

Zeitschrift: Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -Ingenieure
Herausgeber: Vereinigung Schweizerischer Petroleum-Geologen und -Ingenieure
Band: 30 (1963-1964)
Heft: 79

Artikel: Les possibilités pétrolières du Bassin de Dinant
Autor: Copponex, J.-P.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-192675>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 01.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Les possibilités pétrolières du Bassin de Dinant

avec 1 figure dans le texte

par J.-P. COPPONEX, Genève

Introduction

Depuis 1959, diverses Compagnies de Pétrole ont pris des permis de recherches sur un des hauts-lieux de la géologie dévonienne et carbonifère: Le Bassin de Dinant. Ce bassin, d'une largeur moyenne de 50 km et d'une longueur de plus de 300 km s'étend comme chacun le sait en Belgique et dans le Nord de la France. C'est la question controversable de ses possibilités pétrolières que l'on examine brièvement dans les lignes qui suivent.

Stratigraphie

Gédinnien de Gédinne, Couvinien de Couvin, Givétien de Givet, Frasnien de Frasnes et Famennien de la Famenne, tous ces étages dévoiens ont leur localité-type dans le bassin de Dinant en Belgique. Ils ont été définis dans un ouvrage du siècle passé qui fait encore autorité aujourd'hui: «L'Ardenne» de J. GOSSELET.

Pour les besoins du présent article, nous nous contentons ici d'un résumé stratigraphique très succinct:

Le Dévonien inférieur du bassin de Dinant est essentiellement schisto-gréseux, marin. Des passées continentales témoignent de la présence proche du Continent des Vieux-Grès-Rouges, qui s'étendait au Nord jusqu'au Spitzberg et au-delà. L'épaisseur du Dévonien inférieur dépasse 3000 m sur le bord sud du bassin de Dinant et diminue fortement vers le Nord.

Le Dévonien moyen est essentiellement calcaire, marin. Le Couvinien est calcaréo-schisteux, tandis que le Givétien est représenté par la classique «Calcaire de Givet» d'une épaisseur approximative de 500 m sur le flanc sud du bassin.

Le Dévonien supérieur est mixte. Le Frasnien comprend des alternances de schistes et de calcaires récifaux sur plusieurs centaines de mètres d'épaisseur. Les récifs, superposés, se rencontrent à 3 époques différentes du Frasnien moyen. Quant au Famennien il est essentiellement schisto-gréseux.

Le Dévonien est surmonté en concordance apparente par le Calcaire dinantien (Le «Calcaire Carbonifère» productif à Eakring, en Angleterre), lui-même suivi du Westphalien schisto-gréseux riche en charbon, exploité dans le bassin de Namur, au Nord du bassin de Dinant.

Le Paléozoïque décrit ci-dessus est recouvert dans le Nord de la France d'une mince succession de terrains subhorizontaux d'âge Mésozoïque.

Tectonique

Le bassin de Dinant a été extrêmement plissé par l'orogénèse hercynienne. Il en est résulté une série très comprimée de synclinaux et d'anticlinaux parallèles, très allongés dans le sens est-ouest, et dont les flancs sont à forts pendages, 60° en moyenne.

Le cœur des synclinaux date généralement du Carbonifère, alors que les anticlinaux contigus sont ouverts plus ou moins profondément dans le Dévonien.

Une très grande faille, dite Faille du Midi, fait chevaucher le Dévonien du bassin de Dinant sur le Carbonifère du bassin situé plus au Nord, le bassin de Namur. C'est sous cet important chevauchement de plusieurs kilomètres que s'exploite la plus grande partie des charbons Westphaliens de Belgique et de France du Nord. Cet accident majeur est également d'âge hercynien.

Les mouvements post-hercyniens ont été très faibles. Tous les terrains post-hercyniens sont presque horizontaux.

Métamorphisme et induration

Le Paléozoïque du bassin de Dinant a subi une forte diagenèse, voire un certain métamorphisme*, consecutifs de l'orogénèse hercynienne.

Le métamorphisme du Dévonien a une tendance générale à diminuer vers le Nord. Il est du stade épizonal près du massif de Rœcroix, alors que plus au Nord, l'altération subie n'est qu'une diagenèse poussée.

Au contraire, dans le bassin de Namur, les observations faites sur les charbons Westphaliens indiquent une diminution de métamorphisme vers le Sud. Les carbon-ratios diminuent en effet dans cette direction.

On peut donc admettre comme hypothèse de travail qu'il existe une zone de métamorphisme minimum située entre les 2 bassins de Dinant et de Namur. Ce serait le long de cette zone que les pétroliers auraient le plus de chance d'obtenir des résultats encourageants.

Cette zone, entre ces 2 bassins, est d'autant plus favorable à la prospection pétrolière qu'elle correspond à un ancien haut-fond, celui du Condroz, le long duquel la sédimentation dévonienne était minimum, et, comme chacun le sait, les anciens hauts-fonds sont des zones préférentielles pour l'accumulation d'hydrocarbures.

La grande Faille du Midi court le long de ce haut-fond dévonien. Et l'on peut s'étonner que les Houillères du Nord et du Pas de Calais, qui recherchent le charbon Westphalien sous cette faille du Midi, n'aient pas encore rencontré d'indices d'huile ou de gaz dans le Dévonien, malgré les très nombreux (plus de cent) forages déjà faits.

Réservoirs potentiels

Les réservoirs les plus prometteurs sont d'âge carbonifère: Les dolomies dinantiennes en particulier sont poreuses et présentent de remarquables qualités de réservoirs potentiels. Leur épaisseur est généralement de plusieurs dizaines de m, parfois plus de 100 m et leur extension géographique est très grande. On les trouve en effet dans les bassins de Dinant et de Namur en Belgique, et, en France jusque dans le Boulonnais.

Au Frasnien se sont développés des récifs dont les alignements est-ouest sont parallèles aux lignes tectoniques. Au Nord de ces récifs, c'est-à-dire dans la moitié nord

* terme pris ici dans son sens le plus large.

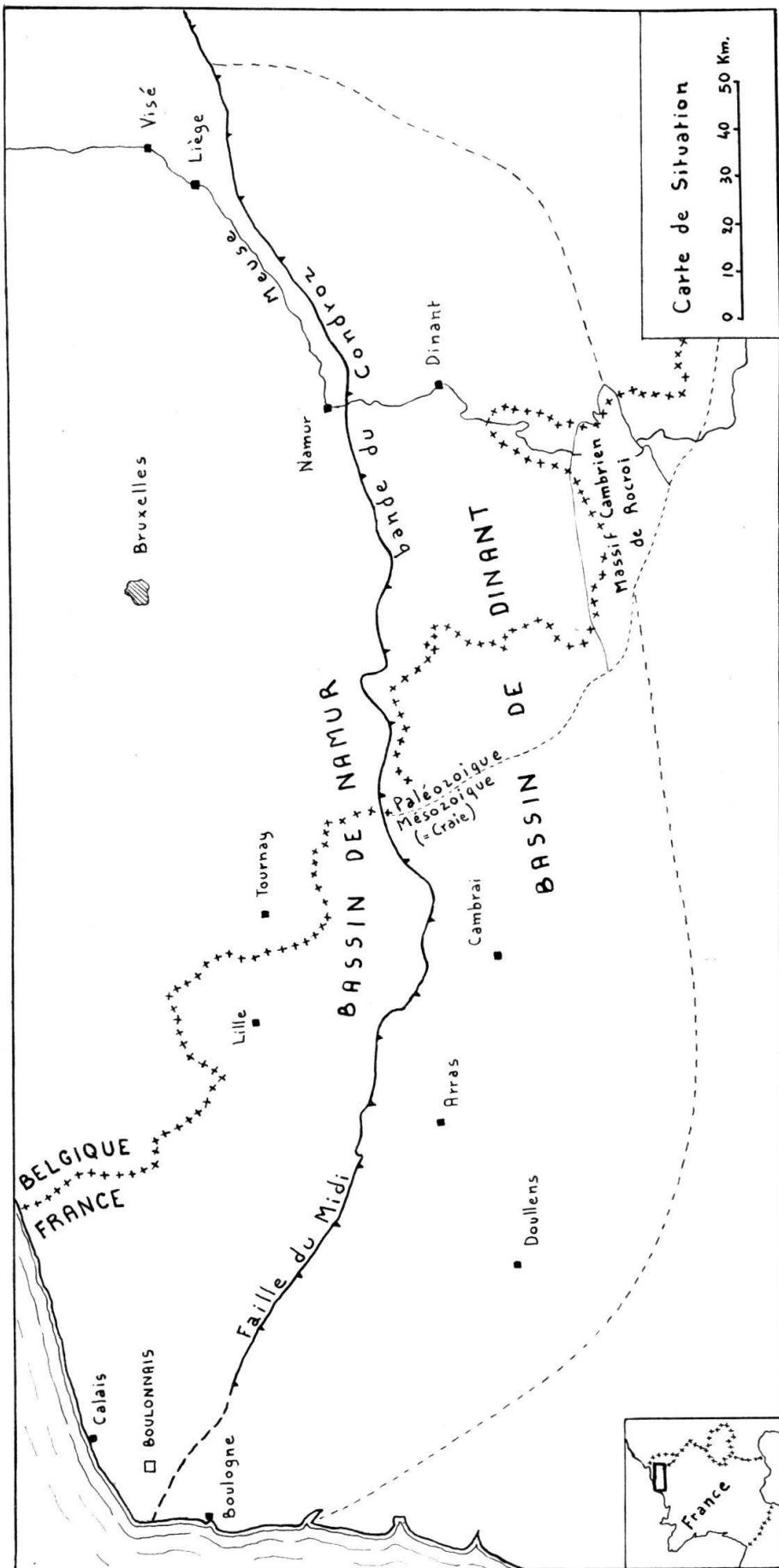


Fig. I

du bassin de Dinant, s'étend une région de biostromes dolomitisés, poreux, correspondant au «back-reef environment». Ces biostromes dolomitisés représentent un réservoir potentiel intéressant, quoique de moindre valeur que les dolomies dinantiennes. Il est curieux de constater que seul l'arrière-pays («back-reef»), au Nord des récifs, est dolomitisé et offre des réservoirs potentiels, alors que les récifs eux-mêmes sont denses et calcaires, pratiquement sans porosité.

Quant aux séries arénacées d'âge dévonien inférieur ou famennien, elles ont subi une forte induration, quartzification, et il semble que leur valeur comme réservoirs potentiels est extrêmement réduite.

On peut encore se demander si la couverture mésozoïque du bassin dans le Nord de la France ne présente pas quelque intérêt, vu la proximité du Mésozoïque productif du bassin de Paris. Il semble toutefois que l'épaisseur réduite et la faible profondeur de ce Mésozoïque superficiel ne présente guère de possibilités pétrolières. Aucun des nombreux core-drills et forages disséminés dans le bassin et ayant traversé cette couverture mésozoïque n'a jusqu'à présent rencontré d'indices.

En conclusion, on voit donc que les réservoirs à envisager sont d'âge paléozoïque et essentiellement fonction de la dolomitisation. Bien qu'au début les pétroliers se sont surtout intéressés au Dévonien, il nous semble que ce sont plutôt les réservoirs carbonifères, sous la Faille du Midi, qui méritent de retenir l'attention.

Porosité par fracturation

Il est bien connu que les carbonates denses et compacts peuvent néanmoins être bons producteurs grâce à la porosité secondaire par fracturation qui peut s'y développer.

A ce sujet nous pensons que les calcaires dévoniens du bassin de Dinant seront décevants. La phase de fracturation, d'âge hercynien, est en effet trop ancienne, et toutes les innombrables fractures et fissures caractérisant ces vieux calcaires ont été maintenant ressoudées, recimentées par des veinules de calcite.

A cet égard peut-être convient-il de remarquer que, à travers le monde, les calcaires productifs, à cause de leur fracturation, ont tous subi une orogénèse relativement *récente*, c'est-à-dire alpine. Les calcaires miocènes d'Asmari du Golfe Persique et crétacés du Venezuela occidental sont les 2 exemples les plus frappants à cet égard.

Pour les carbonates anciens, non repris par les plissements tertiaires, il faut essentiellement compter sur la dolomitisation, pour qu'ils acquièrent une porosité valable en tant que réservoirs. La dolomie en effet garde son caractère cataclastique à travers les âges, et c'est ainsi que les seuls carbonates du bassin de Dinant qui peuvent être sérieusement envisagés comme réservoirs potentiels sont les dolomies, d'âge frasnien et dinantien comme nous venous de le voir.

Comparaison avec d'autres régions

On compare volontiers les récifs dévoniens du bassin de Dinant avec les récifs du même âge de l'Ouest Canadien qui, eux, sont prolifiques, comme par exemple le fameux récif Leduc. En ce qui concerne les milieux de sédimentation, la comparaison est certainement valable. Mais en ce qui concerne les possibilités pétrolières, les 2 régions sont totalement différentes. La différence essentielle provient du fait que le bassin de Dinant a été en quelque sorte stérilisé par une très intense orogénèse hercynienne. C'est pourquoi il n'y a pas d'indices d'huile dans ce bassin, malgré l'affleure-

ment sur de grandes étendues de toutes les roches dévonniennes susceptibles d'avoir été des réservoirs potentiels.

Il faut bien sûr être prudent dans ces considérations, car il existe de par le monde des roches ayant subit une forte orogénèse hercynienne et qui sont néanmoins productrices, comme par exemple les grès Oriskany d'âge Dévonien inférieur dans les Appalaches.

Toutefois il nous semble que dans le bassin de Dinant, la diagenèse a été trop poussée, la stérilisation du Dévonien a été complète et que, bien que l'optimisme soit de rigueur dans l'exploration pétrolière, il est illusoire de s'attendre à une quelconque production dévonienne dans ce bassin.

Difficultés de l'exploration en France

Dans le Nord de la France, l'épaisseur du Mésozoïque horizontal, recouvrant en discordance le Paléozoïque plissé, est de quelques centaines de mètres. Les difficultés de l'exploration pétrolière sous cette couverture de morts-terrains sont très grandes. En effet, les structures paléozoïques, intensément disloquées par l'orogénèse hercynienne, sont à pendages trop forts (pendage moyen: environ 60° , nous l'avons vu) pour être mises en évidence par la sismique; et elles sont d'autre part trop profondes par rapport à leur petite taille, pour être définies clairement par la gravimétrie.

Des campagnes de core-drills ont été entreprises pour aider à l'interprétation structurale sous la couverture mésozoïque. Mais il est douteux qu'une telle prospection puisse être rentable, car pour la définition de n'importe quelle petite structure, un grand nombre de core-drills, coûteux parce que profonds, sont nécessaires.

Toutefois la Shell et la Compagnie Française des Pétroles ont jugé, en toute connaissance de cause, que le jeu en valait la chandelle.

Etude des microfaciès des carbonates

Il est bien connu que la porosité dans les carbonates peut être liée à certains microfaciès particuliers. Il est donc utile d'étudier en détail la distribution des microfaciès, afin de connaître et de prévoir la localisation en subsurface des calcaires susceptibles d'être des roches-réservoirs, tels que les calcaires oolithiques et les calcarénites en général. Ces études ont donné des résultats remarquables, principalement dans les carbonates dévoniens, permiens et crétacés des Etats-Unis et du Canada.

Dans le bassin de Dinant, les études similaires sur les calcaires dévoniens ont donné des résultats décevants, car ces roches sont sans porosité, *quel que soit leur microfaciès original*. Les calcaires dévoniens ont en effet été recristallisés et marmorisés; leur porosité éventuelle a été oblitérée lors de l'intense diagenèse, consécutive de l'orogénèse hereynienne. (Ces calcaires dévoniens sont exploités comme marbre en France et en Belgique, et il semble bien que leur vocation est d'être utilisés comme dalles décoratives plutôt que comme roches-réservoirs).

Il est donc peu efficace de définir dans le détail la distribution des différents calcaires, vu leur absence de porosité quel que soit leur microtype particulier.

Par contre l'étude des microfaciès s'est avérée utile pour les *corrélations*. Dans le bassin de Dinant, elle s'ajoute à l'étude paléontologique classique et surtout à l'étude des Conodontes qui donne d'excellents résultats pour les corrélations à longue distance dans les roches carbonatées.

Indices d'hydrocarbures

Il n'y a pas d'indices d'hydrocarbures dans le bassin de Dinant.

Par contre des indices de bitume et de gaz ont été rencontrés en surface et en subsurface dans le Carbonifère du bassin de Namur.

Ce bassin de Namur représente donc apparemment l'extrême jalon sud de l'immense province pétrolifère permo-carbonifère qui, par la Mer du Nord, les Midlands en Angleterre et la Hollande, s'étend jusqu'au Spitzberg, et sans doute même bien au delà.

Conclusions

Les carbon-ratios observés jusqu'à ce jour dans les charbons Westphaliens du bassin de Dinant sont tous au-dessus de 70, s'est-à-dire que le métamorphisme régional a été trop intense pour qu'une production commerciale d'huile puisse être attendue. De forts degrés de carbonisation ont été observés sur les pollens dévoniens, et confirment cette conclusion pessimiste. Par contre il n'est pas exclu que quelques petits gisements de gaz, difficiles à découvrir, soient encore enfouis quelque part, particulièrement le long de l'ancien haut-fond paléogéographique que représente la bande du Condroz.

Quoiqu'il en soit le challenge qu'offre actuellement le bassin de Dinant est sans doute l'un des plus intéressant de la géologie pétrolière d'Europe occidentale.