



# Science@ifpen

N° 22 - Septembre 2015

## Dionisos : un modèle plein de ressources



*Mettre les structures géologiques en équations, décrire les processus liés à la genèse des roches et des fluides ainsi qu'aux écoulements complexes, pour traduire la richesse des milieux naturels en modèles : telle est l'ambition de la direction Géosciences.*

*Nos chercheurs étudient des objets géologiques recouvrant des échelles spatiales du nanomètre à la centaine de kilomètres, et des échelles temporelles du centième de seconde au million d'années. Leur objectif est de lever des verrous inhérents au caractère multiphysique/ multi-échelle des phénomènes affectant les grands systèmes naturels : prise en compte des hétérogénéités et des incertitudes, changement d'échelle, acquisition de données pour élaborer et valider les modèles. Les applications sont multiples, de la prospection pétrolière à la récupération assistée ou au stockage de fluides, avec des enjeux majeurs, économiques et environnementaux.*

*Les exemples présentés ici illustrent la diversité des sujets traités, la large gamme des compétences déployées et la qualité scientifique des travaux menés.*

Bonne lecture,

Olga Vizika-Kavvadias,  
Directrice de la direction Géosciences

Les marges continentales, zones sous-marines situées au bord des continents, sont riches en ressources naturelles d'origine sédimentaire. La recherche de ressources nouvelles dans ces zones frontières inégalement explorées, telles que les marges africaines, est un défi majeur pour l'exploration pétrolière.

Pour évaluer le potentiel économique de ces zones, une compréhension fine des bassins sédimentaires est nécessaire afin d'y localiser et de caractériser leurs systèmes pétroliers.

Le modèle stratigraphique numérique DionisosFlow™, développé par IFPEN<sup>(1)</sup>, décrit à une échelle régionale et géologique les processus physiques à l'origine des séries sédimentaires étudiées : déformation du bassin, apports sédimentaires, et transport des sédiments par l'effet du ruissellement de l'eau à la surface du sol.

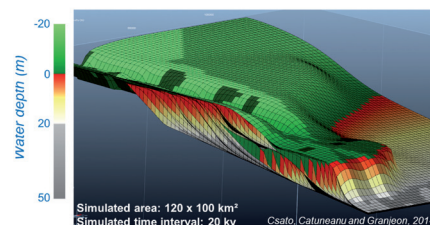
Récemment, cette modélisation a évolué pour mieux décrire les processus sédimentaires : modélisation affinée du transport des sédiments et simulation de l'impact des variations climatiques sur l'érodabilité des sols, sur le transport fluvial des sédiments et sur la formation de vallées incisées, points sources des systèmes turbiditiques tant recherchés le long des marges continentales.

Couplé à CougarFlow™, outil numérique d'optimisation des systèmes pétroliers, DionisosFlow™ permet d'estimer les incertitudes sur la distribution des

sédiments dans un bassin en travaillant sur des paramètres géologiques tels que les variations du niveau de la mer, la pluviométrie ou la température des océans<sup>(2)</sup>.

Afin de mieux caractériser la distribution et la nature des sédiments organiques, IFPEN a lancé le JIP DORS (*Dionisos Organic Rich Sediment*), qui doit permettre de modéliser la production, la dégradation et la préservation de la matière organique.

D'autres travaux en cours visent à optimiser l'intégration des données sismiques et de puits, afin de faciliter l'utilisation de cette approche stratigraphique en situation opérationnelle. ■



**Modélisation numérique de l'impact de cycles climatiques sur la formation de vallées incisées et la croissance d'un delta.**

(1) D. Granjeon, *Int. Assoc. Sedimentol. Spec. Publ.*, 2014, 46, 453-472.  
DOI : 10.1002/9781118920435.ch16

(2) Csato, Istvan, Catuneanu, Octavian, D. Granjeon, *Journal of Sedimentary Research*, 2014, 84 (5), 1-13.  
DOI : 10.2110/jsr.2014.36

**Contacts scientifiques :**  
didier.granjeon@ifpen.fr  
benoit.chauveau@ifpen.fr

IFP Energies nouvelles est un acteur public de la recherche et de la formation. Son champ d'action est international et couvre les domaines de l'énergie, du transport et de l'environnement. De la recherche à l'industrie, l'innovation technologique est au cœur de son action.



# Des modèles chargés d'histoire pour le futur des réservoirs

Le monitoring des réservoirs géologiques, pour la production d'hydrocarbures ou le stockage de gaz (méthane, CO<sub>2</sub>, etc.), permet de suivre l'évolution de la répartition des fluides. Pour anticiper le comportement des réservoirs, des simulations d'écoulement prédictives sont mises en œuvre, qui bénéficient du calage sur les données acquises de manière répétée ou continue.

La sismique répétitive (4D) est apparue comme une technique de mesure efficace pour remplir cet objectif. Les données acquises sur le site de stockage de CO<sub>2</sub> de Sleipner, en mer du Nord (Norvège), [Science@ifpen n°7] avant et après injection du gaz, avaient en effet permis de bien imager ce dernier *in situ*.

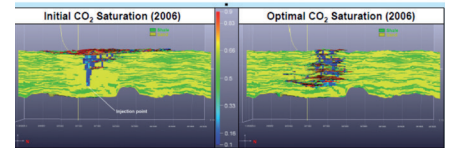
Toutefois, le comportement dynamique du CO<sub>2</sub> dans la formation hôte sableuse restait difficile à appréhender, car contrôlé par des couches d'argile d'épaisseur métrique dont la distribution était mal connue.

Les équipes d'IFPEN ont résolu ce problème en fournissant d'abord à la « simulation réservoir » un modèle géologique initial pertinent. Il est contraint par des attributs sismiques qui discriminent les sables des argiles dans la formation, sans modèle pétro-élastique et donc sans besoin de données de calibration. La comparaison des mesures 4D avec les résultats de la simulation a permis la mise à jour de la distribution sable/argile, grâce à une stratégie de calage adaptée<sup>[1,2]</sup>.

Il est donc désormais possible de produire un modèle réservoir cohérent avec la géologie et capable de simuler correctement les premières années d'injection du CO<sub>2</sub>, en exploitant la sismique 4D.

Susceptible d'être enrichi avec d'autres données sismiques, ce modèle, peut être la base de simulations à plus long terme, prenant en compte des interactions fluide-roches. Appliquée à des réservoirs

pétroliers, cette méthodologie, permet d'anticiper le comportement du champ et d'optimiser les opérations futures. ■



Distribution sable (jaune)/argile(vert) du réservoir et répartition du CO<sub>2</sub> (bleu). À gauche : simulation initiale, avant calage du modèle. À droite : simulation améliorée par calage sur les données de la sismique 4D.

[1] K. Labat, N. Delépine, V. Clochard and P. Ricarte. *OGST*, 2012. DOI : 10.2516/ogst/2012006

[2] A. Fornel & A. Estublier, *Energy Procedia*, 2013. DOI : 10.1016/j.egypro.2013.06.401

Contact scientifique :  
noalwenn.sallee@ifpen.fr

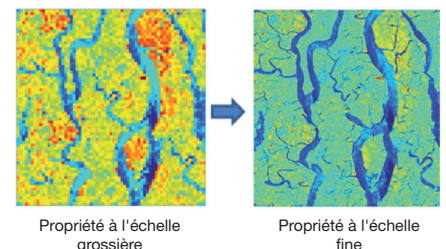
## Les (multi-) échelles pour accéder au réservoir

La modélisation numérique des réservoirs pétroliers est un outil incontournable pour optimiser l'exploitation des champs pétrolifères. Elle nécessite l'intégration des données disponibles : statiques (diagraphies, sismique) et dynamiques (données de production). Ces données servent à caractériser les nombreux paramètres des modèles de réservoir, notamment à prédire la répartition spatiale des propriétés pétrophysiques. Toutefois, la relation entre ces paramètres et les données est généralement complexe. Aussi, construire un modèle qui respecte les données implique de simuler l'écoulement des fluides pour de nombreux modèles, avec un coût induit en temps de calcul généralement très pénalisant.

Pour réduire ce coût, il est possible de s'appuyer sur des modèles numériques intermédiaires de moins bonne résolution, basés sur un maillage plus grossier ou une description simplifiée de la physique. Utiliser les informations issues de ces modèles pour faciliter l'intégration des données dans le modèle fin constitue la base des approches multi-échelles.

Ainsi, des méthodes développées à IFPEN consistent à produire en cascade la distribution des propriétés pétrophysiques<sup>[1]</sup> : les valeurs calculées sur un maillage donné servent de tendance pour générer une nouvelle distribution sur un maillage plus fin. Cette méthode permet notamment de moduler la résolution spatiale des paramètres à caler, en fonction du niveau d'information apporté par les différentes données dynamiques. Une autre voie explorée concerne la construction de métamodèles dits multi-fidélités, permettant d'approcher les résultats du simulateur au niveau le plus fin<sup>[2]</sup>. Ces métamodèles sont définis en combinant des simulations d'écoulement réalisées avec le modèle de réservoir fin et des modèles plus grossiers. L'intégration des simulations les moins coûteuses permet de limiter les appels au simulateur au niveau fin, induisant un gain en temps appréciable.

Face à la demande de modèles de réservoir toujours plus précis et réalistes, les méthodes multi-échelles apparaissent comme des outils à fort potentiel. ■



Simulation multi-échelle de la distribution des propriétés pétrophysiques.

[1] C. Gardet, M. Le Ravalec, E. Gloagen, *Mathematical Geosciences*, 2014, 46(3), 315-336. DOI : 10.1007/s11004-013-9480-3

[2] V. Gervais, A. Thenon, M. Le Ravalec, *Second EAGE Integrated Reservoir Modelling Conference, Dubai, 2014*. DOI : 10.3997/2214-4609.20147475

Contact scientifique :  
veronique.gervais@ifpen.fr

## Quand la Terre dégage du CO<sub>2</sub>

Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), souvent présent dans les gisements de gaz, s'y trouve parfois en forte proportion (> 50 %), ce qui représente un handicap pour l'exploitation de cette ressource.

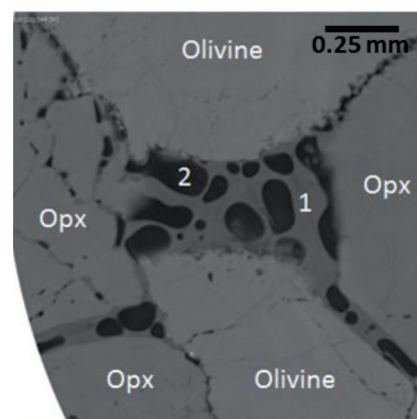
Le CO<sub>2</sub> naturel peut avoir une origine organique (par exemple bactérienne), reconnaissable à la signature isotopique du carbone. Les multiples origines inorganiques sont quant à elles difficiles à distinguer. Leur reconnaissance est pourtant cruciale pour orienter l'exploration.

Une première approche d'identification consiste à caractériser les « gaz rares » associés (hélium, argon, néon, etc.), soit en termes d'origine du mélange gazeux, soit comme indicateurs de processus liés à sa migration. Depuis plus de dix ans, IFPEN a développé un laboratoire dédié à l'analyse des gaz rares. Les travaux des chercheurs ont notamment permis d'établir que le CO<sub>2</sub> des gisements du *Presalt*, dans l'offshore brésilien, provenait du manteau terrestre<sup>[1]</sup>.

Une seconde approche repose sur la modélisation des réactions de formation du CO<sub>2</sub> à partir des minéraux carbonatés des sédiments<sup>[2]</sup>. Ce protocole de modélisation permet de démontrer que, dans les conditions qui règnent au fond de certains bassins sédimentaires (jusqu'à 500°C et 250 MPa), le CO<sub>2</sub> provient du métamorphisme de la croûte terrestre. Il est aujourd'hui intégré à une version prototype de TemisFlow™, logiciel servant à quantifier les systèmes pétroliers en vue de leur exploration.

Avec l'intérêt croissant porté au gaz naturel et aux ressources géologiques profondes, ces deux voies méthodologiques sont prometteuses. Elles préfigurent une approche élargie à d'autres composantes fluides essentielles du sous-sol profond (CH<sub>4</sub> abiotique, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, N<sub>2</sub>, etc.). ■

**Contacts scientifiques :**  
etienne.brosse@ifpen.fr  
virgile.rouchon@ifpen.fr



Vésicules de CO<sub>2</sub> dans des veines de magma, entre les minéraux d'une péridotite (roche du manteau). Thèse de Laura Créon (2015).

[1] V. Rouchon et al., *Miner. Magazine*, 2013.  
DOI : 10.1180/minmag.2013.077.5.18

[2] X. Courtial et al., *Geoch. Cosmoch. Acta*, 2014.  
DOI : 10.1016/j.gca.2014.07.028

## Une innovation 3D pour simuler les réseaux d'écoulement

La modélisation des gisements d'hydrocarbures dans les milieux géologiques fracturés est de longue date un point fort d'IFPEN. Ces gisements (environ 30 % des réserves prouvées) présentent des réseaux d'écoulement préférentiels qui ont un impact, favorable ou non, et avec de fortes incertitudes, sur la production pétrolière.

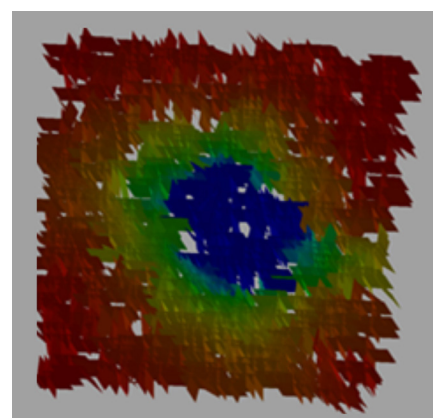
Une description précise et détaillée de ces milieux fracturés, en vue d'optimiser l'exploitation de leurs réserves et minimiser les risques économiques, est rendue complexe par son caractère multi-échelle et par l'interdépendance des paramètres. Ainsi, pour la simulation numérique, une discrétisation minimale du réseau de fractures est nécessaire afin d'optimiser le compromis entre le coût des calculs et la précision des résultats. La difficulté provient des forts contrastes entre matrice et fractures, qui rendent le problème mal conditionné et posent de redoutables difficultés en termes de maillage.

IFPEN a développé une méthode innovante de discrétisation entièrement 3D<sup>[1]</sup>, basée sur la géométrie algorithmique et sur des approximations adéquates de l'écoulement. Son principe a été étayé par des arguments théoriques et validé par des tests<sup>[2]</sup>, avant d'être éprouvé sur des cas réels de réservoirs fracturés.

Grâce à cela, il est désormais possible de simuler les écoulements directement sur des réseaux pouvant contenir plusieurs millions de fractures.

Ce progrès autorise aussi une meilleure prise en compte des interactions mécaniques entre fractures et une discrétisation plus fine du milieu matriciel. La meilleure représentation des échanges transitoires entre matrice et fissures, qu'il permet aussi, intéresse différents domaines d'exploitation énergétique du sous-sol. ■

**Contact scientifique :**  
benoit.noetinger@ifpen.fr



Cartographie de pression sur un réseau aléatoire de milliers de fractures, puits de pompage au centre.

[1] N. Khvoenkova and M. Delorme, Peer-reviewed publication, IAMG 2011, Salzburg, Austria.  
DOI : 10.5242/iamg.2011.0088

[2] B. Noetinger and N. Jarrige, *J. Comp. Phys.* 2012, 231:23-28.  
DOI : 10.1016/j.jcp.2011.08.015

# Des images pour comprendre l'écoulement de pore en pore

La compréhension et la modélisation des écoulements multiphasiques en milieu poreux sont d'une grande importance pour répondre à des problématiques aussi variées que la récupération assistée des hydrocarbures, le stockage géologique du CO<sub>2</sub> ou encore la réhabilitation des sols.

Afin de mieux comprendre les mécanismes mis en jeu à l'échelle du pore, IFPEN a développé un laboratoire numérique : celui-ci couple l'acquisition et le traitement d'images 3D avec de la simulation, afin d'accéder aux propriétés pétrophysiques recherchées.

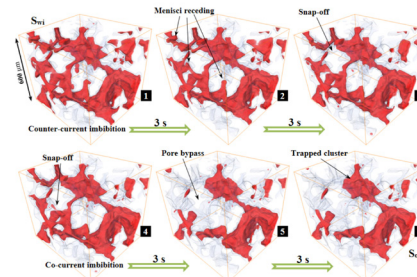
Les images 3D d'échantillons du milieu poreux sont d'abord acquises par microtomographie X de laboratoire. Ces images sont ensuite traitées et analysées pour extraire les propriétés topologiques du milieu poreux.

Ces techniques d'imagerie autorisent aussi une visualisation directe des fluides en place au sein d'un réseau de pores. Des expériences réalisées au SLS (*Swiss Light Source* de l'Institut Paul Scherrer) ont permis de suivre en temps réel les déplacements de deux fluides non

miscibles au sein d'un milieu poreux, avec une résolution temporelle de l'ordre de la seconde<sup>(1)</sup>. On a ainsi pu analyser les mécanismes qui gouvernent l'écoulement à l'échelle du pore, comme la disjonction capillaire, responsable du piégeage de la phase non mouillante (huile ou gaz), ou encore observer la dynamique d'apparition des ganglions, phénomène préjudiciable au bon déroulement de la récupération assistée<sup>(2)</sup>.

Une fois injectées dans un simulateur numérique, les données issues des images permettent de reproduire l'écoulement diphasique dans l'espace poreux de la roche et d'en déduire la distribution spatiale des phases fluides ainsi que les propriétés du milieu, à une échelle macroscopique : pression capillaire, perméabilité absolue ou relative, courbe de désaturation capillaire, etc.

Moyennant un changement d'échelle adéquat, ces modèles permettront à terme d'alimenter les simulateurs de réservoirs pétroliers avec des données pétrophysiques jusque-là très coûteuses à obtenir, voire inaccessibles par les méthodes de mesures standard. ■



Piégeage de la phase huile (rouge) suite à une imbibition spontanée de la roche - Capturé par tomographie ultra-rapide.

(1) S. Youssef, E. Rosenberg, E. Deschamps, R. Oughanem, E. Maire, R. Mokso. SCA 2014 Conference.

(2) R. Oughanem, S. Youssef, D. Bauer, Y. Peysson, E. Maire, O. Vizika, TIPM, 2015, 109:673-692. DOI : 10.1007/s11242-015-0542-5

Contact scientifique :  
suhail.youssef@ifpen.fr

## Récompenses

• **Vincent Crombez**, doctorant en géosciences, a remporté la 2<sup>e</sup> place du concours annuel régional européen de la Society of Petroleum Engineers (SPE) lors de la finale européenne à Budapest pour ses travaux de thèse « Distribution of Sedimentary Heterogeneities in Shale Plays: Insight from Sequence Stratigraphy, Multi-Proxies Analysis and Stratigraphic Modeling of the Montney and Doig Formations - W Canada » [juin 2015].

• **IFP School** a remporté un E-Learning Excellence Award décerné par les groupes Cegos et AEF, dans la catégorie « meilleur dispositif de formation éducation », pour son MOOC sur le thème de la mobilité durable [11 juin 2015].

• **Claudio Antonio Pereira da Fonte**, ingénieur de recherche dans le domaine de la modélisation de mélanges, a reçu le EFCE Young Researcher Award in Mixing 2015 lors de la 15<sup>e</sup> European Conference on Mixing. Ce prix lui est décerné pour son excellent travail de recherche tant en termes d'approches nouvelles, d'approfondissement que de diffusion des résultats [juillet 2015].

• **Marie Guehl**, doctorante en catalyse et séparation, a reçu un titre de reconnaissance de la part de la Société chimique de France lors du congrès « SCF' 15 : Chimie et transition énergétique ». Elle a brillamment présenté ses travaux sur l'élaboration de systèmes catalytiques hybrides pour la valorisation sélective de produits biosourcés ayant des propriétés spécifiques [juillet 2015].

## Actualité

Lancement de la page Facebook « IFP Energies nouvelles et la COP21 » ([www.facebook.com/ifpencop21](http://www.facebook.com/ifpencop21)) dans laquelle vous trouverez articles, interviews des chercheurs IFPEN, quiz, etc.

## Publications

• OGST - Revue d'IFP Energies nouvelles - Numéro 3, volume 70 [2015]. Numéro dédié à la Rencontre scientifique Nextlab 2014.

• OGST - Revue d'IFP Energies nouvelles - Numéro 4, volume 70 [2015]. Numéro dédié au projet européen SiteChar (<http://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr>).

## HDR

• **Loïc Sorbier**, HDR de l'université Claude Bernard (Lyon II), pour ses travaux intitulés « Apport des techniques de caractérisation pour les catalyseurs hétérogènes en limitation diffusionnelle interne ».

## Prochains événements scientifiques

• Les Rencontres scientifiques d'IFP Energies nouvelles - **SimRace** - 8-10 décembre 2015, IFPEN Rueil-Malmaison - [www.rs-simrace.com](http://www.rs-simrace.com)

• Les Rencontres scientifiques d'IFP Energies nouvelles - **SMILE 2016** - 6-8 avril 2016, IFPEN Rueil-Malmaison - [www.rs-smile2016.com](http://www.rs-smile2016.com)

Directeur de la publication : Marco De Michelis  
Rédacteur en chef : Éric Heintz  
Comité éditorial : Xavier Longaygue, Laurent Forti, Françoise Brucy  
Conception graphique : Esquif  
N° ISSN : 1957-3537

Pour prendre contact avec IFP Energies nouvelles ou pour recevoir [Science@ifpen](mailto:Science@ifpen) :

Direction des Relations Institutionnelles et de la Communication

Tél. : +33 1 47 52 51 34 - [Science@ifpen.fr](mailto:Science@ifpen.fr)

1 et 4, avenue de Bois-Préau - 92852 Rueil-Malmaison Cedex - France

Contact presse : A.-L. de Marignan - Tél. : 01 47 52 62 07 - Contact institutionnel : A. Sanière - Tél. : 01 47 52 69 19

Science@ifpen

Numéro 22 • septembre 2015

[www.ifpenergiesnouvelles.fr](http://www.ifpenergiesnouvelles.fr)

