



HAL
open science

Y a-t-il du gaz de schiste en Languedoc ?

Michel Séranne

► **To cite this version:**

Michel Séranne. Y a-t-il du gaz de schiste en Languedoc ?. Annales de la Société d'Horticulture et d'Histoire Naturelle de l'Hérault, 2014, 154, pp.80-95. hal-03004640

HAL Id: hal-03004640

<https://hal.science/hal-03004640>

Submitted on 17 Nov 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Y a-t-il du gaz de schiste en Languedoc ?

Michel Séranne

Géosciences Montpellier
CNRS/ Université Montpellier 2
34095 Montpellier cedex

Article publié en 2014, Annales de la SHHNH, 154: 80-95.

Résumé : *La polémique sur les gaz de schistes a éclaté en France, à la fin de l'année 2010, en se focalisant sur l'opportunité ou sur les dangers qu'il y aurait à exploiter cette ressource énergétique non-conventionnelle. La question initiale sur l'existence même de la ressource a été éludée. Sur la base de la géologie du Languedoc, on procède à une analyse critique du potentiel en hydrocarbures des différents secteurs de la région. On examine les méthodes d'évaluation de la ressource et des réserves éventuelles qui pourraient exister dans le sous-sol Languedocien et on analyse les raisons de l'incertitude.*

Mots-clés : *énergie fossile, ressource, réserve, hydrocarbures non-conventionnels, géologie du sous-sol, histoire géologique régionale*

Abstract : *The heated debate on shale gas broke-out in France towards the end-2010. It immediately focused on the opportunity or danger of shale gas extraction, without addressing the initial question : is there shale gas ? Based on geology, this contribution critically analyses the potential of hydrocarbon resources in several areas of Languedoc. The different evaluations of resources and reserves that might exist in underground Languedoc are assessed and the reasons for the large uncertainty are analysed.*

Keywords : *fossil energy, resource, reserve, unconventional hydrocarbons, underground geology, regional geological history*

Introduction

La question de l'exploration et l'exploitation de gaz de schistes a éclaté en France à la fin de 2010 avec la diffusion du film « *Gasland* » de Josh Fox, alors qu'elle avait fait l'objet d'articles passés inaperçus dans la presse nationale (*Le Monde* 21 /03/ 2010) et régionale (*Midi Libre*, 22/04/2010), lors de l'attribution des permis d'exploration [BEPH, 2010]. En quelques semaines, la polémique a envahi tous les espaces de communication et de discussion. Elle opposait d'une part les tenants de l'exploitation, essentiellement pour des raisons économiques et d'autre part, les tenants de l'arrêt de l'exploration, essentiellement pour des raisons de risque environnemental excessif. On peut s'interroger sur l'aspect manichéen de cette polémique : « pour ou contre les gaz de schiste ? », cependant, la première question à aborder ne devrait-elle pas être celle de l'existence même d'une ressource dans les territoires concernés ?

Demande énergétique vs transition énergétique

La consommation énergétique mondiale augmente très fortement (+10 % par an sur les dernières décennies) et la part des énergies fossiles représentera encore 70 à 80 % de l'énergie consommée dans le monde, à l'horizon 2035 (*World Energy Outlook, 2011*). Si on peut raisonnablement espérer que la part des énergies renouvelables augmente dans certains pays, elles ne pourront pas assurer la relève des énergies fossiles à cette échéance. Les ressources énergétiques fossiles, issues de l'évolution géologique de la matière organique dans les bassins sédimentaires, représentent donc un enjeu essentiel pour la période de transition énergétique qui - dans les scénarios les plus optimistes - durera plusieurs décennies. Par ailleurs, l'épuisement des énergies fossiles amène un intérêt nouveau et croissant pour des ressources jusques là négligées car d'exploitation trop difficile. La raréfaction de la ressource contribue à l'augmentation de son prix, permettant la mise en œuvre de procédés d'exploration et d'exploitation jusques là exorbitants. La distribution géographique de ces ressources énergétiques, qualifiées de manière informelle de « non-conventionnelles », ne se superpose pas obligatoirement aux provinces classiques de l'activité pétrolière et gazière, modifiant ainsi de manière significative le panorama économique - donc stratégique - à l'échelle mondiale.

Dans ce contexte global, la France fait partie des pays dont la consommation énergétique - bien qu'élevée - baisse quelque peu depuis le début du XXI^e siècle [Jancovici, 2013]. Cependant, le pays souhaite atténuer sa dépendance énergétique et améliorer sa balance commerciale, pour cela, le gouvernement accorde des permis d'exploration pour des ressources énergétiques fossiles sur le territoire national. Le territoire métropolitain présente en effet des bassins sédimentaires susceptibles de contenir des gisements d'hydrocarbures, notamment les grands bassins sédimentaires Mésozoïques à Cénozoïques d'Aquitaine, de Paris et du Sud-Est [Curnelle and Dubois, 1986]. Le bassin d'Aquitaine [Biteau et al., 2008] est le siège d'exploitation pétrolière et gazière depuis le milieu du XX^e Siècle. Le Bassin de Paris [Guillocheau et al., 2000] a fait l'objet d'exploration donnant lieu à exploitation de pétrole, notamment à l'est de la capitale. Dans les dernières années, des explorations préliminaires ont montré le potentiel de ce bassin pour des hydrocarbures non-conventionnels de type « shale oil » [Chungkham, 2009]. Plus près de chez nous, le Bassin du Sud-Est a fait l'objet de multiples campagnes d'explorations pour les hydrocarbures depuis la Deuxième Guerre

Mondiale, mais n'a - jusqu'à présent - jamais donné lieu à des découvertes économiquement significatives [Héritier, 1994]. L'attribution de 3 permis d'exploration spécifiquement pour les gaz de schiste en mars 2010 [BEPH, 2010], signait une nouvelle phase l'exploration dans le Bassin du Sud-Est. D'un point de vue géodynamique, les déformations de grande et courte longueur d'onde, les fortes variations de subsidence et les déformations tectoniques distinguent ce bassin des deux autres [Le Pichon et al, 2010].

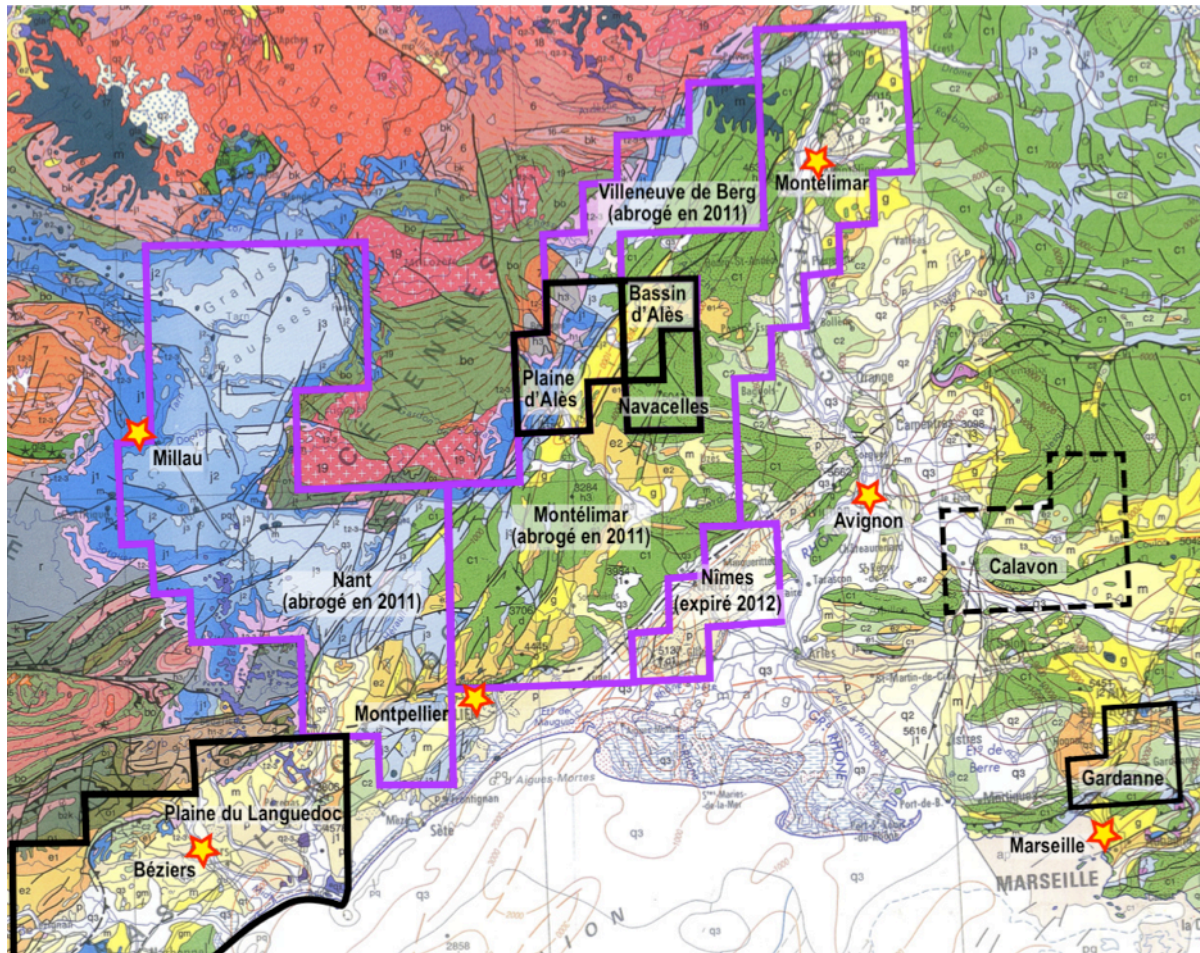


Fig. 1 : Carte des permis d'exploration (données le BEPH) superposés à la carte géologique au millionième du BRGM. Les contours en noir correspondent aux permis d'exploration d'hydrocarbures, en cours de validité au 1 juin 2014 (le pointillé est une « demande » en train d'être instruite). Les contours en violet correspondent aux permis d'exploration attribués en 2010 et qui ont été abrogés en 2011. On remarque que : 1) les permis évitent les zones de socle (impossibilité de générer des hydrocarbures) ; 2) les différents permis recouvrent des régions de géologie contrastée.

Ressources vs Réserves

L'estimation des ressources globales est un exercice difficile à cause de l'hétérogénéité des données géologiques disponibles dans les différents bassins sédimentaires du Monde [EIA, 2011]. Pour ce qui concerne la France et plus précisément le Languedoc, situé dans le Bassin du Sud-Est, l'EIA projetait des réserves en gaz correspondant à un siècle de consommation actuelle du pays ! Les estimations publiées par l'EIA étaient très élevées cependant, les deux parties impliquées dans la polémique

ont adopté ces chiffres sans les remettre en question : les pro-gaz de schiste faisaient valoir le pactole qu'on ne pouvait ignorer, alors que les opposants faisaient grandir l'épouvantail. Quoi qu'il en soit, cette information fut acceptée telle quelle, alors que tout autre communiqué concernant les gaz de schiste était habituellement accueilli avec beaucoup de suspicion.

Examinons les bases de ces estimations et tout d'abord, ressource et réserve, de quoi parle-t-on ? Les **ressources** constituent l'ensemble des hydrocarbures existant dans les formations géologiques à un endroit donné, alors que les **réserves** correspondent à la portion que l'on pourra extraire. Les incertitudes sur les deux grandeurs sont grandes, comme nous allons le voir plus loin. Pour une ressource donnée, la part que l'on est capable d'extraire (réserve) varie en fonction de trois paramètres :

- la connaissance géologique (contrôle sur l'évolution géologique du bassin sédimentaire, meilleure résolution sur la structure du sous-sol,)
- les techniques de récupération (forages plus profonds et plus ciblés, fracturation hydraulique,)
- l'économie (l'augmentation du cours du baril permet la mise en production de réservoirs jusque là inaccessibles).

Notons que si l'amélioration des techniques de production ne peut que faire augmenter les réserves, l'amélioration des connaissances géologiques et les conditions économiques peuvent aussi bien les diminuer que les augmenter. Par exemple, une meilleure résolution des données géologiques peut révéler des conditions localement défavorables à la formation d'hydrocarbures.

Les ressources : Formation des hydrocarbures

Les hydrocarbures résultent de la lente transformation de la matière organique, par des phénomènes géologiques. Ceci implique une séquence de processus se produisant sur des dizaines de millions d'années ; et se déroulant sur une échelle spatiale couvrant toutes les dimensions, du pore (μm) au bassin sédimentaire (100 km) (**Fig. 2**).

Lors de la première étape, des sédiments riches en matière organique se déposent au fond de la mer ou d'un lac. Des couches de sédiments plus récents recouvrent ensuite la matière organique qui se trouve ainsi enfouie et préservée. L'enfouissement progressif de cette **roche-mère** s'accompagne de l'augmentation de la pression et de la température, les deux agents physiques de la transformation de la matière organique, ou **maturation**. Vers le centre du bassin, l'enfouissement est en général plus rapide, et les couches contenant la matière organique atteignent les pressions et températures requises (la **fenêtre à huile**) pour la transformation en pétrole. Si l'enfouissement se poursuit, les parties périphériques passeront elles aussi dans la fenêtre à huile et le centre du bassin, plus profondément enfoui, atteindra la **fenêtre à gaz**. Dans ce bassin sédimentaire, la matière organique déposée en surface a été d'abord transformée en pétrole, puis en gaz. Les paramètres présidant à la maturation de la matière organique sont nombreux et complexes (Pression, Température, composition chimique initiale de la matière organique, temps, etc.). Les gammes de pression et de température classiques pour la fenêtre à huile sont aux environs de 60 à 90 °C pour des pressions correspondant à des profondeurs de 2 à 3 km (**Fig. 2**).

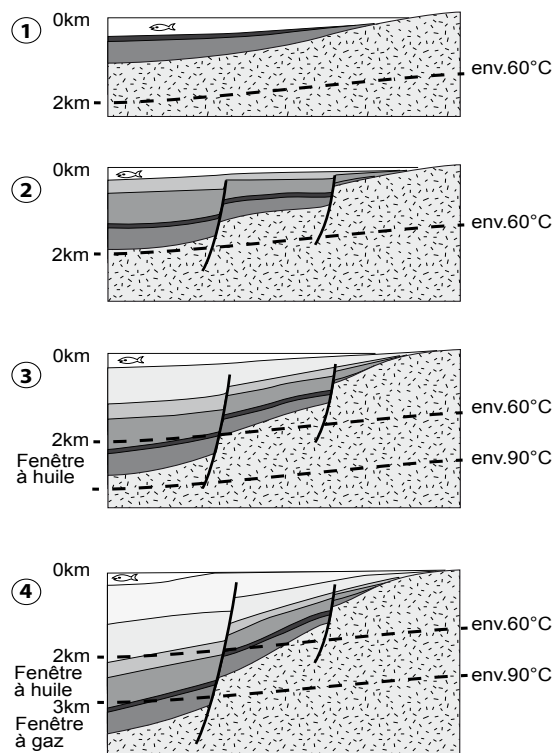


Fig. 2 : Schéma de l'enfouissement et de la maturation d'une roche-mère. 1 : Une couche de sédiment riche en matière organique (noir) se dépose au fond de la mer ou d'un lac. 2 : Au cours du temps, de nouvelles couches plus récentes se déposent par dessus. 3 : L'enfouissement se poursuit et les parties centrales du bassin, plus subsidentes, atteignent la profondeur à laquelle la température ambiante permet la maturation de la matière organique en pétrole, la matière organique entre dans la « fenêtre à huile ». 4 : La subsidence du bassin continue, la roche-mère entre dans la « fenêtre à gaz » au centre du bassin et génère du gaz. On remarque que la roche-mère a subi un enfouissement différentiel selon sa position dans le bassin : elle est restée immature à la périphérie, mais elle produit du pétrole dans le bassin et du gaz au centre. Si les hydrocarbures liquides ou gazeux n'ont pas pu s'extraire de la roche mère trop compacte et imperméable, ils sont restés en place et ont formé des gisements d'hydrocarbures de roche-mère, qui doivent être exploités par des méthodes non-conventionnelles.

Les hydrocarbures conventionnels, liquides ou gazeux, s'échappent de la roche mère dans laquelle ils se sont formés. En tant que fluides, et si la perméabilité des roches environnantes leur permet, ils **migrent** vers le haut où les pressions sont moindres, jusqu'à ce qu'ils soient rassemblés et piégés dans une roche **réservoir**, protégée par une **couverture** imperméable. L'ensemble de ces processus donne lieu à un **système pétrolier**.

En fait, une partie importante des hydrocarbures générés demeure piégée en profondeur, dispersé dans la roche mère. Ce sont ces **gaz et pétrole de roche-mère**, improprement appelés gaz et pétrole de schiste, qui requièrent des méthodes d'exploitation spécifiques et difficiles à mettre en œuvre qui constituent l'essentiel des hydrocarbures non-conventionnels.

Prenant connaissance de l'intérêt des compagnies pétrolières qui avaient obtenu des permis d'exploration en 2010, certains media voyaient le Languedoc comme un nouvel El Dorado. L'évolution géologique des bassins sédimentaires languedociens serait-elle favorable à la présence d'hydrocarbures non-conventionnels ?

Matières organiques

La première étape de l'évaluation consiste à déterminer si l'évolution géologique d'une zone est, ou non, compatible avec la formation d'une ressource en hydrocarbures. Comme dans une recette, tous les ingrédients sont nécessaires, ils doivent intervenir dans un ordre donné et suivre une chronologie précise, et le four doit être bien réglé. La matière organique constitue le premier ingrédient. Dans la région, on connaît une formation argileuse déposée il y a quelques 180 millions d'années sur la plate-forme d'un vaste océan (appelé Téthys) et dans laquelle un contenu en matière organique (de 3

à 8%) issue du plancton, a été préservée de l'oxydation et rapidement recouverte par d'autres sédiments. Cette formation argileuse, très sombre et fissile, d'âge Toarcien (un étage de la base du Jurassique) est surnommée « **schistes carton** ». On peut voir cette formation affleurant dans la combe de Mortières (**Fig. 3**), au sud du Pic St Loup, où elle est remontée vers la surface grâce à une déformation survenue longtemps après son dépôt et une longue histoire d'enfouissement. Cette formation marine, donc continue sur de grandes zones, existe dans le sous-sol des bassins sédimentaires de la région : Grands Causses, Garrigues, Vallée du Rhône [Beaudrimont and Dubois, 1977 ; Mascle and Vially, 1999], mais c'est également la cible de l'exploration pétrolière dans le Bassin de Paris [Chungkham, 2009].



Fig. 3 : Aspect du Toarcien appelé « schiste carton », tel qu'il affleure dans la Combe de Mortières, au sud du Pic Saint Loup.

On connaît une autre formation, plus ancienne, déposée dans des lacs il y a environ 280 millions d'années et dont la couleur noire atteste de la présence de matière organique, issue dans ce cas d'algues et de bactéries. On les appelle d'ailleurs les « **black shales** » de l'Autunien (un étage du Permien). Cette formation est visible à l'est de Lodève, mais dans la plupart des cas, elle est masquée par des séries sédimentaires d'épaisseur kilométrique, plus récentes. De plus, comme il s'agit de dépôts lacustres, donc discontinus dans l'espace, la localisation de ces bassins est très difficile, alors que rien en surface ne laisse présager de leur existence. Grâce à des données de sismique réflexion acquises lors d'explorations pétrolières précédentes, on peut imaginer la présence de certains de ces bassins discontinus, enfouis sous des sédiments plus récents, dans la région Nord Montpellier (**Fig 4**) [Benedicto, 1996; Vernay, 1983].

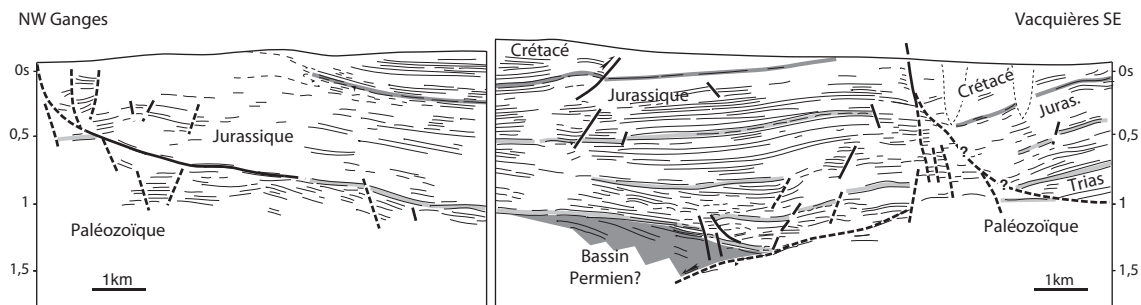


Fig. 4 : Des profils de sismique réflexion acquis dans les garrigues Montpelliéraines permettent d'imager des structures profondes (zone grisée), interprétées comme des bassins sédimentaires d'âge Permien, localisés contre des failles extensives, similaires à celui de Lodève. S'il contiennent des black-shales, ceux-ci peuvent y avoir subi une maturation et généré des hydrocarbure (Modifié d'après [Benedicto, 1996].

Des forages d'exploration pétrolière ancienne ont très localement confirmé la présence de terrains de cet âge (forage de Castries qui échantillonne cette formation à 3,6km de profondeur).

On sait que dans certains sites, les Black Shales de l'Autunien ont subi une évolution favorable à la formation d'hydrocarbures, puisqu'il existe des suintements de pétrole près de Lodève (**Fig. 5**) [Lopez and Petit, 2004] et à Gabian où il a été utilisé depuis 1618 à [Meissas, 1844]. Par contre, cette formation a été exploitée près de Lodève comme gisement d'uranium jusqu'en 1995 [Mathis et al., 1990] ; en cas d'exploitation, la présence de cet élément dans la roche-mère doit être prise en compte.



Fig. 5 : Suintement de pétrole issus des sédiments argileux lacustres « black shales » de l'Autunien (Permien inférieur), dans la région de Lodève. Ceci montre que la maturation de cette matière organique a atteint la fenêtre à huile.

Outre ces deux principales formations, il faut citer les terrains d'âge Eocène et Oligocène (entre 40 et 30 millions d'années), localisés au bassin d'Alès, qui ont fourni de l'asphalte depuis le XVIII^e siècle [Gensanne, 1776] et exploité en mines au début du XX^e siècle. De plus, des forages effectués dans les années 1950 autour de St Jean de Maruéjols ont révélé de toutes petites quantités d'huiles lourdes (un pétrole extrêmement visqueux) qui attestent de la présence de matière organique et d'un contexte favorable à sa maturation [Masclé et al., 1996]. Ces hydrocarbures issus de matière organique lacustre font l'objet de 3 permis de recherche à l'est d'Alès [BEPH, 2014].

Enfin, le charbon qui a été intensivement exploité à Graissessac dans l'Hérault et dans le bassin d'Alès-Bessèges jusque dans les années 1990, constitue une accumulation de matière organique d'origine sensiblement différente (issue des plantes supérieures, terrestres, dont on trouve de magnifiques fossiles). Or, le charbon contient piégé dans ses micro-fractures, 4 à 6 m³ de méthane par tonne : le tristement célèbre "grisou" des mineurs. Ce gaz de houille peut être exploité par forage dans des bassins houillers, comme en Lorraine ou dans le Nord de la France [DREAL, 2014]. Il n'existe à ce jour aucun permis d'exploration de gaz de houille en Languedoc; par contre, l'ancien site minier des lignites de Gardanne (Bouche du Rhône) fait l'objet d'un permis d'exploration [BEPH, 2014].

Vers l'est du bassin, au delà du Rhône, les sédiments marins du Jurassique supérieur deviennent plus marneux et leur contenu en matière organique justifie leur surnom de les "Terres Noires". Ces terrains peuvent également constituer une roche-mère, et fait d'ailleurs l'objet d'une demande de permis d'exploration (demande Calavon, fig. carte permis) mais étant situés hors de la région, nous ne les considérons pas dans cette étude.

De la matière organique aux hydrocarbures : une histoire de géologie locale

Comment connaître l'évolution thermique de la matière organique présente dans certaines formations de la région ? L'enfouissement de la matière organique correspond à l'épaisseur des séries plus récentes qui la recouvrent. Ainsi, le relevé des successions de couches géologiques déposées dans la région de Montpellier constitue un enregistrement de l'histoire géologique à cet endroit et une mesure de l'enfouissement atteint par la roche-mère. Dans des cas très favorables, on dispose de forages pour reconstituer l'empilement des couches au cours du temps ; dans la plupart des cas, on mesure l'épaisseur des couches et on leur affecte un âge, en les analysant sur le terrain. Dans les garrigues Montpelliéraines, les schistes cartons sont actuellement recouverts d'environ 2km de sédiments, dont la majeure partie a été déposée entre -180 Ma et -110Ma (**Fig. 6**).

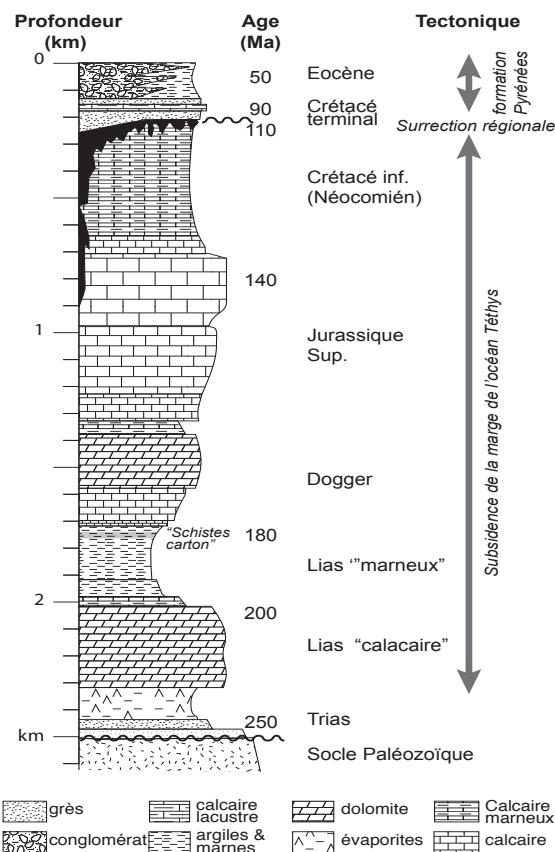


Fig. 6 : Succession stratigraphique synthétique de la région des garrigues Montpelliéraines. En mesurant l'épaisseur des séries mésozoïques sus-jacentes aux schistes carton, on déduit l'enfouissement que cette formation a subi. L'enregistrement sédimentaire contient également des témoins de phases de surrection qu'il faut intégrer dans l'histoire de l'enfouissement.

Pour un gradient géothermique de 30°C/km, on devrait trouver des températures d'une soixantaine de degrés, à peine suffisants pour "entrer dans la fenêtre à huile" et transformer la matière organique en pétrole. Or l'enregistrement géologique révèle l'existence d'un évènement majeur daté de 110 Ma, souligné par le dépôt de bauxites, et qui indique l'élimination par érosion d'une tranche de terrains d'âge Crétacé [Séranne et al., 2002]. Si ces terrains ont été érodés, il a d'abord fallu les accumuler et donc admettre que la zone a subi une subsidence plus importante que ne le laisse croire l'épaisseur de sédiments conservés. C'est ainsi que les schistes cartons situés dans le sous-sol de la région montpelliéraine ont subi un enfouissement plurikilométrique, suivi d'un soulèvement généralisé. Ensuite, entre -65 et -40 Ma, les plissements et les chevauchements liés à la formation des Pyrénées ont également eu pour effet de

remonter des panneaux de terrain (Chevauchement de Montpellier et du Pic Saint Loup, plissement des Garrigues gardoises) [Arthaud and Laurent, 1995]. Ainsi, les schistes cartons situés juste au sud du Pic Saint Loup se trouvent-ils aujourd'hui en surface, après avoir été enfouis de plus de 2km. Par contre, à St Mathieu de Trévières, situé quelques kilomètres à l'est, l'affleurement de terrains du Crétacé inférieur nous indique que les mêmes schistes cartons sont encore enfouis sous 1500m. L'étude de l'empilement des couches permet de reconstituer l'histoire de l'enfouissement et de prédire la maturation de la matière organique, et donc de se prononcer sur l'existence d'une ressource en hydrocarbure. Cependant, l'évolution géologique se distingue selon les zones du bassin sédimentaire considéré, et cela, parfois à très courte distance [Husson, 2013].

Le graphique de la **figure 7** représente de manière simplifiée l'enfouissement (en kilomètres sur l'axe vertical) au cours du temps (en millions d'années sur l'axe horizontal) des deux principales roche-mères, pour 3 zones particulières du bassin sédimentaire : le Larzac (Tournemire), la zone des garrigues Montpelliéraines (Castries) et la région entre Alès et le sud de l'Ardèche (Mont Bouquet). On fait deux hypothèses simples sur le gradient thermique de la zone étudiée : 1) en moyenne la température augmente de 30°C par km, et 2) ce gradient est resté constant tout au long de l'histoire. Il est alors possible d'estimer quelles températures ont subi les roches mères. Un ensemble de marqueurs physiques prélevés sur échantillons en surface ou en carotte, permet d'alimenter les modélisations et ensuite de conforter ou d'infirmer certaines hypothèses [M. Pagel et al., 2014].

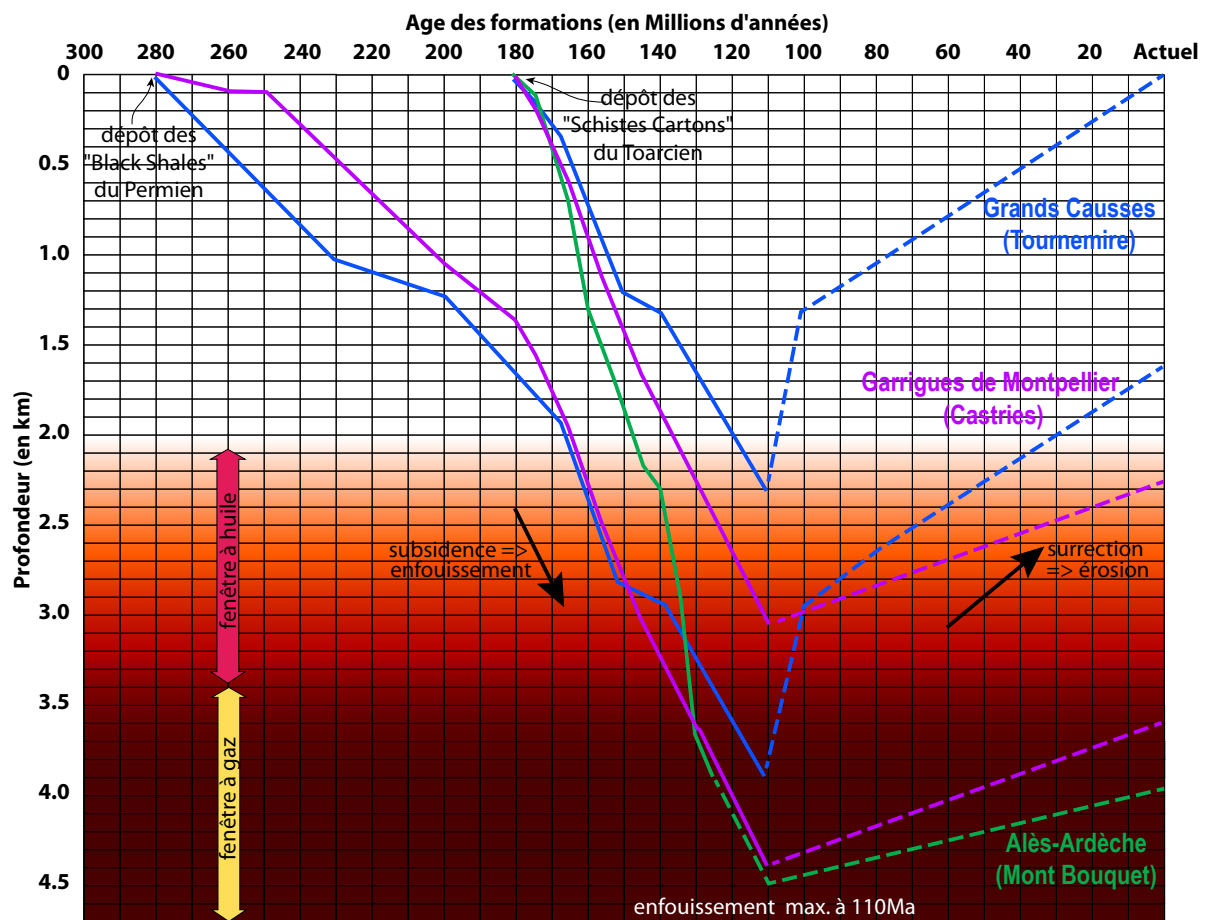


Fig. 7 : Courbes d'enfouissement des Schistes carton et des Black-shales, déposés respectivement il y a 180 et 280 millions d'années, pour trois zones référence : les Grand-Causses (bleu), les garrigues Montpelliéraines

(mauve) et la région Alès-Ardèche (vert). Ces roches mères s'enfouissent au cours du temps, certaines atteignant la fenêtre à huile, puis la subsidence s'arrête et une surrection affecte l'ensemble de la région qui fait remonter les formations enfouies. La surrection détruit partiellement, l'enregistrement sédimentaire par érosion des couches superficielles, aussi, la courbe est incertaine (pointillés). La profondeur actuelle de la roche-mère est par contre bien déterminée. Voir texte pour l'interprétation.

Les schistes carton du Toarcien (déposés en surface il y a 180 Ma) de la région des Grands Causses (Larzac) et du nord-est de Montpellier ont subi un enfouissement à peine suffisant pour rentrer dans la fenêtre à huile ; s'ils peuvent avoir commencé de générer du pétrole, ils n'ont pas pu générer du gaz. La modélisation prend pourtant en compte l'enfouissement d'ordre kilométrique survenu au Crétacé inférieur, érodé à la suite de la surrection de toute la zone survenue au milieu du Crétacé [Peyaud et al., 2005]. Cette roche mère se retrouve aujourd'hui très superficielle, voire affleurante. Dans le bassin des Grands Causses (Larzac) elle n'est pas mature et n'a produit aucun hydrocarbure.

Les schistes carton du Toarcien de la région d'Alès et de l'Ardèche ont subi un enfouissement très important (environ 4 km) et rapide ; ils sont entrés dans la fenêtre à huile dès le Jurassique supérieur puis dans la fenêtre à gaz dès le Crétacé inférieur. Dans cette zone, l'inversion tectonique du Crétacé moyen (vers 110ma) se manifeste par un arrêt de la subsidence, ce qui permet de conserver la roche-mère dans la fenêtre à gaz jusqu'à nos jours. Dans la région Alès-Ardèche, le Toarcien y est mature et produit vraisemblablement du gaz. Ceci est confirmé par une série d'études académiques menées dans les années 1990 sur la bordure Ardéchoise, un peu plus vers le nord [D Bonijoly et al., 1996; Maurice Pagel et al., 1997]. Les formations géologiques s'épaississant vers le SE, il est facile d'anticiper que le Toarcien s'approfondit dans cette direction et qu'il se trouve à près de 10 km de profondeur dans le centre du bassin, à l'aplomb de Carpentras [Séguret et al., 1997]. S'ils sont restés piégés dans la roche-mère, les hydrocarbures y ont été détruits à de telles pressions et températures.

Les Black-shales de l'Autunien du Larzac et du nord de Montpellier (on ne connaît pas d'Autunien dans la région d'Alès-Ardèche) ont connu un enfouissement suffisant pour atteindre la fenêtre à huile (ce que l'on vérifie grâce aux suintements d'huile dans le bassin de Lodève) voire le début de la fenêtre à gaz. Si l'intervalle stratigraphique contenant les Black-shales existe dans les bassins discontinus repérés par sismique réflexion, alors ils ont produit des hydrocarbures.

Estimer des réserves en hydrocarbure dans le Languedoc ?

En examinant l'évolution géologique de la région, nous avons vu qu'il pouvait exister une ressource en hydrocarbures, dans certaines portions du bassin sédimentaire. Mais l'estimation des ressources, qui vient ensuite, est encore plus délicat.

L'US Energy Information Agency a fait des évaluations de ressource en gaz de schiste pour de nombreux pays, et a publié ces résultats dans un [US-Energy-Information-Administration, 2011]. Pour la France, cette agence avance les chiffres très importants de 180×10^{12} pied-cubique, soit 5000 milliards de m³ de gaz récupérable, dont l'essentiel proviendrait du bassin du Sud-Est. Notons que ceci représente 5 milliards de « tonne équivalent pétrole » (tep) et que la consommation nationale de gaz naturel étant actuellement 40 millions de tep, le Bassin du Sud-Est offrirait des réserves en gaz naturel pour de plus de 120 ans ! Les industriels des hydrocarbures interrogés sur cette estimations étaient nettement moins optimistes [Leteurtrois et al., 2011].

Conservons un regard critique sur ces chiffres très optimistes publiés par l'US EIA. Selon [Laherrère, 2011], l'optimisme des évaluations (notamment aux USA) est à relier au changement de paramètres permettant de d'évaluer les « réserves » des compagnies cotées en bourse ; celles-ci ont intérêt à gonfler leur réserves auprès du *Securities and Exchange Commission* (SEC organisme fédéral américain de réglementation et de contrôle des marchés financiers) afin de rassurer leurs investisseurs.

De plus, pour nombre des bassins sédimentaires, l'US Energy Information Agency a revu ses chiffres à la baisse en 2013. Notamment pour la France, les réserves sont passées à 137×10^{12} pied-cubique soit 3800 milliards de m^3 de gaz récupérable [US-Energy-Information-Administration, 2013]. En dépit de cette réduction, ces chiffres représenteraient tout de même 77 ans de consommation nationale actuelle ! Pour les schistes cartons du Bassin du Sud Est, la révision est drastique puisque les auteurs de ce rapport ne donnent plus que 7×10^{12} pied-cubique de réserve, soit à peine 200 milliards de m^3 . Ils attribuent cette diminution par 10 à de meilleures données géologiques, or il n'y a eu aucune acquisition significative de données dans l'intervalle.

Comment estimer les réserves ?

De telles variations d'estimations de réserves pour un même bassin et en si peu de temps interrogent sur les méthodes, et au delà, sur le crédit qu'on peut leur accorder. L'estimation de la réserve est fonction d'une suite de paramètres relativement simples à formuler, mais dont la détermination est extrêmement difficile et soumise à de grandes incertitudes, ainsi que d'autres termes, beaucoup moins intuitifs et dépendants essentiellement de l'évolution géologique. De manière simplifiée, les réserves correspondent au facteur de : la Concentration en Matière organique par l'Épaisseur de la couche de roche-mère par l'Etendue du bassin mature par le Taux de récupération.

En se limitant à ces seuls termes (les plus simples), et compte tenu des intervalles de valeurs mesurées et des incertitudes, les estimations de gaz récupérable sont extrêmement variables. Il apparaît notamment que les chiffres avancés par l'US EIA en 2011 [US-Energy-Information-Administration, 2011] constituent la limite supérieure de la fourchette d'estimation.

Examinons les causes et l'amplitude des variations de valeur des principaux paramètres.

Le contenu en matière organique dépend de l'environnement de dépôt du sédiment, et sa préservation ne se fait qu'en conditions réductrices, et avec un enfouissement rapide. Les analyses géochimiques de carbone organique total sur les schistes cartons du Toarcien révèlent des valeurs de 4 à 6% et de 3 à 8% sur les Black-shales de l'Autunien [Masclé and Vially, 1999].

L'épaisseur de formation « utile » qui présente des teneurs en matière organique suffisante, est beaucoup plus réduite que l'épaisseur de la formation. Elle se réduit à quelques mètres pour les Schistes cartons du Toarcien, alors que l'intervalle stratigraphique relevé en forages est donné pour un total de plusieurs dizaines de mètres. Pour les Black shales, d'origine lacustre, l'épaisseur totale de la formation est encore plus variable : absente dans la plupart des zones, elle peut atteindre 100m très localement.

La surface du bassin semble facile à déterminer. Cependant, l'évaluation est faite par l'US-EIA, sur la totalité de la superficie du bassin du Sud-Est ($48 \cdot 10^3 \text{ km}^2$) alors qu'il convient de retrancher près de 10^4 km^2 correspondant à desaffleurement de terrains plus anciens que le Toarcien, donc où cette formation n'existe pas. De plus, l'extrapolation des paramètres géologiques à l'ensemble du bassin n'est pas une hypothèse pertinente, compte-tenu de la compartimentation importante qui caractérise ce bassin. L'idée d'un gisement continu sur l'ensemble du bassin n'est pas réaliste. Il convient de resserrer la maille d'analyse spatiale à l'échelle du bloc, de taille caractéristique de la dizaine de km, afin d'identifier les zones restreintes, favorables à l'exploitation. Les Black-shales sont dans des petits bassins masqués de 20 à 400 km^2 de superficie.

Le taux de récupération est certainement le paramètre le plus incertain. Toute la matière organique existante dans la formation peut se transformer en hydrocarbure, correspondant au « gaz en place », cependant il n'est possible d'en extraire qu'une petite proportion, dépendante des caractéristiques pétrophysiques, ou paramètres physiques propres aux roches contenant l'hydrocarbure. Dans le cas des hydrocarbures conventionnels, la grande expérience acquise empiriquement grâce aux très nombreux forages dans les roches réservoirs, permet des approximations en se référant à la pétrophysique du réservoir. Pour les hydrocarbures de roche-mère, il n'existe pas encore une telle expérience ; les valeurs publiées dans les cas de production de gaz de schiste aux USA révèlent des valeurs $<10\%$ jusqu'à des valeurs $> 50\%$ [Ground-Water-Protection-Council and ALL-Consulting, 2009]. Le déficit important de connaissances (sédimentologique, lithologique, pétrophysique, rhéologique...) des roches argileuses, par rapport aux autres types de roches (grès, carbonates) qui constituent des réservoirs classiques mieux connus, est un obstacle certain et un axe de recherche à privilégier [Loucks et al., 2009 ; Nelson, 2009 ; Slatt and Abousleiman, 2011]. Les premières études montrent que caractéristiques sédimentologiques, physiques, géochimiques et rhéologiques de ces roches sont déterminantes pour évaluer les porosités, la résistance à la fracturation, la fissilité et la modélisation de la porosité induite par la fracturation. Par exemple, le contenu en argile doit être inférieur à 50% pour que la roche puisse se fracturer, sinon, elle se déforme de manière ductile. Ces études préliminaires mettent également en évidence une extraordinaire diversité des propriétés physiques des échantillons issus des formations géologiques analysées ; il semble que chaque bassin, chaque formation révèle des propriétés distinctes, fondamentales pour évaluer le comportement de la formation soumise à exploitation des hydrocarbures. Dans notre région, les études détaillées sur ces types de roches argileuses sont très rares. On peut citer les *argilites du Toarcien de Tournemire* (Aveyron) ou les *siltites de l'Albien de Marcoule* (Gard), étudiées à l'initiative de l'IRSN et de l'ANDRA, respectivement. L'attribution de taux de récupération pour l'exploitation éventuelle de gaz de schiste dans la région est donc extrêmement difficile.

En définitive, compte-tenu des incertitudes et des approximations sur la valeur des paramètres mis en jeu, les estimations de réserve de gaz de schiste dans la région varient de 3 ordres de grandeur. Cette grande incertitude est notée par les évaluations de l'US-EIA qui calculent un « facteur de succès » de seulement 18% pour l'exploration des schistes cartons du Bassin du Sud-Est (50% dans le Bassin de Paris) [US-Energy-Information-Administration, 2013].

Dans le Bassin du Sud-Est, la géologie indique qu'il peut y avoir localement une ressource en gaz de schiste, mais la question fondamentale de l'évaluation des réserves, n'est pas résolue à ce jour.

Les données géologiques disponibles

Les modélisations de systèmes pétroliers, l'identification des gisements et les estimations de réserves dépendent en premier lieu des données géologiques disponibles pour la zone d'exploration. Concernant le Bassin du Sud-Est, les données géologiques disponibles ont été acquises à l'occasion de programmes de recherche, publique ou privée :

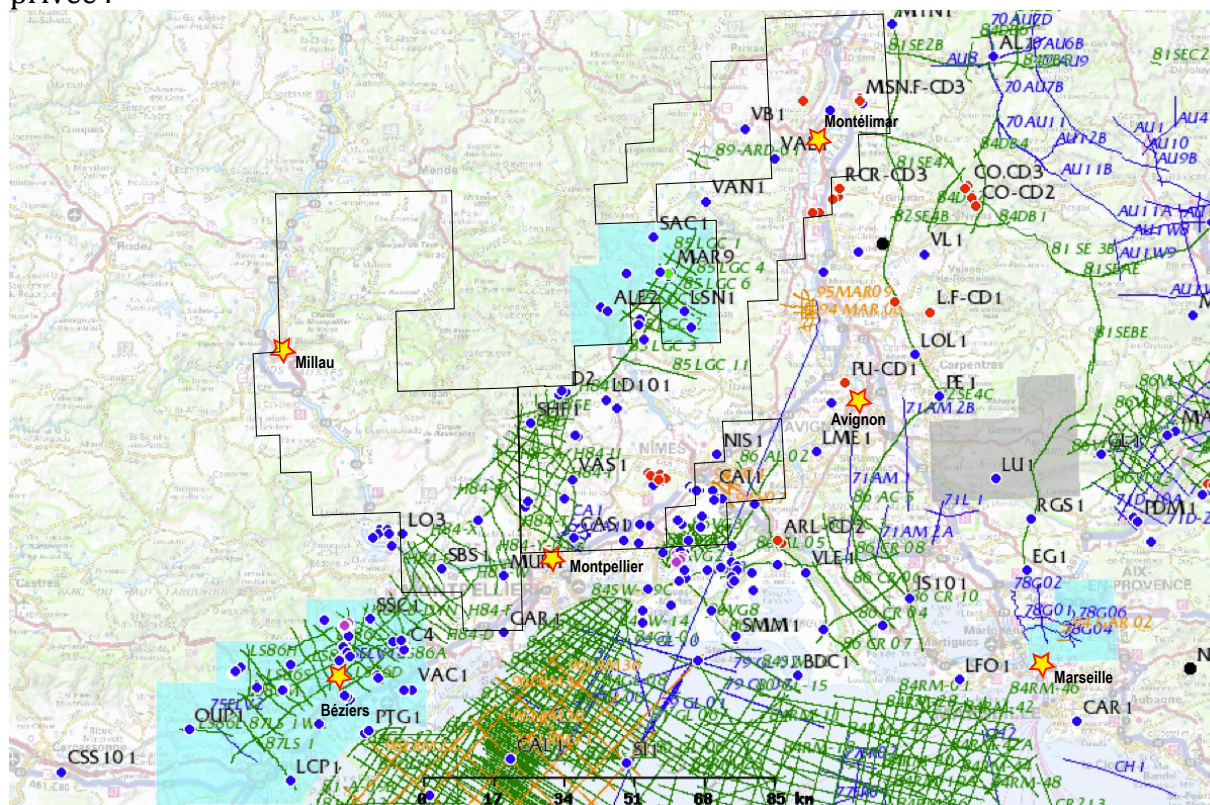


Fig. 8 : Carte de la base de données pétrolières pertinentes pour la connaissance du sous-sol profond dans le sud de la France (dans le triangle Marseille, Béziers, Montélimar). Document BEPH, modifié. Les cercles bleu, rose et rouge sont les forages d'exploration acquis entre 1950 et 1990. Les lignes de couleurs sont les profils de sismique réflexion acquis dans les années 1970 (bleu), 1980 (vert) et 1990 (orange). Les zones cyan sont les permis d'exploration en cours, en 2014 ; la zone en gris est une demande de permis d'exploration. Les zones délimitées par des traits noirs correspondent aux permis d'explorations accordés en 2010 (voir également Fig. 1). Les données disponibles sur la géologie profonde sont anciennes (> 25 ans), mal distribuées, et de faible résolution spatiale.

- Les données issues de l'exploration pétrolière des années 1950 aux années 1990 [Héritier, 1994] correspondent aux profils de sismique réflexion et aux forages d'exploration, qui se sont révélés secs. Les mesures effectuées dans les forages sont anciennes et incomplètes ; seulement quelques carottes furent prélevées, surtout dans les intervalles réservoirs, pas dans les niveaux riches en argile. Le plus grand nombre de forages pétroliers sur un même permis (27 forages sur le permis de Montélimar de 4327, abrogé en 2011) correspond à une densité 6 fois moindre que la moyenne au USA ! (où l'on compte en moyenne sur tout le territoire 36 forages par 1000 km², soit un tous les 5 km !). La distribution des données pétrolières est extrêmement contrastée sur la

région (**Fig. 8**): il n'existe par exemple aucun forage ni aucune ligne de sismique réflexion sur les Grands Causses (ancien permis de Nant, abrogé en 2011).

- La synthèse géologique régionale du Bassin du Sud-Est [*Debrand-Passard and Courbouleix, 1984*] constitue le seul ouvrage de référence, à l'échelle du bassin. Il s'agit d'une compilation et synthèse de données, acquises avant que la sismique réflexion qui donne la géométrie en profondeur des bassins, ne soit mise à disposition de la communauté scientifique. De plus, l'acquisition et l'interprétation des données stratigraphiques et sédimentologiques est antérieures à l'émergence des concepts de stratigraphie séquentielle qui a révolutionné la géologie sédimentaire à la fin des années 1980.

- La géologie de surface est bien connue grâce à la Carte de France au 1/50 000^e du BRGM. Les levés datent des années 60' à 80', et les derniers levés datent des années 90'.

- Le Programme académique national « GPF Ardèche » (Géologie Profonde de la France) réalisé dans les années 1990 a permis l'acquisition de sismique réflexion, de forages avec échantillonnage réguliers et entièrement diagraphiés. Les données ont été analysées et ont donné lieu à des modélisations de bassin intégrant stratigraphie, cinématique, thermique, interactions fluide-roche [*D. Bonijoly et al., 1996*]. Il s'agit de l'acquisition de données suivie de l'étude académique intégrée, la plus récente (20 ans !) effectuée sur une petite partie du Bassin du Sud-Est.

- Le programme d'étude en vue du stockage souterrain de déchets radioactifs de Marcoule (Gard Rhodanien), réalisé par l'ANDRA, également dans les années 1990 a donné lieu à acquisition de sismique réflexion, de forages carottés et d'analyses complètes [*ANDRA, 1997*]. Cependant, l'objectif étant dans les séries de l'Albien (Crétacé moyen), et étant situé dans une partie très subsidente du bassin du Sud-Est, les structures profondes et l'histoire ancienne (notamment Toarcien) n'a pas été pas abordée par ce programme.

- Des retraitements d'ancienne sismique pétrolière régionale ont été réalisés par différents organismes (ANDRA, CEA, BRGM, Collège de France,...) pour des objectifs divers et souvent très localisés. Il s'agit de réinterprétations modernes des données anciennes mentionnées plus haut.

- Les programmes universitaires sont encore très actifs dans le Bassin du Sud-Est: Ils permettent l'acquisition de données de surface et de proche surface (moins de 1km de profondeur) par des méthodes de géologie de terrain, de géophysique de sub-surface, d'hydrogéologie, de sismo-tectonique, de géochimie,...

En définitive, la connaissance géologique du Bassin du Sud-Est repose sur des données anciennes (les plus récentes ont été acquises il y a 25 ans !), acquises avec des méthodes et traitées avec des procédés aujourd'hui dépassés. Elles sont très mal distribuées. Elles sont superficielles et leur densité décroît exponentiellement avec la profondeur, laissant le sous-sol quasiment vierge au delà de 1km de profondeur. La résolution spatiale des données intéressant au moins 1 km de profondeur est toujours supérieure à 10 km. Dans ces conditions, il est aisé de concevoir la difficulté à obtenir une évaluation pertinente de la ressource en gaz de schiste – et à fortiori de la réserve – dans le Bassin du Sud Est.

Le sous-sol, *terra incognita* ?

On le voit, le sous-sol est très mal connu. Cette affirmation choque. Quoi, l'Homme observe les confins de l'Univers, sonde les fosses océaniques, échantillonne Mars, et ne saurait pas ce qui se passe quelques centaines de mètres sous ses pieds ?

L'hétérogénéité et la diversité géologique des sous-sols est immense, et les savoirs acquis outre-Atlantique sur l'exploration des gaz de schiste ne s'extrapole pas aisément en Languedoc. En effet, le sous-sol Languedocien possède des spécificités qu'il convient d'intégrer dans les études.

Contrairement aux vastes bassins d'avant-pays de l'Est des USA, ou même, à la différence du grand bassin intra-continental de Paris, le Bassin du Sud-Est (et le Languedoc en particulier) est une zone extrêmement compartimentée. Ceci résulte de la superposition de phases tectoniques, de directions presque perpendiculaires, survenues depuis le dépôt des schistes-carton : subsidence au Mésozoïque, soulèvement au Crétacé, formation des Pyrénées, compression Alpine, effondrement du Golfe du Lion. Autant de mouvements accommodés par des failles découpant le bâti, décalant les structures, soulevant cette zone, abaissant celle-ci. Il en résulte un pays compartimenté en panneaux d'une dizaine de kilomètres, d'évolutions géologiques distinctes et bien souvent contrastées. Les systèmes pétroliers sont ainsi tout aussi diversifiés. Or les données disponibles sur le sous-sol du Languedoc n'ont pas la résolution suffisante pour appréhender cette complexité. La vision actuelle est « lissée » à partir d'interpolations s'appuyant sur des données très espacées (>10km) ou bien extrapolées vers des zones dénuées de toute données profondes (comme sous le Larzac).

Une autre conséquence de l'évolution polyphasée du Languedoc est l'existence d'un réseau dense de failles héritées, dont on ne sait pas – a priori- si elles ont un comportement de drain ou de barrière vis à vis des fluides. Certaines zones de failles sont connues pour permettre des circulations de fluides profonds et peuvent donc agir comme drain pour la circulation d'autres fluides. Par exemple, le CO₂ d'origine profonde à l'origine de la Source Perrier de Vergèze (Gard) remonte le long de la faille de Nîmes ; les eaux thermales de la station de Balaruc (Hérault) empruntent un réseau de failles mal connu [Aquilina et al., 2002] ; des traceurs géochimiques mesurés dans les eaux du Lez semblent indiquer des circulations de fluides issus du socle, le long de la faille des Matelles [Caetano Bicalho, 2010]. Cette question a des incidences sur le risque de transfert de contaminants (méthane ou liquides de fracturation hydraulique) à partir des forages qui pourraient traverser une faille, et il convient :1) de mieux contrôler la géométrie des failles en profondeur [Husson, 2013] et de déterminer leur rôle vis à vis des fluides [Ballas, 2013].

La géologie du Languedoc se distingue également de celle des bassins nord-américains par la prépondérance des formations carbonatées du Mésozoïque [Beaudrimont and Dubois, 1977], susceptibles d'être karstifiées (dissolution des carbonates par l'eau météorique circulant dans le volume rocheux). Le système d'aquifère karstique constitue une des réserves majeures d'eau potable dans le Languedoc [Bakalowicz, 2005]. Les karsts sont actuellement actifs dans les 300 premiers mètres à partir de la surface. Il existe également des karsts anciens ou paléokarsts qui se sont formés lors d'épisodes anciens d'exposition des séries carbonatées à la surface (Crétacé moyen : le « karst des bauxites » ; Paléocène ; Miocène inférieur et Messinien [Husson, 2013]). Les réseaux karstiques présentent une vulnérabilité importante aux contaminations, car la transmissibilité des terrains karstiques est plusieurs ordres de grandeurs plus importante que dans les terrains poreux. Là encore, une meilleure

connaissance du sous-sol permettrait d'améliorer les contrôles lors d'une hypothétique exploitation de gaz de schiste, mais dans l'immédiat, elle permettrait d'optimiser l'utilisation des ressources en eau souterraine.

Conclusion

La question initiale était posée de manière simpliste : *Y a-t-il des gaz de schiste en Languedoc ?*

La réponse est nuancée. La géologie indique qu'il est vraisemblable qu'il y ait du gaz de schiste en place dans le Toarcien situé au nord-est de Montpellier, vers le Gard et l'Ardèche ; elle indique aussi qu'il ne peut pas en exister dans cette formation, dans les Grands Causses.

La réponse est très incomplète : s'il existe probablement une ressource en place, on ne connaît pas les réserves. En effet, faute de données géologiques suffisamment récentes, bien distribuées et de résolution adéquate il est impossible de déterminer précisément les enveloppes des gisements ; faute de connaissance sur les propriétés physico-chimiques des formations ciblées, il est impossible d'évaluer des taux de récupération.

La réponse est encore plus incertaine en ce qui concerne les Black-shales du Permien. On n'est pas en mesure de localiser les gisements discontinus et cachés sous une épaisse couverture.

Les expériences acquises lors de l'exploration et de l'exploitation de gaz de schiste au USA ne peuvent pas être directement extrapolées au cas Languedocien, du fait des spécificités géologiques qui les distinguent. Les bassins sédimentaires nord-américains, plus vastes et structuralement plus simples, ont un sous-sol bien connu ; par contre, en Languedoc, polyphasé, compartimenté et essentiellement carbonaté, le maillage de données du sous-sol est beaucoup trop lâche pour pouvoir valablement aborder la question des réserves.

Références bibliographiques

- ANDRA (1997), *Journées Scientifiques Gard - Bagnols/Cèze*, ANDRA-CNRS.
- Aquilina, L., B. Ladouche, N. Doerfliger, J. L. Seidel, M. Bakalowicz, C. Dupuy, and P. Le Strat (2002), Origin, evolution and residence time of saline thermal fluids (Balaruc springs, southern France): implications for fluid transfer across the continental shelf, *Chemical Geology*, 192, 1-21.
- Arthaud, F., and P. Laurent (1995), Contraintes, déformation et déplacement dans l'avant-pays Nord-pyrénéen du Languedoc méditerranéen, *Geodynamica Acta*, 8, 142-157.
- Bakalowicz, M. (2005), Karst groundwater: a challenge for new resources, *Hydrogeology Journal*, 13, 148-160.
- Ballas, G. (2013), Modèle structural, mécanique et pétrophysique de la localisation de la déformation dans les grès poreux (Provence, France), Univ-Montpellier 2.
- Beaudrimont, A. F., and P. Dubois (1977), Un bassin mésogéen du domaine péri-Alpin: le sud-est de la France, *Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf Aquitaine*, 1(1), 261-308.
- Benedicto, A. (1996), Modèles tectono-sédimentaires de bassins en extension et style structural de la marge passive du Golfe du Lion (SE France), Doctorat thesis, 242 pp, Univ. Montpellier 2.
- BEPH (2010), Périmètre des titres miniers d'hydrocarbures, Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de la Mer.

- BEPH (2014), Périmètre des titres miniers d'hydrocarbures, Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie.
- Biteau, J.-J., A. L. Marrec, M. L. Vot, and J.-M. Masset (2008), The Aquitaine Basin, *Petroleum Geoscience*, 12(3), 247-273; DOI: 210.1144/1354-079305-079674.
- Bonijoly, D., J. F. Sureau, and S. M. (Eds.) (1996), *GPF Ardèche : a scientific drilling programme for fluid-rock interaction studies along an extensional palaeo-margin*.
- Bonijoly, D., J. Perrin, F. Roure, F. Bergerat, L. Courel, S. Elmi, A. Mignot, and GPF-Team (1996), The Ardèche paleomearain of the South-East Basin of France: mesozoic evolution of a part of the tethyan continental margin, *Mar. & Petrol. Geol.*, 13(6), 607-623.
- Caetano Bicalho, C. (2010), Hydrochemical characterization of transfers in karst aquifers by natural and anthropogenic tracers. Example of a Mediterranean karst system, the Lez karst aquifer (Southern France), Doctorat thesis, 133 pp, AgroParisTech.
- Chungkham, P. (2009), Paris Basin offers opportunities for unconventional hydrocarbon resources, *First Break*, 27(January), 45-52.
- Curnelle, R., and P. Dubois (1986), Evolution mésozoïque des grands bassins sédimentaires français; bassin de Paris, d'Aquitaine et du Sud-Est, *Bull. Soc. Geol. Fr.*, 8, 526-546.
- Debrand-Passard, S., and S. Courbouleix (1984), *Synthèse géologique du Sud-Est de la France - Stratigraphie et paléogéographie*, 615 pp., BRGM, Orléans, France.
- DREAL (2014), Note d'information relative aux gisements d'hydrocarbures dits "non conventionnels" et à l'exploitation minière en région Nord Pas de Calais en 2014, *Rapport public Rep.*, DREAL Région Nord Pas de Calais.
- EIA (2011), World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States *Rep.*, 365p pp, U.S. Energy Information Administration (EIA).
- Gensanne, A. (1776), *Histoire naturelle de la Province de Languedoc*, Rigaud, Pons & Cie, Montpellier.
- Ground-Water-Protection-Council, and ALL-Consulting (2009), Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer *Rep.*, 116 pp, U.S. Department of Energy , Office of Fossil Energy.
- Guillocheau, F., et al. (2000), Meso-Cenozoic geodynamic evolution of the Paris Basin: 3D stratigraphic constraints, *Geodin. Acta*, 13(189-245).
- Héritier, F. (1994), A history of petroleum exploration in France, in *Hydrocarbon and petroleum geology of France*, edited by A. Mascle, pp. 29-49, Springer-Verlag.
- Husson, E. (2013), Interaction géodynamique/karstification et modélisation géologique 3D des massifs carbonatés : Implication sur la distribution prévisionnelle de la karstification. Exemple des paléokarsts crétacés à néogènes du Languedoc montpelliérain, Doctorat thesis, 314 pp, Université Montpellier 2.
- Jancovici, J.-M. (2013), Quelques séries longues sur l'énergie dans diverses régions du monde, in *Manicore*, edited.
- Laherrère, J. (2011), Réserves et ressources des shale oil & shale gas, paper presented at Xe anniversaire du Forum Energie et géopolitique, Nice, 1-3 décembre 2011.
- Le Pichon, X., C. Rangin, Y. Hamon, N. Loget, J. Y. Lin, L. Andreani, and N. Flotte (2010), Geodynamics of the France Southeast Basin, *Bull. Soc. Geol. Fr.*, 181(6), 477-501, 410.2113/gssgfbull.2181.2116.2477.
- Leteurtris, J.-P., J.-L. Durville, D. Pillet, and J.-C. Gazeau (2011), Les hydrocarbures de roche-mère en France - Rapport provisoire *Rep.*, 56 pp, Conseil Général de l'industrie de l'énergie et des technologies - Conseil général de l'environnement et du développement durable.
- Lopez, M., and J. P. Petit (2004), Traps and Top Seals in the Lodève Permian Basin, South of France, *TOTAL, GSR/FIT/Formation Géologie Rep.*, TOTAL, GSR/FIT/Formation Géologie.
- Loucks, R. G., R. M. Reed, S. C. Ruppel, and D. M. Jarvie (2009), Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-Scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale, *J. Sed. Res.*, 79, 848-861, doi: 810.2110/jsr.2009.2092
- Mascle, A., and R. Vially (1999), The petroleum systems of the South-East Basin and Gulf of Lions (France), in *The Mediterranean Basins : Tertiary extension within the Alpine Orogen*, edited by B. Durand, L. Jolivet, F. Horváth and M. Séranne, The Geological Society, London.

- Masclé, A., R. Vially, E. Deville, B. Biju-Duval, and J. P. Roy (1996), The petroleum evaluation of a tectonically complex area: the western margin of the Southeast Basin (France), *Mar. & Petrol. Geol.*, 13(8), 941-961.
- Mathis, V., J. P. Robert, and J. Saint Martin (1990), Géologie et métallogénie des gisements d'uranium du bassin permien de Lodeve (sud du Massif central français), *Chronique de la Recherche Minière*, 499, 31-41.
- Meissas, N. (1844), *Le Monde Souterrain (Géologie) – Beautés et merveilles de la Création*, 179 pp., Bruxelles.
- Nelson, P. H. (2009), Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales, *Aapg Bulletin*, 93(3), 329-340.
- Pagel, M., J. Barbarand, D. Beaufort, C. Gautheron, and J. Pironon (2014), *Bassins sédimentaire - Les marqueurs de leur histoire thermique*, EDP Sciences.
- Pagel, M., J.-J. Braun, J. R. Disnar, L. Martinez, C. Renac, and G. Vasseur (1997), Thermal history constraints from organic matter, clay minerals, fluid inclusions and apatite fission track studies at the Ardèche paleo-margin (Ba1 drill hole, GPF Program, France), *J. Sed. Res.*, 67(1), 235-245.
- Peyaud, J. B., J. Barbarand, A. Carter, and M. Pagel (2005), Mid-Cretaceous uplift and erosion on the northern margin of the Ligurian Tethys deduced from thermal history reconstruction, *Int. J. Earth Sciences*, 94(3), 462-474.
- Séguret, M., A. Benedicto, and M. Séranne (1997), Structure profonde de la région du Gard Rhodanien - Apport du retraitement et de la réinterprétation de données sismiques régionales, paper presented at Journées Scientifiques Gard, Bagnols/Cèze (Gard).
- Séranne, M., H. Camus, F. Lucazeau, J. Barbarand, and Y. Quinif (2002), Surrection et érosion polyphasées de la bordure cévenole - Un exemple de morphogénèse lente, *Bull. Soc. Geol. Fr.*, 173(2), 97-112.
- Slatt, R. M., and Y. Abousleiman (2011), Merging sequence stratigraphy and geomechanics for unconventional gas shales, *The Leading Edge*, 30(3), 274-282, 210.1190/1191.3567258.
- US-Energy-Information-Administration (2011), World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States *Rep.*, 365 pp, US-EIA.
- US-Energy-Information-Administration (2013), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States *Rep.*
- Vernay, P. (1983), Influence des structures antérieures au Permien sur les évènements tectoniques et sédimentaires post-Hercyniens - Contribution à la localisation des bassins Permien cachés sous la couverture Mésozoïque du Languedoc, *unpublished report Rep. R.G 143*, Université Montpellier 2 - Total CFP.