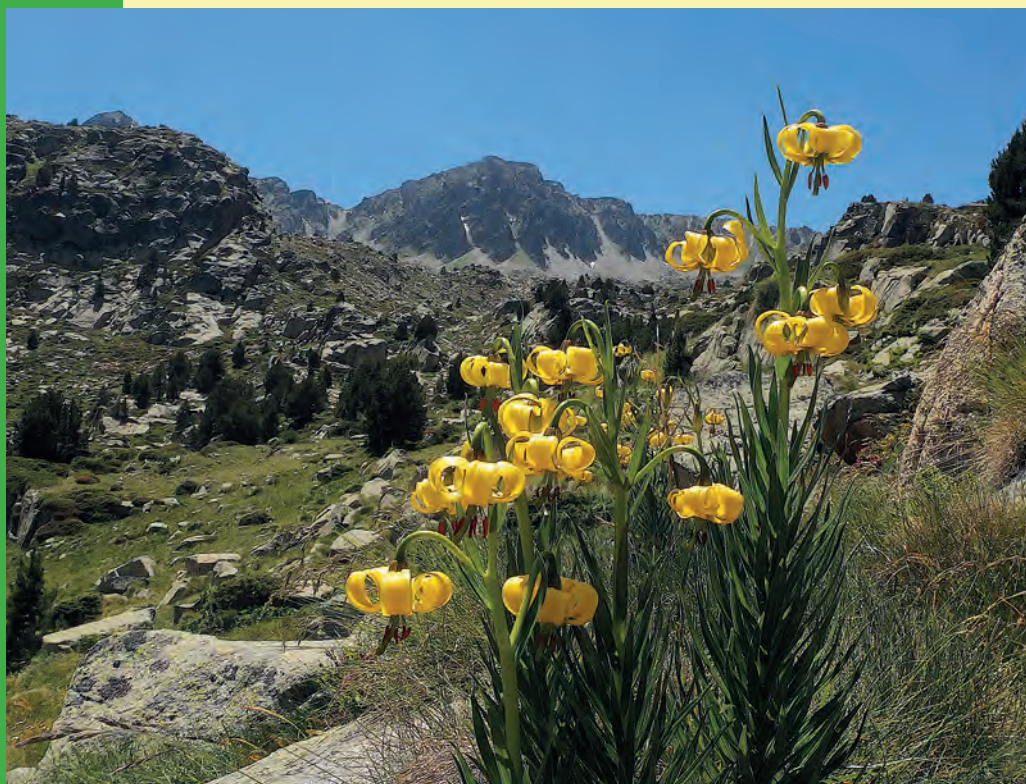




Bulletin
de la

SOCIÉTÉ LINNÉENNE DE LYON



Surpressions de fluides et fracturations associées aux réservoirs du champ de Chinguetti dans le bassin côtier mauritanien

Ahmed Lemrabott et Malika Aadjour

Université Hassan II de Casablanca, Faculté des Sciences Ben M'Sik, Département de Géologie, BP 7955, Casablanca – ahmed.lemrab@gmail.com – m.aadjour@yahoo.fr – Tél. Fax : 05 22 70 46 71-75

Résumé. – Le champ de Chinguetti présente une structure en dôme faillée ou fracturée, sous 800 m d'eau. L'exploration et l'exploitation ont été réalisées dans le cadre d'une collaboration entre les sociétés pétrolières étrangères et le gouvernement mauritanien. La force des contraintes tectoniques externes lors de la dynamique du bassin transmet ces forces dans les roches constituant le système pétrolier, et les fluides (pétrole, gaz et eau) se retrouvent en surpression. Notre étude consistait notamment à évaluer la surpression des fluides au sein du champ de Chinguetti et à déterminer les facteurs déclencheurs de cette surpression ainsi que la fracturation qui en résulte. Pour ce faire, l'acquisition de 10 400 kilomètres de sismique 2D et 3 500 km² de sismique 3D a donné suite aux forages de quatre puits (Chinguetti-1, Chinguetti-4-2, Chinguetti-4-3 et Chinguetti-4-4) en 2001 et 2002. Les données de température, de pression et de porosité ont été acquises des carottes des puits Chinguetti-4-2 (34,2 m) et Chinguetti-4-4 (41 m). Les interprétations des échantillons nous ont permis de constater que le réservoir du champ de Chinguetti présentait énormément de microfractures (veines) remplies de calcite, suggérant une phase de compaction chimique (COBBOLD *et al.*, 2013). La faible porosité (15-20 %) et la température importante (70-75 °C) ont permis la création d'une phase de surpression dans le réservoir du champ de Chinguetti ainsi qu'une accélération des processus physico-chimiques en profondeur. Par ailleurs, à ces mécanismes s'ajoute une augmentation du volume des fluides (huiles, gaz et eau) nouvellement formés en profondeur accompagnée d'une dissolution de certains minéraux.

Mots clés. – Bassin côtier mauritanien, champ de Chinguetti, dôme, surpressions de fluides, fracturations de réservoir.

Fluid overpressures and fracturing associated with the Chinguetti field reservoirs in the Mauritanian coastal basin

Abstract. – The Chinguetti field presents a faulted or fractured dome structure under 800 m of water. Exploration and exploitation have been carried out in collaboration between foreign oil companies and the Mauritanian government. The force of external tectonic stresses during the dynamics of the basin transmits these forces into the rocks constituting the petroleum system, as the fluids (oil, gas and water) find themselves in overpressure. Our study consisted in evaluating the overpressure of the fluids in the Chinguetti field and also determine the factors that trigger this overpressure and the resulting fracturing. To do this, 10,400 kilometers of 2D seismic and 3,500 km² of 3D seismic were acquired following the drilling of four wells (Chinguetti-1, Chinguetti-4-2, Chinguetti-4-3 and Chinguetti-4-4) in 2001 and 2002. Temperature, pressure and porosity data were acquired from the cores of the Chinguetti-4-2 (34.2 m) and Chinguetti-4-4 (41 m) wells. From sample interpretations, we found that the Chinguetti field reservoir presented a huge quantity of calcite-filled microfractures (veins), suggesting a chemical compaction phase (COBBOLD *et al.*, 2013). The low porosity (15-20%) and high temperature (70-75°C) allowed the creation of an overpressure phase in the Chinguetti field reservoir as well as an acceleration of physicochemical processes in depth. In addition to these mechanisms, there is an increase in the volume of fluids (oil, gas and water) newly formed in depth, followed by the dissolution of certain minerals.

Keywords. – Mauritanian coastal basin, Chinguetti field, dome, overpressure, fracturing

INTRODUCTION

Dans les bassins sédimentaires favorables à l'exploration des hydrocarbures, les roches imperméables (cas des argiles), qui peuvent être des roches-mères, s'opposent à la migration d'un fluide et favorisent donc l'apparition de pressions de fluides anormalement élevées (MOURGUES & COBBOLD, 2003 ; COBBOLD & RODRIGUES, 2007 ; RODRIGUES *et al.*, 2009 ; ZANELLA *et al.*, 2013). Le bassin côtier mauritanien illustre bien ce phénomène de surpression des fluides. Par ailleurs, les travaux qui ont été effectués par la société pétrolière australienne Woodside Energy en 2001 démontrent que le champ pétrolier de Chinguetti est compartimenté. Un ensemble de questions se pose pour mieux connaître l'origine de cette fracturation. L'augmentation de la pression au niveau du champ de Banda, qui se trouve à 12 km à l'est du Chinguetti, mérite aussi une attention particulière.

Le champ de Chinguetti situé dans le bassin côtier mauritanien, zone de notre étude, a connu une période fructueuse en termes de productivité. Les travaux qui ont été effectués par Woodside Energy en 2001 et Lemrabott et Cobbold en 2010, ont permis de se poser des questions sur l'origine précise des fracturations observées dans le ou les systèmes pétroliers crétacés au niveau du bassin côtier mauritanien en général et en particulier le champ de Chinguetti. C'est dans cette optique que s'inscrit notre étude. Elle vise à expliquer et à comprendre les mécanismes déclencheurs pour mieux étudier ce phénomène de surpression de fluides dans le champ de Chinguetti.

MATÉRIEL ET MÉTHODES

Cadre géographique et géologique



Figure 1. Carte de localisation du bassin côtier mauritanien (SMH, 2007).

Le bassin côtier mauritanien s'étend entre les parallèles 11 °N et 22 °N, sur une distance de 750 km environ. Sa largeur est de 350 km environ, d'ouest en est. Il couvre une superficie de plus de 180 000 km², dont 100 000 km² en « offshore » (Figure 1). Il est limité à l'ouest par l'océan Atlantique, à l'est, par la chaîne des Mauritanides, au nord par le Maroc et au sud par le Sénégal.

Le bassin côtier correspond à un bassin de type marge passive. Le bassin côtier mauritanien est de l'âge méso-cénozoïque, comme ceux des bassins marocains de Tarfaya-Boujdour et d'Essaouira-Agadir au nord et les bassins sénégalais au sud (BEICP, ARL, PSA. 1987 ; LIGER, 1980 ; RITZ et al. 1989 ; RITZ & BELLION, 1990). Il fait partie des bassins développés le long de la marge nord-ouest africaine connue par la présence de deux méga-séquences majeures (Figure 2) :

Succession « Syn-Rift » d'âge jurassique inférieur-trias supérieur : cette séquence comprend des formations clastiques et continentales suivies d'évaporites. Cet intervalle comprend des roches-mères prouvées sur les deux côtés de l'Atlantique (SMH, 2007). En « onshore », les demi-grabens sont visibles sur la sismique. Les évaporites et les halites représentent probablement une phase de transition entre les phases « Rift » et « Drift » (« Post Rift »).

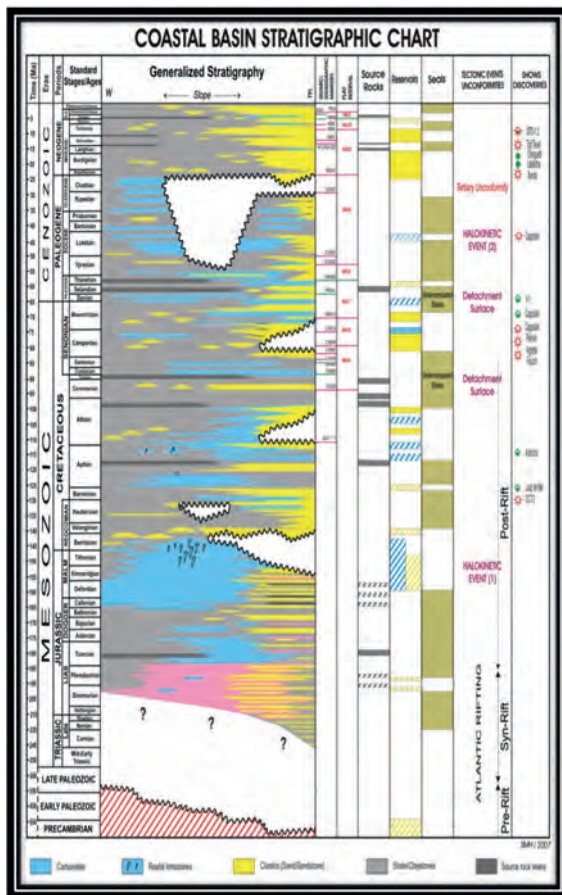


Figure 2. Log stratigraphique synthétique de la série méso-cénozoïque du bassin côtier mauritanien (SMH, 2007).

Succession de « Post Rift » d'âge jurassique moyen-tertiaire : cette séquence comprend les roches-mères marines d'âge crétacé moyen. Au cours de cette époque, il y a peu de tectonique de plaques bien que la tectonique provenant du sel et la tectonique gravitationnelle soient présentes dans la partie centrale et au sud du bassin côtier mauritanien.

D'une superficie de 12 km² et d'un diamètre de 5 km, le champ de Chinguetti est un gisement pétrolier « offshore », qui se situe au large de la côte ouest mauritanienne et au large du bassin côtier mauritanien à environ 70 km de la ville de Nouakchott et sous une profondeur d'eau d'environ 800 m. Il est principalement repéré par la compagnie australienne Woodside Energy en 2001, dans le cadre d'une coopération avec le gouvernement mauritanien.

Le champ de Chinguetti est situé dans la partie centrale de l'« offshore » du bassin côtier mauritanien (Figure 3). Les travaux d'exploration pétrolière menés par la société australienne Woodside Energy en 2001 dans cette zone ont conduit à la découverte pour la première fois du champ. Il s'agit de :

- l'acquisition de 10 400 km de sismique 2D en 1998 ;
- l'acquisition de 3 500 km² de sismique 3D ;
- le forage de trois puits : Chinguetti-1, Chinguetti-4-2 et Chinguetti-4-4 en 2001 et 2002.

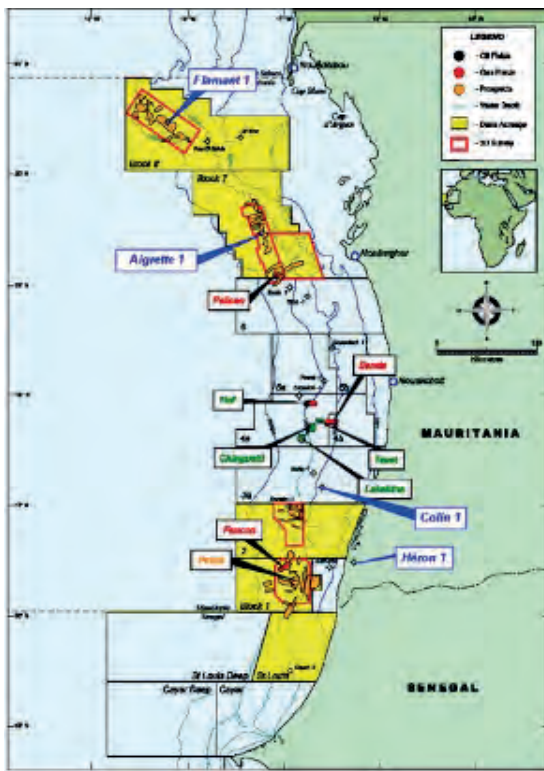
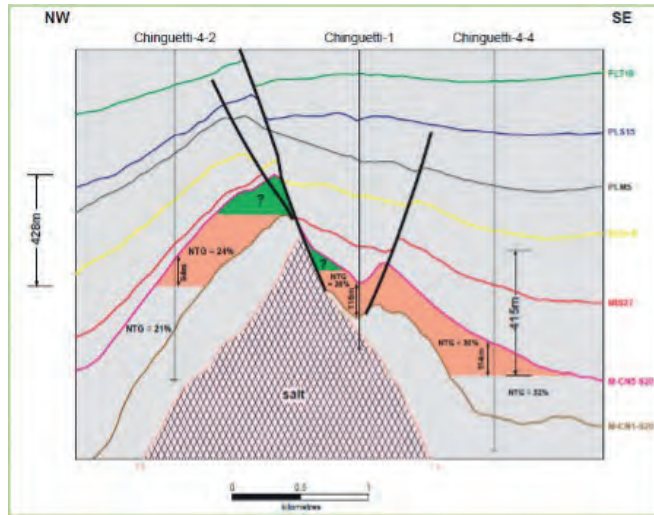


Figure 3. Carte de localisation du champ de Chinguetti (SMH, 2007).

Le champ de Chinguetti s'organise en une structure anticlinale en dôme développée sur un diapir salin sous-jacent (Figures 4 et 5). Cette structure présente un ensemble de fracturations (concentriques et radiales) et est littéralement dominée par une faille majeure orientée est-ouest, visible sur une longueur de 250 m au sommet de la crête (VEAR, 2005).



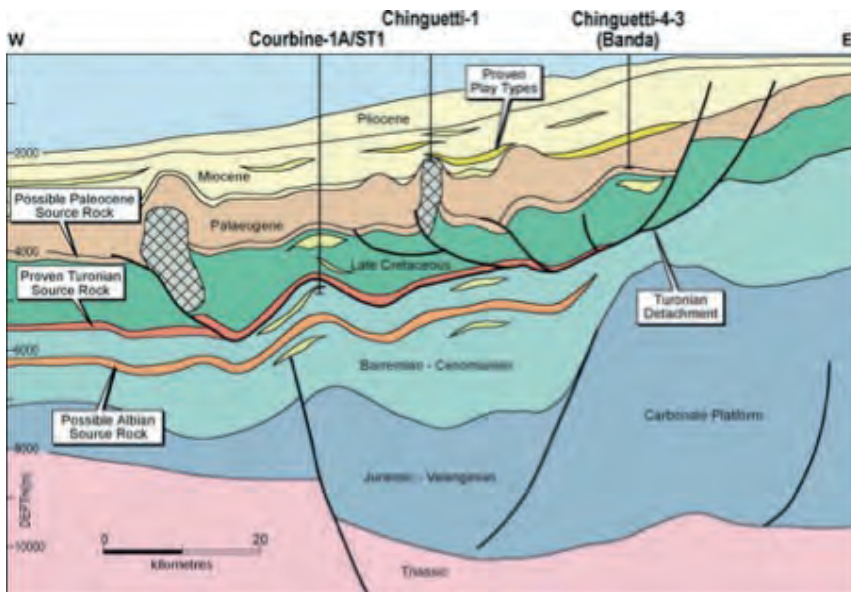


Figure 6. Coupe W-E de l'évolution structurale du bassin côtier mauritanien (SMH, 2007).

Les forages ont ciblé des séquences turbiditiques d'âge miocène qui correspondent aux faciès du réservoir (Figure 7). Le réservoir miocène de la zone de Chinguetti se compose généralement de grès, sur une épaisseur de 200 à 300 m. La profondeur du réservoir se situe dans un intervalle de 2 000 mss à 2 700 mss (« meter sub-sea »). La formation de Chinguetti représente des sédiments de pente et de remplissage de canyons, comprenant des grès, des siltstones et des mudstones turbiditiques, ainsi que des schistes hémipélagiques (SMH, 2007). Au-dessus, l'étanchéité, qui s'étend latéralement, est assurée par les argilites. La formation de Chinguetti repose en discordance sur des strates éocènes plus anciennes.

Le premier test de production des puits a donné un résultat de 15 000 bbl/j. (barils par jour), finalisant ainsi une production de 77 000 barils de pétrole. L'estimation de la quantité de pétrole exploitable est de l'ordre de 123 millions de barils.

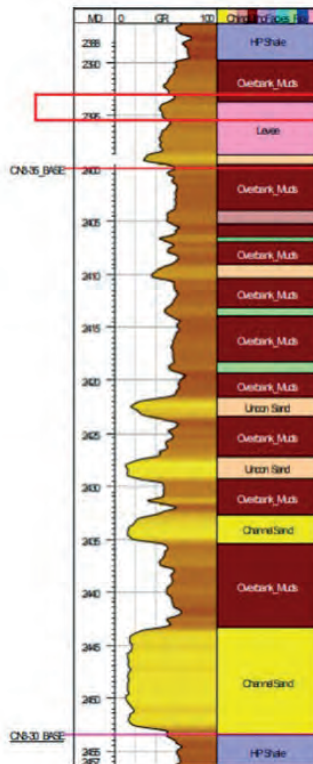


Figure 7. Faciès traversés par le puits de Chinguetti 4-4 (SMH, 2007).

Méthodes

Les données retenues dans ce travail ont été obtenues par des méthodes géophysiques. Il s'agit en effet, de l'acquisition de 10 400 km de sismique 2D en 1998, qui a conduit par la suite à l'acquisition de 3 500 km² de sismique 3D. L'étude des différents paramètres du champ de Chinguetti a été effectuée sur les puits Chinguetti-1, Chinguetti-4-2 et Chinguetti-4-4, entre 2001 et 2006. En termes de pétrographie, les données sont celles obtenues par diagraphie des puits de Chinguetti-4-2 et Chinguetti-4-4.

RÉSULTATS

Résultats obtenus de l'examen des carottes

Des carottes conventionnelles ont été récupérées dans les puits de Chinguetti-4-2 et Chinguetti-4-4, sur une longueur totale de 75,20 m de la formation de Chinguetti. Les carottes ont servi à une description sédimentologique ; elles ont de plus permis l'élaboration de paramètres de températures et de pressions dans le champ de Chinguetti.

Il est à noter que, sur la quantité de roches récupérées dans les carottes, la majorité étaient en mauvais état. Tous les faciès géologiques présents sur le terrain n'ont pas

été échantillonnés. Une grande partie de la carotte était fortement laminée et fracturée. Les essais en laboratoire ont prouvé une porosité de 20 à 30 %, ce qui signifie qu'une réduction des pores est à l'origine de la baisse de la perméabilité dans la roche.

Cependant tout le matériel carotté disponible pour Chinguetti a été utilisé par CoreLab (CoreLaboratories, une entreprise spécialisée dans la description de réservoirs et l'amélioration de la production à Amsterdam, Pays-Bas). Compte tenu de ces limites, les données de carottes ont été utilisées, dans la mesure du possible, pour vérifier les résultats de toutes les interprétations sur le terrain.

Les fortes pressions suggèrent que la masse des sédiments sus-jacents a joué un rôle important lors des transformations chimiques et mécaniques (Tableau I). La compaction va entraîner une réduction importante de porosité, donc une réduction du volume réservé aux fluides.

Puits	Profondeur de l'échantillon mTVDss	Température °C	Pression Psi	Viscosité Cp	Densité Psi/m	Carotte m
Chinguetti-1	2446,8	75,0	3746	1,17	1,044	--
Chinguetti-4-2	2423,8	72,8	3631	3,37	1,145	34,2
Chinguetti-4-4	2614,0	71,0	3915	2,45	1,099	41,0
Chinguetti-4-5	2385,0	73,9	3681	1.12	1,059	--

Tableau I. Résumé des données des forages Chinguetti-1, Chinguetti-4-2, Chinguetti-4-4 et Chinguetti 4-5 (SMH, 2007).

mTVDss : Meters total vertical depth sub-sea (Profondeur verticale totale sous-marine en mètres).

Psi/m : Pounds per square inch per meter (Livres par pouce carré par mètre).

Cp : Centipoise - unit of measurement for viscosity (Centipoise - unité de viscosité).

L'examen macroscopique des carottes provenant du réservoir du forage Chinguetti 4-4 (Figure 8) illustre clairement la présence d'une microfracturation massive.

Les fracturations observées sur les carottes des forages Chinguetti-4-2 et Chinguetti-4-4 expliquent bien la présence d'une pression interne due aux fluides, qui a créé une surpression anormale des fluides à l'intérieur du réservoir en entraînant une fracturation importante de ce dernier. De plus, la contrainte externe due à la surcharge sédimentaire qui continue à exercer une pression sur le réservoir réduit la porosité des sédiments. Le réservoir se voit soumis aux réponses des fluides (gaz, pétrole et eau) aux contraintes externe et interne (fluides en surpression), et cela va entraîner des fracturations horizontales et verticales à faible échelle. Ce résultat est similaire aux modèles analogiques réalisés par LEMRABOTT & COBBOLD en 2010 (Figure 9).

Il est possible d'observer, sur la figure 8, un remplissage des veines par la calcite. Ces veines de calcite fibreuses, parallèles à la stratification (*beef*) (COBBOLD *et al.*, 2013), montrent que le réservoir du champ de Chinguetti a subi des phénomènes de surpressions de fluides.

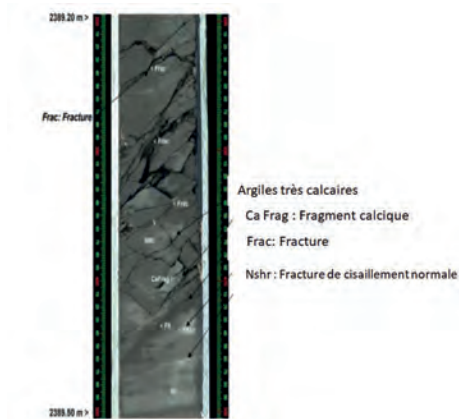


Figure 8. Carotte de schistes hémipélagiques du forage Chinguetti 4-2 (SMH, 2007).



Expérience No 11 - Coupe 10.



Expérience N° 11- Coupe 11.

Figure 9. Coupes longitudinales 10 et 11 de l'expérience N° 11 (2 cm de largeur et 18 cm de longueur) (LEMRA BOTT & COBBOLD, 2010). Des structures sont observées dans nos expériences (modélisation analogique) soumises à de fortes pressions de fluides. Cela démontre que, lorsque la pression des fluides devient supérieure à la pression lithostatique, on atteint le seuil de fracturation hydraulique horizontale. Les modèles analogiques ont fourni des résultats qui sont remarquablement similaires aux exemples naturels observés dans le bassin côtier mauritanien (LEMRA BOTT & AADJOUR, 2022).

Résultats tirés de l'étude des températures

Comme le montre la figure 10, l'analyse des températures au niveau du champ de Chinguetti (Chinguetti-4-2 et Chinguetti-4-4) montre des valeurs élevées qui augmentent avec la profondeur. La température est considérée comme un catalyseur pour les réactions chimiques qui libèrent des fluides, ce qui va affecter le volume du réservoir : la température est un facteur important qui contrôle le phénomène de surpression des fluides, notamment en agissant sur la matière organique enfouie ou encore sur les fluides hydrothermaux.

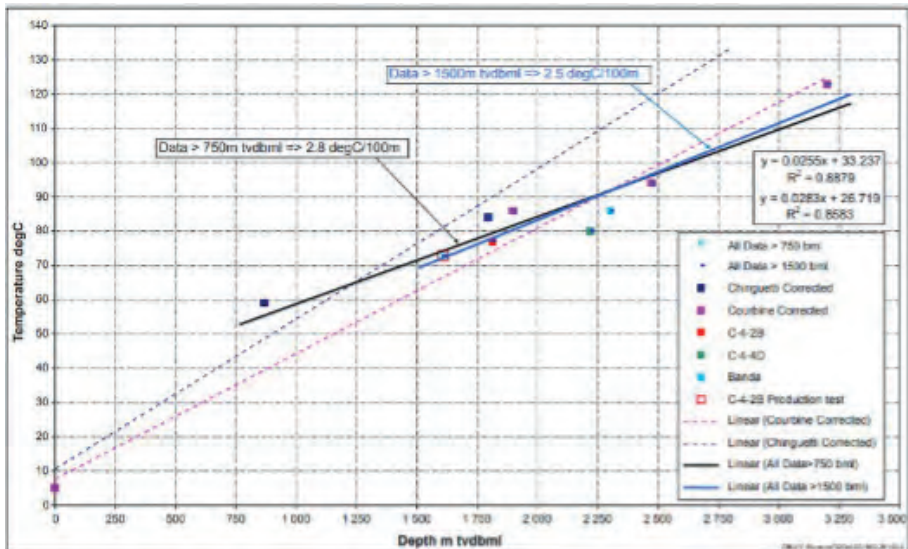


Figure 10. Températures pour les trois puits du champ de Chinguetti, ainsi que pour deux puits régionaux (Chinguetti-4-3 : Banda et Courbine) (SMH, 2007).

Les mesures faites au cours du forage sont présentées sur la figure 10. La ligne noire inclut les points des données de la campagne de diagrapie Chinguetti-1, peu profonde, et la ligne bleue s'ajuste uniquement aux données plus profondes. Les températures sont généralement mesurées pendant les forages pour donner une idée sur la géothermie de la zone d'étude (l'effet géothermique favorise la maturité de la roche-mère). Au fur et à mesure que la profondeur augmente, la température croît et rend les réactions chimiques possibles.

Sachant que ces réactions libèrent des fluides, il risque d'y avoir une augmentation des fluides dans le réservoir, ce qui créera une surpression des fluides anormale au sein de ce réservoir.

Les carottes prélevées au niveau des forages Chinguetti-4-2 et Chinguetti-4-4 se trouvent à une profondeur d'environ 2 000 m (fenêtre à gaz), lieu de la génération des surpressions anormales de fluides.

Résultats tirés de l'étude des pressions

Les pressions dans le réservoir, indiquées dans le Tableau I, ont permis de réaliser un graphique de pressions en fonction de la profondeur (Figure 11). On constate que la pression évolue avec la profondeur, marquant des zones de fracturation suite à l'échappement d'eau (FWL : Free water level ou Niveau de l'eau libre). Ainsi, si l'on observe les zones de fracturation du champ de Chinguetti (Chinguetti-1, 4-4, 4-2), on remarque que la pression dans le réservoir est supérieure à la pression dans le champ, et les fluides à cet endroit sont susceptibles d'être soumis à une surpression (Tableau I).

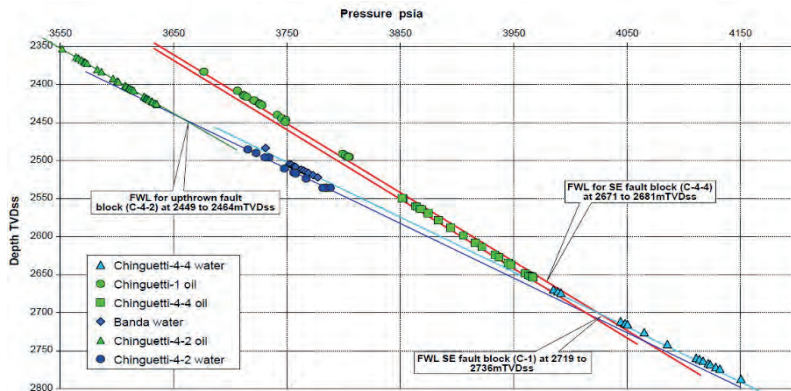


Figure 11. Pression en fonction de la profondeur dans le champ de Chinguetti (bassin côtier mauritanien) (SMH, 2007).

Résultats fournis par l'analyse des éléments dissous dans l'eau des puits

Des échantillons d'eau ont été prélevés dans les puits Chinguetti-4-2 et Chinguetti-4-4. Les résultats sont indiqués dans le Tableau II. La dissolution des éléments chimiques contribue à l'augmentation de la quantité des fluides dans le réservoir. La déshydratation de l'argile au cours de son enfouissement est souvent citée comme source de fluide et cause probable de surpressions. Les fluides vont alors à nouveau chercher leur équilibre en migrant soit vers le haut soit vers le bas (LEMARABOTT & COBBOLD, 2010).

Constituants dissous	mg/l
Calcium, Ca	920—1,200
Magnésium, Mg	270—400
Fer, Fe (soluble)	< 0.5
Sodium, Na	13,000—17,000
Potassium, K	170—210
Strontium, Sr	71—83
sulfate, SO ₄	35—80
Bicarbonate, HCO ₃	550—590
Carbonate, CO ₃	< 1
Hydroxyde, OH	< 1
pH	7.0—7.3
Résistivité, ohm-m à 25°C	0.14—0.17
Total des solides dissous	40,000—52,000
Densité, mg/cc à 20°C	1.026—1.032
Aluminium, Al	0.015—0.018
Antimoine, Sb	< 0.005
Arsenic, As	< 0.005
Beryllium, Be	0.007—0.013

Tableau II. Analyse des échantillons de fluides des puits Chinguetti-4-2 et Chinguetti-4-4 (SMH, 2007). Les 4 derniers éléments présentent des valeurs très faibles.

INTERPRÉTATION ET DISCUSSION

Les données énoncées précédemment ont donné lieu à une longue série d'hypothèses sur les phénomènes qui contrôlent la dynamique des fluides dans le réservoir de Chinguetti.

La présence d'une pression interne due aux fluides a créé une surpression des fluides anormale à l'intérieur de réservoir en entraînant une fracturation importante qui permet aux fluides de migrer et de retrouver leur état de pression initiale dans d'autres réservoirs (Figures 12, 13 et 14).

Le champ de Chinguetti met en évidence l'effet de la surpression des fluides qui est à l'origine de la mise en place et de la répartition des hydrocarbures dans les différents compartiments du champ (Figures 15A, 15B, 15C et 15D) :

- a. On observe la présence de fracturations concentriques et radiales au niveau des carottes.
- b. Les contacts entre les différents fluides (gaz-huile, huile-eau) témoignent d'une instabilité au niveau du réservoir (Figures 15A, 15B, 15C et 15D).
- c. L'augmentation de la température provoque des réactions chimiques produisant des fluides qui, par accumulation, induisent l'augmentation de la pression.
- d. Les valeurs élevées et anormales de pression au niveau du champ sont dues à la surpression des fluides.
- e. La formation d'eau au niveau du champ augmente la quantité de fluides dans le réservoir et provoque aussi des surpressions.

L'abondance d'indices de déformation (micro-fractures, fractures horizontales et verticales) observables sur la modélisation sismique (Figures 13 et 14) montre l'impact de la surpression sur le champ de Chinguetti ; ces fractures sont dues aux circulations des hydrocarbures.

La migration des fluides entre les blocs du réservoir s'effectue à travers les fracturations au sein de ce réservoir, contrairement à ce qui avait été interprété auparavant comme des failles (Figures 15A, 15B, 15C et 15D).

Les valeurs anormalement élevées de pression de fluides mesurées dans les forages témoignent de l'impact de pressions anormales dans le champ de Chinguetti. La compaction chimique et la génération d'hydrocarbures développent des surpressions de fluides et des fracturations au sein du réservoir de Chinguetti, ce qui permet la circulation des fluides entre les blocs de ce réservoir.

Sur le plan sismique, les forages ont prouvé que la structure du champ de Chinguetti est un dôme fracturé rempli de sable, mais aussi d'argile. En effet, l'interprétation géophysique a permis de mettre en évidence les différents niveaux des fluides, ce qui signifie qu'il y a une remontée des fluides en surpression.

La modélisation sismique des données des puits de Chinguetti montre non seulement la structuration du réservoir en compartiments (le résultat des fractures), mais aussi les contacts entre les gaz, l'huile et l'eau (Figures 15A, 15B, 15C et 15D).

Les figures 12, 13, 14, et 15 illustrent la fracturation au sein même du champ de Chinguetti ; remarquons que les fractures deviennent de plus en plus importantes avec l'expansion du fluide qui, prisonnier dans les couches peu perméables, voit sa pression augmenter. Si nous tenons compte des pressions et des températures en fonction de la profondeur énoncées précédemment, on considère que le réservoir de Chinguetti a subi une forte pression des fluides. Les formations intercalées de sable et d'argile dans le puits de Chinguetti-4-2, constituent des poches dans le réservoir. Les fluides en surpression pourraient causer une « explosion » des poches de sable à côté des niveaux argileux, afin de retrouver un état de pression stable comme auparavant. (Figures 16A et 16B).

Sur les figures 16A et 16B, les poches de sables (en jaune) ainsi que l'argile (en noir) ont plutôt un aspect désordonné compte tenu de la nature stable du réservoir. Les fracturations sont la preuve irréfutable de la migration des fluides entre les poches de sable et de l'argile. Ainsi, le champ de Chinguetti en étant « offshore » est soumis à une pression des fluides (tels que le gaz, le pétrole et l'eau) qui ont causé ces fracturations intenses au niveau du réservoir.

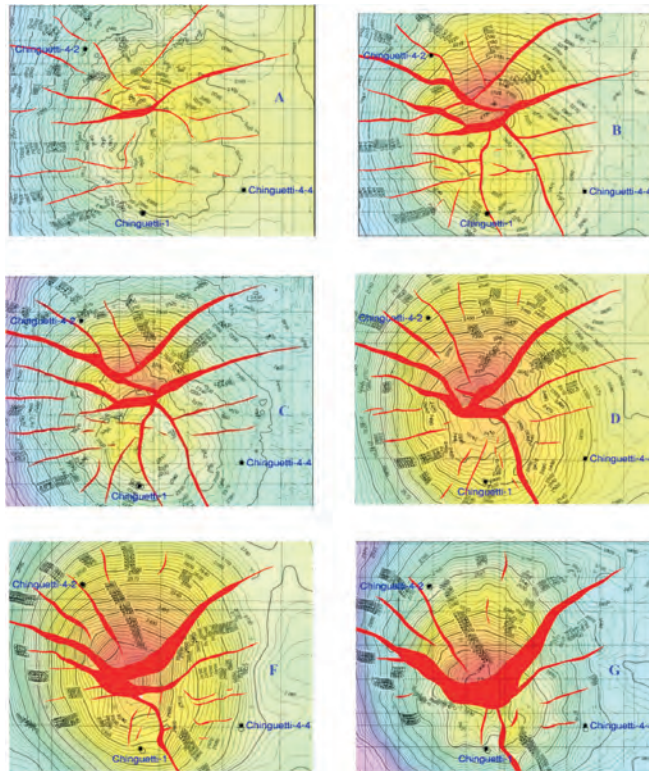


Figure 12. Cartes de différents horizons, montrant l'évolution de la fracturation sur des tranches de 100 m, ainsi que l'emplacement des puits de production (SMH, 2007).

A : 2030-2350 m ; B : 2130-2440 m ; C : 2220-2560 m ; D : 2310-2760 m ; F : 2350-2890 m ; G : 2400-2970 m.

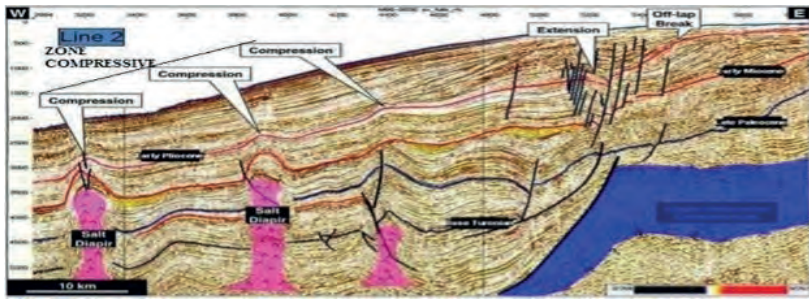


Figure 13. Profil sismique montrant la configuration structurale du bassin (VEAR, 2005).

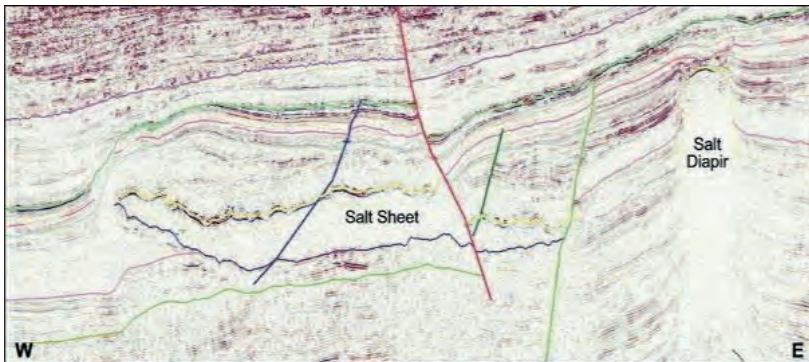


Figure 14. Profil sismique montrant la taille d'un diapir de sel dans la zone centrale du bassin ainsi que des fracturations liées aux circulations de fluides (VEAR, 2005).

Les scénarios de remplissage de fluides dans le réservoir se résument en :

- A. Contact entre le gaz, l'huile et l'eau dans le champ Chinguetti - Bloc SW
- B. Contact entre le gaz, l'huile et l'eau dans le champ Chinguetti - Bloc N
- C. Contact entre le gaz, l'huile et l'eau dans le champ Chinguetti - Bloc E
- D. Contact entre le gaz, l'huile et l'eau dans le champ Chinguetti - Bloc N

CONCLUSION

L'interprétation des données de diagraphies fournies par les puits de Chinguetti-4-2 et Chinguetti-4-4 respectivement et des carottes (de 34,2 m et 41 m de long) nous ont largement servi à décrire la dynamique interne du réservoir en mettant en évidence des gradients géothermiques élevés, ce qui favorise la génération d'hydrocarbures et les réactions chimiques.

En effet, la dissolution de certains minéraux a entraîné une augmentation des fluides dans la roche et, par conséquent, une augmentation des fracturations qui permet aux fluides de migrer et de retrouver leur état de pression initiale dans d'autres réservoirs.

La structure fracturée du champ de Chinguetti a permis aux huiles de s'échapper à travers les fractures du réservoir. Les fluides en surpression dans la roche impactent la structure du réservoir créant ainsi des fractures qui leur permettent d'aller vers un milieu de pression normale.

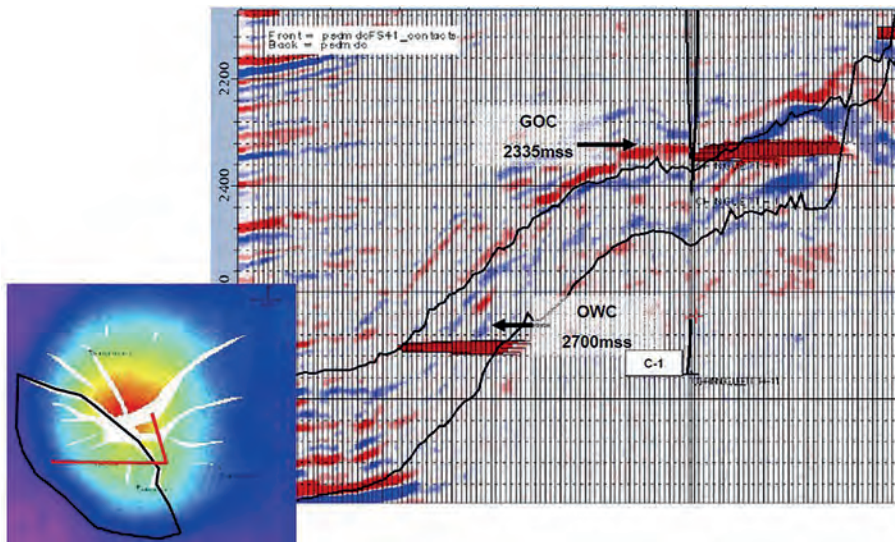


Figure 15A. Une modélisation sismique des données du puits de Chinguetti – Bloc SW dans différents scénarios de remplissage de fluide dans le réservoir (contact entre huile, gaz et eau) qui montre le remplissage des fluides dans le réservoir de Chinguetti dans chaque bloc.

Les fluides sont prisonniers dans une roche peu perméable ce qui provoque l'augmentation de la pression. Les fluides vont chercher à retrouver un état d'équilibre en migrant, avec la création de nouvelles fractures.

GOC = gas-oil-contact (contact gaz-huile)

OWC = gas-water-contact (contact gaz-eau).

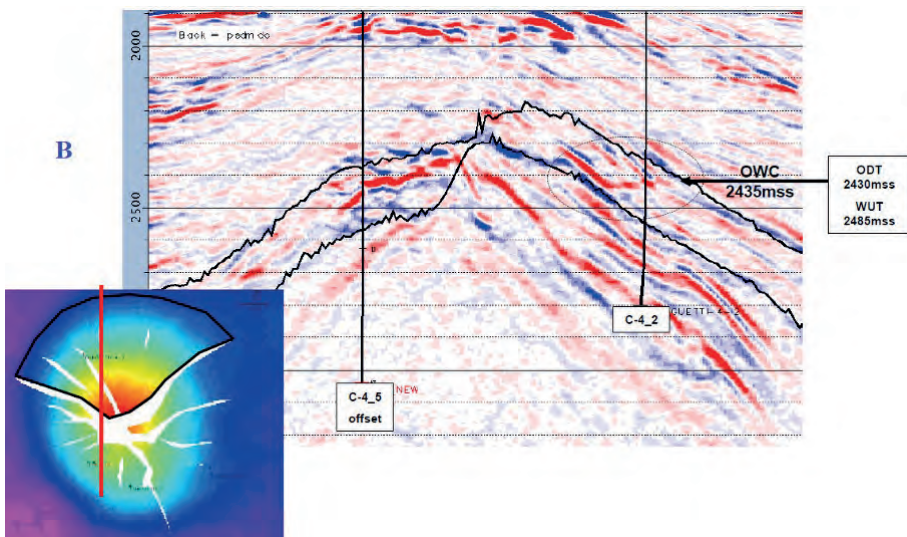


Figure 15B. Une modélisation sismique des données du puits de Chinguetti – Bloc N, dans différents scénarios de remplissage de fluide dans le réservoir (contact entre le gaz, l'huile et l'eau).

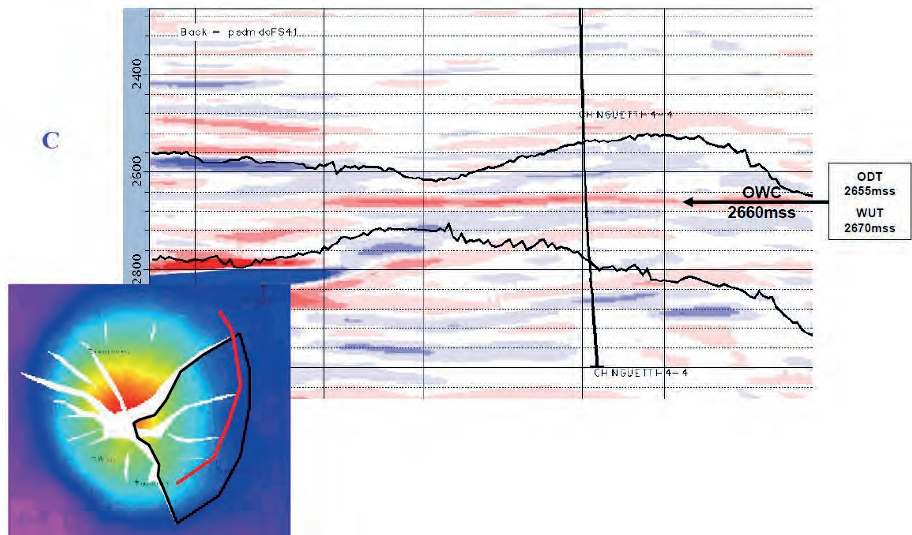


Figure 15C. Une modélisation sismique des données du puits de Chinguetti – Bloc E, dans différents scénarios de remplissage de fluide dans le réservoir (contact entre le gaz, l’huile et l’eau).

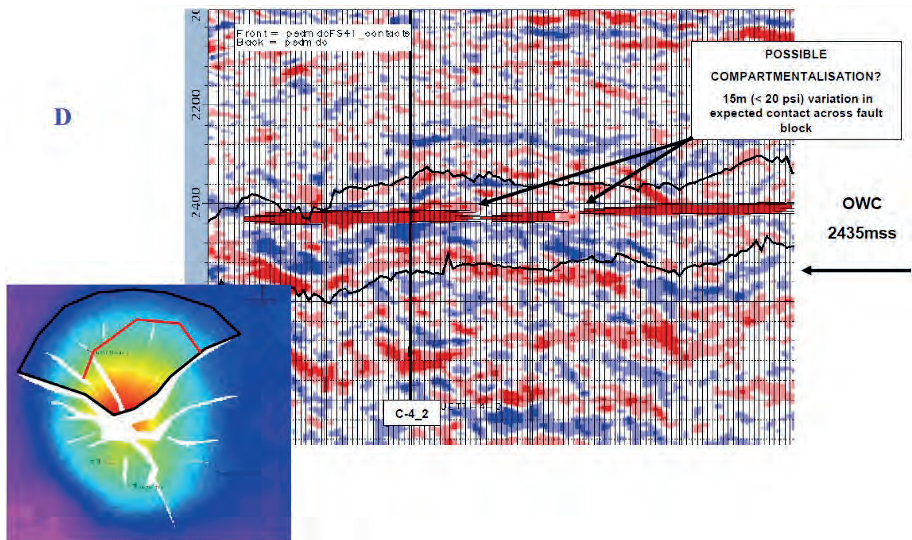


Figure 15D. Une modélisation sismique des données du puits de Chinguetti – Bloc N, dans différents scénarios de remplissage de fluide dans le réservoir (contact entre le gaz, l’huile et l’eau).

FWL= free water level (niveau de l’eau libre) ; GOC = gas-oil-contact (contact gaz-huile) ; OWC = gas-water-contact (contact gaz-eau)

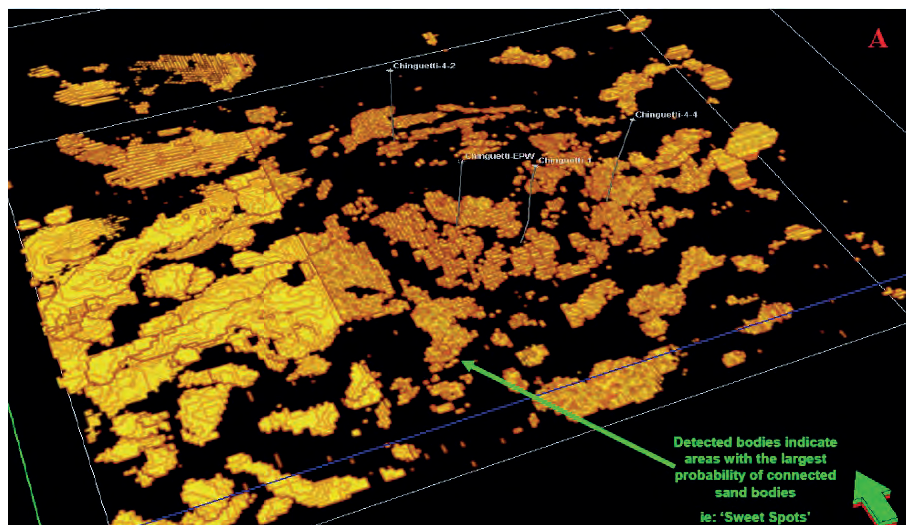


Figure 16A. Modélisation sismique 3D du champ de Chinguetti avec des poches de sables (en jaune) et d'argiles (en noir) (SMH, 2007).

Detected bodies indicate areas with the largest probability of connected sand bodies = zones indiquant les poches de sables détectées avec une forte probabilité de connexion entre elles.

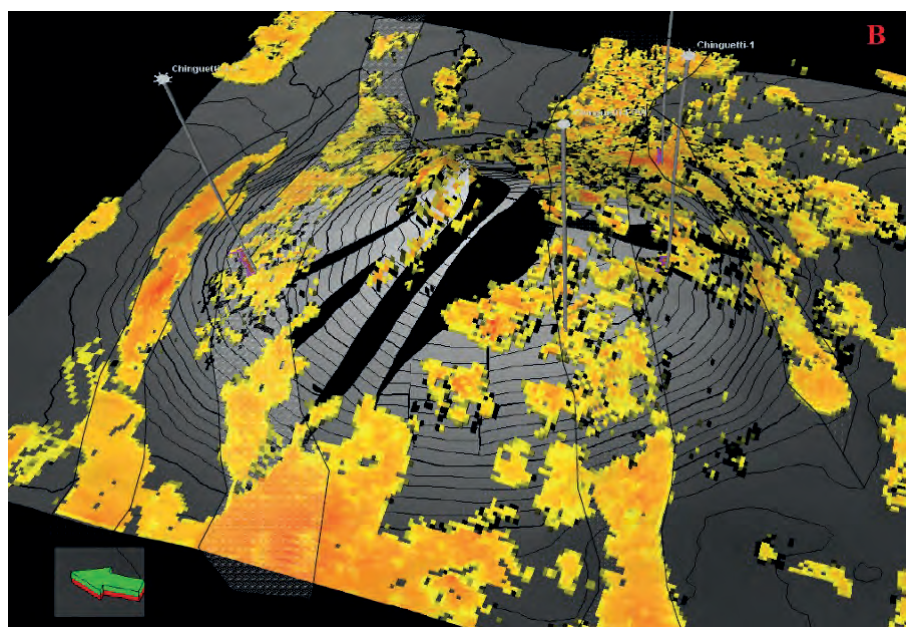


Figure 16B. Modélisation sismique 3D du champ de Chinguetti (SMH, 2007).

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- BEICIP, ARL, PSA., 1987. *Petroleum evaluation of the MSGBC (Mauritania–Senegal–The Gambia–Guinea Bissau–Guinea Conakry) Basin* : 1-16.
- COBBOLD P.R., ZANELLA A., RODRIGUES N. & LØSETH H., 2013. Bedding-parallel fibrous veins (beef and cone-in-cone): worldwide occurrence and possible significance in terms of fluid overpressure, hydrocarbon generation and mineralization. *Marine and Petroleum Geology*, 43: 1-20. <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.01.010>
- COBBOLD P.R. & ROSSELLO E.A., 2003. Aptian to recent compressional deformation, foothills of the Neuquén Basin, Argentina. *Marine and Petroleum Geology*, 20: 429-443.
- COBBOLD P.R. & RODRIGUES N., 2007. Seepage forces, important factors in the formation of horizontal hydraulic fractures and bedding-parallel fibrous veins (“beef” and “cone-in-cone”). *Geofluids*, 7: 313-332. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1468-8123.2007.00183.x>.
- LEMARABOTT A. & COBBOLD P.R., 2010. Physical modeling of fluid overpressure and compaction during hydrocarbon generation in source rock of low permeability. *American association of petroleum geologists, International conference and exhibition, Rio de Janeiro, Brazil, November. Search Discov.* : 15-18. Article #40518 <http://www.searchanddiscovery.com>.
- LEMARABOTT A. & AADJOUR M., 2022. Suppression de fluides et fracturation horizontale lors de la génération d’hydrocarbures : modélisation analogique à l’aide de la fusion partielle. *Bull. mens. Soc. linn. Lyon*, 91 (5-6) : 107-122.
- LIGER J.L., 1980. Structure profonde du bassin côtier sénégal-mauritanien. Interprétation de données gravimétriques et magnétiques. *Travaux des Laboratoires des Sciences de la Terre de St-Jerôme, Marseille* : 158.
- MOURGUES R. & COBBOLD P.R., 2003. Some tectonic consequences of fluid overpressures and seepage forces as demonstrated by sandbox modelling. *Tectonophysics*, 376: 75-97.
- RITZ M., ROBINEAU B., VASSAL J., BELLION Y. & DUKHAN M., 1989. Structures of the West-African craton margin across southern Mauritanian inferred from a 450 km geoelectrical profile. *Geophy. Res. Letters*, 16, 4: 283-286.
- RITZ M. & BELLION Y., 1990. Structure of the Atlantic margin of Mauritania (western Africa) based on geoelectrical and drilling data. *Geology*: 571-574.
- RODRIGUES N., COBBOLD P.R. & LØSETH H., 2009. Physical modelling of sand injectites. *Tectonophysics*, 474: 610-632.
- SMH., 2007. *Hydrocarbon potential of coastal basin of Mauritania*. Document interne inédit.
- VEAR A., 2005. Deep-water plays of the Mauritanian continental margin. *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series*: 1-18.
- ZANELLA A., COBBOLD P.R., RUFFET G & ROJAS L., 2013. Beef veins and thrust detachments in early cretaceous source rocks, foothills of the Magallanese Austral Basin, southern Chile and Argentina: structural evidence for fluid overpressure during hydrocarbon maturation. *Marine and Petroleum Geology* (2014), 55: 250-261.
- 

SOCIÉTÉ LINNÉENNE DE LYON

Siège social : 33, rue Bossuet, F-69006 LYON

Tél. et fax : +33 (0)4 78 52 14 33

<http://www.linneenne-lyon.org> — email : secretariat@linneenne-lyon.org

Groupe de Roanne : Maison des anciens combattants, 18, rue de Cadore, F-42300 ROANNE

Rédaction : Marie-Claire PIGNAL – Directeur de publication : Pascal TERRIER

Conception graphique de couverture : Nicolas VAN VOOREN



Tome 91 Fascicule 7-8 septembre - octobre 2022

SOMMAIRE

Bange C. – Jean-Emmanuel Gilibert (1741-1814) et sa contribution à la connaissance de la flore ptéridologique lyonnaise	129-149
Cerda J. A. – Descriptions d'un nouveau genre <i>Planuncus</i> et de deux nouvelles espèces d'Équateur et du Pérou (Lepidoptera, Noctuoidea, Erebidæ, Arctiinae, Arctiini, <i>Euchromiina</i>). Neuvième note	150-160
Lemrabott A. & Aadjour M. – Suppressions de fluides et fracturations associées aux réservoirs du champ de Chinguetti dans le bassin côtier mauritanien	161-178
Dierkens M., Lips B. & Lips J. – Contribution à la connaissance des Bostrichidae de la république de Djibouti (Coleoptera, Bostrichoidea)	179-186
Dierkens M. – Sur quelques captures de carabiques intéressants de Corse (Coleoptera, Siagonidae, Harpalidae)	187-188

Couverture : Une touffe de Lis des Pyrénées (*Lilium pyrenaicum*), un endémique des Pyrénées et
des Corbières, en Andorre (Cirque d'Els Pessons), en juillet 2019. Crédit : B. Berthet-Grelier

CONTENTS

Bange C. – Jean-Emmanuel Gilibert (1741-1814) and his contribution to the knowledge of the pteridological flora of Lyon	129-149
Cerda J. A. – Description of a new genus <i>Planuncus</i> and of two new species from Ecuador and Peru (Lepidoptera, Noctuoidea, Erebidæ, Arctiinae, Arctiini, <i>Euchromiina</i>). Ninth note	150-160
Lemrabott A. & Aadjour M. – Fluid overpressures and fracturing associated with the Chinguetti field reservoirs in the Mauritanian coastal basin	161-178
Dierkens M., Lips B. & Lips J. – Contribution to the knowledge of the Bostrichidae of the republic of Djibouti (Coleoptera, Bostrichoidea)	179-186
Dierkens M. – Interesting beetles caught in Corsica (Coleoptera, Siagonidae, Harpalidae)	187-188

Prix 10 euros

ISSN 2554-5280 – N° d'inscription à la CPPAP : 0724G85671

Imprimé par Imprimerie Brailly, 69564 Saint-Genis-Laval Cedex

Imprimé en France • Dépôt légal : Juillet 2022

Copyright © 2022 SLL. Tous droits réservés pour tous pays sauf accord préalable.