

IFP SCHOOL

ALUMNI **MAG**

Editorial

SE M. MACKY SALL
Président du Sénégal
Ancien élève IFP School

DOSSIER

GÉOSCIENCES ET ÉNERGIES NOUVELLES TECHNIQUES NOUVELLES APPLICATIONS NOUVEAUX MÉTIERS



NEWS FROM IFP SCHOOL

- Focus on 2020 Class
- IFP School's SPE Student Chapter honored



ABOUT THE ASSOCIATION

- A new president for the Association
- Field trip of students to South-East Asia



**WE CERTIFY THE COMPETENCIES
OF OIL & GAS INDUSTRY PROFESSIONALS**

OUR SOLUTIONS FROM UPSTREAM TO DOWNSTREAM



45 YEARS OF EXPERIENCE IN OIL & GAS TRAINING



ifptraining.com

CONTENTS



NEWS FROM IFP SCHOOL

- IFP School's SPE student chapter honored **P. 7**
- IFP School Honorary Patronage for 2019 Class **P. 8**
- Focus on the Class of 2020 **P. 9**



ABOUT THE ASSOCIATION

- Fieldtrip of IFP School students to South-East Asia **P. 44/45**
- Un nouveau président à la tête de l'Amicale : François-Régis Mouton **P. 46**

DOSSIER GÉOSCIENCES : ENCORE DE BELLES PERSPECTIVES

- New plays, new provinces : l'exploration se renouvelle **P. 12/15**
- Human mind and computer science **P. 16**
- With Metis[®], seismic acquisition takes flight! **P. 17/20**
- Valorisation des données, clé du succès dans les géosciences **P. 21/23**
- Drilling: the path to reality **P. 24/29**
- Digital twin of upstream facilities for design and operational excellence **P. 30/32**
- CO₂ capture and storage: the ultimate solution? **P. 33/36**
- Le sous-sol au service de la transition énergétique : géothermie et stockage d'énergie **P. 37/40**
- L'hydrogène naturel : une nouvelle source d'énergie ? **P.41**
- Formation en géosciences : des besoins pérennes **P. 42/43**



THINKING ABOUT YOUR FUTURE? BUILD IT.

We're Schlumberger, the leading provider of technology and services to the energy industry across the world. We're looking for the next generation of innovators ready to take us into the next evolution of energy. We'll get there by doing what we've always done; giving talented people the platform to do transformative work. If you share our passion for discovery and fascination with breaking new ground, there is nowhere better to start your career.

Visit careers.slb.com and see what's possible.

Schlumberger. Dare to discover.





Son Excellence M. Macky Sall,
Président de la République
du Sénégal

Le comité éditorial remercie Son Excellence Monsieur Macky Sall, Président de la République du Sénégal, pour sa contribution à notre magazine.

En tant qu'ancien élève d'IFP School, je suis honoré d'adresser un message à la communauté de ses alumnis. Mon passage à l'École a été un moment privilégié de ma formation tant sur le plan humain que professionnel. Ayant intégré IFP School en tant qu'ingénieur géologue, j'en suis sorti comme ingénieur pétrolier, métier que j'ai exercé pendant 10 ans à PETROSEN (Société nationale des pétroles du Sénégal). Devenu Ministre en charge de l'Énergie, j'ai été confronté aux mutations perpétuelles de ce secteur, tirées par l'innovation scientifique et technologique.

Avec l'avènement des technologies de rupture (Intelligence artificielle, Block-Chain, Big Data, 3D Printing, IoT), nous vivons désormais dans un monde de plus en plus complexe, dominé par la volatilité (nature et vitesse des changements), tourmenté par l'incertitude et la difficulté à faire des prédictions.

La survie des acteurs de l'industrie pétrolière dépendra grandement de leur agilité et de leur adaptabilité, et donc de leur capacité à réinventer leur "business model" et à innover. Le Sénégal va entrer, dans un proche avenir, dans le cercle des pays producteurs de pétrole et de gaz, avec la ferme volonté de bâtir une industrie pétrolière dont les retombées profiteront aux générations actuelles et futures dans le respect de la préservation de l'environnement. J'ai voulu, en tant que Président de la République, apporter cet esprit d'innovation dans le cadre de la définition des politiques publiques et de la construction d'une jeune industrie pétrolière au Sénégal.

Il s'agit d'assurer une gestion saine et efficace de nos ressources par la mise en place d'un cadre de gouvernance robuste. À cet effet, nous avons, avant même le début de la production prévue en 2022, mis en place un ensemble de lois pour gérer et contrôler les futurs revenus, pour soutenir la participation du secteur privé national dans l'activité pétrolière appelée "le contenu local" et enfin mis à jour notre code pétrolier (le Sénégal passant du statut d'un bassin frontière à celui d'un *play* émergent).

Pour construire cette nouvelle industrie, j'ai décidé d'investir durablement et prioritairement dans le capital humain, qui assurera le développement des compétences locales, en créant l'INPG, Institut national du pétrole et du gaz : centre d'excellence d'enseignement supérieur et de recherche à vocation régionale et continentale. Il offrira des formations adaptées à l'ensemble de la chaîne de valeur de l'industrie pétrolière et assurera la formation continue des agents de l'État pour bâtir une administration pétrolière à la hauteur de ses missions.

Ainsi, dans un monde qui semble vouloir sortir de l'industrie pétrolière et gazière, le Sénégal compte sur ce secteur pour assurer une transition vers une amélioration durable du bien-être économique et social des habitants du pays.

EDITO



His Excellency Mr. Macky Sall,
President of the Republic
of Senegal

The editorial committee would like to thank His Excellency Mr. Macky Sall, the President of the Republic of Senegal, for his contribution to our magazine.

As a former student of IFP School, I am honoured to address a message to its alumni community. My time at the School was a privileged moment in my training, both on a human and professional level. Having joined IFP School as a geological engineer, I graduated as a petroleum engineer, a profession I practiced for 10 years at PETROSEN (Société nationale des pétrole du Sénégal). Then, as Minister in charge of Energy, I was confronted with the constant changes in this sector, driven by scientific and technological innovation.

With the advent of breakthrough technologies (Artificial Intelligence, Block-Chain, Big Data, 3D Printing, IoT), we now live in an increasingly complex world, dominated by volatility (nature and speed of change), tormented by uncertainty and the difficulty of making predictions.

The survival of oil industry players will depend greatly on their agility and adaptability, and therefore on their ability to reinvent their business model and innovate. In the near future, Senegal will join the circle of oil and gas producing countries, with a firm determination to build an oil industry whose benefits will benefit current and future generations while respecting the preservation of the environment. As President of the Republic, I wanted to bring this spirit of innovation to the definition of public policies and the construction of a young oil industry in Senegal.

It is about ensuring sound and effective management of our resources through the implementation of a robust governance framework. To this end, even before the start of production in 2022, we have created a set of laws to manage and control future revenues, to support the participation of the national private sector in oil activity called "local content" and finally to update our oil code (Senegal moving from being a border basin to an emerging play).

To build this new industry, I have decided to invest sustainably and as a priority in human capital, which will ensure the development of local skills, by creating the INPG, Institut national du Pétrole et du Gaz: a center of excellence for higher education and research with a regional and continental focus. It will provide training adapted to the entire value chain of the oil industry and will provide ongoing training for government officials to build a petroleum administration that is up to the task.

Thus, in a world that seems to be moving out of the oil and gas industry, Senegal is counting on this sector to ensure a transition towards a sustainable improvement in the economic and social well-being of the country's inhabitants.

IFP SCHOOL'S SPE STUDENT CHAPTER HONORED



The Society of Petroleum Engineers (SPE) has awarded a **Presidential Award for Outstanding Student Chapter (PAOSC)** to the SPE Student Chapter at IFP School. This is a first for the SPE student section of IFP School! The highest distinction a student section can receive, this award is given to 5% of eligible SPE student antennas among the 396 worldwide (compared to 10% in previous years).

This award honors student sections of the SPE that contribute to strengthening links with industry, engaging the network of SPE members, and contributing to professional development and innovation.

"Congratulations to the SPE Student Chapter of IFP School and especially to its management team: Mohamed Al Balushi (president), Floriane Mortier and Sana Djelidi (vice president), Antoine Auteroche (secretary), Ricardo De Souza Fasolo (membership chairperson) and Maxime Benaniba (treasurer), for their commitment and work this year!" says Jean-Pierre Deflandre, IFP School SPE faculty advisor.

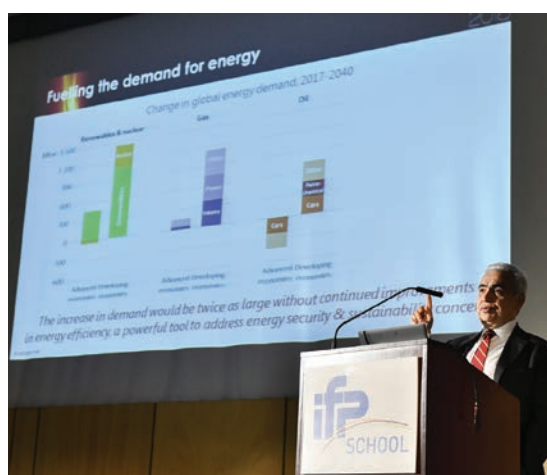
Members of IFP School's SPE Student Chapter will receive this award on October 1 at the Student Awards luncheon at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE) in Calgary, Canada. ■

IFP SCHOOL HONORARY PATRONAGE FOR 2019 CLASS

On May 20, Didier Houssin, President of IFPEN, and Christine Travers, Director of IFP School, welcomed Fatih Birol, the Executive Director of the International Energy Agency (IEA), for the traditional patronage ceremony, in effect for over 20 years.

Like his predecessors, who were also leaders in the world of energy and transport, he gave a lecture to the 300 students of the 2018-2019 class, of which he is the honorary sponsor.

During this official ceremony, Fatih Birol presented an overview of the current and future energy context. He spoke of the need for an energy mix to meet global demand as part of the ongoing transition: renewable energies, energy efficiency, innovative technologies, including CO₂ capture and storage, hydrogen, etc. This was followed by a question and answer session with students. ■



TWO IFP SCHOOL TEAMS WINNERS OF THE MOL FRESHHH COMPETITION

On January 31st, during the final round of the "Freshhhh" international competition, two teams of IFP School students were rewarded, among more than 1000 teams from more than 70 countries. Walid Chamma, Alexis Paillier and Hamza Filali from the Energy and Processes program (ENEP), shared the first prize (20,000 euros) of this 12th edition with the Delft University team. Julien Canu, Anaëlle Cann and Léonard Laubal-Heberle from the Energy and Markets program (ENM), won the third prize of €5,000.



For the final, participants from the last six qualified teams assessed the MOL Group's 2030 strategy, developing solutions to the potential challenges of each sector of activity and presenting their ideas on how to attract young talent to the oil and gas sector. "This competition is an excellent opportunity for our engineering students to showcase their technical knowledge, strategic analysis skills and ability to convince," notes Jean-Luc Monsavoit, Director of the Centre for Processes for energy and chemicals at IFP School. ■

FOCUS ON THE CLASS OF 2020

The 302 new students of the 2020 class joined IFP School on September 2 in the 11 applied industrial graduate programs. A slightly higher number compared to the 2019 promotion, with a bit different scope of consolidation.

A resolutely multicultural year group

The 2020 class welcomes students from 46 different countries, excluding France. International students make up 48% of the total number and are particularly concentrated in English-language programs.

IFP School's international outlook is illustrated this year by students from Nigeria, Spain, Morocco, Brazil, China, Lebanon – each with seven or more representatives.

The French engineering school most represented is CPE-Lyon, with 11 students. The different Chemistry ENSI and INSAs schools also have a significant number of students.

Renewed support from industry

IFP School's applied courses benefit from the school's close ties with industry. This proximity is reflected this year in the fact that **86% of students receive financial support**, either directly from a company or through institutions such as the Tuck Foundation. This year, 57 companies are partners of IFP School and 6 of them support more than 8 students: Total, Renault, TechnipFMC, ExxonMobil, PSA and Axens.

In addition, the 22 students of the 4th session of the Petroleum Data Management specialized master's program also started their academic year on September 2. This program, in partnership with the *École Nationale des Sciences Géographiques de Marne-la-Vallée*, is making good progress this year,



The Class of 2020.

marked in particular by increased, but not sufficient, support from industry.

In total, with programs provided through international partnerships, the 2020 class should have more than 450 students. ■

A QUICK LOOK AT THE CLASS OF 2020 IN ENGINEERING PROGRAMS

- Powertrain and Sustainable Mobility: 29%
- Energy Economics and Management: 21,5%
- Energy and Chemistry Processes: 26%
- Georesources and Energy: 23,5%

- 52% French students
- 25% women
- 57% apprentices
- 13% professionals on secondment

DOSSIER

GÉOSCIENCES : ENCORE DE BELLES PERSPECTIVES

Traitement des données
Intelligence artificielle
Transition énergétique

OIL AND GAS UPSTREAM BUSINESS: A FASCINATING WORLD AT THE HEART OF HUMAN DEVELOPMENT

As we were preparing this dossier, we sincerely believed it would be impossible to cover the multitude of skills to be described. And yet, when you look at a diamond with its millions of facets, you do not attach any particular attention to each one of them, you just see a marvelous, fascinating and inspiring piece of art.

Oil and Gas upstream business is of the same kind. Despite its young age, it has tremendously evolved through a series of improved understanding of earth sciences, innovation in technology, legal framework, production agreement, transportation and production methods. This has allowed operations in more and more remote places and harsher environments, deepwater, arctic conditions... delivering an unprecedented boom of economic and welfare development, illustrated by human mobility that has grown by a factor of more than 30 since 1900. The gasoline engine went commercial in 1886 and jet engine in 1941.

Safety and Environment have always been key parts of the Oil and Gas management responsibilities. But the emergence of climate change concerns, linked to fossil fuels consumption, has brought environment to the top of our industry "Challenges list".

Political choices will definitively favor the development of "apparently" carbon free energy supply sources. However, because of the size of the transition challenge, most energy outlooks predict a continuous growth of both oil and gas demand at least till 2040, especially in emerging countries. Discoveries of new plays in new provinces offer unique opportunities to accelerate economic and social welfare development in these countries.

Beyond the delivery of additional oil and gas resources, our industry will also contribute positively to the global energy transition, through carbon capture and storage, potential production of natural hydrogen, efficient gas chain management replacing coal power generation, offshore windpower development, etc.

This is what we have tried to illustrate in the following pages. Enjoy your reading and hopefully share the enthusiasm of the different contributors and of the Editorial Committee: we definitely feel part of the solution!

The Editorial Committee

NEW PLAYS⁽¹⁾, NEW PROVINCES : L'EXPLORATION SE RENOUVELLE !

L'exploration pétrolière a un seul but : trouver des pièges, composés d'une roche-réservoir avec une fermeture étanche, dans lesquels des hydrocarbures, générés par décomposition de matière organique dans une roche dite "mère", ont migré et se sont trouvés captifs. Cette quête a été complétée récemment par le boom de la production de Shale Oil et Shale Gas aux États-Unis.

De nombreux paramètres entrent en jeu dans l'élaboration d'une stratégie : type d'hydrocarbures recherchés, âge des formations géologiques, type de bassin (foldbelt, rift, deltas, etc.), le contexte géographique (offshore plus ou moins profond, onshore plus ou moins accessible), les challenges technologiques (réservoir très peu perméable, ou à haute pression et haute température, présence de fluides non désirés comme l'H₂S, etc.).



GOL 81

JEAN-CLAUDE HEIDMANN

Jean-Claude Heidmann est depuis septembre 2018 directeur en charge des Relations Ecoles et Partenariats académiques pour le groupe Total.

Diplômé de l'université Paris XI (master en Sciences de la Terre) et d'IFP School, Jean-Claude Heidmann a rejoint le Groupe Total en 1982 comme géologue puis a pris des responsabilités croissantes en E&P jusqu'à devenir manager R&D New Venture en 2010. En 2013, il est détaché à IFP School en tant que directeur Géoressources et Energies.

Jean-Claude est membre de plusieurs associations professionnelles : EAGE, AAPG, SEG et SPE.



Oil and Gas exploration in the Permian Basin.

Les découvertes récentes correspondent à des thèmes d'exploration et des provinces qui se combinent en :

- "Old plays in old provinces" (OPOP) ;
- "Old plays in new provinces" (OPNP) ;
- "New plays in old provinces" (NPOP) ;
- "New plays in new provinces" (NPNP).

Les "Superbassins" (comme le Bassin permien aux États-Unis) ont prouvé qu'ils recelaient un potentiel de ressources encore énorme si l'on considère que les objectifs "Shale" (Shale Oil de l'Eagle Ford, Shale Gas du Barnett aux États-Unis, etc.) sont des

1 - Le terme de "play" est couramment employé en géosciences pétrolières pour signifier un thème d'exploration conduisant à l'identification de pièges alimentés en hydrocarbures.

exemples de **"Old plays in old provinces" (OPOP)**.

Le thème "shale" était historiquement associé aux des dépôts de type "roche mère", dans lesquels se forment les hydrocarbures. Compte tenu de leur faible porosité et perméabilité, ils étaient aussi considérés comme des couvertures (étanches et imperméables) plutôt que comme des réservoirs. Le développement de ces ressources a été davantage lié aux avancées technologiques (forage horizontal couplé à de la fracturation hydraulique multi-phasée) plutôt qu'à de nouveaux concepts géologiques !

À cela s'ajoute un nouveau business model économique qui devient attractif quand les prix des hydrocarbures sont élevés. L'enjeu s'est rapidement orienté vers la localisation de "sweetspots" (sites privilégiés) grâce notamment à un modèle géochimique de plus en plus précis. L'exploitation de ce type de "play" se rapproche un peu du type minier, progressant de proche en proche, bien différente du ciblage précis et géométriquement définissable de l'exploration dite conventionnelle. On parle aussi de "resource play".

Les États-Unis sont les plus avancés du secteur (ils commencent même à en exporter le gaz !). D'autres pays font maintenant l'objet de cette exploration : l'Algérie pour qui ce thème constitue le principal espoir en termes d'hydrocarbures, la Chine dans sa quête d'énergie et surtout l'Argentine dont les premiers puits semblent très prometteurs (Bassin de Neuquen).

L'exploration des "Old plays in new provinces" (OPNP) consiste à rechercher, sur de nouvelles zones demeurées vierges de travaux, des thèmes, réservoirs, types de piégeage, etc., connus dans des bassins exploités depuis longtemps. Parmi les récentes découvertes, nous pouvons mentionner celles faites dans l'Est de la Mer Méditerranée, notamment les réservoirs deltaïques/turbiditiques en Israël, au Liban



et à Chypre (ExxonMobil Block 10, 5 à 8 Tcf) ainsi que les découvertes de Kosmos en offshore profond au Sénégal et en Mauritanie (17 Tcf - bloc 8).

La catégorie "New plays in old provinces" (NPOP) nécessite soit de reprendre des risques

comme l'a fait ENI en Egypte sur le bloc Sharouk, soit de s'appuyer sur des outils performants et/ou de nouvelles technologies pour trouver de nouvelles idées. La prise de nouveaux risques par ENI, opérateur historique du delta du Nil, a été favorisée par la mise aux enchères de blocs d'exploration, proches des découvertes en Israël et à Chypre, qui a amené la compagnie à imaginer et tester un nouveau concept sur les hauts récifaux Eocène-Oligocène de Zohr (environ 20 Tcf) alors



GOL 57

BERNARD C. DUVAL

Diplômé de l'Ecole Polytechnique, des universités de Grenoble et Dijon, d'IFP School et du Stanford Executive Programme, Bernard Duval a passé une grande partie de sa carrière à l'international chez Total avant de devenir Senior Vice-President Exploration, période pendant laquelle il a conduit le Groupe à faire de nombreuses découvertes. Professeur Associé à IFP School ainsi qu'à Total Professeurs Associés, il vient de recevoir en 2019 l'une des plus prestigieuses distinctions de la profession avec le "Michel T. Halbouty Outstanding Leadership Award" (AAPG).



que les plays classiques du delta du Nil avaient été largement écrémés. Souvent de nouveaux opérateurs, plus petits et au business model différent, sont plus à même de prendre ces risques.

Pour les avancées technologiques, on peut citer l'importance de la combinaison de l'imagerie sismique (améliorée notamment lors de l'acquisition) dans le domaine complexe des chaînes plissées, associée par exemple à de nouveaux modèles géologiques de dépôts carbonatés qui ont permis la découverte de grands volumes de gaz par Total (7 à 9 Tcf) en Papouasie Nouvelle-Guinée (Elk et Antilope), ou bien grâce à un modèle structural complexe en Bolivie (Incahuasi 2004-2016).

NDLR : Voir exemple de technologies innovantes (acquisition sismique) développées pour ces régions d'accès difficile présenté dans l'article "Projet Metis" de P.O. Lys.

La catégorie des "New plays in new provinces" (NPNP) a prouvé ces dernières années que le potentiel d'exploration mondial ("Yet to find") était souvent sous-estimé. On parle aussi de thèmes "frontières" tant leur risque géologique est élevé. Citons quelques exemples majeurs qui concernent la découverte de pièges subtils le long de marges passives dites "abruptes" car situées dans la zone de cisaillement maximum d'écartement des plaques océaniques parmi lesquelles :

- Les découvertes d'Exxon Mobil (avec Hess et CNOOC) sur le bloc Stabroek en offshore Guyana totalisant environ 5,5 Gbls de ressources ;
- La récente découverte "Brulpadda" de Total en Afrique du Sud dans le bassin de l'Outeniqua, qui a prouvé des volumes importants de gaz, huile et condensats.

Dans ce dernier cas, l'analyse sismique de DHI (Direct Hydrocarbon Indicators) a été déterminante en rendant probable la présence d'hydrocarbures, grâce au repérage d'anomalies sismiques



résultant de changements de fluides contenus dans les roches réservoirs.

- Le Ghana où plusieurs découvertes (huile, gaz et condensat) importantes ont été faites par ENI, Aker, Lukoil et GNPC en offshore.
- Enfin il faut mentionner le Mozambique où une nouvelle province à gaz en front de delta a été prouvée par ENI, Exxon Mobil, Anadarko, CNPC, dans le bassin de Rovuma, totalisant environ 60 Tcf de ressources.

Dans cette même catégorie, on se doit de citer l'exploration de l'objectif pré salifère dans le bassin du Santos au Brésil (Petrobras, Shell, Total, etc.). Celui-ci a fourni jusqu'à aujourd'hui des volumes calculés en milliards de barils dans un réservoir carbonaté vraiment atypique : les micro-bialithes !
Voir page suivante l'article de C. Mercadier.

En résumé

La majeure partie des découvertes récentes est du gaz (shale gas, East Med, Santos, Mozambique, PNG, etc.) à proximité des marchés ou bien nécessitant le développement d'unités d'exportation sous forme de GNL. Beaucoup sont dans les réservoirs carbonatés (hauts récifaux de Zohr dans l'East Med, PNG, Santos, etc.). Les offshore (marge atlantique notamment) ainsi que les chaînes plissées nous ont récemment prouvé qu'elles recelaient encore un potentiel très important !



WHAT MAKES BRAZIL PRE-SALT SPECIAL?

Why does the Brazil Pre-salt hold twice as much discovered volume than any other deep water basin in the world?

The pre-Salt in Brazil is a major carbonate/evaporite succession that accumulated adjacent to continental plate margins during the opening of the South Atlantic. In just about 16MMy, this extensional rifting cycle generated conditions favorably lining-up all elements of an exceptional petroleum system.

Atypical size of the Brazilian continental margin

By contrast to its narrower Angolan counterpart, the Brazilian margin is remarkably wide, locally in excess of 200 km. This was caused by a shift of the rifting break line more to the East following the failure of the originally symmetrical rift. In this vast area, the Brazil margin Pre-salt comprises many four-way dip or dip/fault closures over large basement fault-bound horsts and half-grabens.

Unique depositional system on a large scale

The main Pre-salt reservoir is a distinctive Aptian age 'microbialite' carbonate deposited in essentially non-marine, highly restricted environments during the rifting stage. This system was one of the most extreme and yet most extensive lacustrine settings seen so far in the geological record.

These 'microbialites', featuring a variety of microbially and chemically precipitated carbonates, formed in overall shallow-water depths that led to high-energy reworking on paleohighs, where laterally extensive and thick (locally 100's m) grainstone belts accumulated due to high subsidence, with generally excellent reservoir properties for such a carbonate reservoir depth range (4500-6000 m).

World class source rocks and seal

The Pre-salt source rocks that were deposited in broad structural lows are rich, oil prone, and feeding large drainage areas.

Regarding the seal, the Pre-salt can be seen as an example of an extensional 'saline giant', with basin wide, thick evaporite deposition. Diapirism has generated an extremely irregular overburden with halite walls and columns, but laterally relatively thin anhydrite remains an effective seal at the base of salt lows filled by younger clastics.

Way forward – Selected issues

- The Pre-Salt Play, particularly its reservoir consisting of microbial/chemical carbonates, requires fundamental research to understand the controls on 3D distribution of reservoir bodies.
- In addition to associated gas, unwanted fluid components (e.g. H₂S, although in small quantities) create cleaning/separation challenges in a deep offshore environment. ■



GOL 84

CHRISTOPHE MERCADIER

Après IFP School et une thèse en sédimentologie des carbonates à l'université de Marseille, Christophe a rejoint Shell International et occupé jusqu'en 2016 divers postes : Pays-Bas, Oman, Iran, entre autres, et Brésil. Pendant cette dernière affectation, il a travaillé à l'appréciation et au développement de champs du pre-salt en offshore profond. Il exerce maintenant en France des activités de consultant en petroleum engineering.

HUMAN MIND AND COMPUTER SCIENCE

The Finding Petroleum newsletter (www.findingpetroleum.com) has recently published quote-unquote excerpts from a conference, somehow iconoclast, given by the ExxonMobil Senior Vice President Exploration on the occasion of the IAGE conference, London June 2019.



Minds more useful than 3D seismic in exploration

If I ask the audience what success looks like, most of you would say Liza-1 (Guyana), Zohr (Egypt), Glauco-1 (Cyprus), Brazil subsalt, he said.

I put to you that success comes from two things: identifying and capturing opportunities ahead of the competition, and making most out of inventory of opportunities we have.

We all gravitate to 3D seismic. It is big big, big data. It is pattern rich and labour intensive. But I put it to you by the time you get to 3D seismic, you've lost the race.

We have access to minds of tens of thousands of geoscientists who have come before us. [The challenge is to] see the things they recognised or saw but didn't recognise.

With AI, data management, we can look at (millions) of documents which exist, to find the next Brazil subsalt or the next Guyana.

Don't think of it as 3D seismic. Think about accessing minds of geoscientists who came before us.

The winners in the oil and gas industry are the companies with the lowest cost of supply.

We don't have a hiring challenge

If we look at our hiring, we have absolutely no trouble recruiting the talent we need in geoscience and engineering. People we hire today want access to the latest technology.

Data integration is our strength

Our strength is ability to integrate different types of data. If we can hire people who can integrate different types of data we'll be successful.

Digitising human knowledge is simple

The way you capture that data is simple, you digitise it. You can draw out sentiments in documents. It is completely practical to do that.

How does technology help unconventional?

If anyone makes an assumption that technology had nothing to do with it, that's flat out wrong.

People say, 'it is a statistical play, it is carpet bombing.' That's completely wrong.

Those who have the sweet spot will win. And the best players are those who understand the use of technology to get the most out of every reservoir, including AI.

Computers don't find oil

There's an old quote "Oil is found in the minds of men" [or women]. It will be the same in 20 years as it is today. ■



Quoted with permission from David BAMFORD





Figure 1:
Artistic view of the METIS® system

Metis, in ancient Greek religion, was the first great spouse of Zeus, believed to be the mother of wisdom and cunning, both qualities considered to be highly admirable by the Ancients. This practical intelligence of reality is probably what describes best the eponym innovative seismic acquisition system METIS®(1) launched by Total end of 2014.

Indeed, the METIS® R&D project combines the best of new technologies –such as IoT, drones or Artificial Intelligence- to revolutionize land seismic acquisition: it basically aims at using automated fleets of drones in order to deploy cableless seismic sensors called DARTs®. A new generation blimp airship is also developed in collaboration with the French company Flying Whales in order to complement helicopters for heavy logistics transportation. With about 2 tons of payload, this airship combines three different lift principles (helium buoyancy, vectorial thrust from the

propellers and aerodynamic lift) to optimize its energy consumption and environmental footprint. By limiting the number of personnel involved in the field, METIS® will keep cost and HSE exposure to a minimum, and will open the possibility to explore acreage in hard-to-access onshore areas. With unprecedented scalability and flexibility, the system could also easily be used for many different applications such as reservoir monitoring or 3D Vertical Seismic Profile, in a wide range of locations across the world (figure 1).



GOL 2004

PIERRE-OLIVIER LYS

Diplômé de l'Ecole Centrale Paris et d'IFP School, Pierre-Olivier a rejoint Total en 2005 et occupé différents postes au sein de la direction Exploration à Pau, en Angola et en Norvège.

Il est depuis juillet 2016 en charge du projet "Acquisitions innovantes", qui vise à développer les systèmes d'acquisition géophysique du futur au sein de la R&D de l'Exploration Production.

1- Multiphysics Exploration Technology Integrated System



Rethinking acquisition design with carpet recording

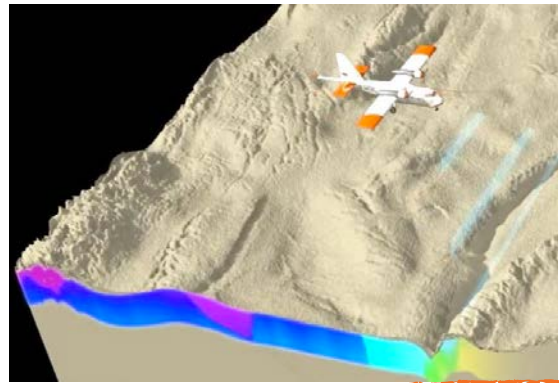
Essentially, the backbone of the METIS® operational model is to ensure the seismic data quality thanks to a “carpet recording” seismic design. Since seismic sources are much more costly and difficult to implement in the field than receivers, the idea is to deploy a very dense grid of sensors in order to sample the upcoming seismic wave field, while limiting the number of sources necessary to obtain a satisfactory subsurface illumination. This idea may seem simple in theory, but practically implies rethinking the *modus operandi* of seismic acquisition in environments like foothills or rainforests, where METIS® would be preferentially used:

- The deployment of so many sensors calls for automation, since we want to keep personnel in the field to a minimum for HSE purposes.
- Unmanned Aerial Vehicles (or drones) should be preferred to carry the sensors, in order to reach any location from the air, much more efficiently than a ground vehicle which would progress very slowly in difficult terrain.
- The drones would then drop the sensors from a few dozen meters high (from above the trees obviously in a vegetated environment), meaning that the sensors must be cableless, and able to withstand a free fall and subsequent impact: we call these specific sensors the DARTs® (figure 2).



Figure 2:
The 40 cm long DART sensor.

- Since data (and sensors) harvesting would again require a significant amount of persons in the field, the DARTs must be able to communicate the measured seismic data in real-time, and should be left in place after the operations... meaning that the DARTs should be disposable, and even biodegradable to have a very low environmental footprint.
- Obviously, the latter condition implies that the DARTs should be low-cost, so as to minimize the capital expenditures left in the ground after the acquisition...



Airborne multiphysics measurements are used to characterize the near surface properties..

Optimizing ahead of operations

In difficult environments, optimizing operations is paramount to reduce cost and risks, while going faster with the exact number of personnel required. The goal of METIS®' synthetic environment is to deliver an optimized planning for all the actors involved in the operations (drones, ground teams, etc., based on the *a priori* knowledge of the survey area encapsulated in a comprehensive 3D model: satellite images or airborne measurements such as LiDAR data are used to accurately model the field topography, vegetation height, type of land cover and even possibly the atmospheric conditions.

The subsurface is also modelled to check that sources and receivers are correctly located to properly illuminate the objectives at depth, and optimization algorithms process all these data to determine either the paths

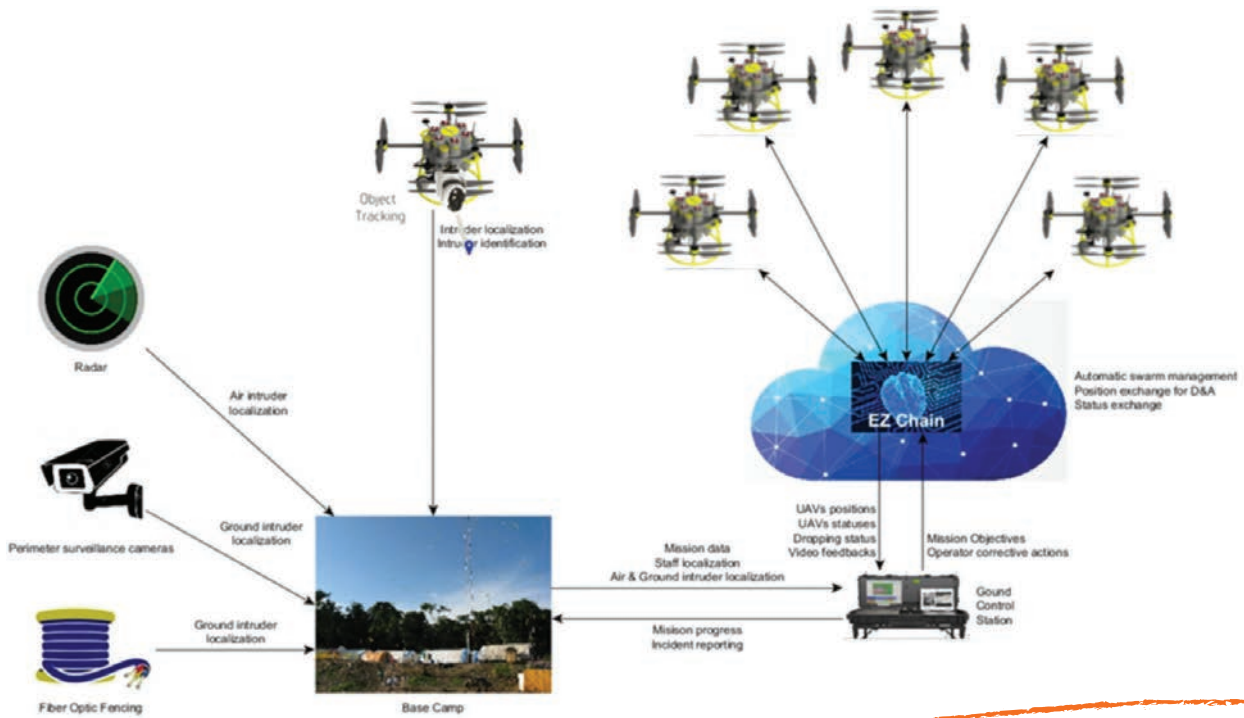


Figure 3:
Architecture of the fleet of drones system.

that the ground should follow to place the seismic sources, or the most efficient trajectories the drones should fly to deploy the sensors.

Ballet of drones

To be efficient, our operational model requires the deployment of no less than 4000 DARTs per day, which can only be made possible by drone swarms continuously dropping DARTs. While the idea of a drone swarm might seem trivial at first sight, it is in fact extremely challenging to implement a system which can adapt to the ever-changing circumstances of a field operation.

Drone light shows have lately created buzz, but are nothing like what we need for our operations: they merely stage a predefined choreography, while we need an intelligent system able to account for incoming vehicles or persons in the zone of operations, change the drone trajectories accordingly to avoid flying over people, and automatically check before launching a DART that the area is free of human or animal.

This system is developed in collaboration with two major French engineering companies, Altran and Scalian, and should be ready beginning of Q4 2019 for the first field implementation of the METIS® drone swarm, whose architecture is displayed in figure 3.

A field-proof system

While our ultimate goal is to prove that METIS® can be used to acquire a significant 3D high density seismic in Papua New Guinea by 2021/2022, we have quickly realized that the scale of the project required a stepwise approach to test the system in the field.

A first proof of concept involving a manually piloted drone, within visual line of sight, was carried out in fall 2016 in Texas, and showed that a few prototypes of DARTs could be dropped from up to 50 meters high, withstand the deceleration at impact, plant into the ground and record good quality seismic data.





All logistics required to deploy the sensor network and source grid will be supplied from the air using a new generation of airship.

These first results encouraged us to test further the system in real conditions: in December 2017, we dropped more than 60 DARTs in Papua New Guinea on predefined locations (see figure 4), thanks to an automated drone that was able to fly above the forest canopy, and to reach a productivity of around 10 DARTs per hour. Seismic data was recorded – and transmitted through the vegetation – in real-time, paving the way for a further development of the system.

Our next objective on the way to the final industrial pilot in 2021/2022 is to acquire the first HD 3D seismic ever recorded with METIS in the Middle-East by the end of 2019: a fleet of five drones will automatically deploy up to 4000 DARTs in around 10 days, showing the scalability and flexibility of METIS®, whose potential to revolutionize onshore seismic acquisition is still to be explored! ■



Figure 4: Dropping DARTs above the PNG rainforest.



To learn more

<https://www.ep.total.com/en/innovations/research-development/metis-integrated-geophysical-acquisition-system-quality-real-time>

VALORISATION DES DONNÉES CLÉ DU SUCCÈS DANS LES GÉOSCIENCES

La fiabilité d'un modèle numérique dépend de notre capacité à intégrer l'ensemble des informations disponibles, via notamment des outils de modélisation et de simulation. Les nouvelles approches digitales, s'appuyant sur le triptyque données-modèle-simulations, laissent présager des bouleversements tant dans la qualité des modèles que dans l'efficacité des processus et des méthodes utilisés.

Cet article vise à illustrer quelques cas d'usage mis en œuvre à IFPEN et à dessiner des solutions opérationnelles tirant parti des technologies du digital.

Exploiter les informations contenues dans les données

Des solutions opérationnelles sont d'ores et déjà à disposition des ingénieurs. Par exemple des environnements d'analyses (classification, réseaux de neurones, reconnaissance d'images, etc.) vont extraire des données des informations jusqu'ici inaccessibles via uniquement des approches modélisation-simulation pour mieux caractériser et monitorer un processus. Le développement spectaculaire des approches "Deep Learning/Machine Learning" offre encore des potentiels réels.

IFPEN dispose d'une base de données de modèles numériques 4D issus de plus de 1500 expériences analogiques de processus géologiques complexes sous scanner. *GeoAnalog™* est un service web permettant d'accéder à ces modèles numériques pour aider à comprendre les processus de déformations structurales dans des contextes particuliers.



Aujourd'hui, des travaux sont menés pour compléter cette offre par des techniques d'apprentissage afin de reconnaître automatiquement dans les images des structures spécifiques (corps salifère par exemple) et quantifier des corrélations entre une image sismique et des modèles existants dans la base.

Une expérience réalisée à IFPEN avec l'environnement WATSON (IBM) s'inspire des progrès notables dans le traitement du langage naturel. L'objectif est de réaliser une application de l'approche dans un contexte d'étude géologique régionale.



HERY RAKOTOARISOA

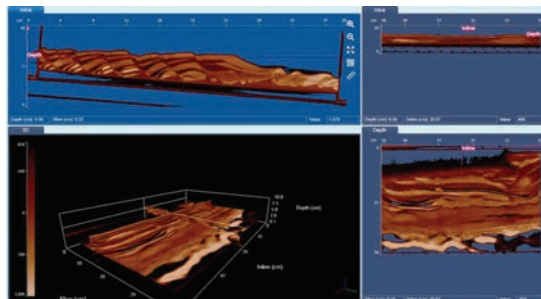
Docteur en Mathématiques appliquées/Géosciences (1992, IFP School-Université Claude Bernard, Lyon).

Responsable du programme Caractérisation et simulation réservoir – Digitalisation à IFP Energies nouvelles.





GeoAnalog™ une solution de valorisation, via un service Web, d'une base de données de modèles numériques issus d'expériences analogiques sous scanner.



Il s'agit de répondre à une question du type « Quelles formations portent la roche mère dans tel bassin ? » à partir d'informations contenues dans des données déstructurées (articles, rapports scientifiques), puis de formuler une réponse ferme si ces données le permettent, sinon de proposer l'acquisition d'informations complémentaires. Ce système permet à la fois de capturer les connaissances d'experts (reconnaissance d'images : logs, courbes d'enfouissement, "event chart", reproduction d'un raisonnement) et de répondre à des questions exprimées sous forme de langage naturel. Il nécessite des efforts de formalisation (mise en œuvre d'une ontologie représentant un raisonnement géologique), d'apprentissage (annotation des articles : images, mots clés et leurs liens) et de transcription d'une question posée sous forme de requête dans la base de données. Le test a permis d'apprécier la capacité de WATSON à assimiler de manière fiable avec un nombre relativement limité d'articles annotés (près de 150 rapports d'environ 1000 mots). Les travaux en cours concernent plus particulièrement les difficultés rencontrées dans la transcription d'une question complexe sous forme de requête dans la base d'objets reconnus.

Améliorer les simulations

Les simulations bénéficient déjà de leviers digitaux comme les techniques du "cloud computing" qui permettent d'effectuer des calculs lourds et interactifs à distance et il existe encore des possibilités réelles d'optimiser les calculs complexes.

Le volume de données manipulées dans les domaines des géosciences explose littéralement : en février 2018, CGG et ArdiSeis ont réalisé l'étude sismique la plus dense jamais enregistrée avec près de 3 fois le volume atteint jusqu'ici. De même, le volume de données acquises sur un puits en production dépasse 10 To/jour. Le traitement et l'interprétation des données relèvent de véritables défis que les solutions du type "Big Data" abordent. Dans ce cadre, l'approche "MapReduce" a été implémentée sur un algorithme d'inversion sismique. Il s'agit d'une manière optimale de stocker des données sismiques (HDFS) et de les traiter par domaine via des processeurs indépendants proches des données. On observe un gain en efficacité substantiel comparé à une approche HPC (High Performance Computing) parallèle classique. Elle suppose cependant un effort préalable de décomposition du calculateur par domaine.

Des travaux récents proposent des méthodes couplant le calcul HPC avec l'IA afin d'accélérer les calculs.

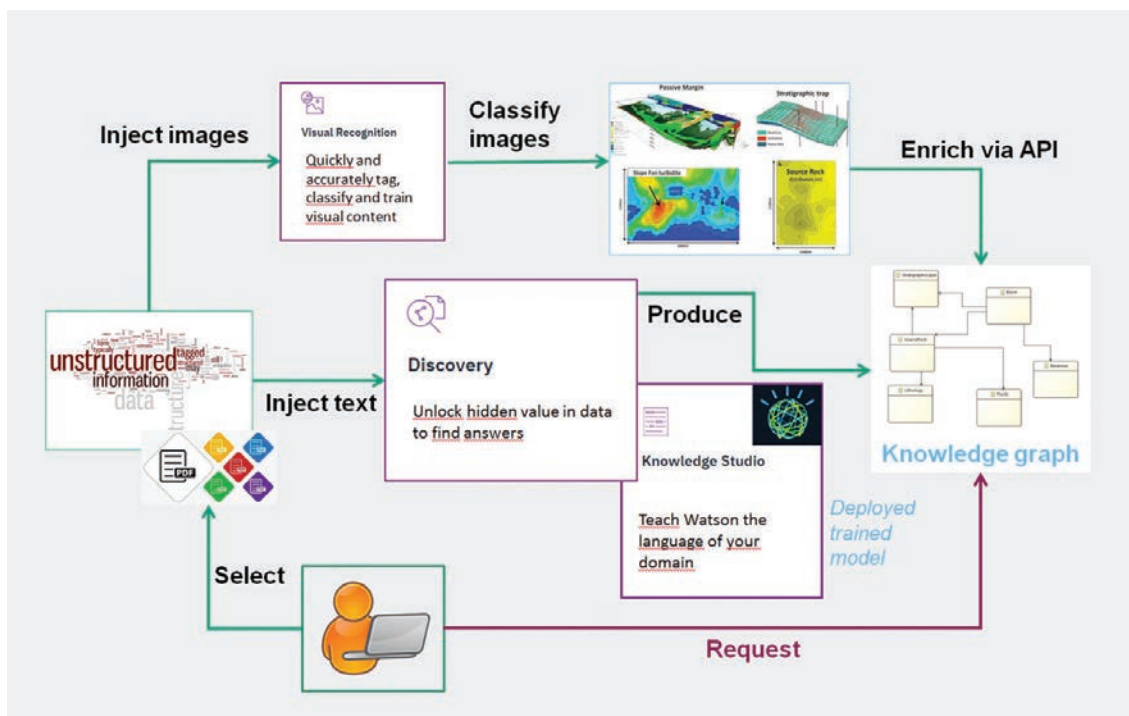
À IFPEN, une approche fondée sur l'apprentissage a été implémentée autour d'un algorithme de simulation de transport réactif. Plus précisément, le calcul de flash thermodynamique au sein de chaque maille réservoir, à chaque pas de temps, nécessite la résolution d'une équation différentielle dépendant de plusieurs paramètres (pression, température, quantité de matières, etc.).

Ce test repose sur la constitution d'une base de données de calculs de flash déjà réalisés, ainsi que la mise en œuvre d'un système d'apprentissage et de mesure de proximité d'un jeu de paramètres à un autre. Il s'agit ensuite soit de reprendre les résultats d'une simulation suffisamment proche pour éviter le calcul pour une maille, soit d'initialiser le processus itératif de résolution de l'équation avec un modèle initial suffisamment

proche de l'optimum. Les premières évaluations réalisées ont fourni des résultats prometteurs. Les travaux se poursuivent aujourd'hui pour une implémentation dans un cadre d'algorithme de simulation complexe.

Les cas d'usage montrés ici visent à souligner qu'il existe encore un champ d'investigation susceptible d'apporter des solutions de rupture pour tirer davantage d'informations des données (patrimoniales, mesurées, calculées), en complément et en appui des approches de modélisation et de simulation. Ces défis requièrent d'une part l'expertise métier des géosciences, et d'autre part de nouvelles expertises dans les techniques digitales.

Ceci viendra d'une synergie plus forte entre les acteurs historiques du domaine et des organismes académiques, industriels et start-ups du numérique. Cela suppose également le développement de nouvelles compétences transverses. ■



Workflow testé dans le cadre d'un essai réalisé avec WATSON-IBM – Identification par apprentissage d'images, de mots clés et de liens spécifiques à un cadre géologique.

DRILLING: THE PATH TO REALITY

Drilling is a key activity in the Oil and Gas upstream business. At this point, ideas and concepts confront with reality: discovery or dry hole for exploration wells, successful completion, reliable and sustainable production for development wells.

As any human activities, Oil and Gas drilling industry has grown, over the last 150 years, thanks to continuous innovation in both oil markets development and drilling technology in response to the increasing complexity of finding and producing hydrocarbon resources.

Historically oil products have been used for different purposes but, initially, only if present locally at surface. 4,000 years ago, natural asphalt, found on the banks of a nearby river was employed in the construction of walls and towers of Babylon. The first streets of Baghdad were paved with tar, derived from petroleum accessible from natural fields in the region. In China, petroleum was burned to evaporate brine and produce salt. In the 9th century, oil fields were exploited in the area around Baku, Azerbaijan. Oil sands were mined as from 1745 in Alsace. The Pechelbronn oil field, active until 1970, was the birthplace of companies like Antar and Schlumberger.

In the 1800s, clever entrepreneurs developed new oil usages, initially as medicine, later as lubricants. Another market appeared, when chemists found that oil could be distilled into kerosene that will rapidly replace whale oil as a lamp oil. In 1913 the Ford Model T became the first automobile to be mass-produced on a moving assembly line, leading to decades of exponential growth.

Along with demand growth, extraction technics evolved. Drilling technology was initially limited to the production of brine for salt, an important food preservative. In America, in 1802, it took salt brine drillers, 18 months to complete one of the first "drilled" well in America using a spring pole, through 40 feet of bedrock to a total depth of 58 feet (18 m). The Chinese may well have been the first people to drill wells using the cable tool percussion method. A chisel on bamboo rods was lowered into the well on woven cables 1-4 cm thick. In 1846, the first drilling of an oil well, to a depth of 21 m, took place on the Absheron peninsula near Baku by Major Alekseev. In 1859, 'Colonel' Edwin Drake drilled the first oil well in the United States reaching the same depth.



FOR 81



JEAN-CLAUDE CHOUX

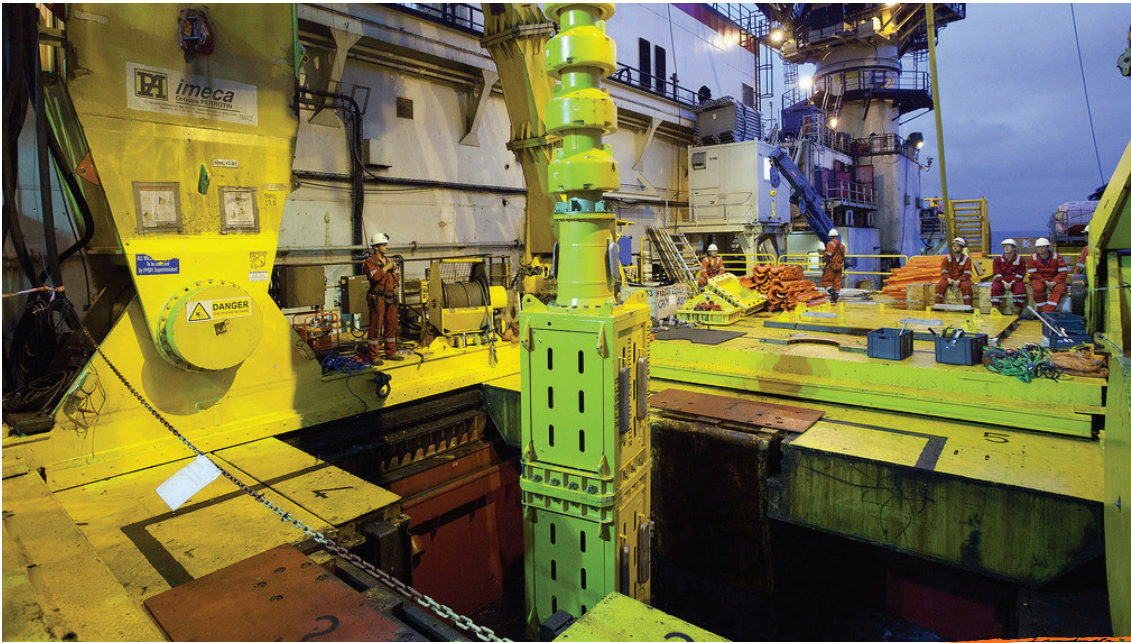
**Directeur technique Zone Asie-Pacifique
TOTAL E&P**

Jean Claude a débuté sa carrière comme ingénieur intervention pipeline avant de rejoindre le groupe Total comme ingénieur forage en Chine, Côte d'Ivoire puis Norvège.

Il s'occupe ensuite de recherche-développement sur l'hydraulique des outils de forage avant de reprendre une carrière opérationnelle au Moyen-Orient, Indonésie puis Grande-Bretagne. Sa mission actuelle de Directeur technique lui permet d'appréhender tout le spectre de l'exploration-production.

The advent of cable-tool drilling introduced the wooden derrick into the landscape. Using the same principle of chiseling a hole deeper and deeper, the development of steam power together with innovative mechanical engineering made wells drilling far more efficient.

But as wells got deeper, resistant rock strata became more common, making drilling far more difficult. This led to a new revolution: rotary drilling. Instead of the



Deep offshore in Girassol (Angola).

repetitive lift and drop of heavy cable-tool bits, rotary drilling introduced the hollow drill stem ending with a drill bit grinding the rocks, with their debris washed out of the borehole with re-circulated mud.

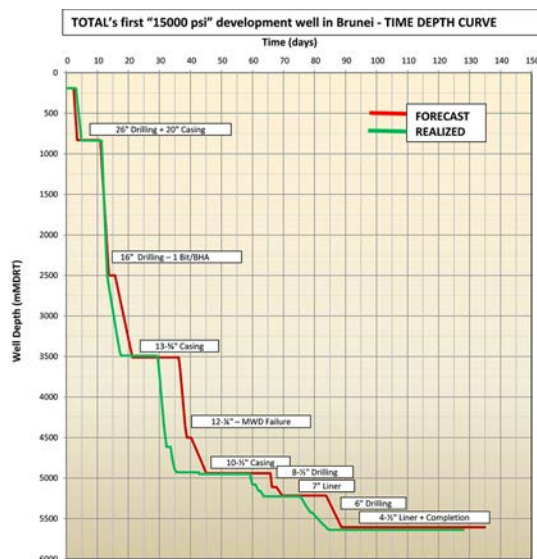
Nowadays, the challenges are of a similar nature: newly found reservoirs are likely to be buried deeply, in complicated and difficult geology, and/or at great water depths up to 3,500 m and we are contemplating more than 4,000 m in the near future. Wells today are deeper, longer and more complex. They will encounter challenging rock formations, higher reservoir temperature and pressure, more remote and hostile environments, harsher weather conditions, in all types of geology - foothills, abrupt margins, presalt basins, carbonate reservoirs, and unconventional reservoirs (Shale, Tight and Coal Bed Methane).

Under such conditions, drilling costs can be as high as \$1 million or more per day (\$ 0,6 - 0.8 million nowadays as the rig rate has dropped since 2014 crisis). Consequently, reducing unproductive time becomes essential, while still maintaining safety at the highest level. Solutions developed call on physics, chemistry, geomechanics, data processing, real-time

downhole data analysis (recorded during drilling) and sophisticated well-steering tools.

Focus on Total achievements

Total has long been at the forefront of world firsts and technological breakthroughs, such as Measurement While Drilling (MWD), the technology that made it possible to industrialize horizontal drilling over thousands of meters cutting through one reservoir after another over their entire length, facilitated by the development of PDC (Polycrystalline Diamond





Compact) bits, one of the most important material advances for oil drilling tools in recent years. When drilling under high pressure/ high temperature conditions, with pressure exceeding 1,000bars and temperature around 200°C, well configuration is critical. Controlling pore pressure and fracture gradient differentials is crucial, with a very narrow mud weight window, using such techniques as managed pressure drilling (MPD). It requires controlling the stability of well walls during drilling, drilling infill wells in highly depleted reservoirs, optimizing cement rheology, predicting pore pressure, and strengthening wells with stress caging.

In 2016 we commissioned the world's first all-electric subsea well in the North Sea. With more than 400 subsea wells operated. Total is both a pioneer and a leader in Deepwater drilling technologies. In partnership with our contractors we have developed lighter risers, robust connectivity, control of cement temperatures, simplification of architectures and maintenance, and using all-electric equipment.

The Jean Féger Scientific and Technical Center (CSTJF) located in Pau, France, is a great asset for Total's Exploration-Production business. Its state-of-the-art laboratories and the power of its high-performance supercomputer make it a world-class center of technical expertise in the oil and gas R&D.

Our drilling teams have a full suite of integrated research laboratories specialized in drilling fluids and cements, rock mechanics, reservoir to wellbore interface, and well productivity. They work closely with field personnel and are able to test, model and validate solutions that enhance well integrity and productivity. Modeling allows the creation and customization of designer muds to prevent well fracture while drilling. In-house software simulates the behavior of wells and cements over their lifetime, helping to prevent failures during drilling, completion and production.



*Technicians at the CSTJF
Salle Géoscience. Salon de projection.*

Via our Real Time Support Centre, a smart room based at the CSTJF, we remotely monitor the drilling parameters of complex wells around the world, and provide real time expert support reducing further exposure to major risks. Operational performance can be tracked economically and is compared instantly to reference drilling conditions.

Drilling performance also extends to well productivity: advanced fracture stimulation, injection or acidizing techniques to improve flow rate, fluidity and productivity in all types of formations. CSTJF wellbore interface laboratory has developed innovative systems and treatments for gravel packing, sand consolidation, deposit prevention, etc. Adjusted to reservoir conditions and production objectives, these solutions optimize the control of sand ingress at the reservoir-to-wellbore interface with the support of point-and-shoot simulation and monitoring software.

Artificial Intelligence (AI) is now entering the drilling toolbox: the DrillX program, with the development and deployment of in-house real time analytics, AI tools (machine learning/ deep learning, etc.), supports the wells construction process. Objectives are to further enhance operations safety by reducing risks, especially the major one, the blow-out, and significantly improve operational performance. ■

LE FORAGE, UNE PASSION

Témoignages

Paul Chambe
(DEG 16)



De l'informatique au forage

Qu'est-ce qui vous a attiré vers l'industrie pétrolière alors que l'Ecole Centrale d'Electronique (ECE), dont vous êtes diplômé, forme plutôt des ingénieurs informaticiens ?

Il est vrai que l'ECE Paris forme plutôt des ingénieurs au profil High Tech mais j'avais choisi la spécialisation "Energie et Environnement". Après avoir réalisé des stages dans l'industrie pétrolière en Argentine et en Ecosse, c'est tout naturellement que j'ai orienté mon projet professionnel vers l'Oil & Gas et choisi de poursuivre mes études à IFP School.

Quel est votre sentiment sur la formation DEG ?

Le master DEG est selon moi une formation qui donne de solides bases sur toute la chaîne de l'exploration et de la production. C'est une formation complète qui permet d'intégrer par la suite des entreprises en tant qu'ingénieur réservoir, production ou forage comme dans mon cas. La qualité des intervenants, qui viennent du milieu professionnel, alliée aux visites d'entreprises et aux stages terrain sont les points forts de cette formation.

Pourquoi le forage et que pensez-vous de votre métier ?

Le forage est un métier technique, de terrain et à fort enjeu économique et environnemental. Les bases du forage n'ont pas changé mais on voit apparaître de nouvelles technologies, de nouveaux standards afin d'améliorer la performance tout en assurant l'intégrité des opérations. En quête de ce côté terrain et projet (de la conception du programme de forage, à la planification des opérations, au suivi du chantier et à l'"handover" du puits à la production), je me suis dirigé naturellement vers ce domaine d'activité.

Comment envisagez vous votre avenir professionnel à moyen terme ?

Après avoir passé deux ans aux opérations (production/maintenance) pour Total à Abu Dhabi, j'ai rejoint le département Forage Puits en septembre 2018. Je suis actuellement affecté sur rig de forage en tant qu'"assistant company man" afin de superviser le forage de puits HPHT en Mer du Nord. Par la suite, je serai affecté au siège ou en filiale afin de préparer les programmes de forage de puits. ■

**Martin Larrère,
(DEG 2019)**

Vivre sa passion

« Même si nous, les foreurs, passons parfois pour être "volcaniques", il faut savoir rester calme, une qualité essentielle dans ce métier ! », lance Martin Larrère.

Diplômé en génie mécanique, il intègre en 2009 la formation "Cadets" de Total, pendant laquelle il occupe tous les échelons de la hiérarchie chez un contracteur de forage.

Au bout de deux ans et demi, rodé au fonctionnement d'un rig, il devient superviseur de nuit, responsable en second sur site.

Martin Larrère est alors le garant du bon déroulement du planning, de l'application des programmes de forage et du respect des référentiels techniques et HSE. En poste sur le bloc 17 (Girassol, Dalia, Clov) en Angola de 2011 à 2017, il a géré 200 personnes sur un bateau de forage où jusqu'à quarante nationalités se côtoient. « Le superviseur joue le rôle de chef d'orchestre ».

Martin Larrère souligne l'importance de prendre les bonnes décisions rapidement et de rester en permanence vigilant sur la sécurité. « La sécurité n'est pas négociable ».

Aujourd'hui, à 33 ans, il se lance un nouveau challenge: il est en formation à IFP School pour devenir ingénieur forage. « J'ai à la fois envie de rester proche des opérations mais aussi d'apprendre les autres aspects du forage ».

Un métier-passion reçu en héritage, puisque son père et son grand père étaient tous deux superviseurs. Bon sang ne saurait mentir. ■

**Maxime Benaniba
(DEG 2019)**

Un choix bien réfléchi

Un paradoxe frappant existe au sein de notre société : le monde a un besoin vital d'énergie et pourtant l'industrie qui a vocation à garantir cet indispensable flux d'énergie, ne suscite que peu de vocations auprès des jeunes ingénieurs.

À contre-courant de cette tendance, j'ai choisi de m'orienter vers l'industrie pétrolière car les enjeux qui se rattachent à ce domaine sont capitaux pour notre société. Cet aspect important donne un sens plus large à ce choix professionnel.

Par ailleurs, je suis persuadé que les défis techniques et le contexte souvent atypique qu'offre l'amont pétrolier, ont de quoi ravir les ingénieurs en quête d'un métier passionnant. Enfin, la mobilité géographique qui fait partie de l'ADN des métiers de l'industrie pétrolière, apporte un renouveau permanent et ne laisse pas de place à la routine.

Finalement, le manque d'attrait pour les métiers de l'industrie pétrolière ne provient pas des métiers eux-mêmes, mais probablement de l'image véhiculée auprès du grand public. Cette image pourrait certainement être corrigée en apportant directement des témoignages de professionnels de l'amont pétrolier auprès des étudiants en écoles d'ingénieur. ■

Patrick Oberto
(RAF 73)



A marvelous adventure

I joined BP and the Oil and Gas industry in 1973. The Club of Rome had just published its masterpiece "The limits to growth" with the message, that may still hold today: "The earth's resources probably cannot support present rates of economic and population growth much beyond the year 2100, if that long, even with advanced technology."

The more urgent pressure point was on food: the world will soon be unable to feed the growing human population which had led BP to invest in a fascinating process: transforming Gas Oil into proteins! Soybean cakes prices were soaring and oil prices were stable at around 3\$/bbl (19\$2018/bbl). After 2 months in the refining department, I joined the BP proteins development team for the sake of saving the planet.

A few months later, oil prices jumped to 12\$/bbl (60\$2018/bbl), and oil consumption growth rate slowed down in Europe. Peak oil was felt to be for tomorrow and major oil companies went into a race for diversification to new businesses: coal, minerals, information technology, nutrition, and even entertainment.

The 1981 crisis, where oil prices jumped to 32\$/bbl (110 \$2018/bbl), the dependency on OPEC countries led the major international companies to boost exploration in politically stable countries and so exploration in continental Europe resumed. I joined the BP France exploration team, then UK onshore production, followed by Middle East-Africa production, Frontier Well operations, and China gas business development.

I remember 1986 was the year of oil price crash down to 14\$/bbl (32\$2018/bbl), a bit like in year 2015, with a similar impact on services companies, cost cutting, redundancies. What I am left with, after all this time, and I am sure that the same will apply to young engineers joining today, is the feeling that we did a lot for the world economic development. We have also integrated the sustainability dimension of our activity.

We are in a truly international business, with exciting technical problems to solve and also great political, human and inter-cultural skills requirements; an industry which has both the will and the resources to tackle the coming challenges, including the energy decarbonization one; an industry that can and will adapt to economic and political upheaval, even better as it stays at the forefront of innovation.

You can be proud of your choice when you join the team. ■

DIGITAL TWIN OF UPSTREAM FACILITIES FOR DESIGN AND OPERATIONAL EXCELLENCE

The design and operation of upstream oil & gas production facilities, in particular Floating Production Storage and Offloading facilities (FPSO) and deep offshore projects, face technical challenges that require numerous detailed process, control, safety and flow assurance simulations to secure investments and maximize production. Such calculations rely on a holistic understanding of production processes that an integrated digital model from well-bore to topside facilities can supply⁽¹⁾.

The virtual plant is used to develop and validate reliable, safe and optimal operating procedures before the actual plant comes on line. To aid in safe and effective commissioning, the virtual plant is employed to verify control & safety logic, pre-tune instrumentation, and train operations personnel.

Digital twin first principles

Digital twin refers to a digital replica of physical assets. High-fidelity dynamic simulators are offline digital twins that provide a digital representation of physical processes and their dynamics. They are based on physicochemical knowledge models and the first

principles of chemical engineering, i.e. conservation of mass, momentum and energy.

Dynamic process models are built with a high-fidelity simulation platform providing simulation solutions based on physically-based fluid dynamics, rigorous thermodynamics and equipment models. They integrate the process model as well as the associated control and security logics. They use a global resolution of the hydraulic network to provide a fully consistent state of the process at every time step.

Modern computing tools make it possible to develop dynamic simulators that represent a complete industrial process unit and its behaviour over time.

Multi-Purpose Dynamic Simulator (MPDS) Concept

A MPDS is used throughout the different engineering and operational phases. It is developed and leveraged through the entire project cycle from conceptual, Front End Engineering and Design (FEED), through commissioning phases all the way to operations and long-term operations support.



Philippe Thiabaud is sales manager at CORYS. He holds a master degree in Innovation & Technology Management from Grenoble Ecole de Management.

Philippe has more than 20 years of experience in process engineering and real-time dynamic simulation for operation support and training of operators for the oil, gas and chemicals sectors.



FPSO Simulator General View.

The amount of technical information available and the complexity of the model increase continuously from the conceptual phase to commissioning, and the simulator evolves in parallel incorporating updated technical information into the model.

The dynamic simulator is built at the early design stage, starting from critical equipment such as centrifugal compressors and separators, and expanded throughout the design and construction cycle, providing a consistent set of information dedicated to each critical choice to be made during the design phase. The modular design of the simulation platforms allows a “build as you go” approach, adding and updating equipment and control systems as new information becomes available.

Once the plant comes on line and normal operations begin, the digital twin plant is then used in a variety of ways to improve day-to-day performance.

This is accomplished by testing, validating and instructing the operators, operating practices and optimization theories, for anticipating upcoming

production changes and testing various operating strategies.

Here are the different uses of a digital twin of a FPSO, which are described in the full version of the article available on our website (www.alumni.ifp-school.com):

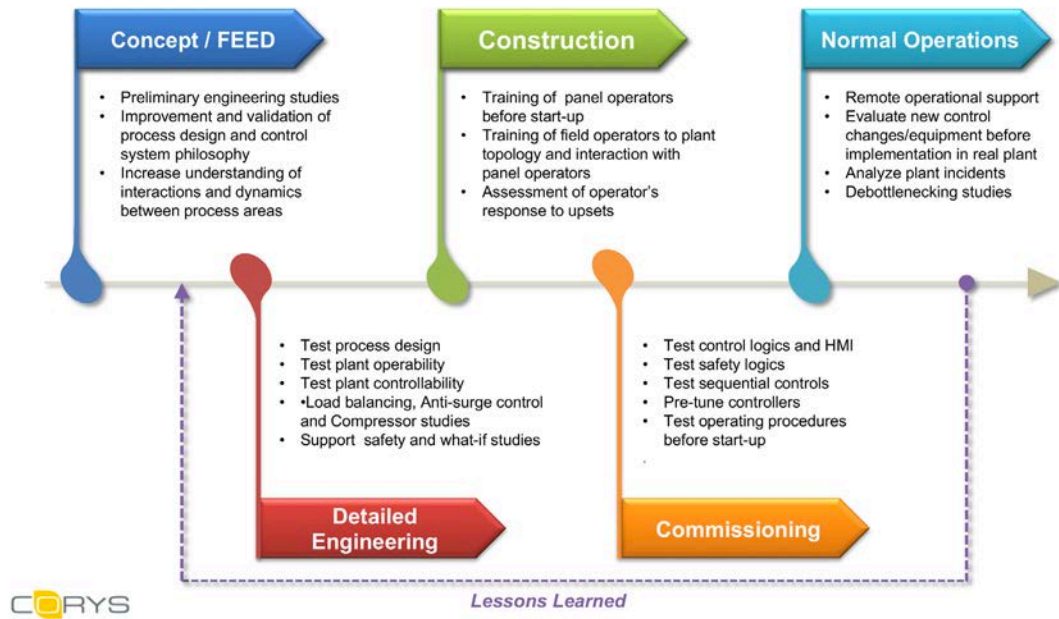
- High Pressure and Low Pressure Flare Studies
- Topsides Studies
- Operator Training Simulator (OTS)
- Panel operator certification program using OTS

The extensive practice on simulators allows participants to adopt the fundamental methodology and philosophy to operate production facilities from the control room⁽²⁾. The integrated and sub-system simulators are also used for production supervisor and production superintendent certification programs.

1 - Benefits of Life Cycle Dynamic Simulation for FPSO Projects & Offshore Developments, Philippe Thiabaud, Copyright 2011, Society of Petroleum Engineers.

2 - Develop best practices of control room operation using a complete dynamic simulator of O&G production facilities, Patrick Steiblé, presentation at SIMTECH Conference 2017.



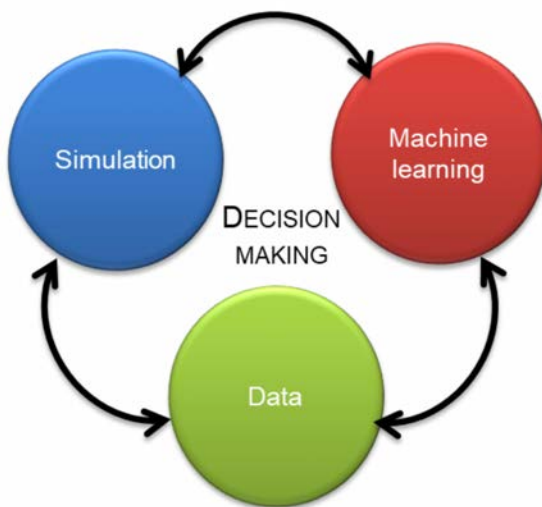


Hybrid Digital Twins – New uses and benefits

Hybrid approach combining first principle physics-based and data-driven approach could potentially leverage the strengths of both approaches and provide superior insights.

Knowledge-based models bring constraints based on nonlinear physical laws to statistical models.

First-principles dynamic process model could be tuned with advanced numerical technics and artificial intelligence to match real plant data.



Combining machine learning on historical data and high fidelity dynamic simulation might provide better solutions for a larger range of operations with a self-calibrating “first-principles” model allowing:

- **Real-time monitoring and predictive maintenance:** When a divergence will be noticed between online dynamic model and real plant data trend, this could highlight a potential instrument or equipment failure or a manual action in the field not recorded by plant historian.
- **Look-ahead and what-if study:** The self-calibrating online model can be used to initialize the offline model which can run faster than real-time providing look-ahead predictions of critical variables, allowing what-if scenario.
- **Virtual Sensors:** Dynamic online models could provide virtual sensors for temperature, pressure, flow rate and compositions, Composition virtual sensor could be used as backups of online analysers which require costly maintenance.

Virtual sensors will generate additional simulated data that can be added to real plant data for machine learning. ■

CO₂ CAPTURE AND STORAGE... THE ULTIMATE SOLUTION?

Industries and the Norwegian state are working together, through Gassnova, to establish what could become Europe's first industrial carbon capture and storage (CCS) project. This is the first step in a potential ship-based European CO₂ Transport and Storage Network.

Climate challenge

As ambitious targets have been set for reducing carbon emissions, despite advances in energy efficiency and technological leaps forward in solar, wind and hydropower, the challenge is unprecedented and the world is in danger of failing to meet the target. The deployment of CCS technology at scale will definitively help meeting climate commitments.

CCS can prevent large amounts of CO₂ from entering the atmosphere at large industrial sources. If the fuel is biogenic, i.e. rich in carbon captured by photosynthesis in the atmosphere, CCS can actually reduce CO₂ in the atmosphere. Clean hydrogen can also be made by steam reforming of natural gas and storing the CO₂ produced.

All international reports⁽¹⁾ agree on the important role of CCS in achieving the objectives, stressing however that *"If CCS is to materialize at scale within the coming decade, a much larger research innovation and demonstration effort will be needed to ensure its deployment..."*

1 - Selection of reports:

- IEA report 'Five Keys to Unlock CCS Investment'
- UN Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC Special Report on 2 degrees warming
- European Commission 2050 Climate Strategy Report...

The Norwegian contribution

The Norwegian Government has both the ambition to develop CCS, for as long as the technology has international relevance, and the knowledge and experience in CCS technology and related: geology, offshore engineering and industrial processes.

CCS and CCUS is technically viable as proven in several existing projects. Large-scale CCUS projects are already in operation in Norway (the Statoil projects: Sleipner since 1996 and Snøhvit since 2007) and in Canada like SaskPower Boundary Dam and Shell Quest.

The project

The full-scale CCS project, building on the lessons learned and shared so far, will address the past market failures by:

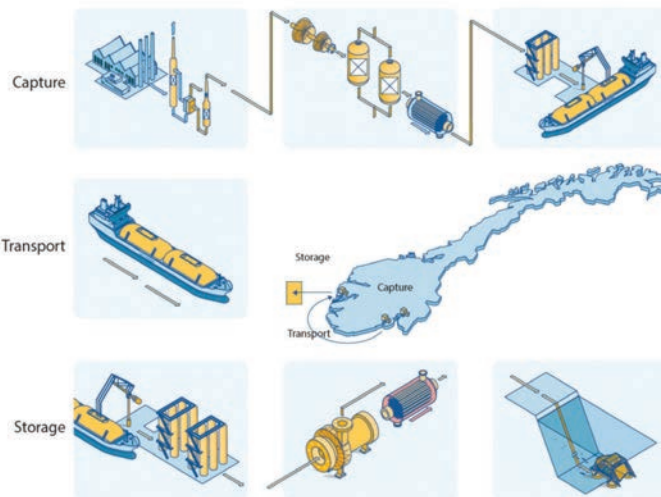
- Establishing an open access transport and storage infrastructure with spare capacity;
- Capturing CO₂ from 2 different industrial plants;
- Testing CCS under the relevant EU regulation;
- Reducing investment barriers for business;



HANS JØRGEN VINJE

Hans Jørgen Vinje is Chief Technology Officer at Gassnova – the Norwegian state enterprise that aims to contribute to develop and implement capture and storage of CO₂ – CCS.





Two capture sites with each:

- Capture of 400 000 tons CO₂ per year
- Amine technology
- Includes CO₂ cleaning, liquefaction and buffer storage (4 days)
- Delivering CO₂ to Northern Lights at quayside

Storage

- 3000 meters below seabed in the North Sea
- In the Johansen formation south of Troll (Aurora) with capacity > 100 million tons CO₂

Transport system

- 1 ship per capture plant
- Transport distance: about 700 km
- Liquefied CO₂ (15 bars, -26°C)
- Onshore terminal in Øygarden (West coast Norway) with buffer storage, pump and heater
- 110 km pipeline, 12 inches diameter

- Developing sustainable value creation opportunities;
- Serving as an innovation platform in technology, business models, regulations, policy.

EACH INDUSTRIAL PARTNER IS RESPONSIBLE FOR DESIGNING ITS OWN PROJECT, WHILE THE STATE COORDINATES AND CREATES A FRAMEWORK FOR EACH PARTNER'S ROLE.

The long-term goal of the project is to help Norway and Europe reach their climate targets in a cost-effective manner. In the short-term, the objective is to demonstrate that CCS is a viable climate mitigation tool, technically (already proven), safe in the long run, operational within the regulatory regime in Europe and commercially attractive for the industries involved.

The project is driven by public-private cooperation with shared responsibility for investment.

Capture: Fortum Oslo Varme

Fortum Oslo Varme is jointly owned by the Finnish energy company Fortum and the City of Oslo. Fortum is a leading clean-energy company that provides its customers with electricity, heating and cooling as well as smart solutions to improve resource efficiency. The City of Oslo has ambitious climate targets and needs CO₂ capture at the waste-to-energy plant to reach its goal.

Fortum Oslo Varme plans to capture 400 000 tons/year of CO₂ from their waste-to-energy (WtE) plant in Oslo which treats mostly residual household waste producing both electricity and hot water for district heating.

Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS)

It is one of the most prominent negative emissions techniques. Model scenarios that limit global warming to 1.5°C or 2°C typically rely on large amounts of "negative emissions", achieved by extracting CO₂ from the atmosphere.

The waste treated at the plant consists of approximately 60% biological carbon. Thanks to carbon capture this carbon (more than 200 000 tons/year of CO₂) will not be released in the atmosphere after incineration.

Fortum Oslo Varme's CCS-project will contribute invaluable knowledge and experience to industry, including the 450 waste-to-energy plants across Europe.

Capture: Norcem

The cement industry accounts for around 5-7% of the world's total CO₂ emissions. Norcem is part of the Heidelberg Cement Group, one of the world's largest manufacturers of building materials, employing some 59,000 people in 60 countries.

The cement factory in Brevik produces 1.2 Mt of cement annually. There is enough residual heat at the site to capture approximately 400,000 tons of CO₂ per year. This corresponds to approximately 50% of the factory's emissions.

Norcem has a vision of zero emissions from concrete, seen in a life cycle perspective, by 2030. This vision includes the development of new types of cement and the increase of alternative fuels in cement production. However, carbon capture is essential to achieving the company's target.

The Brevik experience will be essential to other concrete manufacturers. The design of the CO₂ capture plant, using the surplus heat from cement production, will help optimize efficiency.

Transport and storage: Northern Lights

Northern Lights consortium (Equinor, Shell and Total) with Equinor as operator, will build an open access transport and storage infrastructure for CO₂.



CO₂ will be transported by tanker ship from the capture locations to the purpose-built receiving terminal near Bergen on the west coast of Norway. Here CO₂ will be stored in pressurized tanks before being pumped offshore through a pipeline to one or more injection wells that are located on the seafloor. No offshore platform is required for these wells and they will be controlled using existing oil and gas infrastructure on the Norwegian continental shelf. Much of the design and operations of these facilities is similar to that used for liquefied petroleum gas (LPG), with the exception of the fire hazard, absent for CO₂.

CO₂ Storage - Regulation

Equinor were awarded a permit to develop the CO₂ storage site on behalf of the Northern Lights consortium in January 2019. The acreage lies to the south of the giant Troll hydrocarbon field, west of Bergen, and represents a prime location for the geological storage of CO₂ deep below the seafloor. CO₂ will be injected and stored in sedimentary rocks on the Norwegian Continental Shelf. The most relevant initial possibility is to store CO₂ in porous, water-filled sandstone formations, so-called aquifers, on the continental shelf. When CO₂ is injected, the water is forced out. Storage locations where the reservoir is capped by solid, impenetrable layers





of clay are selected so as to prevent undesirable leakage. At depths of approx. 800 meters below the sea surface, the pore pressure is high enough to keep CO₂ in liquid form. Therefore, all stored CO₂ will be pumped down to this depth, or deeper. Natural mechanism like mineralization and the fact that CO₂, mixed with saline water, is denser and will migrate down in the reservoir, reducing the risk of leakage over time.

Northern Lights will drill a well to confirm the properties of the storage reservoir in Q4 2019 and this will also serve as the injector well once CO₂ starts flowing from the capture plants when the project begins.

Before injection of CO₂ can commence, the consortium will also need a "CO₂ Storage permit" from the Environmental Protection Agency, which has a mandate to protect the natural environment on the seafloor and in the sea itself.

Given the regulations governing these permits, Equinor and their partners will put in place a robust CO₂ monitoring system, similar to the ones they have used for many years at the Sleipner and Snøhvit storage fields.

Space to grow

The transport capacity will be above that required for the Norcem and Fortum capture sites, as the project aims at transporting CO₂ from across the Continent. The receiving terminal has been designed with future expansion in mind. The number of pressure tanks can be increased and there is even an option for building a second jetty to be able to receive two tankers at a time. The pipeline from the receiving terminal can transport the volumes of CO₂ required and additional wells can be connected to the end of the pipeline.

Initial capacities are 1.5 Mt/year for the receiving terminal and the first injection well and 5 Mt/year for the pipeline.

The Norwegian Petroleum Directorate is mapping areas suited for long-term and safe storage of CO₂. An atlas has been established for the Norwegian Continental Shelf, the southern Barents Sea, the North Sea and the Norwegian Sea. The Norwegian Sea alone may be able to store 5.5 Gt of CO₂, according to the storage atlas. ■



CCS IN DUNKIRK

A consortium of 11 European stakeholders including ArcelorMittal, Axens, IFPEN and Total, has launched, in may 2019, the "3D" project for CO₂ capture. Three steps are planned:

- a pilot industrial scale, 4000 tons CO₂/year, to demonstrate by 2021 the effectiveness of the DMX™ process, designed by Axens on a patented process stemming from IFPEN's Research.
- a first industrial unit - 1 Mt/ year - by 2025
- the future European Dunkirk North Sea cluster by 2035 aiming to capture, pack, transport by ship or pipeline, and store in deep saline aquifer in the Norwegian sea, up to 10 million metric tons of CO₂ a year.



LE SOUS-SOL AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : GÉOTHERMIE ET STOCKAGE D'ÉNERGIE

La géothermie vise à exploiter la chaleur du sous-sol, provenant essentiellement du manteau terrestre. Sa température augmente avec la profondeur, selon un gradient moyen de l'ordre de 30°C par kilomètre.

L'homme l'exploite depuis plus de 4000 ans pour se chauffer et alimenter ses thermes. Aujourd'hui, on cherche toujours à exploiter au mieux cette ressource pour le chauffage, notamment par la création de réseaux de chauffage urbain, mais aussi pour la génération d'électricité lorsque la ressource accessible présente de hautes températures (supérieures à ~150°C).

Fort de ses compétences reconnues dans le domaine des Géosciences, du forage et de la maintenance des puits, dans l'exploitation d'ensembles industriels, mais aussi de sa connaissance des marchés de l'énergie dans le monde, Storengy, filiale d'ENGIE, met son expertise au service de la transition énergétique avec le développement de projets novateurs en géothermie et stockage d'énergie dans le sous-sol.

Le stockage d'énergie thermique dans le sous-sol

Les systèmes de stockage d'énergie thermique dans le sous-sol (UTES - Underground Thermal Energy Storage) répondent aux besoins de chaleur ou de climatisation des bâtiments. Storengy s'intéresse particulièrement aux systèmes ATES (Aquifer Thermal Energy Storage) et BTES (Borehole Thermal Energy Storage). Un projet de BTES est actuellement en cours de développement sur un de ses sites de stockage de gaz naturel souterrain en France.

Le principe consiste à utiliser les propriétés thermiques du sous-sol, pour stocker et restituer de l'énergie de manière saisonnière, en récupérant la chaleur fatale des installations de climatisation/chauffage utilisées ou en utilisant de la chaleur produite par des panneaux solaires thermiques (des cycles de stockage plus courts peuvent bien sûr être envisagés).

Un des intérêts de l'ATES ou du BTES est que, lorsque pour de l'habitat, les besoins de chauffage sont équivalents aux besoins de climatisation, aux pertes énergétiques près, le système est illimité dans le temps. En revanche, si les besoins de chauffage



DEG 97



PATRICK EGERMANN

Département Géosciences & Solution Mining,
Storengy



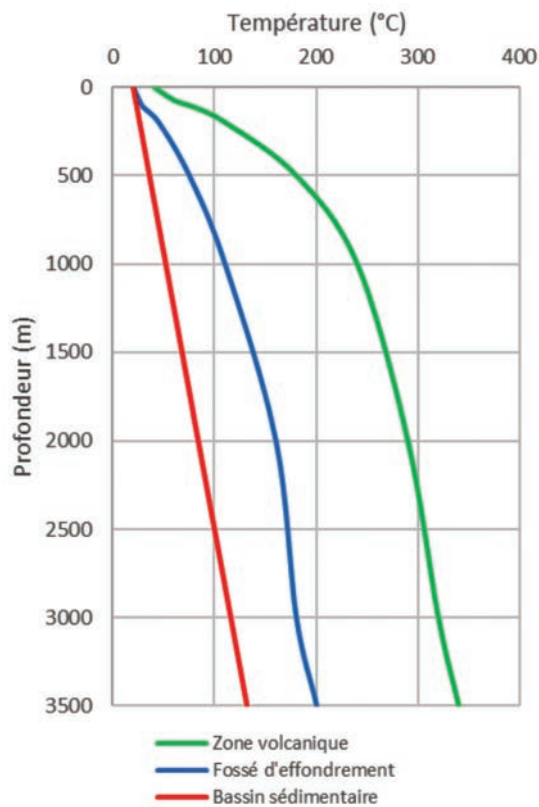
DEG 03



MARC PERREAUX

Département Géosciences & Solution Mining,
Storengy





Gradient géothermal typique selon le contexte géologique.

sont supérieurs aux besoins de climatisation, il est nécessaire de recharger le système avec de la chaleur fatale (issue d'installations industrielles par exemple) ou de l'énergie solaire, ce qui sera le cas pour le projet BTES de Storengy.

La valeur ajoutée des compétences de Storengy est d'améliorer l'efficacité du système global en optimisant non seulement le fonctionnement de chacune des composantes du système (BTES, appoint solaire, système principal chauffage habitat, etc.), mais aussi l'ensemble au global, d'un point de vue technique et économique.

La géothermie moyenne température pour réseaux de chaleur

La géothermie moyenne température consiste à récupérer la chaleur présente dans le sous-sol ou les nappes d'eau souterraines – où la température de l'eau se situe entre 50 et 95 °C - pour la transformer en énergie. La chaleur prélevée est transférée au



Mesure de la température et prélèvement d'eau en surface.

réseau urbain pour alimenter en chauffage ou chauffer l'eau chaude sanitaire de bâtiments d'un quartier. L'eau extraite du sous-sol est ensuite réinjectée dans la nappe souterraine, la boucle géothermale étant isolée du réseau urbain, et lui transférant la chaleur via un échangeur thermique.

Ce processus est rendu possible grâce à la technique dite du "doublet" : un puits d'extraction permet de récupérer les calories de l'eau géothermale et un puits de réinjection permet de restituer l'intégralité des volumes d'eau extraits dans la nappe souterraine. Ressource locale et renouvelable, la géothermie est neutre en carbone. Son développement participe ainsi à l'établissement d'un mix énergétique plus durable. C'est pourquoi Storengy se pose comme un acteur privilégié de la transition énergétique de ses clients en les aidant à convertir leur réseau de chaleur vers un modèle plus durable, intégrant la géothermie comme source d'énergie.

Par exemple, pour répondre au mieux aux attentes de Bordeaux Métropole, les filiales d'ENGIE - ENGIE Cofely et Storengy - se sont associées pour présenter une offre intégrée unique pour la géothermie profonde, alliant le savoir-faire d'ENGIE Cofely dans le domaine des réseaux de chaleur et l'expertise de Storengy dans l'exploration et l'exploitation du sous-sol. En retenant l'offre d'ENGIE, Bordeaux Métropole a fait le choix d'un acteur qui s'engage dans la durée sur toutes les dimensions d'un projet ambitieux qui marque le renouveau de la géothermie profonde en Région Nouvelle Aquitaine. La concession d'exploitation du sous-sol et de distribution de la chaleur dans les nouveaux quartiers de Bordeaux est attribuée à ENGIE pour 30 ans.

La géothermie haute-température : transformer la chaleur du sous-sol en électricité

C'est en Italie que l'on produit en 1913, pour la première fois, de l'électricité d'origine géothermique. La région présente des caractéristiques géologiques particulièrement favorables : une croûte terrestre amincie et un important magmatisme expliquent un gradient hors normes de l'ordre de 100° C/km. Cette première centrale avait une capacité initiale de 20 kW seulement, qui a progressé depuis jusqu'à atteindre une production de 770 MW. En effet, au cours du vingtième siècle, la mise en valeur de la ressource dans les régions du globe les plus propices par l'amélioration des techniques de forage et des progrès techniques de conversion électrique ont fait de la géothermie une énergie de premier plan. La capacité de production

électrique mondiale installée dans le monde était de 13,2 GW en 2016 [World Energy Council, 2016]. Le gisement de Geysers (Etats-Unis) à lui-seul, et ses 18 centrales géothermiques ont une capacité de production de 900 MW, ce qui est comparable à la puissance d'un réacteur nucléaire.

Outre son caractère renouvelable, l'avantage indéniable de la géothermie pour la production d'électricité est qu'elle est toujours disponible (production "base load"), un atout capital au regard des autres sources renouvelables, essentiellement intermittentes (énergies éolienne, solaire ou marémotrice).

Les techniques employées en exploration géothermale sont très similaires à celles développées de longue date par l'industrie pétrolière. Les méthodes géophysiques permettent d'imager le sous-sol, d'en appréhender la géométrie, voire d'en cartographier la densité et la résistivité, autant d'indications sur la présence de fluides chauds. Ce défi est relevé notamment par l'innovation en matière d'exploration relativement peu onéreuse et non intrusive ; une nouvelle méthode interprétant des données géophysiques (LFPS*), en développement à Storengy, qui a été brevetée [Huguet et al., 2017]. Elle permet de cartographier les zones du réservoir présentant une phase gazeuse, c'est-à-dire une zone à fluide géothermique sous forme de vapeur.

*LFPS : acronyme anglais pour Low Frequency Passive Seismic





Le gisement de Geysers (États-Unis).

La géochimie permet d'analyser les manifestations du système géothermique en surface, telles que fumeroles, sources chaudes ou autres altérations chimiques des roches. Ceci permet de préciser le modèle géologique de fracturation (conduits par lesquels les fluides chauds circulent) et d'indiquer les mélanges potentiels d'eaux entre celles du réservoir et les eaux de pluie. La composition de l'eau et du gaz du réservoir peut être évaluée ainsi que la température qui y règne. Un premier modèle conceptuel du réservoir est élaboré et permet d'évaluer la poursuite de l'exploration, notamment par la réalisation d'un forage de puits d'exploration, atteignant généralement des profondeurs supérieures à 1500 m.

Le forage est capital car il permet de collecter des informations géologiques directes qui donnent des informations tangibles sur la géologie du réservoir. Sa localisation est judicieusement choisie à l'aide du modèle conceptuel initial. Il permet de calibrer les modèles géophysiques et de donner un sens aux images qu'ils produisent. Surtout, le puits donne accès d'une part au réservoir, informant sur sa capacité à fournir les débits attendus à travers des tests de production et d'autre part au fluide, confirmant sa température et sa composition géochimique.

Grâce à toutes les informations récoltées, le modèle conceptuel est précisé et devient alors plus quantitatif c'est-à-dire qu'une nouvelle estimation des capacités est formulée ; elle permet de préciser l'ensemble du projet comprenant une ébauche des installations de la future centrale. Les incertitudes qui sont associées au modèle permettent de définir un niveau de risque, une probabilité de succès pour le projet. Selon cette probabilité, la poursuite du projet est questionnée, et notamment sa phase exploratoire. Les questions clés sont les suivantes : « *quelles données peuvent être obtenues, et à quel coût, pour augmenter cette probabilité* » ?

Un projet de géothermie est validé après avoir obtenu suffisamment d'informations pour le "dériskuer" et pour assurer une faisabilité technico-économique satisfaisante. Au stade exploratoire, la quantité d'informations sur le sous-sol est encore limitée et seule la phase d'exploitation permet de confirmer le modèle d'écoulements des fluides dans le système géothermal, de comprendre et de quantifier la recharge naturelle du système.

Dans les faits, un développement de centrale géothermique pour la production d'électricité est phasé en tranches de production. En effet, chaque forage de production réalisé pour le développement participe à la réévaluation des propriétés du sous-sol ; les premières années d'exploitation permettent de confronter le modèle aux données réelles, dont la connaissance exhaustive permet d'optimiser l'exploitation. ■

Quelques références :

- World Energy Resources. Geothermal report, World Energy Council, 2016 : <http://bit.ly/WER-Gr2016>
- A. Kazantsev et al., An innovative methodology based on Low Frequency Passive Seismic data analysis to map geothermal reservoir steam saturated areas, Proceedings of the 5th IIGCE, 2017.

L'HYDROGÈNE NATUREL : UNE NOUVELLE SOURCE D'ÉNERGIE ?

L'hydrogène moléculaire (H₂) utilisé aujourd'hui est toujours manufacturé. Il est utilisé essentiellement pour les besoins du raffinage et la production d'ammoniac mais, de plus en plus, se pose la question de l'utiliser massivement comme vecteur énergétique.

Le problème est qu'à ce jour, l'H₂ est produit à 95 % à partir de ressources carbonées.

Or, de plus en plus d'indices conduisent à se demander si une exploitation de l'hydrogène présent dans la nature est également possible. En effet, alors que sa présence était jusqu'ici considérée comme très locale, anecdotique en termes de quantité et limitée à des milieux particuliers, les travaux menés depuis quelques années à IFPEN, montrent que la présence de ce gaz dans les milieux naturels n'est pas une anomalie ou une curiosité mais s'avère être finalement assez fréquente et parfois en quantités qui sont loin d'être négligeables.

Plus qu'un simple vecteur d'énergie, l'hydrogène pourrait donc bien constituer une nouvelle ressource d'énergie primaire. Il reste à en préciser le potentiel et à comprendre où et comment l'hydrogène se forme, comment il migre dans le sous-sol, comment



Un exemple de bullage d'hydrogène en Nouvelle-Calédonie (Baie du Carénage, région de Prony).

il peut se préserver et s'accumuler. Le chemin est probablement encore long avant d'envisager une éventuelle production industrielle de grande ampleur de l'H₂ naturel. Mais si la faisabilité de son exploitation se confirme, l'enjeu vaudra bien les efforts consentis.

Ce n'est pas tous les jours que l'on peut mettre en évidence une nouvelle source d'énergie !



ÉRIC DEVILLE

Éric Deville est titulaire d'un DEA en Géosciences de l'université Paris VI et d'un doctorat en Sciences de la terre délivré en 1987 par l'université de Savoie. Après deux post-docs réalisés au Geological Survey of Canada (Vancouver) et à l'université de Savoie, il rejoint en 1990 la direction Géosciences d'IFPEN. En 2011, il rejoint IFP School tout en continuant ses activités à IFPEN.



Voir l'article complet sur le site
www.alumni.ifp-school.com.

LA FORMATION EN GÉOSCIENCES : DES BESOINS PÉRENNES

Les géosciences sont une discipline essentielle dans le secteur de l'énergie. De plus, leur rôle est probablement appelé à se renforcer dans le contexte de la transition énergétique.

Si, traditionnellement, les industries minière et pétrolière font appel aux compétences dans ce domaine pour exploiter les ressources du sous-sol, la transition énergétique ouvre de nouvelles voies pour ces métiers :

- La géothermie, en particulier la géothermie profonde, s'appuie sur la connaissance de la circulation des fluides dans le sous-sol, leur composition et leur température, ces connaissances s'intégrant dans des modèles conceptuels qui permettent d'évaluer la ressource puis d'optimiser son exploitation ;
- Le captage du dioxyde de carbone est indissociable de la problématique du stockage dans laquelle le sous-sol joue un rôle majeur ;
- Le développement de nouvelles énergies (éolien, solaire, par exemple), du fait de leur intermittence, implique d'importants besoins de stockage d'énergie avec une contribution possible du sous-sol, notamment en cas de stockage sous forme de gaz ou d'air comprimé.

De fait, la grande majorité des compétences dans le domaine des géosciences et du forage appliquées au domaine pétrolier sont directement mobilisables dans les nouveaux projets liés à la transition énergétique. Ainsi, 8 % des jeunes diplômés des programmes du Centre Géoressources et Énergie d'IFP School ont été directement recrutés par les entreprises du secteur des énergies nouvelles et ce pourcentage est appelé à augmenter dans l'avenir. Pour répondre à ces nouveaux besoins, une ouverture a été apportée aux étudiants sur ces sujets, tout en veillant aux fondamentaux qui jouent un rôle clé dans ces domaines (comme le forage ou la géophysique).

Les besoins de formation en géosciences devraient donc perdurer dans les décennies à venir. Or on observe actuellement une vraie crise de vocation dans ce secteur, en particulier au niveau européen. Les métiers des géosciences doivent devenir plus visibles et les témoignages des jeunes professionnels du domaine en sont une formidable vitrine. Au niveau européen, il y a un réel risque de perte de compétences si les mondes académique et industriel n'associent pas leurs efforts pour promouvoir les géosciences et leurs multiples applications à une gestion efficiente et durable du sous-sol.



GOL 84

FRÉDÉRIQUE FOURNIER

Frédérique Fournier a rejoint IFP School en juillet 2018, comme directrice du Centre Géoressources & Énergie, après 10 ans passés à Beicip-Franlab en tant que consultante en géosciences et directrice de projets intégrés dans le domaine des études de réservoir. Auparavant, Frédérique a occupé des postes d'ingénieur de recherche et de management technique dans les domaines de la caractérisation sismique et de la géomécanique des réservoirs pétroliers, tout d'abord à Elf Aquitaine, puis à IFPEN.

Elle est diplômée de l'ENSG, d'IFP School et possède un doctorat et une habilitation à diriger des recherches, tous deux dans le domaine de la géologie numérique.

En ce qui concerne les évolutions récentes des programmes du Centre Géoressources et Energie d'IFP School, je mentionnerai deux points :

- La prise en compte de l'importance grandissante de la donnée dans nos métiers ; le programme *Petroleum Data Management (PDM)*, lancé en septembre 2016, en partenariat avec l'ENSG Géomatique, en est une première illustration. Son succès est confirmé avec l'admission d'une vingtaine d'étudiants dans la 4^e promotion.

Au-delà de la gestion de la donnée et de son contrôle qualité, la problématique de son traitement et de son analyse prend de plus en plus d'importance avec les nouvelles approches du *Data Analytics* et de l'intelligence artificielle au sens large. Rappelons que les géoscientifiques ont été pionniers dans ce domaine, par exemple avec le traitement statistique multidimensionnel appliqué aux données géochimiques dès les années 70 ou bien encore l'interprétation automatique des données sismiques 3D par des algorithmes de reconnaissance des formes dans la décennie 80. Avec les algorithmes développés actuellement et appuyés sur une puissance de calcul incomparable, les données peuvent être confrontées, croisées et fusionnées pour permettre une validation encore plus poussée, la mise en évidence de tendances insoupçonnées ou encore le monitoring des sites. Nos étudiants doivent donc acquérir, plus encore que par le passé, la capacité d'intégrer une grande variété d'informations de façon cohérente, maîtriser la culture des géosciences numériques et être en capacité de dialoguer avec les développeurs des nouveaux outils du *Big Data*.

- L'accroissement de la "perméabilité" entre les disciplines des géosciences au sein des programmes du Centre, pour permettre à nos jeunes diplômés d'évoluer plus facilement dans les entreprises qui les recruteront et, à terme, d'accéder à des postes nécessitant des qualités d'intégrateur.



Partage de données pendant le stage de terrain des étudiants du programme PDM.

Deux exemples concrets de cette tendance :

- > La mise en place progressive de la personnalisation des parcours qui offrira à un étudiant, en accord avec son tuteur École et son sponsor industriel, la possibilité de choisir des options en fonction de son intérêt pour celles-ci et de ses acquis antérieurs ;
- > Une remise à jour majeure du programme *Petroleum Geosciences* afin d'accroître le tronc commun suivi par les géologues et les géophysiciens et la mise en place d'options avancées, accessibles indifféremment aux deux métiers.

Espérons que le dynamisme et la passion dont font preuve nos jeunes professionnels ainsi que l'implication, dans la durée, des responsables académiques et industriels permettront de continuer à susciter des vocations pour les géosciences. ■

Fieldtrip of IFP School students to South-East Asia



Organizing field visits is an opportunity for students to go beyond the academic knowledge and to acquire the field reality perspective. That is the reason why SPE Student Chapter of IFP School organizes a fieldtrip every year.

Here is the story of this trip written by Maxime Benaniba (DEG 19)

Our adventure began mid April in Singapore with a visit to DNV-GL and Schlumberger, both of which emphasized the need for quality consultancy and service to help operators to realize the full potential of their assets. Schlumberger gave us the chance to visit the Artificial Lift plant where electrical submersible pumps are built. It was a very instructive visit during which we saw the complete manufacturing process.

Solidifying our long-term partnership with the National University of Singapore was at the heart of the chapter's agenda. Upon our visit to their campus, our members participated in inaugurating the newly established MSc in Petroleum Projects and Offshore Technology, a joint program by both NUS and IFP School.

The following morning, we set sail to Batam in Indonesia to visit Vallourec; a service provider for tubings, casings and premium connections. The Vallourec plant's was extremely exciting, a combination of high quality process on various products and impressive production lines.

The following visit took us into a shipyard where 10,000 people work. This impressive anthill where incredibly complex vessels are built belongs to Keppel LLC. It was the opportunity to realize the huge workforce that some Asian countries can bring in that domain.

During our time in Singapore, it was our pleasure to attend the Singaporean section's first-ever SPE Distinguished Lecture session titled "Big Data

analytics: What can it do for Petroleum Engineers and Geoscientists?" - an opportunity that enabled our traveling members to network with some of the industry's finest experts and professionals in the region.

But with a new country in our sights came new objectives! As our time in Singapore ended, we moved to Kuala Lumpur in Malaysia where we continued our visits. Our first stop was at Beicip-Franlab Asia to discuss the industry's current situation and the impact it had on the study of big data; an experience we look back on with special memories, particularly with how kind and warm their welcome was. Following that, our experience at TechnipFMC was one of focus on HSSE values and how fundamental belief in safety, integrity, quality, respect and sustainability can aid organizational excellence.

Our final day commenced with an amazing visit to Petronas's Digital Collaboration Center (PDCC) located in the famous Twin Towers in which we were impressed by the collaborative work environment created between the different multi-disciplinary teams. During the visit we had the chance to see the Drilling Center, where all the information coming from drilling rigs are synthesized in real time. Last but certainly not least, we round off at the French Embassy to learn about Malaysia' socio-economic challenges and acquire context about its political structure. It will lead us to a better understanding of the economic and technical challenges that is facing the oil and gas industry in the region nowadays.

From what we saw during the fieldtrip, Malaysian and Singaporean companies have the capacity to compete with any major companies without any



doubt. They are even leaders in some domain such as digitalization (Petronas). The oil & gas market is still a big part of the economy in the region, but it is slightly decreasing as the economy diversifies. Despite this trend, job opportunities seem to be great, as it was confirmed during the networking event we attended.

Finally, we would like to thank the alumni association for supporting us to organize this fieldtrip. It was a very unique opportunity to learn about the professional world in which we will enter soon.

One more thank for our main sponsors the SPE France and Perenco, as well as Oilfield Production Consultants (OPC). This immensely rewarding trip would not have been possible without their valuable contributions and continuous support. ■



Voir également, sur www.alumni.ifp-school.com, le récit du voyage d'études organisé par des étudiants ENM à Londres avec le soutien de l'Association.

Un nouveau président à la tête de l'Amicale : François-Régis Mouton (DEG 88) succède à Jean Sentenac



L'Assemblée Générale tenue le 17 mai a été marquée par un fort renouvellement du Conseil d'Administration avec l'arrivée de quatre nouveaux membres : Maria Aguilera, qui va prendre en charge la commission International, Nathalie Houdart (commission Emploi-carrière), Céline Péres (membre du comité éditorial de la revue) et François-Régis Mouton, élu président en remplacement de Jean Sentenac qui était arrivé au terme de son mandat.

Nous remercions les membres sortants du CA, et tout particulièrement Jean Sentenac, pour leur action au service de l'Amicale et souhaitons la bienvenue aux nouveaux élus.

Saluons également la création d'un poste de responsable Alumni, occupé par Amel Lassel qui avait été responsable de la commission Événements et culture avant un intermède au Mexique où elle a créé et animé un groupe d'alumni.

Enfin, l'Amicale change aussi d'assistante-gestionnaire avec le départ d'Audrey Mazin que nous remercions pour son action très efficace et l'arrivée de Caroline Royer à qui nous souhaitons la bienvenue. ■

Hommage



Claude Guillois (MOT 70), l'un des plus brillants motoristes formés à l'ENSPM, nous a quittés le 28 janvier dernier.

Nous invitons ceux qui l'ont connu à consulter, sur le site web de l'association, l'hommage qui lui est rendu dans un article de Jean-Noël Boislève et Hubert Raynaud (tous deux MOT 70), qui retrace son exceptionnelle carrière au service de la compétition automobile. ■

IFP SCHOOL ALUMNI MAG

DIRECTEUR DE LA PUBLICATION

François-Régis Mouton

REDACTEUR EN CHEF

Jean-Bernard Sigaud

MEMBRES DU COMITÉ DE RÉDACTION

Caroline Royer

Assistante Permanente AAID-ENSPM

Hélène Bourg, Ouafae El Ganaoui-Mourlan, Alexis Gourlier, Jean-Claude Heidmann, Karine Labat, Amel Lassel, Patrick Oberto, Céline Peres, Gérard Renault, Marc Valleur, Valérie Védrenne

ASSOCIATION AAID-ENSPM

232, av. Napoléon Bonaparte,
92852 Rueil-Malmaison cedex
Tél. : + 33 (0)1 47 52 52 51
amicale-ifpschool@ifpen.fr

Site Internet

www.alumni.ifp-school.com

Conception, réalisation, impression

Esquif Communication
7, rue Le Bouvier
92340 Bourg-La-Reine
Tél. : + 33 (0)1 46 16 52 52

Crédits photos

AAID, Adobe Stock, Altran/Scalian, Corys, ExxonMobil, Flickr, D. Lecuire/Ramlo Production, Gasnova, Geoanalog, Google Images, Pixabay, Shutterstock, Storengy, Total/G. Leimdorfer/T. Gonzalez, B. Valette, X.

Régie publicitaire SEEPP

7, rue du Général Clergerie - 75116 PARIS
Tél. : + 33 (0)1 47 27 50 05 - seepp@wanadoo.fr

IFP SCHOOL ALUMNI MAG

est une publication de l'Association amicale des diplômés de l'École nationale du pétrole et des moteurs, reconnue d'utilité publique par le décret du 28 décembre 1952.

Les articles, informations et communiqués sont publiés sous la seule responsabilité de leurs auteurs.

ISSN 2554-9618

Un leader mondial du secteur de l'énergie

Nous disposons de l'expérience, de la taille et des capacités nécessaires pour transformer l'industrie de l'énergie en offrant de nouvelles possibilités et en contribuant à l'amélioration économique des projets. De la conception à la livraison de projets et au-delà, nous apportons au secteur pétrolier et gazier le changement dont il a besoin.

Nous sommes des leaders d'opinion, mais nous faisons plus qu'émettre un simple avis : nous agissons. En étroite collaboration avec nos partenaires et nos clients, nous tirons parti des technologies, de notre savoir-faire et de notre capacité à innover pour proposer des idées nouvelles, des offres intégrées, des décisions simplifiées, et obtenir ainsi de meilleurs résultats.

Pour en savoir plus :
TechnipFMC.com.





POWERING A COMPLETE OFFER

Building on its latest acquisitions, Axens Group offers a broader range of solutions that enhances the profitability and environmental performance of its clients. www.axens.net

Axens
Powering integrated solutions