnétique. L'hypothèse de base est que l'aimantation de la source magnétique est constante et de même direction que le champ géomagnétique soit à la suite d'une aimantation induite par le champ géomagnétique, soit à la faveur d'une aimantation visqueuse. Le processus implique une transformation linéaire des données d'anomalie observées en anomalies observables à l'un des pôles géomagnétiques (Gunn, 1995). Donc la procédure est une opération de filtrage qui utilise les opérateurs de réduction aux pôles (*RTP*) pour ajuster les anomalies magnétiques.

$$F(\theta) = \frac{1}{(\sin(I_a) + \cos(I) \cos(D - \theta))^2} \quad (1.14)$$

Avec I est l'inclinaison géomagnétique, D est la déclinaison géomagnétique et I_a est un facteur de correction de l'inclinaison. Malheureusement, les méthodes de réduction au pôle magnétique sont instables aux basses latitudes magnétiques, en particulier à $\pm 15^\circ$ de l'équateur géomagnétique. De nombreuses techniques, tant dans le domaine spatial que dans le domaine des nombre d'ondes, ont été développées pour

minimiser le problème d'instabilité (Silva, 1986 ; Gunn, 1995 ; Swain, 2000 ; Lu et al., 2003 ; Arkani-Hamed, 2007).

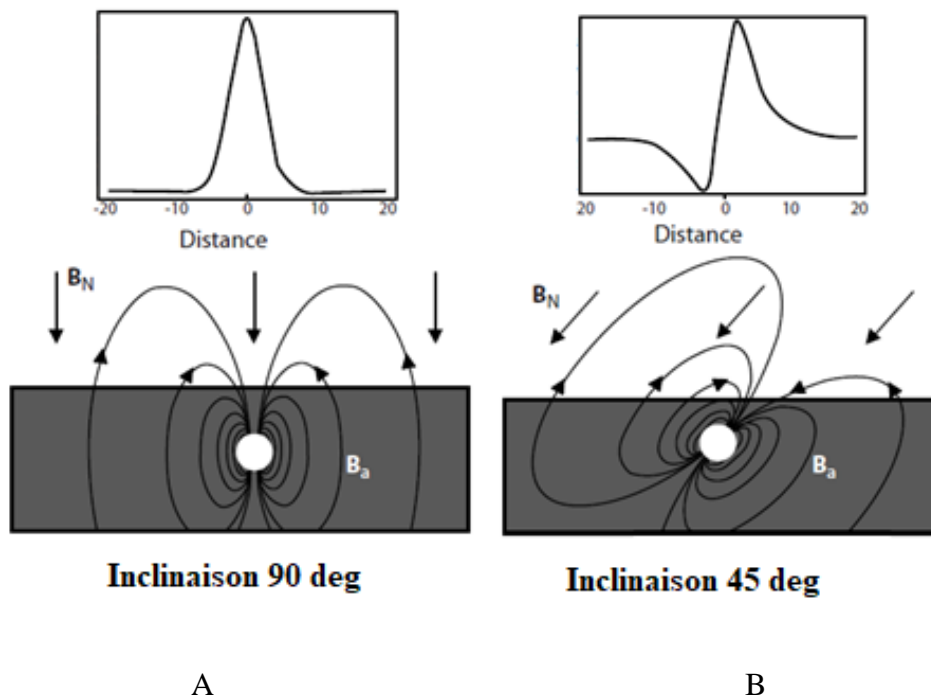


Figure 1.16 : Représentation schématique de l'anomalie magnétique d'un corps dans A : pôle magnétique et B : zone d'inclinaison magnétique de 45°.

1.10.4 Calcul de la profondeur

Dans la plupart des interprétations magnétiques, il est souhaitable de déterminer les caractéristiques de la source d'anomalie, son contraste de magnétisation, sa géométrie et sa taille, ainsi que sa profondeur. Cependant, la détermination simultanée de toutes ces caractéristiques est impossible sans informations géologiques préalables ou données géophysiques supplémentaires. En conséquence, l'interprétation magnétique est souvent centrée sur des objectifs limités, par exemple la détermination de la profondeur jusqu'aux sources d'anomalies.

Les anomalies magnétiques sont particulièrement sensibles à la profondeur et en plus les mesures magnétiques peuvent être effectuées rapidement et à peu de frais. Donc, la méthode magnétique est largement utilisée pour déterminer la profondeur des roches cristallines magnétiques et donc l'estimation de l'épaisseur des couches sédimentaires.

De nombreuses techniques ont été développées pour la détermination de la profondeur magnétique. Nabighian et al. (2005b) fournissent un historique complet et un examen des méthodes d'interprétation magnétique, y compris celles de détermination de la profondeur. Les premières méthodes étaient relativement simples et facilement applicables manuellement pour des sources isolées, mais avec la nécessité d'évaluer de grandes masses de données magnétiques avec un grand nombre

d'anomalies complexes, les méthodes sont devenues automatisées et plus sophistiquées. Beaucoup de ces méthodes numériques incorporent l'identification de l'emplacement et la configuration des sources d'anomalies ainsi que leur profondeur et, dans certains cas, leurs contrastes de polarisation magnétique.

La détermination de la profondeur de la source magnétique, en particulier lors de l'utilisation de techniques simplifiées, sont corroborées en utilisant plus d'une technique. Des résultats cohérents ne garantissent pas la précision, mais augmentent la confiance dans les profondeurs calculées.

1.10.4.1 Techniques graphiques

Un grand nombre de techniques graphiques ont été développées pour estimer la profondeur des sources des anomalies magnétiques (Åm, 1972). Bien que certaines soient empiriques, elles sont pour la plupart dérivées des hypothèses simplificatrices appliquées aux réponses magnétiques théoriques de sources à géométrie simple.

A. Règle de la demi-largeur

Cette méthode n'est pas généralement appliquée qu'aux anomalies qui peuvent être identifiées comme une source simple isolée à des latitudes magnétiques élevées (plus de 70 °) où l'aimantation est presque verticale. La profondeur est déterminée à partir de la longueur de la moitié de la largeur horizontale de l'anomalie à mi-amplitude (Figure 1.17) pour les sources approximées par des sphères, des cylindres verticaux et horizontaux et des feuilles verticales.

Les règles de demi-largeur pour une variété de sources magnétiques sont résumées dans le tableau dans la figure 1.17. Les paramètres de demi-largeur et ces relations sont illustrés dans cette figure. Des relations de profondeur de demi-largeur supplémentaires sont données pour d'autres configurations de source par Parasnis (1986). La précision des règles de profondeur de demi-largeur est limitée par l'aimantation non verticale, l'estimation du niveau de base de l'anomalie, les interférences d'autres anomalies et une mauvaise identification de la géométrie de la source.

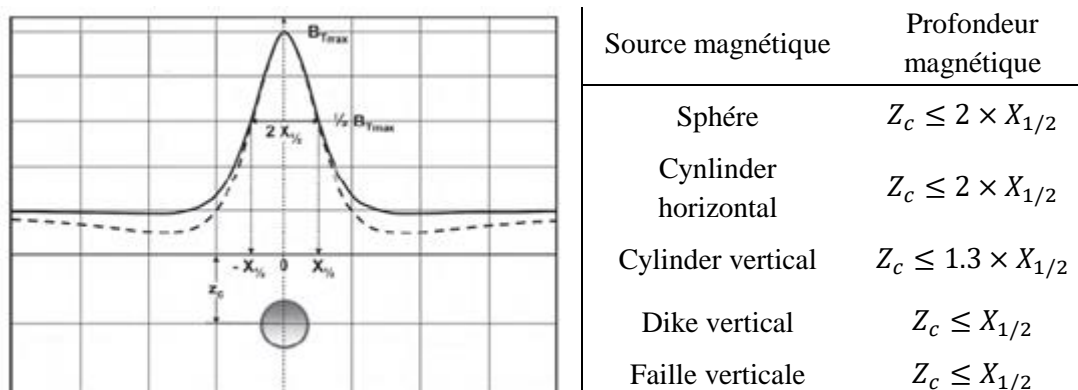


Figure 1.17 : Règle de la demi largeur pour l'estimation de la profondeur de la source magnétique (D'après Hinze et al., 2012).

B. Méthode de la pente droite (pente maximale)

Cette technique purement empirique (Vacquier et al., 1951 ; Steenland, 1963) vient du fait que l'anomalie se rapproche d'une ligne droite près de son point d'inflexion. Mathématiquement, l'anomalie n'a pas de pentes droites, mais la partie la plus raide de la courbe d'anomalie est presque une ligne droite. La longueur de la projection horizontale de la pente la plus raide peut être mesurée comme la ligne droite de la pente (*SSL*) et liée à la profondeur z de la source (Figure 1.18) par :

$$SSL = f_1 z \quad (1.15)$$

Où le facteur de proportionnalité f_1 est une approximation dépendant des caractéristiques de la géométrie de la source magnétique et de la magnétisation.

En général, l'expérience montre que f_1 varie généralement entre 0.8 et 1 pour les sources intrasocle, alors que $f_1 \approx 0,7$ pour les sources suprasocle. La moyenne $f_1 = 0,8$ est un facteur couramment utilisé pour estimer les profondeurs des anomalies magnétiques.

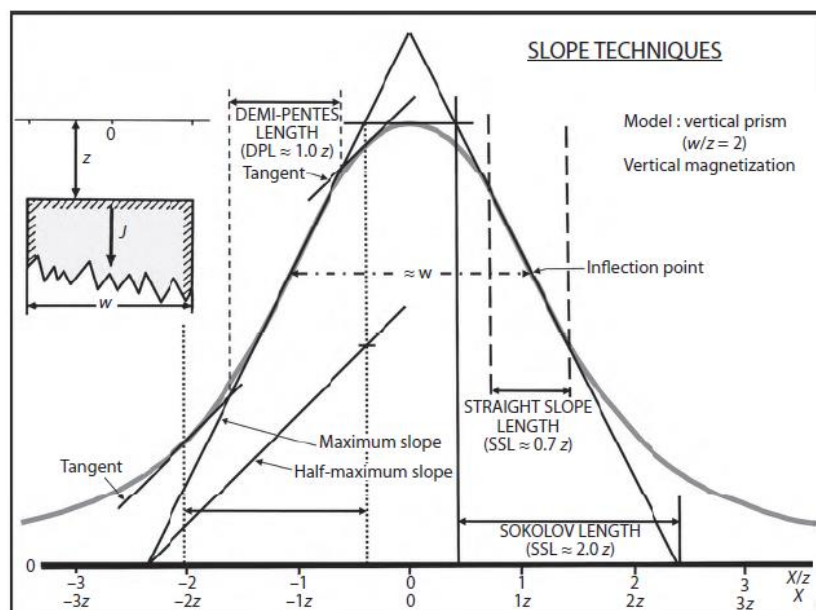


Figure 1.18 : Méthode de la pente droite pour l'estimation de la profondeur de la source magnétique (D'après Hinze et al., 2012).

C. Méthode de la demi-pente de Peters

Cette technique non empirique est basée sur l'expression mathématique de la composante verticale de l'anomalie magnétique due à un prisme 2D infini à bordures verticales de largeur w et de profondeur z (Peters, 1949). C'est une méthode populaire pour les déterminations rapides de la profondeur. La distance horizontale entre les points de tangente est la longueur de demi-pente de Peters (*HSL*) qui est approximativement proportionnelle à la profondeur z comme :

$$HSL = f_2 z \quad (1.16)$$

Où le facteur de division $f_2 = 1,6$ est une valeur couramment utilisée pour de nombreux corps géologiques.

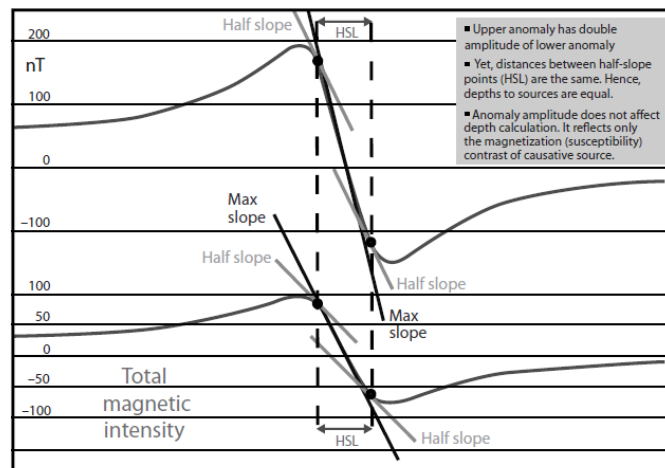


Figure 1.19 : Méthode de la demi-pente de Peters pour l'estimation de la profondeur de la source magnétique (D'après Hinze et al., 2012).

D. Méthode de Sokolov

La méthode de Sokolov est une technique rapide et facile applicable pour estimer la profondeur de la source à partir de la pente de l'anomalie magnétique, basée sur les mêmes hypothèses que la méthode de Peters. La longueur de Sokolov (SKL) est la distance horizontale entre l'endroit où la pente maximale coupe l'axe zéro de l'anomalie et la ligne tangente de son pic central (Figure 1.18). Comme dans la méthode de Peters, le SKL peut être rendu proportionnel à la profondeur z par :

$$SKL = f_3 z \quad (1.17)$$

Cependant, le SKL est plus sensible que la longueur HSL de Peters à l'inclinaison et au rapport largeur / profondeur (w / z) du dyke. En général, $f_3 = 1.54$ pour les dykes minces avec $w / z \rightarrow 0$, $f_3 = 2$ pour les dykes avec $w / z \approx 2,2$, et $f_3 = 3.14$ pour les dykes très larges avec $w / z \rightarrow \infty$.

1.10.4.2 Approches semi-automatiques

Ces méthodes sont couramment utilisées pour déterminer l'emplacement des sources et leur profondeur et, dans certaines méthodes, la configuration des sources et leur contraste de propriété physique.

A. Déconvolution d'Euler :

L'équation d'Euler a été utilisée de diverses manières pour interpréter les anomalies magnétiques, mais c'est l'utilisation de cette méthode pour déterminer la profondeur et la localisation des sources d'anomalies par Thompson (1982) et les développements ultérieurs qui ont conduit à son utilisation généralisée. La technique originale était appelée méthode *EULDPH*, mais avec des développements ultérieurs, elle est devenue connue sous le nom de déconvolution d'Euler et plus récemment sous le nom de technique de déconvolution étendue d'Euler (Mushayandebvu et al., 2001) lorsque la méthode est utilisée pour calculer les propriétés de la source magnétique ainsi que son emplacement et sa profondeur.

L'avantage significatif de cette technique est que les résultats sont indépendants de la direction de l'aimantation magnétique et de la connaissance géologique de la source. Ainsi, aucune hypothèse a priori ne doit être faite sur la géométrie de la source de l'anomalie et les données ne doivent pas être réduites au pôle pour l'analyse. Théoriquement, la technique est limitée à quelques corps avec des valeurs entières du facteur n , qui dans cette application sont également le négatif de l'indice structurel (N).

Une fonction telle que le potentiel magnétique $V(x, y, z)$ ou l'un de ses dérivés spatiaux est homogène de degré n si

$$V(tx, ty, tz) = t^n \cdot V(x, y, z) \quad (1.18)$$

Ainsi, il satisfait l'équation différentielle connue sous le nom d'équation d'homogénéité d'Euler ou simplement l'équation d'Euler donnée par

$$x \frac{\partial V}{\partial x} + y \frac{\partial V}{\partial y} + z \frac{\partial V}{\partial z} = n \cdot V \quad (1.19)$$

Un dipôle ponctuel situé au point source (x', y', z') , a des effets homogènes de degré $n = 3$ dans les variables $\Delta x = x - x'$, $\Delta y = y - y'$ et $\Delta z = z - z'$, où (x, y, z) sont les coordonnées du point d'observation.

Pour l'observation du champ magnétique total $B_T(x, y, z) = \Delta B_T + B$ avec une anomalie ΔB_T et un niveau de base ou un champ de fond constant B , l'équation d'Euler devient

$$\Delta x \frac{\partial B_T}{\partial x} + \Delta y \frac{\partial B_T}{\partial y} + \Delta z \frac{\partial B_T}{\partial z} = n \times \Delta B_T = N(B - B_T) \quad (1.20)$$

Où l'indice structurel $N = -n$ et les dérivées peuvent être mesurés ou calculés. Sur les données de profil, l'équation d'Euler se réduit à $z = 0$ à

$$\Delta x \frac{\partial B_T}{\partial x} - z' \frac{\partial B_T}{\partial z} = n \times \Delta B_T = N(B - B_T) \quad (1.21)$$

Qui peut être réarrangé en :

$$x' \frac{\partial B_T}{\partial x} + z \frac{\partial B_T}{\partial x} + N \times B = x \frac{\partial B_T}{\partial x} + N \times B_T \quad (1.22)$$

En général, l'équation d'Euler peut être résolue en utilisant les données de profil ou de carte, à condition que l'anomalie magnétique et ses dérivés puissent être mesurés ou calculés avec précision à partir des observations magnétiques (Thompson, 1982 ; Reid et al., 1990). La solution est facilement obtenue grâce à des techniques d'inversion de matrice appliquées à une série fenêtrée de valeurs d'anomalies. La méthode est particulièrement efficace lorsque les anomalies sont bien isolées et dérivées de sources magnétiques simples.

B. Techniques de statistique spectrale :

L'analyse spectrale est utilisée de différentes manières dans l'analyse des données d'anomalies magnétiques. Elle peut être utilisée dans la conception et l'application de filtres de divers types pour isoler ou améliorer des attributs particuliers d'anomalies, et elle peut également être utilisée dans l'inversion d'individus ou de groupes d'anomalies. La méthode s'est avérée particulièrement utile pour déterminer la profondeur moyenne d'un ensemble de sources magnétiques observées sur des profils ou des cartes (Spector et Grant, 1970 ; Treitel et al., 1971). On suppose que les sources d'anomalies magnétiques dans une région sont moyennes de sorte que les propriétés spectrales d'un ensemble de sources sont égales à celles de la moyenne de l'ensemble.

Cette méthode est avantageuse car elle s'appuie sur une évaluation statistique des profondeurs moyennes des sources au-dessus d'une région renfermant des anomalies complexes. Elle est également moins affectée par les effets d'interférence dus aux anomalies qui se chevauchent et au bruit de nombre d'ondes élevé que les autres méthodes car elle est entièrement basée sur l'analyse des longueurs d'onde des anomalies. De plus, elle est indépendante de la direction de l'aimantation et du champ géomagnétique.

De nombreuses méthodes ont été utilisées pour calculer les spectres d'anomalies, y compris la transformée de Fourier rapide (*FFT*) qui est efficace et largement utilisée. Cette méthode obtient la puissance de la densité spectrale en prenant l'amplitude au carré de la transformée de Fourier de la séquence de données infiniment étendue, en supposant une extension périodique des données dans la fenêtre, avec une moyenne statistique appropriée. La précision de l'interprétation magnétique par la technique spectrale dépend fortement de la précision du spectre calculé, donc un soin considérable est justifié dans le calcul spectral.

L'estimation de la profondeur au sommet des sources magnétiques découle directement de la prise en compte du spectre de puissance (*PS*) dû à un ensemble de sources magnétiques qui se trouvent à une profondeur moyenne (*z*) de l'élévation d'observation :

$$PS(k) = Ce^{-4\pi zf} = Ce^{-2zk} \quad (1.23)$$

Où f est la fréquence ($= 1 / \lambda$ où λ est la longueur d'onde) en cycles / unité de distance qui correspond au nombre d'onde $k = 2\pi f = 2\pi / \lambda$ en radians / unité de distance, et C est une constante qui inclut les paramètres de champ et les propriétés magnétiques (Figure 1.20).

$$\ln(PS(k)) = \ln(C) - 4\pi zf = \ln(C) - 2zk \quad (1.24)$$

Où $\ln [C]$ est l'intersecté et $4\pi z$ ou $2z$ est la pente de la droite de $\ln [PS]$ par rapport à f ou k , respectivement. Ainsi, la profondeur moyenne aux sources magnétiques est calculée à partir de la pente comme :

$$z(f) = \frac{|la\ pente|}{4\pi} \quad (1.25)$$

$$z(k) = \frac{|la\ pente|}{2}$$

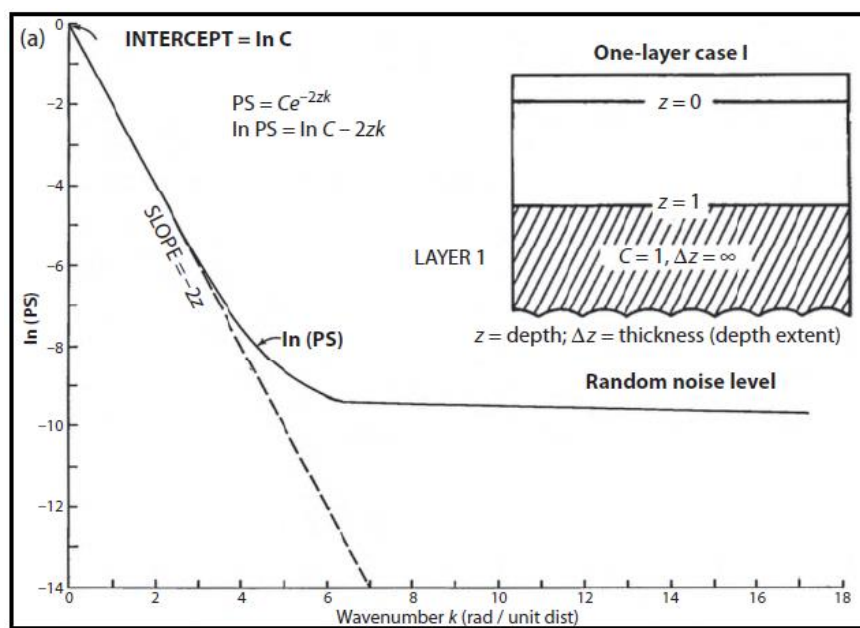


Figure 1.20 : Méthode spectrale pour l'estimation de la profondeur de la source magnétique (D'après Hinze et al., 2012).

C. Méthode du signal analytique (gradient total) :

La méthode du signal analytique (Nabighian, 1972) a fait l'objet d'investigations et d'améliorations continues depuis son application initiale (Nabighian, 1974, 1984 ; Roest et al., 1992 ; MacLeod et al., 1993 ; Hsu et al., 1996, 1998 ; Debeglia et Cerpel, 1997 ; Keating et Pilkington, 2004). Cette méthode est utile dans l'interprétation des sources 2D situées à de basses latitudes magnétiques et celles qui ont une forte

aimantation rémanente de direction différente de celle de l'aimantation induite (MacLeod et al., 1993).

Le signal analytique des anomalies magnétiques appliqué aux données du champ potentiel est une quantité complexe qui peut être définie soit par le champ total et sa transformée d'Hilbert, soit par ses dérivées orthogonales. L'amplitude absolue du signal analytique 2D du champ d'anomalie magnétique total B_T observé à une distance x perpendiculaire à la direction de la source est

$$|A(x)| = \sqrt{\frac{\partial B_T^2}{\partial x} + \frac{\partial B_T^2}{\partial z}} \quad (1.26)$$

Le signal analytique d'un contact magnétique 2D à $x = 0$ et à la profondeur z tel que dérivé par Nabighian (1972) est

$$|A(x)| = \frac{\alpha}{\sqrt{z^2 + x^2}} \quad (1.27)$$
$$\alpha = 2J(\sin(D))(1 - \cos^2(I')\sin^2(D'))$$

Où α est le facteur d'amplitude, J est le contraste d'aimantation, d est la pente du contact, I' est l'inclinaison de l'aimantation, et D' est l'azimut de l'aimantation.

Nabighian et d'autres ont montré que le gradient total ou le signal analytique prend une expression en forme de cloche, la magnitude maximale étant située au-dessus de la position de la limite supérieure du contact 2D d'où provient l'anomalie. De plus, la largeur du signal analytique est fonction de la profondeur jusqu'à la source. MacLeod et al. (1993) ont montré que la moitié de la largeur du signal analytique à mi-amplitude est égale à la profondeur au sommet d'une feuille mince 2D et pour un contact cette valeur de la demi-largeur est égale à 1,73 fois la profondeur.

1.10.5 Prolongement analytique :

Le filtre de prolongement analytique est largement utilisé dans l'analyse des anomalies magnétiques. Ce filtre peut être utilisé pour prolonger vers le haut les données magnétiques afin d'atténuer l'effet des anomalies de haute fréquence, ou vers le bas pour mieux identifier les anomalies de fort gradient (courte longueur d'onde). On peut également utiliser le prolongement vers le bas pour déterminer la profondeur des sources. Ce procédé est obtenu en prolongent successivement vers le bas les données des gradients magnétiques horizontal et vertical à des profondeurs croissantes jusqu'à ce que l'amplitude du gradient total de l'anomalie projetée augmente rapidement et qu'une oscillation soit initiée entre des valeurs négatives et positives autour de la valeur centrale. Il s'agit de la profondeur maximale approximative de la source de l'anomalie. En outre, le prolongement des données magnétiques à une altitude fixe est utile pour assembler plusieurs levés aéromagnétiques réalisés à différentes altitudes en une seule carte d'anomalies plus cohérente.

$$\begin{aligned}L(\omega) &= e^{h\omega} \\L(\omega) &= e^{-h\omega}\end{aligned}\tag{1.28}$$

Bien que les filtres de prolongement soient attrayants pour isoler les anomalies de grande ou courte longueur d'onde, il faut être prudent dans leur application, car il y a des limites au niveau de prolongement analytique, particulièrement vers le bas. Le prolongement vers le bas ne laisse passer que les composantes à nombre d'ondes élevé d'anomalie, ce qui créera des distorsions extrêmes lorsque le champ d'anomalie contient un bruit de nombre d'ondes élevé.

La profondeur de la source magnétique, le niveau de bruit, la taille de la région d'étude et la continuité des données fournissent des lignes directrices utiles pour les limites de prolongement vers le haut.

1.10.6 Calcul des dérivés :

Les filtres des dérivés et des intégrales (équation 1.29) utilisent des fonctions de transfert qui sont inverses l'une de l'autre pour évaluer la dérivée d'ordre n et les composantes intégrales des données magnétiques. Ces filtres en particulier ont eu une application considérable dans l'amélioration des anomalies magnétiques locales, mais nécessitent des données de bonne qualité sinon les bruits seront accentués avec un ordre croissant de différenciation. En conséquence, la méthode du gradient vertical (c'est-à-dire la première dérivée verticale) est moins sujette aux données bruitées que la méthode de deuxième dérivée verticale, qui est largement utilisée.

Dérivée verticale	$L(\omega) = \omega^n$	
Intégration verticale	$L(\omega) = \frac{1}{\omega}$	
Dérivée horizontale	$L(\omega) = \omega^{jn}$	(1.29)
Intégration horizontale	$L(\omega) = \frac{1}{i\omega}$	

Le gradient horizontal et la deuxième dérivée verticale sont utilisées pour identifier les bordures des sources magnétiques (Cordell et McCafferty, 1989 ; Vacquier et al., 1951). Comme illustré par Vacquier et al. (1951), le contour de la deuxième dérivée verticale se rapproche du contour de la vue en plan des bordures d'une source d'anomalie magnétique. Les deuxièmes dérivées des anomalies magnétiques ne sont généralement utiles que pour identifier les anomalies résiduelles, et sont donc limitées dans la quantification des caractéristiques des sources des anomalies.

Chapitre 02

Fuites des hydrocarbures

2.1 Introduction :

Les microfuites d'hydrocarbures ont été toujours des indices importants de l'exploration pétrolière en tant qu'indicateur indirect des accumulations de gaz et / ou de pétrole dans la sub-surface (Link, 1952 ; Jones et Drozd, 1983 ; Etiope, 2004). Ils se produisent dans tous les bassins pétroliers et forment la base de la plupart des méthodes de détection géochimique et microbiologique (Schumacher, 2012). Durant ces dernières années, ce phénomène est devenu la base principale de l'exploration géophysique non sismique du pétrole et du gaz (Schumacher et Abrams, 1996 ; Abrams, 2005).

Les microfuites d'hydrocarbures ont donné un nouvel élan à l'exploration pétrolière dans de nombreux pays grâce à leur rôle considérable pour la recherche des réservoirs de pétrole.

L'objectif de ce chapitre est de fournir un aperçu général des principaux changements induits par les microfuites d'hydrocarbures affectant les sols et les sédiments proche de la surface et leurs implications sur les méthodes d'exploration géophysique de surface.

2.2 Bassin sédimentaire :

Un bassin sédimentaire est formé d'un ensemble de couches géologiques composées de sédiments qui se déposent au cours du temps depuis l'âge de début de formation du bassin jusqu'à l'âge actuel.

La durée de formation d'un bassin sédimentaire varie entre quelques millions d'années et quelques centaines de millions d'années. A l'échelle spatiale, un bassin peut s'étendre sur des centaines de kilomètres, son épaisseur pouvant atteindre plusieurs kilomètres. La géométrie du bassin peut évoluer au cours du temps aussi bien par compaction (le poids des couches supérieures comprime les couches inférieures réduisant leur épaisseur et leur porosité), que par l'érosion (suppression partielle ou totale d'une ou plusieurs couches) et la tectonique.

Les sédiments déposés sont poreux et remplis d'eau. Cette eau a la capacité de s'écouler dans le réseau poreux sous l'effet du gradient de pression. Certaines couches sont composées de sédiments contenant de la matière organique sous forme solide (le kérogène). Elles sont identifiées comme des roches-mères. Cette matière organique a pu se préserver au cours de son enfouissement et avec l'augmentation de la température, il se produit des réactions chimiques qui transforment lentement le kérogène en hydrocarbures. Ce phénomène est appelé craquage thermique. Après leur expulsion de la roche-mère, les hydrocarbures se déplacent dans des couches plus poreuses et perméables (appelées drains) jusqu'à ce qu'ils s'accumulent sous une barrière imperméable (roche couverture) pour former des réservoirs. La figure 2.1 illustre de manière schématique la vie d'un bassin.

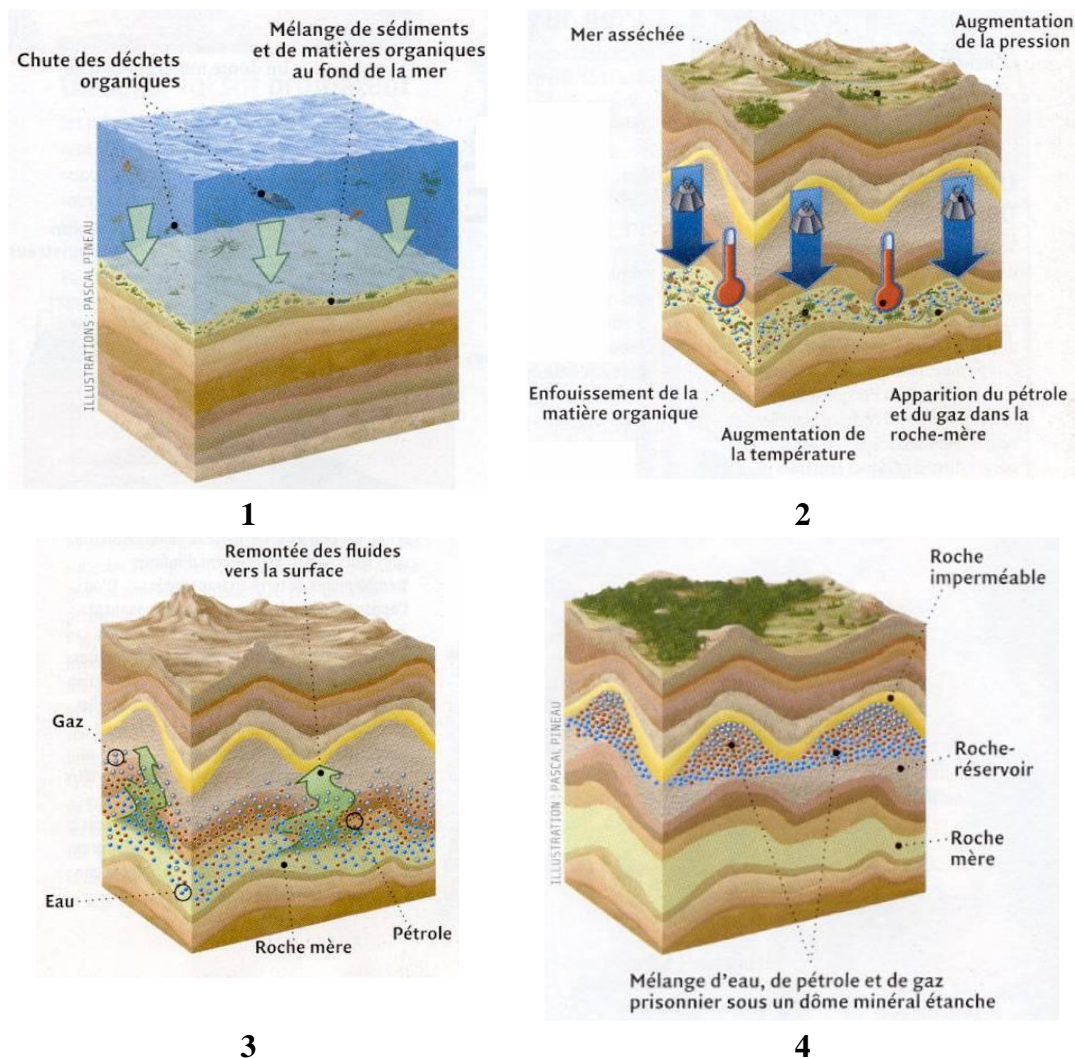


Figure 2.1 : Schéma de la vie d'un bassin. Source : Pineau.

2.3 Réservoir d'hydrocarbures :

Un réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable (généralement des grès ou des carbonates), renfermant une accumulation naturelle d'hydrocarbures, limitée par une barrière de roches imperméables (généralement des argiles ou des évaporites). Un réservoir est caractérisé par :

- La porosité : rapport entre le volume des pores et le volume total du milieu. Elle caractérise la capacité de stockage de la roche.
- La perméabilité : aptitude d'une roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturé. Cette aptitude varie en fonction de la direction de l'écoulement.

L'état de remplissage d'un réservoir est décrit par la saturation (les rapports entre le volume d'eau, d'huile et de gaz et le volume des pores). Le réservoir est généralement stratifié en couches lithologiques de quelques mètres ou dizaines de mètres d'épaisseur qui correspondent à un raffinement local des couches stratigraphiques du bassin.

Un gisement d'hydrocarbures est constitué d'un ou de plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement.

2.4 Génération et migration des hydrocarbures :

Les hydrocarbures sont générés à partir d'une partie solide de la roche qui est insoluble dans des solvants organiques et appelée kérogène dans laquelle de la matière organique est piégée. Le kérogène se forme au cours des dépôts de sédiments à partir d'organismes plus ou moins altérés présents dans le milieu de sédimentation ou transportés par des fleuves ou des courants marins. Il est le résultat de la transformation de sédiments d'origine vivante par les bactéries dans les premiers mètres de leur enfouissement. Au cours de l'histoire géologique, ces sédiments vont être recouverts par d'autres sédiments et s'enfoncer progressivement à l'intérieur du bassin.

Au cours de l'enfouissement, la température augmente. Lorsqu'elle se trouve entre 60 °C et 120 °C, les macromolécules de kérogène se cassent en molécules plus courtes composées uniquement de carbone et d'hydrogène (les hydrocarbures). Lorsque les quantités d'huile et de gaz générées sont suffisamment importantes, les hydrocarbures sont expulsés hors des roches-mères. Cette expulsion est appelée migration primaire.

Sous l'effet combiné de la pression du fluide, de la gravité et du gradient de pression capillaire, ces hydrocarbures peuvent migrer et s'accumuler sous une roche couverture (roche imperméable bloquant la progression des hydrocarbures). Cette seconde étape constitue la migration secondaire. Enfin, il arrive parfois que les hydrocarbures arrivent au bout d'un certain temps à traverser la roche couverture pour gagner d'autres zones d'accumulation ou parvenir en surface. On parle alors de migration tertiaire ou de dysmigration, qui est le mécanisme de migration responsable à la formation des microfuites et macrofuites d'hydrocarbures. La figure 2.2 illustre de manière schématique les différents types de migration.

La migration tertiaire des hydrocarbures permet de se déplacer à des environnements proches de la surface ou à la surface par des voies naturelles ou créées par l'homme (Stolp et al., 2006). Les voies naturelles comprennent les fractures à travers les couches rocheuses et les vides entre les grains de roche. Les voies créées par l'homme peuvent être créées lorsque différents types de puits sont forés (Stolp et al., 2006).

Les caractéristiques structurales et stratigraphiques régionales influencent le stockage des hydrocarbures, étant plus légers que l'air et ont tendance à migrer verticalement à partir d'accumulations souterraines des hydrocarbures, qu'ils soient ou non commercialement significatifs (Eltschlager et al., 2001 ; Etiope, 2015). La pression lithostatique des terrains sus-jacent est un mécanisme qui force les hydrocarbures à migrer vers la surface (Eltschlager et al., 2001). Ces migrations peuvent se faire dans des directions autres que verticales (Figure 2.2).

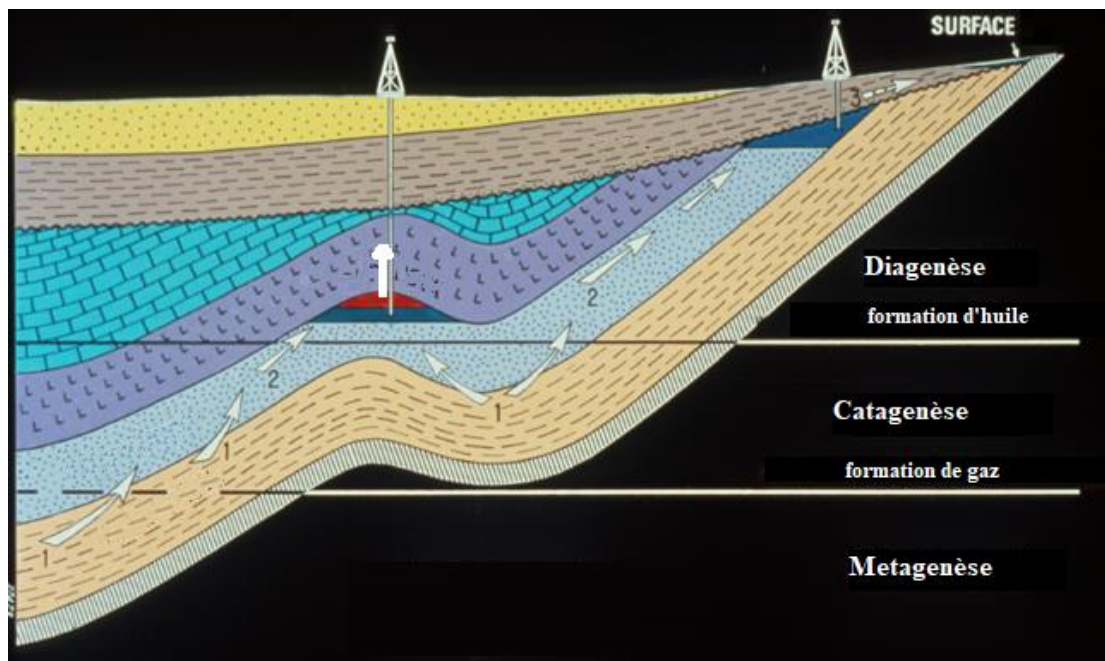


Figure 2.2 : Schéma des différents types de migration (Tissot et Welte (1984)). 1 : Migration primaire, 2 : migration secondaire, et 3 : dysmigration.

Les modes de dispersion des hydrocarbures dans le milieu naturel souterrain sont plus diversifiés et moins bien caractérisés que les mécanismes de dispersion dans les phases solides et liquides (Hale, 2000). Il existe deux grandes catégories de mécanismes de migration des fluides :

- La diffusion régie par la loi de Fick, où le gaz se déplace selon les gradients de concentration.
- L'advection régie par la loi de Darcy, où le mouvement est déterminé par des gradients de pression (Etiopie, 2015).

L'advection est le principal mécanisme des microfuites d'hydrocarbures et des macrofuites d'hydrocarbures (Etiopie, 2015).

Des microbulles d'hydrocarbures flottantes s'élevant à travers le réseau de fractures, de joints et de plans de faille fournissent un mécanisme logique pour la migration verticale des hydrocarbures légers des réservoirs vers la surface et occupent généralement les vides des pores dans les roches, les terrains morts et le sol (Saunders et al., 1999 ; Hale, 2000).

L'existence de cette migration verticale ou quasi verticale est controversée depuis de nombreuses années. Les arguments contre elle ont inclus ce qui suit :

- Si les réservoirs fuyaient suffisamment pour être détectés, ils auraient depuis longtemps été épuisés.
- Si une fuite se produisait, elle serait déviée par les mouvements des eaux souterraines et les anomalies seraient déplacées latéralement sur des distances relativement longues (Saunders et al., 1999).

Kristiansson et Malmqvist (1982), et Malmqvist et Kristiansson (1984, 1985) ont démontré que dans la zone de saturation, les gradients de pression et les chocs de pression (mouvement tectonique) provoquent une sursaturation, conduisant à la formation de bulles des hydrocarbures légers. Ces derniers montent vers le haut à un rythme relativement rapide jusqu'à ce qu'ils atteignent la nappe phréatique. Le mélange résultant va ensuite migrer lentement vers la surface ou la proche surface par le gradient de pression provoqué par les hydrocarbures légers (Hale, 2000).

2.5 Système pétrolier :

2.5.1 Système pétrolier Total :

Le système pétrolier (Total petroleum system "TPS") selon Magoon et Schmoker (2000) décrit l'ensemble du système hydrocarbure-fluide dans la lithosphère qui peut être cartographié, y compris les éléments essentiels et les processus requis pour l'accumulation du pétrole et du gaz, migrations, et les microfuites d'hydrocarbures. Ces éléments peuvent être décrits comme suite :

- Une roche-mère qui a engendré et expulsé les hydrocarbures.
- Un drain qui a pu recueillir et faire migrer ces hydrocarbures.
- Un réservoir : une couche poreuse et perméable, capable d'accumuler les hydrocarbures.
- Une couverture qui agit comme une barrière et empêche la fuite des hydrocarbures accumulés.
- Un piège : une zone du sous-sol présentant une forme à géométrie fermée suffisamment grande pour accumuler des quantités importantes d'hydrocarbures.

D'autres conditions doivent également être réunies afin d'avoir une accumulation d'hydrocarbures. La roche-mère doit être suffisamment enfouie afin d'être thermiquement mature. De plus, le piège doit être formé avant la migration des hydrocarbures sinon ces derniers peuvent atteindre la surface sans former d'accumulation. Enfin, les hydrocarbures, une fois piégés, ne doivent pas subir de dégradation au cours du temps, il faut de bonnes conditions de conservation.

2.5.2 Système de fuite pétrolier :

Un concept important, pour la recherche des microfuites d'hydrocarbures, est le système de fuite pétrolier (Petroleum Seep System PSS). Le PSS est la connexion entre le TPS et la surface de la Terre. Abrams (2005) a également indiqué que comprendre le PSS, par conséquent comprendre la dynamique pétrolière d'un bassin, est la clé essentielle pour utiliser les méthodes géochimiques et géophysiques dans la proche surface pour l'évaluation du bassin et l'évaluation des perspectives. Selon Abrams (2005), un PSS est défini comme :

- Les interrelations entre le remplissage total des sédiments.
- La tectonique (voie de migration).
- La génération d'hydrocarbures (source et maturation).
- L'écoulement régional des fluides (régime de pression et hydrodynamique).
- Les processus proches de la surface (zone de perturbation maximale).

Le PSS fait partie du Système Pétrolier Total (TPS), le concept suppose que des voies de migration doivent exister, maintenant ou dans le passé, reliant la roche mère aux accumulations d'hydrocarbure (Etiopie, 2015). Les microfuites d'hydrocarbures ne sont pas une exception, mais un composant intégral commun d'un TPS.

Les concepts TPS et PSS attirent l'attention sur le fait que les accumulations de pétrole ne sont pas des accumulations de compartiments totalement fermés, isolés et scellés (Etiopie, 2015). Le gaz et le pétrole fuient fréquemment des réservoirs à travers les roches de couverture, même dans les grands champs productifs, ce qui implique qu'une parfaite étanchéité n'est pas nécessaire pour avoir un réservoir commercial.

Les fuites d'hydrocarbures ne sont pas un problème, mais une opportunité (Etiopie, 2015).

2.6 Les fuites d'hydrocarbures :

La plupart des roches couvertures des systèmes pétroliers à l'échelle mondiale ne sont pas parfaitement imperméables, ce qui permet aux accumulations d'hydrocarbures de fuir vers la surface ou la proche surface au fil du temps. Les fuites d'hydrocarbures sont l'écoulement constant ou épisodique, lent ou rapide, visible ou invisible d'hydrocarbures gazeux des sources souterraines (roche mère ou roche réservoir) vers la surface de la Terre (Etiopie, 2015).

Lorsque l'altération de surface du pétrole et du gaz est clairement visible à l'œil nu, elle est appelée macrofuites d'hydrocarbures "macroseepage", alors que les traces invisibles d'hydrocarbures dans les sols proches de la surface et les roches sédimentaires, qui ne sont détectables que par des méthodes géophysiques et géochimiques est appelé microfuites d'hydrocarbures "microseepage" (Horvitz, 1985 ; Tedesco, 1995).

Le taux et le volume des fuites d'hydrocarbures dans les sédiments proches de la surface ou dans la surface contrôlent l'expression géologique, géophysique, biologique et géochimique de surface (Roberts et al., 1990), qui peut aller de la macrofuite d'hydrocarbures à la microfuite d'hydrocarbures (Abrams, 2013). Les expressions de surface des fuites de gaz naturel peuvent être classées sur la base de la dimension spatiale, de la visibilité et de la typologie des fluides, comme résumé dans le schéma suivant (Etiopie, 2015).

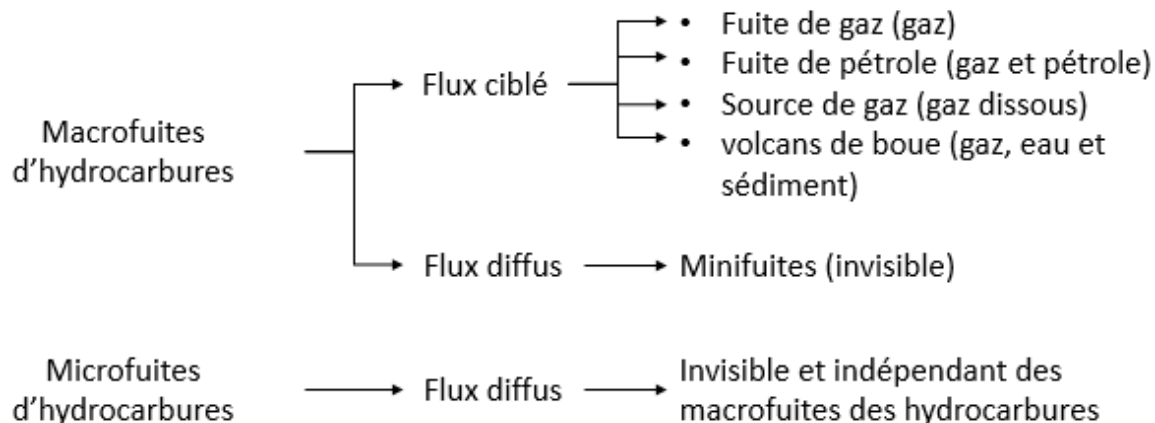


Figure 2.3 : Représentation schématique des différents types des fuites des hydrocarbures.

Historiquement, les fuites et les accumulations des hydrocarbures ont été liées ensemble et, par conséquent, un grand nombre de champs de pétrole et de gaz du monde ont été explorés par forage dans les zones des fuites d'hydrocarbures (Hunt, 1996 ; Yergin, 1992). Dans les programmes d'explorations modernes, les macrofuites d'hydrocarbures sont généralement considérés comme des indices directs de l'existence de roches mères matures et une preuve irréfutable de la formation d'un système pétrolier dans un bassin sédimentaire donné (Magoon et Beaumont, 1999 ; Schumacher, 2010), tandis que les microfuites d'hydrocarbures, qui sont censées se produire de manière presque verticale aux accumulations d'hydrocarbures, sont utilisées comme outil de ciblage indirect pour l'exploration pétrolière.

2.6.1 Activité des fuites d'hydrocarbures :

L'activité des fuites des hydrocarbures vers la surface est définie comme le taux relatif des fuites et ses effets associés. Il y'a deux types distincts d'activité :

Les zones où les hydrocarbures souterrains fuient activement en grandes concentrations à l'intérieur et au-dessus des sédiments de surface sont appelées fuites actives. Lorsque les fuites actives contiennent des hydrocarbures de bas poids moléculaire (C₁ à C₅) et de haut poids moléculaire qui sont visibles dans les carottes de sédiments, ils sont généralement appelés macrofuites d'hydrocarbures (macroseepages).

Les microfuites actives se produisent généralement dans des bassins qui génèrent maintenant d'une manière active des hydrocarbures ou qui contiennent d'excellentes voies de migration. Des exemples de microfuites actives se trouvent dans le golfe du Mexique (Reitsema et al., 1978 ; Anderson et al., 1983 ; Brooks et Carey, 1986), au large de la Californie (Fischer et Stevenson, 1973 ; Kvenvolden et Field, 1981 ; Kennicutt et Brooks, 1988), certaines parties de la mer du Nord (Gervitz et al., 1983 ; Faber et Stahl, 1984 ; Sweeney, 1988) et au large de l'Indonésie (Thompson et al., 1991).

Les zones où les hydrocarbures souterrains ne fuient pas activement sont appelées fuites d'hydrocarbures passifs. Ces zones de fuites contiennent généralement des concentrations d'hydrocarbures de bas poids moléculaire au-dessus des niveaux de fond normaux (microseepages), mais elles peuvent également contenir des hydrocarbures de haut poids moléculaire (macroseepages).

Dans les bassins où la génération d'hydrocarbures est arrêtée ou là où la migration est bloquée par une barrière migratoire majeure, la fuite d'hydrocarbures est passive. Des exemples des zones de fuites passives comprennent des parties du large de l'Alaska (Abrams, 1992), le plateau nord-ouest de l'Australie, l'Antarctique (Whiticar et al., 1985), le centre de Sumatra (Thompson et al., 1991) et certaines régions de la mer du Nord (Faber et Stahl, 1984).

2.6.2 Macrofuites d'hydrocarbures :

Les macrofuites des hydrocarbures sont l'expression de surface d'une voie de fuite, généralement liée aux discontinuités tectoniques, le long de laquelle les hydrocarbures liquides ou gazeux naturels s'écoulent du réservoir souterraine vers la surface (Clarke et Cleverly, 1991 ; Link, 1952 ; Macgregor, 1993). Le flux des hydrocarbures est exprimé en termes de masse / temps (par exemple, kg / jour ou tonnes / an). Ces macrofuites d'hydrocarbures en surface (gaz visibles ou fuites de pétrole ou des affleurements rocheux) sont généralement le signe d'une faille d'un PSS actif appartenant à un TPS (Magoon et Schmoker, 2000 ; Abrams, 2005 ; Etiope, 2009a).

En règle générale, les macrofuites des hydrocarbures ont été classés en fonction de leur contexte géologique, du régime tectonique sous-jacent, du mode d'activité, de la voie de migration, du taux de fuite (intensité), de l'environnement d'occurrence et des modèles d'altération associés (Abrams, 2005 ; Clarke et Cleverly, 1991 ; Link, 1952 ; Macgregor, 1993 ; Thrasher et al., 1996). Cependant, pour les besoins de cette thèse, nous les distinguons uniquement comme des macrofuites de pétrole ou de gaz.

En termes d'activité, les macrofuites d'hydrocarbures (actives) en circulation doivent être différenciées des paléo-fuites dans lesquels aucune preuve de leur reconstitution n'existe (Macgregor, 1993). En fonction de leur état, les macrofuites d'huile peuvent incorporer de l'huile liquide et solide, du goudron et / ou du bitume.

Certaines macrofuites des hydrocarbures ont un écoulement latéral diffus dans les fractures proches de la surface, après quoi ils déclenchent la formation d'altérations locales autour de la principale fuite de pétrole ou gaz. Pour distinguer ces altérations à celles associées à un système diagénétique dans la proche surface, un nouveau terme appelé microfuites des hydrocarbures a été introduit dans la littérature (Etiope, 2015). Certaines études ont démontré qu'environ 30% des macrofuites des hydrocarbures connus sont associées à des anomalies de surface d'un type ou d'un autre (Clarke et Cleverly, 1991).

Un exemple de macrofuites d'hydrocarbures dans l'offshore est montré dans la figure 2.4. Le pétrole et le méthane remontent à la surface dans l'océan sous forme de

macrofuites au large de Coal Oil Point, près de Santa Barbara, en Californie. Un autre exemple de macrofuite d'hydrocarbure dans l'onshore cette fois-ci est celui de la région de l'Oued Guetrini au nord de l'Algérie montré dans la figure 2.5.



Figure 2.4 : Exemple de macrofuites d'hydrocarbures dans l'offshore. (Photo de Dave Valentine, UCSB)



Figure 2.5 : Exemple de macrofuites d'hydrocarbures dans l'onshore (Oued Gueterini dans la région de Sidi Aissa, Algérie).

2.6.3 Brève histoire de l'observation des macrofuites d'hydrocarbures :

L'observation des macrofuites d'hydrocarbures à travers l'histoire peut être résumée comme suit :

En 347 en Chine, des puits de pétrole ont été forés à 800 pieds suite à des macrofuites d'hydrocarbures.

En 900, les Sumatrans et les Indiens précolombiens trouvent des macrofuites d'hydrocarbures et croyaient que le pétrole brut avait des avantages médicaux.

En 1264, l'extraction de pétrole brut à partir des macrofuites d'hydrocarbures a commencé dans la Perse médiévale assistée par Marco Polo.

En 1500, l'exploitation des macrofuites de pétrole en Pologne était utilisée pour les lampadaires.

En 1594, des puits de pétrole ont été creusés à la main à 115 pieds en Perse suite à l'observation de macrofuites d'hydrocarbures en surface.

En 1597, les tribus vivant le long des rives de la rivière Ukhta, dans l'extrême nord de la région de Timan Pechora, recueillent du pétrole à la surface de la rivière et l'utilisent comme médicament et lubrifiant.

En 1702, le Tsar Pierre ordonne la création du premier journal régulier de Russie, Vedomosti. Le premier numéro du journal contenait un article sur la découverte de pétrole à la surface de la rivière Sok dans le centre de la Russie, tandis que des numéros ultérieurs portaient des histoires similaires sur des macrofuites de pétrole ailleurs en Russie.

En 1735, un sable bitumineux était exploité en Alsace, France dans le champ de Pechelbronn.

Entre les années 1600 à 1800, les Indiens et les colons avaient découvert des macrofuites de pétrole dans l'ouest de la Pennsylvanie et à New York.

En 1814, le puits Thorla-McKee dans l'Ohio produit du pétrole ainsi que de l'eau salée, ce puits a été foré sur la base de l'observation de macrofuites d'hydrocarbures.

L'industrie du gaz naturel est née lorsque William Hart a creusé un puits jusqu'à 43 pieds en 1821 dans un schiste à gaz et a acheminé du méthane dans une auberge locale à Fredonia, New York. Plusieurs autres puits ont été forés dans cette région.

En 1828, un puits d'eau salée près de Burkesville, Kentucky, produit également du pétrole en grandes quantités.

En 1848, le premier puits de pétrole moderne est foré en Asie sur la péninsule d'Aspheron au nord-est de Bakou par F.N. Semyenov - Le début de l'ère du pétrole. Ce puits a été foré suite à l'observation de macrofuites d'hydrocarbures en surface.

En 1850, un puits foré à la main à Los Angeles en Californie par le général Andreas Pico sur la base de macrofuites d'hydrocarbures pour produire de l'huile à lampe.

En 1854, un puits de gaz à Stockton en Californie a été foré sur la base de macrofuites d'hydrocarbures pour éclairer le palais de justice de Stockton.

En 1858, les Canadiens forent leur premier puits de pétrole sur la base de macrofuites d'hydrocarbures en Ontario.

En 1859, le colonel Edwin Drake fore le premier puits de pétrole à Titusville en Pennsylvanie, près d'une macrofuite d'hydrocarbures.

2.6.4 Microfuites d'hydrocarbures :

Les microfuites d'hydrocarbures, contrairement aux macrofuites, font référence à la migration lente et invisible des alcanes légers et volatiles ($C_1 - C_5$) à partir d'une accumulation d'hydrocarbures vers la surface (Etiopie, 2015 ; Price, 1986 ; Schumacher, 1999). Une microfuite d'hydrocarbures n'est pas liée à des failles mais elle peut être accentuée par la présence de failles ou de microfractures (Richers et al., 1982 ; Etiopie, 2015 ; Schumacher, 1999). Les mesures sur le terrain ont indiqué que les microfuites d'hydrocarbures sont plus prononcées le long des failles et des fractures qui servent également de voie de migration tertiaire importante (canaux) pour l'augmentation du débit des hydrocarbures légers (Varhegyi et al., 1992 ; Etiopie et Lombardi, 1996 ; Etiopie, 1998 ; Kostakis et Harrison, 1999 ; Brown, 2000 ; Klusman, 2003 ; Etiopie et Klusman 2010 ; Etiopie, 2015).

L'infiltration à long terme des hydrocarbures dans un système à microfuites induit normalement un ensemble de transformations diagénétiques, physico-chimiques et minéralogiques au sein du conduit de cheminée au-dessus des accumulations des hydrocarbures (Figure 2.6). Selon Etiopie et Martinelli (2002), Price (1986), Saunders et al. (1999), Schumacher (1996), Tedesco (1995) et Warren (2012), l'activité et les sous-produits des bactéries et les autres microbes modifient le pH-Eh de la colonne stratigraphique sus-jacente et initient une série de changements diagénétiques (Figure 2.6). Cette série de changements peuvent comprendre des :

- Anomalies biologiques (microbiennes / géobotaniques).
- Altérations minéralogiques.
- Changements électrochimiques et anomalies de résistivité.
- Formation des oxydes et sulfures de fer magnétiques.
- Anomalies de radioactivité.

Pendant des décennies, la théorie des microfuites d'hydrocarbures a été controversée au sein de la communauté des explorateurs. Cependant, il y'a des preuves aussi bien empiriques que théoriques qui appuient cette théorie :

- La composition C_1 à C_5 du gaz migrant vers la proche surface est similaire à la phase gazeuse du réservoir.

- La teneur isotopique des hydrocarbures qui fuient correspond à celle du réservoir sous-jacent.
- Le caractère dynamique de la microfuite est le responsable de l'épuisement ou de la recharge du réservoir.
- L'étroite association spatiale entre les anomalies de surface et le réservoir d'hydrocarbures en profondeur.
- Les preuves directes fournies par des mesures de puits (données des analyses minéralogiques des carottes).
- Les cheminées à gaz imagées par des données sismiques 3D de haute résolution (Connolly et al., 2013 ; Donovan, 1974 ; Duchscherer, 1980 ; Foote, 2013 ; Holysh et Toth, 1996 ; Horvitz, 1980 ; Horvitz, 1985 ; Jones et Drozd, 1983 ; Price, 1986 ; Tedesco, 1995 ; Thompson et al., 1994).

Le concept de cheminée, qui met en évidence le comportement chaotique des caractères sismiques en raison de la migration de gaz (Aminzadeh et al., 2001), non seulement fournit un nouvel indicateur d'imagerie pour les microfuites d'hydrocarbures, mais comble également l'écart entre les levés sismiques et géochimiques et va probablement mettre fin au scepticisme et au débat sur les microfuites d'hydrocarbures.

Les processus de migration des hydrocarbures gazeux ne sont pas bien compris, mais certaines simulations informatiques ont montré que l'écoulement continu en phase gazeuse entraîné par la pression à travers les fractures ou la transition des régimes de bulles à l'écoulement continu de phase peut être le mécanisme plausible (Brown, 2000 ; Etiope et Martinelli, 2002).

Selon Etiope (2004), les zones potentielles des microfuites d'hydrocarbures sont liées à l'ensemble des bassins sédimentaires avec des processus de génération d'hydrocarbures en profondeur, ces bassins forment une surface estimée à environ 43.366.000 km² qui contribuerait aux émissions globales du gaz de méthane dans l'atmosphère.

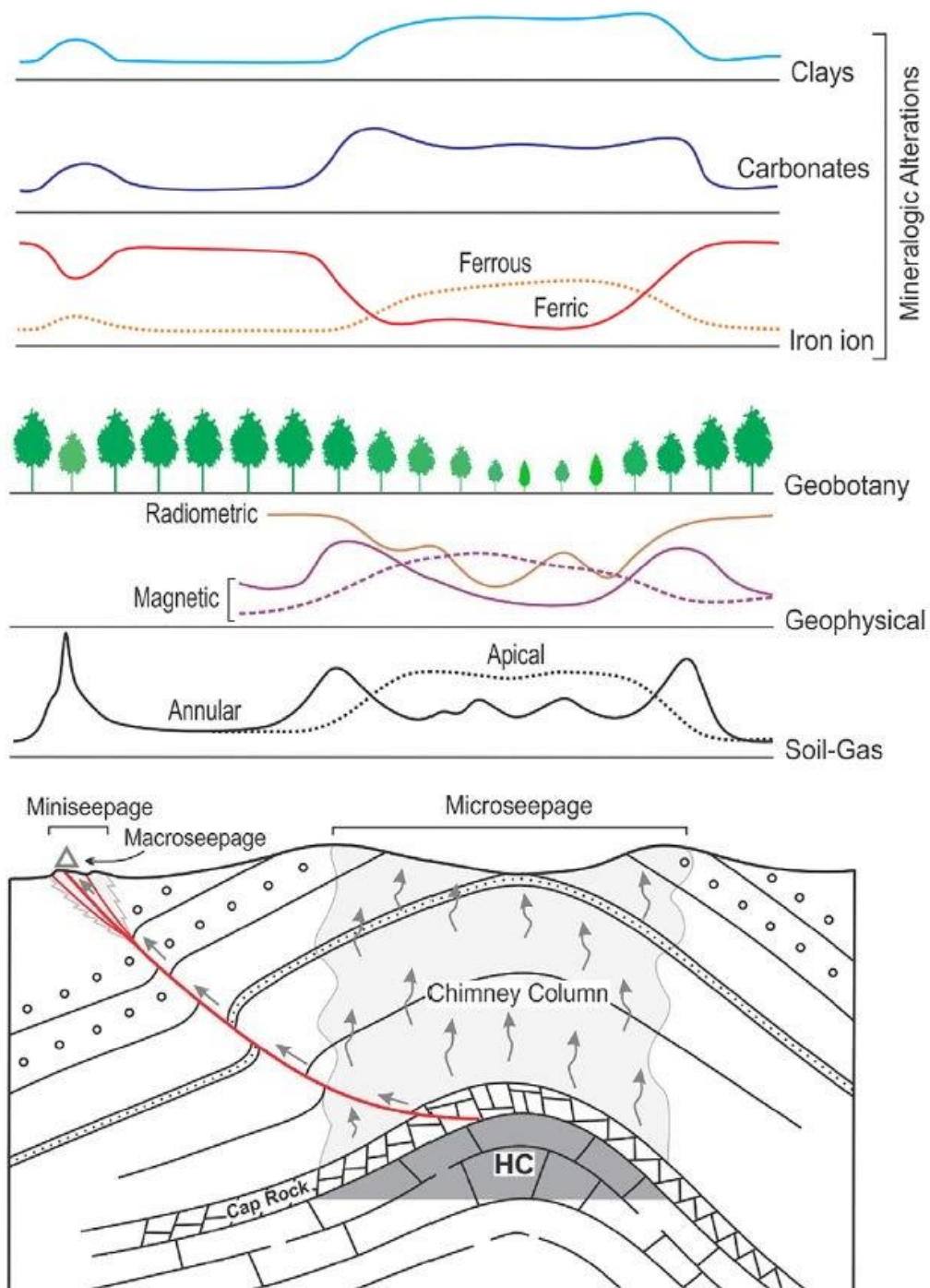


Figure 2.6 : Représentation schématique des concepts de microfuites d'hydrocarbures, de minifuites d'hydrocarbures et de macrofuites d'hydrocarbures et des anomalies associées induites par les hydrocarbures (d'après : Duchscherer, 1982 ; Eventov, 2000 ; Saunders et al., 1999 ; Schumacher, 1996 ; van der Werff, 2006). L'accumulation d'hydrocarbures est représentée par un ton gris foncé et les zones altérations par du gris clair. Les anomalies intègrent des signatures géochimiques (sol-gaz), géophysiques et de télédétection (géobotanique et altérations minéralogiques).

2.6.5 Historique des microfuites des hydrocarbures :

L'association des changements minéralogiques avec les fuites d'hydrocarbures sont reconnues depuis les premiers jours de l'exploration pétrolière. Plusieurs des premiers explorateurs avaient noté la corrélation des zones productives avec les microfuites d'hydrocarbures.

Harris (1908) a été parmi les premiers à signaler la présence de pyrite et d'autres sulfures dans les strates recouvrant les champs de pétrole associés à certains dômes de sel de la Louisiane.

Reeves (1922) a observé la décoloration des lits rouges de surface dans la zone du champ de Ciment du sud-ouest de l'Oklahoma et a noté une cémentation carbonatée intense sur la crête de la structure de Ciment.

En 1929, Laubmeyer, un Allemand avait déposé un brevet sur la méthode de détection indirecte des hydrocarbures (A New Geophysical Prospecting Method, Especially for Deposits of Hydrocarbons).

Thompson (1933) avait observé que le soufre et la pyrite sont généralement associés aux accumulations de pétrole. Il a signalé qu'en présence de gaz, le gypse et l'anhydrite sont remplacés par du calcaire dans la ceinture de pétrole du golfe Persique en Irak.

Sawtelle (1936) avait rapporté que les changements minéralogiques proches de la surface dans les champs pétroliers ont joué un rôle déterminant dans la découverte d'environ 70 % des gisements de pétrole de la côte Américaine du golfe.

McDermott (1940) et Rosaire (1940) ont signalé la présence d'une minéralisation secondaire comme les carbonates du sol, le caliche et la silicification à proximité de certains champs pétroliers du Texas.

Feely et Kulp (1957) ont démontré que le soufre présent dans les roches de calotte des dômes de sel de la côte du golfe provenait d'une action bactérienne sur l'anhydrite et que la calcite remplaçait toute écriture par suite de l'oxydation bactérienne du pétrole.

2.6.6 Microfuite d'hydrocarbures versus macrofuite d'hydrocarbures :

Les macrofuites d'hydrocarbures migrent généralement latéralement sur quelques à des dizaines de kilomètres à travers les principales discontinuités tectoniques (Link, 1952 ; Macgregor, 1993 ; Thrasher et al., 1996) et se produisent donc en aval des accumulations, alors que les microfuites d'hydrocarbures migrent presque verticalement et sont donc à proximité du réservoir. Différents aspects des systèmes de macrofuite d'hydrocarbures et microfuite d'hydrocarbures sont comparés dans le tableau suivant.

Tableau 2.1 : Microfuite d'hydrocarbures versus macrofuite d'hydrocarbures.

Paramètres	Microfuite d'hydrocarbures	Macrofuite d'hydrocarbures
Approche de détection	Analytique	Visuelle
Mécanisme de migration	Écoulement continu en phase gazeuse dans les microfractures	Effusion par discontinuités tectoniques
Contenue en hydrocarbure	Hydrocarbures légers (C ₁ –C ₅), volatils (aromatiques)	Lourd/léger pétrole brut, volatiles, hydrocarbures gazeux
Abondance dans les zones pétrolifères	Plus de 80%	20%
Type de migration	Verticale	Latérale
Alteration	Extensif (colonne de cheminée)	Oui/Non, Limiter
Étendue spatiale (surfacique)	Halo omniprésent	Cibles ponctuelles
Gisement associé	Structural, stratigraphique	Principalement structural
Flux (mg/m²/d)	10	centaines
Type d'exploration	Indirect	Direct

Historiquement, les macrofuites d'hydrocarbures ont été le stimulus des premiers forages d'exploration (section 2.6.3). Les statistiques révèlent que presque tous les principaux champs pétrolifères du monde du début du 20^{ème} siècle ont été associés à des fuites des hydrocarbures. Dans les années 1950, au moins la moitié des réserves prouvées ont été découvertes par forages à proximité de macrofuite d'hydrocarbures, alors qu'à la fin du siècle, cette proportion a chuté jusqu'à seulement 20 % (Clarke et Cleverly, 1991 ; Hunt, 1996 ; Link, 1952 ; Macgregor, 1993). D'un autre côté, il a été démontré que 80 % des réservoirs des hydrocarbures étaient associés à une manifestation de microfuite d'hydrocarbures d'un type ou d'un autre (Schumacher, 2010).

Contrairement aux macrofuites d'hydrocarbures qui sont maintenant principalement considérées comme un indicateur général de prospection à l'échelle du bassin (Macgregor, 1993), les microfuites d'hydrocarbures se sont avérées être un outil de ciblage efficace pour les accumulations des hydrocarbures sous la surface. Par exemple, les méthodes géochimiques de surface ont permis d'atteindre 82 % des découvertes commerciales ultérieures et environ 89 % des puits secs ont été prédits de manière fiable, ce qui correspond respectivement à 18 % de faux positifs et 11 % de faux négatifs (Schumacher, 2010). D'autres statistiques ont révélé que 76 % des prospects présentant une anomalie sol-gaz au-dessus d'eux ont abouti à des découvertes commerciales (Schumacher, 2000).

Même si de nombreux macrofuites d'hydrocarbures Onshore ont déjà été pris en compte et que leurs attributs sont reflétés dans les bases de données mondiales compilées (Clarke et Cleverly, 1991 ; Etiope, 2009), la distribution et les variétés des microfuites d'hydrocarbures Onshore sont restées largement inconnues. Le grand nombre de fuites documentés (plus de 10 000 entités) implique en effet qu'il existe un potentiel stupéfiant pour des microfuites d'hydrocarbures encore à détecter.

2.7 Modification diagénétique induite par les microfuites d'hydrocarbure :

Bien que le lien étroit entre la minéralisation ou la décoloration de surface et les accumulations de pétrole ait longtemps été noté, des études détaillées de ces changements et des processus qui les produisent n'ont été menées que depuis les années 1970. Donovan (1974) avait publié la première d'une série d'études décrivant les changements chimiques et minéralogiques complexes observés dans les lits rouges sur un certain nombre de champs pétrolifères de l'Oklahoma. Lilburn et Al-Shaieb (1984) ont proposé le terme d'auréole diagénétique induite par les hydrocarbures (HIDA) pour ces altérations proches de la surface.

Ces zonations diagénétiques sont particulièrement bien développées sur les champs Cement-Chickasha, Velma, Healdton, Eola et Carter-Knox dans le sud-ouest de l'Oklahoma. D'autres études sur ces changements diagénétiques proches de la surface ont été publiées par Olmstead (1975), Donovan et Dalziel (1977), Goldhaber et al. (1978), Ferguson (1979a, b), Donovan et al. (1981), Allen et Thomas (1984), Reynolds et al. (1990), et Benayad et al. (2012).

2.7.1 Rôles des bactéries :

Les bactéries et autres microbes trouvés dans les sols et les sédiments au-dessus des accumulations d'hydrocarbures jouent un rôle profond dans l'oxydation des hydrocarbures durant la migration tertiaire. Leurs activités sont directement ou indirectement responsables des différentes manifestations de surface et souvent déroutantes des infiltrations d'hydrocarbures. Leur rôle n'est pas encore entièrement reconnu par la plupart des chercheurs en technologie des microfuites d'hydrocarbures et d'exploration de surface.

Kartsev et al. (1959), Davis (1952, 1956, 1967), Krumbein (1983) et Atlas (1984) avaient discuté en détail l'oxydation des hydrocarbures par les bactéries. Des nombreuses variétés de bactéries aérobies oxydent les hydrocarbures, il existe également des bactéries anaérobies (par exemple, les bactéries sulfato-réductrices et les bactéries dénitrifiâtes). De plus, certains champignons et actinomycètes oxydent facilement les hydrocarbures dans le sol (McKenna et Kallio, 1965). Bien que l'activité bactérienne soit plus prononcée dans les sols de surface, elle peut se produire à toutes les profondeurs au-dessus des accumulations d'hydrocarbures qui présentent des fuites. Le résultat le plus évident de l'oxydation des hydrocarbures est une diminution de la concentration d'hydrocarbures dans le sol, d'hydrocarbures dissous dans les fluides interstitiels, d'hydrocarbures occlus et d'hydrocarbures adsorbés. Les bactéries aérobies produisent du dioxyde de carbone et des acides organiques par oxydation des hydrocarbures, les réducteurs de sulfate (bactéries anaérobies) produisent du sulfure d'hydrogène et les dénitrificateurs produisent de l'azote libre et de l'oxyde nitreux.

L'oxydation microbienne des hydrocarbures consomme soit de l'oxygène libre, soit de l'oxygène lié chimiquement (SO_4^{2-} ou NO_3^{-2}) via l'une des deux voies métaboliques principales.

Premièrement, les bactéries aérobies oxydent les hydrocarbures pour former du dioxyde de carbone ou du bicarbonate qui finit par se précipiter sous forme de carbonate.

Deuxièmement, une fois que l'oxygène est appauvri avec le sédiment ou les fluides dans les pores, d'autres bactéries réduisent le sulfate pour produire du sulfure d'hydrogène.

Ces changements peuvent modifier considérablement le potentiel d'oxydoréduction (Eh) de l'environnement et peuvent affecter le pH du système. De tels changements de pH-Eh peuvent résulter de nouveaux champs de stabilité minérale lorsque certains minéraux deviennent instables et sont dissous et mobilisés, tandis que d'autres sont précipités à partir d'une solution. Dans ce cadre, les bactéries peuvent produire des minéraux soit par croissance passive, soit par activité métabolique.

Des exemples de biominéralisation microbienne passive comprennent la précipitation bactérienne de silice amorphe dans les sources chaudes, ainsi que la formation de certaines formes d'oxydes de fer authigènes, les phosphates, les carbonates et les argiles (Krumbein, 1983 ; Ferris et al., 1994 ; Ferris, 1995). La précipitation des minéraux microbiens peut également résulter directement de l'activité métabolique des micro-organismes ; l'activité bactérienne déclenchant simplement un changement dans la chimie de la solution qui conduit à la précipitation minérale. Par exemple, une augmentation de pH peut initier la précipitation du carbonate de calcium. De même, la production de sulfures par des bactéries réductrices de sulfate peut provoquer la précipitation d'un certain nombre de sulfures et d'oxydes de fer, y compris la pyrite, la grégite, la pyrrhotite et la maghémite (Reynolds et al., 1990 ; Ferris, 1995). D'autres phases minérales se précipitent aussi directement sous l'action des enzymes

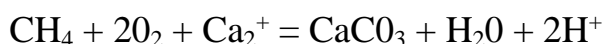
bactériennes, comme la formation de particules de magnétite (Krumbein, 1983 ; Ferris, 1995).

Les bactéries jouent un rôle important dans la détermination de la nature et de la direction des changements physiques, chimiques et biologiques dans les sols et les sédiments proches de la surface. Nulle part leur rôle n'est plus significatif que dans la présence des fuites d'hydrocarbures. Non seulement les bactéries sont responsables de la destruction des hydrocarbures au niveau des microfuites d'hydrocarbures, mais elles sont également responsables de la formation de grands volumes de minéraux authigènes.

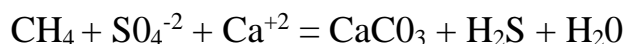
2.7.2 Carbonate :

Les carbonates diagénétiques et les ciments carbonatés sont parmi les altérations induites par les infiltrations d'hydrocarbures les plus courantes. Dans les environnements offshore, les carbonates peuvent se transformer en dalles et en gravats, en gros monticules et piliers, en sols durs ou en ciment carbonaté remplissant les pores. Sur terre, la calcite poreuse et la calcite de cimentation sont les plus courantes. Ces carbonates diagénétiques proches de la surface se forment principalement comme sous-produit de l'oxydation du pétrole, en particulierité du méthane, en utilisant l'une des deux voies de réaction résumé ci-dessous :

- Réaction chimique par les bactéries aérobies :



- Réaction chimique par les bactéries anaérobies :



Lorsque ces réactions se produisent, le dioxyde de carbone évolue et réagit avec l'eau pour produire du bicarbonate. Le bicarbonate se lie avec le calcium et le magnésium dans les eaux souterraines et se précipite sous forme de carbonate ou de ciment de carbonate, dont la signature isotopique correspond à celle des hydrocarbures parents.

2.7.3 Sulfure :

La formation de pyrite authigène et d'autres sulfures a été documentée pour de nombreux champs de pétrole, y compris les champs de Cement-Chickasha, Velma, Eola et Ashland en Oklahoma par Ferguson (1979a, b), Lilburn et Al-Shaieb (1983, 1984), Donovan et al. (1981), Oehler et Sternberg (1984) et Hughes et al. (1986). La pyrite est le sulfure dominant des zones d'altération induites par les microfuites d'hydrocarbure, mais la pyrrhotite, la marcassite, la galène, la sphalérite et le soufre natif sont également présents et peuvent être localement abondants. Les mécanismes responsables de la formation de sulfures dans l'environnement des microfuites d'hydrocarbure ont été

discutés par Sassen (1980), Oehler et Sternberg (1984), Sassen et al. (1988, 1989), Goldhaber et Reynolds (1991) et Reynolds et al. (1990, 1993).

La pyrite peut être précipitée dans un environnement réducteur, étant donné une source de soufre et de fer. La principale source de soufre dans une province pétrolière est le sulfure d'hydrogène gazeux du pétrole lui-même, de l'activité bactérienne anaérobie ou de l'oxydation du pétrole près de la surface. Les sources de fer comprennent les revêtements à grains d'oxyde de fer dans le grès, les argiles de remplissage des pores telles que le chlorite, les inclusions de fragments de roche et les eaux météoriques plus profondes. La réaction chimique du sulfure d'hydrogène et du fer (sous forme d'hématite) permettant la précipitation de la pyrite ou de la marcassite peut être résumée comme suit (Oehler et Sternberg, 1984) :



Le développement d'une zone d'altération de pyrite dépend de la teneur en soufre des huiles, de la géologie et de la géochimie des eaux souterraines de la séquence sédimentaire et de la nature de la dégradation bactérienne (Hughes et al., 1986).

2.7.4 Lits rouges blanchis :

La présence de grès rouges blanchis et décolorés à la surface au-dessus des accumulations de pétrole a été largement notée, mais les études détaillées sont peu nombreuses. Le blanchiment des lits rouges se produit chaque fois que des fluides acides ou réducteurs sont présents pour éliminer l'oxyde ferrique (hématite). De telles conditions favorisent également la formation de la pyrite et de la sidérite lors de la libération de l'hématite. Les agents réducteurs possibles responsables du blanchiment des lits rouges au-dessus des accumulations de pétrole comprennent les hydrocarbures, le H₂S et le CO₂.

2.7.5 Altération des minéraux argileux :

La production de CO₂, H₂S et d'acides organiques résultant de l'oxydation microbienne des hydrocarbures dans les sols et les sédiments proches de la surface peut créer des conditions réductrices légèrement acides qui favorisent l'altération diagénétique des feldspaths pour produire des argiles et peuvent conduire à la conversion des argiles illitiques stables à la kaolinite. Les argiles ainsi formées restent chimiquement stables tant que leur environnement ne soit pas modifié (Segal et al., 1984 ; 1986).

2.7.6 Oligo-éléments et biogéochimie :

Les fuites d'hydrocarbures créent une zone chimiquement réductrice dans la colonne de sol proche de surface. Une telle fuite stimule l'activité des bactéries oxydant les hydrocarbures, ce qui diminue la concentration en oxygène du sol tout en augmentant la concentration en CO₂ et en acides organiques. Ces changements peuvent

affecter le pH et Eh dans les sols, ce qui à son tour affecte la solubilité des oligo-éléments et par conséquent leur disponibilité pour les plantes.

Il ne fait aucun doute que les microfuites d'hydrocarbures peuvent avoir un effet prononcé sur les sols et la végétation, mais la réponse spécifique n'est pas unie pour les différentes espèces et sites. De plus, des facteurs tels que la géologie du substratum rocheux, le type de sol, la pente, l'humidité du sol et le climat peuvent avoir un effet plus prononcé que celui dû à la présence d'hydrocarbures (Rock, 1984 ; Klusman et al., 1992).

2.7.7 Anomalies radiométriques :

L'occurrence de l'uranium a été liée au pétrole par de nombreux auteurs (Eargle et Weeks, 1961 ; Al-Shaieb, 1977 ; Goldhaber et al., 1978, 1983 ; Curiale et al., 1983). L'association entre le pétrole et les métaux lourds est due au fait que l'environnement réducteur créé par la migration des hydrocarbures et des fluides associés favorisent la précipitation de l'uranium et d'autres métaux lourds.

Lors de l'altération, les minéraux contenant du potassium (K) sont détruits dans l'ordre suivant : biotite / feldspath potassique / muscovite. Le potassium libéré dans ce processus peut être absorbé par la formation de nouveaux minéraux porteurs de potassium, comme l'illite, ou adsorbé en petites quantités par d'autres argiles (Dickson et Scott, 1997). La même chose se produit dans les zones influencées par le phénomène des microfuites d'hydrocarbures, en plus de la production d'ions hydronium (H_3O^+) qui remplacent les ions de potassium, ces ions sont éliminés par lessivage des eaux souterraines (Schumacher, 1996), provoquant ainsi un épuisement local de K.

L'uranium (U) a un double comportement au cours des processus d'altération :

- Il peut être lessivé dans les zones oxydantes.
- Précipité sous forme d'uraninite dans les zones de réduction (Agence internationale de l'énergie atomique, 2003).

Les microfuites d'hydrocarbures provoquent une diminution de la concentration d'uranium, moins prononcée que l'appauvrissement en potassium (Saunders et al., 1993). Par conséquent, des concentrations plus élevées d'uranium par rapport au potassium sont utilisées pour déterminer les anomalies éventuellement liées aux microfuites d'hydrocarbure.

La plupart des minéraux contenant du thorium (Th) (monazite et zircon) sont stables pendant ce processus d'altération et peuvent être utilisés comme un marqueur de contrôle lithologique pour définir les valeurs idéales de potassium, d'uranium et permettre le calcul des valeurs résiduelles, tel qu'effectué par la technique de normalisation par le thorium (Saunders et al., 1987). Cette technique peut être utilisée à la fois aussi bien pour l'exploration des hydrocarbures que pour d'autres ressources minérales comme l'ont démontré Saunders et al. (1993).

En 1955, l'auteur Sikka avait commencé à enquêter sur les anomalies radiométriques aéroportées au-dessus des gisements de pétrole, c'est le premier chercheur qui avait étudié ce phénomène. Bien que l'on sache que l'activité des rayons gamma provenait de ^{40}K et de produits filles de U et Th, les compteurs Geiger et à scintillation portables existants à l'époque ne mesuraient que le comptage total et étaient incapables de distinguer entre les éléments radioactifs.

Sikka (1959) a mené la première étude approfondie sur les surfaces au-dessus des accumulations des hydrocarbures, intégrant des données radiométriques au sol et des données géochimiques (zinc, uranium et pH) sur le champ pétrolifère de Redwater en Alberta et le prospect gazier de l'Assomption au Québec. En conséquence, il a été reconnu l'importance potentielle de l'utilisation de la radiométrie pour explorer le pétrole et le gaz (Sikka, 1959, 1962a). Il a conclu que la radiométrie peut aider l'exploration des hydrocarbures dans plusieurs contextes structuraux, y compris les récifs, les anticlinaux, les failles et les pièges stratigraphiques. Le champ pétrolifère de Mungerville au Texas a été découvert en 1951 sur la base d'un levé aérien de radiométrie (Lundberg, 1952).

Eargle et Weeks (1961) ont rapporté l'existence d'une association spatiale entre les zones d'uranium dans le comté de Karnes, Texas, et les champs de pétrole et de gaz situés en aval, ils ont émis l'hypothèse que l'activité de sulfure d'hydrogène (H_2S) a créé l'environnement réducteur responsable du dépôt d'uranium et de la pyrite qui l'accompagne. Une association similaire a été décrite dans le comté de Live Oak, au Texas, où de nombreuses mines d'uranium se trouvent le long de la faille d'Oakville (Eargle et Weeks, 1973). Le pétrole, le gaz et les sulfures d'hydrogène s'infiltrèrent à travers la faille et créent l'environnement réducteur qui favorise les dépôts de pyrite et d'uranium (Goldhaber et al., 1978, 1983).

La United States Geological Survey (USGS) en plus des mesures de test par des spectromètres à rayons gamma montés sur camion sur des gisements de cuivre porphyrique (Moxham et al., 1965), elle avait également mené des études de test aéroporté (mesurant ^{40}K , ^{214}Bi et ^{208}Tl) sur le champ pétrolifère de Ciment, Oklahoma, où ils ont observé des anomalies liées aux microfuites d'hydrocarbures le long des zones de failles (Donovan et al., 1975).

Plusieurs chercheurs ont utilisé des données de radiométrie collectées dans les années 1970 et au début des années 1980 dans le cadre du programme national d'évaluation des ressources en uranium (NURE) du département américain de l'énergie pour évaluer les schémas radiométriques associés aux champs de pétrole et de gaz. Sur la base des données NURE et des mesures au sol sur le champ pétrolifère Wattenberg dans le bassin de Denver, Morse et Rana (1983) ont observé des anomalies positives au-dessus des puits secs et des creux sur les puits producteurs d'hydrocarbures. Ils ont démontré un taux de réussite de 70 % dans la localisation des puits producteurs. Dans l'Est du Texas, Saunders et Terry (1985) ont constaté que des valeurs de potassium relativement faibles étaient courantes au-dessus des champs de pétrole et de gaz.

À l'aide de divers instruments au sol, Curry (1984) avait découvert que les profils de comptage total et de potassium indiquaient des creux par rapport aux zones d'accumulation d'hydrocarbures, qui n'étaient que partiellement corrélés aux tendances de ^{214}Bi ou ^{208}Tl .

Dans le champ de la vallée de Lisbonne, Utah, la corrélation spatiale étroite entre les gisements d'uranium dans la formation triasique de Chinle, des affleurements de grès de Wingate et les limites géographiques des gisements d'hydrocarbures suggère une relation génétique entre eux (Conel et Alley, 1985).

Depuis 1986, Saunders et al. (1987) ont réalisé des études spécifiques sur les données NURE couvrant environ 77 000 km² au Texas, en Arkansas, en Louisiane, au Mississippi et en Floride. Saunders et al. (1987). Ils ont observé de faibles valeurs de potassium et d'uranium sur plusieurs champs pétrolifères dans l'est du Texas, et des valeurs élevées d'uranium sur 90% des champs de pétrole dans San Angelo et Big Springs dans l'ouest du Texas. Ils ont rapporté avoir trouvé une moyenne de 27 anomalies non testées dans 2600 km² couvert par leur étude des données NURE, et que les autres champs de pétrole et de gaz étudiés présentaient des anomalies caractéristiques de potassium et d'uranium par rapport au thorium.

Les microfuites des hydrocarbures de Turkey Creek près de Denver, au Colorado, ont des caractéristiques géologiques et géochimiques similaires à celles des gisements d'uranium au Texas et sur le plateau du Colorado, dont beaucoup sont liés spatialement aux accumulations de pétrole (Reid et al., 1992).

Tilsley et al. (1993) ont observé des anomalies de radon sur des gisements d'hydrocarbures dans le sud-ouest de l'Ontario.

Saunders et al. (1993b) ont développé une méthode viable d'exploration par les données aérogéophysiques pour l'exploration d'hydrocarbures dans des pièges stratigraphiques et structuraux basée sur des données de spectrométrie de rayons gamma de surface et aérienne, cette méthode est appelée Normalisation par le Thorium. Les résultats obtenus par Saunders et al. (1993b) montrent que la technique de normalisation par le Thorium permet de détecter les anomalies radiométriques liées à la présence des hydrocarbures avec un taux de réussite de 72,7 % (513 gisements de gaz et de pétrole ont été détectés du total de 706 gisements).

Le Bureau australien des ressources minérales (ABMR) avait collecté en 1971 des données aéromagnétiques et aérospectrométrie à quatre canaux dans les bassins Canning et Otway. Saunders et al. (1994) ont appliqué la technique de normalisation par le thorium et ont observé que les zones productrices d'hydrocarbures avaient de faibles valeurs de potassium normalisées au thorium et des valeurs d'uranium normalisées au thorium moins affaiblies.

LeSchack (1994, 1997a, b) avait observé des anomalies radiométriques dans des terrains enfouis par les glaciers recouvrant des gisements d'hydrocarbures à

Morrinville, Golden Spike, Redwater et Rumsey (tous en Alberta), ainsi qu'à Waskada, North Pierson et South Pierson (au Manitoba). De plus, LeSchack (1994, 1997a, b) a appliqué la technique de normalisation par le thorium développé par Saunders et al. (1993a, b) aux données des levés radiométriques au sol et a démontré un taux de réussite de 85 % dans la localisation des puits de pétrole et de gaz en terrain glaciaire.

Zinke et Morse (1996) ont utilisés des données de spectrométrie et ont observé des creux radioactifs au-dessus des gisements de pétrole et de gaz.

Au fil des années, certains chercheurs (El-Sadek, 2002 ; Al-Alfy et al., 2013) ont appliqué la technique de normalisation par le Thorium comme méthode auxiliaire pour l'exploration des hydrocarbures et aussi pour minimiser le risque d'exploration, augmentant ainsi le taux de réussite pour la reconnaissance des zones potentielles en hydrocarbures. Cette méthode, basée sur la Normalisation par le Thorium, a été appliquée dans des champs pétroliers d'exploration active, correspondant à des anomalies positives dans 70% à 80% des champs de production réels. L'application de cette méthode, dans la zone NE du désert du Wadi Araba (Egypte) pour l'identification d'une zone présentant des anomalies viables, a permis la reconnaissance d'une accumulation potentielle d'hydrocarbures exploitables (El-Sadek, 2002).

Al-Alfy et al. (2013) ont appliqué la même méthode (technique de normalisation par le thorium) dans plusieurs gisements de pétrole en Égypte afin de déterminer le comportement des hydrocarbures dans les réservoirs sableux. Les résultats montrent que la courbe DRAD calculée peut être utilisée comme indicateur des accumulations de pétrole dans différents gisements d'hydrocarbures, avec des ratios de concordance de 71 % jusqu'à 82 %.

Les champs pétroliers Aguarita et Dark Horse et le champ gazier de Selden, au Texas, ont été découverts à l'aide des données radiométrique en conjonction avec l'échantillonnage des gaz du sol, les mesures de susceptibilité magnétique et la géologie souterraine (Prost, 2014).

Barberes et al. (2014b) ont appliqué la Normalisation par le Thorium sur les données de spectrométrie de rayon gamma acquises au sol dans la région schisteuse du sud portugais (sud-ouest de la péninsule ibérique) pour l'exploration des hydrocarbures non conventionnels.

2.7.8 Minéraux magnétiques :

La présence d'anomalies magnétiques au-dessus des champs pétrolifères et gaziers est notée depuis plusieurs décennies, mais ce n'est que dans des années relativement récentes que les contrastes magnétiques associés aux microfuites d'hydrocarbures a fait l'objet d'un examen critique.

Les levés aéromagnétiques permettant de détecter de tels contrastes magnétiques ont été proposés comme technique d'exploration des hydrocarbures (Donovan, et al., 1979, 1984 ; Foote, 1984 ; Saunders et Terry, 1985), sur la base de la

relation génétique supposée entre certains minéraux magnétiques (principalement la magnétite) et les accumulations des hydrocarbures. De plus, des contrastes magnétiques similaires peuvent également être identifiés dans les carottes des puits productives d'hydrocarbures (Reynolds et al., 1991). Les études magnétiques peuvent ainsi être un ajout précieux à l'analyse des carottes de forage pour évaluer la présence et la proximité des pièges à hydrocarbures. Comme le montrent des cas d'étude (Elmore et al., 1989), il semble également possible de détecter ou de délimiter les voies de migration des hydrocarbures par des méthodes paléomagnétiques.

La principale cause de ces contrastes magnétiques est que le même environnement réducteur induit par les microfuites d'hydrocarbures qui favorise la formation d'uranium et de la pyrite peut entraîner la précipitation d'une variété d'oxydes et de sulfures de fer magnétique, notamment la magnétite (Fe_3O_4), la maghémite ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$), la pyrrhotite (Fe_7S_8) et la grégite (Fe_3S_4). Pour que ces contrastes magnétiques soient détectables, quatre conditions générales doivent être remplies :

Condition 1 : Dans un système pétrolier (TPS), les contrastes magnétiques associés aux microfuites d'hydrocarbures doivent principalement être dans les strates sus-jacentes et adjacentes aux réservoirs d'hydrocarbures.

Condition 2 : Les minéraux magnétiques Détritiques, authigéniques (inorganique et géochimique) et les minéraux magnétiques bactériogènes dans les strates sédimentaires recouvrant ou adjacentes aux réservoirs d'hydrocarbures portent une magnétisation qui n'est pas génétiquement liée aux hydrocarbures.

Condition 3 : Les fuites d'hydrocarbures à partir du réservoir se produisent ou ont eu lieu.

Condition 4 : Les hydrocarbures légers qui fuient du réservoir, ainsi que le sulfure d'hydrogène associé, induisent des réactions chimiques permettant la formation ou la destruction des minéraux magnétiques.

La première condition est souvent remplie, comme le montrent les preuves empiriques (par exemple, Reynolds et al., 1991, et les références qui y figurent). La magnétisation des roches réservoirs est généralement très faible et elle est maîtrisée par la magnétisation des environnements des microfuites juxtaposés.

La deuxième condition est aussi habituellement remplie, du fait que la plupart des roches sédimentaires portent des signatures magnétiques (rémanentes et induites) qui représente le fond sur lequel les contrastes induits par les microfuites d'hydrocarbure dans la proche surface s'y insèrent (Aïssaoui et al., 1993).

La troisième condition, en ce qui concerne la migration, est remplie régulièrement parce que les roches mères et les pièges coïncident rarement. De plus, les infiltrations provenant des pièges sont très courantes, car peu de roches de couverture sont étanches pendant des périodes géologiquement significatives (Ebanks et al., 1993). À proximité des pièges, la zone influencée par les fuites d'hydrocarbures est connue

sous le nom d'environnement d'infiltration, halo géochimique ou cheminée géochimique (Davidson, 1982), mais pourrait également être appelée panache conformément à la nomenclature standard de l'hydrogéologie des contaminants, qui appelle toute zone tridimensionnelle contenant des contaminants un panache (Domenico et Schwartz, 1990).

La quatrième condition est basée sur des données théoriques (Garrels et Christ, 1965 ; Nordstrom et Munoz, 1986) ainsi que sur des preuves expérimentales et empiriques (Trudinger et al., 1985 ; Machel, 1987), qui démontrent que certaines réactions géochimiques entraînent la formation de minéraux magnétiques en raison de contraintes thermodynamiques. Les conditions préalables sont que le fer doit être disponible dans les minéraux ou dissous sous forme d'espèces aqueuses. Les hydrocarbures doivent être réactifs biologiquement ou abiotiquement, et les taux de réactions impliquant les hydrocarbures et les minéraux de fer doivent être rapides par rapport aux taux de transport des fluides. Dans ces conditions, les réactions impliquant des hydrocarbures peuvent modifier suffisamment la géochimie de l'eau ambiante pour provoquer la précipitation ou la dissolution des minéraux magnétiques en quantités suffisamment importantes pour produire des contrastes magnétiques détectables par des levés aéromagnétiques.

Concernant les minéraux magnétiques, la présente discussion se limite principalement à la magnétite (Fe_3O_4) (y compris des variétés telles que la titanomagnétite), la pyrrhotite monoclinique (Fe_7S_8) et l'hématite (Fe_2O_3). Il y a plusieurs raisons à cette limitation.

- La présence de ces minéraux est contrôlée par des composés organiques, y compris des hydrocarbures.
- La magnétite et la pyrrhotite sont les minéraux magnétiques les plus abondants et les plus répandus dans les environnements diagénétiques.
- Ces minéraux ont une rémanence et une susceptibilité magnétiques relativement fortes.
- L'hématite, bien que faiblement magnétique, est importante car elle est répandue et localement abondante, en particulier dans les lits rouges.

Les contributions magnétiques d'autres minéraux sont relativement faibles ou négligeables dans la plupart (mais pas tous) des environnements diagénétiques. En effet, ces minéraux sont relativement rares, instables, limités à quelques environnements ou ont une faible susceptibilité magnétique. Par exemple, la gréigite est assez rare sauf dans les sédiments relativement jeunes (y compris les environnements des microfuites d'hydrocarbures jeunes) parce qu'elle a tendance à recristalliser en pyrite non magnétique (Morse et al., 1987). Un autre exemple est la maghémite qui, bien qu'elle soit un remplaçant courant de la magnétite, conserve généralement la magnétisation de son précurseur et n'ajoute pas à la formation de contrastes magnétiques. Ces minéraux peuvent être très abondants dans certains

environnements (Reynolds et al., 1991, 1993 ; Roberts et Turner, 1993 ; Thompson et Cameron, 1995).

Les minéraux non magnétiques les plus courants qui se forment diagénétiquement au détriment des minéraux magnétiques sont les sulfures de fer, en particulier la pyrite et la sidérite. Ils sont inclus dans la discussion suivante car leur formation abaisse l'intensité magnétique globale des roches.

Les minéraux qui libèrent du fer lors de la dissolution sont principalement tous les minéraux contenant du fer, en particulier ceux contenant du fer oxydé. Ce groupe comprend la goethite, la limonite, l'hématite, les oxyhydroxydes ferriques, divers silicates ferreux et les composés non minéraux tels que les complexes organiques et inorganiques de fer. Pour simplifier la discussion suivante, la plupart de ces minéraux sont regroupés avec l'hématite comme représentatif du minéral contenant du fer oxydé.

Presque tous les minéraux d'intérêt dans le contexte des microfuites d'hydrocarbures peuvent être formés ou détruits par des microbes. Par exemple, plusieurs types de bactéries du fer dans des environnements oxygénés laissent du fer déposé à la surface des cellules, ce qui entraîne la formation de plusieurs types d'oxydes et d'hydroxydes de fer (Hirsch, 1974). Inversement, divers microbes peuvent dissoudre l'hématite pour utiliser le fer pour les processus métaboliques intracellulaires (Hirsch, 1974).

La magnétite peut être formée par des bactéries aérobies et anaérobies. Le groupe le plus répandu est celui des bactéries magnétotactiques (BMT), qui forment des chaînes intracellulaires de petits grains de magnétite à domaine unique (généralement quelques nanomètres) (magnétosomes). Les magnétosomes peuvent avoir une variété de formes, allant de cubiques, hexagonales, octaédriques, en forme de larme, de dents, de flèches ou de balles, à fibreuses (Vali et Kirschvink, 1990). À la mort, les chaînes se désintègrent généralement et les magnétosomes contribuent à la magnétisation induite. Il existe également des bactéries non magnétotactiques qui forment de la magnétite extracellulaire (Lovley et al., 1987).

Donovan et al. (1979) ont signalé la présence de la magnétite dans des roches permienne altérées recouvrant le champ de Ciment en Oklahoma, et ont émis l'hypothèse que les hydrocarbures légers migrent du réservoir et créent une réduction de l'hématite pour former de la magnétite.

Reynolds et al. (1984, 1988, 1990) ont réexaminé l'occurrence de la magnétite dans le champ de Ciment. Ils ont trouvé de la pyrrhotite ferrimagnétique dans les carottes et ont suggéré qu'elle est précipitée à cause des microfuites d'hydrocarbures. La formation de pyrrhotite et d'autres métaux dans des environnements des microfuites d'hydrocarbures dans plusieurs dômes de sel de la côte du golfe des États-Unis a été décrite par Sassen et al. (1988, 1989).

D'autres études ont documenté la présence de grégite et de maghémite dans les sédiments proches de la surface au-dessus des accumulations de pétrole et suggèrent que ces minéraux pourraient être responsables de la plupart des anomalies magnétiques associées aux champs de pétrole et de gaz (Foote, 1987 ; Foote et Long, 1988 ; Foote, 1996).

L'accord général de la susceptibilité magnétique élevée des sols et des sédiments avec les anomalies d'hydrocarbures légers appuie l'hypothèse selon laquelle les microfuites d'hydrocarbures peut générer des anomalies magnétiques dans les sols et les sédiments proches de la surface (Henry, 1988 ; Saunders et al., 1991 ; Ellwood et Burkart, 1996).

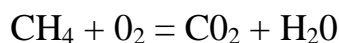
Gay (1992) convient que des mesures récentes de la susceptibilité magnétique du sol dans les champs pétrolifères constituent la preuve d'une magnétisation anormale près de la surface associée à des microfuites d'hydrocarbures. Il appelle cependant à la prudence, en attribuant l'origine de toutes les anomalies magnétiques peu profondes à une altération induite par les microfuites d'hydrocarbures sans tenir compte des sources magnétiques syngénétiques possibles telles que la magnétite détritique, les formations sédimentaires magnétiques et les couches de charbon brûlées.

2.8 Modèle d'altération induit par les infiltrations d'hydrocarbure :

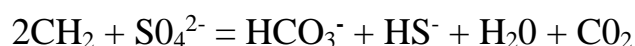
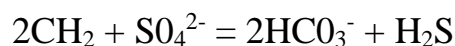
Des modèles et des mécanismes pour expliquer la diversité des changements induits par les infiltrations des hydrocarbures observés dans les sols et les sédiments ont été largement proposés et discutés par Donovan (1974), Oehler et Sternberg (1984), Hughes et al. (1986), Price (1986), Klusman (1993), Al-Shaieb et al. (1994) et Thompson et al. (1994). Un résumé simplifié des réactions et processus de base est présenté ci-dessous.

- Les hydrocarbures, principalement le méthane et le pentane, migrent vers le haut suivant le réseau des microfractures du réservoir vers la surface.

- Lorsque les hydrocarbures légers migrant vers le haut et atteignent des conditions oxydantes proches de la surface, les bactéries aérobies oxydant les hydrocarbures consomment du méthane (et d'autres hydrocarbures légers) et diminuent l'oxygène dans les eaux interstitielles :



- Avec le développement des conditions anaérobies, l'activité des bactéries sulfato-réductrices entraîne une réduction des ions sulfate et une oxydation du carbone organique pour produire des espèces de soufre réduit et des ions de bicarbonate :



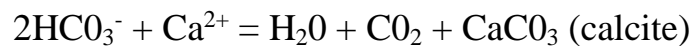
- Les espèces de soufre réduit hautement réactives peuvent alors se combiner avec le fer disponible pour former des sulfures et des oxydes de fer :



(Le sulfure de fer peut être dans la forme de la pyrite, de la marcassite, de la magnétite, de la pyrrhotite, de la gréigite ou de la maghémite.)



- En raison de la réduction du sulfate bactérien, la concentration en ions sulfate est diminuée. De plus, du bicarbonate est ajouté aux eaux interstitielles, augmentant le pH et favorisant ainsi la précipitation de ciments carbonates remplissant les pores :



Ce modèle d'altération n'est pas censé représenter toutes les réactions et processus possibles se produisant dans l'environnement proche de la surface chimiquement et biologiquement dynamique. Il est plutôt destiné à fournir un cadre général dans lequel une large gamme de réactions peut se produire.

2.9 Méthodes non-sismiques pour l'exploration des hydrocarbures :

Les méthodes d'exploration géochimique et géophysique de surface peuvent être divisé en deux catégories (méthodes directes et méthodes indirectes).

Les indicateurs directs d'hydrocarbures sont directement dérivés du réservoir. Ce sont généralement des hydrocarbures légers dans la gamme du méthane (C₄) au pentane (C₅), mais ils peuvent inclure les hydrocarbures de la gamme essence et les hydrocarbures aromatiques.

Les indicateurs indirects sont les produits de réaction produits par l'oxydation des hydrocarbures ou d'autres manifestations qui sont :

- Anomalies microbiologiques et formation de poussières de paraffine.
- Modifications minéralogiques telles que la formation de calcite, pyrite, uranium, soufre élémentaire et certains oxydes et sulfures de fer magnétiques.
- Blanchiment des lits rouges.
- Altération des minéraux argileux.
- Anomalies électrochimiques et géobotaniques.

Les avantages potentiels d'un programme d'exploration direct ou indirect réussi sont nombreux et comprennent notamment :

- Détecter directement les hydrocarbures et / ou les modifications induites par les hydrocarbures dans les sols, les formations à proximité du sol et / ou sur les fonds marins.
- Documenter la présence d'un système pétrolier en activité dans la zone d'intérêt.
- Permettre un classement des prospects pour la réalisation d'un programme de prospection sismique pour avoir plus de détail sur les caractéristiques pétrophysiques du réservoir.
- Classer les zones géochimiques pour une évaluation géologique ou géophysique plus poussée.
- Évaluer les zones dans lesquelles les levés sismiques sont peu pratiques ou inefficaces en raison de facteurs géologiques ou environnementaux.
- Fournir des méthodes applicables aux pièges stratigraphiques et aux pièges structuraux, avec la possibilité de localiser les pièges invisibles ou générant des images imprécises par les données sismiques.

2.9.1 Détection des microfuites d'hydrocarbures par la méthode radiométrique :

Parmi les nucléides radioactifs dans la nature qui peuvent fournir des indices importants pour l'exploration des hydrocarbures, le potassium (^{40}K), l'uranium (^{238}U) et le thorium (^{232}Th). Ces trois éléments se retrouvent, en quantités différentes, dans les formations géologiques et également dans les roches mères et / ou réservoirs (Fertl, 1979).

Comme indiqué précédemment, l'un des modèles les plus efficaces pour identifier les anomalies radiométriques liées à la présence des hydrocarbures a été développé par Saunders et al. (1993). L'hypothèse de base est que tout ce qui modifie la concentration d'un isotope radioactif, modifie pratiquement de la même proportion la concentration des deux autres isotopes. Selon l'auteur, en absence d'hydrocarbures, les taux des rapports d'abondance des radioéléments U, K et Th devraient varier avec des proportions relativement constantes. Les effets des variables lithologiques ainsi que les effets environnementales (relief, couvert végétal, humidité du sol, ...) qui étaient jadis problématiques peuvent être supprimées par la technique de Normalisation par le Thorium (Saunders et al., 1993).

Sur la base d'études détaillées des mesures radiométriques menées dans plusieurs champs pétrolifères, Saunders et al. (1993) avaient développé une relation entre les données U, K et Th afin d'aider à identifier les anomalies liées à la présence d'hydrocarbures. Les concentrations de K semblent être significativement plus faibles dans les champs de pétrole et de gaz, et l'U s'est révélé légèrement élevé dans les profils des champs d'Alabama Ferry, Leona, O.S.R., et de Lonesome Dove, Texas (Saunders et al., 1993 ; Prost, 2014). Le Th est lié à des minéraux difficilement altérable, donc considéré non affecté par l'ascension des infiltrations des hydrocarbures. Sur la base de cette hypothèse, Saunders et al. (1993) ont suggéré de calculer les valeurs de K et d'U idéaux par les formules suivantes :

$$K_i = (\text{mean}(K_s) / \text{mean}(eTh_s)) * eTh_s \quad 2.01$$

$$eU_i = (\text{mean}(eU_s) / \text{mean}(eTh_s)) * eTh_s \quad 2.02$$

Où l'indice "s" fait référence à la valeur mesurée ou échantillonnée ; "i" fait référence à la valeur idéale théorique ; et "mean" est la valeur moyenne de la teneur dans la zone étudiée. La différence relative entre les valeurs mesurées et les valeurs idéales est ensuite obtenue comme suit (Saunders et al., 1993) :

$$K_{res}\% = (K_s - K_i) / K_s \quad 2.03$$

$$eU_{res}\% = (eU_s - eU_i) / eU_s \quad 2.04$$

En présence d'hydrocarbures, le $K_{res}\%$ diminue et le $U_{res}\%$ généralement augmente. Pour capitaliser sur ces deux relations, les mêmes auteurs ont défini un nouveau paramètre, appelé *DRAD* :

$$DRAD = eU_{res}\% - K_{res}\% \quad 2.05$$

Par conséquent, l'anomalie liée à la présence des hydrocarbures est normalement caractérisée par des valeurs positives de *DRAD* et des valeurs négatives de $eK_{res}\%$ et $eU_{res}\%$ (mais parfois des valeurs positives) (Saunders et al., 1993).

2.9.2 Détection des microfuites par la méthode magnétique :

L'association entre les microfuites d'hydrocarbures et les minéraux magnétiques authigéniques a des applications importantes dans l'exploration des hydrocarbures. Ce qui a conduit au développement des méthodes analytiques permettant l'identification des anomalies subtiles d'être liées à la présence des hydrocarbures.

Foote (1996) avait développé une méthode appelée "Magnetic Bright Spots (MBS)" qui fournit des indices précieux sur les accumulations de pétrole ou de gaz sous-jacente. Cette méthode peut identifier de manière fiable les zones et les prospects présentant un potentiel pétrolier même pour les réservoirs situés à des profondeurs pouvant atteindre 2800 m.

Les données aéromagnétiques à haute résolution utilisées dans l'étude de Foot (1996) ont été acquises entre 1986 et 1992 et s'étendent d'East Breaks à Viosca Knoll dans le golfe du Mexique. L'analyse des données aéromagnétiques traitées et interprétées par la technique MBS conjointement avec les résultats de forage montre que 89 % des puits forés sur des prospects à l'intérieur ou à proximité des Magnetic Bright Spots ont donné lieu à des découvertes commerciales (Tableau 2.2). Par contre, moins de 30 % des puits forés positifs sont situés à plus de 800 m des zones d'anomalie MBS. C'est à dire, les zones d'exploration et les perspectives associées aux anomalies MBS sont 4 à 6 fois plus susceptibles de conduire à une découverte commerciale de

pétrole ou de gaz qu'une perspective similaire sans une telle anomalie (Schumacher et Foote, 2006, 2014).

Tableau 2.2 : Résultats de l'application de la technique MBS sur les champs pétrolier de Colorado-Kansas, Oklahoma Caddo/Grady Counties, Utah San Juan County et Southwest Alabama.

Champ d'hydrocarbure	Surface (km ²)	Informations des puits	A l'intérieur de MBS	A l'extérieur de MBS
Colorado-Kansas	2850	Nombre total	283	404
		Producteur	212 (75%)	51 (13%)
		Sec	71 (25%)	353 (87%)
Oklahoma Caddo/Grady Counties	695	Nombre total	99	146
		Producteur	88 (89%)	19 (13%)
		Sec	11 (11%)	127 (87%)
Utah San Juan County	210	Nombre total	21	21
		Producteur	19 (90%)	1 (5%)
		Sec	2 (10%)	20 (95%)
Southwest Alabama	5960	Nombre total	67	312
		Producteur	52 (78%)	15 (5%)
		Sec	15 (22%)	297 (95%)
Total	9715	Nombre total	470	883
		Producteur	397 (79%)	86 (10%)
		Sec	99 (21%)	797 (90%)

Selon Foot (1996), la présence d'anomalies MBS ne garantit pas la découverte d'un gisement de pétrole ou de gaz commercial, elle identifie les zones favorables nécessitant une évaluation plus détaillée.

Stone et al. (2004) ont développé une méthodologie de recherche d'auréole micromagnétique à travers la reconnaissance d'anomalies annulaires / en forme d'auréole. Ils ont utilisé les données d'un levé aéromagnétique de haute résolution effectué sur le bassin de Muglad au sud du Soudan. La plupart des auréoles micromagnétiques de forme circulaire ou légèrement elliptique semblent se produire avec des diamètres de l'ordre de 2 à 9 km. Ils sont associés directement à la présence des microfuites d'hydrocarbure. Cette méthode a permis de révéler avec succès une anomalie annulaire (auréole) en corrélation directe avec le champ pétrolier de Jarayan, une preuve supplémentaire que les hydrocarbures présentent des fuites verticales. Selon Stone et al. (2004), la technique serait probablement plus efficace lorsqu'elle est appliquée à des zones terrestres qui ont des nappes phréatiques soutenue ou rechargée, ainsi qu'à des lacs et mers peu profonds.

Allek et al. (2016) ont utilisé la technique des poids des preuves (Weights of Evidence, WofE) pour quantifier l'association spatiale entre les anomalies magnétiques

résiduelles sédimentaires (SRM) proches de la surface et les champs d'hydrocarbures profonds connus dans la région de Hassi R'mel (Algérie). Cette étude a confirmé le lien génétique entre certaines classes particulières d'anomalies magnétiques avec les environnements des microfuites d'hydrocarbures, et ont conclu que même des données magnétiques aéroportées régionales peuvent contribuer de manière significative à délimiter les zones potentielles d'exploration et ainsi augmenter les chances de découvrir de nouvelles cibles dans des zones inexplorées avec une réduction substantielle des coûts d'exploration.

2.9.3 Détection des microfuites d'hydrocarbures par méthode électrique :

Les méthodes géophysiques de prospection électrique ont été utilisés avec efficacité dans la détection des microfuites d'hydrocarbures ces dernières années grâce aux progrès de la technologie matérielle et logicielle. Les méthodes électriques les plus appropriés pour l'exploration pétrolière et gazière comprennent la polarisation induite (IP), la polarisation induite spectrale (SIP), la magnétotellurique (MT) et la magnétotellurique audiofréquence à source contrôlée (CSAMT). Chacune de ces méthodes est conçue pour détecter les sédiments modifiés électrochimiquement, c'est-à-dire la cheminée d'altération qui peut s'étendre de l'accumulation des hydrocarbures à la surface (Schumacher, 1996). Les données magnétotelluriques sont le résultat de la mesure des fluctuations naturelles des champs magnétiques et électriques à la surface de la terre. La technique CSAMT est une application géophysique électrique plus récente qui utilise une source de signal artificielle, contrairement à la magnétotellurique, qui utilise des signaux naturels. Le CSAMT semble maintenant avoir une résolution suffisante pour imager le cheminée d'altération souterraine dans une large gamme de conditions géologiques. Malgré les rapports encourageants, il existe encore relativement peu d'études publiées documentant l'altération électrochimique sur les accumulations de pétrole, et la plupart n'ont pas pleinement abordé la contribution possible des effets géologiques, topographiques et anthropiques.

Sternberg (1991) avait rapporté que la méthode de polarisation induite (IP) pour l'exploration d'hydrocarbures présente des limites importantes. De nombreuses zones ne semblent pas avoir les conditions géologiques et géochimiques requises pour la formation d'anomalies de polarisation induite ou de résistivité. Les anomalies de polarisation induite et les anomalies de résistivité peuvent également devoir être testées avec la géochimie de surface et des trous de forage peu profonds pour séparer les anomalies causées par les microfuites d'hydrocarbures et les fausses anomalies dues à d'autres causes.

2.9.4 Détection des microfuites d'hydrocarbures par méthode de Télédétection :

La télédétection par satellite de l'altération induite par les hydrocarbures (microfuites) est très prometteuse en tant que moyen rapide et rentable de détecter une diagenèse anormale dans les sols et les roches de surface (Schumacher, 1996). Les recherches menées à proximité des champs Patrick Draw, Lost River et Lisbon Valley

au cours du projet de cas de test NASA-Geosat démontrent que les données Landsat MSS et Thematic Mapper (TM) peuvent être utilisées pour détecter trois types de changements géochimiques induits par les hydrocarbures :

- Réduction du fer ferrique (blanchiment en lit rouge),
- Conversion des argiles et des feldspaths à couches mixtes en kaolinite (altération des minéraux argileux).
- Réflectance spectrale anormale de la végétation (Oligo-éléments et biogéochimie).

Le potentiel d'application des techniques de télédétection est le plus grand dans les zones de végétation et dans les lits rouges. Heureusement, la télédétection spectrale est tout à fait capable de combler le vide dans nos connaissances sur les systèmes des microfuites des hydrocarbures. Typiquement, le flux plus élevé des macrofuites des hydrocarbures (plusieurs à des centaines de kg/jour) permet à cette technique de les cibler "directement" en utilisant les signatures spectrales diagnostiques des hydrocarbures qui s'échappent (solide / liquide / gaz), alors que la présence des microfuites des hydrocarbures (avec des flux de l'ordre de quelques mg/jour à quelques dizaines de mg/jour) sont généralement déduits indirectement en utilisant la minéralogie d'altération induite par les hydrocarbures.

2.9.5 Statistiques :

Les résultats obtenus au cours du développement de la géochimie pour la détection des microfuites d'hydrocarbures à travers le monde sont résumés dans le tableau 2.3. Tandis que dans le tableau 2.4, un résumé est présenté pour décrire la probabilité de succès dans l'identification des hydrocarbures en utilisant les différentes méthodes et techniques géophysiques et géochimiques de surface. Le taux des anomalies géochimiques positives varie entre 38 et 95 % et les anomalies négatives varie entre 58 et 100 %, ce qui permet de s'assurer que l'absence d'une anomalie géochimique liée aux microfuites d'hydrocarbures implique une forte probabilité d'absence des accumulations d'hydrocarbures, ce qui permet aussi de recourir à la géochimie comme outil puissant nécessaire avant d'entamer l'opération de forage.

Tableau 2.3 : Résultats des puits forés sur des prospects associés à des anomalies géochimiques négatives et positives. « Sec » signifie puits sec ou non commercial ; « Découverte » signifie que le puits a donné lieu à une découverte commerciale.

Region d'étude	Anomalies négatives	Anomalies positives	Reference
Brazil, Amazon Basin (Petrobras, microbial)	18/19 puits secs 95%	6/16 découvertes 38%	M. R. Mello et al., 1996, AAPG Memoir 66, p.401-411

USA – Denver Basin (Barringer, microbial)	33/33 puits secs	3/6 découvertes	W. T. Meyer et al., 1983, Applied Geochemistry in the 1980s, p. 86-102
	100%	50%	
Western Canada (Canadian Hunter, soil gas)	30/38 puits secs	10/14 découvertes	R. E. Wyman, 2002, Foreword to AAPG Studies in Geology, No. 48
	79%	71%	
USA – Kansas (Axem/Murfin, soil gas)	14/24 puits secs	9/10 découvertes	V. Jones III and R. LeBlanc, 2004, AAPG Search and Discovery
	58%	90%	
USA – Kansas (Phillips Petroleum, microbial)	55/68 puits secs	13/18 découvertes	F. W. Beghtel et al., 1987, APGE Bulletin, v. 3, p. 1-14
	81%	72%	
USA - Williston Basin (Sun Oil, radiometrics)	43/54 puits secs	30/39 découvertes	R. C. Weart et G. Heimberg, 1981, SMU Unconventional Methods Symp. 2, p. 116-123
	80%	77%	
USA – Powder River Basin (W. Curry, radiometrics)	18/31 puits secs	50/60 découvertes	W. H. Curry III, 1984, SMU Unconventional Methods Symp. 3, p. 25-39
	58%	83%	
USA and International (Santa Fe Minerals, soil gas)	42/43 puits secs	74/98 découvertes	R. W. Potter et al., 1996, AAPG Memoir 66, p. 431-439
	98%	76%	
Argentina, San Jorge Bsn (Vintage Petroleum, soil gas)	0 puits foré	155/164 découvertes	Personal communication, R. W. Potter, Vintage Petroleum
		95%	
USA – CO, WY, ND, IL (Thomasson Partners, iodine)	53/58 puits secs	27/31 découvertes	J. Leaver et M. Thomasson, 2002, AAPG Studies in Geology No. 48, p. 41-57
	91%	87%	

USA and International (GMT, microbial)	20/23 puits secs	109/128 découvertes	J. Lopez et al., 1994, OGI; D. Hitzman et al., 2002, AAPG Studies 48; GMT files
	87%	85%	
Northwest Europe (Several companies, microbial)	112/117 puits secs	83/103 découvertes	M. Wagner et al., 2002, AAPG Studies in Geology, No. 48, p. 453-479
	96%	81%	
Canada – Alberta (Topaz, micromagnetics)	8/11 puits secs	35/37 découvertes	L. A. LeSchack et D. Van Alstine, 2002, AAPG Studies in Geology, No. 48, p. 67-156
	73%	95%	
USA – Colorado, Kansas (Foote, micromagnetics)	353/404 puits secs	212/283 découvertes	R. S. Foote, 1996, AAPG Memoir 66, p. 111-128
	87%	75%	
USA – Oklahoma (Foote, micromagnetics)	127/146 puits secs	88/99 découvertes	R. S. Foote, 1996, AAPG Memoir 66, p. 111-128
	87%	89%	
USA – Utah (Foote, micromagnetics)	20/21 puits secs	19/21 découvertes	R. S. Foote, 1996, AAPG Memoir 66, p. 111-128
	95%	90%	
USA – Alabama (Foote, micromagnetics)	297/312 puits secs	52/67 découvertes	R. S. Foote, 1996, AAPG Memoir 66, p. 111-128
	95%	78%	
USA – Gulf of Mexico (Foote, micromagnetics)	27/28 puits secs	125/150 découvertes	D. Schumacher et R. S. Foote, 2006, AAPG Annual Meeting, Houston, abstract volume, p. 96
	96%	83%	
Résumé des résultats pour 2774 puits	1267/1430 puits secs	1097/1344 découvertes	
	89%	82%	

Les résultats montrés dans le tableau 2.4 permettent d’avoir une idée sur l’efficacité des méthodes d’exploration de surface pour localiser les accumulations d’hydrocarbures. L’utilisation de la méthode Soil gaz Petrex ne permet pas d’assurer l’absence d’hydrocarbures, par contre la présence de cette anomalie donne plus de

chance d'avoir un gisement d'hydrocarbure (Taux de réussite de 76 %). On peut remarquer aussi que parmi ces méthodes, la méthode radiométrique et la méthode Soil gas (Prob) sont plus efficaces pour localiser l'absence des gisements d'hydrocarbures. D'après les études effectuées à travers le monde et résumer dans le tableau ci-dessous, on peut utiliser les résultats de toutes les méthodes géochimiques et géophysiques non-sismique comme attribut supplémentaire pour assurer la présence des hydrocarbures.

Tableau 2.4 : Résultats des puits forés sur des prospects associés à des anomalies géophysique et géochimique négatives et positives

Méthode utilisée	Géologie et géophysique	Puits avec anomalies des microfuites	Puits sans anomalies des microfuites
	(Nombre des découvertes)	(Nombre des découvertes)	(Nombre des découvertes)
Radiométrie	104/184	80/99	24/85
	57 %	81 %	28 %
Iodine	32/89	27/31	5/58
	36 %	87 %	9 %
Soil gas (Prob)	37/86	19/24	18/62
	43 %	79 %	29 %
Soil gas (Petrex)	75/141	74/98	1/43
	53 %	76 %	2 %
Microbial (GMT)	112/151	109/128	3/23
	74 %	85 %	13 %
Microbial (Non GMT)	124/380	105/143	19/237
	33 %	73 %	8 %
magnétique	621/1579	531/658	90/921
	39 %	81 %	10 %

Chapitre 02 : Fuites des hydrocarbures

Total	1105/2610	945/1181	160/1429
	42 %	80 %	11 %

Chapitre 03

Région d'étude

3.1 Introduction :

La région d'étude qui est le pourtour de Hassi R'mel est située au Nord de la plate-forme saharienne, à environ 600 km au sud d'Alger (Figure 3.1) entre les longitudes 01°00' E et 4°00' E et les latitudes 34°30' N et 31°15' N. Il fait partie du bassin triasique du Sahara algérien qui est considéré comme l'un des bassins les plus producteurs des hydrocarbures en Algérie et renferme plusieurs gisements d'huile et de gaz dans les grès du Trias et les grès du Dévonien et les carbonates du Moscovien. Le Trias constitue le principal objectif pétrolier du pourtour de Hassi R'mel.

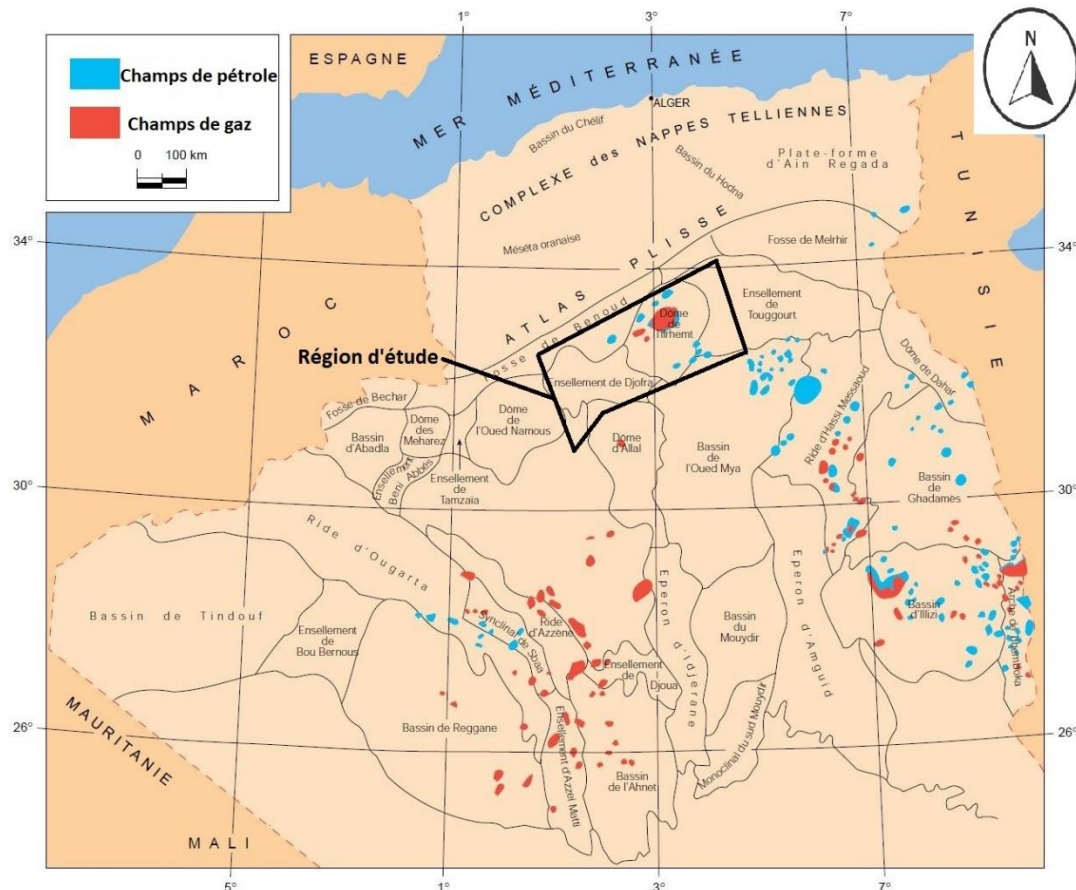


Figure 3.1 : Position géographique du pourtour de Hassi R'mel (Carte des champs pétroliers et gaziers, SONATRACH 1995).

3.2 Aspect géologique du pourtour de Hassi R'mel :

Le pourtour de Hassi R'mel englobe plusieurs éléments structuraux (Fig. 3.1) :

- Le Dôme de Tiltremt au centre.
- La partie Est et Nord-Est du bassin de Oued Mya au Sud.
- La terminaison Nord de la voûte d'Allal.
- L'ensellement de Djozra et la partie Nord du bassin de Gourara.
- La partie Est du sillon de Benoud.

Le schéma structural actuel du pourtour de Hassi R'mel est le résultat de plusieurs phases tectoniques dont les plus importantes sont la panafricaine, l'hercynienne, l'extension Trias-Lias, l'autrichienne et la phase majeure alpine.

L'écorche anté-mésozoïque montre une architecture en dômes et bassins. Le dôme de Tirlhemt représente la structure anticlinale la plus importante dans cette région, il est d'orientation globale *ENE-OSO* et probablement d'âge hercynien. Ce môle occupe la partie *NE* du pourtour avec un cœur d'âge Précambrien autour duquel le Paléozoïque inférieur, allant du Cambrien au Silurien, forme une auréole continue.

Au Sud-Ouest du pourtour de Hassi R'mel, le bassin de Gourara montre des séries du Paléozoïque supérieur (Dévonien et Carbonifère), sous forme d'un synclinal à cœur viséen d'orientation NE-SO.

Vers le NO, le bassin de Gourara est séparé, par l'ensellement de Djofra d'une dépression à cœur Tournaisien à l'aplomb du Sillon de Benoud, celle-ci semble être sa continuité vers le Nord. Cette dépression est recouverte en discordance par des terrains du Carbonifère supérieur d'âge présumé Moscovien. Entre ces deux structures majeures, se développe la vouté d'Allal, elle est constituée essentiellement par des formations dévoniennes (Gédinnien à Siegénien).

Au Sud du Dôme de Tirlhemt, s'étend le bassin d'Oued Mya de direction globale NE-SO, où les formations du Silurien sont directement mises en relation avec les séries du Trias par le biais de la discordance hercynienne. La configuration actuelle des séries paléozoïques sous la discordance hercynienne montre une érosion plus profonde sur le môle de Tirlhemt atteignant le socle Précambrien, alors que dans les dépressions et le bassin le Paléozoïque est mieux préservé, notamment dans le bassin de Gourara où le carbonifère est partiellement érodé.

3.3 Stratigraphie du pourtour de Hassi R'mel :

Cette partie de la plateforme saharienne se caractérise par le développement d'une série de type province triasique, une mince section mio-pliocène et une épaisse série mésozoïque pouvant dépasser 4000 m. Cette dernière s'épaissit vers le NE du bassin et repose en discordance angulaire sur des formations paléozoïques fortement affectées par l'érosion hercynienne. La coupe type du pourtour de Hassi R'mel montre la succession stratigraphique suivante (Fig. 3.2) :

3.3.1 Le Paléozoïque :

3.3.1.1 le Cambrien :

Il est constitué par des grès quartzitiques, fins à moyens, à ciment siliceux, intercalés par de nombreux feuillets d'argiles micacées.

Au sommet, la zone des alternances constitue une transition entre le Cambrien et l'Ordovicien, elle est représentée par des grès fins, plus ou moins quartzitiques, d'argiles, à nombreux galets de silts pyriteux.

3.3.1.2 L'Ordovicien :

Essentiellement détritique, il est constitué par les grès d'El Gassi et ceux d'El Atchane à la base, suivis par les quartzites de Hamra et les grès d'Ouargla. Ces derniers sont surmontés par les argiles d'Azzel et les grès de Oued Saret, puis viennent les argiles micro-conglomératiques coiffées par la dalle quartzitique de M'Karta.

3.3.1.3 Le Silurien :

Il est constitué essentiellement par des argiles, fortement radioactive, silteuses, micacées, fossilifères, parfois feuilletées et pyriteuses avec des passées de grès fin à moyen.

3.3.1.4 Le Dévonien :

Il est essentiellement argilo-gréseux et présent à l'Ouest du champ de Hassi R'mel. Il est partiellement érodé par la discordance hercynienne sur la voûte d'Allal et l'ensellement de Djofra et semble être plus complet dans le bassin de Gourara et sous le Moscovien dans le sillon de Benoud.

3.3.1.5 Le Carbonifère :

Présent seulement dans la partie Nord-ouest du pourtour de Hassi R'mel à Bordj Nili, il est représenté uniquement par le Moscovien qui forme un biseau discordant sur les séries sous-jacentes, il est constitué par de grès à la base, surmontés par des calcaires fossilifères.

3.3.2 Le Mésozoïque :

3.3.2.1 Le Trias :

Il est subdivisé en quatre ensembles lithologiques :

- **Le Trias Argilo-gréseux Inférieur** : il est surnommé aussi la série inférieure, essentiellement argileuse avec des argilites indurées et des grès fins bien classés, intercalés de rares niveaux conglomératiques à éléments argileux.
- **Le Trias Argilo-gréseux Supérieur** : Regroupant les trois niveaux producteurs du champ de Hassi R'mel, il est subdivisé en un membre inférieur T1 constitué par les niveaux C et B, et un autre Supérieur T2 débutant par la zone des argilites radioactives surmontées par le niveau A.
- **Le Trias Argileux.**
- **Le Trias Salifère infra-D2 ou S4.**

AGE	ETAGE	LITHO	DESCRIPTION-LITHOLOGIQUE	
TER	MOL-PLIOCENE		Croûte calcaire et série argilo gréseuse	
	EOCENE		Marnes blanches plastiques	
CRETACE	SENONIEN		Calcaire à silex	
	TURONIEN		Dolomie vacuolaire	
	CENOMANIEN		Calcaire et argile	
	ALBIEN		Grès fin, friable, à passées d'argile	
	APTIEN		Marnes et Grès	
	BARREMIEN		Grès fin à grossier, à ciment carbonaté	
	NEOCOMIEN		Grès à argile, calcaire et lignite	
	MALM		Grès à carbonates et argile	
JURASSIQUE	ARGILEUX LAGUNAIRE		Calcaire dolomitique à argile	
			Calcaire dolomitique à argile	
	LIAS	MARNEUX		Marnes et calcaires
		CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et anhydrite
		ANYHDRIQUE HORIZON B		Anhydrite massive à passées d'argile
		SALIFERE S1-S2		Sel massif avec une passée dolomitique
		S3		Sel à passées d'argile
		ARGILEUX		Arile plastique avec une passée dolomitique
TRIAS	SALIFERE S4		Sel massif à argile	
	ARGILEUX-INF		Argile brun chocolat à grès induré	
	T2	A		Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalation d'argile brune
		B		Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalation d'argile brune
	T1	C		Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalation d'argile brune
SERIE INFERIEURE		Grès à intercalation d'argile, surmonté par des andésites		
PALÉOZOÏQUE	DEVONIEN		Argile à passées de grès	
	SILURIEN		Argile noire à graptolithe	
			Quartzite- Grès à grès quartzitique, grès fin à moyen, gris blanchâtre à lits d'argile. Grès fin, argilo-bitumineux à brèches tectoniques	
	SOCLE		Grands élément de granite fracturé, rose	

Figure 3.2 : Colonne stratigraphique de la région de Hassi R'mel. (Document SONATRACH).

3.3.2.2 Le Jurassique :

L'épaisseur de cette série est d'environ 1100 m. On distingue la succession suivante :

- **Le Lias salifère :** Il est représenté à la base par une dizaine de mètres d'argilites, légèrement dolomitiques, surmontant un banc de dolomie et de calcaire compact (Repère D2).
Il est surmonté par la série inférieure ou S3, composée de sels massifs avec des passées d'argilites (Repère A2), renfermant des quartzs, avec des intercalations de dolomies (Repère D1).
Sur le repère D1 vient la série supérieure ou S2, constitué d'anhydrites salifères, à passées d'anhydrites et de marnes, renfermant à la base de rares intercalations de sel argileux, caractérisé par la présence de quartz et du repère argileux A1.
- **Le Lias anhydritique ou S1 :** Constitué d'anhydrite massive en bancs épais à passées d'argilites et de marnes avec intercalations possibles de calcaires dolomitiques.
- **Le Lias carbonaté :** Constitue l'Horizon B, il est représenté par des marnes à passées de calcaires et d'anhydrites s'intercalant entre les bancs calcaires.
- **Le Dogger :** Débute par des argilites plastiques souvent dolomitiques, puis au sommet, viennent des dolomies.
- **Le Malm :** Essentiellement détritique au centre du champ, où il est représenté par des argilites, des grès, des calcaires cristallins, parfois argileux et des dolomies également argileuses, au Sud les faciès carbonatés très fossilifères.

3.3.2.3 Le Crétacé :

- **Le Néocomien :** Constitué par des alternances d'argilites et de grès, très argileux surtout à la base de la série.
- **Le barrémien :** Il est totalement absent au Nord, tandis qu'au Sud du champ, il est représenté par une succession de grès fins à grossier, à ciment argileux ou carbonaté, et d'argilites.
- **L'Aptien :** Représenté par des marnes gréseuses et des passées de grès argileux au Sud, tandis qu'au Nord, il devient dolomitique, avec des argilites, avec présence de gypse par endroit.
- **L'Albien :** Essentiellement gréseux, il est subdivisé en deux séries : une série argilo-gypseuse à la base puis vient des grès et des sables fins, une autre constituée par des grès fins, à ciment argilo-dolomitique ou calcaire, admettant des intercalations d'argilites et des calcaires dolomitiques.
- **Le Cénomaniens :** Comporte des dolomies cristallines ou microcristallines, à intercalations d'argilites et de calcaires dolomitiques.
- **Le Turonien :** Il est représenté par une série de dolomie fissurée.
- **Le Sénonien :** Il est constitué essentiellement de calcaires dolomitiques, et de dolomies fissurées admettant des passées de calcaire marneux, dans sa base, au centre du champ de Hassi R'mel, une présence de quelques mètres de dolomies

fissurées est notée, au Nord, des argilites, tandis qu'au Sud du champ il est érodé et c'est le Turonien qui est à l'affleurement.

3.3.3 Le Cénozoïque :

3.3.3.1 L'Eocène :

Épais de 50 m, il est rencontré uniquement dans la région de Bordj Nili, où il est constitué à la base par des marnes, surmontées par des calcaires et des calcaires marneux.

3.3.3.2 Le Mio-Pliocène :

Épais de 100 m, il est présent seulement au Nord-ouest du champ, il est constitué de grès argileux surmonté d'un sable moyen à grossier, à ciment carbonaté, renferment des passées argileuses.

3.4 Le Trias du pourtour de Hassi R'mel :

3.4.1 Description lithologique :

Les différents sondages pétroliers effectués dans la partie Nord de la Plateforme Saharienne ont montré l'existence d'un ensemble attribué, selon les auteurs, au Permo-Trias ou au Trias, comprenant à la base un cycle détritique qui repose en discordance, par l'intermédiaire de la discordance hercynienne, sur les terrains paléozoïques plus ou moins érodés, et un cycle salifère limité au sommet par un niveau dolomitique (le niveau D2) (Figure 3.3).

3.4.1.1 Le cycle détritique :

Il est constitué par trois parties :

- **La Série Inférieure** : Elle correspond à une série de comblement reflétant la nature du substratum paléozoïque, avec des venues andésitiques.
- **La formation T1 et T2** : Formée par une partie basale représentée par une série argilo gréseuse T1, avec des grès fins à moyens alternant avec des argiles plus ou moins dolomitiques, et une partie sommitale T2 constituée par un ensemble argilo-gréseux moins épais, avec une diminution de la fréquence gréseuse.

3.4.1.2 Le cycle salifère :

- **Le Trias Argileux** : Correspond à une formation argileuse qui se développe sur la formation T2. Il est représenté par des argilites indurées, parcourues par des filons d'anhydrite et de sel ; elles présentent par endroit des passées dolomitiques très fines.
- **Le Trias Salifère infra-D2 ou S4** : C'est un ensemble salifère qui se termine par un repère dolomitique D2 marquant la fin du Trias et le début du Lias. Dans cette série le sel se présente en bancs massifs cristallins, il existe aussi dans les

argiles soit sous forme d'une fraction finement dispersée, soit en inclusion ou en nodules. Les argiles s'alternent avec des bancs de sel.

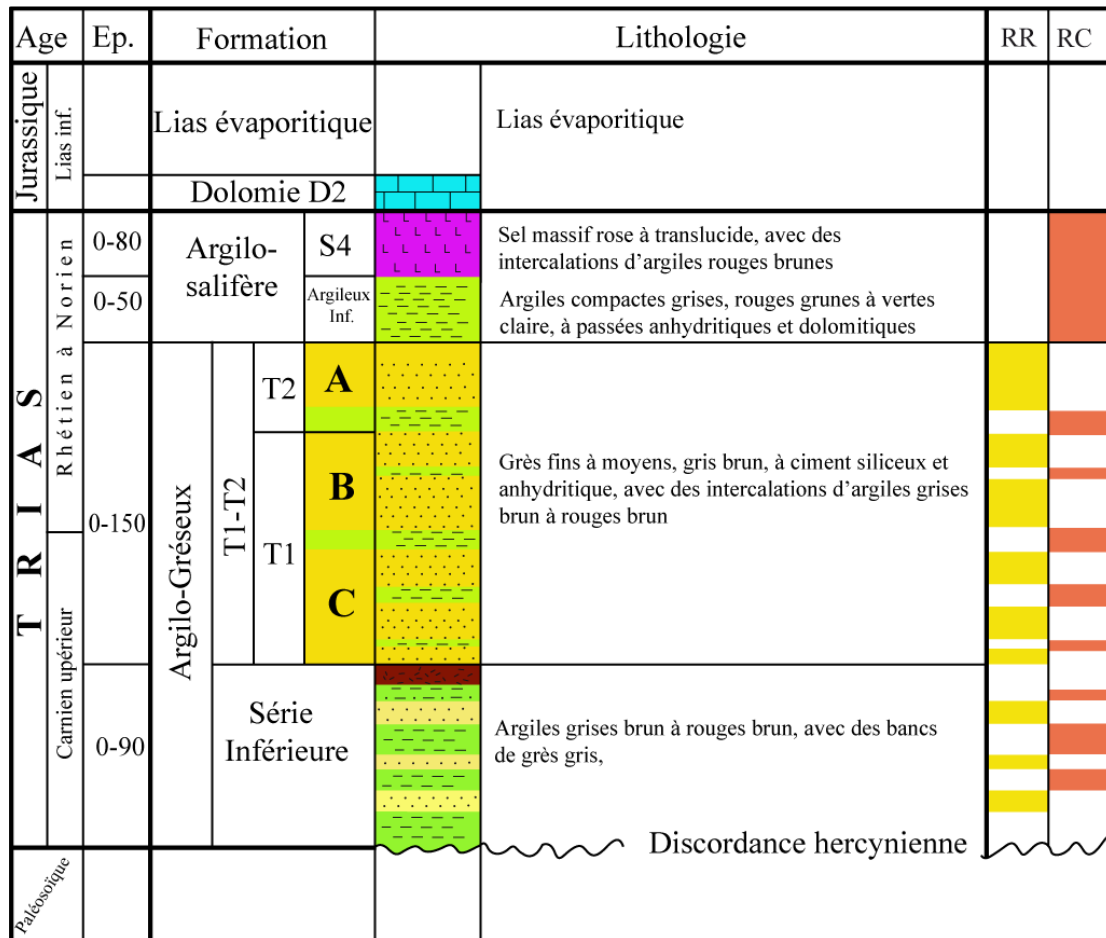


Figure 3.3 : Colonne stratigraphique du Trias de Hassi R'mel. (Document SONATRACH).

3.5 Limites et extensions des formations triasiques :

3.5.1 Le Trias argilo-gréseux :

Le Trias argileux gréseux du pourtour de Hassi R'mel montre une évolution croissante progressive des épaisseurs du SO vers le NE. Il est absent à l'Ouest dans la région de Djofra et au Sud-ouest sur la Voûte d'Allal où sa limite d'extension se retrouverait entre les régions de Djebel Bissa et Belktaif. Au Nord, dans le Domaine Atlasique, les rares puits forés n'ont pas atteint le Trias argilo-gréseux. Au niveau du sillon de Benoud, dans la région de Bordj Nili, le Trias argilo-gréseux montre des épaisseurs considérable (environ 200 m). Le Trias argilo-gréseux a atteint son maximum d'épaisseur (environ 300 m) vers le NE dans la région du Dôme de Tirlhemt et Djemâa Touggourt.

Le Trias argilo-gréseux est constitué par des bancs gréseux, séparés par des zones argileuses, elle regroupe trois formations T2, T1 et la Série inférieure :

3.5.1.1 Le Trias Argilo-gréseux Inférieur ou la Série Inférieure :

Il est absent dans la partie occidentale du pourtour de Hassi R'mel et s'épaissit suivant deux directions vers le NE et vers l'Est et atteint un maximum d'épaisseur de plus de 100m dans l'extrême Est du pourtour Hassi R'mel. La distribution des épaisseurs de la série inférieure montre l'existence d'un paléorelief qui s'étend du Sud du champ de Hassi R'mel (région de Ghardaïa) jusqu'à la région de Tirlhemt où le trias argilo-gréseux inférieur se réduit à quelques mètres. Autour de cet axe haut, se développent des dépôts-centres dont l'épaisseur atteint parfois 90 m.

Dans le pourtour de Hassi R'mel, la série Inférieure est à prédominance d'argiles et de silts. Néanmoins, des grès propres ont été rencontrés et présentent des épaisseurs importantes au Sud du champ de Hassi R'mel, au Nord du champ de Sidi Mezhich et au Nord de Oued Noumer.

Dans la région Sud de Hassi R'mel, ce niveau présente de bonnes caractéristiques réservoir, il est constitué de grès fins et friables. Vers l'Est du pourtour de Hassi R'mel, les épaisseurs des grès propres sont plus importantes, environ 30 m mais avec des caractéristiques petro physiques médiocres. Ceux sont des grés fins et compacts. A l'Ouest du Champ de Hassi R'mel et au Nord-Ouest du bassin de Oued Mya, des coulées volcaniques à différents niveaux dans la série inférieure ont été rencontrés par le forage. Il s'agit de basaltes à Olivine d'épaisseur variant de quelques mètres à quelques dizaines de mètres.

3.5.1.2 Le Trias Argilo-gréseux Supérieur :

Le Trias Argilo-gréseux Supérieur est subdivisé en un membre inférieur T1 constitué par les niveaux C et B, et un autre supérieur constitué essentiellement par le niveau A. La région de Hassi R'mel est productive dans les trois réservoirs gréseux A, B et C, présentant des bonnes caractéristiques pétrophysiques. Ils sont séparés par des argiles et silts plus ou moins épais, ces niveaux productifs reposent soit en concordance sur la Série inférieure andésitique ou argilo-gréseuse, soit directement, en discordance, sur les différents termes paléozoïques par l'intermédiaire de la discordance hercynienne.

Les réservoirs triasiques présentent des extensions et des variations de faciès qui leurs sont propres, le niveau C disparaît vers la zone orientale de Hassi R'mel. Cependant, le réservoir B, d'extension plus réduite, disparaît par variation de faciès au profit des argiles encaissantes vers le Sud-ouest du pourtour de Hassi R'mel. Tandis que le réservoir A présente l'extension la plus importante en s'étendant pratiquement sur toute la région à l'exception de la zone méridionale où il se biseaute vers le Sud-Ouest.

A Le Membre T1 :

Il présente des épaisseurs très variables, absent dans le Sud du champ de Hassi R'mel et au Sud-Ouest du côté de Djebel Bissa, par ailleurs, ce membre se caractérise par une évolution progressive du SW vers le NE montrant deux dépôts-centres :

Le premier est au Nord, avec des valeurs qui dépassent les centaines de mètres.

Le deuxième s'étend vers l'Est, avec des valeurs pouvant atteindre 130 m. Cette unité est représentée par une alternance de bancs gréseux séparés par des niveaux argilo-silteux, formant deux réservoirs différents C et B.

A.1 Le Réservoir C :

Ce niveau présente des caractéristiques lithologiques particulières, associées à des variations des épaisseurs importantes.

Vers le Nord du champ de Hassi R'mel, le réservoir C peut atteindre 60 m d'épaisseur, il est formé d'un à plusieurs lentilles gréseuses pouvant être localement isolées par des niveaux argileux imperméables, il est constitué par des grès fins à moyens, au centre de Hassi R'mel, il se charge localement par des argiles jusqu'à devenir totalement argileux.

Vers l'Est le réservoir C est bien développé, où il est représenté par des épaisseurs très importantes, pouvant atteindre 60 m. Il est constitué par plusieurs niveaux de grès fins à moyen, séparés par de minces niveaux argileux.

A.2 Le Réservoir B :

Montre des épaisseurs plus importantes vers l'Est du pourtour de Hassi R'mel. Il est constitué par des grès fins à moyens, argileux. Vers le nord, ce niveau débute par des conglomérats de gros galets de quartz, surmontés par des grès moyens à grossiers à ciment argileux, et enfin, vers le sommet, des grès fins, à passées de silts et d'argiles.

Le réservoir B se caractérise par une variation extrêmement rapide des épaisseurs, en relation avec un mode de dépôt de type chenaux, il présente deux zones de dépôts principales, au Nord, cette zone s'étend avec des épaisseurs considérables de grès utiles, vers le Sud, ce réservoir montre son maximum d'épaisseur de grès utiles.

Les caractères pétrophysiques de ce niveau varient en fonction des environnements de dépôt avec une perméabilité et une porosité bonnes à moyennes dans l'axe des chenaux.

Les porosités et les perméabilités sont supérieures à 20 % et 500 md au Nord du champ de Hassi R'mel et dans le champ de Zelfana, par ailleurs, ces caractères sont moyens à faibles.

B Le Membre T2 :

Il est constitué par le niveau A surmonté par des silts et des argiles. Cette unité montre des épaisseurs variables, avec plusieurs dépôts-centres où il atteint un maximum de plus de 50 m au centre du champ de Hassi R'mel, au Nord-est de Bordj Nili, à Sidi Mezrhich et à Oued Noumer.

B.1 Le réservoir A :

Le réservoir A présente l'extension la plus importante, en s'étendant plus ou moins régulièrement sur toute le pourtour de Hassi R'mel, il montre des épaisseurs relativement constantes, avec des caractéristiques pétrophysiques influencées localement par un développement d'une cimentation argileuse et anhydritique. Les capacités de stockage et de production de ce réservoir sont bonnes.

Dans le champ de Hassi R'mel centre et Hassi R'mel sud et dans la partie Est du pourtour, ce niveau est représenté par des grès grossiers à la base, puis moyens à fins au sommet, mal classés à conglomératiques, avec des porosités bonnes à moyennes.

Les grès utiles de ce niveau sont très importants sur tout le champ de Hassi R'mel et s'allongent jusqu'au Mole de Tilrhemt, avec des épaisseurs de plus de 20 m, au Sud, à Sidi Mezrhich, Zelfana et Oued Noumer, les grès propres montrent des épaisseurs allant de 20 à plus de 30 m. Vers le Nord, le Nord-Est et l'Est, ces grès deviennent plus fins avec un ciment argileux et anhydritique, intercalés de marnes dolomitiques et d'argiles.

Le réservoir A présente des caractéristiques pétrophysiques assez bonnes avec des porosités de 15 à 20 %, formant deux trends allongés NE-SW. Vers le Nord, le Nord-Est et le Sud-Est, la porosité devient médiocre. La perméabilité montre des valeurs intéressantes (plus de 100 md) au centre du champ de Hassi R'mel et Zelfana, alors qu'au Nord, au Nord-Est et au Sud-Ouest, la perméabilité est moins importante avec des valeurs inférieures à 10 md.

3.6 La roche couverture :

3.6.1 Le Trias Salifère S4 :

La formation S4 est constituée par une série salifère, elle est absente au Sud-Ouest dans l'ensellement de Djofra et la voute d'Allal, ainsi qu'au Nord-Ouest du champ de Hassi R'mel et la partie Est du sillon de Benoud. Par ailleurs, cette formation montre une évolution des épaisseurs du SW vers le NE où elle atteint un maximum de 150 m du côté oriental du dôme de Tilrhemt.

3.6.2. Le Trias Argileux :

Il est constitué par des argiles et des silts, parfois gypseuses qui se développent sur la formation T2, il correspond à une couverture secondaire. Il montre une évolution progressive des épaisseurs du Sud-Ouest au Nord-Est.

3.7 Résultats pétroliers :

Le système pétrolier Triasique du pourtour de Hassi R'mel est composé d'une roche réservoir représentée par le Trias Argilo-Gréseux avec ces niveaux réservoirs A, B, C et la Série Inférieure, et une roche couverture constituée par le cycle salifère du Trias et du Lias.

La région de Hassi R'mel est productive dans les trois réservoirs Triasiques A, B et C, ainsi que la Série inférieure. Au cours de Trias, la région de Hassi R'mel montre une variété d'environnements sédimentaires qui s'intègrent dans un domaine continental.

L'étude réalisée entre SONATRACH et l'Institut Française du Petro en 1997 a permis de dégager plusieurs types d'environnement, illustrés par un modèle sédimentaire, qui débute par un domaine de cônes alluviaux au Sud et évolue vers un domaine lacustre et de sebkha vers le nord du Bassin. L'ensemble de ces environnements correspond à deux cycles différents Syn-rift et Post-rift.

Le cycle syn-rift s'annonce avec une surface d'érosion soulignée parfois par des vallées incisées. Les premiers dépôts sont transgressifs soulignés par le dépôt de chenaux fluviaux et des argiles lacustres qui se développent ensuite sous un régime aggradant. Les dépôts de cônes alluviaux se cantonnent essentiellement près des paléoreliefs. Ce cycle se termine par un maximum de transgression qui se traduit par des dépôts argileux.

Le cycle Post-rift est souligné par un développement des systèmes de chenaux méandriformes et anastomosés passant latéralement à des dépôts de sebkha qui termine ce cycle à la base du niveau dolomitique D2.

Le Trias argileux gréseux de la région de Hassi R'mel est caractérisé par quatre niveaux réservoirs, constitués par des bancs de grès fluviaux qui présentent de bonnes caractéristique de réservoir vers le Sud et le Sud-Ouest, vers le Nord-Est ces grès deviennent plus fins à silteux et ils se chargent en ciment argileux et anhydritique, pour devenir totalement argileux.

Les principaux réservoirs Triasiques dans la région sont représentés par la série T1 et T2 qui se développent plus au sud de la région. Les réservoirs A et B sont soulignés par des porosités et des perméabilités très variables pouvant atteindre respectivement 20 % et 1000 md. La répartition de ces corps gréseux triasiques est

localisée suivant les trends NE-SW liés aux Paléovallées où se développent des systèmes fluviaux en tresse, qui présentent de bonnes qualités de réservoirs.

3.8 Le Dévonien inférieur :

Le Dévonien inférieur est considéré comme l'un des Plays les plus productifs en Algérie. La majorité des découvertes du Dévonien en Algérie sont localisées dans les bassins Illizi/Berkine et Ahnet/Timimoune. Dans les séries dévoniennes du pourtour de Hassi R'mel, Plus de 80 champs de gaz et d'huile sont découverts, ces dernières renferment plus de 12% et 13% des réserves totaux de gaz et d'huile de l'Algérie.

3.8.1 Stratigraphie

L'attribution stratigraphique de certaines formations du Dévonien inférieur reste jusqu'à présent imprécise, en raison d'absence de fossiles caractéristiques, aucune étude stratigraphique fine n'a été réalisée sur le dévonien inférieur de cette région.

A Le Gédinnien :

Présent entre le Siegénien et les argiles du Silurien, tous les deux sont bien individualisés, un ensemble qui est formé de silts et de grés (Zeimlet) à la base et des argiles silteuses (Saheb –El –Jir) au sommet, cet ensemble est attribué au Gédinnien, quoi que sa limite supérieure est mal définie à cause de l'évolution lithologique, d'une série franchement argileuse à une série d'argile silteuse.

- La formation de Zeimlet

Elle est représentée par des grés très fins carbonatés et silts, son épaisseur varie de 34 à 122 m.

- La formation de Saheb –El –Jir

Elle est formée d'argile silteuse azoïque, micacée à passées de silstones et grés fins argileux. Des pistes dénotant une sédimentation peu profonde, son épaisseur varie de 52 à 122 m.

B. Le Siegénien :

- Le Dkhissa argilo-gréseux : (Siegénien Argilo-gréseux)

C'est un ensemble formé d'argile gréseuse parfois silteuse, présentant des grés très fins à fins carbonatés avec de rares intercalations de niveaux dolomitiques. Cet ensemble s'étend sur l'ensemble de la région avec une épaisseur variant de 58 à 187 m.

- Le Dkhissa gréseux : (Siegénien gréseux)

Cet ensemble homogène de grés fins à moyen, son épaisseur varie de 120 à 320 m.

3.8.2 Distribution du réservoir

Les épaisseurs des réservoirs du Dévonien inférieur sont variables en raison de leur caractère discontinu relatif à l'environnement de dépôt (offshore), leurs paramètres pétrophysiques sont aussi variables à causes de la diagénèse. Le Siegénien est représenté par des alternances de bancs d'argile et de barres gréseuses discontinues déposées dans un milieu marin peu profond. Le Gédinnien est représenté par des argiles avec des passées de bancs gréseux relativement peu épaisses.

Le Dévonien est fortement affecté par l'érosion hercynienne dans ce bassin, se biseaute suivant une ligne nord-sud, les biseaux de Dévonien et notamment les grès du Siegénien constituent un des principaux Play avec la possibilité d'existence d'un contact entre les réservoirs du Trias et du Dévonien, le développement et la distribution spatiale des barres gréseuses dévoniennes sont plus favorables au nord-ouest du périmètre où ces dernières sont plus continues.

Les qualités réservoirs du dévonien inférieur sont variables, il s'agit d'une porosité secondaire produite des phénomènes de dissolution et parfois de la fracturation qui peuvent donner lieu à des valeurs de perméabilité de l'ordre de 26 md et de porosité secondaire de l'ordre de 25%.

3.9 Moscovien :

Dans le pourtour de Hassi R'mel, le carbonifère est représenté par le Moscovien. Ce dernier n'est présent que dans la partie nord de la région d'étude au environ de Bordj Nili.

Le Moscovien est représenté par des carbonates, des grès et des argiles. Il repose directement sur les dépôts du Gothlandien et du Gédinnien. Il est surmonté en discordance (discordance hercynienne) par les dépôts du Trias.

Les dépôts Moscovien correspondent à des prismes sédimentaires. La présence de ces derniers indique des surrections (Uplift) et des érosions qui ont eu lieu avant la phase hercynienne. La corrélation entre les puits du champ d'huile de Bordj Nili montre clairement une discordance angulaire entre les dépôts du Moscovien et les dépôts du paléozoïque inférieur.

3.10 Roche mère :

Les niveaux roches mères identifiés jusqu'à présent dans le Pourtour de Hassi R'mel sont :

- Le niveau roche mère constituée par les hot shales du Silurien inférieur et connue sous le nom de la formation silurienne d'Oued Ali, qui sont généralement minces (50 à 70 m d'épaisseur) mais très riche en matière organique (Carbone Organique Total résiduel moyen de 20%).

- Le Silurien supérieur, argiles varie en épaisseur de 30 à 100 m, possède des teneurs de COT résiduel moyen relativement moins élevées (COT de l'ordre de 8%).

Le kérogène qui compose ces deux niveaux, est de type II, d'origine marine, favorable à la génération d'hydrocarbures liquides.

- Le troisième niveau est l'ordovicien, il est constitué par les argiles d'Azzel, d'El Gassi et conglomératiques. Un aperçu des données géochimiques montre que ce niveau est pauvre en matière organique, dû probablement à un état de maturation plus avancé que les argiles siluriennes.

Néanmoins, ces roches mères pourraient avoir contribué à la charge des hydrocarbures dans la région d'étude.

La roche du niveau Dévonien supérieur (Frasnien) n'est préservée que dans l'extrême sud de la région. Ailleurs, elle a été enlevée par l'érosion hercynienne. En raison de son contexte géologique et structural, il est important de souligner que cette source ne pourrait avoir contribué à la charge des hydrocarbures dans le Pourtour de Hassi R'mel.

En conclusion, la roche mère principale prouvée et mise en évidence dans plusieurs études de synthèse sur cette région d'étude est constituée par les argiles radioactives du Silurien, présentes dans les parties SE et SO de cette zone. Les principaux résultats obtenus ont montré que la roche mère principale du Silurien argileux radioactif est répartie au niveau de la zone Kitchen et de la région de Zirara avec une épaisseur variant de 10 à 70 m. Le Silurien a atteint presque le maximum de génération avec un taux de transformation supérieur à 95%, il a débuté l'expulsion des hydrocarbures au Carbonifère, vers 330 Million d'années.

La phase de génération des hydrocarbures est actuellement en phase à huile à l'est et en phase à gaz-condensât à l'Ouest et au sud de la région d'étude. La génération et l'expulsion des hydrocarbures a débuté au Jurassique et a atteint son maximum durant le Crétacé à début Tertiaire. Dans les bassins de Oued Noumer, Ait Kheir, Makouda, Djorf, le silurien a été érodé avec les dépôts du Dévonien jusqu'au Permien. Par conséquent, la migration des hydrocarbures doit s'effectuer sur de longues distances (Echikh, 1998) à partir de la roche mère silurienne pour remplir les réservoirs dans cette zone. La migration des hydrocarbures dans la zone d'étude (Oued Noumer, Ait Kheir, Djorf, Makouda), se fait latéralement le long de la discordance hercynienne du fait de l'érosion des roches mères siluriennes.

Le sens vertical de migration semble utiliser le système de failles. Le champ de Sidi Mezrhich a été probablement chargé lors du Mésozoïque et début de l'ère Tertiaire à partir du bassin d'Oued Mya.

Dans le contexte du système pétrolier, la charge du Trias dans la région d'Oued Mya est locale. La migration se fait directement vers le réservoir Triasique, utilisant probablement les failles comme drains, depuis le Silurien Radioactif qui constitue la seule roche mère significative dans cette région d'étude.

3.11 Levé aéromagnétique :

La surface totale du territoire algérien a été couverte par un levé aérogéophysique réalisé par la société Américaine Aeroservice, ce levé est réalisé pour le but de l'exploration pétrolière et minier pour le compte de deux sociétés algériennes SONATRACH et SONAREM. La réalisation de ce levé avait pris beaucoup de temps, et a été effectué en deux étapes. La première étape a été réalisée en 1969 et a couvert environ 20 % de la surface totale de l'Algérie. Il avait pour objet la reconnaissance régionale des bassins du Sahara central pour l'exploration des hydrocarbures (Allek, 2005). Pour ce levé, seul le champ magnétique a été enregistré. La deuxième étape a été réalisée entre les années 1971 et 1974, pour la couverture de la surface restante de l'Algérie (Figure 3.4). Concernant ce levé, en plus de l'enregistrement des données magnétiques, les mesures des données spectrométriques ont été également effectuées. La surface totale de ce levé est 2.173.000 km² et avait pour objectif la recherche minière et la cartographie géologique (Allek, 2005).

3.11.1 Caractéristique du levé aérogéophysique de l'Algérie :

3.11.1.1 Levé de 1969 :

Ce levé a été réalisé au-dessus des bassins sédimentaires du Sahara Central dans le but de la cartographie aéromagnétique du socle. Il a été effectué à une altitude barométrique constante correspondant à une clairance moyenne de 500 m et seules les mesures du champ magnétique ont été enregistrées.

Les lignes de vols étaient distantes de 5 km. La surface de levé est d'environ 418.000 km². A l'issue de ce levé, des cartes d'isolignes du champ magnétique ont été établies à diverses échelles régionales (1/200 000 et 1/500 000).

3.11.1.2 levé de 1971-1974 :

Ce levé a été réalisé en mode drapé ; l'altitude de vol a été fixée par rapport à la surface du sol autour de 150 m. La distance entre les lignes de vol et les lignes de traverses varient d'un bloc à l'autre de 2 à 5 km entre lignes et de 10 jusqu'à 40 km entre les lignes de traverses. L'orientation des lignes de vol est différente d'une région à une et dépend de la direction principal des structures géologiques de chaque région.

La résolution spatiale de ce levé aérogéophysique n'a pas été la même pour tous les périmètres survolés. Un levé relativement à haute résolution a été effectué dans le Nord de l'Algérie, le domaine offshore, la bordure sud de la flexure

saharienne et le bassin Triasique par l'utilisation d'un Magnétomètre de haute résolution et un espacement plus serré entre les lignes de traverses de cinq fois la distance qui sépare les lignes de vol. Ces régions étaient fort probablement considérées à l'époque d'intérêt minier ou pétrolier.

Le resserrement de la distance qui sépare les lignes de traverses permet l'amélioration de la qualité des cartes par la réduction de l'imprécision due aux variations diurnes le long des lignes adjacentes.

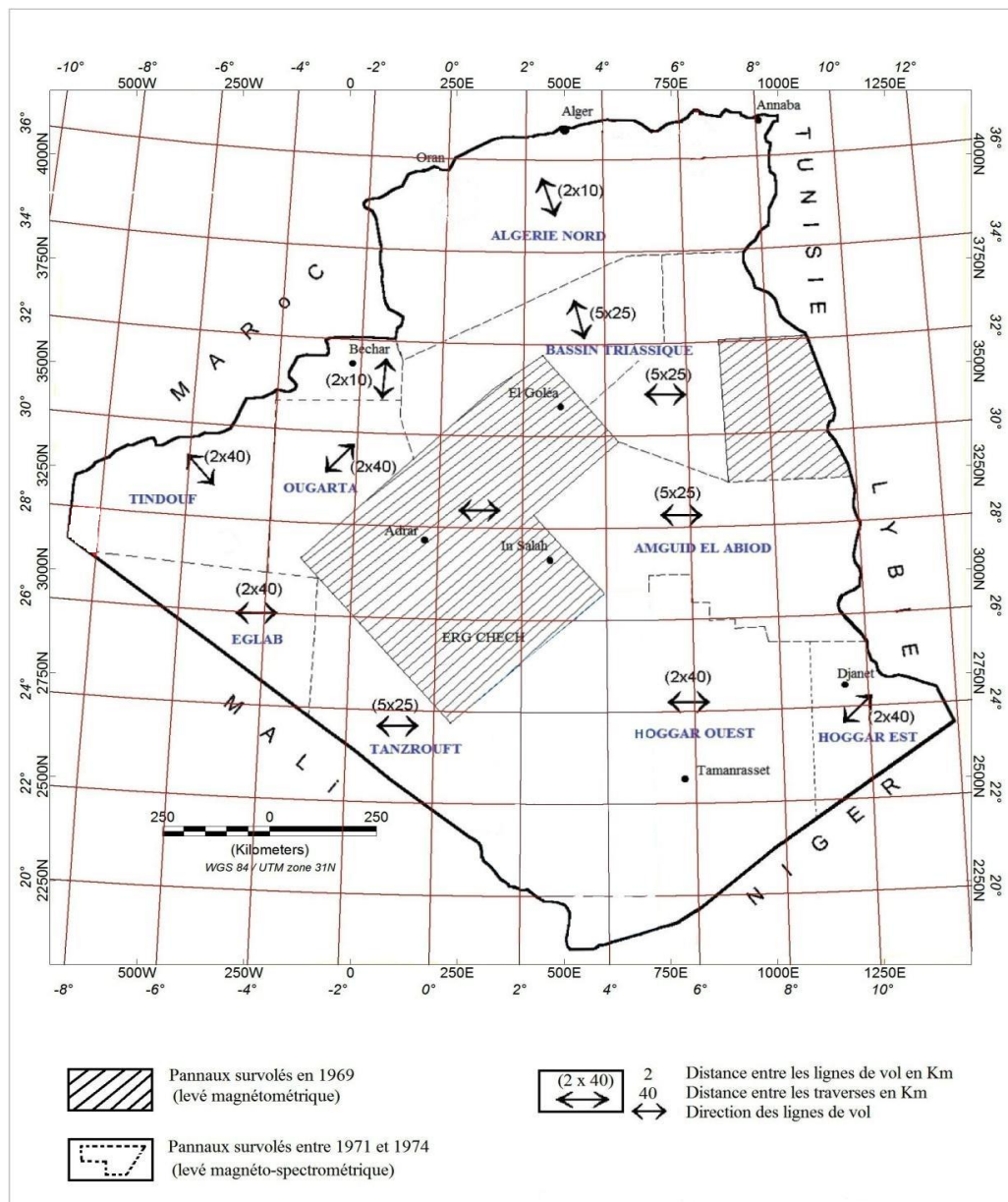


Figure 3.4 : paramètres du levé aérogéophysique couvrant le territoire national.

3.11.2 Levé aérogéophysique du pourtour de Hassi R'mel :

L'acquisition des données a été réalisée par un système d'oiseaux remorqués le long d'une série de lignes de vol N160 ° avec un espacement de 5 km et une altitude de vol moyenne d'environ 150 m tandis que les lignes de traverse se produisent à environ 25 km d'intervalle dans la direction N70 °. Le gradient géomagnétique a été supprimé en utilisant le champ international de référence géomagnétique (IGRF). Les enregistrements de spectrométrie gamma et magnétique ont été échantillonnés à une fréquence d'une seconde en utilisant un magnétomètre à pompage optique au Césium à haute résolution (0,02 nT) pour des mesures magnétiques et un spectromètre à Iodure de sodium activé au thallium « NaI (Tl) » avec un détecteur de grand volume.

La procédure de correction des données magnétiques : telles que le nivellement des lignes de traverse, le calcul et la suppression de l'IGRF, la correction de l'effet de décalage et le microlevelling, ont été soigneusement effectuées pour tirer le meilleur parti de la détection d'anomalies subtiles (Allek et al., 2016). Les taux de comptage radiométrique sont généralement bruyants, ils ne peuvent donc pas être utilisés avant un processus de correction en plusieurs étapes pour éliminer l'effet d'origine non géologique.

Les paramètres du levé sont indiqués dans le tableau suivant.

Tableau 3.1 : les paramètres du levé aérogéophysique du pourtour de Hassi R'mel.

Espacement des lignes de vol	05 Km
Espacement des lignes de traverse	25 Km
Hauteur de vol par rapport au sol (Altitude)	150 m
Direction des lignes de vol	160° N
Direction des lignes de traverse	70° N
Distance entre les points d'observation	46 m

3.11.3 Dispositifs d'acquisition :

3.11.3.1 Les avions :

Deux types d'avions ont été utilisés durant le levé aérogéophysique, le premier est l'Aero Commander plus maniable, utilisé dans les régions à topographie très accidentée et le deuxième est le DC-3, de plus grande autonomie, utilisé pour couvrir de vastes régions à topographie calme. Durant le levé les avions ont connues plusieurs modifications par exemple le changement de certaines composantes qui peuvent être à l'origine de certaines réponses magnétique résiduel.

La configuration du magnétomètre pour l'avion DC-3 est une installation en remorque avec un câble de longueur environ 71 m pour réduire le bruit magnétique

résiduel de l'avion. Une autre configuration été aussi utilisé pour AERO-COMMANDER appelée tail stinger. Cette configuration consiste a fixé le magnétomètre (flux gate) par une fibre rigide en verre à l'arrière de l'avion et un système de compensation a été utilisé pour corriger les mesures magnétiques des bruits résiduel de l'avion. Dans le pourtour de Hassi R'mel le DC-3 a été utilisé pour les mesures magnétiques et spectrométriques à cause de la topographie de la region qui est relativement calme.

3.11.3.2 Système de navigation :

Un système DOPPLER de type ADRA-12 a été utilisé pour orienter l'avion et contrôler la distance entre les lignes de vol.

3.11.3.3 Boussole :

Une boussole de modèle SPERRY C12 a été utilisée pour contrôler la direction du nord magnétique avec une précision plus ou moins un degré.

3.11.3.4 Altimètre radar :

L'altimètre radar est utilisé pour mesurer l'altitude de vol.

3.11.3.5 Caméra :

Une caméra de 35 mm est employée pour enregistrer les trajectoires des lignes de vol pour permettre de repérer l'avion à tout instant et établir avec précision le positionnement des lignes de vol et les points d'intersection ligne-traverse.

3.11.3.6 Système digital d'acquisition :

Afin d'avoir des données agencées, un système digital d'acquisition a été utilisé pour l'échantillonnage des donnés à une fréquence d'une seconde. Cette opération avait permis l'enregistrement numérique des mesures magnétiques et spectrométriques, les données de l'altimétrie et les coordonnées géographiques sur une bande magnétique.

Chapitre 04

Préparation des données

4.1 Introduction :

L'objectif de ce chapitre est la préparation des données aéromagnétiques et aéro-radiométriques pour localiser les zones probables de présence des microfuites d'hydrocarbure dans la région de Hassi R'mel. Cette partie de l'étude est très importante car elle inclut l'interprétation des données des diagraphies des puits, la création du modèle de température et le modèle de topographie et enfin le démultiplexage des données aérogéophysiques.

4.2 Données de puits :

4.2.1 Diagraphies :

Les diagraphies constituant l'un des moyens permettent d'acquérir des renseignements sur les formations géologiques du sous-sol, traversées par un forage. En effet, elles donnent une image continue et objective des séries de formation traversées par le forage et elles permettent la quantification des paramètres pétrophysiques des réservoirs d'intérêt. Les diagraphies utilisées actuellement pour l'évaluation d'un puits sont les suivantes :

- Diagraphie au cours de forage qui représente les mesures effectuées durant le forage pour assurer le bon déroulement du forage.
- Diagraphie différées qui représente l'ensemble des mesures des paramètres physiques des roches du sous-sol avant l'opération de cimentation.
- Diagraphie de production qui représente les opérations de mesures de pression, température et l'échantillonnage de fluide.

4.2.2 Paramètres pétrophysiques :

La discipline pétrophysique est l'étude des propriétés physiques qui décrivent le comportement des roches réservoirs, des sols et des fluides. Elle se base sur l'analyse détaillée des études diagraphiques et des carottes obtenues aux niveaux des puits. Cette discipline, destinée en grande majorité à décrire le réservoir, cherche à mesurer deux types de propriétés :

- Les propriétés pétrophysiques conventionnelles : Typiquement, on cherche à estimer la saturation en fluide, le volume d'argile, la porosité, et la perméabilité.
- Les propriétés pétrophysiques déduites de la mécanique des roches : Les mesures faites directement sur les roches visent à calculer les propriétés mécaniques telles que les différents modules élastiques (incompressibilité, cisaillement, module d'Young, coefficient de Poisson, ...).

Les données de puits qui nous intéressent dans cette étude pour la caractérisation de réservoir se divisent en trois grandes catégories :

- Logs enregistrés durant le forage (open hole wireline).
- Les données des carottes.

- Les tests de réservoir.

Les logs disponibles dans cette étude nous permettent d'estimer les paramètres pétrophysiques du réservoir tels que le volume d'argile, la porosité totale et effective, et la saturation en eau. La qualité de ces paramètres pétrophysiques dépend du modèle mathématique utilisé, la nature de la matrice du réservoir et la qualité des logs enregistrés.

4.2.3 Composition de la roche :

La roche est composée d'un contenant qui est représenté par les éléments solides et d'un contenu qui est le fluide.

4.2.3.1 La matrice :

Les diagraphistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides (grains et ciments) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice :

Matrice simple : Elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : Calcaire, Quartz).

Matrice complexe : Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente (exemple : grès à ciment calcaire).

Matrice Propre : Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

4.2.3.2 Les grains :

Le grain est un élément de petite taille arrondi ou anguleux faisant partie d'une roche meuble consolidée.

4.2.3.3 Le ciment :

On comprend par ciment, toute matière liant entre eux des éléments figurés et conduisant à des roches sédimentaires compactes.

4.2.3.4 Les argiles :

On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phylliteux, alumino-silicatés et hydratés. Les argiles se distinguent par des réponses caractéristiques en diagraphies. Leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir.

Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue dans une roche réservoir trois types d'argile :

Argiles laminées : Elles correspondent aux argiles détritiques en fins lits entre deux couches de réservoir sableux ou carbonaté. Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.

Argiles dispersées : Elles correspondent à la catégorie des argiles qui soit adhèrent aux grains, soit les enduisent, soit encore occupent partiellement les pores. De ce fait, les pores sont rétrécis par les grains d'argiles, ce qui contribue à réduire considérablement l'écoulement des fluides et donc à diminuer la perméabilité.

Argiles structurales : Elles correspondent aux argiles se présentant sous forme de grains ou de modules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Elles représentent les mêmes caractéristiques des argiles laminées. Par contre, sur le plan de la perméabilité, leur rôle se rapproche plus de celui des argiles dispersées.

4.2.3.5 Les fluides :

L'arrangement des grains laisse généralement des espaces vides (pores) qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de nature différente (eau, gaz, huile et bitume). Le pourcentage de ces fluides dépend du pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité.

4.2.3.6 Les faciès :

On entend par faciès, l'ensemble des caractères lithologiques et paléontologiques d'une couche ou d'une unité sédimentaire, résultant des conditions géographiques, climatiques, physico-chimiques et biologiques, qui régnaient dans le milieu où s'est effectué le dépôt du sédiment.

4.2.4 Volume d'argile :

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques. On détermine V_{sh} à l'aide de plusieurs indicateurs qui donnent chacun une valeur. La valeur minimale est retenue comme étant probablement la plus vraisemblable. Dans cette étude on a utilisé le log gamma ray pour l'estimation du volume d'argile :

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad 4.01$$

Avec GR_{lu} est la valeur du log gamma ray, GR_{min} et GR_{max} sont le minimum et le maximum du log gamma ray dans une unité de faciès. La valeur minimale et maximale du volume d'argile utilisée dans cette étude est présentée dans le tableau 4.1.

4.2.5 La porosité totale :

La porosité est la fraction de vide contenu dans un matériau. Elle est définie comme le rapport du volume de vide sur le volume total du matériau, elle est exprimée en pourcentage.

$$\varphi = \frac{V_{vide}}{V_{Total}} \times 100 \quad 4.02$$

Avec V_{vide} est le volume du vide et V_{Total} est le volume total.

Dans le cas des roches, elle peut se trouver sous forme de pores connectées qui est donc mesurables ou sous forme de pores isolées dans les argiles et une partie des roches carbonatées (Norton et Knapp, 1977). Selon les diamètres des pores, la porosité étudiée peut être classée en micro, méso ou macroporosité (Katsube, 1981). Les tailles et les formes des pores sont variables (sphériques, cylindriques, planaires, ou plus complexes...) et leur proportion volumique dépend de ces caractéristiques géométriques (Geraud, 1991). En général, suivant leur forme allongée et aplatie, les fissures ne représentent qu'une faible proportion de la porosité totale d'une roche, alors que les pores sphériques développent un volume de vide plus important.

La porosité totale est le rapport du volume total des espaces vides non occupés par des solides (pores, fissures, cavités et fractures) existant parmi les éléments minéraux de la roche sur le volume total de celle-ci. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\phi_T = \frac{V_P}{V_t} \times 100 = \frac{V_t - V_S}{V_t} \times 100 \quad 4.03$$

Avec

V_P : Volume total des pores.

V_S : Volume de la partie solide.

V_t : Volume total de la roche.

La porosité totale inclus :

4.2.5.1 La Porosité primaire (intergranulaire ou intercrystalline) ϕ_1 :

Elle correspond aux vides des grains (ou particules). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques.

4.2.5.2 La porosité secondaire ϕ_2 :

C'est une porosité de cavité produite par dissolutions, ou une porosité de fissure et de fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique. Cette porosité se rencontre le plus souvent dans les roches carbonatées.

4.2.5.3 La Porosité effective ou utile ϕ_U :

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau absorbé et celle liée aux argiles. C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. La porosité effective peut être classée comme suit :

- Faible si : $\phi < 5 \%$.
- Médiocre si : $5\% < \phi < 10\%$.
- Moyenne si : $10\% < \phi < 20\%$.
- Bonne si : $20\% < \phi < 30\%$.
- Excellente si : $\phi > 30\%$.

La porosité effective peut être estimée par l'équation 1.05 après le calcul de la porosité densité corrigée de l'effet d'argile, la porosité sonique corrigée de l'effet d'argile et la porosité neutron corrigée de l'effet d'argile (équation 1.04).

$$\phi_D = \frac{\rho_{lu} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} - V_{Sh} \times \varphi_{Sh}$$

$$\phi_S = \frac{DT_{lu} - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} - V_{Sh} \times \varphi_{Sh} \quad 4.04$$

$$\phi_N = NPHI - V_{Sh} \times \varphi_{Sh}$$

$$\phi_e = \frac{\varphi_S + \varphi_D + \varphi_N}{3} \quad 4.05$$

Avec : ϕ_e la porosité effective ; ϕ_D , ϕ_S et ϕ_N les porosités densité, sonique et neutron respectivement ; V_{Sh} le volume d'argile ; φ_{Sh} la porosité des argiles ; ρ_{lu} la densité ; ρ_{ma} et ρ_f les densités de la matrice et celle du fluide respectivement ; DT_{lu} la lenteur de l'onde P ; DT_{ma} et DT_f les lenteurs de l'onde P dans la matrice et le fluide respectivement.

Les valeurs des logs soniques et densité de la partie matricielle et de la partie fluide sont résumées dans le tableau 4.1.

4.2.5.4 La porosité potentielle :

Elle a exactement la même définition que la porosité connectée avec la condition que la section des canalicules soit supérieur à une limite au-dessous de laquelle les fluides ne peuvent circuler. En effet, elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

4.2.5.5 La porosité résiduelle :

C'est le rapport du volume des pores qui ne communiquent pas entre eux au volume total de l'échantillon. La porosité totale est aussi une somme de la porosité effective et résiduel.

4.2.5.6 La porosité apparente :

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphies observent avant la calibration et la correction, en particulier des effets des argiles qui ont comme on le sait une porosité importante mais non utile.

4.2.6 Saturation en eau :

La saturation en eau est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est désignée par la lettre « S » et puisque c'est un rapport, elle est sans dimension, elle est cependant exprimée en %. On peut distinguer plusieurs types de saturation :

$$S_W = V_W / V_P$$

$$S_{HC} = V_{HC} / V_P \quad 4.06$$

$$S_G = V_G / V_P$$

Avec : S_W : saturation en eau de la zone vierge, S_{HC} : saturation en huile et S_G : saturation en gaz. $S_W + S_{HC} + S_G = 100\%$ et $V_W + V_{HC} + V_G = V_P$, tel que : V_W : Volume de l'eau, V_{HC} : Volume d'Hc, V_G : Volume de gaz, V_P : Volume des pores.

La saturation en eau peut être estimée par la relation d'Archie en utilisant le log de résistivité (équation 1.07).

$$S_w^n = \frac{F \times R_w}{R_t} \quad 4.07$$

Avec S_w la saturation en eau ; R_t la résistivité de la zone vierge (le log R_{T90}) ; R_w la résistivité de l'eau et F le facteur de formation.

4.2.7 Évaluation pétrophysiques :

La plupart des modèles mathématiques utilisés pour l'estimation des paramètres pétrophysiques sont analytiques et développés pour des réservoirs propres dans lequel l'hypothèse de base est que les pores sont remplis d'eau, ce qui n'est pas le cas dans la réalité surtout dans les réservoirs carbonatés. L'utilisation de ces modèles nécessite la calibration par les mesures pétrophysiques des carottes au laboratoire.

Dans cette étude, trois réservoirs sont présents dans la zone d'étude. Le Trias couvre la totalité de la région d'étude, le Dévonien couvre la partie ouest et le Carbonifère couvre la partie nord centrale. L'évaluation pétrophysique a été réalisée au niveau des trois réservoirs utilisant les modèles mathématiques classiques décrits au-dessus pour un réservoir gréseux et suivant le Workflow de la figure 4.1.

La première étape consiste en un contrôle qualité pour s'assurer des bonnes conditions du trou. Cette étape a été basée sur le Bit size et le log Caliper. L'analyse des conditions des trous des puits de la zone de Hassi R'mel ne montre pas la présence des Washout sauf dans quelque puits où la différence entre le Caliper et Bit size dépasse 5 pouces et dans ce cas on n'a pas pris en considération le log densité pour la caractérisation du réservoir.

La deuxième étape est l'estimation du volume d'argile au niveau du réservoir Trias. Puisque cette formation est gréseuse, et ne présente aucune anomalie d'uranium, on a appliqué le modèle standard d'estimation du volume d'argile (Équation 1.01) à partir du log gamma-ray.

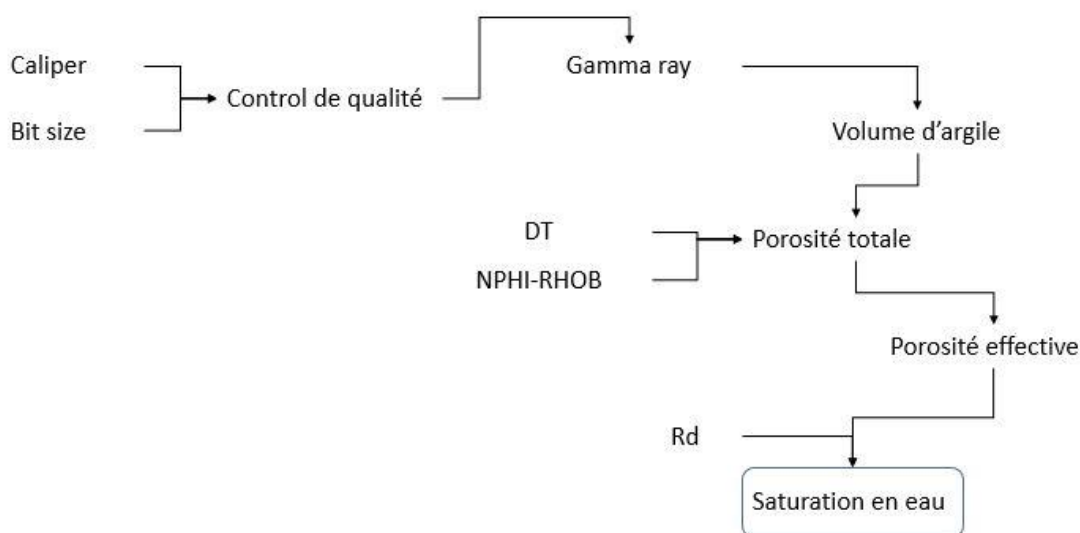


Figure 4.1 : Workflow de la modelisation petrophysique 1D.

La troisième étape est l'estimation de la porosité totale en utilisant les logs DTC (lenteur de l'onde de compression), RHOB (densité) et NPHI (porosité neutron). L'estimation de la porosité a été basée sur la disponibilité des logs densité et porosité neutron et les conditions de trous. Dans le cas de l'absence de l'un des deux logs, on utilise la moyenne entre la porosité calculée à partir du DTC et RHOB ou NPHI. Les paramètres de la matrice et du fluide utilisés pour l'évaluation pétrophysique dans cette étude sont résumés dans le tableau 4.1. La porosité des argiles utilisée pour l'estimation de la porosité effective est d'environ 22 %, et la résistivité des argiles utilisée pour l'estimation de la saturation en eau est de 36 Ω .m.

Tableau 4.1 : Paramètre utilisé pour l'évaluation pétrophysique dans la region du centre de Hassi R'mel.

DTC (us/ft)		GR (fraction)		RHOB (g/cc)	
matrice	Argile	matrice	Argile	matrice	Argile
53	67	22	150	2.65	2.7

La dernière étape est l'estimation de la porosité effective et la saturation en eau en utilisant la loi d'Archi. Un cutoff de 45 % est utilisé pour la saturation en eau dans le réservoir Trias.

Un exemple d'un modèle pétrophysique d'un puits W-1 dans la region de Hassi R'mel est montré dans la figure 4.2. Le Track 1 montre la variation du volume d'argile au niveau du Trias qui se situe à 2143 m de profondeur. Le volume de la matrice peut être calculé en utilisant la différence entre le volume total, le volume d'argile et la porosité totale par la formule suivante :

$$V_{sand} = 1 - V_{sh} - PHI_T \quad 4.08$$

Le Track 2 montre le log composite standard (densité-neutron) pour localiser les poches de gaz (couleur jaune). Le Track 3 et 4 montrent les résultats de l'estimation de la porosité effective et la saturation en eau respectivement. Une porosité effective assez bonne est présente au niveau du Trias qui varie entre 7 et 12 % au niveau du puits W-1.

4.2.8 Présence de la zone anoxique :

La profondeur totale du puits W-1 est de 2872 m. Les logs ont été enregistrés de la surface jusqu'à une profondeur de 2600 m au niveau du Dévonien. La figure 4.3 montre un log composite qui permet de localiser la présence d'une zone anoxique au niveau de ce puits en utilisant les logs de radioactivité naturelle. Le Track 1 montre les variations du gamma ray spectrale (SGR) en rouge et le gamma ray corrigé (CGR) en noire, le Track 2 montre le volume d'argile, le Track 3 montre les variations de la concentration de potassium en bleu et la concentration en uranium en mauve, et le Track 4 montre les variations du rapport thorium-uranium (TURT) en vert et du rapport uranium-potassium (UKRT) en rouge.

L'analyse de ces logs permet d'identifier une zone anoxique au niveau d'une formation gréseuse entre la profondeur 508 m et 517 m. Cette zone est un lieu favorable du développement des activités des bactéries anaérobies et peut contenir des minéraux magnétiques authigéniques tel que de la magnétite. Cette hypothèse ne peut être confirmée que par des analyses minéralogiques des carottes au niveau d'un laboratoire.

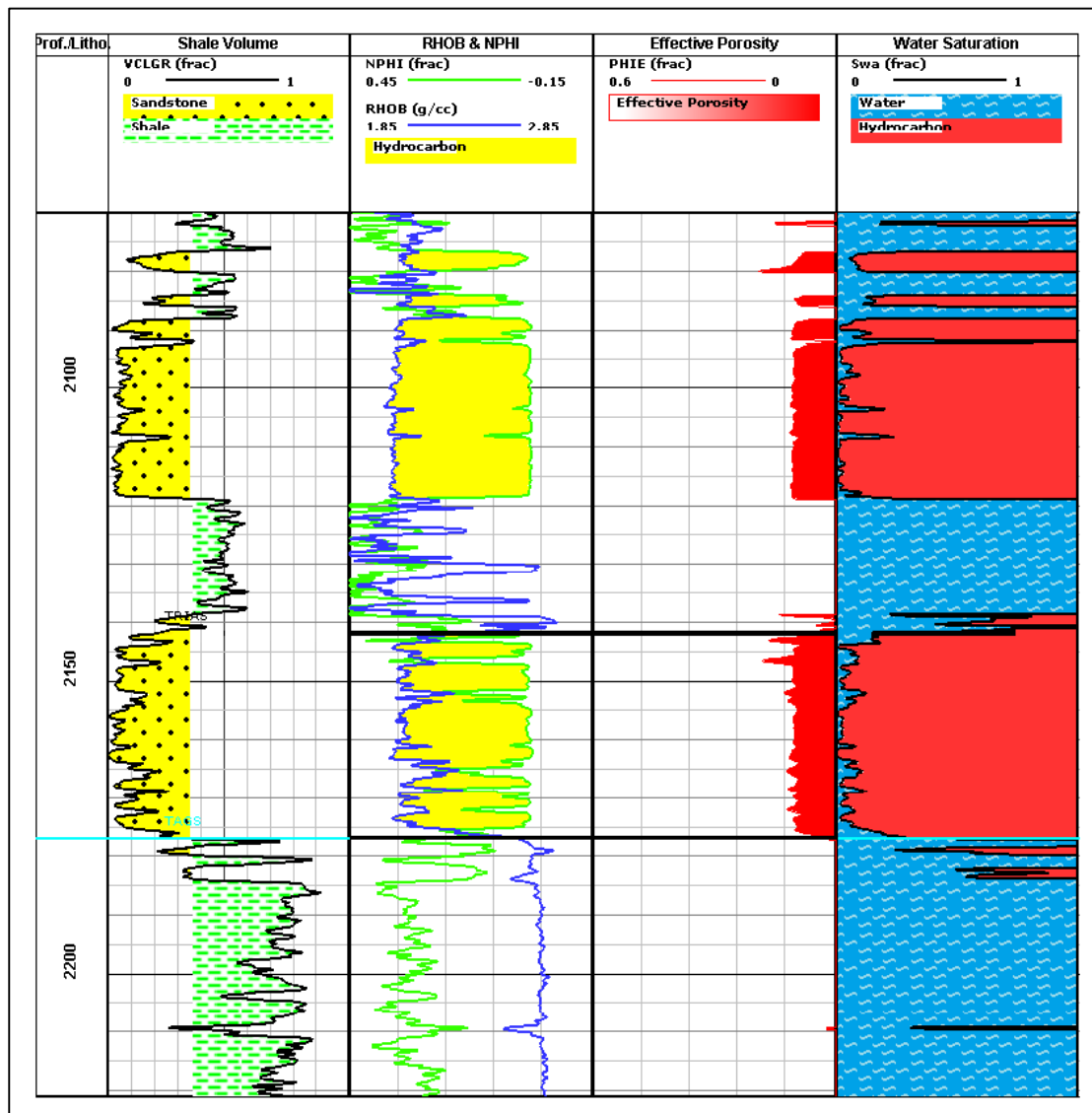


Figure 4.2 : Modèle pétrophysique du puits W-1. Track 01 : Volume d'argile, Track 02 : Composite logs Densité-Neutron, Track 03 : Porosité effective, Track 04 : Saturation en eau.

Un cross plot de concentration de potassium versus concentration de l'uranium coloré avec le gamma ray spectrale comme montré dans la figure 4.4 peut être utilisé pour confirmer la présence d'une zone anoxique. Le cross plot de cette figure montre la variation des deux concentrations en pourcentage et en ppm entre la profondeur 200 m et la profondeur 1200 m. Une anomalie peut être identifié lorsqu'on utilise le troisième attribut (SGR), qui montre une zone de diminution de concentration de potassium (inférieur à 0.5 %) accompagné par une augmentation en uranium (supérieur à 1.3 ppm) pour le même rang de SGR. La projection de ces points anomaux dans le log composite du puits W-1 corrèle bien avec la zone anoxique identifiée par l'utilisation des logs de la radioactivité naturelle.

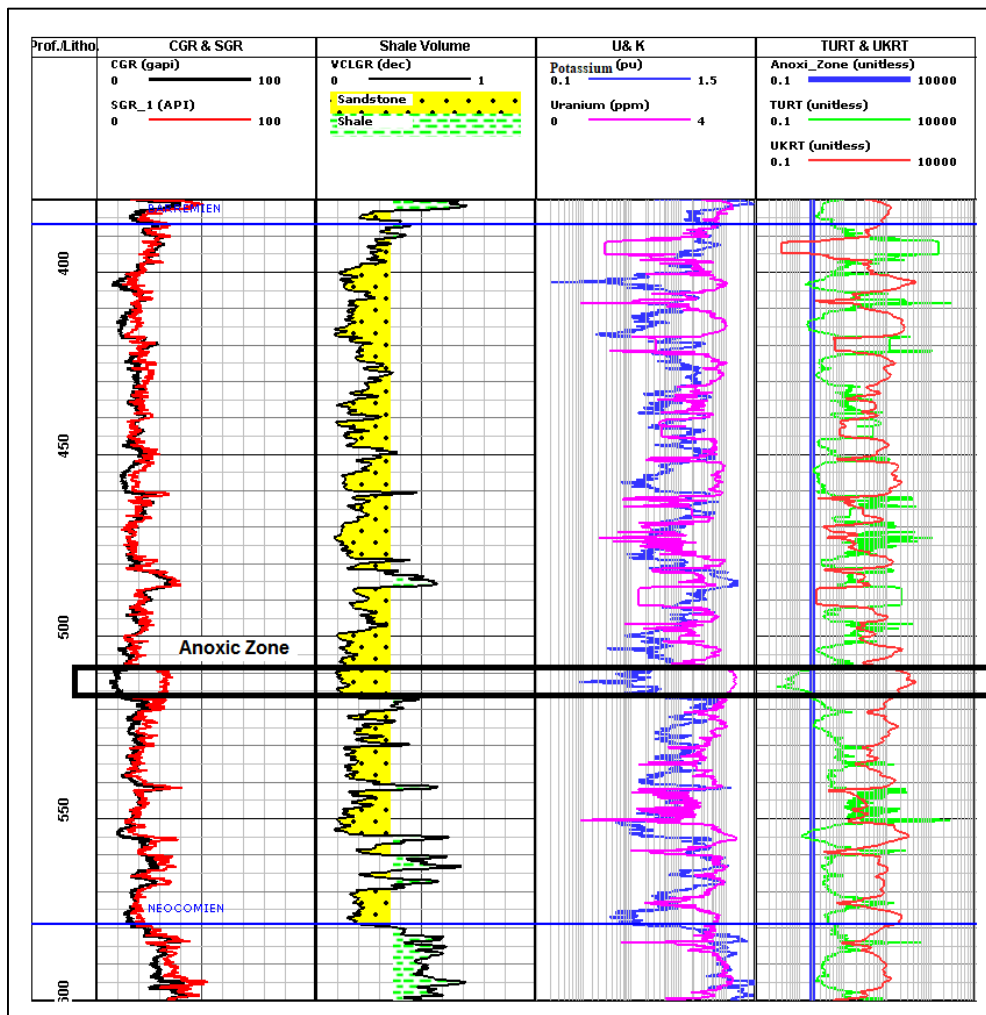


Figure 4.3 : Log composite du puits W-1 dans la zone proche de la surface. Track 01 : Gamma-ray spectrale SGR et gamma-ray corrigé CGR, Track 02 : Volume d'argile, Track 03 : Potassium et uranium, Track 04 : Rapport thorium-uranium et uranium-potassium.

4.2.9 Correlation gamma ray :

La radioactivité des roches est utilisée depuis de nombreuses années pour aider à dériver les lithologies et la separation entre les bancs d'argile et celle des grés. Les matières radioactives naturelles comprennent les éléments uranium, thorium, potassium, radium et radon, ainsi que les minéraux qui les contiennent. Il n'y a généralement pas de lien fondamental entre les différents types de roches et l'intensité des rayons gamma mesurée, mais il existe une forte corrélation générale entre la teneur en isotopes radioactifs et la minéralogie. Des outils de diagrapies ont été développés pour lire les rayons gamma émis par ces éléments et interpréter la lithologie à partir des informations collectées.

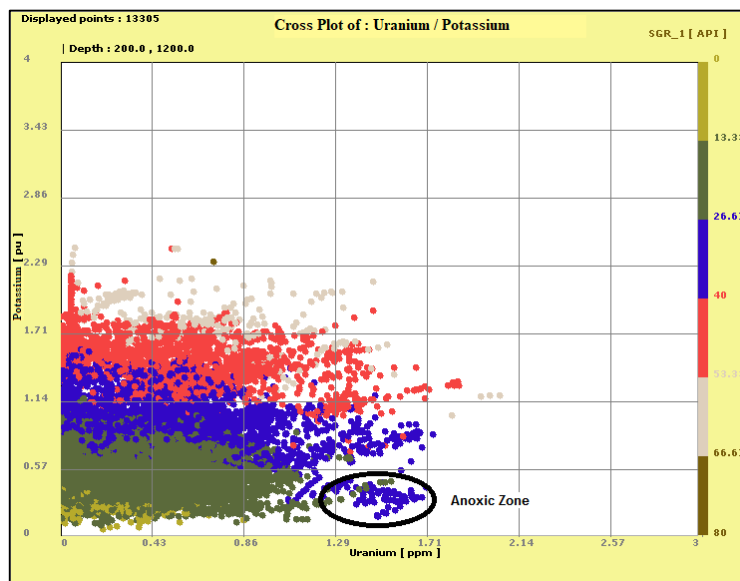


Figure 4.4 : Cross plot potassium (%) versus uranium (ppm) coloré par le gamma ray spectrale (API).

Dans cette étude, la corrélation gamma ray a été utilisée pour analyser l'évolution et la préservation de l'épaisseur du Trias dans la région de Hassi R'mel. Pour une analyse approfondie, il est mieux d'utiliser le log composite gamma ray et sonique, mais dans cette étude nous nous limitons à l'utilisation du log gamma ray. La figure 4.5 représente la corrélation gamma ray de l'ouest vers l'est entre le top du Trias et la discordance hercinienne ; le Track 1 représente un puits dans le champ de Meskar ; le Track 2 représente un puits dans le champ de Hassi R'mel sud ; le Track 3 représente un puits dans le champ de Bousbaa ; le Track 4 représente un puits dans le champ de Hassi R'mel centre et le Track 5 représente un puits dans l'extrême Est de l'anneau d'huile de Hassi R'mel. On remarque que l'épaisseur du réservoir triassique augmente partiellement en allant vers l'est, avec un changement total de la réponse du log gamma ray surtout dans le cinquième puits. Ce changement peut être dû à un mode de dépôt du Trias différent par rapport à l'ouest.

4.2.10 Caractérisation du réservoir :

La caractérisation du réservoir est la discipline centrée sur la compréhension des mécanismes physiques du réservoir. Elle s'applique dès les premières étapes du développement du champ, et se poursuit jusqu'à l'arrêt de la production.

La caractérisation du réservoir est basée sur le modèle développé lors de la délimitation du gisement et correspond à la synthèse de toutes les données disponibles. Le modèle de réservoir se divise en deux parties :

- Le modèle statique qui décrit les propriétés du réservoir à l'équilibre (à un instant donné). Le modèle statique synthétise les informations provenant des différents types de données (puits, sismiques, carottes). Dans cette étude un modèle statistique des paramètres pétrophysiques du réservoir a été créé afin

d'identifier la présence ou l'absence des hydrocarbures avec un minimum d'incertitude.

- Le modèle dynamique qui vise à reproduire le déplacement des fluides à travers le réservoir et la courbe de production (calage d'historique de production).

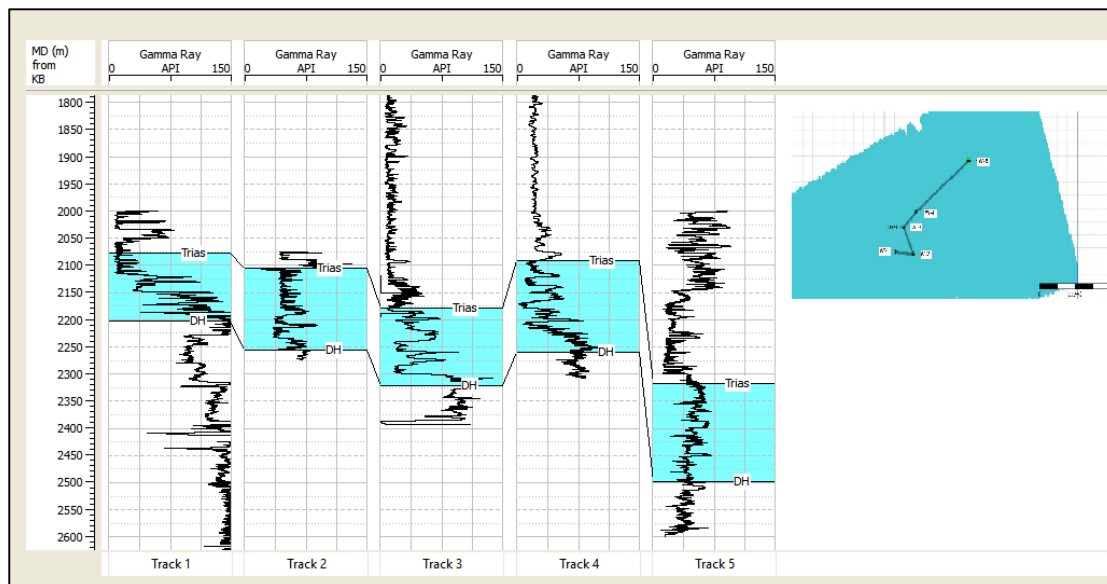


Figure 4.5 : Corrélation gamma ray OSO-ENE dans la région de Hassi R'mel.

La construction du modèle d'un réservoir se fait généralement en trois étapes :

La construction du modèle structural : La trame géométrique du réservoir est obtenue par l'interprétation des données sismiques, en terme d'histoire dépositionnelle et tectonique, croisée avec l'interprétation des puits, sur le positionnement des unités stratigraphiques. Le modèle structural nous donne l'enveloppe, l'extension du réservoir, les objets géologiques présents, ainsi que les extensions des failles et les contacts entre les fluides (eau, huile, gaz). Pour l'obtenir, on procède au pointé des horizons et des failles sur un volume sismique 3D ou les lignes sismiques 2D. On obtient alors des cartes définissant une surface tridimensionnelle dans l'espace. Ces données surfaciques nous donnent une première visualisation du réservoir. Dans cette étude, une combinaison entre les profils sismiques 2D et les volumes 3D a été utilisé dans l'interprétation structurale des données sismique. Dans les zones ou on ne dispose pas de couverture sismique, on a interpolé les données entre les profils sismiques.

La construction de la grille réservoir : Le modèle de réservoir peut être discrétisé en une grille composée de blocs élémentaires. La grille réservoir est un maillage tridimensionnel ou bidimensionnel complexe, défini généralement en profondeur et dont chaque cellule est renseignée par les propriétés qui nous intéressent, à savoir les propriétés pétrophysique et pétro-élastiques. Les couches de la grille réservoir suivent les couches géologiques.

Dans cette étude une grille de 9600 cellule a été réalisée afin de localiser avec le maximum de précision la présence et l'absence des accumulations d'huile et de gaz. Les cellules sont carrées avec une dimension de 2.5 x 2.5 km. La figure 4.6 montre le résultat du maillage de la région d'étude.

Le remplissage du modèle réservoir : Il existe deux approches principales pour remplir le réservoir de propriétés pétrophysiques. La première consiste à définir un modèle de faciès dans la grille réservoir. Ce modèle exprime l'historique dépositionnelle en termes de lithologie. À partir des relations établies entre faciès et pétrophysique au niveau des puits, les propriétés réservoirs (perméabilité, porosité, saturation, etc....) sont attribuées à chaque faciès en fonction de sa position dans le réservoir (relations basées sur la profondeur, l'unité géologique...). La deuxième approche consiste à intégrer dans le réservoir l'information issue d'une inversion sismique en étudiant les relations de la physique de roche et les attributs de l'inversion. Dans cette étude on a utilisé la deuxième approche.

Quelle que soit l'approche utilisée, le modèle réservoir doit être continuellement remis en cause, pour chaque nouvelle donnée acquise et à intégrer au modèle. Cette mise à jour est difficile à mettre en place, conséquence de la complexité des phénomènes physiques qui s'appliquent aux réservoirs.

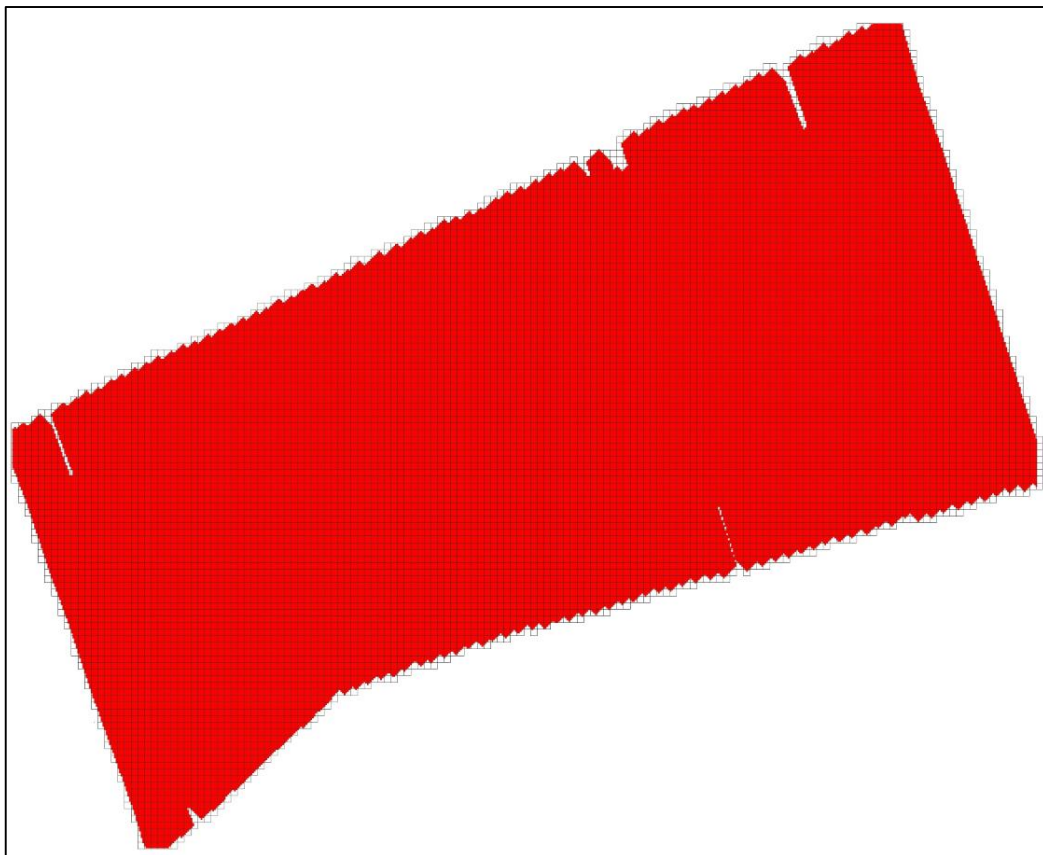


Figure 4.6 : Grille de la zone d'étude.

La figure 4.7 montre les résultats de la modélisation pétrophysique dans le pourtour de Hassi R'mel et les puits de contrôle utilisés pour le control de qualité des résultats finaux de cette étude. Les champs de gaz de Hassi R'mel centre, Hassi R'mel sud, Bousbaa, Meskar, Mehaiguene, et Dj Bissa sont montrés avec la couleur jaune. Les champs d'huile de Belktaif, Borj Nili, Oued Noumer, Ait Kheir, Zelfana, Sidi Mezrich et Djorf sont montrés avec la couleur verte. Les puits de contrôle à hydrocarbures sont montrés avec un triangle vert dont le nombre total est 13 puits. Les puits de contrôle sec (absence d'hydrocarbures) sont montrés avec un cercle rouge dont le nombre total est 12 puits.

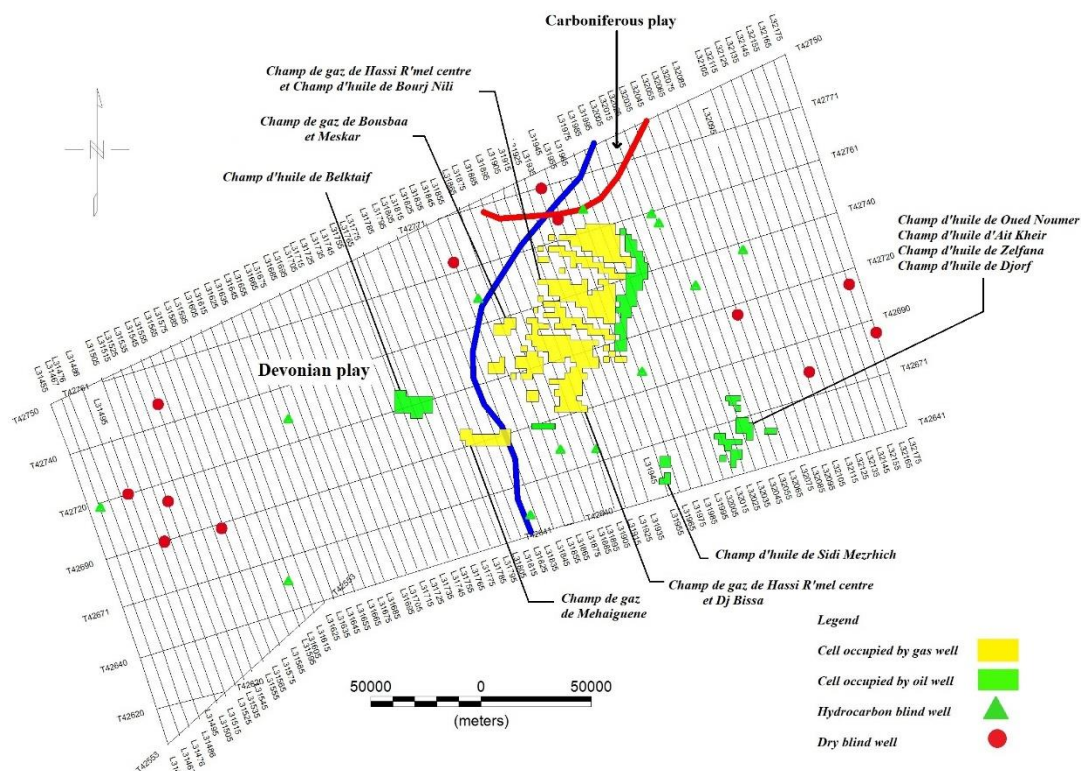


Figure 4.7 : Carte de la distribution des puits d'hydrocarbures.

4.3 Données aérogéophysiques brutes :

Les données aérogéophysiques brutes sont en format multiplexés. Donc une opération de démultiplexage est nécessaire afin de rendre les données exploitables. Le nom des fichiers de données brutes est compose comme suit :

- Deux caractères pour le nom de la région.
- Deux chiffres qui indiquent le numéro de la zone UTM.
- Un chiffre pour le numéro de segment.

Par exemple : TN301 = région Triasique nord, zone UTM 30, segment 1.

Chaque fichier comprend l'enregistrement des données magnétiques et spectrométriques, et l'entête de chaque ligne de vol comprend les informations d'enregistrement suivantes :

- 1 Numéro de la ligne.
- 2 Nombre de points de données de chaque ligne.
- 3 Fiduciel de début de la ligne.
- 4 Heure début (heur : minute : second).
- 5 Heure fin (heur : minute : second).
- 6 Azimut (degrés).
- 7 Numéro du vol.
- 8 Date (jour / mois / année).
- 9 Coordonnée de départ X0 (UTM, en dizaines de mètres).
- 10 Coordonnée de départ Y0 (UTM, en dizaines de mètres).

Viennent ensuite les six canaux de données :

- A Champ magnétique total (nT x 50).
- B Compte radiométrique total (en c/s).
- C Multiplex.
- D Compte du canal du thorium (en c/s).
- E Compte du canal de l'uranium (en c/s).
- F Compte du canal du potassium (en c/s).

Tableau 4.2 : Exemple de mesures aérogéophysiques brutes, extraites du fichier TB30_1 (Triasique centre B, zone UTM 30 Nord, Segment 1).

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31455	3194	79006	11:29:00	12:06:00	340	62	30/04/71	58074	378424
A	B	C	D	E	F				
1696932	128	430	8	8	33				
1696938	128	32000	10	11	13				
1696937	128	445	1	5	28				
1696940	128	-31998	3	8	29				
1696942	128	440	8	10	17				
1696940	128	0	5	8	18				
1696941	128	435	8	5	15				
...				
...				

Les valeurs provenant des capteurs (magnétomètre et spectromètre) sont enregistrées pour chaque point de mesure. Ces mesures se rapportent à la position (x, y, z) sont multiplexées dans le troisième canal (Tableau 4.2). Les coordonnées x et y relatifs, exprimés en mètres, sont pris en compte à chaque dixième de point de données,

et les valeurs de l'altimètre radar (en pieds) sont fixées tous les deux points. Les valeurs absolues de x et de y s'obtiennent en ajoutant aux valeurs de x_0 et y_0 (champs 9 et 10 des données relatives à la ligne de vol) les valeurs relatives de x et y calculées par interpolation le long de la ligne.

Pour chaque ligne de vol douze canaux ont été produits comme suit :

- Canal des coordonnées x : calculés à partir de l'interpolation linéaire toutes les dix mesures en y ajoutant la valeur de x_0 .
- Canal des coordonnées y : calculés à partir de l'interpolation linéaire toutes les dix mesures en y ajoutant la valeur de y_0 .
- Altitude radar : calculé par l'interpolation linéaire entre chaque deux point.
- Champ magnétique brute converti en nT (nano Tesla) en le divisant par 50.
- Comptage total radiométrique en coups pas seconde (cps)
- Canal de comptage de l'uranium en coups pas seconde (cps).
- Canal de comptage du thorium en coups pas seconde (cps)
- Canal de comptage du potassium en coups pas seconde (cps)
- Le numéro de vol
- Le fiduciel : calculé à partir du fiduciel initial de la première mesure.
- La date du vol.
- L'heur de l'enregistrement calculé à partir de l'heure du premier enregistrement.

Après l'opération de démultiplexage, les données aérogéophysiques deviennent prêtes à l'exploitation. La figure 4.8 représente la base de données créée après l'opération de démultiplexage. La première colonne représente le nom de l'attribut, la deuxième colonne représente le type de l'attribut, la troisième et la quatrième colonne représente l'unité de l'attribut et l'unité du domaine respectivement, la cinquième colonne représente le type des mesures (au niveau de puits ou des mesures de surface) dans notre cas les mesures sont aéroportées, la sixième colonne représente la source des données qui est le nom du fichier dans notre cas.

Les parties endommagées dans les bandes magnétiques sont traduites par des valeurs nulles dans les fichiers de données numériques. Pour un bon traitement des données magnétiques et radiométriques, les valeurs nulles, sont supprimées et remplacées par la valeur -999.25 (*Null value*) qui indique la présence d'une case vide. Le contrôle qualité des fichiers numériques des données brutes montre un nombre très limité de valeurs vides comparativement à l'ensemble de la masse des données. Ces valeurs vides sur le canal magnétique et même sur les canaux radiométriques sont pour la plupart concentrées vers la fin de certains profils.

	Name	Type	Amplitude Units	Domain Units	Measured From	Source	Original
1	Y	Y	m	m	Surface	TN301	Y
2	X	X	m	m	Surface	TN301	X
3	Magnetic	Magnetic	nT	m	Surface	TN301	Mag
4	Total Count	TC	cps	m	Surface	TN301	CT
5	Uranium	U	cps	m	Surface	TN301	U
6	Potassium	K	cps	m	Surface	TN301	K
7	Thorium	TH	cps	m	Surface	TN301	TH
8	Altitude Radar	Altitude	m	m	Surface	TN301	Alt
9	Flight number	Number	unitless	m	Surface	TN301	FN
10	Fiducial	Fid	unitless	m	Surface	TN301	Fid
11	Date	Date	unitless	m	Surface	TN301	Date
12	Time	Time	unitless	m	Surface	TN301	Time

Figure 4.8 : Base de données aérogéophysiques.

Étant donné que le champ magnétique varie d'une manière régulière, ceci nous permet d'estimer les valeurs par un calcul d'interpolation. Par contre, les données spectrométriques varient d'une manière irrégulière, ce qui impose plus de prudence dans l'estimation des valeurs vides des canaux radiométriques.

L'analyse préliminaire des données montre l'existence de certains points anormaux, qui sont des points aberrants ou des mesures négatives aléatoirement distribués que ce soit dans le canal magnétique ou bien dans les canaux radiométriques enregistrés. Ce phénomène est un problème commun dans toutes les disciplines de la géophysique à savoir la sismique, les diagraphies etc..., et il est lié aux erreurs d'enregistrement (erreurs instrumentales). Ces valeurs affectent le traitement des données par la production d'anomalies fictives qui peuvent fausser l'interprétation. Pour corriger ce problème, nous avons supprimé ces valeurs erronées par l'édition des données.

Après la suppression des valeurs aberrantes, nous avons fusionnés les 10 fichiers dans un seul fichier numérique. On note que les coordonnées des données des fichiers en question se rapportent à différentes zones UTM, à savoir : zone 31N, zone 32 N et zone 30 N. Pour éviter le problème de superposition des coordonnées des points de mesure appartenant à des zones UTM différentes, nous avons calculé toutes les coordonnées dans un même system unifié et converti en coordonnées géographiques (Longitude et Latitude).

A partir du fichier global obtenu qui regroupe l'ensemble des données aérogéophysiques de la province triasique, nous avons extrait uniquement les données se rapportant au pourtour de Hassi R'mel. Le fichier utilisé dans cette étude contient 1.468.951 points de mesure (Figure 4.9) distribués comme suit : 382 lignes de vol et 76 lignes de traverse.

La région de Hassi R'mel objet de la présente étude occupe une superficie de 60,000 km². Elle a été survolée suivant des lignes orientées N160° avec une distance d'interligne de 5 km. Les lignes de traverse sont orientées perpendiculairement aux lignes de vol (N70°) avec une distance d'interligne de 25 km. Le plan de vol au-dessus de la région de Hassi R'mel est représenté dans la figure 4.7. La distance totale survolée est de 13980 Km linéaire avec une altitude moyenne de vol de 150 m par rapport à la surface du sol. La carte du plan de vol, montre dans l'ensemble une assez bonne conformité des paramètres des trajectoires préétablies. La distance entre les lignes de traverses ainsi que leurs directions ont été globalement respectés.

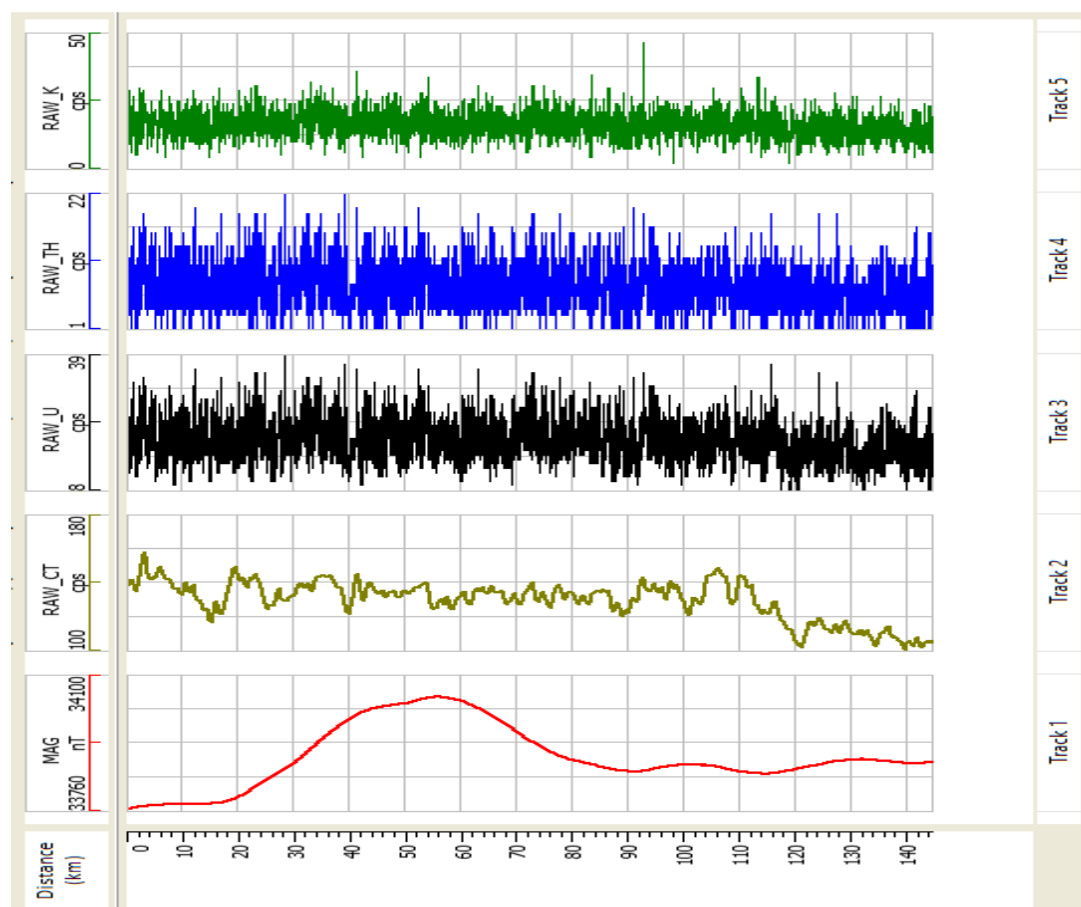


Figure 4.9 : Données aérogéophysiques brutes de la ligne de vol L31775. Track 01 : Donnée magnétique, Track 02 : Comptage radiométrique total, Track 03 : Uranium brute, Track 04 : Thorium brute, Track 05 : Potassium brute.

Les figures 4.9, 4.10 et 4.11 représentent les données aéromagnétiques et aérospectrométriques brute des lignes de vol L31775, L31845 et L31915 respectivement. Leurs longueurs respectives ainsi que le nombre de mesures de chacune des lignes sont comme suit : 144.7 km avec 3109 mesures pour la ligne L31775 ; 150.6 km avec 3251 mesures pour la ligne L31845 et 156.1 km avec 3343 mesures pour la ligne L31915. Le track 1 (en rouge) de chacune des figures représente les variations du champ magnétique brut qui oscillent entre 33765 nT et 34051 nT pour la ligne L31775 ;

entre 33792 nT et 33997 nT pour la ligne L31845 et entre 33818 et 33972 nT pour la ligne L31915. Le track 2 (en vert) de chacune des figures représente les variations du comptage radiométrique total qui oscillent entre 101 et 159 cps pour la ligne L31775 ; entre 122 et 191 cps pour la ligne L31845 et entre 101 et 184 cps pour la ligne L31915. Le track 3 (en noir) de chacune des figures représente les variations du comptage de l'uranium qui oscillent entre 1 et 39 cps pour la ligne L31775 ; entre 1 et 45 cps pour la ligne L31845 et entre 1 et 38 cps pour la ligne L31915. Le track 4 (en bleu) de chacune des figures représente les variations du comptage du thorium qui oscillent entre 1 et 24 cps pour la ligne L31775 ; entre 1 et 29 cps pour la ligne L31845 et entre 1 et 22 cps pour la ligne L31915. Le track 5 (en vert) de chacune des figures représente les variations du comptage de potassium qui oscillent entre 1 et 47 cps pour la ligne L31775 ; entre 1 et 37 cps pour la ligne L31845 et entre 1 et 42 cps pour la ligne L31915.

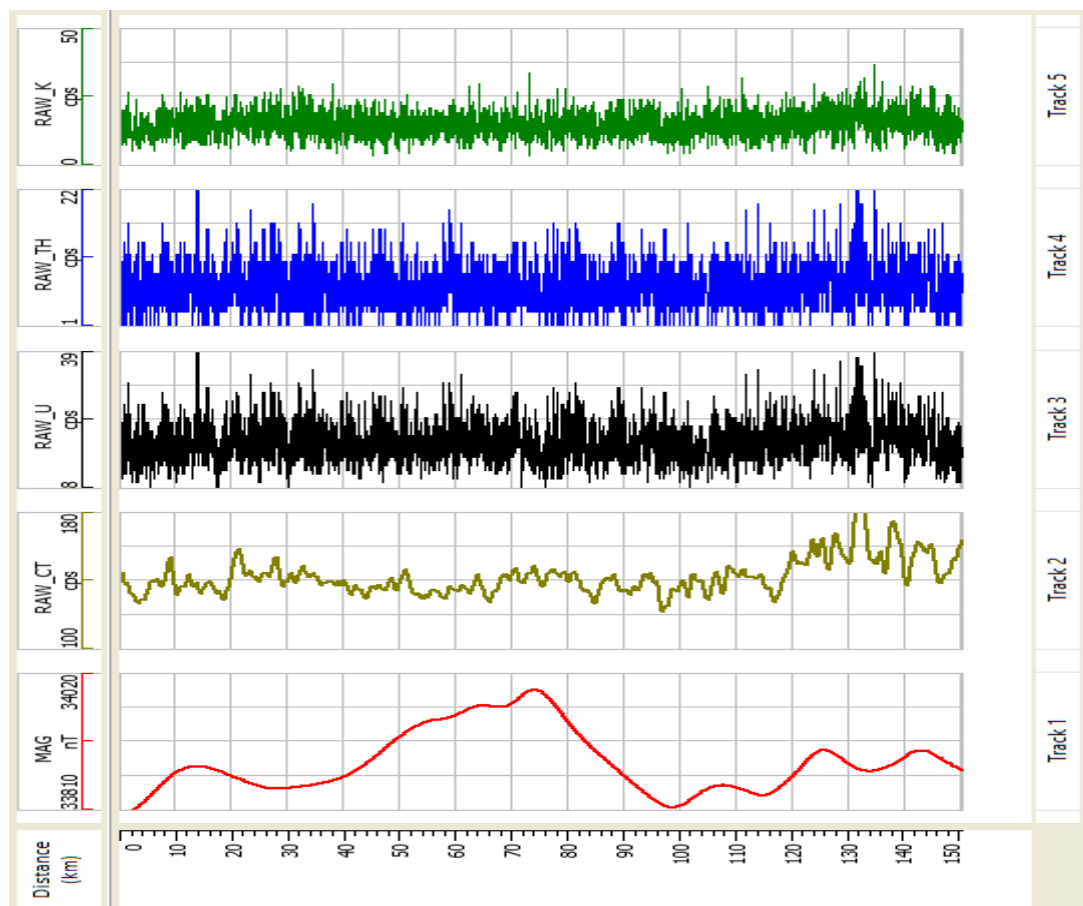


Figure 4.10 : Données aérogéophysiques brutes de la ligne de vol L319845. Track 01 : Donnée magnétique, Track 02 : Comptage radiométrique total, Track 03 : Uranium brute, Track 04 : Thorium brute, Track 05 : Potassium brute.

La figure 4.12 représente les variations du champ magnétique brute dans la région de Hassi R'mel. Selon Allek (2005), il a été procédé à la soustraction du gradient magnétique régional déterminé à partir du modèle IGRF calculé au 8ème ordre. Or le tracé de la carte des données du champ magnétique oscille autour d'une valeur moyenne

de 33 860 nT (Fig.4.13). Il est évident que ces valeurs ne peuvent pas, naturellement, correspondre aux valeurs du champ d'anomalies magnétiques, ni d'ailleurs au champ normal ou principal qui lui oscille entre 40000 nT et 41600 nT dans cette région. Ces données correspondent aux mesures, desquelles on avait soustrait l'IGRF (précisément l'IGRF65) et rajouté une valeur constante qui pourrait être probablement de l'ordre de 33800 nT.

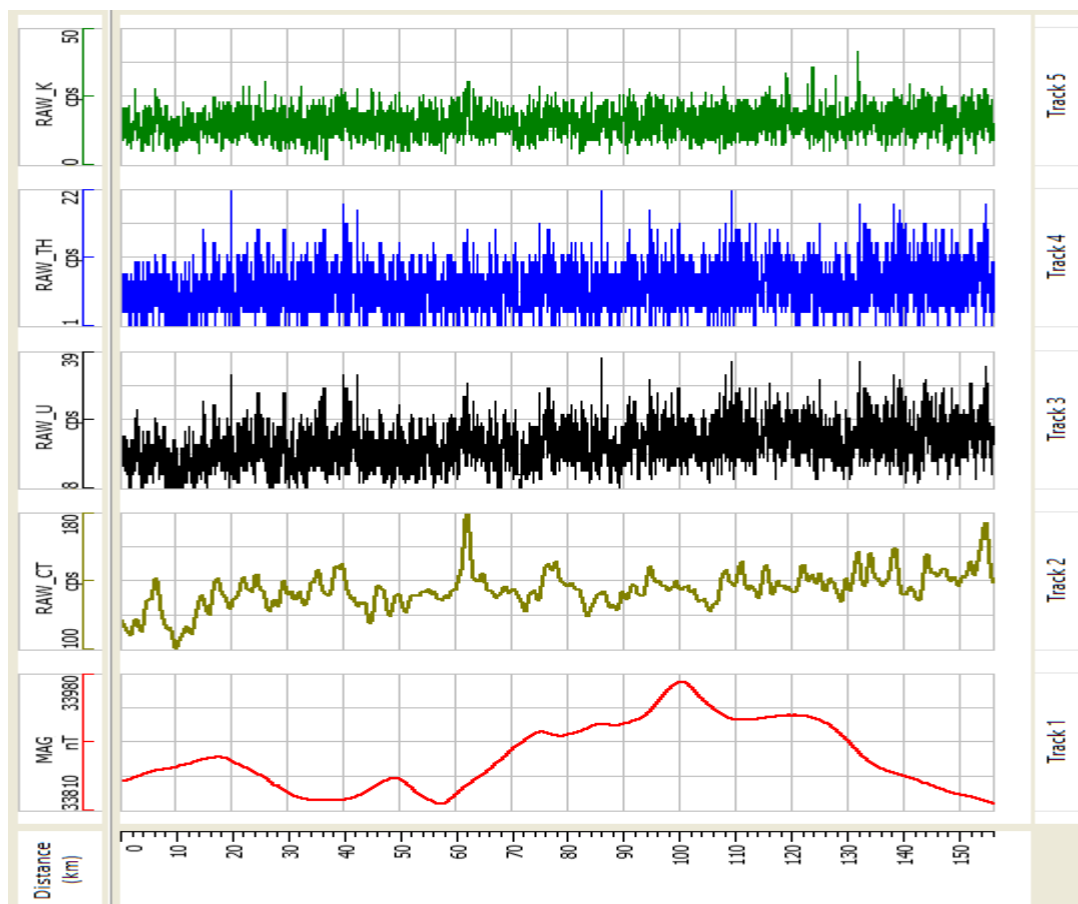


Figure 4.11 : Données aérogéophysiques brutes de la ligne de vol L31915. Track 01 : Donnée magnétique, Track 02 : Comptage spectrométrique total, Track 03 : Uranium brute, Track 04 : Thorium brute, Track 05 : Potassium brute.

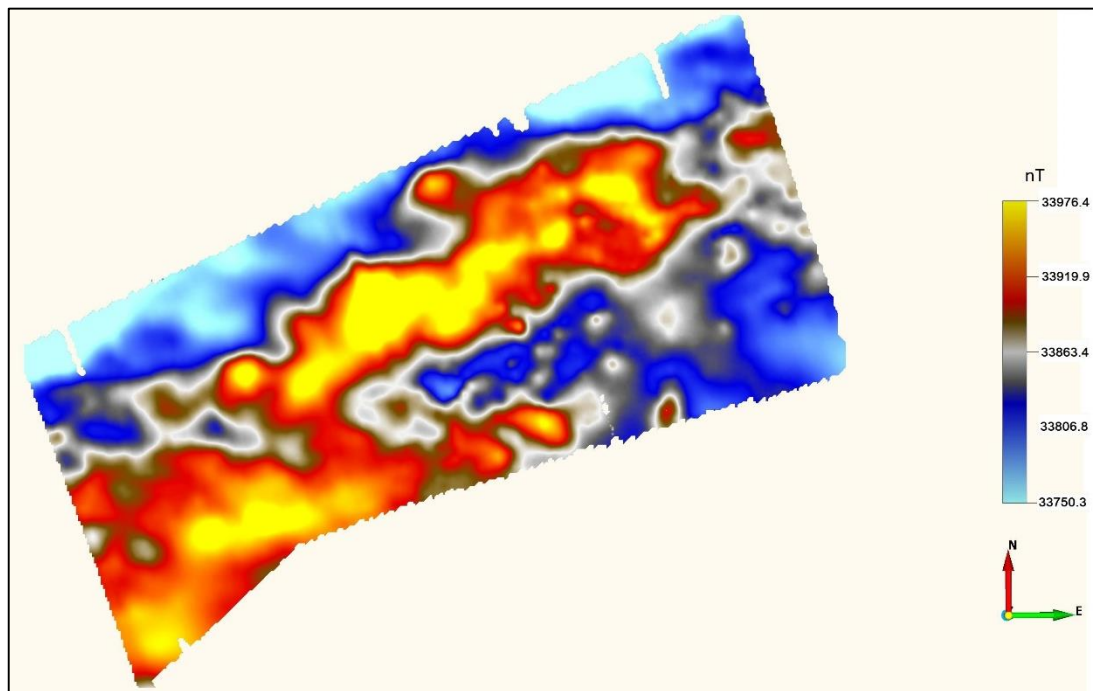


Figure 4.12 : Carte du champ magnétique brute du pourtour de Hassi R'mel.

4.4 Modèle d'altitude barométrique :

Dans cette étude, les altitudes topographiques ont été obtenues à partir des fichiers SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) qui fait référence à des fichiers matriciels et vectoriels topographiques fournis par deux agences américaines : la NASA et la NGA. Ces données altimétriques ont été recueillies au cours d'une mission de onze jours en février 2000 par la navette spatiale Endeavour (STS-99) à une altitude de 233 km en utilisant l'interférométrie radar.

Cette campagne d'observation a permis d'établir des modèles numériques de terrain (MNT – en anglais : DTM = Digital Terrain Model) pour près de 80 % de la terre s'étendant de 56° de latitude Sud à 60° de latitude Nord. D'autres données sont également mises à la disposition du public (les données radar brutes et les données générées à partir des MNT).

Parmi les MNT on distingue trois types de fichiers :

- SRTM1 : résolution d'une seconde d'arc (31 m à l'équateur), couvre uniquement les États-Unis d'Amérique et ses dépendances.
- SRTM3 : résolution de trois secondes d'arc (93 m à l'Équateur), couverture mondiale.
- SRTM30 : résolution de 30 secondes d'arc (926 m à l'Équateur), couverture mondiale, sorte de mise à jour du format GTOPO30.

Les MNT sont des images matricielles binaires d'entiers codés sur 16 bits. Ils peuvent avoir l'extension. hgt (SRTM1 et 3) ou .dem (SRTM30).

Chaque MNT (SRTM1 et SRTM3) couvre une zone d'un degré d'arc de côté utilisant les coordonnées géographiques suivant le système géodésique World Geodetic System 84 (WGS84). Pour les MNT, chaque ligne contenant un nombre égal de points (3601x3601 points pour les SRTM1, 1201x1201 pour les SRTM3), leur ouverture dans un logiciel SIG se présentera sous la forme d'une carte rectangulaire aux proportions déformées et ce sera ce logiciel qui se chargera par opération mathématique de lui appliquer une projection cartographique adaptée à l'utilisation que l'on veut en faire.

Après le chargement des données SRTM3 et l'échantillonnage de ces données dans les points de mesures aérogéophysiques (Figure 4.13), le calcul de l'altitude barométrique a été effectué par la sommation de l'altitude radar et l'altitude topographique.

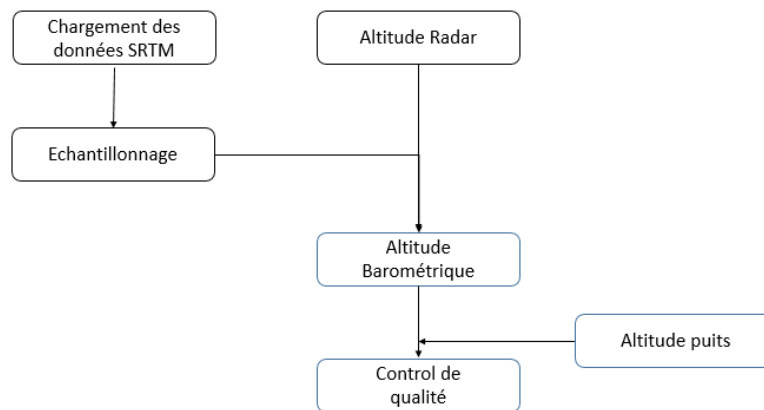


Figure 4.13 : Workflow du calcul de l'altitude barométrique.

Les figures 4.14, 4.15 et 4.16 représentent les résultats du calcul des altitudes barométriques des lignes de vol L31775, L31865 et L31965 respectivement. Le track 1 (en noir) de chacune des figures représente les variations de l'altitude barométrique qui varie entre 658 m et 981 m pour la ligne L31775 ; entre 645 m et 965 m pour la ligne L31865 et entre 597 m et 883 m pour la ligne L31965. Le track 2 (en vert) de chacune des figures représente les variations de l'altitude topographique qui varie entre 523 m et 777 m pour la ligne L31775 ; entre 503 m et 775 m pour la ligne L31865 et entre 453 m et 657 m pour la ligne L31965. Le track 3 (en bleu) de chacune des figures représente les variations de l'altitude de vol qui varie entre 108 m et 175 m pour la ligne L31775 ; entre 114 m et 191 m pour la ligne L31865 et entre 107 m et 229 m cps pour la ligne L31965.

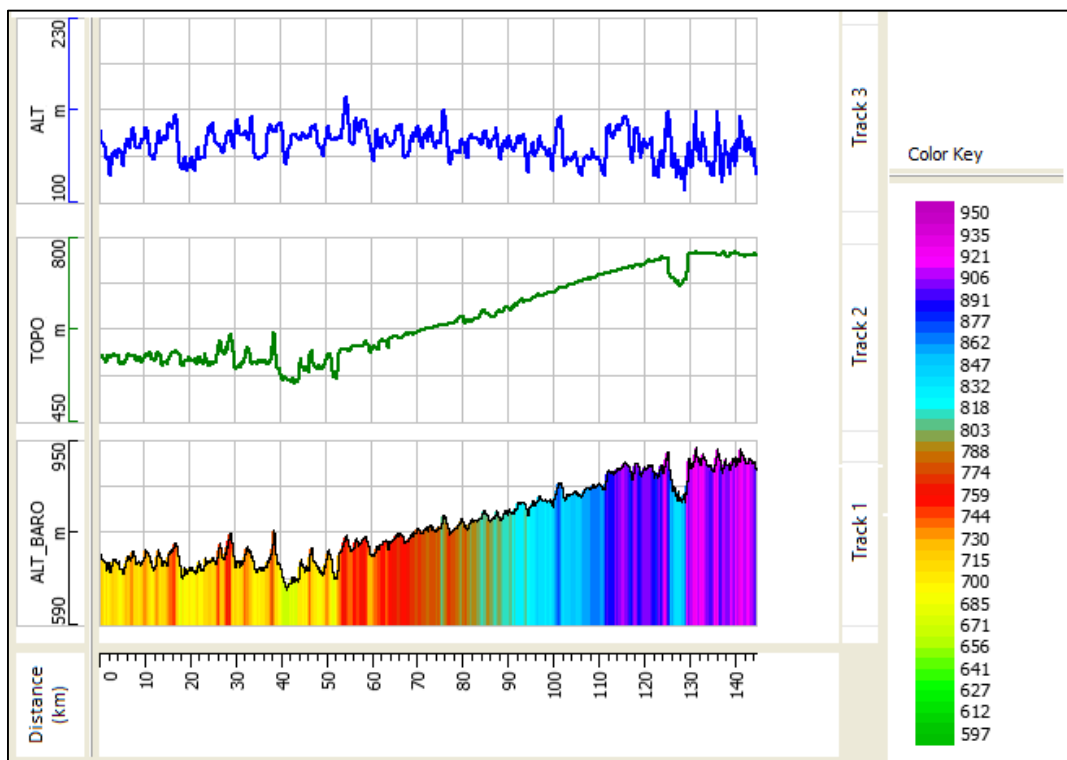


Figure 4.14 : Altitude de vol, altitude topographique et altitude barométrique de la ligne de vol L31775.

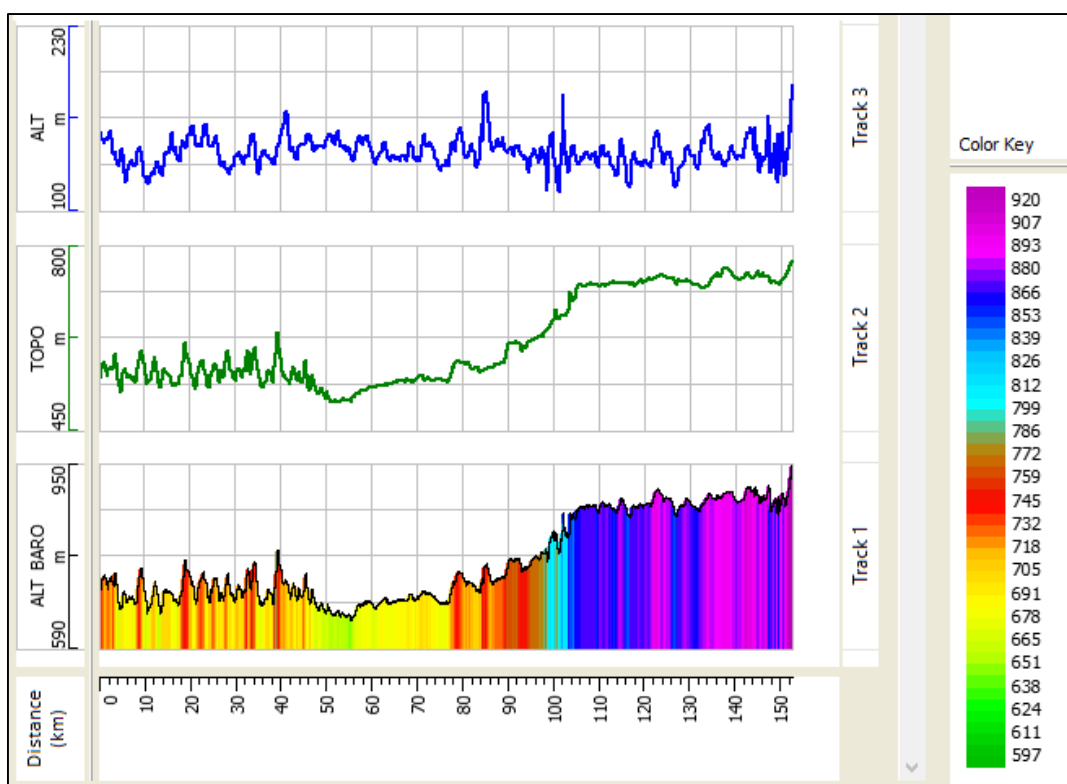


Figure 4.15 : Altitude de vol, altitude topographique et altitude barométrique de la ligne de vol L31865.

Contrôle qualité :

Après le calcul de l'altitude barométrique, on a effectué un contrôle qualité pour vérifier la fiabilité des données altimétriques qu'on va utiliser pour la correction des données spectrométriques. Dans ce but, on a utilisé les altitudes topographiques mesurées sur terrain de 25 puits forés dans la région de Hassi R'mel centre. Un cross plot entre les altitudes des puits et les altitudes topographiques du modèle SRTM3 a été réalisé afin d'évaluer quantitativement la fiabilité du modèle numérique de terrain (Figure 4.17). La différence minimum entre les données du modèle SRTM3 et les données des puits est de -20.64 m, alors que la différence maximale est de 22.96 m (Figure 4.18).

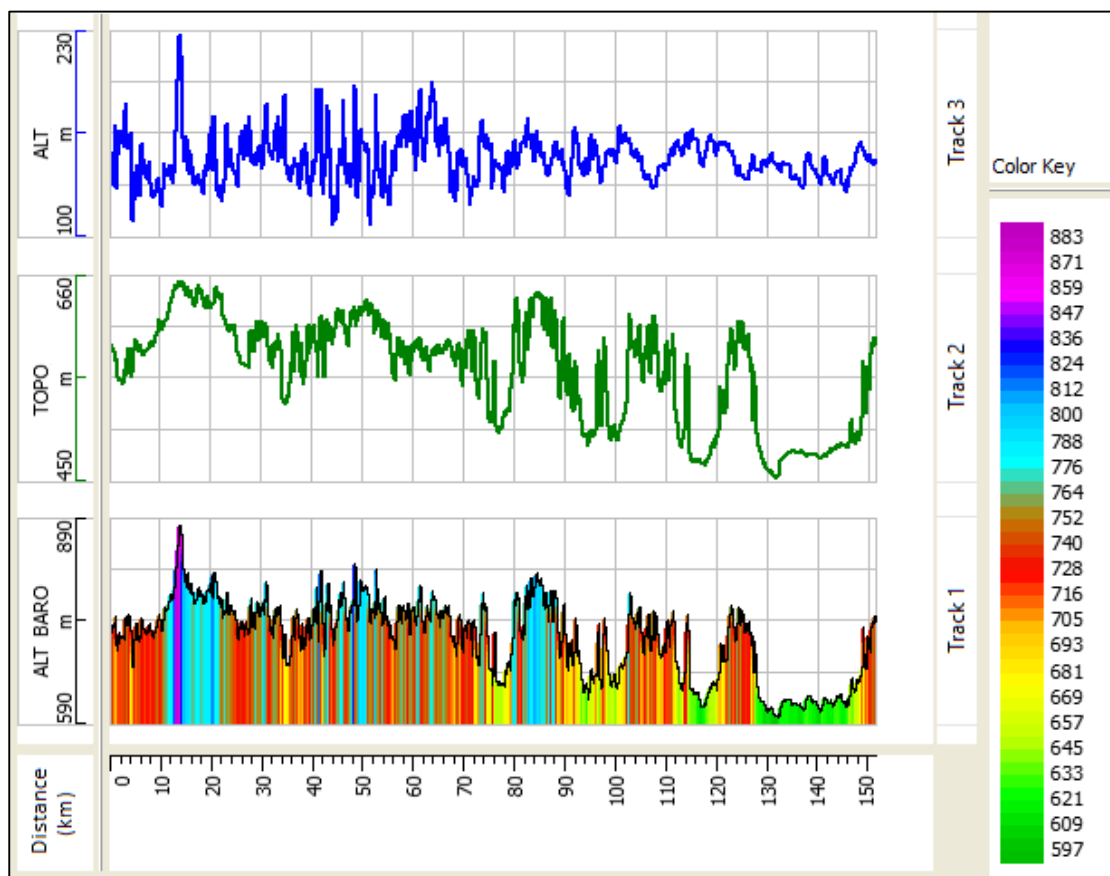


Figure 4.16 : Altitude de vol, altitude topographique et altitude barométrique de la ligne de vol L31965.

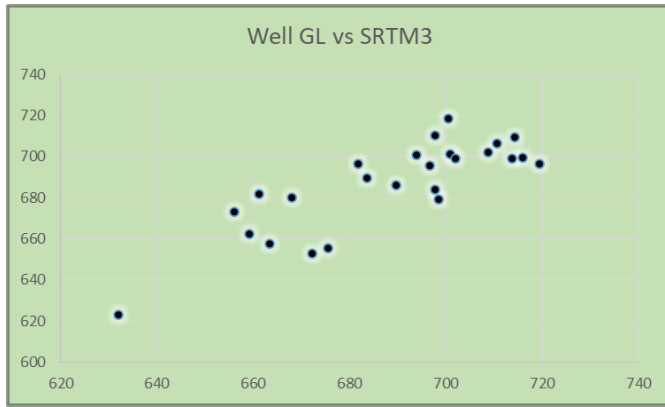


Figure 4.17 : Altitudes topographiques des puits déterminées du modèle SRTM versus altitudes des puits obtenues sur terrain

- En abscisse : les altitudes déterminées sur terrain
- En ordonnée : les altitudes déduites de SRTM

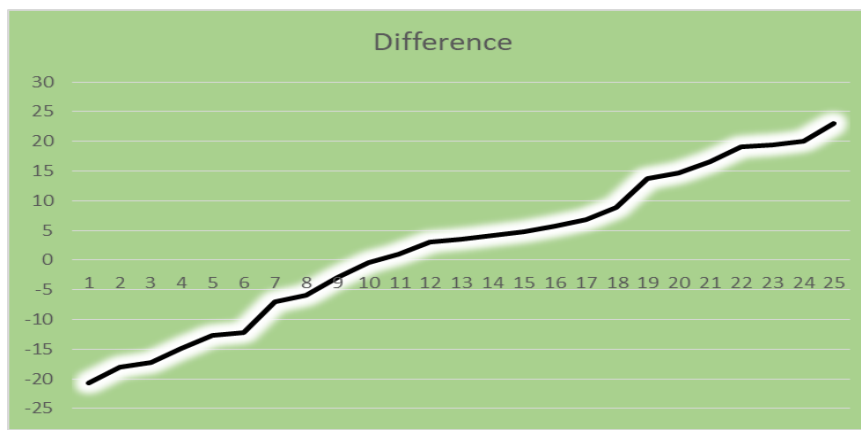


Figure 4.18 : Différence entre altitudes puits et altitudes SRTM3.

4.5 Modèle de température :

Le suivi de la variation annuelle de la température nécessite une cartographie globale de la température à la surface de la Terre. Une cartographie détaillée est souvent nécessaire du fait de la très grande variabilité spatio-temporelle des effets de variation de température.

Sur les continents, la situation en termes d'observation de la température est en quelque sorte inverse de celle des océans. Non seulement il n'y a pas de vrai instrument observant la température superficielle du sol, mais celle-ci est très difficile à définir tellement elle dépend de l'état du sol (par exemple la végétation) et présente une énorme variabilité à petite échelle.

Cette variable "température de surface continentale" est nécessaire dans cette étude, en particulier pour la correction des données radiométriques. Dans cette étude, la température est définie comme une moyenne à l'échelle régionale et le modèle qu'on a utilisé dépend de l'heure et de la date des mesures aérogéophysiques. Pour le même numéro de vol, on a utilisé la date et l'heure d'enregistrement pour échantillonner la

température dans chaque point à partir du modèle régional de variation de la température.

La figure 4.19 présente la variation de la température dans le pourtour de Hassi R'mel. Les lignes ont été survolées du 01 mai 1971 jusqu'au 31 mai 1971 et les heures d'enregistrement ont été faites dans l'intervalle entre 6 : 00 à 14 : 15. La température dans cette zone de vol varie entre 17.27 et 37.57 C.

Les figures 4.20 et 4.21 représentent les variations de la température des lignes de vol L31845 et L31975 respectivement. La ligne L31845 a été survolée le 23 mai 1971 entre 10 : 46 à 11 : 40 et la ligne L31975 a été survolée le 27 mai 1971 entre 9 : 40 à 10 : 37. La température présenter dans le track 1 de chacun des deux figures varie entre 34.6 °C et 35.5 °C pour la ligne L31845 et entre 35.6 °C et 37.1 °C pour la ligne L31975.

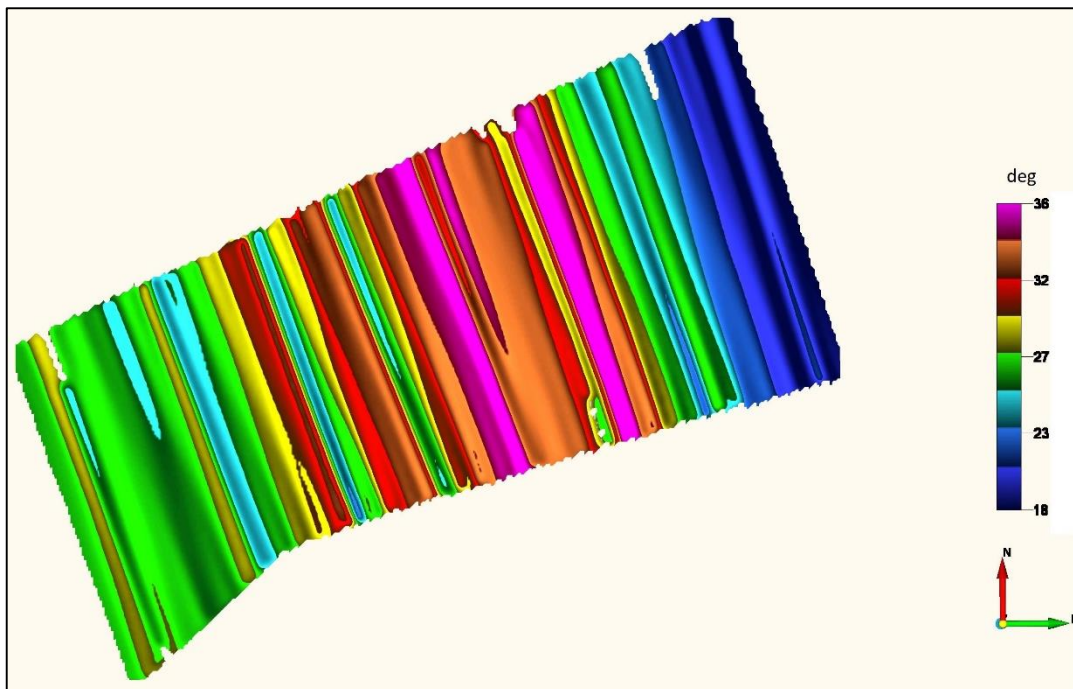


Figure 4.19 : Variation spatiale de la température dans la zone d'étude durant la période du levé.

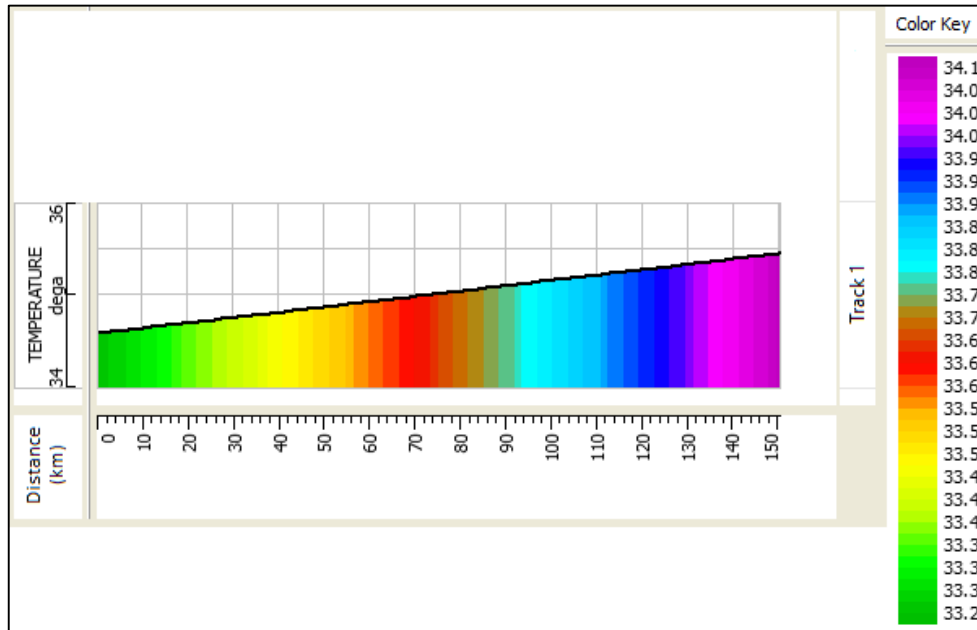


Figure 4.20 : Variation spatiale de la température le long de la ligne de vol L31845.

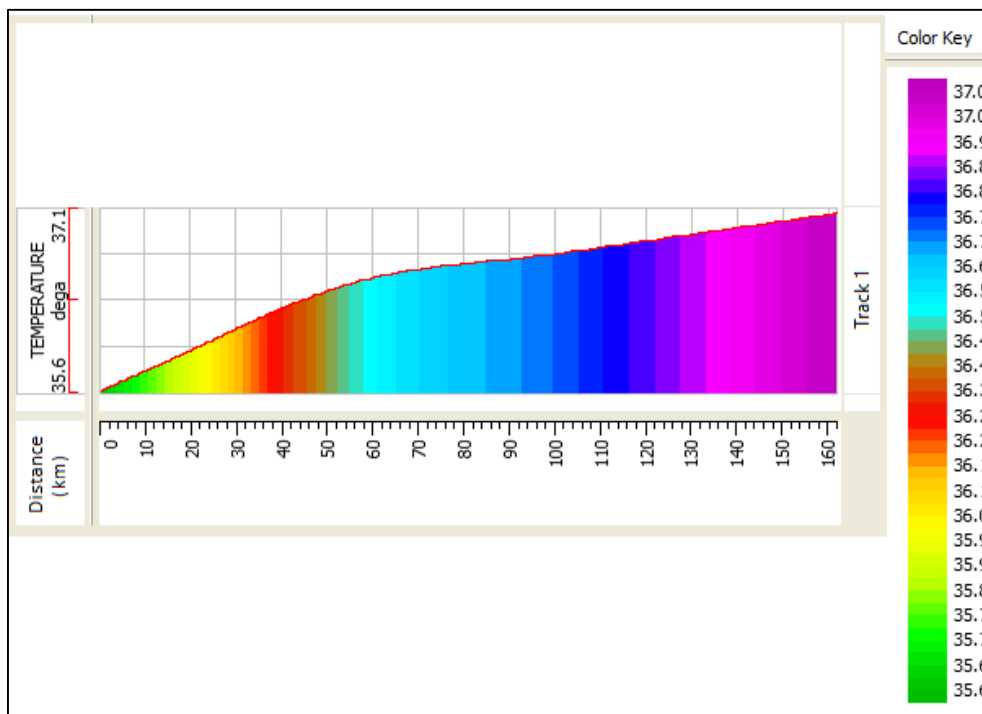


Figure 4.21 : modèle de température de la ligne de vol L31975.

Chapitre 05

Exploration des hydrocarbures

5.1 Introduction :

Les études et travaux d'exploration effectués dans le pourtour de Hassi R'mel depuis le début des années 1950, ont permis de mettre en évidence plusieurs gisements d'huile et de gaz dont le potentiel de production de gaz est parmi les plus élevés dans le monde. Les travaux d'exploration détaillée (prospection sismique) ne couvrent pas la totalité du pourtour de Hassi R'mel, ce qui rend très opportun d'exploiter les données aérogéophysiques pour guider la prospection sismique.

L'utilisation de la combinaison des données aérogéophysiques et les données de puits permettent d'établir un modèle de présence ou d'absence des microfuites d'hydrocarbures dans le pourtour de Hassi R'mel. Ce modèle va permettre de délimiter les zones favorables à une accumulation d'hydrocarbures au sein des régions non encore explorés et surtout dans la partie ouest du pourtour de Hassi R'mel.

L'objectif de ce chapitre est l'application aux données aérogéophysiques de la classification bayésienne supervisée pour l'identification des microfuites d'hydrocarbures dans le pourtour de Hassi R'mel. Les processus de correction et de traitement n'ont pas été menés sur des données maillées mais plutôt sur des profils individuels.

5.2 Calcul du champ magnétique total :

Pour calculer le champ magnétique total, nous avons soustrait la valeur de 33600 nT du champ magnétique brut. Les valeurs résiduelles obtenues de cette opération correspondent certainement aux anomalies résiduelles au-dessus de la région de Hassi R'mel. La procédure du calcul du champ magnétique total réel consiste à ajouter aux anomalies résiduelles les valeurs du modèle du champ géomagnétique DGRF70 calculé pour l'époque 1970 – 1975 (Figure 5.1).

La figure 5.2 présente les variations du champ magnétique total qu'on a du observer dans le pourtour de Hassi R'mel, on remarque une nette croissance des valeurs du champ magnétique dans la même direction du champ magnétique régional qui peut être expliqué par la forte amplitude magnétique régionale qui est très élevée par rapport à celle de la composante locale (les sources magnétiques dans la croute terrestre).

La figure 5.3 présente les résultats du calcul du champ magnétique total de la ligne de vol L31775 dans la région de Hassi R'mel. La Piste 1 présente le champ magnétique brute en nT qui varie entre 33765 et 34051 nT, la Piste 2 présente le champ magnétique résiduel en nT varie entre 165 et 451 nT, la Piste 3 présente le modèle DGRF70 en nT varie entre 40728 et 41210 nT, et la Piste 4 présente le champ magnétique total en nT qui varie entre 41032 et 41506 nT.

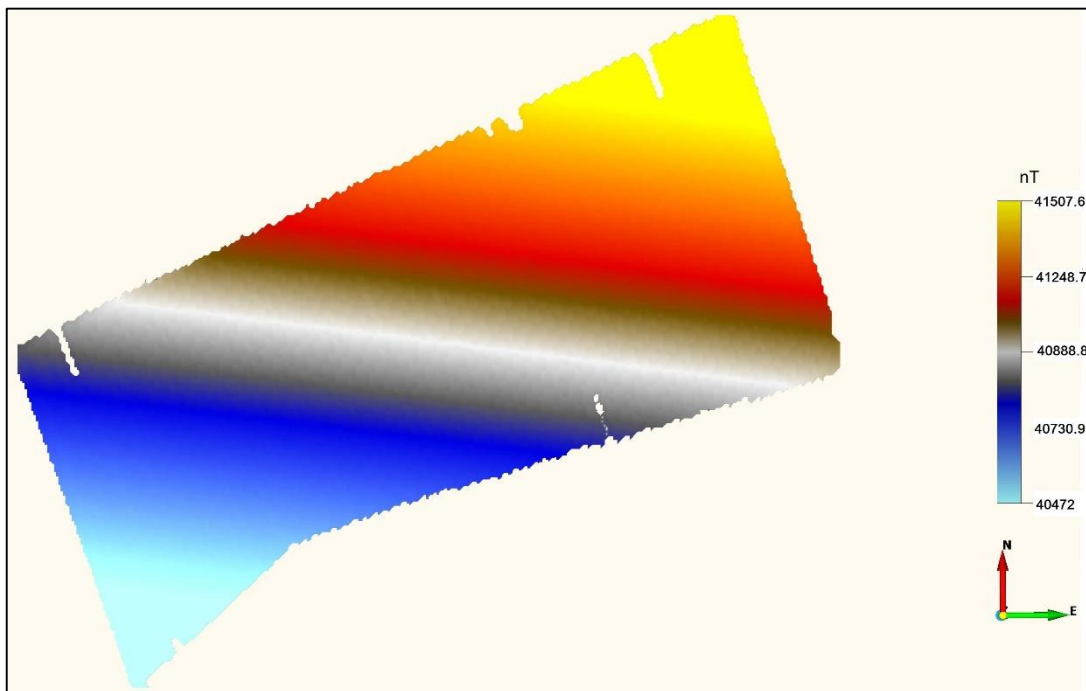


Figure 5.1 : Modelé DGRF70 de la région de Hassi R'mel.

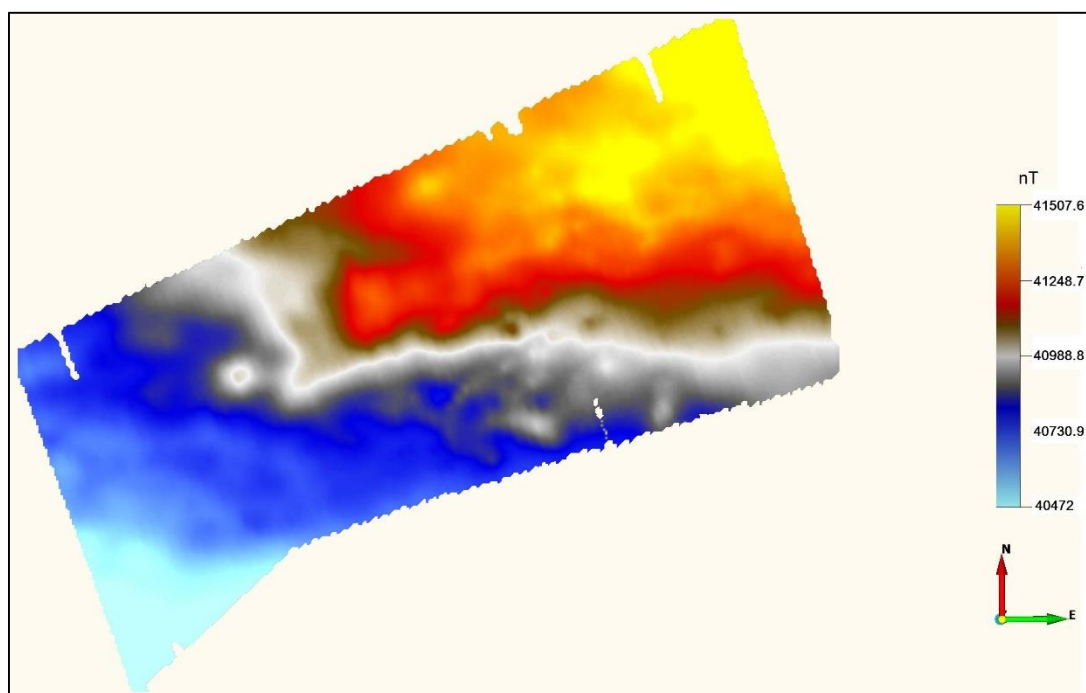


Figure 5.2 : Champ magnétique total dans la région de Hassi R'mel.

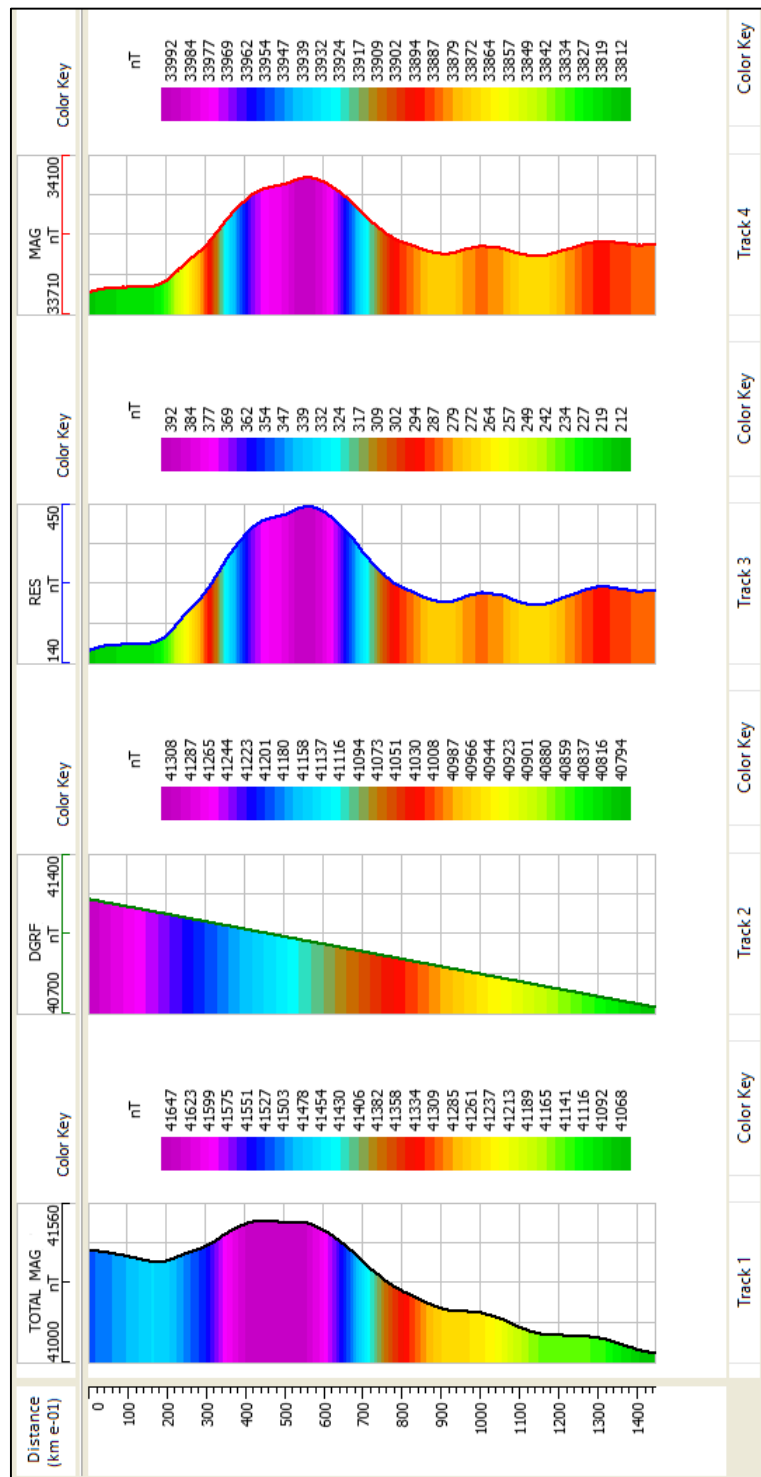


Figure 5.3 : Ligne de vol L31775. Piste 01 : champ magnétique total, Piste 02 : DGRF, Piste 03 : Champ magnétique résiduel et Piste 04 : Champ magnétique brute.

La figure 5.4 présente les résultats du calcul du champ magnétique total de la ligne de vol L31865 dans la région de Hassi R'mel. La Piste 1 présente le champ magnétique brute en nT varie entre 33811 et 33991 nT, la Piste 2 présente le champ magnétique résiduel en nT varie entre 211 et 391 nT, la Piste 3 présente le modèle

DGRF70 en nT varie entre 40794 et 41308 nT, et la Piste 4 présente le champ magnétique total en nT varie entre 41068 et 41647 nT.

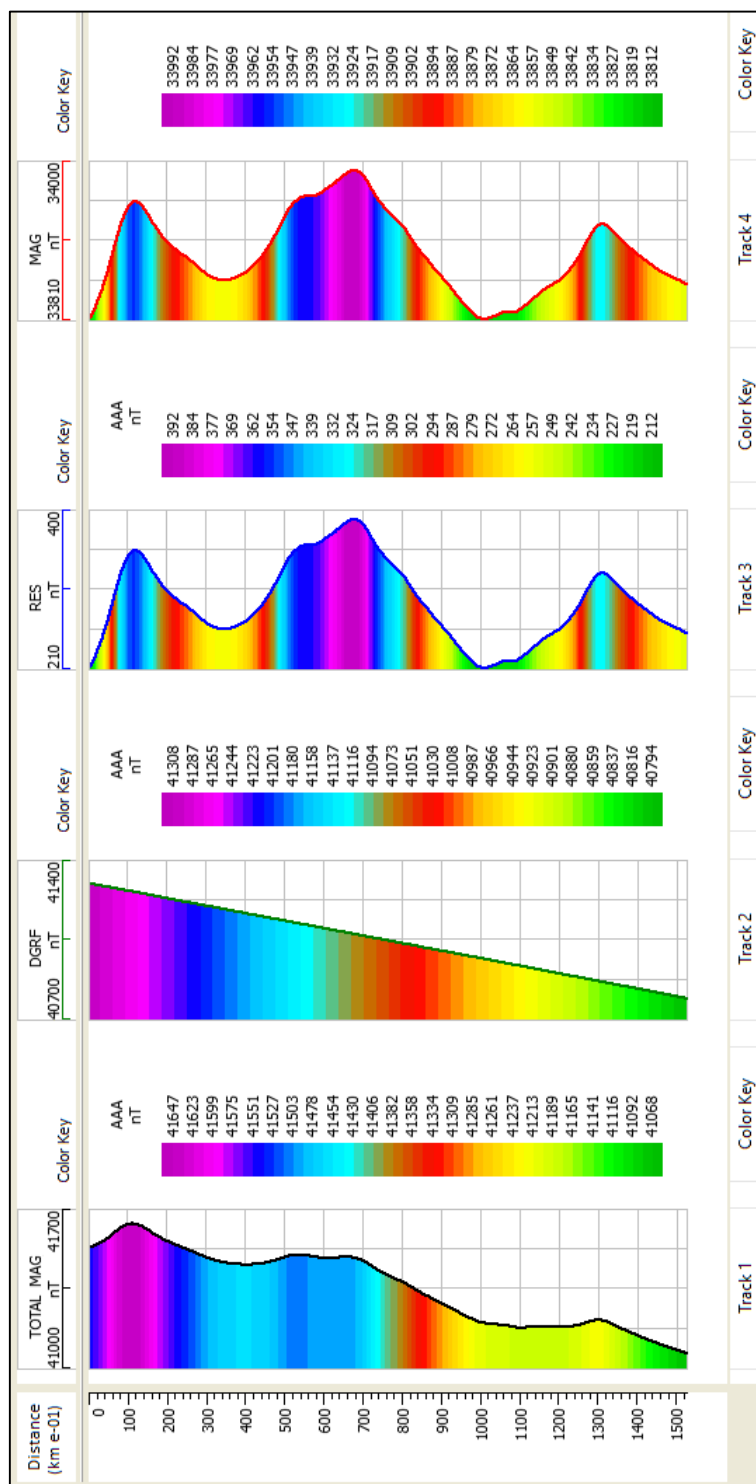


Figure 5.4 : Ligne de vol L31865. Piste 01 : champ magnétique total, Piste 02 : DGRF, Piste 03 : Champ magnétique résiduel et Piste 04 : Champ magnétique brute.

Le résultat du calcul de l'anomalie résiduelle dans la région de Hassi R'mel est montré à la figure 5.5 qui représente le champ magnétique brute moins la valeur de 33600 nT.

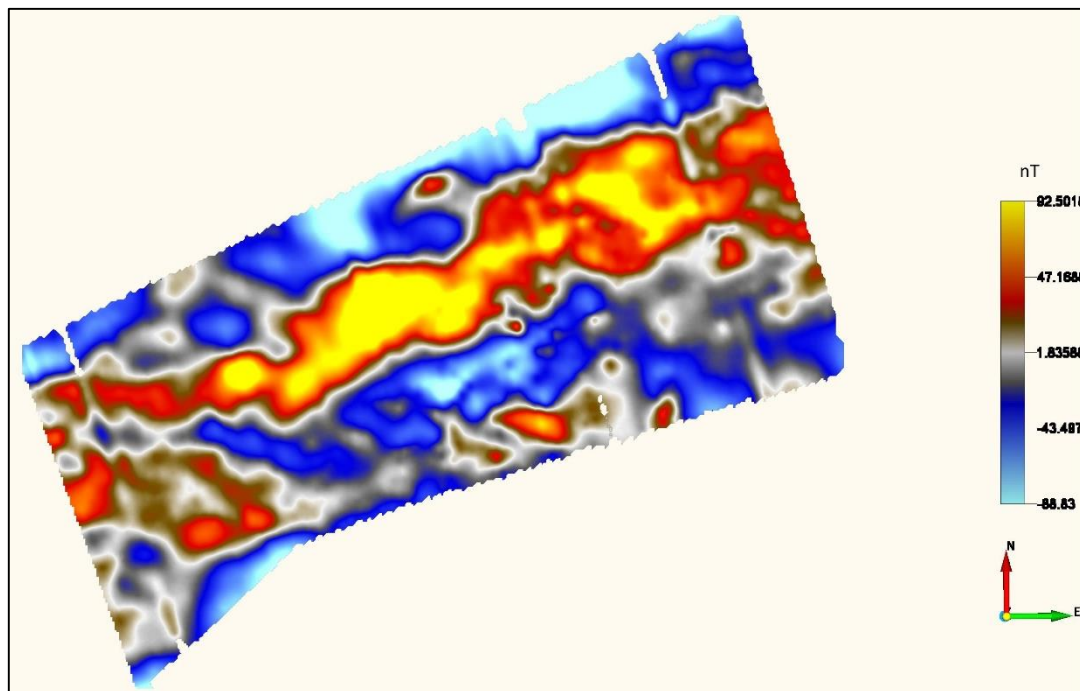


Figure 5.5 : Anomalie magnétique résiduel du pourtour de Hassi R'mel.

5.3 Calcul de la susceptibilité magnétique :

Le champ magnétique total mesuré (induction magnétique B) est directement proportionnel à la susceptibilité magnétique k comme le suggèrent Telford et Sheriff (1991) :

$$B = H + J_i + J_r = (1 + k)H + J_r \quad (5.01)$$

Où H = intensité du champ ($A.m^{-1}$), $J_i = kH$ = intensité de l'aimantation induite ($A.m^{-1}$), J_r = intensité de l'aimantation rémanente ($A.m^{-1}$) et k = susceptibilité magnétique (SI).

En supposant que la composante rémanente de la magnétisation dans les sols et les sédiments proches de la surface est petite ou négligeable par rapport à la magnétisation induite, la susceptibilité magnétique apparente k_a peut être estimée à l'aide d'un modèle géométrique qui se rapproche des corps de source magnétique comme une série de corps prismatiques verticaux 1D (Bhattacharyya, 1964). Il est calculé à l'aide du filtre composé $k_a(r, \theta)$ (Équation 5.02) qui effectue une continuation vers le bas jusqu'à la profondeur de la source (Équation 5.03), réduction au pôle magnétique (Équation 5.04), correction pour l'effet géométrique d'un prisme vertical 1D (Équation 5.05), et la division par le champ magnétique total.

$$k_a(r, \theta) = \frac{1}{2\pi B \cdot H(r) \cdot \Gamma(\theta) \cdot S(r)} \quad (5.02)$$

$$H(r) = e^{-hr} \quad (5.03)$$

$$\Gamma(\theta) = (\sin I_a + \cos I_a \cdot \cos(D - \theta))^2 \quad (5.04)$$

$$S(r) = \left(\frac{\sin(ar)}{ar} \right) \quad (5.05)$$

Où r = nombre d'onde en radians / unités au sol, θ = angle du nombre d'ondes, h = profondeur par rapport au niveau d'observation auquel calculer la susceptibilité magnétique apparente k_a , I_a = inclinaison d'amplitude de réduction des pôles, I = inclinaison géomagnétique, D = déclinaison géomagnétique, B = intensité totale du champ géomagnétique. Notez que la susceptibilité magnétique en unité SI est un rapport sans dimension ayant une magnitude bien inférieure à un pour la plupart des roches.

Le résultat du calcul de la susceptibilité magnétique apparente dans la région de Hassi R'mel est représenté à la figure 5.6. Le contraste de susceptibilité magnétique varie entre -2680×10^{-06} et 5104×10^{-06} SI, avec de fortes valeurs au-dessus des champs d'hydrocarbures du pourtour de Hassi R'mel. Ces zones de forte susceptibilité magnétique peuvent être liées à la présence de microfuites d'hydrocarbures, mais ce n'est pas toujours le cas, elles peuvent aussi être liées à la présence de minéraux magnétiques syngénétiques (Section 2.7), donc il est difficile d'affirmer si ces zones correspondent à des zones de présence de minéraux magnétiques authigéniques ou syngénétiques utilisant la susceptibilité magnétique uniquement. L'utilisation d'autres attributs aérogéophysiques supplémentaires, caractéristiques des microfuites d'hydrocarbures nous permettront d'avoir plus de poids et de confiance sur la présence de minéraux magnétiques authigéniques.

Nous tenons à rappeler ici que plusieurs études ont souligné que le ciblage des anomalies de faible amplitude et de petite longueur d'onde issue de sources intra-sédimentaire peu profondes associées à une présence des microfuites d'hydrocarbures nécessite un levé de haute résolution. Ce n'est pas le cas de nos données qui ont été réalisées à l'échelle régionale (5 km entre les lignes de vol). À cette époque, le principal objectif du levé est le socle magnétique et la cartographie de la géologie régionale. Cependant, dans cette étude, nous avons essayé d'exploiter le fait que ce levé a été réalisé avec un intervalle d'échantillonnage le long des lignes très acceptable (46 m). C'est pourquoi, comme nous l'avons souligné plus haut, tous les processus et analyses n'ont pas été menés sur des données maillées mais plutôt sur des profils individuels (ligne par ligne).

radiométriques, nous n'avons appliqué aucune procédure de nivellement ou de micronivellement.

5.4 Calcul des Concentration apparents :

Dans le traitement des données spectrométriques, cinq corrections principales s'imposent qui sont : la correction du temps morts (Dead time correction), la correction du bruit de fond (Background atténuation), la correction de l'effet Compton (Compton effect correction), la correction de l'altimétrie radar, et la correction d'altitude. L'étape finale est le calcul des concentrations apparentes en radioéléments à partir des données corrigées.

5.4.1 Correction du temps morts :

L'enregistrement des données spectrométriques s'effectue sur un intervalle de temps fixe qui est généralement de l'ordre d'une seconde. Le temps mort dépend du spectromètre utilisé et peut être défini comme étant, le temps nécessaire au système électronique de comptage de l'instrument pour discriminer deux impulsions (photons gamma). Les autres impulsions reçus par le détecteur et non discriminé par le système électronique ne seront pas comptabilisées. La correction du temps mort est exprimée par la relation :

$$N = \frac{n}{1 - C \cdot t} \quad (5.06)$$

Où

N : Taux de comptage corrigé (*cps*).

n : Taux de comptage observé (*cps*).

C : Comptage total (*cps*).

t : Temps mort de l'instrument par impulsion ($\mu\text{s}/\text{impulsion}$).

La plupart des spectromètres sont caractérisés par un temps mort qui varie entre 5 et 15 $\mu\text{s}/\text{impulsion}$. Dans cette étude et tenant compte du spectromètre qui est relativement ancien, nous avons utilisé la valeur de 12 $\mu\text{s}/\text{impulsion}$ pour la correction du temps mort.

5.4.2 Correction du bruit de fond :

La radioactivité des radioéléments présents dans la proche surface (radioactivité tellurique) et la radioactivité d'origine externe (le fond radiométrique cosmique, le gaz du radon contenu dans l'air et le système d'acquisition) constituent la radioactivité totale enregistré au cours de tout levé aérospectrométrique. La correction du bruit de fond consiste à éliminer cette radioactivité d'origine externe appelée bruit de fond. La radioactivité du système d'acquisition (Aéronef et instruments de mesure) est constante, elle est caractéristique de chaque système d'acquisition. Par contre, la radioactivité cosmique et celle du gaz de radon présent dans l'air se caractérise par de

larges variations spatio-temporelles, d'où la nécessité de l'estimer convenablement au cours du levé pour pouvoir la soustraire des comptages cumulés.

La radioactivité attribuable au bruit de fond cosmique et radon dans l'air peut être estimée par l'une des trois techniques suivantes : (1) en survolant la zone du levé à haute altitude (généralement plus de 1000 m) ; ou (2) en embarquant un second capteur supplémentaire orienté vers le haut ; ou bien encore (3) en survolant des masses d'eau.

La première technique consiste à survoler au début et à la fin de chaque opération de vol, la zone du levé à une hauteur de 1000 mètres ou plus par rapport à la surface du sol. A telle altitude, on est pratiquement assuré que les rayonnements telluriques (issus du sol) sont pleinement atténués par l'air et ceux mesurés seront essentiellement attribuables au bruit de fond. L'utilisation d'un second capteur orienté vers le haut est la technique la plus employée de nos jours. Ce second capteur pratiquement aveugle aux rayonnements telluriques, enregistre essentiellement les rayonnements cosmiques et ceux de l'air. Le survol de vastes masses d'eau (lac, fleuve, mer interne) permet également de s'affranchir de la radioactivité tellurique car atténué par la couche d'eau. Cette technique permet donc d'enregistrer la radioactivité cosmique et surtout avoir une bonne estimation de la contribution du Radon présent dans l'air dans les mêmes conditions d'altitude nominale levé.

La correction du bruit de fond pour les quatre canaux peut être effectuée par les relations suivantes :

$$\begin{aligned}TC_{corr} &= TC_{obs} - BF_{TC} \\U_{corr} &= U_{obs} - BF_U \\TH_{corr} &= TH_{obs} - BF_{TH} \\K_{corr} &= K_{obs} - BF_K\end{aligned}\tag{5.07}$$

Avec TC_{corr} , U_{corr} , TH_{corr} et K_{corr} sont les taux corrigés du comptage total, de l'uranium, du thorium et du potassium respectivement. TC_{obs} , U_{obs} , TH_{obs} et K_{obs} sont les taux bruts du comptage total, de l'uranium, du thorium et du potassium respectivement. BF_{TC} , BF_U , BF_{TH} et BF_K sont les bruits de fond du comptage total, de l'uranium, du thorium et du potassium respectivement.

La correction du bruit de fond nécessite un soin important pour ne pas introduire des valeurs liées à des imprécisions d'échantillonnage. Dans cette étude, aucune des procédures d'estimation du bruit de fond citées ci-dessus n'a été mise en œuvre, ce qui diminue la qualité des données radiométriques corrigées. Puisque l'objectif de cette étude est l'identification et la localisation des microfuites d'hydrocarbures, nous n'avons pas corrigé les données brutes du bruit de fond. Cette correction se distingue par un caractère régional à variation lente, mais puisqu'également la correction consiste

radiométriques, nous n'avons appliqué aucune procédure de nivellement ou de micronivellement.

5.4 Calcul des Concentration apparents :

Dans le traitement des données spectrométriques, cinq corrections principales s'imposent qui sont : la correction du temps morts (Dead time correction), la correction du bruit de fond (Background atténuation), la correction de l'effet Compton (Compton effect correction), la correction de l'altimétrie radar, et la correction d'altitude. L'étape finale est le calcul des concentrations apparentes en radioéléments à partir des données corrigées.

5.4.1 Correction du temps morts :

L'enregistrement des données spectrométriques s'effectue sur un intervalle de temps fixe qui est généralement de l'ordre d'une seconde. Le temps mort dépend du spectromètre utilisé et peut être défini comme étant, le temps nécessaire au système électronique de comptage de l'instrument pour discriminer deux impulsions (photons gamma). Les autres impulsions reçus par le détecteur et non discriminé par le système électronique ne seront pas comptabilisées. La correction du temps mort est exprimée par la relation :

$$N = \frac{n}{1 - C \cdot t} \quad (5.06)$$

Où

N : Taux de comptage corrigé (*cps*).

n : Taux de comptage observé (*cps*).

C : Comptage total (*cps*).

t : Temps mort de l'instrument par impulsion ($\mu\text{s}/\text{impulsion}$).

La plupart des spectromètres sont caractérisés par un temps mort qui varie entre 5 et 15 $\mu\text{s}/\text{impulsion}$. Dans cette étude et tenant compte du spectromètre qui est relativement ancien, nous avons utilisé la valeur de 12 $\mu\text{s}/\text{impulsion}$ pour la correction du temps mort.

5.4.2 Correction du bruit de fond :

La radioactivité des radioéléments présents dans la proche surface (radioactivité tellurique) et la radioactivité d'origine externe (le fond radiométrique cosmique, le gaz du radon contenu dans l'air et le système d'acquisition) constituent la radioactivité totale enregistré au cours de tout levé aérospectrométrique. La correction du bruit de fond consiste à éliminer cette radioactivité d'origine externe appelée bruit de fond. La radioactivité du système d'acquisition (Aéronef et instruments de mesure) est constante, elle est caractéristique de chaque système d'acquisition. Par contre, la radioactivité cosmique et celle du gaz de radon présent dans l'air se caractérise par de

en une simple soustraction du bruit de fond elle ne va donc pas affecter beaucoup les résultats finaux de l'identification des microfuites d'hydrocarbures.

5.4.3 Correction de l'effet Compton :

L'effet Compton est une perturbation qui varie en fonction de l'énergie et elle est due aux interférences des émissions gamma avec les fenêtres caractéristiques du potassium, uranium et thorium. Les émissions gamma qui ont un niveau d'énergie élevé peuvent subir une interaction de type Compton en donnant naissance à des photons diffusés étalés sur le spectre vers les basses énergies et qui provoqueront des comptages supplémentaires dans les autres fenêtres.

La correction de l'effet Compton consiste à soustraire ces comptages en excès au moyen de coefficients appelés rapports d'enlèvement, et notés a, b et g (vers les énergies ascendantes) ou α , β et γ (vers les énergies descendantes) comme illustré à la figure 5.7. Les six coefficients sont spécifiques de chaque instrument de mesure et sont déduits par des mesures d'étalonnage sur des blocs de béton contenant des sources pures de potassium, d'uranium ou de thorium. Lorsque le détecteur enregistre les émissions gamma d'une source pure d'uranium par exemple, en plus des comptages d'uranium, une quantité d'émissions gamma est enregistrée dans la plage énergétique des fenêtres du Th et K. Les interférences entre les fenêtres sont particulièrement traquées lorsque les radioactivités naturelles sont basses et les comptages sont faibles.

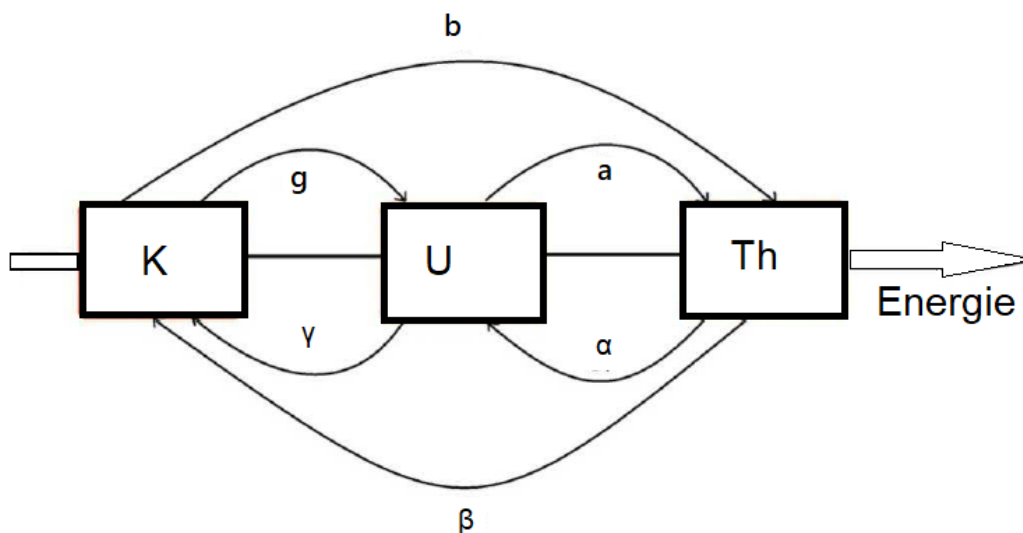


Figure 5.7 : Représentation schématique des différents rapports d'enlèvement.

Pour réaliser la correction de l'effet Compton on utilise les formules suivantes :

$$Th_{corr} = \frac{U_{obs} - aTh_{obs}}{1 - \alpha} \quad (5.08)$$

$$U_{corr} = \frac{U_{obs} - aTh_{obs}}{1 - a\alpha}$$

$$K_{corr} = \frac{(\alpha\gamma - \beta)Th_{obs} + (\alpha\beta - \gamma)U_{obs} + (1 - a\alpha)K_{obs}}{1 - a\alpha}$$

Avec U_{corr} , TH_{corr} et K_{corr} les taux corrigés de l'uranium, du thorium et du potassium respectivement. U_{obs} , TH_{obs} et K_{obs} sont les taux observés de l'uranium, thorium et potassium respectivement. α , β , γ , et a sont les coefficients de stripage (enlèvement).

Selon les normes de l'AIEA, pour un cristal aéroporté NaI(Tl) standard de large volume, les constantes de stripage au niveau du sol sont :

$$\begin{aligned}\alpha &= 0.24 \\ \beta &= 0.37 \\ \gamma &= 0.7 \\ a &= 0.05 \\ b &= g = 0\end{aligned}$$

Les constantes de stripage α , β et γ utilisées pour la correction de l'effet Compton sont normalement déterminées avant et après le levé par l'utilisation de dalles d'étalonnage.

Les constantes de stripage augmentent avec l'augmentation de l'altitude de vol, et cela à cause de l'effet de la masse d'air qui favorise l'effet Compton et diminue l'énergie du rayonnement de la source radioactive. Cet effet nous oblige à établir la correction des constantes de stripage par l'application des taux de croissances par mètre d'altitude aux différents coefficients : $C_\alpha = 0.00049$, $C_\beta = 0.00065$ et $C_\gamma = 0.00069$ (AIEA, 1991).

5.4.4 Correction d'élévation :

Dans un levé aérospectrométrique, l'énergie du rayonnement diminue exponentiellement avec l'augmentation de l'altitude de vol. Ceci est dû à l'absorption de la radiation gamma par l'air ambiant, la température et la pression de l'air ont également une certaine influence sur cette absorption, cette influence est dû au changement de la densité de l'air. Les mesures doivent donc être ramenées à une altitude nominale calculé à une température de 273.15 °K et une pression standard de 101.325 KPa (AIEA, 1991). La hauteur équivalente peut être calculée par :

$$h_{TPS} = h_{obs} \frac{(273.15).P}{(T + 273.15).(101.325)} \quad (5.09)$$

Avec h_{obs} , l'altitude radar observée et h_{TPS} , la hauteur équivalente à température et pression standards exprimés en °C et KPa respectivement.

A cause de l'absence des mesures de température ambiante et de pression atmosphérique (non mesurées au cours du levé), nous les avons estimés empiriquement. Pour la température, nous avons utilisé le modèle décrit à la section 4.5, Tandis que pour la pression, nous l'avons déduite des valeurs des altitudes de l'aéronef assimilées à des altitudes barométriques en utilisant la formule suivante :

$$P = 101.325 e^{-\frac{H}{8581}} \quad (5.10)$$

Une estimation de taux de comptage pour la hauteur nominale de vol d'un levé est donnée par :

$$\begin{aligned} TC_{corr} &= TC_{obs} e^{\mu_{TC}(h_e - h_0)} \\ U_{corr} &= U_{obs} e^{\mu_U(h_e - h_0)} \\ K_{corr} &= K_{obs} e^{\mu_K(h_e - h_0)} \\ Th_{corr} &= Th_{obs} e^{\mu_{Th}(h_e - h_0)} \end{aligned} \quad (5.11)$$

Où :

TC_{corr} , K_{corr} , U_{corr} et Th_{corr} : Valeurs corrigées des quatre canaux.

TC_{obs} , K_{obs} , U_{obs} et Th_{obs} : Valeurs brutes des quatre canaux.

h_e : Altitude radar de l'avion (corrigée de l'effet de la pression et la température).

h_0 : Altitude nominale de vol (dans notre cas 150 m).

μ_{TC} , μ_K , μ_U et μ_{Th} : Coefficients d'absorption linéaires dans les quatre canaux.

Le coefficient d'absorption linéaire varie normalement d'un canal à l'autre et varie en fonction de la température, de la pression et de l'humidité atmosphérique locale. La valeur de μ peut être calculée en utilisant la relation suivante :

$$\mu = \mu_m \rho \quad (5.12)$$

Où ρ est la densité de la matière traversée par le rayonnement gamma avec $\rho_{air} = 1.310^{-3}$ g/cm³, et μ_m est le coefficient d'absorption massique qui est une fonction linéaire de l'énergie des rayons gamma.

5.4.5 Calcul des concentrations équivalentes :

Les mesures de spectrométrie à rayon gamma sont exprimées en unité coup par seconde (cps). Cette dernière n'a certainement pas une signification géologique directe car les taux de comptage ne dépendent pas uniquement de la concentration en radioélément du sol, mais aussi de l'équipement de mesure et de l'altitude nominale de vol, ce qui rend difficile l'interprétation des résultats et la comparaison des résultats de deux levés spectrométriques différents.

Indépendamment de l'instrument et des paramètres de vol, les taux de comptage doivent être convertis aux concentrations équivalentes en radioélément. La conversion est habituellement effectuée en divisant chacun des trois canaux corrigés par des

coefficients de sensibilité. Ces coefficients de sensibilité sont estimés, pour chaque fenêtre, en effectuant des lignes de vol au-dessus d'une zone d'étalonnage. La concentration en radioélément le long de la zone d'étalonnage est mesurée utilisant un spectromètre portatif parfaitement étalonné. Ce spectromètre doit être le même dispositif d'acquisition utilisé pour la mise en œuvre du levé.

Les concentrations du sol en radioéléments sont estimées en divisant les taux de comptages des trois fenêtres (corrigés du bruit de fond, de l'effet Compton et ramenés à l'altitude nominale) par les coefficients de sensibilité (Minty et al., 1997).

$$eTh \text{ (ppm)} = \frac{Th_{corr}}{\mu_{Th}V}$$

$$eU \text{ (ppm)} = \frac{U_{corr}}{\mu_U V} \quad (5.13)$$

$$K(\%) = \frac{K_{corr}}{\mu_K V}$$

Avec :

eTh : Concentration en Thorium en ppm (partie par million).

eU : Concentration en l'Uranium en ppm (partie par million).

$K\%$: Concentration en Potassium en %.

Th_{corr} , U_{corr} et K_{corr} : Taux de comptage corrigés des trois radioéléments.

V : Volume du cristal du détecteur ($V = 800 \text{ pouces}^3$).

μ_{Th} , μ_U et μ_K : Coefficients d'absorption linéaires des trois éléments.

Dans cette étude, aucun étalonnage sur terrain qui permet l'estimation des facteurs de sensibilité n'a été effectuée, ce qui nous a obligés d'utiliser des coefficients de sensibilité empirique pour l'estimation de la concentration de l'uranium, le thorium et le potassium.

La figure 5.8 présente les variations des concentrations des trois radioéléments le long de la ligne de vol L31775. Les concentrations des radioéléments sont colorées avec une palette de couleur qui facilite l'analyse des résultats. La Piste 1 représente la concentration d'uranium en ppm, la Piste 2 représente la concentration du thorium en ppm, et la Piste 3 représente la concentration du potassium en pourcentage (%). Une augmentation relative de la concentration d'uranium (2.1 ppm) à l'abscisse 70 km qui coïncide avec la présence d'un gisement d'huile (Champ de Belktaif) en cet endroit, cette augmentation de concentration d'uranium est accompagnée par une diminution relative de la concentration du potassium (0.55 %) dans la même zone, tandis que la concentration du thorium dans la même zone est presque constante (2.8 jusqu'à 3 ppm) par rapport aux variations du thorium le long de la ligne de vol.

Les figures 5.9 et 5.10 représentent les variations des concentrations des trois radioéléments le long des lignes de vol L31845 et L31965 respectivement. La

présentation des concentrations d'uranium, thorium et potassium sont les mêmes que dans la figure 5.8. Le long de la ligne de vol L31845, on remarque entre la distance 67 et 75 km une augmentation de la concentration d'uranium accompagnée par une diminution de la concentration du potassium, cette zone se situe au-dessus du champ de gaz de Meskar et Dj Bissa. Dans la ligne de vol L31965, on remarque également, entre les intervalles 12.5-18.5 km, 83.5-99.8 km et 104.8-124.2 km une augmentation de la concentration d'uranium accompagnée par une diminution de la concentration de potassium. Ces zones se situent juste au-dessus des champs : d'huile de Sidi Mezrhich, de gaz de Hassi R'mel Centre et l'anneau d'huile de Hassi R'mel. Ces résultats ne peuvent pas garantir avec certitude qu'elles sont associées aux effets des microfuites d'hydrocarbure, mais ils peuvent être utilisés comme attributs supplémentaires pour conforter la probabilité de lien avec des microfuites d'hydrocarbure.

5.5 Rapports radiométrique :

Souvent les rapports de concentration des radioéléments sont plus utiles à l'interprétation que les concentrations des radioéléments prises individuellement. Ces rapports radiométriques permettent de mieux mettre en évidence les caractéristiques géologiques et de diminuer les erreurs de calculs des concentrations. Les rapports radiométriques employés dans le cadre de cette étude sont le rapport uranium / thorium, le rapport uranium / potassium, et le rapport thorium / potassium. Le premier et le deuxième rapport (U/Th et U/K) permettent de donner des informations sur la tendance des anomalies radiométriques, c'est-à-dire la nature des indices radiométriques. La variation du troisième rapport (Th/K) est en fonction des structures géologiques et peut être utilisé pour la cartographie lithologique et structurale.

Les valeurs très petites ou nulles au dénominateur dans le calcul des rapports spectrométriques donnent des rapports très élevés, ce qui donne de fausses anomalies radiométriques et à des erreurs dans l'identification des zones de présence des microfuites d'hydrocarbure. Pour ne pas tomber dans ce genre d'erreur, nous avons choisi un minimum pour la fenêtre de potassium, au-dessous duquel toute valeur est ramené à ce seuil.

Dans le cadre de cette étude, les anomalies qui nous intéressent sont celles caractérisées par de fortes valeurs des rapports thorium / potassium et uranium / potassium, parce que la présence de microfuites d'hydrocarbure est caractérisée par une augmentation relative de la concentration d'uranium accompagné par une diminution relative de concentration de potassium (Section 2.7.6). Le point le plus remarquable de cette étude est qu'au sein de cette région, les gisements de gaz ne coïncident pas parfaitement avec la présence des anomalies des rapports radiométriques, par contre les gisements d'huile présente une coïncidente assez marquante avec ces anomalies.

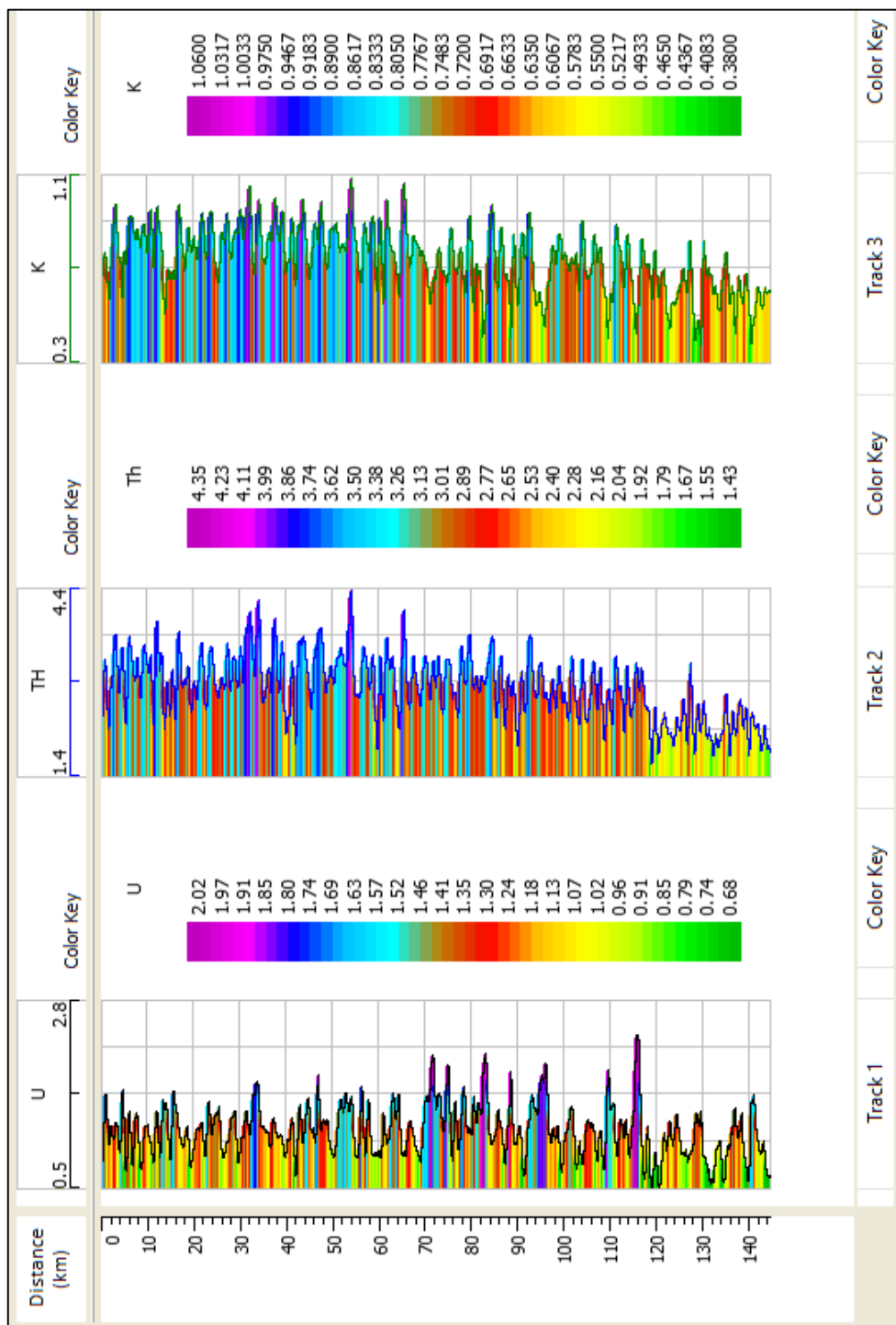


Figure 5.8 : Ligne de vol L31775. Piste 01 : uranium corrigé (ppm), Piste 02 : thorium corrigé (ppm), Piste 03 : potassium corrigé (%).

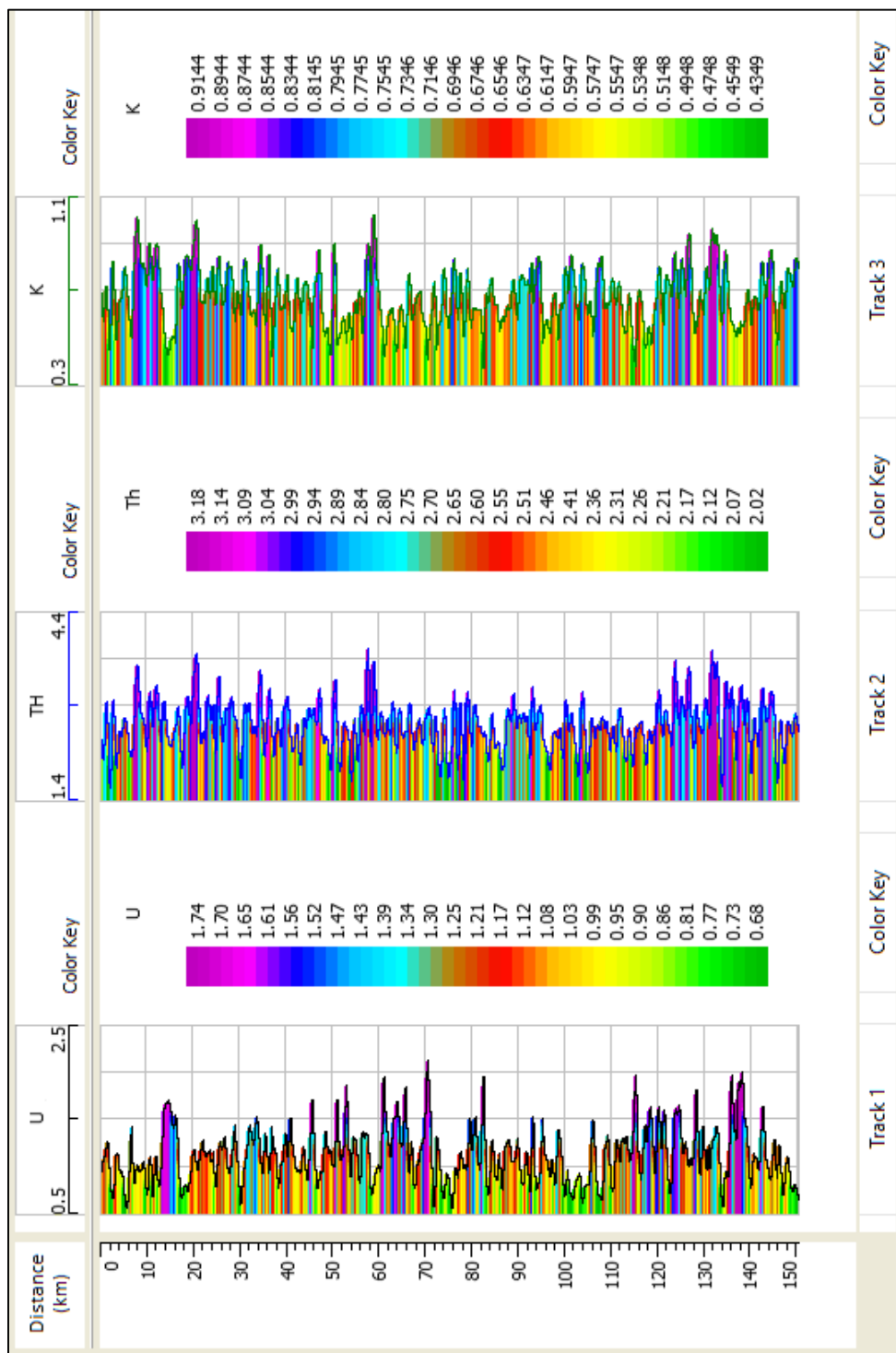


Figure 5.9 : Ligne de vol L31845. Piste 01 : uranium corrigé (ppm), Piste 02 : thorium corrigé (ppm), Piste 03 : potassium corrigé (%).

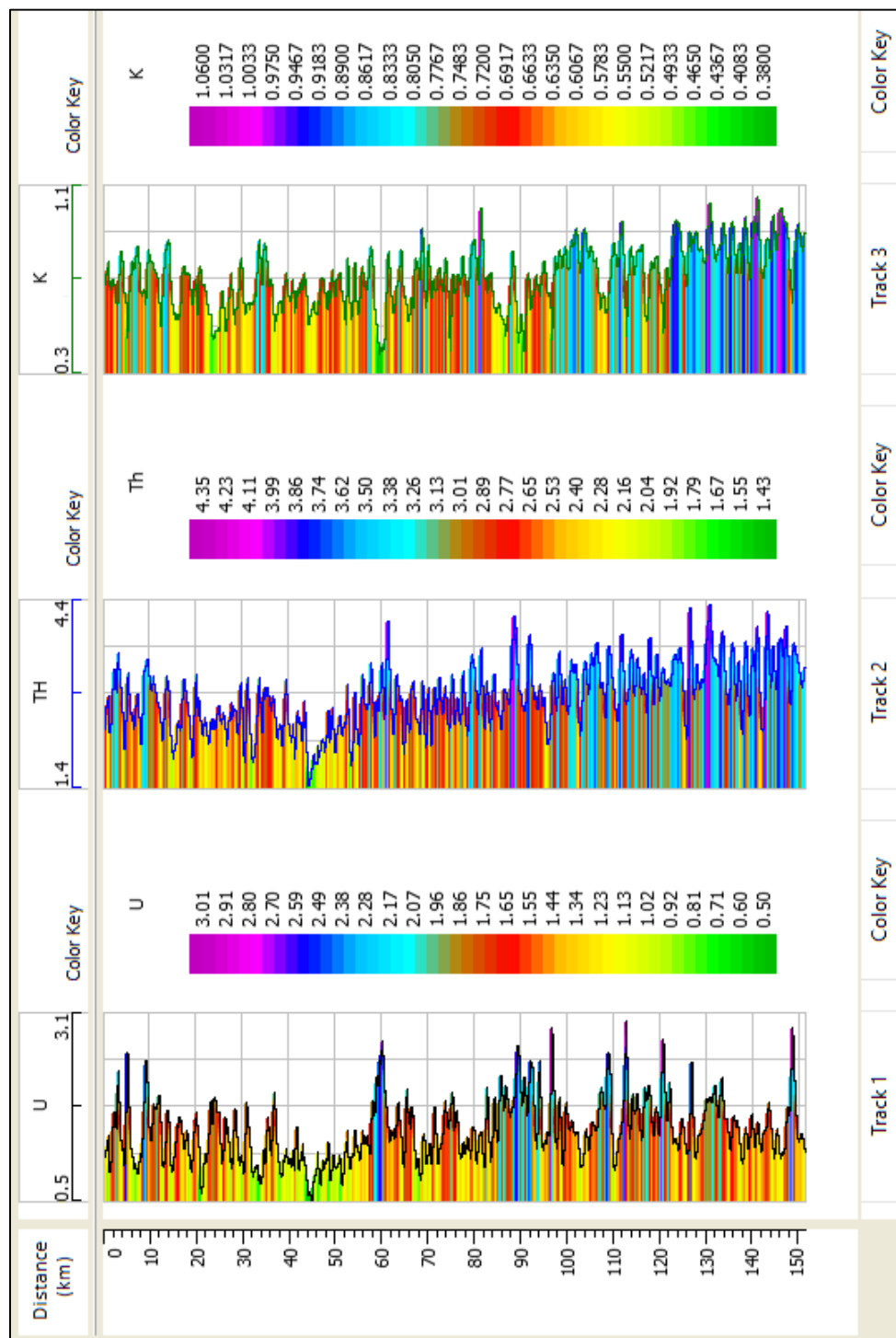


Figure 5.10 : Ligne de vol L31965. Piste 01 : uranium corrigé (ppm), Piste 02 : thorium corrigé (ppm), Piste 03 : potassium corrigé (%).

Les données magnétiques et spectrométriques ont été interpolées aux nœuds d'une même grille de 0.625 * 0.625 km de côté par la méthode de minimum courbure, parce que l'espacement de 5 km entre les lignes de vol ne permet pas un pas d'interpolation plus fin. On note que cette valeur du pas d'interpolation de la grille détermine la limite maximale pour l'identification des microfuites fuites d'hydrocarbure entre les lignes de vol.

Les variations spatiales du rapport Th/K sont représentées à la figure 5.11. Ce rapport varie généralement en fonction des structures géologiques et peut être utilisé pour localiser les diminutions relatives du potassium pour l'identification des microfuites d'hydrocarbures. Dans cette étude les valeurs les plus élevées du rapport Th/K sont localisées dans la plupart des gisements d'huile dans la région de Hassi R'mel, à savoir le gisement d'huile de Belktaif, Bordj Nili, Oued Noumer, Zelfana, Djorf et Ait Kheir, alors qu'on remarque une absence presque totale de fortes valeurs du rapport thorium / potassium dans le gisement d'huile de Sidi Mezhich. Contrairement aux gisements d'huile, les gisements de gaz dans la région de Hassi R'mel ne se superposent pas parfaitement avec les anomalies spectrométriques (fortes valeurs relative du rapport thorium / potassium). Les variations spatiales du rapport U/K sont représentées dans la figure 5.12. On remarque que les anomalies radiométriques, caractérisées par un rapport U/K relativement élevé, présentent également un rapport Th/K relativement élevé.

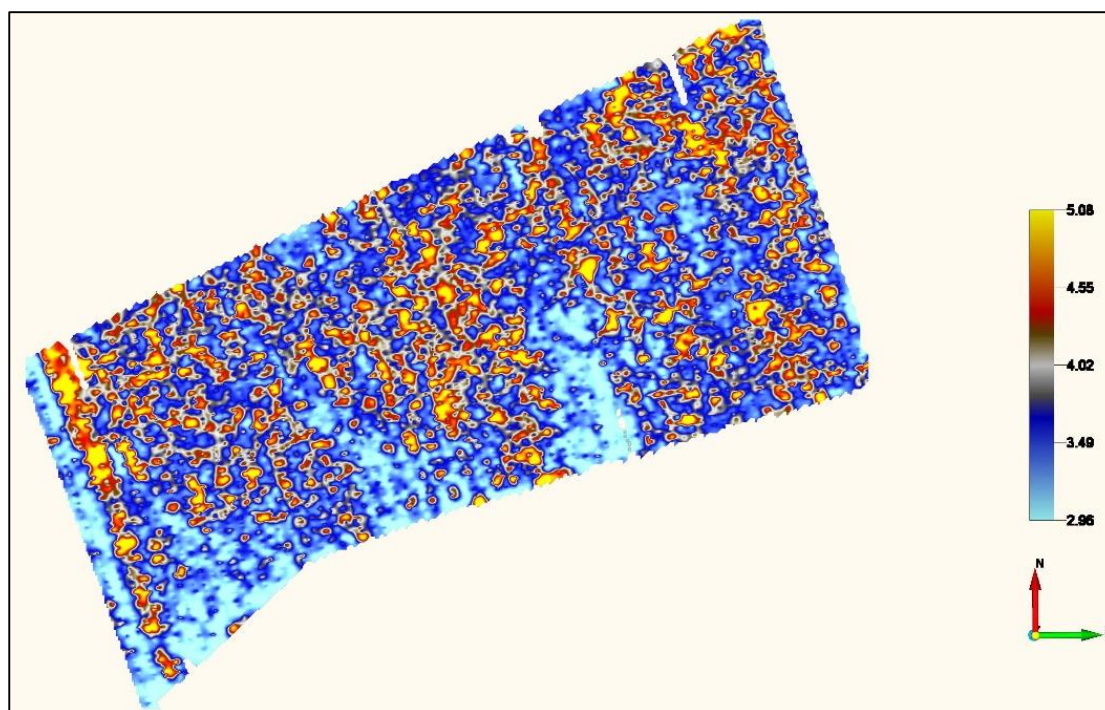


Figure 5.11 : Variation spatiale du rapport thorium-potassium dans le Pourtour de Hassi R'mel.

Les plus faibles niveaux du rapport U/K et du rapport Th/K caractérisent la partie sud du dôme de Tilrhemt et la partie sud-ouest et sud-est de l'ensellement de Djofra (rapports radiométriques inférieurs à 1), ce qui signifie la tendance potassique des anomalies radiométrique dans ces zones.

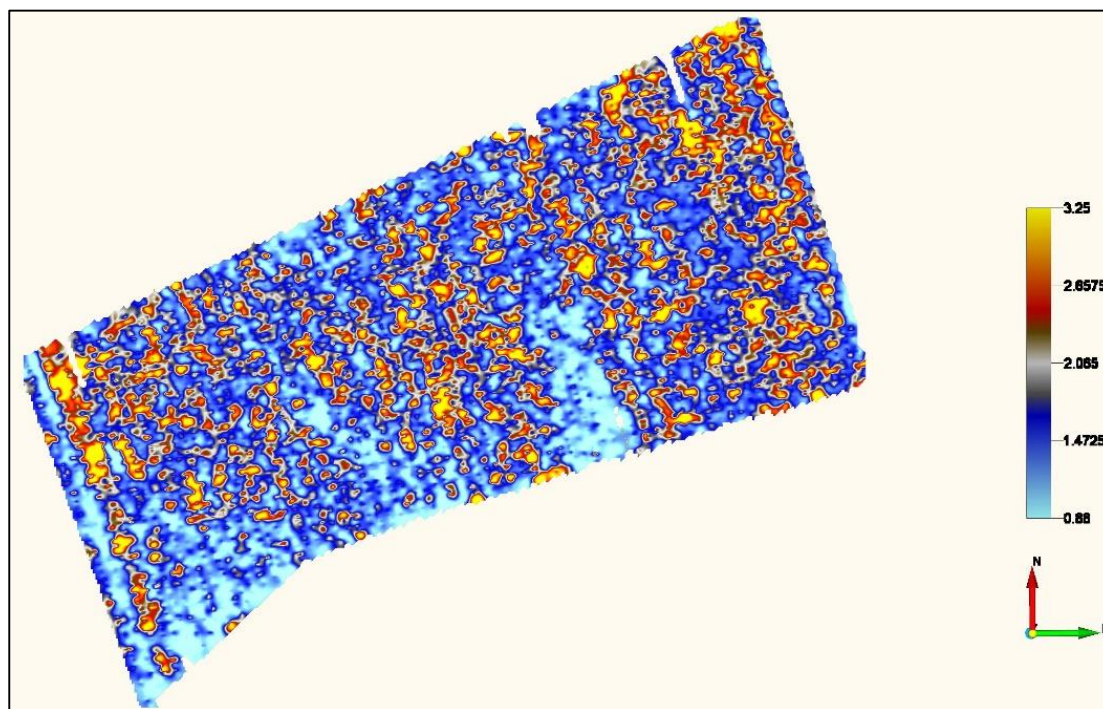


Figure 5.12 : Variation spatiale du rapport uranium-potassium dans le pourtour de Hassi R'mel.

5.6 Choix des attributs caractéristiques des microfuites d'hydrocarbures :

Les modèles de localisation des microfuites d'hydrocarbures sont construits selon une approche séquentielle en deux étapes (Senouci et Allek, 2020). Dans un premier temps, le choix des attributs à être cartographiés pour représenter l'allure des anomalies d'intérêts et leurs principales caractéristiques. Dans un second temps, les propriétés de ces anomalies sont modélisées selon un modèle mathématique adéquat pour identifier les critères de présence ou l'absence de microfuites d'hydrocarbure. Une modélisation correcte de la présence de microfuites d'hydrocarbure dans la région d'étude est une étape clé car les variations des propriétés magnétiques et radiométriques ont tendance à être dominées par la présence d'autres minéraux magnétiques (par exemple la magnétite syngénétiques) et certaines signatures radioactives.

Dans cette section, nous nous concentrons sur les techniques adaptées à l'identification des microfuites d'hydrocarbures. La principale différence est que nous représentons les microfuites d'hydrocarbures en utilisant des variables catégoriques, c'est-à-dire des variables qui ne prennent qu'un ensemble fini de valeurs permettant la différentiation présence-absence des microfuites d'hydrocarbures.

Il existe deux grandes classes de techniques géostatistiques pour la modélisation : les techniques basées sur les objets et les techniques basées sur les pixels. Nous nous concentrons sur les méthodes basées sur les pixels car elles fournissent une manière

plus naturelle d'incorporer des informations magnétiques et radiométriques pour la prédiction de la présence ou l'absence de microfuites d'hydrocarbures.

La figure 5.13 représente une matrice cross plot des attributs radiométriques extraite des données traitées. Ce type d'affichage permet d'analyser séparément les variations de chaque attribut en fonction de tous les autres attributs. Le but de ce type d'affichage est de fournir une méthode rapide d'évaluation de plusieurs combinaisons de cross plot des attributs d'entrées. Par exemple, dans cette étude, les attributs d'entrées employés sont : (1) concentration du potassium, (2) concentration du thorium, (3) rapport Th/K , (4) rapport U/K , (5) concentration d'uranium, (6) rapport U/Th (Figure 5.13). La matrice cross plot permet d'afficher automatiquement les 15 combinaisons possibles.

L'analyse des différents cross plot de la figure 5.13 démontre que seuls les attributs radiométriques (le rapport U/K versus le rapport U/Th , le rapport Th/K versus le rapport U/K , le rapport U/K versus le rapport U/Th) ont donné une bonne tendance et une bonne séparation entre les valeurs élevées et les valeurs faibles.

A partir des résultats obtenus, on a testé plusieurs seuils de coupure (cutoff) pour les trois attributs. Les cutoff optimaux pour l'identification des microfuites d'hydrocarbures sont un cutoff de 2500×10^{-6} SI pour la susceptibilité magnétique, un cutoff de 2 pour le rapport uranium / potassium et un cutoff de 4 pour le rapport thorium / potassium. Ces cutoff ont été choisis après une série de tests dans laquelle on analyse l'association spatiale entre chaque attribut et la présence des hydrocarbures. Les valeurs de ces cutoff ne sont pas constantes pour la réalisation d'une autre étude d'exploration d'hydrocarbure, ils peuvent varier en fonction de la qualité des données utilisées, le niveau de la radioactivité de la et la géologie de la région d'étude. Pour toute autre étude d'identification des microfuites d'hydrocarbure, le concept de base et la méthodologie utilisée dans cette étude restent les mêmes.

La figure 5.14 montre les variations des trois attributs caractéristiques des microfuites d'hydrocarbures le long de la ligne de vol L31965 qui traverse les champs pétrolifères de Sidi Mezhich et Bordj Nili et les champs de gaz et de pétrole du centre Hassi R'mel. La Piste 1 représente les variations de la susceptibilité magnétique, la Piste 2 représente les variations du rapport Th/K et la Piste 3 représente les variations du rapport U/K . Avant de quantifier l'association spatiale entre les valeurs des trois attributs caractéristiques des microfuites d'hydrocarbures et la présence des hydrocarbures, nous remarquons clairement qu'au niveau de ce profil il existe des zones caractérisées par une bonne corrélation entre les trois attributs. L'emplacement de ces zones montre une bonne association spatiale entre ces attributs et les zones à hydrocarbures, ce qui confirme encore leur bon choix comme critères d'identification des microfuites d'hydrocarbure. On remarque également qu'une bonne corrélation entre ces attributs caractéristiques de microfuites d'hydrocarbure se remarque au voisinage immédiat des puits à l'huile et à gaz. Ces zones sont caractérisées par une

forte susceptibilité magnétique dépassant 2600×10^{-6} (SI) accompagnée par de fortes valeurs des deux rapports radiométriques (Th/K supérieur à 4 et U/K supérieur à 2).

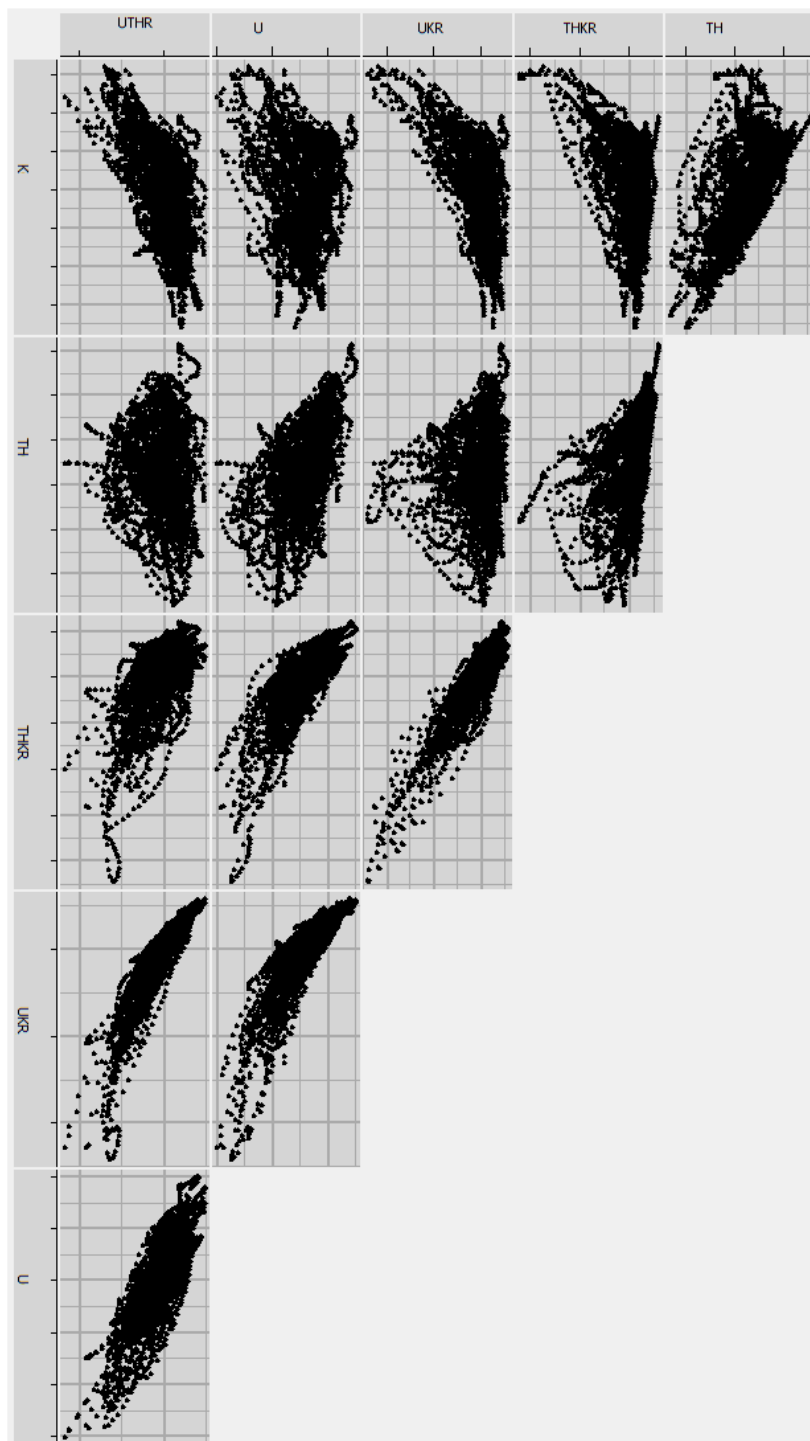


Figure 5.13 : Matrice cross plot des différents attributs radiométrique de la ligne de vol (L31965).

5.7 Classification Bayésien :

Dans cette section, nous passons en revue l'utilisation de la technique de classification Bayésienne dans le contexte de l'identification des microfuites d'hydrocarbure. Duda et al. (2001) et Tou et Gonzalez (1974) fournissent d'excellentes introductions aux techniques de reconnaissance des formes statistiques en général et incluent de bonnes discussions sur les techniques de classification Bayésiennes. L'utilisation de la classification bayésienne dans un contexte géophysique sont données par Mukerji et al. (2001a), Avseth et al. (2005) et Doyen (2007). La technique décrite ci-après est souvent appelée classification Bayésienne supervisée par opposition aux techniques non supervisées.

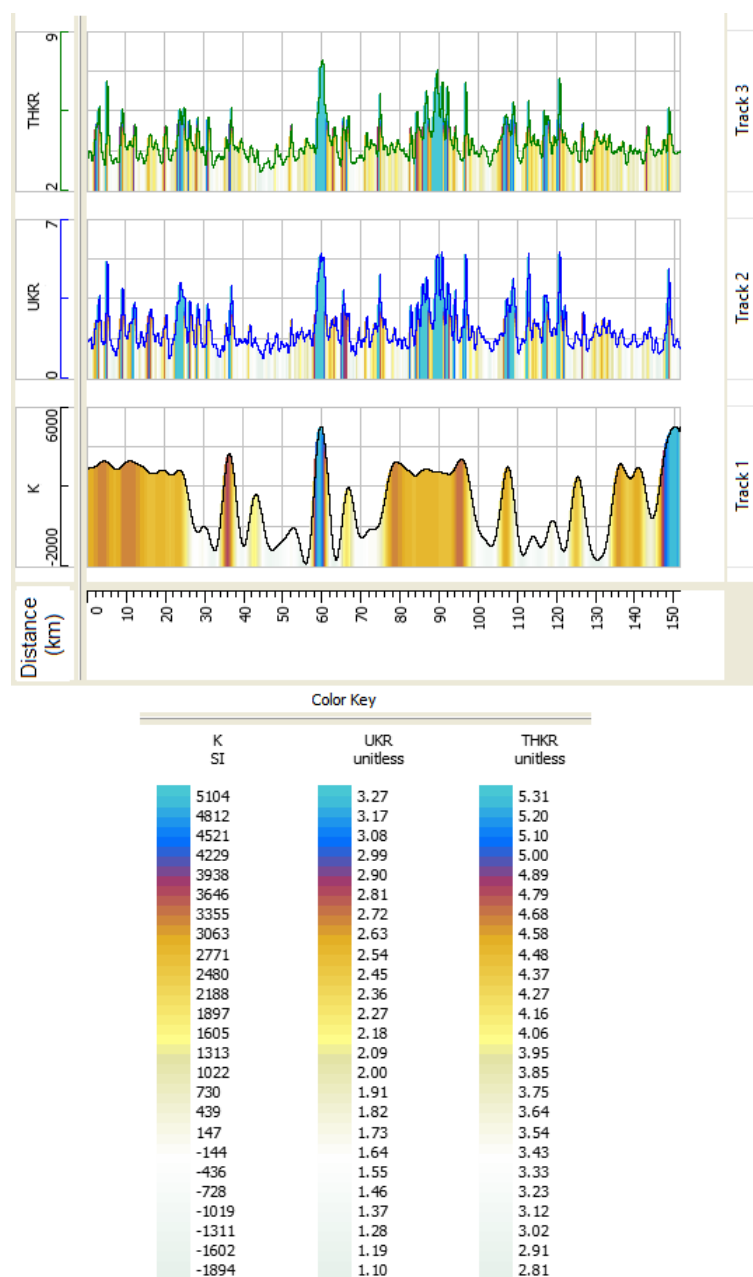


Figure 5.14 : Attributs de caractérisation des microfuites d'hydrocarbures L31965.

5.7.1 Classification Bayésien supervisée :

En classification supervisée, nous utilisons un ensemble de points d'apprentissage, construit par exemple à partir de données magnétiques ou radiométriques ou les deux en même temps, pour modéliser les propriétés géophysiques des microfuites d'hydrocarbure que nous voulons prédire.

5.7.2 Classification Bayésien non supervisée :

Les techniques non supervisées examinent le regroupement naturel des données d'attributs aérogéophysiques sans référence à des classes physiques spécifiques ni l'utilisation des informations géologiques a priori. Une bonne description des techniques non supervisées est donnée par Coleou et al. (2003). La comparaison des deux approches est discutée par Fournier et Derain (1995) et Fournier et al. (2002). Les techniques non supervisées sont plus appropriées dans un contexte d'exploration d'hydrocarbures dans le cas d'une absence totale des moyennes de contrôle des résultats de classification (par exemple l'absence des données de puits dans l'exploration des hydrocarbures).

Dans cette étude, à cause de la disponibilité des données de puits et les données aérogéophysiques, nous nous limitons à la classification Bayésienne supervisée, qui est plus appropriée dans le cadre de la modélisation 2D des microfuites d'hydrocarbures à partir de données magnétiques et radiométriques.

La méthodologie décrite ci-dessous est devenue populaire très récemment en raison de la plus grande disponibilité de plusieurs attributs géophysiques.

5.7.3 Principe de la classification Bayésien :

Supposons que nous avons deux classes distinctes dans notre étude : une classe représentant les zones caractérisées par la présence de microfuites d'hydrocarbure et une autre classe représentant les zones caractérisées par l'absence de microfuites d'hydrocarbures. Pour la simplification, nous nous référons aux deux classes comme "classe A" et "classe B" et nous définissons les classes correspondantes comme A et B. Notre objectif est d'évaluer la possibilité d'utilisation d'attributs aérogéophysiques, tels que la susceptibilité magnétique et les rapports des concentrations radiométriques (Th/K et U/K), pour différencier entre la classe A et la classe B.

À partir des données magnétiques et spectrométriques, nous construisons des histogrammes de susceptibilité magnétique (k), rapport thorium sur potassium (Th/K) et rapport uranium sur potassium (U/K) pour les deux classes A et B. Un exemple de classification bayésienne est illustré à la Figure 5.15, où nous désignons l'attribut géophysique par la lettre z .

En pratique, la variabilité des caractéristiques des microfuites d'hydrocarbures implique que l'on observera un chevauchement entre les plages de valeurs z des deux classes. Intuitivement, nous comprenons que l'incertitude dans la prédiction de la présence des microfuites d'hydrocarbure à partir des données magnétiques et

spectrométriques sera directement liée au degré de chevauchement entre les deux classes.

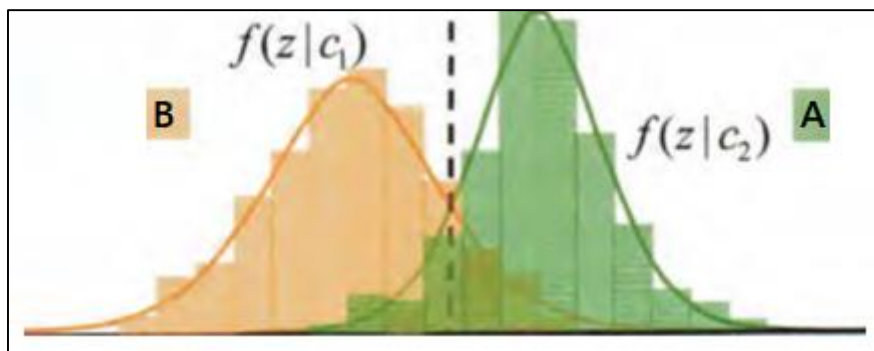


Figure 5.15 : Exemple de classification bayésienne sur la base d'un attribut géophysique quelconque.

Dans ce contexte, il est évident d'exprimer la variabilité observée à l'aide d'un cadre probabiliste. Nous modélisons donc les histogrammes de données expérimentales en utilisant des distributions de probabilités conditionnelles de classe, que nous notons $f(x, y, z | C)$. Dans le cas le plus simple, les deux PDF (probability density function) conditionnels pourraient être des distributions gaussiennes avec une moyenne et une variance différentes. Or, si l'on veut prédire la présence des microfuites d'hydrocarbure à partir des données magnétiques et spectrométriques, une règle de classification très simple consiste à sélectionner la classe $C1$, lorsque $f(x, y, z | C1) > f(x, y, z | C2)$, et à sélectionner $C2$ autrement. C'est ce qu'on appelle la classification de vraisemblance maximale (Maximum Likelihood, ML), car la fonction f est appelée fonction de vraisemblance lorsqu'elle est vue comme une fonction de la variable de classe C .

Dans la classification de vraisemblance maximale, nous émettons une hypothèse implicite que la présence et l'absence des microfuites d'hydrocarbure est a priori la même. En pratique, nous aurons souvent des informations sur l'association spatiale entre les anomalies aérogéophysiques et la présence ou l'absence des hydrocarbures. Ces informations sont codées sous forme de probabilités a priori pour les classes des microfuites d'hydrocarbure. Pour combiner ces informations a priori avec les informations aérogéophysiques, nous utilisons la règle de Bayes, qui stipule que la probabilité a posteriori d'une classe donnée est obtenue en multipliant la probabilité a priori par la fonction de vraisemblance correspondante pour chaque classe.

5.7.4 Théorème de Bayes :

Le théorème de Bayes porte le nom de Thomas Bayes, un mathématicien et pasteur britannique qui a travaillé beaucoup sur la théorie des probabilités et de décision en 18^{ème} siècle.

Soit X un ensemble de données. Elle est généralement décrite par des mesures effectuées sur un ensemble de n attributs. Soit H une hypothèse. $P(H | X)$ est défini comme une probabilité que l'hypothèse H se vérifie étant donné l'ensemble de données

X . C'est la probabilité postérieure, ou probabilité a posteriori de H conditionnée sur X . D'une manière similaire, $P(H)$ est la probabilité a priori, ou probabilité a priori de H . De même, $P(X/H)$ est la probabilité postérieure de X conditionnée à H et $P(X)$ est la probabilité a priori de X . Le théorème de Bayes fournit un moyen de calculer la probabilité postérieure, $P(H/X)$, à partir de $P(H)$, $P(X/H)$ et $P(X)$. Le théorème de Bayes est :

$$P(H | X) = \frac{P(X | H)P(H)}{P(X)} \quad (5.14)$$

Pour les problèmes de classification, soit X un ensemble de données observé, et supposons que H soit l'hypothèse que X appartient à une classe spécifiée C . Nous voulons déterminer la probabilité $P(H/X)$ que l'ensemble X appartient à la classe C , sur la base de la description de l'attribut de X .

La classification bayésienne est une méthode de classification statistique. Elle peut prédire les probabilités d'appartenance à une classe, telles que la probabilité qu'un ensemble de données appartienne à une classe particulière. Les classificateurs bayésiens naïfs et les réseaux de croyances bayésiens sont basés sur le théorème de Bayes. Ils sont utiles dans l'exploration de données et l'aide à la décision.

5.7.5 Etapes de classification Bayesian :

Étape 1 : Les attributs caractéristiques des microfuites d'hydrocarbure sont produits sous forme de cartes de propriétés magnétiques et radiométriques à savoir la carte de susceptibilité magnétique, celle du rapport uranium / potassium et celle du rapport thorium / potassium qui seront utilisés comme attributs d'entrée pour le classifieur Bayesian.

Étape 2 : Un ensemble de points d'apprentissage pour le classificateur est conçu à partir des données aérogéophysiques se rapportant aux zones où des puits d'huiles ou de gaz sont présents. Les valeurs d'attributs correspondant à la classe de microfuites d'hydrocarbure (valeurs élevées de susceptibilité magnétique accolées à des valeurs élevées des rapports radiométriques) sont présentées sous forme de crossplot pour évaluer l'aspect du nuage de points et sa propension à la distinction des différentes classes de microfuites à partir des attributs aérogéophysiques sélectionnés.

Étape 3 : Les fonctions de densité de probabilité (PDF) des attributs conditionnels de classe sont modélisés à partir des points d'apprentissage à l'aide de techniques paramétriques ou non paramétriques.

Étape 4 : La classification bayésienne est appliquée point par point sur l'ensemble de la région d'étude en calculant la probabilité postérieure locale (ou vraisemblance) de chaque classe de microfuite en fonction des valeurs mesurées des attributs aérogéophysiques.

Le résultat de ce processus est une série de cartes de probabilité de microfuites, qui peuvent être utilisés dans l'analyse d'incertitude.

5.7.6 Étude de faisabilité :

Pour étudier la possibilité d'isoler à la fois les signatures magnétiques et radiométriques des microfuites d'hydrocarbure et la possibilité de la classification bayésienne des attributs géophysiques dans l'identification des gisements d'hydrocarbures, une étude de faisabilité a été réalisée le long du profil de la ligne de vol L31965. Ce profil traverse les champs pétroliers de Sidi Mezrhich, Hassi R'mel Center et Bordj Nili ainsi que le géant champ gazier du Hassi R'mel Centre.

Une représentation de U / K , Th / K et de susceptibilité magnétique (k) par un cross plot a été utilisé pour définir la classe A, appelée classe de présence de microfuites d'hydrocarbures colorée en rouge et la classe B appelée classe d'absence de microfuites d'hydrocarbures colorée en bleu (Figure 5.16). Une nette séparation peut être observée entre la classe A et la classe B. La première est caractérisée par des valeurs élevées des rapports Th / K et U / K accolé à une nette élévation de la susceptibilité magnétique, tandis que la seconde classe B est caractérisée par des valeurs plus faibles de ces attributs.

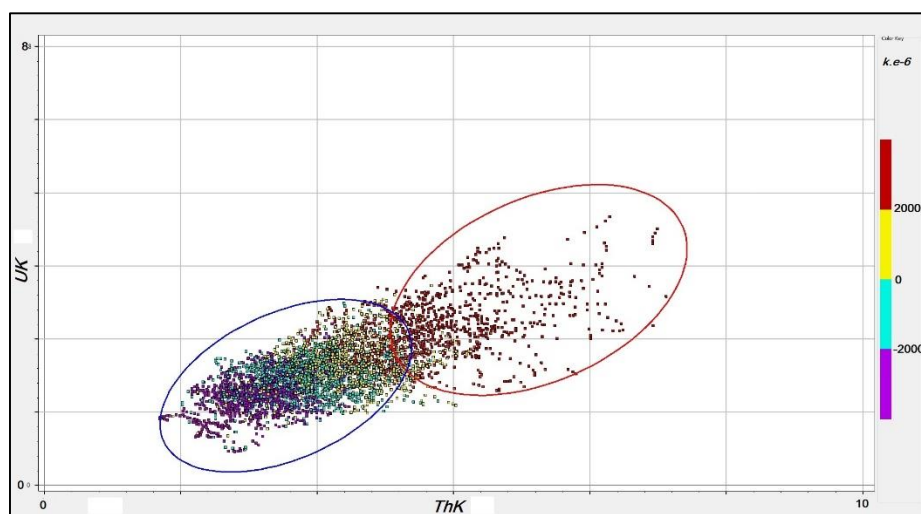


Figure 5.16 : Cross plot uranium/potassium versus thorium/potassium. La couleur de chaque point est attribuée en fonction de sa susceptibilité magnétique (ligne de vol L31965).

Le nombre de points utilisés dans l'étude de faisabilité est de 3272. La classe A comprend 1375 points avec une moyenne des valeurs moyennes des attributs caractéristiques de l'ordre de 5,31 pour le rapport Th/K , 3,38 pour le rapport U/K et 2808×10^{-6} (SI) pour la susceptibilité magnétique. La classe B comprend 2127 points avec une moyenne de 2,98 pour le rapport Th/K , 1,69 pour le rapport U/K et -1438×10^{-6} (SI) pour la susceptibilité magnétique.

La figure 5.17 présente les résultats de l'étude de faisabilité le long du profil de la ligne de vol L31965 traversant les champs pétroliers de Sidi Mezrhich et Bordj Nili, ainsi que les champs de gaz et de pétrole de Hassi R'mel Centre et deux puits aveugles d'hydrocarbures (Senouci et Allek, 2020). Les deux puits d'hydrocarbures recoupés par ce profil sont choisis comme points de contrôle. Notez les croisements des courbes de probabilité $P3DA$ en rouge et $P3DB$ en bleu aux bordures des champs d'hydrocarbures. Ce résultat montre qu'on peut parvenir à une nette séparation entre les zones à hydrocarbures et les zones stériles grâce à notre approche prédictive développée ici et qui fait appel aux par probabilités bayésiennes multivariée.

Les champs pétrolières de Hassi R'mel Centre, Sidi Mezrhich et Bordj Nili sont corrélés à 96% avec la présence de la classe A, alors que le champ gazier de Hassi R'mel Centre est corrélé à 54% avec la présence de la classe A.

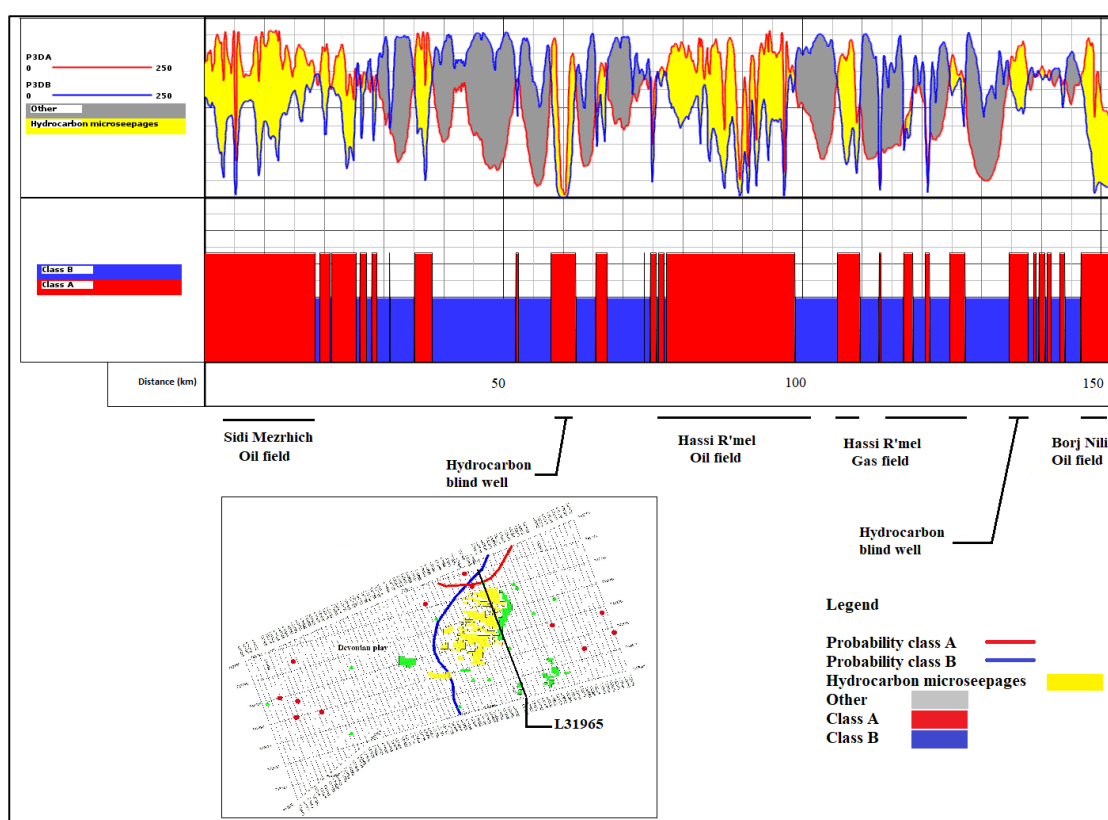


Figure 5.17 : Etude de faisabilité le long de la ligne de vol L31965.

Pour un contrôle de qualité, et pour valider l'utilisation des points du profil de la ligne de vol L31965 comme des points d'entraînement dans la classification bayésienne tridimensionnelle, nous avons incorporé dans l'analyse deux puits d'hydrocarbures de control (Blind well). La présence de la classe A se superpose parfaitement avec les puits d'hydrocarbures de contrôle localisés à 58 km et 135 km (Figure 5.17).

5.7.7 Application de la classification Bayésien à la région d'étude :

Nous démontrons maintenant cette méthode pour l'évaluation du potentiel régional d'hydrocarbures à travers l'identification des anomalies associées à des microfuites. Après la validation des résultats de l'étude de faisabilité par l'utilisation de gisements d'huile et de gaz connus dans la région de Hassi R'mel, ainsi que des puits de contrôle, nous avons calculé à l'aide de l'Équation 5.09, la probabilité de présence de la classe A et de la classe B dans toute la région. La variation spatiale de la probabilité de présence de la classe A dans la zone d'étude est illustrée à la figure 5.20. Plusieurs zones significatives à plus ou moins forte probabilité de présence d'hydrocarbures (probabilité de classe A supérieure à 50%) coïncident avec les champs de pétrole et de gaz. La classification de ces zones a été faite selon la décision de limite entre la probabilité de classe A et la probabilité de classe B (Senouci et Allek, 2020).

Dans la classification Bayésienne 3D, nous simplifions la décision aux limites que si : $P(Th / K, U / K, k / A)$ est supérieur à $P(Th / K, U / K, k / B)$ l'échantillon est dans la classe A, et si : $P(Th / K, U / K, k / B)$ est supérieur à $P(Th / K, U / K, k / A)$ l'échantillon est en classe B. Pour satisfaire cette condition, nous avons utilisé la différence entre la probabilité de présence de la classe A et la probabilité de présence de la classe B ; une valeur positive indique que l'échantillon est dans la classe A et une valeur négative indique que l'échantillon est dans la classe B.

La figure 5.18 représente les résultats de la classification Bayésien au niveau de la ligne de vol L31775 qui traverse le champ d'huile de Belktaif. La Piste 1 représente la différence entre la probabilité de présence de la classe A et la probabilité de présence de la classe B ; la couleur rouge indique une valeur positive et la couleur bleu indique une valeur négative. La Piste 2 représente les variations de la probabilité de présence de la classe A en rouge ($P3DA$) et la classe B en noire ($P3DB$). Comme mentionné plus haut dans la section 5.6, les attributs caractéristiques des microfuites d'hydrocarbure ont montré des valeurs relativement élevées aux seuils de coupure (cutoff) à l'aplomb des puits d'hydrocarbures du champ de Belktaif, qui s'est traduit par une forte probabilité de présence de la classe A accompagnée par une forte diminution de la probabilité de présence de la classe B dans cette zone.

La figure 5.19 représente les résultats de la classification Bayésien au niveau de la ligne de vol L31845 qui traverse le champ de gaz de Hassi R'mel sud. La Piste 1 représente la différence entre la probabilité de présence de la classe A et la probabilité de présence de la classe B ; la couleur rouge indique une valeur positive et la couleur bleu indique une valeur négative. La Piste 2 représente les variations de la probabilité de présence de la classe A en rouge et la classe B en noir. On observe dans ce profil que le gisement de gaz de Hassi R'mel sud corrèle parfaitement avec la présence de la classe A avec une forte probabilité (80%) de présence des microfuites d'hydrocarbure, tandis qu'au niveau du puits de contrôle (puits stérile) on remarque une forte probabilité d'absence de microfuites d'hydrocarbure (forte probabilité de présence de la classe B).

Ces résultats nous permettent de confirmer encore une fois la fiabilité de la classification bayésienne dans l'identification des microfuites d'hydrocarbure.

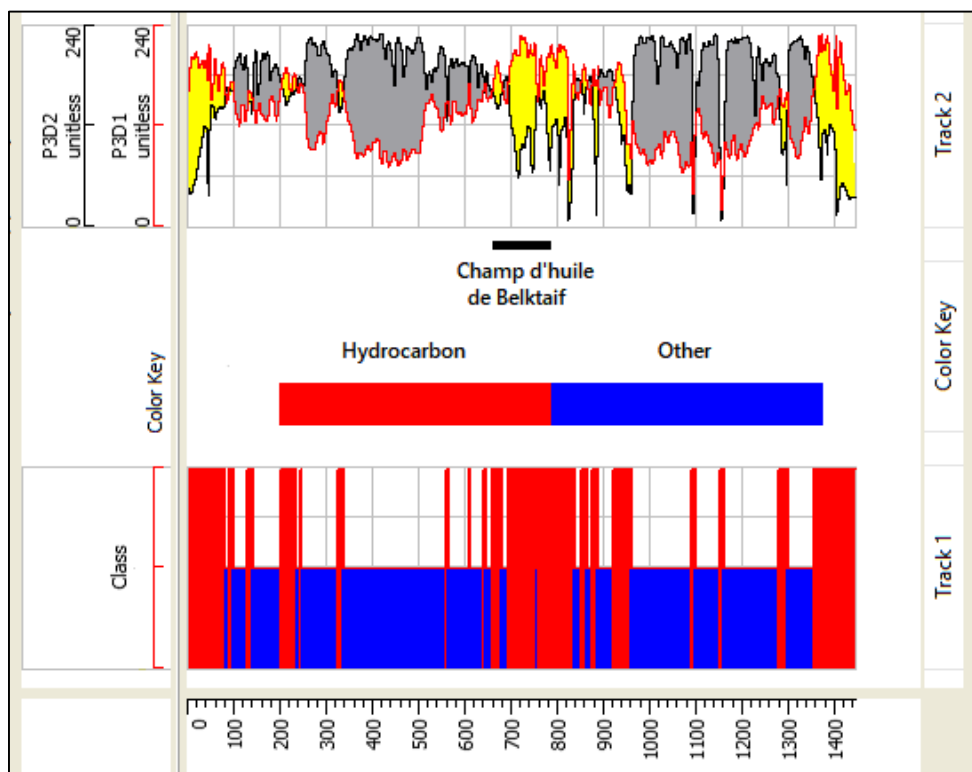


Figure 5.18 : Classification Bayésien 3D de la ligne de vol L31775.

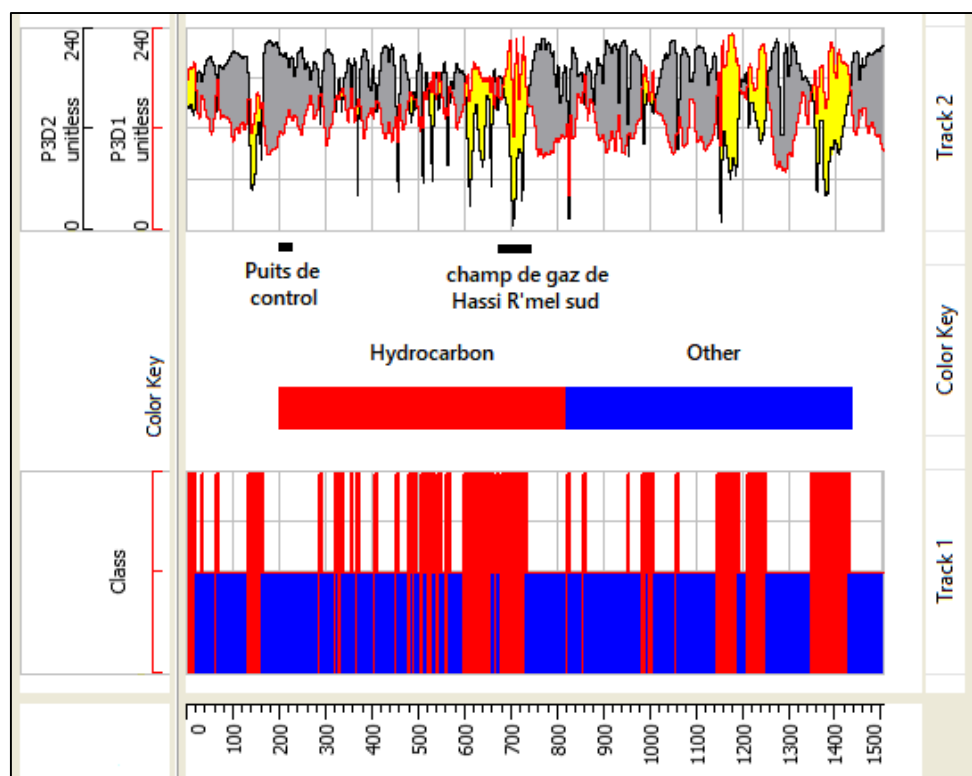


Figure 5.19 : Classification Bayésien 3D de la ligne de vol L31845.

Les variations spatiales de la probabilité de présence des microfuites d'hydrocarbure telles que illustrées à la figure 5.20 pour l'ensemble de la region d'étude ne permettent pas de prédire avec confiance la présence des hydrocarbures même si en présence d'une forte probabilité de la classe A. Pour assurer avec plus de confiance l'existence de microfuites d'hydrocarbure, il faudrait combiner les deux probabilités et que la probabilité de la classe A soit supérieure à celle de la classe B. D'après les résultats présentés dans la carte ci-dessous, on observe que la tendance générale des fortes probabilités de la classe A suit la tendance des fortes susceptibilités magnétiques, avec une légère influence des rapports radiométriques dans les zones où le rapport Th/K est proche de 5 et le rapport Th/Kt proche de 3.5. On remarque aussi une absence presque totale des fortes probabilités de présence de la classe A au niveau du champ de gaz de Hassi R'mel sud, qui est probablement le résultat du lisseage de l'uranium par les eaux souterraines (Senouci et Allek, 2020). Cependant, on remarque que les autres gisements d'hydrocarbures de la region d'étude présentent une bonne corrélation avec les fortes valeurs de probabilité de présence de la classe A.

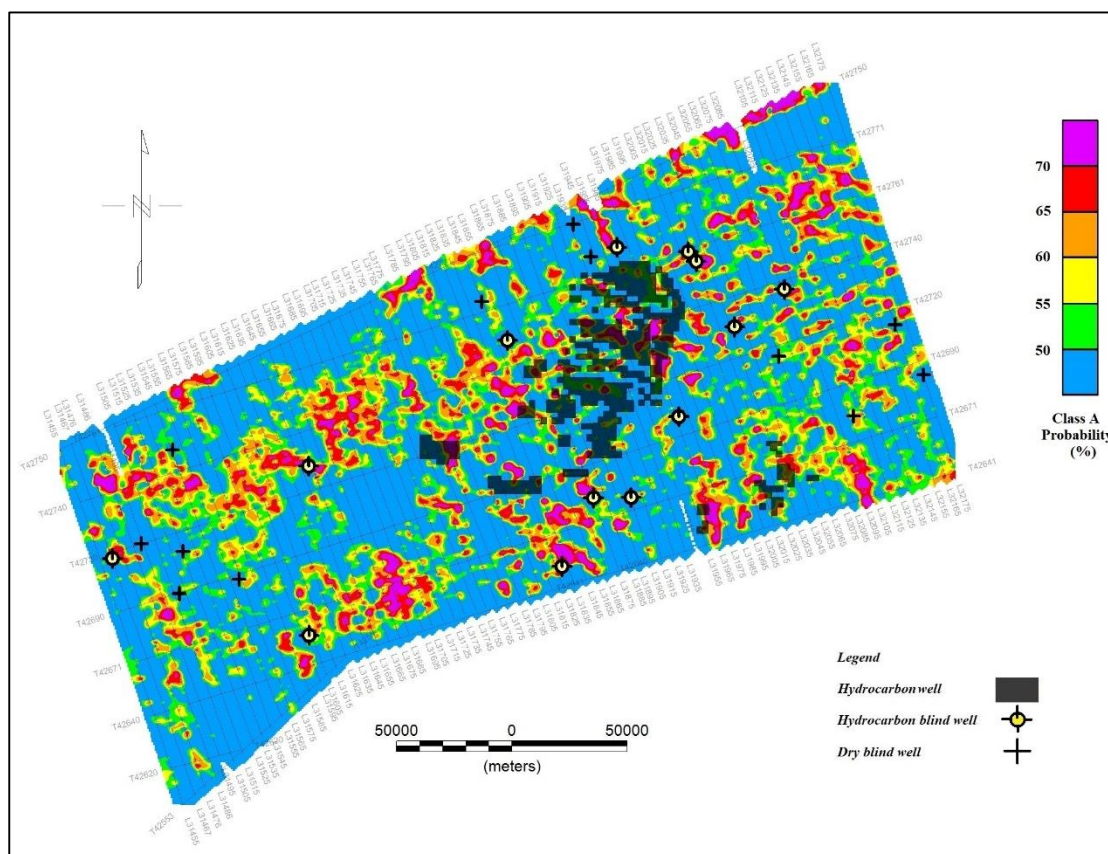


Figure 5.20 : Carte de variation de la probabilité de présence de la classe A (microfuites d'hydrocarbures). Les zones occupées par les hydrocarbures sont illustrées par un fond gris. Les puits aveugles secs ou à hydrocarbure utilisés pour le contrôle de qualité sont affichés sur la carte.

5.8 Association spatiale :

Pour quantifier l'association spatiale entre les probabilités de présence ou d'absence des microfuites d'hydrocarbures on a utilisé l'approche statistique du poids de la preuve connue sous le nom de Weights of Evidence (WofE). Le poids de la preuve est une méthode quantitative pour combiner des preuves à l'appui d'une hypothèse. La méthode a été développée à l'origine pour une application non spatiale dans le diagnostic médical, dans laquelle la preuve consistait en un ensemble de symptômes et l'hypothèse était le diagnostic du type de maladie. Pour chaque symptôme, une paire de poids été calculée, un poids pour la présence du symptôme et un autre poids pour l'absence du symptôme. L'ampleur des poids dépendait de l'association mesurée entre le symptôme et le profil de la maladie dans un grand groupe de patients. Les poids pourraient ensuite être utilisés pour estimer la probabilité qu'un nouveau patient présente une maladie donnée, en fonction de la présence ou de l'absence de symptômes.

Les poids de la preuve ont été adaptés à la fin des années 1980 pour la cartographie du potentiel minéral sous SIG (Système d'Information Géographique). Dans cette situation, la preuve consiste en un ensemble de données d'exploration (cartes), et l'hypothèse est que cet emplacement est favorable à l'occurrence d'un certain type de gisement. Les poids sont estimés à partir de l'association mesurée entre les occurrences minérales connues et les valeurs sur les cartes à utiliser comme prédicteurs. L'hypothèse est ensuite évaluée à plusieurs reprises pour tous les emplacements possibles sur la carte en utilisant les poids calculés, produisant une carte du potentiel minéral dans laquelle les preuves de plusieurs couches de la carte sont combinées. La méthode appartient à un groupe de méthodes adaptées à la prise de décision multicritères.

À l'instar des méthodes de régression multiple en statistique, le modèle de poids de la preuve implique l'estimation de la variable de la réponse sur l'existence de ressources minérales ou les gisements d'hydrocarbures sur la base d'un ensemble de variables prédictives (ensembles de données d'exploration sous forme de carte ou profil).

5.8.1 Thème probant :

Il s'agit d'une carte ou un profil de données déterminantes utilisées pour la prédiction d'un objet ponctuel (dans note cas présence de microfuites d'hydrocarbure). Les polygones ou les cellules de la grille des thèmes probants ont au moins deux valeurs (valeurs de classe). Par exemple, la région de Hassi R'mel peut avoir deux valeurs ou plus, représentant les classes présentes (microfuites d'hydrocarbure). Bien que les poids de la preuve aient été définis à l'origine pour des thèmes probants binaires (également appelés modèles binaires dans plusieurs publications), ils peuvent également être appliqués à des thèmes avec plus de deux classes de données.

5.8.2 Points d'entraînement :

Il s'agit d'un ensemble de points se référant à des emplacements dans lesquels les objets ponctuels prennent place. Ainsi en exploration des hydrocarbures, les points d'entraînement peuvent se référer à des gisements, des puits de pétrole ou de gaz ou n'importe quel indice ou occurrences précédemment découverts. Dans d'autres études, les objets ponctuels peuvent se référer à des emplacements d'événements sismiques, à des zones de glissement, à tout type de points vulnérables ou points d'intérêt. L'ensemble des emplacements des points est utilisé pour calculer les poids pour chaque thème probant, un poids par classe, en utilisant les relations de chevauchement entre les points et les différentes classes déterminantes.

Les caractéristiques des points d'apprentissage sont conservées dans une table attributive. Des sous-ensembles de points peuvent être sélectionnés à l'aide des valeurs d'attributs, tels que la taille du dépôt ou le type de dépôt. Cependant, les points sont traités comme étant présents ou absents dans le modèle et ne sont pas pondérés par des caractéristiques telles que la taille ou la profondeur du gisement d'hydrocarbures.

5.8.3 Cellule unitaire :

Chaque point d'entraînement est supposé occuper une petite zone appelée cellule unitaire. La cellule unitaire est une constante définie au début, elle est la même pour tous les points d'entraînement et les thèmes de preuve. La zone de la cellule unitaire est indépendante de la taille de la cellule de grille utilisée dans l'interpolation des données géophysiques ; elle n'est pas liée à la taille physique ou à l'influence des points d'entraînement. Les valeurs des poids sont relativement indépendantes de la surface de la cellule unitaire.

5.8.4 Thème de la réponse :

Il s'agit d'une carte de sortie qui exprime la probabilité qu'une cellule unitaire contienne un point. Elle est estimée en combinant les poids des variables prédictives (thèmes probants). La carte de réponse est généralement classée en un petit nombre de classes exprimant une probabilité relative de favorabilité. Si les points de formation sont des gisements d'hydrocarbures, la carte de réponse montre une estimation du potentiel d'hydrocarbure (également appelé prospectivité des hydrocarbures).

5.8.5 Ensemble des données d'exploration :

Nous nous référons ici à des ensembles de données numériques, tels que les cartes géologiques numérisées, les données de puits et les données des levés magnétiques et radiométriques. Il y a toujours un processus d'extraction des preuves de l'ensemble des données brutes sous forme de données déterminantes ou probantes ayant passé par un ou plusieurs niveaux de traitement et d'analyse. Ce processus dépend fortement du modèle d'exploration utilisé.

5.8.6 Modèle d'exploration :

Il existe un grand nombre de modèles de dépôt définis pour les différents types de minéraux. Le modèle d'exploration, fait référence aux caractéristiques d'un type de dépôt identifiable utilisé dans le processus d'exploration.

5.8.7 Thème de la zone d'étude :

Le thème de la zone d'étude est un thème binaire qui définit la région d'intérêt. Les points d'entraînement en dehors de la zone d'étude sont ignorés dans les calculs des poids et les cartes de sorties.

5.8.8 Cartographie quantitative du potentiel minéral dans un SIG :

Le processus de cartographie du potentiel d'hydrocarbures basé sous SIG peut être divisé en quatre étapes principales :

- La création d'une base de données numérique spatiale.
- L'extraction de preuves prédictives pour un type de gisement particulier, sur la base d'un modèle d'exploration.
- Le calcul des poids pour chaque carte prédictive (thème probant).
- La combinaison des thèmes probants pour prédire le potentiel en hydrocarbures.

Les poids de la preuve sont normalement appliqués aux situations d'exploration dans lesquelles il existe un nombre suffisant de puits d'hydrocarbures ou d'occurrences déjà découverts qui peuvent être utilisés comme un ensemble de points d'apprentissage pour le calcul des poids (McCammon, 1989).

5.8.9 Modèle de poids de la preuve :

Le modèle *WofE* peut être appliqué à des thèmes probants avec des classes binaires (présence / absence) ou à des cartes multi-classes. Les cartes probantes binaires à l'instar de celles utilisées dans cette étude sont relativement plus simples à interpréter que les données multi-classes. De plus, les pondérations calculées pour un petit nombre de classes sont plus crédibles que celles calculées pour un grand nombre de classes. Les thèmes binaires produisent des pondérations avec des variances plus faibles et sont donc plus stables.

5.8.10 Thèmes probants binaires :

La figure 5.21 (A) montre un thème probant binaire avec deux classes (la classe 1 est en vert et la classe 2 est en blanc) et un ensemble de points d'apprentissage. Le polygone en noir définit la limite de la zone d'étude.

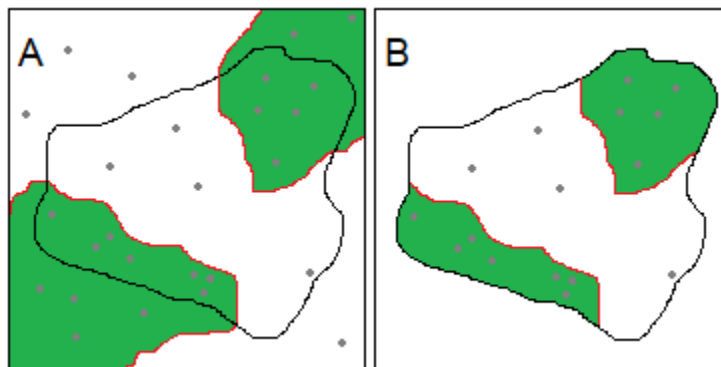


Figure 5.21 : A : Zone rectangulaire montrant le thème de preuve binaire et les points d'entraînement. B : Même zone rognée sur la carte de base de la zone d'étude, à l'exclusion des points et des zones en dehors de la zone d'étude.

Étant donné que la superficie de la maille unitaire est de u km² et la superficie totale de la zone d'étude est $A(T)$, le nombre de cellules unitaires sera :

$$\frac{A(T)}{u} = N(T) \quad (5.15)$$

Où T se réfère à la carte de base qui délimite la zone d'étude, $A()$ désigne la surface de la zone et $N()$ indique le nombre de cellules unitaires.

Dans la carte de base, le nombre de points d'entraînement est noté $N(A)$ qui est toujours un nombre entier, et indépendant de u . Soit un thème probant donné noté H (présence d'hydrocarbures) ; $A(A) / u = N(H)$ est le nombre des cellules unitaires où H est présent (présence de classe A ou présence de microfuites d'hydrocarbures). De la même façon, pour les cellules unitaires de classe B (présence de la classe B ou absence des microfuites d'hydrocarbure). Si des cellules ne sont pas couvertes par des données magnétiques ou radiométriques ou si pour une raison ou une autre, on n'attribue ni à la classe A ni à la classe B certaines zones, on incorpore dans le modèle une troisième classe (absence des deux classes A et B) marquée par $N(\text{manquant}) = 0$.

Les poids fournissent une mesure ou une quantification de l'association spatiale entre les points et le thème probant. Un poids est calculé pour chaque classe du thème probant. Une valeur positive du poids indique qu'il y a plus de points dans cette classe que ce qu'aurait permis le hasard ; à l'inverse, une valeur négative indique que moins de points se produisent que prévu. Une valeur de zéro, ou très proche de zéro, indique que les points d'apprentissage sont distribués de manière aléatoire par rapport à cette classe.

Pour les cartes binaires avec seulement deux classes, le poids positif W^+ analyse la possibilité de la présence des hydrocarbures (présence de classe A) lorsque la classe du thème probant est présente ; le poids négatif W^- analyse la possibilité de l'absence des hydrocarbures (présence de classe B) lorsque la classe du thème probant est absente.

Les poids des thèmes binaires sont donnés par les rapports des probabilités conditionnelles suivants (Bonham-Carter, 1994) :

$$W^+ = \ln \frac{P(H|A)}{P(H|\bar{A})}$$

$$W^- = \ln \frac{P(\bar{H}|A)}{P(\bar{H}|\bar{A})}$$
(5.16)

Où $P(\)$ désigne la probabilité et \ln le logarithme naturel. A désigne la présence de la classe A ; \bar{A} désigne l'absence de classe A (présence de classe B); H désigne la présence des cellules d'hydrocarbures; \bar{H} désigne l'absence des cellules d'hydrocarbures. $P(H|A)$: la probabilité que l'événement H se produise étant donné que A est vrai, $P(H|\bar{H})$ la probabilité que l'événement H se produise étant donné que \bar{A} est vrai, $P(\bar{H}|A)$ la probabilité que l'événement \bar{H} se produise étant donné que A est vrai, et $P(\bar{H}|\bar{A})$ la probabilité que l'événement \bar{H} se produise étant donné que \bar{A} est vrai.

$$P(H|A) = \frac{N(H \cap A)}{N(A)}$$

$$P(H|\bar{A}) = \frac{N(H \cap \bar{A})}{N(\bar{A})}$$

$$P(\bar{H}|A) = \frac{N(\bar{H} \cap A)}{N(A)}$$

$$P(\bar{H}|\bar{A}) = \frac{N(\bar{H} \cap \bar{A})}{N(\bar{A})}$$
(5.17)

La différence entre les poids est connue sous le nom de contraste, C , avec :

$$C = W^+ - W^-$$
(5.18)

Le contraste est une mesure globale de l'association spatiale entre les points d'apprentissage et le thème de preuve combinant les effets des deux poids (entre les surfaces occupées par la classe A et les surfaces occupées par les hydrocarbures).

Une corrélation positive est obtenue si « C » est positif, dans le cas inverse si « C » est négatif une corrélation spatiale négative aura lieu. Cette formule permet d'avoir une meilleure estimation ou quantification de l'association spatiale dans une grande mesure lorsqu'un grand nombre d'occurrences de points sont considérés (Bonham-Carter, 1994 ; Carranza et Hale, 2002).

En général, les valeurs de poids absolues entre 0 et 0.5 sont faiblement prédictives ; les valeurs comprises entre 0.5 et 1 sont modérément prédictives ; les valeurs comprises entre 1 et 2 sont assez prédictives et supérieures à 2 sont fortement prédictives.

Cependant, lorsqu'une petite zone est envisagée et qu'il n'y a qu'un petit nombre de points d'occurrence, l'incertitude des poids peut être mauvaise et la valeur du contraste « C » peut être sans signification. Dans ce cas, le contraste de Student C_S fournit une mesure utile de la signification du contraste (Raines, 1999). Il est défini comme le contraste C divisé par son écart type :

$$C_S = \frac{C}{\sigma(C)} \quad (5.19)$$

La valeur C_S est calculée pour estimer la signification de la valeur du contraste « C », c'est-à-dire comme test informel que le contraste C est susceptible d'être fiable (Bonham-Carter, 1994 ; Romero-Calcerrada et Luque, 2006). Une valeur élevée de C_S signifie que le contraste est important par rapport à son écart type ce qui implique une plus grande confiance dans les résultats.

La classification Bayésienne tridimensionnelle des données magnétiques et radiométriques est représentée à la figure 5.22. La classe A est colorée en rouge et la classe B est colorée en bleu. Sur la base de ces résultats, la surface totale de la classe A, que nous supposons associée à des microfuites d'hydrocarbures est de 12455 km², dont 1996 km² sont situés au-dessus des champs d'hydrocarbures connus dans la région de Hassi R'mel. Le tableau 5.1 synthétise la quantification de l'association spatiale de la classe A et la présence d'hydrocarbure pour différents cas de valeurs de probabilité. On peut observer à partir du contraste C comme indicateur d'association spatiale, que pour tous les cas de probabilité supérieure à 50 %, la classe A est assez prédictive de la présence d'hydrocarbure ($C > 1$). Pour résumer, plus la probabilité de présence de microfuites d'hydrocarbure (présence de la classe A) est élevée, plus la probabilité de présence d'hydrocarbure en profondeur augmente.

Tableau 5.1 : Résumé des paramètres de calcul du poids de la preuve de la présence des microfuites d'hydrocarbure en utilisant la classification bayésienne tridimensionnelle pour des probabilités de présence de la classe A supérieurs à 50 %.

Probabilité (%)	Surface Total (km ²)	Surface des cellules d'hydrocarbures (km ²)	P(H A)	P(H \bar{A})	P(\bar{H} A)	P(\bar{H} \bar{A})	W+	W-	C
> 50	12455.23	1996.58	0.16	0.02	0.83	0.97	1.9	0.86	1.04
> 60	6224.92	1507.99	0.24	0.03	0.75	0.96	2.06	0.78	1.28
> 70	2756.34	990.62	0.35	0.03	0.64	0.96	2.24	0.66	1.57

5.9 Contrôle de qualité :

Afin de valider ces résultats, nous avons inséré 25 puits de contrôle, dans lesquels 13 puits produisent du pétrole et du gaz, et le reste sont des puits secs. Comme le montre la figure 5.22, douze des treize puits à hydrocarbures se localisent dans les zones identifiées par le classificateur Bayésien tridimensionnel comme appartenant à la classe A (zones favorables pour la présence de microfuites d'hydrocarbure).

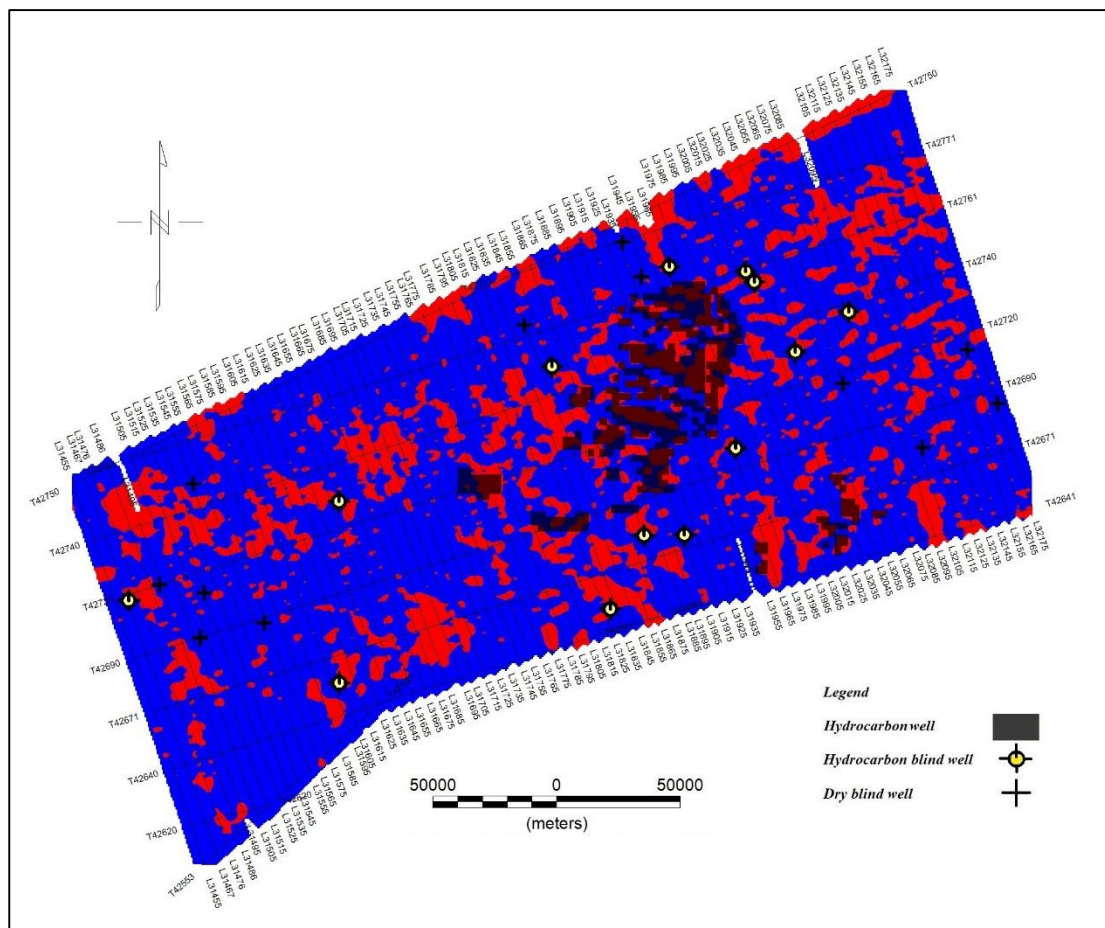


Figure 5.22 : Carte montrant les zones favorables de présence des microfuites d'hydrocarbures en rouge (présence de la classe A), et les zones défavorables de présence des microfuites d'hydrocarbures en bleu (présence de la classe B). Les zones de superposition des champs d'hydrocarbures connus et les zones de présence de la classe A sont surlignées en gris.

D'un autre côté, aucun puits sec des 12 puits de contrôle restants ne se trouve dans la zone de classe A favorable à la présence de microfuites d'hydrocarbure.

En conséquence, les zones appartenant à la classe A (en rouge) ont une valeur suffisante pour justifier des études supplémentaires et les zones (en bleu) sont exclues d'exploration ultérieure ou de forage de puits d'exploration ou d'exploitation supplémentaires. Sur la base de ces résultats, on peut dire que la probabilité de présence d'hydrocarbures dans la zone A est d'environ 92 %. Ainsi, les zones de la classe A

situées en dehors des champs d'hydrocarbures connus peuvent être explorées par d'autres études complémentaires pour déterminer de nouvelles cibles potentielles.

La technique de cartographie des microfuites d'hydrocarbure par les données magnétiques et radiométriques est un puissant outil d'aide à la décision permettant de contenir les coûts et d'être complémentaire aux méthodes d'exploration conventionnelle (géologie et la sismique).

Conclusion et perspectives

La méthodologie développée dans cette étude, basée sur l'application d'un classificateur bayésien tridimensionnel sur des données magnétiques et radiométriques aéroportés a permis de cartographier les zones potentielles d'hydrocarbures en identifiant les caractéristiques des rapports de concentration des éléments radioactifs et de la susceptibilité magnétique apparente étroitement liée aux microfuites d'hydrocarbures. Un facteur clé dans le choix de la région de Hassi R'mel comme domaine d'investigation pour cette étude a été la disponibilité de plusieurs gisements de gaz et de pétrole, ainsi qu'une grande quantité de données de puits.

Pour évaluer l'efficacité de cette approche en tant que moyen de délimitation des microfuites d'hydrocarbure, les résultats de forage de 25 puits de control ont été utilisés. Douze des 13 puits producteurs de pétrole ou de gaz sont localisés dans les zones favorables identifiées (classe A). Tous les puits de control secs sont localisés dans les zones défavorables (classe B), il n'y a donc qu'un seul puits sur les treize puits producteurs d'hydrocarbures qui est situé dans la zone défavorable (classe B). Le taux de réussite global de la localisation des hydrocarbures dans les zones favorables est de 12/13 (92%). Le taux de présence d'hydrocarbure en dehors des zones favorables identifiées est de 1/13 (~ 8%). En conséquence, les chances de trouver des hydrocarbures dans un puits foré dans une zone appartenant à la classe A (zone favorable) sont $(92/8) = 11,5$ fois plus élevées que lorsqu'on fore dans une zone de classe B.

La méthode basée sur le classificateur bayésien à plusieurs variables peut être un outil efficace pour intégrer des attributs caractéristiques supplémentaires qui sont supposés être en relation avec la présence d'hydrocarbures en profondeur. L'importance économique d'une telle méthodologie est évidente, car elle permet d'orienter rapidement les activités d'exploration vers les zones de forte probabilité d'existence d'hydrocarbures. Les résultats montrent que même les levés géophysiques aéroportés régionaux sont efficaces comme outil de première étape de reconnaissance et d'identification d'indices favorables à la présence d'hydrocarbures sur l'ensemble de la plate-forme saharienne algérienne.

Cependant, il ne fait aucun doute que de subtiles anomalies éloignées des lignes de vol ont été ratées à cause de la distance interligne très importante (5 km). Les résultats auraient pu être encore plus concluants, si la distance entre les lignes de vol était moins importante. C'est pour cette raison qu'il est recommandé de recourir à une telle approche d'exploration particulièrement si des données aérogéophysiques de haute résolution sont disponibles. L'intégration d'autres attributs supplémentaires, notamment les attributs des données de polarisation provoquée et des méthodes électromagnétiques permettra d'augmenter sensiblement les chances de succès de mettre en évidence des cibles perspectives.

En se basant sur la théorie des microfuites d'hydrocarbure, la prochaine étape dans cette recherche sera l'utilisation de la polarisation provoquée pour l'étude de la présence de la pyrite authigéniques au-dessus des puits d'hydrocarbures et dans le cas de forte association spatiale entre ces deux derniers, on va procéder à la combinaison

des trois méthodes pour mieux caractériser les zones de présence de microfuites d'hydrocarbures. Dans le même contexte nous prévoyons d'appliquer la même méthodologie présentée dans cette thèse à d'autres régions en Algérie pour mieux étudier et analyser la fiabilité et les limites de cette méthode.

Références
Bibliographiques

Abrams, M. A., 2013. Best practices for the collection, analysis, and interpretation of seabed geochemical samples to evaluate subsurface hydrocarbon generation and entrapment. *Offshore Technology Conference, 24219, 21p.*

Abrams, M. A., 2005. Significance of hydrocarbon seepage relative to petroleum generation and entrapment. *Marine and Petroleum Geology, 22, pp. 457-477.*

Abrams, M. A., 1992. Geophysical and geochemical evidence for subsurface hydrocarbon leakage in the Bering sea, Alaska. *Marine and Petroleum Geology Bulletin, v. 9, p. 208–221.*

Aeromagnetic Standards Committee, 1991. Guide to Aeromagnetic Specifications and Contracts. *Geological Survey of Canada Open File 2349.*

AIEA, 2003. Guidelines for radioelement mapping using gamma ray spectrometry, *TECDOC-1363, Vienna, Austria.*

AIEA, 1991. Airborne gamma ray spectrometry surveying, *Technical reports series, No. 323, Vienna, Austria.*

Aissaoui, D. M., McNeill, D. F., & Hurley, N. F., eds., 1993. Applications of paleomagnetism to sedimentary geology. *SEPM Special Publication No. 49, 216 p.*

Al-Alfy, I. M., Nabih, M. A., & Eysa, E. A., 2013. Gamma ray spectrometry logs as a hydrocarbon indicator for clastic reservoir rocks in Egypt. *Applied Radiation and Isotopes, 73, pp. 90-95.*

Al-Shaieb, Z., Cairns, J., & Puckette, J., 1994. Hydrocarbon-induced diagenetic aureoles : Indicators of deeper leaky reservoirs. *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin, v. 10, p. 24-48.*

Al-Shaieb, Z., 1977. Uranium potential of Permian and Pennsylvanian sandstones in Oklahoma. *AAPG Bulletin, v. 61, p. 360-375.*

Allek, K., Boubaya, D., Bouguern, A., & Hamoudi, M., 2016. Spatial association analysis between hydrocarbon fields and sedimentary residual magnetic anomalies using Weights of evidence : an example from the Triassic Province of Algeria. *J. Appl. Geophys. 135, 100–110.*

Allek, K., 2005. Traitement et interprétation des données aeromagnétiques acquises au dessus des régions de Tindouf et de l'Eglab (Sud-Ouest de l'Algerie) – Impact sur l'exploration du Diamant, *Thèse de Magister USTHB – Alger, 175p.*

Allen, R. E., & Thomas, R. G., 1984. The uranium potential of diagenetically altered sandstone of the Permian Rush Springs Formation, Cement district, southwest Oklahoma. *Economic Geology, v. 79, p. 284-296.*

Åm, K., 1972. The arbitrarily magnetized dyke: Interpretation by characteristics. *Geoexploration, 10, 63–90.*

- Aminzadeh, F., Berge, T., de Groot, P., & Valenti, G., 2001.** Using gas chimneys as an exploration tool. *World Oil* 222 (5), 50–56.
- Andersen, R. K., Scalan, R. S., Parker, P. L., & Behrens, E. W., 1983.** Seep oil and gas in Gulf of Mexico slope sediments. *Science*, v. 222, p. 619–621.
- Arkani-Hamed, J. 2007.** Differential reduced to pole : Revisited. *Geophysics*, 72, L1–L11.
- Atlas, R. M., 1984.** Petroleum microbiology. *New York, Macmillan Company*, 692 p.
- Avseth P., Mukerji, T., & Mavko G., 2005.** Quantitative seismic interpretation, Cambridge University Press, 359p.
- Baranov, V., 1957.** A new method for interpretation of aeromagnetic maps ; pseudo-gravimetric anomalies. *Geophysics*, 22, 359–383.
- Barberes, G.A., Pena dos Reis, R., Pimentel, N., Fonseca, P.E., & Azevedo, M., 2014b.** Application of Thorium-Normalized method to identify any hydrocarbons anomalies in South Portuguese Zone Carboniferous units. *Comunicações Geológicas*, 101 (II), pp. 743-746.
- Beghtel, F. W., Hitzman, D. O., & Sundberg, K. R., 1987.** Microbial Oil Survey Technique (MOST) evaluation of new field wildcat wells in Kansas. *Association of the Petroleum Explorationists Bulletin*, v. 3, p. 1-14.
- Benayad, S., Park, Y. S., & Kherfi, N., 2012.** Sedimentological and Diagenetic Controls on the Hamra Quartzites Reservoir Quality in the Southern Hassi. *European Association of Geoscientists & Engineers, 5th EAGE St.Petersburg International Conference and Exhibition on Geosciences - Making the Most of the Earths Resources, Apr 2012*, cp-283-00134.
- Bhattacharyya, B.K., 1964.** Magnetic anomalies due to prism-shaped bodies with arbitrary polarization. *Geophysics* 29 (4), 517–553.
- Borradaile, G.J., & Werner, T., 1994.** Magnetic anisotropy of some phyllosilicates. *Tectonophysics*, 235, 223-248.
- Brooks, J. M., & Carey, B. D., 1986.** Offshore surface geochemical exploration. *Oil and Gas Journal*, v. 84, p. 66–72.
- Brown, A., 2000.** Evaluation of possible gas microseepage mechanisms. *AAPG Bulletin*, 84 (11), pp. 1775-1789.
- Campbell, W. C., 1997,** Introduction to geomagnetic fields, *Cambridge University Press, New York*.
- Clarke, R. H., & Cleverly, R.W., 1991.** Petroleum seepage and post-accumulation migration. *Geol. Soc. Lond., Spec. Publ.* 59 (1), 265–271.

- Conel, J. E., & Alley, R. E., 1985.** Lisbon Valley, Utah uranium test site report, in M . J. Abrams, J. E. Conel, H . R. Lang, and H . N . Paley, eds., The Joint NASA/Geosat Test Case Project: final report: AAPG Special Publication, pt. 2, v. 1, p. 8-1-8-158.
- Connolly, D., Aminzadeh, F., Brouwer, F., & Nielsen, S., 2013.** Detection of subsurface hydrocarbon seepage in seismic data : implications for charge, seal, overpressure, and gas-hydrate assessment. In : Aminzadeh, F., Berge, T.B., Connolly, D.L. (Eds.), Hydrocarbon Seepage : From Source to Surface. *SEG & AAPG, Tulsa, USA, pp. 199–220.*
- Cordell, L., & McCafferty, A. E., 1989.** A terracing operator for physical property mapping with potential field data. *Geophysics, 54, 621–634.*
- Cowan, D., & Cooper, G., 2003.** Drape-related problems in aeromagnetic surveys : the need for tight-drape surveys. *Explor. Geophys., 34, 87–92.*
- Curiale, J. A., Bloch, S., Rafalska-Bloch, J., & Harrison, W. E., 1983.** Petroleum-related origin for uraniferous organic-rich nodules of southeastern Oklahoma. *AAPG Bulletin, v. 67, p. 588-608.*
- Curry, W. H., 1984.** Evaluation of surface gamma radiation surveys for petroleum exploration in the deep Powder River basin, Wyoming, in M. J. Davidson and B. M. Gottlieb, eds., Unconventional Methods in the Exploration for Petroleum and Natural Gas, 3. Dallas, Texas, Southern Methodist University Press, p. 25-39.
- Davidson, M. J., 1982.** Toward a general theory of vertical migration. *Oil and Gas Journal, v. 21, p. 288-300.*
- Davis, J. B., 1967.** Petroleum Microbiology. *New York, Elsevier, 604 p.*
- Davis, J. B., 1956.** Microbial decomposition of hydrocarbons. *Industrial and Engineering Chemistry, v. 48, no. 9, p. 1444-1448.*
- Davis, J. B., 1952.** Studies on soil samples from a "paraffin dirt" bed. *AAPG Bulletin, v. 36, p. 2186-2188.*
- Debeglia, N., & Coppel, J., 1997.** Automatic 3-D interpretation of potential field data using analytic signal derivatives. *Geophysics, 62, 87–96.*
- Dickson, B.L., & Scott, K.M., 1997.** Interpretation of aerial gamma-ray surveys-adding the geochemical factors. *AGSO J. Aust. Geol. Geophys. 17 (2), 187–200.*
- Donovan, T.J., Hendricks, J.D., Roberts, A.A., & Eliason, P.T., 1984.** Low-altitude aeromagnetic reconnaissance for petroleum in the Arctic National Wildlife Refuge, Alaska. *Geophysics. 49 (8), 1338–1353.*
- Donovan, T. J., Roberts, A. A., & Dalziel, M. C., 1981.** Epigenetic zoning in surface and near-surface rocks resulting from seepage-induced redox gradients, Velma oil field, Oklahoma : a synopsis. *Oklahoma City Geological Society Shale Shaker, v. 32, no. 3, p. 1-7.*

- Donovan, T. J., Termain, P. A., & Henry, M. E., 1979.** Late diagenetic indicators of buried oil and gas, II: direct detection experiments at Cement and Garza oil fields, Oklahoma and Texas, using enhanced Landsat I and II images. *USGS Open File Report 79-243*.
- Donovan, T. J., & Dalziel, M. C., 1977.** Late diagenetic indicators of buried oil and gas. *USGS Open File Report 77-817*, 44 p.
- Donovan, T. J., Barringer, A. R., Foote, R. S., & Watson, R. D., 1975.** Low-altitude remote sensing experiments at Cement and Davenport oil fields, Oklahoma, Annual General Meeting Abstracts. *Geophysics*, v. 41, p. 350.
- Donovan, T.J., 1974.** Petroleum microseepage at cement, Oklahoma ; evidence and mechanism. *AAPG Bull.* 58 (3), 429–446.
- Doyen, P.M., 2007.** Seismic Reservoir Characterization: an Earth Modeling Perspective. v. 2. EAGE, Houston.
- Duchscherer, J. W., 1982.** Geochemical exploration for hydrocarbons, no new tricks – but an old dog. *Oil Gas J.* 163–176 July.
- Duchscherer, J. W., 1980.** Geochemical methods of prospecting for hydrocarbons. *Oil Gas J.* 194–208 DEC.
- Duda, R.O., Hart, P.E., 1973.** Pattern Classification and Scene Analysis. Wiley-Interscience publication, New York.
- Domenico, P. A., & Schwartz, F. W., 1990.** Physical and chemical hydrogeology. New York, John Wiley and Sons, 824 p.
- Dunlop, D. J., & Özdemir, Ö., 1997.** Rock magnetism : Fundamentals and frontiers. Cambridge University Press, New York.
- Durrance, E. M. (1986)** *Radioactivity in Geology.* Ellis Horwood, Chichester.
- Eargle, D. H., & Weeks, A. M. D., 1973.** Geologic relations among uranium deposits, south Texas coastal plain region, U.S.A., in G. C. Amstutz and A. J. Bernard, eds., Ores in sediments. New York, Springer-Verlag, p. 101-113.
- Eargle, D.H., & Weeks, A.M.D., 1961.** Possible relationship between hydrogen sulphidebearing hydrocarbons in fault line oil fields and uranium deposits in the Southeast Texas coastal plain. *USGS Professional Paper.* 424-D, pp. D7–D9.
- Ebanks, J., Kaldi, J., & Vavra, C., eds., 1993.** Seals and traps : a multidisciplinary approach (abs.). AAPG, Hedberg Research Conference Abstracts, June 21-23, Crested Butte, Colorado.
- Echikh, K., 1988.** Geology and hydrocarbon occurrences in the Ghadames Basin, Algeria, Tunisia, Libya. In: MacGregor, D.S., Moody, R.T.J., and Clark-Lowes, D.D. (eds.). *Petroleum Geology of North Africa*, Geological Society, London, Special Publication, 132, 109-129.

- El-Sadek, M. A., 2002.** Application of thorium-normalized airborne radiospectrometric survey data of Wadi Araba area, North-eastern Desert, Egypt, as a guide to the recognition of probable subsurface petroleum accumulations. *Applied Radiation and Isotopes*, 57, pp. 121-130.
- Ellwood, B. B., & Burkart, B., 1996.** Test of hydrocarbon-induced magnetic patterns in soils : The sanitary landfill as laboratory, in D. Schumacher and M. Abrams, eds., Hydrocarbon migration and its near-surface expression. *AAPG Memoir* 66, p. 91–98.
- Elmore, R. D., McCollum, R., & Engel, M. H., 1989.** Evidence for a relationship between hydrocarbon migration and diagenetic magnetic minerals—implications for petroleum exploration. *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*, v. 5, no. 1, p. 1-17.
- Eltschlager, K. K., Hawkins, J. W., Ehler, W. C., & Baldassare, F., 2001.** Technical measures for the investigation and mitigation of fugitive methane hazards in areas of coal mining. U.S. Department of the Interior – Office of Surface Mining. *Pittsburgh, PA*, 124p.
- Etiopé, G., 2015.** Natural gas seepage-The earth's hydrocarbon degassing. *Springer, Switzerland*. 199p.
- Etiopé, G., & Klusman, R.W., 2010.** Microseepage in drylands : flux and implications in the global atmospheric source/sink budget of methane. *Glob. Plan. Change*, 72, pp. 265-274.
- Etiopé, G., 2009a.** A global dataset of onshore gas and oil seeps : a new tool for hydrocarbon exploration. *Oil and Gas Business*, 10p.
- Etiopé, G., 2004.** New Directions : GEM—Geologic Emissions of Methane, the missing source in the atmospheric methane budget. *Atmospheric Environment*, 38, pp. 3099-3100.
- Etiopé, G., & Martinelli, G., 2002.** Migration of carrier and trace gases in the geosphere : an overview. *Phys. Earth Planet. Inter.* 129 (3–4), 185–204.
- Etiopé, G., 1998.** Transport of radioactive and toxic matter by gas microbubbles in the ground. *J. Environ. Radioactivity*, 40 (1), pp. 11-13.
- Etiopé, G., & Lombardi, S., 1996.** Laboratory simulation of geogas microbubble flow. *Environ. Geol*, 27, pp. 226-232.
- Eventov, L., 2000.** The nature and interpretation of geophysical and geochemical anomalies over oil and gas fields. *Lead. Edge* 19 (5), 488–490.
- Faber, E., & Stahl, W., 1984.** Geochemical surface exploration for hydrocarbons in North Sea. *AAPG Bulletin*, v. 68, p. 363–386.
- Fabre, J., 1978.** Carte géologique du nord-ouest de l'Afrique, 1:5 000 000. SNED, Alger.

- Feely, R. W., & Kulp, J. L., 1957.** Origin of Gulf Coast salt dome sulfur deposits. *AAPG Bulletin*, v. 41, p. 1802-1853.
- Ferguson, T. D., 1979a.** The subsurface alteration and mineralization of Permian red beds overlying several oil fields in southern Oklahoma, part I. *Oklahoma City Geological Society Shale Shaker*, v. 29, p. 172-178.
- Ferguson, T. D., 1979b.** The subsurface alteration and mineralization of Permian red beds overlying several oil fields in southern Oklahoma, part II. *Oklahoma City Geological Society Shale Shaker*, v. 29, p. 200-208.
- Ferris, G. E., 1995.** Microbes to minerals. *Geotimes*, v. 40, no. 9, p. 19-22.
- Ferris, G. E., Wiese, R. G., & Fyfe, W. S., 1994.** Precipitation of carbonate minerals by microorganisms : implications for silicate weathering and the global carbon dioxide budget. *Geomicrobiology Journal*, v. 12, p. 1-13.
- Fertl, W.H., 1979.** Gamma ray spectral data assists in complex formation evaluation. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*, 20, pp. 3-37.
- Finlay, C. C., Maus, S., Beggan, C. D., Bondar, T. N., Chambodut, A., et al., 2010,** International Geomagnetic Reference Field : the eleven generation, *Geophysical Journal International*, 183, 1216-1230.
- Fischer, P. J., & Stevenson, A. J., 1973.** Natural hydrocarbon seeps along the northern shelf of the Santa Barbara Basin, California. *Offshore Technology Conference, OTC-1738*, p. 159-166.
- Foote, R. S., 2013.** Value of MSRImeasurement of Selma exploration drill cuttings. *Oil Gas J.* 111 (10), 66-73.
- Foote, R. S., 1996.** Relationship of near-surface magnetic anomalies to oil- and gas-producing areas, in D. Schumacher and M. A. Abrams, eds., Hydrocarbon Migration and its Near-Surface Expression. *American Association of Petroleum Geologists, Memoir 66*, p. 111-126.
- Foote, R. S., & Long, G. J., 1988.** Correlations of oil- and gasproducing areas with magnetic properties of the upper rock column, eastern Colorado. *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*, v. 4, p. 47-61.
- Foote, R. S., 1987.** Correlations of borehole rock magnetic properties with oil and gas producing areas. *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*, v. 3, p. 114-134.
- Foote, R. S., 1984.** Significance of near-surface magnetic anomalies, in M. J. Davidson and B. M. Gottlieb, eds., Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas. *Dallas, Southern Methodist University, Institute for Study of Earth and Man*, p. 12-24.

Garrels, R. M., & Christ, C. L., 1965. Solutions, minerals and equilibria. *New York, Harper and Row, 450 p.*

Gay JR., S. P., 1992. Epigenetic versus syngenetic magnetite as a cause of magnetic anomalies. *Geophysics 57, 60–68.*

Geraud, Y., 1991. Deformation thermomecanique et porosite des roches granitiques : evolution des espaces poreux. *These de l'Universite de Marseille, 291 p.*

Gervitz, J. L., Carey, B. D., & Blanco, S. R., 1983. Surface geochemical exploration in the North Sea, in J. Brooks, ed., *Petroleum geochemistry and exploration of Europe. Geological Society of London, Special Publication, no. 12, p. 35–50.*

Gillet, G., 2003, Séparation magnétique : Théorie et modélisation, *Techniques de l'Ingénieur, J3220.*

Goldhaber, M. B., & Reynolds, R. L., 1991. Relations among hydrocarbon reservoirs, epigenetic sulfidization, and rock magnetization : examples from south Texas coastal plain. *Geophysics, v. 56, p. 748-757.*

Goldhaber, M. B., Reynolds, R. L., & Rye, R. O., 1983. Role of fluid mixing and fault-related sulfide in the origin of the Ray Point uranium district, south Texas. *Economic Geology, v. 78, p. 1043-1063.*

Goldhaber, M. B., Reynolds, R. L., & Rye, R. O., 1978. Origin of a South Texas roll-type uranium deposit, II : sulfide petrology and sulfur isotope studies. *Economic Geology, v. 73, p. 1690-1703.*

Grauch, V. J. S., & Campbell, D. L., 1984. Does draping aeromagnetic data reduce terrain-induced effects ? *Geophysics, 49, 75–80.*

Gunn, P. J., 1995. An algorithm for reduction to the pole that works at all magnetic latitudes. *Explor. Geophys., 26, 247–254.*

Hale, M., 2000. Genesis, behaviour and detection of gases in the crust. In: Govett, G.J.S. (ed.) *Handbook of exploration geochemistry volume 7 - Geochemical Remote Sensing of the Sub-Surface. Elsevier, The Netherlands, pp. 3-16.*

Harris, G. D., 1908. Salt in Louisiana, with special reference to its geologic occurrence, part II—localities south of the Oligocene. *Louisiana Geological Survey Bulletin, v. 7, p. 18-27.*

Henry, W. E., 1988. Magnetic detection of hydrocarbon microseepage in a frontier exploration region. *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin, v. 4, p. 18-29.*

Hinze, J. W., Von Frese, R. R. B., & Saad, A. H., 2012. Gravity and magnetic exploration. *Cambridge university press, United Kingdom.*

Hirsch, P., 1974. Budding bacteria. *Annual Reviews of Microbiology, v. 28, p. 391-444.*

- Holysh, S., Toth, J., 1996.** Flow of formation waters : likely cause for poor definition of soil gas anomalies over oil fields in east-central Alberta. In : Schumacher, D., Abrams, M.A. (Eds.), *Hydrocarbon Migration and Its Near-surface Expression. AAPG Memoir 66, Tulsa, OK, U.S.A., pp. 255–277.*
- Horvitz, L., 1985.** Geochemical exploration for petroleum. *Science* 229 (4716), 821–827.
- Horvitz, L., 1980.** Near-surface Evidence of Hydrocarbon Movement From Depth, SG 10 : Problems of Petroleum Migration. *AAPG, pp. 241–269.*
- Hsu, S-K., Coppens, D., & Shyu, C-T., 1998.** Depth to magnetic source using the generalized analytic signal. *Geophysics, 63, 1947–1957.*
- Hsu, S-K., Sibuet, J-C., & Shyu, C-T., 1996.** High-resolution detection of geologic boundaries from potential-field anomalies : An enhanced analytic signal technique. *Geophysics, 61, 373–386.*
- Hughes, L. J., Zonge, K. L., & Carlson, N. R., 1986.** The application of electrical techniques in mapping hydrocarbon- related alteration, in M. J. Davidson, ed., *Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas, symposium IV. Dallas, Texas, Southern Methodist University Press, p. 5-26.*
- Hunt, J. M., 1996.** Petroleum geochemistry and geology. W.H. *Freeman and Co, New York, 743p.*
- Jones, V. T., & LeBlanc, R. J., 2004.** Moore-Johnson (Morrow) field, Greeley County, Kansas : A successful integration of surface soil gas geochemistry with subsurface geology and geophysics. *American Association of Petroleum Geologists, Search and Discovery, Article 20022, 30 pp.*
- Jones, V.T., & Drozd, R.J., 1983.** Prediction of oil or gas potential by nearsurface geochemistry. *AAPG Bulletin, 67, pp. 932-952.*
- Kartsev, A. A., Tabasaranskii, Z. A., Subbota, M. I., & Mogilevskii, G. A., 1959.** Geochemical methods of prospecting and exploration for petroleum and natural gas. *Berkeley, Los Angeles, University of California Press, 349 p.*
- Katsube, T.J., 1981.** Pore structure and pore parameters that control the radionuclide transport in crystalline rocks. In Proc. Tech. Program Int. *Powder Bulk Solid Handling Processing (Rosemont Illinois) CAANERS Exp. Group., Chicago, Illinois.*
- Kaufman, A. A., Hansen, R. O., & Kleinberg, R. L., 2009.** Principles of the Magnetic Methods in Geophysics. *Volume 42, chap.6, Elsevier, Oxford.*
- Kearey, P., Brooks, M., & Hill, I., 2002.** An introduction to geophysical exploration. *Blackwell publishing.*
- Keating, P., & Pilkington, M., 2004.** Euler deconvolution of the analytic signal and its application to magnetic interpretation. *Geophysical Prospecting, 52, 165–182.*

- Kennicutt, M. C., Brooks, J. M., Bidogare, R. R., & Denoux, G. J., 1988.** Gulf of Mexico hydrocarbon seep communities—I. regional distribution of hydrocarbon seepage and associated fauna. *Deep Sea Research*, v. 35, no. 9, p. 1639–1651.
- Klusman, R. W., 2003.** Rate measurements and detection of gas microseepage to the atmosphere from an enhanced oil recovery/sequestration project, Rangely, Colorado, USA. *Applied Geochemistry*, 18, pp. 1825–1838.
- Klusman, R. W., 1993.** Soil gas and related methods for natural resource exploration. *Chichester, John Wiley & Sons*, 483 p.
- Klusman, R. W., Saeed, M. A., & Abu-Ali, M. A., 1992.** The potential use of biogeochemistry in the detection of petroleum microseepage. *AAPG Bulletin*, v. 76, p. 851-863.
- Kostakis, K., & Harrison, J. P., 1999.** Numerical analysis of gasbubble flow in water-filled natural fractures. *Comput. Geosci.*, 24, pp. 3-28.
- Kristiansson, K., & Malmqvist, L., 1982.** Evidence for non-diffusive transport of ²²²Rn in the ground and a new geophysical model for the transport. *Geophysics*, 47, pp. 1444-1452.
- Krumbein, W. E., 1983.** Microbial geochemistry. *Oxford, Alden Press*, 330 p.
- Kvenvolden, K. A., & Field, M. F., 1981.** Thermogenic hydrocarbons in unconsolidated sediment of Eel River Basin, offshore northern California. *AAPG Bulletin*, v. 65, no. 9, p. 1642–1646.
- Langel, R. A., 1992.** International Geomagnetic Reference Field : The sixth generation, *Journal of Geomagnetism and Geoelectricity*, 44, 679-707.
- Leaver, J. L., & Thomasson, M. R., 2002.** Case studies relating soil iodine geochemistry to subsequent drilling results, in D. Schumacher and L. A. LeSchack, eds., *Surface Exploration Case Histories: Applications of geochemistry, magnetic, and remote sensing. American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology No. 48, and Society of Exploration Geophysicists, Geophysical Reference Series No. 11*, p. 41-57.
- LeSchack, L. A., 1997a.** Results of magnetic HGI and radiometric surveys in western Canada, *Geochemical Exploration—1 : Oil & Gas Journal*, May 19, p. 84–89.
- LeSchack, L. A., 1997b,** Magnetic HGI, radiometric surveys prove cost-effective in western Canada, *Geochemical Exploration—2. Oil & Gas Journal*, May 26, p. 82–87.
- LeSchack, L. A., 1994.** Ground magnetic horizontal gradient, intensity and radiometric surveys, a cost effective hydrocarbon exploration tool. *Three case histories in Western Canada : CSEG Recorder*, October, p. 7–13.
- Lilburn, R. A., & Al-Shaieb, Z., 1984.** Geochemistry and isotopic composition of hydrocarbon-induced diagenetic aureole (HIDA), Cement, Oklahoma. *Oklahoma City Geological Society Shale Shaker*, pt. II, v. 34, no. 5, p. 57-67.

- Lilburn, R. A., & Al-Shaieb, Z., 1983.** Geochemistry and isotopic composition of hydrocarbon-induced diagenetic aureole (HIDA), Cement, Oklahoma. *Oklahoma City Geological Society Shale Shaker, pt. I, v. 34, no. 4, p. 40-56.*
- Link, W. K., 1952.** Significance of oil and gas seeps in world oil exploration. *AAPG Bull. 36 (8), 1505–1540.*
- Lliboutry, L., 1998.** Géophysique et géologie. *Masson, Paris.*
- Lopez, J. P., Hitzman, D., & Tucker, J., 2004.** Combined microbial and seismic surveys predict oil and gas occurrences in Bolivia. *Oil and Gas Journal, 24 October 1994, p. 68-70.*
- Lovley, D. R., Stolz, J. F., Nord, G. L., & Philips, E. J. P., 1987.** Anaerobic production of magnetite by a dissimilatory iron-reducing organism. *Nature, v. 330, p. 252-254.*
- Lu, R. S., Mariano, J., & Willen, D. E., 2003.** Differential reduction of magnetic anomalies to the pole on a massively parallel computer. *Geophysics, 68, 1945–1951.*
- Lundberg, H., Roulston, K. I., Pringle, R. W., & Brownell, G. M., 1952.** Oil exploration with airborne scintillation counters, Oil in Canada, June 16, Airborne Geophysical Surveys. *Toronto, Lundberg Explorations Limited, reprint, 10 p.*
- Macgregor, D. S., 1993.** Relationships between seepage, tectonics and subsurface petroleum reserves. *Mar. Pet. Geol. 10 (6), 606–619.*
- Machel, H. G., 1987.** Some aspects of diagenetic sulfatehydrocarbon redox-reactions, in J. D. Marshall, ed., Diagenesis of sedimentary sequences. *Geological Society of London Special Publication 36, p. 15-28.*
- MacLeod, I. C., Jones, K., & Dai, T. F., 1993.** 3-D analytic signal in the interpretation of total magnetic field data at low magnetic latitudes. *Explor. Geophys., 24, 679–688.*
- Magoon, L. B., & Schmoker, J. W., 2000.** The total petroleum system – the natural fluid network that constraints the assessment units. U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000, description and results. *USGS digital data series 60. World Energy Assessment team, 31p.*
- Magoon, L. B., & Beaumont, E. A., 1999.** Petroleum systems. In : Beaumont, E.A., Foster, N.H. (Eds.), *Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology : Exploring for Oil and Gas Traps. AAPG, pp. 3-1–3-34.*
- Malmqvist, L., & Kristiansson, K., 1985.** A physical mechanism for the release of free gases in the lithosphere. *Geoexploration, 23, pp. 447-453.*
- Malmqvist, L., & Kristiansson, K., 1984.** Experimental evidence for an ascending microflow of geogas in the ground. *Earth and Planetary Science Letters, 70, pp. 407-416.*

- McDermott, E., 1940.** Geochemical exploration (soil analysis), with speculation about the genesis of oil, gas, and other mineral accumulations. *AAPG Bulletin*, v. 24, p. 859-881.
- McKenna, E. J., & Kallio, R. E., 1965.** The biology of hydrocarbons. *Annual Reviews of Microbiology*, v. 19, p. 183-208.
- Mello, M. R., Concalves, F. T. T., Babinski, N. A., & Miranda, E. P., 1996.** Hydrocarbon prospecting in the Amazon rain forest : Application of surface geochemical, microbiological, and remote sensing methods, in D. Schumacher and A. Abrams, eds., *Hydrocarbon Migration and its Near-Surface Expression: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 66*, p. 401-411.
- Meyer, W. T., Lovell, J. S., & Hale, M., 1983.** Detection of concealed mineral and energy resources by vapor geochemistry, in I. Thornton and R. J. Howarth, eds., *Applied Geochemistry in the 1980s: London. Graham and Trotman*, p. 86-102.
- Morse, J. W, Millero, F. J., Cornell, J. C., & Rickard, D., 1987.** The chemistry of the hydrogen sulfide and iron sulfide systems in natural waters. *Earth Science Reviews*, v. 24, p. 1-42.
- Morse, J. G., & Rana, M. H., 1983.** New perspectives on radiometric exploration for oil and gas. *Oil & Gas Journal*, June 6, p. 87-90.
- Moxham, R. M., Foote, R. S., & Bunker, C. M., 1965.** Gamma-ray spectrometer studies of hydrothermally altered rocks. *Economic Geology*, v. 60, p. 653-671.
- Moxham, R. M., 1963.** Natural radioactivity in Washington County, Maryland. *Geophysics*, 28, 262-72.
- Mukerji, T., JOrstad, A., Avseth, P., Mavko, G., & Granli, J. R., 2001a.** Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a North Sea reservoir: seismic inversions and statistical rock physics, *Geophysics* 66, 988-1001.
- Mushayandebvu, M. F., van Driel, P., Reid, A. B., & Fairhead, J. D., 2001.** Magnetic source parameters of 2D structures using extended Euler deconvolution. *Geophysics*, 66, 814-823.
- Nabighian, M. N., Ander, M. E., Grauch, V. J. S., 2005b.** Historical development of the magnetic method in exploration. *Geophysics*, 70, 33ND-61ND.
- Nabighian, M. N., Grauch, V. J. S., Hansen, R. O., LaFehr, T. R., Li, Y., Peirce, J. W., ... & Ruder, M. E., (2005).** The historical development of the magnetic method in exploration. *Geophysics*, 70(6), 33ND-61ND.
- Nabighian, M. N., 1984.** Toward a three-dimensional automatic interpretation of potential field data via generalized Hilbert transforms Fundamental relations. *Geophysics*, 49, 780-786.

- Nabighian, M. N., 1974.** Additional comments on the analytic signal of two-dimensional magnetic bodies with polygonal crosssection. *Geophysics*, 39, 85–92.
- Nabighian, M. N., 1972.** The analytic signal of two-dimensional magnetic bodies with polygonal cross-section Its properties and use for automated anomaly interpretation. *Geophysics*, 37, 507–517.
- Nordstrom, D. K., & Munoz, J. L., 1986.** Geochemical thermodynamics. *Palo Alto, California, Blackwell Scientific Publications*, 477 p.
- Norton, D., & Knapp, R., 1977.** Transport phenomena in hydrothermal systems ; the nature of porosity *American Journal of Science*, 277 (8) 913-936.
- Oehler, D. Z., & Sternberg, B. K., 1984.** Seepage-induced anomalies, "false" anomalies, and implications for electrical prospecting. *AAPG Bulletin*, v. 68, p. 1121-1145.
- Olmstead, R. W., 1975.** Geochemical studies of uranium in south-central Oklahoma. *Master's thesis, Oklahoma State University, Stillwater, Oklahoma*, 116 p.
- Parasnis, D. S., 1986.** *Principles of Applied Geophysics. Chapman and Hall.*
- Peters, L. J., 1949.** The direct approach to magnetic interpretation and its practical application. *Geophysics*, 14, 290–320.
- Pires, A. C. B. & Harthill, N., (1989)** Statistical analysis of airborne gamma-ray data for geologic mapping purposes : Crixas-Itapaci area, Goias, Brazil. *Geophysics*, 54, 1326–32.
- Potter, R. W., Harrington, P. A., Silliman, A. H., & Viellenave, J. H., 1996.** Significance of geochemical anomalies in hydrocarbon exploration : one company's experience, in D. Schumacher and M. A. Abrams, eds., Hydrocarbon Migration and its Near-Surface Expression : *American Association of Petroleum Geologists, Memoir 66*, p. 431-439.
- Price, L.C., 1986.** A critical review and proposed working model of surface geochemical exploration. In : Davidson, M.J. (Ed.), Unconventional Methods in Exploration for Petroleum and Natural Gas. *Southern Methodist University Press, Dallas*, pp. 245–304.
- Prost, G. L., 2014.** Remote sensing for geoscientists - Image analysis and integration. *CRC Press, Boca Raton/London/New York*, 622p.
- Reeves, C., 2005.** *Aeromagnetic Survey : Principles, Practice, and Interpretation. Geosoft, Inc.*
- Reeves, C., & Bullock, S., 2005.** *Airborne Exploration : The Foundation of Earth Resources and Environmental Mapping. Fugro Airborne Surveys (Pty) Ltd. South Africa.*

- Reeves, F., 1922.** Geology of the Cement oil field, Caddo county, Oklahoma. *USGS Bulletin* 726, p. 41-85.
- Reford, M. S., 1984.** On “Does draping aeromagnetic data reduce terrain-induced effects ?” by V.J.S. Grauch and David L. Campbell (*Geophysics*, 49, 75–80, January, 1984). *Geophysics*, 49, 2193–2194.
- Reid, J. C., Campbell, B. S., & Ulrich, S. D., 1992.** Hydrocarbon-induced mineralogic and geochemical alteration, Turkey Creek, Colorado. *Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin*, v. 8, p. 64-95.
- Reid, A. B., Alsop, J. M., Grander, H., Millet, A. J., & Somerton, I. W., 1990.** Magnetic interpretation in three dimensions using Euler deconvolution. *Geophysics*, 55, 80–91.
- Reid, A. B., 1980.** Aeromagnetic survey design. *Geophysics*, 45, 973–976.
- Reitsema, R. H., Lindberg, F. A., & Kaltenback, A. J., 1978.** Light hydrocarbons in Gulf of Mexico water : sources and relation to structural highs. *Journal of Geochemical Exploration*, 10(2), 139-151.
- Reynolds, R. L., Goldhaber, M. B., & Tuttle, M. L., 1993.** Sulfidization and magnetization above hydrocarbon reservoirs, in D. M. Aissaoui, D. S. McNeill, and N. F. Hurley, Application of paleomagnetism to sedimentary geology. *SEPM Special Publication* 49, p. 167-179.
- Reynolds, R. L., Fishman, N. S., & Hudson, M. R., 1991.** Sources of aeromagnetic anomalies over Cement oil field (Oklahoma), Simpson oil field (Alaska), and the Wyoming-Idaho-Utah thrust belt. *Geophysics*, v. 56, no. 5, p. 606-617.
- Reynolds, R. L., Fishman, N. S., Wanty, R. B., & Goldhaber, M. B., 1990.** Iron sulfide minerals at Cement oil field, Oklahoma : implications for magnetic detection of oil fields. *GSA Bulletin*, v. 102, p. 368-380.
- Reynolds, R. L., Fishman, N. S., & Sherman, D. M., 1988.** Magnetite and maghemite from hydrocarbon wells. *EOS Transactions, American Geophysical Union*, v. 65, no. 44, p. 1156.
- Richers, D. M., Reed, R. J., Horstman, K. C., Michels, G. D., Baker, R. N., Lundell, L., & Marrs, R. W., 1982.** Landsat and soil-gas geochemical study of Patrick Draw oil field, Sweetwater County, Wyoming. *AAPG Bull.* 66 (7), 903–922.
- Roberts, A. P., & Turner, G. M., 1993.** Diagenetic formation of ferrimagnetic iron sulphide minerals in rapidly deposited marine sediments, South Island, New Zealand. *Earth and Planetary Science Letters*, v. 115, p. 257-273.
- Roberts, H. H., Aharon, P., Carney, R., Larkin, J., & Sassen, R., 1990.** Sea floor response to hydrocarbon seeps, Louisiana continental slope. *Geo-Marine Letters*, 10, pp. 232-243.

- Rock, B. N., 1984.** Remote detection of geobotanical anomalies associated with hydrocarbon microseepage. *Third Thematic Conference on Remote Sensing for Exploration Geology, Proceedings*, v. 2, p. 183-195.
- Roest, W. R., Verhoef, J., & Pilkington, M., 1992.** Magnetic interpretation using the 3-D analytic signal. *Geophysics*, 57, 116–125.
- Rosaire, E. E., 1940.** Geochemical prospecting for petroleum. *AAPG Bulletin*, v. 24, p. 1400-1423.
- Roy, K. K., 2008.** Potential theory in applied geophysics, *Springer, Berlin*.
- Sabaka, T. J., Olsen, N., & Langel, R. A., 2002,** A comprehensive model of the quiet-time, near-Earth magnetic field. Phase 3, *Geophysical Journal International*, 151, 32-68.
- Sassen, R., C. M., McCabe, Kyle, J. R., & Chinn, E. W., 1989.** Deposition of magnetic pyrrhotite during alteration of crude oil and reduction of sulfate. *Organic Geochemistry*, v. 14, p. 381-392.
- Sassen, R., Chinn, E. W., & McCabe, C., 1988.** Recent hydrocarbon alteration, sulfate reduction, and formation of elemental sulfur and metal sulfides in salt dome cap rock. *Chemical Geology*, v. 74, p. 57-66.
- Sassen, R., 1980.** Biodegradation of crude oil and mineral deposition in a shallow Gulf Coast salt dome. *Organic Geochemistry*, v. 2, p. 153-166.
- Saunders, D. F., Burson, K. R., & Thompson, C. K., 1999.** Model for Hydrocarbon Microseepage and Related Near-Surface Alterations. *AAPG Bulletin*, 83 (1), 170-184.
- Saunders, D. F., Burson, K. R., Brown, J. J., & Thompson, C. K., 1993a.** Combined geological and surface geochemical methods discovered Agaritta and Brady Creek fields, Concho Country, Texas. *AAPG Bulletin*, v. 77, no. 7, p. 1219–1240.
- Saunders, D. F., Burson, K. R., Branch, J. F., & Thompson, C. K., 1993b.** Relation of thorium-normalized surface and aerial radiometric data to subsurface petroleum accumulations. *Geophysics*, v. 50, no. 10, p. 1417–1427.
- Saunders, D. E., Burson, K. R., & Thompson, C. K., 1991.** Observed relation of soil magnetic susceptibility and soil gas hydrocarbon analyses to subsurface petroleum accumulations. *AAPG Bulletin*, v. 75, p. 389-408.
- Saunders, D. F., Terry, S. A., & Thompson, C. K., 1987.** Test of national uranium resource evaluation gamma-ray spectral data in petroleum reconnaissance. *Geophysics* 52, 1547–1556.
- Saunders, D. F., & Terry, S. A., 1985.** Onshore exploration using new geochemistry and geomorphology. *Oil & Gas Journal*, September 16, p. 126–130.
- Sawtelle, G., 1936.** Salt dome statistics. *AAPG Bulletin*, v. 20, p. 726-735.

- Schon, J. H., 1996.** Physical Properties of Rocks : Fundamentals and Principles of Petrophysics. *Elsevier*.
- Schumacher, D., & Foote, R. S., 2014.** Seepage-Induced Magnetic Anomalies Associated with Oil and Gas Fields : Onshore and Offshore Examples. *AAPG International Conference & Exhibition, Istanbul, Turkey, September 14–17*.
- Schumacher, D., 2012.** Hydrocarbon Microseepage - A Significant but Underutilized Geologic Principle with Broad Applications for Oil/Gas Exploration and Production. *AAPG Search and Discovery, Article #40943*.
- Schumacher, D., 2010.** Integrating hydrocarbon microseepage data with seismic data doubles exploration success. 34th Annual Conference and Exhibition. *Indonesian Petroleum Association, Indonesia, p. 11 Proceedings*.
- Schumacher, D., & Foote, R. S., 2006.** Seepage-induced magnetic anomalies associated with oil and gas fields : onshore and offshore examples. *American Association of Petroleum Geologists Annual Convention, Program with Abstracts, Houston, Texas, p. 96*.
- Schumacher, D., 2000.** Surface geochemical exploration for oil and gas : New life for an old technology. *Lead. Edge 19 (3), 258–261*.
- Schumacher, D., 1999.** Surface geochemical exploration for petroleum. In : Beaumont, E.A., Foster, N.H. (Eds.), *Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology : Exploring for Oil and Gas Traps. AAPG, pp. 18-1–18-27*.
- Schumacher, D., & Abrams, M. A., 1996.** Hydrocarbon migration and its near surface expression. *AAPG Memoir, 66, 446p*.
- Schumacher, D., 1996.** Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. In : Schumacher, D., Abrams, M.A. (Eds.), *Hydrocarbon Migration and Its Near-surface Expression. AAPG Memoir 66, Tulsa, OK, U.S.A., pp. 71–89*
- Segal, D. B., Ruth, M. D., & Merin, I. S., 1986.** Remote detection of anomalous mineralogy associated with hydrocarbon production, Lisbon Valley, Utah. *The Mountain Geologist, v. 23, no. 2, p. 51-62*.
- Segal, D. B., Ruth, M. D., Merin, I. S., Watanabe, H., Soda, K., Takano, O., & Sano, M., 1984.** Correlation of remotely detected mineralogy with hydrocarbon production, Lisbon Valley, Utah. *ERIM Proceedings of the International Symposium on Remote Sensing for Exploration Geology, p. 273-292*.
- Sikka, D. B., 1962a.** Aero-gamma ray spectrometer aids in the detection of faults. *Research Bulletin (N. S.) of the Punjab University, v. 13, June, parts I–II, p. 91–102*.
- Sikka, D. B., 1959.** Aeroradiometric survey of Redwater oil field, Alberta, Canada. *Ph.D. thesis, McGill University, Montreal, Quebec, Canada, 216 p*.

- Silva, J. B. C., 1986.** Reduction to the pole as an inverse problem and its application to low-latitude anomalies. *Geophysics*, 51, 369–382.
- Senouci, M., & Allek, K., 2020.** Application of Bayesian classifier to magnetic and gamma ray spectrometry data for targeting hydrocarbon microseepages. *Journal of Applied Geophysics*, Volume 181, 2020, 104145.
- Spector, A., & Grant, F. S., 1970.** Statistical models for interpreting aeromagnetic data. *Geophysics*, 35, 293–302.
- Steenland, N. C., 1963.** An evaluation of the Peace River aeromagnetic interpretation. *Geophysics*, 28, 745–755.
- Sternberg, B. K., 1991.** A review of some experience with the induced polarization-resistivity method for hydrocarbon surveys : successes and limitations. *Geophysics*, v. 56, p. 1522-1532.
- Stolp, B.J., Burr, A. L., & Johnson, K. K., 2006.** Methane Gas Concentration in Soils and Ground Water, Carbon and Emery Counties, Utah, 1995-2003. *USGS Scientific Investigations Report, 2006-5227*, 20p.
- Stone, V. C. A., Fairhead, D. J., & Oterdoom, W. H., 2004.** Micromagnetic seep detection in Sudan. *The Leading Edge*. 23, pp. 734–737 n°. 8.
- Swain, C. J., 2000.** Reduction-to-the-pole of regional magnetic data with variable field direction, and its stabilization at low inclinations. *Explor. Geophys.*, 31, 78–83.
- Sweeney, R. E., 1988.** Petroleum related hydrocarbon seepage in recent North Sea sediments. *Chemical Geology*, v. 71, p. 53–71.
- Tarling, D. H., & Hrouda, F., 1993.** *The Magnetic Anisotropy of Rocks*. Chapman and Hall.
- Tedesco, S. A., 2017.** Macroseeps and Microseeps : A History of Unconventional Approach to Exploration Since the Start of the Petroleum Age., *AAPG 2017 Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, United States, April 2-5, 2017*.
- Tedesco, S. A., 1995.** Surface Geochemistry in Petroleum Exploration. *Chapman and Hall, Inc, New York*.
- Telford, W. M., Geldart, L. P. & Sheriff, R. E., 1990.** Applied Geophysics, 2nd edn. *Cambridge University Press, Cambridge*.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H., 1984.** From kerogen to petroleum. In *Petroleum formation and occurrence* (pp. 160-198). *Springer, Berlin, Heidelberg*.
- Thompson, P., & Cameron, T. D. F., 1995.** Paleomagnetic study of Cenozoic sediments in North Sea boreholes : an example of a magnetostratigraphic conundrum in a hydrocarbon-producing area, in P. Turner and A. Turner, eds., Paleomagnetic applications in hydrocarbon exploration and production. *Geological Society of London Special Publication 98*, p. 223-236.

- Thompson, C. K., Saunders, D. F., & Burson, K. R., 1994.** Model advanced for hydrocarbon microseepage, related alterations. *Oil Gas J.* 92 (46), 95–99.
- Thompson, A. B., 1933.** The economic value of surface petroleum manifestations. *First World Petroleum Congress, Proceedings, London*, p. 241-250.
- Thompson, M., Reminton, C., Purnomo, J., & Macgregor, D., 1991.** Detection of liquid hydrocarbon seepage in Indonesian offshore frontier basins using airborne laser fluorescence (ALF) : the results of a Pertamina/BP joint study. *Proceedings of the Twentieth Annual Convention, Indonesian Petroleum Association, October, IPA91-11.15*, p. 664–689.
- Thompson, D. T., 1982.** EULDPH, a new technique for making computer-assisted depth estimates from magnetic data. *Geophysics*, 47, 31–37.
- Thrasher, J. A., Fleet, A. J., Hay, S. J., Hovland, M., & Duppenbecker, S., 1996.** Understanding geology as the key to using seepage in exploration : The spectrum of seepage styles. In : Schumacher, D. & Abrams, M.A. (eds.), *Hydrocarbon Migration and its Near-Surface Expression. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Memoir 66, Tulsa, OK*, pp. 223-241.
- Tilsley, J. E., Veldhuyzen, H., & Nichols, P. R., 1993.** Soil radon gas study of northern Ontario. *Ottawa, Ontario Geological Survey, Open File Report 5847*, 148 p.
- Tou, J.T., & Gonzalez, R. C., 1974.** Pattern recognition principles, Addison-Wesley, 377p.
- Treitel, S., Clement, W. G., & Kaul, R. K., 1971.** The spectral determination of depths to buried magnetic basement rocks. *Geophys. J. Roy. Astron. Soc.*, 24, 415–428.
- Trémolet, E. L., 1999.** Magnétisme Tome 1. *EDP Sciences - Collection : Grenoble Sciences - janvier 1999*.
- Trudinger, P. A., Chambers, L. A., & Smith, J. W., 1985.** Lowtemperature sulphate reduction : biological versus abiological. *Canadian Journal Earth Science*, v. 22, p. 1910-1918.
- Ugalde, H., & Morris, B., 2008.** An assessment of topographic effects on airborne and ground magnetic data. *Leading Edge*, 27, 76–79.
- Vacquier, V., Steenland, N. C., Henderson, R. G., & Zietz, I., 1951.** *Interpretation of Aeromagnetic Maps. Geological Society of America Memoir 47*.
- Vali, H., & Kirschvink, J. L., 1990.** Observations of magnetosome organization, surface structure, and iron biomineralization of undescribed magnetic bacteria : evolutionary speculations, in R. B. Frankel and R. P. Blakemore, eds., *Iron biominerals. New York, Plenum Press*, p. 97-115.
- Van der Werff, H., 2006.** Knowledge based remote sensing of complex objects recognition of spectral and spatial patterns resulting from natural hydrocarbon.

International Institute for Geo-Information Science and Earth Observation (ITC), Enschede, The Netherlands 138 pp.

Varhegyi, A., Hakl, J., Monnin, M., Morin, J. P., & Seidel, J. L., 1992. Experimental study of radon transport in water as test for transportation microbubble model. *J. Appl. Geophys*, 29, pp. 37-46.

Wagner, M., Wagner, M., Piske, J., & Smit, R., 2002. Case histories for microbial prospection for oil and gas, onshore and offshore in northwest Europe, in D. Schumacher and L. A. LeSchack, eds., *Surface Exploration Case Histories: Applications of geochemistry, magnetic, and remote sensing. AAPG Studies in Geology No. 48 and SEG Geophysical Reference Series No. 11*, p. 453-479.

Warren, R. K., 2012. Near-surface resistivity for hydrocarbon detection. *Lead. Edge* 31 (10), 1182–1191.

Weart, R. C., & Heimberg, G., 1981. Exploration radiometrics : post-survey drilling results, in B. M. Gottlieb, ed., *Unconventional Methods in the Exploration for Petroleum and Natural Gas, 2. Dallas, Texas, Southern Methodist University Press, p.116-123.*

Whiticar, M. J., Suess, E., & Wehner, H., 1985. Thermogenic hydrocarbons in surface sediments of the Bransfield Strait, Antarctica Peninsula. *Nature*, v. 314, no. 7, p. 87–90.

Wyman, R. E., 2002. From skeptic to believer, in D. Schumacher and L. A. LeSchack, eds., *Surface Exploration Case Histories: Applications of geochemistry, magnetic, and remote sensing: AAPG Studies in Geology No. 48 and SEG Geophysical Reference Series No. 11*, Foreword, p. x-xi.

Yergin, D., 1992. *The Prize : The Epic Quest for Oil, Money, and Power. Simon & Schuster.*

Zinke, R., & Morse, J. G., 1996. How radiometric anomalies relate to Colorado, Montana oil fields. *Oil & Gas Journal*, November 11, p. 96–99.