

Analyse et interpretation structurale des fracturations par les methodes des diagraphies dans le champ Kinkasi /Bassin cotier de la Rdc

Anselme Mavambou M.¹ ; Dona Kampata M.¹ ; Benjamin Safari K.¹ ; Alfred Mukuna K.¹ ; Steve Nemo B.¹ ; Pierre Paty Tshibumbu K.² ; Jean René Kabamba B.² ; Serge Diemo³

- 1. Faculté de Pétrole, Gaz et Energies Renouvelables, Université de Kinshasa B.P.127, Kinshasa XI.*
- 2. Faculté des Sciences, Université de Kinshasa B.P.190, Kinshasa XI.*
- 3. Centre des Recherches Géologiques et Minières « C.R.G.M » B.P. 898 Kinshasa/Gombe.*

Résumé

Le champ Kinkasi est l'un des champs producteurs des hydrocarbures dans l'Onshore du bassin côtier congolais. Sa particularité est que son réservoir est caractérisé par la présence des fractures naturelles qui ont été confirmées en analysant les différentes diagraphies des quatre puits : Kinkasi-2 (KK-2), Kinkasi-3 (KK-3), Kinkasi-4 (KK-4) et Kinkasi-5 (KK-5) qui font l'objet de ce travail.

Les analyses diagraphique et structurale nous ont révélé que la présence des argiles dans les fractures ouvertes au cours de la circulation des fluides a augmenté la radioactivité. Elles peuvent aussi fournir une réponse élevée de gamma ray et à cette réponse, peut être ajoutée d'autres indications qui aideront à la détection des fractures fermées ou partiellement fermées par des minéraux radioactifs.

En présence d'une fracture ouverte traversée par un sondage, l'analyse diagraphique apparait comme un outil important pour la caractérisation des unités lithologiques et les structures cassantes.

Enfin, la présence des fractures dans les formations favorise la porosité et /ou la perméabilité du réservoir, tel est le cas de notre champ Kinkasi et qui se retrouve dans une zone où la morphologie du réservoir accuse une structure anticlinale.

Mots-clés: *Fracturation naturelle ; Anticlinal ; Diagraphie ; Sonique ; Gamma Ray ; Densité ; Porosité ; Perméabilité ; champ Kinkasi.*

Abstract

The Kinkasi field is one of the fields that produce the hydrocarbon in the Onshore of DRC coastal basin. Its Particularity is that its reservoir is characterized by the presence of the natural fractures that has been confirmed while analyzing the different log of the four wells as Kinkasi-2 (KK-2), Kinkasi-3 (KK-3), Kinkasi-4 (KK-4) and Kinkasi-5 (KK-5) that made the object even all along this work. And the logging analysis and structural revealed us that the increase of the clays in fractures opened during the circulation of the fluids, can increase the radioactivity and provide an answer of the gamma ray elevated and to this answer can be added to other indications that will help towards the detection of the closed or partially closed fractures by radioactive minerals. In presence of an open fracture crossed by a poll will appear often like a zone of weak density in the density log.

Finally, fractures provide the essential of the porosity and the permeability of the reservoir since this field is located in an anticline and its different layers reservoirs are in the part extra-dos.

Keywords : *Natural fractures; Anticline; Log ; Sonic ; Gamma Ray ; Density, Permeability ; Kinkasi field.*

0. Introduction

La production pétrolière dans le Bassin Côtier de la RDC reste un sujet de beaucoup de controverse. La question qui se pose est de savoir pourquoi depuis le temps, la production du Bassin Côtier reste toujours autour de 25.000 barils/jour, alors que chaque année Perenco et associés forent près de 20 nouveaux puits de développement et d'injection mais, malheureusement cette production ne varie pas.

La géologie pétrolière d'une zone n'étant pas homogène ou uniforme, il y a certainement des zones plus productives que d'autres. Le choix du positionnement du puits est très important pour sa rentabilité, surtout pour les zones à réservoirs carbonatés dont la fracturation naturelle joue un rôle capital par rapport à la porosité matricielle.

L'objectif assigné à cette note est de faire une analyse structurale des fractures au sein du réservoir carbonaté de Kinkasi à l'aide des diagraphies (résistivité, porosité, densité) dans le but de comprendre la cause du faible

rendement des puits forés dans le bassin côtier en général et dans le champ Kinkasi en particulier.

1. Méthodologie

La méthodologie employée a porté sur la recherche documentée et l'analyse des données de type LAS des quatre puits concernés : Kinkasi-2 (KK-2), Kinkasi-3 (KK-3), Kinkasi-4 (KK-4) et Kinkasi-5 (KK-5) du champ Kinkasi dans la partie Onshore du bassin côtier congolais. Ces données ont fait l'objet d'une réinterprétation grâce au logiciel Pétrel afin de détecter les différentes zones affectées par des fractures naturelles probables.

2. Cadre géographique et géologique du champ kinkasi

2.1. Situation géographique du champ Kinkasi

Le Champ Kinkasi est situé en Onshore du bassin côtier, à 20 Km au nord de l'embouchure du fleuve Congo. Il s'étend sur une superficie de 19,5 km² (Fig.1).

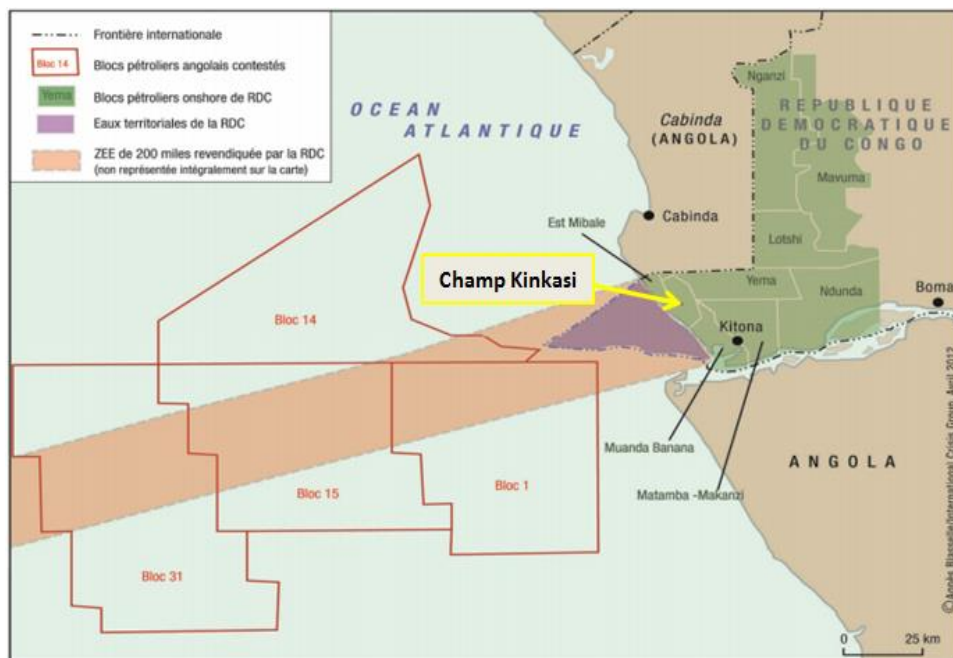


Fig. 1 : Carte de localisation du champ Kinkasi dans le Bassin Côtier (Min. Hydrocarbures, 2012)

2.2. Historique du champ Kinkasi

La formation cénonanienne est le principal réservoir de production dans le champ Kinkasi. Les premiers travaux de forage du puits Kinkasi-1 (KK-1) dans le champ Kinkasi ont débuté en mars 1972, avec la découverte d'huiles et de gaz dans ce réservoir à faciès carbonaté.

Les tests de production de ce puits avaient donné une production journalière de 750 barils d'huiles le jour dans ce champ Kinkasi. Il avait été aussi signalé la présence d'huiles et du gaz dans les autres réservoirs tels que le Turonien, le Mavuma et le Vermelha dans le même champ Kinkasi.

Des puits de reconnaissance forés après ont indiqué que les zones inférieures du réservoir Kinkasi partagent un contact huile-eau généralement dans les structures de Liawenda et Kinkasi, indiquant ainsi un gisement simple avec deux culminations anticlinales qui ont des contacts gaz-huile différents (Perenco Rep, 2015).

La production maximale a atteint 4.850 BOPD dans le gisement de Kinkasi en septembre 1985, et à présent la production de ce gisement est en phase de déclin. Il est à ce jour le champ le moins productif avec une production d'environ 1000 BOPD.

La base des données en PVT des propriétés des hydrocarbures du champ Kinkasi est très médiocre. Il n'y a eu apparemment que deux tentatives d'échantillonnage des fluides dans le réservoir Kinkasi qui ont été faites (Perenco Rep, 2015) :

- KK-1 en juillet 1980, échantillon au fond du puits de forage, et
- KK-30 en mars 1985, deux échantillons pendant le forage.

La définition des paramètres PVT à partir des fluides n'est de ce fait pas concluante.

L'interprétation la plus simple en ce qui concerne les conditions des fluides dans le réservoir est que la pression de saturation est égale à la pression initiale du réservoir, c'est-à-dire 1630 psia à l'interface gaz/huile du fait que le fluide est apparemment saturé avec un chapeau de gaz important. Toutes les données de production en ce qui concerne les rapports

gaz-huile produits au début de la production du puits indiquant une corrélation possible du rapport gaz-huile avec des profonds intervalles de production (Perenco Rep, 2015).

2.3. Aspect géologique

2.3.1. Stratigraphie

La connaissance stratigraphique du bassin côtier a révélé trois grands ensembles lithostratigraphiques qui marquent l'évolution géodynamique du bassin. Il s'agit de l'Anté-salifère, du Salifère de et du Post-Salifère (Fig.2), toutes ces épisodes ont été observé dans le puits de reconnaissance KK-1 (Min. Hydrocarbures, 2013):

- Le Post-Salifère : ces formations reposent sur un socle métamorphique et sont constitués par de sédiments grossiers, discordants de « Zenze » qui sont surmontés par des dépôts fluvio-lacustres de « Lucula » dont des grès arkosiques et argileux dans la partie inférieure. Au-dessus de ces formations viennent, des sédiments palustres et lacustres qui sont des argiles de « Bucomazi Moyen » et « Bucomazi Supérieur » qui contiennent latéralement de dépôts grossiers de « Toca ». Enfin, au-dessus des argiles gréseuses et les grès de la formation de « Chela » viennent en discordance sur les séries antérieures. Durant l'Aptien s'est déposée la couche salifère constitué par la formation évaporitique ;
- L'Anté-Salifère : Ce stade est marqué par l'ouverture de l'Océan Atlantique, les dépôts de sel dits formation de « Loémé » et des sédiments marins. Les dépôts marins constitués des carbonates et des grès argileux de « Pinda » avec des épisodes régressifs d'origine continentale de « Vermelha ». Jusqu'à la fin du Tertiaire, la mer a déposé des séries d'argiles marines et marnes, des roches carbonatées et quelques sédiments d'origine continentale qui sont des lentilles de sable, des apports fluviales. Ce sont des formations de « Liawenda » de « Sel Crétacé et Landana»,

de « Malembo » et des « Cirques » (Min. Hydrocarbures, 2013).

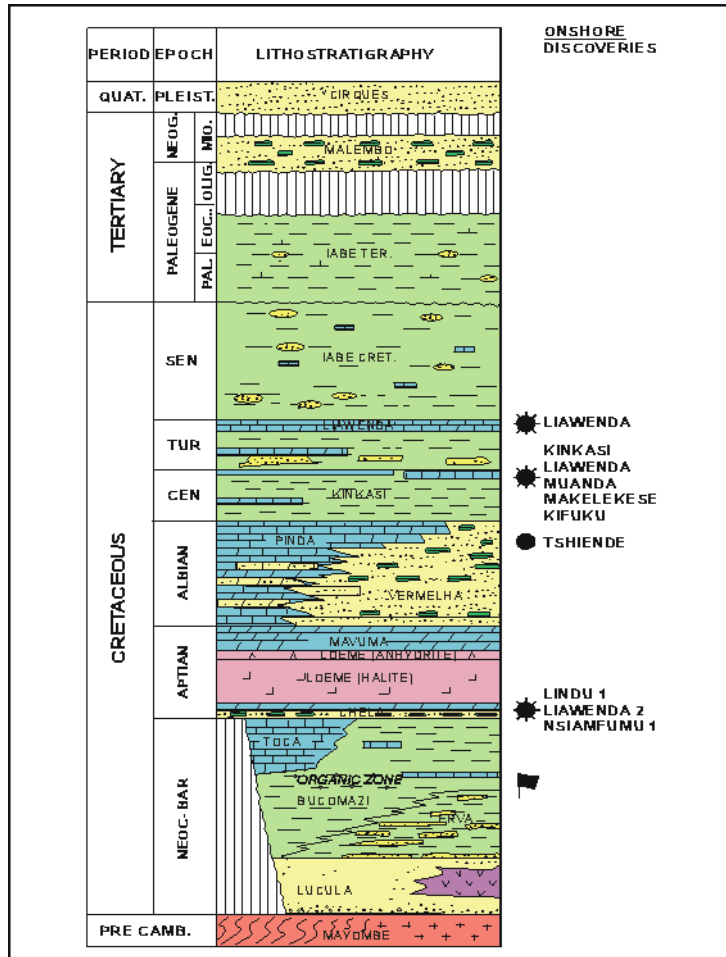


Fig. 2 : Colonne lithostratigraphique du Bassin Côtier (Perenco Rep, 2015)

2.3.2. Structure

La structure Kinkasi est un dôme allongé légèrement asymétrique issu de la tectonique salifère pendant le dépôt d'Iabe au Crétacé supérieur. Elle présente un anticlinal (Fig.3) dont l'axe se trouve sur une direction NW-SE et le point le plus élevé de l'anticlinal se trouve à 1026 m.

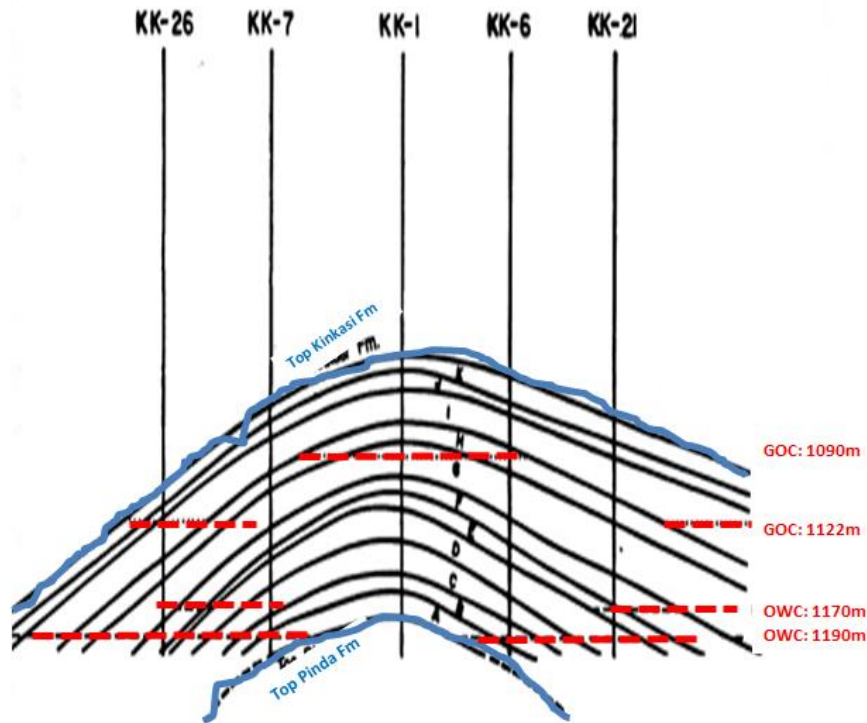


Fig.3 : Schéma structural du champ Kinkasi (Perenco Rep, 2015), modifié

La structure du gisement de Kinkasi ainsi que celle de Liawenda diffèrent de la plupart des autres structures par leurs formes anticlinales et faillées issues de la tectonique du sel dans ce bassin côtier.

2.3.3. Couches du réservoir Kinkasi

Le principal faciès en production dans le champ de Kinkasi est un calcaire bioclastique interstratifié. Ce réservoir a été déposé dans un milieu marin peu profond près de la côte modifiée par les mouvements des failles de croissance syngénétiques actives. La structure en dôme allongé du champ Kinkasi est issue par ces mouvements des failles qui ont favorisé en même temps une grande porosité vacuolaire secondaire (Perenco Rep, 2015). Ce réservoir est recouvert par une formation d'argiles plastiques en forme de lentilles et qui agissent comme chapeaux de gaz au-dessus des accumulations d'huiles. Les sections sus-jacentes tertiaires plus récentes ne contiennent pas de roches réservoirs susceptibles de contenir les huiles.

Le réservoir cénomaniens du champ Kinkasi en onze couches c'est-à-dire de la couche A,

jusqu'à la couche K (Perenco Rep, 2015). Ces couches sont choisies à partir des diagraphies électriques et sont aisément mises en corrélation au travers de la structure Kinkasi. Du point de vue géologique, la composition générale de ces couches se présente comme suit :

1. Couches A, B et C : n'ont aucun intérêt pétrolier en particulier ;
2. Couche D : composée de silts-argileux et de calcaires noduleux et silteux interstratifiés ;
3. Couche E : elle est constituée par des couches d'aleuronites fines qui se détériorent localement en limons argileux ;
4. Couche F : elle est formée d'une manière prédominante par des couches d'argiles avec des bandes des calcaires fines ;

5. *Couche G* : elle est composée de calcaires à débris de coquillages avec des couches fines interstratifiées d'aleuronites et d'argiles ;
6. *Couche H* : plus argileuse que la couche G sous-jacente, elle est composée des silts interstratifiés de nodules calcaires et de couches de calcaires coquillères ;
7. *Couche I* : La base de la couche est formée d'une manière prédominante par des aleuronites fines avec des calcaires minces ; il y a un accroissement progressif des calcaires bioclastiques quand le niveau d'énergie d'accumulation augmente ; les portions supérieures de la couche I contiennent des calcaires coquilliers vacuolaires similaires à la couche G et représentent le deuxième réservoir d'huile le plus important principalement sur les flancs du gisement de Kinkasi ;
8. *Couche J* : Cette couche n'est qu'un réservoir d'huile d'importance secondaire du fait qu'elle est principalement composée des siltites imperméables avec des bandes minces de calcaires ;
9. *Couche K* : C'est la plus élevée des couches du réservoir de Kinkasi, elle est composée de calcaires bioclastiques et des siltites. Elle a été filtrée en partie pour donner une porosité vacuolaire et inégalement répartie dans son ensemble.

NB : Dans le gisement Kinkasi, les couches productives d'huile les plus importantes du réservoir cénomanien Kinkasi sont G, H et I en plus d'une petite quantité d'huile présente dans les couches plus basses E et D sur la partie axiale de la structure et une quantité très limitée dans la couche K en dessous du contact gaz-huile sur les flancs du gisement.

3. Analyse et interprétation des données

3.1. Analyse et interprétation des données diagraphiques

Les données sous format LAS ont servi à l'analyse diagraphique des quatre puits du champ KINKASI (KK-2, KK-3, KK-4 et KK-5).

3.1.1. Etudes du gamma ray et du volume d'argile

La diagraphie gamma ray a été utilisée pour estimer le volume d'argile en appliquant la relation suivante:

$$V_{shGR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

avec:

– V_{shGR} = Volume d'argile

– GR

= Valeur GR du banc lue directement sur le Log

– GRmax

= Valeur GR maximum du meme banc

– GRmin

= Valeur GR minimum du meme banc

Cependant, l'augmentation des argiles dans les fractures ouvertes au cours de la circulation des fluides, peut augmenter la radioactivité et fournir une réponse du gamma ray élevé. Cette réponse peut être ajoutée à d'autres indications, et aidera à la détection des fractures fermées ou partiellement fermées par des minéraux radioactifs (Van golf-Racht, 1982), synonyme de la présence d'argiles.

Les valeurs du gamma ray dans le puits KK-2 varient de 22 à 38 API dans la couche H du Céno-manien et de 18 à 35 API dans la couche G du Céno-manien. Le gamma ray moyens pour ces deux couches productrices est de 29, 34 API. L'interprétation du log du volume d'argile calculé (volume d'argile égal à l'index d'argile suivant la formule linéaire), nous donne un volume d'argile de 57% dans le puits KK-2 (Nobusinapa et Sonkoni, 2016).

Dans le puits KK-3, les valeurs de gamma ray varient de 45 à 82 API dans la couche G du

Cénomaniens avec une moyenne de 71,56 API. Le volume d'argile égal à 63%.

Le puits KK-4 relève les valeurs de gamma ray variant entre 32 et 64 API dans la couche G et de 39 à 49 API dans la couche E avec

une moyenne de 45API et un volume d'argile de 41,6%. Le puits KK-5 quant à lui, indique un gamma ray compris entre 28,66 API et 57 API dans la couche E avec une moyenne de 44 API et un volume d'argile de 54,4% (Fig.4).

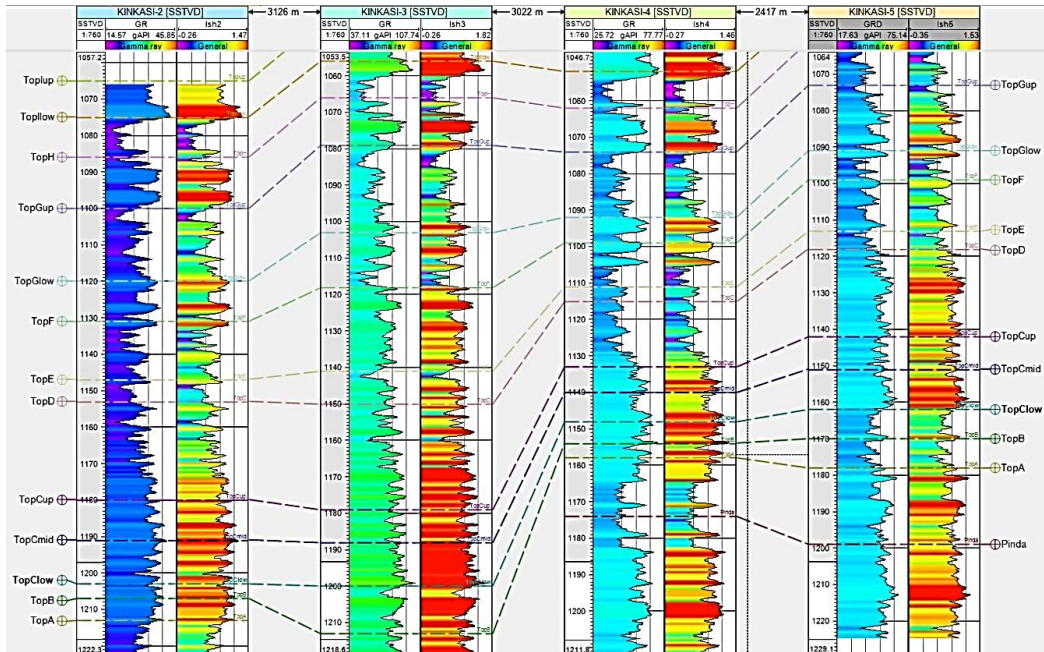


Fig.4: Evolution des logs gamma ray et du volume d'argile calculé avec Pétrel (PerencoRep, 2015)

3.1.2. Etude des diagraphies des porosités

Les trois diagraphies de porosité utilisées dans ce travail sont le neutron, la densité et le sonique (Fig.5). Notons que le neutron et la porosité-densité issues du log densité nous donnent la porosité totale alors que la porosité-sonique, issue du log sonique nous donne la porosité matricielle (Serra, 1985). La diagraphie de porosité neutron (NPHI) mesure la porosité totale comme dit ci-haut, les valeurs mesurées donnent une moyenne de 24,8% dans le puits KK-2, 22,1% dans le puits KK-3, 23% dans le puits KK-4 et 23,5% dans le puits KK-5 (Nobusinapa et Sokoni, 2016).

La diagraphie neutron dépend essentiellement de la quantité d'hydrogène présent dans la formation (à la suite de la perte d'énergie qui se produit lorsque les neutrons entrent en interaction avec des atomes d'hydrogène) (Serra, 1985).

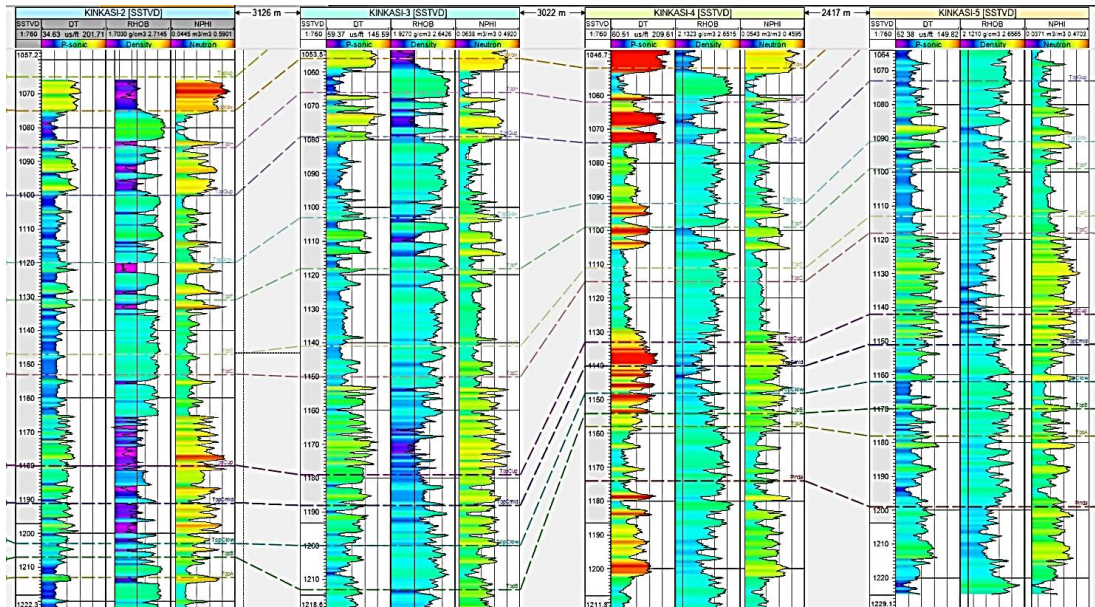


Fig.5 : Présentation et corrélation des diagraphies soniques, densité et neutron de KK-2 à KK-5, avec Pétrel (Perenco Rep, 2015)

En présence d'une fracture ouverte traversée par un sondage apparaîtra souvent comme une zone de faible densité dans les diagraphies de densité (Van Golf-Rachit, 1982). Leurs valeurs de densité nous donnent une moyenne de $2,39\text{g/cm}^3$ dans KK-2, $2,4\text{ g/cm}^3$ dans KK-3, $2,45\text{ g/cm}^3$ dans KK-4 et $2,42\text{ g/cm}^3$ dans KK-5.

3.1.3. Calcul de la porosité de fractures naturelles par les données des diagraphies

En absence des carottes pour une détermination directe de la porosité de fractures naturelles dans les différents puits utilisés dans ce travail, nous sommes obligés d'utiliser la porosité de fractures naturelles calculée à partir des combinaisons de données des diagraphies (Fig.6), (Reiss, L.H.1980).

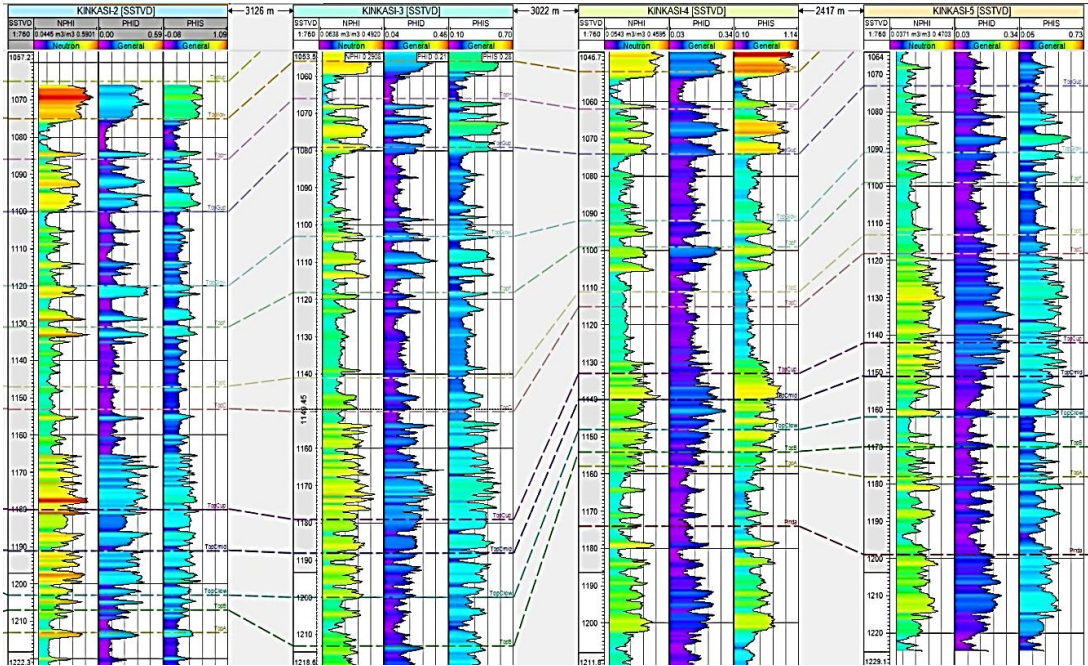


Fig.6: Présentation et corrélation des porosités sonique, densité et neutron (de KK-2 à KK-5), avec Pétreil (Perenco Rep, 2015)

De ce fait, les valeurs moyennes de la porosité de fractures naturelles (log phif) calculées dans nos différents puits se présentent de la manière suivante (Fig.7):

- Log PHIF= 3% dans KK-2 ;
- Log PHIF= 2% dans KK-3 ;
- Log PHIF= \approx 0,6% dans KK-4 ;
- Log PHIF= \approx 1% dans KK-5.

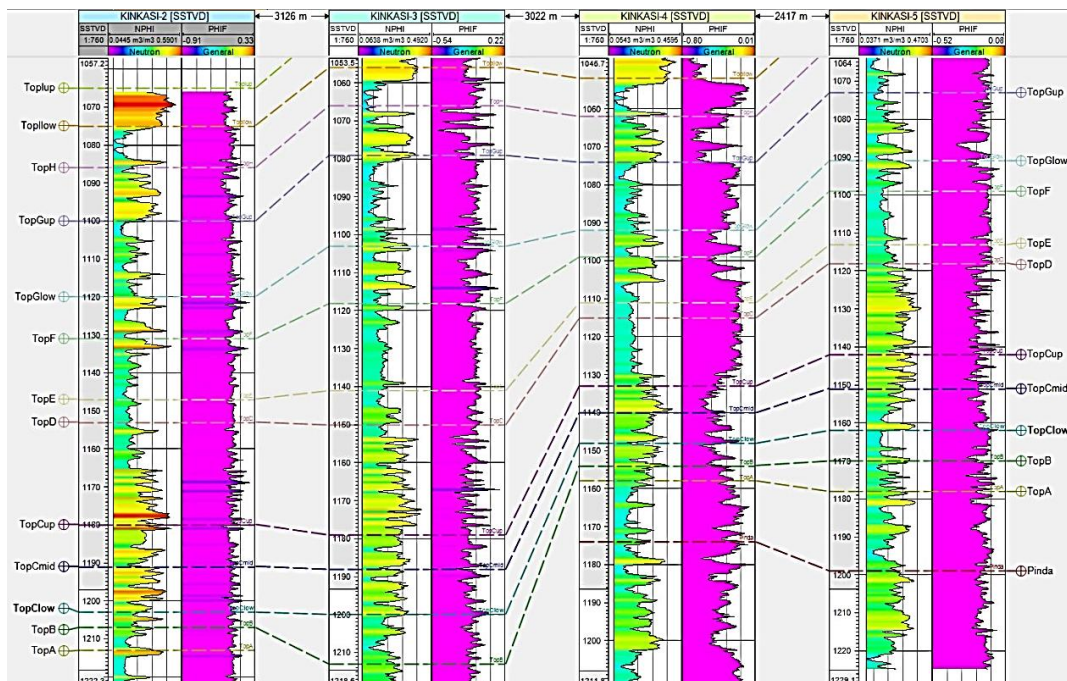


Fig. 7: Présentation et corrélation des porosités neutron et porosité de fracture calculée (de KK-2 à KK-5), avec Pétreil (Perenco Rep, 2015)

3.2. Analyse de la production

En considérant la production des hydrocarbures sur une période de cinq ans, allant de 2005 à 2010, l'analyse du comportement des quatre puits en fonction du déclin a permis de relever quelques fait comme signaler au tableau 1 ci-dessous que la production dans le puits KK-2 a été stable considérablement après les travaux d'assistance du puits. Il en est de même pour le puits KK-3.

Par contre, les puits KK-4 et KK-5 présentent une allure de déclin rapide tant pour l'huile que pour le gaz (Nobusinapa et Sokoni, 2016).

Tableau 1 : Résumé de la production cumulée (en barils/jour) de 2005 à 2010

| Année | KK-2 | KK-3 | KK-4 | KK-5 |
|-------|------------|------------|------------|------------|
| 2005 | 9029,30255 | 2731,45071 | 16106,7842 | 26310,9409 |
| 2006 | 8650,48358 | 2336,36967 | 14837,2473 | 20954,374 |
| 2007 | 8674,95679 | 2380,07556 | 12799,1088 | 26515,5565 |
| 2008 | 8812,52778 | 2529,98304 | 12464,4495 | 23929,4796 |
| 2009 | 8901,36985 | 3597,2807 | 10565,0628 | 11891,6398 |
| 2010 | 8920,63214 | 1925,43127 | 6791,38324 | 7913,73416 |

3.3. Modèle structural

L'extension d'extrados et relation pli-failles normales, anticlinal explique mieux l'existence des fractures naturelles dans le champ Kinkasi, c'est-à-dire cette association pli-

failles normales peut être expliquée par des phénomènes localisés, par exemple en terme d'extension d'extrados : Quand on plie une couche, la partie convexe du pli (le haut dans le cas d'un anticlinal, d'une antiforme pour

être plus précis) a tendance à subir une élongation, alors que la partie concave (le bas dans le cas d'un anticlinal) a tendance à subir un raccourcissement. Élongation et raccourcissement peuvent se faire de façon ductile si la couche est suffisamment déformable (couche incompetent), de façon cassante dans le cas d'une couche peu déformable (couche compétente). L'élongation due à l'extension sur la face convexe du pli est dite « d'extrados » (et le raccourcissement du côté concave est dit d'intrados). Dans le cas d'une déformation cassante, cette extension d'extrados engendrera des fentes ouvertes, ou des failles normales comme c'est le cas de ce champ les différentes couches réservoirs sont situées dans la zone où il y a la présence de ces fentes ouvertes (Nelson, 2001 ; Tiab et Donaldson, 2004).

Les fractures fournissent l'essentiel de la porosité et de la perméabilité du réservoir. Dans ce type de réservoir, le calcul de la porosité de fractures où le volume de fractures par puits a une importance primordiale. La connaissance précise de ce volume doit être acquise dès que possible pour évaluer les réserves totales obtenues par puits et de prédire si les débits initiaux élevés seront maintenus ou diminueront rapidement avec le temps (Ahmed Ali Zerrouki, 2015). L'estimation de la largeur et l'espacement de la fracture sont essentiels. D'après ce qui précède on peut classer notre réservoir Kinkasi dans la même famille que les réservoirs fracturés du champ d'Amal en Libye, Lapaz et Mara au Venezuela et les réservoirs précambriens dans l'est de la Chine (Ahmed Ali Zerrouki, 2015).

3.4. Fracturation naturelle du réservoir Kinkasi

Un réservoir carbonaté est défini (Tiab et Donaldson, 2004) comme étant fracturé si un réseau de fracturations continues de degrés variés est distribué à travers le réservoir. Quant au réservoir qui est produit dans le gisement de Kinkasi, comme esquissé sur la figure 8, il a été fracturé grâce au phénomène halocinétique, aboutissant au jeu de mouvements des failles de croissance syn-génétique active

donnant ainsi au gisement de calcaire bioclastique interstratifié de Kinkasi la forme de sa structure actuelle.

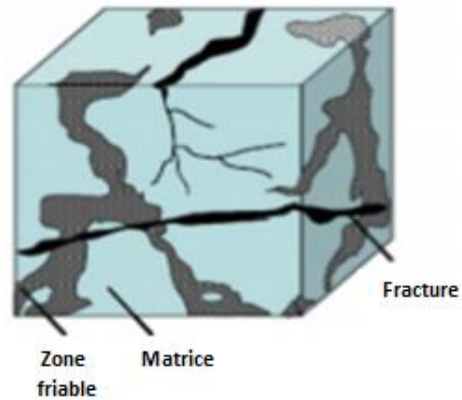


Fig.8 : Illustration d'une série de fracturations naturelles dans un réservoir carbonaté (Warren and Root 1963)

Conclusion

Le développement d'un réservoir fracturé naturellement nécessite l'application de l'étape de la caractérisation ou de la modélisation du réservoir. L'étude de la porosité des fractures pour une production pétrolière optimale de ce réservoir. L'enregistrement des diagraphies soniques dans les puits producteurs ou d'autres diagraphies nécessaires telles que la porosité neutron et la densité, est très important pour la détermination de la porosité des fractures naturelles, un paramètre essentiel pour l'évaluation et la simulation d'un réservoir fracturé.

L'interprétation des données révèle que le réservoir Kinkasi est fracturé naturellement bien que la fracturation n'est pas uniforme à travers tout le gisement. C'est-à-dire, qu'il y a des zones fracturées, et des zones moins fracturées voire non fracturées. Il a été également constaté que pour les deux puits KK-2 et KK-3, le taux de fracturation naturelle est élevé, la densité de la roche est faible et que le déclin de la production est très lent alors que dans les deux autres KK-4 et KK-5, le taux de fracturation est très faible, la densité de la roche est élevée et le déclin est rapide.

L'étude de la fracturation naturelle a montré que la porosité matricielle du réservoir carbonaté du Cénomaniens Kinkasi ne joue pas un rôle principal dans la production de ses huiles mais c'est plutôt les fractures naturelles en place qui améliorent la bonne récupération des huiles dans ce réservoir.

De ce fait, on ne peut que confirmer le positionnement de ce champ dans la structure anticlinale plus précisément dans l'extrados de cette structure où la présence des failles et des fractures (fentes ouvertes) est plus manifeste.

Références bibliographiques

1. Ahmed Ali Zerrouki (2015) : Contribution à la caractérisation des réservoirs fissurés du champ de Hassi Messaoud par classement flou, réseaux de neurones artificiels et magnétisme des roches, thèse de doctorat, Université M'Hamed Bougara-Boumerdes; 167 pg.
2. Anguila R. (1980): Naturally fractured Reservoirs. Petroleum Publ. Co., Tulsa, Ok, 703 pg.
3. Bourdarot G. (1996): Ingénierie du réservoir en milieu fissuré. Editions Technip, 133pg.
4. Chilianan G.V., Mazzullo S.J., KIEKE H.H (1996) : Carbonate reservoir characterization: a geologic-engineering analyses, Part II, Elsevier Science, B.V.
5. Djebbar Tiab et Erle C.Donaldson (1996): Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid transport Properties, second Edition, Elsevier, 889 pg.
6. Dunnington HV. (1967): Aspects of diagenesis and shape change in stylotitic limestone reservoirs. Proc.VII world petrol. Congress, Mexico, 2, panel discussion, 3:13-22.
7. F. Jerry Lucia (2007): Carbonate Reservoir characterization, an Integrated Approach, second Edition. Springer.
8. Gaffney et Al (1987): Etude sur les réserves du Bassin du Littoral de la République du Zaïre. Compte rendu du gisement de Kinkasi/Liawenda. Préparé pour le Département des Mines et Energie.
9. Gaffney et Al, (1988) : Etude sur les réserves du Bassin côtier. Aspects géologiques régionaux et prospects d'exploration. Vue d'ensemble des facilités et ensemble des données. Préparé pour le département des Mines et Energie, République du Zaïre.
10. Nelson, R.A., (2001): Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, second Edition. Gulf professional publishing.323Pg.
11. Nobusinapa Angali Hermann et Sokoni Omari (2016): Etude de la fracturation naturelle et son importance dans la production pétrolière, cas du champ Kinkasi, bassin côtier RDC. TFE, 74pg,
12. Park, W.C. and schoot, E.H., (1968): Stylolitisation in carbonate rocks. in :central Europe.springer-verlager, Heidelberg, Pg,34-63.
13. Perenco Rep. (2015) : Rapport Géologique et de Production.
14. R.D.Congo Fina-Rep (September 1999 February 2000): Geosciences Task Force R.D. Congo fiels review..
15. Reiss L.H. (2010) : Ingénierie du réservoir en milieu fissuré. Edition Technip, 133Pg.
16. Secrétariat General du Ministère des Hydrocarbures, (2012) : SG/MIN.HYDROC, inédit.
17. Secrétariat Général du Ministère des Hydrocarbures, (2013) : Certification des Réserves des bassins sédimentaires de la RDC SG/MIN.HYDROC, inédit.
18. Serra (1985): Diagraphies différées, Bases de l'interprétation, Tome 2,

- interprétation des données diagrammiques. Bulletin des lettres de recherches Exploration-production Elf-Aquitaine, Elf-Aquitaine-Edition, Pau, 627 Pg.
19. Sterns, D.W., Friedman, M., 1972: Reservoirs in fractured Rock. In stratigraphic oil and Gas Fields. American Association of petroleum Geologists Memorial, 16, 82-100.
 20. Tiab, D., Donaldson, E.C., (2004): Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, second ed. Elsevier, Oxford, 889 pp.
 21. Van Golf Racht, T.D., (1982): Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. Elsevier scientific publishing company, Amsterdam-Oxford-New York, 639 pg.
 22. Warren JE, Root PJ. The behavior of naturally fractured reservoirs. SPE J. (1963) ; 3(03):245–55. <https://doi.org/10.2118/426-PA>.

Historique de la soumission

1. Août 2020 ;
4. 1ère révision : février 2021 ;
5. 2^{ème} révision : juillet 2021 ;
6. 3^{ème} révision : janvier 2022 ;
7. Accepté pour publication : Février 2022.