

# Exploitation et utilisation des huiles et gaz de schiste

## Que peuvent faire les sciences chimiques ?

Joël Barrault, Jacques Bousquet, Jacques Kervennal, Bernard Neff, Bernard Sillion et Christine Travers

### Résumé

Les premières exploitations des hydrocarbures fossiles au XIX<sup>e</sup> siècle étaient basées sur le gaz naturel et les huiles de schiste et c'est la découverte des grands gisements de pétrole au Moyen Orient au XX<sup>e</sup> siècle qui a stoppé l'exploitation de ce que l'on appelle maintenant les hydrocarbures non conventionnels, plus coûteux à extraire. Dans le cas d'une évolution vers un pétrole cher, pour des raisons d'indépendance énergétique et dans la perspective d'un épuisement à terme des gisements en exploitation, un certain nombre de pays ont repris l'exploitation des huiles et gaz de schiste. Cependant, les fluctuations du prix du baril que nous connaissons en ce moment tempèrent cette analyse. Cet article présente des données économiques, commente les technologies actuellement utilisées, montre les problèmes techniques et écologiques posés par cette exploitation, et en analyse les impacts sur le raffinage et la pétrochimie. Les apports de la chimie pour l'exploitation sont discutés et les axes d'améliorations évoqués. Pour ce qui concerne le raffinage, il est clair que les huiles et gaz de schiste sont de même nature que les produits raffinés actuellement, mais certains procédés pourraient ou devraient être revisités en raison des compositions particulières de ces sources d'hydrocarbures. En conclusion, il apparaît que la France dispose d'une industrie chimique qui peut répondre à la compétition internationale dans le domaine des produits et des services nécessaires à l'exploitation des gaz et huiles non conventionnels. Certaines de nos entreprises opèrent déjà avec succès dans les pays exploitant cette ressource, notamment aux États-Unis.

### Mots-clés

**Gaz et huile de schiste, économie, additifs chimiques, production, raffinage, pétrochimie.**

### Abstract

#### **Exploitation and use of oil and shale gas: what chemistry can do?**

The first running of fossil fuels in the 19<sup>th</sup> century were based on natural gas and shale oil but the discovery of large oil fields in the middle east in the 20<sup>th</sup> century stopped the operations of the so-called unconventional hydrocarbons, more expensive to extract. However a trend to higher price of oil, the research of energy independence and the expected depletion of existing fields led some countries to restart the operations of oil and shale gas. But current fluctuations in the price of the barrel may temper this analysis. This article presents economic data, comment on current technologies, shows the technical and environmental problems and analyses their impacts on the refining and petrochemicals. The contributions of chemistry to exploitation are discussed and opportunities for improvements mentioned. Concerning refining, oil and shale gas are of the same nature as the classical refined products, but some processes could or should be revisited because of the particular compositions of these sources. In conclusion it appears that the French chemical industry can fight with the international competition in the field of products and services needed for the operation of gas and unconventional oils. Some of our companies are already operating successfully in different countries active in this area, particularly in the United States.

### Keywords

**Oil and shale gas, economy, chemical additives, production, refining, petrochemistry.**

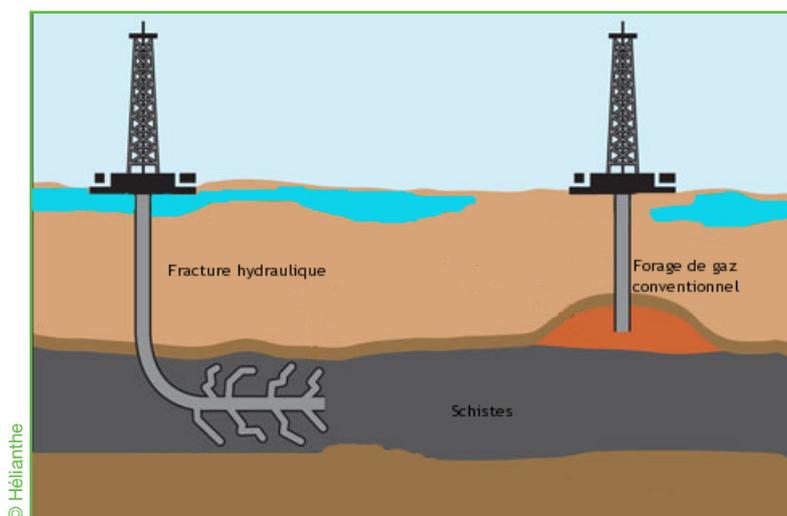
### Les huiles et gaz non conventionnels dans le monde et les problèmes associés

La problématique des hydrocarbures de roche-mère, ou « shale gas » et « shale oil », communément appelés gaz et huiles de schiste\*, a surgi en France il y a quelques années dans un contexte de crise économique, de compétitivité énergétique et de réflexion sociétale.

Il est un fait que l'exploitation des « shale gas », qui a commencé à se développer aux États-Unis vers 1990, à une époque où les grandes sociétés pétrolières ne s'y intéressaient pas encore, a complètement changé la donne. Depuis

2009, les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial de gaz et celui-ci y coûte trois à quatre fois moins cher qu'en France, alors même que notre pays importe 98 % de son gaz. En effet, les gaz dits non conventionnels (« tight gas », « coal bed methane » et « shale gas ») ont une composition proche de celle du gaz naturel, à savoir très riche en méthane, et leur exploitation prend une part de plus en plus importante dans la production américaine. Pour sa part, le « shale gas » représente plus de 15 % de la consommation des États-Unis en gaz et cette contribution est en croissance.

En dehors de l'Amérique du Nord, des premiers puits d'exploration ont été forés en Russie et en Chine et l'Argentine a décidé d'autoriser la production de ces hydrocarbures.



Comparaison des techniques d'extraction de gaz de schiste et de gaz conventionnels.

Les ressources mondiales techniquement récupérables dans le monde sont estimées à  $187,8 \times 10^{12} \text{ m}^3$  pour le « shale gas » et  $40 \times 10^9 \text{ tep}$  pour l'huile de schiste, dont en Europe, Russie et Ukraine comprises,  $25 \times 10^{12} \text{ m}^3$  pour le gaz et  $12,4 \times 10^9 \text{ tep}$  pour l'huile [1].

En Pologne, les premiers puits se sont avérés décevants tandis qu'en Grande-Bretagne, l'exploration a démarré. Au Danemark, les compagnies pétrolières attendent les autorisations. En France, les réserves exactes ne sont pas déterminées et la fracturation hydraulique (seule technique aujourd'hui utilisable) est interdite pour la recherche et l'exploration d'hydrocarbures de roche-mère.

Les gaz conventionnels se forment dans une roche-mère et migrent vers une roche réservoir moins profonde, qui les piège, et à partir de laquelle la récupération est possible par forage. Les « shale gas » ou les « shale oil » se forment dans des couches argileuses (mais rendues friables, d'où l'analogie avec le schiste) et restent emprisonnés dans ces structures de faible perméabilité, à des profondeurs pouvant atteindre, voire dépasser 3 000 mètres.

Leur exploitation a donc nécessité des techniques particulières associant des forages verticaux prolongés par des horizontaux permettant de couvrir une plus grande surface avec plusieurs sections de fracturation (voir figure), dans la mesure où les couches argileuses sont elles-mêmes essentiellement horizontales. Afin d'assurer une large surface de contact avec le réservoir, les tubes sont perforés à de multiples endroits et il est nécessaire d'avoir recours à de la fracturation hydraulique. Cette fracturation est réalisée en injectant en plusieurs étapes un mélange sous pression constitué d'eau, de sable (destiné à soutenir les fractures ouvertes) et d'additifs chimiques. Ce traitement permet ultérieurement aux hydrocarbures de remonter en surface à l'intérieur de tubages isolant le fluide – constitué d'eau additivée et d'hydrocarbures – de tout contact avec la géologie souterraine.

Les obstacles à surmonter pour exploiter les hydrocarbures de roche-mère sont nombreux :

- Il faut d'abord effectuer des explorations géologiques précises pour s'assurer de la présence du gaz et de propriétés favorables de la roche.
- Lorsque l'exploitation est décidée, il faut parfois adapter ou développer le réseau routier en surface.

- Du fait de la perméabilité faible de la roche-mère, la productivité d'extraction du gaz est réduite et il est nécessaire de creuser de nombreux puits, leur durée de vie étant réduite (aux États-Unis, la rentabilité actuelle d'un puits serait d'environ cinq ans).

- L'exploitation d'un puits nécessite des quantités d'eau importantes ( $20\,000$  à  $40\,000 \text{ m}^3$ ) et il ne ressort du puits qu'une partie de l'eau qu'il faut retraiter.

- Toutes les précautions doivent être prises pour éviter la contamination des aquifères supérieurs et des eaux de surface par les hydrocarbures, mais aussi par les additifs chimiques utilisés.

- En outre, l'exploitation peut, si elle est mal maîtrisée, occasionner une pollution de l'air ambiant par dégagement de méthane.

Les conditions d'exploitation aux États-Unis ont parfois entraîné quelques accidents environnementaux dont les conséquences ont été largement commentées, voire amplifiées. Cela a provoqué en France une méfiance et un rejet par le grand public de l'exploitation des « shale gas » qui ont conduit à l'interdiction des quelques permis d'exploration qui avaient été délivrés.

Cependant, pour l'Agence internationale de l'énergie (IEA), l'exploitation du « shale gas » est possible avec une maîtrise des risques. Fatih Birol, économiste en chef de l'IEA, estimait en 2012 qu'« il est possible d'exploiter proprement le gaz de schiste à condition de fixer un cadre réglementaire très strict aux industriels qui devront faire des investissements importants. »

L'Académie des sciences a de son côté émis un avis sur les gaz de schiste et recommande des efforts de recherche, en particulier pour une meilleure évaluation des ressources et pour travailler sur la gestion des eaux, l'étanchéité des formations, l'amélioration des technologies de fracturation des roches [2].

Le CNRS a organisé en janvier 2014 une réunion scientifique interne sur les roches-mères, avec pour thèmes la caractérisation et les propriétés des roches-mères comme ressources énergétiques, mais les questions de chimie associées à l'exploitation n'étaient pas au programme.

L'un des points importants dans les débats sur l'exploitation des gaz et huiles de schiste concernant la chimie (additifs utilisés, retraitement de l'eau, procédés de purification et de transformation), la division de Chimie industrielle de la SCF apporte ici des éléments d'une réflexion sur le rôle et les possibilités de la chimie dans une perspective de développement durable.

## Quelle chimie pour l'exploitation du gaz de schiste ? La fracturation : méthodes et produits, quels questionnements ? [3]

### Procédés et produits [4-5]

Un fluide de fracturation peut contenir de l'ordre de 95 % d'eau, 3 à 6 % de proppant (solide à base de sable, céramiques ou polymères réticulés, utilisé pour la stabilisation des fissures) et moins de 2 % d'additifs chimiques. On injecte pour un puits de  $20\,000$  à  $40\,000 \text{ m}^3$  de fluide pour chaque fracturation, ce qui demande des centaines de tonnes d'additifs (hors proppants) et l'objectif est de pouvoir réinjecter l'eau reproduite et/ou de la traiter.

La nature et le rôle des différents composants d'un fluide de fracturation sont définis ci-après.

**Les solides minéraux utilisés comme proppants** doivent présenter les caractéristiques suivantes :

- une résistance à l'écrasement la plus élevée possible, combinée à une masse volumique aussi faible que possible ;
- une granulométrie de faible dispersion et une taille moyenne de particule plutôt faible, avec une préférence pour une morphologie sphérique ;
- l'aptitude à pénétrer le plus loin possible dans les fissures créées par la fracturation tout en maintenant une perméabilité propre suffisante pour ne pas freiner le débit d'hydrocarbures libérés par le réservoir.

Ceci amène à aborder les questions de dimensions, de forme, de résistance mécanique des particules, ainsi que de l'éventuel intérêt de proppants polymères réticulés (beaucoup moins denses) et du rôle de vernis déposés sur les proppants minéraux. Dans le domaine des proppants, l'industrie française est bien placée au niveau international.

**Les additifs de diverses natures chimiques pour les fonctions principales :**

- les acides, qui éliminent les résidus créés au voisinage du puits lors du forage, ce qui permet de travailler à une pression moindre que lorsque ces résidus restent en place ;
- les biocides, qui évitent les développements microbiens qui provoqueraient la formation de H<sub>2</sub>S par réduction des sulfates, augmentant les risques de corrosion ;
- les inhibiteurs de corrosion, qui limitent la corrosion des tubes liée aux traitements acides ;
- les agents de gélification, qui favorisent la mise en place des proppants dans la roche fracturée. Leur utilisation permet de diminuer la consommation d'eau et d'améliorer la production du gaz de 30 à 50 %, mais cette utilisation n'est cependant pas générale et dépend de différents paramètres dont la nature de la roche ;
- les réducteurs de friction, qui diminuent la pression nécessaire pour l'injection du fluide, et donc la puissance de pompage (le nombre de camions et la consommation des groupes) nécessaire pour ouvrir les fractures ;
- les « oxygen scavenger », qui diminuent la corrosion en absorbant l'oxygène.

À cela, il convient de mentionner d'autres additifs chimiques pour améliorer les formulations : des tensioactifs, des contrôleurs de pH, des revêtements de proppants, des agents antidépôt de tartre ou de calcaire, et des adsorbants spécifiques.

En outre, une problématique extrêmement importante concerne **la récupération de l'eau, son traitement et son recyclage** par réinjection ou restitution au milieu naturel. Compte tenu des quantités énormes d'eau à traiter, il est évidemment préférable d'avoir des procédés simples qui ont pour objet d'éliminer les composés ajoutés lors de la formulation mais aussi les produits extraits de la roche (métaux lourds ou isotopes radioactifs).

Parmi ces additifs chimiques, les polymères vont jouer un rôle particulier puisqu'ils auront la charge de contrôler la viscosité du fluide, donc d'assurer le pouvoir de fracturation, mais aussi de rendre le fluide plus facilement injectable en réduisant les frictions, et également d'être les agents de gélification dans la roche fracturée.

### Les questions qui se posent

A-t-on atteint les propriétés optimales avec les produits actuels ?

Peut-on simplifier les formulations pour limiter les effets cocktails et le nombre d'additifs ?

Peut-on établir une liste positive de produits nécessaires, autorisés et non substituables selon des critères techniques, économiques et environnementaux ?

Quels sont les points qui permettraient de limiter la consommation d'eau et d'énergie, et en particulier de rendre possible une réinjection de l'eau salée de façon performante ?

Peut-on réduire, voire supprimer, la remontée des produits chimiques injectés, mais aussi celle des métaux, sels et composés radioactifs présents dans la formation ?

Quels nouveaux produits pour quels nouveaux procédés ?

Au-delà de l'aspect purement technique de l'amélioration des procédés, la chimie permettrait-elle de rendre les procédés actuels plus écocompatibles par l'utilisation de polymères et d'additifs à durée de vie contrôlée et dégradables en produits eux-mêmes biocompatibles [6-7] ?

Une attention particulière doit également être portée sur l'analyse du cycle de vie (ACV), la biodégradabilité, la toxicité... afin d'engager des produits et procédés respectant les principes de la chimie verte et durable.

À cet égard, et sous réserve d'une analyse plus fine des propriétés recherchées, bon nombre de ces composés peuvent être issus de gisements de carbone renouvelable dédiés ou de coproduits et déchets de l'agriculture, de l'industrie agroalimentaire ou autres. Il s'agit par exemple d'acides organiques, de biocides issus de plantes, d'inhibiteurs de corrosion, de tensioactifs et de polymères.

Enfin, il faudrait examiner comment la chimie peut contribuer à traiter le problème de l'étanchéité des forages ou la remédiation en cas d'accidents. Il conviendrait pour cela d'adapter les produits de cimentation aux techniques les plus fiables en matière d'étanchéité (les cuvelages multiples par exemple).

De telles réflexions, puis études, doivent être conduites par des équipes de scientifiques industriels et académiques pouvant apporter des réponses dans toute la chaîne de valeur : producteurs de produits, formulateurs et exploitants, afin de dégager et de hiérarchiser des axes de recherche pertinents.

## Quelle chimie pour la transformation et la valorisation non énergétique du gaz de schiste ?

**Gaz de schiste versus gaz naturel : remarques générales pour la pétrochimie et le raffinage** [8-9]

La pétrochimie profite plus que toute autre industrie de ce gaz de schiste « bon marché » proche en composition du gaz naturel, car au-delà d'une simple source d'énergie, ce gaz, qui contient d'importantes quantités de propane, de butane et surtout d'éthane, est aussi la matière première pour fabriquer les polymères, les plastiques et un grand nombre d'objets de première consommation.

Ces gaz de schiste se substituent au naphta (cher, car c'est une coupe pétrolière obtenue par distillation atmosphérique entre 60 et 150 °C dépendant du prix du brut) comme charge des vapocraqueurs, unités clés de la pétrochimie permettant d'obtenir les molécules de base (oléfines, acétyléniques et aromatiques). Ceci est possible moyennant une adaptation de la technologie des fours de vapocraquage.

De ce fait, on constate que les pétrochimistes non américains préfèrent se développer aux États-Unis ; des usines

pétrochimiques sont ainsi redémarrées, d'autres voient leurs capacités augmentées.

Cependant, l'utilisation d'éthane à la place de naphta comme charge des vapocraqueurs conduit à une production plus faible de propylène, de butènes et butadiènes et d'aromatiques, engendrant la nécessité de développer des procédés de substitution dédiés. À noter également le possible développement des projets GTL (« gas to liquids ») pour la production entre autres de polymères.

Pour ce qui concerne le raffinage, la disponibilité en huile et gaz de schiste, bon marché, a relancé la compétitivité des raffineries américaines, incitant les raffineurs à redémarrer ou à augmenter la capacité des raffineries existantes, et permettant ainsi de produire des quantités de carburant correspondant à peu près à la demande du pays. Ceci entraîne ainsi une baisse continue des importations venues de l'Europe, et par voie de conséquence, une baisse des marges de raffinage dans cette partie du monde.

En revanche, cette situation aux États-Unis pourrait permettre à l'Europe de disposer de charges plus légères, donc plus faciles et moins coûteuses à raffiner, mais aussi de conserver le naphta pour la production de propylène et de butène.

En conclusion, on peut cependant craindre à terme que le développement des gaz et huiles de schiste dans le monde hors de l'Europe constitue une menace sérieuse pour le raffinage et la pétrochimie, particulièrement en France et en Europe, avec le risque de fermeture de certains sites.

### Quelques exemples d'évolution de procédés de raffinage et pétrochimie

L'exploitation des gaz et pétrole de schiste aux États-Unis va favoriser le développement ou l'amélioration de procédés existants. Ces procédés sont tous des procédés catalytiques, qui ne seront compétitifs qu'avec des catalyseurs spécifiques qu'il faudra sans doute développer.

#### Exemples de l'impact du gaz de schiste sur quelques procédés :

- *Production d'hydrogène à bas coût* : le gaz, peu cher et abondant, peut permettre la production d'hydrogène à moindre coût par vaporeformage du méthane, et favoriser ainsi les « economics » et le développement des procédés grands consommateurs d'hydrogène tels que les hydrotraitements et l'hydrocraquage, dédiés à la production de gas-oil de grande qualité, mais aussi la synthèse de l'ammoniac et de l'eau oxygénée.

- *Procédé Fischer-Tropsch* : une disponibilité de gaz de schiste proche des lieux de consommation relance l'intérêt du procédé Fischer-Tropsch (GTL) de conversion du méthane par l'intermédiaire du gaz de synthèse ( $\text{CO} + \text{H}_2$ ) en hydrocarbures valorisables (carburants, monomères pour la chimie).

Malgré les évolutions récentes, des progrès sont encore souhaitables pour améliorer le rendement et la stabilité des catalyseurs.

#### Pour le raffinage en général :

- Les grandes quantités de butane disponibles représentent une opportunité pour le développement des procédés d'isomérisation du n-butane et de déshydrogénation pour produire des butènes pour le procédé d'alkylation aliphatique, dédié à la production d'essence à haut indice d'octane (évidemment dans les pays où la demande en essence est importante).
- Les condensats, fractions lourdes des gaz de schiste, sont valorisables dans la palette d'approvisionnement des raffineries

de pétrole et renforcent les productions de fractions légères GPL et naphta pour les carburants automobiles. Leur caractère fortement paraffinique peut engendrer des problèmes de compatibilité et nécessiter une additivation spécifique pour maintenir la stabilité et les fonctions des produits pétroliers.

La production d'éthylène à bas coût relance l'opportunité de développement et d'amélioration des procédés catalytiques de polymérisation et d'alkylation.

#### Pour la pétrochimie en général :

On a vu ci-dessus que le procédé Fischer-Tropsch revisité pour le gaz de schiste pouvait permettre d'obtenir des monomères pour la chimie.

Le prix du naphta, charge des vapocraqueurs en France, est indexé sur celui du pétrole. La fraction du gaz de schiste déméthanisé riche en éthane constituerait une charge à bas coût produite localement. Une logistique éthane serait à évaluer, le craquage de telles charges générant principalement de l'éthylène et de l'hydrogène.

Le fractionnement primaire des gaz craqués, la recompression et les circuits de séparations cryogéniques seraient à redimensionner.

Le développement du polypropylène, du polybutadiène et du polystyrène maintient une demande forte en oléfines supérieures, en particulier pour le propylène. Ainsi, des procédés complémentaires seraient à relancer ou à découvrir pour satisfaire la demande, par exemple pour l'obtention du propylène, des butènes et butadiènes et des aromatiques.

### Les besoins analytiques associés à l'exploitation et à la transformation des hydrocarbures de roche-mère

#### Pour l'exploitation [10]

Des analyses seront nécessaires pour le suivi des opérations de production et dans le contrôle des règles pour le respect de l'environnement.

Les développements de méthodes et d'instruments concernent :

- les fluides de fracturation : masse molaire des polymères viscosifiants par GPC/MALS, composition et suivi des additifs, possibilité de marquage des produits chimiques (fluorescence) ;
- la composition du gaz ;
- le contrôle des eaux d'injection ;
- le contrôle des eaux de rejets ;
- l'analyse dans les puits de forage (logs) : sonde spectroscopie optique (absorption, Raman), analyse des parois et cimentations par LIBS (« laser induced breakdown spectroscopy »).

#### Pour la transformation et la valorisation

Les suivis et contrôle des procédés s'apparentent à ceux des unités de raffinage et de pétrochimie pour lesquels l'instrumentation en ligne est développée en recherchant une plus grande proximité de l'analyseur au procédé.

### Conclusion

Cet article a pour objectif de montrer que l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, qui se développe dans le monde, nécessite de disposer de produits chimiques et de procédés plus sûrs. D'autre part, elle offre des matières

premières à bas coût pour la pétrochimie et le raffinage. Ignorer cette évolution et le besoin de nouveaux produits et de nouvelles technologies, qui a bien des égards contribueront à une exploitation avec moins de risques, alors que nous disposons d'une industrie chimique forte et présente à l'étranger sur ce marché, serait une erreur stratégique.

### Note et références

- \* Pour les géologues, la dénomination doit être : huiles et gaz de roche-mère.
- [1] Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside of the United States, US Energy Information Administration, Department of Energy, juin 2013, [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

- [2] [www.academie-sciences.fr/activite/rapport/avis151113.pdf](http://www.academie-sciences.fr/activite/rapport/avis151113.pdf)
- [3] [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/267126/5074-background-note-on-shale-gas-1.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/267126/5074-background-note-on-shale-gas-1.pdf)
- [4] Fracking chemicals and fluids market, global trends and forecast to 2018, 2014, [www.marketsandmarkets.com](http://www.marketsandmarkets.com)
- [5] *Fracking chemicals: uses and opportunities*, Nexant, 2014.
- [6] Sheldon, R.A., Green and sustainable manufacture of chemicals from biomass: state of art, *Green Chem.*, 2014, 16, p. 950.
- [7] Tsarevsky N., Matyjaszewski K., Green atom transfert radical polymerization: from process design to preparation of well defined environmentally polymeric materials, *Chem. Rev.*, 2007, 106-107, p. 1170.
- [8] Exploitation des hydrocarbures de roches mères : effets macroéconomiques et impact sur l'aval pétrolier, *Pétrole et Gaz Informations*, nov.-déc. 2013, p. 70.
- [9] US shale gaz elevates petrochemical markets, *Hydrocarbon Processing*, avril 2014, p. 47.
- [10] Analysis related to shale gas drilling, Oral, session 1 380(1-4), Pittcon Philadelphia, 2013, march 17-21.



J. Barrault



J. Bousquet



J. Kervennal



B. Neff



B. Sillion

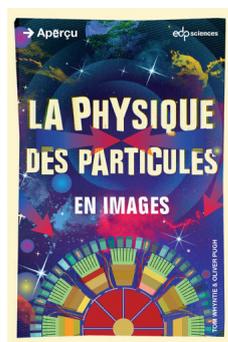
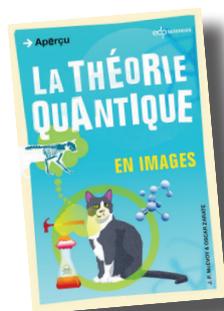


C. Travers

Joël Barrault, Jacques Bousquet, Jacques Kervennal, Bernard Neff, Bernard Sillion et Christine Travers sont membres du Bureau de la division de Chimie industrielle de la Société Chimique de France\*.

\* [www.societechimiquedefrance.fr/1/chimie-industrielle.html](http://www.societechimiquedefrance.fr/1/chimie-industrielle.html)  
Courriels : [joel.barrault@univ-poitiers.fr](mailto:joel.barrault@univ-poitiers.fr), [jacques.bousquet@yahoo.fr](mailto:jacques.bousquet@yahoo.fr), [jacques.kervennal@gmail.com](mailto:jacques.kervennal@gmail.com), [bernard.neff@free.fr](mailto:bernard.neff@free.fr), [bernard.sillion@isa-lyon.fr](mailto:bernard.sillion@isa-lyon.fr), [christinetravers@hotmail.fr](mailto:christinetravers@hotmail.fr)

## Un univers décalé pour tout comprendre !



edp sciences

vous présente  
sa collection  
GRAND PUBLIC

→ Aperçu

Prix unitaire : 9,90€  
176 pages par volume

la boutique  
edp sciences

En vente sur [laboutique.edpsciences.fr](http://laboutique.edpsciences.fr)