

La Chaîne des Pyrénées et ses avant-pays d'Aquitaine et de l'Èbre : systèmes pétroliers et gisements d'hydrocarbures

Jean-Jacques Biteau², Joseph Canérot³.

Nous évoquons dans ce chapitre le contexte pétrolier de la zone des Pyrénées et de ses avant-pays, en mettant l'accent sur les contrastes qui, de ce point de vue, opposent les deux bassins nord et sud-pyrénéens et en développant finalement sous forme de courtes monographies les caractéristiques des principaux gisements d'hydrocarbures (pétrole et gaz) découverts dans le bassin d'Aquitaine.

Le poids du système générateur du Jurassique supérieur dans la répartition des hydrocarbures

Les zones nord et sud des Pyrénées, structurellement asymétriques et très contrastées en termes de contenu sédimentaire, offrent également un panorama pétrolier étonnamment différent (Fig. 1). Si le bassin de Tremp n'est pas dépourvu de Jurassique, comme il s'en trouve aussi dans la Zone Nord-Pyrénéenne, le bassin de Jaca, rempli essentiellement d'Éocène et d'Oligocène, n'en possède pas du tout.

Au nord des Pyrénées, les séries condensées des Calcaires de Lons, appelés aussi Calcaires à litoïdés, et qui constituent, soit dit en passant, un intervalle transgressif

roche mère connu mondialement, se développent sur pratiquement tout l'ensemble aquitain, à l'exception des seuils situés entre les différents sous-bassins (par exemple le seuil des Landes, etc., Fig. 2). On peut ainsi les retrouver jusqu'aux affleurements du Quercy, sur les épaulements du Massif central, où ils constituent la formation dite de Catus. Les ingrédients du développement de systèmes pétroliers efficaces ne sont donc pas équitablement répartis entre ces deux avant-pays nord et sud des Pyrénées.

Le bassin de l'Èbre : quelques rares gisements exigus

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 infructueuse, 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 du nom de Jaca (40 BCF⁴), est piégé dans des turbidites éocènes emboîtées (5 niveaux). La roche mère est yprésienne, de « type III continental ».

1. Articles différés dans le n° 156 faute de place.

2. Total E&P, Direction Géosciences, Expert Systèmes Pétroliers, 2 Place de la Coupole, 92078 La Défense.

3. Professeur Emérite de Géologie, LMTG, Université Paul-Sabatier, 31062 Toulouse.

4. Billion cubic feet (milliard de pieds cubes). Un pied cube = 0,0283 m³.

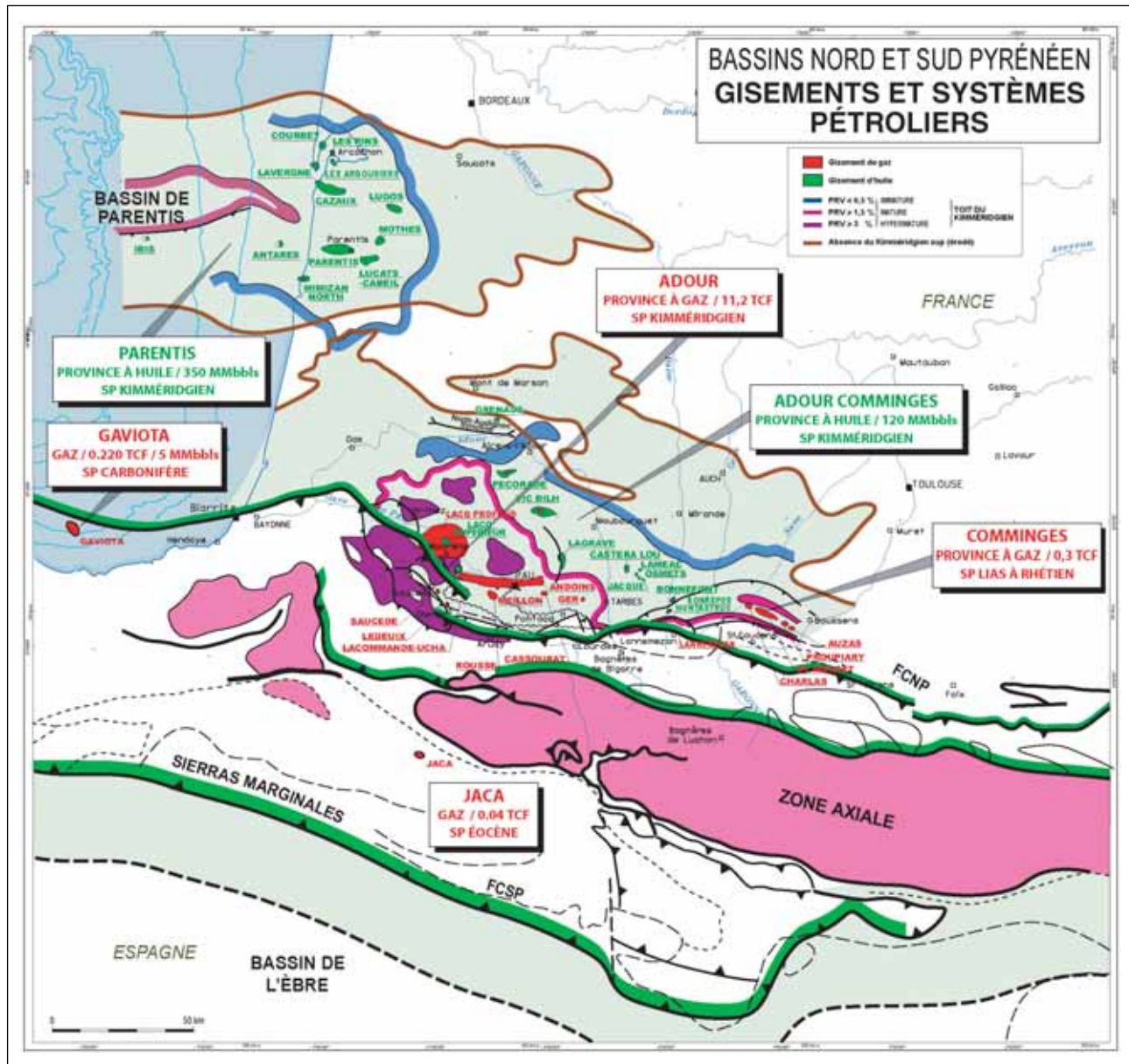


Figure 1. Le contexte pétrolier péri-pyrénéen.

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 plate-forme du Céno-manien, fracturés à microfracturés, reposant sur du Per-

mo-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 MMbbls⁵ de condensats, dont près des 2/3 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 à jour que ces deux « pépites » (voir Fig. 1), dont les volumes de

5. Milliards de barils.

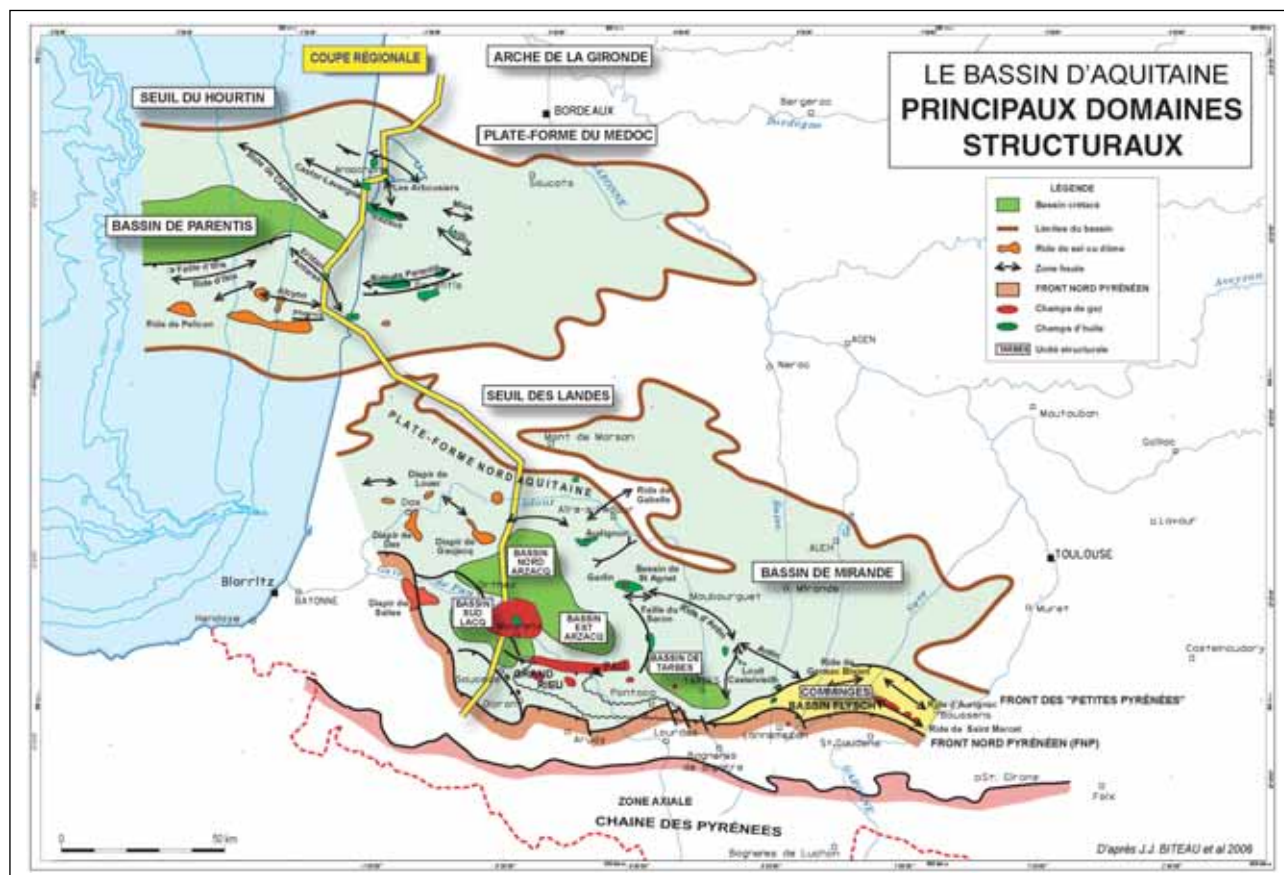


Figure 2. Le bassin d'Aquitaine : principaux domaines structuraux.

réserves cumulées sont de 50 MMbep, et qui ont fonctionné à partir de systèmes pétroliers que l'on peut qualifier de relativement « marginaux » et restreints.

Le Bassin d'Aquitaine : deux provinces pétrolières de « classe » mondiale

En revanche, côté français, (voir Fig. 2), deux véritables provinces pétrolières ont émergé depuis la Seconde Guerre mondiale en termes d'exploration-production : le sous-bassin de Parentis, essentiellement à huile (350 MMbbls de réserves initiales 2P cumulées) et les sous-bassins sud-aquitains (Adour-Comminges) surtout à gaz (11,5 TCF de réserves 2P cumulées, dont Lacq : 8,9 TCF) et à huile (120 MMbbls de réserves 2P cumulées). C'est ainsi un total de 2 500 millions de barils équivalent pétrole qui a été mis en évidence dans ce domaine nord-pyrénéen ; soit cinquante fois plus qu'au sud. La disproportion des volumes découverts est énorme (voir Fig.1).

L'explication de ce déséquilibre tient essentiellement à l'existence du **système pétrolier kimméridgien** et

à son fonctionnement polyphasé au nord des Pyrénées, alors qu'au sud la roche mère kimméridgienne est très souvent érodée, ou bien passe latéralement à des faciès plus internes. On observe aussi que la phase d'extension albienne à l'origine des structures (les pièges) en zone septentrionale n'est ici pas ou peu active puisque l'on se trouve en bordure de la marge ibérique au sud du domaine de « *rifting* » crétaé 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, ce système pétrolier kimméridgien se révèle très efficace (au sens de son rendement quantitatif) ; bien que sa capacité générative initiale soit tout à fait modeste (< 3 Mt/ km²) en référence à d'autres roches mères mondiales.

À ce système pétrolier jurassique principal s'ajoutent localement les systèmes générateurs suivants, d'efficacité et de répartition beaucoup plus marginales et erratiques :

- le **Rhétien** (Dolomie de Carcans) qui est une roche mère pénésaline, à l'origine d'un système pétrolier très « compact » 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 ;

- le **Lias marneux**, à l'origine par exemple du gisement de Saint Marcet (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 Ledoux 1 : 4 BCF) ;
- 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), et de son équivalent du bassin de Jaca (Serrablo).

Dans la partie sud-ouest du bassin, la présence d'un « stock » d'anhydrite conséquent dans le Barrémien ainsi que les évaporites du Trias et du Lias sont à l'origine de la présence d'hydrogène sulfureux dans des proportions qui peuvent atteindre jusqu'à plus de 15% du gaz total des champs (Lacq). En revanche, le système pétrolier qui fonctionne à l'est dans la zone du bassin du Comminges est dépourvu d'H₂S.

Dans le bassin de Parentis, le Barrémien ne possède pas ces faciès anhydritiques internes et ainsi pratiquement toutes les huiles ne renferment pas non plus d'H₂S, dont l'origine réside dans les réactions de thermosulfato-réduction entre les molécules de méthane et d'anhydrite.

Les **thèmes pétroliers (couples réservoirs et couvertures)** des sous-bassins nord pyrénéens sont les suivants, énumérés du plus ancien au plus récent, (Fig. 3 et 4) :

Jurassique

- **Rhétien** : Dolomie de Carcans, constituée de faciès pénésalins qui sont alimentés par des roches mères du même âge, en contact direct. Seul le champ de Laméac, marginal en terme de réserves (moins de 60 000 bbls produits), est connu pour ce thème.
- **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 matricielles très médiocres, ces niveaux produisent leur gaz grâce à leur réseau interne de fracturation (gisement de Meillon - Saint-Faust (2,1 TCF) et satellites).

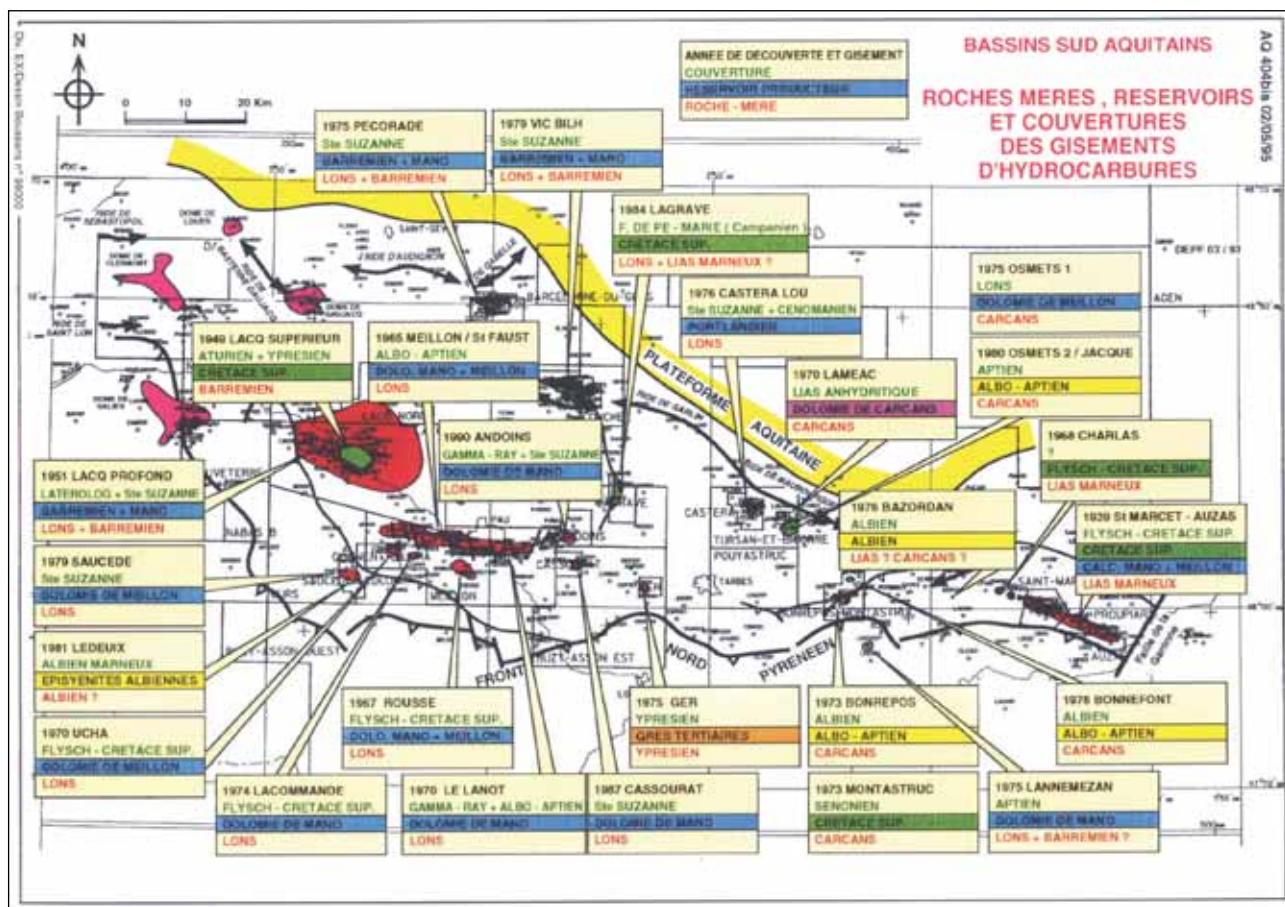


Figure 3. Les Systèmes pétroliers sud-aquitains : roches mères, réservoirs et couvertures.

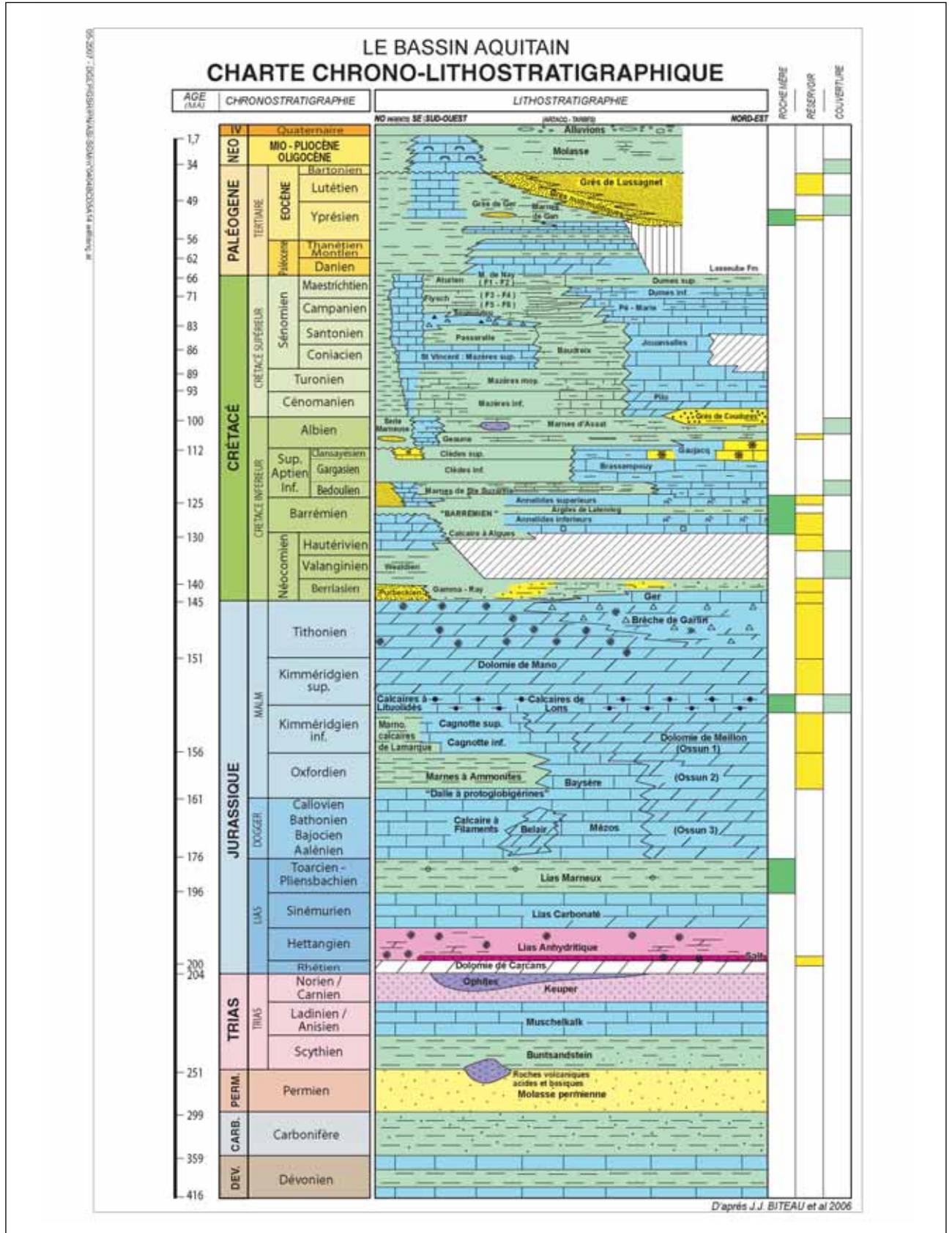


Figure 4. Charte stratigraphique et pétrolière (réservoirs, couvertures et roches mères).

■ **Tithonien** : Dolomie de Mano ; il s'agit 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 terme de volumes équivalents pétroliers comme le thème prolifique au nord des Pyrénées.

Crétacé

■ **Néocomien (Berriasien à Hauterivien-Valanginien)** : ces formations gréseuses se limitent aux zones de Lacq, (Formation du Gamma Ray), 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 la dénomination de Purbeckien (réservoir) et de Wealdien (couverture).

■ **Barrémien** : il s'agit du second thème du bassin nord-pyrénéen par ordre d'importance des réserves. En effet il participe *pro-parte* à l'accumulation du gisement de Lacq et surtout à celle du gisement de Parentis (de l'ordre de 200 MMbbls), plus gros gisement d'huile français, et aussi à celles des gisements d'huile et gaz de Vic Bilh et de Pécorade en Aquitaine méridionale. Les réservoirs sont le plus souvent associés à des calcaires dolomitiques et développent localement des faciès karstifiés secondairement dolomités (Parentis). L'Aptien calcaire ou localement détritique participe parfois aussi aux accumulations (bassin de Parentis).

■ **Albien** : des récifs piègent 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 (teschérites) qui ont fourni localement une production de gaz sec, non acide (cas du puits de Ledoux 1). Ce gaz est probablement généré par les marnes albiennes qui constituent l'encaissant des filons volcaniques qui sont plus ou moins stratiformes.

■ **Crétacé supérieur** : il s'agit de dépôts associés aux plate-formes sénoniennes, qui ont localement pu piéger des hydrocarbures à l'aplomb de structures jurassiques : gisement de Lagrave (25 MMbbls), gisement de Lacq supérieur (29 MMbbls) 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 plate-forme remaniés dans le flysch à l'aplomb du gisement de Meillon - Saint-Faust), brèche de « *caprock* » salifère de Saint-Marcet, gisement

de gaz en communication avec le Jurassique sous-jacent également réservoir.

Tertiaire

■ **Eocène** : il s'agit des turbidites clastiques déposées dans le bassin de Tarbes en aval de la plate-forme yprésienne (gaz sec de Ger 101, bons réservoirs, piège à composante stratigraphique).

Les **pièges pétroliers** résultent de l'histoire géodynamique polyphasée du bassin d'Aquitaine. Cette histoire tectono-sédimentaire est fortement influencée par le jeu des directions N 20, N 50-70, N 110, N 160, héritées du socle paléozoïque. La distension crétacée a permis d'initier sur ces directions structurales des paléostructures souvent d'origine gravitaire halocinétique. Ces structures 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 depuis l'Albien jusqu'à la période actuelle, à partir des systèmes générateurs énumérés plus haut.

Des illustrations de différents types de pièges pétroliers sont présentées sur des coupes géologiques passant par les gisements de gaz et d'huile suivants (Fig. 5 et 6) :

- Saint-Marcet, Lacq profond, Meillon - Saint-Faust (gaz) ;
- Vic Bilh, Lagrave (huile), pour le bassin d'Adour-Comminges ;
- Parentis, Cazaux (huile), pour le bassin de Parentis.

Description / caractéristiques géologiques et pétrolières des principaux gisements d'hydrocarbures du bassin d'Aquitaine : « deux locomotives et des petits wagons » !

Les chiffres de ressources communiqués dans ce qui suit proviennent de la base de données interne à la compagnie Total et n'engagent donc que celle-ci. Dans l'inventaire qui suit, les champs sont présentés et classés par sous-bassin, par thème pétrolier et par ordre d'importance des réserves récupérables 2P initiales.

Au total en Aquitaine, ce sont 11,5 TCF de gaz (environ 2 020 millions de barils équivalent pétrole) et 470 MMbbls d'huile qui ont été « mis à jour » durant 68 ans d'exploration & production, faisant de ce bassin une province pétrolière (gaz à 80% et huile à 20% du total en équivalent pétrole) de classe mondiale, surtout en effet si l'on relativise l'importance de ces volumes par rapport à la capacité génératrice finalement assez modeste des roches mères qui s'y trouvent présentes.

Ces volumes de gaz et d'huile ont été découverts en majeure partie dans les structures de l'avant-pays, la

zone plus méridionale des écaillés et chevauchements frontaux située au sud du Front de chevauchement nord-pyrénéen ne recèle quant à elle que des volumes très marginaux (gisements de Saucède et de Ledeuix). Dans cette zone, il est vrai que les roches mères jurassiques deviennent extrêmement matures, et atteignent quasiment le seuil de l'épizone du métamorphisme. On notera à ce propos que la répartition des hydrocarbures est bien en accord avec les migrations surtout verticales de ceux-ci et avec une maturité du Kimméridgien, à huile pour Parentis, et à huile et gaz pour les sous-bassins sud-aquitains.

En 2006, enfin, ce sont 62,3 BCF et presque 3,4 millions de barils qui ont été produits dans le bassin d'Aquitaine (Tabl. 1 en annexe). Sur les 11,5 TCF de gaz, 8,9 TCF sont fournis par le gisement de Lacq profond, alors que sur les 470 millions de barils d'huile, 210 proviennent du seul champ de Parentis. Ces deux champs constituent ainsi les deux géants de la province pétrolière d'Aquitaine : en quelque sorte les « deux locomotives », pour qui considère comme souvent les graphes asymptotiques d'écrémage ou « *creaming curves* » des bassins pétroliers mondiaux.

Les gisements de gaz : Lacq et les autres

Réservoirs barrémo-jurassiques

Lacq profond

Découvert en 1951, le gisement de Lacq Profond correspond à un vaste (plus de 300 km²) anticlinal faillé à noyau de sel, de forme elliptique dont le grand axe est orienté à N110. La colonne de gaz atteint 3100 mètres.

Les réservoirs se trouvent dans le Barrémien (carbonaté, de plate-forme interne), le Purbeckien (argilo-gréseux (fluvio-littoral)) et la Dolomie de Mano (Tithonien) et fonctionnent en système monocouche (450 m de hauteur utile réservoir cumulée). La couverture ultime est assurée par les Marnes de Sainte-Suzanne, la couverture supérieure, par les « Argiles du Laterolog » du Barrémien qui contiennent des anhydrites.

La porosité matricielle est faible, mais la fracturation suffisamment développée assure des perméabilités tout à fait correctes pour des productions de gaz. Le scellement latéral contre la faille déversée de bordure méridionale du champ est assuré par les Marnes de Sainte-Suzanne et l'Albien argileux.

Les réserves récupérables de ce champ sont de 8,9 TCF. Le taux de condensat est assez faible : 12 barils par MMscf⁶. Le gaz est d'origine barrémo-kimméridgienne. En production le gisement de Lacq se comporte comme un volume fermé qui se déplete naturellement et est dépourvu d'aquifère. La pression initiale était très

élevée : 675 bars soit près de 300 bars d'excès de pression par rapport à l'hydrostatique.

Aujourd'hui, et à la suite de 50 années de production, le champ de Lacq Profond est très dépleté et la pression de fond n'est plus que de 60 bars. La teneur assez élevée en H₂S (16%) est liée à des phénomènes de thermosulfato-réduction, la température du champ répondant aux critères qui permettent la cinétique de cette réaction qui se produit entre le méthane et les anhydrites qui sont présentes dans le Barrémien (Calcaires à annélides inférieurs).

L'absence d'aquifère est attribuée à la dégradation des réservoirs vers le bas de la colonne de gaz ainsi qu'à la présence d'un anneau de cimentation formé par précipitation de sels ou de calcite.

Meillon (Pont d'As-Saint-Faust) et ses satellites Mazères-Le Lanot, Andoins

Découvert en 1965, le gisement de Meillon (Pont d'As-Saint-Faust) et ses satellites Mazères-Le Lanot, Andoins, se situent sur un panneau monoclinal faillé allongé de direction N 110, compartimenté en plusieurs segments par des failles transverses plus ou moins perceptibles de direction N 160 et N 20. Les réservoirs correspondent à la Dolomie de Mano (Tithonien) et à la Dolomie de Meillon (Oxfordien-Kimméridgien). De porosité matricielle faible (Dolomie de Meillon : 4 à 8% et Dolomie de Mano : 2 à 4%), leur productivité est améliorée respectivement par la présence de vacuoles et par la fracturation ou la microfracturation.

Dans la partie est (Pont d'As et Saint-Faust) les Calcaires de Lons (Kimméridgien) qui séparent les deux réservoirs deviennent dolomités et ne font de ce fait pas couverture ; le gisement est monocouche pour les deux réservoirs.

À l'est, dans les secteurs de Le Lanot et de Mazères, le gisement est formé de deux couches quand les Calcaires de Lons sont présents sous des faciès plus argileux. La couverture verticale et latérale est assurée par les Marnes de Sainte-Suzanne et l'Albo-Aptien argileux.

Les réserves récupérables initiales sont de 2,1 TCF d'un gaz un peu plus riche en condensat que celui de Lacq (15 barils par MMscf). La teneur en H₂S est moindre, soit 5 à 6%, auxquels s'ajoutent 10% de CO₂. La colonne de gaz est de 1 200 m et il y a un plan d'eau. La pression du gisement est légèrement supérieure à l'hydrostatique. Le gaz est d'origine kimméridgienne.

L'histoire pétrolière du champ est complexe, avec un chargement en hydrocarbures polyphasé, une phase de craquage secondaire d'huile en gaz au sein même du réservoir, et des pulsations tectoniques à l'origine de fuites partielles attestées par la présence d'hydrocarbures dans des brèches sénoniennes sus-jacentes (petit gisement de Soumoulou).

6. Million standard cubic foot.

Saint-Marcet

Découvert le 14 Juillet 1939, le champ de Saint-Marcet est le premier découvert en Aquitaine, si l'on fait bien sûr exception des exploitations de bitumes situées dans la région du diapir salifère de Gaujacq et connues depuis le XIX^e siècle. Tout comme ses satellites Proupiary et Auzas, Saint-Marcet se situe sur une ride anticlinale à cœur de sel formant « *caprock* ». Cet ensemble de plis segmentés est asymétrique et de vergences variables, mais dans l'ensemble plutôt orientées Nord.

Cinq réservoirs sont impliqués dans l'accumulation de gaz : des brèches et récifs sénoniens, des calcaires du Lias, des dolomies de l'Oxfordien-Dogger et plus localement la Dolomie de Mano et des brèches d'âge barrémien. La porosité moyenne est de 8%. La couverture verticale est fournie par les niveaux de flysch sénonien.

Les réserves récupérables de ce champ, dont la production est aujourd'hui arrêtée, sont de 275 BCF (0,275 TCF) d'un gaz dépourvu d'H₂S, avec du condensat (12 à 20 barils par MMscf) et d'origine liasique, le Lias étant en contact direct avec les réservoirs.

Rousse

Découvert en 1967, le champ de Rousse présente une typologie très différente, aussi bien de celle de Lacq et Meillon que de celle de Saint-Marcet.

Il s'agit en effet de structures tronquées liées à la tectonique gravitaire sur sel extensive crétacée au sud du panneau de Meillon (voir Fig. 3, consacrée aux pièges pétroliers). Les réservoirs sont la Dolomie de Mano et la Dolomie de Meillon, dont les caractéristiques sont semblables à celles connues sur le champ de Meillon. La couverture supérieure est assurée par le flysch sénonien.

Les réserves récupérables initiales du champ sont de 160 BCF environ. Le taux de condensat est relativement élevé (80 barils par MMscf).

L'absence du Barrémien et de son stock d'anhydrites est une explication plausible du très faible pourcentage d'H₂S (0,2-0,6%). Les gaz et condensats sont d'origine kimméridgienne et ont été générés dans les structures *in situ*, depuis l'Éocène jusqu'à la période actuelle.

Le gisement de Rousse fait actuellement l'objet d'une transformation en stockage pilote de CO₂ par Total, opérateur historique des productions dans le sous-bassin d'Arzacq⁷.

Champs divers

Découverts en 1970 et 1974, les champs d'*Ucha* et de *Laccommande* communiquent et sont de géométrie très semblable et de fonctionnement pétrolier analogue à ceux décrits pour Rousse, ci-dessus. Les réserves récu-

pérables sont de l'ordre de 70 BCF de gaz, avec un taux de condensat de 60-80 barils par MMscf.

Découvert en 1987, le gisement de *Cassourat* se trouve dans une position proche de celles de Rousse, vis-à-vis de Meillon. Le réservoir se limite à la Dolomie de Mano. Les réserves récupérables sont de l'ordre de 7 BCF, d'un gaz sec, à fort taux d'H₂S (12%) que peut expliquer la présence locale de Barrémien anhydritique préservé de l'érosion. La forte maturité des Calcaires de Lons est quant à elle une explication de l'absence de condensat associé au gaz.

Du fait de leur caractère très marginal en terme de ressources ; nous ne décrivons pas ici les autres champs situés :

1. dans le sous-bassin d'Arzacq :

- *Ledeuix* (4 BCF dans des roches volcaniques albiennes reprises dans des écailles et chevauchements),
- *Saucède* (2 BCF dans des séries jurassiques impliquées dans des écailles empilées impliquant les réservoirs jurassiques) ;

2. dans le sous-bassin de Tarbes :

- *GER 101* (4 BCF dans des turbidites yprésiennes de bas de pente ; piège à composante stratigraphique),

3. dans le sous-bassin du Comminges :

- *Lannemezan* (0.4 BCF dans la Dolomie de Mano d'une structure para-autochtone sous chevauchement).

Les gisements d'huile : Parentis et les autres

Les gisements d'huile se répartissent de façon relativement disproportionnée entre le sous-bassin de Parentis, province exclusivement à huile (350 millions de barils de réserves récupérables initiales cumulées), et les sous-bassins d'Arzacq et de Tarbes (120 millions de barils de réserves récupérables initiales cumulées), province à huile et gaz.

Sous-bassin de Parentis

Réservoirs barrémo-aptiens

Parentis

Découvert en 1954 lors du second puits dans ce sous-bassin, Parentis est un vaste anticlinal à noyau salifère (43 km² pour 400 m de flèche verticale). La structure anticlinale alignée sur un axe N110 est faillée et déversée vers le sud. Elle est le résultat de la structuration polyphasée qui a vu se succéder la distension albo-aptienne puis les épisodes de compression de l'Albien terminal et du Pyrénéen.

Les réservoirs se développent dans des faciès de plate-forme carbonatée. Ils appartiennent à l'Aptien inférieur (calcaires stratiformes) et au Barrémien (calcaires stratiformes et dolomies épikarstiques). La couverture

7. Voir article, ce numéro.

ultime est assurée par l'Aptien supérieur argilo-marneux.

L'hétérogénéité des réservoirs barrémiens tient beaucoup au développement d'un karst pelliculaire le long de corridors fracturés. Dans ces niveaux, les productivités pétrolières peuvent être élevées car les réservoirs dolomitiques qui remplissent les karsts ont des perméabilités élevées, souvent darcéennes. La présence de couvertures intermédiaires ajoute à la complexité de ce champ qui demeure le principal de France par ses réserves récupérables initiales (210 MMbbls).

Mothes et Lucats-Cabeil

Les gisements de Mothes et de Lucats-Cabeil, tous deux situés à proximité de Parentis, ont été découverts en 1955 et 1956 respectivement. Il s'agit de deux anticlinaux faillés qui ont des réserves récupérables initiales beaucoup plus modestes que celles de Parentis, de l'ordre de 8 et 3 millions de barils. Les réservoirs sont du même type que ceux du champ de Parentis.

Lugos

Le champ de Lugos possède des réserves initiales de l'ordre de 13 millions de barils. Situé plus au nord dans le bassin que les trois précédents, son originalité vient du fait que la majeure partie de ses réserves ont été récupérées dans des réservoirs clastiques de l'Aptien inférieur : les grès fluviaux dont la présence témoigne d'apports gréseux fluviaux venant du nord.

Ces quatre champs présentent des huiles toutes d'origine kimméridgienne, de densités variables (entre 20 et 32°API) et avec de très faibles GOR⁸, inférieurs à 15m³/m³. La migration des hydrocarbures se fait sur de très faibles distances depuis les cuisines proches situées au niveau du déposé crétacé.

Il est par ailleurs à noter que des réservoirs aptiens clastiques de type deltaïque sont connus dans le champ de **Cazaux** dont ils constituent une des accumulations avec l'Albien et le Purbeckien, mais marginale (quelques millions de barils d'huile). Les pièges sont associés à des biseaux sous une discordance d'âge albien.

Réservoirs albiens turbiditiques

Cazaux Albien

Découvert en 1959, le champ de Cazaux Albien est le second en termes de réserves d'huile dans le sous-bassin de Parentis, puisque celles-ci sont de l'ordre d'une cinquantaine de millions de barils. Il s'agit de turbidites gréseuses qui se sont déposées en contexte profond de type bathyal supérieur. Les réservoirs sont lenticulaires et constituent une accumulation multicouche qui est liée à une structuration anticlinale profonde. Ce champ est le seul connu au niveau du sous-bas-

sin de Parentis pour ce type de thème pétrolier. Porosité et perméabilité sont bonnes, même si elles parfois localement altérées par des cimentations carbonatées. Les huiles sont plutôt lourdes, peu gazées et d'origine kimméridgienne. Elles ont probablement suivi des chemins de migration utilisant, depuis les Calcaires à litoolidés, les failles et les discordances plus ou moins emboîtées liées aux épisodes albiens. Il est à noter que les accumulations du Purbeckien et de l'Aptien attestent de ce type de migration secondaire des hydrocarbures.

Réservoirs purbeckiens

Ce thème n'est en fait développé que sur la marge nord du sous-bassin de Parentis.

Cazaux Purbeckien

Découvert en 1962, le champ de Cazaux Purbeckien correspond à une structuration anticlinale faillée, issue de la distension albo-aptienne. Cette structure allongée suivant un axe N110 est en fait constituée de deux culminations distinctes faillées (failles à regard nord) avec des plans huile-eau différents. Les réserves initiales seraient de l'ordre de 30 à 40 millions de barils d'huile.

Les réservoirs sont formés de grès d'origine fluviale d'une puissance de 40 à 90 m, couverts par des argiles dites du Wealdien, de plaine deltaïque, et appartenant à l'intervalle Valanginien-Hauterivien. L'aquifère est peu actif, caractéristique propre à tous les champs purbeckiens situés sur des panneaux faillés isolés. Les huiles sont relativement légères et plus gazées que les précédentes.

Lavergne

Le champ de Lavergne, situé au niveau du Cap Ferret, est en partie situé « offshore », ce qui a nécessité de le développer avec des puits déviés depuis la côte. Il s'agit aussi d'un ensemble de panneaux faillés compartimentés et scellés latéralement par des séries albiennes argileuses. Les réservoirs sont du type de ceux de Cazaux.

Les réserves récupérables initiales sont de l'ordre de d'une quinzaine de millions de barils. L'huile est encore plus légère que celle de Cazaux (41°API) et à GOR plus élevé (98 m³/m³), probablement aussi en raison d'une proximité plus marquée par rapport à la cuisine mature que pour les autres champs.

Divers

Dans les années 1990, les découvertes des gisements du « pool d'Arcachon » ont permis de compléter l'inventaire de ce thème purbeckien : **Les Arbousiers**, **Les Pins**, **Courbey**, et plus récemment **Les Mimosas** (en 2004), avec des réserves associées cependant beaucoup plus modestes ; le cumul pour ces quatre champs doit se situer entre 15 et 25 millions de barils.

8. Gas-Oil Ratio.

Il est à signaler que très localement les dolomies du Tithonien (Dolomie de Mano) participent de façon marginale aux accumulations des gisements purbeckiens et produisent en grande partie grâce à la présence de drains stratiformes et de fractures.

Réservoirs albo-aptiens de plate-forme carbonatée

Un seul gisement est associé à ce thème pétrolier : il s'agit de **Mimizan Nord**. Le piège est constitué d'un anticlinal faillé de faible extension (moins de 3 km²). Le réservoir est formé de calcaires récifaux d'âge albien, avec des bio-constructions et des bio-clastes. Porosité et perméabilité sont variables et liées à une histoire diagénétique complexe. La couverture est assurée par le Tertiaire. La migration des hydrocarbures depuis les Calcaires à lituolides est rendue possible par la présence de séries réduites en grande partie carbonatées et par des érosions en particulier celle de la Dolomie de Mano.

Les réserves initiales de ce champ, désormais abandonné, sont de 4 millions de barils, d'une huile très lourde et peu gazée (12° API et 12 m³/m³), et qui possède un « *gas cap* ».

Sous-bassins d'Arzacq et de Tarbes

Réservoirs barrémo-jurassiques

Vic Bilh

Découvert en 1979, le gisement de Vic Bilh se développe au niveau d'un bloc anticlinal faillé-érodé (accidents à regard nord) barrémo-jurassique scellé latéralement par des séries albo-aptiennes argileuses. Les réservoirs carbonatés (dolomies et calcaires) appartiennent au Tithonien et au Barrémien. La couverture verticale est assurée par l'Aptien inférieur (Marnes de Sainte-Suzanne). L'accumulation est composée d'huile et d'un « *gas cap* ».

Les réserves récupérables initiales sont de l'ordre de 30 millions de barils d'huile et de 52 BCF de gaz. La densité de l'huile est assez élevée (22° API) pour un GOR de 65 m³/m³. La colonne d'huile est affectée par un phénomène de ségrégation verticale qui se traduit par la présence de liquides plus lourds vers le plan huile eau.

Pécorade

Découvert en 1975, le gisement de Pécorade est constitué, comme Vic Bilh, par un anticlinal dont la bordure faillée s'est formée en réaction à un collapse salifère. Le niveau producteur n'est en revanche assuré que par la Dolomie de Mano.

Les réserves récupérables sont de 20 millions de barils d'huile et de 50 BCF de gaz (huile et « *gas cap* »). L'huile a une densité de 29° API pour un GOR de 160 m³/m³. Un assez fort taux de H₂S (presque 20%) est observé sur ce champ.

Castera Lou

Découvert en 1976, le gisement de Castera Lou est de taille beaucoup plus modeste (réserves récupérables initiales de l'ordre de 3 à 4 millions de barils d'huile à 29° API et GOR de 64 m³/m³) ; son type de piège pétrolier est très semblable à celui des deux autres champs. L'huile est piégée dans la Dolomie de Mano.

Ces trois gisements sont de filiation kimméridgienne avec, pour les deux premiers cités, des contributions de niveaux intra-barrémiens.

Réservoirs sénoniens

Lacq Supérieur

Découvert en 1949, le champ de Lacq Supérieur est historiquement le premier gisement de pétrole brut à avoir été mis en production dans le bassin d'Aquitaine. L'huile est piégée au sein d'un réservoir calcaréo-dolomitique de plate-forme du Sénonien inférieur structuré en anticlinal et couvert par les marnes du Sénonien supérieur appelées faciès « aturien ». Localement (érosion du Sénonien terminal), des argiles paléocènes participent à la rétention du champ. On distingue, pour ce gisement, une zone centrale moyennement poreuse (11%) mais fracturée, d'une zone périphérique essentiellement calcaire plus poreuse mais moins fissurée. L'huile est relativement lourde sans être cependant biodégradée (22° API) et très peu gazée (10 m³/m³). Une des particularités de ce gisement réside dans son anomalie thermique probablement liée à des phénomènes de convection au sein du récif albien sous-jacent.

Les réserves récupérables du champ de Lacq supérieur sont de 29 millions de barils d'huile. Les études géochimiques (typologie de l'huile d'origine barrémo-jurassique, faible proportion d'hydrocarbures légers), la présence d'anhydrite dans le réseau de fractures militent en faveur de l'hypothèse que l'huile proviendrait de la dysmigration d'une paléo-accumulation du Barrémo-Jurassique sous-jacent à la suite d'une phase de fracturation hydraulique de la couverture lors du Paléogène.

Lagrange

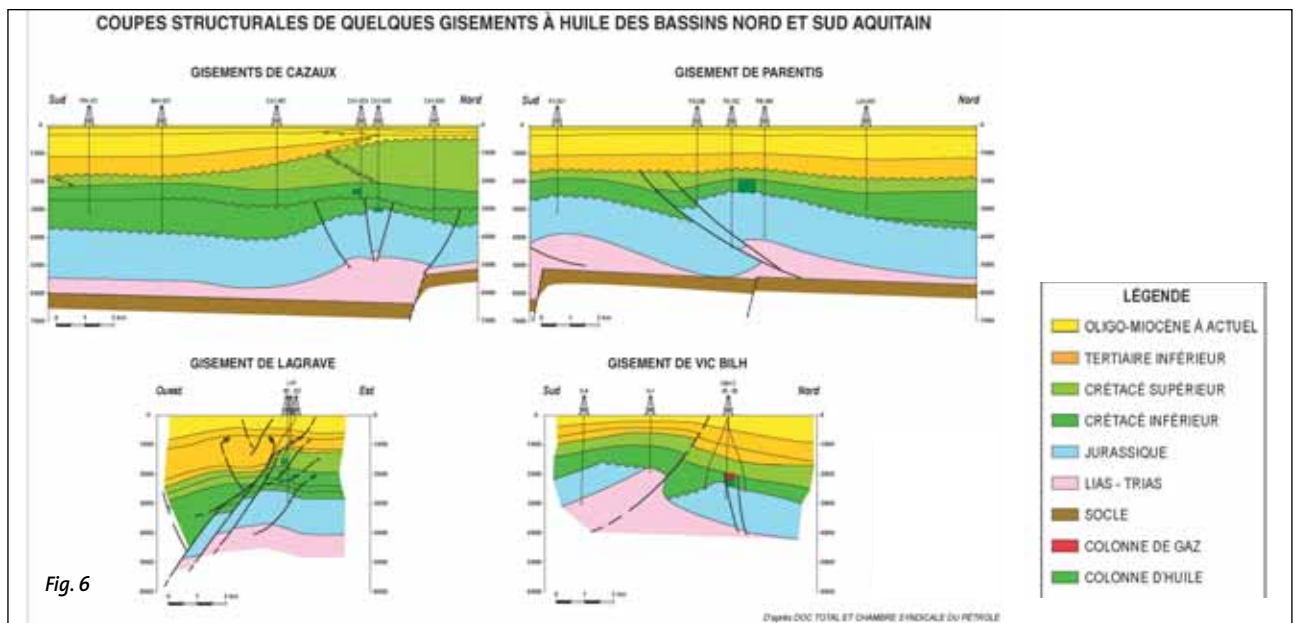
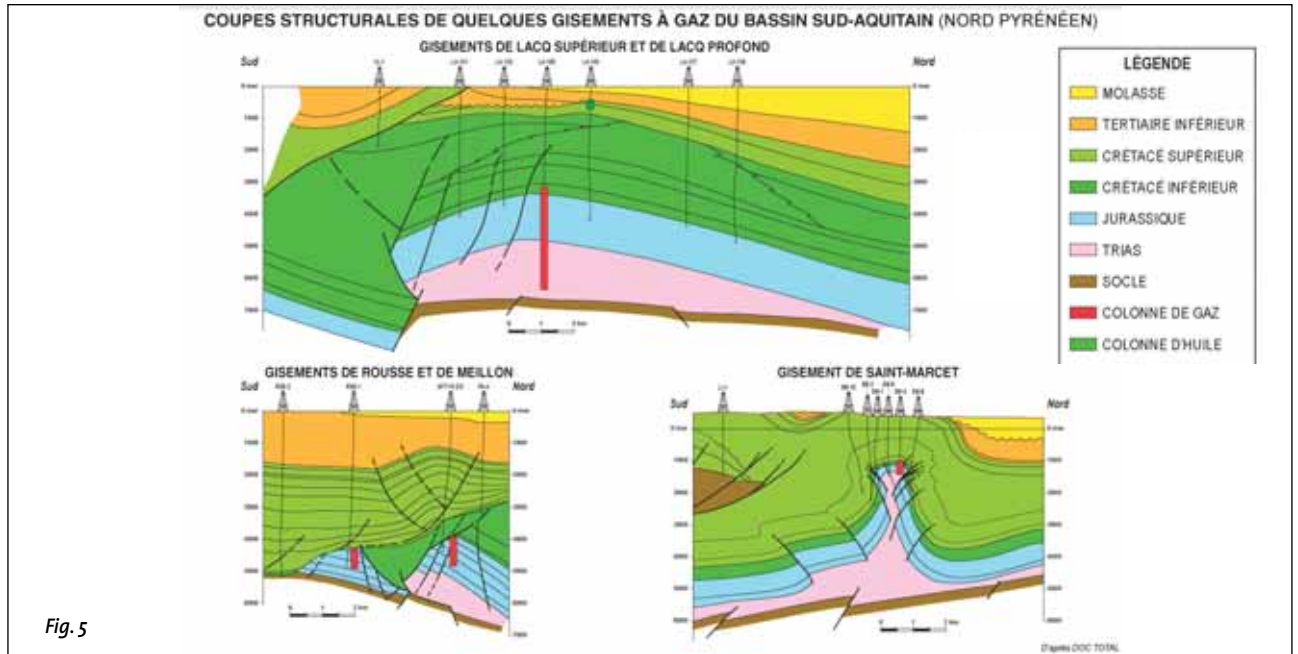
Découvert en 1984, le gisement de Lagrange correspond à un anticlinal faillé impliquant le Sénonien et le Barrémo-Jurassique. Le réservoir est composé de calcaires de plate-forme du Sénonien affectés par des couloirs dolomités qui se développent en liaison avec le jeu en décrochement sénestre de l'accident frontal du champ ou faille du Séron. La productivité des réservoirs est excellente notamment pour ces faciès fracturés. De plus, la série carbonatée, épaisse de 700 mètres, possède un aquifère qui permet d'assurer un bon maintien de pression. Ces condi-

tions font du gisement de Lagrave un des plus efficaces en termes de production dans le bassin d'Aquitaine.

La couverture verticale est assurée par les argiles et marnes du Sénonien terminal (Marnes de Pé-Marie). L'huile est relativement légère (43°API) et peu gazée (1 m³/m³). Elle proviendrait du Jurassique sous-jacent par dysmigration d'un gaz à condensat avec perte des hydrocarbures légers. Les réserves récupérables initiales sont de 25 millions de barils.

Du fait de leur caractère très marginal en termes de ressources, nous ne décrivons pas ici les champs suivants situés dans le bassin de Tarbes :

- **Laméac** (60 000 barils produits),
- **Montastruc** (5 millions de barils de réserves récupérables initiales),
- **Bonrepos** (215 000 barils de réserves),
- **Bonnefont** (240 000 barils de réserves),
- **Osmets 1 et 2**.



Figures 5 et 6. Coupes géologiques des gisements de Saint-Marcel, Lacq, Meillon - Saint-Faust, Lagrave, Vic Bilh, Cazaux, Parentis.

Annexe 1 : rappel de quelques définitions pétrolières

Un **système pétrolier** 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 réservoirs et couvertures (= la **définition du ou des thèmes pétroliers**), conduit à la formation d'une « **famille d'accumulations d'hydrocarbures génétiquement liés** ».

Un **réservoir** est une roche poreuse (et perméable) susceptible de renfermer des hydrocarbures productibles.

Une **couverture** est une roche imperméable susceptible de les piéger en bloquant leur migration naturelle sous l'effet de la poussée d'Archimède.

On définit :

- une **couverture verticale**, comme l'intervalle lithologique étanche aux hydrocarbures et qui surmonte le réservoir,
- une **couverture ultime**, celle qui couvre un ensemble de réservoirs et constitue au final la couche imperméable qui les scelle tous,
- une **couverture inférieure** ou « bottom seal » celle qui se trouve sous le réservoir et va le sceller aussi par le bas. C'est dans le cas de pièges à composante stratigraphique une condition *sine qua non* de rétention.

Un **thème** pétrolier est l'association démontrée d'un réservoir et de sa couverture.

Un **piège pétrolier** est constitué par l'assemblage géométrique d'un thème pétrolier, susceptible de retenir des hydrocarbures, en général, une structure anticlinale, un panneau faillé, etc., avec parfois des composantes stratigraphiques (changements de lithologies).

On identifie comme la « cuisine ou Kitchen » la surface correspondant à l'extension de la roche mère mature c'est-à-dire apte à produire des hydrocarbures. On parle de roche-mère à huile pour des maturités (cuisson du sédiment organique) peu élevées et de roche mère à gaz pour des seuils plus importants. Les maturités sont exprimées en pourcentages de pouvoir réflecteur de la vitrinite ou PRV, selon les paliers suivants : immature au dessus de 0,5%, mature à huile entre 0,5 et 1% et mature à gaz entre 1 et 2%. Au-delà, on parle de stade surmature.

La **densité** de l'huile (ou pétrole) est exprimée en g/cm³ ou en degrés API (unité de l'American Petroleum Institute).

Le **GOR** ou « *gas oil ratio* » correspond au volume de gaz associé au volume d'huile. Ce volume est produit en surface lors de l'extraction de l'huile.

Annexe 2 : tableaux des productions de pétrole et de gaz des gisements du bassin d'Aquitaine durant l'année 2006

Exploitant	Gisement	Huile (m ³)	Huile (t)	Gaz associé (1 000 m ³)
TOTAL EP France	Lacq Supérieur	8 823	8 121	0
	Lagrange	59 947	48 686	0
	Pécorade	37 827	33 286	59 087
	Vic Bilh	32 291	30 070	51 199
EMREP	Cazaux	62 331	53 103	774
	Courbey	44 409	38 942	244
	Les Arbousiers	13 012	11 176	88
	Les Pins	42 872	37 509	356
	Les Mimosas	18 703	15 933	920
	Tamaris	112	104	0
GEOPETROL	Bonrepos	215	191	0
	Castéra-Lou	12 547	11 116	0
	Montastruc	4 200	3 719	0
VERMILION	Cabeil	1 251	1 050	0
	Lugos	20 459	19 007	0
	Lucats	1 138	948	0
	Mothes	6 900	6 395	0
	Parentis	163 960	14 662	0
Total productions		530 997 (3 339 600 Bbls)		8 140

Tableau 1. Production d'huile dans le bassin d'Aquitaine en 2006 (source : DGEMP⁹).

Gisements (TOTAL EP France)	Débit moyen (Sm ³ /j) ¹⁰	Soutiré (Sm ³)	Commercialisable (Sm ³)	Commercialisé (Sm ³)
Andoins	0	0	0	0
Cassourat	0	0	0	0
Lacq Profond	3 618 625	1 320 798 000	1 320 798 000	1 320 798 000
Le Lanot	200 742	73 271 000	73 271 000	73 271 000
Meillon Saint-Faust	657 953	240 153 000	240 153 000	240 153 000
Pécorade	161 881	59 086 602	58 332 048	58 332 048
Rousse	99 926	36 473 000	36 473 000	36 473 000
Ucha	0	0	0	0
Vic Bilh	140 271	51 198 926	51 009 079	51 009 079
Total opéré		1 780 980 528	1 780 036 127	1 780 036 127
Total Lacq		1 670 695 000	1 670 695 000	1 670 695 000
Total Vic Bilh		110 285 528	109 341 127	109 341 127

Tableau 2. Production de gaz dans le bassin d'Aquitaine en 2006 (source DGEMP).

Annexe 3¹¹

Cette annexe présente deux tableaux de production par gisement, depuis le début de la production à 2006 inclus. Le tableau 1 concerne la production

Opérateur	Gisement	Début	Production (t)
GEOPETROL	Bonrepos	1973	25 703
GEOPETROL	Castera-Lou	1976	599 869
GEOPETROL	Montastruc	1973	768 325
TEPF	Lacq superieur	1949	4 100 064
TEPF	Lagrange	1984	2 961 991
TEPF	Pecorade	1974	2 540 675
TEPF	Vic Bilh	1979	4 275 059
VEREP	Cazaux	1959	11 599 431
VEREP	Courbey	1996	517 994
VEREP	Les Arbousiers	1991	1 124 781
VEREP	Les Pins	1995	953 495
VEREP	Mimosas	2004	43 781
VEREP	Tamaris	1998	28 151
VERMILION	Cabeil	1956	262 022
VERMILION	Lugos	1956	1 807 845
VERMILION	Lucats	1956	118 243
VERMILION	Mothes	1955	1 242 817
VERMILION	Parentis	1954	30 179 360
TOTAL			63 149 605

Tableau 1.

d'huile ; les chiffres sont donnés en tonnes. Le tableau 2 porte sur la production de gaz ; les chiffres sont donnés en milliers de m³. Au total, d'après ces statistiques, la région a produit environ 63 Mt d'huile et 324 milliards de m³ de gaz.

Ces documents ont été fournis par la DGEMP que nous tenons à remercier ici.

Opérateur	Gisement	Début	Production (1 000 m ³)
TEPF	Andoins	1991	200 123
TEPF	Auzas	1968	523 969
TEPF	Lacq Profond	1955	247 681 801
TEPF	Le Lanot	1975	2 744 578
TEPF	Meillon	1967	56 661 838
TEPF	Pecorade gaz	1974	1 065 260
TEPF	Proupiary	1945	243 896
TEPF	Rousse	1968	4 492 663
TEPF	Saint-Marcet	1941	7 033 278
TEPF	Ucha	1970	1 869 642
TEPF	Vic Bilh gaz	1979	1 242 623
VEREP	Mimosas gaz	2004	2 521
VERMILION	Parentis gaz	1954	377 485
TOTAL			324 139 677

Tableau 2.

10. Mètre cube standard : Sm³ (100 000 Pa – 15°C).

11. Ajout de la Rédaction.