



Association Nationale Club Energy

BULLETIN MENSUEL

MARS 2021



Sommaire

1. *Activité du Club Energy* 3

2. *Synthèse des thèmes abordés pendant le mois*

2.1 «Hydrogène : quel Hydrogène et pour quels usages? » Webinaire du 10.02 4
organisé en partenariat avec Centrale Energies et le Comité Hydrogène & Industrie
d'EVOLEN

2.2 Création de la société GENVIA pour la fabrication d'un électrolyseur à oxyde7
solide à haute température réversible PRODUCTS&SERVICES - Refining &
Petrochemicals

2.3 Equinor et ENGIE forment un partenariat pour la production d'hydrogène 7
propre selon Offshore magazines du 18.02.2021

2.4 OPEC : 14th OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting 04.03.2021 8

2..5 AGENCE ECOFIN Chute record du taux de réussite des forages pétroliers à 8
terre en 2020.

2.6 L'Arabie saoudite se dit prête à rapatrier chez elle le CO2 issu du gaz 9
qu'elle exporte (Réseau LinkedIn Post de Thiery CAILLON)

2.7 50e anniversaire des nationalisations du 24/02/1971. Additif à la 1e partie 10
communiquée par Mr KRISSAT Abdelaziz dans le bulletin du mois de février 2021

2.8 Souvenirs des nationalisations du 24/02 1971, une contribution de Mr 10
BELHAOUAS Abdelghani, ancien Directeur Centre Recherche&Développement
Sonatrach

2.9 50 eme anniversaire des nationalisations des hydrocarbures
Temoignage de A. Krissat (partie 2)

3. *Activités diverses* 12

✓ Contributions des membres du Club Energy 12

✓ Liens utiles & autres lectures 12



1..Activité du Club Energy

➤ **Agrément Club Energy: actions d'accompagnement**

Suite à l'agrément du Club par le MICLAT, le Bureau a initié les actions suivantes:

- un placard publicitaire sur plusieurs quotidiens nationaux annonçant la naissance du Club est établi,
- le choix de la banque s'est porté sur le "Crédit Populaire d'Algérie" du Val d'Hydra, banque auprès de laquelle un dossier d'ouverture de compte a été déposé,
- le rappel de la cotisation annuelle fixée à dix mille (10 000) Da,
- le Bureau proposera à l'Assemblée Générale Mr MOUHOUB Lyès comme Commissaire Aux Comptes ; un projet de convention pour une durée de trois ans, soumis au Bureau le 17 mars est en cours d'examen.
- une boîte postale sera ouverte auprès de la poste d'Hydra,
- le Bureau a retenu un modèle de carte d'adhérent et un autre modèle pour les lettres de correspondance.

➤ **Boîte mail Club Energy**

La boîte mail « clubenergydz » n'est pas encore accessible pour tous les adhérents. Un autre canal de communication tel que celui d'outlook pourrait être utilisé afin d'apporter une solution définitive pour y logger les courriels du Club ; une nouvelle procédure sera diffusée et qui sera accompagnée d'une vidéo démonstrative.

➤ **Colloque 2021 (CO21)**

Un appel à candidatures pour la constitution du comité d'organisation du colloque 2021 a été adressé le 10 mars 2021 aux membres du Club ; sans réponse positive, un 2ème appel à tous les membres a été effectué en date du 27 mars 2021. Le Comité sera présidé par Mr MEKIDECHE Mustafa qui a accepté de rédiger la note conceptuelle afférente au CO21.

➤ **Séance de travail Ministère de l'Energie et des Mines /Transition Energétique&ENR**

Les actions du Bureau arrêtées au mois de février dernier seront de nouveau relancées à savoir une séance de travail avec MM les Ministres de l'Energie et des Mines et de la Transition Energétique et la baptismation de biens immobiliers de SONATRACH aux noms de personnalités aujourd'hui disparues.

2. Synthèse des thèmes abordés pendant le mois

2.1 «Hydrogène : quel Hydrogène et pour quels usages? » Webinaire du 10.02.2021 organisé en partenariat avec Centrale Energies et le Comité Hydrogène & Industrie d'EVOLLEN.

Le Webinaire du mercredi 10 février 2021 proposé par Mr AIT LAOUSSINE, a été organisé en partenariat avec Centrale Energies et le Comité Hydrogène & Industrie d'EVOLLEN. Il a été Animé par Romain PROVOST DE LA FARDINIÈRE, Centrale Énergies, Délégué Général à la Transition Énergétique chez EVOLLEN. Les deux conférenciers sont MM Gérard BONHOMME Professeur à l'Université de Lorraine et Cédric GILBERT Expert, chercheur associé Centre Energies et Climat de l'IFRI.

1. Considérations générales

L'hydrogène vert est vu comme la dé carbonisation possible de l'économie, ce qui explique l'engouement pour ce produit dans le monde. Trente Etats ont annoncé avoir établi une stratégie hydrogène vert et ont prévu d'investir un total de 80 milliards \$us dans la recherche dont 7 milliards \$us pour la France et 9 milliards \$us pour l'Allemagne.

La 1ère feuille de route de l'hydrogène vert en France est intervenue en 2018. En 2019, la France a produit 12 TWh en PV soit une production possible de 250 000 t d'H₂ vert et il est prévu d'atteindre 30 TWh avec le PV en 2030. Pour remplacer l'équivalent de 20% de la consommation d'énergie finale, il faudrait disposer de 10 millions de tonnes d'hydrogène vert, ce qui nécessiterait de doubler la production électrique française actuelle.

Un (1) litre de pétrole équivaut à une quantité d'énergie de 10 KWh et un (1) Kg d'hydrogène procure une quantité d'énergie de 33 KWh. **La production d'un kg d'hydrogène vert par électrolyse de l'eau nécessite une quantité d'énergie électrique de 50 KWh auxquels il faut ajouter 14 KWh en cas de liquéfaction.** En conséquence, dans le futur, il sera nécessaire de produire de grandes quantités d'électricité dont une partie seulement servira à produire de l'hydrogène vert. Il faut noter que l'électricité produite à partir de l'hydrogène nécessitera trois fois plus d'installations en tenant compte du rendement du système électrolyseur-pile à combustible (25 à 30%).

Dans la mesure où la fluctuation de la demande évolue dans une fourchette de 10%, la question de l'intermittence ne se pose pas ou faiblement. Le grand espoir que suscitait le solaire thermique pour l'industrie il y a une quinzaine d'années, s'est estompé et sa participation actuelle est très faible car le PV est peu cher aujourd'hui et que l'on peut pratiquement tout faire avec ce procédé.

2. Technologies utilisées dans la fabrication d'électrolyseur :

Il existe trois types d'électrolyseur :

- **Electrolyseur alcalin**, utilise de la potasse et c'est le plus courant ; sa puissance est de plusieurs mégawatts et peut produire plus de 1 000 m³ d'H₂ /heure ; sa consommation est de 5 KWh pour produire 1 m³ d'H₂.
- **Electrolyseur à membranes échangeuses de protons** : cette technologie est chère car elle nécessite beaucoup de métaux nobles.
- **Solid Oxide Electrolyse Cells (SOEC)** à haute température : cette technologie est en cours de développement, voir le point 2.5.

3. Usages de l'hydrogène vert

L'hydrogène vert trouverait son utilisation dans trois domaines : un **usage industriel** en remplacement de l'hydrogène gris, un **usage énergétique** et une facilitation de l'intégration des ENR dans le mix énergétique par son **stockage** pour pallier au problème de l'intermittence.

Dans le **domaine industriel**, l'objectif premier est de décarboner un certain pan de l'économie en utilisant de l'H₂ vert ou de verdir la production d'H₂ gris (H₂ bleu) en diminuant de moitié les émissions de CO₂ dans le raffinage et dans la métallurgie (procédé de réduction de l'oxyde de fer). Il serait possible de remplacer le gaz naturel par de l'H₂ dans les fours électriques pour la production d'acier bas carbone.

Un **usage énergétique** consisterait à fabriquer un dérivé du H₂ pouvant servir de carburant dans les moteurs actuels. Comme il est possible de produire du kérosène de synthèse à base d'hydrogène vert et du CO₂ présent dans l'atmosphère. (le procédé repose sur une réduction catalytique du monoxyde de carbone par de l'hydrogène).

Le **stockage d'H₂** peut être envisagé en fin de période de décarbonisation soit en l'état dans des cavités salines soit sous forme d'ammoniac plus facile à stocker et à transporter.

Par contre, l'H₂ n'est pas à utiliser ni dans le bâtiment pour le chauffage (trop de perte) ni pour la mobilité car les batteries actuelles sont assez performantes en matière de stockage d'énergie. Certaines sociétés de transport lourd ont abandonné les camions à hydrogène qu'elles ont remplacés par des camions électriques.

Cependant il est important de noter que même en se limitant aux usages décrits ci-dessus, la production électrique de l'éolien et du PV ne pourra pas suffire pour satisfaire les besoins en hydrogène. En effet pour produire les 70 millions t annuels d'H₂ vert dans le monde, on aurait besoin de 3500 TWh soit 15% de la production mondiale d'électricité. Si

l'on ajoute les besoins en H2 pour la production d'acier, des cimenteries et de la mobilité, cela devient impossible de mobiliser l'électricité éolienne et photovoltaïque nécessaire et il faudra faire appel au nucléaire qui devient incontournable.

4. Sites de production

La production d'H2 vert doit intervenir là où l'éolien et le PV sont importants ; la production d'H2 doit se faire là où l'ensoleillement est important car le coût du PV est tombé à 1,5 ct/KWh ; **il est donc plus économique de générer cette électricité au Maghreb** (le Maroc a été cité mais pas l'Algérie) qui dispose d'un fort ensoleillement et où la production d'hydrogène se ferait sur place. Le transport en l'état par canalisation vers l'Europe est considéré comme non viable par les conférenciers car cela implique de travailler à très basse température (-253°C). Il est suggéré de transformer l'H2 sur le lieu de production sous forme d'ammoniac ou de méthanol plus faciles à exporter par bateau ou par canalisation.

Le Professeur Gérard BONHOMME considère que la production d'H2 à l'extérieur de l'Europe constituerait une perte de souveraineté comme pour les hydrocarbures ; pour arriver à la neutralité carbone en 2050, il considère qu'il est dans l'intérêt de l'Europe, de créer une filière nucléaire dédiée à la production d'H2 vert en utilisant des réacteurs de 4^{ème} génération plus performants et permettant de « fermer le cycle des déchets nucléaires ».

5. Aspect coût : à quel coût l'H2 vert peut-il être compétitif avec l'H2 bleu et gris ?

En matière de coûts comparatifs, il apparaît qu'au-delà de 3000 heures/an de charge des électrolyseurs, le coût de production de l'hydrogène vert devient compétitif par rapport à celui de l'hydrogène gris ou de l'hydrogène bleu (les émissions par vaporéformage sont stockées dans le sous sol) ou de l'hydrogène turquoise (le méthane est séparé en H2 et en carbone solide).

Par ailleurs, il est faux de dire que les électrolyseurs devraient fonctionner en permanence pour être rentables car c'est entre 2500 et 6000 heures que leur coût de revient est le plus faible. De plus, il ne serait pas nécessaire de sur dimensionner les électrolyseurs alimentés par l'électricité PV ou éolienne par rapport à ceux qui fonctionnent sur le réseau électrique.

6. Quelques annonces faites lors de ce webinaire

- ✓ L'H2 vert trouvera son utilisation dans certains créneaux dans l'industrie pour remplacer l'hydrogène gris ou bleu afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050.
- ✓ La généralisation de l'H2 à la mobilité ne serait pas concluante sinon exclue puisque la batterie a fait ses preuves. Il en serait de même pour le transport aérien à cause du poids des réservoirs d'hydrogène. Par contre, l'utilisation d'un kérosène de synthèse à base d'H2 et de CO2 pris dans l'air est envisageable.

- ✓ L'H2 vert trouvera son utilisation pour des besoins là où la pénétration de l'électricité n'est pas possible.
- ✓ Il sera plus économique de produire l'H2 vert sur les sites où l'éolien et le PV trouvent leur pleine puissance.
- ✓ L'électricité éolienne et solaire en Europe n'étant pas suffisante pour produire tout l'H2 vert dont elle a besoin, il sera nécessaire de produire l'H2 vert au Maghreb plus ensoleillé.
- ✓ Le transport de l'H2 par canalisation, vue sa très basse température de liquéfaction, n'est pas viable et il est préférable de le transformer sur le lieu de production en ammoniac ou en méthanol dont le transport vers l'Europe par pipe ou par bateau est plus facile avec un cout marginal.
- ✓ L'Europe doit développer une filière nucléaire dédiée à la production d'hydrogène pour décarboner la totalité de son économie à l'horizon 2050.

2.2Création de la société GENVIA pour la fabrication d'un électrolyseur à oxyde solide à haute température réversible PRODUCTS&SERVICES - Refining & Petrochemicals

Une entreprise technologique de production d'hydrogène propre dénommée GENVIA a été créée dans le cadre d'un partenariat public-privé regroupant Schlumberger, le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA), Vinci Construction, le véhicule d'investissement de la Région Occitanie et l'Agence Régionale de l'Energie et du Climat (AREC).

Le but de GENVIA, installée à Béziers, France, est de fabriquer un électrolyseur à oxyde solide à haute température réversible, donc pouvant assurer également la fonction de pile à combustible. Ce procédé utilisera la technologie la plus avancée en matière d'efficacité et de rentabilité dans la production d'H2 propre. Si cette technologie s'avère concluante, la production d'H2 propre pourrait connaître un essor qui bouleverserait les perspectives de développement envisagées à ce jour de la filière hydrogène. Cette alliance est la seule possible pour un tel défi technologique et l'implication du CEA est déterminante dans l'élaboration du procédé retenu.

2.3Equinor et ENGIE forment un partenariat pour la production d'hydrogène propre selon Offshore magazines du 18.02.2021

Ce partenariat a pour objet d'évaluer le potentiel de production et de commercialisation d'hydrogène à partir du gaz naturel avec le captage et le stockage du CO2 en mer (hydrogène bleu). EQUINOR et ENGIE chercheront ensemble à développer des chaines de valeur de l'hydrogène à basse teneur de carbone en France, aux Pays Bas et en Belgique afin de réduire

les émissions de CO2 émises dans l'atmosphère par les activités industrielles et atteindre la neutralité carbone en 2050.

2.4 OPEC : 14th OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting 04.03.2021

Avant la réunion de l'OPEP+ du 04.03.2021, tout portait à croire à un relâchement des prorations adoptées en février compte tenu des prix affichés de pétrole brut. L'Arabie Saoudite a décidé d'une manière unilatérale de soustraire du marché un (1) million bbls/j pour le mois d'avril. Alors que la demande effective des besoins en pétrole se faisait sentir, ce raffermissement n'était pas du gout de plusieurs pays importateurs. Ceci étant, avec un cours du brut autour de 70 us\$/bbl, ne faut-il pas s'inquiéter d'une reprise possible du pétrole de schiste américain ? Il faut espérer que cette situation d'embellie du prix du brut perdure pour les mois à venir.

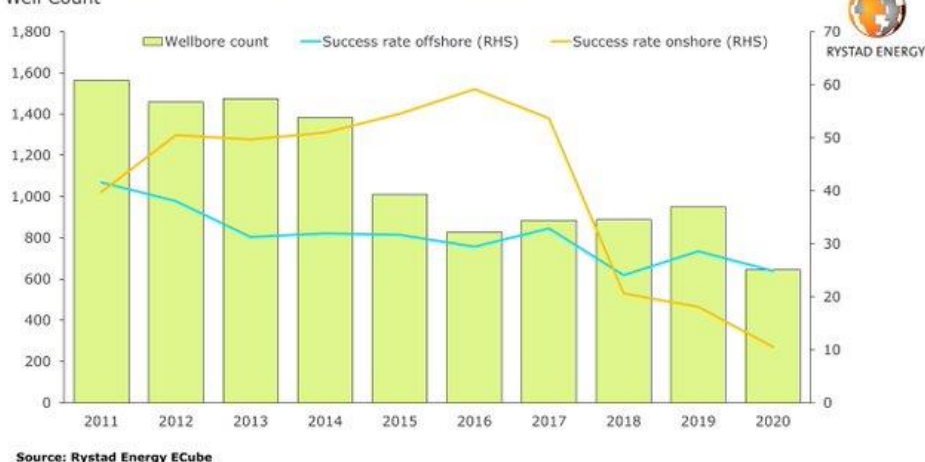
Le brut voit son cours chuter de nouveau au cours de la dernière décade de ce mois, conséquence probable de la 3^{ème} vague de la pandémie.

2..5 AGENCE ECOFIN Chute record du taux de réussite des forages pétroliers à terre en 2020.

Un rapport de l'analyste norvégien RYSTAD Energy note une chute drastique du taux de réussite des forages pétroliers on shore. Ce taux est passé en quelques années de 50% au début de la dernière décade à 10% en 2020 alors que cette chute est moins prononcée pour le forage en mer soit un taux de réussite déclinant de 40% à 25% au cours de la même période. Cette chute s'explique par le fait que les gisements de pétrole exploitables sont de plus en plus rares mais aussi par le recul des activités d'exploration du en particulier à la faiblesse du cours du brut. Il apparait que depuis les années 1980, les quantités produites dans le monde sont supérieures aux réserves découvertes.

La raréfaction pétrolière pourrait devenir une menace pour l'économie mondiale comme l'est aujourd'hui le changement climatique.

Global wildcats drilled 2011–2020 with success rates
Well Count



Dans le monde, d'après RYSTAD Energy, l'on est passé de près de 1600 wildcats en 2011 à 600 wildcats en 2020 tandis que le taux de succès qui était de l'ordre de 50% en 2011 est tombé à 10% en 2020. En utilisant les données ci-dessus, il revient à dire que de 800 découvertes de pétrole en 2011, l'on est passé à 60 en 2020 et ceci, nonobstant la taille des gisements découverts.

Par contre, les taux de succès du forage offshore sont plus importants et ont atteint 24,8% en 2020, ce qui pourrait s'expliquer par une exploration encore faible des zones maritimes et la pénétration des outils informatiques dans les opérations pétrolières.

2.6L'Arabie saoudite se dit prête à rapatrier chez elle le CO2 issu du gaz qu'elle exporte (Réseau LinkedIn Post de Thierry CAILLON)

Rapporté par Bloomberg, ARAMCO vient de passer un accord avec HYUNDAI Oilbank pour la fourniture de gaz naturel. Ce gaz servira à produire de l'hydrogène par vaporéformage sachant que le CO2 est récupéré puis rapatrié en Arabie Saoudite pour être injecté dans les gisements de pétrole. L'on peut penser légitimement que ce transport sur de longues distances par des méthaniers utilisant une énergie fossile pourrait coûter cher et être préjudiciable à l'environnement ; par ailleurs, ne serait-il pas plus économique pour la COREE d'utiliser une autre forme d'énergie (électrolyse de l'eau, nucléaire, solaire, éolien,...) pour produire de l'hydrogène propre que de passer par le vaporéformage du gaz naturel.

A regarder de plus près, cette opération ne manque pas d'intérêt. Si le vaporéformage du gaz naturel permet à la Corée d'atteindre ses objectifs de production d'H2 bleu et si ARAMCO tire profit de l'injection du CO2 dans ses gisements en améliorant leur récupération finale, alors cela peut être une opération réussie pour les deux pays. D'un côté l'Arabie Saoudite vend son gaz et augmente sa récupération de pétrole et de l'autre côté, la COREE utilise un procédé de production



d'H2 le plus usité dans le monde et améliore son bilan carbone tout en contribuant à la lutte contre le réchauffement climatique.

2.7 50e anniversaire des nationalisations du 24/02/1971. Additif à la 1e partie communiquée par Mr KRISSAT Abdelaziz dans le bulletin du mois de février 2021

Concernant mon témoignage, je voudrais corriger deux omissions que j'ai commises à l'égard de deux collègues (et amis) ,qui ont apporté une contribution active lors de ces nationalisations. Il s'agit de:

1) KHABATTOU Mohamed (ingénieur IAP de la 3e promotion forage-production) qui, affecté à SH DSP, coordonnait l'ensemble des services aux puits: boue de forage, cimentation. Il était le superviseur de Messaoud BOURBOUNE, chargé de la Centrale à Boue. KHABATTOU, après quelques années passées à DTP, a rejoint Abu Dhabi dans les années 1980 où il y est demeuré jusqu'à la retraite.

2) Habib MENOVAR (ingénieur IAP, 1e promotion forage-production) ,en poste à l'IAP à Dar el Beida,(où il s'occupait d'enseignement) , a rejoint le Service Production d'ALREP après le 1er mai 1971. Après avoir passé son master en "petroleum engineering", et après un court séjour à la Direction Production de SONATRACH, il s'exile en Arabie Saoudite où il a enseigné à l'Université de RIADH jusqu'à son départ à la retraite.

2.8 Souvenirs des nationalisations du 24/02 1971, une contribution de Mr BELHAOUAS Abdelghani, ancien Directeur Centre Recherche & Développement Sonatrach

Tout d'abord, un grand merci à Mr KRISSAT pour sa contribution à la commémoration du 24 février 1971. Il a en effet, en citant un grand nombre de cadres, grandement corrigé l'article de Mr MALTI qui affirmait que le nombre d'ingénieurs était une poignée qui se comptait sur les doigts d'une main, ce qui était insultant pour tous ceux qui ont participé activement à cette grande aventure.

Je voudrais apporter la mienne qui concernera principalement la situation de la SN REPAL et Hassi Messaoud Sud. Je suis arrivé à Hassi Messaoud le 16 mars 1971, simple coïncidence puisque ma mutation était prévue depuis deux mois déjà. J'ai été affecté au Centre de production Sud où j'ai trouvé BENABID Lahcen. Le Chef de Champ était M.CHOUZENOUX et sur la base Irara se trouvaient GAMGIT au matériel, BENNOUR et ZITOUNI aux puits; au centre de production, BOUDIA et YHAKHO à la maintenance. Aux Unités de traitement Nord se trouvait AIT SAID Aziz, remplacé ensuite par NAILI Abdelhalim, Allah yerhamou.

Au siège à Hydra, REBOUH, Allah yerhamou, dirigeait le service Travaux Neufs avec BENABOUD sur deux projets très importants pour le Centre Industriel, à savoir le revamping des unités de traitement qui permettra d'augmenter fortement la production avec la séparation sur champ, et la

Adresse : Association Club Energy 3, Rue Mohamed DRARENI Hydra, Alger

Mail : clubenergy2020@gmail.com



station de compression 2 avec, pour la première fois, des compresseurs centrifuges entraînés par turbines à gaz. Toujours à Hydra, TABTI et BENSMINA étaient au département Gisements qui avait THIBIERGE comme chef.

A Hassi Messaoud Sud, la nationalisation s'est faite plutôt en douceur; il faut dire que l'algérianisation du personnel était pratiquement totale. Certains postes, comme en maintenance les instrumentistes étaient sous-traités avec COMSIP qui ne s'est pas privée de doubler ses tarifs du jour au lendemain.

Au contraire de ce qui s'est passé sur le champ Nord, le personnel français n'est pas parti le premier mai. Je citerais l'exemple de Mr MAZY qui était responsable de la station de compression et qui n'a pas quitté Hassi Messaoud avant peut-être 1976. Mr CHOUZENOUX est parti à l'amiable, me semble-t-il, et il a immédiatement été remplacé par Mr GAMGIT nommé Chef de Champ de Hassi Messaoud (donc Nord et Sud).

Ce dernier, dès le départ le premier mai des français du champ Nord, a émis des notes de service nommant des responsables du Sud comme responsables également du Nord (BENNOUR pour les puits, BOUDIA pour la maintenance, BOUMAIZA pour la sécurité et BENBAKIR pour les services généraux).

Je dois ici rappeler que si tout s'est relativement bien passé, c'est grâce surtout à tout le personnel de maîtrise et d'exécution qui s'est mobilisé totalement dans cette aventure. Je leur rends hommage en étant fier de les avoir connus et travaillé avec eux.

La suite est connue de tous; c'est l'arrivée un peu plus tard des ingénieurs détachés du Service National qui ont pu renforcer notablement les moyens humains en place. J'ai accueilli Mohamed BABAGHAYOU, Allah yerhamou, en juillet 1971 pour six semaines avant qu'il rejoigne l'ANP et revienne finalement en 1973. Un autre ingénieur est arrivé plus tard en 1971, c'est AMMARI Zid ElKhir, Allah yerhamou, qui m'a bien aidé et pour lequel je garde un souvenir inoubliable.

Je voudrais juste ajouter le nom de Ramdane HAMOUTENE qui était au Service Contrôle de l'exploitation avec qui j'avais travaillé une année, juste avant ma mutation à Hassi Messaoud. Mon oubli est impardonnable. HAMOUTENE a eu une carrière remarquable; il a commencé au forage avec la SN REPAL en 1958 à l'âge de 18 ans avant de continuer au Centre de Production de Hassi Messaoud, faire une maîtrise de raffinage à l'IFP et, après l'ingéniorat à l'IAP, terminer avec une thèse de docteur ingénieur. C'est, si vous permettez, l'occasion pour moi de rappeler quelques noms des anciens, mes aînés à la REPAL qui avaient commencé dans les années 1947 avec le BRGM du côté de Mostaganem (Aïn Zeft), d'ailleurs beaucoup étaient natifs de cette ville, de Relizane ou de la région. Ils avaient participé à toutes les campagnes d'exploration et de forage de la Repal, y compris Oued Guetterini, Djebel Onk et bien sûr les puits de découverte MD1 à Hassi Messaoud et HR1 à Hassi Rmel. Beaucoup sont décédés aujourd'hui, Allah yerhamhoum. Je pense souvent à eux avec tendresse, car leur souvenir est inoubliable. Ils s'appelaient Abed FEDHILA (ammi Abed), Sid Ahmed HARRAT, BASSOU, BADAoui, GUANOUNE et d'autres, beaucoup d'autres et ils avaient l'Algérie au cœur.

Adresse : Association Club Energy 3, Rue Mohamed DRARENI Hydra, Alger

Mail : clubenergy2020@gmail.com

2.9 50^{ème} anniversaire des nationalisations des hydrocarbures

Temoignage de KRISSAT Abdelaziz (partie 2)

2) La prise de contrôle majoritaire de la SONATRACH dans les gisements pétroliers et gaziers a permis à la Société Nationale de s'implanter dans l'ensemble des segments de la " chaîne hydrocarbures" et notamment ceux de l'Amont. Jeunes ingénieurs, nous étions déjà confrontés aux difficultés de gestion résultant de la prise en charge d'actifs provenant de diverses sociétés: appareils et équipements de forage, infrastructures de maintenance, magasins de pièces de rechange, bases de vie et industrielles...²

Durant cette période, la SONATRACH connut une croissance débridée qui a souvent entravé les efforts d'organisation et de rationalisation des différentes activités: c'était le " revers de la médaille!". La Société Nationale a également accumulé un savoir-faire respectable dans les divers métiers. Qu'en est-il aujourd'hui?

2.1) Avant de répondre à cette question, souvenons-nous tout d'abord que la décision du 24 février 1971 a failli être remise en cause en juillet 2005 par une loi des hydrocarbures voulant abolir le régime de "partage de production" et remettre en vigueur le régime" des concessions" en attribuant aux sociétés étrangères un droit minimum de 70% sur toute nouvelle découverte d'hydrocarbures et une option de 30% maximum à SH qui devait être exercée dans un délai de 30 jours. Si cette loi, rapportée en 2006, avait été appliquée la production de SH seule aurait été, à plus ou moins long terme, inférieure à celle de ses partenaires rabaisant ainsi la Société Nationale à un rôle minoritaire qui aurait influé négativement sur son autonomie de décision en matière de fixation des niveaux de production. De toute évidence, cette loi, morte née, aurait fondamentalement modifié les rapports patrimoniaux et la répartition de la rente pétrolière entre SH et ses associés!

2.2) L'organigramme de SH, mis en place en mars 1972, n'a pas fondamentalement évolué ces 50 dernières années, au regard des transformations imprimées par le développement de la Compagnie Nationale. Le caractère éminemment fonctionnel de ce schéma d'organisation est toujours en vigueur même s'il a subi quelques modifications mineures. Les multiples problèmes d'interface entre les activités de base de l'Amont (exploration-production/forage-production...), inhérents à l'exploitation de tout champ d'hydrocarbures, ne sont pas résolus au niveau du champ concerné car le responsable "local"- le Directeur Régional en l'occurrence- chef hiérarchique n'est pas investi du pouvoir fonctionnel. Ainsi, ce type de problème, par exemple entre la production et le transport, s'il n'est pas résolu localement, doit nécessairement être soumis à l'arbitrage des Directeurs de Division concernés sinon des Vice-Présidents sinon être soumis à l'arbitrage du PDG! A l'instar des Groupes Pétroliers Internationaux, la macrostructure de SH devrait identifier directement les grandes provinces pétrolières et industrielles importantes (Hassi Messaoud, Hassi R'mel, Berkine, Inaménas, Arzew, Skikda...) alors que dans la macrostructure actuelle ces zones ne sont pas affichées et sont "camouflées" à l'intérieur de Divisions ou de Directions Régionales! Ces provinces devraient avoir le statut de Sociétés d'Hydrocarbures (Hassi Messaoud, Hassi R'mel, Berkine,...), filiales à 100% du Groupe ou Holding SH, dirigées par un PDG assisté d'un

conseil d'administration. Cette réorganisation qui recréerait l'ancien schéma d'avant nationalisations, permettrait de renforcer les pouvoirs de gestion opérationnelle par une intégration spatiale de tous les métiers (exploration, forage, production, transport,...) en leur accordant la responsabilité pleine et entière de la coordination de l'ensemble de ces métiers. Ce qui éliminera ainsi la double liaison fonctionnelle (avec la Division concernée du Siège) et hiérarchique (avec le Directeur Régional du site) laquelle double liaison induit très souvent lenteur (voire absence) dans la prise de décision et génère donc des surcoûts!. Cette réorganisation, basée sur la réhabilitation de la "fonction exploitation" (au sens large), devrait conférer aux managers et cadres principaux concernés, les délégations de pouvoirs nécessaires pour prendre les décisions opérationnelles appropriées, en temps opportun.

Le Siège du Groupe ou du Holding assurera son rôle stratégique (planification, recherche et développement, finances, contrôle de gestion,... mais aussi réservoir engineering) ainsi que son appui fonctionnel pour les "opérations spéciales" (forage et services aux puits notamment) confié aux meilleures compétences techniques (ce qui évitera, compte tenu de leur rareté, de ne pas avoir à les répartir à travers l'ensemble des régions pétrolières ou gazières.). Un tel schéma permettrait de mieux motiver les ingénieurs et les cadres et de clarifier les responsabilités de façon à ce que "l'acte de gestion ou de prise de risque" ne soit plus perçu comme "une menace de sanction pénale!". La culture "du rendre compte"("to be accountable") doit être librement et naturellement comprise et admise.

A mon avis, le moment le plus indiqué pour la mise en œuvre de cette macro structure aurait pu être le début des années 1980, lors de la restructuration de SONATRACH. Je me pose encore la question de savoir si les différents PDG de SH qui se sont succédés depuis, l'ont envisagée? Mettre en place aujourd'hui un nouvel organigramme alors que la conjoncture pétrolière mondiale et la crise sanitaire ont imposé à SH de réduire son plan de charge global (le parc "appareils de forage" a été réduit de moitié en 2020 et se résume à une trentaine de rigs en activité au début de 2021) ne serait pas malencontreux, ce schéma soulevant toutefois l'interrogation sur la problématique des sureffectifs, consécutifs à un tel processus. Ceux-ci pourraient être, en partie, affectés à un nouveau créneau: celui de la transition énergétique.

Le capital d'expérience acquis pendant ces cinquante années d'exploitation dans le secteur "hydrocarbures" constitue, de mon point de vue, l'actif le plus précieux du bilan de ce secteur. Le préserver d'abord, le faire fructifier ensuite, est le défi auquel sont confrontés les managers d'aujourd'hui et ceux de demain. L'avenir du secteur en dépend bien plus que le prix de vente du pétrole (qui, par ailleurs, polarise une attention excessive et sur lequel SH n'a aucun moyen d'action, vu le niveau de sa production et de ses réserves!). C'est pour cela que la gestion des compétences et des promotions doit polariser l'attention du haut management et qu'elle doit être basée sur des critères objectifs et sur des évaluations rigoureuses!

A cet égard, il faudrait rappeler les effets de la procédure dite "de mobilité professionnelle", introduite par SH en 2002, pour, théoriquement, limiter la durée des postes de direction à 5 ans et "pour tirer un meilleur profit de l'ensemble des ressources humaines pour une utilisation optimale des compétences". Cette procédure a eu des effets pervers sur la compétitivité du Groupe SH en engendrant une véritable hémorragie dans le corps de l'expertise pétrolière et du management

(notamment dans l'Amont Pétrolier) par la mise à la retraite anticipée et la marginalisation de nombreux cadres supérieurs et dirigeants, à l'expérience éprouvée.

Une autre procédure a également limité la compétitivité du Groupe SH: celle dite B.A.O.S.E.M. (Bulletin d'Appels d'Offres du Secteur de l'Energie et des Mines) qui, aujourd'hui, devrait être réaménagée pour prendre en charge les aspects liés à la gestion des stocks et de la maintenance. Sinon, ses dysfonctionnements peuvent compromettre la sécurité des installations industrielles.

Il y a lieu également de mieux valoriser la fonction "comptabilité analytique " afin de mieux cerner, pour les réduire, les surcoûts et les coûts des produits (mètre foré, baril de pétrole, produits raffinés,...) et de l'ensemble des activités de la chaîne hydrocarbures.

Quant aux Sociétés de Service, filiales du Groupe SH, elles devraient conserver leur statut, même si on peut envisager l'option d'ouvrir leur capital.

2.3) L'activité forage, durant ce demi-siècle, a connu des fluctuations, tant par son intensité que par sa performance globale durant ces années. Sur le champ de HMD, au début de la décennie 2000, un puits vertical était foré en 35 j à 3300 m au toit du réservoir (pour avoir la durée réelle du puits, il faut ajouter le temps de carottage ou de forage du réservoir et celui de la complétion du puits, soit une vingtaine de jours). En 2019, cette durée est de 60 j (selon nos informations, à confirmer auprès de SH). Ce qui entraîne un surcoût de $(60-35)j \times 40.000 \$/j = 1.000.000 \$/\text{puits}$ sachant que la journée d'immobilisation d'un appareil de forage est estimée au minimum à 40.000 \$/j (comprenant l'ensemble des coûts supportés par SH: tarifs de location versés à l'Entrepreneur de forage, aux Sociétés de service et autres charges salariales directes). Ce surcoût est plus élevé pour un puits horizontal. Le surcoût global "forage" pour le champ de HMD serait de (pour une cinquantaine de puits forés) 50 millions \$ et évidemment plus important encore pour l'ensemble des puits forés sur d'autres gisements et en exploration.

Pour expliquer cette régression, il y a deux arguments à avancer: l'augmentation des temps d'arrêt sur les installations de forage, illustré par le facteur NPT ("Non Productive Time") qui a atteint le taux excessif de 35% du temps d'activité en 2019 ! Le maître d'œuvre SH en assumant la responsabilité pour 20%, l'Entrepreneur de Forage pour 5%, les sociétés de service pour 10%. Ce taux, pour être acceptable, devrait être au moins divisé par 3.

L'autre argument (qui a évidemment une incidence sur le premier) a trait à la déperdition de ressources humaines qualifiées: de nombreux superviseurs de forage et de chefs de chantiers se sont expatriés (notamment vers le Moyen Orient).

Il est à noter, semble-t-il, que ce taux NPT se serait amélioré en 2020 et serait de 25% en raison de la réduction du parc appareils (comme évoquée ci-dessus).

2.4) Les prescriptions de l'art dans l'exploitation des gisements doivent être rigoureusement observées afin de permettre d'améliorer in fine le taux de récupération ultime des réserves existantes et de parvenir à une meilleure conservation des gisements.

Le G.O.R (gas oil ratio) atteint ou dépasse sur certains champs 500 m3 de gaz par m3 d'huile produite alors qu'il ne devrait pas être généralement supérieur à 200 m3/m3 (seuil fixé par exemple par la Direction de l'Energie et des Carburants à la CREPS pour le gisement de Zarzaitine).

Les champs de Hassi R'mel (HR) et de Hassi Messaoud (HMD) produisent à eux deux près de

50% de la production totale d'hydrocarbures de la SH (en tep: tonne équivalent pétrole). Ils doivent donc bénéficier d'une attention particulière. Pour le gisement de HR, les volumes de gaz à réinjecter doivent satisfaire les conditions du "cyclage" (pour optimiser la production de la gazoline et assurer le maintien de pression du champ). Une partie de ces volumes de réinjection est utilisée pour l'exportation!

Pour le champ de HMD, il y a lieu d'arrêter le programme d'optimisation entre les forages verticaux (moins coûteux mais moins productifs) et les forages horizontaux (plus coûteux mais plus productifs).

Le "plan de maintien de pression" du champ de Zarzaïtine (MPZR, décrit dans la première partie de l'exposé) mérite également une stricte observance des normes qui y sont édictées notamment celle relative au volume d'eau (d'Iféane) à injecter (35.000 à 40.000 m³/j avant les nationalisations) ainsi que des règles d'exploitation du champ de gaz d' Alrar pour l'exécution de ce plan.

2.5) En ce qui concerne la commercialisation du gaz, étant admis que les volumes à l'exportation pourraient durablement diminuer et que des quantités de plus en plus importantes sont absorbées par le marché intérieur, quelle répartition faire pour les deux formes gazeuses entre ces deux marchés ? La question se pose car, faut-il le rappeler, plusieurs inputs obèrent le prix de revient du GNL (coût des installations de liquéfaction, autoconsommation dans le process) rendant le GNL moins rémunérateur que le gaz acheminé par gazoduc. Là également, se pose un problème d'optimisation

2.6) Le Club Energy a organisé, le 22 février 2014, un colloque intitulé : "la transition énergétique au service du développement durable". Il a estimé, dans son message introductif, que: "quel que soit le potentiel en hydrocarbures du domaine minier national et quel que soit l'effort d'exploration qui reste à consentir, les réserves prouvées récupérables de pétrole et de gaz, actuellement identifiées, sont vouées à l'assèchement le temps d'une génération. Qu'il soit de 15 ou de 30 ans, ce délai devrait suffire, à la condition d'agir sans tarder, à asseoir les bases d'une transition énergétique réussie permettant à la fois d'assurer aussi bien l'avenir énergétique du pays et la satisfaction des besoins domestiques que le financement d'une économie pérenne de plus en plus indépendante de la rente pétrolière et gazière."

Parmi ses objectifs stratégiques, la SONATRACH devrait faire figurer en bonne place, celui relatif "à la transition énergétique" en liaison avec les autres acteurs nationaux concernés. Elle doit y jouer un rôle central.

En conclusion, la SONATRACH, aspirant à devenir un Groupe Pétrolier et Gazier de dimension internationale, devrait être gérée selon une organisation compatible avec l'objectif recherché. La valorisation des compétences doit nécessairement intégrer l'évaluation des cadres concernés en vue de leur évolution de carrière et l'appréciation des résultats obtenus. Leur fondement managérial doit viser la mise à profit d'expériences individuelles enrichissantes et permettre de poursuivre le processus de renouvellement et de rajeunissement des ressources humaines sans sacrifier l'expérience capitalisée, car elle est le creuset d'une expertise avérée. Sa finalité doit s'inscrire dans l'instauration de traditions saines de valorisation du potentiel humain et de reconnaissance du mérite.



Il faudra redonner le goût du travail bien fait aux générations montantes et motiver les compétences en leur ouvrant la voie à une promotion basée sur l'effort et le mérite.

3. Activités diverses

✓ Contributions des membres du Club Energy

Mr AIT ABDERRAHIM Hamid, Directeur Général Adjoint du SCK CEN, a présenté par visioconférence le projet MYRRHA qu'il dirige, au collège des Ingénieurs de Virginia Tech le vendredi 26 mars 2021.

✓ Liens utiles & autres lectures

- Pour une inscription en ligne pour la vaccination contre la COVID19, utiliser l'adresse mail suivante :

http://vac-covid19.sante.gov.dz:9580/rdvac/menu_ins/

- Banalités sur les énergies renouvelables, poncifs sur le nucléaire...
L'écologie, un sujet trop sérieux pour les journalistes et les politiques ?
Rencontre avec Jean-Marc Jancovici, ingénieur spécialiste de l'énergie et du climat.

<https://www.youtube.com/watch?v=ihuK3qvWoQE>

- TR: Top 20 des Pays les plus Riches du Monde | PIB Nominal : ascension irrésistible de la Chine,

<https://www.youtube.com/watch?v=B1aVMXjEBrw>

- ÉNERGIES RENOUVELABLES LE CEREFÉ EN FACILITATEUR DE PROJETS

<https://www.liberte-algerie.com/economie/le-cerefe-en-facilitateur-de-projets-355880>

Dans le bulletin du mois de décembre 2020, les "principaux éléments d'information et recommandations ont été relevés sur le rapport édition 2020 du CEREFÉ. Le cadre législatif du CEREFÉ vient d'être élargi, lui permettant de devenir un facilitateur de projet "entre les bailleurs de fonds et les PME algériennes porteuses de projets de petite et moyenne taille dans le domaine des ENR. Cette prérogative a été donnée au CEREFÉ par décret exécutif, publié au Journal officiel n°20, le 10 mars dernier, modifiant et complétant celui établi en octobre 2019 portant création, organisation et fonctionnement du Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique.



Bulletin du Club Energy

- Le livre / mémoire du regretté MEGATELI Abderrahmane, ancien Directeur Recherche & Production SONATRACH, est en vente en Algérie.