

سوناتراچ



sonatrach

ISSN: 1112 - 2366

N°02 / Septembre 2020

L'Énergie du **Changement**

2020

Sciences & Technologies des Hydrocarbures

Revue quadrimestrielle publiée par la Division Laboratoires (E&P/Sonatrach).

سوناتراش



sonatrach

Revue quadrimestrielle publiée
par la Division Laboratoires
de l'Activité Exploration -
Production (Sonatrach)

Directeur de la Revue

M. BENAMARA

Conception et réalisation

Division Laboratoires
Sarl Baosem

Comité de lecture

M. MOUAICI Rabah,

Président

M. HADIDI Ahcène,

coordonnateur

M. KADI Belkacem,

membre

M. AZZI Slimane, Membre

M. GANA Med Lamine,

Membre

Mme. BENAMARA

Chahrazed, Membre

M. TIGHILT Ferhat Ahmed,

Membre

Mme. ALEM Nadia,

Membre

Mme. HADADI Samia,

Membre

Mme. KHOUKHI Faiza,

Membre

Contact

Division Laboratoires
Avenue du 1er Novembre

35000 Boumerdès

Tel :024 79 11 28

Fax :024 79 10 89

Email : revueDLAB@sonatrach.dz

ISSN : 1112-2366

Sommaire

Editorial	05
Contributions	
Les défis de l'exploration de l'offshore algérien profond et perspectives pétrolières des séries Ante-Messiniennes / Nahim KHENNAF, Med Sadek Benabdelmoumen, Mohamed Tayssir, et Kenza Belarbi	06
Application of deconvolution approach for well test interpretation (Case study of Rhourde Ennousse fiend) Amar BENAIDA	17
Sweets spots identification in unconventional shale gas reservoir /Sid Ali OÛDFEUL et Leila ALIOUANE	25
Les ressources géothermiques du Nord-Est constantinois - Etude comparative, cas de la région de Guelma et Telaghma (Impact Socio-Economique et juridique) /Hocine SHOUT, F. BOUAICHA, Z. MERRAD	31
Fidélisation des compétences - Cas des superviseurs Forage et ingénieurs réservoir de SONATRACH/Mustapha KHELIL	39
Pôle d'excellence de Sonatrach : un projet en gestation	42
Portraits	
Portrait de Monsieur Menad NAIT AMAR, Ingénieur Analyse	43
Portrait de Monsieur Ahcene HADIDI, Cadre supérieur chargé de la consolidation et du reporting	45



EDITORIAL

M. BENAMARA Mustapha, Directeur de la Division Laboratoires

Le prix du baril de pétrole a connu en 2020 une baisse drastique due à différents facteurs dont la baisse de la demande générée par une crise économique doublée d'une crise sanitaire. Ceci n'est pas sans impact négatif sur la bonne marche des entreprises activant dans le domaine des hydrocarbures.

S'agissant de notre Entreprise, des mesures ont été prises pour contenir l'effet négatif de la baisse vertigineuse du prix du baril de pétrole et ce par l'annulation d'une partie des dépenses d'exploitation et le report de réalisation pour certains projets structurants qui n'ont pas un impact immédiat sur la production. De même, un effort de réduction des coûts est exigé aux différentes structures en agissant sur certains leviers comme la mutualisation des moyens et la rationalisation des dépenses.

Cela va sans dire de la nécessité d'un re-engineering profond de nos processus de production parfois budgétivores. Une simple analyse des coûts mettra sans nul doute en évidence des niches de dépenses susceptibles d'être éliminées sinon réduites. Un projet d'envergure lancé par le Président Directeur Général dénommé COST a été lancé à cette fin précise.

Pour ce faire, l'introduction de nouvelles techniques et technologies innovantes est un impératif en s'appuyant sur des solutions in house. Les performances de ces dernières doivent être évaluées à l'aune des gains générés dans nos processus de production. Les problématiques rencontrées dans nos champs et gisements pétroliers comme les dépôts organiques, la corrosion et l'intégrité des puits qui grèvent lourdement la production de ces derniers doivent trouver une solution la plus optimale par le truchement des nouvelles techniques et technologies adaptées.

Les innovations technologiques ne seraient à même de juguler et circonscrire les problématiques sus évoquées sans la capitalisation des savoirs et savoirs faire acquis des années durant. Les innovations technologiques seules ne suffiraient pas sans l'association de l'expérience acquise par nos ingénieurs. Les difficultés induites et les solutions qui y sont apportées durant l'exploitation de nos champs constituent un gisement de connaissances à valoriser.

A ce propos, la création d'un pôle d'excellence procède de cette nécessité impérieuse de rassembler et développer l'expertise existante au sein de notre Entreprise pour participer à l'effort de production au moindre coût. La gestation du projet de pôle d'excellence a fait l'objet d'un brainstorming les 30 Juin et 1er Juillet à l'IAP de Boumerdes. Les axes de contribution du PES (Pôle d'Excellence Sonatrach) tourne autour de l'introduction des nouvelles technologies, l'organisation par processus, la veille technologique, les normes et standards, la capitalisation du savoir-faire et surtout de l'économie du Savoir.

Le Directeur de Division M. BENAMARA

M.B.

Les défis de l'exploration de l'offshore algérien profond et perspectives pétrolières des séries ante-messiniennes

Auteurs : Nahim Khennaf¹, *, Med Sadek Benabdelmoumen¹, Mohamed Tayssir¹, and Kenza Belarbi¹,¹Sonatrach, Direction Centrale Ressources Nouvelles REN, Alger, Algérie, Djenane El Malik Hydra
nahim.khennaf@sonatrach.dz

Résumé

Les challenges de l'exploration de l'offshore algérien profond sont importants, vu, la présence d'une couche de sels d'âge Messinien caractérisée par des épaisseurs variables, des structures géologiques complexes, la dégradation de la qualité sismique sous les sels du Messinien, un plateau continental pas très développé, une tranche d'eau importante pouvant atteindre 2800 m, l'absence de données de puits et un système pétrolier non encore prouvé. Situé sur la bordure méridionale de la Méditerranée Occidentale, l'offshore algérien est constitué du bassin d'Alboran à l'Ouest, et du bassin Algéro-provençal, au Centre et à l'Est. L'exploration de l'offshore algérien a débuté à la fin des années 60 par des levés gravimétriques et magnétométriques et de l'acquisition sismique 2D. Par la suite, au cours des années 70, un forage profond Habibas-1 (HBB-1) et deux core drills Arzew-1 (ARZ-1) et Alger-1 (ALG-1) ont été forés dans l'offshore algérien. L'exploration a été relancée ces deux dernières décennies par l'acquisition de plus 14000 km de sismique 2D et 5000 km² de sismique 3D. La sismique 2D acquise entre 2000 et 2011 est de bonne qualité, mais se dégrade là où les évaporites du Messinien subissent une tectonique intense et là où l'on observe de l'halocinèse. La sismique 3D quant à elle est de très bonne qualité, elle présente une très bonne résolution et une amélioration de l'imagerie pour les événements géologiques profonds et cela suite à l'utilisation des techniques de traitement sismique qui se focalisent sur l'atténuation des bruits et des multiples. Le traitement en profondeur a aidé à identifier des objectifs pour l'exploration incluant les pièges structuraux (anticlinaux, blocs faillés) et stratigraphiques (récifs, chenaux, lentilles gréseuses, biseaux) qui peuvent avoir un timing favorable pour être alimenté par les niveaux roches mères du Miocène. L'interprétation de la sismique existante a aussi permis d'identifier des sous-bassins, Béjaia-Jijel à l'Est, Mostaganem à Ouest et Habibas à l'extrême Ouest présentant des épaisseurs sédimentaires importantes d'âges Mio-Plio-Quaternaire pouvant générer et piéger des hydrocarbures.

Mots clés : Offshore Algérien, Miocène, Bassin Profond, Algéro-Provençal.

1. Introduction

L'offshore algérien est situé sur la bordure méridionale de la Méditerranée occidentale et s'étend d'Est en Ouest sur 1200 km de côte. Il est bordé à l'Ouest par le bassin d'Alboran et au Nord par le bassin Liguro-Provençal. Géologiquement, il est limité au Nord par les chaînes bétiques avec à l'Est leur prolongement baléaire et au Sud par les chaînes des Maghrebides. La zone s'étend du plateau continental pas très développé

au bassin profond, avec une tranche d'eau pouvant atteindre 2800 m. Les défis de l'exploration dans l'offshore algérien sont importants s'agissant d'un domaine frontière affecté par une tectonique intense et des structures géologiques complexes. De plus, nous noterons la présence d'une couche de sels d'âge Messinien caractérisée par des épaisseurs variables et des fluages importants. L'intérêt pétrolier de ce

bassin reste entier, du fait de la présence de réservoirs gréseux et carbonatés, L'observation d'indices d'hydrocarbures (flats spots, bright spots, cheminées de gaz....) pourraient susciter un intérêt pétrolier. Les découvertes importantes de gaz biogéniques dans les formations Miocènes en Méditerranée orientale, offshore Egypte et offshore Chypre rehausse l'intérêt de l'offshore algérien. Mais du fait qu'il existe peu de données de puits dans ce bassin et que le système pétrolier n'est pas encore prouvé, nous pouvons toujours le considérer comme un domaine sous-exploré.

subdivisée en plusieurs bassins : le bassin d'Alboran, le bassin Algéro-provençal, le Golf de Valence, la Mer Ligure, et le bassin Tyrrhénien (Rosebaum et al, 2002). Elle est située sur la zone de convergence des plaques tectoniques Africaine et Européenne. La tectonique extensive de ces bassins était contemporaine de l'orogénèse des chaînes de montagnes adjacentes, des Rif Betic Cordillere, les Maghrebides du Nord de l'Afrique et la Sicile, les Apennins et les Alpes (Auzendes et al, 1970).

1.1. Situation et contexte tectonique régional

L'offshore algérien constitue le bassin Sud de la Méditerranée Occidentale. Cette dernière (Fig 1) est

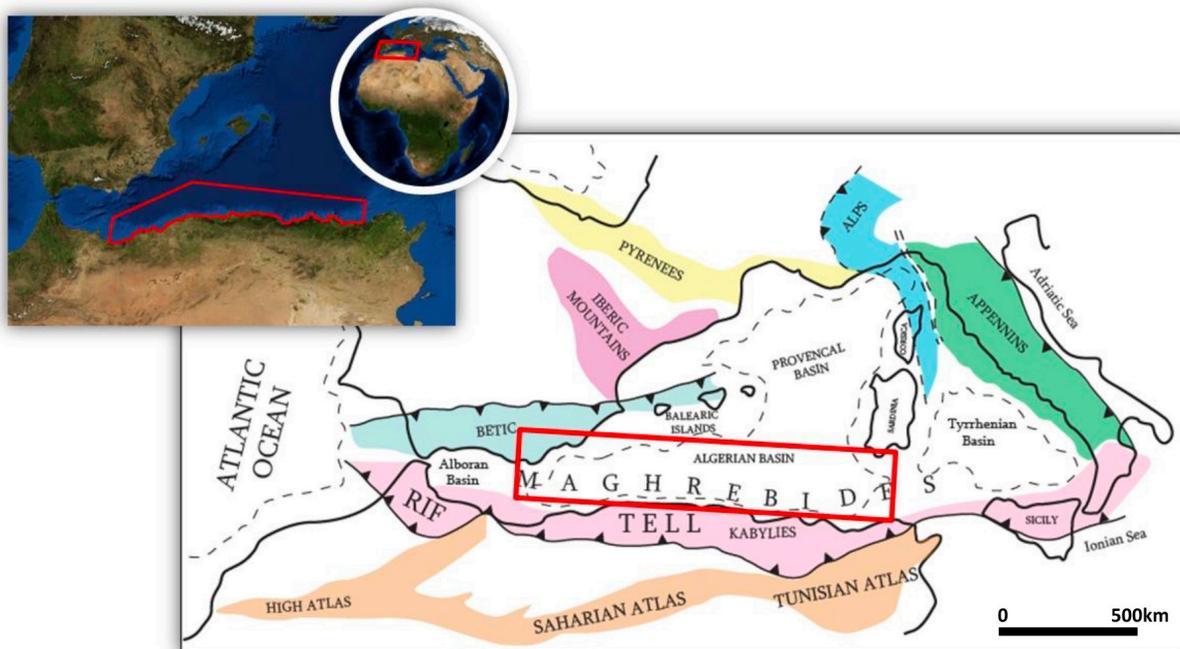


Fig.1 : Cadre structural de la mer méditerranéenne occidentale

2. Stratigraphie et systèmes pétroliers

La série sédimentaire (Fig 2) est constituée essentiellement de dépôts Mésozoïques. Les principaux niveaux réservoirs reconnus dans l'offshore algérien sont :

- Les carbonates de l'Oligo-Miocène.
- Les grès profonds du Miocène et du Pliocène Inférieur traversés par le forage HBB-1 avec des porosités pouvant atteindre 15% (Anadarko, 2002).

- Les turbidites du Pliocène.

Les résultats géochimiques du forage HBB-1 ainsi que les modélisations de bassins faites sur l’offshore algérien ont montré la possibilité d’existence de deux scénarii quant à la présence d’un potentiel pétrolier.

2.1. Roches mères

Roche mère Oligo-Miocène

- Scénario thermogénique: En début de phase à huile dans la partie orientale, et en pleine phase à huile dans la partie occidentale, dans le bassin de Habibas (Addoum et al, 2004).
- Scénario biogénique: Phase à gaz.

Roche mère Miocène moyen Langhien-Serravalien

- Scénario thermogénique: début de phase à huile dans le bassin de Habibas.
- Scénario biogénique: Phase à gaz Roche mère Miocène supérieure Messinienne.
- Scénario thermogénique: Immature.
- Scénario biogénique: Phase à gaz.

Roche mère Pliocène

- Scénario thermogénique: Immature.
- Scénario biogénique: Phase à gaz.

La couverture est assurée par les évaporites du Messinien ainsi que les niveaux argileux et marneux du Mio-Pliocène (Benabdelmoumen, 2002).

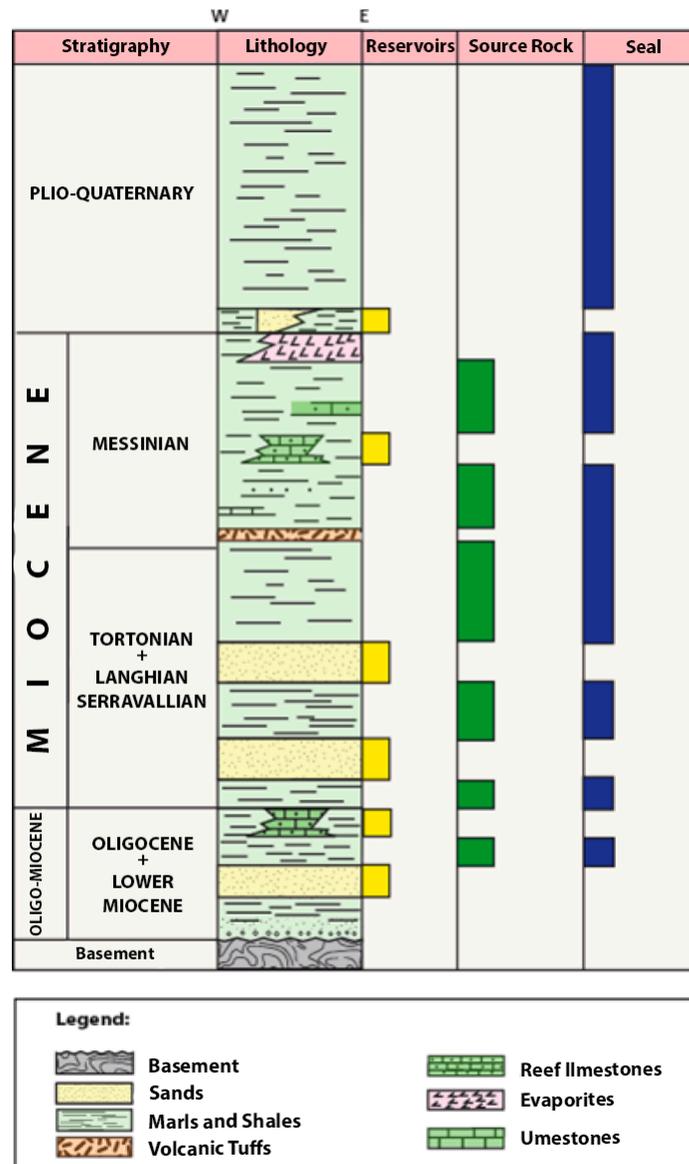


Fig.2 : Stratigraphie et Systèmes pétroliers du Bassin offshore algérien

3. Historique des travaux d'exploration

L'offshore algérien a connu plusieurs campagnes d'acquisition sismiques (Fig 3). La première a eu lieu entre 1968 et 1970 dans les baies d'Alger, Skikda, Béjaia, Annaba et d'Arzew. La deuxième campagne, réalisée en 1973 (73SH), est la plus importante de par son extension et son volume et a couvert l'ensemble des bassins profonds de l'offshore algérien. En 1976, le bassin d'Alboran Sud Oriental a connu une acquisition sismique de semi détail, suivie en 1977 par une autre acquisition sismique de reconnaissance dans la partie orientale de l'offshore algérien (d'Alger à la frontière Tunisienne), toutes les deux ont été réalisées par la société de services géophysiques Western. L'exploration de l'offshore algérien a repris au cours des années 2000 et 2002 par l'acquisition de 9003 Km de sismique 2D. Cette campagne a été réalisée par la société Western Geco et a couvert tout l'offshore algérien, de l'extrême Est à l'extrême Ouest. Cependant, la maille sismique

étant encore trop lâche, cela a nécessité l'acquisition de 5000 Km de sismique 2D supplémentaire pour réduire la maille. Ce programme a été réalisé en 2011 par la société chinoise BGP et a consisté en l'acquisition de 3000 Km de sismique 2D entre Bejaia et Annaba et 2000 Km entre Mostaganem et Ténès. Les deux campagnes de sismique 2D ainsi réalisées par Western Geco et BGP restent les meilleures acquisitions 2D jamais réalisées dans l'offshore algérien du point de vue qualité sismique. Après l'interprétation sismique et l'établissement de cartes structurales, des prospects et leads ont été identifiés, leur confirmation et leur précision ont nécessité la réalisation de la première campagne sismique 3D en Offshore Algérien. Elle a eu lieu en 2013 avec un volume de 5022 km², 4077 km² au large de Béjaia et 945 km² au large d'Oran. Un forage profond (HBB-1) et deux core-drill (ARZ-1 & ALG-1) ont été forés respectivement au niveau du plateau marginal du bassin de Habibas et sur le plateau continental du bassin algéro-provençal.

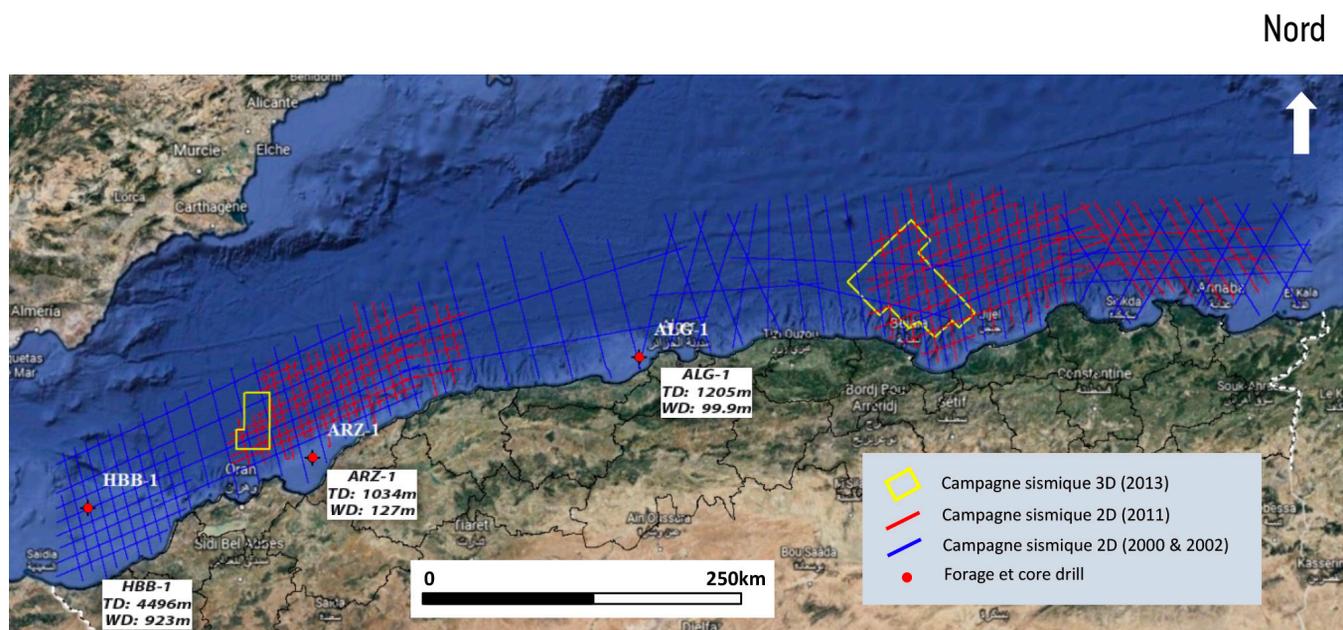


Fig.3 : Plan de base sismique et forages

4. Défis de l'exploration du bassin profond algérien

Les défis de l'exploration de l'offshore algérien profond sont importants, et incluent :

- Des épaisseurs et lithologies variables de la couche évaporitique du Messin (Fig. 4). Les observations montrent une tectonique complexe incluant des failles.

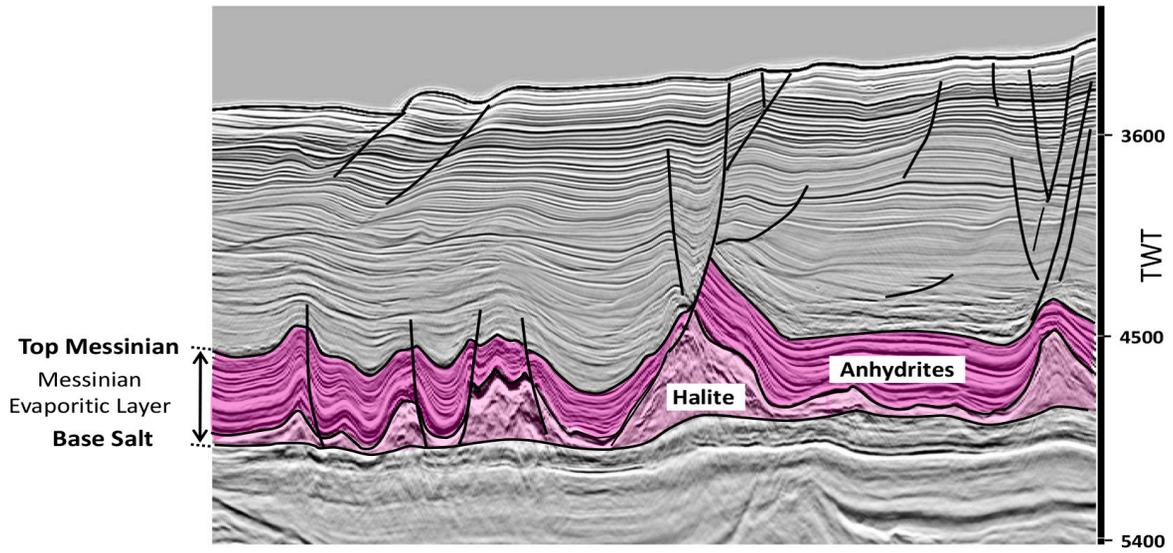


Fig.4 : Déformation complexe de la couche évaporitique du messinien

- Des évènements tectoniques infra-salifères profonds et complexes (Fig. 5), exemple, blocs faillés, plissements et couches parfois fortement inclinées (Khennaf et al, 2013).

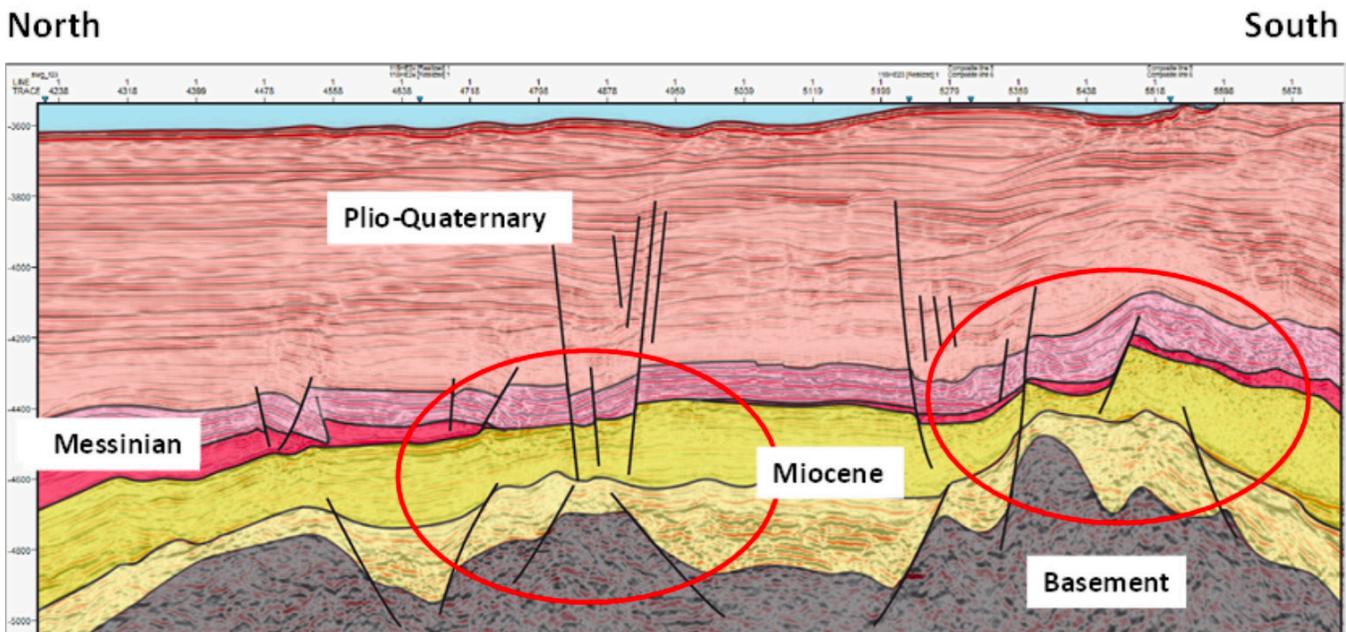


Fig.5 : Evènements tectoniques infra-salifères complexes

- Une amélioration de l'imagerie sismique (Fig. 6) en appliquant des séquences de traitement qui se focalisent sur l'atténuation des multiples (du fond marin, multiples diffractés et multiples internes) ainsi que des bruits.

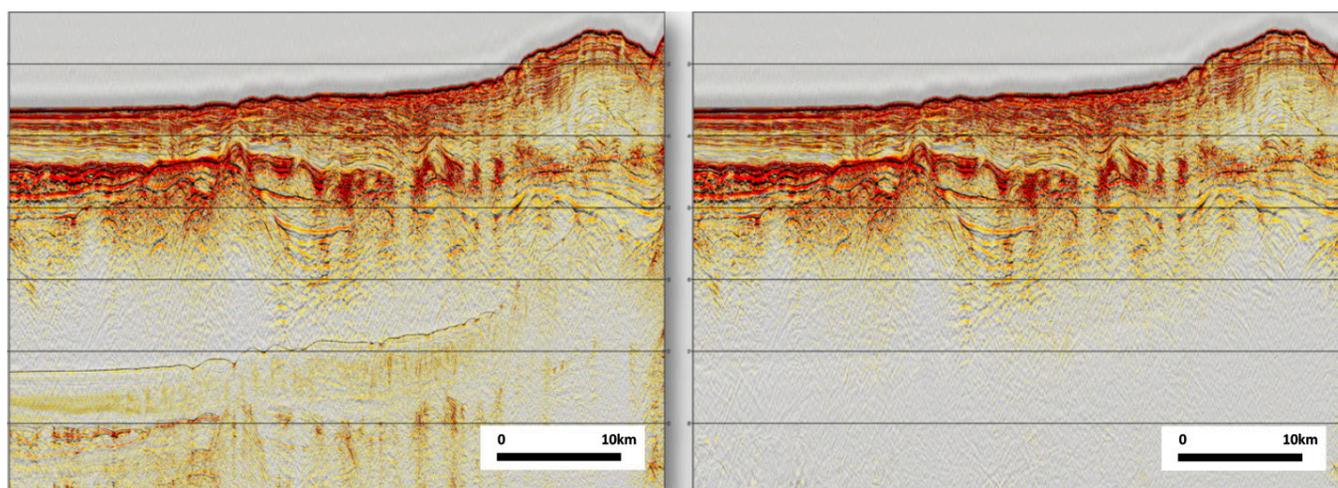


Fig.6 : Exemple de profil sismique avant et après atténuation des multiples et des bruits

- Un plateau continental réduit (15-35m) entrecoupé par des canyons sous-marins, un bassin profond avec des tranches d’eau importantes pouvant atteindre 2800 m (Fig.7).

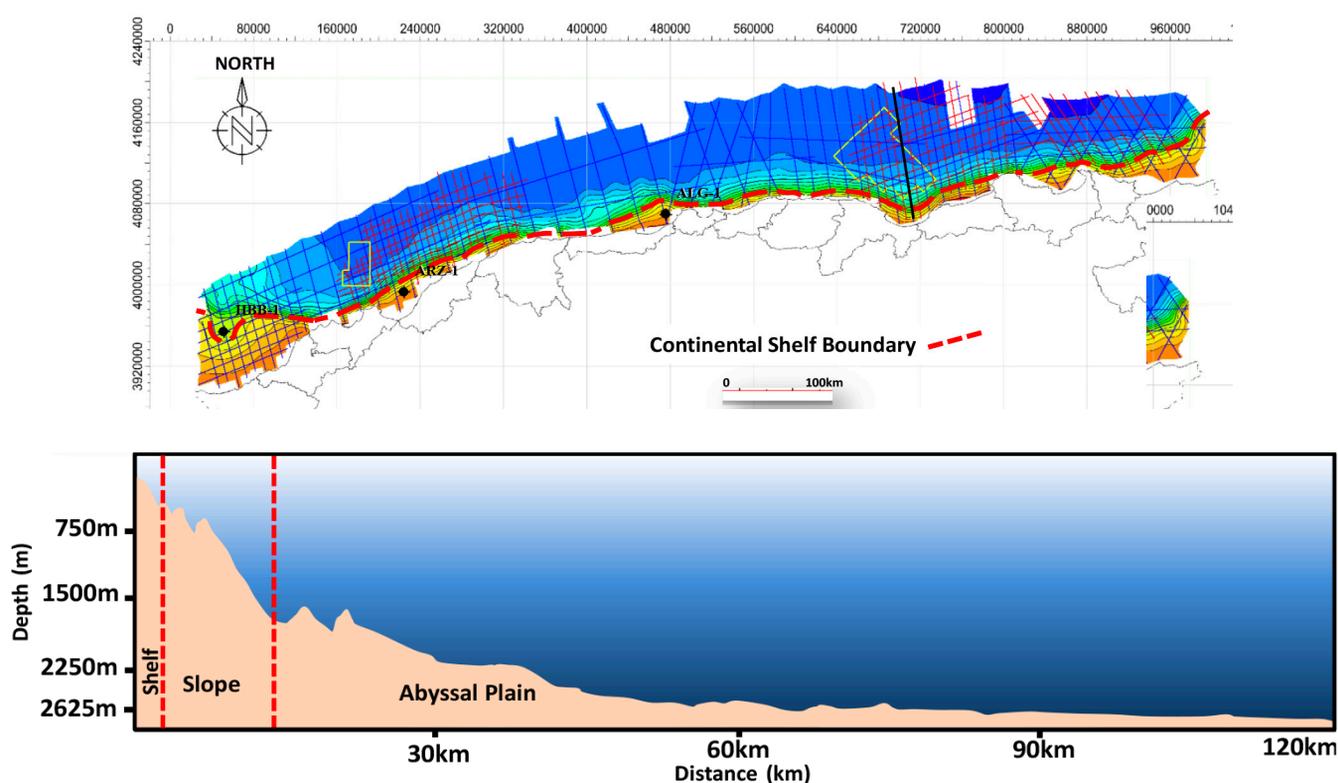


Fig.7 : Bathymétrie et morphologie du fond marin dans l’offshore algérien

5. Perspectives pétrolières des séries anté Messiniennes de l'offshore algérien

Toute la sismique acquise entre les années 2000 et 2013 a été interprétée pour rehausser le potentiel pétrolier des séries anté-Messiniennes de l'offshore algérien. La qualité de la sismique varie de moyenne à bonne, elle se dégrade là où la tectonique salifère du Messinien est intense. La carte structurale du socle acoustique montre quatre sous-bassins (Fig.8). D'Est en Ouest nous avons :

- Le sous-bassin de Béjaïa-Bougaroune.
- Le sous-bassin d'Alger.
- Le sous-bassin de Mostaganem-Ténès.
- Le bassin de Habibas.

La profondeur maximum du socle acoustique observée sur la carte structurale de celui-ci est de 8500 m (tranche d'eau incluse) au niveau du sous bassin de Béjaïa-Bougaroune. Nous noterons aussi que ces sous-bassins sont bordés par des failles de directions NE-SW, NW-SE et E-W. Ces failles contrôlent la sédimentation avec des rejets importants situées près de la marge (Khennaf et al., 2005).

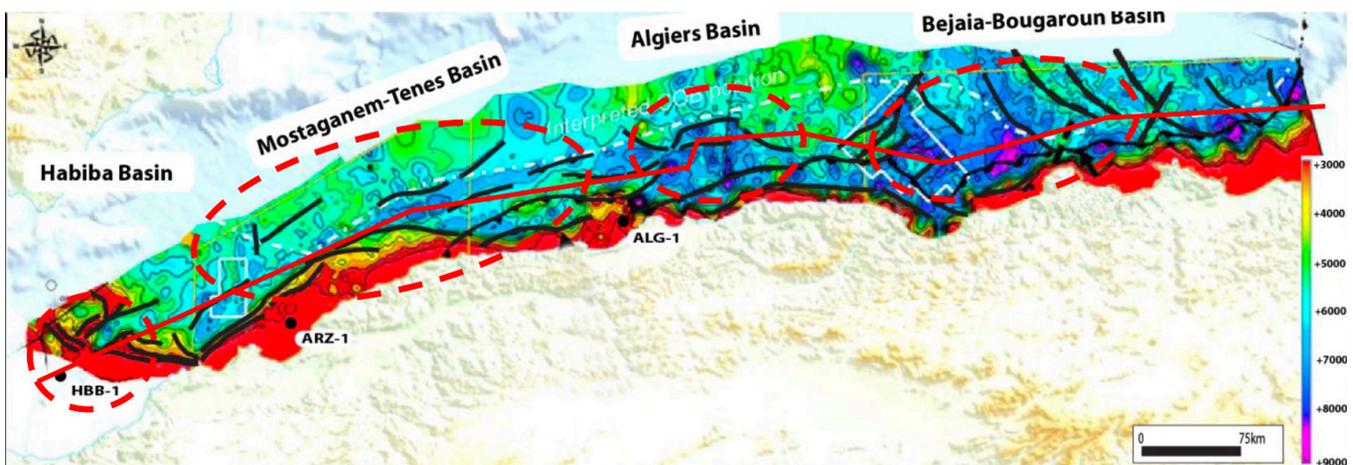


Fig.8 : Carte structurale du socle acoustique

La carte en isopaques de la série sédimentaire Oligo-Mio-Pliocène fait ressortir les quatre sous-bassins décrits précédemment. Ils peuvent être des lieux propices à la présence et la maturation des roches mères dans les séries syn-rift de l'Oligo-Miocène (Fig.9).

Le bassin le plus important en épaisseur est celui de Béjaïa-Bougaroune avec une colonne sédimentaire pouvant dépasser les 6000 m (Schettino et al, 2006).

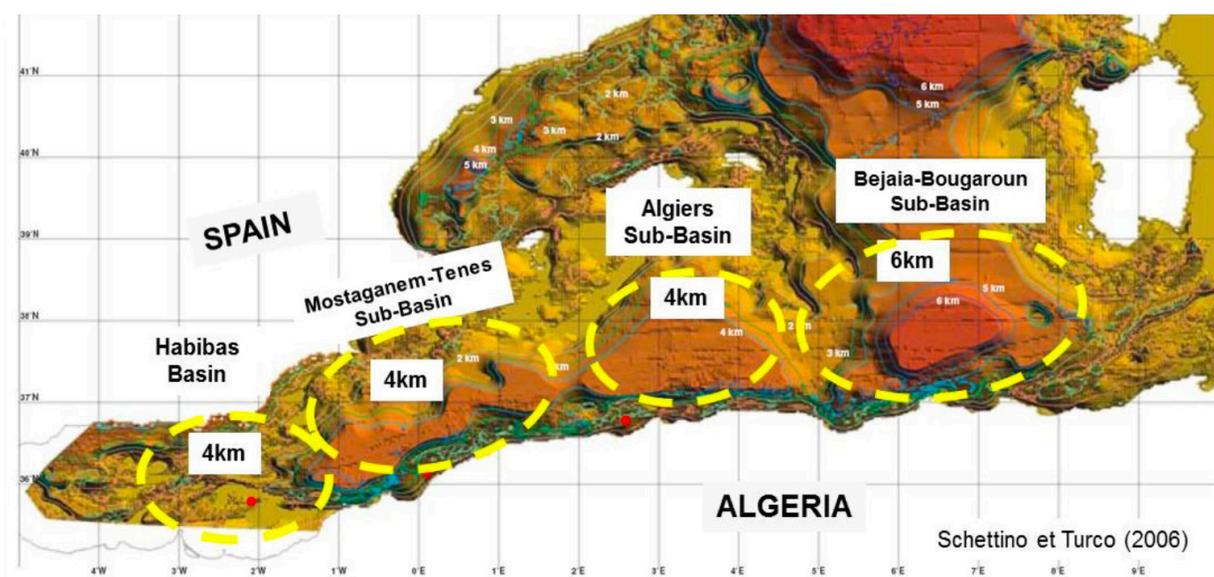


Fig.9 : Carte en isopaques de la série sédimentaire oligo-mio-pliocène

Un nombre important de prospectes et leads ont été cartographiés, pour les objectifs pré-messiniens (Fig.10). Les plus importants sont situés dans le

bassin profond, où la bathymétrie dépasse 1500 m (Abderrahim et al, 2005).

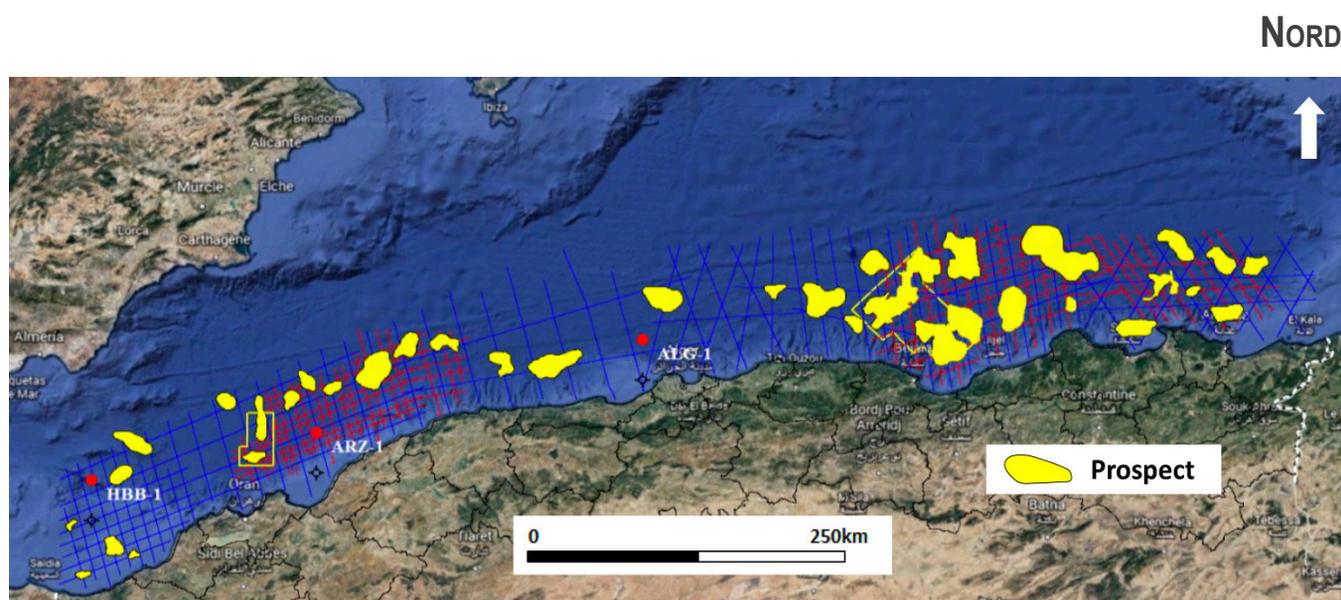


Fig.10 : Carte des prospectes pour les objectifs pré-messiniens

Les pièges associés à ces prospects et leads sont de différents types (Fig.11):

- Anticlinaux et blocs faillés du Mio-Pliocène.
- Pièges stratigraphiques et mixtes.
- Plateformes carbonatées.

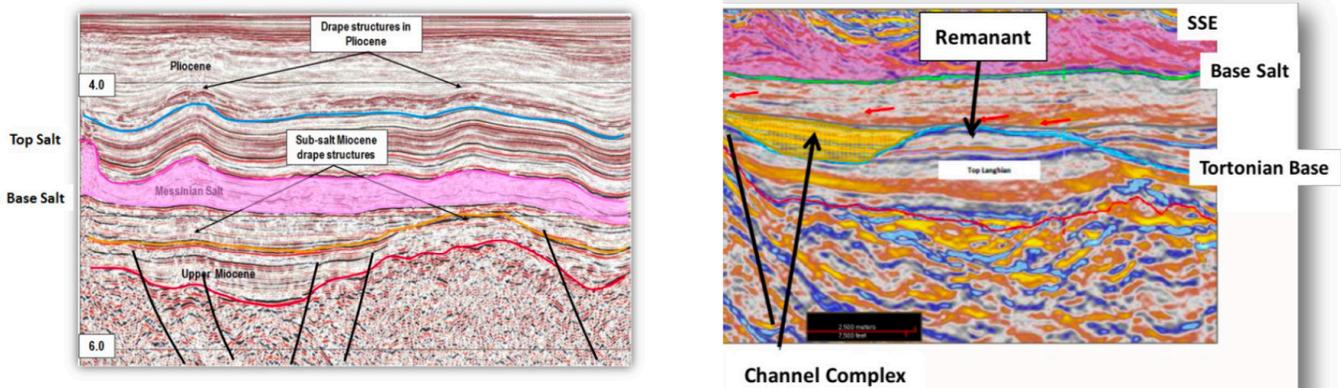


Fig.11 : Exemples de pièges (structuraux et stratigraphiques) dans l’offshore algérien

L’existence d’un système pétrolier et d’une éventuelle génération d’hydrocarbures peut se matérialiser par la présence de DHI « Direct Hydrocarbon Indicators », parmi lesquels nous pouvons citer les cheminées de gaz ainsi que les flat et bright spots. Ces derniers sont relativement évidents sur certaines sections sismiques

de l’offshore algérien (Fig. 12). Des anomalies d’amplitude identiques (flat et bright spots) ont été observées en offshore Chypre dans le bassin du Levant où le potentiel pétrolier est prouvé (Khennaf et al., 2013).

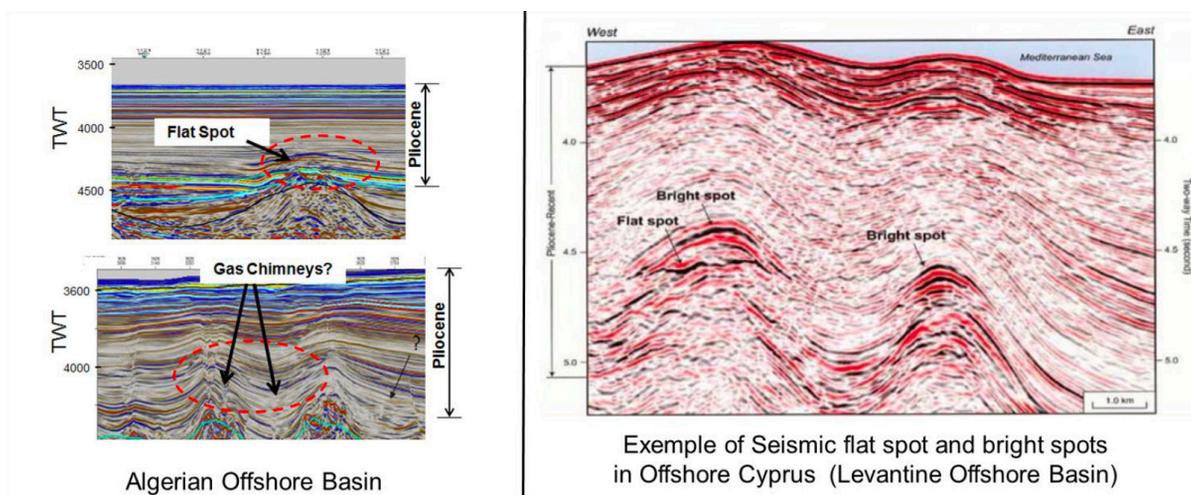


Fig.12 : Exemples d’Indices direct d’hydrocarbures DHI dans l’offshore algérien

6. Conclusion

L'offshore algérien est un domaine complexe et sous exploré, on peut le classer comme zone « frontière », avec seulement un forage profond et deux core-drills réalisés sur le plateau continental. Les défis de son exploration sont importants, ils impliquent l'utilisation et la maîtrise de technologies pointues, spécifiques à l'ultra-deep offshore catégorie dans laquelle est classifié l'offshore algérien. Ces technologies nous permettront de pallier au manque de calibration par les données de puits et de surmonter l'obstacle que constitue l'importante tranche d'eau qui peut atteindre 2700 m. Avec tous ces défis, l'effort de l'exploration a augmenté ces deux dernières décennies avec l'acquisition de plus de 14000 km de sismique 2D et plus de 5000 km² de sismique 3D. Les techniques d'acquisition et de traitement sismiques ont beaucoup évolué ces dernières années, ce qui a permis d'améliorer l'imagerie sismique surtout en profondeur ciblant les objectifs infra-salifères du Miocène. De nouveaux programmes sismiques 2D et 3D et un forage sont nécessaires afin de cerner et prouver le potentiel pétrolier de ce vaste domaine Offshore et ainsi de réduire le risque exploratoire. Les importantes découvertes de gaz biogéniques réalisées en Méditerranée orientale de l'offshore Egyptien en 2015 et de l'offshore de Chypre en 2019 dans les réservoirs carbonatés et gréseux du Miocène ont rehaussé l'intérêt pétrolier de toute la Méditerranée.

Références bibliographiques

- Abderrahim.A, Ghaffar.A et al, (2005), Synthèse sur l'Offshore Algérien, Rapport Interne Sonatrach.
- Addoum B, Benabdelmoumene et al, (2004), Les systèmes pétroliers de l'offshore algérien", SGP5- CRD.
- Anadarko Algeria Corporation, (2002), Hydrocarbon potential in Western Algerian Offshore, Rapport Interne Sonatrach.
- Auzende J-M et Pautot G, (1970), La marge continentale algérienne et le phénomène de subsidence : exemple du Golf de Bougie, C.R.Acad.Sc.Paris.
- Benabdelmoumen M.S., Khennaf N et al, (2002), Les perspectives pétrolières de l'offshore algérien, marge Orientale", Geoplore IAP.
- Khennaf N., Addoum B. et al, (2005), The Petroleum Interest of the Algerian Offshore Domain, Conference EAGE Alger.
- Khennaf N. et Laddada A., (2013), Available data and petroleum interest of the Algerian Offshore basin", 11th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna OMC Italie.
- Khennaf N. et Benabdelmoumen M.S, (2013), Subsurface interpretation and pre-messinien deposits prospectivity of the Algerian Offshore basin", SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, Aberdeen, United Kingdom.
- Rosenbaum, G., Lister, G. et al, (2002), Reconstruction of the tectonic evolution of the western Mediterranean since the Oligocene, Journal of the Virtual Explore.

Application of deconvolution approach for well test interpretation (case study of Rhourde Enouss field)

Author: BENAIDA Ammar

Organism: SONATRACH DP Rhourde- Enouss

Email:Amar.Benaida@sonatrach.dz

Abstract

Well testing is a fundamental step for the proper characterisation of the different types of reservoirs. For achieving more representative information about these latter, it is mandatory to interpret properly the data gained from well testing. Deconvolution is not a new method of interpretation, but a new tool for treating pressure and flow data in order to improve and obtain good quality data to interpret. The deconvolution transforms variable rate pressure constant initial sampling with a period equal to the total duration of the test and returns directly derived from corresponding pressure, normalized to a unit rate. This derivative is therefore free of distortions due to the calculation algorithm derived from pressure and historical errors introduced by incomplete or truncated rate. After finishing the process, we get lot of points and benefits as detecting late time of interpretation easily, connectivity and boundaries are detected on the convolution process and didn't detect on conventional process, applying deconvolution on well test of tight is efficient because it corrects erroneous data; plus a reduction on costs going from 10% on normal tests to 70% on special tests; and this is another benefit classified as economic to the other engineering benefits. Rhourd-Enouss region has a tight reservoir of condensate gas, quartzite of hamra, we are programming a lot of DST for new wells, and operations of potential test for wells they are already producing, we choose seventeen wells, we interpreted the data without applying deconvolution, and we repeated the process but after applying deconvolution.

Keywords : Deconvolution, Costs, Well Testing, Boundaries.

1. Introduction

Recently, the deconvolution has received much attention following the publication of a stable algorithm; it is not a new method of interpretation, but a new tool for treating pressure data and flow in order to obtain more pressure data to interpret. The deconvolution transformed variable rate pressure rate constant initial sampling with a period equal to the total duration of the test and returns directly derived from corresponding pressure, normalized to a unit rate. This derivative is therefore free of distortions due to the calculation algorithm derived from pressure and historical errors introduced by incomplete or truncated rate.

1.1. The Deconvolution

In interpretation of our well test, we pass by three times, early time, middle time, and late times. But practically, the late time is the enigma of researches because in this late time, we define the boundaries, which is an important task for us, to define fault, distance, leaky or not, and the distance. In 2000, researchers introduced "deconvolution" by a first algorithm to treat the signal of the pressure, after that a second one to treat the flow, by the years new algorithms appeared which were very developed.

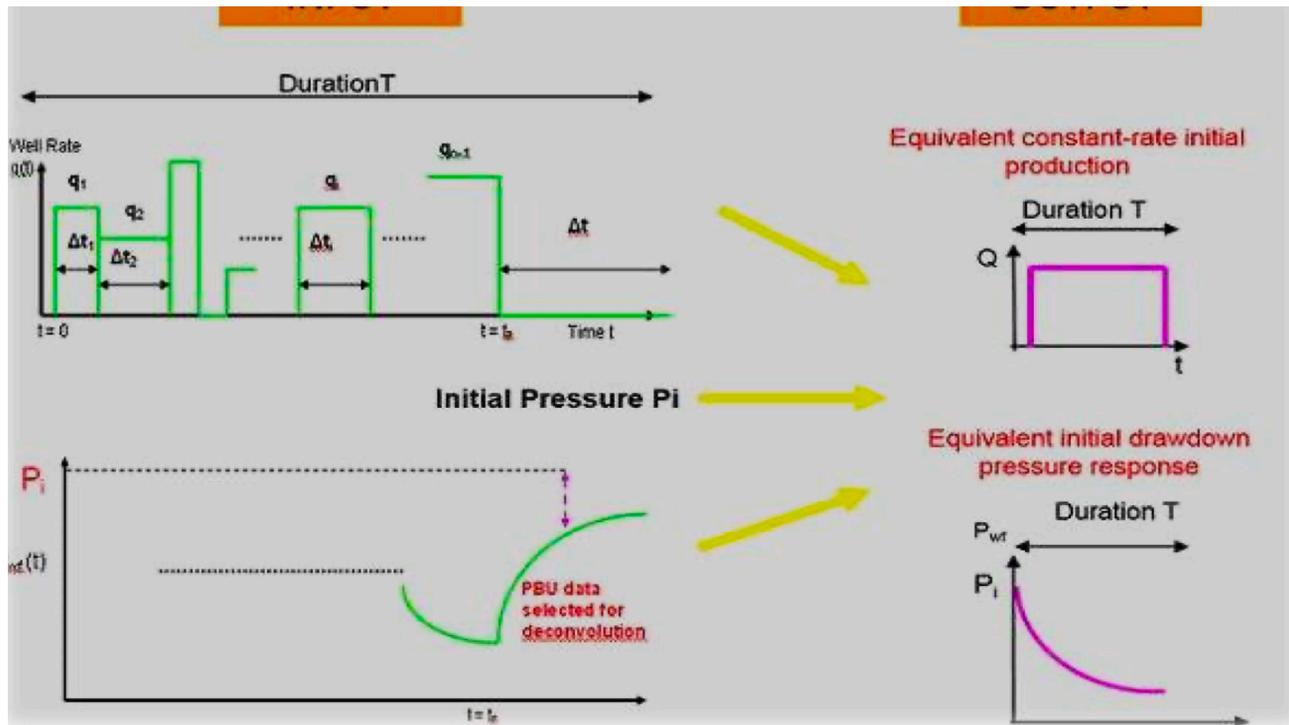


Fig.1 : An outline of the followed algorithm

The fig -1- describes the algorithms by details, it's clear that this technic is about signal treatment, when the process change pressure to an equivalent pressure data and change rate to proper data.



Fig.2 : Illustration of loss of production time

Late time: the conventional tests need a long last build up to reach the boundaries, this task puts pressure on costs because of the long shut in and the plus charges in the cost of the operation. As we see on fig -2-, the last build-up occurred 30 days, we lose 30 days of production (this well produces $Q_{oil}=154.8m^3/day$ and

$Q_{gas}=160707 m^3/day$) plus more costs from company of services, all that for applying the conventional interpretation. But with applying the deconvolution, we found that with a short test, we did a real job and we detected all faults (fig -3-) in less shut-in (72 hours of build-up).

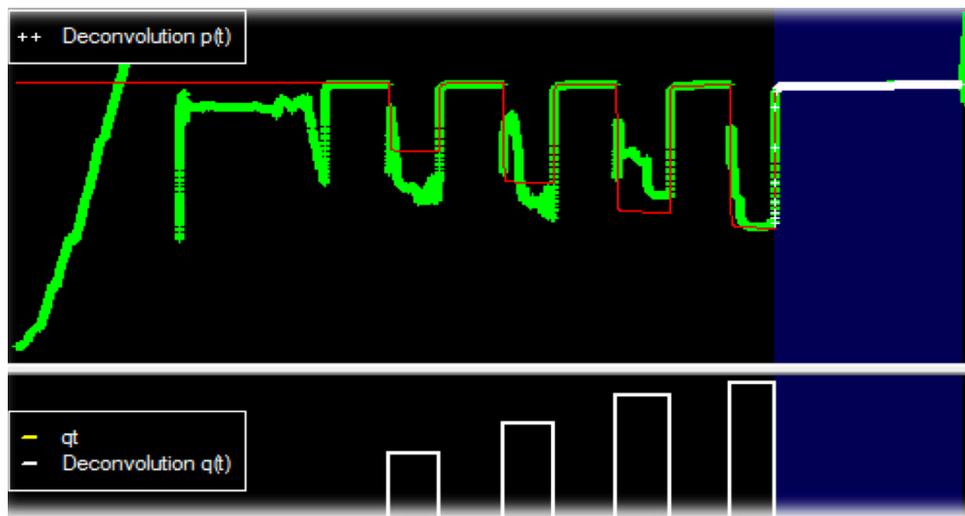


Fig.3 : Variation of the production rate after applying the deconvolution approach

We approved our results after comparison with seismic maps, permeability of core analysis, and pressure on the field, these comparisons validate our results after

deconvolution data for that we choose the right model and the right result.

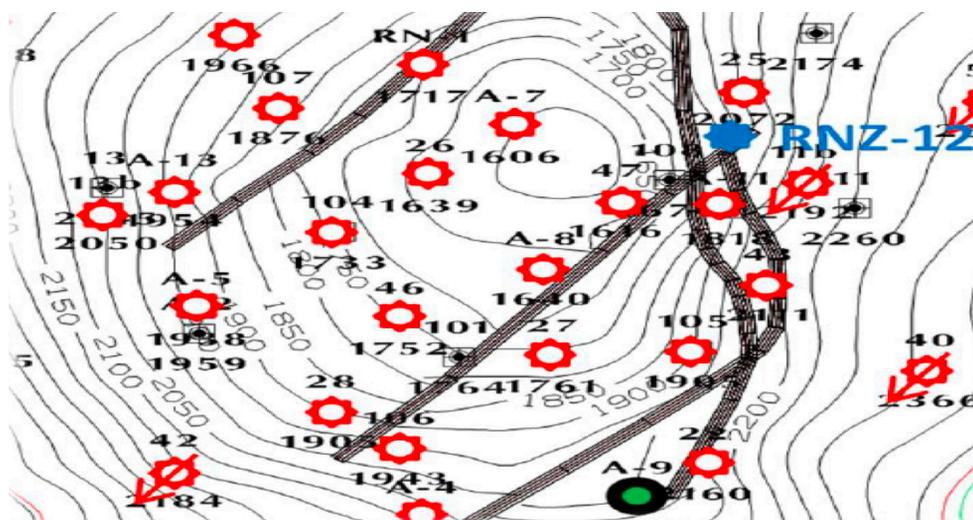


Fig.4 : Illustration of the wells' distribution

From fig.4 we confirmed the same distance between the well and the faults as our interpretation did, and the most important thing that all these advantages in less shut in time.

2. Comparison

Here we compare the deconvolution with conventional interpretation on all sides: from the early time to boundaries to costs. Deconvolution does the best task

in less time. Deconvolution gives us the opportunity to detect all faults plus the real skin and the realistic results and reservoir model. Deconvolution reduces costs of operation:

Tool	Price Unit	Special Long One		The Normal One		The New One	
Chef Operateur DST	879,81	32	28153,92	11	9677,91	10	8798,1
Operateur DST	796,96	32	25502,72	11	8766,56	10	7969,6
Specialiste Jauge	804,84	32	25754,88	11	8853,24	10	8048,4
Packer de Test	114,59	783	89723,97	232	26584,88	208	23834,72
Safety Joint	28,68	783	22456,44	232	6653,76	208	5965,44
Jar Hydraulique	23,6	783	18478,8	232	5475,2	208	4908,4
Gauge Carrier	43,35	783	33943,05	232	10057,2	208	9016,8
Vanne de Test Pression Annulaire Hold Open	98,78	783	77344,74	232	22916,96	208	20546,24
Vanne de Circulation	30,73	783	24061,59	232	7129,36	208	6391,84
Vanne de Test du Tubing	11,05	783	8652,15	232	2563,6	208	2298,4
Repture Disc RD	28,4	783	22237,2	232	6588,8	208	5907,2
Slip Joint	27,93	783	21869,19	232	6479,76	208	5809,44
Atelier Mobile	0	783	0	232	0	208	0
Jauge de P ET T	94,52	783	74009,16	232	21928,64	208	19660,16
Total			472187,81		143675,87		129155,14

Fig.4a : Evaluation of the cost related to the application of the conventional and the new approaches

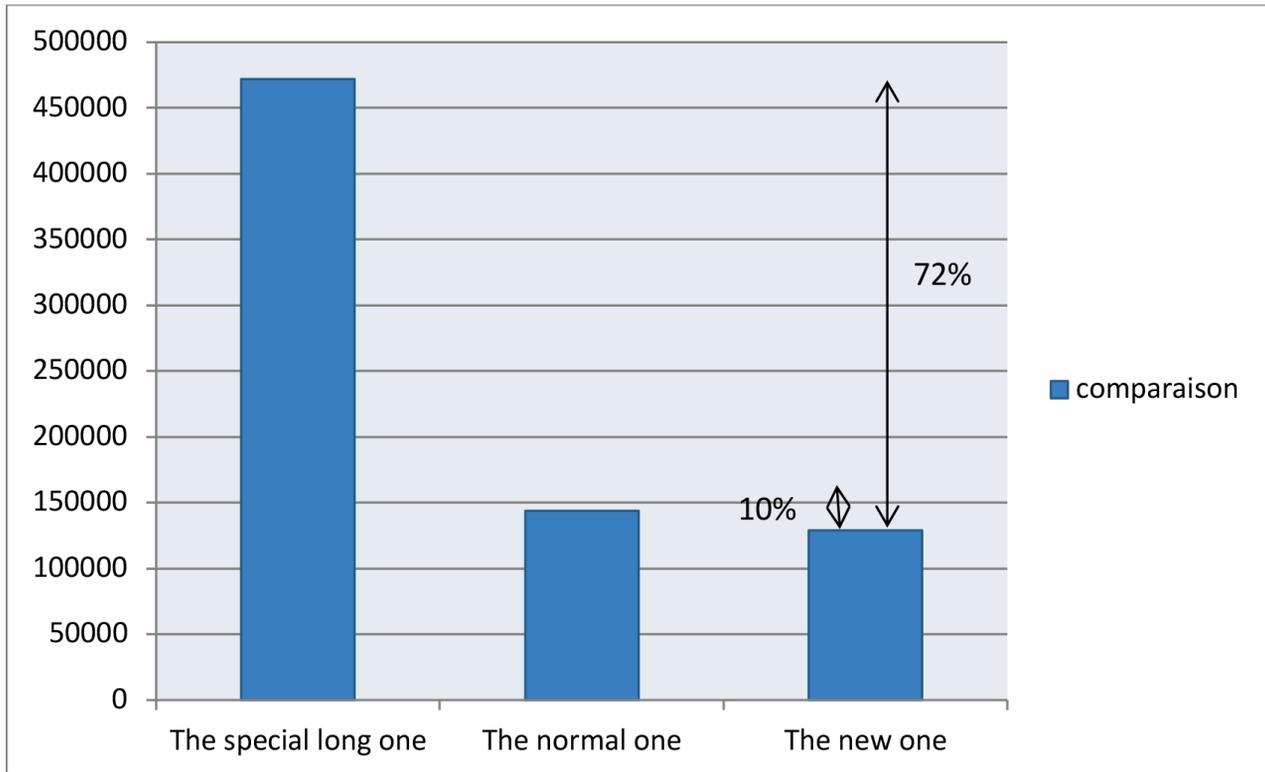


Fig.4b : Evaluation of the cost related to the application of the conventional and the new approaches

Fig 4a and fig 4b describe the cost of the conventional two tests plus the new proposed one; we use the special long one especially for detecting the late time on the response but this one needs a long shut in, the second test is the normal one but with the weakness of don't show the late time, the third one is the new design with the condition of applying the deconvolution, this one reduces the cost by 72% from the first one and 10% from the second one. "Deconvolution is a sort of "improved" derivative and it improves the understanding of the pressure transient response. Since it is developed over a longer time interval, deconvolution will bring more constraints and as a result will help reduce non-uniqueness and minimize the range of possible values." "Deconvolution helps to give technical evidence to increase the connected volume, refine initial pressure

and even shorten the shut-in period. On one occasion, we showed that deconvolution could help to reduce shut-in time by more than 70% and provide technical evidence to increase the connected hydrocarbon volume by more than 30%." "And when you already have the data, it is free to use! Most likely, you will get much more value out of your data and with a lower cost. On some occasions, you could even reduce the shut-in duration by some few days, with some big impact on operations. (Given about half million dollars rig cost...)" "Deconvolution is a sort of "improved" derivative and it improves the understanding of the pressure transient response. Since it is developed over a longer time interval, deconvolution will bring more constraints and as a result will help reduce non-uniqueness and minimize the range of possible values."

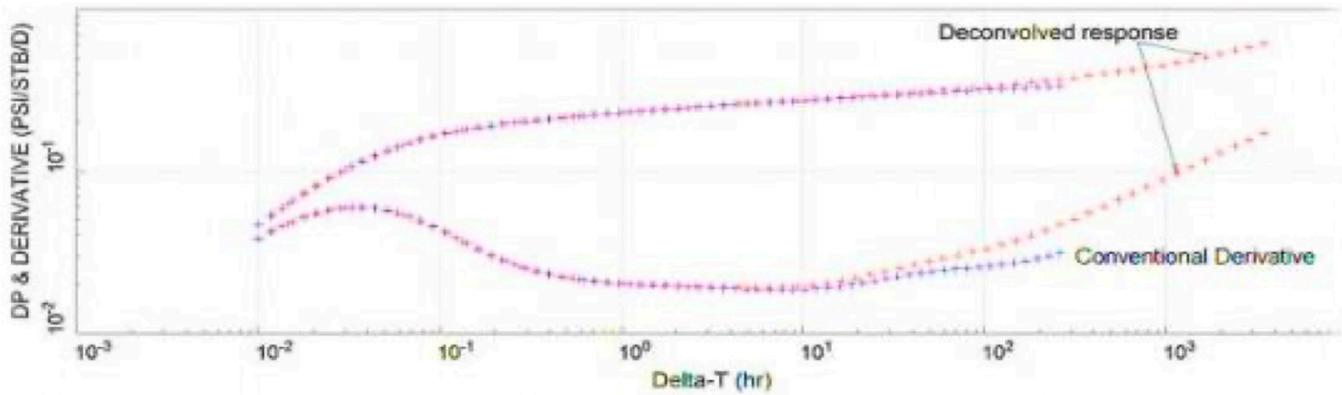


Fig.5 : The responses gained from deconvolution and conventional derivative

From fig-5- we see the response from deconvolution and a response from conventional derivative and we see clearly the difference between the two technics,

when deconvolution reaches the late time zone and conventional response didn't.

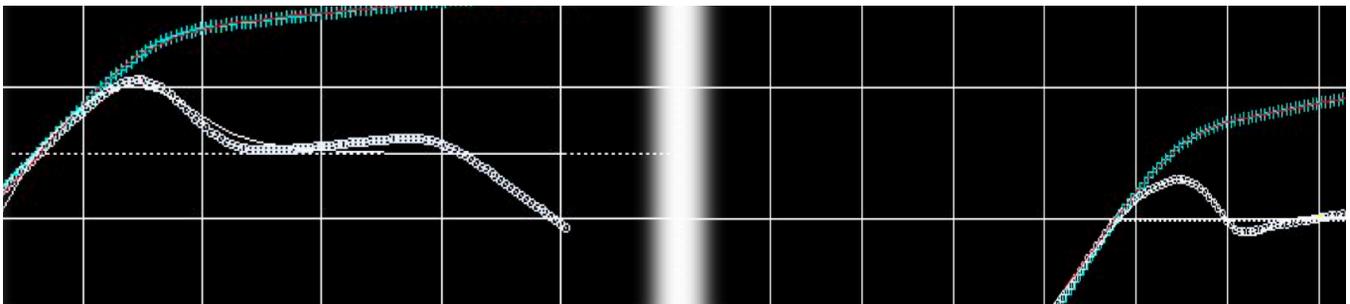


Fig-6a-b : Comparison between the responses gained from deconvolution and conventional derivative

Fig -6a- and fig -6b- are responses from different wells describe and confirm what we said above from the difference as it's appeared to view clear derivative and easy to interpret because all times are there. Which is

not the case in conventional derivative on fig -7- for a buildup of 36 hours, difficult for the interpretation, fig -8- is the same buildup after applying the deconvolution.

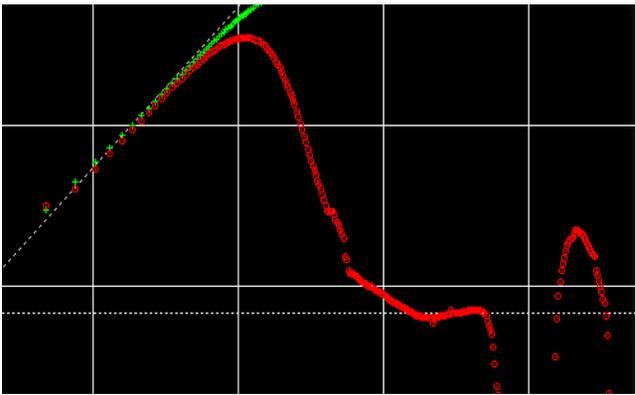


Fig.7 : The response before applying the deconvolution

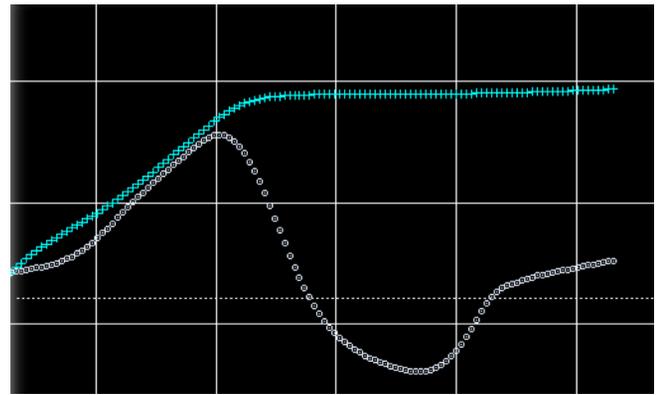


Fig.8 : The response after applying the deconvolution

3. The proposed design

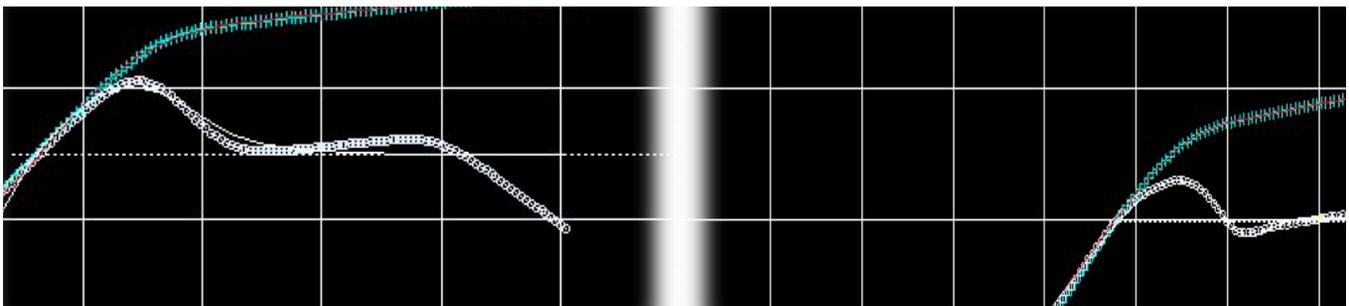


Fig.9 : The results after applying the deconvolution for tight reservoir wells

After the long process of operations and data interpretations for more than 17 wells; we arrived to a new optimum design conditioned by the deconvolution,

this one is the most economic and the most reliable for the engineering.

5. Conclusion

- From above comparison and from what we applied here in Rhourde Enouss region; we found the deconvolution reduces lot of costs.
- The cost can be reduced by 10% for the normal operation and by 72% for the special operation.
- The deconvolution shows the late time properly.
- Boundaries detected rightly.
- We adopted the new design and results are great.
- We recommend that all tests should be interpreted after applying deconvolution.
- For our tight reservoir wells the new design (fig-9-) and the deconvolution applied gave good results.

Bibliographical references

- New approach for modeling the diffusivity of gas in "tight gas», Practical Case of Hamra Quartzite Area RhourdeNouss Authors: El Mehdi Habib- BENAIDA Ammar - Hocine HARHAD and Ahmed KHELLAF. JST 10. November 2015.
- SPE-102079-PA: From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis.
- SPE-113323-MS: Application of Deconvolution and Decline-Curve Analysis Methods for Transient Pressure Analysis.
- IPTC-13394-MS: Pressure-Pressure Deconvolution Analysis of Multi-Well Interference and Interval Pressure Transient Tests.
- OTC-22183-MS: Integration of Numerical Well Testing and Deconvolution Algorithm for Analyzing Permanent Down-hole Gauge (PDG) Data.
- SPE-100993-MS: Well Test Analysis in Gas Condensate Reservoirs: Theory and Practice.
- SPE-113888-MS: Evaluation of confidence intervals in well test interpretation results.
- SPE-121949-MS: Multi-Well Deconvolution Algorithm for the Diagnostic, Analysis of Transient Pressure With Interference From Permanent Down-hole Gauges (PDG).

Sweet spots identification in unconventional shale gas reservoirs using seismic and well-logs data. Application to the Barnett shale (USA)

Auteurs : Sid-Ali Ouadfeul, Enseignant Chercheur, Algerian Petroleum Institute.
Leila Aliouane, Enseignante Chercheur, Laboratoire Physique de la terre,
Université M'Hamed Bouguara, Boumerdes.

Abstract

Here, we present a case study of sweet spots discrimination of the Barnett shale gas reservoir located in the Ft Worth basin (USA) using seismic and well-logs data. Chaos and the ANT-Tracking seismic attributes are used for natural fractures system identification from seismic data, the map of the Poisson's ratio obtained from the upscaling of well-logs data of a horizontal well is able to provide an information about the drilling direction which is usually in the minimum horizontal stress profile, the map of the Poisson ratio can provide also an information about hardness of the source rock. The set of well logs data is used for geomechanical and petrophysical discrimination of the sweet spots, after discrimination the identified zones are useful for reserves estimation from unconventional shale gas reservoir.

Keywords : Sweet spots; Seismic, Well-logs, Discrimination.

Résumé

Ici, nous présentons un cas d'étude de l'identification des sweet spots dans le réservoir Barnett Shale localisé dans le bassin du Ft Worth aux Etats Unis par utilisation des données sismiques et de diagraphies. Les attributs Chaos et ANT-Tracking sont utilisés pour l'identification du réseau de fractures naturelles à partir des données sismiques. La carte du coefficient de Poisson obtenue à partir du upscaling des données de diagraphies d'un puits horizontal est capable de fournir une information pour diriger les forages horizontaux qui est généralement dans la direction de la contrainte minimale. Cette carte peut fournir aussi une information sur la dureté de la roche mère. Les données de diagraphies sont utilisées pour la caractérisation géomécanique et pétrophysique des sweet spots. Après identification des sweet spots, ces zones sont utilisées pour l'estimation des réserves du réservoir Barnett.

Mots clés : Sweet Spots, Sismique, Diagraphies, Discrimination.

1. Introduction

Shale gas unconventional reservoirs have becoming an important source of hydrocarbons with increasing demand of energy. It consists to extract gas from the source rock. This extraction requires high technology and advanced methods. Many techniques are proposed in the field of exploration geophysics. These techniques are focused on the geomechanical and geochemical properties of shale gas (Aliouane et al, 2014). This

paper shows a case study of sweet spots discrimination in the Lower Barnett shale gas reservoir, this field is known by its complexity and high production of natural gas (Ouadfeul and Aliouane, 2014). We start the paper by describing some principles of the geophysics of shale plays, after we show the application to a horizontal well drilled in the worth basin and we finalize the paper by results interpretation and conclusions.

by its complexity and high production of natural gas (Oudfeul and Aliouane, 2014). We start the paper by describing some principles of the geophysics of shale play. After we show the application to a horizontal well drilled in the worth basin and we finalize the paper by results interpretation and conclusions.

2. Geophysics of the shale plays

Geophysics of the shale plays is the set of methods that can be used for sweet spots discrimination, these are zones of interest that have good geochemical characteristic like high total Organic Carbon (TOC), good maturity, good petrophysical parameters like low water saturation high adsorbed gas and suitable mineralogy; whereas, good geomechanical properties represent good values of the Poisson's ratio, Young Modulus and horizontal stress that are suitable for hydraulic fracture.

3. Application to real data

In this section, we show an application to the geophysical data of the Barnett shale located in the Ft Worth basin. 3D seismic volume and the well-logs data of a horizontal well drilled in the Lower Barnett formation are used. We will start by the geological context of the area.

3.1. Geological setting

The Barnett Shale was deposited over present day North Central Texas during the late Mississippian Age in a time of marine transgression caused by the closing of the Iapetus Ocean Basin. By the end of the Pennsylvanian the Ouachita Thrust belt began encroaching into the present day to the North Texas area. The thrust belt owes its existence to the subduction of the South American plate under the North American plate. The Ouachita Thrust's emergence created the foreland basin along the front of the thrust. Early studies of the basin attributed thermal maturation of the Barnett to burial history and the thermal regimes associated with depth of burial. Explorationists began to doubt this hypothesis as more data became available. Kent Bowker (2003) formerly of Mitchell Energy/Devon proposed a different model (Bowker) suggesting the maturation process was driven by displacement of hot fluids, from east to west, associated with the Ouachita Thrust. Figure 02 shows the stratigraphic column of Mississippian and the Pennsylvanian ages, our shale gas reservoir target is the lower Barnett, the top of the reservoir is located at 6650ft (Givens and Zhao, 2014).

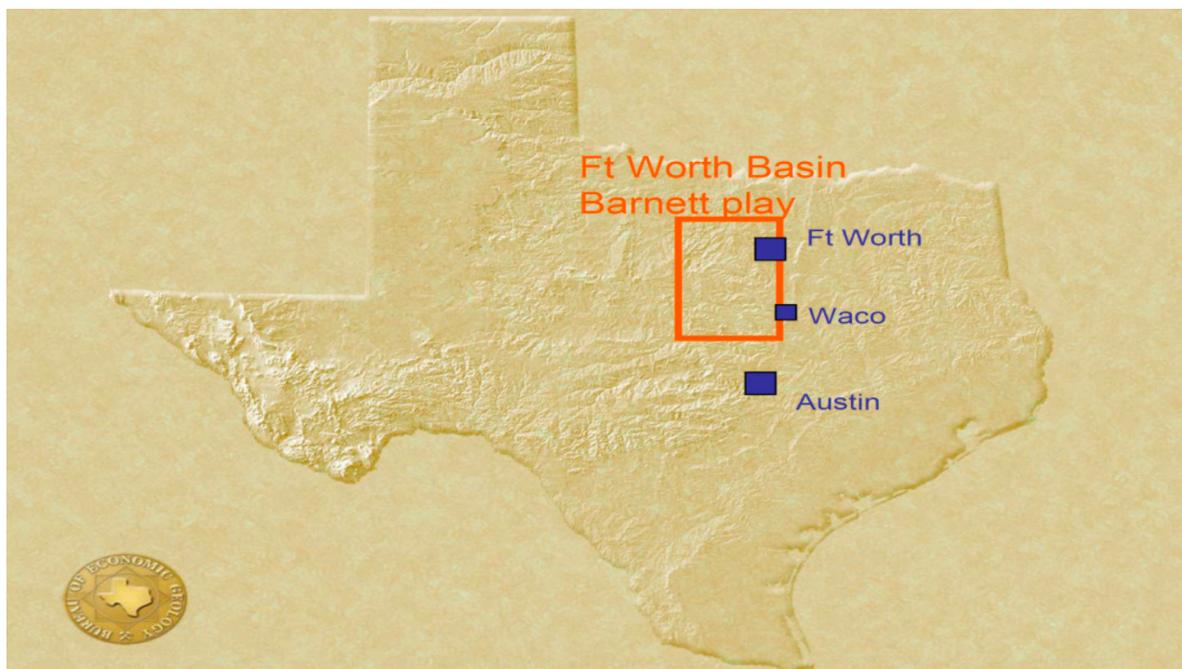


Fig.1 : Geographic location of the ft worth basin (browning and martin, 1980)

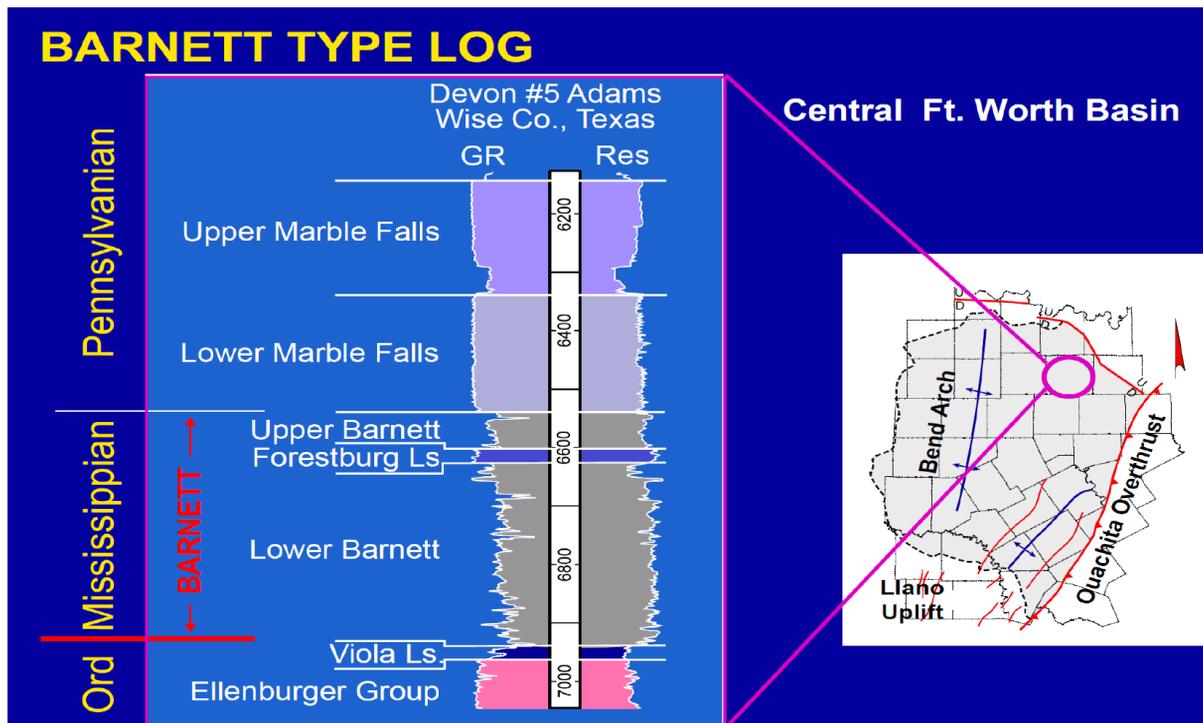


Fig.2 : Stratigraphic column of mississippian and the pennsylvanian ages (Browning and Martin, 1980)

4.2 Data analysis

In this section, we will show an application to the lower Barnett formation located in Ft Worth Basin (Texas, USA). Figure 01 shows the location of this basin and figure 02 shows the stratigraphic column of the Mississippian and the Pennsylvanian. Figure 03 shows the map of the natural fractures using the blended attributes Chaos and Ant-Traking, figure 04 is the map of the Poisson's Ratio at the top of the lower Barnett, the studied horizontal well named Hor01 is presented in red colour drilled in the lower Barnett. Figure 05 shows the recorded well-logs data in the horizontal well and the discriminated sweet spots intervals; in this case we have 08 depth intervals characterized by good geophysical properties.

5. Results interpretation and conclusion

Figure 03 shows that the dominant fractures direction is the north south; the map of the Poisson's ratio map showed in figure 04 can be used to locate areas with low ratio (hard rock). Figure 05 shows the measured and the derived well-logs data that will be used in the discrimination of the sweet spots, track 01 is the depth

in feet, and track 02 is the natural gamma ray. In this case the gamma ray baseline is 43.80 API. Track 03 shows the clay and the Quartz volumes. Track 04 is clustering using the HRA module varying from the bad to the good class. Track 05 is the dynamic Poisson's ratio (PR_Dyn), here we focus to low PR_dyn that correspond to the plastic source rock. Tracks 06 and 07 show the minimum and the maximum horizontal stresses, good sweet spots are characterized by big contrasts between the two stresses. This can help in the control of hydraulic fracture. Track 08 shows the neutron and the total porosities, neutron porosity is a good indicator of maturity. Since mature sweet spots are characterized by low neutron porosity. Track 09 is the deep resistivity (Rt), which is usually used as an indicator of the presence of hydrocarbons (high resistivity). Track 10 is the calculated permeability and the track 11 is the calculated Total Organic Carbon using the Schmoker's model (Schmoker, 1979 and 1980). The last track shows the dynamic Young modulus (YME_dyn), good sweet spots are characterized by high Young modulus which is the indicator of the degree of shale deformation after hydraulic fracture.

Geophysical methods like seismic and petrophysics are able to identify 08 zones of sweet spots that have good petrophysical, geochemical and geomechanical properties. Seismic attributes such the Ant-Tracking and Chaos are used to map natural fractures, upscaling

method is used to suggest a map of the Poisson's ratio from the well-logs data. Seismic and well-log methods have really shown their ability to help sweet spots discrimination and shale gas exploration.

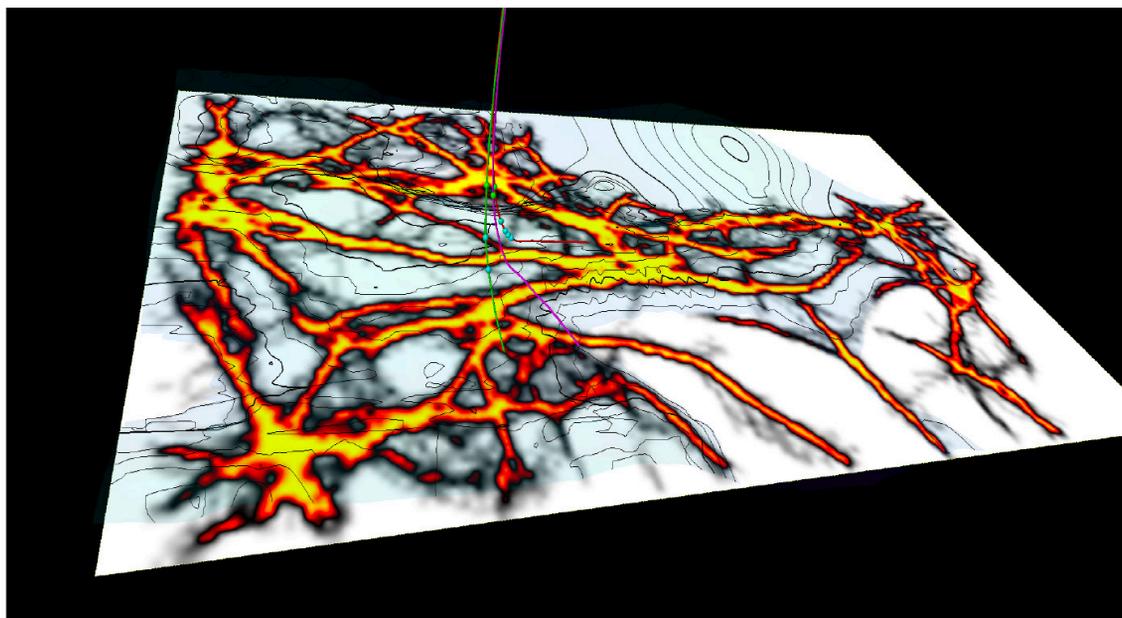


Fig.3 : Fractures network obtained using the blended attributes chaos and Ant-Traking

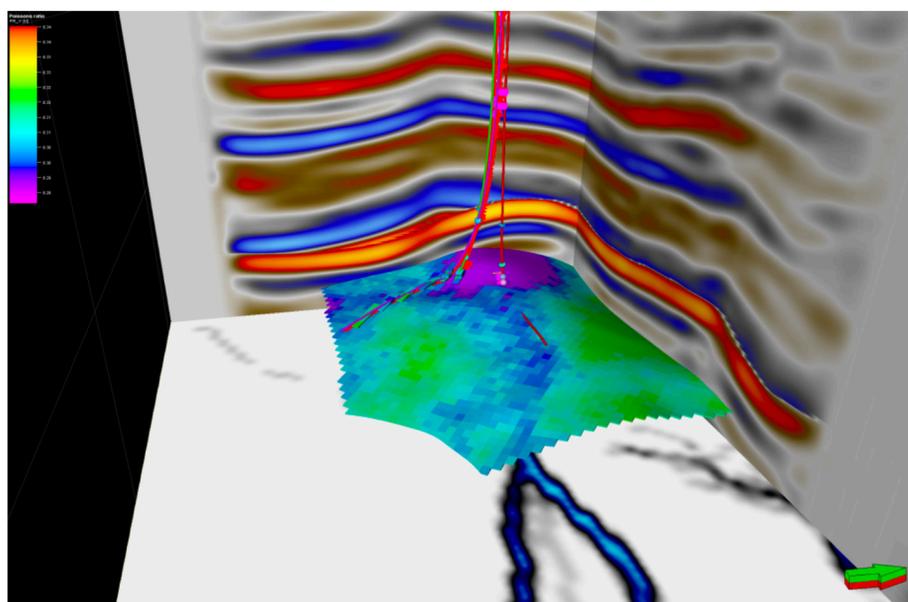


Fig.4 : Map of the poisson's ratio at the top of the lower barnett (maximum values are in orange)

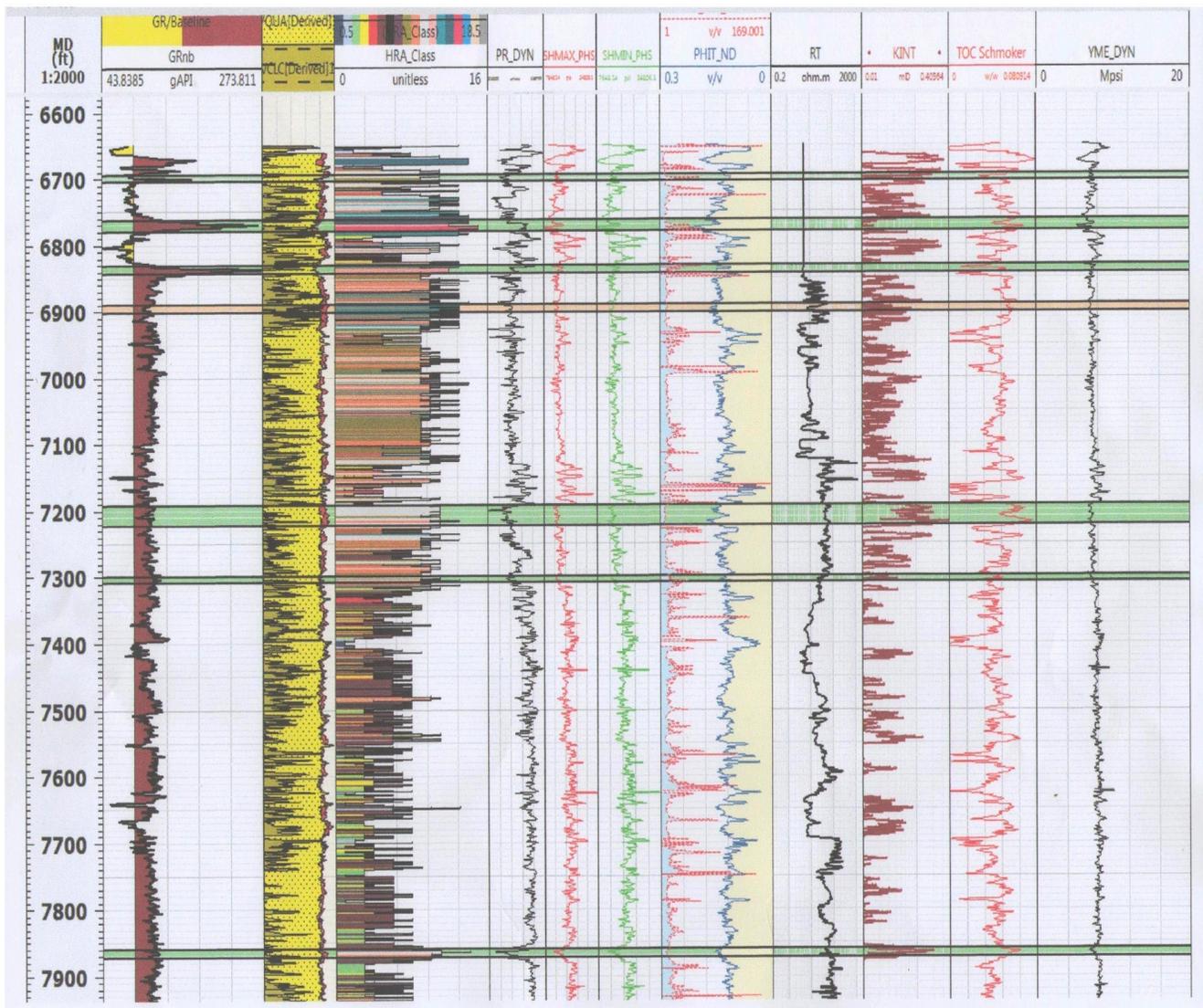


Fig.5 : Sweet spots discrimination based on the geomechanical and petrophysical parameters

Références bibliographiques

- Aliouane L., Boudella, A. and Ouadfeul, S. "Sweet spots discrimination in shale gas reservoirs using seismic and well-logs data, a case study from the Worth basin in the Barnett shale 2014: Presented in EGU 2014".
- Browning, D.W., and Martin, C.A. "Geology of North Caddo Area, Stephens County, Texas: in Martin C.A. ed., Petroleum Geology of the Fort Worth Basin and Bend Arch Area" Dallas Geological Society 1980: 315–330.
- Givens, N., Zhao, H. "The Barnett Shale: Not so Simple after all" Republic Energy 2014.
- Kent, B. "Recent Development of the Barnett Shale Play, Forth Worth Basin, West Texas" Geological Society Bulletin, 2003: 2: 6.

- Ouadfeul, S. Aliouane, L. "Shale gas reservoirs characterization using neural network 2014" Presented in EGU 2014.
- Schmoker, J. "Determination of Organic Content of Appalachian Devonian Shales from Formation-Density Logs" American Association of Petroleum Geologists Bulletin 1979: 63: 1504-1537.
- Schmoker, J. "Organic Content of Devonian Shale in Western Appalachian Basin" American Association of Petroleum Geologists Bulletin 1980: 64: 2156-2165.

Les ressources géothermiques du nord-est constantinois - étude comparative - cas de la région de Guelma et Telaghma (impact socio-économique et juridique)

Auteurs : H. SHOUT, F. BOUAICHA, Z. MERRAD Laboratoire de géologie et environnement. Université Mentouri Constantine -

Résumé

Les sources thermales en Algérie sont nombreuses et plus répandues aussi bien au Nord qu'au Sud algérien. Elles se concentrent plus dans la région Est qu'à l'Ouest. Cette région se caractérise par un gradient géothermique remarquable qui atteint 50°C/Km dans la région de Guelma (Algérie, NE) où les températures des sources varient entre 30 et 94 °C. Le présent travail consiste à comparer entre deux réservoirs d'eau dans l'Est algérien (Guelma et Telaghma). L'analyse de la classification hiérarchique en Q-mode suggère Trois (03) types d'eaux pour la région de Guelma, qui sont confirmés par l'ACP (analyse en composantes principales) et FCM (fuzzy c-means « c-moyens flous »), et deux (02) faciès hydrogéologiques identifiés pour la région de Telaghma : le premier est Sulfato-calcique (Ca – HCO₃ – SO₄) avec une salinité modérée et un autre Chloruro-sodique (Na – K – Cl) avec une salinité élevée (Bouaicha et al 2019).

Les indices de saturation minérale (IS) calculés à partir des ions majeurs indiquent que les eaux de sources sont sursaturées en minéraux carbonatés, et que tous les échantillons d'eau de sources sont sous-saturés en minéraux évaporitiques. La représentation graphique des ions majeurs en fonction des indices de saturation suggère que l'hydrogéochimie des eaux thermales souterraines est principalement contrôlée par la dissolution/précipitation de minéraux carbonatés, la dissolution de minéraux évaporites (halite et gypse) et l'échange d'ions de Ca (et/ou de Mg) par Na (Bouaicha et al 2019).

Les résultats des analyses d'isotopes stables ($\delta^{18}O$ et δ^2H) suggèrent que la recharge de ces nappes (eau thermale) provient des précipitations, qui l'alimentent à partir d'une altitude supérieure (600-1200 m) par l'intermédiaire des failles profondes et des fractures présentes dans des formations carbonatées (Saïbi 2009). Les eaux circulent à des profondeurs estimées de 4.2 Km dans la région de Guelma et à une profondeur ne dépassant pas 2 km pour la région de Teleghma où sont chauffées par un flux de chaleur hautement conducteur avant de remonter à la surface par le biais des fractures profondes ayant servis comme conduits hydrothermaux.

Il est donc retenu que ces eaux de sources thermales ont une origine météorique et que tous les échantillons sont immatures avec un fort mélange entre les eaux chaudes et les eaux peu profondes des réservoirs auxquels se rapportent les eaux thermales. L'impact socio-économique et juridique de ces ressources géothermiques est très important. La prise en charge de cet espace exige une réglementation et un suivi permanent par les autorités compétentes des régions désignées. Les textes juridiques existants sont d'une part à mettre en valeur et respectés rigoureusement. C'est dans cette optique qu'un carnet de directives est présenté dans ce travail.

Mots clés : Source Hydrothermale, Géothermomètres Chimiques, Gradient Géothermal, Telaghma, Guelma, Algérie.

1 . Introduction

L'énergie géothermique est considérée comme une alternative relativement propre, renouvelable et, offre la possibilité d'utiliser les ressources existantes de manière respectueuse de l'environnement. Ceci nous permet de nous interroger sur :

- Les mécanismes physico-chimiques régissant l'évolution des éléments chimiques dans le temps et dans l'espace.
- Les processus d'acquisition des températures en profondeur des différents points d'eau chaude dans le bassin de Guelma du point de vue structural, la relation entre la fracturation, le mode de fonctionnement du système hydrominéral en particulier les mécanismes de la circulation des eaux chaudes en profondeur et leur remontée à la surface dans la région étudiée.

La zone d'étude est située au Nord-Est de l'Algérie. L'altitude varie entre 500 m et 1000 m. Son climat est de type semi-aride avec des précipitations annuelles de 500 mm, principalement entre Novembre et Janvier. La température atmosphérique moyenne est de 15.6 ° C.

2. Cadre Géologique

D'un point de vue géologique, la zone d'étude fait partie de la zone externe de la ceinture alpine de l'Algérie orientale (Vila 1980) (Fig.1&2). Elle est constituée de formations allant du Trias au Mio-plio-quadernaire. Le Trias est caractérisé par des formations de gypse, d'argiles et de dolomite. Au Sud, on trouve une plate-forme carbonatée néritique appelée "plate-forme" qui commence du Jurassique supérieur au Sénonien représentée principalement par des calcaires néritiques (Vila 1980). Elle est recouverte par une unité géologique formée d'alternances marno-calcaires allant du Campanien au Maastrichtien et de l'Hyprésien à l'Oligocène. Au Nord, il existe une succession lithologique constituée de trois unités, à savoir, de bas en haut : (1) des nappes telliennes d'âge Crétacé-Eocène, composée de marnes, de grès et d'argiles de l'Aptien et du Priabonien, 3) de flyschs numidiens d'âge Oligocène à Burdigalien représentés par une série argilo-gréseuse recouvertes de formations continentales Mio-pliocène à quaternaire.

3. Hydrogéologie

La détermination et l'identification des aquifères et la détermination de leurs caractéristiques

hydrogéologiques permettent de reconnaître les potentialités en eaux souterraines de la province de Guelma. L'étude hydrogéologique du bassin de Guelma et de Constantine est nécessaire à la détermination des différents aquifères existants et à une bonne compréhension des différentes formations qui les constituent. La zone d'étude est une zone d'effondrement (Guelma) riche en dépôts d'âge Miocène (argiles, marnes et gypse) et Quaternaire (alluvions hétérogènes sous forme de terrasse). Ces alluvions, souvent très perméables et surtout très épais, constituent une source d'eau importante alimentée par l'infiltration des eaux de pluie et par les apports latéraux du bassin versant de Seybouse. Les infiltrations mènent les eaux de surface aux niveaux les plus profonds qui forment le siège d'un réservoir thermique très important dans la zone d'étude et les zones voisines.

4. Hydrogéochimie

L'hydrochimie est plus difficile à interpréter dans des environnements sédimentaires plus ou moins complexes tels que le domaine tellien de la zone d'étude, car les propriétés minéralogiques et chimiques des réservoirs sont très hétérogènes. Le flux de chaleur, le régime tectonique et les conditions hydrogéologiques (la profondeur d'infiltration d'eau et le temps de résidence dans le réservoir) sont spécifiques à chaque zone. Les rapports Ca/Mg montrent que la dissolution du gypse augmente la concentration en calcium et par conséquent le rapport Ca/Mg augmente. Lorsque ce rapport est supérieur à 0.5, il induit une dédolomitisation. La dédolomitisation caractérise la chimie hydrothermale de la région de Guelma et le bassin de Constantine. Ce processus serait produit par une dissolution irréversible des sulfates accompagnée d'une dissolution de la dolomie et de la précipitation de la calcite. Les températures des sources varient de 30 et 95°C pour la région de Guelma et de 30 et 51°C pour le bassin de Constantine. Trois (03) faciès hydrogéologiques sont identifiés dans le bassin de constantine qui sont comme suit : Bicarbonatés-calciques « Ca – Mg – HCO₃ », Chloruro-calcique « Ca – Mg – Cl – SO₄ » et Chloruro-sodique « Na – K – Cl » et deux (02) faciès dans la région de Guelma qui sont comme suit « Ca-HCO₃ et Ca-SO₄ » respectivement Bicarbonatés calcique et Sulfato-calcique.

5. Géothermie

Sur la base de la description des différentes unités géologiques et de l'interprétation des coupes géo-électriques et gravimétriques recueillies dans les différentes études élaborées par le CRAAG en 2004, nous avons pu identifier et localiser dans la région de Guelma les trois (03) aquifères suivants : (i) l'aquifère alluvial de l'âge Mio-plio-quadernaire; situées au centre de la zone d'étude, (ii) les couches calcaires néritiques et sénoniennes dans la région d'Héliopolis, (iii) les couches calcaires éocènes de Ras El Agba-Sellaoua Announa et les formations carbonatées de la région de Ain Larbi-Bou Hachana d'âge Yprésien, qui sont situés au Sud-Est de la zone d'étude. La zone étudiée appartient au domaine structural alpin (instable) caractérisé par de fortes activités tectoniques et sismiques entre les périodes Mésozoïque et Cénozoïque. Verdeil (1982) a regroupé les sources thermales du Nord de l'Algérie et de la Tunisie en quatre (04) zones thermales, en fonction des considérations géologiques et thermiques :

- (1) zone thermale (Oran-Relizane-Tiaret)
- (2) zone thermale (Cherchel-Ténes-Gafsa-Benghazi-Alexandria)
- (3) zone thermale (Constantine-El Kef-Maktar) et
- (4) zone thermale zone (Annaba-Tebersouk-Takrouana).

Ces sources sont situées dans des formations carbonatées dans la partie Nord-Est et dans des dolomites dans la partie Nord-Ouest (Saibi 2009).

Deux (02) principaux styles tectoniques sont identifiés dans la région de Guelma qui sont :

- La tectonique fragile dans les massifs calcaires d'âge Mésozoïque de 1000 m d'épaisseur environ, intensément karstifiés (la plate-forme carbonatée de Constantinois), qui reposent sur les roches salifères datant de l'époque triasique.
- La tectonique ductile dans les formations marneuses et marno-calcaires (nappes telliennes), formées pendant le Cénozoïque et caractérisée par deux phases tectoniques (une phase tardive de l'Eocène et du Miocène). Ces différentes phases tectoniques d'âge Cénozoïque a vu d'anciennes failles réactivées orientées NE-SW, NW-SE, E-W (Voute 1967; Wildi 1984). Selon certains auteurs (Durozoy 1960; Souag 1985; Djebbar 2005), toutes les failles et fractures de formations carbonatées datant de l'ère Mésozoïque permettent l'ascension des eaux chaudes profondes, qui constituent les principaux réservoirs géothermiques.

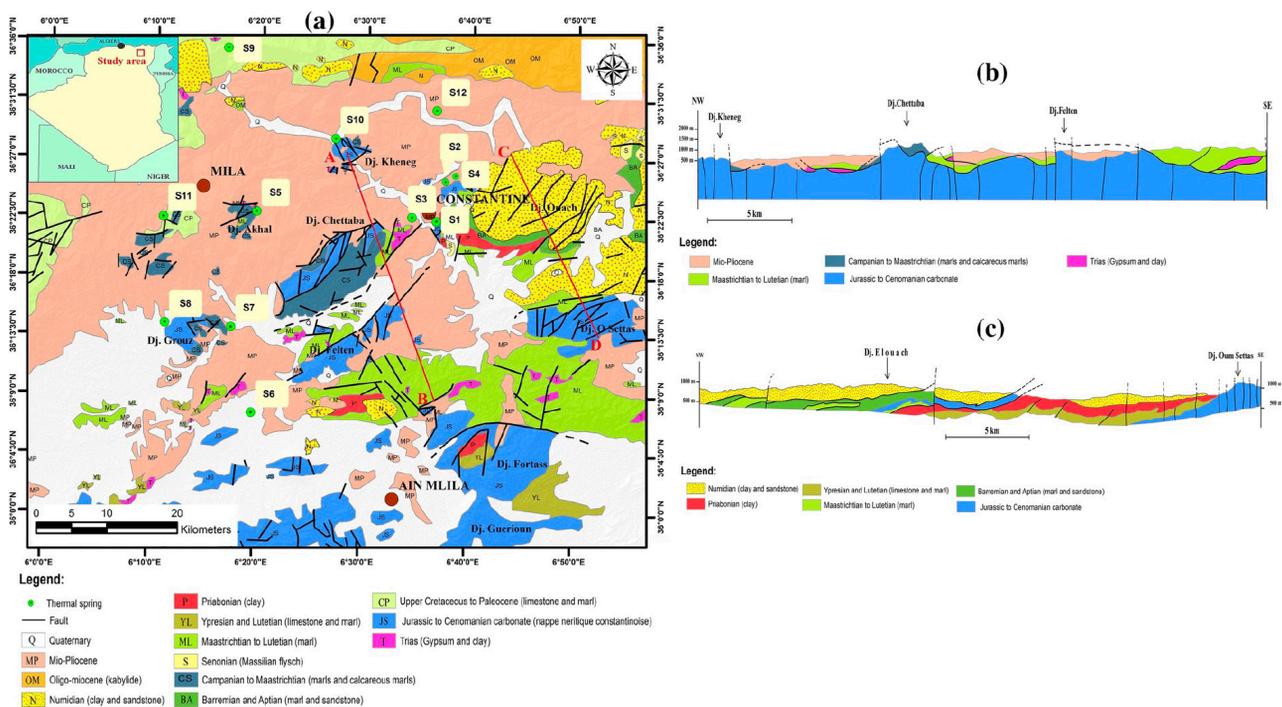


Fig.1 : Carte géologique de la zone d'étude (Vila 1980), b et c coupes géologiques à travers des profils (in Kouadra et al 2019)

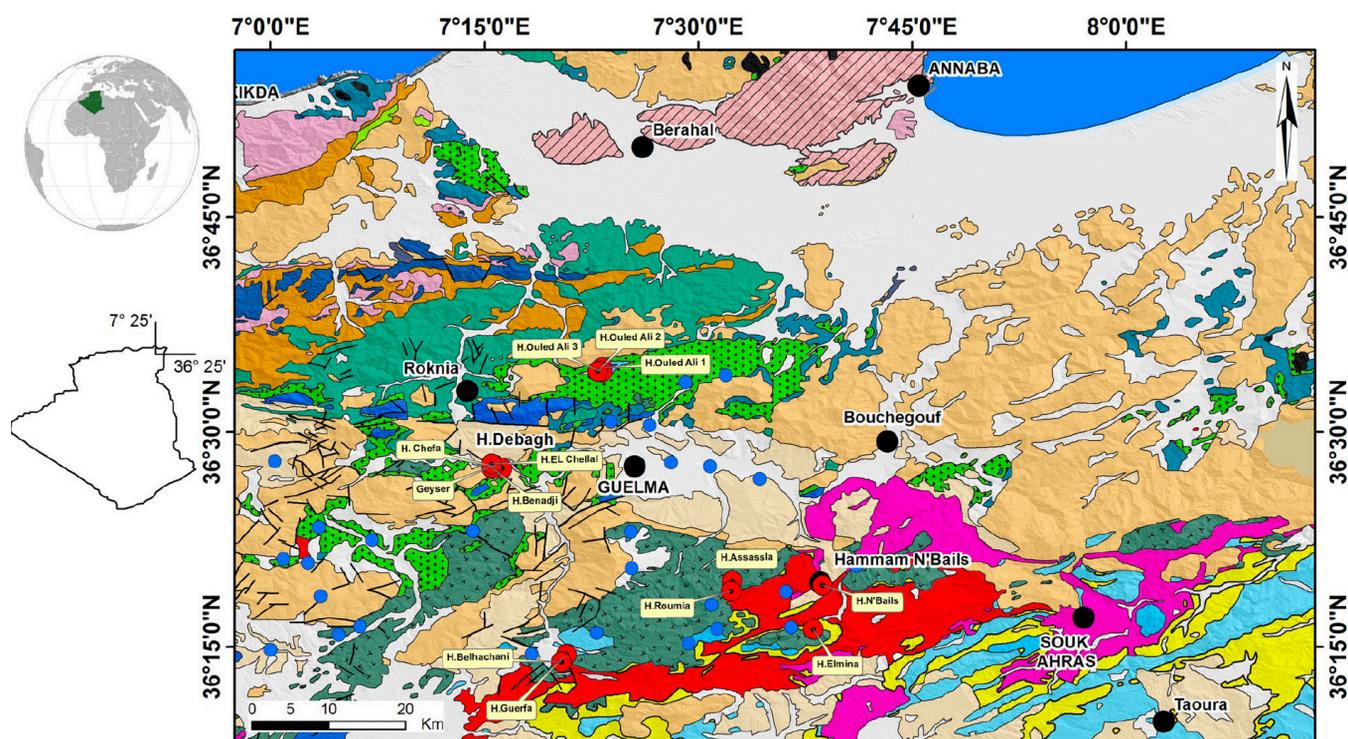


Fig.2 : Carte géologique de la région de Guelma (Vila 1980) in Bouaicha et al 2019

5.1 Géothermométrie

Le géothermomètre chimique est un outil important pour estimer les températures des réservoirs des systèmes hydrothermaux. Les géothermomètres à silice et à cations sont des géothermomètres chimiques classiques utilisés dans l'exploration géothermique. Ils sont basés sur la solubilité des minéraux et/ou des réactions d'échange (Kharaka et Mariner, 1989). Dans cette étude, les géothermomètres suivants ont été appliqués pour estimer les températures souterraines des eaux collectées dans les sources chaudes : Na – K (Truesdell 1975), Na – K (Fournier 1979), Na – K – Ca (Fournier et Truesdell 1973), K/Mg (Giggenbach 1988), Silica sans pertes de vapeur (Fournier 1977), Silica max pertes en vapeur (Fournier 1977) et Quartz (Verma 2000). Les températures dans le bassin de Constantine varient entre 34 et 200 °C (Kouadra et al 2019) par contre dans la région de Guelma, elles sont estimées entre 45 et 224 °C (Bouaicha et al 2019).

5.2. Les sources thermales de la région de Guelma

Les sources hydrothermales, dans la région de Guelma sont en relation directe avec la fracturation des massifs de la région (Fig.3). Les processus d'acquisition des températures en profondeur des différents points d'eaux chaudes dans ce bassin sont facilités par les failles et la fracturation des reliefs avoisinants, caractérisant ainsi le mode de fonctionnement du système hydrominéral, en particulier les mécanismes de circulation des eaux chaudes en profondeur et leur remontée à la surface dans la région étudiée.

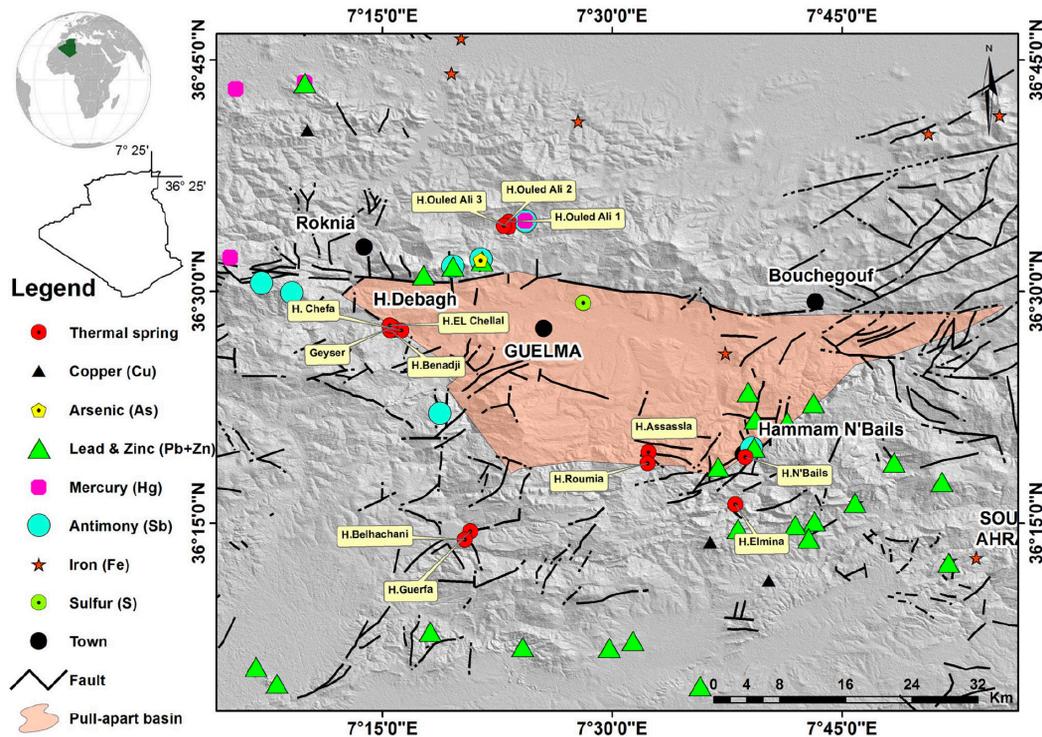


Fig.3 : Sources hydrothermales de la région de Guelma (Bouaicha et al 2019)

5.3. Les sources thermales de Hammam Ouled Ali

Les émergences se trouvent sur la rive gauche de l'Oued El Hammam au Nord de Dj. Debar dans les formations néritiques Nord-orientales. Dans le lit de l'Oued El Hammam on note la présence d'un affleurement marno-calcaires et de schistes noirs, d'âge Sénonien transgressif.

5.4. Les sources thermales de Hammam Debagh

L'ensemble des sources thermales de la région de H. Debagh émergent dans les travertins déposés par les sources thermales. Les eaux jaillissent à la faveur d'une faille N20°E, qui traverse les formations calcaires de l'Aptien et les marno-calcaires du Sénonien jusqu'au Jurassique dolomitique en profondeur.

5.5. Les sources thermales de Hammam N'Bails et El Mina

Les sources thermales de Hammam N'Bails et El Mina émergent sur la rive droite de l'Oued El Mellah. On peut

noter la présence d'un complexe gypsifère important (Trias-Crétacé supérieur) (Dib 1985), en réalité le hammam existe naturellement sous forme de griffons qui remontent en surface à la faveur d'un important accident tectonique.

5.6. Les sources thermales de Hammam Belhacheni et Guerfa

- Les sources de H. Belhacheni située à 10 km de Ain Makhoul et à 10 km de Ain El Arbi, émergent dans un terrain de travertins et de tufs Quaternaires. Ces derniers couvrent des calcaires blancs d'âge Yprésien – Lutétien inférieur. L'eau chaude sort à travers les fissures de massifs calcaires à la faveur d'une faille ou pli-faillé marquée par la présence de marnes noires et d'argiles grises à gypses parfois rougeâtre à conglomérats. Cette source est caractérisée par un régime constant durant toute l'année avec un débit de 15 l/s, les eaux sont incolores avec une odeur de soufre.

- La source de H. Guerfa sort dans des travertins et

des tufs hydrothermaux du Quaternaire avec une pente importante. Lors des séismes, l'eau sort avec une couleur rouge pendant quelques jours, ce qui indique que l'émergence se fait à travers une zone active au niveau des formations tendres de gypses à conglomérats, les eaux de cette source présentent des caractéristiques organoleptiques (sont les mêmes que celles de H. Belhacheni), le débit est de l'ordre de 11 l/s.

5.7. Les sources thermales de Hammam Assassla & El Romia

La source est émergée sur la rive de l'oued, géologiquement, ce sont des marnes noires et des calcaires massifs, de l'autre côté du massif, la source El Romia émerge à la base d'une falaise, qui fait partie du môle néritique constantinois avec un faciès carbonaté, les eaux thermales des sources (Hammam Assassla et El Romia) sont incolores et caractérisées par une odeur d'œufs pourris avec une présence d'une couche de couleur grisâtre (présence de la matière organique et du soufre), le débit calculé est de 15-20 l/s pour H. Assassla et de 20 l/s pour H. El Romia.

5.8. Les sources hydrothermales de la région de Teleghma

Les sources thermales de la région de Teleghma constantinois sont caractérisées par des températures variant entre 28 et 51°C avec des débits moins importants que ceux des sources de la région de Guelma.

6. Mixage des eaux

Lors de l'évaluation du mélange dans le système géothermique de Guelma, il est important de calculer les rapports de mélange. Ceci peut être atteint en utilisant des composants hydrochimiques. Lorsque les eaux atteignent la surface, il s'agit d'eaux mélangées, il peut être difficile de reconnaître les différents composants (composants finaux). Cela est particulièrement vrai si nous avons un rééquilibrage de l'eau-roche qui se produit après le mélange (Han et al. 2010). Pour simplifier le calcul des quantités de mélange, il est prévu que l'eau hydrothermale est un mélange de deux éléments d'extrémité, un élément de l'eau thermique et un autre de l'eau non thermique. Dans ce travail, le chlorure a été utilisé pour calculer les rapports de mélange car, à haute température, il ne participe généralement pas aux réactions chimiques. Pour estimer les taux de mélange des eaux thermales dans la région de Guelma à l'aide de la formule de Han

et al. 2010, La proportion de mélange dépend de la distance entre le centre de la source hydrothermale et l'emplacement près de la zone de faille. Dans le système géothermique de Guelma, les échantillons sont situés le long de failles profondes, ce qui peut entraîner un rapport de mélange plus élevé, l'estimation pour les deux régions Guelma et le bassin de Constantine sont respectivement est de 19% et 39%.

7. Protection et cadre juridique

Dans toutes nos études réalisées dans le domaine de la Géothermie, le problème Juridique concernant la protection, la sauvegarde et la gestion de cette ressource énergétique inestimable, est toujours soulevée. Nous nous sommes basés dans cette étude sur des textes juridiques (Législation Algérienne); Loi n°2003-10 du 19 Jomada El Oula 1424 correspondant au 19 Juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable, p.6.J.O.R.A.D.P N°43 du 20/07/2003 et du Décret exécutif n°07-69 du Aouel Safar 1428 correspondant au 19 Février 2007, p.7 J.O.R.A.D.P N°13 du 21/02/2007 fixant les conditions et les modalités d'octroi de la concession d'utilisation et d'exploitation des eaux thermales Ce sont tout d'abord des zones de protection à prévoir au niveau des émergences thermales pour garantir le maintien de ces dernières. Trois zones de protection sont à prévoir, vu la structure géologique complexe du secteur d'étude (fissuré et fracturé) ce qui a une conséquence directe sur la qualité des eaux souterraines.

7.1. Zone de protection immédiate

Cette zone doit s'étendre sur un rayon d'environ 30 m de la source. Elle doit être clôturée, l'accès sera autorisé seulement au personnel du service. Les limites de la zone de protection doivent être équipées en panneaux d'avertissement. Cette règle doit être appliquée pour chaque source thermique c'est-à-dire pour chaque émergence.

7.2. Zone de protection intermédiaire

Cette zone doit s'étendre sur un rayon de 70 à 100 m. Cette règle doit être appliquée pour chaque source. Dans cette zone il doit être interdit :

- De rejeter les eaux usées domestiques ou industrielles vers les eaux de surfaces.
- De rejeter les dépôts d'ordures ménagères ou autres.

- De passer des conduites d'huile et de gaz et stockages des matériaux inflammables.
- Les épandages d'engrais organiques d'origine humaine, animale ou industrielle.
- L'abreuvement des animaux et des bêtes domestiques.

De plus, il sera interdit d'installer et d'exercer des activités autres que celles strictement nécessaires à l'exploitation des sources.

7.3. Zone de protection éloignée

La limite de la zone de protection éloignée est conditionnée par une étude géologique et hydrogéologique plus détaillée c'est-à-dire l'origine des eaux des émergences, l'orientation du plan de la faille, profondeur, étendue, épaisseur de la nappe etc....

Dans cette zone ; les travaux susceptibles d'altérer la qualité des eaux et de diminuer leur débit et ou dévier leur cours sont interdits. (Exemple : l'ouverture et l'exploitation des carrières).

7.4. Aspects Juridiques et réglementaires

Du point de vue Juridique, trois grandes séries de textes régissent les dispositions réglementaires applicables

aux Sondages géothermiques. Il s'agit du :

- Code civil.
- Code minier.
- Code de l'environnement comprenant la mise en œuvre.

Ces textes et tout particulièrement ceux relevant du code de l'environnement servent principalement à la protection des ressources en eau. Aussi, nous avons essayé, dans la mesure du possible, d'en extraire les éléments susceptibles de comparer avec les autres textes relatifs au statut et code minier. Nous avons relevé d'énormes contradictions quant aux textes exécutoires.

8. Conclusion

Le Nord de l'Algérie se caractérise par une activité sismique et tectonique intense qui serait à l'origine de nombreuses manifestations de sources thermales en surface. Le patrimoine thermal de l'Algérie du Nord révèle des potentialités géothermiques intéressantes correspondant à plus de 240 sources thermales, dont Trente-deux (32) inventoriées au Nord-Ouest, environ une quarantaine au Centre et plus de Cent cinquante à l'Est, émergeant à des températures comprises entre 30°C et 94°C. La présence de ces sources hydrothermales est conditionnées d'une part par le relief faillé et fracturé et les processus de recharge et d'autre part, par la lithologie du sous-sol ainsi que la nature des structures géologiques régionales. La composition chimique des eaux hydrothermales dans le Nord-Est de l'Algérie est conditionnée par deux facteurs principaux qui sont la géologie structurale et la tectonique active caractérisant cette région du pays. Rajoutant à cela, la dissolution de la halite et du gypse des évaporites triasiques influençant ainsi fortement le chimisme des sources hydrothermales dans le bassin de Guelma et Constantine. L'énergie géothermique est considérée comme une alternative relativement propre et renouvelable et offre la possibilité d'utiliser les ressources existantes d'une manière qui respecte l'environnement. Cependant, le développement géothermique peut présenter certains aspects négatifs, mais s'ils sont gérés correctement et en permanence leur impact sur l'environnement peut être minime.

Bibliographie

- Bouaicha, F., Dib, H., Bouteraa, O. et al. 2019. Geochemical assessment, mixing behavior and environmental impact of thermal waters in the Guelma geothermal system, Algeria. Acta Geochim 38, 683–702. <https://doi.org/10.1007/s11631-019-00324-2>.
- CRAAG, 2004. Prospection géophysique-etude gravimétrique : Guelmaat Bousbaa (Guelma). 64p.

- Dib. H., 1985. Le thermalisme de l'Est algérien. Thèse de doctorat 3ème cycle, I.S.T. USTHB, Alger, Algérie, 315p.
- Djebbar M., 2005. Caractérisation du système karstique hydrothermal Constantine-Hamma-Bouziiane-Salah Bey dans le Constantinois central (Algérie Nord-oriental). Thèse de Doctorat, Université de Constantine, Algérie.
- Durozoy G., 1960. Les ressources en eau des massifs calcaires créacés de la région de Constantine. Etude d'hydrogéologie appliquée. 2e^{me} Thèse Sc. Publ. Dir. Hydraul. Equip. Rural. Serv. Sc. Alger.
- Fournier. R. O., 1979. A Revised Equation for the NA/K Geothermometer. Geothermal Resources Council.3, 221-224p (Davis, Calif.).
- Fournier, R.O., 1977. Chemical geothermometers and mixing models for geothermal systems. Geothermics 5: 41–50.
- Giggenbach, W.F., 1988. Geothermal solute equilibria. Derivation of Na-K-Mg-Ca geoindicators. Geochimica et Cosmochimica Acta 52: 2749–2765.
- Han, D.M., Liang, X., Jin, M.G., Currell, M.J., Song, X.F. & Liu, C.M., 2010. Evaluation of groundwater hydrochemical characteristics and mixing behavior in the Daying and Qicun geothermal systems, Xinzhou Basin. Journal of Volcanology and Geothermal Research 189: 92–104.
- Kharaka, Y.K. & Mariner, R.H., 1989. Chemical Geothermometers and Their Application to Formation Waters from Sedimentary Basins. In: Naeser, N.D. & McCulloh, T.H. (eds): Thermal History of Sedimentary Basins. Springer New York (New York, NY): 99–117.
- Kouadra, R., Demdoum, A., Chabour, N. et al. 2019. The use of hydrogeochemical analyses and multivariate statistics for the characterization of thermal springs in the Constantine area, Northeastern Algeria. Acta Geochim 38, 292–306. <https://doi.org/10.1007/s11631-018-0298-z>.
- Saibi, H., 2009. Geothermal resources in Algeria. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13: 2544–2552.
- Souag M., 1985. Etude hydrogéologique, hydrochimiques et isotopique de la nappe nérétique septentrionale de la région de Constantine (Algérie). Thèse de Doctorat troisième cycle, Université de Paris Sud, Centre Orsay, France.
- Verdeil, P., 1982. Algerian thermalism in its geostructural setting — How hydrogeology has helped in the elucidation of Algeria's deep-seated structure. Journal of Hydrology 56: 107– 117.
- Vila, J.M., 1980. La chaîne alpine d'Algérie orientale et des confins algéro-tunisiens.
- Voute, C., 1967. Essai de synthèse de l'histoire géologique des environs d'Ain Fakroun, Ain Babouch et des régions limitrophes. Bull Serv Géol l'Algérie 36:255.
- Wildi W., 1984. La chaîne tello-rifaine (Algérie–Maroc–Tunisie): structure, stratigraphie et évolution du Trias au Miocène. Rev Geogr Phys Geol Dyn 24:201–297.

Fidélisation des Compétences - Cas des Superviseurs Forage et Ingénieurs Réservoir de SONATRACH

Auteurs : Monsieur KHELIL Mustapha Chef de Département Formation/DRH/EP

Résumé

Cet article est un résumé d'une étude réalisée en 2019, dans le cadre du projet de fin de formation EMBA « Exécutive Master Business Administration » lancée par la Sonatrach en collaboration avec l'ESAA « Ecole supérieure Algérienne des Affaires » et Audencia Business School. L'intitulé du projet est « La Fidélisation des Compétences - Cas des Superviseurs Forage et Ingénieurs Réservoirs de la SONATRACH », il s'inscrit dans la nouvelle Stratégie de l'Entreprise (SH 2030).

Dans cette étude, nous avons d'abord repéré et classé les principales causes de la déperdition des Superviseurs Forage et des Ingénieurs Réservoir, ainsi que la mise en exergue du rôle du contrat psychologique dans la fidélisation des compétences et ses éventuelles brèches et violations perçues. Ensuite, nous avons proposé un plan de fidélisation des compétences de la SONATRACH.

Introduction

hydrocarbures, le pilier qui endosse un rôle stratégique dans le développement économique des pays producteurs de cette richesse, entre autre l'Algérie, représentée par l'Entreprise SONATRACH, l'un des acteurs importants au niveau mondial dans le domaine pétrolier, qui exerce dans un environnement concurrentiel complexe et hautement compétitif. Dans ce contexte, SONATRACH vise à préserver ses Ressources Humaines notamment, le personnel cœur de métier. C'est à l'instar des autres compagnies internationales que SONATRACH enregistre le départ de ses meilleures compétences, dont le maintien est difficile malgré la multitude d'actions réalisées par l'Entreprise dans ce cadre. A ce sujet, la présente étude nous a permis d'analyser le phénomène de la déperdition qui prend de l'ampleur à la SONATRACH. Il s'agit des départs massifs des employés de l'Entreprise vers d'autres compagnies pétrolières étrangères qui recherchent effrénément des compétences dans les métiers de base de toute la chaîne pétrolière afin de les recruter. Le nombre des départs de la SONATRACH est très important. Il s'est accentué au fil des années et en progression permanente. Il concerne principalement les opérationnels, tels que les Superviseurs Forage et

les Ingénieurs Réservoir. Par conséquent, l'Entreprise enregistre une perte d'expertise dans les filières de Forage et de Réservoir ainsi qu'une perte importante de la mémoire de l'Entreprise. Cette situation, nous a conduit à effectuer une analyse approfondie de ce fléau afin de préserver et de fidéliser notre Ressource Humaine. A ce titre, il était utile de s'intéresser au rôle du contrat psychologique dans la fidélisation des compétences ainsi que ses éventuelles brèches et violations perçues et nous éclairer en conséquence sur ce que doit mettre en œuvre l'Entreprise pour fidéliser ces compétences. Cela dit, il est impératif de renforcer le lien entre l'Entreprise et ses compétences pour éviter la rupture du contrat psychologique qui est défini par Denise Rousseau (1990, p 390) comme un « ensemble de croyances et d'obligations réciproques basées sur des promesses implicites ou explicites régissant la relation d'échange entre l'employé et son organisation. Le concept « contrat psychologique » est de plus en plus mobilisé en Gestion des Ressources Humaines. Celui-ci contient selon Louise & Gaétan (2007) des attentes relatives aux conditions de travail. Par exemple : la sécurité d'emploi, ainsi que des attentes plus générales liées aux attitudes et comportements de l'employé

(comme la façon dont ce dernier décrit son organisation ou ses collègues de travail).

L'accomplissement du contrat psychologique est évalué au cours de la relation d'emploi (Morrison & Robinson, 1997) :

- Evaluation cognitive entre « ce que je reçois » / « ce que l'on m'a promis » : possibilité de perception de brèche.
- Interprétation de la brèche perçue pouvant éventuellement conduire à une perception de violation.

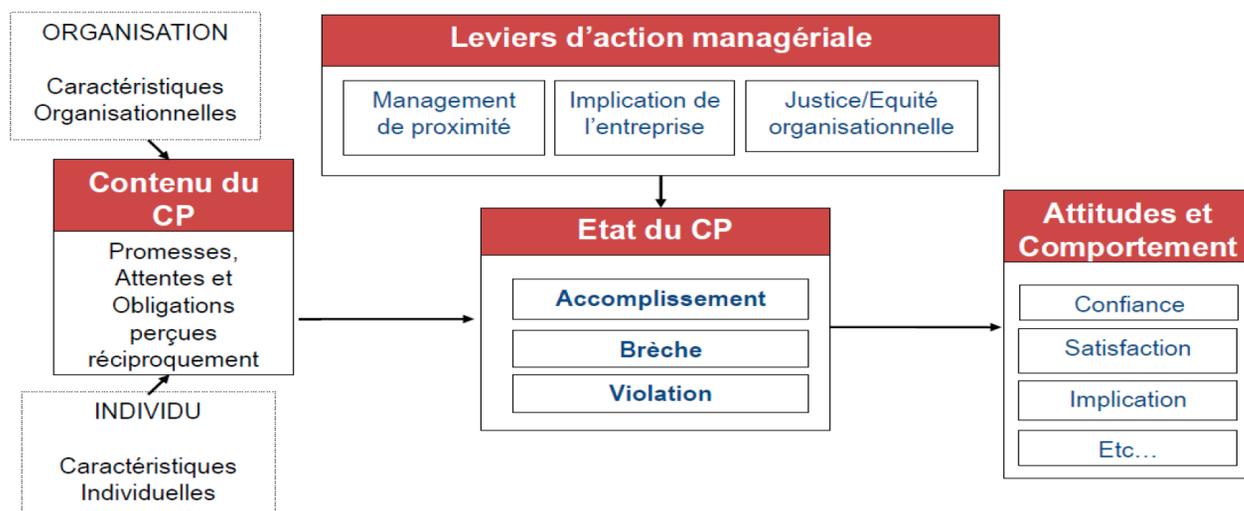
« La perception de brèche » est la perception selon laquelle les promesses perçues par le collaborateur ne sont pas accomplies par l'organisation. Ils indiquent en outre que la chaîne d'évènements qui conduit à

cette perception peut aboutir de manière ultime à une « perception de violation » qui se manifeste par des réactions émotionnelles et affectives (colère, frustration, etc...) importantes.

Ces deux phénomènes s'accompagnent aussi, comme le montrent les travaux du comportement organisationnel, d'une altération graduée des attitudes et comportements tels que la loyauté, la confiance, l'implication au travail, la satisfaction au travail ou encore l'attachement à l'organisation (Naulleau, 2010).

Contrat Psychologique

Schéma général



(Naulleau Mickaël, 2018, - Module Gestion RH, Formation EMBA, ESAA/ Audencia)

Il y a violation ou rupture du contrat psychologique lorsque les salariés croient que leurs employeurs ont manqué à leurs obligations (Turnley et Feldman, 1999).

A ce titre, la problématique de notre étude était de répondre à la question suivante : Quelles sont les potentielles perceptions de brèche et/ou violation du contrat psychologique des Superviseurs Forage et Ingénieurs Réservoir et, en conséquence, comment les prévenir et/ou les « réparer » en vue de permettre à l'entreprise de s'assurer de la fidélisation de ces compétences ?

Pour ce faire, nous avons opté pour une méthode, afin d'analyser la perception des employés vis-à-vis de l'Entreprise et de proposer de nouveaux mécanismes organisationnels, aptes à fidéliser les salariés et à renforcer le lien entre l'Entreprise et ses compétences en évitant la rupture du contrat psychologique.

Notre méthode a consisté en premier lieu à l'organisation des focus groupes online créés sur internet « Messenger » avec 17 superviseurs forage et 16 ingénieurs réservoirs. Nos questions étaient bien ciblées, suscitant l'intérêt des participants, qui ont constitué un échantillon représentatif, composé de femmes et d'hommes de différentes dates de recrutement, en poste ou déjà partis vers d'autres compagnies pétrolières.

Plusieurs causes de départs ont été recensées lors de ces échanges, singulièrement le manque de considération et de communication, l'insatisfaction en matière de cadre de travail et d'évolution de carrière, ces causes traduisent le sentiment d'injustice, la déception et le découragement des employés.

Quant aux raisons qui poussent les concernés à ne pas partir vers d'autres compagnies, nous avons recensé le climat du travail et la relation avec les collègues, la peur du changement et de l'instabilité pour certains, ainsi que la non maîtrise de la langue anglaise et le travail à proximité de la famille.

En deuxième lieu, nous avons réalisé un Benchmarking au niveau de deux grandes Entreprises Pétrolières à savoir: Schlumberger et Haliburton. L'analyse de ce Benchmark nous a permis de constater que Schlumberger dispose d'une démarche de fidélisation efficace dont la SONATRACH gagnera en l'adoptant.

En conséquence, et suite aux précédents résultats, nous avons défini les rôles des différents intervenants et recommandé la mise en œuvre d'une feuille de route et un plan de fidélisation composés d'actions prioritaires concrètes visant à fidéliser les Ressources Humaines de l'Entreprise notamment, les Superviseurs Forage et les Ingénieurs Réservoir.

En effet, la fidélisation des opérationnels ne se limite pas au simple fait de réviser les salaires. Il s'avère que les attentes des travailleurs le dépassent vers ; l'épanouissement professionnel et personnel, la valorisation des efforts fournis par le travailleur, l'encouragement et toutes formes de reconnaissance verbale et matérielle qui restent de première importance.

Pour finir, les grands axes des recommandations proposées sont les suivants :

- La construction et la promulgation de la marque employeur de SONATRACH.
- Le renforcement de la considération.
- L'amélioration de la communication.
- L'amélioration du cadre de travail.
- L'amélioration de la gestion de carrière.

Ces axes ont été déclinés en Roadmap pour leur mise en œuvre.

En contrepartie, l'Entreprise attend de ses employés la détermination à prouver leur performance et leur potentiel, ainsi qu'un comportement cohérent avec la culture de l'Entreprise et leur engagement autour des objectifs de la Société.

Bibliographie

- Rousseau, D.M, 1995.- "Psychological Contracts in Organizations – Understanding Written and Unwritten Agreements", Sage Publications.
- Robinson, S.L. & Morrison, E.W, 1995. - Psychological contracts and OCB: the effect of unfulfilled obligations on civic virtue behaviour, *Journal of Organizational Behavior* vol.16, p. 289-298.
- Turnley, W.H.; Feldman, D.C, 1999. – "The impact of psychological violations on exit, voice, loyalty and neglect", *Human Relations*, vol.52, no7, pp895-922.
- Naulleau Mickaël, 2010. - La normalisation du deuil dans l'entreprise face à l'absence de la relation d'emploi : Une étude mixte et longitudinale sur les perceptions de brèche et de violation du contrat psychologique des salariés d'une société de Travail Temporaire.
- Naulleau Mickaël, 2018, - Module Gestion RH, Formation EMBA, ESAA/ Audencia.

Pôle d'excellence de Sonatrach : un projet en gestation

Pour esquisser les contours du futur pôle d'excellence de Sonatrach, le 30 Juin et 1er Juillet 2020, un brainstorming a été organisé à la salle de conférence Abdelhak Bouhafis de l'IAP de Boumerdes. Les travaux du brainstorming ont été animés par des représentants de différentes structures de l'Entreprise (DC-RD, IAP, GRI, ENR, PED, DLAB, EXP, ENAGEO, BDM, AST, DPR).

Durant les travaux, les participants ont abordé une projection de l'organisation du pôle d'excellence en suggérant notamment une approche par processus, l'introduction de la veille technologique, l'importance des normes et standards, la mise en place d'interfaces avec les structures opérationnelles. En outre, le pôle d'excellence doit couvrir dans sa projection fonctionnelle l'ensemble des activités majeures de l'Entreprise à avoir l'exploration, le Développement, le Transport et la commercialisation.

En termes de missions, de l'avis des participants au brainstorming, le Pôle d'excellence aura à accompagner les activités des structures opérationnelles, la recherche & Développement, la formation, le partenariat, la capitalisation et le développement des savoirs et savoir-faire, la promotion au sein de l'Entreprise de la veille et innovation technologiques.

Pour mieux structurer en ressources humaines le pôle d'excellence, les participants ont suggéré d'établir une cartographie des ressources nécessaires aux activités de ce dernier, mobiliser celles existantes déjà au sein des structures du Pôle (DLAB, DC-RD et IAP) et faire appel aux compétences (experts) de l'Entreprise et enfin recourir aux compétences externes pour des sujets spécifiques.

Un autre axe développé durant le brainstorming est celui de la mutualisation des ressources. A cette fin, les mécanismes retenus se résument notamment à l'implémentation d'un ERP, l'organisation du travail en modes projets, centralisation des fonctions communes, développement de la communication et la formation sur les ressources disponibles. Ceci permettra de mettre en place une synergie qui aboutira à une optimisation des moyens et ressources de l'Entreprise

Le brainstorming propose à ce que la mise en œuvre du Pôle d'excellence s'effectuera par étapes à commencer par la mise en place d'un comité Ad hoc chargé d'asseoir l'organisation du Pôle d'Excellence, assainir les structures déjà existantes, mettre en place des structures de service commun et enfin définir les missions de chacune des structures en question.

Du point de vue des risques, les participants ont fait ressortir essentiellement la résistance au changement, les fluctuations du cadre organisationnel et de la vision stratégique de l'Entreprise par rapport au sujet du pôle d'excellence. Les opportunités quant à elles se résument à l'optimisation des ressources (moyens, coûts et flux), valorisation des données de l'Entreprise en lien avec les métiers du Pôle d'excellence, développement des compétences et des carrières et enfin disponibilité d'un cadre de conseil et d'expertise en recherche & Développement.



Portrait du Dr NAIT AMAR Menad
Ingénieur analyses

Revue : Décrivez-nous votre cursus académique

Après avoir obtenu mon baccalauréat en 2010 au lycée d'Aghribs (Tizi Ouzou), série sciences avec mention très bien, j'ai effectué mes études supérieures à la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie (ex-INH) de l'Université M'hamed Bougara de Boumerdès où j'ai obtenu une Licence, un Master et un Doctorat en production des hydrocarbures / réservoir engineering, en 2013, 2015 et 2018, respectivement.

Revue : Qu'en est-il de votre expérience professionnelle (Résumer de votre parcours professionnel) ?

J'ai débuté ma carrière professionnelle comme enseignant assistant à la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie (ex-INH, UMBB), où j'ai enseigné plusieurs modules, notamment réservoir engineering, filtration des fluides pétroliers, PVT et well test. En 2018, j'ai rejoint la Division Laboratoires de Sonatrach en qualité d'ingénieur analyse N3 au sein du Département Etudes Thermodynamiques. Depuis le début 2019, je me suis occupé du développement et de l'élaboration de nouvelles approches numériques basées sur les techniques de l'intelligence artificielle (IA) et les théories thermodynamiques pour une meilleure caractérisation et modélisation des comportements des fluides pétroliers ainsi que leur intégration dans les modèles de simulation compositionnels.

Revue : Quels sont les principaux travaux que vous avez réalisés et en cours ?

En termes de principaux travaux réalisés, je peux citer les suivants :

- Publication de 30 articles scientifiques dans des revues internationales classe A à impact factor comme Fuel, Journal of Petroleum Science and Engineering, Journal of Natural Gas Science and Engineering, Energy & Fuels, Journal of CO2 Utilization, Engineering with Computers, Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers, Greenhouse Gases: Science and Technology, ...etc. Ces journaux sont publiés par des maisons d'édition réputées comme American Chemical Society (ACS), Elsevier, Springer, et John Wiley & Sons.
- L'obtention du prix "Outstanding Paper Award" du journal Petroleum (China Southwest Petroleum University) pour l'année 2019.
- Publication d'un ouvrage scientifique sur les applications des méthodes d'intelligence artificielle dans le domaine pétrolier (maison d'édition Elsevier et Gulf Professional Publishing).
- Application des techniques de simulation avancées (compositionnelle, blackoil et streamline) sur des réservoirs algériens réels (comme certains segments de HMD et HRM) et internationaux (Norne field, Gullfaks...).
- Développement des modèles proxy robustes pour atténuer les problèmes de calculabilité associés aux problèmes de simulation en réservoir engineering, notamment l'injection de gaz miscible et le processus de WAG.
- Développement d'un workflow de tuning des équations d'états (EOS) avec des applications sur plusieurs puits algériens.

- Développent de plusieurs modèles pour la prédiction des différents phénomènes de flow assurance.

Mes projets en cours incluent :

- La finalisation d'un software qui englobe et simule les comportements thermodynamiques des fluides pétroliers algériens avec des approches avancées et en temps réduit.
- Application des modèles proxy pour optimiser les paramètres d'injection de gaz miscible sur des cas algériens réels.

Quels sont vos ambitions et objectifs à court/moyen termes ?

- Adaptation et application des techniques d'apprentissage par renforcement (reinforcement learning) et les méthodes d'IA non-supervisées sur des cas EOR.
- Partager et Transférer le savoir acquis aux collègues pour élaborer de nouvelles approches touchant l'aspect laboratoire et modélisation/simulation afin d'améliorer les résultats en termes de performances et de qualité.

Quelles sont vos recommandations pour les jeunes en début de carrière ?

Pour les jeunes en début de carrière, je dirais : perfectionner les compétences professionnelles et scientifiques, apprendre beaucoup et améliorer les qualifications en communication telles sont mes recommandations.



Portrait M.HADIDI AHCÈNE Cadre supérieur
Chargé de la consolidation et du reporting

Revue : Décrivez-nous votre cursus académique ?

Après le bac obtenu en 1982, j'ai rejoint la faculté Centrale d'Alger filière bibliothéconomie et sciences documentaires où j'ai obtenu une licence avec mention en 1986. De 2006 à 2008, j'ai poursuivi mes études de post graduation à l'Université d'Oran en management des documents d'entreprise.

Parallèlement au cycle académique, et comme formation complémentaire, entre autres, j'ai fait partie de la sixième promotion de la formation en management assurée par British Petroleum et intitulée "Leaders of the future".

Revue : Qu'en est-il de votre expérience professionnelle (Résumé de votre parcours) ?

J'ai entamé ma carrière comme documentaliste dans le cadre du service national (1987-1989). En m'acquittant de ce devoir national, j'ai rejoint l'Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou comme responsable d'une bibliothèque universitaire (1989-1993). J'ai intégré Sonatrach en 1993 d'abord à la Division Forage (1993-2008) comme chargé de recherche, ensuite à la Division Production (2009-2016) comme Chef de Département et enfin à la Division Laboratoires (2016 à ce jour) comme Cadre Supérieur Assistant du Directeur de Division et ensuite Chef par intérim du Département Consolidation & Reporting.

Revue : Quels sont les principaux travaux que vous avez réalisés et en cours ?

Division Forage

- Un système d'archivage hybride (physique et électronique) avec un progiciel et une bâtisse d'archives aux normes et standards universels avec numérisation de 45000 dossiers puits dont une copie a été remise à l'agence Alnaft.
- Constitution d'un fonds documentaire scientifique propre aux techniques du forage.
- Membre de la task force chargée de la réorganisation de la Division Forage.
- Correspondant communication de la Région DOF.

Division Production

- Premier intérimaire du Directeur Moyens Généraux de 2011 à 2015.
- Consolidation des dossiers d'audit (six missions) et de procédures.
- Mise en place d'un système d'archivage hybride (physique et numérique) comprenant une étude de mise à niveau de la fonction archives (Siège et Régions), un applicatif informatique (Open Source) pour la gestion des archives, une bâtisse d'archives pouvant abriter plus de 100 000 boîtes d'archives (projet en cours de réalisation) et enfin un atelier de numérisation des dossiers.

- Rénovation moderne de la bibliothèque avec conception d'un site Web.
- Conception et animation en moyens propres d'une formation de correspondant archives pour toutes les structures de la Division Production.
- Participation au projet de réorganisation de la Direction Moyens Généraux.

Division Laboratoires

- Mise en place d'une activité de reporting érigée en Département consolidation & Reporting.
- Président de la commission centrale d'inventaire 2016.
- Coordination de l'édition de la revue Technologie des hydrocarbures.
- Coordonnateur de projets aménagement du laboratoire mobile (pollution atmosphérique) et construction du laboratoire d'analyses des hydrocarbures de In Amenas.
- Coordination de la réalisation de six workshops thématiques avec le rôle de facilitateur principal.
- Chargé du dossier de réorganisation de la Division Laboratoires en collaboration avec la Direction Gestion du Personnel.
- Correspondant communication de la Division Laboratoires (Siège).

Direction Centrale recherche & Développement

- Participation à l'élaboration de la feuille de route de la DC-RDT 2017-2025
- Représentation de la DC-RDT à des événements nationaux (Journées scientifiques et foires) avec tenue d'un stand d'exposition

Autres

- Membre actif de plusieurs comités de procédures à l'échelle des Divisions et même de la Direction Générale.
- Publication de sept articles se rapportant à la gestion des documents d'Entreprise.
- Chargé de cours d'archivage électronique et nouvelles technologies de la documentation pendant trois années à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou.
- Participation comme intervenant à plusieurs séminaires (JST 11, séminaire sur le livre numérique à la bibliothèque publique de Tizi Ouzou, etc...).

Revue : Quels sont vos ambitions et objectifs à court/moyen termes ?

Partager mon expérience et accompagner la nouvelle génération de cadres pour prendre le relais.

Revue : Quelles sont vos recommandations pour les jeunes en début de carrière ?

Le travail sérieux et appliqué est une valeur.

Les qualités qui imposent le respect sont le travail bien fait, la persévérance, la disponibilité, la solidarité avec ses pairs et la modestie.

Avis aux lecteurs

Les exigences de forme quant à la rédaction des articles sont les suivantes :

Le Titre ou l'intitulé de l'article

Le titre aussi concis que précis doit refléter exactement le contenu de l'article. Le titre doit exprimer l'idée générale de l'auteur.

Le résumé et mots clefs

Chaque article doit être accompagné d'un résumé ou abstract en anglais de quelques lignes (5 à 10 maximum). En bas du résumé seront signalés les mots clefs (key words) allant de 5 à 8 mots. Les mots clefs doivent être des substantifs significatifs. Les verbes et déterminants sont à éviter.

Le nom de l'auteur

Ajouter au nom de l'auteur, la fonction et la structure de rattachement

La longueur en pages de l'article

Sans limites précises, un article peut osciller entre 5 à 15 feuilles (recto seulement) de texte tapé à la machine en simple interligne. Les figures et schémas doivent être de bonne résolution.

Le support

Chaque article doit être établi en format Word (.doc) avec une police Times New Roman taille 12 et sur support papier.

Organisation des chapitres

Trois niveaux peuvent être utilisés : 1.1.1. Le reste peut être subdivisé en lettres : a.b.c.

Les références bibliographiques

La bibliographie numérotée de 1 à l'infini est citée à la fin de l'article selon le modèle ci-après :

- 1) Bachar, S. "Prédictions des vibrations latérales.....", Thèse de magister en génie mécanique, Ecole Nationale polytechnique d'Alger, 2000

Les renvois bibliographiques numérotés sont cités dans le texte sans mention en bas de page

Adresse Email de la revue

revueDLAB@sonatrach.dz



Division Laboratoires
Avenue du 1^{er} Novembre
Boumerdes 35000
Tel :024 79 11 28
Fax :024 79 10 89
Email : revueDLAB@sonatrach.dz