

Géologie du pétrole

Historique, genèse,
exploration, ressources

Jean-Jacques Biteau

Ingénieur géologue

Ancien directeur de l'arbitrage et du portefeuille
d'exploration de Total

François Baudin

Professeur à l'Institut des sciences de la Terre à l'université
Pierre-et-Marie-Curie (UPMC, Paris)

Préface de Patrick Pouyanné

Illustration de couverture : © iStockphoto.com/percds

Le pictogramme qui figure ci-contre mérite une explication. Son objet est d'alerter le lecteur sur la menace que représente pour l'avenir de l'écrit, particulièrement dans le domaine de l'édition technique et universitaire, le développement massif du photocopillage.

Le Code de la propriété intellectuelle du 1^{er} juillet 1992 interdit en effet expressément la photocopie à usage collectif sans autorisation des ayants droit. Or, cette pratique s'est généralisée dans les établissements



d'enseignement supérieur, provoquant une baisse brutale des achats de livres et de revues, au point que la possibilité même pour les auteurs de créer des œuvres nouvelles et de les faire éditer correctement est aujourd'hui menacée. Nous rappelons donc que toute reproduction, partielle ou totale, de la présente publication est interdite sans autorisation de l'auteur, de son éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC, 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris).

© Dunod, 2017

11 rue Paul Bert, 92240 Malakoff
www.dunod.com

ISBN 978-2-10-076882-0

Le Code de la propriété intellectuelle n'autorisant, aux termes de l'article L. 122-5, 2^o et 3^o a), d'une part, que les « copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective » et, d'autre part, que les analyses et les courtes citations dans un but d'exemple et d'illustration, « toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite » (art. L. 122-4).

Cette représentation ou reproduction, par quelque procédé que ce soit, constituerait donc une contrefaçon sanctionnée par les articles L. 335-2 et suivants du Code de la propriété intellectuelle.

Préface

Géologie du pétrole est plus qu'un livre scientifique parmi d'autres sur le pétrole et les géosciences. C'est un ouvrage très complet sur l'exploration des hydrocarbures et plus particulièrement sur ce qui en est la clé : la compréhension des systèmes pétroliers.

La géologie est d'abord une science de la nature, elle étudie l'espace et le temps : l'observation et l'analyse viennent avant la théorie. Elle évolue en s'enrichissant des travaux successifs rigoureux, des intuitions créatives, de la recherche et... de remises en cause. Il s'agit de comprendre et de décrire ce qui depuis des milliards d'années a progressivement construit notre planète. Les sciences, dites de l'ingénieur, y ajoutent une dimension qui permet de mettre ces connaissances au service de l'homme et de son développement.

Le géologue explorateur utilise les connaissances acquises – celles de ses prédecesseurs et les siennes – mais les talents qui le caractérisent sont son intuition, sa curiosité, son ouverture à l'approche des autres sciences, sa rigueur et... sa patience. La vie d'un explorateur est jalonnée d'échecs et de remises en question. Le plus souvent, ses espoirs, construits après des années de travaux, sont anéantis en quelques jours, voire quelques heures, celles où le verdict du forage est dévoilé : puits sec !..., absence de réservoir, ou de piège, réservoir peu perméable, gaz inerte... L'humilité, la résilience, la passion lui permettent alors de rebondir pour analyser, comprendre, réinterpréter la complexité des gisements sur lesquels il travaille.

Cette passion est nourrie par les instants jubilatoires qui sont ceux du géologue pétrolier : l'instant où il comprend qu'une découverte majeure vient d'être faite. C'est bien sûr la joie de la réussite mais c'est surtout le plaisir et le sens donné à l'effort de participer à une aventure humaine, à la construction de l'histoire d'une grande entreprise et aussi peut-être à celle de l'histoire de l'humanité.

Cet ouvrage retrace l'histoire pétrolière récente avec, en parallèle, l'évolution des connaissances scientifiques et de leurs applications à la prospection des hydrocarbures. La théorie s'efface souvent au profit d'exemples concrets, décrits avec clarté et précision. C'est en effet la pratique qui a façonné le savoir des deux auteurs, tout au long de leurs carrières complémentaires : François Baudin, professeur à l'Institut des sciences de la Terre de Paris (université Pierre-et-Marie-Curie, Paris-VI), vice-président de la Société géologique de France, et Jean-Jacques Biteau, ingénieur géologue, diplômé de l'École nationale supérieure de géologie de Nancy, qui a fait une brillante carrière dans le groupe Total, et dont j'ai pu apprécier le grand professionnalisme à la fois en Angola, où il m'a fait partager sa passion pour l'exploration du fameux bloc 17, mais aussi en tant que dirigeant au sein de la direction Exploration du groupe où il a occupé les fonctions éminentes de responsable de l'arbitrage du portefeuille d'exploration.

Le pétrole a été le pilier du développement industriel du XX^e siècle. Il sera encore un des éléments majeurs du développement au cours du XXI^e siècle, même si d'autres énergies complémentaires, en particulier le gaz et les énergies renouvelables, prendront

plus d'importance au fil des années pour répondre au défi du changement climatique. Cette histoire est jalonnée de grandes découvertes, fruits des travaux et de la passion des équipes, mais aussi de la capacité des industries du secteur pétrolier à intégrer, développer les techniques et leurs applications, permettant de toujours mieux appréhender la complexité de la nature.

Le groupe Total, que j'ai l'honneur et le plaisir de diriger, a contribué à cette odyssée et je veux ici rappeler quelques découvertes clés qui ont marqué son histoire et l'histoire pétrolière et font toujours notre fierté :

- les découvertes en Mésopotamie dans les années 1920 par la CFP (Compagnie française des pétroles) nouvellement créée en intégrant la Turkish Petroleum Company qui deviendra l'Irak Petroleum Company, acte fondateur du groupe Total ;
- la découverte de gaz de Saint-Marcet, près de Saint-Gaudens, en juillet 1939 par la Régie autonome des pétroles (RAP), ancêtre d'Elf puis de Total. Elle fut le résultat de l'étude et de l'observation de nombreux indices (notamment dans le Béarn) d'analogies géologiques avec d'autres chaînes de montagnes où de premières découvertes avaient été faites (Californie, Irak par exemple). Résultat aussi du développement des premières mesures géophysiques et de l'importation du forage *rotary* ;
- la découverte géante de Lacq en 1951, longtemps le plus grand champ de gaz à forte teneur en hydrogène sulfuré, mis en production en 1957, pari insensé d'équipes enthousiastes, portées par l'esprit d'entreprendre et de réussir, bravant l'avis de nombreux spécialistes internationaux effrayés par le défi technologique à surmonter ! ;
- les découvertes géantes de pétrole de Hassi Messaoud et de gaz de Hassi R'Mel en Algérie en 1956 ;
- la découverte en 1956 du gisement plus modeste à terre d'Ozouri, proche de l'île Mandji au Gabon. Elle ouvre la voie à l'épopée offshore du bassin gabonais, au milieu des années 1960, démarrant en Afrique une histoire offshore naissante ailleurs avec la construction de plateformes fixes ;
- l'aventure offshore s'est ensuite poursuivie en mer du Nord, avec la découverte de Frigg en 1971. Pour accompagner les avancées technologiques en matière de construction de plateformes et navires spécialisés, de forage ou encore d'évacuation des hydrocarbures, les investissements se sont progressivement chiffrés en milliards de dollars par opération. Aujourd'hui, 30 % du pétrole est produit en offshore.

En conclusion, j'ai pris plaisir à lire cet ouvrage car il est écrit par des auteurs passionnés par leur métier, qui savent partager leur savoir en l'inscrivant dans une histoire portée par une multitude d'acteurs au rang desquels d'illustres scientifiques et ingénieurs.

Bonne lecture à tous !

Patrick POUYANNÉ
Président-directeur général de Total

Table des matières

Préface

III

Avant-propos

XIII

Chapitre 1 Histoire de l'utilisation du pétrole

1

1. L'utilisation du pétrole avant la révolution industrielle

1

1.1 Au cours de la Préhistoire

1

1.2 Pendant l'Antiquité et le Moyen Âge et jusqu'au XVIII^e siècle

2

2. La révolution pétrolière de la seconde moitié du XIX^e siècle

5

2.1 De la lampe à pétrole au moteur à explosion

5

2.2 La révolution du pétrole « carburant »

8

3. Les étapes de l'industrialisation pétrolière

10

3.1 Production industrielle et création des « majors companies »

10

3.2 Techniques d'exploration et méthodes de prospection

15

3.3 Des années 1950 aux années 1970

16

3.4 Des années 1980 à aujourd'hui

20

3.5 L'avancée des géosciences pétrolières

22

Chapitre 2 Propriétés physiques et chimiques des pétroles

25

1. Définitions des pétroles

25

2. Nature, composition et classification des gaz naturels

30

3. Nature et origine des gaz non hydrocarbonés

35

3.1 Hélium et autres gaz inertes

35

3.2 Diazote

35

3.3 Dihydrogène

35

3.4 Dioxyde de carbone

36

3.5 Sulfure d'hydrogène

37

3.6 Autres gaz

38

4. Les hydrates de gaz

38

5. Nature, composition chimique et classification des huiles brutes	44
5.1 Couleur, odeur et viscosité	44
5.2 Classification des bruts	46
5.3 Teneurs en autres éléments	47
5.4 Composition moléculaire	48
6. Formes solides de pétrole	52
7. Le cas particulier des charbons	55

Chapitre 3 Conditions physiques des roches et des fluides dans les bassins 57

1. La pression de pore	57
2. La température	64
3. Le rôle de l'eau	65
3.1 L'eau souterraine	65
3.2 Les mouvements des aquifères	66
3.3 Les tilts hydrodynamiques, réels ou apparents	70
3.4 Exemples de cas dans la nature	72
4. Les relations entre les pressions et les températures pour les fluides pétroliers	72
5. La compaction des sédiments, les régimes de contraintes, les pressions normales et anormales	74
5.1 La compaction des sédiments	74
5.2 Les régimes de contraintes	78
6. Les méthodes d'évaluation des pressions des roches	79
6.1 Définitions	79
6.2 Pressions anormales	81
7. Les notions parallèles de capacité et d'intégrité de rétention des roches	82
7.1 Capacité de rétention d'une couverture	82
7.2 Intégrité de la rétention d'une couverture	85
7.3 Domaines respectifs de capacité et d'intégrité des couvertures	87

Chapitre 4 Système pétrolier et chaîne géopétrolière	89
1. Qu'est-ce qu'un système pétrolier ?	89
1.1 L'aspect statique d'un système pétrolier	90
1.2 L'aspect dynamique d'un système pétrolier	90
1.3 L'efficacité d'un système pétrolier	91
2. Qu'est-ce qu'une roche-mère ?	92
3. Qu'est-ce qu'un thème pétrolier ?	93
4. Chronologie du fonctionnement du système pétrolier et moment critique	93
5. Modélisations numériques	97
Chapitre 5 Génération des hydrocarbures	101
1. Les constituants principaux de la matière organique vivante	101
2. Les milieux de dépôt favorables à l'accumulation et à la préservation de la matière organique	104
2.1 Mécanismes d'accumulation de la matière organique	104
2.2 La distribution des roches-mères au cours du temps	113
3. Les transformations postérieures au dépôt de la matière organique	116
3.1 Diagenèse précoce et formation du kérogène	116
3.2 Les différents types de kérogènes	120
3.3 Le principe de la méthode Rock-Eval®	122
3.4 Diagenèse thermique, phases de catagenèse-métagénèse et génération des hydrocarbures	126
Chapitre 6 Migration des hydrocarbures, couvertures et pièges pétroliers	137
1. Les modalités de la migration primaire	137
2. La migration secondaire et l'accumulation dans le réservoir	145
2.1 Conditions physiques de la migration secondaire des hydrocarbures	147
2.2 Les aires de drainage	149
2.3 Le réservoir pétrolier	151

3. Les couvertures pétrolières	155
3.1 Identification des intervalles de couvertures	155
3.2 Scellement sur les failles	157
4. Pièges et piégeage	161
5. La préservation des hydrocarbures dans les pièges	164
5.1 Craquage thermique secondaire	165
5.2 Réduction thermique des sulfates	166
5.3 Lessivage par l'eau	167
5.4 Perte ou injection de gaz dans un réservoir	168
5.5 Désasphaltage	169
5.6 Biodégradation des huiles	170

Chapitre 7 Méthodes et outils de l'évaluation pétrolière	179
1. Questions et méthode de raisonnement	179
2. Nécessité de localiser le système générateur	181
2.1 En absence de données de subsurface (exploration <i>frontier</i>)	182
2.2 En contexte d'exploration mature	183
3. La cartographie des cuisines actuelles des hydrocarbures	186
3.1 En absence de données de subsurface (exploration <i>frontier</i>)	187
3.2 En contexte d'exploration mature	189
4. Les méthodes de cartographie des cuisines actives	192
4.1 Le calendrier de migration	192
4.2 Le calendrier de formation du piège pétrolier	193
4.3 La cartographie des cuisines actives	194
5. L'efficacité de la migration des hydrocarbures	196
6. Inventaire des résultats pétroliers	198
6.1 Indices en cours de forage	198
6.2 Indices sur carottes	199
6.3 Échantillonnage de fond de type test au câble : RFT (<i>repeat formation tester</i>), MDT (<i>modular formation dynamic tester</i>)	199
6.4 Échantillonnage de surface de type DST (<i>drill stem test</i>)	199
7. La base de données de puits	199
8. Visualisation des chemins de migration	200

9. Aires de drainage au maximum d'enfouissement	201
9.1 Dans le cas normal	201
9.2 En cas d'inversion structurale	202
10. Estimation et calcul du chargement en hydrocarbures d'un prospect	202
10.1 L'approche standard d'évaluation	203
10.2 L'approche spécifique du chargement en hydrocarbures	203
11. Évolution des capacités génératives en fonction de l'âge des systèmes générateurs	208
12. Rendements globaux des systèmes pétroliers	208
12.1 Définition du rendement d'un système pétrolier (PSY)	208
12.2 Principe de la dotation du <i>yet to find</i>	209
Chapitre 8 Techniques et méthodes de prospection pétrolière	213
1. Le forage pétrolier	213
1.1 Principe opérationnel: techniques et outils de forage	213
1.2 Les fluides de forage	220
1.3 La problématique de la déviation	221
1.4 La problématique de l'échantillonnage et des études associées	223
2. Les diagraphies après forage et en cours de forage	224
3. Les méthodes géophysiques	228
3.1 La gravimétrie et le magnétisme	229
3.2 La sismique réflexion	229
3.3 La sismique 3D	233
3.4 La sismique 4D	237
4. L'évaluation des indices pétroliers de surface	238
4.1 L'évaluation directe par carottage	238
4.2 L'évaluation par les méthodes indirectes	240
5. Les méthodes d'interprétation géopétrolière et leur intégration	241
5.1 De l'exploration à l'appréciation et au développement	241
5.2 Synthèse pétrolière et génération des prospects	244
6. Les méthodes de l'ingénierie réservoir	248
6.1 Mise en production et gestion des réserves	248
6.2 Les hydrocarbures non conventionnels	252

7. Éléments de stratégie d'exploration	252
7.1 Le permis d'exploration	253
7.2 Choix liés à l'exploration	253
7.3 Les suites du puits d'exploration	257
7.4 Critères économiques influençant la stratégie d'exploration	257
7.5 Les partenariats pétroliers	258

Chapitre 9 Exemples de bassins pétroliers caractéristiques 263

1. Explication du choix des bassins pétroliers donnés en exemple	263
2. Exemple de rift suivi d'une évolution en marge passive : le bassin du Bas-Congo	266
2.1 Organisation tectono-sédimentaire et contexte de l'exploration pétrolière	266
2.2 Aspects pétroliers	269
3. Exemple de grand delta : le delta du Niger	279
3.1 Organisation tectono-sédimentaire et contexte de l'exploration pétrolière	279
3.2 Aspects pétroliers	284
4. Exemple de bassin intra-cratonique : le bassin de Paris	291
4.1 Organisation tectono-sédimentaire et contexte de l'exploration pétrolière	291
4.2 Aspects pétroliers	295
5. Exemple de bassin d'avant-pays : les bassins nord et sud-pyrénéens	299
5.1 Organisation tectono-sédimentaire et contexte de l'exploration pétrolière	299
5.2 Aspects pétroliers	301

Chapitre 10 Ressources et réserves d'hydrocarbures 313

1. Définitions et méthodes d'évaluation des gisements	313
1.1 Définitions et méthodes d'évaluation établies dans l'industrie mondiale	313
1.2 Procédures d'évaluation des quantités d'hydrocarbures récupérables	320
1.3 Méthodes déterministes et méthodes probabilistes	322
1.4 Méthodes d'agrégation	322
2. Méthodes d'évaluation des ressources prospectives	323
3. Profils mondiaux d'huile et de gaz	327
4. Notion de <i>yet to find</i>	329

Formules	333
Paramètres dérivés de la pyrolyse	333
Taux de transformation	333
Correction pour maturité	333
Quantité globale d'hydrocarbures	333
Capacité de piégeage d'une couverture	333
Pressions et hydrodynamisme	334
 Conversions d'unités	335
Multiples et sous-multiples	335
Préfixes américains parfois utilisés	335
Conversions des tonnes en barils et des barils en tonnes	335
Conversions des teneurs en condensats des gaz	336
Conversions gaz en tep ou bep	336
Conversions entre unités métriques et américaines	336
Formules de conversion	339
 Abréviations	340
 Lexique anglais/français	341
 Bibliographie	343
 Index	361

Avant-propos

Cet ouvrage scientifique est destiné aussi bien aux étudiants de niveau master et aux élèves ingénieurs en spécialités de géosciences pétrolières et minières, de formation francophone, qu’aux professionnels en cours de carrière ou de reconversion pour leur remise à niveau technique et méthodologique.

Il a pour objet de rappeler que le pétrole est une denrée fossile et combustible rare, par nature finie, dont l’exploitation récente à grande échelle est le pilier du développement industriel du XX^e siècle et sera une composante sans doute majeure du XXI^e siècle.

Son utilisation durant le XX^e siècle a effectivement fondamentalement bouleversé la société mondiale sur les plans sociaux, économiques, politiques, sociaux, environnementaux et stratégiques.

Dans ce livre, cette exploitation industrielle et surtout les méthodes associées ne sont pas traitées, l’accent est mis en revanche, et c’est bien l’objectif essentiel de l’ouvrage, sur la génération des hydrocarbures, sur leur piégeage, sur leur exploration et sur les méthodes d’évaluation des volumes récupérables à différentes échelles, c’est-à-dire en fait au niveau de l’objet unitaire ou du bassin pétrolier, du réservoir à la province pétrolière et jusqu’au niveau planétaire.

Un bassin pétrolier, appelé parfois *province pétrolière* surtout par les Anglo-Saxons, est un bassin sédimentaire réceptacle de roches-mères, de roches qui sont éventuellement réservoirs (appelées aussi *magasins*) et de roches-couvertures, aptes à générer, à expulser par enfouissement et enfin à piéger plus ou moins durablement des hydrocarbures.

Un bassin complètement dépourvu d’hydrocarbures, dès lors que la prospection et les forages pétroliers effectués auront démontré ce constat, sera dénommé *bassin stérile*.

Pétroles et gaz hydrocarbonés se forment à partir de différents types de matière organique liée à la photosynthèse et déposée dans des bassins sédimentaires.

La fraction de matière organique dans les sédiments est appelée *kérogène*.

Les molécules d’hydrocarbures générées, puis soit retenues soit expulsées dans une certaine proportion, se transforment, se déplacent dans le sous-sol et se piègent durablement ou bien se perdent pour disparaître définitivement par dégradation naturelle, c’est-à-dire par lessivage et par action bactérienne.

Cette histoire pétrolière souvent très longue, parfois aussi très courte et généralement très complexe, implique des réactions physico-chimiques (notamment liées à la pression, à la température...) variées au cours des temps géologiques qui seront abondamment discutées et illustrées dans ce qui suit.

Les hydrocarbures qui ont pu migrer sont piégés au terme d’un rendement étonnant mais réel d’un millionième environ par rapport à l’énergie solaire initiale nécessaire à l’établissement de ce que l’on nomme la *chaîne géopétrolière*...

Celle-ci sera traitée en détail dans ce qui suit tant au niveau de ses définitions que des méthodes mises en œuvre pour l'évaluer.

Les chiffres abondent sur les réserves mondiales de pétrole et de gaz.

Par définition, les réserves correspondent aux ressources économiquement récupérables : pour l'huile et le gaz, les réserves ultimes pourraient atteindre 15 000 milliards de barils équivalent pétrole (incluant les hydrocarbures non conventionnels).

Le poids du gaz est très important dans ce chiffre (on peut spéculer sur plus de 200 années de production possible au rythme actuel).

Pour l'huile conventionnelle seulement, on estime qu'il reste à trouver entre 200 et 800 milliards de barils par prospection, sachant que 1 000 ont été déjà produits et qu'il y a 2 000 milliards de barils de réserves et ressources déjà découvertes qui sont encore à exploiter.

Il faut noter pour comparaison que la production actuelle annuelle mondiale d'huile est de 35 milliards de barils.

L'exploration des hydrocarbures, dont on saisit bien la rareté au regard de ce rendement énergétique d'un millionième cité plus haut, se conçoit comme une démarche scientifique organisée autour du concept de système pétrolier, référence de toutes les étapes à intégrer dans la réflexion prospective.

L'exploration pétrolière progresse dans un contexte sans cesse innovant du point de vue technologique et conceptuel, grâce des méthodologies rigoureuses alliées à quelques étincelles de créativité.

C'est par là même le résultat d'une discipline et d'une synthèse intellectuelle personnelle ainsi que nécessairement collective très structurante.

Le métier du docteur en médecine est celui qui se rapproche le plus de ceux des géosciences pétrolières dans leur démarche scientifique mais aussi naturaliste et par l'analogie entre diagnostic médical et diagnostic pétrolier, qui se déclinent aussi bien dans les travaux de généralistes que de spécialistes.

C'est en effet suite à une accumulation d'expériences successives (ce sont des échecs le plus souvent, et fort heureusement aussi quelques succès...) qu'on arrive à trouver puis à extraire cette ressource si précieuse.

En rappelant ce constat explicite, ce livre a pour ambition de tenter de résumer les fondements de ce que devrait être l'excellence de l'école pétrolière française.

L'ouvrage ainsi rédigé doit beaucoup à de célèbres précurseurs en géosciences, souvent très éclectiques dans leurs avancées scientifiques et techniques, tels les Américains Marion King Hubbert et Arville Irving Levorsen, le Franco-Américain Gérard Demaison, le Roumain Georghe Macovei, l'Américain Lesley Magoon, les Français Alain Perrodon, Bernard Tissot et Jean Espitalié, l'Américain Peter Vail, et d'autres moins connus, dont nous ne sommes que les modestes héritiers.

Que ces fondateurs visionnaires (et bien d'autres auteurs, cités en bibliographie) des concepts et des méthodes en géologie ainsi qu'en géodynamique pétrolières soient

donc infiniment salués et remerciés, ainsi que les relecteurs et correcteurs avisés du manuscrit de ce livre.

Ces relecteurs sont respectivement Jean-Marie Masset, Marc Blaizot, André Coajou, Alain Perrodon, anciens ingénieurs pétroliers maintenant retraités et qui ont occupé dans le passé des postes très importants dans l'exploration-production du groupe Total, ainsi que d'autres encore en activité : Françoise Behar, Bernard Seiller, François Tard (Total).

Ces remerciements vont également à la compagnie pétrolière Total, qui compte parmi les cinq IOC (*international oil companies*) majors mondiales, pour avoir financé l'édition de cet ouvrage en couleur ainsi que pour avoir autorisé la parution de certaines des figures utilisées comme supports graphiques dans l'ouvrage.

Un grand merci est aussi adressé à Patrick Pouyanné (Président-directeur général de Total) pour en avoir rédigé la préface.

Les auteurs remercient les éditions Dunod pour leur avoir permis de rédiger et de publier ce livre, notamment les éditeurs Jean-Luc Blanc et Brice Martin pour leurs relectures et corrections du manuscrit ainsi que pour leur accompagnement constant au cours de la rédaction qui a duré un an.

Enfin, il faut saluer le dessinateur Alexandre Lethiers, de l'université Pierre-et-Marie-Curie, Paris-VI, qui a réalisé une bonne partie des illustrations.

Histoire de l'utilisation du pétrole

Introduction

Dans ce premier chapitre, il est question d'histoire au sens large et donc d'événements liés à l'intérêt de l'humanité pour les pétroles et pour les gaz.

Nous traiterons aussi de l'évolution des techniques, de leur exploration et de leur extraction au fur et à mesure de leurs utilisations industrielles, les deux étant intimement imbriquées.

Objectifs

Rappeler depuis quand les hommes utilisent le pétrole, à quelles époques et dans quelles régions du monde.

Indiquer les principales étapes de la révolution énergétique liée au pétrole.

Détailler les étapes et les progressions technologiques au cours des siècles.

Plan

- 1 L'utilisation du pétrole avant la révolution industrielle
- 2 La révolution pétrolière de la seconde moitié du XIX^e siècle
- 3 Les étapes de l'industrialisation pétrolière

1 L'utilisation du pétrole avant la révolution industrielle

1.1 Au cours de la Préhistoire

Les différentes formes de matières combustibles fossiles (charbons, bitumes, huiles, gaz) sont connues et employées par l'homme depuis des dizaines de milliers d'années.

Il faut citer tout d'abord les utilisations artisanales des **bitumes** durant le **Paléolithique**, en Syrie, plus de 40 000 ans avant notre ère, où l'on retrouve des haches en silex enduites de bitumes.

Du **Néolithique**, on retiendra principalement :

- 5 000 ans avant notre ère, l'usage des bitumes de Mésopotamie pour le calfatage des embarcations (mise en œuvre par exemple par la tribu des Ubaids à l'origine de la civilisation sumérienne, mentionné dans la Bible avec l'Arche de Noé ou le berceau de Moïse) ;

- la réalisation de torches au moyen de roseaux trempés dans des bitumes, les jointures de murettes ;
- l'étanchéification des citernes et des conduites d'eau, ainsi que les pavages des rues.

1.2 Pendant l'Antiquité et le Moyen Âge et jusqu'au XVIII^e siècle

Les dénominations *naft*, en arabe ou persan, *neft*, en hébreu, *nafta*, en slave, dans le nom de certains villages, sont associées à la présence de ces indices pétroliers de surface.

Une autre utilisation des hydrocarbures semi-solides dans l'Égypte antique était d'en enduire les corps des défunt lors de leur momification, tel que cela est décrit dans le *Livre des morts*, pour préparer le défunt à sa nouvelle vie.

Le terme arabe *mumiya* (qui a donné par extension *momie*) s'applique aujourd'hui pour dénommer les bitumes. Ces produits étaient à cette époque importés de la mer Morte en Palestine ainsi que de Judée.

En **Chine**, au IV^e siècle de notre ère, des exploitations et extractions étaient pratiquées à l'aide de tiges constituées de bambous, comme on en trouve aujourd'hui encore au Bangladesh et en Birmanie, en association avec de sommaires et très dangereux systèmes artisanaux d'extraction et de distillation.

Au **Japon**, il est fait mention un peu plus tard, au XI^e siècle, d'« huile de terre » (*petroleum* au sens littéral) dont l'usage courant est ailleurs développé sous forme de pétrole lampant¹ après distillation (comme c'est aussi le cas à **Byzance**).

On retrouve également des utilisations médicales nombreuses et diverses, d'autant plus surprenantes quand on connaît les propriétés cancérogènes des pétroles. Citons par exemple des remèdes contre la toux, pour la réparation des fractures osseuses, contre les troubles digestifs et respiratoires en Mésopotamie. Mentionnons également le nettoyage des plaies avec des pétroles en Chine 200 ans avant notre ère, que la médecine musulmane prolongera plus tard pour traiter des affections comme certaines pleurésies et des œdèmes (en onguents).

Un avatar, développé bien postérieurement à la momification égyptienne, consistera à importer au Moyen Âge en Europe des fragments ou poudres de momies exhumées, depuis l'Égypte, pour les utiliser en pharmacopée courante.

Dans la Bible, il est fait mention des produits bitumineux (Genèse 14, 10 : vallée de Siddim, puits de bitume où tombèrent les rois de Sodome et Gomorrhe ; Exode 2, 1-3 : Moïse, placé dans une corbeille de papyrus enduite de bitume et de poix, sur les eaux du Nil ; Genèse 11, 1-4 : pays de Schinéar, bitume en guise de ciment des briques de la tour de Babel).

1. Il s'agit des pétroles utilisés pour l'éclairage (lampes à huile ou lampes à pétrole).

Encart 1.1 Les feux grégeois

Les asphaltenes étaient aussi employés lors de batailles terrestres ou navales pour constituer des projectiles enflammés et explosifs connus sous le nom de **feux grégeois** (ou feux grecs). Ils ont été utilisés par les Croisés, puis surtout par les Byzantins ainsi que par les Vénitiens.

Ces redoutables combattants de l'Empire romain oriental étaient les seuls à l'époque à avoir pu mettre au point de savants et secrets mélanges combustibles incluant des résines de gymnospermes, des oxydes de calcium, du soufre et du salpêtre avec des asphaltenes et des pétroles plus liquides.

Les feux grégeois, une sorte de napalm médiéval, faisaient régner la terreur par leur caractère explosif et incendiaire, permettant de résister avec succès lors des différents sièges de Constantinople par les royaumes arabes puis ottomans.

L'invention d'une méthode de projection par siphon rendait de surcroît cet armement d'une rare efficacité.

Le secret de fabrication de ces feux grégeois est resté bien gardé et s'est d'ailleurs perdu depuis la prise de Constantinople (ancienne Byzance) par les Ottomans en 1453 malgré toutes les tentatives conçues pour le percer et les recréer.



Figure 1.1 – Représentation des feux grégeois (peinture byzantine extraite de la *Chronique de Skylitzès de Madrid*, XII^e siècle, Biblioteca Nacional de Madrid).

Les **produits gazeux** sont eux aussi connus dès la Préhistoire, notamment en **Iran** ou en **Azerbaïdjan**. Leur manifestation en combustion spontanée au sol avait conduit des adorateurs persans de ces feux à fonder le mazdéisme, religion dite *de Zoroastre* (*alias Zarathoustra*) environ 1 000 ans avant Jésus-Christ.

Ces phénomènes naturels de combustion des gaz sont également visibles encore actuellement au voisinage de l'agglomération de Bakou, sous forme soit de combustions de gaz sec émanant d'affleurements devenus des attractions touristiques (figure 1.2), soit même d'huiles et de gaz à condensats (fumée bien plus noirâtre) à partir de volcans de boue.



Figure 1.2 – Gaz en combustion à partir d'un chenal fluviaile dans la région de Bakou (Azerbaïdjan). Cliché J.-J. Biteau, 2008.

Les exploitations étaient connues dans cette région aux confins de l'Empire russe dès le XIII^e siècle comme a pu en témoigner le grand explorateur vénitien Marco Polo lors de son passage dans la ville de Bakou au bord de la mer Caspienne.

Des émanations permanentes de gaz naturel enflammé seraient aussi à l'origine de Chimère, une créature fantastique malfaisante de la mythologie grecque, hybride avec un corps de lion, une autre tête de chèvre sur le dos du lion et une queue de serpent.

De même, en **Amérique septentrionale et subandine**, les Amérindiens (notamment lors du développement de l'empire des Incas) avaient remarqué la présence d'indices de pétrole en surface (en piémont andin ou en bordure de cratons) et les utilisaient pour le calfatage des embarcations ainsi qu'en médecine.

On signale au XVIII^e siècle en Europe centrale des exploitations marginales en **Roumanie** (bassin du Danube et des Carpates), en **Pologne** (Galicie) ainsi qu'en **Alsace**, à **Pechelbronn**, berceau pétrolier français connu dès le Moyen Âge, avec des forages ne dépassant pas 30 mètres de profondeur. Des récupérations en carrières y sont signalées dès le XVI^e siècle.

Les colons du Nouveau Monde ont employé les indices (sources) de pétrole comme lubrifiant ainsi que pour l'huile des lampes au cours de la célèbre conquête de l'Ouest.

2 La révolution pétrolière de la seconde moitié du XIX^e siècle

2.1 De la lampe à pétrole au moteur à explosion

La recherche pétrolière va s'intensifier dans la seconde partie du XIX^e siècle, en léger décalage avec le pic de l'ère industrielle du charbon.

Le procédé de distillat connu et amélioré pour un passage au stade industriel permet effectivement de substituer le pétrole lampant aux graisses végétales ou animales (huile de baleine en particulier) utilisées jusqu'alors. Il est fort probable que d'une certaine façon ceci a protégé de nombreuses familles de cétacés qui auraient sinon été condamnées par la chasse excessive en vigueur à l'époque.

Les **kérosènes** obtenus à partir de distillats de charbons ou de charbons de bois vont vite devenir obsolètes pour l'utilisation en éclairage. En effet, le bien surnommé James « Paraffin » Young confirme la méthode mise au point entre 1830 et 1834 en **Grande-Bretagne** sur des charbons de bois, en utilisant en 1847 de l'huile récupérée d'une mine de charbon à Riddings. C'est d'ailleurs aux alentours de cette bourgade qu'à la fin de la Première Guerre mondiale sera découvert le premier champ d'huile de Grande-Bretagne métropolitaine, Hardstoft, à proximité d'un indice pétrolier de surface. James Young présente ses produits raffinés (pétrole lampant, lubrifiants, et cires pour les bougies) à la reine Victoria lors de l'exposition de Londres en 1851 et emploie comme pour le charbon de bois le terme de **paraffines** et non de *kérosènes*, nom qui resté jusqu'à aujourd'hui dans le langage courant au Royaume-Uni.

Après cette nouvelle technique d'éclairage, une seconde révolution sera l'invention du moteur à explosion, qui va sonner petit à petit la fin du règne du « tout charbon » dans la seconde moitié du XIX^e siècle.

Dans le même temps, l'industrie du gaz naturel naissait et se développait. Le premier réverbère du monde (au gaz de charbon) fut installé à Londres en 1807 et le premier puits de gaz naturel aux États-Unis fut foré en 1821 dans l'État de New York par William Hart, à la suite de l'observation de bulles remontant à la surface de l'eau d'un ruisseau. La première société gazière connue fut la Fredonia Gas Light, établie en 1858, et le premier gazoduc fut construit en 1891. D'une longueur de 160 kilomètres, il reliait la ville de Chicago à un réservoir de l'Indiana.

À la même époque, à Autun en **France** débute l'exploitation de schistes bitumineux permiens avec des procédés de distillation importés de Grande-Bretagne ou des États-Unis.

C'est alors aux **États-Unis** que, forts du potentiel industriel et commercial de la distillation, ou raffinage, de pétrole lampant, George Bissell et Jonathan Eveleth créent la compagnie pétrolière Pennsylvania Rock Oil Company (PROC) en 1855.

En **Roumanie** à la même époque, se substituant aux installations marginales de la période précédente, la première raffinerie est fondée en 1857 à Plioesti. La ville de Bucarest en profite aussitôt pour s'équiper d'un réseau d'éclairage public d'au moins mille lampadaires, alors que la production de pétrole brut débute de façon industrielle.

En **Pologne**, la production démarre en 1853 en Galicie à Bobrba, un territoire vite baptisé *la porte de l'enfer* du fait de l'anarchie des exploitations pétrolières artisanales et du brigandage acharné. La relation entre les anticlinaux de surface et la présence d'indices et de gisements d'huile (la théorie anticlinale que les Américains revendiqueront comme leur invention) y est vite établie et la cartographie de surface ainsi que les corrélations des forages sont entreprises à grande échelle dans toutes les Carpathes polonaises et au-delà (figure 1.3).

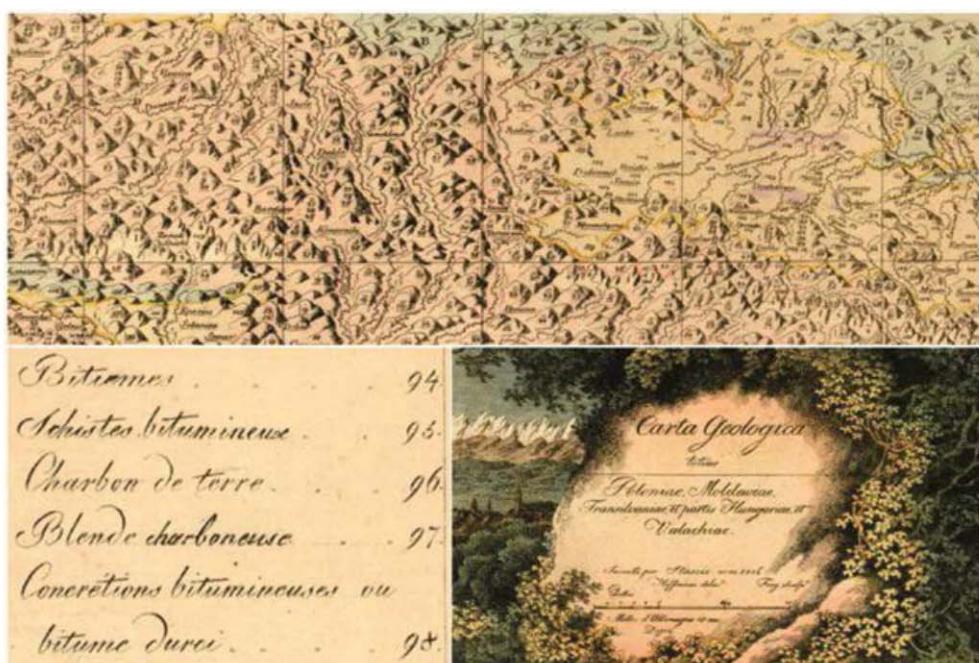


Figure 1.3 – Exemple de cartographie de surface en Pologne :
Carta Geologica totus Poloniae, Moldaviae, Transylvaniae, Hungariae et Valachiae,
1806, de Stanisław Staszic (1755-1826). Conférence « European Oil and Gas History »,
Londres, mars 2016.

Aux **États-Unis d'Amérique**, la PROC est rebaptisée la Seneca Oil (du nom d'une tribu indienne locale) et recrute comme prospecteur le « Colonel » Edwin Drake, qui est un employé des chemins de fer.

Le **premier puits** financé par la nouvelle compagnie est foncé en 1859 jusqu'à 69 pieds et demi de profondeur (soit 23 mètres, atteints le 27 août de cette année-là). Il se trouve en Pennsylvanie à Titusville, au lieu-dit Oil Creek dans un bassin paléozoïque connu aussi pour ses énormes réserves de charbons carbonifères et pour ses suintements pétroliers de surface.

Ce puits débite **8 à 10 barils** de pétrole par jour. Par la suite trois millions de barils sont produits durant l'année 1862 aux seuls États-Unis. Pour mémoire, en 2015, la

production annuelle mondiale a été de 32,85 milliards de barils, soit 11 000 fois plus. On mesure bien là le chemin parcouru en 150 ans !

En 1854, après Abraham Gessner aux États-Unis, qui est avec le Britannique James Young à l'origine du distillat de pétrole lampant, l'Américain Benjamin Silliman réalise, à partir d'un échantillon de surface collecté par Edwin Drake à Titusville, les premières **coupes de raffinage** pétrolier. Il sépare ainsi des produits lourds de produits plus légers, permettant ainsi d'aller bien au-delà de la production des pétroles lampants pour le seul éclairage public ou privé et de produire également des goudrons, des lubrifiants, des solvants...

Il valide ainsi la qualité du brut de Titusville, conduisant au premier forage et au premier succès pétrolier.

En 1863, **John D. Rockefeller** crée la première raffinerie en Pennsylvanie à Cleveland.

Sa compagnie nommée la Standard Oil détient le monopole américain du raffinage en 1895. Cette société, essentiellement de distribution de produits pétroliers éclatera ensuite en 34 sous-entreprises. Elle sera la mère fondatrice des compagnies « majors » américaines, Exxon, Mobil et Chevron... Ce sont là trois des compagnies géantes parmi celles qu'on appellera les *sept sœurs* dont les dirigeants, réunis pour une partie de chasse au coq de bruyère en Grande-Bretagne en 1928, s'étaient partagé le monde pétrolier (Standard Oil of New Jersey, Standard Oil of California, Texaco, Anglo-Persian Oil Company, Gulf, Mobil et Shell).

À cette époque, c'est bien la présence d'**indices pétroliers de surface** de toute nature qui demeure le guide des implantations de forages de façon empirique, ou quasi minière si on peut dire, pour caractériser cette ruée vers l'or noir (figure 1.4).

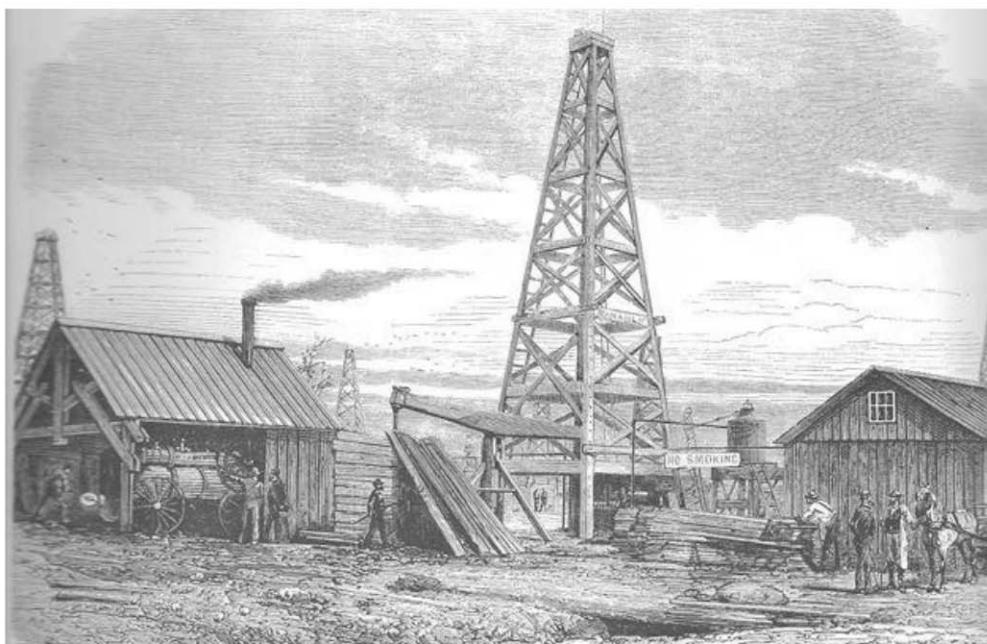


Figure 1.4 – Derrick aux États Unis à la fin du XIX^e siècle (Corry – Oil Creek, Pennsylvanie). Gravure extraite du journal *L'Illustration*.

À Bakou, dans l'**Empire russe**, la famille **Nobel** va faire fortune et planter aussi des exploitations à grande échelle vers 1870 (premier «derrick fontaine» en 1879 ; figure 1.5). Elle fabrique également le premier oléoduc ainsi que le premier navire de transport au travers de sa filiale appelée Branobel, firme qui sera ensuite nationalisée en 1920 par l'URSS.

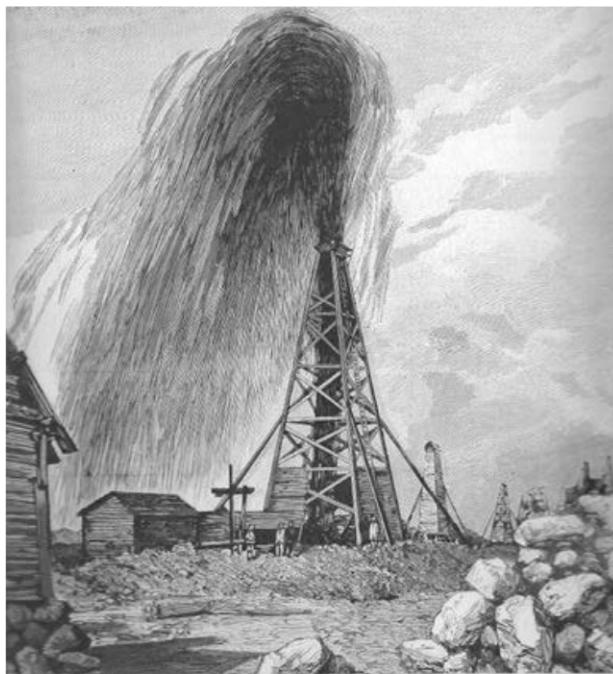


Figure 1.5 – Région de Bakou au XIX^e siècle (années 1885-1891).
Gravure extraite du journal *L'Illustration*.

Il s'agit d'un puits éruptif artésien situé dans la chaîne du Caucase, non loin de Bakou, à Balakhany, où l'on compte 400 puits de pétrole. Le jet a atteint une fois la hauteur de 115 mètres. La pluie de pétrole est recueillie dans des canaux puis des fosses, pour être ensuite acheminée à Bakou par un pipeline de 8 kilomètres.

Du point de vue technique, les **forages** sont opérés à cette époque avec des machines fonctionnant au charbon et à la vapeur. On peut observer que Drake n'avait pas conçu d'innovation majeure pour cette technologie du forage confortée à Bakou dès 1854 par les Russes et basée à l'époque sur le mouvement d'un balancier et un fonçage par un trépan attaché au bout d'un câble (sans rotation du trépan).

L'invention de l'ampoule électrique en 1879 aurait pu mettre à mal, voire freiner, cet essor pétrolier qui reste au stade de «cueillette».

Mais il n'en est rien grâce à l'invention du **moteur thermique** (moteur à explosion), qui va changer la donne.

2.2 La révolution du pétrole «carburant»

C'est en effet en 1862 qu'**Alphonse Beau de Rochas** présente le principe du moteur thermique, ou moteur à combustion interne, dont un premier prototype est proposé la même année par **Étienne Lenoir**. En 1885, l'allemand **Karl Benz** commercialise la

première voiture automobile mise au point par Daimler. C'est le début de la « révolution mobile », qui entraîne une consommation sans cesse accrue de pétrole raffiné aussi bien sur le continent européen que sur le continent américain. En 1893, la France compte 200 automobiles, et 3 000 en 1900... La diffusion est vertigineuse et la Première Guerre mondiale va encore l'amplifier avec le développement des premiers véhicules militaires à moteur (notamment les chars d'assaut).

Dès lors, les recherches d'hydrocarbures s'accélèrent en même temps que les techniques des géosciences évoluent vers les méthodes et les outils de l'exploration et de la production modernes.

Deux pôles géographiques industriels majeurs rivalisent alors à la fin du XIX^e siècle :

- les États-Unis avec Rockefeller, qui a privilégié la distribution¹ à l'extraction, qu'il a laissée aux prospecteurs très nombreux et adeptes de cette ruée désordonnée vers l'or noir ;
- l'Empire russe, avec la famille Nobel pour l'extraction et le transport, qui a été ensuite rejoints par les célèbres **Rothschild** (branche française) qui vont développer le transport ferroviaire et rivaliser ainsi avec les Nobel.

On peut rappeler que le non moins célèbre Joseph Staline, de son véritable nom Joseph (Iossif) Vissarionovitch Djougachvili, après avoir été renvoyé du séminaire où il suivait ses études de prêtre entre 1888 et 1899, travailla quelque temps pour les Rothschild dans leur raffinerie de Bakou. Il continuera d'ailleurs plus tard à avoir des rapports ambigus avec eux du temps de l'Union soviétique et lors de son pouvoir sans partage.

Au final, trois conglomérats capitalistiques se répartissent le marché pétrolier à l'aube du XX^e siècle : l'Américaine **Standard Oil**, essentiellement pour le raffinage (future Mobil qui fusionnera à la fin des années 1990 avec Exxon, l'ex-Standard Oil of New Jersey), et les compagnies européennes **Nobel** et **Rothschild**.

La commercialisation des produits pétroliers de Rothschild sera à l'origine d'une association avec la **Shell**, une compagnie créée en 1892 par Marcus Samuel avec son emblématique coquille Saint-Jacques (puisque il s'agissait au départ d'une firme d'importation de coquillages d'Extrême-Orient). Elle deviendra par la suite **Royal Dutch-Shell** par une fusion anglo-néerlandaise en 1907.

1. Cette situation monopolistique provoquera d'ailleurs son démembrement ultérieur en vertu de la loi anti-trust en 1911 après pratiquement une décennie de procès.

3

Les étapes de l'industrialisation pétrolière

3.1 Production industrielle et création des « majors companies »

Alors que la seconde moitié du XIX^e siècle avait vu la recherche de pétrole démarrer à un niveau préindustriel dans des périmètres alors restreints aux États-Unis et à l’Europe centrale et continentale, le XX^e siècle fut à la fois celui de la diversité des terrains de chasse, de l’évolution technologique tous azimuts, en surface, en subsurface et bien évidemment aussi celui d’avancées dans les géosciences.

C’est le début de la révolution du « tout pétrole » : en 1900 le pétrole ne couvrait que 4 % des besoins énergétiques de la planète, et la moitié était produite en Russie près de Bakou (Azerbaïdjan actuel).

On passe alors rapidement de la phase de cueillette à celle de la production industrielle sous la houlette de compagnies privées et des différents États qui comprennent très vite l’aspect stratégique de l’accès aux ressources pétrolières.

Encart 1.2 Forage rotary

Dans le domaine du forage pétrolier se développe la méthode appelée *rotary* (cf. chapitre 8) inventée et développée par **Howard Hughes Sr** en 1909. Elle consiste à faire tourner un trépan disposé à l’extrémité de tiges mises bout à bout et prend le relais (en améliorant grandement les performances) de la technique de forage au câble ou dite de battage, qui devient obsolète pour les forages pétroliers classiques dans les années 1930.

Grâce à la technique *rotary*, des profondeurs de plus en plus importantes peuvent être atteintes. Les durées de sondage et donc les coûts associés sont ainsi singulièrement réduits pour extraire et exploiter pétroles et gaz.

Aux terrains de chasse américain, russe, polonais, roumain, voire indonésien (sous l’impulsion de la naissante Royal Dutch et avec l’appui de la puissance coloniale néerlandaise implantée à Sumatra et Bornéo) va venir s’ajouter au tout début du XX^e siècle la province prolifique du **Moyen-Orient**.

C’est tout d’abord dans l’Empire perse, où l’on connaît des indices de surface en grand nombre en particulier sur les grands plis anticlinaux de la chaîne du Zagros. Les recherches démarrent sous l’impulsion de deux aventuriers, William Knox d’Arcy et George Reynolds, mais ils mettront sept ans à parvenir à la première découverte, celle de Masjid-i-Suleinam. George Reynolds, peu soucieux des ordres de ses bailleurs de fond, avait d’ailleurs été licencié par ceux-ci, mais il avait déjà commencé le forage de cette découverte avant que la notification lui parvienne. Il fut quand même renvoyé.

Un autre évènement va favoriser l'éclosion du « tout pétrole », c'est le passage en 1911 au pétrole raffiné comme **carburant de la marine de guerre britannique** (la Royal Navy, alors dominatrice sur les mers du globe) qui utilisait jusqu'alors le charbon comme combustible de ses bateaux mus par des moteurs à vapeur. Cette décision sera une étape décisive. Elle fut prise par le célèbre Lord de l'Amirauté Winston Churchill, qui avait été nommé à ce poste prestigieux à tout juste 36 ans.

Pour exploiter cette découverte iranienne et obtenir des produits pétroliers de façon indépendante, la compagnie Anglo-Persian Oil Company (APOC) est créée en 1913, avec une prise de participation de 51 % par le Royaume-Uni en 1914 (en échange d'un accord d'approvisionnement garanti pour la Royal Navy pendant vingt années).

Cette initiative crée une situation oùdeux sociétés anglaises sont présentes et concurrentes sur les marchés : la Shell, à capitaux privés comme on a vu plus haut, et cette APOC, l'ancêtre de la **British Petroleum**, dont la création date de 1954 et qui figure toujours avec Shell parmi les « majors » actuelles.

Au Royaume-Uni, la découverte du gisement intra-dinantien (Carbonifère) terrestre de Hardstoft en 1919 sur un anticlinal de surface participera de cet effort d'accès à la ressource pétrolière, en métropole cette fois et non plus seulement hors des frontières de l'Empire britannique.

L'expansion sans égale du moteur thermique et l'industrialisation automobile, navale et aérienne, à la faveur notamment de la Première Guerre mondiale, comme indiqué plus haut, vont faire exploser la demande en pétrole si bien d'ailleurs que, en termes géopolitiques, les cartes des alliances nouées avant le conflit mondial seront ensuite rebattues au profit des vainqueurs.

Aux États-Unis, la ruée vers l'or noir s'est déplacée de la Pennsylvanie, dont les gisements de faible extension se tarissent rapidement, vers le Texas avec la découverte en 1901 de **Spindletop**, grâce à un certain Patilo Higgins.

Ce dernier implante le puits de Spindletop sur une légère anomalie topographique présentant un indice de gaz en surface (bullage). Il lance ainsi la chasse aux structures évaporitiques : en l'occurrence, ce puits est situé sur le *cap-rock* (c'est-à-dire le sommet, souvent réservoir – par la présence de brèches carbonatées – d'un dôme de sel).

À cette époque commence aussi à se répandre l'utilisation de la boue comme fluide pour refroidir l'outil de forage en rotation (générateur de frottements) et pour faire remonter les déblais en surface, autre progrès technologique très significatif.

Le puits de Spindletop débite le 10 janvier 1901 au rythme de 100 000 barils d'huile par jour à partir d'un niveau réservoir rencontré à 310 mètres. La compagnie **Texas Fuel Company** est créée à cette époque (c'est la Texaco) ; elle fusionnera beaucoup plus tard, en 2001, avec Chevron, **ex-Standard Oil of California**, l'une des sociétés démantelées de l'empire Rockefeller.

De 1901 à 1905, on découvre de nouveaux pétroles non seulement au Texas, mais également en Californie et en Oklahoma...

Encart 1.3 La « creekology »

En Pennsylvanie, les prospecteurs avaient remarqué que les indices pétroliers et les gisements se situaient souvent au bord des rivières. Ils avaient donc adopté pour leurs implantations de forages ce concept de « **creekology** ».

En fait il s'agissait d'anticlinaux érodés et décapés au niveau du lit des fleuves jusqu'à des gisements d'huile parfois lourde car biodégradée (cf. chapitres 2 et 5). Les taux de succès des ouvrages pétroliers atteignaient des valeurs de 80 à 90 % pour ce type de localisation très prolifique. On pourra noter qu'à proximité du gisement espagnol d'Ayoluengo (cf. chapitre 9) se situent d'anciennes exploitations de bitumes sur un tel anticlinal décapé par le lit d'une rivière.

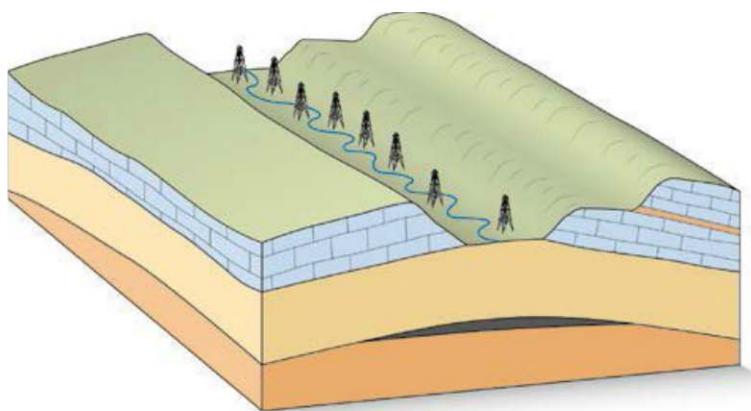


Figure 1.6 – Principe de la « creekology ».

Au Mexique, en 1908, la catastrophe du puits de Dos Bocas¹ fait mesurer le caractère dangereux des explorations pétrolières quand on en maîtrise mal les pressions de fond (cf. chapitre 3), même si la couche éruptive ne se trouve qu'à 556 mètres dans ce cas précis.

Dans la même période, des gisements sont découverts au Venezuela, un pays pétrolier américain majeur comme le Mexique, notamment grâce à la Shell qui opère sur le lac de Maracaibo.

Le champ de pétrole lourd de Zuata (dans ce qui est appelé la *ceinture bitumineuse de l'Orénoque*) est découvert en 1938.

Le Canada occidental, dans la région d'Edmonton-Calgary, n'est pas en reste dès 1913. Il en est de même en Colombie et au Pérou pour l'Amérique du Sud.

Au Moyen-Orient, l'impulsion donnée par l'Iran se poursuit dans d'autres pays. Dans les années 1920, la production pétrolière se développe en Irak sous l'impulsion à parité des compagnies britanniques, d'un conglomérat de sociétés américaines dont la Standard Oil of New Jersey et de la **Compagnie Française des Pétroles** (CFP)

1. Il s'agit de la première éruption d'hydrocarbures mortelle de l'histoire, avec deux mois d'échappement de gaz et d'huile qui s'enflamme à plus de 500 m au-dessus de l'ouvrage, provoquant notamment la vitrification du sol.

nouvellement créée, et ancêtre de l'actuelle major **Total**. La CFP avait repris la participation de la Deutsche Bank déchue de ses droits suite au traité de San Remo en 1920. Le dernier actionnaire de ce conglomérat opérant en Irak était le célèbre Calouste Gulbenkian (surnommé « Monsieur 5 % »).

Le groupe ainsi formé se nomme l'Iraq Petroleum Company (IPC). En 1927, la production irakienne de l'IPC part en flèche avec la découverte du fameux champ de **Kirkouk**, proche de la province du Kurdistan irakien actuel.

En 1931, une première découverte est faite sur l'île de **Bahrein** par la compagnie pétrolière américaine Gulf en association avec la Standard Oil of California : il s'agit du champ géant d'Ahwali.

Renforcée par cette découverte, cette même Standard Oil of California part à l'assaut de l'exploration en Arabie saoudite en 1933 et y fait, sous le nom de Californian Arabian Standard Oil Company, des découvertes (Damman, Abou Hadriya...) qui seront et sont toujours à ce jour l'apanage de la société nationale géante **Saudi Aramco**, qui lui succéda ultérieurement.

À la même époque, un peu avant la Seconde Guerre mondiale, les premières découvertes sont faites au **Koweït** (avec l'Anglo-Persian, que nous avons citée plus haut) et au Qatar (avec une filiale de l'IPC), respectivement à **Burgan** et à **Dukhan**.

En parallèle, les techniques des géosciences progressent. Le nombre de puits sur le concept d'anticlinal salifère se multiplient, les géologues de l'USGS (United States Geological Survey) commencent à réaliser des cartes géologiques à partir des données de subsurface, pour piloter cette recherche de structures anticlinales de surface.

C'est à partir de cette époque que la géologie pétrolière comme méthode prédictive d'exploration commence à se répandre, changeant ainsi les modes opérationnels de prospection. On passe de la phase de cueillette à l'**exploration prédictive**.

La **théorie anticlinale** (encart 1.4) avait été avancée dès 1836 par l'américain **Samuel Prescott Hildreth**.

Cette théorie a été clairement formulée en 1860 par **Henry Darwin Rogers**, après le forage de ses premiers puits. Il avait associé les sources de pétroles et de bitumes à la présence de flexures anticlinales.

Durant la même période, les Polonais et d'autres Européens avaient également bien perçu la liaison entre pétrole et structures plissées de surface.

En 1885, **Israel Charles White** avait confirmé que, pour découvrir la présence de pétrole, il était nécessaire que soient réunis des ingrédients tels que de la **matière organique**, des **réservoirs** ou couches magasins (si bien nommées par les pétroliers francophones) et des **pièges anticlinaux** : c'est la théorie anticlinale complétée par les prémisses de la notion de système pétrolier.

Les hydrocarbures (sauf certains bitumes, les plus denses) étant en général plus légers que l'eau, ils se déplacent verticalement ou latéralement par contraste de densités par rapport à l'eau.

Encart 1.4 La théorie anticlinale

C'est en migrant sous l'effet de la poussée d'Archimède que le pétrole et le gaz s'accumulent dans des couches réservoirs au-dessus de l'eau de gisement; leurs mouvements (migration) dépendant de la pression capillaire plus ou moins élevée (pressions d'entrée) des roches encaissantes (faible en réservoir, forte à très forte en milieu microgrenu, argileux ou évaporitique) sont freinés et bloqués par des couches imperméables (les couvertures) qui permettent le piégeage d'accumulations de volume variable dépendant de la taille du réservoir et du piège.



Figure 1.7 – Exemple de piège anticinal.

Ils migrent vers les points hauts et s'accumulent dans les pièges pétroliers, par le jeu de la poussée d'Archimède (ce principe de flottabilité et l'utilisation du pétrole tous deux connus dès l'Antiquité finissent par se rejoindre dans la recherche et l'exploitation industrielle de ce dernier).

Ce principe n'était d'ailleurs pas du tout maîtrisé par Drake et ses contemporains, qui ne contrebalançaient pas les excès de pression des formations traversées à l'aide d'un fluide alourdi (la boue de forage) mais se basaient au contraire sur l'éruptivité des hydrocarbures pour rendre visibles leurs succès.

Ils appliquent d'une certaine manière le désormais moderne concept d'*underbalanced drilling*, permettant de forer et de tester en même temps, en laissant «venir» les hydrocarbures : c'est le concept de la respiration du puits (*cf.* chapitres 3 et 8).

En 1898, **Royal Dutch Shell** avait créé le premier service géologique d'exploration centralisé d'une compagnie pétrolière, qui se répand ensuite.

Les initiatives individuelles se perpétuent et, beaucoup plus tard, en 1930, le géologue indépendant américain **Dad Joiner (Columbus Marion Joiner)** invente le concept dit *de biseau stratigraphique* (*cf.* chapitre 6 pour plus de détails), en recherchant des sables crétacés. Il fait forer la découverte d'**East Texas** qui s'avérera dépasser les 5 milliards de barils d'huile récupérables.

Par cette découverte, l'exploration-production américaine quitte temporairement sa «niche» traditionnelle des anticlinaux salifères comme Spindletop. Elle y reviendra bien évidemment plus tard dans le golfe du Mexique, avec le vaste delta du Mississippi en mer.

3.2 Techniques d'exploration et méthodes de prospection

Au début du XX^e siècle, en parallèle de la compréhension des processus géologiques du piégeage des hydrocarbures, la **géophysique** et les **diographies** (ou *logs* en anglais) vont se développer. Il s'agit d'enregistrements de mesures physiques caractéristiques des roches traversées par les forages et des fluides associés.

Ces techniques permettent d'évaluer le sous-sol, soit avant de faire des forages, soit ensuite en exploitant leurs résultats.

En Allemagne, **Ludger Mintrop** met au point le premier essai de source vibratoire avec une sorte de boule rocheuse, appelée la *Mintrop ball*, testée le 21 août 1908 à Göttingen. La sphère d'une masse de 4 tonnes est lâchée d'une hauteur de 14 mètres pour étudier les effets du séisme artificiel et les ondes générées. Il publie en 1916, 1917 puis 1919 des brevets sur les sources de vibrations sismiques. Mintrop sera l'un des fondateurs de Seismos en 1921, ancêtre de Prakla-Seismos devenue Prakla, englobée ensuite dans la compagnie géante de services pétroliers Schlumberger. Il exportera sa technologie jusqu'aux États-Unis et au Mexique dans les années 1920 et 1930, avant de quitter Seismos en 1933 pour se consacrer à l'enseignement universitaire.

En 1912, le français **Conrad Schlumberger** met en œuvre la technique de la **polarisation**, qui consiste à faire passer un potentiel électrique entre deux bornes placées à la surface du sol, à faire des mesures physiques et à interpréter entre deux autres bornes les valeurs de la résistivité électrique. Textuellement, en reprenant les écrits de Conrad Schlumberger : on fait passer, entre deux points A et B à la surface du sol, un courant d'intensité i et on mesure la différence de potentiel ΔV qui en résulte par effet ohmique entre deux autres points M et N du sol. Le mesure de i et de ΔV permet par une formule simple de calculer la résistivité du sol, celui-ci étant supposé plan et homogène dans le «domaine» intéressé par la mesure.

Cette résistivité est directement liée à la conductivité des terrains sous-jacents, celle-ci dépendant de leur lithologie et des fluides qu'ils contiennent.

À la même époque, la technique de **gravimétrie**, fondée sur des mesures effectuées avec une balance de torsion, est appliquée pour la recherche de dômes de sel en Transylvanie.

En 1913, le Canadien **Reginald Fessenden** invente la **sismique réflexion**, basée sur l'existence d'un couple émetteur-récepteur de signaux acoustiques (explosions, vibrations) se propageant dans le sous-sol terrestre (*cf. chapitre 3*).

À partir de 1923, la géophysique commence à être mise en œuvre à l'échelle industrielle par les compagnies pétrolières qui utilisent les services de contracteurs un peu partout dans le monde.

Les frères Conrad et Marcel Schlumberger fondent en 1926 la Société de Prospection Électrique (SPE), ancêtre de l'actuel groupe Schlumberger, qui est aujourd'hui la plus grande compagnie mondiale de services pétroliers. Une année plus tard, Conrad Schlumberger invente le premier outil de diagraphie ou *logging* de puits à Pechelbronn, en Alsace (*cf. chapitre 8*).

Balbutiante au début des années 1920, la sismique se répand au niveau industriel, à partir de 1929. Il s'agit principalement de la technique dite *de réfraction*, qui permet de cartographier des dômes de sel et les pièges pétroliers associés. Elle est utilisée en Allemagne, aux États-Unis (Gulf Coast) ainsi qu'en Union soviétique, où les frères Schlumberger appliquent leurs techniques de *logging* poussés par les autorités qui veulent développer leur industrie pétrolière.

Les frères Schlumberger fondent en 1931 la **Compagnie Générale de Géophysique** (CGG). Aux États-Unis, la **Geophysical Service inc.** (GSI) débute ses activités en 1930.

La **méthode tellurique**, développée en 1938, permet d'enregistrer les variations de potentiel électrique entre les extrémités de deux câbles parallèles.

La géologie tire parti de ces progrès en géophysique et on assiste à une floraison de nouveaux concepts : la **géologie de subsurface** se met en place avec les techniques de corrélations diagraphiques des formations géologiques auxquelles viennent se joindre les études lithologiques et micropaléontologiques (pour les datations).

À partir des années 1940, l'approche paléogéographique permet, avec l'aide des microfaunes et des descriptions de lithofaciès, de reconstituer les paysages géologiques et de cartographier ce qu'on appelle des *tendances* (*trends* en anglais) *de lithofaciès*, ou des *directions d'extension* (*trends*, en anglais) *des réservoirs*.

Le rôle des **discordances** (*unconformities*) et des changements de faciès (*facies changes*) comme éléments de piégeage et de migration des hydrocarbures avait été déjà souligné aux États-Unis au milieu des années 1930 (**Arville Irving Levorsen**, 1934 et 1936).

Entre 1940 et 1953, l'Américain **Marion King Hubbert** (géologue et physicien génial et très éclectique de Shell, puis de l'USGS) développe la théorie des potentiels hydrauliques et du mouvement des nappes souterraines (hydrodynamisme), qui est le fondement de l'hydrogéologie moderne appliquée au pétrole.

Plus tard, ce même King Hubbert sera à l'origine de la notion de *peak oil* (pic pétrolier en français), qui est le moment où la production mondiale de pétrole culmine avant de commencer à décliner et qui serait situé au milieu des années 1970 pour les États Unis (*cf.* chapitre 10).

3.3 Des années 1950 aux années 1970

Du point de vue de l'exploration et de la production pétrolière, la période qui se situe après la Seconde Guerre mondiale (qui, à l'instar du premier conflit, a accru les besoins en hydrocarbures) est non seulement une poursuite de la diversification des terrains de chasse et de la consolidation des acquis identifiés mais aussi une période de découverte de nouveaux géants.

Au **Moyen-Orient** tout d'abord, les découvertes de gisements gigantesques vont se succéder à peu près partout à un rythme effréné durant cette période prolifique. Il faut citer **Ghawar** en Arabie saoudite découvert en 1948, réellement délimité en 1955 ; le plus grand champ d'huile du monde (280 km de long pour 30 km de large).

Les ressources prouvées plus probables (*cf.* chapitre 10) de ce champ seraient de 70 milliards de barils d'huile récupérables. Tout juste avant avait été trouvé le géant un peu plus modeste (toutes proportions gardées) d'**Abqaiq** (22 milliards de barils récupérables) également en Arabie saoudite.

Dans la zone offshore saoudienne proche de la ville de Dahran, c'est le champ géant de **Safaniya** qui est découvert en 1951. Il s'agit du plus grand gisement marin du monde (50 km par 15 km de large) avec 37 milliards de barils d'huile récupérables et 5 TCF¹ de gaz.

Au **Koweït**, le champ de **Burgan** (premier champ du monde dans des clastiques à terre) est trouvé en 1938 et, un peu comme Ghawar, il a fallu attendre jusqu'en 1952 pour que l'on ait une idée plus réaliste de sa taille géante. À la pointe sud de l'Irak, dans la zone proche du Koweït, le champ géant de **Rumaila** est à son tour découvert en 1953.

En **Iran**, c'est le champ géant d'**Ahwaz** qui est trouvé au cours de la même période (il sera mis en production en 1960). En 1962, la Shell associée à Gulbenkian fait des découvertes au sultanat d'**Oman**: création de PDO (Petroleum Development of Oman), compagnie qui demeure toujours dominante dans ce pays de nos jours.

À **Abu Dhabi**, la création d'ADCO par l'IPC puis celle d'ADMA conduisent à des découvertes, celle modeste en 1953 de Murban, puis celle d'Umm Shaif en mer. En 1963, c'est **Zakum**, un géant d'huile, qui est découvert.

On ne peut passer sous silence la volonté française de se doter d'une forte industrie pétrolière après la Seconde Guerre mondiale pour obtenir une indépendance énergétique dont la guerre avait démontré la carence. Cette volonté fait également suite à la découverte de gaz à Saint-Marcet, près de Saint-Gaudens le 14 juillet 1939 par la Régie Autonome des Pétroles (RAP), ancêtre d'Elf puis de Total.

C'est pourquoi, aussi bien en France métropolitaine que dans les départements et territoires français d'outre-mer, l'exploration se concrétise grâce aux nombreuses compagnies fondées à cette époque sur financement de la République française (SNPA, RAP, CEP, SN REPAL...) ainsi qu'à des filiales de compagnies étrangères (Esso...).

Le résultat est au rendez-vous avec les découvertes géantes de **Lacq** en 1951, de **Parentis** en 1954, de **Hassi Messaoud** (9 milliards de barils d'huile récupérables dans des quartzites cambro-ordoviciennes) et de **Hassi R'Mel** en Algérie en 1956 (85 TCF de gaz récupérables en niveau triasique).

Le gisement bien plus modeste terrestre d'Ozouri proche de l'île Mandji, au Gabon, est découvert également en 1956, dans des formations paléogènes d'argiles silicifiées et fracturées (huiles de schistes naturelles en quelque sorte).

Cette découverte ouvre la voie à l'épopée offshore du bassin sénonien gabonais au milieu des années 1960.

1. TCF: *trillion cubic feet*. 1 TCF = 28 Gm³ ou 166 Mbep (millions de barils équivalent pétrole). Le bep est le synonyme du boe (*barrel of oil equivalent*).

Dans le sud-ouest de la France, le gisement de Lacq (cf. chapitre 9) sera avant celui de North Dome le principal champ faisant l'objet d'une **désulfuration**¹ mise au point dans les années 1950, avec une première production de gaz complètement désulfuré en 1957.

À cette période faste mondiale de 1950-1970, on associe aussi les efforts couronnés de succès des pays communistes que sont la Chine (première production en 1969) et l'URSS pour développer leurs industries lourdes et de transformation ainsi que les transports, grâce à leurs vastes sous-sols très riches en hydrocarbures.

En Russie, la région de Bakou, un des berceaux mondiaux au XIX^e siècle, est longtemps demeurée la plus prolifique, en tout cas avant la Seconde Guerre mondiale. En 1901, la moitié du pétrole mondial provenait de Bakou. Le relais est ensuite pris par les zones péri-caspienes septentrionales puis par la zone Volga-Oural puis par l'extraordinaire province péri-arctique de **Sibérie occidentale** avec les grandes découvertes des années 1960-1980 : Urgengoyskoye, Yamburgskoye, Bovanenkovskoye, Astrakhan, Shtoksmanovskoye (fin des années 1980), pour le gaz, Samotlor (55 milliards de barils récupérables) pour l'huile.

L'URSS va finir d'ailleurs par dépasser les États-Unis en production d'hydrocarbures à la fin des années 1970.

En 1968 pourtant, aux États-Unis, le champ géant (19 milliards de barils récupérables) de Prudhoe Bay est trouvé à terre en Alaska, en zone péri-arctique.

Un peu après cette émergence de nouvelles provinces pétrolières mondiales, les pays producteurs vont créer un cartel, l'**OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole)** dont le rôle se révélera très significatif lors du choc pétrolier de 1974, après la guerre du Kippour.

Encart 1.5 L'OPEP

- Les cinq membres qui fondent l'OPEP, le 14 septembre 1960 à Bagdad, sont par ordre alphabétique l'Arabie saoudite, l'Irak, l'Iran, le Koweït ainsi que le Venezuela. Ils ont été ensuite rejoints par le Qatar en 1961, l'Indonésie en 1962 (qui s'en retire ensuite en 2008), la Libye en 1962, Abu Dhabi en 1967, qui formera les Émirats arabes unis en 1971, l'Algérie en 1969, le Nigeria en 1971, l'Équateur en 1973, qui se retire en 1992 pour revenir en 2007, le Gabon en 1975, qui se retire en 1996, et l'Angola en 2007.
- Le total des membres actuels de l'OPEP est de 14.
- Le siège de l'OPEP est (actuellement) situé à Vienne en Autriche.

Dès les années 1960, le développement des technologies de forage en mer permet un grand redéploiement des activités d'exploration vers la prospection marine, d'ailleurs en zone un peu plus profonde que la stricte frange côtière : dans le **golfe du Mexique**

1. Le sulfure d'hydrogène (H_2S) est un gaz acide contenant du gaz carbonique mais aussi et surtout un composant létal à très faibles doses.

(Louisiane et Texas), en zone orientale du **Canada** (découverte de Hibernia par Exxon), au large des côtes africaines, au **Gabon** par extrapolation des découvertes terrestres (bassin sénonien), également en **Angola**, où sont faites des découvertes au Cabinda et plus au sud, alors que les exploitations terrestres ont lieu dès les années 1950 dans le Kwanza près de la capitale, Luanda, enfin au Nigeria, sous l'impulsion de Shell-BP puis de Shell seule, à terre et en mer avec les découvertes de champs géants dans le delta du Niger si prolifique du point de vue pétrolier.

En **Australie** aussi, l'exploration marine s'est développée dans les années 1960-1970, notamment dans la province du North-West Shelf, qui a vu émerger une singulière province à gaz dans les bassins de Carnarvon, Browse et Bonaparte, et aussi au sud-est de cette île-continent avec le bassin de Gippsland, terre de prédilection d'Exxon.

En **mer du Nord**, des découvertes de géants sont faites d'une part aux Pays-Bas, tout d'abord **Groningen** à terre en 1959 (120 TCF, soit douze fois le champ de Lacq) puis d'autres plus modestes en mer, mais aussi en Norvège avec les géants de **Frigg** (gaz en 1971), **Ekofisk** (huile en 1969), **Oseberg** (huile et gaz en 1979), **Troll** (gaz en 1979), et enfin en Grande-Bretagne avec **Leman** et **Indefatigable** (gaz en 1966), **Brent**¹ en 1971, mis en production en 1976.

Les noms de **Brent** et de **Statfjord** sont devenus les noms de référence de formations géologiques respectivement du Jurassique moyen et du Jurassique inférieur.

Brent a de plus donné son nom au pétrole de référence de mer du Nord (l'indice mondial de prix Brent considéré pour 60 % des huiles produites mondialement, les autres indices étant le West Texas Intermediate, le Dubaï, aussi appelé Arabian Light, entre autres...). Le prix du gaz est indexé, quant à lui, sur les marchés du *trading*, en dollars US par million de BTU (*british thermal unit*)².

Il est à noter que le champ de **Statfjord** mis en production en trois phases (1979, 1982, 1985 ; 5,2 milliards de barils en place avec un coefficient extraordinaire de récupération de 70 %) se situe à cheval sur la limite Royaume-Uni/Norvège (85 % en Norvège, 15 % au Royaume-Uni), tout comme Frigg mis en production en 1977 et arrêté en 2004 (6,9 TCF, 61 % en Norvège et 39 % au Royaume-Uni).

Il convient de rappeler que les gisements de nature sédimentologique gravitaire turbiditique de Frigg et d'Anguille ainsi que de Batanga au Gabon, situés en environnement actuel marin peu profond, sont en quelque sorte des précurseurs. Ce sont effectivement des analogues méconnus, en termes de milieu de dépôt, des champs de la vague ultérieure prolifique d'exploration de ce type de gisement hautement

1. Brent est un nom acronyme constitué des premières lettres du nom des formations pétrolifères de Broom (nom du niveau producteur d'Oseberg en Norvège), de Rannoch, d'Etive, Ness et de Tarbert, côté écossais.

2. Le *british thermal unit* (Btu ou BTU) est une unité anglo-saxonne d'énergie définie par la quantité de chaleur nécessaire pour éléver la température d'une livre anglaise d'eau de 1 °F à la pression constante de 1 atm. Le choix de la température à laquelle le réchauffement se produit mène à des valeurs légèrement différentes (d'environ 0,5 %) du BTU, qui vaut approximativement 1 054-1 060 joules.

productif et donc économique en très grands fonds marins dans le golfe du Mexique et dans le golfe de Guinée.

Pour revenir au Moyen-Orient et plus particulièrement au golfe Arabo-persique, Shell découvre en 1971 au Qatar le gisement offshore de **North Dome**, qui s'étend pour partie en Iran, où il est appelé South Pars. Situé sur une énorme structure anticlinale de 10 000 km², comprise entre la plateforme arabe au sud-ouest et la chaîne de montagne du Zagros au nord-est, il s'agit d'un champ permien (comme Groningen d'ailleurs mais de façon fortuite, les deux provinces pétrolières n'ayant strictement rien à voir) qui possède des ressources récupérables de plus de 1 200 TCF de gaz, soit 10 fois Groningen et 120 fois Lacq.

L'exploitation de ce champ gigantesque a motivé la construction d'une très vaste **usine de liquéfaction du gaz** (complexe de Ras Laffan au Qatar) sur une surface équivalente à celle de la ville de Paris. Il a opéré sa première livraison de gaz naturel liquéfié à un méthanier en 1988.

Des années 1970, il faut retenir aussi les nationalisations forcées faites dans bon nombre de pays du Maghreb (Algérie en 1971, Libye en 1973...) et du Machrek (Irak en 1973, Arabie saoudite en 1976), imitant ainsi l'Iran qui avait procédé de la sorte dès 1951 (création de NIOC, National Iran Oil Company). Le choc pétrolier de 1973-1974, ainsi que la position forte de l'OPEP face aux États-Unis, restent aussi des étapes très significatives de cette période inédite. Les différents chocs pétroliers et les fluctuations des prix souvent liées à des conflits géopolitiques ou bien à des baisses structurelles de l'activité économique vont rythmer l'industrie pétrolière, de façon très cyclique comme encore de nos jours.

3.4 Des années 1980 à aujourd'hui

La figure 1.8 illustre sous forme d'une frise historique les principales découvertes d'huile et de gaz (> 500 Mbep) depuis 1900 jusqu'à nos jours, elle résume ainsi ce qui vient d'être relaté en y ajoutant les données plus récentes.

À partir des années 1980, jusqu'à la période actuelle l'émergence de nouvelles provinces pétrolières, au Brésil (le **pré-sel**¹... avec **Lula (ex-Tupi)**, **Libra**...), sur les côtes d'Afrique de l'Ouest et de l'Est, correspond à la percée de l'offshore profond à ultra-profond (golfe du Mexique, golfe de Guinée...) qui prend le relais avec des territoires souvent de plus en plus complexes d'un point de vue géologique (par exemple quand la présence de séries évaporitiques – écrans – est avérée) et de plus en plus difficile d'accès.

Dans les années 2000, le retour vers les terrains de chasse terrestres se fait principalement aux États-Unis avec la mise en œuvre accélérée de la fracturation hydraulique de réservoirs compacts voire de roches-mères.

1. Pré-sel désigne des séries sédimentaires situées au Brésil comme en Afrique de l'Ouest sous des séries évaporitiques aptiennes, contenant entre autres du sel.

Ces techniques, loin d'être nouvelles mais utilisées massivement, vont créer la révolution des **hydrocarbures de roches-mères** (appelés improprement *hydrocarbures de schistes* par traduction littérale du mot anglais *shale*). Les huiles notamment vont relancer une nouvelle ruée vers l'or noir et revivifier des pans entiers de l'économie américaine (la pétrochimie en particulier), voire inverser des tendances importatrices en exportatrices (pour le gaz notamment).

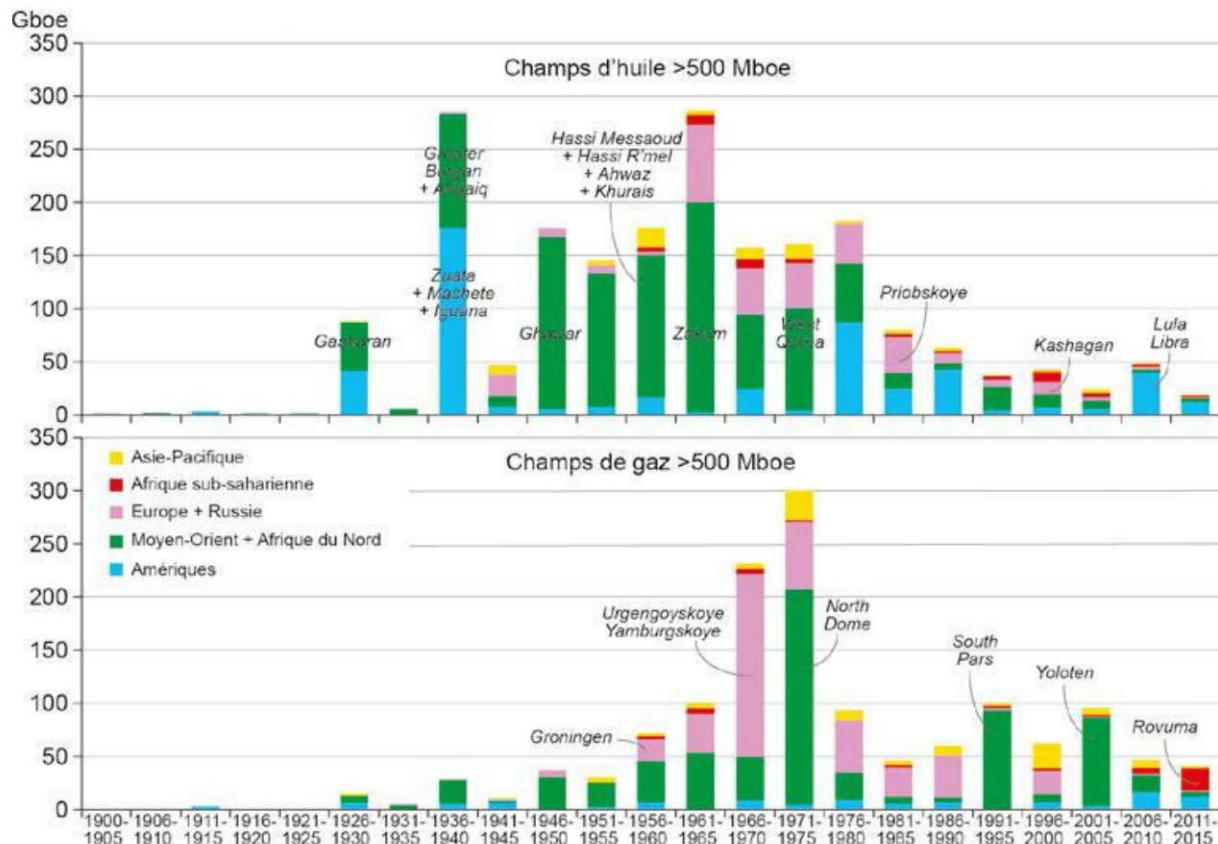


Figure 1.8 – Principales découvertes de pétrole et de gaz de 1900 à 2016
(classement par périodes de cinq années). Les couleurs correspondent aux zones géographiques. Document Total.

En hydrocarbures conventionnels, les découvertes marquantes des années 2000 seront aussi situées dans des provinces complètement nouvelles, en l'occurrence celle de **Yoloten** au **Turkmenistan** à terre (le second champ de gaz du monde, rebaptisé ensuite Galkynish, après North Dome), celles en mer profonde de **Leviathan** et de **Tamar** (Israël) ainsi que la province des champs du delta de la Rovuma au Mozambique (100 TCF) en situation originale en aval d'un front deltaïque (situation appelée en anglais *outboard delta toe*).

En huile, au début des années 2000, c'est le bassin précaspien (nord-caspien) qui est sous les feux de la rampe, avec la découverte du champ géant d'huile acide contenant un taux d'hydrogène sulfuré significatif (très corrosif pour les installations pétrolières) de **Kashagan** puis de ses divers satellites dont la première phase de production a commencé en 2016. Le champ de Tengiz avait été découvert auparavant par Chevron dans cette zone et dans ce même type de réservoir carbonaté.

3.5 L'avancée des géosciences pétrolières

Récemment les progrès les plus tangibles ont été réalisés au niveau des bases de données et de connaissances, de leur traitement informatique, de la puissance de calcul associée en utilisant des ordinateurs de plus en plus sophistiqués (HPC, ou *high powered calculator*), mais aussi au niveau hygiène, sécurité, environnement (HSE).

Dans les années 1950, la sismique réflexion s'était singulièrement améliorée grâce aux progrès de l'électronique, rendant possibles des enregistrements numériques, et de l'informatique permettant de traiter en masse de plus en plus de données de terrain avec une puissance de calcul accrue.

Les sources d'ondes sismiques se sont diversifiées dans les années 1960 avec l'invention par Conoco du procédé Vibroseis et avec l'arrivée de camions vibrateurs, munis d'une plaque appliquée sur le sol transmettant des vibrations à la demande (*cf. chapitre 8*). Cette nouvelle méthode permet de s'affranchir des explosifs enterrés (notamment la dynamite), traditionnellement utilisés jusqu'alors.

En sismique marine, dans les années 1970-1980, dans le cadre de l'effort d'investigation des zones nouvelles citées plus haut, l'amélioration des sources, en particulier l'avènement des canons à air, amène aussi des progrès dans la résolution et l'imagerie sismique.

Du côté des études de laboratoire, à partir de 1950 des méthodes sont mises au point et passées au stade industriel. On peut citer en particulier :

- le pyrolyseur **Rock-Eval** pour la géochimie organique quantitative (Fina et IFP), conçu dans les années 1970, permet d'évaluer le potentiel pétrolière des roches-mères (*cf. chapitre 8*) ;
- les méthodes d'études des **extraits pétroliers** en géochimie organique permettent de relier l'hydrocarbure à sa roche-mère. On parle alors de *filiation entre roche-mère et huile* en compléments d'études isotopiques (*cf. chapitre 5*) ;
- la thermodynamique (PVT : pression-volume-température) (*cf. chapitre 3*) ;
- la **radiométrie** et toutes les méthodes de géochimie minérale : la diffraction X, qui permet à partir de l'étude des rayons X d'accéder aux minéralogies des argiles en particulier, les études d'inclusions fluides pour dater par exemple les circulations de fluides dans un bassin sédimentaire, les analyses de traces de fission (pour dater des phases de remontée structurale), les **études d'isotopie** (comparaison des rapports entre différents isotopes qui permettent par exemple de faire des études de chronologie des ciments des réservoirs...) ;
- les études de carottes (échantillons pétrographiques, scanners du type médical) ;
- la modélisation expérimentale, puis analogique, de la maturation des roches-mères (la cuisson !), initiant les **méthodes de modélisations de bassin**...

La **sismique réflexion** prend désormais une part prépondérante dans les géosciences pétrolières, avec un pouvoir de définition de plus en plus précis. Cette amélioration de la résolution a permis à cette technique géophysique de largement dépasser son utilisation initiale d'outil de définition structurale des pièges pétroliers. Grâce à l'exploitation des

amplitudes et des fréquences des ondes sismiques, elle peut même parfois donner accès à l'interprétation de la présence d'hydrocarbures dans le sous-sol, au travers de modifications de la réponse sismique par rapport aux réservoirs imprégnés d'eau.

Elle permet aussi d'interpréter le contenu lithologique des niveaux réservoirs et couvertures en se servant des réponses en amplitudes sismiques calées par des forages, et de décrire les géométries internes des corps sédimentaires.

Les progrès de la géologie pétrolière sont également associés à ceux de la tectonique des plaques (Xavier le Pichon) et de la sédimentologie : en particulier les concepts et les nomenclatures de dépôts turbiditiques, la stratigraphie séquentielle et sismique, la charte des événements eustatiques mondiaux (fluctuations du niveau marin). Ces progrès sont dus à l'impulsion principale de **Peter Vail** dans les années 1970-1980 aux États-Unis, suivi par **Bilal Haq** puis par **Henry Posamentier**.

Dans les années 1980, le français **Alain Perrodon**, de la compagnie nationale Elf Erap puis Elf Aquitaine, ainsi que l'Américain, né et resté longtemps français, **Gérard Demaison** (devenu le spécialiste en systèmes générateurs de la compagnie Chevron) ont introduit le concept de *generative basin* ainsi que celui de **système pétrolier**, ou *petroleum system*.

Ils ont tiré avantage de tous les progrès concomitants de la géochimie organique et de la connaissance de la cinétique des réactions conduisant à la cuisson des kérogènes et à la formation des hydrocarbures, développés par l'école de géochimie organique française (Institut Français du Pétrole), sous l'impulsion de Bernard Tissot, Bernard Durand, Jean Espitalié, Max Bordenave, Jacques Connan parmi d'autres.

C'est à cette époque aussi que, suite aux travaux variés sur de nombreux sujets de géologie pétrolière de **Marion King Hubbert**, apparaissent les notions de rétention des hydrocarbures intra-roche-mère (de l'ordre de 20 à 30 % du stock d'hydrocarbures générés) en milieu nanodarcéen (extrêmement peu perméable), prélude ignoré de la révolution des hydrocarbures de roches-mères.

La trilogie très rigide roche-mère, réservoir (magasin) et couverture disparaît pour se fondre en un vaste ensemble unique mais fluctuant de roches hétérogènes, le terme *magasin* pouvant s'appliquer du reste aux trois composantes, seule l'importance des flux pétroliers en étant la variable.

Le travail de l'exploitant de ces hydrocarbures de roches-mères peut se résumer alors à tenter de connecter des porosités avérées et issues de la transformation des kérogènes en hydrocarbures en leur créant une perméabilité secondaire notamment par la fracturation hydraulique.

Celle-ci consiste à injecter de l'eau ainsi que ce qu'on appelle des *proppants*, qui sont des agents de soutènement des fractures ainsi créées, en appliquant des critères poussés en géomécanique et en sismique passive pour piloter les épisodes d'injection.

L'extraordinaire développement de ces techniques en Amérique du Nord a permis un sursaut inattendu de la production américaine de liquides hydrocarbonés qui a dépassé celle de l'Arabie saoudite, remettant pour partie en cause et en valeur absolue sans

distinction de pétroles conventionnels et non conventionnels la notion de *peak oil* de King Hubbert évoquée plus haut.

Sur 12 millions de barils de brut produits par jour aux États-Unis en 2015, près de la moitié proviennent des *tight oils* (hydrocarbures de roches-mères).

Pour comparaison, en 2015, la production mondiale se situait à 95 millions de barils par jour, soit **presque 1 100 barils par seconde !**

De facto également, la notion de pic pétrolier a été remise en question par le décalage de la décroissance de l'offre mais aussi par une diminution de la prévision de demande du fait des économies d'énergie (transport, isolation thermique, énergies dites *renouvelables*...). On peut aussi observer que les mécanismes de régulation se sont graduellement modifiés, le poids de l'OPEP se diluant au profit des investissements cycliques sur les hydrocarbures de roches-mères notamment en Amérique du Nord.

Dans les années 1990, ce sont aussi les huiles très lourdes des ceintures bitumineuses des cratons américains (Faja de Oro au Venezuela, Athabasca au Canada...) qui font l'objet d'exploitations industrielles massives, de caractère minier ou non, consistant à transformer les bruts très lourds en produits plus légers grâce à des raffineries mettant en œuvre des procédés coûteux en eau et en énergie, reproches souvent faits en termes environnementaux à ces techniques d'extraction.

Depuis les années 1970, le développement spectaculaire de modèles mathématiques et physiques a pu ouvrir la voie à la simulation dynamique du comportement des pièges pétroliers pour :

- mieux modéliser les écoulements d'hydrocarbures et d'eau ;
- donc pour mieux exploiter les gisements découverts ;
- prédire en exploration l'efficacité du remplissage en hydrocarbures des objets forables (appelés *prospects*) ;
- simuler de façon analogique le comportement pétrolier des bassins ou des objets sédimentaires.

Enfin il faut souligner en parallèle les progrès du forage pétrolier depuis la fin des années 1980 en matière :

- de trajectoire horizontale, de *slim hole* (forage à diamètre réduit), de puits multi-drains, de forage directionnel ou *geosteering* (pilotage du puits par l'observation des formations lithologiques rencontrées : déblais et diagraphies instantanées) ;
- de fracturation induite pour les tests de production (*frac* en anglais), utilisée pour générer des connectivités dans certaines couches compactes et peu productives comme les hydrocarbures de schistes ou de roches-mères, comme indiqué ci-dessus ;
- d'automatisation, notamment par l'utilisation de moteurs électriques alimentés par des générateurs fonctionnant au diesel (autonomie du site oblige) ;
- d'*underbalanced drilling* également utilisé pour des réservoirs non conventionnels de type *tight gas* ou *tight oils* (cf. chapitre 8).

Propriétés physiques et chimiques des pétroles

Introduction

Après avoir défini ce que sont les pétroles, ce chapitre traite essentiellement des propriétés physiques, de la nature et de la composition chimique des gaz et des huiles. L'origine, les voies de formation et les processus d'accumulation de ces différents produits pétroliers sont détaillés dans le chapitre 5.

Objectifs

Rappeler les différentes formes des hydrocarbures, celles des gaz, des gaz associés et des gaz non hydrocarbonés.

Préciser les classifications des pétroles bruts et des gaz au sens des productions commercialisables ainsi que leurs compositions chimiques.

Plan

- 1 Définitions des pétroles
- 2 Nature, composition et classification des gaz naturels
- 3 Nature et origine des gaz non hydrocarbonés
- 4 Les hydrates de gaz
- 5 Nature, composition chimique et classification des huiles brutes
- 6 Formes solides des pétroles
- 7 Le cas particulier des charbons

1

Définitions des pétroles

Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent, c'est à la période de l'Antiquité que nous devons les appellations courantes de *pétrole*, de *naphte*, d'*asphalte* et de *bitume*.

Le langage professionnel de l'industrie pétrolière désigne le produit de départ sous le nom de **pétrole brut**, et plus souvent de **brut** tout court, ou encore d'**huile** (respectivement *crude* et *oil* en anglais).

Ces termes correspondent donc à un vocabulaire usuel mais recouvrent, pour le scientifique, des produits assez différents.

Ainsi il n'y a pas *un* pétrole mais plutôt *des* pétroles, d'autant plus qu'il faut ajouter les formes gazeuses des hydrocarbures à celles mentionnées ci-dessus, qui désignent plutôt les formes liquides ou solides.

Une définition étendue du terme *pétrole* pourrait être : « *produit naturel rassemblant les formes gazeuses et/ou liquides et/ou solides de substances combustibles constituées en grande partie de composés carbonés et hydrogénés (= hydrocarbures) et pouvant contenir également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés* ».

Si la composition élémentaire globale des pétroles varie assez peu (cf. § 2.6), la structure chimique de leurs constituants est nettement plus variable, ce qui entraîne une grande diversité de leurs propriétés physiques (densité, viscosité) ainsi que des proportions très variables des différents produits obtenus par raffinage.

On distingue différents types de pétroles selon leurs propriétés physiques, leur teneur en soufre et la proportion des différentes classes d'hydrocarbures qui les composent.

Avant d'aller plus loin, il convient de rappeler quelques notions élémentaires de chimie organique.

Encart 2.1 Rappels de chimie organique

Pour les chimistes, les hydrocarbures correspondent à une famille de substances très variées exclusivement constituée, par définition, de carbone et d'hydrogène. Les hydrocarbures se répartissent en trois sous-familles : les **hydrocarbures saturés**, dont les noms se terminent en -ane, les **hydrocarbures insaturés non aromatiques**, dont les noms se terminent en -ène ou -yne, et les **hydrocarbures aromatiques**, dont les noms se terminent également en -ène.

Parmi les **hydrocarbures saturés**, appelés aussi **alcanes**, le plus simple est le méthane, CH_4 , dans lequel toutes les valences du carbone sont saturées par un atome d'hydrogène.

Les choses commencent à se compliquer dès que la molécule compte deux atomes de carbone.

Le motif fondamental de la structure moléculaire des alcanes normaux (ou *n*-alcanes) est une chaîne dite *linéaire* (structure aliphatique), en réalité en zigzag, dont la formule est $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$, n étant le nombre d'atomes de carbone de la chaîne.

Dès que celle-ci atteint 4 atomes de carbone, des possibilités de ramifications apparaissent. Le nombre total d'atomes de carbone étant le même dans le *n*-alcano et l'alcano ramifié, ce dernier porte le même nom que le *n*-alcano précédé du préfixe *iso-* ou *antéiso-* suivant la position de la ramification par rapport à la chaîne droite la plus longue.

Ces molécules *iso-* ou *antéiso-* sont des isomères de la molécule à chaîne linéaire. Parmi les alcanes ramifiés, les plus remarquables sont les isoprénoides, qui possèdent un groupement méthyle sur chaque quatrième atome de carbone. Le nombre d'isomères augmente rapidement avec le nombre d'atomes de carbone de la molécule : 2 isomères pour le butane (C_4H_{10}), 75 pour le décane ($\text{C}_{10}\text{H}_{22}$), 366 319 pour l'eicosane ($\text{C}_{20}\text{H}_{42}$), etc. Chacun de ces isomères possède des propriétés physiques et chimiques différentes de celles des autres isomères, notamment du *n*-alcano de

référence. Bien sûr tous ces isomères théoriques n'existent pas simultanément dans les pétroles mais l'on imagine aisément quel nombre considérable de molécules différentes est présent, surtout si on y ajoute les hydrocarbures contenant plus de 40 atomes de carbone et les autres familles de constituants des pétroles.

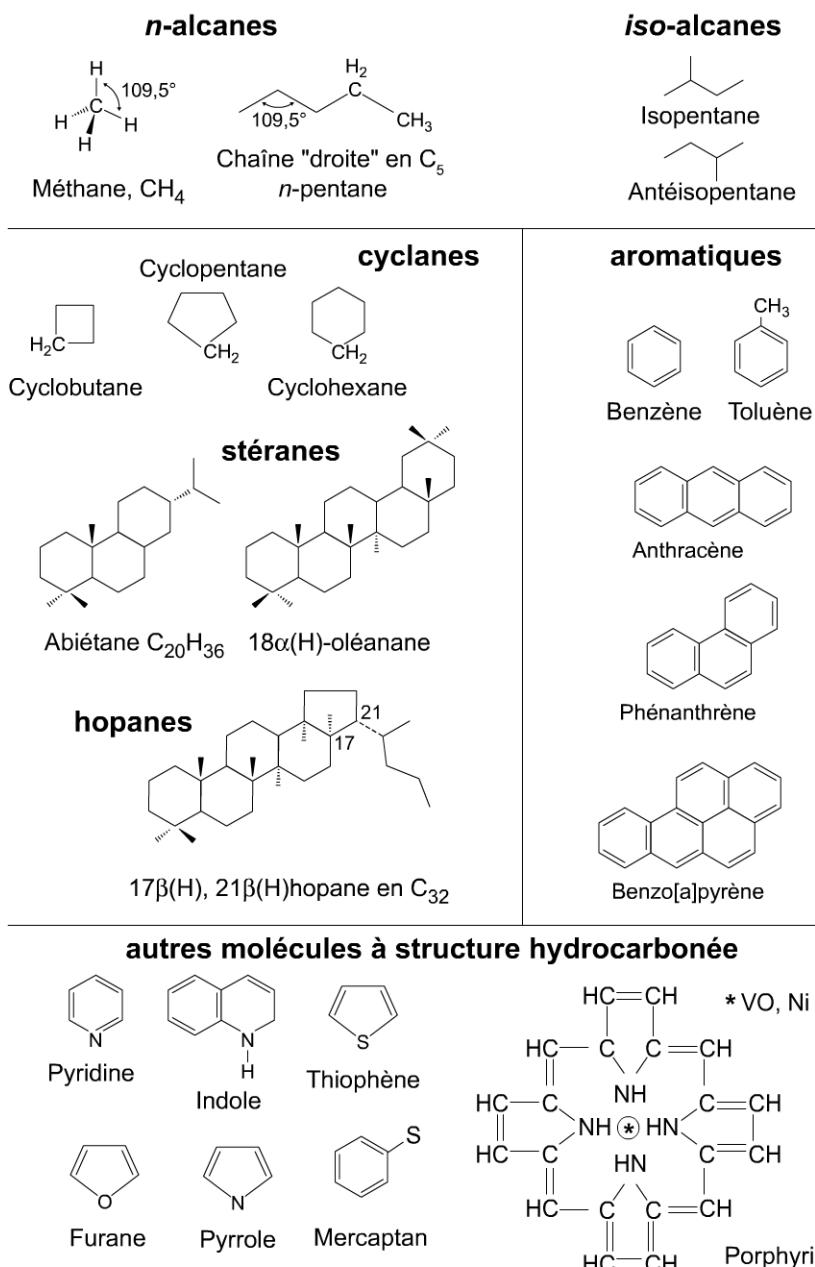


Figure 2.1 – Exemples des molécules organiques.

La **grande stabilité des alcanes** leur confère une très faible réactivité vis-à-vis de la plupart des réactifs courants : acides, bases, oxydants, réducteurs.

Ce sont des molécules « paraffines » (*parum affinis* = possédant une faible affinité).

Les **cyclanes** sont des hydrocarbures saturés cycliques. La formule générale de cette famille est C_nH_{2n} , c'est-à-dire $(\text{CH}_2)_n$, et ses représentants sont qualifiés d'**hydrocarbures méthyléniques**, du nom du groupement méthylène $-\text{CH}_2$ qui les caractérise.

Les cyclanes peuvent comporter une ou plusieurs chaînes latérales linéaires ou ramifiées. Des structures cyclaniques se rencontrent dans des molécules très importantes en géochimie organique. Il s'agit des stéranes, molécules tétracycliques, possédant entre 19 et 30 atomes de carbone (en majorité de 27 à 29).

Les stéranes dérivent de précurseurs stéroïdiques dont les plus importants, du point de vue biologique, sont le cholestérol et les stéroïdes hormonaux.

Le cholestérol remplit la fonction essentielle de rigidifiant des membranes cellulaires chez les eucaryotes, végétaux et animaux.

Les hopanes sont des molécules pentacycliques, comptant entre 27 et 40 atomes de carbone.

Ils dérivent essentiellement du même précurseur fonctionnalisé, le bactériohopanetétrol, molécule spécifique des procaryotes où elle joue le même rôle que le cholestérol dans les membranes des eucaryotes.

Les **hydrocarbures insaturés non aromatiques** comportent deux sous-familles : les **alcènes** et les **alcyne**s.

Les alcènes possèdent au moins une (-ène) ou plusieurs (-diène, -triène) doubles liaisons, les alcyne possèdent au moins une triple liaison (-yne). Ces doubles ou triples liaisons confèrent à ces molécules une réactivité supérieure à celle des alcanes. Alcènes et alcyne ne sont pas présents dans les pétroles.

Lorsque des molécules cycliques comportent trois doubles liaisons, on a alors affaire à des **hydrocarbures aromatiques**, ou benzéniques ; le benzène (C_6H_6) étant la molécule emblématique de cette famille. Cette structure confère à la molécule aromatique une certaine stabilité même si le noyau benzénique peut être réactif, comme en témoignent les phénols et les quinones, qui sont les produits d'oxydation des molécules aromatiques les plus importants dans la nature.

Parmi les hydrocarbures aromatiques, on compte l'abondante famille des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP en français, PAH en anglais), avec entre autres le naphtalène (deux cycles), l'anthracène et le phénanthrène (trois cycles). L'anthracène et les HAP à plus de trois cycles aromatiques ne sont pas naturellement présents dans les pétroles mais ils sont des produits de leur combustion.

Associés aux hydrocarbures, il existe dans les pétroles de très nombreux **composés comportant de l'oxygène, de l'azote, du soufre** et des métaux divers.

Les composés oxygénés comptent les acides gras ($CH_3(CH_2)_nCOOH$), les acides naphténiques avec un ou plusieurs cycles en C_5 ou C_6 , les phénols, les alcools. Les composés azotés comprennent deux groupes de substances : celles où l'azote est basique (amides, amines, acides aminés) et celles où l'azote est non basique (nitriles et hétérocycles azotés comme la pyridine).

Ces dernières, qui ne sont pas produites par la vie, semblent résulter de la dégradation thermique de molécules plus complexes, en association donc avec la formation des pétroles également liée à l'augmentation de la température de la roche.

Parmi celles-ci, certaines sont observées couramment dans les pétroles, comme les porphyrines qui dérivent de la chlorophylle présente dans les végétaux en particulier.

Les composés soufrés rassemblent des sulfures, des mercaptans, des thiophènes et diverses combinaisons de ces molécules.

Ce peut être des produits très ennuyeux pour les processus de raffinage des pétroles et leur présence pénalise parfois le prix du brut de quelques dollars au baril.

Les pétroles sont des mélanges d'un grand nombre d'hydrocarbures parmi lesquels les alcanes prédominent (figure 2.2).

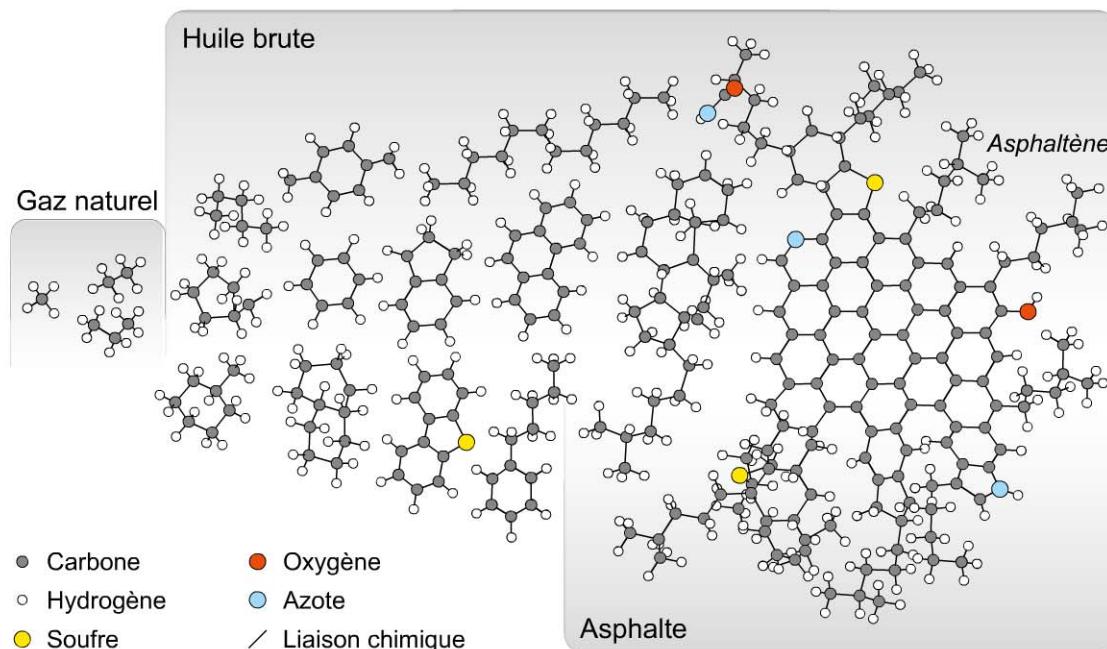


Figure 2.2 – Principales molécules chimiques rencontrées dans les pétroles.

La plupart sont des hydrocarbures formés uniquement d'atomes de carbone et d'hydrogène, d'autres présentent la même structure mais contiennent des hétéro-éléments (O, N et S). Dans les conditions de pression et de température de surface, les plus petites molécules sont gazeuses, les plus grosses (résines et asphaltènes) sont solides, et celles de taille intermédiaires sont liquides. On visualise ici les trois états des pétroles : gaz naturel, huile brute (liquide) et asphalte (solide).

On y trouve aussi des molécules fonctionnelles (c'est-à-dire caractérisées par des fonctions chimiques : alcool, acide, amine, etc.) mais en moindre quantité.

Gazeux jusqu'en C₄ à la température et à la pression ordinaires, les alcanes sont liquides de C₅ à C₁₆, puis solides au-delà de 16 atomes de carbone.

En plus des hydrocarbures, sont présentes des molécules contenant de l'azote, de l'oxygène et du soufre que l'on appelle les **NSO** et qui comprennent les résines et les asphaltènes.

C'est donc la proportion de ces différentes catégories d' alcanes et NSO qui détermine au premier ordre la nature gazeuse, liquide ou solide du pétrole.

Les sections suivantes du chapitre détaillent chacune de ces catégories de pétrole.

2 Nature, composition et classification des gaz naturels

Ce qui est appelé *gaz naturel* par l'industrie pétrolière est un «*mélange d'hydrocarbures et de quantités variables de composés non-hydrocarbures qui existent soit à l'état gazeux, soit dissous dans les huiles brutes, dans des réservoirs naturels souterrains*».

Cette définition est celle adoptée par l'Association américaine des géologues pétroliers (AAPG) et la Société des ingénieurs pétroliers (SPE), également basée aux États-Unis (cf. chapitre 10). Ces mêmes institutions subdivisent les gaz pétroliers en gaz non associés, gaz associés et gaz dissous (figure 2.3).

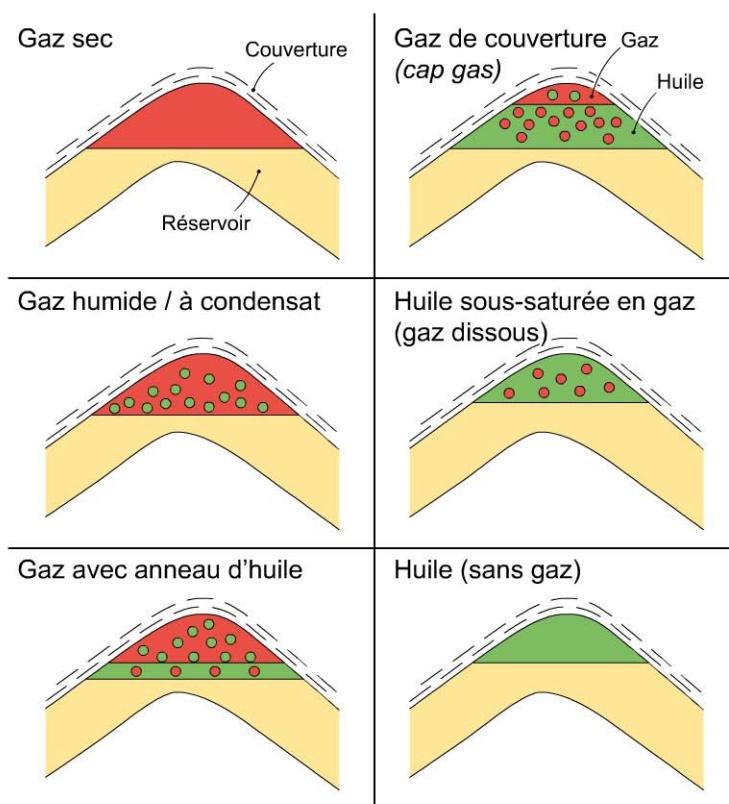


Figure 2.3 – Exemples de relations entre gaz et huile dans un gisement pétrolier.
D'après Rojey, 2013.

Remarque : la notion de piège pétrolier sera détaillée dans le chapitre 6.

En réalité, aux profondeurs où se situent le plus généralement les gisements, la phase gaz a de fortes chances d'être à l'état supercritique et de ce fait de se comporter plus comme un liquide que comme un gaz : c'est un **fluide appelé critique** (cf. chapitre 3).

Les **gaz non associés** se trouvent dans des réservoirs qui ne contiennent pas d'huile en phase unique.

Le méthane est généralement le constituant principal, voire exclusif. On parle alors de **gaz sec (dry gas)** car aucun liquide ou très peu apparaît lors de la mise en production du gisement.

Si, à côté du méthane, le gaz contient des hydrocarbures ayant entre 2 et 8 atomes de carbone, une partie de ces hydrocarbures peut se condenser (c'est-à-dire devenir liquide) quand la pression et la température diminuent lors de l'exploitation du gisement.

On parle de **gaz humide** (*wet gas*) si la phase liquide se forme lors de la production dans les conditions de surface, ou de **gaz à condensat** (*condensate gas* ou *gas condensate*) lorsque la phase liquide se forme dans le réservoir en cours de production. Dans ce cas, le liquide qui apparaît du fait de la dépressurisation isotherme est dit *liquide rétrograde*, et correspond à un mélange d'hydrocarbures dont le point d'ébullition est proche de celui de l'essence. Les Anglo-Saxons appellent ce produit **natural gasoline**.

Par convention, un gaz humide contient plus de 0,3 gal/ft³ de produits condensables alors qu'un gaz sec en contient moins de 0,1 gal/ft³ environ (soit $\approx 1,5$ cl/l ou 15 l/m³).

On parle de **gaz associé** lorsque le gaz coexiste avec une phase huile dans le réservoir (avant toute production).

Dans les conditions thermodynamiques des gisements, on trouve généralement une phase gaz contenant des hydrocarbures dissous d'un poids moléculaire égal ou supérieur au pentane (dite alors *fraction C₅₊*) et une phase huile contenant des gaz dissous (de C₁ à C_{4/C₆}).

Si cette phase est quantitativement peu importante, elle forme juste un **anneau d'huile** entre gaz et eau.

Si au contraire la phase huile devient majoritaire, il n'y a plus qu'une petite lentille gazeuse au sommet du réservoir, formant ce qu'on appelle le **gaz de couverture** (*gas cap*), qui contient toujours des hydrocarbures C₅₊ dissous.

Enfin, lorsque la proportion de gaz est très minoritaire, il se trouve en solution dans l'huile. On parle alors de **gaz dissous** qui dégaze spontanément lors de la décompression en production entre fond et surface ou quand le pétrole refroidit lors de l'exploitation du gisement.

Certains gisements de gaz associé sont marginaux, et dans le passé ils constituaient souvent une gêne lors de l'exploitation des huiles si bien qu'ils étaient brûlés dans des torchères lors des productions (phase de torchage ou *flaring* en anglais).

Des considérations environnementales évidentes (limitation de la production de gaz à effet de serre) ainsi que la volonté légitime des états hôtes et des compagnies pétrolières de valoriser ces ressources gazières et d'en tirer aussi parti¹ font que ces pratiques disparaissent de plus en plus de nos jours et que le gaz est soit réinjecté, soit utilisé dans des usines de gaz naturel liquéfié (GNL)².

D'autres gisements de gaz au contraire représentent des réserves en gaz supérieures à celles de l'huile couverte.

On appelle **GOR** (*gas oil ratio*) le rapport du volume de gaz libéré (dans des conditions normales de température et de pression) sur celui de l'huile résiduelle. Le GOR

1. Par exemple en EOR (réinjection du gaz, cf. chapitre 10).

2. Ou LNG (*liquid natural gas*).

de gisements d'huile *sensu stricto* peut varier depuis quelques mètres cubes à plus de 150 m³ par mètre cube d'huile. Cette définition est développée au chapitre 3.

Il existe aussi d'autres termes tels que GLR (*gas liquid ratio*), CGR (*condensate gas ratio*¹) et BSW (*bottom sediment water*) qui correspondent à la quantité d'eau produite en test de production quand les effluents pétroliers ne sont pas totalement anhydres.

Plus que le type de gisement dans lequel il se trouve ou plus que les caractéristiques de l'huile avec laquelle il peut être associé, c'est la composition chimique du gaz qui est importante car c'est elle qui conditionne les traitements qu'il devra éventuellement subir pour être transporté et ensuite commercialisé.

Les molécules qui peuvent entrer dans la composition d'un gaz naturel sont en nombre limité. Comme cela a déjà été dit, il s'agit pour l'essentiel d'alcanes ayant un nombre d'atomes de carbone compris entre 1 et 4, mais on peut aussi trouver des hydrocarbures plus lourds et d'autres gaz non-hydrocarbures dont les origines seront détaillées dans la section suivante.

La figure 2.4 présente les différentes origines de ces gaz alors que le tableau 2.1 donne la composition de quelques champs de gaz.

	Gaz	Origine
Gaz « inertes »	Hélium	Inorganique
	Argon	
	Krypton	
	Radon	
	Diazote	
Gaz sec	Dioxyde de carbone	Mixte
	Sulfure d'hydrogène	
Gaz humides	Dihydrogène	Organique
	Méthane	
	Ethane	
	Propane	
	Butane	

Figure 2.4 – Principaux gaz, et leur origine, que l'on peut trouver dans les réservoirs pétroliers.

Il existe plusieurs voies de formation des hydrocarbures gazeux naturels : une **voie bactérienne** (biogénique), une **voie thermique** (thermogénique), qui toutes deux produisent des hydrocarbures à partir de substrats organiques, et une **voie inorganique**, principalement associée au volcanisme et à l'hydrothermalisme.

Les voies de formation et les mécanismes de transformation des substrats organiques en hydrocarbures sont largement détaillés dans le chapitre 5.

La voie de formation inorganique reste très secondaire et n'a semble-t-il pas conduit à des accumulations exploitables industriellement.

1. Le CGR est le rapport du volume ou de la masse de liquide associé sur le volume de gaz. On rencontre également le GCR (*gas condensate ratio*), qui est le rapport d'un volume de gaz sur son liquide associé.

Tableau 2.1 – Composition chimique (en % vol.) de quelques champs pétroliers gazeux. Sources diverses.

Composition	Gisements									
	Saint-Marcel (France)	Lacq inf. (France)	Ekofisk (mer du Nord – Norvège)	Groningen (Pays-Bas)	Bakou (Azerbaïdjan)	Barackpore (Trinidad)	Kapuni (Nile-Zélande)	Agha Jari (Iran)	Zakum (Abu Dhabi)	Hassi R'Mel (Algérie)
Méthane CH ₄	88,9	69,2	88,2	83,5	88,0	95,6	46,2	66,0	76,0	83,5
Éthane C ₂ H ₆	4,5	3,3	5,4	3,6	2,3	2,3	5,2	14,0	11,4	7,0
Propane C ₃ H ₈	1,6	1,0	1,2	0,7	0,7	1,6	2,0	10,5	5,4	2,0
Butane C ₄ H ₁₀	0,9	0,6	0,4	0,2	0,5	0,8	0,6	5,0	2,2	0,8
Condensats (C ₅₊)	1,1	0,4	0,2	0,1	6,5	0,3	44,9	2,0	1,3	0,4
N ₂	2,9	–	3,2	10,8	–	–	–	1,0	1,1	6,1
CO ₂	0,1	9,7	1,2	1,1	–	–	1,0	1,5	2,3	0,2
H ₂ S	traces	15,3	–	–	–	–	–	–	0,3	–

En général, **gaz biogénique** et **gaz thermogénique** ne coexistent pas, pour des raisons de gammes de température différentes (inférieure à 80 °C pour le biogénique et entre 120 et 160 °C, voire plus, pour le thermogénique), mais il peut exister des exceptions liées au calendrier de genèse respective des gaz des deux origines, lui-même relié à l'évolution des températures *in situ* en roches-mères ou réservoirs ainsi bien sûr qu'aux chemins et distances de migration de ces hydrocarbures.

En dehors du méthane (CH_4), qui est le gaz majoritaire de la plupart des gisements (tableau 2.1), les gaz naturels peuvent contenir d'autres hydrocarbures : éthane (C_2H_6), propane (C_3H_8), butane et isobutane (C_4H_{10}), voire des hydrocarbures à nombre d'atomes de carbone supérieur ou égal à 5.

Les hydrocarbures en C_3 et C_4 forment la fraction GPL (gaz de pétrole liquéfié). La fraction plus lourde (fraction C_{5+}) est appelée *gazoline*. Ensemble, ces deux fractions forment ce que l'on appelle les LGN (liquides de gaz naturel).

Un abaissement de température permet aisément de séparer ces deux fractions et, en descendant jusqu'à -162 °C, il est possible de liquéfier le méthane, que l'on peut ainsi transporter à pression atmosphérique sous forme de gaz naturel liquéfié ou GNL.

Ce GNL peut contenir une petite fraction d'éthane, voire une fraction GPL si celle-ci n'a pas été séparée au préalable (figure 2.5).

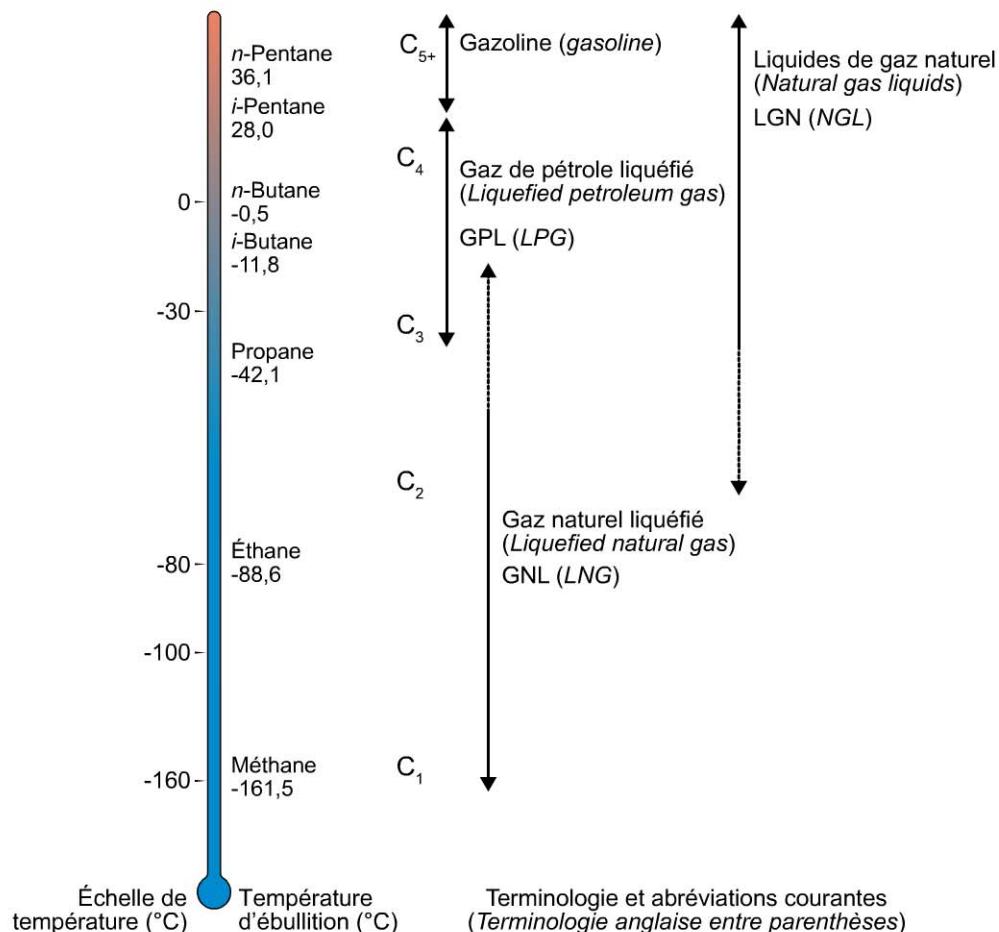


Figure 2.5 – Terminologie et abréviation courante des fractions d'un gaz naturel.
D'après Rohey, 2013.

3

Nature et origine des gaz non hydrocarbonés

Aux côtés d'hydrocarbures légers, on peut trouver dans les gaz pétroliers de l'hélium (He) et d'autres gaz inertes, du diazote (N_2), du dihydrogène (H_2), du dioxyde de carbone (CO_2), du sulfure d'hydrogène (H_2S) et des composés hétérocycliques azotés ou soufrés (*cf.* figure 2.4 et tableau 2.1).

3.1 Hélium et autres gaz inertes

L'**hélium** (He) est un constituant accessoire présent dans de nombreux gisements de gaz naturels à l'état de traces. Sa présence est liée à la décroissance radioactive de l'uranium, du potassium, du thorium et du radium, dont la désintégration produit des particules alpha (noyau d'hélium).

D'autres gaz inertes comme l'argon, le krypton et le radon ont également été trouvés dans certains champs pétroliers.

Les isotopes radioactifs à l'origine de ces gaz sont généralement concentrés dans le substratum des bassins sédimentaires (en particulier dans les roches granitiques) mais peuvent aussi se trouver concentrés dans les roches-mères pétrolières et les charbons (*cf.* chapitre 5).

L'hélium, lorsqu'il est concentré dans des gaz pétroliers (jusqu'à 8 % dans un gisement particulièrement riche du Nouveau-Mexique, contre $5,2 \times 10^{-6}$ dans l'atmosphère), est très recherché pour le gonflement des ballons et dirigeables, ou comme gaz vecteur pour les analyses chimiques, ou encore pour refroidir certains supraconducteurs.

L'**argon** n'a pas d'usage économique et le radon est un gaz particulièrement dangereux du fait de ses propriétés cancérogènes. Il est souvent présent dans les zones d'amas uranifères.

3.2 Diazote

Dans les gisements gaziers, le **diazote** (N_2) est souvent associé aux gaz inertes décrits ci-dessus.

Lorsque les conditions thermiques sont élevées dans un bassin, il peut provenir de l'ouverture de composés hétérocycliques azotés présents dans les kérogènes (*cf.* chapitre 5) ou de l'oxydation d'ions ammonium NH_4^+ adsorbés sur les argiles. Il peut également avoir une source magmatique ou métamorphique et serait alors lié aux intrusions volcaniques, comme dans le cas d'un champ du Saskatchewan (Ouest canadien) qui contient 97 % de N_2 (2 % de He et 1 % de CO_2) et se situe juste à la verticale d'une intrusion volcanique.

3.3 Dihydrogène

Le **dihydrogène** (H_2) est rarement présent dans les gisements gaziers, principalement du fait de sa réactivité et de sa diffusivité.

Pourtant, il existe quelques cas de gisements riches en H₂, en particulier au Kansas dans un réservoir du Mississippien (Carbonifère), où le gaz a une composition de 40 % de H₂ et de 60 % de N₂. L'hydrogène serait un excellent carburant qui, de plus, en combustion ne produirait que de l'eau. Le problème est de le produire (probablement par électrolyse de l'eau) à un coût économique.

Du dihydrogène peut être produit par l'altération des roches mantelliques, principalement la serpentinitisation des péridotites, grâce à l'oxydation du Fe(II) en Fe(III) des pyroxènes selon la réaction :



3.4 Dioxyde de carbone

Le **dioxyde de carbone** (CO₂) est souvent un gaz mineur associé aux hydrocarbures gazeux et au N₂.

Les gisements où il est concentré sont parfois situés dans des provinces volcaniques (Sicile, Japon, Nouvelle-Zélande, Thaïlande et Malaisie), où il a alors une origine profonde et provient du dégazage du manteau.

On peut le rencontrer aussi dans d'autres contextes géodynamiques avec des origines variées.

Un certain nombre de champs mondiaux sont particulièrement riches en CO₂. C'est le cas de celui de West Dome (Wyoming) où les grès de Tensleep (Pennsylvanien) contiennent un gaz constitué à 42 % de CO₂, 53 % d'hydrocarbures, 4 % de N₂ et 1 % de H₂S.

Le champ de McElmo Dome (Colorado) est la plus importante accumulation de CO₂ pratiquement pur (98,2 %). Il est exploité à raison de 1,1 Mft³ par jour (avec des réserves estimées à 17 Gft³) pour des opérations de récupération assistée de pétrole (EOR).

On peut citer aussi le champ de Natuna en Malaisie (une trentaine de TCF dont 70 % de CO₂).

Les gisements du bassin de Santos au Brésil (par exemple ceux de Lula et Libra) en contiennent une fraction significative voire très significative dans leur gaz associé ou sous forme de *gas cap*. Une quantité importante de gaz carbonique a été mise en évidence lors de l'exploration, entre 2010 et 2015, du bassin de Kwanza en Angola, pendant atlantique des bassins brésiliens.

Le CO₂ peut provenir du **métamorphisme de roches carbonatées**. Ces dernières peuvent aussi produire du CO₂ lorsqu'elles sont lessivées par des eaux acides. Le CO₂ du bassin offshore de Sabratha en Libye a probablement cette origine carbonatée (systèmes marno-calcaires intra-Crétacé voire Jurassique).

La transformation diagénétique de la matière organique produit du CO₂ aussi bien à un stade très précoce et à basse température (défonctionnalisation des acides [COOH] par exemple) qu'à un stade tardif à haute température (*cf.* chapitre 6). Le métamorphisme de **veines de charbon** peut avoir le même effet de libération de CO₂.

Enfin la **biodégradation** des huiles et des gaz en condition aérobie est une autre voie de formation de CO₂ selon la réaction 3CH₄ + 6O₂ → 3CO₂ + 6H₂O (*cf.* § 5.5).

Des gisements de CO₂ ont été exploités pour la production de neige carbonique, mais l'un des usages les plus courants reste la récupération assistée du pétrole (*cf.* chapitre 10).

En général, pour la commercialisation du gaz, des seuils de CO₂ sont retenus (20 à 30 % par exemple en Malaisie). Au-delà de ces seuils, une possibilité est de faire des mélanges entre champs riches et moins riches en CO₂.

Le CO₂ est considéré comme un gaz acide, tout comme le sulfure d'hydrogène.

3.5 Sulfure d'hydrogène

Le **sulfure d'hydrogène** (H₂S) est présent en subsurface soit sous forme gazeuse, soit en solution dans les huiles et les saumures du fait de sa forte solubilité.

Gaz mortel (en fonction de sa concentration et du temps d'exposition du sujet, la limite du risque létal est extrêmement faible), il pose de sérieux problèmes de sécurité lorsqu'il est présent en abondance dans les champs pétroliers (huile ou gaz).

En solution, il produit des acides fortement corrosifs vis-à-vis de tous les matériaux utilisés pour les opérations d'exploration ou d'exploitation.

En conséquence, les gaz ou les huiles contenant de l'H₂S sont dits *acides* par opposition aux gaz et huiles qui n'en contiennent pas.

Il existe plusieurs sources de sulfure d'hydrogène.

Celui-ci peut provenir du craquage thermique de kérogènes riches en soufre (type IS ou IIS, *cf.* § 5.1) ou de gisements d'huiles soufrées qui subissent un craquage secondaire.

Dans les régions où des fluides pétroliers et des minéraux évaporitiques sulfatés (gypse ou anhydrite) se rencontrent, l'H₂S peut être généré par la réduction thermique des sulfates, la **thermo-sulfato-réduction** (TSR : *thermal sulfate reduction* en anglais) selon la réaction chimique :



Ces réactions se produisent à des températures d'environ 120-140 °C.

C'est la source principale du sulfure d'hydrogène présent dans les champs au nord d'Abu Dhabi, au Qatar¹, de l'ouest de l'Alberta², dans les champs géants du Kazakhstan tels Tengiz et aussi Kashagan (30 milliards de barils) ou du golfe du Mexique (formation Smackover), et bien sûr dans les champs de **Lacq profond** et de **Meillon** en Aquitaine³.

Enfin, à des températures beaucoup moins élevées où les bactéries peuvent se développer, l'H₂S peut être produit par la réduction bactérienne des sulfates (ou BSR : *bacterial sulfate reduction*).

1. Dans le champ de North Dome, la source du sulfure d'hydrogène est constituée d'anhydrites de la formation permo-triassique de Khuff.

2. Dans la formation dévono-carbonifère de Nisku.

3. La source du sulfure d'hydrogène est constituée d'anhydrites du Barrémien.

Cette voie qui existe dès la diagenèse précoce dans les sédiments anoxiques peut se poursuivre jusqu'à 100 °C à partir du moment où des ions SO_4^{2-} sont disponibles pour les bactéries sulfato-réductrices.

La BSR peut affecter aussi bien les molécules organiques du (proto) kérogène que celles des huiles.

Si ce sulfure d'hydrogène pose problème pour être séparé des gaz commercialisables, c'est néanmoins la source de toute une industrie innovante de la **thiochimie**¹ et des engrains agricoles comme on l'a vu dans le cas de l'exploitation de Lacq en Aquitaine durant une bonne cinquantaine d'années avec des débouchés commerciaux supplémentaires par rapport à ceux du gaz *sensu stricto*.

3.6 Autres gaz

La **pyridine**, la **quinoléine**, l'**indole** et certains **thiophènes** comptent parmi les hétérocycles légers les plus représentés dans les gaz pétroliers.

Des contaminants acides, tels que les mercaptans (R-SH), le sulfure de carbonyle (COS), le disulfure de carbone (CS_2), peuvent également être présents en petite quantité.

Du **mercure** sous forme de métal en phase vapeur et de l'**arsenic** sous forme AsH_3 peuvent se rencontrer à l'état de trace (de l'ordre de quelques dizaines à centaines de ppb). Ces constituants sont aussi problématiques pour la valorisation des effluents hydrocarbonés, et des analyses systématiques sont entreprises lors de l'appréciation des gisements pour en déterminer la présence éventuelle et évaluer la valorisation future des bruts pour les coupes de raffinage.

4

Les hydrates de gaz

Les hydrates de gaz (*gas hydrates*), également appelés **clathrates** (du latin *clatratus* qui veut dire «en cage»), sont des solides ayant l'aspect de la glace qui présentent l'étonnante particularité de s'enflammer au contact d'une source d'ignition (figure 2.6).

Il s'agit en réalité d'une association de molécules d'eau gelée formant des cages cristallines et piégeant des gaz dont le diamètre moléculaire n'excède pas 0,69 nm. Un nombre assez varié de composés gazeux, purs ou en association, peuvent ainsi être encapsulés ; le méthane étant le plus fréquent du fait de son abondance naturelle dans les milieux de formation des hydrates.

Dans la nature, il existe trois types de structures qui forment des hydrates de gaz. Dans ces structures, le réseau cristallin est dû aux liaisons hydrogène entre les molécules d'eau et il est stabilisé par les molécules gazeuses qui sont elles-mêmes retenues dans les cages par les forces de van der Waals.

1. La thiochimie est l'activité de transformation du soufre.



Figure 2.6 – Échantillon de sédiment marin contenant des hydrates de gaz auquel on a mis le feu. La dissociation de l'hydrate à température et pression atmosphérique libère les gaz jusque-là emprisonnés qui peuvent alors brûler.
Archives GEOMAR.

On distingue ces trois types de structures par la disposition et le nombre de molécules d'eau constitutives du réseau (figure 2.7).

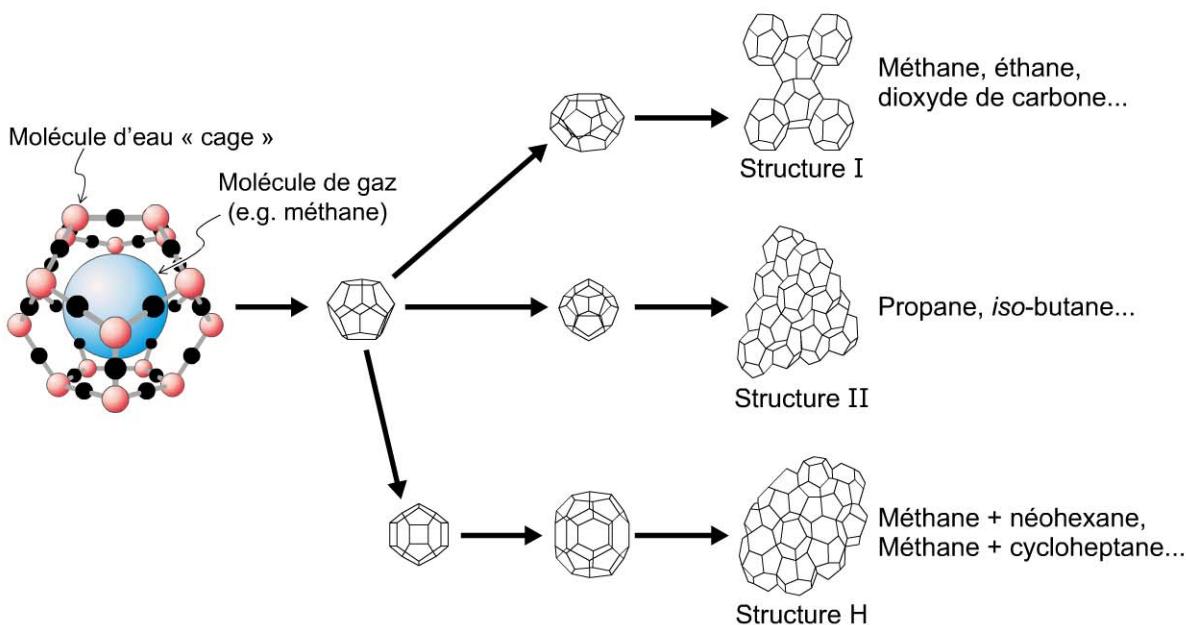


Figure 2.7 – Structure des clathrates de type I, II et H.

Les différentes cavités des hydrates de gaz peuvent être indifféremment occupées ou vides.

En laboratoire et dans la nature, la formation des hydrates nécessite des conditions de pression et température bien délimitées. Ils sont présents naturellement sur Terre dans les sédiments océaniques, dans les sédiments de certains lacs profonds (Baïkal, mer Caspienne) et dans le permafrost (sous-sol gelé des zones polaires), tant à terre qu'en mer (figure 2.8).

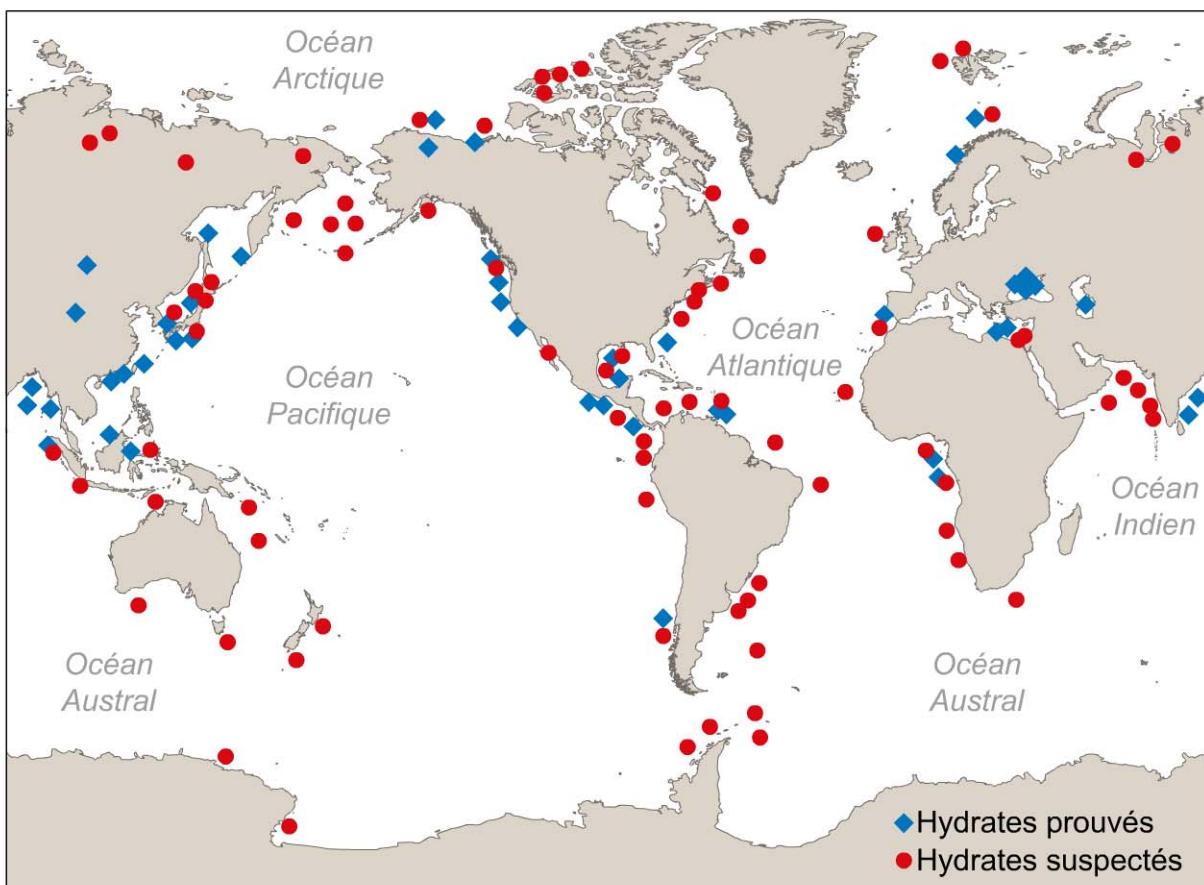


Figure 2.8 – Répartition des zones terrestres et océaniques où des hydrates de gaz ont été reconnus (losanges bleus) ou sont suspectés (disques rouges).

D'après USGS, 2014.

Au fond des océans, des hydrates peuvent se former au-dessus de 0 °C, voire jusqu'à 30 °C, si la pression est suffisante.

Pour une profondeur d'eau d'environ 1 200 m et un gradient géothermique de 30 °C par km, comme cela est illustré sur la figure 2.9A, les hydrates dans une colonne sédimentaire à la pression hydrostatique pourraient théoriquement atteindre une épaisseur de plus de 300 m.

Dans le **permafrost**, les hydrates peuvent se former sur une épaisseur comprise entre 200 et plus de 1 000 m (figure 2.9B).

La présence supplémentaire de certains gaz (éthane, butane, propane, gaz acide) élargit encore le domaine de stabilité des hydrates.

Pour leur formation, la présence d'eau n'est pas un facteur limitant car elle sature généralement la majorité des sédiments. Le gaz, quant à lui, peut être d'origine biogénique, thermogénique ou mantellique.

Toutefois, les rapports isotopiques $\delta^{13}\text{C}$ très négatifs du carbone du CO₂ (compris entre -4 et -25 ‰) et du CH₄ (compris entre -50 et -100 ‰) contenus dans la plupart des hydrates de méthane permettent d'attribuer une origine biogénique à ces gaz (cf. § 5.1). En effet, le méthane d'origine thermique présente un $\delta^{13}\text{C}$ moins négatif, voisin de -25 à -35 ‰.

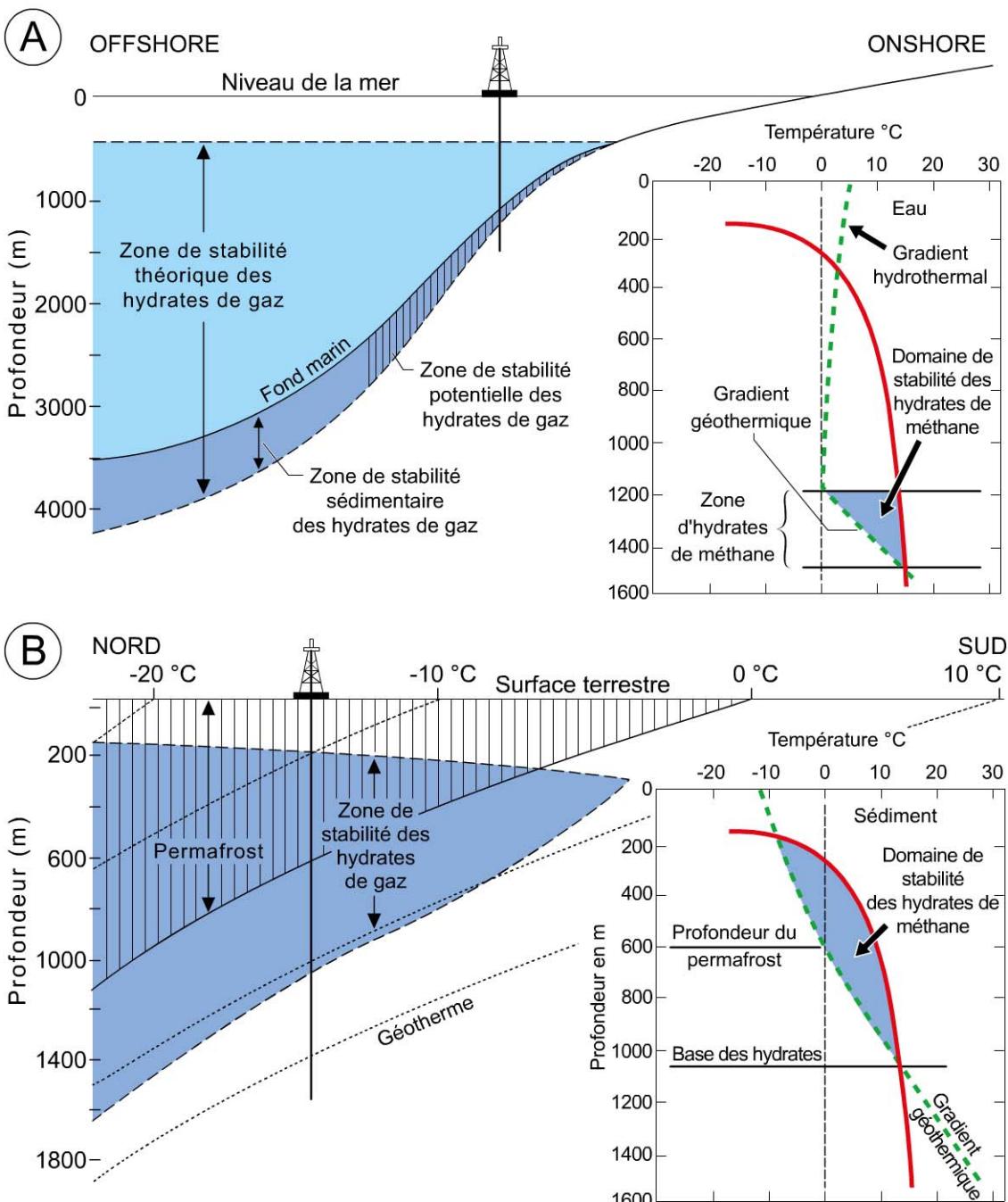


Figure 2.9 – Diagramme de stabilité des hydrates de méthane dans le domaine océanique (A) et dans le permafrost (B). D'après Beauchamp, 2004.

Des hydrates de gaz peuvent également se former dans les gazoducs, en particulier dans les régions polaires mais aussi dans ceux posés sur les fonds marins, en fonction des conditions de pression à l'intérieur du pipeline et de la température extérieure, provoquant alors l'obstruction partielle ou totale du tube.

Les hydrates de gaz peuvent être identifiés par des moyens directs (imagerie de fond de mer de haute résolution, sonar, dragage, carottage ou forage) ou indirects (diagraphie ou sismique).

Parmi les méthodes indirectes, l'identification du *bottom simulating reflector* (BSR) est la plus connue. C'est un réflecteur sismique, parallèle au fond marin lorsque celui-ci atteint des profondeurs de 1 000 à 4 000 mètres.

Le BSR est localisé à la base des hydrates et il correspond à une modification de la vitesse des ondes acoustiques liée au changement de l'état (solide/gazeux) des composés des hydrates.

Pour autant, la présence d'un BSR n'est pas une assurance de la présence d'hydrates, et réciproquement, car des zones à BSR sans hydrates et des zones à hydrates sans BSR sont observées.

Les hydrates de gaz peuvent également être caractérisés par leur réponse diagraphique puisqu'ils présentent de fortes résistivités et des vitesses acoustiques couplées à une faible densité.

L'abondance des hydrates de gaz aussi bien à terre qu'en mer les fait considérer comme une source non conventionnelle d'hydrocarbures qui pourrait être importante. Cependant, ces accumulations ne font l'objet que d'estimations encore imprécises. En effet, si en théorie les hydrates de méthane peuvent séquestrer jusqu'à 170 m³ de gaz par mètre cube d'hydrates lorsque toutes les cages sont occupées, les observations directes ont révélé que ces valeurs étaient rarement atteintes.

Du fait de la porosité très élevée du milieu dans lequel se forment les hydrates, on estime que 30 à 50 m³ de CH₄ par mètre cube de sédiment est une valeur escomptée réaliste.

Des études dans douze zones de l'océan mondial (mers du Labrador et de Beaufort, golfe du Mexique, bassins du Panama et de Colombie, fosses du Japon, de l'Amérique centrale et des Aléoutiennes, mer Noire...) estiment les réserves en méthane à 10⁵ TCF auxquelles s'ajoutent 4 000 TCF de gaz « libre » stocké sous la barrière imperméable (ou front des hydrates).

Les hydrates situés sous le permafrost représenteraient des accumulations comprises entre 14 et 34 × 10¹⁵ m³ à l'échelle mondiale.

Le gisement sibérien d'hydrates de Messoyakha, découvert en 1967, aurait produit 5 Tm³ de gaz naturel pendant une dizaine d'années.

Plus récemment, des expériences d'exploitation d'hydrates de gaz ont été menées en mer de Beaufort dans l'Arctique canadien (site expérimental de Mallik où des essais ont été conduits entre 1998 et 2008) et en Mer du Japon (en 2013).

Les gisements d'hydrates se présentent sous quatre aspects : massif, disséminé, nodulaire ou lamellaire (couches d'hydrates alternant avec de fines couches sédimentaires).

La présence d'une couverture relativement imperméable est évidemment nécessaire pour retenir le gaz, mais ce rôle est joué par les hydrates eux-mêmes en milieu marin et par le sol gelé dans le cas du permafrost.

Le problème de l'exploitation et de la récupération du méthane dans les hydrates est complexe. En effet, la continuité des accumulations et leur drainage sont des facteurs déterminants de cette récupération, si bien que, dans ces milieux à forte porosité mais

faible perméabilité, il semble que l'on ne puisse guère espérer une récupération supérieure à quelques pourcents des hydrates.

Différentes méthodes ont été envisagées pour produire du gaz naturel à partir d'hydrates de méthane (figure 2.10).

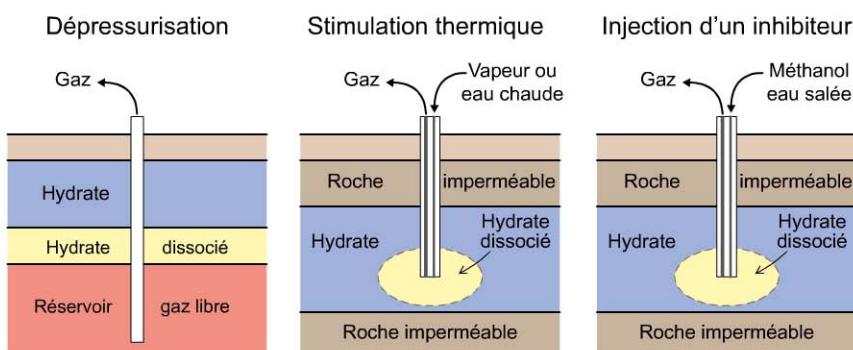


Figure 2.10 – Techniques d'exploitation des hydrates de gaz.

Toutes se fondent sur un changement des conditions d'équilibre des hydrates, soit par dépressurisation, soit par stimulation thermique, soit encore par injection d'un inhibiteur (méthanol, CO₂ ou saumures) qui joue alors le rôle d'antigel.

La dépressurisation est la méthode la plus simple lorsqu'il y a un « réservoir » de gaz libre sous les hydrates. Dans ce cas, l'interface hydrate/gaz remonte au fur et à mesure de la dissociation des hydrates.

Pour la stimulation thermique, plusieurs modes de chauffage ont été expérimentés : injection de vapeur, combustion *in situ*, micro-ondes, etc. La chaleur nécessaire pour libérer les hydrates ne représente que 10 % du pouvoir calorifique du gaz produit (sans toutefois prendre en compte les pertes de chaleur, qui peuvent être importantes), ce qui est un rendement tout à fait acceptable.

Il a également été envisagé d'injecter de la saumure chaude pour coupler les effets thermiques avec ceux d'un inhibiteur.

Une autre méthode, testée sur un gisement d'hydrates de la région de Prudhoe Bay en Alaska, consiste à substituer le méthane par du CO₂, ce qui a l'avantage de séquestrer ce gaz à effet de serre.

Encart 2.2 Déstabilisations des fonds marins en relation avec la dissociation des hydrates de gaz

La déstabilisation des hydrates, qu'elle soit naturelle ou provoquée par leur exploitation, engendre inévitablement une modification des propriétés pétrophysiques des sédiments qui les contiennent.

En domaine marin (ou lacustre) où les sédiments sont encore peu consolidés, la déstabilisation des hydrates génère des instabilités dans ce substrat.

Ce phénomène apparaît d'abord à l'échelle microscopique puis macroscopique, avec une hétérogénéité susceptible d'être aggravée par des phénomènes

d'adsorption du gaz dans la matrice, si elle est riche en argile, et/ou de mise en suspension d'une partie du sédiment dans l'eau redevenue liquide.

La dissociation peut se marquer en surface par un simple bullage de gaz mais il peut aussi conduire à la formation de volcans de boue ou à des glissements (depuis un simple écoulement (*slump*) gravitaire jusqu'à la coulée de solifluxion, voire à l'éboulement en masse), lorsque le substrat cherche à trouver un nouvel équilibre (figure 2.11).

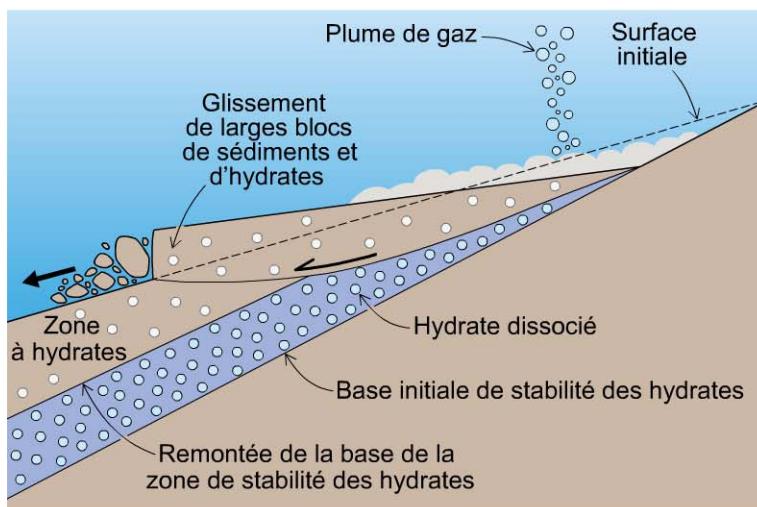


Figure 2.11 – Exemple de conséquence de la dissociation d'hydrates sur la stabilité de sédiments marins.

Ici le sédiment glisse en masse et des bulles s'échappent du fond. Dans d'autres cas, des cratères (pockmark), des volcans de boue ou des coulées de solifluxion peuvent apparaître.

Les glissements sous-marins de Storrega qui ont affecté la marge norvégienne de la mer du Nord entre 8 200 et 7 000 ans avant J.-C. pourraient résulter de la déstabilisation d'hydrates suite aux changements de pression et de température au cours de la déglaciation du fait de la fonte de l'inlandsis et du réajustement isostatique.

Le premier des trois glissements est estimé s'être produit sur 290 km de large, pour un volume de débris d'environ 3 500 km³ emportés à plus de 800 km de la niche d'arrachement.

Cet événement a généré un tsunami dont les côtes islandaises, groenlandaises et écossaises ont gardé la trace avec des dépôts sédimentaires, appelés *tsunamites*, jusqu'à 80 km à l'intérieur des terres.

5

Nature, composition chimique et classification des huiles brutes

5.1 Couleur, odeur et viscosité

Selon les institutions pétrolières américaines, une **huile brute** est définie comme un «mélange d'hydrocarbures qui existe en phase liquide dans des réservoirs souterrains et qui reste dans cet état dans les conditions (P et T) de la surface après son extraction».

La **couleur** des huiles brutes, ou plus simplement des bruts, est généralement brûnâtre à noirâtre, avec parfois des reflets verts. Certains bruts ou condensats ont une belle couleur jaune clair à jaune foncé (figure 2.12).



Figure 2.12 – Aspect de quelques bruts pétroliers. Cliché Alexandre Lethiers.

De gauche à droite : condensat, huile légère, huile moyenne (avec dessous de l'eau provenant du réservoir) et huile lourde (figée dans les conditions de P et T de la surface).

Ils ont souvent une **odeur** proche de celle des carburants pour automobiles. Certains de ces condensats pourraient d'ailleurs être utilisés directement comme carburant automobile, alors que les huiles noires, surtout celles qui sont soufrées, ont une odeur forte et désagréable.

L'apparence des bruts dépend beaucoup de leur **viscosité**, qui peut aller de quelques cSt (centistockes ou centipoises [cP] ou mPa.s, si on parle de *viscosité dynamique*) à près de 200 St : c'est-à-dire que leur viscosité va varier de celle d'un fluide s'écoulant très facilement jusqu'à celle d'un solide.

La viscosité d'un brut dépend évidemment de sa température mais aussi de sa densité et de sa composition chimique, les deux étant largement dépendants.

La plupart des bruts sont moins denses que l'eau, l'industrie pétrolière n'utilise pas directement la masse volumique (au sens du système SI) mais la *densité API*, proposée par l'American Petroleum Institute et exprimée en degrés de densité ou «*gravity*», suivant la formule :

$$1^\circ \text{ API} = \frac{141,5}{\rho} - 131,5$$

ρ étant la masse volumique du brut à 60 °F. Ainsi, une densité de 1, c'est-à-dire celle de l'eau douce, correspond à 10° API.

La viscosité des huiles, liée à leur densité, et la densité API sont donc inversement proportionnelles (figure 2.13). Les pétroles légers dépassent 45° API, les pétroles lourds ont des densités API de l'ordre de 15 à 20° API et les bruts moyens dans les 30 à 40° API (tableau 2.2). Les huiles ayant tendance à se placer au fond de l'eau ont ainsi une densité API inférieure à 10° API.

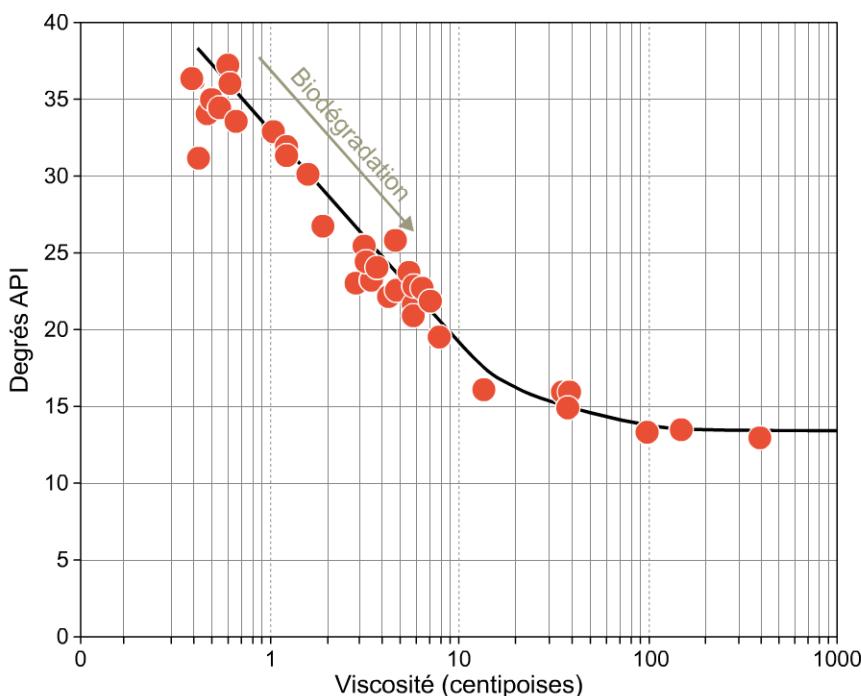


Figure 2.13 – Exemple de relation densité API / viscosité dans un bassin pétrolier: delta du Niger.

Tableau 2.2 – Densité et viscosité de quelques huiles brutes.

Types de bruts	Densité à 15 °C	Degrés API	Viscosité à 20 °C (cSt)	Exemples
Condensats	0,70-0,76	65-55	1,0-1,5	Hassi R'Mel (Algérie)
Huiles légères	0,76-0,80	55-45	1,5-5,0	Hassi Messaoud (Algérie)
Huiles moyennes	0,80-0,88	45-29	4-20	Kirkuk (Iraq)
Huiles lourdes	0,88-1,00	29-10	19 400	Boscan (Venezuela)

Les huiles lourdes et extra-lourdes ont des densités API inférieures à 10° API, c'est-à-dire qu'elles sont plus denses que l'eau et donc coulent sous celle-ci, ce qui peut donner des effets d'aquifères pseudo-perchés, comme c'est le cas dans le bassin de l'Alberta-Athabasca au Canada (réservoirs crétacés sableux sub-affleurants alimentés par du Paléozoïque (système d'avant-pays des Rocheuses)).

5.2 Classification des bruts

On compte des centaines de bruts différents à travers le monde et certains servent d'étaillon pour fixer le prix du baril de pétrole d'une région donnée.

Les plus connus sont l'**Arabian Light** pour le brut de référence du Moyen-Orient, le **Brent** (*cf.* chapitre 1) de mer du Nord qui sert de référence européenne, le **Minas** pour l'Asie du Sud-Est et le **West Texas Intermediate** (ou WTI) qui est la référence américaine.

Encart 2.3 Le bleu pétrole...

Dans le secteur de la mode, on emploie le terme *bleu pétrole* pour désigner une nuance de bleu, tout comme on parle de *bleu électrique*.

Il n'y a en réalité aucune relation entre cette teinte et le pétrole brut ou raffiné. Il s'agit d'un qualificatif fantaisiste apparu au début du XX^e siècle.

En revanche, s'il y a un article pétrolier qui a un rapport avec la couleur bleue, c'est le **baril**. Cette unité de mesure de volume du pétrole brut et de ses dérivés a pour abréviation **bbl**, qui signifie **blue barrel** et qui vient de la couleur bleue des barils de 42 gallons US (figure 2.14).



Figure 2.14 – Le baril. Cliché Marc Blaizot (Total).

Un baril équivaut à 42 gallons américains, soit environ 35 gallons impériaux ou 159 litres en système SI.

Cette contenance est héritée des barriques utilisées à Pechelbronn en Alsace dès la deuxième moitié du XVIII^e siècle, puis en Pennsylvanie, où les technologies d'exploitation et d'exploitation alsaciennes furent reprises.

À la fin du XIX^e siècle, on peignait en bleu les barriques servant à transporter le pétrole ou ses produits dérivés pour éviter de les confondre avec celles transportant des denrées alimentaires. Finalement, la mode du bleu pétrole a peut-être été indirectement inspirée par l'industrie pétrolière.

5.3 Teneurs en autres éléments

Du point de vue chimique, le carbone et l'hydrogène sont de loin les éléments les plus abondants dans les bruts (tableau 2.3).

Tableau 2.3 – Gamme de variation de la composition élémentaire des huiles brutes.

Éléments	% pondéral
C	82,0-86,5 %
H	10,0-13,6 %
S	0,03-5 %
N	0,03-1,2 %
O	0,01-3,5 %
Métaux	1 à 2000 ppm

La teneur en **soufre** d'une huile brute peut varier considérablement d'un gisement à l'autre, de 0,03 à 5 % au maximum.

Le soufre étant un polluant que les raffineurs doivent retirer, sa forte concentration dans un brut en diminue la valeur.

On place en général à 1,5 % de teneur en soufre la limite entre pétrole doux (*sweet*) et acide (*sour*).

Les teneurs en **azote** sont plus faibles que celles en soufre et vont de 0 à 1 %. Les teneurs en **oxygène** vont de 0 à 3,5 %. On trouve aussi divers métaux mais à l'état de trace.

5.4 Composition moléculaire

Alors que la composition élémentaire des bruts varie dans une gamme relativement étroite, leur composition moléculaire est extrêmement riche avec des dizaines de milliers de molécules différentes dont seulement quelques centaines sont dûment séparées et identifiées (figure 2.15).

Ainsi, aucune huile brute au monde ne ressemble à une autre, tant leur composition moléculaire ou la proportion des différentes molécules sont variables d'un gisement à l'autre. L'empreinte moléculaire des pétroles que l'on peut déterminer par **chromatographie** est bien la marque identitaire ou, si l'on veut, l'ADN des bruts.

Du fait de la grande diversité moléculaire des pétroles bruts, on caractérise leur composition de deux façons : d'une part par la distillation fractionnée et l'analyse chimique, et d'autre part par différentes méthodes complémentaires.

La première démarche est plutôt celle des ingénieurs chimistes, intéressés par le raffinage des bruts, alors que la seconde est celle des géologues et géochimistes, qui cherchent à caractériser la source, la maturation et d'autres paramètres permettant d'accéder à l'histoire géologique des pétroles.

La **distillation fractionnée** sépare des classes de composés en fonction de leur température d'ébullition, lesquelles croissent selon l'augmentation du poids moléculaire. Les fractions obtenues, appelées **coupes** dans le langage des raffineurs, sont ensuite caractérisées par des mesures de densité (degrés API), de viscosité, d'indice de réfraction, etc.

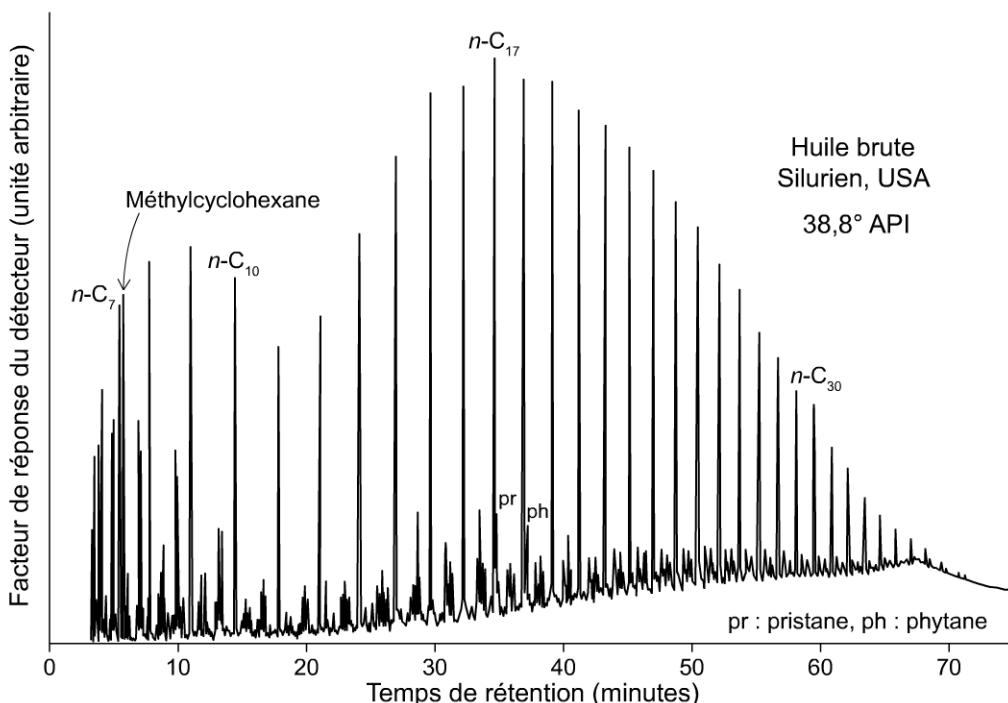


Figure 2.15 – Chromatogramme d'une huile brute provenant d'un réservoir gréseux du Silurien de l'Ohio (États-Unis).

Chaque pic correspond à une molécule détectée en sortie de la colonne chromatographique en phase gazeuse. Le signal des n-alcanes domine largement (grande hauteur de pic) par rapport aux autres molécules, mais celles-ci sont très diversifiées et abondantes (en particulier les iso- et cyclo-alcanes), et apparaissent en partie basse de l'enregistrement.

Ces méthodes fournissent des indications utiles pour le raffinage et la valorisation des pétroles car les coupes correspondent aux divers produits d'usage courant.

Les termes les plus légers ($\text{C}_1\text{-C}_4$) sont gazeux à température et pression ambiantes. Ils sont utilisés comme matières premières pour la pétrochimie mais servent aussi comme combustibles pour des usages industriels, ou comme carburant automobile (GPL).

Les coupes $\text{C}_5\text{-C}_6$ (éther de pétrole) et $\text{C}_6\text{-C}_7$ (naphta léger ou *white-spirit*) sont utilisées comme solvants.

La coupe $\text{C}_6\text{-C}_{11}$ constitue l'essence, base de la fabrication des carburants, et la partie de l'essence appelée *naphta* ($\text{C}_6\text{-C}_{10}$) sert de matière première pour la pétrochimie.

La fraction $\text{C}_{11}\text{-C}_{16}$ (kérosène) est principalement utilisée comme carburant dans les turboréacteurs et comme combustible (fioul léger) pour le chauffage domestique.

La fraction supérieure à C_{18} est utilisée comme combustible (fioul lourd) dans les centrales thermiques.

On trouve également une coupe correspondant au gazole (*gas oil*), utilisé pour les moteurs diesel. Soumise à une distillation sous faible pression (vide partiel), cette coupe fournit des huiles lubrifiantes légères ($\text{C}_{18}\text{-C}_{25}$) et lourdes ($\text{C}_{26}\text{-C}_{36}$). Les résidus de cette distillation sous vide sont des asphaltenes.

Le craquage thermique, en présence ou non de catalyseurs et d'hydrogène, de certaines des coupes mentionnées ci-dessus permet d'en modifier la constitution pour les adapter à divers usages.

Il existe d'autres définitions des coupes pétrolières issues du raffinage (figure 2.16) et on citera en particulier le terme de *gazoline*, qui regroupe des molécules comportant entre 4 et 10 atomes de carbone.

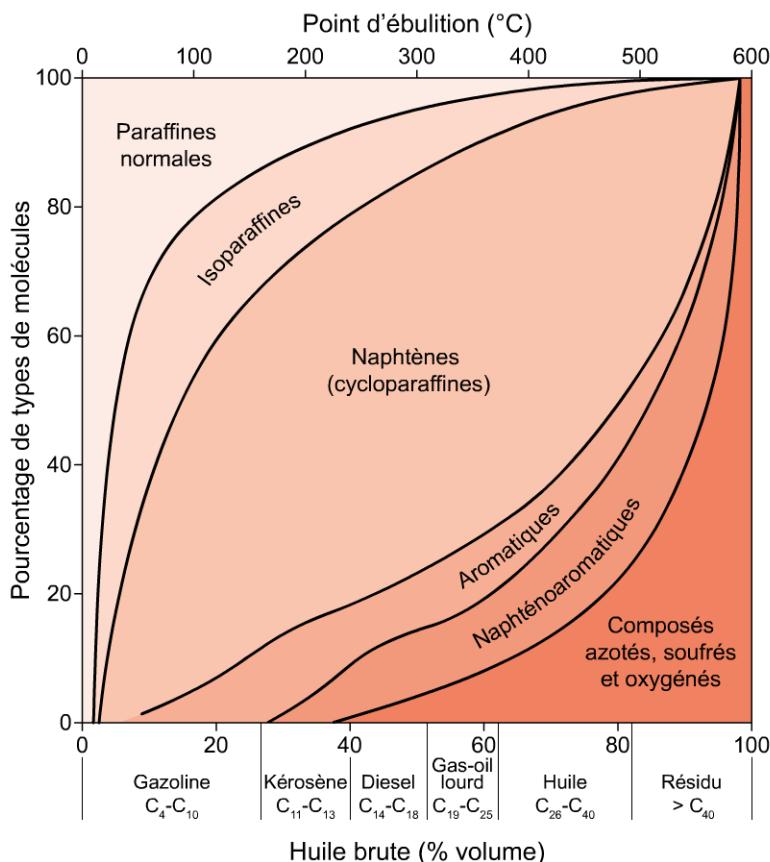


Figure 2.16 – Composition chimique d'une huile brute naphténique et proportion des différentes coupes de raffinage que l'on pourrait obtenir.

Si d'un point de vue physique les coupes sont bien caractérisées, d'un point de vue chimique, les familles moléculaires fondamentales restent d'autant plus mélangées que les fractions sont lourdes (tableau 2.4).

Afin de caractériser plus finement les bruts, ces derniers sont généralement dissous dans des solvants organiques puis analysés soit par chromatographie en phase gazeuse (GC, *gas chromatography* en anglais), soit par chromatographie en phase gazeuse couplée à la spectrométrie de masse (GC-MS, *gas chromatography – mass spectrometry* en anglais).

Ces techniques permettent d'identifier les diverses familles de composés (paraffines, naphtènes, aromatiques et produits lourds) présentes dans un pétrole brut et de déterminer leurs proportions (tableau 2.5).

Tableau 2.4 – Composition d'un brut de densité 35° API.

Coupe pétrolière	% volumique
Gazoline (C ₄ -C ₁₀)	27
Kérosène (C ₁₁ -C ₁₃)	13
Fioul léger (C ₁₄ -C ₁₈)	12
Fioul lourd (C ₁₉ -C ₂₅)	10
Lubrifiants (C ₂₆ -C ₄₀)	20
Résidu (> C ₄₀)	18
Total	100
Type moléculaire	% pondéral
Paraffines	25
Naphtènes	50
Aromatiques	17
Asphaltènes...	8
Total	100

Tableau 2.5 – Classification des huiles brutes. D'après Tissot et Welte, 1984.

Concentration dans l'huile brute (> 210 °C)	Type de brut	Teneur en S dans l'huile brute (approx.)	Nombre d'échantillons par classe
S > 50 % et AA < 50 %	P > N et P > 40 %	Paraffinique	100
	P ≤ 40 % et N ≤ 40 %	Naphténo-paraffinique	< 1 %
	N > P et N > 40 %	Naphténique	21
S ≤ 50 % et AA ≥ 50 %	P > 10 %	Aromatique intermédiaire	126
	P ≤ 10 % et N ≤ 25 %	Aromatique asphaltique	> 1 %
	P ≤ 10 % et N ≥ 25 %	Aromatique naphténique	41
			36

S : saturés. AA : aromatiques + produits lourds. P : paraffines. N : naphtènes.

Sur cette base, on distingue simplement **trois catégories de brut** :

- **les bruts à prédominance paraffinique**, où les hydrocarbures linéaires sont les plus abondants. Ces bruts sont les plus recherchés, néanmoins ils posent problème parfois quand ils se déposent dans les tuyaux de production, ce qui oblige parfois à chauffer ou isoler ceux-ci en cours de production (dans les grands fonds en particulier) ;

- les bruts à prédominance naphténique, où les cyclanes prédominent ;
- les bruts à prédominance aromatique, où les hydrocarbures présentant un cycle insaturé sont les plus abondants.

Des catégories intermédiaires, naphténo-paraffinique par exemple, peuvent également être distinguées (figure 2.17).

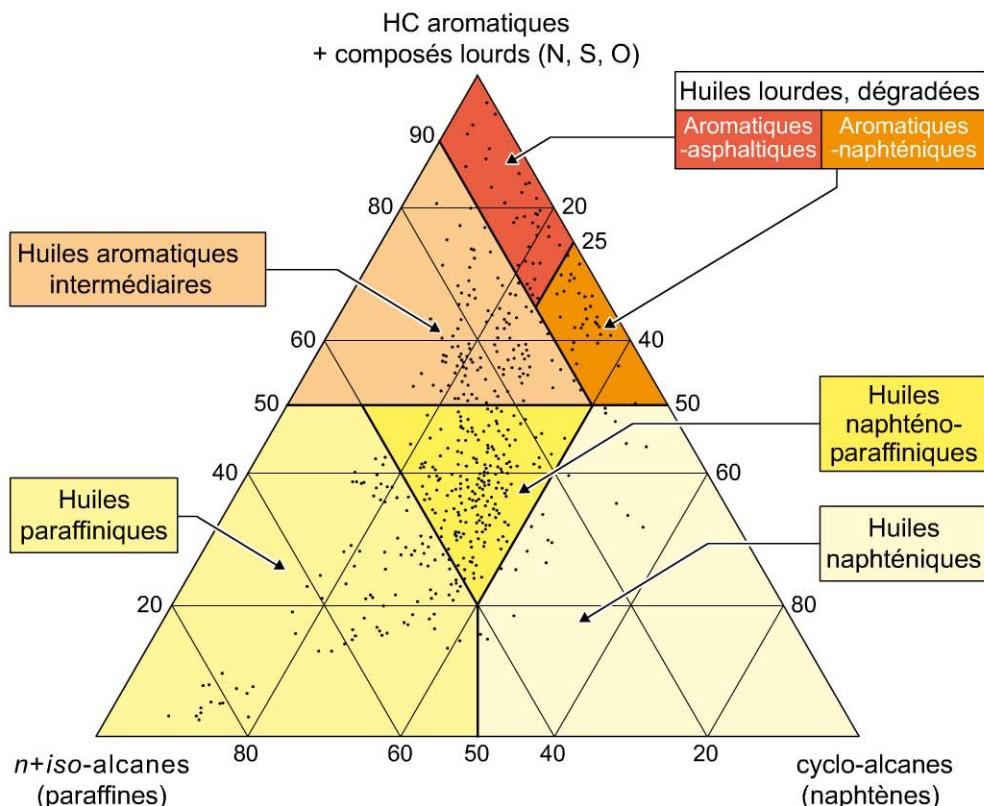


Figure 2.17 – Distinction des pétroles bruts dans un diagramme ternaire sur la base des proportions des différentes classes de composés qui les constituent.
D'après Tissot et Welte, 1984.

6

Formes solides de pétrole

Il existe des pétroles très lourds, visqueux ou solides, appelés **asphaltes naturels** et qui sont généralement contenus dans des sables (ou des calcaires) asphaltiques ou bitumineux.

Sur la base de leur densité et de leur viscosité, on distingue des huiles lourdes (au-delà de $0,93 \text{ g/cm}^3$ et 100 mPa.s) et des huiles extra-lourdes ou asphaltites (au-delà de 1 g/cm^3 et $10\,000 \text{ mPa.s}$).

Dans ce dernier cas, le produit n'a aucune mobilité et ne peut pas être exploité par les procédés conventionnels.

Les huiles lourdes et extra-lourdes ainsi que les asphaltes contiennent encore des hydrocarbures mais ce qui domine dans leur composition, ce sont des molécules complexes, appelées **résines** et **asphaltènes**.

Il s'agit de macromélocules complexes de haut poids moléculaire, riches en composés aromatiques. De l'oxygène, du soufre et de l'azote y sont également présents, ces deux derniers étant préférentiellement intégrés dans des structures cycliques (*cf.* figure 2.2).

Leur poids moléculaire dépasse toujours 800 et peut atteindre plusieurs dizaines de milliers.

La distinction entre résines et asphaltènes est purement analytique, les seconds étant solubles dans le benzène mais précipitant dans un solvant paraffinique léger (pentane, hexane, heptane).

Les asphaltènes sont tout particulièrement responsables de la densité et surtout de la viscosité élevée des asphaltes.

On observe aussi dans les pétroles solides ou très visqueux des carbènes et carbénoïdes, qui sont des composés à structure plus condensée (en feuillet) et très pauvre en hydrogène.

Huiles extra-lourdes et asphaltes sont souvent riches en soufre avec des teneurs variant de moins de 1 % à plus de 10 %.

Les métaux peuvent atteindre jusqu'à 150 ppm de nickel et 1 200 ppm de vanadium. Ce sont des produits relativement polluants et à éliminer impérativement.

Encart 2.4 La gilsonite

La gilsonite, également appelée *uintahite* du nom du bassin d'Uintah, est un asphalte solide constitué d'un mélange d'hydrocarbures lourds (principalement des asphaltènes auxquels s'ajoutent quelques hydrocarbures saturés et aromatiques). Elle ressemble à de l'obsidienne (sans aucun rapport génétique cependant) du fait de son aspect brillant et de sa cassure conchoïdale (figure 2.18).



Figure 2.18 – Échantillon de gilsonite. Cliché François Gelin (Total).

Découverte et exploitée dans les années 1860 dans le bassin de l'Uintah (Utah et Colorado) par Samuel H. Gilson, la gilsonite se présente sous forme de veines au sein des formations éocènes et oligocènes du bassin (figure 2.19).



Figure 2.19 – Ancienne exploitation d'un filon de gilsonite dans le bassin de l'Uintah (Utah). Cliché Patrick Sorriaux (Total).

Les veines ont une largeur qui va du millimètre à plus de 5 mètres, et les plus longues peuvent se propager sur plusieurs kilomètres (jusqu'à 39 km mais généralement moins de 5 km).

Ce réseau fissural aurait été formé par de la fracturation hydraulique naturelle (détails explicités au chapitre 3) engendrée par des surpressions de fluides pétroliers précoces dans les argiles du Membre Mahogany Ledge au sein de la formation éocène des Green River Shales.

La plupart des dykes sont en effet enracinés dans ce niveau et recoupent vers le haut les formations plus jeunes, mais certains pénètrent aussi des formations plus anciennes.

La gilsonite présente d'ailleurs les mêmes caractéristiques géochimiques (distribution des hydrocarbures, composition isotopique...) que les extraits des roches du Membre Mahogany Ledge (roches-mères de type lacustre).

Sur la base des biomarqueurs présents dans la gilsonite, il est démontré qu'il s'agit de fluides pétroliers formés très précocement puisque les conditions thermiques du bassin n'ont pas encore atteint le stade classique de la fenêtre à huile (PRV équivalent < 0,5%, cf. § 5.1).

Il est probable que ces dykes se soient formés lors du pic d'enfouissement du bassin de l'Uintah entre 35 et 10 Ma.

L'expulsion brutale de l'eau aurait généré un système fissural par hydrofracturation et aurait ensuite permis la précipitation de limonite, calcite et chlorite sur les épontes des dykes suivie de l'injection de bitume ensuite solidifié en gilsonite.

La gilsonite a été exploitée comme additif pour la boue de forage, pour ses propriétés hydrofuges, dans des asphalte routiers ou des papiers bitumineux, mais aussi comme pigment pour la fabrication d'encre et peintures, et enfin comme élément dans des poudres explosives ou comme électrode.

La laque japonaise noire des Ford T, la célèbre automobile fabriquée de 1908 à 1927 par la compagnie Ford, était à base de gilsonite.

D'autres types d'hydrocarbures solides qui portent souvent des noms locaux (albertite, anthraxolite, grahamite...) existent de par le monde. Cette classification n'est d'aucune utilité pour décrire l'origine de ces produits et il est nécessaire pour les distinguer de mesurer leur point de fusion, leur solubilité et leur composition élémentaire (C, H, O). Sur la base des biomarqueurs qu'ils contiennent, il est possible de reconnaître s'il s'agit de bitumes précoces ou tardifs. En effet, la plupart des bitumes précoces sont directement présents dans ou à proximité de leur roche-mère alors que ceux tardifs ont généralement migré sur de longues distances et ont été intensément altérés par la biodégradation (cf. chapitre 5).

7 Le cas particulier des charbons

Certains auteurs estiment que les **charbons**, roches sédimentaires organiques et combustibles fossiles, sont assimilables à une forme solide d'hydrocarbures.

Il est vrai que, comme les pétroles, ils sont constitués principalement de carbone mais aussi d'hydrogène, d'oxygène, d'azote et de soufre.

Cependant, nous considérons dans cet ouvrage qu'ils ne peuvent être restreints à une définition chimique et que la géologie des charbons est tout aussi complexe que celle des pétroles et nécessiterait que leur soit consacré un volume spécifique.

Il sera toutefois question des charbons dans cet ouvrage car ils peuvent être à l'origine, en tant que roche-mère, de la présence d'hydrocarbures gazeux (le méthane des coups de grisou) et liquides (pour certains champs d'huile, notamment en Indonésie ou dans le delta du Niger) ; ce sujet sera abordé plus en détail dans le chapitre 5.

Les **gaz associés au charbon**¹, appelés **coal bed methane** (CBM) ou **coal seam methane** (CSM), sont exploités soit en veines par désorption (à grande échelle aux États-Unis et en Australie), soit en captage direct du gaz (ou grisou) sur d'anciennes galeries de mines post-exploitation (nord de la France et Lorraine notamment).

Le produit de ce type d'exploitation est alors nommé CMM (*coal mine methane*).

En Australie, il y a des productions de gaz de charbon qui sont stockées dans des réservoirs conventionnels pour utilisation ultérieure en usine de liquéfaction de gaz (Gorgon LNG).

Le principal problème de ces productions de méthane de charbon est d'extraire préalablement l'eau des veines de charbon, dans des conditions de fractures particulières, des pseudo-clivages appelés *limets* (*cleats* en anglais), puis ensuite de procéder à la désorption du gaz. C'est l'incertitude principale de ce type d'exploitation et son écueil éventuel au niveau économique, en raison des fortes et parfois longues productions d'eau qui préludent à celle du gaz.

1. Essentiellement le méthane, également appelé *grisou*, redoutable cause d'accidents dans les exploitations minières.

Conditions physiques des roches et des fluides dans les bassins

Introduction

Dans ce chapitre, ce sont essentiellement les évolutions des pressions de pore et des températures des aquifères, ainsi que les conditions PVT (pression, volume, température) de ces derniers et leur relation avec les pétroles, qui sont traitées.

La caractérisation des roches-mères, celle des réservoirs et celle des couvertures, bien évidemment liées à ces phénomènes, sont entièrement détaillées dans le chapitre 6, qui porte sur le système pétrolier et ses composants.

Objectifs

Rappeler comment les fluides évoluent et se déplacent sous l'action des pressions et des températures dans les bassins sédimentaires.

Comprendre la mesure de pression de pore, qui peut être qualifiée d'outil principal du géologue pétrolier!

Plan

- 1 La pression de pore
- 2 La température
- 3 Le rôle de l'eau
- 4 Les relations entre les pressions et les températures pour les fluides pétroliers
- 5 La compaction des sédiments, les régimes de contraintes, les pressions normales et anormales
- 6 Les méthodes d'évaluation des pressions des roches
- 7 Les notions parallèles de capacité et d'intégrité de rétention des roches

1 La pression de pore

Par définition, une pression est le rapport d'une force, exprimée en newtons, sur une surface exprimée en mètres carrés, l'unité du système international étant le **pascal**, ou **newton par mètre carré**.

En général, on utilise le **bar** ou le **mégapascal** comme unité ainsi que, souvent, la **livre par pouce carré** (psi pour *pound per square inch*), l'industrie pétrolière étant très marquée par les Anglo-Saxons.

Par définition, les solides transmettent les forces, et les fluides transmettent les pressions, c'est pourquoi les roches peuvent se déformer et, quand elles deviennent compactes, ne plus présenter de pression effectivement mesurable.

Les mesures de pression dans les forages pétroliers se font lors de tests au câble (*cf. chapitre 8*) ou lors de tests de production, appelés aussi **DST** (*drill stem tests*), ou bien en cours de production dans le cas d'un gisement en exploitation.

La **pression absolue** P_a correspond à la somme de la pression mesurée, ou **pression relative**, et de la **pression atmosphérique** P_o , qui est de 1 bar, soit 14,5 psi, en conditions météorologiques normales au niveau de la mer.

Le niveau de référence est le niveau moyen de l'eau des océans : NM (niveau de la mer, niveau marin moyen) ou MSL (*mean sea level*).

La **pression hydrostatique** est calculée suivant la formule :

$$P_a = (Z \cdot \rho_f \cdot g) + P_o$$

avec :

- Z la profondeur de la mesure par rapport au niveau de la mer ;
- ρ_f la densité moyenne du fluide considéré ;
- g la constante de gravité, ou accélération de la pesanteur, valant 0,09806 bar/m ou 0,009806 MPa/m ou 9,806 m/s².

Il faut soustraire de la profondeur mesurée au puits la hauteur de la table de rotation, évaluée par rapport au niveau de la mer, qui est le niveau de référence (20 à 30 m ordinairement).

À terre, il faut de plus tenir compte de l'altimétrie pour se ramener au niveau de la mer.

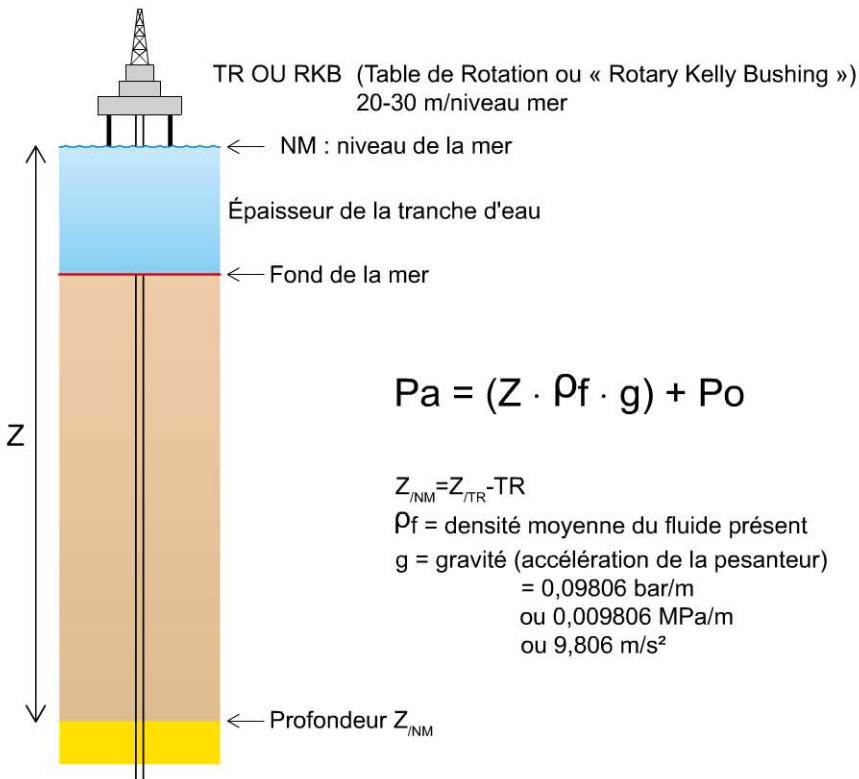
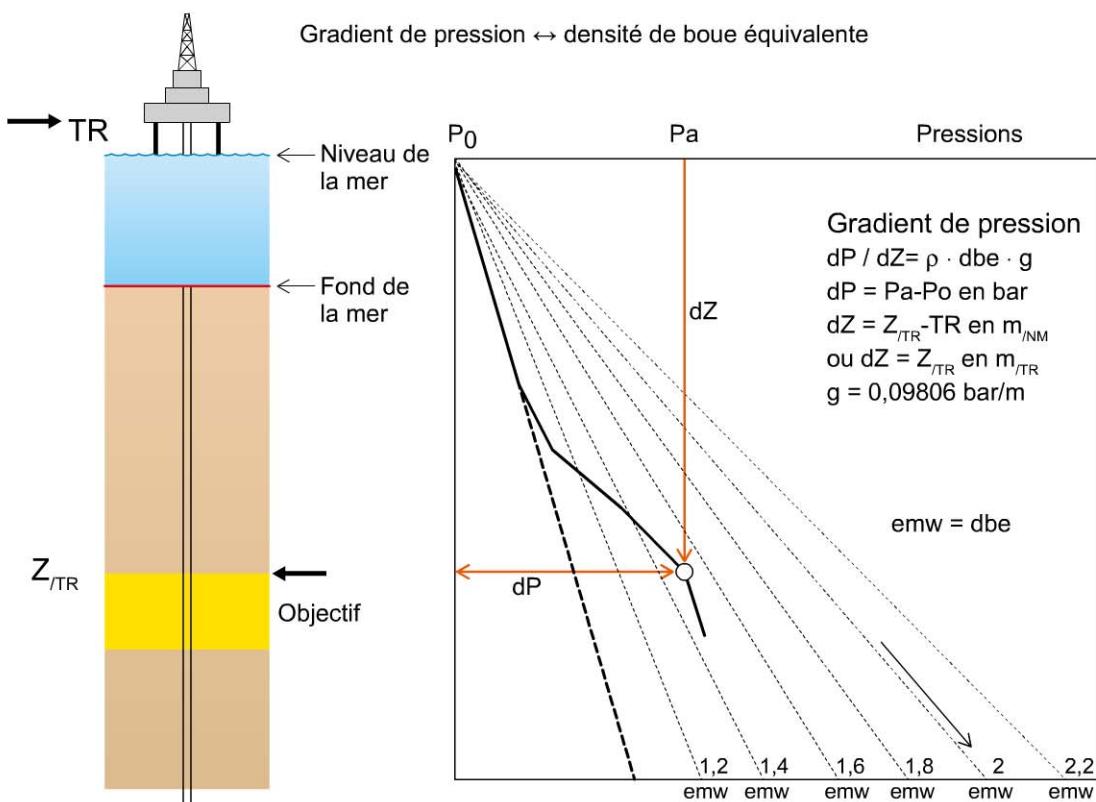
Le **gradient de pression** exprimé parfois en densité de boue équivalente (*dbe*, ou *emw* en anglais pour *equivalent mud weight*) est calculé par la formule (figure 3.2) :

$$\frac{dP}{dZ} = \rho \cdot emw \cdot g$$

où dP est la différence de pression, $dZ = Z_{TR} - TR$ (avec Z_{TR} la profondeur mesurée par rapport à la table de rotation, et TR la hauteur de la table de rotation de l'appareil de forage) et g la constante de gravité, ou accélération de la pesanteur.

En conditions hydrostatiques, une valeur croissante de la densité de boue équivalente (*dbe*) va traduire une salinité de plus en plus élevée : de 1 dans le cas d'eau douce jusqu'à 1,2 (valeur minimale obtenue pour une saumure saturée salée, 200-250 g/l de salinité).

Evaluation d'une pression hydrostatique

**Figure 3.1 – Calcul de la pression hydrostatique. Document Total.****Figure 3.2 – Principe du calcul du gradient de pression et de la densité de boue équivalente (emw). Document Total.**

On va parler de **surpression** (OVP, pour *overpressure*) quand celle-ci sera supérieure à la pression normale (P_n), qui correspond à la pression hydrostatique, pour une densité d'eau douce, soit 1.

La surpression se situera par définition entre la contrainte verticale S_v , ou S_1 , contrainte géostatique liée au poids des sédiments (*overburden gradient*) en régime d'extension normale, et la pression normale P_n .

Cette surpression est celle de l'aquifère et on exprimera la densité de boue équivalente parfois en **densité d'aquifère** (D_w , *water density*, à ne pas confondre avec la *dbe* ou *emw*).

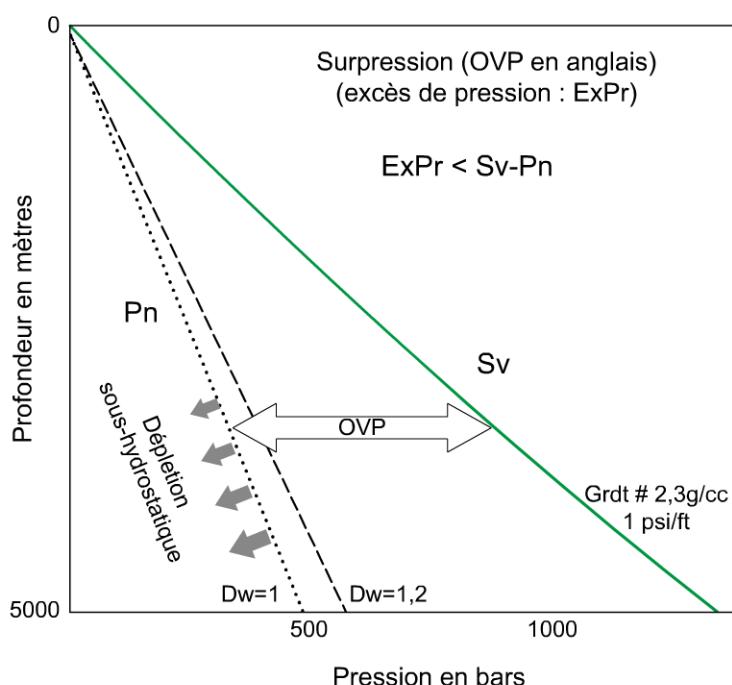


Figure 3.3 – Évaluation de la surpression. Document Total.

À l'inverse, on parlera de **pression sous-normale** quand elle sera inférieure à P_n , la pression normale.

Ces cas peuvent exister bien évidemment quand le gisement en production voit sa pression d'aquifère diminuer par **déplétion** (diminution) par rapport à la pression initiale, aussi appelée *pression vierge*, de l'aquifère du gisement d'hydrocarbures.

Encart 3.1 Le rôle original du permafrost...

On connaît aussi des exemples en domaine arctique terrestre où le **permafrost** (qui correspond à un sol et à des sédiments gelés jusqu'à parfois 1 000 m de profondeur) se développe de façon définitive ou saisonnière (hiver/été).

Dans ce cas, à la colonne d'eau théorique ($\rho \cdot g \cdot h$) depuis la surface du sol se substitue un équivalent solide déplaçant le niveau d'eau libre à la **base du permafrost** et donnant donc des pressions sous-hydrostatiques par rapport au niveau de référence (NM).

Dans ces domaines également, les phénomènes de création d'inlandsis et de fonte de la glace ont pu entraîner des phases de **pressurisation** et de **dépressurisation** des structures pétrolières avec des changements de phase possibles (huile → gaz par libération du gaz associé : augmentation du *gas oil ratio*, GOR). En fait ceci peut chasser l'huile vers les bordures des bassins concernés, phénomène centrifuge qui s'apparente à l'effet Gussow de migration ségrégative (cf. § 2.1 du chapitre 6). En Norvège par exemple, dans la zone ouest/sud-ouest de la mer de Barents, des gisements d'huile ont pu se transformer partiellement ou totalement en gaz voire se vider complètement quand le phénomène est couplé à une phase tectonique conduisant à basculer les structures concernées.

La pression relative à un fluide donné : eau, hydrocarbure (gaz, gaz à condensat, huile légère, huile lourde...) se calcule par la même équation que décrit plus haut, soit $dP/dZ = \rho_f \cdot g$.

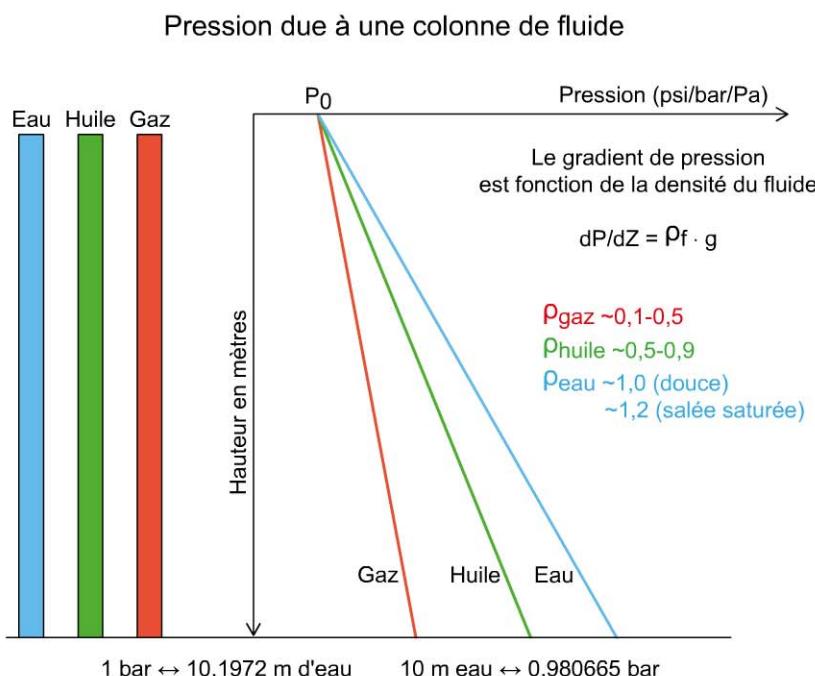


Figure 3.4 – Calcul du gradient de pression pour une colonne de fluide donné.
Document Total.

La **poussée d'Archimède** va créer un effet de flottabilité (*buoyancy*), qui sera dépendant de la différence entre la densité de l'eau et celle de l'hydrocarbure.

Son effet sera mesuré par le produit de la différence entre la densité de l'eau et celle de l'hydrocarbure par la constante g (l'accélération de la pesanteur) et par la colonne d'hydrocarbure exprimée en mètres.

Il est fondamental, en exploration pétrolière, d'être suffisamment prédictif sur la colonne d'hydrocarbure attendue et sur la profondeur du réservoir : si elle n'est pas prévue (ou mal prévue), il y aura risque d'éruption ; à l'inverse si elle est correctement prévue, on pourra contrôler le forage en toute quiétude en augmentant la densité de la boue.

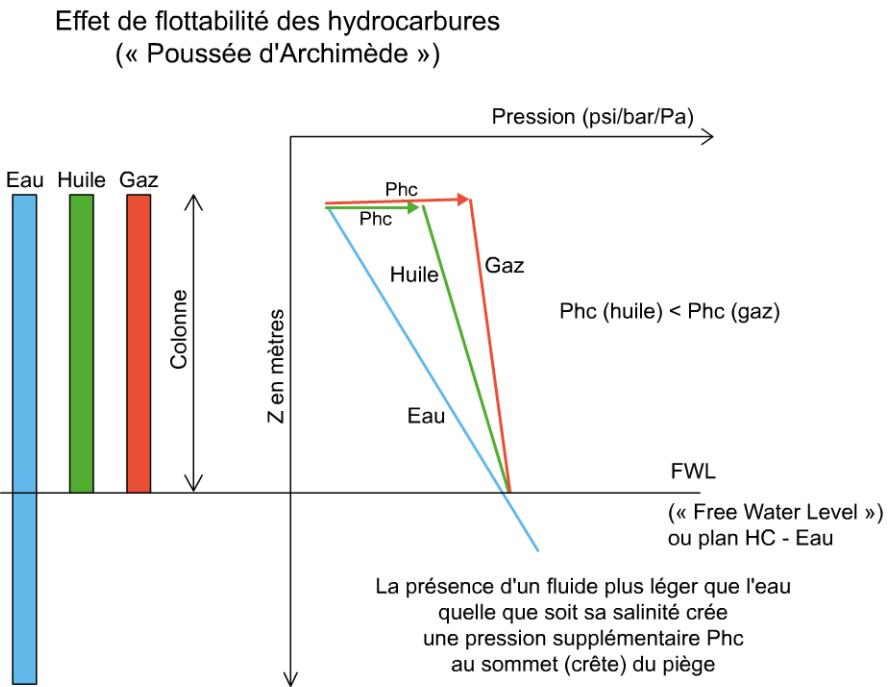


Figure 3.5 – Principe de la poussée d'Archimède et de la pression due à une colonne de fluide. Document Total.

Evaluation de la flottabilité / Poussée d'Archimète

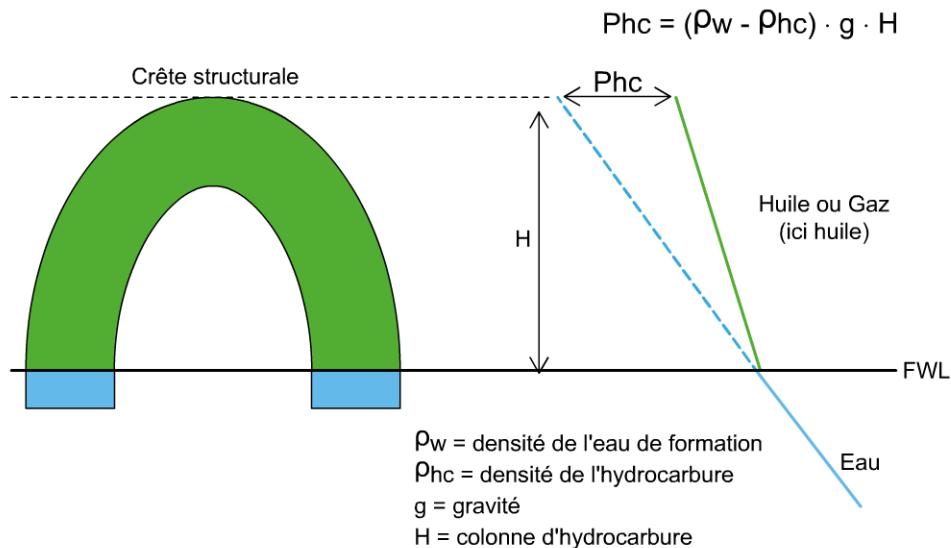


Figure 3.6 – Évaluation de la pression d'hydrocarbure P_{hc} . Document Total.

Par exemple, une colonne de 1 000 m d'huile de densité 0,7 induira un excès de pression de 30 bar, une colonne de 1 000 m de gaz de densité 0,2 induira un excès de pression de 78 bar.

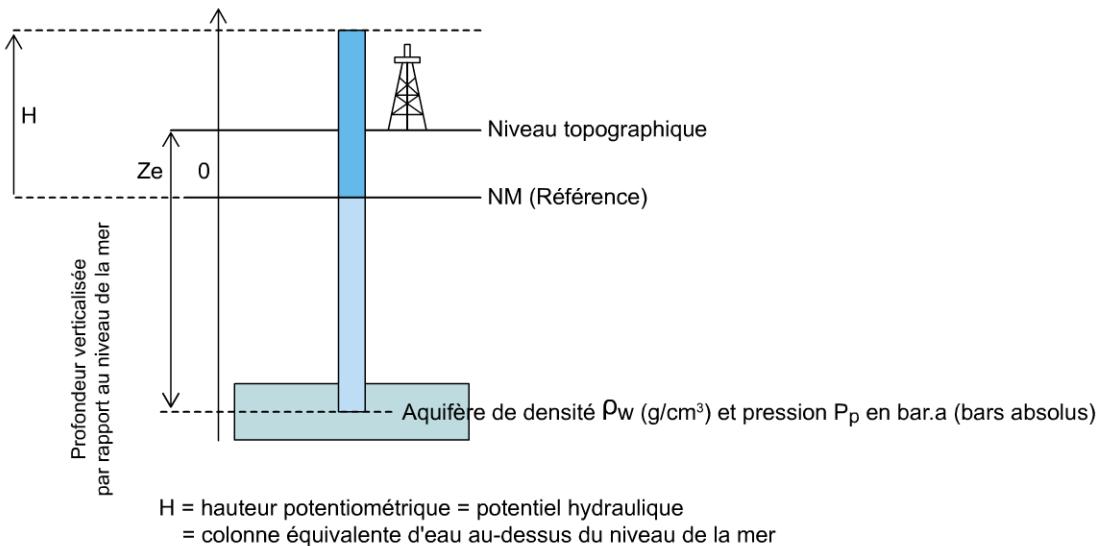
L'évaluation des excès de pression (ΔP) de l'aquifère par rapport à la pression normale peut se faire par la différence

$$\text{OVP (surpression)} - P_n \text{ (pression normale)}$$

ou bien en utilisant le **potentiel hydraulique** qui, s'il est positif, traduit directement l'excès de pression à un rapport de 10 et à la constante de gravité g près.

La formule reliant le potentiel hydraulique à la pression de pore est donnée en figure 3.7.

Notion de potentiel hydraulique



Variation de potentiels hydrauliques

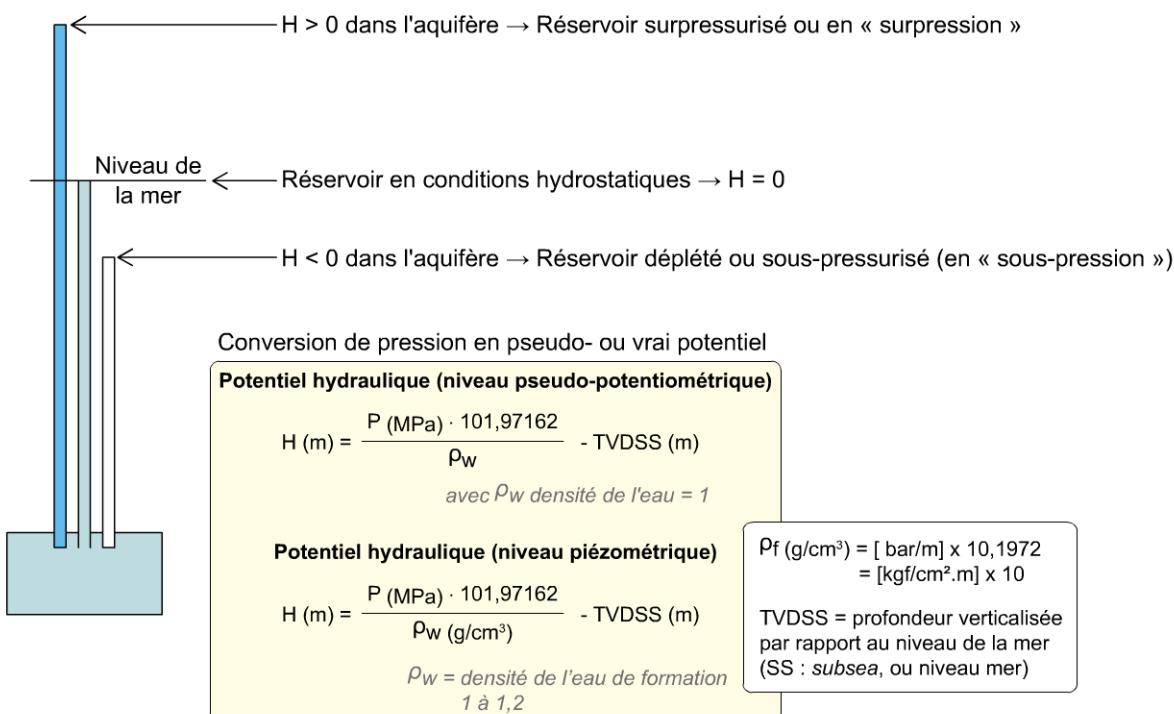


Figure 3.7 – Variation de potentiel hydraulique, et définitions du vrai potentiel (piézométrique, utilisant la densité de l'eau de formation) et du pseudo-potentiel (utilisant une densité de 1 : densité de l'eau douce). Document Total.

2 La température

Classiquement, la **température de fond de puits (BHT pour borehole temperature)** est mesurée lors des acquisitions diagraphiques ou lors des tests.

Il convient de la corriger de l'effet thermique refroidissant de la boue (méthode de correction dite *de Horner* par exemple).

Les courbes de température rapportée à la profondeur permettent de calculer des **gradients géothermiques**, exprimés en degrés Celsius ou bien Fahrenheit par 1 000 m ou par 100 m.

Le **flux thermique** correspond à l'énergie transmise à travers une surface donnée, il s'exprime en milliwatts par mètre carré (mW/m^2) ou en unités **HFU** (*heat flow unit*, avec $1 \text{ HFU} = 42,8 \text{ mW/m}^2$).

Le flux thermique varie suivant la nature de la croûte terrestre sous-jacente.

En domaine de croûte continentale, une **composante radiogénique** s'ajoute au flux par rapport à ce qui se passe en domaine de croûte océanique ou en croûte amincie.

En régime purement conductif, le flux thermique est relié au gradient thermique par la loi de Fourier :

$$\begin{aligned} \text{Flux thermique (HF pour eat low)} &= \\ \text{Conductivité thermique (L)} \times \text{Gradient thermique (grad T)} & \end{aligned}$$

Soit : $HF = L \cdot \text{grad } T$.

La conductivité thermique dépend des lithologies et des porosités des roches concernées : plus faibles pour les argiles, elle augmente fortement pour les grès, carbonates et surtout le sel (figure 3.8).

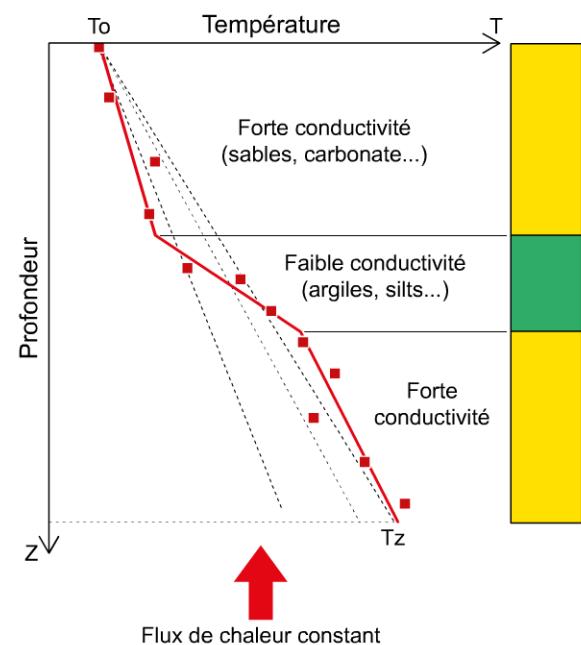
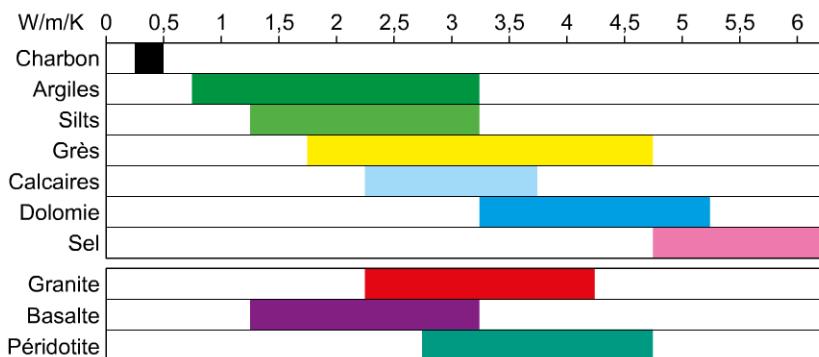


Figure 3.8 – Variations des conductivités thermiques suivant la lithologie et la composition des roches. Document Total.

Le flux thermique varie en fonction de la nature lithologique des socles sous les sédiments : il est donc en relation directe avec les contextes géodynamiques (figure 3.9).

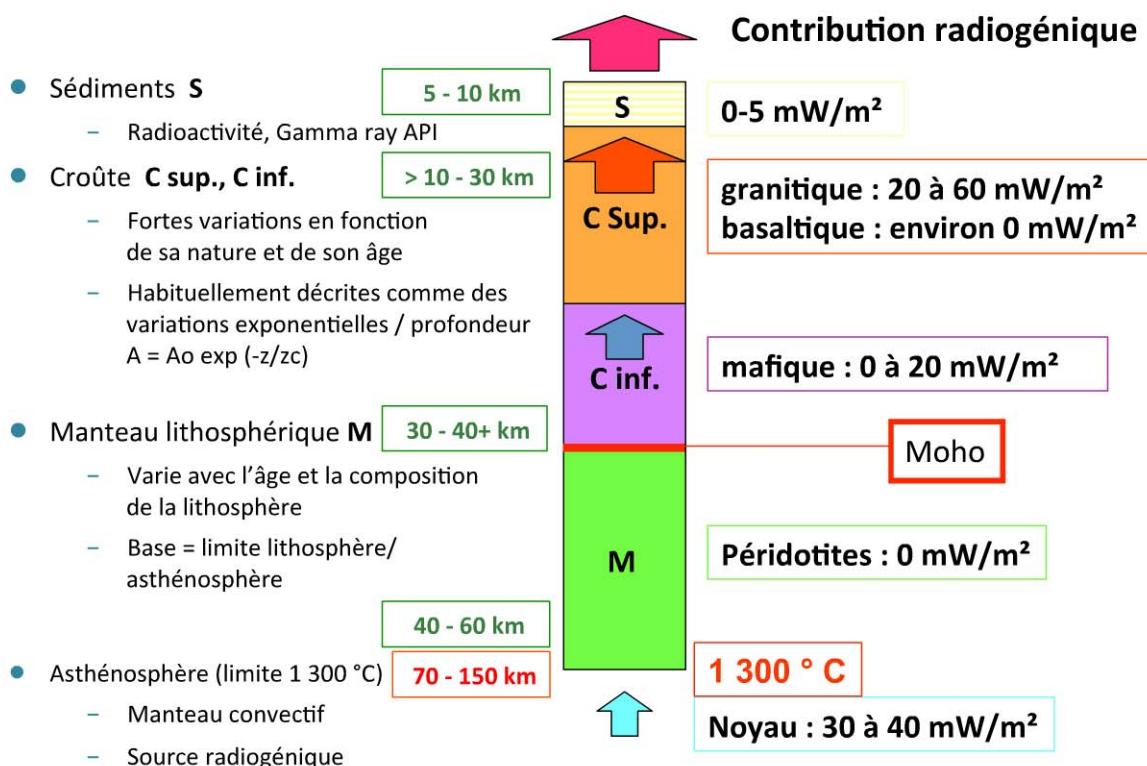


Figure 3.9 – Flux radiogénique : contributions au flux thermique de surface.

3 Le rôle de l'eau

3.1 L'eau souterraine

Les eaux des bassins sédimentaires, plus précisément dans leur partie souterraine au sens hydrogéologique du terme, sont présentes sous forme d'**aquifères**, ou **nappes**, situés dans des roches par définition perméables.

Ces roches comprennent une zone saturée suffisamment transmissive pour permettre un écoulement souterrain, leur porosité et leur perméabilité étant développées soit sous forme **matricielle**, soit sous forme de **fissures** ou de **fractures**, soit encore sous forme de dissolution (porosité secondaire), ou bien résultant d'une combinaison des quatre.

La caractéristique fissurale ou vacuolaire peut avoir été obtenue par une dissolution soit de la matrice (éléments de la roche hors porosité), soit des ciments préexistants.

Dans le cas de formations peu perméables, l'eau peut être stockée mais l'écoulement sera beaucoup plus faible, on parle alors d'**aquitard**.

On nomme **aquiclude** un milieu comportant des formations imperméables sans production aquifère.

Encart 3.2 Rappels sur la salinité

La **salinité** de l'eau est difficilement estimable; elle n'est pas à proprement parler mesurable puisqu'il n'y a pas d'étaillon auquel on puisse comparer un échantillon. On ne peut pas la mesurer par analyse chimique directe, c'est-à-dire par séchage à température élevée et pesée du résidu solide, car certains composés présents comme les ions carbonates s'évaporent en fin de séchage.

Sachant que les proportions des constituants principaux de l'eau de mer sont quasi constantes, le seul dosage de l'un d'entre eux permet de déduire la teneur de tous les autres et une évaluation de la salinité. Les ions chlore, brome et iodé sont facilement dosables, par exemple par précipitation permettant un titrage au nitrate d'argent. Ils suffisent aux analyses de salinité.

La salinité (S) d'un échantillon d'eau est officiellement mesurée à partir de la conductivité électrique de l'eau à une certaine température et une certaine pression. Elle est donnée par le rapport K de la conductivité électrique de cet échantillon d'eau de mer (à 15 °C et à la pression atmosphérique normale P_0) sur la conductivité d'une solution de chlorure de potassium dans laquelle la fraction en masse de KCl est 0,0324356 (à la même température et à la même pression).

Si ce rapport K est égal à 1, on dit que la salinité est de 35.

L'eau peut aussi avoir été piégée sous forme initiale d'eau marine (salinité: 35 g/l) dans les sédiments au cours de leur dépôt et de leur enfouissement. On parle dans ce cas d'eau connue.

L'eau peut également avoir été introduite dans les roches de façon météorique, c'est-à-dire sous la forme de pluie et/ou de neige au niveau des reliefs et de la topographie des affleurements géologiques.

L'eau est plus ou moins salée selon qu'elle est piégée dans des zones proches de séries évaporitiques, suivant sa température, et/ou si elle subit aussi les apports d'eau douce météorique au niveau des impluviums (parties exposées aux intempéries).

Dans des situations extrêmement confinées, l'eau peut avoir des salinités très élevées (250 g/l).

3.2 Les mouvements des aquifères

Les mouvements des aquifères sont induits par des différences de pressions et de pseudo-potentiels créés :

- par la gravité, c'est-à-dire des différences de surfaces topographiques (reliefs) dans le cas des chaînes de montagne par exemple ;
- par l'établissement de pressions anormales sous l'effet de la surcharge sédimentaire (voir plus bas le sous-chapitre sur la compaction des sédiments) ;
- aussi, éventuellement, par des différences de compositions chimiques.

Le cas gravitaire (*gravity driven*) est parfois nommé **hydrodynamisme centripète** (car il s'agit d'eau météorique provenant des bordures et se déplaçant vers le centre du bassin sédimentaire).

Le cas de surcharge (*compaction driven* ou *basin driven*) est également appelé **hydrodynamisme centrifuge** car il s'exerce du centre du bassin vers ses bordures. L'eau introduite est douce car elle provient de l'eau des argiles sous-compactées (cf. § 5).

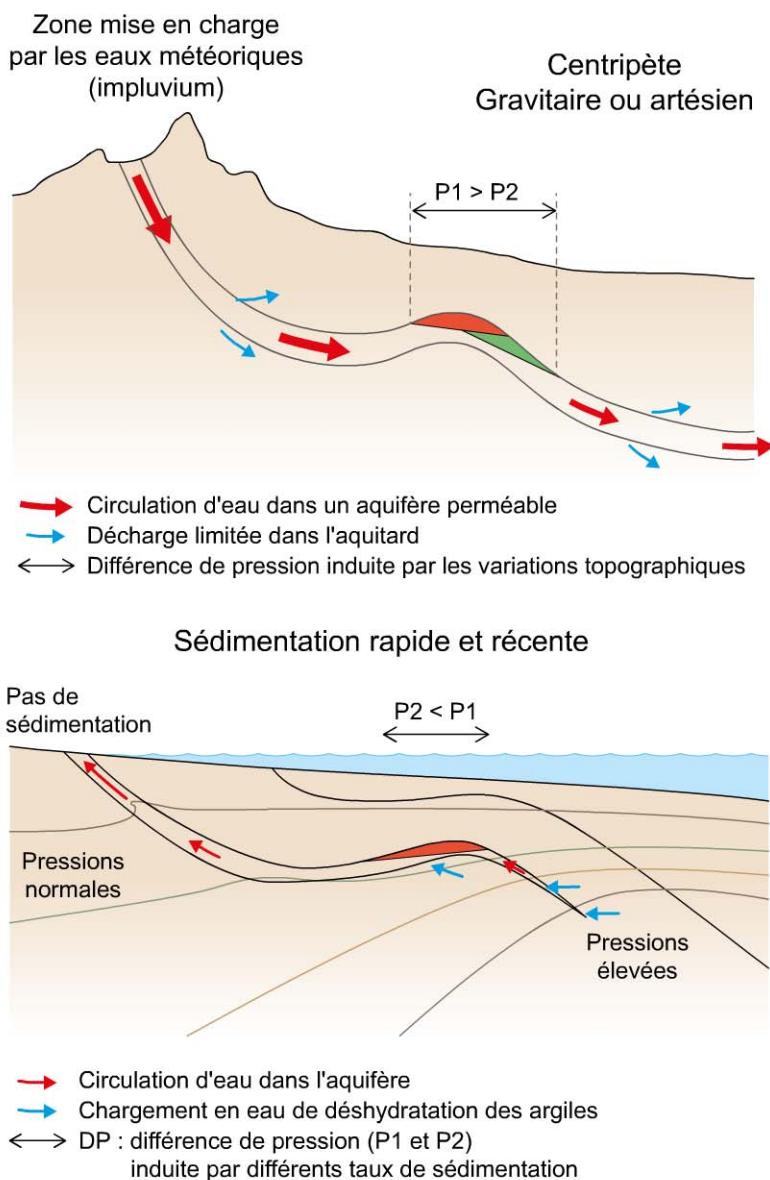
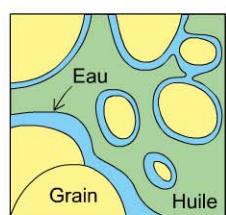
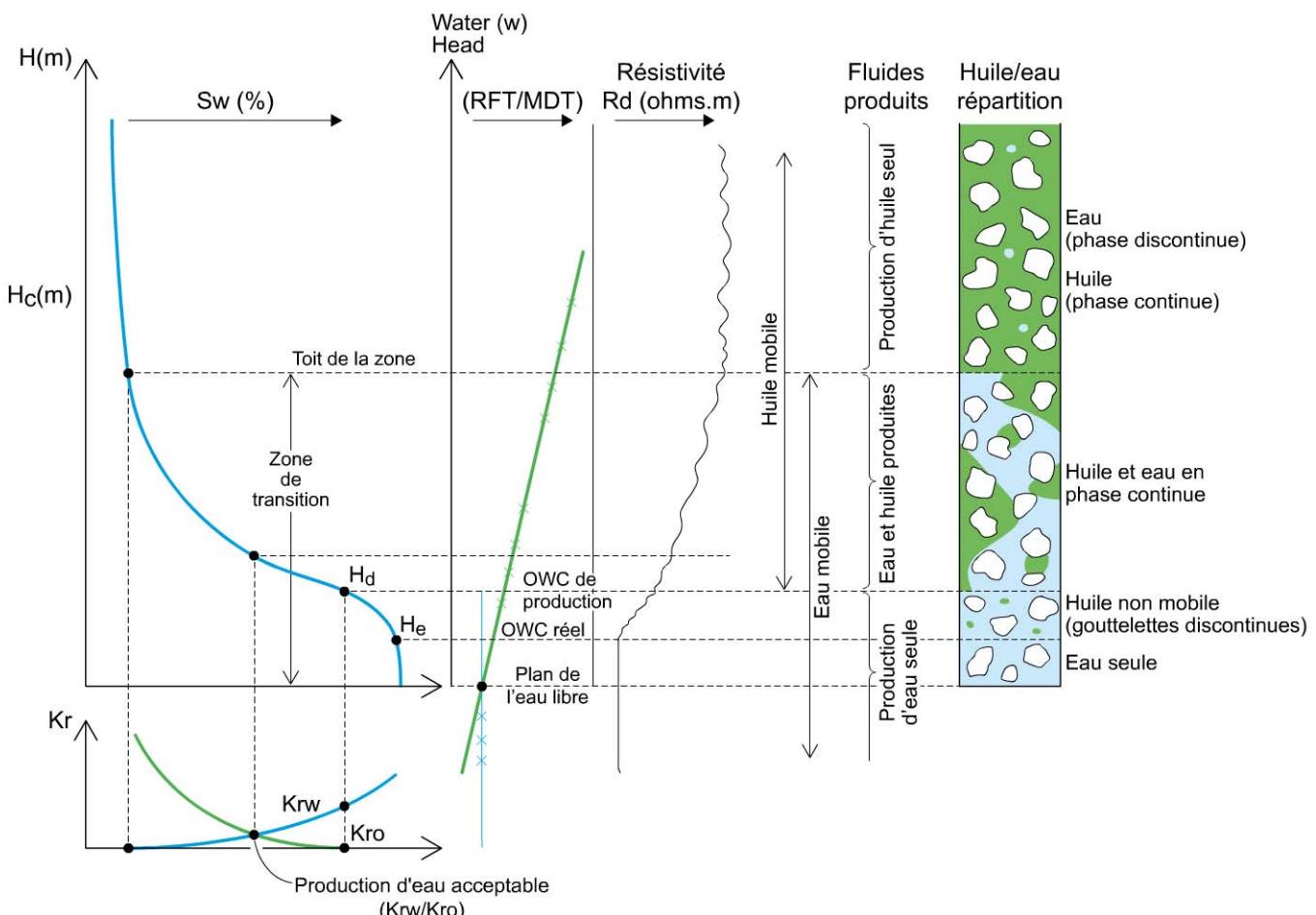


Figure 3.10 – Les différentes configurations hydrodynamiques. Document Total.
 Dans les deux cas, P_1 et P_2 sont les pressions en entrée et sortie de système.

Quelles que soient ces configurations hydrodynamiques, elles vont systématiquement nécessiter d'avoir un **point d'entrée** et un **point de sortie** de la circulation de l'eau.

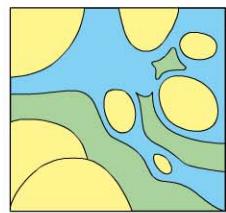
Très diffuses et très lentes à l'échelle des temps géologiques (milliers voire millions d'années), elles vont entraîner des variations bien observables tant de salinité (diminution par les apports d'eau douce) que de température (effet refroidissant typique et mesurable par les BHT (*borehole temperature*) en cas centripète).

La relation entre le pétrole et les eaux va être gouvernée fondamentalement par les variations de la capillarité, par les perméabilités relatives par rapport à l'eau et à l'hydrocarbure et par les saturations en eau avec la notion de zone de transition (figure 3.11).



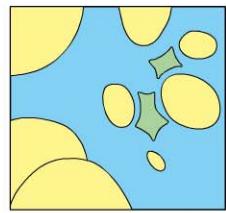
A

$S_w = S_{wi}$
 $K_{ro} = 1$
 $K_{rw} = 0$
 Eau capturée par capillarité contre les grains



B

$S_{wi} < S_w < 1-S_{or}$
 $K_{ro} \neq 1$
 $K_{ro} \neq 0$



C

$S_w > 1-S_{or}$
 $K_{ro} = 0$
 $K_{rw} > 0$

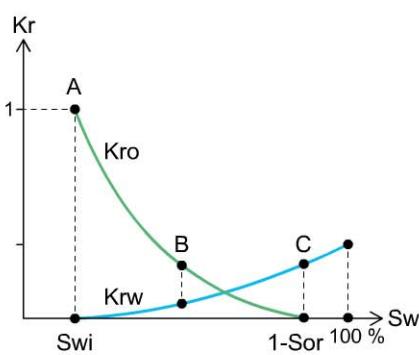
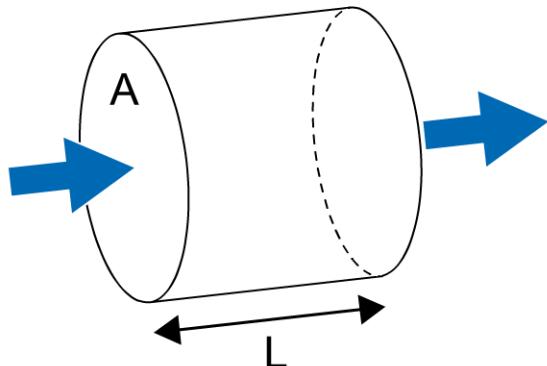


Figure 3.11 – Capillarité et saturation en eau. Document Total.

RFT, MDT: cf. chapitre 6. S_w = saturation en eau.

La loi de Darcy exprime la relation entre la perméabilité du drain, sa géométrie et l'écoulement du fluide introduit dans le milieu. La formulation historique est présentée en figure 3.12.

$$Q = K \cdot A \cdot (\delta P + \rho f \cdot g \cdot Z) / (\text{Visc} \cdot L)$$



K : perméabilité (Darcy)
A : surface
 δP : différence de pression
 ρf : densité du fluide
g : gravité
Z : profondeur NM
Visc : viscosité
L : longueur

Figure 3.12 – Loi de Darcy telle qu'elle a été formulée par Henry Darcy dans son ouvrage *Les Fontaines publiques de la ville de Dijon* (1856).

La formulation de la loi de Darcy, initialement globale et valable pour un milieu poreux homogène et un écoulement uniforme, est devenue locale, généralisée à des écoulements non uniformes, tridimensionnels, et à des milieux non saturés, hétérogènes, dont la conductivité hydraulique dépend de la teneur en eau :

$$\vec{q} = K(h) \cdot \vec{\nabla} H$$

avec :

- H la charge totale, ou le potentiel total, de l'eau par unité de poids (J/N, ou m), égale à la somme des charges matricielles et gravitationnelles ;
- $K(h)$ un tenseur donnant la conductivité hydraulique du milieu poreux en fonction de h , la charge matricelle par unité de poids ;
- \vec{q} la vitesse de Darcy ou de filtration (vecteur flux volumique de fluide) (m/s).

La loi de Darcy est aujourd'hui généralisée à des fluides compressibles, exprimée selon les propriétés intrinsèques du milieu poreux et du fluide :

$$\vec{q} = -\frac{k}{\mu} (\vec{\nabla} p - \rho \vec{g})$$

avec :

- \vec{q} la vitesse de Darcy ou de filtration (vecteur flux volumique de fluide) (m/s) ;
- p la pression (kg/m^2) ;
- ρ la masse volumique du fluide (kg/m^3) ;
- μ la viscosité dynamique du fluide ($\text{kg}/\text{m s}$) ;
- \vec{g} le vecteur accélération de la pesanteur (m/s^2) ;
- k la perméabilité (m^2), pouvant avoir un caractère tensoriel, dépendant uniquement du milieu poreux.

3.3 Les tilts hydrodynamiques, réels ou apparents

Le FWL (*free water level*), ou **niveau d'eau libre**, correspond au croisement (intersection au sens géométrique) des droites de pressions ou de potentiels hydrauliques mesurées pour l'hydrocarbure et pour l'eau.

En complément de cette relation entre pétrole et eau, on peut trouver des cas où les mouvements de l'aquifère vont entraîner des basculements des interfaces hydrocarbures/eau (plan d'eau).

Ce basculement est appelé un *tilt hydrodynamique*.

Lors de ces phénomènes, on observe parfois aussi un **lessivage des accumulations d'huile**, qui se traduit par une perte des hydrocarbures légers concourant à un alourdissement de la colonne proche du plan d'eau.

À l'extrême, il pourra se créer un anneau de bitumes appelé en anglais *tar mat* (cf. § 5 du chapitre 6).

Il peut en être de même pour le gaz avec dissolution des molécules dans l'aquifère.

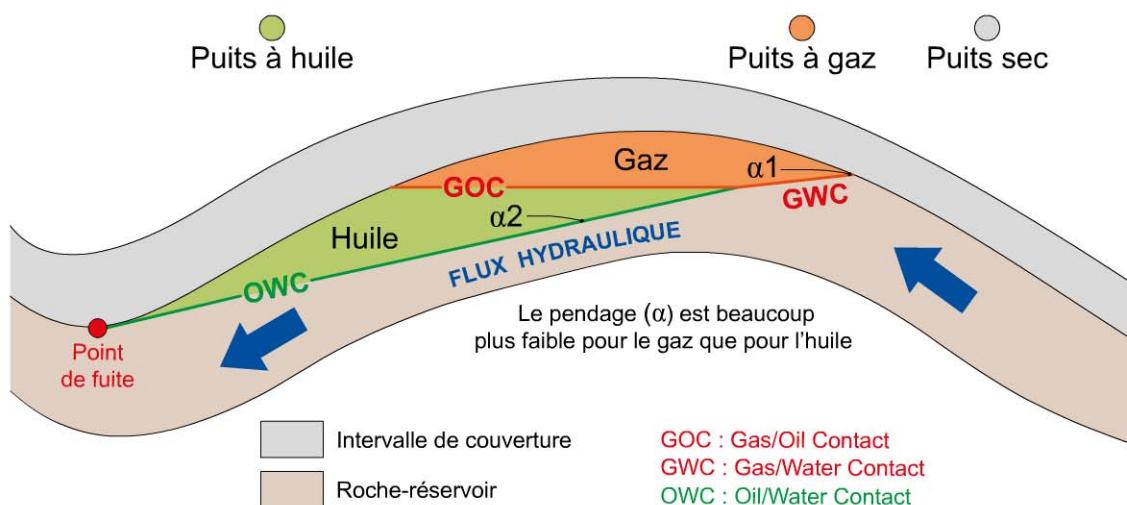


Figure 3.13 – Exemple de contact hydrocarbure/eau tilté. Document Total.

Le calcul prédictif des tilts possibles d'interface hydrocarbure/eau, dans le cas de prospects où ces phénomènes sont suspectés, suppose de connaître précisément les variations du champ de pression dans l'aquifère et donc les potentiels hydrauliques en trois dimensions.

La formule est la suivante :

$$\text{Tilt}_{\text{hc/w}} (\text{m/km}) = \text{gradient hydrodynamique (variations des potentiels en m/km)} \\ \times \text{TAF (tilt amplification factor : } d_{\text{w}}/(d_{\text{w}} - d_{\text{hc}}))$$

De facto, ce tilt possible du contact hydrocarbure/eau peut être soit très avantageux et salutaire pour le géologue pétrolier quand il augmente la taille des accumulations (amplification du volume dans le cas d'une structure peu prononcée et d'un mouvement d'eau opposé au plongement de la couche), soit très destructeur dans le cas contraire.

La présence de failles et donc éventuellement de restrictions partielles de perméabilité peut aussi se traduire par un déplacement des aquifères de part et d'autre de la faille (figure 3.14).

Ce ne sera pas le cas si les failles sont imperméables ou, à l'inverse, bien évidemment, totalement perméables.

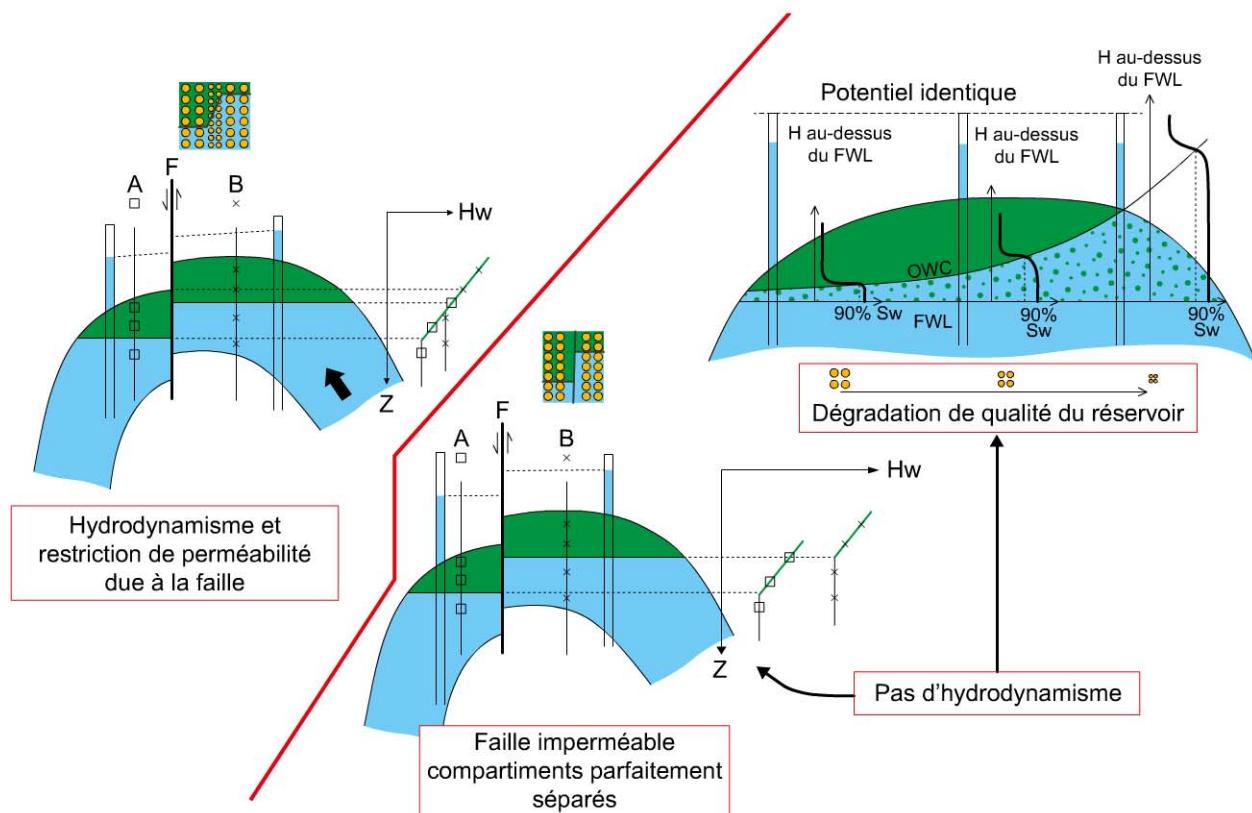


Figure 3.14 – Exemple de tilt hydrodynamique apparent (schéma de droite) ou réel avec jeu des failles (schéma de gauche). Document Total.

Il faut bien observer l'évolution typique des niveaux de pseudo-potentiels !

Il y a deux régimes d'aquifères et une seule colonne d'hydrocarbure... C'est la «signature» caractéristique de l'hydrodynamisme pétrolier.

H_w = potentiel hydraulique. FWL = niveau d'eau libre (production d'eau mobile).

Il peut aussi arriver que la présence de mauvais réservoirs (un effet de saturation en eau qui se traduit par une zone de transition) ait un effet similaire de basculement (de torsion plus exactement) de l'interface hydrocarbure (HC)/eau.

Toutefois, il ne s'agit pas là d'un effet hydrodynamique puisque les potentiels hydrauliques (ou pressions d'aquifères) des points de calage (sondages avec des mesures de pression au-dessus de la zone de transition) sont identiques.

Il peut aussi se produire cet effet de zone de transition en conjonction avec le phénomène hydrodynamique, ce qui rend bien évidemment le champ pétrolier ainsi considéré très hétérogène et plus complexe, par exemple le champ de Tin Fouyé en Algérie.

Pour ce qui concerne les gisements faillés, c'est la perméabilité de la faille (ou l'évolution des perméabilités le long du plan de faille) qui réglera ou non le flux

hydrodynamique (*cf.* cas de gauche de la figure 3.14). La présence d'une faille étanche provoquera une compartimentation des aquifères et des colonnes d'hydrocarbure (*cf.* cas en bas à droite sur la figure 3.14).

3.4 Exemples de cas dans la nature

Les exemples de cas centripètes et centrifuges fourmillent dans la nature.

Un cas emblématique d'hydrodynamisme centripète est celui des séries paléozoïques de Tin Fouyé-Tabankort étudié dans les années 1960 par André Chiarelli.

On peut aussi observer la coexistence de comportements centripètes et centrifuges en un même bassin. C'est le cas par exemple dans le delta de la Mahakam sur l'île de Bornéo en Indonésie ou bien dans le bassin de Douala au Cameroun.

L'ordre de grandeur des hauteurs de tilt (variation du plan d'eau d'une extrémité à l'autre du champ) varie de quelques mètres à 250 mètres.

Les plus connus ou emblématiques parmi ces exemples se trouvent en mer Caspienne avec les gisements géants de **Shah Deniz**, de **Azeri Chirag-Gunesli**, opérés par BP, et de **Absheron**, opéré par Total, ainsi qu'au Qatar et en partie en Iran avec le champ géant de **North Dome**. L'histoire du chargement en gaz¹ de ce champ, le plus grand du monde (*cf.* chapitre 1), se complexifie avec ce phénomène d'hydrodynamisme centripète peu commun (provenant de la plateforme arabe et se dirigeant vers le golfe Arabo-persique).

4

Les relations entre les pressions et les températures pour les fluides pétroliers

La thermodynamique des fluides des gisements est fondamentale car, en fonction des conditions de température et de pression, les hydrocarbures auront des compositions différentes.

Ces compositions sont étroitement dépendantes de leur enveloppe de phase et celle-ci évolue évidemment au fur et à mesure de leur enfouissement (car les conditions de pression et de température changent) s'ils sont piégés en roche-mère ou en réservoir ou bien s'ils migrent dans un drain (*cf.* chapitre 5).

1. Avec un protochamp correspondant, pendant l'Oligocène, au gigantesque gisement de Gavbendi (25 000 TCF) détruit ensuite par la montée de la chaîne du Zagros, côté iranien.

4 Les relations entre les pressions et les températures pour les fluides pétroliers

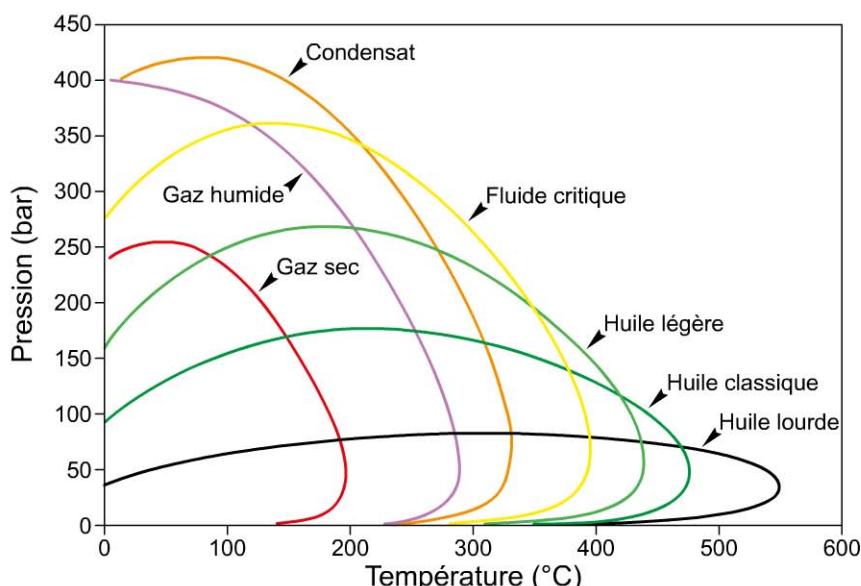
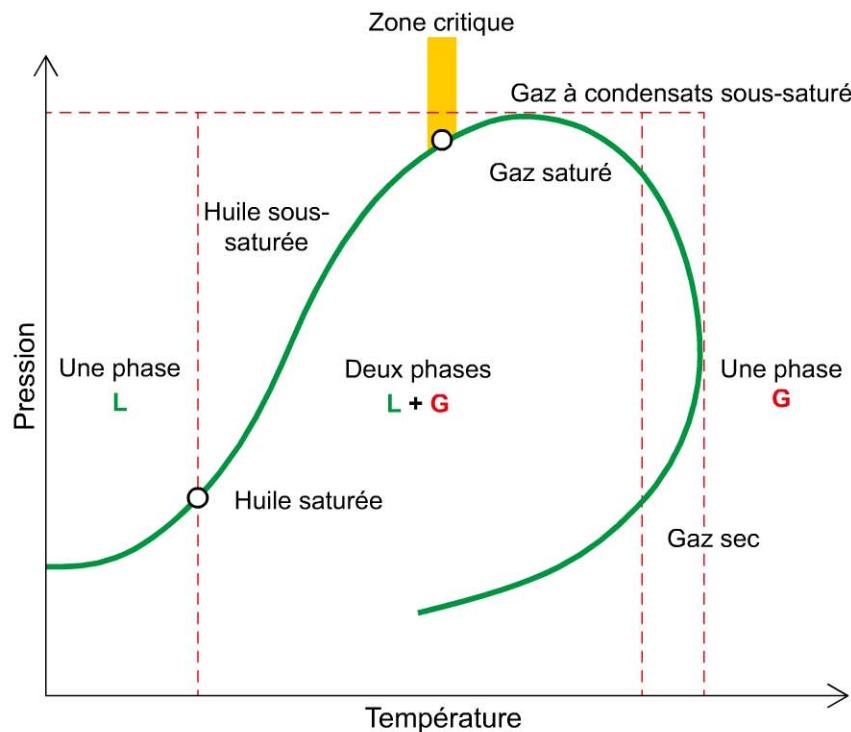


Figure 3.15 – Enveloppes de phase PVT. Documents Total.

Les changements de phase se produiront suivant les conditions de pression et de température (figure 3.15) avec une évolution propre au type d'hydrocarbure que l'on appelle l'*enveloppe de phase*.

L'évaluation des ressources disponibles en surface implique d'intégrer la dépressurisation des gaz lors du passage de la pression de fond à la pression atmosphérique.

On utilise pour cela un facteur volumique (*formation volume factor*, FVF) noté $1/Bo$ pour l'huile, et $1/Bg$ pour le gaz (figure 3.16).

Bo (*bottom oil*) est le rapport entre le volume d'huile au fond et le volume d'huile en surface (en m³), et Bg (*bottom gas*) est le rapport entre le volume de gaz au fond et le volume en surface (en m³).

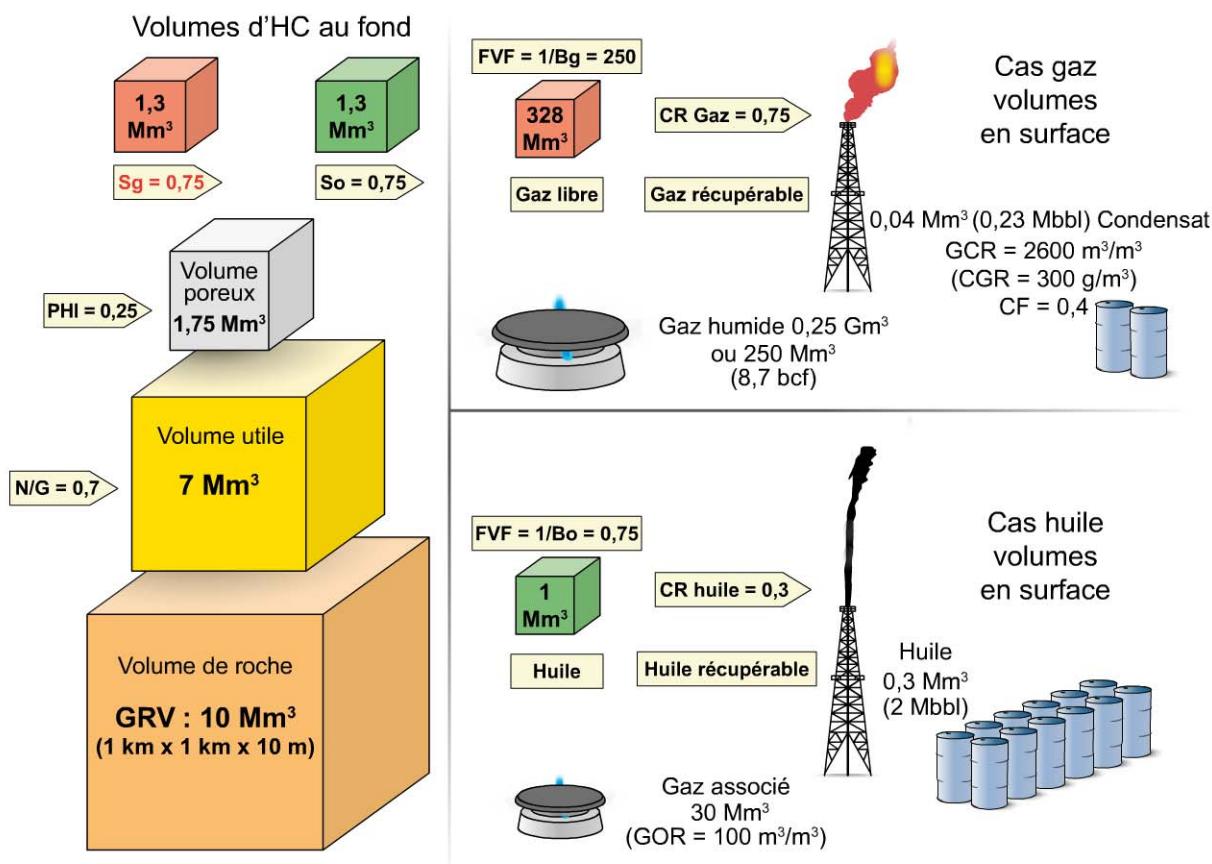


Figure 3.16 – Exemple de calcul des réserves et des ressources pour l'huile et le gaz, et principe de passage des volumes en conditions de fond aux volumes en conditions de surface (Mbbl: millions de barils).

Le GOR (*gas oil ratio*) correspond à la teneur de l'huile en gaz associé. Il existe une relation directe entre les valeurs du facteur Bg et le GOR et entre celles de la densité de l'huile et le facteur Bo.

5

La compaction des sédiments, les régimes de contraintes, les pressions normales et anormales

5.1 La compaction des sédiments

Les couches sédimentaires, quelles qu'elles soient, expulsent leurs eaux au cours de leur enfouissement.

C'est le processus de **compaction** du sédiment. Il dépend de la lithologie et se produit surtout dans les premiers 2 000 mètres de série par une forte diminution de la porosité.

L'eau va avoir tendance, généralement par contraste du champ de pression, à trouver son chemin petit à petit vers la surface du sol ou des océans.

Le **sel** possède, de par sa densité moins forte que les couches encaissantes, une tendance à fluer et à s'extruder, d'où son diapirisme ainsi que tous les phénomènes gravitaires associés. Ceux-ci, pour mémoire, résultent des surcharges sédimentaires induites par le fonctionnement des dépôt-centres (zones d'épaisseur maximal) du bassin concerné.

Les **couches sédimentaires contenant des kérogènes** au cours de leur enfouissement suivront une évolution différente. En effet, lors de la transformation du kérogène en pétrole ou gaz, la porosité dans les argiles des kérogènes se libère sans eau contrairement à la compaction sédimentaire décrite plus haut ; c'est une évolution différente de celle de la stricte compaction sédimentaire.

D'autres créations de porosité se produisent par dissolution et par création de vacuoles, soit de façon structurale grâce à la fracturation, soit de façon diagénétique. On parle alors de *double porosité*, la primaire étant matricielle, la secondaire vacuolaire ou fracturale.

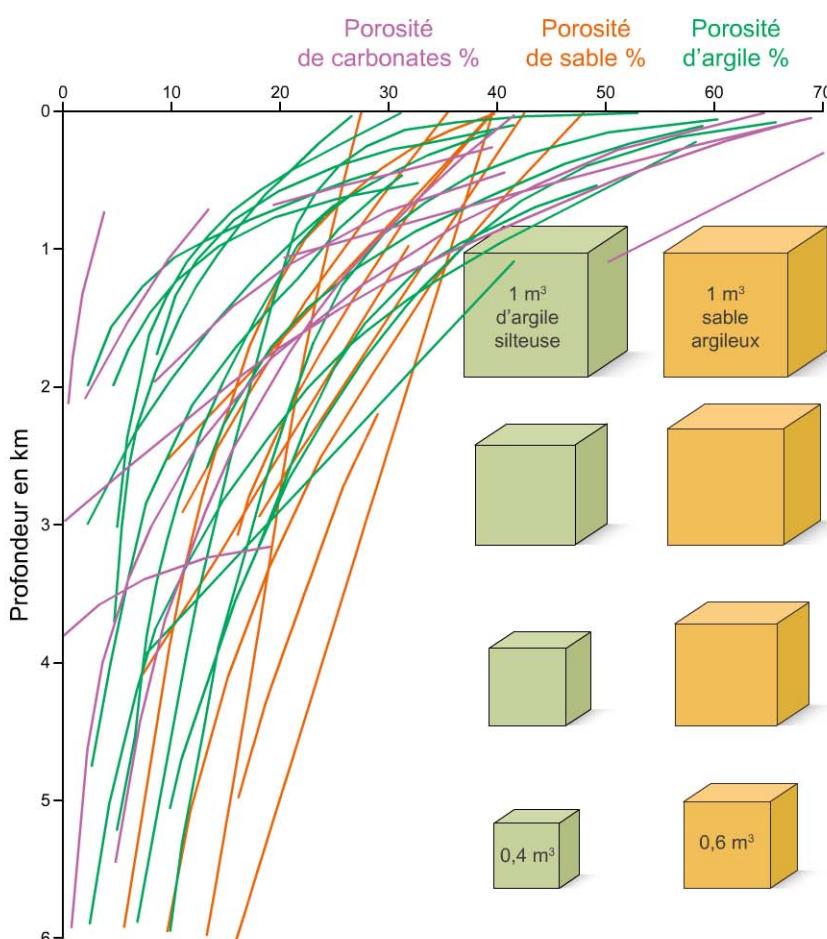


Figure 3.17 – Évolution des porosités en fonction de l'enfouissement suivant la lithologie.

Encart 3.3 Failles polygonales et injectites

Le processus de compaction et d'expulsion de l'eau des sédiments peut parfois se traduire par la création d'un réseau typique de **failles dites polygonales**, comme décrit en figure 3.18.

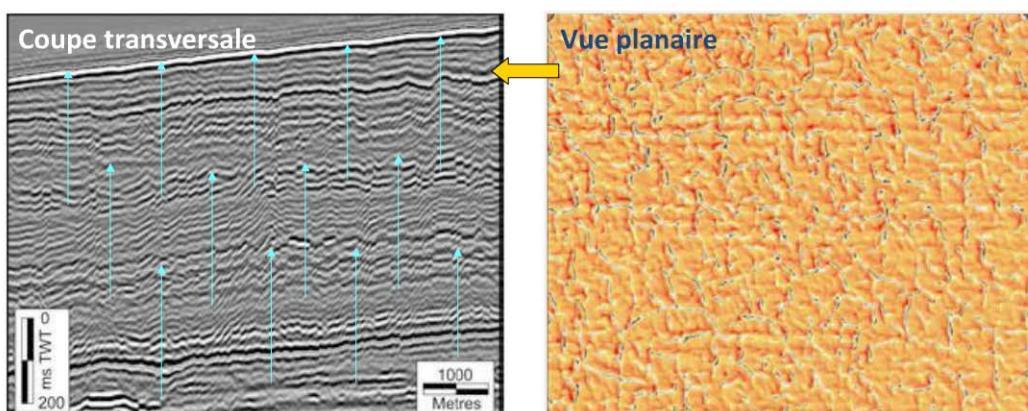
D'autres manifestations de ces processus de compaction sont les **injections de sables**, aussi appelées **injectites** (*sand injectites*), dont on connaît de beaux exemples en affleurements dans l'Albien de la région de Sisteron dans le sud-est de la France.

Ces injectites sont sécantes par rapport à la stratification.

Il existe des cas affectant des champs pétroliers, la zone d'Heimdal par exemple en mer du Nord norvégienne.

Leur existence aide à améliorer le drainage de certains champs et donc parfois leurs taux de récupération en favorisant la connectivité verticale du bas et du sommet des gisements.

Dans certains cas malheureusement, ces injectites favorisent les arrivées plus rapides d'eau en cours de production pétrolière.



- Failles normales
- Rejet < 20 m
- Distance interfailles 100 m
- Longueur 800 m

- Réseau polygonal
- Longueur d'onde variable (100 m - 10 km)
- Orienté ou non
- Sédiments de granulométrie fine typique de pente

Figure 3.18 – Failles polygonales: exemple sismique. Document Total.

Ces failles sont tout à fait particulières, de rejet inférieur à 20 m, avec une distance entre failles de l'ordre de 100 m, une hauteur de 800 m.

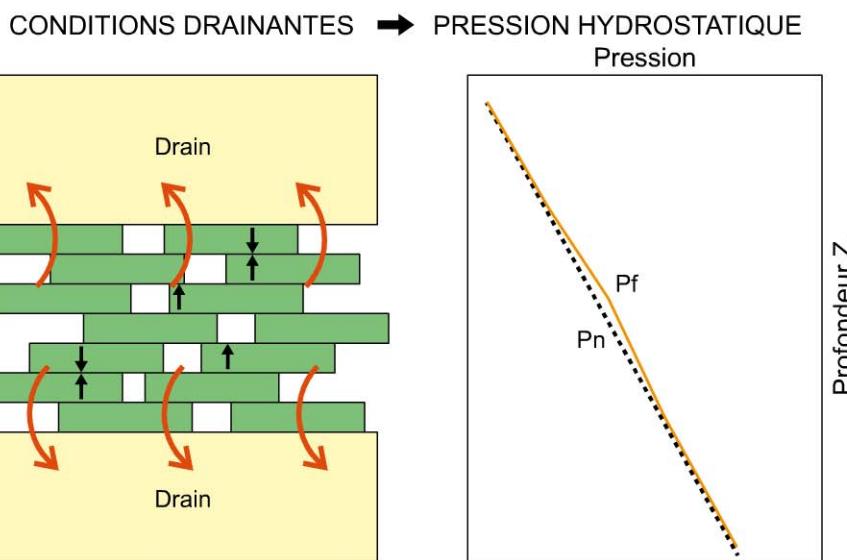
Quand la compaction se passe normalement, le régime de pression est celui d'un système drainé, la porosité est normale et évolue en diminuant avec la profondeur en fonction de la lithologie de la roche.

Quand le système est mal drainé, voire ne l'est pas, il y a une anomalie de compaction, en l'occurrence de sous-compaction, due au déséquilibre de compaction : cela

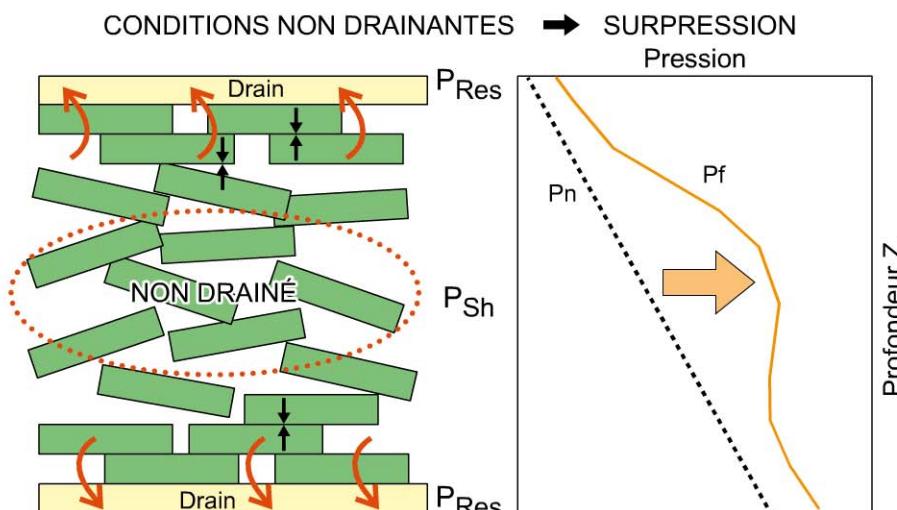
correspond à une anomalie de porosité et à une anomalie de pression puisque l'expulsion de l'eau se fait avec difficulté.

On a décrit au chapitre 1 que ce sont ces **zones de hautes pressions** qu'il convient de bien prévoir avant ou en cours de forage afin d'éviter de terribles catastrophes.

Il faut toutefois aussi en souligner les avantages pour la prospection car ces hautes pressions permettent de maintenir des porosités plus fortes des réservoirs.



Les niveaux argileux et silteux sont microgrenus et soutenus par leurs grains.
Compaction normale : PHI (porosité) décroît avec la profondeur Z.
Les fluides sont expulsés et auto-supportés : la PRESSION est normale ($P_f = P_n$).



Les niveaux argileux deviennent partiellement soutenus par leurs fluides qui ne peuvent s'échapper.
> PHI reste constante par rapport à la profondeur : les argiles deviennent sous-compactées.
> Les fluides soutiennent une partie des sédiments (S1) : la PRESSION est anormale.

Notion de « P Shale » et P Réervoir

Figure 3.19 – Systèmes drainés et non drainés. Document Total.

Un système mal drainé verra ses pressions évoluer en parallèle de la contrainte lithostatique puisque c'est dans ce cas le fluide présent dans la porosité qui soutient le poids des terrains sus-jacents et non la matrice de la roche.

5.2 Les régimes de contraintes

En régime d'extension structurale simple, la contrainte maximale S_1 est la contrainte verticale S_v , la contrainte intermédiaire S_2 est horizontale, la contrainte mineure S_3 est également horizontale.

Les **contraintes effectives** sont calculées de la façon suivante :

$$S'_1 = S_1 - P$$

$$S'_2 = S_2 - P$$

$$S'_3 = S_3 - P$$

avec $S'_1 > S'_2 > S'_3$.

Du point de vue géomécanique, il existe trois grands types de contextes dans lesquels la contrainte S_3 s'établira de façon différente par rapport à S_1 et à S_2 (figure 3.20).

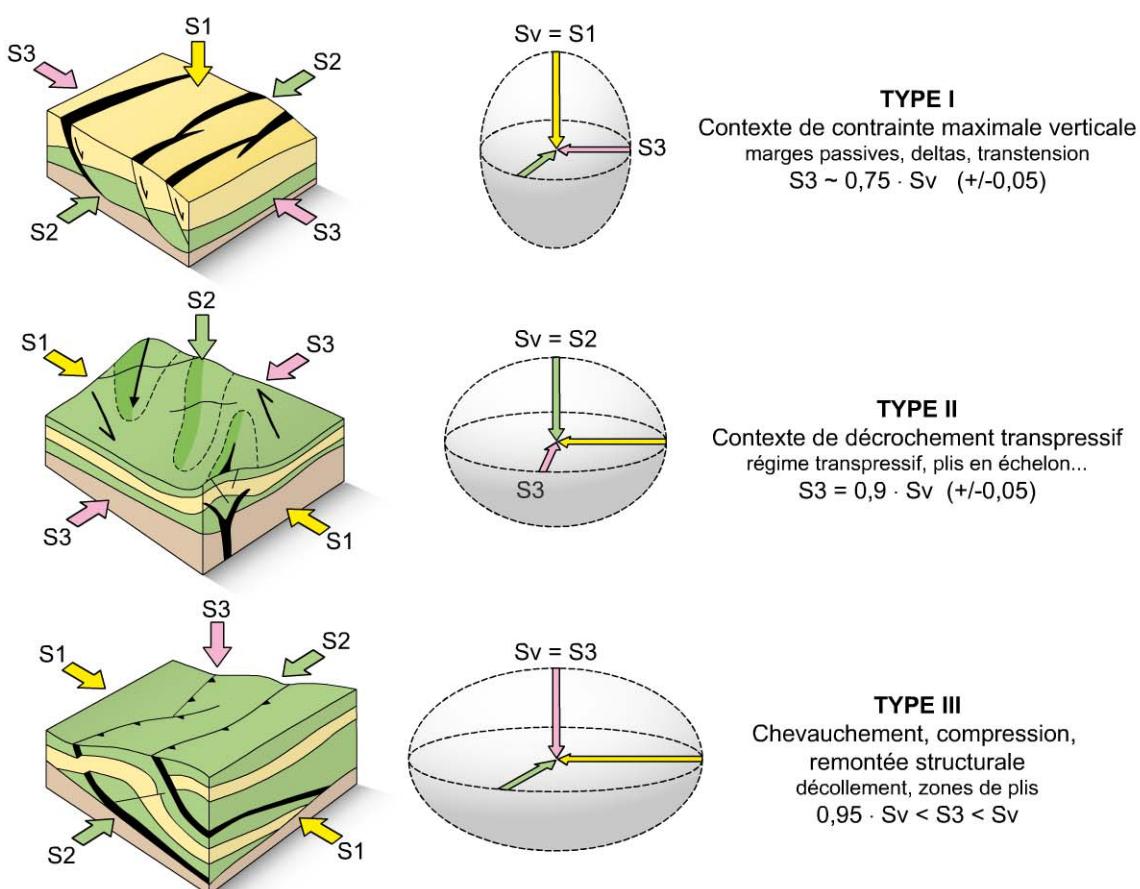


Figure 3.20 – Évolutions des régimes de contrainte selon le contexte structural (S_v est la contrainte verticale). D'après Grauls, 1997.

Il est important de retenir que ces phénomènes sont liés évidemment à l'histoire tectonique des bassins considérés.

La relation avec les réservoirs (création de fissures) et les couvertures (fracturation) est évidente.

6

Les méthodes d'évaluation des pressions des roches

6.1 Définitions

Les **pressions de pore** ne se mesurent que dans des roches suffisamment perméables, en d'autres termes des réservoirs disposant d'une certaine perméabilité.

Il n'est par conséquent pas possible de mesurer des pressions de pore dans des roches argileuses ou microgrenues mais des pressions de sédiments. Pour y mesurer les pressions de roches, on utilise alors des méthodes indirectes qui font appel à la loi de Terzaghi, du nom du physicien autrichien (figure 3.21). Le gradient d'enfouissement (ou de recouvrement) des terrains (**OBG**, pour *overburden gradient*) est tel que :

$$\text{OBG} = \text{Pression d'argile} + \text{Pression effective}$$

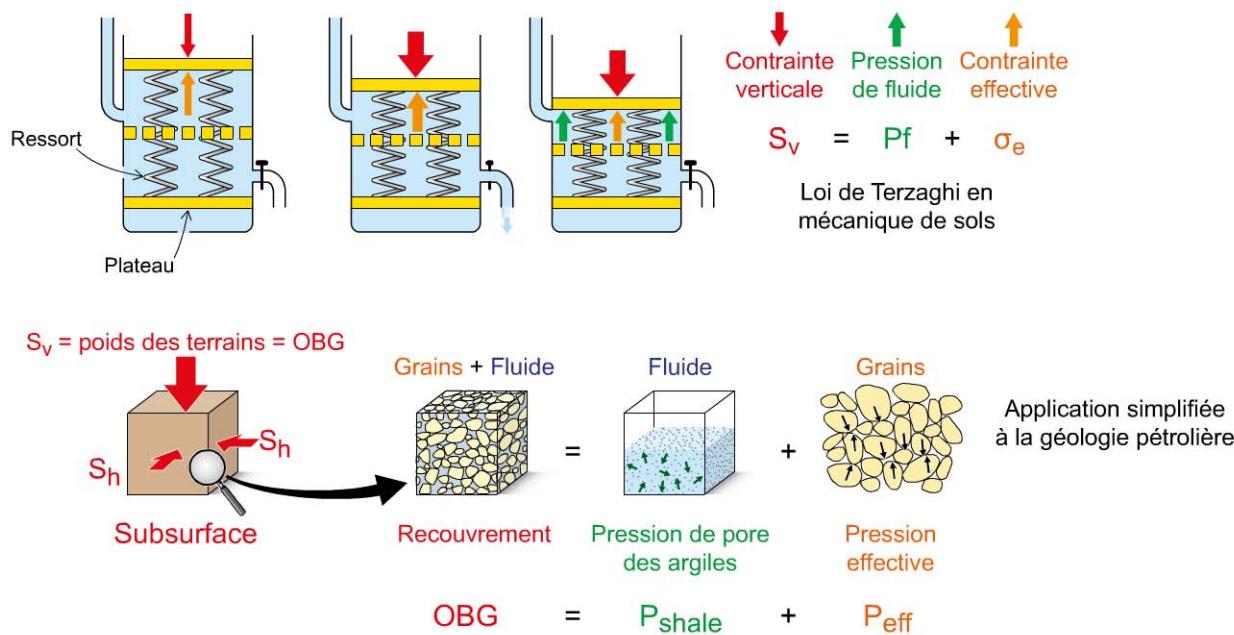


Figure 3.21 – Principe de Karl von Terzaghi. Document Total.

Connaissant le gradient du recouvrement (au niveau du puits, il est fonction de la densité des terrains), pour calculer les pressions d'argile il suffit de calculer la pression effective avec :

$$P_{\text{Argile}} = \text{OBG} - P_{\text{eff}} \text{ (pression effective)}$$

Pour calculer la pression effective, on utilise la relation de celle-ci avec la porosité que Benjamin A. Eaton a décrite respectivement en 1972 et 1975 en termes d'anomalies de temps de transit sonique ou de porosité ou encore de résistivité (lectures diagraphiques (*cf.* chapitre 6)).

La formule de calcul est la suivante :

$$P_{\text{sh}} = \sigma_v - \sigma_e$$

$$P_{\text{sh}} = \sigma_v - \frac{(\sigma_v - P_h) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_0} \right)^n}{\sigma}$$

$$P_{\text{sh}} = \text{OBG} - (\text{OBG} - P_h) \left(\frac{V_{\text{obs}}}{V_{\text{norm}}} \right)^n$$

avec :

- P_{sh} : pression de pore ;
- OBG: gradient d'enfouissement (*overburden gradient*) ;
- P_h : pression hydrostatique ;
- V_{obs} : valeur du paramètre observé (vitesse du son, porosité ou résistivité) ;
- V_{norm} : valeur du paramètre en conditions normales de compaction ;
- n : coefficient (3 pour le transit sonique ; 1,2 pour la résistivité).

Le tout est de calculer correctement la **courbe normale de compaction des argiles** (NCT, pour *normal compaction trend*), en prenant soin d'utiliser des points de calibration vraiment argileux et de composition minéralogique de préférence équivalente.

La **loi de Marion King Hubbert et de William W. Rubey** décrit cette courbe NCT comme une exponentielle, d'où l'idée de travailler parfois en échelle semi-logarithmique pour la transformer en droite, ce qui est notamment plus confortable visuellement.

Pour les prospects d'exploration, la méthode consiste à échantillonner les vitesses d'intervalle sismique pour obtenir un pseudolog sonique qui sera comparé aux valeurs du NCT pour déceler les anomalies de pressions d'argiles.

Une fois ce travail de calcul des pressions d'argiles terminé, il faut ensuite prédire les pressions de pore dans les réservoirs, ce qui n'est pas tout simple, les deux n'étant pas forcément à l'équilibre.

On retiendra que, dans le cas de niveaux lenticulaires, $P_{\text{Res}} = P_{\text{Argile}}$.

Pour des réservoirs bien drainés, on pourra avoir $P_{\text{Res}} < P_{\text{Argile}}$.

On pourra en revanche observer $P_{\text{Res}} > P_{\text{Argile}}$ quand on va traiter des transferts latéraux depuis des réservoirs au contact d'argiles en fortes surpressions (en situation plus basse ou latérale *via* des drains ou des failles perméables).

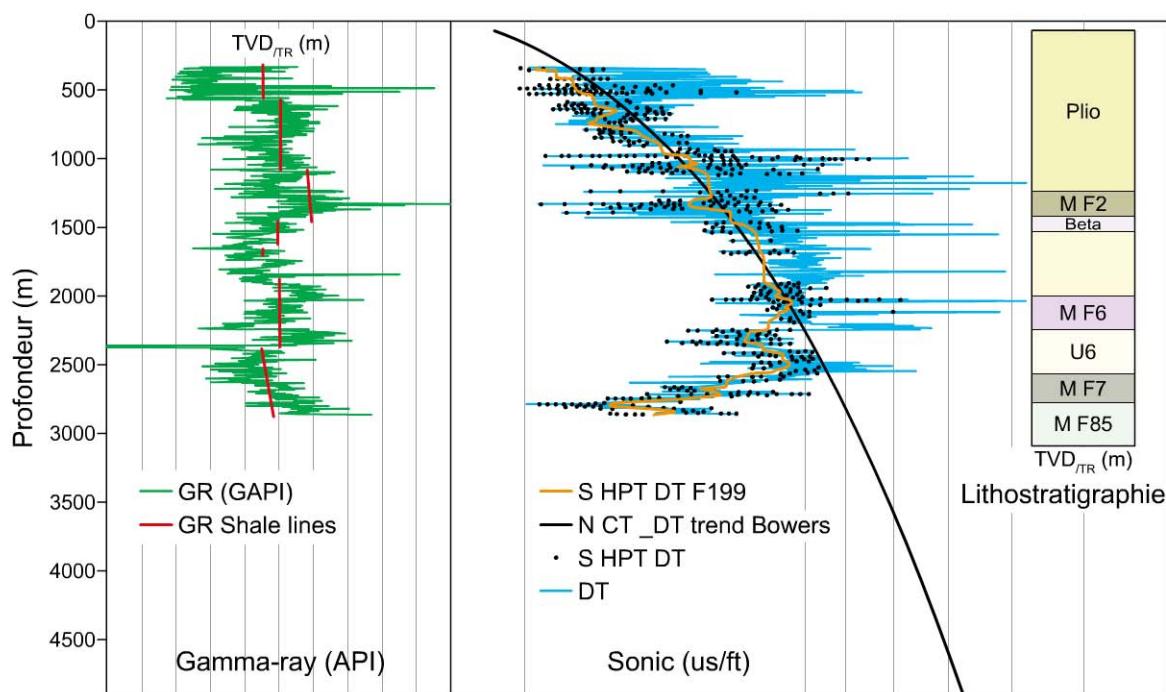


Figure 3.22 – Détermination du NCT (*normal compaction trend*).

6.2 Pressions anormales

Les causes de surpressions sont multiples :

- La plus fréquente et principale est mécanique et résulte du **déséquilibre de compaction** induit par un fort taux de sédimentation : c'est ce cas qui fait aussi fonctionner l'hydrodynamisme centrifuge.
- La **poussée d'Archimède** quand des composés hydrocarbonés sont piégés est bien sûr aussi une cause de présence de pressions anormales.
- D'autres causes sont liées à des **transformations minéralogiques** comme par exemple la transformation smectite-illite, qui libère de l'eau.
- D'autres encore sont liées à la **thermicité**, comme la production d'hydrocarbures par les roches-mères en contexte de fenêtre à huile et gaz (*cf. chapitre 5*).
- D'autres enfin proviennent de **variations de salinité** (gamme de densité allant de 1 à 1,2, la salinité alourdisant l'eau de formation ; le maximum étant une saumure saturée salée).

Les surpressions peuvent être ou non évacuées dans le temps. Certaines sont parfois **préservées** même en cas de remontée structurale, ce qui en rend la prédition d'autant plus indispensable pour éviter des désagréments en cours de forage.

7

Les notions parallèles de capacité et d'intégrité de rétention des roches

Deux phénomènes régissent la rétention des roches, et même trois si on ajoute la diffusion moléculaire, plus modeste en termes d'importance et de durée géologique relative :

- la **pression d'entrée capillaire**, qui traduit la capacité de la rétention en hydrocarbures ;
- et l'**hydrofracturation**, qui traduit l'intégrité de la rétention en hydrocarbures.

Les deux phénomènes n'ont physiquement strictement rien à voir mais peuvent se succéder en séquences sur une même verticale, et donc sur un même forage, compte tenu :

- des enfouissements ;
- de la présence de couvertures ;
- des régimes de pression d'aquifères et d'hydrocarbures rencontrés.

7.1 Capacité de rétention d'une couverture

La condition pour atteindre la pression d'entrée de toute roche-réservoir ou couverture pétrolière est que la **pression d'hydrocarbure**, autrement dit le supplément introduit par la poussée d'Archimète additionné à la pression d'aquifère, dépasse la pression d'entrée capillaire, soit : $P_{hc} + P_w > P_e$.

La pression d'hydrocarbure est donnée par l'équation suivante :

$$P_{hc} = (\rho_w - \rho_{hc}) \cdot g \cdot H$$

avec H la colonne d'hydrocarbure, g la constante de gravité, ρ_w et ρ_{hc} les densités respectives d'eau et d'hydrocarbure concernés.

La pression d'entrée capillaire est donnée par l'équation suivante :

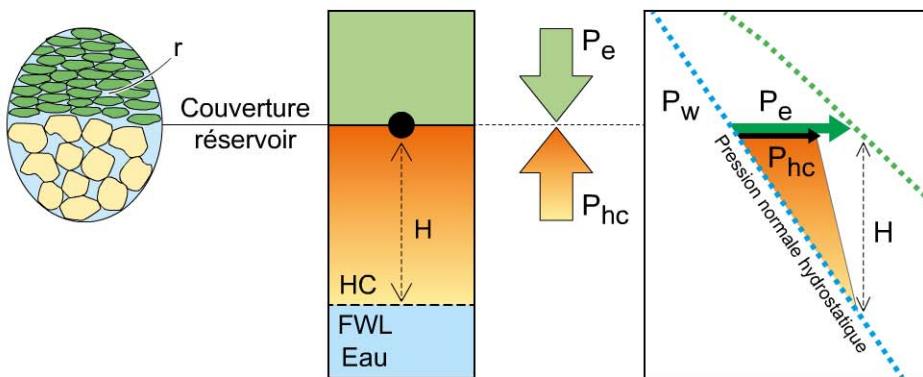
$$P_e = 2 \times \text{IFT} \frac{\cos \Theta}{r}$$

avec IFT la tension interfaciale, Θ l'angle de mouillabilité et r le rayon de pore.

Dans la nature, les fluides sont des hydrocarbures et de l'eau.

Expérimentalement, les pressions d'entrée sont mesurées puis calculées en faisant des injections mercure-air.

7 Les notions parallèles de capacité et d'intégrité de rétention des roches



Fuite capillaire quand $P_{hc} > P_e$

$$P_{hc} : \text{Effet de flottabilité}$$

$$P_{hc} = (\rho_w - \rho_{hc}) \cdot g \cdot H$$

$$P_e : \text{Pression d'entrée capillaire}$$

$$P_e = 2 \cdot \text{IFT} \cdot \cos\theta / r$$

$$P_c = F / S = (2\pi r \text{IFT} \cos \theta) / \pi r^2$$

$$P_c = 2 \text{IFT} \cos \theta / r$$

P en MPa

IFT : tension interfaciale en N/m

θ : angle de mouillabilité en degrés

r : rayon de pore en μm (micromètres)

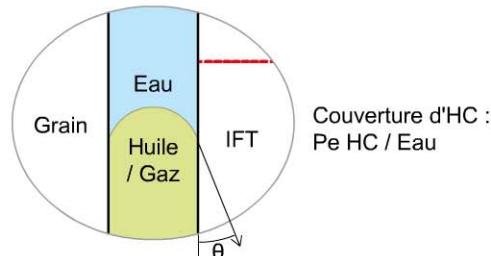
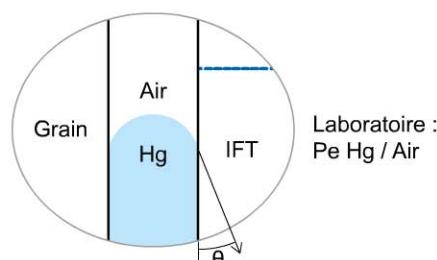
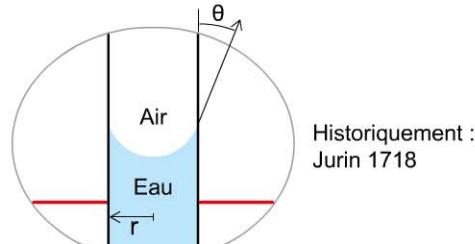
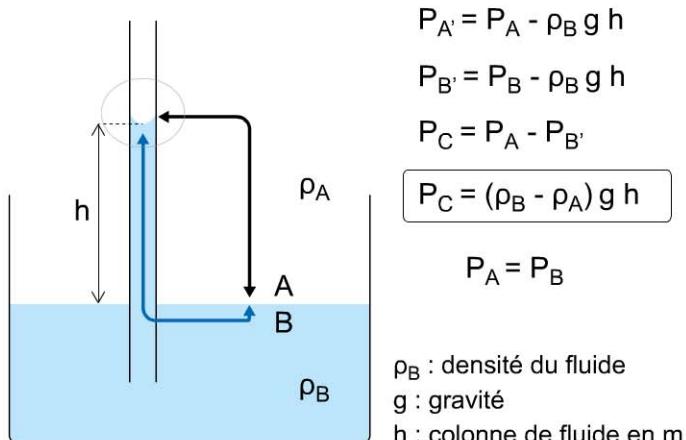


Figure 3.23 – Définitions de P_e , P_{hc} et P_c . Documents Total.

La condition de fuite n'est toutefois pas complètement réunie car il faut que le réseau poreux se sature et que l'écoulement puisse se déclencher, au sens darcén du terme.

Dans le cas des réservoirs, les perméabilités vont pouvoir dépasser une valeur de 1 darcy voire se réduire à quelques millidarcys.

Pour les couvertures qui sont poreuses, en fait plutôt microporeuses, on est dans le monde du nanodarcy.

C'est bien là que se situe la dualité.

Pour les sédiments clastiques, plus argileuse sera la couverture, plus efficace sera la capacité de rétention : la pression d'entrée va augmenter de façon plus ou moins proportionnelle à l'augmentation de la teneur en argile.

De même façon, une microfracturation liée à l'activité tectonique, par exemple un réseau d'extrados (à ne pas confondre avec l'hydrofracturation), va réduire la capacité de scellement en induisant une augmentation de perméabilité qui peut jouer parfois d'un facteur 100.

Les couvertures aux pressions d'entrée les plus fortes sont les évaporites, qui sont très peu perméables et non mouillables.

Parfois les limites de ces structures évaporitiques appelées *cap-rocks* favorisent la migration des hydrocarbures car ce sont des lithologies hétérogènes, souvent bréchifiées et possédant une certaine perméabilité.

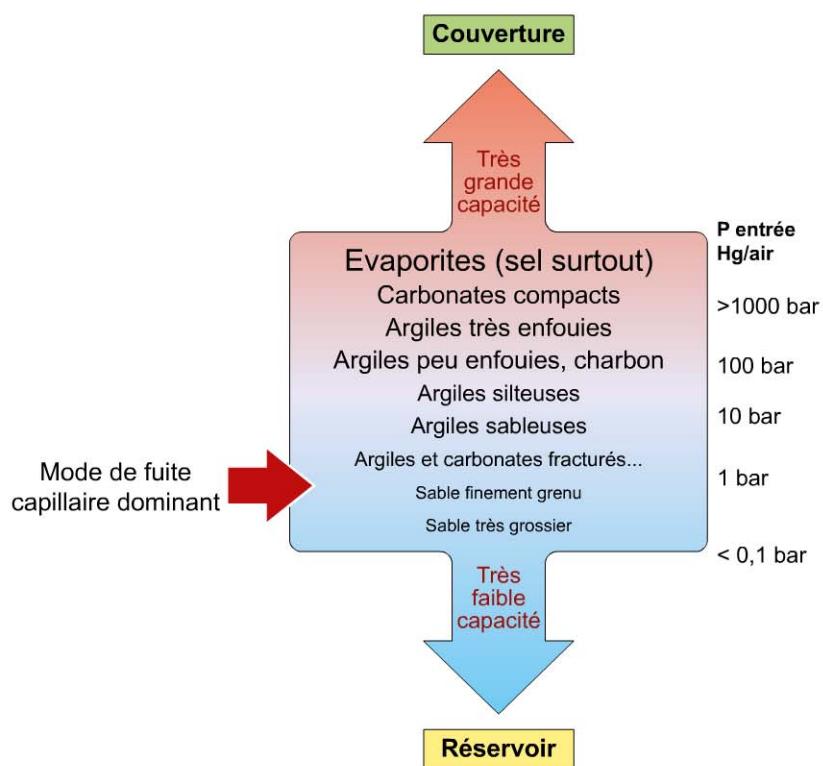


Figure 3.24 – Pressions capillaires et lithologies. Document Total.

Notons pour terminer que, pour un même type de roche, la pression d'entrée est plus forte pour le gaz que pour l'huile, à profondeur et lithologies équivalentes. Ceci est dû au fait que la tension interfaciale est plus forte pour le gaz que pour l'huile (mouillabilité à l'eau différente). Par exemple, la tension interfaciale d'une huile de densité 0,6 est de 0,025 N/m, celle d'un gaz de densité 0,25 est de 0,04 N/m.

Il faut bien retenir à ce stade que pression d'entrée et poussée d'Archimète joueront de façon différente pour le gaz et pour l'huile, d'où parfois l'intérêt d'avoir de petits chapeaux de gaz ménageant la possibilité d'observer des colonnes d'huile plus importantes au-dessous : gaz plus flottant mais pression d'entrée plus forte, huile moins flottante mais pression d'entrée moins forte.

7.2 Intégrité de la rétention d'une couverture

Le concept d'intégrité de la rétention d'une couverture fait appel essentiellement à la **géomécanique** et à ses applications, et plus précisément au processus d'hydrofracturation (ou fracturation hydraulique naturelle et non induite).

Dans ce cas, la pression d'hydrocarbure (toujours liée à la poussée d'Archimède) ajoutée à la pression de l'aquifère doit être supérieure à la contrainte minimale S_3 , c'est-à-dire que :

$$P_{hc} + P_w > S_3 \quad \text{ou} \quad P_{hc} > S_3 - P_w$$

avec :

- P_{hc} : effet de flottabilité ou de poussée d'Archimède, $P_{hc} = (\rho_w - \rho_{hc}) \cdot g \cdot H$;
- S_3 : contrainte mineure, critère de fuite par hydrofracturation ;
- $P_{w(n, a)}$: pression normale ou anormale d'aquifère.

La prévision du risque d'hydrofracturation consiste à construire systématiquement des courbes de contraintes minimales S_3 ainsi qu'à essayer de prédire la pression d'aquifère, P_w .

Ces courbes sont établies à partir des tests d'injectivité (*leak off test*, LOT) réalisés en cours de forage pour qualifier l'intégrité des sabots (la base) des différents tubages de l'ouvrage pétrolier (cf. chapitres 6 et 8).

Pour ces tests d'injectivité, de la boue est pompée dans le puits jusqu'à ce que différents stades de réaction de la roche encaissante soient constatés (figure 3.25) :

- la pression de fuite LOP (*leak off pressure*);
- la pression d'ouverture de fracture FIP (*fracture initiation pressure*);
- la pression de fermeture de fracture FCP (*fracture closure pressure*), qui correspond en fait à la contrainte minimale S_3 .

En général, pour ne pas endommager la formation lors des forages pétroliers, on fait des FIT (*formation integrity test*), qui restent *a priori* en deçà de la valeur de LOP.

Pour construire les courbes de contrainte mineure S_3 , on prend la limite basse des mesures des *leak off tests* que l'on a à disposition comme données brutes dans le contexte structural du bassin considéré et on se livre à un contrôle très sérieux de leur qualité (lithofaciès, pressions...) (figure 3.26).

Un autre phénomène à prendre en compte est celui du couplage connu entre contrainte et pression, qui sera avantageux parfois pour laisser :

- une certaine marge afin de pouvoir forer sans risques, notamment dans les gammes de forte profondeur ;
- une tolérance à des colonnes plus fortes d'hydrocarbures par rapport au critère d'hydrofracturation.

En revanche, lors de la production des gisements, il conviendra de bien gérer ce phénomène de couplage qui pourra générer des cisaillements et effondrements des tubages.

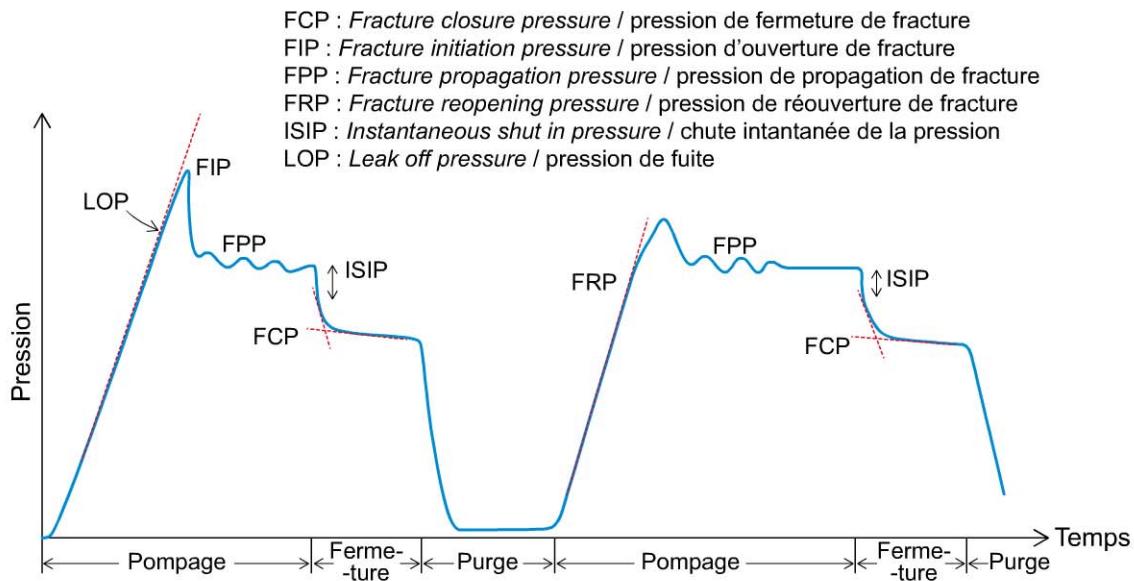


Figure 3.25 – Exécution d'un LOT, différentes étapes de pression et de temps.
 D'après Gaarenstroom, 1993.

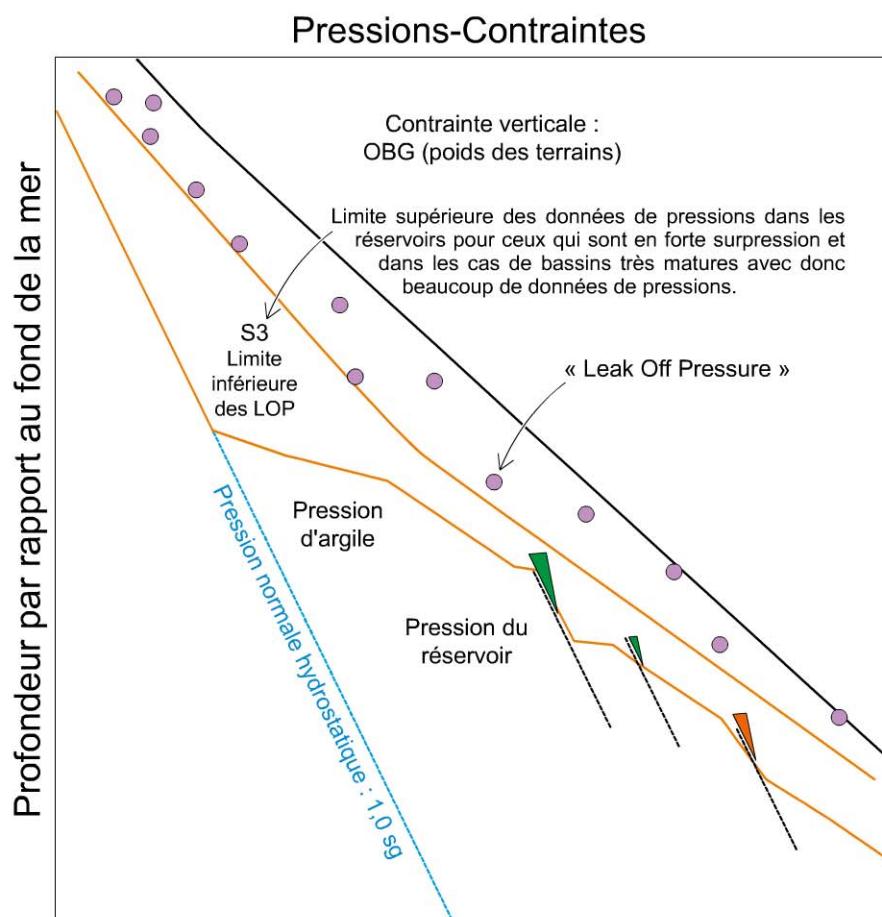


Figure 3.26 – Principe de construction d'une courbe régionale S_3 . Document Total.
 Les colonnes respectives d'hydrocarbures (huile et gaz) sont figurées en vert et en rouge.

7.3 Domaines respectifs de capacité et d'intégrité des couvertures

La figure 3.27 montre qu'en fonction de l'enfouissement des sédiments, et donc de celles des couches couvertes, les critères de rétention peuvent varier et se succéder verticalement au droit du même forage.

Ceci sera vrai selon l'évolution des pressions et des régimes tectoniques, par exemple dans le cas d'un système distensif constitué de failles de glissement scellant et surmontant un complexe compressif avec des écaillles chevauchantes.

C'est pourquoi il faut bien vérifier les paramètres suivants quand on veut évaluer la pression de rétention (P_{Ret}) correspondant à la colonne d'hydrocarbure (H et donc la valeur de P_{hc} correspondante) possible d'un objet prospectif et donc les incertitudes et les risques associés :

- À quelles lithologies avons-nous affaire (pour la pression capillaire ou pression d'entrée P_e , cf. plus haut) ?
- Quelle est la pression d'aquifère (P_w ou D_w) qui est attendue dans le réservoir objectif ?
- Quelle est la courbe S_3 régionale à prendre en compte pour ce qui concerne l'hydrofracturation (P_{Frac}) ?

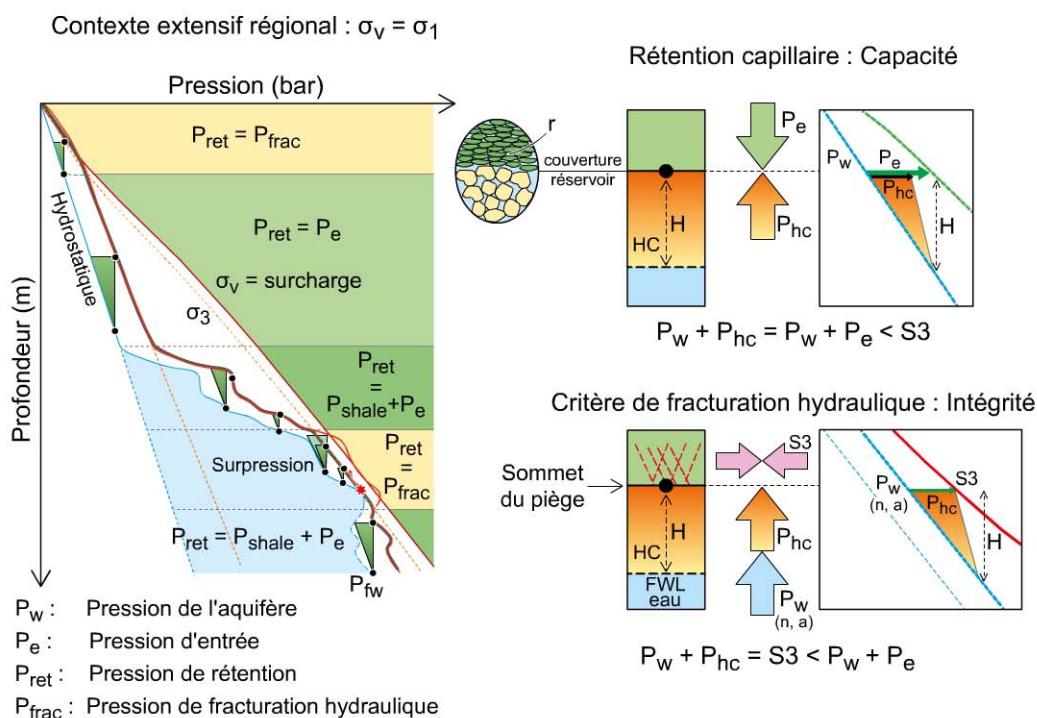


Figure 3.27 – Domaines respectifs de fréquence de la capacité de rétention et de l'intégrité de rétention, en enfouissement et en pression, exemple pris en contexte de type I extensif.

Système pétrolier et chaîne géopétrolière

Introduction

Dans ce chapitre, on introduit la notion fondamentale du système pétrolier et ses composantes unitaires ainsi que son évolution chronologique qui en fait sa quatrième dimension, en l'occurrence dynamique au cours des temps géologiques.

Objectifs

Expliquer ce qu'est un système pétrolier en statique et en dynamique.

Définir la notion de chaîne géopétrolière, qui sera approfondie au niveau de sa description et de la méthodologie de son interprétation dans le chapitre 5.

Plan

- 1 Qu'est-ce qu'un système pétrolier ?
- 2 Qu'est-ce qu'une roche-mère ?
- 3 Qu'est-ce qu'un thème pétrolier ?
- 4 Chronologie du fonctionnement d'un système pétrolier et moment critique
- 5 Modélisations numériques

1

Qu'est-ce qu'un système pétrolier ?

La définition qui en est ici donnée et qui doit être retenue est celle d'Alain Perrodon, telle qu'il l'a formulée en 1982 :

« *Le système pétrolier (ou SP) correspond à la séquence dynamique de tous les éléments géologiques et processus combinés qui, d'une roche-mère, utilisant le même "système de plomberie" (les chemins de migration) qui la relie à un ou plusieurs couples de réservoirs et couvertures (la définition du ou des thèmes pétroliers), conduit à la formation d'une famille d'accumulations d'hydrocarbures génétiquement liés.* »

Le terme *dynamique* employé ici est très important car il souligne la notion du temps géologique, souvent oublié dans cette définition.

Il s'agit donc d'une **représentation à quatre dimensions** (espace et temps) de la machine géologique à créer des hydrocarbures accumulés dans des champs pétroliers.

Le terme *pétrolier* s'attache à tous les hydrocarbures (y compris biogéniques) trouvés dans la nature quelle que soit leur forme : liquide, gaz et même solide (hydrates) dès que leur concentration (saturation du réseau poreux) est suffisamment importante (imprégnations). Le terme *système* décrit l'interdépendance de ses différents

éléments, des processus et des conditions qui permettent d’aboutir à une accumulation d’hydrocarbures.

En même temps que cette idée de système pétrolier était énoncée par Alain Perrodon, les Américains Dow *et al.* ainsi que le Franco-Américain Demaison, qui étaient arrivés aux mêmes conclusions sans concertation, se sont employés à l’enrichir méthodologiquement en s’appuyant sur des exemples mondiaux variés et des bases de connaissances étayées.

1.1 L’aspect statique d’un système pétrolier

L’aspect statique peut être analysé précisément en considérant chacun de ses éléments individuellement à un instant *t*:

- un **intervalle de roche-mère**, qui doit correspondre *sensu stricto* à un **système générateur mature**, qui expulse des hydrocarbures, ou qui a fini de les expulser plus ou moins récemment ;
- un réservoir principal qui contient un volume significatif d’hydrocarbures générés. Cette notion de réservoir a été ultérieurement élargie à un ensemble de réservoirs ayant un **système d’alimentation commun** ;
- une des **couvertures** correspondantes qui participent au piégeage vertical et latéral de ces hydrocarbures¹ ;
- la **pile sédimentaire**, qui recouvre la roche-mère et qui en a assuré la maturation et la diagenèse, contient les chemins de migration et affecte le comportement et la nature des hydrocarbures lors de leur migration vers le réservoir et après leur stockage en gisement.

1.2 L’aspect dynamique d’un système pétrolier

L’aspect dynamique doit aussi être impérativement étudié en individualisant le fonctionnement de chacun des **processus essentiels** au cours du temps :

- La **génération des différents composants** des hydrocarbures sous l’influence essentielle de l’augmentation de la température lors de l’ enfouissement par la pile sédimentaire sus-jacente, parfois aussi dénommée *morts terrains*.
- La **migration verticale (*per ascensum, per descensum*)**, c’est-à-dire vers le haut et vers le bas, et **latérale (*per laterum*)** des hydrocarbures depuis l’intervalle de roche-mère jusqu’aux réservoirs, sous le contrôle de paramètres physico-chimiques, dans des drains quels qu’ils soient : fractures, sables et silts suffisamment perméables pour permettre de déclencher des écoulements. Le rôle des pressions est essentiel, les fluides, eau et hydrocarbures, migrant des forts vers les plus faibles potentiels.
- Le **piégeage** d’une certaine quantité d’hydrocarbures migrant, en présence de couples réservoir-couverture, et de barrières.

1. Le couple réservoir-couverture est appelé *thème pétrolier*. Certains auteurs expriment le thème (ou *play pétrolier*) comme un habitat pétrolier, mais ce n’est pas cette définition qui est ici choisie.

- La **préservation** dans le temps et dans l'espace des hydrocarbures piégés initialement. Cet aspect dynamique des systèmes pétroliers est essentiel à l'évaluation pétrolière. En effet, toute accumulation d'hydrocarbures nécessite une bonne adéquation dans le temps (c'est-à-dire un bon calendrier des événements) et dans l'espace (c'est-à-dire de bonnes liaisons roche-mère, drain, réservoir et piège) de ces éléments et de ces processus. De plus, l'analyse fine de chacun des processus permet d'en estimer au mieux l'efficacité individuelle.

1.3 L'efficacité d'un système pétrolier

De proche en proche, l'efficacité globale d'un système pétrolier peut être ainsi appréhendée et une approche quantitative tentée à l'échelle d'un prospect donné voire du bassin donné (*cf. chapitre 7*).

Cette individualisation permet aussi de mieux cerner les **incertitudes inhérentes** à chaque élément et à chaque processus et de relativiser les volumes anticipés.

Cette analyse est nécessaire pour l'établissement de la **fiche descriptive** d'un objet prospectif dans le cadre de l'évaluation de la distribution des accumulations d'hydrocarbures d'un prospect et des probabilités associées (*cf. chapitre 10*).

Par convention, **un système pétrolier se désigne par l'accoulement des noms de son système générateur et de son (ou ses) réservoirs**, par exemple en utilisant la stratigraphie ou la lithostratigraphie :

- au Brésil : roche-mère antésalifère du bassin de Santos / réservoir tertiaire du même bassin, ce qui en lithostratigraphie s'intitule pour ce cas précis : Lagoa Feia / Carapebus ;
 - en Aquitaine : système générateur jurassique / réservoirs jurassiques, ce qui se traduit respectivement par Calcaire de Lons / Dolomie de Meillon / Dolomie de Mano ;
 - au Congo : système générateur / réservoir : Bucomazi organique / Calcaires de Toca.
- Les deux derniers exemples ci-dessus font partie de ceux cités au chapitre 9.

On parle de *système pétrolier prouvé* s'il existe localement une filiation chimique prouvée entre un hydrocarbure et une roche-mère échantillonnée dans le bassin.

On parle de *système pétrolier possible* (ou hypothétique) si une roche-mère est seulement connue dans le bassin (affleurement ou forage) mais dont on n'est pas sûr cependant qu'elle ait pu produire des hydrocarbures.

Enfin un système pétrolier sera qualifié de *spéculatif* quand aucune composante (roche-mère, réservoir et couverture) n'en est connue, et même parfois sans que la présence d'hydrocarbures ait été repérée : tout au plus le système pourra-t-il être supputé par analogie de contexte géodynamique, structural et sédimentaire. Il s'agit là le plus souvent du cas d'un bassin dit *frontier*.

La **chaîne géopétrolière** correspond à la séquence complète et durable dans le temps (préservée) des composants principaux (trilogie roche-mère / réservoir / couverture) et

du calendrier pétrolier ou déroulé temporel associé au cheminement des hydrocarbures depuis la roche-mère jusqu'au piège pétrolier.

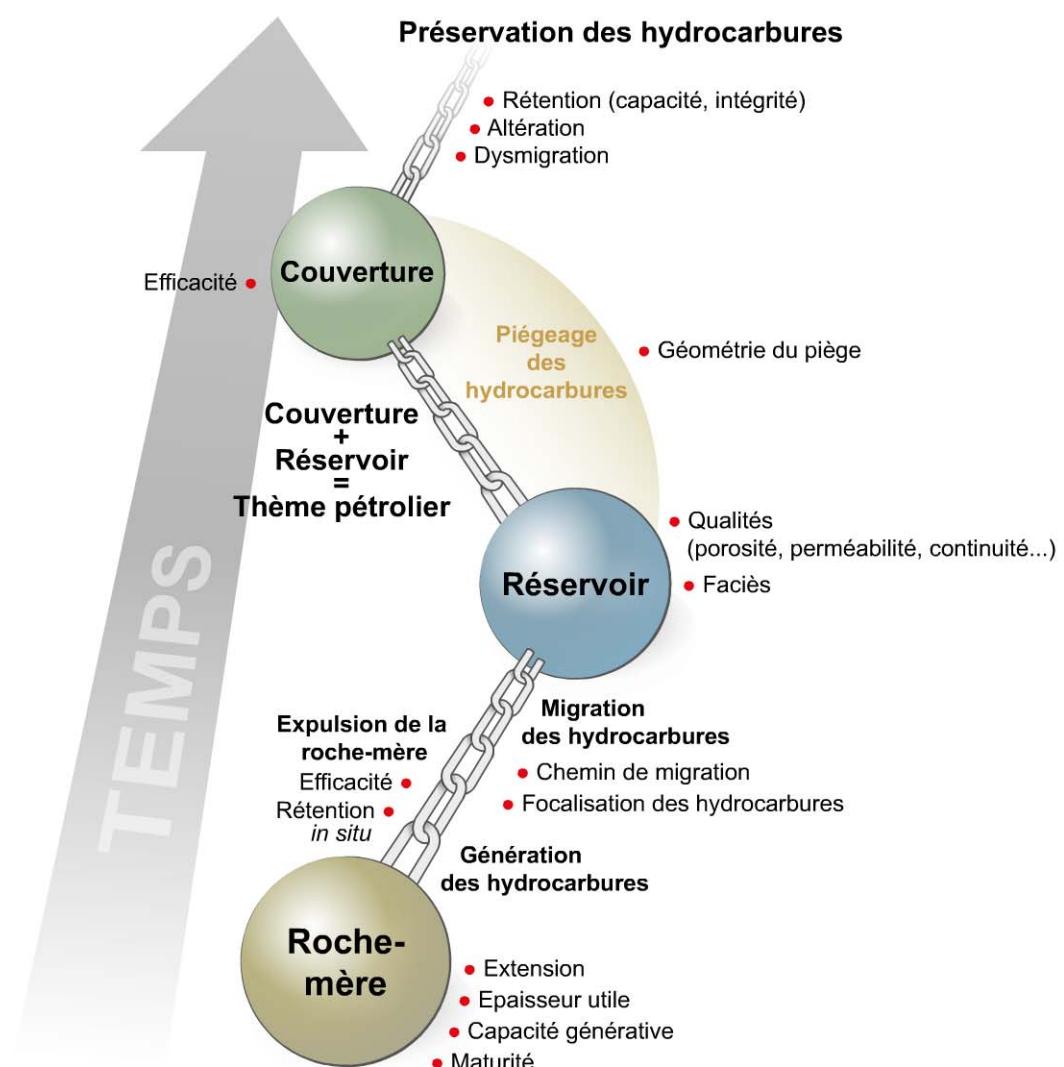


Figure 4.1 – La chaîne géopétrolière.

2

Qu'est-ce qu'une roche-mère ?

Par définition, dans un bassin, une roche-mère doit être présente, avec une épaisseur suffisante et posséder un potentiel pétrolièr, donc des kérogènes aptes à générer puis à expulser des hydrocarbures si la saturation en hydrocarbures et le différentiel de pression entre P_{hc} et P_e sont suffisants.

Par conséquent, si ces conditions de présence, d'épaisseur et de saturation ne sont pas remplies, le bassin sédimentaire sera stérile en hydrocarbures conventionnels, mais il n'est toutefois pas exclu d'y trouver des ressources d'hydrocarbures de roches-mères retenues *in situ*: hydrocarbures de roches-mères ou bien parfois *oil shales*, qui pourront être produits par combustion.

3 Qu'est-ce qu'un thème pétrolier ?

Un couple réservoir/couverture correspond, **au sens français du terme**, au thème pétrolier, ou *petroleum play*, que les Anglo-Saxons¹ cependant décrivent avec une extension plus vaste allant jusqu'à l'habitat pétrolier et presque jusqu'au système pétrolier dans sa globalité comme déjà indiqué précédemment.

Dans certains cas, ces mêmes Anglo-saxons restreignent le thème au réservoir et utilisent des *plays maps* (cartes de thèmes pétroliers) où ne figurent que les évolutions du réservoir.

Nous préférons dans cet ouvrage rester sur la rigoureuse définition du thème pétrolier comme celle de l'association d'un réservoir et de sa couverture principale, ultime ou supérieure.

Il est recommandé de faire figurer sur ces cartes de thèmes aussi bien les éléments concernant les réservoirs que ceux concernant les couvertures.

4 Chronologie du fonctionnement du système pétrolier et moment critique

Un système pétrolier se caractérise tout d'abord par son **extension géographique**, qui comprend l'ensemble de la cuisine² des hydrocarbures (correspondant à l'extension et au volume de roche-mère mature) et l'ensemble des hydrocarbures associés (découvertes et indices dans les puits ou de surface).

L'extension géographique peut être, dans un premier temps, abordée à l'état actuel en répertoriant toutes les manifestations d'hydrocarbures du bassin et en les rattachant, autant que faire se peut, par des études de corrélations géochimiques, à la ou aux roches-mères qui les ont générées.

Dans la pratique, la définition de cette extension géographique passe par l'établissement de **cartes de résultats pétroliers** (découvertes et indices d'hydrocarbures en subsurface et en surface).

Le second élément de caractérisation important est son **extension stratigraphique**, qui concerne les relations spatio-temporelles des divers éléments entre eux, après les avoir identifiés individuellement.

Pour une compréhension correcte du système pétrolier, son étude doit être faite depuis l'âge supposé du début de la migration des hydrocarbures grâce à des coupes géologiques ainsi que, dans la mesure du possible, des cartes d'isobathes reconstruites à cette période.

1. À ce sujet, on peut notamment citer Marlan Downey.

2. *Cuisine*, ou *kitchen* en anglais, signifie le domaine géographique où la roche-mère mature est apte à produire ses hydrocarbures.

Celles-ci permettent d'approcher les relations géométriques entre les différents éléments du système pétrolier.

En effet, la connaissance de l'évolution dans le temps des éléments et processus d'un système pétrolier est absolument nécessaire pour anticiper le fonctionnement de ce dernier : c'est la notion de **moment critique**.

Le **moment critique** correspond à cette période de migration des hydrocarbures vers les champs découverts ou à découvrir et est en fait un intervalle de temps plus ou moins grand compris **entre le début de la génération et la fin de la migration** liée à l'épuisement du kérogène de la roche-mère parfois aussi appelé *fossilisation*.

En toute logique, trois conditions impératives doivent être réunies pour l'optimisation du calendrier pétrolier :

- Le piège pétrolier doit préexister à la génération-expulsion des hydrocarbures.
- L'âge du piège doit être postérieur à l'âge du réservoir magasin (c'est d'ailleurs tout aussi vrai en hydrocarbures non conventionnels).
- La migration primaire et la migration secondaire doivent être postérieures à l'âge du dépôt du réservoir magasin et de sa couverture.

Durant toute cette période critique, la migration des hydrocarbures est susceptible d'évoluer dans le temps (*cf. § 2*).

Cette approche temporelle et la construction d'un diagramme résumant la chronologie des événements pétroliers (*events chart* ou *time chart*) nécessitent la conversion des profondeurs actuelles en âges géologiques grâce à l'établissement d'une **courbe d'enfouissement** précise dans la partie la plus subsidente du bassin (étude régionale) ou la plus profonde de l'aire de drainage d'un prospect particulier (étude avant forage).

La carte d'extension géographique sera ultérieurement affinée pour prendre en compte l'extension exacte de la cuisine à huile et le **cadre structural** à l'époque de la migration afin de déterminer les chemins de migration latérale ainsi que d'éventuelles *dysmigrations* plus tardives (*cf. chapitre 7*).

Bien que l'extension géographique et stratigraphique d'un système pétrolier soit souvent discutée à l'échelle d'un bassin, la notion de **moment critique** est beaucoup mieux adaptée à l'étude d'un secteur de superficie plus limitée (sous-bassin ou aire de drainage d'un prospect) car l'intervalle de temps génération-migration-accumulation y est beaucoup plus réduit.

4 Chronologie du fonctionnement du système pétrolier et moment critique

Courbe d'enfouissement

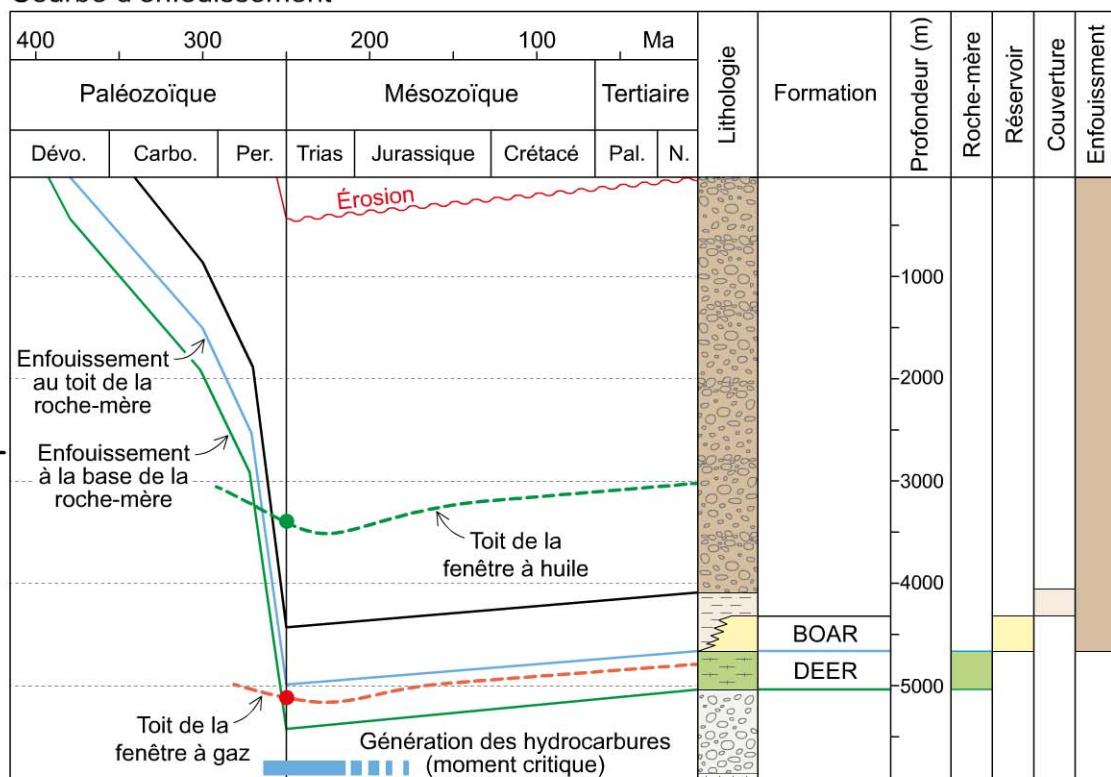


Diagramme en temps

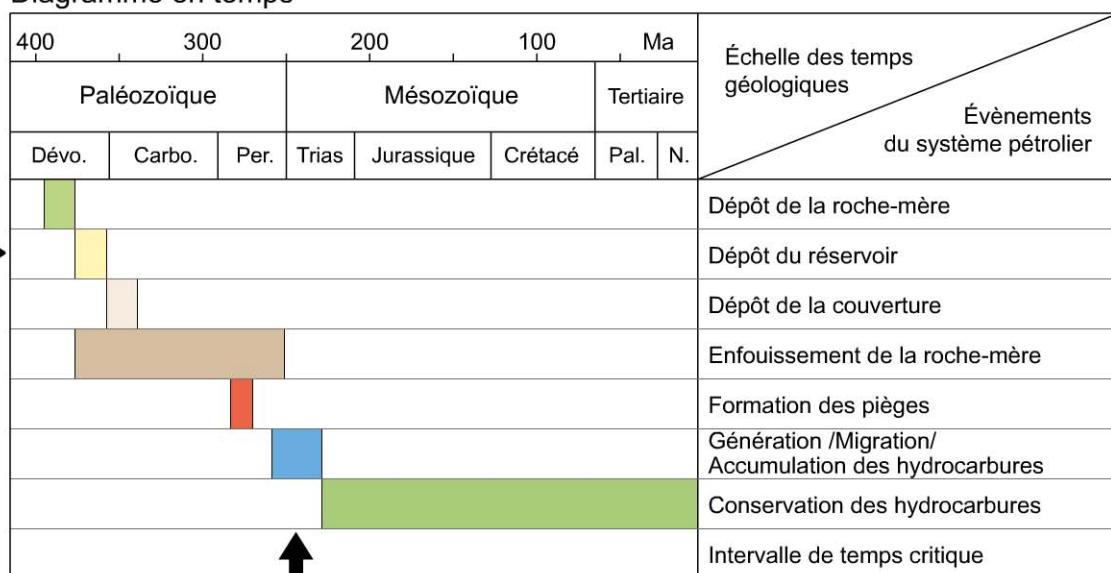


Figure 4.2 – Notion de moment critique: évolution dans le temps d'un système pétrolier fictif. D'après document Total.

Charte des évènements du système pétrolier du graben central de mer du Nord

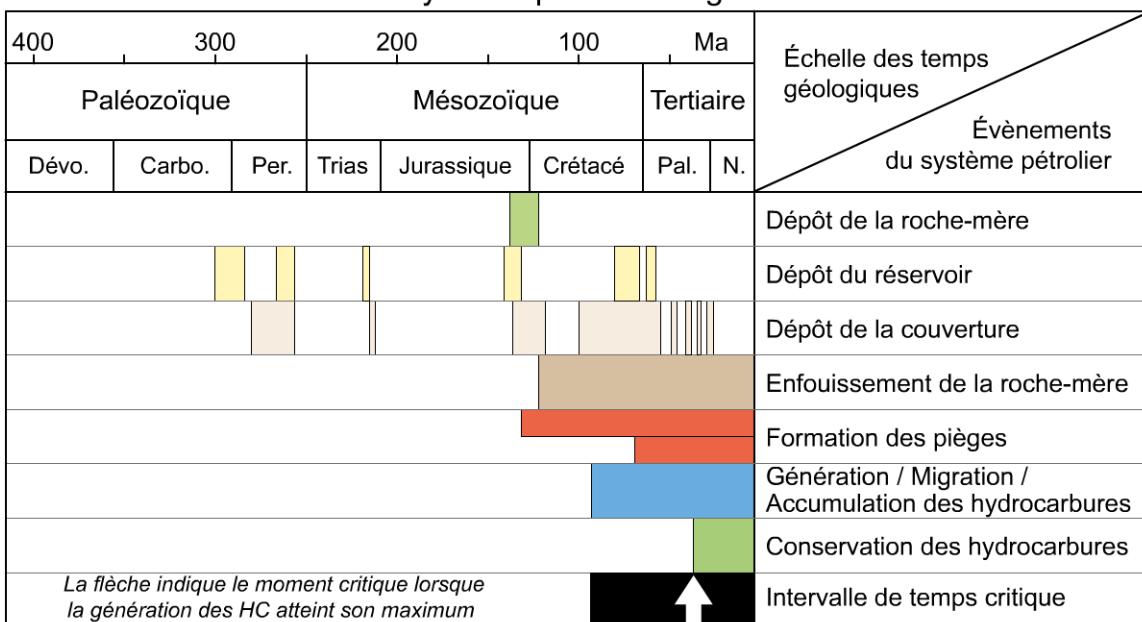


Figure 4.3 – Exemple de charte pétrolière d'un système pétrolier oligo-miocène à fonctionnement très récent.

Un système pétrolier n'est considéré comme correctement défini dans un secteur donné que lorsque quatre documents sont disponibles *a minima*:

- Une **charte des évènements** positionnant dans le temps tous les éléments et processus. Elle permet d'identifier le moment critique ainsi que le maillon faible de la chaîne géopétrolière au sens de la préservation ultime de l'accumulation d'hydrocarbures et de la logique des composants du système pétrolier.
- Une **courbe d'enfouissement** permettant de déterminer l'enfouissement maximum et validant l'âge de la génération des hydrocarbures et le moment critique (figure 4.4).
- Une ou plusieurs **coupes géologiques** représentatives reconstruites pendant le moment critique et illustrant les **chemins de migration** considérés.
- Une ou plusieurs **cartes d'extension géographique lors de la migration** avec toutes les indications d'hydrocarbures, les corrélations géochimiques disponibles et le cadre structural de l'époque.

Ces documents doivent être confrontés à l'ensemble des résultats pétroliers disponibles pour s'assurer de leur validité.

Ils devraient aussi toujours être associés à une **analyse post-mortem** des puits secs déjà forés. Cet exercice est appelé aussi *look back* par les Anglo-Saxons.

L'évaluation pétrolière ne s'arrêtera cependant pas à ce stade de compréhension et d'anticipation du fonctionnement du système pétrolier et du moment critique.

Elle devra y ajouter un volet quantitatif sur le **bilan volumétrique** du système et sur les caractéristiques des hydrocarbures, particulièrement important dans l'évaluation des prospects.

Ces éléments qualitatifs et quantitatifs sont bien évidemment à intégrer dans l'approche prospective des hydrocarbures de roches-mères.

5

Modélisations numériques

Les modèles numériques de bassin ont été développés dans les années 1970-1980 sous l'impulsion de contracteurs¹ et de compagnies pétrolières situées à la pointe de la R&D.

Les précurseurs de ces calculs numériques ont été le Russe Lopatin (géochimiste spécialiste de la Sibérie occidentale) surtout, puis l'Américain Waples et les Français Ungerer et Pelet (et l'école IFP-Beicip), en parallèle du développement des techniques de pyrolyse.

Tirant parti des nouvelles puissances de calculateurs, les modélisateurs ont tout d'abord cherché à reproduire la genèse des hydrocarbures et son déroulement chronologique.

Pour cela il suffisait d'appliquer la loi cinétique d'Arrhenius.

Ensuite, de façon à recréer l'évolution dans le temps du bassin, il a fallu équilibrer au sens structural la géométrie des coupes ou blocs en trois dimensions en les décompactant comme indiqué plus haut.

Avec le temps, les modèles se sont améliorés et désormais ils intègrent et gèrent :

- la géométrie du bassin ;
- les pressions (loi de Terzaghi et loi de Darcy) ;
- la température (équation de Fourier) ;
- la génération des hydrocarbures (craquage compositionnel du kérogène et des liquides en gaz) ;
- la migration diphasique non miscible (saturation, composition des hydrocarbures, GOR, densité des liquides...).

L'étude de la genèse des hydrocarbures, devenue multi-composants ou multi-compositionnelle, est désormais représentée par une série de réactions de craquage moléculaire primaire en parallèle.

Les cinétiques de laboratoire sont extrapolées en fonction des temps géologiques et de la température qui figure dans l'équation d'Arrhenius.

L'expulsion (ou migration primaire) est simulée aussi par les modèles qui rendent compte du fait que les fluides expulsés sont différents des fluides générés.

Dans les modèles, on a également introduit la migration avec des contraintes de flottabilité ou de poussée d'Archimète ainsi que de forces capillaires.

Les flux darcéens sont gérés tant pour rendre compte de l'impact des surpressions d'aquifères que des mouvements hydrodynamiques (compaction, fracturation...) sur la migration des hydrocarbures.

L'interaction des phénomènes PVT permet aussi d'évaluer l'influence de la dynamique des flux thermiques et des mouvements de fluides sur le système pétrolier.

1. Beicip-Franlab/IFP (Matoil, Temis...), Basinmod relayés ensuite par IES Petromod.

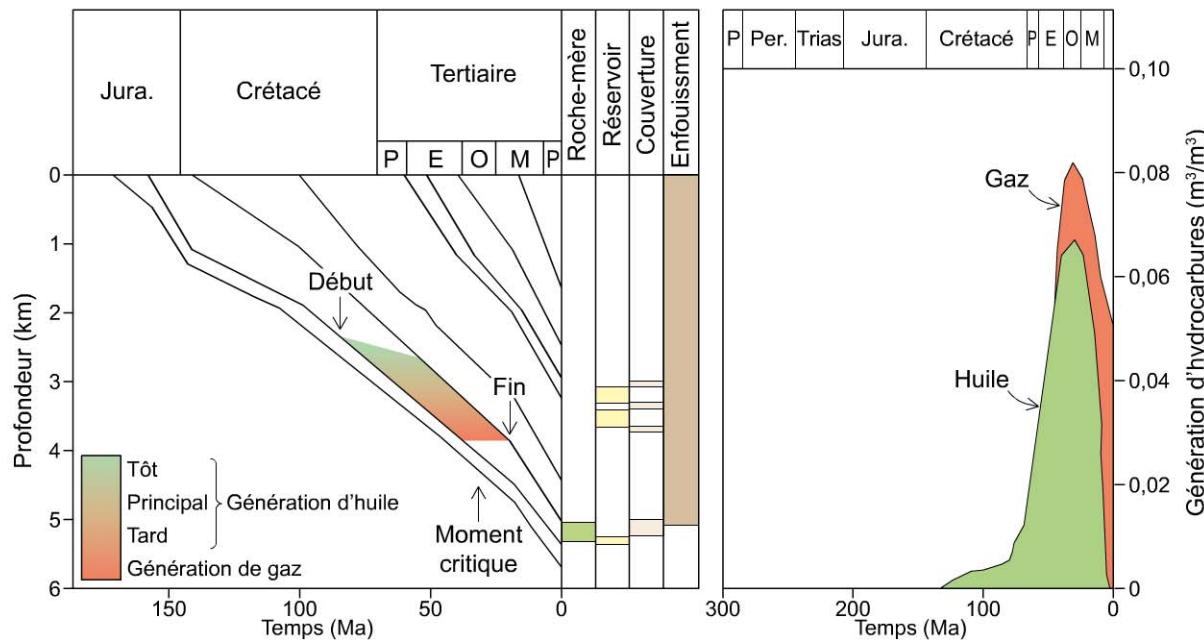


Figure 4.4 – Genèse d'huile et de gaz et notion de moment critique. Document Total.

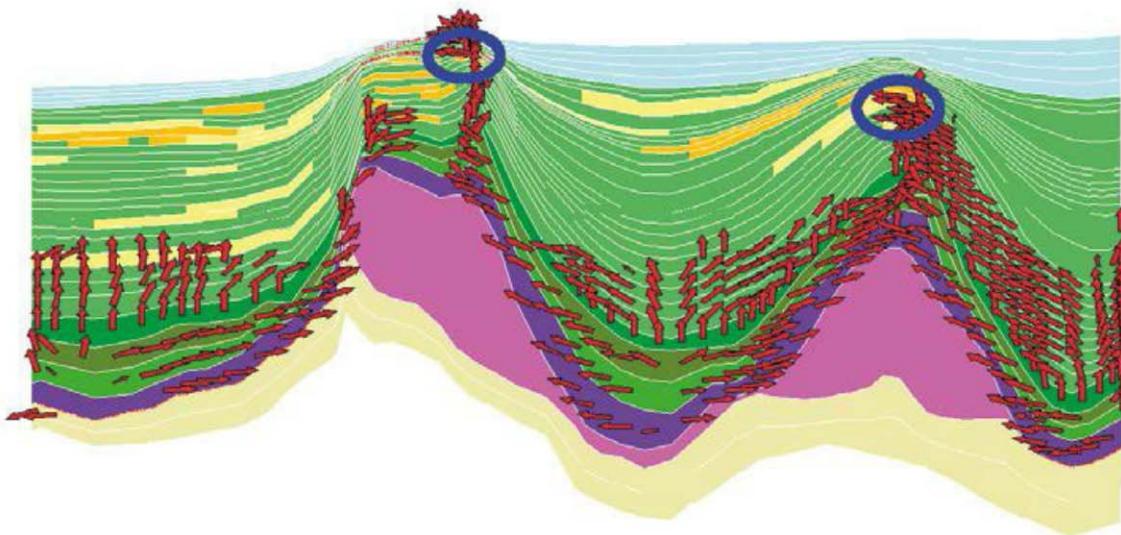


Figure 4.5 – Exemple de modélisation pétrolière 2 dimensions. Document Total.
Les petites flèches rouges indiquent le cheminement des hydrocarbures (c'est le processus de la migration des hydrocarbures qui est ainsi reproduit).
Remarque : le sel est en mauve, les sables en jaune clair et les argiles en vert.

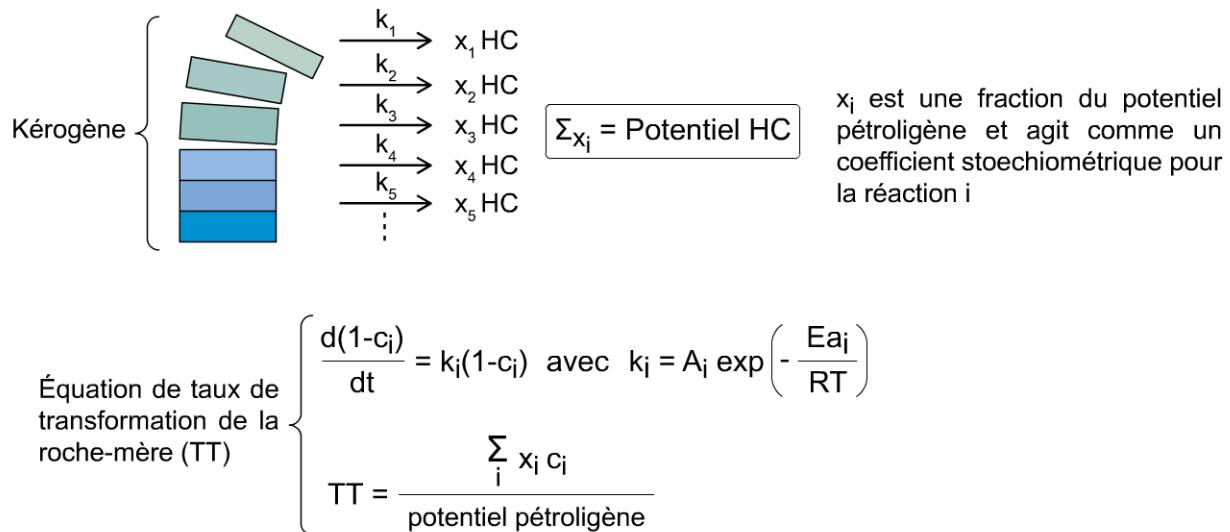


Figure 4.6 – Principe des cinétiques de transformation des composants du kérogène.

Génération des hydrocarbures

Introduction

Les hydrocarbures prennent naissance dans des formations sédimentaires riches en matière organique que l'on qualifie de *roches-mères pétrolières* ou *roches-mères du pétrole*. La matière organique qu'elles contiennent (kérogène) se transforme lentement au cours du temps sous l'effet de la température, qui augmente avec l'enfouissement, et génère des hydrocarbures. Cette première étape de la chaîne géopétrolière fait l'objet de ce chapitre.

Objectifs

Décrire les premières étapes de la chaîne géopétrolière depuis le dépôt du kérogène jusqu'à la formation des hydrocarbures.

Plan

- 1 Les constituants principaux de la matière organique vivante
- 2 Les milieux de dépôt favorables à l'accumulation et à la préservation de la matière organique
- 3 Les transformations postérieures au dépôt de la matière organique

1

Les constituants principaux de la matière organique vivante

Tous les organismes vivant aujourd'hui sur notre planète sont constitués de biomolécules organiques qui, bien que très diversifiées et dans des proportions qui varient sensiblement au sein des différents règnes (bactéries, archées, protistes, champignons, végétaux ou animaux), peuvent être classées en quelques grandes catégories :

- Les **protéines** sont des polymères d'acides aminés associés les uns aux autres par des liaisons peptidiques. Elles constituent généralement une part importante de la matière organique. Assez facilement solubles dans l'eau, elles sont cependant rapidement dégradées après la mort des organismes, même si certaines protéines fibreuses sont nettement plus résistantes (par exemple la kératine des poils, plumes, ongles, cornes des mammifères, etc.).

- Les **glucides** – ou carbohydrates – regroupent les sucres et leurs polymères. Ils forment une part importante des tissus biologiques et sont une source d'énergie pour les organismes. Les plantes chlorophylliennes et certaines bactéries produisent les glucides dont elles ont besoin grâce à la **photosynthèse**. Les autres formes de vie, incapables d'une telle activité synthétique, dépendent donc essentiellement des végétaux qui constituent leur source de glucides et forment ainsi la base de la chaîne alimentaire. Chez les végétaux, les principaux carbohydrates sont la cellulose – polymère du glucose et principal constituant du bois –, l'hémicellulose et la sporopollé-nine présente dans les spores et grains de pollen. Chez les crustacés et les insectes, l'exosquelette est constitué de chitine. Chez les vertébrés, on trouve également des carbohydrates dans le cartilage, les os et divers autres tissus.
- Les **lipides** désignent un groupe hétérogène de composés insolubles dans l'eau mais solubles dans des solvants organiques. Leur importance biologique est double : leur dégradation libère une grande quantité d'énergie et ils comptent parmi les constituants fondamentaux des membranes cellulaires. Les lipides sont en général répartis en deux groupes, selon leur composition chimique : les lipides simples, qui comprennent les acides gras, et les lipides complexes, contenant des éléments supplémentaires tels le phosphore (phospholipides), l'azote ou le soufre. Les lipides, insolubles dans l'eau et souvent plus résistants chimiquement que les autres molécules du vivant, jouent un grand rôle dans la genèse du pétrole. On constate en effet une étroite parenté chimique entre certains hydrocarbures et des lipides, notamment à travers ce que l'on appelle les *fossiles géochimiques* ou *biomarqueurs* (cf. encart 5.1).
- À ces composés, il faut ajouter la **lignine**, polyphénol de haut poids moléculaire qui imprègne la paroi des vaisseaux du bois et de diverses cellules végétales, les rendant résistantes, imperméables et inextensibles. Enfin, les **tanins** et les **pigments**, notamment ceux chlorophylliens, sont fréquents dans le règne végétal.

Les proportions de ces constituants diffèrent bien évidemment suivant les groupes d'organismes (tableau 5.1). Protéines, glucides et lipides sont des molécules communes à tous les êtres vivants depuis plus de 3,5 milliards d'années alors que la lignine ne se rencontre que depuis la conquête des continents par les végétaux vascularisés au cours du Dévono-Carbonifère.

Les archées et les bactéries sont formées majoritairement de protéines et de polysaccharides mais certaines peuvent renfermer jusqu'à plusieurs dizaines de pourcents de lipides. Le plancton marin et lacustre, notamment les algues microscopiques, est composé essentiellement de protéines et de glucides. On peut également rencontrer un fort pourcentage de lipides dans le phyto- ou le zooplancton marin (diatomées, radiolaires par exemple). Les mousses, les lichens et les plantes aquatiques sont constitués principalement de glucides et ne contiennent pas de lignine. Le **bois** des plantes supérieures est essentiellement formé de cellulose et de lignine. Les graines, les cires et les résines contiennent une importante proportion de lipides, que l'on peut retrouver parfois dans les débris des feuilles des végétaux.

Tableau 5.1 – Composition chimique (en % de poids) de différents groupes d'organismes vivants. D'après Hunt, 1979 et autres sources.

Organismes	Protéines	Glucides	Lipides	Lignine
Bactéries				
– Moyenne	60	30	10	–
Végétaux				
– Epicéa (bois)	1	66	4	29
– Chêne (feuille)	6	52	5	37
– Sapin (aiguilles)	8	47	28	17
– Phytoplancton	23	66	11	0
– Diatomées	29	63	8	0
– <i>Lycopodium</i> (spore)	8	42	50	0
Animaux				
– Zooplancton	60	22	18	0
– Copépodes	65	25	10	0
– Invertébrés supérieurs	70	20	10	0

Si les bactéries et les végétaux dominent largement sur les animaux en termes de masse, tel ou tel groupe d'organismes, en fonction des écosystèmes et de leur dynamique dans le temps et l'espace, se développera voire dominera les autres, ce qui aura une incidence directe sur la composition chimique de la matière organique qui y sera produite. Ainsi les environnements dominés par les végétaux supérieurs auront, entre autres, une signature aromatique due à la présence de lignine, alors que les environnements lacustres, où dominent les algues et les bactéries, auront une signature plus lipidique. En effet, les protéines et les glucides qui constituent pourtant l'essentiel de la biomasse bactérienne et algaires sont rapidement dégradées à la mort des organismes.

Il faut garder présent à l'esprit que la diversité biologique actuelle est le fruit d'une lente évolution et d'une diversification au cours des temps géologiques. Ainsi, par exemple, l'apparition des plantes supérieures ligneuses au Dévonien ou celle des diatomées au Crétacé ont apporté, par les composés qui leur sont spécifiques, une signature moléculaire originale aux roches-mères pétrolières.

Encart 5.1 Les biomarqueurs

Un biomarqueur est une géomolécule présente dans les sols, les sédiments ou les pétroles et dont la structure est semblable à celle d'une biomolécule du vivant.

La très grande majorité des biomarqueurs provient de lipides, composés moins biodégradables que les protéines et les glucides.

Au cours de la biodégradation et de la diagenèse des sédiments, ces lipides perdent une grande partie de leurs fonctions chimiques (double liaison, fonction oxygénée), pour ne conserver que leur squelette hydrocarboné.

De manière générale, les biomarqueurs sont d'autant plus intéressants que leur structure est complexe et/ou que leur origine est restreinte. Il s'agit alors de véritables fossiles moléculaires qui peuvent permettre d'identifier les organismes sources dont ils sont issus, être utilisés comme des marqueurs des conditions de dépôt (paléosalinité, paléo-oxygénation, paléotempératures des eaux, etc.) ou encore servir à définir le degré de maturation des sédiments ou des pétroles.

Les principales familles de biomarqueurs utilisées dans la reconstitution de la maturité thermique de la matière organique ou d'une huile sont celles des stéroïdes, des hopanoïdes et, dans une moindre mesure, des porphyrines.

En géologie pétrolière, les biomarqueurs sont couramment utilisés pour établir des corrélations entre les huiles et leurs roches-mères.

2**Les milieux de dépôt favorables
à l'accumulation et à la préservation
de la matière organique****2.1 Mécanismes d'accumulation de la matière organique**

Après la mort des organismes, leurs cadavres subissent de nombreuses attaques qui conduisent inéluctablement au recyclage complet des tissus. Pour que la matière organique sédimente et se fossilise, il est nécessaire qu'elle soit préservée de ce recyclage au moment de son dépôt. C'est même une condition essentielle de l'existence d'un système pétrolier. Cela nécessite généralement un milieu pauvre, voire dépourvu, en oxygène car les mécanismes de dégradation anaérobies sont plus lents que les mécanismes aérobies.

Un autre facteur important est évidemment le flux de matière organique qui sédimente. Plus il est élevé, plus les chances de préservation sont grandes car dépassant les capacités de recyclage du milieu. Les milieux à forte productivité, tant à terre qu'en mer, sont donc en premier lieu ceux qui permettent de générer de futures roches-mères pétrolières. Déterminer des taux de production et de préservation dans l'Actuel est relativement aisé, mais ces paramètres sont beaucoup plus difficiles à évaluer pour les temps anciens. Néanmoins, principe d'actualisme oblige, les milieux actuels favorables à la préservation de matière organique sont considérés comme de bons analogues de ceux qui l'ont permis dans le passé.

Actuellement, les milieux de forte productivité, à terre ou en mer, sont déterminés par la combinaison de l'énergie solaire qui permet la photosynthèse et de la disponibilité d'éléments nutritifs (principalement les nitrates et les phosphates mais aussi la silice dissoute et des micronutriments comme le fer ou le zinc). Dans les milieux aquatiques, lacs ou mer, la quantité d'énergie solaire est dépendante de la latitude (durée journalière ou annuelle d'insolation), de la profondeur de pénétration de la lumière (appelée *zone photique*) et de la turbidité des eaux. À terre, les nutriments proviennent du sol et, en mer, ils dépendent soit de leur apport par les rivières qui véhiculent ces molécules dissoutes, produites par l'altération continentale, soit du recyclage par des courants océaniques ascendants (*upwellings*), qui remontent des profondeurs des eaux froides et minéralisées.

Dans les océans actuels, les *upwellings* se rencontrent principalement sur les façades ouest des continents dans la zone intertropicale et sont gouvernés par les alizés : *upwellings* de Californie et du Pérou pour l'océan Pacifique, de Mauritanie et de Namibie pour l'océan Atlantique. Ils peuvent aussi dépendre de phénomènes de moussons, comme l'*upwelling* d'Oman dans le nord-ouest de l'océan Indien. Dans ces zones, l'intense production de surface entraîne rapidement la mise en place de conditions déficientes en oxygène, dysoxiques ou anoxiques¹, en profondeur car la forte dégradation de la matière organique qui sombre dans la colonne d'eau ponctionne tout l'oxygène dissous (figure 5.1A).

En absence d'*upwelling*, des conditions anoxiques peuvent aussi se développer dans un **bassin fermé** ou **semi-fermé**, où le renouvellement des eaux – et de l'oxygène dissous qu'elles contiennent – est très limité voire inexistant en profondeur. C'est le cas dans la mer Noire, où les eaux moins salées en surface (jusqu'à 200 m de profondeur environ ; figure 5.1B) ne se mélangent pas avec les eaux de fond plus salées. C'est aussi le cas dans la fosse de Cariaco, au large du Venezuela, qui correspond à un bassin étroit et très profond au sein de la plateforme continentale. Des bassins moins profonds mais séparés de l'océan ouvert par des seuils, comme la mer Baltique ou la lagune de Maracaibo (Venezuela) représentent également des modèles d'environnements stratifiés favorables au dépôt de futures roches-mères. La matière organique est bien préservée dans les parties profondes de ces bassins, même si le flux en provenance de la surface n'est pas toujours exceptionnel.

Dans les contextes d'*upwelling* comme dans les bassins fermés ou semi-fermés, le contenu en carbone organique des sédiments dépasse souvent les 3 % et peut atteindre la dizaine de pourcents, ce qui est très supérieur à la teneur moyenne des sédiments marins, qui dépasse rarement les 0,5 % (< 0,7 % dans les argiles et < 0,2 % dans les grès). On considère que, dans les environnements marins du passé, les niveaux à forte concentration en carbone organique sont le résultat de conditions exceptionnelles tant pour la conservation que pour la production.

1. *Anoxique* signifie que le milieu ne contient pas d'oxygène dissout alors que, en conditions dysoxiques, l'eau contient encore entre 0,2 et 1 ml d'oxygène dissout par litre.

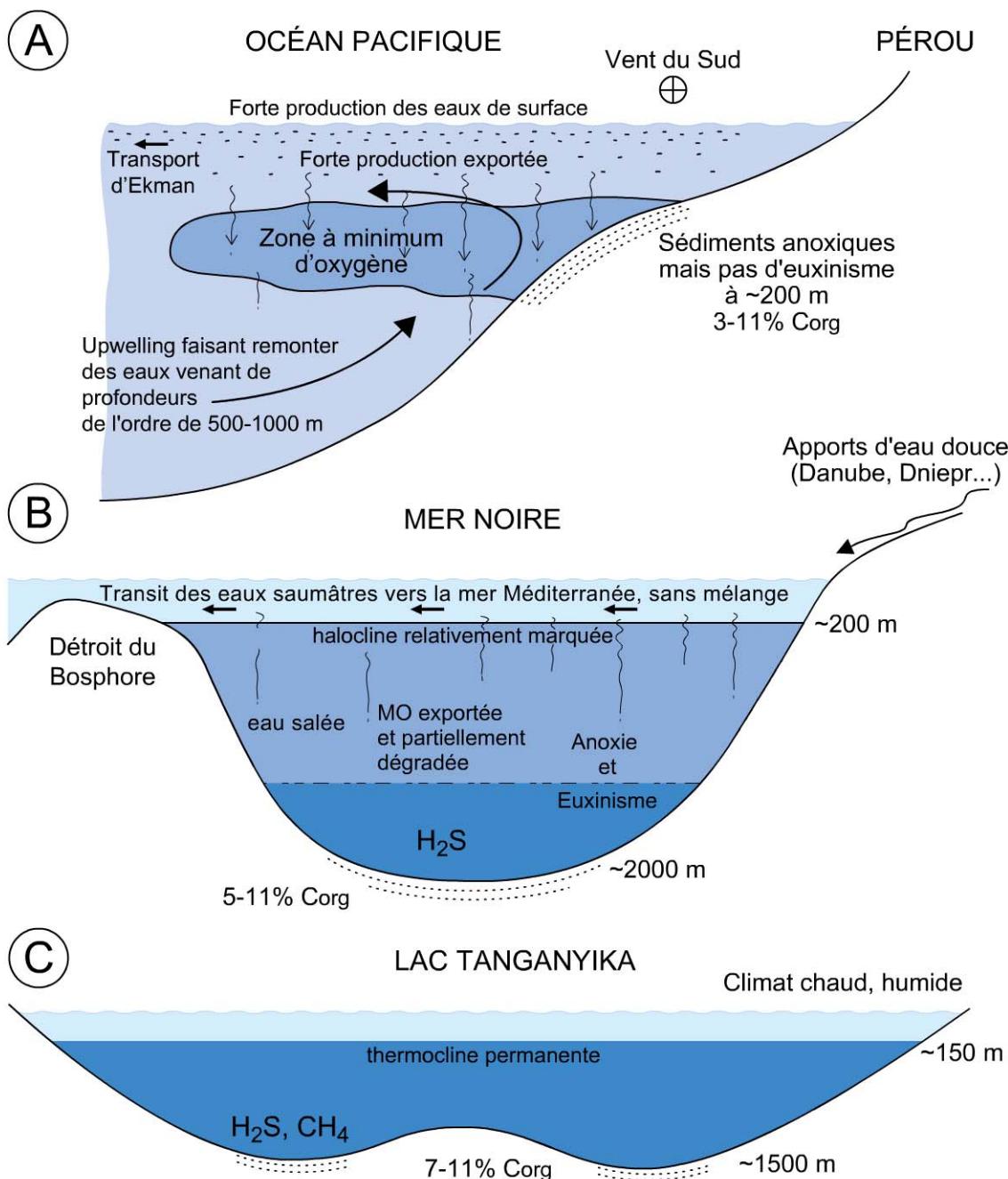


Figure 5.1 – Illustration des trois environnements aquatiques anoxiques actuels favorables à la préservation de la matière organique produite en surface.
D'après Demaison et Moore, 1980.

A: Cas de l'*upwelling* côtier sur la marge active du Pérou, où l'anoxie est conditionnée par le très fort apport de matière organique depuis la surface. **B:** Cas du bassin isolé de la mer Noire, où l'anoxie est conditionnée par une stratification haline des eaux. **C:** Cas du lac Tanganyika, où l'anoxie est conditionnée par une stratification thermique des eaux.

Les teneurs en carbone organique dans les sédiments de fond sont généralement fortes. Ces trois environnements sont considérés comme de bons analogues pour le dépôt des roches-mères pétrolières au cours du Phanérozoïque.

En moyenne et par unité de surface, les **lacs** sont plus productifs que les océans et ainsi nettement plus favorables au dépôt de couches riches en matière organique que

les fonds marins. Mais cette valeur moyenne cache une très grande disparité, avec des lacs pauvres en nutriments et d'autres au contraire très riches (lacs eutrophes à hypereutrophes) ou qui connaissent des phénomènes d'*upwellings*. Comme en milieu marin, l'eutrophisation lacustre conduit à une forte consommation de l'oxygène dans les eaux de fond. Si celles-ci sont peu renouvelées, les lacs se stratifient et des conditions anoxiques se développent à l'interface entre eaux de surface et eaux profondes.

Le phytoplancton n'est pas toujours la fraction dominante de la biomasse lacustre. En effet, les bactéries, les mattes cyanobactériennes, les microalgues vertes d'eau douce ou salée (par exemple *Botryococcus*, *Dunaliella*), les macroalgues ou les charophytes peuvent représenter dans certains cas les producteurs primaires majoritaires. L'interface entre la couche de surface et la couche profonde des lacs stratifiés est souvent colonisée par des bactéries chimiotrophes. Dans certains lacs, cette production bactérienne profonde dépasse celle phytoplanctonique de surface.

Au final, les lacs eutrophes et/ou anoxiques, comme celui du Tanganyika (figure 5.1C), sont favorables à la sédimentation d'excellentes roches-mères pétrolières typiques d'ailleurs des environnements de rifts. Toutefois, compte tenu de la relativement petite superficie des lacs par rapport à l'océan global (1/100) et parce que le contexte géodynamique dans lequel ils se mettent en place n'est pas toujours favorable à leur préservation à l'échelle des temps géologiques, les roches-mères marines dominent largement celles lacustres à l'échelle globale.

Pour résumer, les milieux aquatiques les plus favorables à l'accumulation de la matière organique produite dans les eaux de surface se rencontrent sur les plateaux et talus continentaux souvent en association avec des *upwellings*, dans les lagunes ou mers limitées par des seuils sous-marins et enfin dans les lacs anoxiques.

De facto, on retrouve la liaison avec les phases des cycles de Wilson (définis au chapitre 9), ouverture, rift lacustre ou lagunaire, transgression sur les marges actives ou passive associées à des courants d'*upwelling*.

La matière organique produite par les bactéries, le phytoplancton et les macroalgues marines ou lacustres sédimente généralement sur place ou à la verticale de son lieu de production. Elle est dite *autochtone* même si, dans de nombreux cas, les courants de fond peuvent la transporter sur des distances parfois longues.

La matière organique produite par les végétaux supérieurs en domaine continental est rarement accumulée sur place, sauf dans le cas des **tourbières**. Celles-ci constituent également un environnement particulièrement favorable au dépôt de la matière organique terrestre avec une fossilisation sur place des débris de plantes. L'évolution ultérieure de ces faciès tourbeux en charbon, dont les teneurs en carbone organique sont très élevées (> 50 %), joue un rôle dans la génération d'hydrocarbures, principalement gazeux.

Lorsqu'elle ne sédimente pas dans les tourbières, la matière organique terrestre est généralement amenée aux bassins de sédimentation par les eaux de ruissellement (rivières et fleuves), et dans une moindre mesure par voie aérienne. On la qualifie alors d'*allochtone* ou d'*héritée* ou encore de *terrigène*.

Encart 5.2 Évènements anoxiques océaniques et dépôt de roches-mères pétrolières

Dans les océans actuels, l'oxygène dissous est renouvelé dans les eaux profondes grâce à la circulation thermohaline, qui voit des eaux polaires, froides et riches en gaz dissous – dont O₂ – plonger en profondeur.

On imagine aisément que, à des époques géologiques où la circulation thermohaline ne fonctionnait pas ou était très ralentie, les fonds marins aient pu connaître des conditions d'oxygénation très différentes des conditions actuelles.

Ce fut le cas pendant ce que l'on a coutume d'appeler les évènements anoxiques océaniques – plus connus par leur acronyme anglais d'OAЕ pour ***oceanic anoxic event***.

Ces évènements se caractérisent par des intervalles stratigraphiques relativement courts (400 000 ans à 1 Ma) pendant lesquels les conditions océanographiques ont été propices au dépôt de sédiments riches en matière organique sur de très grandes surfaces.

La productivité primaire aurait alors été exceptionnellement forte, conduisant à une eutrophisation quasi généralisée des océans, et en conséquence à une anoxie sur le fond des bassins sédimentaires, en particulier dans les océans étroits comme l'Atlantique au Crétacé inférieur.

Les OAЕ d'ampleur globale sont au nombre de quatre : l'évènement du Toarcien inférieur (T-OAE, ≈ 180 Ma), celui de l'Aptien inférieur (OAЕ 1a, ≈ 124 Ma), celui de l'Albien inférieur (OAЕ 1b, ≈ 112 Ma) et celui de la limite Cénomanien-Turonien (OAЕ 2, ≈ 94 Ma).

D'autres évènements d'ampleur régionale prennent place dans l'Hauterivien terminal (évènement Faraoni, ≈ 131 Ma), la base de l'Albien supérieur (OAЕ 1c, ≈ 104 Ma) ou l'Albien terminal (OAЕ 1d, ≈ 100 Ma).

On connaît également un évènement anoxique paléozoïque, dénommé évènement Kellwasser et daté de la limite Frasnien-Famennien (fini-Dévonien, ≈ 375 Ma).

À ce jour, aucun OAЕ n'est reconnu dans le Cénozoïque, même si l'évènement hyperthermique de la limite Paléocène-Eocène (≈ 55 Ma) a été assimilé au même phénomène.

De très nombreuses séries sédimentaires déposées pendant les OAЕ sur les marges continentales, les bassins épicontinentaux et même en domaine marin profond constituent d'excellentes roches-mères pétrolières.

Des environnements favorables à la préservation de cette matière organique allochtonne peuvent se développer en bordure des continents dans les grands complexes deltaïques où la forte subsidence et les taux de sédimentation élevés favorisent sa préservation. C'est le cas aujourd'hui dans les grands bassins deltaïques de l'Amazone, du Congo, du Niger, du Mississippi, du Gange/Brahmapoutre et dans celui plus restreint de la Mahakam sur la façade sud-est de l'île de Bornéo, en Indonésie. Ces bassins se situent pour beaucoup en climat chaud et humide, et la production végétale y est maximale. Notons que l'apport des feuilles peut ajouter une composante à base de cutinite à ces dépôts profonds en zone tropicale à équatoriale et renforcer ainsi le potentiel pétroligène par rapport au contenu ligneux classique.

Cependant certains fleuves boréaux (comme la Léna ou le Mackenzie) apportent également de grandes quantités de matière organique terrigène au niveau de leur complexe deltaïque. Lorsque le cours de ces grands fleuves se prolonge en mer par un système turbiditique profond, la matière organique terrigène peut être dispersée sur de très longues distances jusqu'à la plaine abyssale où elle se mélange alors à une fraction autochtone. C'est le cas aujourd'hui dans le **système turbiditique du Congo** (> 1000 km de l'embouchure) ou celui de l'**éventail profond du Bengale** (> 2500 km de l'embouchure), qui recueille les sédiments apportés par le système fluvial du Gange et du Brahmapoutre.

Une corrélation positive existe entre le taux de sédimentation et la teneur en carbone organique des sédiments (figure 5.2) car les forts taux d'accumulation sédimentaire accélèrent le transit de la matière organique à travers la colonne sédimentaire, réduisant ainsi la durée du contact des molécules organiques avec les agents de sa dégradation. Cette relation positive n'est toutefois mise en évidence que si des conditions oxiques à dysoxyques règnent dans l'environnement et lorsque les apports de matière organique terrigène sont négligeables.

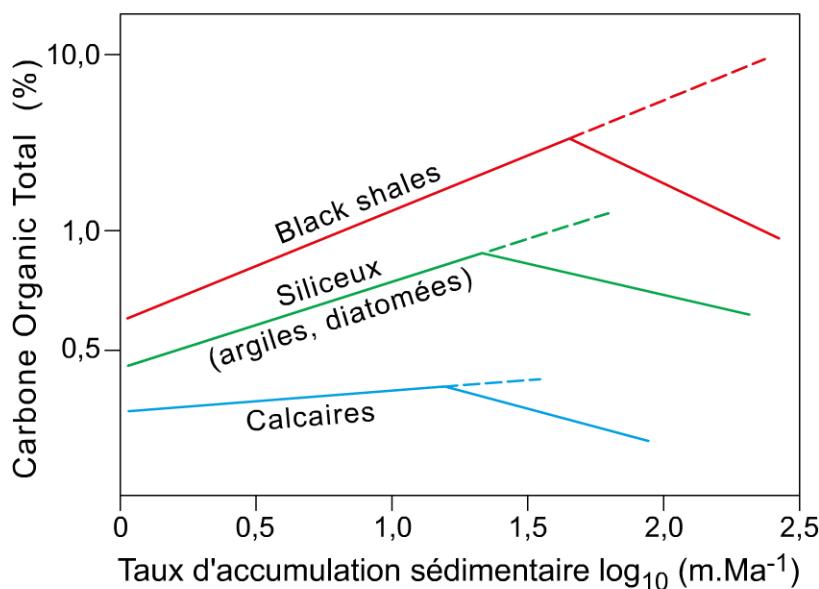


Figure 5.2 – Relation entre le taux d'accumulation sédimentaire et la teneur en carbone organique total (COT) dans les sédiments marins en conditions oxiques en fonction de différentes lithologies.

La relation est normale entre ces deux variables jusqu'à une certaine valeur du taux de sédimentation à partir de laquelle la matière organique est diluée par la fraction minérale.

Il faut toutefois noter que la corrélation devient négative pour de très forts taux de sédimentation car le flux de particules minérales excède alors celui des particules organiques, ce qui a pour conséquence de diminuer la teneur en carbone organique du sédiment. Cet effet de dilution est aussi fonction de la lithologie. Ainsi, lorsque la sédimentation est carbonatée, la dilution intervient plus rapidement que lorsque la sédimentation est siliceuse (figure 5.2). Dans les environnements de **black shales**, cette dilution ne se fait vraiment ressentir que lorsque le taux de sédimentation dépasse 40 m.Ma^{-1} .

Dans des conditions anoxiques, le taux de sédimentation n'a pas vraiment d'influence sur la concentration en matière organique des sédiments.

Encart 5.3 Rôle des argiles dans la préservation de la matière organique

La concentration en matière organique dans les sédiments est largement dépendante de la taille des minéraux qui lui sont associés. Ainsi, les argiles (< 2 µm) sont en moyenne deux fois plus riches en matière organique que les silts, et quatre fois plus riches que les sables fins. Il y a plusieurs raisons à cela.

Tout d'abord, la faible perméabilité des sédiments argileux limite la diffusion de l'oxygène dissous en leur sein et contribue ainsi à la préservation de la matière organique labile.

À cet effet, il faut ajouter un rôle plus actif des minéraux argileux.

Si l'on peut exclure toute intercalation de matière organique dans l'espace interfoliaire des argiles, celle-ci peut en revanche s'adsorber à leur surface sous forme d'une couverture monomoléculaire, dite *monocouche équivalente*.

On constate d'ailleurs une très forte corrélation positive entre la surface spécifique des minéraux et la concentration en carbone organique dans les sédiments.

Alors qu'on a longtemps pensé que cette monocouche équivalente était composée de matière organique réfractaire, des travaux récents ont montré que, lorsque la fraction organique était séparée de l'argile et mise au contact des bactéries présentes dans ce même sédiment, 70% de la matière organique était reminéralisée en une semaine.

Une grande partie de la matière organique sédimentaire est donc hautement réactive et uniquement préservée par son environnement minéral immédiat.

Les particules organiques constituant la matière organique des roches-mères sont nommées des **macéraux**. Il existe quatre principaux types de macéraux :

- **Liptinite** : d'origine algaire, présente dans les milieux aquatiques d'eau douce (*Botryococcus*) ou marins (*Tasmanites*), la liptinite montre une fluorescence intense sous UV. Cette matière organique a le meilleur potentiel pour produire des hydrocarbures liquides.
- **Exinite** : éléments de plantes herbacées (spores, grains de pollen, cuticules, résines, cires), donnant une fluorescence plus modérée. Cette matière organique a un potentiel à huile variable.
- **Vitrinite** : fragments fibreux de plantes (bois, feuilles...). Cette matière organique est non fluorescente et a un potentiel principalement à gaz. Elle est utilisée comme indicateur de maturité (cf. encart 5.5 et figure 5.19).
- **Inertinite** : résidu organique opaque, résultant d'une oxydation intense ou provoqué par un feu de forêt (on parle alors de *fusinite*). L'inertinite est non fluorescente mais réfléchit fortement la lumière. Cette matière organique n'a pratiquement pas de potentiel pétroliègne.

La distinction et la classification des différents macéraux ne sont possibles que lorsque les échantillons ne sont pas trop matures. En effet, à forte maturité, elle devient plus difficile en raison de la disparition de la fluorescence.

De ce qui précède, il ressort trois grands types de faciès organiques associés aux principales roches-mères.

En milieu lacustre ou marin restreint, lorsque les parois d'algues dominent voire constituent l'essentiel de la roche – en absence de tout apport détritique –, de véritables tapis ou charbons d'algues, au potentiel pétrolier exceptionnel, peuvent se former (figure 5.3A). On parle alors de *faciès algaire*.

Mais plus généralement, la matière organique phytoplanctonique ne présente pas de structure biologique facilement identifiable et elle apparaît amorphe en microscopie optique. On parle alors de *faciès sapropélique*, terme provenant du grec *sapros* voulant dire « pourriture ». Même si la biomasse initiale a été fortement retravaillée par les bactéries, cette matière organique présente un bon potentiel pétrolier. Elle s'accumule généralement en fins lits dans le sédiment où elle est très intimement associée aux argiles et plus généralement aux fractions fines du sédiment (figure 5.3B et C).

Dans les milieux de sédimentation terrigène, lacustres ou marins, la matière organique provenant des végétaux supérieurs (bois, feuilles, spores et grains de pollen) prédomine (figure 5.3D). On parle de *faciès humique*, dont le potentiel pétrolier est médiocre.

D'une certaine façon, ces trois grandes catégories de faciès (purement algaire, sapropélique et humique) se superposent avec les caractéristiques géochimiques des kérogènes définis en trois grands types (*cf.* § 3.1 plus bas).

Il faut toutefois garder en mémoire que, dans la nature, il est très fréquent que la matière organique qui sédimente provienne de plusieurs sources et soit donc mélangée pour constituer des types mixtes. Ainsi, dans le domaine marin côtier, les débris de végétaux supérieurs se mêlent aux matières organiques algaires ou sapropéliques. Dans le domaine lacustre, le phytoplancton et des fragments de plantes vasculaires sont généralement associés. Le faciès et la signature géochimique de la matière organique résultante seront donc mixtes.

Enfin, on parle de *faciès inerte* quand celui-ci est constitué essentiellement d'inerinite ou de charbons de bois (fusinite). Ces faciès ne sont pas à l'origine de systèmes génératrices.

Bien souvent, les roches-mères pétrolières présentent une logique de dépôt rythmique ou cyclique, à toutes les échelles, depuis le dépôt millimétrique saisonnier (varves) jusqu'à des couches plurimétriques représentant plusieurs centaines de milliers d'années (figure 5.4). Cette logique est le résultat de variations eustatiques ou climatiques locales ou régionales.

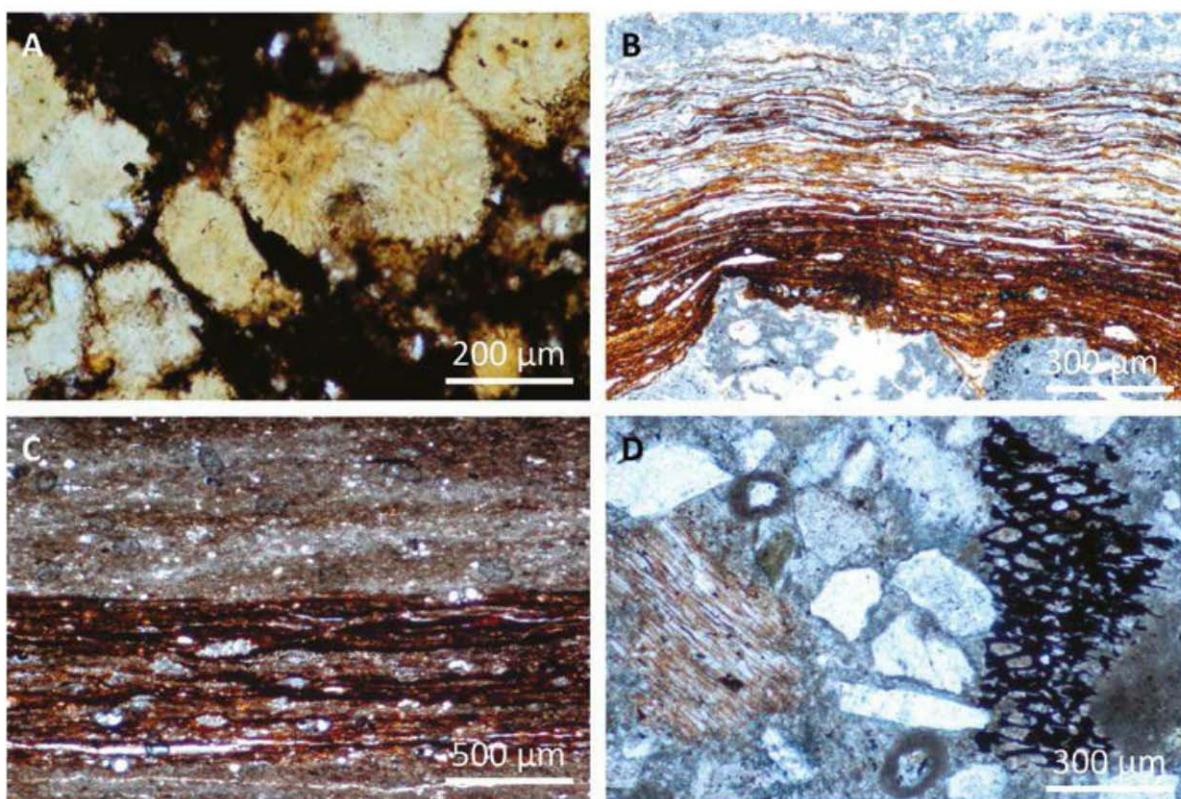


Figure 5.3 – Vues microscopiques de quelques roches-mères pétrolières.

Clichés F. Baudin.

A: Schiste bitumineux du Permien d'Autun (France, 290 millions d'années) montrant des colonies d'algues lacustres appelées *Botryococcus*. La paroi lipidique de ces algues qui constituent 90% de la roche peut générer jusqu'à 70% de son poids en hydrocarbures. Cette roche renferme un kérogène de type I.

B: Laminas organicas d'origine cyanobactérienne dans un calcaire stromatolithique de mer peu profonde (Brésil, Aptien, 120 millions d'années). Cette roche renferme un kérogène de type I.

C: Accumulation cyclique de couches respectivement riches (bande marron) et moins riches (bandes grises) en matière organique phytoplanctonique marine (type II) dans la formation de Kimmeridge Clay (Angleterre, Jurassique supérieur, 150 millions d'années). La cyclicité des faciès visible à l'affleurement (cf. figure 5.4) l'est également à l'échelle microscopique et traduit sans doute des variations climatiques saisonnières ou pluriannuelles.

D: Grès calcaire riche en débris de végétaux supérieurs (Portugal, Jurassique supérieur, 150 millions d'années). On distingue aisément les structures cellulaires du bois très bien préservées dans le débris de gauche (marron clair) alors que le débris noir à droite est une particule charbonneuse, témoin d'un ancien feu de forêt. Cette roche renferme un kérogène de type III.

Ces cyclicités peuvent être expliquées par la fluctuation, lors du dépôt, de l'un des constituants du sédiment (matière organique, carbonate ou encore fraction silicoclasse ou siliceuse biogène) ou bien par la combinaison de plusieurs fluctuations qui déterminent *in fine* le contenu en carbone. Des changements dans les conditions redox dans la colonne d'eau ou sur le fond peuvent aussi expliquer de telles cyclicités qui sont généralement contrôlées par des changements climatiques et directement sous l'influence des paramètres astronomiques (cycles de Milankovitch).



Figure 5.4 – Affleurement de la formation de Kimmeridge Clay (Jurassique supérieur) sur les falaises littorales du sud de l'Angleterre.

Cliché F. Baudin.

Cette roche-mère à l'origine de gisements d'huile et de gaz de la mer du Nord présente une alternance d'argilites grises riches en matière organique (3-5 % C_{org}) et de laminites très riches en matière organique (de 20 à 45 % C_{org}) apparaissant ici avec une patine ocre. Le marteau de géologue (30 cm) donne l'échelle.

2.2 La distribution des roches-mères au cours du temps

À l'échelle des temps géologiques, la distribution des roches-mères pétrolières n'est pas uniforme.

Sur les 540 Ma que dure le Phanérozoïque, c'est-à-dire ce qui s'étend du Cambrien jusqu'à l'Actuel, les roches-mères se sont déposées principalement au cours de six intervalles (figure 5.5) :

- le Silurien, qui est à l'origine de 9 % du pétrole mondial (huile et gaz) ;

- le Dévonien supérieur-Carbonifère basal pour 8 % ;
- le Permien pour 8 % ;
- le Jurassique basal et terminal pour 25 % ;
- la période moyenne du Crétacé pour 29 % ;
- et l’Oligo-Miocène pour 12,5 %.

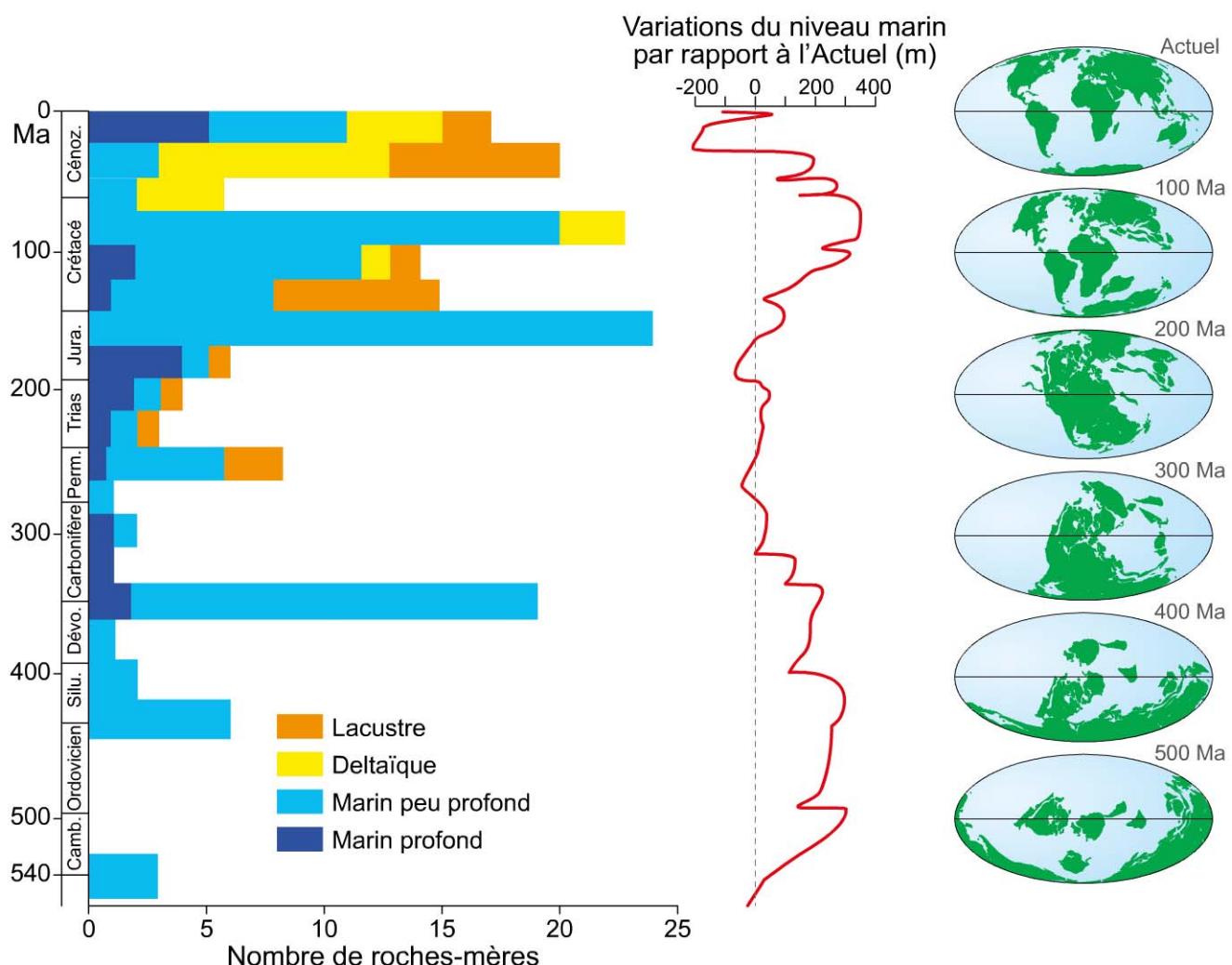


Figure 5.5 – Distribution stratigraphique des principales roches-mères pétrolières ayant généré plus de 500 millions de barils en fonction de leur milieu de formation (d’après base de données BP in Emery & Myers, 1996) mise en regard de la courbe des variations du niveau marin (ou courbe eustatique) au premier ordre.

D’après Haq *et al.*, 1998, et Verard *et al.*, 2015.

Les petites cartes sur la droite montrent l’évolution paléogéographique au cours du Phanérozoïque. La moindre quantité de roche-mère au Paléozoïque s’explique par leur destruction partielle à la fin du cycle orogénique varisque et pendant le cycle alpin.

Plus de 90 % des réserves pétrolières mondiales sont issues de roches-mères déposées pendant l’un de ces six intervalles, dont la durée cumulée représente seulement 30 % des temps phanérozoïques.

Les variations du niveau marin sur les marges et plateformes épicontinentales ainsi que certains épisodes lacustres expliquent largement cette distribution. En effet, les périodes transgressives (niveaux maximaux d'inondation) favorisent l'accumulation des faciès sapropélique avec le développement des mers épicontinentales alors que les périodes de bas niveau marin sont plutôt favorables à l'accumulation des faciès humiques du fait du développement des deltas et des apports concomitants de débris ligneux, de charbons et de feuilles.

La tectonique joue également un rôle déterminant puisqu'elle contrôle la morphologie des bassins sédimentaires et les flux terrigènes. En simplifiant, on peut dire que, en période de distension, les conditions favorables à la préservation de la matière organique sapropélique prédominent, du fait de la création de nombreux bassins lacustres ou marins (nouvelles marges passives) alors que, en période de collision, les dépôts deltaïques charbonneux sont majoritaires.

Encart 5.4 Les roches-mères et les systèmes pétroliers précambriens (protérozoïques)...

On a longtemps pensé que les séries précambriennes, comprises entre 3 800 Ma (plus anciennes roches connues sur Terre) et 550 Ma, n'avaient aucun potentiel pétrolier du fait de leur ancienneté et de leur relativement haut degré de métamorphisme.

Pourtant des roches sédimentaires précambriennes assez riches en matière organique pour être qualifiées de *roches-mères* sont diversement réparties dans le temps et l'espace.

L'origine de la matière organique dans ces roches est évidemment uniquement liée à des biomasses microbiennes (archées et bactéries = microbialites) dont les traces directes les plus anciennes, comme le craton de Pilbara en Australie, datent de 2 750 Ma selon Craig *et al.* (2013).

La partie carbonatée de ces organismes unicellulaires peut former localement d'excellents réservoirs microbialitiques (bassin de Santos au Brésil par exemple).

Ces roches-mères précambriennes sont visibles à l'affleurement dans le bassin de Taoudenni en Mauritanie, où elles servent notamment de combustibles aux éleveurs de bétail locaux.

La plus vieille huile encore en place proviendrait de terrains nord-australiens datés entre ≈ 1 400 et ≈ 1 350 Ma avec une phase de génération et d'expulsion antérieure à ≈ 1 200 Ma.

Les plus vieux gisements connus en Sibérie et en Chine dans la province de Lena-Tunguska ou exploités en Oman dans la province de Huqf (en gisement dans des inclusions clastiques intra-sel cambrien, avec une roche-mère protérozoïque dénommée Ara : système pétrolier Précambrien/Cambrien) sont nettement plus jeunes, même s'ils affichent quand même des âges respectifs de ≈ 630 et ≈ 540 Ma.

Selon certains auteurs, des indices de bitumes migrés pourraient dater de 3 500 Ma et il est très probable qu'un gisement pétrolier géant se soit mis en place proche du lac Onega il y a 2 000 Ma, avec une roche-mère exceptionnelle appelée shungite (du village de Chounga en Carélie) dont la teneur en carbone organique peut atteindre 96 %.

Pour résumer, une roche-mère pétrolière est une roche sédimentaire à grain fin renfermant une certaine quantité de matière organique fossile et qui présente un potentiel à produire des hydrocarbures. Assez souvent, les roches-mères peuvent être aussi des couvertures pétrolières (*cf.* chapitre 6).

Ce potentiel pétrolière est fonction de la concentration initiale en carbone organique total (COT) et de son origine (algaire, sapropélique ou humique ; figure 5.6) mais aussi de l'épaisseur de ces niveaux et de leur extension dans le bassin sédimentaire considéré.



Figure 5.6 – Évaluation semi-quantitative du potentiel d'une roche-mère pétrolière en fonction de sa teneur en carbone organique total (% COT) et de l'origine de la matière organique qu'elle contient.

Il s'agit ici d'une roche-mère immature, c'est-à-dire dans laquelle la matière organique n'a pas encore été transformée en hydrocarbures.

3

Les transformations postérieures au dépôt de la matière organique

3.1 Diagenèse précoce et formation du kérogène

Dans les sédiments fraîchement déposés, encore à l'état de boue non indurée, la porosité élevée et les fortes teneurs en eau permettent le développement d'une intense activité biologique ayant pour conséquence une transformation de la fraction organique mais aussi de la fraction minérale. C'est ce que l'on appelle la *diagenèse précoce*, qui est largement sous l'influence des microbes, et dont nous n'examinerons ici que les effets sur la fraction organique.

Une fois l'oxygène dissous consommé par les bactéries et autres organismes aérobies, les populations microbiennes anaérobies rentrent en jeu dans une chaîne de dégradation des composés organiques qui fait successivement intervenir l'oxygène lié aux nitrates (NO_3^-), aux oxydes et oxyhydroxydes de fer ou de manganèse et aux sulfates (SO_4^{2-}). Enfin, plus en profondeur au cours de l'enfouissement et de la compaction des sédiments, quand ces oxydants sont à leur tour épuisés au sein des eaux interstitielles, les bactéries fermentatrices et archées méthanogènes prennent le relais et poursuivent le travail de recyclage de la matière organique (figure 5.7). Au cours de toutes ces

3 Les transformations postérieures au dépôt de la matière organique

étapes, les biomolécules sont dégradées plus ou moins intensément, les plus labiles (protéines, glucides) disparaissant presque totalement alors que d'autres plus résistantes aux attaques microbiennes (lipides, lignine) ne sont que partiellement altérées.

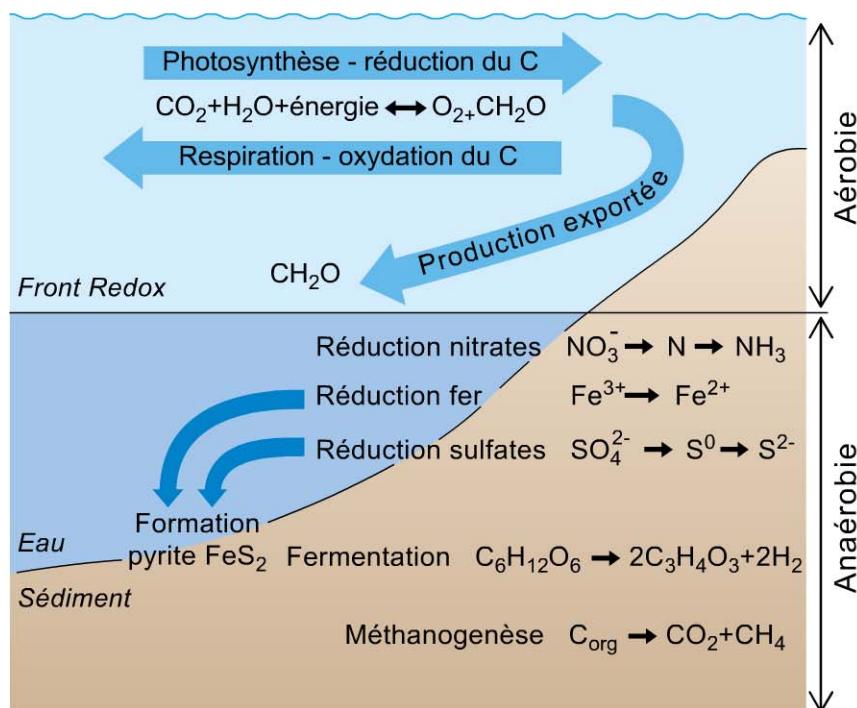


Figure 5.7 – Principales étapes, aérobies et anaérobies, de dégradation de la matière organique dans les environnements aquatiques.

Les produits de ces attaques (H₂O, CO₂, NH₃, H₂S, H₂...) peuvent servir de substrat à d'autres populations microbiennes ou interagir avec la matrice minérale ou la matière organique elle-même. Par exemple, les ions sulfures (HS⁻/H₂S) libérés au cours des réactions de sulfato-réduction peuvent réagir avec le fer associé aux argiles pour donner de la **pyrite**. Dans le cas de sédiments appauvris en fer réactif (dans les environnements carbonatés par exemple), ces ions sulfures vont contribuer à former des liaisons soufrées intra- ou intermoléculaire avec des molécules organiques, donnant alors des molécules aux conformations chimiques qui les rendent non dégradables par les bactéries, contribuant ainsi à la préservation de la matière organique.

Un autre sous-produit métabolique microbien important est le méthane (CH₄), fabriqué par les méthanogènes. Dans la plupart des environnements sédimentaires lacustres ou marins où il se forme, ce gaz est consommé sur place par des bactéries méthanolthropes se développant à l'interface entre la zone de sulfato-réduction et celle de méthanogenèse. Mais, dans certains cas, ce **méthane biogénique précoce**¹ peut soit être piégé dans des réservoirs poreux conventionnels, soit contribuer à la formation d'hydrates de gaz lorsque les conditions P et T le permettent (*cf.* § 4 du chapitre 2).

1. On verra dans le § 3.4 que du méthane se forme également tardivement au cours de la métagenèse.

Le méthane biogénique produit par voie bactérienne montre des rapports isotopiques très négatifs du carbone ($\delta^{13}\text{C}$ variant de -50 à $-100\ \text{\textperthousand}$), ce qui permet de différencier du méthane d'origine thermique, dit ***thermogénique***, dont la signature isotopique est moins négative ($-45\ \text{\textperthousand}$).

Les différentes étapes décrites en figure 5.7 commencent immédiatement après le dépôt des sédiments et se poursuivent, avec toutefois une efficacité décroissante, jusqu'à plusieurs centaines de mètres de profondeur, voire plus jusqu'à plus de 1 000 mètres dans certaines conditions, ce qui suppose des températures allant jusqu'à $30\text{--}40\ ^\circ\text{C}$.

La génération de méthane bactérien décroît aussi avec la profondeur. Mais le produit organique le plus important formé au cours de la diagenèse précoce est le **kérogène**, déjà cité plus haut pour sa composition en macéraux.

Étymologiquement (en grec), *kérogène* veut dire «qui génère de l'huile» et il désigne, d'après la définition de Durand (1980), la fraction de matière organique disséminée dans les roches sédimentaires qui est insoluble dans les solvants organiques usuels (notamment le dichlorométhane). Le kérogène constitue la forme la plus abondante de carbone organique sur Terre, avec un total estimé à $10^{19}\ \text{kg}$, soit 1 000 fois plus que les charbons et les huiles dans les réservoirs. Son caractère insoluble le distingue de la fraction soluble de la matière organique des sédiments, que l'on appelle **bitume** ou *extrait de roche*.

Dans la plupart des roches sédimentaires, le kérogène est le constituant organique majoritaire – même si lui-même n'est souvent qu'une fraction mineure dans la roche totale –, le bitume ne représentant, au mieux, que quelques pourcents de la matière organique totale (figure 5.8).

Chimiquement, le kérogène est constitué, par ordre d'abondance décroissante, de carbone, d'oxygène, d'hydrogène, de soufre et d'azote. Ces cinq éléments atomiques sont majoritaires, pour ne pas dire quasi exclusifs, même si on trouve de nombreux autres éléments chimiques associés à la matière organique (notamment des métaux) mais en concentrations très faibles (du ppm au ppb). Structuralement, le kérogène est un complexe macromoléculaire composé de structures cycliques portant des aliphatiques. Ces édifices structuraux sont liés entre eux par des hétéroatomes, principalement de l'oxygène.

La formation du kérogène au cours de la diagenèse précoce résulte de divers mécanismes chimiques qui concourent à lier entre eux les petits monomères issus des biomolécules qui n'ont pas été complètement recyclées par les attaques bactériennes et les composés intrinsèquement résistants, comme ceux des parois d'algues, des spores et grains de pollen.

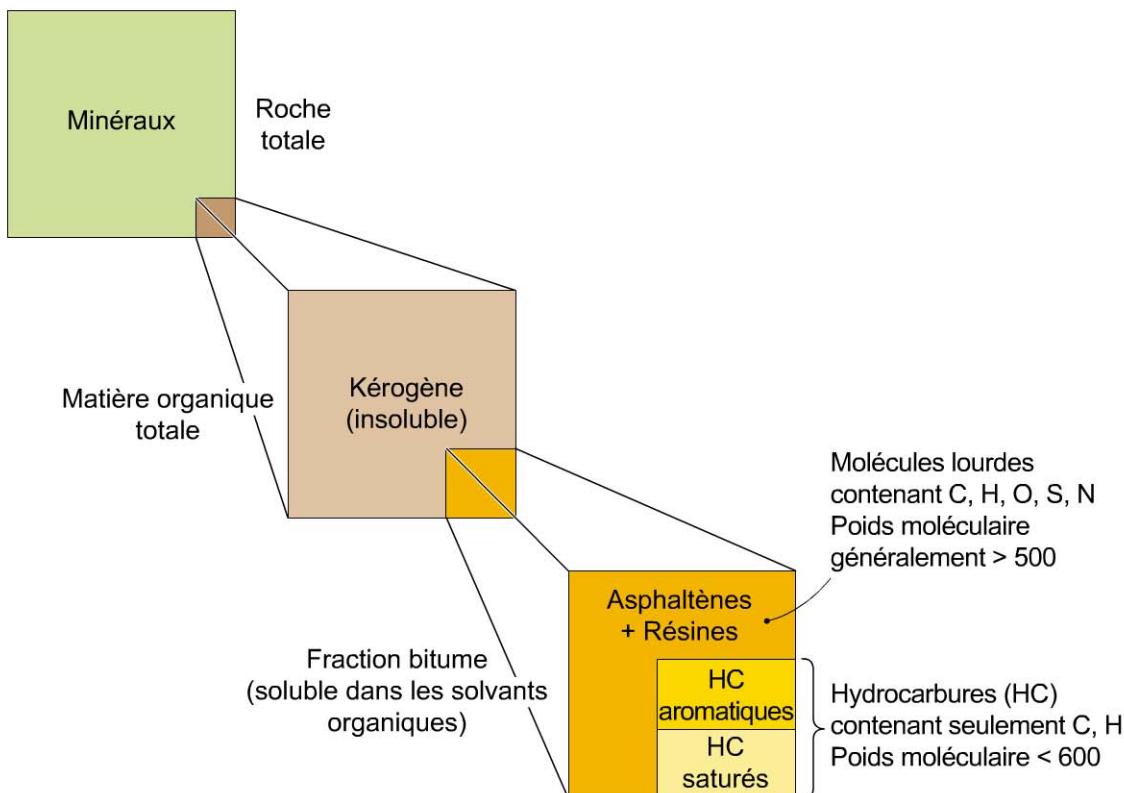


Figure 5.8 – Représentation des différentes fractions organiques dans les roches sédimentaires : matière organique totale, kérogène, bitumes et hydrocarbures au sens strict. D'après Tissot et Welte, 1978.

Le premier mécanisme est appelé *processus de recondensation*, qui, par polymérisation aléatoire entre protéines et glucides, forme des molécules peu dégradables appelées *mélanoidines*.

Le deuxième mécanisme est la **sulfuration naturelle**, qui a été décrite dans le paragraphe précédent. Le troisième mécanisme, appelé *encapsulation*, permet la protection de petites molécules dans des microcavités au sein des macromolécules organiques.

Le kérogène est initialement assez désordonné et sa structure, difficile à reconstituer, traduit, d'une part, la composition des molécules organiques présentes dans les organismes sources et, d'autre part, les réactions auxquelles ont été soumises ces substances au cours de la diagenèse précoce (figure 5.9).

Malgré l'apparente homogénéité liée à sa définition, le kérogène est finalement très variable. Cela s'explique par son origine, ses conditions de dépôt, ainsi que sa maturité thermique. Les différences se traduisent essentiellement dans sa composition chimique, mais aussi dans son potentiel à générer des hydrocarbures.

Cela a conduit les pétroliers à reconnaître différents **types de kérogènes**, définis à partir de séries sédimentaires de référence.

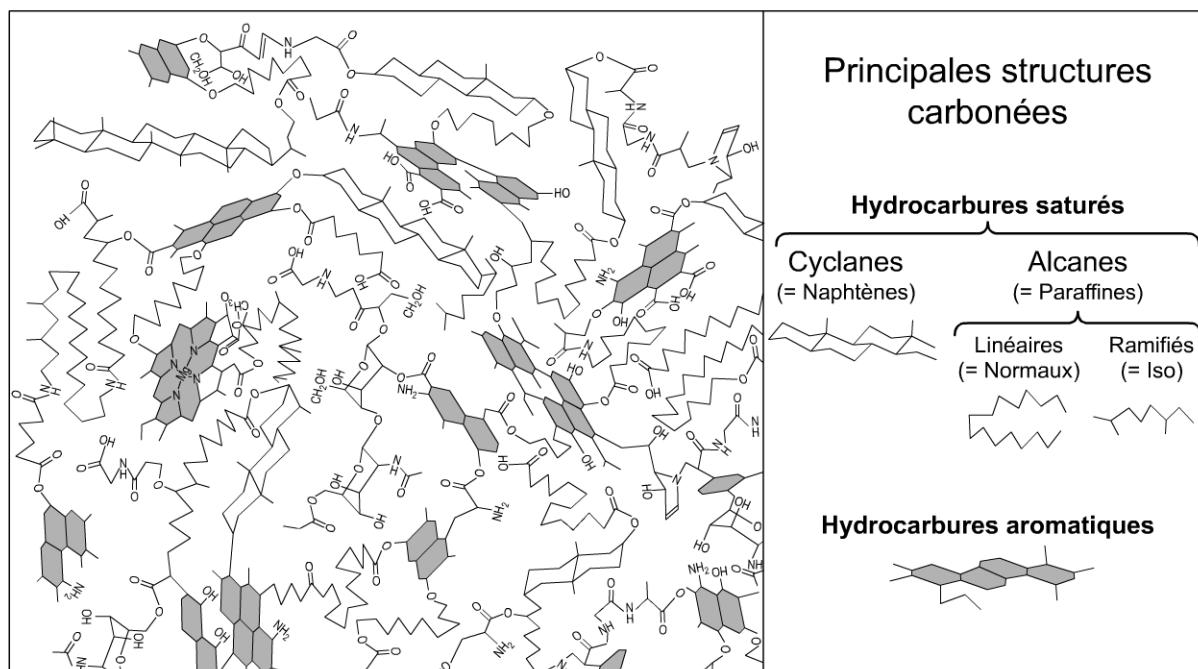


Figure 5.9 – Représentation schématique de la structure chimique d'un kérogène du Toarcien (formation des schistes cartons) du bassin de Paris (type II, voir ci-dessous) à la fin de la diagenèse.

D'après Behar et Vandenbroucke, 1986, in Vandenbroucke et Largeau, 2007.

Les rapports atomiques de ce kérogène sont H/C = 1,34 et O/C = 0,20.

3.2 Les différents types de kérogènes

La matière organique des sédiments est principalement constituée de C ($\approx 77\%$ en masse de la matière organique), H ($\approx 8\%$) et O ($\approx 11\%$). Aussi, les quatre principaux types de kérogènes, que l'on pourrait appeler *organotypes*, sont définis à partir des teneurs en chacun de ces trois éléments, visualisées dans un graphique montrant les rapports atomiques H/C vs O/C, appelé **diagramme de van Krevelen**, auquel on ajoute parfois le rapport S_{org}/C (figure 5.10) :

- **Le type I**, défini à partir de la formation des Green River Shales (Éocène, États-Unis) est riche en hydrogène (H/C > 1,5) et pauvre en oxygène (O/C < 0,1) lorsqu'il est immature. Fréquemment associé aux environnements lacustres – mais pas uniquement –, le type I correspond à une accumulation de parois aliphatiques résistantes synthétisées par certaines algues (notamment les *Botryococcus*) ou bactéries. Le type I a les meilleures qualités pétrolières, mais il est rare et représente moins de 3 % des roches-mères.
- **Le type II**, défini à partir de la formation géologique des schistes cartons (Toarcien, bassin de Paris) est moyennement riche en hydrogène et en oxygène (1 < H/C < 1,5 ; 0,1 < O/C < 0,2). Fréquemment assimilé à la matière organique marine, il correspond en fait à une matière organique d'origine phytoplanctonique retravaillée par les microbes et accumulée en conditions réductrices, aussi bien en milieu

marin que lacustre. Il est à l'origine de la majorité des pétroles et donne des huiles naphténo-aromatiques.

- Le **type III**, défini à partir des sédiments de la zone de Logbaba (petit village du bassin de Douala, au Cameroun, siège d'une source de pétrole, maintenant complètement englobé dans la mégapole de Douala) ainsi que du delta de la Mahakam (Tertiaire à Actuel, Indonésie) est pauvre en hydrogène et riche en oxygène ($H/C < 1,0$; $O/C > 0,2$). Il correspond à de la matière organique issue de végétaux supérieurs. C'est aussi le type de la matière organique présente dans les charbons humiques. Selon le milieu de dépôt, la matière organique de type III peut être essentiellement composée de débris ligneux (auquel cas elle ne pourra générer que du gaz), ou contenir une certaine proportion de cuticules (auquel cas elle pourra générer des pétroles paraffiniques).
- Le **type IV** correspond à la « matière organique dispersée » et est très appauvri en hydrogène et enrichi en oxygène. Il correspond à un résidu de dégradation de n'importe quelle matière organique et n'a aucun potentiel pétrolière. On le qualifiera de *carbone inerte* ou *inertinite*.

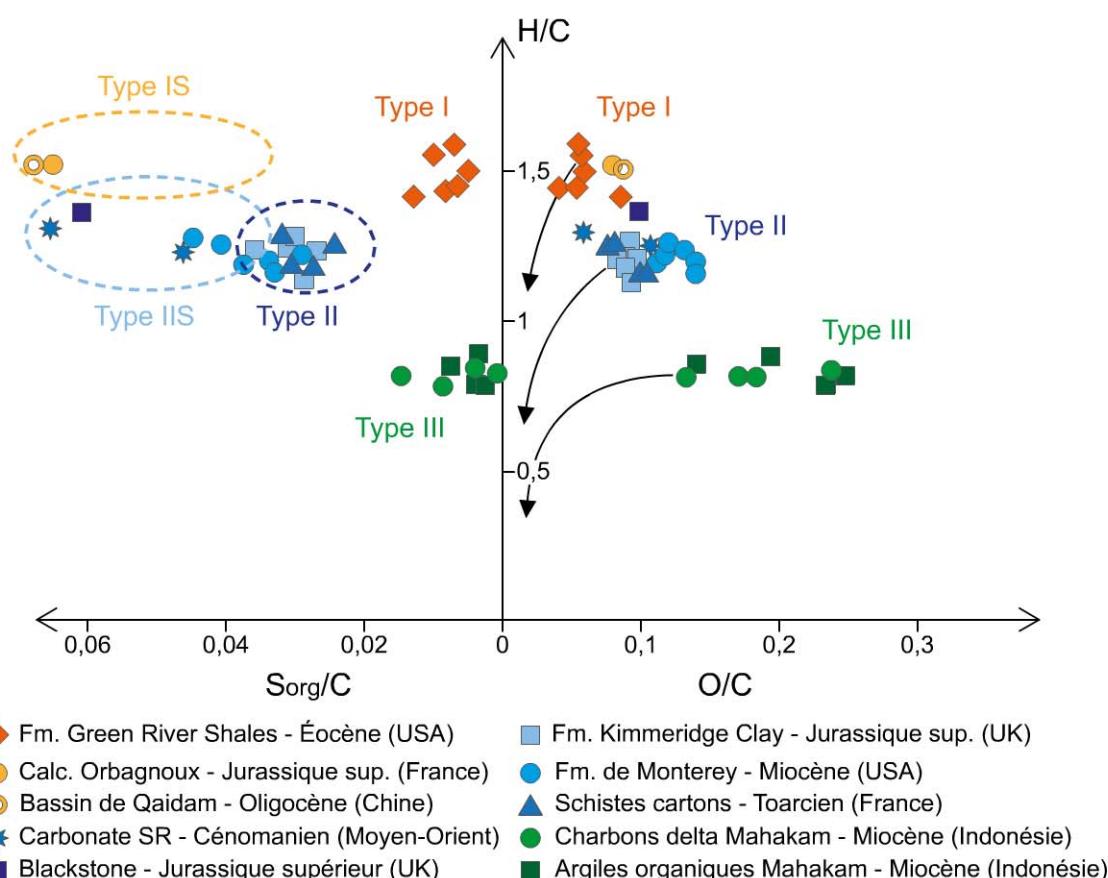


Figure 5.10 – Localisation des principaux types de kérogènes dans un diagramme de van Krevelen étendu, incluant les rapports H/C , O/C et S_{org}/C . D'après Huc, 2013. Il s'agit ici de kérogènes immatures et le véritable diagramme de van Krevelen est montré sur la figure 5.15.

En plus de ces quatre types, on reconnaît les **types IS et IIS**, qui, s'ils sont de même origine que les précédents, s'en distinguent par une forte teneur en soufre organique ($S_{\text{org}}/\text{C} > 0,04$). Cette richesse en soufre s'acquiert au cours de la diagenèse précoce par sulfuration naturelle et traduit souvent un dépôt de la matière organique en milieu marin très réducteur et pauvre en fer réactif. Les kérogènes riches en soufre génèrent plus précocement des hydrocarbures, mais les pétroles obtenus sont visqueux et soufrés, ce qui crée de nombreux problèmes au cours de leur extraction et de leur traitement ultérieur en raffinerie.

3.3 Le principe de la méthode Rock-Eval®

Cette méthode sert à quantifier le potentiel pétrolière du kérogène. Pour déterminer le potentiel d'une roche-mère, on en réalise une pyrolyse dans des conditions expérimentales précises, et on étudie les différents produits libérés. Cette pyrolyse reproduit, sur un temps beaucoup plus court et à des températures beaucoup plus élevées, la décomposition thermique des kérogènes qui intervient lors de la subsidence des bassins sédimentaires. La méthode de référence est la pyrolyse **Rock-Eval**, développée dans les années 1970 par l'Institut français du pétrole et Petrofina.

Le principe de la pyrolyse Rock-Eval est celui d'une pyrolyse graduelle en milieu ouvert d'environ 65 mg de roche préalablement séchée et broyée (figure 5.11). Les produits hydrocarbonés générés lors de la montée en température sont analysés à leur sortie du four grâce à un détecteur à ionisation de flamme ou FID (*flame ionisation detector*). La quantité d'hydrocarbures déjà présents, ou hydrocarbures libres, dans la roche au début de l'analyse et libérés à la température de 300 °C constitue le **pic S1** du Rock-Eval, avec la différenciation possible de l'huile (pic S1') et du gaz (pic S0) présents dans l'échantillon. Ces hydrocarbures peuvent être indigènes ou migrés.

Le potentiel pétrolière résiduel du kérogène au stade de maturité atteint par la roche-mère lors de son échantillonnage est obtenu par la mesure de la **quantité d'hydrocarbures générée** entre 300 et 650 °C dans le four de pyrolyse. Elle correspond ainsi au **pic S2** du Rock-Eval.

Ce procédé mesure également, grâce à des cellules infrarouges, la **quantité de CO et CO₂** produite lors de la pyrolyse : il s'agit du **pic S3**, donnant ainsi une information complémentaire sur la teneur en oxygène de la matière organique. La température du four lorsque le pic S2 est à son maximum est appelée **T_{max}**. Elle est d'autant plus élevée que le kérogène a connu une transformation thermique poussée dans les conditions naturelles, ce qui en fait un paramètre de maturité des roches-mères (*cf. encart 5.5*).

Dans une seconde étape de l'analyse Rock-Eval, l'échantillon résiduel est brûlé sous air entre 300 et 850 °C. Le carbone résiduel (CO et CO₂) demeuré dans l'échantillon après pyrolyse est alors détecté (**pic S4**) ainsi que l'essentiel du carbone issu du craquage thermique des carbonates (**pic S5**).

3 Les transformations postérieures au dépôt de la matière organique

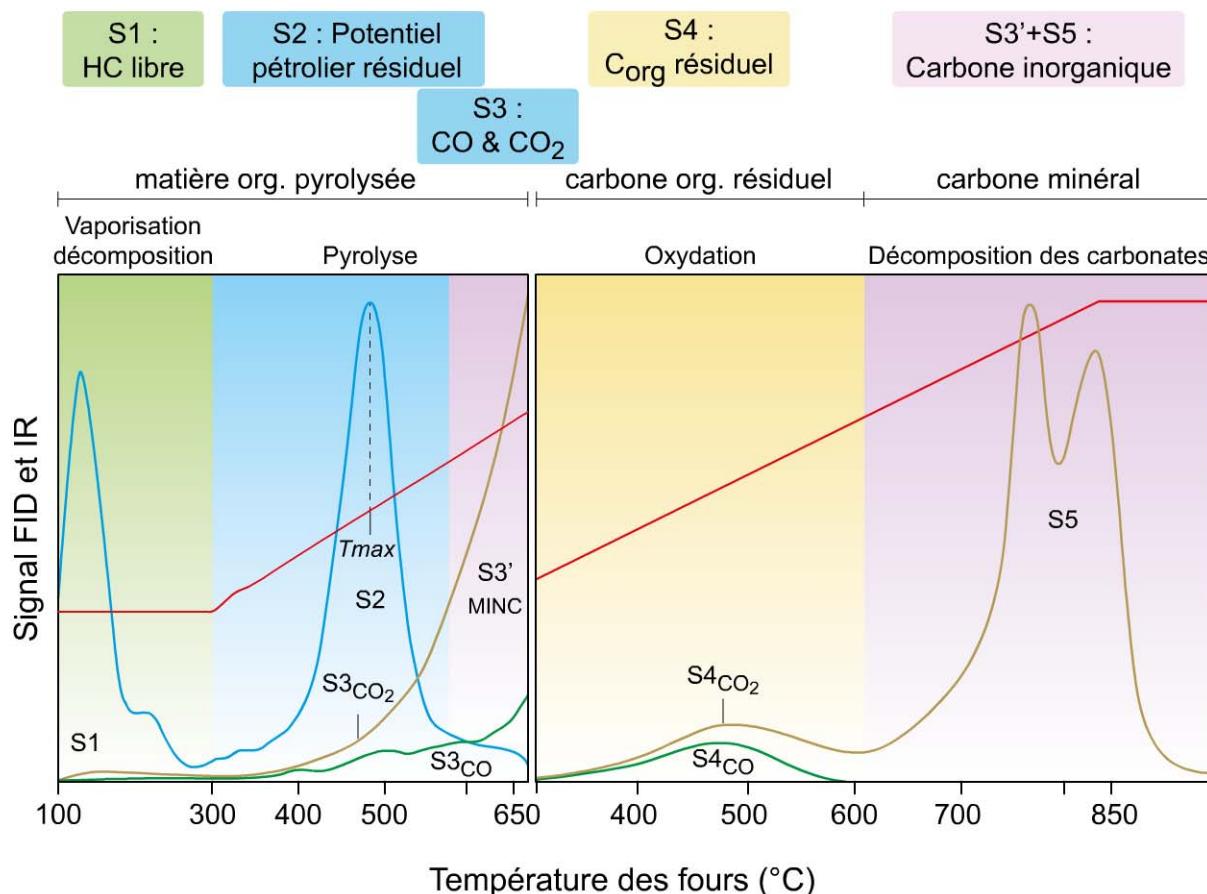


Figure 5.11 – Méthode Rock-Eval: les différents pics et les températures correspondantes.

Plusieurs paramètres sont calculés à partir des mesures précédentes, souvent normées par rapport au COT pour tenir compte de l'hétérogénéité des échantillons :

- **L'index de production (IP = $S1/(S1 + S2)$)** indique le niveau de génération des hydrocarbures puisqu'il augmente en effet en début de fenêtre à huile. Il peut être aussi **indicateur d'un enrichissement anormal en hydrocarbures** (réservoir imprégné ou pollution).
- **L'index d'hydrogène (IH = $S2 \times 100 / \text{COT}$)** est un **paramètre clé** qui est absolument nécessaire à la caractérisation du type de kérogrène. Il nécessite cependant une bonne appréciation du niveau de maturité atteint et ne peut être un indicateur de la nature de la matière organique que lorsque celle-ci est immature (c'est-à-dire avec un $T_{max} < 440$ °C).
- **L'index d'oxygène (IO = $S3 \times 100 / \text{COT}$)** est utilisé en association avec l'index d'hydrogène pour caractériser les kérogrènes en tenant compte du niveau de maturité.

Un **diagramme IH vs IO** (dit *pseudo van Krevelen*) permet ainsi de définir rapidement les trois types principaux de kérogrènes (figure 5.12).

Tableau 5.2 – Classification des matières organiques sédimentaires et principales caractéristiques des types de kérogènes.
D'après Durand, 1980, Vandebroucke et Largeau, 2007, et autres sources.

Type de kérogène	Biomasse d'origine	Milieu de dépôt le plus fréquent	Rapport H/C	Rapport O/C	Rendement en HC (mg/g) = IH Rock-Eval	Concentration initiale dans la roche-mère	Matériau utile
I	Algaire et/ou bactérien	Lacustre	1,35 à 1,65	0,05 à 0,08	Excellent > 600 et jusqu'à 900	Très forte 15-40%	Charbon d'algue Schiste bitumineux
II	Phytoplancton	Marin	1 à 1,25	0,10 à 0,15	Bon < 600 et souvent ≈ 400	Forte 10-20%	Excellente roche-mère à huile
III	Végétaux supérieurs	Tourbière	0,7 à 0,85	0,10 à 0,40	Variable Médiocre 200 à 350	Moyenne 2-10%	Schiste bitumineux Roche-mère typique
IV	Résiduel (très oxydé)	Tous	< 0,5	Variable Souvent > 0,25	Très faible à nul < 100	Très faible < 0,5%	Charbon Roche-mère médiocre à gaz

3 Les transformations postérieures au dépôt de la matière organique

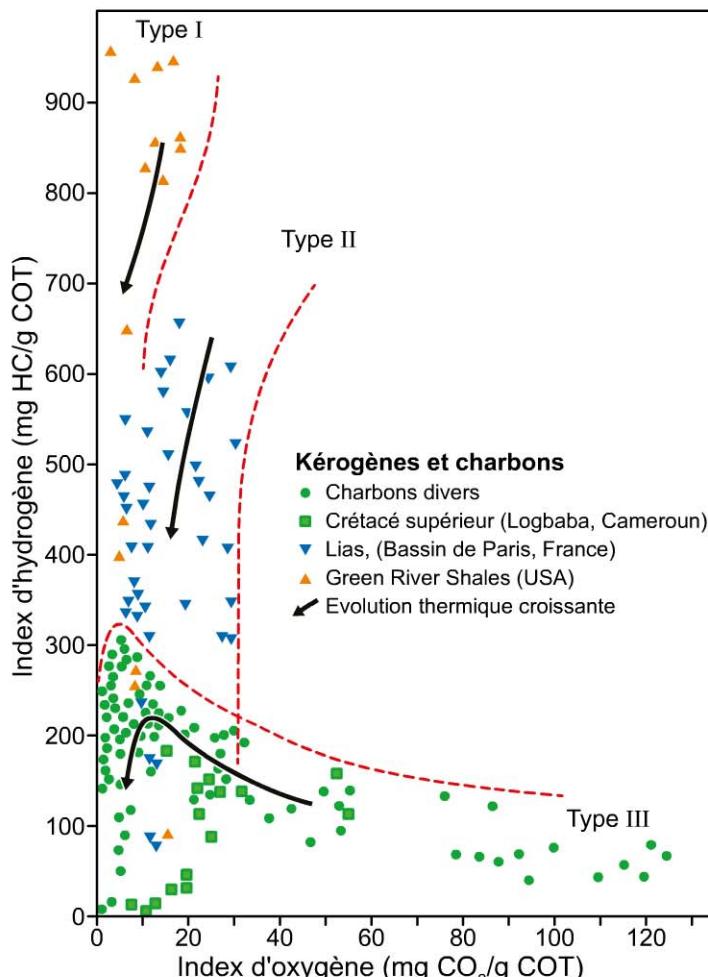


Figure 5.12 – Diagramme IH vs IO montrant les principaux types de matières organiques.

Comme les différents paramètres de la pyrolyse traduisent à la fois le **potentiel résiduel** du kerogène analysé et son **niveau de maturité**, il est impératif de décomposer ces deux effets pour qualifier correctement une roche-mère. Pour des roches-mères matures, il est donc indispensable d'estimer les valeurs initiales du potentiel pétroliègne (S_2_i ou S_2_0 , exprimé en mg HC/g ou kg HC/t de roche), la teneur en COT (COT_i ou COT_0) et de recalculer la valeur initiale d'IH. Les diagrammes S_2 vs COT donnent une bonne idée du potentiel des roches-mères pétrolières (figure 5.13).

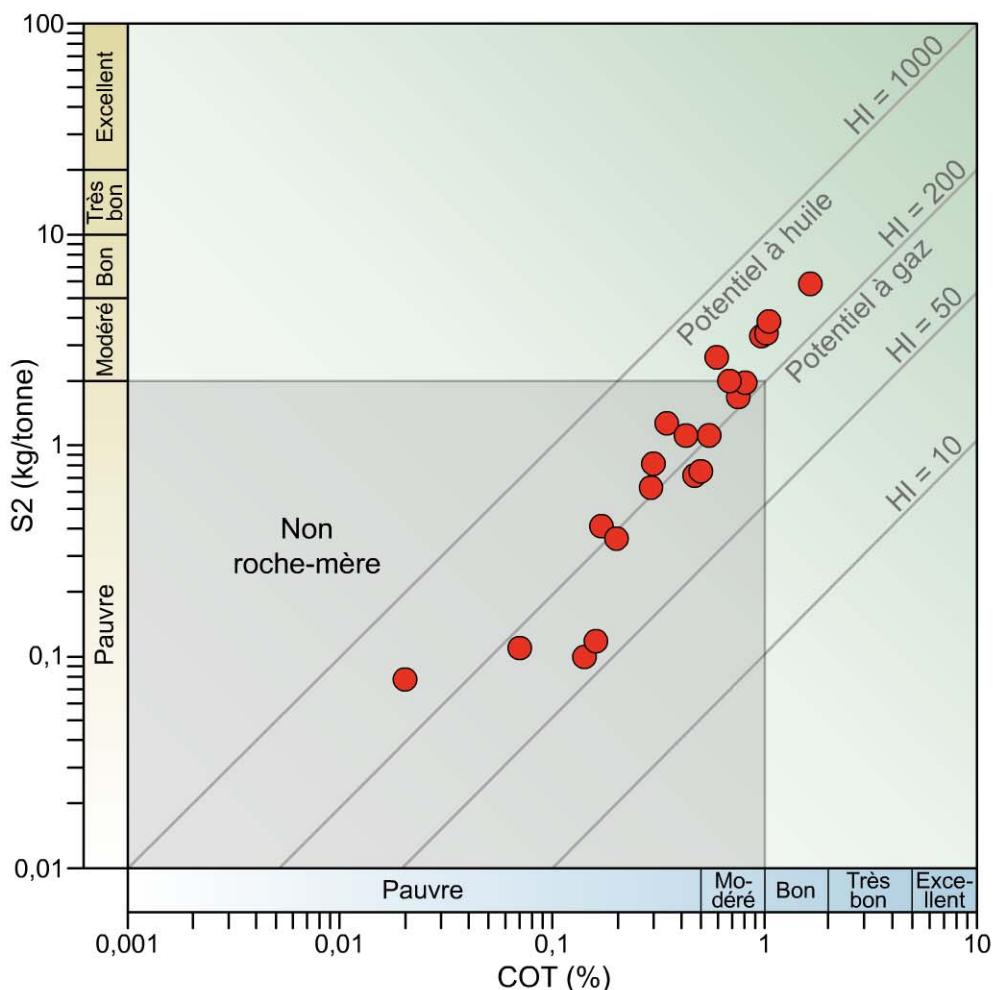


Figure 5.13 – Diagramme S2 vs COT permettant de définir le potentiel pétrolièr d'un échantillon.

3.4 Diagenèse thermique, phases de catagenèse-métagénèse et génération des hydrocarbures

On a vu que, au début de la diagenèse sédimentaire, la matière organique se transforme chimiquement sous l'effet des dégradations microbiennes et s'organise pour former le kérogène. Avec l'enfoncissement des sédiments, la dissociation des composés organiques passe progressivement sous contrôle thermique, à partir de températures de l'ordre de 40-50 °C. On parle alors de **craquage primaire**.

La première réaction qui se produit lors du craquage thermique est la rupture de liaisons oxygénées de type C–O qui relient entre eux les différents motifs hydrocarbonés au sein de la macromolécule qu'est le kérogène. Au cours de ce craquage sont générés du CO₂ et de l'H₂O ainsi que des molécules de poids moléculaires élevés qui peuvent contenir des hétéro-éléments (N, S et O). Ces édifices structuraux sont appelés des **résines** et des **asphaltènes**. Il s'agit de composés très visqueux qui sont cependant solubles dans les solvants organiques. Les résines étant moins lourdes que les asphaltènes, on les sépare par précipitation dans l'heptane ou l'hexane. Ces premières

réactions qui se produisent à des températures comprises entre 40 et 80 °C s'apparentent plutôt à une dépolymérisation et ne génèrent pas d'hydrocarbures *sensu stricto*.

La production des hydrocarbures *sensu stricto* appelée **cata-génèse** a lieu à des températures comprises entre 100 et 140 °C. Les hydrocarbures proviennent à la fois du craquage du kérogène résiduel mais aussi de celui des asphaltènes et résines formés à l'étape précédente. Les premiers hydrocarbures formés sont lourds et liquides (avec des molécules dont le nombre d'atomes de carbone est compris entre 15 et 40) puis deviennent de plus en plus légers au fur et à mesure de l'augmentation température/profondeur. Avec l'augmentation de température, ces hydrocarbures peuvent eux aussi subir des réactions de craquage. En particulier les aromatiques alkylés, c'est-à-dire portant une chaîne hydrocarbonée sur un noyau aromatique, peuvent se casser en libérant alors une molécule aliphatique (alcano). Ainsi le rapport saturés/aromatique (Sat/Aro) croît avec la maturité du kérogène. À la fin de la cata-génèse, le kérogène résiduel a libéré tout son potentiel d'hydrocarbures aliphatiques et il ne reste plus que des structures aromatiques condensées portant des petits groupes méthyles (CH_3).

La troisième étape est la libération de ces petits méthyles sous forme de méthane. Cette réaction appelée **métagenèse** a lieu à des températures comprises entre 180 et 220 °C. En même temps, les hydrocarbures restés dans la roche-mère peuvent subir un craquage thermique dit *secondaire* qui les transformera en molécules de plus en plus petites (notamment gazeuses). Le résidu carboné tendra, lui, vers une structure pré-graphitique.

Au cours de ces transformations, on assiste à un fractionnement isotopique du carbone, qui est particulièrement marqué pour le méthane. On utilise la valeur isotopique du méthane ($\delta^{13}\text{C}$) et le rapport de la concentration en méthane sur la somme des gaz (C_1 à C_4) pour distinguer son origine, biogénique ou thermogénique (figure 5.14). Les gaz rares associés au méthane (*cf.* § 3 du chapitre 2) servent aussi à cette caractérisation des sources du gaz.

Au-delà de 250 °C, ce qui reste du kérogène est totalement inerte et ne produit plus d'hydrocarbures. On parle alors de système générateur surmature, ou *overmature* en anglais.

Ces trois phases successives à température croissante (diagenèse, cata-génèse, métagenèse) peuvent être suivies à partir des variations des teneurs de trois éléments cardinaux constituant les kérogènes (carbone, hydrogène et oxygène) et être visualisés par des chemins d'évolution sur le diagramme de van Krevelen (figure 5.15). Les transformations du kérogène en hydrocarbures peuvent facilement être mises en parallèle avec la **houillification**, ou charbonisation, qui, à partir des matières organiques dérivant des végétaux supérieurs très concentrées initialement dans le milieu de dépôt, conduit des tourbes peu matures aux anthracites très matures, en passant par les stades lignite et houille ou charbons bitumineux.

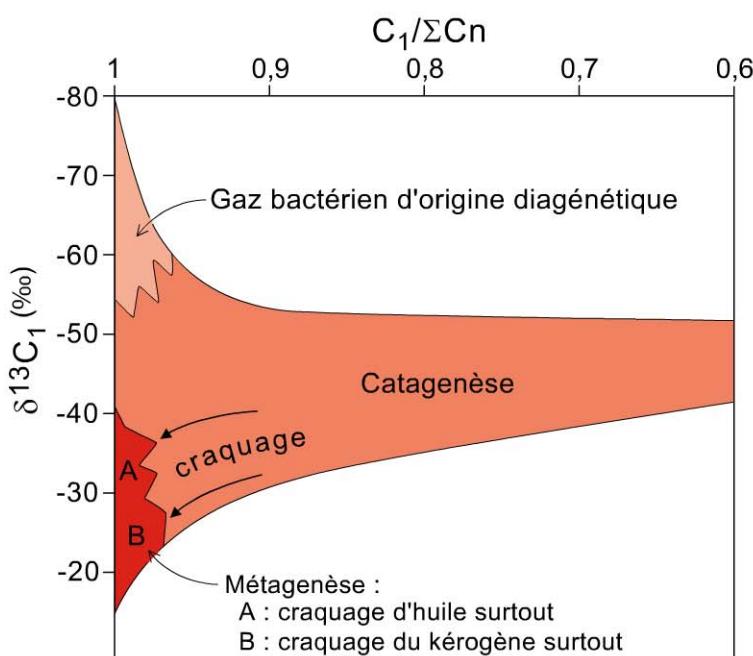


Figure 5.14 – Évolution du $\delta^{13}\text{C}$ du méthane en fonction du rapport méthane/somme des gaz.

On constate que le méthane bactérien est nettement plus appauvri en ^{12}C que le méthane thermogénique.

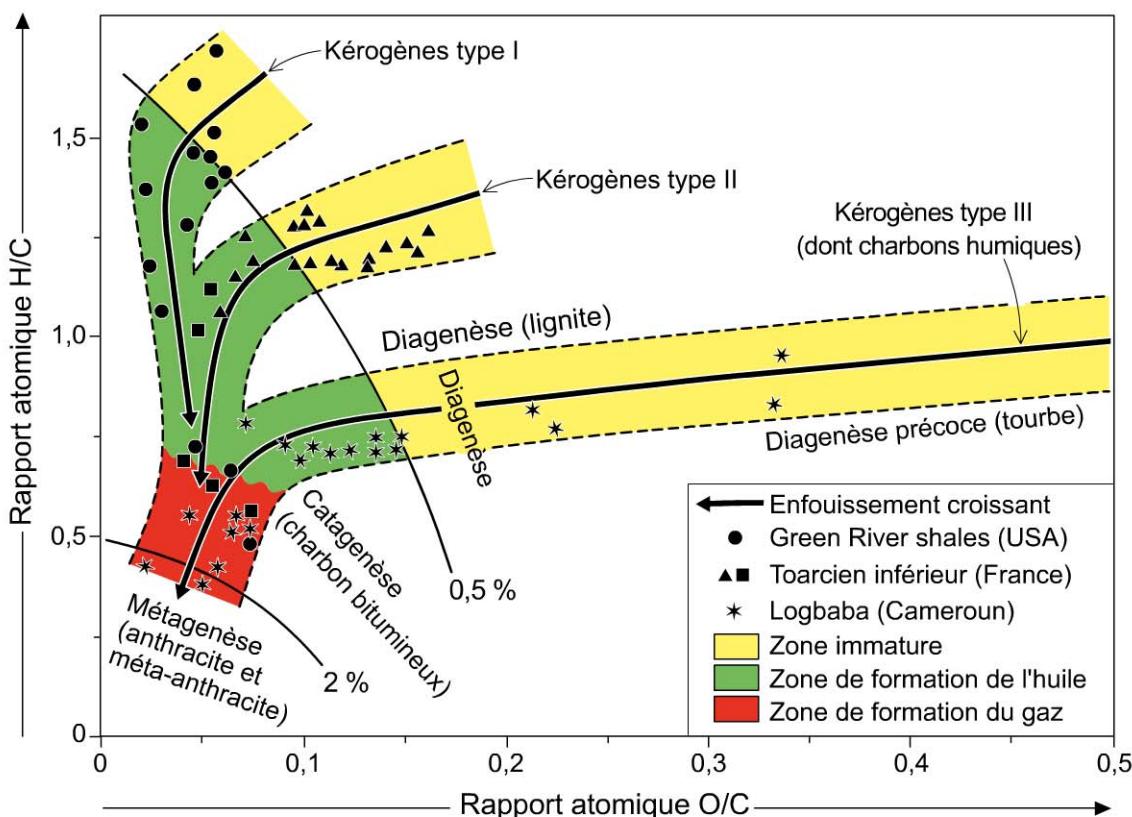


Figure 5.15 – Représentation de l'évolution géochimique des kérogènes et principales zone de formation des hydrocarbures dans le diagramme de van Krevelen. D'après Durand, 1980.

La figure 5.16 présente l'évolution des différentes formes de matières organiques contenues dans une roche sédimentaire en fonction de sa profondeur d'enfouissement et en supposant que la quantité de carbone organique reste constante depuis la surface jusqu'au fond du bassin sédimentaire.

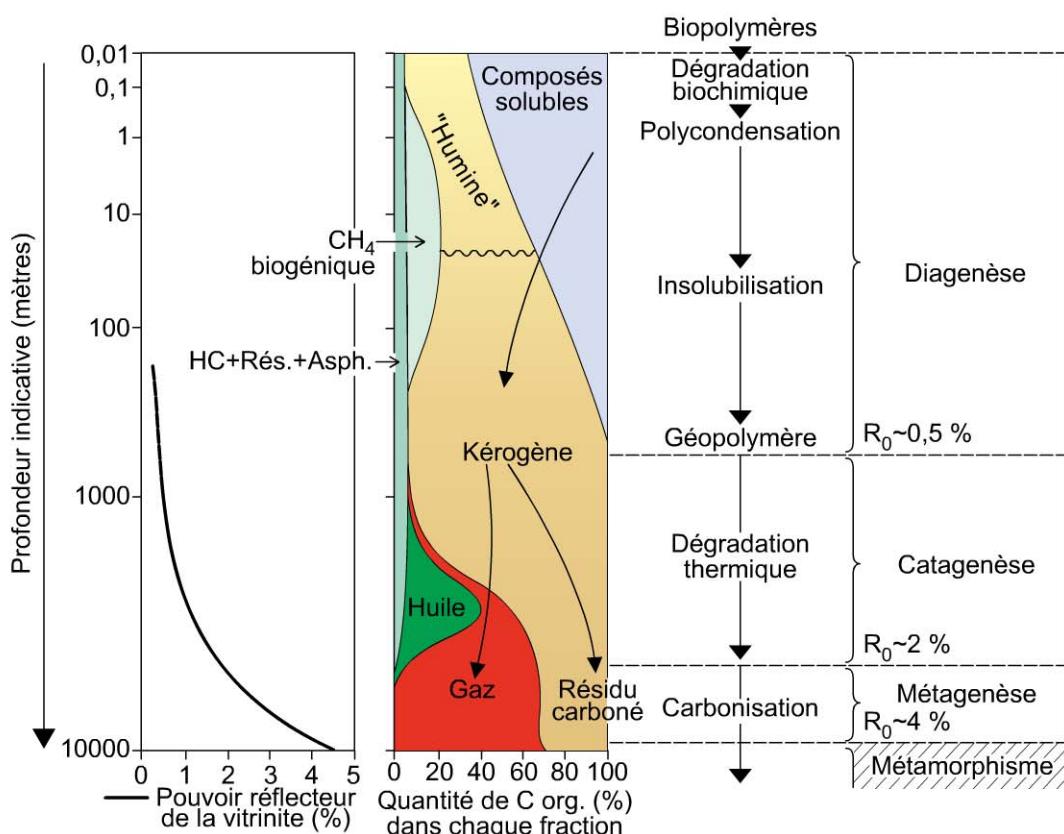


Figure 5.16 – Évolution générale des formes de la matière organique en fonction de la profondeur sans expulsion des hydrocarbures.
Modifié d'après Tissot et Welte, 1984.

Dans les premières centaines de mètres qui marquent la diagenèse précoce, on assiste à (1) la dégradation et la transformation des biomolécules, issues du vivant, en géomolécules et (2) à la production de méthane bactérien. En fin de diagenèse, le produit organique stable, formé par polymérisation et éventuellement sulfuration naturelle des composés ayant échappé à la dégradation, répond vraiment à la définition du kérogène.

Les gammes de profondeur mentionnées dans ce qui suit dépendent bien sûr du régime thermique local ou régional et donc des flux en base de pile sédimentaire. À ces gammes de profondeur – utiles pour la pédagogie –, on pourra parfois substituer des gammes de température : 60 °C, 120 °C, 160 °C...

À des profondeurs de 1 500 à 2 000 m, les premières altérations thermiques génèrent des acides organiques et un peu de méthane et d'éthane (gaz thermiques précoces), voire de petites quantités de gazoline. Au-delà, à partir de 2 500 m environ, des réactions de craquage thermique s'amplifient et se généralisent. Elles conduisent à la formation de composés polaires (résines, asphaltènes) et d'hydrocarbures à longue chaîne, puis, à des

profondeurs supérieures, à celle d'hydrocarbures à chaîne de plus en plus courte. C'est la phase de **catagenèse**.

Lorsque la profondeur augmente encore (c'est variable selon les bassins mais à partir d'environ 3 500 m dans le cas de la figure 5.16), l'huile n'est plus stable thermiquement et les hydrocarbures qui la composent craquent à leur tour pour donner *in fine* des molécules gazeuses. Dans le même temps, ce qui reste de potentiel pétrolière au kérogène (qui mérite de moins en moins son nom) est également libéré sous forme d'hydrocarbures gazeux, principalement du méthane. À la fin de cette étape, appelée **métagénèse**, il ne reste plus de la matière organique initiale, d'un côté qu'un résidu formé presque exclusivement de carbone (sous forme d'un assemblage de noyaux polyaromatiques très condensés qui deviendra du graphite si la roche subit le métamorphisme) et de l'autre côté du méthane seul (gaz sec).

On appelle **fenêtre à huile** l'intervalle de profondeur et de température, variable selon les bassins sédimentaires, où le craquage thermique du kérogène produit la majorité des fractions liquides du pétrole, et **fenêtre à gaz** l'intervalle de profondeur et de température où le craquage thermique ultime du kérogène et le craquage secondaire de l'huile produisent la majorité des fractions gazeuses. La transition entre les deux est marquée par la formation du **gaz humide**, ou **gaz à condensat**.

Du point de vue composition des hydrocarbures générés, les kérogènes de type I produisent souvent des hydrocarbures dont le mode est centré entre $n\text{-C}_{16}$ et $n\text{-C}_{21}$, sans prédominance d'une longueur de chaîne par rapport à une autre. Les hydrocarbures produits par les kérogènes de type II présentent des modes centrés sur des longueurs de chaînes en $n\text{-C}_{15}$ et $n\text{-C}_{17}$ alors que les hydrocarbures de type III sont plus lourds que les précédents ($n\text{-C}_{25}$ à $n\text{-C}_{31}$) et présentent une forte dominance des termes impairs (figure 5.17).

L'énergie thermique nécessaire au craquage des kérogènes, appelée **énergie d'activation** (selon la loi d'Arrhenius), est déterminée en soumettant des kérogènes de différentes lignées à des maturations expérimentales et repose sur l'utilisation de l'équation d'Arrhenius, qui décrit la cinétique de production d'une certaine quantité d'huile (dx/dt) aux dépens d'une quantité de kérogène (x):

$$\frac{dx}{dt} = -kx^n \quad \text{avec} \quad k = Ae^{\left(-\frac{E}{RT}\right)} \quad \text{et} \quad n = 1$$

avec :

- A : facteur pré-exponentiel (s^{-1}) ;
- E : énergie d'activation apparente (kJ.mol^{-1}) ;
- R : constante des gaz parfaits ($0,001987 \text{ kJ.mol}^{-1}$) ;
- T : température (K).

Dans cette équation apparaissent deux paramètres, la température et le temps (T et t), qui agissent de façons très différentes, la température agissant de manière exponentielle et le temps de manière linéaire.

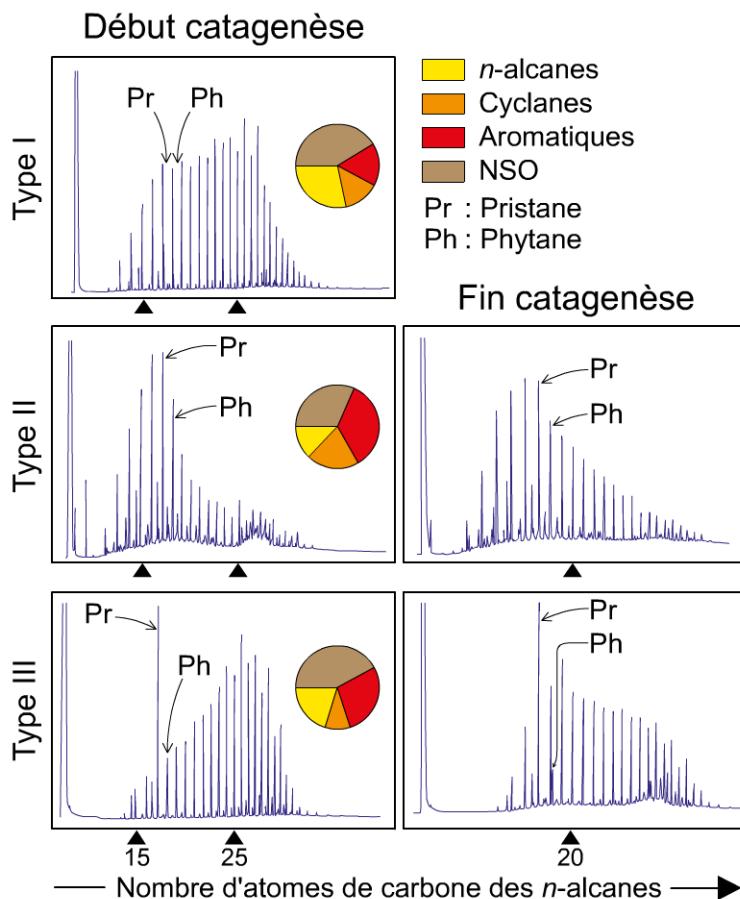


Figure 5.17 – Chromatogrammes des extraits de roches-mères contenant des kérogènes des différents types (I, II et III) en fonction de la distribution des n-alcanes entre le début et la fin de la catagenèse.

Il se trouve aussi que la distribution des énergies nécessaires au craquage de chacun des types de kérogènes est plus ou moins étalée. La gamme d'énergie nécessaire au craquage des kérogènes de type III est bien plus large que celle nécessaire au craquage du type II, et celle pour le type I est étroite (avec un mode et un comportement mono-énergétique) mais avec une énergie d'activation supérieure à celle des kérogènes de types II et III. Cette propriété résulte de la nature différente des espèces moléculaires présentes dans les kérogènes de type I et de leurs liaisons. Une exception toutefois concerne les kérogènes soufrés (types IS et IIS), dont le craquage intervient dès 50 à 60 °C et qui produisent des huiles soufrées et du H₂S.

Ces propriétés font que, toutes choses égales par ailleurs, le taux de transformation (TT, aussi noté TR, *transformation ratio*) des différents types de kérogènes en hydrocarbures sera différemment réparti dans le temps (figure 5.18). De ces simulations, il ressort que la formation des hydrocarbures (à taux de transformation égal à 0,5) peut s'étaler sur une fenêtre de 40 à 50 Ma en fonction de leur type de kérogène. Cet élément est crucial lorsque l'on essaie de reconstituer la chaîne géopétrolière et la chronologie de la génération des hydrocarbures dans un bassin en regard, par exemple, de celle de la formation des pièges potentiels.

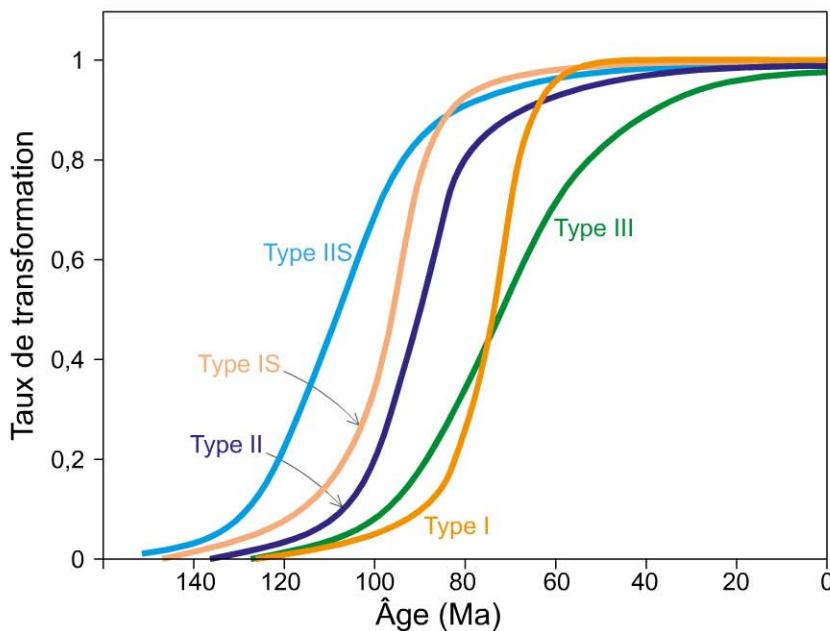


Figure 5.18 – Comparaison des courbes calculées de l'évolution du taux de transformation du kérogène en hydrocarbures pour les types I, IS, II, IIS et III avec une roche-mère déposée au même moment et subissant un gradient géothermique constant de 34 °C/km et un taux de recouvrement (enfouissement de la roche-mère) constant de 32 m/Ma.

Encart 5.5 Les marqueurs organiques de paléotempératures

Reconstituer l'histoire thermique d'un bassin sédimentaire est essentiel en géologie pétrolière afin de déterminer l'évolution des températures au cours du temps et plus particulièrement la température maximale atteinte par les roches-mères pour en inférer leur degré de maturité actuel.

Le phénomène est en effet irréversible et c'est bien l'enfouissement associé et les flux thermiques qui vont déterminer la maturité du kérogène ou son **niveau maximal de métamorphisme organique** (LOM ou *level of organic metamorphism* de certains auteurs, notamment ceux de Shell). Parmi les paramètres de maturité, il existe plusieurs paléothermomètres organiques.

Le plus fréquemment employé est la **réflectance** (ou **pouvoir réflecteur**) de la vitrinite, particule organique (ou macéral) de teinte généralement grise, fréquente dans les charbons et les roches-mères de type III et dérivant de tissus ligno-cellulosiques gélifiés. Ces mesures ont été mises au point par les ingénieurs allemands travaillant sur les évolutions des charbons pour l'industrie extractive minière, notamment dans la Ruhr au début du XX^e siècle. On mesure au microscope la capacité à réfléchir la lumière, propriété qui évolue de manière continue avec l'augmentation de température et de maturité du kérogène. L'augmentation de la réflectance de la vitrinite traduit en réalité l'abondance des entités aromatiques et leur progressive organisation en plans pré-graphitiques au sein des résidus carbonés. La valeur de la réflectance (notée **PR**, pouvoir réflecteur, ou **Ro**, reflectance in oil) est utilisée pour déterminer le rang des charbons et par extension celui des kérogènes.

Un PR de la vitrinite (noté parfois PRV ou VRo) de 0,5% marque le passage de la diagenèse à la catagenèse, et un PRV de 2% celui de la catagenèse à la métagenèse. Au sein de la catagenèse, le passage du domaine de production des huiles à celui du gaz humide est de l'ordre de 0,9 à 1% PRV. Les courbes d'isoréflectance du PRV sont reportées sur le diagramme de van Krevelen afin de délimiter les différentes étapes de transformation des kérogènes (cf. figures 5.15 et 5.16).

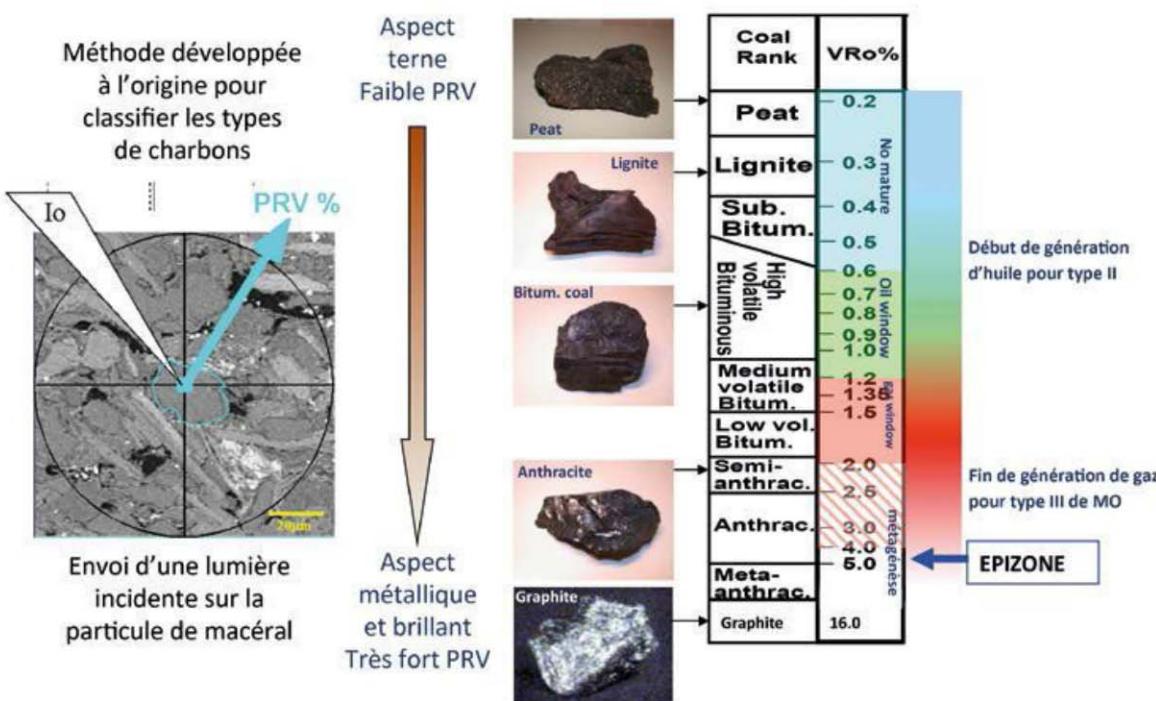


Figure 5.19 – Principe de la mesure du PRV. Document Total.

En absence de vitrinite, dans les séries contenant des kérogènes de type II ou dans des roches déposées avant la conquête des terres émergées par les plantes supérieures, une échelle de réflectance des bitumes (dite de Jacob) est parfois utilisée. C'est le cas des séries pré-dévonniennes. On peut utiliser pour la même raison un pouvoir réflecteur des fossiles de graptolites datant du Silurien (Afrique du Nord par exemple).

Un autre paramètre de maturité est la **fluorescence** des hydrocarbures présents dans la roche-mère ou de certaines particules organiques du kérogène, c'est-à-dire l'émission de lumière fluorescente en réponse à une excitation par un rayonnement UV. Le spectre d'émission va se déplacer avec la maturité, du bleuâtre au verdâtre dans les zones immatures, au jaune en début de fenêtre à huile, passant ensuite à l'orange en fin de fenêtre à huile puis au rouge sombre au-delà.

L'**index d'altération thermique** (IAT, ou TAI en anglais) des spores et grains de pollen est également utilisé. Il s'agit d'une estimation semi-quantitative de la couleur de ces particules qui, en microscopie optique, évolue du jaune clair au brun foncé-noir au cours de la maturation des roches-mères.

La **température maximale de pyrolyse** (T_{max}) est fournie par l'appareil Rock-Eval (cf. plus haut). Il s'agit de la température à laquelle est porté le four de pyrolyse lorsque l'on atteint le maximum de production des hydrocarbures (maximum du

pic S2). Des températures T_{\max} comprises entre 430-435 °C et 450-470 °C sont considérées respectivement comme l'entrée dans la fenêtre à huile et dans celle à gaz. Néanmoins ce paramètre est peu fiable pour des kérogènes de type I.

L'**évolution stéréochimique des biomarqueurs** est aussi utilisée pour reconstituer la maturité thermique d'un kérogène ou d'une huile. En effet, certains biomarqueurs se transforment en isomères plus stables au cours du temps. Le rapport de ces deux conformations est alors utilisé comme marqueur de maturité. On fait appel notamment aux stéranes et hopanes, dans lesquels la position de certaines liaisons par rapport au plan de la molécule dépend de la température.

Le **taux d'aromatisation du kérogène** peut y être mesuré par spectroscopie infrarouge, diffraction des rayons X, ou encore résonance magnétique nucléaire du proton et du ^{13}C .

Afin d'avoir une échelle de maturité commune, les différents paramètres sont convertis en valeurs du pouvoir réflecteur de la vitrinite équivalent (ou PRV_{éq}), qui sera l'indicateur universel suivant diverses échelles de conversions.

Si la température est le paramètre de premier ordre pour la genèse du pétrole, le temps joue également un rôle important (loi d'Arrhenius), mais les deux n'agissent pas de la même manière. La vitesse de transformation du kérogène est une fonction linéaire du temps alors qu'elle progresse de façon exponentielle avec la température. Une température minimale est donc nécessaire à l'initiation et à l'entretien des réactions pétrolières, mais on constate que celle-ci est d'autant plus élevée que les roches-mères sont jeunes.

L'étude de différents bassins pétroliers permet d'estimer cette température critique minimale d'entrée dans la fenêtre à huile. Elle est de l'ordre de 50-60 °C pour des roches-mères paléozoïques du Sahara ou du Canada, et de l'ordre de 100-110 °C pour des roches-mères mio-pliocènes de Californie. Il n'en demeure pas moins que, dans les bassins au gradient géothermique «normal» (autour de 30-35 °C/km), la plupart des huiles sont générées entre 110 et 140 °C et la plupart des gaz entre 150 et 230 °C.

La genèse du pétrole doit donc s'envisager sur des temps longs, allant de quelques millions d'années (Ma) dans les bassins très subsidents et chauds (jusqu'à 80 °C/km) à plus d'une centaine de Ma (et parfois plusieurs centaines) dans les provinces pétrolières cratoniques froides (25 °C/km). Cela a évidemment une conséquence directe sur la profondeur des fenêtres à huile et à gaz dans les bassins sédimentaires (figure 5.20).

Selon les bassins, l'histoire de la genèse du pétrole passe par des phases d'accélération et de stase en fonction des rythmes de la subsidence et des changements du régime thermique. Celle-ci dépend aussi de l'évolution temporelle du gradient géothermique dans le bassin et des effets que peut induire son remplissage sédimentaire. Par exemple, la présence de sel sur quelques centaines de mètres d'épaisseur peut modifier significativement le transfert de chaleur à travers la colonne sédimentaire, conduisant à une anomalie thermique plus chaude au-dessus du sel et à un effet inverse (*blanketing effect*) au-dessous. C'est tout l'enjeu de la modélisation numérique de bassin que de reconstituer cette histoire mais aussi les chemins de migration des huiles ou gaz et leur devenir une fois ceux-ci accumulés dans les réservoirs.

3 Les transformations postérieures au dépôt de la matière organique

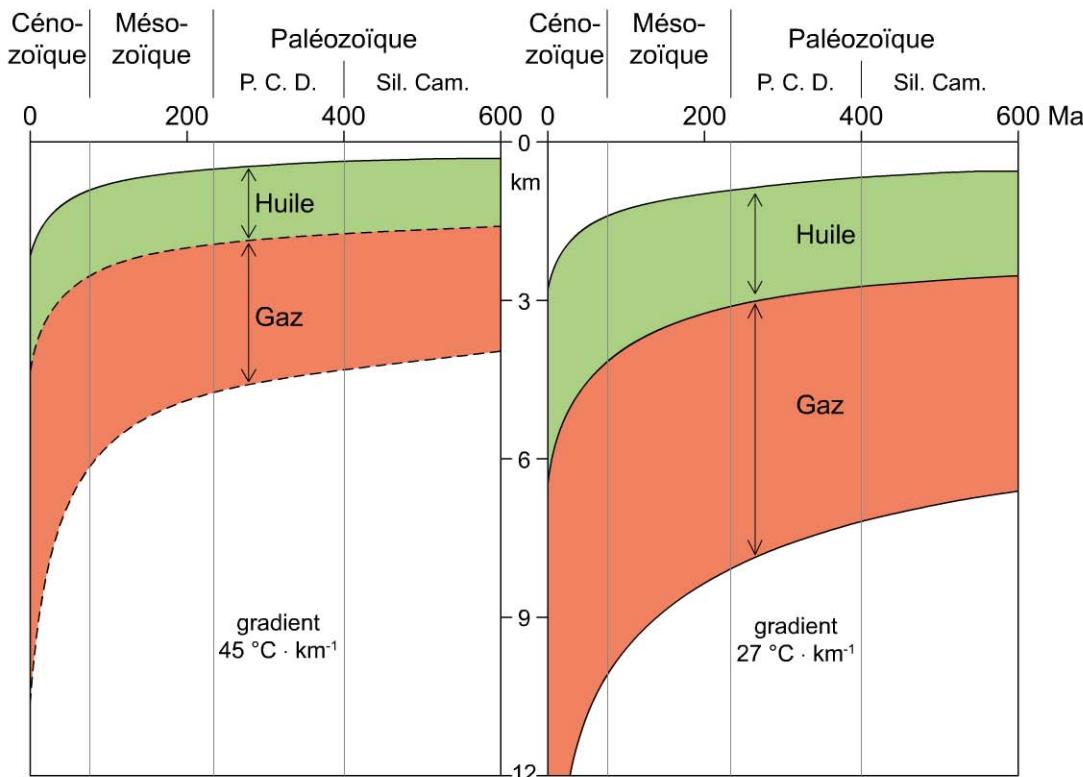


Figure 5.20 – Relation entre profondeurs des fenêtres à huile et à gaz en fonction du temps et des gradients thermiques ($45\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ et $27\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$) pour une roche-mère de type II.

Une très grande majorité des gisements pétroliers dans le monde se seraient formés durant les 100 voire 60 derniers millions d'années, c'est-à-dire durant le cycle orogénique alpin qui a permis la genèse et la structuration de bassins sédimentaires où les différents éléments de la chaîne géopétrolière ont pu se mettre en place et qui ont atteint les conditions nécessaires à la génération du pétrole quel que soit l'âge des roches-mères.

Une autre raison tient au fait que les gisements plus anciens (formés durant les cycles orogéniques calédoniens et hercyniens) ont largement disparu du fait de la réactivation et de l'érosion de bon nombre de bassins paléozoïques durant le cycle alpin et/ou parce qu'ils n'étaient pas assez robustes en termes de rétention sur le long terme. Voir aussi la discussion dans le chapitre 7 sur les rendements des systèmes pétroliers.

Migration des hydrocarbures, couvertures et pièges pétroliers

Introduction

Dans ce chapitre sont décrits les phénomènes postérieurs au dépôt de la roche-mère et à sa maturation, à savoir l'écoulement des hydrocarbures dans les roches, caractérisé par plusieurs stades tous nécessaires : expulsion hors de la roche-mère (migration primaire), migration secondaire dans des drains menant au réservoir (ou magasin), piégeage par une roche imperméable dite *couverture*. Réservoir et couverture forment un thème, et leur géométrie dans l'espace définit un piège pétrolier apte à stocker les hydrocarbures sur une certaine durée.

Objectifs

Comprendre les stades de la migration du pétrole.

Indiquer les conditions impératives du piégeage des hydrocarbures : existence d'un thème pétrolier, c'est-à-dire un couple réservoir/couverture dont l'agencement et la géométrie caractérisent un piège pétrolier.

Rappeler la fragilité du piégeage sur la durée.

Plan

- 1 Les modalités de la migration primaire
- 2 La migration secondaire et l'accumulation dans le réservoir
- 3 Les couvertures pétrolières
- 4 Pièges et piégeage
- 5 La préservation des hydrocarbures dans les pièges

1

Les modalités de la migration primaire

On ne peut pas dissocier l'étude de la genèse des hydrocarbures de celle de leur expulsion hors de la roche-mère, phénomène que l'on nomme **migration primaire**.

On distingue en effet ces mécanismes – qui se déroulent sur de courtes distances dans des roches très peu perméables – de ceux permettant le déplacement – parfois sur de longues distances jusqu'au réservoir – des hydrocarbures dans des roches poreuses et perméables, phénomène que l'on nomme **migration secondaire** (cf. § 2).

On peut se représenter la migration primaire comme le drainage naturel des hydrocarbures de la roche-mère vers le réservoir en deux étapes successives : (1) l'expulsion des hydrocarbures hors du kérogène et (2) leur déplacement à travers la roche-mère jusqu'au contact avec des roches plus poreuses et perméables.

Précisons que le diamètre des molécules qui doivent effectuer ce transfert s'échelonne de 4 Å pour le méthane à 50-100 Å pour les composés lourds de type asphaltènes, alors que le diamètre des pores dans les argiles est de 50-100 Å vers 2 000 m de profondeur et inférieure à 50 Å au-delà, c'est-à-dire lorsque l'on rentre justement dans la fenêtre à huile.

En théorie, on peut envisager les processus de déplacement des hydrocarbures selon différentes formes : (1) en solution aqueuse, (2) sous forme colloïdale ou micellaire, et enfin (3) en phase huile ou gaz individualisée.

Si l'on examine la migration primaire dans son cadre géologique, les deux premiers modes ne peuvent pas rendre compte des accumulations rencontrées dans les bassins sédimentaires.

Pour le déplacement sous forme de solution aqueuse, on doit tout d'abord rappeler que les hydrocarbures sont très peu solubles dans l'eau (à l'exception toutefois du méthane, de l'éthane, du benzène et du toluène), et ce même dans les conditions de pression et de température des roches-mères (figure 6.1).

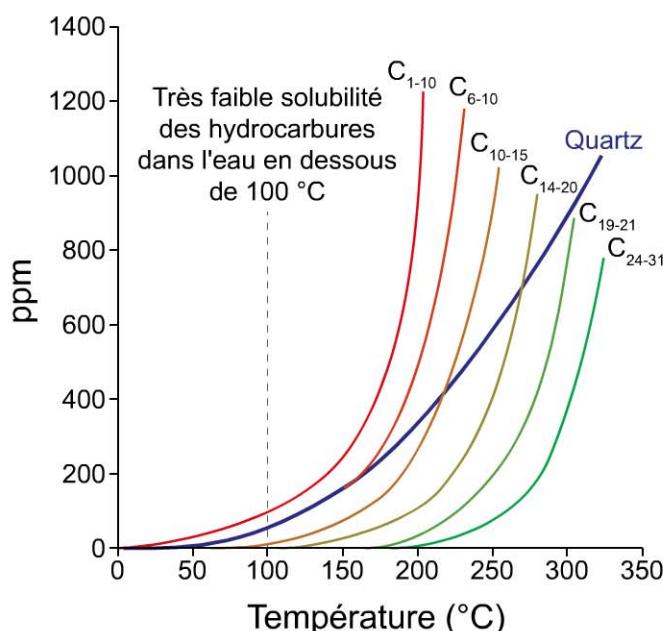


Figure 6.1 – Solubilité des hydrocarbures selon différentes classes dans l'eau pure en fonction de la température.

On constate que la solubilité des hydrocarbures est très faible en dessous de 100 °C et qu'elle augmente de manière exponentielle avec la température avec un décalage vers des températures de plus en plus élevées pour les classes d'hydrocarbures les plus lourdes. La courbe de solubilité du quartz est donnée à titre de comparaison.

À nombre d'atomes de carbone équivalent, les hydrocarbures aromatiques sont plus solubles que les *n*-alcanes, qui sont les molécules majoritaires dans les bruts. Il y a donc un profond désaccord entre la distribution des différentes familles moléculaires dans un brut et la répartition qui résulterait de leur déplacement en solution dans l'eau. Une autre raison tient au fait que presque toute l'eau a déjà été expulsée de la roche-mère aux profondeurs où se produit la migration primaire.

La dispersion sous forme de colloïdes ou de micelles (agrégats sphéroïdes hydrophobes-hydrophiles associant un hydrocarbure à des molécules d'eau) se heurte aux mêmes objections, dans la mesure où la taille des micelles est de l'ordre de 60 Å et que la quantité et les flux d'eau seraient trop limités pour assurer le transport de grands volumes d'hydrocarbures sous cette forme.

Toutefois, un élément en faveur de cette hypothèse est que, aux profondeurs où se produit la migration primaire, des minéraux argileux se transforment en libérant de l'eau (déshydratation des argiles smectitiques en illite). C'est d'autant plus vrai dans le cas de roches-mères argileuses sous-compactées pour lesquelles l'expulsion retardée de leur eau se fait à des profondeurs plus élevées, proches de celles à laquelle sont générés les hydrocarbures. En d'autres termes, il y a analogie de gamme thermique entre transformation illite-smectite en illite et fenêtre à huile migrable des hydrocarbures, la formation des fluides aqueux et hydrocarbonés résultants étant une source de surprise possible.

Si la migration primaire des hydrocarbures sous forme aqueuse (solution ou colloïdes) n'est pas impossible, elle semble cependant limitée à un très petit nombre de cas.

Il existe un relatif consensus sur le fait que l'expulsion de l'eau et de l'huile (ou du gaz) a lieu sous forme de phase constituée et séparée, de manière décalée dans le temps, et principalement sous l'effet de la compaction (figure 6.2).

À la fin de la diagenèse, la roche-mère contient du kérogène, qui est une substance solide, en plus ou moins grande quantité et dans un arrangement variable¹ avec les particules minérales voisines. La porosité de la roche-mère est principalement occupée par de l'eau, qui est expulsée en continu parce que la pression des fluides (pression hydrostatique) est en principe supérieure à celle de son encaissant minéral (*cf.* chapitre 3).

Au début de la catagenèse, l'huile commence à être générée par le kérogène. Les observations en microscopie par fluorescence de roches-mères à ce stade de maturation révèlent la présence de petits filonnets d'huile de l'ordre du micromètre d'épaisseur à proximité et à l'intérieur des particules du kérogène. Huile et eau étant pratiquement insolubles l'une dans l'autre, deux phases se dissocient et les forces interfaciales qui en résultent s'opposent à l'expulsion. De plus, la nature hydrophobe du kérogène et sa structure mal organisée ménageant des vides en son sein auraient tendance à retenir les produits formés.

1. Laminé, dispersé ou en agrégats ; voir par exemple les microfaciès de la figure 5.3.

L'eau, encore majoritaire à ce stade dans la porosité de la roche, continue à être expulsée et, avec elle, probablement une petite fraction d'hydrocarbures (principalement des hydrocarbures aromatiques) sous forme dissoute. L'essentiel des hydrocarbures reste donc dans les pores de la roche-mère et piégés dans des microcavités du kérogène.

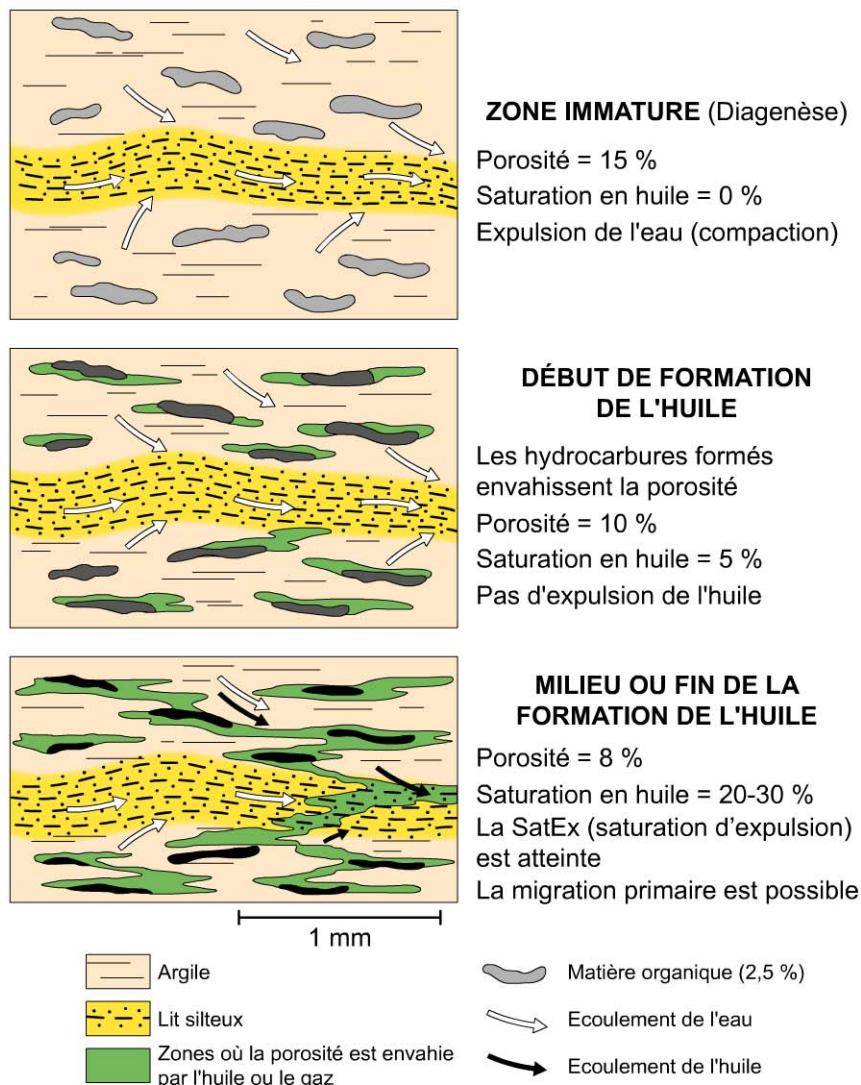


Figure 6.2 – Schéma simplifié de migration primaire, c'est-à-dire de l'expulsion des hydrocarbures liquides hors de la roche-mère à l'échelle microscopique, correspondant approximativement à celle des lames minces de la figure 5.3.
D'après Ungerer et Durand, 1987.

La formation des hydrocarbures se poursuivant, il arrive un moment où ceux-ci vont occuper plus de volume dans la porosité résiduelle, au moins localement. Les forces interfaciales étant alors minimisées, l'huile est expulsée à son tour (figure 6.3). Un seuil d'au moins 20 à 30 % de saturation de la porosité résiduelle par l'huile est nécessaire pour que la migration primaire ait lieu sinon l'hydrocarbure est retenu. On appelle **SatEx** ce seuil de saturation permettant l'expulsion. Ces 20 à 30 % de molécules hydrocarbonées retenues dans la porosité de la roche-mère permettent par définition l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures de roches-mères, qu'il s'agisse d'huile ou de gaz.

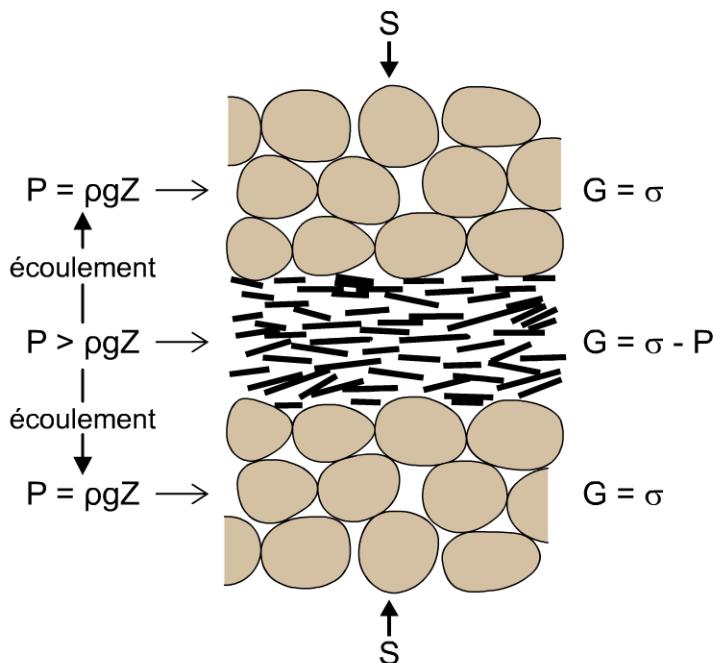


Figure 6.3 – La migration primaire est contrôlée par la différence de pression des fluides entre la roche-mère et la roche-réservoir.

Par endroits, la pression de l'huile pourrait vaincre celle de confinement en ouvrant des microfissures dans le kérogène ou les sédiments à grain fin de la roche-mère (figure 6.4). Il s'agit là d'une fracturation hydraulique naturelle qui est plus fréquente et efficace dans les roches-mères carbonatées, siliceuses ou silteuses que dans celles argileuses, qui sont plus déformables (ductiles) que cassantes (*brittle* en anglais). Cette microfracturation facilite l'expulsion de l'huile comme c'est le cas dans certains champs carbonatés du Moyen-Orient ainsi que dans les turbidites silicifiées du bassin sénonien du Gabon.

En tout point, la migration primaire des hydrocarbures obéit aux mêmes lois de pression d'entrée ou de seuils d'hydrofracturation et d'écoulements que celles que nous avons caractérisées au chapitre 3 et qui seront détaillées plus bas, au paragraphe 3 concernant les couvertures pétrolières.

On conçoit aisément que cette expulsion aura lieu à un stade d'autant plus précoce que la génération des hydrocarbures sera précoce, ce qui dépend de la richesse initiale en carbone de la roche-mère mais aussi du type de kérogène et de son organisation spatiale vis-à-vis des phases minérales.

Les températures et les pressions régnant dans les roches-mères sont telles que l'huile et le gaz n'y constituent souvent qu'une seule phase. Au cours de la migration, la remontée vers la surface provoque une diminution de pression (et de température) qui peut conduire à la séparation des deux phases et former selon les cas des gisements de gaz de couverture, de gaz avec anneau d'huile ou de gaz à condensat (cf. chapitre 2, figure 2.3).

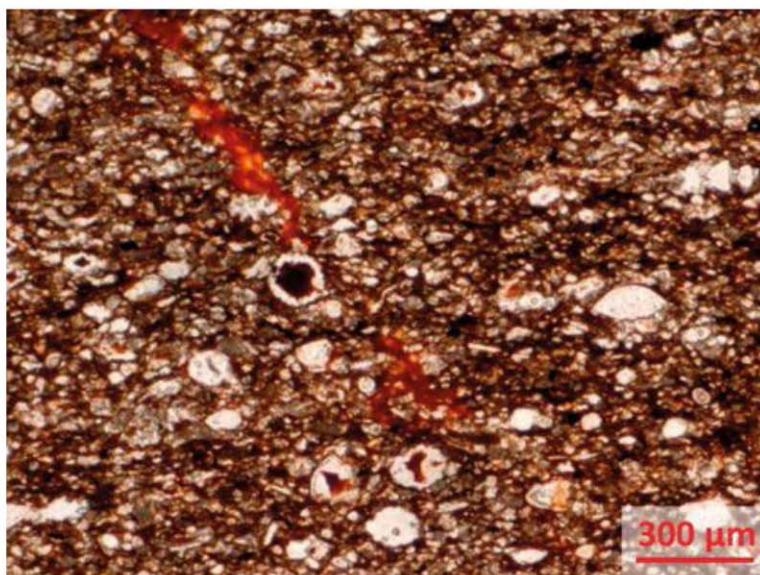


Figure 6.4 – Observation en lame mince de l’expulsion au sein d’une roche-mère (Toarcien, Grèce). Cliché F. Baudin.

Les hydrocarbures formés sont concentrés au cœur des tests encore vides de radiolaires mais aussi dans une microfracture. Le fond brun de la lame est un mélange d’argile et de kérogène en cours de maturation (ici milieu de la fenêtre à huile).

Les déplacements de l’huile dans la roche-mère se feraient sur des distances assez limitées, de l’ordre du mètre ou du décamètre (figure 6.5). Ils sont évidemment conditionnés par les caractéristiques pétrophysiques de cette roche-mère, facilités par des niveaux plus silteux ou sableux formant des drains latéraux, ou au contraire limités par des niveaux argileux homogènes et compacts. Les microfissures au sein de la roche-mère, notamment celles provoquées par la fracturation hydraulique naturelle, et les failles la traversant facilitent l’expulsion verticale.

Du fait de la poussée d’Archimète et parce que la densité des huiles est inférieure à celle de l’eau, la migration primaire a tendance à se réaliser en général du bas vers le haut (**migration per ascensum**). Il existe cependant des cas, notamment à la base des roches-mères, où l’injection de l’huile peut se faire dans une couche sous-jacente plus poreuse et perméable. On parle alors de *migration primaire per descensum* et parfois, dans le cas de failles, *per laterum*. Encore une fois, ce sont les pressions d’entrée ou de déplacement qui président à ces phénomènes.

Si on perçoit assez bien les conditions de la migration primaire des hydrocarbures, l’incertitude reste grande en ce qui concerne les quantités réellement expulsées. On sait en revanche que la migration primaire conduit à une ségrégation des produits initialement présents dans la roche-mère. Les molécules lourdes (résines et asphaltènes notamment) ont tendance à s’adsorber sur les particules minérales et à ne pas être facilement expulsées par comparaison avec les hydrocarbures (*n*- et *iso*-alcanes, cyclanes et aromatiques ; figure 6.6). Une ségrégation chimique se produit entre la roche-mère et les niveaux réservoirs qui lui sont contigus.

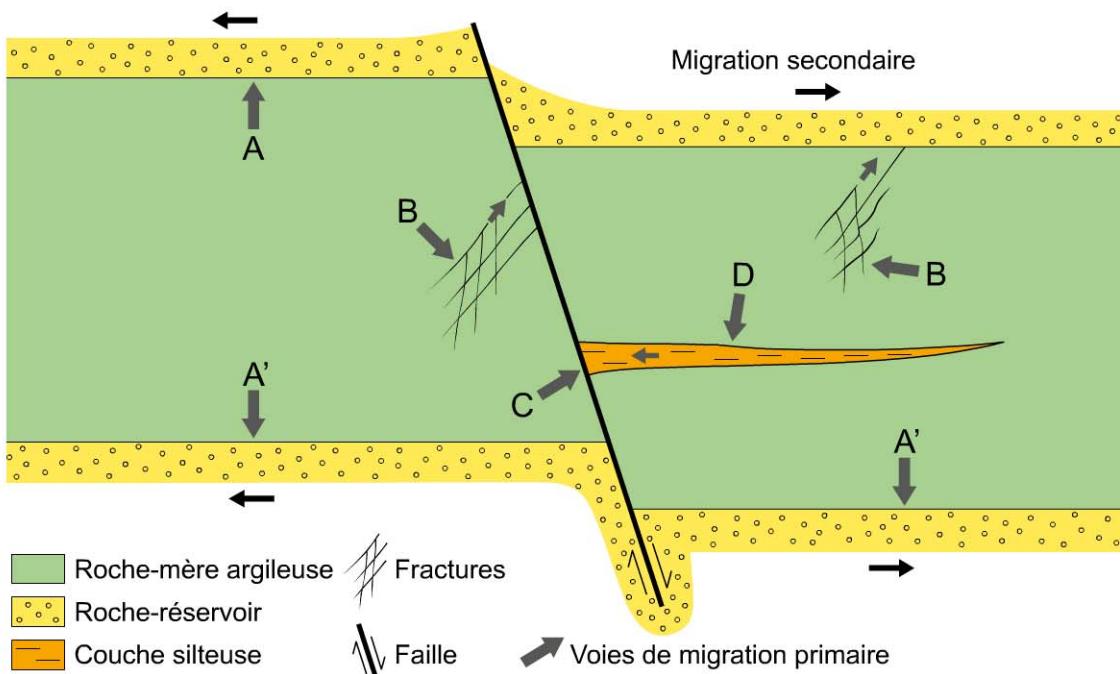


Figure 6.5 – Différents modes de migration primaire.

A et A': Aux épontes de la roche-mère (A: *per ascensum* et A': *per descensum*) au contact d'une roche plus poreuse et perméable. **B**: À travers des microfissures préexistantes mais le plus souvent générées par une fracturation hydraulique naturelle. **C**: Le long d'une faille. **D**: En empruntant une couche plus perméable interstratifiée dans la roche-mère.

Échelle variant du mètre au décamètre.

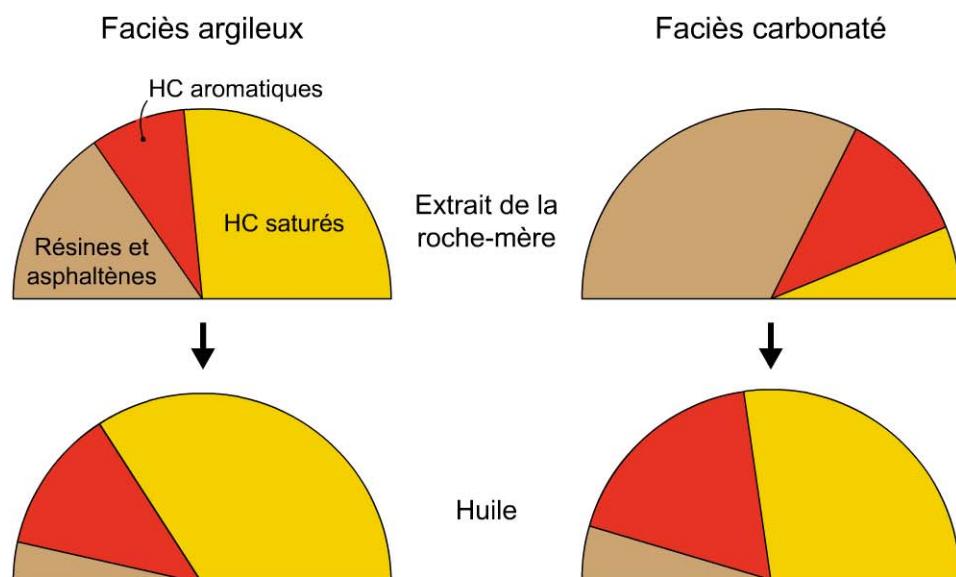


Figure 6.6 – Comparaison des compositions des hydrocarbures (saturés, aromatiques et NSO) extraits d'une roche-mère argileuse-sableuse ou carbonatée et de ceux présents dans les huiles expulsées de ces roches-mères.

Lorsqu'une roche-mère est pauvre en kérogène, les quantités d'hydrocarbures liquides formées seront moindres et resteront éventuellement sous la saturation minimale d'expulsion. L'expulsion des hydrocarbures liquides étant impossible et l'enfouissement se poursuivant, le craquage secondaire entrera en jeu et le rapport gaz/huile augmentera. Les hydrocarbures finiront par être expulsés mais plutôt sous forme de gaz.

Il y a donc fondamentalement une différence dans la nature et les quantités de produits formés en fin de métagenèse selon que la migration primaire a lieu (milieu ouvert) ou non (milieu fermé) (figure 6.7).

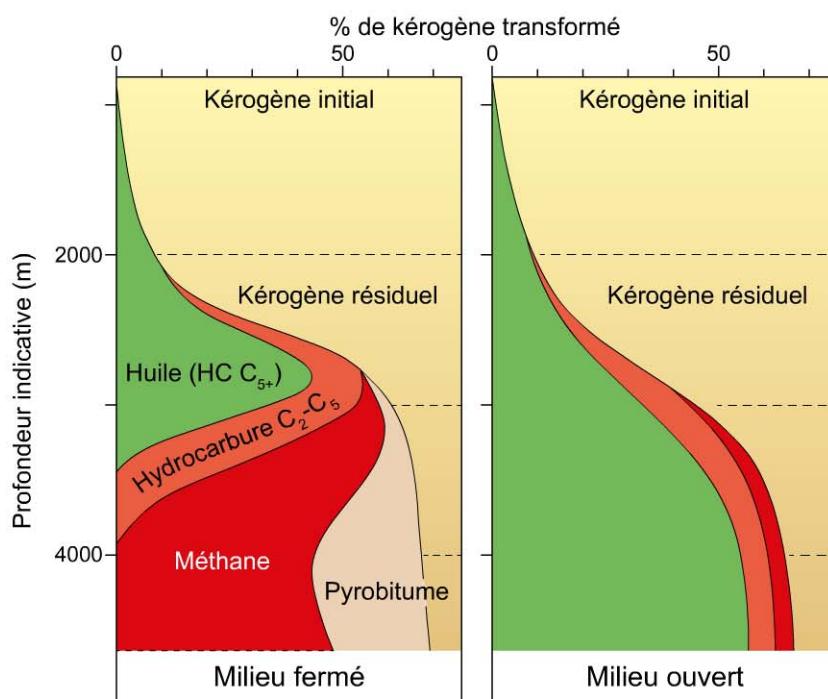


Figure 6.7 – Schéma de la formation des hydrocarbures et du résidu carboné (pyrobitume) dans une roche-mère en fonction de son enfouissement.

Sur cette figure, il s'agit de quantités cumulées qui sont exprimées en pourcentage du carbone contenu dans le kérogène initial. À gauche, tous les produits formés restent dans la roche-mère et subissent le craquage secondaire (milieu fermé). À droite, les produits sont expulsés au fur et à mesure de leur formation. On constate que la quantité de gaz est beaucoup plus importante dans le premier cas.

Si la quantité cumulée de gaz formé est beaucoup plus importante en milieu fermé, elle se fait évidemment aux dépens de la quantité d'huile et elle s'accompagne de la formation d'un résidu polyaromatique très riche en carbone, appelé **pyrobitume**. Ce pyrobitume immobilise du carbone mais aussi de l'hydrogène et donc la quantité totale de carbone sous forme hydrocarbure décroît dans un premier temps. Dans la zone de métagenèse, du kérogène résiduel, du pyrobitume et du méthane coexistent dans la roche-mère. On observera que ce pyrobitume peut obstruer la porosité de la roche et avoir ainsi un effet de cimentation dommageable. De petites quantités de méthane continuent à se former par craquage ultime du kérogène résiduel et du pyrobitume, qui restitue ainsi une partie de son hydrogène. La quantité totale cumulée de méthane croît donc légèrement (figure 6.7, milieu fermé).

La migration primaire du gaz obéit probablement à des mécanismes différents de ceux à l'œuvre pour l'expulsion de l'huile, et l'eau pourrait y jouer un rôle non négligeable. En effet, la solubilité du méthane augmente rapidement avec la pression (figure 6.8), mais elle diminue avec la salinité. À grande profondeur, les aquifères peuvent contenir jusqu'à 5 % en poids de méthane dissous, soit pratiquement autant que dans certaines huiles qui contiennent ce gaz dissous. La migration du gaz pourrait également se faire par simple diffusion moléculaire.

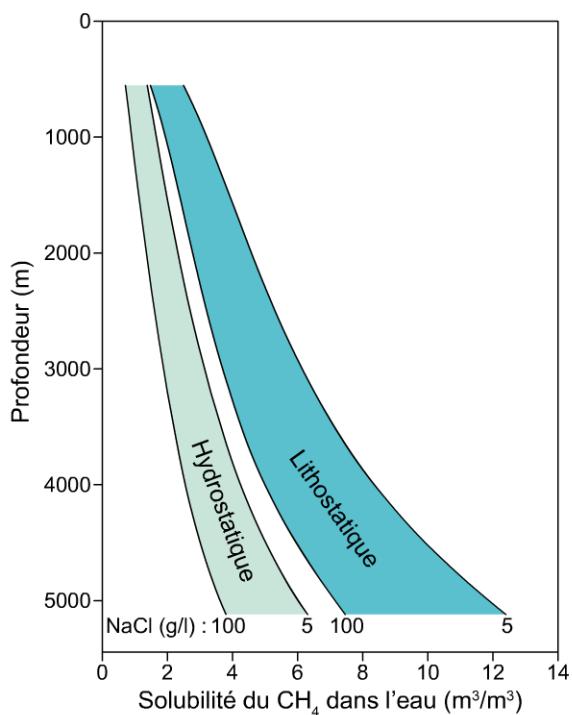


Figure 6.8 – Solubilité du méthane en fonction de la salinité (entre 5 et 100 g/l) et de la profondeur dans des conditions de pression hydrostatiques ou lithostatiques. Huc, 2013.

Au final, la notion de migration primaire recouvre plusieurs mécanismes, complémentaires, dont l'importance est fonction de la nature des hydrocarbures qu'elle affecte et de la profondeur d'enfouissement de la roche-mère qu'elle intéresse. La quantité et la composition des huiles et des gaz qui sortent d'une roche-mère ne s'appréhendent pas simplement. Elles dépendent du type de la roche-mère et de la nature du kérogène initial, de la cinétique de leur formation et de la cinétique de l'expulsion. Ces mécanismes sont difficilement prédictibles mais leur modélisation mathématique donne des résultats très encourageants et considérés comme fiables.

2

La migration secondaire et l'accumulation dans le réservoir

Ce qui différencie fondamentalement un **réservoir** d'une **couverture** ou encore de ce que l'on appelle une **waste zone**, c'est la présence d'une microporosité (couverture,

parfois aussi roche-mère) ou d'une macroporosité (réservoir) liée à la granulométrie et au classement de la roche concernée.

C'est en effet le rayon de pore (qui va affecter la pression d'entrée, cf. chapitre 3) ainsi que l'évolution de la perméabilité qui sont à l'origine d'un écoulement ou non dans la roche.

L'intervalle appelé *waste zone* n'est ni un réservoir franc ni une couverture avérée, il contient des hydrocarbures mais ceux-ci ne sont pas exploitables et ne produiront pas d'hydrocarbures en raison de la trop faible perméabilité de la roche, sauf, le cas échéant, en exploitation d'hydrocarbures non conventionnels.

Si la *waste zone* n'est pas incluse dans l'évaluation initiale volumétrique du prospect, la présence de tels niveaux sera pénalisante pour le volume de réservoir qui peut être exploité comme on l'anticipe avant le forage car, *de facto*, elle ne devra pas être intégrée au volume de roche du prospect (cf. chapitre 10).

En effet, considérant une vision statique des volumes quand on évalue un objet prospectif, il faut en principe retirer ce volume de *waste zone* du volume de roche imprégnée d'hydrocarbures.

Il est toutefois possible en production (écoulements dynamiques) d'observer des contributions de ces niveaux au bout d'une certaine durée.

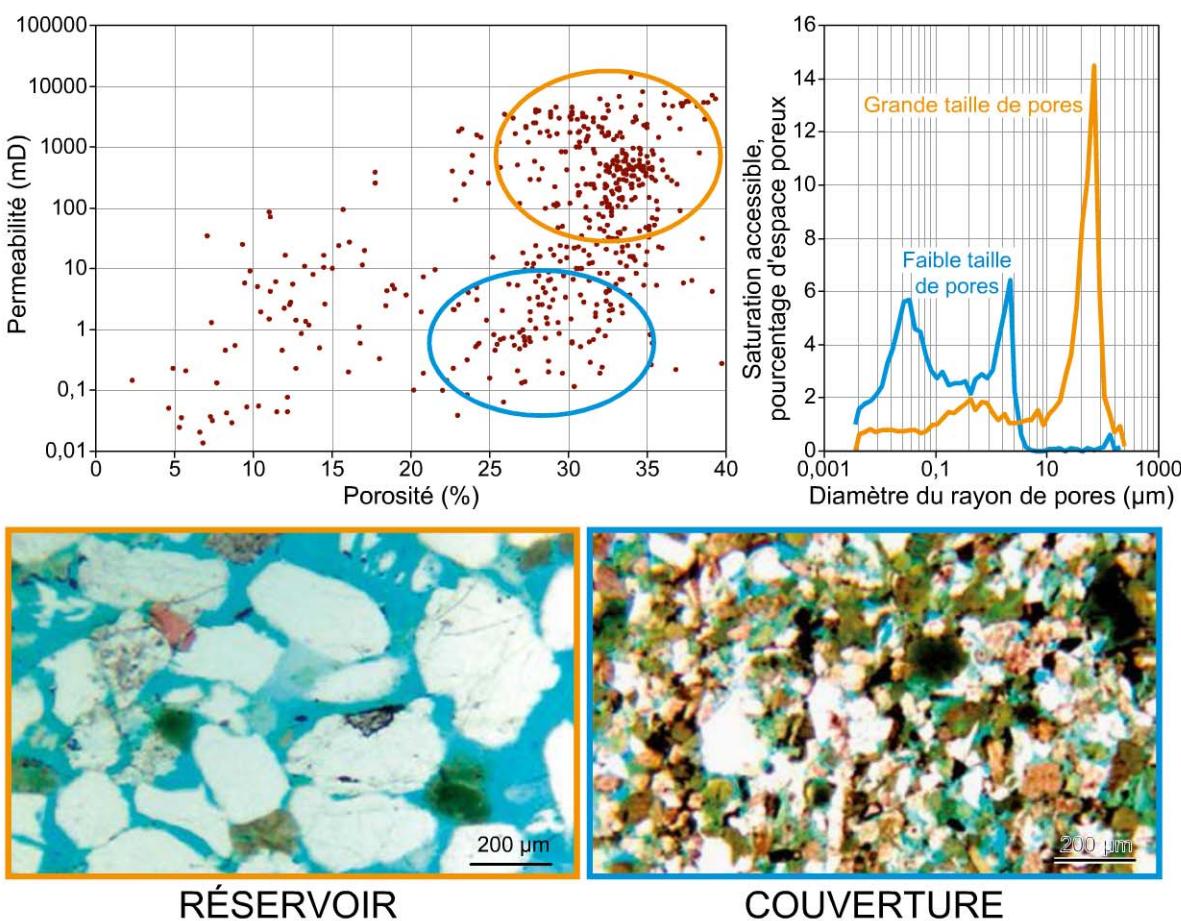


Figure 6.9 – Dualité réservoir/couverture ou plutôt continuum entre taille des grains et perméabilité.

2.1 Conditions physiques de la migration secondaire des hydrocarbures

La **migration primaire** des hydrocarbures (l'expulsion) est atteinte quand la pression d'entrée (P_e) de la roche-mère est dépassée (mouillage ou mouillabilité à l'hydrocarbure) et donc dès que l'écoulement au sens darcéen va pouvoir se déclencher dans la roche-mère.

La **migration secondaire** va pouvoir s'opérer à la condition nécessaire qu'un **drain** soit disponible au voisinage de la roche-mère.

Un drain peut être un niveau de moindre P_e au contact de la roche-mère qui expulse des hydrocarbures et ce quelle que soit sa nature :

- un lithofaciès clastique ;
- un lithofaciès carbonaté ;
- une faille passante, c'est-à-dire perméable ;
- une discordance ;
- une variation latérale ou verticale de lithofaciès...

Les mêmes règles de migration des hydrocarbures vont s'appliquer, à savoir que la pression capillaire sera atteinte par augmentation de la pression de flottabilité (poussée d'Archimède).

Ensuite, la condition intrinsèque sera d'avoir une saturation du réseau poreux et le déclenchement d'un écoulement dynamique dans ce drain dont la lithologie sera une des clés (puisque reliée au rayon de pore, fondamental dans la pression d'entrée P_e et la perméabilité qui va contrôler l'écoulement).

Au cours de cette migration secondaire, les hydrocarbures vont pouvoir passer par différentes étapes qui seront fonction des conditions de pression et de température. On retiendra que, si les conditions de pression sont situées au-delà de 450 bar, c'est un fluide critique qui sera présent. Ensuite, si les conditions de pression et de température décroissent au cours de la migration, c'est une démixtion en régime diphasique, huile et gaz, qui pourra s'opérer.

En cours de migration secondaire, des gaz peuvent se dissoudre dans les aquifères, et les compositions d'hydrocarbures piégés ou migrés peuvent évoluer vers des produits plus lourds ou parfois plus légers par effet de chromatographie naturelle.

L'ordre de grandeur des vitesses de migration est résumé par le tableau 6.1. Les vitesses ainsi évaluées (par modélisations) sont variables suivant le type de migration, verticale ou latérale (*cf.* § 2 du chapitre 7 et figure 7.6).

De facto, elles sont beaucoup plus rapides verticalement que latéralement du fait même de la poussée d'Archimède.

Tableau 6.1 – Ordre de grandeur des vitesses de migration modélisées. Document Total.

Lithologie	Perméabilité			
	Migration verticale		Migration latérale (pendage = 2°)	
	Huile	Gaz	Huile	Gaz
Grès (100 mD)	170 km/Ma	1700 km/Ma	6 km/Ma	60 km/Ma
Silt (1 mD)	1,7 km/Ma	17 km/Ma	60 m/Ma	600 m/Ma
Silt argileux (0,01 mD)	17 m/Ma	170 m/Ma	60 cm/Ma	6 m/Ma
Argile	17 cm/Ma	1,7 m/Ma	6 mm/Ma	6 cm/Ma

Un effet de ségrégation de fluides a été mis en évidence par le géologue pétrolier américain Gussow en 1954 (figure 6.10). Par simple différence de P_{hc} (pression d'hydrocarbures différente entre gaz et huile), il peut s'opérer un effet de chasse de l'huile au point de fuite de pièges pétroliers en relais latéral alors qu'une phase gaz commence à migrer. La condition nécessaire pour que cet effet soit observé est la présence d'une couverture continue et efficace (*cf. § 3*).

Une autre forme de migration, qui pourrait s'appeler ***migration tertiaire*** dans l'ordre chronologique, est celle de la fuite post-chargement du piège.

Elle est appelée aussi ***dysmigration des hydrocarbures***.

Toutefois, on restreint parfois ce terme de *dysmigration* à la perte complète des hydrocarbures en surface.

L'origine peut en être de diverses natures : excès de P_{hc} par augmentation de la colonne et fuite par capillarité ou fuite par hydrofracturation, ou bien par rupture tectonique ou érosive du piège pétrolier (*cf. § 4*).

Parfois, cette dysmigration peut être à l'origine de gisements pétroliers et n'a donc pas de connotation toujours négative, avec par exemple les gisements d'huile carbonifère dans lesquels l'huile a été chassée des coeurs de plis dévoniens gazéifères sous-jacents, comme en Bolivie par exemple.

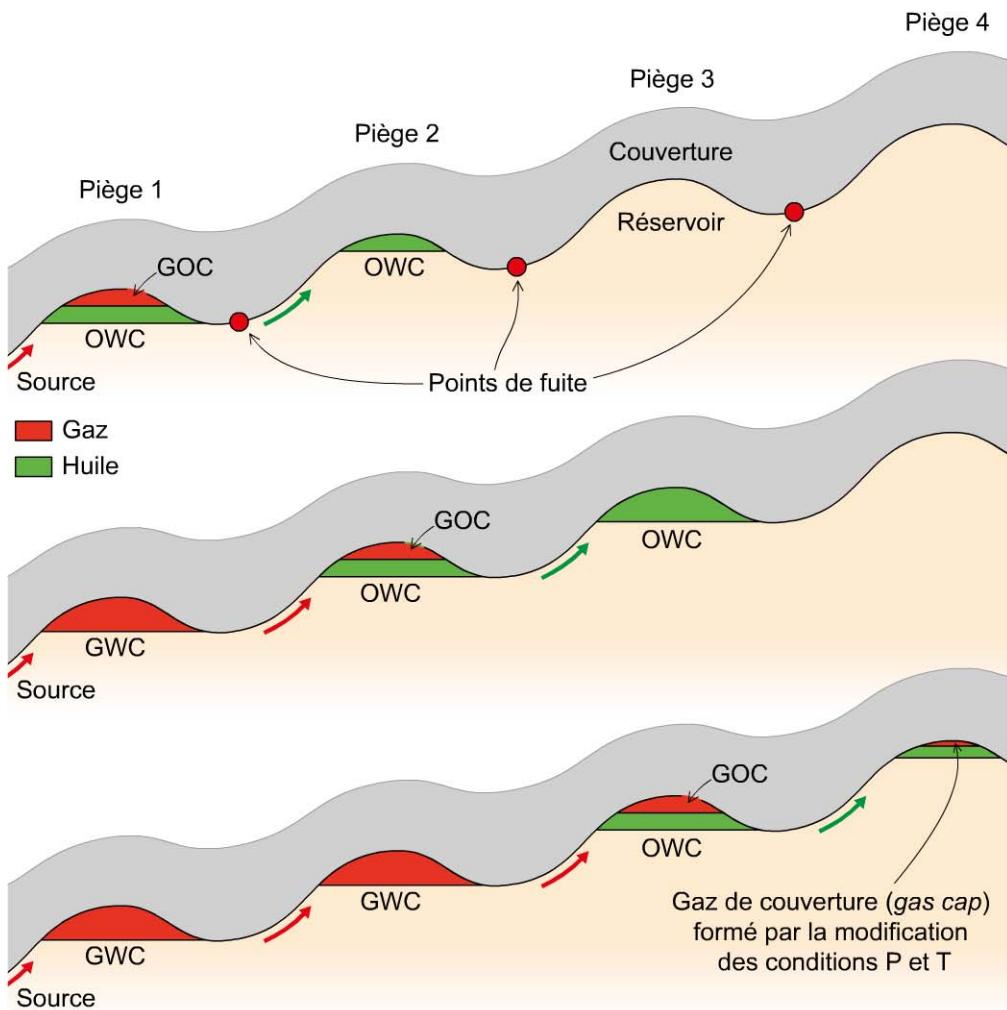


Figure 6.10 – Principe de l'effet Gussow. Document Total.

2.2 Les aires de drainage

Un concept fondamental associé à la migration des hydrocarbures est la notion d'**aire de drainage**.

On peut assimiler la carte structurale d'une couverture régionale à celle du **bassin-versant** des hydrogéologues, mais retranscrite «à l'envers», les hydrocarbures remontant les pentes au lieu de les descendre, du fait même de la poussée d'Archimède. Cette notion implique une vision dans l'espace, en trois dimensions, pour retranscrire les mouvements migratoires des molécules hydrocarbonées.

Les lignes de flux migratoire y sont définies perpendiculairement aux courbes isobathes (courbes d'isoprofondeurs) ou, mieux, aux courbes de **potentiel hydraulique**.

Les accumulations d'hydrocarbures correspondent très généralement à la partie haute et fermée à potentiel hydraulique minimal de ce système : il s'agit du **piège**.

L'aire de drainage est la **surface** à l'intérieur de laquelle tout élément moléculaire d'hydrocarbures (une goutte d'huile ou bien une bulle de gaz par exemple) est susceptible d'atteindre le piège, si les conditions favorables à la migration de l'hydrocarbure

sont remplies, essentiellement la présence d'une roche ou d'un matériel drainant (faille, fracture, réservoir...).

L'aire de drainage est définie au toit du (ou des) drains collecteurs successifs et peut être donc un « système de plomberie » très complexe en particulier quand il y a des failles ou des emboîtements successifs de discordances.

Lorsqu'il y a superposition directe entre la roche-mère et le drain, et une continuité latérale entre drain et réservoir, l'aire de drainage peut être appréhendée de manière simplifiée au **toit de la roche-mère**.

On peut distinguer :

- **L'aire de drainage potentielle**, qui correspond au premier stade d'interprétation. Elle représente le bassin-versant du piège étudié. Son tracé repose uniquement sur des critères structuraux et ne tient pas compte de l'existence ou non d'une production-expulsion et d'une migration des hydrocarbures dans ce bassin-versant par une roche-mère donnée.
- **L'aire de drainage effective**, qui correspond à un stade d'interprétation plus avancée. Elle représente l'aire effectivement intéressée par la migration. Le tracé tient compte alors de l'existence effective de roches-mères matures, des axes privilégiés de migration (zones poreuses et perméables...), de la présence d'écrans possibles à la migration (faille...) et des résultats pétroliers disponibles.

Le tracé de l'aire de drainage effective nécessite une vision en quatre dimensions. Plusieurs cartes structurales à différents niveaux, s'enchaînant ou se superposant partiellement les unes sur les autres sont parfois nécessaires en cas de saut vertical ou semi-latéral d'un niveau drainant à l'autre.

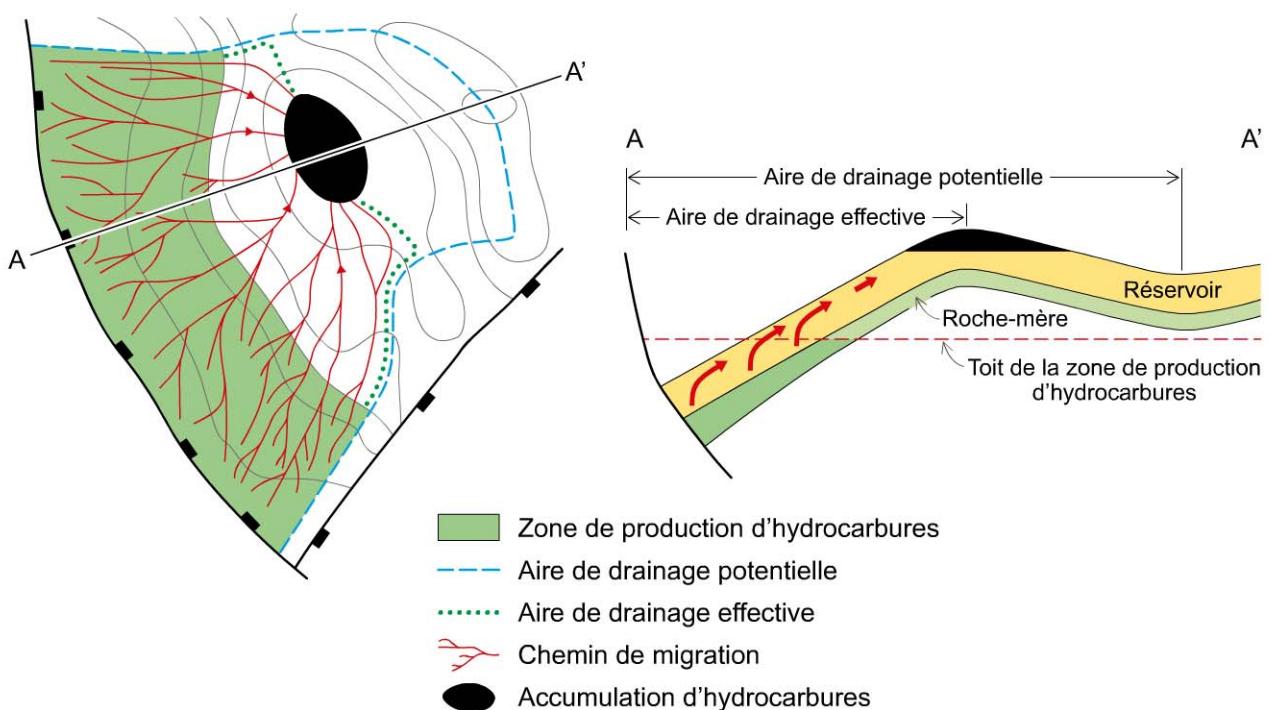


Figure 6.11 – Notion d'aires de drainage. Document Total.

L'image à l'Actuel est suffisante en cas de migration subactuelle ou tardive et d'absence de déformation structurale importante ultérieure du bassin.

Dans les autres cas, en particulier dans le cas de structuration tardive, l'évolution de l'**aire de drainage dans le temps** pendant toute la période d'expulsion doit être reconstituée pour avoir une évaluation correcte des volumes migrés et de leur composition.

Suivant la taille des aires de drainage dans un bassin, on parle de :

- **système dispersif** lorsque les aires de drainage unitaires sont petites ($< 100 \text{ km}^2$) et nombreuses. Ce système se caractérise par une dispersion des hydrocarbures à la faveur d'accumulations multiples ;
- **système convergent** lorsque les aires de drainage unitaires sont importantes ($> 1000 \text{ km}^2$) et leur nombre limité. Un système convergent se caractérise par la concentration des hydrocarbures en un nombre limité d'accumulations, comme par exemple dans le bassin d'Aquitaine (cf. chapitre 9).

2.3 Le réservoir pétrolier

Autrefois appelé avec beaucoup de pertinence **magasin pétrolier** (un magasin étant au sens propre un lieu de stockage et de flux d'entrées et de sorties...), c'est bien sûr avec la roche-mère et la couverture une des composantes principales du système pétrolier tel que défini au chapitre 4.

Par définition, le réservoir peut-être homogène ou hétérogène, il peut comprendre des barrières de perméabilité locales ou régionales.

Il peut être interrompu ou limité par des failles, normales, inverses, en cisaillement, en échelon...

Il peut être biseauté, localement affecté par la diagenèse ou fracturé post-dépôt (diaclasses ou failles).

Il peut aussi être dégradé et constituer des zones qui ne seront pas productives (*waste zones* ou *thief zones*, terme parfois employé signifiant littéralement « zones volées »).

Pour être économiquement viable, le réservoir doit posséder des caractéristiques suffisantes qui permettent d'obtenir des débits substantiels sur la durée.

Les **lithologies des réservoirs** sont très variées : sables et grès suivant le degré de consolidation et de diagenèse, plus ou moins argileux ; carbonates de diverses fabriques, oolithiques, marneux, fracturés ; craie microporeuse mais peu perméable ; récifs avec bio-constructions, madrépores, algues corallines, etc. ; socles fracturés : roches volcaniques, granites, gneiss, micaschistes.

Les socles et roches volcaniques développent essentiellement des perméabilités de fractures, qui sont de diverses origines (diagenèse, métamorphisme de contact...) et leur confèrent de ce fait une forte hétérogénéité. On peut noter au passage, pour le piégeage des hydrocarbures dans ces roches non sédimentaires, que les conditions sont très contraintes : juxtaposition latérale ou verticale entre le système générateur et la

roche-magasin (filons du bassin de Neuquén en Argentine : roche-mère Vaca Muerta et filons Lajas ; socle du Yémen : roche-mère jurassique Mabdi et socle cristallophyllien...).

Les carbonates sont les réservoirs les plus prolifiques, particulièrement quand ils sont présents sous des couches évaporitiques dont la capacité de couverture est très forte, on parle alors de *carbonates sous sel* comme par exemple :

- dans la province du bassin de Santos (microbialites aptiennes) au Brésil ;
- au Kazakhstan (Tengiz, Kashagan et satellites dans le Carbonifère et le Permien) ;
- au Turkménistan (Yoloten) (Jurassique de plateforme) ;
- au Moyen-Orient (Crétacé de plateforme) aux Émirats ;
- au Qatar (North Dome) (Khuff : Permien) ;
- dans le bassin d'Aquitaine (calcaires à Annélides : Barrémien).

Dans la seule décennie 2001-2011 (figure 6.12) ils ont représenté 69 % des volumes découverts.

Les carbonates ont l'avantage d'être souvent des dépôts de plateforme donc d'extension importante. Des pièges à composante stratigraphique y sont rencontrés dans le cas de récifs ou de plateformes isolées. Il existe aussi des turbidites (gisement de Rospo Mare en mer Adriatique italienne ou gisement de Jaca en piémont pyrénéen espagnol).

La problématique des carbonates est très souvent liée à la présence d'hétérogénéités, de diagenèses primaires et secondaires qui posent de sérieux problèmes d'écoulements dynamiques et de compartimentation.

Pour ce qui est du chargement en hydrocarbures, les carbonates sont souvent à proximité de roches-mères situées soit en aval de la pente ou rampe, soit au-dessous, soit au-dessus (notamment par la présence de termes pré-évaporitiques), ce qui constitue un élément très favorable de proximité (*cf. § 12 du chapitre 7*).

Plusieurs disciplines vont permettre d'appréhender l'architecture interne des réservoirs pétroliers :

- **l'interprétation séquentielle qualitative et quantitative.** La stratigraphie séquentielle (figure 6.13) a fait, sous la houlette des pétroliers dans les années 1970-1980, d'énormes progrès. Ces travaux ont permis de relier la stratigraphie séquentielle à l'interprétation sismique, les géométries internes des dépôts et l'identification des couples réservoirs/couvertures rapportés à leurs environnements de dépôt ;
- **l'interprétation sédimentologique** (carottes, diaglyphies, sismique) ;
- **l'interprétation pétrophysique** (carottes, logs, tests mesures Phi.K, etc.).

2 La migration secondaire et l'accumulation dans le réservoir

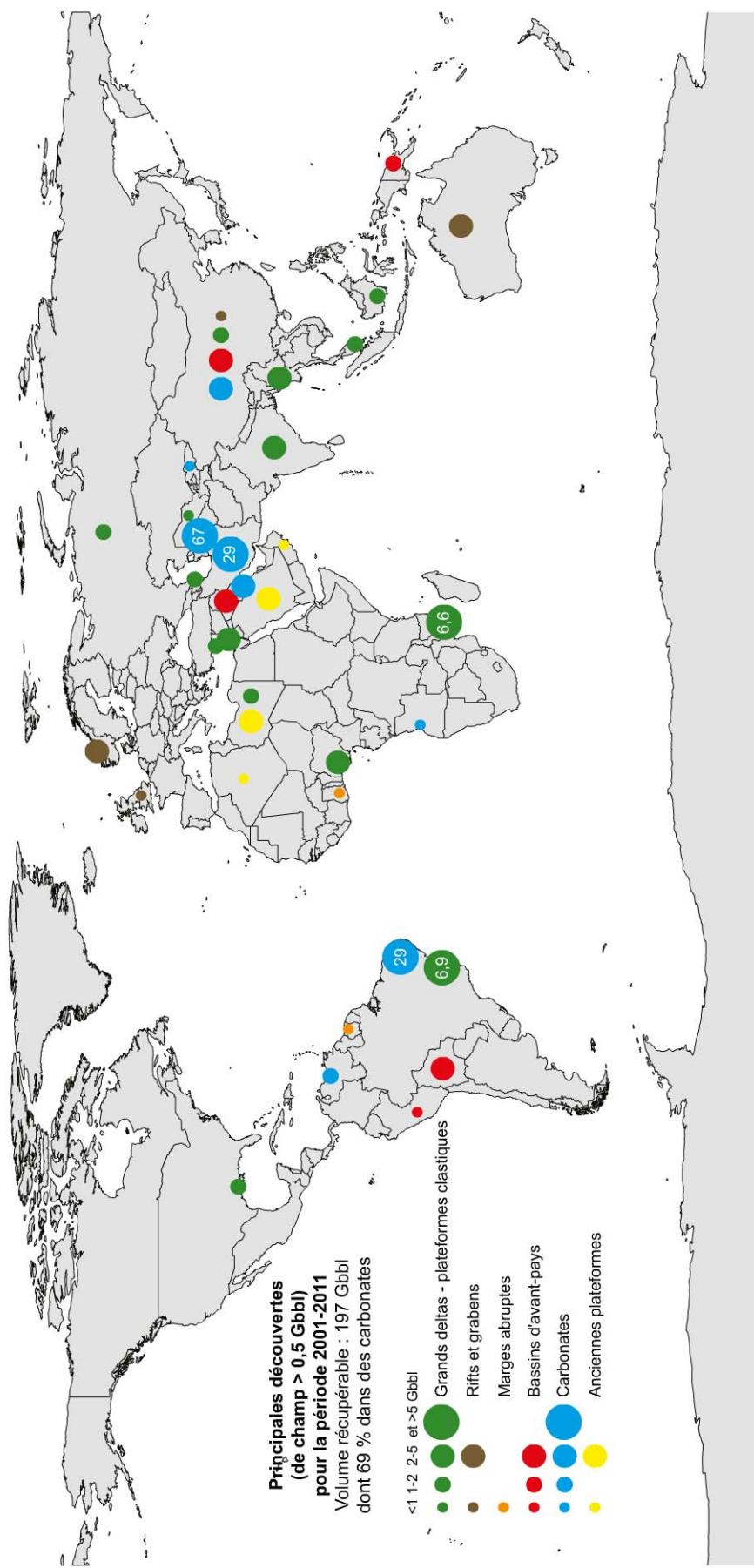


Figure 6.12 – Découvertes d'hydrocarbures de 2001 à 2011.

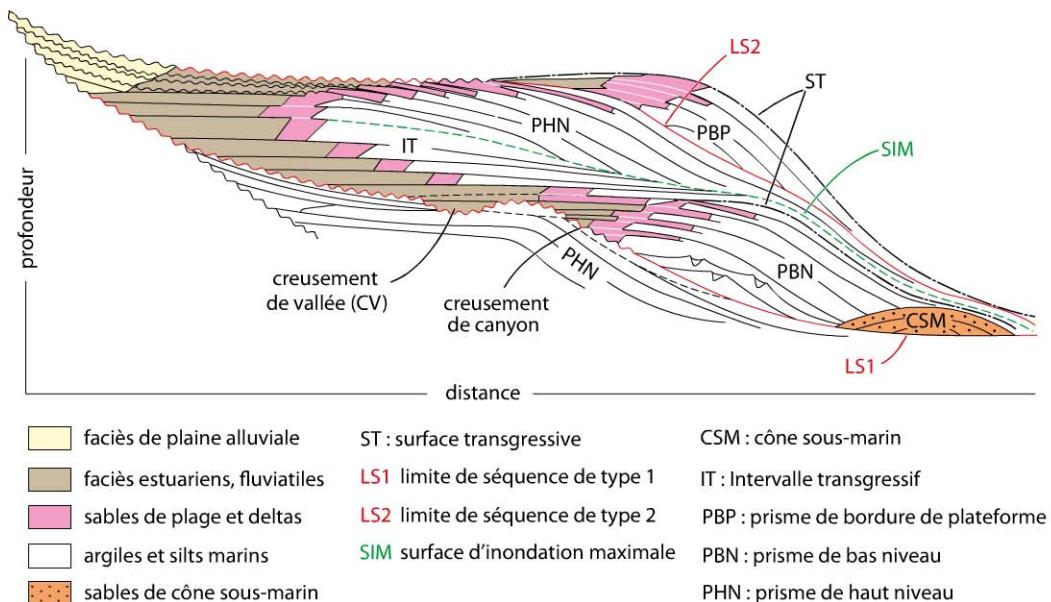


Figure 6.13 – Concepts de stratigraphie séquentielle. Document Total.

Une fois proposé, le modèle de dépôt peut être calé sur la sismique, et le réservoir sera décrit par ses caractéristiques propres, qui sont :

- épaisseur totale h_t ;
- épaisseur utile h_u , qui introduit un seuil ou «cut off» sur la porosité, la saturation, la perméabilité... ;
- porosité Φ ;
- perméabilité K , qui influera le coefficient de récupération ;
- degré de fracturation ;
- double porosité, double perméabilité, matrice et fractures¹ ;
- tortuosité du système réservoir, qui peut générer des pertes de charges ;
- saturation en eau ;
- fluide présent, huile ou gaz, gaz à condensat, avec sa saturation en hydrocarbures $S_{hc} = 1 - \text{saturation en eau}$.

Ces données vont permettre de calculer le volume de roche brut, puis le volume utile (multiplication par le rapport utile), puis le volume poreux, puis le volume poreux à hydrocarbures, c'est-à-dire l'accumulation en conditions de fond (en place).

$$\text{Accumulation en place} = \text{Volume de roche total} \times \frac{h_u}{h_t} \times \Phi \times S_{hc}$$

avec h_u : épaisseur utile, h_t : épaisseur totale, Φ : porosité, et S_{hc} : saturation en hydrocarbures.

Les **modélisations réservoir** consistent à réaliser des modèles maillés qui vont introduire tous les paramètres précités, ainsi que des données sur les écoulements, pour pouvoir gérer ces modèles en système dynamique.

1. Voir le bassin d'Aquitaine par exemple, notamment pour les carbonates.

Ces modélisations peuvent être multiscalaires : il en existe à l'échelle d'un bassin qui intègrent en parallèle des données d'évolution séquentielle, paléoclimatiques, ou d'environnements de dépôt.

Ces modèles, fournis par des sociétés de service ou bien appartenant aux compagnies pétrolières qui les ont conçus, ont pour objectif une meilleure compréhension régionale. Il en existe aussi d'autres à l'échelle de l'objet pétrolier, également externes ou internes aux compagnies pétrolières, qui sont beaucoup plus détaillés et établis pour des objectifs de production.

3

Les couvertures pétrolières

3.1 Identification des intervalles de couvertures

De la même façon que les réservoirs peuvent être appréhendés par une étroite corrélation entre le modèle de dépôt et la sismique réflexion, les couvertures doivent en théorie¹ être analysées et identifiées en termes de lithologies possibles et comparées par des méthodes rigoureusement identiques, essentiellement à base de **stratigraphie séquentielle**.

Nous distinguerons :

- des couvertures régionales, qui peuvent être composées :
 - de niveaux évaporitiques continus ou discontinus (les discontinuités intra-salifères seront parfois qualifiées de « *trous dans le tapis* »),
 - de niveaux carbonatés micritiques ou diagénétisés,
 - de niveaux argilo-silteux qui correspondent à des surfaces maximales d'inondation (appelées aussi *surfaces condensées*) ;
- des couvertures locales argilo-silteuses, de moindre extension et donc moins fiables pour être extrapolées aux prospects.

Il existe en fait **quatre types de couvertures**, qui s'appliquent respectivement en haut ou au sommet, le long, ou en bas du réservoir :

- la couverture **supérieure** (*upper seal*) ;
- la couverture **latérale** (*lateral seal*), en cas de présence de faille, normale ou inverse qui recoupe le réservoir en le décalant ;
- la couverture **latérale** (*lateral seal*), en cas de changements de lithofaciès, notamment en cas de pièges à composantes stratigraphiques que nous examinerons au paragraphe 4 ;
- la couverture **inférieure** (*bottom seal*), en cas de monocinal penté.

1. Et elles devraient l'être en pratique, ce qui n'est malheureusement pas toujours le cas ; il y a là une insuffisance méthodologique cruciale qu'il faut bien garder à l'esprit.

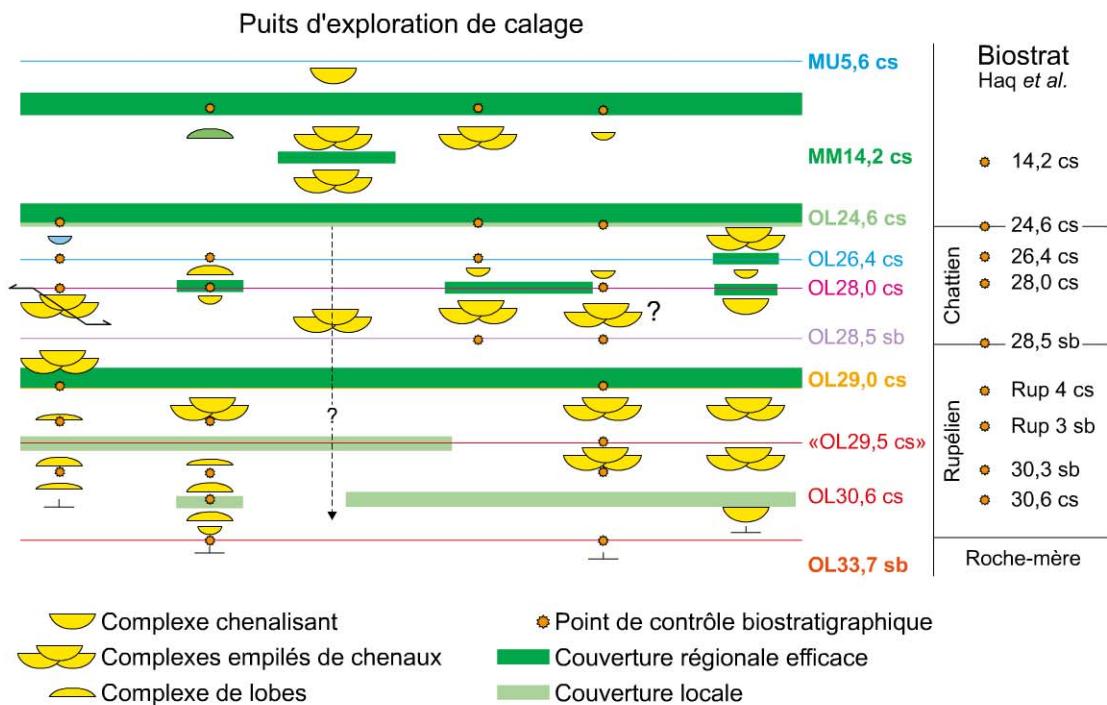


Figure 6.14 – Corrélations régionales ou locales des niveaux couvertures en liaison avec la biostratigraphie. Document Total.

La couverture la plus haute (ou la moins profonde) du système pétrolier est appelée la **couverture ultime**. Ce n'est pas forcément la couverture supérieure d'un des réservoirs appartenant au système pétrolier mais celle du réservoir le plus haut. La couverture sous-jacente par rapport à cette couverture ultime est nommée la **couverture intermédiaire**.

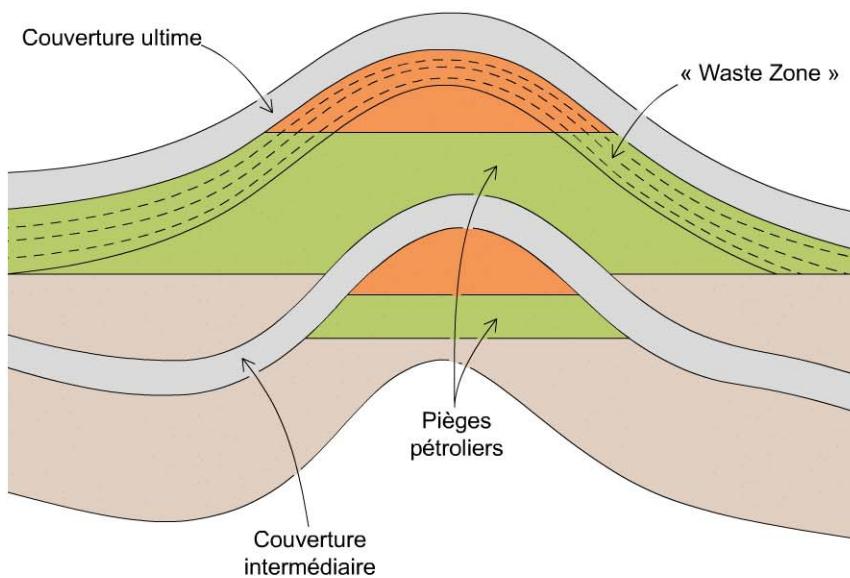


Figure 6.15 – Dénomination des couvertures, cas d'un anticinal simple. Document Total.

Huile en vert et gaz en rouge selon la nomenclature classique des pétroliers, sauf Shell qui inverse ces couleurs.

Une fois ces couvertures et les incertitudes associées reconnues, les notions de capacité et d'intégrité des couvertures vont s'appliquer à la suite de la démarche analytique d'évaluation de la rétention en hydrocarbures, comme cela a été décrit au chapitre 3.

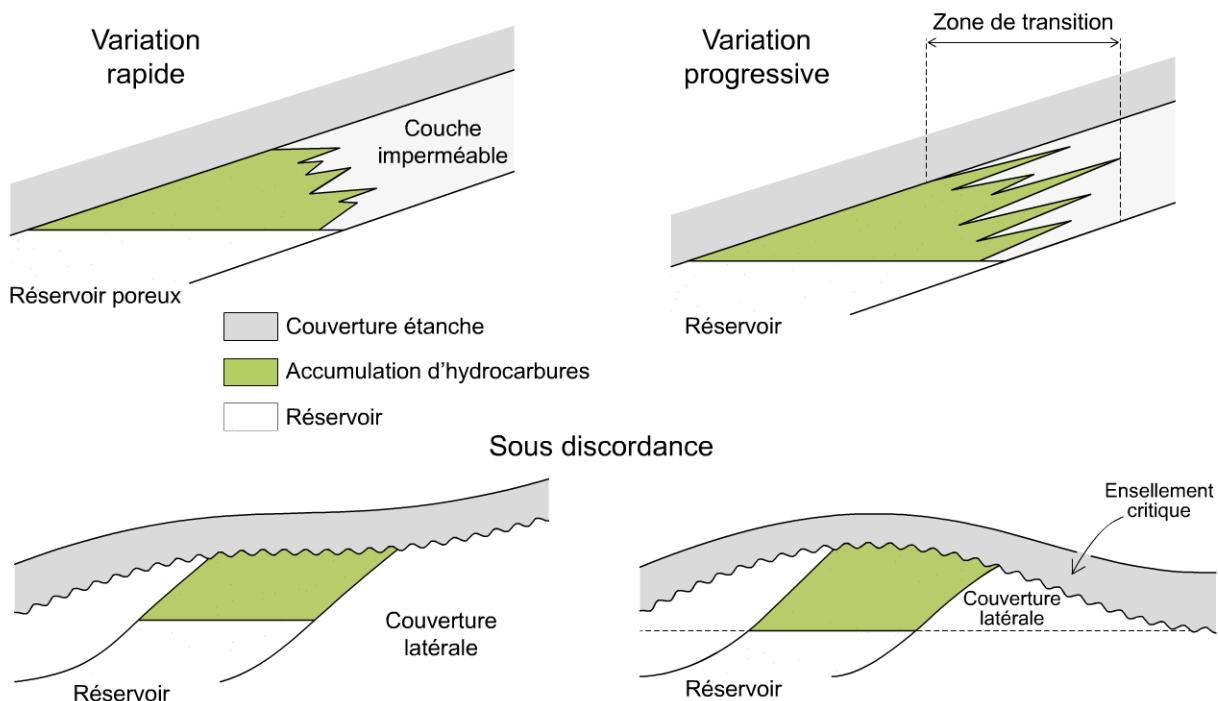


Figure 6.16 – Principes de couverture inférieure, de couverture latérale, pièges non faillés. Document Total.

L'ensellement (*saddle*) correspond parfois au point de fuite, ou *spill point*, où aucune goutte d'huile ne sera capturée par le piège mais dont toutes s'éloigneront comme pour le cas d'une aire de drainage.

Précision : un thème pétrolier, c'est-à-dire, selon notre définition préférée, un couple réservoir/couverture, est lié au réservoir principal et à sa couverture ultime.

3.2 Scellement sur les failles

Les lois décrites sur la rétention (cf. chapitre 3) régissent le scellement des failles, qu'elles soient normales ou inverses.

La zone de faille et le remplissage associé peuvent en effet être décrits comme une «roche» complexe, mélangée et hétérogène possédant une pression d'entrée et une perméabilité qui varient en tout point.

Le scellement sur failles reste cependant très complexe car, de fait, les failles ne sont pas des surfaces simples ni homogènes. Elles sont latéralement et verticalement **segmentées** et sont formées de multiples surfaces de glissement.

Ce sont par définition des zones où la déformation est amplifiée avec des remplissages lithologiquement variés. Une observation sérieuse de la sismique s'impose avec la meilleure des résolutions verticale et latérale possible, pour réduire l'incertitude structurale, premier pas avant l'évaluation de la rétention sur les failles.

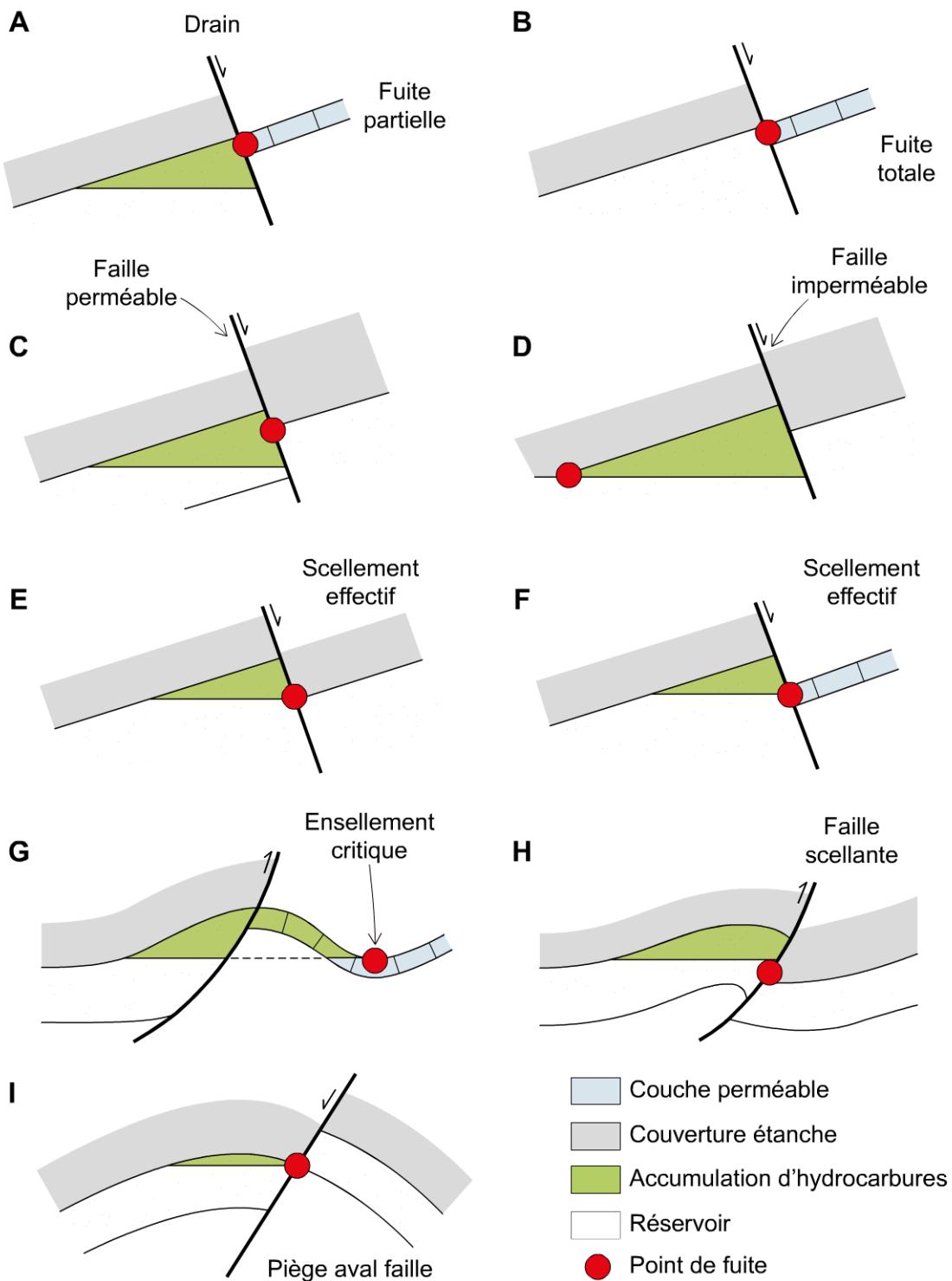


Figure 6.17 – Notions de scellement sur les failles. Document Total.

Des contrastes mécaniques dans des séries alternantes rendent les zones ou plans de failles encore plus hétérogènes.

C'est pourquoi l'analyse des failles implique non seulement d'observer la faille elle-même, mais aussi d'appréhender la **dynamique du système pétrolier**, l'étude des pressions de pores et des mouvements hydrodynamiques (*cf.* chapitre 3), le modèle tectonique ainsi que l'histoire des réactivations structurales possibles des failles.

À partir de là, l'**évaluation du scellement** se construit de la façon suivante :

- établissement d'un diagramme de juxtaposition, appelé aussi **diagramme de Allan**, du nom du géologue de Shell qui l'a inventé en 1989 en travaillant sur des exemples du delta du Niger, qui correspond à un domaine de **failles de croissance** où cette thématique de scellement latéral est cruciale. Ce diagramme peut être réalisé en mettant une abscisse représentant les compartiments stables et mobiles avec leurs lithologies croisées (intersection) ;
- évaluation du *shale gouge ratio* (SGR)¹ sur le plan de faille (figure 6.18) ;
- calcul de la pression d'entrée pour les SGR calculés, sachant qu'il existe une relation établie régionalement entre SGR et pression capillaire ;
- calcul de la poussée d'Archimède pour la fermeture sur faille qui est évaluée, comparaison avec les pressions capillaires le long de la faille et le long de la colonne d'hydrocarbures évaluée.

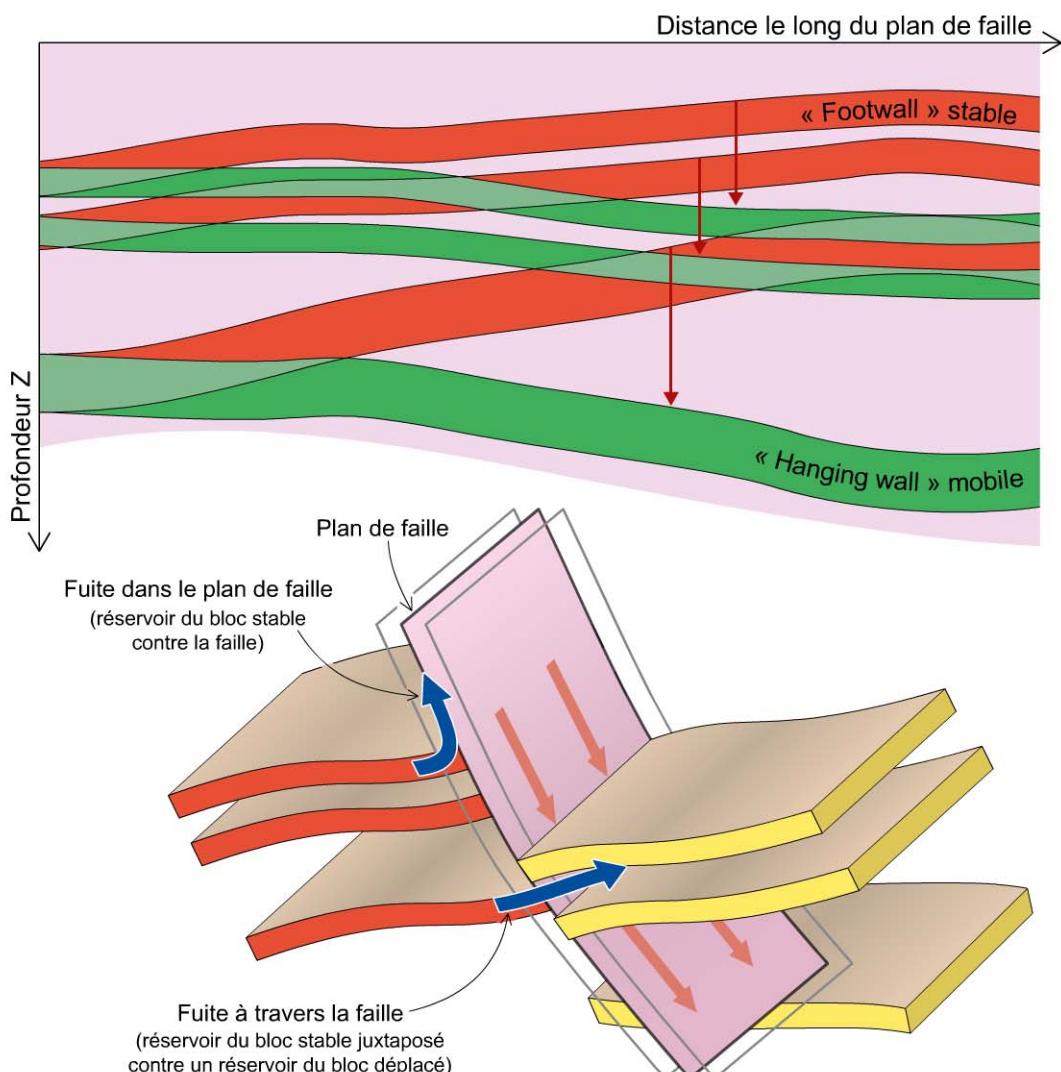


Figure 6.18 – Analyse de juxtaposition sur un plan de faille. Document Total.

1. La traduction littérale de *shale gouge ratio* est « facteur de découpe d'argile » : il qualifie la quantité d'argile contenue dans le plan de faille et par corrélation la capacité de rétention de cette faille traitée en tout point de sa surface et de son volume comme une couverture avec une pression d'entrée.

Le SGR est calculé en faisant la somme des contenus en argile des épaisseurs correspondantes d'argile ou de grès du compartiment stable (*foot wall*) ayant vu passer le «compartiment déplacé» (*hanging wall*) lors du jeu de la faille.

Foot wall et *hanging wall* seront en situation de relations et de profondeurs différentes selon que la faille est normale ou inverse.

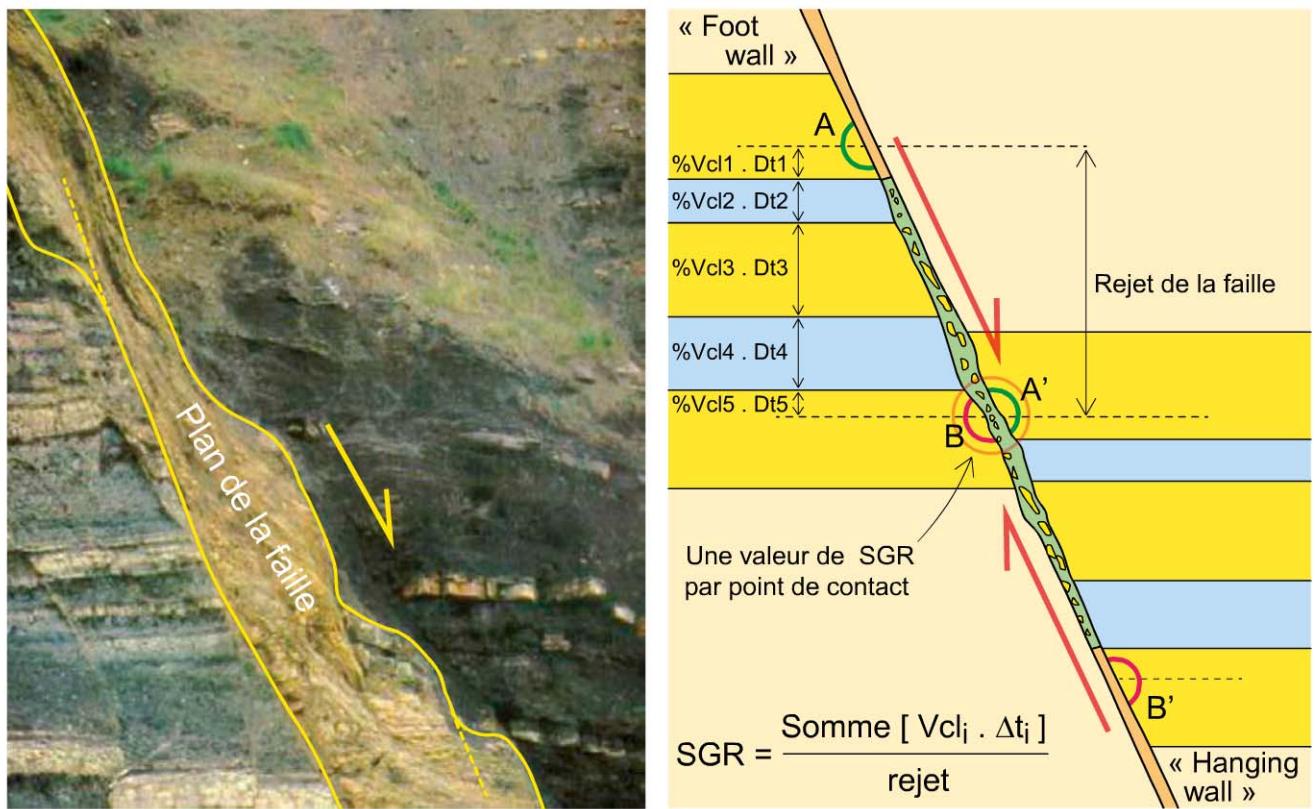


Figure 6.19 – Principe de calcul du *shale gouge ratio* (SGR). Document Total.

Les bancs jaunes ont plutôt une lithologie de type réservoir. Les bancs bleus ont plutôt une lithologie de type couverture

Il faut observer que l'évaluation quantitative du scellement sur failles reste encore un défi en ce qui concerne certains domaines géologiques particuliers :

- les contextes compressifs (failles inverses) ;
- les carbonates ainsi que les niveaux silicifiés, qui impliquent parfois une diagenèse du plan de faille que le SGR ne peut par principe suffire à décrire.

À l'examen du plan de faille, on ajoutera fréquemment et dans la mesure du possible l'intégration d'observations parallèles notamment sismiques telles que les cheminées de gaz, les nuages de gaz, des anomalies d'amplitudes localisées qui permettent de déceler la présence de failles drainantes ou non drainantes. Des considérations empiriques peuvent être localement utilisées : par exemple, dans le delta du Niger, les colonnes sur failles inverses n'excèdent pas le contact de la courbe fermée la plus basse avec le plan de faille, etc.



Figure 6.20 – Exemple de panneaux faillés avec remplissage (gouging), avec zoom (Permien du bassin de Lodève, France). Cliché J.-J. Biteau

4

Pièges et piégeage

Les pièges pétroliers et la durabilité de leur rétention sont l’aboutissement du système pétrolier.

Ils peuvent être répartis en sept grands types avec successivement, en les classant des moins fragiles aux plus fragiles en ce qui concerne la rétention des hydrocarbures :

- Les **anticlinaux simples** : ce sont bien évidemment les premiers qui ont été découverts, quand ils ne sont pas aveugles, c'est-à-dire masqués par le recouvrement de surface, et qu'ils sont donc bien visibles en surface (anticlinaux en piémont des chaînes de montagne ou des vieilles chaînes arasées). Ils ne dépendent que d'une composante de couverture, la couverture supérieure, c'est-à-dire celle qui surmonte directement le réservoir pétrolier.
- Les **structures diapiriques** de sel ou d'argile, qui vont générer des *cap-rocks* apparentés au premier type ou des pièges sur quille de sel (*welds*) dont la description sismique n'est en général pas aisée (flancs redressés ou quasi verticaux).
- Les **structures en flancs de ces diapirs** argileux ou évaporitiques.
- Les **pièges sur failles** inverses ou normales, en compartiments hauts ou bas (*cf.* la discussion sur les couvertures, au § 3). Deux ou trois composantes de couvertures doivent y être évaluées : supérieure, latérale et inférieure.
- Les **pièges à composante stratigraphique en cuvette** comme les chenaux turbiditiques ;
- Les **pièges à composante stratigraphique en relief**, comme les constructions (*mounds*) récifaux ou bien les buttes témoins (par exemple les faciès en relief façonnés par les vallées glaciaires du Cambro-Ordovicien de la plateforme nord-africaine (Algérie, Libye) ou de la plateforme arabe). Les pièges de type **karstique** font partie de

ce type. Ces pièges sont dépendants de quatre composantes de couverture : supérieure, latérale sur les *onlaps*, et aussi inférieure sur le biseau ou la terminaison en amont.

- Les **biseaux sur monocliniaux**, qui impliquent également quatre composantes de rétention.

Il s'y ajoute les pièges stratigraphiques qui se forment par argilisation latérale (*shaling out*) ou des **pièges diagénétiques** (par cimentation) également latéraux.

Les ressauts hydrauliques durant la sédimentation favorisent le piégeage, tout comme les failles synthétiques de *roll-over* ou les failles antithétiques.

Un type original est celui formé par la présence d'**anneaux** (ou **ceintures**) de **bitumes**.

Les **biseaux sur monocliniaux** sont souvent des types de pièges très fragiles rencontrés en contexte de marges océaniques abruptes ou pentées, dénuées de sel ou d'argile. Quant ils sont présents, ces matériaux font office de surfaces ductiles de décollement et donc induire des phénomènes gravitaires propices au piégeage (*roll-over*, diapirs, failles inverses, etc.) qui, dans ces types de bassins de marges océaniques abruptes, sont forcément absents.

Malgré des taux de succès faibles (inférieurs à 5 %), les réserves peuvent être très significatives (plusieurs milliards de barils, comme dans le cas du champ de Jubilee au Ghana, le plus connu et actuellement en production).

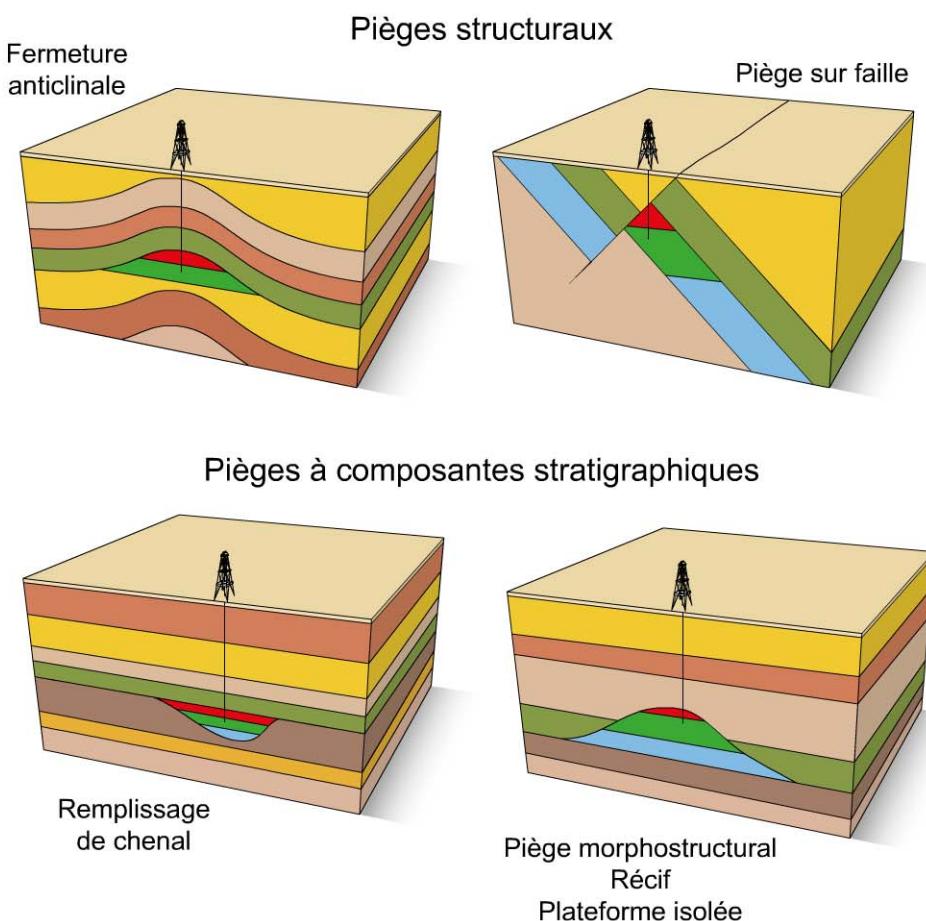


Figure 6.21 – Types de pièges hors biseaux stratigraphiques. Document Total.

Les exemples les plus emblématiques de ces biseaux dits *stratigraphiques* sont évidemment East Texas aux États-Unis, ainsi que d'autres découverts beaucoup plus récemment tels Al Khalidj au Qatar dans des séries carbonatées du Crétacé, Jubilee au Ghana dans des niveaux clastiques cénonomo-turoniens, Buzzard au large de la Grande-Bretagne (bassin du Moray Firth) dans des intervalles jurassiques, Laggan-Tormore au large des West Shetlands, dans des séries paléocènes.

On s'aperçoit pour ces exemples que les conditions du succès pétrolier sont les suivantes :

- une **situation en aval-faille** (ou la présence d'une faille avec un anticlinal plus ou moins prononcé de *roll-over*), qui permet d'avoir un niveau imperméable à forte P_e (pression d'entrée, cf. chapitre 3) au niveau du biseau ultime ;
- ou un **ressaut hydraulique** qui va déconnecter le réservoir turbiditique de son émissaire principal, et introduire aussi un niveau à plus forte P_e en face du réservoir biseauté ;
- une **couverte inférieure efficace**, quoi qu'il arrive ;
- un **pendage structural peu important** qui minimise les fuites en dynamique.

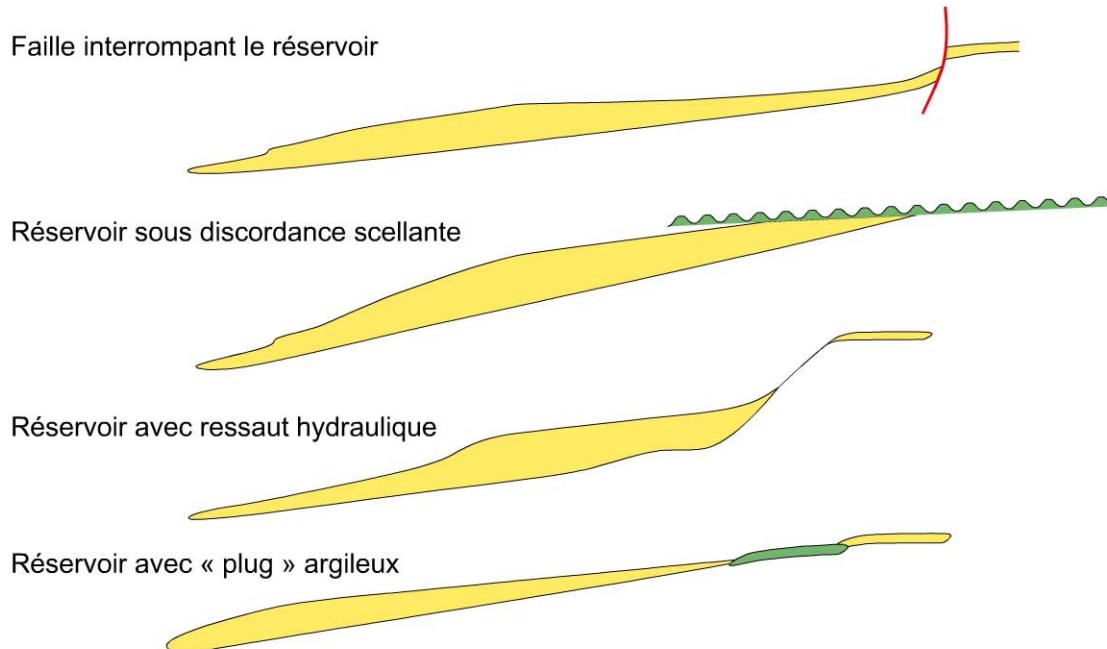


Figure 6.22 – Biseaux stratigraphiques, les conditions du succès.

On évalue actuellement la probabilité de découverte historique de ces objets stratigraphiques entre 2 et 5 %.

On peut aussi observer qu'ils sont assez souvent en situation de régime hydrostatique et en situation structurale proche des roches-mères matures, clés du succès...

Cette proximité entre système générateur et couple réservoir/couverture est favorable à la migration secondaire ainsi qu'à l'établissement de systèmes dynamiques où le chargement en hydrocarbures et les fuites relatives par capillarité peuvent parvenir à se compenser utilement.

On peut rappeler à ce propos le cas des socles et roches volcaniques où cette condition de proximité (notamment latérale *per laterum* ou *per descensum*) entre roche-mère et magasin est primordiale (*cf.* § 2.3).

5 La préservation des hydrocarbures dans les pièges

Au cours de leur chargement dans les réservoirs ou durant leur long séjour dans ceux-ci, les pétroles peuvent connaître différents phénomènes qui modifient leur composition. Ces processus physico-chimiques ou microbiologiques, illustrés par la figure 6.23, comprennent :

- le craquage secondaire ;
- la réduction thermique des sulfates ;
- le lessivage par l'eau ou par du gaz ;
- le désasphaltage ;
- et la biodégradation.

Si la plupart de ces phénomènes altèrent la qualité des huiles initialement présentes dans les réservoirs, quelques-uns peuvent conférer au pétrole des propriétés plus intéressantes que celles qu'il avait avant leur intervention.

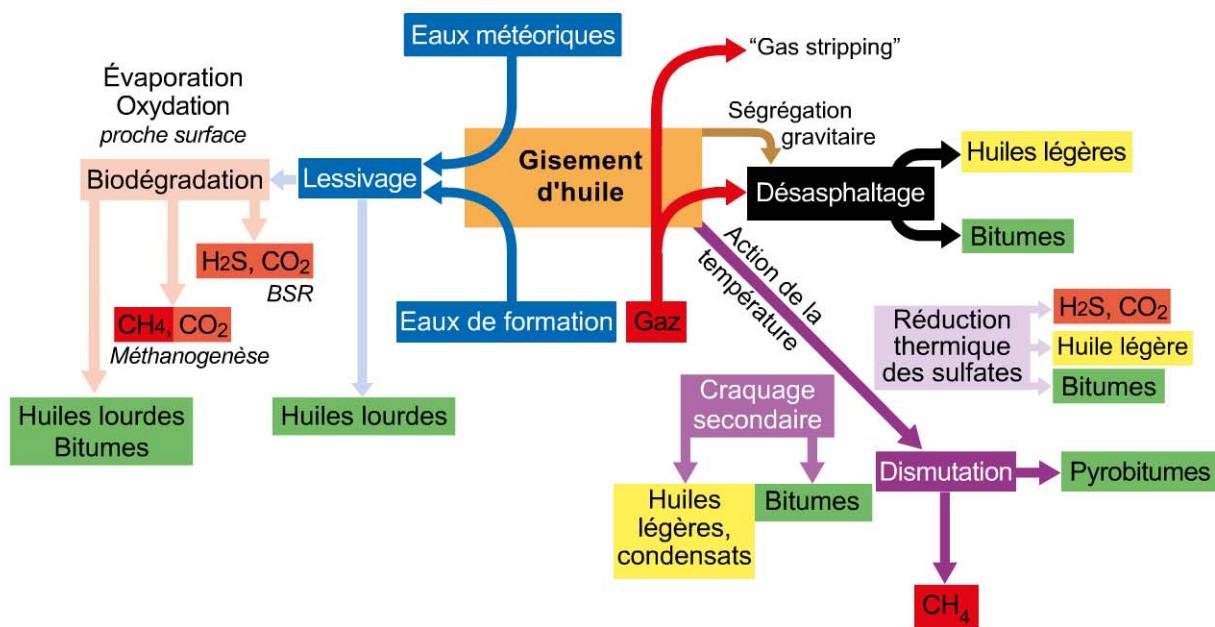


Figure 6.23 – Schéma des principaux phénomènes affectant les hydrocarbures dans les pièges postérieurement au chargement.

5.1 Craquage thermique secondaire

Le pétrole peut subir dans un réservoir une altération thermique appelée **craquage secondaire**, qui correspond à la rupture des liaisons chimiques des hydrocarbures de poids moléculaire élevé pour produire des hydrocarbures de plus en plus légers. Ce craquage secondaire peut intervenir dans plusieurs cas :

- lorsqu'un bassin sédimentaire poursuit sa subsidence après le remplissage des réservoirs ;
- lorsque le flux thermique augmente significativement dans le bassin ;
- lorsque les hydrocarbures non expulsés d'une roche-mère rentrent dans la fenêtre de température où a lieu ce phénomène (métagenèse).

La conséquence est une séparation de l'huile entre une fraction légère et une fraction plus lourde, formée d'un résidu de plus en plus carboné puisque le craquage secondaire « consomme » plus d'hydrogène pour former des molécules légères qu'il n'y en a dans le produit de départ (figure 6.24). En effet, si, par exemple, de l'octane (C_8H_{18}) subit un craquage secondaire et donne une molécule de pentane (C_5H_{12}) et une molécule d'éthane (C_2H_6), tous les atomes d'hydrogène de la molécule de départ ont été mobilisés lors de la réaction de clivage et il reste un atome de carbone en surabondance. Celui-ci est en réalité intégré aux structures aromatiques présentes dans l'huile pour former des composés polyaromatiques de très haut poids moléculaire, voire des molécules en forme de cage appelées *diamonoïdes* (adamantane [$C_{10}H_{16}$], diamantane [$C_{14}H_{20}$] et polymantanes).

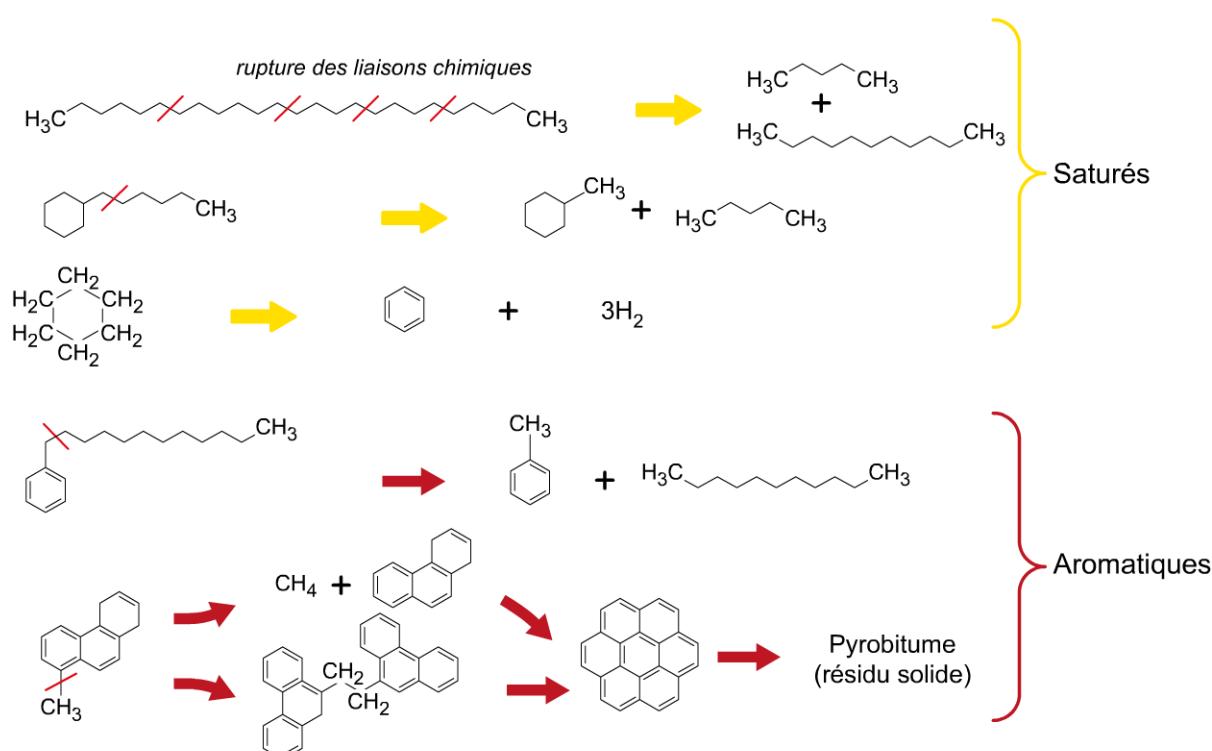


Figure 6.24 – Illustration des réactions chimiques lors du craquage secondaire.

Le bilan de masse de l'hydrogène associé à la formation d'hydrocarbures gazeux conduit à la formation progressive d'unités polyaromatiques de grande taille, dont certaines peuvent précipiter dans le réservoir pour former le pyrobitume.

Les résines et asphaltènes présents dans les huiles et qui contiennent de nombreux domaines polyaromatiques sont particulièrement sensibles à cet effet et tendent à former un résidu insoluble : le **pyrobitume**. Si la quantité de pyrobitume formé est très importante, celui-ci peut modifier les propriétés pétrophysiques du réservoir en obstruant une partie de la porosité et en diminuant la perméabilité, perturbant voire empêchant parfois la production du champ.

Il se forme alors dans le réservoir ce que l'on appelle un ***tar mat***, littéralement un «tapis de goudron», dont l'épaisseur peut parfois atteindre le mètre, voire un peu plus. Même si l'huile devenue plus légère voit sa viscosité diminuer (ce qui favorise son extraction), les *tar mats* peuvent nettement diminuer les qualités du réservoir.

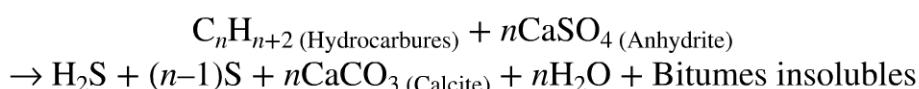
Le craquage secondaire peut démarrer dès 150-160 °C pour les composés lourds présents dans les bruts, mais la plupart des huiles légères sont stables jusqu'à des températures de 200-220 °C et les condensats le sont à des températures encore plus élevées.

La fenêtre de température/profondeur de l'initiation du craquage secondaire dépendra donc en premier lieu de la composition initiale de l'huile.

5.2 Réduction thermique des sulfates

En présence de sulfates et à haute température (100-140 °C), les hydrocarbures subissent des réactions d'oxydoréduction qui conduisent à leur oxydation et génèrent de l'hydrogène sulfureux, du soufre, du dioxyde de carbone et de la calcite secondaire.

Ces réactions appelées ***réduction thermique des sulfates*** (ou thermo-sulfato-réduction, **TSR** pour *thermal sulfate reduction*) sont complexes, se produisent en plusieurs étapes et sont catalysées par les différentes formes réduites du soufre présentes dans le milieu. De manière très simplifiée, on peut écrire l'équation de réaction bilan de la TSR comme suit :



Dans les conditions courantes de subsurface, cette réaction se produit lorsque les hydrocarbures sont au contact de minéraux sulfatés présents dans le réservoir lui-même ou dans la couverture sus-jacente ou latérale ; le plus courant d'entre eux étant l'anhydrite (CaSO_4), qui est associée aux séries évaporitiques comme par exemple dans le bassin sud-aquitain (voir Lacq et Meillon au chapitre 9).

La TSR est à l'origine de nombreux gaz acides (H_2S , CO_2) que l'on retrouve avec les hydrocarbures dans les gisements pétroliers (*cf.* chapitre 2). Le type d'hydrocarbures présents dans le réservoir peut déterminer l'importance et l'efficacité de la réduction thermique des sulfates, en particulier lorsqu'il s'agit d'huile riche en composés organo-soufrés dont la dégradation thermique fournit de l' H_2S , qui catalyse la réaction.

D'un point de vue diagnostique, l' H_2S généré par la TSR présente une signature isotopique du soufre ($\delta^{34}\text{S}$) plus lourde – reflétant sa source inorganique – que l' H_2S produit par le craquage thermique des composés organo-soufrés de l'huile. La TSR

favorise les réactions de **dismutation** des huiles et conduit à une diminution de la concentration en hydrocarbures saturés, à une augmentation relative des hydrocarbures aromatiques et à un enrichissement en molécules aromatiques soufrées (benzothiophènes, diamonoïdes et pyrobitume soufrés) (figure 6.25).

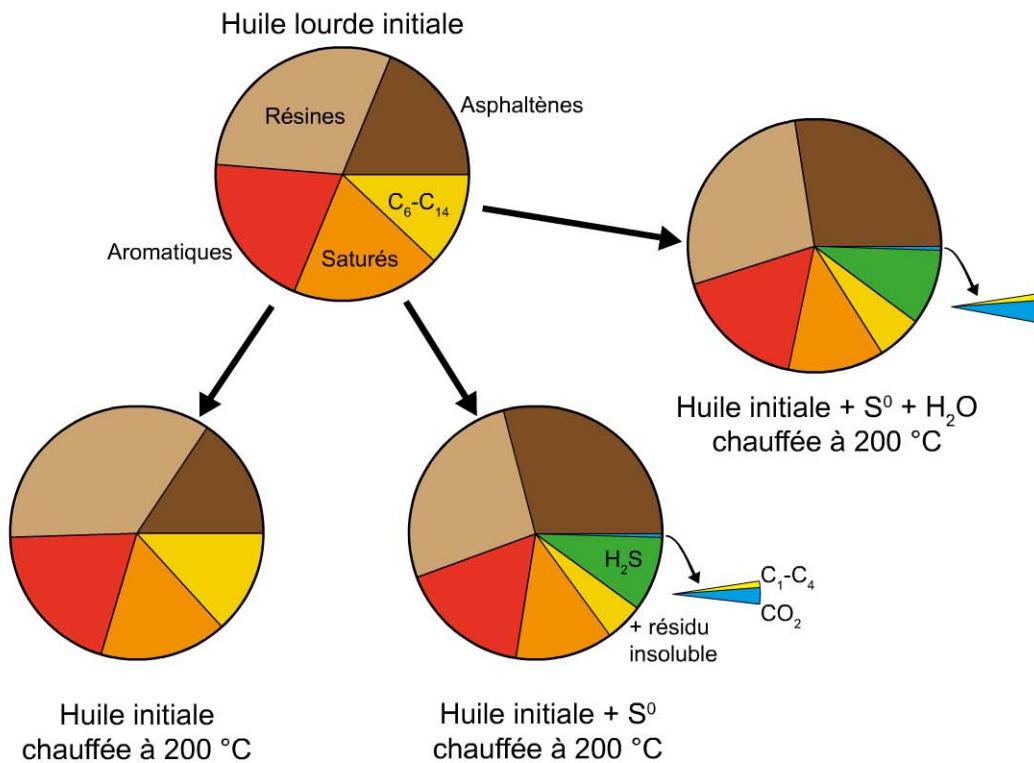


Figure 6.25 – Comparaison de la composition (en %) d'une huile lourde après chauffage à 200 °C sans et avec du soufre, avec soufre + eau (d'après Kowalewski et al., 2010).

La réduction thermique des sulfates se rencontre généralement dans les séries carbonatées, qui contiennent souvent aussi des faciès plus internes évaporitiques, alors que, dans les séries silicoclastiques, la TSR sera inhibée par la formation de pyrite à partir de l'H₂S et du fer réactif associé aux argiles, selon les mêmes réactions que celles de la diagenèse précoce (*cf.* § 1 du chapitre 5). Les carbonates secondaires qui viennent en remplacement de l'anhydrite ont une signature isotopique du carbone ($\delta^{13}\text{C}$) très négative (légère), marquant ainsi que l'atome de carbone provient d'une source hydrocarbonée appauvrie en ¹³C par comparaison avec les carbonates primaires, isotopiquement plus lourds. On peut noter aussi que ces carbonates peuvent avoir un effet négatif en obstruant la porosité des réservoirs.

5.3 Lessivage par l'eau

Même si les hydrocarbures sont largement insolubles dans l'eau, les gaz (C₁ à C₄) et certains hydrocarbures aromatiques (benzène et toluène en particulier) sont toutefois solubles jusqu'à des concentrations de 1 à 10 g/l à 25 °C, voire plus dans les conditions de température des réservoirs.

À la base du réservoir, au niveau des contacts eau/huile ou eau/gaz, la concentration de ces espèces chimiques est en équilibre (loi de Henry). Si l'aquifère est stable, la quantité d'hydrocarbures extraits par dissolution de la colonne d'huile ou de gaz sera limitée du fait de la faible efficacité de la diffusion. Il n'en va pas de même si l'aquifère est actif (*cf.* chapitre 3). Dans ce cas, un déséquilibre chimique entre les deux phases est entretenu par le flux d'eau, ce qui conduit à une dissolution régulière des hydrocarbures et donc à leur extraction progressive de la colonne d'huile ou de gaz. Ce phénomène est appelé ***lessivage*** (ou *water washing* en anglais).

Si le lessivage affecte des champs de gaz purs, ceux-ci voient leur quantité diminuer mais aussi le rapport $C_1/(C_1-C_4)$ augmenter car le méthane est plus soluble que l'éthane, le propane et le butane. Dans le cas d'un mélange huile et gaz dans le champ, les gaz étant plus solubles que les huiles, ils sont lessivés en premier, ce qui diminue le GOR de l'accumulation. Dans le cas d'un gisement d'huile avec une couverture gazeuse, le gaz lessivé est progressivement remplacé par celui de la couverture gazeuse, maintenant ainsi l'équilibre huile/gaz au sein du réservoir.

À l'échelle des temps géologiques, une grande partie voire tout le gaz de couverture peut être lessivé, conduisant alors à former ce que l'on appelle une ***huile morte*** (*dead oil*), plus visqueuse (diminution de la densité API) et sans « énergie interne » (pression de gaz dissous) qui permettrait une mise en production aisée. Un bon témoin du lessivage d'une huile est sa signature moléculaire (chromatographie de l'huile totale) qui présente une diminution préférentielle des hydrocarbures légers et en particulier des hydrocarbures aromatiques (benzène, toluène...).

Un aquifère alimenté par des eaux de surface contenant des micro-organismes conduira à une biodégradation de l'huile en plus de son lessivage (*cf.* § 5.6 plus bas).

5.4 Perte ou injection de gaz dans un réservoir

Dans un réservoir contenant de l'huile et du gaz, la composition du fluide respecte la loi de Henry, qui détermine la solubilité d'un gaz dans une phase liquide et la solubilité d'une huile légère dans un gaz.

Si du gaz en tête de réservoir s'échappe avant d'atteindre le point de fuite du champ, par exemple par dysmigration vers le haut, la composition de l'huile résiduelle évolue. On parle alors de ***fractionnement évaporatif*** (*evaporative fractionation*). De son côté, le gaz qui s'est échappé, entraînant une fraction d'hydrocarbures C_{5+} , peut être piégé dans des réservoirs sus-jacents et subir une ***condensation rétrograde***, c'est-à-dire la démixtion du gaz et du condensat.

Lorsqu'un champ d'huile est balayé par un flux de gaz qui y entre et en sort régulièrement, un système dynamique se met en place qui épouse progressivement les hydrocarbures légers de l'accumulation initiale ; on appelle parfois ce phénomène le ***gas stripping***. L'huile résiduelle est alors plus aromatique et plus lourde. Ce phénomène de ***lessivage par du gaz*** se rencontre particulièrement dans les environnements deltaïques ou turbiditiques, par exemple dans le domaine profond angolais (Girassol-Dalia), où la

superposition de pièges dans des chenaux sableux et la présence de failles permettent la mise en place de ce système de lessivage dynamique. Sur certains champs pétroliers offshore du golfe du Mexique (Tiger Shoal), les spécialistes estiment que près de 75 % de l'huile initiale ont pu être perdus par effet de *gas stripping*.

5.5 Désasphaltage

L'injection naturelle d'hydrocarbures légers dans un réservoir déjà chargé en huile (sans effet de *gas stripping*) ou des changements des conditions PVT dans le réservoir (lorsque l'on approche du point critique, cf. chapitre 3) peuvent provoquer la précipitation des asphaltènes.

Ce phénomène, appelé *désasphaltage* (*deasphalting*), a des conséquences aux effets antagonistes. D'un côté, il augmente la densité API donc diminue la densité de l'huile, ce qui présente un certain avantage, mais, de l'autre, la précipitation des asphaltenes génère des *tar mats* qui diminuent les qualités pétrophysiques du réservoir.

Ces phénomènes de désasphaltage peuvent être locaux, par exemple à proximité d'une faille amenant du gaz profond dans une accumulation d'huile, ou régionaux, comme c'est le cas sur la marge du Bas-Congo où les roches-mères qui ont atteint la fenêtre à gaz expulsent du méthane qui parvient dans les réservoirs à huile situés plus haut dans le bassin, provoquant ainsi la précipitation des asphaltènes à une grande échelle (figure 6.26).

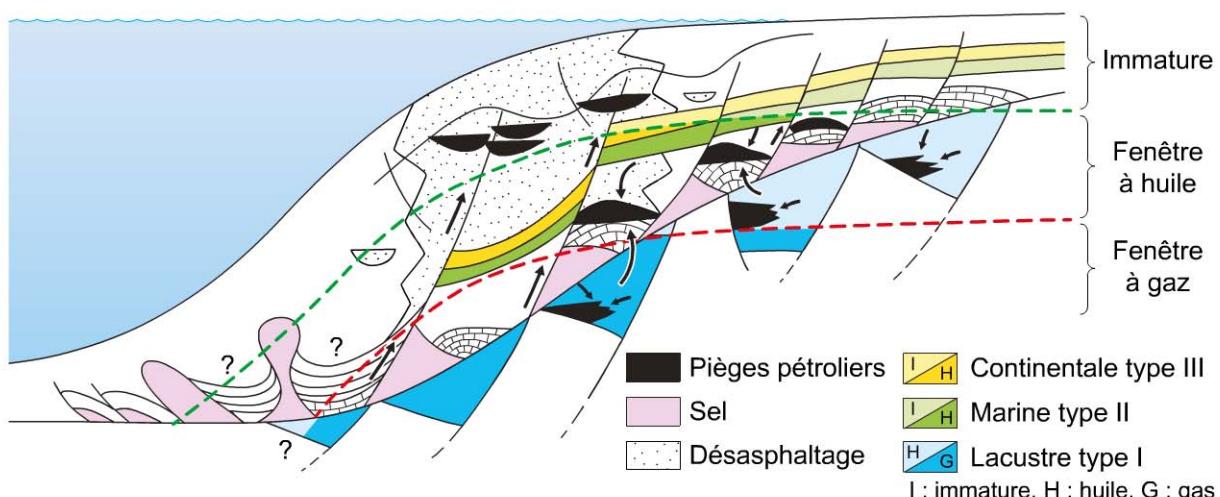


Figure 6.26 – Exemple de la marge passive du Bas-Congo et répartition des champs pétroliers ayant subi un désasphaltage.

On constate que ces champs sont tous répartis au-dessus du domaine où la roche-mère est entrée dans la fenêtre à gaz. L'expulsion de ce gaz et sa migration verticale vers les réservoirs à huile ont provoqué ce désasphaltage.

En dehors de tout apport extérieur, un simple déséquilibre thermodynamique peut être à l'origine d'une variation progressive de la composition des hydrocarbures. C'est le cas de certains gisements du Venezuela et du golfe du Mexique qui présentent une

hauteur de la colonne d'huile importante (> 500 m), avec une plus grande richesse en asphaltènes vers le bas du réservoir, voire leur précipitation au niveau du contact eau/huile (OWC). La présence de *tar mats* en dessous ou au-dessus de l'OWC peut s'expliquer par des phénomènes tectoniques (plicature ou rotation le long d'une faille ; figure 6.27) postérieurs à la période de désasphaltage. Dans ce cas, pour être prédictif, il faut impliquer la notion de calendrier pétrolier et travailler avec des reconstructions structurales et des modélisations pétrolières.

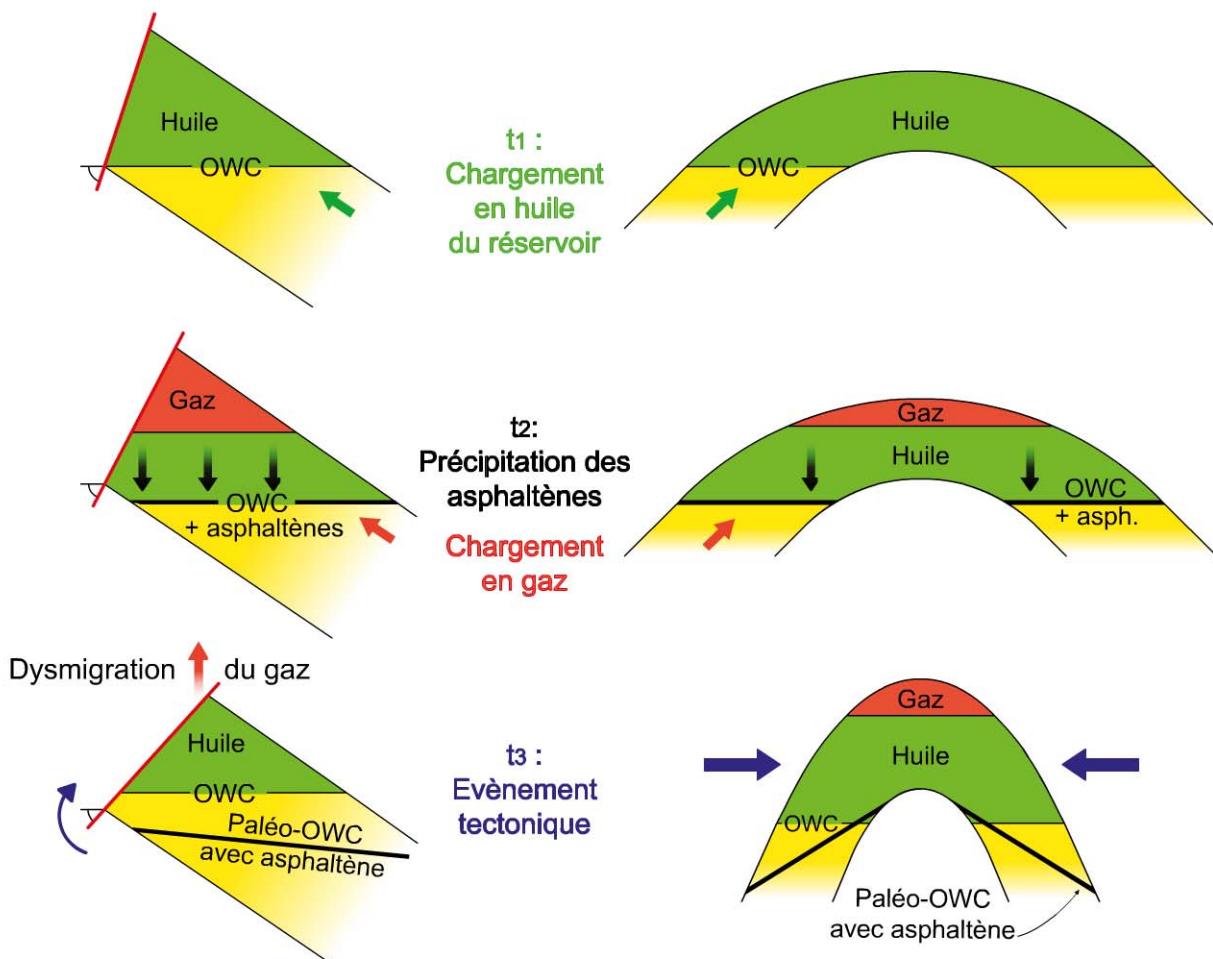


Figure 6.27 – Exemple d'une paléosurface du contact eau/huile (OWC) soulignée par un *tar mat* non horizontal en relation avec l'histoire du chargement du réservoir.

5.6 Biodégradation des huiles

Les pétroles dans leurs réservoirs sont aussi une source d'énergie pour les archées et bactéries qui se développent au contact huile/eau tant que la température de pasteurisation (annihilant l'effet bactérien) n'est pas atteinte dans les accumulations, c'est-à-dire à des températures généralement inférieures à 80°C , correspondant à des profondeurs relativement modestes.

On a longtemps pensé que seuls les microbes aérobies étaient capables de dégrader les hydrocarbures, en supposant que l'oxygène nécessaire à leur développement était

apporté jusqu'au réservoir par des eaux météoriques. Cependant la présence de pétrole biodégradé dans des réservoirs sans relation avec les eaux de surface, puis la découverte de microbes anaérobies capables de dégrader des hydrocarbures saturés et aromatiques, et enfin leur mise en évidence dans les eaux de formation de gisements pétroliers ont finalement convaincu que les micro-organismes anaérobies jouent un rôle presque aussi important dans la biodégradation des pétroles que ceux aérobies.

Ceci a une implication importante dans la mesure où il faut désormais envisager les phénomènes de biodégradation comme pouvant être indépendants d'une relation entre le réservoir et les eaux de surface. La biodégradation microbienne d'un gisement pétrolier est séquentielle et suit la même succession de voies oxydatives que celles à l'œuvre lors de la diagenèse précoce, à savoir aérobie puis sulfato-réduction puis méthano-génèse ; cette dernière dominant largement car l'oxygène et les sulfates présents dans les eaux sont rapidement épuisés en absence d'hydrodynamisme.

L'altération d'une huile par biodégradation affecte préférentiellement les fractions légères des bruts et les molécules aux structures les plus simples. Les hydrocarbures aliphatiques linéaires (*n*-alcanes) sont dégradés en premier puis les ramifiés (*iso*-alcanes) et enfin les cycliques (cyclanes). Ceci est parfaitement illustré par l'évolution de la distribution des molécules détectées par chromatographie en phase gazeuse depuis des huiles non dégradées jusqu'à des huiles fortement dégradées (figure 6.28).

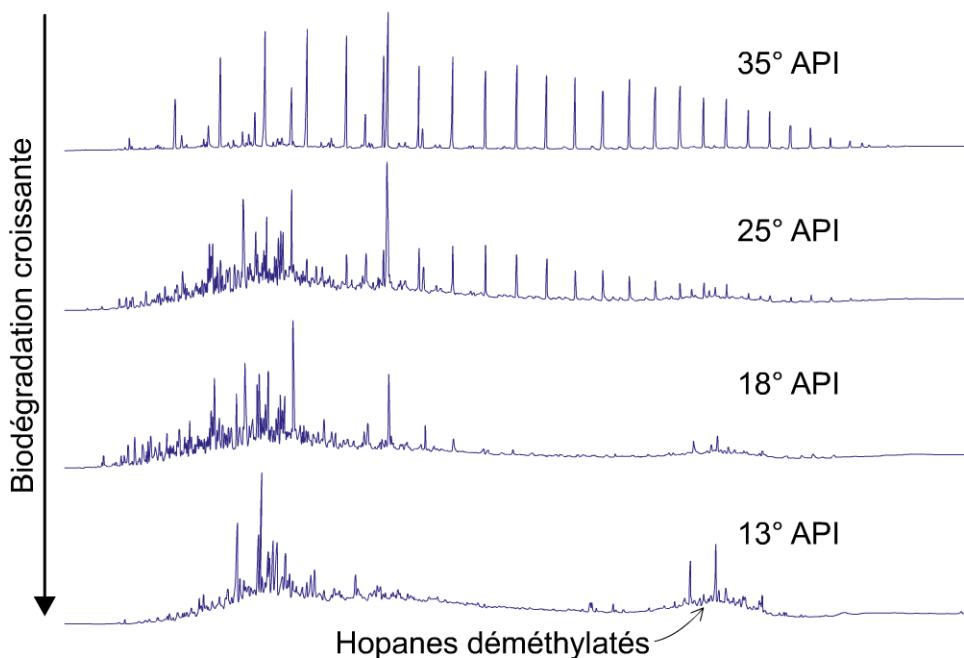


Figure 6.28 – Chromatogrammes de la fraction saturée d'huile à différents stades de biodégradation.

Cette dégradation sélective et progressive enrichit relativement l'huile en molécules aromatiques et en composés lourds (on peut trouver de 25 à 70 % de résines et asphaltènes dans une huile biodégradée contre 15 % dans une huile légère), mais aussi en composés soufrés et en métaux traces (Ni et V notamment, qui sont associés aux

porphyrines). Cet enrichissement en composés lourds n'est pas uniquement le fait d'une dégradation sélective car l'activité métabolique microbienne produit aussi des molécules spécifiques de haut poids moléculaire (par exemple des hopanes démethylés). La disparition quasi séquentielle des différentes classes moléculaires des pétroles au fur et à mesure de la biodégradation a conduit à proposer une échelle d'évaluation de la sévérité (importance) de la biodégradation (figure 6.29).

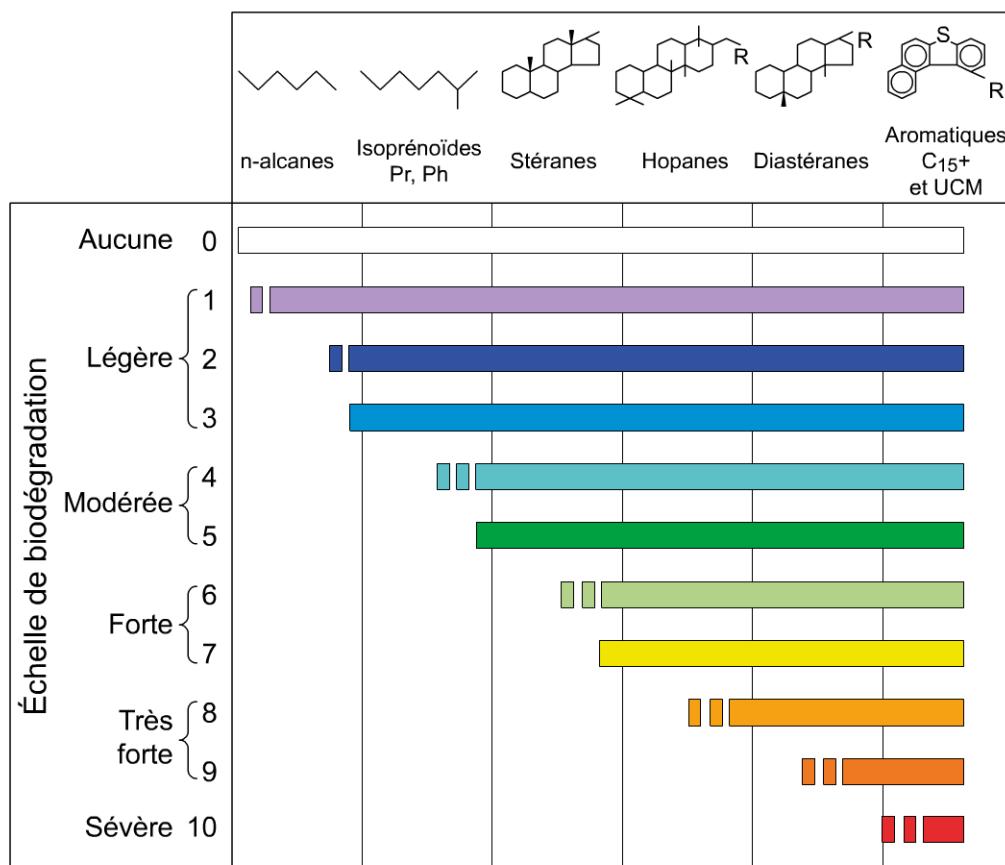


Figure 6.29 – Échelle de biodégradation simplifiée d'après Peters et Moldowan.

Les parties solides des barres correspondent aux classes de composés restant dans l'huile et les parties en hachuré aux classes en cours de biodégradation.

Les huiles biodégradées deviennent de plus en plus visqueuses et denses (lourdes), ce qui se marque par une diminution de leur densité API (*cf.* figure 6.28). C'est l'origine de la plupart des huiles lourdes et extra-lourdes contenues dans les calcaires et les sables bitumineux, comme ceux qui affleurent dans le bassin de l'Athabasca au Canada ou dans la ceinture de l'Orénoque à l'est du Venezuela. La biodégradation est certainement à l'origine de la disparition de grandes quantités d'huile depuis la nuit des temps. Ainsi, on estime qu'une huile biodégradée ayant atteint 2 sur l'échelle de Peters et Moldowan correspond à une perte de 30 à 40 % en volume de l'huile initiale alors qu'une huile ayant atteint 7 sur cette échelle aurait perdu 70 % de son volume initial. Cela implique que les ressources actuelles d'huiles lourdes et extra-lourdes, que l'on estime équivalente à toutes les réserves conventionnelles du Moyen-Orient, étaient considérablement plus importantes (d'un facteur 10 probablement) avant leur biodégradation.

Une autre conséquence de la biodégradation est la production de gaz générés par l'activité métabolique des microbes. Il peut s'agir de CO₂ dans le cas d'une dégradation aérobie mais aussi d'H₂S en cas de sulfato-réduction ou de CO₂ et de CH₄ dans le cas d'une dégradation par des méthanogènes. Ce méthane est parfois appelé **gaz biogénique secondaire** pour le distinguer de celui généré lors de la diagenèse précoce (cf. § 1 du chapitre 5). On a d'ailleurs trop tendance à confondre les deux et à surestimer l'importance des gaz biogéniques *sensu stricto*.

Ces gaz peuvent être dissous dans l'huile et en modifier alors la composition en la rendant plus acide, ce que l'on détermine par l'indice TAN (*total acid number*), qui est déterminé par la quantité d'acide carboxylique. Ces gaz peuvent aussi s'échapper à travers la couverture, qui est généralement de mauvaise qualité. Toutefois, dans certains cas, le méthane peut s'accumuler en tête de réservoir jusqu'à former un *gas cap* (figure 6.30).

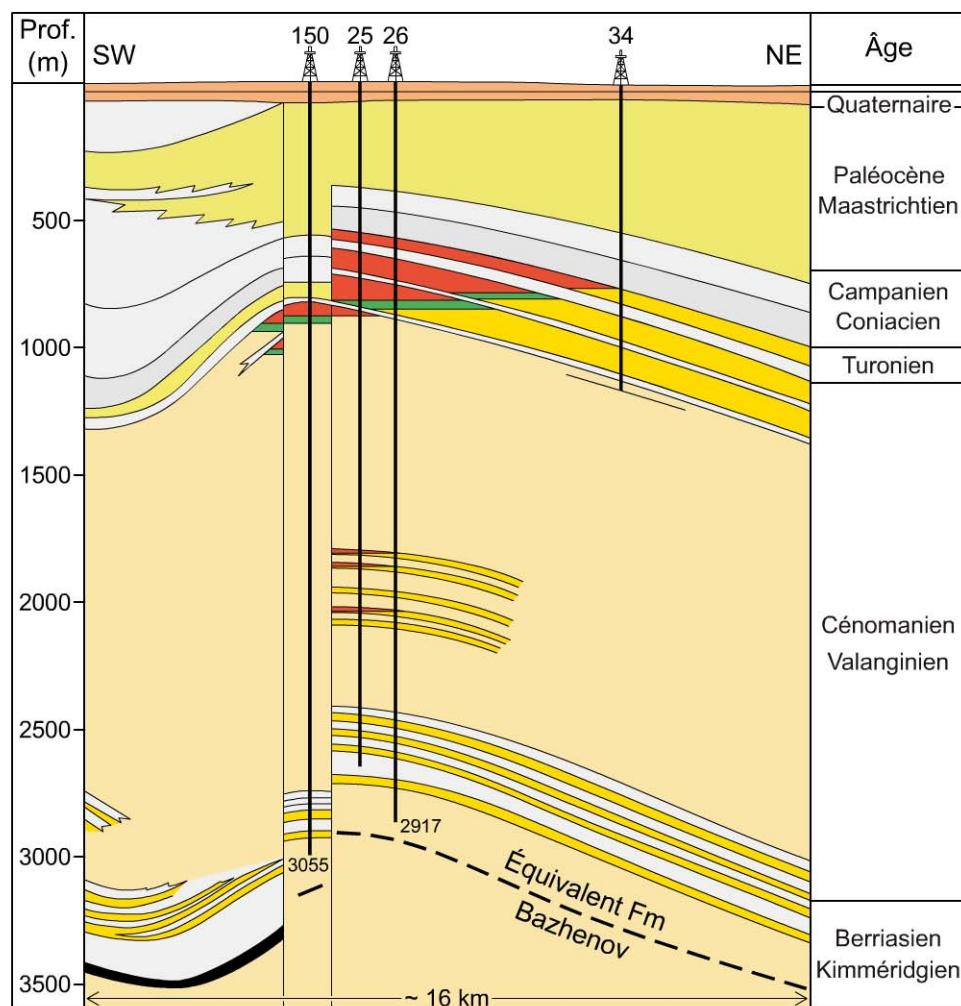


Figure 6.30 – Exemple d'un champ sibérien (Sibérie occidentale) présentant des accumulations de gaz biogénique secondaire en *gas cap* au-dessus d'une lentille d'huile morte.

Remarque : la roche-mère jurassique est ici appelée *formation Bazhenov*.

Parmi les facteurs limitants de la biodégradation, la température est le plus évident. Si, dans les conditions de laboratoire, les microbes qui dégradent les pétroles peuvent survivre jusque 120 °C voire 150 °C, les données géologiques montrent que la biodégradation cesse généralement au-delà de 80 °C (figure 6.31) ; les accumulations semblant stérilisées au-dessus de 90 °C. La différence entre les températures théoriques et celles observées tient sans doute à la très forte diminution de l'activité métabolique des microbes concernés à haute température.

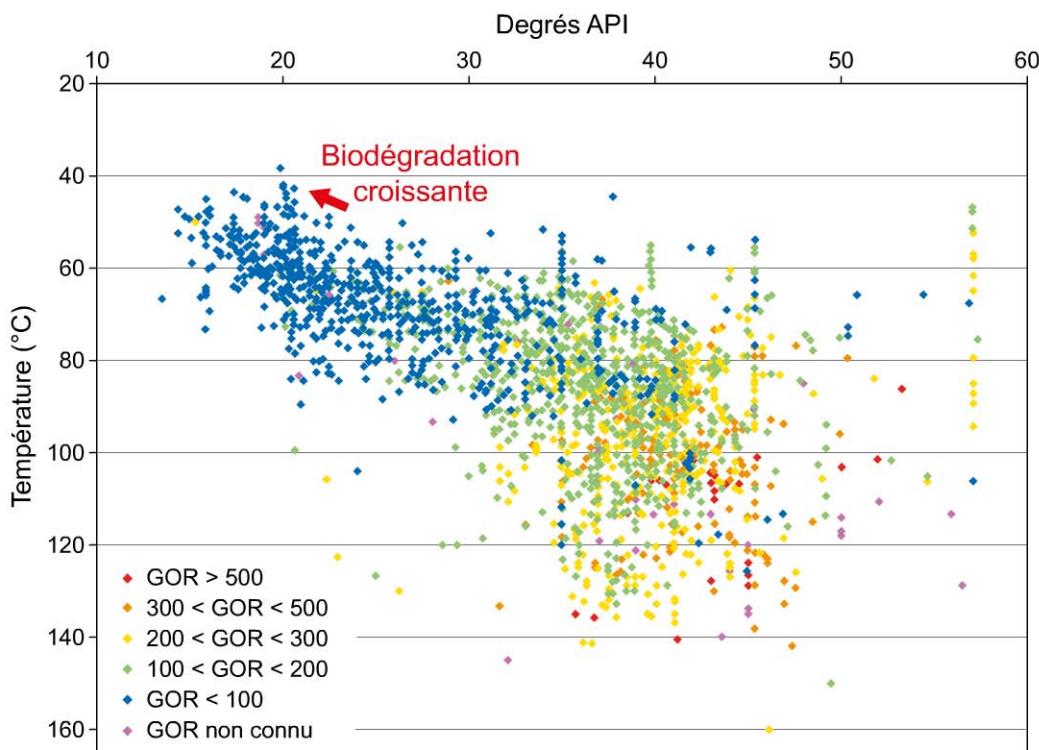


Figure 6.31 – Relation densité API / température de très nombreux champs pétroliers dans des contextes géologiques variés, classés en fonction de leur GOR.
Base de données de Total.

On constate qu'en deçà de 80 °C et 30° API s'amorce une tendance qui correspond à la biodégradation. On voit aussi sur le graphe que, en dessous de ce seuil de température et de densité, il y a une racine caractéristique de fluides non biodégradés.

Un autre facteur limitant de la biodégradation est la disponibilité des oxydants (O_2 , SO_4^{2-} , NO_3^- ...) mais aussi des nutriments (phosphore et potassium) et de l'eau... indispensable à toute vie, y compris microbienne. C'est pourquoi la biodégradation est d'abord localisée au contact eau/huile (OWC) dans les réservoirs et que plus la surface de contact aquifère/pétrole sera grande, plus la biodégradation sera efficace et rapide. À cet égard, les conditions dans lesquelles se produit la mise en charge d'un réservoir sont cruciales. En effet, si le réservoir se situe à des températures inférieures à 80 °C, la biodégradation peut y être active alors même qu'il est en cours de remplissage. Ceci est d'autant plus important que l'on estime que la vitesse de chargement d'un réservoir est similaire à la vitesse de biodégradation d'une huile.

On comprend alors que la taille et l'architecture du réservoir sont de première importance puisqu'elles déterminent la surface de contact eau/huile mais aussi les modes de déplacement de l'huile dans le réservoir, donc le temps de contact entre eau et huile. Une surface d'OWC limitée et une vitesse de chargement rapide limiteront la biodégradation, et, inversement, un chargement lent et une grande surface d'OWC pourront conduire à une intense biodégradation. Il sera alors important d'étudier finement l'évolution structurale du prospect avant forage et ses pendages en particulier.

Si un réservoir, avant chargement en huile, a atteint la température de stérilisation (90-100 °C) et que l'hydrodynamisme de l'aquifère est limité, le risque de voir s'y développer une biodégradation ultérieure est minime, y compris dans le cas d'une inversion de bassin qui ferait remonter le réservoir à des profondeurs/températures où la biodégradation est théoriquement possible. Ce phénomène, appelé *paléo-pasteurisation*, explique la présence d'huile non dégradée en mer de Barents norvégienne ou dans le bassin du Wessex (figure 6.32).

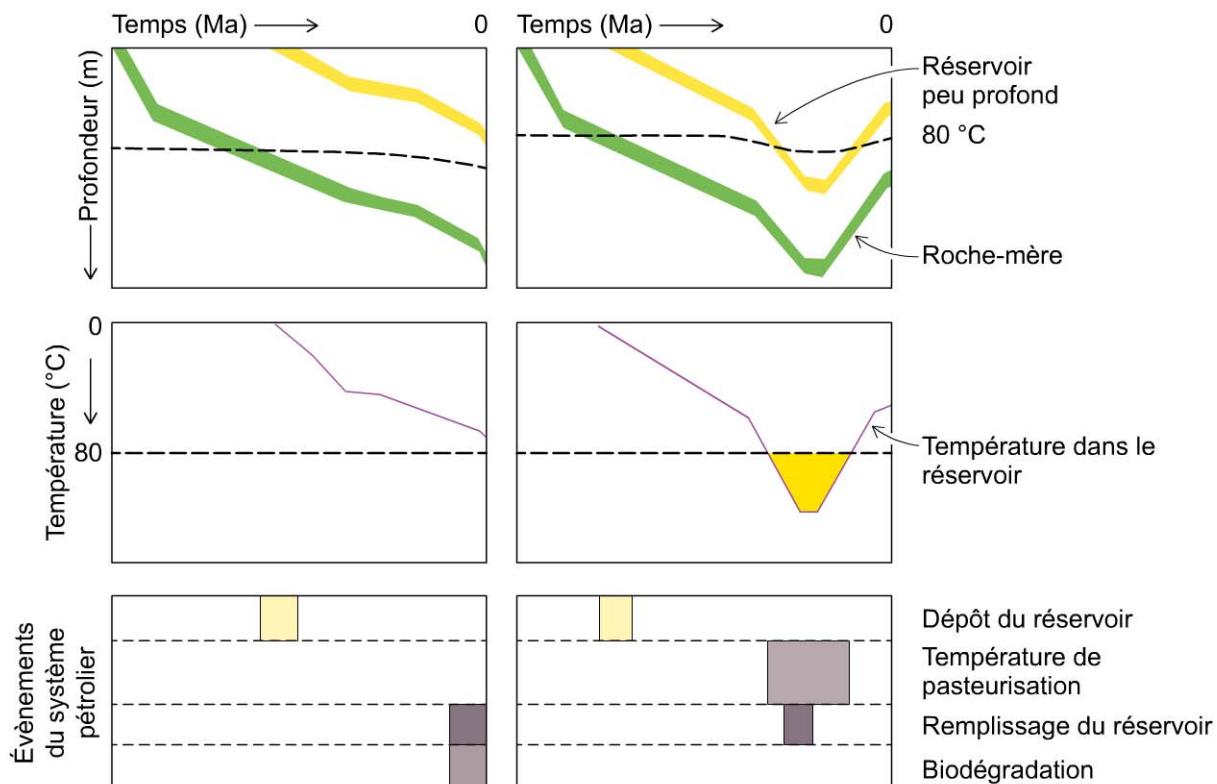


Figure 6.32 – Modèle de « paléo-pasteurisation ».

Dans certains cas, un réservoir peut connaître un premier épisode de chargement en hydrocarbures dans des conditions où la biodégradation est active, puis passer la limite de pasteurisation et enfin connaître un second épisode de chargement. L'huile contenue dans le réservoir a alors une signature moléculaire mixte qui reflète cette histoire compliquée (figure 6.33).

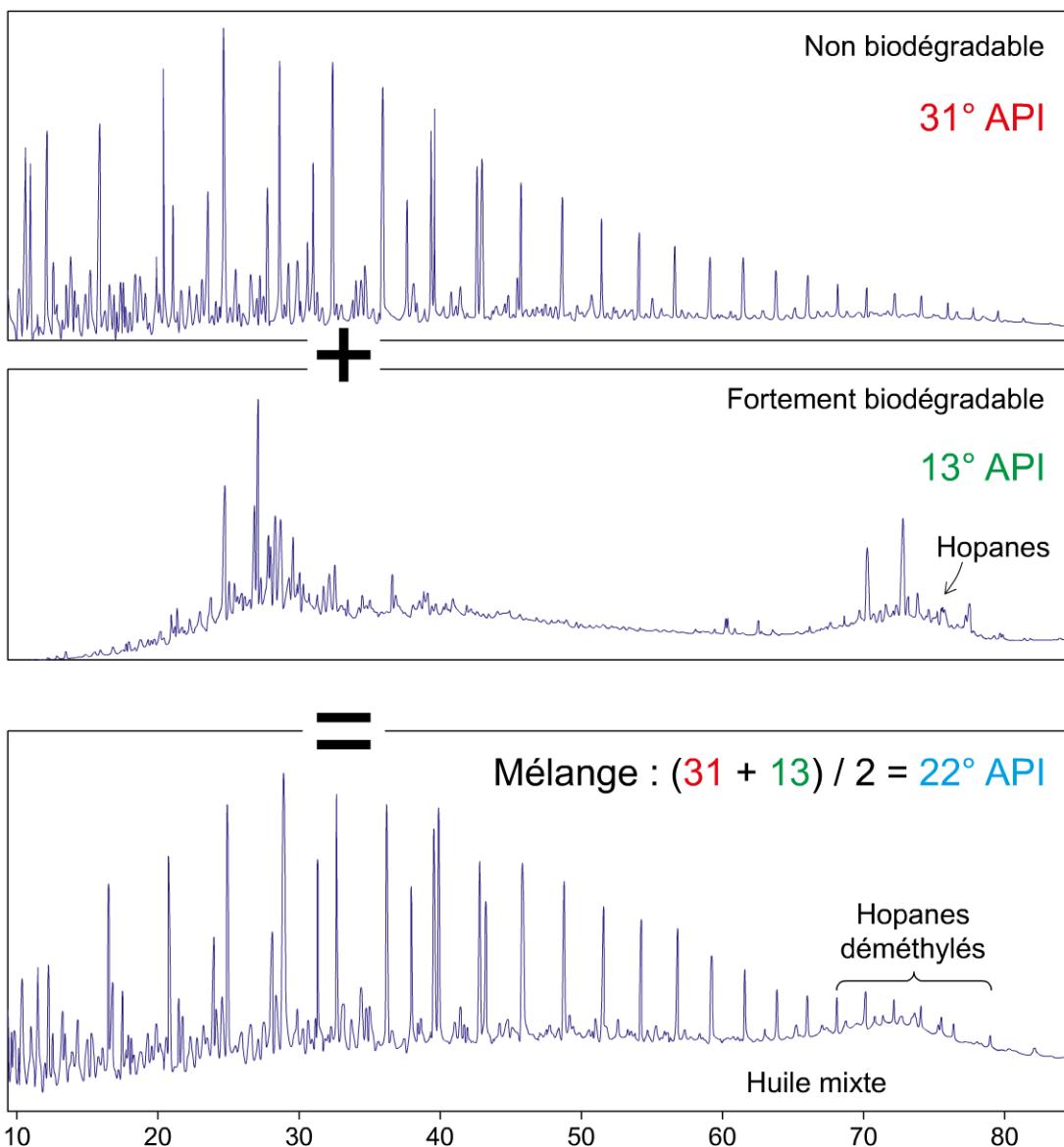


Figure 6.33 – Exemple d'une huile mixte (résultant d'un mélange avec plusieurs phases de chargement).

Reconstituer l'évolution des températures, la chronologie et la dynamique de chargement des réservoirs dans des modélisations de bassins est donc de première importance pour prédire les risques de biodégradation et anticiper la qualité des huiles en place.

Les huiles lourdes et extra-lourdes sont très souvent rencontrées dans les bassins d'avant-pays, comme ceux de l'Athabasca au Canada, en avant des montagnes Rocheuses, ou de la ceinture de l'Orénoque au Venezuela car l'organisation structurale de ces bassins favorise les migrations latérales. Ces accumulations considérables d'huiles lourdes et extra-lourdes sont présentes à l'affleurement et à faible profondeur sur la bordure (*forebulge*) du bassin, à l'extrémité d'un chemin de migration latérale à longue distance (figure 6.34).

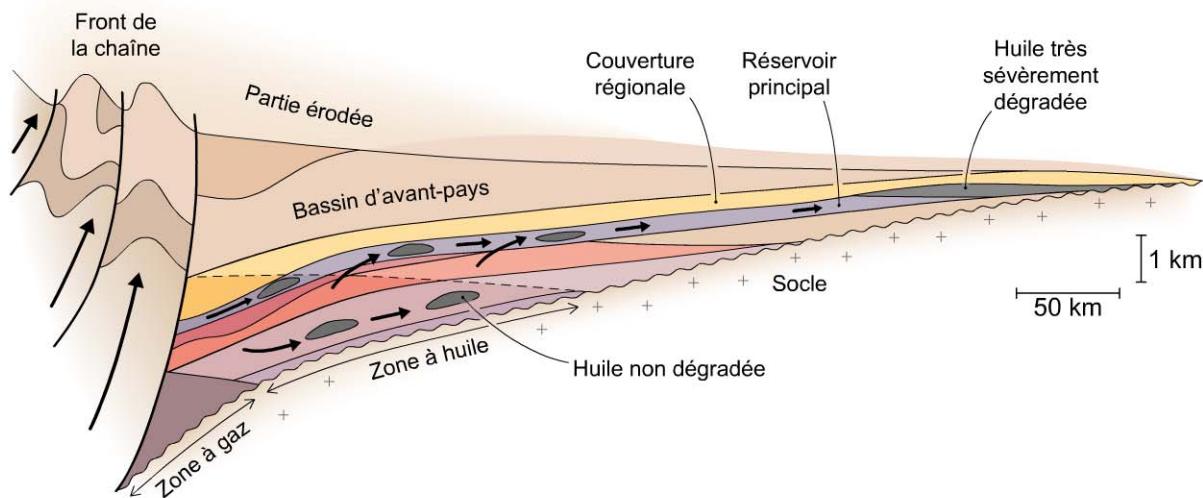


Figure 6.34 – Configuration structurale d'avant-pays et migrations pétrolières associées.

D'autres accumulations existent en se rapprochant du front de la chaîne. Elles se trouvent à des profondeurs plus importantes et les huiles qu'elles contiennent ne présentent pas toujours des signes de biodégradation. Une telle distribution s'explique par la dynamique de formation des bassins d'avant-pays. Au fur et à mesure que la chaîne de montagne se met en place, le bassin situé à l'avant se déforme avec une forte subsidence au pied des reliefs qui permet aux roches-mères d'atteindre la fenêtre à huile et d'expulser une partie de leurs hydrocarbures. La géométrie triangulaire du prisme sédimentaire qui forme le bassin d'avant-pays favorise évidemment une migration latérale. En s'approchant de la surface, les réservoirs peuvent être en contact avec des eaux météoriques, et la biodégradation peut s'initier.

Dans cette configuration en effet, la biodégradation est favorisée par le lessivage induit par les eaux météoriques provenant du craton voisin. Le front de chevauchement de la chaîne cannibalisant petit à petit le bassin d'avant-pays, des réservoirs avec de l'huile biodégradée peuvent se retrouver enfouis. Dans le même temps, d'autres, ou les mêmes, peuvent être alimentés par des huiles plus jeunes. Enfin, compte tenu des champs de contraintes à proximité du front, une migration des hydrocarbures *per descensum* est fréquente, et les accumulations sont alors plus profondes et à l'abri de la biodégradation.

Des huiles lourdes et extra-lourdes peuvent aussi se rencontrer dans des réservoirs fluviatiles et deltaïques au sein du prisme orogénique lui-même. C'est le cas du champ de Patos-Marinze dans le Miocène d'Albanie ou dans le bassin de Junggar en Chine. L'huile aurait dysmigré depuis des réservoirs profonds jusqu'à ces pièges plus superficiels lors de la phase de structuration et de décollement du front de chevauchement pour ensuite subir une intense biodégradation.

Méthodes et outils de l'évaluation pétrolière

Introduction

Ce chapitre énumère les principes et les méthodes de l'évaluation pétrolière quantitative à différentes échelles, du bassin au prospect unitaire. Les rendements globaux ou unitaires (échelle du bassin ou du prospect) des systèmes pétroliers sont également abordés en fin de chapitre.

Objectifs

- Expliquer** comment aborder un bassin sédimentaire et cerner son intérêt pétrolier.
- Préciser** les méthodologies à appliquer.

- Détailler** la notion de rendement global, les statistiques et l'application au calcul des ressources prospectives mondiales.

Plan

- 1 Questions et méthode de raisonnement
- 2 Nécessité de localiser le système générateur
- 3 La cartographie des cuisines actuelles des hydrocarbures
- 4 Les méthodes de cartographie des cuisines actives
- 5 L'efficacité de la migration des hydrocarbures
- 6 Inventaire des résultats pétroliers
- 7 La base de données de puits
- 8 Visualisation des chemins de migration
- 9 Aires de drainage au maximum d'enfouissement
- 10 Estimation et calcul du chargement en hydrocarbures d'un prospect
- 11 Évolution des capacités génératives en fonction de l'âge des systèmes générateurs
- 12 Rendements globaux des systèmes pétroliers

1

Questions et méthode de raisonnement

Les questions qui se posent à l'interprète en charge de l'évaluation pétrolière qualitative et quantitative sont les suivantes :

- Existe-t-il un ou plusieurs systèmes pétroliers d'intérêt économique dans le bassin sédimentaire concerné ?
- Ont-ils tous été correctement identifiés ?

- Le permis dont il s'agit est-il à l'intérieur de l'extension géographique d'un ou de plusieurs de ces systèmes pétroliers ?
- Existe-t-il un ou plusieurs thèmes (couples réservoir/couverture) suffisamment alimentés en hydrocarbures sur le permis d'exploration (ou bloc) ?
- Ont-ils tous été correctement explorés ?
- Les hydrocarbures migrés vers ce ou ces thème(s) pétrolier(s) et piégés ont-ils été préservés jusqu'à aujourd'hui ?

Encart 7.1 Critères de comparaison des bassins pétroliers

À l'échelle mondiale, les bassins sédimentaires pétroliers peuvent être comparés selon divers critères :

- leur **richesse** en hydrocarbures accumulés, exprimée en millions de barils équivalent pétrole par km²;
- leur **capacité à générer** des hydrocarbures : cette capacité est estimée au moyen de leur source potential index, ou index de productivité de la roche-mère, exprimé en Mt/km²;
- leur **efficacité à limiter les pertes** d'hydrocarbures en cours de migration : cette efficacité correspond au pourcentage d'hydrocarbures accumulés (HCA) par rapport aux hydrocarbures générés (HCG), exprimés en poids. Elle se nomme *generation-accumulation efficiency* ou *petroleum system yield*.

Ces notions sont détaillées au paragraphe 12.

Dans le cadre de l'évaluation d'un ou de plusieurs objets prospectifs et de la préparation d'une campagne de forages associée à une séquence d'exploration, les questions précédentes auront naturellement reçu une réponse adéquate mais de nouvelles questions plus précises se poseront.

Ces interrogations nécessiteront une réponse le plus souvent quantitative et peuvent être posées de la manière suivante :

- Comment établir un classement au-delà de la taille apparente des objets prospectifs ?
- Quels sont le type de fluide et la qualité des hydrocarbures susceptibles d'y être découverts ?
- Le piège sera-t-il moins rempli que sa taille théorique (déficience de chargement (remplissage) en hydrocarbure) ou bien le sera-t-il jusqu'au point de fuite estimé (*spill point*) ?

Les premières questions seront en grande partie résolues lorsque les points clés de l'évaluation du (ou des) systèmes pétroliers auront été regroupées dans un recueil de documents constituant les **cartes géopétrolières** et qui comportent :

- la cartographie des résultats pétroliers du bassin concerné (corrélations entre les hydrocarbures et leurs roches-mères...);
- la caractérisation des systèmes pétroliers ;
- la définition des thèmes (couples réservoir/couverture) ;

- l'étude du système d'alimentation en hydrocarbures ;
- la cartographie, à l'Actuel, de l'extension des roches-mères (roches-mères potentielles, distribution du potentiel pétrolière...) ;
- la cartographie, à l'Actuel et au moment critique (*cf. chapitre 4*), des cuisines effectives à hydrocarbures (régime de maturité, définition du moment critique, calendrier...) ;
- la cartographie, à l'Actuel et au moment critique, de la structuration au toit des réservoirs et à la base des différentes couvertures (voies de migrations...), et des aires de drainage effectives ;
- l'analyse *post-mortem* des puits secs (appelée aussi *look back*).

Ce premier stade consiste à interpréter les données. À la fin de cette étape, la description du (ou des) systèmes pétroliers sera confrontée avec les résultats pétroliers (calage).

Cette description a pour objectif d'identifier les éléments discriminants pour le fonctionnement du système pétrolier et d'en évaluer les risques.

Une conclusion clairement négative sur un de ces éléments conduira alors à un arrêt du processus d'évaluation, le bassin sera classé comme non économique voire comme stérile et il sera éliminé des cibles potentielles d'exploration.

L'évaluation pourra être optimisée de la façon suivante :

- D'abord une **phase préliminaire**, caractérisée par la collecte des données et leur validation, par une évaluation rapide des divers éléments et par l'**identification du ou des maillon(s) faible(s)**. Cette phase doit ainsi aboutir à établir une probabilité d'existence des éléments (roche-mère, réservoir, couverture, géométrie du piège) et des processus (degré de maturation de la roche-mère, timing de migration, piégeage) du système pétrolier. Une probabilité égale ou inférieure à **0,3** sur un de ces éléments à l'échelle du bassin est le plus souvent rédhibitoire et considérée aussi comme éliminatoire (*cf. chapitre 10*).
- Ensuite la **phase d'évaluation** proprement dite, qui consiste à mettre en forme des données, leur évaluation détaillée focalisée sur les maillons sensibles, et à préparer les documents nécessaires à l'étape suivante de l'évaluation du potentiel pétrolier : les cartes géopétrolières, avec une application aux prospects (*cf. chapitre 10* pour l'évaluation des risques spécifiques et le calcul de volumétrie).

Un volume insuffisant de données n'autorise pas un suivi rigoureux de l'ensemble du processus. Il faudra donc adapter la démarche aux informations disponibles. Les grandes étapes du processus doivent cependant être respectées mais avec une approche plus qualitative et conceptuelle que quantitative.

2

Nécessité de localiser le système générateur

Pourquoi est-il nécessaire de localiser ce système ?

Parce que la roche-mère est l'élément le plus critique : sans système générateur, le bassin est considéré comme stérile.

La mise en évidence d'une roche-mère, sa localisation dans la série stratigraphique et la cartographie de son extension dans le bassin correspondent à l'**étape initiale** de toute étude. Elle est absolument nécessaire pour l'étape suivante, qui est l'évaluation correcte des cuisines (*kitchens*) à hydrocarbures et qui différencie en plus les différentes cuisines effectives, c'est-à-dire celles à même d'expulser des hydrocarbures drainables ensuite vers les pièges pétroliers.

Comment localiser le système générateur ?

Cette identification de cuisines et d'aires de drainage utiles sera combinée avec un **examen préliminaire des résultats pétroliers** du bassin, qui seront étudiés de manière plus approfondie ultérieurement car, dans le cas de plusieurs roches-mères potentielles, les hydrocarbures ne préjugent pas de la roche-mère effective.

Plusieurs cas de types d'exploration différents peuvent à ce stade se proposer à l'interprétateur.

2.1 En absence de données de subsurface (exploration *frontier*)

Dans ce contexte du type *frontier* (cf. chapitre 8), seule une approche dichotomique de type **présence/absence** pourra être entreprise.

La mise en évidence d'une roche-mère, la détermination de la quantité et de la qualité de la matière organique et donc de son potentiel se font :

- Soit, dans le cas d'affleurements sur les bordures du bassin, par une identification directe après un **levé de coupes** de géologie de surface, des études radar (satellitaires ou aériennes) et un échantillonnage de terrain adapté aux analyses géochimiques. L'outil de base utilisé est alors la pyrolyse de type **Rock-Eval** telle que présentée plus haut (cf. § 3.3 du chapitre 5), auquel on peut associer des détecteurs directs de fuites de surface.
 - Soit par la présence d'**indices de surface** à terre comme en mer de façon directe (observations) ou indirecte (déttection physique). Même dans les endroits les plus éloignés et les moins explorés, ils sont souvent reconnus comme tels, colportés par la tradition populaire et mentionnés dans la bibliographie. L'outil à utiliser est la **géochimie de surface**, en cas de prélèvements sur place.
 - Soit indirectement par l'utilisation d'**analogues de dépôt** correspondant aux classes principales de roches-mères et adaptés à la zone étudiée. L'outil utilisé sera dans ce cas une bibliothèque de roches-mères et les reconstructions cinématiques mondiales proposées par des universités et des contracteurs.
 - Soit plus indirectement encore par l'utilisation de **modélisations numériques** dans des modèles paléogéographiques, paléobathymétriques et paléoclimatiques.
- La **localisation stratigraphique** des roches-mères est appréhendée :
- Soit directement en cas de **coupes géologiques de terrain**, échantillonées à la fois pour la géochimie et la pétrographie organique (analyse des macéraux). L'outil complémentaire de la géochimie sera la **biostratigraphie**.

- Soit indirectement (et plus exceptionnellement) par la détermination d'un âge le plus précis possible sur des indices d'huile à partir de l'analyse de marqueurs biologiques spécifiques. L'outil le plus utile sera la **GC-MS** (*gas chromatography – mass spectrometry*).
- Soit indirectement par l'utilisation de **reconstructions paléogéographiques** à l'échelle régionale ou mondiale par tranches d'âges indiquant les environnements de dépôt propices au développement de roches-mères possibles.
- Soit indirectement par une tentative de reconnaissance directe grâce à la sismique sur la base d'analogues calibrés.

L'utilisation de la **stratigraphie séquentielle** (*cf. chapitres 1, 5 et 8*) est recommandée en particulier pour certaines roches-mères marines qui correspondent à des surfaces d'ennoiement maximal (ou surfaces maximales d'inondation, *maximum flooding surface*) et à des surfaces basales de progradation (*downlap surface* ou *transgressive surface*).

Une fois localisée, une roche-mère peut le plus souvent être cartographiée en fonction des données disponibles.

Son extension géographique doit donc être estimée plus ou moins grossièrement :

- soit indirectement par des **reconstructions paléogéographiques** plus fines à l'échelle du bassin et des modèles de dépôt ajustés sur l'interprétation sismique (stratigraphie sismique et cartes d'isopaques);
- soit, de manière beaucoup plus risquée, directement après **association avec un caractère sismique** particulier (anomalie d'amplitude notamment dans le cas de roches-mères de faibles densités et parfois radioactives – comme par exemple les *hot shales* du Silurien ou du Dévonien supérieur en Afrique du Nord –, relations géométriques...);
- soit, de façon plus empirique, en utilisant des **critères tectono-sédimentaires**.

Le résultat attendu est une cartographie de l'extension de la roche-mère avec la position des résultats pétroliers connus, essentiellement les indices de surface.

2.2 En contexte d'exploration mature

En présence de données de puits plus nombreuses (logs, données chrono-stratigraphiques, analyses géochimiques...), la première étape consiste à identifier la totalité des données géochimiques disponibles.

L'approche devra être beaucoup plus approfondie pour atteindre l'objectif qualitatif ou quantitatif escompté.

Pour une appréhension ultérieure de la répartition des fluides, la caractérisation des roches-mères devra être associée, au minimum, avec la **reconnaissance du type de faciès organique (ou «organo-faciès»)** concerné.

Dans l'optique future d'une évaluation du chargement en hydrocarbures, cette distribution des faciès devra s'accompagner aussi d'une carte d'épaisseur utile et d'une évaluation du potentiel pétrolièr initial en utilisant des seuils de COT et de S2 et en

ramenant ces valeurs actuelles en tenant compte de la cinétique associée à leurs valeurs initiales évaluées (reconstituées) prématuration : S_{2i} et COT_i (*cf.* § 3.3 du chapitre 5).

La mise en évidence de ces valeurs est alors :

- Directe sur les **logs géochimiques** de puits ayant traversé l'intervalle de roche-mère et ayant fait l'objet d'un échantillonnage représentatif. L'outil de base est principalement le Rock-Eval.
- Directe à partir des données géochimiques disponibles dans les **bases de données géochimiques**. Lorsque les données sur les puits individuels sont trop dispersées et en absence de diagrphies, une **approche statistique** peut être envisagée au niveau du puits ou de la formation. À l'inverse, lorsque l'échantillonnage est plus représentatif et que l'on veut obtenir des valeurs moyennes et caractéristiques pour une formation donnée ou un puits donné, une **approche synthétique** est possible en ne prenant en compte que les niveaux argileux et en utilisant la notion de rapport utile roche-mère, qui vise à ne retenir que la fraction roche-mère de la roche.
- Indirecte à partir des **diagrphies** après qu'une calibration a été faite sur des puits combinant les diagrphies et données géochimiques. Le report des données géochimiques de base (COT, S₂, IH...) sur les diagrphies doit être entrepris systématiquement dès que l'échantillonnage est discontinu pour s'assurer de la représentativité des mesures.
- Indirecte à partir d'une **carte de résultats pétroliers** répertoriant les indices et les tests avec l'origine des huiles lorsque celle-ci a pu être obtenue à partir des marqueurs biologiques. L'outil sera principalement la GC-MS (*cf.* chapitre 2).

Les données de puits sous-estiment souvent, de par leur position structurale haute (on fore rarement les synclinaux...), les **caractéristiques roches-mères** (potentiel et épaisseur utile) des formations traversées, en considérant bien sûr qu'il n'y a pas eu d'inversion du bassin considéré, ce qui n'est pas toujours le cas.

De même, les roches-mères effectives étant le plus fréquemment situées en dessous des réservoirs producteurs, celles-ci sont statistiquement beaucoup moins souvent reconnues par forage que les autres éléments du système pétrolier.

La localisation stratigraphique :

- est directe sur les **logs géochimiques**, pour lesquels les données analytiques doivent impérativement être associées à une lithologie et une stratigraphie validées ;
- puis est transférée sur la sismique après calage par l'intermédiaire de logs géochimiques en temps, grâce à une courbe temps/profondeur, ou d'un film synthétique permettant de caractériser l'image sismique de la roche-mère et de s'assurer que la partie traversée par le puits est bien représentative de l'intervalle de roche-mère.

Dans le cas d'une approche volumétrique, cette localisation doit s'accompagner obligatoirement d'une **détermination de la hauteur utile** de la roche-mère.

Les logs géochimiques n'ont souvent pas la résolution suffisante, en particulier dans le cas d'alternances d'argiles, silts ou grès. Il faut donc descendre à une échelle plus grande. Cette détermination est :

- directe à partir des **diographies**, comprenant essentiellement gamma-ray, sonique, résistivité et densité (*cf. chapitre 8*) ;
- indirecte en utilisant des traitements de type **log du carbone total** par corrélation diagraphique et recalage des échantillons COT – Rock-Eval.

L'**extension géographique** de la roche-mère est faite :

- soit directement à partir des **logs géochimiques** si le nombre de puits est important, leur profondeur suffisante pour atteindre la roche-mère et leur position représentative ;
- soit, beaucoup plus correctement, en combinant les données géochimiques de puits, éventuellement ajustées par les diographies, et les interprétations sismiques afin d'interpoler entre les points de contrôle et d'extrapoler hors des zones contrôlées par puits.

Après calibration des intervalles de roche-mère à partir des puits disponibles, la stratigraphie séquentielle est souvent une aide précieuse pour déterminer avec précision l'extension réelle des faciès roche-mère, en particulier en milieu marin.

Le résultat attendu est une **cartographie géoréférencée de l'extension de la roche-mère** et des points de contrôle associés.

Il est parfois utile de reporter sur cette carte les résultats pétroliers bien qu'ils trouvent généralement mieux leur place sur les cartes de maturité ou d'hydrocarbures générés dérivées. Ces résultats pétroliers peuvent être :

- soit **l'épaisseur brute** de l'intervalle de roche-mère définie à partir des puits et de la sismique ;
- soit une **représentation schématique** de l'épaisseur utile, de la teneur en carbone (COT) et du potentiel pétrolier moyen (S2, IH de préférence en valeurs initiales recalculées) à chaque point de contrôle ;
- soit la **distribution des faciès organiques** à partir des déterminations de type/lignée de matière organique (I, II, IIS, III et IV) et par extrapolation avec la sismique ;
- soit, mieux encore, des **courbes d'isovaleurs des épaisseurs utiles** si possible combinées avec la distribution des organo-faciès, ou, au mieux, de **SPI** ou de **IPRM**.

En résumé, le **document idéal** sera celui :

- qui pourra combiner une de ces représentations des **données analytiques** avec l'ensemble des **informations sismiques** (répartition des anomalies, zones d'érosion...) utile à la validation de cette extension actuelle ;
- et qui sera adapté au but ultime recherché (classement de blocs, volumétrie de prospects).

Dans une optique de définition ou de classement des zones prospectives à l'intérieur d'un bassin, une carte d'extension de la roche-mère regroupant les informations de puits et l'interprétation sismique est suffisante.

En revanche, un **objectif quantitatif** nécessite impérativement la construction d'une carte de potentiel pétroliègne initial puis de productivité initiale.

Limitations Cette cartographie ne représente que **l'état actuel de l'extension du système générateur**. Celle-ci n'est pas forcément représentative de la période d'activité de la roche-mère en cas d'érosion ultérieure. Cette lacune devra être prise en compte lors de la cartographie des cuisines.

3

La cartographie des cuisines actuelles des hydrocarbures

Pourquoi cette cartographie est-elle nécessaire ?

Parce que la **maturité** de la roche-mère est un élément aussi critique que sa présence.

La cartographie de la (ou des) **cuisines effectives**¹ dans un bassin permet de définir les zones où une roche-mère a atteint un niveau de maturité suffisant pour avoir expulsé des hydrocarbures. Elle conduit à une première estimation de la probabilité de présence et de nature des hydrocarbures pour les prospects avoisinants.

Cette cartographie des cuisines doit être associée aux **résultats pétroliers** disponibles dans leur voisinage pour en valider le résultat.

Une confrontation plus poussée permettra aussi de déterminer ultérieurement l'extension actuelle du (ou des) systèmes pétroliers existants et les distances de migration maximales.

Comment réaliser cette cartographie ?

La maturation des systèmes générateurs étant un phénomène par définition irréversible, les cuisines observées à l'Actuel (sauf érosion, postérieure à son fonctionnement, de l'intervalle de roche-mère) correspondent à l'état résultant de l'**enfouissement maximum**.

Dans une majorité de bassins, l'enfouissement maximum est atteint à l'Actuel où il y a une correspondance entre cuisine effective et **cuisine active** (cuisine en cours de production d'hydrocarbures).

Ce n'est cependant pas le cas dans certains bassins (avant-pays, chaînes de montagnes, grabens inversés) soumis à une tectonique importante où la cuisine peut être **fossilisée** ou **gelée** et inactive actuellement par effet de remontée structurale à plus faible profondeur, bien que des effets d'hystérésis ou de ralentissement soient notables sur la durée. On a trop tendance à forcer le trait sur la vitesse de migration, en réalité très lente même à l'échelle géologique.

Cette seconde étape correspond donc en fait à la cartographie des cuisines au maximum d'enfouissement. Cette période de temps, qui est un moment critique dont l'âge reste à définir, est souvent considérée comme celle de la **migration** et de l'**alimentation des structures en hydrocarbures**.

1. C'est-à-dire des cuisines ayant produit des hydrocarbures.

Cette approximation est généralement satisfaisante à l'échelle du bassin et de la répartition globale des hydrocarbures mais elle est souvent insuffisante à l'échelle d'un prospect (*cf.* chapitre 10).

3.1 En absence de données de subsurface (exploration *frontier*)

Seule une approche empirique basée sur les profondeurs actuelles et une **modélisation de bassin multi-1D** peuvent être envisagées, avec comme garde-fous les informations obtenues à l'aide des indices de surface, les indications directes d'hydrocarbures tangibles et les mesures de maturité en surface.

Les quatre éléments majeurs à prendre en compte sont les suivants :

- **La profondeur maximale de la roche-mère** dans le bassin ou dans l'aire de drainage du prospect, car le facteur de premier ordre pour la maturité est l'**enfouissement**. À défaut d'une évaluation correcte de l'enfouissement de la roche-mère, la profondeur totale du bassin peut déjà être indicatrice d'un manque de maturité. Toute profondeur inférieure à **2 000-2 500 m** demande à être compensée par une thermicité élevée (intrusions volcaniques, contexte de bassin d'arrière-arc, rifts...) pour atteindre un niveau de maturité suffisant pour la fenêtre à huile.

Les outils essentiels à cette évaluation seront la sismique et la transformation temps/profondeur ainsi que le gradient géothermique actuel ou historique.

En présence de soulèvement (*uplift*) et d'érosion, il ne faut cependant pas confondre la profondeur actuelle et la profondeur d'enfouissement.

- **La géologie de surface**, qui pourrait révéler une inversion majeure. La géométrie des couches telle qu'elle est vue par la cartographie et la sismique d'une part ou l'acquisition de données de maturité et de paléotempératures en surface d'autre part permettent de quantifier l'érosion de surface.

Si celle-ci est très importante, le **risque de cuisine fossilisée** à l'Actuel peut devenir critique. En revanche, c'est un des bons critères de recherche des zones favorables à la présence d'hydrocarbures de roches-mères.

Ce cas de fossilisation n'est pas rédhibitoire en théorie. Le succès pétrolier passera alors par une bonne adéquation dans le temps entre maturité de la roche-mère et formation des structures. Il faudra aussi considérer le niveau de maturité atteint et la nature des hydrocarbures recherchés, le moment de leur expulsion ainsi que la bonne préservation des accumulations sur de longues durées.

En absence de données analytiques, les érosions internes ou locales, qui elles aussi peuvent avoir des effets drastiques sur la maturité, sont plus difficiles à prendre en compte correctement lorsqu'elles n'ont pas d'expression sismique.

Suivant les environnements, les outils sont la carte géologique, la sismique, les coupes de terrain, le pouvoir réflecteur de la vitrinite, les traces de fissions de l'apatite ou la compaction des argiles (surcompaction en l'occurrence, *cf.* chapitre 3).

- La **structure profonde** et la thermicité du bassin. La nature de la croûte (continentale, océanique ou mixte) et son âge seront des éléments importants pour définir l'histoire thermique du bassin (*cf.* chapitres 8 et 9).

Cette influence est particulièrement importante sur les marges passives, où le niveau de maturité sera contrôlé à la fois par l'âge du maximum de flux thermique, lié à l'ouverture, et par son intensité lors de la décroissance du flux au cours de l'expansion océanique. Les mesures de flux thermique de surface (le cas échéant associées à des carottages du fond de la mer ou à des mesures fixes au fond de l'eau) permettent de calibrer la thermicité actuelle.

Les outils sont la sismique réfraction, les méthodes potentielles, les reconstructions cinématiques et des mesures de flux thermique.

- La **présence de certaines lithologies** (séries salifères, ou très sableuses ou carbonatées) dont la conductivité thermique importante peut influencer la maturité des roches-mères avoisinantes.

Une bonne estimation des épaisseurs de ces séries conductrices est particulièrement nécessaire lorsque la roche-mère est située directement au-dessous et que le niveau de maturité est marginal. C'est un effet de refroidissement appelé *blanketing effect*. Les outils d'aide à la détermination des lithologies dans les zones non forées sont la gravimétrie, le magnétisme et les vitesses sismiques.

Dans le cas de marges océaniques, et si une couverture sismique adéquate est disponible, une approche avec restauration géodynamique permet de modéliser le régime thermique sans l'imposer de manière trop simpliste.

Le résultat attendu est une **cartographie du niveau de maturité** exprimé en équivalent PRV (pouvoir réflecteur de la vitrinite équivalent, ou VRo_{eq} pour *vitrinite reflectance in oil equivalent*), en T_{\max} , et en taux de transformation pour la ou les roches-mères considérées (tableau 7.1).

Tableau 7.1 – Cartographie du niveau de maturité.

Fenêtre de génération		Type I	Type II	Type IIS	Type III
Toit de la fenêtre à huile	PRV	0,7 %	0,6 %	0,5 %	0,6 %
	T_{\max}	440 °C	435 °C	420 °C	435 °C
Toit de la fenêtre à gaz et condensat	PRV		1,0 %		1,3 %
	T_{\max}	450 °C	455 °C	455 °C	470 °C
Toit de la fenêtre à gaz sec	PRV				2,0 %
	T_{\max}				540 °C

Il faut alors bien distinguer entre **fenêtre de génération** (début de la génération des hydrocarbures) et **fenêtre d'expulsion** (à hydrocarbures « migrables »).

L'extension des cuisines effectives (avec expulsion et migration) à huile ou à gaz peut être estimée en fonction des **seuils conventionnels** (par exemple : PRV = 0,6 % pour l'huile, PRV = 1,3 % pour le gaz). De manière plus satisfaisante, même en zones frontières, les valeurs de ces fenêtres effectives doivent être adaptées au type de roche-mère envisagée et résultent, le plus souvent, directement de modélisations en utilisant les paramètres que l'on estime les plus adaptés (paramètres cinétiques...) grâce aux référentiels disponibles.

Ces valeurs sont éminemment variables (tableau 7.2).

Tableau 7.2 – Variabilité des fenêtres effectives.

Fenêtre d'expulsion et de migration	Type I	Type II	Type III	
Toit de la fenêtre à huile effective	Éq. PRV	0,75-0,8 %	0,7-0,75 %	0,7-1,0 %

Par rapport à la cartographie précédente, les zones de maturité inférieure au seuil d'expulsion (TTME – taux de transformation minimal d'expulsion – ou PRV équivalent d'expulsion) sont éliminées.

Cette cartographie à l'Actuel doit être impérativement confrontée avec l'occurrence et la nature des indices de surface mais ne permet d'évaluer rapidement que les structures chronologiquement compatibles, sans inversion structurale notable. Si la connaissance de l'historique du bassin suggère une évolution géométrique importante, une cartographie dans le passé est nécessaire pour représenter les cuisines au moment de leur prolifcité maximale.

3.2 En contexte d'exploration mature

Nous parlons ici d'*exploration intensive*, car il ne faut pas confondre maturité d'exploration et maturité de système générateur, qui implique la présence de données de maturité dans les puits.

Suivant le contexte tectonique, la procédure à employer est plus ou moins complexe.

En contexte de subsidence continue, la première étape consiste à identifier et synthétiser les diverses données de maturité. Elle permet d'établir un tableau d'équivalence entre les différents paramètres de maturité disponibles sur l'ensemble de la série sédimentaire : PRV, T_{\max} , index d'altération thermique (IAT), taux de transformation (TT) en utilisant les puits où plusieurs indicateurs sont présents. Lorsque les données proviennent de différents laboratoires, les résultats analytiques peuvent montrer des différences notables, et une expertise d'homogénéisation est alors nécessaire.

Pour les bassins récents, la correspondance entre **température actuelle** et niveau de maturité observé est aussi utilisable.

Les outils sont les différentes techniques de géochimie analytique, en particulier un ou des profils de maturité en fonction de l'enfouissement, exprimés en équivalent

PRV, valables à l'échelle du bassin ou du sous-bassin, en ayant eu soin d'éliminer les valeurs anormales. Un tel profil permet d'établir une relation entre maturité observée et profondeurs actuelles.

Il faut faire attention cependant à avoir bien conscience de l'échelle de travail, les **variations de thermicité** rendent inadaptée une loi globale $PRV = f(\text{profondeur})$ à une zone trop vaste.

Pour les mêmes raisons de conductivité thermique, cette méthode n'est pas applicable dans le détail en environnement salifère (ou fortement structuré au socle).

La seconde étape consiste à déterminer le seuil d'expulsion de la roche-mère, c'est-à-dire le niveau de maturité à partir duquel la roche-mère a pu expulser ses hydrocarbures et la cuisine devenir effective.

Cette détermination peut être faite de manière purement empirique (TTME – taux de transformation minimum d'expulsion) ou à travers la modélisation de bassin en utilisant les paramètres appropriés (paramètres cinétiques, COT, SATEX – saturation d'expulsion) à la roche-mère considérée. Elle permet de mettre en parallèle les profondeurs actuelles et le toit des différentes fenêtres à hydrocarbures.

Le **document final** sera, si l'histoire de la subsidence du bassin est simple et que les points de contrôle sont suffisants et répartis de manière homogène, une **carte de maturité** qui peut être établie à l'Actuel à partir de ces données analytiques et de la carte en profondeur de la roche-mère.

La carte structurale utilisée sera la plus représentative possible de la roche-mère, et, dans certains cas, deux cartes au toit et à la base de la roche-mère peuvent s'avérer nécessaires.

Il est souvent utile de reporter sur une ou plusieurs **coupes géologiques régionales à travers le bassin** les niveaux de maturité observés. Ces coupes permettent de mieux visualiser les évolutions de la maturité à l'échelle du bassin (influence des zones plus subsidentes et des points hauts) et ainsi de mieux contraindre la carte de maturité dérivée.

En cas d'affleurements à proximité de la zone étudiée, la carte structurale et celle de maturité devront bien entendu être cohérentes avec les observations de surface.

Cette cartographie des cuisines au temps présent, facile à élaborer, ne permet l'évaluation que des pièges formés bien avant l'enfouissement maximum, qui ont pu récupérer tout le sceptre d'hydrocarbures expulsés.

La **carte de cuisine effective** est alors directement dérivée de la carte de maturité à l'Actuel lorsque le seuil d'expulsion a été défini pour la roche-mère considérée. Les zones de maturité inférieure au seuil d'expulsion (TTME, PRV d'expulsion) sont alors éliminées de la carte initiale, sauf pour ce qui concerne la prospectivité d'hydrocarbures non conventionnels, c'est-à-dire de roches-mères.

Cette carte doit être validée par confrontation avec les résultats pétroliers des puits. En présence d'inversions structurales majeures, lorsque la corrélation entre maturité et profondeur actuelle n'est plus valable à l'échelle du bassin (existence d'érosion interne

affectant la maturité ou d'érosion de surface affectant la profondeur actuelle), cette étape de synthèse doit être précédée par :

- **L'identification des puits** dont le gradient de maturité ne correspond pas à la tendance d'enfouissement régional (les outils disponibles sont les principaux indicateurs de maturité).
- **L'interprétation spécifique** de chacun des gradients de maturité ou de compaction afin de déterminer la position, l'âge et l'amplitude des érosions ayant affecté le profil. L'intensité de l'érosion de surface peut être approchée directement et de manière précise à partir des profils de maturité ou de divers paramètres diagraphiques ou sismiques de compaction, à lithologie et stratigraphie constantes et homogènes. L'intensité des érosions internes passe généralement par la simulation avec calibration des paramètres de maturité modélisés sur les valeurs observées. Cette détermination sera critique pour définir ultérieurement l'âge de la migration. L'outil principal est la modélisation numérique de bassin.
- **La cartographie de l'intensité des érosions** de surface ou internes à partir des valeurs calculées précédemment. Cette cartographie sera nécessaire pour évaluer correctement le calendrier de la migration, eu égard aux phases de soulèvements et d'inversion structurale.

Le **document cartographique final** sera, dans les cas les plus complexes, une reconstruction complète de la géométrie avant soulèvement. La carte des cuisines effectives est alors un document combinant des résultats de modélisation calibrés et les données analytiques disponibles.

Il s'agit soit d'une nouvelle carte de cuisine corrigée de l'érosion et habillée en maturité, soit d'une carte actuelle avec une distorsion de la maturité pour tenir compte des érosions.

Ces cartes sont le plus souvent directement dérivées de modélisations multi-puits.

Cette cartographie au maximum d'enfouissement tient compte des déformations ultérieures au fonctionnement de la cuisine et permet d'identifier les cuisines fossilisées. Elle ne permet toujours pas à elle seule l'évaluation de l'ensemble des structures quel que soit leur âge.

Pour la définition des cuisines actuelles, le document « idéal » sera celui représentant les **quantités d'hydrocarbures générés et expulsés** intégrant sur une même carte, en plus de la maturité, tous les éléments déterminants comme l'extension réelle, l'épaisseur utile et le potentiel initial de la roche-mère ainsi que les seuils d'expulsion.

La modélisation numérique multi-1D est l'outil idéal pour ce type de document.

Limitations La cartographie des cuisines actuelles n'est valable que pour **l'évaluation des pièges** précoce et déjà complètement formés lors de l'enfouissement maximum : structures anciennes, pièges morphologiques et stratigraphiques.

Dès que les pièges sont postérieurs au début de l'expulsion, il devient indispensable d'obtenir une image de l'évolution des cuisines dans le temps lors de la constitution d'un piège particulier.

4

Les méthodes de cartographie des cuisines actives

Pourquoi est-ce utile ?

En raison de l'épaisseur parfois importante de l'intervalle de roche-mère, de son niveau d'enfouissement variable à un moment donné à l'échelle du bassin et de la durée nécessaire à l'expulsion des niveaux les moins bien drainés, le fonctionnement d'une cuisine est loin d'être instantané à l'échelle géologique.

De même, la formation d'un piège (mise en place du réservoir et de sa couverture puis structuration) est souvent un processus à long terme. Ainsi dès que l'on est dans le cas où le volume fermé anticipé d'un piège n'est pas entièrement réalisé avant le début de l'expulsion des hydrocarbures dans son aire de drainage, la compréhension de son remplissage passe par l'étude du développement comparé du prospect et de sa cuisine.

Comment procéder ?

La cartographie des cuisines actives pendant et après la formation d'un piège passe d'abord par une définition plus ou moins précise des différents timings, en fonction du stade d'exploration atteint. L'approche reste cependant globalement similaire entre **zones vierges** et **zones matures**.

4.1 Le calendrier de migration

Le timing ou calendrier de migration ne peut être abordé avec une certaine précision que par la modélisation de bassin dans la zone d'enfouissement maximal du bassin, du sous-bassin ou d'une aire de drainage spécifique suivant l'échelle d'étude.

Cet emplacement, pas forcément aisé à identifier en cas d'inversion majeure, permet la datation du début de la migration.

L'âge du début de la migration (début de l'expulsion puis migration secondaire) et la durée de production des hydrocarbures dépendent de nombreux facteurs : le contexte structural, la position et la nature de la roche-mère...

Cependant, pour un niveau de maturité thermique donnée, les principaux paramètres influençant l'expulsion, et donc l'estimation de son âge, sont le **type de matière organique**, le **COT**, et le **seuil de saturation** (SATEX) utilisés dans les modélisations 1D.

Suivant la vitesse de l'augmentation de la température dans le temps, l'incertitude sur l'âge est plus ou moins importante. L'imprécision peut être très forte en cas d'**enfouissement lent** ou de la chute combinée du flux thermique.

Dans les zones abondamment forées où la roche-mère mature a été atteinte au niveau de la fenêtre à huile, les seuils d'expulsion (TTME ou PRV d'expulsion) peuvent être calibrés avec une certaine précision.

Les outils nécessaires à cette calibration importante sont la **matière organique extracitable** que l'on mesure grâce à des extractions avec des solvants (extraits, MOE) ou le Rock-Eval (pic S1 qui correspond aux hydrocarbures imprégnés).

Les analyses par **biomarqueurs des huiles** peuvent cependant en partie compenser l'absence de MOE lorsque la roche-mère n'a pas été atteinte dans les conditions adéquates.

Dans le cas d'**inversions** structurales importantes et de soulèvement effectif de la roche-mère, la détermination de l'**intensité d'érosion** devient le paramètre critique de la modélisation.

Cependant, les simulations montrent que la génération et l'expulsion des hydrocarbures à partir d'une cuisine active ne sont pas figées, ou, selon le terme consacré, gelées, immédiatement car la migration peut se poursuivre provisoirement (en fait c'est un phénomène d'hystérésis). Dans certains cas de roche-mère peu mature, la génération peut même débuter après le début du soulèvement à cause du **rééquilibrage thermique** (remontée des isothermes).

Puis la cuisine devient **inactive** jusqu'au moment où, à thermicité égale, l'enfouissement redevient supérieur au maximum d'enfouissement précédemment atteint.

4.2 Le calendrier de formation du piège pétrolier

L'âge d'un piège correspond soit à l'âge de **dépôt de sa couverture**, pour les pièges les plus précoce comme les pièges à composantes stratigraphiques ou morphologiques, soit à l'âge de la **structuration du couple réservoir/couverture**, pour les pièges structuraux.

Souvent une structure est polyphasée, c'est-à-dire que son développement actuel s'est déroulé sur une certaine période de temps avec des épisodes de croissance rapide, des périodes de stabilité, voire parfois des pertes de fermeture structurales liées à des basculements.

Ce développement dans le temps, ou **croissance structurale**, doit être abordé au niveau de chaque structure individuellement puis éventuellement consolidé à l'échelle du bassin par l'élaboration d'un **calendrier tectonique**.

Les outils à utiliser sont la sismique, la stratigraphie, le calage sismique ainsi que les corrélations entre puits.

La **compatibilité dans le temps** entre d'une part les volumes fermés de réservoir aptes à recueillir les hydrocarbures migrants, et d'autre part les quantités d'hydrocarbures produits liés au fonctionnement des cuisines susceptibles d'alimenter ces pièges est un des paramètres que l'explorateur doit résoudre et pouvoir visualiser.

Cette comparaison peut être faite à l'échelle du bassin et du système pétrolier au moyen d'une **charte de système pétrolier** (*cf. chapitre 4*), comportant la mise en place

des réservoirs et des couvertures et le calendrier de la migration et de la structuration, en ayant le temps géologique comme axe des ordonnées.

Elle n'est valable que si la structuration est relativement synchrone sur le bassin et, surtout, que si la cuisine est commune à l'ensemble des prospects et des accumulations.

La plupart du temps, les structures ont des **croissances structurales variables** à l'intérieur du bassin et leur développement ultime peut être plus ou moins tardif. Dans ce cas, il est très fortement conseillé d'établir un diagramme en temps spécifique pour chacun des couples prospects/aires de drainage.

4.3 La cartographie des cuisines actives

La fourchette d'âge de la formation du piège ayant été déterminée, la modélisation de bassin permet de simuler l'état des cuisines à n'importe quelle période de cet intervalle de temps. L'état des cuisines **en début et en fin de structuration** est ainsi un élément important pour l'évaluation correcte de chaque structure.

Il est aussi souvent utile d'associer un niveau de maturité donné (fenêtre à huile, à huile migrable, gaz, surmaturité par exemple...) à un âge.

Ce type de cartographie permet une meilleure appréhension du risque concernant le type de fluide pour une région donnée.

Le document final idéal pour la cartographie des cuisines actives (cuisine produisant des hydrocarbures pendant une période donnée) est celui qui permet de visualiser les différences de maturité observées entre le début de la structuration jusqu'à l'Actuel ou la fin de la migration. Les cartes d'érosion seront utiles à cette reconstruction.

Une carte illustrant la quantité d'hydrocarbures expulsés pendant cette période particulière peut être obtenue par simulation multi-1D.

Limitations La précision des résultats, basés essentiellement sur des simulations de l'âge de l'expulsion, dépendra fortement de l'existence d'une **calibration** correcte ou non du SATEX ou du TTME. Un second élément important d'incertitude est lié à l'âge associé aux formations sus-jacentes à la roche-mère.

En particulier, les morts terrains (situés au-dessus des composants du système pétrolier mais contribuant à son enfouissement) les plus proches stratigraphiquement de l'âge de la migration devront être datées avec précision.

La définition des cuisines actives n'est pas toujours suffisante pour évaluer correctement une structure.

Cela est particulièrement vrai lorsque, à la faveur d'une inversion progressive d'un bassin (cas d'un bassin d'avant-pays), les **chemins de migration** reliant les cuisines actives aux prospects ont varié au cours du temps.

Il est donc parfois nécessaire de reconstruire avec précision les aires de drainage telles qu'elles étaient au moment de la migration grâce à la modélisation multi-1D.

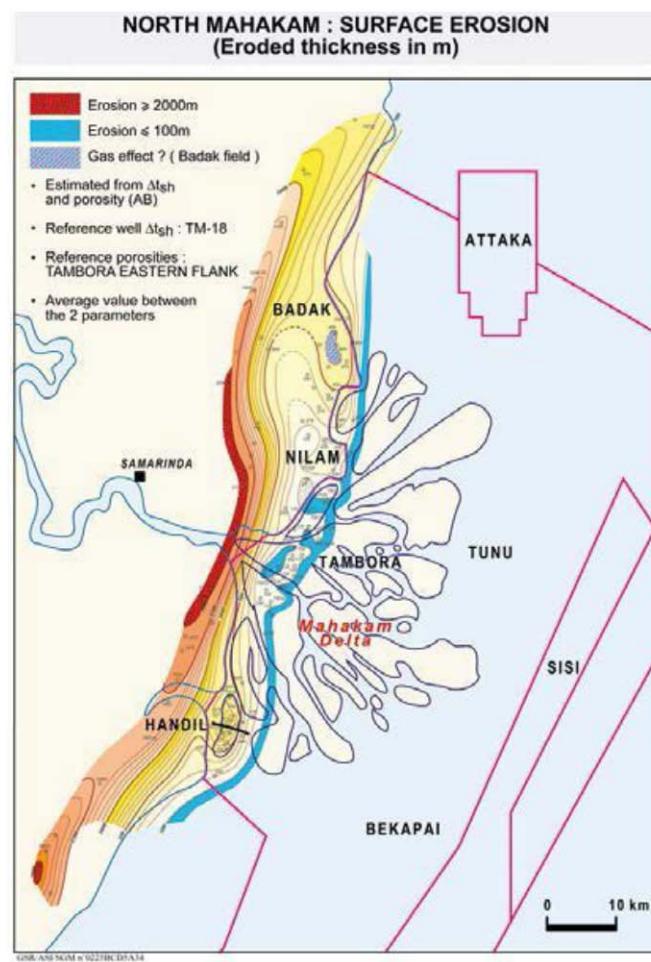


Figure 7.1 – Exemple de carte d'érosion.

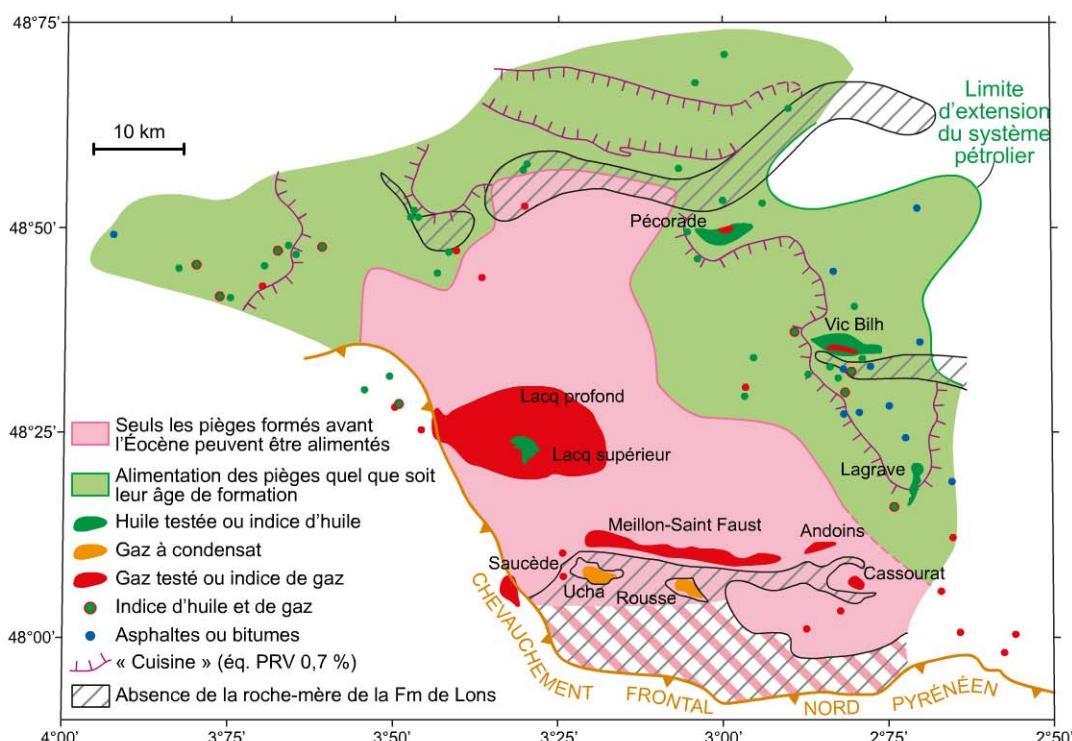


Figure 7.2 – Exemple de carte géopétrolière, paramètre âge d'alimentation.

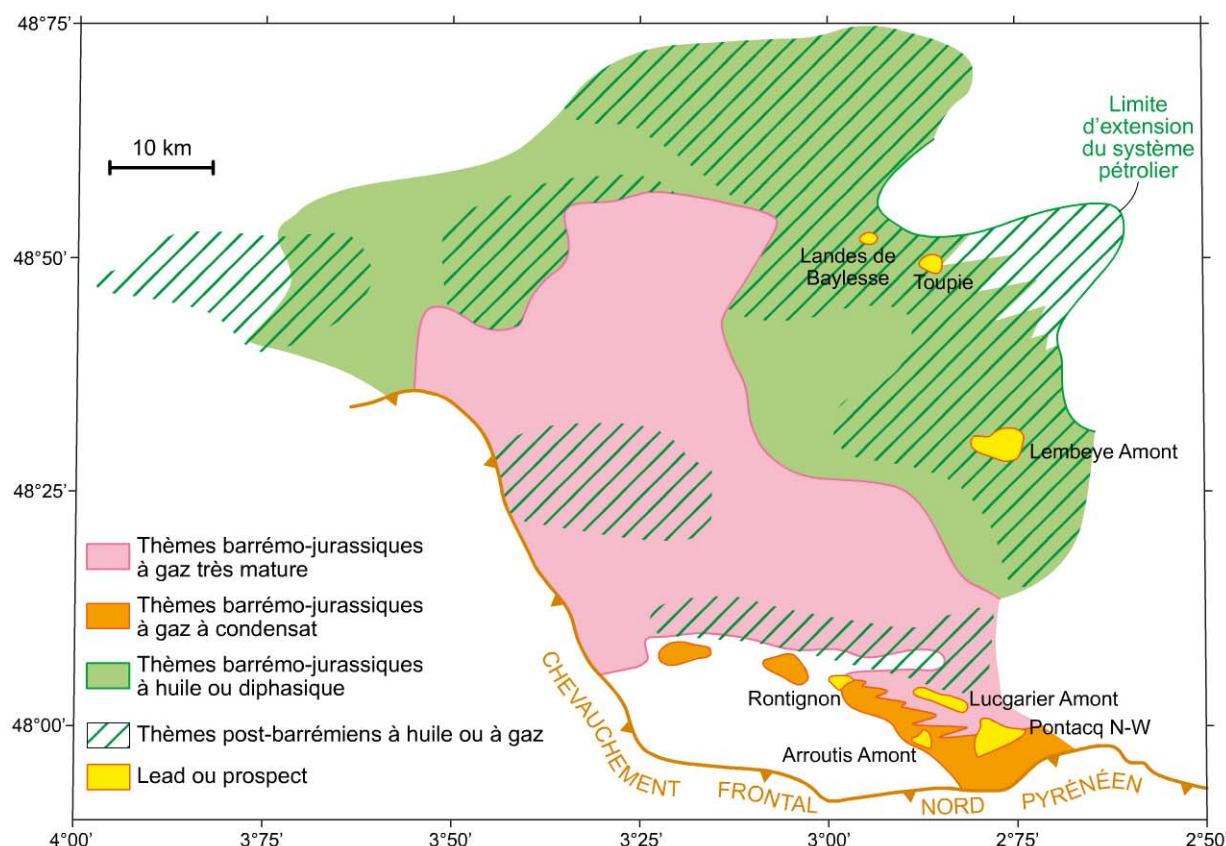


Figure 7.3 – Exemple de carte géopétrolière, paramètre fluide.

5

L'efficacité de la migration des hydrocarbures

Pourquoi est-il important de retracer cette migration ?

Les pièges disponibles ne sont pas forcément au contact d'une roche-mère active. L'expérience montre que les accumulations peuvent être éloignées de plusieurs centaines de kilomètres de leur cuisine d'origine. Le seul lien entre accumulation et cuisine active correspond aux **chemins de migration** utilisés par les hydrocarbures. La compréhension de la migration et la définition des chemins de migration sont donc essentielles à l'évaluation du risque exploratoire et du potentiel volumétrique d'un prospect.

Comment y parvenir ?

Dans le cas de roches-mères à fort potentiel (et, naturellement, suffisamment matures), l'alimentation d'un piège se pose généralement en termes de possibilité, plutôt qu'en termes d'efficacité. D'où la nécessité absolue mais suffisante de mettre en évidence une **connexion adéquate entre la source et le piège**, principalement en termes de continuité latérale et verticale. Ainsi dans le cas de pièges morphologiques (réef, butte témoin) en contact direct avec une roche-mère mature, la migration peut se faire au sein même de la roche par migration verticale ou horizontale. Dans le cas de roches-mères à potentiel médiocre, où les quantités d'hydrocarbures perdues en cours

de migration peuvent être importantes par rapport aux quantités produites, l'analyse en trois dimensions du système d'alimentation devient critique et nécessite le **tracé d'une aire de drainage**. Il requiert une bonne intégration de la géologie structurale et de la sédimentologie, et peut faire appel à des modélisations et des horizontalisations ou à l'utilisation de cartes en isopaques. C'est un travail qui nécessite des cartes au niveau de la roche-mère et au niveau des drains.

Les chemins de migration ne peuvent être déterminés avec précision que lorsque des hydrocarbures ont été identifiés hors des cuisines qui leur ont donné naissance. **L'approche sera donc très différente entre zone vierge et zone mature.**

En absence d'hydrocarbures prouvés (exploration de type *frontier*), les hypothèses sur la présence d'hydrocarbures migrés ne peuvent être qu'indirectes.

Il s'agit essentiellement des indices de surface et des indications « directes » d'hydrocarbures (**DHI**) ainsi que ceintures bitumineuses et asphaltiques en bordure de certains bassins (par exemple, les sables bitumineux du bassin de l'Athabasca).

Pour la compréhension de la migration, les **indices de surfaces** sont à la fois utiles par leur **présence** à un endroit privilégié et par l'information qu'ils peuvent donner directement ou indirectement sur leur origine (nature et âge de la roche-mère, niveau de maturité et profondeur d'enfouissement). Leur interprétation nécessite une intégration complète avec les données structurales.

Il faut cependant toujours se rappeler que, à une échelle locale, les indices de surface privilégient les **chemins de migration verticaux**, sur lesquels les carottages sont positionnés de manière privilégiée, par rapport aux chemins latéraux beaucoup plus aptes à alimenter efficacement les prospects recherchés.

Les informations, que sont susceptibles d'apporter les DHI, si ceux-ci ont été validés sismiquement, sont plus directement utilisables : cheminées et nuages de gaz, *pockmarks* (figures au fond de la mer), *push down* d'horizons sismiques indiquant la migration de gaz.

La présence éventuelle de gaz biogénique ou de *fizz-water* (eau avec gaz dissous) doit cependant toujours être gardée à l'esprit, comme chausse-trappes pour l'interprète.

Les *flat spots* et les anomalies d'amplitudes, lorsqu'ils sont représentatifs d'accumulations thermogéniques en place et qu'ils sont replacés dans leur cadre structural régional, peuvent donner une image beaucoup plus précise des **chemins de migration latéraux** et verticaux réellement utilisés.

L'analyse de ces éléments doit être faite par un explorateur et un spécialiste connaissant parfaitement le contexte du bassin et sachant définir les limites exactes de la méthode.

La présence de *bottom simulating reflector* ne doit pas être négligée.

En effet, cette manifestation d'hydrocarbures à faible profondeur, relativement fréquente en offshore profond, peut souvent être rattachée à du **gaz thermogénique** lorsqu'elle est située en zone de convergence. La mise en évidence de ces BSR peut ainsi donner localement de précieuses indications sur la migration profonde (fenêtres dans le sel ou « trous dans le tapis » salifère...).

La géochimie de surface et la sismique sont les outils utilisés pour cet exercice.

Les documents utiles sont des sections sismiques semi-régionales habillées pour faire ressortir les couvertures régionales (sel, surfaces d'inondation maximale, surfaces de *downlaps*...), les interruptions visibles dans ces couvertures (fenêtres dans le sel), les zones de convergence, les failles et la position des indices de surface ainsi que les observations directes d'hydrocarbures.

En présence de discordances et d'érosions importantes, la remise en place avec particulièrement l'**horizontalisation** sur un horizon voisin de l'âge supposé de la migration ou l'utilisation de **cartes en isopaques à environnement constant** est recommandée.

Limitations En absence d'une bonne appréhension lithologique de la série sédimentaire et d'une bonne connaissance de la continuité des drains potentiels, l'approche de la composante latérale de la migration reste très délicate en zone vierge. Cependant une simulation numérique 2D peut être utile même en zone vierge afin de tester différents scénarios de migration ainsi que pour anticiper les régimes de pression associés.

En revanche, en contexte d'exploration mature, mieux contrôlé par des données de puits et en présence de puits et d'hydrocarbures prouvés, la détermination des chemins de migration effectifs reliant les roches-mères identifiées aux réservoirs traversés devient beaucoup plus précise.

Elle s'appuie avant tout sur la distribution des hydrocarbures reconnus dans le bassin et sur les connaissances des corrélations huiles/roches-mères.

6

Inventaire des résultats pétroliers

L'évaluation et la cartographie des résultats pétroliers positifs, comme l'analyse *post-mortem* des puits secs, constituent un élément fondamental de l'évaluation pétrolière en permettant de « calibrer » les modèles de génération et de migration proposés.

La mise en évidence d'hydrocarbures dans les puits se définit avec plusieurs niveaux de caractérisation, suivant le type d'**échantillonnage** concerné.

6.1 Indices en cours de forage

Le **GWD** (*gas while drilling*), utilisé de manière courante actuellement, permet une analyse rapide de la quantité totale de gaz présent dans un puits (exprimée en équivalent méthane) et des teneurs en C₁-C₅ de ce gaz.

Grâce à l'utilisation de divers rapports, cette technique permet une certaine caractérisation des fluides (évolution verticale, différentiation entre réservoirs, définition des contacts, biodégradation) et des lithologies (réservoir, couverture). De même, grâce à l'isotopie, les indices en cours de forage permettent maintenant de préciser l'origine des hydrocarbures rencontrés.

Des prélèvements en tubes sous vide pour réaliser des analyses compositionnelles et isotopiques sont donc recommandés en association avec l'outil GWD.

6.2 Indices sur carottes

Les *sidewall cores* (SWC), ou carottages latéraux à balles (CLABS), et éventuellement les déblais peuvent mettre en évidence des traces d'huile directement ou indirectement par fluorescence.

Des extractions au solvant des hydrocarbures imprégnant la roche permettent souvent une analyse chromatographique, et, dans les meilleurs cas, les marqueurs biologiques peuvent donner des informations sur la maturité et l'origine de l'huile, de manière aussi précise qu'à partir d'échantillons de test.

6.3 Échantillonnage de fond de type test au câble : RFT (*repeat formation tester*), MDT (*modular formation dynamic tester*)

Ce type d'échantillonnage est utilisé lorsque des échantillons de fluides sont récoltés en volume limité lors des opérations de *logging*. Il est très utilisé pour son apport qualité/prix (*cf. chapitre 8*). Ce n'est pas un test classique de longue durée et il est handicapé par les problèmes de **contamination** lors de l'usage d'une boue à huile et la mesure de GOR anormalement élevé (surestimation). À cette restriction près, ces échantillons permettent l'ensemble des analyses géochimiques.

6.4 Échantillonnage de surface de type DST (*drill stem test*)

Ce type d'échantillonnage ou test de production est utilisé lorsque, à la faveur de débit en surface, les quantités de liquides et de gaz sont mesurées avec précision.

Ce type d'échantillonnage permet une analyse PVT (*pression volume température*) des fluides. Lors de l'utilisation de boue à huile, les échantillons de DST présentent, par rapport à ceux des RFT, MDT ou leur équivalent RCI (*reservoir characterization instrument*), une contamination moindre et donnent une meilleure évaluation de la teneur en asphaltènes et en résines.

D'une manière plus générale, ce type d'échantillonnage est indispensable pour une image représentative des accumulations de gaz à condensats ou de gaz contenant du H₂S.

La base de données de puits

Une fois ces diverses manifestations d'hydrocarbures recueillies, elles peuvent être répertoriées de diverses manières. La première étape est l'établissement d'une **base de données de puits**, contenant les principales données concernant les fluides associés aux autres données pertinentes (caractéristiques du réservoir, pressions, températures...).

Dans tous les cas, les accumulations doivent être clairement identifiées comme **monophasiques** (gaz ou huile) ou **diphasiques** (gaz et huile) et **monocouches** (un seul réservoir) ou **multicouches** (plusieurs réservoirs superposés).

Ces informations peuvent être utilement :

- associées à une **charte stratigraphique** à l'échelle du bassin ou du sous-bassin. Elles permettent ainsi de préciser les éléments réservoir, couverture et roche-mère des systèmes pétroliers déjà identifiés ;
- associées à une ou plusieurs **coupes géopétrolières** réelles ou synthétiques. Ce report permet de visualiser la répartition verticale des hydrocarbures, l'extension latérale des couvertures et, si les cuisines ont déjà été identifiées, les distances apparentes de migration latérale ;
- et cartographiées globalement à l'échelle du bassin ou par niveau réservoir.

Cette **cartographie des indices et des accumulations** peut être utilement complétée par l'indication de l'origine de l'huile si celle-ci est connue, de la maturité des fluides, de la densité API, du GOR, des volumes ou des « net-pays » (hauteurs utiles, c'est-à-dire réellement réservoir en termes de porosité et de perméabilité) concernés, ou de toute autre information pertinente pour le bassin considéré (*pour point*, ou point de rosée, c'est-à-dire la température et la pression de condensation du gaz, régime de pression...).

En particulier, il est recommandé d'indiquer les **corrélations huiles / roches-mères** établies, ou de faire des cartes d'origine lorsque le nombre de données le permet.

Cette cartographie doit être complétée par celle des indices de surface, s'il y a lieu. Ces représentations cartographiques sont souvent difficilement compatibles avec les synthèses régionales intégrant des centaines de puits.

Il est alors nécessaire de subdiviser le bassin en secteurs structuralement homogènes.

8

Visualisation des chemins de migration

La seconde étape consiste à visualiser les chemins de migration sur des coupes géologiques représentatives intégrant les informations stratigraphiques, lithologiques et pétrophysiques disponibles à partir des puits et illustrant les principaux niveaux de **roches-mères** et leur maturité, ainsi que les principaux réservoirs ou drains et leur extension latérale, les couvertures régionales et leur continuité sans oublier les éléments structuraux essentiels et la position des hydrocarbures reconnus.

Cette localisation des chemins de migration latérale et verticale permet de vérifier la **cohérence entre le modèle géologique et la répartition des hydrocarbures connus**. L'extension de ce modèle à des zones frontières moins contraintes peut se faire par simulation numérique. Les chemins de migration mis en évidence doivent alors faire l'objet d'études de sensibilité sur les continuités lithologiques et les caractéristiques pétrophysiques (perméabilité horizontale *vs* perméabilité verticale par exemple) mises dans le modèle.

Ce type de simulateur permet cependant de **tester différentes hypothèses** et d'en valider ou d'en exclure certaines en fonction de la plus ou moins bonne cohérence avec les autres informations disponibles (indices de surface, DHI, BSR...).

Les **vitesses de migration** peuvent aussi être estimées à partir de ces simulations. Dans certains cas particuliers où la migration n'est possible qu'à la faveur de drains aux caractéristiques très médiocres, les hydrocarbures migrants peuvent être retardés pendant des périodes plus ou moins longues (quelques dizaines de millions d'années parfois) dans ces **réservoirs intermédiaires diffus** (*holding tank*) avant d'atteindre le réservoir terminal.

Ce retard à la migration peut favoriser le piégeage en cas de structuration tardive ou entraîner le craquage de l'huile en gaz en cours de migration.

9

Aires de drainage au maximum d'enfouissement

9.1 Dans le cas normal

Lorsque les chemins de migration latérale ont pu être identifiés, la cartographie précise du **système d'alimentation** et donc des aires de drainage associées devient possible pour chacun des pièges identifiés. Il est alors nécessaire de travailler en trois dimensions.

Dans un premier temps, les aires de drainage sont déterminées lors de l'enfouissement maximum, c'est-à-dire lorsque la cuisine est à son maximum d'extension et de maturité. Le plus souvent, en absence d'inversion, cette configuration du bassin correspond à l'Actuel.

Plusieurs documents sont utiles : avant tout, une **carte structurale du toit du réservoir**, qui est aussi la plupart du temps le drain principal. Ceci n'est pleinement valide que si la roche-mère et le réservoir sont superposés ou très proches l'un de l'autre. Lorsque la migration est à la fois verticale et latérale et que plusieurs drains superposés sont utilisés, une approche composite de l'aire de drainage est indispensable.

Ce cas nécessite une approche intégrée et l'établissement, pour chaque prospect, de plusieurs documents :

- une **carte d'isopaques** régionale pour évaluer la couverture régionale inférieure et pour identifier ses faiblesses : présence de failles, trous dans le tapis salifère... Cette carte peut être utilement complétée par des cartes d'**écorché direct**, représentant la formation située directement au-dessous de la fenêtre salifère (*worm's eye*), et **indirect**, illustrant la formation située directement en dessus de la fenêtre salifère (*bird's eye*). Ces écorchés sont nécessaires pour identifier les fenêtres effectives où des séries perméables permettent la migration verticale ;
- une **carte structurale régionale à la base de cette couverture** initiale pour identifier les zones de convergence qui optimiseront la migration verticale ;

- une **carte structurale du toit du réservoir** anticipé, qui permettra de s'assurer que les débouchés des drains verticaux sont bien situés dans l'aire de drainage propre au prospect étudié.

Ces documents sont pleinement valables pour l'évaluation de pièges entièrement formés dès le début de la migration.

Lorsque la structuration est contemporaine de la migration, une approche correcte de la nature des hydrocarbures (type, GOR) atteignant le piège passe par un historique de l'aire de drainage. Une autre série de documents devient alors indispensable pour reconstruire les aires de drainage dans le temps : il s'agit de **cartes en isopaques** représentatives des *morts terrains*.

Ces cartes en isopaques doivent être dérivées des cartes structurales en profondeurs établies sur des horizons fiables répartis sur l'ensemble de l'intervalle stratigraphique séparant la couverture régionale du toit des sédiments.

9.2 En cas d'inversion structurale

En présence d'inversion importante et lorsque l'élément roche-mère et l'élément réservoir du système sont situés de part et d'autre d'une discordance majeure, non seulement l'historique de la migration peut être sévèrement affecté avec un possible gel (partiel ou total) des cuisines, mais les chemins de migration latérale sont susceptibles d'être entièrement modifiés.

Ainsi les zones de convergences peuvent être complètement différentes de part et d'autre de la discordance, du fait même de structuration différente.

L'outil principal pour la résolution de ce problème est la sismique (reconstruction structurale) après calibration sur les puits et interprétation lithologique et pétrophysique des logs (identification des drains).

Les documents utiles sont les suivants :

- des **coupes géologiques à l'Actuel** identifiant les chemins de migration latérale de part et d'autre de la discordance ;
- une **carte d'écorché** (*subcrop*) au-dessous (direct) et au-dessus (inverse) de la surface de discordance qui sera nécessaire à la compréhension des interconnexions entre les drains inférieurs et la série sédimentaire supérieure ;
- une **carte de faciès** pour chacun des niveaux de la série supérieure venant se biseauter sur la surface de discordance et susceptibles d'être des drains.

10

Estimation et calcul du chargement en hydrocarbures d'un prospect

Nous verrons au chapitre 10 comment calculer des ressources prospectives. Ici, au stade de l'évaluation pétrolière, il convient de comparer les quantités expulsées migrées et

drainées jusqu'à l'objet unitaire pour vérifier si celui-ci est chargé en hydrocarbures, ce qui aidera à évaluer les risques inhérents au système générateur et à la migration.

À l'intérieur des blocs sélectionnés, une nouvelle grille de critères doit être établie et utilisée pour sélectionner les objets à évaluer : prospects ou *leads*.

Un **prospect** est une accumulation potentielle d'hydrocarbures correspondant à une thématique donnée et dont la définition apparaît suffisamment précise pour justifier éventuellement un forage.

Un **lead** est un objet d'exploration dont la définition est encore insuffisante et nécessite des travaux complémentaires (sismiques ou autres) avant de lui attribuer éventuellement le statut de prospect.

Le problème du type d'hydrocarbures susceptibles d'alimenter le prospect et de constituer un gisement nécessite la prise en compte d'un **grand nombre de paramètres** : surface de l'aire de drainage, maturité, type de matière organique, température, pression, capacité de couverture...

L'évaluation des risques (roche-mère, réservoir, couverture) repose en grande partie sur les résultats de la première phase d'étude à l'échelle régionale décrite précédemment mais intègre aussi des critères de proximité (migration, géométrie) propres au prospect.

10.1 L'approche standard d'évaluation

Cette approche est directement applicable en absence d'inversion structurale importante et lorsque l'on est en présence :

- de roches-mères à fort potentiel initial (SPI, *source potential index*, ou IPRM, index de productivité roche-mère, $> 10 \text{ Mt/km}^2$) ;
- d'objets de petites tailles ou de tailles moyennes ;
- d'une continuité de migration assurée par des macrodrains de bonne qualité ;
- d'une aire contenant des roches-mères matures de grande taille par rapport à la taille de la structure (volume généré > 10 fois le volume maximum du prospect) ;
- d'une migration de courte ou moyenne distance ;
- d'une nature de fluide régionalement connue.

Dans ce cas, les pertes en cours de migration sont faibles par rapport aux quantités générées et le facteur alimentation n'est pas très sensible.

La définition du piège est alors l'élément critique (*cf. § 4 du chapitre 6*).

10.2 L'approche spécifique du chargement en hydrocarbures

Cette approche est nécessaire quand les roches-mères potentielles sont médiocres, la taille du prospect importante, la maturité limite, la migration longue distance ou que le bassin a subi une inversion importante. Le facteur alimentation devient un élément critique pour l'évaluation volumétrique du prospect.

Plus particulièrement en cas de roches-mères à faible potentiel, les pertes en hydrocarbures le long des voies de migration peuvent suffire à épuiser l'alimentation du

piège. De plus, lorsque les domaines de maturité sont vastes, le type d'hydrocarbures devient un paramètre sensible.

L'évaluation volumétrique comme l'estimation de la nature des hydrocarbures nécessitent alors une approche beaucoup plus systématique de la chaîne géopétrolière.

La méthodologie décrite peut être appliquée manuellement, semi-manuellement ou dans le cadre de modélisations numériques.

Dans l'approche multi-1D, toutes les opérations successives sont implicites. Elle nécessite un jeu de cartes structurales plus complet.

Les résultats de volumétrie y sont beaucoup plus précis.

Cependant, une bonne prédiction de la nature des hydrocarbures nécessite un module PVT disponible en modélisation tridimensionnelle.

Encart 7.2 Méthodologie du calcul du chargement d'un prospect ou d'un bassin

La procédure rigoureuse préconisée pour évaluer et calculer le chargement en hydrocarbures comprend les quatorze étapes suivantes :

1. Détermination du drain latéral ou vertical susceptible d'alimenter le prospect à partir de sa cuisine individuelle.

Dans les cas les plus simples, le drain correspond en pratique au réservoir recherché. Cependant, les chemins de migration sont souvent beaucoup plus complexes et font intervenir plusieurs drains latéraux successifs connectés verticalement. Dans ce cas, il est absolument nécessaire d'avoir un schéma d'alimentation propre à l'objet recherché.

2. Définition de l'aire de drainage potentielle du prospect

Cette définition préalable est nécessaire pour délimiter la zone où sont localisées les roches-mères matures. Suivant la complexité du schéma d'alimentation, plusieurs niveaux de références (toit de la roche-mère, toit de la couverture ultime, toit d'une couverture régionale intermédiaire...) sont à prendre en compte et les aires de drainage doivent être déterminées pour chacun de ces horizons.

3. Définition de l'historique d'enfouissement

Cette étape de compréhension de l'historique d'enfouissement dans l'aire de drainage potentielle permet de définir avec précision la zone d'enfouissement maximum.

4. Détermination de l'âge de la migration

Cet âge est estimé à l'aide de la modélisation numérique dans la zone d'enfouissement maximum. Il sera nécessaire pour reconstruire les aires de drainage effectives lors du chargement du prospect.

5. Définition cartographique de l'aire de drainage effective

Lorsque la migration est tardive par rapport à la structuration, la configuration à l'Actuel de la cuisine effective peut être utilisée avec confiance.

En revanche, dès que le fonctionnement de la cuisine se fait sur une période de temps assez longue et que la structuration est synchrone avec la migration, cette reconstruction devient très utile.

Elle est même indispensable en cas d'inversion : l'aire de drainage actuelle peut alors être complètement différente de celle au moment de la migration.

Cette reconstruction est également fondamentale dans le cas d'une couverture régionale efficace mais discontinue (couverture évaporitique par exemple), séparant structuralement les réservoirs du système générateur.

La migration est alors composite et complexe. Elle est contrôlée par la superposition nécessaire de l'aire de drainage au niveau du réservoir et de trous dans la barrière salifère débouchant dans cette aire. Il faut aussi vérifier l'existence de zones de convergence dans les séries sous-jacentes au sel focalisant le flux des hydrocarbures vers les exutoires verticaux précédents.

L'aire de drainage effective est alors très différente de l'aire de drainage potentielle et nécessite une bonne cartographie à la base de la couverture intermédiaire et parfois en dessous.

6. Détermination du potentiel initial de la roche-mère dans l'aire de drainage effective

Ce potentiel est mesuré par l'**IPRM** (index de productivité roche-mère).

Souvent, en absence de données analytiques de proximité, le potentiel initial de la roche-mère est considéré comme constant à l'échelle d'un prospect.

Cependant, dans le cas d'une aire de drainage importante et de variations rapides des environnements de dépôt, une carte de potentiel initial s'impose.

Une subdivision en polygones d'isopotential moyen initial est nécessaire pour l'évaluation volumétrique des hydrocarbures générés.

7. Détermination de la maturité dans l'aire de drainage effective

Quels que soient les indicateurs de maturité (PRV, T_{max} , IAT – index d'altération thermique – ...) et les méthodes (analytique ou modélisation) utilisées initialement, la maturité ne sera utilement exprimée qu'en taux de transformation (TT).

La maturité au maximum d'enfouissement sera souvent suffisante lorsque la migration aura débuté après la formation complète du piège. Des stades intermédiaires sont nécessaires en cas de structuration tardive, dont un impérativement en début de structuration.

Une subdivision en polygones d'isomaturité moyenne ou d'iso-TT moyen est nécessaire pour l'évaluation volumétrique des hydrocarbures générés.

8. Définition du taux de transformation minimum d'expulsion (TTME)

Ce paramètre crucial obtenu plus ou moins empiriquement par analogie, par calibration analytique ou par dérivé de modélisation (par l'intermédiaire de la SATEX) est indispensable pour éliminer les zones de maturité limite. Il permet aussi d'estimer les quantités d'hydrocarbures retenues dans la roche-mère et les quantités expulsées d'après la formule **TTU** (taux de transformation utile) = **TT – TTME** appliquée au potentiel initial de la roche-mère.

9. Définition de la cuisine effective

10. Superposition des polygones

La superposition des polygones **potentiel initial** (ou roche-mère) avec les **polygones TTU** (ou maturité) permet de subdiviser l'aire de drainage effective en zones d'égal potentiel en hydrocarbures expulsés.

Dans les cas de synchronisme migration/structuration, une seconde carte reconstruite au début de la structuration est indispensable afin d'estimer les hydrocarbures dispersés avant la création du piège.

11. Calcul des quantités d'hydrocarbures générés et calcul des quantités d'hydrocarbures expulsés

Quelques formules utiles :

$$\text{Quantités HC générées} = \text{IPRM (ou SPI)} \times \text{TT} \times S$$

- Quantités HC générées, en millions de tonnes
- IPRM (index de productivité roche-mère) ou SPI (source potential index), en Mt/km²
- TT, taux de transformation
- S, surface de roche-mère mature, en km²

$$\text{IPRM} = \frac{h_u \times S2_i \times \rho}{1000} \quad \text{SPI} = \frac{h_u \times (S1 + S2) \times \rho}{1000}$$

- h_u , hauteur utile roche-mère en mètres (avec un seuil minimal sur le COT – carbone organique total – ou le S2)
- S1, extrait du pic S1 du Rock-Eval hydrocarbures libres, et S2_i, extrait du pic S2 du Rock-Eval, hydrocarbures générables ou potentiel pétroliègne initial, en kg HC / t de roche
- ρ , masse volumique de la roche en t/m³ (2,5 pour les argiles, 1,5-2,0 pour les charbons)

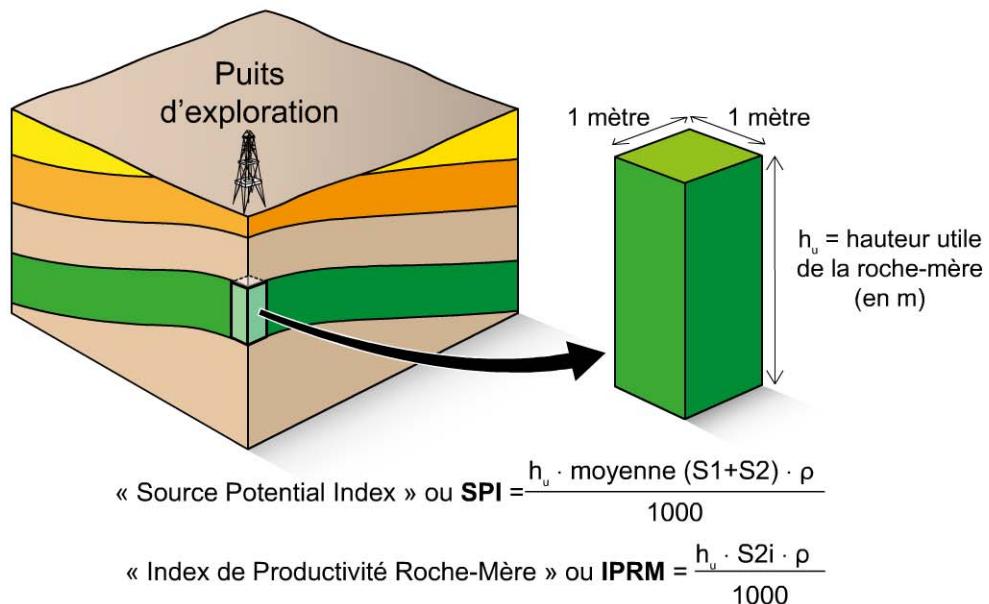


Figure 7.4 – SPI et IPRM.

SPI et IPRM sont identiques pour une roche-mère immature, l'IPRM est nécessaire pour une RM mature.

L'utilisation des masses d'hydrocarbures permet de :

- s'affranchir de la nature des hydrocarbures générés (huile ou gaz);
- s'affranchir des variations de conditions P et T de fond / conditions de surface;

- faire une transformation finale en millions de barils équivalent pétrole, Mbep (pour une tonne d'huile à 35° API et de densité 0,85 = 7,4 barils).

Pour chacun des polygones unitaires résultant, la quantité en hydrocarbures expulsés est exprimée par la formule :

$$QHC = IPRM \times TTU$$

En cas de synchronisme migration/structuration, le bilan réel correspond aux quantités expulsées à l'état final moins les quantités expulsées à l'état initial en début de structuration.

De même, chacun des polygones peut se voir attribuer un type d'hydrocarbures dominant (gaz, huile...) lié aux paramètres cinétiques de la roche-mère initiale et de son stade de maturité. Le bilan qui peut en être tiré permet d'estimer la nature des fluides disponibles pour le prospect aux conditions PVT près.

Cette première étape, bien que faisable manuellement, est très efficacement traitée par les outils actuels de modélisation multi-1D.

12. Estimation des quantités d'hydrocarbures retenus en cours de migration

Une estimation peut être faite à partir de la surface de l'aire de drainage effective, des caractéristiques pétrophysiques des drains et de leur continuité latérale.

Les simulateurs numériques de migration de type 2D et 3D permettent une approche plus physique.

Dans tous les cas, cette estimation des volumes perdus reste très délicate sauf à aborder une approche de type rendements, qui sera abordée plus bas avec la notion détaillée de PSY, ou *petroleum system yield*.

Cependant, lorsque l'ordre de grandeur des hydrocarbures retenus en cours de migration est le même que celui des hydrocarbures générés, on peut considérer que le risque alimentation devient critique (*killing parameter*) et que le prospect n'est pas viable.

13. Estimation des quantités disponibles pour le prospect

Le bilan des hydrocarbures expulsés moins les hydrocarbures retenus permet d'estimer les quantités d'hydrocarbures susceptibles d'être piégés.

Ces quantités doivent être cependant compatibles avec la taille réelle du prospect et la capacité de sa couverture.

Lorsque la taille de la structure d'accueil est très importante (plateforme carbonatée isolée par exemple), la comparaison entre le volume disponible et le volume fermé du piège permet d'identifier un risque de sous-alimentation et d'estimer un taux de remplissage du prospect.

Les quantités disponibles et la nature du fluide anticipé doivent être impérativement confrontées à la capacité de couverture du piège, qui peut limiter fortement l'expression réelle de ce volume d'hydrocarbures.

14. Détermination des incertitudes sur les volumes migrés

La détermination des incertitudes sur le chargement est importante.

En plus de donner une fourchette sur les résultats globaux, elle permet d'identifier le poids des différents paramètres et d'identifier les plus influents pour mieux les contraindre.

11 Évolution des capacités génératives en fonction de l'âge des systèmes générateurs

En ce qui concerne l'évolution des capacités génératives au cours des temps géologiques, la figure 7.5 confirme qu'il y a de grandes fluctuations et pics, notamment en rapport avec les surfaces d'inondation maximales, périodes de haut niveau marin mondiales, en fonction aussi des extinctions d'espèces notamment lors de fortes concentrations en CO₂ parfois associés à des épisodes volcaniques...

En ce qui concerne les épisodes transgressifs, on retient *de facto* le Silurien, le Faménien pour le Paléozoïque, le Kimméridgien (*cf.* § 4 du chapitre 9), le Cénomano-Turonien (*cf.* § 1 du chapitre 9) ainsi que l'Yprésien (*cf.* § 1 et 2 du chapitre 9) pour les exemples monographiques.

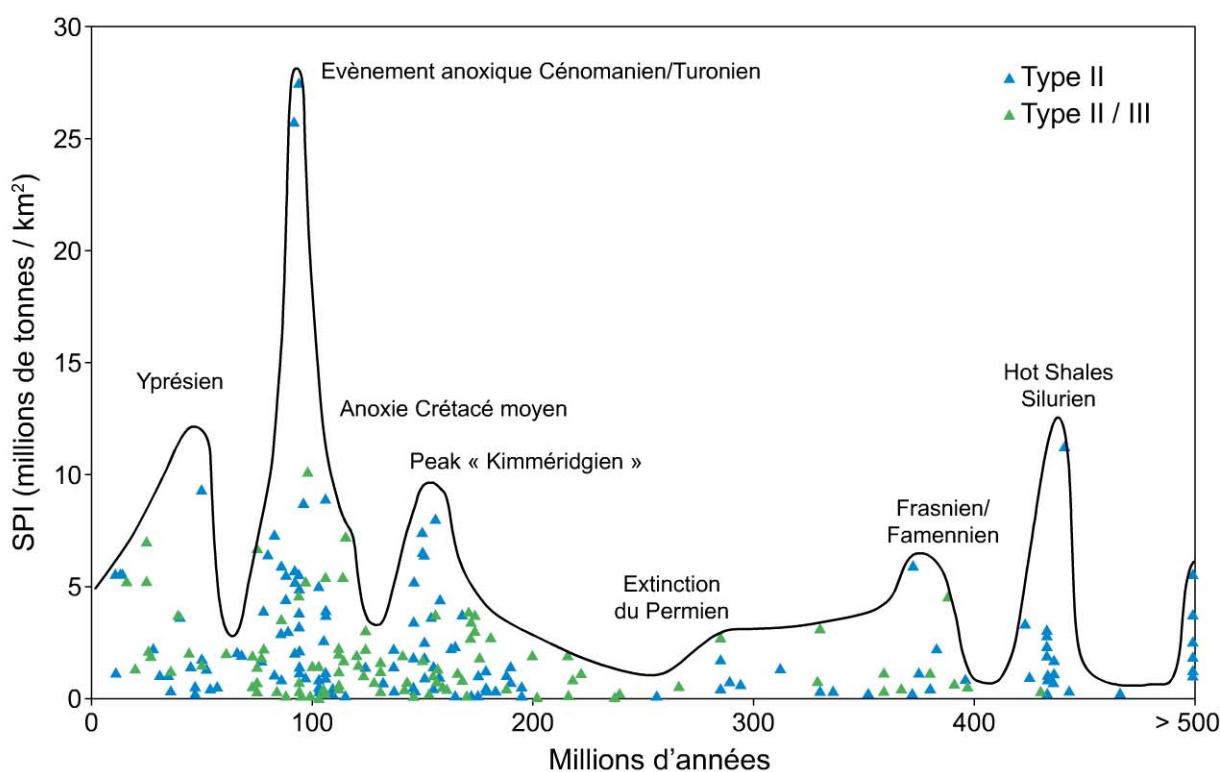


Figure 7.5 – Évolution des capacités génératives au cours des temps géologiques (Phanérozoïque) (SPI en Mt/km²). Document Total.

12 Rendements globaux des systèmes pétroliers

12.1 Définition du rendement d'un système pétrolier (PSY)

Le rendement d'un système pétrolier dans un bassin donné est évalué en faisant le rapport entre les quantités d'hydrocarbures qui y sont accumulées (HCA) et les quantités

d'hydrocarbures qui y sont générées (HCG). Le rapport de ces quantités accumulées sur quantités générées est appelé le *petroleum system yield* (PSY) :

$$\text{PSY} = \frac{\text{HCA}}{\text{HCG}}$$

Les quantités accumulées correspondent aux hydrocarbures en place. Il est évident que plus le bassin est mature, plus ce PSY est fiable puisqu'il approche les réserves ultimes, d'où l'idée d'étonner ce rendement sur une série importante de bassins matures bien connus et d'en faire ainsi une sorte de bibliothèque de bassins pétroliers.

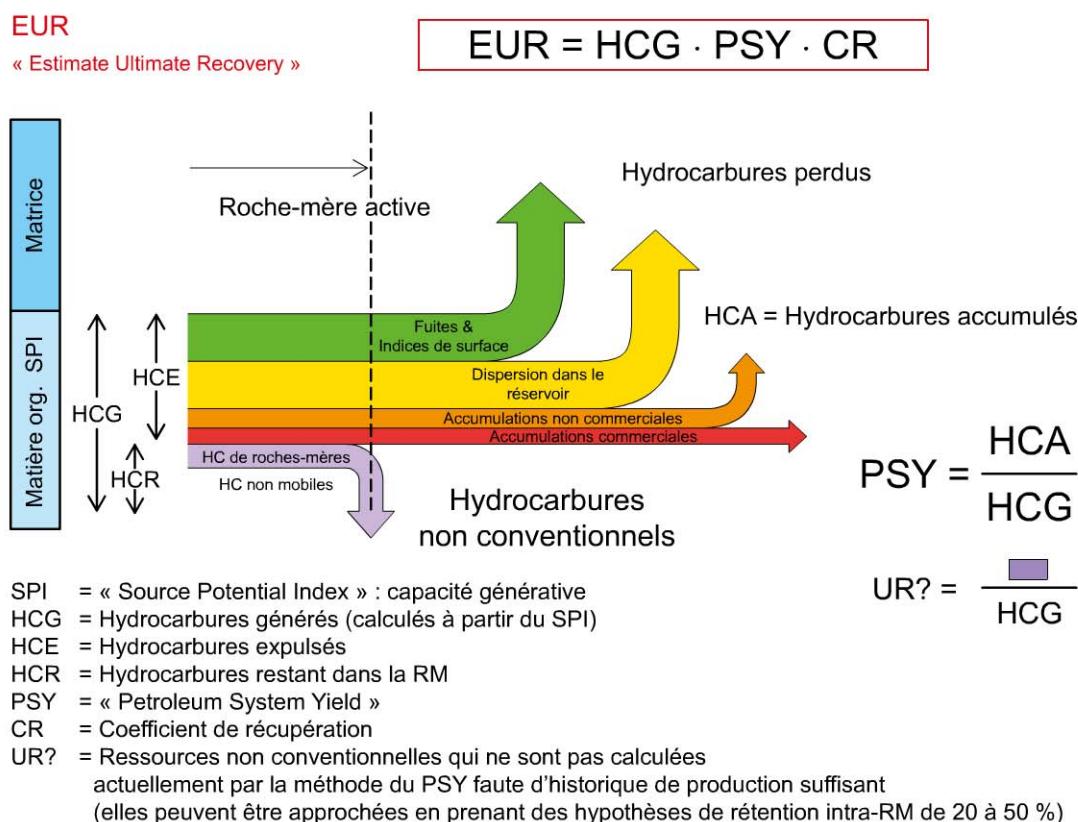


Figure 7.6 – Schéma théorique quantitatif de l'évolution des hydrocarbures.

Document Total.

12.2 Principe de la dotation du *yet to find*

Cette «bibliothèque de bassins pétroliers» étant construite, on peut ensuite, pour tout bassin pétrolier mondial, calculer le **produit HCG × PSY × CR** et lui conférer une quantité de dotation (*endowment* en anglais) *yet to find* («reste encore à trouver»).

Pour rappel, HCG sont les quantités générées par les roches-mères, PSY le *petroleum system yield* de l'analogue choisi par convention, et CR le coefficient moyen de récupération des hydrocarbures.

En général, les rendements sont très faibles, inférieurs à 1%.

Les bassins aux systèmes pétroliers les plus compacts, c'est-à-dire ceux qui possèdent une grande proximité entre roches-mères et réservoirs, sont les plus efficaces.

Dans ces cas rares, le PSY peut atteindre les 20 %.

$$\text{EUR} = \text{HCG} \cdot \text{PSY} \cdot \text{RF}$$

PSY fonction du type de bassin

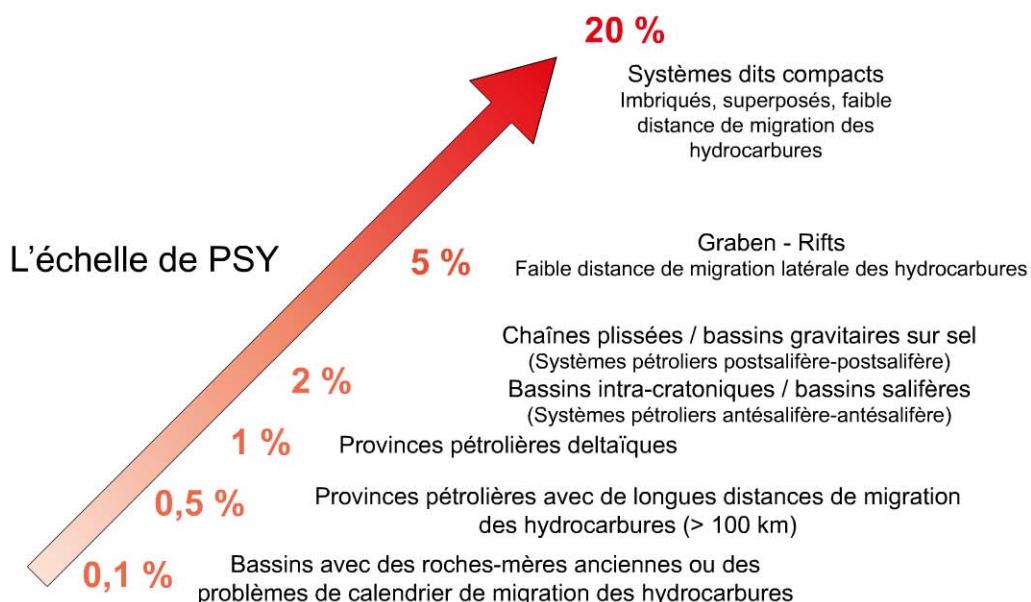


Figure 7.7 – Échelle de rendements des systèmes pétroliers par typologie de bassin. Document Total.

On peut aussi entrevoir ces rendements en relativisant le produit pétrolier par rapport à sa source solaire.

On part en effet d'une transformation d'énergie solaire en biomasses dont le rendement est de l'ordre de 1 %.

Une petite fraction de ces biomasses à nouveau de l'ordre de 1 % va être préservée sous forme de kérogène, et ensuite 1 % sera transformé en hydrocarbures.

On s'aperçoit donc par ce simple petit calcul que seulement quelques pourcents, soit quelques millionnièmes de l'énergie solaire initiale, seront conservés sous forme de gisements d'hydrocarbures dont seulement une partie (en moyenne 35 %) sera récupérée par l'exploitation humaine.

Les rendements pétroliers sont donc infimes par rapport à la dotation en énergie solaire initiale.

Les rendements les plus élevés sont ceux des systèmes très compacts comme indiqué plus haut.

Il semble aussi que les PSY soient élevés dans les ceintures asphaltiques (avant-pays sud-américains), où les pertes sont minimisées par ce moteur qu'est l'intrusion d'eau météorique qui fonctionne comme une sorte d'hypercouverture latérale ralentissant voire bloquant les dysmigrations.

Il n'y a pas de relation linéaire entre SPI (richesse des systèmes générateurs) et PSY (rendements des systèmes générateurs) car il y a beaucoup d'autres facteurs qui entrent en compte notamment l'efficacité des migrations.

Les valeurs de PSY varient effectivement en fonction des distances de migration, des âges des systèmes pétroliers, du contexte géodynamique, etc.

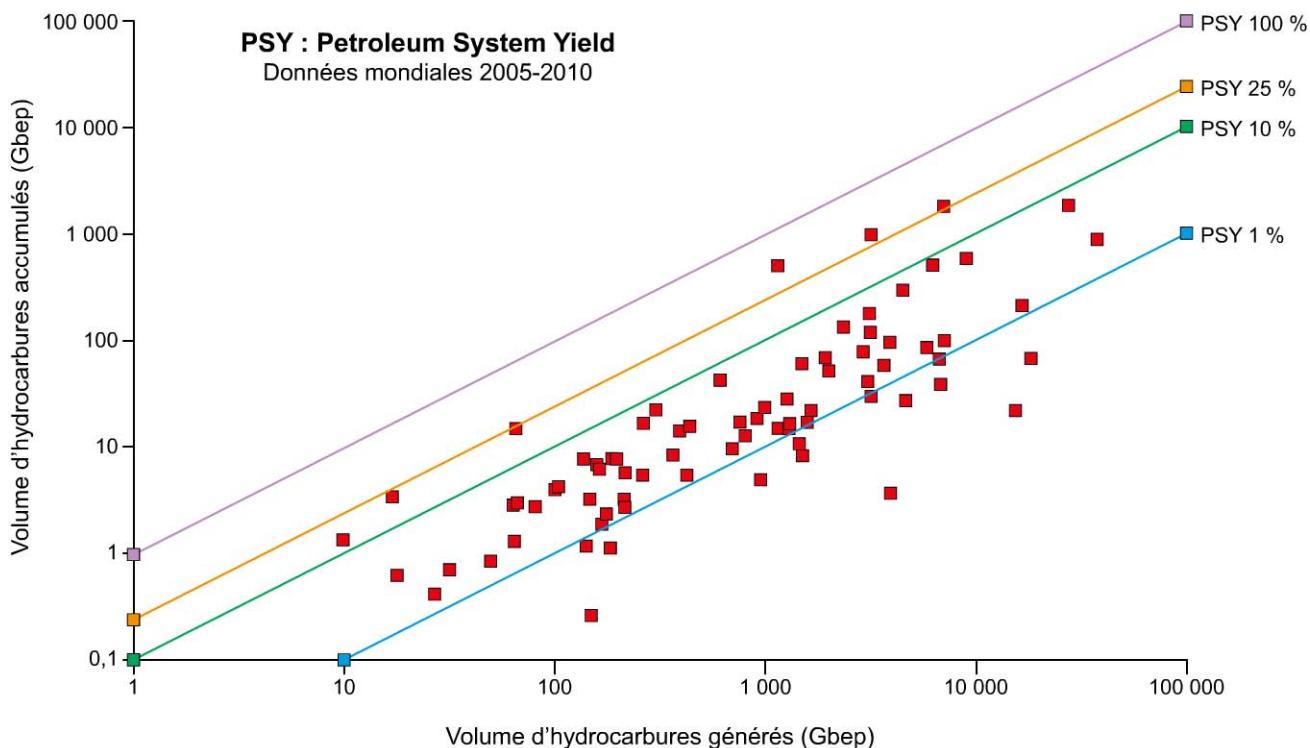


Figure 7.8 – Rendements mondiaux. Panorama 2010 in *First Break*, J.-J. Biteau et al.

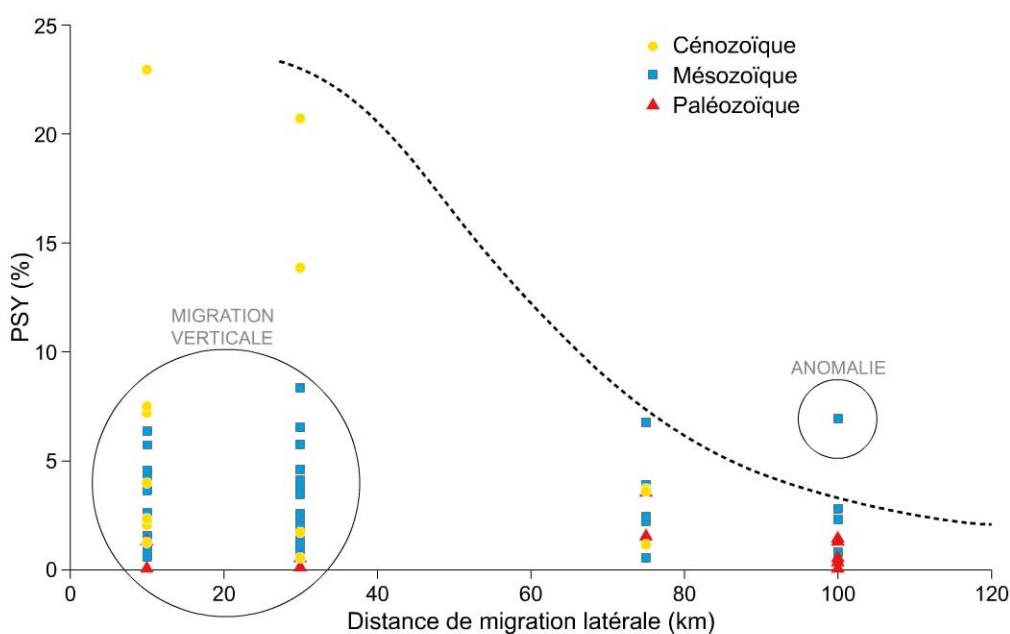


Figure 7.9 – Rendements des systèmes pétroliers en fonction de la distance de migration. Document Total.

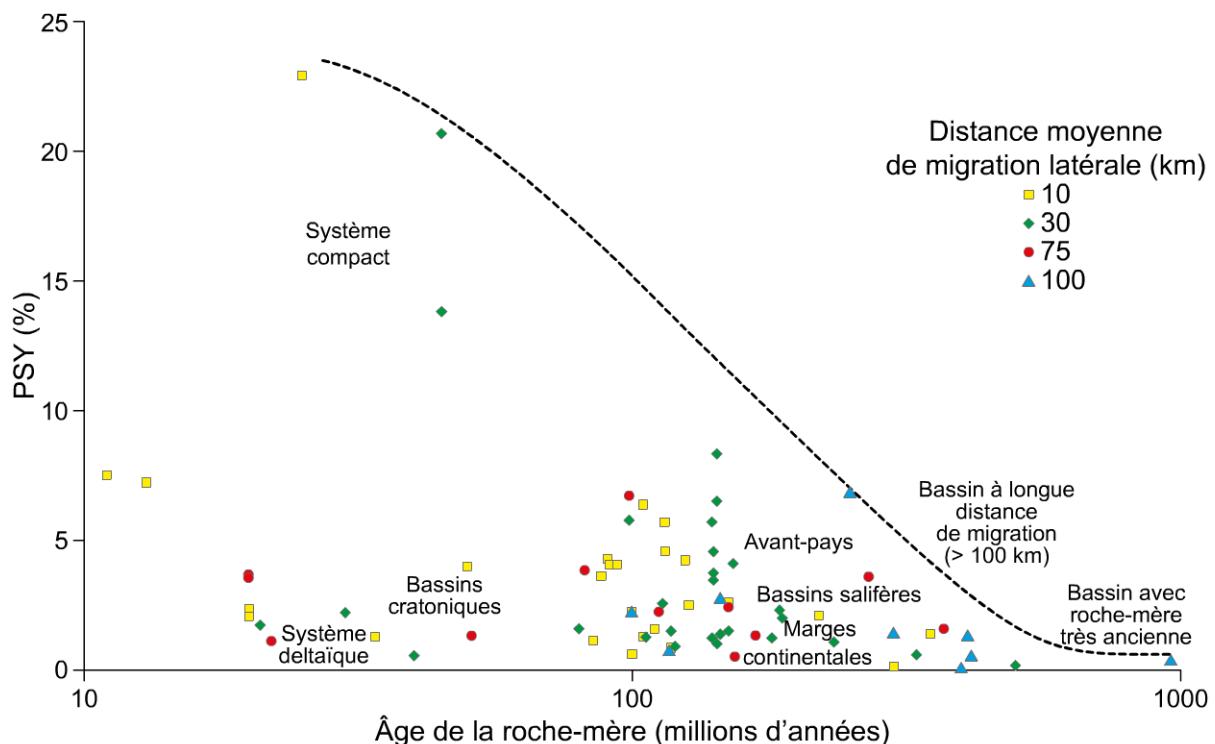


Figure 7.10 – Rendements des systèmes pétroliers en fonction de leurs âges.
Document Total.

En schématisant et pour conclure, on pourra observer de façon lapidaire : le plus ancien et le plus étendu = le moins efficace, le plus compact et le plus récent = le plus efficace. Cette remarque, pour triviale qu'elle apparaisse, est validée par des statistiques portant sur près de 200 bassins pétroliers mondiaux.

Techniques et méthodes de prospection pétrolière

Introduction

Les fondements de l'étude des systèmes pétroliers ayant été présentés dans les chapitres précédents, nous allons faire le point dans ce chapitre sur toutes les techniques, méthodes et activités d'exploration, telles qu'elles se pratiquent à l'heure actuelle en allant au-delà de l'historique du chapitre 1.

Ensuite nous résumerons en quelques règles de base l'élaboration d'une stratégie d'exploration, une fois intégrées avec le plus de rigueur possible toutes les données et les connaissances régionales.

Objectifs

Présenter les techniques utilisées actuellement lors des différentes étapes de la chaîne de prospection pétrolière jusqu'à l'évaluation des gisements et aux calculs technico-économiques.

Plan

- 1 Le forage pétrolier
- 2 Les diagraphies après forage et en cours de forage
- 3 Les méthodes géophysiques
- 4 L'évaluation des indices pétroliers de surface
- 5 Les méthodes d'interprétation géopétrolière et leur intégration
- 6 Les méthodes de l'ingénierie réservoir
- 7 Éléments de stratégie d'exploration

1 Le forage pétrolier

1.1 Principe opérationnel : techniques et outils de forage

De nos jours, la technique pétrolière se résume essentiellement à la **méthode rotary** pour les sondages dits *lourds* ou *profonds*, qui sont les seuls traités dans ce chapitre

où nous ne détaillons pas la technique obsolète du câble pour les forages pétroliers conventionnels (*cf.* chapitre 1).

La technologie *rotary* consiste à forer de façon destructive en actionnant la rotation d'un train ou suite de tiges vissées (filetages) les unes aux autres. Si la longueur unitaire de ces tiges est traditionnellement de 9,15 m (30 pieds), en revanche leur diamètre est variable, de 30 pouces à 4½ pouces.

Ce train de tiges, appelé aussi ***garniture de forage***, est mis en rotation par des moteurs thermiques ou électriques (notamment pour les appareils en grands fonds de récente génération) dont l'énergie est fabriquée par des moteurs diesel, une grande part étant réalisée de manière automatique.

Les tiges sont fixées à un crochet de levage et à un **moufle**, c'est-à-dire un dispositif mécanique qui permet le levage d'une charge par plusieurs brins de câble afin de démultiplier l'effort de traction.

La rotation est assurée par ce qui est appelé la ***table de rotation*** (*rotary table*), qui transmet le mouvement des moteurs à une tige carrée ou hexagonale.

Le forage lui-même est réalisé par un **outil de forage** dont il existe différents diamètres et différents types, notamment :

- des **couronnes**, qui sont des tiges, améliorées ou non, munies de dents ou de picots renforcés ;
- des **trépans au diamant** (constitués de diamant synthétique polycristallin incrusté dans le métal), qui font appel à des outils de formes très variées, dont les formes de type tricône (trépan) et trilame ;
- des **tricônes**, outils montés par trois cônes rotatifs ou molettes (libres) munis de picots pour les terrains durs (longs picots pour les terrains très compétents tels les quartzites, et picots courts pour les terrains moins compétents tels des séries schisteuses), et de dents pour les terrains également durs (compétents), comme les calcaires, à argileux, comme les marnes, les dents étant plus longues lorsque le terrain est plus argileux. On trouve également des tricônes à pastilles faites de matériaux ultrarésistants (diamant et carbure de tungstène par exemple) ;
- des **trilames**, outils montés par trois « lames » en chevron pour les terrains les plus argileux et en gradin ou escalier pour les terrains plus durs (marnes et calcaires) ;
- des **marteaux de fond de trou**, qui sont des outils à percussion destinés aux sous-sols durs et cassants.

L'ouvrage pétrolier ou **puits** (*well* en anglais, et *wildcat* pour un puits d'exploration) est constitué d'un certain nombre de **tubages** (*casings*) ou **cuvelages**, de diamètres décroissants, qui sont emboîtés et cimentés pour assurer l'isolation complète tout au long de l'ouvrage.



Figure 8.1 – Techniciens foreurs en action sur le plancher de l'appareil de forage.
Document Total.



Figure 8.2 – Exemple de trépan pour forage pétrolier. Cliché Alexandre Lethiers.

Ces diamètres vont d'une quarantaine de pouces (environ un mètre) à $6\frac{1}{2}$ voire $4\frac{1}{2}$ pouces (environ 11 cm). Les *core drills* (ouvrages hydrogéologiques ou miniers) peuvent être de moindre diamètre.

Les tubages servent à isoler certains niveaux par rapport aux objectifs pétroliers principaux et surtout à assurer la sécurité du puits par rapport aux régimes de pression de pore (*cf. chapitre 3*) des couches perméables rencontrées au fur et à mesure de sa réalisation.

Le premier de ces cuvelages est appelé le ***tube guide***.

Des tubages suspendus à la base de ceux qui les précèdent en diamètre plus large sont appelés des *liners*.

L'efficacité de la **cimentation des cuvelages** est très importante quand, en particulier, il s'agit de préserver et d'isoler de l'ouvrage pétrolier les nappes phréatiques servant à l'alimentation humaine des sites concernés.

En règle générale, cette préservation est une priorité absolue des compagnies et des États hôtes.

Encart 8.1 Les accidents d'exploration, d'exploitation et la sécurité

On ne soulignera jamais assez la problématique cruciale de la sécurité du forage et de l'ajustement correct de la densité de la boue utilisée.

L'histoire pétrolière est malheureusement jalonnée d'éruptions non contrôlées et meurtrières (Dos Bocas au Mexique en 1908, citée au chapitre 1, Moreni en Roumanie de 1929 à 1931...) qui se sont produites de façon brutale quand l'anomalie de pression n'avait pas été prévue correctement et quand la densité du fluide de forage avait été mal ajustée pour faire suffisamment contre-pression.

Les plus récentes, également mortelles, ont eu lieu au Mexique en mer (baie du bassin de Campeche) en 1979, sur le site de forage d'Ixtoc-1, avec l'éruption d'un forage de PEMEX (gaz à condensat) d'une durée de 295 jours (plus de 3 millions de barils de pétrole répandus).

Plus récemment, en 2010, la compagnie BP a fait face au désastre de la plateforme Deepwater Horizon alors que se terminait son puits de découverte sur le prospect de **Macondo** en « offshore » de Louisiane, causant le décès de 11 employés et une marée noire d'une ampleur extrême dans le golfe du Mexique.

Plus grave encore par ses conséquences environnementales est la catastrophe survenue à terre sur l'île de **Java** en Indonésie, le 28 mai 2006, avec l'éruption au cours d'un forage d'exploration de près de 50 000 m³ par jour de boue aqueuse polluante (minéraux lourds) sur une surface, maintenant endiguée, de 25 km². Ce désastre a été baptisé Lusi, du nom du lieu-dit Lumpur Sidoarjo.

Le bilan au bout de dix années est 15 000 personnes déplacées et un flot toujours actif encore en 2016 et pour sans doute encore une bonne quarantaine d'années : des modélisations ont montré que cette éruption pourrait durer 50 ans.

Les scientifiques interrogés se sont accordés en 2008 pour retenir l'hypothèse d'une très mauvaise architecture de forage.

La raison est en effet un trop important découvert en trou ouvert (non tubé) par rapport à la profondeur de la base du dernier tubage. L'encaissant de ce dernier a été rompu près de sa base, appelée *sabot*, en déclenchant une **fracturation hydraulique** (cf. chapitre 3) massive et instantanée et un effondrement d'un diamètre de plus de 100 mètres autour du sondage par conséquent impossible à maîtriser.

À terre, les derricks de forage sont installés sur des plateformes gravillonnées et cimentées (figure 8.3). Les bacs à fluides de forage ainsi que les installations de surveillance du sondage sont installés à proximité.

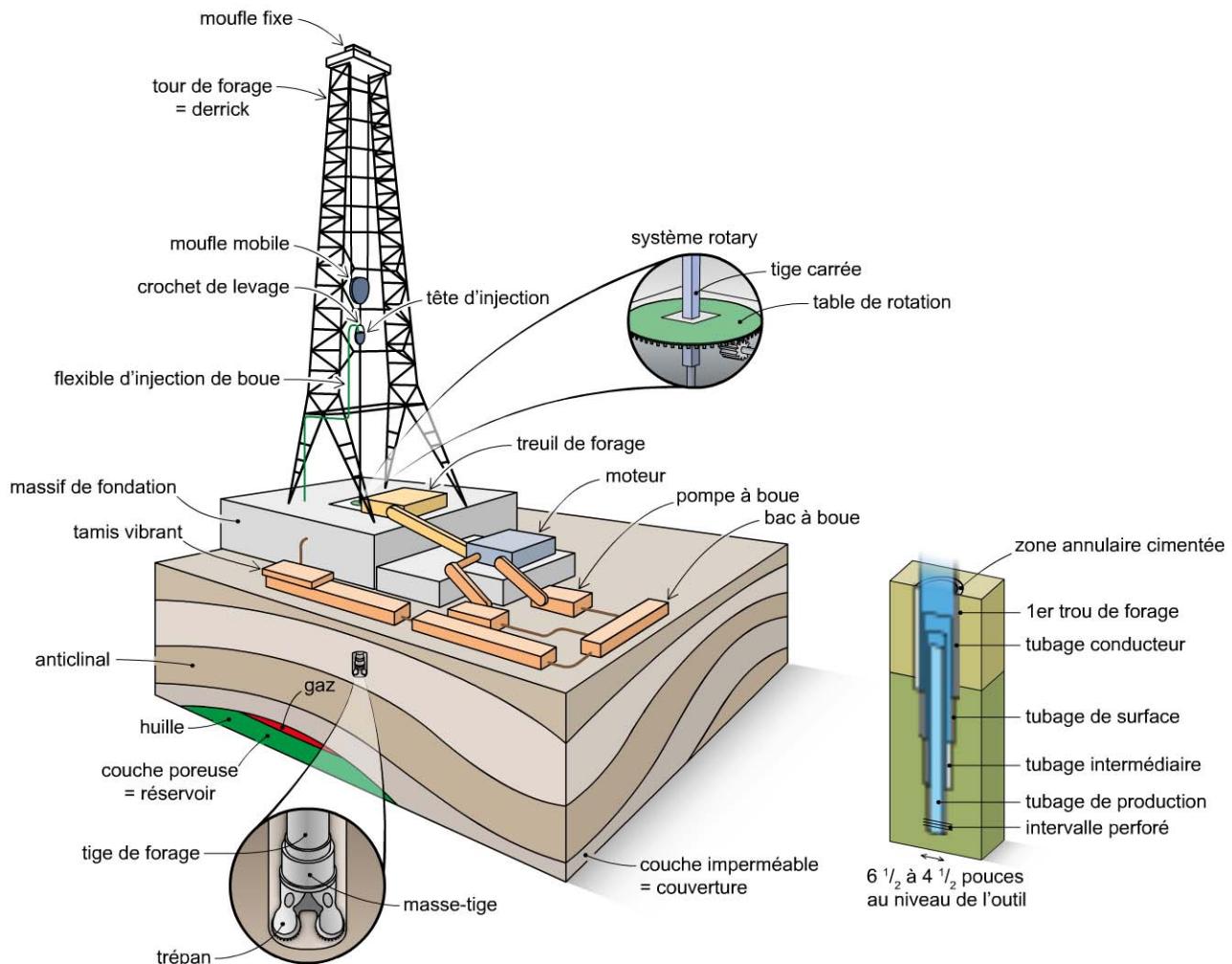


Figure 8.3 – Appareil de forage installé à terre et ses installations annexes.

En mer, bien évidemment, toutes les installations sont regroupées sur l'appareil de forage, qui est autonome et doit stocker ses déchets et déblais sur une surface par définition limitée.

Ces appareils sont de plusieurs types selon la profondeur d'eau : des barges flottantes en zone côtière (figure 8.5) ; des plateformes autoélévatrices, ou *jack up* en anglais, avec des pieds rétractables (figure 8.6) ; des plateformes semi-submersibles en profondeur d'eau moyenne (figure 8.7), des bateaux à positionnement dynamique ou des appareils semi-submersibles en grands fonds attachés avec des câbles.



Figure 8.4 – Exemple d'installation de forage à terre dans la cordillère des Andes, en Bolivie. Document Total.



Figure 8.5 – Exemple de *swamp barge* en zone très peu profonde ou dite de *transition* (il faut parfois percer un chenal pour acheminer l'appareil au point d'implantation ou envisager un forage dévié). Document Total.



Figure 8.6 – Exemple de *jack up* (plateforme auto-élévatrice). Document Total. Ici la plateforme est positionnée à côté d'une installation de production, elle travaille sur un forage existant.



Figure 8.7 – Exemple de plateforme semi-sabmersible. Document Total.

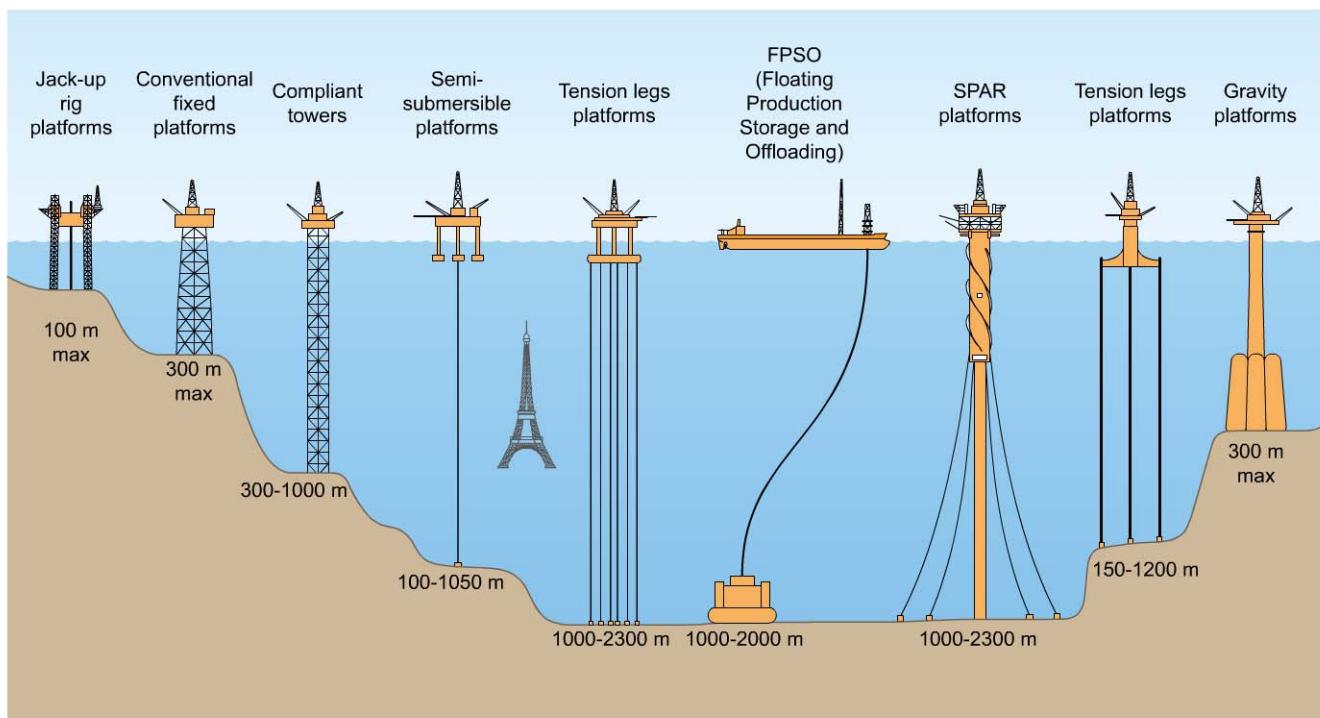


Figure 8.8 – Différentes configurations d'appareils de forage et d'installations de production pétrolière.

1.2 Les fluides de forage

Ces fluides sont employés afin de servir, au cours du forage, de moyen de contre-pression, de lubrifiant, de liquide de refroidissement et pour l'évacuation des déblais vers la surface.

Ces déblais, appelés *cuttings* en anglais, sont récupérés au moyen de tamis vibrants. Ils sont ensuite observés, décrits et analysés en direct.

Les fluides de forage peuvent être de différents types.

Le plus fréquent est la bentonite, une argile colloïdale utilisée du fait de sa capacité à laisser la place rapidement et facilement aux bétons coulés lors des poses de tubages.

Pour éviter de polluer les nappes, sources et cours d'eau en forage terrestre et particulièrement en cas de topographies fortes, on peut utiliser de l'air comprimé ou même de l'eau ou encore des produits moussants qui se composent d'un mélange d'agents tensio-actifs et d'additifs spécifiques.

Les gels de polymères sont utilisés pour la fabrication des boues ou comme additifs.

Le formiate de césum saturé dans l'eau est assez dense ($d = 2,3$) pour que certains sédiments flottent.

La barytine (BaSO_4), minéral lourd, peut être ajoutée en émulsion pour augmenter la densité des fluides.

Ces fluides sont injectés à l'aide de pompes dans l'ouvrage (*via* la tête d'injection, comme le montre la figure 8.3).

Dans le cas de forages marins, une sorte de tube (ou *riser*) qui est placé au fond de la mer assure la liaison entre l'appareil de forage et la tête de puits ; il permet ainsi le passage du train de tiges.

Ces têtes de puits sont équipées de systèmes de sécurité anti-éruption qui permettent, en cas d'éruption, de fermer le puits en sectionnant le train de tiges. Ce système est appelé BOP (*blow out preventer*).

La densité de boue est *de facto* la meilleure des sécurités pour le forage mais aussi la pire des choses en ce qui concerne la détection des indices pétroliers : trop forte ou trop faible, elle fait l'objet d'âpres discussions entre foreurs (partisans de l'augmenter) et les géologues pétroliers (proposant de la contrôler pour voir les manifestations pétrolières, aussi minimes soient-elles), avant, pendant et après la réalisation de l'ouvrage.

1.3 La problématique de la déviation

La normalité pour un forage est d'être vertical. Pour cela une série de tiges appelées ***masses-tiges***, à effet pendulaire ou non, est censée assurer que le forage ne dévie pas de sa trajectoire verticale.

Il arrive cependant pour différentes raisons, en particulier en cas de pendages importants des strates traversées, que le forage se mette à dévier (de façon orthogonale aux couches), ce que l'on constate avec des mesures permanentes de la déviation en angle (inclinaison) et en direction (azimut).

Dans ce cas, des garnitures de forage plus rigides sont utilisées pour appliquer des mesures correctives et stabiliser la trajectoire du sondage.

Dans d'autres cas, la déviation sera voulue et planifiée, par exemple pour des puits de développement en drains horizontaux (très fréquents en problématiques d'hydrocarbures

de roches-mères pour minimiser l'emprise au sol des puits multi-drains). Ou bien parce qu'il faut éviter en cours de forage des obstacles constitués de niveaux surpressurisés, de failles ou de zones fragilisées qui pourraient entraîner des pertes de fluide. De telles pertes sont traitées avec des produits colmatants mais dommageables car pouvant être la cause du coincement éventuellement fatal de la garniture de forage.

Ces cas de déviation faible ou très forte appartiennent au domaine de ce qui est nommé le *forage dirigé* ou *forage directionnel*.

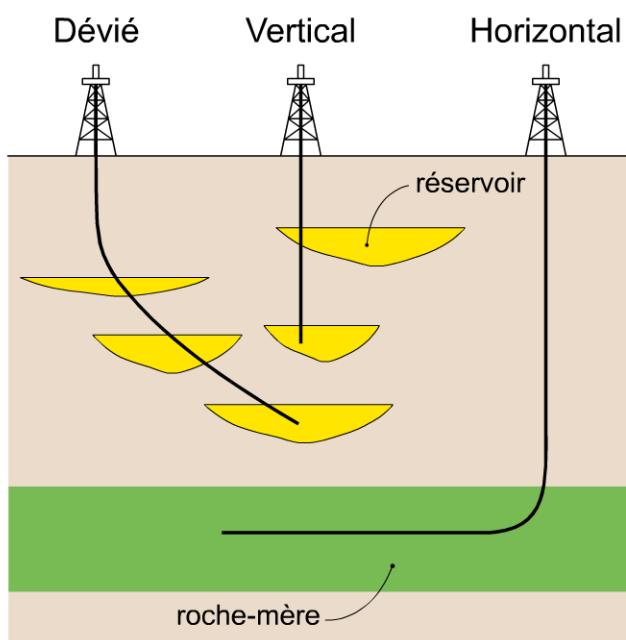


Figure 8.9 – Types de forages, verticaux, déviés, horizontaux.

Il existe d'autres techniques que la méthode *rotary*, utilisées de façon plus marginale en domaine pétrolier. Ce sont les méthodes :

- du **casing drilling**, qui consiste à utiliser des tubages qui couvrent les parois du puits et servent de tiges de forage. Les avantages sont en général multiples : gain de durée, forage dans des milieux avec un potentiel de pertes totales de fluide qui sont ainsi évitées ;
- du **tubage enroulé** (*coiled tubing*), qui permet de dérouler un tube continu (futur tube externe de l'ouvrage) avec l'avancement du forage en profondeur. Ce tube continu est enroulé sur un cylindre et est injecté ou tiré par une structure en arc de cercle (arche) plongeant dans le puits et sur laquelle sont montées des chaînes à très gros maillons permettant d'appliquer une pression, contrôlée par des cylindres hydrauliques, sur le tube.

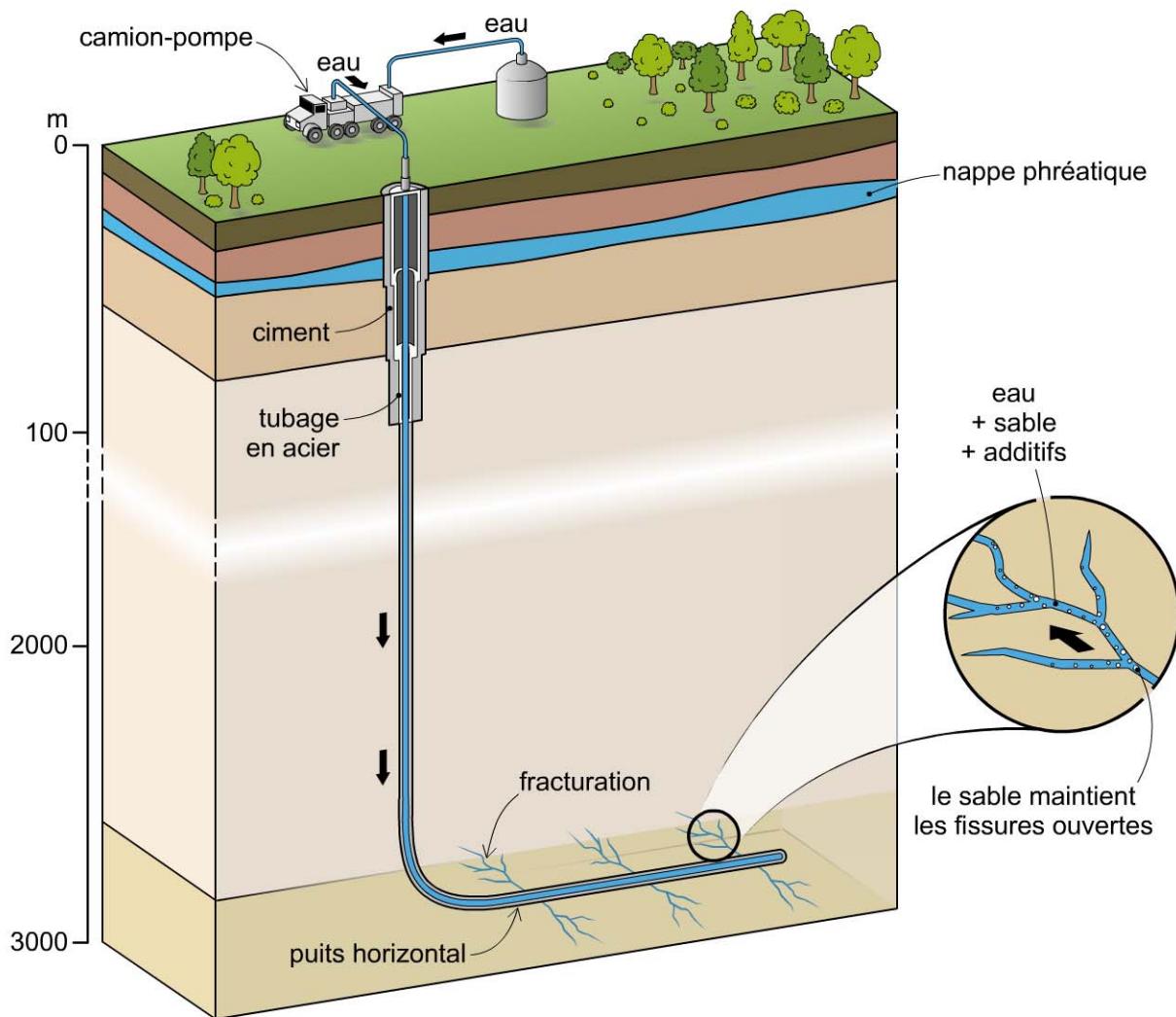


Figure 8.10 – Exemple de forage dévié horizontal et fracturations hydrauliques.

1.4 La problématique de l'échantillonnage et des études associées

S'agissant du forage, la technique habituelle est de récupérer d'une part les effluents gazeux par une ligne de prélèvement sur la boue en surface avant les tamis vibrants mais aussi les déblais sur les tamis pour en faire l'analyse directe en termes d'indices pétroliers, de lithologies, de forme (pour savoir si la boue de forage est adaptée en termes de pression de pore et de géomécanique), de stratigraphie...

En cas de besoin pour des études ultérieures, des **carottes mécaniques** sont décidées et prises sur des longueurs multiples de 9 mètres, soit dans des réservoirs, soit dans des argiles pour les hydrocarbures de roches-mères.

Une panoplie de mesures post-forage peut ensuite être appliquée à ces échantillons : stratigraphie, sédimentologie, mesures de porosité, de perméabilité, de pression capillaire, d'inclusions fluides, de géochimie minérale et organique...

Pour donner un **ordre de grandeur du coût des forages pétroliers**, en 2016 :

- à terre, un forage à 3 000 m de profondeur finale coûte de l'ordre de 10 millions de dollars ;
- en domaine marin profond pour une profondeur finale de 5 000 m, le coût peut dépasser les 100 millions de dollars voire dans certains cas flamber jusqu'à 400 millions de dollars.

Encart 8.2 Les records de profondeur

Le record de **profondeur finale** (en 2016) d'un forage industriel est atteint dans le bassin pétrolier du golfe du Mexique avec 35 000 pieds, soit 10 700 mètres, c'est-à-dire l'équivalent de l'altitude à laquelle vole un avion de ligne long-courrier...

Pourquoi atteindre des profondeurs si importantes dans le golfe du Mexique ?

La présence d'épais écrans évaporitiques d'âge jurassique moyen (formation Louann) fait qu'à ces profondeurs dans le delta du Mississippi, en raison de la conductivité thermique très forte du sel, on peut encore rencontrer à basse température (100-120 °C) des réservoirs peu diagénétisés, poro-perméables et capables de produire des hydrocarbures dans de bonnes conditions économiques.

En ce qui concerne la **profondeur d'eau**, les records actuels se situent vers 3 500 m pour les forages pétroliers (un puits a été foré en 2016 en Uruguay par plus de 3 400 m d'eau).

2 Les diagraphies après forage et en cours de forage

Les acquisitions diagraphiques réalisées après forage sont appelées *différées*, tandis que celles produites en cours de forage sont dites *instantanées*.

On a vu au chapitre 1 que la contribution des frères Schlumberger avant la Seconde Guerre mondiale aux techniques de mesures électriques (sondes au câble¹) de résistivité avait permis d'accéder à l'évaluation du fluide présent *in situ*, eau salée, eau douce ou hydrocarbures plus résistifs. Initialement, le terme de **carottage électrique** avait été employé car ces diagraphies étaient des compléments du carottage mécanique.

De même, des sources radioactives peuvent être utilisées pour déterminer le degré d'argilosité des couches grâce à la technique **gamma-ray**. Cette technique et les outils attachés indiquent le contenu en potassium, thorium et uranium. D'autres méthodes également basées sur des sources radioactives permettent d'évaluer la densité et la porosité (ou espace intergranulaire) (outil **neutron et densité**) et des effets de saturation en hydrocarbures notamment pour le gaz (effet gaz).

Les différentes réponses de ces outils permettent de différencier les lithologies des couches traversées (figure 8.11), notamment les constituants : dolomie, calcaire, argile, matière organique (MO), eau, quartz, argile, charbon, etc.

1. Premier outil opérationnel en 1927 à Pechelbronn.

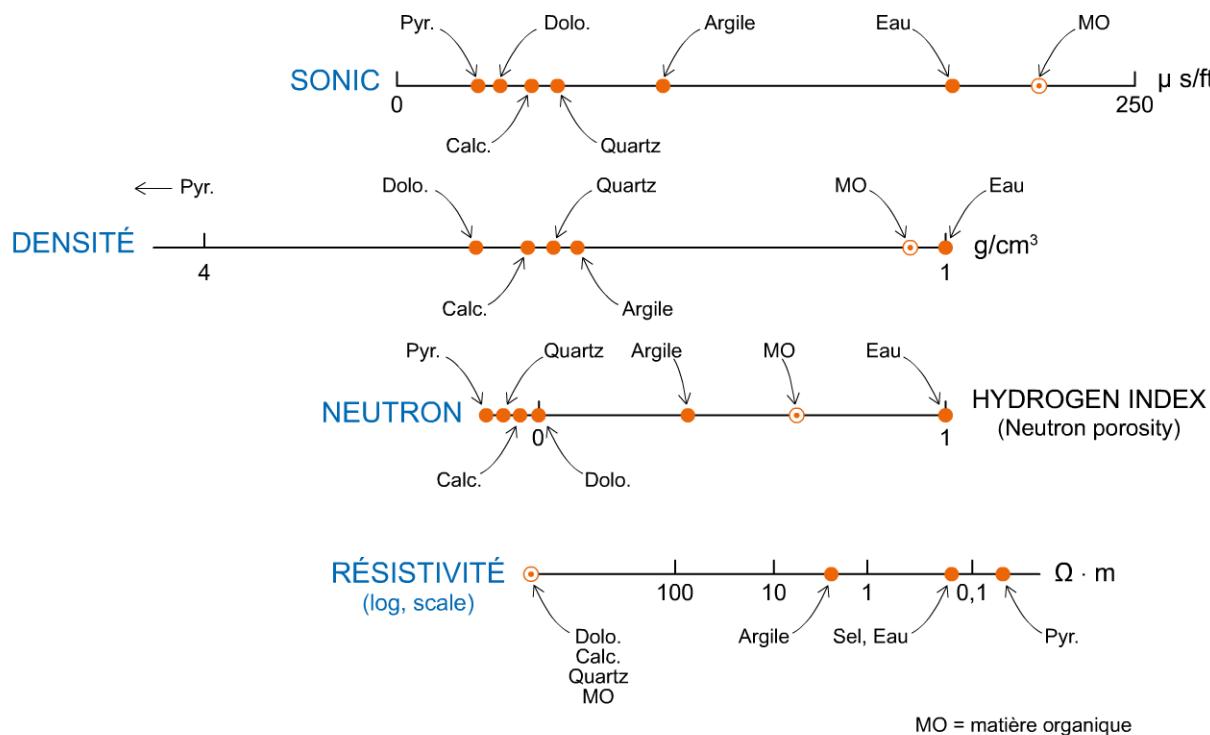


Figure 8.11 – Réponses diagraphiques types des constituants des roches.

La profondeur est donnée par rapport à la table de rotation et par rapport au niveau de la mer. Quand le puits est dévié, on corrige grâce à l’angle de déviation : la profondeur est dite *verticalisée par rapport au niveau de la mer* (en anglais, *true vertical depth*).

Des **mesures acoustiques** peuvent être aussi déployées. Elles consistent à évaluer le temps de trajet (*transit time*) entre un émetteur et un récepteur placés sur l’outil diagraphique (mesures des ondes P, S ou les deux).

L’application de patins sur les parois du trou permet aussi, par des mesures comparatives de résistivité ou de radioactivité, de mesurer les pendages des strates traversées (pendagmométrie).

Les outils peuvent être aussi doublés par de l’imagerie de paroi (outil FMI, *fullbore formation micro-imager*). Des évaluations de la résonnance magnétique nucléaire permettent d’accéder aux perméabilités (connexion ou non des pores), ensuite recalées sur des carottes si celles-ci existent.

La plupart de ces outils sont de nos jours aussi disponibles en cours de forage : il s’agit des outils de LWD (*logging while drilling*) ainsi que ceux de MWD (*mud logging while drilling*), qui concernent les paramètres de la boue ainsi que les indices gazeux ou même des paramètres plus sophistiqués de composition des hydrocarbures quand ceux-ci sont rencontrés en cours de forage.

La combinaison des différentes diagraphies (*interprétation multi-diagraphique*) permet aussi d’évaluer très finement la composition minéralogique des roches et de procéder à des corrélations ainsi qu’à des évaluations quantitatives.

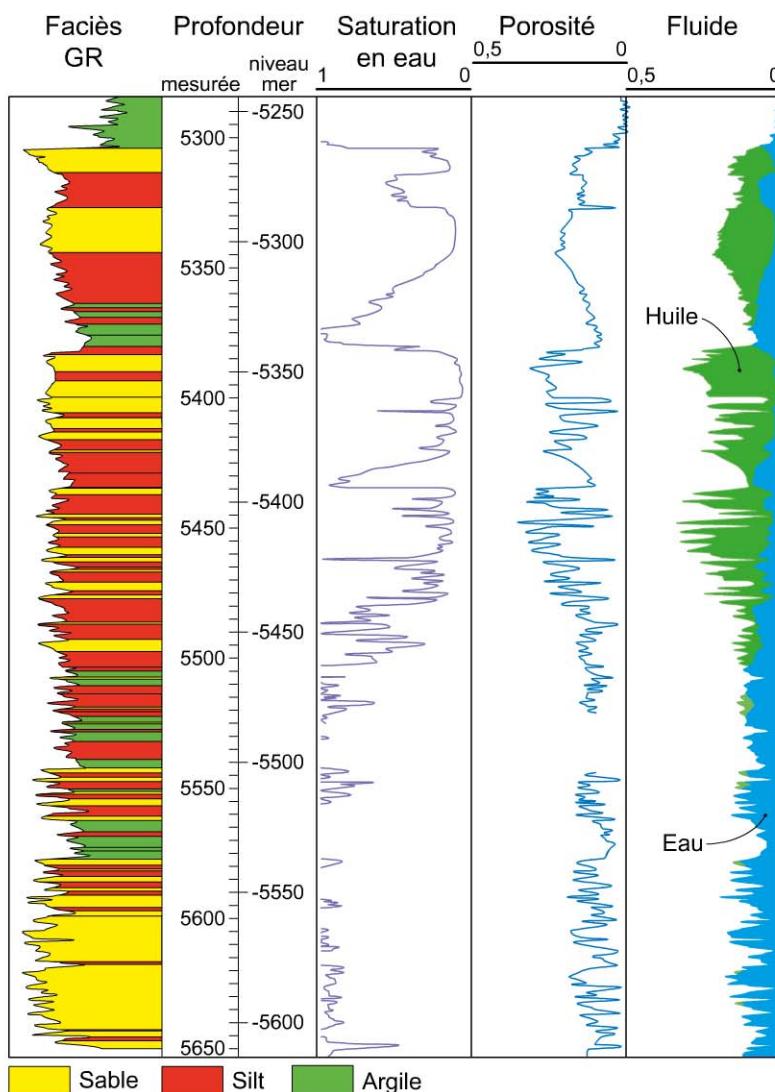


Figure 8.12 – Exemple d'interprétation de l'outil gamma-ray avec saturation, porosité et fluide.

Certains outils acoustiques (CBL ou *cement bond log*, CCL ou *casing collar log*) permettent aux foreurs de juger de l'efficacité des cimentations et de l'intégrité du vissage des cuvelages de l'ouvrage foré.

Des **outils sismiques de puits** (1D = une dimension) sont également utilisés pour enregistrer les vitesses de propagation des ondes acoustiques dans le sous-sol et pouvoir recaler les puits sur la sismique.

Les simples enregistrements à partir d'une source acoustique (canon à air) sont appelés *check shots* et fournissent des correspondances ou couples temps/profondeur.

La méthode la plus poussée est celle du **profil sismique vertical (PSV)** prédictif autour du puits et sous le puits, la source peut être déportée (méthode du PSV ou profil sismique vertical *walk away*) en utilisant en mer un bateau et à terre une source éloignée du puits.

Ces opérations peuvent être réalisées en cours de forage et permettent d'ajuster les prédictions de profondeur des couches sédimentaires et du socle attendues.

Des **carottes latérales** mécaniques peuvent être prélevées, une fois le calage diagraphique opéré, au moyen d'un câble avec des charges explosives : il s'agit de **carottes latérales à balles** (CLABS ou *sidewall cores*), qui sont destructives.

On leur préfère aujourd'hui des **carottes rotatives** (*rotary sidewall cores*), qui présentent l'avantage de conserver l'intégrité de l'échantillon et d'autoriser des mesures ultérieures de porosité, de perméabilité et de pression capillaires tout à fait valides.

Des mesures de **pression de pore** (*cf. chapitre 3*) peuvent être réalisées avec des outils diagraphiques spécialisés tels que le MDT (*modular formation dynamic tester*¹) qui peuvent ou non être couplés avec des chambres d'échantillonnage des fluides de formation.

Autrefois, avant cet outil MDT, on utilisait un autre appareillage appelé le RFT (*repeat formation tester*²), qui était toutefois beaucoup moins précis.

Des outils plus performants utilisant des «*packers*» ou des patins plus sophistiqués permettent de faire des mini-tests de production (mini-DST – *drill stem test* – avec *dual packer tools*).

Des outils peuvent aussi être déployés en cours de forage (FPWD ou *formation pressure while drilling*), incorporés au train de tige pendant le forage, et ainsi permettre des prises de pression et des échantillonnages ponctuels tant pour l'exploration des nouveaux réservoirs que pour évaluer les pressions de pore quand celles-ci sont très incertaines au regard de l'architecture du forage avec des problématiques d'hygiène, de sécurité et d'environnement (HSE).

Systématiquement, les températures de fond du puits (BHT, *bottom hole temperature*) sont mesurées et doivent faire l'objet de corrections liées à l'effet refroidissant de la boue de forage.

Ces corrections sont basées sur le temps d'arrêt de la circulation de la boue de forage. Des **tests de production**, ou DST (*drill stem test*), peuvent être entrepris après arrêt du forage en trou ouvert ou après pose d'un tubage et perforations de celui-ci avec des charges explosives ciblées.

Des compagnies de services pétroliers mettent en œuvre ces techniques pour le compte des compagnies d'exploration et de production pétrolière. Ce sont par exemple Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton..., le milieu ayant eu tendance depuis 50 ans à se concentrer fortement par des fusions successives favorisant l'éclosion de véritables géants industriels et réduisant *de facto* la concurrence.

Les **ingénieurs réservoir** ainsi que les **géologues d'opération** utilisent toutes ces données pour la conduite du puits au quotidien et pour tirer ensuite tout le parti des données ainsi acquises.

1. De marque Schlumberger.

2. De marque Schlumberger.

Très en amont de la chaîne d’interprétation géopétrolière qui sera décrite plus bas, la **géologie de subsurface ou d’opération** consiste à préparer et à réaliser la surveillance géologique des sondages et la supervision des acquisitions de données géologiques et pétrolières (diagraphies différées et instantanées, description des déblais et des carottes, des indices pétroliers en cours de forage, mesures de pression en collaboration avec les ingénieurs réservoir...).

Ce travail, à la source des données, est réalisé en collaboration avec les ingénieurs de forage, avant, pendant et après la réalisation du puits. De même qu’il est amené à faire des prévisions lithologiques, le géologue d’opération doit aussi prévoir les risques de surpression (cf. chapitre 4) en utilisant des analogues, connus dans des contextes géologiques et pétroliers similaires. Ce sont les données que lui fournit le géologue de bassin ou les données de compaction issues des vitesses sismiques. Ceci contribue à assurer la sécurité du forage en réduisant les risques d’éruption.

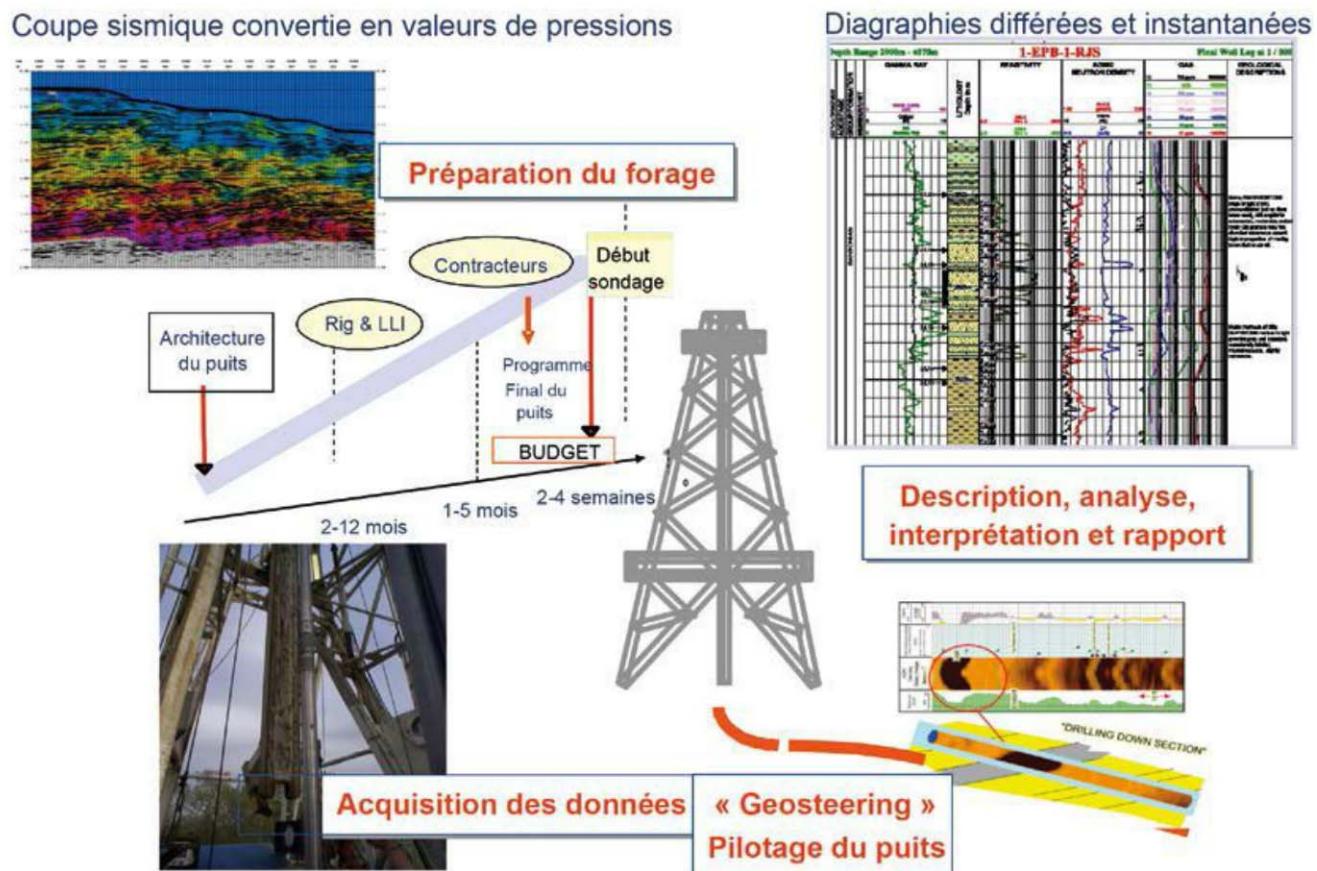


Figure 8.13 – Les techniques de la géologie d’opération. Document Total.

3

Les méthodes géophysiques

La **géophysique**, dite *interne* par opposition à l’étude de l’atmosphère planétaire (externe), met en œuvre des méthodes physiques pour étudier l’écorce terrestre.

Sans doute plus encore que celles de la géologie, les techniques géophysiques ne peuvent se passer de l'acquisition de données brutes puis interprétées, qu'elles soient électriques, magnétométriques, gravimétriques, magnétotelluriques ou sismiques. Elles font en permanence appel à d'importants progrès technologiques et à des innovations reposant sur l'effort de recherche entrepris par les compagnies pétrolières et les contracteurs (compagnies de services) du marché comme c'est aussi d'ailleurs le cas des diagraphies décrites plus haut.

Les techniques de la géophysique pétrolière s'appliquent à une séquence logique composée des étapes suivantes : l'acquisition des données brutes, leur traitement et enfin leur interprétation géologique et pétrolière (qui se termine par une cartographie, des coupes en profondeur des objets et bien entendu des implantations de forage d'exploration, qui sont la concrétisation des travaux de l'explorateur et de l'ingénieur réservoir pétrolier).

3.1 La gravimétrie et le magnétisme

La **gravimétrie** (mesure de l'anomalie du champ gravimétrique, anomalie de Bouguer ou sa dérivée) et le **magnétisme** (mesure du champ électromagnétique) sont des méthodes appelées *potentielles* qui permettent d'accéder à une géométrie assez imprécise du bâti des bassins sédimentaires (les socles pétroliers ou économiques). Autrefois incontournables, elles ne concernent plus actuellement que seulement 5 % des acquisitions géophysiques pétrolières.

Ces méthodes sont toutefois encore appliquées (aéroportées ou satellitaires) dans des bassins vierges aussi appelés *frontier*, c'est-à-dire pour lesquels aucune composante du système pétrolier n'est connue (*cf. chapitre 7*) ou bien quand on veut accéder à certaines géométries structurales complexes que la sismique seule ne résout pas.

Dans les années récentes, des méthodes de **microgravimétrie (gradiométrie) aéroportée** se sont développées en complément des techniques sismiques et permettent de viser une résolution accrue des substratums pétroliers.

Les mesures de résistivité induite telles que l'électromagnétisme à source contrôlée (CSEM, *controlled source electromagnetism*) avec des capteurs installés au fond de la mer visent une détection directe des hydrocarbures (anomalies résistives).

Ces deux méthodes restent malgré tout marginales en termes de marchés.

3.2 La sismique réflexion

La **sismique réflexion** reste de loin la méthode de référence et d'investigation essentielle aussi bien en domaine terrestre que marin. Son principe assez simple, tel qu'il a été mis au point par les frères Schlumberger (*cf. chapitre 1*) consiste à émettre dans le sol des ondes acoustiques, au spectre de fréquence parfaitement connu, et à réceptionner les signaux réfléchis ou réfractés (ces derniers n'étant pas utilisés dans cette méthode) par les couches géologiques grâce à des capteurs positionnés sur le sol (géophones), ou

légèrement immersés dans le cas de la sismique marine (hydrophones) ou bien encore reposant sur les fonds marins (figure 8.14). La sismique réfraction, peu utilisée de nos jours, utilise les ondes réfractées.

L'acquisition est pratiquée par des contracteurs spécialisés (CGG – Compagnie générale de géophysique –, PGS, WesternGeco (Schlumberger), Spectrum, Polarcus...), sous la supervision des **géophysiciens d'acquisition**, pour le compte des compagnies pétrolières clientes.

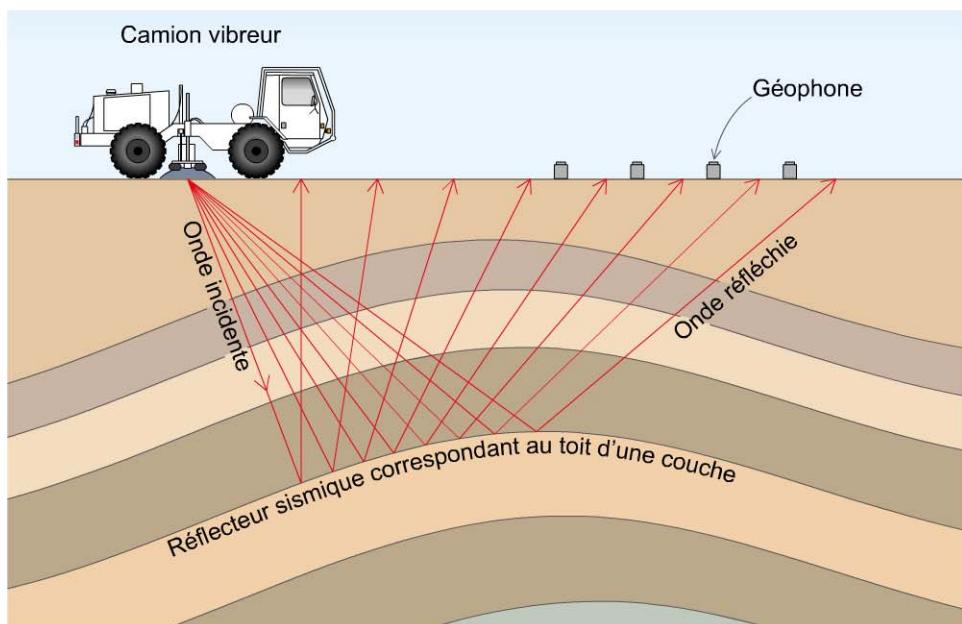


Figure 8.14 – Principe de la méthode de sismique réflexion, à terre.
Document Total.

L'acquisition sismique terrestre est faite avec des sources composées de vibrateurs montés sur des camions, ou de charges de dynamite placées dans des petits forages réalisés au marteau pneumatique (*upholes*) quand les camions ne peuvent franchir les obstacles, par exemple en domaines de chaînes plissées, sur les banquises ou en domaines terrestres arctiques.

Parfois, dans de telles conditions topographiques, ces acquisitions sont réalisées nécessairement de façon héliportée, le matériel ne pouvant être acheminé par des routes ou des chemins.

Parfois, dans de telles conditions topographiques, ces acquisitions nécessitent une logistique de transport des matériaux de façon héliportée, ceux-ci ne pouvant être acheminés par des routes ou des chemins.

En mer, on utilise des sources sismiques constituées de canons à air comprimé appelés *airguns*.

Une source sismique répandue au début des années 1980 et maintenant désuète consistait à fabriquer de la vapeur à bord du bateau (*vaporchock*) et de la relâcher sous pression dans l'eau. Cette technologie peu optimale n'a pas survécu au développement des canons à air.

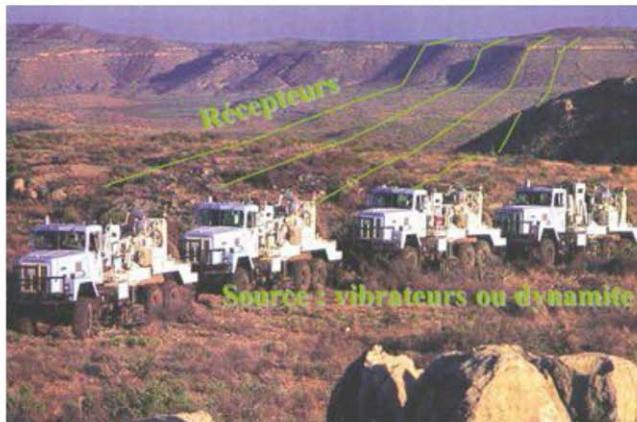


Figure 8.15 – Exemple de campagne sismique en piémont montagneux (document Total), et d'acquisition lors de la campagne sismique de Safen, au Kurdistan irakien, en 2014. Cliché J.-J. Biteau.



Figure 8.16 – Exemple d'une acquisition sismique marine avec un bateau multi-streamers. Document Total.

Les données sismiques brutes peuvent ensuite être traitées par les contracteurs (pas nécessairement les mêmes que ceux qui ont fait les acquisitions) et parfois par les compagnies pétrolières elles-mêmes, grâce aux **géophysiciens du traitement sismique**.

Les deux premières étapes du traitement sismique consistent à :

- sommer les traces sismiques individuelles ;
- réaliser un certain nombre de filtrages ou d'atténuations des bruits parasites puis la mise en position des traces sismiques plus ou moins correcte en X, Y, T.

Ces deux étapes permettent d'obtenir des données sismiques exprimées en temps de trajet, représentant le transit aller-retour (appelé **temps-double** ou *two way time*) entre la source émettrice et le récepteur de surface.

La dernière étape, celle de la **migration des traces sismiques**, consiste à convertir temps et profondeur de l'échelle verticale pour passer d'une image initiale mesurée par les différents capteurs sismiques au cours du temps à une « vraie » image du sous-sol. La migration est expliquée en détail dans l'ouvrage de Georges Henry cité dans la bibliographie.

Les derniers développements de la sismique visent à fournir une imagerie en profondeur, notamment en réalisant la migration des traces avant leur sommation.

L'augmentation des puissances de calcul informatique a permis dans les dernières décennies de réduire considérablement la durée des phases de traitement et a donc rendu plus économiques ces dernières méthodes.

Cependant l'ensemble de ces transformations de temps en profondeurs nécessite une connaissance fine et bien sûr *a priori* des vitesses au sein des couches géologiques. Or ces dernières varient à la fois verticalement et latéralement du fait même du contexte géologique. Si en théorie les vitesses suivent l'évolution de la compaction des terrains, particulièrement problématique est l'existence d'inversions de vitesses soit par la présence de vitesses lentes (argiles sous des séries gréseuses, et/ou sous-compaction), soit au contraire par la présence de vitesses très rapides, liées à la présence de séries rapides (calcaires, grès et parfois surcompactées du fait d'inversions structurales ou d'effet de nappes – chevauchements – en chaînes de montagne).

La sismique permet, en premier lieu, de définir en détail la géométrie du sous-sol et d'y déceler la présence possible d'objets pétroliers. Ceux-ci sont ensuite qualifiés, selon leur degré de compréhension, de *lead* (objet mal défini), de *prospect d'exploration* (« candidat au forage ») et, en cas de succès, de *gisement*, après qu'ont été effectués l'inventaire des thèmes pétroliers et leur cartographie en profondeur (*cf. chapitre 10*).

Les cartes en profondeur d'une base de couverture ou d'un intervalle à l'intérieur d'un réservoir sont issues de l'interprétation des données sismiques enregistrées en temps de trajet des ondes acoustiques et de leur conversion en profondeur en se servant de modèles des vitesses sismiques.

Bien évidemment, les données géologiques des forages avoisinants sont recalées sur la sismique, en particulier les interfaces stratigraphiques et la position des couples réservoirs/couvertures, qui définissent les objectifs pétroliers.

Il faut aussi intégrer les pendages et les recaler sur la sismique, l'outil de pendagmétrie (*dipmeter*) est fondamental et son résultat doit poser question et demander une critique exhaustive des données quand il diffère de l'allure des couches restituées en profondeur à partir de la sismique.

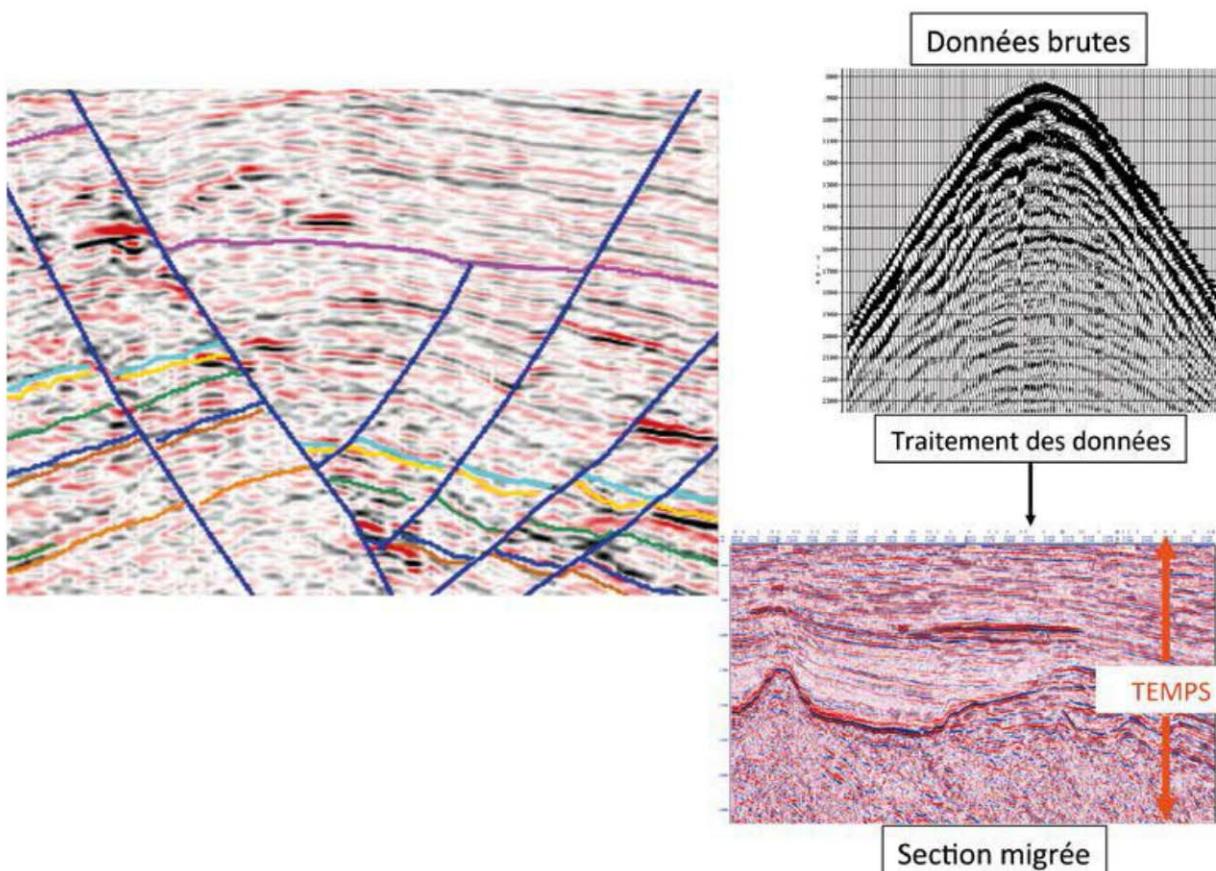


Figure 8.17 – La séquence d’acquisition/traitement en sismique. Document Total.

3.3 La sismique 3D

Au milieu des années 1970 et plus massivement dans les années 1980, une nouvelle révolution technologique s'est accomplie avec l'avènement de la **sismique en trois dimensions** (ou 3D).

Celle-ci a conduit, par un échantillonnage resserré des traces sismiques, aussi bien à terre qu'en mer, à affiner la vision structurale de détail en particulier pour des zones situées dans des contextes tectoniques complexes ou bien avec des écrans très réflecteurs comme les évaporites, contextes dans lesquels les données sont souvent de qualité médiocre.

Dans de tels milieux, la construction d’images sismiques en temps ne permet pas une bonne focalisation et conduit à d’importantes erreurs de positionnement des données, donc de cartographies de gisements, de prospects et d’implantations futures des forages.

Les **techniques d’imagerie en profondeur 3D** (PSDM, *pre-stack depth migration* ou migration en profondeur avant addition des traces), qui peuvent être basées sur la modélisation et l’inversion de l’équation des ondes, permettent d’obtenir désormais des images en profondeur de bonne qualité dans des domaines où la géologie est très complexe et même sous des écrans salifères.

Dans les domaines de grands fonds marins, bien souvent, l'excellente qualité des données sismiques, en grande partie liée à l'absence d'écrans de surface perturbant l'imagerie, permet de définir avec beaucoup de précision l'architecture interne des réservoirs.

Corrélativement, cette forte amélioration de la résolution sismique (il est possible de visualiser des corps sédimentaires élémentaires de l'ordre de 10 mètres d'épaisseur) aboutit dans la pratique à une réduction des risques sur la caractérisation lithologique des réservoirs et permet ainsi de mieux prédire les productivités (volumes qui seront produits), condition première de la rentabilité financière des grands projets en eau profonde.

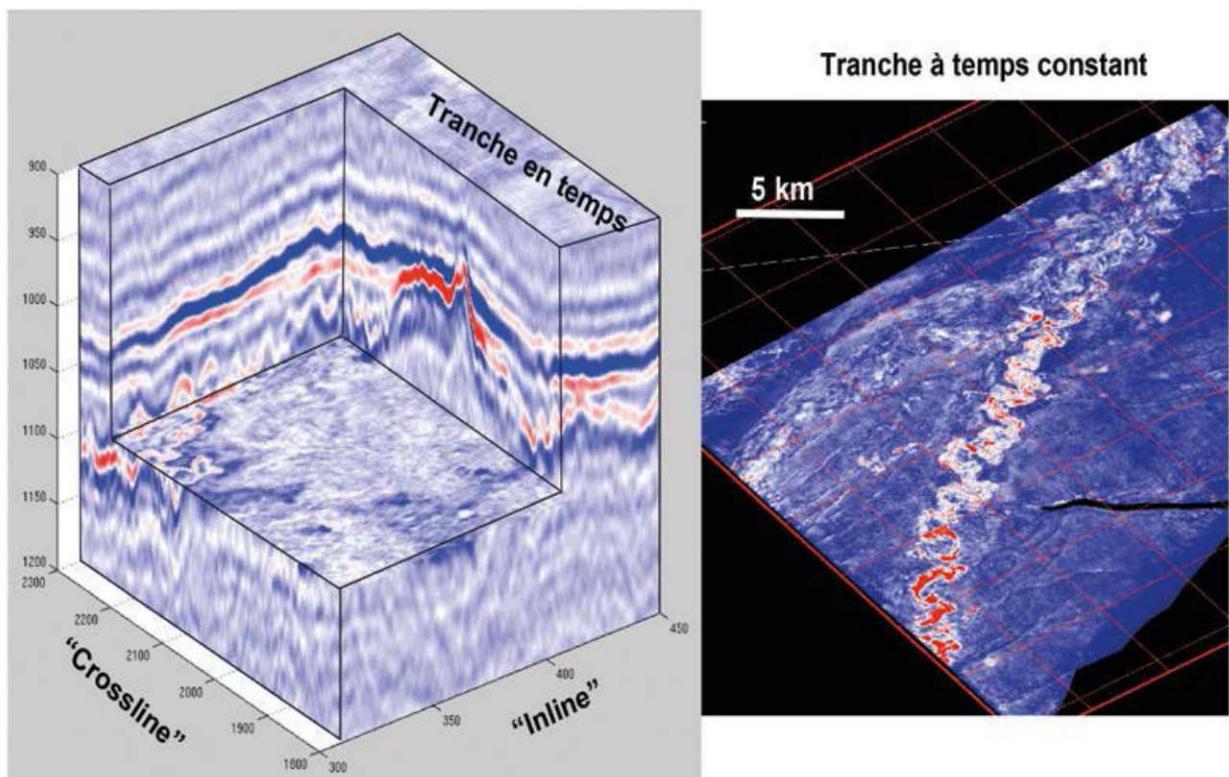


Figure 8.18 – Interprétation des données sismiques et visualisation en trois dimensions: exemple de chenal turbiditaire, vu en plan et en bloc-diagramme. Document Total.

La présence d'un réservoir, apparemment couvert par des couches potentiellement imperméables et formant un piège, n'est nullement la garantie absolue du succès pétrolier.

Sous certaines conditions toutefois, la présence d'hydrocarbures dans un piège pétrolier peut se traduire sur la sismique par des anomalies d'amplitude sismique.

Depuis la fin des années 1990, la qualité de l'observation de ces anomalies sur des blocs sismiques tridimensionnels s'est considérablement améliorée et a entraîné une augmentation considérable des taux de succès, notamment dans les domaines situés par grande profondeur d'eau (*deep offshore*). Ces **indicateurs directs** de la présence

d'hydrocarbures (DHI ou *direct hydrocarbon indicators*) correspondent à des renforcements d'amplitudes sismiques. Des évènements qui apparaissent horizontaux après restitution en profondeur (*flat spots* ou évènements plats) avec parfois des extinctions brutales des amplitudes sismiques le long de courbes en isobathes peuvent matérialiser ainsi la présence d'interfaces hydrocarbures/eau.

Ils matérialisent des contrastes d'impédance acoustique (qui est sensible à la vitesse et à la densité des formations géologiques) ou un comportement pétro-élastique différent¹. Ils permettent de séparer des niveaux aquifères d'autres imprégnés par différents types d'hydrocarbures, dans des réservoirs de qualité pétrophysique variable.

C'est Shell notamment, dans le golfe du Mexique et dans le delta du Niger, qui a constaté dans les années 1970 cette correspondance entre DHI et présence d'hydrocarbures et ce sur de la sismique 2D et dans d'excellents réservoirs où ces contrastes étaient donc évidents.

En général, il est fortement conseillé de bien intégrer ces indicateurs dans leur contexte pétrolier (système générateur et chemins de migration des hydrocarbures, type de piège pétrolier, conformité avec une interface possible hydrocarbures – gaz ou huile – et eau : le plan d'eau) et, pour leur interprétation, de bien se garder de toute certitude quant à leur signification, ce qui est parfois le biais de certains interpréteurs.

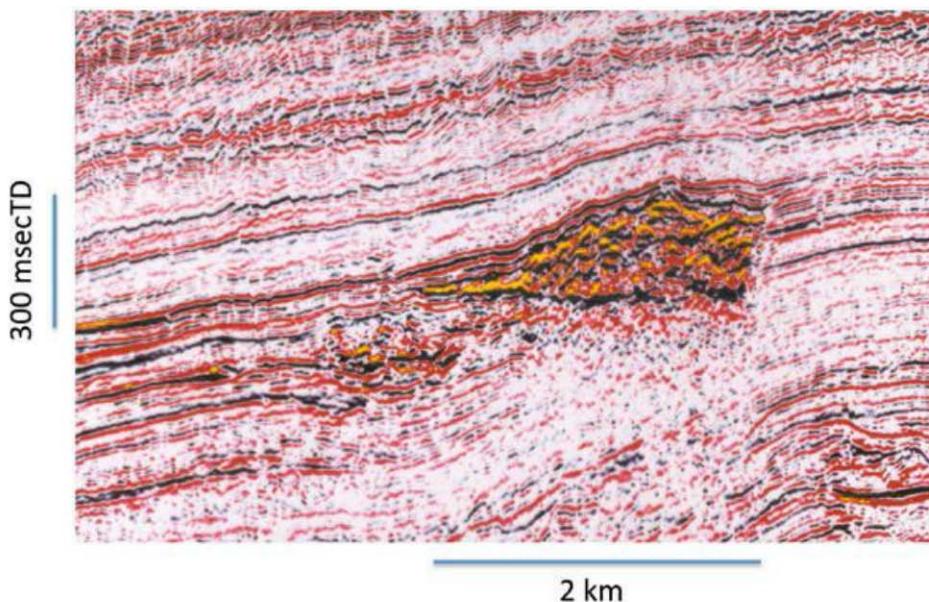


Figure 8.19 – Exemple d'indicateur direct de la présence d'hydrocarbures.
Document Total.

L'enveloppe plus sombre des réflexions sismiques correspond à l'accumulation des hydrocarbures dans le piège pétrolier, dans ce cas une fermeture anticlinale scellée latéralement par une faille.

1. Techniques AVO (*amplitude versus offset*), qui comparent l'amplitude sismique avec l'offset, ou techniques de déport des traces sismiques, plus récemment développées.

La révolution technologique apportée par la sismique 3D dans les années 1980 s'est accompagnée du besoin de **stations informatiques d'interprétation performantes**, capables de gérer de lourds volumes de données et d'accéder à de puissants modules de visualisation 3D, pour des applications qui vont de la synthèse géologique et pétrolière d'un bassin à l'étude de détail d'un gisement en passant bien entendu par la chasse au prospect, qui reste toujours ouverte...



Figure 8.20 – Interprétation sur station de travail: exemple de visualisation d'une interprétation 3D («géovision»). Document Total.

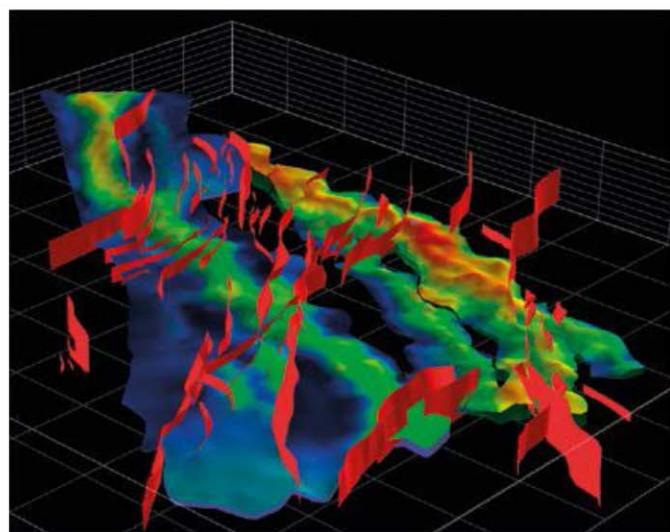


Figure 8.21 – Exemple de visualisation 3D d'une interprétation d'une couche complexe (sommet d'un réservoir) avec failles, utilisant le logiciel Gocad®. Document Total.

La réalisation de la sismique permet aussi d'optimiser la trajectoire des forages en la gérant en direct et en continu, par exemple pour des puits déviés, en suivant du mieux possible les couches réservoirs (drains horizontaux – *cf.* § 1.3 – grâce au LWD – voir les diagraphies au § 2 – ainsi qu'en datations chronostratigraphiques – *biosteering*). Avec le contrôle géologique de sonde et des mesures électriques ou stratigraphiques variées, elle contribue ainsi à ce que l'on appelle le *geosteering* des puits, passionnant exercice d'interprétation en direct.

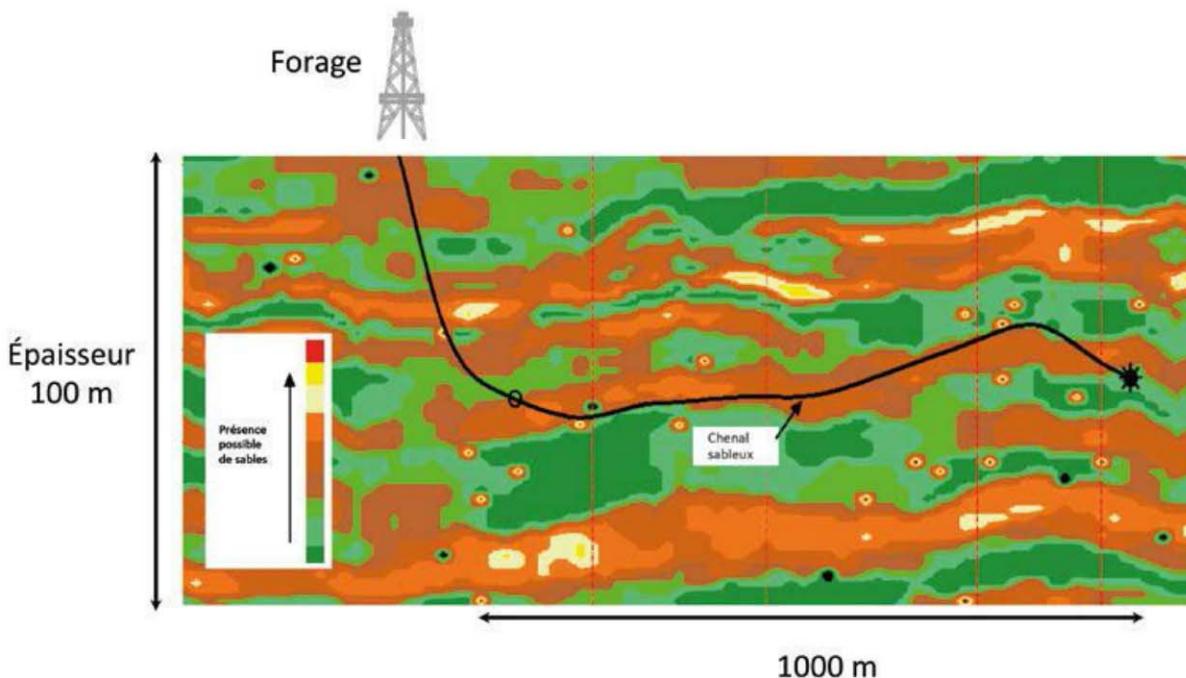


Figure 8.22 – Exemple de drain horizontal reporté sur une coupe sismique.
Document Total.

3.4 La sismique 4D

Depuis la fin des années 2000, la **sismique 4D**, ou sismique répétitive, s'est développée afin de gérer la production des gisements par l'étude de l'évolution dans le temps des réponses sismiques, liées aux substitutions de fluides qu'entraîne la production des réservoirs. Par exemple, on peut se rendre compte de l'apparition de gaz, sous l'effet de la déplétion (diminution) des pressions (*cf. chapitre 3*) qui peut engendrer le passage en phase vapeur, ou bien de la percée à l'eau de certains réservoirs qui ont été soutirés de leurs hydrocarbures en production.

Elle permet aussi d'optimiser la production pétrolière (implantation des puits de développement complémentaire dits *d'infill*).

De plus en plus sophistiquée, la sismique s'oriente aussi vers des techniques multi-composantes et multi-azimutales, qui consistent à réaliser une acquisition tri-dimensionnelle avec plusieurs navires faisant leurs acquisitions sismiques dans des directions différentes, d'où les termes *bi-* ou *multi-azimuts*.

Celles-ci permettent de mieux imager et d'accéder à des **domaines tectoniques complexes** pour lesquels des effets de géologie locale (couches très pentées, redressées, anticlinaux chevauchants..., écrans acoustiques dus à des couches de surface ou des évaporites comme le sel¹⁾) dégradent fortement l'imagerie sismique.

1. Les bassins du Bas-Congo, du delta du Niger et du Mississippi en sont des exemples emblématiques.

4

L'évaluation des indices pétroliers de surface

Dans l'interprétation qui va conduire à s'intéresser et à étudier une zone donnée, la part d'observation d'indices pétroliers de surface est importante (nous avons vu au chapitre 1 que c'était une des règles de base des prospecteurs pétroliers des siècles derniers) car elle va permettre d'établir une relation avec l'existence d'au moins un système pétrolier, ce qui ne traduit pas forcément la présence d'accumulations d'hydrocarbures.

Il existe différentes techniques directes de reconnaissance de ces indices pétroliers de surface. Évidemment, en premier lieu, pour l'exploration à terre, celles apparentées à la **cartographie géologique** de surface comprennent des études d'affleurements, de carrières d'exploitation de granulats, de mines, etc.



Figure 8.23 – Bitumes observés dans la carrière de granulats dolomitiques ordoviciens d'Usclas de Bosc (région de Lodève, sud-est de la France).
Cliché J.-J. Biteau.

La roche-mère est permienne et située en discordance (phase hercynienne) directement sur les carbonates ordoviciens.

4.1 L'évaluation directe par carottage

En mer, la cartographie des fonds marins et celle des indices pétroliers sont plus délicates mais peuvent être aidées par des relevés sonar ou bien par de la sismique 3D haute résolution qui servent de support à l'établissement de cartes géologiques des fonds marins ainsi qu'à l'implantation de **carottages de fond de mer**.

Un carottier est descendu aux alentours de 3 à 4 mètres dans les sédiments peu consolidés par simple gravité (le poids du carottier lui-même), une carotte est prélevée

pour étudier si des hydrocarbures sont présents (indices gazeux et de fluorescences), et des mesures complémentaires de flux thermique peuvent être réalisées afin de caler les modèles thermiques et pétroliers si besoin.

C'est dans les années 1980, sous l'impulsion de Gulf et Chevron aux États-Unis dans le golfe du Mexique, que se sont répandues de telles investigations constituées d'échantillonnage d'eau de mer et de carottages implantés sous forme de maillages en deux dimensions. Ces méthodes de type krigeage minier, c'est-à-dire une acquisition régulière visant une observation statistique des données obtenues, ont perdu de leur importance au fil du temps en raison des échecs constatés.

Par la suite, la sismique 2D et surtout 3D est devenue le guide incontournable des implantations effectuées de façon moins systématique mais orientée sur des points singuliers des fonds marins, tels que failles, cicatrices, volcans de boue, *pockmarks*, etc.

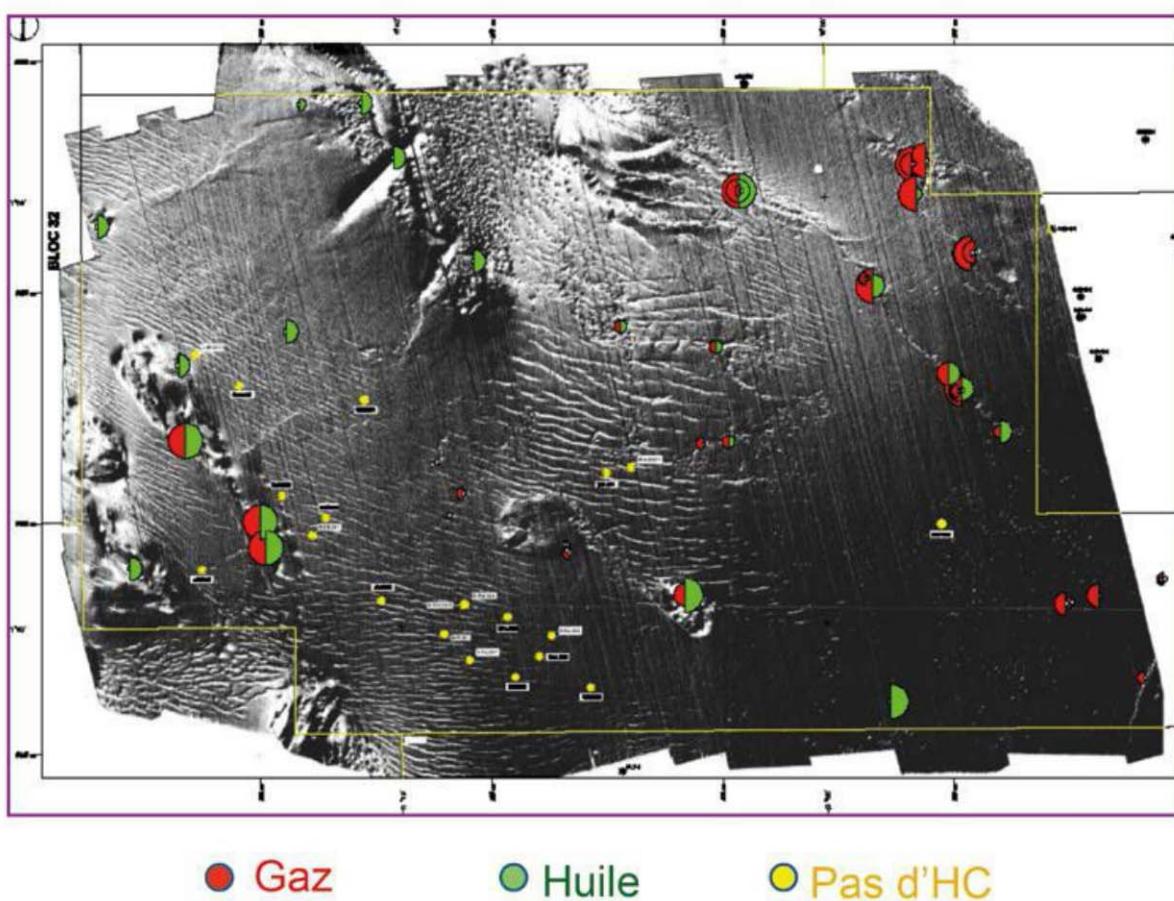


Figure 8.24 – Exemple de cartographie du fond de la mer : azimut du pendage fond de l'eau (sismique 3D) avec report des résultats de carottages de fond de mer et des indices associés. Document Total.

On remarquera que les indices sont la plupart du temps et bien naturellement associés à des points singuliers (failles, dômes salifères, volcans de boue...).

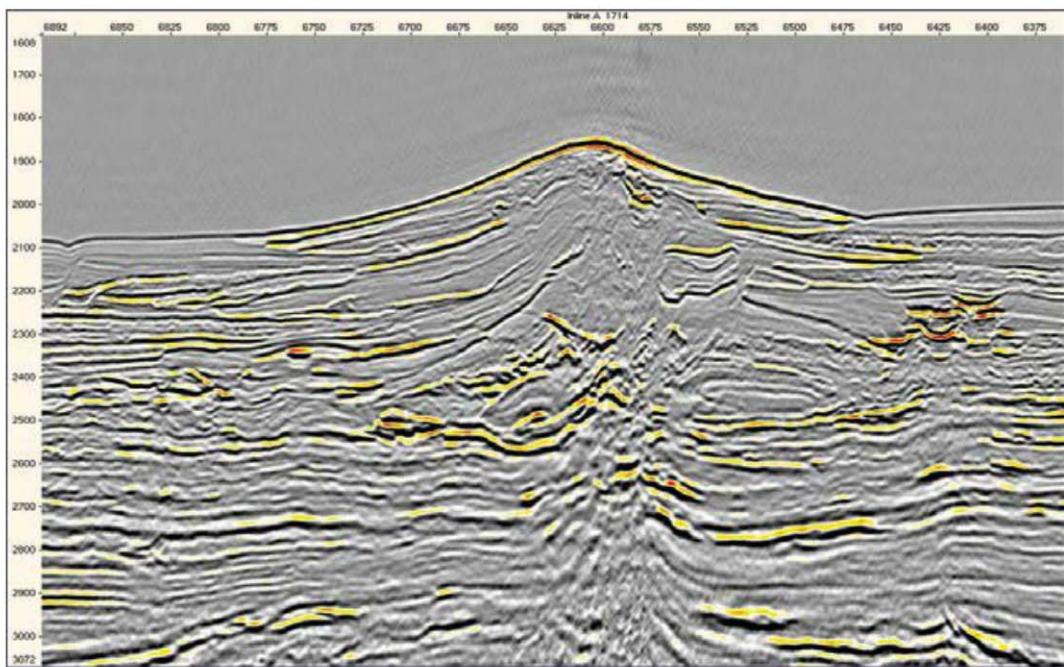


Figure 8.25 – Exemple de volcan de boue et de paléovolcan de boue (sismique 3D, échelle verticale : coupe en temps double, largeur de la coupe 5 km).

4.2 L'évaluation par les méthodes indirectes

a) Radar aérien ou radar satellitaire à terre

Ces méthodes cherchent à observer le stress sur les végétaux qui peuvent se situer à l'aplomb des émanations d'hydrocarbures, elles sont également utilisées en géologie structurale.

Il est probable qu'à l'avenir l'utilisation du spectre fréquentiel (infrarouge) devrait permettre de reconnaître directement les hydrocarbures (recherche et développement en cours).

b) Radar satellitaire en mer

Il consiste à étudier la rugosité de la surface océanique pour y déceler la présence d'hydrocarbures soit naturels, soit issus de pollution, dont on peut surveiller en permanence et de façon répétitive les évolutions.

Cette méthode est dénommée *radar slicks*. C'est cette répétitivité des mesures qui concourt à la force et à la validité de ces indices pétroliers.

c) Observation thermique des BSR (*bottom simulating reflector*)

Les BSR sont représentés par des **fronts d'hydrates de gaz** qui se forment à des profondeurs faibles (300-800 m) et qui dépendent des flux thermiques (*cf. chapitre 4*) et des températures de fond de l'eau (4 °C par exemple à 1 300 m). On en déduit la présence des flux thermiques.

Ces fronts d'hydrates peuvent parfois piéger du gaz à faible profondeur (figure 8.26). Certains industriels s'interrogent sur leur exploitation éventuelle (*cf.* chapitre 2).

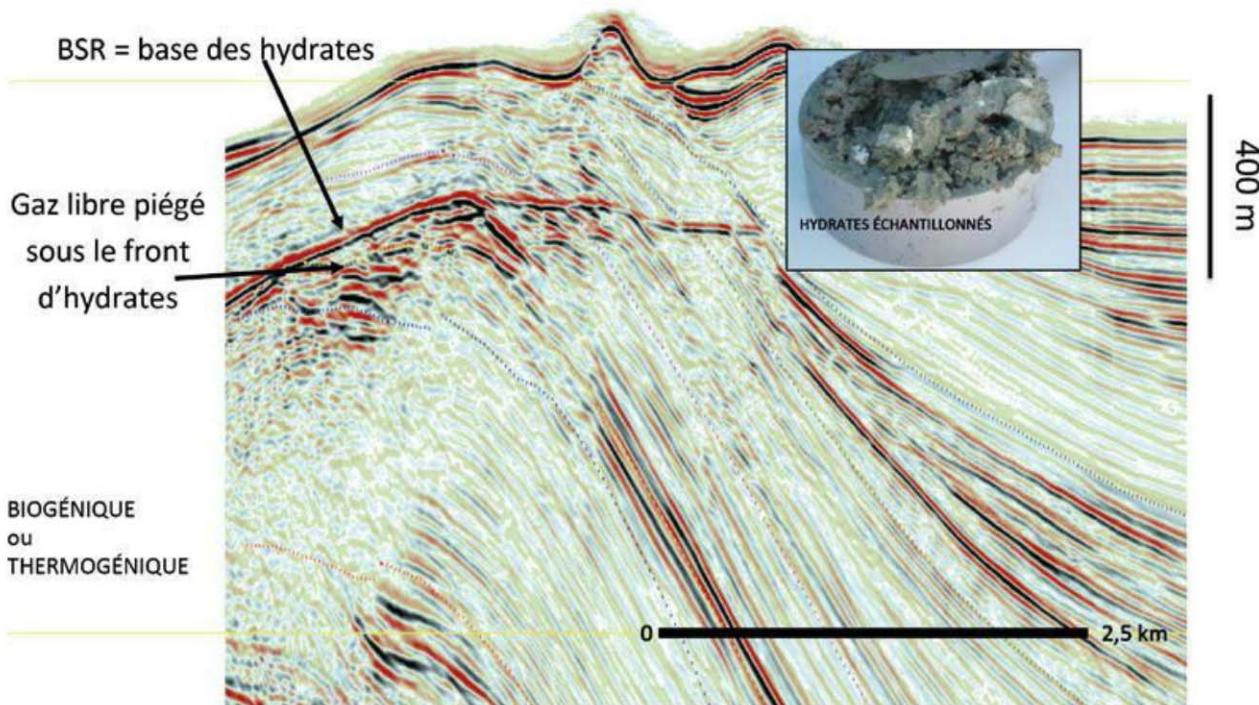


Figure 8.26 – Exemple de BSR. Document Total.

Si la présence de ces hydrates signifie qu'il se forme du gaz dans le bassin considéré, cela permettra rarement cependant de trancher sur sa nature thermogénique ou biogénique (*cf.* chapitre 2) et donc sur sa filiation avec un système pétrolier thermogénique identifiable à vaste échelle.

5

Les méthodes d'interprétation géopétrolière et leur intégration

Les techniques des géosciences interviennent dans tous les domaines de la prospection pétrolière, pour accéder à la connaissance des systèmes pétroliers, dont l'aboutissement final est la découverte d'un gisement.

5.1 De l'exploration à l'appréciation et au développement

Tout commence par le premier forage dit *d'exploration*, dont nous venons de décrire les techniques usuelles.

En cas de succès, les phases suivantes sont d'abord celle de la **délinéation** (estimation de la taille de la découverte, de son extension spatiale et donc de sa viabilité économique) puis celle de l'**appréciation du champ d'hydrocarbures** (connaissance

de paramètres plus précis qui réduiront les incertitudes et conditionneront sa production ultérieure : caractérisation des roches-réservoirs et des rapports entre les différentes phases gaz, dont les teneurs en inertes, huile et eau et les productivités) par les forages suivants (*cf.* aussi chapitre 10).

Si tous les voyants restent au vert, la décision est ensuite prise de valider (en anglais, *to sanction*) le projet sur des critères technico-économiques et donc de décider son développement et son exploitation.

La «sanction» du projet de développement est la décision prise par la compagnie d'investir dans le développement ; c'est donc bien le moment clé qui permet à la compagnie de considérer des réserves (prouvées plus probables) et de les inscrire dans ses «livres». Sans une économie positive et une décision d'investissement (FID, *final investment decision*), il n'y a pas de réserves prouvées au sens des définitions de la SPE (Society of Petroleum Engineers) et de la SEC (Securities and Exchange Commission) (*cf.* chapitre 10).

Les spécialistes des géosciences travaillent à tous ces stades de l'exploration-production en étroite collaboration, avec des métiers, des compétences et expériences variés, clé du succès aujourd'hui pour évaluer le domaine minier (voir et concevoir), générer des prospects, explorer, délinéer, apprécier, développer, produire et abandonner en fin de vie un gisement.

Ces métiers se classent en trois grandes disciplines formant ce que l'on dénomme les 3G (géologie, géophysique, gisement) aidés aussi par un métier récent qui se nomme la *géo-information* et qui consiste à repérer, saisir, intégrer, classer, référencer (géoréférencer aussi, d'où le mot *géomatique*) les données et les connaissances.

L'imbrication de ces métiers des géosciences est telle, dans les techniques et les méthodes de l'exploration et de la production modernes, qu'il est bien difficile de les énumérer et de les décrire indépendamment les uns des autres.

Comme cela a été expliqué dans l'historique du chapitre 1, l'exploration pratiquée jusqu'au milieu du XX^e siècle était principalement fondée sur une corrélation de bon sens entre des indices de surface et/ou des anticlinaux de surface et des gisements sous-jacents.

Cette pratique s'est peu à peu nourrie d'avancées en géologie et en compréhension pétrolière.

La révolution des géosciences pétrolières est surtout venue des progrès technologiques de la géophysique (de la sismique en particulier) et des diagraphies.

Les concepts patiemment élaborés en géologie sédimentaire et structurale, en thermodynamique et en physico-chimie ont suivi et progressé, avec l'aide de la recherche technologique et d'un certain empirisme.

Aujourd'hui, la recherche et la gestion des gisements s'appuient sur une panoplie plus variée de techniques pointues et très imbriquées, en géologie, en géophysique, en physique et en chimie.

Celles-ci ne cessent d'évoluer et sont mises en œuvre par des spécialistes et des généralistes dont la carrière est bâtie sur la pratique variée et enrichissante de ces disciplines.

Il ne faut surtout pas imaginer que la progression attendue des outils et techniques high-tech en géologie, géophysique et ingénierie de réservoir, ainsi que l'inflation marquée et continue du nombre des données analytiques, puissent faire oublier ou diluer le raisonnement géologique et pétrolier et la compréhension fondamentale des bassins sédimentaires.

Le géologue pétrolier se doit de demeurer pragmatique et aussi fondamentalement naturaliste.

La façon d'évaluer les enjeux (volumes d'hydrocarbures), les risques et les incertitudes reste une préoccupation majeure à tous les niveaux de la chaîne géopétrolière : système générateur, rétention et migration des hydrocarbures, calendrier au regard de la formation des pièges, qualité et type de réservoirs, quantification des paramètres pétrophysiques, géométrie du piége, type de couverture et qualité de sa rétention des hydrocarbures (*cf. chapitres 4, 5 et 6*).

Ce travail est par définition intégrateur, multidisciplinaire et mobilise des techniques complémentaires en géologie de synthèse, en biostratigraphie, en sédimentologie, en géologie structurale, en géochimie organique, en thermodynamique, en hydrogéologie, en modélisation numérique, en géochimie minérale, toutes associées en permanence aux applications fournies par la géophysique.

En exploration pétrolière, pour aller du général au particulier, les **géologues généralistes** ou **géologues de synthèse** décrivent tout d'abord le cadre régional et les systèmes pétroliers. Les raisonnements mis en œuvre sont faits d'itérations conceptuelles à différentes échelles.

Ces raisonnements et cette démarche de synthèse font appel à des analogues de systèmes sédimentaires connus et sont contraints par la géodynamique interne et externe des bassins.

L'évolution des bassins au cours des temps géologiques est traitée à l'aide de modèles cinématiques de l'évolution des plaques continentales.

Cette démarche d'interprétation, tout d'abord structurale, fondamentalement analytique, repose à terre sur les données des affleurements géologiques et sur la télédétection (reconnaissance aérienne ou satellitaire), sur des campagnes sismiques ainsi que sur des sondages pétroliers (*core drills*) de reconnaissance, s'ils existent.

En offshore, seuls la sismique, les forages et localement des carottages de surface à but purement pétrolier (pour traquer les indices et déterminer les régimes thermiques) ou scientifique sont utilisables par les spécialistes des géosciences.

Les formations géologiques traversées par les forages et celles des affleurements doivent tout d'abord être datées par des **biostratigraphes**, et leurs limites être correctement replacées sur les données sismiques et sur celles des autres méthodes géophysiques disponibles (gravimétrie et magnétisme).

Les biostratigraphes utilisent une batterie de techniques variées telles que la micro-paléontologie (étude des foraminifères, coccolithes), la palynologie (étude des grains de pollen et des microalgues), et même des corrélations isotopiques, avec parfois une très haute résolution compte tenu des problèmes posés.

C'est à ce premier niveau d'ancrage régional que les géologues de synthèse se doivent de travailler, de concert avec les géophysiciens, pour reconstituer l'histoire et l'architecture du bassin sédimentaire étudié (sa structure et l'âge et la nature de ses strates) puis pour en définir la typologie structurale et le style des pièges potentiellement explorables (figure 8.27).

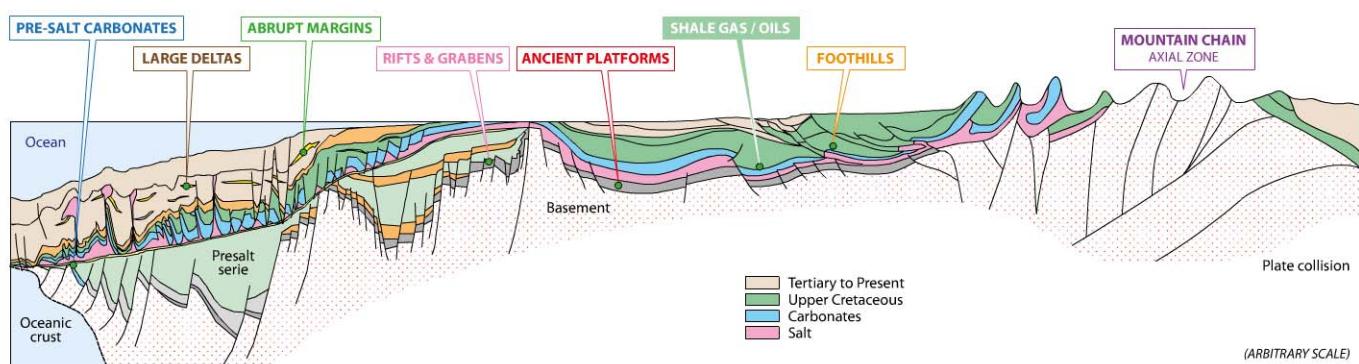


Figure 8.27 – Définition du cadre régional d'un bassin sédimentaire : construction d'une coupe géologique présentant les thèmes pétroliers et les types de pièges du bassin. Document Total.

Le cadre régional étant bien appréhendé, le géologue et le géophysicien se mettent en quête des gisements potentiels, que l'on appelle des *prospects*.

5.2 Synthèse pétrolière et génération des prospects

La génération des prospects est l'acte second de l'action des géologues pétroliers après la prise de domaine minier. Pour ce faire, ils tentent de comprendre et de décrire le contenu sédimentaire du bassin, qui comprend des lithologies plus ou moins poreuses, des fluides, qu'il s'agisse d'eaux et éventuellement d'hydrocarbures...

Dans ce but, ils intègrent les résultats de techniques plus spécialisées pour décrire toutes les composantes du système pétrolier : techniques d'acquisition des données de forage, sédimentologie, géologie structurale, géologie de réservoir... Au final, ils construisent des cartes synthétiques des thèmes d'exploration (couples réservoirs/couvertures) et des systèmes pétroliers qu'ils ont évalués.

L'acquisition et la collecte exhaustives des données géologiques et géophysiques validées et pertinentes sont un préalable fondamental à l'élaboration de ces synthèses régionales. Les données géologiques et pétrolières sont obtenues à partir des descriptions d'affleurements, à partir des cartes géologiques et surtout à partir des résultats factuels et interprétés fournis par les forages, quels qu'ils soient (pétroliers, hydrogéologiques, géothermiques...).

Les couples réservoirs/couvertures (appelés aussi *thèmes pétroliers* ou, en anglais, *plays*) sont étudiés en sédimentologie. Pour cela les géologues pétroliers mobilisent les techniques de diaglyphies (*logs*) des puits, la sismique et, bien entendu, les carottes de forage décrites et éventuellement passées au scanner.

Il faut noter que *play*, au sens anglo-saxon, peut revêtir d'autres significations (l'extension du réservoir, l'habitat pétrolier...), nous nous bornerons ici, comme indiqué au chapitre 4, à considérer qu'il s'agit du strict couple réservoir/couverture.

Ces données, en particulier les mesures pétrophysiques (porosité, perméabilités...), la saturation en hydrocarbures (rapport entre les teneurs respectives en hydrocarbure(s) et en eau de gisement) sont ensuite intégrées, qualifiées et quantifiées par les géologues pétroliers.

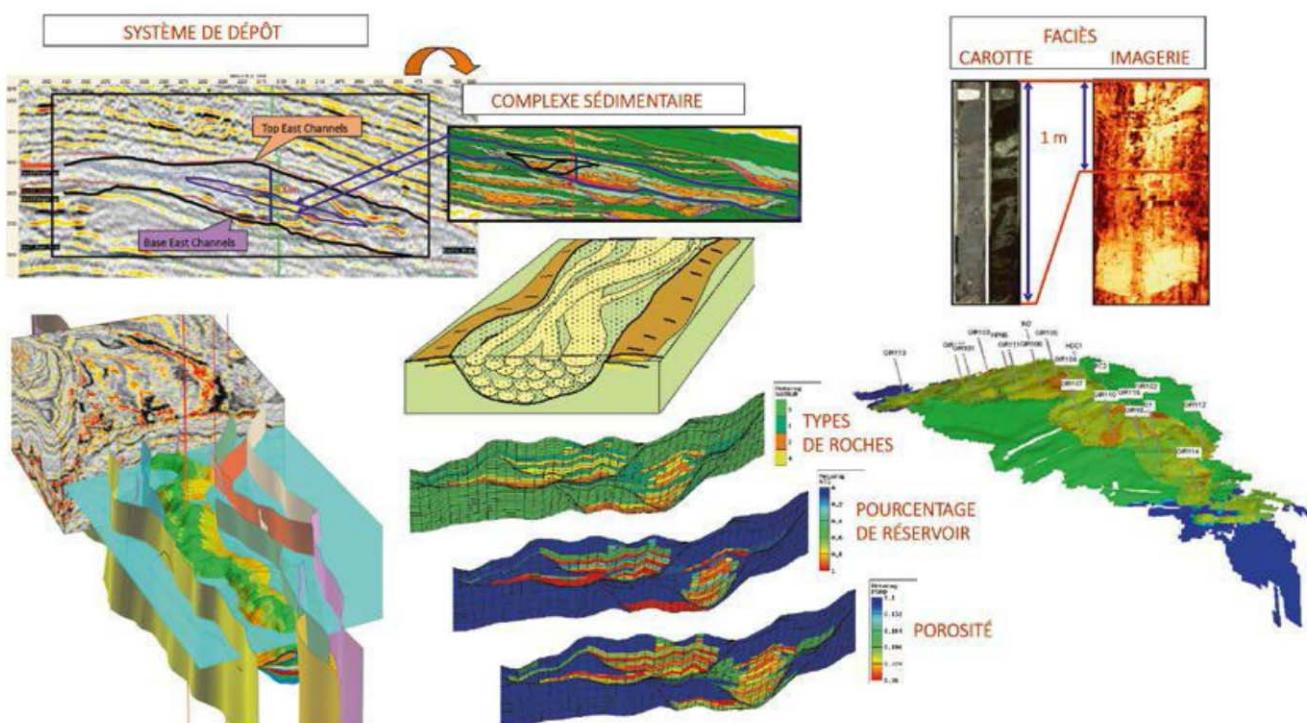


Figure 8.28 – Exemple d'interprétation sédimentologique. Document Total.

Au-delà de l'analyse régionale, les techniques de la **géologie structurale** s'appliquent à la géométrie interne des objets pétroliers et à leur fracturation à plusieurs échelles, celle du prospect ou du gisement, celle du puits et celle de la carotte.

Elles s'appuient bien évidemment sur les données obtenues sur les puits (étude des pendages, ou pendagmométrie, étude des fractures et microfractures avec des *logs* d'imagerie), les travaux de terrain et la télédétection.

L'approche moderne de la **télédétection** est basée sur des images satellites et radar, qui permettent de générer des modèles numériques de terrain (MNT) et qui ont détrôné les anciennes vues photographiques aériennes et la stéréoscopie en vigueur dans les années 1940-1980.

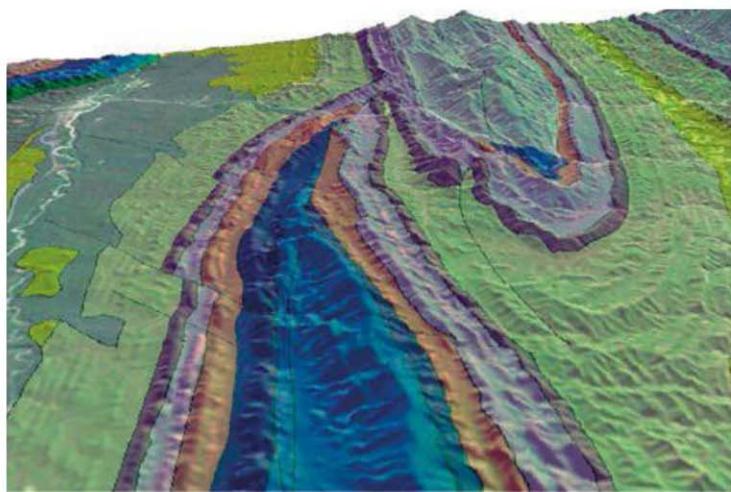


Figure 8.29 – Modèle numérique de terrain issu d'une interprétation satellitaire : vue en relief de la topographie et de la carte géologique. Document Total.

Des modélisations analogiques permettent de reproduire expérimentalement les mécanismes structuraux, en utilisant des matériaux possédant des comportements rhéologiques et géomécaniques variables mais se rapprochant de ceux des roches sédimentaires dans la nature.

En association avec ces études géomorphologiques et morphostructurales, il y a aussi la possibilité d'intégrer des évaluations de la « dénudation » des continents sous l'effet des érosions postérieures aux remontées structurales de ceux-ci. Ce sont les interprétations des sources sédimentaires.

Des calculs quantitatifs peuvent être entrepris pour tenter d'approcher les apports sédimentaires par les fleuves et rivières en comparant des taux de sédimentation des bassins situés en aval, à des périodes données. Les géologues pétroliers se doivent alors d'associer les géographes et leurs techniques dans cette démarche bien particulière.

L'étude de la géologie des bassins-versants des grands fleuves et des sources sédimentaires (*provenance studies*) peut être couplée avec des méthodes d'études isotopiques¹ et d'inclusions fluides (AFTA, *apatite fission track analyses* par exemple) dont sont assez friands les géologues anglo-saxons et qu'il ne faut surtout pas négliger comme outils de détection dans cette démarche géodynamique.

Les inclusions fluides sont aussi des indicateurs de paléo-enfouissement tout comme les indicateurs de maturité.

L'étude fine des parties situées en amont structural des marges est également primordiale : s'agit-il de cratons ou non ? de chaînes de montagne ? quel en est le taux de dénudation ?...

Les granites, quartzites, grès ou gneiss présents à l'affleurement seront en définitive jugés bien plus favorables que les micaschistes ou les carbonates par exemple, dont la

1. Sur des minéraux lourds tels des zircons (isotopes de l'oxygène et du hafnium), des monazites, des muscovites et des apatites.

propension à fournir des sédiments plus hétérogènes sera plus grande, également moins vannés (triés) et immatures au sens géochimique (contenant des minéraux aptes à se transformer et à se cimenter).

Ces sédiments peu ou pas quartzeux seront par nature le plus souvent aptes à subir des phénomènes diagénétiques précoce dommageables ultérieurement pour les qualités des réservoirs.

C'est là qu'interviennent de nouveau les synthèses géodynamiques de bassin ou de marge continentale (active ou passive), en liaison avec la perception prédictive des systèmes qui formeront des réservoirs (ou systèmes « *reservoir prone* ») en fonction de leur source sédimentaire.

Le système générateur des hydrocarbures (la roche-mère) est étudié grâce aux multiples techniques de géochimie organique utilisées en surface et en subsurface et grâce à des modélisations numériques (*cf. chapitre 4*). Ce travail est tout aussi important que le reste des études et ne saurait être négligé, surtout dans l'exploration actuelle.

Des études thermodynamiques (PVT : pression, volume, température) sont également menées pour évaluer les propriétés des fluides pétroliers quand ceux-ci sont échantillonés lors de tests en surface ou au fond du puits (*cf. chapitre 3*).

L'hydrogéologie permet de décrire non seulement les mouvements des eaux mais aussi, pour les pétroliers, ceux des hydrocarbures dans un bassin sédimentaire donné.

Les concepts géopétroliers sont très souvent étayés sur des raisonnements par analogie ; c'est par exemple le vieux concept du *trend*, inventé par les Anglo-Saxons au XIX^e siècle et dans la première partie du XX^e.

Ce type de raisonnement a permis d'enchaîner les succès en suivant une direction donnée en extrapolation et parfois même en interpolation, par des **règles dites du pouce** (la « *creekology* », la théorie anticlinale...), empiriques, ou par des diagnostics (par analogie avec la médecine), qui se fondent sur l'accumulation de faisceaux de convergences.

S'y ajoutent aussi de nos jours, pour confirmer la pertinence de l'analogie, des **modélisations** du système pétrolier, qui permettent de simuler numériquement la genèse, la migration, la saturation des hydrocarbures dans les réservoirs en intégrant tous les concepts précédents et en se calant en général sur des modèles physiques d'écoulements.

Ces modèles en une, deux ou trois dimensions, de plus en plus sophistiqués, nécessitent de puissantes ressources informatiques qui permettent en peu de temps de travailler à l'échelle globale d'un bassin sédimentaire.

Ces modélisations contribuent aussi, par l'inventaire complet de données plus ou moins fragmentaires (en fonction du moment de l'exploration des bassins – de *frontier* à intensif), à dresser une sorte de check-list sédimentaire et pétrolière, en principe cohérente, du bassin considéré (*cf. chapitres 4 et 7*).

La **diagenèse des réservoirs**, leur composition et la nature de leur porosité et de leur perméabilité résiduelles, sont abordées par des techniques de **géochimie minérale** : diffraction X, isotopie, spectrographie de masse, microscopie électronique à balayage, etc. Ces techniques sont essentielles pour caractériser lithologiquement le réservoir

pétrolier, sa matrice, l'histoire de sa compaction, de sa cimentation et de ses propriétés physico-chimiques au cours du temps.

Les **techniques de géologie de réservoir** (ou de production) sont évidemment par définition beaucoup plus ciblées mais tout aussi intégratrices.

Le géologue de réservoir construit les modèles géologiques en liaison avec les géophysiciens, les sédimentologues, les pétrophysiciens et les ingénieurs réservoir, afin d'optimiser la représentation des hétérogénéités géologiques (la dualité entre drains et barrières) qui ont un impact sur les écoulements dynamiques des hydrocarbures et des eaux de gisement. Il met à jour les modèles en intégrant les nouvelles données (résultats de puits, historiques de production, sismique 4D ou 3D répétitive).

Il conçoit l'implantation des puits de développement et leur trajectoire en étroite collaboration avec les ingénieurs réservoir, les architectes des installations de production et les exploitants.

6

Les méthodes de l'ingénierie réservoir

6.1 Mise en production et gestion des réserves

Les métiers de la géologie pétrolière, ceux des disciplines associées qui décrivent la chaîne du système pétrolier, et ceux de la géophysique, clés pour la traque des objets pétroliers, sont également placés au service de l'**ingénierie réservoir**. C'est elle qui permet de piloter la production et de gérer les réserves d'hydrocarbures tout au long de la vie du gisement.

Elle nécessite un travail d'équipe complexe et stimulant dont la multidisciplinarité est la caractéristique essentielle.

L'étude des réservoirs est apparue dans les années 1930 avec le développement des premières diagrphies de forage issues des travaux des frères Schlumberger. Elle concerne aussi bien la vision du gisement dans ses aspects statiques c'est-à-dire au sens volumétrique, sans production, que dans ses aspects dynamiques pour lesquels l'ingénieur réservoir s'applique à concevoir puis à gérer les écoulements, les relations entre les hydrocarbures et l'eau de gisement, et l'évolution des pressions de fluide au cours du temps.

De nos jours, l'ingénierie réservoir s'attache à prévoir et gérer les productions d'hydrocarbures, but ultime de cette longue chaîne pétrolière, ainsi qu'à estimer les réserves finales ou ultimes.

Ces réserves sont définies comme la somme des productions d'un gisement pendant sa période d'exploitation.

Depuis une bonne décennie, la multiplication des champs complexes et la nécessité d'optimiser les productions des **champs matures** ou **brown fields**, c'est-à-dire déjà très fortement exploités, consacrent l'activité d'ingénierie réservoir comme l'une des

composantes stratégiques du suivi des gisements d'hydrocarbures. L'ingénierie réservoir joue également un rôle déterminant dans l'acquisition de champs existants, déjà découverts et plus ou moins développés, que l'on appelle **DRO** (*discovered resources opportunities*).

Ces acquisitions peuvent être envisageables pour les compagnies pétrolières auprès des États hôtes ou d'autres compagnies, quand le prix du baril d'huile est élevé, modifiant ainsi la donne économique et conférant un surcroît d'intérêt à ces champs anciens.

En premier lieu, les ingénieurs réservoir¹ ont pour objectif de construire des solutions de développement des gisements pour optimiser la production et la récupération des hydrocarbures au long de la vie d'un champ.

Ils doivent aussi gérer le problème des productions d'eau de gisement, dont les volumes peuvent être considérables au regard des productions d'hydrocarbures. Par exemple, les comportements des réservoirs gréseux et carbonatés sont très différents : les carbonates sont mouillables à l'huile et produisent très tôt de l'eau, alors les grès le sont plus à l'eau et produisent plus d'huile corrélativement.

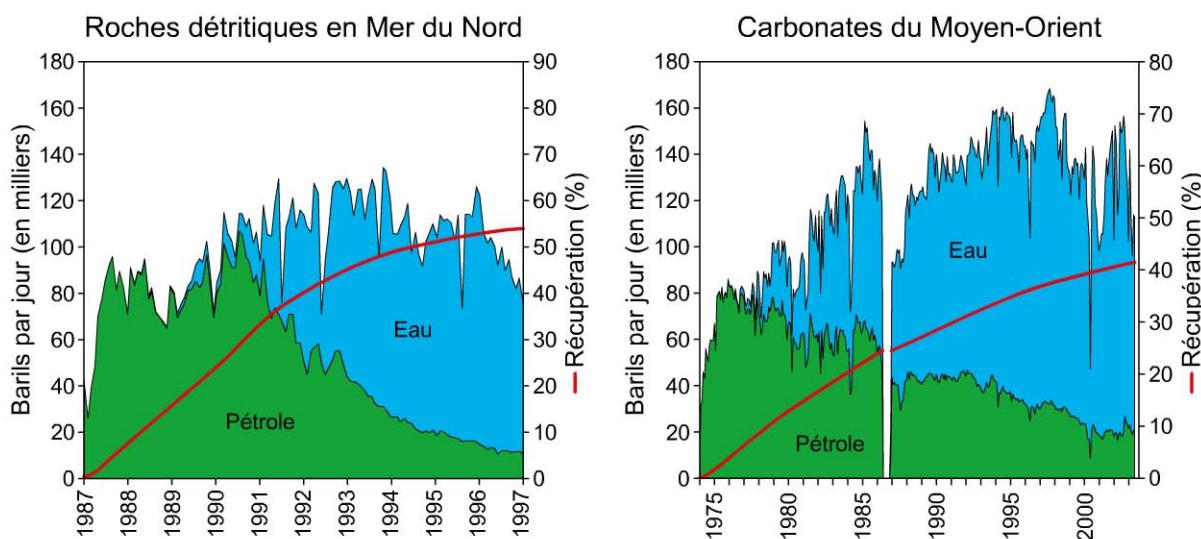


Figure 8.30 – Exemples de comportements différents de gisements : en grès à gauche, et en carbonates à droite. Document Total.

En général, les gisements pour lesquels on récupère plus de 50 % d'une accumulation sont très rares, il y a donc là une marge de progression (réinjection, injection, méthodes chimiques...).

Au-delà du rôle de spécialistes des ressources pétrolières en liaison avec les géologues de production, les ingénieurs réservoir sont les acteurs centraux de la gestion des niveaux de production au travers des opérations de *monitoring* des champs et de leur compréhension dynamique.

1. Parfois appelés aussi *ingénieurs gisement*.

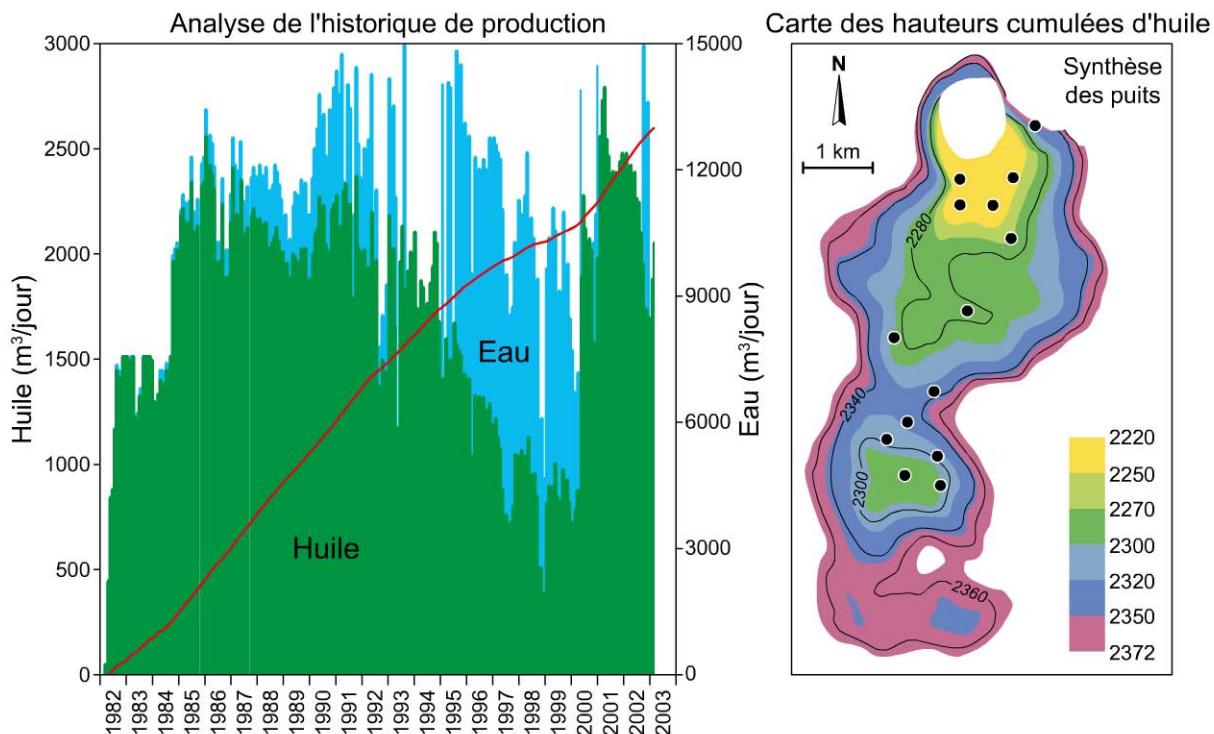


Figure 8.31 – La compréhension dynamique d'un gisement. Document Total.

Les ingénieurs réservoir doivent intégrer à leurs études une évaluation des incertitudes (*cf. chapitre 10*) et la décrire en termes de gestion des risques auprès des architectes pétroliers, qui sont les concepteurs et les constructeurs des installations de production, et dont la démarche est plus déterministe (c'est-à-dire non probabiliste).

Dans ce domaine, l'échec qui consiste à se tromper dans l'évaluation des productivités et dans la nature des fluides produits n'est pas admissible compte tenu de l'ordre de grandeur des investissements mis en jeu (parfois jusqu'à plusieurs dizaines de milliards de dollars...).

Les **profils de production** d'un réservoir (c'est-à-dire les quantités d'hydrocarbures qui seront produites au cours de la vie du champ pendant les phases dites *de croissance, de plateau, de redéveloppement puis de déclin*) sont établis à partir des modèles de réservoir, construits en utilisant toutes les données des puits déjà forés : forage de découverte, forages d'appréciation et de délinéation, forages de développement, qui seront destinés à être producteurs ou injecteurs d'eau ou de gaz.

Ces données correspondent respectivement à la géométrie et à la structure interne du réservoir (les fractures, hétérogénéités connues directement par l'observation ou induites par les résultats des tests de production), aux fluides, aux lithofaciès et à leur organisation (souvent appelée *architecture* par les Anglo-Saxons).

Les profils de production sont basés sur des scénarios de développement établis à partir de cas analogues et de modélisations par les architectes pétroliers. Ils sont optimisés en commun avec les ingénieurs exploitants pour qu'ils soient équilibrés dans le temps (c'est la notion de plateau de production) et pour définir le nombre de puits, étant entendu que le « juge de paix » pour ce type de décision reste l'économie et la rentabilité du projet pétrolier.

L'ingénieur gisement adapte, à partir de son modèle réservoir, l'implantation des puits de développement en liaison avec les équipes de forage et les exploitants.

Parmi ces forages de développement, l'ingénieur réservoir implante des injecteurs de gaz et joue ainsi un rôle important dans la réduction des émissions du gaz carbonique en réinjectant des gaz associés à l'huile et qui faisaient jusqu'à présent l'objet d'un torchage.

De la même manière, il implante des forages qui permettent de recycler l'eau de gisement, en général très salée donc polluant potentiel ne pouvant être rejeté ni dans les fleuves, ni à terre, ni dans les océans.

Enfin l'ingénieur gisement fait appel à la plupart des techniques de la géologie tout comme l'explorateur : la sédimentologie pour les réservoirs, la géologie structurale pour la fracturation, et la géochimie. Cette dernière discipline, par l'analyse isotopique et les biomarqueurs, permet de déceler des séparations (compartimentisations) de réservoirs et de définir verticalement ou latéralement des allocations de production (quantités attribuées à la production de tel ou tel réservoir).

La mise au point d'un modèle gisement est ainsi un processus dynamique fait d'itérations successives entre des métiers aujourd'hui décloisonnés, auxquelles s'ajoutent l'évaluation des incertitudes résiduelles et le souci d'innover pour améliorer les récupérations.

Maximiser le développement et prévoir les productions

La connaissance est concentrée dans le modèle réservoir

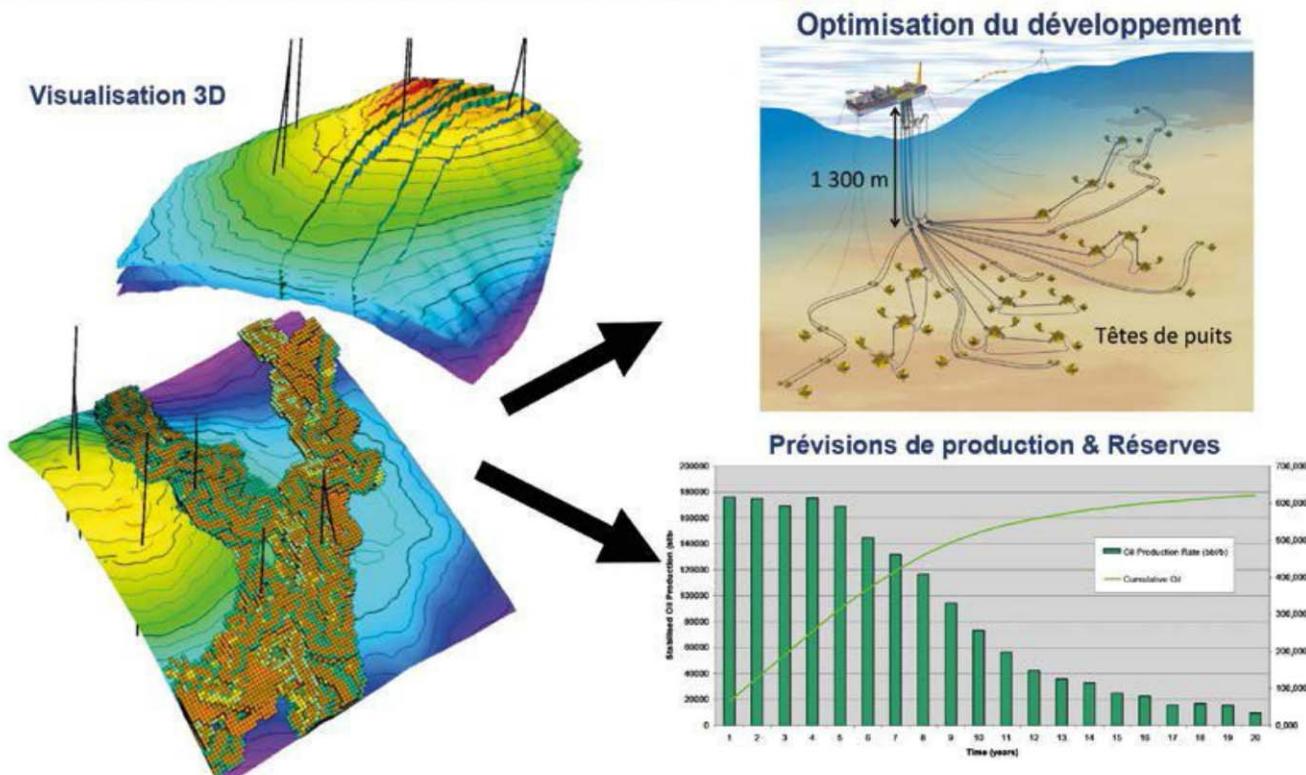


Figure 8.32 – Les tâches de l'ingénieur réservoir. Document Total.

En ce qui concerne les **champs matures**, l'amélioration souhaitée de la récupération des gisements passe par des procédés de récupération assistée qui injectent des gaz ou de la vapeur, fluidifient les hydrocarbures et facilitent leur extraction.

Ces **procédés EOR** (*enhanced oil recovery*) de récupération assistée des pétroles, pratiqués depuis plusieurs dizaines d'années, vont très certainement connaître dans le futur un essor important avec la raréfaction et le renchérissement probable des ressources pétrolières.

6.2 Les hydrocarbures non conventionnels

Pour ce qui est des **hydrocarbures non conventionnels**, depuis quelques années, c'est en premier lieu dans l'exploitation des **bitumes** et des **huiles extra-lourdes** (de densité égale ou supérieure à celle de l'eau) que l'ingénierie réservoir est venue relever de nouveaux défis.

Ces pétroles visqueux, voire quasi figés, imposent des comportements spécifiques.

La production froide, avec le risque d'avoir des arrivées d'eau du fait des faibles contrastes de densité entre huile et eau, les boucles de vapeur d'eau injectée, dont les résultats peuvent être parfois incertains, et surtout une recherche basée sur un nombre très élevé de forages à faible profondeur et sur des techniques en partie géostatistiques, deviennent le pain quotidien de l'ingénieur réservoir.

Il doit ainsi intégrer **les métiers de mineur et de carrier** par cette évolution récente de la recherche et de l'exploitation des roches bitumineuses (qui s'exploitent en carrières). Il faut ensuite les raffiner, en utilisant comme diluant du gaz ou des pétroles, dans des *upgraders*, sortes de raffineries qui produisent des pétroles conventionnels.

Les problèmes environnementaux, notamment la subsidence des terrains, l'utilisation massive et le traitement des eaux, sont aussi une préoccupation accrue pour ce type d'exploitation.

Ces techniques quasi minières sont appelées à se développer très fortement dans le futur.

Les réservoirs compacts et les hydrocarbures de roches-mères ainsi que le gaz de charbon, dont l'exploitation est principalement répandue en Amérique du Nord, font aussi l'objet de techniques d'exploration où l'impact des forages systématiques notamment horizontaux est prépondérant.

7

Éléments de stratégie d'exploration

Les compagnies pétrolières prennent en compte des risques financiers, stratégiques, géopolitiques, techniques, et tendent à répartir équitablement leurs portefeuilles d'exploration suivant leurs objectifs propres et leur positionnement géographique ou géopolitique.

Les actifs d'exploration reposent sur la notion de **domaine minier**, autrement dit sur l'ensemble des permis d'exploration qui sont attribués par les États hôtes et les autorités de tutelle.

L'exploration est la phase qui précède en séquence décisionnelle le développement puis la production et enfin la remise en état des sites avant leur abandon définitif post-production.

7.1 Le permis d'exploration

L'acte fondateur de l'exploration pétrolière est véritablement le choix du domaine minier, c'est-à-dire du permis d'exploration, également appelé **bloc**, ou *licence* en anglais.

Cette décision doit nécessairement se fonder sur cet acte de création majeure qu'est la conceptualisation d'objets susceptibles d'être forés, pièges potentiellement pétroliers, appelés *prospects* en anglais.

La suite des choses, positive ou négative, en dépend fortement même si parfois de nouvelles connaissances peuvent être acquises en cours d'exploration et modifier ainsi l'évaluation initiale et réorienter la stratégie ébauchée.

Une fois le titre minier obtenu, la décision principale sera de faire un inventaire exhaustif et de choisir les prospects à forer, puis de les sélectionner dans un ordre logique et stratégique d'acquisition des connaissances conduisant à la découverte pétrolière espérée préludant à des productions pétrolières économiquement profitables.

7.2 Choix liés à l'exploration

a) Les critères stratégiques liés au type d'exploration

Ces critères sont tout d'abord déterminés par le type d'exploration, qui peut être :

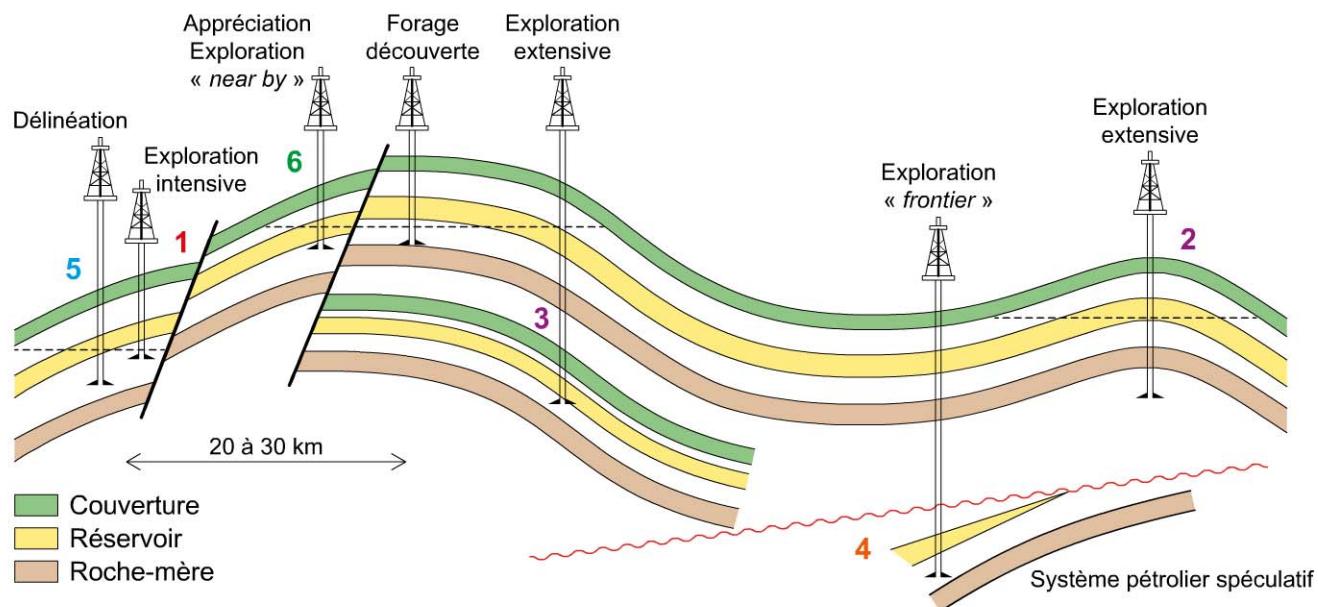
- *frontier*: aucune composante du système pétrolier n'est étayée ;
- *extensive*, ou *on trend* ;
- *intensive*, appelée aussi *mature*¹ (figure 8.33).

Plusieurs écoles s'affrontent toujours, en particulier pour cette exploration *frontier*, par nature si incertaine, et même parfois en exploration extensive.

En effet, pour le premier puits, appelé aussi *wildcat*, au moins deux choix sont possibles postérieurement aux campagnes de préreconnaissance classiques :

- découvrir des hydrocarbures, éventuellement en volumes minimes ;
- découvrir la composante magasin du système pétrolier, les réservoirs, pour essayer de découvrir un maximum de volumes d'hydrocarbures et atteindre ainsi un seuil économique dans le contexte.

1. Sans confondre cependant avec la maturité du système générateur.



1 Correspond à un thème pétROLIER prouvé, à côté de champs et de satellites de ceux-ci, pas forcément en production au moment du forage, en domaine minier mature ou nouveau, exploration en « interpolation ».

2 - 3 Thème pétROLIER prouvé dans un système pétROLIER prouvé, prospect situé assez loin des découvertes existantes (distance supérieure à une possibilité de production groupée ou « cluster »), impliquant un risque accru, exploration par « extrapolation ». Thème pétROLIER non prouvé associé à un système générateur prouvé.

4 Aucune composante du système pétROLIER n'est prouvée.

5 Pour définir l'extension de la découverte.

6 Appréciation : pour réduire les risques en vue de la sanction du projet de développement.

Exploration « near by » : au voisinage de champs existants, peut correspondre aux trois typologies d'exploration.

Figure 8.33 – Les différentes typologies d'exploration, délinéation et appréciation.
Document Total.

Ce choix, dilemme de ce type d'exploration, a une incidence fondamentale sur l'implantation du forage, en position structuralement haute sur le piège potentiel pour répondre au premier terme de l'alternative, ou bien en situation structurale basse pour répondre au second.

En contexte d'exploration type *frontier*, il est préférable, à notre avis, de privilégier la découverte des hydrocarbures car cela prouve qu'un système générateur a fonctionné et donc assure la présence d'une roche-mère effective dans la province considérée.

La recherche de réservoirs mieux développés (en épaisseur, voire en qualité des lithofaciès) et dans des localisations différentes pourra être réservée à une seconde phase d'exploration.

En exploration **extensive** ou **intensive**, on partira dès le premier puits à la recherche des meilleurs réservoirs, à l'inverse de la démarche précédente, puisque dans ce cas les composantes du système pétROLIER sont par définition bien connues, la plus incertaine étant en général le réservoir.

b) Les critères géologiques et pétroliers

Le choix du puits d'exploration se fera sur des critères de volumes et de risques. Comme aide à la réflexion, on pourra utiliser des graphes Probabilité de succès *vs* Réserves récupérables (*cf.* chapitre 10 et figure 8.34).

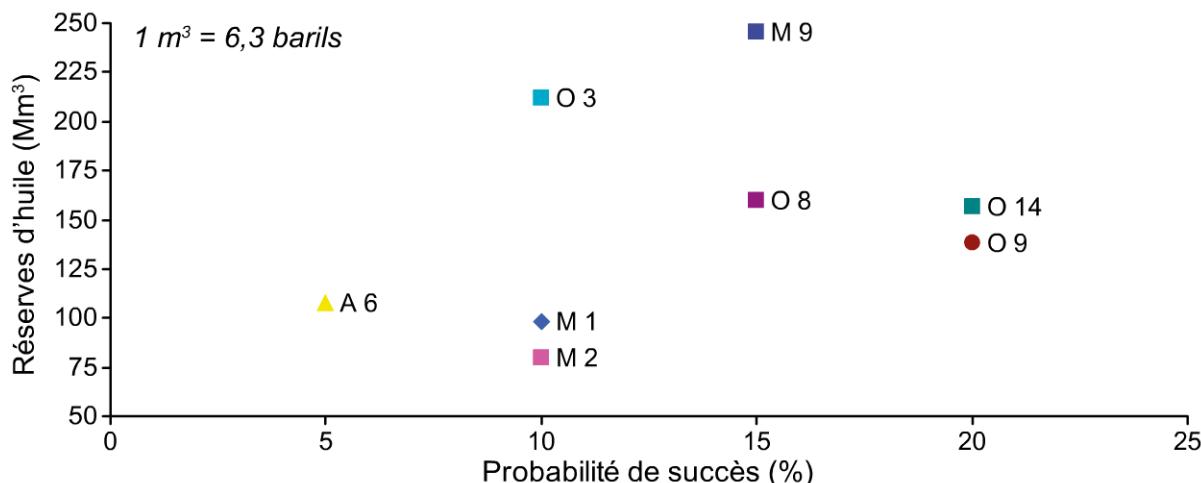


Figure 8.34 – Exemple de graphe Probabilité de succès (PoS) vs Réserves récupérables.

On utilisera aussi des bases d'analogues et de statistiques pour évaluer toutes sortes d'autres critères décrivant les prospects : caractéristiques pétrophysiques, pressions de pore, type de fluide, densité, viscosité.

L'implantation du puits d'exploration sera aussi conditionnée par des **critères de surface** : topographie, fonds marins, risque de poches de gaz superficielles, volcans de boue, etc.

Elle sera aussi dépendante de **critères de subsurface** tels que les régimes de pression attendus. Ces critères pourront impliquer de déplacer le puits dans des zones de moindre risque, par exemple par rapport à l'hydrofracturation et pour préserver la forabilité de l'ouvrage pétrolier.

Les documents supportant le choix du domaine minier et de l'implantation du puits d'exploration pourront être idéalement les suivants dans une liste qui n'est pas exhaustive mais minimale :

- Des cartes régionales ou semi-régionales thématiques permettant de remettre les prospects dans leur contexte :
 - carte de résultats pétroliers ;
 - carte structurale au niveau de la base de la couverture ;
 - carte de maturité des roches-mères ;
 - cartes paléogéographiques indiquant les environnements de dépôt et les grandes limites de faciès (émissaires sédimentaires, etc.).

- Une revue des puits clés situés dans le voisinage du prospect et permettant de bien calibrer les risques et les distributions minimum, mode et maximum des différents paramètres (*cf.* chapitre 10).
 - dans le cas où les prospects sont situés à proximité de puits déjà forés, les corrélations permettant d'asseoir l'interprétation du prospect seront illustrées par les coupes géologiques et les sections sismiques *ad hoc* ;
 - des diagrammes porosité/profondeur et porosité/perméabilité pour le thème considéré.
- Pour chaque prospect :
 - une carte structurale détaillée du toit du réservoir correspondant au cas mode, avec en superposition la limite des contours pour le mode, le minimum et le maximum, les deux derniers contours pouvant provenir de cartes différentes. La carte devra inclure aussi en superposition le plan de position de toutes les lignes sismiques utilisées pour définir la structure ;
 - une carte structurale montrant les aires de drainage au moment du chargement supposé du prospect ;
 - au moins deux lignes sismiques en croix passant par le sommet de la structure, une ligne sismique passant par le point de fuite structural et une ligne sismique illustrant la zone d'incertitude majeure pour la définition de la géométrie de la structure ;
 - le calcul des volumes de roche imprégnés minimum, mode et maximum sera illustré par un diagramme surface *vs* profondeur, précisant les hypothèses de contact retenues ;
 - les hauteurs d'hydrocarbures utilisées dans la fiche prospect devront être documentées à partir d'une étude de la tenue des couvertures (*cf.* chapitres 3 et 6) ;
 - en cas de présence d'indicateurs sismiques de la présence d'hydrocarbures, une évaluation de leur robustesse, ainsi que les lignes sismiques illustratives ;
 - le choix du fluide et la probabilité fluide seront documentés à partir des bases de données disponibles (PVT, géochimie...) ;
 - les coefficients de récupération retenus seront documentés, en conformité avec le modèle géologique et de développement retenus (monocouche/multicouche, pétrophysique, viscosité, taille de l'aquifère, garde à l'eau, récupération secondaire, etc.) et validés par un ingénieur réservoir ;
 - une fiche prospect par objet réservoir, dûment renseignée.

c) Les critères contractuels

Ces critères pourront guider le choix en fonction notamment du droit aux hydrocarbures huile ou gaz tel que fixé dans le contrat minier. L'aspect géopétrolier et la connaissance fine du contexte de maturité actuel et ancien des systèmes générateurs pourront à ce titre revêtir une grande signification et devenir un support essentiel à la décision. Il existe nombre d'exemples d'erreurs commises qui ont été, pour les compagnies, sources de désillusions économiques ultérieures.

7.3 Les suites du puits d'exploration

Après le forage du puits d'exploration et si c'est un premier succès, se posera une seconde question : aller forer l'ensemble des prospects alentour, ou favoriser l'appréciation immédiate de la découverte pour privilégier un développement rapide de celle-ci.

En d'autres termes, vaut-il mieux terminer l'inventaire du bloc et peut-être faire une découverte plus importante avec une meilleure production ?

Une solution intermédiaire sera aussi, dès le puits d'exploration, de prévoir des **traces géminées** (*side tracks*), c'est-à-dire plusieurs puits reforés latéralement au premier mais à partir de la même tête de puits, soit pour faire un carottage s'il y a des hydrocarbures (ce qui évite de systématiser inutilement en cas de puits sec), soit pour apprécier un faciès proche mais différent de celui de la première trace.

À ce stade, bien des variantes seront possibles mais devront intégrer un cadre HSE toujours strict dans le respect du contexte pétrolier et géomécanique (en particulier les possibilités de déviation et les risques d'éboulement du puits).

Le choix de faire un test de production soit lors du puits d'exploration, soit ensuite sera lié à des considérations de coûts, d'obligation de tester pour démontrer le potentiel commercial du puits avec un seuil de débit minimal fixé dans le contrat.

Des solutions minimales pour réduire les coûts et éviter de tester consisteront à modéliser le type de réservoir pour en calculer l'index de productivité (IP) si cela suffit à l'autorité de tutelle, voire de faire des mini-DST (*drill stem tests*) avec *packers*.

Aux États-Unis, il n'est pas permis de tester lors des puits d'exploration, il faut procéder soit à un phasage de production, soit à ce qui est appelé un *early production system* (EPS).

Des critères contractuels pourront guider cette décision d'explorer ou de délinéer à partir de questions telles que :

- Quelle est la durée du permis ?
- Combien a-t-on de forages d'obligation à faire dans cette durée ?
- Quelle est la fiscalité des périmètres qui passeront en surface de développement ?
- Les puits de délinéation et d'appréciation sont-ils comptabilisés comme obligations ?

Dans la phase de délinéation et d'appréciation, un dilemme subsistera dans la mesure du dimensionnement optimal de l'objet avec la recherche éventuelle des interfaces hydrocarbures/eau, quitte à se décider à placer les forages n° 2 ou 3 dans l'aquifère ou en dehors des meilleurs faciès réservoirs voire en dehors des zones de transition.

7.4 Critères économiques influençant la stratégie d'exploration

Aux critères de volume, de risque et d'incertitude de l'exploration pétrolière viennent s'ajouter aussi des **critères économiques** :

- le TRI, taux de rentabilité intrinsèque (IRR, *internal rate of return*), qui est le taux d'actualisation qui annule la VAN, valeur actuelle ou actualisée nette (NPV, *net present value*) ;

- le *pay out time*, qui est le moment où les *cash flows* passent de négatifs à positifs.

Tous ces paramètres permettent d'analyser la profitabilité et sont décisifs dans le choix des investissements.

Temps de paiement (*pay out of time*) :

Durée pour laquelle les flux de trésorerie négatifs initiaux du projet sont compensés par des flux de trésorerie positifs.

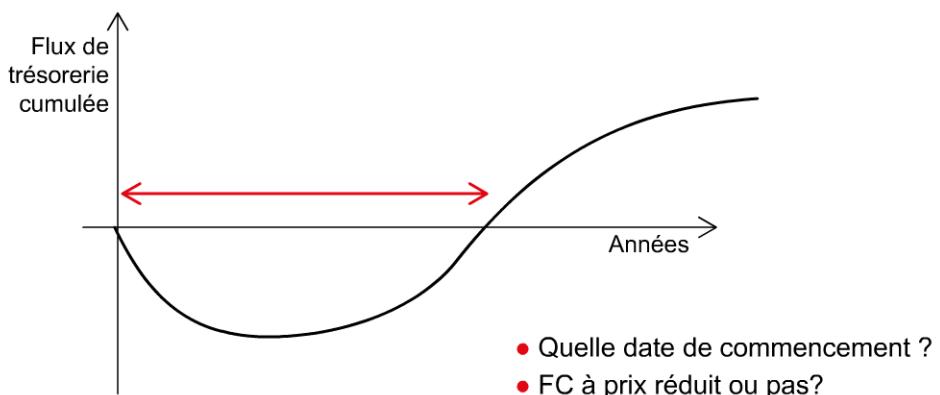


Figure 8.35 – Définition du *pay out time*.

7.5 Les partenariats pétroliers

Un partenariat pétrolier (avec un opérateur et des associés) vise à répartir les risques surtout financiers (gros investissements de développement notamment) entre compagnies.

L'opérateur et ses associés ont chacun une part définie d'intérêt (*working interest*) dans le titre minier.

Toutes les compagnies n'ont pas les mêmes objectifs ni les mêmes critères stratégiques vis-à-vis de leur taux d'*operating*, c'est-à-dire leur quantité de permis où ils opèrent par rapport aux permis où ils sont partenaires, dans leur périmètre mondial ou par pays.

Certaines préféreront être partenaires plutôt qu'opérateurs en fonction des pays d'implantation et/ou de leur exposition financière ou politique.

Le partenariat pétrolier est régi par un *joint operating agreement* (JOA) qui fixe les règles de fonctionnement de l'association, en général avec un principe comptable simple dit *at cost*.

L'opérateur refacture par principe à ses partenaires ses dépenses au prix coûtant et proportionnellement à leur pourcentage respectif d'intérêt, ou *working interest*. Parfois, on parlera de *paying interest* quand, en cas d'amodiation, c'est-à-dire de *farm in* ou de *farm out*, celui-ci n'est pas le même que le *working interest*. Le partenaire en effet, dans ce cas précis, peut surfinancer par rapport à son pourcentage d'intérêt.

En cas d'exploration *frontier* qui débute, l'effort sera porté sur la minimisation des coûts face au risque. Le portage financier ou surfinancement de l'opérateur ou des partenaires par les compagnies amodianteuses est un moyen d'y parvenir.

Différents comités se traduisant par des réunions formelles sont prévus afin de faire vivre l'association pétrolière ainsi constituée : comités techniques, de management et d'opération, ce dernier avec les autorités de tutelle (ministères, compagnies nationales, offices de régulation).

L'accord de l'association peut se faire à l'unanimité (souvent c'est le cas pour les travaux d'obligation : forages, sismiques fixés par le contrat), ou suivant une majorité ou minorité de blocage appelée *passmark*, qui correspond à la somme minimale des intérêts des partenaires pour obtenir la décision telle qu'elle est définie dans le JOA.

Des clauses particulières sont prévues en cas de désaccord. On peut citer la plus coercitive, ou **clause de sole risk**, qui, en cas de désaccord de l'association, prévoit le retrait possible des partenaires pour les opérations auxquelles ils ne désirent pas participer, dans le cas de forages d'exploration la plupart du temps.

Cette clause ne s'applique pas en général aux puits d'obligation, qui exigent l'unanimité des partenaires. Dans le cas d'une découverte sur le puits où a été exercée cette clause, les partenaires ont un droit de retour à condition de payer le coût majoré de ces opérations. Cette majoration peut aller jusqu'à dix fois le coût, ce qui décourage très souvent les partenaires de passer à l'acte du *sole risk*.

Les contrats de domaine minier sont de trois types principaux : le régime de concession, le contrat de partage de production (le plus répandu de nos jours) et le contrat de services :

- **Le régime de concession** a pour principe que l'État hôte accorde un permis à une association menée par l'opérateur (une compagnie pétrolière et ses partenaires). Le concessionnaire est l'opérateur pétrolier, il prend tous les risques, possède les installations de production, commercialise la production et paie des taxes et *royalties* à l'État hôte.
- **Le contrat de partage de production** (PSC, ou *production sharing contract*), qui est associé à un PSA (*production sharing agreement*), est construit de sorte que l'État hôte possède les installations de production et les hydrocarbures, alors que le groupe contracteur assure les dépenses d'exploration et de développement (CAPEX : *capital expenditures*) ainsi que celles de production (OPEX : *operating expenditures*) et récupère ces coûts en nature sur la production de pétrole (*cost oil*) qu'il peut commercialiser lui-même.

Le contracteur est par ailleurs rémunéré en pétrole sur ce qui est appelé le *profit oil* suivant un partage avec l'autorité de tutelle fixé par le contrat PSA.

Les calculs sont réalisés sur le prix du baril au 31 décembre de l'année budgétaire, donc de l'année précédente.

De ce fait, en cas de prix bas au 31 décembre précédent, le régime de PSC est favorable pour le *cost oil* du point de vue du contracteur alors que c'est le contraire en cas de prix élevés des hydrocarbures.

En cas de prix bas au 31 décembre précédent, la compagnie reçoit en effet plus de barils et peut inscrire plus de réserves prouvées dans ses livres alors que c'est

le contraire en cas de prix hauts : moins de barils et moins de réserves prouvées (figure 8.36), même si bien évidemment les réserves du gisement n'ont pas changé dans le même temps d'un seul baril à périmètre constant.

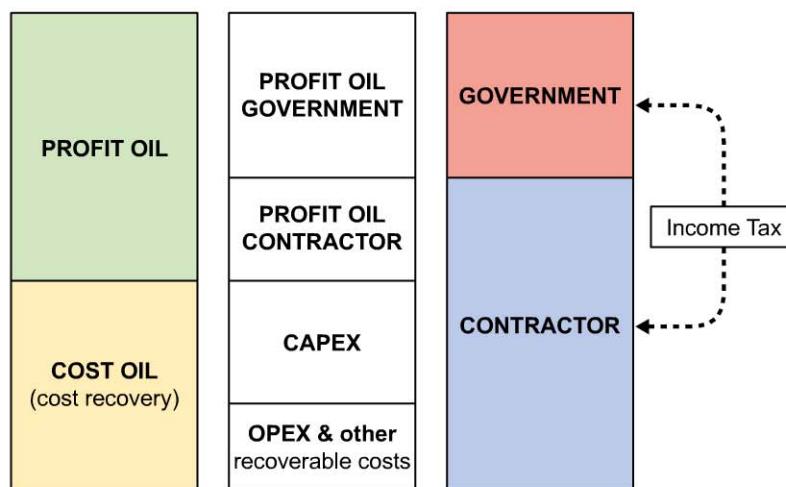


Figure 8.36 – Principe du contrat de partage de production. Document Total.

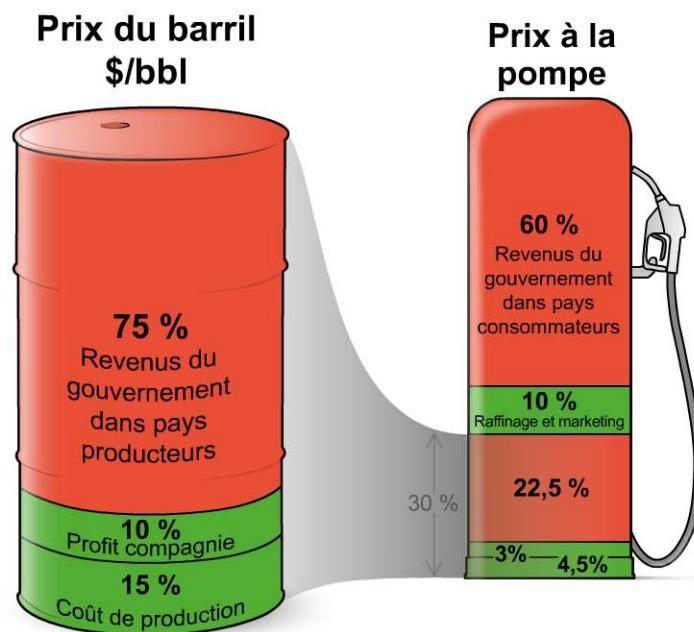


Figure 8.37 – Exemple d'impact du prix du brut, dans le cadre d'un contrat de partage de production. D'après Document Total.

- Le troisième type de contrat, beaucoup moins avantageux du point de vue des compagnies pétrolières, ce qui fait qu'il est très peu pratiqué, est le **contrat de services** (parfois appelé *buy back*) avec la compagnie qui prend tous les risques financiers (CAPEX, OPEX, etc.) et qui est simplement rémunérée en argent (parfois la monnaie du pays, qui plus est).

Dans l'un de ces cadres contractuels bien établis, les travaux d'exploration et de production vont s'enchaîner suivant une séquence d'activités d'une durée spécifiée dans le contrat pétrolier entre l'autorité de tutelle et l'association (figure 8.38).

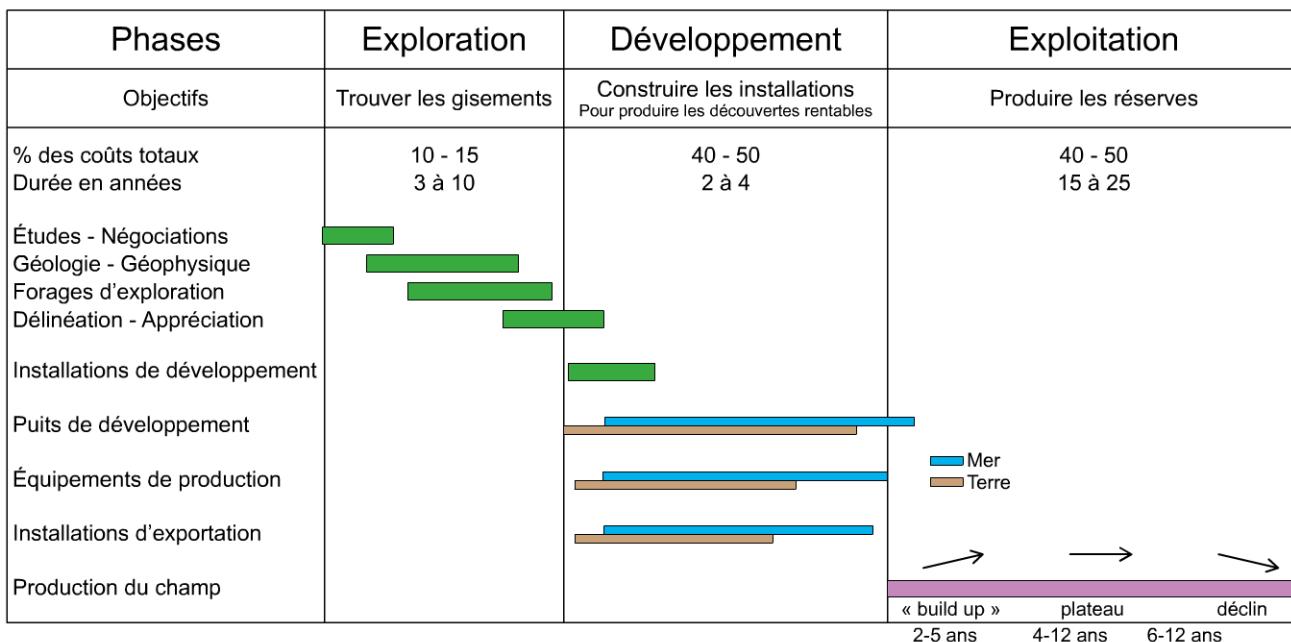


Figure 8.38 – Exemple de séquence type d'activités d'exploration et de production pétrolière. Document Total.

Au cours de la ou des phase(s) d'exploration, l'association devra procéder à des rendus partiels ou complets de la surface du permis.

Ce dispositif permet en effet à l'État hôte de redistribuer son domaine minier en dynamisant son exploration au contact de nouvelles idées ou de concepts d'exploration venus d'autres compagnies pétrolières, qui peuvent reprendre le même périmètre ou un domaine minier l'englobant totalement ou pour partie.

Exemples de bassins pétroliers caractéristiques

Introduction

Nous avons sélectionné quatre provinces pétrolières qui sont représentatives de contextes tectono-sédimentaires différents de façon à illustrer au mieux la liaison entre la géodynamique, les systèmes pétroliers ainsi que les habitats et leur impédance, terme qui indique la concentration ou la dispersion des pièges pétroliers.

Leur séquence de présentation dans ce chapitre 9 illustre les différentes étapes d'un cycle classique dit *de Wilson*.

Objectifs

Illustrer la liaison entre géodynamique interne et géodynamique pétrolière en comparant quatre cas pétroliers représentatifs.

Plan

- 1 Explication du choix des bassins pétroliers donnés en exemple
- 2 Exemple de rift suivi d'une évolution en marge passive : le bassin du Bas-Congo
- 3 Exemple de grand delta : le delta du Niger
- 4 Exemple de bassin intra-cratonique : le bassin de Paris
- 5 Exemple de bassin d'avant-pays : les bassins nord et sud-pyrénéens

1

Explication du choix des bassins pétroliers donnés en exemple

Un **cycle classique dit *de Wilson*** est une séquence temporelle tectono-sédimentaire qui se développe par phases successives d'ouverture (extension) et d'accrétion (collision) des plaques lithosphériques, telle celle qui donna naissance à la formation du Gondwana par exemple.

Ainsi sont commentés de façon relativement synthétique dans ce qui suit :

- un exemple d'un **système de graben/rift** crétacé inférieur suivi d'une **phase de marge passive** crétacée à actuelle qui se décale vers l'ouest. Il s'agit du bassin du Bas-Congo, *sensu lato* ;
- un exemple de **delta**, celui du Niger, principalement dans sa partie nigériane, la bordure camerounaise n'étant pas abordée dans le même détail ;
- un exemple de **bassin intra-cratonique**, le bassin de Paris, qui a débuté au Permien par une phase de rift, comme ailleurs en France les bassins de Brive, d'Autun et de Lodève ;
- un double exemple d'**avant-pays de chaîne plissée** : les bassins d'Aquitaine et de l'Èbre, donc les Pyrénées, avec, du Jurassique à l'Actuel, les superpositions d'un système de **plateforme peu déformée**, suivi d'un **rift avorté** crétacé puis d'une **compression-collision** et surrection tertiaire à récente.

Tous ces contextes géodynamiques vont posséder des spécificités thermiques et structurales qui conduiront, lors des temps géologiques, à en façonner les aspects pétroliers comme indiqué en figure 9.1.

Les rendements de ces bassins en termes de PSY (*cf.* § 12 du chapitre 7) sont également très différents et liés principalement à la proximité entre systèmes générateurs et thèmes pétroliers :

- PSY plus élevé quand la roche-mère est imbriquée ou superposée (bassins de Paris et d'Aquitaine) ;
- PSY plus faible quand la roche-mère est séparée des thèmes pétroliers (Nigeria).

En particulier deux bassins ont des comportements thermiques et d'enfouissement classiques (bassins d'Aquitaine et de Paris) encore que très polyphasés pour l'Aquitaine. En revanche, les deux autres (Nigeria et Bas-Congo) sont des bassins à subsidence crétacée, et surtout tertiaire à actuelle, forte et à taux de sédimentation très important d'où des conséquences thermiques non négligeables (*cooling effect*) et déséquilibre de compaction, générant des anomalies de pression et de température¹.

Nous avons aussi pris le parti de décrire les deux principaux bassins français, qui sont modestes en termes de volumes produits, ainsi que deux bassins africains atlantiques très significatifs à l'échelle du continent puisque ce sont les deux premiers producteurs d'hydrocarbures d'Afrique.

Ce sont en effet des **provinces géantes** (delta du Niger et bassin du Bas-Congo), dont l'histoire de l'exploration pétrolière a été faite de pulsations ou phases successives liées à l'environnement géographique local, à l'évolution des connaissances géopétrolières, ainsi, surtout, qu'aux progrès des techniques de prospection et de développement marin dans les domaines suivants :

- frange côtière ;
- plateforme continentale ;
- offshore profond ;
- offshore très profond.

1. On notera aussi que ces bassins sont tous à des stades d'exploration avancée (intensive ou mature). Ceci n'est pas fortuit, degré de connaissance et de confidentialité oblige !

1 Explication du choix des bassins pétroliers donnés en exemple

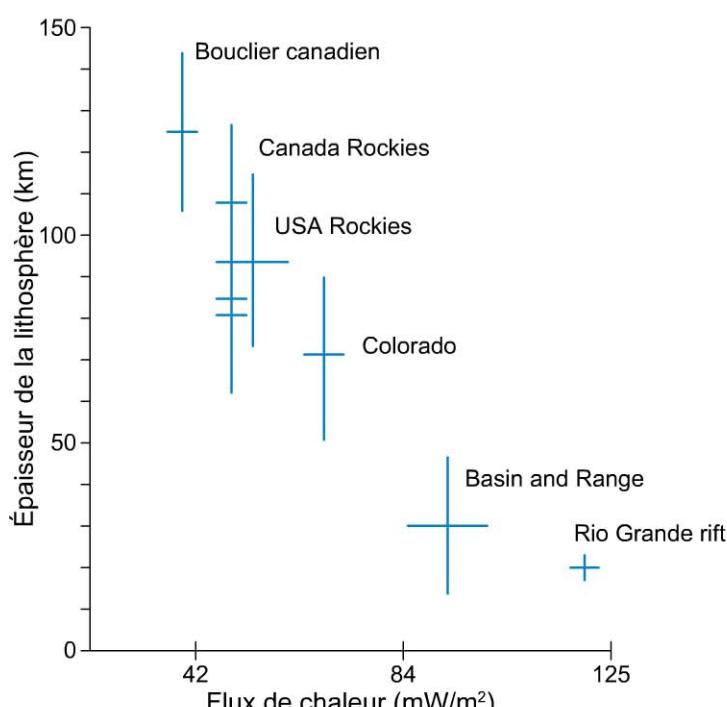
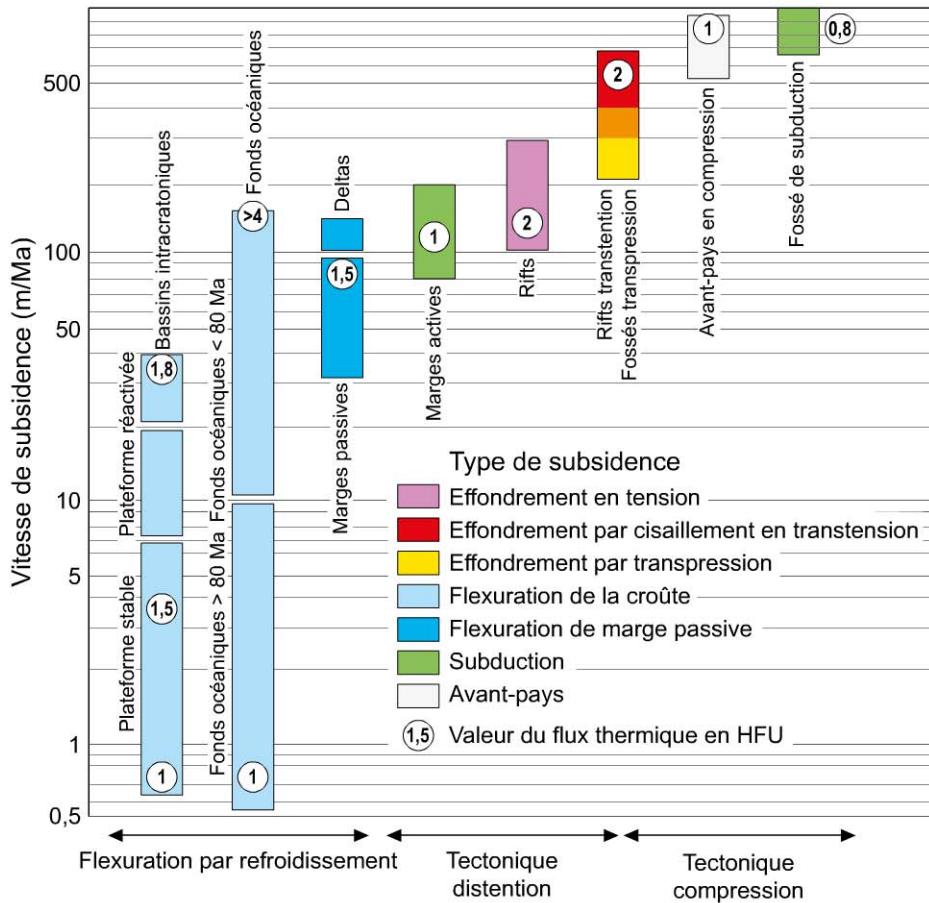


Figure 9.1 – Environnements géodynamiques, régimes thermiques et subsidences associées.

Ces quatre bassins sédimentaires ont connu des **histoires d'exploration** très différentes, avec des opérateurs pétroliers qui s'y sont succédé, et au final des fortunes diverses quant au total des volumes d'hydrocarbures qui y ont été découverts ; soit les réserves 2P¹ initiales suivantes à fin 2016² :

- bassin du Bas-Congo : > 26 Gbbl ;
- delta du Niger : 53 Gbep, dont près de la moitié sur la partie terrestre, au Nigeria, 2,6 Gbep en Guinée équatoriale et 1,75 Gbep au Cameroun ;
- bassin de Paris : 0,35 Gbbl ;
- bassins nord et sud-pyrénéens : 2,51 Gbep.

Les illustrations de ces quatre exemples ont été volontairement sélectionnées suivant leur disponibilité (documentation accessible) et donc dans des versions relativement différentes d'élaboration et de présentation («dans leur jus») selon les cas traités.

Elles ont, malgré tout, le mérite de montrer la diversité d'approche thématique et documentaire possible, et ce quel que soit le type de bassin.

2

Exemple de rift suivi d'une évolution en marge passive : le bassin du Bas-Congo

2.1 Organisation tectono-sédimentaire et contexte de l'exploration pétrolière

a) Localisation

Le bassin du Bas-Congo *sensu lato* s'étend du nord au sud sur quatre pays ouest-africains : le **Gabon** dans son domaine méridional au sud de la transverse dite *de N'Komi*, c'est-à-dire sans incorporer le bassin sénonien gabonais qui est lié, quant à lui, au système deltaïque de l'Oogoué, puis le **Congo-Brazzaville** (République du Congo), le **Congo démocratique** (République démocratique du Congo) et enfin l'**Angola** où il se termine à la jonction avec le bassin de Kwanza au sud.

b) Histoire tectono-sédimentaire

Structuralement, depuis le Crétacé basal, le bassin du Bas-Congo a d'abord fait l'objet de **deux phases de rift superposées** et surtout décalées latéralement, à partir d'un substratum précambrien et parfois jurassique.

Un premier évènement d'extension (rift) néocomienne et barrémienne est suivi d'une hyperextension fini-barrémienne et aptienne (rift Dentale) avec au large aujourd'hui une exhumation probable du manteau en liaison avec ce très fort étirement.

1. Réserves 2P : réserves prouvées + réserves probables.

2. Gbep (ou Gboe) : inclut les volumes de gaz. Gbbl : uniquement les liquides.

2 Exemple de rift suivi d'une évolution en marge passive : le bassin du Bas-Congo

Cet ensemble est ensuite scellé durant l'Aptien terminal, après une phase structurale de bombement transtensif-transpressif marquée localement par des érosions significatives (parfois plus de 2000 m de séries décapées).

Cette limite, discordante, diachrone, aptienne au sens large, est ensuite recouverte par le dépôt d'une série évaporitique plus ou moins épaisse, d'âge aptien terminal, hétérogène, composée de différents sels sodiques et potassiques ainsi que d'anhydrites.

La phase de marge passive débute à ce moment et va être façonnée par la subsidence thermique, par la ductilité des évaporites et probablement aussi par leurs variations d'épaisseur initiale.

L'héritage des directions des socles granitiques et gneissiques précambriens est important tant pour l'anté- que pour le post-salifère même si la série évaporitique joue souvent un rôle de découplage.

Les **mouvements gravitaires sur sel aptien** vont perdurer pendant tout le Crétacé et le Tertiaire à différents endroits de la marge.

Pendant le Tertiaire, la capture de l'ancien fleuve Kwanza, couplée à la dénudation du craton précambrien suite à son soulèvement, entraîne une modification de la géométrie du bassin-versant du fleuve Congo et de sa dynamique hydraulique.

Les apports de matériel démantelé en amont sont importants et la surcharge sédimentaire devient énorme. Celle-ci réamorce la dynamique gravitaire, avec un émissaire puissant (paléo-Congo) fluctuant au cours du temps entre nord et sud et déposant des sédiments le long de la côte et bien au-delà (plus de 200 km).

La conséquence majeure en est le dépôt de puissantes séries de turbidites soit piégées par l'établissement des bassins d'inter-radeaux (*rafts*) salifères oligo-miocènes (dans le domaine translaté) ou au contraire détournées et canalisées quand les structures compressives de terminaison gravitaire se développent en séquence.

c) Zonation structurale et exploration pétrolière associée

En liaison avec cette histoire, le bassin se compose, dans ses grandes lignes, des domaines structuraux présentés ci-dessous d'est en ouest, au Congo-Brazzaville (figure 9.2).

À l'est, une **banquette stable**, dont une bonne partie de la série sédimentaire est occupée par l'antésalifère de nature lacustre (Néocomien à Barrémien) et le sel, avec peu de recouvrements tertiaires. Cette banquette a été fortement remontée structuralement lors du bombement du craton africain pendant le Miocène inférieur à moyen.

La série évaporitique épaisse à terre au Congo a fait dans le passé l'objet d'une exploitation de sels potassiques, aujourd'hui abandonnée.

On observe sur cette banquette en bonne partie terrestre des variations d'épaisseur de la série salifère aptienne (plus épaisse côté congolais) ainsi que de la largeur et de la profondeur des fosses antésalifères liées au rift néocomien à aptien.

Vers l'ouest, on observe un **domaine postsalifère en extension** qui conduit à développer des radeaux albiens scellés par du Crétacé supérieur. Ce domaine a fait l'objet des phases d'exploration initiale dans les années 1960 à 1980.

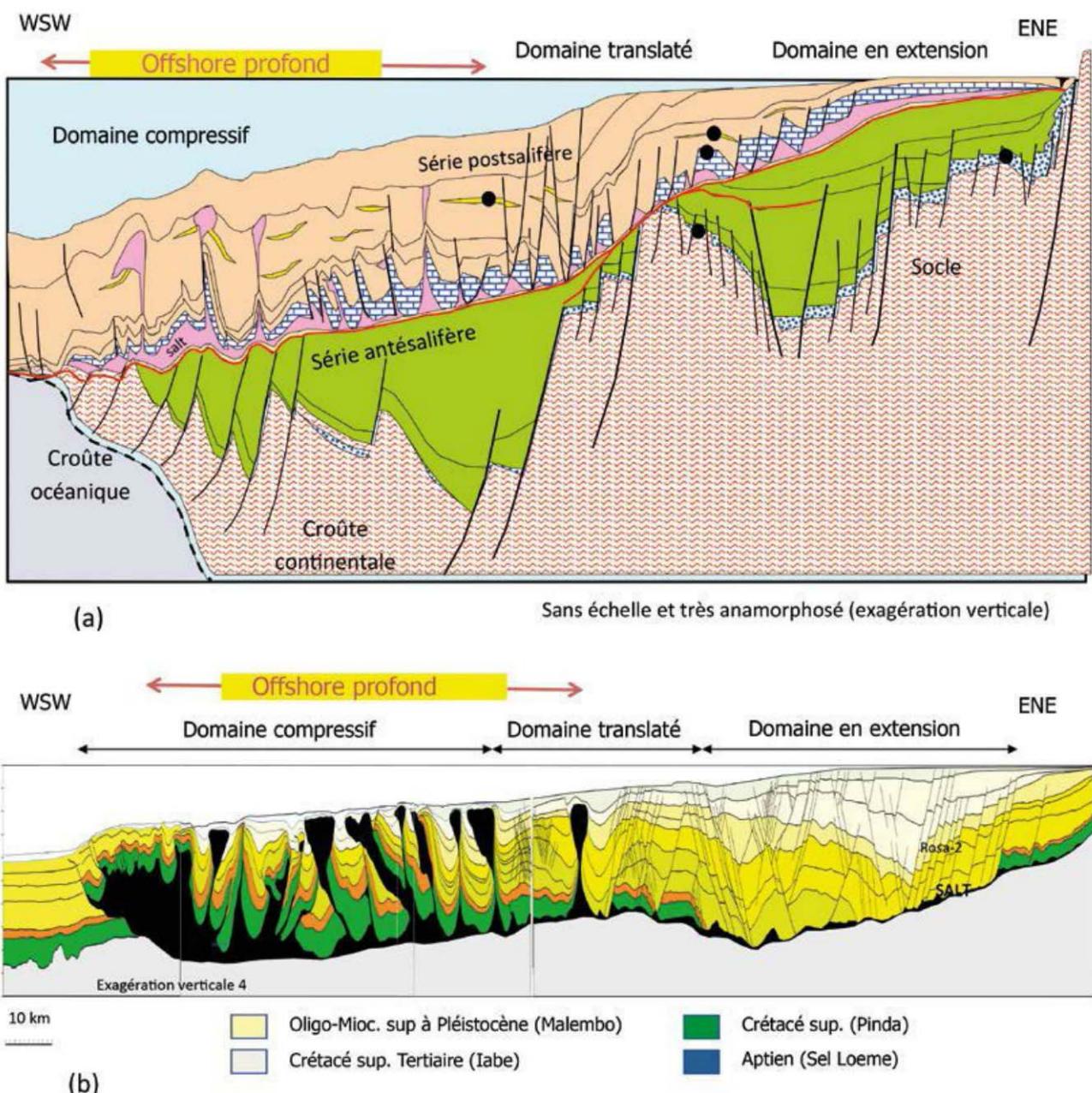


Figure 9.2 – Coupe synthétique du bassin du Bas-Congo : a) partie Congo ; b) partie Angola. Document Total.

Les radeaux albiens surmontent un épaulement antésalifère, bien marqué du Gabon à l'Angola.

Plus à l'ouest, on observe de puissantes séries antésalifères barrémo-aptiennes dont le dépôt est le résultat de la phase 2 surextensive du rift citée plus haut (Dentale).

L'apparition au Cénozoïque du puissant émissaire que constitue le fleuve Congo et la dynamique gravitaire sur évaporites font que les radeaux sont présents et détachés (translation), comblés puis scellés par des sous-bassins tertiaires.

Au cœur du bassin, dans sa partie angolaise, plus de 10 km de sédiments oligo-miocènes à actuels sont ainsi estimés reposer sur le substrat antésalifère (formation Dentale à cet endroit), les évaporites aptiennes ayant été complètement extrudées.

Ce bassin est parfois appelé **boutonnière tertiaire** pour sa forme losangique caractéristique.

Dans cette zone la plus récemment explorée des années 1990 jusqu'à présent (vague de l'offshore profond ouest-africain), la sismique est d'excellente qualité. Effectivement le domaine est structuralement simple, les structures fermées amples et les objectifs à profondeur modérée, ce qui rend l'exploration et le développement des champs pétroliers très efficaces.

Ce contexte permet la mise en œuvre de méthodes optimisées haute résolution, dont la sismique répétitive très prédictive (en Angola, champs par exemple de Girassol, Dalia, Kissomba, Plutonio, Kuito, etc.).

Ce domaine de mer profonde à très profonde se termine par un système extrêmement complexe en **compression** qui s'apparente, quant à ses formes structurales unitaires, à une chaîne plissée en domaine marin : chevauchements, redoublements de séries, forts pendages, inversions de vitesses de propagation sismique...

Cette complexité, associée à la présence des évaporites structurées en diapirs verticaux et déversés ou participant à des empilements d'écailles, rend la sismique de qualité médiocre, même si l'utilisation de techniques d'acquisitions multi-azimutales ainsi que des progrès dans les algorithmes de traitement l'ont améliorée depuis la fin des années 2000, non sans conséquence, en revanche, sur les coûts.

Ce secteur est d'exploration bien sûr très récente (fin des années 1990 à 2015) en raison tant de cette complexité tectonique entraînant la présence de structures de taille limitée que des profondeurs d'eau importantes !

La **prédictivité structurale** et bien sûr sédimentaire est bien moindre dans ce dernier domaine qui passe vers l'ouest à la plaine abyssale, là où le sel allochtone vient plus ou moins en butée sur des structures (ressauts) de la croûte océanique.

Des développements de découvertes sont en cours dans la partie la plus interne de ce système compressif (bloc 32 et bloc 31).

Les compagnies opératrices historiques sont les suivantes :

- au Gabon/Congo : le groupe Total, principalement, avec ENI ;
- en Angola : Chevron et Texaco (fusion en 2000) ensuite rejoints par Total et ENI pour l'exploration en zone de banquette ; alors que l'offshore a vu la ruée de nouveaux entrants comme Esso, BP, Statoil, les opérateurs historiques Chevron, Total et ENI ayant par ailleurs assuré leur présence dans ce secteur.

Les cartes ont été ensuite redistribuées avec des incursions d'indépendants comme Murphy, Maersk, Maurel et Prom ainsi que la compagnie nationale Sonagol en Angola...

2.2 Aspects pétroliers

a) Le poids des systèmes générateurs

Les thématiques pétrolières et les systèmes pétroliers sont nombreux du fait tout d'abord de l'existence d'excellentes roches-mères, tant lacustres (dans l'antésalifère)

que marines (dans les séries post-salifères), ces dernières développées en liaison avec les *upwellings* atlantiques détaillés au chapitre 2.

À ces systèmes générateurs d'une grande qualité s'ajoutent :

- la présence de réservoirs et de couvertures très variés aussi bien en lithologies qu'en caractéristiques pétrophysiques ;
- la présence de drains, discontinuités salifères, rabattements avec de forts pendages, failles d'extrados favorisant la migration secondaire des hydrocarbures par contrastes de pressions d'entrée, pour des systèmes pétroliers anté-anté, anté-post ou post-post.

De facto, on différencie ce que l'on observe sur la banquette (système générateur essentiellement antésalifère-antésalifère ou anté-post) de ce qui se passe sur la zone en extension adjacente (système anté-post) et de ce qui existe dans l'offshore plus profond (système postsalifère dominant).

Qu'il s'agisse du Gabon, du Congo ou de l'Angola les **roches-mères pré-sel** Melania, Kissenda et leurs équivalents marnes de Pointe-Noire, argiles de Sialivakou et Bucomazi organique atteignent des sommets en termes de capacité génératrice ou SPI (*cf.* chapitre 5 et § 10.2 du chapitre 7).

Des chiffres de l'ordre de **50 millions de tonnes au km²** les situent au niveau des meilleures roches-mères mondiales.

Elles ont alimenté sur la banquette à la fois des thèmes multiples antésalifères et crétacés supérieurs voire tertiaires quand les hydrocarbures sont parvenus à traverser les discontinuités du sel profitant au passage de contrastes de capillarité entre formations (Chela-Gamba et Albo-Cénomanien), privilégiant alors une migration verticale des hydrocarbures.

b) Thèmes pétroliers antésalifères

Dans l'antésalifère, du bas vers le haut de la série, on retiendra la présence des thématiques suivantes :

- **Grès de base pré-rift** appelés comme tels au Gabon, grès de Vandji au Congo, grès de Lucula au Cabinda (Angola). Au Congo ce thème est reconnu pour les découvertes de **Kouakouala** et de **Mboundi**. En Angola c'est **Lucula**. Les couvertures et roches-mères sont les argiles de Sialivakou-Bucomazi.
- **Turbidites lacustres** syn-rift néocomiennes (Erva, Kissenda), ou barrémiennes (Mengo-Kundji), ces dernières s'apparentant à des lobes disposés au sein des argiles fini-barrémiennes de Pointe-Indienne. La médiocre qualité réservoir de ces niveaux barrémiens reste leur principal défaut. Les autres facteurs, c'est-à-dire l'alimentation en hydrocarbures *in situ* (système imbriqué) et la couverture, sont assurés par la formation géologique des argiles de Pointe-Indienne.
- **Turbidites lacustres** syn-rift du Barrémien inférieur, plus laminées et de qualité réservoirs médiocres, dans les séries appelées Djeno ou Melania gréseux au Congo et au Gabon.

Les couvertures et roches-mères sont les argiles de Melania.

2 Exemple de rift suivi d'une évolution en marge passive : le bassin du Bas-Congo

Ce sont ces thèmes exploités sans succès majeurs commerciaux au cours des années 1980 sur des phases pilotes au Gabon (Mbya, Mwengui), longtemps délaissés pour leurs faibles productivités, qui ont récemment fait l'objet (dans les années 2010) de **fracturations hydrauliques massives** démontrant des améliorations significatives de débits de gaz à condensat et d'huile (champs de Nene, Soco par ENI au Congo).

- **Carbonates « Toca ».** Latéralement sur les hauts de socle (môles de Kaba, Loussima, Malongo-Takula), des dépôts de carbonates microbialitiques lacustres à lagunaires sont observés (ils ont été initialement dénommés « Toca », pour *top carbonates*, par Fina au Cabinda terrestre et au Congo belge et par Gulf Oil, ancêtre de Chevron). Ces dépôts carbonatés ont donné lieu à des découvertes significatives (**Malongo, Takula**), en liaison avec le développement de couloirs dolomitiques fracturés fixés sur les accidents du rift ou de la présence de diagenèse épigénétique. On peut citer aussi Kambala (85 millions de barils).

Dans ce contexte, les taux de succès des forages sont peu élevés et ne se comparent pas à ceux des dépôts brésiliens du bassin de Santos beaucoup plus étendus géographiquement.

La nature sédimentologique des dépôts, leur extension latérale et la fabrique structurale y sont sans nul doute pour quelque chose, sans compter des problèmes de couvertures générés par les discontinuités du sel (dits « *trous dans le tapis* ») permettant la mise en contact de thèmes Toca avec des séries albiennes ou cénomanianes gréso-carbonatées sus-jacentes à caractère plutôt réservoir que couverture. La couverture est donc, en principe, la série évaporitique aptienne.

- **Les séries barrémo-aptiennes d'hyperextension Dentale** sont développées dans un graben interne (Dianongo) puis externe au sud Gabon, hors du domaine strict du bassin du Bas-Congo. Ce thème y est très prolifique (Rabi-Kounga) quand il est monocouche (souvent connecté avec le thème Gamba sus-jacent), ce qui est le cas quand les grès barrémo-aptiens sont concentrés (émissaire de Dianongo notamment). Une plus forte dispersion des grès fluvio-deltaïques rend le système multicouche (différents niveaux déconnectés en pressions), comme c'est toujours le cas au sud Gabon offshore sauf dans l'axe de l'émissaire externe dès que la teneur en grès réaugmente de façon notable (récentes découvertes de gaz de Shell – Léopard – et de Total – Diaman-1 –) en domaine marin très profond.

L'alimentation de ces thèmes se fait par les séries très riches de Melania à Kissenda sous-jacentes, les niveaux argileux intra-Dentale étant de type dominant III plutôt donc pauvres et propices à la formation de gaz (niveaux « *gas prone* »).

La couverture ultime de ces dépôts est le sel sauf quand le niveau pré-évaporitique Vembo argileux est couverture.

Plus au sud dans le bassin du Bas-Congo, ces thèmes n'ont pas montré de découvertes bien que les configurations tectono-sédimentaires soient assez proches : présence d'un graben interne (fosse de Tchibota) et externe au Congo, seulement externe en Angola.

Dans ce pays, le système se distalise fortement et devient très argileux, il n'y présente aucun intérêt pétrolier du fait de cette argilosité croissante et des enfouissements très importants.

La problématique de la partie occidentale du domaine marin très profond reste entière.

Les séries antésalifères s'y amincissent considérablement permettant ainsi :

- d'avoir une probabilité raisonnable de trouver de l'huile plutôt que du gaz au contraire des découvertes gabonaises de Léopard et de Diaman ;
- d'avoir aussi une bonne probabilité de rencontrer des carbonates de plateforme microbialitique (stromatolites de milieu lagunaire) de type brésilien (Lula, Libra, etc.).

Cette zone *frontier* fait l'objet d'une concurrence assez forte comme en témoignent les *rounds* des années 2010-2015 au Gabon et sûrement à venir en Angola.

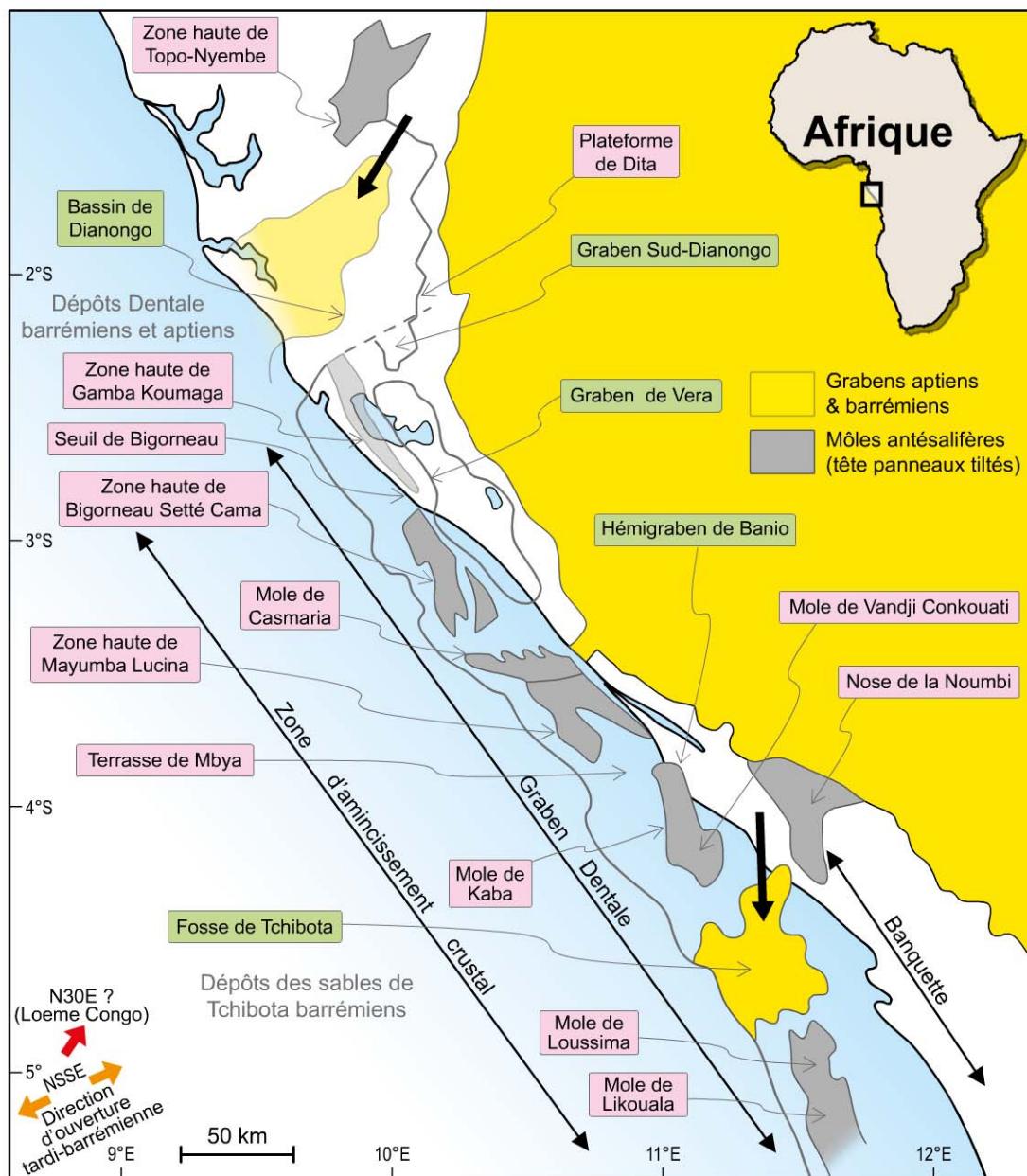


Figure 9.3 – Schéma antésalifère sud-Gabon et Congo.

2 Exemple de rift suivi d'une évolution en marge passive : le bassin du Bas-Congo

Au-dessus de ces séries barrémo-aptiennes se disposent les séries **Chela-Gamba** de scellement du rift, continues (drain Chela-Gamba qui joue un rôle important dans les migrations d'hydrocarbures) sauf sur les môles Toca. Ce thème pétrolier est bien connu pour être à hydrocarbures au Gabon terrestre (Rabi-Kounga, Gamba-Ivinga Echira...) dans le contexte hyperextensif du bassin de Dianongo mais ne donne lieu à aucune découverte significative au Congo (exception faite du gisement terrestre, côtier, marginal de Pointe-Indienne) et en Angola.

c) Thèmes pétroliers postsalifères

Inexistants jusqu'à présent au sud Gabon (faute de réservoirs de qualité, faute également de présence de trous dans le tapis salifère sauf en quelques endroits et faute d'alimentation suffisante en hydrocarbures), ce sont des thèmes très prolifiques au Congo et en Angola : sur la banquette, la zone en extension, la zone translatée et la zone en compression.

Comme déjà observé plus haut, cette prolificité est d'abord liée à la présence de roches-mères excellentes. C'est ainsi que, dans le cas du Congo et du Cabinda en contexte de banquette particulièrement, la présence de discontinuités salifères permet des **migrations transalifères** du système pétrolier antésalifère vers le système pétrolier postsalifère (anté-post).

On citera pour ce cas les nombreux champs du Congo, tels Émeraude, Likouala ou Tchibeli, et au Cabinda (Angola : Banzala, Takula, Lifua, Nsangui pour la partie nord, Kambala au sud).

Pour ces thématiques albo-cénomanianes et sénoniennes, les couvertures sont constituées par des surfaces régionales d'inondation ou des niveaux argileux locaux liés aux mouvements des carapaces ou hémicarapaces albiennes (radeaux).

Ces champs sont très souvent **composites** à savoir qu'ils comprennent des accumulations dans le postsalifère (parfois multicouches : plusieurs réservoirs d'âge différents déconnectés) à l'aplomb d'accumulations dans l'anté, sorte de *holding tank* (ou piège intermédiaire), des fuites latérales des pièges sous sel vers des trous dans le tapis de sel situés à proximité expliquant cela.

En Angola, la thermicité plus forte (40 voire 50 °C par 1 000 m) fait que, sur cette même banquette, les roches-mères crétacées à paléogènes sont des sources d'alimentation (inter-radeaux) : il s'agit d'un système pétrolier **post-post**, plus simple.

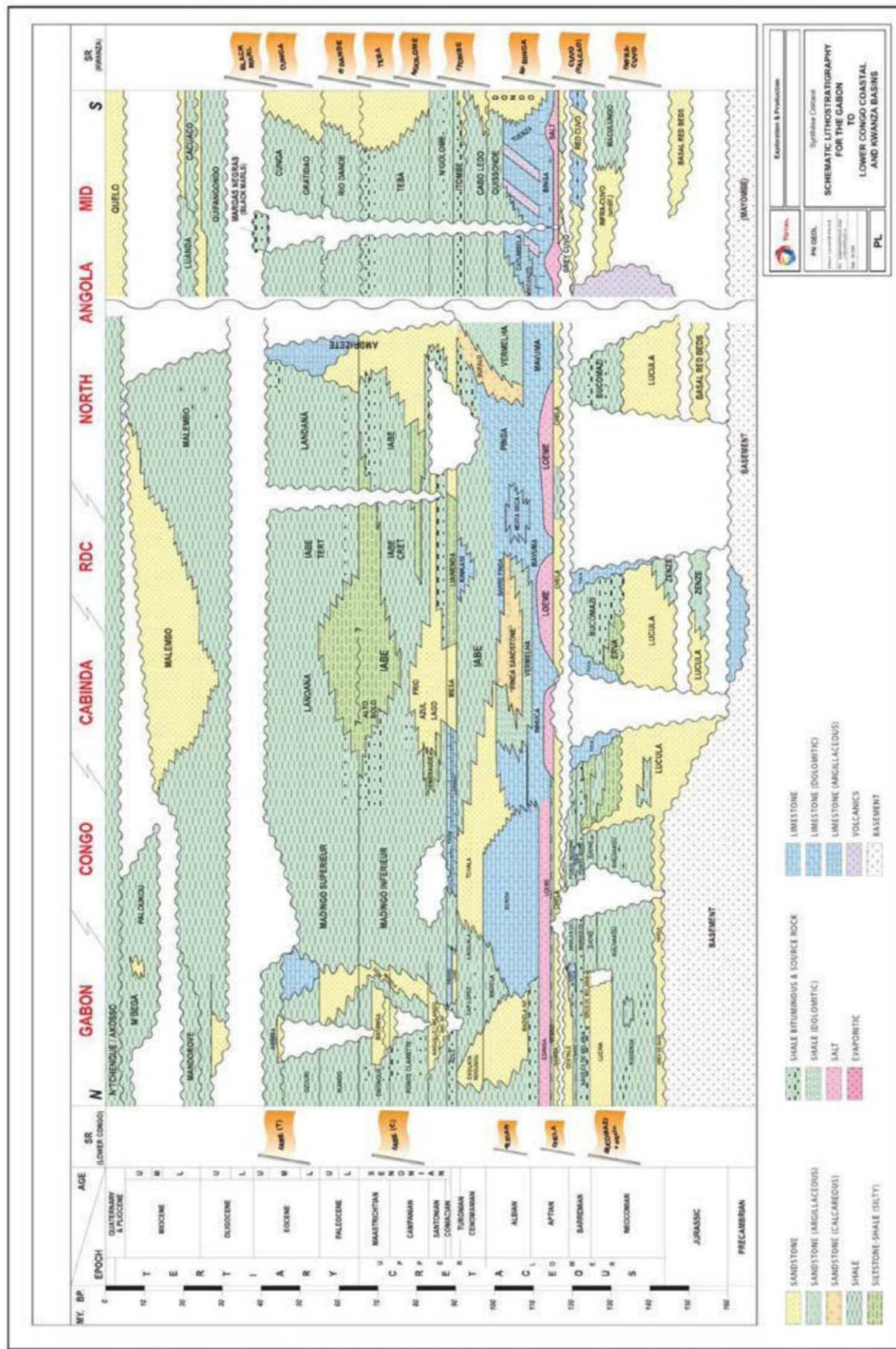
Nous citerons les champs du bloc 2 (Espadarte, Lombo...), ceux du bloc 3 (Pacassa, Palanca...) et ceux du bloc 4 (Kiabo et Kiame).

Plus à l'ouest, au droit du graben Dentale, ce sont au Congo et en Angola essentiellement les séries sénoniennes et tertiaires inférieures marines (Madingo-Iabe) qui sont matures et pour l'essentiel à l'origine des découvertes tant albo-cénomanianes que tertiaires (oligo-miocènes) : il s'agit d'un système pétrolier **post-post**.

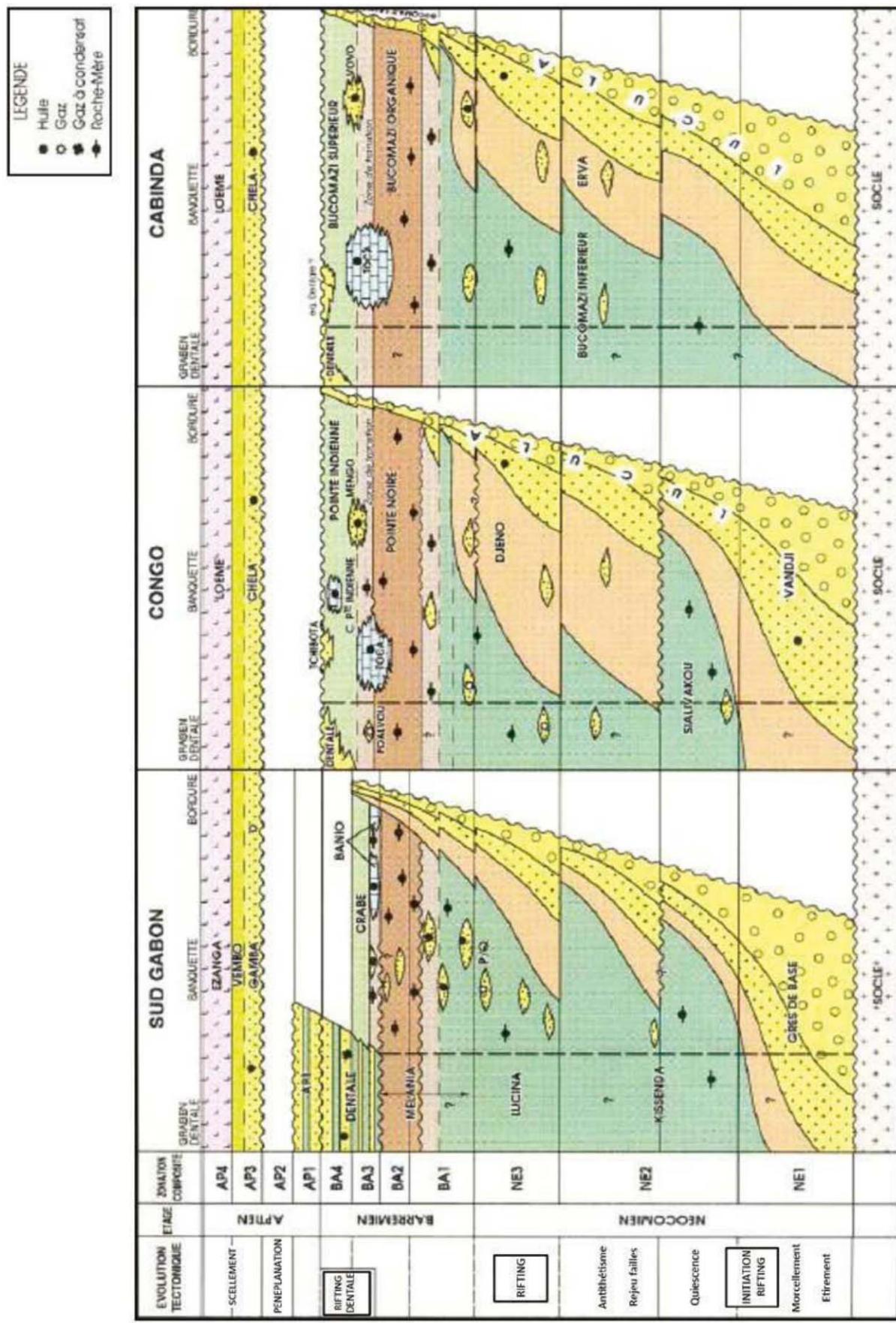
On citera le champ albien à hydrocarbures critiques (gaz à condensat passant à de l'huile) de Nkossa par exemple au Congo.

Chapitre 9 • Exemples de bassins pétroliers caractéristiques

Figure 9.4 – Chartes stratigraphiques du Bas-Congo : série complète et détail sur l'antésalifère.



2 Exemple de rift suivi d'une évolution en marge passive : le bassin du Bas-Congo



Dans le cœur de la boutonnière tertiaire, des roches-mères oligo-miocènes plutôt terrigènes contribuent localement au chargement de certaines accumulations (bloc 16) : il s'agit du système pétrolier **Malembo-Malembo**.

La présence d'oléananes (marqueurs liés à la présence d'angiospermes qui apparaissent au Tertiaire) permet parfois cette discrimination d'origine de même que l'évaluation de la maturité de ces hydrocarbures liquides.

Dans tout le domaine translaté et compressif, ce sont essentiellement les roches-mères Iabe et Madingo qui contribuent.

Les réservoirs sont constitués de chenaux turbiditiques souvent d'excellente qualité pétrophysique, les couvertures sont des argiles déposées lors des surfaces d'inondations maximales régionales (Aquitainien, Pliocène inférieur) ou bien des couvertures plus locales.

La très bonne qualité de la sismique et celle des réservoirs font aussi que les indicateurs directs de la présence d'hydrocarbures sont fréquents.

On citera pour ce domaine extrêmement prolifique mis en évidence de 1996 jusqu'à présent les champs du Congo (Moho, Moho Nord, Bilondo), ceux d'Angola : bloc 14 (Kuito, BBLT – complexe de plusieurs champs ou *cluster* –), bloc 15 – *cluster* de Kissomba..., Mondo, Saxy, Batuque –, bloc 17 (Girassol, Dalia, Jasmin, Rosa, *cluster* CLOV¹, *cluster* PAZFLOR²...), bloc 18 (Plutonio, Platina....).

Dans la zone en compression angolaise, d'habitat pétrolier plus diffus (pièges plus petits) en raison de sa complexité structurale et sédimentaire, le *cluster* de Kaombo est en cours de développement avec deux FPSO (*floating production storage and offloading*) de capacités identiques.

Il reste encore beaucoup de secteurs vierges non explorés dans ce bourrelet d'écailles et de chevauchements, où la sismique 3D azimutale est indispensable y compris jusqu'à la bordure du front compressif incluant la plaine abyssale où des indices de fond de mer sont observés et démontrent un fonctionnement actif du système pétrolier Iabe-Madingo.

Les profondeurs d'eau y atteignent 3 000 m, ce qui ajoute bien sûr une contrainte économique supplémentaire au fait que les objets sont modestes et éparsillés donc que les développements groupés deviennent une absolue nécessité et une contrainte évidente.

Au Congo, toute cette frange qui montre quelques découvertes d'huile parfois lourde (difficulté supplémentaire) et des zones non explorées reste aussi un enjeu du futur.

Le système pétrolier y est actif mais probablement un peu «essoufflé» en raison de régimes thermiques différents attendus sur une croûte continentale étirée, ce qui, par une plus faible maturité des systèmes générateurs, déplace les isothermes pour l'activation de la biodégradation.

1. Cravo-Lirio-Orquidea-Violeta.

2. Perpetua-Acacia-Zinia, *flor* signifiant «fleur» en portugais.

2 Exemple de rift suivi d'une évolution en marge passive : le bassin du Bas-Congo

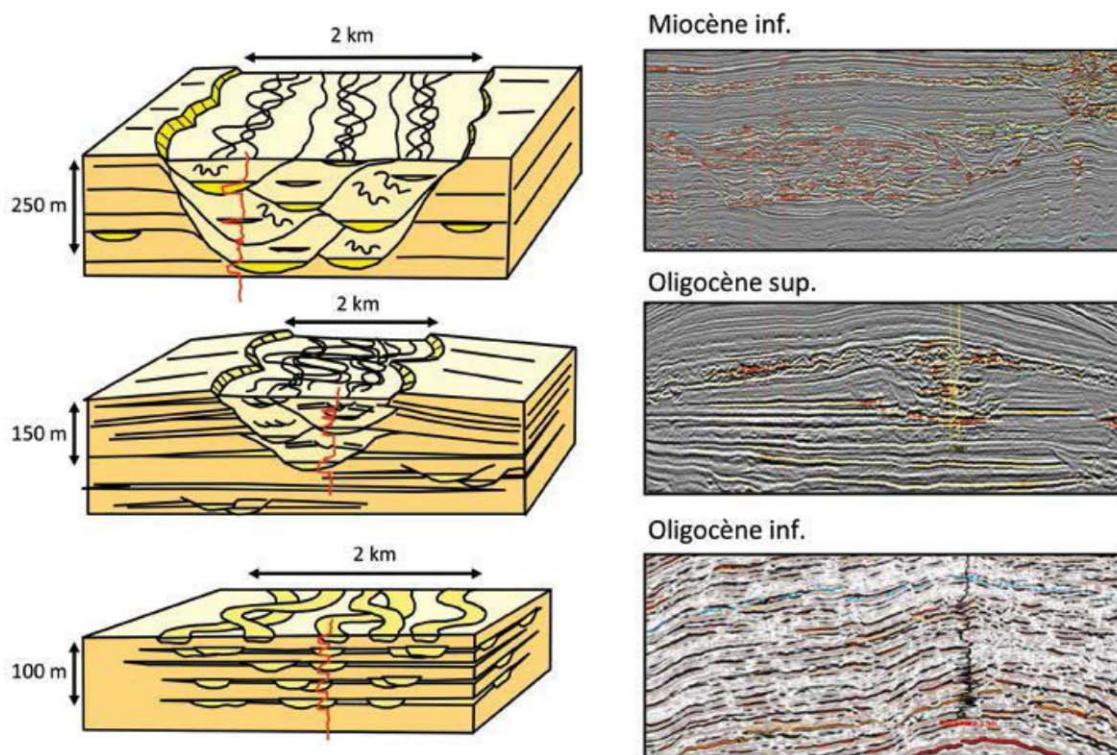


Figure 9.5 – Types de réservoirs turbiditiques tertiaires en mer profonde du Bas-Congo. Document Total.

d) Régimes de pression des séries postsalifères

Les gisements sont généralement hydrostatiques. Il y a cependant des exceptions.

On suspecte localement (au cœur de la boutonnière tertiaire) le développement d'hydrodynamisme centrifuge (bloc 15), en raison de régimes de pression élevés dans la partie profonde du bassin où la charge sédimentaire est énorme et génère dans certains niveaux stratigraphiques des déséquilibres de compaction.

Ces pressions dans les séries tertiaires mettent parfois en charge certains radeaux confinés et profonds qui de ce fait sont en surpression (niveaux de l'Oligocène, voire de l'Albien).

e) Bilan volumétrique de l'exploration

Pour la partie angolaise, le total des réserves 2P initiales est de l'ordre de **24 milliards de barils** dont près de 16 pour le domaine externe des turbidites oligo-miocènes en grands fonds.

Pour le Congo, le total des réserves 2P initiales est de **2,2 milliards de barils** dont 1,3 pour le domaine externe des turbidites oligo-miocènes en grands fonds.

On peut donc indiquer un chiffre global 2P de **26,2 milliards de barils** pour cette province du Bas-Congo, le gaz n'étant pas inclus.

Le gaz fait l'objet en Angola d'une collecte et d'une valorisation GNL grâce à une usine installée à Soyo au sud de l'embouchure du fleuve Congo.

Au Congo, le gaz n'est pas valorisé pour le moment.

Pour ce qui concerne les réserves de chacun des gisements de ce bassin, on se reportera utilement aux références bibliographiques ainsi qu'aux bibliothèques de données fournies par certains contracteurs.

Les chiffres des réserves 2P des principaux champs sont les suivants :

- Pour le Congo :
 - Complexe multi-réservoirs d'Émeraude : 300 Mbep.
 - Mboundi grès de base : 250 Mbep.
 - Nene Djeno : 270 Mbep.
 - Loango Albo-Cénomanien : 310 Mbep.
 - Nkossa Albo-Cénomanien : 400 Mbep.
 - Tchibouela Cénomano-Turonien : 330 Mbep.
 - Yanga-Sendji Albo-Cénomanien : 405 Mbep.
 - Zatchi Albo-Cénomanien : 200 Mbep.
 - Offshore profond : Moho-Bilondo Miocène et Albien : 600 Mbep.
- Pour le Cabinda :
 - Complexe multi-réservoirs de Malongo anté-post : 1,4 Gbep.
 - Complexe multi-réservoirs de Takula anté-post : 2,1 Gbep.
 - Complexe multi-réservoirs postsalifère de Ndola-Santha : 650 Mbep.
 - Complexe multi-réservoirs postsalifère de Nemba : 750 Mbep.
- Pour l'Angola hors Cabinda :
 - En offshore traditionnel
 - Bloc 2 : total 400 Mbep.
 - Bloc 3 : total 1 Gbep, dont Pacassa Albien 370 Mbep, Palanca Albien 220 Mbep, Impala 80 Mbep...
 - En offshore profond
 - Bloc 14 BBLT (Benguela-Belize-Lobito-Tomboco) Miocène : 475 Mbep.
 - Bloc 14 Kuito Miocène : 240 Mbep.
 - Bloc 15 Kizomba A, complexe multi-réservoirs et multi-champs Miocène : 780 Mbep.
 - Bloc 15 Kizomba B, complexe multi-réservoirs et multi-champs Miocène : 820 Mbep.
 - Bloc 15 Kizomba C, complexe multi-réservoirs et multi-champs Miocène : 520 Mbep.
 - Bloc 17 CLOV (Cravo-Lirio-Orquidea-Violeta) C, complexe multi-réservoirs et multi-champs Oligocène et Miocène : 500 Mbep.
 - Bloc 17 PAZFLOR (Perpetua-Acacia-Zinia) C, complexe multi-réservoirs et multi-champs Oligocène et Miocène : 620 Mbep.
 - Bloc 17 Girassol Oligocène : 700 Mbep.
 - Bloc 17 Jasmim Oligocène (produit avec Girassol) : 300 Mbep.
 - Bloc 17 Complex Rosa Oligocène (produit raccordé sur Girassol) : 380 Mbep.
 - Bloc 17 Dalia-Camelia Miocène : 960 Mbep.

- Bloc 18, complexe Plutonio multi-réservoirs, multi-champs de l'Oligocène et du Miocène : 700 Mbep.

En dépit de leurs capacités génératives (SPI) très élevées, les PSY des systèmes pétroliers du Bas-Congo sont faibles, inférieurs à 1 %.

Autrement dit, « le plus riche n'est pas forcément le plus efficace », et inversement, comme nous allons le constater dans les exemples suivants.

L'explication en est simple :

- la séparation des systèmes générateurs et des thèmes pétroliers, qui entraîne une dispersion plus significative des hydrocarbures au cours de leur migration ;
- les dysmigrations entraînées par la présence de failles, de structures salifères, comme en témoigne la proliférance des indices en fond de mer ;
- la rétention probable en roches-mères, notamment antésalifères.

3

Exemple de grand delta : le delta du Niger

3.1 Organisation tectono-sédimentaire et contexte de l'exploration pétrolière

a) Localisation

Le delta du Niger se situe au niveau du golfe de Guinée, entre l'île de Malabo (Bioko) au sud-est et la baie du Benin au nord-ouest, sur une surface terrestre et maritime de plus de 200 000 km².

En grande partie terrestre (au moins pour moitié), il couvre trois pays : surtout le Nigeria, dont il constitue la frange océanique, le Cameroun dans sa partie occidentale anglophone appelée Rio del Rey, bordée par la ligne du Mont Cameroun, et la Guinée équatoriale, en zone offshore, elle-même bordée par l'île de Malabo.

À l'ouest et au sud, le delta se termine en offshore aux alentours de 3 000 mètres de profondeur par une série de fronts compressifs et de séries gravitaires sur argile qui recouvrent très largement le domaine de croûte océanique et de croûte étirée, comme c'est aussi le cas du delta du Mississippi (golfe du Mexique).

b) Histoire tectono-sédimentaire

Dans ce qui suit, nous traiterons essentiellement de l'histoire de la mise en place du delta, sans trop détailler les phases qui la précédent car, contrairement au bassin du Bas-Congo, elles ne donnent lieu à aucune occurrence pétrolière sauf hors du delta, de l'autre côté du Mont Cameroun dans le bassin de Douala terrestre et dans sa partie maritime, ainsi qu'au Nigeria vers le nord-ouest où des roches-mères crétacées sont à l'origine d'une ceinture bitumineuse.

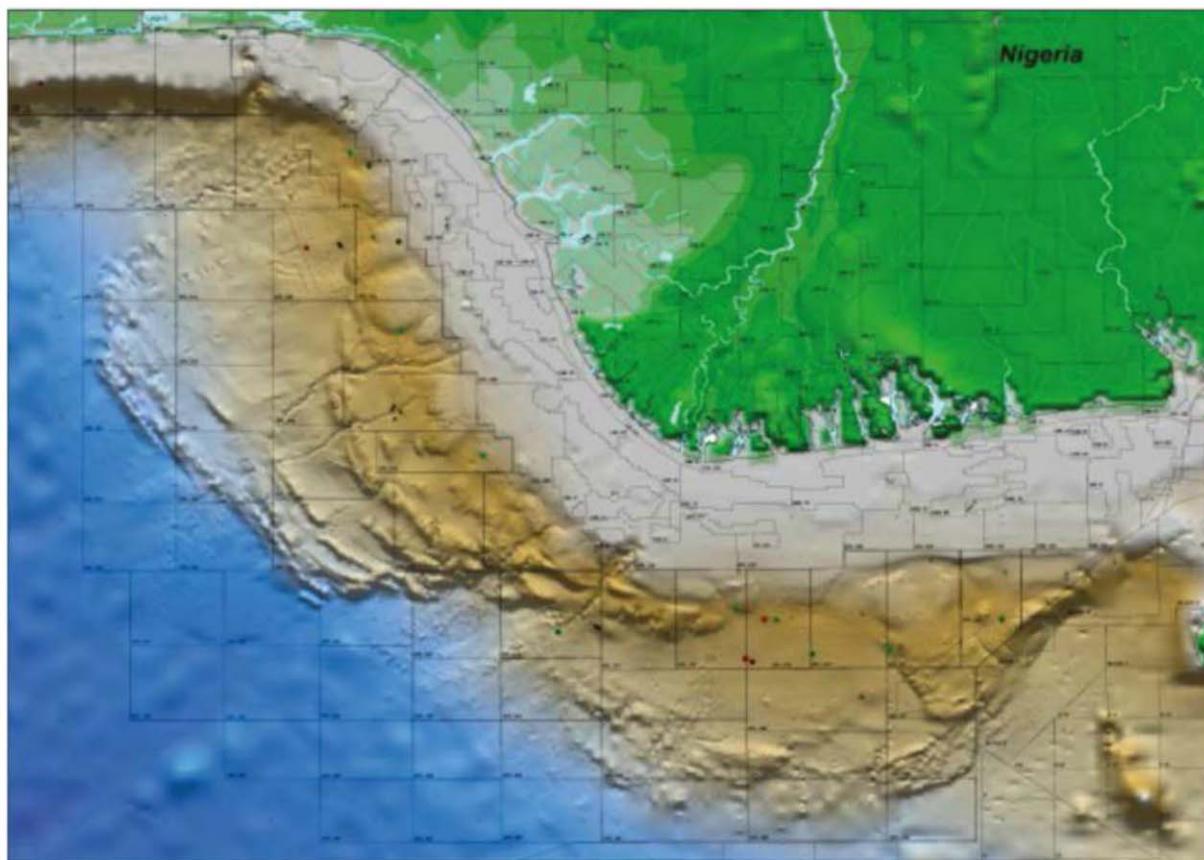


Figure 9.6 – Delta du Niger, carte topographique, terre et fonds marins.

Le delta du Niger a commencé à fonctionner à l'**Oligocène** sur une marge cisaillante préexistante qui s'étend de Guinée équatoriale jusqu'au Bénin.

L'ouverture du rift s'est faite à l'Albo-Aptien, puis une marge passive s'est mise en place dès l'Albien, sans développement d'évaporites comme dans le Bas-Congo.

Le domaine de sel aptien se termine en effet au niveau de la marge de Guinée équatoriale (Bata) et dans le sud du Cameroun (région de Kribi).

Sur ce substrat constitué de blocs albo-aptiens tiltés (alternances argilo-gréseuses) se sont déposées des plateformes sénoniennes gréseuses passant à des dépôts profonds (bien calées dans le bassin de Douala et au nord du delta) où probablement se nichent des turbidites bien trop profondes cependant, au niveau du delta, pour constituer des objectifs pétroliers tangibles.

Au-dessus de ces séries crétacées supérieures, on observe des séries paléogènes beaucoup moins riches en sables qui vont prograder vers l'offshore pour constituer des **surfaces de décollement dans les parties profondes** (appelées Paléogène, qui correspondent pour partie à la série lithostratigraphique « Akata », argiles mobiles ou *mobile shales*).

Quelques occurrences de turbidites y sont aussi connues mais n'ont pas donné lieu, jusqu'à présent, à des accumulations économiquement intéressantes, car probablement bien trop lenticulaires.

En revanche, ce sont des **roches-mères marines qui sont parfois de bonne qualité** (d'ailleurs équivalentes stratigraphiquement aux séries Iabe supérieur du Bas-Congo).

Ensuite, durant l'Oligocène et jusqu'à l'Actuel, ce ne sont pas un seul mais plusieurs deltas qui ont fonctionné de façon plus ou moins emboîtée, en progradant tous vers le sud.

La surcharge sédimentaire liée à la dynamique des apports du fleuve Niger a déclenché une tectonique gravitaire sur argiles paléogènes (à la différence du Bas-Congo, où cette tectonique est liée aux évaporites aptiennes, comme cela a été décrit plus haut).

Plusieurs **niveaux argileux d'environnements bathyaux** jouent en effet le rôle de surfaces de décollements : l'Oligocène et l'Éocène. Ce sont aussi (comme souvent du point de vue rhéologique) des niveaux roches-mères.

Ainsi plusieurs cellules gravitaires (extension au N/NE puis compression au S/SW ou sur des directions transverses NE/SW à l'ouest puis NW/SE à l'est) fonctionnent en parallèle sur des directions héritées probablement du domaine de croûte océanique.

Les derniers niveaux de progradation (Pléistocène) correspondent aux sables à eau douce de la formation géologique Bénin.

c) Zonation structurale et exploration pétrolière associée

Les zonations tectono-sédimentaires sont liées au fonctionnement du delta dans sa globalité et à celui des cellules gravitaires associées (cf. figure 9.7) :

- au Nigeria, on peut observer pour la partie en extension : *Oligocene depobelt, Mid Miocene depobelt, Upper Miocene depobelt, Pliocene counter depobelt, Western dislocated lobe et Eastern triangular lobe*, et pour celle en compression : *Proximal fold and thrust belt* avec deux zones intermédiaires connues sous les dénominations de *Western plateau* et de *Central plateau*, le tout se terminant par les *Distal imbricate fan (West lobe)* et *Distal imbricate fan (East lobe)* ;
- au Cameroun, on observe de façon équivalente schématiquement un domaine en extension appelé historiquement la **zone des failles de croissance** et un autre en compression où les structures sont plus resserrées en bordure du delta avec des mouvements de coulissages latéraux des unités gravitaires : historiquement, ce domaine plus méridional a été nommé **province des rides d'argile**.

L'exploration pétrolière a commencé à terre au tout début du XX^e siècle dans les **depobelts** (ceintures tectono-sédimentaires ou unités structurales types du delta) où existaient des amas asphaltiques significatifs.

En effet, en 1906, John Simon Bergheim, après avoir racheté toutes les licences d'exploration de la région, a demandé aux autorités britanniques un permis d'exploitation pour sa compagnie, la Nigeria Bitumen Corporation (NBC), une société à capitaux allemands. À la mort de Bergheim, en 1912, plus d'une quinzaine de puits secs avaient été réalisés près du delta du Niger, à l'est de Lagos, et le permis fut abandonné en 1923, les investisseurs allemands ayant vu leurs droits confisqués lors de la Première Guerre mondiale.

Chapitre 9 • Exemples de bassins pétroliers caractéristiques

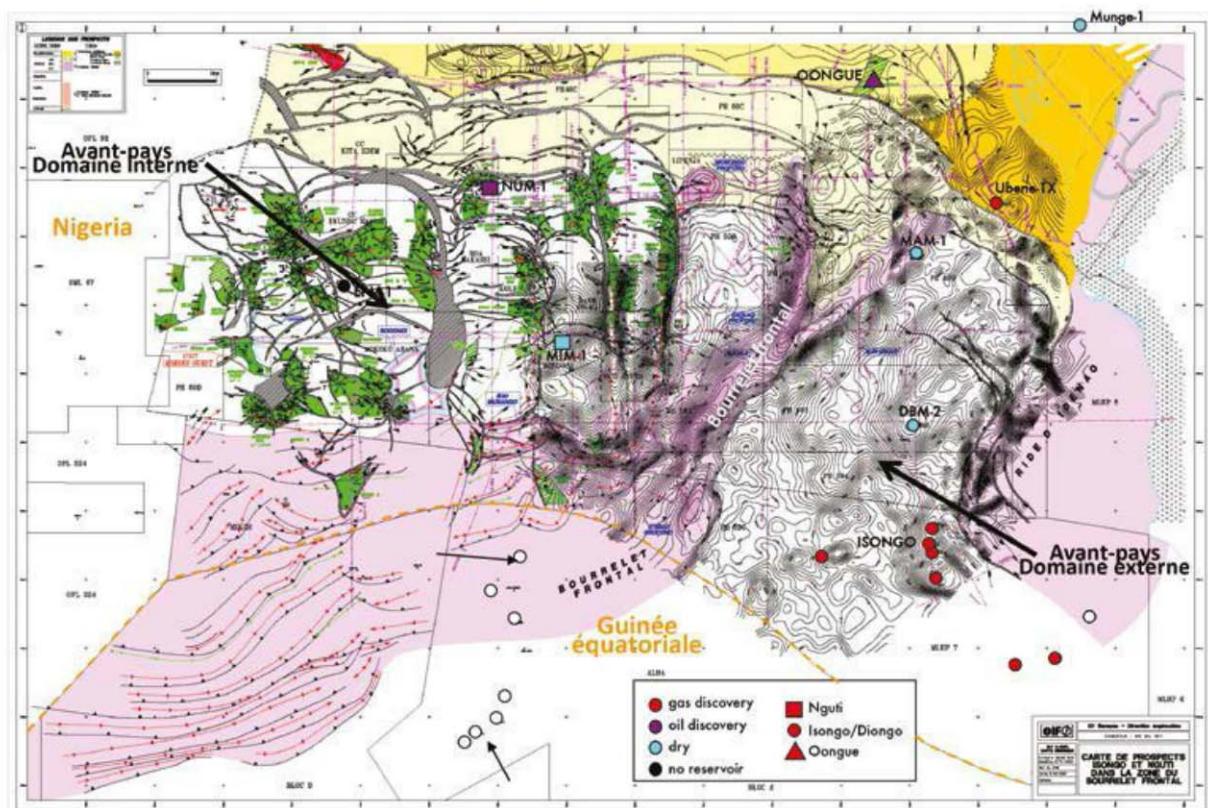
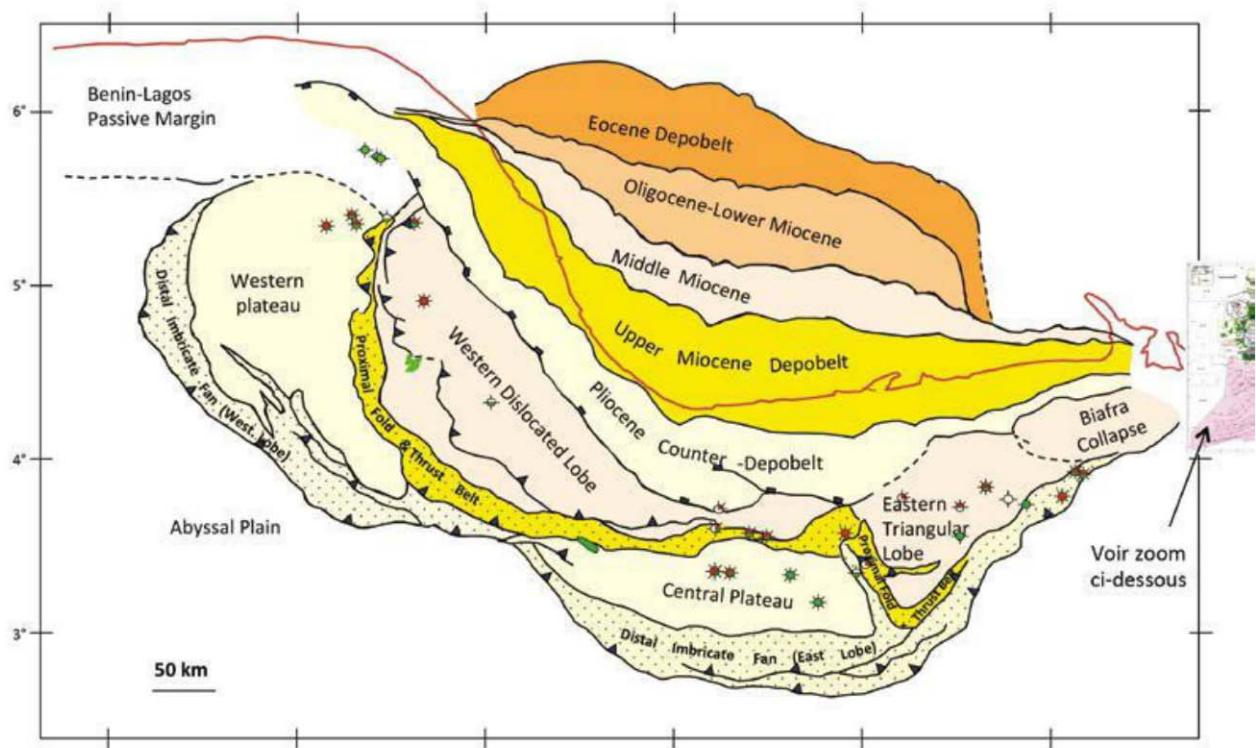


Figure 9.7 – Organisation structurale du delta du Niger (les puits de calage sont représentés) et zoom sur sa bordure camerounaise.

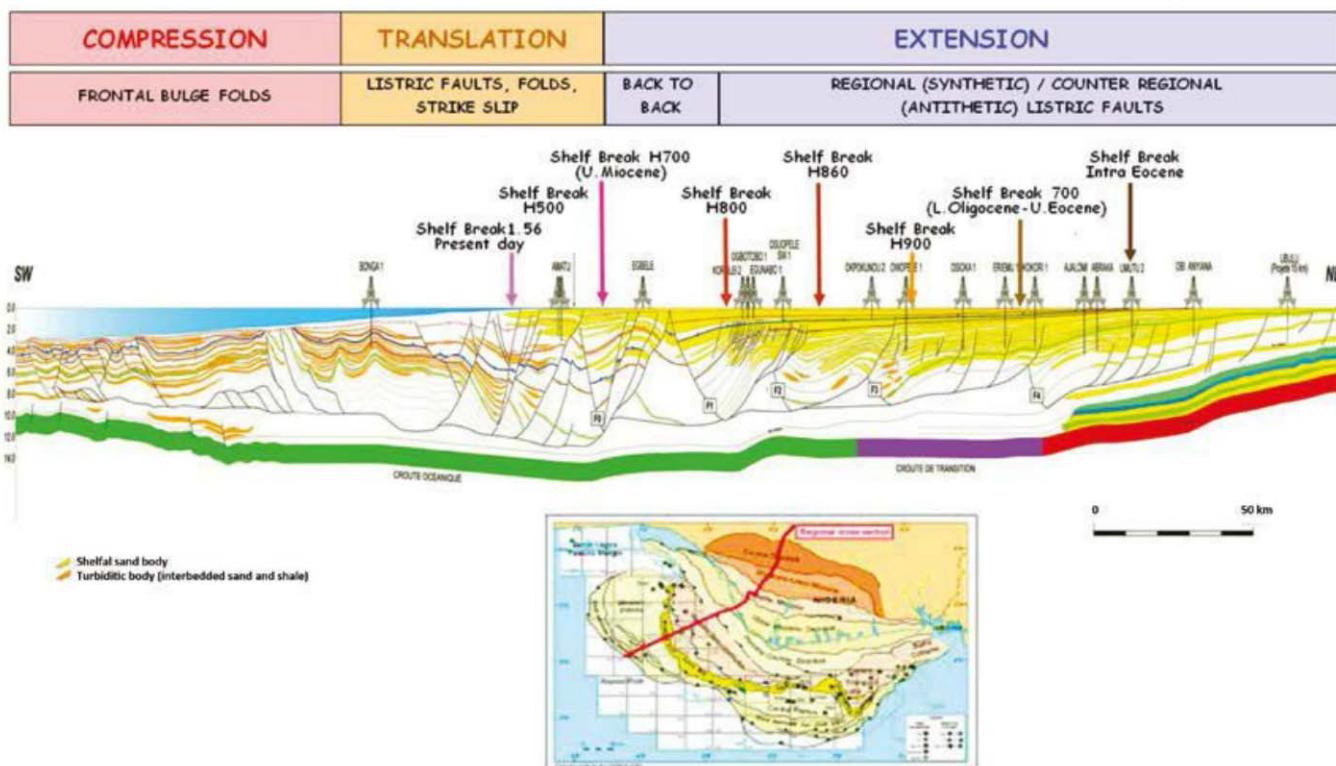


Figure 9.8 – Coupe traversant le delta du Niger.

Suite à cette première phase décevante, une compagnie dénommée Shell-D'Arcy a pris une nouvelle licence d'exploration pour l'ensemble du Nigeria en 1937.

Après la Seconde Guerre mondiale en 1946, ce sont Shell et la future BP (Anglo-Iranian) qui se sont associées et ont pu reprendre l'exploration en 1951, sans succès économique (malgré des indices trouvés par le puits d'Akata), jusqu'à la découverte du premier gisement commercial en 1956: Oloibiri. Après la construction d'un oléoduc tracé depuis le gisement et ses satellites jusqu'à Port Harcourt sur le littoral du delta, l'exploitation a débuté en 1957 et l'exportation a commencé en 1958.

En 1959, la concession unique accordée à Shell fut réduite en taille (par des rendus partiels de la surface initiale), permettant à d'autres compagnies notamment américaines (Mobil, Tenneco, Gulf – comme au Cabinda –, Amoco) de prendre des permis sur les zones restituées.

Ces compagnies furent suivies, juste après l'indépendance du pays, par AGIP (maintenant ENI) et Elf (Safrap) (maintenant Total) respectivement en 1961 et 1962.

Elf a fait la découverte du champ d'Obagi en 1963. AGIP de son côté a trouvé Ebocha en 1965.

En 1971, le Nigeria rejoignit l'OPEP et créa la NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation), et imposa aux compagnies de travailler conjointement avec NNPC dans une formule, encore en application, de joint-venture à majorité nigériane.

L'exploration s'est déployée en même temps dans toute la zone côtière, toujours dans les *depobelts*.

En 1979, les actifs de BP ont été nationalisés et 10 % ainsi que 5 % d'intérêt ont été ensuite revendus respectivement au début des années 1990 à Elf et AGIP, Shell opérant ainsi (pour 30 %), avec NNPC (55 %) et ces deux compagnies, une bonne partie des productions nigérianes.

En 1990-1991 avec le premier *round* concernant l'offshore profond, l'exploration s'est déplacée comme au Bas-Congo vers les grands fonds et les zones translatées du delta, avec des succès répétés : découvertes d'Agbami, Bonga, Akpo... sous la houlette de Shell, ExxonMobil, ENI, Total et Chevron.

Aujourd'hui, près de vingt compagnies internationales sont implantées au Nigeria.

Du côté **camerounais**, les compagnies qui ont exploré historiquement le domaine minier sont respectivement Elf (Serepca) (maintenant Total), Shell via sa filiale américaine Pecten et Total (avant fusion avec Fina et Elf). Les actifs d'Elf et de Total ont été aujourd'hui rachetés et repris par Perenco. De nouveaux entrants (petits indépendants) ont aussi fait quelques incursions récentes.

En **Guinée équatoriale**, deux zones offshore situées au nord de l'île de Bioko sont pétrolières et sont actuellement exploitées respectivement par Marathon et ExxonMobil :

- à la frontière avec le Nigeria en offshore profond, ExxonMobil exploite le champ de **Zafiro**, découvert en 1995 dans des niveaux de turbidites pliocènes en faciès de chenaux, en prise directe sur la structure nigériane du *triangular bulge* ;
- à la frontière avec le Cameroun, Marathon exploite le champ de gaz à condensat d'**Alba**, découvert par Hispanoil en 1983 dans des turbidites du Miocène moyen (Serravalien-Langhien), mis en production pour le condensat en 1994 puis pour le méthane (méthanol).

Désormais tous les fluides d'Alba et de quelques petits satellites sont traités par une usine de GNL (gaz naturel liquéfié) construite sur l'île de Malabo (Bioko).

3.2 Aspects pétroliers

a) Thèmes pétroliers

Les thématiques pétrolières du delta du Niger correspondent aux **deux principaux types sédimentologiques**, quelle que soit leur stratigraphie :

- des dépôts de plateforme fluvio-deltaïques dans la partie des *depobelts* qui progradent vers le sud ;
- des dépôts de type gravitaire, chenaux qui se déposent sur les pentes avec des systèmes hydrauliques de plats-rampes, ou bien en bas de pente où ils coexistent avec des lobes.

Bien évidemment, les deux types de systèmes environnementaux peuvent coexister à la verticale d'un même forage dans des niveaux stratigraphiques différents du fait de la progradation générale du delta.

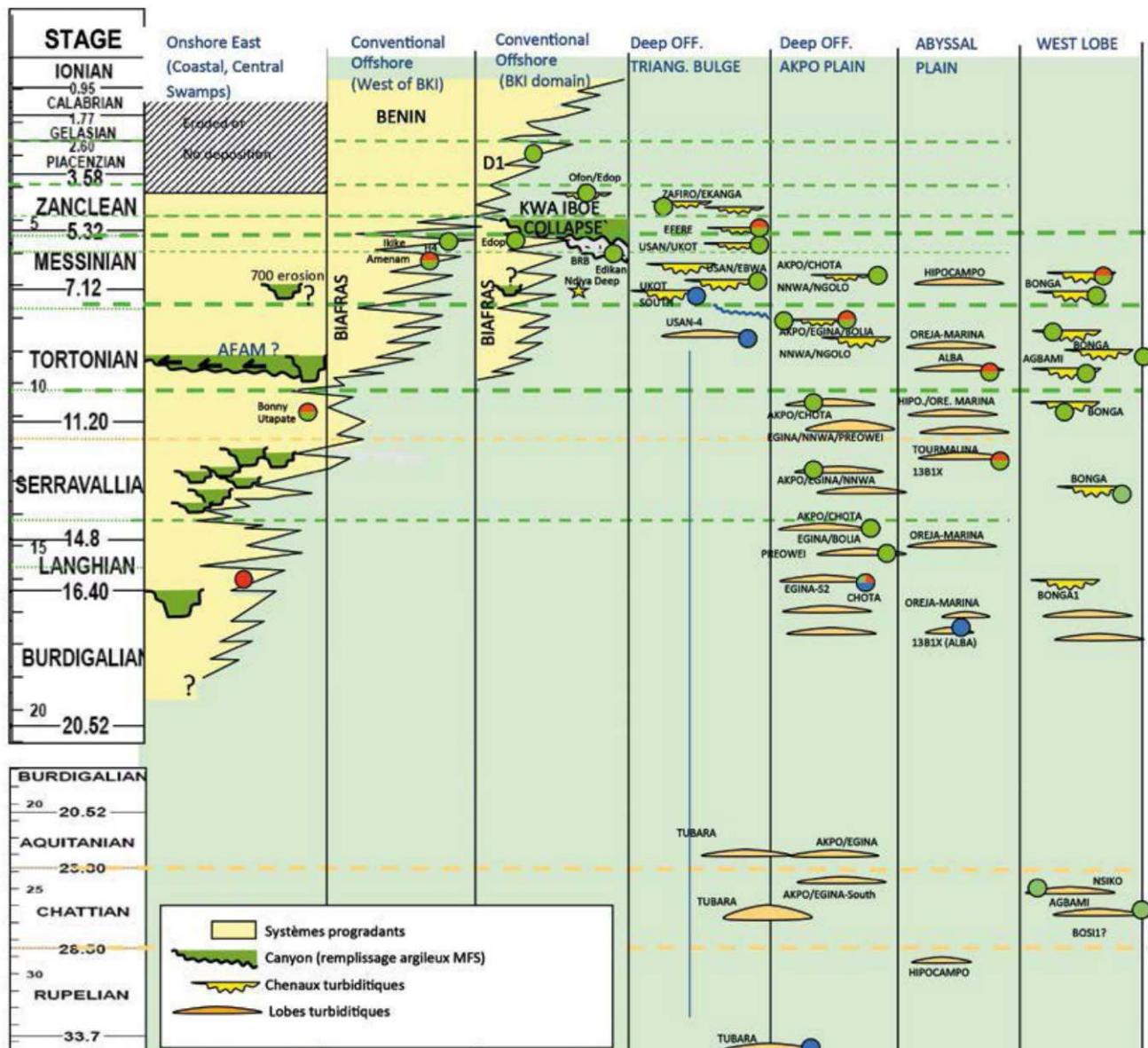


Figure 9.9 – Charte stratigraphique synthétique du delta du Niger.
D'après document Total.

Dans tous les cas de figures, plateforme ou bas de pente, les dépôts sont d'excelente qualité pétrophysique, en général à remplissage en hydrocarbures multicouche et régimes de pression différents d'un réservoir à l'autre.

Dans la partie plateforme, il s'agit d'une sorte de mille-feuille de contenu fluide variable verticalement avec un rôle prépondérant des failles listriques (de glissement) dans le piégeage, favorisé parfois aussi par des effets de *shale gouge ratio* (cf. § 3.2 du chapitre 6).

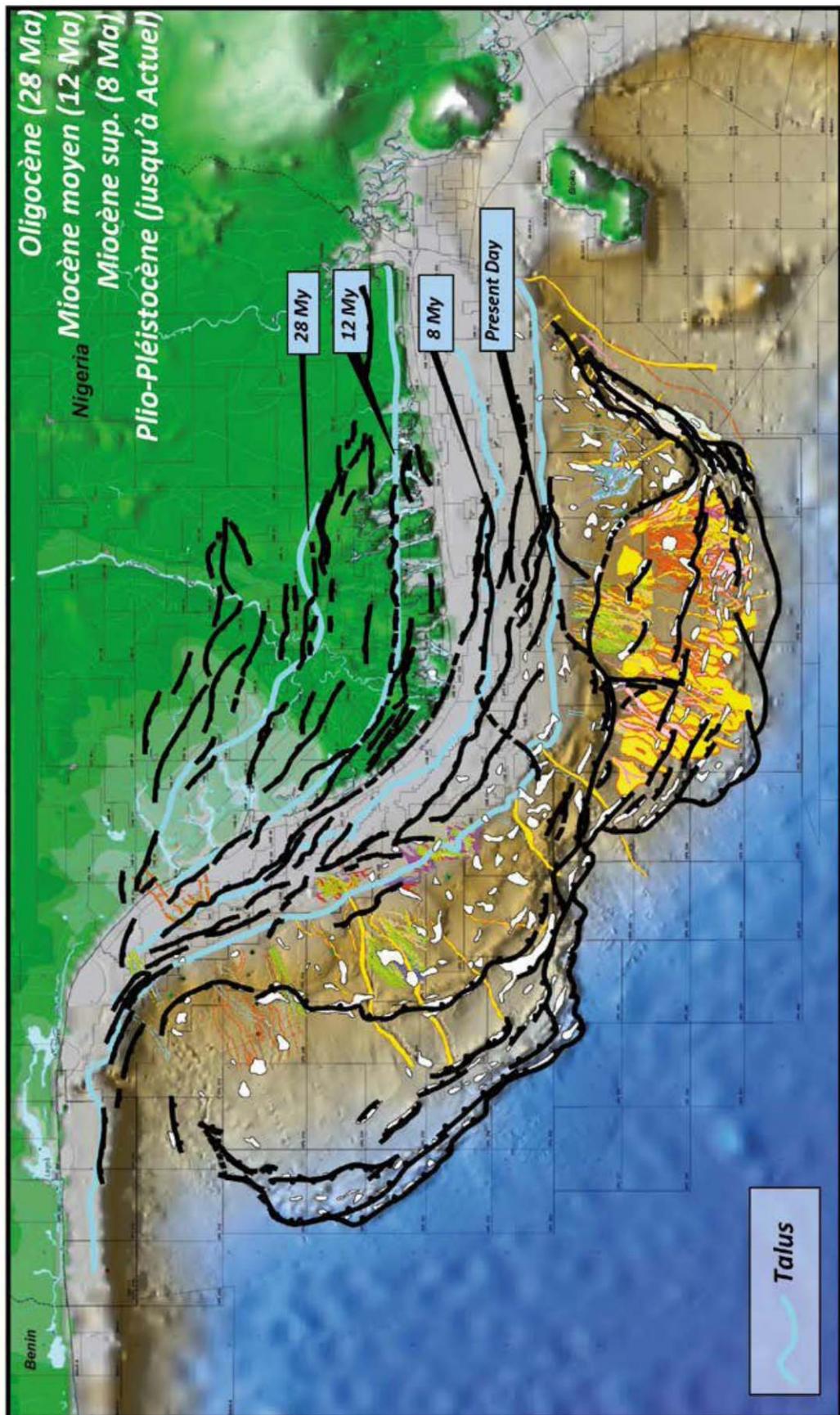


Figure 9.10 – Évolutions des bordures de plateforme et principaux émissaires turbiditiques du delta du Niger.
Document Total.

Dans ce contexte, la très bonne qualité des réservoirs fait que les indicateurs directs sismiques de la présence des réservoirs sont très fréquents.

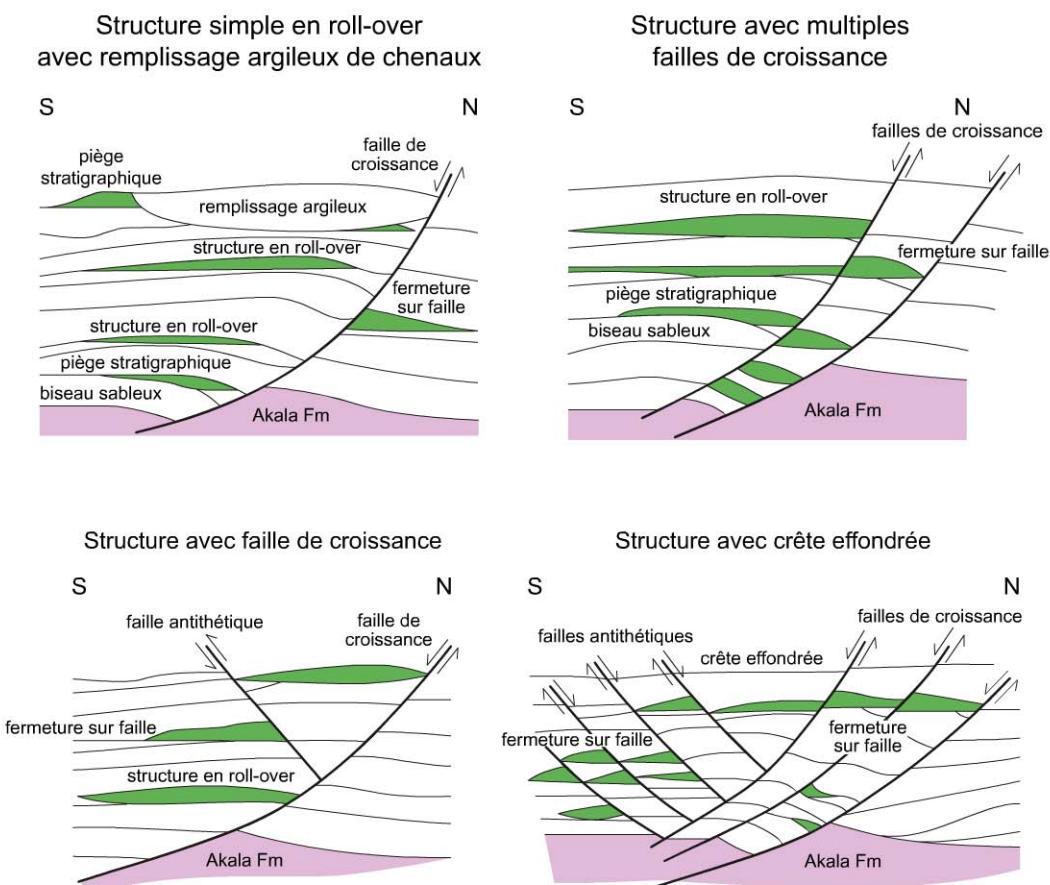


Figure 9.11 – Types de piégeages dans les dépôts du delta du Niger (Nigeria, Guinée équatoriale, Cameroun). D'après IHS – Doust et Omatsola (1990) et Stacher (1995).

Pour l'offshore profond, le piégeage est plus complexe et lié à la présence d'anticlinaux déversés ou non, plus ou moins effondrés.

La très bonne qualité de la sismique et celle des réservoirs font aussi que les indicateurs sismiques directs de la présence d'hydrocarbures sont fréquents.

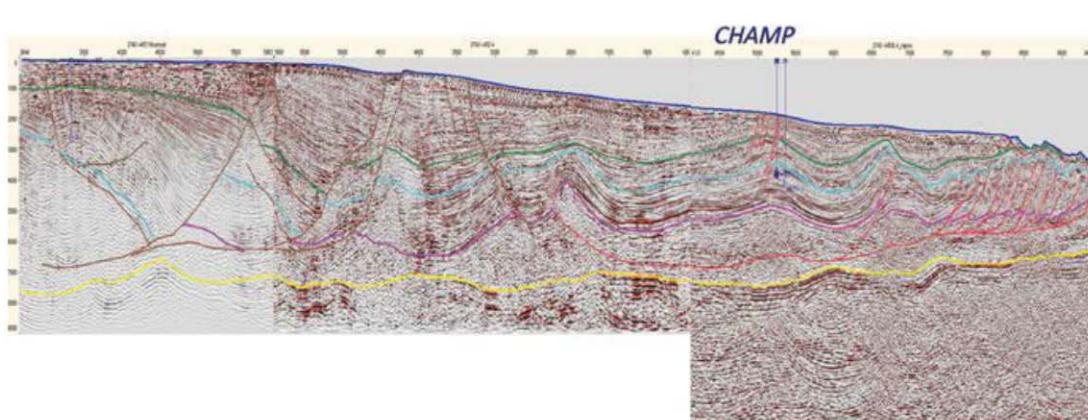


Figure 9.12 – Exemple de piégeage en offshore profond du delta du Niger.

Les réservoirs sont des chenaux ou lobes turbidiques d'âges très variés, allant du Miocène moyen au Pliocène.

b) Systèmes générateurs et régimes de pression

Il existe deux grands types de roches-mères dans le delta du Niger :

- **Des niveaux du Miocène au Pliocène de type continental paralique dominant (III)**, avec des potentiels pétroligènes en général médiocres mais disposés sur des épaisseurs considérables, ce qui a un effet compensateur en termes de quantités générables. Ces roches-mères génèrent des quantités énormes de gaz qui sont estimées à 150 TCF (15 fois Lacq...). Classiquement, ce sont les niveaux des alternances de plateforme deltaïque appelés *formation Agbada*.
- **Des niveaux de l'Oligocène et de l'Eocène** qui correspondent aux argiles mobiles constituant les niveaux de décollement. Ils sont appelés *formation Akata*, terme très vague qui a perduré et qui ne recouvre aucune réalité stratigraphique. Ils existent partout mais ne contribuent au chargement des champs en hydrocarbures que dans la partie située en offshore profond pour des raisons d'optimum d'enfouissement et de proximité des turbidites oligo-miocènes.

La maturité de ces niveaux est très variable suivant les zones du delta.

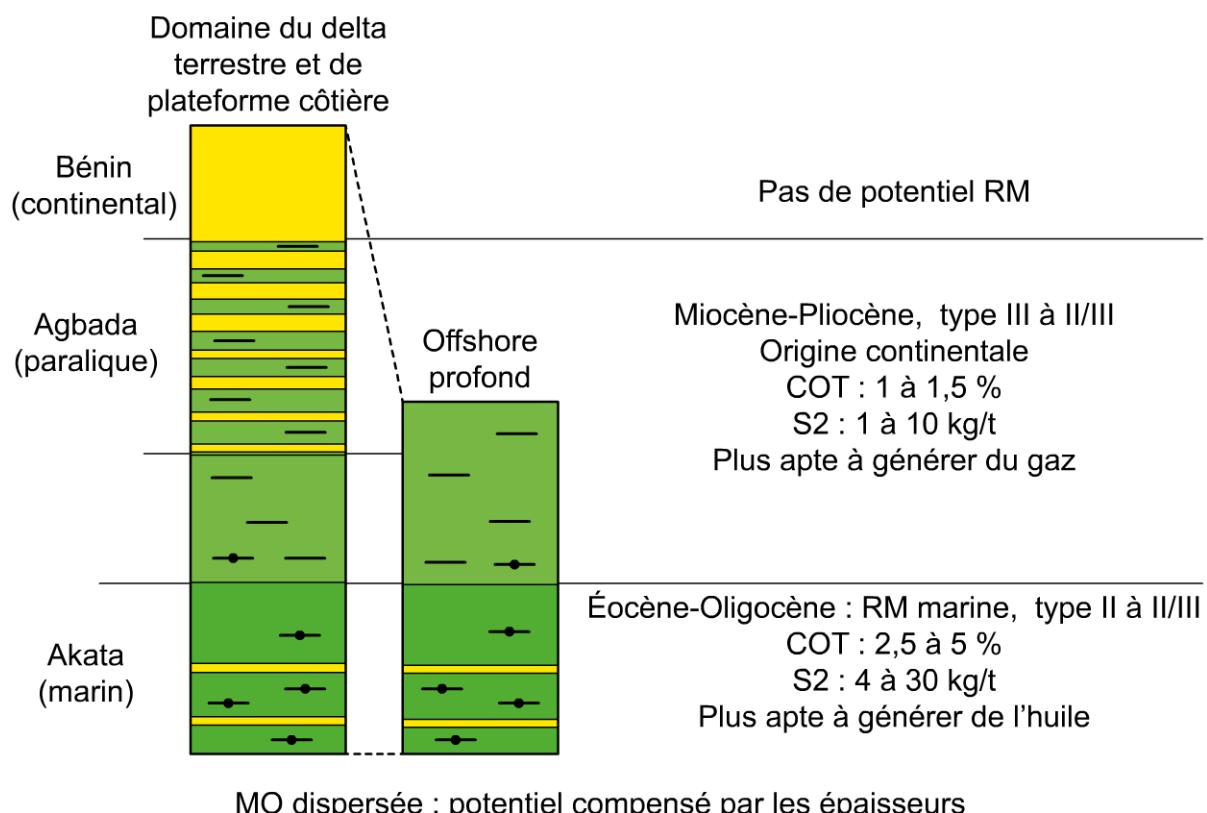


Figure 9.13 – Roches-mères du delta du Niger (sans échelle).

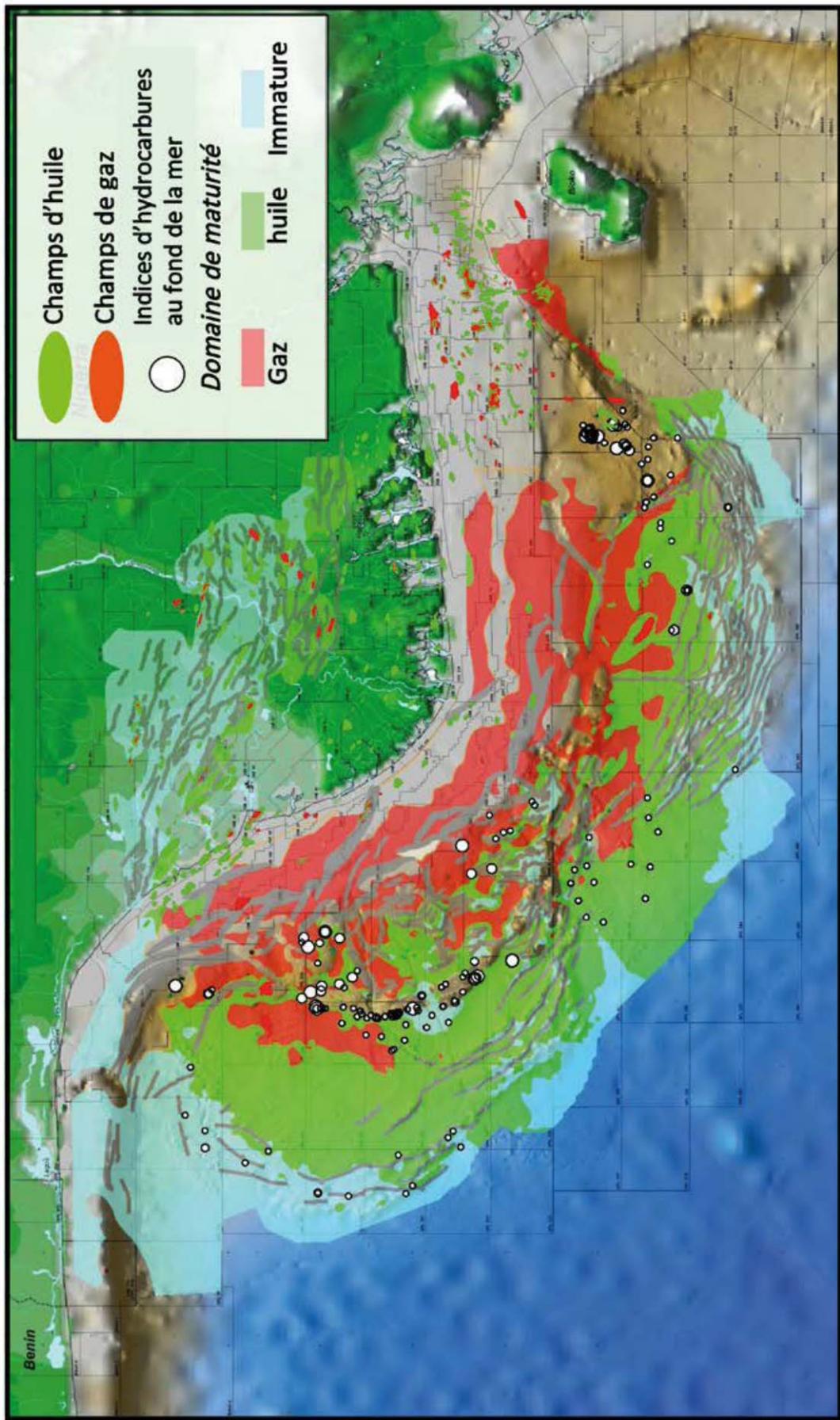


Figure 9.14 – Carte de maturité des séries Akata du delta du Niger. Document Total.

Toute la partie proximale du delta est dans la zone à gaz pour les séries Akata. Cette tendance se retrouve aussi pour les séries sus-jacentes. Les séries des alternances deltaïques de la partie supérieure de la formation Agbada ont des maturités variables selon les niveaux.

Ceci fait qu'il y a une grande variabilité de niveaux de diagenèse organique pour une série globalement plutôt apte à générer du gaz mais qui, comme nous l'avons déjà dit, compense sa maigre productivité par son épaisseur et génère donc aussi des quantités significatives d'huile.

En général, les bruts sont soit plutôt légers et paraffiniques (40° API), soit aux alentours de 25° API. Il y a donc deux familles d'huiles bien typées.

Les **régimes de pression** sont variables :

- **dans la partie terrestre** du delta du Niger et pour les séries des alternances deltaïques Agbada, les réservoirs sont en général voisins de l'hydrostatique, la production est assurée par l'expansion des *gas caps* et le support d'aquifères actifs ;
- **au voisinage des bordures de plateformes**, l'apparition de séries beaucoup plus argileuses et confinées crée des zones de sous-compaction. En général, on observe une étroite corrélation entre hautes pressions et teneurs en séries argileuses au centre du delta ainsi que sur certains fronts compressifs où, en plus, la contrainte compressive ajoute un certain degré de confinement.

Ces hautes pressions deviennent problématiques, tant pour la prospectivité que pour la forabilité, en raison de problèmes géomécaniques (faible garde avec la contrainte minimale S_3 , cf. chapitre 3), même si parfois en profondeur le couplage contrainte/pression est d'une certaine aide.

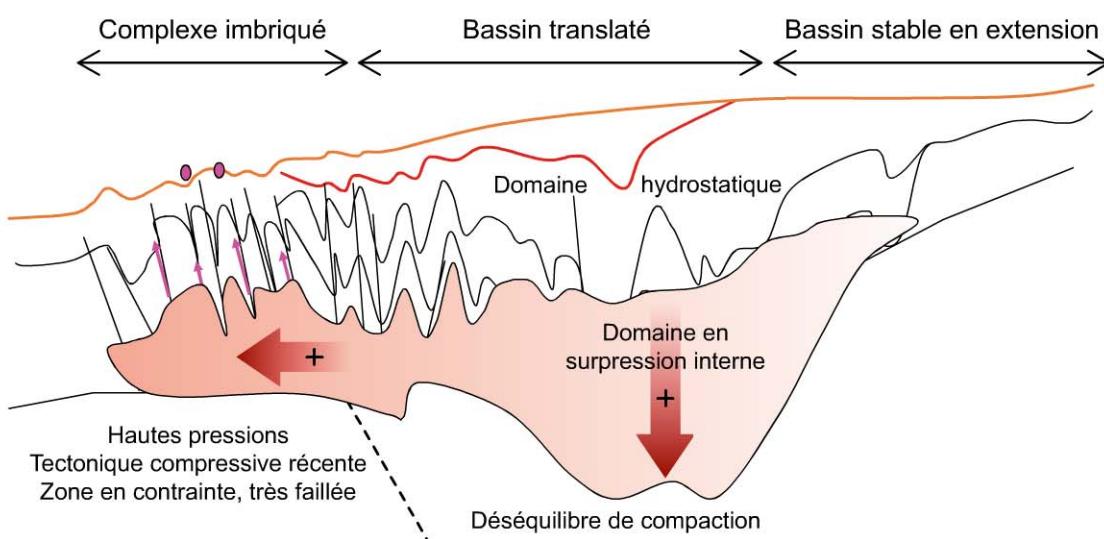


Figure 9.15 – Évolution des pressions : schéma théorique.

Localement, des **phénomènes hydrodynamiques** (centrifuges) affectent les réservoirs de types chenaux/lobes quand ils possèdent une certaine continuité.

C'est le cas de la zone de Bonga en domaine marin profond par exemple.

c) Bilan volumétrique de l'exploration

Les chiffres des réserves 2P des principaux champs sont les suivants :

- Pour le **Nigeria** terrestre : nous avons environ 30 Gbep de réserves. Nous ne les détaillons pas champ par champ, ce qui serait trop fastidieux.

L'offshore traditionnel du Nigeria compte pour 16 Gbep.

La partie offshore très profond du Nigeria compte pour 6 Gbep, qui se répartissent dans les principaux champs suivants :

- complexe multi-champs de Bonga : 1,7 Gbep ;
- Agbami : 1,1 Gbep ;
- Ehra : 750 Mbep ;
- Akpo : 700 Mbep ;
- Egina : 500 Mbep ;
- Usan : 300 Mbep...

Il faut ajouter les ressources en gaz de Bosi (7 TCF) et de Nwa Doro (10 TCF).

- Pour la **Guinée équatoriale** :

- Zafiro : 1,2 Gbep ;
- Alba : 1,4 Gbep.

- Pour le **Cameroun** : Concessions du Rio del Rey : 1,6 Gbep au total. Principaux champs : Bavo-Asoma, Ekoundou, Kole...

Le **PSY global** du delta du Niger est de l'ordre de 1 %, pour les hydrocarbures conventionnels. Dans ce bilan, il faudrait bien sûr chiffrer et intégrer en supplément les volumes des ceintures bitumineuses.

En ce qui concerne le gaz du **Nigeria**, la production a commencé en 1976 pour le marché local. L'usine de GNL de Bonny fonctionne depuis 1999, une seconde est planifiée (Brass LNG). Un projet est à l'étude au Cameroun (incluant les deux bassins du Rio del Rey et de Douala).

Par ailleurs, un gazoduc opéré par Chevron relie le delta (terminal d'Escravos) à Lagos puis vers le Bénin et le Togo ainsi que le Ghana depuis 2011.

4

Exemple de bassin intra-cratonique : le bassin de Paris

4.1 Organisation tectono-sédimentaire et contexte de l'exploration pétrolière

a) Localisation

Le bassin de Paris se situe dans la partie nord-est de la France sur une surface de 180 000 km².

Le bassin de Paris et le bassin d'Aquitaine sont les deux principaux bassins sédimentaires et sont reliés par le seuil du Poitou.

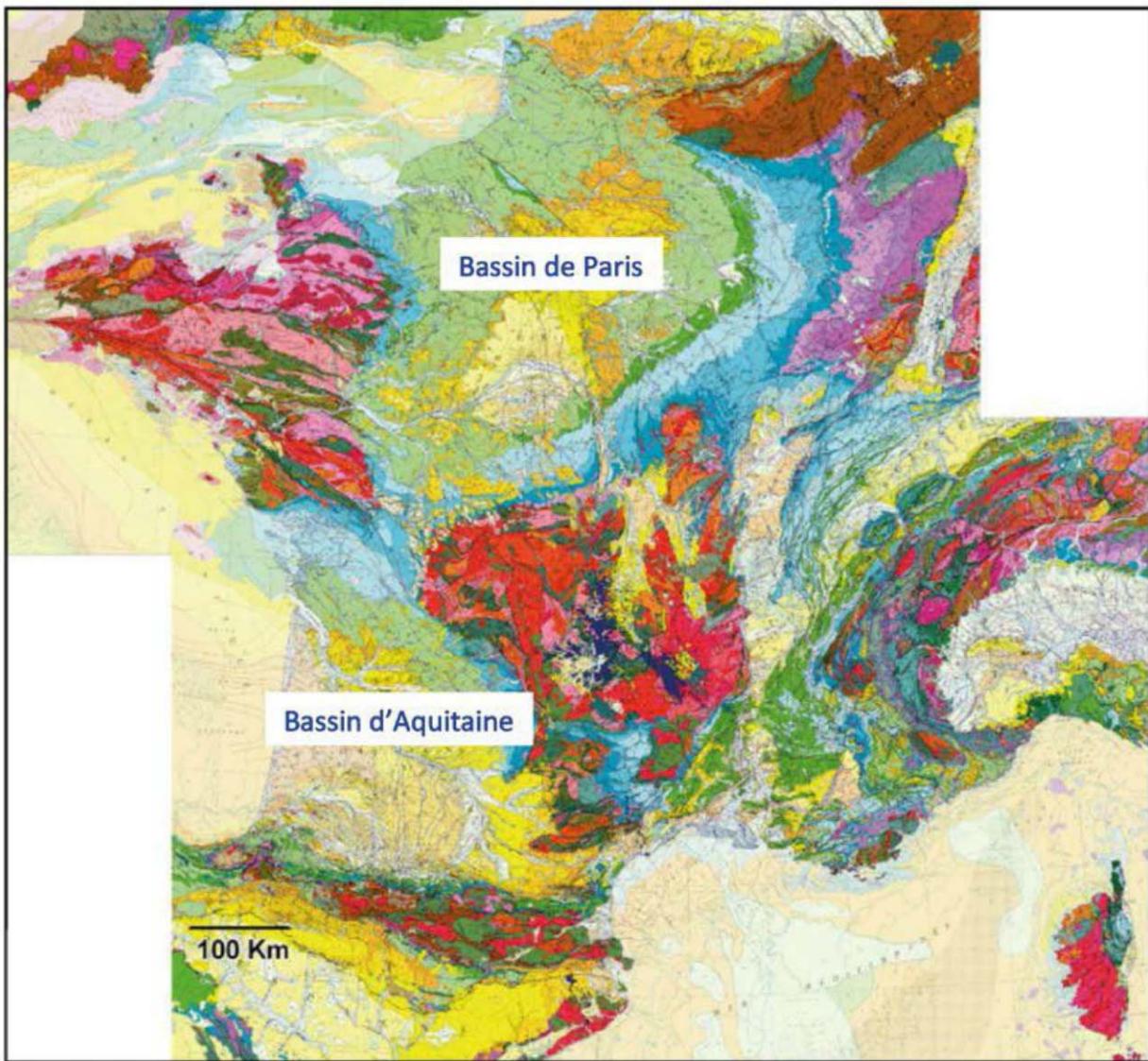


Figure 9.16 – Carte géologique de la France.

b) Histoire tectono-sédimentaire

Le bassin de Paris comprend des terrains post-carbonifères qui s'appuient sur le Massif armoricain à l'ouest, le Massif central au sud, le massif des Vosges à l'est et le massif des Ardennes au nord-est.

Les couches sédimentaires y sont disposées en auréoles avec, dans les parties internes, les niveaux les plus récents, à peu près au niveau de la ville de Paris.

Cette disposition est la conséquence de la subsidence (bien plus diffuse que dans les deux exemples précédents) du centre du bassin épi-cratonique au Mésozoïque et au Cénozoïque après un épisode d'extension (rift) permien avant le soulèvement accentué des bordures orientales et septentrionales au Néogène lors de la phase alpine.

Les séries sédimentaires ont une épaisseur actuelle maximale de l'ordre de 3 000 mètres, ce qui en fait, des quatre exemples présentés, le bassin le moins subsident.

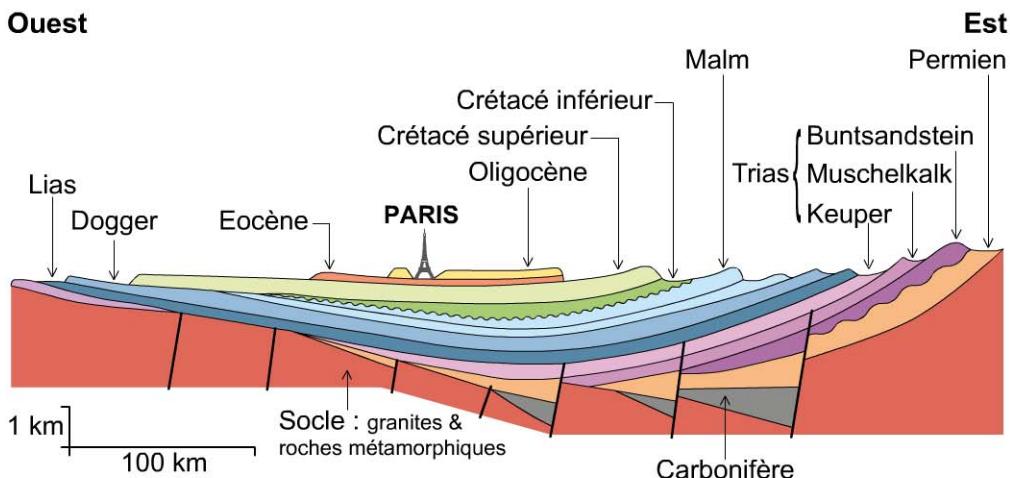


Figure 9.17 – Coupe géologique est-ouest du bassin de Paris.

c) Zonation structurale et exploration pétrolière associée

Les gisements pétroliers sont situés dans une zone circonscrite entre Saint-Dizier à l'est, Épernay au nord, Rambouillet à l'ouest et Château-Renard au sud.

Exception faite du Pays de Bray (avec un forage sec exécuté entre 1923 et 1927 sur l'anticlinal de Bray, qui est une structure de surface située dans l'ouest du bassin¹⁾), l'exploration pétrolière proprement dite a commencé dans les années 1950.

En 1951, les premiers permis sont accordés à la CEP et à la RAP (future Elf puis Total) dans la partie centrale et orientale du bassin.

En 1955, d'autres permis sont obtenus par Fropex, Total, Pétrorep, Copesep puis Shell.

Ce n'est qu'à la fin de cette décennie, en 1958 et 1959, que sont découverts :

- le champ de Coulommiers en Seine-et-Marne par Pétrorep, qui opère encore aujourd'hui dans cette zone. Ce champ est situé sur une structure anticlinale de surface, le guide majeur à l'époque, la sismique étant alors balbutiante ;
- le champ de Château-Renard (Loiret), par Fropex dans le Néocomien (Hauterivien) ;
- les champs de Chailly, Villemer, Grandville, par la RAP ;
- le champ de Saint-Martin-de-Bossenay par la Copesep, mis en production en 1959, repris par Shell en 1962. Ce champ qui était en fin de vie a fait l'objet en 2007 d'une campagne de puits horizontaux par la compagnie SMP, qui en a relancé brillamment la production en triplant.

Après une pause au début des années 1970, l'exploration a repris en 1975 avec de nouvelles découvertes :

- Soudron (Marne) par la RAP ;
- Villeperdue par Total et Triton en 1981 ;
- Trois-Fontaines par Eurafrep en 1982 (le seul gisement de gaz) ;

1. En 1954, un forage y produira de l'huile visqueuse non commerciale dans le Crétacé.

- Chaunoy, près de Melun en 1983, par Esso Rep, c'est le **plus grand champ du bassin de Paris**. Ce succès mettra en exergue l'importance de travailler sur les corrections statiques de la sismique (pour distinguer des structures qui sont toujours de très faible ampleur), d'autant aussi qu'il y a des variations latérales de vitesses sismiques dans la craie sénonienne, ajoutant à la complexité d'identification des pièges ;
- Vert-la-Gravelle, Dommartin-Lettrée, Fontaine-au-Bron, Vert-le-Petit, Vert-le-Grand, Itteville (Elf Aquitaine).

Aux côtés d'Elf Aquitaine, Total, Esso Rep, BP, cohabitent de petits opérateurs, tels Pétrorep, Coparex (maintenant Lundin), Eurafrep, Replor¹, SMP...

Entre 1995 et aujourd'hui, les majors se sont retirées pour laisser la place à Coparex (Lundin) et à Vermillion.

À partir de 2008, quelques tentatives ont lieu sur le Lias pour explorer des hydrocarbures de roches-mères par Toreador, sans grand succès et dans le contexte du moratoire français, interdisant la fracturation hydraulique.

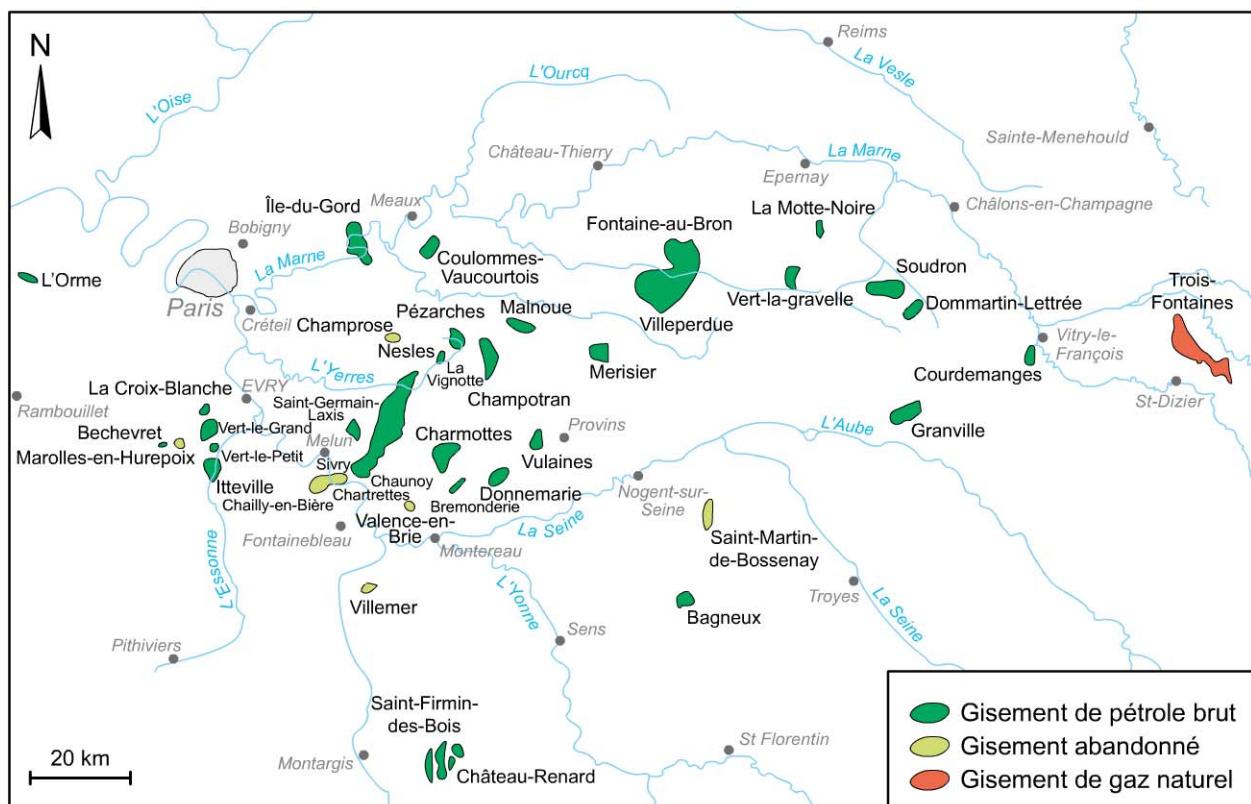


Figure 9.18 – Carte des principaux champs du bassin de Paris.

1. À Forcelles, au sud de Nancy, pour un gisement intra-Muschelkalk.

4.2 Aspects pétroliers

a) Thèmes pétroliers

Trois principaux thèmes dominent la géologie pétrolière du bassin de Paris :

- Dogger ;
- Rhétien (limite Trias et Jurassique) ;
- Trias (Keuper).

Dans le **Dogger** (dans le Bathonien plus précisément) on a affaire à des calcaires oolithiques et bioclastiques. La répartition des faciès est complexe avec des effets diagénétiques (cimentation) et de fracturation secondaire. Le niveau producteur se situe au sommet du Bathonien : il est nommé *formation de la dalle nacrée*, et est couvert par les marnes du Callovien-Oxfordien.

Dans le **Rhétien** (Villeperdue), les réservoirs sont des grès fluvio-deltaïques à bonnes caractéristiques pétrophysiques ; la zone des apports sédimentaires se situe au niveau du môle du Brabant dans les Ardennes. Les grès s'étendent dans l'est de la Brie actuelle. Les couvertures sont les argiles du Rhétien supérieur appelées *argiles de Levallois*.

Dans le **Keuper**, on a aussi des grès fluviatiles hétérogènes parfois discontinus et qui sont également diagénétisés par des ciments dolomitiques. Ils s'étendent plutôt dans la partie ouest du bassin à la différence des grès rhétiens. Ils diminuent d'épaisseur sous effet de mouvements eustatiques par rapport à la zone d'apport qui se trouve à l'ouest vers le Massif armoricain, qui était émergé au Trias (rétrogradation). Ils sont constitués d'alternances argilo-gréseuses divisées en deux sous-thèmes séparés par une série appelée *argiles intermédiaires* : les grès de Chalain / Chailly-Chaunoy et les grès de Donnemarie. Les couvertures sont assurées par les argiles bariolées du Keuper pour le premier sous-thème. Pour le second, le piégeage ne fonctionne que si les argiles intermédiaires dépassent 50 mètres d'épaisseur.

Des thèmes plus marginaux existent aussi dans le bassin de Paris :

- grès néocomiens de Château-Renard, dans le sud du bassin, qui sont des équivalents stratigraphiques des grès des faciès purbeckiens (Hauterivien-Néocomien) du bassin d'Aquitaine ;
- calcaires Lettenkohle du Muschelkalk (gisement d'huile à Forcelles dans les contreforts des Vosges, gisement de Trois-Fontaines près de Saint-Dizier).

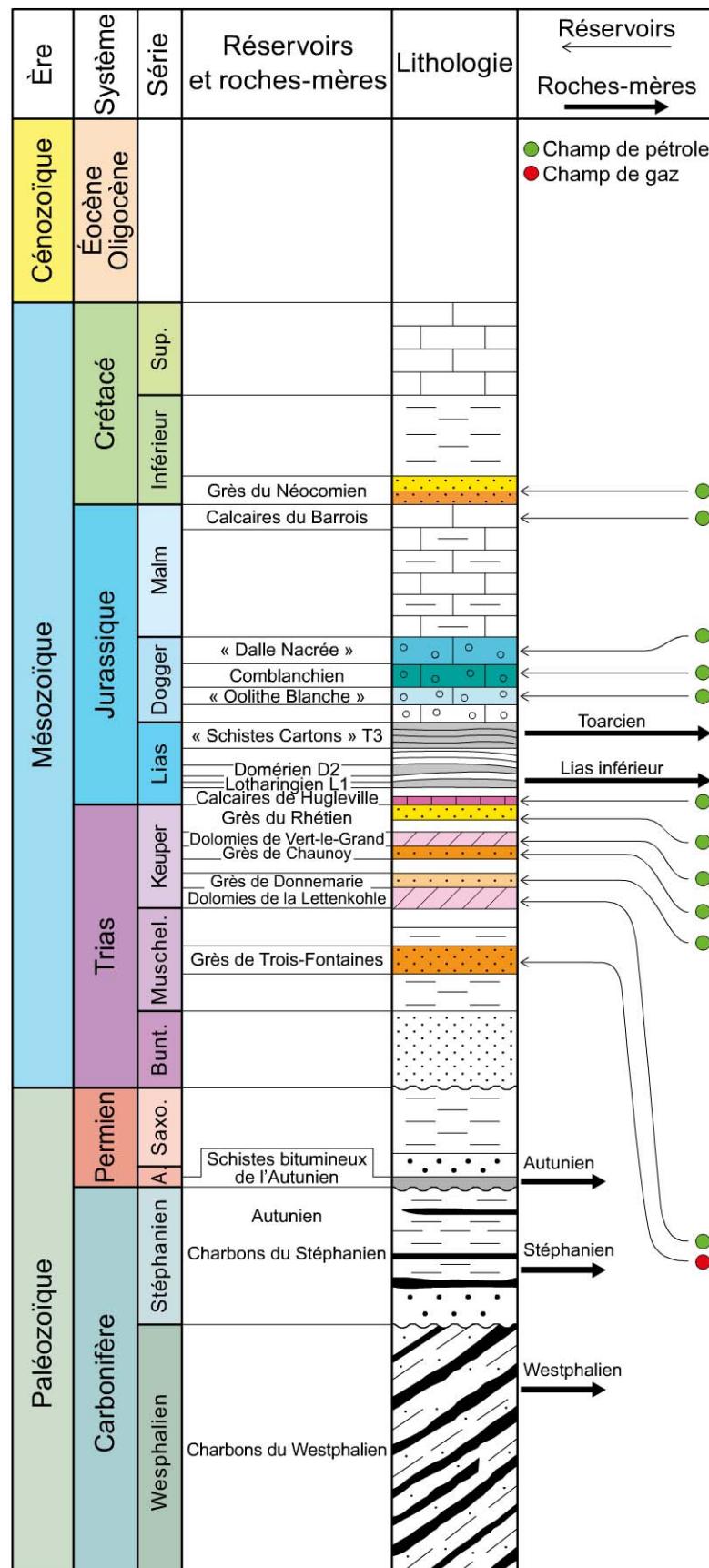


Figure 9.19 – Charte stratigraphique synthétique du bassin de Paris.

b) Systèmes générateurs et régimes de pression

La **roche-mère principale** du bassin de Paris correspond aux niveaux argilo-marneux du Lias :

- niveaux argilo-marneux du Lias terminal, ou Toarcien, appelés aussi *formation des schistes cartons*, c'est la référence historique du type II de roche-mère (*cf.* chapitre 2) ;
- niveaux du Pliensbachien-Lotharingien ;
- niveaux du Sinémurien-Hettangien.

Le niveau supérieur, Toarcien, est assez riche en matière organique avec des S_{2i} (*cf.* § 3.3 du chapitre 5) moyens à très bons, un IPRM (*cf.* § 10.2 du chapitre 7) de l'ordre de 1,3 Mt/km².

Le niveau moyen, pliensbachien-lotharingien, est riche mais avec de faibles S_{2i} et des épaisseurs plus importantes que le Toarcien, qui font que l'IPRM est du même ordre.

Enfin le niveau de la base du Lias a une productivité initiale bien plus faible, de l'ordre de 0,5 Mt/km².

Une **roche-mère associée au Carbonifère** existe également, comme classiquement dans cette partie de l'Europe, et a pu fonctionner efficacement très localement sur les franges du bassin (à l'origine du gisement de gaz de Trois-Fontaines), la maturation de cette roche-mère s'effectuant trop tôt ailleurs par rapport à l'âge de formation des pièges pétroliers (problème de timing).

Pour évaluer le fonctionnement de ces niveaux roches-mères du Lias au cours du temps, il faut tenir compte de l'**érosion alpine** qui affecte les séries crétacées supérieures et tertiaires en bordures est (plus de 400 mètres) et sud-est, et donc reconstituer les cartes à leur niveau d'enfouissement maximal (voir pour cela la méthodologie sur le paléo-enfouissement et les aires de drainage présentée au paragraphe 2 du chapitre 7 et dans l'encart 7.2).

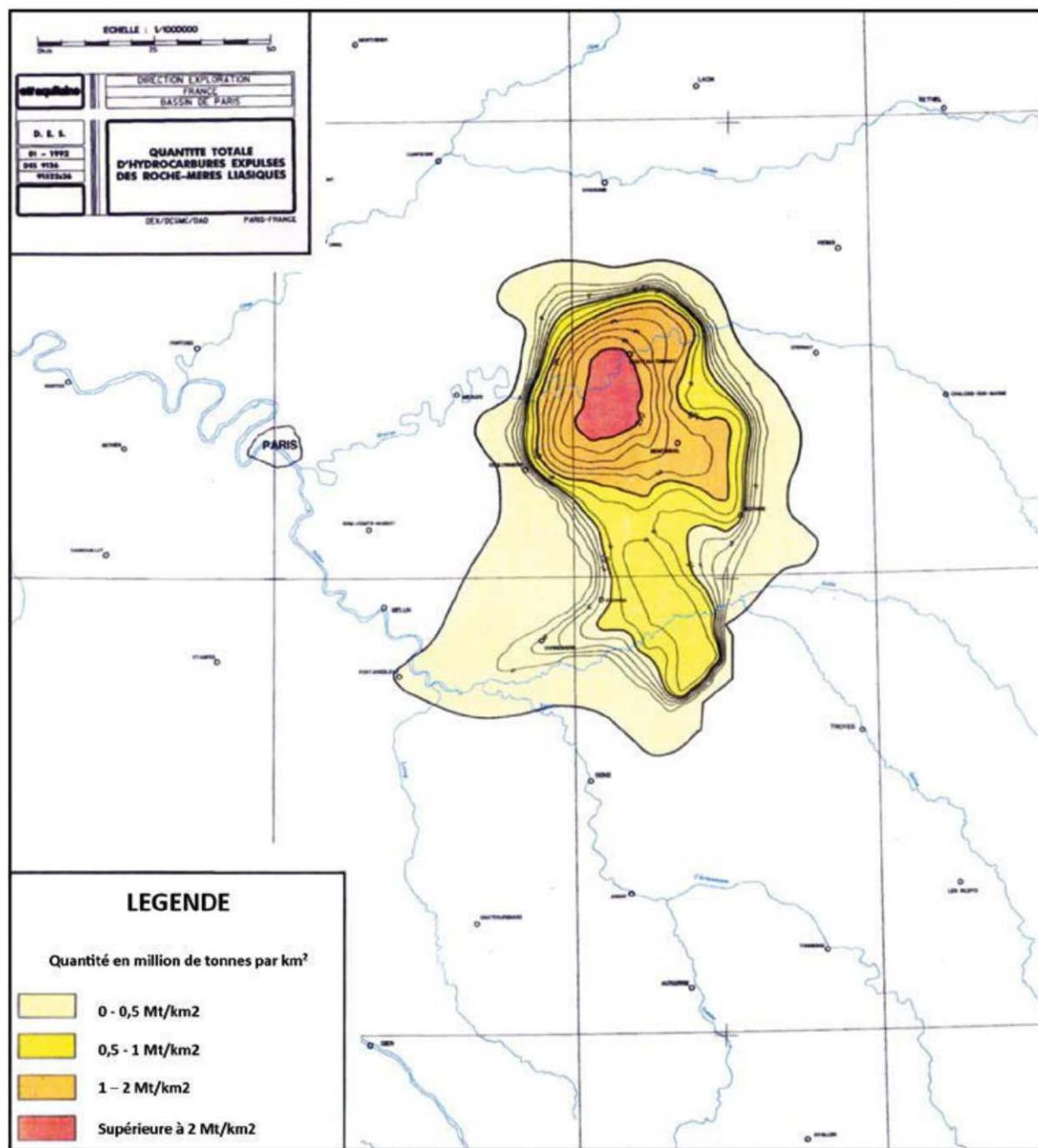


Figure 9.20 – Carte de quantités expulsées par les schistes cartons intégrant les hypothèses d'érosion alpine dans le bassin de Paris. Document Total.

De fait, les roches-mères liasiques sont remarquablement placées (**systèmes générateurs et thèmes superposés**) pour charger *per descensum* le Rhétien et le Keuper ainsi que le Dogger *per ascensum*.

Le chargement en hydrocarbures est centrifuge plutôt que vertical et se fait latéralement (*per laterum*) depuis le *pool* d'expulsion liasique (figure 9.20).

Les pressions en réservoirs sont généralement hydrostatiques.

On pourra noter que c'est une des conditions bien connues de l'efficacité en production des bons thèmes d'hydrocarbures de roches-mères et qu'elle manque ici...

Les roches-mères liasiques ne sont pas en surpression ; autrement dit, la question légitime à poser est la suivante : y a-t-il un thème d'hydrocarbures de roches-mères dans le bassin de Paris ?

La configuration géométrique en cuvette du bassin fait naître un **hydrodynamisme centripète** (météoritique, par gravité) qui se propage d'est en ouest.

Cette configuration hydrogéologique est notable au niveau de la zone de Villeperdue (avec un tilt mesuré de 4 mètres par kilomètre), le point d'entrée des eaux se situe sur l'impluvium (contact au sol atteint par les précipitations, pluie et neige) des affleurements du Dogger. Le point de sortie est diffus, probablement présent au niveau des affleurements occidentaux.

Les **phénomènes artésiens** typiques de la mise en charge centripète des bassins sont bien connus dans le bassin de Paris, en raison de cette topographie en cuvette.

c) Bilan volumétrique de l'exploration

Le total des réserves 2P initiales du bassin de Paris est de **310 Mbep**.

Les principaux champs sont, par ordre d'importance, Chaunoy (83 millions de barils), Villeperdue (52 millions de barils) et Itteville (23 millions de barils).

Les deux opérateurs majeurs actuels du bassin de Paris sont Vermillion et Lundin.

Le PSY calculé est de 2 % (1,4 Gbep accumulé pour 65 Gbep générés), alors que le SPI du Lias est de 0,6 à 1,5 Mt/km², ce qui fait de ce bassin, comme le bassin d'Aquitaine présenté plus bas, un des «bons élèves» des calculs quantitatifs mondiaux, en termes de rendement de système pétrolier.

5

Exemple de bassin d'avant-pays : les bassins nord et sud-pyrénéens

5.1 Organisation tectono-sédimentaire et contexte de l'exploration pétrolière

a) Localisation

La chaîne des Pyrénées et ses avant-pays septentrional et méridional se situent sur deux pays, la France et l'Espagne. Les avant-pays pétroliers *sensu stricto* occupent des surfaces respectivement de l'ordre de 35 000 km² (au nord) et 15 000 km² (au sud) (*cf.* figure 9.16).

b) Histoire tectono-sédimentaire

L'évolution de la chaîne pyrénéenne et de ses bassins d'avant-pays témoigne d'une histoire tectono-sédimentaire complexe, polyphasée et jalonnée d'évènements et de cycles majeurs dont on retiendra principalement :

- l'héritage hercynien, dévono-carbonifère, dont le grain structural (plis, failles, blocs et massifs granitiques) va façonner l'évolution ultérieure ;
- le *rifting* intra-continental du Permo-Trias ;
- l'ouverture océanique avortée du Crétacé inférieur et les **phénomènes gravitaires associés** ;
- la transtension sénestre E-W du Crétacé supérieur ;
- la tectogenèse inter-plaques (ibérique et européenne) lors de l'Éocène, qui se traduit par un raccourcissement de l'ordre de 80 à 100 kilomètres ;
- enfin l'orogenèse néogène et quaternaire, qui conduit à l'élaboration des reliefs pyrénéens actuels.

c) Zonation structurale et exploration pétrolière

La chaîne des Pyrénées appartient au **système alpin** et résulte de la compression née de l'affrontement de la plaque ibérique, située au sud, et de la plaque européenne, localisée au nord.

La chaîne des Pyrénées et ses avant-pays septentrional et méridional peuvent être divisés en **neuf unités structurales distinctes**, qui sont les suivantes du nord au sud :

- la **plateforme du Médoc**, placée dans le sud de l'arche de la Gironde, est un domaine à série sédimentaire peu épaisse et constituée de terrains du Crétacé supérieur et du Tertiaire, reposant sur une série jurassique et triasique réduite ;
- le **sous-bassin de Parentis, à série sédimentaire épaisse**, est affecté par des structures plicatives qu'accompagnent des mouvements salifères (sel du Trias) récents, pyrénéo-alpins, reprenant une tectonique gravitaire d'âge crétacé ;
- le **seuil des Landes** représente un domaine intermédiaire, pourvu de structures salifères de grande longueur d'onde et d'une série jurassique et crétacée pelliculaire ;
- la **plateforme nord-Aquitaine**, dont la sédimentation ne comprend pas de Crétacé inférieur et où l'on distingue des structures halocinétiques importantes ;
- la **zone sous-pyrénéenne ou avant-pays plissé nord**, formé des deux bassins dits *de l'Adour et du Comminges*. Ce sont des bassins losangiques à forte empreinte d'une tectonique gravitaire sur sel et naturellement d'une tectonique plicative pyrénéo-alpine qui se traduit par la formation de chevauchements aveugles et de structures plus ou moins diapiriques, déversées vers le nord. Cette zone est bordée au sud par le *front de chevauchement nord-pyrénéen* ;
- la **zone nord-pyrénéenne**, caractérisée par la présence de chevauchements et de plis à vergence nord. Dans sa partie méridionale, elle est affectée par un faible métamorphisme accompagné de schistosité. Elle est bordée au sud par la faille nord-ibérique, qui la sépare de la haute chaîne et correspond à un changement des vergences des accidents chevauchants de nord à sud. Intensément déformée, elle est aussi métamorphisée et injectée de lherzolites. C'est dans son prolongement oriental que se situe la nappe des Corbières à vergence nord ;
- la **haute chaîne des Pyrénées** comprend les plus hauts sommets. Elle porte à l'affleurement des formations paléozoïques qui ont été plissées pendant l'orogenèse

hercynienne et reprises lors de la compression pyrénéo-alpine. Elle conserve aussi des séries permianes et néo-crétacées qui constituent une couverture discordante discontinue ;

- la **zone sud-pyrénéenne** présente une couverture sédimentaire réduite, formée de Mésozoïque dans le bassin espagnol central de Graus-Tremp et de Paléogène dans le bassin espagnol plus occidental de Jaca. Cette zone porte les nappes à vergence sud de Gavarnie, du Cotiella et de la Pedraforca. Elle est bordée au sud par le *chevauchement frontal sud-pyrénéen*, qui court le long des Sierras Marginales aragonaises et catalanes ;
- enfin, le **bassin de l'Èbre** comprend, au sud, des séries marines et continentales réduites et peu plissées, datées du Trias, du Crétacé supérieur et du Tertiaire.

Dans ce contexte, l'exploration pétrolière a débuté dès avant la Seconde Guerre mondiale pour vivre un pic dans les années 1970-1990 et ensuite s'essouffler graduellement faute d'objets.

À peu près toutes les zones structurales citées ci-dessus ont été explorées, conduisant à l'émergence d'une belle province pétrolière, même si le taux de succès n'est finalement pas très élevé.

La sismique 3D, appliquée de façon très précoce, n'a toujours pas permis de faire un saut technologique, surtout dans les domaines les plus tectoniquement complexes.

Les compagnies mères du groupe Total (RAP-Elf et SNPA), avec les découvertes de Saint-Marçet puis Lacq, Meillon, etc., et Esso Rep, avec les découvertes de Parentis, Cazaux, Lavergne, etc., qui avaient été les pionniers au début des années 1950 principalement, ont fini par revendre dans les années 1990 et 2000 tous leurs actifs à des indépendants nord-américains (Vermillion notamment).

5.2 Aspects pétroliers

Les zones dans le nord et le sud des Pyrénées, structuralement très contrastées comme nous venons de le rappeler, offrent également des panoramas pétroliers étonnamment différents.

Le bassin de Tremp, en Espagne, contient du Jurassique, comme dans la zone nord-pyrénéenne.

En revanche, le bassin de Jaca, également en Espagne, rempli essentiellement d'Éocène et d'Oligocène, n'en possède pas du tout.

Dans le nord des Pyrénées, les séries condensées des calcaires de Lons, appelés aussi *calcaires à Lituolidés*, du Kimméridgien, constituent la principale roche-mère. Ils se développent et se corrèlent facilement sur pratiquement tout l'ensemble aquitain, à l'exception des seuils entre les sous-bassins évoqués plus haut.

On peut ainsi les retrouver et les observer jusqu'aux affleurements du Quercy, sur les épaulements du Massif central, où ils constituent la formation dite *de Catus*.

Chapitre 9 • Exemples de bassins pétroliers caractéristiques

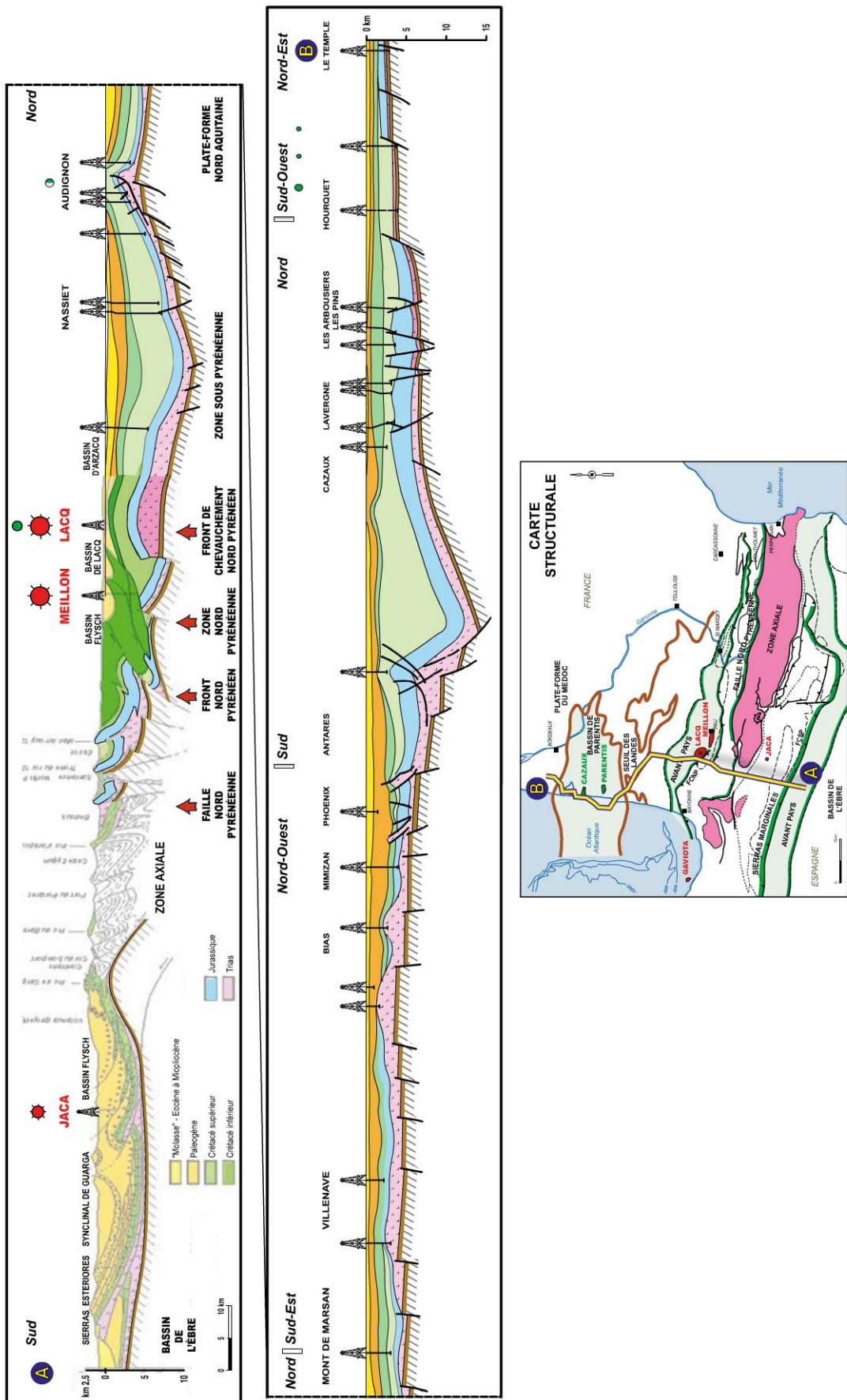


Figure 9.21 – Le contexte pyrénéen et péri-pyrénéen: transect sud-nord. Document J.-J. Biteau, revue de l'UFG.

a) Le bassin de l'Èbre et le nord de l'Espagne

Ces bassins comportent quelques rares gisements exiguës.

Bien que des forages pétroliers aient été entrepris à terre dès les années 1950 dans les bassins espagnols sud-pyrénéens, l'exploration-production des hydrocarbures y est restée relativement pauvre en résultats significatifs, à l'exception du gisement de gaz sec, découvert par les puits de **Serrablo** en 1978 et mis en production en 1984.

Ce petit gisement appelé aussi **Jaca** (40 BCF, *billion cubic feet*) est piégé dans des turbidites éocènes emboîtées (cinq niveaux).

La roche-mère est yprésienne, de type III continental.

Les dépôts turbiditiques carbonatés du gisement de Jaca-Serrablo, constituent de mauvais réservoirs matriciels mais développent de la microfracturation qui améliore de façon spectaculaire la productivité.

Des indices d'huile sont également signalés dans la région de Jaca sur quelques affleurements et pourraient être significatifs d'huiles immatures d'origine lacustre, à roche-mère également éocène.

Beaucoup plus à l'ouest, dans l'**offshore cantabrique**, le gisement de gaz à condensat de **Gaviota** a été découvert en 1980, dans des calcaires de plateforme du Cénomanien, fracturés à microfracturés, reposant sur du Permo-Carbonifère. Le gaz est d'origine carbonifère ; la roche-mère appartient vraisemblablement au Stéphanien du substratum.

Les réserves initiales 2P de ce champ dont la production, commencée en 1986, a été abandonnée en 1994, étaient de l'ordre de 220 BCF de gaz et de 5 millions de barils de condensats, dont près des deux tiers ont été produits.

Ces deux gisements sont désormais utilisés comme des stockages de gaz du réseau de distribution espagnol.

La recherche pétrolière, menée depuis 1952 dans les bassins sud-pyrénéens par des opérateurs espagnols et français, n'est donc finalement parvenue à mettre au jour que ces deux «pétites», dont les volumes de réserves cumulées sont de 50 millions de barils équivalent pétrole, et qui ont fonctionné à partir de systèmes pétroliers que l'on peut qualifier de relativement marginaux et restreints.

Près de Burgos, le gisement d'Ayoluengo, qui est encore en production (150 barils par jour d'huile) dans des faciès clastiques tithoniens à hauteriviens, vient s'ajouter à cet inventaire et présente l'avantage de se situer tout près des affleurements des composantes de son système pétrolier (réservoir, couverture, roche-mère), ce qui permet une excellente visite pédagogique en surface (accessible par la route) et en subsurface.

Le gisement a été couvert par une sismique 3D de bonne qualité.

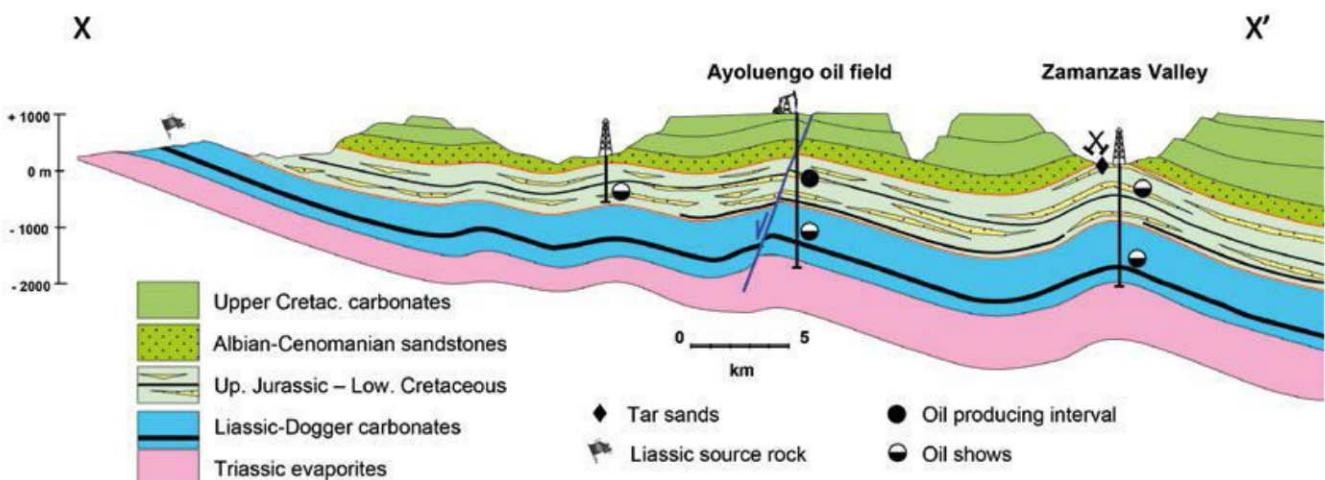


Figure 9.22 – Coupe passant par le gisement d'Ayoluengo.
Avec la permission de AGGEP et Jorge Navarro Comet.

b) Le bassin d'Aquitaine

Ce bassin comporte deux provinces pétrolières de classe européenne.

Côté français, deux provinces pétrolières ont émergé depuis la Seconde Guerre mondiale en termes d'exploration-production : le bassin de Parentis, essentiellement à huile (350 millions de barils de réserves initiales 2P cumulées, dont Parentis : 210 millions de barils) et les bassins sud-aquitains (Adour-Comminges) surtout à gaz (11,5 TCF de réserves 2P cumulées, dont Lacq : 8 TCF) et à huile (120 millions de barils de réserves 2P cumulées).

C'est ainsi un total de **2,5 milliards de barils équivalent pétrole (Gbep)** qui a été mis en évidence dans ce domaine nord-pyrénéen ; soit 50 fois plus qu'au sud. La disproportion est énorme.

L'explication de ce déséquilibre tient essentiellement à l'existence du **système pétrolier du Kimméridgien** et à son fonctionnement polyphasé dans le nord des Pyrénées, alors que dans le sud la roche-mère kimméridgienne est très souvent érodée, ou bien passe latéralement à des faciès plus internes et dépourvus de potentiel pétrolière.

On observe aussi que la phase d'extension albienne à l'origine des structures (les pièges) en zone septentrionale n'est pas ou peu active en zone méridionale puisque l'on se trouve en bordure de la marge ibérique dans le sud du domaine de *riifting* crétacé de la marge européenne.

De surcroît, compte tenu de la typologie des pièges, de la migration des hydrocarbures sur de courtes distances, le plus souvent verticales, le système pétrolier associé à la roche-mère du Kimméridgien est probablement très efficace (au sens de son rendement quantitatif), bien que sa capacité générative initiale SPI ou IPRM (*cf.* § 10.2 du chapitre 7) soit tout à fait modeste (inférieure à 3 millions de tonnes au km²) en référence à d'autres roches-mères mondiales telles celles du Néocomien-Barrémien du Bas-Congo (*cf.* § 2).

5 Exemple de bassin d'avant-pays: les bassins nord et sud-pyrénéens

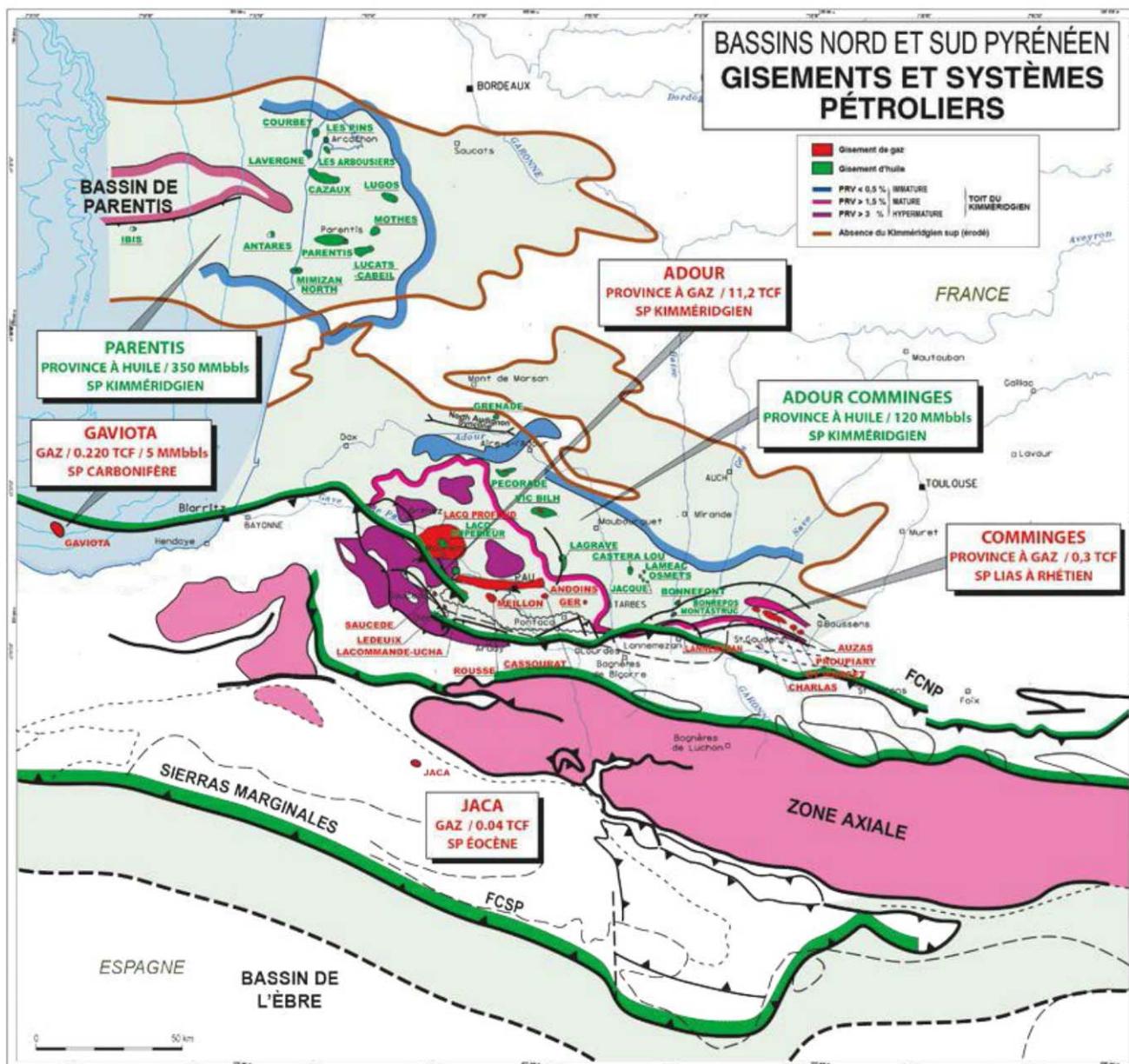


Figure 9.23 – Le contexte pétrolier péri-pyrénéen.
Document J.-J. Biteau, revue de l'UFG.

Le PSY est de 12 %, ce qui est remarquable dans ce contexte et expliquable par la superposition directe de roches-mères et thèmes ainsi que par les chemins de migrations verticaux que confirme la répartition des champs et des aires de présence de la roche-mère mature (figure 9.24).

À ce système pétrolier jurassique principal s'ajoutent localement les systèmes génératrices suivants, d'efficacités et de répartitions beaucoup plus marginales :

- le Rhétien (dolomie de Carcans), qui est une roche-mère pénésaline, à l'origine d'un système pétrolier très « ramassé » puisqu'il intègre une roche-mère *in situ*, un réservoir et sa couverture sur un intervalle épais d'une cinquantaine à une centaine de mètres. C'est le système pétrolier à l'origine du champ de Laméac en bordure du bassin de Tarbes ;

- le **Lias marneux**, à l'origine par exemple du gisement de Saint-Marcet dans le Comminges (260 BCF) ;
- le **Barrémien** (calcaires à Annélides), dont le fonctionnement vient s'ajouter à celui du système jurassique et qui développe localement des faciès générateurs pénésalins (Lacq, Pecorade, Vic Bilh) ;
- l'**Albien marneux** (gisement de Ledeix 1 : 4 BCF, dans des épisyénites albiennes) ;
- l'**Yprésien**, roche-mère de type III continental, à l'origine du modeste gisement de Ger 101 dans le bassin de Tarbes (3,7 BCF).

Dans la partie sud-aquitaine, la présence d'un « **stock** » **d'anhydrite** important dans le Barrémien ainsi que dans les évaporites du Trias et du Lias est à l'origine de la présence d'hydrogène sulfureux (H_2S) dans des proportions qui peuvent dépasser 15 % du gaz total des champs (Lacq profond).

En revanche, le système pétrolier qui fonctionne à l'est dans la zone du bassin du Comminges est dépourvu d'hydrogène sulfureux faute de ce stock d'anhydrite.

Dans le bassin de Parentis, le Barrémien ne possède pas ces faciès anhydritiques internes et ainsi pratiquement toutes les huiles ne renferment pas d'hydrogène sulfureux, dont l'origine réside dans les réactions de thermo-sulfato-réduction entre les molécules de méthane et d'anhydrite (*cf.* chapitre 2).

Il est à noter qu'en raison d'une érosion du Barrémien le gisement de Rousse, situé au sud de Meillon, ne contient pas non plus d'hydrogène sulfureux.

Enfin, on peut faire l'observation que le gisement crétacé supérieur de Lacq supérieur, qui résulte d'une dysmigration d'huile lors de la mise en charge de Lacq profond et de son hydrofracturation à un stade précoce, contient des anhydrites barrémienne qui témoignent aussi du processus de cette fuite massive intervenue au Paléocène par circulation de mélanges de fluides minéralisés et pétroliers.

Les pressions sont généralement hydrostatiques à l'exception notable de Lacq profond, dont la pression initiale était de 675 bar.a (bars absolus) alors que la pression d'abandon est de l'ordre de 30 bar.a.

Pour un réservoir situé vers 3 000 m, la surpression s'explique par l'absence d'aquifère et l'encapsulement de l'accumulation qui se développe sur une colonne de plus de 3 000 m verticaux.

5 Exemple de bassin d'avant-pays: les bassins nord et sud-pyrénéens

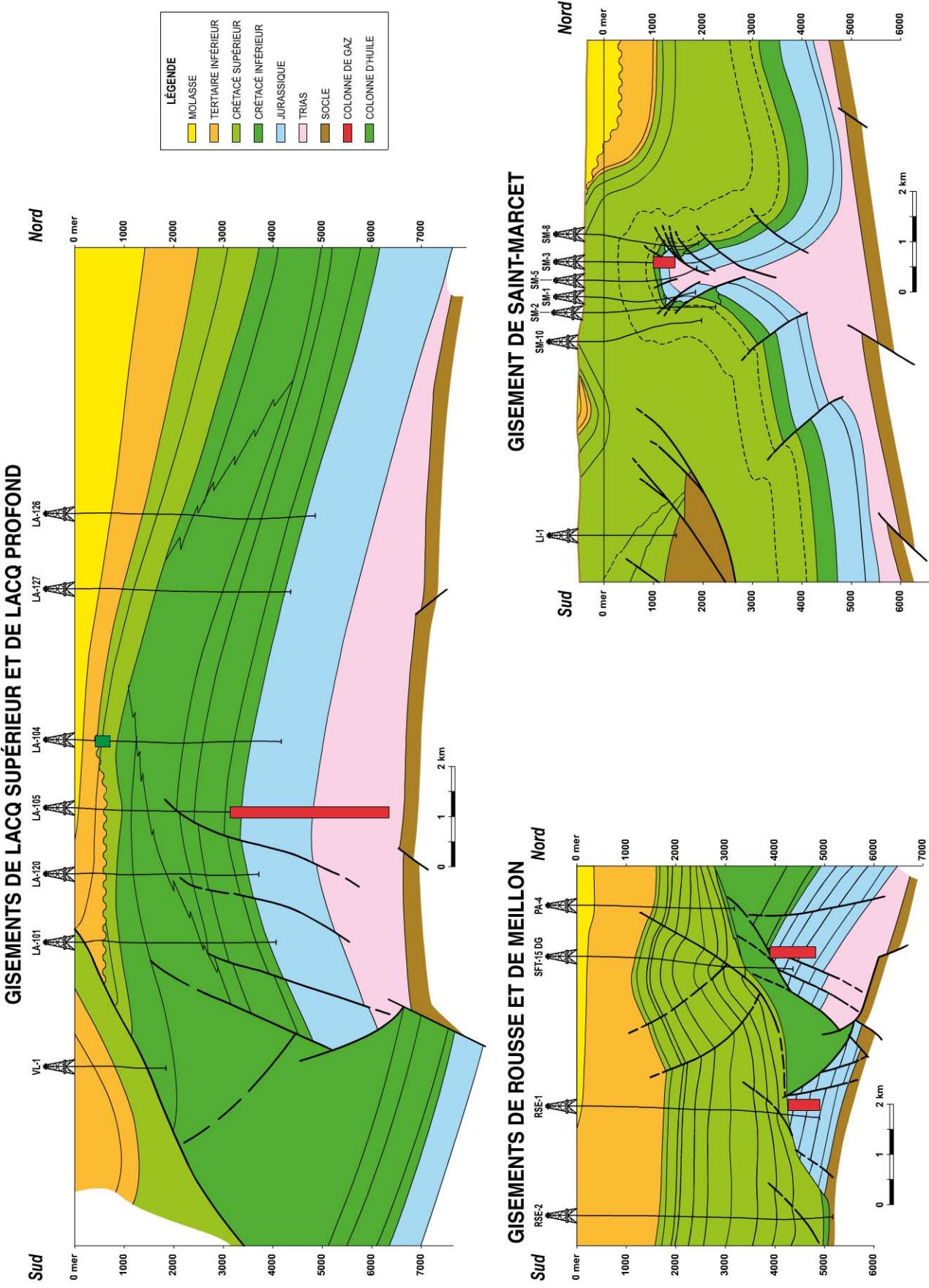


Figure 9.24 – Coupes illustratives des champs de gaz de Saint-Marcet, Lacq et Meillon-Rousse. Document J.-J. Biteau.

Les thèmes pétroliers (**couples réservoirs/couvertures**) des bassins nord-pyrénéens sont les suivants, énumérés du plus ancien au plus jeune :

- le **Rhétien** : dolomie de Carcans, constituée de faciès pénésalins qui sont alimentés par des roches-mères du même âge, en contact. Seul le champ de Laméac, marginal en termes de réserves (moins de 60 000 barils produits), est connu pour ce thème ;
- l'**Oxfordien-Kimméridgien** : dolomie de Meillon, constituée de dolomies vacuolaires et fracturées, idéalement placées sous les faciès roches-mères qui en assurent aussi localement la couverture. De caractéristiques réservoirs matriciels très médiocres, ces niveaux produisent leur gaz grâce à leur fracturation (gisement de Meillon-Saint Faust 2,1 TCF, et satellites) ;
- le **Tithonien** : dolomie de Mano (le lithostratotype se trouve dans le bassin de Parentis au puits de Mano-1), correspondant à de mauvais réservoirs matriciels dolomitiques, également fracturés, situés au-dessus des calcaires de Lons. C'est, avec le Barrémien, le réservoir principal du gisement de Lacq et ce que l'on peut considérer, en termes de volumes équivalents pétrole, comme le thème prolifique dans le nord des Pyrénées. Il s'agit d'un réservoir carbonaté diagénétisé secondairement qui développe ainsi un système de double porosité et double perméabilité. Dolomies de Meillon et de Mano sont observées à l'affleurement dans les chaînons béarnais (figure 9.25) ;

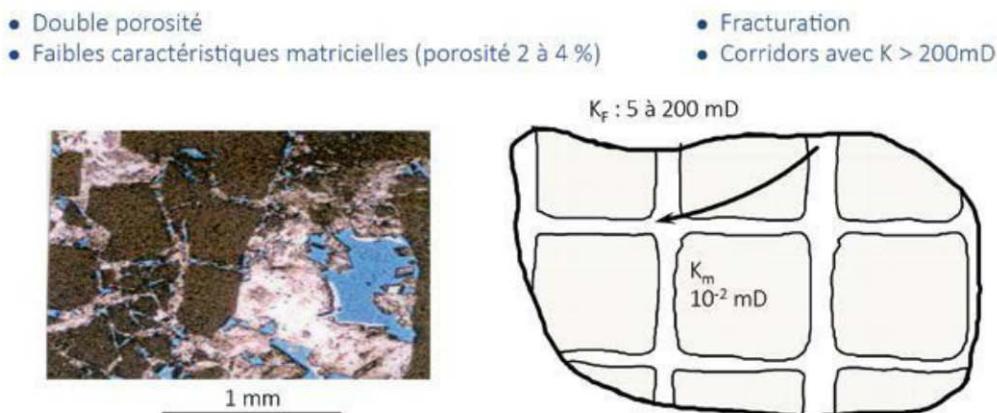


Figure 9.25 – Réservoirs jurassiques : dolomies de Meillon et de Mano.

- le **Néocomien (Berriasien à Hauterivien-Valanginien)** : ces formations gréseuses se limitent aux zones de Lacq et aux zones d'Arcachon et de la bordure sud du bassin de Parentis. On considère qu'elles constituent des thèmes significatifs seulement dans ces deux derniers domaines où on les connaît surtout sous les dénominations de *Purbeckien* (réservoir) et de *Wealdien* (couverture). Les gisements sont modestes (< 10 millions de barils de réserves 2P) à l'exception de Cazaux : 40 à 100 millions de barils ;
- le **Barrémien** : il s'agit du second thème du bassin nord-pyrénéen par ordre d'importance des réserves. En effet, il participe par ses quelques niveaux générateurs à l'accumulation du gisement de Lacq, à celles des gisements d'huile et gaz de Vic Bilh et de Pécorade en Aquitaine sud, et surtout à celle du gisement de Parentis (de l'ordre

de 200 millions de barils), plus gros gisement d'huile français. Les réservoirs sont le plus souvent associés à des calcaires dolomitiques et développent localement des faciès karstifiés secondairement dolomitisés (Parentis). L'Aptien calcaire ou localement détritique participe parfois aussi aux accumulations (bassin de Parentis) ;

- l'**Albien** : des récifs piégent parfois les hydrocarbures comme à Mimizan nord dans le bassin de Parentis. Dans ce même bassin, des turbidites structurées au-dessus du Purbeckien à huile du champ de Cazaux contribuent aussi aux productions de façon significative. De façon plus marginale, on note, dans la zone plissée au sud de Lacq, la présence de roches volcaniques intrusives (teschénites) qui ont fourni localement une production de gaz sec, non acide (cas du puits de Ledeuix 1). Ce gaz est probablement généré par les marnes albiennes, qui constituent l'encaissant des filons volcaniques plus ou moins stratiformes ;
- le **Crétacé supérieur** : il s'agit de dépôts associés aux plateformes sénoniennes, qui ont localement pu piéger des hydrocarbures à l'aplomb de structures jurassiques (gisement de Lagrave, 25 millions de barils ; gisement de Lacq supérieur, 29 millions de barils) dans le Bassin d'Arzacq. Très localement aussi, des brèches développent des faciès réservoirs dans cet intervalle du Crétacé supérieur : brèche de Soumoulou (éléments de plateforme remaniés dans le flysch à l'aplomb du gisement de Meillon-Saint Faust), brèche de *cap-rock* salifère de Saint-Marcet, gisement de gaz en communication avec le Jurassique sous-jacent également réservoir. Il est à noter que le gisement de Lacq supérieur est alimenté verticalement par une dysmigration par hydrofracturation du gisement d'huile initial de Lacq profond au cours du Paléogène. Cette fuite est attestée tant par une signature soufrée de l'huile que par la présence d'anhydrites d'origine barrémienne ayant flué en solutions ;
- l'**Éocène** : il s'agit des turbidites clastiques déposées dans le bassin de Tarbes en aval de la plateforme yprésienne (gaz sec de Ger 101, bons réservoirs, piège à composante stratigraphique).

Les **pièges pétroliers** résultent de l'histoire géodynamique polyphasée décrite précédemment.

Cette histoire tectono-sédimentaire est fortement influencée par le jeu des directions N20, N50-70, N 110, N160, héritées du socle paléozoïque.

La **distension crétacée** a permis d'initier sur ces directions structurales des paléosstructures souvent raftées (Meillon, Rousse par exemple).

Ces structures initiales ont été ensuite plus ou moins réactivées lors de la transtension-transpression du Crétacé supérieur et lors de la compression pyrénéo-alpine.

La **migration des hydrocarbures** vers ces pièges s'est produite à partir de l'Albien jusqu'à la période actuelle, depuis des systèmes générateurs énumérés plus haut. Elle varie d'un champ à l'autre, les plus précoce étant les gisements de gaz situés au sud, les plus récents étant les gisements d'huile situés au nord.

Pour ce qui concerne les réserves de chacun des gisements, on se reportera utilement aux références bibliographiques et aux bibliothèques de données fournies par certains contracteurs.

En ce qui concerne l'**exploration**, force est de constater que tant le contexte économique que la maturité de cette province laissent peu de place à un futur radieux, car l'effort énorme et opiniâtre des compagnies jusque dans les années 2000 n'a pas révélé de réduit pétrolier significatif.

Actuellement, les deux compagnies majeures du bassin aquitain sont Vermillion et Lundin.

Côté espagnol, il n'y a aucun champ subsistant en production, excepté Ayoluengo.

La découverte du gisement de Lacq profond en 1951 a ouvert la voie à l'exploration de la région de Pau.

Son développement puis sa première production de gaz en 1957 ont été permis par la construction d'une usine de désulfuration unique au monde à l'époque.

Les unités de thiochimie créées à l'intérieur de l'usine de Lacq ont constitué aussi un débouché important, notamment *via* le port de Bayonne.

La production du champ s'est terminée en 2013 avec le bouchage définitif des puits de production.

Plus au sud, le gisement de Rousse trouvé en 1967 a fait l'objet post-exploitation d'une expérimentation pilote de séquestration du dioxyde de carbone durant trois années.



Figure 9.26 – Affleurement de dolomie de Meillon.

5 Exemple de bassin d'avant-pays: les bassins nord et sud-pyrénéens

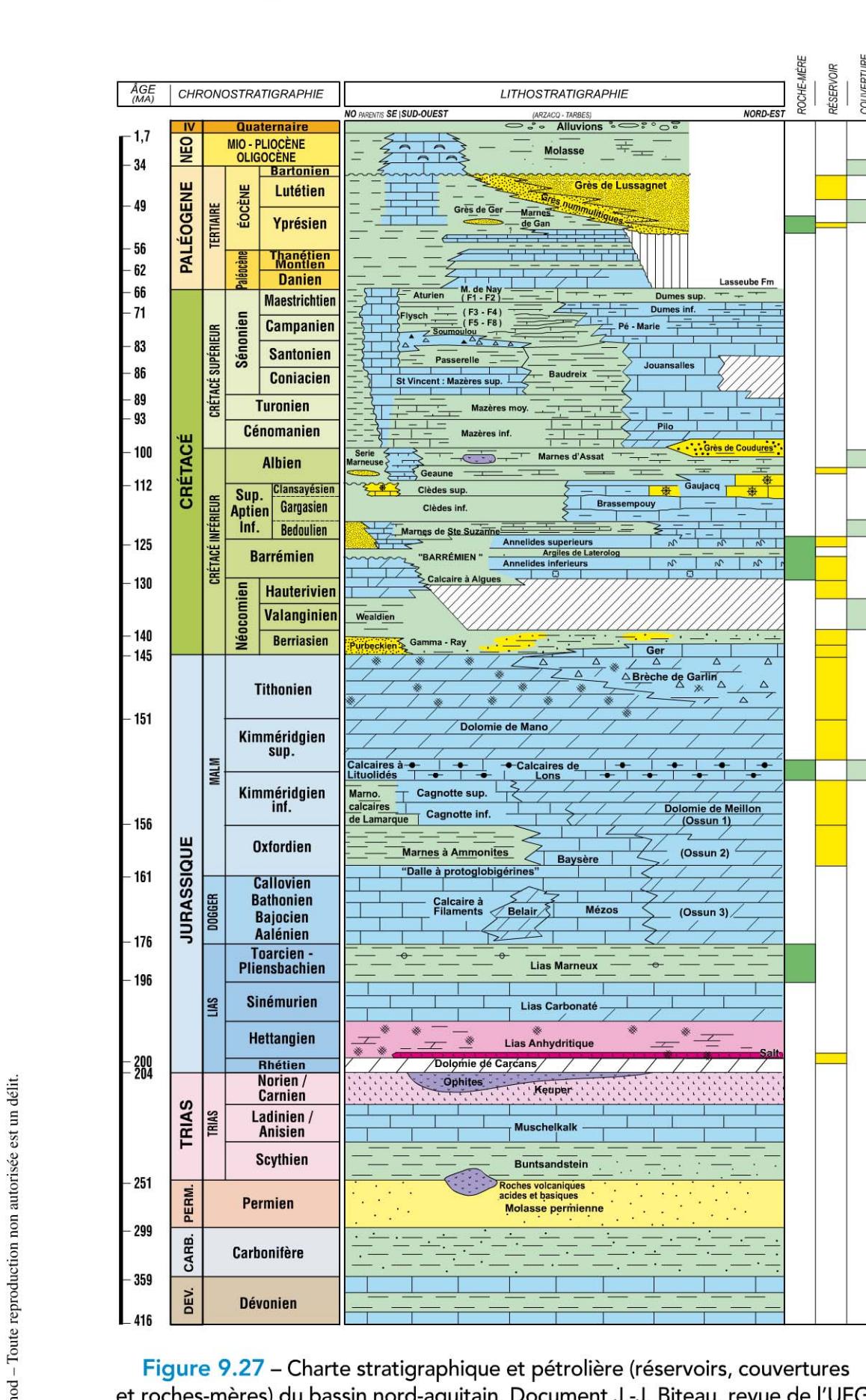


Figure 9.27 – Charte stratigraphique et pétrolière (réservoirs, couvertures et roches-mères) du bassin nord-aquitain. Document J.-J. Biteau, revue de l'UFG.

Ressources et réserves d'hydrocarbures

Introduction

Le but de ce chapitre est de montrer comment, dans un cadre assez contraignant (incertitudes, risques, règles, etc.), on tente de quantifier les ressources pétrolières à différentes échelles: champ ou prospect, bassin, province pétrolière, voire continent et au niveau mondial. Une telle estimation est menée dans le but de connaître les réserves, de piloter les productions, de comparer l'offre et la demande, et en définitive les perspectives de l'économie mondiale...

Objectifs

- Rappeler les principales définitions.
Décrire les méthodes d'évaluation de gisements et de prospects, ainsi que les perspectives de ressources et de productions à l'échelle mondiale.

Plan

- 1 Définitions et méthodes d'évaluation des gisements
- 2 Méthodes d'évaluation des ressources prospectives
- 3 Profils mondiaux d'huile et de gaz
- 4 Notions de *yet to find*

1

Définitions et méthodes d'évaluation des gisements

1.1 Définitions et méthodes d'évaluation établies dans l'industrie mondiale

C'est à partir des années 1930 que le besoin de standardiser les définitions s'est fait sentir, notamment aux États Unis, sans cependant déboucher sur la publication de conventions écrites et bien définies.

La **SPE** (Society of Petroleum Engineers) a publié les premières règles des catégories de réserves en 1987, appuyée la même année par le **WPC** (World Petroleum Congress).

Ces deux organismes ont mis à cette époque en commun leurs efforts de rédaction de règles centralisées.

En 2000, l'**AAPG** (American Association of Petroleum Geologists) les a rejoints pour éditer de nouvelles règles en 2001 puis des guides d'application en 2007.

Les ressources et réserves y sont clairement définies suivant le tableau de la figure 10.1.

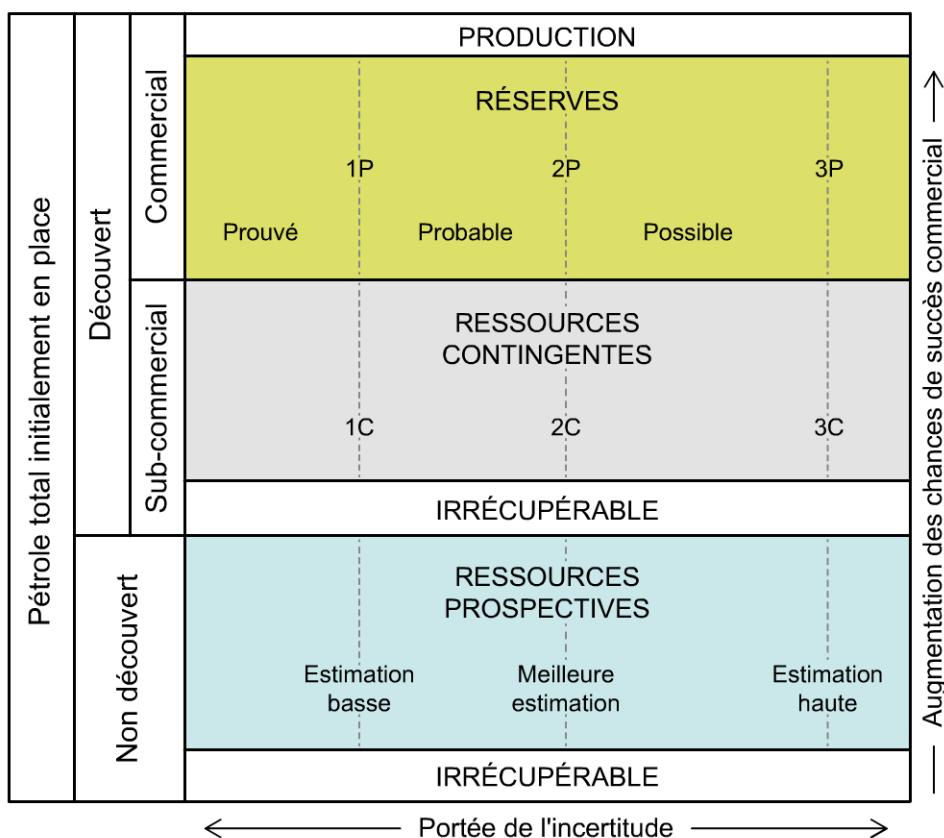


Figure 10.1 – Système de classification des ressources SPE-WPC-AAPG-SPEE¹.

La **ressource** désigne la quantité totale de pétrole existante, qu'elle soit extractible ou non, découverte ou non. Les ressources en pétrole sont les volumes d'hydrocarbures présents dans un réservoir ou un champ ou un bassin ou un pays voire au niveau mondial.

Les **réserves** sont les quantités de pétrole qui sont anticipées comme étant commercialement récupérables dans le cadre de projets sur des accumulations bien définies en volumes, à une date donnée et sous des conditions bien formulées.

Pour cela, elles doivent satisfaire quatre critères : elles doivent être **découvertes, récupérables et commerciales (économiques, développement décidé, acceptabilité...)** et **évaluées** (à une date donnée) en fonction des projets de développement décidés.

1. SPEE : Society of Petroleum Evaluation Engineers.

On distinguera les champs qui sont en début de production, appelés aussi *green fields*, de ceux qui se trouvent en fin de production, champs matures ou *brown fields*.

Elles sont classées en accord avec le niveau d'incertitude des estimations, sous-classifiées d'après la maturité du projet, et caractérisées par le statut du développement et de la production.

Les **ressources contingentes** sont estimées comme celles qui seront à une certaine date potentiellement récupérables à partir d'accumulations découvertes, mais dont les projets ne sont pas considérés comme matures pour un développement commercial (économique) du fait de certaines dépendances (de données complémentaires ou de développement d'autres gisements) et de certaines incertitudes.

Ces ressources incluent des projets pour lesquels il n'y a pas à présent de marchés viables ou bien pour lesquels une récupération économique dépend de technologies en cours de développement ou bien enfin des accumulations dont l'évaluation n'est pas suffisante pour estimer correctement leur caractère économique.

Les **ressources prospectives** correspondent aux quantités récupérables qui pourraient être développées dans le futur parmi les volumes non découverts d'hydrocarbures en place qui, à une date donnée, sont supposés être mis en évidence au sein d'accumulations à découvrir (notion plus restrictive que le *yet to find* prospectif, évoqué plus bas, car ce dernier inclut ce qui est calculé à partir de la dotation roche-mère, cf. chapitre 7).

Ces ressources ont par nature une probabilité de découverte ainsi qu'une probabilité d'être développées. On sépare parfois les deux notions en *probabilité* ou *chance de succès* (PS ou PoS, pour *probability of success*, ou CoS, pour *chance of success*) et *probabilité d'occurrence* (PO), cette dernière étant la probabilité d'un développement économique.

Le pétrole non récupérable est la partie découverte ou non découverte de quantités en place considérées, à une certaine date, comme ne pouvant pas être récupérées. Une certaine portion d'entre elles pourrait devenir récupérable dans le futur si les circonstances économiques changeaient ou si des développements technologiques se produisaient, mais la partie résiduelle pourrait ne jamais être récupérée pour des raisons physico-chimiques, correspondant à des pressions ou à des réactions physico-chimiques (pour les saturations résiduelles) en subsurface des fluides et des roches-réservoirs.

La **récupération ultime** (*estimated ultimate recovery* ou EUR, cf. chapitre 7) n'est pas un terme qui correspond à une catégorie de ressources donnée mais c'est un terme qui s'applique à une accumulation ou à un groupe d'accumulations (découvertes ou non découvertes) pour définir des quantités de pétrole qui sont potentiellement récupérables à une échéance donnée sous certaines conditions techniques et commerciales et incluant les quantités déjà produites.

Les **catégories de réserves**: les termes de *low*, *best* et *high* utilisés pour les ressources sont remplacés par 1P, 2P et 3P, qui correspondent respectivement aux réserves prouvées (1P), prouvées plus probables (2P) et prouvées plus probables plus possibles (3P).

De même façon, pour les ressources contingentes, on parle de 1C, 2C et 3C. Ces catégories sont les strictes équivalences des 1P, 2P et 3P, la lettre «C» signifiant *contingent*.

Les **réserves prouvées 1P** correspondent aux quantités d'hydrocarbures qui, après analyse des données apportées par les géosciences et les réservoirs, sont estimées avec une certitude raisonnable comme pouvant être économiquement récupérables et donc développables. Elles sont liées *de facto* à la décision d'investissement de la compagnie pétrolière opératrice concernée, c'est-à-dire à la décision de mettre en production l'objet pétrolier considéré.

Dans ce contexte, si des méthodes probabilistes sont utilisées, il y aura **une probabilité de 90 %** que les quantités récupérées égalent ou dépassent les estimations 1P.

Les **réserves probables** sont celles, complémentaires des précédentes, dont l'analyse des données géosciences et réservoirs indiquent qu'elles sont moins certaines d'être récupérées que les réserves prouvées précédentes mais plus certaines que les réserves possibles. Il est aussi raisonnablement certain que les quantités d'hydrocarbures actuellement restantes seront au moins égales à la somme des réserves prouvées plus probables (2P).

Dans ce contexte, il y a au moins **50 % de probabilité** que les quantités récupérées soient égales ou bien excèdent l'estimation 2P.

Les **réserves possibles** sont celles complémentaires dont l'analyse des données géosciences et réservoirs indique qu'elles ont moins de chances d'être récupérées que les prouvées et les probables.

Il est également probable que les quantités ultimes récupérées lors du projet aient une faible probabilité (10 %) de dépasser la somme des réserves prouvées plus probables plus possibles (3P), qui sont équivalentes du scénario haut.

Dans ce contexte, si des méthodes probabilistes sont utilisées, il y aura **une probabilité de 10 %** que les quantités récupérées égalent ou dépassent les estimations 3P.

Les réserves apportées par les méthodes de récupération assistée ou secondaire (IOR ou *improved oil recovery*, EOR ou *enhanced oil recovery*) sont celles qui, au-delà de la récupération primaire d'hydrocarbures, permettent de stimuler la performance des réservoirs, en utilisant l'injection d'eau ou bien des procédés secondaires ou tertiaires, physico-chimiques.

Les **méthodes IOR** sont définies par le forage de puits supplémentaires, la réduction de leur espacement, voire quelques actions au niveau des installations (compression...).

Les **méthodes EOR** correspondent aux techniques mises en œuvre au-delà de l'injection d'eau ou de l'injection de gaz classique, c'est-à-dire aux procédés chimiques, thermiques, eau modifiée, WAG (*water alternating gas*), *miscible gas injection*, soit en secondaire ou en tertiaire (c'est-à-dire après injection d'eau par exemple).

Parfois les deux termes sont improprement employés comme synonymes alors qu'ils recouvrent deux approches technologiques différentes de la récupération assistée du pétrole.

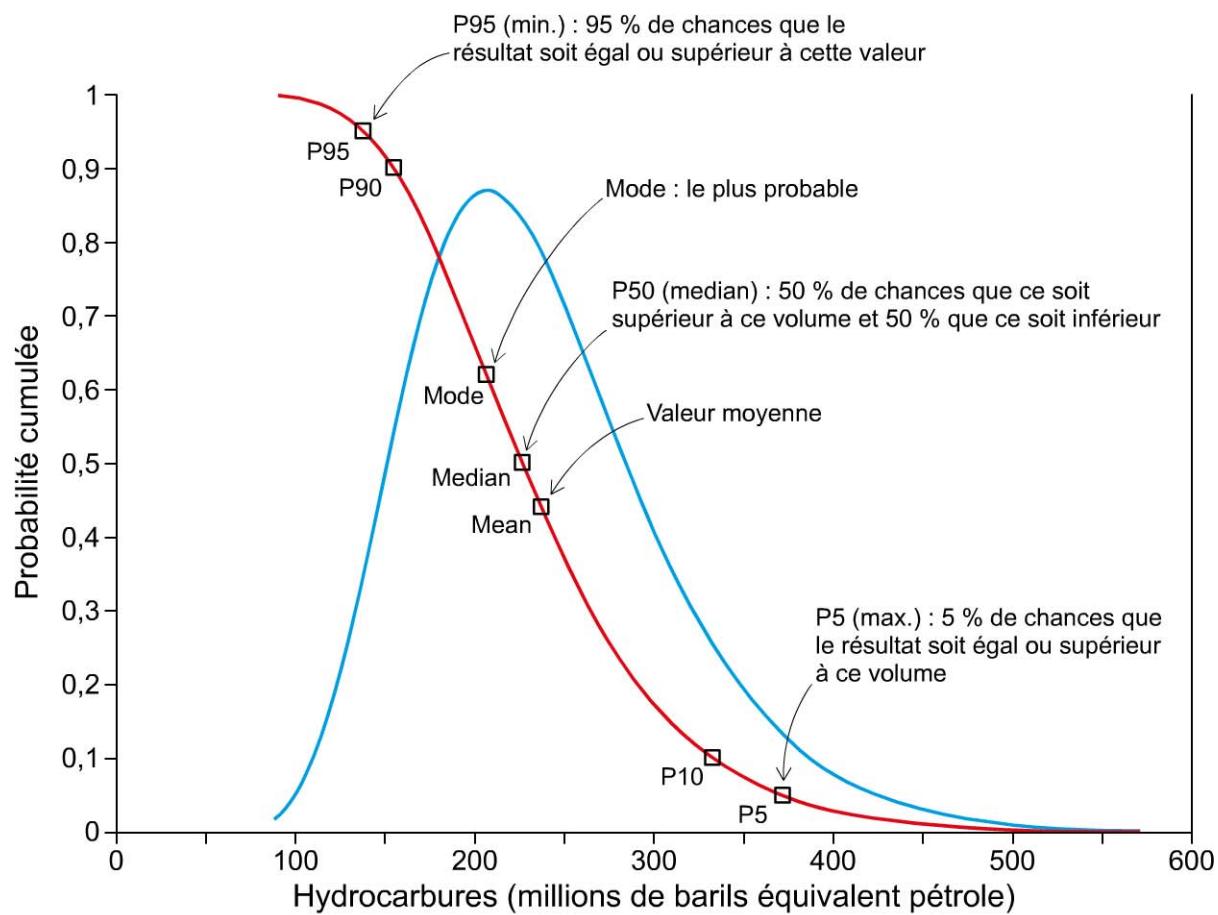


Figure 10.2 – Distribution des volumes: fourchettes des valeurs et leurs probabilités.

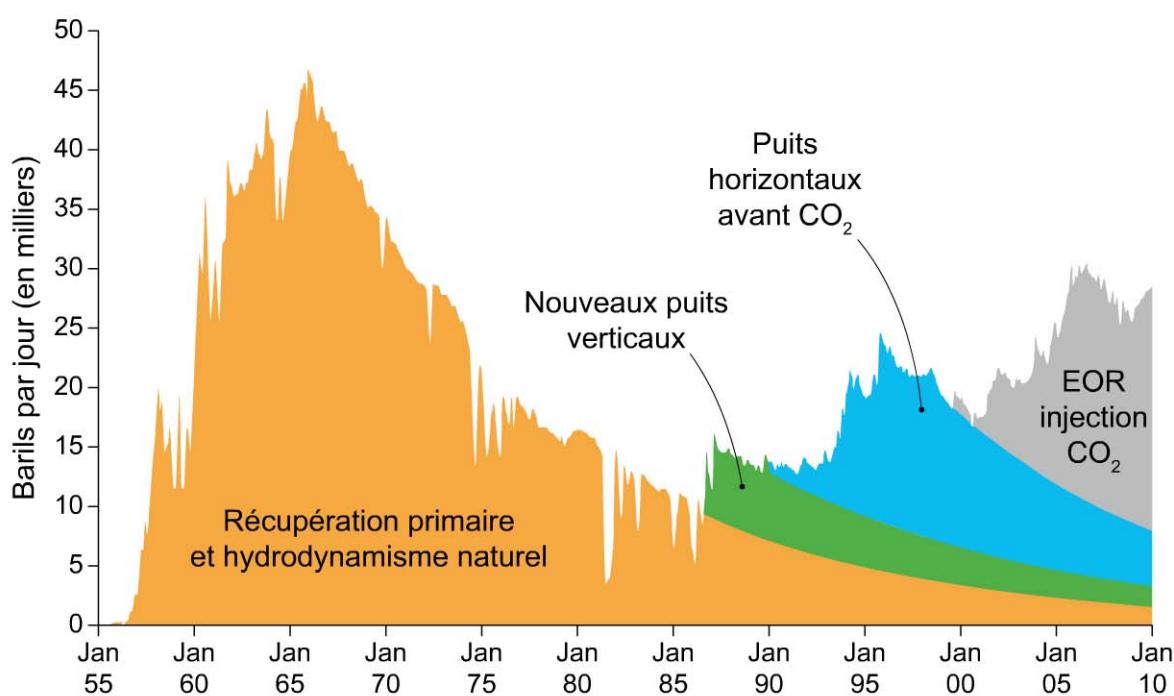


Figure 10.3 – Exemple de productions et de phasage d'un champ pétrolier.

Les projets d'EOC et IOR doivent être soumis aux mêmes critères et définitions technico-économiques que les projets en récupération primaire.

D'autre part, le projet doit être réalisé dans un délai raisonnable (cinq années), des délais supplémentaires devant dans ce cas être judicieusement justifiés.

Les **ressources non conventionnelles** sont présentes sur de grandes surfaces sans circulations hydrodynamiques du fait des faibles mobilités (ratio perméabilité/viscosité), ce sont des niveaux appelés parfois *continuous-type deposits*, dont la traduction littérale en français serait « gisements d'extension continue ».

On cite :

- le gaz de charbon ;
- les *basin centered gas*, qui sont des accumulations de gaz piégées par des variations de perméabilité latérales en fond de bassin ;
- les hydrocarbures de roches-mères, les hydrates de gaz (*cf. chapitre 2*), les bitumes naturels, les dépôts dits *d'oil shales* et les schistes bitumineux (roches-mères peu ou non matures), les trois derniers pouvant être produits par combustion-distillation.

Toutes ces accumulations requièrent des technologies particulières d'extraction plus proches des méthodes minières, comme la déshydratation pour assurer la désorption des charbons, les programmes de fracturation hydraulique massifs pour les hydrocarbures de schistes ou de roches-mères, l'injection de vapeur ou des solvants pour ce qui concerne les bitumes et les sables asphaltiques pour des récupérations *in situ* et parfois même des travaux miniers (principalement au Canada aujourd'hui).

Au-delà, il faut envisager dans certains cas de traiter les hydrocarbures avant de les commercialiser : les unités prévues à cet effet sont des *upgraders*, qui sont des raffineries de bitumes. Celles-ci nécessitent de l'énergie pour fractionner les produits lourds au point même qu'il a pu être envisagé d'installer de petites centrales nucléaires pour produire cette énergie.

Pour toutes ces accumulations qui ne sont pas soumises aux influences hydrodynamiques, il n'y a pas de justification à déterminer des interfaces HC-eau ni même à tenter de calculer des gradients de pressions ou de pseudo-potentiels, puisque soit la roche est de type micro- ou nanodarcéen, soit le fluide est immobile aux conditions initiales du réservoir.

En revanche, l'évolution spatiale des volumes en place ne peut être approchée que par un échantillonnage resserré, parfois de type minier.

Dans ces cas aussi, des **installations pilotes** sont requises pour établir, par des tests de longue durée, la répartition de l'efficacité de la récupération des hydrocarbures et pour bien sûr valider l'économie des projets ultérieurs.

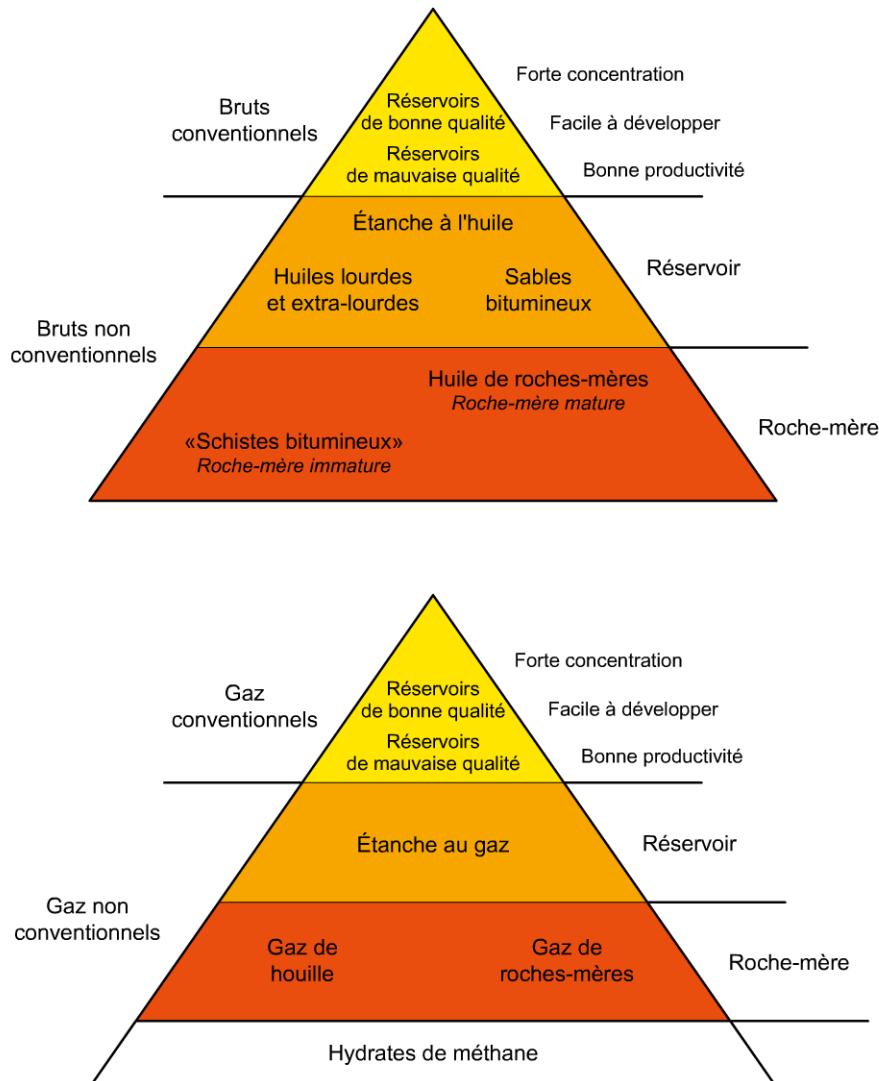


Figure 10.4 – Types d'hydrocarbures liquides et gazeux.

Dans le cas de **composants non hydrocarbonés** comme le dioxyde de carbone, un accord de vente spécifie la teneur maximale qui peut rester dans les volumes commercialisés par rapport à la partie de pétrole ou de gaz *sensu stricto*.

Les **réserves dites «SEC»** sont celles qui sont agréées par la Securities and Exchange Commission, basée à la Bourse de New York à Wall Street. Les réserves prouvées 1P doivent être déclarées à la SEC par les différentes compagnies pétrolières internationales, ou IOC (*international oil companies*), cotées auprès des bourses américaines. Elles peuvent être auditées.

Le **taux de remplacement des réserves ou RRR** (*reserves replacement ratio*) correspond au rapport entre les nouvelles réserves (découvertes ou achetées) et les réserves produites durant l'année donnée *N*.

Un taux de 100 % indique qu'il n'y a pas d'augmentation des réserves, c'est-à-dire que l'on a découvert ou réévalué dans l'année autant que l'on a produit.

Le **coût de découverte au sens de la SEC** (*finding cost*) correspond à la somme des coûts de découverte d'acquisition rapportée à la variation des réserves durant une période donnée. Le *discovery cost* est son équivalent pour les ressources et réserves 2C et 2P respectivement.

Exemple Les coûts cumulés (exploration, acquisition) sur trois années sont de 350 millions de dollars, la somme des réserves au début de l'année 1 est de 100 Mbep, l'augmentation de production sur la période est de 30 Mbep, la somme des réserves SEC à la fin de l'année 3 est de 140 Mbep.

On en déduit que les hydrocarbures découverts sur les années sont de $140 + 30 - 100 = 70$ Mbep, soit 70 Mbep.

Dans ce cas, le coût de découverte est de 350 millions de dollars / 70 Mbep, c'est-à-dire 5 dollars par baril.

1.2 Procédures d'évaluation des quantités d'hydrocarbures récupérables

Il existe **trois catégories** de procédures : les **analogues**, les **estimations volumétriques**, et les **estimations de la performance** de production qui incluent les bilans matières (ce qu'on a soutiré par rapport à la déplétion ou au maintien de pression), le déclin de la production, et d'autres analyses de performance et productivité.

La simulation numérique réservoir est désormais souvent utilisée mais non obligatoire.

Les études avant et immédiatement post-découverte sont réalisées en utilisant des bases de gisements analogues et des estimations volumétriques. Pour décider de grands projets, les évaluations sont généralement fondées sur des résultats de simulation. Une fois que la production a commencé (après la sanction du projet et la construction des installations et donc dès que des données de production et de pression sont disponibles), des méthodes basées sur la performance des puits sont utilisées.

En général, la gamme des estimations de récupération ultime va se resserrer au fur et à mesure que les informations deviennent accessibles et donc en principe que les incertitudes se réduisent.

Les **analogues** sont définis par leurs différents paramètres, qui seront comparés à la découverte concernée.

Ces caractéristiques intrinsèques sont les suivantes : profondeur du réservoir, pression, température, mécanisme de balayage des hydrocarbures (aquifère actif, expansion des gas caps, déplétion naturelle, injection et réinjection), composition de fluide originel, densité de l'hydrocarbure en réservoir, extension et type sédimentologique du réservoir, épaisseur totale, épaisseur utile affinée sur des seuils diagraphiques minimaux (gamma-ray, porosité, saturation en eau...) et de perméabilité, rapport utile (rapport de

ces deux épaisseurs : totale et utile), existence d'hétérogénéités, porosité, perméabilité, plan de développement et récupération.

Il est indispensable que ces gisements analogues possèdent des contextes et des processus de formation identiques ou similaires au regard de la sédimentation, de l'histoire thermique, chimique, géomécanique et de la déformation structurale…

Les **estimations volumétriques** visent à utiliser les données brutes sur les roches et les propriétés des réservoirs pour calculer ce qui est piégé et ce qui pourra être récupéré dans le cadre d'un scénario de développement donné avec les incertitudes clés qui peuvent en affecter les volumes : géométrie du réservoir et volume de roche, caractéristiques qui impactent le volume de pore et la répartition de la perméabilité, profondeurs des contacts hydrocarbures/huile et hydrocarbures/eaux.

Le **volume de roche à hydrocarbures** va concerner tout le réservoir, alors que la qualité et la répartition vont impacter surtout le coefficient de récupération, le calcul des accumulations en place, en conditions de fond (*cf.* § 4 du chapitre 3, pour la restitution en conditions de surface). De même, pour le réservoir, il faut évaluer les rapports utiles moyens, la porosité, les caractéristiques des fluides ainsi que leurs saturations respectives dans le réseau poreux.

Dans des réservoirs hétérogènes, il conviendra de resserrer l'espacement entre puits pour s'assurer des ressources de façon plus fiable et les classifier. La disposition des puits lors du plan de développement dans des conditions opératoires données devra alors s'appuyer sur la performance de champs analogues ainsi que sur les résultats des simulations numériques réservoirs en utilisant toutes les données à disposition. Des hypothèses seront formulées quant au mécanisme de balayage des hydrocarbures.

Les **estimations de volumes récupérables** devront intégrer les incertitudes portant non seulement sur les volumes en place mais bien sûr aussi sur les aspects dynamiques.

Des hypothèses géostatistiques seront intégrées aux modélisations numériques. L'interprétation de la sismique pourra le cas échéant être prise en compte, y compris la présence d'indicateurs directs de la présence d'hydrocarbures (*cf.* chapitre 8).

Le **bilan matière** visera à vérifier les volumes récupérables en intégrant les données de pression et les dépletions (baisses de pression en cours de production).

Dans les cas de bons réservoirs très perméables et homogènes ainsi qu'avec des mesures de pression nombreuses et fiables, cette méthode permettra de calculer des volumes avec un bon degré de confiance, et ceci avec différentes hypothèses de pressions d'abandon¹.

Au contraire, dans des situations de réservoir hétérogène, de compartimentation par des barrières imperméables, en présence de failles plus ou moins perméables et surtout quand il y a des apports d'eau générés par la déplétion (hydrodynamisme ou entrée d'eau provoqués par la production), le bilan matière peut conduire à des résultats

1. La pression d'abandon est celle du réservoir en conditions de fond quand cesse la production du champ.

complètement erronés. Dans ce cas, il faudra traiter les incertitudes avec des variantes de sensibilités pour ce qui concerne la récupération d'hydrocarbures dans ce projet complexe.

La concordance entre l'historique de production d'une part, le modèle réservoir numérique d'autre part et avec le bilan matière en dernier lieu permettra d'affiner de façon beaucoup plus fiable la connaissance du gisement ensuite en cours de production.

L'analyse des **performances de production** va permettre de préciser aussi l'évaluation des ressources ultimes récupérables : notamment les changements des niveaux de production, les modifications des rapports entre fluides (GOR – *gas oil ratio* –, GLR – *gas liquid ratio* – ou CGR – *condensate gas ratio*¹ –, BSW – *bottom sediment water* –, pourcentage d'eau dans l'huile ou le gaz ou *water cut* en production) ainsi que les évolutions de pression de fond et en surface (en tête de puits).

1.3 Méthodes déterministes et méthodes probabilistes

Avec une méthode déterministe, on choisit pour chaque paramètre une valeur qui correspond le mieux à la catégorie de ressource considérée. Un calcul de quantités récupérables est obtenu pour chaque scénario.

Avec la méthode probabiliste, qui sera de même décrite plus bas pour les ressources prospectives, l'ingénieur réservoir ou l'explorateur interprétateur vont s'attacher à définir une distribution minimale/maximale vraisemblable.

Les distributions pourront être ensuite échantillonnées de façon aléatoire en faisant des tirages (de type Monte Carlo par exemple) et obtenir une distribution P90-P50-P10 des ressources récupérables. Les deux méthodes peuvent être appliquées en même temps pour comparaison.

1.4 Méthodes d'agrégation

Elles consistent, par exemple dans le cas de niveaux multicouches verticaux² ou de gisements/réservoirs qui peuvent être regroupés latéralement, à différents régimes de pression, à en faire soit une sommation arithmétique, soit une agrégation statistique. Dans le cas où les objets sont indépendants, le niveau minimal de l'agrégation sera supérieur à la sommation des minimums mais alors le niveau maximal de l'agrégation sera inférieur à la sommation des maximums.

Ceci est en fait le résultat du **théorème central-limite** en analyse statistique.

En général, il y a un degré de dépendance des objets qui doit être intégré dans l'approche d'agrégation latérale et/ou verticale des objets.

1. Le CGR est le rapport du volume ou de la masse de liquide associé sur le volume de gaz. On rencontre également le GCR (*gas condensate ratio*), qui est le rapport d'un volume de gaz sur son liquide associé.

2. Niveaux superposés et situés à différents régimes de pression.

2 Méthodes d'évaluation des ressources prospectives

Même si *a priori* elle relève des mêmes techniques et de la même rigueur méthodologique, la problématique principale de l'exploration pétrolière est qu'elle est par définition plus incertaine que la gestion et l'évaluation des ressources post-découverte d'hydrocarbures.

Les questions portent en effet sur trois thèmes ou définitions différents : le **risque**, l'**incertitude** et la **valeur** :

- **Le risque pétrolier : on pourrait ne rien découvrir**

- Le sondage va-t-il rencontrer du pétrole ?
- Est-ce que les hydrocarbures sont présents en tant que découverte significative ?
- Quelle est la probabilité de découverte (PoS, pour *probability of success*) ?: la chance que les volumes d'hydrocarbures soient dans la distribution envisagée dans le modèle géologique et pétrolier choisi (scénario) ?

La notion de «**risque = 1 – PoS**» est importante à souligner car souvent les spécialistes des géosciences mélangeant les deux : le risque est le complémentaire de la probabilité de découverte.

- **Les incertitudes : comment prédire la taille de la découverte ?**

En cas de succès pétrolier, combien va-t-on produire d'hydrocarbures ?

La distribution de ces ressources (minimum, mode, maximum) qui rejoint le «*low, best, high*» dérive de la distribution de chacun des paramètres dans le cadre d'un scénario donné.

La phase de **délinéation** et d'**appréciation** visera à affiner la connaissance de la taille du gisement et des paramètres associés (figure 10.5).

- **La valeur économique**

Quel sera le retour sur investissement en cas de découverte et donc de développement ?

Les calculs économiques incluent différentes notions telles que :

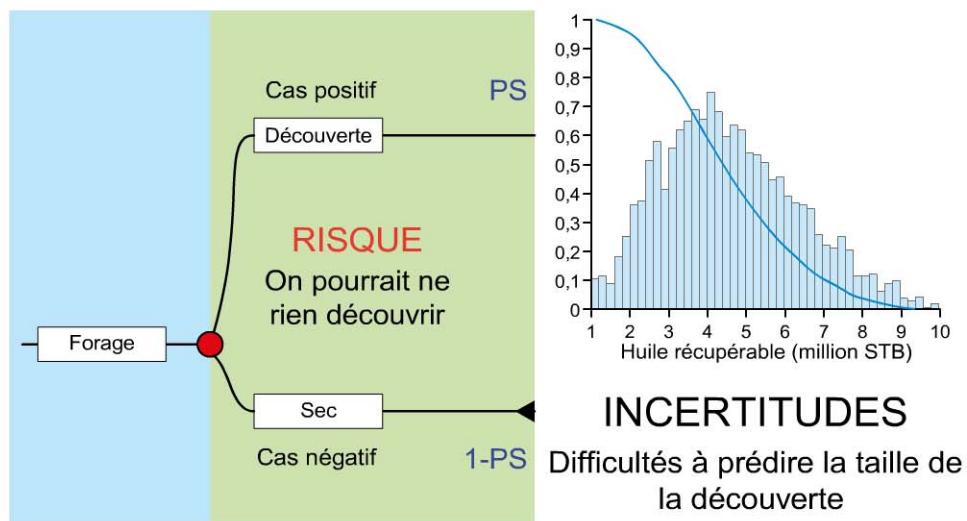
- EMV (*expected monetary value*) calculée à l'aide de la formule :

$$\text{EMV} = \text{NPV}_{\text{success}} (\text{net present value success}) + \text{VAN}_{\text{succès}} \times \text{PS} - \text{NPV}_{\text{failure}} (\text{VAN échec}) \times (1 - \text{PS})$$

- IRR (*internal rate of return*), ou taux de rentabilité intrinsèque (TRI). Le TRI dépend par définition du taux d'actualisation (*discount rate*)...

L'objet décrit à ce stade n'est pas un champ mais un prospect, c'est-à-dire une découverte potentielle d'huile ou de gaz, avec un volume d'hydrocarbures minimal productible dans des conditions économiques et avec un risque associé.

C'est un **piège pétrolier possible** (*cf. chapitre 6*), au sein d'un système pétrolier prouvé ou hypothétique.



Ce puits va-t-il rencontrer des hydrocarbures ? si oui, combien ?

Figure 10.5 – Dichotomie entre risques et incertitudes.

Il contient des hydrocarbures qui ont pu migrer et se piéger à condition qu'existent un ou plusieurs couples réservoirs/couvertures, c'est-à-dire des ensembles poreux et perméables (plus ou moins) recouverts ou scellés par des couvertures au sein d'un piège pétrolier.

Les ressources du prospect sont calculées de la façon suivante, aussi bien en mode déterministe que probabiliste (*cf. figure 3.16*) :

$$\text{Ressources du prospect} = \text{huile en place} \times \text{FVF} \times \text{CR}$$

avec :

- huile en place = GRV × rapport utile × $\Phi \times S_{hc}$;
- GRV (*gross rock volume*, volume d'hydrocarbure imprégné dans la roche) = surface × hauteur totale × coefficient géométrique ;
- rapport utile = hauteur utile réservoir / hauteur totale avec un seuil choisi (*cf. plus haut*) ;
- Φ : porosité, en % ;
- S_{hc} : saturation en hydrocarbures ;
- FVF: *formation volume factor* (*cf. § 4 du chapitre 3*) ;
- CR: coefficient de récupération ou taux de récupération (*recovery factor*), basé sur un scénario de développement.

En appliquant la formule de calcul des ressources du prospect, il est possible de faire évoluer le modèle déterministe vers un modèle stochastique. En effet, les modèles déterministes ne sont pas réalistes et l'interprétateur doit intégrer dans ses évaluations ses propres incertitudes. Une distribution est construite pour chaque paramètre et au final pour chacun des volumes. Ces fourchettes refléteront les incertitudes.

Différentes distributions seront possibles : symétriques, décalées vers le mode, décalées vers la moyenne, triangulaires, normales, log-normales...

Les **probabilités associées** sont par définition subjectives, car elles dépendent du jugement d'un individu ou bien de celui d'un groupe d'individus qui travaillent en équipe et formulent une évaluation commune, parfois aussi validée par un groupe de pairs, qui la maintiennent de façon tout aussi subjective.

De ce fait, des biais peuvent être introduits tels qu'une trop forte confiance, des analogues inadaptés, un manque chronique de données disponibles, l'absence de créativité ou de remise en cause des modèles adoptés au début de l'évaluation, un certain conservatisme qui s'associe au confort intellectuel pour l'interprétateur...

Un bon moyen de réconcilier les gammes de probabilités avec une certaine réalité est de faire un **exercice post-mortem** (appelé aussi *look back* en anglais). Pour des objets de typologies analogues, on peut faire le **calcul d'une probabilité historique**, qui est le rapport entre les succès pétroliers économiques et le nombre total de forages sur la thématique de référence pour une durée donnée, de préférence d'ailleurs depuis le début de l'exploration du thème concerné.

Les probabilités historiques globales ou reclassées par thématiques d'exploration peuvent aider à juger de l'équilibre du portefeuille d'exploration.

Un débat sur la notion de probabilité de trouver des hydrocarbures récupérables, économiques, ou bien aussi pas nécessairement économiques (rentables), est ouvert depuis longtemps : il porte sur la **notion de volume minimal non nécessairement commercial**.

Peter Rose (Rose & Associates) a commencé par indiquer en 1992 que la PS (probabilité de succès) correspondait à la chance d'avoir un débit d'hydrocarbures, qui sera en fait le minimum ou la borne inférieure.

L'US Geological survey (USGS) a défini en 1995 le **succès** (un puits positif) comme la découverte de réserves techniquement récupérables.

Otis et Schneidermann ont complété en 1997 le propos en formulant qu'il s'agit d'une accumulation productible d'hydrocarbures.

L'USGS rajoute en 1997 que c'est le **plus petit volume** qui a le potentiel d'être incorporé aux réserves dans les trente années qui suivent la découverte. Aux États-Unis, la définition des réserves implique qu'elles soient économiquement récupérables.

En 2001, Peter Rose a confirmé son propos précédent en affirmant que c'est une petite découverte non économique possédant suffisamment de réserves pour produire un débit comparable à celui d'un champ terrestre mono-puits.

Les **échelles de probabilités** sont définies du moins probable au plus probable. Il en existe bien évidemment plusieurs, et chaque compagnie pétrolière peut avoir sa propre nomenclature.

Les modèles de risque devraient idéalement s'appliquer à chacun des paramètres de la distribution : porosité, saturation, surface, colonne, GOR, etc.

De facto, on préfère choisir des facteurs de risque qui vont regrouper des paramètres tels que :

- le **piège** (géométrie) : surface, colonne ;

- le **réservoir**: épaisseur, porosité, rapport utile ;
- la **roche-mère** et la **migration des hydrocarbures**: remplissage ou chargement (*charge* en anglais) en hydrocarbures du piège...

Chaque compagnie est libre de sélectionner et d'appliquer ses propres facteurs de risques. L'échelle fournie en figure 10.6 en bas à droite est celle de Total par exemple.

Sherman Kent		Rose	
Définition	Probabilité	Définition	Probabilité
Certain	100 %	Se produira	100 %
À peu près certain	87-99 %	Quasi-certitude	90-100 %
Probable	63-87 %	Confiance raisonnable	60-80 %
Presque équivalente	40-60 %	50/50 chance	50 %
Improbable	20-40 %	Chance modérée	25-50 %
À peu près impossible	2-12 %	Risque élevé	10-30 %
Impossible	0 %	Ne se produira pas	0 %

Norman		Total	
Définition	Probabilité	Définition	Probabilité
Certain	100 %	Certain (géologiquement)	100 %
Probable	75 %	Quasi certain	90 %
Pile ou face	50 %	Très probable	80 %
Improbable	25 %	Probable	70 %
Rien à faire	0 %	Plutôt probable	60 %

Figure 10.6 – Échelles possibles de probabilités subjectives

Chaque facteur de risque a une probabilité que les paramètres d'entrée soient supérieurs au minimum ou dans la fourchette des valeurs d'entrée.

La probabilité résultante est le produit de celles des facteurs de risque :

$$\text{PoS (Prospect)} = \text{Produit des P (facteurs de risque)}$$

Le modèle typique de risque comporte **sept facteurs de risque** (entre cinq et neuf parfois aussi) qui, dans l'ordre logique de la chaîne géopétrolière, sont les suivants :

- la **présence d'une roche-mère**, sa richesse ;
- la **migration des hydrocarbures** (primaire et secondaire) et son calendrier de fonctionnement, à condition bien sûr que la roche-mère soit présente ;
- la **présence d'un réservoir**, son dépôt dans un environnement sédimentaire donné ;
- la **qualité du réservoir**, productible, donc intégrant les altérations ou améliorations pétrophysiques post-dépôt ;
- la **structure** (ou géométrie) **du piège** ;
- la **couverture du piège** (si celui-ci a une structure propre apte à piéger) ;
- la **lithologie du piège** et sa logique de rétention et de scellement (*cf.* chapitres 4 et 6).

Parfois, certains auteurs voudraient y introduire **quatre sous-probabilités**: sur la présence d'une couverture basale (*bottom seal*), d'une couverture latérale (*lateral seal*), d'une capacité de rétention (pression d'entrée) et d'une intégrité (résistance à l'hydrofracturation) de rétention.

D'autres modèles font référence à une probabilité supplémentaire sur le thème pétrolier, et la PoS devient le produit de la PS du thème par la PS du prospect.

Cette probabilité introduit un facteur de connaissance régionale : le **thème pétrolier**.

On peut aussi définir des scénarios différents avec des probabilités d'occurrence dont la somme sera égale obligatoirement à 100 %.

Enfin, tout comme pour les champs, on peut procéder à des agrégations volumétriques avec l'interaction de dépendances ou non entre objets et risques.

La **gestion du portefeuille** de prospects est certes moins importante que l'acte fondateur qui consiste à choisir le domaine minier, mais c'est bien l'un des **éléments stratégiques majeurs** en géosciences pétrolières.

Elle permet de consolider les programmes annuels de forages des compagnies pétrolières, les classes de risques, les classes de maturité d'interprétation des objets, l'impact stratégique de répartition entre exploration *frontier*, extensive ou mature.

En parallèle, la démarche *post-mortem* des programmes annuels permet de vérifier la conformité des résultats avec les prévisions. Un portefeuille annuel bien équilibré devrait refléter par son taux de conformité (objets positifs, correctement décrits et conformes) la probabilité moyenne avant forage.

En théorie statistique aussi, les volumes trouvés en ressources contingentes ou réserves devraient pour cette même raison d'équilibre du portefeuille annuel (ou évalué sur des fenêtres glissantes de cinq années) être conformes aux espérances de découverte avant forage. Les espérances de découverte correspondent par définition aux ressources risquées (produit des ressources par la probabilité de succès : ressources moyennes × PoS).

Ces exercices *post-mortem* annuels ou pluriannuels (ou sur des fenêtres glissantes de cinq années), tels qu'ils sont pratiqués, permettent d'appliquer ponctuellement des facteurs correctifs aux modèles de risques et d'éviter des déséquilibres conjoncturels ou plus durables des programmes de forage (trop d'exploration *frontier* ou extensive par exemple par rapport à l'exploration intensive ou mature... et inversement).

3

Profils mondiaux d'huile et de gaz

Il s'agit d'un autre **outil d'analyse stratégique pétrolière** qui consiste à projeter les productions consolidées mondiales en huile et gaz pour les comparer à la demande et pour évaluer des calendriers et terrains de chasse possibles avec la notion de plateau de stagnation des productions ou au contraire de *peak oil*, toujours aussi controversée.

De nombreuses compagnies emploient ces méthodes pour se projeter dans le futur et tenter, encore que l'exercice soit presque une gageure quand tant de facteurs externes interfèrent, de prédire des profils de demande et d'offre et donc de prix possibles du brut.

Pour les **hydrocarbures liquides**, la projection est résumée par la figure 10.7. Elle substitue à un *peak oil* d'hydrocarbures conventionnels annoncé dans les années 2000 puis 2015-2020 un plateau 2020-2030 en grande partie soutenu par les productions d'hydrocarbures de roches-mères.

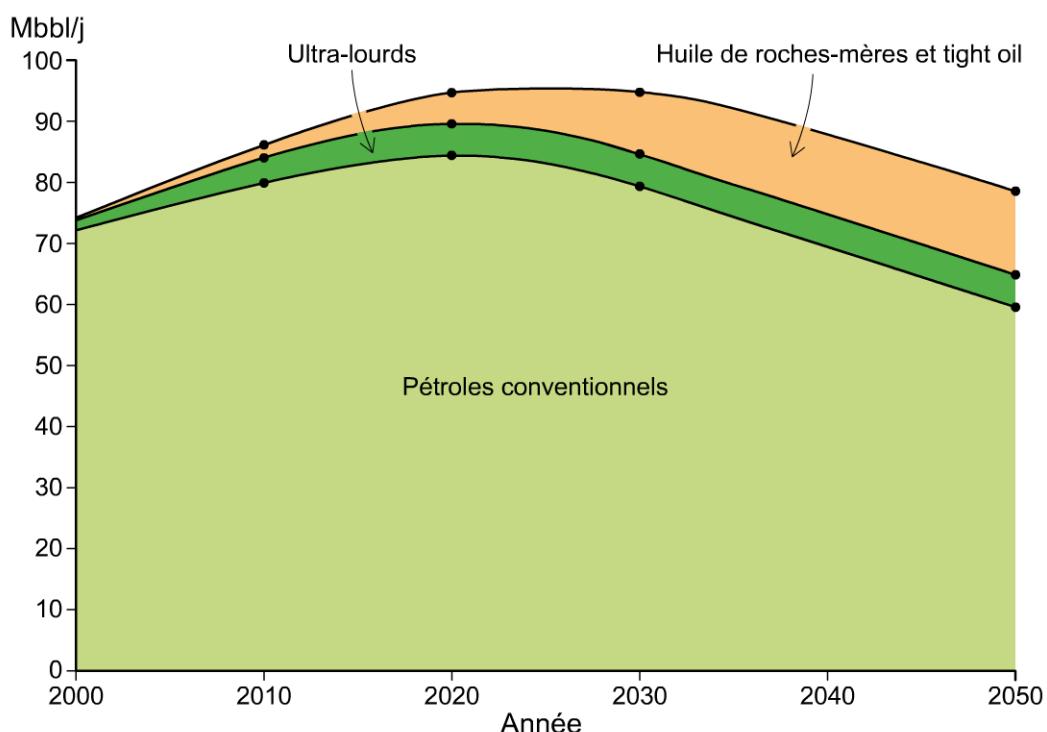


Figure 10.7 – Productions d'hydrocarbures liquides (Mbbl : millions de barils).
Document A. Perrodon et P.-R. Bauquis.

Pour les **hydrocarbures gazeux**, la figure 10.8 résume également la situation et montre jusqu'en 2040 un univers de croissance continue, tant les réserves de gaz, au contraire de celles d'huile, sont loin d'avoir été très entamées par la révolution énergétique du XX^e siècle : elles représentent encore 250 années de production au rythme actuel !

Les ressources non conventionnelles offrent aussi des perspectives encore sans doute sous-estimées.

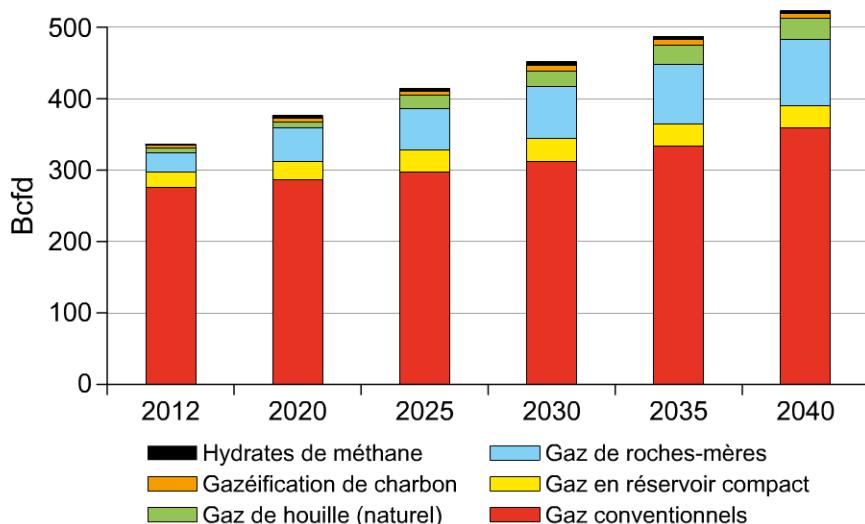


Figure 10.8 – Projection des productions de gaz naturel. Document Total.

4

Notion de *yet to find*

Les **hydrocarbures restant à découvrir** sont évidemment encore bien plus difficiles à chiffrer que ce qui est projeté dans les productions mondiales (profils) principalement à partir de réserves ou de ressources contingentes.

Il est possible, connaissant un bassin pétrolier et les prospects qui lui sont attachés, de calculer le cumul de leurs volumes risqués en valeurs modales, mais en général ceci constitue une valeur minorante, voire très minorante, étroitement liée par ailleurs à la connaissance du bassin considéré.

Dans les années 1990, en prolongement des travaux antérieurs de Gérard Demaison sur la notion de capacité génératrice des roches-mères et de Walter England sur les rendements de migration, cette notion s'est imposée tout naturellement d'abord en travaillant sur les rendements des systèmes pétroliers (SPI et PSY, pour *source potential index* et *petroleum system yield*, cf. chapitre 7) puis en allant bien au-delà sur la dotation extrapolatrice de quantités accumulables pour les bassins mal connus.

Des PSY ont été calculés pour des bassins mondiaux rattachés à des thématiques types.

On estime par cette méthode des maximums de *yet to find* par bassin qui permettent de borner les chiffres obtenus par les méthodes classiques d'estimation de la prospectivité (figure 10.9) (cf. article de Biteau *et al.* dans *First Break*, Vol. 28, 2010).

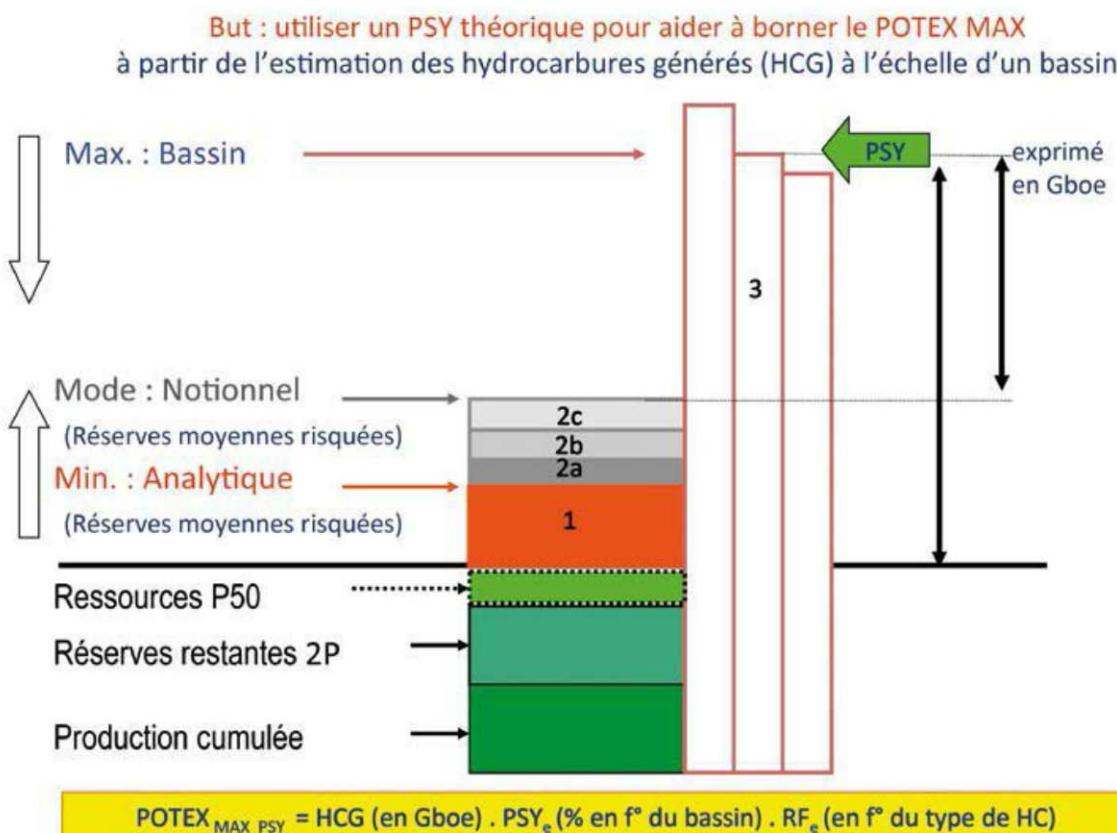


Figure 10.9 – Détermination du yet to find, méthode proposée. Document Total.

Ainsi on estime entre **200 et 800 Gbep** les chiffres de ressources prospectives ultimes restantes risquées conventionnelles de liquides.

S'agissant des **huiles de roches-mères**, on estime à 75 000 Gbep les accumulations en place non risquées, soit 15 000 Gbep de ressources en place risquées (PoS de 20 %). Avec un coefficient de récupération moyen réaliste (compte tenu des analogues mondiaux) de 10 %, cela donne 1 500 Gbep, à comparer aux 2 600 Gbo¹ de réserves et de ressources conventionnelles résiduelles. Ceci constituerait donc un grand total de liquides de **4 100 Gbep**.

1. Gbo : *giga barrels of oil*.

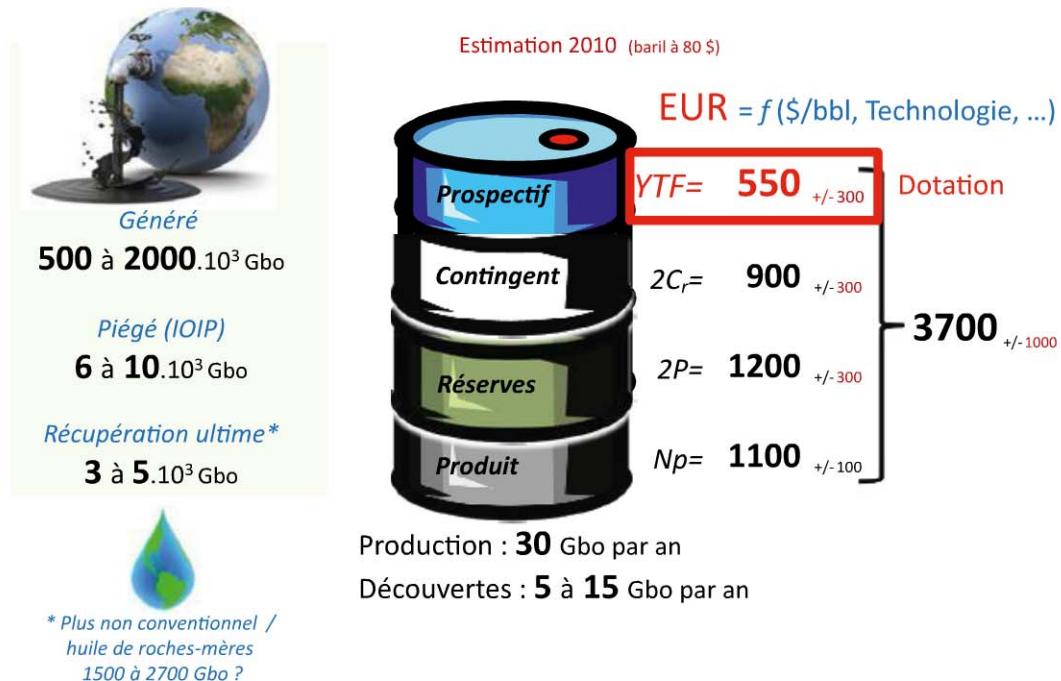


Figure 10.10 – Récupérations ultimes (EUR, estimated ultimate recovery) mondiales d'huiles et liquides conventionnels (YTF: yet to find).
Sources: Total, BP, IEA, USGS, IHS, AAPG, CIA, Shell...

Pour ce qui concerne le **gaz**, on estime (chiffres de l'IEA¹ en 2014) à 65 900 TCF les ressources ultimes, en évaluant les gaz de roches-mères à presque 7 500 TCF (dont 1 100 TCF aux États Unis): **le total correspond à 11 630 Gbep**, c'est-à-dire presque trois fois les réserves et ressources de liquides conventionnels et non conventionnels.

Tableau 10.1 – Réserves et ressources en gaz (en TCF). D'après D. Marion, Total.

Zone géographique	Conventionnel	Tight gas	Gaz de roches-mères	Gaz de charbon	Ressources	Réserves prouvées
Europe est / Asie	5 048	388	530	706	6 672	2 577
Moyen-Orient	4 377	318	141	0	4 836	2 859
Asie / Pacifique	1 518	741	1 871	741	4 871	671
Amérique du Nord	1 624	388	1 694	247	3 918	459
Afrique	1 836	353	1 377	0	3 565	600
Amérique latine	1 094	530	1 412	0	3 036	282
Europe	884	141	459	71	1 589	177
Total mondial	16 415	2 859	7 448	1 765	28 452	7 625

1. IEA : International Energy Agency (Agence internationale de l'énergie).

Paramètres dérivés de la pyrolyse

Index d'hydrogène : $IH = 100 \times (S2 / COT)$

Index d'oxygène : $IO = 100 \times (S3 / COT)$

Index de production : $IP = S1 / (S1 + S2)$

Contenu en hydrocarbures : $CH = 100 \times (S2 / COT)$

IH et CH en mg HC / g COT ; IO en mg CO_2 / g COT ; IP sans dimension ;

$S1$ et $S2$ en mg HC / g roche ; $S3$ en mg CO_2 / g roche ; COT en %

($S1$, $S2$ et $S3$ sont les pics du Rock-Eval)

Taux de transformation

Taux de transformation : $TT = 1200 \times (IH_i - IH) / (IH_i \times (1200 - IH_i))$

Taux de transformation : $TT = (S2_i - S2) / S2_i$

TT sans dimension ; IH et IH_i en mg HC / g COT ;

$S2$ et $S2_i$ en mg HC / g roche

Correction pour maturité

Potentiel pétroliègue initial : $S2_i = S2 / (1 - TT)$

Carbone organique total initial : $COT_i = COT + (S2_i - S2) \times 0,083$

$S2$ et $S2_i$ en mg HC / g roche ; COT et COT_i en %

Quantité globale d'hydrocarbures

Index de productivité de la roche-mère : $IPRM = (h_u \times S2_i \times \rho) / 1000$

Source potential index : $SPI = (h_u \times (S1 + S2) \times \rho) / 1000$

Quantité totale d'hydrocarbures générés : $Q_g = (h_u \times S2_i \times \rho \times TT) / 1000$

Quantité totale d'hydrocarbures expulsés : $Q_e = IPRM \times (TT - TTME)$

h_u en m ; $S2_i$ en mg HC / g roche ; ρ en t/m³ ; TT sans unité ;

Q_g , Q_e , SPI et IPRM en Mt/km² ou t/m²

(h_u est la hauteur utile, ρ est la masse volumique, TTME est le taux de transformation minimum d'expulsion)

Capacité de piégeage d'une couverture

Hauteur maximale d'hydrocarbures : $He = (P_{dc} - P_{dr}) / ((\rho_e - \rho_{hc}) \times 9,806)$

P_{dc} et P_{dr} en Pa ; ρ_e et ρ_{hc} en g/cm³

(P_{dc} est la pression de déplacement dans la couverture, P_{dr} est la pression de déplacement dans le réservoir, ρ_e est la masse volumique de l'eau, ρ_{hc} est la masse volumique de l'hydrocarbure)

Pressions et hydrodynamisme

Pression exprimée en densité équivalente :

$$d_{eq.} = P_f \text{ (en psig)} / (1,422 \times TVDSS)$$

Pression exprimée en densité équivalente :

$$d_{eq.} = P_f \text{ (en bar)} / (0,098 \times TVDSS)$$

Pression de l'aquifère en régime hydrostatique :

$$P_a \text{ (en Pa)} = \rho_e \times 9,806 \times TVDSS$$

Excès de pression lié aux hydrocarbures :

$$P_{hc} \text{ (en Pa)} = (\rho_{hc} - \rho_e) \times 9,806 \times H_{hc}$$

Potentiel :

$$POT = 10,197162 \times ((P_a \text{ en bar} - 1,013) / \rho_e) - TVDSS$$

$$POT = (P_a \text{ en psig} / (1,42233 \times \rho_e)) - TVDSS$$

$$POT = 1019,7162 \times ((P_a \text{ en kPa} - 101,3) / \rho_e) - TVDSS$$

Gradient hydrodynamique : $GH = \Delta POT / \Delta L$

Tilt amplification factor: $TAF_{hc} = \rho_e / (\rho_e - \rho_{hc})$

Inclinaison du plan d'eau : $Incl. = TAF_{hc} \times GH$

Fermeture hydrodynamique : $V = (TAF_{hc} \times GH) + TVDSS$

ρ_{hc} et ρ_e en g/cm³; H_{hc} , TVDSS, V et POT en m; GH en m/km; ΔL en km

(P_f est la pression de formation; H_{hc} est la hauteur d'hydrocarbures; ΔL est la différence de distance)

Conversions d'unités

Multiples et sous-multiples

Multiples			Sous-multiples		
T	10^{12}	téra	d	10^{-1}	déci
G	10^9	giga	c	10^{-2}	centi
M	10^6	méga	m	10^{-3}	milli
k	10^3	kilo	μ	10^{-6}	micro
h	10^2	hecto	n	10^{-9}	nano
da	10^1	déca	p	10^{-12}	pico

Préfixes américains parfois utilisés

M	Thousand	10^3	Millier
MM	Million	10^6	Million
B	Billion	10^9	Milliard
T	Trillion	10^{12}	Billion

Conversions des tonnes en barils et des barils en tonnes

1 t d'huile à 15° API:	6,524 barils
1 t d'huile à 20° API:	6,759 barils
1 t d'huile à 25° API:	6,971 barils
1 t d'huile à 30° API:	7,194 barils
1 t d'huile à 35° API:	7,418 barils
1 t d'huile à 40° API:	7,641 barils
1 t d'huile à 45° API:	7,864 barils

1 baril d'huile à d =	0,966:	0,15324 t
1 baril d'huile à d =	0,934:	0,14818 t
1 baril d'huile à d =	0,904:	0,14344 t
1 baril d'huile à d =	0,876:	0,13899 t
1 baril d'huile à d =	0,850:	0,13481 t
1 baril d'huile à d =	0,825:	0,13087 t
1 baril d'huile à d =	0,802:	0,12716 t

Conversions des teneurs en condensats des gaz

1 g/m ³ à 35° API:	CGR de 0,210 bbl / 10 ⁶ ft ³	1 g/m ³ à d = 0,850:	GCR de 850 000 m ³ /m ³
1 g/m ³ à 40° API:	CGR de 0,216 bbl / 10 ⁶ ft ³	1 g/m ³ à d = 0,825:	GCR de 825 000 m ³ /m ³
1 g/m ³ à 45° API:	CGR de 0,223 bbl / 10 ⁶ ft ³	1 g/m ³ à d = 0,802:	GCR de 802 000 m ³ /m ³
1 g/m ³ à 50° API:	CGR de 0,228 bbl / 10 ⁶ ft ³	1 g/m ³ à d = 0,780:	GCR de 780 000 m ³ /m ³

Conversions gaz en tep ou bep

Valeur énergétique (gaz naturel hors condensats)	bep / 10 ⁶ ft ³ (d = 0,85)	tep / 10 ⁶ m ³ (d = 0,85)
34,8 MJ/m ³	0,985 MJ/ft ³	168,9

Soit 1 Gm³ = 0,833 Mtep et 1 BCF = 0,169 Mbbl ou 1 Mbbl = 5,92 BCF.
(Mbbl : million de barils. BCF : billion cubic feet)

Conversions entre unités métriques et américaines

À partir des	Multiplier par	Pour obtenir des	
° C/km	0,05486	° F / 100 ft	Thermicité
° F / 100 ft	18,22	° C/km	Thermicité
10 m H ₂ O (d=1)	1	kg/cm ²	Pression
Acre-feet (ac-ft)	7 758	Barils (bbl)	Volume
Acre-feet (ac-ft)	1 233,5	Mètres cubes (m ³)	Volume
Acres (ac)	0,4047	Hectares (ha)	Surface
Acres (ac)	0,004047	Kilomètres carrés (km ²)	Surface
Acres (ac)	4 047	Mètres carrés (m ²)	Surface
Acres (ac)	0,00156	Square miles (sq mi)	Surface
Atmosphères (atm)	1,013	Bars (bar)	Pression
Atmosphères (atm)	1,0332	kg/cm ²	Pression
Atmosphères (atm)	14,696	Pounds/square inch (psi)	Pression
Barils (bbl)	5,615	Cubic feet (cu ft)	Volume
Barils (bbl)	159	Litres (l)	Volume

À partir des	Multiplier par	Pour obtenir des	
Barils (bbl)	0,15897	Mètres cubes (m^3)	Volume
Barils (bbl)	42	US gallons	Volume
Bars (bar)	100 000	Pascals (Pa)	Pression
Bars (bar)	14,5038	Pounds/square inch (psi)	Pression
Bars (bar)	1,019716	kg/cm^2	Pression
CGR en bbl / 10^6 cu ft	5,6144	GCR en m^3 / 10^6 m^3	GCR
cm Hg	0,0133	Bars (bar)	Pression
Débits en bbl/d	0,159	Debits en m^3/j	Débit
Débits en cu ft / d	0,0283	Debits en m^3/j	Débit
Débits en m^3/j	6,2905	Debits en bbl/d	Débit
Débits en m^3/j	35,315	Debits en cu ft / d	Débit
Feet (ft)	0,3048	Mètres (m)	Longueur
Feet, cubic (cu ft)	0,17811	Barils (bbl)	Volume
Feet, cubic (cu ft)	28,317	Litres (l)	Volume
Feet, cubic (cu ft)	0,02832	Mètres cubes (m^3)	Volume
Feet, square (sq ft)	0,0929	Mètres carrés (m^2)	Volume
g/cm^3	1 000	kg/m^3	Masse volumique
g/cm^3	62,428	Pounds/cubic foot (lb / cu ft)	Masse volumique
g/cm^3	8,3455	Pounds/gallon (ppg)	Masse volumique
g/cm^3	0,4335	psi/ft	Masse volumique
Gallons, "imperial" (gal)	0,02857	Barils (bbl)	Volume
Gallons, "US" (gal)	0,02381	Barils (bbl)	Volume
GCR en m^3 / 10^6 m^3	0,1781	CGR en bbl / 10^6 cu ft	CGR
GOR en cu ft / bbl	0,1781	GOR en m^3/m^3	GOR
GOR en m^3/m^3	5,6144	GOR en cu ft / bbl	GOR
Heat flow units (HFU)	41,84	mW/m^2	Thermicité
Hectares (ha)	2,471	Acres (ac)	Surface
Inches (in)	25,4	Millimètres (mm)	Longueur
Inches, cubic (cu in)	0,1639	Litres (l)	Volume
kg/cm^2	1	10 m H_2O	Pression

À partir des	Multiplier par	Pour obtenir des	
kg/cm ²	14,2233	Pounds/square inch (psi)	Pression
kg/cm ²	0,980665	Bars (bar)	Pression
Kilogrammes (kg)	2,205	Pounds (lb)	Masse
Kilomètres (km)	0,62136	Miles (mi)	Longueur
Kilomètres (km)	0,54	Nautical miles (int n mi)	Longueur
Kilomètres carrés (km ²)	247,1	Acres (ac)	Surface
Kilomètres carrés (km ²)	0,3861	Square miles (sq mi)	Surface
Litres (l)	61,024	Cubic inches (cu in)	Volume
mcal / °C cm s	0,4184	W / m °C	Thermicité
Mètres (m)	3,2808	Feet (ft)	Longueur
Mètres (m)	1,0936	Yards (yd)	Longueur
Mètres carrés (m ²)	0,000247	Acres (ac)	Surface
Mètres carrés (m ²)	10,7643	Square feet (sq ft)	Surface
Mètres carrés (m ²)	10,7643	Square inches (sq in)	Surface
Mètres carrés (m ²)	1,196	Square yards (sq yd)	Surface
Mètres cubes (m ³)	0,00081	Acre-feet (ac-ft)	Volume
Mètres cubes (m ³)	6,2905	Barils (bbl)	Volume
Mètres cubes (m ³)	35,315	Cubic feet (cu ft)	Volume
Mètres cubes (m ³)	1 000	Litres (l)	Volume
Miles (mi)	1,6093	Kilomètres (km)	Longueur
Miles, square (sq mi)	640	Acres (ac)	Surface
Miles, square (sq mi)	2,59	Kilomètres carrés (km ²)	Surface
Nautical miles (int n mi)	1,852	Kilomètres (km)	Longueur
Millimètres (mm)	0,0394	Inches (in)	Longueur
Pascals (Pa)	0,00001	Bars (bar)	Pression
Pascals (Pa)	0,000010197	kg/cm ³	Pression
Pascals (Pa)	0,000145	Pounds/square inch (psi)	Pression
Pascals/mètre (Pa/m)	0,0000442	psi/ft	Pression
Pounds (lb)	0,4536	Kilogrammes (kg)	Masse
Pounds/cubic foot (lb / cu ft)	16,018	kg/m ³	Masse volumique
Pounds/cubic inch (lb / cu in)	27,68	g/cm ³	Masse volumique

À partir des	Multiplier par	Pour obtenir des	
Pounds/gallon (ppg)	0,1198	g/cm ³	Masse volumique
Pounds/square inch (psi)	0,068948	Bars (bar)	Pression
Pounds/square inch (psi)	0,06805	Atmosphères (atm)	Pression
Pounds/square inch (psi)	0,07031	kg/cm ²	Pression
Pounds/square inch (psi)	6894,8	Pascals (Pa)	Pression
psi/ft	2,3068	g/cm ³	Masse volumique
psi/ft	22620	Pascals/mètre (Pa/m)	Pression
Quintaux (q)	100	Kilogrammes (kg)	Masse
Tons "long" (lt)	1,016	Tonnes (t)	Masse
Tons "short" (st)	0,9072	Tonnes (t)	Masse
Yards (yd)	0,9144	Mètres (m)	Longueur
Yards, cubic (cu yd)	765	Litres (l)	Volume
Yards, cubic (cu yd)	0,765	Mètres cubes (m ³)	Volume
Yards, square (sq yd)	0,8361	Mètres carrés (m ²)	Surface

Formules de conversion

Températures:

Température en °C = (Température en °F – 32°) × 0,55556

Température en °F = (Température en °C × 1,8) + 32°

ou °F = (Température en °C + 17,78) × 1,8

Densité des huiles:

Densité à 60 °F = 141,5 / (131,5 – densité API)

Densité API = (141,5 / d_{60 °F}) – 131,5

Abréviations

AFTA: apatite fission tracks analysis	FMI: fullbore formation micro-imager	PO: probabilité d'occurrence
AVO: amplitude versus offsett	FPD: flame photometric detector	PoS: probability of success
bbl: barrel	FPWD: formation pressure while drilling	PR / PRV: pouvoir réflecteur de la vitrinite
BCF: billion cubic feet	FVF: formation volume factor	PS: probability of succes
bep: baril équivalent pétrole	FWL: free water level	PSA: production sharing agreement
Bg: bottom gas	GC-MS: gas chromatography – mass spectrometry	PSC: production sharing contract
BHF: bottom heat flow	GCR: gas condensate ratio	PSDM: pre-stack depth migration
BHT: borehole temperature / bottom hole temperature	GLR: gas liquid ratio	PSV: profil sismique vertical
bo: barrel of oil	GNL: gaz naturel liquéfié	PSY: petroleum system yield
Bo: bottom oil	GOR: gas oil ratio	PVT: pression-volume-température
boe: barrel of oil equivalent	GRV: gross rock volume	RCI: reservoir characterization instrument
BOP: blow out preventer	GWD: gas while drilling	RCT: reservoir calculation tool
BSR: bacterial sulfate reduction	HCA: hydrocarbures accumulés	RDT: reservoir description tool
BSR: bottom simulating reflector	HCG: hydrocarbures générés	RFT: repeat formation tester
BSW: bottom sediment water	HFU: heat flow unit	Ro: reflectance in oil
BTU: british thermal unit	HSZ: hydrate stability zone	ROM: recent organic matter
CAPEX: capital expenditures	IAT: index d'altération thermique	RRR: reserves replacement ratio
CBM: coal bed methane	IH: index d'hydrogène	SATEX: saturation d'expulsion
CGR: condensate gas ratio	IO: index d'oxygène	SATIR: saturation en eau irréductible
CLAB: carottage latéral à balles	IOC: international oil companies	SCI: spore colour index
CLABS: carottes latérales à balles	IOR: improved oil recovery	SGR: shale gouge ratio
CMM: coal mine methane	IP: index de production	SMOW: standard mean oceanic water
CNE: carbon-normalised extract	IP / IPRM: index de productivité	SPI: source potential index
COS: chance of success	IRR: internal rate of return	SWC: sidewall core
COT: carbone organique total	JOA: joint operating agreement	TAF: tilt amplification factor
CPI: carbon preference index	LNG: liquid natural gas	TAI: thermic alteration index
CSEM: controlled source electromagnetism	LOM: level of organic metamorphism	TAN: total acid number
CSM: coal seam methane	LOP: leak off pressure	TCF: trillion cubic feet
dbe: densité de boue équivalente	LOT: leak off test	tep: tonne équivalent pétrole
DHI: direct hydrocarbon indicators	LWD: logging while drilling	TOC: total organic carbon
DRO: discovered ressources opportunities	MDT: modular formation dynamic tester	TR: transformation ratio
DST: drill stem test	MNT: modèle numérique de terrain	TRI: taux de rentabilité intrinsèque
EMV: expected monetary value	MOE: matière organique extractible	TSR: thermal sulfate reduction
emw: equivalent mud weight	MSL: mean sea level	TT: taux de transformation
EOM: extractable organic matter	MWD: mud logging while drilling	TTME: taux de transformation minimum d'explusion
EOR: enhanced oil recovery	NCT: normal compaction trend	TTU: taux de transformation utile
EPS: early production system	NPV: net present value	TVDSS: true vertical depth subsea
EUR: estimated ultimate recovery	OAE: oceanic anoxic event	VAN: valeur actualisée nette
FCP: fracture closure pressure	OBG: overburden gradient	WAG: water alternating gas
FID: final investment decision	OPEX: operating expenditures	YTF: yet to find
FID: flame ionisation detector	OVP: overpressure	
FIP: fracture initiation pressure	OWC: oil-water contact	
FIT: formation integrity test		

Lexique anglais/français

A

apatite fission tracks analysis: analyse des traces de fission sur apatite

B

bacterial sulfate reduction: réduction bactérienne des sulfates

borehole temperature: température de fond de puits

bottom hole temperature: température de fond de puits

bottom seal: couverture basale (ou inférieure)

brown fields: champs matures

buoyancy: flottabilité

C

cap-rock: sommet, souvent réservoir, d'un dôme de sel

cleat: limet

coal seam methane: gaz associé au charbon

coiled tubing: tubage enroulé

condensate gas: gaz à condensat

crude: pétrole brut

D

dead oil: huile morte

deasphalting: désasphaltage

depletion allowance: provision pour reconstitution de gisement

dipmeter: outil de pendagmétrie

direct hydrocarbon indicators: indicateurs directs de la présence d'hydrocarbures

downlap surface: surface basale de progradation

drill stem test: test de production

drilling: forage

dry gas: gaz sec

dry hole: puits sec

E

enhanced oil recovery: récupération assistée des pétroles

equivalent mud weight: densité de boue équivalente

estimated ultimate recovery: récupération ultime

evaporative fractionation: fractionnement évaporatif

events chart: chronologie des évènements

F

final investment decision: décision d'investissement

fizz-water: eau avec gaz dissous

flame ionisation detector: détecteur à ionisation de flamme

flaring: torchage

flat spots: évènements plats

foot wall: compartiment stable

formation volume factor: facteur volumique

fracture closure pressure: pression de fermeture de fracture

fracture initiation pressure: pression d'ouverture de fracture

free water level: niveau d'eau libre

G

gas cap: gaz de couverture

gas hydrates: hydrates de gaz / clathrates

gas stripping: lessivage par du gaz

generation-accumulation efficiency: efficacité à limiter les pertes d'hydrocarbures en cours de migration

geosteering: forage directionnel

green fields: champs en début de production

gross rock volume: volume d'hydrocarbure imprégné dans la roche

H

hanging wall: compartiment déplacé

heat flow: flux thermique

holding tank: piège intermédiaire

hurdle rate: taux de rendement

hydrocarbons: hydrocarbures

I

improved oil recovery: récupération assistée des pétroles

internal rate of return: taux de rentabilité intrinsèque

K

kitchen: cuisine

L

lateral seal: couverture latérale

leak off pressure: pression de fuite

leak off test: test d'injectivité

level of organic metamorphism: niveau maximal de métamorphisme organique

liquefied natural gas: gaz naturel liquéfié

liquefied petroleum gas: gaz de pétrole liquéfié

look back : analyse post-mortem des puits secs

M

maximum flooding surface: surface maximale d'inondation

mobile shales: argiles mobiles

N

natural gas liquids: liquides de gaz naturel

natural gasoline: liquide rétrograde

net present value: valeur actuelle ou actualisée nette

O

oceanic anoxic event: événement anoxique océanique

oil-water contact: contact eau/huile

outboard delta toe: champ en aval d'un front deltaïque

overburden gradient: gradient d'enfoncement

overpressure: surpression

P

petroleum play: thème pétrolier

petroleum system: système pétrolier

petroleum system yield: rendement du système pétrolier

plays map : carte de thèmes pétroliers

pre-stack depth migration: migration en profondeur avant addition des traces

production sharing contract: contrat de partage de production

R

reserves replacement ratio: taux de remplacement des réserves

S

saddle: ensellement

sand injectite: injection de sables / injectite

shaling out: argilisation latérale

side tracks: traces géminées

sidewall core: carotte latérale à balles

slim hole: forage à diamètre réduit

source potential index: index de productivité de la roche-mère

T

tar mat: tapis de goudron

thermal sulfate reduction: réduction thermique des sulfates

thermic alteration index: index d'altération thermique

transformation ratio: taux de transformation

transgressive surface: surface basale de progradation

U

upper seal: couverture supérieure

W-Y

water cut: pourcentage d'eau dans l'huile ou le gaz

water density: densité d'aquifère

water washing: lessivage

weld: piège sur quille de sel

wet gas: gaz humide

wildcat: forage d'exploration

yet to find : ressources pétrolières restant à découvrir

Bibliographie

Le choix a été fait de fournir, bien sûr, les références des auteurs cités dans le texte mais aussi d'aller au-delà en élargissant à une large gamme d'ouvrages utiles au lecteur dans toutes les disciplines décrites dans les chapitres du livre.

- ABREU V.S. – *Sequence stratigraphy applied to exploration*, AAPG, 2007.
- ABREU V.S., HARDENBOL J., HADDAD G.A., BAUM G.R., DROXLER A.W., VAIL P.R. – *Oxygen isotope synthesis: a Cretaceous ice-house ?*. Special publications of SEPM, 1988.
- ABREU V.S., VAIL P.R., BALLY A., WILSON E. – « *Geologic evolution of conjugate volcanic passive margins: influence of the petroleum systems of the South Atlantic* ». Houston Geological Society, *Bulletin* 40, p. 10-11, 1997.
- ABRIEL W.L. – *Reservoir geophysics: applications*. SEG, EAGE, *Distinguished Instructor Series* 11, 2008.
- AHLBRAND T.S. et al. (USGS) – *Global resource estimates from total petroleum systems*. AAPG, Memoir 86, 2005.
- ALLAN U.S. – « *Model for hydrocarbon entrapment within faulted structures* ». AAPG, *Bulletin*, Vol. 73, p. 803-811, 1989.
- ALLEN P.A., HOMEWOOD P. – *Foreland basins*. Blackwell Scientific Publications, 1986.
- ALLIX P. – *Environnements mésozoïques de la partie nord-orientale du fossé de la Benoué (Nigeria): stratigraphie, sédimentologie, évolution géodynamique*. Travaux des laboratoires des sciences de la Terre, études géologiques ouest-africaines, 1983.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API) – *Dictionary of mining, mineral and related terms*. 1997.
- ANKA Z., SERANNE M., LOPEZ M., SCHRECK-WENDEROTH M., SAVOYE B. – « *The long term evolution of the Congo deep-sea-fan: a basin-wide view of the interaction between a giant submarine fan and a mature passive margin* ». *Tectonophysics*, 470, 2009.
- BABUSIAUX D., BARREAU S. – *Oil and gas exploration and production*. Technip, 2007.
- BAKER C. – *Thermal modeling of petroleum generation: theory and applications*. Elsevier, 1996.
- BALLY A.W. – *Geology of passive continental margins: history, structure and sedimentologic record (with special emphasis of the Atlantic margin)*. AAPG, 1981.
- BARNES A.E. – *Handbook of poststack seismic attributes (2nd edition)*. SEG, *Geophysical References Series*, 2016.
- BAUDIN F., RIQUIER L. – « *The late Hauterivian Faraoni oceanic event* ». *Bulletin de la Société géologique de France*, 2014.
- BAUDIN F., TRIBOVILLARD N.P., TRICHET J. – *Géologie de la matière organique*. Société géologique de France, Vuibert, 2007.
- BAUQUIS P.R. – « Défis techniques et enjeux économiques des huiles extra-lourdes ». *Pétrole et Techniques*, 1998.
- BAUQUIS P.R. – *Pétrole et gaz naturel, comprendre l'avenir*. Hirlé, 2006.
- BAUQUIS P.R. – *Parlons gaz de schistes en 30 questions*. La Documentation française, 2014.
- BAUQUIS P.R., BARRE B., PETIT B. – *Nuclear power*. Hirlé, 2008.
- BAUQUIS P.R., BAUQUIS E. – *L'énergie d'aujourd'hui et de demain*. Hirlé, 2007.
- BAUQUIS P.R., BAUQUIS E. – *Oil and natural gas*. Hirlé, 2008.

- BAUQUIS P.R., PERRODON A., BLAIZOT M., MARION D., LEPOUTRE M. – «COP 21». *Bulletin ENSG*, 105, 2015.
- BEHAR F., JARVIE D.M. – *Compositional modeling of gas generation from two shale gas resource systems: Barnett shale (United States) and Posidonia shale (Germany)*. AAPG, Memoir, 2013.
- BEHAR F., LORANT F., MAZEAS L. – «*Elaboration of a new compositional kinetic schema for oil cracking*». *Organic Geochemistry*, 2008.
- BEHAR F., ROY S., JARVIE D.M. – «*Artificial maturation of a type I kerogen in closed system: mass balance and kinetic modeling*». *Organic Geochemistry*, 41, p. 1235-1247, 2010.
- BEYDOUN W.B., BITEAU J.J., CARDOSO S.F. – «*Geophysical challenges of the deepwater Angolan offshore*». *The Leading Edge*, Vol. 18, 1999.
- BEYDOUN Z.R. – «*The petroleum resources of the Middle East: a review*», *Journal of Petroleum Geology*, 9: 5-28. 1986.
- BEYDOUN Z.R. – *The Middle East: regional geology and petroleum resource*. Scientific Press, Beaconsfield UK, 1988.
- BEYDOUN Z.R. – «*Arabian plate hydrocarbon geology and potential: a plate tectonic approach*». *Studies in Geology*, AAPG, 33, 77, 1991.
- BEYDOUN Z.R. – *Introduction to the revised Mesozoic stratigraphy and nomenclature for Yemen*. JMPG, 14, special issue on Yemen, 1997.
- BIJU-DUVAL B. – *Géologie sédimentaire, bassins, environnements de dépôts, formation du pétrole*. Technip, 1999.
- BIONDI B.L. – *Concepts and applications in 3D seismic imaging*. SEG, EAGE, *Distinguished Instructor Series* 10, 2007.
- BITEAU J.J. et al. – «*The Khuff play related petroleum system between the Qatar arch and the Fars area*». IPTC 2009, Doha, 2009.
- BITEAU J.J., BLAIZOT M., JANODET D., DE CLARENS P. – «*Recent emerging paradigms in HC exploration*». *First Break*, Vol. 32, 2014.
- BITEAU J.J., BLANPIED C., ZAUGG P. – «Recherches pétrolières dans les bassins d’Afrique : explorations pionnières et nouveaux projets». *Géosciences*, revue du BRGM, p. 68-75, 2016.
- BITEAU J.J., CANEROT J. – «La chaîne des Pyrénées et ses avant-pays d’Aquitaine et de l’Èbre, structure, évolution géodynamique et systèmes pétroliers». *Revue de l’Union française des géologues* n° 155, 2008.
- BITEAU J.J., HEIDMANN J.C. CHOPPIN DE JANVRY G., CHEVALLIER B. – «*The whys and wherefores of the SPI-PSY method for calculating the world hydrocarbon yet-to-find figures*». *First Break*, Vol. 28, 2010.
- BITEAU J.J., LE MARREC A., LE VOT M., MASSET J.M. – «*The Aquitaine Basin*». *Petroleum Geoscience*, Vol. 12, p. 247-273, 2006.
- BITEAU J.J., MASSET J.M., BAUQUIS P.R. et al. – *Understanding the future, Geosciences serving society, the Nancy School of Geology (ENSG)* (existe aussi en français). Hirlé, 2008.
- BITEAU J.J., PERRODON A., CHOPPIN DE JANVRY G. – «*The petroleum system: a fundamental tool*». OGJ, August 2003.
- BITEAU J.J., WENDEBOURG J., GROSJEAN Y., LENAIL-CHOUTEAU A. – «*Hydrodynamics and hydrocarbon trapping: insights from case studies*». JMPG, 2017.
- BLAIZOT M. – «*Arctic may reveal more hydrocarbons as shrinking ice provide access*». OGJ (from OTC presentation Houston), février 2011.

- BLAIZOT M. – «*Global reserves of shale oils, an attempt based on the PSY (petroleum system yield)*». Réunion de la SGF, novembre 2015.
- BLANC E. – *Hydrocarbon exploration in the Zagros Mountains of Iraqi Kurdistan*. Geological Society, 2013.
- BOILLOT G., MONTADERT L., LEMOINE M., BIJU-DUVAL B. – *Les marges continentales actuelles et fossiles autour de la France*. Dunod, 2005.
- BORDENAVE M.L. – *Applied petroleum geochemistry*. Technip, 1993.
- BORDES J.G., GONZALEZ-CABALLO A., VERNET R. – *La Majâbat Al Koubrâ, nord-ouest du bassin de Taoudenni, Mauritanie, sismique pétrolière, exploration archéologique*. Collections Archéologiques, 2010.
- BORGOMANO J. – «*The Upper Cretaceous carbonates of the Gargano-Murge region, southern Italy: a model of platform-to-basin transition*». AAPG, *Bulletin*, 84, 2000.
- BOUMA A.H., BROUWER A. – *Turbidites: developments in sedimentology*. Elsevier, 1964.
- BOURDAIRE J.M., CHARRETON R. – *La décision économique*. PUF, Paris, 1985.
- BOUROUILH R., RICHERT J.P., ZOLNAI G. – «*The north pyrenean Aquitaine Basin, France: evolution and hydrocarbons*». APPG, *Bulletin*, Vol. 79, n° 6, p. 831-853, 1995.
- BRIGAUD F., CHAPMAN D.S., LE DOUARAN S. – «*Estimating thermal conductivity in sedimentary basins using lithological data and geophysical well logs*». AAPG, *Bulletin*, Vol. 74, 1990.
- BROWN A. – «*Improved interpretation of wireline pressure data*». AAPG, *Bulletin*, Vol. 87, 2003.
- BROWN D. – «*Arctic holds huge resource promise*». AAPG, *Explorer*, 2009.
- BRUNEAU B., CHAUVEAU B., BAUDIN F., MORETTI I. – «*3D stratigraphic modelling approach for prediction of organic-rich deposits and their heterogeneities*». JMPG, 2017.
- BULL S. – «*Marcellus shale gas play entry opportunities abound*». OGJ, 2010.
- BURGER H.R. – *Exploration geophysics of the shallow subsurface*. Prentice Hall, 1992.
- BURGESS P.M., WINEFIELD P., MINZONI M. – «*Methods of identification of isolated carbonate buildups from seismic reflexion data*». AAPG, *Bulletin*, Vol. 97, 2013.
- BURRUS J. – *Thermal modelling in sedimentary basins*, Technip, 1986.
- CAMPBELL C. – «*Why dawn may be breaking for the second half of age of oil?*». First Break, Vol. 27, 2009.
- CAMPBELL C., LAHERRERRE J. – «*The end of cheap oil*». Scientific American, March 1998.
- CANAL P., BAUQUIS P.R. – *Les ondes et la terre*. Hirlé, 2008.
- CANEROT J. – *Les Pyrénées, itinéraires de découverte*. Atlantica, BRGM, 2008.
- CANEROT J., COLIN J.P., PLATEL J.P., BILOTE M. – *Pyrénées d'hier et d'aujourd'hui*. Atlantica BRGM, 2008.
- CASERO P., ROURE F., VIALLY R. – «*Tectonic framework and petroleum potential of the southern Apennines*». EAPG Conference. In SPENCER A.M. (ed.), *Generation, accumulation and production of Europe's hydrocarbons*. Oxford Univ. Press, 381-387, 1991.
- CATUNEANU O. – «*Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls*». *Journal of African Earth Sciences* 35, 1-43, 2002.

- CATUNEAU O., WILLIS A.J., MIALL A.D. – «*Temporal significance of sequence boundaries*». *Sedimentary Geology*, 121, 157-178, 1998.
- CAZES M., TORREILLES G. – *Étude de la croûte terrestre par géophysique profonde*. Technip, 1988.
- CAZZINI F. – «*The early of the oil and gas industry in Italy*». European Oil and Gas Industry History Conference, 2016.
- CHAMBRE SYNDICALE DE LA RECHERCHE ET DE LA PRODUCTION DU PETROLE ET DU GAZ NATUREL (COMITE DES TECHNICIENS) – *Contrôle des sondages, dia-graphies instantanées*. Technip, 1981 ; *Monographie des principaux champs pétroliers de France*. Technip, 1991 ; *Principaux types de cartes en géologie*. Technip, 1989.
- CHAPEL P. – *Géophysique appliquée, dictionnaire et plan d'étude*. Masson, 1980.
- CHENET P.Y. – «Le secteur subbriançonnais entre Gap et le col du Galibier au Mésozoïque se place dans la marge européenne de la Téthys». *Géologie Alpine*, t. 55, p. 45-74, 1979.
- CHIARELLI A. – *Étude des nappes aquifères profondes, contribution de l'hydrogéologie à la connaissance d'un bassin sédimentaire et à l'exploration pétrolière*. Thèse de Doctorat, 1973.
- CHOPPIN DE JANVRY G., BITEAU J.J. – *Vademecum d'évaluation pétrolière. Manuel pratique d'évaluation pétrolière*. Documents internes Total, 2009.
- CHOPRA S., MARFURT K.J. – *Seismic attribute mapping of structure and stratigraphy*. SEG, EAGE, *Distinguished Instructor Series* 9, 2009.
- CHOUKROUNE P., ECORS Team – «*The ECORS Pyrenean deep seismic profile: reflection data and the overall structure of an orogenic belt*». *Tectonics*, Washington, 8, 1, p. 23-39, 1989.
- CHOUTEAU M. – *Géophysique appliquée, cours sur la gravimétrie*. École Polytechnique de Montréal, 1999.
- CIFTCI B., GIGER S.B., CLENNEL M.B. – «*Three dimensional structure of experimentally produced clay smears: Implications for fault seal analysis*». *AAPG, Bulletin*, Vol. 97, p. 733-757, 2013.
- COAJOU A. – «*West Africa offers lessons in pre-salt exploration*». *AAPG, Explorer*, 2014.
- COBBOLD P.R., QUINQUIS H. – «*Developments of sheath folds in shear regimes*». *Journal of structural Geology*, p. 119-126, 1980
- CONNAN J., DESCHESNE O. – «Le bitume dans les civilisations anciennes du Proche-Orient». *Bull. Tech. Explor. Prod. Elf Aquitaine*, 135, 1990
- CORDIER J.P. – *Les vitesses en sismique réflexion*. Technique et Documentation, Lavoisier, 1983.
- COUREL R., CARTWRIGHT T., MILLOT P. – «*Identifying and assessing productivity in CO2 bearing reservoirs using wireline and testing data*». OTC Conference, 2014.
- CRAFT B.C., HAWKINS M. – *Applied petroleum reservoir engineering*. Prentice Hall, 1990.
- CRAIG J. – «*Hardstoft, Britain first oil field*». European Oil and Gas Industry History Conference, London, 2016.
- CRAIG J., BIFFI U., GALIMBERTI R.F., GHORI K.A.R., GOSTER J.D., HAKHOO N., LE HERON D.P., THUROW J., VECOLI M. – «*The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks*». *Marine & Petroleum Source Rock*, 40, 1-47. 2013.
- CROSS T.A. – *Quantitative dynamic stratigraphy*. Prentice Hall, 1990.

- CROUZET P. – *Terminologie de l'économie et des contrats pétroliers*. Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, Paris, 1995.
- CRUMEYROLLE P., RENAUD I., SUITER J. – « *The use of two-and-three dimensional seismic to understand sediment transfer from fluvial to deepwater via sinuous channels: example from the Mahakam shelf and comparison with outcrop data (south-central Pyrenees)* ». Geological Society, London, *Special Publications*, 207(1):85-103, 2007.
- CURNELLE R. – « Évolution structuro-sédimentaire du Trias à l'Infra-Lias d'Aquitaine ». *Bull. Centres Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine*, 7, 1 p. 69-99, 1983.
- CURNELLE R., DUBOIS P. – « Évolution mésozoïque des grands bassins sédimentaires français (bassin de Paris, d'Aquitaine et du Sud-Est) ». *Bull. Soc. Géol. France* (8), p. 529-546, 1986.
- CURNELLE R., DUBOIS P., SEGUIN J.C. – « Le bassin d'Aquitaine : substratum anté-Tertiaire et bordures mésozoïques ». In: DURAND-DELGA M. La chaîne des Pyrénées et son avant-pays aquitano-languedocien. *Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf-Aquitaine*, Mém. 3, p. 47-58, 1980.
- CURNELLE R., DUBOIS P., SEGUIN J.C. – « *The Mesozoic-Tertiary evolution of the Aquitaine Basin* ». *Phil. Trans. R. Soc. Lond.*, A 305, p. 63-84, 1982.
- DAHL J., MOLDOWAN J.M., PETERS K.E. CLAYPOOL G.E., ROONEY M. A., MICHAEL G.E., MELLO M.R., KOHNEN M.L. – « *Diamondoid hydrocarbons as indicators of natural oil cracking* ». *Nature*, 399, p. 54-57, 1999.
- DAHLBERG E.C. – *Applied hydrodynamics in petroleum exploration*. Springer Verlag, 1982.
- DAKE L.P. – *Fundamentals of reservoir engineering*. Elsevier, 1983.
- DANDOU W.E. – *Les pratiques d'analyse du risque des compagnies pétrolières et les décisions d'exploration-production*. ENSPM-Paris II, 1993.
- DARCY H. – *Les fontaines publiques de la ville de Dijon*. V. Dalmont, 1856.
- DAVIES R.J. – « *Birth of a mud volcano, East Java, 29 May 2006* ». *GSA Today*, Vol. 17, 2007.
- DE BAZELAIRE E., VIALLIX J.R. – *Optical interpretation of seismic events*. EAEG Conference, The Hague, 1988.
- DEBELMAS J., DESMONS J., DEVILLE E. – *Géologie de la Vanoise*. BRGM, 1997.
- DELFAUD J. – « Le Jurassique des Pyrénées occidentales (de la Garonne à l'Océan) ». Journées d'étude du Groupe français d'étude du Jurassique 25-28 septembre 1979. *Cahiers de l'Université de Pau et des Pays de l'Adour*, n° 7, 1979.
- DELFAUD J. – « Histoire des bassins sédimentaires qui se sont succédé dans les Pyrénées occidentales ». In: *Traversée des Pyrénées occidentales de Berenx à Sanguesa*. Univ. de Pau et des Pays de l'Adour Ed. Première partie, I-3, p. 25-49, 1984.
- DELHER G. – *Chasseur d'or noir*. Éditions de Loubejac, 2004.
- DEMAISON G.J. – *The generative basin concept*. AAPG Memoir 35, 1984.
- DEMAISON G.J., HUIZINGA B.J. – « *Genetic classification of petroleum systems* ». AAPG, *Bulletin*, Vol. 75, 1991.
- DEMAISON G.J., MOORE G.T. – « *Anoxic environments and source and oil source bed genesis* ». AAPG, *Bulletin* 64, 1980.
- DEMAISON G.J., MURIS R.J. et al. – *Petroleum geochemistry and basin evaluation*. AAPG, Memoir 35, 1984.
- DEMING D. – *Overburden rock, temperature and heat flow*. AAPG, Memoir 60, 1994.
- DENNIS H. – *The North Sea as a transient hydrodynamic petroleum system*. EAGE TNO WS, Utrecht, 2015.

- DENNIS H., BAILLIE J., HOLT T., WESSEL-BERG D. – «*Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea*». In: KITTLSEN J.E., ALEXANDER-MARRACK P. (eds), *Improving the exploration process by learning from the past*. Norwegian Petroleum Society, Oslo, Special Publication, 9, 171-185, 2000.
- DERCOURT J. – *Géologie et géodynamique de la France (outremer et européenne)*. Dunod, 2002.
- DERCOURT J., RICOU L.E. et al. – «*Evolution of the northern margin of the Tethys*». *Mémoire Soc. Géol. France*, p. 154-220, 1990.
- DEREGNAUCOURT D. – *Contribution à l'étude géologique du golfe de Gascogne*. Thèse 3^e cycle, Univ. Paris 6, 1981.
- DESEGaulx P., BRUNET M.F. – «*Tectonic subsidence of the Aquitaine Basin, since Cretaceous times*». *Bull. Soc. Géol. France*, 8, VI, p. 295-306, 1990.
- DESSORT D. – «*Lips: a new instrument performing high resolution core logs of organic carbon*». Qscience, 2013
- DEVILLE E., MASCLÉ A. – «*The Barbados Ridge: a mature accretionary wedge in front of the lesser Antilles active margin*». In ROBERTS D.G., BALLY A.W., *Regional geology and tectonics: principles of geologic analysis*. Elsevier, 2012.
- DE WEVER P., BAUDIN F. – *Du vert au noir, le charbon*. EDP Sciences, 2015.
- DEWHURST D.N., YIELDING G. – «*Introduction to the thematic set: fault and top seals*». *Petroleum Geoscience*, Vol. 23, n° 1, 2017.
- DOWNEY M.W. – *A quick look determination of oil in place in oil shale resource plays*. AAPG, 2011.
- DUARTE DE OLIVEIRA O. – *Dictionario enciclopédico inglés-portugués de geofísica e geología*. Sociedad Brasileira de geofísicas, 1997.
- DUBRULE O., LESUEUR J.L., CLAUDE D., SOUDET H.J., TEBALDI E., BARUFFINI L., FONNESU F., MENNIG J.J., CRUMEYROLLE P., JOSEPH P., DOLIGEZ B., RAVENNE C., HU L.Y., BEUCHER H., GALLI A. – «*From Sedimentology to geostatistical reservoir modeling, the Roda, Cajigar and Poulseur modeling studies, final Report of the Geoscience Project JOUF 00-34*». In: HELBIG K. (ed.), *Modeling the Earth for oil exploration, Final Report of the CEC's Geoscience I Program 1990-1993*. Pergamon, p. 19-114, 1994.
- DUPPENBECKER S.J., RILEY G.W., ABDULAYEV N.R., GREEN T.J., DORAN H. – «*Petroleum systems dynamics of the South Caspian Basin*». *Petroleum Geology & Hydrocarbon Potential of Caspian and Black Sea regions*, EAGE Conference, Baku, Azerbaijan, 2008.
- DURAND B. – *Kerogen. Insoluble organic matter from sedimentary rocks*. Technip, 1980.
- DURAND B., ESPITALIE J. – «*Évolution de la matière organique au cours de l'enfouissement des sédiments*». *Comptes rendus de l'Académie des sciences*, D. 276, p. 2253-2256, 1973.
- DURAND-DELGA M. – «*La chaîne des Pyrénées et son avant-pays aquitain-languedocien*». 26^e Congrès géologique international, *Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf-Aquitaine*, Mém. n° 3, p. 1-78, 1980.
- DUVAL B.C., CHOPPIN DE JANVRY G., LOIRET B. – «*The Mahakam Delta Province: an ever changing picture and a bright future*». *Proc. 24th Annual OTC*, 1, 393-404, 1992.
- EATON B.A. – *The equation of geopressure prediction from well logs*. SPE-55444-MS, 1975.
- ECONOMIDES M.J., HILL A.D., EHLIG-ECONOMIDES C., ZHU D. – *Petroleum production systems (2nd edition)*. Prentice Hall, 2012.
- EMERY D., MYERS K.J. – *Sequence stratigraphy*. Oxford, Blackwell Science, 1996.

- ENGLAND P., MCKENZIE D. – «*A thin viscous sheet model for continental deformation*». *Geophys. J. R. astr. Soc.*, 70, 295-321, 1982.
- ENGLAND W.A. – «*Secondary migration and accumulation of hydrocarbons*». In: MAGOON L.B., DOW W.G. (eds), *The petroleum system – from source to trap*. AAPG, Memoir 60, p. 211-217, 1994.
- ENGLAND W.A., FLEET A.J. – *Petroleum migration*. Geological Society, London, *Special Publications*, 59, 1991. Beicip, 1993.
- ESPITALIE J., DEROO G., MARQUIS F. – «La pyrolyse Rock-Eval et ses applications (1^{re} partie)». *Revue de l'Institut français du pétrole*, 40, 5, p. 563-579, 1985.
- ESPITALIE J., DEROO G., MARQUIS F. – «La pyrolyse Rock-Eval et ses applications (2^e partie)». *Revue de l'Institut français du pétrole*, 40, 5, p. 755-784, 1985.
- ESPITALIE J., DEROO G., MARQUIS F. – «La pyrolyse Rock-Eval et ses applications (3^e partie)». *Revue de l'Institut français du pétrole* 40, 5, p. 73-89, 1985.
- FIROOZABADI A. – *Thermodynamics of hydrocarbon reservoirs*. McGraw-Hill Education, 1999.
- FORMIGLI J. – «*Pre-salt reservoirs offshore Brazil: perspectives and challenges*». Bank of America Energy Conference, 2007.
- FOSSEN H. – *Structural geology*. Cambridge University Press, 2016.
- FRAISSE C., SIMON B., SETO B., NARDIO D., POUZET J., GROSJEAN Y. – «*Problem areas in interpretation of pressure measurements in thin and multi-layered reservoirs*». 16th IPA Annual Convention, Jakarta, *Proc.*, 2, 71-85, 1987.
- FRASER A – «*The history of oil and gas exploration and development in the Wessex and Weald Basins*». European Oil and Gas Industry History Conference, London, 2016.
- FRIES G., RUBINO J.L. – «*Testing the application of sequence stratigraphy to Aptian deposits in south-east France*». In: *Cretaceous resources events and rythms*, Kluwer, p. 47-62 1990
- FRIZON DE LAMOTTE D., FOURDAN B., LELEU S., DE CLARENS P. – «*Style of rifting and the stages of Pangea break-up*». *Tectonics*, Vol. 34, p. 1000-1029, 2015.
- GAARENSTROOM L., TROMP R.A.J., DE JONG M.C., BRANDENBURG A.M. – «*Overpressures in the Central North Sea: implications for trap integrity and drilling safety*». Geological Society, Conference series, 1993.
- GAY A., LOPEZ M., COCHONAT P., LEVACHE D., SERMONDADAZ G., SERANNE M. – «*Evidences of early to late fluid migration from an Upper Miocene turbiditic channel revealed by 3D seismic coupled to geochemical sampling within seafloor pockmarks, Lower Congo Basin*». *JMPG*, n° 23, 2006.
- GELDART L.P., SHERIFF R.E. – *Problems in exploration seismology and their solutions*. SEG, *Geophysical References Series*, 2004.
- GELY J.P., HANOT F. – *Le Bassin parisien : un nouveau regard sur la géologie*. AGBP, 2014.
- GEOLVAL – Route géologique transpyrénéenne Aspe-Haut Aragon, 2008.
- GIBBONS W., MORENO T. – *The geology of Spain*. Geological Society, London, 2002.
- GIBSON R.I., MILLEGAN P.S. – *Geologic applications of gravity and magnetics: case histories*. SEG, *Geophysical References Series*, 1998.
- GIRARD J.P., EICHENSEER H., KABBEJ A., IDRIS K.M. – «*Petroleum system, migration and charge history in the Neo and Meso Proterozoic series of the Taoudenni Basin: insights from fluid inclusions*». IPTC Kuala Lumpur, 2014.
- GISOLF D., VERSCHUUR E. – *The principles of quantitative acoustical imaging*. EAGE, 2010.

- GRANT N.T. – «*A geometrical model for shale smear: implications for upscaling in faulted geomodels*». *Petroleum Geoscience*, Vol. 23, n° 1, 2017.
- GRAULS D. – «*Overpressures assessment using a minimum principal stress approach*».
Bulletin Centre Rech. Elf Exploration Production, 1998.
- GRAULS D. – «*Gas hydrates importance and applications in petroleum exploration*».*JMPG*, n° 18, 2001.
- GRAULS D., CASSIGNOL C. – «*Identification of a zone of fluid pressure-induced fractures from log and seismic data, a case study*».*First Break*, Vol. 11, p. 59-68, 1993.
- GRECHKA W., WAPENAAR K. – *Encyclopedia of exploration geophysics* (2nd edition). SEG, *Geophysical References Series*, 2014.
- GROSDIDIER E., BRACCINI E., DUPONT G., MORON J.-M. – «Biozonation du Crétacé inférieur non marin des bassins du Gabon et du Congo». Actes des colloques d'Angers de 1994 : *Géologie de l'Afrique et de l'Atlantique sud*, 1996.
- GROSJEAN Y. et al. – «*Burial hydrodynamics and subtle hydrocarbon trap evaluation: from the Mahakam Delta to the South Caspian Sea*». IPTC Abstract, 2009.
- GROSJEAN Y., BOIS M., DE PAZZIS L., HERBAUX F., BURRUS J. – «*The Sisi field case offshore Mahakam (Kutei Basin, Indonesia)*». AAPG, Kuala Lumpur, 1994.
- GUILLOCHEAU F., QUEMENER J.M., JOSEPH P., ROBIN C., BROUCKE O. – «*Genetic units/parasequences of the Annot turbiditic system, Southeast France*». Geological Society, London, *Special Publications*, 221, p. 181-202, 2004.
- GUIRAUD R., MAURIN J.C. – «*Early Cretaceous rifts of Western and Central Africa: an overview*». *Tectonophysics*, 213, p. 153-168, 1992.
- GUSSOW W.C. – *Differential entrapment of oil and gas: a fundamental principle*. AAPG, Vol. 38, 1954.
- HALL R. – «*Hydrocarbon basins in SE Asia: understanding why they are here*». *Petroleum Geoscience* Vol. 15 p. 131-146, 2000.
- HAQ B. – *Natural gas hydrates: searching for the long-term climatic and slope-stability records*. Geological Society, London, *Special Publications* 137 (1), p. 303-318, 1998.
- HAQ B., HARDENBOL J., VAIL P. – «*Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic (250 million years to Present)*». *Science* n° 235, p. 1156-1167, 1987.
- HAQ B., VAN EYSSINGA F.W.B. – *Geological time table*. Elsevier, 1987.
- HARBAUGH J.W., DAVIS J.C., WENDEBOURG J. – *Computing for oil prospects: principles and programs*. Pergamon, 1995.
- HARDAGE B.A., DE ANGELO M.V., MURRAY P.E., SAVA D. – *Multicomponent seismic technology*. SEG, *Geophysical References Series*, 2011.
- HARDENBOL J., THIERRY J., FARLEY M.B., JACQUIN T., DE GRACIANSKY P.C., VAIL P.R. – «*Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European Basins*». In: DE GRACIANSKY P.C et al. (eds), *Mesozoic and Cenozoic sequence stratigraphy of European Basins*. SEPM, *Special Publication*, 60, p. 3-13, 1998.
- HARLAND W.B., COX A.V., LEWELLYN P.G., PIKTON C.A.G., SMITH A.G., WALTERS R. – *A geological time scale*. Cambridge Earth science series, Cambridge University Press, 1982.
- HECKMAN T., OLSEN G., SCOTT K., SEILLER B., SIMPSON M., BLASINGAME T. – «*Best practices for reserves estimation in unconventional reservoirs: present and future considerations*». SPE, Unconventional resources Conference, The Woodlands USA, 2013.
- HEDBERG H.D., FISHER G. – «*Milankovitch climatic origin of mid Cretaceous black shales rythmes in central Italy*». *Nature*, 321, p.739-743, 1986.

- HENRY G. – *Géophysique des bassins sédimentaires*. Technip 1994.
- HENRY G. – *La sismique réflexion, principes et développements*. Technip, 1997.
- HEUM O.R. – «A fluid dynamic classification of hydrocarbon entrapment». *Petroleum Geoscience*, Vol. 2, p. 145-158, 1996.
- HILLIS R.R. – «Coupled changes in pore pressure and stress in oil fields and sedimentary basins». *Petroleum Geoscience*, Vol. 7, p. 419-425, 2001.
- HOBSON G.D. – *Developments in petroleum geology*. Applied Sci., Londres, 1978.
- HOHN M. – *Geostatistics and petroleum geology*. Springer, 1998.
- HOMAND F., DUFFAUT P. – *Manuel de mécanique des roches*. École des mines, Paris, 2000.
- HOMEWOOD P.W., MAURIAUD P., LAFONT F. – *Vade-mecum de stratigraphie séquentielle pour géologues, géophysiciens et ingénieurs réservoir*. Elf Exploration Production, Mémoire 25, 2000.
- HUBBERT M.K. – «The theory of groundwater motion». *Journal of Geology*, Columbia University, 1940.
- HUBBERT M.K. – «Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions». AAPG, *Bulletin*, Vol. 37, n° 8, 1953.
- HUBBERT M.K. – *Nuclear energy and the fossil fuels*. American Petroleum Institute, Drilling and Production Practices, 1956.
- HUBBERT M.K. – «Application of hydrodynamics to oil exploration». USGS, WPC Mexico, 1967.
- HUBBERT M.K. – «Measurement of energy resources». *Journal of Dynamic Systems, Measurement, and Control*, 101, p. 16-30, 1979.
- HUBBERT M.K., RUBEY W.W. – «Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting». *Bulletin of the Geological Society of America*, 1959.
- HUC A.Y. – *Geochemistry of fossil fuels. From conventional to unconventional hydrocarbon systems*. Technip, 2013.
- HUDEC M.R., JACKSON M.P. – *The salt mine*. AAPG, Memoir 99, 2011.
- HUNT J.M. – *Petroleum geochemistry and geology*. Freeman, 1996.
- HURST A., LOVELL M.A., MORTON A.L. – *Geological applications of wireline logs*. Geol. Soc., 1990.
- IFP – *Formulaire du foreur*. Technip, 1974
- IMBERT P., GUIRAUD M., MONNIER D., NAHAN S. – «Seismic scale expression and fluid sourcing, circulation and expulsion in sedimentary series». IPTC, Doha, 2009.
- INGEBRITSEN S.E., SANFORD W.E. – *Groundwater in geological processes*. Cambridge University Press, 1998.
- ISLAM M.S., MANZOCCHI T. – «The transmissivity of faulted connections in corner point geometry models». *Petroleum Geoscience*, Vol. 23, n° 1, 2017.
- JACKSON M.P., HUDEC M.R. – *Salt tectonics, principles and practice*. Cambridge University, 2017.
- JACQUIN T. – *Les évènements anoxiques dans l'Atlantique sud au Crétacé*. Mémoire Univ. Dijon, 265 p, 1987.
- JAMMES S., MANATSCHAL G., LAVIER L. – «Interaction between prerift salt and detachment faulting in hyperextended rift systems: the example of Parentis and Mauléon basins (Bay of Biscay and western Pyrenees)». AAPG, *Bulletin*, Vol. 94, 2009.

- JAMMES S., MANATSCHAL G., LAVIER L., MASINI E. – « *Tectono-sedimentary evolution related to extreme crustal thinning ahead of a propagating ocean: example of the western Pyrenees* ». *Tectonics*, Vol. 28, 2009.
- JAVANSHIR R.J., RILEY G.W., DUPPENBECKER S.J., ABDULAYEV N.R. – « *Validation of lateral fluid flow in an overpressured sand-shale sequence during development of Azeri-Chirag-Gunashli oil field and Shah Deniz gas field: South Caspian Basin, Azerbaijan* ». *JMPG*, 2017.
- JOSEPH P. – « Un géomodèle, à quoi ça sert ? ». In: COJAN I., FRIES G., GROSHENY D., PARIZE O. (eds), *Expression de l'innovation en géosciences, une journée avec Bernard Beaudoin*. Presses des Mines, Paris, Collection « Sciences de la Terre et de l'environnement », 2012, p. 127-136, 2012.
- JOSEPH P., LOMAS S.A. – *Deep-water sedimentation in the Alpine Basin of SE France: new perspectives on the Grès d'Annot and related systems*. Geological Society, London, n° 221, 2004.
- JOYES R. – « *South Atlantic geology, geologic insights listed into Africa, Brazil deepwater exploration* ». *OGJ*, 2001.
- KATZ B. – *Lacustrine basin exploration, case studies and modern analogs*. AAPG, Memoir 50, 1990.
- KEAREY P., BROOKS M. – *An introduction to geophysical exploration (2nd edition)*. Blackwell Science Pub., 1991.
- KILLOPS S.D., KILLOPS V.J. – *Introduction to organic geochemistry*. Blackwell, 2005.
- KINLEY T.J., COOK L.W., BREYER J.A., JARVIE D.M., BUSBEY A.B. – « *Hydrocarbon potential of the Barnett Shale (Mississippian), Delaware Basin, west Texas and southeastern New Mexico* ». *AAPG, Bulletin*, Vol. 92, 2008.
- KLEMME H.D. – *Petroleum systems in the world that involve Upper Jurassic source rocks*. AAPG, Memoir 60, 51-72. 1994.
- KLETT T.R. – « *Oil and gas resource assessment: classifications and terminology* ». In: CLEVELAND C.J. (ed.), *Encyclopedia of energy*. Elsevier, 2004.
- KOGBE C.A. – *Geology of Nigeria*. Rock View, 1989.
- KONTOROVITCH V.A. – « *The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia* ». *Russian Geology and Geophysics* 50, p. 346-357, Elsevier, 2009.
- LAHERRERE J.H. – « *Production decline and peak reveal true figures* ». *World Oil*, 77-80, Dec. 1997.
- LAHERRERE J.H. – « Réflexions sur les lois de la nature et les prévisions énergétiques ». UMR 6012, Université d'Avignon, 2005.
- LAHERRERE J.H. – « *When will oil production decline significantly?* ». European Geosciences Union, Vienne, 2006.
- LAHERRERE J.H. – « Production future (réserves) des combustibles fossiles ». Mastère OSE Mines de Paris Sophia Antipolis, 2008.
- LAHERRERE J.H. – « Pic ou plateau ? ». Séminaire Bosch « L'or noir à prix d'or, entre plateau et pic », Saint-Ouen, 2008.
- LAHERRERE J.H. – « *Advice from an old geologist-geophysicist on how to understand Nature* ». Présentation Statoil, Oslo, 2008.
- LAHERRERE J.H. – « *Why are remaining oil & gas reserves from political/financial sources and technical sources so different?* ». International Geological Congress, Oslo, 2008.
- LAHERRERE J.H. – *Demain la décroissance*, 2014.

- LAURENT D. – *Marqueurs de la dynamique des fluides associée à l'enfouissement des bassins sédimentaires*. Thèse, Montpellier, 2015.
- LAVERGNE M. – *Méthodes sismiques*. Technip, 1986.
- LAWYER L.C., BATES C.C., RICE R.B. – *Geophysics in the affairs of mankind: a personalized history of exploration SEG, Geophysical References Series*, 2001.
- LE DOUARAN S., BURRUS J., AVEDIK F. – «Deep Structure of the north western Mediterranean Basin: results of a two-ship seismic survey». *JMPG*, 55, 1984.
- LEGENDRE E. – *Le soufre dans le sous-sol sud-aquitain*. Minéraux et fossiles des Pyrénées, 2014.
- LEJAY A., BIRGENHEIER L., VANDENBERG M., GELIN F., ALLIX P. – «Conditions to the formation of a world class lacustrine source rock: the Mahogany zone of the Green River Formation, Uinta basin, Utah, USA». Réunion de la SGF, novembre 2015.
- LE PICHON X. – «Sea floor spreading and continental drift». *Journal of Geophysical Research*, Vol. 73, n° 12, 3661-3697, 1968.
- LEVORSEN A.I. – *Geology of petroleum*. W.H. Freeman, 1956.
- LOPATIN N.V. – «Temperature and geologic time factors in coalification». Akademia Nauk, SSSR, *Izvestia seria geologicheskaya*, Vol. 3, p. 95-106, 1971.
- LOPEZ M., GAND G., KOMER F., SCHNEIDER F. – «The playa environments of the Lodève Permian Basin (Languedoc-France)». *Journal of Iberian Geology*, 2008.
- LORANT F., BEHAR F., LAIGLE J.M. – «Full 3D compositional study of the Franklin field, North Sea». AAPG Hedberg Conference, The Hague, 2007.
- MACOVEI G. – *Geologie stratigrafica*. Technica, 1958.
- MAGOON L.B., DOW W.G. – «The petroleum system». In: MAGOON L.B., DOW W.G. (eds), *The petroleum system – from source to trap*. AAPG, Memoir 60, p. 3-23, 1994.
- MAGOON L.B., VALIN Z.C. – «Overview of petroleum system case studies». In: MAGOON L.B., DOW W.G. (eds), *The petroleum system – from source to trap*. AAPG, Memoir 60, p. 329-338, 1994.
- MANATSCHAL G. – «New models for evolution of magma poor rifted margins based on a review of data and concepts from west Iberia and the Alps». *International Journal of Earth Science*, 2004.
- MANZOCCHI T., CHILDS C. – «Quantification of hydrodynamic effects on capillary seal capacity». *Petroleum Geoscience*, Vol. 19, p. 105-121, 2013.
- MARCUSSEN O., THYBERG B., PELTONEN C., JAHREN J., BJORLIKKE K., FALEIDE J.I. – «Physical properties of Cenozoic mudstones from the Northern North Sea: impact of clay mineralogy on compaction trends». *AAPG, Bulletin*, Vol. 93, 127-150, 2009.
- MARI J.L., ARENS G., CHAPELLIER D., GAUDIANI P. – *Géophysique de gisement et de génie civil*. Technip, 1999.
- MARI J.L., COPPENS F. – *La sismique de puits*. Technip, 2000.
- MARION D. – «Future trends in reservoir management». Imperial College lecture, 2013.
- MASCLE A. – *Hydrocarbon and petroleum geology of France*. Springer Verlag, 1994.
- MASCLE A., VIALLY R. – *The petroleum systems of the South-east basin and Gulf of Lion (France)*. Geological Society, Special publications, 1999.
- MASSET J.M. – *Pétrole, pic ou plateau, enjeux des géosciences*. BRGM, 2010.
- MATHIEU C. – «Geological history of the Parentis sub-Basin». *Bull. Cent. Rech. Pau*, (10) 1, p. 33-47, 1986.

- MATHIEU Y. – *Le dernier siècle du pétrole, la vérité sur les réserves mondiales, le point de vue d'un géologue*. Technip, 2011.
- MATTAUER M. – *Déformations des matériaux de l'écorce terrestre*. Hermann, 1973.
- MAURIAUD P., BRETON P., DE EVER P. – *La faim du pétrole : une civilisation de l'énergie vue par des géologues*. EDP Sciences, 2013.
- MAURIN J.C., GUIRAUD R. – « Basement control in the development of the Early Cretaceous West and Central African rift system ». *Tectonophysics*, 228, p. 81-95, 1993.
- MAX M.D., JOHNSON A.H. – « Hydrate petroleum system to natural gas exploration ». *Petroleum Geoscience*, Vol. 20, p. 187-199, 2014.
- McKENZIE D. – « Some remarks on the development of sedimentary basins ». *Earth and Planetary Science Letters*, 40:25, 1978.
- McKENZIE D., NIMMO F., JACKSON J., GANS P.B., MILLER E.L. – « Characteristics and consequences of flow in the crust ». *J. geophys. Res.*, 105, 11029-11046, 2000.
- MECHLER P. – *Les méthodes de la géophysique*. Bordas, Paris, 1982.
- MELLO M.R., KATZ B.J. – *Petroleum Systems of south Atlantic margins*. AAPG, Memoir 73, 2000.
- MERCIER DE LEPINAY M., LONCKE L., DE CLARENS P. – « Transform continental margins – Part 2: A worldwide review ». *Tectonophysics*, Vol. 693, p. 96-115, 2016.
- MICHEL F. – *Le tour de France d'un géologue*. Delachaux & Niestlé, 2008.
- MIKES D., BARZANDJI O.H.M., BRUINING J., GEEL C.R. – « Upscaling of small scale heterogeneities to flow units for reservoir modeling ». *JMPG*, 23, p. 931-942, 2006.
- MITCHELL A., GRAULS D. – *Overpressures in petroleum exploration*. Technip, 2000.
- MITCHELL R.F., MISKA S.Z. – *Fundamentals of drilling engineering*. SPE, 2011.
- MOHRIAK W.U., MACEDO J.M., CASTELLANI R.T., RANGEL H.D., BARROS A.Z.N., LATGE M.A.L., RICCI J.A., MISUZAKI A.M.P., SZATMARI P., DEMERCIAN L.S., RIZZO J.G., AIRES J.R. – « Salt tectonics and structural styles in the deep-water province of the Cabo Frio region, Rio de Janeiro, Brazil ». In: JACKSON M.P.A., ROBERTS D.G., SNELSON S. (eds), *Salt tectonics: a global perspective*. AAPG, Memoir 6, p. 273-304, 1995.
- MONTEL F., JAUBERT J.N., AVAULEE L. – « Problèmes thermodynamiques dans l'exploitation du pétrole ». *Revue de l'IFP*, Vol. 53, 1998.
- MONTEL J.M., MARTIN F. – *Minéralogie, cours et exemples corrigés*. Dunod, 2014.
- MONTENAT C., OTT D'ESTEVOU P. – *Genèse et évolution des bassins sédimentaires dans une bande de décrochement en compression : l'exemple des bassins néogènes bétiques (Espagne)*. Technip, 1989.
- MOODY G.B. – *Petroleum exploration handbook*. McGraw-Hill, 1961.
- MORANGE A., PERRODON A., HERITIER F. – *Les grandes heures de l'exploration pétrolière du groupe Elf Aquitaine*. Éditions Elf Aquitaine, 1992.
- MORETTI I., BABY P., MENDEZ E., ZUBIETA D. – « Hydrocarbon generation in relation to thrusting in the Sub-Andean zone from 18 to 22 degrees South, Bolivia ». *Petroleum Geoscience*, Vol. 2, p. 17-28, 1996.
- MORETTI I., LEPAGE F., GUITON M. – « Kine 3D, a new restoration method based on a mixed approach linking geometry and geomechanics ». *Oil and Gas Science and Technology*, Vol. 61, p. 277-289, 2006.
- MORLEY C. – « Origin, structural development and type of a giant coherent slide, the South Makassar Strait mass transport complex ». *Geosphere*, 2013.

- MUGGERIDGE A., ABACIOGLU Y., ENGLAND W.A., SMALLEY C. – « *The rate of pressure dissipation from abnormally pressured compartments* ». AAPG, *Bulletin*, 89, 2005.
- MURRAY M.J., HAY-ROE H. – *Engineered writing (2nd edition)*. Pennwell Books, 1991.
- MUTTI E., DAVOLI G. – *Turbidite sandstones*. AGIP, Istituto di geologia, Università di Parma, 1992.
- MUTTI E., LUCCHI F.R. – *Turbidites of the Northern Apennines: Introduction to facies analysis*. American Geological Institute, 1978.
- MUTTI E., TINTERRI R., REMACHA E., MAVILLA N., ANGELLA S., FAVA L. – *An introduction to the analysis of ancient turbidite basins from an outcrop perspective*. AAPG, 1999.
- NAVARRO J. – « *Ayoluengo, 50th anniversary of Spain's only onshore oil field* ». European Oil and Gas Industry Conference, London, 2016.
- NEMCOK M., MORA A., COSGROVE J.W. – « *Thick skin dominated orogens, from initial inversion to full accretion* ». Geological Society, London, 2013.
- O'CONNOR S.A., SWARBRICK R.E. – « *Pressure regression, fluid drainage and a hydrodynamically controlled fluid contact in the North Sea, Lower Cretaceous, Britannia Sandstone Formation* ». *Petroleum Geoscience*, Vol. 14, p. 115-126, 2008.
- O'CONNOR S.A., SWARBRICK R.E., JONES D. – « *Where has all the pressure gone? Evidence from pressure reversals and hydrodynamic flow* ». *First Break*, Vol. 26, p. 55-61, 2008.
- OSBORNE M.J., SWARBRICK R.E. – « *Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a re-evaluation* ». AAPG, *Bulletin* 81, 1997.
- OWEN O.W. – *Trek of the oil finders, a history of exploration for petroleum*. AAPG, Memoir 6, 1975.
- PERMANRUD C., EIKAS HALKEELSVIK M., KRISTIANSEN K., BERNAL A., STROMBACK A.C. – *Petroleum column height controls in the western Hammerfest Basin Barents Sea*. *Petroleum Geoscience*, Vol. 20, 2014.
- PERMANYER A., GALLEGOS J.L.R., CAJA M.A., DESSORT D. – « *Crude oil biodegradation and environmental factors at the Riutort oil shale mine, SE Pyrenees* ». *JPG*, p. 123-139, 2010.
- PERMANYER A., MARQUEZ G., GALLEGOS J.L.R. – « *Compositional variability in oils and formation waters from the Ayoluengo and Hontomin fields (Burgos, Spain), implications for assessing biodegradation and reservoir compartmentalization* ». *Organic Geochemistry*, Pergamon, Vol. 54, p. 125-139, 2013.
- PERRODON A. – *Géodynamique pétrolière, genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures*. Masson, Éditions Elf Aquitaine, Paris, 1985.
- PERRODON A. – *Histoire des grandes découvertes pétrolières, un certain art de l'exploration*. Masson, Éditions Elf Aquitaine, Paris, 1985.
- PERRODON A. – *Profession : géologue pétrolier*. Éditions Elf Aquitaine, Paris, 1987.
- PERRODON A. – « *Petroleum systems, models and applications* ». *Journal of Petroleum Geology*, 15 (3), p. 319-326. 1992.
- PERRODON A. – *Quel pétrole demain ?* Technip, 1999.
- PERRODON A., ZABEK J. – « *Interior Cratonic Basins Analog Basins: Paris Basin* ». AAPG, Memoir 51, p. 663-679, 1991.
- PERSON M., BUTLER D., GABLE C.W., VILLAMIL T., WAVREK D., SCHELLING D. – « *Hydrodynamic stagnation zones: a new play concept for the Llanos Basin, Colombia* ». AAPG, *Bulletin*, Vol. 96, p. 23-41, 2012.

- PETERS K.E. – « *Guidelines for evaluation of petroleum source rocks using programmed pyrolysis* ». AAPG, *Bulletin*, Vol. 70, 1986.
- PETERS K.E., WALTERS C.C., MOLDOWAN J.E. – *The biomarker guide, volume 1: biomarkers and isotopes in the environment and human history (2nd edition)*. Cambridge University Press, p. 1-471, 2008.
- PETERS K.E., WALTERS C.C., MOLDOWAN J.E. – *The biomarker guide, volume 2: biomarkers and isotopes in the petroleum exploration and Earth history (2nd edition)*. Cambridge University Press, p. 472-1151, 2008.
- POMEROL C., LAGABRIELLE Y., RENARD M., GUILLOT S. – *Éléments de géologie*. Dunod, 2011.
- POSAMENTIER H.W. – « *Seismic stratigraphy and seismic geomorphology of deepwater depositional systems* ». AAPG symposium, 2010.
- POSAMENTIER H.W., ALLEN G.P. – *Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications*. SEPM, 1999.
- PUBELIER M., DIETER F., McINTOSH K., MENIER D., LI C.F. – « *Evolution, structure and sedimentary record of the south China Sea and adjacent basins* ». JMPG, Vol. 58, p. 551-800, 2014.
- PUBELIER M., MONNIER C., MAURY R., TAMAYO R. – « *Plate tectonics, origin and tectonic emplacement of supra-subduction ophiolites in SE Asia* ». Tectonophysics, Elsevier, 2004.
- PUIGDEFABREGAS C., MUÑOZ J.A., VERGES J.F. – « *Thrusting and foreland basin evolution in the southern Pyrenees* ». Thrust Tectonics, p. 247-254, 1992.
- RAGEGOPAL S., McGUIN P., WALLER J. – *Project portfolio management*. Palgrave, 2007.
- RAMSEY L., ALY A. – « *Unlocking tight gas reservoirs: are we ready for the paradigm shift in the Middle East?* » First Break, Vol. 27, 2009.
- RANGIN C. – « *Myanmar, a deformed platelet at the junction of major tectonic plates* ». AAPG-EAGE Myanmar O&G Conference, Rangoon, 2015.
- RANGIN C., LE PICHON X., HAMON Y., LOGET N., CRESPIY A. – « *Gravity tectonics of the SE Basin (Provence, France) imaged from seismic reflection data* ». Bulletin de la Société géologique de France, 181, 2010.
- RENARD M., LAGABRIELLE Y., MARTIN E., DE RAFELIS M. – *Éléments de géologie* « 15^e édition du « POMEROL » ». Dunod, 2015.
- REYNOLDS S. – *Exploring geology*. McGraw-Hill Higher Education, 2015.
- REYRE D. – « Remarques sur l'origine et l'évolution des bassins sédimentaires africains de la côte atlantique ». Bulletin de la Société géologique de France, (7) XXVI, p. 1041-1059, 1984.
- RICHERT J.P., ALLIX P., FRANCOIS D. – « *The effects of gravity sliding and salt deformation on the formation of the Albian structures of Block 3 (Angola)* ». 4th Conference of the European Association of Petroleum Geologists, Paris, 1992.
- RICHERT J.P., MOEN-MAUREL L., BITEAU J.J., CANEROT J. – « *The Northern Pyrenees thrust belt and foreland in the vicinity of Lacq and Meillon gas fields* ». Field trip n° 4. In: *Field trip Guidebook*, AAPG, Nice, 1995.
- ROBEIN E. – *Vitesses et techniques d'imagerie en sismique réflexion*. Tec & Doc, 1999
- ROBERT C., BOUSQUET R. – *Géosciences, la dynamique du système Terre*. Belin, 2013.
- ROBERT P. – *Histoire géothermique et diagenèse organique*. Bull. DREP Elf Aquitaine, Mémoire 8, 1985.
- ROBERTSON J., GOULTY N.R., SWARBRICK R.E. – « *Overpressure distributions in Palaeogene reservoirs of the UK Central North Sea and implications for lateral and vertical fluid flow* ». *Petroleum Geoscience*, Vol. 19 (3), p. 223-236, 2013.

- ROBINSON A., GRIFFITHS P., PRICE S., HEGRE J. – *The future of geological modeling in hydrocarbon development*. Geological Society, London, 2008.
- ROJEY A. (sous la direction de) – *Le gaz naturel. De la production aux marchés*. Technip, 2013.
- ROSE P. – *Risk analysis and management of petroleum exploration ventures*. AAPG, Methods in exploration Series 12, 2001.
- ROURE F., CASERO P., VIALLY R. – « *Growth processes and melange formation in the Southern Apennines accretionary wedge* ». *Earth and Planetary Science Letters*, Vol. 102, 3-4, p. 395-412, 1991.
- ROURE F., CHOUKROUNE P. – « *Apports des données sismiques Ecors à la géologie pyrénéenne : structure crustale et évolution des Pyrénées* ». Proyecto hispano-frances Ecors Pirineos, Special Volume, CARMEN HERNANDEZ LUCENDO M. (ed.), Madrid, 1992, p. 63-79, 1992.
- ROURE F., CHOUKROUNE P., BERASTEGUI J.A., MUÑOZ J.A., VILLIEN A., MATHERON Ph., BAREYT M., SEGURET M., CAMARA P., DERAMOND J. – « *Ecors deep seismic data and balanced cross sections, geometric constraints on the evolution of the Pyrenees* ». *Tectonics*, 8 (1), p. 41-50, 1989.
- RUBINO J.L., BLANPIED C. – « *Sedimentology and sequence stratigraphy of the Devonian to lowermost Carboniferous succession of the Gargaf uplift (Murzuq Basin, Libya)* ». In: SOLA M.A., WORSLEY D. (eds), *Geological exploration in Murzuq Basin*. Elsevier, 2000.
- RUBINO J.L., GHINNE J.F., GIRARD F., MOREAU J.L. – « *Late Ordovician climbing-dune-cross-stratification: a signature of outburst floods in proglacial outwash environments* ». *Sedimentology*, 57 (5), 1175-1198, 2010.
- SABLON R., RUSSIER D., ZURITA O., HARDOUIN D., GRATACOS B., DECHUN L. – *Broadband marine data require new processing techniques*. Hart Energy E&P, 2013.
- SAINT JOHN B., BALLY A.W., KLEMME H.D. – *Sedimentary provinces of the world, hydrocarbon productive and non productive*. AAPG, Map Series 1984.
- SALES J.K. – « *Closure versus seal capacity, a fundamental control on the distribution of oil and gas* ». In: DORE A.G. et al. (eds), *Basin modelling: advances and applications*. Norwegian Petroleum Society, Special Publication, Elsevier, 1993.
- SALLER A., LIN R., DUNHAM J. – « *Leaves in turbidite sands: the main source for oil and gas in the deep-water Kutei Basin, Indonesia* ». AAPG, *Bulletin*, Vol. 90, 2006.
- SCHIEFELBEIN C.F., ZUMBERGE J.E., CAMERON N.R., BROWN W. – « *Petroleum systems in the South Atlantic margins* ». Geological Society, London, *Special Publications*, Vol. 153, p. 169-179, 1999.
- SCHNEIDERMAN N., HARRIS P.M. – *Carbonate cements*. Society of economic paleontologists and mineralogists, Vol. 36, 1985.
- SCHOU-PEDERSEN K., CHRISTENSEN P.L., SHAIKH J.A. – *Phase behavior of reservoir fluids*. CRC Press, 2014.
- SCHOWALTER T.T. – « *Mechanics of secondary migration and entrapment* ». AAPG, *Bulletin*, Vol. 63, 1979.
- SCHUMACHER D., ABRAMS M.A. – *Hydrocarbon migration and its near surface expression*. AAPG, Memoir 66, 1996.
- SELLEY R.C., SONNENBERG S.A. – *Elements of petroleum geology*. Academic Press, 2014.
- SERRA O. – *Diagraphies différentes, bases de l'interprétation. Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques*. Bulletin Centre Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine, Pau, 1979.
- SERRA O., SERRA L. – *Diagraphies : acquisitions et applications*. Serralog, Hérouville, 2000.

- SERRANO O., DELMAS J., HANOT F., VIALLY R., HERBIN J.P., HOUEL P., TOURLIERE B. – *Le bassin d’Aquitaine : valorisation des données sismiques, cartographie structurale et potentiel pétrolier*. BRGM, IFP, 2006.
- SHERIFF R.E. – *Encyclopedic dictionary of applied geophysics (4th edition)*. SEG, *Geophysical References Series*, 2002.
- SMALLEY P.C., BEGG S.H., NAYLOR M., JOHNSEN S., GODI A. – « *Risk and uncertainty in E&P* ». AAPG, *Bulletin*, Vol. 92, 2008.
- SPE-WPC-AAPG-SPEE – *Petroleum resources management system document*. 2007.
- SWARBRICK R.E. – « *Characteristics of overpressured basins and influence of overpressure on petroleum systems* ». Indonesian Petroleum Association, *Proceeding of the Petroleum Systems of SE Asia and Australasia Conference*, 1997.
- SWARBRICK R.E. – *Recognising unconventional hydrodynamic aquifers in overpressured basins*. EAGE TNO WS, Utrecht, 2015.
- SWARBRICK R.E., OSBORNE M.J., YARDLEY G.S. – « *Comparison of overpressure magnitude resulting from the main generating mechanisms* ». In: *Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction*. AAPG, Memoir 76, p. 1-12, 2002.
- TAPPONNIER P., KING K. – *Montagnes, les grandes œuvres de la Terre*. Éditions de la Martinière, 2006.
- TEICHMULLER M. – « *Métamorphisme du charbon et prospection du pétrole* ». *Rev. Ind. Min.*, numéro spécial, 99-113, 1958.
- TEISSERENC P., VILLEMIN J. – *Sedimentary basin of Gabon, geology and oil systems*. AAPG, Memoir 48, 1989.
- TELFORD W.M., GELDART L.P., SHERIFF R.E. – *Applied geophysics (2nd edition)*. Cambridge University Press, 1990.
- TERRY R.E., ROGERS J.B. – *Applied petroleum engineering (3rd edition)*. Prentice Hall, 2014.
- TERZAGHI K. – *Mécanique théorique des sols*. Dunod, 1951.
- TERZAGHI K., PECK R.B. – *Mécanique des sols appliquée aux travaux publics et au bâtiment*. Dunod, 1961.
- THOMAS G., PERMANYER A., DELFAUD J., BITEAU J.J., LAGARIGUE J.L., LE MARREC A. – « *Géométrie des dépôts de la formation de Lons (Kimméridgien, bassin d’Aquitaine), interprétation structurale* ». SGF, *Bulletin*, 167, p. 627-636, 1996.
- TINGAY M., MORLEY C., KING R., HILLIS R., COBLENTZ D. – « *South-East Asian stress map: implications for petroleum exploration and production* ». *First Break*, Vol. 27, 2009.
- TISSOT B.P., WELTE D.H. – *Petroleum formation and occurrence*. Springer Verlag, 1984.
- TOTH J. – « *Groundwater as a geologic agent: an overview of the causes, processes and manifestations* ». *Hydrogeology Journal*, Vol. 7, 1, p. 1-14, 1999.
- TYSON R.V. – *Sedimentary organic matter. Organic facies and palynofacies*. Chapman & Hall, 615 p., 1995.
- ULMISHEK G.F. – « *Independent petroliferous system revisited* ». AAPG Research Conference, Mexico City, 1994.
- ULMISHEK G.F., BOGINO V.A., KELLER M.B., POZNYAKEVICH Z.L. – « *Structure, stratigraphy, and petroleum geology of the Pripyat and Dnieper-Donets basins, Belarus and Ukraine* ». In: LANDON S.M. (ed.), *Interior rift basins*. AAPG, Memoir 59, chap. 4, 1994.
- ULMISHEK G.F., MAGOON L.B. – « *The petroleum system concept and applications* ». Fourteenth World Petroleum Congress, *Proceedings*, 1994.

- UNDERSCHULTZ J., PASINI P., GRIGORESCU M. – *Applying hydrocarbon systems analysis and basin hydrodynamics to onshore gas in Australia*. EAGE TNO WS, Utrecht, 2015.
- UNGERER P., BURRUS J., DOLIGEZ B., CHENET P.Y., BESSIS F. – « *Basin evaluation by integrated 2D modelling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation and migration* ». AAPG, *Bulletin* 74, p. 309-335, 1990.
- UNGERER P., PELET R. – « *Extrapolation of kinetics of oil and gas formation from laboratory experiments to sedimentary basins* ». *Nature*, Vol. 327, p. 52-54, 1987.
- UNTERNEHR P., DE CLARENS P., RUSSELL S. – *The conjugate margins of the South Atlantic, exploration of deeper plays*. AAPG, 2004.
- UNTERNEHR P., PERON-PINVIDIC G., MANATSCHAL G., SUTRA E. – « *Hyper extended crust in the South Atlantic: in search of a model* ». *Petroleum Geoscience*, Vol. 16, p. 207-215, 2010.
- USGS – *World petroleum assessment 2000, description and results*. USGS Digital Data series DDS, 60.
- VAIL P.R. – « *Sea level changes during Tertiary* ». *Oceanus* 22, p. 71-77, 1979.
- VAIL P.R. – « *The evolution of seismic stratigraphy and the global sea-level changes* ». Geological Society of America, *Memoirs* 180, p. 83-92, 1992.
- VAIL P.R., HARDENBOL J. – « *Jurassic unconformities, chronostratigraphy, and sea level changes from seismic and biostratigraphy* ». AAPG, *Special volumes* 166, p. 129-144, 1984.
- VAIL P.R., MITCHUM R.M., THOMPSON S. – « *Seismic stratigraphy and global changes of sea level* ». In: PAYTON C.E. (ed.), *Seismic stratigraphy – Applications to hydrocarbon exploration*. AAPG, *Memoir* 26, 1977.
- VANDENBROUCKE M., LARGEAU C. – « *Kerogen origin, evolution and structure* ». *Organic Geochemistry*, 38, p. 719-833, 2007.
- VAN WAGONER J.C., MITCHUM R.M., POSAMENTIER H.W., VAIL P.R. – « *Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy. Part 2: Key definitions of sequence stratigraphy* ». AAPG, *Studies in Geology* 27, *Atlas of seismic stratigraphy*, p. 11-14, 1987.
- VERARD C., HOCHARD C., BAUMGARTNER P.O., STAMPLI G.M. – « *3D palaeogeographic reconstructions of the Phanerozoic versus sea-level and Sr-ratio variations* ». *Journal of Palaeogeography* 4, p. 64-84, 26, 2015.
- VERGES J. – « *What are the limits of balanced sections in fold and thrust belts* ». EAGE, Madrid Conference, 2015.
- VERGES J., FERNANDEZ M. – « *Ranges and basins in the Iberian peninsula: their contribution to the present topography* ». Geological Society, *Memoir* 32, p. 223-234, 2007.
- VERGES J., FERNANDEZ M. – « *Tethys-Atlantic interaction along the Iberia plate boundary, the betic-rif orogenic system* ». *Tectonophysics*, Vol. 579, p. 144-172, 2012.
- VERGES J., MUÑOZ J.A. – « *Thrust sequences in the southern central Pyrenees* ». SGF, *Bulletin*, Vol. 8, p. 265-271, 1990.
- VERMEER G.J.O. – *3D seismic survey design (2nd edition)*. SEG, *Geophysical References Series*, 2012.
- VERWEIJ H., KUNAKBAYEVA G., GHARAZYAN L. – *Basin hydrodynamic system analysis, focus on vertical leakage and hydraulic continuity*. EAGE TNO WS, Utrecht, 2015.
- VIALLY R., MASCLE A. – *Rapport régional d'évaluation pétrolière – Potentiel pétrolier de l'offshore de Nouvelle-Calédonie*. IFP, 1994.
- VILLIEN A., MATHERON P. – « *Géodynamique de la zone nord-pyrénéenne : conséquences sur l'exploration pétrolière* ». *Bulletin Technique Exploration-Production Elf Aquitaine*, n° 131, p. 3-19, 1989.

- WAPLES D.W. – «*Time and temperature in petroleum formation, application of Lopatin's method to petroleum exploration*». AAPG, *Bulletin*, Vol. 64, p. 916-926, 1991.
- WAPLES D.W., MACHIHARA T. – *Biomarkers for geologists. A practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology*. AAPG, Methods in Exploration Series 9, 1991.
- WARD C. – *The pressure transition zone to the Jurassic pressure system in the North Sea*. GMN, 2010.
- WEEKS L.G. – *Habitat of oil*. AAPG, 1955.
- WENDEBOURG J., HARBAUGH J.W. – *Simulating oil entrapment in clastic sequences*. Pergamon, 2012.
- WENDEBOURG J., LAMIRAUD C. – «*Estimating the ultimate recoverable reserves of the Paris Basin, France*». *Oil and Gas Science and Technology*, p. 621-629, 2002.
- WIBBERLEY C., GONZALEZ-DUNIA J., BILLON O. – «*Fault as barriers or channels to production related flows: insights from case studies*». *Petroleum Geoscience*, Vol. 23, n° 1, 2017.
- WIBBERLEY C., PETIT J.P., RIVES T. – «*The effect of tilting on fault propagation and network development in sandstone-shale sequences: a case study from the Lodève Basin, southern France*». *Journal of the Geological Society*, London, Vol. 164, p. 599-608, 2007.
- WIBBERLEY C., YIELDING G., DI TORO G. – «*Recent advances in the understanding of fault zone internal structure*». *Journal of the Geological Society*, London, Vol. 299, p. 5-33, 2008.
- WILSON J.T. – «*A Revolution in Earth science*». *Geotimes*, Washington DC, 13 (10), p. 10-16, 1968.
- WOOD MACKENZIE – *Country overviews*, 2016.
- WU S., VAIL P.R., CRAMEZ C. – «*Allochthonous salt, structure and stratigraphy of the North-Eastern Gulf of Mexico. Part 1: stratigraphy*». *JMPG*, 7, 1990.
- YARDLEY G., SWARBRICK R.E. – *Lateral transfer: a source of additional overpressure*. GeoPOP, Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Riccarton, Edinburgh EH14 4AS, UK, 2000.
- YERGIN D. – *The prize: the epic quest for oil, money and power*. Simon & Schuster, New York, 1991.
- YERGIN D. – *The quest: energy, security and the remaking of the modern world*. Penguin Press, New York, 2011.
- YIELDING G. – «*Using probabilistic shale smear modeling to relate SGR predictions of column height to fault zone heterogeneity*». *Petroleum Geoscience*, Vol. 18, 2012.
- YIELDING G., LYKAKIS N., UNDERHILL J. – «*The role of stratigraphic juxtaposition for seal integrity in proven CO₂ fault bound traps of the Southern North Sea*». *Petroleum Geoscience*, Vol. 17, 2011.
- YIELDING G., OVERLAND J.A., BYBERG G. – «*Characterization of fault zones for reservoir modeling: an example from the Gullfaks field, Northern North Sea*». AAPG, *Bulletin*, Vol. 17, 2011.
- YILMAZ O. – *Seismic data analysis*. SEG, 2001.
- ZIEGLER P.A. – *Petroleum geology of the continental shelf of Northwest Europe*. Heyden, London, 1999.

Index

A

aire de drainage 149, 197, 201
effective 150
potentielle 150
alcanes 26
alcènes 28
alcynes 28
Allan (diagramme de) 159
amplitude versus offset 235
analogues 320
analyse post-mortem 96, 198
Anglo-Persian Oil Company 11
anneau
de bitumes 70, 162
d'huile 31
anomalie thermique 134
anoxiques (conditions) 105
anthracène 28
anticlinal simple 161
aquiclude 65
aquifère 65
Aquitaine (bassins d') 264
aquitard 65
Arabian Light 47
argilisation latérale 162
argon 35
arsenic 38
asphaltènes 53, 126
asphaltenes 49, 52
AVO 235
azote 48

B

bacterial sulfate reduction 37
Bahrein 13
baril 47
Bas-Congo (bassin du) 264, 266
base de données de puits 199
basin centered gas 318
bassin
d'avant-pays 299
frontier 91, 229
intra-cratonique 291
bassins nord et sud-pyrénées 299
bbl 47
Beau de Rochas (Alphonse) 8
bentonite 221

Benz (Karl) 8
bep 17
BHT 64, 227
bilan matière 321
biodégradation 164, 170
biomarqueur 104, 193
biosteering 236
bird's eye 201
biseau 162
stratigraphique 14
bitume 118, 252, 318
black shales 109
blanketing effect 134, 188
bloc 253
blow out preventer 221
boe 17
BOP 221
borehole temperature 64
Botryococcus 120
bottom
gas 74
hole temperature 227
oil 74
seal 155
sediment water 32
simulating reflector 42, 240
Brent 19, 47
British Petroleum 11
brown fields 248, 315
brut (catégories de) 51
BSR 37, 42, 240
BSW 32
BTU 19

C

calcul des réserves 74
calendrier tectonique 193
capacité de rétention 87
cap-rocks 11, 84, 161
carbènes 53
carbénoides 53
carbohydrates 102
carbonates sous sel 152
carbone
inerte 121
organique 105, 118
organique total 333
carottages
de fond de mer 238
latéraux à balles 199

carottes latérales à balles 227
cartes
de résultats pétroliers 93
d'extension géographique 96
géopétrolières 180
casing drilling 222
catagenèse 127, 130, 139
CBM 55
cellulose 102
CGR 32
chaîne géopétrolière 91
champs matures 248, 252
chance de succès 315
changements de faciès 16
charbon 55
charte
des évènements 96
de système pétrolier 193
chemins de migration 96, 196
chenaux turbiditiques 161
Chevron 11
chitine 102
chromatographie 48
en phase gazeuse 50
CLABS 199, 227
clathrates 38
CMM 55
coal
bed methane 55
mine methane 55
seam methane 55
coiled tubing 222
compaction 75
Compagnie Française des Pétroles 12
Compagnie Générale de Géophysique 16
composante radiogénique 64
composants non hydrocarbonés 319
composés polaires 129
concentration initiale en carbone 116
condensate gas ratio 32
condensation rétrograde 168
conductivité thermique 64
contact eau/huile 170
contenu en hydrocarbures 333
contraintes effectives 78

- contrat
 de partage de production 259
 de services 260
controlled source
 electromagnetism 229
core drills 215
COT 116
 coupes 48
 couples réservoirs/couvertures 245
 courbe
 d'enfouissement 94, 96
 normale de compaction 80
 couronnes 214
 coût
 de découverte 320
 des forages 224
 couverture 90, 145, 155
 intermédiaire 156
 ultime 156
 craquage
 primaire 126
 secondaire 164
 thermique 50, 129
creekology 12
 crude 25
CSEM 229
CSM 55
 cuisine 93, 182, 194
 fossilisée 186
 cuvelages 214
 cyclanes 27
 cycles
 de Milankovitch 112
 de Wilson 107, 263
- D**
- Darcy 69
 (loi de) 69
 (vitesse de) 69
 d'Arcy (William Knox) 10
 datations chronostratigraphiques 236
 dead oil 168
 degré API 45
 delta 279
 Demaison (Gérard) 23, 90
 densité
 d'aquifère 60
- de boue équivalente 58
 déplétion 60
 depobelts 281, 283
 dépressurisation 61
 désasphaltage 164, 169
 déséquilibre de compaction 81
 désulfuration 18
 DHI 197, 235
 diagenèse 139
 des réservoirs 247
 précoce 116, 129
 thermique 126
 diagramme
 de Allan 159
 de van Krevelen 120, 127, 128
 IH vs IO 123, 125
 pseudo van Krevelen 123
 diaographies 15, 224
 diamonoïdes 165
 diapirisme 75
 diapirs 161
 diazote 35
 dihydrogène 35
 dioxyde de carbone 36
 direct hydrocarbon indicators 235
 discordances 16
 discovered ressources
 opportunities 249
 discovery cost 320
 dismutation 167
 distillat 5
 distillation fractionnée 48
 données de subsurface 182
 double porosité 75
 Dow 90
 downlap surface 183
 drain 147
 drainage (aire de) 150
 Drake (Edwin) 6
 drill stem test 58, 199, 227
 DRO 249
 DST 58, 199, 227
 dysmigration 94, 148
 dysoxiques (conditions) 105
- E**
- early production system 257
 eau connée 66
 échelles de probabilités 325
- EMV 323
 encapsulation 119
 énergie d'activation 130
 enfouissement maximum 186
 enhanced oil recovery 252, 316
 ensellement 157
 enveloppe de phase 72
EOR 316
EPS 257
 essence 49
 estimated ultimate recovery 315
 estimations
 de la performance 320
 volumétriques 320
 éther de pétrole 49
EUR 315
 eutrophisation 107
 événements
 anoxiques 108
 plats 235
exinite 110
 expected monetary value 323
 exploration
 extensive 253
 frontier 182, 187, 253
 intensive 253
 mature 183, 189, 198, 253
 on trend 253
 extrait
 de roche 118
 pétrolier 22
- F**
- faciès
 algaire 111
 humique 111
 inerte 111
 sapropélique 111
 facteur volumique 73
 faille
 de croissance 159
 (perméabilité de la) 71
 polygonale 76
FCP 85
 fenêtre
 à gaz 130, 135
 à huile 130, 135
 de génération 188
 d'expulsion 188

- fermeture hydrodynamique 334
- Fessenden (Reginald) 15
- feux grégeois 3
- finding cost 320
- fioul
- léger 49
 - lourd 49
- FIP 85
- FIT 85
- fizz-water 197
- flat spots 197, 235
- flottabilité 61
- fluides de forage 220
- fluorescence 133
- flux thermique 64
- FMI 225
- foot wall 160
- forage 8
- à diamètre réduit 24
 - dévié 223
 - directionnel 24, 222
 - dirigé 222
- formation
- des hydrocarbures 144
 - integrity test 85
 - pressure while drilling 227
 - volume factor 73
- fossilisation 94
- FPWD 227
- frac 24
- fractionnement évaporatif 168
- fracturation hydraulique 85, 216, 223, 318
- fracture
- closure pressure 85
 - initiation pressure 85
- free water level 70
- frontier
- (bassin) 91, 229
 - (exploration) 182, 187, 253
- fronts d'hydrates de gaz 240
- fullbore formation
- micro-imager 225
- fusinite 110
- FVF 73
- FWL 70
- G**
- gamma-ray 224
- garniture de forage 214
- gas
- cap 173
- condensate ratio 32, 322
- hydrates 38
- liquid ratio 32
- oil 49
- oil ratio 31, 74
- stripping 168
- while drilling 198
- gaz
- à condensat 31, 130, 141
 - associé 31
 - associé au charbon 55
 - avec anneau d'huile 141
 - biogénique 34
 - biogénique secondaire 173
 - de charbon 318
 - de couverture 31, 141
 - dissous 31
 - humide 31, 130
 - naturel 30
 - naturel liquéfié 31
 - non associé 30
 - sec 30
 - thermogénique 197
- gazole 49
- gazoline 34, 50
- GCR 32, 322
- generation-accumulation
- efficiency 180
- generative basin 23
- géo-information 242
- géologie de subsurface 16
- géomatique 242
- géomécanique 85
- Geophysical Service inc. 16
- géophysique 228
- geosteering 24, 236
- gilsonite 53
- GLR 32
- glucides 102
- GNL 31
- GOR 31, 74
- GPL 49
- gradient
- d'enfouissement 79
 - de pression 58
 - hydrodynamique 334
 - géothermique 64
- gravimétrie 15, 229
- green fields 315
- Gussow (effet) 149
- GWD 198
- H**
- hanging wall 160
- Haq (Bilal) 23
- hauteur
- maximale d'hydrocarbures 333
 - de tilt 72
- heat flow unit 64
- hélium 35
- hémicellulose 102
- HFU 64
- Higgins (Patilo) 11
- Hildreth (Samuel Prescott) 13
- holding tank 201
- hopanes 27
- hopanoïdes 104
- houillification 127
- Hubbert (Marion King) 16, 23
- (loi de) 80
- Hughes Sr (Howard) 10
- huile
- brute 44
 - morte 168
 - de roches-mères 330
 - extra-lourde 53, 252
- hydrates 318
- de gaz 38, 117
- hydrocarbures 26
- à longue chaîne 129
 - aromatiques 28
 - de roches-mères 21, 24, 318
 - non conventionnels 252
 - restant à découvrir 329
- hydrodynamisme 16, 334
- centrifuge 67
 - centripète 66, 72
- hydrofracturation 82, 85
- hydrogéologie 247
- I**
- imagerie en profondeur 233
- improved oil recovery 316
- incertitude 323
- inclinaison du plan d'eau 334
- index
- d'altération thermique 133
 - de production 123, 333
 - de productivité de la roche-mère 180, 333
 - d'hydrogène 123, 333
 - d'oxygène 123, 333

Géologie du pétrole

- indice
mondial de prix 19
pétrolier de surface 7, 238
TAN 173
indole 38
inertinite 110, 121
ingénierie réservoir 248
injection
de gaz 168
de sables 76
injectites 76
intégrité de rétention 87
intensive (exploration) 253
internal rate of return 257, 323
interprétation
pétrophysique 152
sédimentologique 152
séquentielle 152
intervalle de roche-mère 90
IOR 316
Iraq Petroleum Company 13
IRR 257, 323
iso-alcanes 27
- J**
JOA 258
Joiner (Dad) 14
joint operating agreement 258
- K**
kérogène 75, 118, 126, 144
de type I 120, 130
de type II 120, 130
de type III 121, 130, 131
de type IIS 122
de type IS 122
de type IV 121
(formation du) 116
(type de) 119, 124
kérosène 5, 49
kitchen 93, 182
- L**
lateral seal 155
lead 203, 232
leak off
pressure 85
test 85
Lenoir (Étienne) 8
lessivage 70, 164, 167
par du gaz 168
- Levorsen (Arville Irving) 16
LGN 34
lignite 102
lipides 102
liptinite 110
liquide
de gaz naturel 34
rétrograde 31
liquid natural gas 31
lithofaciès 16
LNG 31
logging while drilling 225
logs 15
look back 325
LOP 85
LOT 85
LWD 225
- M**
macéraux 110
macroporosité 146
magnétisme 229
majors companies 10
marge passive 266
marqueurs organiques 132
marteaux de fond de trou 214
matière organique 104, 107
extractible 193
mature (exploration) 183, 189, 198, 253
maturité (niveau de) 188
maximum flooding surface 183
MDT 199, 227
mercure 38
mesures acoustiques 225
métagenèse 127, 130
méthane 117
bactérien 129
biogénique précoce 117
(solubilité du) 145
thermogénique 118
méthode
d'évaluation 313
Rock-Eval 122
tellurique 16
microgravimétrie 229
microporosité 145
migration 90, 196
(calendrier de) 192
 primaire 137, 143, 147
 secondaire 137, 145, 147
 tertiaire 148
- transalifère 273
(vitesses de) 148
Milankovitch (cycles de) 112
Minas 47
Mintrop
ball 15
(Ludger) 15
modèles numériques 97
modélisations réservoir 154
modular formation dynamic tester 199, 227
moment critique 94
moufle 214
mud logging while drilling 225
MWD 225
- N**
n-alcanes 27
naphta 49
léger 49
naphtalène 28
nappes 65
National Iran Oil Company 20
natural gasoline 31
NCT 80
neutron et densité (outil) 224
Niger (delta du) 264, 279
niveau
d'eau libre 70
de maturité 125
maximal de métamorphisme organique 132
Nobel 8, 9
normal compaction trend 80
NSO 29
- O**
OAE 108
OBG 79
oceanic anoxic event 108
offshore profond 287
oil shales 318
on trend (exploration) 253
OPEC 18
opérateur 258
outboard delta toe 21
outils sismiques de puits 226
overburden gradient 60, 79
overpressure 60
OVP 60
OWC 170
oxygène 48

P

paléo-pasteurisation 175
 paraffines 5
 Paris (bassin de) 264, 291
 partenariat pétrolier 258
 peak oil 16, 327
 pendagémétrie 232
 Pennsylvania Rock Oil Company 5
 per
 ascensum 142
 descensum 142
 laterum 142
 permafrost 60
 perméabilité 69
 permis d'exploration 253
 Perrodon (Alain) 23, 90
 perte de gaz 168
 pétrole 26
 brut 25
 lampant 2
 petroleum
 play 93
 system yield 180, 209, 329
 phase
 d'évaluation préliminaire 181
 phénanthrène 28
 pic
 du Rock-Eval 122
 pétrolier 16
 piégeage 90
 pièges
 pétroliers 161, 193
 anticlinaux 13
 de type karstique 161
 diagénétiques 162
 sur failles 161
 pigments 102
 pile sédimentaire 90
 plateformes 220
 autoélèvantes 217
 PO 315
 point de fuite 157
 polarisation (technique de la) 15
 porphyrines 104
 porte de l'enfer 6
 Posamentier (Henry) 23
 post-mortem 325, 327
 potentiel 334
 hydraulique 16, 63, 149

pétrologène initial 333
 résiduel 125
 pouce (règles du) 247
 poussée d'Archimète 61, 81
 pouvoir réflecteur 132
 PR 132
 préservation 91, 164
 pression 334
 d'entrée capillaire 82
 de pore 57, 79, 227
 de rétention 87
 d'hydrocarbure 82, 85
 hydrostatique 58
 sous-normale 60
 vierge 60
 pressurisation 61
 probabilité d'occurrence 315
 procédés EOR 252
 production sharing contract 259
 profil
 de production 250
 sismique vertical 226
 proppants 23
 prospect 24, 203, 232, 244, 253
 protéines 101
 PRV 188
 PSC 259
 pseudo-clivages 55
 PSV 226
 PSY 208, 329
 puits 214
 d'exploration 257
 multi-drains 24
 pyridine 38
 pyrite 117
 pyrobitume 144, 166
 pyrolyse Rock-Eval 122

Q

quantité totale d'hydrocarbures
 expulsés 333
 générés 333
 quille de sel 161
 quinoléine 38

R

radar 240
 slicks 240
 radiométrie 22
 rapport gaz/huile 144
 RCI 199
 recondensation 119
 réduction thermique des sulfates 164, 166
 réflectance 132
 réflexion 15
 Régie Autonome des Pétroles 17
 régime
 de concession 259
 de contraintes 78
 rendement d'un système pétrolier 208
 repeat formation tester 199
 reserves replacement ratio 319
 réserves 314
 1C 316
 1P 315
 2C 316
 2P 315
 3C 316
 3P 315
 (catégories de) 315
 possibles 316
 probables 316
 prouvées 316
 SEC 319
 reservoir characterization instrument 199
 réservoir 91, 138, 145, 151
 intermédiaire diffus 201
 (lithologie du) 151
 principal 90
 résidu carboné 144
 résines 53, 126
 ressources 314
 contingentes 315
 non conventionnelles 318
 prospectives 315
 Reynolds (George) 10
 RFT 199
 rift 266
 risque pétrolier 323
 Ro 132
 roche-mère 92, 113, 138
 (maturité de la) 186
 pré-sel 270
 Rockefeller (John D.) 7
 Rock-Eval 22, 122
 Rogers (Henry Darwin) 13

rotary (forage) 10, 213
 Rothschild 9
 Royal Dutch Shell 14
 RRR 319

S

saddle 157
 salinité 66
 (variations de) 81
 SatEx 140
 Saudi Aramco 13
 scellement 157
 Schlumberger
 (Conrad) 15
 (groupe) 15
 sel 75
 sept sœurs 7
 seuil d'expulsion 190
 SGR 159, 160
 shale gouge ratio 159, 160
 shaling out 162
 Shell 9
 shistes bitumineux 318
 shungite 115
 side tracks 257
 sidewall cores 199, 227
 sismique
 3D 233
 4D 237
 réflexion 22, 229
 réfraction 16
 slim hole 24
 solubilité 138
 soufre 48
 source potential index 180,
 329, 333
 spectrométrie de masse 50
 SPI 329
 spill point 157
 sporopollénine 102
 Standard Oil 7, 9
 Standard Oil of California 11
 stéranes 27
 stéroïdes 104
 stratégie d'exploration 252
 stratigraphie séquentielle 154,
 155
 structures diapiriques 161
 subsurface (géologie de) 228
 succès 325

sulfuration naturelle 119
 sulfure d'hydrogène 37
 surfaces
 basales de progradation
 183
 condensées 155
 d'ennoiement maximal 183
 surpression 60
 SWC 199
 système
 convergent 151
 d'alimentation commun 90
 dispersif 151
 drainé 77
 générateur 91, 181
 générateur mature 90
 non drainé 77
 pétrolier 23, 89, 91
 pétrolier (dynamique du)
 158
 pétrolier possible 91
 pétrolier précambrien 115
 pétrolier prouvé 91
 spéculatif 91
 turbiditique 109

T

table de rotation 214
 tanins 102
 tar mat 70, 166, 169
 taux
 d'aromatisation
 du kérogène 134
 de remplacement
 des réserves 319
 de rentabilité intrinsèque
 257
 de sédimentation 109
 de transformation 131, 333
 de transformation minimum
 d'expulsion 205
 de transformation utile 205
 TCF 17
 tectonique 115
 télédétection 245
 température
 de fond de puits 64
 maximale de pyrolyse 133
 temps-double 232
 teneur en carbone organique
 109
 Terzaghi (loi de) 79
 tests
 de production 227
 d'injectivité 85
 Texas Fuel Company 11
 thème pétrolier 90, 93, 157,
 245
 théorie anticlinale 6, 13
 thermal sulfate reduction 37
 thermicité 81
 thermogénique 34
 thermo-sulfato-réduction 37,
 166
 thief zones 151
 thiochimie 38
 thiophènes 38
 tight oils 24
 tilt
 amplification factor 334
 hydrodynamique 70
 torchage 31
 Total 13
 total acid number 173
 tourbières 107
 traces
 géminées 257
 sismiques (migration des)
 232
 transformation ratio 131
 transgressive surface 183
 trépans 214
 TRI 257
 tricônes 214
 trilames 214
 TSR 37, 166
 tsunamites 44
 TTME 205
 TTU 205
 tubage 214
 enroulé 222
 tube guide 216
 TVDSS 63
 type de kérogène 120, 124,
 130
 I 120, 130
 II 120, 130
 III 121, 130, 131
 IIS 122
 IS 122
 IV 121