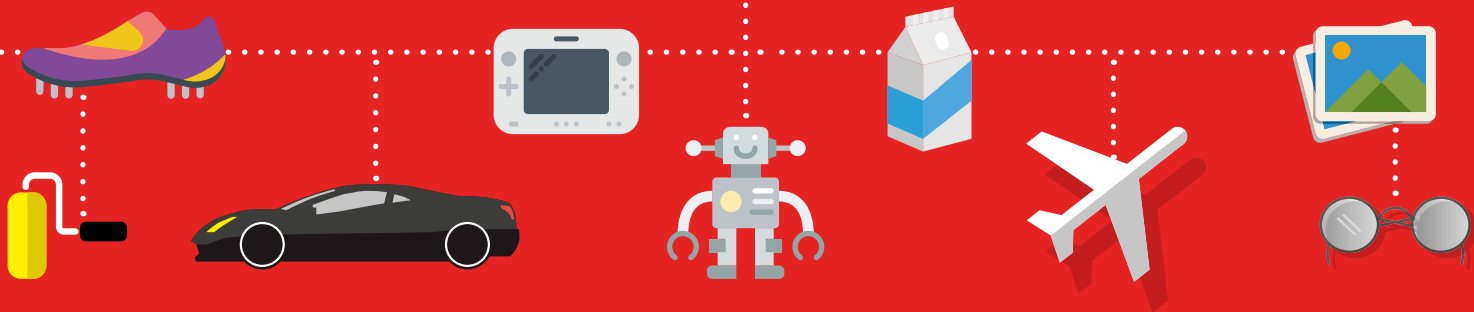
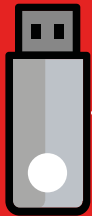


PÉTROLE ET GAZ NATUREL EN FRANCE : L'AVENIR EST AUSSI SOUS NOS PIEDS

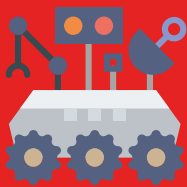




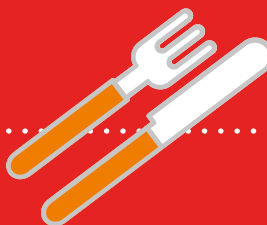
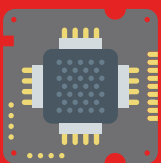
PÉTROLE ET GAZ NATUREL : À QUOI ÇA SERT ?



Toute notre civilisation s'est construite et développée autour de ce concentré d'énergie « miraculeux » qu'est le pétrole. Sa forte densité énergétique [une grande quantité d'énergie dans un faible volume], sa facilité de stockage et de transport, en ont fait une énergie prépondérante sur la planète.



Carburants et combustibles [essence, gazole, butane, propane, fioul domestique, kérosène, fioul lourd], lubrifiants et bitumes nous permettent de nous déplacer, de nous chauffer, de nous éclairer, de cuisiner et permettent à nos industriels, nos agriculteurs et nos transporteurs de travailler et de nous approvisionner.





P. 6

PÉTROLE ET GAZ NATUREL : CARTE D'IDENTITÉ

P. 8

L'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES : COMMENT ÇA MARCHE ?

P. 14

NOTRE ENGAGEMENT

L'exploration-production d'hydrocarbures
en France : une aventure d'hier et d'aujourd'hui

P. 25

NOTRE CONTRIBUTION

L'exploration-production d'hydrocarbures :
une activité « made in France », créatrice de valeur
pour nos territoires

P. 32

NOTRE RESPONSABILITÉ

L'exploration-production d'hydrocarbures :
une activité intégrée dans le paysage français,
travaillant au quotidien à sa pérennité

P. 43

NOTRE VISION

L'exploration-production d'hydrocarbures :
un acteur clé de la transition énergétique en France

P. 51

NOS PROPOSITIONS

Toutes les énergies ont leur place dans le mix énergétique, elles sont complémentaires. Ensemble nous construirons un modèle énergétique moins « carboné ».

Le pétrole et le gaz naturel ont encore un rôle central à jouer, à côté des autres énergies, dans la transition énergétique mondiale qui s'engage.

Les hydrocarbures contribueront encore, en effet, pour 54 % à l'offre européenne d'énergie en 2035⁽¹⁾, même quand nos concitoyens auront fait tous les efforts pour moins et mieux en utiliser.

Les profits générés par leur production permettent de développer les énergies les plus propres, d'inventer les techniques les plus efficaces pour contenir les émissions de CO₂ et d'accompagner la mutation de nos systèmes énergétiques. Le faire en France à marche forcée et en décalage avec le reste du monde, en pénalisant tant l'activité économique du pays que le pouvoir d'achat des Français, ne paraît ni réaliste, ni défendable.

Le pétrole et le gaz naturel sont des énergies d'avenir. Ils rendront possible, pour le premier, le transport mondial de marchandises en forte croissance et viendront soutenir l'essor des véhicules hybrides. Ils permettront, pour le second, de limiter l'utilisation du charbon, en réduisant de plus de moitié les émissions de CO₂ et d'accompagner la montée en puissance des énergies renouvelables.

Avoir du pétrole et du gaz naturel sous nos pieds est une chance pour la France. Une chance économique, mais aussi technologique et humaine.

Nos ressources nationales sont peut-être à ce jour modestes, comparées à celles du Qatar ou des États-Unis, voire à celles de nos voisins européens, mais elles font vivre des familles, des communes, parfois des bassins d'activité entiers. Nous devons tout faire pour pérenniser l'exploration et la production d'hydrocarbures sur notre territoire – ce qui implique, bien sûr, de veiller scrupuleusement à en maîtriser les impacts environnementaux et sociaux.

Fort d'une histoire pétrolière et gazière ancienne, notre pays bénéficie d'une réglementation parmi les plus solides de la planète. Il bénéficie également d'une expertise technologique

unique au monde, qui permet d'inventer jour après jour des solutions d'exploration et de production toujours plus économes en énergie et respectueuses de l'environnement. Il bénéficie de l'engagement de PME dynamiques, prêtes à prendre des risques et à consacrer des investissements colossaux à un métier qui sert l'ensemble de notre quotidien. Ce sont des PME mobilisées durablement au service du développement de nos territoires. Leurs employés sont des citoyens exigeants en même temps que des techniciens qualifiés : l'environnement dans lequel ils agissent est aussi leur environnement, celui de leurs enfants, de leurs amis et de leurs voisins. L'opinion tend un peu trop souvent à l'oublier.

Si les pouvoirs publics partagent cette vision, il est important qu'ils en tirent toutes les conséquences dans leurs politiques énergétiques à venir. Important qu'ils accordent clairement leur confiance à l'industrie pétrolière et gazière et lui permettent, durablement, de faire son travail dans les meilleures conditions réglementaires et économiques qui soient. En instruisant rapidement les demandes et renouvellements de permis d'exploration et de production de pétrole et de gaz en attente, car un tel déblocage est vital pour la poursuite de cette activité en France. En garantissant à celle-ci la cohérence et la visibilité dont elle a besoin pour investir et créer de la richesse, à plus forte raison dans une période où les capacités de financements publics et privés sont restreintes. En s'appuyant dans chacune de leurs décisions sur des études d'impacts complètes et rigoureuses. En s'intéressant de plus près aux initiatives, souvent étonnantes d'ingéniosité, que les industriels multiplient sur le terrain en partenariat avec les communautés locales. En reconnaissant l'utilité collective, en particulier pour notre sécurité d'approvisionnement énergétique, que notre industrie revêt et revêtera encore auprès des Français dans les prochaines décennies.

Aussi, l'Ufip invite nos décideurs à prendre en compte l'ensemble des atouts des hydrocarbures dans un débat où ils ont toute leur place et où se joue l'avenir de notre pays. Laissons à tous la parole pour effectuer les meilleurs choix.

Francis Duseux, président de l'Ufip

1 / Source : Ufip avec données AIE (WEO 2013).

PÉTROLE ET GAZ NATUREL : CARTE D'IDENTITÉ

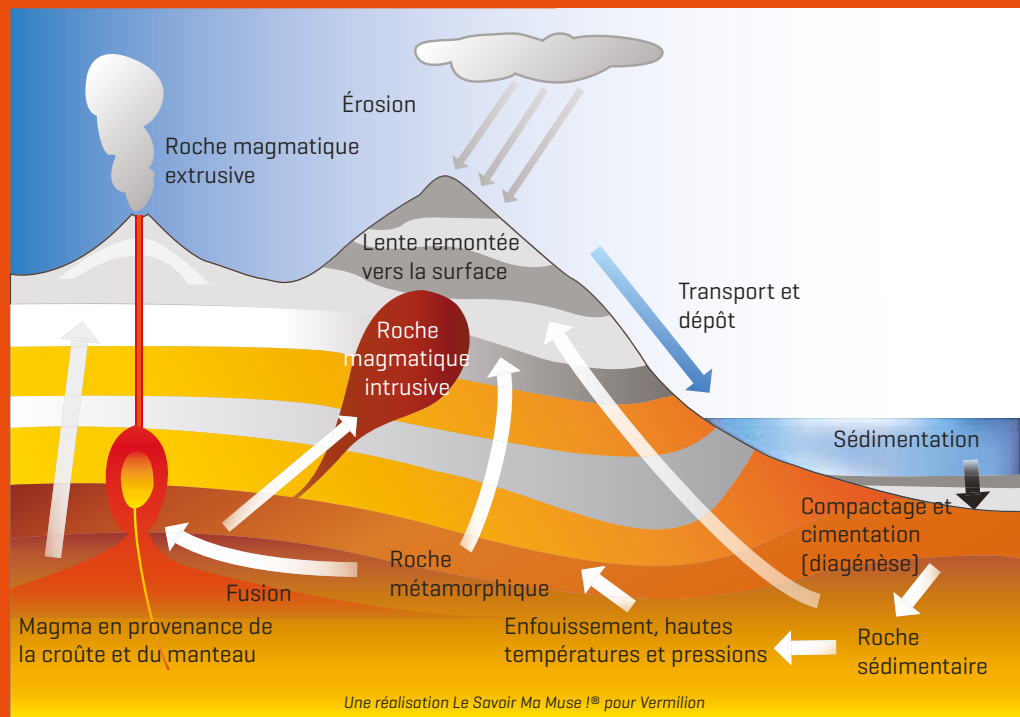
LA FORMATION DES GISEMENTS D'HYDROCARBURES

Le pétrole et le gaz naturel sont des énergies fossiles issues d'un long processus de maturation, à l'échelle de plusieurs dizaines de millions d'années.

Ils proviennent de micro-organismes végétaux et animaux [essentiellement du plancton] déposés au fond des mers au sein de bassins sédimentaires^[1]. Sous l'effet de la pression et de la température, la matière organique se décompose généralement en pétrole d'abord, puis en gaz. Les sédiments qui renferment cette matière organique constituent la roche-mère.

Composé en majeure partie de méthane [70 à 95 %], le gaz naturel résulte ainsi de l'action de températures plus élevées que celles subies par le pétrole [supérieures à 120 °C].

¹ / Dépression de la croûte terrestre où se sont accumulés au fil du temps, en grande quantité et parfois sur plusieurs milliers de mètres, des sédiments marins ou continentaux.



LA MIGRATION DES HYDROCARBURES VERS LA SURFACE DE LA TERRE

La majeure partie des hydrocarbures ainsi formés sont expulsés progressivement de la roche-mère et migrent vers la surface terrestre. Généralement, rien ne les arrête durant cette ascension et ils sont perdus.

Parfois, cependant, une particularité du terrain [une roche-réservoir imperméable] crée un piège naturel [un dôme ou une faille] dans lequel pétrole et gaz peuvent s'accumuler. Le gisement ainsi formé est dit « conventionnel ».

Les hydrocarbures qui demeurent enfermés dans la roche-mère, particulièrement compacte et peu perméable, sont appelés « hydrocarbures de roche-mère » ou, plus communément, « hydrocarbures de schiste »^[2]. Ils constituent des ressources de pétrole et de gaz « non conventionnels ».

² / Shale gas ou shale oil en anglais.

LE GAZ DE HOUILLE

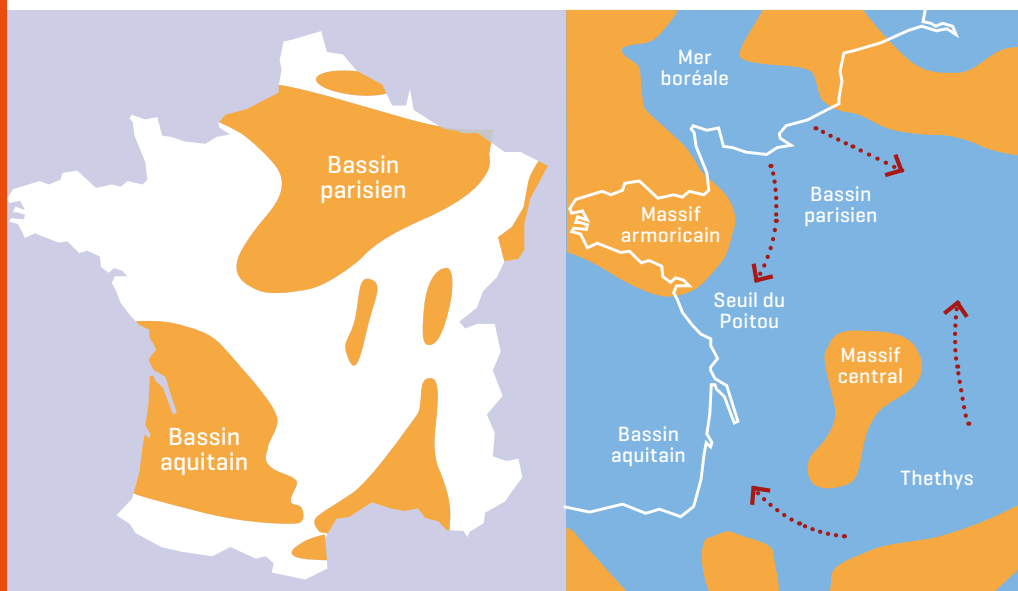
Autre type de gaz « non conventionnel », le gaz de houille⁽³⁾ est un gaz naturel généré par une roche-mère de type charbonneuse. Principalement constitué de méthane, il contient également de l'éthane, parfois de l'azote et du CO₂.

Ce gaz peut être soit adsorbé⁽⁴⁾ par le charbon, soit stocké dans les fissures et fractures qui parcourent naturellement les veines du charbon.

On parle de « gaz de houille » lorsqu'il est contenu dans des couches de charbon relativement profondes (700 à 2 500 m) qui n'ont pas été exploitées jusque-là.

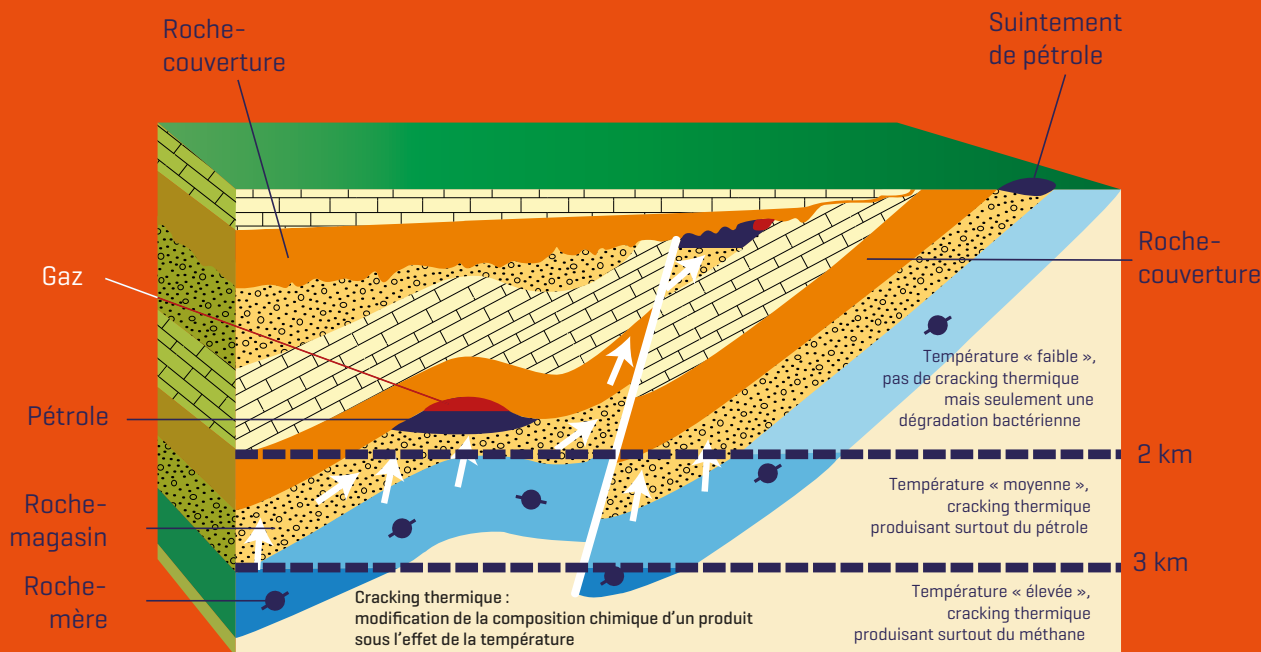
On parle de « gaz de mine » lorsqu'il circule dans les galeries des anciennes exploitations minières (également appelé "grisou").

Si les hydrocarbures français sont concentrés dans les Bassins aquitain et parisien, c'est notamment parce que ces bassins sédimentaires étaient recouverts par la mer il y a plus de 100 millions d'années.



3 / Coal bed methane ou coal seam gas en anglais.

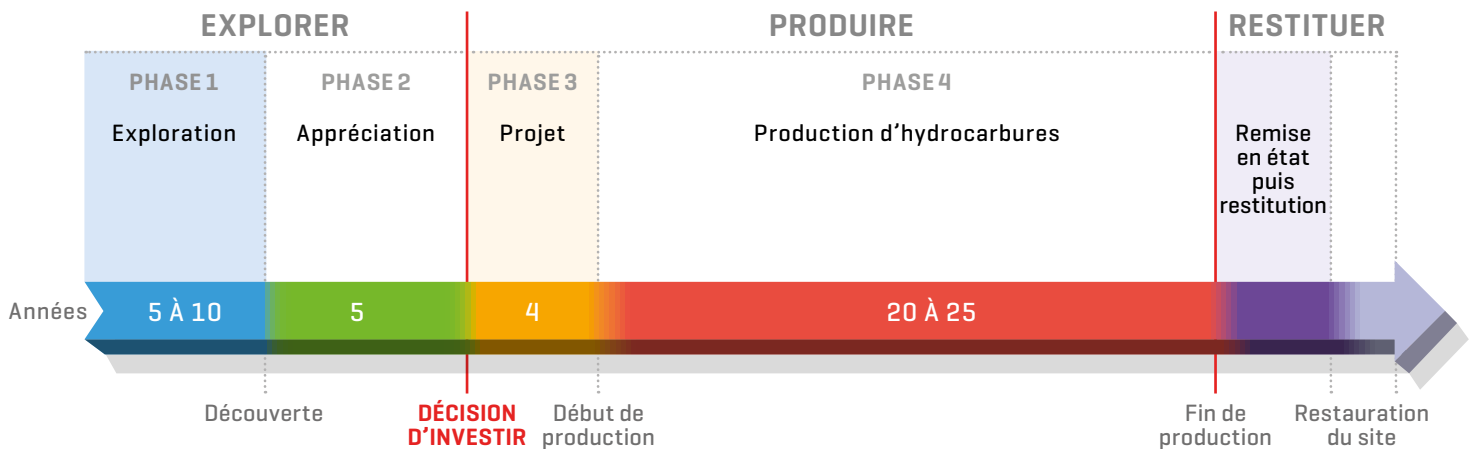
4 / L'adsorption est le phénomène par lequel un solide pulvérulent ou poreux retient à sa surface des molécules en phase gazeuse ou liquide.



Réalisation Le Savoir Ma Muse / * pour Vermilion

L'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES : COMMENT ÇA MARCHE ?

LE PROCESSUS EXPLORATION-DÉVELOPPEMENT-RESTITUTION



EXPLORER

Cinq à 15 ans d'études sont nécessaires pour confirmer la présence d'un gisement potentiel d'hydrocarbures et déterminer s'il peut être ou non exploité commercialement.

BIEN CHOISIR SON PERMIS DE RECHERCHE : LES ÉTUDES PRÉLIMINAIRES

Tout lancement d'une campagne de recherche d'hydrocarbures est précédé d'une phase d'étude géologique et géophysique permettant la délimitation de la zone à explorer.

Concrètement, la compagnie rassemble toutes les données disponibles dans le domaine public sur la zone suscitant son intérêt [données géologiques issues des échantillons de roche et des déblais d'anciens forages, données géophysiques, documents qui centralisent les études et informations sur les forages réalisés par le passé].

L'ensemble de ces données nourrissent les études des géologues qui permettent de se faire une première idée du potentiel du sous-sol de la zone, ainsi que des probabilités de découverte.





Campagne d'acquisition de données sismiques.

Si les résultats de ces études préliminaires sont encourageants, la compagnie va demander l'octroi d'un permis d'exploration de cette zone ou, le cas échéant, s'associer à un opérateur déjà titulaire d'un permis.

LOCALISER LES RESSOURCES POTENTIELLES : L'ACQUISITION DE DONNÉES DE TERRAIN

Son permis de recherche obtenu⁽¹⁾, la compagnie peut lancer la phase d'exploration de terrain, qui peut durer plusieurs années.

Étudier depuis la surface avant de forer

Compte tenu du coût d'un forage d'exploration, il importe avant tout d'acquérir des données depuis la surface pour justifier l'utilité d'une telle opération dans la zone et, le cas échéant, en déterminer le meilleur emplacement.

Géologues et géophysiciens relèvent dans ce but, à l'échelle régionale puis locale, diverses données : échantillons de roche superficielle, images du sous-sol grâce à la sismique, données

1 / Voir « Notre vision »

aériennes de gravimétrie⁽²⁾, traces éventuelles d'hydrocarbures en surface...

Explorer le sous-sol

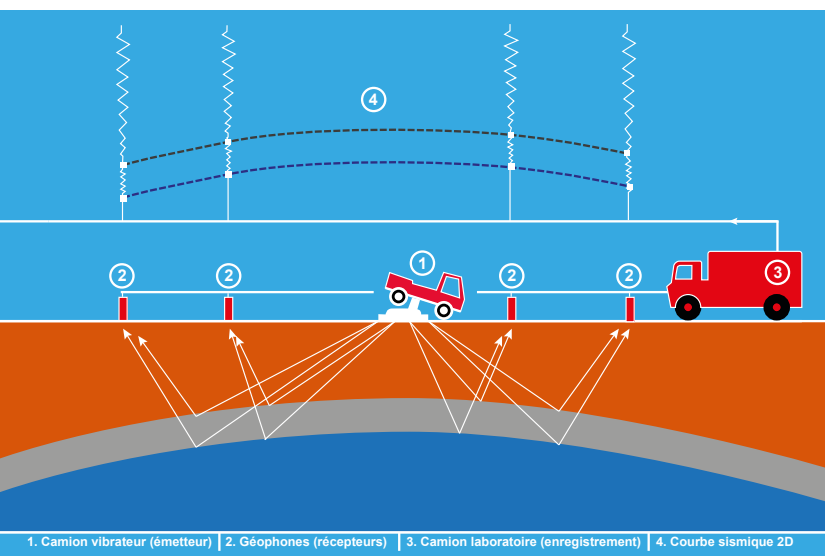
Seule l'exécution d'un forage⁽³⁾ permet de vérifier s'il existe ou non du pétrole ou du gaz. En cas de succès, il faut encore forer plusieurs puits en divers endroits du gisement, afin de mieux connaître sa taille et ses caractéristiques.

Dans le cas du gaz de houille, il s'agit de connaître la qualité du charbon, sa perméabilité [fonction de la densité des fissures et leur largeur], ainsi que son contenu en gaz.

ÉVALUER LA QUANTITÉ D'HYDROCARBURES DISPONIBLES À L'EXPLOITATION : LES TESTS DE PRODUCTION

Si les dimensions et les caractéristiques géologiques du réservoir étudié sont prometteuses, une nouvelle phase est ...

2 / Méthode géophysique qui permet de caractériser la structure géologique du sous-sol grâce à l'étude des variations spatiales du champ de pesanteur.
3 / Voir page 9.



1. Camion vibreur (émetteur) | 2. Géophones (récepteurs) | 3. Camion laboratoire (enregistrement) | 4. Courbe sismique 2D

PRINCIPE D'ACQUISITION DE DONNÉES SISMQUES

La sismique (à l'image d'une échographie médicale) est une méthode de prospection non destructive du sous-sol qui permet de visualiser les structures géologiques en profondeur grâce à l'analyse des échos d'ondes sismiques. À terre, la sismique réflexion utilise des « camions vibreurs » pour propager dans le sous-sol des ondes acoustiques, qui sont réfléchies en partie à chaque limite de couche géologique et sont enregistrées par des capteurs. C'est le traitement de ces enregistrements qui permet d'obtenir des images de la structure du sous-sol [en deux ou trois dimensions].

- ... enclenchée pour évaluer, d'une part, la quantité d'hydrocarbures présents dans le gisement [ce qu'on appelle les « réserves en place »] et, d'autre part, la quantité d'hydrocarbures récupérables en phase d'exploitation [qui constituent les « réserves » proprement dites].

ESTIMER LE POTENTIEL ÉCONOMIQUE DU GISEMENT ET LES CONDITIONS DE SON EXPLOITATION : LES ÉTUDES DE DÉVELOPPEMENT

Cette ultime étape du processus [un à deux ans] consiste à analyser les résultats des tests de production, les contraintes techniques et géologiques, le contexte économique, mais aussi les études environnementales et sociétales parallèlement conduites.

Tous ces éléments vont orienter le plan de développement du gisement établi par les ingénieurs architectes de la compagnie, en particulier le nombre et la fréquence des forages, la surface et l'emplacement des différentes installations, les techniques et équipements utilisés, les possibilités d'intégration du projet dans le tissu industriel ou agricole local, etc.

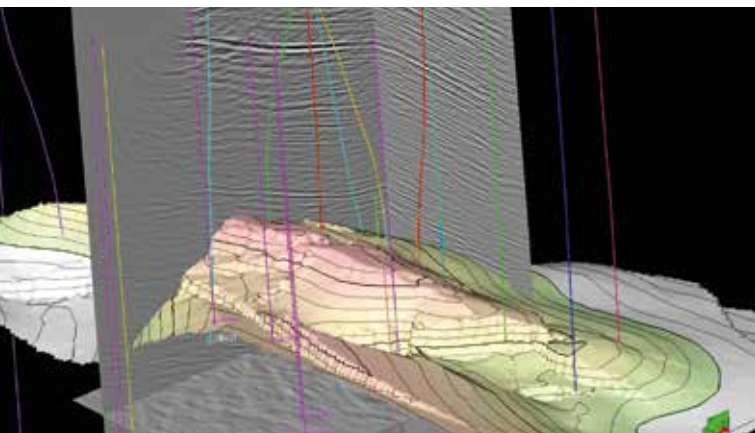


Ce n'est qu'à l'issue de l'ensemble de ces analyses et d'une étude économique que la décision pourra être prise par la compagnie et, le cas échéant, par ses partenaires, d'évoluer vers la phase de développement [construction des installations nécessaires à la production].

DÉCLARER LA COMMERCIALITÉ DU PROJET

Une fois le plan de développement finalisé et la décision prise d'exploiter le gisement, la compagnie déclare la commercialité du projet et dépose auprès de l'État un dossier de demande de concession pour 50 ans maximum [renouvelable jusqu'à 25 ans].

L'instruction du dossier dure en moyenne deux à trois ans. Pendant cette période, l'administration peut demander de revoir le plan de développement avant d'accorder la concession. Celle-ci n'est délivrée que si l'entreprise possède les capacités techniques et financières pour mener à bien l'exploitation. ■



LE FORAGE D'EXPLORATION : CHIFFRES CLÉS

Un forage d'exploration peut coûter, en mer, **20 à 200 millions d'euros** et à terre, **3 à 15 millions d'euros**

En moyenne, **1 forage** d'exploration **sur 7** aboutit à une découverte



LES ÉTUDES D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL

Lancées dès le début des travaux géologiques, les études d'impact environnemental, menées par des organismes reconnus, sont un élément important de la réussite d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Celui-ci, en effet, évoluera dans sa définition et sa réalisation techniques de manière à prendre en compte les enjeux environnementaux soulevés tout au long du processus.

L'industrie s'appuie en la matière sur un savoir-faire de plus en plus pointu et sur des méthodologies, développées par les ingénieurs en environnement, toujours plus poussées. Le dialogue avec les parties prenantes locales fait partie intégrante de cette démarche.

La première étape consiste à relever, avant toute opération, l'état initial de la zone d'intérêt et de son environnement. Inventaire des aquifères [roches renfermant les nappes d'eau souterraines], caractérisation de la qualité de l'air, des milieux naturels et des équilibres biologiques, des activités agricoles et touristiques...

Sur toutes ces thématiques, on marque généralement un point de référence [ou *baseline*], à partir duquel seront effectués les futurs suivis. Dans les eaux de surface, on mesure par exemple les niveaux initiaux de fer, de particules solides, de matière organique, de minéraux radioactifs ou encore de méthane.

La seconde étape consiste à analyser les effets directs et indirects des futurs travaux d'exploration et de production sur l'environnement dans l'espace et le temps. Cette cartographie doit servir à anticiper la mise en place des technologies nécessaires à : assurer la sécurité des opérations de forage et une étanchéité parfaite des puits ; protéger les terrains avoisinants d'une pollution éventuelle ; maintenir la qualité des paysages ; limiter les nuisances liées aux approvisionnements et aux travaux du chantier.

Les résultats de ces études sont présentés aux autorités compétentes et aux parties prenantes et leurs attentes et préoccupations sont prises en compte.

PRODUIRE

Une exploitation d'hydrocarbures peut durer parfois plus de 50 ans et implique au moins deux phases d'opérations : le forage et l'extraction.

FORER

Pour rechercher puis produire des hydrocarbures conventionnels, on fore un puits [vertical, dévié, horizontal⁽⁴⁾...] jusqu'au réservoir, permettant au pétrole ou au gaz de remonter naturellement à la surface par différence de pression.

Cette opération implique d'utiliser un fluide, appelé « boue de forage », afin de remonter les débris de roche, stabiliser l'intérieur du puits, lubrifier et refroidir le trépan [outil de forage], enfin contrôler la pression du liquide présent dans la formation. Cette boue, dont la composition varie en fonction de la profondeur ou encore de la nature de la roche forée, peut être soit à base d'eau, soit à base de produits de synthèse, auxquels on adjoint parfois des additifs.

Dans le cas du gaz de houille, la productivité d'un puits pouvant être relativement limitée, le développement des bassins peut nécessiter de recourir au forage horizontal pour assurer un accès important à la ressource gazière présente dans le charbon, tout en limitant l'empreinte de surface. ...

⁴ / La technique du forage horizontal est de plus en plus utilisée pour mieux drainer les hydrocarbures présents autour des parois des puits. C'est la société Elf Aquitaine qui en a démontré l'intérêt commercial au début des années 1980, sur les gisements de Lacq et Castéra Lou dans le sud-ouest de la France et de Rospo Mare en Italie.



Test de production en Lorraine par FDE.

... EXTRAIRE

L'extraction (la production proprement dite) consiste à faire remonter vers la surface les hydrocarbures présents dans le sous-sol. Pour ce faire, la pression dans le puits doit être nettement inférieure à celle des fluides présents dans le réservoir :

- si cette différence de pression existe naturellement et si elle est suffisamment importante, les hydrocarbures se dirigent vers le puits et remontent d'eux-mêmes à la surface ;
- si la pression du gisement est insuffisante, mais aussi pour augmenter la productivité des puits, on recourt à des procédés de récupération assistée (pompage au moyen de pompes immergées ou à balancier, injection en fond de puits ou dans le réservoir de vapeur d'eau, de polymères, d'azote, de CO₂), afin de permettre aux hydrocarbures de remonter plus facilement.



Dans tous les cas, la pression diminue au fur et à mesure que le gisement se vide de ses hydrocarbures. En fin de production, il faut systématiquement la stimuler.

Dans le cas du gaz de houille, la production nécessite de pomper l'eau contenue dans le charbon afin d'abaisser la pression du réservoir et libérer le gaz adsorbé ou dissous. Au fur et à mesure du pompage, la pression du réservoir diminue, le gaz se libère et se diffuse au sein de la matrice du charbon pour arriver dans le

LE POINT SUR LA « FRACTURATION HYDRAULIQUE »

La « fracturation » ou stimulation hydraulique est une technique connue et mise en œuvre par l'industrie pétrolière depuis plus de 60 ans en Amérique du Nord, et plus de 30 ans en Europe, pour optimiser la production des gisements d'hydrocarbures.

Cette technique consiste à augmenter la porosité des formations géologiques peu perméables en fissurant de façon ciblée la roche, *via* l'injection d'un fluide à très haute pression. Adaptée récemment à la configuration spécifique des gisements

d'hydrocarbures de schiste, elle est également employée dans d'autres domaines tels que la géothermie ou les puits d'eau potable en zone granitique.

En interdisant sur le territoire français « l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique », la loi du 13 juillet 2011 prohibe de fait la stimulation des puits d'hydrocarbures conventionnels au moyen de cette technique.



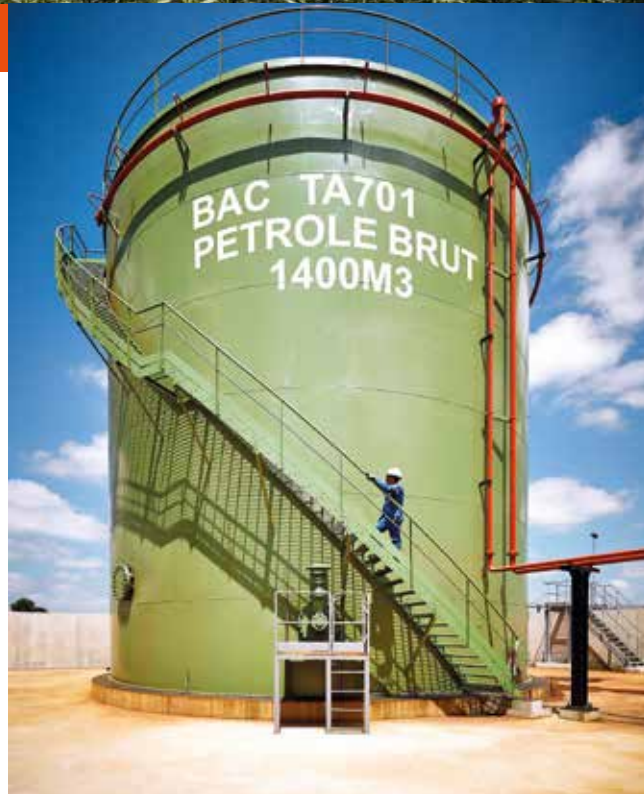
Poste de chargement du port pétrolier d'Ambès (Gironde).

réseau de fissures irriguant naturellement celui-ci. L'utilisation de la fracturation hydraulique n'est donc pas ici nécessaire.

TRAITER, STOCKER, ACHEMINER

Le gaz naturel ou le pétrole récupéré étant rarement pur, il convient de le traiter avant de l'acheminer et de le fournir aux clients. On sépare d'abord l'eau puis on extrait les produits dits « dérivés » (condensats, propane, butane, hélium, sulfure d'hydrogène ou encore CO_2), qui sont pour certains commercialisés. Ces opérations nécessitent de mettre en place une ou plusieurs unités de traitement de la production, des puits injecteurs pour réinjecter l'eau produite dans le gisement, des bacs de stockage, ainsi qu'un réseau de collecte et de transport (canalisations, camions-citernes, bateaux, dépôts pétroliers).

Dans le cas du gaz de houille, dont la production se fait à basse pression, le gaz produit doit être recompressé avant injection dans le réseau. ■



RESTITUER

On cesse d'exploiter un gisement à partir du moment où, pour diverses raisons, la production de pétrole et de gaz naturel coûte davantage qu'elle ne rapporte.

Des équipes spécialisées interviennent alors sur le site pour le nettoyer et le réhabiliter, conformément à différentes prescriptions (code de l'environnement, code minier, etc.) afin qu'il n'y ait plus aucune trace de l'activité une fois celle-ci achevée. Ces

travaux, qui peuvent durer deux à trois ans par site, sont généralement prévus et budgétés dès le plan de développement. Une fois remis en état, le terrain est ensuite restitué à l'État, à la collectivité ou à son propriétaire. ■

POUR EN SAVOIR



www.uifp.fr/activites/exploration
www.planete-energies.com
www.vermilion-energy.fr

L'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES EN FRANCE UNE AVENTURE D'HIER ET D'AUJOURD'HUI

L'histoire pétrolière et gazière a débuté en France dès le XVIII^e siècle en Alsace, à Pechelbronn, où la présence de pétrole est attestée depuis l'Antiquité. Au XX^e siècle, cette histoire s'est accélérée, donnant lieu à l'essor de fleurons de l'industrie française. Elle se poursuit aujourd'hui à travers des acteurs dynamiques, engagés à rechercher et fournir l'énergie dont la France a besoin.

LES GRANDES DATES DE L'EXPLORATION ET DE LA PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ EN FRANCE

1740 : Création à Merkwiller Pechelbronn, sur autorisation du roi Louis XV, de la première société d'exploitation pétrolière au monde.

1810 : Loi du 21 avril sur l'exploitation des mines [valable pour plus d'un siècle]. Institution du Conseil général des Mines.

1919 : Fin de la perpétuité et de la gratuité des concessions. L'État, qui a pris conscience du rôle stratégique joué par le pétrole durant la Première Guerre mondiale, entend assurer la sécurité d'approvisionnement de la France en hydrocarbures.

1924 : Petite découverte de pétrole à Gabian (Hérault). Création de la Compagnie française des pétroles [CFP].

1926 : Création à Pechelbronn de la première École des maîtres sondeurs, qui formera des spécialistes internationaux.

1927 : Les frères Schlumberger révolutionnent la prospection pétrolière mondiale en réalisant en Alsace le premier carottage électrique de l'histoire.

1939 : Découverte du gisement de gaz de Saint-Marcet (Haute-Garonne) et création de la Régie autonome des pétroles [RAP] destinée à « la recherche, l'exploration et le transport des hydrocarbures liquides et gazeux en métropole ».

1941 : Création de la Société nationale des pétroles d'Aquitaine [SNPA], ancêtre d'Elf Aquitaine, chargée d'étendre les prospections dans le sud-ouest de la France.

1944 : Création de l'Institut français du pétrole [IFP].

1949 : Découverte par la SNPA de pétrole à Lacq, par 633 mètres de profondeur [« Lacq supérieur »]. Mise en service par la Société nationale des gaz du sud-ouest [SNGSO] du premier gazoduc entre Toulouse et Bordeaux.

1950 : Création du fonds de soutien aux hydrocarbures, qui marque le début des grandes heures de l'E&P en France.

1951 : À Lacq, un nouveau forage à 3 555 mètres met au jour un gisement géant de gaz naturel [« Lacq profond »].



1953 : Loi autorisant les sociétés de pétrole à créer en franchise d'impôts une provision spéciale pour reconstitution de gisement [PRG].

1955 : Découverte par Esso Standard S.A.F. du gisement de Parentis-en-Born [Landes]. En région parisienne, octroi de plusieurs permis de recherche, dont les limites vont de clocher en clocher.

1955-1956 : Création de nombreuses sociétés « REP » destinées à soutenir la recherche d'hydrocarbures en France [Cofirep; Pétrorep; Esso REP...]. Création de la Compagnie française du méthane [CFM] afin de commercialiser le gaz de Lacq.





1957 : Entrée en production du gisement de Lacq, ainsi que du premier site français de stockage géologique de gaz naturel à Lussagnet (Landes), chargé d'assurer la modulation de la production.

1958 : Un puits profond foré par Pétrorep à Coulommes (Seine-et-Marne), donne lieu à la première découverte commerciale de pétrole dans le Bassin parisien. Début de la commercialisation du soufre de Lacq.

1961 : Avec 60 forages, le Bassin parisien connaît un premier pic d'activité d'exploration.

1970 : Arrêt de l'extraction de pétrole à Merkwiler Pechelbronn.

1973 : Premier choc pétrolier, qui marque la reprise de l'exploration pétrolière en France, après une période d'assoupissement de plus d'une décennie.

1982 : S'ouvre la deuxième grande période de l'E&P, marquée par de nombreux progrès techniques et découvertes, dont la découverte de Villeperdue par Triton dans le Dogger et la découverte de gaz de Trois-Fontaines par Eurafrep, unique à ce jour dans le bassin de Paris.

1983 : Essais réussis de forages horizontaux. Découverte par Esso REP du gisement pétrolier de Chaunoy (Seine-et-Marne), le plus important jamais découvert dans le Bassin parisien.

1986 : Une campagne sismique est menée à Paris, notamment sur les Champs-Élysées. Contre-choc pétrolier, qui entraîne une réduction des budgets d'exploration en France.

1988 : Forage du puits Ivry 101 par la Société nationale Elf Aquitaine [SNEAP] à Ivry-sur-Seine, aux portes de Paris. Le gisement pétrolier qui y est découvert produira près de 7 000 tonnes cumulées jusqu'en 1991.

1991 : Total CFP devient Total. Découverte par Esso REP du gisement Les Arbousiers (Gironde), suivie par d'autres découvertes significatives en Aquitaine.

1993 : Création de Geopetrol SA, qui acquiert cinq champs pétroliers dans le Bassin parisien. C'est la première étape d'un désengagement progressif des majors pétrolières de l'E&P en France.

1997 : Esso cède à Vermilion de nombreux actifs en Aquitaine et dans le Bassin parisien.

2000 : Fusion de Totalfina et Elf Aquitaine.

2002 : La remontée des prix du brut relance l'E&P en France. Lundin Petroleum rachète à BNP Paribas la société Coparex International, détentrice d'anciens actifs de Total Exploration Production France et Elf.

2005 : Gaz du Sud-Ouest [GSO] devient Total Infrastructure Gaz France [TIGF]. Réouverture par SPPE du champ pétrolier de Saint-Martin-de-Bossenay [Aube], autrefois exploité par Shell.

2006 : Acquisition par Vermilion du reste des concessions d'Esso en France, ainsi que du dépôt pétrolier d'Ambès, afin de maîtriser toute la chaîne d'exploitation du pétrole aquitain.

2007 : Gazonor reprend la récupération du gaz de mine dans le Nord - Pas-de-Calais.

2010 : Sortie en France de *Gasland*, film documentaire controversé de l'Américain Josh Fox. Inauguration par Total d'un pilote de captage-stockage de CO₂ dans le bassin de Lacq.

2011 : Loi du 13 juillet interdisant la fracturation hydraulique en France. Découverte de pétrole au large de la Guyane française par Tullow Oil, Shell, Total et Northpet.

2012 : Acquisition par Vermilion de sept gisements d'hydrocarbures détenus par Total et ZaZa Energy. Réouverture par Bridgeoil du gisement de Villemer [Seine-et-Marne], abandonné par Elf en 1994 et renommé Concession de Nonville.



2013 : Fin de l'exploitation commerciale du gisement de Lacq. TIGF devient Transport Infrastructure Gaz France (actionnaires : SNAM, GIC, EDF, Credica).

2014 : Premier puits horizontal multidrains pour tester la production de gaz de houille en Lorraine [FDE, Puits de Tritteling]. Acquisition par Geopetrol des concessions de Lagrave, Pécorade et Lacq. Contre-choc pétrolier : le prix du baril passe de 115 \$ à 45 \$ en six mois.



Le « Bar de la mairie et des pétroles réunis » de Nanteuil, commune de Seine-et-Marne accueillant la base opérationnelle de Pétrorep pour l'exploitation du gisement de Coulommes.

« DES IDÉES », MAIS « PAS DE PÉTROLE » ?

Depuis 1740, 114 millions de tonnes [Mt] de pétrole brut et 232 milliards de mètres cubes [Gm³] de gaz naturel ont été produits sur notre territoire, principalement dans le Bassin aquitain et le Bassin parisien, mais également en Alsace.

Plus de 3 000 puits d'exploration et de production ont été forés.

À son apogée dans les années 1920, l'extraction de brut alsacien a représenté jusqu'à 87,5% de la production française et couvert jusqu'à 5% des besoins nationaux⁽¹⁾. Découvert en 1951, le gisement géant de gaz naturel de Lacq (262 Gm³ sur 115 km²) a permis d'assurer, avec les gisements annexes de Meillon et Saint-Faust, jusqu'à un tiers de la consommation de gaz naturel en France (33 millions de m³ de gaz brut par jour) dans les années 1970. La montée en puissance du gisement de Chaunoy, découverte phare du Bassin parisien, a permis quant à elle d'extraire jusqu'à 3,5 Mt de pétrole par an à la fin des années 1980. ...

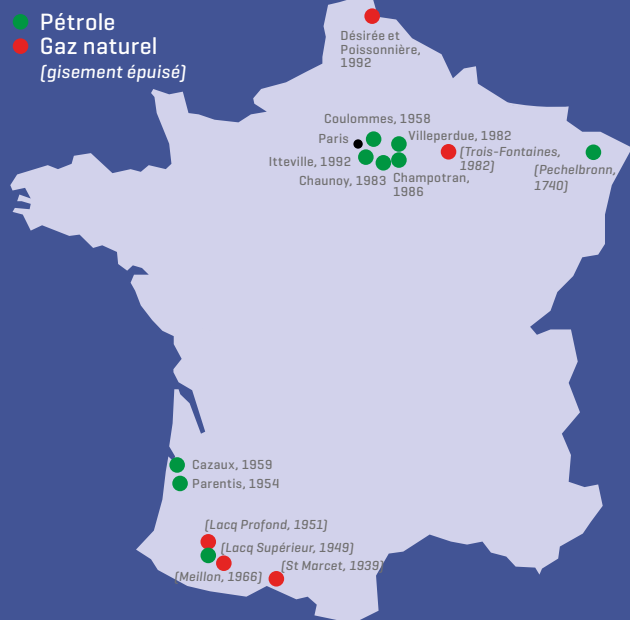
1 / Cf. René Walther, *Pechelbronn : À la source du pétrole (1735-1970)*, Éditions Ronald Hirié, 2007.

L'ÉPOPÉE DU BASSIN AQUITAIN

Les activités d'exploration et de production d'hydrocarbures dans le Bassin aquitain se structurent autour de deux pôles : le nord des Landes (de Parentis-en-Born jusqu'au port pétrolier d'Ambès) et le bassin de Pau-Lacq-Orthez. Renforts de l'axe Bordeaux-Toulouse, ces berceaux historiques ont permis le développement d'un dense tissu industriel et économique régional.

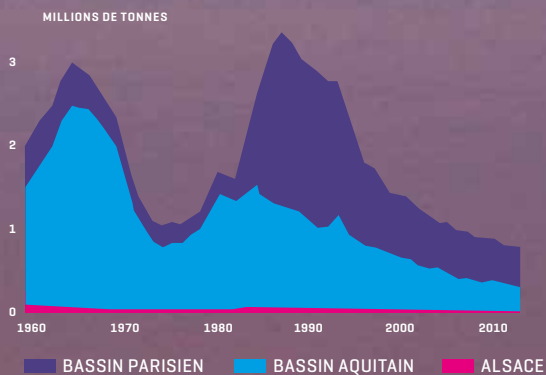
L'exploitation du gisement de Lacq, lancée en 1957 pour approvisionner en gaz naturel les distributions publiques et les établissements industriels du Grand Sud-Ouest, a joué dans ce destin un rôle tout particulier. Ses retombées ont été majeures : émergence d'une activité chimique d'importance mondiale grâce au soufre séparé du gaz de Lacq par traitement (et à l'origine d'une part significative de l'activité du port de Bayonne) ; création de près de 8 500 emplois (dont 4 654 dès 1963 : 3 333 dans les usines de production et 1 321 dans les entreprises de services industriels gravitant autour) ; doublement de la population des villes alentour et création de la commune de Mourenx (12 000 habitants aujourd'hui) ; développement d'un savoir-faire français exporté à l'international (pétrolier, gazier, parapétrolier et paragazier), ainsi que d'un réseau national de transport de gaz.

GISEMENTS HISTORIQUES D'HYDROCARBURES EN FRANCE

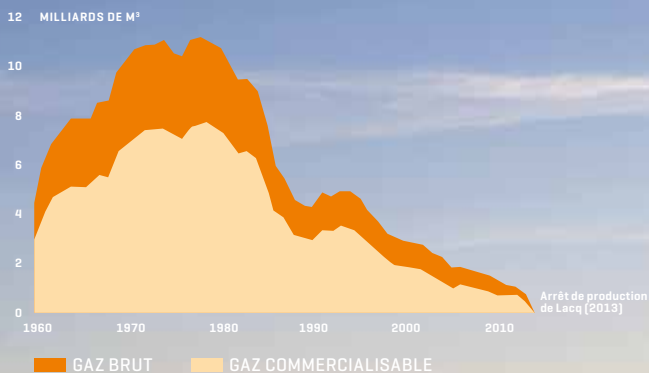


Le gaz de Lacq était à l'état pur extrêmement corrosif, avec 16 % d'hydrogène sulfuré [H₂S] et 10 % de CO₂. Pour être rendu propre à la consommation, ce gaz devait donc, au préalable, être désulfuré. En construisant en 1955 l'usine de Lacq, Elf relevait pour la première fois au monde le défi de valoriser ce gaz très acide à des conditions de pression et de température élevées.

PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT EN FRANCE



PRODUCTION DE GAZ EN FRANCE



LA PRODUCTION NATIONALE AUJOURD'HUI

- 0,767 Mt de pétrole brut, soit 1 % des besoins de la France
- 67 millions de m³ de gaz brut, soit moins de 0,5 % de nos besoins en gaz naturel⁽¹⁾
- 64 concessions d'hydrocarbures couvrant au total 4 000 km² du territoire métropolitain
- Une production de pétrole concentrée à 60 % dans le Bassin parisien
- 12 gisements principaux, dont 4 assurent à eux seuls 40 % de la production pétrolière française : Parentis et Cazaux, en Aquitaine ; Champotran et Itteville, dans le Bassin parisien

¹ / Suite à l'épuisement du gisement de Lacq et à l'arrêt de son exploitation commerciale fin 2013, la production nationale de gaz a durablement chuté en 2014.

... **Un engagement du quotidien pour limiter le déclin de la production**

Les prouesses technologiques réalisées par les opérateurs pétroliers et gaziers pour prolonger la durée de vie des gisements français ne datent pas d’hier, comme en témoigne la gestion de la fin de vie du champ de Lacq : en 1975, l’arrêt de la production commerciale était programmé pour 1990 ; puis l’échéance, en 2000, fut repoussée à 2008, avant d’être fixée définitivement à 2013. Ce sursis a pu être obtenu grâce à un vaste plan de travaux et d’investissements, qui a permis d’extraire plus de 90% du gaz contenu dans le gisement. Un record, quand on sait que, dans le meilleur des cas, on ne réussit à produire que 70 % des ressources d’un champ^[2].

2 / Les taux de récupération des hydrocarbures varient de 70 à 80 % en moyenne pour un gisement conventionnel de gaz et autour de 50 % pour un gisement conventionnel de pétrole.

Si le destin de ce gisement phare est désormais scellé^[3], les entreprises de forage et d’exploitation pétrolière et gazière ne ménagent pas leurs efforts, financiers et intellectuels, pour accroître la durée de vie des gisements français. Cela, en respectant les plus hauts standards de qualité et de sécurité.

Grâce aux techniques les plus récentes de forage horizontal et de récupération assistée^[4], grâce aussi au nouveau regard apporté par les experts [géologues et géophysiciens] qui multiplient les études pour mieux appréhender notre sous-sol, le déclin naturel des champs français d’hydrocarbures conventionnels a pu être stabilisé ces dernières années.

Le forage de nouveaux puits – et leur succès – constitue l’autre grand levier de cet engagement de pérennisation au service de la France.

3 / Voir « Notre contribution ».

4 / Voir « L’EGP d’hydrocarbures : comment ça marche? ».

À Champotran, où seuls 13 % du volume du pétrole présent ont été prélevés à ce jour, Vermilion a effectué en 2013 et 2014 une campagne de mesures géophysiques, suivie de dix forages qui se sont tous avérés des succès – fait rare dans le monde pétrolier.



LES ACTEURS DE LA PRODUCTION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE EN FRANCE AUJOURD’HUI (2014)

Vermilion Rep : filiale française d’une entreprise canadienne basée à Calgary, c’est le premier producteur d’hydrocarbures liquides dans l’Hexagone, avec 74 % de la production [près de 567 000 tonnes - 567 kt - de pétrole en 2014, lui permettant de satisfaire 0,5 % de la consommation nationale^[1]]. Son siège est à Parentis-en-Born [Landes].

Lundin International : filiale française d’une société suédoise d’origine familiale, c’est le deuxième opérateur sur notre territoire, avec 16,1 % de la production [124 kt de pétrole] réalisée dans le Bassin parisien. Lundin est en outre partenaire de Vermilion dans le Sud-Ouest. Son siège est à Montmirail [Marne].

Geopetrol SA : société française indépendante, c’est le troisième producteur en France, avec 4,2 % de la production [soit 32 kt de pétrole, auxquelles il faut ajouter 7,56 Mm³ de gaz à des fins industrielles] issue de 18 concessions réparties en Alsace, dans le Bassin parisien et le Sud-Ouest. Son siège est à Paris.



Parmi ses 185 employés, Vermilion dispose en France d'une équipe géosciences de 40 experts dédiés à ses activités dans l'Hexagone, ainsi que d'un pétrophysicien au service des activités européennes du groupe canadien. Carte blanche leur est donnée pour penser « out of the box » et imaginer de nouveaux concepts d'exploration et de production de ses champs matures.

Vermilion est ainsi parvenu à porter de 38 à 43% le taux de récupération de pétrole⁽⁵⁾ sur son champ de Parentis, dont la concession a été récemment renouvelée pour 25 ans. Grâce à plus de 1 500 travaux depuis 1997 (dont 65 forages, dix campagnes sismiques et des centaines d'opérations de réparation et d'optimisation des puits, pour un investissement de plus d'1 milliard d'euros), l'opérateur a augmenté ses réserves de 40 millions de barils.

De son côté, Lundin a investi depuis dix ans plus de 150 millions d'euros en nouveaux projets afin de forer 35 puits, construire deux centres de production et découvrir trois nouveaux gisements.

5 / À l'échelle mondiale, une augmentation de 1% du taux de récupération équivaut à un gain de deux ans de consommation.

À Coulommes, premier champ pétrolier découvert dans le Bassin parisien, la production continue 50 ans après : alors qu'elle pensait cesser ses activités au début des années 2000, Pétrorep y a encore réalisé en 2012 deux nouveaux puits par forage horizontal.

Grâce aux efforts techniques d'optimisation des puits dans le temps, Geopetrol est parvenue, quant à elle, à prolonger de plus de 20 ans l'exploitation de ses champs matures. La société investit notamment plus de 10 millions d'euros au redéveloppement des champs nouvellement acquis de Lagrave et Pécorade, dans le Sud-Ouest. ...

SPPE (Société pétrolière de production et d'exploitation) : l'activité de cette PME familiale, qui exploite un champ de pétrole à Saint-Martin-de-Bossenay (Aube), représente avec 30 kt, 4% de la production nationale. Son siège est à Château-Renard (Loiret).

Pétrorep : premier producteur historique du Bassin parisien, la filiale de Pétrofrance a vu son activité se réduire sensiblement avec les années. Elle a encore produit 11 kt de pétrole en 2014 (soit 1,4% de la production française). Son siège est à Paris.

Bridgeoil : détentrice depuis 2009 de la concession de Nonville, mise en exploitation en 2012, cette société française a produit 1 600 tonnes de pétrole en 2014 (soit 0,2% de la production nationale). Son siège est à Châtelleraut (Vienne).

1 / Chiffres relatifs à Vermilion REP et Vermilion Moraine, deux filiales de Vermilion.

GAZ DE MINE : L'ACTIVITÉ MÉCONNUE DES ANCIENS BASSINS HOILLERS

La production de gaz de mine est effective en France depuis 1975, lorsque les Houillères du bassin Nord-Pas-de-Calais ont entrepris son captage depuis les anciennes exploitations charbonnières.

L'intérêt de cette activité était double : supprimer le risque de remontée du gaz à la surface et ainsi les accidents liés au « coup de grisou » ; commercialiser un produit permettant de réduire les importations françaises en gaz naturel.

Aujourd'hui, cette production est d'autant plus stratégique qu'elle permet de réduire la contamination atmosphérique liée aux émanations naturelles de méthane, puissant gaz à effet de serre.

Ancienne filiale de Charbonnages de France active depuis 1996, achetée par EGL en 2007, Gazonor est la seule société en France à exploiter le gaz de mine. Désormais détenue par le groupe belge Transcor, basée à Avion (Nord-Pas-de-Calais), elle a produit de l'ordre de 75 millions de m³ de méthane par an (soit la consommation en gaz naturel d'une ville de 60 000 habitants) entre 2005 et 2012 depuis les anciens bassins houillers du Nord-Pas-de-Calais. Elle injecte ensuite ce gaz dans le réseau français de transport de gaz, à un tarif préférentiel défini au nom de l'intérêt général. Il s'agit du seul gaz non conventionnel actuellement en production sur notre territoire. Ce gaz est de même nature que le gaz conventionnel.

... STOCKAGE DE GAZ : UNE ACTIVITÉ STRATÉGIQUE AU SERVICE DES FRANÇAIS

Aussi limitée soit-elle désormais, la production d'hydrocarbures en France s'appuie sur des infrastructures d'excellente qualité qu'elle a elle-même contribué à développer.

Ces infrastructures, qui permettent d'acheminer jusqu'aux zones de consommation le pétrole et le gaz naturel importés par notre pays en presque totalité, sont essentielles au bon fonctionnement du service public et à la sécurité d'approvisionnement des Français.

Véritables « poumons » du système, les installations de stockage de gaz naturel, en particulier, sont un maillon stratégique pour

gérer la saisonnalité de la consommation gazière et fournir la flexibilité nécessaire à l'équilibrage des réseaux de transport, par-delà les soubresauts du marché.

Le stockage souterrain d'hydrocarbures est assuré en France par trois industriels :

- **Storengy**, filiale d'Engie, opérateur de 14 sites : 10 milliards de m³ de gaz naturel peuvent y être stockés ;
- **TIGF** (Transport Infrastructure Gaz France), par ailleurs gestionnaire dans le Sud-Ouest de 5 000 km de réseau, opère deux sites d'une capacité de stockage de 6 milliards de m³ de gaz naturel ;
- **Geostock**, filiale de Vinci et de Total, gère cinq stockages de ce type en France (dont deux à Manosque, dans les Alpes-de-Haute-Provence).

Les deux sites de stockage souterrain de TIGF, à Lussagnet (Landes) et Izaute (Gers), permettent de stocker l'équivalent de la consommation annuelle de gaz naturel du Grand Sud-Ouest, dont l'approvisionnement est ainsi sécurisé. Ici, la station de recompression "transport" d'Artère de Guyenne (Lussagnet).





En 2007, Vermilion a consacré 40 millions d'euros à un forage offshore qui s'est avéré « sec » dans le bassin maritime de Parentis [golfe de Gascogne].

LE RENOUVEAU DE L'EXPLORATION EN FRANCE

En France, les bassins sédimentaires propices aux recherches de pétrole et de gaz naturel couvrent une superficie de plus de 200 000 km² en mer et plus de 70 000 km² à terre. L'activité d'exploration menée ces deux dernières décennies s'est avérée jusqu'à présent moins fructueuse que par le passé. Mais les progrès technologiques récemment accomplis renouvellent l'intérêt de ces bassins quant à la présence possible d'hydrocarbures conventionnels.

Au 1^{er} janvier 2015, le territoire français faisait ainsi l'objet de 54 permis de recherche actifs (couvrant 75 758 km² en mer et 34 520 km² à terre), auxquels s'ajoutent 162 demandes de permis en cours d'instruction^[6].

⁶ / Voir « Notre vision ».

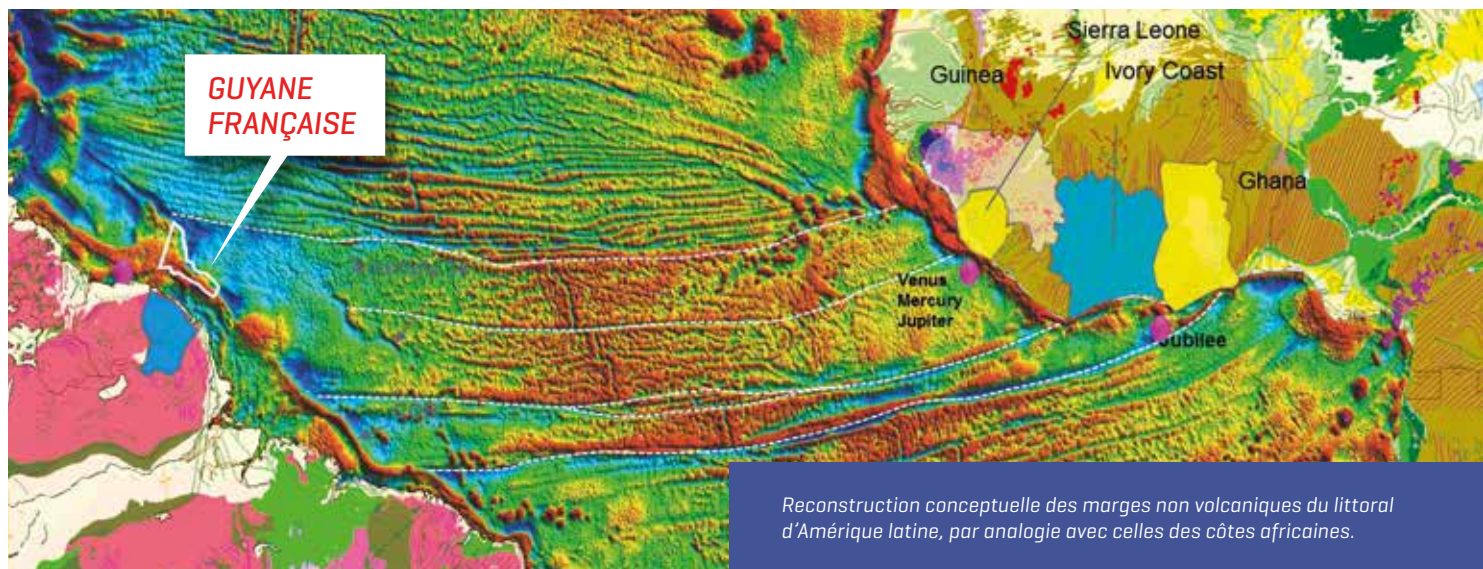
Des indices dans l'offshore métropolitain et outre-mer

Au large des côtes métropolitaines, le bassin de la mer d'Iroise ou encore le golfe du Lion connaissent aujourd'hui peu d'activité, notamment du fait de la remise en cause du permis Rhône Maritime. Dans le golfe de Gascogne, les recherches entreprises par Vermilion n'ont par ailleurs pas rencontré le succès attendu.

Outre-mer, si la zone de Saint-Pierre-et-Miquelon a pu attirer l'intérêt, deux zones suscitent actuellement toute l'attention des opérateurs pétroliers et gaziers.

Guyane française

Depuis la découverte réalisée en 2011 par Shell, Tullow Oil, Total et Northpet sur un forage d'exploration au large de Cayenne, par un peu plus de 2 000 mètres de profondeur d'eau, le permis Guyane Maritime concentre les attentions. ...



- Les quatre puits d'appréciation réalisés en 2012-2013 lors d'une campagne de forages complémentaires ont beau n'avoir pas révélé de potentiel commercial suffisant, ils ont fourni aux géologues des indices prometteurs relativement à la présence d'hydrocarbures dans cette zone.

Même si rien ne justifie encore la possibilité d'une production commerciale, les similitudes géologiques avec l'offshore d'Afrique de l'Ouest peuvent laisser imaginer un potentiel important. Pour comparaison, un gisement tel que Jubilee, au Ghana, produit 5,1 millions de tonnes de pétrole par an [102 000 barils/jour] :

une découverte similaire en Guyane française permettrait de multiplier par cinq la production nationale actuelle.

La découverte réalisée en mai 2015 au large du Guyana par Exxon Mobil pourrait être de nature à encourager la poursuite des recherches dans cette zone, encore à un stade initial. Le projet d'octroi de deux nouveaux permis, de part et d'autre du permis actuel, suit son cours : son objectif premier est de compléter les données pour le moment disponibles grâce à l'acquisition d'images sismiques du sous-sol marin.



Le permis de Guyane Maritime, prolongé jusqu'en 2016, a été attribué pour la première fois en 2001 mais n'avait pas fait l'objet, avant 2007, de recherches actives de la part de ses détenteurs. Jusqu'à ce jour, 6 700 km² ont fait l'objet d'une acquisition de données sismiques en 3D. Ces données ont été analysées de manière approfondie afin de définir de nouvelles cibles, intégrées dans le programme de travaux présenté aux services instructeurs de l'État.

Canal du Mozambique

Ce bras de mer de l'océan Indien, où la France possède une zone économique exclusive (ZEE) grâce à ses Iles Éparses, renferme d'importantes quantités de gaz et de condensats mises au jour en 2011 par Anadarko et Eni. Ces découvertes ont révélé des conditions géologiques favorables qui pourraient s'étendre jusqu'au sud du canal.

Afin d'essayer de définir des pièges à hydrocarbures dans cette zone, la compagnie nigérienne Sapetro (South Atlantic Petroleum) s'est vu octroyer un vaste permis autour de l'île française de Juan de Nova. Depuis cinq ans, elle y conduit des campagnes d'imagerie sismique en 2D et 3D qui lui ont permis de délimiter des zones d'intérêt. Sapetro attend aujourd'hui le renouvellement de son titre pour poursuivre ses études et réaliser des forages d'exploration. D'autres demandes de permis ont été déposées pour le sud du canal.

Un potentiel encore inexploité en France métropolitaine

Les cibles géologiques prometteuses pour l'exploration pétrolière et gazière en France métropolitaine s'étendent des bassins de Parentis et d'Arzacq (Aquitaine) au massif des Vosges, en passant par le bassin de Paris, une partie de la plaine de Bresse et l'ouest du front subalpin dans le Jura.

Hydrocarbures conventionnels

Dans de nombreux cas, les permis d'exploration concernent des structures complémentaires à des champs existants. Vermilion et Lundin multiplient ainsi depuis quelques années les campagnes sismiques autour de leurs concessions du Bassin parisien. Dans le voisinage de Saint-Martin-de-Bossenay, SPPE a foré de son côté, avec succès, quatre puits supplémentaires en 2013.

En parallèle, les opérateurs pétroliers mènent des recherches dans d'autres zones afin de renouveler leurs réserves et enrainer leur présence sur notre territoire. Lundin dispose de plusieurs permis d'exploration dont un dans le Languedoc, en attente de renouvellement. Petromanas Energy France vient d'obtenir le renouvellement de ses deux permis de Ger et de Ledeuix, afin de prospecter en grande profondeur aux pieds des Pyrénées (non loin du gisement gazier de Lacq). Vermilion s'intéresse pour sa part à l'Alsace, qui dispose déjà d'une cartographie approfondie du sous-sol, tout comme Geopetrol qui codétient deux permis de recherche dans cette région (Soufflenheim et Seebach) avec des filiales du groupe norvégien Moore Energy.



Gaz de houille

En France, la présence de gaz de houille est confirmée en Lorraine, dans le Pas-de-Calais, dans le Jura, ainsi que dans les bassins charbonniers historiques du sud-est du pays. Ces zones ont fait l'objet d'octroi de permis de recherche.

La Lorraine et le Pas-de-Calais sont les régions où l'exploration est la plus avancée. La Française de l'Énergie (FDE)⁽⁷⁾, implantée à Forbach (Lorraine), mène des travaux d'exploration et d'évaluation préalables à un développement possible. Le potentiel le plus important mis en avant à ce jour est celui du bassin sarro-lorrain, où la FDE a réalisé plusieurs puits et testé le premier puits horizontal multilatéral de gaz de charbon en Europe continentale. Environ 300 milliards de m³ pourraient être récupérables (soit l'équivalent de 7,5 années de consommation de gaz naturel en France).

En parallèle, Gazonor, en partenariat avec la FDE, mène des travaux d'exploration dans le Pas-de-Calais.

7 / Anciennement EGL : European Gas Limited.



Campagne sismique : vues de l'extérieur et de l'intérieur d'un camion vibreur.

... Hydrocarbures de schiste

Les ressources en gaz de schiste se situeraient probablement dans le sud-est de la France et la vallée du Rhône. Les chiffres avancés [3 900 milliards de m³ selon l'Administration américaine de l'énergie (EIA), soit près de 20 fois le volume de gaz naturel extrait jusqu'à présent du gisement de Lacq et l'équivalent de 77 ans de consommation française actuelle] sont d'autant plus théoriques que le sous-sol profond de cette vaste région a été peu exploré.

Depuis les années 1950, plus de 2 000 forages ont été réalisés dans le Bassin parisien. Les 10 000 km² de cette région

pourraient contenir, sous la forme de pétrole de schiste, jusqu'à 20 % de la consommation française de pétrole sur 40 ans [4,7 milliards de barils selon l'EIA].

Ces potentiels, malheureusement, ne restent que conjectures tant qu'une prospection ciblée du sous-sol français n'a pu être réalisée. Celle-ci est en effet le seul moyen d'évaluer si notre pays dispose d'hydrocarbures de schiste en quantité suffisante pour être éventuellement exploités^[8]. ■

⁸ / Voir « L'exploration-production d'hydrocarbures : comment ça marche ? ».

DES RESSOURCES IMPOSSIBLES POUR L'HEURE À CONFIRMER

En interdisant sur le territoire français « l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique », la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 a conduit à l'abrogation de permis exclusifs de recherche [préalablement délivrés par les pouvoirs publics selon les règles en vigueur] comportant des projets ayant explicitement recours à cette technique, ou réputés y avoir nécessairement recours. La fracturation hydraulique étant aujourd'hui la seule technique éprouvée permettant d'explorer efficacement la roche-mère et d'en extraire les

hydrocarbures, l'exploration et la production de gaz et de pétrole de schiste sont de fait prohibées en France. Toutefois, la loi de 2011 prévoit l'instauration d'une commission nationale de suivi et d'évaluation des risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique, qui reste à mettre en place depuis cette date. Cette étape est essentielle pour définir les conditions permettant de déterminer, comme l'appelle de ses vœux l'Ufip, s'il existe ou non un potentiel d'hydrocarbures non conventionnels en France.

NOTRE CONTRIBUTION

L'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES UNE ACTIVITÉ « MADE IN FRANCE », CRÉATRICE DE VALEUR POUR NOS TERRITOIRES

Actif en France, mais aujourd'hui surtout exporté à l'international, le secteur de l'exploration et de la production d'hydrocarbures suscite des retombées économiques précieuses pour notre pays, *a fortiori* dans le contexte difficile qu'il traverse depuis plusieurs années.

DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES VARIÉES

Un investisseur important, au cœur d'un vaste tissu industriel

Si, par le passé, le secteur de l'exploration-production d'hydrocarbures était dominé par de grands groupes intégrés « de l'amont à l'aval », il accueille désormais des acteurs de plus petite taille, fortement impliqués localement, qui créent de la richesse dans notre pays et participent au dynamisme économique de nos régions.

Leur implantation en France correspond à la mise en place par les pouvoirs publics d'un régime fiscal attractif. Elle est liée

également à la présence d'un pétrole brut d'excellente qualité, d'une expertise locale de haut niveau, ainsi que d'un réseau de transport et d'infrastructures fiable et performant, qui ont rendu jusque-là les champs pétroliers français particulièrement rentables.

Au regard des risques financiers que ces entreprises consentent pour pérenniser l'activité d'E&P dans l'Hexagone, elles attendent que leur secteur continue de bénéficier d'un cadre réglementaire lisible, visible et stable.

L'industrie pétrolière et gazière est en effet une industrie très capitalistique, qui réclame des investissements massifs et récurrents pour pérenniser son activité et remplir sa mission ...

DES INVESTISSEMENTS DE TAILLE^[1] [2013]

Plus de **400 M€** de chiffre d'affaires

Plusieurs centaines de M€
investis sur le territoire métropolitain

684 M€ consacrés à l'exploration outre-mer

1 / Compte tenu de la chute en 2014 des prix du baril, un certain nombre d'investissements prévus en 2015 ont été reportés. En parallèle, des efforts importants ont été consentis par les sociétés pétrolières et gazières pour réduire leurs coûts et sécuriser leurs emplois.





La formation en alternance est une voie privilégiée pour la transmission des savoir-faire pétroliers développés en France depuis plus d'un siècle et la pérennisation d'activités créatrices de richesse locale.

Une activité comme celle de TIGF génère, dans de petits villages ruraux de moins de 50 habitants (à l'image de Lussagnet et Izaute), 100 emplois directs (sur les 540 salariés) et plus de 200 emplois indirects. L'implantation d'une population de haut niveau de qualification, particulièrement jeune (la moyenne d'âge est de 41 ans dans l'entreprise), représente un apport économique indéniable pour un territoire essentiellement agricole.



Installation d'un échantillon de roche dans une cellule HPHT (Haute Pression Haute Température) à l'atelier MSC (Mesure Sous Contrainte) du CSTJF, à Pau.



Les activités de Lundin en France ont offert en 2014 plus de 330 000 heures travaillées à ses 45 salariés et à ses sous-traitants (160 emplois permanents).



UN SECTEUR PARAPÉTROLIER ET PARAGAZIER DYNAMIQUE, CRÉATEUR DE RICHESSE EN FRANCE

À travers Schlumberger, Technip, CGGVeritas, Vallourec, Eiffage, Axens, Bourbon, Entrepose, Actemium, CPM, Sactis, SMP ou encore Rubis, la France est le deuxième exportateur mondial d'équipements et de services à l'industrie des hydrocarbures.

Si ces fournisseurs réalisent aujourd'hui à l'étranger près de 70 % de leur chiffre d'affaires [39 milliards d'euros en 2013], ils génèrent de nombreux emplois dans l'Hexagone à travers les commandes qui leur sont passées. On estime ainsi l'effectif total du secteur parapétrolier et paragazier en France à 65 000 personnes⁽¹⁾, sachant que 50 % des activités sont liées à l'exploration et production d'hydrocarbures.

1 / Hors secteurs de la distribution et du commerce.



... d'approvisionnement auprès des consommateurs, tout en améliorant la protection des personnes et de l'environnement.

Par les commandes qu'ils passent localement à des entreprises de toutes tailles (hôtellerie, sociétés de transport, de maintenance, de génie civil, électriciens, grutiers, chaudronniers, soudeurs, contrôleurs d'installations, fabricants de tubulaires, ingénieurs de l'environnement, etc.), les acteurs de l'exploration-production dans l'Hexagone permettent de faire vivre un important réseau de fournisseurs de biens et de services. Chaque année, ses acteurs réalisent plusieurs centaines de millions d'euros d'achats.

Un employeur implanté localement

Si l'ensemble des projets d'exploration et de production sur le territoire représentent environ 1 500 emplois (salariés et sous-traitants), l'activité économique générée localement par l'exploitation d'hydrocarbures se traduit par trois fois plus d'emplois induits, voire davantage dans des zones comme Lacq⁽¹⁾ et Parentis ou la Seine-et-Marne.

Par les partenariats durables qu'elles nouent avec les entreprises et les écoles, notamment les lycées professionnels ou ...

1 / Voir « Notre engagement ».



Parmi les acteurs ayant leur siège social dans les Pyrénées-Atlantiques, TIGF, basée à Pau, représente le cinquième chiffre d'affaires du département (avec 419 millions d'euros enregistrés en 2014). Son résultat net le classe par ailleurs parmi les entreprises les plus performantes d'Aquitaine.



Depuis 2011, un peu moins de 3 500 forages, près de 24 000 km de profils sismiques en métropole et plus de 15 000 km en Guyane sont ainsi entrées dans le domaine public à l'issue des délais réglementaires, liés aux règles de confidentialité.

- ... techniques qui leur fournissent des stagiaires et des recrues pour des contrats d'apprentissage, les sociétés pétrolières et gazières contribuent de manière significative au transfert de compétences et au développement du tissu local.

L'activité de stockage et de transport de gaz naturel en France⁽²⁾ génère quant à elle plus de 1 400 emplois directs, auxquels s'ajoute le double d'emplois induits, qui sont autant d'emplois qualifiés et non délocalisables.

Un contributeur significatif aux recettes publiques

Si la production d'hydrocarbures est marginale en France, elle génère néanmoins chaque année près de 28 millions d'euros au titre des redevances versées à l'État, aux départements et aux communes⁽³⁾. Ces recettes contribuent fortement au budget de fonctionnement des mairies et au financement de la décentralisation.

Les acteurs du secteur acquittent par ailleurs chaque année plusieurs dizaines de millions d'euros d'autres impôts et taxes (impôts sur les sociétés, contribution économique territoriale, contribution sociale de solidarité des sociétés, etc.), auxquels s'ajoutent les impôts perçus par l'État sur les dividendes versés.

La production nationale d'hydrocarbures concourt également à la réduction de notre facture pétrolière et gazière. Aujourd'hui,

la France ne produit que 1 % de ses besoins en pétrole brut et une partie très marginale de ses besoins en gaz naturel. En substituant aux importations les ressources trouvées sous notre sol, notre balance commerciale en est positivement affectée⁽⁴⁾ : en 2013, 600 millions d'euros d'économies ont été réalisées grâce à la production française d'hydrocarbures.

⁴ / Négative depuis 2004, la balance commerciale de la France a atteint 53,5 milliards d'euros de déficit en 2014, soit presque l'équivalent de notre facture énergétique (56 milliards d'euros dépensés en 2014 en produits pétroliers).

LES AVANCÉES ATTENDUES D'UNE RÉFORME DE LA FISCALITÉ ADOSSÉE À LA RÉFORME DU CODE MINIER

La France présente une fiscalité qui se veut ouvertement incitative en raison de la faible production d'hydrocarbures, de surcroît en déclin, sur le territoire national. Les pouvoirs publics ont prévu de revoir prochainement cette fiscalité afin de contribuer plus fortement au développement économique des collectivités locales concernées par les projets : dans un contexte de baisse tendancielle des dotations de l'État aux collectivités, cet objectif serait de nature à permettre une répartition plus équitable et transparente des revenus entre ces entités, au bénéfice des secondes ; mieux informées, rémunérées plus rapidement (au trimestre et non plus à l'année), les communes pourraient ainsi mieux maîtriser leur budget de fonctionnement.

² / Activités de TIGF et Storengy, hors GRTgaz et Geostock.

³ / Dont 38,8 % (pétrole) et 18 % (gaz) concernent la redevance progressive des mines, qui revient à l'État (redevance à taux progressif en fonction de la production) et 61,2 % (pétrole) et 82 % (gaz) concernent la redevance départementale et communale des mines, dite RDCM (fiscalité spécifique versée aux collectivités départementales et communales, en lieu et place de la taxe professionnelle).

L'exploration d'hydrocarbures, elle aussi, contribue aux recettes publiques. Si elle représente pour les opérateurs une activité financièrement risquée, nécessitant des investissements très importants sans garantie de découverte d'hydrocarbures, elle permet d'acquérir un précieux capital de données géologiques, cédé gratuitement à l'État. Depuis 2011, cette mise à disposition a généré plus de 1,2 million d'euros de recettes au profit des Français⁽⁵⁾.

Des acteurs durablement engagés sur les territoires

Les acteurs de l'exploration-production en France sont particulièrement attentifs au développement socio-économique des communes dans lesquelles ils sont implantés.

Ainsi, Vermilion consacre par exemple 100 000 euros par an au soutien de projets communautaires locaux, portés par des associations sportives, caritatives ou culturelles. La société encourage son personnel à s'impliquer dans ces projets, en subventionnant deux journées annuelles de bénévolat par collaborateur.

Cet engagement durable se traduit également par la création de valeur ajoutée locale. À Parentis, le premier producteur français a contribué à créer une filière de production écologique de tomates, en s'associant pour 25 ans avec le serriste Tom d'Aqui⁽⁶⁾. En comptant l'ensemble des structures implantées sur le secteur grâce à ce partenariat, on peut considérer qu'au total, en moins de 10 ans, quatre serres auront été construites, plus de 300 emplois créés et près de 45 millions d'euros investis. ...

5 / Source : Rapport annuel du BEPH et du MEDDE.

6 / Voir aussi « Notre vision ».



L'exploitation maraîchère de Parentis-en-Born, adossée à l'activité de Vermilion. L'opérateur a permis au troisième serriste implanté dans la zone de financer le rond-point que son installation nécessitait.



LACQ : UNE RECONVERSION INDUSTRIELLE EXEMPLAIRE

Fin 2013, l'exploitation commerciale du gisement gazier de Lacq s'est arrêtée. Total et ses partenaires territoriaux avaient anticipé de longue date cette perspective.

Dès 1978, était créée une structure innovante chargée du développement économique du territoire, la SOFREA, devenue par la suite Total Développement Régional (TDR). En 30 ans, une centaine de PME ont été soutenues et plusieurs milliers d'emplois maintenus ou créés.

Autres volets du plan mis en œuvre par Total pour se préparer à cette échéance : un volet social, destiné à aider chaque salarié en activité à se repositionner au sein du Groupe ; la restitution des sites, incluant une dépollution des sols ; la revitalisation industrielle du bassin de Lacq avec l'implantation, au-delà du maintien des activités chimiques d'Arkema, de nouvelles activités industrielles [telles que celles du groupe japonais Toray, premier producteur mondial de fibre de carbone] ; un accompagnement des entreprises prestataires, notamment celles dont l'activité est étroitement liée à l'exploitation du site.

Aujourd'hui, le bassin industriel de Lacq regroupe près de 8 000 emplois, soit autant qu'à l'apogée de la production gazière dans les années 1970.

Le projet Lacq Cluster Chimie 2030 (LCC30) permet d'alimenter en énergie et en matière première souffrée les acteurs de la plateforme industrielle de Lacq à partir des 3 % du gaz restants dans le gisement produits à débit réduit depuis fin 2013⁽¹⁾, offrant une source d'énergie et de matière première compétitive aux entreprises riveraines pour les 30 prochaines années.

1 / Dans ce cadre, Geopetrol travaille depuis 2012, aux côtés de l'exploitant historique du site de Lacq et de ses partenaires, à la poursuite de l'exploitation des ressources gazières de Lacq Profond et du pétrole brut de Lacq Supérieur dans les meilleures conditions.

... UNE EXPERTISE TECHNOLOGIQUE MONDIALEMENT RECONNUE

De l'activité historique d'exploration et production de pétrole et de gaz en France sont nées des entreprises de stature et de réputation internationales.

Au travers de quelque 700 sociétés, la France dispose d'une expertise de haute technologie unique au monde dans le domaine énergétique [Total, Engie...], des services et de l'ingénierie pétrolière [Schlumberger, Technip, CGGVeritas, Vallourec, Nexans...] ou encore du traitement des eaux [Veolia, Suez Environnement, SAUR, SNF...].

Un concentré d'« or gris » dans notre pays

Quatrième compagnie pétrolière et gazière mondiale⁽⁷⁾, Total dispose à Pau d'un des tout premiers centres pétroliers et parapétroliers du monde : le Centre scientifique et technique Jean-Féger [CSTJF]. Sorte de « NASA du pétrole » chargée de trouver les ressources du futur, ce pôle technologique de référence accueille 2 700 personnes, parmi lesquelles de nombreux chercheurs, experts et ingénieurs internationaux. Grâce à leur travail d'innova-

7 / Selon le critère de la capitalisation boursière (en dollars) au 31/12/2014.

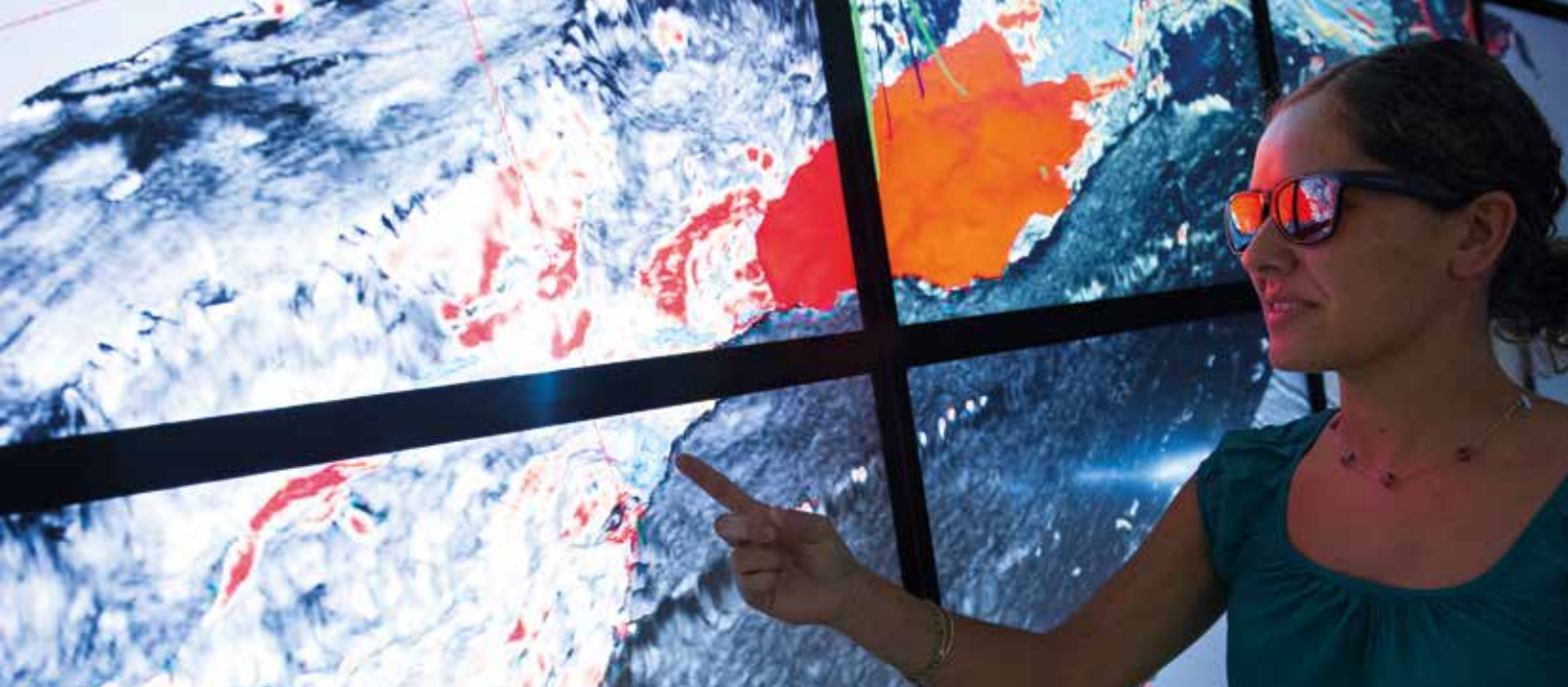
tion, Total est reconnu comme un leader mondial pour les techniques d'offshore profond, du Gaz naturel liquéfié (GNL), de valorisation des gisements de gaz acides ou encore de production en Haute Pression et Haute Température ou en milieu arctique. Engagé localement, le CSTJF est un partenaire important de la communauté scientifique du Sud-Ouest, notamment de l'université de Pau et des Pays de l'Adour.

Deux autres centres de recherche de réputation mondiale mettent leurs compétences au service de notre pays : l'Ifremer (Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer) ; et l'IFP Énergies nouvelles (IFPEN), organisme public de recherche, d'innovation et de formation qui a pour mission d'apporter aux acteurs publics et à l'industrie de l'énergie des technologies performantes et économiques. Dans le domaine de l'exploration et de la production d'hydrocarbures, l'IFPEN développe en particulier de nouvelles méthodes et techniques afin de repousser les limites actuelles des réserves tout en protégeant l'environnement.

En partenariat avec ces institutions, ainsi qu'avec l'École nationale des pétroles et moteurs de l'IFPEN, ParisTech, l'École polytechnique ou encore le Collège de France, l'industrie pétrolière et gazière forme des professionnels qui font bénéficier de leurs savoir-faire la France comme le reste du monde.



Le Centre scientifique et technique Jean-Féger porte le nom d'un des découvreurs du gisement gazier de Lacq, en 1951.



« Pangea », le supercalculateur du CSTJF de Pau, permet de traiter 2,3 millions de milliards d'opérations par seconde [soit l'équivalent de 27 000 ordinateurs personnels] et ainsi de créer des images sismiques du sous-sol plus fines, plus précises et plus fiables.

Un secteur parapétrolier et paragazier qui a su s'imposer hors de nos frontières

L'industrie parapétrolière et gazière française contribue tout aussi activement au rayonnement de la France à l'international. Forte d'une trentaine de très grandes entreprises actives mondialement, elle compte aussi plusieurs centaines de PME, PMI ou TPE disposant d'un savoir-faire spécifique mis au service des projets pétroliers ou gaziers.

Réputées pour leurs technologies développées dans le domaine de l'offshore profond et ultra-profond, en pointe également dans l'amélioration des techniques de production des hydrocarbures de schiste, ces entreprises accompagnent les compagnies pétrolières à travers le monde dans des projets toujours plus complexes et plus respectueux de l'environnement.



Technip, par exemple, a conçu en partenariat avec Shell et Samsung la première usine flottante de liquéfaction de gaz naturel au monde. CPM, PME basée à Arles, est l'auteur de l'innovation technologique la plus marquante du projet Pazflor de Total et Esso, en Angola (un séparateur huile/gaz en fond de mer). Plus récemment, Vallourec, spécialiste mondial des tubes sans soudeure, est devenu un maillon essentiel du gaz de schiste nord-américain. Leader mondial de la sismique, CGGVeritas s'est positionné sur le domaine en devenant de la microsismique, afin de suivre en temps réel les opérations de fracturation hydraulique⁽⁸⁾. Les produits de SNF Floerger, groupe de chimie de spécialités stéphanois, permettent de réduire de moitié l'énergie nécessaire à l'injection d'eau dans les puits d'hydrocarbures de schiste. Quant à Saltel, la PME rennaise a inventé des patchs uniques au monde, permettant de réparer les tubes défilants et ainsi protéger le sous-sol; elle a aussi développé un outil d'isolation assurant une étanchéité parfaite entre les zones fissurées dans la roche-mère.

Si ces dernières innovations ne sont pas utilisées en France, du fait de l'interdiction de l'utilisation de la fracturation hydraulique⁽⁹⁾, elles permettent cependant à nos champions nationaux de jouer un rôle de premier plan à l'international. ■

8 / Voir « L'EGP : comme ça marche ? ».

9 / Voir « Notre engagement ».

POUR EN SAVOIR 

www.vermilion-energy.fr

www.fr.total.com/fr

www.gep-aftp.com

www.ifpenergiesnouvelles.fr

L'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES UNE ACTIVITÉ INTÉGRÉE DANS LE PAYSAGE FRANÇAIS, TRAVAILLANT AU QUOTIDIEN À SA PÉRENNITÉ

Comme toute activité humaine, l'exploration et la production d'hydrocarbures présente des nuisances et des risques pour les personnes et l'environnement. Une telle activité ne saurait se maintenir et se développer en France qu'à condition de les maîtriser.

C'est la première des responsabilités pour des entreprises engagées localement, qui entendent vivre en harmonie avec les communautés au voisinage desquelles elles travaillent – et dont leurs collaborateurs font partie.

UNE ACTIVITÉ STRICTEMENT ENCADRÉE

L'exploration et la production de pétrole et de gaz sont rigoureusement encadrées en France, à travers des réglementations multiples et diverses, parmi les plus exigeantes au monde (*voir encadré*).

Les DREAL (Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement) et DRIEE (Direction régionale et interdépartementale de l'environnement et de l'énergie) jouent un rôle central dans ce système.

Engagés dans un dialogue constant avec ces autorités publiques, ainsi qu'avec les populations vivant près de leurs sites, les opérateurs pétroliers et gazières conduisent leurs activités dans le respect de la législation française, notamment de la loi du 13 juillet 2011 interdisant l'utilisation de la fracturation hydraulique.

UNE ACTIVITÉ MAÎTRISÉE PAR DES OPÉRATEURS RESPONSABLES

*Des industriels proactifs, engagés
dans une démarche de progrès continu*

Tout est fait par les sociétés pétrolières et gazières pour minimiser les impacts potentiels de leurs activités. Par-delà le respect de la réglementation, celles-ci mettent en œuvre des procédures détaillées (en ligne avec l'expertise de l'industrie), ...

Si l'exploitation d'hydrocarbures, en France, est proscrite dans les parcs nationaux et les réserves naturelles, elle demeure compatible avec l'établissement de zones réglementées comme les sites classés, les sites du réseau Natura 2000 ou les parcs naturels régionaux, du moment que les incidences ne sont pas de nature à compromettre la préservation des espaces et habitats protégés. Ainsi, depuis plus de 50 ans, des exploitations françaises de pétrole coexistent avec des milieux naturels remarquables.



EXPLORER ET PRODUIRE EN FRANCE : LE CADRE RÉGLEMENTAIRE

Trente-six textes réglementaires, dont huit directives, visant à protéger l'environnement sont applicables en Europe à l'exploitation des hydrocarbures : directives sur l'eau, la gestion des déchets miniers, la qualité de l'air ambiant, les nappes phréatiques, l'habitat et les oiseaux, Seveso III, EIA, REACH, BAT (Best Available Techniques), constitution du réseau Natura 2000...

La réglementation française est tout aussi complète :

- **Le code minier** encadre l'octroi des titres (y compris ceux relatifs au stockage souterrain de gaz naturel) ainsi que l'autorisation d'ouverture des travaux : tout sondage [campagnes d'acquisition sismique comprises], ouvrage souterrain ou travail de fouille dépassant 10 mètres de profondeur, requiert une déclaration à l'autorité publique compétente. Les travaux de développement, par exemple, sont soumis à une demande d'autorisation qui implique notamment : la communication du programme global des travaux (et ses modifications d'une année sur l'autre, le cas échéant); la réalisation d'une enquête publique (sur la base des études d'impact, d'incidences sur les ressources en eau et des études de dangers); un arrêté préfectoral encadrant les travaux (qui spécifie par exemple l'aménagement paysager requis); un rapport mensuel d'activité sur les puits et/ou les installations de surface; un bilan annuel des mesures et suivis de paramètres environnementaux (puits d'eau, eau rejetée par les décanteurs, émissions atmosphériques...); des rapports d'incidents; la communication des résultats des travaux (avec enregistrements et résultats des contrôles), etc. Depuis le 1^{er} juin 2012, les travaux de forage à plus

de 100 mètres de profondeur sont soumis eux aussi à étude d'impact et enquête publique. Depuis le 8 janvier 2015, en outre, l'ouverture de travaux de forage de recherches d'hydrocarbures est soumise à autorisation (impliquant notamment des études d'impact et de dangers).

- **Le Règlement général des industries extractives (RGIE)**, en cours de révision, encadre la prévention des risques auxquels peuvent être confrontés les travailleurs (il comporte en particulier des dispositions sur le bruit, l'électricité, le forage, les équipements de protection, etc.), ou encore les opérations de forage : l'architecture du puits, en particulier, doit être conforme aux normes les plus exigeantes; un contrôle qualité garantissant l'intégrité (étanchéité dans la durée) du tubage et du ciment est obligatoire après tout forage, afin d'assurer une protection pérenne des eaux souterraines.

- **Le code de l'environnement** comporte de nombreuses dispositions relatives aux espaces naturels et protégés (sites classés, forêts de protection, parcs naturels régionaux, préservation des eaux et milieux aquatiques, etc.). C'est lui qui fixe également la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

- S'ajoutent à ce cadre le **code de l'urbanisme** et le **code du patrimoine** (législation sur l'archéologie préventive notamment), ainsi que les **réglementations techniques de droit commun** (canalisation, équipements sous pression, matériels électriques, etc.), que doivent respecter les installations de forage ainsi que les équipements de surface.



LES ÉVOLUTIONS ATTENDUES DANS LA RÉFORME DU CODE MINIER

Si les fondements originels du code minier datent de 1810, lois et décrets les ont fait profondément évoluer tout au long du XX^e siècle, en fonction des préoccupations nouvelles : création des permis de recherche ; organisation précise du régime de l'exploitation ; limitation de la durée des concessions ; renforcement de la protection de l'environnement, du pouvoir de contrôle de l'administration, etc.

À l'heure où les attentes de la société civile se multiplient en matière d'information et de concertation, une nouvelle adaptation s'avère nécessaire. C'est tout le sens de la réforme annoncée en septembre 2012, qui a notamment pour ambition de mieux assurer la conformité du code minier à l'ensemble des principes constitutionnels de la Charte de l'environnement. Le projet de loi portant cette réforme est toujours attendu à cette heure.

... ainsi que d'importants moyens, pour assurer la sécurité et la santé de leurs propres personnels, des riverains, et préserver l'environnement.

Analyse et réévaluation régulière des risques ; formation des employés et des sous-traitants ; définition de plans d'intervention d'urgence et exercices réguliers de lutte contre la pollution, en partenariat avec les pompiers et les autorités locales... Forts de leur expérience internationale, les industriels ne cessent d'améliorer leurs procédures, de même que leurs technologies, pour exploiter le pétrole et le gaz de façon toujours plus responsable. Chaque incident est pour eux une source de progrès.

Les opérateurs n'hésitent pas, de ce point de vue, à faire appel à des compétences externes. TIGF a par exemple mis en place une instance d'expertise scientifique de suivi des stockages :

ce collège d'experts [associations environnementales, bureaux d'études et écologues] aide l'opérateur gazier à trouver le meilleur équilibre entre l'exercice de ses missions d'approvisionnement et le respect de l'environnement.

Les solutions de l'industrie pour limiter et maîtriser les impacts potentiels des campagnes sismiques

L'imagerie par réflexion sismique est une technique éprouvée, inoffensive pour les personnes, l'environnement et les infrastructures (bâtiments, routes, réseaux enterrés, etc.). Une campagne d'acquisition sismique, opérée par Elf Aquitaine, s'est ainsi déroulée en 1988 dans la ville de Paris, sans aucun incident.

Avant chaque campagne, le territoire est soigneusement repéré et cartographié afin d'organiser un maillage de points d'acquisition ...



Les « chantiers verts » de TIGF sont entièrement conçus pour répondre à la logique ERC (Éviter – Réduire – Compenser) : définition des tracés de canalisation en évitant les zones naturelles sensibles ; réduction à minima du déboisement ; remise en état selon les techniques de génie écologique les plus appropriées...

Bien que ses effectifs soient inférieurs à 50 salariés, Lundin a mis en place un Comité d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail (CHSCT) animé sur la base du volontariat. Une grande partie de son budget de formation est consacrée à la sécurité et l'environnement.



DES INCIDENTS PEU FRÉQUENTS... ET AUTANT DE POLLUTIONS MAÎTRISÉES

2006 : À Soudron, dans les plaines céréalières de la Marne, un bouchon se rompt au niveau d'une installation de Lundin, entraînant une fuite de pétrole. L'alerte donnée, l'installation est immédiatement arrêtée, la fuite isolée. Des barrages sont mis en place pour contenir la nappe de pétrole, les terres polluées sont décapées puis expédiées vers un centre de traitement spécialisé et revalorisées. Dans les 24 heures, l'ensemble de la pollution est nettoyée. Moins d'un mois après, un contrôle est réalisé par un expert indépendant : sur 16 prélèvements, il ne reste aucune trace d'hydrocarbures.

2015 : À Leudeville (Essonne), une fuite d'eau et d'hydrocarbures intervient sur une collecte de production du champ de Vert-le-Grand, exploité par Vermilion. L'opérateur met immédiatement en place son plan d'intervention avec le soutien des pompiers, des gendarmes et de la mairie : la production est arrêtée, des équipes sont déployées pour stopper la fuite puis pomper les fluides au moyen de camions hydrocureurs. Les champs touchés sont nettoyés et la terre polluée est évacuée pour traitement.



Exercice annuel de lutte contre la pollution sur le lac de Parentis, où Vermilion effectue par ailleurs des tournées environnementales quotidiennes. Chez le premier producteur français, l'ordre de priorité est affiché : 1/ Santé et sécurité, 2/ Environnement, 3/ Rentabilité.

- ... à la fois pertinent, efficace et le moins contraignant possible pour les riverains et l'environnement. Toutes les parties prenantes concernées sont contactées afin de modifier si besoin ce tracé théorique [phase dite de «permittage»]. À l'issue des opérations, des visites ont lieu pour vérifier l'état des chemins ou tracés empruntés par les engins et les câbles.

Durant les campagnes en mer, des *Marine Mammal Observers* (MMO) embarquent sur les bateaux afin de surveiller les mouvements des mammifères marins aux alentours des dispositifs sismiques. En cas de présence détectée, les opérations sont arrêtées et remises en marche de manière progressive, afin de permettre aux cétacés de s'éloigner.

Les solutions de l'industrie pour limiter et maîtriser les impacts potentiels d'un forage

Comme pour toute installation industrielle, les opérateurs conduisent avant tout forage des études de risques et d'impact^[1]. Une convention est signée avec le propriétaire du terrain et des réunions d'information sont menées auprès du voisinage.

1 / Voir «L'EGP : comment ça marche?».

Minimiser les nuisances visuelles et sonores

Chaque forage implique de mettre en place une tour de forage, appelée «derrick» [ou «rig»], qui peut mesurer 30 à 40 mètres de haut [à comparer avec un mât d'éolienne, qui mesure 50 à 80 mètres]. Son impact visuel est provisoire puisqu'une fois la campagne de forage terminée (de un à quelques mois), le derrick est retiré. Ne reste alors visible, en phase de production, que la partie non enterrée de la tête de puits (soit moins d'un mètre de haut) ou le balancier de la pompe (de l'ordre de 3 mètres de haut).

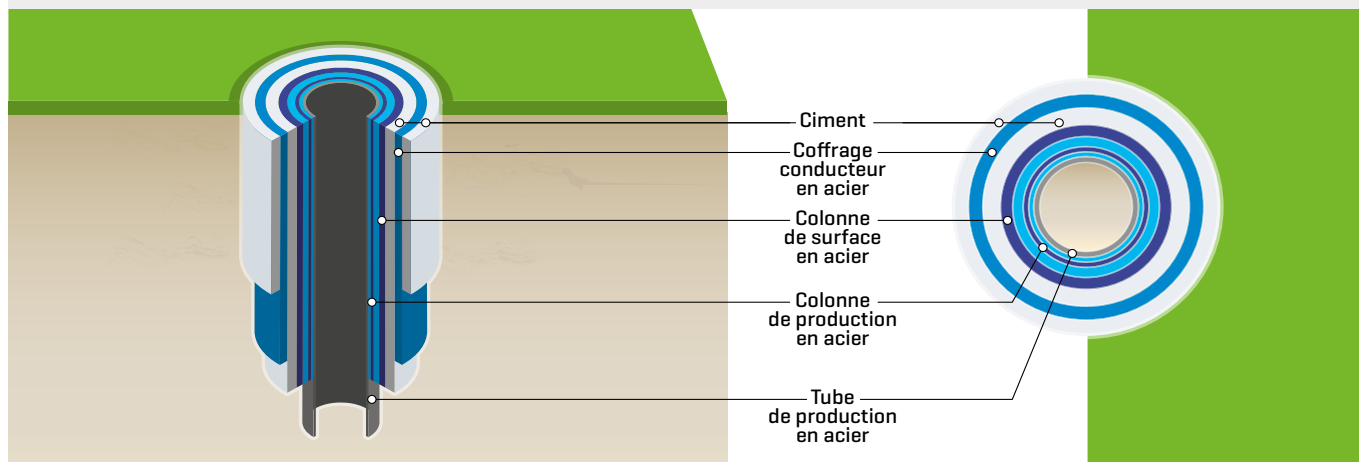
Les sites de forage, de même que les itinéraires des camions, sont choisis en concertation avec le maire et les élus de la

En Guyane, la Commission de suivi et de concertation sur le pétrole instaurée en juin 2012 a initié, en partenariat avec l'industrie pétrolière, plusieurs études sur l'amélioration de la connaissance du milieu marin et de sa faune et sur les impacts environnementaux possibles des activités : suivi des cétacés, de la dynamique littorale des tortues marines, rédaction d'un guide de dépollution de la mangrove en cas de fuite d'hydrocarbures...



En France métropolitaine, Vermilion a réalisé huit campagnes de mesures géophysiques (Bassin d'Arcachon, Landes, Seine-et-Marne, Pyrénées-Atlantiques...). Aucun incident n'a jamais été à déplorer.

LES BARRIÈRES D'ÉTANCHÉITÉ



commune concernée, de manière à être éloignés des habitations et à éviter les zones sensibles. Le trafic de nuit est réduit au minimum dans les zones habitées. Selon la zone géographique, les compagnies peuvent être amenées à limiter leurs activités durant certaines périodes de l'année [celles de reproduction de la faune, et notamment du bétail].

L'installation d'appareils de forage de nouvelle génération, compacts et moins bruyants, l'utilisation judicieuse de la configuration du terrain [relief et lisières de forêt par exemple] pour intégrer les équipements au paysage, ou encore la mise en place de murs antibruit dans les zones urbanisées, permettent de réduire encore les nuisances de voisinage.

Préserver les nappes phréatiques

Tous les puits profonds traversent des nappes phréatiques : c'est le cas des puits de pétrole et de gaz, des puits géothermiques et même des puits d'eau.

Depuis plus d'un siècle, les foreurs ont appris à traverser ces nappes sans les polluer : les puits sont conçus et construits de façon à isoler leur espace intérieur des formations géologiques qu'ils traversent. Pour cela, on emboîte des tubages d'acier de diamètres décroissants que l'on cimente au fur et à mesure des différentes phases de forage. Afin de garantir une protection maximale des aquifères de surface, une à plusieurs colonnes de tubage sont cimentées sur toute la hauteur de la nappe. Cette « barrière » d'étanchéité mécanique est doublée d'une barrière de pression, avec l'utilisation d'un fluide à base d'eau douce durant les phases de forage en surface. ...



Pour son forage d'exploration réalisé en 2007 dans l'Yonne [permis de Courtenay], Treador Energy France [devenu depuis Vermillion Moraine] a rencontré en amont les élus, les agriculteurs et les responsables du Syndicat intercommunal d'alimentation en eau potable (SIAEP) de Verlin. Ensemble, ils ont travaillé à la conception d'une plateforme modèle, parfaitement étanche et permettant de récupérer l'intégralité des eaux, y compris de pluie.



Les équipes de Vermilion, premier producteur d'hydrocarbures en France, apportent un soin particulier à la communication de proximité en amont et tout au long de la vie des permis et des concessions.



- ... Les fluides de forage sont systématiquement recyclés et réutilisés afin de minimiser les volumes d'eau ou d'additifs nécessaires.

Comme pour beaucoup d'activités, le risque d'un déversement accidentel (et donc de contamination en surface) ne peut être totalement exclu et nécessite d'être maîtrisé. C'est le cas pour les fluides de forage comme pour l'eau de retour et de production ou les hydrocarbures extraits⁽²⁾. Des zones étanches sont donc aménagées autour des équipements à risque : une membrane de protection du sol est systématiquement installée sous les plateformes et des cuvettes de rétention sont construites autour des stockages de produits.

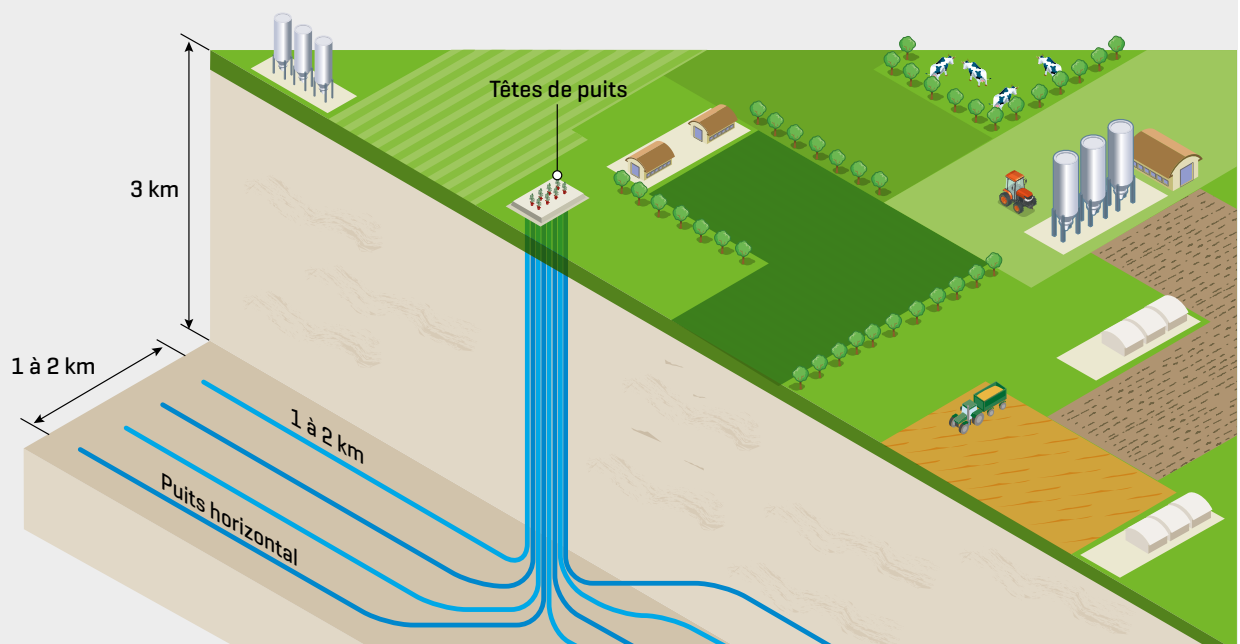
2 / Voir « L'EGP : comment ça marche ? ».

Les solutions de l'industrie pour limiter et maîtriser les impacts potentiels de la production

L'emprise au sol

Afin de limiter la place occupée par les puits de production, on tend à les regrouper en « clusters ». Ce principe d'implantation, pour lequel Esso REP a fait figure de précurseur dans les années 1980, est notamment utilisé pour les plateformes pétrolières en mer mais aussi à terre, pour exploiter en milieu sensible (comme dans le Bassin d'Arcachon ou les plaines céréalières du Bassin parisien). L'amélioration des techniques de déviation et l'allongement des drains horizontaux ont permis ces dernières années d'optimiser le dispositif.

INSTALLATION DE PUIXS DE PRODUCTION EN CLUSTERS



Pour une meilleure intégration dans le paysage, les couleurs des installations tendent à être uniformes et codifiées. Haies arborées, palissades, murs de vraies ou fausses briques sont également utilisés selon le contexte. Les tuyauteries sont enterrées.

Le tracé des voies d'accès, en outre, est optimisé sur la base du schéma directeur routier départemental. Si nécessaire, de nouvelles routes sont créées, avec un engagement d'entretien et de restitution. Chaque fois que cela est possible, le réseau ferré est utilisé pour approcher le site.

Des sites de production aménagés suivant ces bonnes pratiques existent en Seine-et-Marne et en Aquitaine, s'intégrant parfaitement au contexte paysager local.

La consommation d'eau

Bien qu'elle ne soit pas considérée comme une source de prélèvement d'eau significative, la production d'hydrocarbures conventionnels [notamment leur récupération secondaire et tertiaire]⁽³⁾ consomme de l'eau. Elle impose donc de disposer localement de ressources suffisantes.

Après avoir sélectionné une source d'approvisionnement adéquate [en collaboration, généralement, avec les agences locales de l'eau], la compagnie fait une demande d'autorisation de prélèvement selon les règles en vigueur. Pour éviter d'entrer en concurrence avec d'autres usages prioritaires comme la consommation humaine et animale ou l'irrigation, il est possible d'utiliser de l'eau sans valeur pour les usagers telle que : l'eau issue d'une opération précédente ; l'eau usée traitée ; l'eau issue d'un aquifère salin profond, impropre à la consommation ; l'eau de pluie recueillie en période de fortes précipitations puis stockée ; l'eau de mer.

En Lorraine, FDE a ainsi préconisé le traitement de l'eau produite par ses tests de production sur le puits Folschviller-2 à la centrale d'épuration de la zone, plutôt que de la reverser dans la rivière comme les services de l'État l'y autorisaient.

Depuis 2006, Vermilion a réduit sa consommation d'eau d'environ 56 % en France.

3 / Voir «L'EBP : comment ça marche?».



DÉVELOPPER LA TRANSPARENCE SUR NOS ACTIVITÉS

L'acceptabilité de l'exploration-production d'hydrocarbures en France souffre d'une méconnaissance de ces activités, y compris dans les communes qui les accueillent de longue date. La confusion actuelle entre gisements conventionnels et non conventionnels, et la suspicion généralisée qu'elle engendre, témoignent de ce phénomène. Comblar cette lacune ne sera possible qu'en offrant au public davantage d'information.

Sur le terrain, les opérateurs s'y attellent chaque jour un peu plus. Portes ouvertes, réunions avec les élus, les administrations, les médias locaux, organisation de visites sur site lors des travaux, communiqués de presse, formation des personnels aux médias...

La communication des entreprises pétrolières et gazières est aujourd'hui systématique.

En Lorraine, par exemple, la FDE a multiplié les rencontres avec les associations, les populations et les élus pour expliquer sa méthode de travail quant au développement du gaz de houille. La même démarche est en cours dans les communes d'Avion et Divion, dans le Nord-Pas-de-Calais.

... La gestion des fluides de production

L'eau naturellement produite avec les hydrocarbures se doit d'être traitée comme un effluent, chargé de divers éléments (particules en suspension, composés inorganiques et organiques, sable, sédiments...) issus de leur séjour sous terre.

Cette opération fait appel à des processus bien connus de l'industrie pétrolière, qui bénéficie des technologies développées par les industriels du traitement de l'eau – un secteur dans lequel les entreprises françaises ont un savoir-faire mondialement reconnu⁽⁴⁾. Total a par ailleurs développé un procédé novateur d'ultrafiltration des eaux de production par membranes céramiques (qui permet de retenir toutes les particules en suspension dans l'eau et les bactéries sans utilisation de produits chimiques).

Selon le contexte, les effluents sont soit envoyés dans un centre de traitement approprié, soit recyclés sur site. L'eau traitée peut être réutilisée pour des opérations ultérieures ou mise à disposition des agriculteurs de la zone. La chaleur issue de ces effluents peut également constituer une nouvelle ressource énergétique⁽⁵⁾.

Pour stocker les eaux et les fluides produits en attente de traitement, les bacs fermés sont préférés aux bassins de rétention. Quant aux solides séparés des fluides lors du traitement, ils

sont gérés en fonction de leurs caractéristiques et de la réglementation en vigueur. Dans certains cas, il peut être nécessaire de les stocker dans un centre d'enfouissement agréé.

Les rejets atmosphériques

La production de pétrole s'accompagne généralement d'une production de gaz, appelés « gaz associés ». Ceux-ci sont généralement réutilisés sur site ou commercialisés, mais doivent parfois être brûlés sur des « torchères » (au démarrage des puits et pour des raisons ponctuelles de sécurité notamment).

La consommation d'énergie

Acteurs d'une industrie gourmande en énergie, les exploitants pétroliers et gaziers ne ménagent pas leurs efforts pour réduire leurs consommations. Rénovation de leurs locaux, meilleure gestion des ressources, optimisation du design de leurs nouveaux projets, pilotage plus fin des installations, développement de la transmission électronique de données pour éviter les déplacements, formation des personnels à l'éco-conduite... Ces mesures pragmatiques ont le triple avantage de réduire la demande d'énergie, de contenir l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de réaliser des économies financières. ...

4 / Voir « Notre engagement ».

5 / Voir « Notre vision ».

Activités pétrolières sur le lac de Parentis.



COHABITER EN HARMONIE AVEC LES ACTIVITÉS TOURISTIQUES DE NOS RÉGIONS

Vitrine du savoir-faire des pétroliers en milieu sensible, l'exploitation du gisement conventionnel de Parentis-en-Born (Landes) s'effectue sous un lac – lac dans lequel, en haute saison, continuent de se baigner les habitants et les vacanciers. Cette prouesse environnementale unique en Europe s'appuie sur 28 plateformes lacustres.

À l'Île-du-Gord, les activités de Pétrorep cohabitent elles aussi parfaitement avec celles de Disneyland Paris grâce à un forage en déviation. D'une façon similaire, l'exploitation de gaz à Vic-Bilh, sous le vignoble de Jurançon, ne nuit pas à la production de vin et à l'attrait touristique de la région.

INTÉGRATION DANS L'ENVIRONNEMENT : TRANSFORMER L'IMPACT EN OPPORTUNITÉ

Contrairement aux idées reçues, les ouvrages liés aux opérations pétrolières et gazières peuvent devenir le sanctuaire d'une biodiversité démultipliée.

Des spécialistes indépendants ont ainsi constaté, sur d'anciennes canalisations de TIGF, un enrichissement de la biodiversité dans certaines portions des servitudes [milieux ouverts en zone boisée].

À Parentis, où les plateformes lacustres de Vermilion servent à la nidification des mouettes, la Fédération des Landes pour la pêche et la protection du milieu aquatique a sollicité le soutien logistique de l'opérateur pétrolier pour déposer au fond du lac des récifs artificiels en béton, destinés à enrichir l'habitat lacustre et permettre le suivi du développement des poissons.

Vermilion a par ailleurs accueilli, sur le site sécurisé du dépôt pétrolier de Chaunoy, une dizaine de ruches qu'un apiculteur local souhaitait mettre à l'abri des vols récurrents. Preuve que les dépôts pétroliers, dont beaucoup sont concernés par la nouvelle directive Seveso III, sont compatibles avec le développement d'un marqueur environnemental privilégié : les abeilles.



Pose de récifs artificiels dans le lac de Parentis.



Dépôt pétrolier de Vert-le-Grand [Essonne].



Après ses locaux du Houga [Gers] et de Cugnaux [Haute-Garonne] – premier bâtiment de Midi-Pyrénées certifié Haute qualité environnementale [HQE®] et labellisé Bâtiment basse consommation [BBC] – TIGF a inauguré à Pau en avril 2015 son nouveau siège social, l'Espace Volta, recouvert de 400 m² de panneaux photovoltaïques.

... Des industriels responsables... y compris après leur départ

Conformément aux législations en vigueur, les opérateurs procèdent d'abord au bouchage des puits [via des bouchons de ciment] et au démantèlement des installations. Les matériaux qui composent les infrastructures sont destinés au recyclage.

Puis ils effectuent un nettoyage complet et minutieux du site avant de le réhabiliter. Ils reconstituent alors, autant que possible, l'environnement initial avec sa végétation d'origine. Les espaces utilisés pour le forage sont en général terrassés ; quant aux réseaux enterrés de canalisations, ils peuvent être cédés gracieusement aux communes ou à l'État pour un usage autre [acheminement d'eaux usées, d'eau potable, etc.].

Dans certains cas, afin d'éviter d'engager des travaux coûteux, la commune peut demander à ne pas revégétaliser le site, qu'elle destine à un aménagement spécifique. Certains puits pétroliers peuvent être également transformés en puits d'eau potable : on ne bouche alors que la partie basse du puits. ■

FERMETURE DES PUIITS PÉTROLIERS ET GAZIERS : LA RÉGLEMENTATION EN VIGUEUR

En France, la fermeture définitive des puits pétroliers est réglementée par le RGIE et le code minier. L'arrêt de travaux fait l'objet d'un long processus administratif : l'opérateur doit proposer au préfet les mesures qu'il compte mettre en place pour réhabiliter et indiquer quel peut être l'usage futur du site ; le dossier est examiné et approuvé ou modifié en fonction des recommandations des services administratifs ; une fois les travaux effectués, un deuxième contrôle permet de vérifier que tout s'est déroulé conformément aux engagements de la compagnie. Un procès-verbal est alors établi par l'administration [opération de « récolement »].



Un chantier de pose de gazoduc : avant et après.

POUR EN SAVOIR 

www.driee.ile-de-france.developpement-durable.gouv.fr

www.aquitaine.developpement-durable.gouv.fr

www.tigf.fr

www.vermilion-energy.fr

www.francaisedelenergie.fr

NOTRE VISION

L'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES UN ACTEUR CLÉ DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN FRANCE

Loin de constituer des énergies du passé, le pétrole et le gaz naturel sont des énergies d'avenir. L'exploration et la production d'hydrocarbures en France constituent dès lors un atout que nous aurions tort de ne pas exploiter.

Une telle activité ne peut que nous aider à conduire intelligemment la transition énergétique en France, à coût acceptable pour nos concitoyens.

PÉTROLE ET GAZ NATUREL : DES ÉNERGIES INCONTOURNABLES POUR LES DÉCENNIES À VENIR

Une mobilisation nécessaire de toutes les énergies dans le monde

Consommer moins pour assurer de façon pérenne le développement de nos économies est un enjeu majeur pour les décennies à venir. Trouver assez d'énergie l'est aussi. Selon l'AIE, la demande énergétique mondiale devrait augmenter de 40 % entre 2012 et 2035, principalement du fait des pays émergents où elle devrait

croître de 50 % alors qu'elle devrait rester stable dans les pays de l'OCDE. Nous ne pouvons, de ce fait, continuer d'opposer entre elles énergies fossiles et énergies renouvelables.

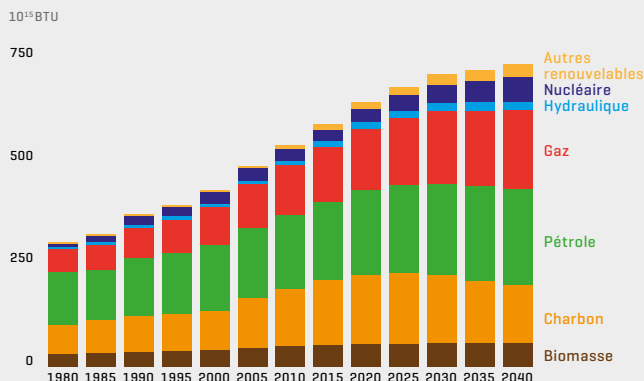
L'essor à grande échelle de ces dernières prendra du temps avant qu'elles tiennent une place significative dans le bouquet énergétique mondial : à l'horizon 2040, les énergies renouvelables ne devraient pas représenter davantage que 4 % des besoins énergétiques de la planète et 7 % des besoins européens^[1].

Surtout, aussi volontaristes et vertueux soient les efforts pour les développer à l'échelle planétaire comme française, ces énergies ne suffiront pas à répondre à la totalité de la demande du futur : l'intermittence structurelle associée à leur production [qui dépend de l'ensoleillement ou de la présence de vent, par ...

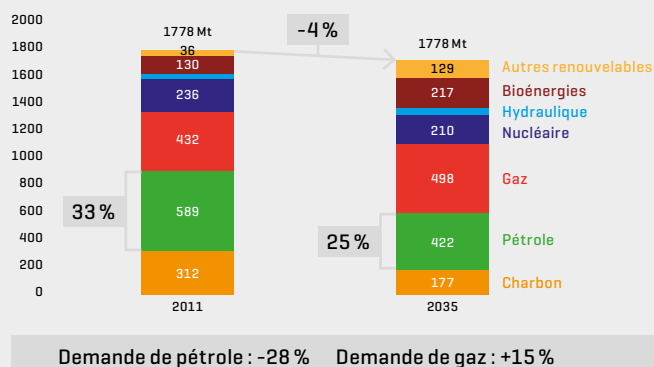
1 / Source : Ufip [Conférence de presse du 10 mars 2015].

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : LE PÉTROLE, UN ACTEUR INCONTOURNABLE

Demande d'énergie primaire par type



Demande d'énergie primaire en Mtep/an en Europe (OCDE)





Le gaz naturel : un allié tant économique qu'écologique de la transition énergétique.

... exemple], la limitation des sites à équiper, de même que celle de la ressource en matières premières nécessaires à un développement intensif, sont autant de raisons qui incitent à penser que le modèle du « tout-renouvelable » n'est pas réaliste à moyen terme.

C'est sur l'ensemble des énergies [renouvelables, nucléaire, fossiles] que nous devons compter pour répondre à une demande mondiale qui ne cessera de croître.

Pétrole et gaz : des alliés de la transition énergétique

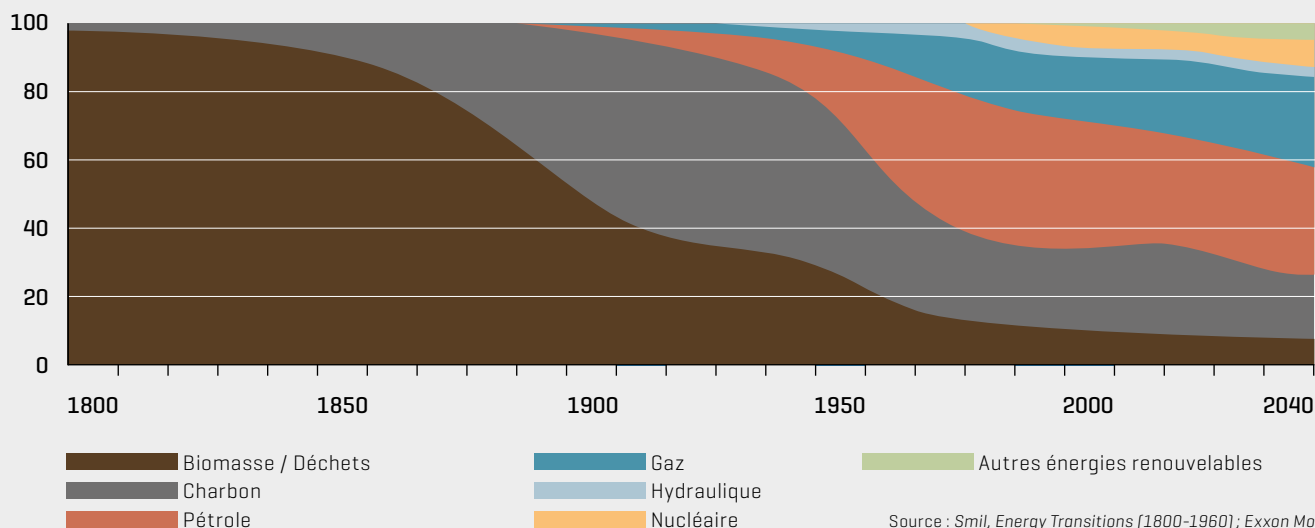
Même si sa part est appelée à baisser à 28 % dans le bouquet énergétique européen d'ici 2035, le pétrole, qui assure

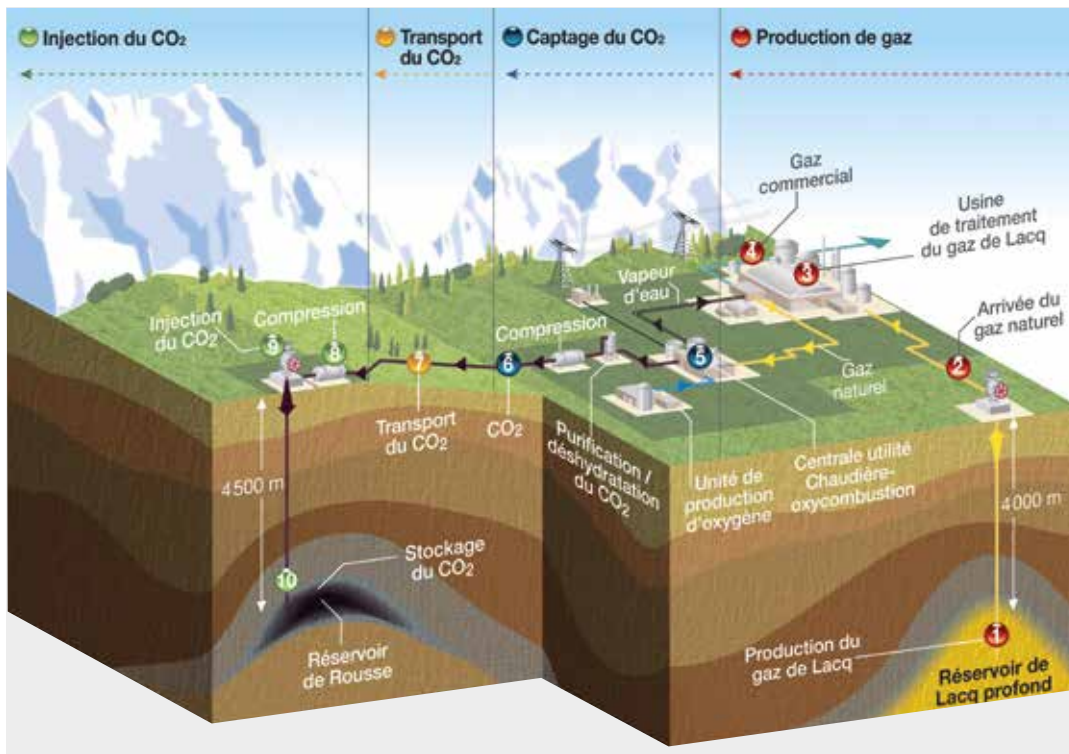
aujourd'hui plus de 94 % des besoins du transport en Europe, restera prépondérant dans ce secteur en l'absence d'une alternative aussi économique et efficace⁽²⁾. À travers les véhicules hybrides, il sera un renfort de l'électrification annoncée du parc automobile en France.

Le gaz naturel, surtout, est appelé à jouer un rôle déterminant dans le processus de transition énergétique qui s'engage : générant moitié moins de CO₂ que le charbon (pour la production d'électricité), il apparaît comme la meilleure solution pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables et produire de façon

² / À l'horizon 2040, 79 % de la demande énergétique mondiale ira vers le pétrole et le gaz, notamment sous l'effet de la croissance du transport aérien et automobile.

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE MONDIALE PAR SOURCE D'ÉNERGIE DEPUIS 1800





Le pilote de captage et stockage géologique de CO₂ mis en place par Total dans le bassin de Lacq entre 2011 et 2013 a permis de capter 120 000 tonnes de CO₂, stockées dans le réservoir de Rousse, à 4500 mètres de profondeur, sous les vignobles du Jurançon. Un système de surveillance très performant a été mis en place pour vérifier l'intégrité du stockage sur la durée.

responsable l'électricité dont le monde a besoin. En France, il jouera un rôle d'autant plus stratégique que notre pays entend réduire la part du nucléaire. En Europe, la demande de gaz naturel devrait ainsi augmenter de 15 % d'ici 2035.

La loi relative à la « transition énergétique pour la croissance verte », qui table sur une baisse de 30 % de la consommation d'énergies fossiles [pétrole et gaz confondus] en France, entre 2012 et 2030, paraît négliger cet état de fait.

Pour une gestion intelligente des ressources

Le problème du changement climatique et une transition énergétique raisonnée nous imposent d'aller dans le même sens : celui d'une gestion plus intelligente, responsable et acceptable, de nos ressources.

Chaque filière, de même que chaque pays, a ses contraintes géographiques, économiques, techniques, géopolitiques. C'est donc dans le sens d'une prise en compte de l'ensemble de ces contraintes, du bilan de chaque énergie de la source à l'usage et des coûts associés, qu'il s'agit de penser les mix énergétiques futurs.

Quels que soient nos choix en la matière, les émissions liées à nos productions d'énergie nécessitent d'être maîtrisées. Le développement du captage-stockage de CO₂ constitue à cet égard un enjeu crucial, sur lequel l'industrie pétrolière et gazière travaille assidûment. Cette technologie pourrait contribuer jusqu'à 30 % aux réductions des émissions mondiales de CO₂ liées à la combustion d'énergie en 2050.

Une transition progressive

Dans l'Histoire, il a toujours fallu au moins 50 ans pour qu'une énergie s'impose par rapport aux autres. L'évolution énergétique du XXI^e siècle vers un modèle moins « carboné » prendra elle aussi beaucoup de temps. Le remplacement des sources d'énergie existantes par de nouvelles nécessitera des adaptations au niveau de l'appareil de production, des réseaux de distribution comme des usages.

Il est plus que probable que cette transition ne se fera que progressivement, car elle sera coûteuse. On estime que pour transformer en profondeur le système énergétique mondial actuel, il faudra vers 2030 y consacrer plus de 1 000 milliards de dollars par an. L'industrie pétrolière en sera un acteur incontournable.

Afin de maîtriser ce coût, il est indispensable de développer les ressources pétrolières et gazières qui peuvent l'être encore, dès lors qu'on agit de manière responsable sur les plans à la fois économique, social et environnemental. Ces ressources sont stratégiques pour assurer une évolution énergétique acceptable à court, moyen et long terme, par les consommateurs.

L'abondance actuelle de l'offre pétrolière et gazière mondiale joue en ce sens⁽³⁾.

3 / La forte baisse du prix du baril de pétrole en 2014 s'explique par un excès de capacité de production dans le monde, avec un niveau de stocks record aux États-Unis. Selon les experts, la planète dispose encore de 100 à 150 ans de ressources pétrolières. Quant aux ressources mondiales récupérables de gaz naturel, elles représentent près de 180 ans de consommation.

MIEUX CONNAÎTRE NOTRE SOUS-SOL : UN ENJEU STRATÉGIQUE À MANTS ÉGARDS POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET POUR NOTRE ÉCONOMIE EN GÉNÉRAL

Au cours des 50 dernières années, les compagnies pétrolières et gazières ont réalisé en France plus de 360 000 km de profils sismiques et plus de 6 000 forages durant leurs campagnes d'exploration. À travers ces informations collectées puis diffusées par l'administration [sur le site du BEPH], une connaissance stratégique du sous-sol national a ainsi été accumulée avec les années. Ce patrimoine géologique est utile non seulement

pour l'exploration pétrolière et gazière, mais également pour les nappes phréatiques, la géothermie, l'hydrogéologie profonde, le stockage de CO₂, de gaz et de déchets nucléaires, ainsi que pour les sciences du sous-sol en général. Peu d'industries sont dotées d'une capacité d'investissement aussi importante, permettant de poursuivre une acquisition aussi massive de connaissances précieuses pour le développement en France des énergies de demain.

... LES ENJEUX D'UNE PRODUCTION NATIONALE D'HYDROCARBURES

À supposer que la France parvienne à réduire de 30 % sa consommation d'énergies fossiles d'ici à 2030, elle aura encore à assurer ses besoins restants en produits pétroliers et en gaz naturel. Cet invariant de l'équation énergétique nous impose de réfléchir à pérenniser et développer l'activité d'exploration et de production d'hydrocarbures sur notre territoire.

Un atout pour la sécurité d'approvisionnement du pays

Si le potentiel des différentes ressources d'hydrocarbures, outre-mer et en France métropolitaine, était ne serait-ce qu'en partie confirmé, leur mise en valeur pourrait contribuer de nouveau et peut-être davantage encore que par le passé, à réduire notre forte dépendance énergétique^[4].

4 / Voir « Notre contribution ».

Elle permettrait sinon de bouleverser fondamentalement la donne, du moins d'offrir au pays une marge de manœuvre dans la maîtrise de ses approvisionnements, notamment vis-à-vis de la Russie, de la Norvège, des Pays-Bas, de l'Afrique du Nord et du Moyen-Orient.

Un potentiel de richesse pour la France...

En substituant les ressources trouvées à une partie de nos importations énergétiques, la balance commerciale de la France en serait positivement affectée. L'État français et les collectivités locales verraient leurs revenus augmenter grâce aux divers impôts versés, notamment les redevances des mines^[5].

Potentiel de commandes aux parapétroliers, implantation en France de nouveaux investisseurs et de nouvelles entreprises de services, développement des infrastructures et des compétences, stimulation de l'économie locale... Autant de création de valeur qui serait génératrice d'emplois.

5 / Voir « Notre contribution ».



L'exploitation du gaz de houille en Lorraine pourrait permettre de fournir localement un gaz légèrement moins cher.

Geopetrol participe, aux côtés notamment de l'Ademe, au financement des projets du concepteur d'hydroliennes Sabella [basé à Quimper]. Ici : mise à l'eau le 25 juin 2015 de l'hydrolienne de 1 MW Sabella D10, première hydrolienne raccordée au réseau électrique national, à proximité d'Quessant.



Les retombées économiques potentielles d'un développement d'hydrocarbures en France sont particulièrement importantes sur une région d'outre-mer comme la Guyane, qui manque d'infrastructures, de tissu économique et d'emplois. La Commission de suivi et de concertation sur le pétrole travaille depuis 2012 en ce sens, sous la présidence de la Préfecture de Guyane, afin de proposer des initiatives d'ordre économique et social accompagnant une éventuelle exploitation dans l'offshore guyanais. L'industrie pétrolière contribue activement à ces travaux.

... et par là-même de financement de la transition énergétique

Une production d'hydrocarbures sur notre territoire, en créant de la richesse nationale [au lieu d'être transférée ailleurs à travers nos importations], serait de nature à stimuler les investissements nécessaires à l'adaptation de notre système énergétique. Les redevances versées pourraient, si l'État le décide, directement financer la « croissance verte » en France, en abondant un fonds dédié plus spécifiquement aux collectivités locales.

Un rôle à part entière à jouer dans la transition énergétique

À travers la diversification de nos activités

L'industrie française des hydrocarbures prépare son propre avenir en diversifiant déjà depuis plusieurs décennies ses

activités : en investissant massivement pour contribuer à accélérer la maturité économique et technique des énergies nouvelles, en partenariat avec des PME innovantes ou des organismes publics de recherche ; en embauchant des chercheurs, des ingénieurs et des prospecteurs spécialisés ; en mettant au service de ces énergies son savoir-faire pétrolier et gazier.

Total est ainsi très actif dans le solaire photovoltaïque à travers SunPower [n°2 mondial de l'énergie solaire], tandis que le groupe Lundin développe également un savoir-faire dans ce domaine à travers Etrion [start-up en plein essor]. Geopetrol est engagée en France dans des projets pionniers de géothermie à haute température, en partenariat avec Électricité de Strasbourg, à travers le permis de recherche de gîtes géothermiques dit de Lauterbourg [Alsace]. TIGF adapte actuellement son réseau régional pour transporter de nouveaux gaz [à court terme le biométhane, issu de la valorisation de déchets industriels, agricoles et municipaux]. La moitié des entreprises parapétrolières et gazières françaises sont également impliquées dans le domaine des énergies renouvelables, en majorité l'éolien maritime et terrestre ainsi que les énergies marines.

Ce faisant, l'activité d'exploration-production d'hydrocarbures aide les territoires à se réapproprier la gestion de leur consommation et de leur production d'énergie, en développant des ressources locales à l'échelle des bassins de vie.

...

CRÉATION D'UNE FILIÈRE DE TOMATES À PARENTIS : UN ENGAGEMENT DURABLE EN FAVEUR DE L'ÉCONOMIE CIRCULAIRE DANS LES LANDES

À Parentis-en-Born, Vermilion s'est associé à quatre ingénieurs agronomes locaux qui souhaitent créer une exploitation maraîchère économiquement et écologiquement viable, basée sur la mutualisation des moyens. Les producteurs de tomates de Tom d'Aqui, membre du groupe Rougeline, utilisent ainsi la chaleur de l'eau associée à la production des gisements de pétrole conventionnel situés à proximité pour chauffer leurs deux serres sans émissions de carbone. Une troisième serre valorise la biomasse pour s'alimenter en énergie calorifique. Au total, en moins de dix ans, 15 000 tonnes annuelles de CO₂ devraient être ainsi économisées.

En valorisant une énergie non utilisée jusqu'alors, ce projet a permis l'introduction d'un nouveau type de production agricole dans le département des Landes. Sa valeur d'exemple a été doublement reconnue à travers le Prix de l'économie circulaire 2013 [catégorie « Écologie industrielle et territoriale »] décerné par le ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, ainsi que le Trophée de la transition



énergétique 2015 [catégorie « Énergies renouvelables »] décerné par l'Usine Nouvelle.

Dans le Bassin parisien, Vermilion étudie des projets similaires à proximité de ses champs de Saint-Méry [chauffage de serres de culture de fraises à proximité du marché de Rungis] et Champotran [transformation par cogénération de gaz associé en électricité, vendue à un fournisseur local d'énergie].



Grâce à un système d'échangeurs thermiques, les calories issues de l'eau chaude salée associée à la production de pétrole de Vermilion sont utilisées pour réchauffer un circuit fermé d'eau douce, lequel permet de chauffer les serres maraîchères. L'eau salée est ensuite renvoyée dans le sous-sol pour maintenir la pression du gisement pétrolier. Les éco-serres de Tom d'Aqui à Parentis-en-Born produisent d'ores-et-déjà 5 280 tonnes de tomates de qualité chaque année.

... À travers la valorisation locale de nos produits

Les hydrocarbures eux-mêmes ont un rôle clé à jouer dans l'essor de l'économie circulaire^[6] en France. La valorisation des énergies secondaires liées à leur production [recyclage de l'eau produite^[7], utilisation de la chaleur de l'eau et du pétrole extraits, transformation des gaz associés en électricité] permettrait non seulement de lutter contre le gaspillage énergétique, mais de créer de la valeur pour les territoires.

Soutien à la production industrielle, maraîchère et horticole, approvisionnement d'éco-quartiers : nombreuses sont les applications possibles de la valorisation des exploitations pétrolières.

Réunis au sein du pôle de compétitivité Avenia, les producteurs d'hydrocarbures et les opérateurs d'installations de géothermie profonde se veulent moteurs dans le développement de cette dynamique vertueuse en France. À supposer qu'une réglementation plus

6 / Inspirée du fonctionnement des écosystèmes naturels, l'économie circulaire vise à faire un usage optimal et durable des ressources exploitées par l'ensemble des activités économiques, dans une logique de symbiose. L'optimisation des flux qui en résulte [flux de matières, eau, énergie, déchets mais aussi d'information] contribue à renforcer la compétitivité des structures qui la mettent en œuvre.

7 / Voir «L'exploration et la production : comment ça marche?».

À La Teste-de-Buch (Gironde), Vermilion s'est associé au projet de réhabilitation d'un ancien hôpital en éco-quartier : l'énergie calorifique issue de la production de pétrole du champ voisin des Arbousiers permettra de couvrir 80 % des besoins en eau chaude [sanitaire et chauffage] des 450 logements sociaux à partir de 2016. Le dispositif permettra d'éviter, sur 25 ans, les émissions de CO₂ générées par près de 250 véhicules par an.

favorable soit mise en place, les précédents créés sur nos territoires pourraient devenir des vitrines technologiques de l'écologie industrielle «made in France» dans le monde. Trente-sept gisements de chaleur [pétroliers ou géothermiques] ont en effet été recensés à ce jour dans le Bassin parisien, le Bassin aquitain et l'Alsace, offrant un potentiel calorifique disponible supérieur à 100 TEP [tonnes d'équivalent pétrole] par jour.

OBTENIR UN PERMIS DE RECHERCHE : LA RÉGLEMENTATION EN VIGUEUR

En Europe, c'est la directive 94/22 du 30 mai 1994 qui fixe les conditions d'octroi et d'exercice de l'autorisation de prospecter des hydrocarbures. En France, cette directive est transposée dans le code minier. C'est l'État, auquel le code civil accorde la propriété et les droits sur le sous-sol [indépendamment de la propriété du terrain de surface], qui a le pouvoir d'attribuer des permis. Ces permis, exclusifs, ont une durée limitée de trois à cinq ans pour une première période, renouvelable deux fois [moyennant une réduction de la superficie de 50 % puis de 25 %].

Pour solliciter un permis, un dossier complet doit être fourni à l'administration centrale [avec mémoire technique de la zone, description du périmètre, de la durée et des travaux projetés, justifications des capacités techniques et financières, notice d'impact environnemental, implication locale].

Après vérification de la recevabilité du dossier par le préfet du département, l'administration centrale publie la demande de permis dans les journaux officiels français et européen, ainsi que sur son site internet. S'ouvre alors une période de mise en concurrence de 90 jours, durant laquelle d'autres

compagnies peuvent déposer une demande de permis sur la même zone. Les DREAL et DRIEE^[1] procèdent pendant ce temps à une première consultation des services administratifs locaux pour établir la liste des différentes contraintes [sites archéologiques, zones militaires, etc.].

L'instruction du [des] dossier[s] peut durer un à deux ans. Sont consultés notamment les DREAL, les services en charge des hydrocarbures, de l'eau, de l'archéologie préventive... En cas de réponse favorable, l'administration peut décider d'octroyer le permis à une ou plusieurs compagnies qui auraient décidé de s'associer.

Le permis est attribué par arrêté ministériel après avis du CGEJET [Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies].

Le titre minier n'accorde pas à son titulaire le droit de réaliser les travaux de recherche ou d'exploitation. Selon leur importance, ceux-ci sont soumis à autorisation préfectorale ou à déclaration au préfet.

1 / Voir «Notre responsabilité».



Dans l'attente du renouvellement de ses permis, Lundin est mis aujourd'hui dans l'incapacité de réaliser ses investissements prévus pour la période 2015-2018 : plus de 17 millions d'euros en exploration sont en jeu.

... EXPLORATION EN FRANCE : L'IMPASSE ADMINISTRATIVE ET SES CONSÉQUENCES

Au premier semestre 2015, plus de 150 demandes de permis d'exploration (nouveaux ou en attente de renouvellement) restent bloquées par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. Seules quatre prolongations ont été accordées en 2014, tandis qu'aucun nouveau permis n'a été octroyé. Ces permis relèvent pourtant de la recherche d'hydrocarbures conventionnels et ne sont donc pas concernés par la loi du 13 juillet 2011⁽⁸⁾, que respectent par avance tous les demandeurs en indiquant qu'ils n'auront pas recours à la technique prohibée.

Cette situation de blocage empêche l'industrie pétrolière et gazière de se prononcer sur le potentiel réel du domaine minier national et sur la possibilité de le mettre en valeur de façon

économique et en respectant l'environnement, au bénéfice durable de nos territoires.

En Guyane française, en particulier, le retard pris pour octroyer des permis d'exploration expose la Région à perdre la primeur d'un développement socio-économique structurant au profit d'un pays voisin (Brésil, Surinam, Guyana).

Cette situation prive surtout la collectivité de connaissances stratégiques pour une gestion optimale des problématiques liées à l'énergie en France.

Elle expose la France à perdre des compétences de pointe, mondialement reconnues et moteur de compétitivité.

Elle entretient une insécurité juridique qui pourrait dissuader les investisseurs étrangers de s'implanter ou de confirmer sur le long terme leur engagement actuel dans le tissu économique local. ■

8 / Voir « Notre engagement ».

POUR EN SAVOIR 

www.ufip.fr/petrole/petrole-et-energie

www.geopetrol.fr

www.cr-guyane.fr/developpement-economique/petrole

www.pole-avenia.com

www.beph.net

www.sabella.bzh


NOS PROPOSITIONS

POUR L'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES EN FRANCE

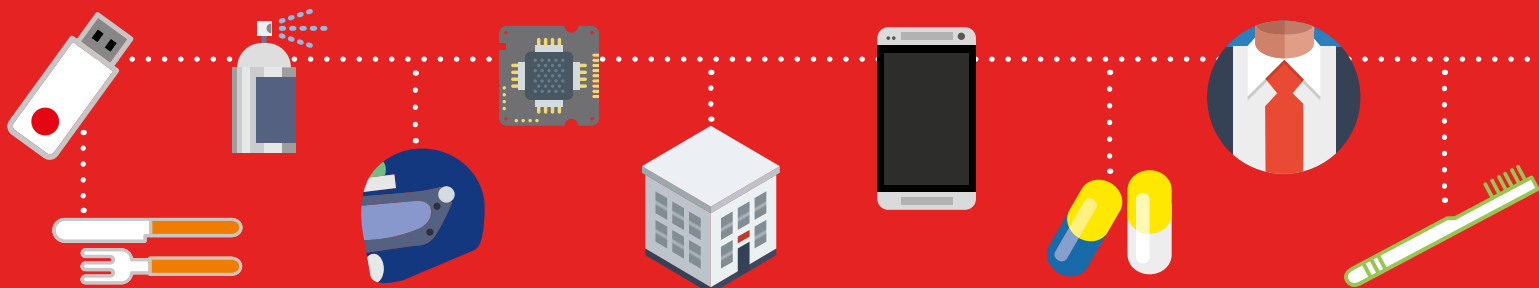
Afin de pouvoir poursuivre la valorisation du domaine minier national, l'Ufp attire l'attention des pouvoirs publics sur l'importance :

- **De débloquent l'instruction en cours des demandes de permis** d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures en France.
- **De donner à l'industrie une vision claire** sur les délais et le déroulement des procédures d'octroi.
- **De faire aboutir rapidement la refonte du code minier** à cette fin.
- **De donner toute sa place à l'exploration et à la production de gaz naturel** dans la transition énergétique en France.

L'industrie pétrolière et gazière est une industrie de notre temps. Elle est prête à mettre ses ressources financières, technologiques et humaines au service de notre pays. Elle est convaincue qu'elle peut l'aider à maîtriser son impact climatique global et à perpétuer, en le réinventant, un mix énergétique et un modèle industriel « made in France » reconnu.

POUR EN SAVOIR 

www.celtiqueenergie.com ● www.cofor.com ● www.concordeenergy.com ● www.francaisedelenergie.fr ● www.esso.fr ● www.fr.total.com/fr
● www.geopetrol.fr ● www.egdon-resources.com/operations/france ● www.itag-celle.de ● www.lundin-petroleum.com/eng/operation_france.php
● www.maureletprom.fr ● www.mooreenergy.no/operations/licenses ● www.petromanas.com/Exploration-Portfolio/France
● www.sapetro.com/our-operations/juan-de-nova ● www.shell.fr ● www.storengy.com/countries/france/fr ● www.vermillion-energy.fr



4, avenue Hoche. 75008 Paris
www.ufip.fr