



AVERTISSEMENT

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

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

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

Contact : ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr

LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4

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

http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php

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

École Doctorale : RP2E (Ressources, Produits, Procédés et Environnement)

Laboratoire GeoRessources

Collegium : Sciences & Technologies

Thèse :

Présentée pour l'obtention du titre de

Docteur de l'université de Lorraine

Spécialité : Géosciences

Par

Kheira CHADOULI

Caractérisation pétrographique appliquée à la modélisation pétrolière : Etudes de cas

Soutenance publique le 14 Décembre 2013

Membres du jury :

Rapporteurs :	Mr. Pieren Pidale Augustin Pedro	Professeur, Université de Complutense, Madrid, Espagne
	Mr. Mohamed Boussafir	Maître de conférences, ISTO Orléans, France
Directeur de thèse :	Mr. Luis Martinez	Professeur, Université de Strasbourg, France
Examineurs :	Mr. Jacques Pironon	Professeur, Université de Lorraine, France
Invités :	Mr. Eduardo Gonzalez	Professeur, UNAM, Mexique
	Mme Joëlle Duplay	Chercheur, HYGIES/CNRS, Université de Strasbourg, France

FIGHT FOR YOUR DREAMS AND YOUR DREAMS WILL FIGHT FOR YOU...

LUCHA POR TUS SUEÑOS Y TUS SUEÑOS LUCHARÁN POR TI...

BATS-TOI POUR TES RÊVES ET TES RÊVES SE BATTRONT POUR TOI...

كافح من أجل أحلامك فليسوف يكافحون عنك...

Paulo Coelho

REMERCEMENTS

Je tiens à exprimer mes plus vives reconnaissances à tous ceux et celles qui, par leurs aides, leurs conseils et leurs encouragements ont contribué à l'élaboration de ce travail de thèse, qui a été pour moi l'expérience la plus dure de toute ma vie.

D'abord, je remercie mon encadrant de thèse : Mr. **Luis MARTINEZ**, d'abord pour m'avoir confié ce travail de recherche et aussi du fait que malgré toutes les complications rencontrées durant ces 4 années, a su m'apporter soutiens et conseils de par son expérience dans le domaine des géosciences.

Je tiens à remercier également le directeur du laboratoire Georessource : Mr. **Jacques PIRONON**, le directeur de l'école doctorale Mr. **Michel BUES**, et Mme **Corinne LEYVAL**, qui ont contribué à la continuité de cette thèse.

Un grand et spécial Merci à Mr. **Jean DUBESSY** pour son soutien moral, ses conseils fructueux et sa gentillesse grâce auxquels j'ai pu finaliser cette thèse.

Je remercie également les **membres du jury, mes rapporteurs** ainsi que les **invités** à cette soutenance, d'avoir accepté de juger ce travail.

Mes remerciements vont aussi à toutes les personnes ayant contribué au déroulement de cette thèse de près ou de loin :

Un remerciement particulier à : Patrick **LAGRANGE** pour l'aide qu'il m'a apportée, pour sa gentillesse et pour la bonne humeur qu'il nous transmet rien qu'en le croisant. Et aussi à Philippe **DE DONATO** pour ses conseils et pour son aide.

Je tiens à remercier aussi Fatima **MAHDAOUI**, Joëlle **DUPLAY**, Noémie **TAQUET**, Thomas **BOULESTEIX**, Pascal **ROBERT**, Antony **ONG**, Pascale **BLANCHART**, Rafaela **MARFIL**, Vanessa **DYJA**, **José** et **Pépa**, pour tous leurs soutiens et leurs aides, et ceci sans oublier le corps administratif : Christine **FIVET**, Christine **CLEMENT** et Vanessa **BINET**.

Je ne peux clôturer ces remerciements sans exprimer ma reconnaissance à celle qui m'a soutenue, qui a toujours été là pour moi et sans qui je n'aurai jamais réussi ce

travail: Mme Fatiha **RAHILI**, un immense Merci à toi ainsi qu'à **Ahmed, Houcine** et **Lina**.

Enfin, je dédie ce travail à mes chers parents, à Fella, Saida, Leila, Nawel, Samia, Titi, Nordine, Mohamed, Bob, Liliane, Rafik, Maria, Raouf, Sirine, Heba, Zack, Moslim, Younous, Lina, mes beaux-frères, ma belle famille, tous mes amis, ainsi qu'à mon tonton Nadir **Rahili**, à **Djoher**. Et une spéciale dédicace à Rami !

TABLE DES MATIERES

Résumé.....	i
Abstract.....	ii
Lexique.....	iii
Table des figures.....	v
Table des tableaux.....	x

INTRODUCTION.....	1
I. GENERALITES : systèmes pétroliers.....	8
I.1 Définition d'un système pétrolier	9
I.1.1. Pétrographie des roches mères.....	10
I.1.1.1. Notion de maturité des roches mères.....	13
I.1.1.2. La composition macérale.....	18
I.1.1.3. Le bitume.....	23
I.1.1.4. Le pyrobitume.....	24
I.1.2. Pétrographie des roches réservoirs.....	24
I.1.2.1. Propriétés pétrophysiques.....	25
I.1.2.2. La mouillabilité du pétrole : angle de contact et tension de surface....	26
I.1.2.3. Les réservoirs carbonatés et dolomitisation.....	29
I.1.3. Pétrographie des roches couvertures.....	30
I.1.3.1. Interaction roche/fluides(TSR).....	30
I.1.4. Pétrographie des pièges.....	31
I.1.4.1. Remplissage/migration/dysmigration	32
II. ASPECTS GEOLOGIQUES	33
II.1 Le bassin de Cardenas (Mexique):.....	33
II.1.1. Contexte géologique.....	34
II.1.1.1. Stratigraphie régionale.....	35
II.1.1.2. Tectonique régionale du bassin de Cardenas.....	37

II.1.1.3. Aspect structural du bassin de Cardenas.....	37
II.1.2. Contenu du bassin de Cardenas en dolomites.....	38
II.1.3. Echantillons étudiés.....	40
II.2. Le bassin de Paris (France).....	42
II.2.1. Contexte géologique et géographique.....	43
II.2.2. Echantillons étudiés.....	45
II.3. Le bassin de Lorraine.....	46
II.4. Le bassin d'Abdan (Iran).....	48
II.4.1. Contexte géologique.....	49
II.4.2. Les données.....	54
II.5. Le bassin de Sabinas (Mexique).....	55
II.5.1. L'origine du bassin de Sabinas.....	59
II.5.2. Aspect stratigraphique.....	61
II.5.3. Echantillons et données étudiés.....	66
III. METHODES D'ANALYSES ET DE TRAITEMENTS.....	69
III.1 Prétraitements :	69
III.1.1. Préparation des lames épaisses.....	69
III.2. Microscopie optique en réflexion.....	69
III.3. Microscopie Optique en fluorescence.....	69
III.3.1. Rappels sur la fluorescence.....	69
III.3.2. Microscopie confocale à balayage laser.....	71
III.4. Microscopie électronique à balayage.....	76
III.5. Microscopie électronique environnemental.....	76
III.6. La méthode de la goutte sessile.....	77
III.6.1. Les méthodes de mesures de l'angle de contact.....	77
III.6.1.1. Méthode du plan vertical.....	77
III.6.1.2. La méthode tensiométrique.....	78
III.6.1.3. Etude du profil d'une goutte.....	78
III.6.1.4. Méthode de la montée capillaire.....	78

III.6.1.5. Méthode de Bartell et de Whitney, 1934.....	79
III.6.1.6. Méthode de Wilhelmy.....	80
III.6.1.7. Méthode de la goutte sessile.....	81
III.7. Injection de mercure.....	82
III.7.1. Description de la méthode.....	82
III.7.2. Mode opératoire.....	83
III.7.3. La notion de seuil d'accès.....	84
III.8. L'analyse optique en pétrographie organique.....	89
III.8.1. L'analyse macérale.....	89
III.8.1.1. Préparation de la section polie et de la lame mince.....	94
III.8.1.2. Analyse d'image avec le logiciel ImageJ.....	95
III.8.1.2.1. Utiliser des images en 8 bits (niveau de gris).....	95
III.8.1.2.2. Seuillage.....	96
III.9. L'analyse physico-chimique sur la matière organique totale.....	97
III.9.1. Analyse élémentaire du kérogène et les rapports H/C et O/C.....	97
III.9.2. Pyrolyse Rock-eval6.....	98
III.10. Programmation Visual Basic (cinétique et énergies d'activation).....	106
III.10.1. Description de la modélisation de la distribution discrète des énergies d'activation.....	107
III.10.2. Programmation Visual-Basic-6.....	109
III.11. Modélisation avec Petromod (Schlumberger).....	112
III.11.1. La conductivité thermique et les lithologies.....	112
III.11.2. Modélisation 1D, 2D (Darcy-hybride).....	113
III.11.3. Modélisation 1D/2D (percolation).....	114
III.12. Modélisation Petromod avec intégration de l'énergie d'activation.....	115
III.12.1. Les paramètres d'étalonnage géochimiques.....	116

III.12.2. Modèle cinétique utilisé dans la modélisation des générations des hydrocarbures.....	116
III.12.3. Petromod 1D.....	117
III.13. Tomographie (roche mère, roche réservoir, roche couverture).....	119
III.13.1. Description de la méthode.....	119
III.14. Analyse d'image (squelettisation, open/close pour la connectivité des pores)....	120
IV. RESULTATS ANALYTIQUES :	123
IV.1 Le bassin de Cardenas (la roche réservoir) :	123
IV.1.1. Goutte sessile, injection de mercure.....	123
IV.1.1.1. Résultats de la méthode de la goutte sessile.....	123
IV.1.1.2. Résultats de la méthode d'injection de mercure.....	126
IV.1.2. Paramètres pétrophysiques (k , Φ , PC).....	128
IV.1.3. Analyse au Microscope électronique à balayage.....	129
IV.1.4. Tomographie et Analyse d'image.....	135
IV.2. Le bassin de Paris (la roche couverture).....	135
IV.3. Le bassin d'Abdan (Iran).....	154
IV.3.1. Programmation Visual-Basic-6.....	154
IV.4. Le bassin de Lorraine.....	163
IV.4.1. Analyse macérale avec ImageJ.....	163
IV.4.2. Tomographie des microfractures des charbons du bassin de Lorraine.....	169
IV.5. Bassin de Sabinas.....	171
IV.5.1. Analyse macérale avec ImageJ.....	171
V. APPLICATION A LA MODELISATION	177
V.1. Le bassin d'Abdan.....	177
V.1.1. Modélisation au Petromod.....	181
V.1.2. Résultats.....	187
V.1.3. Conclusion.....	188
V.2. Le bassin de Sabinas.....	189
V.2.1. Modèle Géochimique 1D.....	190
V.2.2. Organisation des données des puits pour la modélisation 1D et 2D.....	191

V.2.2.1. La maturation des roches mères.....	191
V.2.2.2. La paléobathymétrie.....	193
V.2.2.3. TOC et IH.....	194
V.2.3. La cinétique de transformation thermique du kérogène.....	198
V.2.4. Le système pétrolier.....	200
V.2.5. Calibration thermique.....	200
V.2.6. Résultats 1D.....	202
V.2.7. Modélisation Géochimique 2D.....	204
V.2.8. Résultats 2D.....	205
V.2.8.1. Résultats 2D avec la méthode Darcy/ Hybride.....	207
V.2.8.2. Résultats 2D avec la méthode de percolation.....	209
V.2.9. Le Système pétrolier du bassin Sabinas.....	212
V.2.10. Discussion.....	213
V.2.11. Conclusion.....	216
V.3. Le bassin de Lorraine.....	218
V.3.1. Modélisation 1D.....	218
V.3.2. Discussion.....	225
VI. CONCLUSION	226
VII. Bibliographie.....	231
VIII. Annexes.....	245

Résumé :

La modélisation d'un système pétrolier et la compréhension de son fonctionnement nécessite de rassembler un maximum d'information dont la réalisation d'une étude pétrographique englobant de nouvelles méthodes de caractérisation de chaque élément de ce système. Dans ce travail, les roches mères étudiées sont celles du bassin de Lorraine(France), du bassin de Sabinas (Mexique) et du bassin d'Abdan (Iran), où la caractérisation s'est effectuée en utilisant : la diffraction à rayon X, l'analyse macérale, la pyrolyse Rock-eval, l'analyse d'images, la tomographie et la programmation informatique. Les données obtenues pour ces roches mères sont celles de l'origine du kérogène, la composition macérale, la maturité, l'évolution thermique au cours du temps, le taux de transformation, le potentiel Pétrolier (IH), la microfracturation due à l'expulsion de gaz. La réalisation d'une cinétique de la transformation du kérogène proche de la réalité de chaque bassin a été nécessaire pour pouvoir étudier la diagenèse des roches mères composées d'un mélange de plusieurs types de kérogène.

La caractérisation des roches réservoirs carbonatés du bassin de Cardenas (Mexique), a permis de décrire leurs minéralogie, d'évaluer leur qualité pétrophysique (porosité, perméabilité et pression capillaire) et de déterminer leur évolution diagénétique, due à des processus géologiques divers (enfouissement, pression, température, circulation des fluides...). Les interactions eau-roche-hydrocarbures dans ces réservoirs sont observables de l'échelle d'une inclusion de fluide à l'échelle de la fracturation, il s'agit de la cristallisation postérieure, de quartz, de calcite et de dolomite ainsi que la précipitation d'anhydrite. Dans le bassin de Sabinas sous des réactions de sulfato-réduction TSR/BSR, ces recristallisation détériorent la porosité et peuvent conduire à la transformation de ces réservoirs en roches couvertures. L'analyse d'image au microscope Confocal, au microscope électronique à balayage ainsi qu'en tomographie a donné accès à la caractérisation pétrographique et géochimique de ces roches.

Les fluides rencontrés également, au niveau des inclusions de fluides apportent des informations pétrographiques sur le timing du piégeage des hydrocarbures à l'échelle du réservoir.

Les argilites Callovo-oxfordienne du site de Bure, constitue une bonne couverture (elles sont utilisées pour le stockage des déchets nucléaires), cependant, leurs morphologies et leur propriétés pétrophysique changent avec le temps et avec la circulation des fluides. Leurs capacités d'adsorption/désorption d'eau et leurs porosités et perméabilités sont contrôlée par leurs minéralogies et décrites ici grâce aux méthodes d'injection de mercure, de diffraction à rayon X, de microscopie électronique à balayage et de tomographie.

La compréhension du fonctionnement des systèmes pétroliers est basée également sur la connaissance de l'histoire géologique de la tectonique du bassin, où la subsidence, la circulation des fluides magmatiques et l'érosion peuvent influencer les flux de chaleur et la maturité des roches mères.

Les résultats pétrographiques obtenus à partir de toutes les méthodes précédentes sont intégrés comme Input dans la modélisation avec Petromod en ajoutant les données de l'histoire du bassin. Les processus constituant un système pétrolier soit : La génération, la migration/dysmigration, l'accumulation et le piégeage sont datés grâce aux observations pétrographiques utilisés dans le modèle 2D calibré à partir des données de réflectance de la vitrinite et du T_{max} ; dans ce travail la méthode utilisée pour caractériser ces processus de circulation des fluides est celle dite de Percolation qui dépend en grande partie de la température et qui permet de donner plus d'accumulation d'hydrocarbures contrairement à la méthode dite Darcy/hybride.

La cinétique créée à partir des analyses Rock-Eval en utilisant les énergies d'activation des kérogènes étudiés apparait proche de la réalité. On montre ainsi que la caractérisation pétrographique des roches mères, roches réservoirs et roches couvertures ainsi que la modélisation 2D permettent une bonne compréhension des systèmes pétrolier et peuvent améliorer l'exploration dans le cas d'emplacement de puits producteurs.

Mots clés : *étude pétrographique, modélisation des bassins sédimentaire, systèmes pétroliers, cinétique du kérogène, analyses d'images, caractérisation pétrophysique, interaction roches/fluides.*

Abstract:

Petroleum system modeling and understanding of its functioning requires gathering maximum information including petrographic study that comprises new method of characterization of each component of this system. In this work, source rocks studied are those of Lorraine basin (France), Abadan basin (Iran) and Sabinas basin (Mexico), where the characterization was carried out using: X-ray diffraction, maceral analysis, Rock-eval Pyrolysis, image analysis, tomography and computer programming with Visual Basic. The data obtained for these rocks are those of their origin, maceral composition, maturity, thermal evolution over time, transformation rate of kerogen, petroleum potential (IH), distribution of microfracturing due to gas expulsion, and hence, achieving a transformation kinetic of kerogen closer to the reality of each basin, and also representing perfectly source rocks that are composed of a mixture of several types of kerogen.

Characterization of carbonate rock reservoirs in Cardenas basin (Mexico), allowed the description of their mineralogy, petrophysical quality (porosity, permeability, capillary pressure) and determining their diagenetic evolution, due to various geological processes (burial, pressure, temperature...) and fluid circulation. The oil-rock-water interactions in these reservoirs are observable across the fluid inclusion and also the fracturing, it is the subsequent of crystallization of quartz, calcite and dolomite, as well as anhydrite precipitation due to sulfate reduction TSR / BSR reactions. The recrystallization deteriorates porosity and can lead to the transformation of these reservoirs to seal rocks. Image analysis, Confocal microscopy, scanning electron microscopy and tomography gave access to the characterization of these rocks.

Fluids found in the fluid inclusions provide information on the timing of hydrocarbon trapping through the reservoir.

The Callovian - Oxfordian argillite of Bure site, constitute a good seal for the storage of nuclear waste, however, their morphology and their petrophysical properties change with time and with the fluids circulation. Their water adsorption/ desorption capacities, their permeability and porosity are controlled by their mineralogy and described through the mercury injection method, X-ray diffraction, electron microscopy, scanning tomography.

Understanding of the functioning of petroleum systems is also based on the knowledge of the geological history of the tectonic basin, where the subsidence, the movement of magmatic fluids and erosion can affect the heat flow and maturity of source rocks.

The results from all the above methods are integrated as an input in modeling with PetroMod, adding the data of history of the basin. The processes constituting of a petroleum system: generation, migration / dysmigration, accumulation and trapping are dated with the 2D model calibrated using data from vitrinite reflectance and Tmax; in this work the method used to characterize these processes is the so-called "percolation" which depends only on the temperature and gives more of hydrocarbon accumulation in contrast to the so-called "Darcy / hybrid method".

The kinetic created from activation energy close to reality, the petrographic characterization of source rocks, reservoir rocks and seals and 2D modeling allow an understanding of petroleum systems and can enhance exploration in the case of location of production wells.

Key word: *petrographic study, sedimentary basin modeling, petroleum systems, kerogen kinetics, images analysis, petrophysical characterization, rock/fluid interaction.*

Lexique (liste d'acronymes)

IH : potentiel pétrolier de la roche mère.

TOC : taux de Carbone Organique Totale dans la roche mère.

O/C : rapport atomique entre l'Oxygène et le carbone constituant la matière organique.

H/C : rapport atomique entre l'Hydrogène et le carbone constituant la matière organique

IH : Indice d'Hydrogène

IO : Indice d'Oxygène

Tmax : température du craquage maximal du kérogène en hydrocarbures.

VR/Ro : Pouvoir Réflecteur de la Vitrinite

IF : Inclusion de fluides

Φ : Porosité

K : perméabilité

PC : pression Capillaire (PCoil : PCd'huile ; PCHG : PC de mercure)

d_{app} : densité apparente calculée avec ma méthode d'injection de mercure

d_r : densité réelle calculée avec ma méthode d'injection de mercure

θ : paramètre de mouillabilité Angle de contact entre la goutte d'huile et la roche.

γ_{LG} : paramètre de mouillabilité : tension interfaciale entre liquide et gaz ;

γ_{SG} : paramètre de mouillabilité : tension interfaciale entre Gaz et la solide ;

γ_{SL} : paramètre de mouillabilité : tension interfaciale entre solide et liquide;

h : hauteur de la goutte

Vint : Volume d'intrusion de mercure

Ao: Constante pré exponentiel 1/MY

Ea: énergie d'activation (kJ / mol)

R: constante des gaz (kJ / Molk)

T°: Température (° C/ °K)

HC : hydrocarbures

TSR : réaction De Sulfato-réduction à basse température

V : Vitrinite

L : Liptinite

I : Inertinite

GRB : niveau de couleur Green/Red/Blue (Vert, Rouge et bleu)

IP : index de production

PNO : partie Non Organique dans le charbon.

MSCL : Microscope Confocal à Scanner Laser

MEB : Microscope Electronique à Balayage

ESEM : Microscope Electronique à Balayage Environnemental

Table des figures :

Figure 1- Représentation schématique d'un système pétrolier conventionnel et d'un système pétrolier non-conventionnel (d'après Roland Vially, 2013).....	9
Figure 2- Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé de roche mère, d'une roche réservoir, d'une roche couverture et de pièges.	10
Figure 3- Composition de la matière organique dans les sédiments. (d'après Tissot et Welte , 1984, modifiée par Durand ,1987).	11
Figure 4- Diagramme de Van Krevelen et les types de matière organique, modifié par Van Krevelen (1993).....	12
Figure 5- Pyrogramme (exemple d'enregistrement d'une pyrolyse Rock-eval): S1: hydrocarbures libres; S2: hydrocarbures pyrolysables; S2 issu du craquage du kérogène. (à partir d'Espitalié et al., 1985).	14
Figure 6- Position relative des différents types de kérogènes immatures, (d'après Bordenave, 1993).	15
Figure 7- Evolution des charbons pendant la carbonification : Ro Pouvoir réflecteur de la vitrinite ; C : cendres et M.V : matières volatiles.....	19
Figure 8- Quelques macéraux du charbon du bassin d'Asturies: V= Vitrinite; L= Liptinite; A, B et C= lumière réfléchie; D: en fluorescence (Noé PIEDAD SANCHEZ, 2004).....	22
Figure 9- Exemple de microfractures (Cleats) dans le charbon du bassin de Paris ; V= Vitrinite, I= Inertinite.	23
Figure 10- Exemple de pyrobitumes présents dans la porosité d'une dolomite.	24
Figure 11- Schéma des paramètres de mouillabilité d'une goutte de fluide sur une surface plane.	27
Figure 12- Schéma représentatif de goutte de liquide mouillant et non mouillant.	28
Figure 13- Schéma représentatif d'un phénomène d'hystérésis.	29
Figure 14- Exemple de réaction TSR et de la transformation de la calcite en dolomite dans le puits Florida 101, où la porosité est colmatée avec des cristaux de calcites, la calcite secondaire est postérieure à l'anhydrite (Martinez, 2012).	31
Figure 15- Localisation du bassin de Cardenas, Mexique (Pemex, 2005).	34
Figure 16- Colonne litho-stratigraphique représentant le bassin de Cardenas et de la zone étudiée (PEMEX 2005).	36
Figure 17- Carte de tendance de teneur en dolomites au Crétacé inférieur dans le bassin de Cardenas (COMESA, 2005).	38
Figure 18- Carte de tendance de teneur en dolomites au Tithonien dans le bassin de Cardenas (COMESA, 2005).	39
Figure 19- Carte de tendance de teneur en dolomites au Kimmeridgien dans le bassin de Cardenas (COMESA, 2005).	40
Figure 20- Localisation du puits C-434 à partir d'une carte structurale du bassin de Cardenas (PEMEX 2005).	41
Figure 21- Les échantillons du bassin de Cardenas utilisés pour l'étude de l'injection de mercure et la tomographie ; en vert la résine.	41
Figure 22- Localisation du site de bure et du laboratoire souterrain de l'Andra.	43
Figure 23- Colonne litho-stratigraphique du bassin de Paris et la stratigraphie des argilites callovo-oxfordien.	45
Figure 24- Localisation et chronologie du bassin de Lorraine.	47
Figure 25- Subdivisions géologiques principales d'Iran modifié de Nabavi 1976.	50

Figure 26- Colonne litho-stratigraphique représentant le bassin d'Abdan (Iran) : RM : roche mère, RR : roche réservoir, RC : roche couverture (Nabavi 1976).	51
Figure 27- Données du Rapport GeoS4 : a) courbes Pyrolyse réalisées au laboratoire ; b) les paramètres de cinétique (les énergies d'activation, les vitesses de chauffe et le facteur de fréquence) ; c) distribution du potentiel pétrolier selon les énergies d'activation suivant un seul facteur de fréquence (GeoS420 10060 1 (bassin d'Abdan ; Brian Horsfield et Rolando di Primio, 2004).	55
Figure 28- Localisation du bassin de Sabinas (Mexique) (Martinez, 2012).	56
Figure 29- Distribution stratigraphique des dépôts du Nord du Mexique (Martinez, 2012).	57
Figure 30- Répartition géographique des champs de production et des réserves probables de gaz dans le bassin de Sabinas. La section A-A', représente les événements sédimentaires et les systèmes de failles profondes régionales qui constituent le bassin et son prolongement extérieur d'après Dyem et Bartolini (2004).	59
Figure 31- Schéma structural du bassin du Nord du Mexique, et l'emplacement des sous-bassins (Camacho, 2009).	61
Figure 32- Colonne stratigraphique du bassin de Sabinas avec les différents milieux de dépôt et la description du système pétrolier (Martinez, 2012).	62
Figure 33- Schéma représentatif du phénomène de fluorescence.	70
Figure 34- Schéma représentatif du fonctionnement du Microscope Confocal Laser.	73
Figure 35- Schéma représentatif de la méthode du plan vertical.	77
Figure 36- Deux gouttes d'huile au microscope optique (a) et au microscope fluorescent (b).	81
Figure 37- Schéma représentatif des calculs de l'angle de contact à partir d'un cylindre ou de deux plans.	85
Figure 38- Schéma représentatif du remplissage du mercure dans des vides de diamètres différents.	85
Figure 39- Schéma représentatif de la notion de diamètre d'accès du mercure dans la roche ainsi que le volume des pores et la porosité d'après Géraud Y.	86
Figure 40- Schéma représentatif du fonctionnement de la méthode d'injection de mercure.	87
Figure 41- Dimensions d'une goutte d'huile sur un plan horizontal.	89
Figure 42- Les différents types de macéraux vus au microscope optique.	91
Figure 43- Diagramme ternaire de la classification des microlithotypes (Littke & Sachsenhofer, 1994).	93
Figure 44- Pourcentage (des macéraux total) de Vitrinite, Inertinite et Liptinite caractéristique des différents environnements de bassin profond (Littke & Sachsenhofer, 1994).	93
Figure 45- Milieux de dépôt des formations (a) et les microlithotypes liés aux milieux de dépôts (b) des charbons d'Australie (Smyth, 1984).	94
Figure 46- Exemple de transition d'une image GRB vers une image au niveau de gris (8 bits).	95
Figure 47- Les différentes étapes du traitement d'image avec ImageJ ; 1 : image en transmission à laquelle on réalise une binarisation (niveau de gris) ensuite un seuillage : % liptinite = 34.27%, la partie grise claire à blanche, % la Vitrinite > 65.73%.	96
Figure 48- Diagramme de Van Krevelen modifié par Van Krevelen (1993).	98
Figure 49- Différents Rock-eval 6 commercialisés par Vinci Technologies.	98
Figure 50- Les différentes étapes de la préparation des échantillons pour la méthode Rock-eval-6.	100
Figure 51- Variation du taux de transformation calculé en fonction du T _{max} pour les différents types de matières organiques (Espitalié et al., 1985 a).	104
Figure 52- Utilisation du T _{max} pour la détermination des principales zones de formation de pétrole et de gaz (Espitalié et al., 1985 a).	104
Figure 53- Evolution de la matière organique dans le diagramme IH vs T _{max} (d'après Espitalié et al., 1985 b).	105

Figure 54- Capture d'écran de la présentation du programme avec les différentes commandes.	111
Figure 55- Cinétique créée pour la modélisation du bassin de Sabinas utilisant la roche mère LaCasita (Martinez, 2012).	115
Figure 56- Exemple de tableau « Input » dans Petromod du bassin d'Abdan (Iran).	118
Figure 57- Exemple de données du niveau de la mer, les latitudes et les flux de chaleur au cours des temps géologiques (Bassin d'Abdan, Iran).	118
Figure 58- Différentes étapes des traitements d'images avec Visilog6.	122
Figure 59- Traitement du profile de la goutte sessile. a) et b)- profile de la goutte en format 2D. c)- reconstitution 3D de la goutte sessile. d),e),f)- les images binarisées de la goutte sessile.	124
Figure 60- Modèles 3D du profile d'une goutte d'huile provenant du bassin de Cardenas. a)- modélisation 3D du profile de la goutte d'huile sur une lame de verre. b)- modélisation 3D du profile de la goutte d'huile sur une lame épaisse.	124
Figure 61- Mesure de l'angle de contact avec le rapporteur et avec la méthode mathématique.	125
Figure 62- Echantillon C-434-N3-F12 2 au MEB. a).- Porosité remplis de cristaux de quartz et de rhomboèdres de dolomites. b).- porosité connectée et début de remplissage avec des cristaux de dolomites. c).- matière organique. d) et e).- porosité totalement colmatée par la dolomitisation et porosité connectée. f).- présence de matière organique dans la porosité.	130
Figure 63- Echantillon C-434-N5-N3 8F au MEB. a) et c).- matière organique. b).- sulfates de cuivre. d).-Porosité remplis de cristaux de quartz et de dolomites. e).- cubes de sel. f).- anhydrite.	131
Figure 64- Echantillon C-434-N4-F22 3 observé au MEB. a) anhydrites entourées de grains de quartz. b).- matière organique. c).- fracture remplie de cristaux de dolomite. d).-Porosité remplie de cristaux de quartz et de dolomites et de matière organique. e).- pyrite rhomboïdale. f).- cristaux de dolomites avec présence de CaSO ₄ et du sel.	132
Figure 65- Echantillon C-434-N4-F22-9a observé au MEB. a).- matière organique et cristaux de quartz et de dolomites dans les pores. b).- fracture remplis de cristaux de quartz et de matière organique. c).- présence de matière organique et majorité poreuse comparé aux autres échantillons.	133
Figure 66- Echantillon C-434-N3-F41 au MEB. a).- volume poreux assez gros avec présence de quartz et de dolomites. b).- silicates (gris clair), quartz (gris foncé) et oxydes de fer (blanc). c).-présence de matière organique de majorité poreuse.	133
Figure 67- Capture d'écran de la présentation du programme avec les différentes commandes.	154
Figure 68- Comparaison de l'IH du bassin d'Abdan avec les IH des trois types de matières organiques pris sur Petromod.	156
Figure 69- Les courbes d'IH pour chaque énergie d'accumulation en fonction de la température. Le graphique en bas est l'IH accumulé comparaison de l'IH du bassin d'Abdan.	157
Figure 70- Les trois courbes Rock-eval des échantillons du bassin d'Abdan.	157
Figure 71- Comparaison des énergies d'activation en fonction du facteur de fréquence A ₀ entre le bassin d'Iran et les matières organiques de type II et de type III.	158
Figure 72- Séries accumulée d'énergies d'activation pour le bassin d'Iran et pour la matière organique de type I et de type II.	159
Figure 73- comparaison des Courbes T _{max} Acc en fonction du T _{max} des échantillons d'Iran avec les courbes de Tagelaar et Campeche.	159
Figure 74- Cinétique du bassin d'Iran comparée aux cinétiques compositionnelles de Behar de Type II.	160
Figure 75- Déplacement de la courbe Rock-eval et de simulation de bassin (sur l'axe des abscisses) en fonction de la vitesse de chauffe.	161
Figure 76- Les énergies d'activation obtenues grâce au programme avec la superposition des courbes Rock-eval et de simulation de bassin.	162

Figure 77- Images des macéraux en lumière réfléchie, transmise et sous excitation UV.....	164
Figure 78- Exemple de traitement de l'échantillon LO899.10 avec ImageJ, le pourcentage des macéraux, la détermination des microlithotypes et les milieux de dépôts.	165
Figure 79- Diagramme ternaire des microlithotypes des échantillons lorrains.	166
Figure 80- Schéma représentatif des milieux de dépôt des échantillons lorrains.	167
Figure 81- Calcul du pourcentage de la porosité (microfractures) avec ImageJ.	168
Figure 82- Pourcentage des microfractures en fonction de la présence de vitrinite dans le bassin de Lorraine.....	169
Figure 83- Bloc 3D de l'échantillon LO759 du bassin de Lorraine (Reconstitution 3D à partir des images de tomographie).	170
Figure 84- Echantillon ESB01 en traitement d'image (ImageJ).	171
Figure 85- Echantillon NAR01 en traitement d'image (ImageJ).	172
Figure 86- Echantillon OAS01 en traitement d'image (ImageJ).	172
Figure 87- Diagramme ternaire de détermination des microlithotypes des échantillons du bassin de Sabinas.	173
Figure 88- Calcul des rapports atomique et des pouvoirs réflecteurs des échantillons : NAR01, OAS01 et SEB01 (PEMEX).	173
Figure 89- Types de matières organiques des échantillons du bassin de Sabinas.	174
Figure 90- Types du kérogène des échantillons du bassin de Sabinas.	175
Figure 91- 1 : Courbes Rock-eval comparées aux courbes réalisées à partir du programme de cinétique ;2 : distribution du potentiel pétrolier selon les énergies d'activation pour un seul facteur de fréquence pour chaque case (Horsfield, di Primio, Rapport 20.100.601).	179
Figure 92- Courbe de transformation cumulative à une vitesse de réchauffement géologique de 3k/Ma calculée à partir des paramètres cinétiques dans le Tableau 15 (Horsfield, di Primio, Rapport 20.100.601).	180
Figure 93- Tableau de donnée d' « input » dans Petromod.	181
Figure 94- Tableau de donnée d' « input » dans Petromod (age assignment).	182
Figure 95- Calibration thermique du bassin d'abdan en fonction de Ro%.	184
Figure 96- Simulation 2D avec une cinétique compositionnelle ou on observe la migration du gaz et de l'huile.	185
Figure 97- Simulation 2D avec une cinétique compositionnelle Behar 1997 du bassin de Juzezistan.	187
Figure 98- Localisation de la zone étudiée dans la modélisation géochimique 2D, l'emplacement de la ligne sismique BB'.	189
Figure 99- Colonne stratigraphique du bassin de Sabinas, modifié de Santmaria-Orozco et al.(1991). et Eguluz de Antuñano, (2001).	190
Figure 100- Données de lithologie des trois puits étudiés (Exemple Ulua1) utilisés pour la modélisation.	191
Figure 101- Calcul de la paléobathymétrie pour le Bassin de Sabinas, déterminant la relation entre la courbe Exxon avec la profondeur de la mer durant le Kimeridgien-Tithonien (Michalzik et Schumann, 1994), rapporté de la littérature sur les transgression et le sregressions (Marquez, 1979; Padilla et Sánchez, 1986, 2007; Santamaria-Orozco, 1990; Michalzik et Schumann, 1994; Rueda-Gaxiola, 1998; Eguluz, 2001; Oloriz <i>et al.</i> , 2003). A: l'emplacement des principales roches génératrices de la courbe Exxon, qui servent à calibrer la courbe mediane de son système de dépôts. Abreviation: LC: La Casita; P, Padilla; LV: La Virgen; LP: La Peña; EF: Eagle Ford; O: Olmos. B: la relation de la profondeur moyenne de la mer dans le bassin de Sabinas, determinant une épaisseur maximum de 100m (Michalzik et Schumann, 1994).	194

Figure 102- Schéma de l'évolution des flux de chaleurs dans le bassin de Sabinas en fonction des événements tectoniques et du temps (Camacho-Ortegan, 2009).....	196
Figure 103- Calibration thermique de l'anomalie de l'activité volcanique selon Mckenzie.	197
Figure 104- Cinétiques utilisées dans la modélisation 1D et 2D du bassin de Sabinas (c : Martinez, T2, 2012, b : Martinez, T 3, 2012 : a : Rowan et al., T3, 2012).	200
Figure 105- Données de la calibration thermique des trois puits avec les pouvoirs réflecteurs de la vitrinite (Ro%).	202
Figure 106- Calibration thermique du puits Merced 1.....	203
Figure 107- La calibration thermique puits lorrains avec les pouvoirs réflecteurs de la vitrinite (Ro%).	203
Figure 108-Ligne sismique interprétée (BB') incluant les puits étudiés (Cacanapo 101, Merced 1 et Ulua 1)	204
Figure 109- Détermination de l'âge, la profondeur et la pression de l'entrée dans la fenêtre à huile pour les puits étudiés en 1D (Cacanapo 101, Merced 1 et Ulua 1).	205
Figure 110- Migration primaire des huiles et migration secondaire du gaz par fracturation et percolation : Flèches vertes : migration primaire ; Flèches rouges : migration secondaire.	206
Figure 111- Modélisation 2D du bassin de Sabinas (ligne sismique AA') par méthode Darcy/Hybride.	208
Figure 112- Modélisation 2D du bassin de Sabinas (ligne sismique AA') par méthode de percolation (flèches verte : migration du pétrole).....	211
Figure 113- Système pétrolier du bassin de Sabinas selon la méthode de Percolation.	212
Figure 114- Bilan de la composition de l'accumulation des hydrocarbures par modélisation par percolation.....	214
Figure 115- Tableau d'Input dans la modélisation 1D du puits de Gironville dans le bassin de Lorraine.....	218
Figure 116- Courbes de pression et de porosité déduite de la modélisation 1D du puits Gironville9.	219
Figure 117- Données de paléotempérature, de variations du niveau de la mère et des flux de chaleur à partir du modèle 1D.....	220
Figure 118- Conductivité thermique et Tmax du puits Gironville-9 calibré avec le puits Gironville-101	221
Figure 119- Calibration du puits Gironville-9 et évolution de la maturation en fonction de la profondeur.....	222
Figure 120- Modèle 1D de la paléotempérature et du taux de transformation du puits Gironville 9 (Behar et al.1997 ; type III).	222
Figure 121- Modèle 1D de la saturation en hydrocarbures et vitesse d'expulsion du puits Gironville9.	223
Figure 122- Maturité des roches mères du Westphalien en fonction du pouvoir réflecteurs et de différentes cinétiques.....	226
Figure 123- Maturité de la roche mère selon Behar et al.(1997) TIII(Northea)-cs du puits Gironville-9.	226

Table des tableaux

Tableau 1- Tableau des échantillons d'argilites étudiés : références, faciès et profondeur.	46
Tableau 2- Tableau des échantillons de Lorraine étudiés et leurs profondeurs.	48
Tableau 3- Tableau des événements et des faciès affectés par ces événements dans le bassin d'Abdan (Iran).	54
Tableau 4- Caractérisation pétrographique des pouvoirs réflecteurs des principaux macéraux composant le charbon.	90
Tableau 5- Couleurs de fluorescence et intensité pour les différents groupes de macéraux dans différents rangs de charbon en utilisant l'excitation à la lumière bleue (extrait du Handbook of coal petrography, 1975).	91
Tableau 6- Classement des microlithotypes (ICCP Handbook, 1963 et STACH, 1982).	92
Tableau 7- Paramètres d'acquisition pour la méthode de base (Behar et al., 2001).	101
Tableau 8- Paramètres calculés pour la méthode Rock-eval (Behar et al., 2001).	103
Tableau 9- Les résultats des moyennes des valeurs de l'angle de contact et de la tension superficielle.	126
Tableau 10- Les résultats obtenus à partir de la méthode d'injection de mercure sur les huit échantillons du bassin de Cardenas (Mexique) (unité : [dimension]= μm , [volume]= μm^3 , [porosité]=%).	127
Tableau 11- Les résultats de calculs de la pression capillaire pour le bassin de Cardenas.	128
Tableau 12- Résumé des résultats des calculs des paramètres pétrophysiques du bassin de Cardenas.	129
Tableau 13- Pourcentage des macéraux, microlithotypes et milieux de dépôt des échantillons lorrains étudiés à partir du traitement d'images sur ImageJ.	165
Tableau 14- Tableau récapitulatif du pourcentage des microfractures en fonction de l'abondance de la vitrinite.	168
Tableau 15- Paramètres de modélisation fournis par le rapport (Horsfield, di Primio, Rapport 20.100.601).	178
Tableau 16- Tableau d'événement géologiques et de lithologie du bassin d'Abdan (Samand, 2001).	183
Tableau 17- Tableau récapitulatif de l'âge, les épaisseurs et le pouvoir réflecteur (R_o) des roches mères du bassin de Sabinas.	192
Tableau 18- Données de TOC et d'IH pour les roches mères principales du bassin de Sabinas.	192
Tableau 19- Données d'IH et de TOC utilisées dans la modélisation.	194
Tableau 20- Données stratigraphiques régionales utilisées pour la modélisation du bassin de Sabinas (Menetrier, 2005).	195
Tableau 21- Données géochimiques utilisées dans la modélisation (PEMEX ; Galindo-Torres et al., 2006).	196

INTRODUCTION

INTRODUCTION

L'énergie primaire commercialisée au monde atteint les 9 milliards de tonnes d'équivalent pétrole dont 90% de combustibles fossiles avec les deux tiers représentés par le pétrole et le gaz et le dernier tiers par le charbon.

Avec l'augmentation de la demande énergétique, l'exploration pétrolière progresse en développant de nouvelles technologies et méthodes d'exploration et d'exploitation des systèmes pétroliers conventionnels et surtout des systèmes pétroliers non-conventionnels.

Les hydrocarbures (pétrole et gaz) conventionnels et non conventionnels résultent de la transformation de la matière organique sédimentaire contenue dans une roche suite à l'augmentation de la température et la pression lors de son enfouissement (la roche mère). Cependant ce qui les différencie c'est les méthodes utilisées pour les extraire et les exploiter de leurs réservoirs dit « conventionnels » et « non-conventionnels », respectivement.

Les hydrocarbures conventionnels, sont ceux exploités avec plus de facilité à partir des roches réservoirs poreuses et plus perméables, contenant des concentrations importantes de ces hydrocarbures ayant migrés et étant piégés sous une roche imperméable. Une fois le forage effectué, les hydrocarbures remontent (chute de pression) ou seront remontés grâce à des techniques dites aussi « conventionnelles » d'où l'appellation des « hydrocarbures conventionnels ».

Ces réservoirs conventionnels peuvent devenir avec le temps des réservoirs non-conventionnels ceci est dû soit : à une deuxième partie (parfois très importante) d'hydrocarbures conventionnels produits restant piégée dans la roche mère à cause de sa faible perméabilité, soit aux processus diagénétiques et de circulations de fluides qui influencent les qualités pétrophysiques des réservoirs les classant donc dans les gisements inexploitable et roches réservoirs moins perméables.

Un bassin pétrolier non-conventionnel est un bassin exploité en utilisant des techniques avancées, qui impliquent des coûts et des technologies supérieurs à ceux des réservoirs pétroliers conventionnels, car les conditions de l'exploitation sont difficiles. Ces réservoirs comprennent les schistes bitumineux, des sables bitumineux (à l'exception des sables bitumineux canadiens qui constituent une production assez importante), en offshore très profond, en conditions polaires ainsi que l'exploration du pétrole lourd et extra-lourds

(dans ces deux derniers cas c'est la qualité de l'huile très visqueuse qui ne permet pas l'utilisation des méthodes conventionnel)...

La description pétrographique de ces systèmes pétroliers (conventionnels et non-conventionnels), nécessite la caractérisation de chaque élément et chaque processus les composants, et ceci d'un point de vue différents des descriptions classiques à l'échelle macroscopique et microscopique ainsi que les interactions entre les roches et les fluides.

Dans cette thèse on va montrer les méthodes d'observation qui permettent d'étudier ces différences afin de pouvoir mieux comprendre le fonctionnement des deux systèmes.

Un système pétrolier est un système regroupant des éléments et des processus géologiques propices à l'accumulation des hydrocarbures (Magoon et Dow, 1994). Ces éléments et ces processus géologiques sont définis différemment par plusieurs auteurs. Du point de vue géologie pétrolière, Gluyas et Swarbrick (2004), définissent les « magic five ingredients » sans lesquels un bassin ne peut pas constituer une province pétrolière, ces ingrédients magiques sont les suivant : la roche mère, la roche couverture, le piège, la roche réservoir et le timing. Allen (1990) définis ces éléments d'un point de vue analyse des bassins sédimentaires et d'apport à l'enjeu pétrolier comme suit : l'accumulation du pétrole, la roche réservoir, la roche couverture, le piège, le moment critique. Enfin, selon Magoon et Dow (1994), les composants d'un système pétrolier sont comme suit : une roche mère (active), les chemins de migration, le piège qui est défini par sa géométrie, par la roche réservoir et la roche couverture et le timing.

Tous ces éléments peuvent être définis à partir de la modélisation des systèmes pétroliers. On peut en déduire que les éléments composants un système pétroliers sont la roche mère, la roche réservoir, la roche couverture, le piège et la charge sédimentaire (overburden rock) (Figure 1) ; dans certains cas, les roches mères produisent des hydrocarbures mais les gardent emmagasinés car leurs perméabilités sont faibles, dans ce cas-là elles deviennent par définition des roches réservoirs car l'accumulation de ces hydrocarbures se fait in situ. Dans d'autres cas les roches réservoirs perdent de leur qualité pétrophysique, donc de leur porosité et leur perméabilité et ceci à cause de processus de TSR (Sulfato-réductions à basse température : précipitation d'anhydrite), de la dolomitisation et de la circulation de fluide ; ceci les transforme en barrière contre laquelle s'accumulent les hydrocarbures migrant de la roche mère. Ceci dit les roches couvertures se transformant également en roche réservoir dans

le cas où la circulation de fluides crée soit une dissolution des minéraux soluble créant des cavités où les hydrocarbures peuvent s'accumuler (exemple : la karstification des calcaires mudstone).

Quant aux processus intervenants dans sa formation sont soit contrôlés par la température soit par l'évolution structural et sédimentaire et représentés par :

- La génération des hydrocarbures à partir de la roche mère ;
- L'expulsion des hydrocarbures saturant la roche mère.
- La migration primaire des hydrocarbures de la roche mère vers la roche réservoir, sous l'effet de la différence de pression entre les deux roches ainsi que l'hydrodynamisme et la gravité ;
- L'accumulation/piégeage des hydrocarbures dans la roche réservoir ;
- La préservation du système pétrolier ce qui correspond à la période après piégeage où les hydrocarbures sont soumis aux processus de migration secondaire dans la roche réservoir, ou à la dysmigration vers la surface et d'autres processus tels que la fracturation due aux mouvements tectoniques, le bon fonctionnement de la roche couverture.
- Le moment où la plus grande quantité d'hydrocarbures est accumulée est appelé « le moment critique ».

Afin de caractériser chaque élément et chaque processus des systèmes pétroliers conventionnels et non-conventionnels, des approches pétrographique (minérale et organique), géochimique et pétrophysique, appuyées par la modélisation, sont étudiées et proposées dans cette thèse.

Les différents éléments d'un système pétrolier sont définis et étudiés comme suit :

- La roche mère est l'élément principal dans la formation des hydrocarbures, il s'agit d'une roche source contenant une forte concentration de matière organique ayant partiellement ou totalement généré des hydrocarbures à partir du kérogène. Ce dernier peut être de différents types selon le milieu de dépôt de la matière organique le composant: type I (milieu lacustre), type II (milieu marin) et type III (milieu continental).

Il est important de connaître la composition de la roche mère, de comprendre son fonctionnement actuel et antérieur, de déterminer sa maturité et d'évaluer son potentiel

pétrolier et sa porosité. Ceci nécessite l'utilisation de plusieurs méthodes pétrographiques telles que : la microscopie à réflexion et en fluorescence, une analyse élémentaire, une analyse macérale, l'évaluation du pouvoir réflecteur de la vitrinite, une pyrolyse Rock-eval, une estimation des énergies d'activation utilisées dans la modélisation du système pétrolier à partir de la pétrographie des macéraux, et une tomographie avec une analyse d'image pour déterminer la porosité et la fracturation (cleats) due à l'expulsion des fluides (eau, huile, gaz).

Cependant, il existe des roches mères avec deux (voire plus) types de kérogène, ce qu'on appelle roche mixte, et lors de la modélisation ce paramètre n'est pas pris en considération et un seul type sera étudié. Dans ce travail ce paramètre est pris en considération en créant un logiciel qui permet de calculer les énergies d'activation pour chaque bassin afin de créer la cinétique lui correspondant et l'utiliser dans la modélisation.

Parmi les roches mères étudiées dans ce travail, le charbon ; La pétrographie organique permet de caractériser cette roche mère mais en réalisant les mêmes techniques citées précédemment car une étude classique ne permet pas de mieux la caractériser ni de caractériser les roches réservoirs et les roches couvertures. Le charbon pouvant être à la fois roche mère et roche réservoirs est classé dans les systèmes pétroliers non conventionnels et est caractérisé grâce à l'analyse macérale ainsi que l'analyse d'images.

- Les roches réservoirs sont des roches sédimentaires à porosité et perméabilité assez importante, contenant des hydrocarbures. Leur caractérisation est essentiellement pétrophysique, car leurs qualités dépendent de leurs capacités à accumuler et laisser circuler le plus d'hydrocarbures. Le réservoir étudié dans ce travail est représenté par les carbonates du bassin de Cardenas. Dans cette étude la caractérisation des paramètres pétrophysiques de ces carbonates s'est basée sur l'évaluation des paramètres porosité, perméabilité et pression capillaire à partir des méthodes d'injection de mercure, de microscopie électronique à balayage, de microscopie Confocale ainsi que la tomographie.

- Ces méthodes sont plus faciles à réaliser sur les réservoirs pétroliers conventionnels où le kérogène est absent mais on note la présence, en plus des hydrocarbures, des résidus tels que le bitume et le pyrobitumes (résidus de pétrole résultants d'un craquage primaire et secondaire respectivement). Ces hydrocarbures sont piégés soit dans la porosité soit dans la matrice au niveau des inclusions de fluides, l'étude de ces derniers permet

l'évaluation du moment et la température du piégeage de ces fluides ainsi que l'évolution thermique des composants (fluide, gaz et résidus solides composants l'inclusion de fluide).

Dans le cas de systèmes pétroliers non-conventionnel, la roche mère peut être roche réservoir en même temps, et empêcher les hydrocarbures de s'expulser à cause de la mauvaise connexion des pores donc la faible perméabilité. Dans ce cas-là, le kérogène est présent.

- La roche couverture est la barrière naturelle qui empêche les accumulations d'hydrocarbures de se disperser et qui les maintienne dans le réservoir, il s'agit d'une roche imperméable d'une épaisseur et une continuité latérale importantes. Les roches couvertures étudiées dans ce travail sont les argilites du bassin de Paris, leur caractérisation pétrophysique a été réalisée avec la méthode d'injection de mercure, le SEM (Microscope électronique à balayage environnemental), la tomographie et l'analyse d'images.

Cependant dans le cas des roches réservoirs carbonatées, la création de roche couverture peut être due à la transformation avec le temps de ces roches suite à des phénomènes de dolomitisation et/ou des phénomènes de sulfato-réductions comme c'est le cas dans le bassin de Sabinas où la dolomitisation suivie de la précipitation d'anhydrite réduit petit à petit la porosité transformant ces carbonates en roches couvertures.

- Le piège peut être soit sédimentaire soit structural, le moment de sa formation est le moment de la première accumulation d'hydrocarbures qui peut être évalué en étudiant le moment du piégeage des inclusions de fluides.

- La charge sédimentaire est constituée des couches exerçant une pression et un poids sur l'ensemble des éléments précédents, ce qui joue un rôle important dans l'augmentation de la pression et la température.

Ces éléments fonctionnent selon les processus suivants : la génération des hydrocarbures, leurs migrations, leurs accumulations dans les roches réservoirs, leurs piégeage et leurs dysmigration ou préservation.

Tous ces éléments et processus sont plus détaillés dans le premier chapitre de généralités.

L'objectif de ce travail est d'établir une description et une caractérisation pétrographique du système pétrolier en utilisant des méthodes classiques et des méthodes nouvelles afin d'apporter plus de précision à l'interprétation et pourquoi pas établir une charte pétrographique de la description d'un système pétrolier. Les études pétrographiques

précédentes ont été plus concentrées sur les roches mères que sur les autres éléments constituant un système pétrolier, alors dans cette étude la description pétrographique de chacun de ces éléments a été réalisée comme suit :

- Dans un premier temps, les roches mères sont caractérisées en étudiant leurs origines, leurs évolutions, leurs maturités et les cinétiques de la transformation du kérogène les composants ; ces dernières sont réalisées grâce à un nouveau programme informatique créé pour ce travail afin d'avoir les énergies d'activation propres au bassin et par conséquent les cinétiques les plus proches de la réalité pour chaque bassin.

Les microfractures ainsi que les paramètres pétrophysiques dans les roches mères (le charbon) sont caractérisées par moyen de tomographie et d'analyses d'images.

- La roche réservoir constituée de carbonates du bassin de Cardenas est étudiée dans le but de caractériser les paramètres pétrophysiques, la mouillabilité et calculer la pression capillaire (paramètre intéressant Pemex), et pour cela on a couplé deux méthodes : l'injection de mercure et l'analyse d'images obtenus du MSCLM (Microscope Confocal à Scanner Laser).

La microscopie Electronique à balayage a permis la description de la porosité et du remplissage des pores.

L'étude des inclusions de fluides permet de déterminer le temps de piégeage des fluides circulant dans la roche.

- Pour la roche couverture, les argilites du bassin de Paris ont subi plusieurs traitements au laboratoire de l'institut de physique du globe -UMR7516 UdS-CNRS afin de voir leur comportement avec le temps et avec la circulation des fluides.

Ces roches ont subi plusieurs processus d'hydratation/déshydratation en prenant des images au Microscope électronique à balayage environnemental, ces images sont analysées au Visilog-6 et comparées à la reconstitution 3D d'un même échantillon avant et après procédés d'hydratation/déshydratation. Ces paramètres pétrophysiques, et de comportement des argilites permettent d'évaluer les risques de dispersion et de fuite des éléments stockés.

- Une modélisation avec le logiciel Pétromod, en intégrant toutes les données obtenues à partir de ces méthodes de caractérisation pétrographique est réalisée. La méthode utilisée pour

la partie migration/accumulation et préservation est celle par « Percolation » où le fonctionnement des failles est pris en considération.

- Enfin, la détermination des paramètres influençant le comportement des différents éléments et le fonctionnement du système pétrolier au cours du temps.

Dans ce travail, une caractérisation pétrographique pour chaque élément est effectuée de façon à expliquer les méthodes utilisées. Il s'agit de prendre des exemples d'éléments dans des bassins différents, et ils seront organisés dans ce travail comme suit :

Un premier chapitre de généralités sur la description des systèmes pétroliers conventionnels et non-conventionnels ainsi que la description des éléments composants ces systèmes.

Un deuxième chapitre sera consacré à l'aspect géologique des bassins et aux échantillons étudiés.

Le troisième chapitre portera sur le protocole analytique suivi d'une description du principe et du détail expérimental de chaque technique utilisée pour chaque élément constituant le système pétrolier.

Le quatrième chapitre est consacré pour la partie résultats analytiques pour chaque élément pris en exemple dans chaque bassin :

- D'abord les résultats de la roche réservoir provenant du bassin de Cardenas au Mexique.
- Ensuite les résultats de La roche couverture prélevée dans le bassin de Paris en France.
- Les roches mères proviennent du bassin de Sabinas au Mexique, du bassin de Lorraine en France et du bassin d'Abdan en Iran.

La dernière partie est consacrée aux résultats de la modélisation des systèmes pétroliers de trois exemples de bassins en utilisant le logiciel Petromod.

I. GENERALITES

I. GENERALITES : Systèmes pétroliers :

L'étude pétrographique d'un système pétrolier consiste à étudier les hydrocarbures conventionnels et non-conventionnels, afin d'améliorer la production mondiale d'hydrocarbures

L'appellation de bassins pétroliers non-conventionnels a évolué avec le temps; au XIX^{ème} siècle les réservoirs pétroliers contenant du soufre, même en petite quantité, étaient considérés comme non-conventionnels. Mais au cours du XX^{ème} siècle, cette notion a changé. De même pour les réservoirs pétroliers offshore profonds, dans les années quatre-vingts, lorsque la profondeur d'eau dépassait les 500m, mais avec le développement de la technologie, le seuil de difficulté a basculé à une profondeur d'eau de 1500m en 2005.

Certains systèmes pétroliers ont été considérés comme non-conventionnels pendant longtemps, mais l'évolution des méthodes d'exploitation les a basculés dans les réservoirs conventionnels, comme les sables du Canada en 2002 (Oil & gas journal). Entrent également dans ce cadre les réservoirs à biocarburants, terme désignant la transformation de la matière organique du charbon et du gaz naturel en pétrole liquide par des procédés, en plus des hydrates de méthane, ce sont toutes des réserves non-conventionnelles.

Les deux types de réserves peuvent coexister dans un même bassin sédimentaire, c'est le cas du bassin de Paris où la roche mère contient dans sa partie centrale des pétroles de schistes et des charbons sur sa bordure orientale. La même roche mère a permis la formation de ces différents gisements. Un système non-conventionnel peut devenir conventionnel lors de son exploration. C'est le cas du bassin de Sabinas où, après une fracturation naturelle (tectonique), les hydrocarbures se sont déplacés vers des roches réservoirs et se sont accumulés grâce à la présence d'une roche couverture.

Selon Roland Vially (IFPEN, 2013), les hydrocarbures non-conventionnels sont représentés par une grande gamme d'hydrocarbures liquides et gazeux dont l'impact sur l'approvisionnement énergétique est variable (Figure 1).

Cela dit, il s'agit du même type d'hydrocarbures provenant de la transformation de la matière organique sédimentaire par augmentation de la température et de la pression lors de son enfouissement avec le temps.

Dans l'annexe 1, on explique avec plus de détails la définition des deux systèmes conventionnels et non-conventionnels.

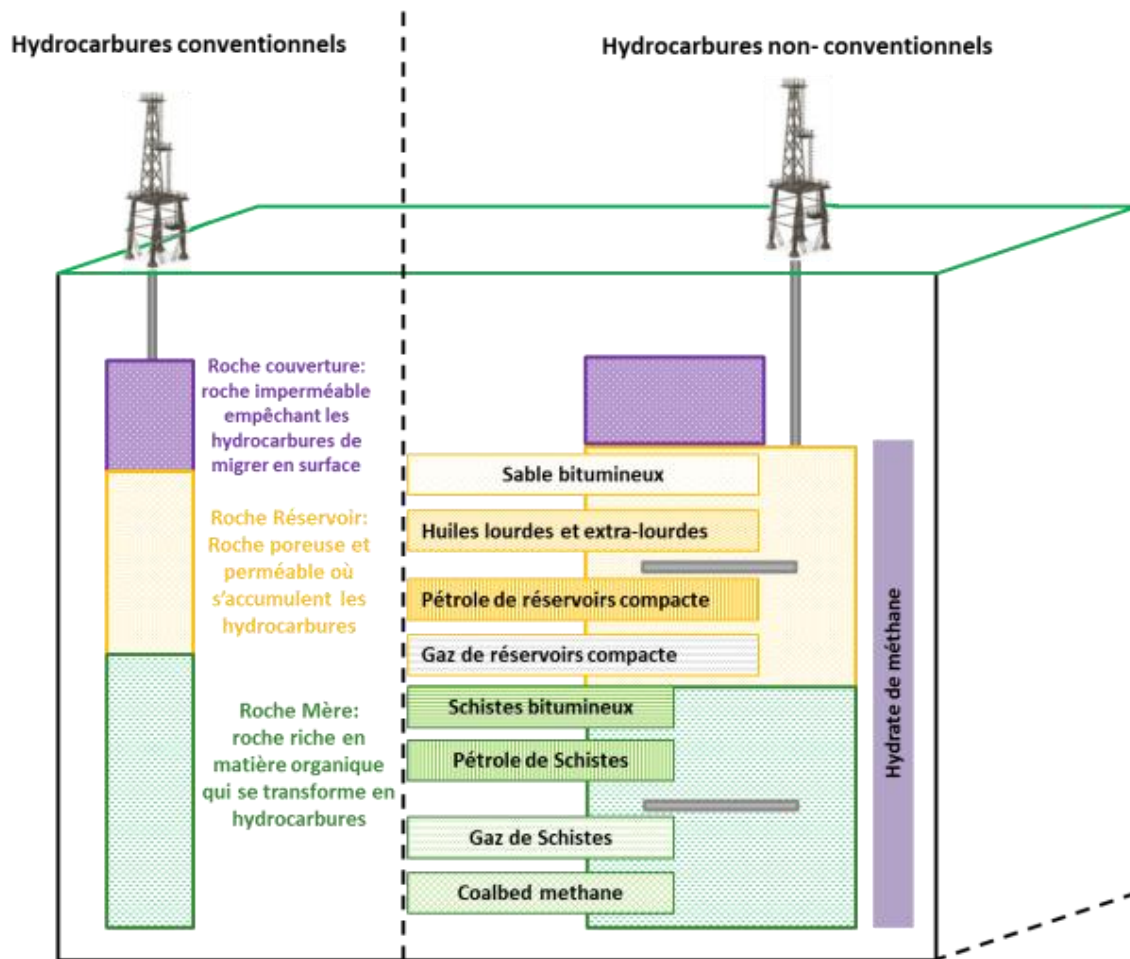


Figure 1- Représentation schématique d'un système pétrolier conventionnel et d'un système pétrolier non-conventionnel (d'après Roland Vially, 2013).

I.1.Définition d'un système pétrolier :

Un système pétrolier est un système regroupant des éléments et des processus géologiques propices à l'accumulation des hydrocarbures (Magoon et Dow, 1994). Gluyas et Swarbrick (2004), définissent les « magic five ingredients » représentés par: la roche mère, la roche couverture, le piège, la roche réservoir et le timing. Allen (1990) définit ces éléments comme suit : l'accumulation du pétrole, la roche réservoir, la roche couverture, le piège, le moment critique. Enfin, selon Magoon et Dow (1994), les composants d'un système pétrolier sont comme suit : une roche mère (active), les chemins de migration, le piège qui est défini par sa géométrie, par la roche réservoir et la roche couverture et le timing (Figure 2).

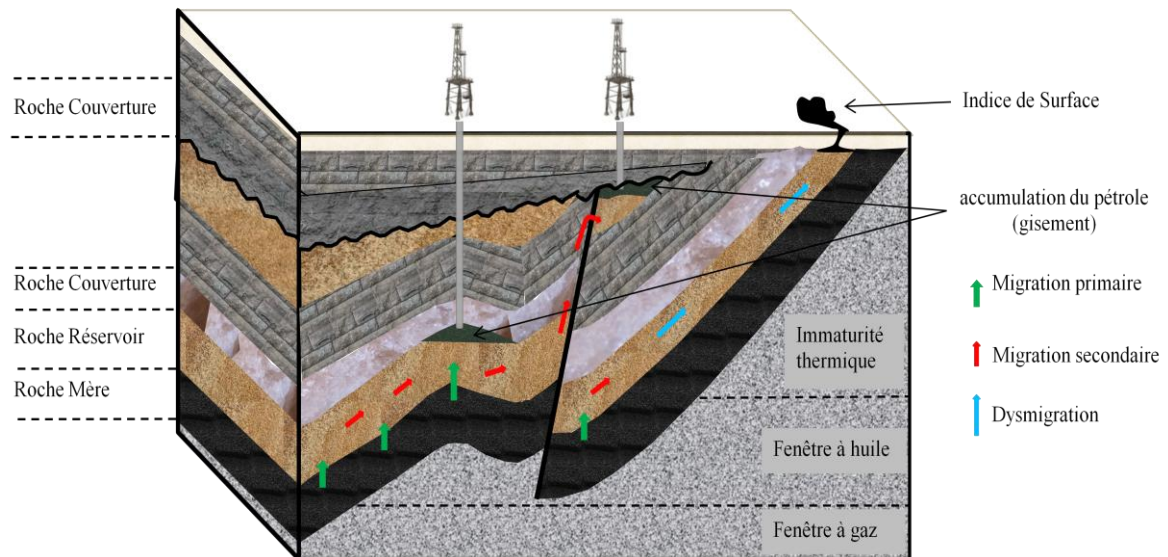


Figure 2- Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé de roche mère, d'une roche réservoir, d'une roche couverture et de pièges.

Dans ce travail nous allons caractériser les systèmes pétroliers du point de vue pétrographique, géochimique et pétrophysique avec l'appui de la modélisation. Notre travail consiste à préciser les éléments suivants en fonction du temps :

- La nature et l'âge des roches mères
- La nature, les propriétés pétrophysiques et l'âge des faciès réservoirs
- Le mécanisme de migration des hydrocarbures depuis la roche mère jusqu'au réservoir
- La nature des pièges et de la couverture qui favorisent l'accumulation de ces hydrocarbures.

I.1.1. Pétrographie des roches mères :

C'est la roche source contenant une quantité importante de matière organique sédimentaire qui a produit ou est potentiellement capable de générer des hydrocarbures (huile ou gaz). Cette roche a souvent une faible porosité et une faible perméabilité.

Cette matière organique se trouve sous des températures de 10-30°C dans le sol, des lacs et des eaux marines, elle évolue ensuite dans des environnements diagénétiques où la température atteint les 80°C sous l'effet du gradient géothermique. Elle évolue ensuite avec

l'augmentation de la température sous des phases dites de catagenèse et métagenèse où la température atteint les 120°C et 200°C respectivement. La transformation de ces sédiments par voie chimique et bactérienne donne naissance à un solide appelé kérogène, qui constitue la fraction insoluble dans les solvants organiques (Durand, 1980) (Figure 3).

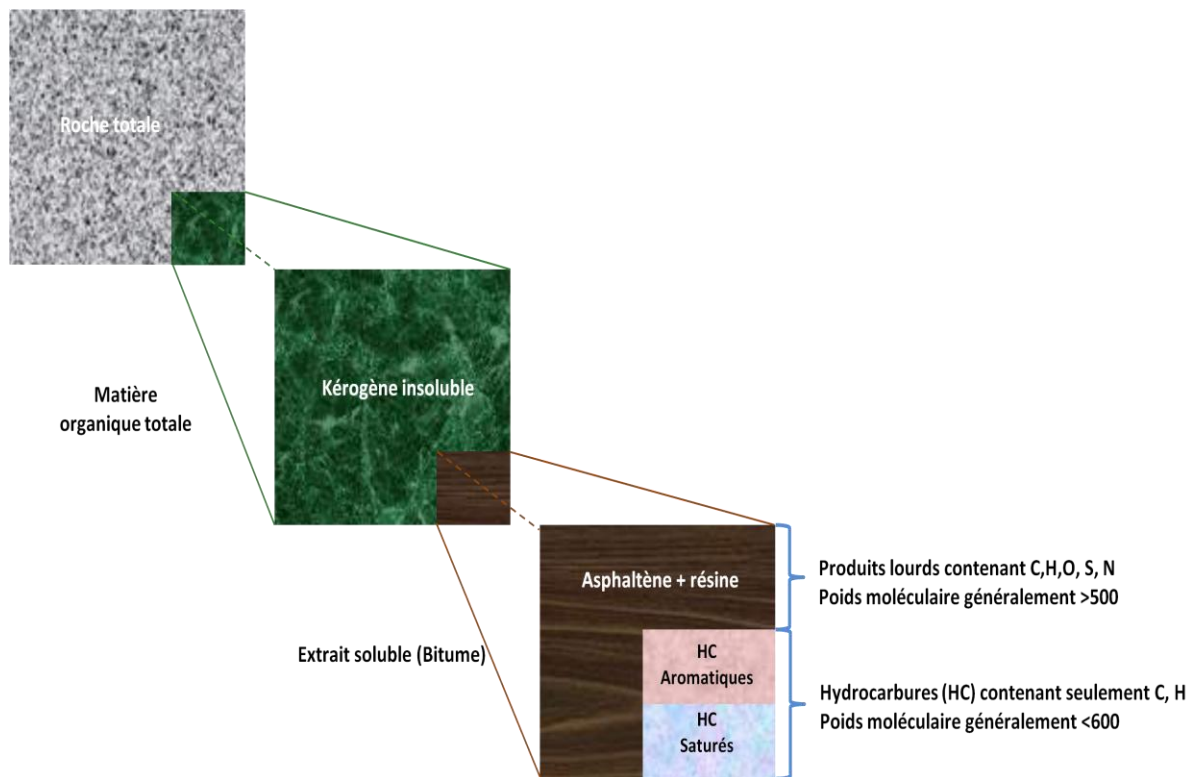


Figure 3- Composition de la matière organique dans les sédiments. (d'après Tissot et Welte , 1987, modifiée par Durand ,1980).

Avec l'enfouissement, le kérogène subit une augmentation de la température et de la pression et donc une maturation produisant des hydrocarbures. Il existe plusieurs types de kérogène selon leur composition élémentaire. Ils sont représentés dans le diagramme de Van Krevelen (1993) avec leur environnement de dépôt (lacustre, marin et continental) (Figure 4) :

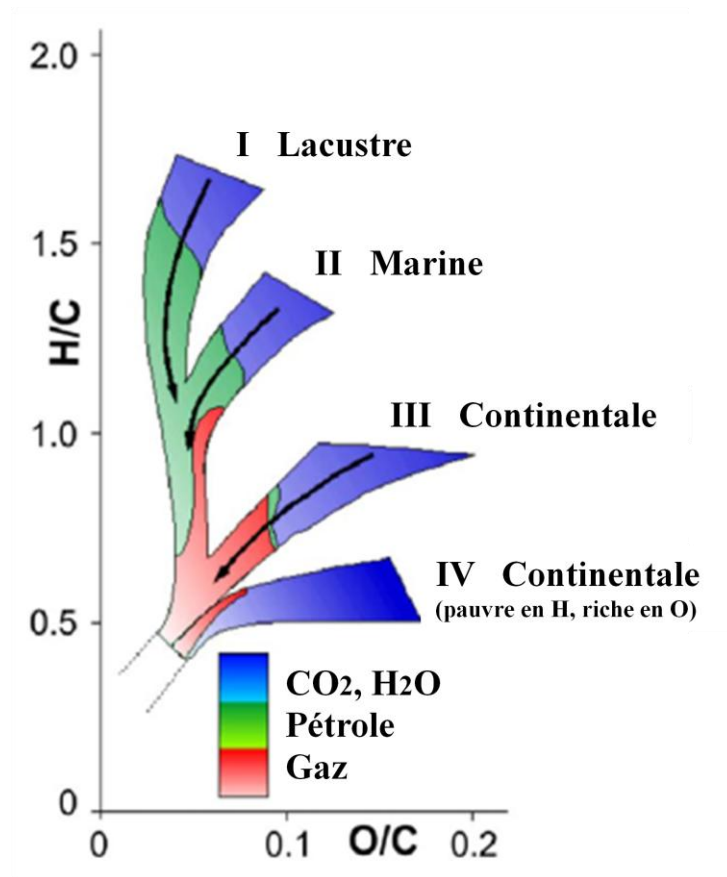


Figure 4- Diagramme de Van Krevelen et les types de matière organique, modifié par Van Krevelen (1993).

- Type I : la matière organique est d'origine lacustre, principalement formée par l'accumulation de certaines micro-algues dont les parois sont naturellement résistantes et de biomasse procaryotique fortement aliphatique. Ce type a été défini dans les formations de Green River shales (Eocène, bassin d'Uinta, USA) et est caractérisé par de fortes valeurs d'H/C et de faibles valeurs d'O/C. Il génère surtout du gaz à condensat autour de 10 mg/g de roche.
- Type II : la matière organique est d'origine marine, principalement planctonique et bactérienne. Elle génère plus de pétrole (huile) que le premier type avec des valeurs de l'ordre de 20 mg/g de roche. Ce type a été défini à partir de la matière organique phytoplanctonique marine contenue dans les schistes cartons du Toarcien inférieur du bassin de Paris. Les valeurs des rapports atomiques H/C et O/C sont intermédiaires entre les types I et III.
- Type III : l'origine du kérogène est continentale, résultant de la décomposition des végétaux supérieurs, il a été défini dans la formation de Logbaba (crétacé supérieur du

Cameroun) puis dans le delta actuel de Mahakam en Indonésie. Il comporte un rapport H/C faible et O/C très élevé. Ce type de kérogène génère principalement des taux très importants de gaz (50 mg/g de roche).

- Type IV : correspond à un matériel organique oxydé que l'on ne peut rapporter à aucune biomasse originelle définie, contrairement aux autres types il s'agit souvent d'une remobilisation de la matière organique par l'érosion de roches sédimentaires préexistantes ou du résidu très altéré des différentes biomasses. Il se place sous le type III dans le diagramme de Van Krevelen et ne possède aucun intérêt pétrolier.

I.1.1.1. Notion de maturité des roches mères :

Le niveau de la maturité est en relation avec l'évolution du potentiel d'une roche mère et le degré de l'évolution thermique de la matière organique, en association avec sa teneur en carbone organique (COT) et son potentiel pétrologène indiqué par l'indice d'hydrogène (IH) obtenus avec la méthode de pyrolyse Rock-eval.

La maturité de la matière organique est mesurée grâce à plusieurs paramètres, on peut citer :

- **La réflectance de la vitrinite exprimé en R_o** : (Durand *et al.*, 1986) ; ce paramètre permet de donner la maturité, la température et le temps de l'histoire de la roche mère et l'évolution des conditions thermiques au sein des bassins sédimentaires (Dow, 1977).

- **La Tmax Rock-eval** : elle correspond à la température maximale de craquage de la matière organique et vitesse maximale de formation des hydrocarbures lors de la pyrolyse Rock-eval et permet donc de suivre la maturité de la roche (Figure 5).

- **Les biomarqueurs** : Cette approche est basée sur l'identification et la quantification de certains constituants moléculaires apparentés, dérivés de composés biologiques. Ces constituants sont appelés *marqueurs moléculaires* ou *biomarqueurs*, voire *fossiles géochimiques*. Il s'agit de faire un suivi de la modification de la configuration structurale moléculaire que subissent certains composés chimiques organiques fossiles, à la faveur de l'augmentation des conditions thermiques.

L'eau présente dans le milieu lors du processus de maturation de la matière organique peut modifier partiellement le cours de la réaction engagée. La transformation tardive de la matière organique (MO) sédimentaire commence avec un enfouissement progressif, influençant la maturité du kérogène contrôlée principalement par la température.

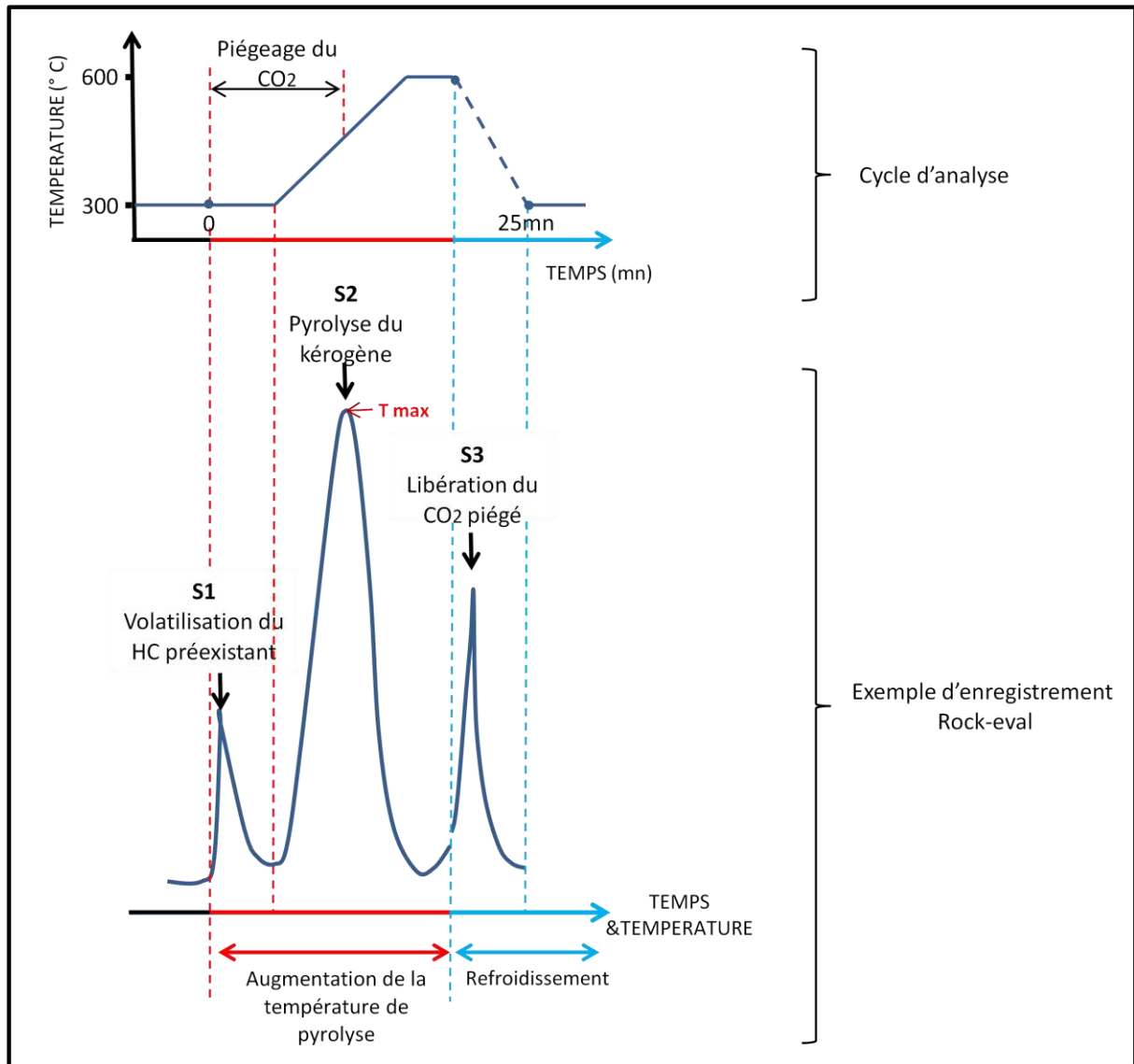


Figure 5- Pyrogramme (exemple d'enregistrement d'une pyrolyse Rock-eval): S1: hydrocarbures libres; S2: hydrocarbures pyrolysables; S2 issu du craquage du kérogène. (à partir d'Espitalié et al., 1985).

La formation du pétrole et du gaz résulte de la dégradation thermique du kérogène sous l'influence de l'augmentation de la température (de 50 à 150°C, consécutive à l'enfouissement), de la pression (part mineure) et du temps (de 10 à 350Ma) (Tissot et Welte, 1987).

Trois phases caractérisent la transformation du kérogène : la diagenèse, la catagenèse et la métagenèse. Le pétrole et le gaz condensats sont formés et expulsés en partie durant la catagenèse tandis que les gaz secs sont formés pendant la métagenèse (Figure 6) :

- La diagenèse : ou phase de dégradation biochimique à l'interface eau-sédiment où la MO subit principalement une action de transformation biochimique. Il s'agit de la transformation de la matière organique par des processus physico-chimiques et biologiques à des profondeurs d'environ 2 km, selon le gradient géothermique et la vitesse de l'enfouissement (Vandenbrouke et Largeau, 2007). C'est durant cette phase que se forme notamment le méthane biogénique lié à l'action des bactéries méthanogènes. Le pouvoir réflecteur de la vitrinite (paramètre qui sera expliqué dans le chapitre méthodologie) dans cette phase est compris entre 0.2% et 0.6% ($0.2\% < Ro < 0.6\%$).

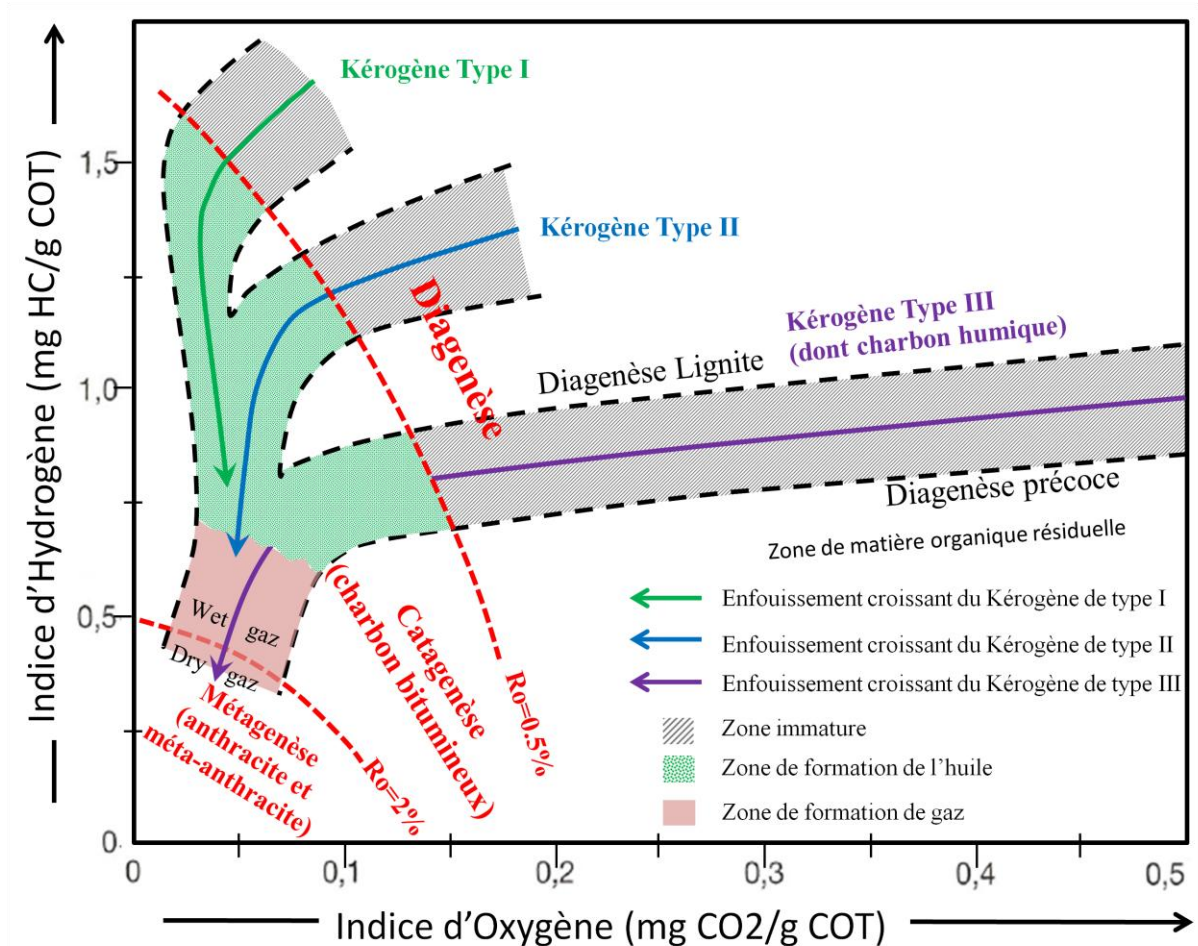


Figure 6- Position relative des différents types de kérogènes immatures, (d'après Bordenave, 1993).

- La catagenèse : C'est la phase de formation des hydrocarbures, où la MO (kérogène) subit un craquage thermique avec l'enfouissement et l'augmentation de la température (50 - 150°C) et la pression (300 - 1500 bar ; Tissot et Welte, 1984). On note un appauvrissement en hydrogène et en carbone et un enrichissement en structures aromatiques du kérogène.

Avec l'enfouissement, le craquage thermique de la MO produit graduellement des composés de plus en plus légers jusqu'à atteindre les gaz. Dans cette phase on note la présence d'un résidu solide appelé pyrobitume résultant du craquage secondaire des bitumes.

La phase principale de formation d'huile est qualifiée de fenêtre à huile ($0.6\% < Ro < 1.35\%$).

- La métagenèse : correspond à la phase de formation du gaz sec (méthane), thermogénique, par craquage des bitumes précédemment formés et du kérogène résiduel. Cette phase est appelée aussi fenêtre à gaz car le gaz est généré avec l'accroissement de la température et de la profondeur ($>150^{\circ}\text{C}$), uniquement à partir du craquage du kérogène et de l'huile. Ces gaz sont représentés essentiellement par des méthanes et CO , N_2 et H_2S (Behar et al., 2001). On note l'augmentation de la fréquence de pyrobitume et celle du résidu de kérogène qui tendent vers une structure graphitique (Hunt, 1996) progressant jusqu'au métamorphisme ($Ro > 1.35\%$).

En général les molécules constituant la MO (kérogène) subissent ce qu'on appelle « un craquage primaire » donnant naissance dans un premier temps à de l'huile ensuite dans un deuxième temps un craquage secondaire formant du gaz associé au pyrobitume.

En général le paramètre Ro de l'ordre de 0.5-0.6 ($100-120^{\circ}\text{C}$) correspond à l'entrée dans la fenêtre à huile et de l'ordre de 1.2-1.3 ($150^{\circ}-170^{\circ}\text{C}$) correspond à l'entrée dans la fenêtre à gaz, les gaz secs sont générés à partir de 180°C ; la maturité de la matière organique est contrôlée par la température et le temps, car des maturités élevées peuvent être obtenues à faible température mais nécessitent un temps plus long.

Parmi les roches mères étudiées dans ce travail il y a le charbon, ce dernier est une masse stratifiée compacte de débris végétaux qui a été modifiée chimiquement et physiquement par des agents naturels avec des petites quantités de matières minérales. Elle constitue une roche sédimentaire d'origine biochimique riche en carbone et une ressource énergétique importante.

Il s'agit d'une roche sédimentaire combustible, de couleur marron à noire (du point de vue géologique) composée principalement de résidus de plantes consolidés et altérés chimiquement, déposée dans un milieu continental sous une couverture aqueuse limitée mais permanente. C'est une roche mère de type III qui produit essentiellement du gaz malgré son faible potentiel pétrolier (Martinez, 1982). Les charbons possèdent une large gamme de propriétés pétroligènes en raison de différences dans leur composition chimique plus

oxygénée. Ceci est dû aux quantités relatives des différentes matières végétales, des mélanges de matières minérales, au taux d'altération des résidus de plantes atteint avant l'enfouissement, et spécialement au degré d'altération physico-chimique après l'enfouissement.

Parmi les raisons de son faible intérêt pétrolier, on peut citer sa faible perméabilité qui empêche l'huile produite d'être expulsée et la transformation en gaz par craquage secondaire. En général la quantité d'hydrocarbures générés par un charbon varie avec sa composition macérale et son degré d'évolution.

On distingue deux types de bassins houillers en fonction de la paléogéographie :

- Les bassins limniques : qui se sont formés à l'intérieur du continent ;
- Les bassins paraliatiques : formés dans des zones en contact avec le milieu marin.

Il existe aussi deux types de charbons, les charbons humiques et les charbons sapropéliques. Le premier type est un sédiment continental constitué essentiellement de végétaux supérieurs ; le deuxième type est le résultat de sédimentation de type algaire marin/lacustre.

Le charbon au microscope peut être sous forme de : vitrain (brillant, formé d'un gel cellulosique amorphe, compact, homogène avec une cassure vitreuse, brillante et conchoïdale), le fusain (fibreuse, pulvérulent, dérivant de produits ligneux et ressemblant à du charbon de bois), clarain (compact, semi-brillant provenant de spores et de feuilles avec une cassure unie et légèrement brillante), durain ou atrial (dur, compact, à cassure mate et granuleuse, provenant de spores et de feuilles), ou une mixture de deux ou plus de ces composants.

Le processus par lequel ces fossiles se transforment progressivement en charbon, est appelé la houillification et commence par la transformation de la tourbe, formée par les végétaux, sous la pression et la température. Le processus de transformation en charbon comprend quatre étapes successives: houille, puis lignite, puis anthracite pour enfin donner du charbon. Cette transformation est accompagnée par une augmentation des teneurs en carbone et d'une déprivation d'oxygène puis d'hydrogène.

La tourbe est de couleur noirâtre et fibreuse avec une teneur faible en carbone comparée aux autres types de charbon, et un taux d'humidité élevé. Sa combustion dégage beaucoup de fumées et peu de chaleur.

- Le lignite est issu généralement de gisements tertiaire, composé de restes de fossiles de plantes et plus riche en carbone que la tourbe, il a également une teneur élevée en matière volatiles, c'est un combustible médiocre.

- La houille représente du charbon bitumineux, elle a une teneur importante en carbone (85%) et sa teneur en matières volatiles diffère d'un gisement à un autre.

- L'anthracite est un charbon contenant une forte composition en carbone (93 à 97%), elle représente le rang le plus élevé du charbon.

- Le charbon est composé de quatre grands éléments : la matière organique, les minéraux, l'eau et les volatiles.

-

I.1.1.2. La composition macérale :

Les constituants de la MO sédimentaire sont les macéraux qui n'ont pas de forme cristalline ni une composition chimique constante et qui sont visibles au microscope optique. On distingue trois composants principaux organisés en groupes (Bordenave, 1993).

- L'exinite-liptinite : ce groupe rassemble les éléments disparates comme les algues, les spores, les grains de pollen et les cuticules de feuilles ainsi que des résines et autres sécrétions végétales.

- La vitrinite-huminite : ce groupe rassemble les matériaux ligno-cellulosiques gélifiés.

- Et l'inertinite : est le groupe ayant subi plus d'altération pré ou syn-sédimentaire, essentiellement oxydante. Ils proviennent des débris de plantes, des restes de champignons ou de fragments carbonisés.

- La liptinite et quelques macéraux de vitrinite (les plus hydrogénés) sont responsables de la génération des hydrocarbures du charbon contrairement à l'inertinite qui peut aider à la circulation des fluides générés par les autres macéraux (potentiel pétrolier faible).

- De plus, les propriétés physiques et chimiques des macéraux varient avec le degré d'évolution en fonction des pertes d'hydrogène et d'oxygène dues à la maturation thermique (Martinez, 1982).
- En fonction du degré d'évolution d'un charbon, les hydrocarbures générés vont être liquides ou gazeux et la porosité et la perméabilité moléculaire ou physique des macéraux vont changer.

Dans ces intervalles d'évolution thermique, la fissuration et la friabilité vont se développer suivant la composition chimique des macéraux et leur capacité d'absorption ou de désorption du gaz.

Le charbon peut être classé selon son **rang** (la position dans l'échelle de la houillification) et son **type** (la nature et la proportion des macéraux) (Figure 7).

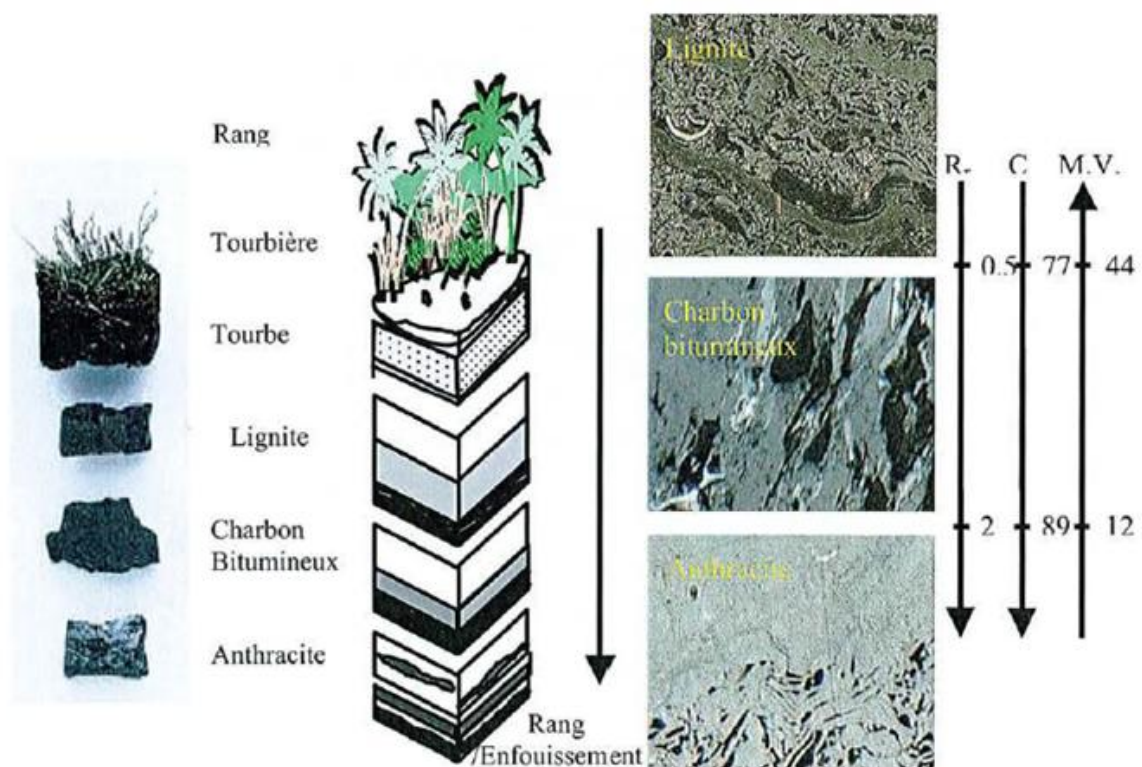


Figure 7- Evolution des charbons pendant la carbonification : R_o Pouvoir réflecteur de la vitrinite ; C : cendres et M.V : matières volatiles.

a. Classification des macéraux du charbon :

Les macéraux du charbon ont des noms en rapport avec leur origine ou leurs processus de formation et finissent avec le suffixe « inite ». Ils sont identifiés par des propriétés optiques : la forme, taille, couleur, réflectance, relief, dureté... le relief est regardé sous lumière incidente, il varie selon la dureté.

La fluorescence optique est intéressante en observation microscopique car elle permet une étude plus détaillée des propriétés des macéraux riches en hydrogènes (les liptinites) qui ne sont pas détectables en lumière réfléchie.

La première classification donnait trois groupes de macéraux principaux (Annexe 2): l'exinite, formée en partie par des organes reproducteurs des végétaux externes d'une structure très hétérogène ; la vitrinite provenant de l'houillification des substances humiques issues de la lignine et de la cellulose; et l'inertinite, constituée des mêmes substances formant la vitrinite mais subissant un panel de transformations que l'on appelle fusinitisation due à la carbonisation (feux de forêts ou une oxydation préalable des matériaux à la surface des tourbières). Ce groupe est constitué de macéraux de diverses origines, affectés par des processus redox et/ou biochimiques. Il est constitué de tissus de végétaux supérieurs et de champignons dégradés mécaniquement par la compaction, parfois fracturés ; les fragments de matériel amorphe sont parfois gélifiés, le matériel finement arrondi, a en général été transporté et oxydé durant le dépôt.

Un nouveau groupe de macéraux a été découvert en 1975 appelé les liptinites et qui devient un des trois principaux constituants du charbon avec la vitrinite et l'inertinite, ce groupe, constitué de débris de plantes continentales, marines ou lacustres avec une importante teneur en hydrogène. Ce type est abondant dans la plupart des charbons mésozoïques et tertiaires.

b. Propriétés optiques des macéraux :

Les macéraux de chaque groupe partagent des caractéristiques optiques (réflectance) et une composition chimique globale. Au microscope optique ces éléments apparaissent comme suit (Figure 8) :

L'Exinite - Liptinite : (Liptinite est le terme employé aux stades tourbe lignite) de couleur gris sombre, de faible réflectance, ce groupe présente un relief important de faible élasticité où la forme du composant d'origine est bien préservée. Ils ont des densités de 1.2-1.4 g/ml et présentent une forte fluorescence. Leur composition chimique est constituée de structures plus aliphatiques.

La Vitrinite - Huminite : (Huminite est le terme employé aux stades tourbe et lignite) ce groupe apparait en couleur grise moyen avec une réflectance moyenne entre les deux autres groupes, contrairement au groupe précédent leur relief est faible, d'une dureté moyenne ils apparaissent avec ou sans structure cellulaire. Ils ont des densités de 1.2-1.8 g/ml et une fluorescence faible, voire nulle. Ils contiennent plus d'oxygène et donc des structures plus cycloaromatiques. Les critères principales de leur distinction sont morphologiques (présence ou non de structures cellulaires) ou le degré de la fragmentation (taille) des particules.

L'Inertinite : ce groupe est de couleur gris clair à blanc jaunâtre, ils ont une réflectance moyenne à haute (par rapport à la vitrinite), le relief est moyen voir haut, leur dureté peut être forte, ils se présentent avec ou sans structure cellulaire. Ils ont des densités de 1.4-1.6 g/ml et ne sont pas fluorescents. Leur composition chimique est constituée de structures plus aromatiques.

Dans ce groupe l'exinite réfléchit peu la lumière (teinte sombre) mais présente les plus fortes fluorescences (dans des teintes jaunes ou orange) sous une source lumineuse d'excitation émettant dans l'ultraviolet. L'inertinite est très réfléchissante (teinte blanche) et non-fluorescente, tandis-que les vitrinites présentent une réflectance moyenne (teinte grise) et en général ne sont pas fluorescentes. (Baudin et al, 2007).

Formation de l'huminite et de la vitrinite :

Les matières végétales subissent un processus d'humification en se transformant en Tourbe. Il s'agit d'un phénomène d'oxydation lente où se forment des acides humiques. Ce processus est suivi d'un autre appelé la Gélification biochimique qui forme la lignite : il s'agit de liaisons de nature physico-colloïdale en milieu aquatique, où se forment des humines, ces deux premières étapes peuvent correspondre au groupe macéral d'Huminite.

Le lignite se transforme ensuite en Charbon bitumineux ce qu'on appelle la vitrinite, à l'aide du phénomène de vitrification qui dépend de l'enfouissement et de la transformation thermique.

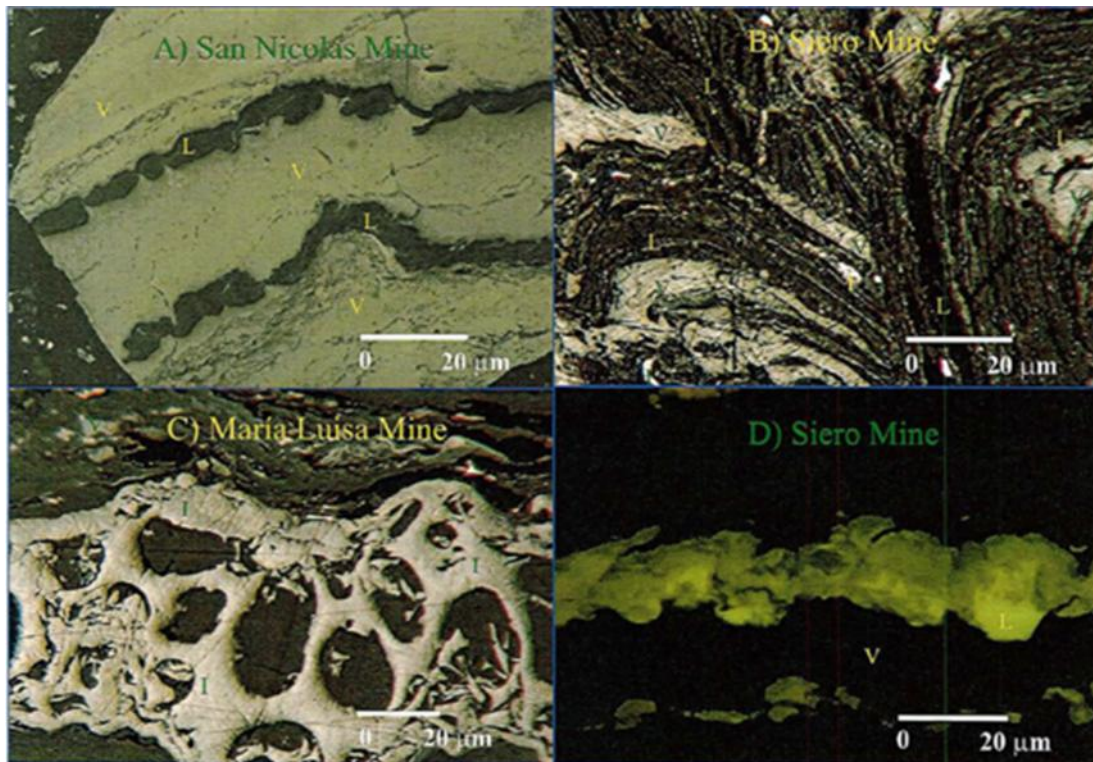


Figure 8- Quelques macéraux du charbon du bassin d'Asturies: V= Vitrinite; L= Liptinite; A, B et C= lumière réfléchi; D: en fluorescence (Noé PIEDAD SANCHEZ, 2004).

Le processus d'humification peut être suivi parfois par une minéralisation, où la matière organique se fossilise et se transforme en matière minérale.

- Les minéraux : sont en faible teneur dans le charbon et sédimentent en même temps que la matière organique, ce sont principalement des silico-aluminates qui, après combustion, constituent les cendres (processus de combustion) et les scories (processus métallurgiques)...
- L'eau : la teneur en eau dans le charbon caractérise son évolution précoce et varie en raison inverse de son pouvoir calorifique. L'eau présente est l'eau résiduelle après l'expulsion sous les conditions de pression et de température qu'ont subit les végétaux sous compaction.
- Le gaz : les gaz sont emprisonnés dans le charbon lors de sa formation à une pression partielle, il s'agit essentiellement de gaz carbonique (CO_2), de méthane (CH_4) et autres

hydrocarbures, ainsi qu'un peu d'hydrogène (H_2). Les conditions thermodynamiques croissantes avec l'évolution du charbon cause la diminution des matières volatiles, le gaz expulsé migre et peut être à l'origine de certains gisements gaziers.

c. La perméabilité fracturable du charbon :

La perméabilité du charbon représente le réseau de microfractures qui sert de chemin pour l'échappement lors de l'exploitation du gaz de charbon (Figure 9). Le potentiel de la production de gaz dépend de l'importance de cette perméabilité : plus elle est élevée, plus le potentiel est important. Ces microfractures sont observables au microscope optique ainsi qu'en tomographie. Pour une meilleure production, des techniques de fracturation hydraulique peuvent être appliquées au réservoir, et doivent être soigneusement maîtrisées afin de garder le gaz dans le système de drainage jusqu'au puits de récupération.

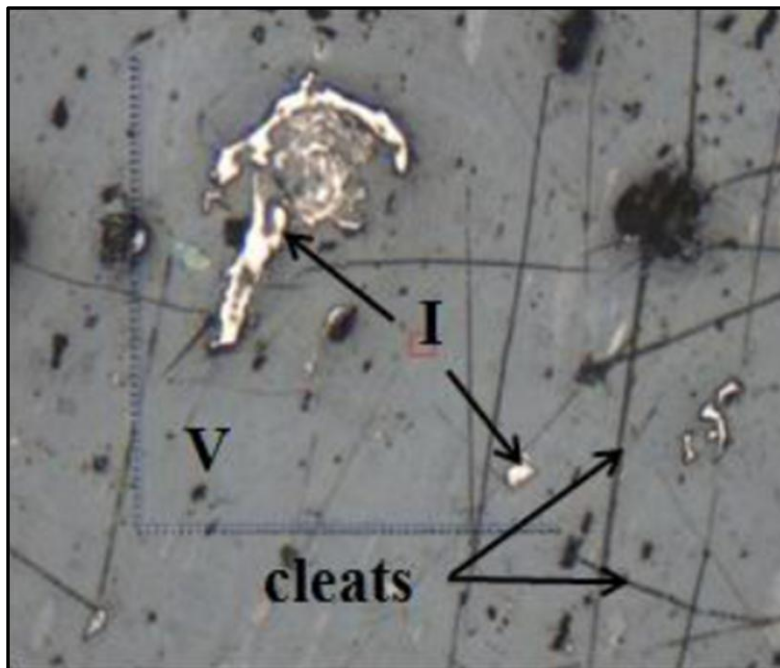


Figure 9- Exemple de microfractures (Cleats) dans le charbon du bassin de Paris ; V= Vitrinite, I= Inertinite.

I.1.1.3. Le Bitume : est une substance visqueuse assez solide. Formé en partie d'hydrocarbures, il peut être extrait du pétrole par fractionnement. Il s'agit d'une substance insoluble dans la plupart des solvants organiques. Il est formé des quantités importantes

d'hydrocarbures possédant des chaînes aliphatiques d'une longueur considérable (Bharati, 1997).

I.1.1.4. Le Pyrobitume : est composé de matières organiques insolubles dans les solvants organiques. Il est aussi défini comme un bitume noir, infusible et relativement insoluble dans le disulfure de carbone, indiquant souvent le dernier stade de la maturation thermique ; l'Albertite, la Wurtzilite et l'Impsonite sont des pyrobitumes (« Comprehensive Dictionary of Earth Sciences » Moureau & Brace, 2000) (Figure 10).

L'analyse élémentaire des pyrobitumes montre leur appauvrissement en hydrogène comparé aux huiles, avec un rapport $H/C < 1$. Ces pyrobitumes peuvent affaiblir la porosité et la perméabilité des réservoirs et résulter du craquage secondaire des huiles en gaz, des indices de la présence de ces résidus sont souvent présents dans les inclusions de fluides au sein d'un réservoir.

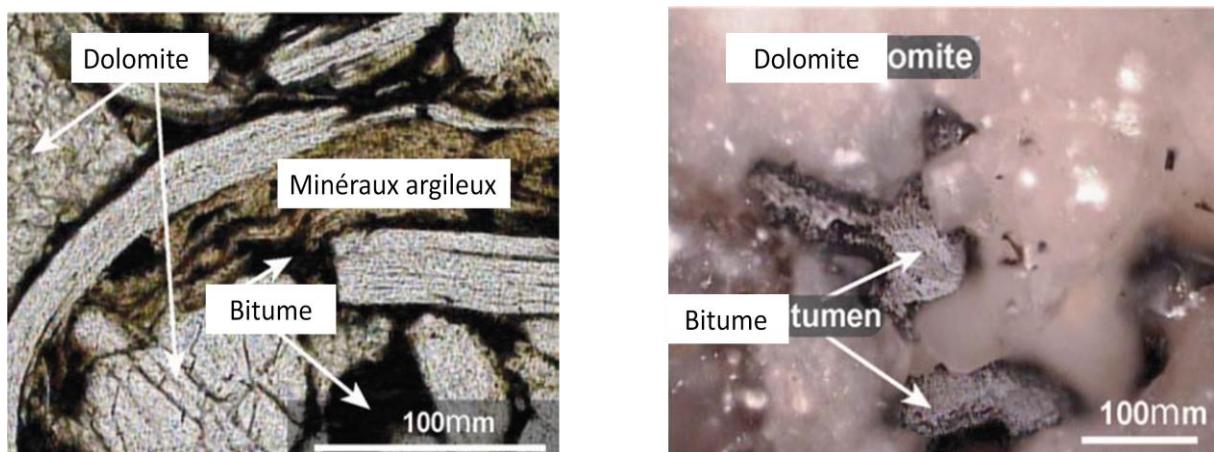


Figure 10- Exemple de pyrobitumes présents dans la porosité d'une dolomite.

I.1.2. Pétrographie des Roches Réservoirs :

Cette roche est définie comme une unité poreuse et perméable de sédiments, contenant des pores ou des fissures dans lesquelles s'accumulent et circulent des hydrocarbures des huiles et gaz. Ces paramètres pétrophysiques de porosité et de perméabilité définissent la qualité des réservoirs.

Les roches réservoirs peuvent être de type silicoclastiques ou carbonatées, la porosité dans ces deux types de réservoirs est calculée avec le rapport entre le volume des pores sur le volume total de la roche. On distingue deux types de porosités :

- la porosité primaire correspondant aux vides entre les grains préexistants et
- la porosité secondaire correspondante à la dissolution des grains et à la fracturation de la roche.

Le deuxième paramètre qui est la perméabilité est lié au premier ou la connexion des pores est importante et facilite la circulation des fluides sous l'effet d'un gradient de pression et se définit par la loi empirique de Darcy (1856).

Pour décrire la roche réservoir il faut étudier la matrice, l'espace intergranulaire et les fluides incorporés dans la porosité ou dans les inclusions de fluides :

- Dans la matrice : sa texture, sa minéralogie et morphologie et ses structures primaires et secondaires sont les éléments définis, afin de déterminer la lithologie. Dans cette matrice, ils existent des inclusions de fluides qui peuvent être de bons indicateurs du timing, de la température et pression du piégeage ainsi de la nature des fluides ayant circulé dans cette roche (eau, huile, gaz...).

- Dans l'espace intergranulaire: la porosité (primaire et secondaire), la connexion entre les pores et la perméabilité sont les caractéristiques de la qualité des réservoirs pétroliers, ces éléments peuvent être modifiés avec l'enfouissement, la pression et les processus diagénétiques.

- Ce qui différencie la roche réservoir de la roche mère dans les systèmes pétroliers classiques (conventionnels) est l'absence de kérogène, tandis que dans les systèmes pétroliers non-conventionnels la roche mère peut être également une roche réservoir et c'est-ce qui explique la présence de kérogène dans la porosité des réservoirs pétroliers non-conventionnels.

I.1.2.1. Propriétés pétrophysiques :

Les paramètres porosité et perméabilité sont les deux paramètres principaux définissant la bonne ou la mauvaise qualité de la roche réservoir dans un système pétrolier.

La porosité est définie comme le rapport du volume des pores sur le volume total de la roche, elle peut exprimer la capacité de la roche à contenir des hydrocarbures. Cette porosité

est soit formée au moment de la formation de la roche (primaire) ou résultante de processus de dissolution ou de dolomitisation (secondaire).

La perméabilité est définie comme la connexion entre les pores, et la capacité de la roche de laisser circuler des fluides.

Ces deux paramètres permettent donc de donner une évaluation approximative de la capacité de la roche à accumuler des réserves récupérables au sein d'un modèle pétrolier.

I.1.2.2. La mouillabilité du pétrole : angle de contact et tension de surface :

La mouillabilité joue un rôle très important dans la migration du pétrole, les procédés de sa récupération et l'estimation des réserves récupérables.

C'est le phénomène d'interactions entre un liquide et une paroi solide en présence d'autres fluides non miscibles. Il influence la rétention des hydrocarbures ainsi que les déplacements des fluides géologiques. Ce paramètre influence les valeurs de d'autres paramètres pétrophysiques telles que la perméabilité et la pression capillaire, donc la saturation en eau ou en huile, et la répartition des fluides au sein des milieux poreux (Raza et al. 1968, Donaldson et thomas 1971).

Ce phénomène joue un autre rôle important dans d'autres applications et d'autres phénomènes, tels que l'application d'une peinture ou d'une encre sur un solide (Wirth et al. 1991) ou encore la pollution des eaux en hydrocarbures ou sur les écoulements diphasique dans les microsystèmes où les effets de tension de surface sont dominants.

La mouillabilité peut être aussi définie comme étant la variation de l'énergie libre de Gibbs due à la mise en contact d'une unité de surface du solide et du liquide, l'étendue de celle-ci avec l'air n'ayant pas varié (Briant et Cuiec 1971). Cette définition n'est appliquée que dans le cas de systèmes idéaux concernant la mouillabilité d'un solide par un liquide (liquides purs et solides homogènes). La définition plus appropriée aux systèmes réels est celle d'Amott (1959) qui décrit la mouillabilité comme la préférence relative d'une surface solide à être couverte par l'un des deux fluides considérés. Plusieurs d'autres définition existent dans la littérature (Craig 1971, Zisman 1964 et Rao 2002).

L'angle de contact est l'angle que forme la goutte de pétrole ou d'eau (de fluide) avec une surface plane d'un ou de deux solides de même nature minéralogique que le réservoir étudié ; c'est un outil sensible pour quantifier la mouillabilité d'un réservoir pétrolier (Morrow 1991) et l'énergie de surface des matériaux en contact avec des liquides.

Considérons trois phases en équilibre, l'intersection des surfaces est nommée « la ligne de contact entre les trois phases ». Dans le cas d'une goutte liquide (L) étalée sur une surface plane solide (S) dans une atmosphère gazeuse (G), les directions des tensions de surface γ_{SL} et γ_{SG} sont alignées sur la tangente au point M à la surface du solide (Figure 11).

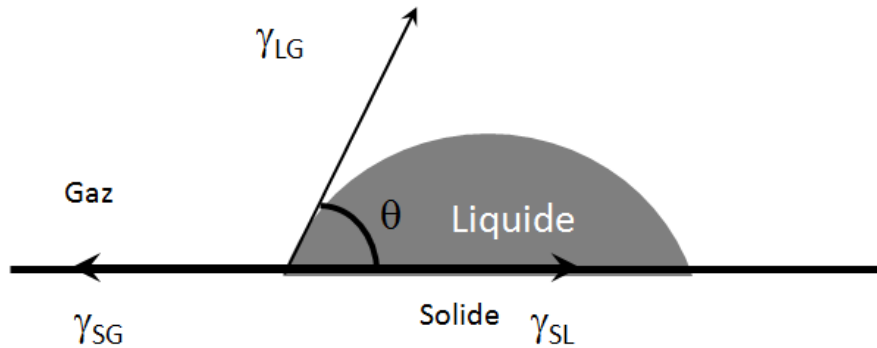


Figure 11- Schéma des paramètres de mouillabilité d'une goutte de fluide sur une surface plane.

Exprimons l'immobilité de la ligne de raccordement où se rencontrent les trois phases S, L et G par un élément dl de la ligne triple :

$$\gamma_{SG} d\vec{l} + \gamma_{SL} d\vec{l} + \gamma_{LG} d\vec{l} = \vec{0}$$

Avec γ_{SG} la tension de surface solide-gaz,

γ_{SL} la tension de surface solide-liquide,

γ_{LG} la tension de surface liquide-gaz.

Cette équation, généralement appelée loi du triangle de Neumann, a bien été vérifiée expérimentalement par Fuchs (1930) et Miller (1941). En projetant l'équation précédente dans le plan du solide, l'équilibre entre les trois phases s'exprime par la condition de Young (1805) :

$$\gamma_{SG} = \gamma_{SL} + \gamma_{LG} \cos\theta$$

On dit d'un liquide qu'il est mouillant lorsque l'angle formé par la surface solide avec la tangente de la goutte est inférieur à 90° . En effet, une goutte de liquide posée sur un substrat plan et horizontal peut adopter plusieurs configurations d'équilibre (Figure 12):

- En cas de mouillabilité partielle, la goutte prend la forme d'une calotte sphérique et l'angle de contact du système a une valeur définie. Les systèmes pour lesquels $\theta > 90^\circ$ sont dits non-mouillants, ceux pour lesquels $\theta < 90^\circ$ sont dits mouillants.

- En cas de mouillage parfait, le solide est recouvert par un film de liquide et l'angle de contact est alors nul.

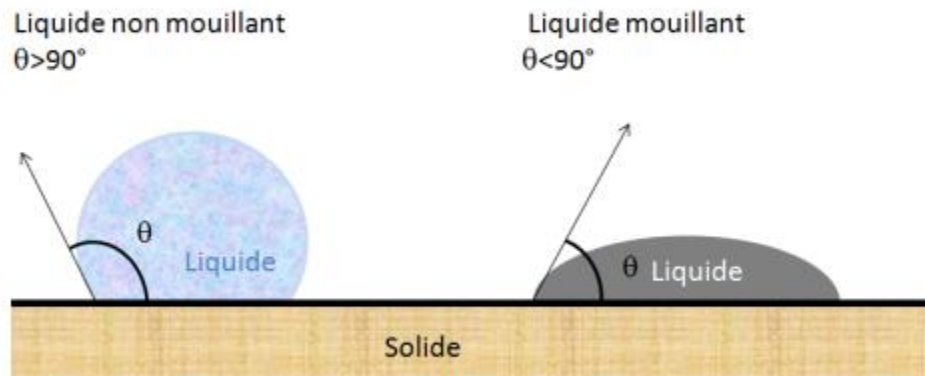


Figure 12- Schéma représentatif de goutte de liquide mouillant et non mouillant.

Sur une surface solide, l'angle de contact n'est pas défini de manière univoque, mais il fluctue entre deux valeurs extrêmes notées θ_r et $\theta_a = \theta_r + \Delta\theta$, et sont appelées respectivement l'angle de reculée et d'avancée. Généralement plusieurs valeurs de l'angle de contact sont obtenues, dépendant ainsi du volume de la goutte de liquide. Plusieurs raisons expliquant l'existence du phénomène d'hystérésis sont proposées dans la littérature, basées généralement sur la rugosité des surfaces et/ou leur hétérogénéité chimique (Adamson et Gast 1997, Rao 2002). Le phénomène d'hystérésis est dû d'après Gray (1965) aux fluctuations de la tension superficielle de solide le long de la ligne de contact solide-liquide et la rugosité d'une surface ne peut pas expliquer l'hystérésis.

Le phénomène d'hystérésis apparaît clairement lorsqu'une goutte est posée sur un plan incliné: elle est un peu plus ventrue à l'avant qu'à l'arrière, et peut ne pas bouger si l'angle à l'avant est plus petit que θ_a et celui à l'arrière plus grand que θ_r . L'hystérésis de l'angle de contact $\Delta\theta$ engendre donc une force capable de s'opposer au déplacement des gouttes, Dussan et Chow (1983, 1985, 1987) (Figure 13).

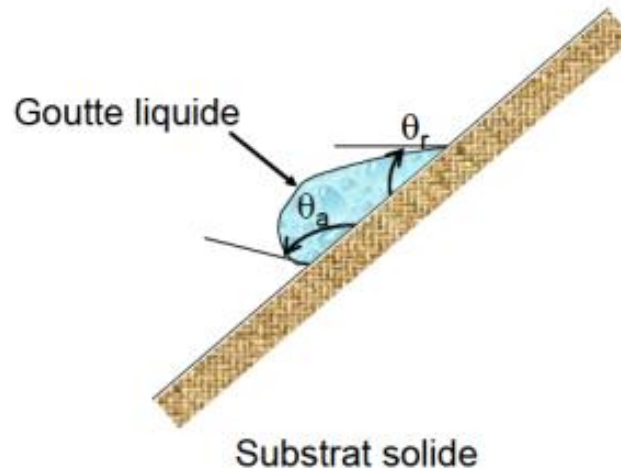


Figure 13- Schéma représentatif d'un phénomène d'hystérésis.

I.1.2.3. Les réservoirs carbonatés et la dolomitisation :

Il est estimé que plus de 60% des réserves d'huile et plus de 40% de réserves de gaz au monde se trouvent dans des réservoirs carbonatés. Ces réservoirs montrent une haute variation des propriétés pétrophysiques et des mécanismes d'écoulement de fluides au sein de petites sections dolomitiques du réservoir carbonaté, ce qui les rend difficile à caractériser. Des approches précises sont nécessaires pour comprendre l'hétérogénéité de la nature de la roche contenant les fluides et les propriétés d'écoulement dans ces formations poreuses et/ou fracturées. L'interaction roche/fluide est aussi importante à définir, et pour comprendre tout ça, il est nécessaire de connaître les paramètres : la distribution des tailles des pores, le volume des pores, la perméabilité, la pression capillaire, la texture de la roche, type du réservoir, et le système de fracturation naturel à différentes échelles.

La dolomitisation :

C'est un phénomène dans lequel la calcite et l'aragonite peuvent être remplacés par la dolomite, composée de magnésium pour former de la dolomie ou la dolomitisation partielle des calcaires, il s'agit d'un composé de carbonate, de Calcium et de Magnésium.

La métasomatose est une dolomitisation qui se fait sous condition de températures et de pressions plus ou moins élevées.

Depuis quelques années les réservoirs pétroliers non-conventionnels prennent une grande place dans l'approvisionnement mondial, cependant ces hydrocarbures sont très difficile à extraire à cause de la faible perméabilité de la roche encaissante ou à leur nature visqueuse. Il n'existe pas une définition stricte de cette notion d'hydrocarbures non-conventionnels.

I.1.3. Pétrographie des roches couvertures :

C'est une roche imperméable qui se trouve au-dessus de la roche réservoir formant une barrière, et qui a pour rôle d'empêcher la migration du pétrole et du gaz vers la surface et leur permettre de s'accumuler pour former un gisement.

Cet élément est très important dans la préservation du système pétrolier, cette roche est imperméable ou très peu perméable, résistante à la déformation. Les roches couvertures les plus fréquentes sont les mudstones, les argilites, les shales et les évaporites.

Les paramètres pétrophysiques de cette roche et son comportement avec le temps et les changements géologique, sont essentiels à la modélisation du système pétrolier.

I.1.3.1. Interaction roche/ fluides :

Dans notre étude la pétrographie du fonctionnement des roches couvertures dans le système pétrolier du bassin de Sabinas a été faite par la mise en évidence d'une transformation d'une roche réservoir en couverture par des réactions de type sulfato-réduction TSR avec interaction eau-roche-Hydrocarbures.

Ces transformations sont dues aux paléo-circulations des fluides dans la roche réservoir, ce qui implique des changements chimico-physiques et conduit à la cristallisation et/ou la précipitation de certains minéraux réduisant ainsi la porosité et agissant en défaveur de la qualité pétrophysique du réservoir. Ce phénomène agit avec le comportement thermodynamique des sédiments et leurs interactions avec ces circulations de fluides. Elles

sont étudiées grâce à la caractérisation en Diffraction à Rayon X. on observe la transformation des calcites en dolomites et la précipitation d'anhydrite et la cristallisation de pyrite. Elles peuvent contrôler la distribution des roches réservoirs et des roches couvertures (Figure 14).

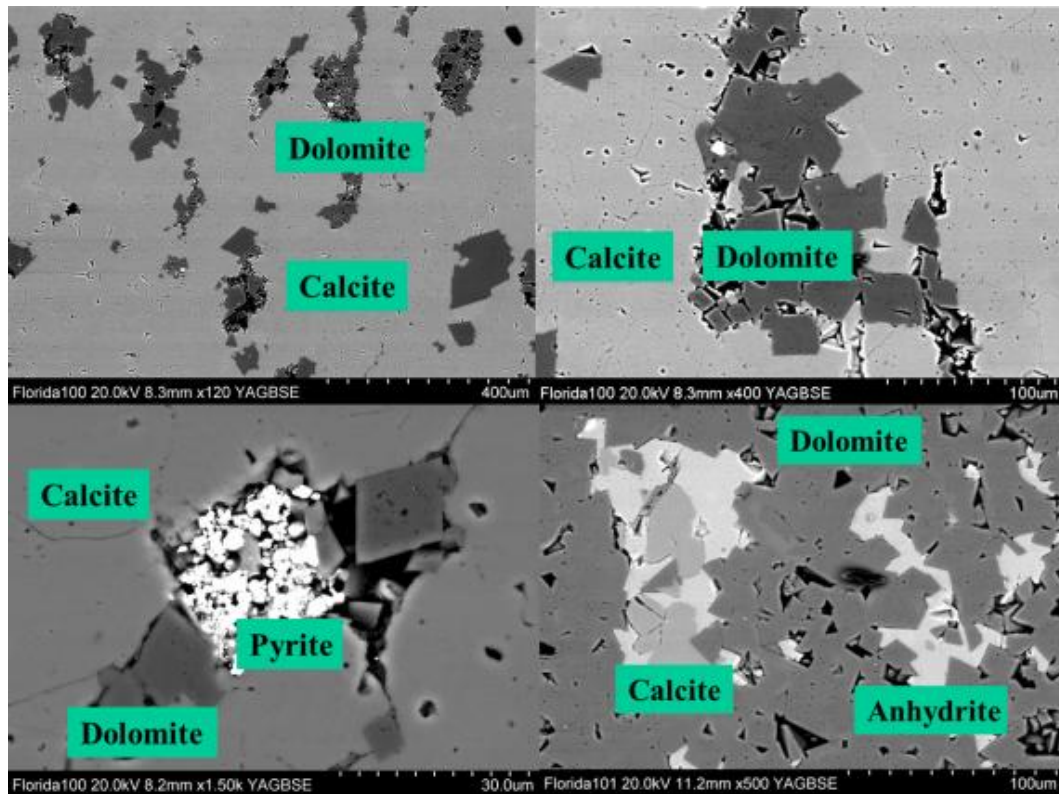


Figure 14- Exemple de réaction TSR et de la transformation de la calcite en dolomite dans le puits Florida 101, où la porosité est colmatée avec des cristaux de calcites, la calcite secondaire est postérieure à l'anhydrite (Martinez, 2012).

I.1.4. Pétrographie des pièges :

Le piège peut être de type : structural, stratigraphique ou mixte, il est constitué de l'ensemble de la roche réservoir/roche couverture tels que les chenaux fluviaux, les turbidites, les dunes éoliennes ainsi que les discordances, ou constitué d'une géométrie structurale telle que les anticlinaux, les failles et les diapirs de sels.

Le moment du piégeage peut être évalué à partir des inclusions de fluides, c'est-à-dire au moment du premier piégeage de fluide. Il peut être considéré ici comme un paramètre essentiel à la modélisation des systèmes pétroliers avec le logiciel Petromod.

Cependant la préservation des hydrocarbures dans ces pièges dépend également du temps, de la température et de l'enfouissement. Les huiles peuvent se transformer en gaz par craquage secondaire et fuir à travers les failles vers la surface.

I.1.4.1. Remplissage/migration/dysmigration :

Une fois les hydrocarbures formés, ils migrent dans un système conventionnel à travers la roche mère et se dirigent vers la roche réservoir où ils s'accumulent si toutes les conditions de remplissage sont présentes. Il s'agit d'avoir une roche réservoir avec une bonne porosité, une bonne perméabilité et aussi la présence du piège et de la couverture. Si ces conditions ne sont pas présentes ou partiellement absente, les hydrocarbures migrent vers la surface, ce qu'on appelle « une dysmigration » (Figure 2).

La pétrographie du remplissage peut se faire par chronologie des inclusions fluides dans le réservoir, la pétrographie de la dysmigration peut être le résultat de l'analyse d'un remplissage sans accumulation.

II. ASPECTS GEOLOGIQUES

II. ASPECTS GEOLOGIQUES :

II.1. Le bassin de Cardenas (Mexique):

Le bassin de Cardenas se trouve dans l'Etat de Tabasco, au sud-est du Mexique, il est près de la ville de Cardenas et se situe dans la province pétrolière du Chiapas-Tabasco, au sud-est des bassins tertiaires ; ce bassin est considéré comme domaine mésozoïque par PEMEX.

Le réservoir du système pétrolier du bassin de Cardenas est représenté par des dépôts du crétacé inférieur et jurassique supérieur, tandis que la roche mère est constituée de dépôts jurassiques (Tithonien) qui est considérée comme la meilleure roche mère de la région et du bassin de Cardenas.

La roche couverture est composée de roches argileuses du Crétacé Inférieur et des shales tertiaires. A la base de la séquence sédimentaire, les évaporites Oxfordiennes forment le piège.

Les environnements de dépôt varient entre bassin et plateforme interrompus par des intervalles calcaires et des débris flow coulées de débris) produits principalement par l'activité tectonique des sels.

La qualité des réservoirs est pauvres ce qui est due aux faibles valeurs de porosités et de perméabilités ainsi que l'important rôle de la pression capillaire dans la production.

Le but de cette étude est de définir la pression capillaire de huit échantillons provenant du puits C-434 au bassin de Cardenas, puis trois méthodes sont utilisées: d'abord une injection de mercure qui donne des informations sur la porosité, le volume des pores et la pression du mercure; ensuite un processus basé sur l'imagerie de gouttes d'huile obtenues grâce au microscopie confocale à balayage laser (CSLM) pour mesurer l'angle de contact entre elles et la roche. À partir des données bibliographiques et des équations, la tension de surface est calculée et remplacée dans l'équation de Laplace pour avoir la valeur de la pression capillaire de l'huile.

Enfin, une modélisation 3D en tomographie est réalisée à l'école des mines de Nancy, afin de comparer les propriétés pétrophysiques obtenus grâce à cette méthode et celle d'injection de mercure et d'analyse d'images Visilog6.

Ce travail est réalisé au laboratoire du G2R et à l'Institut de Physique du Globe de Strasbourg, et les données sont fournies par PEMEX.

II.1.1. Contexte géologique :

Le domaine de Cardenas est situé dans la province pétrolière du Chiapas- Tabasco dans les bassins tertiaires du Sud-Est mexicain (Figure 15). Sur le plan structural, il est situé sur le pilier d'Akal, qui a les limites suivantes: à l'est la faille de Frontera, le bassin de Macuspana, à l'ouest la faille de Comalcalco et les dômes de sel dans le bassin, au sud la Sierra de Chiapas et du Nord la plate-forme continentale du Golfe. La production d'hydrocarbures provient des champs appartenant au Crétacé inférieur- Jurassique supérieur et, dans lesquels la dolomitisation et la fracturation ont été la clé. La roche mère est du Jurassique Tithonien par sa teneur en matière organique c'est la roche mère la plus importante dans la région et c'est aussi la plus grande dans le bassin de Cardenas, comme le montre le modèle de maturation et d'expulsion des hydrocarbures réalisé pour le bassin (COMESA 2005). Quant à la roche réservoir, elle est composée de roches calcaires de la fin du Crétacé et du Jurassique supérieur, touchées par la dolomitisation et la fracturation.

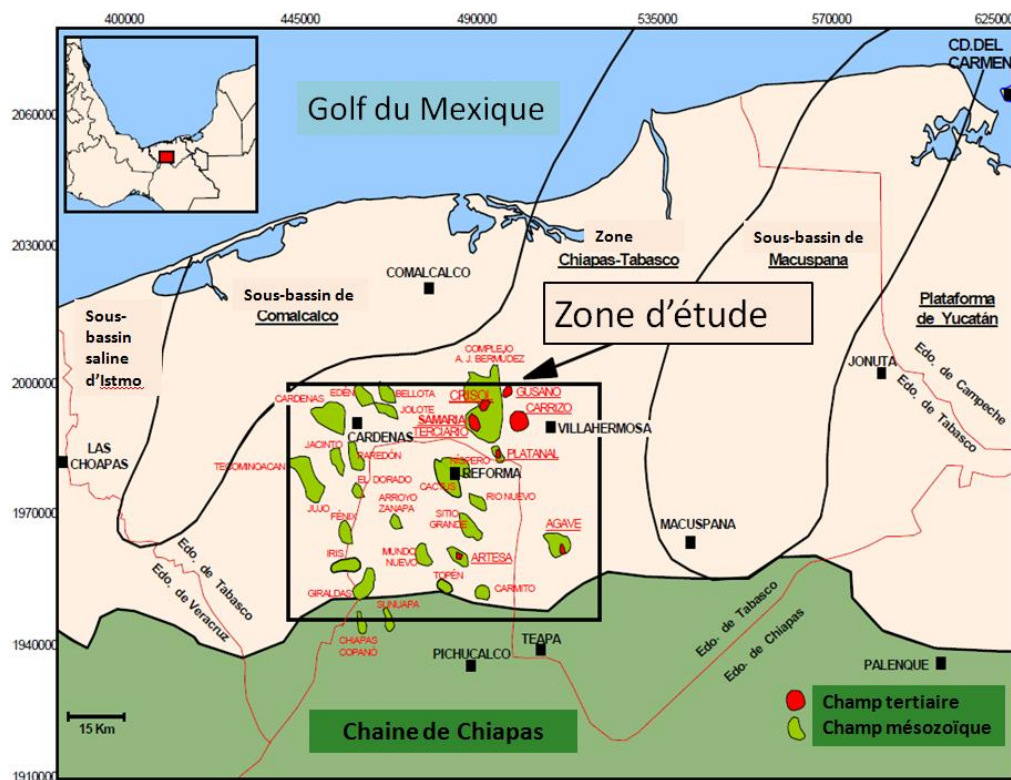


Figure 15- Localisation du bassin de Cardenas, Mexique (Pemex, 2005).

Le milieu de dépôt varie entre bassin et plate-forme, avec quelques lacunes ou de coulées de débris de calcarénites produites principalement par l'activité tectonique du sel. La roche couverture est constituée par des roches argileuses du Crétacé supérieur et des shales du Tertiaire. Vers le bas de la séquence sédimentaire, les évaporites Oxfordien constituent le joint.

II.1.1.1. Stratigraphie Régionale :

Selon COMESA 2005, La colonne géologique régionale comprend des roches datant du Callovien au Pliocène-Pléistocène. Au cours du Callovien et au début de l'Oxfordien s'est produit des conditions qui ont conduit à la déposition de vastes zones de dépôts de sel dans la région. Cette large période de dépôt de sel a été suivie par une transgression à la fin du Jurassique qui a couvert la grande majorité du bassin versant du golfe du Mexique. Cette transgression a été interrompue que pendant de brèves périodes de baisse du niveau relatif de la mer (Figure 16).

Ces sédiments oxfordiens représentent la phase initiale de cette transgression, durant le Kimméridgien, cette transgression continue et la plate-forme de carbonate entouré de barrières éolites s'était installée. Le milieu de dépôt est marin peu profond avec une communication ouverte, les sédiments sont représentés par des carbonates et de bancs oolithiques. Le Kimméridgien représente la partie majeure du développement des systèmes de bancs oolithiques dans la région.

Au cours du Tithonien, la transgression maximum a été atteinte, mais, comme il n'y avait pas de communication directe avec l'Atlantique, les conditions eustatiques sont restées conservées sur de nombreuses régions et au cours de cette période se générèrent des conditions de dépôts riches en matières organiques qui forment la principale **roche mère** de la région. Les faciès typiques de cette séquence sont argilo-calcaires. Pendant le début du Crétacé, la subsidence et l'extension créèrent un système de horst-grabens qui conduisent au dépôt de carbonates d'eau peu profonde sur les horst et des sédiments de schiste d'eau plus profonde sur les grabens.

Une baisse relative du niveau des mers au début marque le Néocomien, le début du développement de plates-formes locales au sommet. Vers la fin du Cénomaniens inférieur, une baisse globale du niveau de mer a conduit à la discordance du Cénomaniens moyen qui a abouti à la karstification, bréchification et l'effondrement de la plupart des plates-formes.

Le Crétacé supérieur est représenté dans la région par les formations de Mendez, San Felipe et Agua Nueva. La formation de Méndez est principalement constituée de marnes alternant avec des brèches. Et par endroit on note la présence de corps de calcarénites. La formation de San Felipe est composée de calcaire et de sédiment bentonique de nature argileuse tandis que la formation d'Agua Nueva, est composée de calcaires de couleur beige et contenant des nodules de chert.

Le tertiaire est généralement caractérisé par la prédominance des roches clastiques de faciès marin de transition composé essentiellement de schiste avec intercalations de grès, des lentilles d'arénites et conglomérats, avec des inclusions de turbidites.

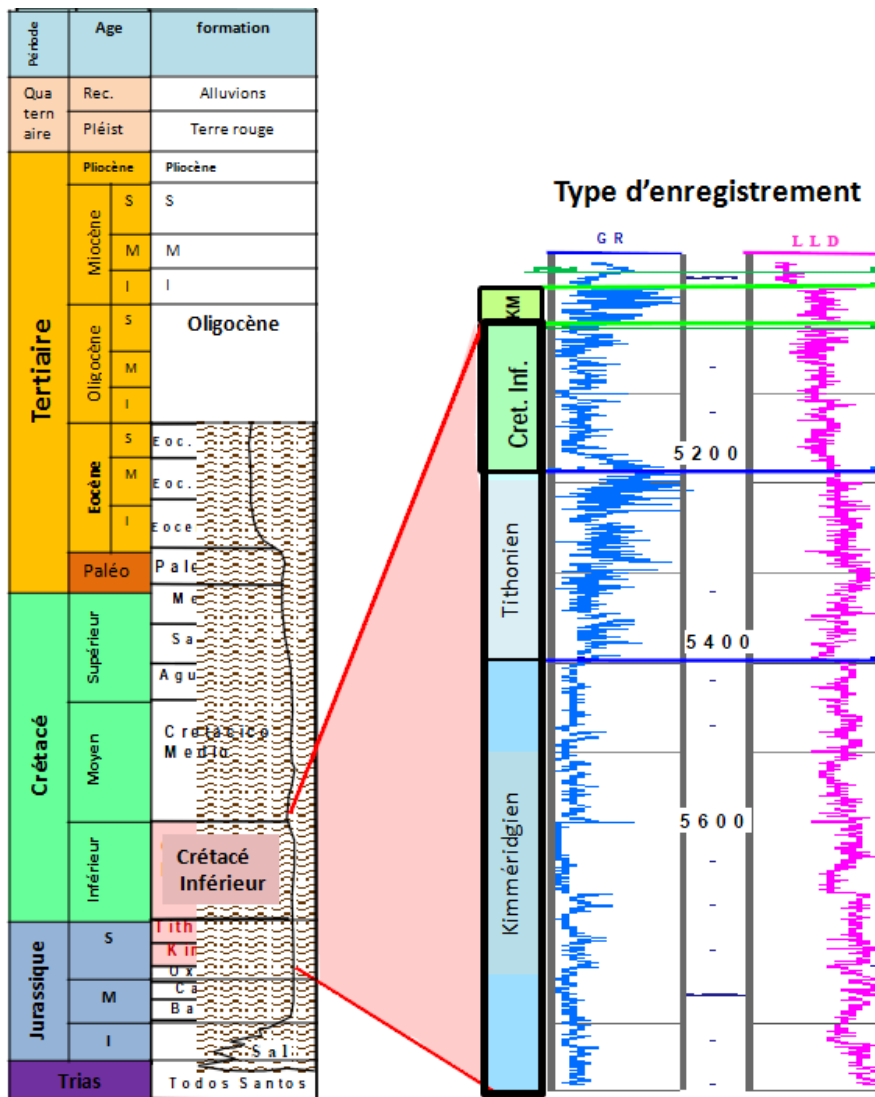


Figure 16- Colonne litho-stratigraphique représentant le bassin de Cardenas et de la zone étudiée (PEMEX 2005).

II.1.1.2. Tectonique régionale du bassin de Cardenas:

Le bassin de Cardenas est formé d'horst et de graben, qui sépare le bassin de Comalcalco (Ouest) le bassin de Macuspana (Est). L'histoire tectonique de la région, commence entre le début du Trias et du Jurassique inférieur lors du démarrage de la séparation de la Pangée où se produit l'ouverture du golfe du Mexique. Cet événement donne lieu à une tectonique de horst et graben qui conditionne la sédimentation postérieure. A la fin du Crétacé, des changements importants sont survenus dans la réorganisation des plaques tectoniques et ont donné lieu à la collision des blocs Chorti et Maya, et aux glissements de terrain causant des plis de la chaîne de Chiapas. Ces événements sont associés à l'orogénèse Laramide qui culmine au début du Tertiaire, et qui conduit à la réactivation de failles préexistantes, un soulèvement régional, le pliage et l'érosion produisant des coulées de débris.

Il est convenu que dans la région du Chiapas-Tabasco au cours du Cénozoïque, il y avait deux types de bassins, l'un correspondant au bassin ante-horst qui opérait depuis le Paléogène jusqu'au Miocène supérieur et l'autre de remplissage passif au cours du Pliocène-Pléistocène. Dans le bassin versant ont été identifiés (González Partida 2003) quatre séquences tectoniques datées : Paléogène (de 68,0 à 20,53 m.a), Miocène inf- moyen (20,53 à 11,7 Ma), Miocène supérieur (11,7 à 5,73 Ma) et Plio- Pléistocène (de 5,73 à 0,0 Ma), sur la base desquelles, Gonzalez-Partida (2003) dresse une carte des éléments structuraire comprenant les éléments appelés Sierra de Chiapas au sud, zone de stabilité à l'ouest, une zone déformée par la gravité de la zone Est et masse de schistes du Nord-Est. La principale différence entre la zone stable et la zone déformée par la distorsion de la gravité est l'intense déformation gravitationnelle présente dans ce dernier domaine, soit la limite entre la grande faille normale listriques roll-over que Topén-Nispero vers le NNE. Dans la zone stable, il est observé alors les différents événements de compression qui actent au Crétacé supérieur jusqu'au Pliocène inférieur, mais dans la zone déformée par la gravité ne sont pas observés les événements de compression correspondants au Néogène depuis les sédiments de cette époque ont été évacués vers le Nord-Est, créant des dômes énormes et des diapirs logés dans la masse des black- schistes.

II.1.1.3. Aspect structural du bassin de Cardenas :

En cartographie, le bassin de Cardenas se manifeste sous forme d'anticlinal asymétrique avec une direction générale NW-SE. La principale caractéristique structurale du bassin est la faille principale qui délimite les dépôts orienté S et SW. Cette faille a un mouvement inverse,

cependant, au cours du Mésozoïque, elle semble être normale selon la sismique 3D, ce qui montre que le bloc Sud (bloc effondré dans le présent) a été soulevé dans le Nord. Cela semble être le résultat d'un soulèvement régional et d'un plissement qui se sont produits au cours du raccourcissement de la chaîne de Chiapas qui a touché toute la région au Miocène.

Dans le bassin, il existe deux systèmes de failles prédominant, le plus important est de direction EW et de rejet normale. L'autre système est de direction NE-SW avec un mouvement inverse. Des failles de direction EW sont généralement d'enjeu normal à cause de l'accentuation du plissement des couches dans certains cas.

II.1.2. Contenu du bassin de Cardenas en dolomites :

Une des caractéristique pétrographiques dans les séries sédimentaires du bassin de Cardenas, et celle qui détériore sa qualité externe de perméabilités, la présence de dolomites. La carte suivante établie par COMESA en 2005 montre une bande large d'une direction NW-SE située dans le centre du bassin de Cardenas ou les valeurs de dolomites sont faibles (entre 0 et 0.15), les calcaires prédominent cette zone.

Au Crétacé inférieur, cette bande sépare le bassin en deux zones, la première aux NE où les réservoirs producteurs sont KINE et la deuxième au SW où les réservoirs producteurs sont les KISW, les valeurs de dolomites dans cette zone sont entre 0.50-0.60% (Figure 17).

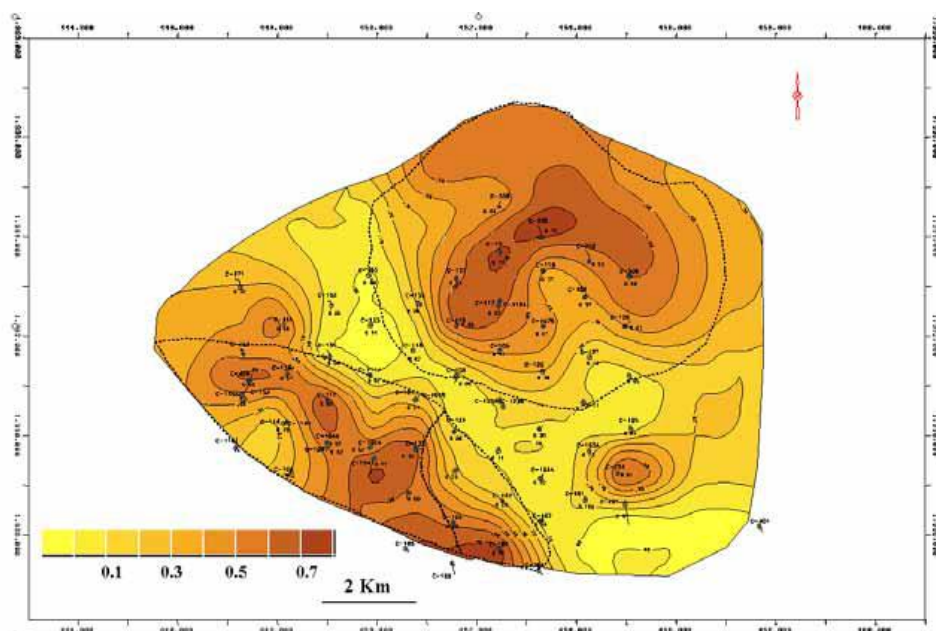


Figure 17- Carte de tendance de teneur en dolomites au Crétacé inférieur dans le bassin de Cardenas (COMESA, 2005).

Au Tithonien et au Kimmeridgien, les valeurs moyennes de la teneur en dolomites ne présentent pas une différence très claire comme au Crétacé inférieur car les valeurs ne descendent pas au-dessous de 0.17 à 0.20.

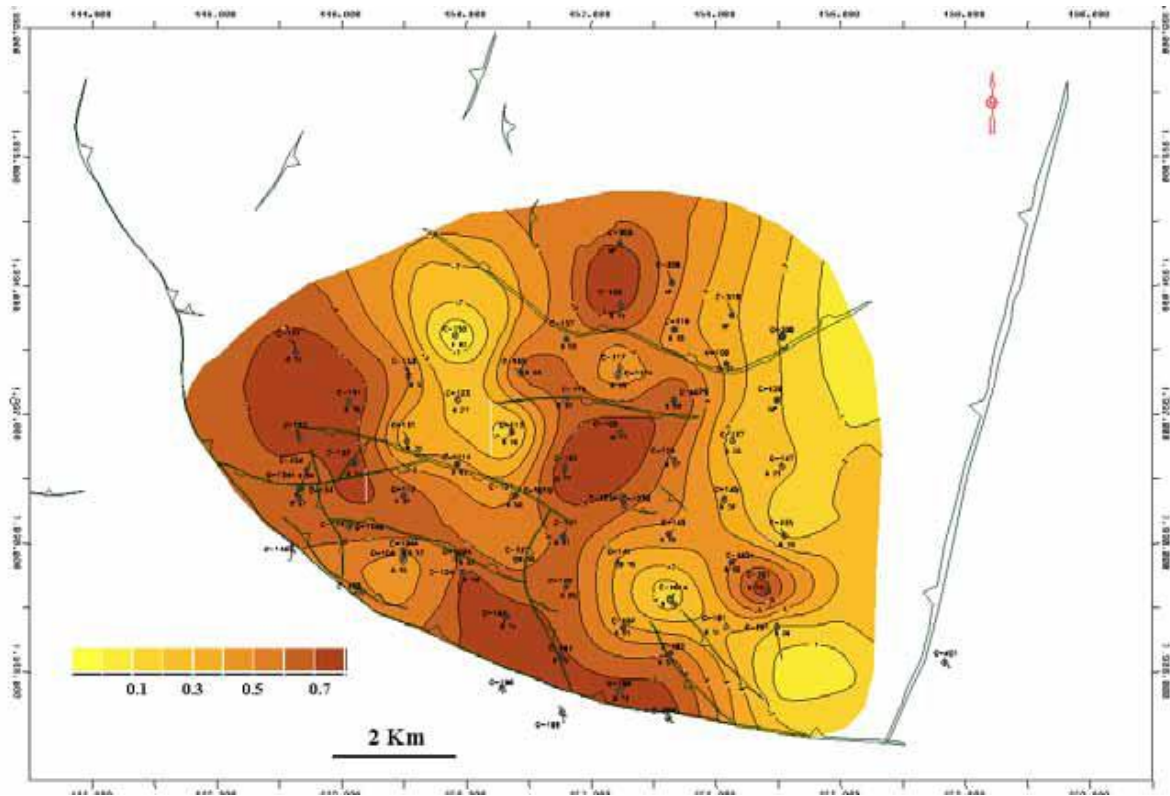


Figure 18- Carte de tendance de teneur en dolomites au Tithonien dans le bassin de Cardenas (COMESA, 2005).

Au Tithonien, les valeurs les plus faibles de dolomites se localisent au NW (Figure 18).

Au Kimmeridgien, seule l'unité JSK-5 contient des données suffisantes pour réaliser une distribution raisonnable, dans le reste des unités JSK-6 et JSK-7, la quasi-totalité des puits est située dans la partie SW, mais vers le nord et le centre il existe très peu de données. Dans cet intervalle les valeurs de dolomites varient entre 0.17-0.70, avec une moyenne de 0.55-0.60 (Figure 19)

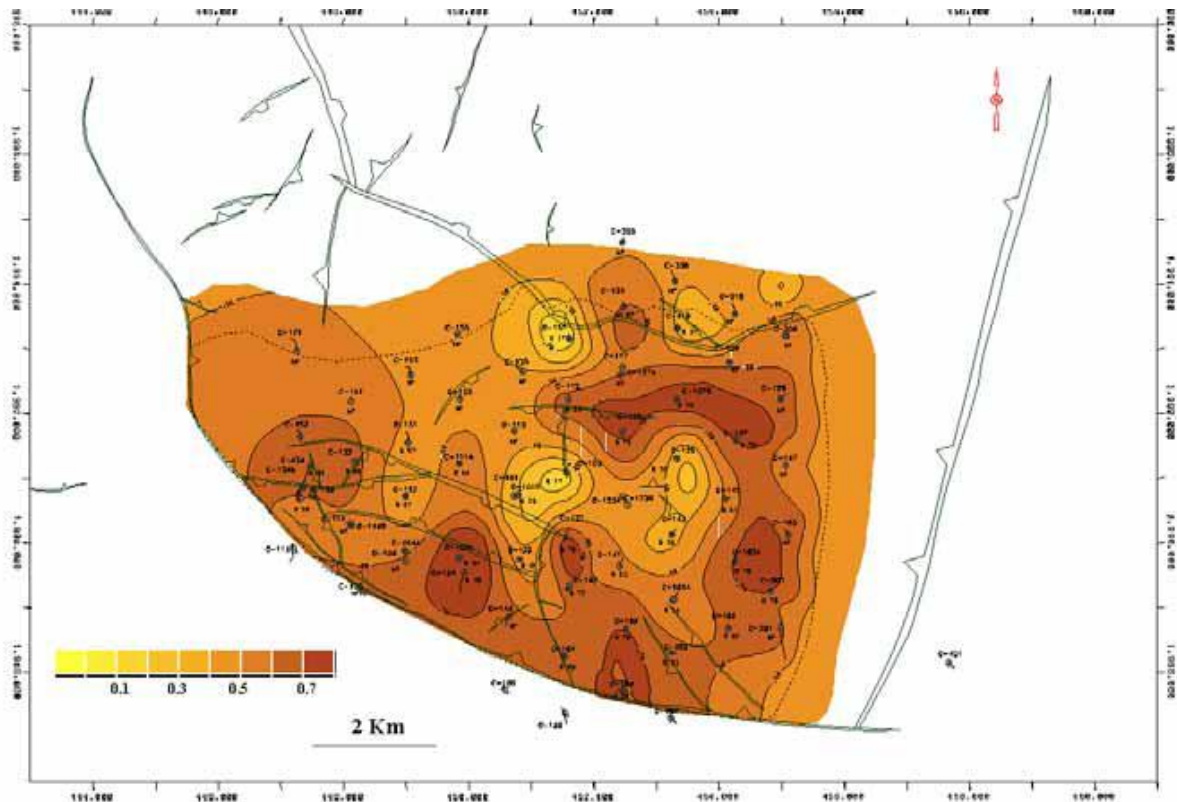


Figure 19- Carte de tendance de teneur en dolomites au Kimmeridgien dans le bassin de Cardenas (COMESA, 2005).

II.1.3. Echantillons étudiés :

Huit échantillons ont été étudiés pour le bassin de Cardenas, ils proviennent du puits C-434. Ce dernier se trouve dans la partie Ouest du bloc KISW (Figure 20). C'est un puits à forage incliné.

Il s'agit d'un puits producteur, la production en huile jusqu'au mois de février 2008 était de 250 baril/j avec un historique de réduction d'eau de 18% (selon OFM/BCI).

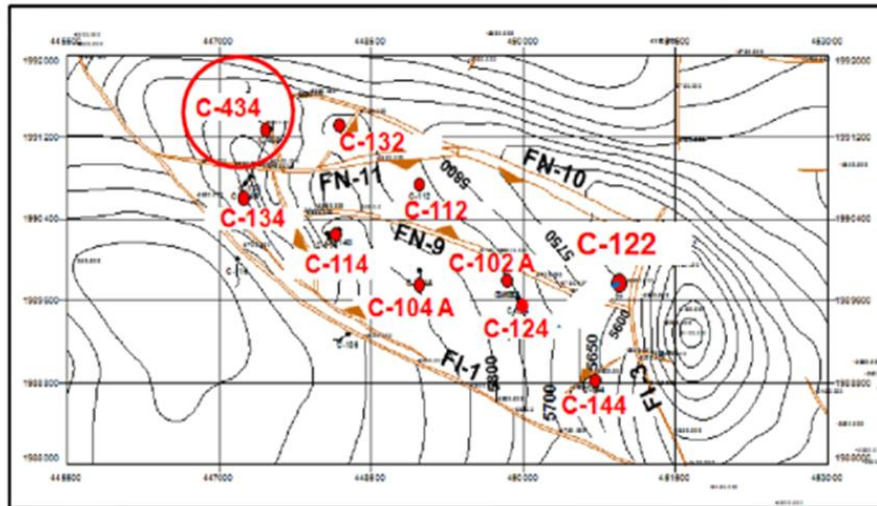


Figure 20- Localisation du puits C-434 à partir d'une carte structurale du bassin de Cardenas (PEMEX 2005).

Les profondeurs des puits étudiés n'ont pas été fournies, il s'agit des carottes N3, N4 et N5 formées de roches carbonatées.

Les échantillons envoyés par PEMEX contenaient des traces de résines, on a supposé qu'ils ont subis des traitements et c'est pour cela qu'il fallait prendre en considération la présence de la résine lors des calculs des paramètres pétrophysiques (Figure 21).



Figure 21- Les échantillons du bassin de Cardenas utilisés pour l'étude de l'injection de mercure et la tomographie ; en vert la résine.

II.2. Le bassin de Paris (France) :

L'énergie nucléaire représente 16% de la production d'énergie mondiale, pour cela plusieurs sites de stockage de déchets ont été mis en place, notamment le site de Meuse/Haute-Marne.

En dix ans d'études, l'Andra a acquis des données suffisantes pour considérer que le Callovo-Oxfordien du site de Meuse /Haute-Marne présente des caractères favorables à un stockage de déchets. Il s'agit d'une formation argileuse très peu perméable et homogène, où les écoulements de fluides sont très rares voir nuls.

D'autres études sont en cours dans le but de surveiller le site, et observer de près les changements des propriétés des argiles encaissantes.

Une étude au laboratoire de l'hydratation/déshydratation des argiles a été réalisée pour fournir un ensemble d'images obtenues via le MEB et Le tomographe, ces images seront traitées en utilisant le logiciel d'analyse d'image Visilog6.

Les argilites Callovo-oxfordiennes du site de Bure constituent de bons réservoirs de stockage des déchets nucléaires. Le creusement du site ainsi que les changements des conditions influencent leur morphologie, leur lithologie et leurs propriétés pétrophysiques. L'étude de l'évolution de ces argilites du point de vue mécanique est effectuée en simulation de processus d'hydratation/déshydratation couplé à l'analyse d'images et l'injection de mercure, au laboratoire EOST, le laboratoire G2R et l'école des mines afin de déterminer leur comportement et leur capacité à limiter ou retarder la dispersion des éléments radioactifs dans la nature.

L'objectif de cette étude est de simuler l'évolution des argilites de galeries ou de barrière durant le stockage et après la fermeture du site sous l'influence des variations d'hydratation, mettre en évidence le rôle de la minéralogie, la lithologie et les microstructures dans la migration de fluides possible et la détermination des paramètres pétrophysiques. Et ceci en regardant quantitativement les modifications des structures des argiles hydratés/déshydratés par moyen de la microscopie électronique à balayage environnementale et en étudiant les modifications physico-chimiques des argilites en zone d'endommagement sous l'influence de l'hydratation et de la déshydratation. Etude aux échelles nanoscopique, microscopique et mésoscopique.

II.2.1. Contexte géologique et géographique :

Le site de Bure se trouve dans la région de Meurthe et Moselle, sur la bordure Est du Bassin de Paris, ce dernier est un bassin subcirculaire avec un allongement maximal de 600km de l'Est vers l'Ouest et un allongement minimum de 300km d'orientation Nord-Sud (Figure 22). Le socle forme une grande dépression qui contient quelques km de sédiments déposés entre le Trias et le Tertiaire. Il s'agit d'une alternance de calcaires, marnes et argiles. Ces argiles représentent la formation étudiée et grâce à l'installation du laboratoire souterrain ANDRA (National Agency for Radioactive Waste Management) le comportement de ces argiles Callovo-oxfordien peut être observé et surveillé in-situ.

L'Andra s'est implantée à la limite des départements de la Meuse et de la Haute-Marne dans le cadre des études et recherches sur le stockage profond des déchets radioactifs de haute activité et de moyenne activité. Elle y exploite aujourd'hui un laboratoire souterrain, situé sur la commune de Bure (Figure 22), et dispose depuis juin 2009 avec l'Espace Technologique, d'un second site sur la commune voisine de Saudron.

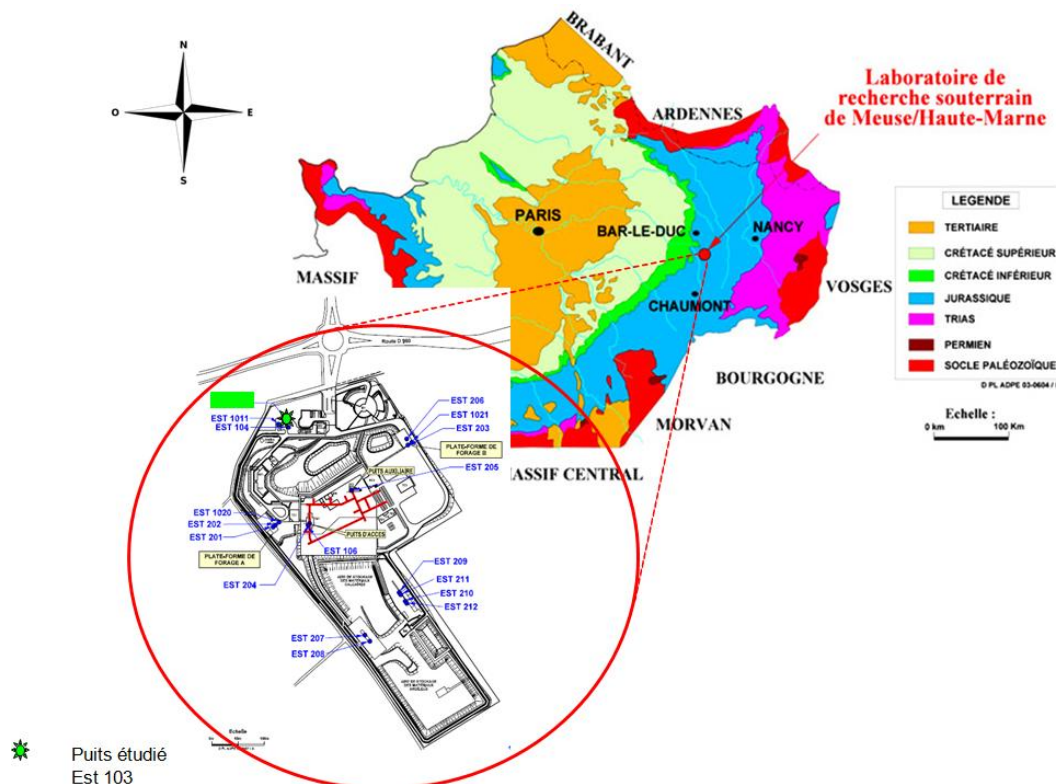


Figure 22- Localisation du site de bure et du laboratoire souterrain de l'Andra.

La formation du Callovo-Oxfordien : c'est une formation très faiblement perméable, homogène, sur une grande surface, cette formation argileuse située à une profondeur moyenne de 500 mètres n'est affectée par aucune faille. Elle se situe dans une zone de très faible sismicité. Par ailleurs, grâce à sa profondeur elle ne sera pas affectée par les évolutions climatiques à venir (érosion). Les circulations d'eau y sont quasi nulles et très lentes.

Elle se déforme peu et réagit bien aux perturbations dues au creusement minier et aux impacts thermique et chimique des déchets et matériaux du stockage, ce qui garantit le maintien de ses propriétés de confinement sur de très longues durées.

Elle bénéficie d'un environnement géologique stable et les formations qui l'encadrent présentent, elles aussi, d'assez faibles perméabilités et des écoulements lents. Ces caractéristiques favorables se retrouvent sur une zone de 200 km au Nord et à l'Ouest du laboratoire.

Les argilites Callovo-oxfordiennes sont considérées comme géologiquement stables, homogènes et situées à une profondeur de 130m (Figure 23). Leur présence sous les et les marnes leur donne des propriétés compactes, expulsant de grandes quantités d'eau et réduisant ainsi leur porosité ce qui les rend résistantes.

Les argiles dans leurs environnements naturels sont considérées comme des roches à faible perméabilité qui peuvent retarder ou limiter la dispersion des éléments radioactives dans la nature.

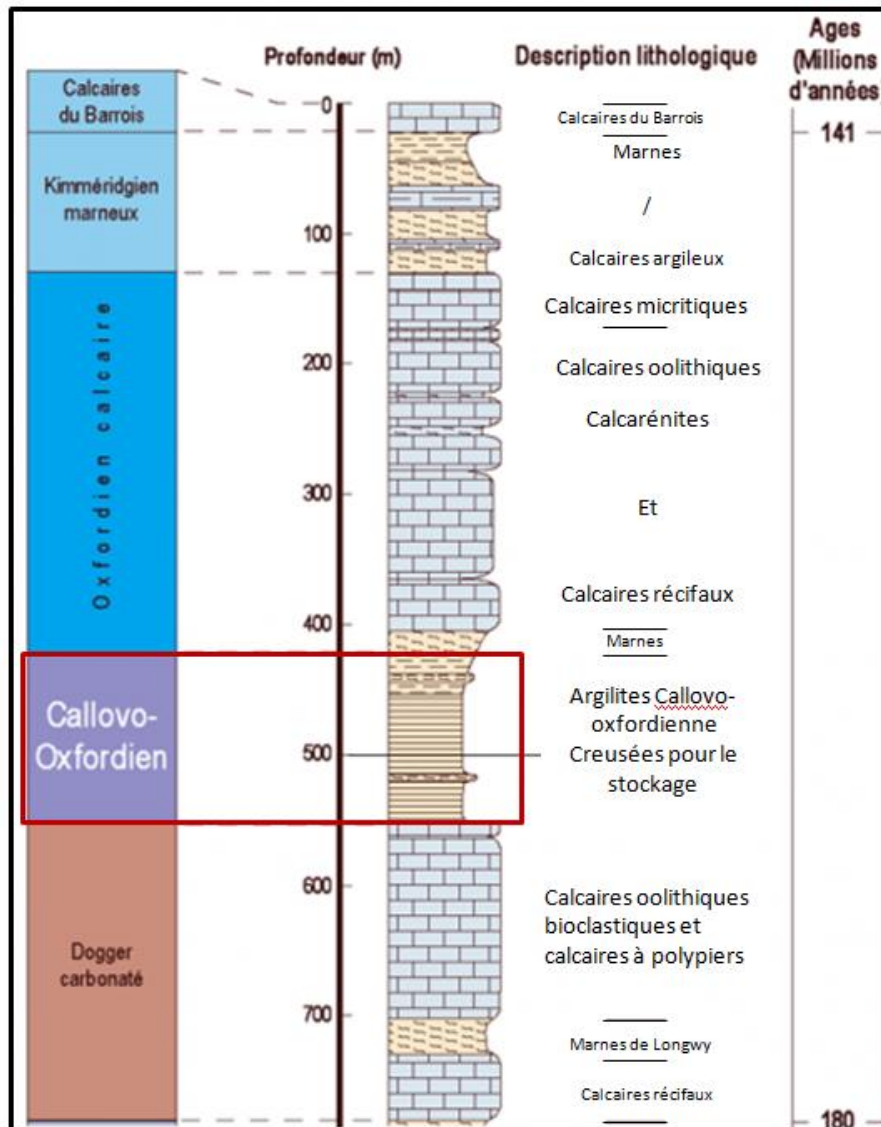


Figure 23- Colonne litho-stratigraphique du bassin de Paris et la stratigraphie des argilites callovo-oxfordien.

II.2.2. Echantillons étudiés :

Les échantillons étudiés ont été prélevés de la carotte des puits EST 103, EST 342 et FOR 1106, les échantillons sont étudiés de telle façon que les trois faciès principaux du Callovo-Oxfordien soient testés, à savoir les faciès silteux, argileux et carbonatés des argilites (Tableau 1). Ces argilites ont subis des cycles d'hydratation/ déshydratation dans une chambre à humidité relative contrôlée et une température constante de 25°. Leurs réseaux poreux ont également été étudiés en utilisant le porosimètre à injection de mercure.

Référence	profondeur	Faciès
EST 103 / 07563	418,14-418,25	Unité C3A : Marnes noires à nodules et passées de biomicrite bioturbée
EST 103 / 07566	421,15-421,21	Unité C3A : Marnes noires et micrite bioturbées noduleuses
EST 103 / 07575	429,53-429,59	Unité C2D : Marne noire et calcarénite fine en miches et nodules
EST 103 / 07585	440,45-440,53	Unité C2D : Alternance d'argilite et de biocalcarénite bioturbée
EST 103 / 07591	446,3 – 446,38	Unité C2C Argilite silteuse noire à nodules et
EST 342 / 11521	645,74-645,84	Unité C1 : Argile carbonatée noire
EST 25481-FOR 1106	1.25 -1.30	Unité C2B1 : Argilite silteuse noire, bioclastes à remplissage calcitique

Tableau 1- Tableau des échantillons d'argilites étudiés : références, faciès et profondeur.

Les échantillons ont subis des analyses RX et une caractérisation en évaluant leur teneur en carbonates, pour compléter les travaux réalisés (travail effectué à l'institut de physique du globe Strasbourg) dans cette étude qui consiste à caractériser les capacités de sorption/désorption des argilites avec l'ESEM (Microscope Electronique à Balayage Environnemental) et l'évaluation de la porosité grâce au porosimètre à injection de mercure. Des images ont été réalisées au ESEM ainsi qu'au tomographe et ont été traitées en utilisant le logiciel Visilog6®, ceci afin de reconstruire une vue 3D des échantillons et de calculer leurs porosités et leurs perméabilités.

Finalement, une comparaison entre ces paramètres pétrophysiques sera réalisée entre les différents résultats des différentes méthodes.

II.3. Le bassin de Lorraine (France) :

Le charbon du bassin de Lorraine est étudié dans ce travail dans le but de calculer les pourcentages des différents macéraux et de décrire le réseau de microfractures résultant de la formation de gaz de charbon.

Ce bassin est situé au Nord-Est de la France, il forme l'extension SE du bassin de Paris, il se trouve au NE du département de la Moselle et s'étend sur une superficie de 49000 ha (Figure 24). Il s'agit d'un bassin houiller, où le charbon fut connu depuis le XVI^{ème} siècle.

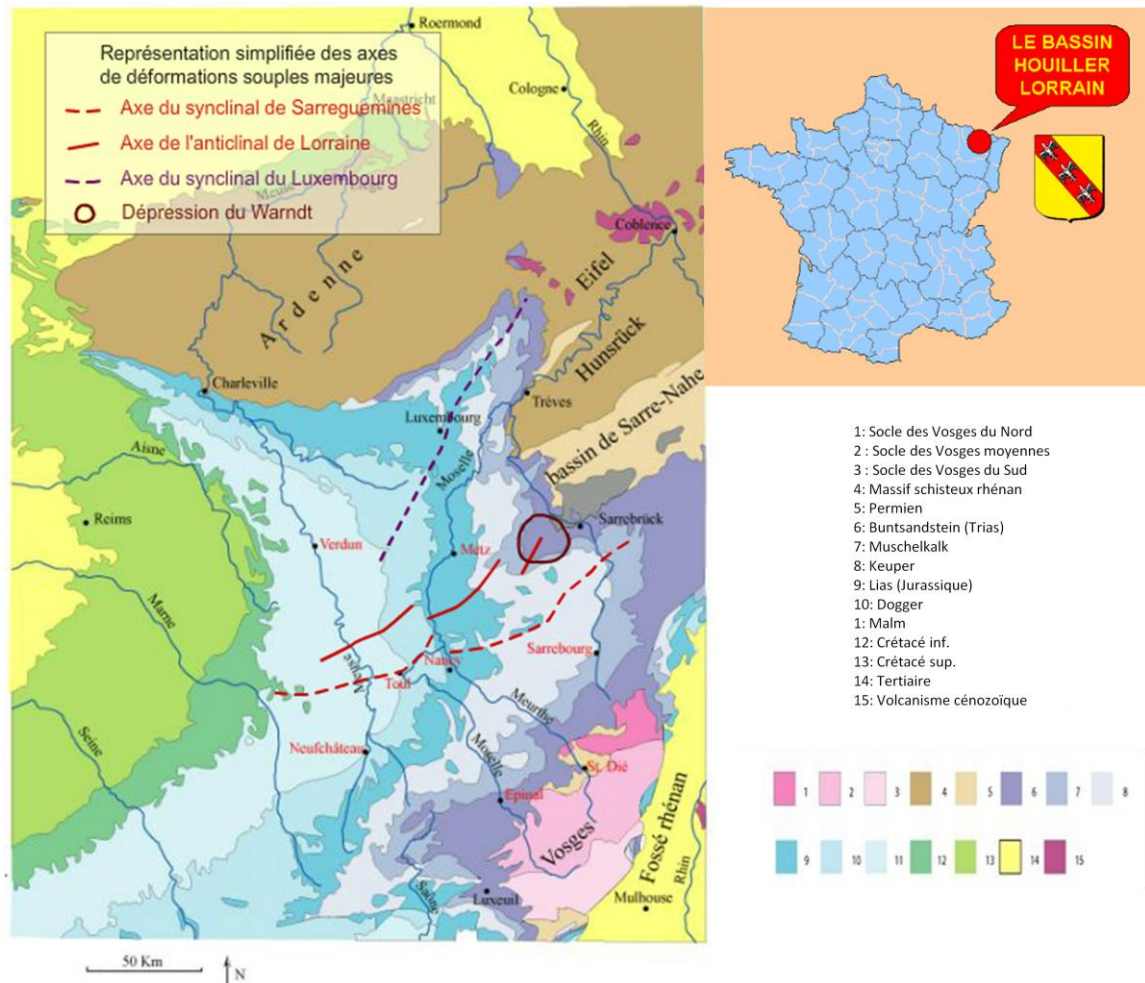


Figure 24- Localisation et chronologie du bassin de Lorraine.

L'emplacement exact des échantillons dans la colonne stratigraphique n'a pas été fourni par confidentialité des données, cependant leurs emplacements en fonction de la profondeur sont connus ; il s'agit de cinq échantillons de charbon houiller du carbonifère associé aux argiles. Le tableau suivant (Tableau 2) montre leurs profondeurs :

Echantillon	Profondeur (m)
LO759	759
LO899	899
LO929	929
LO1028	1028
LO1416	1416

Tableau 2- Tableau des échantillons de Lorraine étudiés et leurs profondeurs.

L'échantillon LO759 étant celui qui représente le plus de cleats (micro fractures), a été traité en tomographie pour avoir accès à ces fractures en trois dimensions (3D).

A partir des données du puits de Gironville, une modélisation 1 D du système pétrolier a été effectuée avec le logiciel Petromod.

Les données du puits Gironville9 ont été utilisées dans la modélisation 1D du bassin Lorrain, ces données-là sont exposées dans la partie « application à la modélisation » pour expliquer l'enchaînement de cette modélisation 1D et la calibration réalisée thermiquement avec les valeurs de pouvoir réflecteurs et du $T_{\max}$.

II.4. Le bassin d'Abdan (Iran) :

L'Iran, en particulier la région d'Abadan, a été marquée par l'ouverture et la fermeture de la Téthys. Aujourd'hui, elle est représentée par une plaine de dépôts fluviatiles. Dans cette plaine coule les plus longs fleuves du pays (850 km), le Karoun, le Dez qui rejoignent le Karjeh pour former le Chatt al-Arab et qui finissent par se jeter dans le golfe Persique.

L'Iran est le troisième plus grand producteur d'huile dans le monde avec environ 136 milliards de barils ($21,6 \times 10^9$ m³) en 2007, mais le deuxième rang si on exclut les réserves canadiennes en pétrole non conventionnel. Cela représente environ 10% du total des réserves prouvées de pétrole dans le monde.

Ce pays est le deuxième plus grand producteur de l'OPEP après l'Arabie saoudite. Jusqu'en 2006, la production a été d'environ 3,8 millions de barils par jour (600×10^3 m³ / j) de pétrole brut, ce qui équivaut à 5% de la production mondiale. De même, il est le septième plus grand

producteur de gaz naturel. L'industrie du pays est étroitement liée à ce produit, qui représente la quasi-totalité des exportations iraniennes.

Les champs de pétrole de la région d'Abadan sont les plus anciens dans le pays, et les plus importants. Le raffinement des produits est l'une des activités les plus importantes dans le secteur secondaire, faisant de la ville d'Abadan le centre pétrolier principal du monde, des ressources minérales très importantes dont le charbon et le fer font partie des richesses de ce pays.

Ce bassin a été étudié dans le but de réaliser un programme informatique donnant accès aux valeurs d'énergies d'activation responsable de la transformation du kérogène dans la simulation du bassin, et qui permettent d'abord de connaître le mélange de types de kérogène dans la roche mère et ensuite les cinétiques de la transformation. Ces dernières vont être utilisées dans la modélisation géochimique du bassin.

II.4.1. Contexte géologique :

La zone d'étude est située dans la province pétrolière du Khûzistân ou Juzezistan, dans la partie sud-ouest de l'Iran. Il est bordé par l'Irak à l'ouest, le golfe Persique au Sud, et par les chaînes de montagnes au Nord et à l'Est. Il s'agit d'une dépression qui est affectée par la chaîne de montagnes du Zagros (Figure 25). Il existe deux hypothèses principales quant à la mise en place tectonique et la formation de la ceinture orogénique du Zagros, autour de la zone d'étude: subduction et rifting continental. L'hypothèse de subduction, qui est largement acceptée, est que la croûte océanique des Néo-Téthys, générée au Mésozoïque inférieur a été subductionnée sous la plaque d'Iran (Iran Central Block), jusqu'à la clôture de l'océan Téthys, qui a conduit à la collision des plaques et l'Iran afro-arabe à la fin du Crétacé (Alavi, 1994) et du Miocène (Mohajjel et al. 2003).

L'emplacement exact de la zone de suture de cette collision est un sujet chaudement débattu entre les scientifiques (Alavi 1980, 1994; Takin 1972; Cherven 1986; Berberian et King, 1980). La théorie de la fragmentation continentale par Sabzehie (1974) et discutée par Amidi (1975) et Luscuyer et de Rio (1976), implique la présence d'une zone de rift continental au cours de l'Eocène, et qui a causé la génération des roches volcaniques de la région-Dokhtar Urumieh.

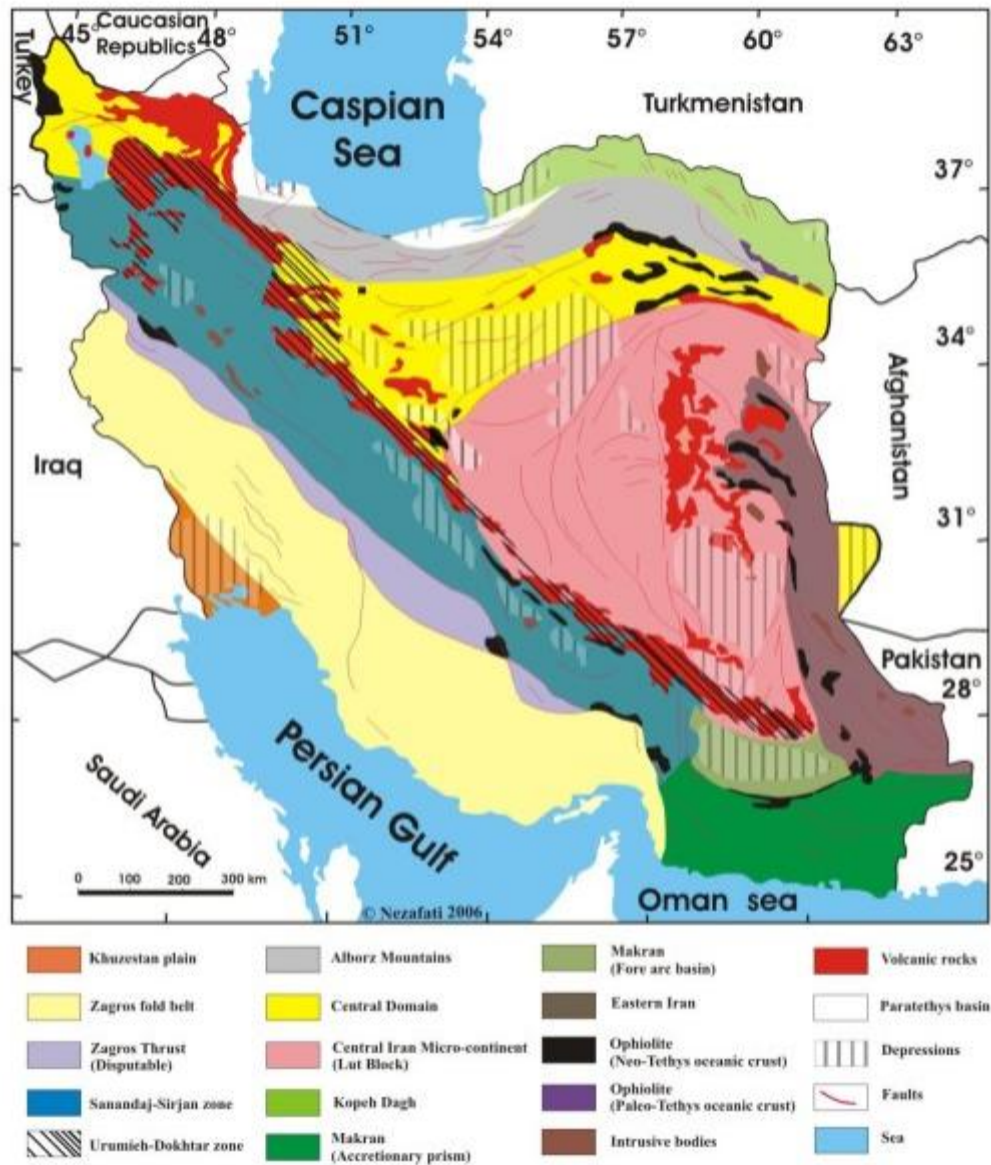


Figure 25- Subdivisions géologiques principales d'Iran modifié de Nabavi 1976.

Dans la zone d'étude, la plaine de Juzezistan, se trouvent des sédiments quaternaires (Néogène), de nombreux éventails de sable alluviales et des dépôts fluviaux. Pas de gisements de minéraux, mais la région est connue pour ses nombreux champs de pétrole.

La plaine est une zone à peu près triangulaire et couvre environ 160 km de large. Elle s'étend sur 120 miles dans les terres, à peine soulevée de quelques mètres au-dessus du niveau de la mer. Une grande partie de la plaine du Juzezistan est couverte de marécages.

Dans cette étude, la classification chrono-stratigraphique a été faite à partir des colonnes litho-stratigraphiques faites par Manouchehr dans ses études de la région (Figure 26).

Le bassin qui se trouve sur la plaine actuelle Juzezistan qui représente une grande dépression avec peu de pente plus ou moins symétrique orientée nord-sud. Comme on le voit sur les sections sismiques, les sédiments restent pratiquement horizontaux, avec une épaisseur, dans la plupart des cas, très similaire. Les échantillons proviennent de la zone centrale où la colonne est bien représentée dans le bassin.

Unité		Age	Unité de roche	lithologie	séquence	R M	R R	R C
p a l é o g è n	o l i g	40	ASMARI					
	p a l é o		PABDEH					
	63		GURPI					
C r é t a c é	s e n o z o i q u	65	TABUR					
			ILAM					
		89						
	c e n o m e n i e		SARVAK					
		100	KAZHDUMI					
	A l b	112	BURGAN					
	A p t i		DARIYAN					
		118	GADVAN					
	B a r							
	N e o c o m i	123	FAHLIYAN					

Figure 26- Colonne litho-stratigraphique représentant le bassin d'Abdan (Iran) : RM : roche mère, RR : roche réservoir, RC : roche couverture (Nabavi 1976).

En termes de lithologie, l'ensemble du Jurassique se compose pratiquement de très grands bancs calcaires et de dolomies. A la base de cette colonne, quatre zones sont définies par rapport au contenu fossiles (Wynd, 1965, AG, 1965) et plusieurs formations, parmi lesquels il faut souligner la formation de « Fahliyan inf. », dont le principal environnement sédimentaire de dépôt est lagunaire et marin peu profond, avec des fossiles marins tels que *Pseudocyclamina* *Litus*. Dans le Jurassique moyen la formation de « Sargelu », qui représente l'une des principales roches mères de la région est caractérisée par des bancs fins de calcaires intercalés de marnes.

Il est observé dans la zone de Posidonia (Wynd, 1965) et ses limites un marquage avec une série de régression/ transgression marine forte qui a changé la sédimentation du lagon.

La formation Fahliyan supérieure, comporte de grandes séries comportant différents fossiles (*Acicularia elongata*, *Pseudocyclamina*, *Gastéropodes*...). Cette formation agit comme un réservoir, mais probablement aussi comme une roche mère où l'huile n'a pas migré et a été stocké dans le système karstique calcaire.

La formation de Gadvan est marquée par deux progressions fortes. Elle est riche en marne et en argiles, mais a également une teneur élevée en matériaux terrigènes. Elle agit également comme l'une des principales roches mère de la zone.

Dariyan est la formation superposant la formation de Gadvan, elle est constituée d'un réservoir carbonaté purement calcaire, essentiellement boundstone. Cependant les formations de Kazhdumi et Burgan, sont formées d'intercalations de fines couches inter-stratifiées de carbonates de calcium et, ou, dans le cas de la seconde, des alluvions terrigènes. Ce sont les principales roches mères dans la région. Les fossiles ne sont pas très abondants et peuvent exceller comme les foraminifères de Kazhdumi comme *Orbitulina*.

De l'Albien jusqu'au Turonien s'est déposée la formation de Sarvak. Pendant cette période, de nombreuses impulsions eustatiques ont existées, en alternance avec plusieurs petites régressions/transgressions marines. Au premier coup d'œil l'abondance des foraminifères comme *Favusella*, propice à l'environnement de bordure de plate-forme, avec *Oligosteginides*, mais ceux-ci disparaissent brutalement, et dans le reste des formations il reste très peu de fossile.

Plus tard, l'apparition de fragments de coquilles suggère un peu plus d'énergie. Au top de la formation, des foraminifères du genre d'Alveolines caractéristiques des mers chaudes et peu profondes ont été observés.

La formation d'Illam constitue une roche réservoir calcaire à la base, et au sommet une alternance de marnes, de calcaires et des schistes. L'existence de Rotalita dans les couches supérieures peut indiquer un environnement offshore (Ortiz, 2003).

La formation de Tarbur disparaît dans les différentes parties du bassin par un changement latéral de faciès. La formation de Tarbur est principalement calcaire, riche en fossiles. L'existence d'algues, de foraminifères (orbitoids spp, Dicyclina schlumbergeri, orbitoids orientalis ...), fragments de rudistes (débris de rudistes) ... indique un milieu marin peu profond probablement de type récif. Cette unité, qui agit également comme un réservoir, a une forte érosion, probablement en raison de la proximité d'un milieu très énergétique.

Gurpi, qui forme l'unité supérieure, très riche en fossiles foraminifères (Globotruncana spp, Globorotalina spp, spp heterohelix ...), tout au long de la période où cette formation, principalement calcaire, a été déposée, elle a été affectée par une transgression marine.

La formation de Pabdeh, formée de calcaire compact en intercalation avec de la dolomie et de l'anhydrite. Au sommet, un grand paquet de marne qui conduit à la formation Asmari représentant de bons réservoirs gréseux intercalés de calcaires.

Il est à noter que les formations : Illam, Laffan et Sarvak forment des réservoirs calcaire et que les formations : Gavan ou Sargalu, riches en matière organique sont les principales roches mères de la région. L'environnement de dépôts de ces formations est la plupart du temps marin peu profond avec plus ou moins de variations.

Le Tableau 3 montre les différents événements géologiques influençant le bassin et leurs âges et les faciès qui se sont mis en place.

Evenement /formation.	Fin (Ma)	Début(Ma)	Epaisseur (m)	Lithologie
Aghajari	14,5	0	1101,48	Marl,Sandstone
Gachsaran	23,5	14,5	347	Claystone, Gypsum
Erosion B	23,5	32	-1000	Claystone, Gypsum
Asmari	40	32	278	Sandstone, limestone
Pabdeh	60	40	435,5	Silstone, dolomite
Gurpi (+tabur)	85	60	346,5	Silstone, marl
Ilam (+laffan. Mbr)	89	85	102	Silstone, marl
Erosion A	89	91	-400	Silstone, marl
Sarvak	100	91	645	Limestone, Marl
Kazhdumi	112	100	148	Limestone
Bourgan. Sst			60	Limestone
Dariyan	118	112	229	Limestone, shale
Gadvan	123	118	64	Limestone, shale
Khalij.Mbr			115	
Fahliyan	140	123	473	Limestone, dolomite

Tableau 3- Tableau des événements et des faciès affectés par ces événements dans le bassin d'Abdan (Iran).

Le kérogène que l'on retrouve dans les échantillons étudiés est de type II et de III. En effet, les roches mères principales qui se sont déposés dans un environnement marin peu profond, reçoivent un apport important de matière organique d'origine terrestre.

II.4.2. Les données :

Les données de ce bassin sont issues d'un rapport de pyrolyse non-isotherme suivant trois vitesses de chauffe différentes (0.7, 2 et 5 °k/mn), obtenus à partir du rapport GeoS4 n° 20 10060 1 (Brian Horsfield et Rolando di Primio) le but de leur étude était de décrire les propriétés de générations d'hydrocarbures (Figure 27). Les courbes obtenus servent d'Input pour le model de cinétique qui fonctionne selon plusieurs énergie d'activation suivant un seul facteur de fréquence Ao.

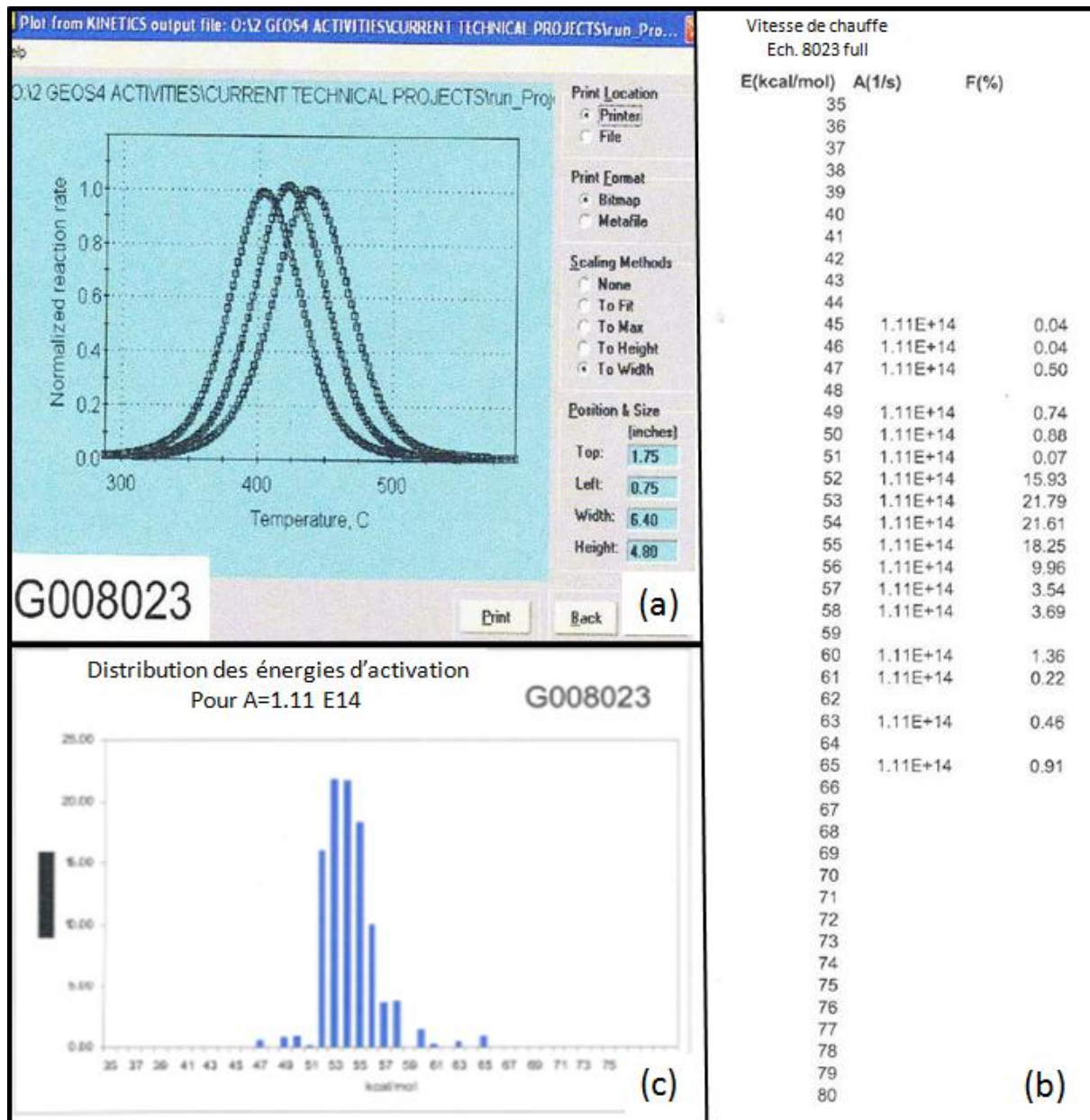


Figure 27- Données du Rapport GeoS4 : a) courbes Pyrolyse réalisées au laboratoire ; b) les paramètres de cinétique (les énergies d'activation, les vitesses de chauffe et le facteur de fréquence) ; c) distribution du potentiel pétrolier selon les énergies d'activation suivant un seul facteur de fréquence (GeoS420 10060 1 (bassin d'Abdan ; Brian Horsfield et Rolando di Primio, 2004)).

II.5. Le bassin de Sabinas (Mexique) :

Le bassin de Sabinas se situe dans le Nord du Mexique, dans la partie centrale de l'état de Coahuila et la partie occidentale de Nuevo Leon (Figure 28).



Figure 28- Localisation du bassin de Sabinas (Mexique) (Martinez, 2012).

L'histoire géologique du NE du Mexique est liée à celle du golfe du Mexique, qui a commencé à se former au Trias supérieur quand la plaque nord-américaine a débuté à se séparer des plaques africaine et sud-américaine (Salvador, 1987, 1991 ; Eguiluz de Antuñano 2001 ; Goldhammer et Johnson, 2001). Cette séparation des plaques a provoqué la formation des horsts et des grabens pour donner naissance à la répartition des mers et des terres pendant l'ère Mésozoïque (Cuevas, 1988). De là, l'évolution paléogéographique du Mésozoïque jusqu'au Cénozoïque du Nord du Mexique est liée à l'ouverture et l'évolution du golfe du Mexique (Salvador et Green, 1980; Anderson et Schmidt, 1983; Padilla et Sánchez, 1986b; Winker et Buffler, 1988; Wilson, 1990). La formation des horsts et des grabens a commencé avec la rupture et la séparation de la Pangée et postérieurement lors de l'orogénèse Laramide (Wilson, 1990).

L'évolution tectonique dans cette région est représentée par des éléments principaux générés durant la phase de rifting comprenant l'élévation des socles, parmi lesquels le bloque de Coahuila, la Péninsule d'El Burro-Peyotes, l'Archipel de Tamaulipas et les îles de Mula et Monclova ainsi que les blocs du socle qui forme le bassin de Sabinas (Figure 29).

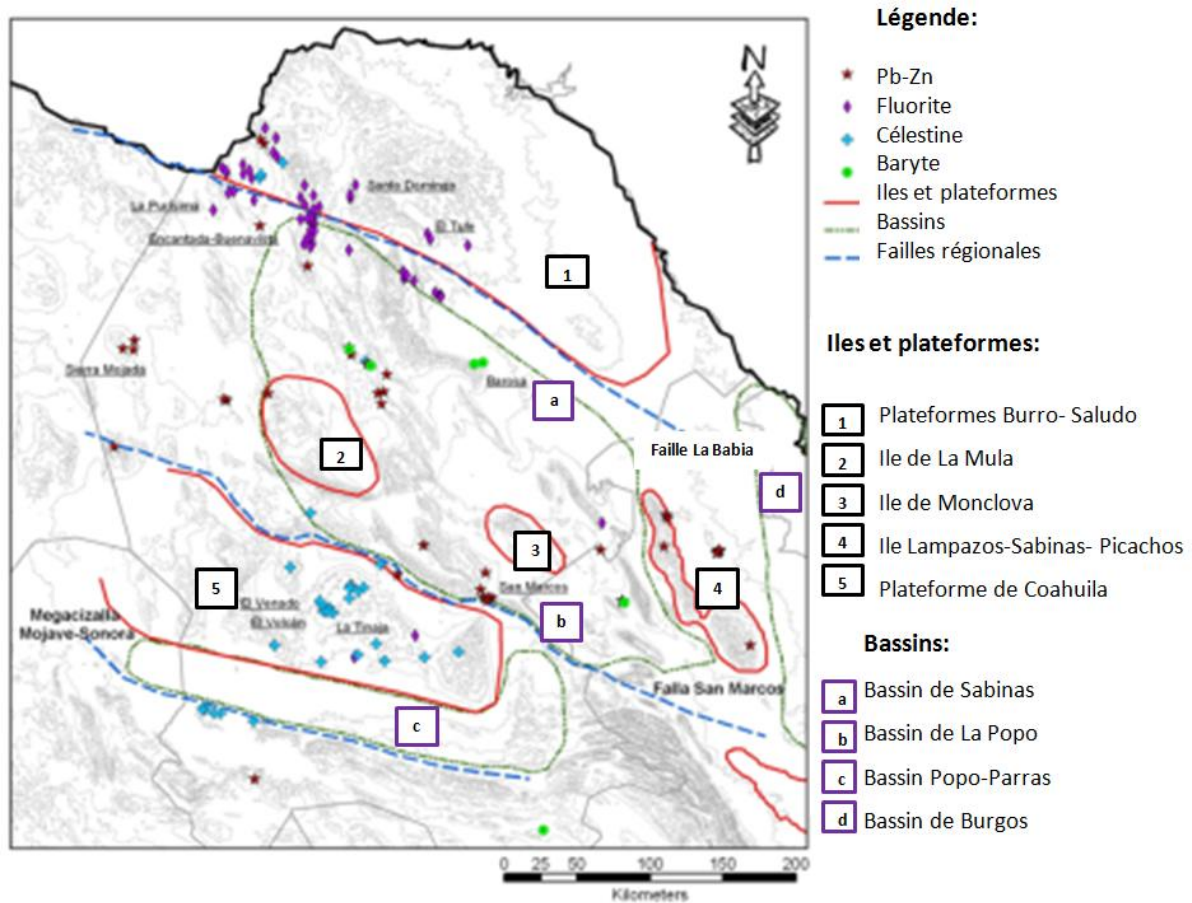


Figure 29- Distribution stratigraphique des dépôts du Nord du Mexique (Martinez, 2012).

La région occupée par le bloque de Coahuila est caractérisée actuellement par la présence de carbonates de plateforme du Crétacé, légèrement déformées par l'Orogenèse Laramide (Imlay, 1936 ; Charleston, 1981 ; Johnson, 1989 ; Johnson et al., 1991).

Ces blocs ont des compositions lithologiques différentes du probablement au fait qu'ils soient allochtones, transporté par des mouvements latéraux de failles régionales (Chávez-Cabello, 2005).

Le bassin de Sabinas occupe une superficie de 37000km². Il s'est développé initialement sur la marge du craton Nord-Américain durant l'ouverture du Golfe du Mexique au Mésozoïque inférieur avec une direction préférentielle NW-SE (Phase extensive) ensuite s'est effondré lors de l'orogénèse Laramide (phase de compression) (Cserna, 1960 ; Longoria, 1984 ; Santamaría-Orozco, 1990). C'est ce qui fait la complexité de ce bassin en plus de ses roches mères (Padilla et Sánchez, 1986 ; Santa Maria-Orozco, 1991 ; Michalzcic et Schumann, 1994 ; Rueda-Gaxiola, 1998 ; Eguiluz de Antuñano, 2001) et de sa tectonique liée à la

circulation des fluides et flux de chaleur (Ménétrier, 2005 ; Camacho-Ortegón et al., 2008 ; Piedad-Sanchez et al., 2009)..

Les roches mère les plus importantes dans ce bassin correspondent aux formations suivantes : Olmos (Maastrichien), Eagle Ford (Crétacé supérieur), la Peña (Crétacé inférieur), La Virgen (Crétacé inférieur) et La Casita (Jurassique supérieur) (Eguiluz de Antuñano, 2001). Cette dernière est complètement transformée (Eguiluz de Antuñano, 2001, 2007; Román-Ramos et Holguín-Quiñones, 2001), et ceci à cause de son profond enfouissement où la transformation de l'huile en gaz est présente (Piedad-Sánchez, 2004).

Dans ce bassin l'exploitation pétrolière était plus concentrée sur le gaz mais s'est orientée récemment vers l'huile (Gray et al. 2001, Gonzalez-Partida et al., 2002, 2008 , a, b, Zamorano 2008, Gonzalez-Sanchez, 2007, 2009).

Il existe dans ce bassin une présence de petites sources thermales et des petits volcans dus à une activité thermique, suggérant une circulation de fluides dans une direction liée à cette tectonique, et supposée être liée à la direction des dômes de sel comme la Popa (Gray et al., 2001).

D'après Eguiluz de Antuñano en 1987, les trois principales roches mères du bassin de Sabinas (La Casita, La Peña et Eagle-Ford) contiennent une matière organique de type III, et ceci en prenant en compte un TOC avec le potentiel pétrolier actuel.

Piedad-Sánchez (2004), a réalisé un travail pétrographique, en déterminant les différents macéraux composants ces roches mères, ce travail détaille le contexte organique de la roche mère et les réservoirs complété par la microscopie optique en lumière réfléchie et en fluorescence.

Ménétrier (2005) a réalisé un model géochimique en 1D en prenant en considération certaines des observations des travaux précédents, et a réussi une calibration thermique de l'évolution des flux de chaleur avec le temps. Il propose un modèle des anomalies thermiques et la présence de dômes de sels. L'érosion peut atteindre les 3000 m d'après Alsaab (2007) qui poursuit l'étude de la roche mère et réalisa la maturation artificielle du charbon d'Olmos en faisant un bilan de masse, en particulier pour tenir compte de la transformation thermique du charbon en gaz.

Toutefois, aucun de ces travaux précédents n'avait porté sur la migration des hydrocarbures, il a été établi par Luis Camacho- Ortegón une étude intégrant les inclusions de fluides et la

thermométrie pour donner accès aux paramètres températures et pression et leurs contribution dans la migration des fluides.

Il est important de comprendre l'évolution, dans le temps, de la genèse de la matière organique afin d'expliquer le comportement thermique des hydrocarbures au cours de leurs migrations ainsi que connaître l'origine du kérogène et sa préservation dans la formation de la roche mère ce qui permet d'évaluer son potentiel pétrolier initial.

II.5.1. L'origine du bassin de Sabinas :

Il s'agit d'un bassin sédimentaire d'âge mésozoïque avec des dépôts silico-clastiques, carbonatés et évaporitiques de milieu marin atteignant les 5000 m d'épaisseur (Roman-Ramos et Holguín-Quñones 2001, Eguiluz de Antuñano, 2001, 2007). La subsidence s'est développée grâce aux mouvements verticaux de réarrangement (Tratogenien) (Figure 30).

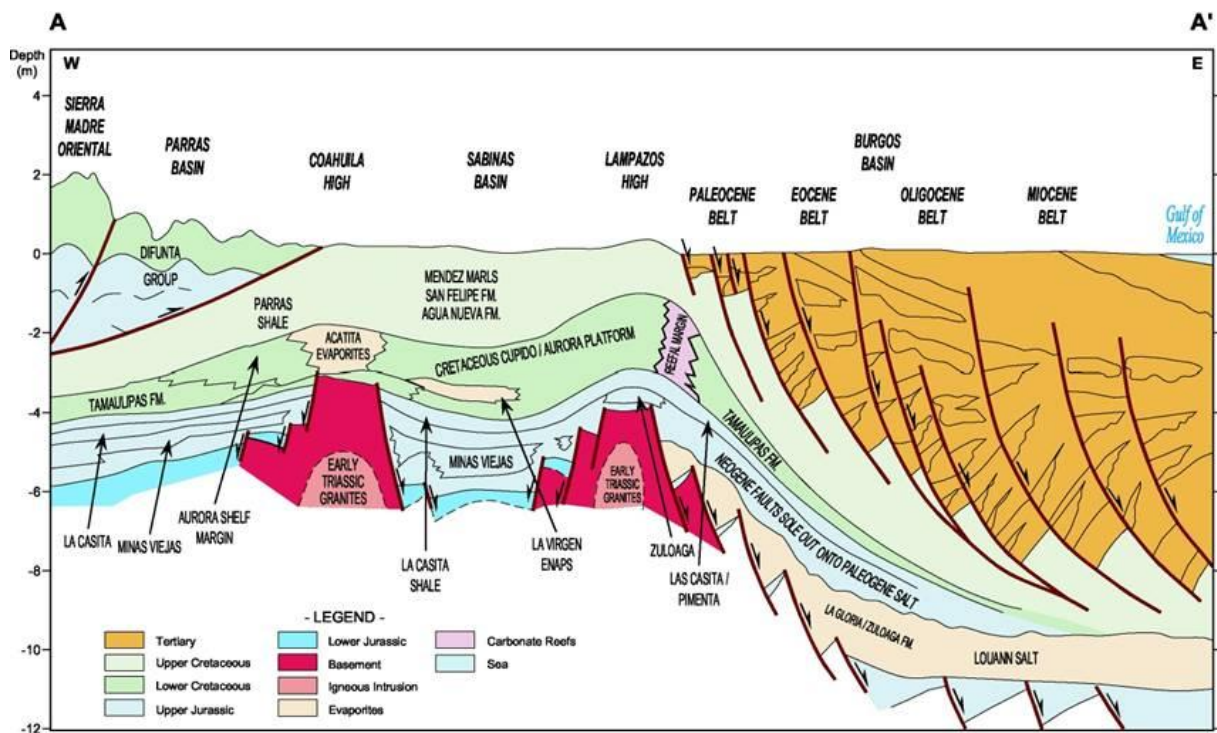


Figure 30- Répartition géographique des champs de production et des réserves probables de gaz dans le bassin de Sabinas. La section A-A', représente les événements sédimentaires et les systèmes de failles profondes régionales qui constituent le bassin et son prolongement extérieur d'après Dyem et Bartolini (2004).

Son origine est liée à l'ouverture du Golfe du Mexique qui a commencé à se former au Trias Supérieur. Du jurassique au Crétacé supérieur, la subsidence fut constante et persistante,

avec des légères variations du niveau de la mer, décrivant les éléments paléogéographique du jurassique et du Néocomien. Ces éléments délimités au Sud par la péninsule de Coahuila, au Nord par la péninsule de Tamaulipas et entre les îles de Moncova et Celle de la Mula (Marquez-Dominguez, 1979), ont influencé énormément la sédimentation postérieure et encadré le bassin de Sabinas.

Cuevas (1988) propose trois étapes principales de cette évolution :

- Un stade initial d'ouverture ou de rift qui comprend la fracturation des blocs et la formation des grabens durant le mésozoïque.
- Une étape de subsidence thermo-tectonique durant laquelle se dépose la séquence sous-jacente du Mésozoïque supérieur (Jurassique supérieur- Crétacé Supérieur).
- Fin de la subsidence, due à l'intense déformation et à failles inverses provoquées par l'élévation de la région durant l'orogénèse Laramide (Crétacé Supérieur-Tertiaire Précoce).

Parmi les travaux géologiques réalisés dans le domaine du nord-est du Mexique, ceux focalisés sur la compréhension de l'évolution paléogéographique, structurale et stratigraphique de la zone sont les plus nombreux. L'existence d'hydrocarbures dans les bassins nécessitait à chaque fois une étude pour comprendre le fonctionnement et l'histoire de son système pétrolier dont celle de Luis Camacho- Ortégón (2009).

Les études récentes basées sur des techniques de recherche géochimiques, géophysiques pétrographiques et de modélisation des bassins montrent une érosion considérable entre 1 à 7km (Ewing, 2003) résultant de l'uplift de l'orogénèse Laramide.

L'évolution des flux de chaleur actuelle montrent que la formation LaCasita est actuellement dans une phase de fenêtre à gaz (Piedad-Sánchez, 2004; Ménétrier 2005, Camacho-Ortegón 2008; Piedad-Sánchez, 2009).

Le bassin de Sabinas comporte une série de sous-zone nommées sous-bassins ou Région charbonneuse (Corona-Esquivel et al. ; 2006), cette zone s'étend sur une superficie de 10000 km² et assez importante pour sa production de charbon de type sub-bitumineux stocké dans la formation Olmos (Figure 31). Les réserves estimées de ces charbons sont de l'ordre de 1200 millions de tonnes et sont exploités actuellement utilisant deux systèmes d'exploitation, le premier au niveau des mines fermés ou ouvertes (Eguiluz de Antuñano, 2003; Corona-Esquivel, et al., 2006).

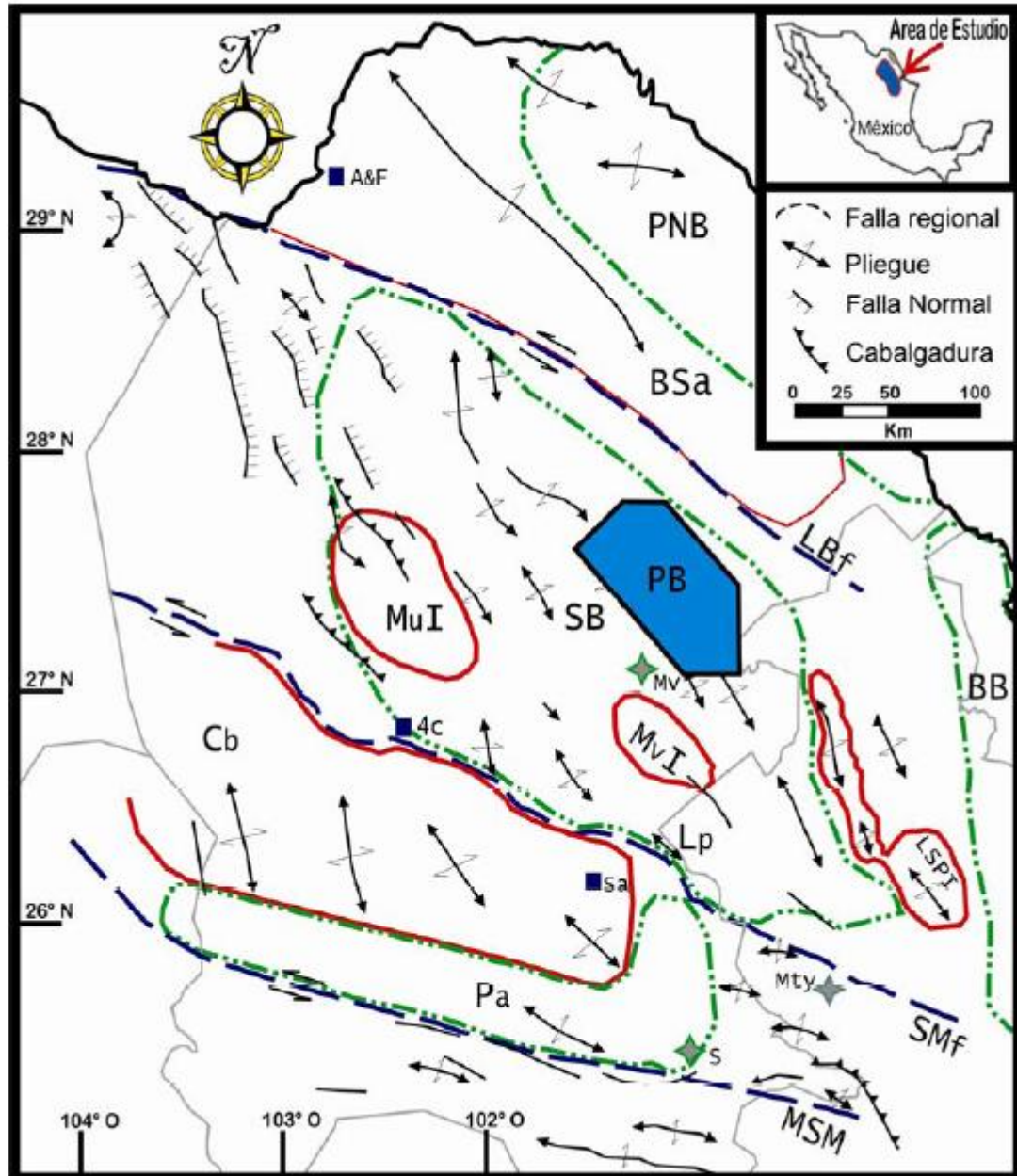


Figure 31- Schéma structural du bassin du Nord du Mexique, et l'emplacement des sous-bassins(Camacho, 2009)

II.5.2. Aspect stratigraphique :

Les sédiments du bassin de Sabinas sont composés de roche silico-clastiques et évaporitiques, déposés dans un milieu marin (Márquez-Domínguez, 1979, Román-Ramos et Holguín Quiñones, 2001, Eguiluz de Antuñano 2001, 2007). Sa formation est due à l'affaissement des blocs formés durant les mouvements verticaux et de l'arrêt de la compression orogénique du Permo-Trias qui ont conduit à la formation de la ceinture orogénique Marathon Ouachita (Márquez-Domínguez, 1979) (Figure 32).

L'érosion et l'activité tectonique ont beaucoup influencé ce bassin, par la mise en place des anticlinaux et des synclinaux suite à l'orogénèse Laramide (Eguiluz de Antuñano, 2001). On note aussi la présence d'activité volcanique, par les roches volcaniques calcoalcalines dans les étapes initiales et intermédiaires du développement du rift, intercalé de conglomérats continentales (Garrison et McMillan, 1999). Postérieurement, des dépôts d'évaporites sont mis en place suite à la première transgression marine vers le centre du bassin (Padilla et Sánchez, 1986a, b).

Au passage du Callovien à l'Oxfordien inférieur, se déposent des séquences de transgression marine composées de conglomérats, évaporites intercalés de roches terrigènes de grain fins et carbonatés. Leur épaisseur atteint 2500 m (Eguiluz de Antuñano, 2001).

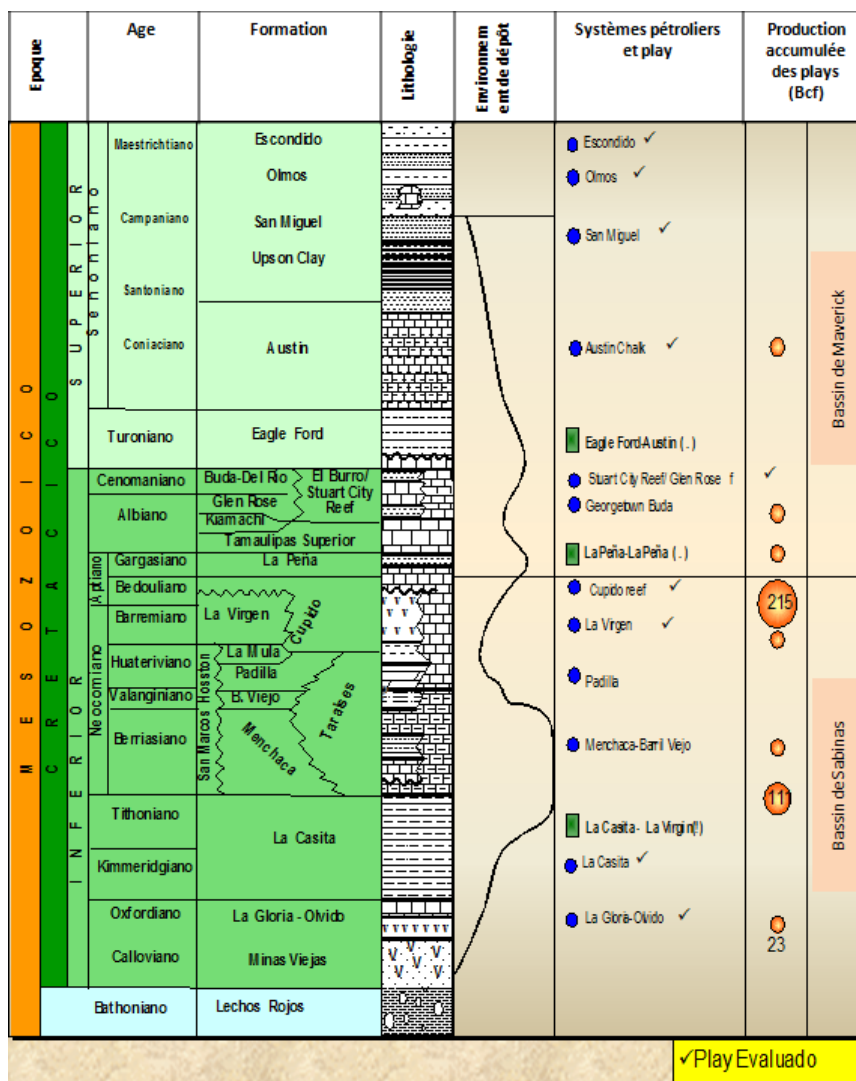


Figure 32- Colonne stratigraphique du bassin de Sabinas avec les différents milieux de dépôt et la description du système pétrolier (Martinez, 2012).

Au centre du bassin, se déposent principalement des évaporites (anhydrites et sel), correspondant à la formation Minas Viejas (Eguiluz de Antuñano, 2001). Cette dernière a une épaisseur originale de 1000 m (Goldhammer, 1999). Vers l'Archipel de Tamaulipas, le sel passe à des anhydrites intercalés de carbonates vers la base de la formation Olvido et à des carbonates d'haute énergie vers le sommet, avec une épaisseur de 500 m au total (Eguiluz de Antuñano, 2001).

Cependant, dans les zones adjacentes à ces blocs, se développent des faciès de milieu marin peu profond composés arénites quartzo-feldspathiques et des conglomérats de la formation La Gloria (Padilla et Sanchez, 1986b ; Eguiluz de Antuñano, 2001). Cette formation atteint de épaisseurs de 50 à 100 m et peuvent atteindre les 600 m à proximité des blocs de base. Vers le centre du bassin, la formation de La Gloria change vers le haut vers des carbonates de plateforme de la formation de Zuloga (Ovianki, 1974).

Durant l'Oxfordien supérieur, les faciès des arénites de plage de la formation La Gloria se déposent simultanément avec des carbonates et des évaporites de la formation Olvido (Padilla et Sanchez, 1986b ; Goldhammer, 1999). A partir du Kimméridgien inférieur au Tithonien, avec l'augmentation de la subsidence du bassin, les formations La Gloria et Olvido sont couvertes des black-shales de la formation La Casita (Eguiluz de Antuñano, 2001) ou le groupe La Casita (Humphrey, 1956). Ce groupe est formé par trois: (1) le membre inférieur contient des schistes charbonneux qui changent à des faciès d'arénites côtiers vers les marges du bassin ; (2) le membre intermédiaire contient des grès intercalés de carbonates, la taille des grains augmente vers les bords de la formation, et (3) le membre supérieur est formé de black shales carbonates et des silts (Eguiluz de Antuñano, 2001). Les épaisseurs de cette formation au totale varient entre 60 et 800 m, et leurs âge géologique tend du Kimméridgien jusqu'à la base du Berriasien.

Au Crétacé inférieur s'accumulent des sédiments clastiques marins peu profonds et des grès marginaux peu profonds à grains grossiers et des shales de la formation Barril Viejo, avec des épaisseurs de 250 à 350 m, d'âges correspondant à l'Hauterviano Inférieur (Eguiluz de Antuñano, 2001). Au Sud-est, cette formation change latéralement à des carbonates de plateforme marine de forte énergie, correspondant à la formation Menchaca del Berriasiano (Imlay, 1940), avec des épaisseurs entre 250 et 300 m.

Plus vers le Sud-est, le changement latéral de faciès progresse vers des faciès de plateforme ouverte et faciès de bassin, représenté par des shales et des carbonates interstratifiés de la formation de Taraises (Imlay, 1936 ; Goldhammer, 1999), avec un âge

assigné du Berriasien à l'Hauterivien inférieur avec des épaisseurs de 135 à 500 m (Glodhammer, 1999).

Dans la péninsule d'El Burro-Peyotes se sont déposés des sédiments terrigènes de la formation d'Hosston, en faciès fluviatile (Grès et conglomérat) avec un rang d'âge qui va du Berrisien jusqu'au Barremien supérieur.

Dans les deux blocs de Coahuila et l'île de la Mula, se déposent des conglomérats et des grès d'un milieu continental et transitionnel à un milieu marin peu profond pour la formation San Marcos (Eguiluz de Antuñano, 2001) ; avec une épaisseur de 1000 m (Chávez-Cabello et al., 2005).

Durant l'intervalle allant de l'Hauterivien supérieur au Barrémien, se développent la formation Padilla avec son faciès récifal d'une épaisseur de 150 m (Eguiluz de Antuñano, 2001, Camacho- Ortégón , 2009).

Vers le Nord, la formation La Padilla change vers des carbonates de faciès lagunaire avec une prédominance de dolomies. Au Barrémien inférieur se dépose la formation La Mula vers le Nord-est du bassin (Imlay, 1940).

Cette formation s'amincit vers la mer ouverte à l'Est et au Sud-est du bassin (Eguiluz de Antuñano, 2001), et vers le bloc de Coahuila évoluant en grès et brèches de la formation Pátula.

Durant le barrémien supérieur, se développent des récifs de la formation de Cupido, qui s'étend jusqu'à l'Aptien moyen.

Ce récif agit comme une barrière physique, limitant la circulation de l'eau de mer vers le bassin de Sabinas, mettant en place occasionnellement un milieu de Sebkhia en alternance avec des carbonates et des évaporites de la formation d'El Virgen, d'épaisseurs entre 600 et 800 m (Márquez-Domínguez, 1979; Eguiluz de Antuñano, 2001).

Cet environnement sédimentaire de la formation Virgen, s'est mis en place, en même temps que la forte subsidence de la marge Nord-américaine, comme résultat de l'extension de la dorsale Médio-atlantique, où les conditions de dépôts empêchent le développement d'un gisement de mer ouverte (Guzmán, 1981).

Cette formation montre la présence d'unités dolomitiques séparées par des unités évaporitiques et un changement de faciès vers les formations d'Hosston et San Marcos vers le Nord et le Sud, respectivement.

Vers l'Est et le Sud-est du récif, se déposent simultanément la formation La Virgen et les carbonates pélagiques de la formation Tamaulipas inférieur (Eguiluz de Antuñano, 2001).

On observe la croissance des récifs de la formation Cupido durant l'Aptien inférieur, tandis que dans la zone pré-récifale se forment des carbonates de milieu lagunaire de haute énergie appartenant à la même formation Cupido (Wilson et Piali, 1977) avec une épaisseur de 250 m.

L'Aptien supérieur se caractérise par une augmentation du niveau de mer qui a couvert le bloc de Coahuila.

Cette transgression est caractérisée par des calcaires argileux de la formation La Peña, donnant un repère biostratigraphique régional (Cantu-Chapa, 1989, 2007), avec des épaisseurs variables allant jusqu'à 200 m.

Au Sud et à l'Est, cette formation change latéralement vers un faciès de bassin profond (black shales et calcaires argileux à silex) de la formation Otates (Tinker, 1985).

Dans ces zones de faibles profondeurs sur des blocs submergés de Coahuila et El Burro-Peyotes, se déposent la formation de Las Uvas, qui consiste en grès riches en carbonates avec des épaisseurs atteignant 15 m. reposant en discordance sur le socle (Lehmann *et al.*, 1999; Eguiluz de Antuñano, 2001).

Au cours de l'Albien-Cénomanién, la subsidence continue dans la région. Ceci a conduit à de dépôts de fines et épaisses couches de mudstone à wackstone à silex de la formation Tamaulipas supérieur de l'Albien, et ceci dans la partie orientale du bassin, avec une épaisseur allant de 100 à 200 m. vers les bords du bloc de Coahuila, la formation de Tamaulipas supérieur change vers des faciès carbonatés de plateforme de la formation d'Aurora (Goldhammer, 1999 et Camacho, 2009) avec des épaisseurs allant de 500 à 700 m (Vinet, 1975).

Dans le bloc de Coahuila, la formation d'Aurora, les sédiments ont été déposés dans un milieu de lagon dans une séquence qui commence par le dépôt de calcaires massifs à bioclastes de 60 à 80 m d'épaisseur, qui change verticalement vers une alternance d'évaporites et des dolomies d'à peu près 500 m d'épaisseur appartenant à la formation d'Acatita d'âge Albien inférieur à l'Albien moyen (Lehmann *et al.*, 1999).

La formation Acatita est superposée par le membre supérieur de la formation d'Aurora (Goldhammer, 1999) avec une épaisseur de 190 à 260 m d'âge Cénomanién.

La formation Acatita est équivalente à celle de la formation de Georgetown de l'Albien Supérieur qui s'est initiée au Cénomanién, formée par des calcaires micritiques à nodules de silex atteignant des épaisseurs entre 80 à 150 m (Eguiluz de Antuñano, 2001).

Vers la partie nord et la partie centrale du bassin, se déposent simultanément les formations d'El Rio et Buda, équivalentes au niveau supérieur de la formation d'Aurora. La formation d'El Rio est formée par des schistes et des grès à grains fins d'épaisseur de 40 m et d'âge cénomanien inférieur à moyen (définie par Hill et Vaughan, 1898 ; Sellards et al., 1932), tandis que la formation de Buda est formée par des calcaires mudstones de bassin avec des épaisseurs de 10 à 50 m d'âge Cénomanién Supérieur (Eguiluz de Antuñano, 2001).

La formation Kiamichi correspond à une intercalation de schistes et de calcaires leur âge diffère d'une publication à l'autre.

A la fin du Cénomanién, et durant le Turonien s'est déposée 300 m de black-shale avec des grès calcaires appartenant à la formation Eagle Ford. Ces faciès changent latéralement à des faciès de plateforme de la formation Indidura et San Felipe respectivement (Eguiluz de Antuñano, 2001).

La formation d'Austin, s'est déposée entre le Coniacien et le Santonien moyen, où le niveau de la mer descend de telle manière que les carbonates se mettent en place avec des épaisseurs de 200 à 300 m (Padilla et Sanchez, 1986b ; Eguiluz de Antuñano, 2001).

La formation d'Indidura (Kelly, 1936), s'est déposée entre le Cénomanién supérieur et le Santonien et est corrélable à la formation Eagle Ford et Austin dans la partie Nord du bassin de Sabinas (Goldhammer, 1999).

Lors du Santonien moyen, les dépôts sont de milieu alluvial continental et de complexes deltaïques entre le Campanien et le Maestrichien.

La formation Upson, s'est déposée entre le Santonien supérieur et le Campanien moyen (Padilla et Sanchez, 1986b), elle est composée de schistes atteignant des épaisseurs de 100 à 150 m formés dans un milieu de pro delta.

Les groupes Navarro et Taylor sont composés des formations de San Miguel (Dumble, 1892 dans Sellards et al., 1932), Olmos (Stephenson, 1927 in Sellard *et al.*, 1932) et Escondido (Dumble, 1892; in Sellards, 1932). Ce groupe est restreint dans la partie Nord du bassin de Sabinas.

II.5.3. Echantillons et données étudiés :

Quelques échantillons de charbons du bassin de Sabinas ont été traités par analyse macérale et analyse d'images avec le logiciel ImageJ. Il s'agit du charbon Maestrichien et du Crétacé supérieur producteur de gaz. Ces couches possèdent une haute teneur en Vitrinite révélant une bonne diffusivité en présence d'un réseau de fracturation très développé formant une haute

perméabilité. Les échantillons étudiés dans cette partie sont : **NAR0, ESB01, OAS01** ; des images de ces échantillons à partir du microscope en réflexion et en fluorescence ont été également fournies pour faire l'analyse macérale.

Les données de la modélisation géochimique pour ce bassin sont récupérées à partir de la bibliographie spécialement la thèse de Luis Camacho- Ortegón (2009).

a) Le puits Cacanapo-101 :

Le début de forage de ce puits a commencé le 18 Avril 1985 et a été achevé le 20 avril 1986, il atteint une profondeur totale de 4301m. Ce puits a produit que de l'eau et a été considéré comme improductif. Cependant quatre phase de manifestation de gaz on été observées à partir de la formation La Casita, dans l'intervalle entre 3450 et 3798m. Actuellement, ce puits est bouché et abandonné (L. Camacho-Ortegan, 2009).

Les données du puits de Cacanapo 101, montre une évolution récente des flux de chaleur par rapport au volcanisme qui s'est produit dans la région (Menetrier, 2005) ; cette augmentation de flux de chaleur est confirmée par la suite par Camacho (2009) grâce au craquage secondaire (la transformation de l'huile en gaz) qⁱ résulte de l'activité magmatique dans la région.

b) Le puits Merced-1 :

Le forage du puits Merced1 a commencé le 18 septembre 1984 et s'est achevé le 27 décembre 1985, avec une profondeur totale de la colonne de 3370m. il est considéré comme puits producteur de gaz sec dans la formation La Casita, avec 4.2 MMPCD à une profondeur allant de 3765 à 3767m et avec une pression de surface 203 kg/cm² et une pression de fermeture de 620 kg/cm².

Au cours de son forage, il y avait des pertes de boue continues et des manifestations de gaz en particulier à partir de 2493m dans la formation El Virgen jusqu'à 3765m au niveau de la formation La Casita.

L'analyse des essais de production de gaz montre que c'est un puits producteur de gaz sec :

- Méthane: 99.33 %
- Ethane: 0.22%
- Propane: 0.01%

- N₂: 0.20%
- CO₂: 0.24 %
- Grav. spécifique: 0,559 aire: 1,0
- calorifique: 1010 BTU/pi³
- Q_w: 7.7m³/jour.

La mesure finale de production déclarée en mai 2002 avec 0.99 MMPCD de gaz et par la suite le puits a été converti en puits injecteur d'eau pour améliorer la production.

III. METHODES D'ANALYSES ET DE TRAITEMENTS

III. METHODES D'ANALYSES ET DE TRAITEMENTS :

Les méthodes décrites dans ce chapitre sont celles ayant permis la description pétrographique des systèmes pétroliers et ayant fournis les données nécessaires pour réaliser la modélisation thermique afin de mieux comprendre le fonctionnement de ces systèmes dans plusieurs bassins.

III.1. Prétraitements :

III.1.1. Préparation des lames épaisses :

Une lame épaisse de roche est une préparation dont l'épaisseur est supérieure à celle d'une lame mince pétrographique car elle mesure 150 à 200 μ m d'épaisseur au lieu des 30 μ m conventionnels.

Cette lame doit être polie sur chaque face de telle façon à pouvoir être étudiée par transparence et décollée de tous supports. Cette préparation est spécifique pour l'étude des inclusions de fluides prisonnières dans la roche (plus de détails dans l'annexe 3).

III.2. Microscopie Optique en Réflexion :

Des lames épaisses provenant du bassin de Cardenas et du bassin de Lorraine ont été étudiées grâce à la microscopie optique en réflexion. Dans ce cas l'échantillon est illuminé du même côté et réfléchis et réachemine cette lumière vers l'objectif par un système de miroirs.

La microscopie en réflexion permet donc de visualiser la surface d'objets opaques ou épais.

III.3. Microscopie Optique en Fluorescence :

III.3.1. Rappels sur la fluorescence :

Sous l'influence d'une source lumineuse, les fluorochromes, qui sont des molécules composés d'un noyau aromatique, peuvent augmenter d'énergie de façon transitoire. Cette augmentation est due à la délocalisation de doublets d'électrons suivants les règles de mésomérie. Lors du retour au niveau énergétique basal, il y a une perte d'énergie sous forme de chaleur. Ainsi les photons d'émission auront une longueur d'onde plus élevée que les photons d'excitation.

Donc, la fluorescence est la propriété d'une molécule à absorber un photon, puis à la réémettre à une longueur d'onde plus élevée.

Lorsqu'une molécule fluorescente absorbe un photon dont l'énergie $h\nu$ est égale à la différence d'énergie entre le niveau électronique fondamental et un niveau électronique de plus haute énergie, elle subit une transition électronique vers cet état électronique excité. Elle peut ensuite se désexciter spontanément en émettant un autre photon d'énergie un peu plus faible, et donc de longueur d'onde plus grande, à cause des pertes internes.

C'est le décalage de Stokes qui explique qu'une molécule qui fluoresce dans le vert doit être excitée par de la lumière bleue, plus énergétique, notamment d'origine vibrationnelle (Figure 33). Ce phénomène est appelé fluorescence et la molécule responsable de ce phénomène est appelée fluorochrome.

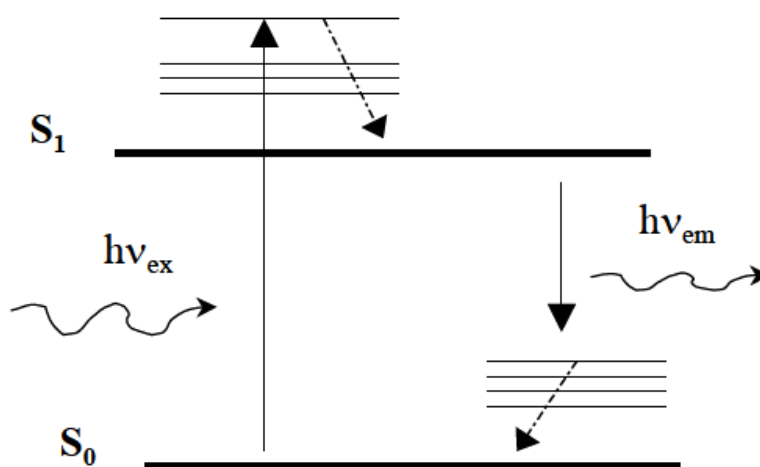


Figure 33- Schéma représentatif du phénomène de fluorescence.

Observée au microscope, la fluorescence permet de localiser des molécules avec une grande précision, elle peut avoir plusieurs origines :

- L'auto fluorescence (fluorescence naturelle de molécules naturelles).
- La fluorescence induite (fluorescence induite par réaction chimique qui convertit une substance non fluorescente déjà présente dans le milieu en une substance fluorescente).

- La fluorochromie directe (fluorescence obtenue en colorant certains constituants d'un milieu à l'aide de substances fluorescentes),
- La fluorochromie indirecte (fluorescence obtenue par des techniques d'immunofluorescence).

Dans notre étude, c'est une partie de la matière organique qui est fluorescente à une lumière d'excitation de 360 nm. Il s'agit de la liptinite dans les roches mères et les huiles.

III.3.2. Microscopie Confocale à balayage laser :

a. Principe du microscope Confocal à balayage laser :

Le principe de ce microscope est de pratiquer des coupes optiques virtuelles dans l'objet observé et de d'enregistrer l'image de fluorescence émise dans le plan (Pawely 1990, Matsumoto 1993, Stevens et al. 1994). Le rayon laser incident pénètre dans l'échantillon fluorescent ou marqué avec des fluorochromes.

Les images en microscopie à fluorescence classique ont une faible résolution de l'image due à l'excitation des fluorochromes se situant hors du plan focal. En effet les fluorochromes sont excités par le laser sur toute l'épaisseur de la préparation, ce qui se traduit par une image contaminée par un bruit de fond. L'objectif de la microscopie confocale à balayage laser (CLSM pour Confocal laser scanning microscopy) est d'éliminer la lumière provenant des plans défocalisés qui parasitent le plan focal.

L'excitation des fluorochromes se fait par un laser (Light Amplification by Stimulated Emission of Radiation). Le laser est une source lumineuse monochromatique dont le faisceau ne fait que quelques dixièmes de millimètres de diamètre.

Plusieurs lasers sont disponibles. Les plus couramment utilisés sont les lasers argon/krypton (488nm et 568 nm) et hélium néon (633 nm). La préparation va être balayée par le laser point par point suivant l'axe des X et l'axe des Y grâce à des miroirs. La fluorescence est réémise dans les trois dimensions et dans les différents plans.

Un *pinhole* (trou d'épingle) est présent à l'entrée du photodétecteur pour ne récupérer que les photons provenant du point illuminé. Les photons de fluorescence vont être captés par le photodétecteur pour être amplifiés et transformés en signal électrique dont l'intensité est proportionnelle au nombre de photons reçus. Ce signal électrique va ensuite être numérisé en un niveau de gris (valeur du signal compris entre 0 et 255).

Grâce à un diaphragme variable ou "trou Confocal" qui élimine le signal fluorescent provenant d'autres plans, il est possible de sélectionner la fluorescence émise par un seul plan de la préparation et donc de réaliser des sections optiques à différents niveaux Z dans le plan XY comme le montre le schéma. Ceci permet donc d'avoir une information en 3D sur l'échantillon après empilage.

La superposition des sections permet la reconstitution volumique en trois dimensions. La collection de photons par le photomultiplicateur est conditionnée par un ou des filtres d'émission. Le signal reçu est enfin converti en signal numérique, contribuant à la création d'une image. Seuls les points objets situés dans le plan de mise au point (ou dans son environnement proche) participent à la réalisation de l'image finale (Figure 34).

Le suivi du trajet lumineux correspondant au point sur lequel la lumière est focalisée (trait plein) indique que l'image de ce point est située très exactement au centre du diaphragme de détection et par conséquent est captée par le détecteur.

Par contre, le suivi des trajets lumineux correspondant à des points de l'échantillon situé au-dessous (ou au-dessus) du plan de mise au point (trait pointillé) montre que les images de ces points convergent; soit en avant, soit en arrière du "trou Confocal". Par conséquent les images de ces points ne sont pas captées par le détecteur.

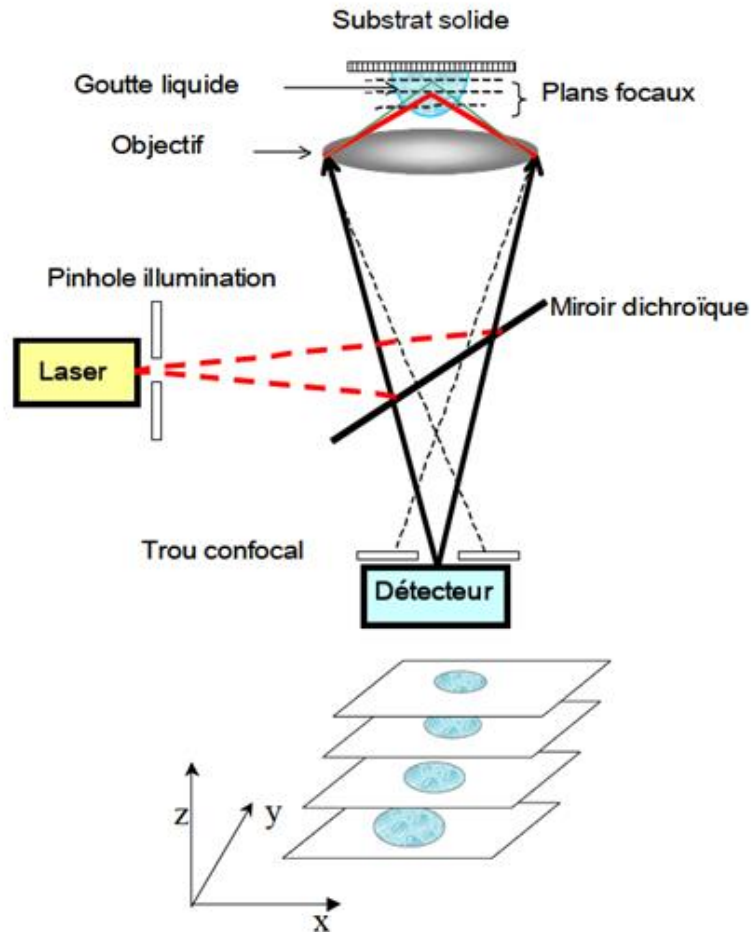


Figure 34- Schéma représentatif du fonctionnement du Microscope Confocal Laser.

Chaque plan d'image est généré par balayage du laser suivant les axes X, Y. La vitesse de balayage est limitée par l'inertie du système mécanique en mouvement. La profondeur du plan focal (Z) est ensuite finement modifiée grâce à un moteur contrôlé par ordinateur pour permettre l'acquisition d'autres plans images. L'acquisition des plans images permet ensuite de reconstruire un volume.

b. Description de l'appareillage :

Le microscope confocal utilisé est de type Biorad Rainbow, se compose de :

- un microscope inversé Nikon,

- une unité de contrôle (Instrument Control Unit) qui contient trois lasers : un laser Argon, fournissant les longueurs d'onde d'excitation de 457, 473, 488 et 514 nm, un laser Hélium-Néon, fournissant la longueur d'onde d'excitation de 543 nm et une diode rouge qui fournit une longueur d'onde d'excitation de 637 nm,
- un bloc d'alimentation d'une diode bleue fournissant une longueur d'onde d'excitation de 405 nm,
- un système de balayage à miroir mobile,
- un système de détection par photomultiplicateurs,
- une unité informatique (PC) de pilotage pour l'acquisition et le traitement.

c. Choix des objectifs :

Le choix des objectifs est indispensable car leurs caractéristiques (grossissement, corrections chromatiques et de sphéricité, ouverture numérique) ont une influence directe sur la qualité de l'image.

- Présence ou absence d'aberration sphérique :

Suite à la présence de ces aberrations, les images d'objets situés dans un même plan, mais à distance variable de l'axe optique ne focalisent pas dans le même plan image.

- Présence d'aberrations chromatiques :

Des lumières de différentes longueurs d'onde focalisent dans des plans différents lorsqu'une telle aberration existe.

- Ouverture numérique :

C'est la caractéristique la plus importante de l'objectif car elle influe à la fois sur la résolution et sur la brillance de l'image. L'ouverture numérique (ON) est égale à :

$$ON = n \sin \alpha \quad \text{Équation 1}$$

Où n est l'indice de réfraction du milieu ;

α le demi-angle de l'ouverture de l'objectif.

- Résolution :

La résolution correspond au pouvoir séparateur, c'est-à-dire à la capacité d'un système optique à distinguer deux points distincts. Elle est égale à :

$$R = 1.22 \lambda / 2 ON$$

Équation 2

Où R est la distance entre deux points discernables,

λ est la longueur d'onde.

Donc R est faible si λ est faible et ON est grand. Or, plus R est petit, meilleure est la résolution.

- Brillance :

En mode fluorescence, la brillance correspond à la densité de photons émis par unité de surface de l'objet. Plus la brillance est grande, meilleure est la qualité de l'image. Elle dépend également directement de l'ouverture numérique, puisqu'elle est proportionnelle à $(ON)^4$.

d. L'immersion :

La réfraction des milieux incidents produit un autre type d'aberration. Il est en effet peu courant que les spécimens aient un indice égal à l'unité. Ceci signifie qu'un rayon lumineux traversant ce milieu se verra dévié selon un principe appelé réfraction, défini par la loi de Snell-Descartes par :

$$n_1 \sin \theta_1 = n_2 \sin \theta_2$$

Équation 3

Où n_1 et n_2 représentent les indices de réfraction des milieux et θ_1 , θ_2 les angles incidents à la normale avant et après réfraction.

L'utilisation d'un objectif avec un liquide d'immersion permet de limiter la déviation des rayons lumineux et donc d'augmenter la résolution. Les milieux traversés (lamelle, milieu de montage, spécimen) doivent avoir des indices de réfraction proches.

Différents travaux comme ceux de Carlsson 1991, Visser 1992 et 1994 ont porté sur l'influence de ces indices ainsi que sur les erreurs qu'ils provoquent lors d'acquisitions d'images et démontrent l'importance de ce phénomène. Pironon et al. (1998) ont montré lors d'une reconstruction en 3D d'une inclusion fluide contenue dans un minéral d'indice n_m via une huile d'immersion d'indice n_0 qu'il était nécessaire d'appliquer une correction à la valeur du pas en Z.

Dans toutes nos expériences aucun liquide d'immersion n'est utilisé.

La méthode utilisée dans cette étude est celle de la goutte sessile. Dans un premier temps, la goutte d'huile est déposée à l'aide d'une seringue sur une lame mince contenant de l'eau de formation provenant du même réservoir pétrolier étudié (le bassin de Cardenas dans ce cas), ensuite le tout est recouvert d'une lame fine pour éviter l'évaporation.

Dans un deuxième temps, une goutte d'huile est déposée sur la lame épaisse provenant du même réservoir pour faire étudier l'interaction entre la roche et le liquide provenant du réservoir pétrolier du bassin de Cardenas.

Des gouttes de plusieurs tailles sont étudiées pour définir les paramètres de mouillabilité, l'angle de contact et la tension de surface et ceci dans le but de calculer la pression capillaire.

Le profil de la goutte est réalisé avec le microscope confocal à balayage laser ensuite les images obtenues sont analysées en utilisant le logiciel Visilog.6.

III.4. Microscopie électronique à balayage :

Le principe est basé sur l'observation de la surface de l'échantillon suite au bombardement électronique. Le SEM-EDS est un instrument très polyvalent qui est utile pour l'observation et l'acquisition d'images de matières organiques en utilisant la technique de «rétrodiffusion». Il nous permet de mettre en évidence des variations dans la croissance des cristaux (zonage, corrosion, etc.). En raison de la différence de composition des roches, il est également possible d'effectuer une analyse qualitative de la variation de la composition en analysant l'intensité des électrons rétro diffusés (EDS).

III.5. Microscope électronique environnemental :

L'ESEM est un microscope qui permet d'effectuer des procédures dynamiques d'hydratation et de déshydratation. Il permet de suivre ces processus *in situ*, grâce à l'installation d'un système de pompage différentiel dans la colonne électronique, qui permet d'avoir un faible vide dans la chambre de l'échantillon. En conséquence il est possible d'hydrater ou déshydrater un échantillon et mieux encore, il n'est pas nécessaire de traiter l'échantillon pour l'observer.

Le microscope (ESEM) qui est utilisé dans ce travail est équipé d'une platine de chauffage et de refroidissement (Platine Peltier).

III.6. La méthode de la goutte sessile (calcul de l'angle de contact et de la tension de surface) :

III.6.1. Les méthodes de mesure de l'angle de contact :

Les principales méthodes de mesure de l'angle de contact sont les suivantes :

III.6.1.1. Méthode du plan vertical :

Cette méthode consiste à immerger une plaque verticale dans un liquide, la mouillabilité de ce dernier lui permet de monter à une hauteur h (Figure 35). Cette méthode est appelée également méthode de Neumann. Elle est généralement utilisée pour étudier la variation de l'angle de contact en fonction de la température. La relation utilisée est la suivante :

$$\sin \theta = 1 - \rho g h^2 / 2\gamma \quad \text{Équation 4}$$

Avec: h la hauteur du liquide qui peut être mesurée au moyen d'un microscope,
 ρ La masse volumique du liquide,
 g l'accélération de la gravité,
 γ La tension superficielle du liquide.

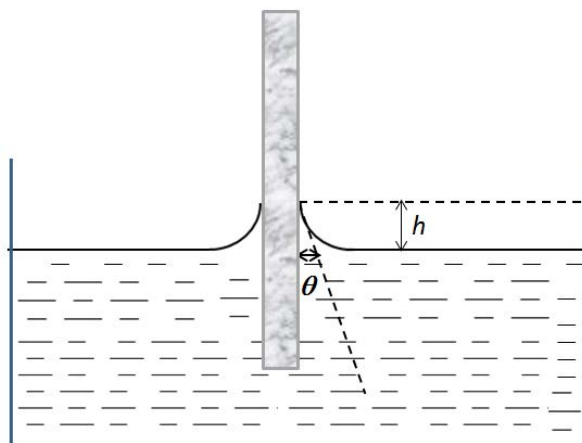


Figure 35-Schéma représentatif de la méthode du plan vertical.

Une autre méthode où on immerge un solide incliné dans un liquide de telle sorte que la surface du liquide au voisinage du point de raccordement ne présente aucune distorsion. L'angle de contact θ air-liquide-solide est alors égal à l'angle du plan incliné avec l'horizontal.

III.6.1.2. La méthode tensiométrique :

Le solide immergé dans le liquide et sous forme d'une lame ou d'une fibre. Le poids P du liquide soulevé est donné par la relation :

$$P = \gamma l \cos \theta \quad \text{Équation 5}$$

Avec : γ la tension superficielle du liquide,
 l le périmètre mouillé,
 θ L'angle de contact.

La mesure de P s'effectue à l'aide d'un tensiomètre (pour les solides ayant la forme d'une lame) ou d'une microbalance (pour les solides ayant la forme d'une fibre).

III.6.1.3. Etude du profil d'une goutte :

Une goutte de liquide d'un faible volume est déposée sur une surface solide, la hauteur h et le rayon r sont mesurés par la suite pour calculer l'angle de contact.

L'équation utilisée pour calculer l'angle de contact est la suivante :

$$\text{tg } \theta/2 = h/r \quad \text{Équation 6}$$

Avec h la hauteur de la goutte
 r le diamètre de la goutte
 θ L'angle de contact.

III.6.1.4. Méthode de la montée capillaire :

La méthode de la goutte sessile manque de précision pour mesurer l'angle de contact sur une surface rugueuse formée de particules dures d'un diamètre de $1\mu\text{m}$ (Chaudhury, 1984).

Avec cette méthode, l'angle de contact est calculé grâce aux vitesses de montée capillaire d'un liquide dans une colonne remplie de ces particules, en mesurant l'angle que fait ce liquide avec la surface des particules.

Dans ce cas l'équation de Washburn (Adamson 1982, Ku et al. 1985) est utilisée :

$$h^2 = t R \gamma_L \cos\theta / 2\mu \quad \text{Équation 7}$$

Avec : h la hauteur que la colonne de liquide atteint par capillarité en un temps t ,
 R le rayon moyen des pores du lit poreux,
 θ L'angle de contact,
 γ La tension superficielle du liquide,
 μ La viscosité du liquide L.

On mesure d'abord les valeurs de h à des intervalles de temps constants t , pour un nombre de liquides à faible énergie (comme l'hexane et l'octane), pouvant s'étaler sur la surface des particules. La valeur de R peut être obtenue pour une colonne remplie de particules données, parce que dans ce cas $\cos\theta = 1$. Lorsque R a été déterminé, on peut obtenir θ . Pour utiliser la capillarité afin de déterminer $\cos\theta$, il est essentiel d'utiliser des colonnes de particules mono-dispersées extrêmement bien tassées (Ku et al. 1985). Si, au premier contact avec le liquide ascendant, un tassement a lieu localement, il se créera un espace entre les particules, ce qui causera une montée du liquide dans la colonne devenue fortement asymétrique et rendra très difficile la mesure avec précision de la distance parcourue dans la colonne de liquide.

Dans le cas où l'on ne peut obtenir que des suspensions poly-dispersées de particules de formes irrégulières, une autre méthode, extrêmement utile, consiste à déposer ces particules sur une plaque plane de verre et à mesurer la montée capillaire de différents liquides, comme décrit ci-dessus.

III.6.1.5. Méthode de Bartell et de Whitney, 1934 :

Cette méthode consiste à exprimer la pression capillaire (ΔP) de la façon suivante :

$$\Delta P = 2\gamma_L \cos\theta / R \quad \text{Équation 8}$$

Avec : h la hauteur que la colonne de liquide atteint par capillarité en un temps t ,

- R le rayon moyen des pores du lit poreux,
 θ L'angle de contact,
 γ_L la tension superficielle du liquide.

Quelques auteurs (Bartell et Whitney 1934, White 1982, Dunstan et White 1986, Diggins et al. 1990) ont décrit les appareils permettant de déterminer la pression capillaire. White (1982) a décrit comment éviter d'avoir à déterminer R au moyen d'un liquide qui mouille les particules (lorsque $\cos\theta = 1$) en prouvant que dans l'équation (8), R peut être exprimé comme le rayon effectif (R_{ef}) qui est fonction de la fraction du volume (ϕ) occupée par les particules, de l'unité de surface spécifique (A) par unité de poids des particules et de la densité spécifique de la manière de la particule (ρ) :

$$R_{ef} = 2(1-\phi) / A \phi \rho \quad \text{Équation 9}$$

En pratique, R_{ef} peut ne pas être tout à fait égal à R , spécialement dans le cas de particules poreuses (Van Oss et al. 1992). La méthode de pression capillaire ne peut pas être utilisée dans la configuration de plaque mince, décrite ci-dessus ; c'est pourquoi il faut revenir aux tubes verticaux contenant de la poudre tassée, avec tous les inconvénients que comporte cette méthode. Par conséquent, la méthode de détermination de la vitesse de montée capillaire en couche mince (en utilisant un liquide d'étalement pour déterminer R) est d'habitude la plus précise.

III.6.1.6. Méthode de Wilhelmy :

Cette méthode nécessite un tensiomètre, constitué d'une balance qui permet d'enregistrer la force, et d'une mesure de la profondeur d'immersion. Cet appareil est basé sur la relation de Wilhelmy qui permet de relier l'angle de contact avec la force enregistrée par le tensiomètre (F) et avec la profondeur d'immersion (h) de l'échantillon :

$$\cos \theta = F + A \rho g h / P \gamma \quad \text{Équation 10}$$

- Avec :
- A est la section immergée de l'échantillon
 - P est le périmètre immergé,
 - ρ est la masse volumique du liquide.

La technique est basée sur un cycle d'immersion d'un échantillon qui est suspendu à la balance de précision. Le liquide est déplacé verticalement vers le solide. Au contact liquide-solide, un cycle de trempage se déclenche. Le mouillage à l'avancée et au recul se fait à la même vitesse.

Le système enregistre l'évolution de la masse apparente du solide en fonction de la profondeur d'immersion.

III.6.1.7. Méthode de la goutte sessile :

Cette méthode conventionnelle est celle utilisée dans cette étude, elle consiste à déposer une goutte d'huile (ou autre liquide) sur une surface solide, plane et lisse (la roche réservoir et une lame mince) ensuite de mesurer l'angle de contact air-liquide-solide à l'équilibre dynamique.

Le profil de la goutte est observé au moyen du goniomètre. L'angle calculé et l'angle d'avancée θ_a (Pétrissans 1996) car le front du liquide se déplace essentiellement par avancée quand on dépose la goutte à l'aide d'une microseringue.

Le goniomètre est composé d'une source lumineuse qui éclaire la goutte, d'un porte échantillon réglable verticalement et horizontalement pour pouvoir approcher ou éloigner la goutte de l'œil de l'observateur, d'une lunette de visée qui sert à agrandir l'image. L'échantillon de solide est placé devant la lunette de visée. Un éclairage à contrejour permet de visualiser le profil de la goutte sur la surface solide. La détermination de l'angle de contact se fait par superposition d'une tangente au point triple. L'image suivante montre la goutte d'huile sur une lame en verre en lumière Normale et en fluorescence (Figure 36).

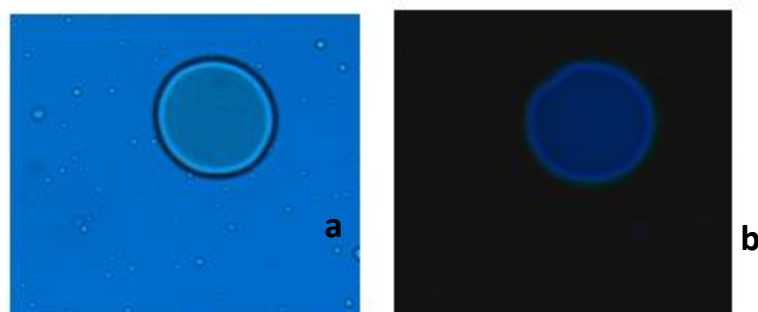


Figure 36- Deux gouttes d'huile au microscope optique (a) et au microscope fluorescent (b).

Ottewill (1957) a utilisé une autre méthode, appelée la méthode de la goutte captive, qui a le même principe que la goutte sessile, l'angle de contact est mesuré à partir d'une photographie de profil de la goutte ou directement au moyen d'un télé-microscope de goniomètre (Adamson et al. 1970). Cette méthode a pour avantage de grossir ou de rétrécir la goutte de liquide pour obtenir des exemples de recul ou d'avancée.

Le profil de la goutte est observé à l'aide du microscope confocal. Les systèmes laser sont de plus en plus utilisés en mesure de précision notamment pour étudier les angles de contact. Zhang et Yang (1982) ont utilisé un système laser pour étudier la structure et la stabilité de l'interface air-liquide-solide d'une goutte de liquide volatile en fonction du temps. A partir des images ces auteurs ont également pu déterminer le volume du liquide vaporisé en fonction du temps.

Chao et Zhang (2001) et Zhang et Chao (2000) ont étudié simultanément l'effet de la convection thermocapillaire sur les angles de contact ainsi que le flux d'une goutte volatile sur une surface solide plane. Les mesures des angles de contact dynamiques en fonction du temps montrent que ceux-ci diminuent en fonction du temps.

Zhang et Chao, 2002 ont utilisés un système laser pour mesurer les angles de contact dynamique et le mouvement à l'intérieur d'une goutte, celle-ci est déposée sur une surface d'un métal non transparent. Un rayon laser incident pénètre la goutte de liquide et sera donc réfléchi sur la surface du solide et ensuite réfracté vers l'extérieur de la goutte. L'ensemble des rayons réfractés forme une image laser réfractée. L'angle de contact est donc déterminé à partir du diamètre de l'image réfractée, du diamètre mesuré directement et des relations entre les angles incidents, réfléchis et réfractés. Cette méthode permet donc de suivre l'évolution de l'angle de contact dynamique en fonction du temps.

III.7. Injection de mercure :

III.7.1. Description de la méthode :

Le porosimètre à mercure est le moyen le plus utile dans l'exploration des milieux poreux. La méthode consiste à faire pénétrer le mercure dans les pores d'un échantillon sous une pression croissante. Cette technique permet de donner accès au volume poreux, à la taille des vides et à l'hétérogénéité du volume poreux, et ceci après avoir mesurer le volume de mercure injecté dans un échantillon pour un incrément de pression.

Le mercure étant un liquide non mouillant (l'angle de contact entre le mercure et la roche est supérieur à 90°), il ne peut entrer dans un espace poreux que si on lui applique une certaine pression. Cette dernière est contrainte par la taille des vides à saturer (donnée par la relation de Laplace et Young) :

$$P_c = \frac{2\gamma \cos \theta}{R_c} \quad \text{Équation 11}$$

Avec: P_c : la pression capillaire

θ : L'angle entre le liquide et la vapeur (130°)

γ : La tension superficielle du mercure (485 dynes/cm)

R_c : le rayon capillaire

Plus la pression augmente, plus le mercure n'occupe les régions confinées de la porosité, remplissant de plus en plus les pores fins. Les appareils les plus puissants peuvent faire varier la pression de 3 kPa à 400 MPa, donnant accès aux pores dont la taille va de 400 μm à 3 nanomètres.

Les échantillons étudiés doivent être de petite taille, ils sont introduits un par un dans une cellule appelé pénétromètre. La forme de l'échantillon n'a pas beaucoup d'importance, il peut s'agir d'un fragment ou plusieurs fragments d'un matériau, ou de granulés, voire de poudre, dans la mesure où les particules composant la poudre sont-elles même poreuses.

Dans cette étude les échantillons de calcaires provenant du bassin de Cardenas sont traités suivant deux étapes, la première à basse pression et la deuxième à haute pression en utilisant le prosimètre Micrometrics ltd.

La cellule d'injection se compose d'une cellule en verre cylindrique composée d'une ampoule et d'un capillaire, une feuille métallique et un bouchon métallique (Figure 40).

III.7.2. Mode opératoire :

L'échantillon préalablement séché et pesé est placé dans la cellule d'injection. Un vide poussé est ensuite établi. C'est la raison pour laquelle l'échantillon doit être sec car la pression lors de la mise sous vide est en principe inférieure à la pression de vapeur saturante de l'eau. L'échantillon et la cellule sont pesés et dégazés. Le mercure est ensuite introduit dans la cellule à basse température (l'ensemble est pesé). La pression est augmentée pas à pas, elle

varie entre 0.003 et 300MPa, cette augmentation entraîne la pénétration du mercure dans l'échantillon, le niveau varie et la capacité varie.

La cellule remplie de mercure se comporte comme un condensateur dont un élément est formé par la feuille métallique, le second par le mercure. Le volume de mercure pénétré dans les pores est mesuré à chaque stabilisation, ce volume est mesuré au moyen de la position du ménisque dans la tige capillaire de la cellule.

Le volume de mercure injecté permet de calculer la porosité connaissant le volume de l'échantillon. Utilisant la loi de Laplace, la pression d'injection de mercure peut être transformée en rayon. Les logiciels associés aux porosimètres à mercure donnent généralement le volume de mercure par unité de masse du matériau (mL/g) et calculent par ailleurs la porosité.

III.7.3. La notion de seuil d'accès :

Le réseau poreux est irrégulier, la saturation d'un volume dépend de la section de la plus petite dimension du vide. Pour établir la relation entre pression d'injection et taille des pores pénétrés par le mercure il faut adopter une hypothèse concernant la forme des pores.

Dans le cas d'un cylindre avec un diamètre D, durant l'injection, le ménisque de mercure prendra une forme sphérique convexe dont la courbure, donnée par la loi de Laplace, est proportionnelle à la pression P. Ce ménisque se raccorde aux parois des pores suivant un angle de contact θ (Figure 37).

$$P = 2 \gamma \cos \theta / D \quad \text{Équation 12}$$

Dans le cas de deux plans, c'est la distance entre les deux plans (Lenormand et al. 1981)

$$P = 2 \gamma \cos \theta / (x+y) \quad \text{Équation 13}$$

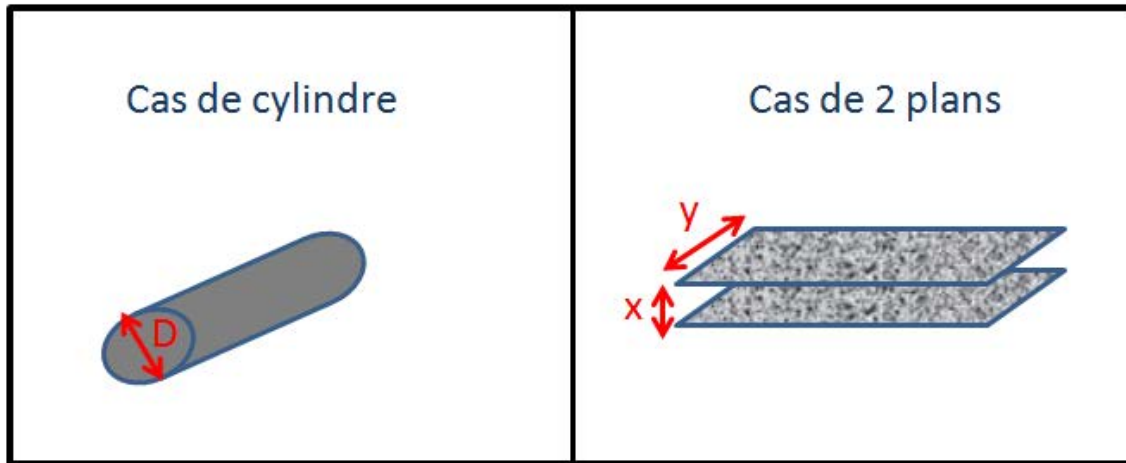


Figure 37- Schéma représentatif des calculs de l'angle de contact à partir d'un cylindre ou de deux plans.

Dans ces (deux) cas, la saturation du volume poreux intervient lorsque la pression sur le fluide atteint la pression capillaire.

Dans le cas de réseau poreux composé, on suppose un réseau de trois types de vides cylindriques organisés de l'extérieur vers l'intérieur de l'échantillon avec des diamètres $D1 > D2 > D3$ et des volumes $V1 > V2 > V3$ (Figure 38).

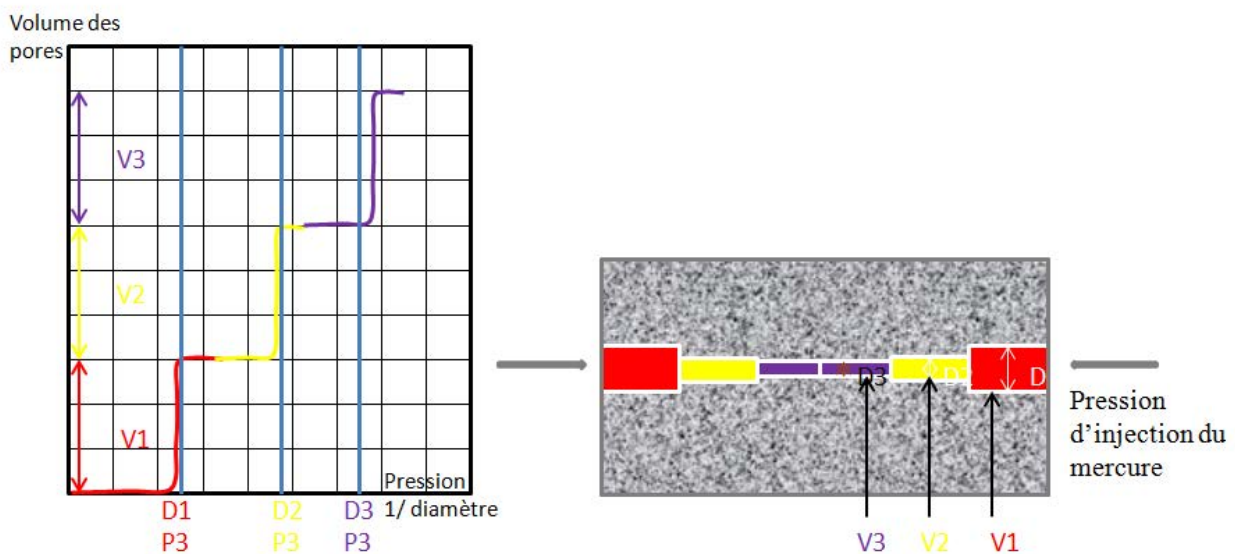


Figure 38- Schéma représentatif du remplissage du mercure dans des vides de diamètres différents.

Lorsqu'on augmente la pression, le réseau poreux est saturé progressivement, lorsqu'on diminue la pression de P3 à P2 le mercure quitte le volume V3, puis le volume V2 quand la pression chute de P2 à P1 puis P0. Le Diamètre D1 contrôle l'accès au volume V1 et le volume V1 correspond au seuil d'accès.

On appelle porosité piégée, la quantité plus ou moins importante de pores où reste le mercure piégé dans l'échantillon à cause de l'hétérogénéité des pores. Et par conséquent la porosité peut se répartir entre porosité piégée et porosité libre (Figure 39).

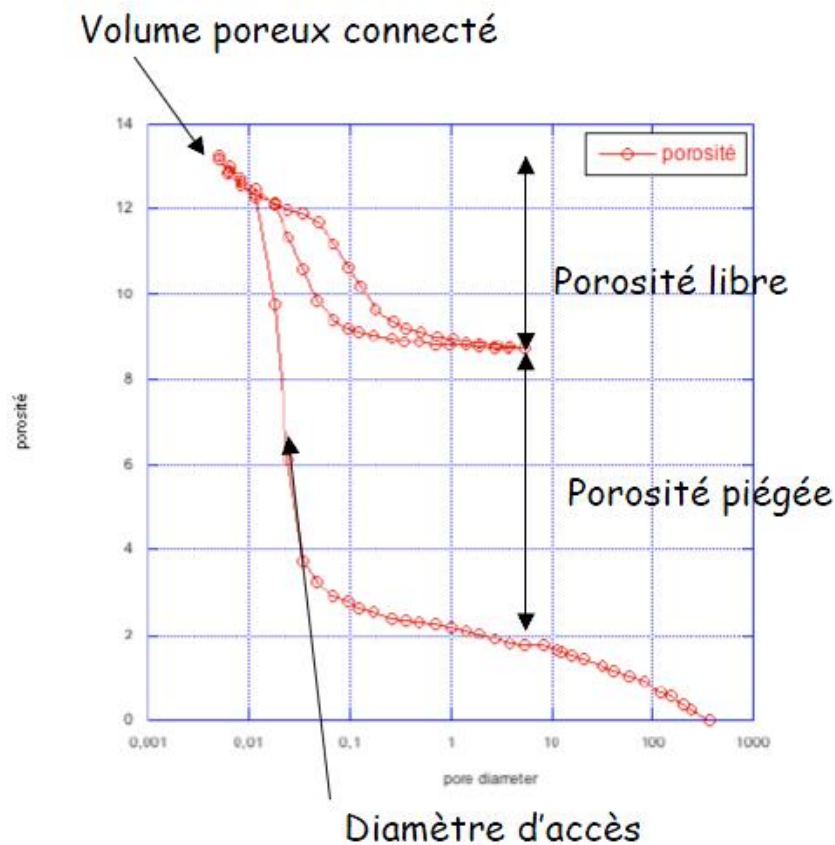


Figure 39- Schéma représentatif de la notion de diamètre d'accès du mercure dans la roche ainsi que le volume des pores et la porosité d'après Géraud Y.

Il existe également deux types d'injection de mercure (Figure 40) :

- 1- Injection « classique » : le mercure sera injecté dans l'échantillon par toutes les surfaces.

- 2- Injection orientée : le mercure sera injecté à travers les faces circulaires dans le cas d'un cylindre, ou deux surfaces parallèles. Les surface non-concernés seront recouvertes à la résine.

La différence entre les deux types de résultats est l'anisotropie du réseau poreux.

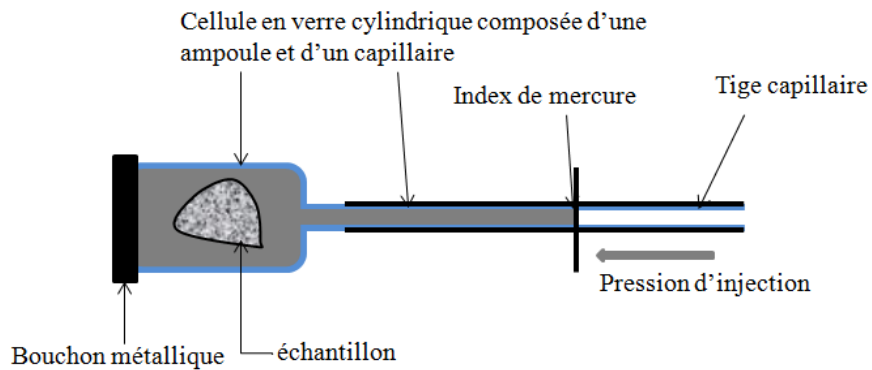


Figure 40- Schéma représentatif du fonctionnement de la méthode d'injection de mercure.

Les images obtenues, grâce au microscope électronique à balayage SEM, montrent deux types de porosité : la porosité inter-granulaire correspondant au diamètre d'accès le plus large et une porosité correspondant au diamètre d'accès le plus petit.

La notion de seuil d'accès est liée au volume de saturation qui dépend de la section de la plus petite dimension d'espace dans un réseau poreux irrégulier. Dans ce cas la saturation du volume des pores se produit quand la pression du fluide atteint la pression capillaire.

Cette méthode permet d'avoir accès, à partir des valeurs du volume des pores et leur diamètre, aux paramètres pétrophysiques telle que la porosité ϕ , la perméabilité K et la pression capillaire P_c ainsi que les propriétés de mouillabilité.

$$K = \phi D^2 \quad \text{Équation 14}$$

$$P = 2 \gamma \cos \theta / D \text{ (la loi de Laplace)} \quad \text{Équation 15}$$

Avec γ tension de surface

θ L'angle de contact

D le diamètre d'accès

P pression capillaire

ϕ Porosité

Pour le mercure : $\gamma = 485$ dynes/cm et $\theta = 130^\circ$.

La densité réelle (ou absolue) d_r qui dépend de densité apparente d_{app} (skeletal density = densité des solides) est calculée à partir de l'équation suivante :

$$d_r = (1 - \phi) * d_{app} \quad \text{Équation 16}$$

La porosité absolue est calculée à partir du volume d'intrusion V_{int} et la densité absolue d_r à partir de l'équation suivante :

$$\phi = V_{int} * d_r * 100 \quad \text{Équation 17}$$

Et pour calculer la pression capillaire de l'huile P_{coil} deux méthodes sont utilisées :

- 1- A partir de la courbe d'injection de mercure dans les pores $\phi = f(d_s)$, où d_s est le diamètre de saturation donné comme intervalle :

$$P_{coil} = 4\gamma \cos \theta / d_s$$

- 2- En utilisant la loi de Laplace :

$$P_{coil} = 4\gamma_{oil} \cos \theta_{oil} / d_s \quad \text{Équation 18}$$

$$P_{HG} = 4\gamma_{HG} \cos \theta_{HG} / d_s \quad \text{Équation 19}$$

On remplace d_s dans l'équation (19) :

$$P_{coil} = (4\gamma_{oil} \cos \theta_{oil} / 4\gamma_{HG} \cos \theta_{HG}) * P_{HG} \quad \text{Équation 20}$$

Les paramètres de mouillabilité sont connus grâce à la méthode de la goutte sessile et les images du microscope confocal à scanner laser (CSLM).

La valeur de P_{HG} est inférieure à zéro parce que $\theta_{HG} = 130^\circ$.

Calcul de la tension de surface:

Pour mesurer la tension de surface de la goutte d'huile entourée de l'eau de formation sur la lame épaisse, des images du CSLM sont nécessaires.

Connaissant les dimensions de la goutte (Figure 41) à partir des données du CSLM, on peut déduire une valeur approximative de la tension de surface et l'angle de contact $\theta = \pi - \alpha$ (Bruhat Méca) en utilisant la relation suivante :

$$h = \frac{\sqrt{2A}}{\sqrt{\rho g}} \quad \text{Équation 21}$$

$$h' = \frac{\sqrt{2A(1+\cos\alpha)}}{\sqrt{\rho g}} \quad \text{Équation 22}$$

Dans cette équation $A = \gamma_{\text{oil}}$ représente la tension de surface de l'huile du puits C-434, ρ est la densité de l'huile et dans ce cas d'étude $\rho = 441.01 \text{ kg/m}^3$ en supposant que c'est une gazoline.

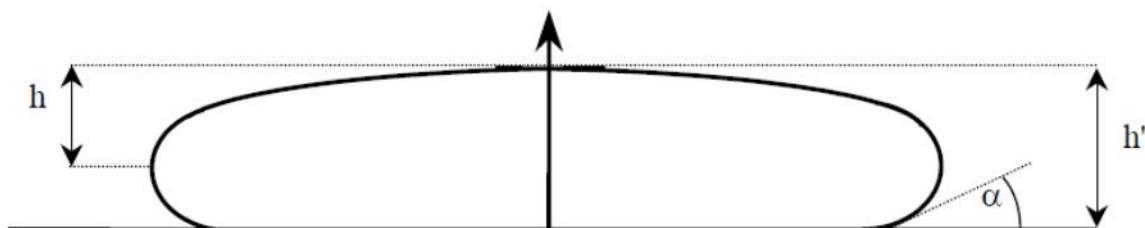


Figure 41- Dimensions d'une goutte d'huile sur un plan horizontal.

III.8. L'analyse optique en pétrographie organique :

III.8.1. L'analyse macérale :

Cette méthode a pour but de caractériser le charbon en vue de déterminer sa teneur en macéraux et plus particulièrement en vitrinite. Elle permet de déterminer leurs degrés d'évolution d'après leurs aspects et leurs réflectance et en lumière réfléchie. Cette dernière permet d'analyser tous les rangs du charbon suivant les critères suivants :

- Le pouvoir réflecteur de la vitrinite, l'anisotropie ;
- La morphologie, la taille et le relief ;

- La fluorescence

Au microscope optique en réflexion, chaque macéral représente un niveau de gris spécifique. De la lignite jusqu'à l'anhracite, la lumière réfléchie peut être observée et mesurée. Mais plus on avance dans le rang, plus cette différence entre les macéraux est effacée à cause de la convergence totale de leurs propriétés physiques et chimiques ainsi que l'augmentation de l'aromatisation et l'orientation de la structure moléculaire.

Cette méthode est utilisée dans la détermination des rangs de charbon car ce dernier augmente avec la profondeur et la maturité, et ceci afin de distinguer les roches jeunes des plus anciennes. Elle permet également de définir les milieux de dépôts de ces roches et leurs origines.

La température et la pression augmentent avec la profondeur et la tectonique. La température est un facteur important pour la houillification. Le gradient géothermique change avec l'évolution des flux de chaleur pendant la formation du bassin ; ces flux de chaleur sont influencés par la tectonique et la circulation des fluides. Ceci permet l'étude de la géothermie et des secteurs énergétiques.

En prospection pétrolière, la houillification et la genèse du pétrole dépendent des facteurs cinétiques de la transformation diagénétique du kérogène au cours du temps.

Le pouvoir réflecteur de la vitrinite est l'indice de la maturité car c'est le macéral le plus distingué et plus abondant dans la plupart des charbons.

Dans Tableau 4 suivant on observe la différence des niveaux de gris et du pouvoir réflecteur pour chaque macéral :

Groupe macéral	Niveau de gris	Pouvoir réflecteur
Vitrinite	Gris intermédiaire	Intermédiaire
Liptinite	Gris foncé	Faible
Inertinite	Gris clair	Elevé

Tableau 4- Caractérisation pétrographique des pouvoirs réflecteurs des principaux macéraux composant le charbon.

La texture des macéraux permet également de différencier entre les macéraux du même pouvoir réflecteur. Le relief de ces macéraux varie en fonction de leurs duretés. Le

relief de la vitrinite n'est pas trop prononcé comparé à celui des liptinites et des inertinites (Figure 42).

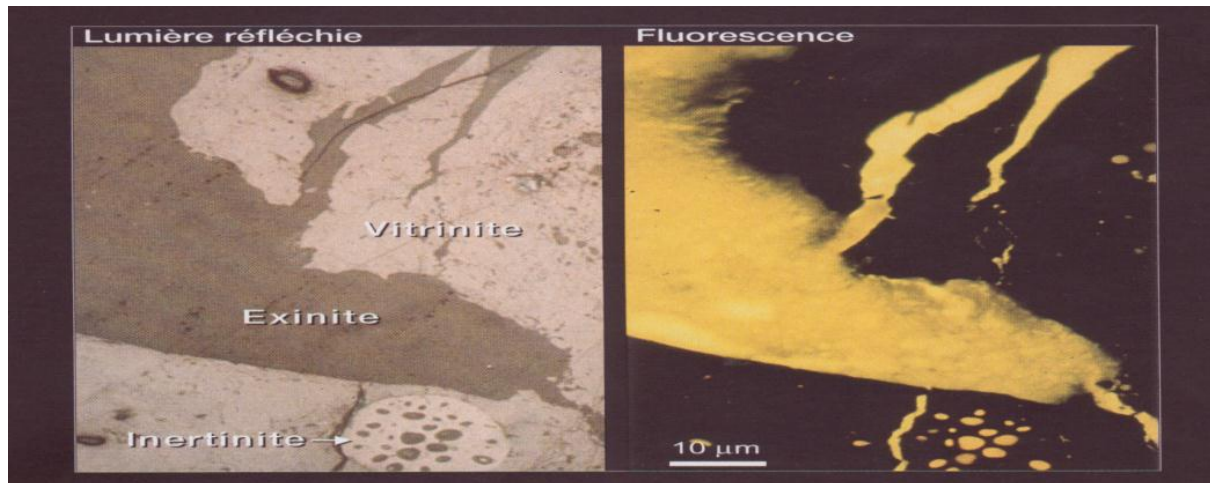


Figure 42- Les différents types de macéraux vus au microscope optique.

La fluorescence est également un paramètre important dans la différenciation des macéraux. Elle permet d'observer ceux qui ne sont pas distingués en lumières réfléchies.

Afin de mieux révéler les structures intrinsèques des macéraux, on applique une attaque chimique sur une surface polie d'un charbon. L'attaque avec des oxydants forts est la méthode la plus connue (un mélange de KMnO_4 , H_2SO_4 et H_2O avec une durée déterminée en fonction du rang du charbon).

	Charbon(Lignite) Marron clair	Charbon (Lignite) Marron foncé	Charbon bitumineux de bas rang	Charbon bitumineux de haut rang
Liptinite	Forte ; vert, jaune, orange et marron	Moyenne à forte, Jaune verdâtre, Jaune orangé Et marron	Faible à forte ; vert, jaune, orange et marron	Pas de fluorescence
Huminite/vitrinite	Forte à faible, jaune et marron ou pas de fluorescence	Très faible, Marron ; Ou pas de fluorescence	Très faible, marron ; ou pas de fluorescence	Pas de fluorescence
inertinite	Pas de fluorescence	Pas de fluorescence	Pas de fluorescence	Pas de fluorescence

Tableau 5- Couleurs de fluorescence et intensité pour les différents groupes de macéraux dans différents rangs de charbon en utilisant l'excitation à la lumière bleue (extrait du Handbook of coal petrography, 1975).

Les microlithotypes :

Les microlithotypes sont des associations de macéraux de taille minimum de 50 micromètres (Handbook, ICCP, 1963). Leur classification est basée sur le nombre et le volume des macéraux principaux les constituant ; on distingue trois groupes : les monomacéraux, les bimacéraux et les trimacéraux (Tableau 6).

Microlithotype Constituent macéral	Principal groups of composition	Maceral	group
Vitrinite	Vitrinite (V)	>95% V	Monomaceralic
Liptinite	Liptinite (L)	>95% L	Monomaceralic
Inertinite	Inertinite (I)	>95% I	Monomaceralic
Clarite	Vitrinite + Liptinite	>95% V+L	Bimaceralic
Durite	Inertinite + Liptinite	>95% I+L	Bimaceralic
Vitriniertinite	Vitrinite + Inertinite	>95% V+I	Bimaceralic
Duroclarite	Vitrinite + Liptinite+Inertinite	V,L,I each >5%, VI,L	Trimaceralic
Vitrinertoliptite	Vitrinite + Liptinite+Inertinite	V,L,I each >5%, LI,V	Trimaceralic
Clarodurite	Vitrinite + Liptinite+Inertinite	V,L,I each >5%, IV,L	Trimaceralic

Tableau 6- Classement des microlithotypes (ICCP Handbook, 1963 et STACH, 1982).

Les diagrammes suivants représentent cette classification sous une forme ternaire (Figure 43) ainsi que les différents milieux de dépôts en fonction de la composition des macéraux (Figure 44).

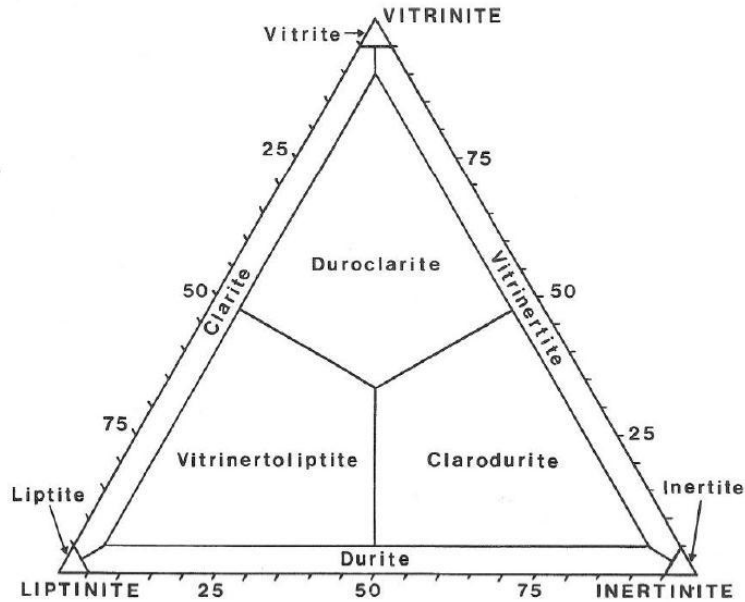


Figure 43- Diagramme ternaire de la classification des microlithotypes (Littke & Sachsenhofer, 1994).

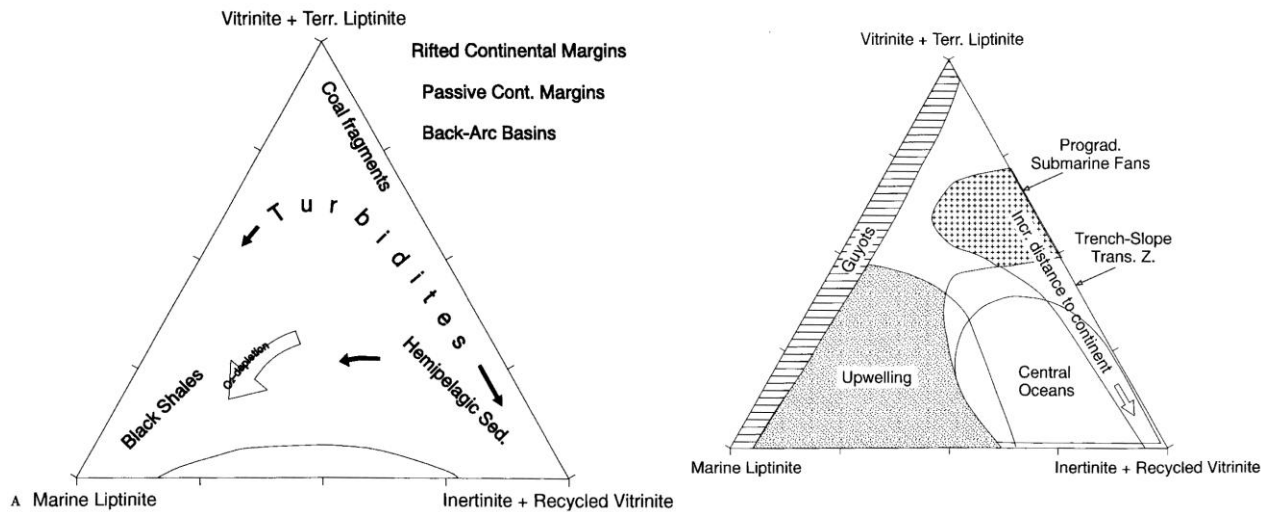


Figure 44- Pourcentage (des macéraux total) de Vitrinite, Inertinite et Liptinite caractéristique des différents environnements de bassin profond (Littke & Sachsenhofer, 1994).

Ces milieux de dépôts sont distingués grâce au pourcentage des macéraux (Vitrinite, Liptinite et Inertinite) comme on le voit dans le diagramme ternaire suivant (Figure 45).

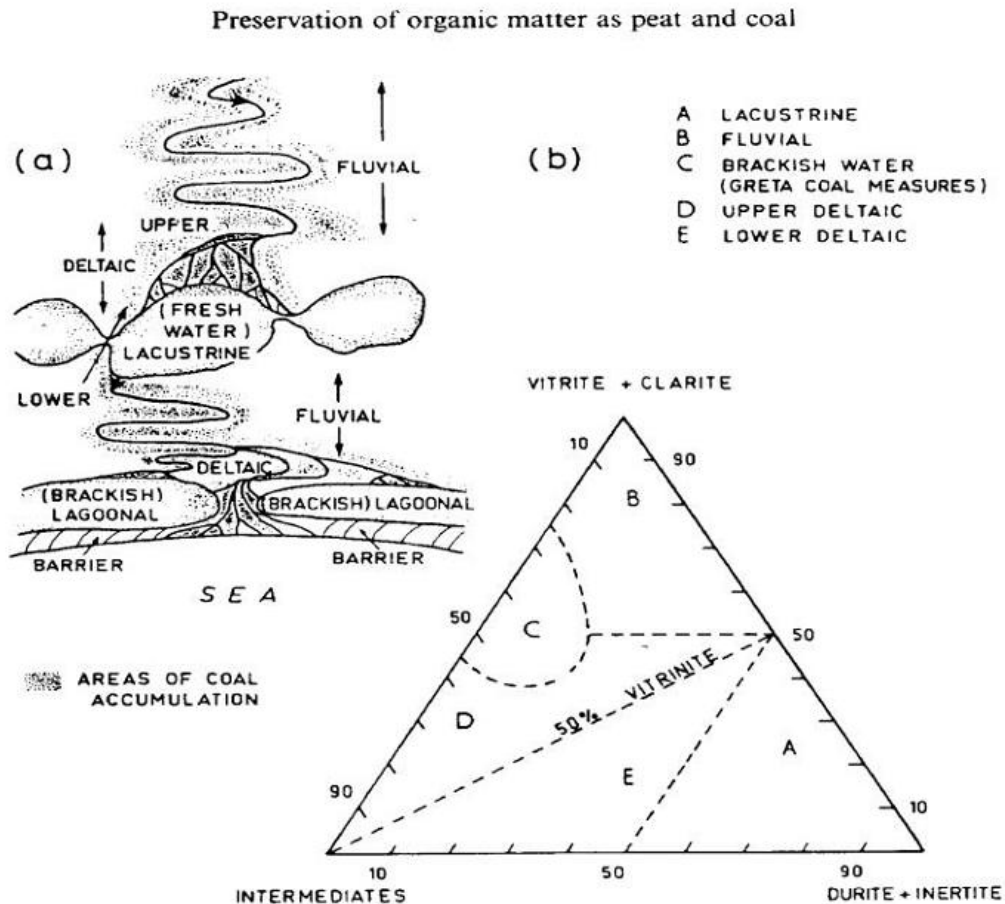


Figure 45- Milieux de dépôt des formations (a) et les microlithotypes liés aux milieux de dépôts (b) des charbons d'Australie (Smyth, 1984).

III.8.1.1. Préparation de section polie et de lame mince:

Afin de mieux décrire pétrographiquement un échantillon de charbon, il est important d'observer plusieurs morceaux de ce même échantillon. La difficulté de faire des sections polies de ces charbons réside dans leur aspect friable. Pour résoudre ce problème, ces morceaux sont broyés puis enrobés dans la résine stratyl et enfin la masse est polie.

a. Préparation de la lame mince :

Une lame mince de roche est une préparation spécifique effectuée par un lithopréparateur. Ces préparations consistent à amincir un échantillon de roche, préalablement collé sur une plaque de verre, à une épaisseur de 30 micromètres (davantage pour les lames destinées à la micropaléontologie). La réalisation de ces lames minces est élaborée par le

litho-préparateur qui suit un protocole précis qui ressemble à celui expliqué dans la première partie de ce chapitre à l'exception de l'épaisseur de l'échantillon qui est plus fine à la fin du polissage.

III.8.1.2. Analyse d'image avec le logiciel ImageJ :

Il s'agit d'un logiciel multi-plateformes et open source de traitements et d'analyses d'images développés par le National Institute of Health. Ce logiciel est écrit en Javascript et permet l'ajout de nouvelles fonctionnalités grâce aux plug-ins et macros. Tous types de transformation linéaire par définition personnalisée de masques sont réalisables avec ce logiciel (visualisation et ajustement de l'histogramme des niveaux de gris, correction d'éclairage, détection de contours, transformation de Fourier directe et inverse, seuillage, opérations logiques et arithmétiques entre images...).

L'utilisation de ce logiciel dans ce travail a comme but de déterminer les pourcentages de macéraux de charbons provenant du bassin de Lorraine et du bassin de Sabinas, et pour cela le protocole utilisé est le suivant :

III.8.1.2.1. Utiliser des images en 8 bits (niveau de gris):

Les images utilisées doivent être de format 8 bits, c'est à dire chaque pixel est représenté par un octet de 8 bits. Le nombre maximum de couleurs affichées en même temps est 256. Il existe une application sur ImageJ qui permet la transition d'une image à niveau de couleur (VGB) vers une image en niveau de gris (Figure 46).

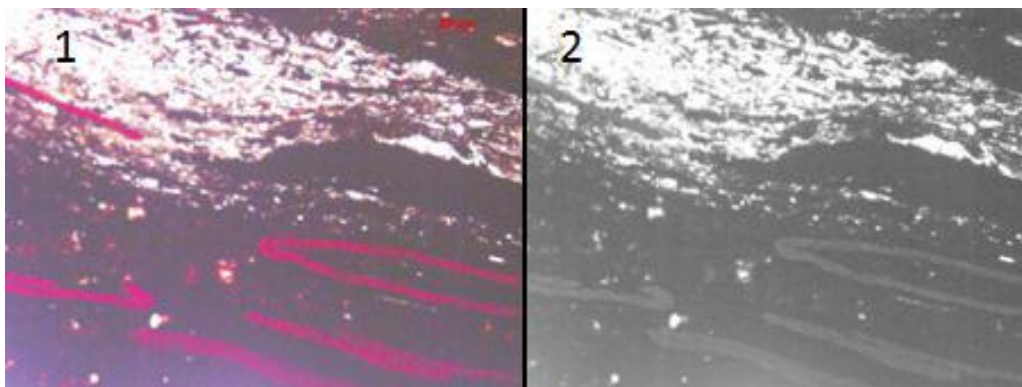


Figure 46- Exemple de transition d'une image GRB vers une image au niveau de gris (8 bits).

III.8.1.2.2. Seuillage :

Cette fonction de seuillage permet d'analyser une image en choisissant son signal selon sa texture. On obtient d'abord une image binaire avec des pixels bleus/ verts et blanc et ceci en appliquant ce qu'on appelle « un seuillage simple » qui consiste à sélectionner tous les pixels ayant un niveau de gris correspondant à la texture du macéral visé.

Le seuillage permet de mettre en évidence des formes ou des objets dans une image suivant la qualité du signal codé en niveaux de couleur (dans notre cas l'image est codé en 8 bits et donc en 255 niveaux de gris). Toutefois la difficulté réside dans le choix du seuil à adopter.

Après avoir modifié le format de la photo en 8 bits, et réalisé un seuillage, le pourcentage des macéraux est calculé. L'exemple suivant montre les différentes étapes utilisées :

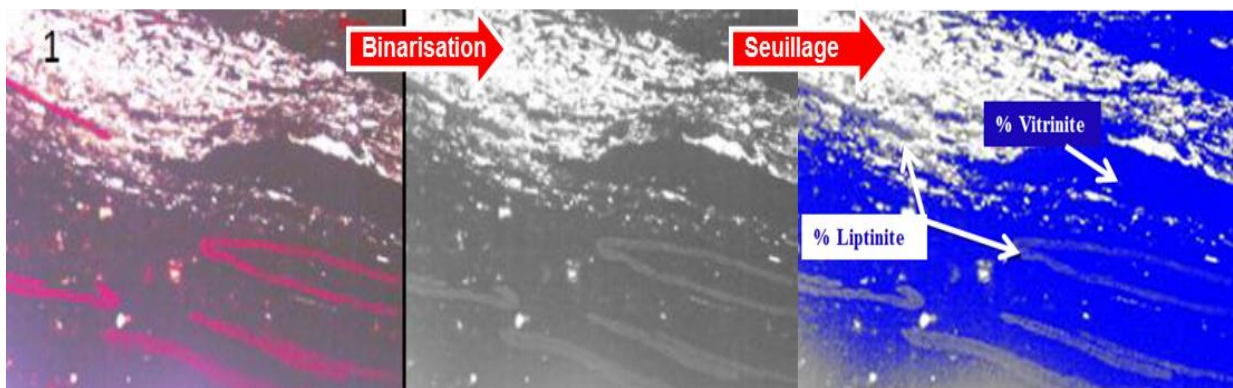


Figure 47- Les différentes étapes du traitement d'image avec ImageJ ; 1 : image en transmission à laquelle on réalise une binarisation (niveau de gris) ensuite un seuillage : % liptinite= 34.27%, la partie grise claire à blanche, % la Vitrinite>65.73%.

Avec ImageJ, on calcule le pourcentage de chaque élément selon sa transmission de la lumière, c'est-à-dire le logiciel calcule le pourcentage de l'élément Liptinite qui transmet la lumière et par soustraction on déduit le pourcentage de Vitrinite.

Une fois que les pourcentages des macéraux sont calculés, on les place dans le diagramme ternaire pour définir le type de microlithotype (Figure 44), et dans le diagramme ternaire de milieu de dépôt en fonction du pourcentage de macéraux pour déterminer les milieux de dépôts (Figure 45).

III.9. L'analyse physico-chimique sur la matière organique totale :

III.9.1. Analyse élémentaire du kérogène et les rapports H/C et O/C :

Cette analyse chimique élémentaire est effectuée dans le but de déterminer le type de matière organique, son évolution diagénitique et l'état de sa maturité du kérogène de la roche mère. Il s'agit de déterminer par détection de la conductivité thermique des gaz résultant d'une combustion à 1000°C, le carbone et l'oxygène.

L'oxygène peut être défini par pyrolyse du kérogène sous atmosphère inerte. En général, le carbone et l'hydrogène sont déterminés par détection de la conductivité thermique des gaz. L'analyse élémentaire peut être aussi effectuée sur les kérogènes obtenus après séparation de la matière minérale de la roche.

Van Krevelen, pétrographe du charbon a mis au point, en 1993, un diagramme à partir des variations des teneurs des trois éléments chimiques constituant la matière organique : carbone, hydrogène et oxygène en utilisant les rapports atomiques entre ces trois éléments (O/C et H/C). Les matières organiques représentées dans ce diagramme ne sont pas des matières brutes mais des kérogènes (privées des constituants solubles dans les solvants organiques) (Figure 48).

Les kérogènes analysés sont classés dans le diagramme de Van Krevelen grâce aux rapports atomiques H/C et O/C calculés par la multiplication des pourcentages massiques et par l'inverse du poids atomique des mêmes éléments.

Ce diagramme nous permet d'identifier l'origine des kérogènes en considérant leur composition chimique élémentaire dans toutes les étapes de l'évolution diagénitique et de maturation des roches mères.

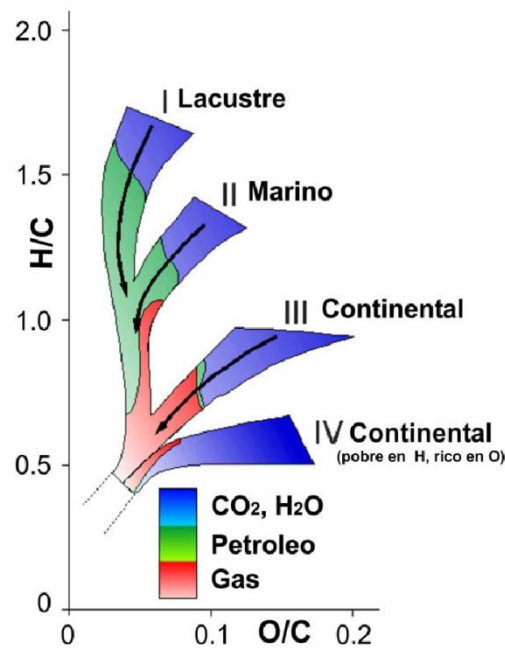


Figure 48- Diagramme de Van Krevelen modifié par Van Krevelen (1993).

III.9.2. Pyrolyse Rock-eval6 :

L'outil Rock-eval 6, commercialisé à partir de 1996, est composé d'un programme température de pyrolyse allant de 100°C à 850°C. Cet outil permet d'analyser quantitativement les hydrocarbures légers, les huiles lourdes, le kérogène et le carbone total des roches pétrolières (Figure 49).

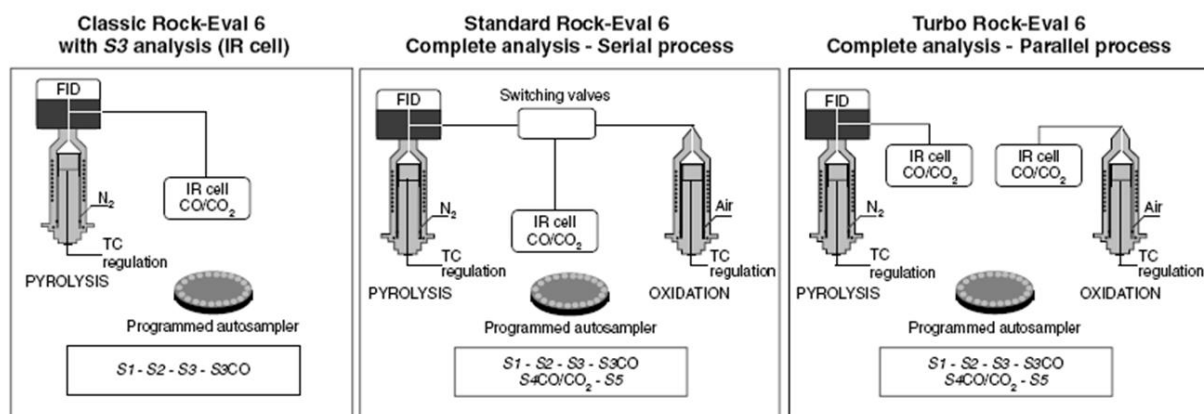


Figure 49- Différents Rock-eval 6 commercialisés par Vinci Technologies.

Dans cette méthode plusieurs cycles de chauffe ont été programmés selon les besoins, chaque cycle comprend deux phases, la première est une phase de pyrolyse et la deuxième est une phase d'oxydation. Les échantillons sont préparés comme suit (Figure 50):

- Les échantillons de sub-surface :
 - Les déblais (cuttings) : les échantillons sont récupérés dès leurs remontés sur le lieu de forage. On les rince à l'eau afin d'éliminer les polluants solubles de la boue de forage, ensuite ils sont tamisés pour sélectionner uniquement les déblais à diamètre <3-4mm, un triage à la loupe est nécessaire pour éliminer à nouveau les polluants solides et pâteux, et à la fin on les laisse sécher à l'air pour supprimer l'eau d'imbibition.
 - Echantillon de carotte, il doit être broyé avant l'utilisation, les débris doivent être entre 2-3 mm de diamètre.
 -
- Echantillons de surface :
 - Les terrains horizontaux ou à faible pendage : le prélèvement doit se faire à quatre ou cinq mètres de profondeur.
 - Les affleurements verticaux ou à pendage élevé : une vingtaine de centimètres d'épaisseur est prélevée dans la couche en évitant les bancs indurés.

Le Rock-eval 6 est le plus utilisé, il adopte les deux phases suivantes :

1. la phase de pyrolyse : cette phase se fait en trois étapes : d'abord on balaye à l'hélium pendant cinq minutes en augmentant la température jusqu'à 450°C afin d'éliminer l'oxygène introduit pendant l'ouverture du four, à la fin de cette purge la température du four est stabilisée à 300°C. On introduit l'échantillon dans le four avec un piston en

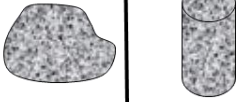
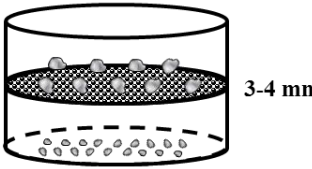
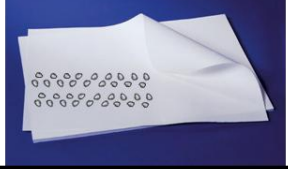
	Broyage des échantillons
	Lavage des déblais pour éliminer la boue
	Tamissage pour éliminer la boue et les polluants organiques solubles dans l'eau et garder des échantillons de 3-4 mm
	Triage à la loupe pour éliminer les polluants solides.
	Séchage 15mn à température ambiante (air libre) sur un papier filtre
	100 mg de déblais utilisé pour le Rock-eval

Figure 50- Les différentes étapes de la préparation des échantillons pour la méthode Rock-eval-6.

maintenant l'isotherme à 300°C, les hydrocarbures préexistants dans cet échantillon se volatilisent (elle dure à peu près 3minutes et donne le pic S1). En fin, on commence à augmenter la température avec un gradient de 25°C/mn jusqu'à atteindre 600°C/650°C. Dans cette phase l'objectif est de volatiliser les composés hydrocarbonés liés ($C < 40$), les résines, les asphaltènes et du kérogène et avoir le pic S2 et la température T_{max} . Le four refroidit ensuite jusqu'à 300°C (le pic S3).

2. Phase d'oxydation : on introduit le même échantillon utilisé pour la pyrolyse dans le four à oxydation en utilisant un passeur automatique, il subit une combustion sous air artificiel (N_2/O_2 : 80/20). La température est augmentée et varie entre 300 et 850°C . On détecte le pic S4 (ou S_4CO_2 , S_4CO et S_5).

Il existe d'autres cycles comme suit :

- a) Celui-ci passe l'étape de préchauffage du four pendant la phase de purge, c'est un cycle accéléré avec un régime de chauffage de 50°C/mn au lieu de 25°C/mn.
- b) C'est un cycle réservé aux sédiments récents et aux hydrocarbures légers, la température initiale est de 180°C au lieu de 300°C.
- c) Dans ce cycle, la température du début, de fin et le régime de chauffage sont choisis par l'opérateur.

Les paramètres enregistrés sont calibrés numériquement par rapport à un étalon connu avant et après l'analyse. Le Tableau 7, résume les différentes courbes et les hydrocarbures obtenus :

Paramètres d'acquisition	Four / détecteur	unité	Nom
S1	FID/Pyrolyse	mg HC/g roche	Hydrocarbures libres
S2	FID/Pyrolyse	mg HC/g roche	Potentiel pétrolier
Tmax	—	°C	Température du sommet du pic S2
S3	IR/Pyrolyse	mg CO ₂ /g roche	Source de CO ₂ organique
S3'	IR/Pyrolyse	mg CO ₂ /g roche	Source du CO ₂ minéral
T°S3	—	°C	Température maximum du pic S3'
S3CO	IR/Pyrolyse	mg CO/g roche	Source du CO organique
T°S3'CO	—	°C	Température maximum du pic S3CO
S3'	IR/Pyrolyse	mg CO/g roche	Source du CO organique et minéral
S4CO ₂	IR/Oxydation	mg CO ₂ /g roche	Source du CO ₂ organique
S5	IR/Oxydation	mg CO ₂ /g roche	Source du CO ₂ minéral
T°S5	—	°C	Température maximum du pic S5
S4CO	IR/Oxydation	mg CO/g roche	Source de CO organique

Tableau 7- Paramètres d'acquisition pour la méthode de base (Behar et al., 2001).

a. Les paramètres enregistrés par le Rock-eval 6 :

S1: Quantité des Hydrocarbures libres (C1-C30) gaz et huile volatilisés avant 300°C, paramètre exprimé en (mg HC/g roche).

S2: C'est le potentiel pétrolier, il représente les composés hydrocarbonés provenant du craquage du kérogène et des composés extractibles lourds (résines et asphaltènes) entre 300°C et 650°C, ce paramètre est aussi exprimé en (mg HC/g roche).

T_{max}: Température atteinte au sommet du pic S2 (degré Celsius °C).

S3: Quantité de CO₂ organique détecté à des températures supérieures à 390°C, durant la phase de pyrolyse, paramètre exprimé en (mgCO₂/g roche).

S'3: Quantité de CO₂ minéral (inorganique) détecté depuis le début de la volatilisation jusqu'à **T=400°C**, paramètre exprimé en (mgCO₂/g roche).

S3CO: quantité de CO organique détecté depuis le début de la volatilisation jusqu'à **T=550°C**, paramètre exprimé en (mgCO/g roche).

S'3CO: Quantité de CO organique et minéral enregistré à partir de la fin de l'enregistrement du S3CO (**T=550°C**) jusqu'à la fin de la phase de pyrolyse, paramètre exprimé en (mgCO/g roche).

S4CO₂: Quantité de CO₂ organique résiduel détecté durant l'oxydation à une température entre **300°C et 720°C**, paramètre exprimé en (mgCO₂/g roche).

S4CO: Quantité de CO organique résiduel détecté durant toute la phase d'oxydation.

S5: Quantité de CO₂ minéral détecté à partir de la fin de l'enregistrement de S4CO₂ (**T=720°C**) jusqu'à la fin de l'oxydation **T= 850°C**, paramètre exprimé en (mgCO₂/g roche).

Tous ces paramètres sont calculés dans le tableau suivant (Tableau 8, d'après Behar et al., 2001) :

- **T_{max}** : c'est la température maximale de la pyrolyse mesurée au sommet du pic S2, c'est un indicateur de la maturité de la matière organique et de son évolution. Elle varie également d'un type de kérogène à l'autre. Le taux de transformation du kérogène en fonction du T_{max} permet de caractériser les trois différents types de kérogène. Les valeurs du T_{max} donnent la détermination des principales zones de production de pétrole et de gaz (Figure 51 et Figure 52).
- **Index de Production IP** ; c'est l'indice représentant la production d'hydrocarbures par transformation du kérogène au cours de l'évolution thermique de la roche mère.
Fenêtre à gaz : $0.05 \leq IP \leq 0.10$
Fenêtre à huile : $0.30 \leq IP \leq 0.40$
- **Carbone Organique Totale COT** ; c'est le pourcentage de carbone organique total de la roche analysée.

Paramètres calculés	unité	Equation	Nom
T _{max}	°C	$T^{\circ}S2-\Delta T_{max}^*$	T _{max}
IP		$\frac{S1}{(S1 + S2)}$	Index de production
PC	wt%	$\frac{[(S1 + S2) * 0.83] + [S3 *] + [(S3CO + \frac{S3'CO}{2}) * \frac{12}{28}]}{10}$	Carbone Organique Pyrolysable
RC CO	wt%	$\frac{S4CO * \frac{12}{28}}{10}$	Carbone organique résiduel (CO)
RCCO ₂	wt%	$\frac{S4CO2 * \frac{12}{44}}{10}$	Carbone organique résiduel (CO ₂)
RC	wt%	$RCCO + RCCO_2$	Carbone Organique Résiduel
COT	wt%	PC+RC	Carbone Organique Total
S1/COT	mg HC/g COT	$\frac{S1 * 100}{COT}$	
IH	mg HC/g COT	$\frac{S2 * 100}{COT}$	Index d'Hydrogène
IO	mg CO ₂ /g COT	$\frac{S3 * 100}{COT}$	Index d'Oxygène
IO CO	mg CO/g COT	$\frac{S3CO * 100}{COT}$	Index d'Oxygène de CO
PyroMinC	wt%	$\frac{[S3' * \frac{12}{44}] + [(S3'CO * \frac{12}{28})]}{10}$	Carbone minéral de pyrolyse
OxiMinC	wt%	$\frac{S5 * \frac{12}{44}}{10}$	Carbone minéral d'oxydation
MinC	wt%	PyroMinC+OxiMinC	Carbone minéral

Tableau 8- Paramètres calculés pour la méthode Rock-eval (Behar et al., 2001).

- Carbone Minéral CM ; c'est le pourcentage de carbone inorganique total de la roche analysée.
- Index d'Hydrogène IH; c'est le potentiel pétrologène du kérogène, le diagramme de cet indice en fonction du T_{max} permet de définir le type de la matière organique et sa maturité (Figure 53).
- Index d'Oxygène IO; c'est le potentiel en oxygène de du kérogène.

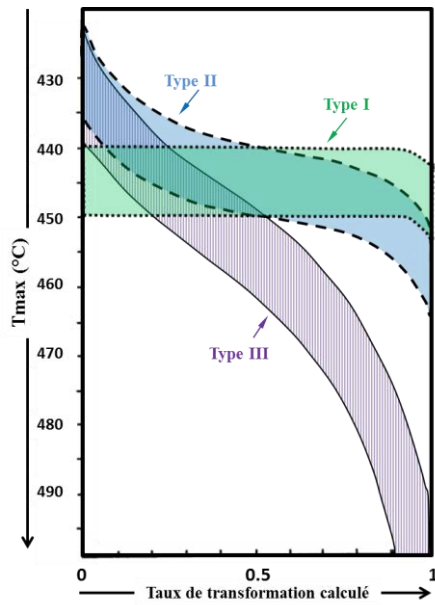
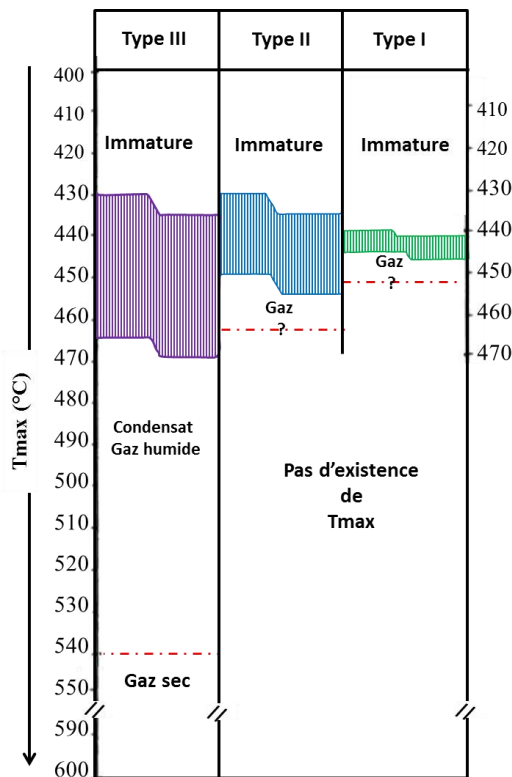


Figure 51- Variation du taux de transformation calculé en fonction du Tmax pour les différents types de matières organiques (Espitalié et al., 1985 a)



Type de matière Organique	Variation du Tmax
Type I: Origine lacustre	(400-455)°C jusqu'à 450°C
Type II: Origine marine	(430-435)°C jusqu'à 455°C
Type III: Origine continentale	(430-435)°C jusqu'à Tmax > 500°C

Figure 52- Utilisation du Tmax pour la détermination des principales zones de formation de pétrole et de gaz (Espitalié et al., 1985 a).

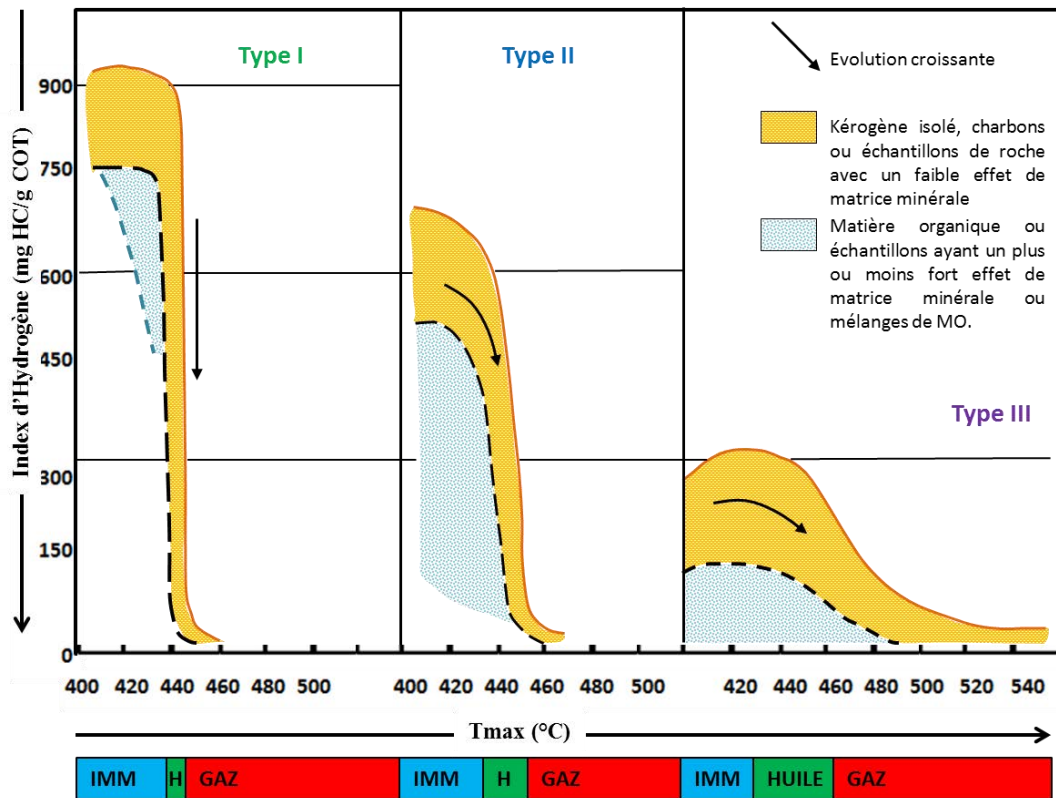


Figure 53- Evolution de la matière organique dans le diagramme IH vs Tmax (d'après Espitalié et al., 1985 b).

b. Les facteurs influençant les paramètres de pyrolyse :

La matrice minérale peut fausser les résultats de cette méthode notamment les roches mères très argileuse avec un COT inférieur à 0.5%. Lors des manipulations on remarque que les valeurs de l'IH diminuent et les T_{max} augmentent suite à la rétention des hydrocarbures dans les argiles.

Avant l'évolution au Rock-eval 6, la présence des carbonates tels que la sidérite, la calcite et/ou la dolomite, causait une interférence entre le carbone minéral libéré par ces carbonates et le calcul du COT.

Il est aussi important de noter que le poids de l'échantillon et sa granulométrie influencent la pyrolyse, de telle manière que le T_{max} augmente avec la granulométrie et avec des poids d'échantillon inférieur à 60-70mg. Les conditions du lavage et du séchage de cet échantillon sont extrêmement importantes pour la fiabilité des résultats.

c. Application de la pyrolyse Rock-eval :

Cette méthode a pour premier objectif de caractériser la roche mère, son type et son degré de maturité grâce aux logs géochimiques qui permettent de visualiser l'ensemble des paramètres (COT, S1, S2, T_{max} , IH, IO). Ceci permet de désigner les niveaux les plus intéressants à exploiter. La détermination du potentiel pétrolier et la quantité des hydrocarbures produits à partir du pic S2 sont les informations les plus importantes à prendre en compte. L'étude des altérations diagénétique de la matière organique ou son oxydation en surface sont utiles à l'exploration pétrolière en élaborant des cartes et des modèles géochimiques à partir de toutes les données de la pyrolyse sur plusieurs puits. Les cartes d'iso-production, iso-maturation, iso-potentiel pétrolier et iso-migration permettent de sélectionner les zones les plus productives dans un bassin.

III.10. Programmation Visual Basic (cinétique et énergies d'activation) :

L'origine et le potentiel pétroligène de la matière organique sont nécessaires pour la description du système pétrolier d'un bassin.

Chaque type de kérogène est caractérisé par une concentration très différente des cinq éléments primaires (oxygène, hydrogène, carbone, azote et soufre), chacun a un potentiel pétrolier de production, une origine et une composition macérale différentes en fonction de la sédimentation et de la préservation de la matière organique.

Certaines roches mères sont formées par un mélange de deux ou trois types de kérogènes suivant les environnements de production primaire et de sédimentation dans le bassin. Il est important d'intégrer cette hétérogénéité du potentiel pétroligène des kérogènes dans l'analyse du système pétrolier en particulier lorsque les variations latérales de facies sont accompagnées d'une variation dans le dépôt et préservation des roches mères.

L'analyse du système pétrolier par modélisation géochimique du bassin prend en compte l'hétérogénéité de la composition du kérogène en considérant les énergies d'activation appartenant à celui-ci.

Dans notre travail nous avons étudié la variation des énergies d'activation suivant la composition macérale des kérogènes. Pour atteindre cet objectif nous avons créé en

collaboration avec Carmen Garcia del Riego un programme informatique en utilisant un logiciel de programmation VisualBasic6.

III.10.1. Description de la modélisation de la distribution discrète des énergies d'activation :

La réactivité diagénétique des matières carbonées sédimentaires est généralement contrôlée par les énergies d'activation des réactions chimiques des macéraux lors de la subsidence. Les réactions de transformation thermique de ces matériaux sont décrites suivant une transformation cinétique du kérogène en pétrole. Cette cinétique est considérée homogène et de premier ordre, comme celle décrite par Burnham et al. (1989).

La formation du pétrole lors de la transformation du kérogène est alors continue et croissante avec la température et le temps. La conversion est en relation directe avec la vitesse de chauffage représenté par l'évolution de la subsidence dans le bassin.

L'analyse de laboratoire Rock-Eval permet de simuler cette transformation diagénétique en considérant la formation de CO₂ et la transformation du kérogène en résidu organique. Nous considérons qu'avec les hautes températures que la pyrolyse utilise, le résidu formé l'huile à la fin de la réaction.

Le mécanisme cinétique proposé dans notre travail suit la loi d'Arrhenius, à la fois dans les contextes géologique et de laboratoire. Ce mécanisme est contrôlé par les énergies d'activation du kérogène et par conséquent par sa composition macérale.

Par conséquent, lorsque nous avons les énergies d'activation du kérogène immature en laboratoire, nous pouvons simuler les réactions de formation du pétrole dans le bassin sédimentaire. Pour cela il faut connaître les variations du gradient géothermique dans le bassin sédimentaire et donc l'évolution du flux de chaleur avec la subsidence. Cela peut être fait si on connaît les variations de paléo-température affectant les sédiments carbonés étudiés. Dans notre cas, nous pouvons proposer une distribution discrète des énergies d'activation de notre kérogène à partir des courbes du pic S2 Rock- Eval immature.

La méthodologie utilisée pour estimer les énergies d'activation de ces cinétiques est toujours la même (Ungerer et Pelet 1989, Braun et al. 1991, Burnham et al. 1989), à savoir un histogramme d'énergies d'activation proposé sur la base de la forme du pic S2 Rock- eval, c'est-à-dire le potentiel pétrolier (IH). Pour effectuer la simulation; il faut un facteur de

fréquence pré-exponentiel (il s'agit de la constante de la loi d'Arrhenius) et simuler la réaction pour chaque énergie d'activation proposé dans l'histogramme. La calibration se fait une fois que l'ensemble des réactions sont déduites à partir des énergies d'activation de l'histogramme, et sont cumulés pour simuler la forme du pic S2 Rock-Eval mesuré en laboratoire.

Dans cette partie un programme informatique a été créé en utilisant le logiciel VisualBasic6. Les données d'entrée du modèle sont celles du Rock-Eval, il s'agit de la température, du temps et les vitesses de réchauffement nécessaire à la transformation du kérogène en hydrocarbures dans un premier temps en plus de celles des conditions du bassin (température et temps), le potentiel pétrolier, le pouvoir réflecteur de la vitrinite et déduire les énergies d'activation pour le cas expérimental ainsi que celui du bassin. Le coefficient d'Arrhenius et le T_{max} pour chaque fraction de dégradation du kérogène sont également nécessaires pour ce programme.

Les premières données sont obtenues grâce à la maturation artificielle de la roche mère en milieu ouvert avec la méthode Rock-eval

On met en place les deux courbes (le pyrogramme Rock-eval et la courbe de simulation du bassin) et on commence la simulation en changeant les valeurs d'énergies d'activation jusqu'à ce que les deux courbes se superposent, ce qui prouve que le modèle fonctionne. Le résultat obtenu des énergies d'activation est celui des énergies d'activation propre au bassin étudié et sera intégré dans la reconstitution d'une cinétique dans le logiciel Petromod.

Pour cela, il faut adapter les intensités des énergies d'activation pour pouvoir reproduire la forme du picS2 Rock-Eval mesuré au laboratoire. Le facteur de fréquence va jouer simultanément sur la forme et sur le déplacement de la courbe sur l'axe des abscisses (température du pic résultant de la simulation).

En général ce travail cinétique est effectuée à trois vitesses de chauffe Rock-Eval différentes et le système de calibration doit simuler les trois formes mesurées au laboratoire automatiquement avec le même facteur de fréquence.

Dans notre travail notre méthode de calcul est la même, mais nous faisons manuellement la variation des intensités de chaque énergie d'activation proposés pour la simulation. Cette

méthode proposée est un peu lente mais plus précise. De plus elle nous permet d'effectuer des mélanges virtuels de kérogène.

III.10.2. Programmation Visual-Basic-6 :

Tout d'abord, les données utilisées sont celles de cinétiques iraniennes concernant les propriétés de la génération de pétrole de trois échantillons provenant de deux puits qui ont été soumis à une pyrolyse (Horsfield, di Primio, Rapport 20.100.601).

Pour déterminer l'origine et le type de la matière organique, si elle est continentale (type III) ou marine (type II) ou lacustres (type I) ou bien formée d'un mélange de deux ou trois types, on doit travailler avec ces données d'analyse et les données bibliographique des cinétiques existantes.

Pour cela, on a créé un programme informatique avec Visual Basic 6.0. Tout d'abord, on entre les données de constante A_0 ($1,11 * 10^{-14}$ / s) et B ($4^{\circ} \text{C} / \text{min}$) dans une zone texte. Ensuite on utilise une fiche programme (formulaire) pour entrer les données de EA et IH (Figure 54).

Comme le but est de connaître les données pertinentes de la cinétique du bassin, la loi utilisée est celle d'Arrhenius (équation 23).

Dans l'ensemble, l'équation d'Arrhenius est utilisée pour mesurer la formation de pétrole déversé au cours des réactions chimiques de transformation du kérogène. Dans ce cas, la loi d'Arrhenius peut être appliquée à des réactions chimiques qui se produisent lors du craquage.

Par conséquent, le taux de production d'hydrocarbures pour chaque réaction au cours du craquage primaire (conversion de kérogène en pétrole ou de gaz à partir de la première génération) est proportionnel à une constante K , qui augmente avec la température, conformément à la loi d'Arrhenius.

$$k = A^{(-E_a / RT)} \quad \text{Équation 23}$$

Avec : A: Constante pré exponentiel 1/MY

E_a : énergie d'activation (kJ / mol)

R: constante des gaz (kJ / MolK)

T: Température (° K)

Chaque réaction a sa propre énergie primaire d'activation (Ea) et son propre facteur exponentiel (A). La plupart des énergies d'activation d'une réaction ont besoin d'une température plus élevée nécessaire pour générer du pétrole. Le type de craquage primaire est caractérisé par l'énergie d'activation, le facteur A et le potentiel initial de chaque réaction.

A partir de la loi d'Arrhenius, on peut déduire :

$$T = 1.114 * K - 14 + 273,15 \quad \text{Équation 24}$$

$$DIH / DT = (A0 / B) * E ^ (-EA/RT) * (IH_0 - IH) \quad \text{Équation 25}$$

Ce programme a plusieurs commandes raccourcis pour prendre en charge l'exécution des différentes tâches. Le premier, "Calcul", prend en charge les opérations les plus compliquées, il donne les résultats sous forme de tableau.

Les résultats de cette simulation sont, tout d'abord, (j, i)

$$Y (J, I) = (AO / ((B) / 60)) * EXP (-EA / (R * T)) * (S20 - S2T)$$

Avec : j: Les valeurs de Ea, qui dans ce cas varient de 45.000 à 65.000.

i: Les valeurs de T, entre 250 et 600

Y(j, i): La relation entre les deux valeurs en utilisant la fonction 1.

S20: IH initiale,

S2: la surface de la courbe d'IH.

Pour résoudre cette équation, le programme donne à travers un tableau (Grid1) (Figure 54) et un graphique (option 1) différentes valeurs d'IH pour chaque température (T°) et énergie d'activation (Ea) ainsi que la température à laquelle chaque Ea atteint son pic maximal.

D'autre part, connaissant la valeur de Y(j, i) pour chaque Ea et T, la commande calcul sert à trouver le accumulés (j, i), c'est :

$$Y (i, j)_{\text{accumul}} = Y (j, i)_{\text{col1}}, Y (j, i)_{\text{col1}} + Y (j, i)_{\text{col2}}, Y (j, i)_{\text{col1}} + Y (j, i)_{\text{col2}} + Y (j, i)_{\text{col3}}, \dots$$

$$Y (i, j)_{\text{col "n"}} + Y (j, i)_{\text{col "n-1"}}$$

Celui-ci apparaîtra dans un tableau appelé Grid3.

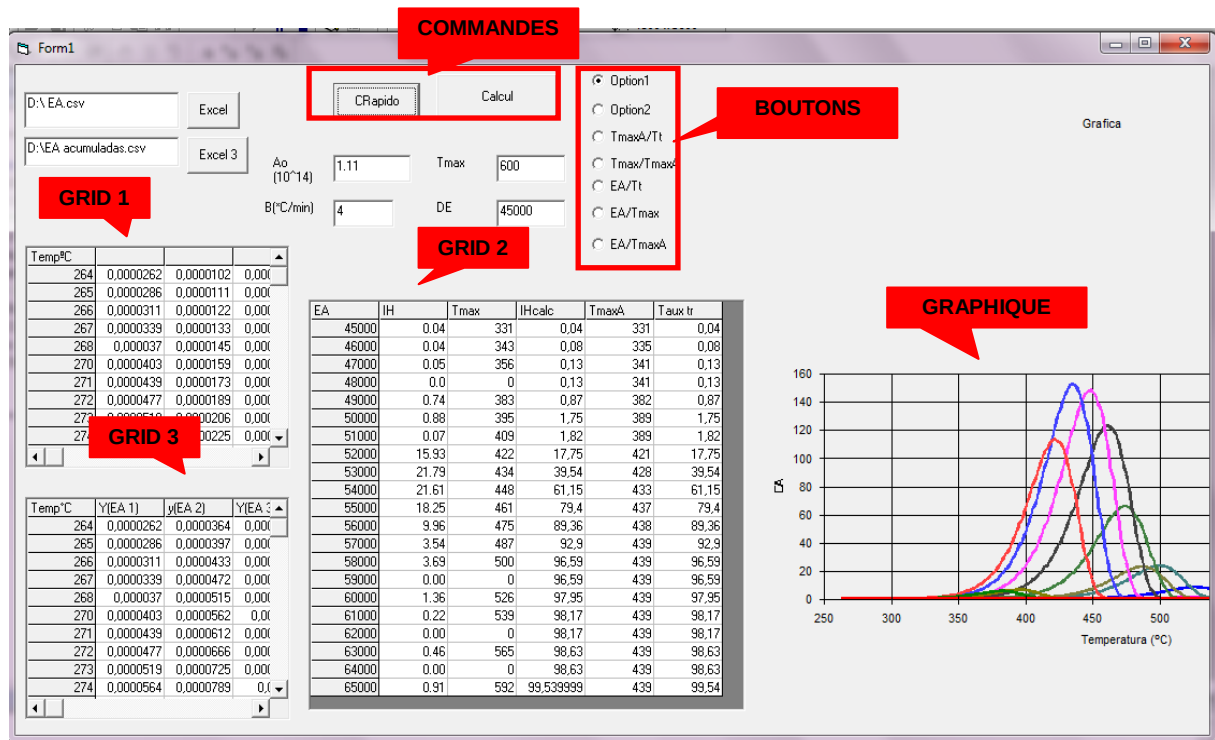


Figure 54- Capture d'écran de la présentation du programme avec les différentes commandes.

Enfin, la commande « Calcul » opère avec les données obtenues dans les tableaux Grid3 et Grid1 pour former un tableau final appelé Grid2. Grid2 est un tableau de résultats, qui comporte Ea, IH, T_{max} , T_{max} accumulée et le taux de transformation.

Les commandes Excell1 et Excell3. Ces deux boutons copient et envoient le Grid1 et Grid3 vers Excel, où les données peuvent être utilisées facilement. Ils jouent un rôle essentiel en établissant des comparaisons entre les auteurs et les graphiques. Le fichier est envoyé à partir de Visual Basic au format cvs, et le résultat de cela est inscrit dans la zone de texte. A tout moment, on peut modifier le nom et la destination du fichier, il suffit de remplacer l'ancien nom par le nouveau.

Les différents boutons alignés à droite sont utilisés pour l'affichage des informations sous forme graphique. Par exemple, le premier bouton appelé «Option 1», est liée à la commande Calcul, c'est à dire lorsque les tables sont remplies, le graphique représentant le Grid1 apparaît par défaut.

III.11. Modélisation avec Petromod (Schlumberger):

PetroMod 11, est utilisé pour la modélisation 1D et 2D d'un bassin sédimentaire. Le système comprend des modules PetroMod2 SeisStrat, PetroGen et PetroFlow.

SeisStrat module permet une interprétation directe de la stratigraphie et la structure. Il dispose d'outils qui peuvent être utilisés pour reconstruire une coupe érodée.

Le profil est construit en une série d'unités discrètes ou de cellules qui sont définies par des lignes verticales dans une grille le long de la coupe transversale et les événements au cours des temps géologiques. Chaque cellule contient des données d'entrée dont l'épaisseur, de l'âge, les propriétés lithologiques, la profondeur de l'eau au moment du dépôt et du flux de chaleur. Pour chaque couche, les données d'entrée sont nécessaires comme le COT (%), valeur de l'indice d'hydrogène, le modèle cinétique de génération de propriétés du système de pétrole et de produits pétroliers. Avec ces entrées, le réseau peut faire une simulation cellulaire.

Sur la base des données d'Input, le programme calcule la distribution et le compactage PetroGen pression, la répartition de la température de la transformation du kérogène, la cinétique de réaction, le PetroFlow calculée et la migration des fluides dans le système, pour chaque temps géologique (événement). Et ceci en utilisant un concept multiphase effilochée (Welte et al., 1997). Le contexte théorique de PetroMod est mieux expliqué dans le manuel (IES, 1995).

III.11.1. La conductivité thermique et les lithologies :

La répartition de la température est contrôlée essentiellement par la conductivité thermique et la capacité thermique du système à phases multiples dans le sous-sol, ainsi que par le flux de chaleur en fonction de la température souterraines. Le "nombre" de la conductivité thermique de la roche est déterminé par la conductivité de la matrice, la conductivité du liquide contenant la proportion relative de la porosité de la matrice minérale. (Poelchau et al., 1997). Pendant l'enfouissement, la conductivité thermique dépend de l'évolution des sédiments avec l'augmentation de la température et la diminution de la porosité (Ungereret al., 1990).

III.11.2. Modélisation 1D, 2D (Darcy-hybride) :

Les paramètres géochimiques des roches mères tels que les énergies d'activation, le potentiel pétrolier, le pouvoir réflecteur de la vitrinite, le coefficient d'Arrhenius, le $T_{\max}$ pour chaque fraction de dégradation du kérogène sont nécessaires pour établir ces modèles. Quelques paramètres sont obtenus grâce à la maturation artificielle de la roche mère en milieu ouvert.

La modélisation des bassins pétroliers non-conventionnels dans cette étude est réalisée avec le logiciel Petromod.11 (Schlumberger).

Des premiers modèles 1D sont établis pour quelques puits afin de les comparer avec les modèles 2D réalisés à partir des lignes sismiques.

Dans cette modélisation quelques lois sont utilisées dont celle de Darcy et de Cozeny-Carman pour les paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la perméabilité et la pression capillaire.

On commence le modèle en entrant toutes les données nécessaires à la modélisation dans le « PetroBuilder » comme suit :

1. Les données de lithologie et de chronologie : la colonne lithologique avec les âges ainsi la quantité et l'âge de l'érosion ayant touché chaque formation.
2. Les failles et leurs fonctionnements.
3. Les données du système pétrolier : il faut désigner lesquelles des formations sont des roches mères, des roches réservoirs, des roches couverture ainsi que les charges sédimentaires. Pour les roches mères, donner le TOC (taux de carbone organique) ainsi que le VR (Vitrinite Reflectance).
4. Pour la modélisation 2D, le retraçage de la ligne sismique est nécessaire pour reconstituer le modèle.
5. Entrer les données de flux de chaleur, de pression et de Rock-eval. Les cartes de flux de chaleur sont importantes dans le calcul des températures de migration. Ce modèle est basé sur le « crustal stretching » de Jarvis et McKenzie (1980).
6. La calibration de ces données se fait avec les données de température et de réflectance de la vitrinite calculées à partir des puits étudiés.

7. En cas de nécessité la fenêtre Editors, sert pour recréer de nouvelles lithologies ainsi que de nouvelles cinétiques comme le cas de notre étude. Dans certains cas on mélange des faciès différents pour avoir les lithologies existantes dans le bassin. Ces lithologies sont organisées dans une structure d'arbre et chaque lithologie a des propriétés calculées automatiquement à partir des pourcentages de composition donnés.

Faire fonctionner le modèle et voir les résultats obtenus comme suit :

1. Moment de génération d'hydrocarbures.
2. Fonctionnement de l'érosion, des failles et du système pétrolier (tous les éléments).
3. Voir les migrations primaires et secondaires, la dysmigration et l'accumulation des hydrocarbures.
4. La composition des hydrocarbures.

Dans la partie simulation de la migration avec la méthode la modélisation Hybride/Darcy, les paramètres utilisés sont la température et la pression. Pour voir plus de détails sur les étapes de la modélisation. La thèse de Luis Camacho-Ortegan (2009) détaille les différentes étapes de modélisation.

III.11.3. Modélisation 1D/2D (percolation) :

La migration des hydrocarbures peut être simulée en utilisant plusieurs approches. Petromod offre des simulations :

- d'écoulement Darcy, de flow path, et d'Hybrid (IES),
- une combinaison entre l'écoulement Darcy, flow path et une percolation simplifiée,
- ainsi que la méthode de percolation d'invasion.

Cette dernière est distinguée par rapport aux autres méthodes dans le fait que l'on peut également intégrer les données d'hétérogénéités des roches en haute résolution. Ces hétérogénéités peuvent être enregistrées comme des bruits statistiques et peuvent avoir une distribution spécifique assignée à chaque lithologie dans l'outil PercNoise.

La méthode de Percolation dans la modélisation d'un système pétrolier consiste à n'utiliser (exclusivement) que les données de température pour simuler la migration contrairement aux modèles utilisés précédemment.

Quand on regarde l'exemple de la simulation d'un modèle pétrolier du bassin de Sabinas, cette méthode fonctionne et correspond avec la réalité. Ceci dit, cette méthode convient uniquement pour les systèmes carbonatés.

III.12. Modélisation Petromod avec intégration de l'énergie d'activation :

Le paramètre énergie d'activation est l'un des paramètres utilisés par le logiciel Petromod. Les valeurs d'énergies d'activation obtenues grâce au programme créé sous Visual-basic 6 sont celles utilisées pour créer une nouvelle cinétique propre au bassin étudié et ceci dans l'application « Auditors». (Petromod).

Ensuite dans la partie « Kinetics » on crée une nouvelle cinétique avec les valeurs d'énergies d'activation utilisées pour la simulation du bassin ainsi que les paramètres correspondant comme le montre la Figure 55: il s'agit de la cinétique créée pour le bassin de Sabinas.

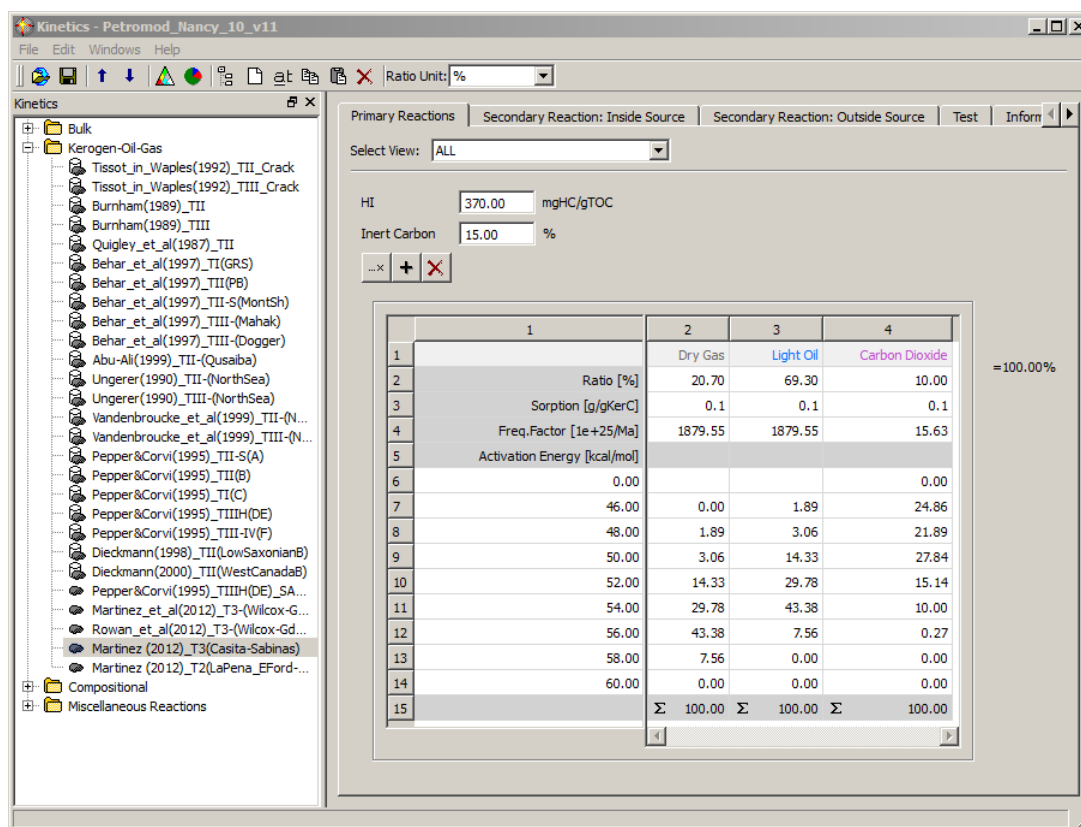


Figure 55- Cinétique créée pour la modélisation du bassin de Sabinas utilisant la roche mère LaCasita (Martinez, 2012).

III.12.1. Les paramètres d'étalonnage géochimiques :

Pour effectuer la calibration de la vitrinite, dans cette étude, on a utilisé les deux graphiques (Horsfield, di Primio) ; en utilisant le graphe T (° C) / réflexion vitrinite (Ro%). La vitrinite varie entre des valeurs de 0,25 à 3,5%, toutes les valeurs dans un rang valide pour les calculs.

Une fois que les valeurs de la vitrinite sont obtenues, on a utilisé l'algorithme EASY % Ro (Sweeney & Burnham, 1990), qui compare le Ro% par la mesure de la réflectance de la vitrinite (Ro) et de cette façon on a pu optimiser l'histoire du modèle thermique. Les calculs EASY %Ro sont valables pour les valeurs Ro entre 0,3 et 4,5%, ce qui permettra également une meilleure calibration de l'histoire thermique des études récentes (par exemple, Leischner et al., 1993 ; Sachsenhofer & Littke, 1993). Ce système est largement utilisé dans les simulations numériques des bassins versants.

III.12.2. Modèle cinétique utilisé dans la modélisation des générations des hydrocarbures :

La cinétique PetroMod appliquée pour quantifier la production d'hydrocarbures est la pyrolyse Rock-Eval. C'est une approche tenant compte des conditions réelles, dans ce cas, 3°C / millions d'années en ce qui concerne le gradient thermique. Cela suppose une cinétique approximative de la transformation du kérogène en pétrole et en gaz, par des réactions irréversibles qui peuvent être décrites par une série de pseudo-réactions parallèles. Ces réactions sont définies par un ensemble d'énergies d'activation, un facteur pré-exponentiel et le potentiel initial d'hydrocarbures. Récemment, des méthodes de pyrolyse dans un système ouvert à l'aide des paramètres cinétiques ont permis de générer des dérivés d'hydrocarbures, plus proche de la réalité.

Pour créer la cinétique dans PetroMod on utilise des données d'IH et EA Iran (Horsfield, di Primio, 2004) et les résultats du programme Visual Basic (T_{max}) pour le bassin d'Abdan ainsi que les données bibliographiques pour les bassins de Sabinas et de Lorraine.

Il y a eu de nombreuses recherches sur les modèles cinétiques des types des roches mères II et I, et aussi un peu de type III (Tagelear, 1994, San Orozco, Lewan, 2002 ...).

Pour établir les caractéristiques des lithologies, on introduit les données dans Editor Lithology. Afin de caractériser ces lithologies, nous utilisons la technique de PetroMod

"Mixing", qui consiste à définir les différents pourcentages de lithologie des roches typiques (Ceci est expliqué en détails dans la thèse de Camacho-Ortegan, 2009).

III.12.3. PetroMod 1D :

L'écran d'accueil est un tableau vide avec trois onglets en haut. Le premier et le deuxième servent à recueillir les données nécessaires pour prendre le temps de simulation, et le dernier onglet, de sortie, est la simulation elle-même.

Pour la simulation dans une seule dimension, on a d'abord besoin d'entrer dans un tableau (Figure 56) les différentes formations et leur épaisseur ainsi que le temps géologique (événement). Pour cela, les données contenues dans les documents de Manouchehr et de Samand (Horsfield, di Primio, 2004) sont celles choisies pour le bassin d'Abdan. L'érosion de la formation Tabur est suggérée par l'énergie du milieu dans lequel les dépôts se sont sédimentés. Les données pour le bassin de Sabinas sont également récupérées à partir de la bibliographie et les résultats des études pétrographiques.

Ensuite, un autre tableau (Figure 57) est rempli avec les données concernant le niveau de la mer, la latitude au cours de l'histoire géologique du bassin et le flux de chaleur dans la région. Ceci est nécessaire de connaître l'histoire régionale géologique.

Après calibration des bassins en utilisant le pouvoir réflecteur de la vitrinite ainsi que le T_{max} , l'"Output" donnera un modèle thermique du bassin au cours du temps.

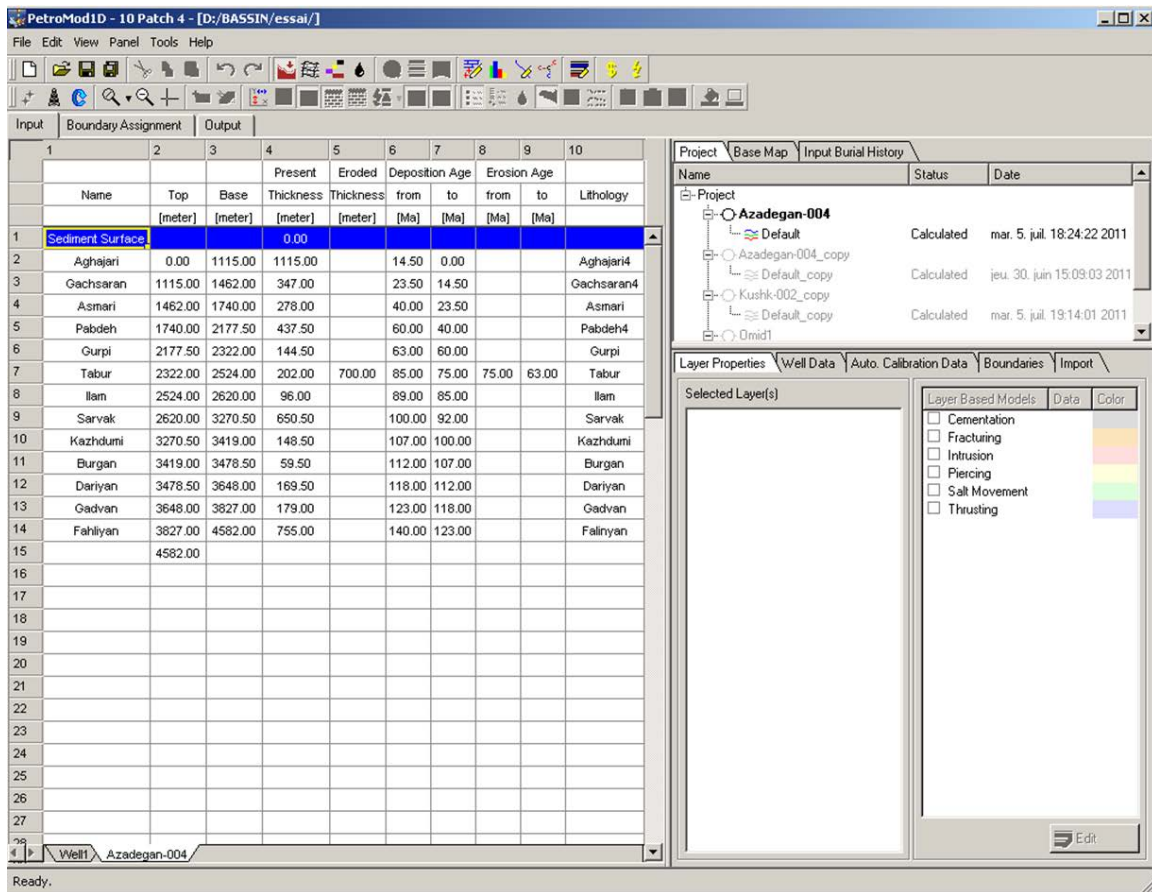


Figure 56- Exemple de tableau « Input » dans Petromod du bassin d'Abdan (Iran).

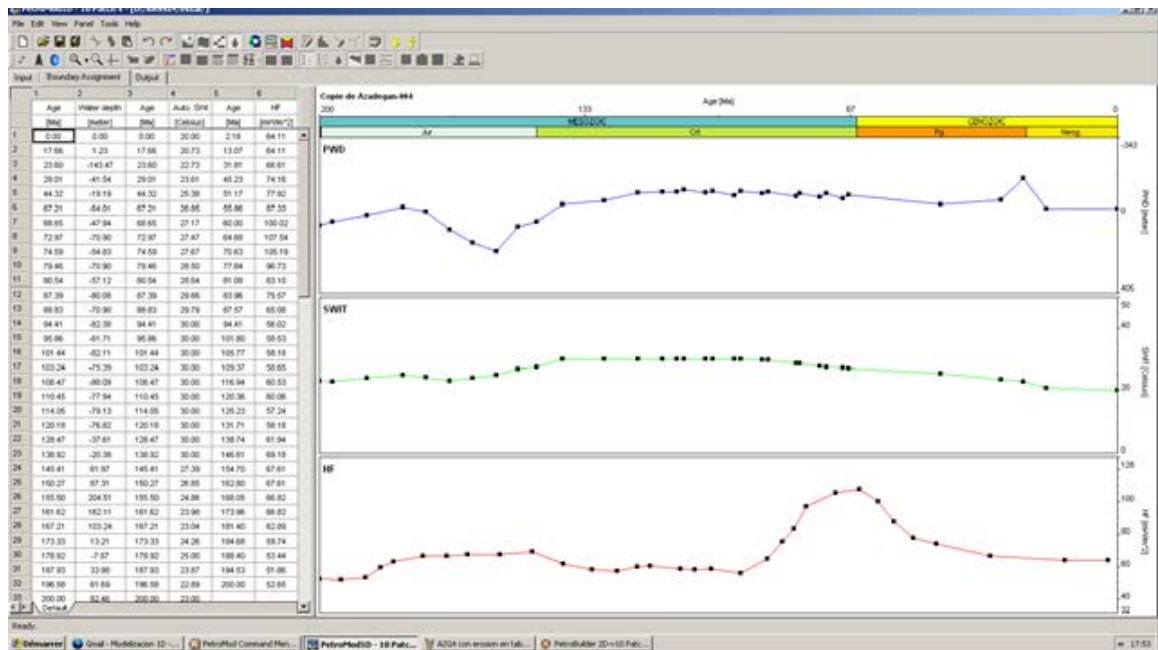


Figure 57- Exemple de données du niveau de la mer, les latitudes et les flux de chaleur au cours des temps géologiques (Bassin d'Abdan, Iran).

III.13. Tomographie (roche mère, roche réservoir, roche couverture) :

III.13.1. Description de la méthode :

La tomographie a débuté en 1971 à des fins d'application médicales, en grec sa signification est présentation en coupes C'est une technique d'imagerie qui permet de reconstruire le volume d'un objet en effectuant des mesures par tranche de l'extérieur vers l'intérieur de cet objet. Cette technique est la plus sûre garantie contre des faiblesses et fragilisations de fonctionnement.

D'un point de vue mathématique, elle se décompose en deux étapes, d'abord un modèle direct ensuite une reconstruction tridimensionnelle en se fondant sur le modèle direct.

Plusieurs algorithmes sont utilisés :

- les analytiques sont souvent simples et ne prennent généralement pas en considération la nature statistique de la mesure (bruit),
- les algorithmes algébriques, souvent plus élaborés, sont basés sur une présentation discrète (matricielle) du problème. Ils permettent l'utilisation du modèle direct par simulation numérique, pour inverser le problème ils utilisent une modélisation statistique de la mesure (modèle direct) grâce à des méthodes probabilistes.

Dans ce travail, les trois éléments principaux composants un système pétrolier sont étudiés. La roche couverture analysée est celle des argilites provenant du bassin de Paris, son traitement au tomographe a pour but de comprendre leurs comportements avec le temps et sous l'influence de cycles d'hydratation déshydratation.

La tomographie permettra également de voir les microfissures et la porosité des carbonates provenant des réservoirs du bassin de Cardenas ainsi que les charbons du bassin de Lorraine.

Les principales techniques de tomographie sont :

- imagerie par résonnance magnétique nucléaire (IRM)
- tomographie axiale calculée aux rayons X (scanner ou CT) : cette méthode permet d'étudier les structures internes de fossiles et de structures géologiques.
- La tomographie en cohérence optique (OCT)
- La tomographie à émission de positons (TEP)

- La tomographie à émission mono-photonique (SPECT, pour single photon emission computed tomography),
- le microscope à effet de champ est parfois appelé sonde tomographique atomique,
- la tomographie électronique et la cryotomographie électronique permettent d'obtenir une représentation tridimensionnelle d'un objet à la résolution de quelques nanomètres (milliardième de mètre) à l'aide d'un microscope électronique en transmission spécialement équipé,
- la tomographie sismique, qui permet d'imager des structures géologiques de séismes,
- l'imagerie Zeeman-Doppler, utilisée en astrophysique pour cartographier le champ, magnétique de surface des étoiles
- La tomographie neutronique, radiographie neutronique (NR, Nray, N-ray).

La technique utilisée dans cette étude est celle des rayons X et le travail a été effectué au sein de l'école des mines de Nancy avec Mr. Jean-Marie Hiver ainsi qu'au laboratoire de Georesources.

III.14. Analyse d'image (squelettisation, open/close pour la connectivité des pores) :

Le traitement des données d'images provenant du MEB, du microscope confocale (CSLM) ainsi que la tomographie est effectué avec le logiciel Visilog.

Le microscope confocal est basé sur la filtration des émissions de lumière (fluorescence) avec un sténopé (pinhole) confocal. Ce dernier sélectionne la lumière émise par l'échantillon (la goutte de liquide fluorescent) dans le plan de la tache de l'incident laser focalisé. La fluorescence mise au point est imagée avant ou après le sténopé confocal et ne peut pas atteindre le détecteur.

Une image 2D du volume de la goutte centré sur le plan focalisé (référée à une section optique) est générée en effectuant un balayage de trame de la gouttelette sur ce plan focal.

Comme le laser balaie à travers le spécimen, la lumière analogique est détectée par le photomultiplicateur et convertie en un signal numérique, ce qui contribue à une base de l'image affichée sur un écran d'ordinateur connecté au microscope confocal.

L'intensité relative de la lumière fluorescente, émise à partir du point d'impact laser, correspond à l'intensité des pixels résultants de l'image.

Le plan de mise au point (plan Z) est choisi par un moteur pas à pas commandé par l'ordinateur qui déplace la platine du microscope ou les objectifs de haut en bas. Les moteurs de mise au point peuvent ajuster le plan focal avec un incrément de 0,1 micron.

La reconstitution 3D d'un échantillon peut être générée par l'empilement des sections optiques 2D collectés en séries. Les fichiers sont sauvegardés en format AVI pour faciliter leurs traitements avec le logiciel Visilog.

Les images résultantes d'une analyse au tomographe sont enregistrées dans une séquence en format image, et ceci en niveau de gris (255).

Ensuite la séquence importée dans Visilog 6/7 subit un seuillage afin de sélectionner uniquement les microfissures et les pores, enfin le tout est reconstitué en 3D

La reconstitution 3D sous Visilog, des profils des gouttes obtenus grâce aux images CSLM le long des plans (axes) XZ et YZ permet de calculer l'angle de contact.

Avec Visilog, on réalise un traitement des images 2D du CSLM, pour reconstituer le profile 3D. On commence par une transformation de la coloration en format binaire, on réalise un seuillage, ensuite on établit une reconstitution 3D de la goutte.

Sur chaque section Z, la tangente du profile de la goutte sera dessiné à partir du point de contact entre le solide, le liquide et le gaz au point de rupture de la courbure de la goutte. Cet angle sera mesuré soit par Visilog soit par à un rapporteur, la valeur obtenue est confirmée par la suite en utilisant un processus mathématique qui donne la valeur de l'angle de contact à partir de la dérivé.

Les images obtenues à l'« ESEM » et au tomographe sont traitées en utilisant le logiciel Visilog6. Le principe de ce dernier est d'effectuer d'abord un seuillage, puis une squelettisation aux images, suivie de la fonction Border-Kill ce qui permet la description de la distribution de la texture en calculant la dimension fractale de la squelettisation (Figure 58).

Le but du traitement des images ESEM sous Visilog-6 est de trouver une corrélation entre la dimension fractale et les ensembles connectés et non-connectés, tandis que l'analyse des images de tomographie avec Visilog-6 a pour but de trouver la corrélation entre la dimension

fractale de la porosité et la porosité. Cela permet ensuite de calculer la perméabilité à partir de la loi Cozeny- Carman.

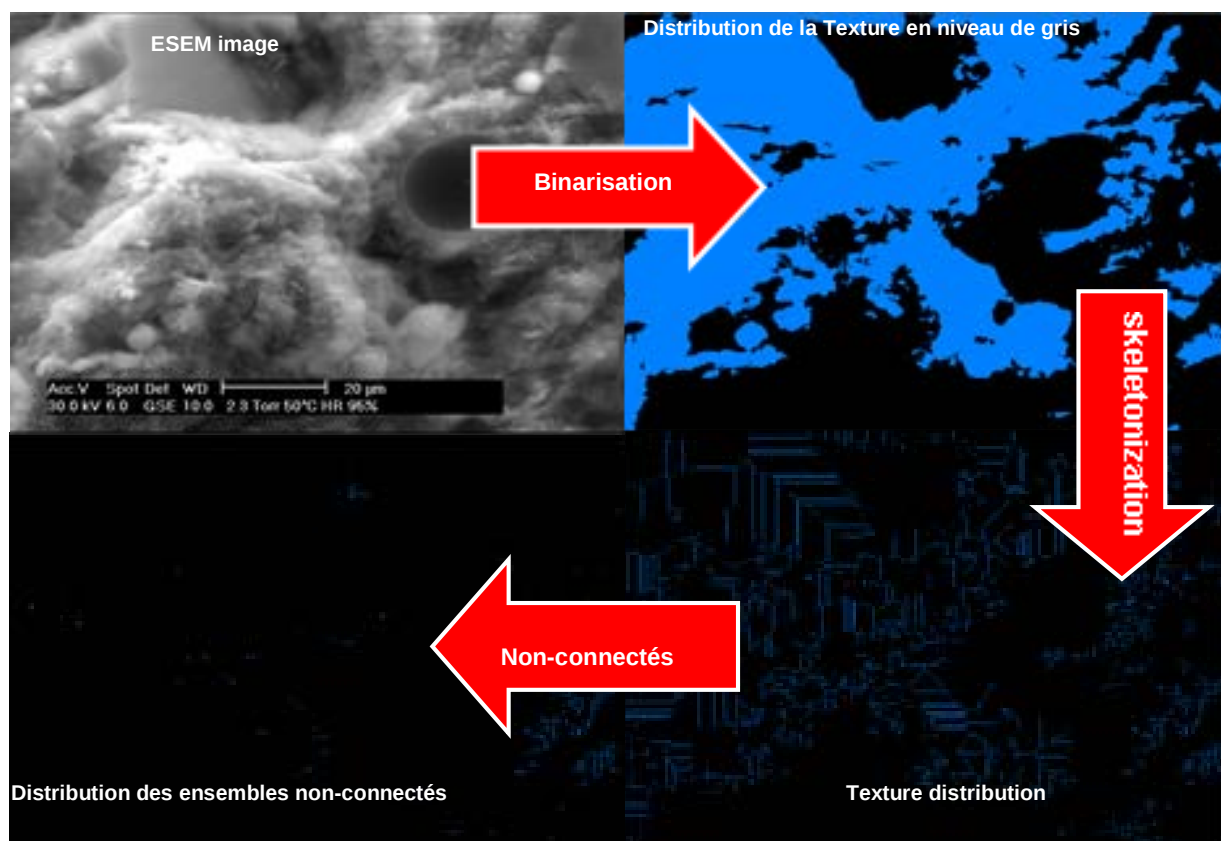


Figure 58- Différentes étapes des traitements d'images avec Visilog6.

IV. RESULTATS ANALYTIQUES

IV. RESULTATS ANALYTIQUES :

IV.1. Le bassin de Cardenas (la roche réservoir) :

IV.1.1. Goutte sessile, injection de mercure :

IV.1.1.1. Résultats de la méthode de la goutte sessile :

Dans cette partie, les mesures de l'angle de contact et de la tension superficielle sont effectuées. L'angle de contact a été mesuré pour une goutte d'huile provenant du haut du bassin de Cardenas, déposée avec une seringue sur :

1. Une lame de verre contenant de l'eau de formation, l'ensemble est ensuite couvert d'une lame fine.
2. Une lame épaisse provenant du bassin contenant aussi de l'eau de formation, le tout couvert d'une lame fine (pour éviter l'évaporation).

La résolution des images pour chaque étape nécessite une correction du bruit. Il est clair que les images obtenues sur une lame de verre épaisse sont plus nettes et ne contiennent pas beaucoup de bruits contrairement à celle prises sur une lame épaisse.

Les images du profil de la goutte sont enregistrées au format .AVI au MCSL et ensuite traitées au Visilog 6 (Figure 59). Une fois que les images sont binarisées, elles seront utilisées pour la reconstitution 3D et 2D et ainsi pour les mesures de l'angle de contact.

La Figure 60, montre une reconstitution 3D d'une goutte d'huile sur une lame en verre et une autre sur une lame païsse, on remarque que la résolution est meilleure sur la lame en verre contrairement à la lame épaisse où il faut corriger le bruit.

L'angle que fait la goutte avec la surface de la lame (en verre ou la lame épaisse) est mesuré pour chaque goutte étudiée, ensuite la moyenne calculée à partir de ces valeurs est considérée comme le paramètre de mouillabilité de cette huile du bassin de Cardenas (Annexe 4).

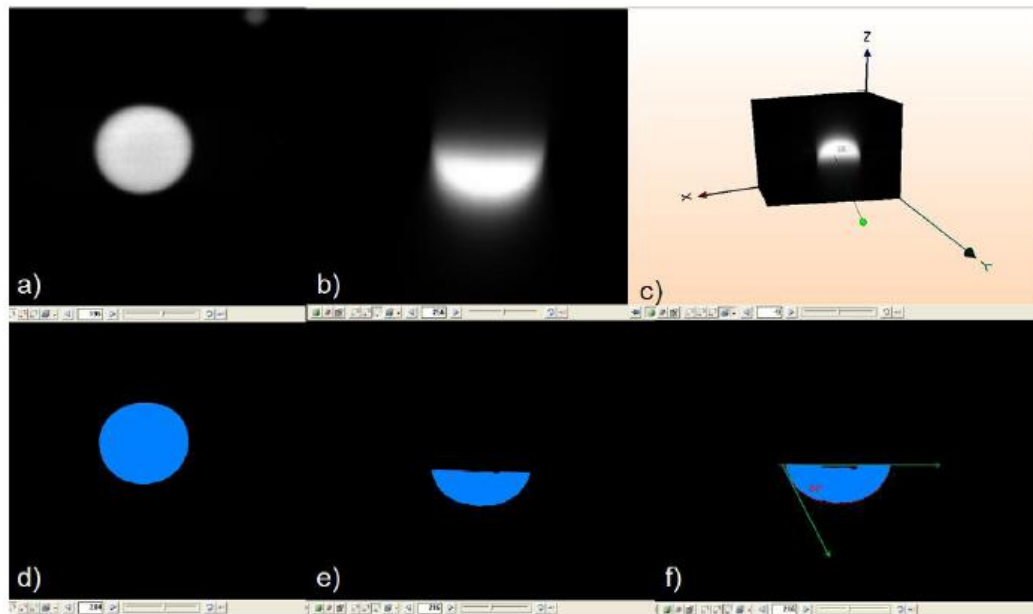


Figure 59- Traitement du profil de la goutte sessile. a) et b)- profile de la goutte en format 2D. c)- reconstitution 3D de la goutte sessile. d),e),f)- les images binarisées de la goutte sessile

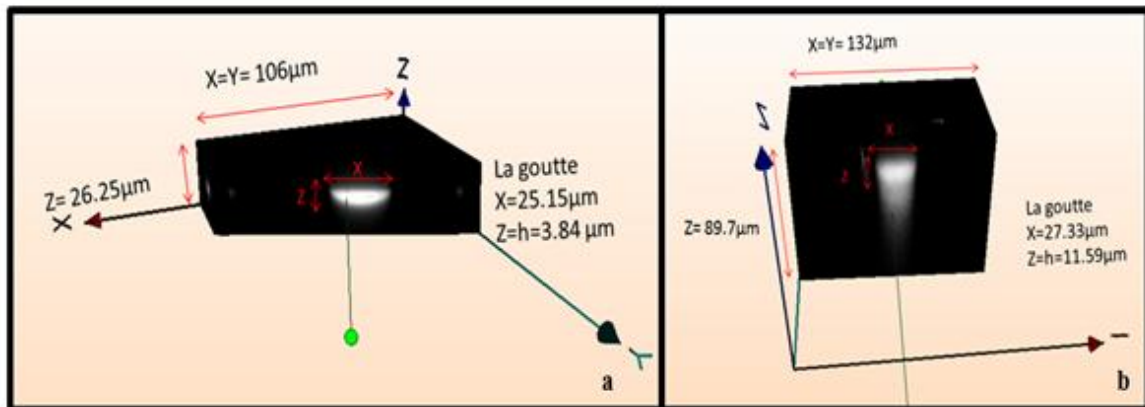


Figure 60- Modèles 3D du profil d'une goutte d'huile provenant du bassin de Cardenas. a)- modélisation 3D du profil de la goutte d'huile sur une lame de verre. b)- modélisation 3D du profil de la goutte d'huile sur une lame épaisse.

La mesure de l'angle de contact s'effectue de trois manières :

1. Mesure directe avec une application dans le logiciel Visilog 6 ;
2. Mesure avec un rapporteur à partir du tracé entre le profil de la goutte et la tangente ;

3. Calcul mathématique à partir de dérivé de la courbe (Figure 61). Cette dernière montre un exemple de calcul de la dérivée pour avoir la valeur de l'angle de contact comme suit :

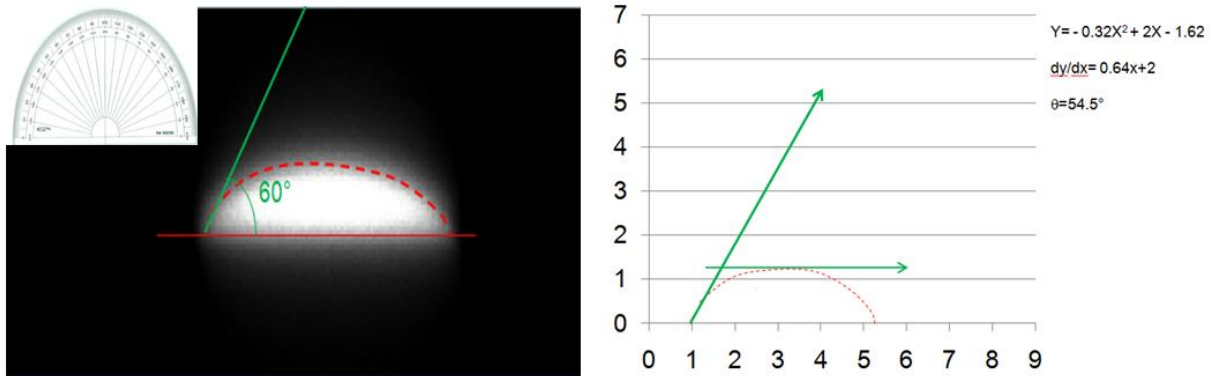


Figure 61- Mesure de l'angle de contact avec le rapporteur et avec la méthode mathématique.

$$Y = 0.32 x^2 + 2x - 1.62$$

$$dy/dx = 0.64x + 2$$

$$\theta = 54.5^\circ$$

Plusieurs dérivées sont calculées à partir de plusieurs gouttes et la moyenne est donnée avec une valeur de $\theta = 54.5^\circ$.

Une moyenne des angles de contact mesurés à partir de plusieurs profils de la goutte sur lame en verre et sur lame épaisse est établie pour effectuer les calculs nécessaires pour avoir la valeur de la pression capillaire.

La valeur de l'angle de contact obtenue avec le visilog 6 et le rapporteur est de 61° tandis que celle obtenue avec la dérivée de la courbe du profile de la goutte est de 54.5° ce qui donne une moyenne d'un angle de contact de 57.75° .

La tension superficielle est calculée pour chaque échantillon. Dans notre cas, c'est celle au contact entre la roche, l'eau et l'huile (l'eau de formation et la goutte d'huile sur la lame dans ce cas-là). La moyenne de ces tensions superficielle de ces échantillons est la valeur utilisée pour le calcul de la pression capillaire. Les équations utilisées sont citées dans le chapitre méthodologie :

$$h' = \frac{\sqrt{2A(1 + \cos\alpha)}}{\sqrt{\rho g}}$$

$$h = \frac{\sqrt{2A}}{\sqrt{\rho g}}$$

Selon les dimensions de chaque goutte les valeurs de la tension superficielle entre le liquide et la roche/ la lame en verre varient. Le Tableau 9 résume les résultats obtenus pour quelques échantillons en prenant en considération deux calculs, le premier en fonction de h et le deuxième en fonction de h' (Figure 41).

Goutte/dimensions	hr	h'r	ρ (g/cm ³)	g(g/s ²)	γ_{oil} (hr)(Dynes/cm)	θ_{oil} (°)	α (°)	γ_{oil} (h'r)
Gac	3.85	4.4	0.4401	9.806	32	64	24	29.93
G1	3.65	3.9	0.4401	9.806	28.85	57	30	28.9
G1R1	3.5	4.1	0.4401	9.806	26.4	60	20	26.5
G2	3.66	4.7	0.4401	9.806	29	63	26	29.01
						54.5		
moyenne					29.06 Dynes/cm	57.75°		28.58 Dynes/cm

Tableau 9- Les résultats des moyennes des valeurs de l'angle de contact et de la tension superficielle.

L'unité de la tension de surface est « dynes/cm » ce qui est équivalent à 1millinewton/mètre. La moyenne de ce paramètre calculée à partir de plusieurs gouttes est d'à peu près **28.82 dynes/cm**.

IV.1.1.2. Résultats de la méthode d'injection de mercure :

Le tableau suivant (Tableau 10) montre les résultats obtenus grâce à la méthode d'injection de mercure ; cette méthode permet l'obtention de certains paramètres tels que le volume des pores, la densité et la porosité. On note que la valeur de la densité est celle de la densité du solide considérée comme la densité apparente.

La valeur de la densité réelle est calculée à partir de l'équation suivante :

$$d_r = (1-\phi) * d_{app} \quad \text{Équation 26}$$

Où : d_r : est la densité réelle,

ϕ : est la porosité dite apparente,

d_r : est la densité apparente (celle du solide)

La valeur de la porosité réelle est donnée à partir du volume d'intrusion V_{int} du mercure dans les pores selon l'équation suivante :

$$\phi (\%) = V_{int} * d_r * 100 \quad \text{Équation 27}$$

Les porosités réelles de chaque échantillon sont calculées à partir de l'équation précédente, on remarque qu'elles sont de faibles amplitudes, ce qui peut traduire la mauvaise qualité du réservoir pétrolier du bassin de Cardenas.

Cette méthode permet également de donner, en fonction de l'injection du mercure, des courbes des rapports entre : le volume des pores et l'intrusion cumulative du mercure des différents cycles, de la pression et l'intrusion cumulative, et de l'intrusion différentielle et la taille des pores pour les différents cycles intrusion et d'extrusion de mercures.

Echantillon	poids de l'échantillon	volume d'intrusion totale	surface totale des pores	diamètre des pores moyen(V)	diamètre moyen des pores (A)	diamètre moyen des pores(4V/A)	densité apparente	porosité apparente	densité réelle	porosité réelle
C434N3F122	3,4900	0.0098	0.0550	43.6631	0.0753	0.7111	2.3095	2.2145	2,2561	2,2109
C434N4F224	5,0100	0.0066	0.1900	0.1507	0.0931	0.1396	2.6956	1.7568	2,2689	1,4974
c434N5F38F	5,5400	0,0021	0,0220	12,9811	0,1122	0,3737	2,6252	0,5387	2,6110	0,5483
C434N4F223	3,9300	0.0052	0.1640	0.1217	0.0787	0.1262	2.7590	1.4093	2,7551	1,4326
C434N4F229a	4,2900	0.0053	0.1640	0.1208	0.0879	0.1298	2.5008	1.3128	2,4679	1,3080
C434N3F41	61,0900	0.0014	0.1920	0.1327	0.0075	0.0286	9.7992	1.3263	9,6692	1,3536
C434N5F285	4.3600	0.0016	0.0160	29.3377	0.1197	0.4233	2.9404	0.4821	2,9262	0,4681
C434N5F96	5.1000	0.0068	0.0140	173.8442	0.1180	1.9409	2.5925	1.7385	2,5474	1,7322

Tableau 10- Les résultats obtenus à partir de la méthode d'injection de mercure sur les huit échantillons du bassin de Cardenas (Mexique) (unité : [dimension]= μm , [volume]= μm^3 , [porosité]=%).

Les résultats des injections de mercure effectuées sur les huit échantillons du bassin de Cardenas sont représentés dans le tableau 10 (Annexe 5,6).

L'échantillon C434-N3-F122 est celui le plus poreux des huit étudiés avec une porosité de 2.21%, ceci peut être dû à la fracturation assez présente dans cet échantillon. Tandis que l'échantillon C-434-N5F285 montre une très faible porosité voir nul avec une valeur de 0.46%. Ceci sera expliqué postérieurement grâce à l'étude pétrographique et aux traitements des images MEB/ SEM.

A partir de ces résultats de porosité et ceux du calcul de l'angle de contact et la tension superficielle obtenus grâce au traitement des images du profile de la goutte sessile au Visilog 6, la pression capillaire dans le réservoir sera calculée en utilisant la loi de Laplace.

IV.1.2. Paramètres pétrophysiques (k , Φ , PC) :

A partir des résultats des deux méthodes précédentes et selon les équations expliquées dans la partie méthodologie, et la loi de Laplace, le paramètre de pression capillaire est calculé.

$$P_{coil} = 4\gamma_{oil} \cos \theta_{oil} / ds \quad (\text{la loi de Laplace})$$

En considérant que l'huile est du gasoil et en prenant en compte les moyennes d'angle de contact et de tension superficielle, la pression capillaire est calculée pour chaque échantillon;

Les calculs des valeurs de pression capillaire pour chaque échantillon sont résumés dans le Tableau 11 avec les valeurs de : la moyenne du diamètre des pores, l'angle de contact (θ) et la tension superficielle (γ) de l'huile et du mercure et enfin la pression capillaire calculée pour ces deux deniers (PC_{HG} et PC_{Oil}).

Echantillon	Diamètre(4V/A)	θ_{HG} (°)	γ_{HG} (Dynes/cm)	θ_{oil} (°)	γ_{oil} (Dynes/cm)	PC_{HG} (kPa)	PC_{Oil} (kPa)
C434N3F122	0.7111	130	485	57.75	28.82	-1753.39333	86.5062028
C434N4F224	0.1396	130	485	57.75	28.82	-8931.5043	440.648716
C434N5F38F	0.3737	130	485	57.75	28.82	-3336.46775	164.609475
C434N4F223	0.1262	130	485	57.75	28.82	-9879.85737	487.43709
C434N4F229a	0.1298	130	485	57.75	28.82	-9605.83975	473.918034
C434N3F41	0.0286	130	485	57.75	28.82	-43595.7343	2150.85877
C434N5F285	0.4233	130	485	57.75	28.82	-2945.51854	145.321429
C434N5F96	1.409	130	485	57.75	28.82	-884.909865	43.6583114

Tableau 11- Les résultats de calculs de la pression capillaire pour le bassin de Cardenas.

Echantillon	masse de la roche sèche(g)	longueur de l'échantillon (cm)	diamètre (cm)	volume total (cm ³)	volume des pores (cm ³)	volume des grains(cm ³)	densité totale(g/cm ³)	porosité effective(%)	perméabilité klinkenberg (mildarcys)
C434N3F122	108,19	3,82	3,80	42,7000	2,11	40,59	2,534	5,00	0,021
C434N3F41	113,11	3,87	3,79	43,5500	2,33	41,22	2,597	5,30	0,534
C434N4F224	114,54	3,82	3,79	43,1700	0,92	42,25	2,653	2,10	0,005
C434N4F223	116,45	3,83	3,79	43,1600	0,91	42,25	2,698	2,10	0,004
C434N5F285	118,35	3,83	3,78	42,7700	1,23	41,54	2,767	2,90	0,141
C434N5F96	102,84	3,4	3,79	37,76	1,29	36,47	2,724	3,40	3,79
c434N5F38F	432,38	7,62	5,11	156,43	3,23	153,20	2,764	2,10	0,025

Tableau 12- Résumé des résultats des calculs des paramètres pétrophysiques du bassin de Cardenas.

Le Tableau 12 résume les résultats obtenus pour les paramètres pétrophysiques : porosité, perméabilité klinkenberg et porosité effective. On observe qu'en général les valeurs de perméabilité sont faibles sauf pour l'échantillon développant une certaine fracturation. D'autre part, les résultats de la porosité effective donnent des valeurs très faibles allant de 1.7 à 8.4%. Les valeurs de densité de la roche sèche obtenue sont de l'ordre de 2.534-2.603g/cm³ pour la carotte 3, de 2.653-2.756 g/cm³ pour la carotte 4 et de 2.612-2.767 g/cm³ pour la carotte 5.

IV.1.3. Analyse au Microscope électronique à balayage:

Les échantillons carbonatés du bassin de Cardenas ont été observés au microscope électronique à balayage (MEB) ; l'analyse pétrographique et l'injection de mercure de ces échantillons montrent qu'ils sont plus ou moins homogènes du point de vue lithologie et porosité, sauf pour l'échantillon C-434-N3-F122, qui est caractérisé par des valeurs de porosité supérieures à celles des autres échantillons. Cet échantillon ainsi que les autres échantillons ont été observés au MEB, afin de les caractériser pétrographiquement et analyser les images pour définir la porosité.

- A première vue l'échantillon C-434-N3-F12 2 montre une dolomitisation agissant au niveau des cristaux ainsi que dans les pores, qui est accompagnée de cristaux de quartz et de matières organiques par endroit (Figure 62).

Il est à noter que la présence de SiO_2 dans la matrice est supérieure à celle du CaCO_3 , on note aussi la présence de soufre et de fluorine.

La matière organique apparaît éparpillée irrégulièrement sur la surface de l'échantillon et dans les pores qui sont parfois connectés.

Dans cet échantillon on observe deux types de porosité : primaire qui est souvent comblé par des cristaux de dolomites ou de quartz et des fragments de matière organique, et secondaire résultante de la fracturation et probablement de la dolomitisation. Cela dit la valeur de porosité reste faible.

La présence de certains cristaux formés postérieurement peut être due à la circulation des fluides dans cette roche réservoir, qui étant de plus en plus colmaté par les cristaux de quartz et de calcite, perd de sa qualité. Cette recrystallisation par dolomitisation est parfois bénéfique à la création de porosité secondaire mais avec la circulation de fluide postérieur à cette porosité, participe à son colmatage postérieur.

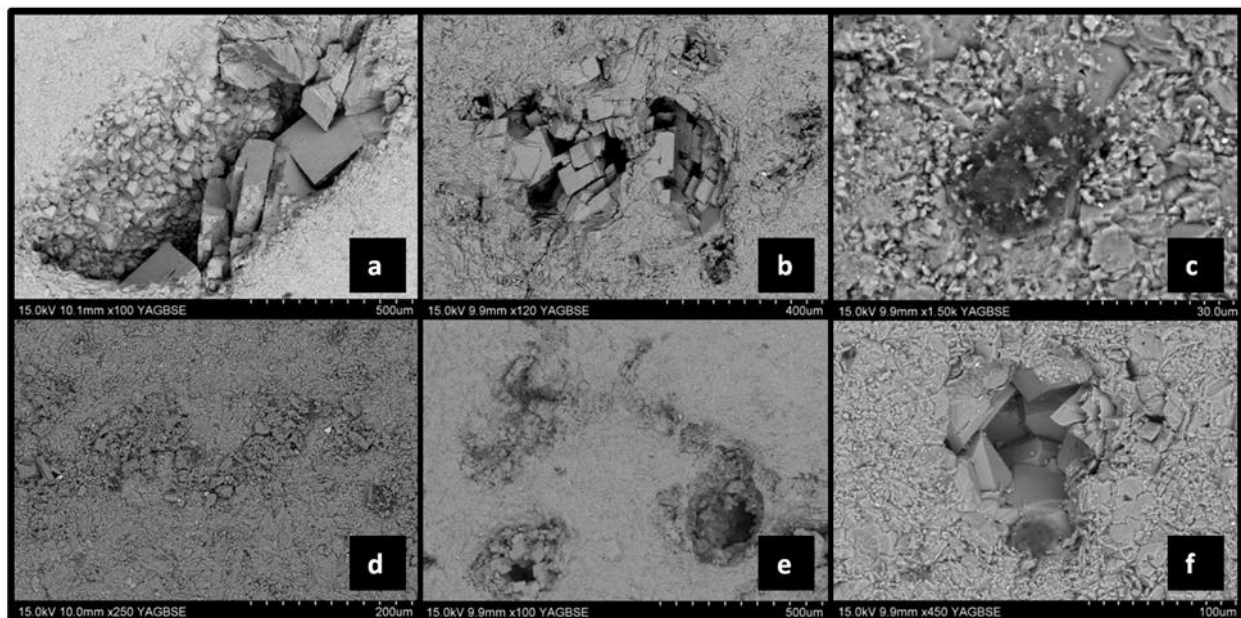


Figure 62- Echantillon C-434-N3-F12 2 au MEB. a).- Porosité remplis de cristaux de quartz et de rhomboèdres de dolomites. b).- porosité connectée et début de remplissage avec des cristaux de dolomites. c).- matière organique. d) et e).- porosité totalement colmatée par la dolomitisation et porosité connectée. f).- présence de matière organique dans la porosité.

- L'échantillon C-434-N5-N3 8F est caractérisé par une plus forte dolomitisation et une plus grande concentration en matière organique, comparé à l'échantillon précédent. Il comporte également beaucoup d'anhydrites et de fluorine. On note que l'échantillon précédent ne contient pas d'anhydrite et il est composé de moins de fluorine. Cette anhydrite est présente dans les pores accompagnée de quelques fragments de matière organique (Figure 63). Ces anhydrites sont le résultat de circulation de fluides suite à des réactions BSR/TSR.

Cet échantillon contient des oxydes de fer, des sulfates de Cuivre, de la barytine et de la pyrite.

La porosité est très faible, ce qui peut être du à la dolomitisation et/ou la précipitation et la cristallisation des minéraux contenus dans les fluides ayant circulé dans la roche réservoir.

- L'échantillon C-434-N4-F22 3 est caractérisé par une cristallisation de la silice et de la dolomite dans les pores, associée par endroit à de la matière organique, de la pyrite et de l'anhydrite. Ces cristaux colmatent la porosité ainsi que le réseau de fracture. Ce dernier peut influencer la porosité mais aussi le colmatage avec des dolomites, des concentrations en CaSO_4 et des cubes de sel (Figure 64).

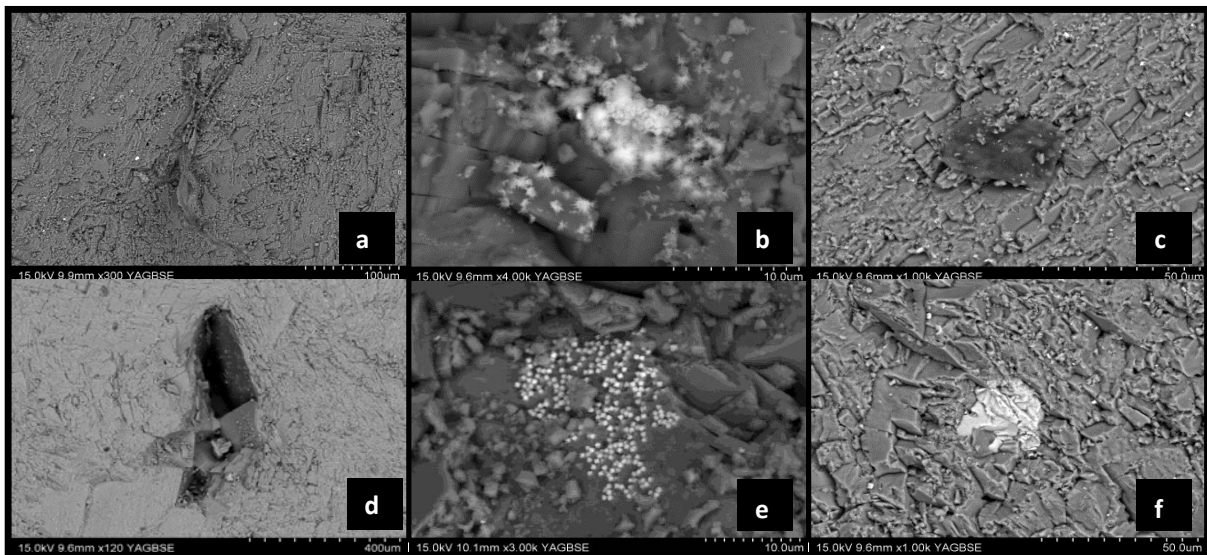


Figure 63- Echantillon C-434-N5-N3 8F au MEB. a) et c).- matière organique. b).- sulfates de cuivre. d).- Porosité remplis de cristaux de quartz et de dolomites. e).- cubes de sel. f).- anhydrite.

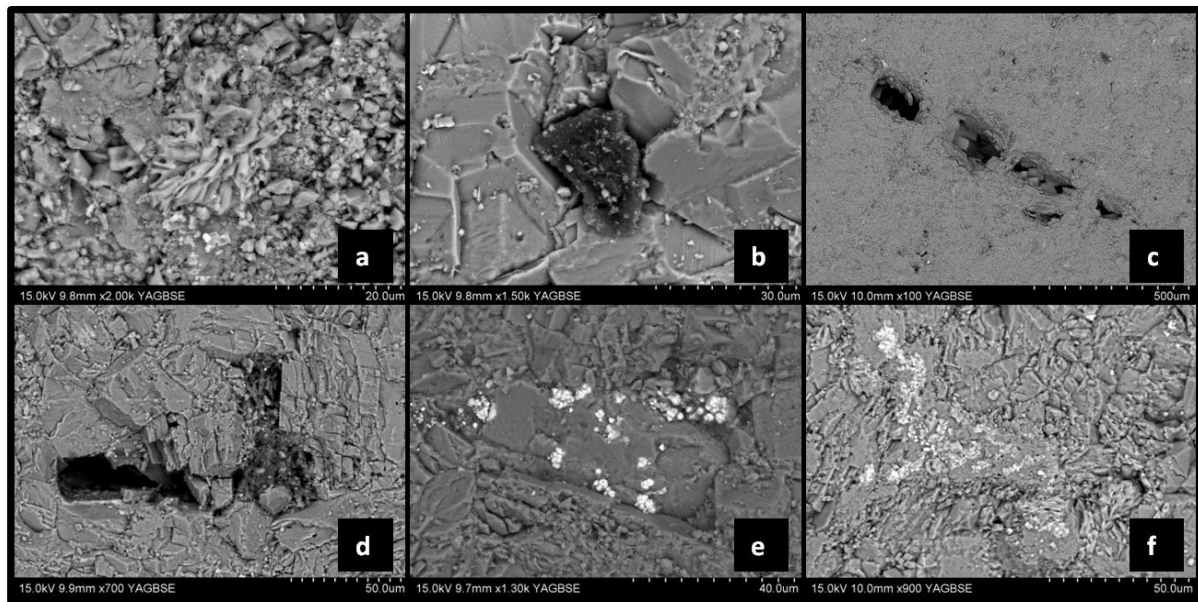


Figure 64- Echantillon C-434-N4-F22 3 observé au MEB. a) anhydrites entourées de grains de quartz. b).- matière organique. c).- fracture remplie de cristaux de dolomite. d).- Porosité remplie de cristaux de quartz et de dolomites et de matière organique. e).- pyrite rhomboïdale. f).- cristaux de dolomites avec présence de CaSO_4 et du sel.

- L'échantillon C-434-N4-F22-9a est constitué de beaucoup de quartz, d'une forte concentration en matière organique poreuse, d'une forte concentration en oxyde de fer et de sel comparé aux autres échantillons.

On note la présence de NaCl , de Sn , de Cu , de pyrite tandis que le CaSO_4 et CaCO_3 sont quasi absent dans cet échantillon.

La porosité primaire est bien représentée par des pores très petits assez ronds mais le colmatage avec des cristaux de quartz et de dolomites détériore la qualité du réservoir du point de vue porosité (Figure 65).

- La calcite est plus développée dans l'échantillon C-434-N3-F41 mais la porosité est influencée par le remplissage des pores par des cristaux de quartz et de dolomites tout comme les autres échantillons. Cependant la taille des pores est beaucoup plus importante comparée aux échantillons précédents.

Il existe aussi de la pyrite des oxydes de fer, des silicates mais le CaSO_4 est absent encore une fois dans cet échantillon, ainsi que la matière organique.

Cette présence de sel doit être prise en considération lors de la modélisation du système pétrolier (Figure 66), car elle peut expliquer l'influence des dômes de sels dans la région.

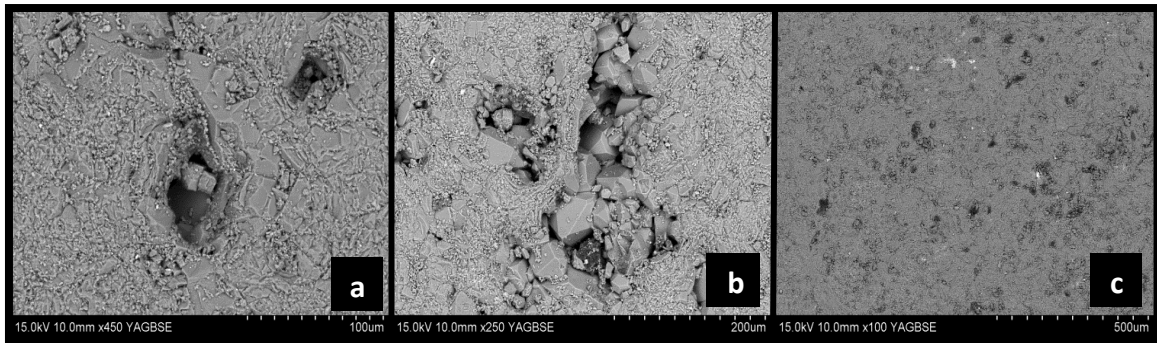


Figure 65- Echantillon C-434-N4-F22-9a observé au MEB. a).- matière organique et cristaux de quartz et de dolomites dans les pores. b).- fracture remplis de cristaux de quartz et de matière organique. c).- présence de matière organique et majorité poreuse comparé aux autres échantillons.

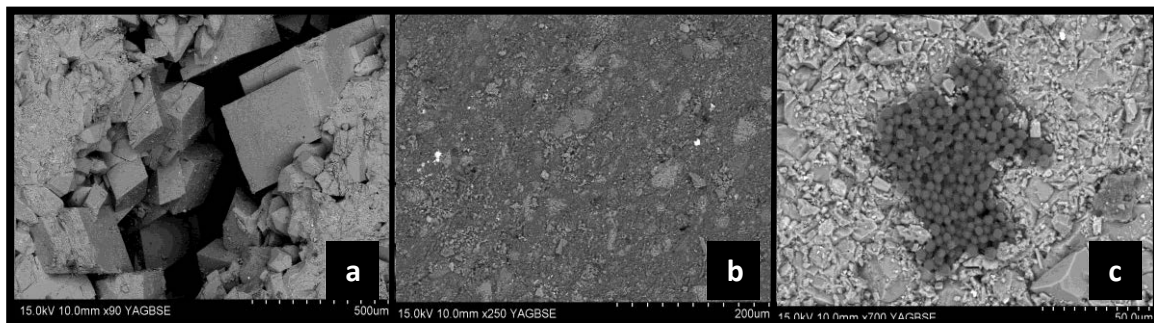


Figure 66- Echantillon C-434-N3-F41 au MEB. a).- volume poreux assez gros avec présence de quartz et de dolomites. b).- silicates (gris clair), quartz (gris foncé) et oxydes de fer (blanc). c).-présence de matière organique de majorité poreuse.

Conclusion :

On peut déduire à partir de ces données et des rapports pétrographiques, que la roche primaire analysée à partir des échantillons des carottes N3, N4, N5, est de type calcaire grainstone avec des péloïdes, des bioclastes et des fragments de bivalves. Le milieu de dépôt supposé pour ces roches est un milieu marin peu profond à énergie modérée à forte.

Les textures Mudstone, Wackstone, Rudstone sont également présentes dans la carotte N4. On observe aussi la présence de fractures à dimension allant de quelques millimètres à quelques centimètres et aussi des vacuoles ; l'ensemble est majoritairement fermé à cause de la recristallisation de dolomite ; seules les fines fractures ne sont pas cimentées.

Dans la carotte N3 on observe deux types de dolomite : une rhomboédrique généralement effacée par la calcite microcristalline, de quartz, la calcite d'origines sont remplacées par des minéraux de néoformation, la dolomite se trouve initialement dans les fractures ou au remplissage de ses dernières. Ce remplissage s'est mis en place par une deuxième génération de dolomite et de calcite, de quartz, de chlorite et de Célestine; les vacuoles sont également remplies par un zonage de dolomite, de calcite et de quartz.

Le quartz est automorphe et parfois coupé par une deuxième génération de calcite rencontré dans les fissures et dans le remplissage de vacuoles ; les cristaux de quartz contiennent également des cristaux solides de chlorure de calcium des assemblages d'inclusions de fluides de type liquide/vapeur.

Dans la carotte N4, la pyrite, étant l'unique minéral opaque observé au MEB dans ces échantillons, ainsi que des cristaux rhomboédriques de dolomites couvrant les cristaux de quartz et de calcite. Ces dernières occupent des espaces laissés par les dolomites. Le quartz microcristallin et la calcite fine sont communs dans ces échantillons, ils sont à leurs tours coupés par une génération tardive de quartz en veines

La carotte N5 présente un processus de brèche cimentée par du quartz, de la calcite microcristalline, ces deux minéraux contiennent également un cristal de zéolithes et de quartz automorphe qui dans sa dernière phase de cimentation contient des cristaux de calcite fine avec des inclusions de fluides de type liquide/vapeur.

Les changements micro-texturaux et les phénomènes présents dans les échantillons et associés aux minéraux diagénétiques sont décrits grâce au SEM.

La carotte 3, montre que les deux générations de dolomites sont affectées par la circulation de fluides propices à la formation de vacuoles fines (Figure 62). On constate aussi que l'agencement des cristaux de dolomites crée des vides qui augmentent la porosité, bien que certains soient remplis de ciment de calcite et de quartz.

La carotte 4 montre les mêmes phénomènes que la carotte 3, et la présence de micro-brèches et des fractures en forme de stylolithes. Les vides sont remplis de cristaux de dolomite et de calcite qui diminue la porosité et la perméabilité générées par les dolomites primaire (Figure 64 & Figure 65).

La carotte 5 montre la cristallisation des dolomites qui génèrent des vides interconnectés. Les fissures sont en partie comblées de quartz et de calcite.

Certains fissures sont interconnectées et évoluent en stylolithes, ce qui montre que le mécanisme de formation d'une vacuole dont la cavité se génère initialement à partir de la dissolution ou de la destruction de la dolomite, générant ainsi une micro-brèche.

Ces recristallisations des carbonates et précipitations des anhydrites représentent également des preuves des réactions BSR/TSR qui peuvent expliquer la diminution de la porosité et la transformation de ces réservoirs carbonatés en roches couvertures à fur et à mesure que les anhydrites et les dolomites colmatent les porosités que ça soit dans les pores ou dans les fractures (les annexe 7, annexe 8 des images MEB).

IV.1.4. Tomographie et Analyse d'image :

Les échantillons étudiés au tomographe ont été découpés en petit fragment d'un diamètre de 4 à 5mm afin d'avoir une bonne résolution et de bien décrire l'intérieur des échantillons.

Les échantillons traités sont ceux provenant du réservoir carbonaté du bassin de Cardenas, le choix a été établi en fonction de qualité du réservoir, c'est-à-dire la valeur et la qualité de la porosité. A partir des résultats de l'injection de mercure on a pu choisir deux échantillons, le premier est celui ayant donné la plus grande valeur de porosité contrairement au 2^{ème} qui a donné la plus faible valeur de porosité des 8 échantillons étudiés (C-434-N3-F12-2 et C-434-N5-N3-8F respectivement).

La reconstruction 3D de ces deux échantillons a été effectuée au tomographe de l'école des mines de Nancy, le but étant de chercher la connexion entre les pores pour essayer de comprendre leurs agencements dans l'espace.

Les résultats de cette partie seront exposés dans un autre travail de thèse.

IV.2. Le bassin de Paris (la roche couverture) :

Cette partie est rédigée en forme d'article, la légende des figures et des tableaux est rédigée à part, elle n'est pas prise avec celle du rapport de thèse, cet article est accepté de la revue « Revista Internacional de Investigacion e Innovacion Tecnologica (RIIT) ».

Les annexes 9, 10 et 11, montrent une reconstitution 3D d'un échantillon avant et après leurs traitements sous plusieurs cycles d'hydratation/déshydratation.

PHYSICAL MODIFICATIONS OF CLAYS IN A DAMAGE ZONE UNDER THE INFLUENCE OF HYDRATION/DEHYDRATION: MICROSCOPIC AND MESOSCOPIC SCALES STUDY

Chadouli K.¹, Duplay J.², Martinez L.³, Géraud Y.¹, Hiver J.M.¹, Gonzalez Ruiz L.E.¹

¹ Laboratoire Géoressources, UMR 7359 CNRS, Faculté des Sciences, Université de Lorraine, BP -239, Boulevard des Aiguillettes, 54506 Vandoeuvre Lès Nancy Cedex, France.

² LHYGES, UMR 7517, Université de Strasbourg, BP-239, 1 Rue Blessig, 67084 Strasbourg Cedex, France.

³ EOST, UMR 7516 –IPGS, Université de Strasbourg, BP-239, 1 Rue Blessig, 67084 Strasbourg Cedex, France.

Abstract:

Callovo- Oxfordian argillite of the Bure site in the Eastern Paris Basin (Meuse, France) constituted a potential favorable to nuclear waste repository. However, around the drilled tunnel sections, the clay mineral-rich rock's morphology, petrophysical properties and fluid circulation conditions may change with time after long term wetting and drying cycles. The evolution of this properties are studied in this work, using simulations of a hydration/dehydration process to analyze mechanical and petrophysical aspects coupled with ESEM captures, images analyzes, mercury injection porosimetry measurements and tomography.

Those technics have been performed at EOST (Ecole et Observatoire des Sciences de la Terre, Strasbourg) and Géoressources laboratory (Nancy). The objective of this study is to determine argillite's behavior, their water adsorption/desorption capacity, petrophysical changes and fluid circulations; in order to define their capacity to limit or delay radioactive elements dispersion.

Changes in the conditions of redox modify the repartition of elementary charges thus modify hydration's properties and consequently modify the structure of argillites as well as the texture of the rock. This hydration process, on a long term, procures a chemical instability

near the fractural sets and a progressive micro-cracking in argillites with kaolinite dominance, but for swelling argillites this micro-cracking is more complex where we observe a multitude of opening and closing of micro-cracking and pores.

Those analyses demonstrate that porosity structure is very dependent on mineralogy, and that argillites are very sensible to fluid circulations, those last modify the geometry of pore sets as well as the transport potential and produce changes on texture and porosity.

1. Introduction:

The Callovo-Oxfordian argillites in the region south of the Meuse and north of the Haute-Marne departments (Bure, France) have been qualified by ANDRA (National Agency for Radioactive Waste Management) for the implantation of an underground laboratory to investigate the feasibility of high to medium activity nuclear waste disposal in deep geological formations.

Argillites are clay mineral-rich formations containing various amounts of other silicates and carbonates. These phyllosilicates are fine-grained minerals (micrometer scale) more or less hydrated depending on the clay mineral type. Thus smectite-rich argillites may adsorb water and increase in volume whereas illite-rich argillites are less subject to hydration and change in volume.

Argillites are subject to long-term fluctuations in environmental conditions with the effect of hydration and/or dehydration of interlayered smectite and illite/smectite and ion exchange. In addition, a change in the redox requirements modifies the distribution of elementary charges which, again, change the properties of hydration. Fluid infiltrations through joints as well as wetting of pores network can provide a chemical instability of clays around these joints.

The structure sheet as well as the composition gives them the petrophysical properties of commercial interest. That's why it's primordial to study the physico-chemical properties of each argillite for industrial application.

In the laboratory of Bure, drilled tunnel sections and consequently the argillites are subject to long-term fluctuations in humidity, temperature and redox conditions with the effect of hydration and / or dehydration of the swelling clays and ion exchange. In addition, a change in the oxidation/reduction conditions may modify the distribution of clay surface

charges which may change the hydration properties of the clay minerals. Fluid infiltrations through fissures as well as wetting of the pore network can lead to a chemical instability of clays around these fissures and possible texture changes due to alteration and progressive transformation by eventual crystallization of secondary clays.

Previous studies and observations by Environmental scanning electron microscopy (ESEM) showed progressive cracking of Callovian-Oxfordian argillites, occurring as a result of several hydration/dehydration cycles (Montes, 2002; Montes & al., 2004). This phenomenon is observed in argillites where kaolinite is the principal element; but when swelling clays dominate the cracking is more complex: there has been series of opening and closing of cracks and pores. It is also showed, as did Fouche & al. (2004) for pyrite and carbonates during compaction, that quartz grains harder than the clay matrix play a major role in the opening of cracks after several hydration/dehydration cycles.

Lot of parameters has to be studied quantitatively and qualitatively to define microscopic and mesoscopic micro-cracking and their evolution with time in terms of humidity variations, pores fluid composition, sulfurs and other minerals phases. Temperature variations are considered because they increase the mass transfer, accelerating the alteration (Rosanne et al., 2003).

The pores network structure is strongly dependent on mineralogy; this has been proved by magnetic susceptibility analysis coupled with iron-fluid and mercury injections. Those techniques also showed the control of connectivity of pores network is controlled by phase's distribution (Esteban et al., 2007).

The objective is to simulate the evolution of argillite galleries or barriers during storage and after closure, under the influence of variations in the rate of Hydration, and highlight the role of mineralogy, lithology and microstructures on the possible fluid migrations. This study has a physicochemical modification approach of argillites on nanoscopic, microscopic and mesoscopic coupled with ESEM and tomography observations, kinetics of water adsorption and isotherms, petrophysical methods and quantification with image analysis.

2. Geologic and geographic aspects:

The site of Bure is localized in Meurthe & Moselle region, on the eastern edge of Paris Basin (Figure 1), which is a sub-circular basin, with a maximal elongation of 600km

from east to the west and a minimal elongation of 500km from the north to the south.

The substratum consists of a big depression which contains 3000 km of sediments deposited between the Triassic and the Neogene. It consists of alternation of limestone, marl and clays. These clays form the interesting layer and the studied one in this report.

Thus, through this underground laboratory, ANDRA (National Agency for Radioactive Waste Management) can observe in situ behavior of Callovo-Oxfordian clays.

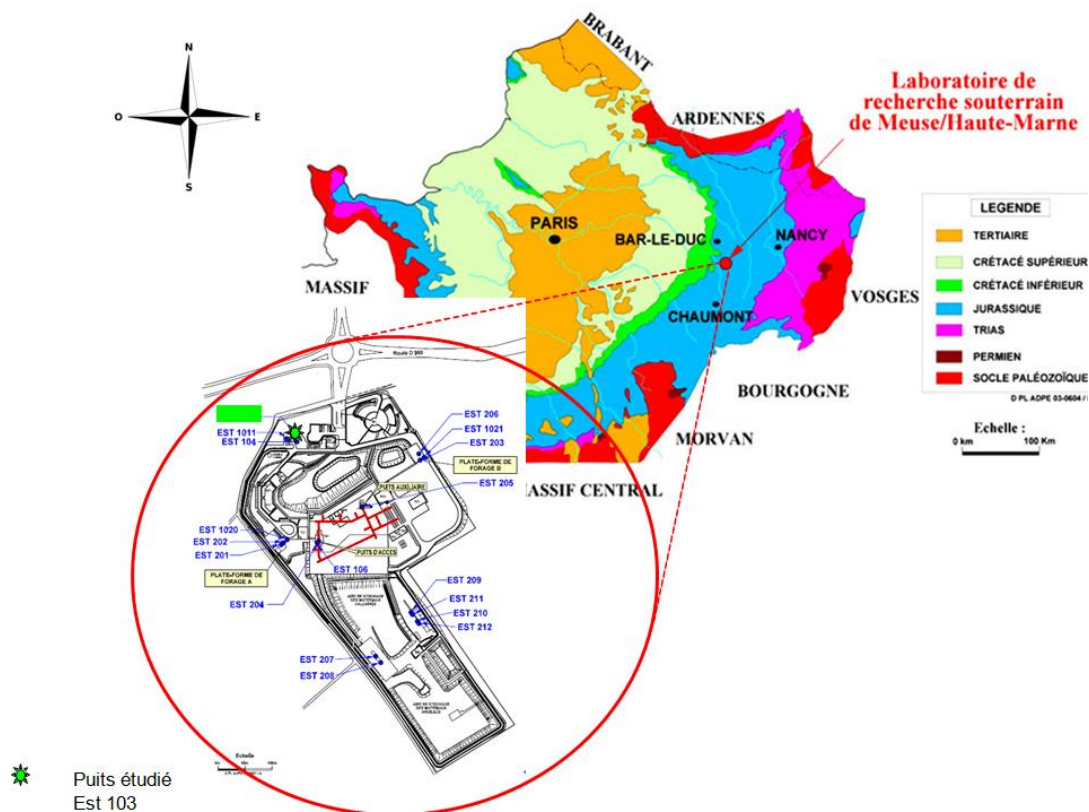


Figure 1- Localization of Bure site in Paris basin.

The Callovo-Oxfordian argillites are situated at a depth of 420 m to 550 m (Figure 2). They are called argillites because of their clay content up to 50% and a cementation with quartz crystals and carbonates. They are considered as stable geologically and homogeneous. The mineral composition of the Callovo-Oxfordian argillites varies as a function of depth (ANDRA, 1996). Quartz and carbonates are the dominant minerals in the first 40 m of the the Callovo-Oxfordian stratum (about 35% and 40%, respectively), whereas clay minerals become dominant below that level (about 40%). In addition, the mineralogy of the clay

fraction ($< 2 \mu\text{m}$) changes below 410 m depth with disappearance of illite/smectite interstratified clay minerals and sometimes the appearance of kaolinite.

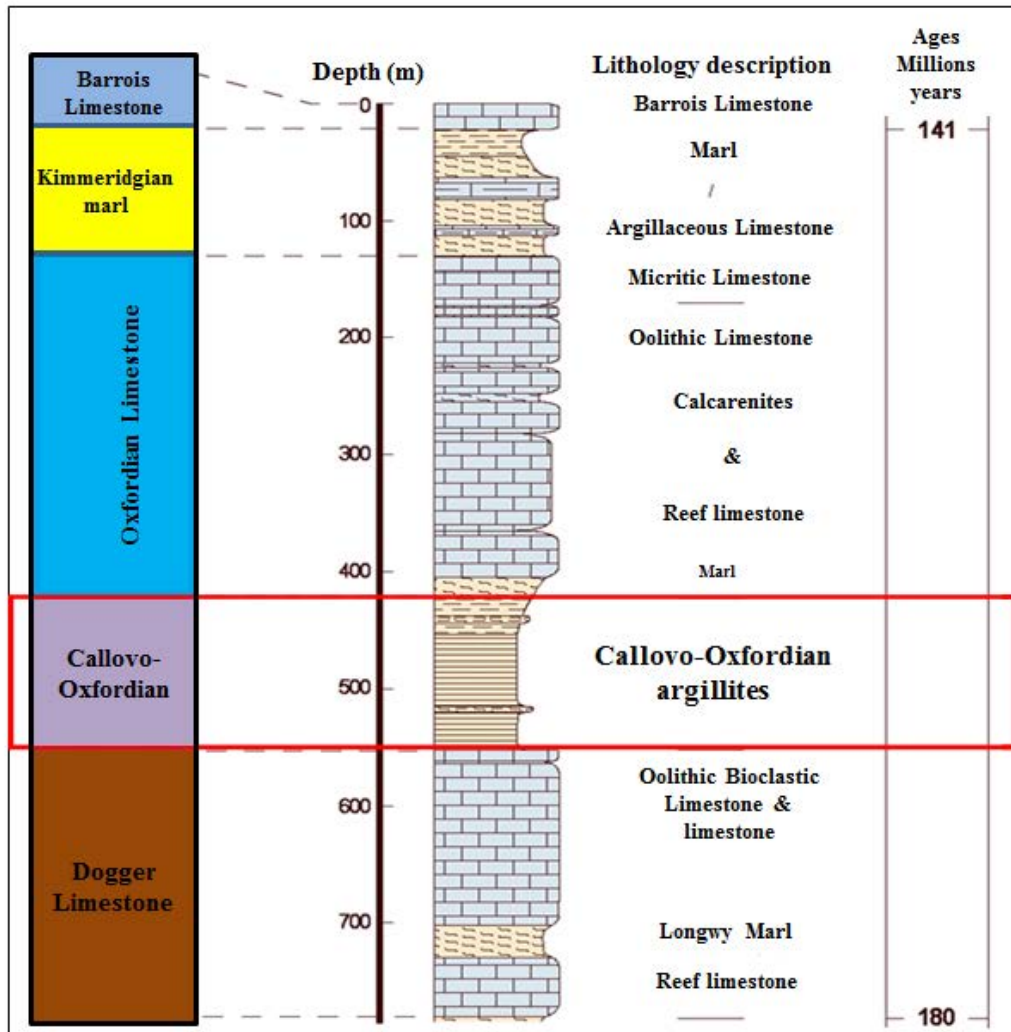


Figure 2-Lithostratigraphic column of Paris basin with localization of argillites studied

Overlying limestone and marl formations provide compact properties to the argillites due to the expulsion of pore water, great reduction of the porosity and thus increase of resistance. Moreover, the low permeability of argillite rocks may delay or limit the dispersion of radioactive elements in the environment.

3. Material and methods:

3.1. Samples presentation:

The selected samples were taken from cores of the well “EST-103” (drilled vertically at depth of 526m), “EST-342” and FOR 1106 (table 1).

They have been chosen in order to test the three principal Callovo-Oxfordian facies (Silty, Argillites and Carbonated).

Wells references	Depth (m)	Facies
ES T 103 - 07563	418,14-418,25	Unit C3A: black marl with nodules intercalated with bioturbated biomicrite.
ES T 103 - 07566	421,15-421,21	Unit C3A: black marl intercalated with bioturbated biomicrite with nodules.
ES T 103 - 07575	429,53-429,59	Unit C2D: black marl and fine calcarenite in loaves and nodules.
ES T 103 - 07585	440,45-440,53	Unit C2D: alternation of black marl and bioturbated bio-calcarenite.
ES T 103 - 07591	446,3 – 446,38	Unit C2C: black silty argillite with loaves and nodules.
ES T 342 - 11521	645,74-645,84	Unit C1:black carbonated clays
ES T 25481-FO R 1106	1.25 -1.30	Unit C2B1: black silty argillites, bioclasts filled by calcite.

Table 1- table of sample's depth and lithology

Those Argillites have undergone cycles of Hydration/Dehydration in a chamber at controlled relative humidity and constant temperature (25°) and their porosity networks have been studied using mercury porosimeter.

3.2. Methods:

3.2.1. Analytic protocol:

The samples were mineralogically characterized by X-Ray diffraction analysis and the carbonate content was semi-quantatively estimated. The argillite's water sorption and desorption capacity was observed using environmental scanning electron microscope (ESEM), and porosity was evaluated using mercury injection porosimetry. The images obtained from tomography and ESEM were treated using the Vislog-6 image analysis software, to reconstruct 3D view of samples and calculate porosity and permeability (Figure 3) which were compared to petrophysical results. Moreover, argillites have undergone cycles of hydration/dehydration in a chamber at controlled relative humidity and constant temperature (25°) and the amount of adsorbed/desorbed water was measured with time and with relative humidity. Adsorption isotherms and kinetic data were obtained.

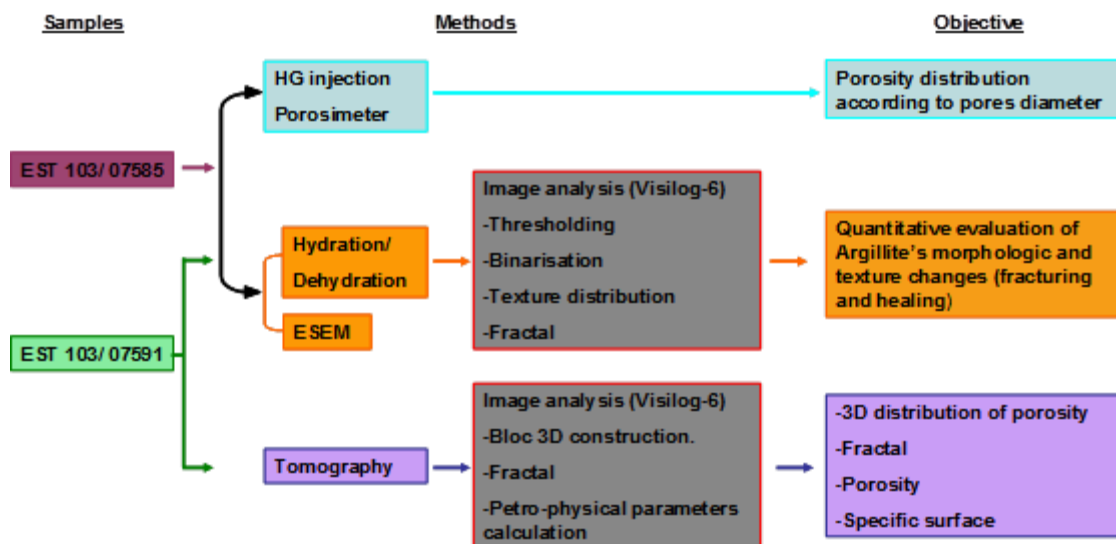


Figure 3- Different methods used to characterize Callovo-Oxfordian argillites

3.2.2. Hydration/dehydration process and ESEM analysis:

A Philips XL30 ESEM LaB6, fitted with a gaseous secondary electron detector (GSED) to produce a surface image, was used for environmental scanning electron microscope investigations. This microscope is also equipped with a “cooling stage” to control the sample temperature. It allows dynamic procedures of hydration and dehydration of a sample under the influence of relative humidity variations (RH).

Each sample was submitted to hydration/dehydration cycles, by increase and decrease of water activity in the microscope chamber. The ESEM procedure used to simulate accelerated variations in wetting conditions and study morphology changes of argillite consists basically of three stages: 1) drying with a chamber pressure of 2.3 Torr and temperature of 50 °C to reach a water activity of 0.025 considered here as “reference conditions”, 2) hydration at a constant temperature of 9 °C and pressure of 8.3 Torr to reach a water activity of 0.95, 3) dehydration at a constant temperature of 9 °C and pressure of 1.1 Torr to reach a water activity of 0.125.

Samples (cubic form of 0.5 cm of edge) were submitted to these hydration/dehydration cycles (HR=95%/ HR=12.5%) at fast frequency (10 à 20 min). Images at each stage of hydration were analyzed using image analyzer software to determine changes in the swelling evolution in function of the argillite nature and the number of hydration/dehydration cycles.

3.2.3 Hydration/dehydration isotherms and water adsorption kinetics:

Gravimetric measures were applied to get hydration/dehydration isotherms. The principal of the method is to measure at short or long time intervals the mass of a sample submitted to fixed relative humidity conditions in. The static method of salt solutions is the method used: the sample is placed in a sealed chamber containing a saturated salt solution. The relative humidity of the atmosphere above the salt solution is balanced to a value depending on the used salt. The salts were selected so to scan the entire range of relative humidity between 10% and 95% at 25 ° C. Prior to the adsorption experiment, the argillite samples were dried at 105 ° C. They were then placed in an enclosure with fixed relative humidity to measure the water adsorption with time until weight stabilization. Weightings were done in short time intervals for kinetic study or in long intervals (until the variation in mass is negligible for the surrounding atmosphere balance studied) for hydration isotherms. For dehydration study, the samples were placed under dehydrating atmosphere (on silica-gel) and weighted until a new stabilization.

3.2.4. Mercury injection (Petrophysical properties)

The mercury injection porosimetry allows porosity and pore size to be estimated by measuring the volume of mercury injected in previously desiccated and de-aerated samples. The measurements of the injection pressure and of the injected mercury volume were made by steps of increasing pressure on a Micromeritics Ltd apparatus. The measurement principle is to place the sample in a cell and weigh the whole, then extract the gaz from the cell, inject mercury and weigh again. The increase in pressure leads to the penetration of mercury into the pores. The measure of the volume of mercury injected permits to calculate the porosity knowing the volume of the sample and using the Laplace law.

The cumulative porosity (i.e. the injected mercury volume) is derived as a function of the pore diameter (i.e. a function of the injection pressure). It gives the total connected porosity at the maximum pressure (150 MPa) and the distribution of pore diameters.

Porosity distribution curves versus pore diameter were obtained from initial samples. They allowed analyzing different functions in the pores network and distinguish transport porosity and reaction one, the modification of volume repartition during experiments and so material reactivity.

3.2.5. Tomography:

X-Ray tomo-densitometry is a non-destructive technique based on measuring the attenuation of X-ray beams, which defines a radiologic density. It allows the reconstruction of an object volume following series of scan and measures established from the outside. It permits also analyzing petrophysical properties such as porosity, pore's volume and pore's connection. The tool used is Nanofocus X-ray computed tomography scanner (phoenix nanotom m) with an X-ray detector DXR500L.

In order to observe the evolution of morphology, structure, porosity and permeability of the sample EST 103-7591 before and after hydration/dehydration cycles, it has been treated in the tomograph of "l'Ecole des mines de Nancy". This sample was studied because of its strong capacity to humidification in adsorption experiments. 3D reconstruction of this sample allowed calculating porosity and permeability using pores volume and Kozeny Carman law.

3.2.6. 2D Image analyzes:

ESEM captures, at several relative humidity conditions during hydration/dehydration simulation (Figure 4) are treated using Visilog-6; in ESEM captures, a variation in the morphology of mineral structures of the samples studied as well as a variation in the electrical signal expressed in grey levels are observed.

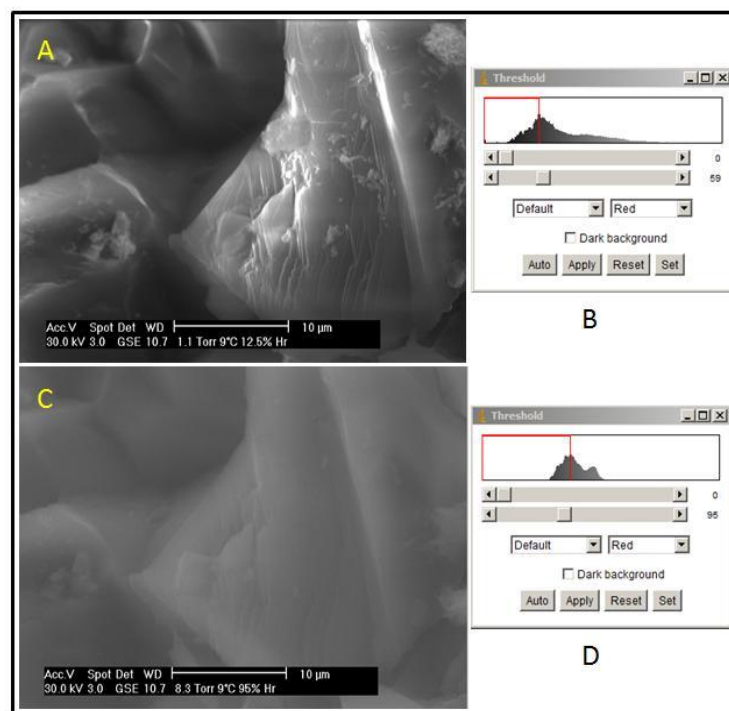


Figure 4- Variation of ESEM images signal (Grey level).

The Visilog-6 applications applied are (Figure 5) first, a “simple threshold” which consists of putting all pixels having a grey level less than certain value at 0 and at 1 all pixels with a superior value (Figure 6). 150 images of argillites samples (that have been treated under hydration/dehydration) cycles have been treated.

Then a “skeleton” is applied, it’s an algorithm useful in shape analysis forming a non-scalar shape analyzer tool. It consists of converting any shape to a set of curves called skeleton. Finally the “border-kill” function is used to eliminate all objects in contact with the border in order to create a new binary image of not connected- skeleton. This last application helps to separate the connected objects from the not-connected ones.

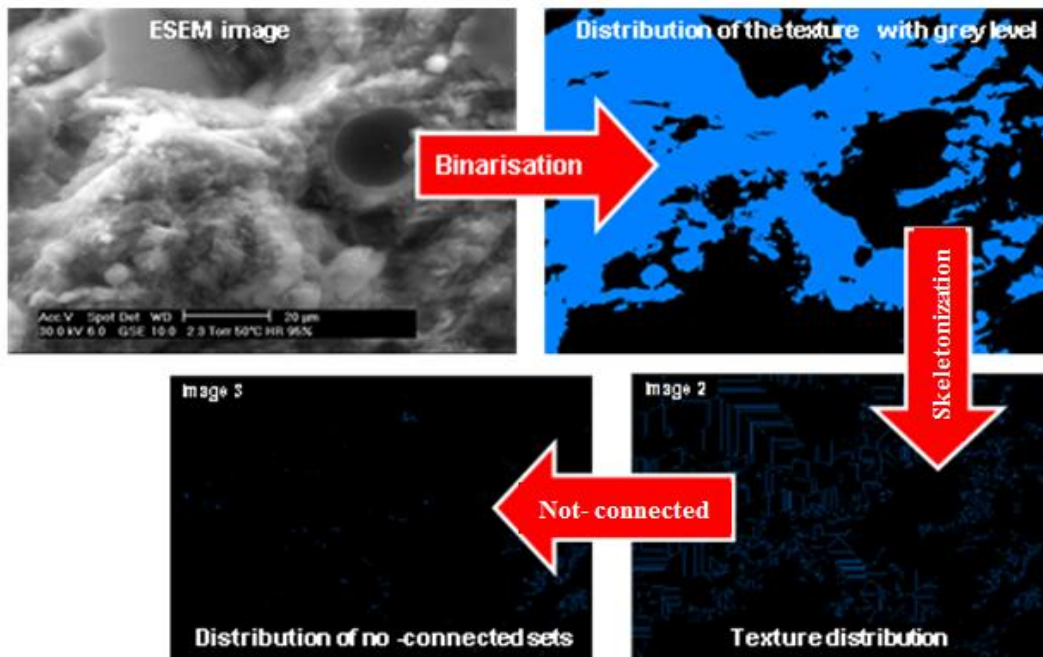


Figure 5- Visilog-6 steps applications for image analyzes.

A last measure is done using a fractal dimension; it allows the study of the quantitative repetition and the spatial distribution of a set of objects in an image. In this case, it allows us to find correlation between connected and not-connected objects, and to analyze the texture variation with the hygrometry level used. Porosity and permeability are calculated using Kozeny-Carman law:

$$K = \frac{20\varphi^5}{S_0^2(1 - \varphi)^2}$$

With: K: intrinsic permeability;

S_0 : specific surface calculated using Visilog-6 (m^2/m^3);

ϕ : Porosity.

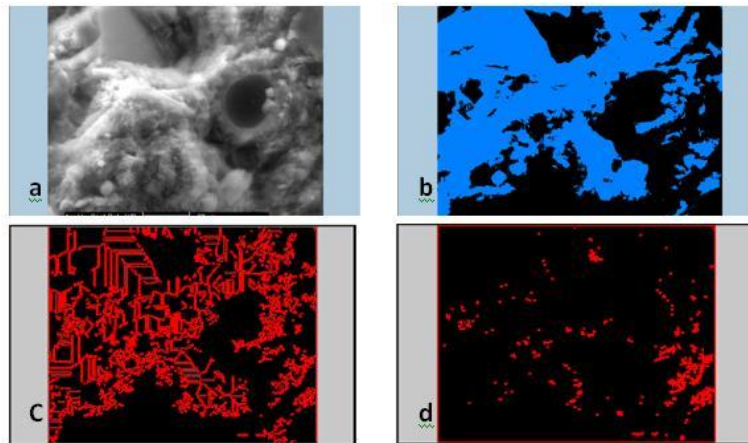


Figure 6- Threshold of an image between 100 and 254 grey's level.

4.Results

4.1. Mineralogy characterization of carbonates content in samples:

The identification of minerals has been done by X-ray diffraction on all bulk samples and on the $< 2\mu\text{m}$ fraction of 3 samples (7566, 7585 and 7591) for the clay mineralogy. The studied argillites are rich in calcite, dolomite and quartz (7566 and 7563 are specially dolomite rich). The 7585 and 11521 samples are richer in calcite while the 7591 sample is richer in quartz contents. Feldspars and pyrite are also present but in low amounts.

Sample 7566 contains mostly smectite and interlayered illite/smectite, 7585 contains mostly illite, smectite, interlayered illite/smectite and kaolinite. Sample 7591 contains also mostly smectite, illite, interlayered illite/smectite and kaolinite or chlorite.

Calcimetry analysis showed that sample 7591 is the poorest in carbonates with a content of 18%. Samples 7566 and 7585 are constituted, respectively, of 67% and 82% of carbonates.

4.2. Porosimetry analysis:

Porosity distribution as a function of pore diameters has been analyzed first using mercury injection porosimetry and then image treatment by the Visilog software (Figure 7). The EST103-7566, EST103-7585 and EST103-7591 samples have porosity values of 6.26 %, 0.5% and 16.33% respectively. Sample 7585 is less porous and has a reduced porosity distribution regardless pores diameter unlike sample 7591 which is more porous and has

a porosity network more developed but the distribution of porosity is not homogeneous.

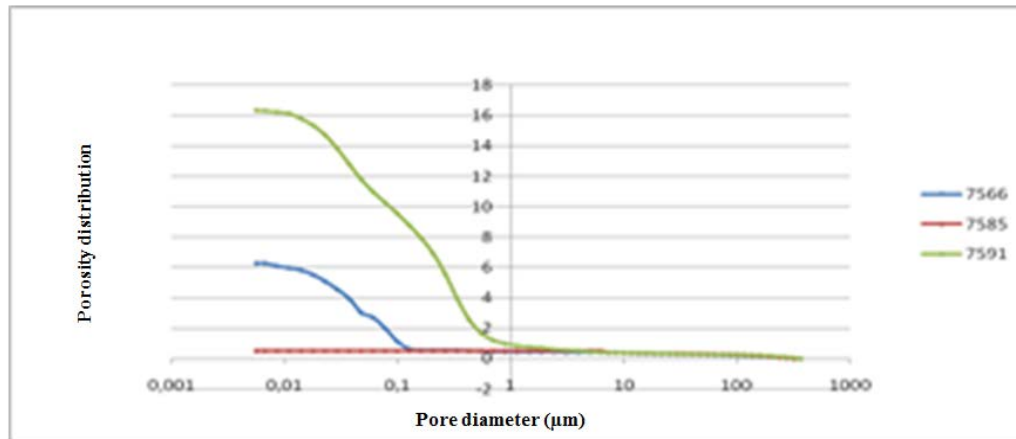


Figure 7- Porosity distribution as a function of pores diameter in samples 7566, 7585, 7591.

4.3. Adsorption/desorption capacity and Kinetics:

Water adsorption measures of argillites were done at constant temperature 1) as a function of time and 2) as a function of relative humidity (HR). Two types of curves were obtained: hydration/dehydration kinetic curves and hydration/dehydration isotherms. Each sample showed a different behavior for the hydration/dehydration measures (Figure 8). Samples 7585 and 11521 adsorb less water than samples 7591, 7563 and 7566. However, the amount of water adsorbed by the sample 7585 increases only at relative humidity greater than 60%, unlike the other samples where the increase is gradual since the first stages. Beyond 60% of HR this increase is more important.

Hydration kinetic curves obtained during the first cycle indicate a fast adsorption since the beginning with an amount of water adsorbed reaching a maximal value after 24h (Figure 9).

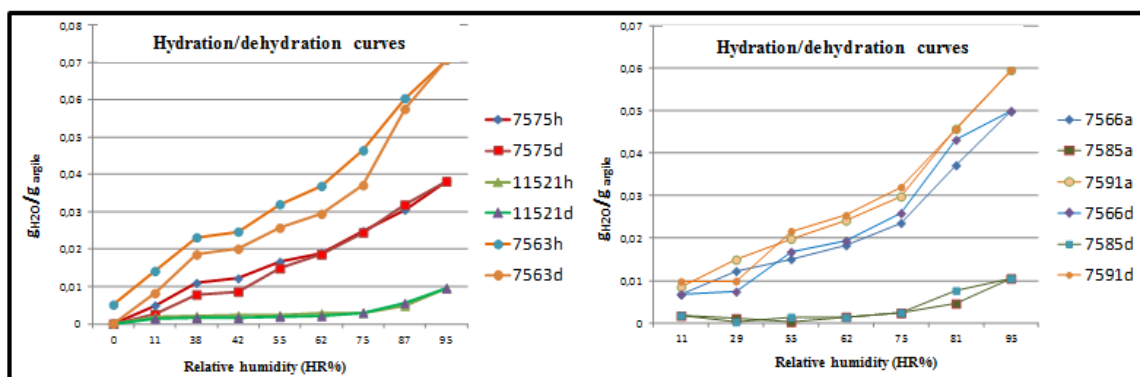


Figure 8- Hydration/dehydration Isotherms at 25°C for samples: 7575, 7563, 7566, 7585, 7591 and 11521; a, h: hydration isotherm; d: dehydration isotherm.

The evolution of water content as a function of hydration/dehydration cycles showed that the amount of water retained after dehydration at relative humidity of 0% increases significantly with cycles progression, especially in samples of high hydration capacity (Figure 10).

However there are no significant changes in the maximal amount adsorbed at relative humidity of 95% with cycle's progression.

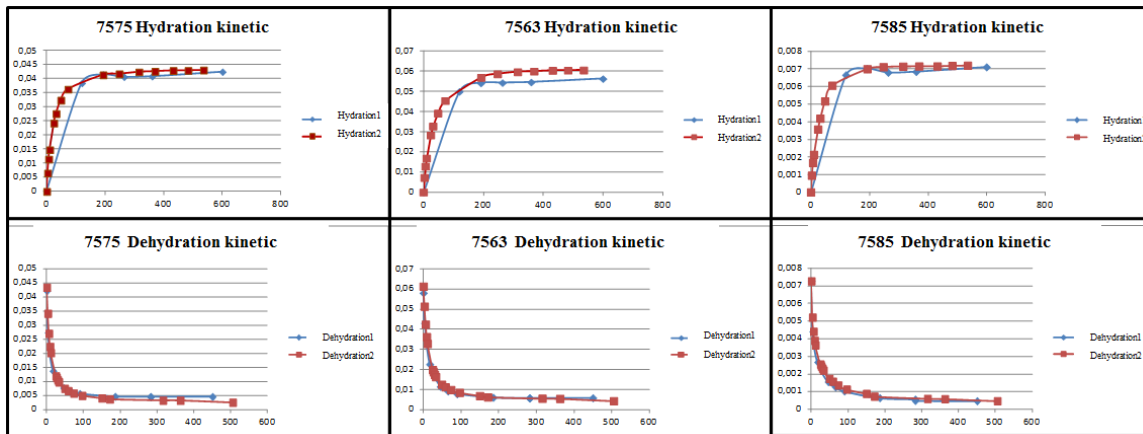


Figure 9- Hydration/dehydration kinetic at 25°C during the two cycles.

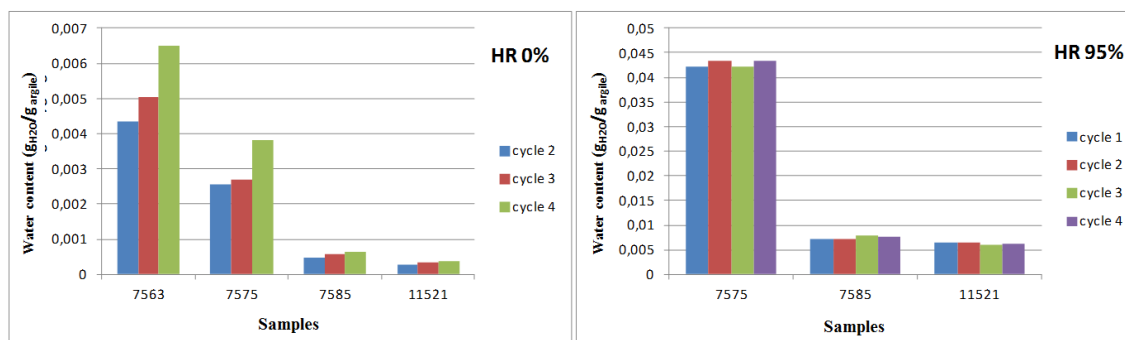


Figure 10- Wetting amount evolution relative to hydration/dehydration cycles.

4.4. Textural modification at ESEM through hydration/dehydration cycles:

ESEM observation coupled with image analysis using Visilog-6 allowed understanding the texture, distribution and fractal dimension of connected sets as a function of hydration/dehydration changes (HR=95% and 12.5%) (Figure 11 and 12).

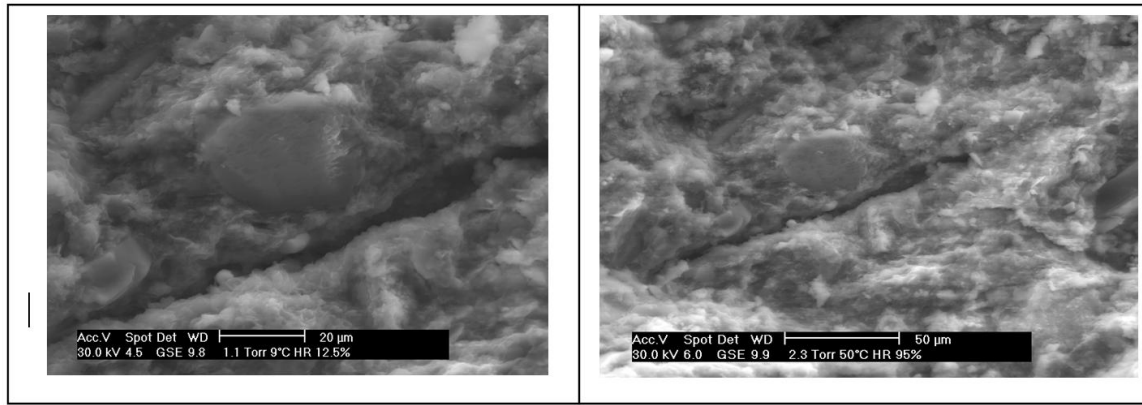


Figure 11- Two images from one argillite sample under different conditions (P, T, HR).

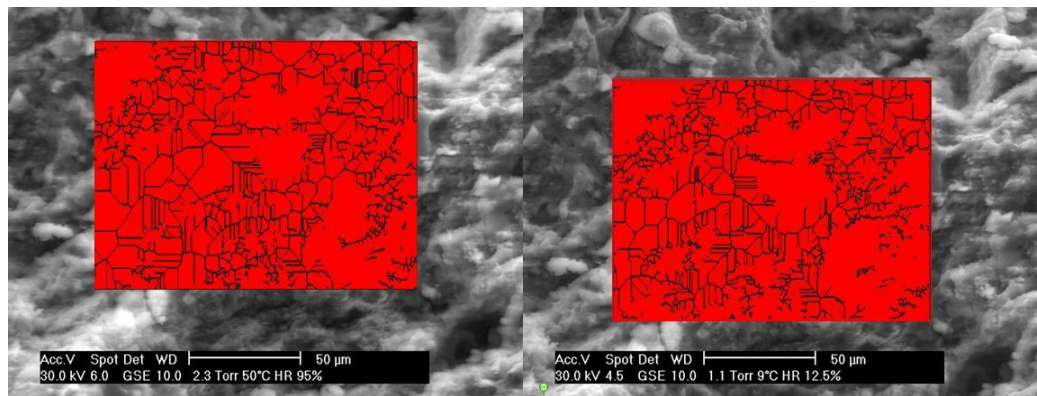


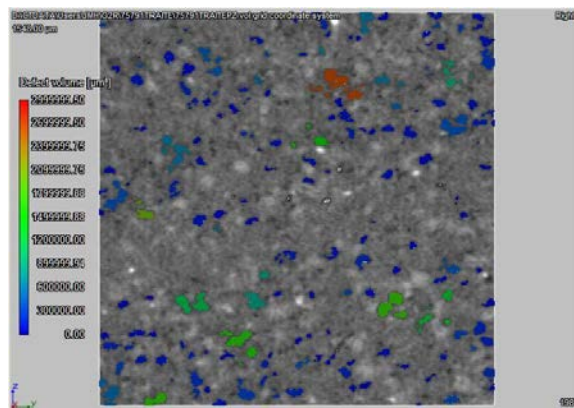
Figure 12- Connected set distribution (Sample 7591) obtained from ESEM image treatment at HR=95% (left) during first cycle and HR=12.5% (right) during the 4th cycle of hydration/dehydration.

échantillon	P (torr)	T (°C)	% HR	Fractale (squelettes connectés)	Fractale (squelettes non connectés)
095Z	3,2	50	95	1,458	1,07
412Z	1,1	9	12,5	1,449	1,13
495Z	8,3	9	95	1,512	1,109
712Z	1,1	9	12,5	1,217	1,105
795Z	8,3	9	95	1,5	1,01
8100Z	8,3	9	95	0,981	0,876
002Z	2,3	50	2,5	1,523	1,345
112Z	1,1	9	12,5	1,243	1,155
195Z	8,9	9	95	1,48	1,263

Table 2- Conditions (P, T, HR) during images analyzes and fractal treatment.

The connected set distribution at high relative humidity is observed earlier than at low relative humidity; this can be explained by the pores connexion under wetting influence.

Images analysis using tomography of 7591 and 7585 samples give 2D images of porosity distribution, then the 3D reconstruction of connected porosity and not-connected porosity, illustrate an increase of porosity values after hydration/dehydration cycles (Figure 13).



A comparison between initial sample and treated one demonstrates the evolution of porosity and the 3D bloc and in using fractal dimension on visilog-6. Results of both initial and treated sample: porosity calculation, fractal dimension, pore's volume and threshold using Visilog-6 are illustrated in the following image (Figure 14 and 15).

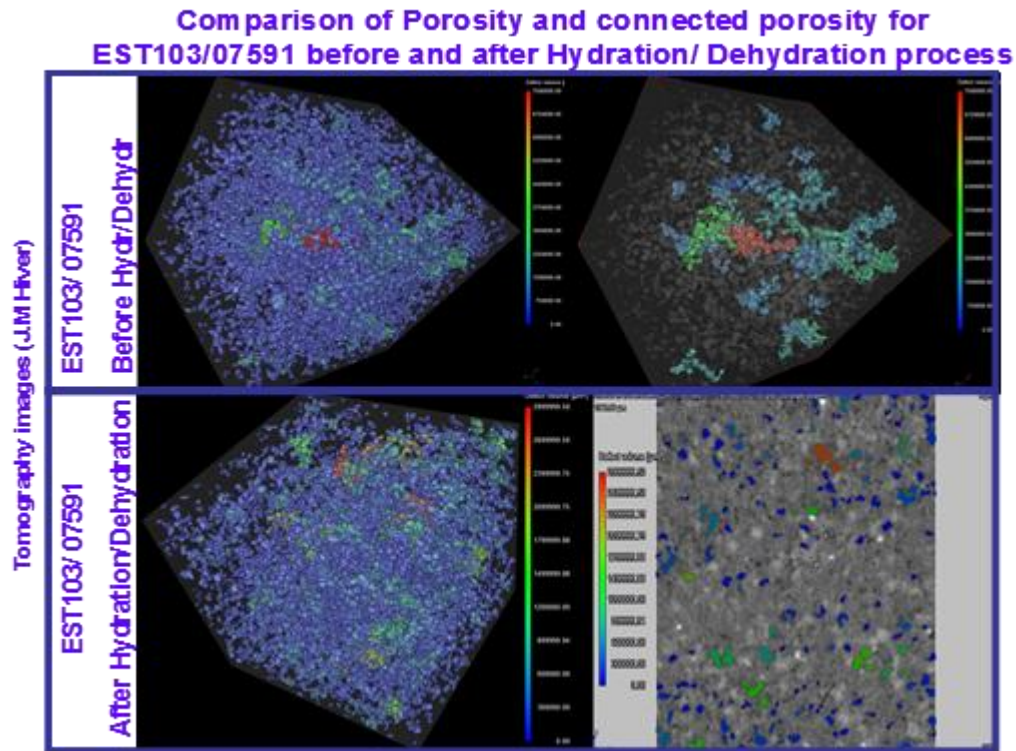


Figure 14- 3D reconstruction of tomography images of a sample before and after hydration/dehydration cycles.

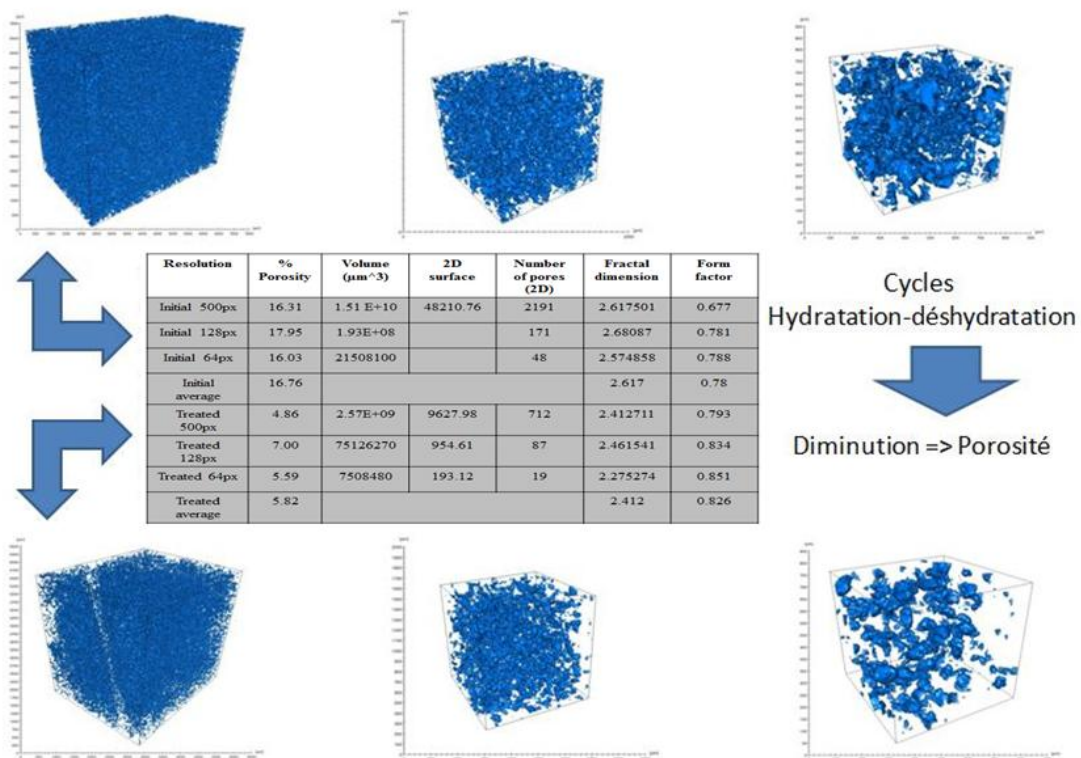


Figure 15- 3D reconstruction of a sample before and after hydration/dehydration cycles. Petrophysical and mechanical parameters calculated using Visilog-6.

The figures 14 &15, illustrate decreasing in porosity, however images from hydration cycles show an increasing of the connection between pores. Hydration/dehydration cycles influence pores volume and connection.

After hydration/dehydration cycles, the fractal calculation, the sample shows changes in its petrophysical parameters, especially pores volume and number, specific surface and also their connection. This porosity decreases significantly after hydration/dehydration cycles in both clays where kaolinite dominates and where swelling clays dominates.

5. Discussion and Conclusion:

The samples studied by X Ray diffraction, are rich in calcite, dolomite and quartz, and contain small amounts of feldspars and pyrite. The clay mineralogy is different from a sample to another with an abundance of smectite. Thus it can influence their water adsorption capacity.

Hydration/dehydration processes applied on those argillites, have an impact on changes in their texture, fracturing, connected elements, porosity, pores volume, hydration capacity, pores connection, morphology and capillary pressure.

The texture variation is observed in the ESEM as a function of the hygrometry level used, the texture of fractal dimension of skeleton can be explained as a variation of structure with hydration/dehydration treatment.

The difference between the initial sample and treated one is significantly observed on 2D images and 3D reconstruction. Those changes are observed and calculated on volume, proportion, shape, fractal dimension of porosity, specific surface, tortuosity and permeability. The increase of specific surface of porosity is probably due to its volume decrease and the hydration capacity of argillites.

The porosity decreases with fractal dimension which is important in pores volume and number. This can be explained by micro-cracking through hydration/dehydration treatments.

The parameters influencing argillite's porosity with time are first the wetting capacity, pressure and temperature. This can be observed with an increase in the connection between pores and also an increase in their volume.

The porosity volume and their connection rise-up after hydration processes at high relative humidity, which can be due to micro-cracking. But since dehydration cycles are applied we observe a decrease in this porosity, confirmed by fractal dimension calculations using Visilog-6.

This study showed the importance of mineralogy, water adsorption capacity as well as the wetting process on the petrophysical quality of Bure site's potential disposal rock, and thus on its evolution through time and long term storage ability.

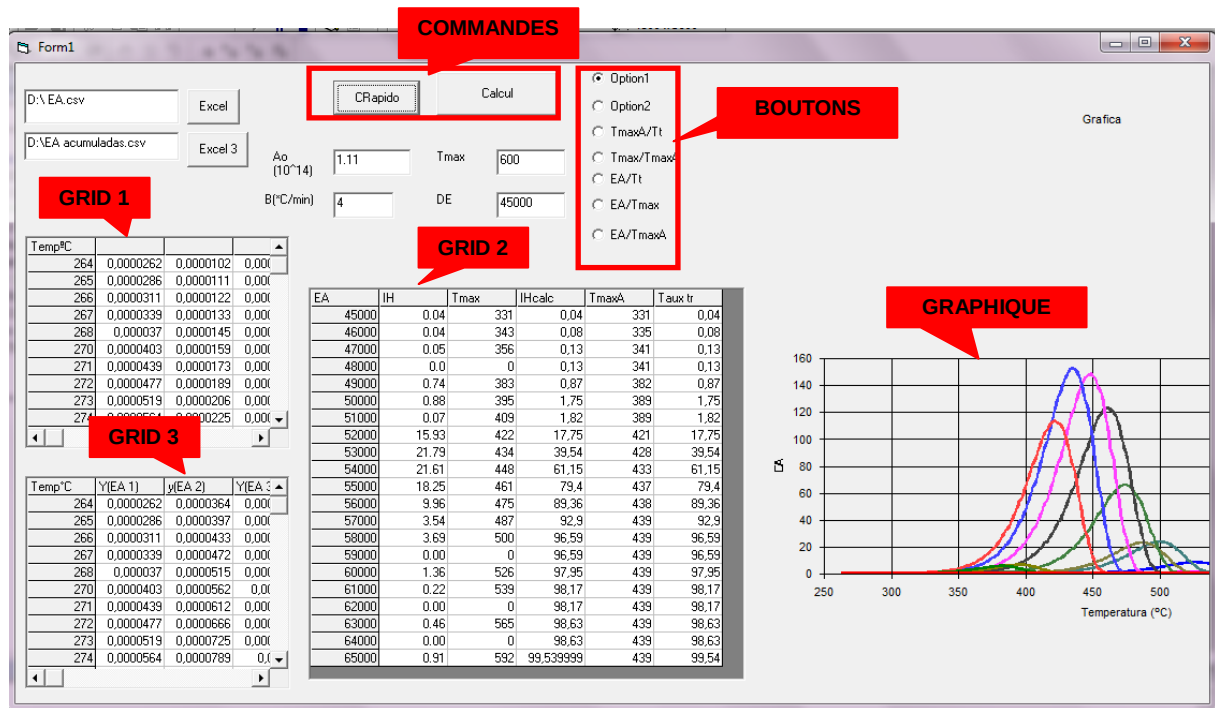
6. References

- Andra, (1996).** Renseignements d'ordre géologique et géophysique disponibles quant au caractère favorable des formations à étudier. Rapport of National Agency to the Radioactive Wastes Management (ANDRA) in France, DIR/96/1138.
- Esteban L., Y. Géraud, JL Bouche z (2007)-** Pore network connectivity anisotropy in Jurassic argillite specimens from eastern Paris Basin (France). Phys. and Chem. of the Earth. 32, 161-169.
- Fouche O., H. Wright, J.M. Le Cleac'h, P. Pellenard (2004) -** Fabric control on strain and rupture of heterogeneous shale samples by using a non-conventional mechanical test. Applied Clay Science 26 367– 387.
- Montes-H. G., Duplay J, Martinez L., Escoffier S., Rousset D. (2004) –** Structural modifications of callovo-oxfordian argillite under hydration-dehydration conditions. Applied Clay science, 25, 187-194.
- Montes-H. G., (2002) :** Etude expérimentale de la sorption d'eau et du gonflement des argiles par microscopie électronique à balayage environnementale (ESEM) et l'analyse digitale d'images. Thèse Université de Strasbourg, 151 p.
- Rosanne R., M. Paszkuta , E. Tevissen, P.M. Adler (2003) -** Thermodynamic diffusion in compact clays Journal of Colloid and Interface Science 267 194–203.

IV.3. Le bassin d'Abdan (Iran) :

IV.3.1. Programmation Visual-Basic-6 :

Les résultats obtenus du programme informatique conçu pour calculer les énergies d'activation sont montrés dans la figure suivante (Figure 67) :



En Option1 on peut voir (Figure 67) l'apparition d'une vingtaine de séries, chaque couleur représentant vingt énergies d'activation aléatoire (45000 à 65000). Leurs pics sont les points où la série atteint son plus haut niveau de température indiquée sur l'axe des coordonnées T_{max} . Les valeurs de l'abscisse sont modifiées pour faciliter la visualisation donc il a été multiplié par 300.

Le graphique de l'« Option 2 » a également une vingtaine de séries, mais seulement que celles qui correspondent au tableau « grid2 ». La grande différence, c'est que si la commande « Option 1 » a le pic maximal correspondant à l'Ea de 53000, dans ce cas, le plus haut pic appartient sans aucun doute au nombre de vingt, c'est à dire la somme de toutes les séries précédentes (la surface du pic $S_2 = l'IH$).

Le graphique de l' «Option 2» est très utile car il regroupe toutes les énergies d'activation (E_a), quelle que soit la distribution de celles-ci. Il est donc une clé qui sera utilisée lors de la comparaison avec d'autres matières en provenance d'Iran.

Outre l'option « graphiques 1 » et l' « option 2 », qui représentent respectivement les tableaux Grid3 et Grid1, il ya d'autres fonctions qui offrent des graphismes tout aussi intéressants tels que le ' T_{max} vs T_{max} cumulée', ' E_a vs T_{acc} de transformation', ' E_a vs $E_{a,cumulée}$ ' et ' T_{max} vs T_{max} accumulé'.

Dans ce programme Visual Basic, il ya quelques zones de texte montrant les conditions dans lesquelles on a travaillé (A_o , B , E_a) et d'autres avant de commencer les calculs sont vides, mais une fois que les calculs terminés, la température maximale T_{max} est déduite.

Dans d'autres exemples, il ya une autre commande, "Quick Calcul" qui est responsable de la conduite des opérations directement et beaucoup plus rapidement.

L'objectif de l'utilisation de Visual Basic 6.0 est de créer un programme qui permet d'obtenir les données de COT, IH, taux de transformation, à haute température. Et de créer des graphiques qui aident à classer visuellement de manière rapide et intuitive le type de matière organique.

Les résultats présentés ici sont celles du puits AZG 004, car elles ont été traitées de manière égale à Kushk 1 et 2.

La Figure 68 montre la construction, les données d'IH et d' E_a de différents types de kérogènes bien définis (Lewan 2002 Tegelaar 1994, Zhou & Littke, 1999 récupérés de Petromod kinetics). L'axe "Y" représente les valeurs de l'IH (mg HC /g TOC) pour chaque E_a . L'objectif est de comparer l'Iran avec les autres cinétiques prises sur celles utilisées dans le logiciel Petromod, de manière visuelle pour voir qui se rapproche le plus au type de kérogène du bassin d'Iran.

On conclut qu' en termes d'énergies d'activation et de IH, la matière organique en Iran est très semblable à celle de type II et III, mais seulement liée au type I. Par conséquent, on ne peut exclure la matière organique lacustre lors d'autres recherches.

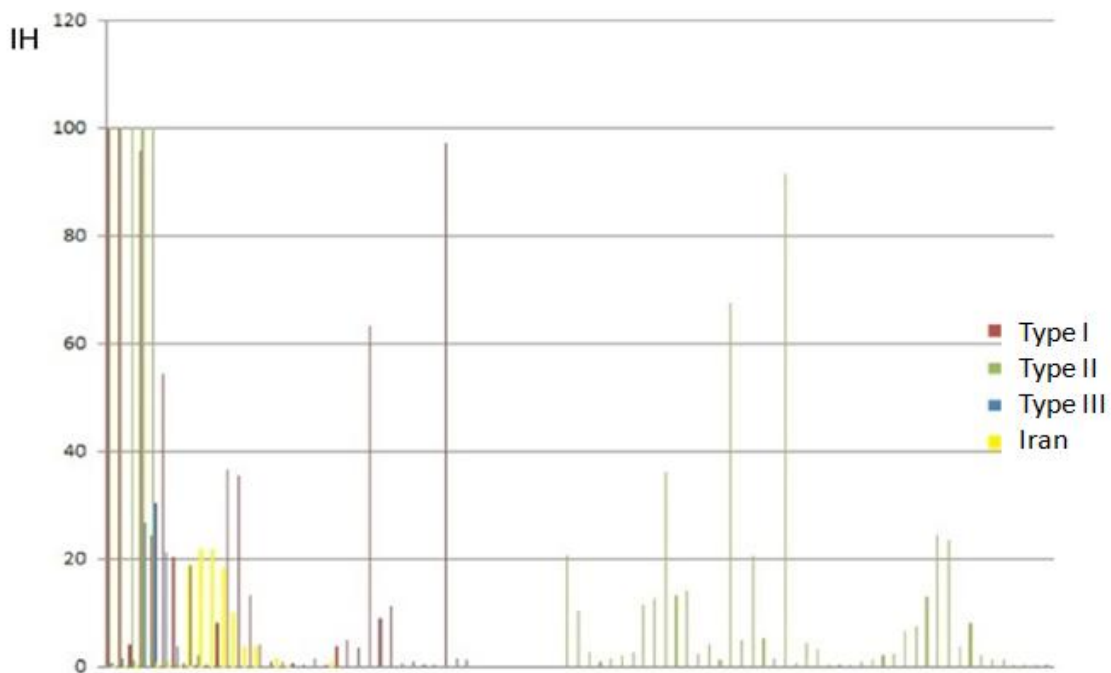


Figure 68- Comparaison de l'IH du bassin d'Abdan avec les IH des trois types de matières organiques pris sur Petromod.

Le plus grand nombre d'énergies d'activation (E_a) accumulées sont comparées avec des types II et III. Chaque roche produit un type de courbe, et la comparaison des courbes cumulées des courbes d'énergie d'activation de différents types de matières organiques II et III, donne une idée approximative de l'origine des formations. Pour cela, il est nécessaire d'entrer les informations appropriées dans les Visual Basic 6.0, toute la littérature de ces types de matières organiques (IH, Ao, E_a ...).

Pour simplifier les calculs et les graphiques, on compare les trois graphiques de $T_{\max}$ accumulé du bassin d'Abdan en Iran (Figure 69).

Dans la Figure 70 il n'y a presque pas de différence entre les séries de l'Iran, ce qui facilite largement le travail. Ainsi les trois sont assez homogènes et on peut donc utiliser un seul échantillon représentatif qui est l'échantillon Iran1 (G008023, Azadegan4).

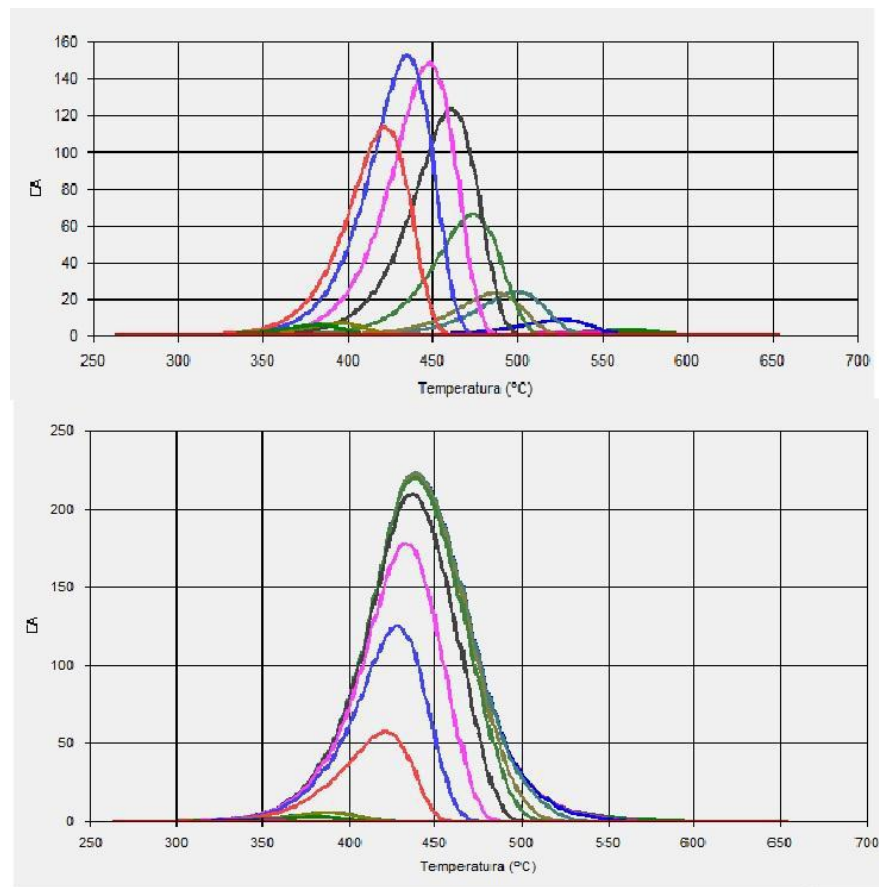


Figure 69- Les courbes d'IH pour chaque énergie d'accumulation en fonction de la température. Le graphique en bas est l'IH accumulé comparaison de l'IH du bassin d'Abdan.

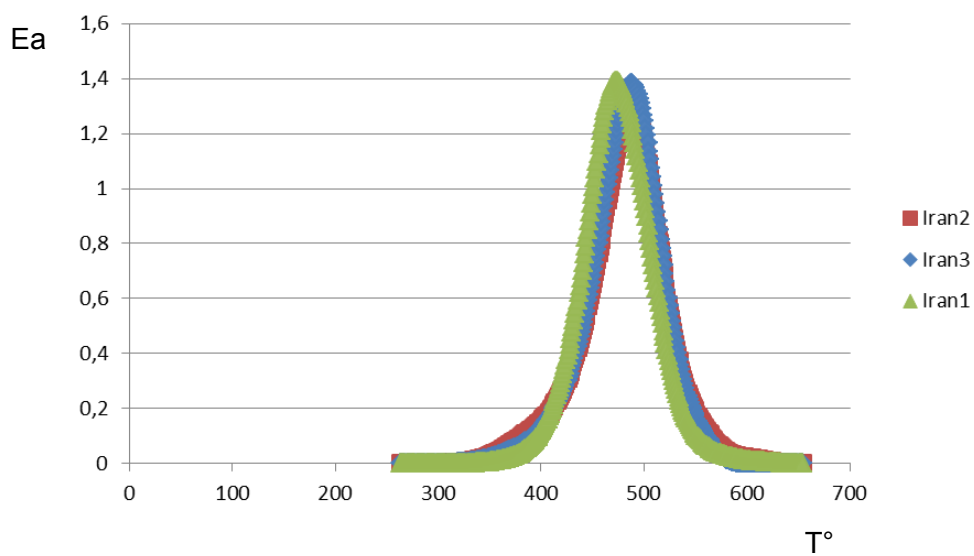


Figure 70- Les trois courbes Rock-eval des échantillons du bassin d'Abdan.

On compare la courbe en fonction du facteur de fréquence (Ao) de l'Iran avec trois autres courbes de même énergie d'activation, mais de deux facteurs Ao le premier d'un échantillon de type II et l'autre de type III (la figure 71). On observe une variation très importante due au facteur Ao, au point que la courbe se déplace à la fois sur l'axe des ordonnées et sur celui des abscisses.

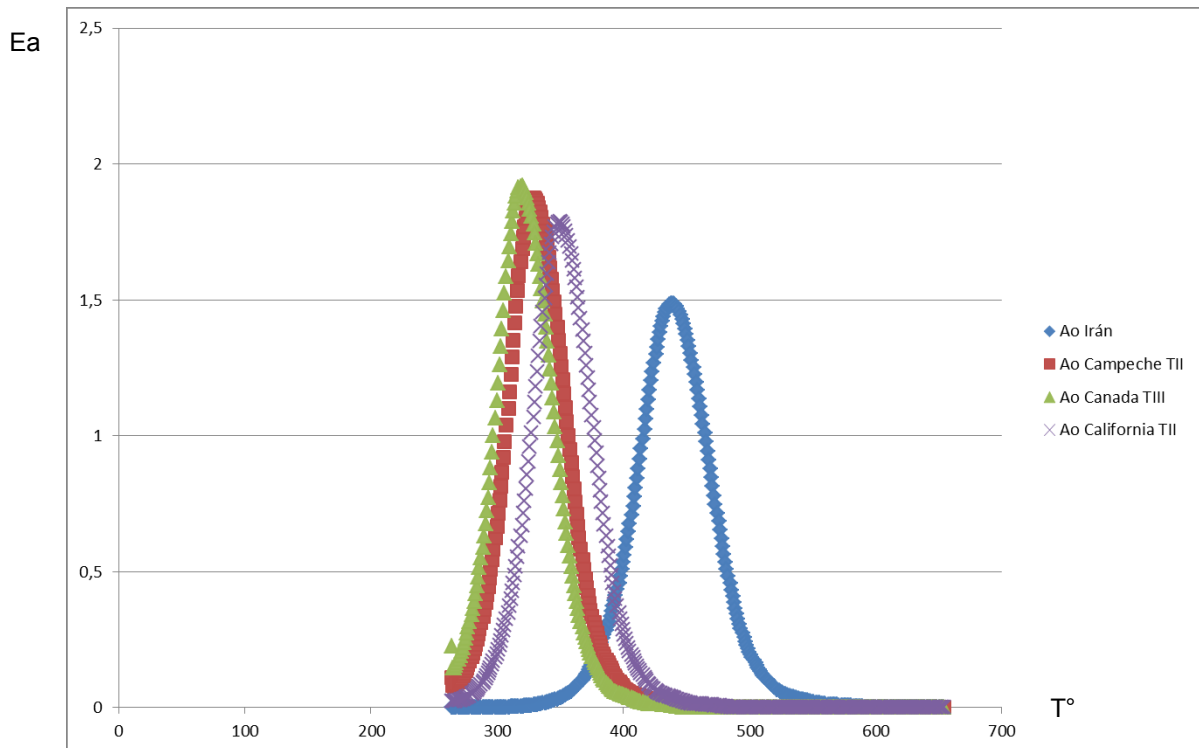


Figure 71- Comparaison des énergies d'activation en fonction du facteur de fréquence Ao entre le bassin d'Iran et les matières organiques de type II et de type III.

Ce qui suit est un autre graphique (Figure 72), cette fois avec les données originales de Ao et Ea Iran, un type II et type III. On observe une forte différenciation dans l'échantillon avec Ao Iran avec un emplacement de la courbe de l'échantillon d'Iran entre le type II et le type III.

Cependant, comme on peut le voir sur (Figure 71), il est très difficile d'en déduire que les deux courbes sont semblables à la MO de l'Iran. Ceci est inclut dans le type II, mais sa morphologie est plus similaire au type III, on peut en déduire qu'il s'agit d'un mélange de ces deux types. Mais, lequel est plus présent en Iran?

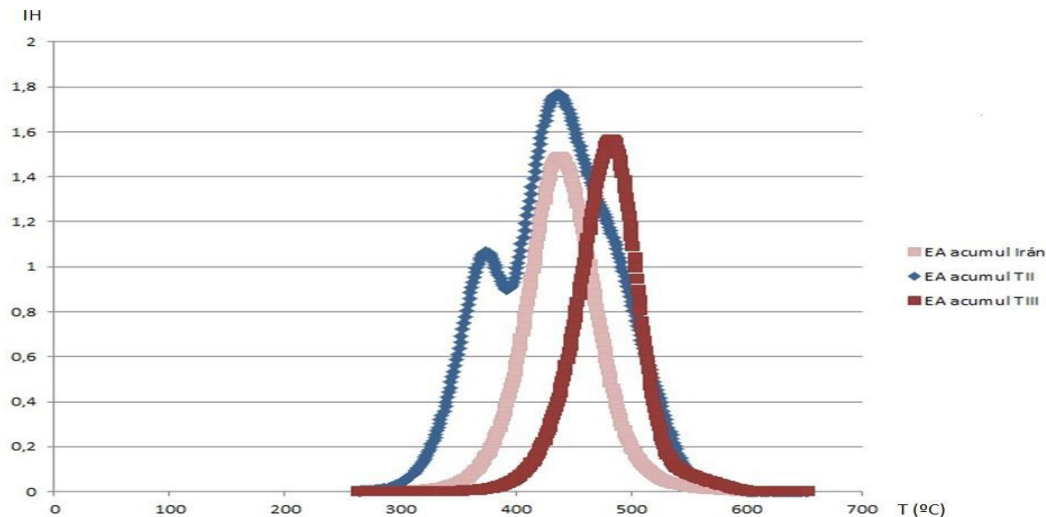


Figure 72- Séries accumulées d'énergies d'activation pour le bassin d'Iran et pour la matière organique de type I et de type II.

Puis différents graphiques sont étudiés dans le but de comparer entre le $T_{\max}$ et le $T_{\max}$ cumulée, on peut les voir dans le tableau « grid2 » (figure 67). Dans ce graphique (Figure 73) sont comparés des échantillons iraniens de type II et de type III, et on peut voir que les échantillons d'Iran sont très similaires au type II, mais ils ont aussi une participation forte de matière organique continentale, on remarque aussi que la courbe de type III s'accorde avec l'Iran et est très similaire morphologiquement. On peut supposer que s'il y avait plus de matière organique de type II, sa courbe aura la même forme dans ce graphique.

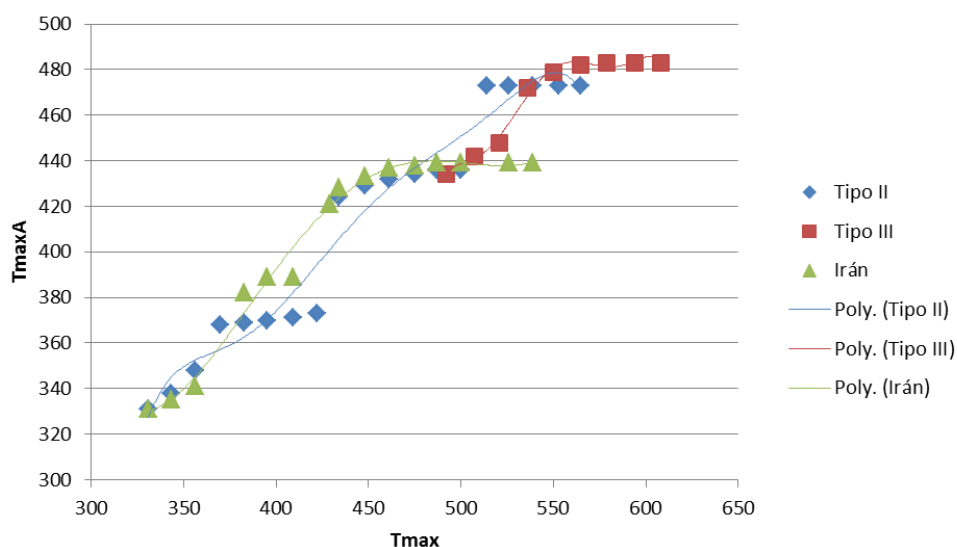


Figure 73- comparaison des Courbes Tmax Acc en fonction du Tmax des échantillons d'Iran avec les courbes de Tagelaar et Campeche.

Si on compare les échantillons de kérogène d'Iran avec la cinétique de la composition, en observant la formation possible de gaz, de méthane, de l'huile et des huiles lourdes, on peut utiliser les plus similaires dans PetroMod pour étudier la formation et la migration de ces éléments que notre cinétique Iran comprend (Figure 74).

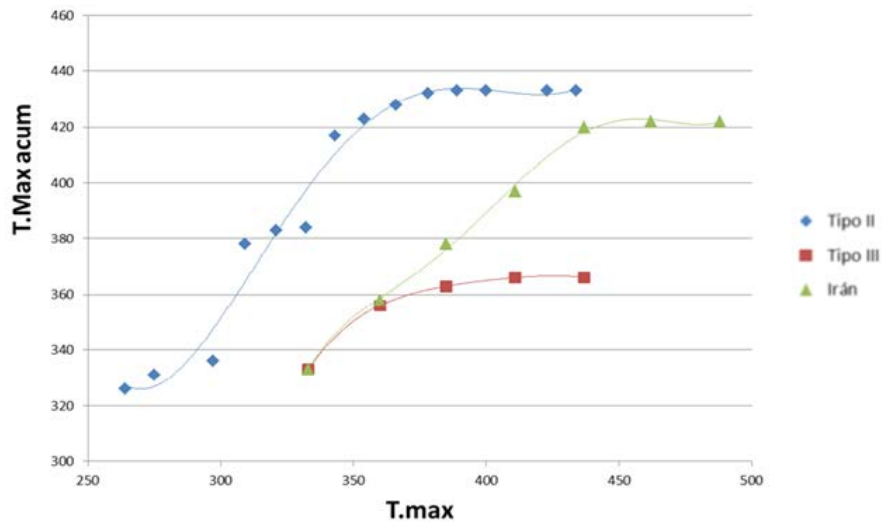


Figure 74- Cinétique du bassin d'Iran comparée aux cinétiques compositionnelles de Behar de Type II.

Sur ce graphique on voit comment le diagramme de courbure Iran ressemble à celui de MontSh Behar.

Enfin, un tableau comparatif de toutes les données cinétiques auxquelles on a eu accès. Le type I, II, III, des échantillons de l'Iran, et des échantillons d'une étude cinétique réalisée par di Primio et aussi le Tmax / Tmax accumulée, de sorte d'afficher une «carte» de chaque type de kérogène.

Dans ce graphique de Tmax/Tmax accumulée, les matières organiques de type I sont accumulées dans le centre, le type II, di Primio, et l'Iran s'accumulent dans la première partie, puis sont assez semblables à celles du type II.

Le type de matière organique dépend des énergies d'activation liées aux températures, aux températures maximales et aux températures maximales cumulée. La comparaison entre les différents types de matières organiques, nous permet de dire qu'en Iran il existe un mélange

de type II et de type III où le type II domine, ce qui suggère un milieu de dépôt marin peu profond avec un approvisionnement majeure de dépôt terrigène continental pour ces matières organiques.

Ces données sont utilisées dans la modélisation au PetroMod en créant dans la partie « Kinetics » une cinétique spéciale pour le bassin.

Pour créer cette cinétique spéciale au bassin d'Abdan, les données du bassin et celles réalisées au laboratoire sont rentrées ensuite comparées. Pour avoir les bonnes valeurs d'énergies d'activation correspondantes à ce bassin, il faut que les deux courbes du bassin et celle du Rock-eval se superposent et pour cela les énergies d'activation vont être modifiées avec un IH=100% jusqu'à obtenir la superposition des deux courbes et ceci en fonction de différentes vitesse de chauffe (0.7, 2 et 5 °K/mn) ainsi que le facteur Ao (0.629, 0.713 et $1.11 \cdot 10^{14}$). Les 3 courbes se déplacent de la droite vers la gauche en fonction de la vitesse de chauffe (Figure 75), la courbe rouge est la courbe Rock-eval, la courbe bleu c'est la courbe de simulation).

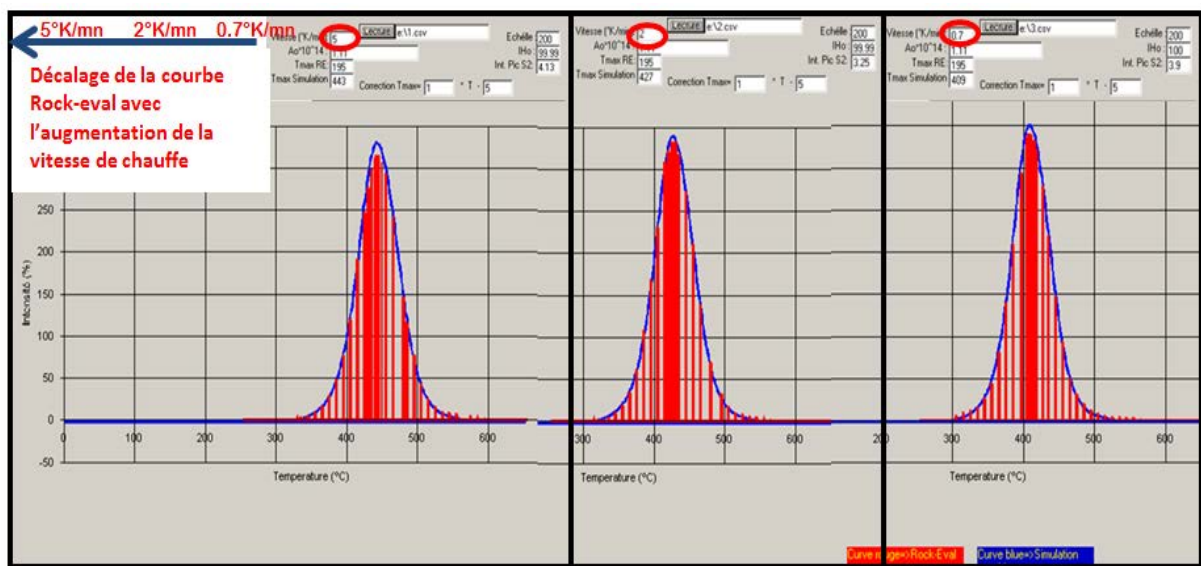


Figure 75- Déplacement de la courbe Rock-eval et de simulation de bassin (sur l'axe des abscisses) en fonction de la vitesse de chauffe.

La Figure 76 montre les résultats obtenus pour les énergies d'activation pour le bassin d'Abdan, où on observe que la courbe Rock-eval (rouge) se superpose parfaitement avec la courbe de simulation du bassin (en bleu).

Le reste des résultats est affiché en Annexe 12.

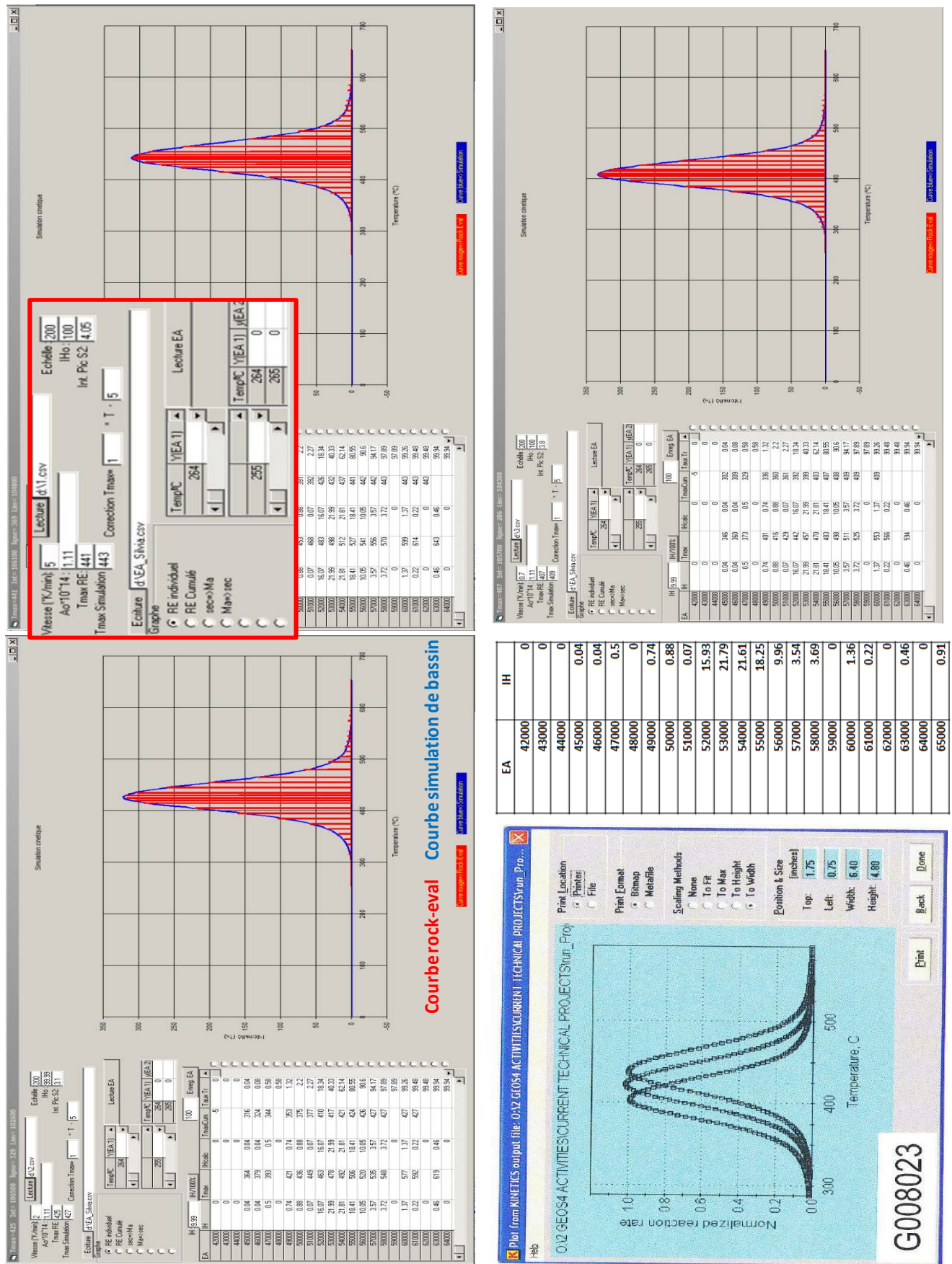


Figure 76- Les énergies d'activation obtenues grâce au programme avec la superposition des courbes Rock-eval et de simulation de bassin.

Ces tableaux d'énergies d'activation et d'IH, sont les valeurs utilisées dans la création des cinétiques du bassin d'Iran pour la modélisation au Petromod (Figure 76).

En conclusion, la matière organique du bassin d'Abdan s'est déposée dans un milieu marin à apport continental donc de type II et type III. Le programme réalisé dans ce travail a permis de calculer les énergies d'activation responsables de la transformation de cette matière organique et de connaître sa composition macérale et donc la cinétique de sa transformation.

IV.4. Le bassin de Lorraine :

IV.4.1. Analyse macérale avec ImageJ :

Observations :

A partir de 40 images réalisées capturées sous lumière fluorescente de l'échantillon 899.10, la vitrinite et la liptinite ont été distinguées de par leur fluorescence comme expliquée dans la partie méthodologie. Les micro-fractures (cleats) sont également observables en fluorescence au MSCL.

La vitrinite est le macéral sombre en lumière transmise, non fluorescent qui apparaît avec une couleur grise claire en lumière réfléchie et marron foncée en excitation UV. Cependant la Liptinite est clairement distinguishable en fluorescence donnant une couleur jaune orangée, et une couleur rouge en lumière transmise, et apparaissant sous une couleur gris foncée sous la lumière réfléchie.

On observe également une partie non-organique qu'on a appelée PNO, de couleur noire en lumière réfléchie, qui n'apparaît pas en lumière transmise et qui donne une couleur bleu en fluorescence (Figure 77).

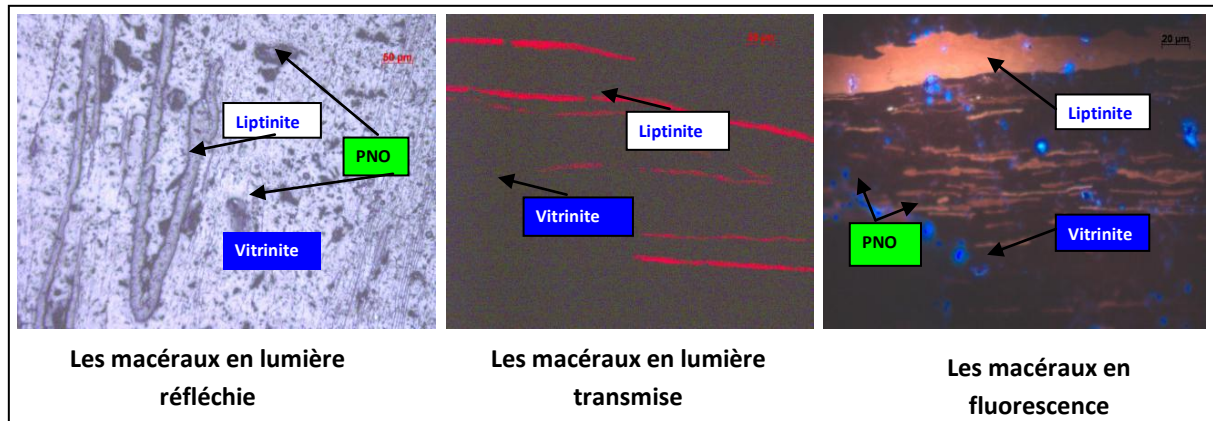


Figure 77- Images des macéraux en lumière réfléchie, transmise et sous excitation UV.

Les images obtenues en lumière réfléchie sont ensuite traitées avec le logiciel ImageJ afin de calculer le pourcentage des macéraux ainsi que les micro-fractures (Cleats).

L'exemple suivant (montre le résultat obtenu à partir d'une image traitée, où le pourcentage des macéraux permet de déterminer le type de microlithotype ainsi que le milieu de dépôt et ceci en utilisant les diagrammes ternaires comme expliqué dans la partie méthodologie.

Les microlithotype permettent de déterminer le milieu de dépôt, par exemple, dans la figure 78 (l'échantillon LO899.10) il s'agit d'un trimacéral formé de Clarite ce qui correspond à un milieu de dépôt de type Delta supérieur (Figure 78).

Les cinq autres échantillons, du bassin de Lorraine, sont interprétés et résumés dans le Tableau 13 selon le diagramme ternaire de microlithotype et celui de milieu de dépôt.

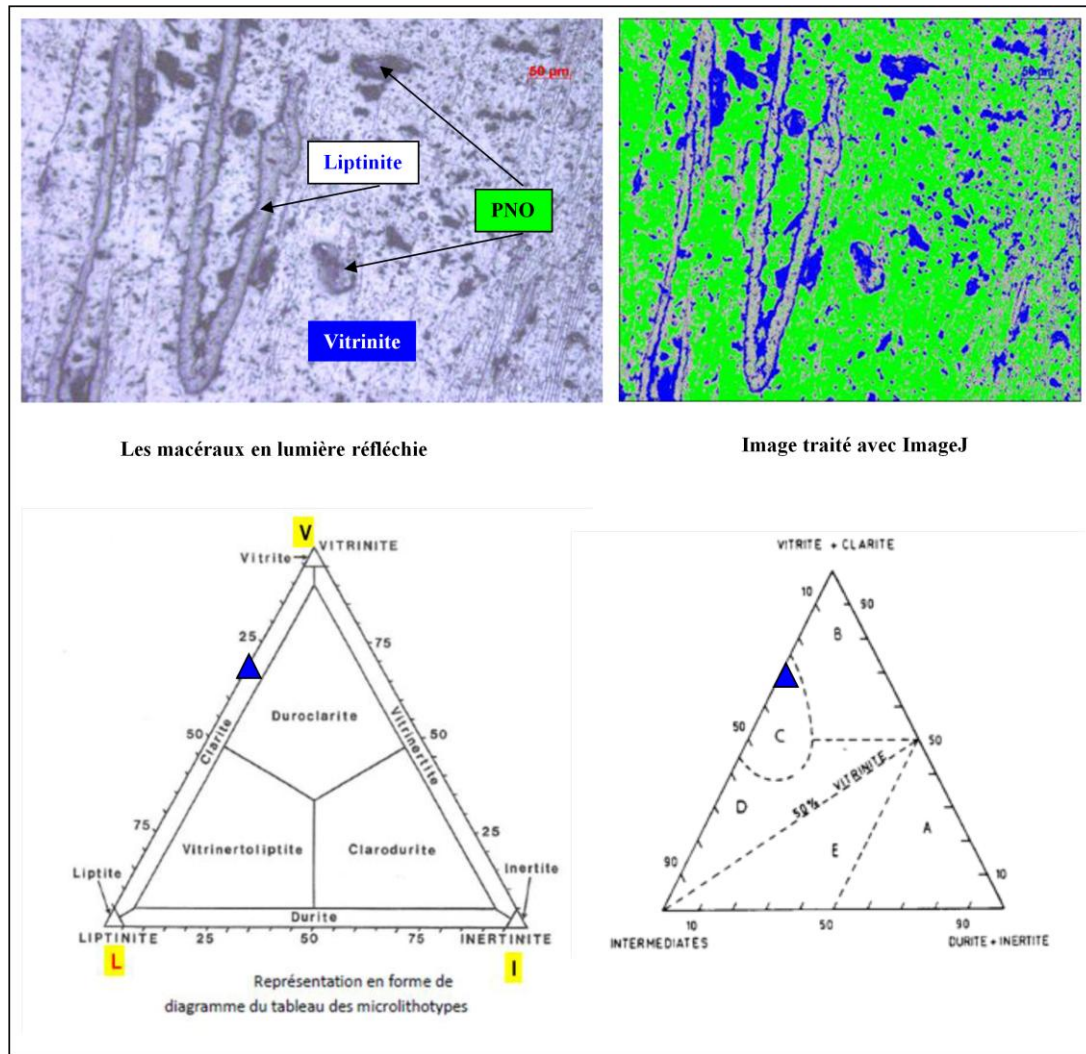


Figure 78- Exemple de traitement de l'échantillon LO899.10 avec ImageJ, le pourcentage des macéraux, la détermination des microlithotypes et les milieux de dépôts.

Echantillon	% Vitrinite	% Liptinite	% Inertinite	% Porosité	Microlithotype	Environnement de dépôt
LO-899	70	30	/	10.1	Clarite	Brackish water (lagune)
LO-929	70	10	20	9.3	Duroclarite	Fluvatile
LO-1028	50	45	4.9	10.2	Clarite	Brackish water (lagune)
LO-1416	65	15	20	8.2	Duroclarite	Fluvatile
LO-759.85	0	0	100	11.8	vitrite	Fluvatile

Tableau 13- Pourcentage des macéraux, microlithotypes et milieux de dépôt des échantillons lorrains étudiés à partir du traitement d'images sur ImageJ.

Du point de vue pourcentage des macéraux, la prédominance de la vitrinite est relativement homogène dans les quatre échantillons LO899.10, LO1028, LO929, LO1416 à l'exception de l'échantillon LO-759.85 qui est monomacéral formé uniquement de vitrinite.

Les échantillons LO899.10 et LO1028 sont formés de microlithotype bimacéraux, et les deux autres composés de trimacéraux.

Les diagrammes ternaires (Figure 79 et 80) résument les microlithotypes et les milieux de dépôt interprétés pour chaque échantillon.

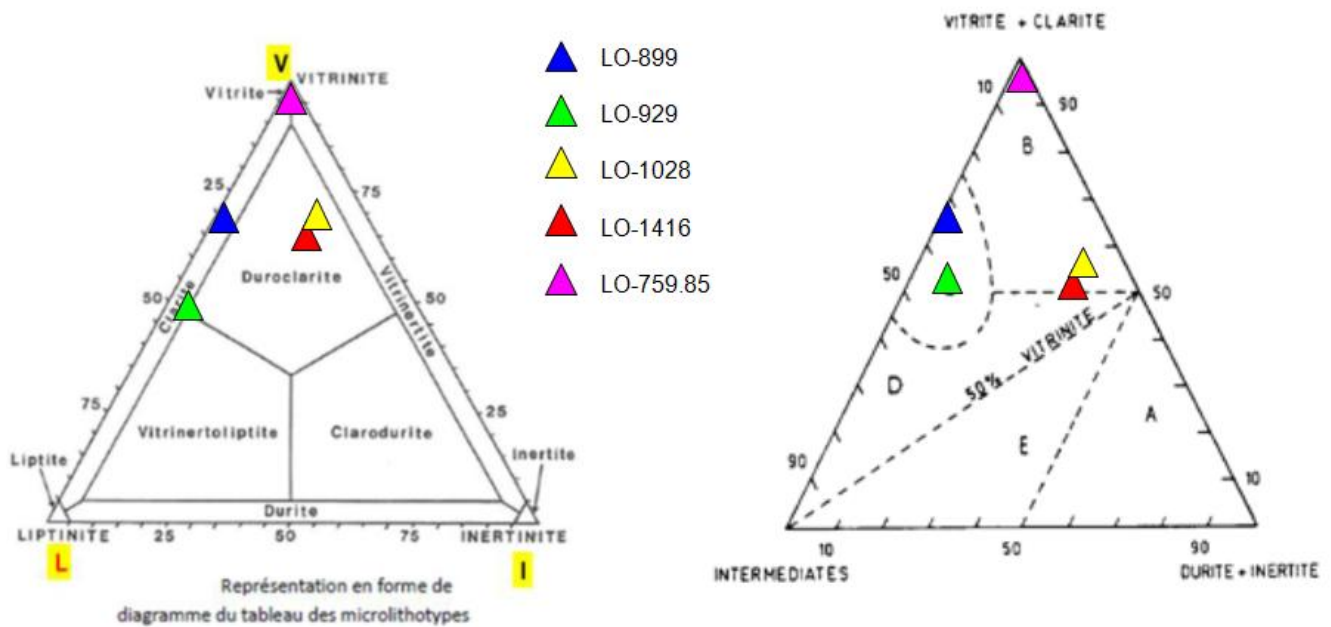


Figure 79- Diagramme ternaire des microlithotypes des échantillons lorrains.

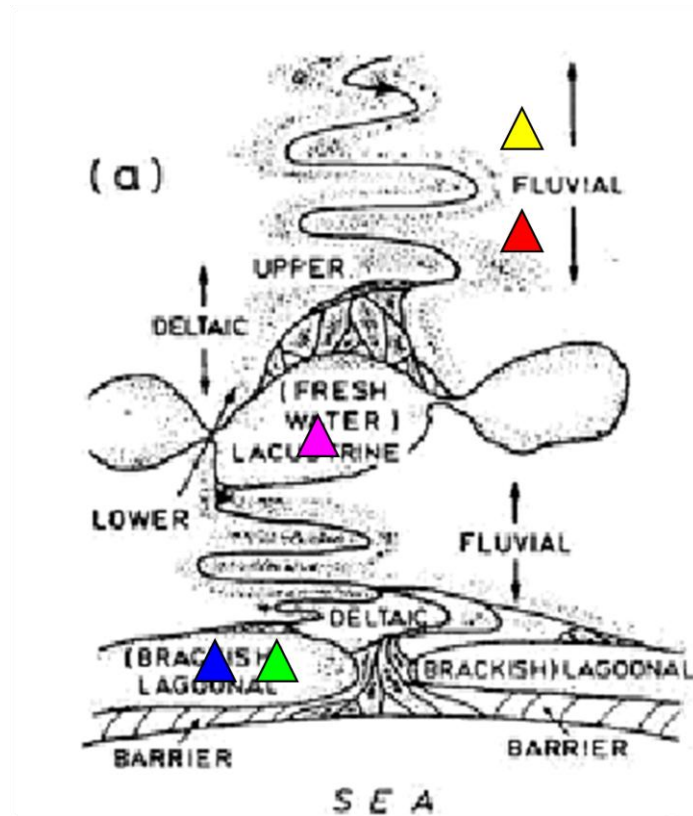


Figure 80- Schéma représentatif des milieux de dépôt des échantillons lorrains.

Les milieux de dépôt varie de fluviatile à un milieu de lagune à l'exception de l'échantillon LO-759.85 qui montre une origine lacustre de la matière organique.

Le volume des pores en fonction du volume total est calculé avec le logiciel et il représente le pourcentage des microfractures par rapport à l'image totale (Figure 81)

On a essayé de rétablir une relation entre la composition macérale et le réseau de fracturation, et comme on peut remarquer sur la Figure 81 sur trois échantillons, que les échantillons avec une composition principalement en vitrinite comportent plus de microfissures.

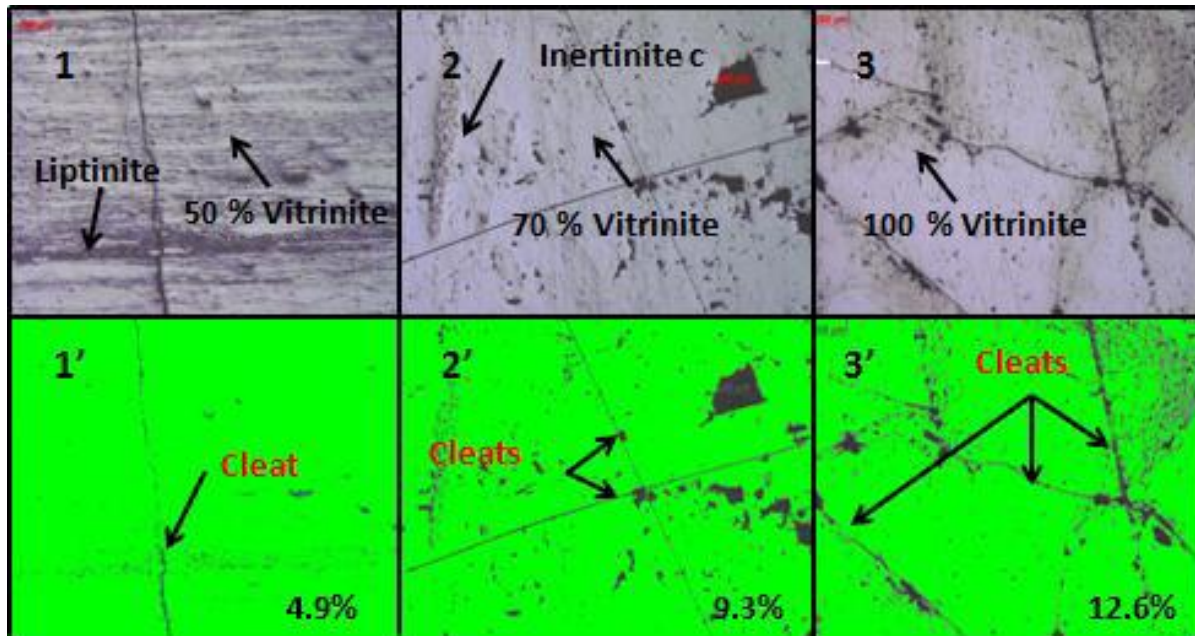


Figure 81- Calcul du pourcentage de la porosité (microfractures) avec ImageJ.

Le calcul du pourcentage de fractures par rapport à l'échantillon total (l'image étudiée) est réalisé avec ImageJ ; la courbe de la Figure 82 ainsi que le Tableau 14 illustre le rapport entre les microfractures et l'abondance de la vitrinite (Tableau 14 et Figure 82).

Echantillon	% Vitrinite	% Cleats
LO-899	70	10.1
LO-929	70	9.31
LO-1028	50	4.9
LO-1416	65	8.2
LO-759.85	100	12.6

Tableau 14- Tableau récapitulatif du pourcentage des microfractures en fonction de l'abondance de la vitrinite.

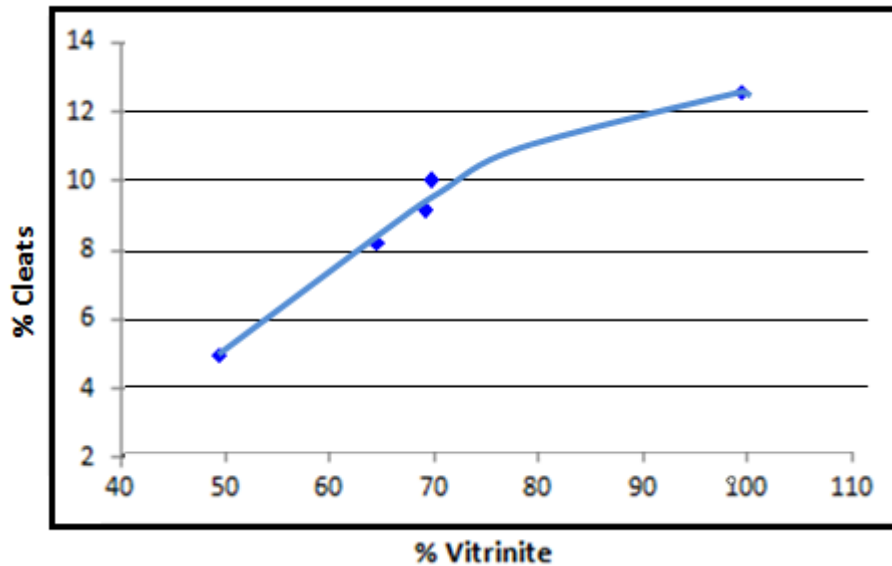


Figure 82- Pourcentage des microfractures en fonction de la présence de vitrinite dans le bassin de Lorraine.

Ces microfissures doivent être liées à la pression exercée par l'expulsion d'hydrocarbure et plus particulièrement le gaz de charbon ou de fluide produits par la roche. La pression qu'exerce le gaz de charbon est supérieure à celle produite par l'huile et c'est pour cette raison qu'on suppose qu'il est responsable de la création de ces microfissures. Il est important de déterminer les hydrocarbures ou les fluides responsables de cette fracturation, et pour cela la détermination du pouvoir réflecteur de la vitrinite $R_o\%$ ainsi que la maturité de la roche mère sont nécessaires à l'avenir.

IV.4.2. Tomographie des microfractures des charbons du bassin de Lorraine :

Les images des microfractures (cleats) obtenues en tomographie sont traitées avec le Visilog-6 afin de reconstruire un bloc 3D.

Ces microfractures sont celles étudiées en analyse macérale, la Figure 83 montre l'agencement de ces microfractures, cependant les parties non-organiques forment des blocs opaques qui ne permettent pas d'avoir un modèle des microfractures seules. Ce problème était causé par la difficulté de traiter les images de tomographie obtenues en niveau de RGB (Red-Green-Blue), car le logiciel Visilog traite les images en niveau de gris (8bits).

Un autre bloc 3D a été reconstitué au laboratoire Géoressources, il permet de visualiser la forme de ces microfractures et leur distribution (Annexe 13).

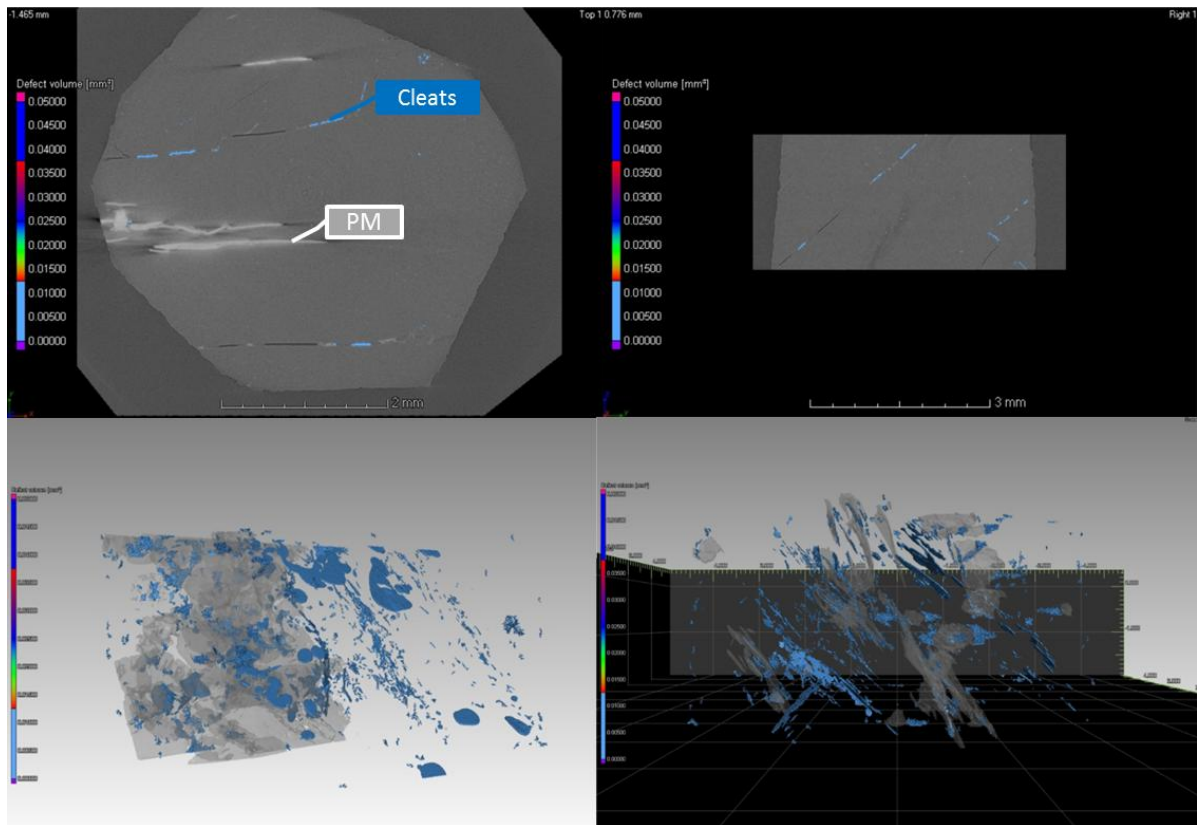


Figure 83- Bloc 3D de l'échantillon LO759 du bassin de Lorraine (Reconstitution 3D à partir des images de tomographie).

Conclusion :

Dans ce bassin la matière organique s'est déposée dans un milieu fluviatile à lacustre. L'observation en microscopie montre une relation proportionnelle entre la présence de microfractures et le pourcentage de vitrinite traduite par la maturité de la roche mère. Plus cette dernière est mature, plus elle expulse du gaz ce qui est responsable de la fabrication de microfractures.

Cette porosité produite des microfractures est fermée par endroit et ceci sera expliqué quand la méthode d'étude de microfractures en analyse d'images de tomographie.

IV.5. Bassin de Sabinas :

IV.5.1. Analyse macérale avec ImageJ :

Les images capturées à partir des échantillons suivants : ESB-01, NAR-01 et OAS-01 (du bassin de Sabinas) au microscope, ont permis de faire le calcul de la même façon que le charbon du bassin de Lorraine, et ceci avec la méthode d'analyse d'images avec le logiciel ImageJ. De plus, pour ces échantillons les données Rock-eval et de pouvoir réflecteur de chaque échantillon ont permis la caractérisation de ces roches mères.

Les résultats d'analyses d'images sont comme suit : L'échantillon ESB-01 est constitué de 77.75% de Vitrinite, 19.11 d'Inertinite et de 2.37% de Liptinite (Figure 84); l'échantillon NAR-01 est composé de 63.80% de vitrinite, 6.19% de Liptinite et de 30,01 d'Inertinite (Figure 85), il s'agit de deux groupes de microlithotypes trimacéraux. Quant à l'échantillon OAS-01, la prédominance de la vitrinite est aux alentours de 90.95% où la liptinite est absente et l'Inertinite atteint les 9.05% et il forme donc un groupe bimacéral (Figure 86).

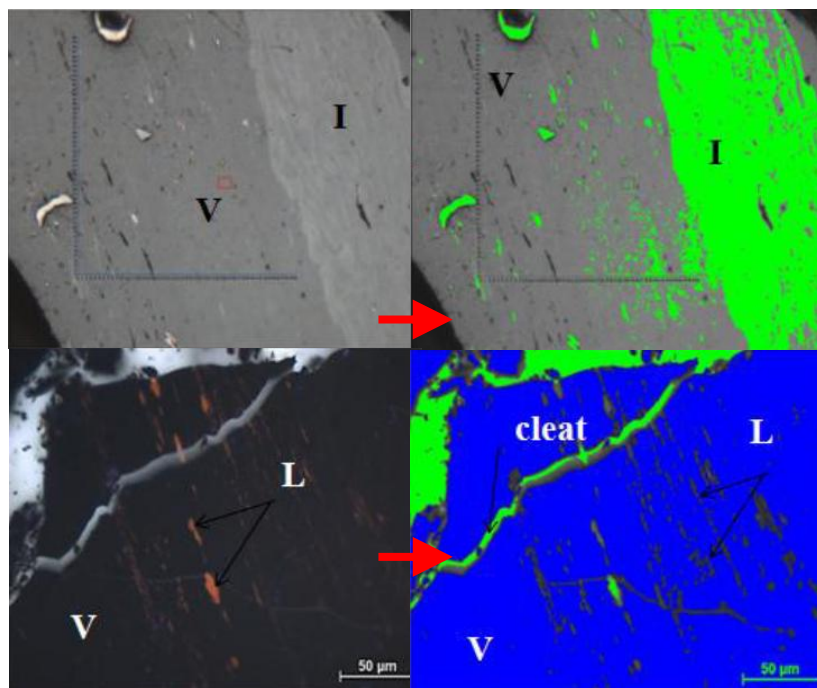


Figure 84- Echantillon ESB01 en traitement d'image (ImageJ).

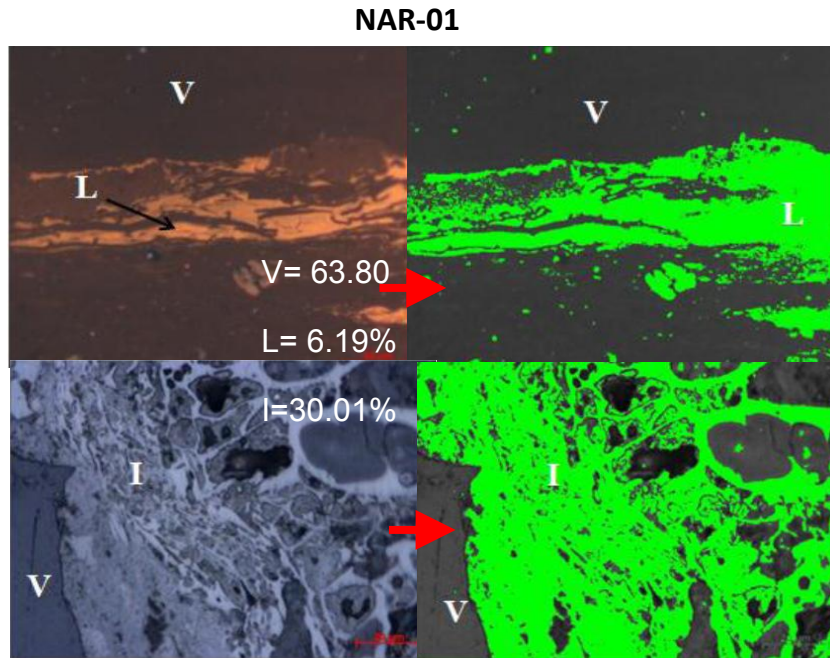


Figure 85- Echantillon NAR01 en traitement d'image (ImageJ).

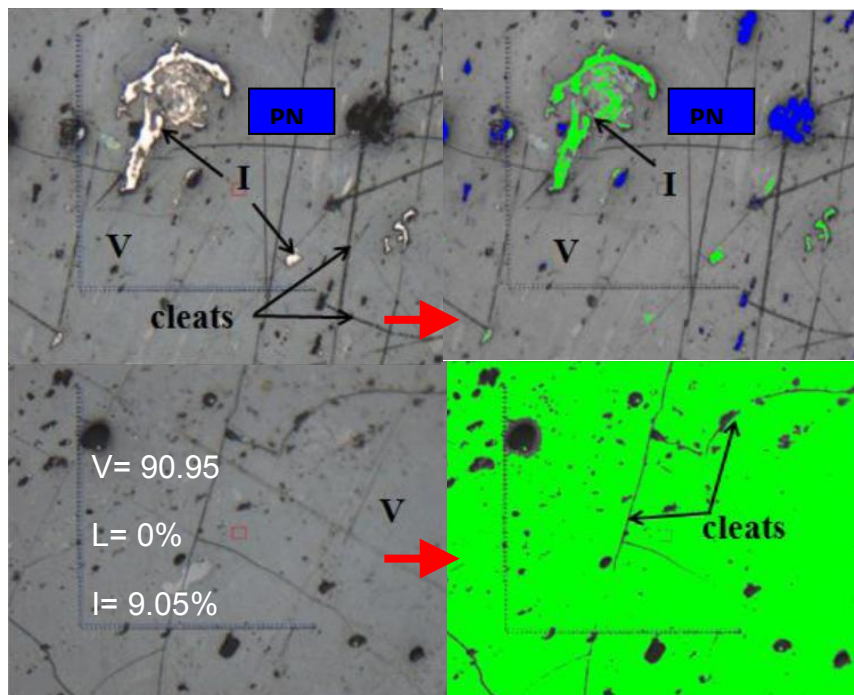


Figure 86- Echantillon OAS01 en traitement d'image (ImageJ).

La détermination des différents milieux de dépôts des matières organiques de ces trois échantillons est réalisée grâce au diagramme ternaire des microlithotypes, comme le montre la Figure 78 avec une composition principale de vitrinertinite. L'échantillon NAR-01 a une composition trimacéral et est

formé de Duroclarite comportant les trois macéraux vitrinite, liptinite et l'inertinite. Le milieu de dépôt correspondant est le milieu fluviatile (Figure 87).

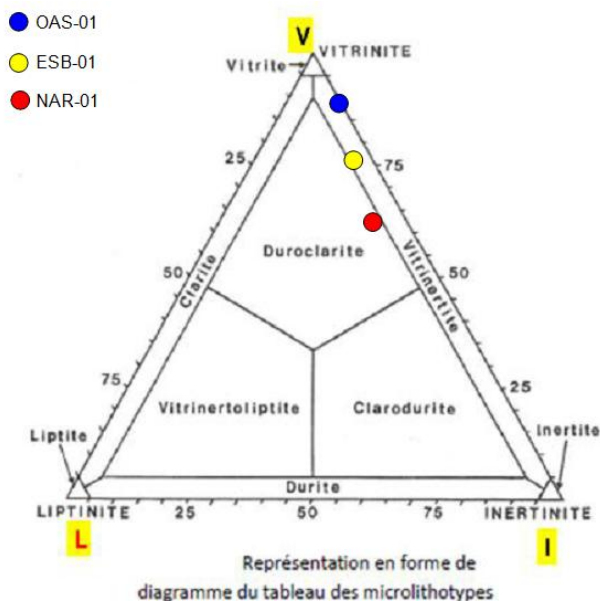


Figure 87- Diagramme ternaire de détermination des microlithotypes des échantillons du bassin de Sabinas.

Afin de confirmer cet environnement de dépôt, les données de pouvoir réflecteur fournis par Pemex sont utilisées pour calculer les indices d'hydrogène IH et d'oxygène IO des trois échantillons (Figure 88) :

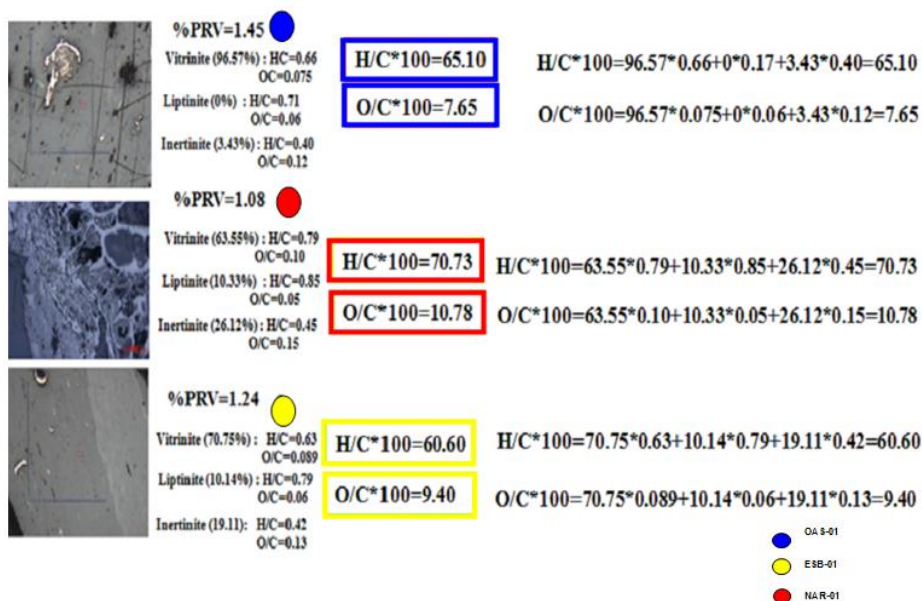


Figure 88- Calcul des rapports atomique et des pouvoirs réflecteurs des échantillons : NAR01, OAS01 et SEB01 (PEMEX).

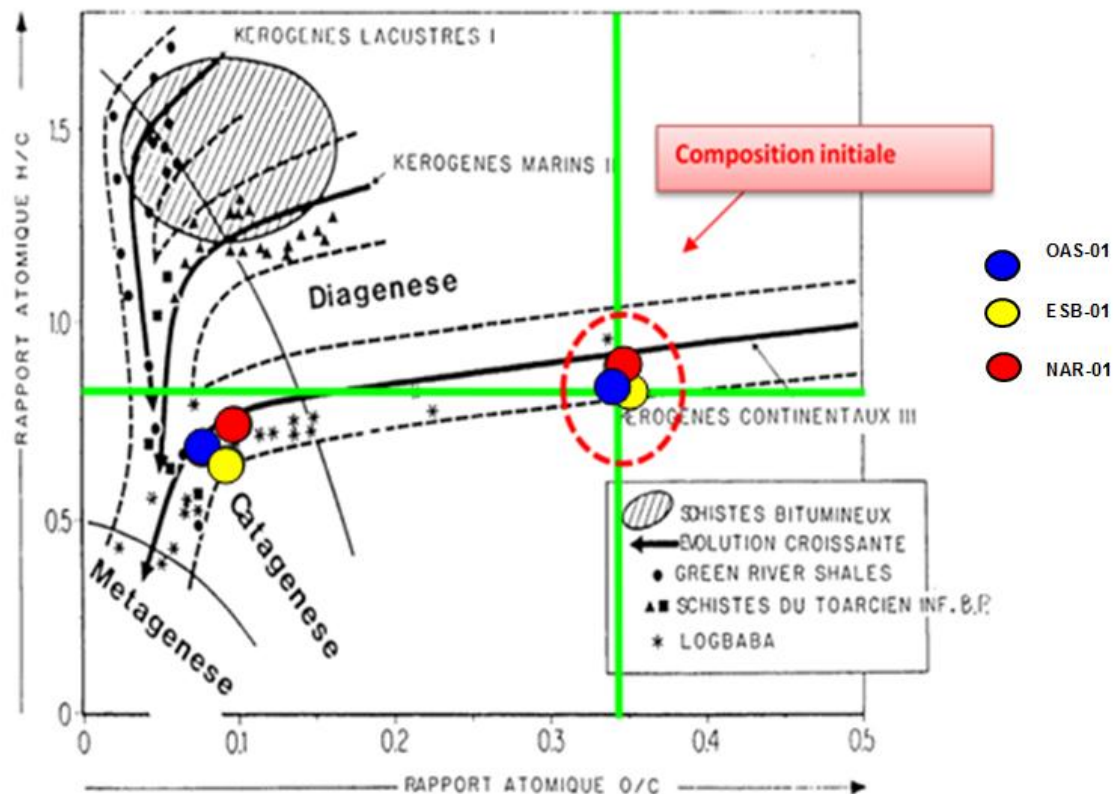


Figure 89- Types de matières organiques des échantillons du bassin de Sabinas.

Les indices O/C et H/C sont calculés à l'état initial dans le but de caractériser le kérogène qui a induit la production d'hydrocarbures.

Les charbons des échantillons ESB-01 et NAR-01 sont plus hydrogénés que celui de l'échantillon OAS-01, ceci peut être interprété par la présence d'un mélange de deux types de matières organiques dans ces deux échantillons. Les résultats Rock-eval confirme cette hypothèse, car il existe un mélange d'une matière organique de type II et de type III (Figure 89 et 90).

Après avoir calculé l'indice d'hydrogène et avec la température maximale de transformation du kérogène ($T_{\max}$), récupéré à partir des données Rock-eval, le rapport $T_{\max}$ vs IH permet de voir l'évolution de la transformation du kérogène ainsi que la maturité de la roche mère provenant de chacun des échantillons étudiés.

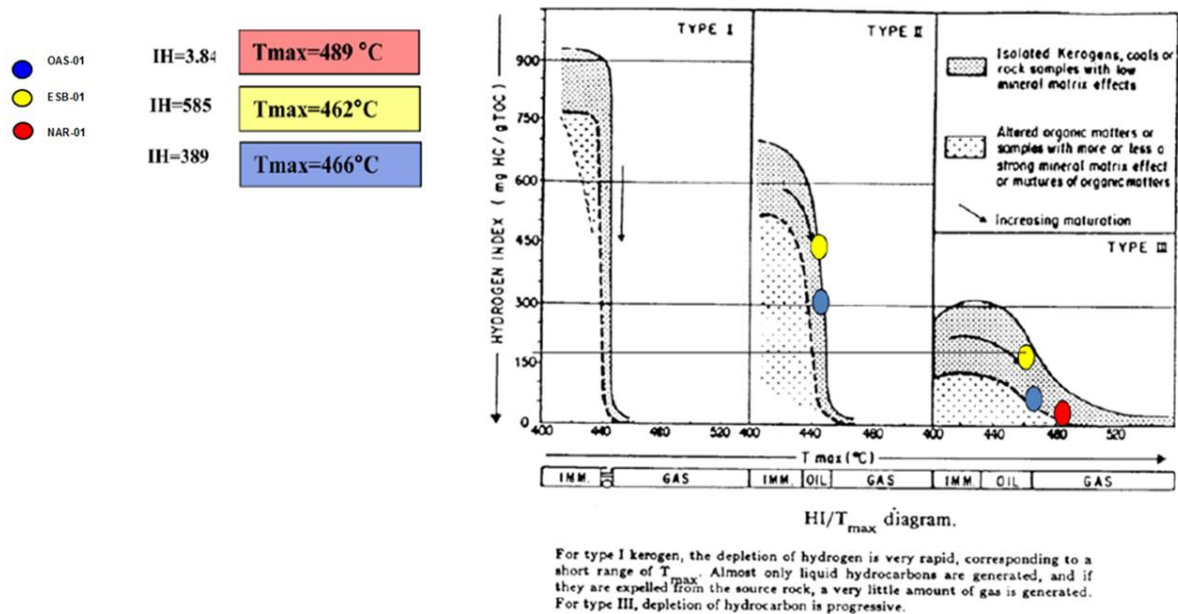


Figure 90- Types du kérogène des échantillons du bassin de Sabinas.

Les résultats obtenus à partir des analyses Rock-eval montrent que les kérogènes provenant des deux échantillons NAR-01 et ESB-01 proviennent d'un mélange de kérogène de type II et III, tandis que l'échantillon OAS-01 est constitué de kérogène de type III ; l'analyse macérale confirme ces résultats en plus du milieu de dépôt.

Les fenêtres à huile déduites à partir des calculs de l'indice d'hydrogène IH et le T_{max} des trois échantillons sont décrites comme suit :

Pour l'échantillon NAR-01 et ESB-01 la matière organique est entre la fenêtre à huile et la fenêtre à gaz, ou au niveau de la fenêtre à gaz pour l'échantillon ESB-01 avec des T_{max} de 426°C et 466°C respectivement. L'échantillon OAS-01, donne un T_{max} de 489°C avec une matière organique au niveau de la fenêtre à gaz.

Le couplage de ces méthodes permet d'avoir les types de macéraux, leurs pourcentages, les microlithotype, les milieux de dépôt ainsi que le type de la matière organique et sa maturité.

La caractérisation des microfissures (cleats) grâce aux analyses d'images, est décrite dans le bloc 3D réalisé en tomographie de l'échantillon LO-759. Ces micro-fractures sont liées à la production d'hydrocarbures et spécialement l'expulsion de gaz de charbon, cependant le type de gaz n'est pas déterminé dans cette étude.

Les paramètres IH, COT ainsi que les types de kérogènes sont utilisés dans la partie création d'une cinétique avec VisualBasic-6 utilisable dans le cas d'un mélange de deux types de kérogènes, cette partie a été réalisée par Luis Martinez (2012).

En conclusion, le couplage entre la méthode Rock-eval et celle de l'analyse d'images permet de reconnaître les types de macéraux, les milieux de dépôts de la matière organique, son type ainsi que sa maturité. Et à partir de là, les mélanges de types de matières organiques obtenus ainsi que leurs maturités et leurs évolutions permettent d'interpréter correctement l'histoire thermique du bassin, une fois la modélisation au Petromod est effectuée.

V. APPLICATION A LA MODELISATION

V. APPLICATION A LA MODELISATION :

V.1. Le bassin d'Abdan :

Le but de cette modélisation est de reconstituer les conditions de subsidence et l'histoire thermique et de connaître les caractéristiques de la génération d'huile et de sa migration dans le bassin d'Abadan. Cette étude est réalisée avec le logiciel Petromod IES GmbH de schlumberger.

Les résultats modélisés ont été calibrés par rapport à des données de puits de forage de référence, suivant les données de la température et la pression, la maturité thermique et les paramètres de transformation.

On va commencer par détailler les paramètres d'input à entrer dans la modélisation :

Les paramètres ou les modèles utilisés dans cette simulation sont les propriétés lithologiques et les paramètres cinétiques, qui ont été modifiés pour correspondre au bassin d'Abdan. Cela a des effets sur les résultats de la simulation.

La version utilisée pour calculer la conductivité thermique dans Petromod, utilise une interpolation linéaire entre les valeurs de 20 à 100 ° C. Ensuite, les résultats sont extrapolés à des températures plus élevées (Zwach, 1995). Le Tableau 15 présente les différents paramètres calculés pour ce bassin en fonction des valeurs de conductivité thermique. Les valeurs de conductivité figurant dans ce tableau sont verticales. La majorité des roches sédimentaires ont des conductivités horizontales plus que verticale (Gretener, 1981), le facteur d'anisotropie et le rapport des valeurs de l'horizontale et verticale ont été pris en compte.

Dans la Figure 91 -1, on peut voir que les courbes expérimentales des trois échantillons choisis, dans les gammes de chaleur que l'on compare avec l'ajustement du modèle de l'énergie d'activation. La superposition des courbes est excellente. Dans le cas de l'échantillon KZ4, la courbe de température S2 a été entièrement modélisée. Toutefois, dans le cas de PD3-BH deux possibilités ont été envisagées: La première modélisation complète et la seconde après trimming à une température bien plus élevée que la courbe S2 pour permettre le développement de la ligne de base d'intégration.

Echantillon n°	8023 3	8024 3 full	8024 3 trim
Discrete distribution A (s-1)	1,11E+14	7,13E+13	6,29E+13
Ea (kcal/mol)	F (%)	F (%)	F (%)
44	0	0,82	0
45	0,04	0,39	0,71
46	0,04	1,15	0
47	0,5	0,87	1,18
48	0	1,37	0,68
49	0,74	1,65	1,66
50	0,88	2,08	2,06
51	0,07	4,01	3,81
52	18,93	4,11	5,94
53	21,79	22,5	27,37
54	21,61	23,09	22,76
55	18,25	18,35	19,95
56	9,96	8,86	5,53
57	3,54	2,43	4,43
58	3,69	5,78	3,92
59	0	0	0
60	1,36	0,45	0
61	0,22	0,56	0
62	0	0,6	0
63	0	0	0
64	0	0	0
65	0,91	0,94	0

Tableau 15- Paramètres de modélisation fournis par le rapport (Horsfield, di Primio, Rapport 20.100.601).

On a essayé de réduire davantage l'effet sur les résultats du facteur de fréquence, avec des températures plus basses, qui pourrait être du à la transformation d'une partie de la courbe S1. Il s'avère que les paramètres de cinétiques pour le spectre complet et pour le net (trim) sont les mêmes. Les courbes de distribution des énergies d'activation en fonction ainsi que les courbes Rock-eval sont exposés dans la Figure 91 (1-2) quant au potentiel pétrolier et le taux de transformation pour les températures sont exposés dans la Figure 92.

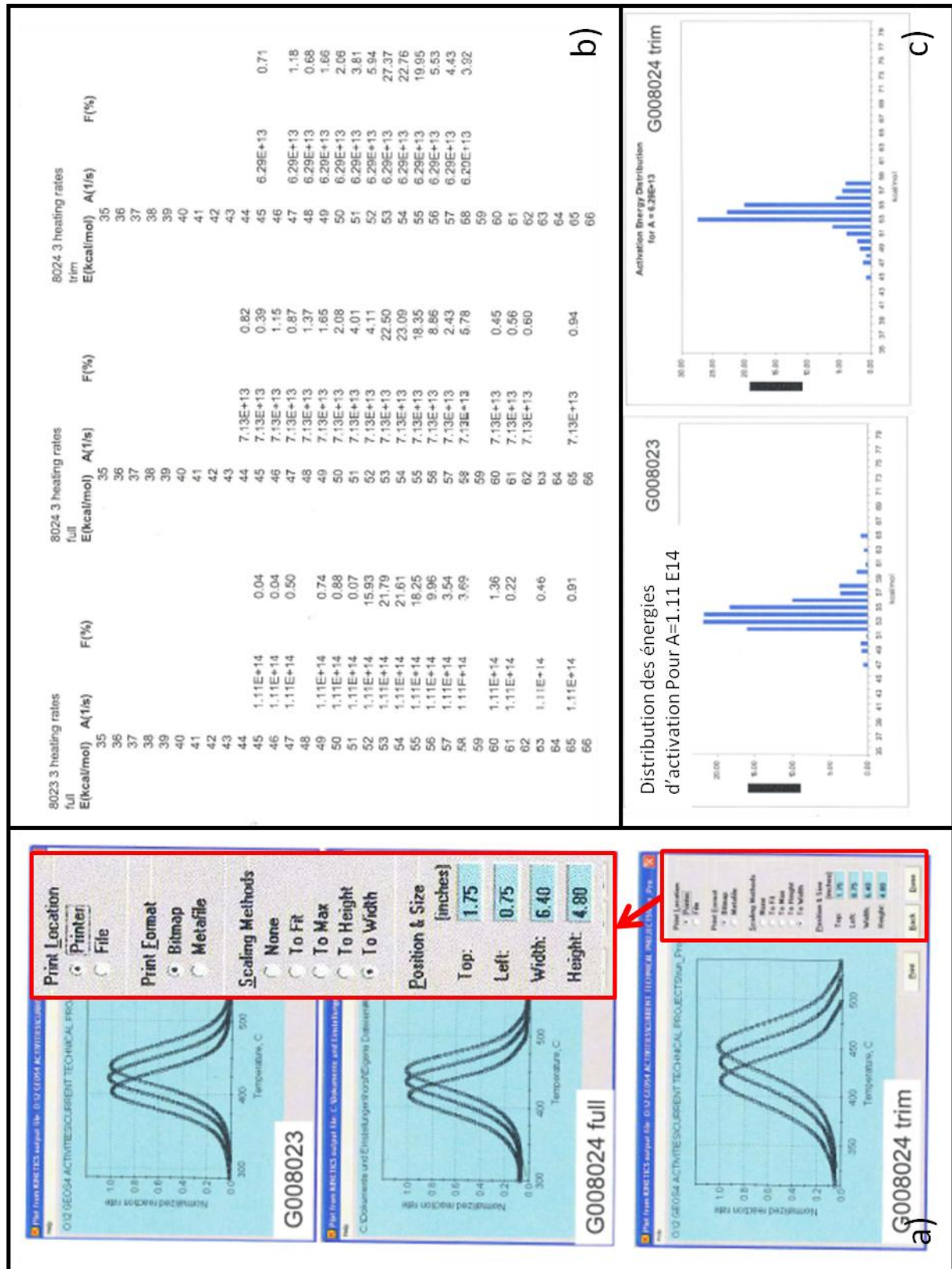


Figure 91- 1 : Courbes Rock-eval comparées aux courbes réalisées à partir du programme de cinétique ;2 : distribution du potentiel pétrolier selon les énergies d'activation pour un seul facteur de fréquence pour chaque case (Horsfield, di Primio, Rapport 20.100.601).

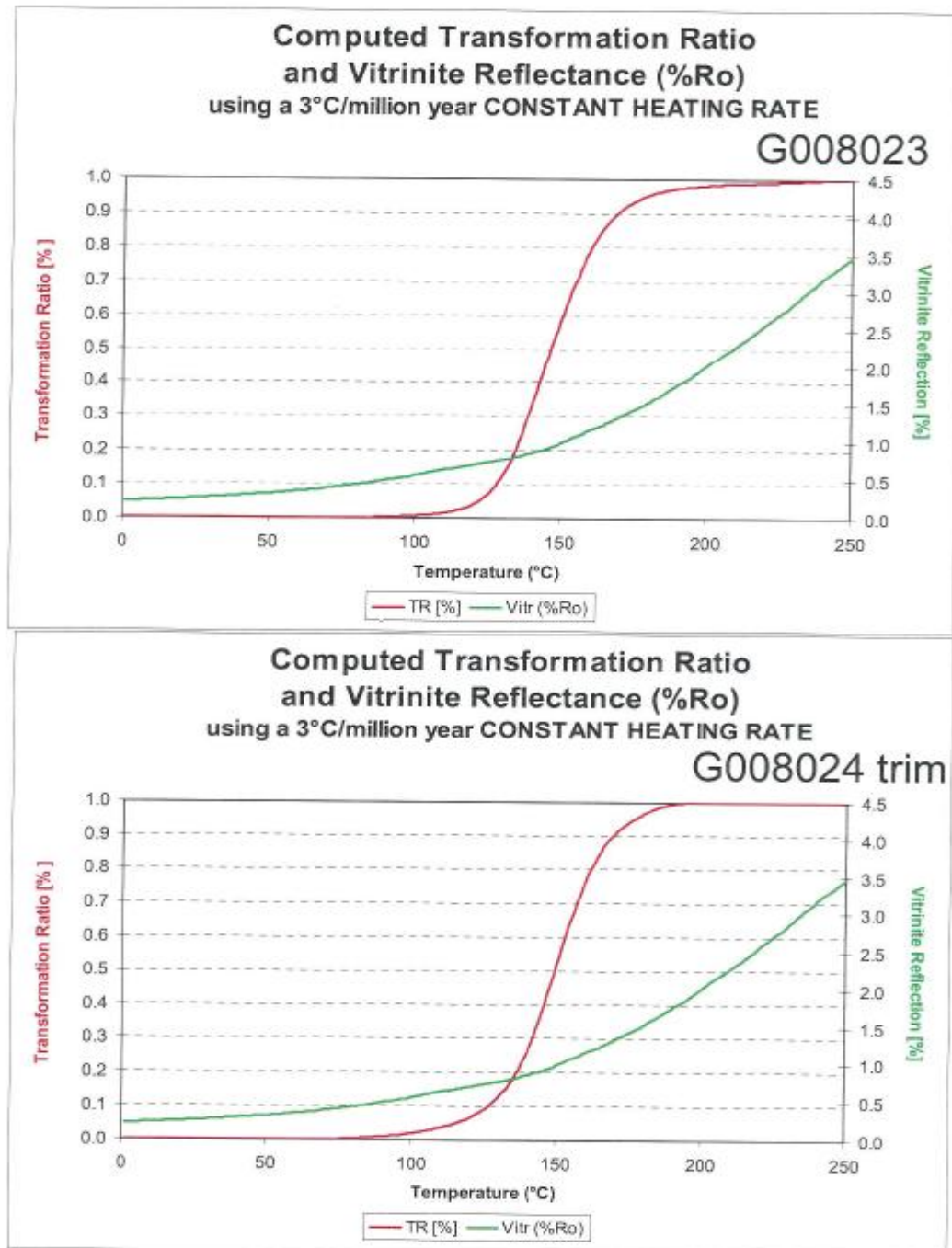


Figure 92- Courbe de transformation cumulative à une vitesse de réchauffement géologique de 3k/Ma calculée à partir des paramètres cinétiques dans le Tableau 15 (Horsfield, di Primio, Rapport 20.100.601).

Les deux échantillons ont des distributions d'énergie d'activation d'environ 53 kcal / mol. La forme du pic maximal de l'échantillon PD3-BH est légèrement plus pointue que KZ4 et a donc une structure plus homogène. La génération commence vers 120 ° C et le T.max est d'environ 150 ° C selon une vitesse de chauffe uniforme de 3°K/Ma.

La fermeture de l'océan Téthys, qui a commencé 100 Ma, est l'événement géologique qui correspond le mieux à ce flux de chaleur.

V.1.1. Modélisation au Petromod :

Pour une simulation à deux dimensions il est nécessaire d'établir une coupe géologique de la zone. Pour cela nous avons utilisé un schéma à partir d'un profil sismique.

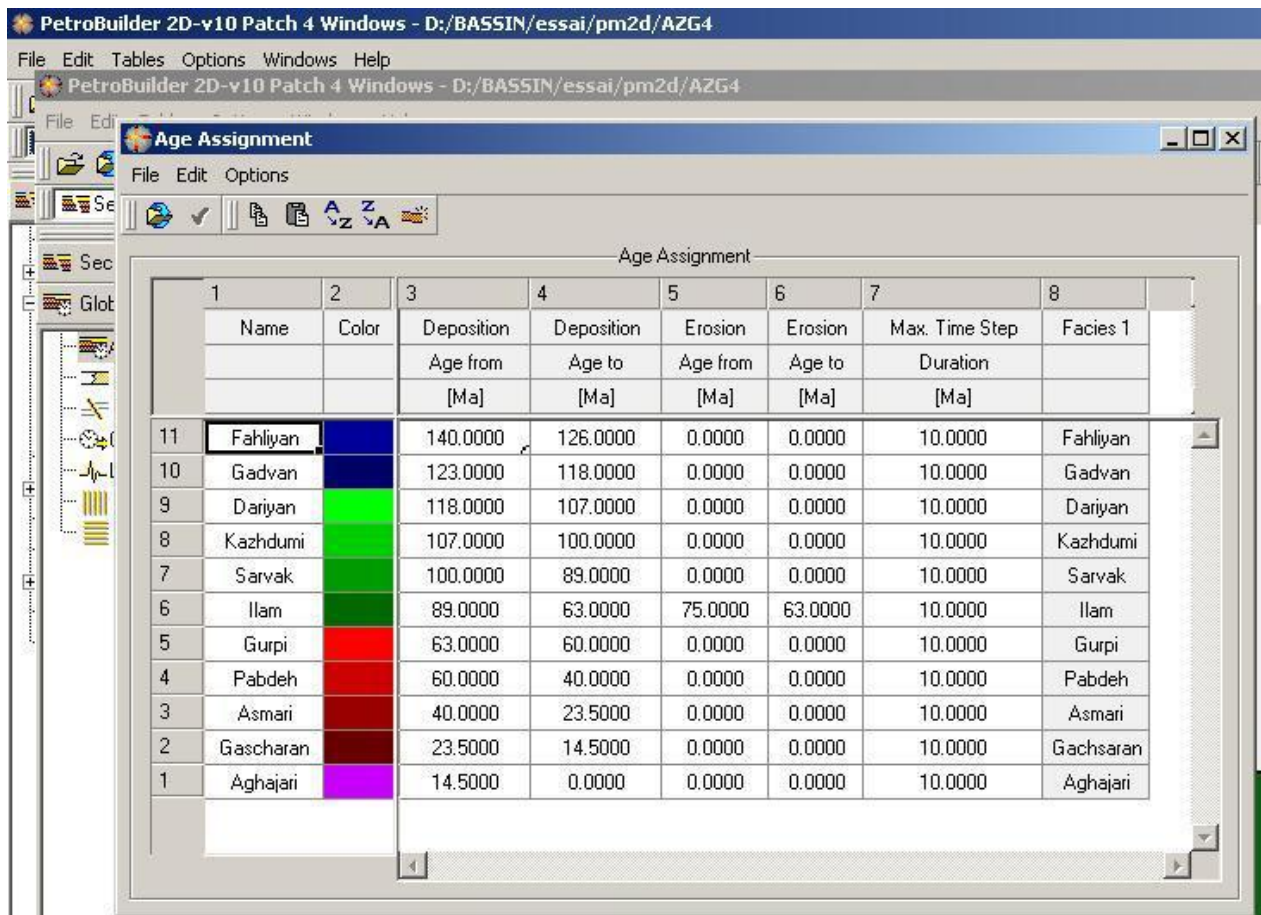
Quelques formations qui sont apparues dans la modélisation 1D semblent perdus par l'érosion, telles que Tarbur (700m d'érosion dans le modèle 1D), et la deuxième est la formation de Burgen, qui est probablement englobée dans une autre formation plus grande nommée Kazhdumi (Figure 93)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Name	Top	Base	Thickness	Eroded Thickness	Deposition Age	Erosion Age			
	[meter]	[meter]	[meter]	[meter]	[Ma]	[Ma]	[Ma]	[Ma]	Lithology
1	Sediment Surface		0.00						
2	Aghajari	0.00	1115.00	1115.00	14.50	0.00			Aghajari4
3	Gachsaran	1115.00	1462.00	347.00	23.50	14.50			Gachsaran4
4	Asmari	1462.00	1740.00	278.00	40.00	23.50			Asmari
5	Pabdeh	1740.00	2177.50	437.50	60.00	40.00			Pabdeh4
6	Gurpi	2177.50	2322.00	144.50	63.00	60.00			Gurpi
7	Tabur	2322.00	2524.00	202.00	700.00	85.00	75.00	75.00	63.00
8	Ilam	2524.00	2620.00	96.00		89.00	85.00		Ilam
9	Sarvak	2620.00	3270.50	650.50		100.00	92.00		Sarvak
10	Kazhdumi	3270.50	3419.00	148.50		107.00	100.00		Kazhdumi
11	Burgen	3419.00	3478.50	59.50		112.00	107.00		Burgen
12	Daryan	3478.50	3648.00	169.50		118.00	112.00		Daryan
13	Gadvan	3648.00	3827.00	179.00		123.00	118.00		Gadvan
14	Fahliyan	3827.00	4582.00	755.00		140.00	123.00		Fahliyan
15		4582.00							
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
25									
26									
27									

Figure 93- Tableau de donnée d' « input » dans Petromod.

La formation Gadvan (Figure 94) est caractérisée par des dépôts de limon en alternance avec des petits paquets de grès et de calcaire à grain très fin (boundston) Cette formation date du Crétacé inférieur (Barrémien) et comporte plusieurs fossiles marins foraminifères (Choffella, Ciclamínidos) et gastéropodes ; Avec Fahliyan, elles sont considérées comme les principales

roches mères dans la région, et en plus, elles peuvent fonctionner également comme un réservoir. La matière organique montre une origine principalement marine mais n'exclut pas l'apport du matériel terrigène continental.



	1	2	3	4	5	6	7	8
	Name	Color	Deposition	Deposition	Erosion	Erosion	Max. Time Step	Facies 1
			Age from	Age to	Age from	Age to	Duration	
			[Ma]	[Ma]	[Ma]	[Ma]	[Ma]	
11	Fahliyan		140.0000	126.0000	0.0000	0.0000	10.0000	Fahliyan
10	Gadvan		123.0000	118.0000	0.0000	0.0000	10.0000	Gadvan
9	Dariyan		118.0000	107.0000	0.0000	0.0000	10.0000	Dariyan
8	Kazhdumi		107.0000	100.0000	0.0000	0.0000	10.0000	Kazhdumi
7	Sarvak		100.0000	89.0000	0.0000	0.0000	10.0000	Sarvak
6	Ilam		89.0000	63.0000	75.0000	63.0000	10.0000	Ilam
5	Gurpi		63.0000	60.0000	0.0000	0.0000	10.0000	Gurpi
4	Pabdeh		60.0000	40.0000	0.0000	0.0000	10.0000	Pabdeh
3	Asmari		40.0000	23.5000	0.0000	0.0000	10.0000	Asmari
2	Gascharan		23.5000	14.5000	0.0000	0.0000	10.0000	Gachsaran
1	Aghajari		14.5000	0.0000	0.0000	0.0000	10.0000	Aghajari

Figure 94- Tableau de donnée d' « input » dans Petromod (age assignment).

Elles paraissent avoir un bon potentiel pétrologène d'huile, les profondeurs les plus élevées de ces formations sont de plus de 4000 mètres et les valeurs de réflectance de la vitrinite varient entre 0,3 et 3,5% Ro.

Evenement no.	Fin (Ma)	Debut(Ma)	Epaisseur (m)	Lithologie
Aghajari	14,5	0	1101,48	Marl, Sandstone
Gachsaran	23,5	14,5	347	Claystone, Gypsum
Erosion B	23,5	32	-1000	Claystone, Gypsum
Asmari	40	32	278	Sandstone, limestone
Pabdeh	60	40	435,5	Siltstone, dolomite
Gurpi (+tabur)	85	60	346,5	Siltstone, marl
Ilam (+laffan. Mbr)	89	85	102	Siltstone, marl
Erosion A	89	91	-400	Siltstone, marl
Sarvak	100	91	645	Limestone, Marl
Kazhdumi	112	100	148	Limestone
Bourgan. Sst			60	Limestone
Dariyan	118	112	229	Limestone, shale
Gadvan	123	118	64	Limestone, shale
Khalij. Mbr			115	
Fahliyan	140	123	473	Limestone, dolomite

Tableau 16- Tableau d'événement géologiques et de lithologie du bassin d'Abdan (Samand, 2001).

On a introduit ces données dans PetroMod pour recréer les conditions d'enfouissement et de subsidence des sédiments. La profondeur de l'eau est basé sur différentes colonnes stratigraphiques observées dans la région (Samand, 2001) et de la latitude à partir du Jurassique jusqu'à l'actuel (Tableau 16).

Le gradient géothermique est établi sur la base de l'histoire géologique de la région, qui suggère l'existence d'un processus de subduction de l'océan Téthys sous la croûte continentale de l'Eurasie et de sa fermeture. Ainsi, on a calibré le modèle en fonction de l'étalonnage de la vitrinite. Dans ce dernier cas il est nécessaire de connaître l'histoire géologique régionale. La fermeture de l'océan Téthys, qui a commencé il y a 100 Ma, est l'événement géologique qui correspond le mieux à ce flux de chaleur.

La modélisation et la simulation de ce modèle sont exécutées suivant les données d'énergies d'activation obtenues avec le programme Visual Basic 6.

Les pics correspondent aux différentes phases de l'érosion, et, comme on le voit dans la légende, les couleurs orange et jaune correspondent au réchauffement de la roche à cause de l'enfouissement et des processus tectoniques, et les flèches rouges représentent le flux de migration de l'huile produit par l'augmentation de la température.

Dans la Figure 95 , on a les résultats de l'Output ; En haut à gauche se trouvent deux graphiques le premier représente la relation température / profondeur le deuxième la vitrinite avec la profondeur.

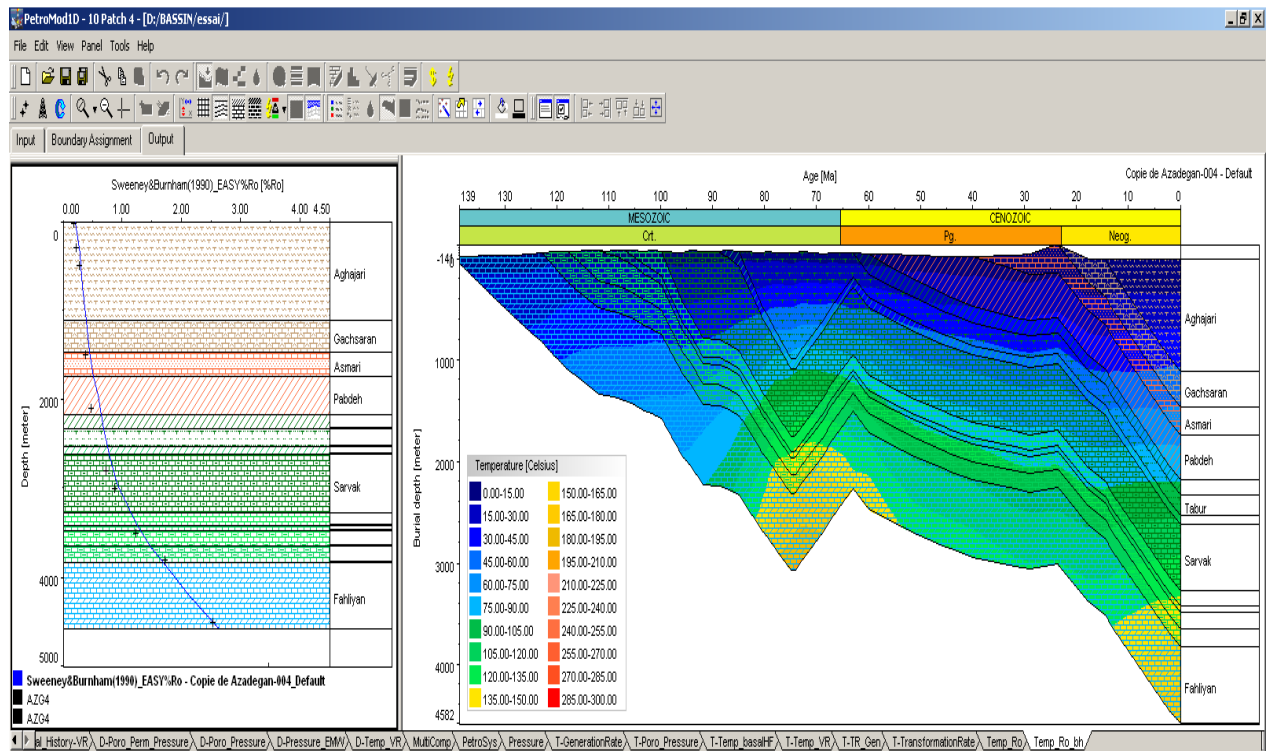


Figure 95- Calibration thermique du bassin d'Abadan en fonction de Ro%.

Comme on peut le voir dans la figure ci-dessus, les couches de Burgan, Dariyan, Gavan et Fahinlya atteignent les températures de fenêtre à huile. La migration vers le haut sera comme indiqué par les flèches perpendiculaires aux isothermes de température.

Dans les données de Kusk1 (Figure 95) la calibration selon la vitrinite Ro /T° donne des résultats exactement comme le précédent car ils sont géographiquement proches les uns des conditions d'enfouissement ne varie pas.

Dans ce cas, l'érosion est très importante dans le groupe Tarbur, la même que dans le Azadegan, provoquant des températures plus élevées atteintes au cours du dépôt de ces formations à partir de 70 Ma à 50Ma. Cette fois, la température maximale, un peu après l'érosion, coïncide avec le début de la fermeture de la Téthys, c'est à dire coïncide avec une étape de subduction de la croûte océanique et le glaciais continental à proximité de la zone d'étude, dans les montagnes Zagros.

Dans la simulation 2D, il est nécessaire de sélectionner certaines options PetroMod. Dans le "Run Control" le bouton sélectionné est 2D/3D température et de pression, dans "PetroFlow", qui gère les lois physiques faisant l'objet des fluides, on a choisi un système hybride (Darcy + Flowpath), et cliqué sur "Output", en sélectionnant enfin toutes les cinétiques avec laquelle on voulait comparer le réservoir étudié et toutes les superpositions. Une fois l'exécution faite, l'onglet « Viewer » permet de voir les résultats.

L'accumulation est très faible, et dans Figure 96, l'huile migre à travers les joints et les fractures. Il ya beaucoup de circulation de fluide et de gaz aussi, puisque les conditions de formation des températures élevées se sont produites.

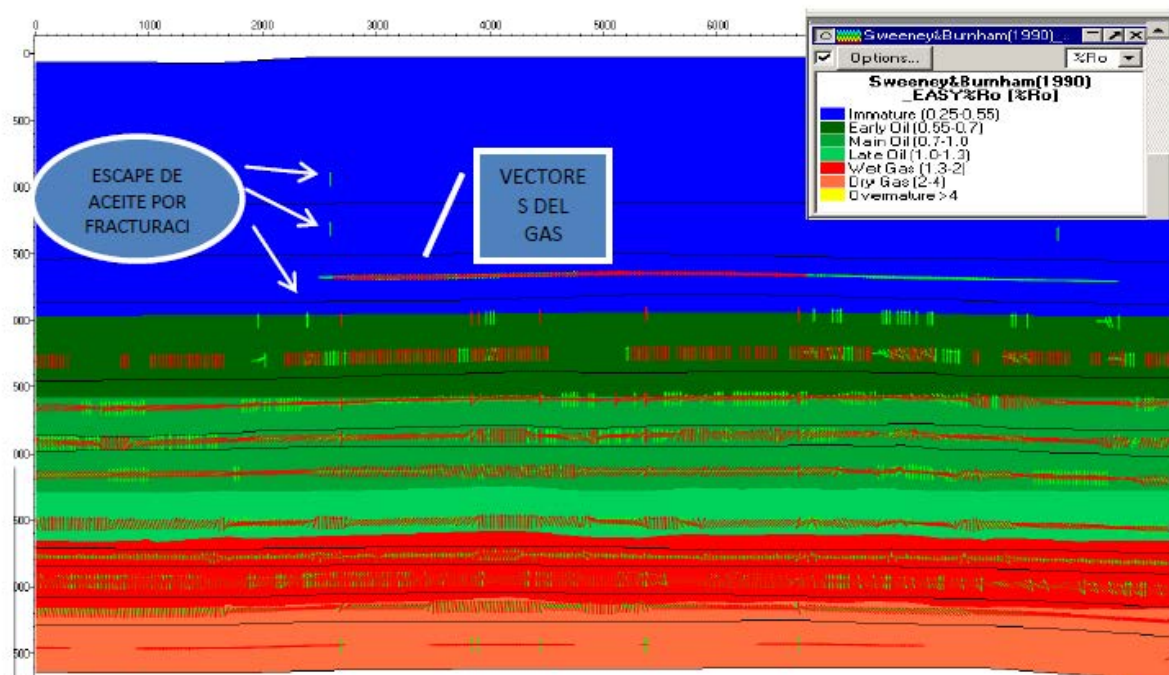


Figure 96- Simulation 2D avec une cinétique compositionnelle ou on observe la migration du gaz et de l'huile.

Dans la Figure 96, comme indique la légende PetroMod, les valeurs de réflectance de la vitrinite sont distinctes dans chaque région. La maturité des zones les plus profondes, produisant du gaz sec selon la réflectance de la vitrinite, et le changement de la cinétique ont permis de voir leur formation et leur évolution grâce à l'existence du gaz.

La cinétique qu'on a créée ne comprend pas la formation de gaz, car les énergies d'activation utilisées sont celles relatives à l'huile uniquement. Mais si on la changeait par un type compositionnel, le gaz devrait apparaître. Pour tester cette hypothèse, on a utilisé Behar_et_al

(1997) T2-S (Mois Sh) CS, en effet, l'échantillon de la formation perd des quantités importantes de gaz dans la région Figure 96.

A partir de cette cinétique de Behar basée sur les études précédentes de Visual Basic et Excel (Figure 93), on constate que, dans la cinétique compositionnel de type II, le Behar et al. (Month Sh) est la plus semblable à celle du bassin d'Abdan, et plus proche de la réalité, en élargissant les informations fournies par les données cinétiques sur les pourcentages de gaz et de pétrole, ainsi que sa composition.

Un outil intéressant est le simulateur 2D Viewer événement PetroMod, utilisé pour reconstituer l'histoire de la région et l'histoire de la formation de gaz et de pétrole.

On a utilisé également le simulateur à événements pour voir les différences entre les formations et les différences entre la cinétique d'Abdan et celle de Behar.

Ainsi, on sait que le gaz (rouge, Figure 97) s'est formé en premier il ya 112 Ma, dans les formations de Gadvan, Dariyan, Kazhdumi, et a migré rapidement dans les formations supérieures. C'est à partir de Ilam, mais surtout Gurpi, le premier piège s'est formé, où la migration de gaz est centralisée dans les point les plus fragiles donc dans les fractures de la roche. Beaucoup de gaz s'est perdu à cause de la dysmigration et sur le chemin vers les réservoirs.

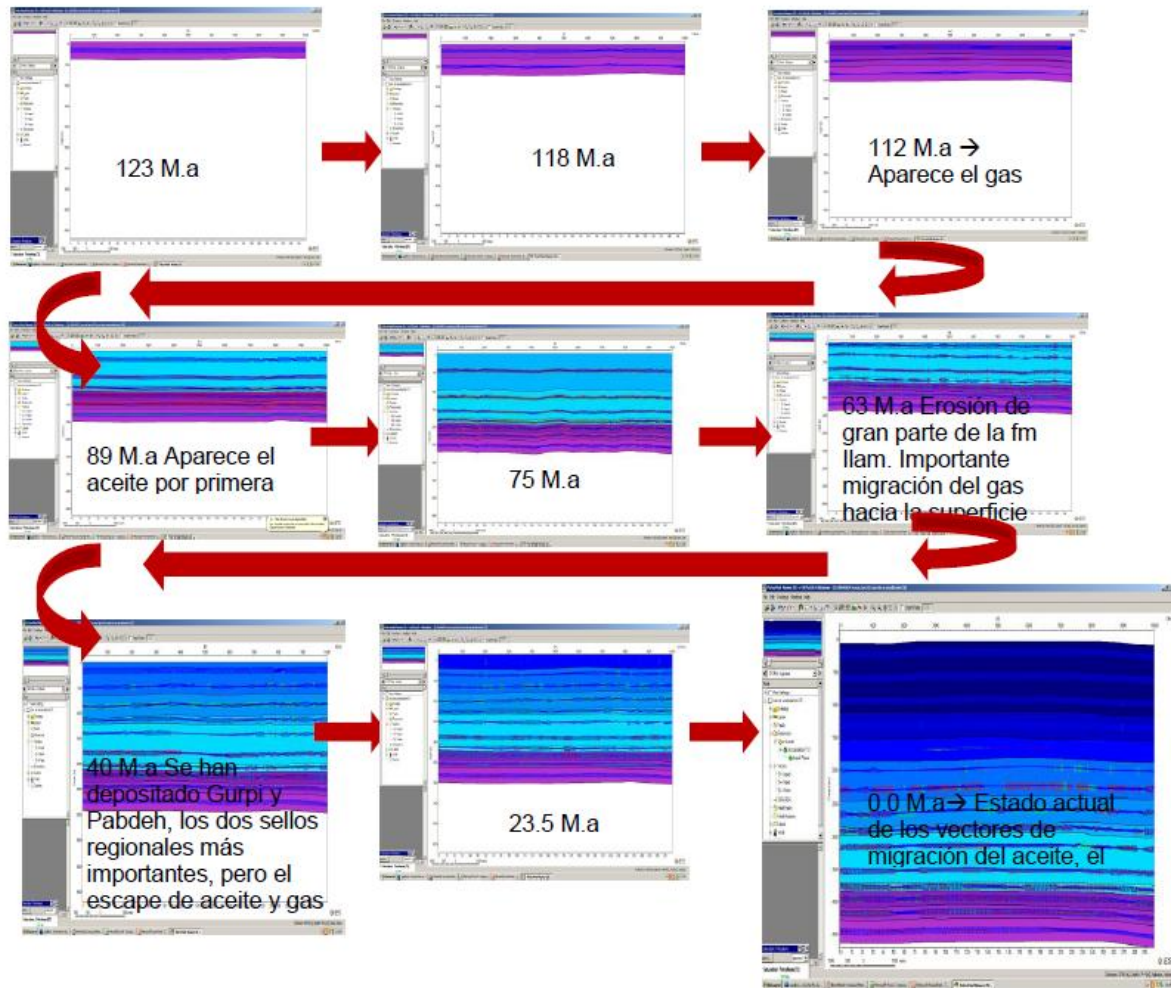


Figure 97- Simulation 2D avec une cinétique compositionnelle Behar 1997 du bassin de Juzezistan.

V.1.2. Résultats :

L'huile (en vert, Figure 97) est plus tard le gaz, apparaissant d'abord il ya 90 Ma dans toutes les roches mères de la région, mais en petites quantités dans Fahliyan. Il y a 75 Ma, la formation de Fahliyan avait pratiquement cessé de fonctionner en tant que roche mère. Les températures ont augmenté dans cette formation et celle de Gadvan ce qui a donné naissance à du gaz sec, dans la région.

Les roches mères les plus anciennes sont presque complètement épuisées ; toutefois, le pétrole et le gaz s'échappent vers la surface, et ceci en raison de l'absence d'une roche couverture efficace régionale.

Ce n'est que lorsque la formation de Pabdeh s'est déposée il ya 40 Ma, que, malgré l'arrêt de la circulation des fluides, elle a formé une roche couverture, le pétrole et le gaz

d'échappement vers le haut, révélant l'existence de failles dans les joints d'étanchéité du système.

Actuellement, il y a des accumulations de pétrole dans la formation d'Asmari, mais le gaz et l'huile de ont majoritairement disparu selon notre modèle. On observe la saturation du kérogène des formations qui composent le bassin.

Les couleurs bleues indiquent une saturation faible, de sorte qu'on peut en déduire que les roches ont été soumises à un processus de formation d'hydrocarbures, mais sont maintenant épuisées.

Un autre outil utile est PetroMod Viewer Depth Extraction, qui permet de simuler une perforation, avec les informations correspondantes de lithologie, les composants, le taux de génération, pression, taux de transformation ... cet outil est utilisé pour confirmer la fiabilité des données, on simule le forage d'un puits dans le même endroit où le puits de Azadegan 4, devrait sortir le même graphique.

V.1.3. Conclusion

Avec ce programme, on a réussi à définir l'origine de la matière organique de l'huile dont les caractéristiques ne correspondent pas au type I ou II ou III, mais à un mélange de type II et de type III (marine avec contribution continentale)

Depuis VB programme (Rock-Eval.frm) PetroMod2 pourrait introduire un nouveau type de cinétique, capable de simuler des accumulations de pétrole et de l'eau pour un pétrole de type II / III.

Par conséquent, l'absence de grandes accumulations dans cette simulation, n'est pas attribuable au type de cinétique, mais c'est probablement un problème avec les lithologies ou avec les fractures au niveau de la roche couverture, comme dans les formations de Gurpi et de Pabdeh ou les fractures ont permis l'échappement des fluides. Cependant, la simulation permet de voir le pétrole et le gaz qui s'échappe à la surface à travers les failles dans la formation de Pabdeh.

V.2. Le bassin de Sabinas :

Afin d'étudier l'histoire thermique, l'origine, la génération, l'accumulation et la migration des hydrocarbures, dans la série carbonatée mésozoïque du bassin de Sabinas, une modélisation avec le logiciel Petromod a été établie. Cette modélisation nécessite d'entrer un maximum de données dans l'« Input ». Ces données-là concernent : la lithologie, la stratigraphie, les éléments du système pétrolier (la roche mère, la roche réservoir, la roche couverture et le piège), la maturation de la matière organique de la roche mère (pouvoir réflecteur de la vitrinite, le COT, le IH), l'évolution des flux de chaleur avec le temps, la température à l'interface eau-sédiments, la bathymétrie et la circulation des fluides.

Cette modélisation peut servir dans le milieu de l'exploration, dans le but de proposer des emplacements de puits producteurs.

La Figure 98, représente la localisation de la ligne sismique BB' utilisée dans la modélisation 2D et la Figure 99, la colonne stratigraphique du bassin de Sabinas, La Casita, La Peña et Eagle-Ford sont les roches mères étudiées dans ce secteur. Les éléments du système pétrolier sont bien déterminés dans cette colonne. D'autres informations complémentaires ont été récupérées à partir de la bibliographie (Eguiluz, 2001 ; Menetrier, 2005 ; Camacho, 2009).

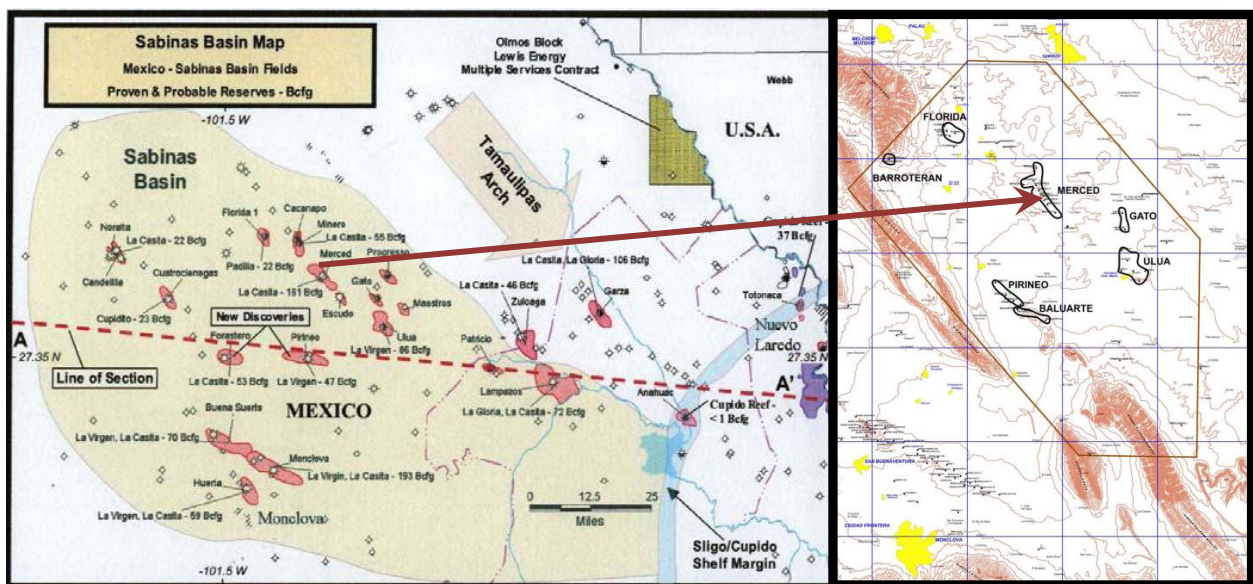


Figure 98- Localisation de la zone étudiée dans la modélisation géochimique 2D, l'emplacement de la ligne sismique BB'.

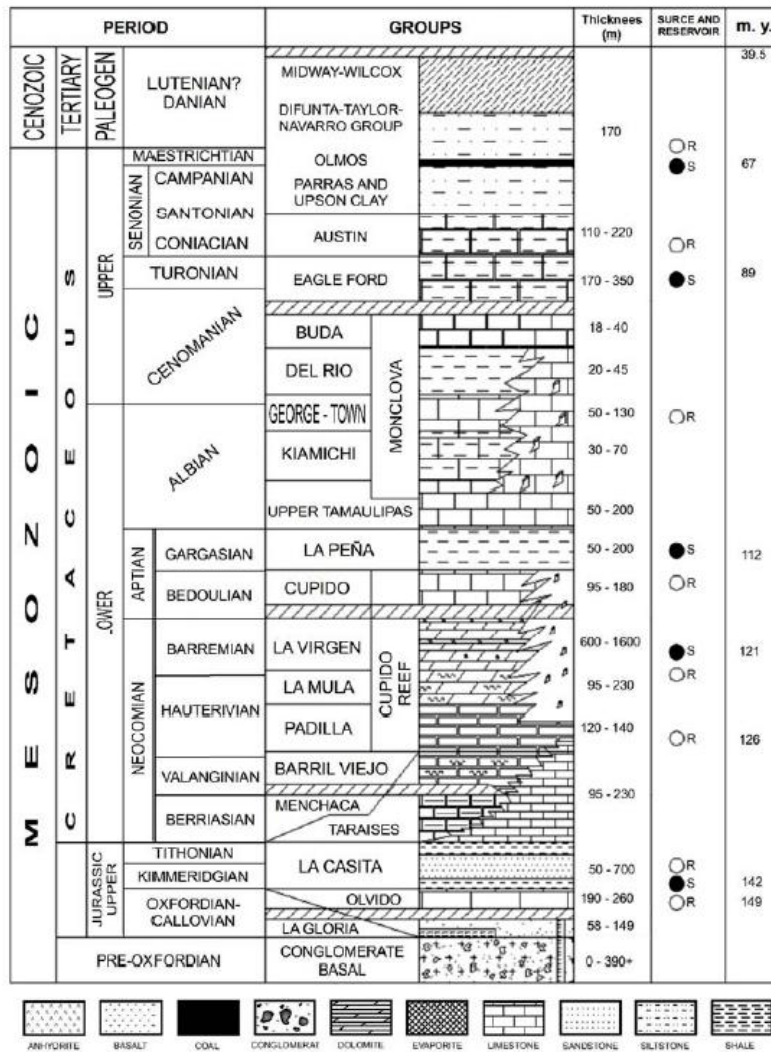


Figure 99- Colonne stratigraphique du bassin de Sabinas, modifié de Santmaria-Orozco et al.(1991). et Eguiluz de Antuñano, (2001).

V.2.1. Modèle Géochimique 1D:

Le modèle géochimique 1D des bassins pétroliers (PetroMod IES GmbH – Schlumberger, IES, 1995), est utilisé dans le but de reconstruire l'histoire thermique et l'histoire d'enfouissement du bloc Pirineo. Ceci permet de reconstruire l'évolution thermique et la pression pour les sédiments et pour les fluides. Pour réaliser cette modélisation, on expose toutes les données rentrées ensuite les résultats obtenus.

Dans ce travail, on commence d'abord par une modélisation 1D, à partir de trois puits, Merced-1, Ulua-1 et Cacanapo-101 qui se trouve sur la ligne sismique Merced (BB') (Figure 98). Ensuite cette ligne sismique est re-utilisée pour la modélisation 2D. La Figure 100 donne les différentes lithologies et leurs profondeurs dans chaque puits.

Main Input for Ulua-1_Default

0

	Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]
	Navarro	0	373	373		71.30	55.00
	Austin	373	773	400	0	89.00	71.30
	Eagle Ford	773	832	59	0	93.50	89.00
	Buda	832	865	33	0	98.90	93.50
	Del Rio	865	902	37	0	104.00	98.90
	George Town	902	1008	106	0	110.00	104.00
	Upper Tamaulipas	1008	1370	362	0	112.00	110.00
	La Peña	1370	1413	43	0	119.00	112.00
	Cupido	1413	1512	99	0	121.00	119.00
	La Virgen M5	1512	1714	202	0	121.80	121.00
	La Virgen M4	1714	1864	150	0	122.60	121.80
	La Virgen M3	1864	2079	215	0	123.40	122.60
	La virgen M2	2079	2179	100	0	124.20	123.40
	La Virgen M1	2179	2325	146	0	125.00	124.20
	La Mula	2325	2446	121	0	126.00	125.00
	Padilla	2446	2618	172	0	130.00	126.00
	Barril Viejo	2618	2780	162	0	132.00	130.00
	Menchaca	2780	3013	233	0	142.00	132.00
	Middle La Casita	3013	3300	287	0	147.10	142.00
	Lower La Casita	3300	3420	120	0	149.00	147.10
	Olvido	3420	3688	268	0	156.00	149.00
	Red Bleds	3688	3750	62	0	210.00	156.00
							210.00

Figure 100- Données de lithologie des trois puits étudiés (Exemple Ulua1) utilisés pour la modélisation.

V.2.2. Organisation des données des puits pour la modélisation 1D et 2D :

On commence par exposer toutes les données utiles à rentrer dans l'« Input » du logiciel Petromod.

Les données utilisées sont celles récupérées à partir de la thèse de Luis Camacho-Ortega (2009), de Pemex et d'anciens travaux (Eguiluz, 2001, Wuillemain, 2003 ; Piedad-Sanchez, 2004 et Menetrier, 2005). En plus du profil sismique de la ligne BB' et les résultats d'analyses macérale et Rock-eval.

V.2.2.1. La maturation des roches mères :

D'après les études de Piedad-Sanchez (2004), Menetrier (2005) et Alsaab (2007) décrivent les roches mères comme suit (Tableau 17):

Formation	Age	Ro%	Epaisseurs (m)
La Casita	Kimméridgien-Tithonien	>2.5	50 – 700
La Peña	Aptien supérieur	>1.15	30 – 200
Eagle-Ford	Turonien	<1.1	170 – 350
Olmos	Maestrichtien	<0.92	0.5 – 3 (charbon)

Tableau 17- Tableau récapitulatif de l'âge, les épaisseurs et le pouvoir réflecteur (Ro) des roches mères du bassin de Sabinas.

Des informations sur le carbone organique totale (TOC), le potentiel pétrolier l'IH et la vitesse de sédimentation, à partir de la bibliographie, sont données dans le tableau suivant :

Formation	TOC	IH	Références
La Casita	0.5 - 2	?	Eguiluz de Antuñano 2001
La Peña	0.5	?	
Eagle-Ford	0.5 - 1	?	
La Casita	2.6	<50	Roman-Ramos et Holguin-Quinones 2001
La Peña	1.1	50 - 100	
Eagle-Ford	1.4 - 5	50 - 389	

Tableau 18- Données de TOC et d'IH pour les roches mères principales du bassin de Sabinas.

La description des roches mères est plus détaillée dans la thèse de Camacho-Ortega, (2009). La matière organique de la formation La Casita est de type Terrigène-marin de plateforme et donc de type II déposée dans un faciès de lutite.

Tandis-que La matière organique de la formation La Peña s'est déposée à l'Aptien supérieur en imposant une dominance carbonatée dans tout le bassin (Padilla et Sanchez, 2007). Elles atteignent des épaisseurs de 200m et sont de type II à prédominance type III.

La formation d'Eagle-Ford comporte une matière organique de type II à prédominance de type III, elle s'est déposée au Cénomanien et durant le Turonien atteignant des épaisseurs de 300m de luttes noires avec des calcaires gréseux.

Dans la formation Olmos, la matière organique est de type III, mais les intervalles étudiés sont ceux du charbon sub-bitumineux, déposés dans un environnement continental alluvial et de complexe deltaïque (Robeck *et al.*, 1960; Tardy, 1972; Flores-Galicia, 1988; Verdugo et Ariciaga, 1985a; Echanove-Echanove, 1986; Flores-Espinoza, 1989; Santamaría-Orozco, 1990; Eguiluz de Antuñano, 2001, Corona-Esquivel *et al.*, 2006).

L'étape du « rift » dans l'histoire du bassin, où des sédiments carbonatés, évaporitiques et des dépôts silico-clastiques s'accumulent dans un milieu de plateforme extensive de marge passive entre 144 et 96 Ma (selon Chavez-Cabello, 2005).

La matière organique de type III, tient son origine des apports terrigènes des influences des complexes deltaïques du bloc de Coahuila (Wilson et Selvius, 1984 ; Wilson, 1990) et des systèmes de drainage de rivières du Nord d'Amérique, adjacents le bloc Burro Salado ou la péninsule de Tamaulipas (Goldhammer, 1999 ; Wilson, 1990).

Durant l'Oxfordien-Neocomien et le Campanien, il existe une communication directe avec le golfe du Nord d'Amérique (Brenner et Davies, 1973 ; Williams et Stelck, 1975 ; Brenner, 1974, 1978, 1980), qui apporte une grande quantité de sédiments donnant l'origine à la formation des unités du Campanien tardive, observés actuellement au Mexique et dans le bassin du Texas.

V.2.2.2. La paléobathymétrie :

L'étude de la reconstitution bathymétrique a été effectuée grâce à une étude détaillée du pourcentage des foraminifères planctonique par rapport au total des foraminifères (%P) (Van der Zwaan *et al.*, 1990; Hinsbergen *et al.*, 2005). Une autre étude de l'évolution de la paléobathymétrie utilisant des informations palynologiques sur tout le bassin de Sabinas calculée à partir des environnements de dépôts reportés (Márquez, 1979; Padilla y Sánchez, 1986, 2007; Santamaría-Orozco, 1990; Michalzik y Schumann, 1994; Rueda Gaxiola, 1998; Eguiluz de Antuñano, 2001; Oloriz *et al.*, 2003), en relation avec la courbe Exxon qui sert comme base pour la détermination de la profondeur de la mer (Figure 101).

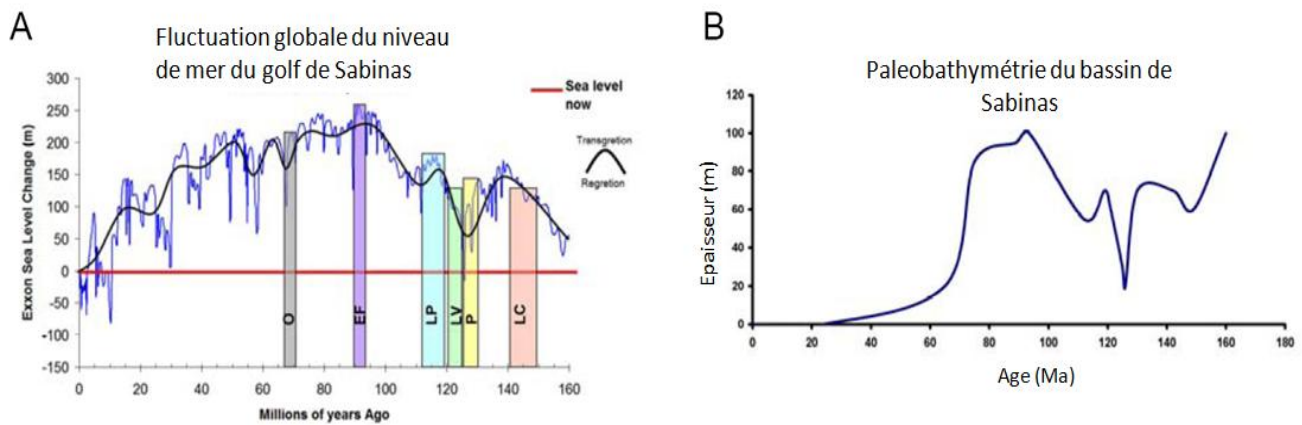


Figure 101- Calcul de la paléobathymétrie pour le Bassin de Sabinas, déterminant la relation entre la courbe Exxon avec la profondeur de la mer durant le Kimeridgien-Tithonien (Michalzik et Schumann, 1994), rapporté de la littérature sur les transgressions et les régressions (Marquez, 1979; Padilla et Sánchez, 1986, 2007; Santamaría-Orozco, 1990; Michalzik et Schumann, 1994; Rueda-Gaxiola, 1998; Eguiluz, 2001; Oloriz *et al.*, 2003). A: l'emplacement des principales roches génératrices de la courbe Exxon, qui servent à calibrer la courbe médiane de son système de dépôts. Abréviation: LC: La Casita; P, Padilla; LV: La Virgen; LP: La Peña; EF: Eagle Ford; O: Olmos. B: la relation de la profondeur moyenne de la mer dans le bassin de Sabinas, déterminant une épaisseur maximum de 100m (Michalzik et Schumann, 1994).

V.2.2.3. TOC et IH :

La capacité de génération des hydrocarbures dans les bassins sédimentaires, dépend de la quantité du carbone organique initial (TOC) et la qualité de son potentiel pétrolier (IH) (Claypool, 2002 et Peters *et al.*, 2007).

Les données de TOC et d'IH utilisés dans la modélisation géochimique 1D et 2D sont celles calculées dans la thèse de Camacho-Ortegan (2009), ces valeurs sont les suivantes :

Formation	TOC (%)	IH (mg HC/ g TOC)
La Casita	3 - 6	250 - 500
La Peña	1.5 - 3	90 - 240
Eagle Ford	1 - 2.5	50 - 200

Tableau 19- Données d'IH et de TOC utilisées dans la modélisation.

Tableau 21 suivant montre les données de la stratigraphie régionale du bassin (Menetrier, 2005) avec la minéralogie des formations du bloc Pirineo selon les résultats de la diffraction de rayon X (DRX) (Martinez et al., 2009).

Formation	Shale	Siltstone	Sandstone	Limestone	Dolomite	Marl	Coal	Evaporite
Wilcox	20	50	30	0	0	0	0	0
Midway	50	20	30	0	0	0	0	0
Mendez	60	40	0	0	0	0	0	0
Navarro	15	10	5	50	0	20	0	0
Taylor	5	10	15	50	0	20	0	0
Escondido	60	20	15	5	0	0	0	0
Olmos	70	10	8	0	0	0	12	0
San Miguel	30	0	70	0	0	0	0	0
Upton Clay	97	0	3	0	0	0	0	0
Austin	30	0	0	50	10	10	0	0
Eagle Ford	40	0	0	60	0	0	0	0
Monclova	0	0	0	100	0	0	0	0
Buda	0	0	0	100	0	0	0	0
Del Río	80	0	0	20	0	0	0	0
G. Town	0	0	0	100	0	0	0	0
Kiamichi	30	10	0	50	0	10	0	0
Mc Knight	30	10	0	50	5	0	0	5
Edwards	5	0	0	70	10	15	0	0
Gleen Rose	50	10	10	10	10	10	0	0
Up. Tamaul.	5	0	0	80	15	0	0	0
La Peña	30	10	0	40	0	20	0	0
Cupido	10	0	0	70	10	10	0	0
Lower								
Tamaulipas	0	0	0	80	10	10	0	0
La Virgen	10	10	0	30	5	5	0	40
La Mula	40	10	0	40	0	10	0	0
Padilla	10	0	0	50	40	0	0	0
Taraises	20	10	0	30	0	40	0	0
Barril Viejo	50	10	0	40	0	0	0	0
Menchaca	10	30	0	40	20	0	0	0
La Casita	20	20	40	10	5	0	0	5

Tableau 20- Données stratigraphiques régionales utilisées pour la modélisation du bassin de Sabinas (Menetrier, 2005).

Les paramètres pétrophysiques ainsi que les données géophysiques sont montrés dans le Tableau 21 afin de préciser les profondeurs et les températures des formations dans les puits étudiés (PEMEX ; Galindo-Torres et al., 2006).

Lithotype	Density (kg/m ³)	Initial porosity (%)	Compressibility (Pa ⁻¹)		Thermal conductivity (W/m K)		Heat capacity (cal/g K)	
			Max	Min	0 °C	100 °C	20 °C	100 °C
water	1160	0	2	1	0,6	0,68	0,999	1,008
Shale	2680	65	60000	10	1,98	1,91	0,213	0,258
Siltstone	2672	56	8000	10	2,14	2,03	0,201	0,242
Sandstone	2660	42	500	10	3,12	2,64	0,178	0,209
Limestone	2710	42	300	25	2,83	2,56	0,195	0,223
Dolomite	2836	30	250	10	3,81	3,21	0,202	0,229
Marl	2687	47	940	10	2,23	2,11	0,208	0,248
Coal	2000	52	130000	10	0,5	0,46	0,204	0,248
Evaporite	2540	10	60000	10	4,69	3,91	0,194	0,21

Tableau 21- Données géochimiques utilisées dans la modélisation (PEMEX ; Galindo-Torres et al., 2006).

Avec le temps les flux de chaleur sont influencés par la tectonique, les circulations de fluides et la subsidence initiale lors de la formation du bassin, qui continue jusqu'au Crétacé supérieur ensuite par l'orogénèse Laramide, l'Uplift et l'érosion lors du Cénozoïque (Figure 102).

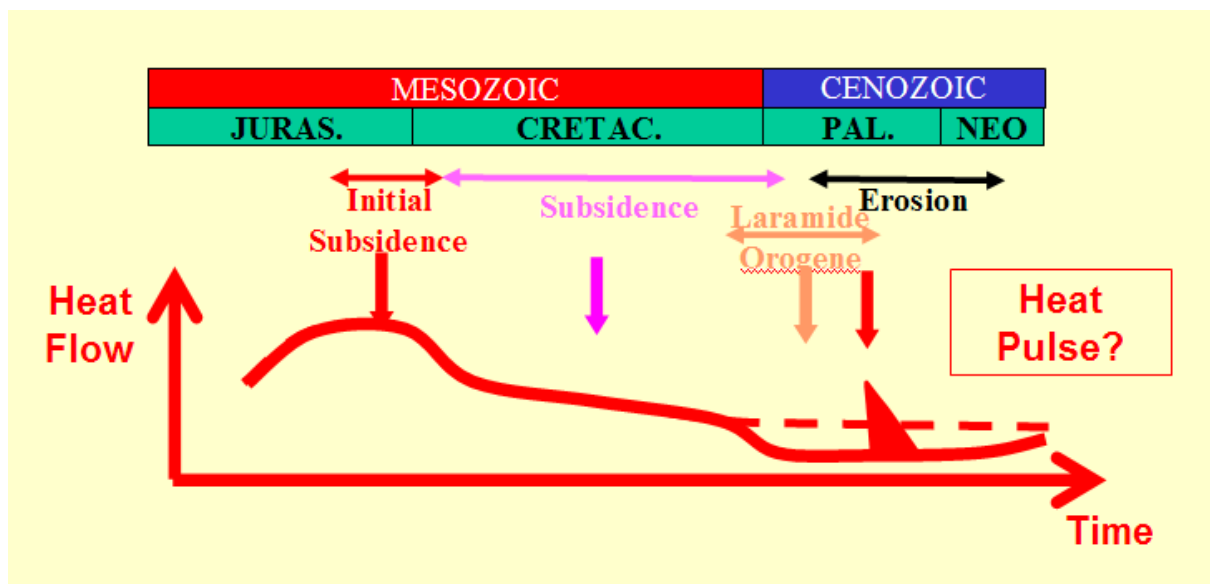


Figure 102- Schéma de l'évolution des flux de chaleurs dans le bassin de Sabinas en fonction des événements tectoniques et du temps (Camacho-Ortegan, 2009).

L'activité volcanique dans le bassin a attribué à créer une anomalie thermique, qu'on observe dans la modélisation du puits de Cacanapo1. Il a fallu calibrer la température selon ce phénomène de remontée volcanique et ceci dans l'application « Crustal Stretching Modèle (McKenzie) » comme dans la Figure 102 et Figure 103.

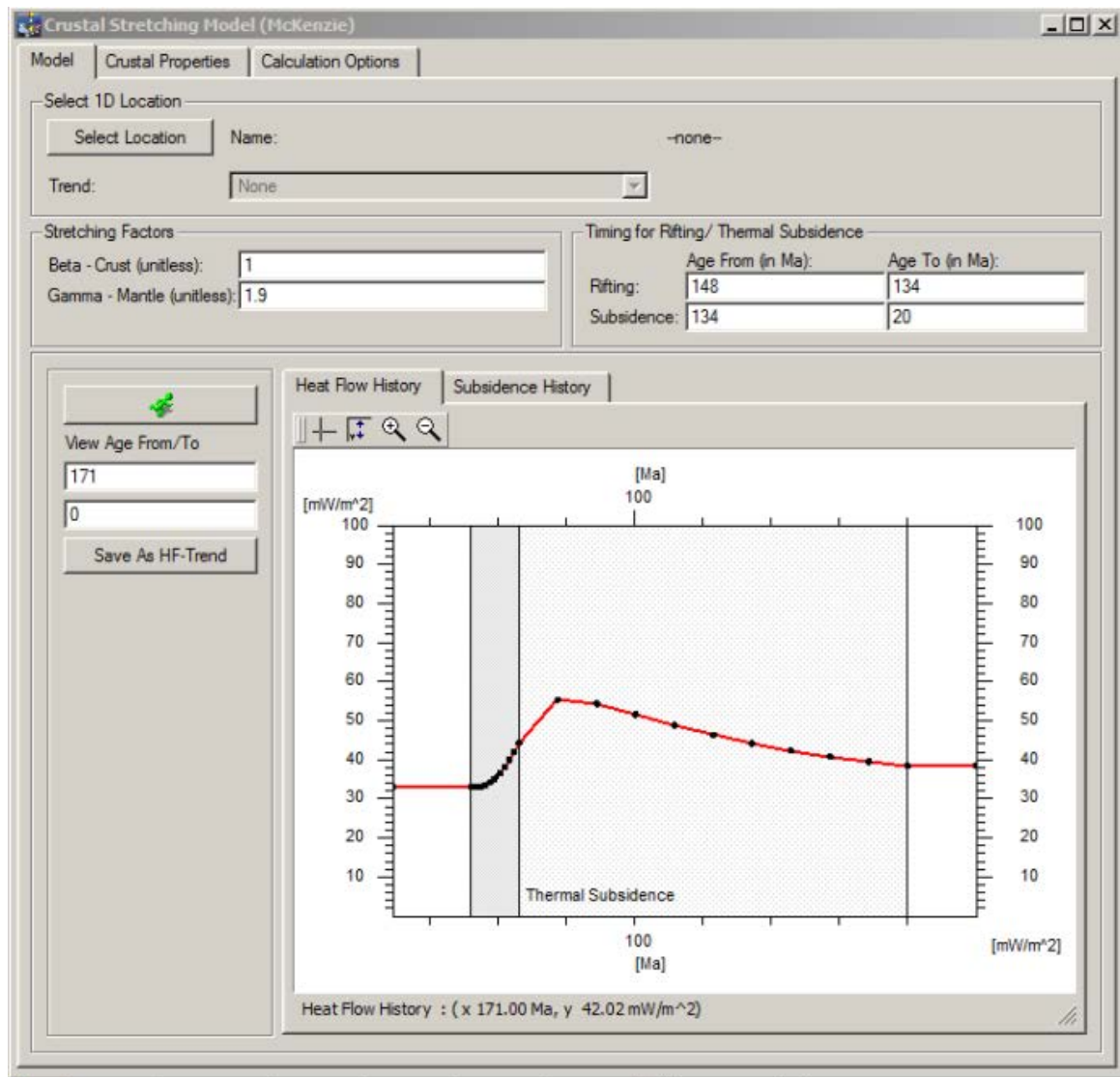


Figure 103- Calibration thermique de l'anomalie de l'activité volcanique selon Mckenzie.

Dans les annexes 14, 15, 16 et 17, on montre les résultats de modélisation du puits Cacanapo1 (Camacho-Ortega, 2009 et Martinez, 2012), où on peut observer cette anomalie thermique due au magmatisme. Les méthodes Hybride/Darcy ainsi que la méthode par percolation sont appliquées à ce modèle.

V.2.3. La cinétique de transformation thermique du kérogène :

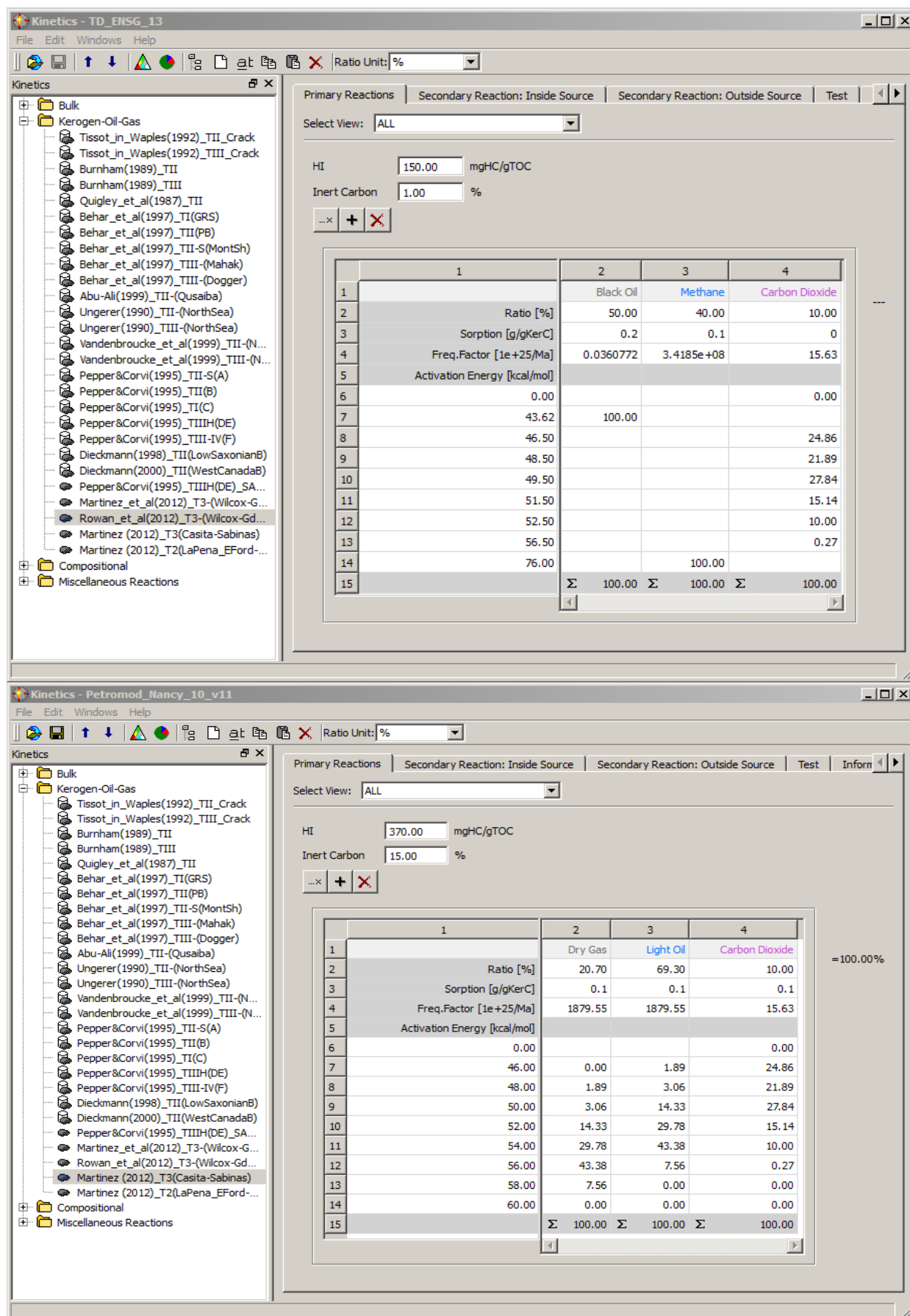
La construction d'une cinétique de génération d'hydrocarbure et de CO₂ à partir de la transformation du kérogène, de la matière organique sédimentaire des roches mères est réalisée de la même façon pour le bassin d'Iran, à partir du programme VisualBasic 6.

Le potentiel pétrolier initial en fonction du type de la matière organique déposée et préservée dans les sédiments a été calculé grâce aux cinétiques créées (Figure 104).

Ces cinétiques sont utilisées et pour le modèle 1D et 2D, elles sont basées sur la composition chimique des hydrocarbures, du facteur de fréquence, des paramètres de sorption et des énergies d'activation. Ces énergies d'activation sont récupérées de la programmation au Visual Basic-6.

La cinétique pour la formation de La Casita avec un type III du kérogène et appelée Martinez (2012) T3 (Casita, Sabinas), celle utilisée pour la formation La Pena et Eagle Ford, représente un type II du kérogène et est réalisée par Raman et al. (2012).

Les données d'inclusions de fluides fournissent les données de pression-température (PTX), qui sont appliquées comme des marqueurs thermiques pour établir une calibration des étapes de fracturations d'hydrocarbures de gaz et d'huile.



(Fig 104 suite)

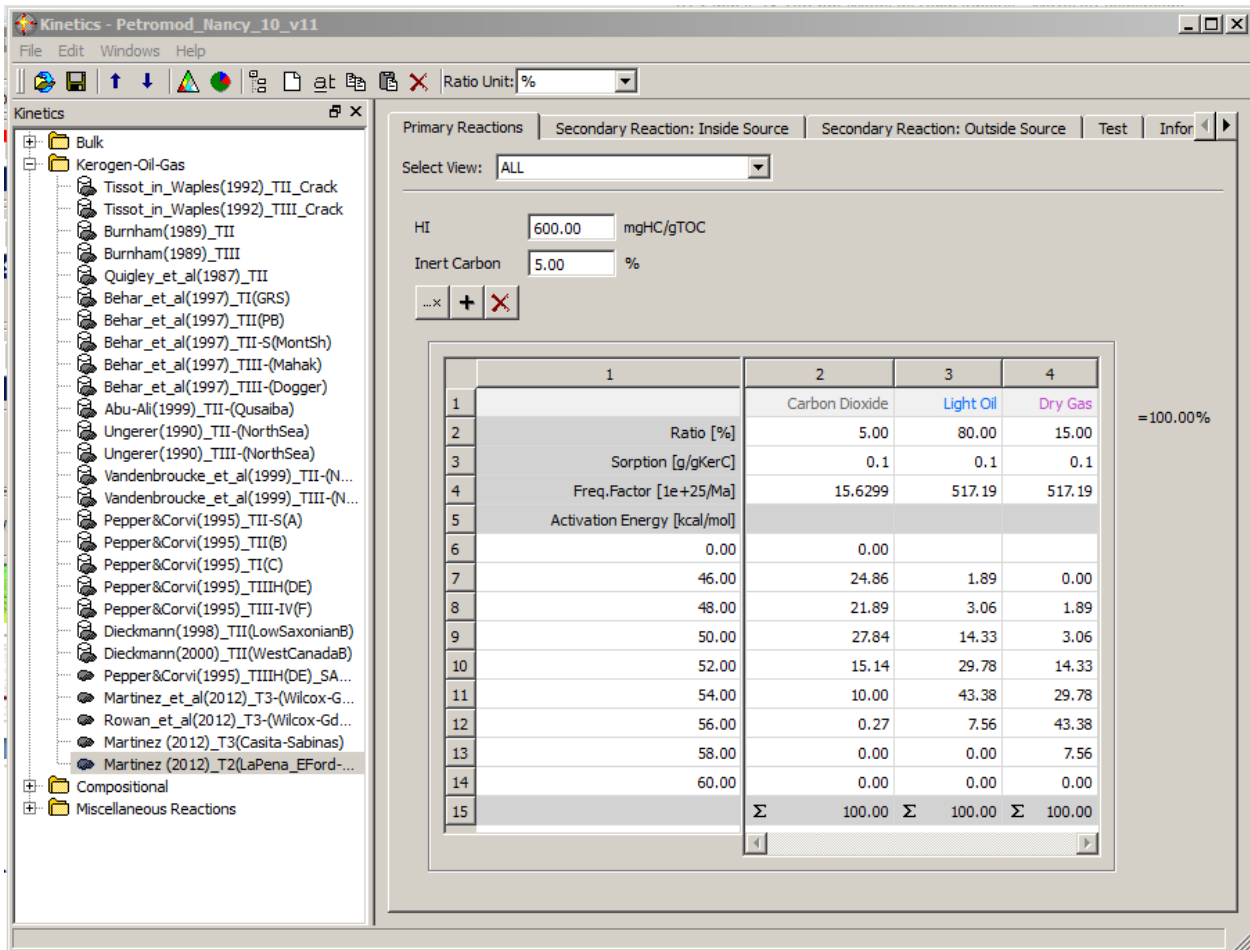


Figure 104- Cinétiques utilisées dans la modélisation 1D et 2D du bassin de Sabinas (c : Martinez, T2, 2012, b : Martinez, T 3, 2012 : a : Rowan et al., T3, 2012).

V.2.4. Le système pétrolier :

Le système pétrolier dans ce bassin prend en considération une chronologie d'enfouissement commune pour tout le bloc étudié. Il permet de déterminer le fonctionnement du système pétrolier en général, en relation avec la minéralogie de ces formations (Martinez et al., 2009). Les formations les plus riches en TOC sont celles prises en considération comme roches mères et réservoirs.

V.2.5. Calibration thermique :

La quantité du matériel érodé durant l'histoire du bassin et celle des flux de chaleur associée à l'évolution structurale (Camacho-Ortegan et al., 2008) sont les paramètres classiques utilisés dans la calibration thermique et qui peuvent contenir des incertitudes..

Le flux de chaleur pour le bassin de Sabinas proposé par Menetrier (2005) et Piedad-Sanchez et al. (2009), atteint au maximum 120 mW/m² et au minimum 50 mW/m².

Ce flux de chaleur est reconsidéré pour le bloc Pirineo (Camacho-Ortegan et al., 2008), en relation avec le pouvoir réflecteur de la vitrinite Ro% et la simulation thermique de Sweeny et Bunham (EASY %R, 1990), atteignant un pic maximum pour un flux de chaleur de 100mW/m² au Jurassique tardive et une moyenne minimum actuelle de 60 mW/m².

Les moyennes de températures de fond (BHT) des puits étudiés permettent de calculer le flux de chaleur actuel, on obtient un flux de chaleur relativement bas entre 55 et 65 mW/m².

L'histoire de la transformation du kérogène et génération des hydrocarbures du bassin de Sabinas à partir du modèle 1D permettent de montrer que la génération d'huile et de gaz dépendant de la position structural de roches mères. La roche mère La Casita est actuellement en métagénèse et son potentiel pétrolier est presque nul (Camacho-Ortegan, 2009).

Les données de la calibration de ces trois puits avec le pouvoir réflecteur Ro%, en fonction de la profondeur, sont entrées en « Input » comme le montre la Figure 105.

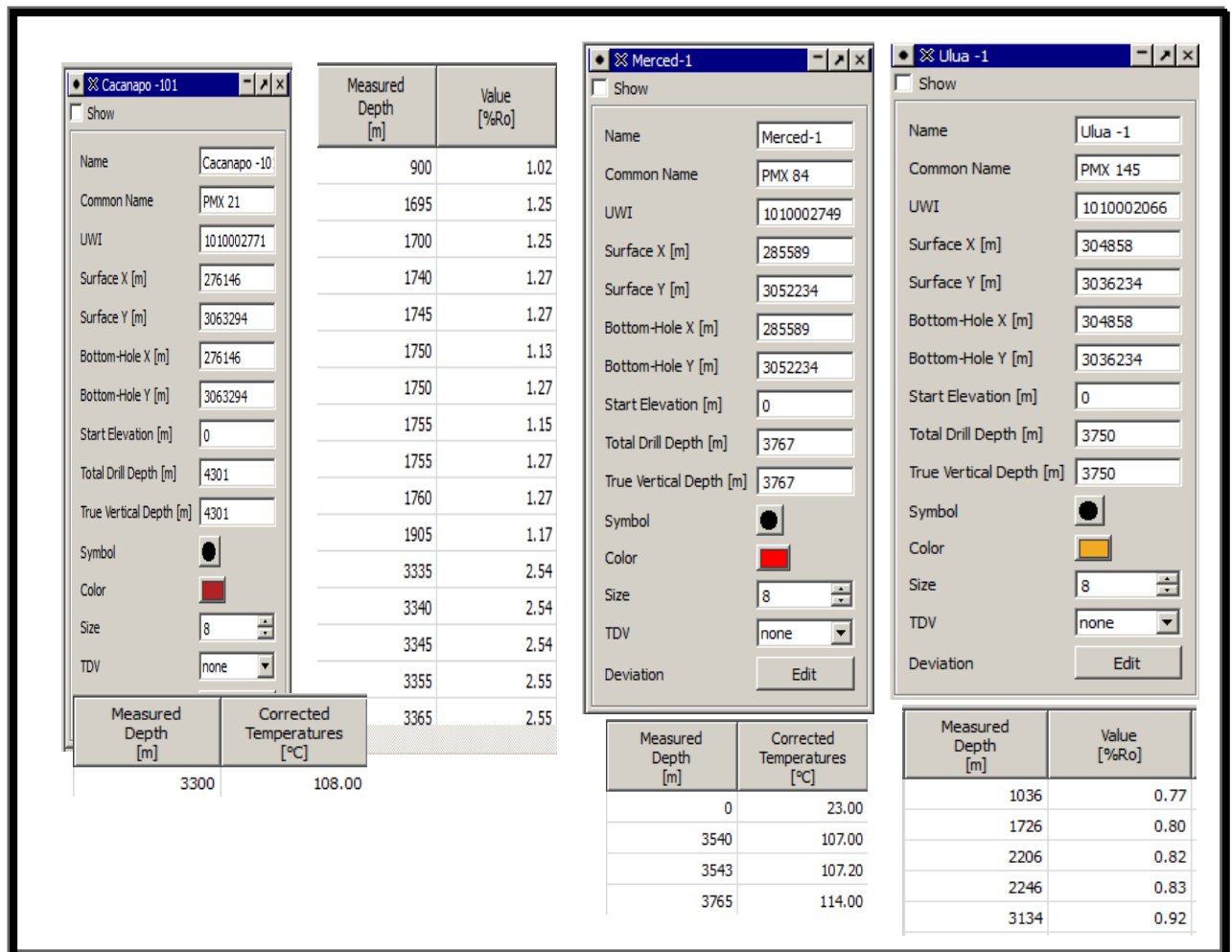
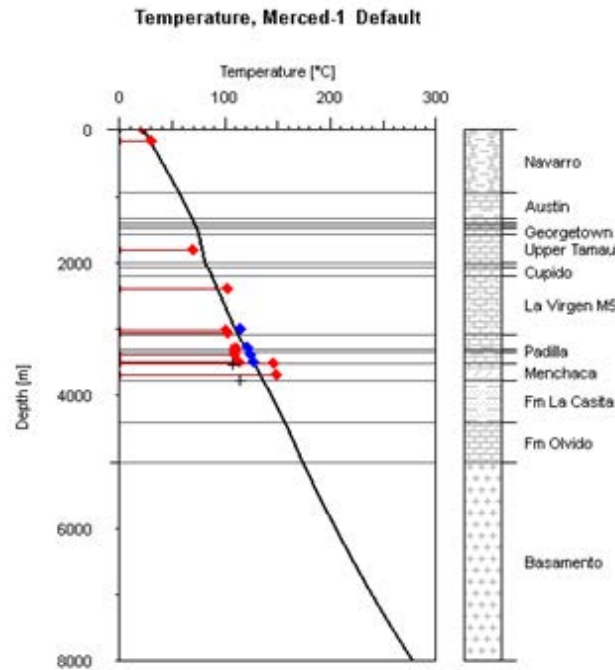


Figure 105- Données de la calibration thermique des trois puits avec les pouvoirs réflecteurs de la vitrinite (Ro%).

V.2.6. Résultats 1D :

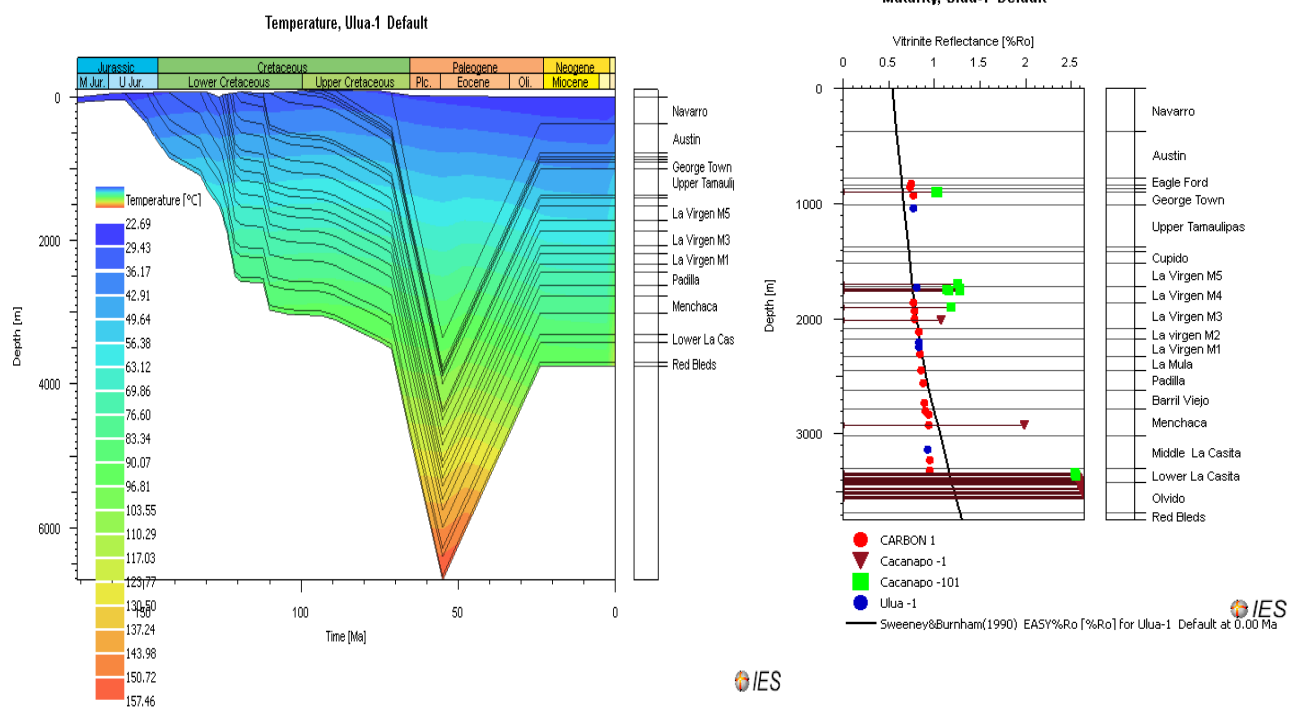
La calibration thermique a été établie par rapport au pouvoir réflecteur de la vitrinite Ro% ainsi que l'érosion (Figure 107). Les figures suivantes montrent les calibrations effectuées pour chaque puits à partir des données de réflectance de Vitrinite (Ro%).

La Figure 106 suivante montre les valeurs de ces pouvoirs réflecteurs (Ro%) pour chaque puits. Il s'agit de la détermination de la maturité de la roche mère pour chaque puits. Chaque puits diffère de l'autre selon la roche mère existante et sa profondeur (voir annexes 18, 19 et 20).



IES

Figure 106- Calibration thermique du puits Merced 1.



IES

Figure 107- La calibration thermique puits lorrains avec les pouvoirs réflecteurs de la vitrinite (Ro%).

V.2.7. Modélisation Géochimique 2D :

La ligne sismique étudiée est celle de Merced (BB') (Figure 108), avec l'emplacement des trois puits le long de la ligne. Les lithologies et les cinétiques utilisées pour la modélisation 2D sont celles utilisées pour la modélisation 1D. La modélisation géochimique 2D permet de déterminer :

- la profondeur, la pression et l'âge de l'entrée dans la fenêtre à huile ;
- la composition des bitumes lorsque le potentiel pétrolier est minimal ;
- la proportion et la composition des bitumes non-expulsés ;
- la valeur de la pression des bitumes dans le réservoir ;
- la migration, l'accumulation et la dysmigration des hydrocarbures ;
- l'évolution des hydrocarbures et leurs chronologies sont fournies par la modélisation.

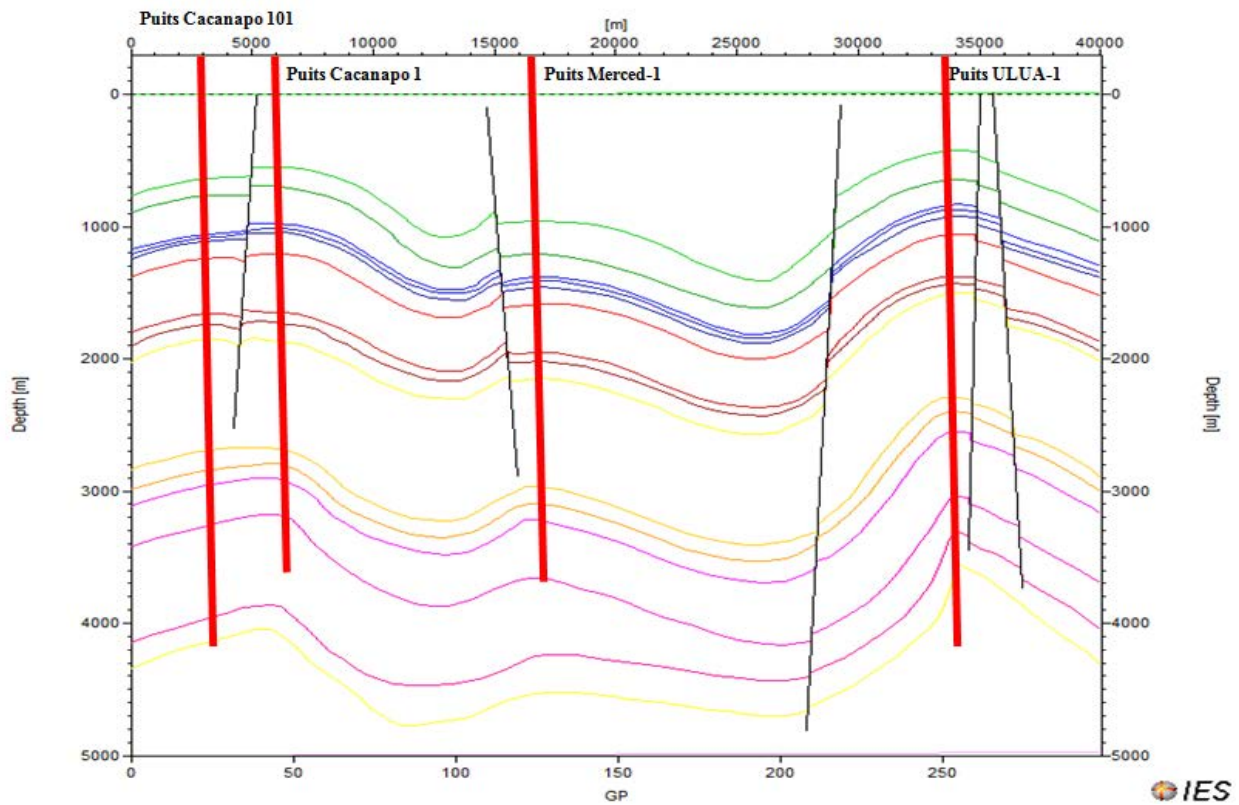


Figure 108-Ligne sismique interprétée (BB') incluant les puits étudiés (Cacanapo 101, Merced 1 et Ulua 1)

La calibration thermique des modèles 1D et 2D comme mentionné précédemment, est réalisée avec la réflectance de la vitrinite $R_o\%$ (Figure 104 & Figure 105), BHT et PTX d'inclusions de fluides (bibliographie de Camacho-Ortega, 2009).

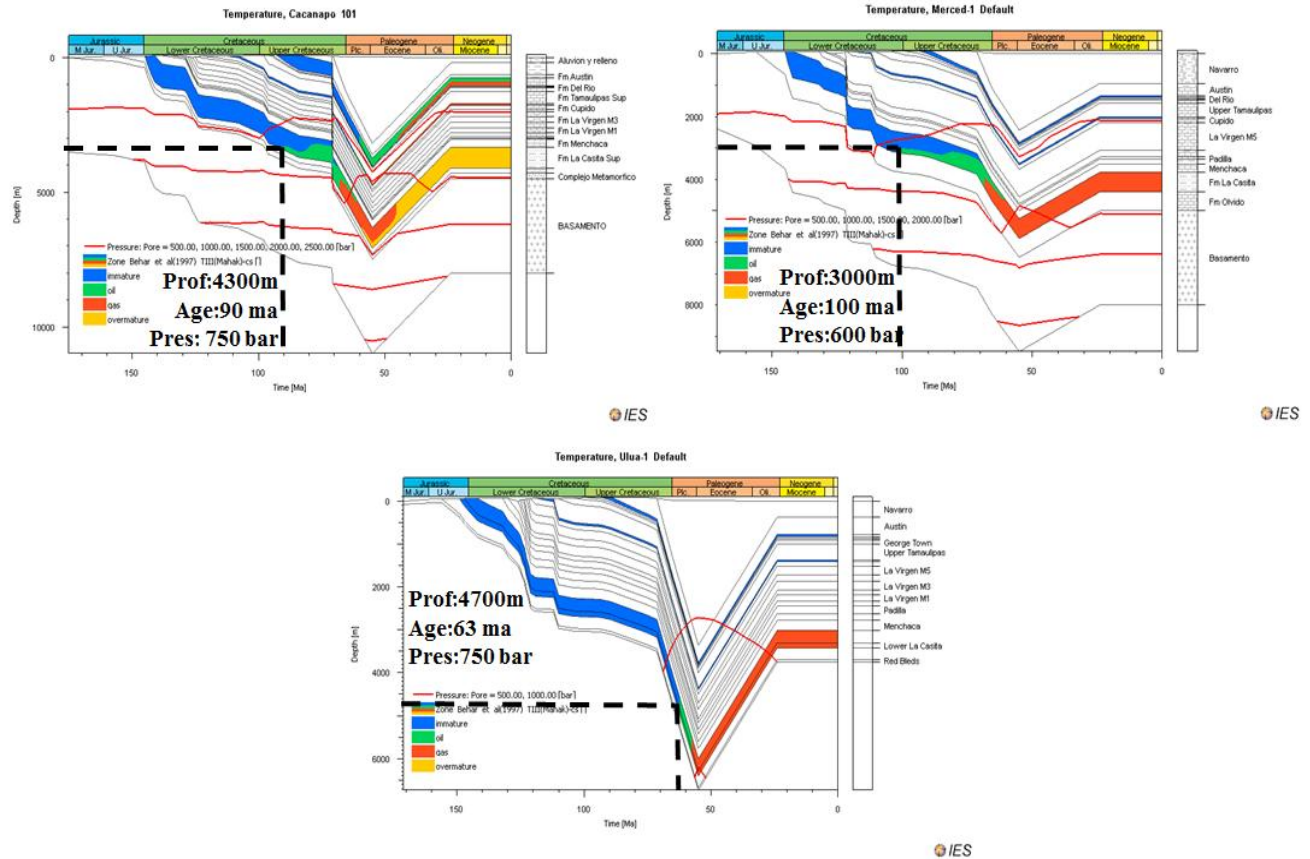


Figure 109- Détermination de l'âge, la profondeur et la pression de l'entrée dans la fenêtre à huile pour les puits étudiés en 1D (Cacanao 101, Merced 1 et Ulua 1).

V.2.8. Résultats 2D :

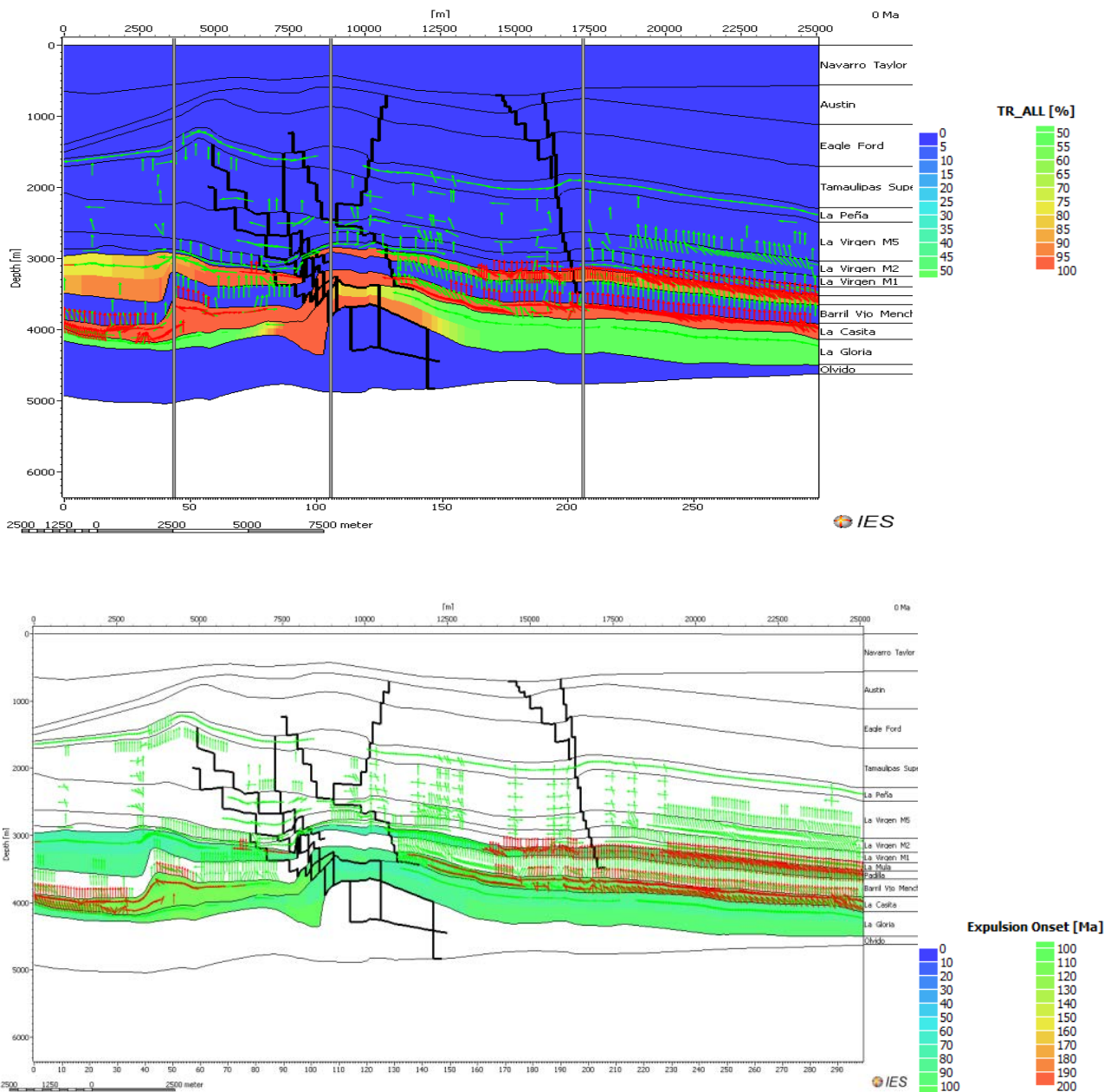
La modélisation 2D permet d'avoir les informations sur l'entrée dans la fenêtre à huile (Figure 109).

Pour le puits Merced 1, la fenêtre à huile est atteinte vers 100 Ma à une profondeur de 3000m sous une pression de 600 bar.

Pour le puits Ulua 1, la fenêtre à huile est atteinte vers 63 Ma à une profondeur de 4700m sous une pression de 750 bar.

La fenêtre à huile se trouve à 4300m pour le puits Cacanapo 101, la formation La casita atteint cette fenêtre vers 90 Ma sous une pression de 750 bar.

Le déplacement des hydrocarbures (Figure 110) se fait d'abord par migration primaire (flèches vertes), par migration secondaire du gaz (flèches rouges). La dysmigration de ces gaz vers la surface est aussi montrée dans la Figure 111, où on voit clairement le rôle que jouent les failles dans l'échappement et la perte de ce gaz.



**Figure 110- Migration primaire des huiles et migration secondaire du gaz par fracturation et percolation :
Flèches vertes : migration primaire ; Flèches rouges : migration secondaire.**

V.2.8.1. Résultats 2D avec la méthode Darcy/ Hybride :

La modélisation par méthode Darcy/Hybride permet de voir ce qui suit (Figure 111) :

La formation la Peña s'est mise en place vers 112 Ma, les sédiments de cette partie du bassin ne sont pas affectés par la fracturation. La première détection d'hydrocarbures apparaît dans la formation La Casita vers 93.5 Ma, au même temps que le dépôt de la formation Tamaulipas et le début de la mise en place de la fracturation. Ces hydrocarbures sont composés essentiellement d'huile et un peu de CO₂.

Vers 89 Ma, on observe la mise en place de la formation Eagle ford, le développement des failles ainsi que la formation d'hydrocarbures dans la formation la Peña. Les hydrocarbures migrent de La Casita vers la formation la Peña, par capillarité et via les failles qui servent à la fois de pièges et de réservoirs.

L'huile se transforme en CH₄ vers 83.5 Ma. dans la formation La Casita, où on remarque une migration secondaire (en flèche rouge dans la Figure 111). On ne remarque aucune accumulation dans tout le bassin à part celle au niveau des failles dans la formation La Casita.

La migration primaire et secondaire des hydrocarbures (huile et gaz) et principalement du méthane qui s'accumule dans la formation la Casita continue jusqu'à 49 Ma. On observe également une dysmigration vers la surface à travers les failles.

Vers 24 Ma, on observe qu'une accumulation d'huile se met en place dans les formations La Gloria et la Casita. La dysmigration des gaz vers la surface est de plus en plus importante.

A l'actuel, les hydrocarbures migrent de La Casita et s'accumulent dans la formation la Virgen, leur composition est principalement d'huile légère, de gaz sec et de CO₂.

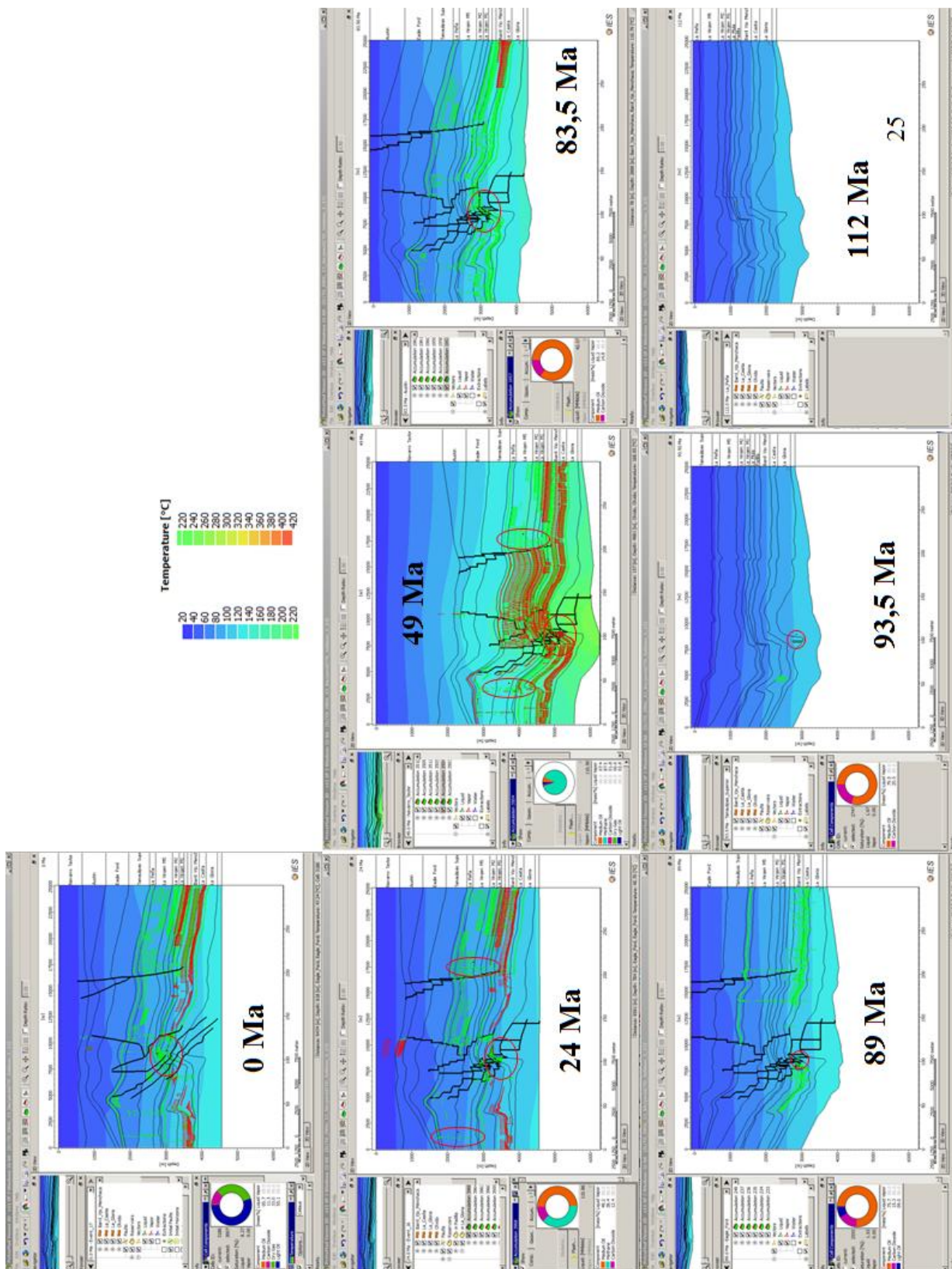


Figure 111- Modélisation 2D du bassin de Sabinas (ligne sismique AA') par méthode Darcy/Hybride.

V.2.8.2. Résultats 2D avec la méthode de percolation :

A partir du modèle 2D établi avec la méthode de percolation on observe ce qui suit (Figure 112):

Vers 93.5 Ma, la formation de Tamaulipas se met en place dans le bassin. On n'observe aucune accumulation mais à partir de 106 Ma, on marque le début de la transformation du kérogène en Hydrocarbures dans la formation La Casita.

A 89 Ma, la formation Eagle Ford se met en place ; il n'y a aucune accumulation car l'huile produite dans les formations La Casita et La Peña sous une température de 120°C et 140° C, migre à travers les fractures.

Vers 83.5 Ma, la formation Austin se dépose en même temps que l'accumulation d'une quantité importante d'huile lourde et un peu de CO₂, débute dans la formation La Gloria, mais cette accumulation est perturbée par la dysmigration due aux fractures.

A 49 Ma, commence le dépôt de la formation Navarro, les accumulations se mettent toujours en place dans la Formation La Gloria. A cette époque, on observe une anomalie thermique où la température dans la formation La Casita et la Gloria est supérieur à 200°C, ceci affecte la composition des accumulations où l'huile se transforme en gaz par craquage secondaire, en formant du Méthane CH₄ ; une dysmigration du CH₄ ainsi que l'huile vers la formation La Casita commence grâce aux fractures, ceci est montré par des flèches vertes sur la Figure 112.

Vers 24 Ma, l'érosion de la formation de Navarro s'arrête par un Uplift, ceci met fin à l'anomalie thermique. L'accumulation est plus importante dans la formation La Gloria, le CH₄ continue à migrer de la formation La Casita et les failles jouent un rôle important dans la dysmigration des hydrocarbures vers la surface.

A l'actuel, on observe une accumulation d'huile et de gaz dans le bassin avec une accumulation importante dans la formation La Peña contrairement à la formation La Gloria où il n'y a aucune accumulation, car les hydrocarbures ont migré vers la formation La Peña. L'accumulation dans cette dernière est composée principalement d'huile, tandis que l'accumulation de gaz se fait au niveau dans la formation Austin. Le CH₄ produit dans la formation La Casita migre vers le haut et dysmigre par percolation. On constate que la composition des accumulations d'hydrocarbures évolue avec le temps.

Les fractures et les failles dans les deux modèles ont servis de piège/réservoirs aux hydrocarbures, ensuite elles ont influencé leurs préservations en fonctionnant comme trajectoire pour leur migration et / dysmigration. En plus des fractures, la capillarité joue un rôle important dans la migration verticale des hydrocarbures.

En comparant les deux méthodes de modélisation (Darcy/Hybride et Percolation), on constate que l'accumulation d'hydrocarbures est plus importante par méthode de percolation que par méthode de Darcy/Hybride. La composition des accumulations évoluent avec le temps à cause des anomalies thermiques où le craquage secondaire d'huile augmente la production de gaz.

Cette accumulation est importante par méthode de percolation probablement grâce aux roches couvertures mis en place dans cette simulation. Ces roches permettent la préservation des hydrocarbures.

La modélisation du puits Cacanapo1 permet d'observer l'influence de la circulation des fluides magmatiques sur le flux de chaleur.

L'étude du puits Cacanapo1 montre une anomalie dans le flux de chaleur due probablement à la circulation des fluides magmatiques, cette anomalie est prise en considération dans la modélisation 2D est clairement expliquée dans les annexes.

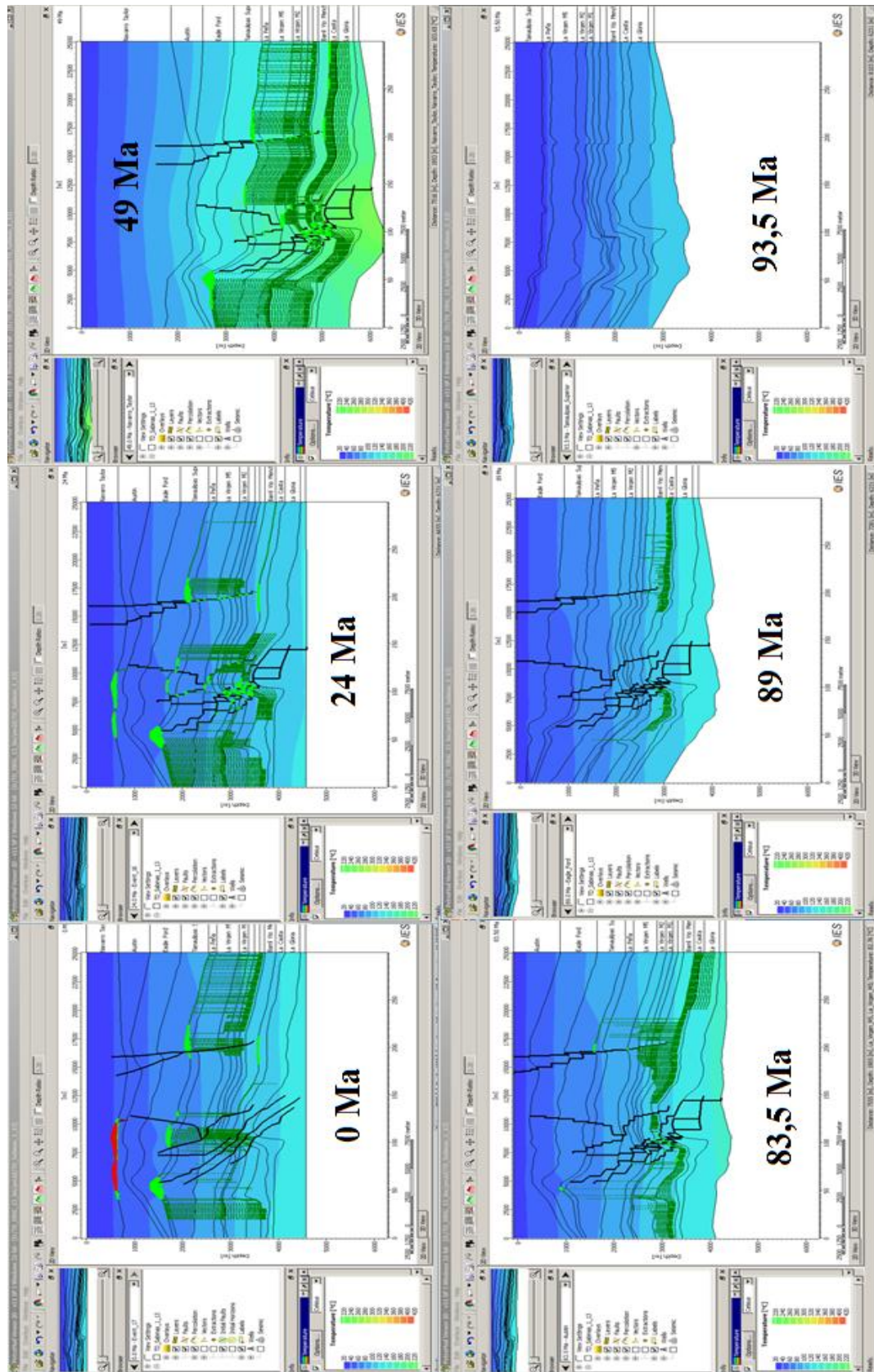


Figure 112- Modélisation 2D du bassin de Sabinas (ligne sismique AA') par méthode de percolation (flèches verte : migration du pétrole).

V.2.9. Le Système pétrolier du bassin Sabinas:

En comparant les études antérieures du système pétrolier, on constate qu'on ne peut pas avoir un système pétrolier pour tout le bassin, qu'il existe une intense variation minéralogique entre les puits étudiés ainsi que les interactions hydrocarbures/ roches/ eau et les réactions TSR. De plus, cette étude prend en considération les anciennes études mais en intégrant la modélisation par percolation (Figure 113).

La charte établie pour le puits Cacanapo1 (Camacho-Ortegan, 2009) a été modifiée. Ce puits peut être récapitulatif du fonctionnement du système pétrolier dans le bassin de Sabinas.

Les roches mères principales dans ce bassin sont La Casita, La Peña et Eagle-Ford. Elles se sont déposées entre le Jurassique et le Crétacé supérieur. Ces roches mères fonctionnent comme des roches réservoirs au Jurassique supérieur pour la formation La Casita et au Crétacé Inférieur pour la formation La Peña. A cause des phénomènes de dolomitisation et des réactions TSR la formation La Gloria (dans les fractures) et La Padilla fonctionne comme des pièges qui permettent l'accumulation des hydrocarbures.

La migration, l'accumulation et la préservation ont été influencées avec le temps à cause des phénomènes d'up lift, d'érosion et de dysmigration à travers les failles. Ces phénomènes ont causé des anomalies thermiques, et ont mis fin à ces anomalies. Elles ont causé la perte des hydrocarbures en raison de manque de piège.

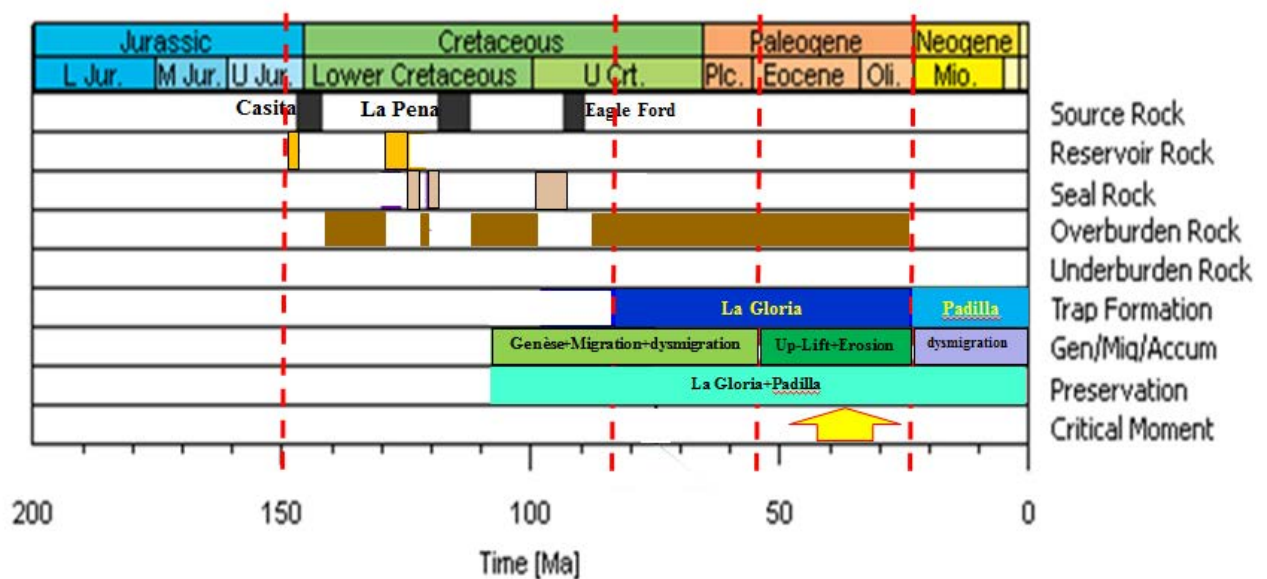


Figure 113- Système pétrolier du bassin de Sabinas selon la méthode de Percolation.

La Figure 114 montre l'évolution de la composition des accumulations des hydrocarbures au cours du temps à cause du craquage primaire et secondaire ainsi que l'évolution de la température et les flux de chaleur avec le temps.

V.2.10. Discussion :

Les modèles 2D, en intégrant les phénomènes tectoniques et en calibrant avec les modèles 1D, permettent l'obtention des processus d'accumulation, migration, préservation et la dysmigration des hydrocarbures.

L'évolution de la maturité du kérogène est directement liée à l'enfouissement de la roche mère, la tectonique et les flux de chaleur. Ces roches mères se transforment en roche réservoirs avec le temps et dans laquelle l'huile se transforme en gaz suite au craquage secondaire.

Ces études montrent que la matière organique, dans la roche mère, La Casita s'est complètement transformée atteignant la fenêtre à gaz sec tandis que la formation La Peña atteint la fenêtre à gaz humide et ensuite l'huile.

Pour la formation Eagle Ford les conditions de la maturité sont moins intenses et actuellement, elle se trouve dans la fenêtre à huile.

L'érosion due à l'orogénèse tardive a probablement tardé la maturité des roches mères, en provoquant une baisse de la température et par conséquent la transformation du kérogène.

La migration et l'accumulation des hydrocarbures :

Les deux méthodes darcy/Hybride et Invasion Percolation dans le logiciel Petromod, servent à calculer le déplacement des hydrocarbures et les liquides ainsi que la direction et la vitesse des phases indépendantes (Gaz, huile et eau). Elles donnent des résultats différents de l'accumulation et de la migration des hydrocarbures.

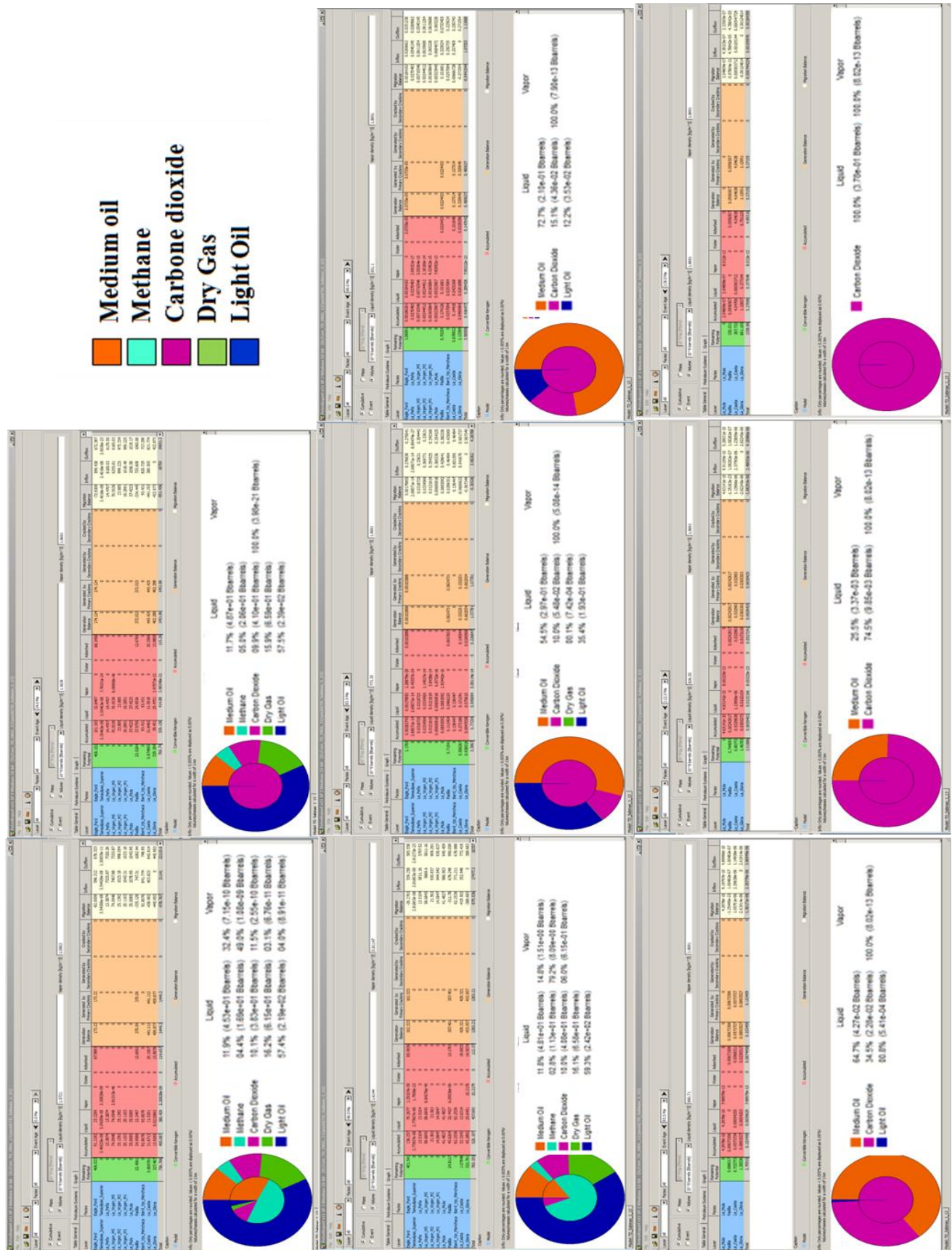


Figure 114- Bilan de la composition de l'accumulation des hydrocarbures par modélisation par percolation.

Les paramètres pétrophysiques :

La perméabilité efficace de la matrice de la roche dépend de la saturation des liquides.

La pression capillaire joue également un rôle important dans la migration du pétrole comme c'est le cas dans le bassin de Cardenas, cependant la fracturation lors du forage transforma ces bassins non-conventionnels en bassin conventionnels avec une roche mère, une roche réservoir et une roche couverture et ceci une fois que la fracturation se met en place.

La migration débute à l'Albien supérieur jusqu'au Crétacé moyen où la formation La Casita atteint la fenêtre à gaz sec qui migre vers la formation La Virgen-1, fonctionnant comme roche couverture pour les formations inférieures, et ceci grâce aux réactions TSR, entre le gaz CH₄ et CO₂, qui ont provoqué la précipitation d'anhydrites. Par la suite, avec l'enfouissement du bassin, l'huile se transforme en gaz par craquage secondaire, et s'échappe vers la surface durant le paléocène Moyen à cause de l'apparition de l'orogénèse Laramide, et de l'absence d'une couverture efficace.

Le fonctionnement des failles affectent la migration et l'accumulation, et se sont probablement ouvertes de 49Ma à 24Ma lors de l'orogénèse Laramide et le mouvement extensif des bassins au NE du Mexique (Chavez-Cabello, 2005).

Les meilleurs accumulations de gaz sec se trouvent au niveau de la formation La Casita, La Padilla selon les modèles hybride et les formations La Peña (huile) et Austin (Gaz) selon le modèle simulé par percolation.

Il existe également des accumulations d'hydrocarbures dans les formations : Padilla, La Mula et La Peña. Cette dernière se trouve actuellement dans la fenêtre à gaz et à condensat.

Ce gaz sec se trouve actuellement dans les roches mères et réservoirs du bassin de Sabinas, et l'origine de sa provenance est majoritairement la formation La Casita. Cependant les gaz humides proviennent probablement des formations La Peña et Eagle-Ford.

V.2.11. Conclusion :

Des accumulations existent dans les formations : La Virgen, La Casita et La Peña. Ces roches sont celles génératrices des hydrocarbures. L'origine de la matière organique dans ces roches mères est un mélange de type II et une prédominance de type III.

La préservation du kérogène dans la formation La Casita a été efficace grâce à la vitesse de sédimentation.

Ces roches mères étudiées dans les travaux de Eguiluz de Antuñano, 2001, 2007; Román-Ramos, Holguín- Quiñónez, 2001 et de Camacho-Ortegan, 2009 ont permis d'évaluer un potentiel pétrolier initial de la formation La Casita de 3-6 % de COT pour un IH entre 250-500 mgHC/ gCOT, cette roche mère est actuellement mature. Pour la formation La Peña qui est en stade de fenêtre à gaz avec un TOC de 1.5-3% et un IH de 90-240 mgHC/ gCOT. Tandis que la roche mère Eagle-Ford est dans la fenêtre à huile avec un TOC de 1-2.5% et un IH entre 50 et 200 mgHC/ gCOT.

Les flux de chaleur :

L'évolution thermique a progressé avec l'enfouissement, où la maturation thermique du bassin commence à partir d'un enfouissement de plus de 8km. L'enfouissement a atteint son maximum au Paléocène où le flux de chaleur était de 100 mW/m² mais fut perturbé par l'uplift de l'orogénèse Laramide ainsi que l'érosion.

Ces flux de chaleur sont reconstitués grâce à la méthode de pouvoir réflecteur Ro% et comparés aux résultats de calibration avec les inclusions de fluide à partir de l'étude de Camacho-Ortegan (2009) qui donnent également la pression correspondante à la circulation de fluides.

La préservation de l'huile produite dans la formation La Casita entre 116 Ma et 90 Ma fut in-situ, et cette huile se transforme postérieurement en gaz grâce au craquage secondaire et migre durant le Uplift vers les réservoirs de la formation La Virgen grâce à la dysmigration. Cette transformation s'effectue le long des failles et dans les réservoirs.

Le phénomène d'uplift causant une chute de pression a permis l'accumulation de gaz dans les roches réservoirs. On observe une accumulation de gaz sec in-situ résultant du craquage secondaire qui s'est effectué postérieurement à la migration.

Les réactions sulfato-réduction de type TSR sont causées par les circulations de fluides CH₄-CO₂-Sel-eau (Camacho-Ortegan, 2009). Cette circulation de fluides a causé la cristallisation de pyrites, la précipitation d'anhydrites, qui réduisent la porosité et qui transforment ces roches réservoirs en roches couvertures permettant de piéger les hydrocarbures qui migrent.

Cette modélisation indique que les roches mères sont très productives, atteignant la maturation pour certaines telle que La Casita où la matière organique est complètement transformée. Ces roches mères sont également des roches réservoirs par moment à cause des mouvements tectoniques, les circulations de fluides et des réactions TSR.

La cinétique proposée pour le bassin de Sabinas, est établie avec le logiciel VisualBasic, où la simulation du bassin est corrélée à celle du Rock-eval en changeant les valeurs de IH qui est calculé en fonction d'énergies d'activation. La formation de CO₂ se produit durant la fenêtre à huile. L'huile se transforme en gaz par craquage secondaire produisant du gaz sec au NE du bassin de Sabinas.

Grâce à la modélisation par percolation, la fenêtre à huile se trouve à 4300m pour le puits Cacanapo 101, la formation La casita atteint cette fenêtre vers 90 Ma sous une pression de 750 bar. Pour le puits Merced 1, la fenêtre à huile est atteinte vers 100 Ma à une profondeur de 3000m sous une pression de 600 bar. Pour le puits Ulua 1, la fenêtre à huile est atteinte vers 63 Ma à une profondeur de 4700m sous une pression de 750 bar.

Le système de failles contrôle la migration, l'accumulation et la préservation des hydrocarbures dans la période d'uplift vers 49 Ma. Ces failles provoquent leurs dysmigration vers les formations supérieures et des pièges structuraux formés suite aux Horst et Grabens.

Les réactions BSR/TSR ont influencé la qualité des réservoirs du point de vue paramètres pétrophysiques et ceci par interactions entre les roches et les fluides.

Les accumulations observées dans les deux méthodes 2D (Darcy/Hybride et Percolation), permettent de voir qu'il y a davantage d'accumulation par percolation que dans la méthode Darcy, ainsi que l'accumulation se fait au niveau de la formation La Peña et Austin.

V.3. Le bassin de Lorraine :

V.3.1. Modélisation 1D :

L'application des études pétrographiques sur ce bassin, s'est effectué dans un modèle 1D avec une calibration thermique, utilisant les données Tmax et Ro (pouvoir réflecteur de la vitrinite)

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI gHC/gTC
Late Cretaceous	0	0	0	200	99.00	65.00	65.00	50.00	LC 1	None	0.00	none	
Early Cretaceous	0	0	0	122	145.00	99.00	50.00	45.00	EC 1	None	0.00	none	
Tithonian	0	0	0	111	150.00	145.00	45.00	40.00	TI 1	None	0.00	none	
Kimmeridgian	0	0	0	147	155.00	150.00	40.00	35.00	KI 1	None	0.00	none	
Oxfordian (limestone)	0	0	0	286	159.00	155.00	35.00	30.00	OXL 1	None	0.00	none	
Callovian and Oxfordia...	0	75	75	80	164.00	159.00	30.00	0.00	COX 1	Seal Rock	0.70	Behar_et_al(1997)_TIII...	50.00
Bathonian+Bajocian	75	227	152		171.00	164.00			BA 1	Reservoir Rock	0.20	Behar_et_al(1997)_TIII...	100.00
Aalenian+Lias	227	573	346		199.00	171.00			LIAS 1	Source Rock	2.00	Behar_et_al(1997)_TIII...	200.00
Rhetian+Keuper	573	793	220		228.00	199.00			KE 1	Seal Rock	0.00	none	
Muschelkalk	793	945	152		242.00	228.00			MU 1	Reservoir Rock	0.00	none	
Buntsandstein	945	1121	176		249.00	242.00			Bunt 1	Reservoir Rock	0.20	Behar_et_al(1997)_TIII...	50.00
Permian	1121	1121	0	200	284.00	270.00	270.00	249.00	Permian 1	Reservoir Rock	0.00	none	
Stephanian	1121	1450	329	100	305.00	300.00	300.00	284.00	Stephania...	Source Rock	4.00	Behar_et_al(1997)_TIII...	39.00
Westphalian D	1450	1450	0	300	308.00	306.00	306.00	305.00	WD 1	Source Rock	1.00	Behar_et_al(1997)_TIII...	39.00
Westphalian C	1450	1885	435		311.00	308.00			WC 1	Source Rock	4.00	Behar_et_al(1997)_TIII...	39.00
Westphalian B	1885	3470	1585		313.00	311.00			WB 1	Source Rock	1.00	Behar_et_al(1997)_TIII...	39.00
Namurian-Westphalian A	3470	5675	2205		328.00	313.00			NWA 1	Source Rock	1.00	Behar_et_al(1997)_TIII...	39.00
Basement	5675	7675	2000		400.00	328.00			Granite (5...	Overburden Rock		none	
						400.00							

Figure 115- Tableau d'Input dans la modélisation 1D du puits de Gironville dans le bassin de Lorraine.

Les données d'Input sont celles du puits Gironville 9 (Thomas Blaise, 2012), il s'agit de :

- la colonne stratigraphique avec les épaisseurs et les âges du début de la sédimentation des formations dont les formations supérieures ayant subi une érosion intégrale entre 65Ma (fin du Crétacé) et 30 Ma.ont disparues dans cette partie du bassin (Figure 115). La lithologie est rentrée avec l'application « Mixing » dans la partie « Editors » du logiciel.
- Le système pétrolier dans ce bassin est constitué d'un nombre important de roches mères principalement constituées de charbon, mais la qualité de la roche couverture est discutable.
- Les cinétiques utilisées dans ce bassin est celles de Behar et al. 1997 avec un type III du kérogène avec un TOC variant entre 0.2 - 4% et un potentiel pétrolier initial entre 39 – 200 gHC/gTOC.

- Ces données d'Input, permettent l'obtention de courbes descriptives de la porosité, de la pression de lithologique, de la pression des pores ainsi que la pression hydrostatique (Figure 116).

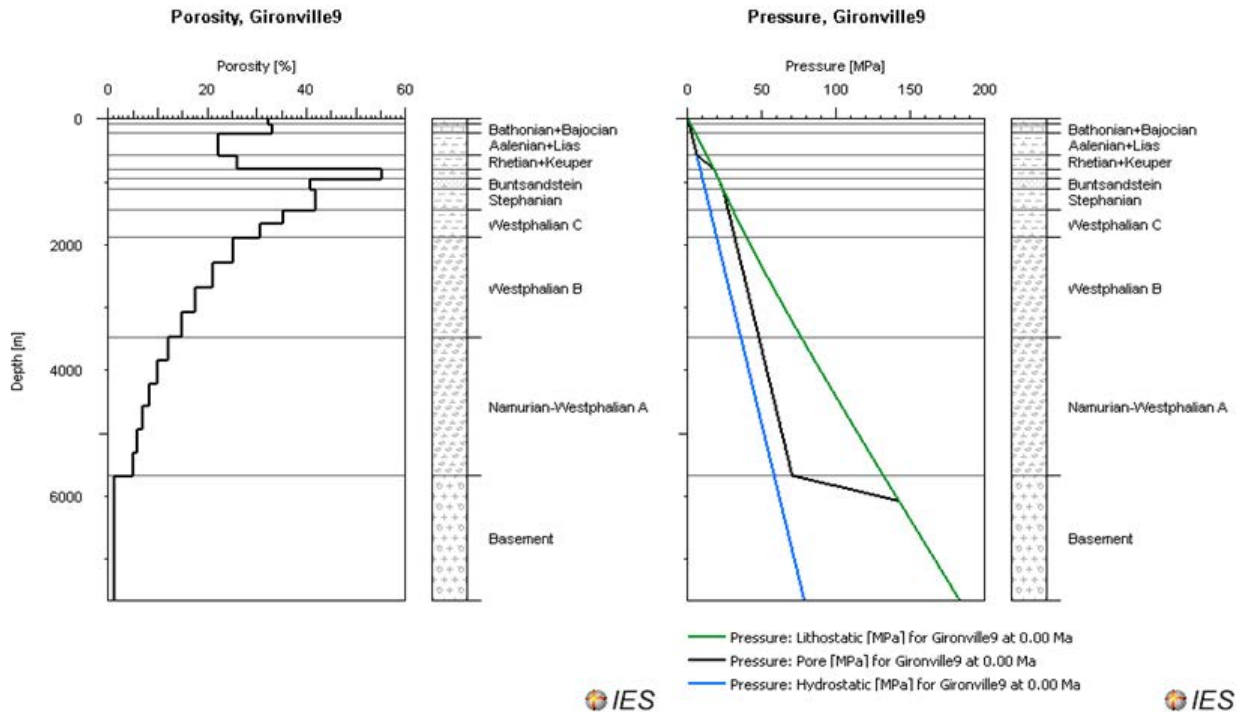


Figure 116- Courbes de pression et de porosité déduite de la modélisation 1D du puits Gironville9.

La Figure 117 est celle des paléo-variations du niveau de mère de, des flux de chaleur et des paléotempératures déduite de la bibliographie et des études au laboratoire d'après Blaise (2012).

En raison de manque de données, l'érosion n'a pas été prise en compte dans cette modélisation.

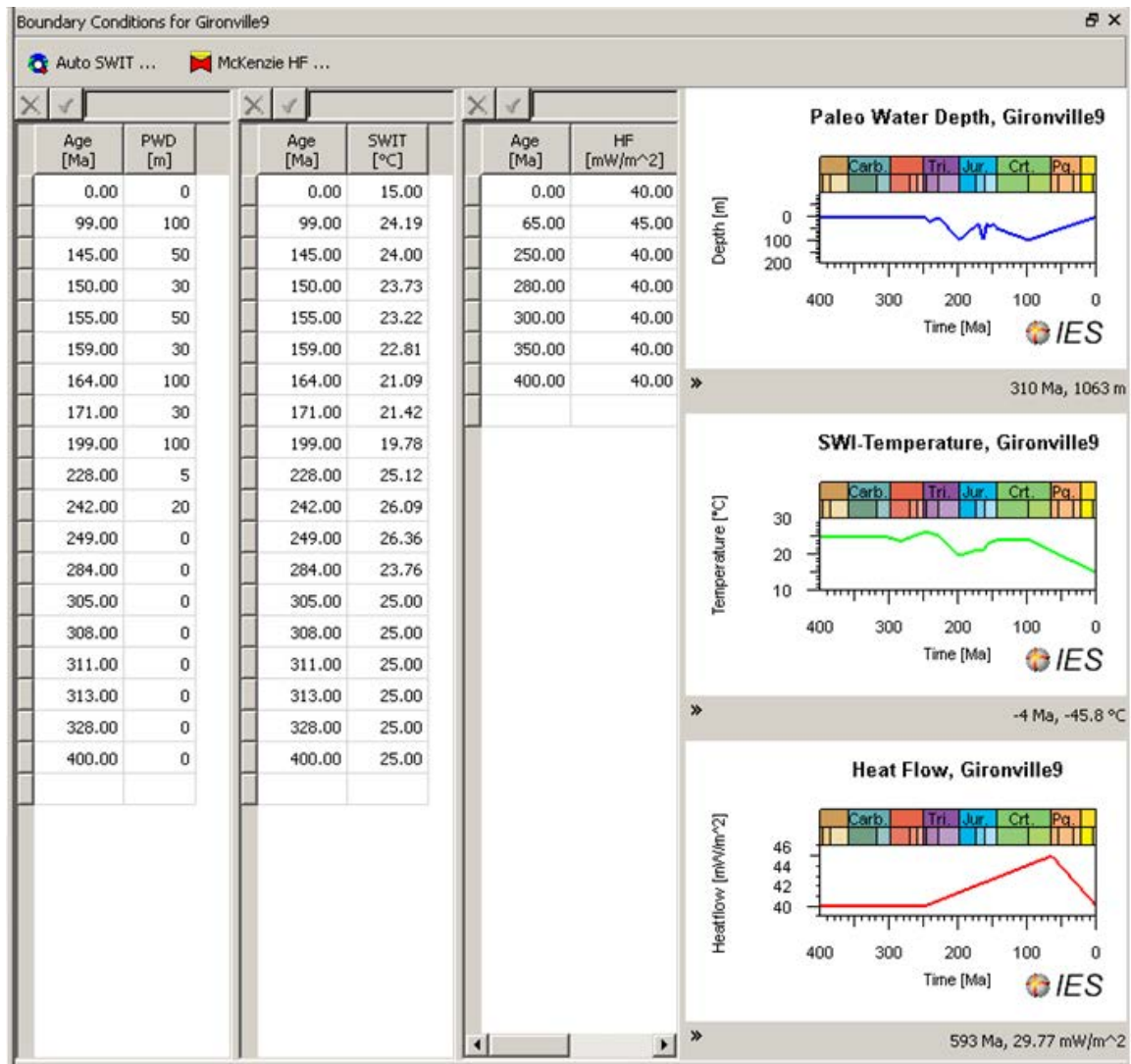


Figure 117- Données de paléotempérature, de variations du niveau de la mère et des flux de chaleur à partir du modèle 1D.

Le flux de chaleur est constant d'à peu près 40mW/m², cependant il y'a un pic vers la fin du Crétacé de 45 mW/m², ce qui peut être lié à la subsidence et l'érosion qui influencent le bassin.

La calibration thermique du puits Gironville-9 est faite avec les données du puits Gironville-101 (Figure 118) ainsi que les valeurs de la réflectance de la vitrinite (R_o) et la température maximale de transformation du kérogène (T_{max}) ; Les figures montrent, respectivement, les courbes de calibration :

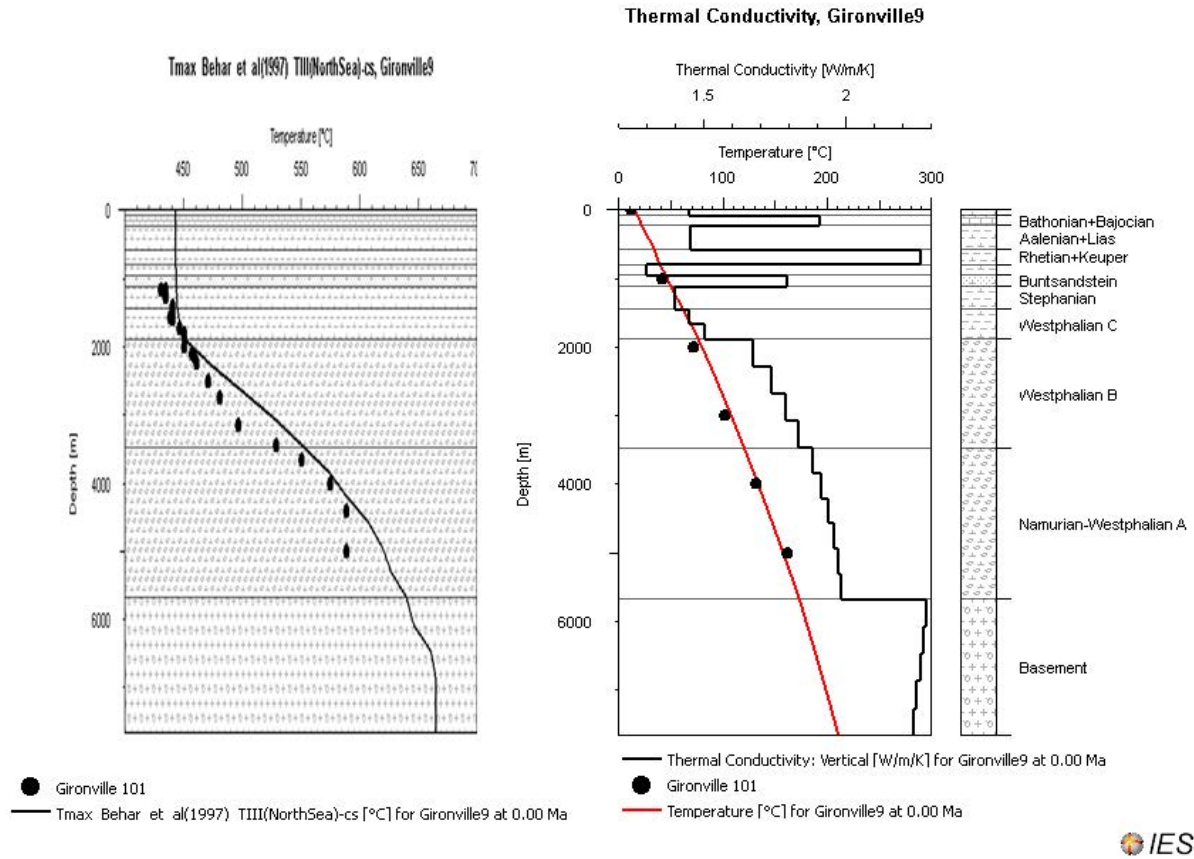


Figure 118- Conductivité thermique et Tmax du puits Gironville-9 calibré avec le puits Gironville-101

La conductivité thermique du puits Gironville9 à 0Ma ne se calibre pas à celle du puits Gironville 101, mais leurs températures à l'actuel sont pareil, tandis que les valeurs de Tmax ne se calibrent pas.

La calibration avec les pouvoirs réflecteurs est représentée dans la Figure 126

Les températures dans cette partie du bassin atteignent leurs maximum au Crétacé supérieure jusqu'au Néogène, ceci est confirmé avec le modèle (Figure 120), ce qui implique un taux de transformation du kérogène assez élevé à cette période là, les roches mères les plus basses dans la colonne stratigraphique étant les plus importantes.

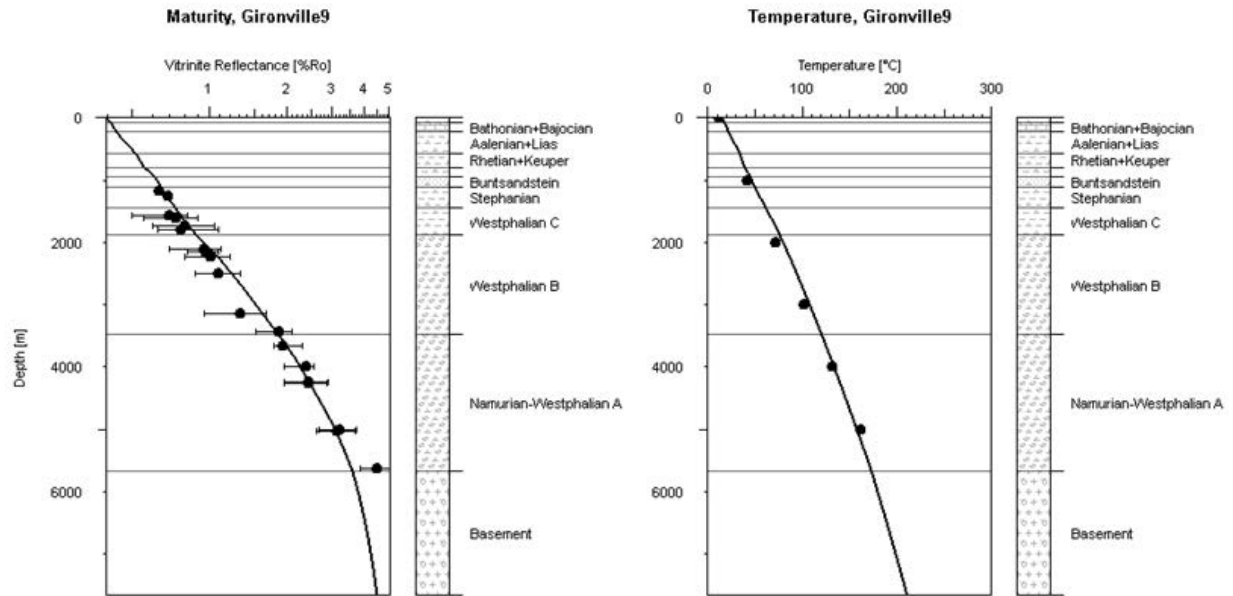


Figure 119- Calibration du puits Gironville-9 et évolution de la maturation en fonction de la profondeur.

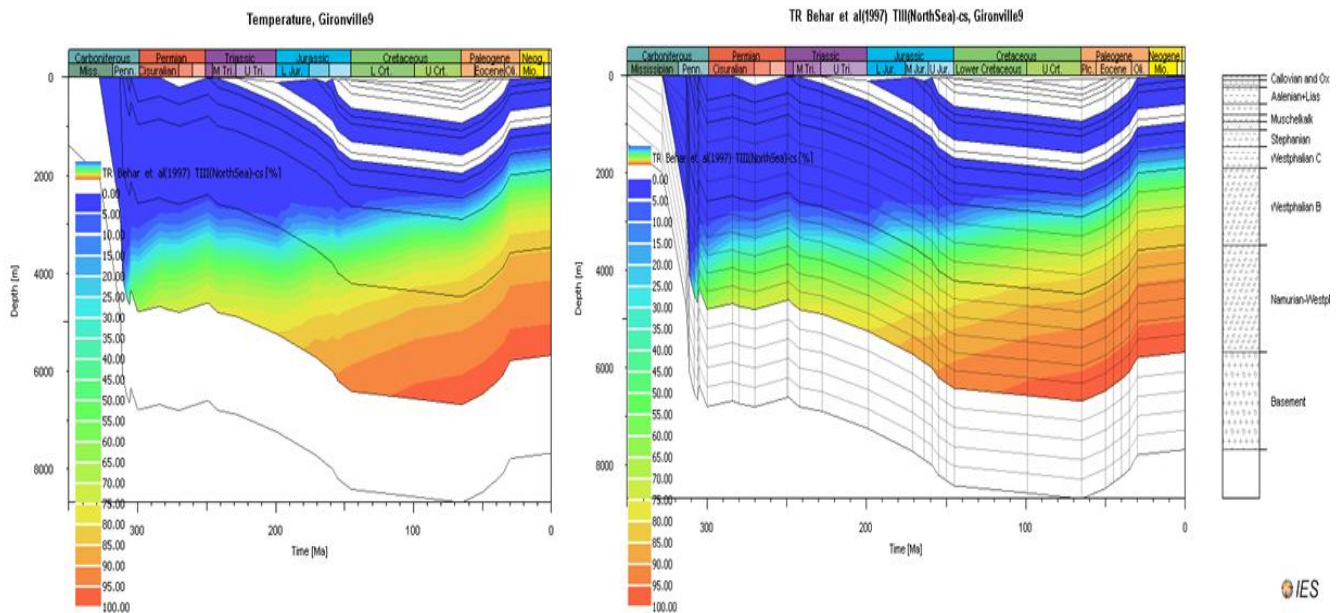


Figure 120- Modèle 1D de la paléotempérature et du taux de transformation du puits Gironville 9 (Behar et al.1997 ; type III).

La saturation en hydrocarbures tout comme la vitesse d'expulsion atteignent leurs maximum au Jurassique moyen; toutefois, la maturation atteint son maximum à la fin du Crétacé jusqu'au Néogène (Figure 121) et ceci est parfaitement corrélable avec le modèle de paléotempérature des formations du Westphalien.

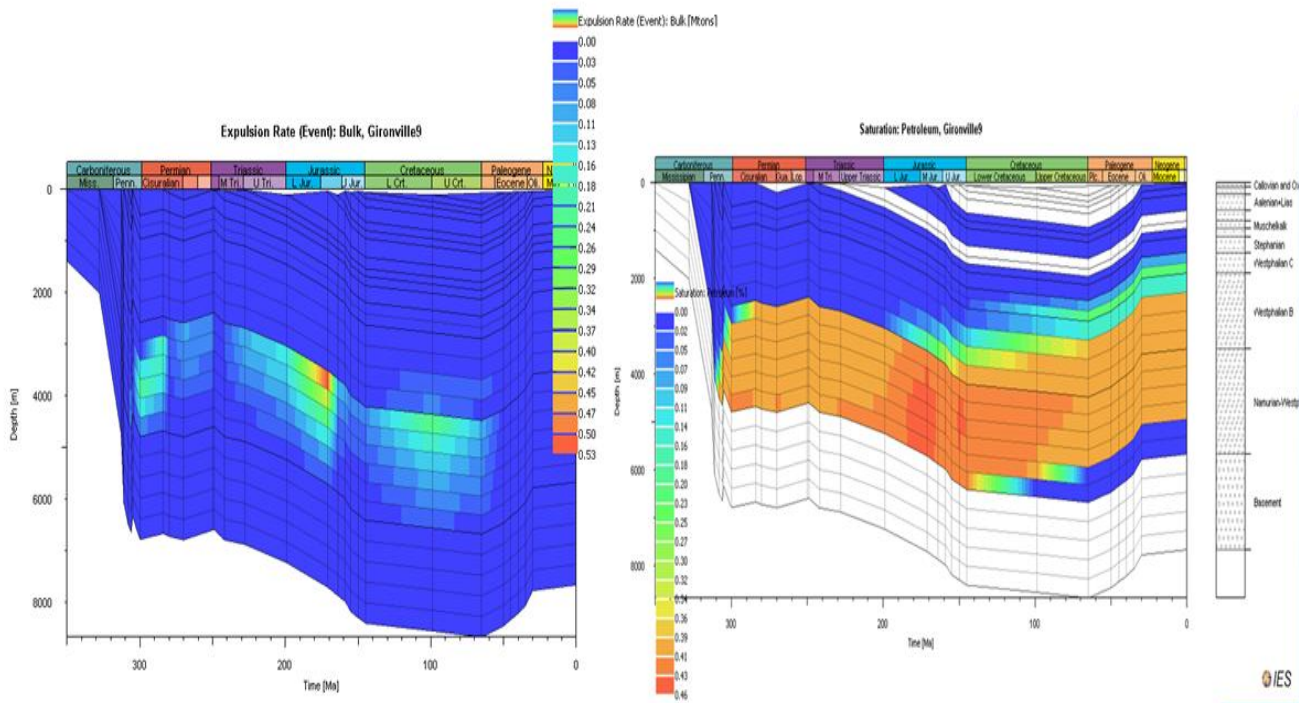


Figure 121- Modèle 1D de la saturation en hydrocarbures et vitesse d'expulsion du puits Gironville9.

La température atteint son maximum au Cétacé supérieur où la subsidence atteint son maximum également, ceci joue un rôle important sur la maturité des roches mères. Le modèle 1D nous permet de voir l'évolution de cette maturité tout en intégrant des cinétiques différentes (Figure 122). Ces dernières montrent que la maturité des formations du Westphalien atteint leurs maximum à la fin du Crétacé jusqu'au Néogène, avec une forte production de gaz dans la partie inférieure, et d'huile dans les formations supérieures du Westphalien (Figure 123).

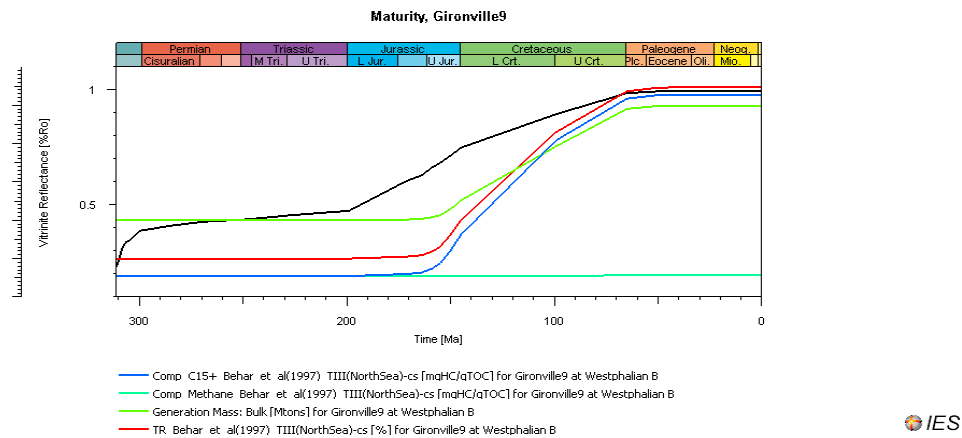


Figure 122- Maturité des roches mères du Westphalien en fonction du pouvoir réflecteurs et de différentes cinétiques.

Les roches mères supérieures à celles du Westphalien sont immatures selon la cinétique de Behar et al (Northsea) 1997 type III (Figure 123).

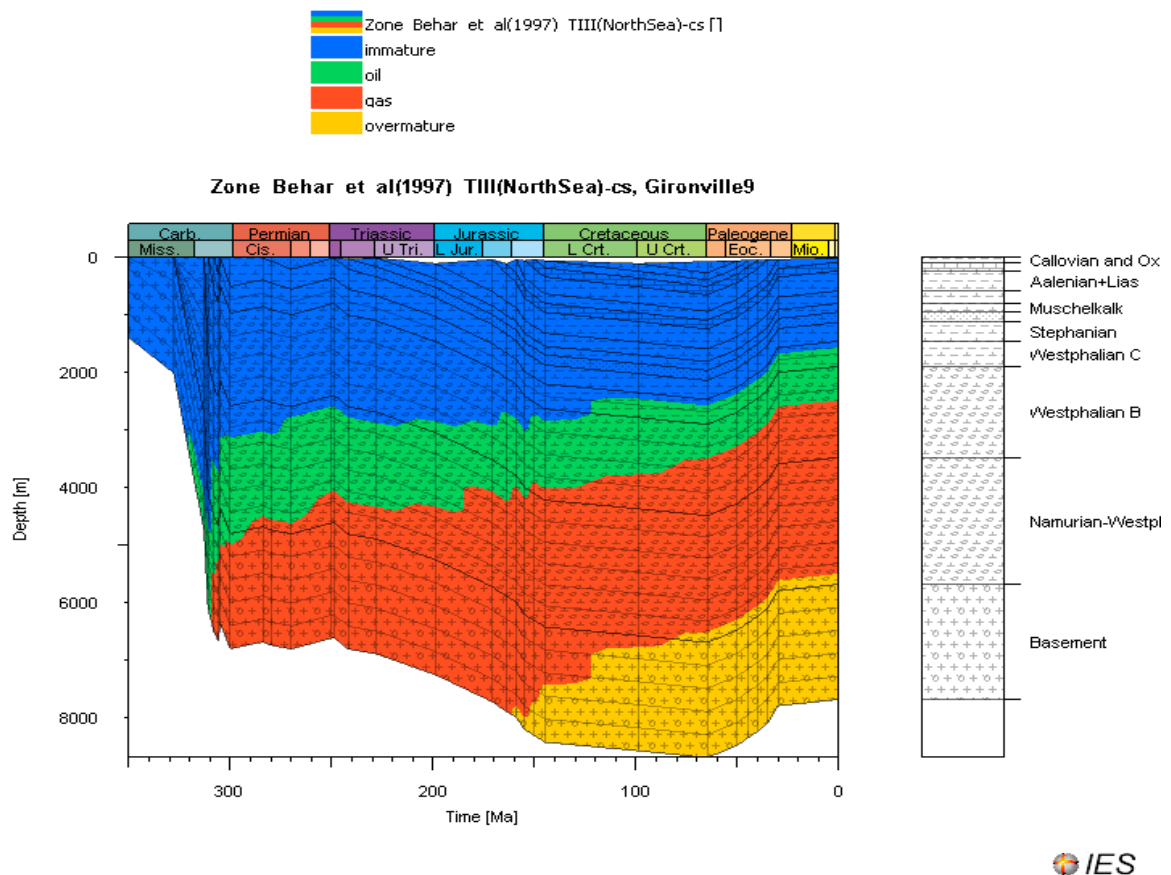


Figure 123- Maturité de la roche mère selon Behar et al.(1997) TIII(Northea)-cs du puits Gironville-9.

V.3.2. Discussion :

Cette modélisation a été effectuée sur une base de données de laboratoire et de bibliographie, cependant il est plus intéressant d'avoir plus de données afin de déterminer les cinétiques propres à ce bassin, avec les énergies d'activation responsables de la transformation du kérogène en hydrocarbures.

Les lignes sismiques seraient d'une extrême importance, dans l'établissement d'un modèle 2D et pour mieux comprendre le comportement du système pétrolier du bassin de Lorraine à partir de la génération d'hydrocarbures, de l'expulsion, de la migration/dysmigration jusqu'à l'accumulation. La composition des hydrocarbures générés est aussi obtenue grâce au modèle 2D.

Les microfractures étudiées en analyses macérales (Figure 81) peuvent être les résultats d'expulsion de gaz à partir des formations du Westphalien, ce qui pourrait être probablement confirmé avec une modélisation 2D.

VI. CONCLUSION

VI. CONCLUSION

L'étude pétrographique d'un bassin conventionnel ou non-conventionnel, consiste à utiliser des méthodes différentes afin de déterminer plusieurs paramètres expliquant le fonctionnement des systèmes pétroliers composants ces bassins sédimentaires. Cependant ces méthodes nécessitent la rénovation, dans l'étude des bassins pétroliers non-conventionnels où l'exploitation est compliquée et coûteuse, ce qui est due au fait que les roches constituant leurs systèmes pétroliers ont de faibles porosité et perméabilités ou due à la viscosité des hydrocarbures produits et qui parfois restent piégés dans la roche mère.

Dans ce travail l'étude pétrographique des bassins conventionnels et non-conventionnels s'est effectuée suivant plusieurs méthodes, de la plus petite échelle jusqu'à l'échelle du bassin.

Les bassins conventionnels étudiés sont le bassin de Cardenas (Mexique), le bassin d'Bdan (Iran), et les bassins non-conventionnels sont le bassin de Paris, de Lorraine (France) et le bassin de Sabinas (Mexique) ; toutefois, ce dernier se transforme en bassin conventionnel lors de son exploitation, car une fois fracturée, la roche mère La Casita qui constituait à la fois une roche réservoir, laisse les hydrocarbures migrer via les failles vers une roche réservoir et s'accumuler grâce à une roche couverture.

Le fonctionnement de ces systèmes pétroliers conventionnels et non-conventionnels dépend du fonctionnement des éléments les composants et les processus de migration/dysmigration, accumulation et préservation.

La roche mère étant la base de ces systèmes, nécessite une bonne compréhension de son origine, son évolution et sa maturité. L'origine de la matière organique et le milieu de son dépôt sont reconnaissables, grâce aux méthodes Rock-eval-6, l'analyse macérale ainsi que l'analyse d'image et la reconstitution 3D au Visilog-6. L'étude du charbon provenant du bassin de Sabinas et du bassin de Lorraine en utilisant l'analyse d'image couplée à l'analyse Rock-eval a permis de calculer le pourcentage des macéraux les composant et par conséquent déterminer les milieux de leurs provenances et leurs dépôts, les microlithotypes, les types de kérogène, le potentiel pétrolier initial, le carbone organique totale, le Tmax, le pouvoir réflecteur de la vitrinite et la maturité de la roche mère.

Dans le cas où la roche mère est composée de deux à plusieurs type de kérogène il est important de le préciser dans la modélisation alors l'analyse de la roche mère du bassin d'Iran a permis de développer un programme informatique, applicable aux autres bassins, dans lequel le mélange de plusieurs types de kérogène est clairement distinguable permettant la création d'une cinétique avec un mélange de types de kérogène, propre à chaque bassin étudié, et utilisable dans la modélisation via Petromod. Cette cinétique est créée grâce à ce programme dans lequel l'obtention des énergies d'activation est le résultat de la superposition des courbes Rock-eval avec les courbes de simulation du bassin.

Il est important aussi de voir l'évolution de la structure des roches mères, et pour cela les mêmes échantillons de charbon provenant du bassin de Lorraine et le bassin de Sabinas, ont permis grâce à l'analyse d'images (microscopie à réflexion, transmise et en fluorescence) d'observer les microfractures (cleats) résultants probablement de la production de gaz de charbon et leurs relations avec la composition macérale, où on observe une augmentation du nombre de ces microfractures dans les échantillons comportant plus de virinite.

La reconstitution de ces microfractures peut être réalisé en utilisant les images de tomographie, où on voit clairement leur agencements suivants plusieurs directions.

Tous ces résultats sur la roche mère sont nécessaires pour établir les modèles des systèmes pétroliers de chaque bassin et permettent de mieux comprendre leurs fonctionnements.

Ces microfractures peuvent faire de ces roches mères des roches réservoirs qui emmagasine les hydrocarbures une fois produit et qui restent piégés dans ces roches imperméables jusqu'à la fracturation naturelle ou artificielle pour l'exploration pétrolière.

La compréhension de la lithologie, de la qualité pétrophysiques des roches réservoirs ainsi que l'interaction entre les roches, les hydrocarbures et les fluides circulant dans ces roches, est fondamentale dans l'exploration pétrolière. Les paramètres pétrophysiques tels que la porosité et la perméabilité sont calculées dans ce travail en utilisant deux méthodes différentes ; la première est celle d'injection de mercure qui permet de donner des informations sur le volume des pores et la porosité totale ainsi que la taille des pores et la deuxième est celles d'analyses d'images de tomographie. Les carbonates du bassin de Cardenas (Mexique) ont été étudiés et ceci afin de déterminer leurs porosité, leurs perméabilité ainsi que la pression capillaire. La

méthode de la goutte sessile, celle qui permet d'avoir une image 3D au microscope confocal, d'une goutte d'huile provenant du bassin de Cardenas sur un échantillon de ces carbonates, couplé à la loi de Laplace et aux résultats de la méthode d'injection de mercure, a permis le calcul de la pression capillaire.

L'étude de la porosité primaire ou secondaire (failles) et la connexion entre les pores est très importante dans l'accumulation et le déplacement des hydrocarbures.

Les images MEB (Microscope Environnemental à Balayage) ont facilités l'observation de cette porosité et son évolution suite à l'interaction de la circulation des fluides dans la roche, où la recristallisation des rhomboèdres de dolomites, des cristaux de quartz ainsi que la précipitation d'anhydrite dans les pores, ont joué en défaveur pour la porosité qui baisse clairement ; ceci peut conduire à la transformation de ces roches réservoirs en roche couvertures.

Les roches couvertures, quant à elles, jouent un rôle important dans l'accumulation et le piégeage des hydrocarbures. L'exemple étudié dans ce travail est les argilites du bassin de Paris dans le site de Bure qui servent de couvertures dans les réservoirs de stockage de déchets nucléaires. La compréhension de la structure, la texture, les paramètres pétrophysiques et le comportement de ces argilites au cours du temps contrôlent les processus d'accumulation, de migration et la préservation des hydrocarbures (déchets nucléaires dans le cas du bassin de Paris).

Les méthodes d'analyse d'images et d'injection de mercure, ont permis la caractérisation des paramètres pétrophysiques (Porosité, perméabilité, la tailles de pores et la connexion des pores...) ainsi que le comportement des argilites suivant les processus d'hydratation/déshydratation et l'influence de ces processus sur les paramètres pétrophysiques. Ces processus sous une température, une pression et une humidité relative montre que la porosité est influençable et diminue suite à l'hydratation/déshydratation et que la morphologie et la texture interne changent.

La minéralogie des argilites contrôlent leurs capacités d'adsorption d'eau et donc leur changement au cours du temps et des processus de circulation de fluides.

Toutes ces informations sur les roches couvertures permettent la compréhension du fonctionnement des roches couvertures et parfois d'interpréter les fuites et la Dismigration des hydrocarbures vers la surface.

Enfin, une modélisation 1D ensuite 2D des bassins pétroliers sont effectuées via le logiciel Petromod. Et pour cela, il faut rassembler le maximum d'informations y compris l'histoire géologique du bassin qui permet l'interprétation des flux de chaleur, l'érosion et le fonctionnement de failles.

Les bassins modélisés sont le bassin de Lorraine (Puits Gironville 1D), le bassin d'Abdan (Iran) et le bassin de Sabinas (Mexique).

A partir des données de ce travail ainsi que les travaux précédents la modélisation est effectuée ; il s'agit de connaître : l'histoire géologique du bassin, la colonne stratigraphique, le système pétrolier (éléments et processus), le type de kérogène (un type ou un mélange), créer la cinétique (corrélation entre les résultats Rock-eval et simulation du bassin), le pouvoir réflecteur de la vitrinite, l'IH, le TOC, les flux de chaleur, le Tmax...

Le bassin de Lorraine est considéré comme bassin non-conventionnel du fait que le charbon produit du gaz qui reste emmagasiné dans la roche mère/réservoir, ce qui était le cas du bassin de Sabinas avant le début de l'exploration pétrolière. La roche mère était roche réservoir jusqu'à ce que la tectonique produisant des failles libèrent les hydrocarbures qui migrent vers les couches supérieures et restent piégés. La présence du gaz dans les failles et dans les inclusions de fluides peut être interprétée par un craquage secondaire de cette huile en gaz sous une forte température. Donc le bassin de Sabinas est un bassin conventionnel qui fonctionne avec un système pétrolier classique.

Pour mieux comprendre la partie migration et accumulation des hydrocarbures dans le bassin de Sabinas, la méthode de percolation est la méthode utilisée et comparée à la méthode Hybride/Darcy, on observe une accumulation des hydrocarbures plus importante avec la première méthode qu'avec la deuxième. L'évolution de la composition des hydrocarbures avec le temps montre un vrai changement.

Le bassin d'Abdan quant à lui fonctionne comme un bassin conventionnel avec une roche mère, roche réservoir et roche couverture. L'accumulation est très importante et est constituée essentiellement par des huiles légères.

Il est important de souligner que l'étude pétrographique effectué sur chaque élément d'un système pétrolier est essentielle dans la compréhension de son fonctionnement et dans la détermination de la complexité de son exploitation.

En perspectives de ce travail, il est important d'essayer de développer la méthode d'analyse d'images de tomographie du charbon et ceci afin de comprendre la génération et le comportement des porosités fermées.

VII. BIBILOGRAPHIE

VII. BIBLIOGRAPHIE

- Adamson, A. W., (1982; 1990). *Physical Chemistry of Surfaces*, Wiley-Interscience, New York.
- Adamson, A. W., Gast, A.P., (1997). *Physical Chemistry of Surfaces*, 6th ed., John Wiley & Sons, New York, 784 pp.
- Allen, A.P., et Allen, R.J., (1990): Basin analysis, Oxford, U. K., *Black-well Scientific Publications*, 451p.
- Alsaab, D., Elie, M., Izart, A., (2007): Comparison of generative capacities for bitumen and gas between Carboniferous coals from Donets Basin (Ukraine) and a Cretaceous coal from Sabinas-Piedras Negras Basin (Mexico) during artificial maturation in confined pyrolysis system, *International Journal of Coal Geology*, v. 71, p. 85–102.
- Amott, E., (1959). Observations relating the wettability of porous rocks. *Petroleum Transactions of the AIME* 216 (1959), 156-162.
- Anderson, T.H. et Schmidt, V.A., (1983): The evolution of Middle America and the Gulf of Mexico- Caribbean region during Mesozoic time: *Geological Society of America Bulletin*, v. 94, p. 941-966.
- ANDRA, (1996). Renseignements d'ordre géologique et géophysique disponibles quant au caractère favorable des formations à étudier. *Rapport of National Agency to the Radioactive Wastes Management in France*, DIR/96/1138.
- Bartell, F. E., Whitney, C. E., (1934). *J. Phys. Chem.* 326, 3115.
- Behar, F., Beaumont, V., De, B., et Penteado H.L., (2001): Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil and gas Science and Technology – Rev. IFP*, v. 56, N° 2, p. 111 - 134.
- Bourdet, J., (2008): Histoire de la diagenèse et des remplissages des réservoirs pétroliers carbonatés d'âge Mésozoïque du Bassin du Sud-Est Mexicain, 365 p. *Thèse PhD: Sciences de la Terre et de l'Univers*: Université Henri POINCARÉ Nancy I: Faculté des Sciences, UMR CNRS G2R/7566, Ecole Doctoral RP2E, Vandoeuvre les Nancy CEDEX, France. 362 p.
- Brauner N., (1991). Two-phase liquide-liquide annular flow. *Int. J. Multiphase Flow* Vol. 17, No. 1, pp. 59-76.

- Brenner R.L., y Davies. D.K., (1973): Storm-generated coquinoid sandstone: genesis of high-energy marine sediments from the Upper Jurassic of Wyoming and Montana: *Geol. Soc. America Bull.*, v. 84, p. 1685-1697.
- Brenner, R.L., (1974): Oxfordian sedimentation in western interior United States: *AAPG Bull.*, v. 58, p.407-428.
- Brenner, R.L., (1978): Sussex sandstone of Wyoming—example of Cretaceous offshore sedimentation: *AAPG Bull.*, v. 62, p. 181-200.
- Brenner, R.L., (1980): Construction of Process-Response Models for Ancient Epicontinental Seaway Depositional Systems Using Partial Analogs. *AAPG Bull.*, v. 64, No 8, p. 1223-1244.
- Briant, J., Cuiec, L., (1971). In proceeding of the 4th ARTEP symposium, Rueil Malmaison, June 7-9, 1971, Edition Technip, Paris.
- Burnham, A.K. et Sweeney, J.J., (1989): A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 53, N°10, p. 2649 - 2657.
- Camacho, L. F., (2009) : Origine-Evolution-Migration et Stockage, des hydrocarbures dans le bassin de Sabinas, NE Mexique: étude intégrée de pétrographie, géochimie, géophysique et modélisation numérique 1D-2D et 3D. Thèse Geosciences. *Vandoeuvre-les-Nancy: UHP*.
- CARR, A. D. A, (1999) : Vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation. *Marine and Petroleum Geology*. 1999, Vol. 16, pp. 355-377
- Camacho-Ortegón, L.F., Martínez, L., Piédad-Sánchez, N., (2008a): Modeling of the CO₂ and CH₄ formation in Mesozoic sediments of the Mississippi Valley type: Study of geochemical implication in relation with heat flow evolution in the Pirineo block of the Sabinas basin of Northeastern Mexico. 22^{ème} Réunion des Sciences de la Terre, Nancy-CEDEX-France, 21 - 24 avril 2008, p. 344.
- Camacho-Ortegón L.F., Martínez, L., Piédad-Sánchez, N., (2008b): Origen del petróleo en Inclusiones fluidas de afloramientos cretácicos de fluorita y celestita, cuenca de Sabinas, NE de México. 11th ALAGO 2008 International Latin-American Congress on Organic Geochemistry, 2nd - 6th November 2008, Margarita Island, Porlamar, Venezuela. *Memoria electronica*.
- Camacho-Ortegón, L.F., Piédad-Sánchez, N., Martínez, L., y Pironon, J., (2008c): Modelado Numérico de la Generación, Migración y Acumulación de Hidrocarburos de la Cuenca de Sabinas, Bloque PIRINEO NE de México: implicación de la reconstrucción PTX de las Inclusiones fluidas., 11th 255 ALAGO 2008, International Latin-American Congress on Organic Geochemistry, 2nd - 6th November 2008, Margarita Island, Porlamar, Venezuela. *Memoria electronica*.

- Camacho-Ortegón L. F., Martinez, L., Piedad-Sánchez, N., (2009a): Modelling of Hydrocarbon generation and migration in the PIRINEO Block, Sabinas Basin, Later Jurassic – Later Cretaceous, NE of Mexico: Part I: *Thermal evolution of petroleum system (1D)*.
- Camacho-Ortegón L. F., Martinez, L., Piedad-Sanchez, N., (2009b): Modelling of Hydrocarbon generation and migration in the PIRINEO Block, Sabinas Basin, Later Jurassic – Later Cretaceous, NE of Mexico: Part II: *a basin modelling study in 2-D and 3-D. In edition*.
- Cantú Chapa, A., (1989): La Peña Formation (Aptian): a condensed limestone-shale sequences from the subsurface of NE Mexico. *Journal of Petroleum Geology*. 12 (1), p 69-84.
- Cantú-Chapa, A., (2007): La Formación La Peña (cretácico inferior) en el subsuelo del Noreste de México: ¿una secuencia condensada o un hiato?, Instituto Politécnico Nacional, *documento electrónico*.
- Chadouli K., Camacho-Ortegon, L.F. Martinez, L, Piedad-Sanchez, N. (2009): Origin and Occurrence of TRS-BSR and CO₂, in Pirineo Block, Sabinas basin, NE of Mexico; Interaction water-rock- Hydrocarbon. (accepté) *RIII*.
- Charleston, S., (1981): A summary of the structural geology and tectonics of the State of Coahuila, Mexico, in Schmidt, C.I., Katz, S.B. (eds.), Lower cretaceous stratigraphy and structure, northern Mexico: *West Texas Geological Society Field Trip Guidebook*, Publication 81-74, p. 28-36.
- Chávez-Cabello, G., (2005): Deformación y Magmatismo Cenozoico en el Sur de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, México. *Tesis de Doctorado, Centro de Geociencias, Universidad Nacional Autónoma de México*, Juriquilla, Qro. México, 312 p.
- Chaudhury, M. K., (1984). Short-rang and Long-rang Forces in Colloidal and Macroscopic Systems, Thèse, Ph.D, SUNY, Buffalo.
- Craig F. F. Jr., (1971). The Reservoir Engineering Aspects of Water-flooding. *Society of Petroleum Engineers*, Dallas, USA.
- Cserna, Z., (1960). Orogenesis in time and space in Mexico. *Geologische Rundschau*, v. 50, p. 67–88.
- Corona-Esquivel, R., Tritlla, J., Benavides-Muñoz M.E., Piedad-Sánchez, N., y Ferrusquilla-Villafranca, I., (2006): Geología, estructura y composicion de los principales yacimientos de carbón mineral en México, *Bulletin de La Sociedad Geológica Mexicana*, Volumen Conmemorativo Del Centenario, Tom 58, p. 141-160.

- Cuevas, L.J.A., (1988): Análisis de subsidencia e historia térmica en la Cuenca de Sabinas, Noreste de México: *Bulletin de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, v. 34, p. 56-100.
- Diekmann V et al., (2000): Heating rate dependency of petroleum-forming reactions: implications for compositional kinetic predictions. *Organic Geochemistry*. 2000, Vol. 31, pp 1333-1348
- Diekmann, V et al., (1998): Kinetics of petroleum generation and cracking by programmed-temperature closed-system pyrolysis of Toarcian Shales. *Fuel*. Vol. 7, N. ½, pp 23- 31.
- Durand, B., (1980): Sedimentary organic matter and kerogen. Definition and quantitative importance of kerogen. In Kerogen, Ed Durand B, Technip, Paris, 13-33.
- Dunstan, D., White, L. R. (1986). *J. Colloid Interface Sci.* 111, 60.
- Dyern, M.J., et Bartolini, C. (2004): Sabinas Basin Lower Cretaceous to Jurassic Production Comparison to South Texas Equivalents. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, v. 54, p. 169-184.
- Dunstan, D., White, L. R., (1986). *J. Colloid Interface Sci.* 111, 60.
- Dussan, E., B., Chow, R., T., P., (1983). *J. Fluid Mech.*, 137 1.
- Dussan, E., B., Chow, R., T., P., (1985). *J. Fluid Mech.*, 151 1.
- Donaldson E. C, and Thomas R. D., (1971). Microscopic of oil displacement in water-wet and oil-wet systems . SPE paper 3555 presented at the 1971 SPE Annual Meeting, New-Orleans (Oct. 3-6).
- Echanove-Echanove, O., (1986): Geología petrolera de la Cuenca de Burgos (Parte I).Consideraciones geológico-petroleras. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, v38, p. 3-74.
- Eguiluz de Antuñano, S., (2001): Geologic Evolution and Gas Resources of the Sabinas Basin in Northeast Mexico. *In C. AAPG Memoir 75*. p. 241 - 270.
- Eguiluz de Antuñano, S. (2007): Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de los estudios de plays en la Cuenca de Sabinas Coahuila, México, *Revista geociencia, Revista del Servicio Geológico Mexicano*, Année 1, N° 1, p. 9-36.
- Eguiluz de Antuñano, S., Aranda-Garcia, y M., y Marrett, R. (2000): Tectonica de la Sierra Madre Oriental, México. *Boletín de la Sociedad Geologica Mexicana*, v 52, p. 1-26.
- Elbad Feradji M., (2013): L'application des analyses macérales pour la caractérisation des roches mères à gaz stage Master2, *laboratoire Georessources*, Université de Lorraine.

- Esteban L., Y. Géraud, J.L. Bouchez, (2007)- Pore network connectivity anisotropy in Jurassic argillite specimens from eastern Paris Basin (France). *Phys. and Chem. of the Earth*. 32, 161-169.
- Espitalié, J., Deroo, G., et Marquis, F., (1985a): La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. *Revue de l'IFP*, v. 40, p. 563 - 579.
- Espitalié, J., Deroo, G., et Marquis, F., (1985b): La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. *Revue de l'IFP*, v. 40, p. 755 - 784.
- Ewing, T.E., (2003): Review of the Tectonic History of the lower Rio Grande border region, South Texas and Mexico, and Implications for Hydrocarbon Exploration. *SIPES, Newsletter*. N°2. pp. 1, 16-21.
- Flores-Espinoza, E., (1989): Stratigraphy and sedimentology of Upper Cretaceous terrigenous Rocks and coal of the Sabinas-Monclova area, Northern Mexico. Thèse de doctorat. *Université d'Austin et Texas, San Antonio Tx. U.S.A.*, 315 p.
- Flores-Galicia, E., (1988): Geología y reservas de los yacimientos de carbón en la Republica Mexicana. In Salas, G. ed., *Geología Económica de México*. Fondo de Cultura Económica. México, p.175-217.
- Fouche O., H. Wright, J.M. Le Cleac'h, P. Pellenard (2004): Fabric control on strain and rupture of heterogeneous shale samples by using a non-conventional mechanical test. *Applied Clay Science* 26 367– 387.
- Fuchs, N., (1930). *Kolloid Z.* 52, 262.
- Galindo-Torres, V., Eguiluz d'Antuñano, S., Portill-Chavez, O., (2006): Nuevas oportunidades exploratorias, Bloque Pirineo, Monclova Pirineo Gas, Monterrey, N.L. *Informe MPG Inédito*, 147 p.
- Garrison, J.M., y McMillan, N.J., (1999): Evidence for Jurassic continental-rift magmatism in NE Mexico: Allogenic metaigneous blocks in El Papalote evaporite diapir, La Popa Basin, Nuevo Leon, Mexico, en Bartolini, C., Wilson, J.L., Lawton, T.F. (eds.), Mesozoic sedimentary and tectonic history of north-central Mexico: Boulder, Colorado, EUA, *Geological Society of America, Special Paper*, 340, p. 319-332.
- Goldhammer, R.K. et Johnson, C.A., (2001): Middle Jurassic-Upper Cretaceous Paleogeographic Evolution and Sequence-stratigraphic Framework of the Northwest Gulf of Mexico Rim, *AAPG, Memoir* 75, p. 45-81.
- Goldhammer R.K., (1999): Mesozoic sequence stratigraphy and paleogeographic evolution of

- northeast Mexico. In: Bartolini C, Wilson JL, Lawton TF (eds) Mesozoic sedimentary and Tectonic History of North-Central Mexico. *Geol Soc Am Spec Paper, Boulder* 340, p. 1-58.
- González-Partida, E., Carrillo-Chávez, A., Grimmer, J., (2003): Geochemical evolution of mineralizing fluids at the fluorite La Encantada – Buenavista district: a Mississippi Valley Type deposit: *Ore Geology Reviews*, 23, p. 107-124.
- González-Sánchez, F., Camprubí, A., González-Partida, E., et al., (2009): Regional stratigraphy and distribution of epigenetic stratabound celestine, fluorite, barite and Pb–Zn deposits in the MVT province of northeastern Mexico, *Mineralium Deposita*, v. 44, N° 3, p. 343-361.
- González-Sánchez, F., Puente-Solís R., González-Partida, E., Camprubí, A., (2007): Estratigrafía del Noreste de México y su relación con los yacimientos estratoligados de fluorita, barita, celestina y Zn- Pb. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, v. 59 (1), p. 32-45.
- Gray, V., R. (1965). Chemistry and Industry (June 5, 1965).
- Grundman G. (2013) : Évaluation des potentiels en huile et gaz du Nord-Est de la Gaspésie (Québec, Canada) : approche géochimique et modélisation 2D du système pétrolier. *Thèse PhD. Université du Québec INRS Eau, Terre et Environnement & Université Pierre et Marie Curie, Paris VI Institut des Sciences de la Terre de Paris*
- Gluyas et Swarbrick, (2004) : Petroleum Geoscience. *Blackwell publishing*. CH. Introduction.
- Guzman, A.E. (1981): Proyecto Formacion La Virgen II. Petroleos Mexicanos, Superintendencia General de Distritos de Exploracion, D.F.N.E., *Superintendencia de Paleosedimentacion, Informe Final, NEM-1703*, 97 p. Informe Inedito.
- Hinsbergena van, D.J.J., Kouwenhovenb T.J. y van der Zwaanb, G.J. (2005): Paleobathymetry in the backstripping procedure: Correction for oxygenation effects on depth estimates. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, v. 221, p. 245-265.
- Horsfield B., Di Primio R., (2010): Petroleum generation properties of two rock samples, as determined by bulk flow pyrolysis. Report 0601, Germany. *GeoS4 GmbH*.
- Humphrey, W.E. (1956): Tectonic framework of northeast Mexico, Gulf Coast Assoc. *Geol. Soc., Trans.*, v. VI, p. 25-35.
- Hunt, J.M. (1996): Petroleum Geochemistry and Geology, *2nd Edition. W.H.Freeman and Co., New York*, 743 p. ISBN 07167-2441-3

- IES. (1985): Kinetic to CO₂ gas generation; in kinetic editor to Petromod software. Integrated Exploration Systems (*IES*), Aachen, Germany, Unpublished.
- IES. (1995): IES PetroMod Manual: Theoretical Aspects. Integrated Exploration Systems (*IES*), Aachen, Germany, 111 p.
- Imlay, R.W. (1936): Evolution of the Coahuila Peninsula, Mexico, Part IV, Geology of the Western part of the Sierra de Parras. *Geol. Soc. Am. Bull.*, v.47, p.1091-1152.
- Imlay, R.W. (1940): Neocomian faunas of Northern Mexico, *Bulletin of the Geological Society of America*, v. 51, p. 117-190.
- Johnson, C.A. (1989): Structural Analysis of the fold and thrust belt in the vicinity of Monterrey, northeastern Mexico: *Houston, Texas, EUA, Exxon Productions Research Company, Internal Report*, 40 p.
- Johnson, C.A., Gray, G.G., y Goldhammer, R.K. (1991): Structure and tectonics of the Sierra Madre Oriental fold-thrust belt near Monterrey, northeastern Mexico[Abstracts]: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 75, p. 603.
- Jones, N.W., Lopez, R., and Cameron, K.L. (1995): Linda Vista pluton and latest Permian-Late Triassic orogeny, Las Delicias area, Coahuila, México. *Geological Society of America, Abstract With Programs*, v. 27, N° 6, p. 388.
- Kelly, A. W., (1936): Evolution of the Coahuila Peninsula, Mexico, part II, Geology of the mountains bordering the valleys of Acatita and Las Delicias: *Geological Society of America Bulletin*, v. 47, p. 1009-1039.
- Killops S.D., Funell R.H., Suggate R.P., (1998): Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite rich coals. *Organic Geochemistry*, v. 29, p. 1 – 21.
- Knauss K. G et al., (1997): Hydrolus pyrolysis of New Albany and Phosphoria Shales: production kinetics of carboxylic acids and light hydrocarbons and interactions between the inorganic and organic chemical systems. *Org. Geochem.*, Vol. 27, No. 7/8, pp 477-496
- Krevelen van, D.W., (1961, et. 1993): COAL, Typology – Physics – Chemistry-Constitution. *ELSEVIER*, 979 p. ISBN 0-444-89586-8.
- Krevelen van, D.W., (1960): Graphical-Statistical Method for the Study of Structure and Reaction Processes of Coal. *Fuel*, v. 29, p. 269-284.
- Ku, C. A., Henry, T. D., Siriwardane, R., Roberts, L., (1985). *J. Colloid Interface Sci.* 106, 377.

- Lawler J.P., & Crawford M.L., (1983): Stretching of fluid inclusions resulting from a low temperature microthermometric technique. *Economic Geology*, v. 78, p. 527-529.
- Lehmann, C., Osleger, D.A., y Montañez, I.P. (1998): Controls on cyclostratigraphy of lower Cretaceous carbonates and evaporites, Cupido and Coahuila Platforms, Northeastern Mexico. *Journal of Sedimentary Research*, v. 68, N° 6, p. 1109-1130.
- Lehmann, C., Osleger, D.A., Montañez, I. P., (1999): Evolution of Cupido and Coahuila carbonate platforms, Early Cretaceous, northeastern Mexico. *GSA Bulletin*. v. 111, N° 7, p. 1010- 1029.
- Lester E., Watts D., Cloke M. (2002): A novel automated image analysis method for maceral analysis, *Elsevier Science Ltd. Fuel* 81 (2002) 2209–2217
- Littke R., Wygrala B., Sachsenhofer R.F., et al. (1993): 2D modeling of temperature history and gas flow in the Emsland area, northwest Germany and its sensitivity to lithology variations. *Geofluids '93*, Contribution to an International conference on fluid evolution, migration and interaction in rocks. Full version of extended abstract sponsored by *British Gas Exploration and Production, Torquay, England*, May 4-7, Ed. by J. Parnell, A.H. Ruffell & N.R. Moles, British Gas, p. 259 – 263
- Longoria, F.J. (1984): Stratigraphic studies in the Jurassic of North-eastern Mexico: Evidence for the origin of Sabinas basin, in the Jurassic of the Gulf Rim: Gulf Coast Section, Society for Sedimentary Geology (SEPM) Foundation. *Third Annual Research Conference Proceeding*, p. 171-193.
- Magoon, L. B, Dow W. G.,(1994) : The petroleum system—from source to trap: *AAPG Memoir* 60.CH. I.
- Márquez-Domínguez, B. (1979): Evaluación petrolera de sedimentos carbonatados del cretácico en el Golfo de Sabinas, NE de México. *XVII Consejo Anual de la AIPM, Cancun Quintana, Roo. México*. p.28-37.
- Martínez, L., Camacho-Ortega, L.F., Piedad-Sánchez, N., et al. (2009): Origin and Occurrence of TRS-BSR and CO₂ in Pirineo Block, Sabinas basin, NE of Mexico; *Interaction water-rock- Hydrocarbon*. In redaction.
- Menetrier, C. (2005): Modélisation Thermique Appliquée aux Bassins Sédimentaires: Bassin de Paris (France) et Bassin de Sabinas (Mexique). *Thèse PhD. Université Henri POINCARÉ Nancy I, Faculté des Sciences, UMR CNRS G2R/7566, U.F.R.S.T.M.P. Ecole Doctorale RP2E, Vandœuvre les Nancy CEDEX, France*. 268 p.
- McKee, J.W., Jones, N.W., y Anderson, T.H. (1988): Las Delicias basin: A record of late Paleozoic arc volcanism in northeastern Mexico. *Geology*, v. 16, p. 37-40.

- Michalzik, D. y Schumann, D. (1994): Lithofacies relation and palaeoecology of a Late Jurassic to Early Cretaceous fan delta to shelf depositional system in the Sierra Madre Oriental of north-east Mexico. *Sedimentology*, v. 41, p. 463-477.
- Miller, N. F. (1941). *J. Phys. Chem.* 45, 1025.
- Mort A., (2004), Mécanismes de formation et évolution des pyrobitumes dans les réservoirs pétroliers : cas naturels et approches expérimentales. *Université d'ORLÉANS*.
- Morrow N. R. (1991). Introduction to interfacial phenomena in oil recovery. *Interfacial Phenomena in Petroleum Recovery*, Surfactant science series, Ed. Morrow N.R, Marcel Dekker, New-York, vol. 36, cap.1, 1-21.
- Oloriz, F., Villaseñor, A.B., y Gonzalez-Arreola, C. (2003): Major lithostratigraphic units in landoutcrops of north-central México and the subsurface along the Northern rim of Gulf of Mexico Basin (Upper Jurassic – Lowermost Cretaceous): a proposal for correlation of tectono-eustatic sequences. *Journal of South American Earth Sciences*, v 16, p. 119-142.
- Ong A., (2013): Réservoirs silicoclastiques très enfouis : Caractérisation diagénétique et modélisation appliquées aux champs pétroliers du Viking Graben (Mer du Nord). *Thèse PhD. Université de Lorraine, UMR Georessources. Ecole Doctorale RP2E, Vandoeuvre les Nancy CEDEX, France*.
- Ottewill, R., H. (1957). Private communication; see also A. M. Gaudin, *Flotation*, McGraw-Hill, New York, 1957, p. 163.
- Padilla et Sánchez, R.J., (1986): Post-Paleozoic tectonics of northeast Mexico and its role in the evolution of the Gulf of Mexico: *Geofísica Internacional*, v. 25, no. 1, p. 157-206.
- Padilla et Sánchez, R.J., (1982): Geologic evolution of the Sierra Madre Oriental between Linares, Concepción del Oro, Saltillo and Monterrey, México: *University of Texas at Austin, Ph.D. Dissertation*, 217 p.
- Padilla et Sánchez, R.J., (2007): Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto del Golfo de México, *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tom LIX, N° 1*, p. 19-42.
- Pepper A. S., Corvit, P. J., (1995): Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*. 1995, Vol. 12, No. 3, pp. 291-319.
- Pepper, A. S., DODDT, T. A., (1995): Simple kinetic models of petroleum formation. Part II: oil-gas cracking. *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 12, No. 3, pp. 321-340.

- Peters, K.E., Walters, C.C., y Moldowan, M. (2007): *The Biomarker Guide, v 1, Cambridge University press, Cambridge UK*, v 1, 471 p. ISBN: 0-521-78697-5.
- Piedad-Sánchez, N., Menetriers, C., Camacho-Ortegon, L.F., (2009): Thermal history of polyphasic (rift-postrift and foreland stage) Sabinas-Piedras Negras Basin (Northeastern Mexico). Insights from 1D modelling. *Accepted in Geological Acta*.
- Piedad-Sánchez, N. (2004): Prospection des Hydrocarbures par une approche intégrée de pétrographie, géochimie et modélisation de la transformation de la matière organique: Analyse et reconstruction de l'histoire thermique des Bassins Carbonifère Central des Asturies (Espagne) et Sabinas – Piedras Negras (Coahuila, Mexique). *Thèse PhD. Université Henri POINCARÉ Nancy I, Faculté des Sciences, UMR CNRS G2R/7566, Ecole Doctoral RP2E, Vandoeuvre les Nancy CEDEX, France*. 256 p.
- Piedad-Sánchez, N., Martínez, L., Gallardo-García, J.C., Camacho-Ortegon, L.F., et al. (2007): Estudio geoquímico de microscopía y modelación numérica para determinar el origen, la distribución y las formaciones geológicas productoras del gas anhídrido carbónico (CO₂) presente en el área de Minero-Florida del Bloque Pirineo de la Cuenca de Sabinas, México. *Informe final, Universidad Autónoma de Coahuila, Nueva Rosita, Coahuila de Zaragoza, México*, 60 p. 265
- Piedad-Sánchez, N., Menetriers, C., Camacho-Ortegon, L.F., et al. (2009) : Thermal history of polyphasic (rift-postrift and foreland stage) Sabinas-Piedras Negras Basin (Northeastern Mexico). Insights from 1D modelling. *Accepted in Geological Acta*.
- Quigley T. M., Mackenzie A.S. (1988): Principles of Geochemical Prospect Appraisal. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1988, Vol. 72, No. 4, pp. 399-415.
- Rao D. N. (2002). Measurements of dynamic contact angles in solid-liquid systems at elevated pressures and temperatures. *Journal of Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 206: 203-216.
- Raza, S.H., Treiber, L.E., Archer, D.L. (1968). Wettability of Reservoir Rocks and Evaluation. *Production Monthly* (April 1968), 32, n°4, 2-7.
- Robeck, R.C., Pesquera, R.V., et Ulloa, S.A. (1960): Geología y depósitos de carbón en la región de Sabinas, Estado de Coahuila, in: ed. Sociedad Geología Mexicana, Libroto guiad de la excursión C3 del XX Congreso Geológico Internacional: Geología a lo largo de la Carretera entre el D.F. y Saltillo, Coahuila. Distritos mineros de Guanajuato y Avalos, Concepción del Oro y Mazapil, Zac. Minas de Carbón de Nva. Rosita y Coahuila., *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, v 23, p. 87-112.

- Roman-Ramos, J.R., y Holguin-Quiñones, N. (2001): Subsistemas Generadores de la Region Norte de Mexico, *Boletin de la Asociacion Mexicana de Geologos Petroleros*, N° 1-2, v. XLIX, p. 68-84.
- Rosanne R., M. Paszkuta, E. Tevissen, P.M. Adler, (2003): Thermodiffusion in compact clays *Journal of Colloid and Interface Science* 267 194–203.
- Rueda-Gaxiola, J. (1998): El origen del Golfo de México y de sus subcuencas petroleras mexicanas, con base en la palinoestratigrafía de Lechos Rojos. *Revista Mexicana de Ciencias Geologicas*, v. 15, N°. 1, p. 78-86.
- Santamaria-Orozco D. M., Amezcua M. A., (2009): Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis: revisión sobre el conocimiento actual. *Sociedad Geológica Mexicana A.C.* 2009, Vol. 61, No 3, pp. 353-366.
- Smith, C.I. (1981): Review of the geologic setting, stratigraphy and facies distribution of the Lower Cretaceous in northern Mexico, in Lower Cretaceous stratigraphy and structure, northern Mexico. *West Texas Geological Society, Field Trip Guidebook* 81-74, p. 1-27.
- Salvador, A. (1987): Late Triassic–Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico Basin: *AAPG Bulletin*, v. 71, p 419–451.
- Salvador, A., (1991a): The Gulf of Mexico Basin: Geological *Society of America, The geology of North America*, v. J, 568 p.267.
- Salvador, A., (1991b): Triassic-Jurassic, in A. Salvador, ed., The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America, v. J, p. 131-180.
- Salvador, A., et Green, A. (1980): Opening of the Caribbean Tethys (Origin and development of the Caribbean and the Gulf of Mexico), en Auboin, J., et al. (eds.), *Géologie des chaînes alpines issues de la Téthys, Bureau de Recherche Géologique et Minière, Mémoires*, v. 115, p. 224-229
- Salvador, A. (1987): Late Triassic–Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico Basin
- Santamaria-Orozco, D. (1990): Ambientes sedimentarios de las rocas del Cretácico Superior en la Cuenca Carbonífera de Sabinas, Estado de Coahuila, México. *Bachelor or Master Dissertation. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, Mexico*, D.F. 72 p.
- Sellards, E.H., Adkins W.S., y Plummer, F.B. (1932): The Geology of Texas vol. I Stratigraphy, *The University of Texas Bulletin*, 5th printing, No. 3232, p. 1007.
- Stephenson, L.W. (1927): Notes on the stratigraphy of Upper Cretaceous formation of Texas and Arkansas: *AAPG Bull.*, v. II, N°. 1, p. 1-17.

- Sweeney J.J., et Burnham A.K. (1990): Evaluation of simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics: *AAPG Bulletin*, v. 74, p. 1559-1570.
- Tardy, M. (1972): Sobre la estratigrafía de la Sierra Madre Oriental en el sector de Parras, Coahuila: Distinción de las series coahuilense y parrense. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 1972, v 33, p. 51-70.
- Tinker, S.W. (1985): Lithostratigraphy and biostratigraphy of the Aptian La Peña formation, northeast Mexico and south Texas: [M. S. Thesis]: *An Arbor, University of Michigan*, 63 p.
- Tissot B. P., et al., (1987): Thermal History of Sedimentary Basins, Maturation Indices, and Kinetics of Oil and Gas Generation. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1987, Vol. 71, No 12, pp. 1445- 1466.
- Totino E., (1986): Séparation et caractérisation des macéraux du charbon. Université de Metz. *Thèse de doctorat*.P2-22.
- Tissot, B.P., y Welte D.H. (1978): Petroleum Formation and Occurrence: *A new Approach to Oil and Gas Exploration*. Ed. *Spring-Verlag Berlin Heidelberg*, ISBN 3-540-08698-6 / 0-387-08698-6. 243 p.
- Ungerer P., (1989): State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and expulsion. *Org. Geochem.* 1989, Vol. 16, Nos. 1-3, pp. 1-25.
- Vanderbroucke M. et al., (1999): Kinetic modelling of petroleum formation and cracking implications from the high pressure/high temperature Wgin Field (UK, North Sea). *Organic Geochemistry*. 1999, Vol. 30 pp. 1105-1125.
- Van der Zwaan, G.J., Jorissen, F.J. and Stigter, H.C. (1990): The depth dependency of planktonic/benthonic foraminiferal ratios: constraints and applications. *Marine Geology*, v. 95, p. 1-16.
- Van Oss, C. J., Giese, R. F., Li, Z., Murphy, K., Norris, J., Chaudhury, M.K., Good, R.J (1992). *J. Adhesion Sci. Tech.* 6, 413.
- Verdugo, D.F., y Ariciaga, M.C. (1985): Informe geológico de la cuenca Fuentes – Río Escondido, Coahuila. In: Salas G. ed., *Geología Económica de México, Fondo de Cultura Económica de México*, p. 143-170.
- Vially et al., (2012) : Les hydrocarbures non conventionnels : évolution ou révolution ?. *Panorama 2012. IFP Energies Nouvelles*
- Vially R. , Maisonnier G. Rouaud. T., (2013) : Hydrocarbures de roche-mère. Rapport IFPEN 62 729. *IFP Energies Nouvelles*.

- Vinet, M.J. (1975): Geology of the Sierra of Balauartes and Sierra de Pajaros Azules: New Orleans, Louisiana, EUA, Louisiana State University, *PhD. Thesis Dissertation*, 124 p.
- White, L. R. (1982). *J. Colloid Interface Sci.* 90, 536.
- Williams, G.D., y Stelck, C.R. (1975): Speculations on the Cretaceous paleogeography of North America, in *The Cretaceous System in the Western Interior of North America: Geol. Assoc. Canada Spec. Paper* 12, p. 1-20.
- Wilson, J.L., y Selvius, D.B., (1984): Early Cretaceous in the Monterrey-Salttillo Area of Northern Mexico. Field Guide. *Sponsored and Published by the Gulf Coast Section, Society*, p. 28-42.
- Wilson, J.L., (1990): Basement structural controls on Mesozoic carbonates facies in northeastern Mexico: A review, en Tucker, M.E., Wilson, J.L., Crevello, P.D., Sarg, J.R., Read, J.F. (eds.), *Carbonate platforms, facies, sequences and evolution: International Association of Sedimentologists, Special Publication*, v. 9, p. 235-255.
- Wilson, J.L., et Piali, G., (1977): A Lower Cretaceous shelf margin in Northern Mexico, en *Cretaceous carbonates of Texas and Mexico: Applications to subsurface exploration: Austin, Texas, EUA, The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Report of Investigations*, 89, p. 286-298.
- Winker, C.D., y Buffler, R.T., (1988): Paleogeographic evolution of early deep-water Gulf of Mexico and margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean): *AAPG Bulletin*, v. 72, p. 318-346.
- Wirth, W., Storp, S., Jacobsen, W. (1991). *Pest. Sci.* 33, 411.
- Wuillemain J., (2003): Traitement et interprétation des lignes sismiques du bassin de Sabinas (Mexique). Rapport de Master 2. *Université Henri Poincaré, Faculté des Sciences, UMR7566-G2R – CNRS / UHP / CREGU, Vandoeuvre les Nancy, France.* 85 p.
- Young, T. (1805). *Phil. Trans. Roy, Soc.* 95, 65.
- Zamorano-Herrero M., (2008) : Étude des inclusions fluides à huile du Bassin de Sabinas, NE du Mexique, *Master dissertation, Master 2 GGC - Programme Erasmus, UHP (France) – UCM (Espagne).* Vandoeuvre les Nancy.
- Zhang, N., Yang, W J. (1982). Natural convection in evaporating minute drops. *ASME J Heat Transfer.* 104: 656-62.

- Zhang N., Chao D. F., (2002). A new laser shadowgraphy method for measurements of dynamic contact angle and simultaneous flow visualization in a sessile drop. *Optics & Laser Technology*. 34: 234-248.
- Zhang, N., Chao, D. F., (2000). Effect of evaporating/condensation on spreading and contact angle of a volatile drop. In: Wang BX, editor. *Heat Transfer science and technology*. Beijing: Higher Education Press, p. 367-72.
- Zhou Y., Littke R., (1999): Numerical simulation of the thermal maturation, oil generation and migration in the Songliao Basin, Northeastern China. *Marine and Petroleum Geology*. 1999, Vol. 16 pp. 771-792.
- Zisman W. A., (1964). Relation of Equilibrium Contact Angle to Liquid and Solid Constitution, *Advances in Chemistry Series No. 43*, American Chemical Society, Washington DC, 1964 Chapitre 1.

VIII. ANNEXES

VIII. ANNEXES :

Annexe 1

Définition des systèmes pétroliers conventionnels :

Après la transformation du kérogène en hydrocarbures, ces derniers migrent vers une roche poreuse et perméable (la roche réservoir) où ils sont piégés par un niveau imperméable ou « roche couverture », une barrière. Ces éléments forment ce qu'on appelle un système pétrolier classique dans lequel les hydrocarbures sont exploités, par la suite, après forage et perforation de la roche réservoir.

Définition des systèmes pétroliers non-conventionnels :

Dans ces gisements, après la transformation du kérogène, les hydrocarbures restent piégés dans la roche mère, et s'accumulent. Ce sont de très mauvais réservoirs formés de pétrole lourd ou extra lourd, ce qui rend leur exploitation très compliquée voire impossible. Pour exploiter ces gisements, il faut stimuler la roche encaissante (par fracturation hydraulique/chimique) de façon à les transformer en gisements conventionnels. De tels systèmes remplissent ensuite une roche réservoir où s'accumulent les hydrocarbures ayant migré après libération par fracturation.

Les gisements non-conventionnels subissent parfois une stimulation naturelle comme dans le cas du bassin de Sabinas (Mexique) qui a subi une fracturation naturelle de la roche mère lors de l'évolution tectonique et s'est transformé en système conventionnel.

Ces deux types de systèmes peuvent donc coexister dans un même bassin sédimentaire, comme c'est le cas dans le bassin de Paris, où la roche mère liasique a généré des hydrocarbures liquides qui se sont accumulés dans les roches mères-réservoirs du Trias et du Dogger. Cette même roche mère-réservoir est immature dans la bordure orientale et mature dans la partie centrale du bassin de Paris.

1. Les réservoirs d'huiles non-conventionnels: une classification peut être établie selon la roche encaissante des hydrocarbures d'après Roland Vially (IFPEN, 2013, Figure a).



Figure a- Différents types d'hydrocarbures non-conventionnels ;(A): Pétrole lourd; (B): Sables bitumineux; (C): Schistes bitumineux; (D): Gaz de schistes de la Fontaine Ardente (Isère). Roland Vially, IFPEN, 2012.

a. Hydrocarbures non-conventionnels dans les roches rservoirs :

- Les pétroles de réservoirs compacts (tight oils): ce sont des hydrocarbures liquides contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables. Ces réservoirs nécessitent la stimulation depuis le début de la production comme les puits horizontaux et la fracturation hydraulique.

- Les pétroles lourds et extra-lourds : ce sont des hydrocarbures très denses et très visqueux, il s'agit en général de réservoirs conventionnels anciens altérés par une intense activité bactérienne. Ces réservoirs nécessitent aussi des forages horizontaux et parfois même une injection de vapeur pour augmenter la température et ainsi diminuer la viscosité de ces huiles qui seront par la suite extraites grâce à un deuxième forage horizontal (Canada et Venezuela).

- Les sables bitumineux : ce sont des sables mélangés à des hydrocarbures très visqueux (voire solides). A cause des mouvements tectoniques et de l'érosion, le gisement s'est déplacé en surface, impliquant une très forte activité bactérienne, ce qui donne aux hydrocarbures un aspect pâteux. Ces gisements sont exploités en mines ou en carrières, et nécessitent un traitement sur place, ensuite les hydrocarbures sont envoyés vers une raffinerie (état de l'Alberta, Canada).

b. Hydrocarbures non-conventionnels dans la roche mère :

- Les schistes bitumineux (Oil shales): ce sont des roches mères qui n'ont pas été suffisamment enfouies pour que le kérogène se transforme en hydrocarbures (faible régime thermique). Cette transformation se fait artificiellement en les chauffant à 450°C, on obtient ainsi l'huile. Ce processus n'est pas très rentable du fait qu'une importante quantité d'énergie

est nécessaire pour chauffer la roche. Pour cette raison, ce pétrole est aussi appelé « pétrole de guerre » car il ne s'est révélé rentable qu'en période de conflit avec un pays producteur.

- Le pétrole de schistes: il s'agit de roches mères très peu poreuses et imperméables qui, après la transformation de la matière organique en hydrocarbures, gardent ces derniers piégés. Les techniques utilisées pour augmenter artificiellement la perméabilité de la roche et extraire ces hydrocarbures sont les forages horizontaux et la fracturation hydraulique (exemple du bassin de Williston à la frontière entre les états Unis et le Canada).

2. Les réservoirs gazeux non-conventionnels :

a. Dans la roche réservoir :

- Les gaz des réservoirs compacts : ce sont des réservoirs très compacts, très peu poreux et très peu perméables, dans lesquels sont piégés des gaz qui seront exploités grâce à la fracturation hydraulique.

b. Dans la roche mère :

- Le gaz de houille (coalbed methane/ CBM): il s'agit du gaz naturel absorbé dans les charbons qui sont soit trop profonds soit de très mauvaise qualité pour être exploités en mines, la majeure partie du méthane est adsorbé sur le charbon et l'autre partie est présente dans les fractures naturelles. Cette adsorption dépend du rang et de la nature du charbon et l'extraction de ce méthane adsorbé se fait sous des conditions de baisse de pression (dépressurisation), en pompant l'eau interstitielle préexistante dans les microfractures (clats) du charbon.

Il existe un autre type de méthane dit « CMM » ou « coal mine methane » : il est exploité à partir des mines de charbon actives ou abandonnées, et permet de diminuer l'effet de ce qu'on appelle « le grisou » que tous les mineurs redoutent.

- Le gaz de schistes : il s'agit de gaz présent dans des roches argileuses très riches en matière organique et suffisamment enfouies. Une grande partie de ce gaz reste piégée si bien que la fracturation hydraulique est nécessaire pour extraire ce gaz.

c. Les hydrates de méthane : il s'agit d'un mélange d'eau et de méthane consolidé sous forme de glace sous certaines conditions de température et de pression (la glace qui brûle).

Les différentes méthodes d'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels d'après Roland Vially (IFPN, 2012) sont présentées dans le Tableau a suivant :

Hydrocarbures non conventionnels	Méthodes de production	Recherches & développements
- Sables bitumineux (pétrole) - Schistes bitumineux (pétrole)	Carrières	Réduction de l'empreinte environnementale des techniques d'extraction Empreintes au sol Émissions de gaz à effet de serre (ACV) Cycle de l'eau Nuisances liées à l'activité de production
- Coal-mine méthane (gaz) - Schistes bitumineux (pétrole)	Mines	
- Coalbed méthane (gaz) - Sables bitumineux (pétrole) - Huiles lourdes et extralourdes (pétrole) - Hydrates de méthane (gaz) - Pétrole de schistes (pétrole) - Gaz de schistes (gaz) - Pétrole et gaz de réservoirs compacts (pétrole, gaz)	Forages complexes + Fracturation hydraulique	

Tableau a- Les différentes méthodes d'exploration des systèmes non-conventionnels (Roland Vially, 2012)

Annexe 2

Groupe macéral	Macéral	Origine
Vitrinite (Huminite)	Telinite	Tissus cellulaires
	Collinite	Tissus gélifiés amorphes
	Corpocollinite	Remplissage de cellules
	Vitrodétrinite	Fragments dégradés (précoce)
Exinite (Liptinite)	Sporinite	Spores, pollens
	Cutinite	Cuticules
	Subérinite	Écorces
	Fluorinite	Huiles végétales
	Résinite	Résines, latex, cires
	Alginite	Algues
	Bituminite	Résidus amorphes
	Chlorophyllinite	Chlorophylle
	Liptodétrinite	Fragments non-identifiables
	Exudatinite	Exudats secondaires
Inertinite	Fusinite	Tissus cellulaires carbonisés
	Semifusinite	Tissus partiellement carbonisés
	Sclérotinite	Champignons
	Macritinite	Gel amorphe oxydé
	Inertodétrinite	Fragments remaniés
	Micrinite	Résidus de dégradation de l'exinite

(Bordenave, 1993)

Annexe 3

Les principaux problèmes rencontrés lors de leur réalisation sont :

- La température des échantillons pendant leur collage qui ne doit pas excéder les 80°C
- La colle utilisée doit pouvoir se dissoudre à basse température afin de décoller l'échantillon.

a. Préparation :

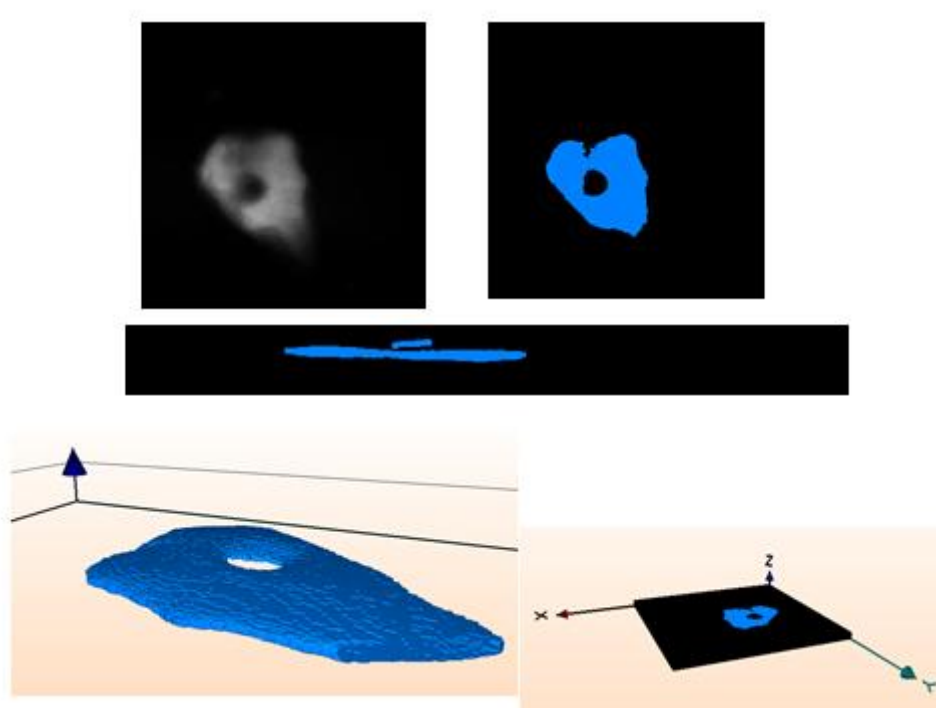
1. Le sciage de l'échantillon : le sciage de la roche s'effectue à la scie diamantée et sous eau courante pour réaliser un échantillon appelé « sucre ».
2. Rodage du sucre : le polissage de l'échantillon se fait sur un lapidaire en utilisant du carbure de silicium de granulométries décroissantes, 30µm puis 12µm dans un premier temps. Pour obtenir une surface pré polie un « glaçage » sur plaque de verre à l'abrasif 3µm est conseillé. La finition s'effectue sur drap de polissage à l'oxyde de chrome 3.
3. Le collage à basse température : la lame de verre est dépolie pour une meilleure adhérence, l'échantillon est mis à chauffer sur platine à ~70/80°,Cependant au moins 15 minutes. La colle utilisée pour fixer l'échantillon est ici un mélange de colophane/paraffine qui permettra le décollage de la préparation ultérieurement à basse température.La lame est chauffée et de la résine est déposée dessus ainsi que l'échantillon, on applique fortement l'ensemble pour chasser les bulles d'air. Les échantillons sont ensuite retirés de la platine et mis à refroidir sur un marbre.
4. Le second sciage : l'échantillon à cet instant a une épaisseur de 1 cm. Une scie diamantée de précision est utilisée pour amincir l'échantillon à ~150µm.
Le contrôle de l'épaisseur avant polissage se fait en utilisant un micromètre. Après nettoyage sous eau la lame doit être polie afin de pouvoir être étudiée. Le polissage s'effectue sur un drap de billard à l'oxyde de chrome 3.
5. Décollage et nettoyage des lames épaisses : cette étape est très délicate, le décollage de l'échantillon d'une épaisseur de 150 à 200µm. La lame est remise à chauffer à 70/80°C le temps de re-liquéfier la résine. Avec une pince coudée, on pousse délicatement l'échantillon jusqu'à le faire sortir de son support.
On met ensuite l'échantillon dans du xylène ou de l'alcool pendant un temps minimum de 20mn.

Dans notre cas, la lame épaisse est utilisée dans l'étude de la méthode de la goutte sessile.

Annexe 4



Image traitée au Visilog-6 d'une goutte d'huile du bassin de Cardenas



Reconstitution 3D d'une inclusion de fluide (carbonates du bassin de Cardenas) au Visilog-6

Annexe 5

institut de physique du globe de Strasbourg					institut de physique du globe de Strasbourg				
AutoPore IV (Serial: 825 Port: 2/1 Page 1					AutoPore IV (Serial: 825 Port: 2/1 Page 1				
Sample ID: C434N5F96					Sample ID: C434N5F96				
Operator: yv					Operator: yv				
Submitter: calcaire mexicain					Submitter: calcaire mexicain				
File: C:\9500\DATA\000-782.SMP					File: C:\9500\DATA\000-782.SMP				
LP Analysis 03/03/2011 9: Sample Weig 5.1000 g					LP Analysis 03/03/2011 9: Sample Weig 5.1000 g				
HP Analysis 04/03/2011 1: Correction Ty Formula					HP Analysis 04/03/2011 1: Correction Ty Formula				
Report Time: 08/03/2011 1: Show Neg. In No					Report Time: 08/03/2011 1: Show Neg. In No				
Summary Report					Tabular Report				
Penetrometer parameters									
Penetrometer #s/n - (09) 5 Bulb, 1.131 Stem, Solid									
Pen. Const: 22.065 $\mu\text{L/pF}$					Pressure 0.00395857 315.014975 1.9608E-31				
Stem Volume: 1.1310 mL					Pore Diam 0.0046032 270.90075 0.00038688				
Pen. Volume: 6.8500 mL					Cumulative I 0.00536191 232.568375 0.00142614				
Pen. Weight: 60.2800 g					dV/dD Pore 0.00674143 184.97715 0.00308744				
Max. Head P: 0.030682 MPa					dV/dlogD P 0.00815861 152.845975 0.00383085				
Assembly W: 130.9900 g					0.00958409 130.112513 0.00425566				
					0.01106496 112.69905 0.00443772				
					0.01275848 97.7396938 0.00456668				
Hg Parameters					0.01472171 84.705525 0.00465771				
					0.01703549 73.2007125 0.00473357				
Adv. Contact: 130.000 degrees					0.01974524 63.1549625 0.00480943				
Hg Surface T: 485.000 dynes/cm					0.02291077 54.4289813 0.00487777				
					0.02660353 46.8738688 0.00494597				
					0.03135957 39.7648969 0.00499908				
User Parameters					0.03658359 34.0866031 0.00505218				
					0.04253584 29.3166906 0.00511286				
Param 1: 0.000 Param 2: 0.000 Param 3: 0.000					0.04954753 25.1679594 0.00516596				
					0.05789886 21.5377328 0.0055756				
					0.06752172 18.4682828 0.00562112				
Low Pressure:					0.07874285 15.8364875 0.00570456				
					0.09196043 13.5602906 0.00581076				
Evacuation P: 100 μmHg					0.10733341 11.6180992 0.00587145				
Evacuation Ti: 5 mins					0.12529375 9.95269219 0.00600041				
Mercury Filling: 0.0040 MPa					0.14683165 8.49278828 0.00609144				
Equilibration: 20 secs					0.17131688 7.27896797 0.00615971				
					0.19987589 6.23892227 0.00622798				
					0.24612389 5.06659531 0.00622798				
High Pressure:					0.31694791 3.93443242 0.00622798				
					0.40403964 3.08635605 0.00622798				
Equilibration: 60 secs					0.52161068 2.39069141 0.00636962				
					0.66789108 1.86708613 0.00636962				
					0.85355679 1.46095742 0.00636962				
Blank Correction by Formula					1.09149602 1.14247793 0.00636962				
(From Pressure 0.0007 to 413.6854 MPa)					1.39776575 0.89214531 0.00655344				
Intrusion Data Summary					1.78176655 0.6998729 0.00655344				
					2.27837022 0.54732554 0.00655344				
Total Intrusion: 0.0068 mL/g					2.91085981 0.42839927 0.00656084				
Total Pore Area: 0.014 m ² /g					3.71984891 0.3352314 0.00656084				
Median Pore: 173.8442 μm					4.74437681 0.26283962 0.00656084				
Median Pore: 0.1180 μm					6.05957738 0.2057916 0.00656084				
Average Pore: 1.9409 μm					7.73707882 0.16117325 0.00656084				
Apparent (sk): 2.5925 g/mL					9.87635898 0.12626213 0.00656084				
Porosity = 1.7385 %					12.6049557 0.09893015 0.00656084				
Stem Volume: 4 % ****					16.0894356 0.0775049 0.00677218				
					20.508416 0.0608048 0.00682474				

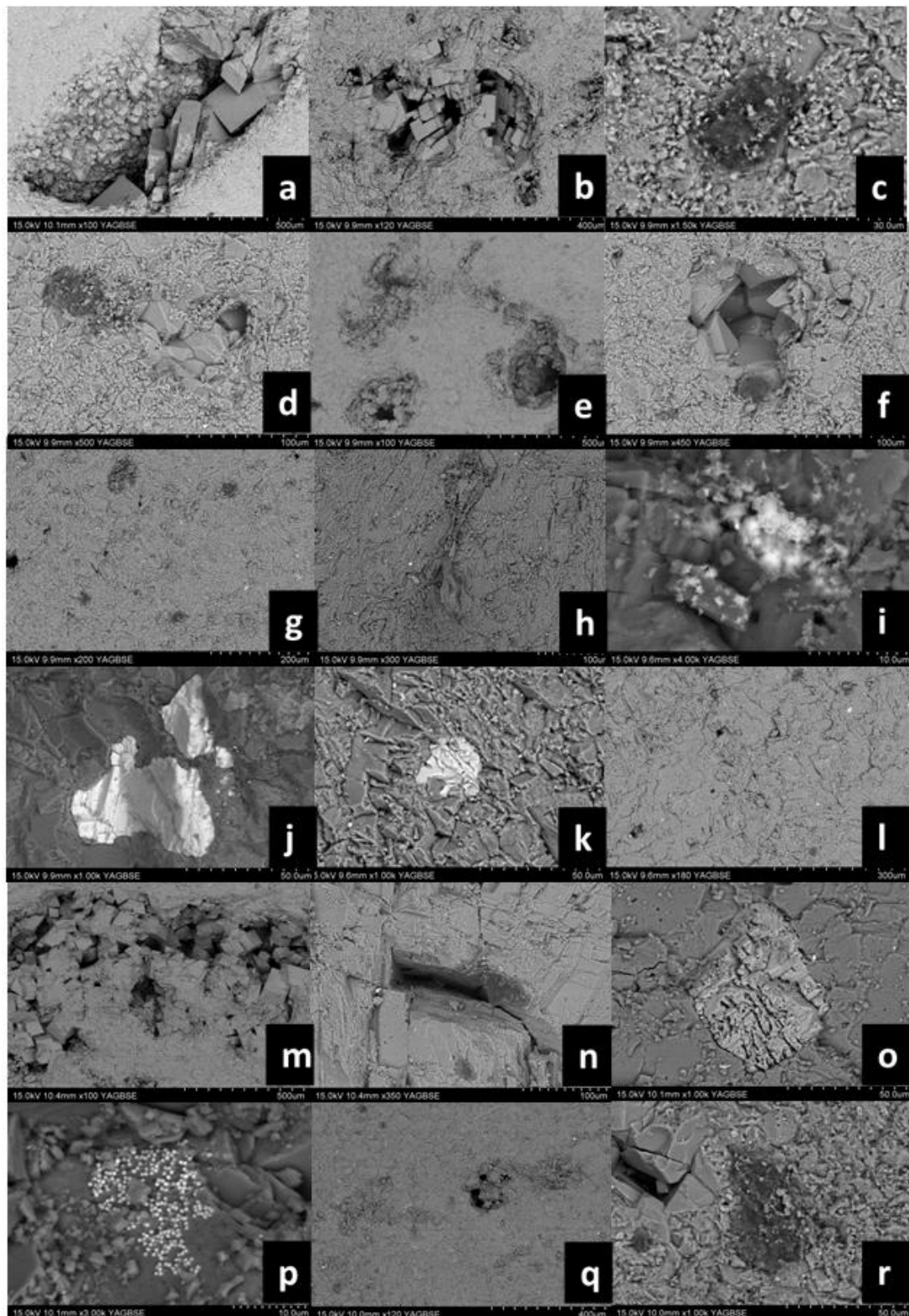
Exemple de tableau Excel des résultats de la méthode d'injection de mercure

Annexe 6

institut de physique du globe de Strasbourg				institut de physique du globe de Strasbourg				institut de physique du globe de Strasbourg			
AutoPore IV	Serial: 825	Port: 2/1	Page 1	AutoPore IV	Serial: 825	Port: 2/1	Page 1	AutoPore IV	Serial: 825	Port: 2/1	Page 1
Sample ID:	C434N5F96			Sample ID:	C434N5F96			Sample ID:	C434N5F96		
Operator:	yv			Operator:	yv			Operator:	yv		
Submitter:	calcaire mexicain			Submitter:	calcaire mexicain			Submitter:	calcaire mexicain		
File:	C:\9500\DATA\000-782.SMP			File:	C:\9500\DATA\000-782.SMP			File:	C:\9500\DATA\000-782.SMP		
LP Analysis	03/03/2011 9	Sample Weig	5.1000 g	LP Analysis	03/03/2011 9	Sample Weig	5.1000 g	LP Analysis	03/03/2011 9	Sample Weig	5.1000 g
HP Analysis	04/03/2011 1	Correction Ty	Formula	HP Analysis	04/03/2011 1	Correction Ty	Formula	HP Analysis	04/03/2011 1	Correction Ty	Formula
Report Time:	08/03/2011 1	Show Neg. In	No	Report Time:	08/03/2011 1	Show Neg. In	No	Report Time:	08/03/2011 1	Show Neg. In	No
Volume Scaling				Fractal Dimension In Backbone Formation Summary				Fractal Dimension In Percolation Region			
Volume, Predicted				Threshold Pre				Threshold Pre			
Pressure abo Volume (cm³/g)				Pressure Rar				Pressure Rar			
0.0002862 0.00142614				Fractal Dimer				Fractal Dimer			
0.00166572 0.00308744				RMS Error:				RMS Error:			
0.0030829 0.00383085				Fractal Dimension In Backbone Formation Region				Fractal Dimension In Percolation Region			
0.00450839 0.00425566				Volume, Predicted				Volume, Predicted			
0.00598925 0.00443772				Pressure (MF Volume (cm³)				Pressure (MF Volume (cm³)			
0.00768278 0.00456668				0.07874285 0.00587423				20.508416 0.00682474			
0.00964601 0.00465771				0.09196043 0.00590845				26.1980634 0.00682474			
0.01195979 0.00473357				0.10733341 0.00594274				33.4216848 0.00682474			
0.01466954 0.00480943				0.12529375 0.00597726				42.6322587 0.00682474			
0.01783507 0.00487777				0.14683165 0.00601286				54.4346216 0.00682474			
0.02152782 0.00494597				0.17131688 0.00604767							
0.02628387 0.00499908				0.19987589 0.00608268							
0.03150788 0.00505218				0.24612389 0.00613025							
0.03746014 0.00511286				0.31694791 0.00618857							
0.04447182 0.00516596				0.40403964 0.00624506							
0.05282316 0.0055756				0.52161068 0.00630506							
0.06244601 0.00562112				0.66789108 0.00636368							
0.07366714 0.00570456				0.85355679 0.00642238							
0.08688473 0.00581076				1.09149602 0.00648177							
0.1022577 0.00587145				1.39776575 0.00654206							
0.12021805 0.00600041				1.78176655 0.00660177							
0.14175594 0.00609144											
0.16624118 0.00615971											
0.19480018 0.00622798											
0.24104819 0.00622798											
0.31187221 0.00622798											
0.39896394 0.00622798											
0.51653498 0.00636962											
0.66281537 0.00636962											
0.84848108 0.00636962											
1.08642032 0.00636962											
1.39269004 0.00655344											
1.77669085 0.00655344											
2.27329452 0.00655344											
2.90578411 0.00656084											
3.71477321 0.00656084											
4.7393011 0.00656084											
6.05450167 0.00656084											
7.73200312 0.00656084											
9.87128327 0.00656084											
12.59988 0.00656084											
16.0843599 0.00677218											
20.5033403 0.00682474											
26.1929877 0.00682474											
33.4166091 0.00682474											
42.627183 0.00682474											
54.4295459 0.00682474											
69.4759963 0.00682474											
88.6710537 0.00682474											
113.158046 0.00682474											
144.41676 0.00682474											
184.320139 0.00682474											
219.975648 0.00682474											

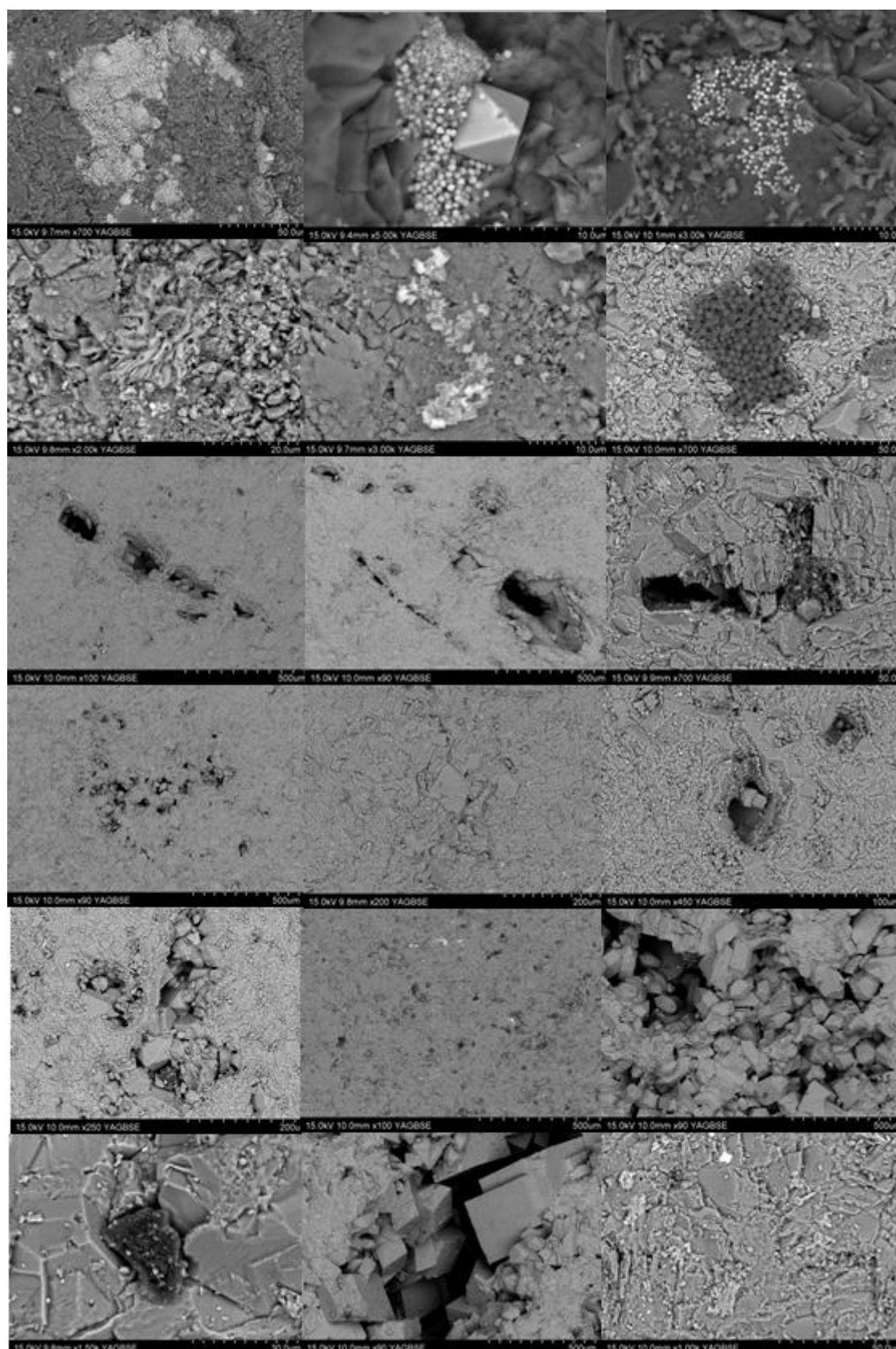
Exemple de tableau Excel des résultats de la méthode d'injection de mercure (suite)

Annexe 7



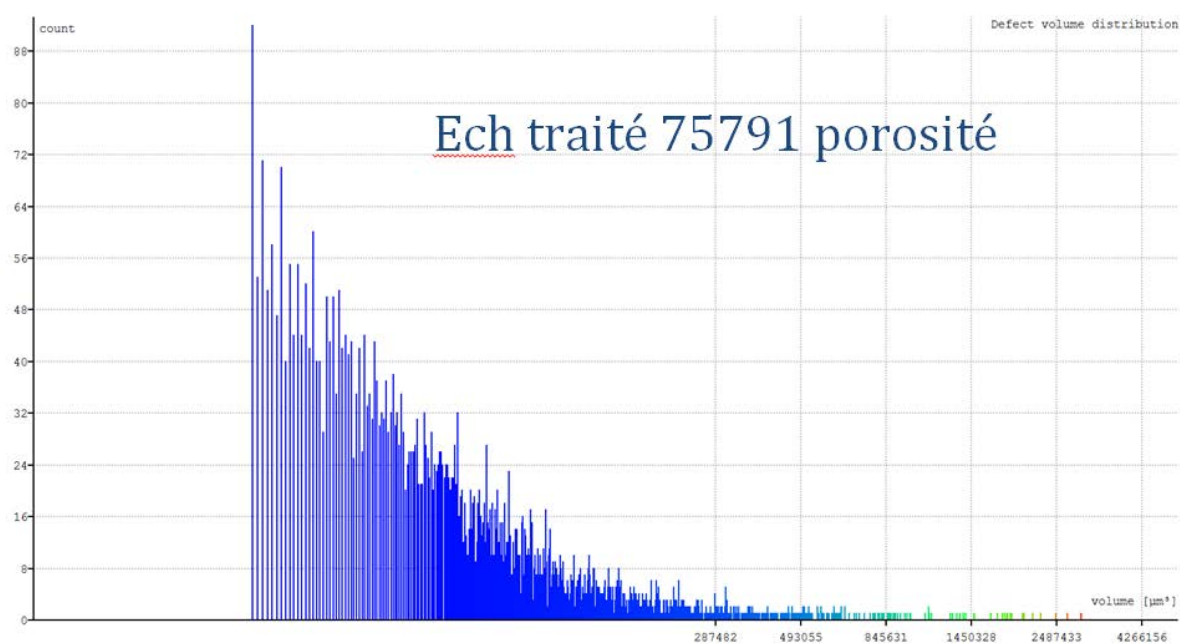
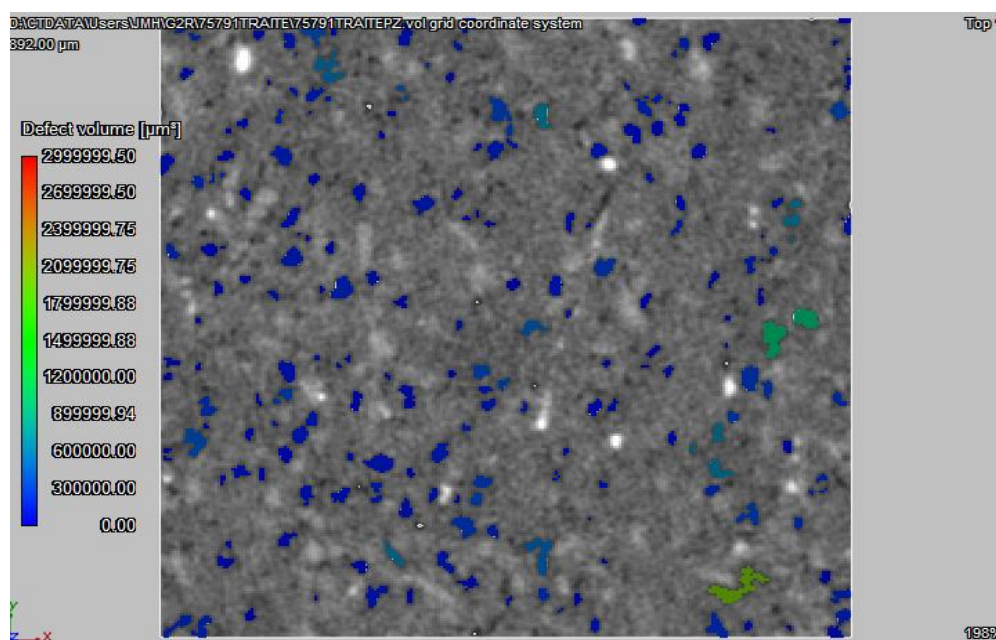
A,b,e,f,l,m,n,q)- porosité remplie de cristaux de calcite de dolomite et de quartz .c,d,f,g,h,r)-
matière organique p)-cube de sel, o)-anhydrite .j,k)-barytine.

Annexe 8

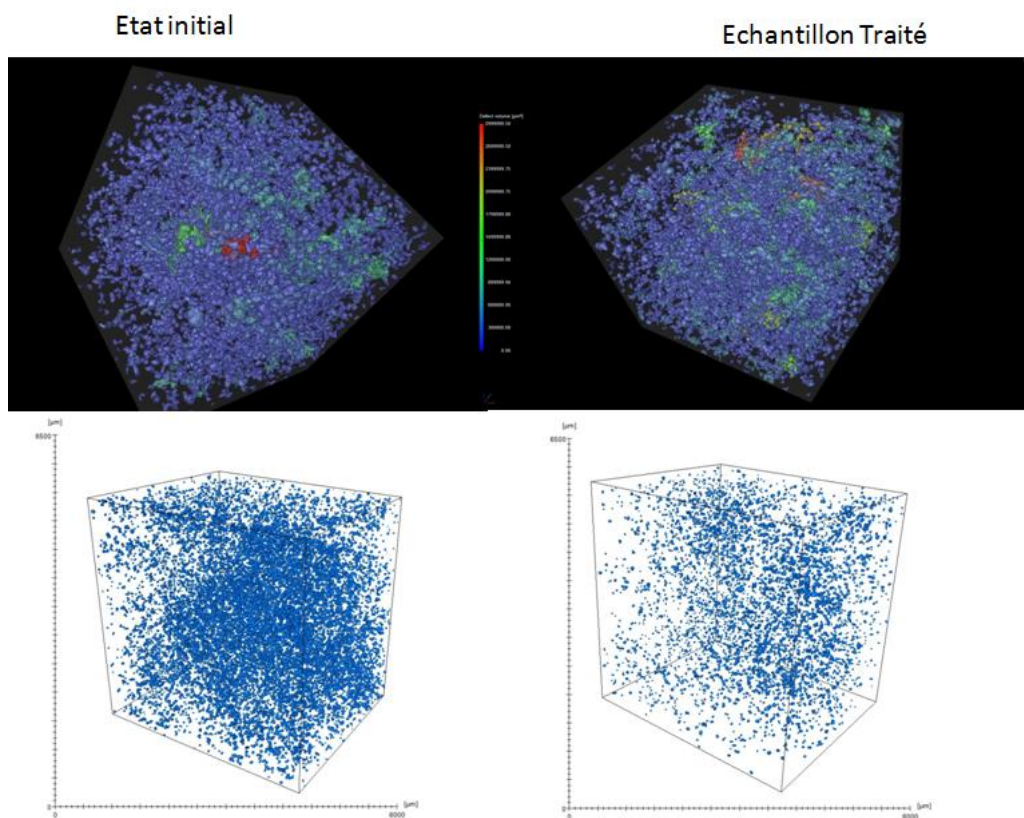
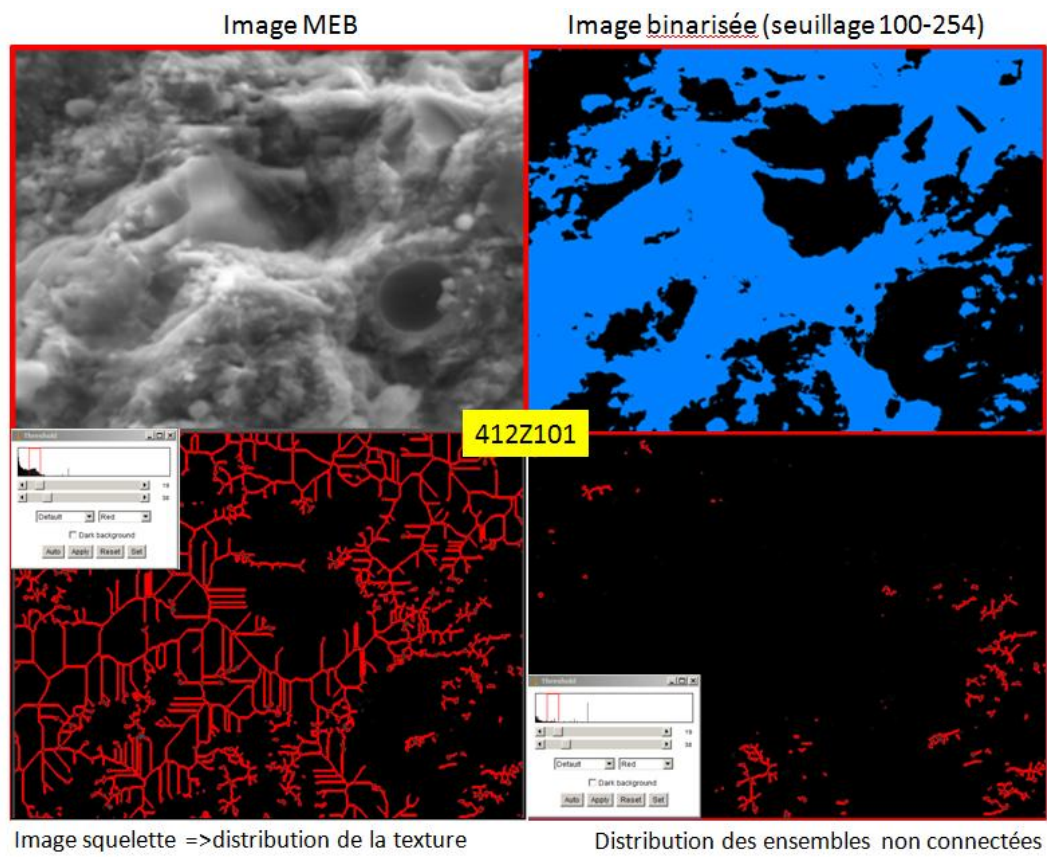


Annexe 9

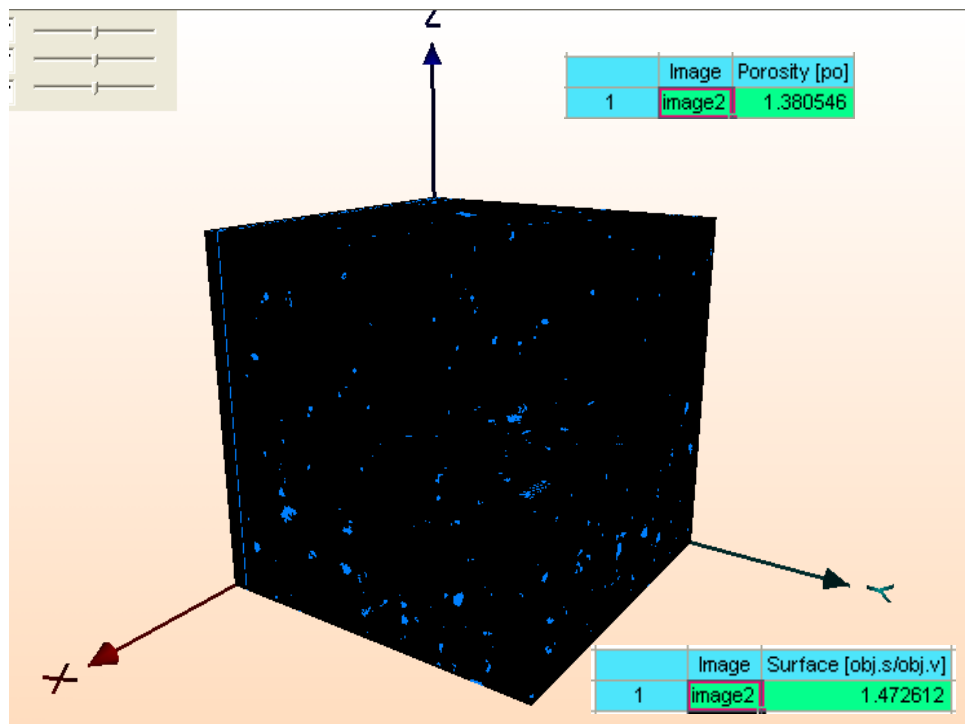
Echantillon Est103- 75791traité



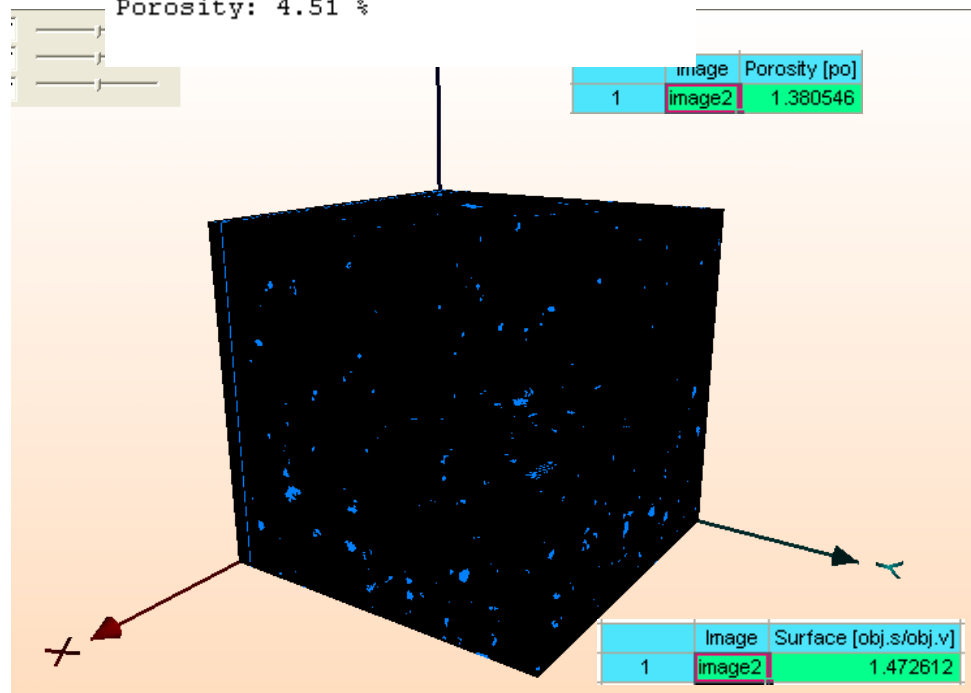
Annexe 10



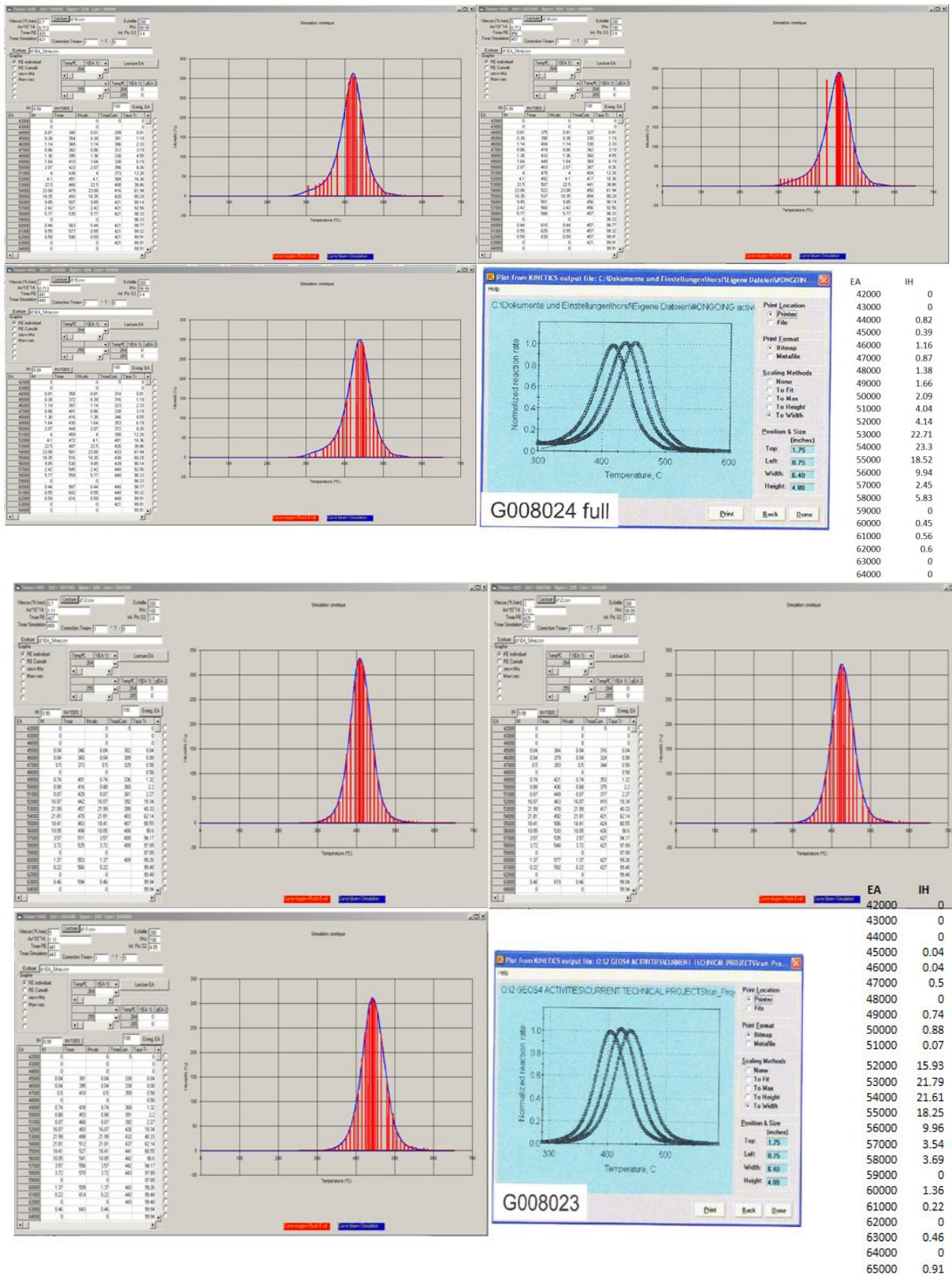
Annexe 11



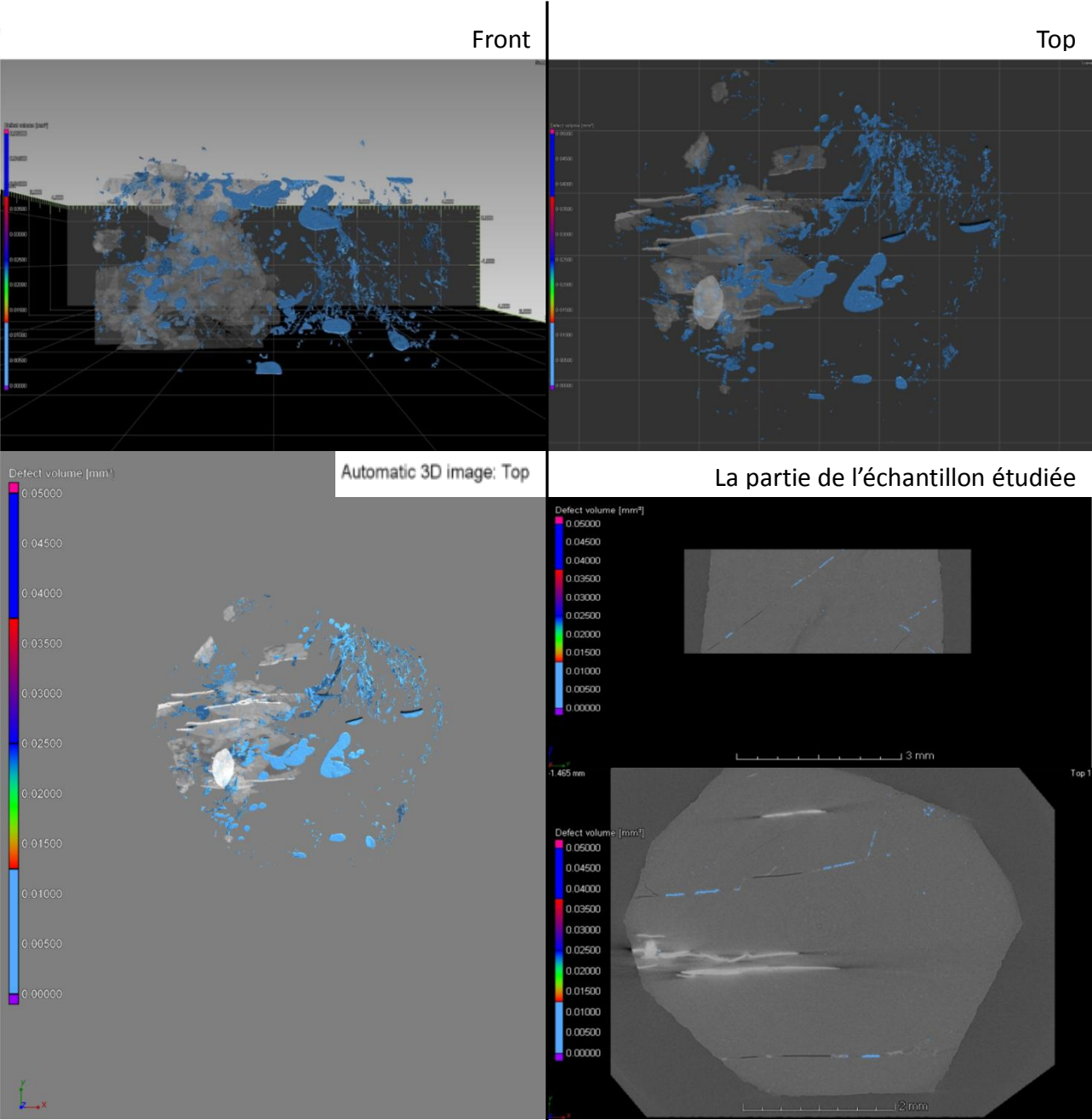
Sum Surface: $5.57e+09 \text{ Å}^2$
 Sum PX: n/a
 Sum PY: n/a
 Sum PZ: n/a
 Iso value: n/a (calibrated)
 Material volume: $6.25e+11 \text{ Å}^3$
 Defect volume: $2.95e+10 \text{ Å}^3$
 Porosity: 4.51 %



Annexe 12



Annexe 13

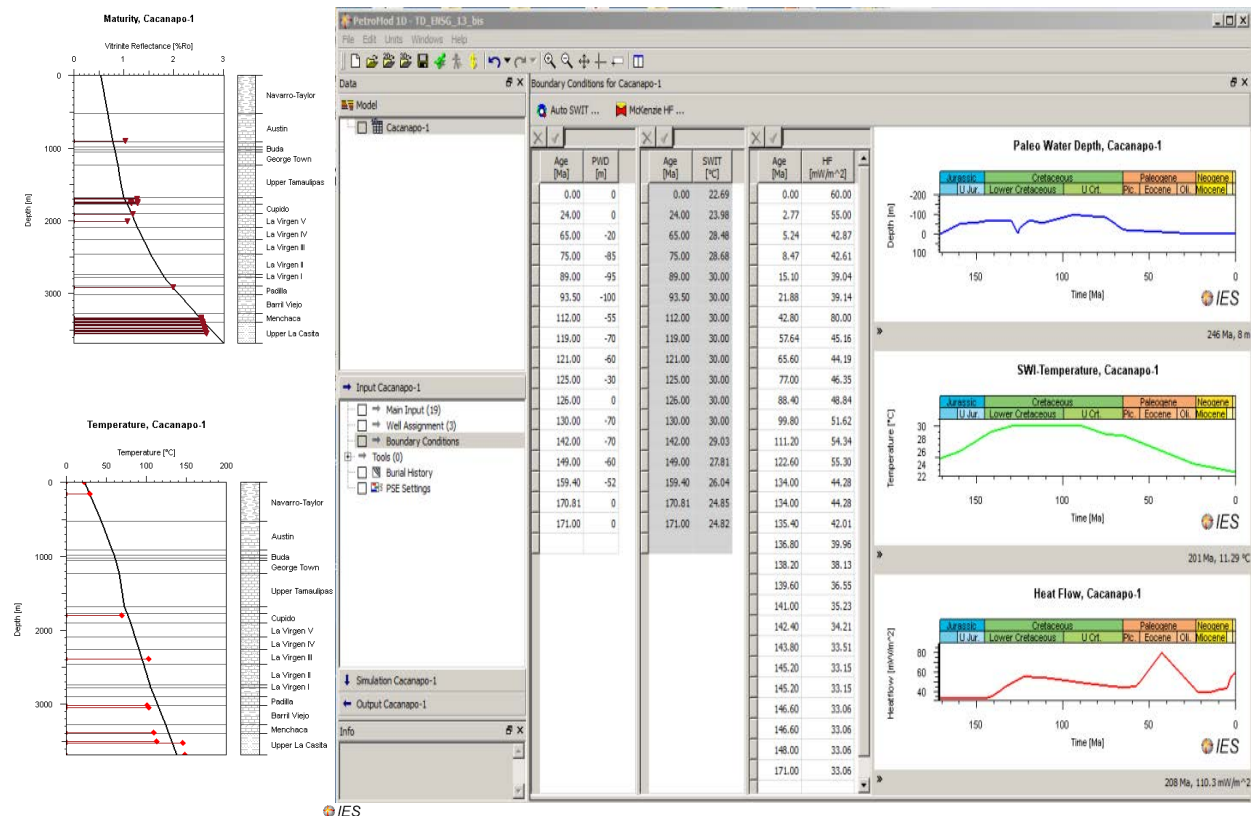


Annexe 14

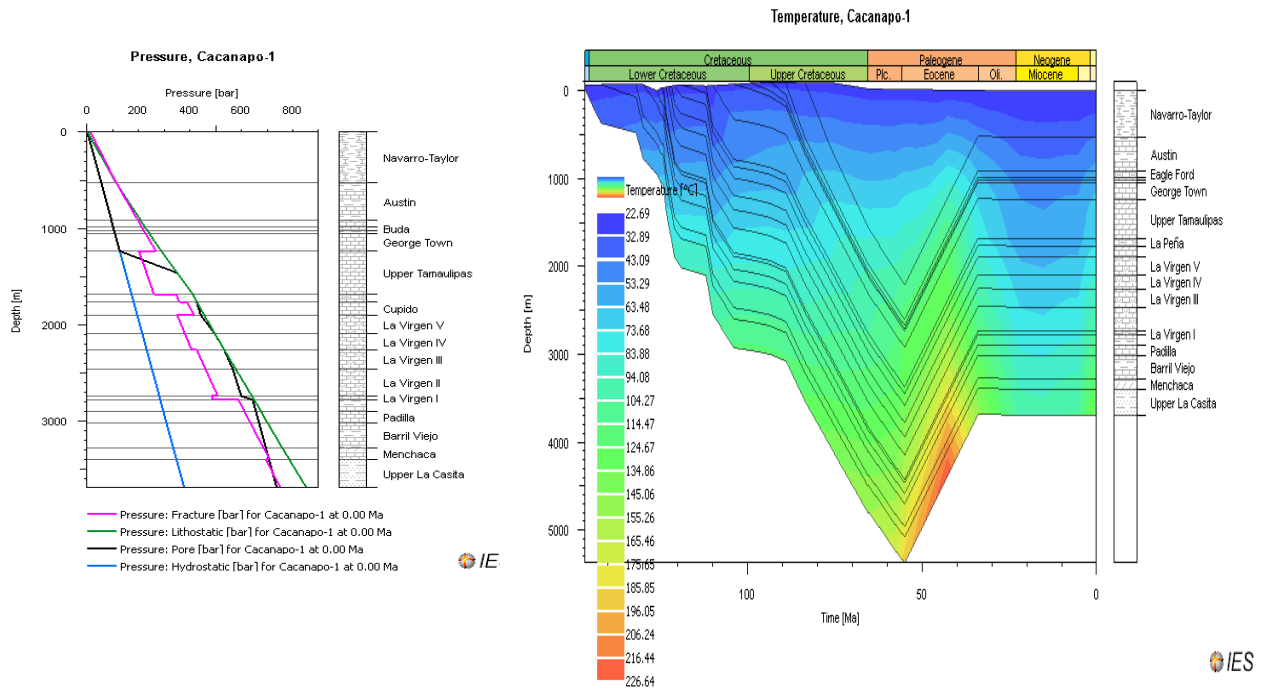
Modélisation puits Cacanapo 1

Main Input for Cacanapo-1													
													0.00
Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
Navarro-Taylor	0	524	524	1700	83.50	55.00	55.00	34.00	SB_NAVARRO_TAYLOR	None	0.00	none	0.00
Austin	524	915	391	0	89.00	83.50	0.00	0.00	SB_AUSTIN	None	0.00	none	0.00
Eagle Ford	915	985	70	0	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD	Source Rock	2.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Buda	985	1022	37	0	98.90	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA	Seal Rock	0.00	none	0.00
Del Rio	1022	1048	26	0	104.00	98.90	0.00	0.00	SB_DEL RIO	None	0.00	none	0.00
George Town	1048	1234	186	0	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN	None	0.00	none	0.00
Upper Tamaulipas	1234	1685	451	0	112.00	110.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAULIPAS	None	0.00	none	0.00
La Peña	1685	1765	80	0	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA	Source Rock	2.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Cupido	1765	1896	131	0	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO	Seal Rock	0.00	none	0.00
La Virgen V	1896	2094	198	0	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen IV	2094	2255	161	0	122.60	121.80	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M4	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen III	2255	2460	205	0	123.40	122.60	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M3	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen II	2460	2737	277	0	124.20	123.40	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M2	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen I	2737	2776	39	0	125.00	124.20	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M1	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Mula	2776	2896	120	0	126.00	125.00	0.00	0.00	SB_LA MULA	Seal Rock	0.00	none	0.00
Padilla	2896	3014	118	0	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
Barril Viejo	3014	3275	261	0	132.00	130.00	0.00	0.00	SB_BARRIL VIEJO	None	0.00	none	0.00
Menchaca	3275	3393	118	0	142.00	132.00	0.00	0.00	SB_MENCHACA	None	0.00	none	0.00
Upper La Casita	3393	3689	296	0	147.10	142.00	0.00	0.00	SB_UPPER LA CASITA	Source Rock	3.00	Martinez (2012)_T3(Casita-Sabinas)	400.00
La Gloria	3689	3695	6	0	149.00	147.10	0.00	0.00	SB_LA GLORIA	Reservoir Rock	0.00		
						149.00							

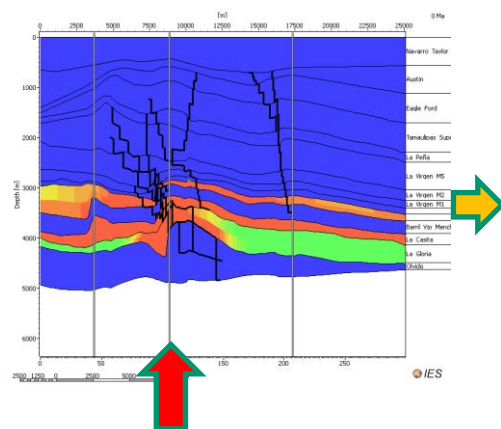
Anomalie du flux de chaleur due à l'activité volcanique



Annexe 15

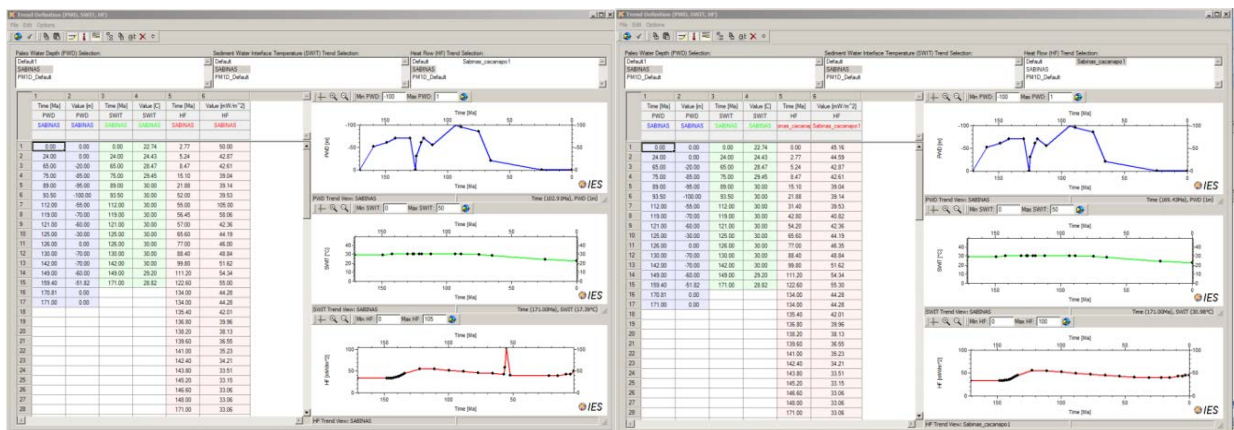


Flux de chaleur :



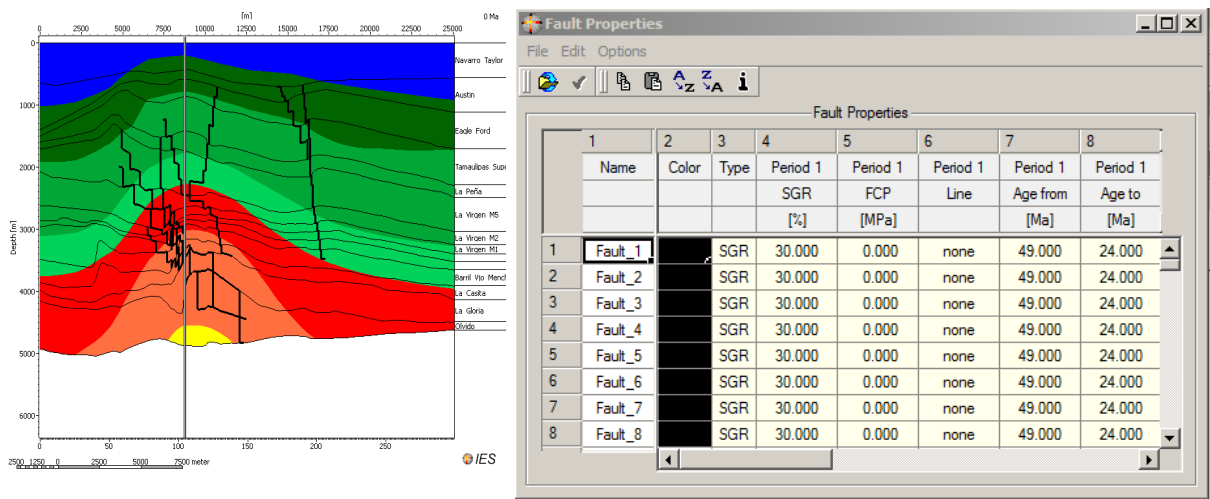
Facies Definition

1	2	3	4	5	6	12	13	14	15
Name	Petroleum System Elements	Color	Lithology Value	TOC Model	TOC Value	Kinetics [°]	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	HI [°]
1	Navarro-Taylor	Overburden Rock	SB_NAVARRO-TAYLOR	Uniform	0.00	none	0.00	none	1
2	Austin	Seal Rock	SB_AUSTIN	Uniform	0.00	none	0.00	none	2
3	Eagle Ford	Reservoir Rock	SB_EAGLE FORD	Uniform	0.00	none	0.00	none	3
4	Tamaulipas Superior	Seal Rock	SB_UPPER TAMAULIPAS	Uniform	0.00	none	0.00	none	4
5	La Peña	Reservoir Rock	SB_LA PEÑA	Uniform	0.00	none	0.00	none	5
6	La Virgen MS	Seal Rock	SB_LA VIRGEN MS	Uniform	0.00	none	0.00	none	6
7	La Virgen M2	Seal Rock	SB_LA VIRGEN M2	Uniform	0.00	none	0.00	none	7
8	La Virgen M1	Reservoir Rock	SB_LA VIRGEN M1	Uniform	0.00	none	0.00	none	8
9	La Mula	Seal Rock	SB_LA MULA	Uniform	0.00	none	0.00	none	9
10	Padilla	Source Rock	SB_PADILLA	Uniform	10.00	Matinez (2012)_TOLaPeña_EFord-Sabana	600.00	none	10
11	Barril Viejo, Menchaca	Seal Rock	SB_BARRIL VIEJO	Uniform	0.00	none	0.00	none	11
12	La Casita	Source Rock	SB_MIDDLE LA CASITA	Uniform	7.00	Matinez (2012)_T3(Casta-Sabana)	400.00	none	12
13	La Gloria	Source Rock	SB_LA GLORIA	Uniform	4.00	Matinez_et_al(2012)_T3-Wilcox-GdMeu	400.00	none	13
14	Olvido	Underburden Rock	SB_OLVIDO	Uniform	0.00	none	0.00	none	14

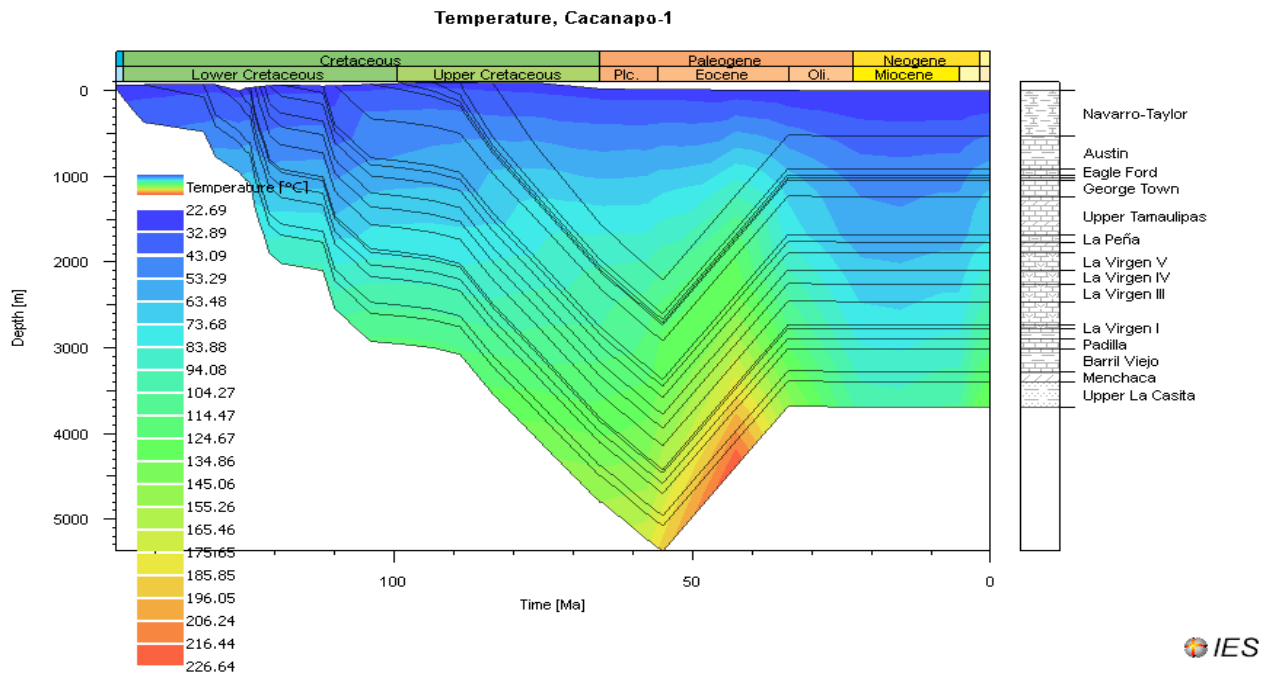


Annexe 16

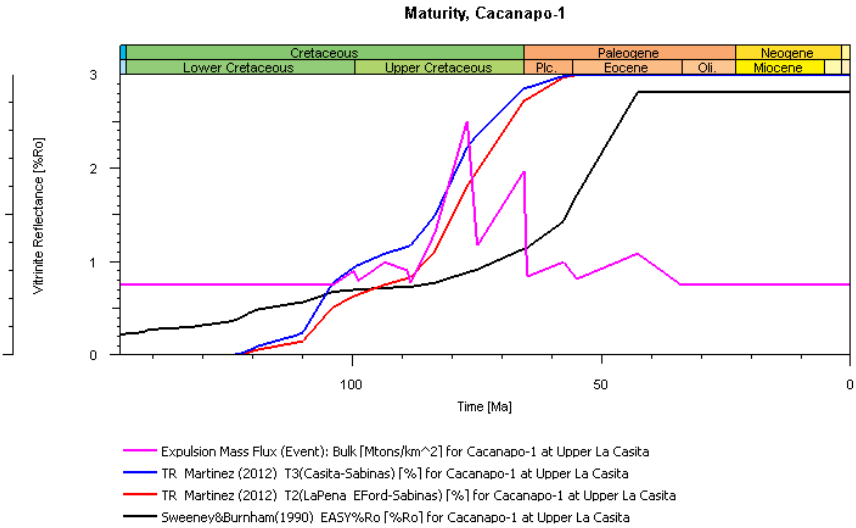
Les failles :



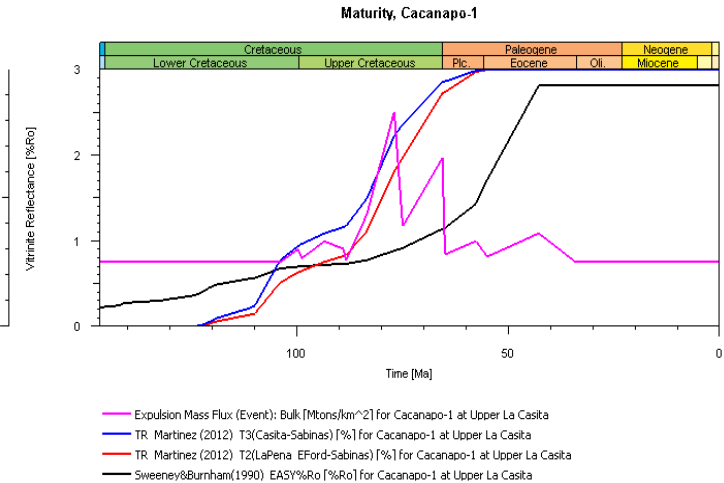
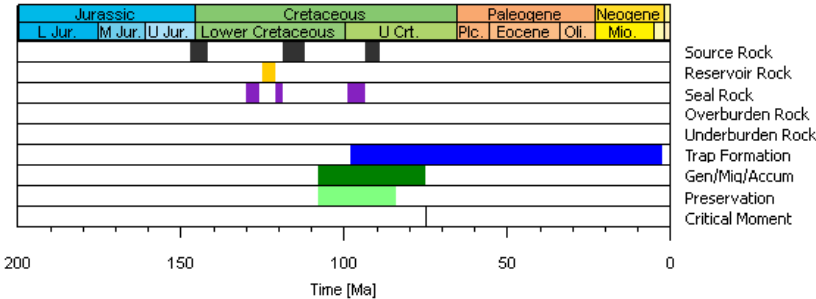
Modélisation 2D :



Annexe 17

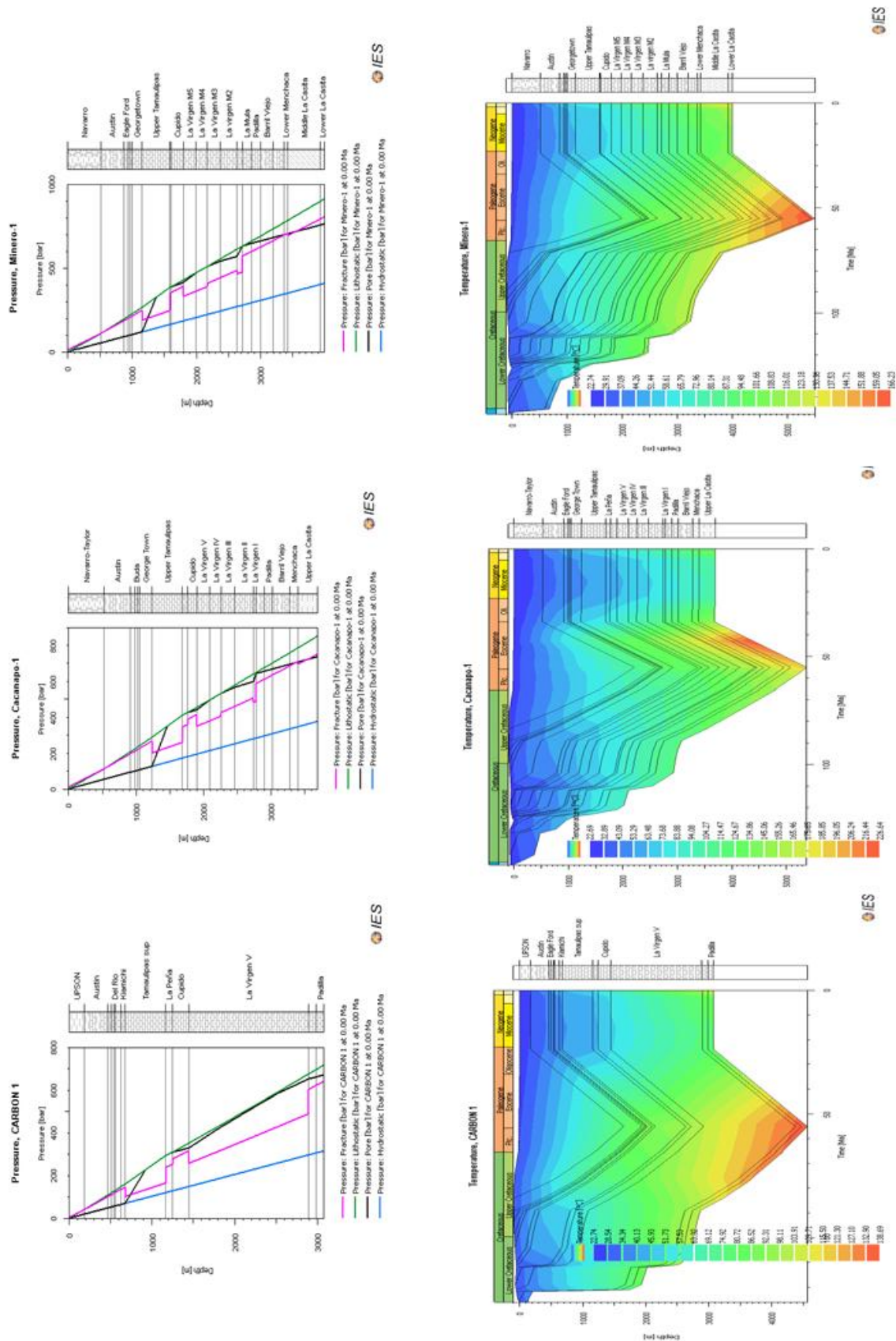


The Petroleum-System Events Chart, Cacanapo-1



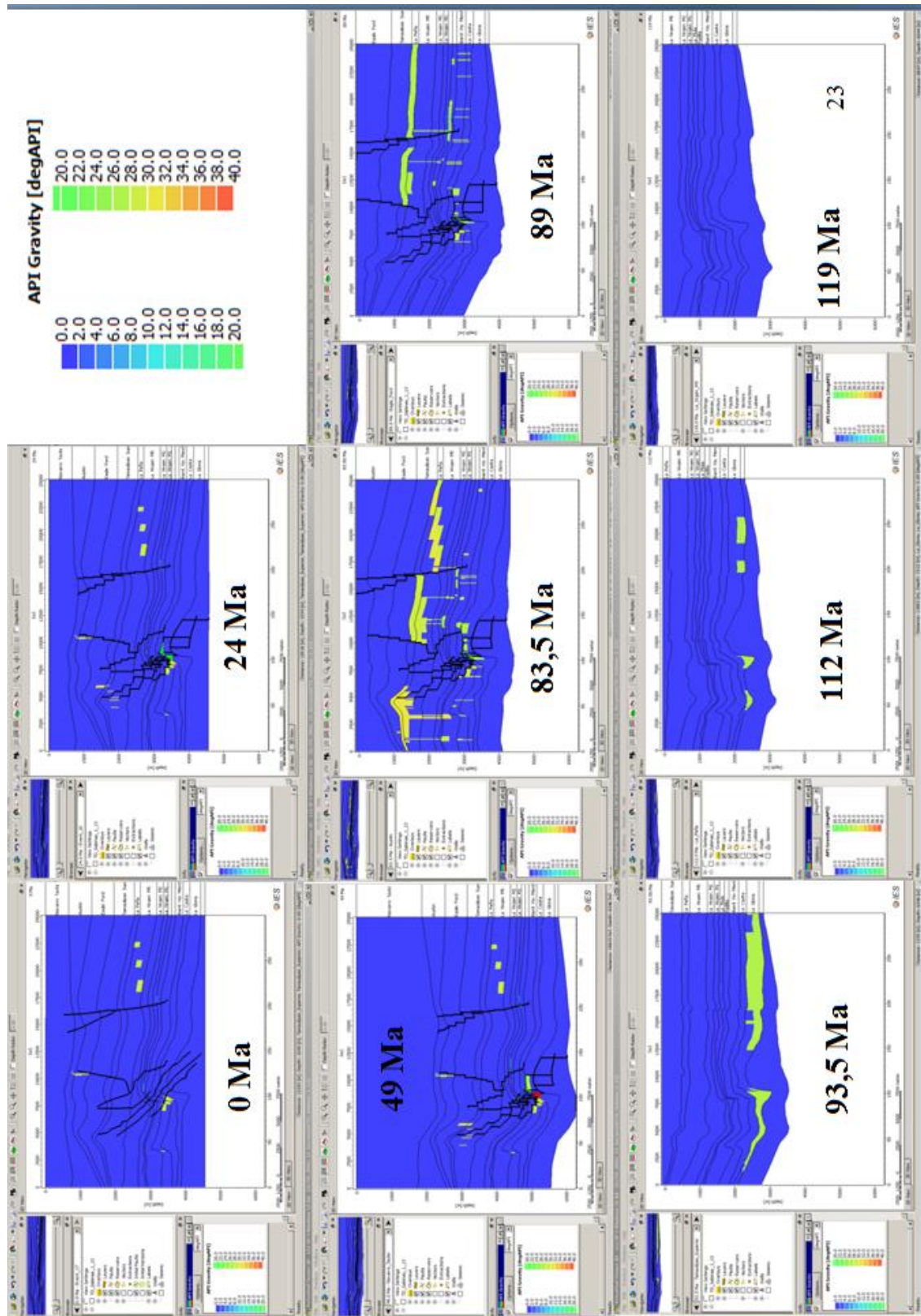
Annexe 18

Modélisation des trois puits du bassin de Sabinas :



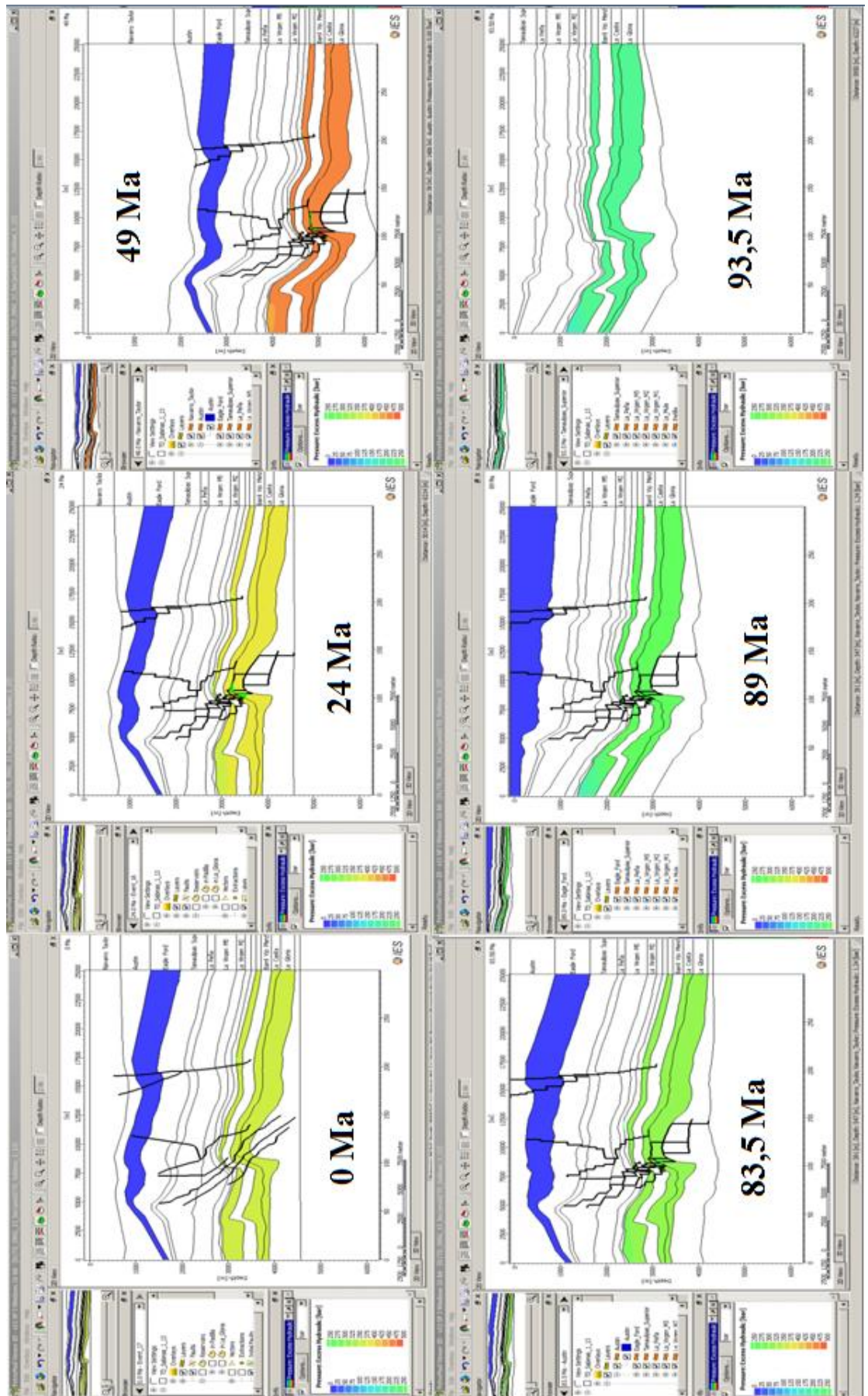
Annexe 19 :

Modélisation 2D : préservation.



Annexe 20

Modélisation de la pression



Résumé :

La modélisation d'un système pétrolier et la compréhension de son fonctionnement nécessite de rassembler un maximum d'information dont la réalisation d'une étude pétrographique englobant de nouvelles méthodes de caractérisation de chaque élément de ce système. Dans ce travail, les roches mères étudiées sont celles du bassin de Lorraine(France), du bassin de Sabinas (Mexique) et du bassin d'Abdan (Iran), où la caractérisation s'est effectuée en utilisant : la diffraction à rayon X, l'analyse macérale, la pyrolyse Rock-eval, l'analyse d'images, la tomographie et la programmation informatique. Les données obtenues pour ces roches mères sont celles de l'origine du kérogène, la composition macérale, la maturité, l'évolution thermique au cours du temps, le taux de transformation, le potentiel Pétrolier (IH), la microfracturation due à l'expulsion de gaz. La réalisation d'une cinétique de la transformation du kérogène proche de la réalité de chaque bassin a été nécessaire pour pouvoir étudier la diagenèse des roches mères composées d'un mélange de plusieurs types de kérogène.

La caractérisation des roches réservoirs carbonatés du bassin de Cardenas (Mexique), a permis de décrire leurs minéralogie, d'évaluer leur qualité pétrophysique (porosité, perméabilité et pression capillaire) et de déterminer leur évolution diagénétique, due à des processus géologiques divers (enfouissement, pression, température, circulation des fluides...). Les interactions eau-roche-hydrocarbures dans ces réservoirs sont observables de l'échelle d'une inclusion de fluide à l'échelle de la fracturation, il s'agit de la cristallisation postérieure, de quartz, de calcite et de dolomite ainsi que la précipitation d'anhydrite. Dans le bassin de Sabinas sous des réactions de sulfato-réduction TSR/BSR, ces recristallisation détériorent la porosité et peuvent conduire à la transformation de ces réservoirs en roches couvertures. L'analyse d'image au microscope Confocal, au microscope électronique à balayage ainsi qu'en tomographie a donné accès à la caractérisation pétrographique et géochimique de ces roches.

Les fluides rencontrés également, au niveau des inclusions de fluides apportent des informations pétrographiques sur le timing du piégeage des hydrocarbures à l'échelle du réservoir.

Les argillites Callovo-oxfordienne du site de Bure, constitue une bonne couverture (elles sont utilisées pour le stockage des déchets nucléaires), cependant, leurs morphologies et leur propriétés pétrophysiques changent avec le temps et avec la circulation des fluides. Leurs capacités d'adsorption/désorption d'eau et leurs porosités et perméabilités sont contrôlée par leurs minéralogies et décrites ici grâce aux méthodes d'injection de mercure, de diffraction à rayon X, de microscopie électronique à balayage et de tomographie.

La compréhension du fonctionnement des systèmes pétroliers est basée également sur la connaissance de l'histoire géologique de la tectonique du bassin, où la subsidence, la circulation des fluides magmatiques et l'érosion peuvent influencer les flux de chaleur et la maturité des roches mères.

Les résultats pétrographiques obtenus à partir de toutes les méthodes précédentes sont intégrés comme Input dans la modélisation avec Petromod en ajoutant les données de l'histoire du bassin. Les processus constituant un système pétrolier soit : La génération, la migration/dysmigration, l'accumulation et le piégeage sont datés grâce aux observations pétrographiques utilisés dans le modèle 2D calibré à partir des données de réflectance de la vitrinite et du T_{max} ; dans ce travail la méthode utilisée pour caractériser ces processus de circulation des fluides est celle dite de Percolation qui dépend en grande partie de la température et qui permet de donner plus d'accumulation d'hydrocarbures contrairement à la méthode dite Darcy/hybride.

La cinétique créée à partir des analyses Rock-Eval en utilisant les énergies d'activation des kérogènes étudiés apparait proche de la réalité. On montre ainsi que la caractérisation pétrographique des roches mères, roches réservoirs et roches couvertures ainsi que la modélisation 2D permettent une bonne compréhension des systèmes pétrolier et peuvent améliorer l'exploration dans le cas d'emplacement de puits producteurs.

Mots clés : *étude pétrographique, modélisation des bassins sédimentaire, systèmes pétroliers, cinétique du kérogène, analyses d'images, caractérisation pétrophysique, interaction roches/fluides.*

Abstract

Petroleum system modeling and understanding of its functioning requires gathering maximum information including petrographic study that comprises new method of characterization of each component of this system. In this work, source rocks studied are those of Lorraine basin (France), Abdan basin (Iran) and Sabinas basin (Mexico), where the characterization was carried out using: X-ray diffraction, maceral analysis, Rock-eval Pyrolysis, image analysis, tomography and computer programming with Visual Basic. The data obtained for these rocks are those of their origin, maceral composition, maturity, thermal evolution over time, transformation rate of kerogen, petroleum potential (IH), distribution of microfracturing due to gas expulsion, and hence, achieving a transformation kinetic of kerogen closer to the reality of each basin, and also representing perfectly source rocks that are composed of a mixture of several types of kerogen.

Characterization of carbonate rock reservoirs in Cardenas basin (Mexico), allowed the description of their mineralogy, petrophysical quality (porosity, permeability, capillary pressure) and determining their diagenetic evolution, due to various geological processes (burial, pressure, temperature...) and fluid circulation. The oil-rock-water interactions in these reservoirs are observable across the fluid inclusion and also the fracturing, it is the subsequent of crystallization of quartz, calcite and dolomite, as well as anhydrite precipitation due to sulfate reduction TSR / BSR reactions. The recrystallization deteriorates porosity and can lead to the transformation of these reservoirs to seal rocks. Image analysis, Confocal microscopy, scanning electron microscopy and tomography gave access to the characterization of these rocks.

Fluids found in the fluid inclusions provide information on the timing of hydrocarbon trapping through the reservoir.

The Callovian - Oxfordian argillite of Buresite, constitute a good seal for the storage of nuclear waste, however, their morphology and their petrophysical properties change with time and with the fluids circulation. Their water adsorption/desorption capacities, their permeability and porosity are controlled by their mineralogy and described through the mercury injection method, X-ray diffraction, electron microscopy, scanning tomography.

Understanding of the functioning of petroleum systems is also based on the knowledge of the geological history of the tectonic basin, where the subsidence, the movement of magmatic fluids and erosion can affect the heat flow and maturity of source rocks.

The results from all the above methods are integrated as an input in modeling with PetroMod, adding the data of history of the basin. The processes constituting of a petroleum system: generation, migration / dysmigration, accumulation and trapping are dated with the 2D model calibrated using data from vitrinite reflectance and T_{max} ; in this work the method used to characterize these processes is the so-called "percolation" which depends only on the temperature and gives more of hydrocarbon accumulation in contrast to the so-called "Darcy / hybrid method".

The kinetic created from activation energy close to reality, the petrographic characterization of source rocks, reservoir rocks and seals and 2D modeling allow an understanding of petroleum systems and can enhance exploration in the case of location of production wells.

Key words: *petrographic study, sedimentary basin modeling, petroleum systems, kerogen kinetics, images analysis, petrophysical characterization, rock/fluid interaction.*