

Exemple de bassins pétroliers d'avant-pays Les avant-pays nord et sud de la Chaîne des Pyrénées Jean-Jacques Biteau

1-Organisation tectono-sédimentaire et contexte de l'exploration pétrolière

1-1-Localisation

La chaîne des Pyrénées et ses avant-pays septentrional et méridional se situent sur deux pays européens; la France et l'Espagne.

Les avant-pays pétroliers sensu stricto de cette chaîne de montagne occupent des surfaces respectives de l'ordre de 35000 km² (Nord ou Bassin d'Aquitaine) et de 15000 km² (Sud).

1.2-Zonation structurale et contexte d'exploration pétrolière

La chaîne des Pyrénées appartient au système tectonique tertiaire dit alpin et résulte de la compression née de l'affrontement de la plaque continentale ibérique située au sud et de la plaque continentale européenne localisée au nord.

La chaîne des Pyrénées et ses avant-pays septentrional et méridional peuvent être divisés en **neuf unités structurales distinctes**.

Celles-ci sont les suivantes en partant du nord vers le sud (Figure N° 1) :

- **la plate-forme du Médoc**, placée au sud de l'Arche de la Gironde (estuaire de la Garonne), 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 plate-forme 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 métamorphisée et injectée de lherzolites.

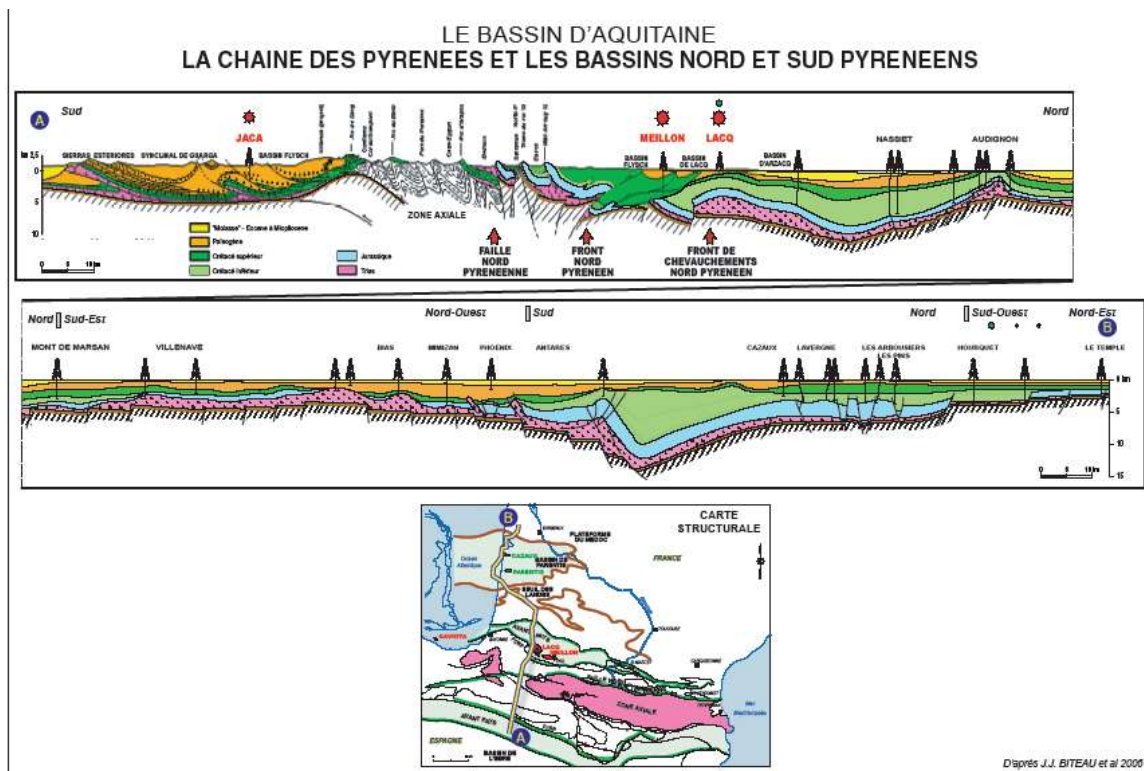
C'est dans son prolongement oriental que se situe la nappe des Corbières à vergence nord.

- **la Haute Chaîne des Pyrénées** comprend les plus hauts sommets. Elle porte à l'affleurement des formations paléozoïques qui ont été plissées pendant l'orogénèse hercynienne et reprises lors de la compression pyrénéo-alpine. Elle conserve aussi des séries permiennes et néo-crétacées qui constituent une couverture discordante discontinue.
- **la zone sud-pyrénéenne** présentant 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'Ebre comprend au sud des séries marines et continentales réduites et peu plissées, datées du Trias, du Crétacé supérieur et du Tertiaire.

Figure N° 1 : Le contexte Pyrénéen et péri-Pyrénéen : Transect Sud-Nord (Document J-J BITEAU, Revue Géologique 2008 et Géologie du Pétrole 2017)



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 les phases suivantes comme principales :

- l'héritage hercynien, dévono-carbonifère, dont le grain structural (plis, failles, blocs et massifs granitiques) va façonner l'évolution ultérieure ;
- le « rifting » ou ouverture intra-continentale du Permo-Trias ; avec d'importants dépôts d'évaporites (sel ou halite et anhydrites) du Trias ;
- l'ouverture océanique avortée du Crétacé inférieur **et les phénomènes gravitaires associés (tectonique d'extension accompagnée par les déformations des évaporites du Trias) ;**
- la transtension sénestre E-W du Crétacé supérieur ;
- la tectogenèse inter-plaques (ibérique et européenne) lors de l'Eocène, qui se traduit par un raccourcissement de l'ordre de 80 à 100 km ;
- enfin l'orogénèse néogène et quaternaire qui conduit à l'élaboration des reliefs pyrénéens actuels (>3000m).

Dans ce contexte, l'exploration pétrolière a débuté dès avant la seconde guerre mondiale sous l'impulsion des autorités gouvernementales pour vivre un pic dans les années 1970-1990 et ensuite s'essouffler graduellement faute d'objets.

A peu près toutes les principales zones structurales citées ci-dessus ont été explorées conduisant à l'émergence d'une belle province pétrolière, voir ci-dessous, même si le taux de succès n'est finalement pas très élevé au regard des efforts prodigués.

La sismique 3D mise en œuvre à la fin des années 1980 n'a pas permis de faire un saut technologique efficace surtout dans les domaines les plus tectoniquement complexes sans doute aussi parce que les principaux objets avaient déjà été mis en évidence.

Les compagnies mères du groupe Total (RAP-Elf et SNPA, avec les découvertes de Saint Marcet avant-guerre puis Lacq, Meillon dans les années 50-60, etc...) et l'américain ExxonMobil avec sa filiale française Esso Rep, avec les découvertes de Parentis, Cazaux, Lavergne dans les années 50-60 etc..., avaient été les pionniers au début des années 1950 principalement.

Ces majors ont fini par revendre dans les années 1990 et 2000 tous leurs actifs à des indépendants nord-américains (Vermillion notamment).

2-Aspects pétroliers (Thèmes et systèmes pétroliers)

Les zones nord et sud des Pyrénées, structurellement très contrastées comme nous venons de le rappeler offrent également un panorama pétrolier étonnamment différent.

Le bassin de Tremp en Espagne contient du Jurassique, comme il s'en trouve aussi dans la zone Nord-Pyrénéenne.

En revanche le Bassin de Jaca, également en Espagne, rempli essentiellement d'Eocène et d'Oligocène, n'en possède pas du tout.

Au 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 corrént facilement car réparti de façon ubiquiste 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.

2-1 – Le bassin de l'Ebre et le nord de l'Espagne : *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 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*) est piégé dans des turbidites éocènes (5 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 ont été 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 Cénomanién,

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 2/3 ont été produits.

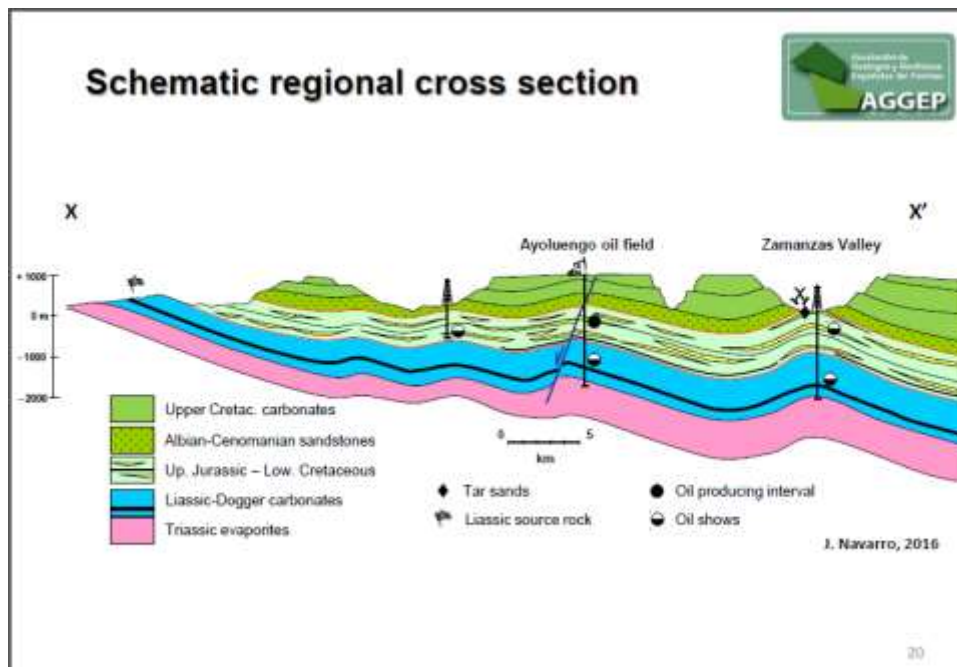
Ces deux gisements sont désormais utilisés comme des stockages de gaz du réseau de distribution espagnol.

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 », 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 (Figure N° 2), 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 surface (accessible par la route) et subsurface.**

Le gisement a été couvert par une sismique 3D de bonne qualité.

Figure N° 2 : Coupe passant par le gisement d'Ayoluengo (avec la permission de AGGEP et Jorge Navarro Comet)



2-2- Le bassin d'Aquitaine : deux provinces pétrolières de « classe » européenne

En revanche côté français, deux provinces pétrolières ont émergé depuis la Seconde Guerre Mondiale en terme 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).

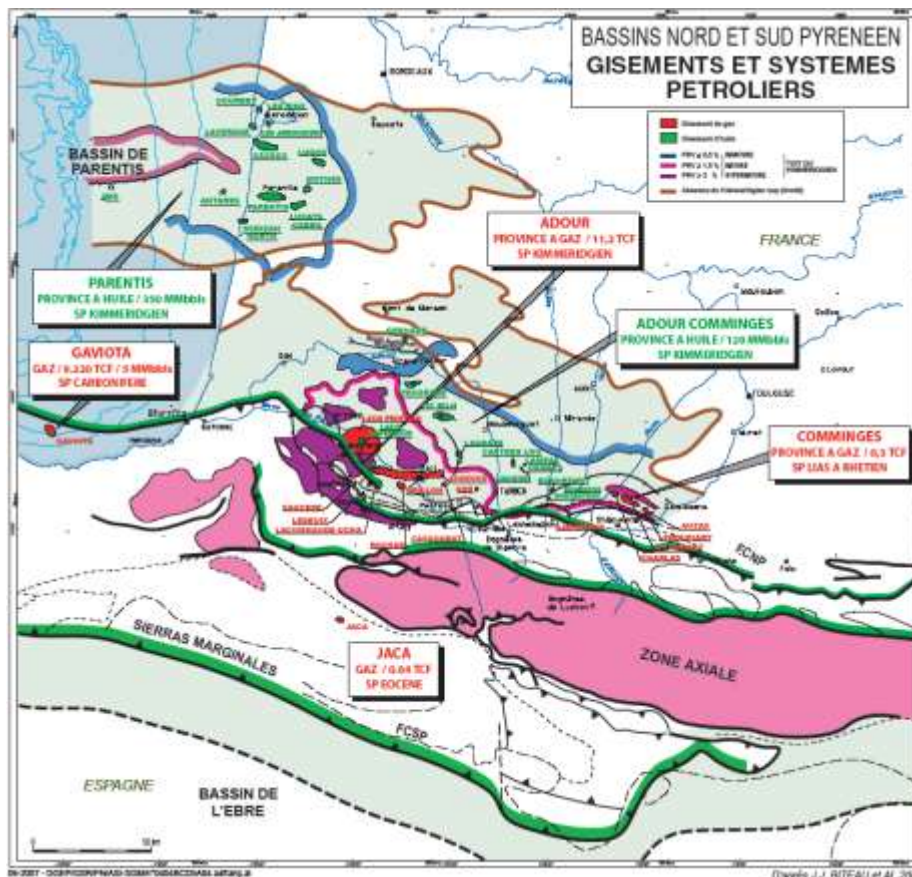
C'est ainsi un total de **2.5 milliards de barils équivalent pétrole* (Gbp)** qui a été mis en évidence dans ce domaine nord-pyrénéen ; soit 50 fois plus qu'au Sud.

La disproportion est énorme.

L'explication de ce déséquilibre tient essentiellement à l'existence du **système pétrolier du Kimméridgien** et à son fonctionnement polyphasé 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 dépourvus de potentiel pétrologène**.

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 au sud du domaine de « rifting » créacé de la marge européenne.

Figure N° 3 : Le contexte pétrolier péri-pyrénéen (Document JJ BITEAU, Revue Géologues 2008 et Géologie du Pétrole 2017)



De surcroît, compte tenu de la typologie des pièges, de la migration des hydrocarbures sur de courtes distances, le **système pétrolier associés 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) 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 (> 40 millions de tonnes au km²).

Le rendement du bassin (PSY - Petroleum System Yield) qui correspond aux quantités accumulées en gisement / quantités générées par les roches mères est de 12%, ce qui est remarquable dans ce contexte et explicable par la superposition directe de roches mères et des couples réservoir/couverture ainsi que les chemins de migrations verticaux que confirme la répartition des champs et des aires de présence de la roche mère mature (Figure N° 3).

A ce système pétrolier jurassique principal s'ajoutent localement les systèmes générateurs suivants, d'efficacité 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, 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 Ledoux 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 volume **d'anhydrite** conséquent dans le Barrémien ainsi que dans les évaporites du Trias et du Lias est à l'origine de la présence d'hydrogène sulfureux (H₂S) dans des proportions qui peuvent atteindre jusqu'à plus de 15% du gaz total des champs (Lacq profond). Son origine réside dans les réactions de thermo-sulfato-réduction, entre les molécules de méthane et d'anhydrite.

En revanche le système pétrolier qui fonctionne à l'est dans la zone du bassin du Comminges est dépourvu d'H₂S faute 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'H₂S. Le gisement de Rousse, situé au sud de Meillon, ne contient pas non plus de H₂S, en raison d'une érosion du Barrémien.

Enfin on note 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 barrémiennes 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 (normales) à l'exception notable de Lacq profond dont la pression initiale était de 675 bar.a alors que la pression d'abandon du gisement est de l'ordre de 30 bar.a.

Pour un réservoir situé vers 3000m la surpression s'explique par l'absence d'aquifère et l'encapsulation de l'accumulation qui se développe sur une colonne de plus de 3000m verticaux.

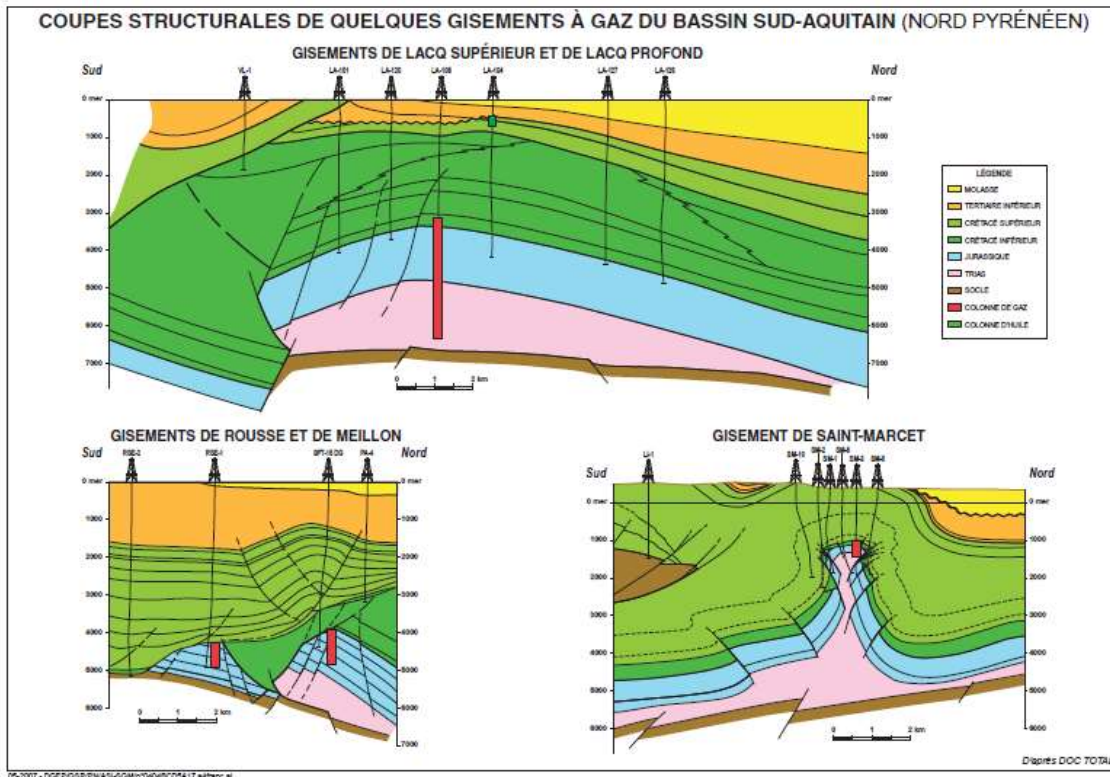
La découverte du gisement de Lacq profond en 1951 a ouvert la voie à l'exploration de la région de Pau.

Son développement et 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 (cité plus haut) a fait l'objet post-exploitation d'une expérimentation pilote de séquestration du gaz carbonique durant 3 années.

Figure N° 4 : Coupes illustratives des champs de gaz de Saint Marcet, Lacq et Meillon-Rousse (Documents JJ BITEAU)



2-3- Les thèmes pétroliers, les pièges pétroliers et la migration des hydrocarbures dans les bassins nord pyrénéens

Les thèmes pétroliers (couples réservoirs et couvertures) des bassins nord pyrénéens sont les suivants, énumérés du plus ancien au plus jeune :

- **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 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. Ces niveaux, aux caractéristiques réservoirs matricielles très médiocres, produisent leur gaz grâce à leur fracturation (gisement de Meillon-Saint Faust - 2,1 TCF*- et satellites).
- **Tithonien** : Dolomie de Mano (le lithostratotype se trouve dans le bassin de Parentis au puits de Mano-1) ; il s'agit de réservoirs caractérisés par une mauvaise porosité matricielle, 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 comme le **thème prolifique au Nord des Pyrénées**. Il s'agit d'un réservoir carbonaté, affecté par une diagénèse secondaire, qui développe ainsi un système de double

porosité et double perméabilité. Dolomie de Meillon et de Mano sont observées à l’affleurement dans les Chaînons béarnais.

Figure N° 5 : Réservoirs jurassiques

Réservoirs jurassiques

Mano et Meillon « Dolostones »

- Double porosité
- Faibles caractéristiques matricielles
- (porosité 2 à 4%)
- Fracturation
- Corridors avec $K > 200\text{mD}$



1mm

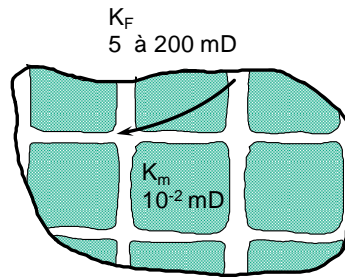


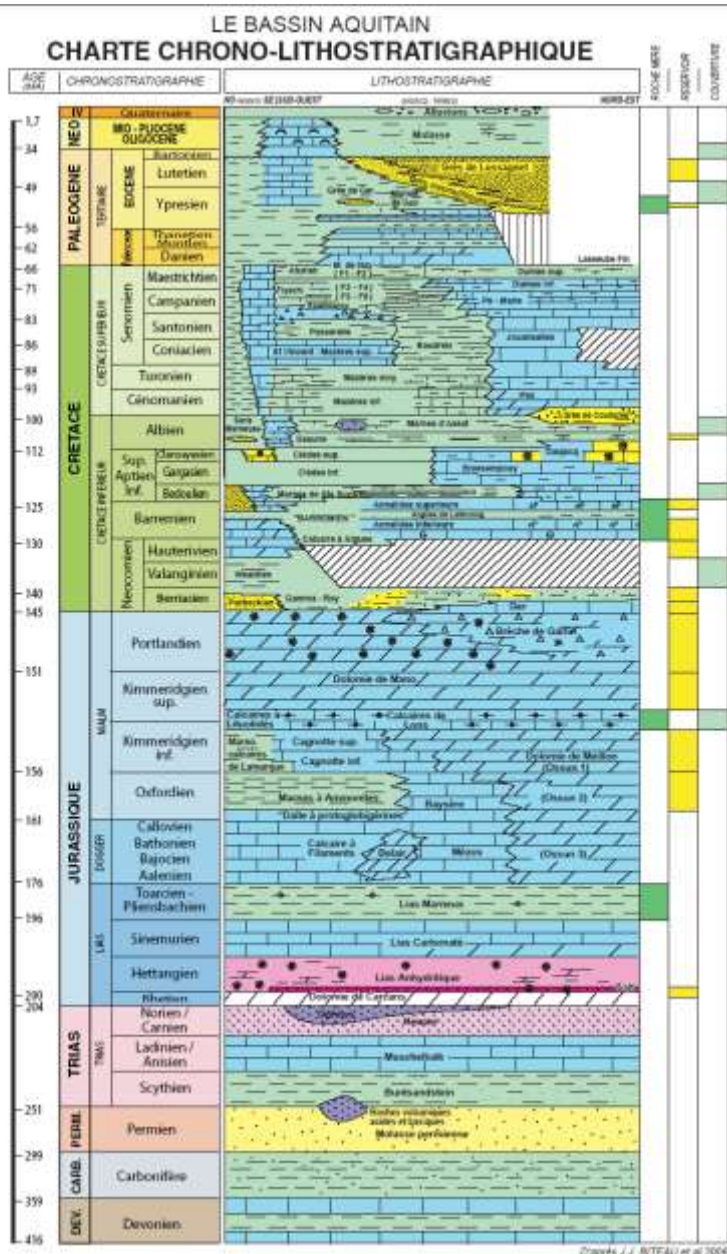
Figure N° 6 : Affleurement de dolomie de Meillon

Mail Arrouy: Dolomie de Meillon, Kimméridgien sup.



- **Néocomien (Berriasien à Hauterivien-Valanginien)** : ces formations gréseuses se limitent aux zones de Lacq et d'Arcachon et à 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). Les gisements sont modestes (<10 millions de barils* de réserves 2P**) à l'exception de Cazaux : 40 à 100 millions de barils* (?).
- **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 millions de barils*), plus gros gisement d'huile français et aussi à celles des gisements d'huile et gaz de Vic Bilh et de Pécorade en Aquitaine sud. 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).

Figure N° 7 : Charte stratigraphique et pétrolière (réservoirs, couvertures et roches mères) (Document JJ BITEAU, Revue Géologues)



-Albien : des récifs piègent parfois les hydrocarbures comme à Mimizan Nord dans le bassin de Parentis. Dans ce même bassin, les turbidites structurées au-dessus du Purbeckien 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 millions de barils*, gisement de Lacq supérieur - 29 millions de barils*).

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.

-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 décrite précédemment.

Cette histoire tectono-sédimentaire est fortement influencée par le jeu des directions structurales N20, N50-70, N 110, N160, héritées du socle paléozoïque.

La distension créacée a permis d'initier sur ces directions structurales des paléostructures souvent associées à des glissements gravitaires au-dessus de la couche salifère (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 depuis l'Albien jusqu'à la période actuelle, à partir des systèmes générateurs énumérés plus haut. Elle varie d'un champ à l'autre, les plus précoces 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.

Pour conclure, s'agissant d'exploration pétrolière 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.

Les deux compagnies majeures actives actuellement dans le bassin aquitain sont Vermillion et Lundin.

Côté espagnol il n'y a aucun champ subsistant en production, excepté encore récemment la contribution très faible d'Ayoluengo.

Notes :

* unités de mesure de volume :

Hydrocarbures liquides : 1 baril (bbl) = 158,9 litres

Hydrocarbures gazeux : 1 cubic foot (cf) = 0,028 m³ ; 1 BCF = 28 Mm³ ; 1 TCF = 28 Gm³

Baril équivalent pétrole (bep) : unité de mesure de conversion de valeur énergétique en son équivalent en volume de pétrole

** **réserves 1P, 2P, 3P** : Le terme de **réserves** définit les quantités estimées d'hydrocarbures récupérables, c'est-à-dire productibles, dans un cadre d'exploitation déterminé du gisement. Cette notion est différente de celle d'**accumulation** qui définit les **volumes en place** dans un réservoir au stade initial, c'est à dire avant mise en production.

les réserves prouvées (1P) sont les quantités d'hydrocarbures estimées pouvant être produites avec une certitude raisonnable (probabilité > 90%) ; la probabilité de produire **les réserves probables (prouvées+ probables = 2P)** est supérieure à 50% ; **les réserves possibles (prouvées + probables + possibles = 3P)** correspondent à l'estimation du potentiel ultime du gisement par la prise en compte des hypothèses les plus favorables.

Pour plus de renseignements voir : <https://www.geosoc.fr/quid-sqf/133-quid/ressources-energetiques/735-quelles-sont-les-differences-entre-reserves-et-ressources-en-hydrocarbures.html>