

Identification et caractérisation des hydrocarbures par la méthode Gas While Drilling dans le réservoir Pinda inférieur du Champ Tshiala de l'Offshore du Bassin côtier de la République Démocratique du Congo

[Identification and characterization of hydrocarbons by Gas While Drilling Method in Lower Pinda Reservoir of Tshiala Field of the Offshore of the Democratic Republic of Congo Coastal Basin]

Joël Kabesa Kilungu², Dominique Wetshondo Osomba¹, El-Richard Molodi Empi², Junior Mbambo Bokitshi², Romulus Mawa Tuzingila², Joseph Ntibahanana Munezero²⁻⁴⁻⁵, Link Bukasa Muamba², and Odile Nzola Tshitshi³

¹Département des Géosciences, Faculté des Sciences, Université de Kinshasa, RD Congo

²Département d'Exploration et Production, Faculté de Pétrole, Gaz et Energies Nouvelles, Université de Kinshasa, RD Congo

³Chercheur indépendant, Kinshasa, RD Congo

⁴Département de Géophysique Interne, Centre de Recherche en Géophysique C.R.G., Kinshasa, RD Congo

⁵Department of Geological Engineering, School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, China

Copyright © 2019 ISSR Journals. This is an open access article distributed under the *Creative Commons Attribution License*, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

ABSTRACT: In order to better circumscribe a petroleum field, several delineation drilling must be carried out to obtain the maximum of the data by using various methods and techniques which will lead to modeling the reservoir to optimize the recovery of its hydrocarbons. Thus, during the drilling of the OKA-01 oil well in the Tshiala (Offshore) field of the DRC coastal basin, the Pinda formation presents an extreme lithological complexity with a combination of siliciclastic carbonate which is associated with a wide variety of environments. We used a method called Gas While Drilling that uses surface-detected gas during drilling for fast determination of valuable reservoir information such as identification and characterization of hydrocarbons in the lower Pinda reservoir, which are the subject and the contribution of this study. The obtained results from this study are represented in graphic form or figures and cross-plots; the latter are analyzed and interpreted according to the different components present in the fluids, that is to say the quantity of the components (C₂-C₅) to that of the component C₁ as well as the ratios of Wetness Ratio (Wh); Balance Ratio (Bh) and Character Ratio (Ch). Data collected from our method compared to other methods used during this drilling of the OKA-1 well identified and characterized the heavy oils in the OKA-01 well, indicating a problem of their recovery with primary methods. and secondary; allowing to consider tertiary recovery techniques with a work over project.

KEYWORDS: Oil Well, Total Gas, Wetness Ratio, Balance Ration, Character Ratio.

RESUME: Dans le but de mieux circonscrire un champ pétrolier, plusieurs forages de délinéations doivent être réalisés pour avoir le maximum des données en utilisant des méthodes et techniques diverses qui conduiront à modéliser le réservoir pour optimiser la récupération de ses hydrocarbures. C'est ainsi que pendant le forage du puits pétrolier OKA-01 dans le champ Tshiala (Offshore) du bassin côtier de la RDC dont la formation Pinda présente une complexité lithologique extrême avec combinaison de carbonate siliciclastiques qui sont associés à une grande variété de milieux de dépôt, nous a servi d'application

d'une méthode appelée Gas While Drilling qui utilise les gaz détectés en surface pendant le forage pour une détermination rapide des renseignements précieux du réservoir tels que l'identification et caractérisation des hydrocarbures du réservoir Pinda inférieur qui font l'objet et la contribution de cette étude. Les résultats obtenus de cette étude sont représentés sous forme graphique ou figures et cross-plots ; ces derniers sont analysés et interprétés en fonction des différents composants présents dans les fluides c'est-à-dire la quantité des composants (C_2-C_5) à celle du composant C_1 ainsi que les ratios Wetness Ratio (Wh) ; Balance Ratio (Bh) et Character Ratio (Ch). Les données recueillies de notre méthode confrontée à celles d'autres méthodes utilisées durant ce forage du puits OKA-1 ont permis d'identifier et de caractériser les huiles lourdes dans le puits OKA-01 en signalant un problème de leur récupération avec des méthodes primaires et secondaires ; permettant donc d'envisager des techniques de récupération tertiaire avec un projet work over.

MOTS-CLEFS: Puits pétrolier, Total gaz, Wetness Ratio, Balance Ratio, Character Ratio.

1 INTRODUCTION

L'identification et l'analyse des hydrocarbures extraits de la boue de forage étaient principalement utilisée pour des raisons de sécurité mais devenues de nos jours, une procédure de routine pour l'évaluation qualitative des hydrocarbures en place. La méthode Gas While Drilling fait partie de la part du marché exécuté par les compagnies des services. Cependant, bien que les services de diaggraphie de boue fournissent systématiquement les premières données disponibles en cours de forage, l'intégration de ces données dans les études d'évaluation de la formation reste une exception parmi les compagnies pétrolières. Ceci est particulièrement bien reflété par le faible nombre de publications sur la méthode d'interprétation intégrée du gaz appelée Gas While Drilling (GWD) pour "gaz en cours de forage", dont la plupart semblent être récente [1]. Les principales raisons de ce relatif désintérêt étaient le niveau de fiabilité des données de gaz qui semblait être pauvre, en raison de l'équipement de diaggraphie de boue relativement faible pour l'acquisition de données de gaz, ainsi que des méthodes inappropriées pour l'interprétation dans toutes sortes d'environnements géologiques. Il semble également que la valeur ajoutée potentielle des données de gaz actuels dans le processus d'évaluation de la formation semble être relativement mal connue parmi les ingénieurs de pétrole responsables de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures.

La méthode d'interprétation « GWD » a conduit à de nombreux succès opérationnels, soit en temps réel, sur le site de forage, sur une échelle du puits, ou à l'échelle du champ, dans des études intégrées multi-disciplinaires et la modélisation de réservoir. L'amélioration des extracteurs de gaz du fluide de forage a donné une avancée technologique importante et offert une variation de la qualité de l'échantillon pour les systèmes de gaz du fluide de forage. La mesure des données de gaz de forage (les émissions de gaz) est une pratique courante au cours du forage du puits d'exploration et de développement. La surveillance continue de gaz nous permet parfois d'indiquer, en termes généraux, la présence d'hydrocarbures mais rarement de définir les types de fluides (pétrole, condensat et/ ou de gaz, eau).

Ce travail est une contribution à l'identification et à la caractérisation des hydrocarbures du réservoir Pinda inférieur du champ Tshiala en Offshore du bassin côtier de la RDC à partir d'un puits pétrolier en utilisant la méthode Gas While Drilling. Il vise les objectifs tels que la reconnaissance des zones à hydrocarbures ; la détermination du type de fluide du réservoir ; la densité des fluides et leurs contacts ; l'évaluation du potentiel de production du réservoir ; la biodégradation et l'optimisation des opérations des puits futurs.

En vue de mieux circonscrire cette étude, nous nous sommes focalisés sur les forages effectués durant la dernière campagne d'Offshore congolais sur le réservoir Pinda inférieur du champ Tshiala et choisis un puits dont l'objectif était d'atteindre un réservoir présentant des caractéristiques pétrophysiques complexes. Sur ce, tout en omettant le vrai nom du puits, nous nous sommes permis de le renommer : OKA-01. Le réservoir principal est la formation du Pinda inférieur où le processus régional de sédimentation a eu lieu dans un environnement des milieux continentaux, marginal-marin et marins. Les faciès du Pinda inférieur ont été attribués à sept environnements sédimentaires reconnus grâce aux carottes : Chenal fluviale ; Les plaines côtières ; Défluent ; Anhydrite supratidal ; Estran ; Lagune et Fonds marins. La formation Pinda (Albien) de l'Offshore de la RDC est caractérisée par la complexité lithologique extrême avec une combinaison de carbonate de lithologies siliciclastiques qui sont associés à une grande variété de milieux de dépôt. Le plateau de carbonates et la lagune carbonatée sont les principaux faciès reconnus pendant les temps de formation Pinda (PERENCO REP, 2011[2]).

Le puits OKA-01 est un puits producteur du pétrole brut dans le champ TSHIALA situé dans le bloc pétrolier MIOC-Offshore. Il est l'un des blocs pétroliers qui constituent la concession pétrolière exploitée par la filiale technique PERENCO-REP. Il fait

partie du bassin côtier congolais situé dans la province du Kongo Central, sur le territoire de Muanda. Le champ Tshiala est situé 6 km à l'Est du champ GCO et 3 km à l'Ouest du champ Libwa avec une profondeur moyenne d'eau de 10m [2] (Fig.1).

Comme tous les puits pétroliers, OKA-01 a été complété en liaison couche-trou et en liaison fond-surface, en vue d'une part de faciliter un bon écoulement du réservoir vers les abords du puits et d'autre part de permettre une ascension des fluides de gisement vers la surface du jour. OKA-01 complété depuis le forage par activation, précisément par pompage aux tiges (ESP) dont les éléments ci-après constituent le train de tubing positionné à 2615.53m :

- Profondeur totale Open Hole 8 1/2" à 2864m MD, 2717.31 m TVDSS ;
- Casing technique de 9 5/8" dont le sabot atteint 2859m ;
- Tubing de 3 1/2 " avec un diamètre intérieur de 2.813" avec les trains positionnés à 2615.53m ;
- Packer à 2589m.

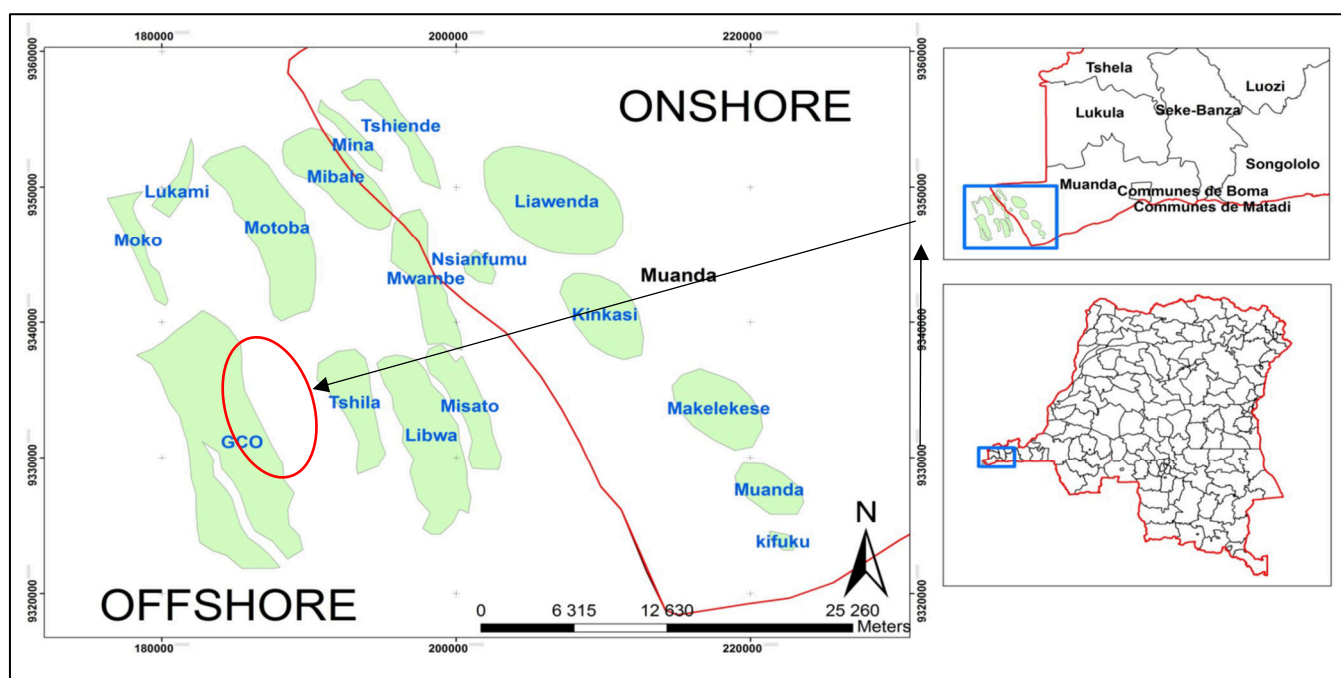


Fig. 1. Localisation du champ Tshiala du bassin côtier de la RDC

2 MATERIEL ET METHODE

2.1 MATERIEL

Pour réaliser le présent travail, nous nous sommes servis d'un ordinateur avec des logiciels (Excel et ArcGIS) permettant de faire la compilation, le traitement, l'établissement et interprétation des figures issues des données de gaz du puits OKA-01 ainsi que l'établissement de la carte du champ d'étude.

2.2 COLLECTE ET TRAITEMENT DES DONNEES

2.2.1 COLLECTE DONNEES

Le « Gas While Drilling » est une technique de base qui intervient pendant le forage permettant une évaluation rapide et in situ du réservoir [3]. Cette méthode permet de reconnaître les couches gazières ou pétrolières abordées par le log [4]. Les principales données recueillies lors du forage du puits OKA-01 sont :

1. déblais et la boue de forage (données de gaz de forage (les émissions de gaz)), pour l'évaluation des hydrocarbures issus du réservoir Pinda inférieur ;

2. diagraphies différées, à savoir :

- Gamma Ray pour la délimitation des zones du réservoir Pinda et détermination du pourcentage d'argiles dans ce réservoir ;
- L'acquisition et le traitement des données de gaz avec la technique « Gas While Drilling » est une opération qui se réalise en trois parties essentielles [5] :
- Un dégazeur : pour extraire le gaz de la coulée de boue située quelque part entre la cloche mamelon et le shale shaker ;
- La ligne à gaz : constituée des pompes et des filtres permettant le transport des échantillons de gaz ;
- Un système de détection et d'analyse situé au niveau de l'unité d'acquisition de l'ingénieur.

Le schéma ci-dessous est une illustration du système d'acquisition dénommé « SAERT » (Système de l'Acquisition et l'Elaboration en Temps Réel) mise en place au niveau de la plate-forme de forage du puits OKA-01 par la société GEOLOG Surface-Logging (Fig.2).

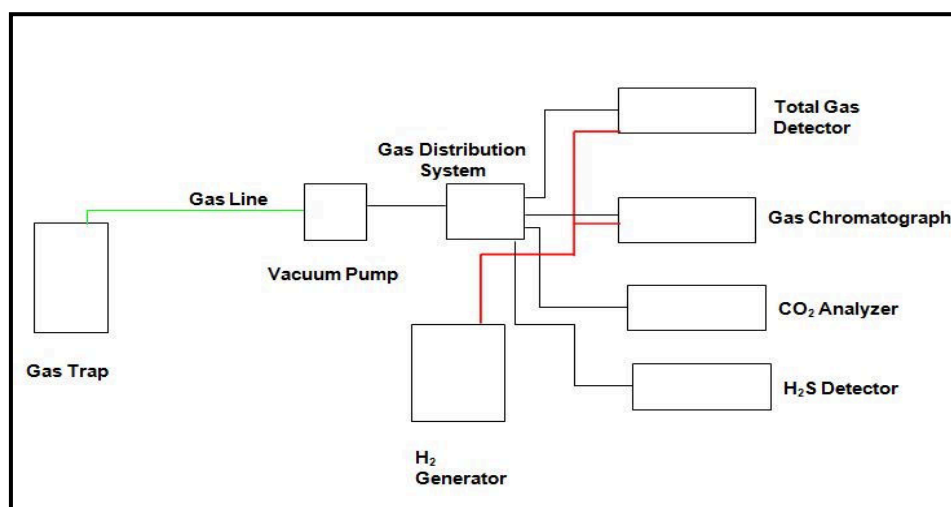
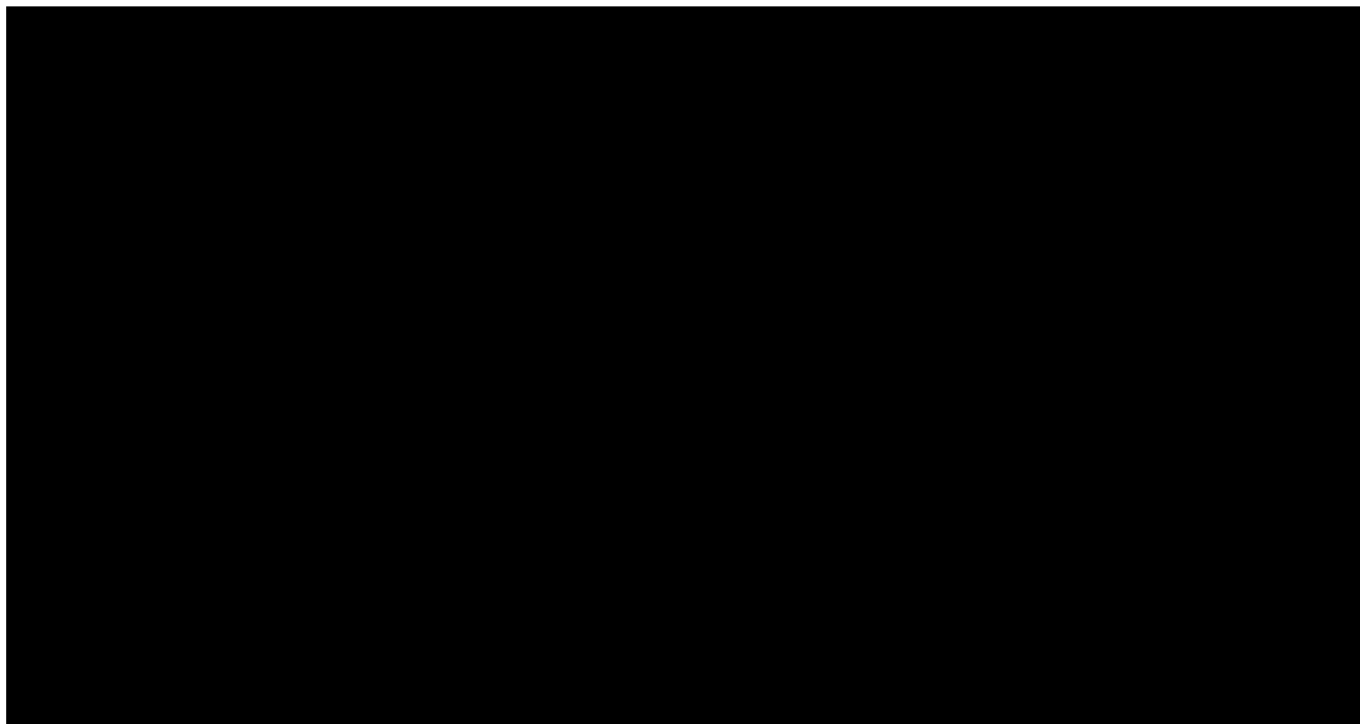


Fig. 2. Schéma d'acquisition des données mise en place sur la plate-forme de forage du puits OKA-01

Quelques données optionnelles ont été recueillies pour tenir compte de certaines sources artificielles de gaz pendant le forage du puits OKA-01. Il s'agit notamment de (Tableau 1) :

- différents paramètres de forage : changement de la phase, changement de l'outil de forage, la vitesse d'avancement de l'outil dans la formation « ROP », le flux de circulation de la boue dans l'annulaire « Mud Flow », la rotation par mètre appliquée pendant le forage « RPM », la pression hydrostatique dans l'annulaire, le poids exercé à l'outil pendant le forage ;
- caractéristiques de la boue appliquées pendant le forage du puits OKA-01 notamment le type de boue, la rhéologie ainsi que la densité ;
- diagraphies différées enregistrées après le forage du puits.

Tableau 1. Paramètres de forage et Caractéristiques des fluides de forage du puits OKA-01



2.2.2 TRAITEMENT DES DONNÉES

Les travaux de traitement et d'analyse du taux de gaz se résument par les étapes liées (Fig.3) :

- à la modélisation du process lequel regroupe toutes les simulations sur ordinateur dont la simulation de processus d'acquisition de gaz, des paramètres de forage et des propriétés des boues de forages ;
- à la compilation des données des gaz enregistrés tous les 50 cm avec le timing 10'' en vue d'avoir les ratios de gaz spécifiques ;
- au contrôle de qualité et à l'analyse, pour la vérification de la fiabilité des données, à l'aide de la limitation chromatographique, de quantification du Total gaz et des règles ;
- à l'identification et à la caractérisation des fluides y afférentes en utilisant la normalisation, les paramètres mathématiques dont le ratio Wetness (Wh), le ratio Balance Bh pour confirmer le potentiel de production de gaz et le ratio Character pour qualifier la prédiction du gaz et déterminer si la phase de production est un gaz ou de l'huile ;
- à des corrélations des données disponibles telles que la lithologie, les paramètres de forage, la calcimétrie et la fluorescence et le test de production.

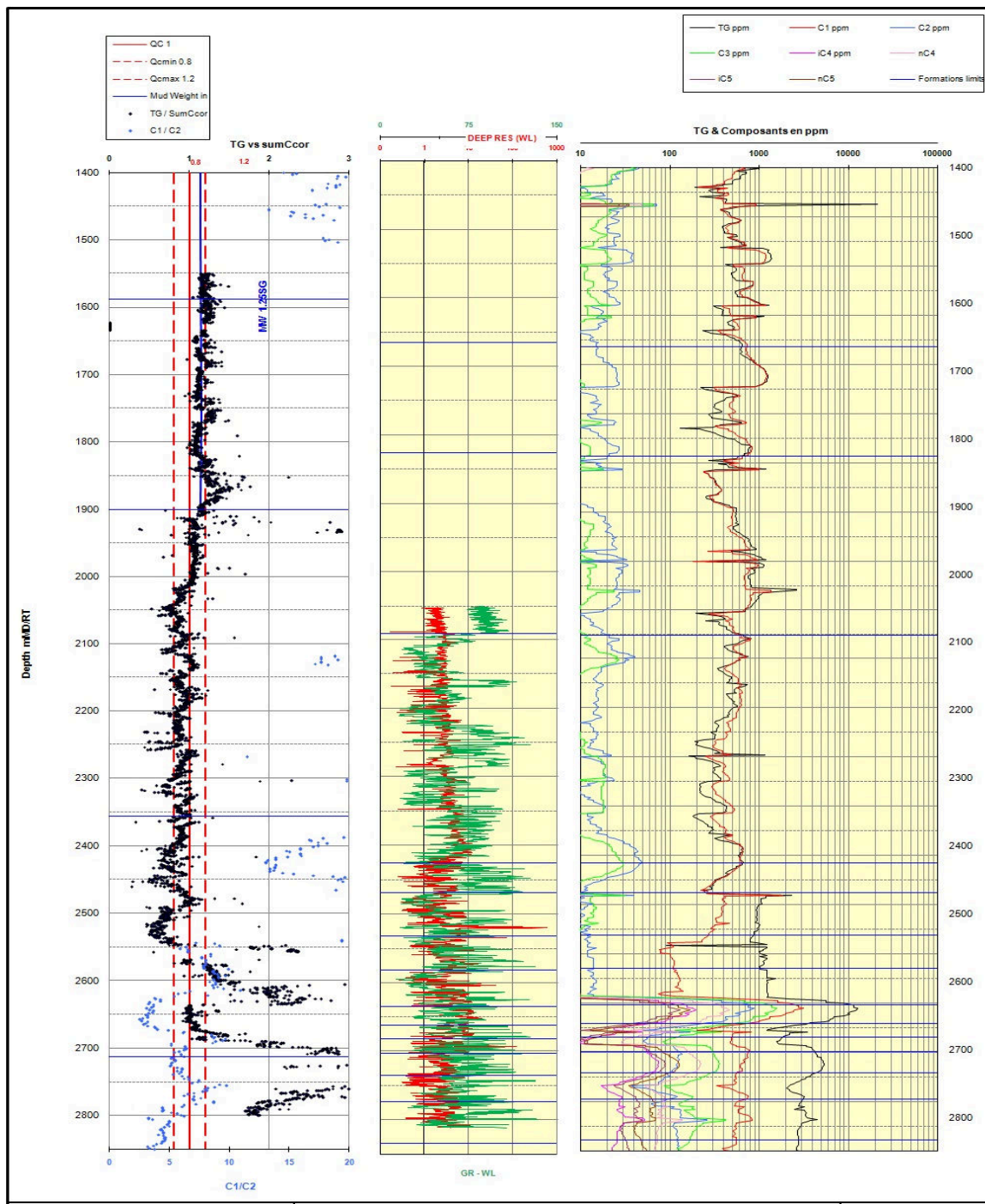


Fig. 3. Compilation et Traitement des données de gaz issues du puits OKA-01

3 RESULTATS ET INTERPRETATION

3.1 CONTROLE DE QUALITE DES DONNEES DE GAZ

3.1.1 MODE OPERATOIRE

Le contrôle de qualité des données de gaz se fait en fonction des valeurs du Total Gaz, du C₁, C₂ ainsi que de la somme des composants. La validation des données de gaz se fera ainsi en fonction de la limite établie suivant les résultats obtenus après avoir effectué les rapports suivants [3] :

- $\frac{TG}{\sum C_1 + 2xC_2 + 3xC_3 + 4x(i+nC_4) + 5x(i+nC_5)}$: des données peuvent être qualifiées comme étant fiables quand ce ratio est proche de 1 (+/- 20%). Elles seront par contre peu fiables quand le ratio est inférieur à 0,8 et supérieur à 1,2.
- $\frac{TG}{\sum(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5)}$: Ce ratio sera égal à 1 si seul le composant C_1 est présent. Il sera supérieur à 1 si l'échantillon de gaz contient des composants lourds.
- $\frac{C_1}{C_2}$: Cette limite supérieure de taux est de 80 et l'intervalle de la limite se situe entre 80 et 100%.

3.1.2 LIMITATION CHROMATOGRAPHIQUE

Des données fiables peuvent être qualifiées comme étant proches de 1 (+/- 20%). Les valeurs du ratio proches de 0.8 sont fiables. Au contraire, les valeurs supérieures à 1,2 sont peu fiables ou sont liées à la présence de composants lourds mesurés par le détecteur TG mais pas enregistré par le chromatographe [1].

La limitation chromatographique fait ressortir un seuil maximal de 50%, ce qui nous confirme de la fiabilité de nos données. Il se dégage ainsi une fiabilité quant à ce qui concerne la calibration des outils d'acquisition des gaz utilisés lors du forage d'OKA-01.

On constate un alignement des points au niveau de la figure 5 « $C_1/SomComp$ » témoignant une fois de plus d'une calibration fiable au niveau des outils chromatographiques (Fig.4).

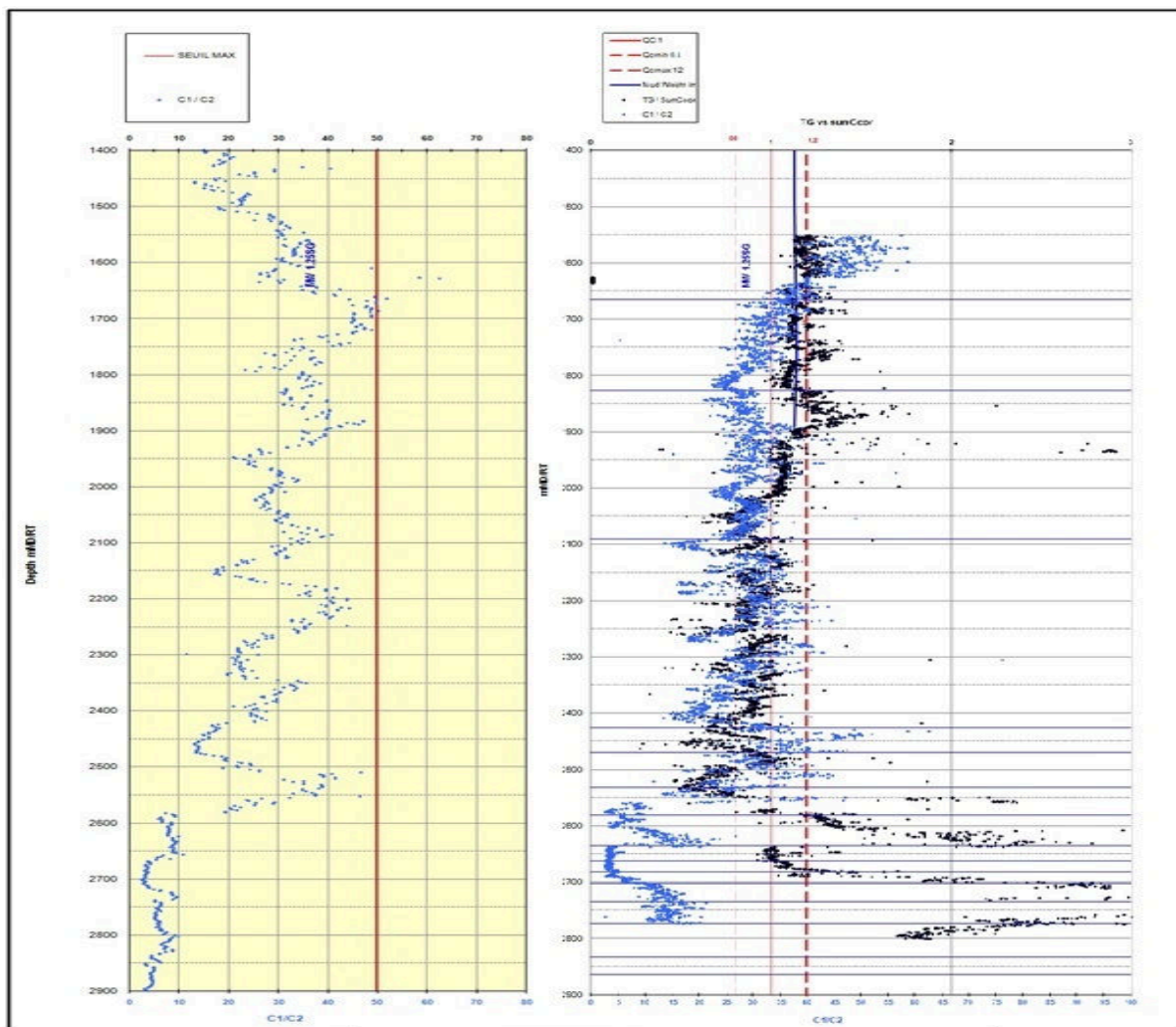


Fig. 4. Limitation Chromatographique pour la fiabilité des données de gaz du puits OKA-01

3.1.3 QUANTIFICATION DU TOTAL GAZ

Le Total Gaz effectué au niveau du dégazeur donne la quantité totale des composants d'hydrocarbures extraits de la boue et brûlés dans le dégazeur. Le Total Gaz est ainsi mis en corrélation avec le chromatographe [6].

La figure 5 permet de retenir les observations suivantes en ce qui concerne la quantification du Total Gaz :

- en dessous de 2550m, le ratio TG/ΣC se trouve être supérieur à 1,2 ; ce qui permet de suspecter non pas un problème de calibration mais plutôt une présence des composants lourds mesurés par le détecteur TG mais pas enregistré par le chromatographe. Cette affirmation pourra se vérifier lors de l'analyse des différents ratios ;
- la partie supérieure, soit entre 1550 et 2025m, nous avons aussi des valeurs supérieures à 1,2 dues à la présence de la matière organique qui a été observée à travers la description lithologique effectuée pendant le forage du puits OKA-01.

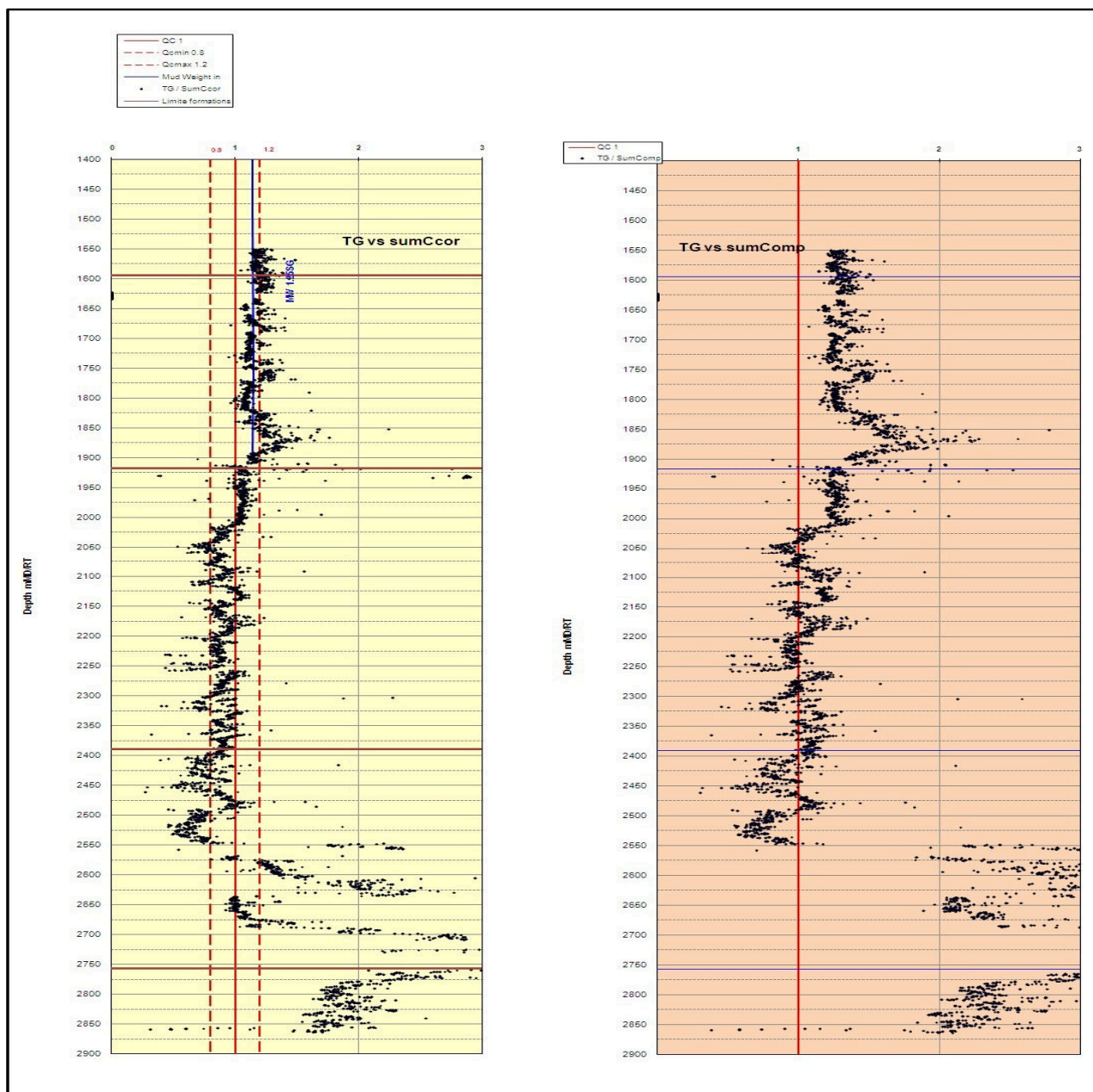


Fig. 5. Quantification du Total gaz dans le puits OKA-01

3.2 IDENTIFICATION ET CARACTÉRISATION DES HYDROCARBURES

L'identification et la caractérisation des hydrocarbures du puits OKA-01 ont été réalisées en utilisant les ratios ci-après [3], [7] :

- $\frac{C_1}{C_2}, \frac{C_1}{C_3}, \frac{C_1}{C_4}$ et $\frac{C_1}{C_5}$: plot rectangulaire, pour la détermination des fluides et de la potentialité de leurs productions;
- $\frac{iC_5}{nC_5}$: pour la biodégradation des hydrocarbures ;
- $\frac{C_1}{C_3+C_4+C_5}$ et $\frac{C_3+C_4+C_5}{C_1}$: pour l'indication couplée des hydrocarbures ;
- $\frac{C_1}{C_2}$: pour la détermination de la densité des hydrocarbures en place ;
- Wetness (Wh) et Balance (Bh) : pour la détermination des types d'hydrocarbures ;
- Character : pour la différenciation des phases liquide ou gazeuse ;
- Total Gaz et (%C₁ + %C₂) : pour la corrélation lithologique et le contact des fluides.

3.2.1 IDENTIFICATION DES FLUIDES

Plus compacte sera la formation géologique, plus le gaz sera conservé par les déblais de forage et passerait inaperçue. Typiquement, cette restriction aura une incidence sur les composants les plus lourds dans une plus grande mesure, de sorte qu'ils sont proportionnellement inférieurs aux composants légers à savoir méthane et éthane. Cela se traduira par des rapports plus élevés C₁/C₄ et C₁/C₅ par rapport à celui de C₁/C₂ et C₁/C₃ et la pente plus raide (de gauche à droite) de la courbe [8]. Si C₁/C₂ est faible dans la section de l'huile et C₁/C₄ est élevé dans la section de gaz, la zone est probablement non productive. Quatre zones sont identifiables en utilisant le plot rectangulaire des ratios Bh et Wh pour l'identification des fluides dans le puits OKA-01 :

- Deux zones non productives (extrême) : l'une où une bonne partie des valeurs de nos ratios se retrouvent. Il se dégage qu'un bon nombre de nos composants sont non productifs ;
- Une zone à fluide gazeux : celle-ci se retrouve à deux intervalles allant de 1500m à 2570 m et de 2740 m à 2884 mMD ;
- Une zone à huile : celle-ci se retrouve dans la profondeur comprise entre 2570m et 2740 mMD.

3.2.2 CARACTÉRISATION DES HYDROCARBURES

3.2.2.1 BIODÉGRADATION

Le ratio de iC₅/nC₅ est un bon indicateur de la biodégradation. Ce ratio est généralement supérieur à 1 pour les hydrocarbures biodégradés [9]. Après avoir déterminé les différentes phases de fluides et localisé la zone susceptible de contenir potentiellement des fluides liquides, nous devons procéder à l'analyse et la caractérisation de ces hydrocarbures. Ainsi, le primaire de cette caractérisation sera réservé aux indicateurs de la biodégradation. L'information sur la biodégradation est d'une grande importance dans la caractérisation des hydrocarbures ; les bactéries attaquent de préférence les composants n-alcanes que les iso-alcanes. Nous allons ainsi associer deux iso-alcanes (iC₄ et iC₅) avec comme seuil de supputation 1.

Il se dégage à travers la figure 6 que la partie supérieure de notre réservoir renferme des fluides biodégradés. Cette biodégradation semble être forte dans la fourchette allant de 1500m à 2100mMD et elle est moins importante dans la fourchette en dessous, allant de 2300m à 2600mMD. Cette biodégradation se trouve être dans la zone gazeuse telle que présentée par le ratio du plot rectangulaire. En effet, les composants se trouvant dans la partie utile de notre réservoir présentent des valeurs de ratios de la biodégradation inférieures au seuil qui est de 1. Ce qui nous permet de prédire que la partie utile de notre réservoir n'a pas été altérée par des bactéries.

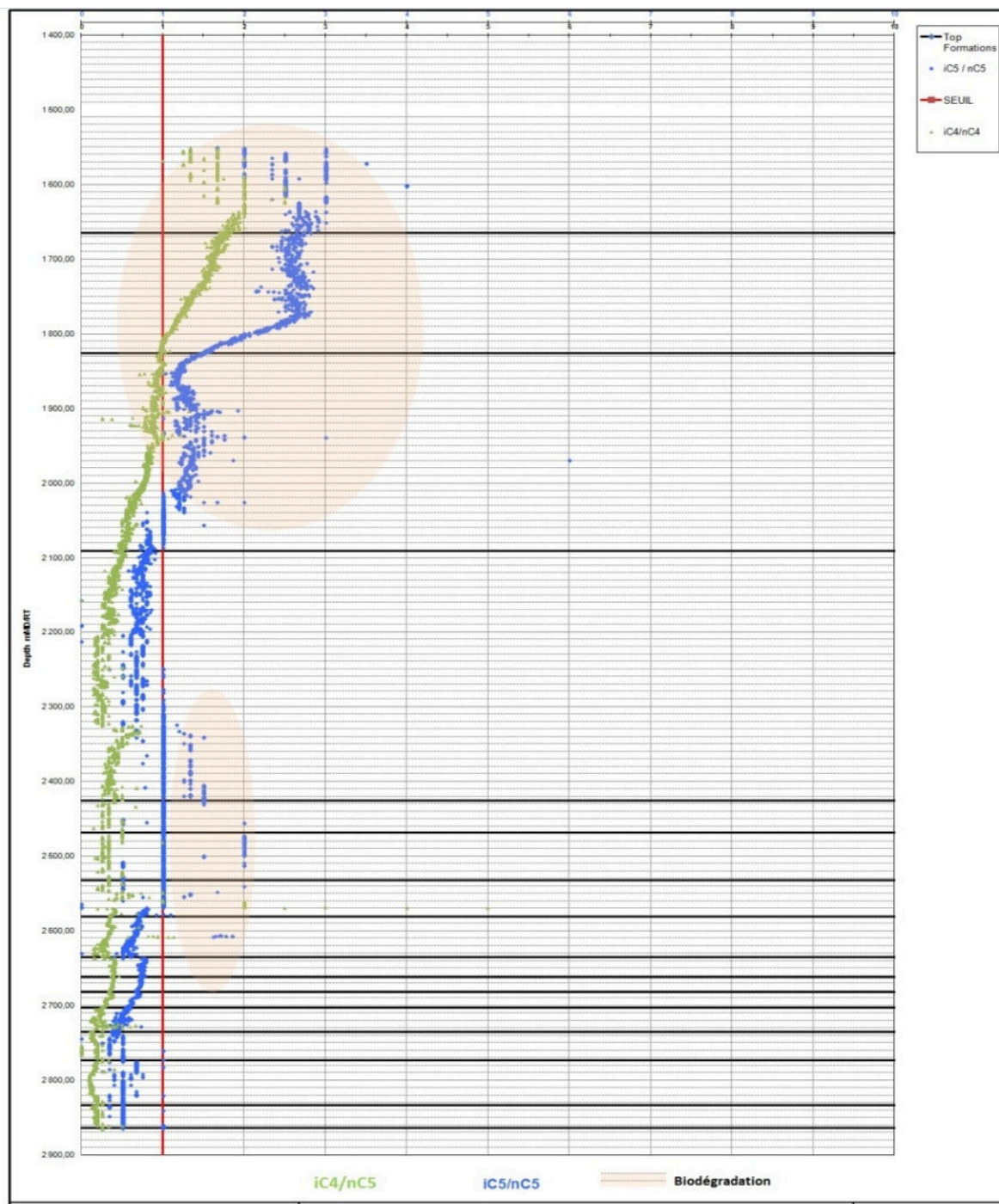


Fig. 6. Biodégradation des hydrocarbures dans le puits OKA-01

3.2.2.2 INDICATION COUPLEE D'HYDROCARBURES

L'indication couplée d'hydrocarbure peut être utilisée en liminaire pour l'analyse avancée des propriétés de nos fluides. Cette indication compare la teneur en méthane du gaz renvoyé à la teneur en hydrocarbure lourd, avec une résultante reflétant le changement de densité du fluide hydrocarboné.

Le couplage des ratios : Indicateur d'hydrocarbures « $C_3+C_4+C_5 / C_1$ » et Indicateur inverse d'hydrocarbures « $C_1/C_3+C_4+C_5$ » permettent de ressortir la figure qui sera d'utilité dans l'analyse des propriétés des fluides. Pour mieux réaliser l'interprétation de ces ratios, nous allons nous référer au tableau 2 qui reprend l'intervalle de valeurs et la caractéristique de fluides y afférents.

Tableau 2. Indication couplée d'hydrocarbures

Indicateur d'Hydrocarbures $C_3+C_4+C_5 / C_1$	Interprétation	Indicateur Inverse d'Hydrocarbures $C_1 / C_3+C_4+C_5$
0,01-0,07	Gaz sec au Gaz humide	100-14,3
0,07-0,10	Condensat ou hydrocarbures légers avec un GOR élevé	14,3-10
0,10-0,040	Hydrocarbures sous saturés	10-25
0,40-1,0	Hydrocarbures résiduels	25-1

Ainsi, il se dégage à travers la figure 7 que les valeurs du croisement des ratios présentent en fonction des profondeurs des caractéristiques suivantes des hydrocarbures à savoir :

- De 1550m à 1840mMD : cet intervalle renferme du gaz allant du sec à humide ;
- De 1840-2580mMD : nous pouvons prédire de la présence du condensat ou des hydrocarbures légers avec un GOR élevé ;
- De 2580-2770mMD : possible présence des hydrocarbures sous saturés ;
- De 2770-2810mMD : une potentielle présence d'hydrocarbures résiduels ;
- De 2810m-2864mMD : comme au deuxième intervalle des profondeurs, nous soupçonnons de la présence du condensat ou des hydrocarbures légers avec un Gas Oil Ratio (GOR) élevé.

En essayant de faire une interprétation croisée avec le plot rectangulaire où nous avons retenu la profondeur allant de 2570m à 2740mMD comme zone à huile, nous constatons qu'au regard de la figure 7 de l'indication couplée, ce fluide liquide semble être des possibles hydrocarbures sous saturés (Fig.7).

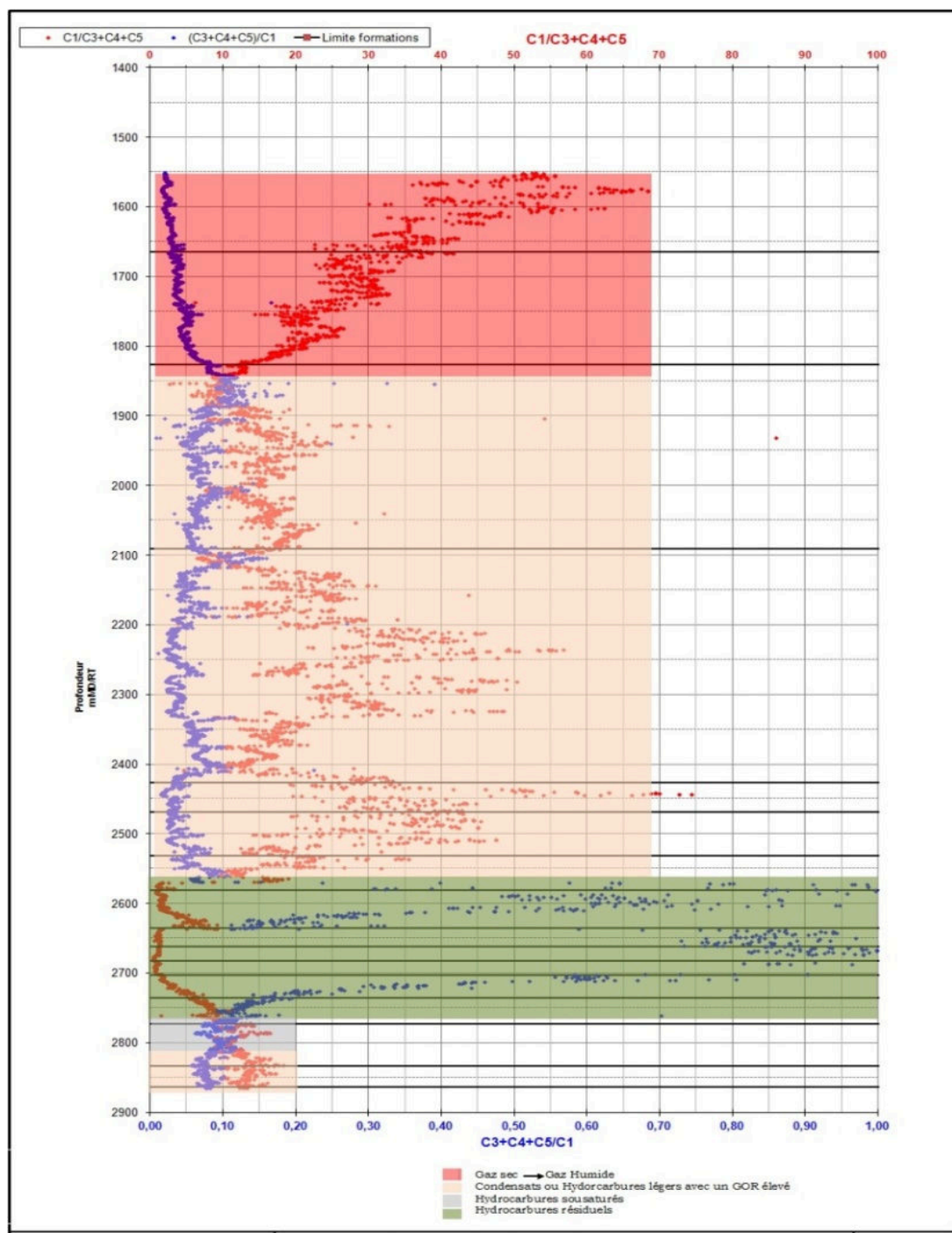


Fig. 7. Indicateur couplé d'hydrocarbures

3.2.2.3 DENSITE

Pour caractériser la densité des hydrocarbures du puits OKA-01, nous avons recouru au ratio C_1/C_2 en se référant au tableau 3 [6].

Tableau 3. Ratio C1/C2 et type des fluides

Ratio C1/C2	Type et Densité des fluides
<2	Réservoir non productif, hydrocarbures résiduels
2-4	Hydrocarbure à densité élevée, °API 10-15
4-8	Hydrocarbure à densité moyenne, °API 15-35
8-15	Hydrocarbure à faible densité, °API >35
15-20	Gaz condensant
20-65	Gaz
>65	Réservoir non productif, Gaz léger
Seulement C1	Réservoir contenant de l'eau salé

De l'analyse de données de ratio C_1/C_2 du puits OKA-01 représentées schématiquement sur la figure 8, on note la présence des hydrocarbures ayant de densités regroupées en quatre types qui sont :

- De 1550m à 2550mMD : la valeur du ratio présente une densité typique du gaz soit proche de 50° API ;
- De 2550 à 2600mMD : des hydrocarbures à densité moyenne comprise entre 15° et 35°API ;
- De 2600m à 2630mMD : du gaz ou condensat ; soit une densité supérieure à 45°API ;
- De 2630m à 2700mMD : des hydrocarbures à densité élevée comprise entre 10° et 15°API ;
- De 2700m à 2864mMD : possible présence des condensats ou gaz.

Eu égard aux précédents ratios et à celui de densité C_1/C_2 , nous pouvons dégager les constats ci-après, sur le 170m de zone à fluides allant de 2570 à 2740m :

- 30m renferme potentiellement des hydrocarbures à densité moyenne ; 70m de gaz ou condensat et 70m d'hydrocarbures à densité élevée.

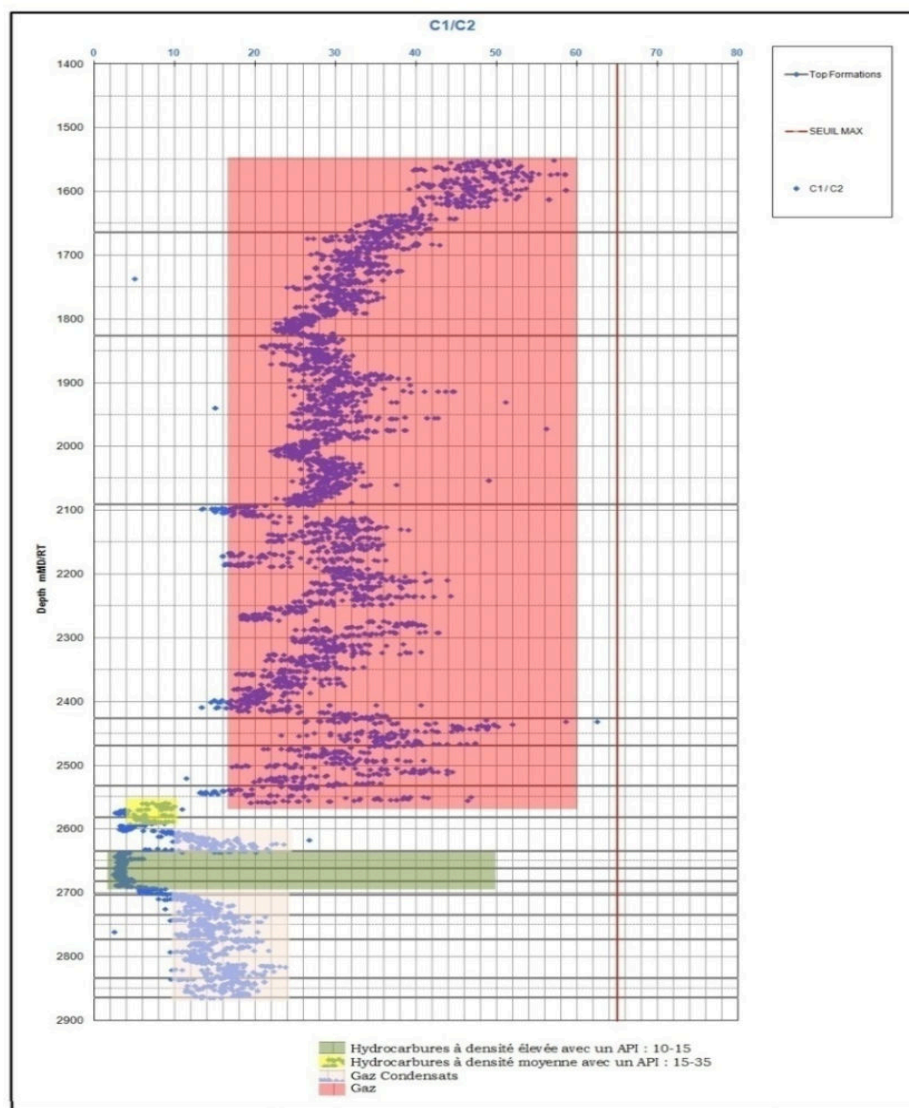


Fig. 8. Interprétation de données de C_1/C_2 du puits OKA-01

3.2.2.4 RATIO WETNESS (WH) ET BALANCE (BH)

L'analyse et la caractérisation des hydrocarbures nécessitent l'apport des ratios Wh et Bh qui permettent non seulement de caractériser les types de fluides mais aussi de tracer un profil de contact entre les fluides.

Le Gas-oil-contact (GOC) est donc défini par le point marquant la croisée de deux courbes (Wh-Bh). Et l'Oil-Water-Contact (OWC) est généralement déterminé quand on a une forte augmentation de ratio Wh accompagné d'une plus grande séparation des deux courbes, ce qui reflète une plus grande proportion des hydrocarbures associés avec des traces d'hydrocarbures résiduels (Fig.9).

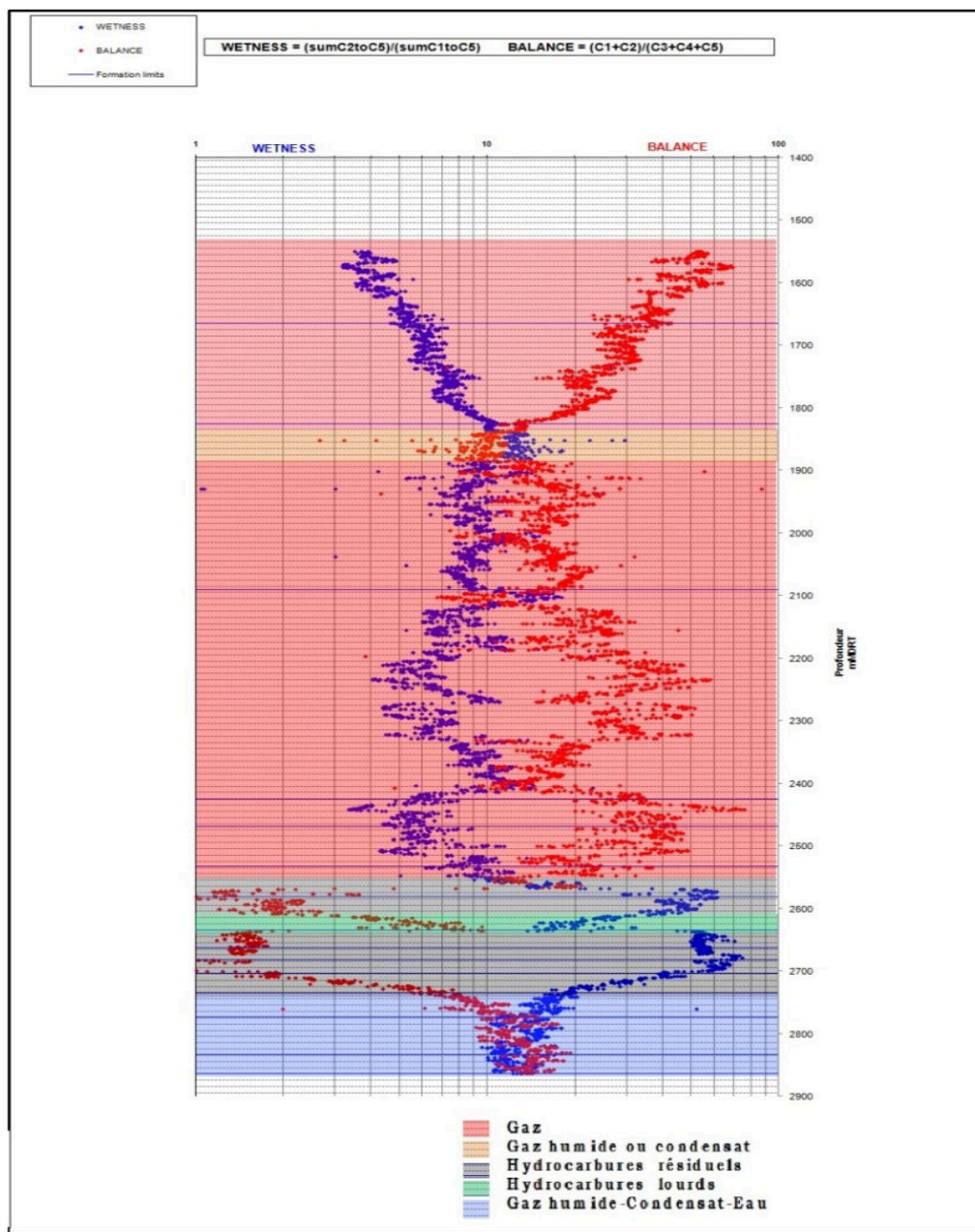


Fig. 9. Wetness-Balance ratios du puits OKA-01

L'analyse interprétative de la figure 9 permet de dégager les principaux constats suivants :

- La section forée en 12" ¼ renferme des composants dont les valeurs du ratio Bh ne sont pas ≥ 100 et toutes les valeurs du Wh sont > 3 . Nous pouvons ainsi écarter toute éventuelle production d'hydrocarbures très légers ou du gaz secs.
- De 1550m à 1840mMD, la valeur du Bh connaît une décroissance, alors que celle du Wh augmente proportionnellement à la décroissance du Bh et les deux courbes se rapprochent de plus en plus : $Wh < Bh < 100$ et $3 < Wh < 10$. Ceci peut prédire une production du gaz ;
- De 1840m à 1880m MD, la croissance du Wh continue jusqu'à dépasser Bh, ce dernier devient inférieur au Wh. Nous pouvons prédire la production d'hydrocarbures avec du gaz très humide ou de condensat ou de l'huile de densité élevée avec un GOR élevé car $Bh < Wh < 20$ et $Bh < Wh$;
- De 1880m à 2110m MD, nous avons un revirement de la situation, la courbe $Wh < Bh$. Ce qui est typique au constat et à la prédiction faite au deuxième point soit la production du gaz ;

- Le cross-over observé à 1840m, celui de 2110m MD témoigne du changement lithologique, il marque ainsi de l'entrée du réservoir Pinda supérieur ;
- De 2110m à 2560mMD, on observe les courbes $Wh < Bh < 100$ et $3 < Wh < 2$ qui prédisent une production de gaz ;
- De 2560m à 2730m MD, après un cross-over, la courbe Wh connaît une croissance très importante au détriment de celle de Bh. L'ensemble de cet intervalle semble avoir une courbe de $Wh > 40$ et $Bh \ll Wh$. Ce qui prédit une production d'hydrocarbures à forte densité ou des hydrocarbures résiduels ;
- De 2600m à 2630mMD, les valeurs de la courbe Wh se situent entre 17,5 – 40. Ainsi, quoique $Wh \gg Bh$, il y a la probabilité d'une faible production d'hydrocarbures lourds avec une faible saturation en gaz ;
- Un rapprochement prononcé de deux courbes Bh et Wh dans la partie inférieure du réservoir soit dans la profondeur allant de 2730m jusqu' à la profondeur finale (2864mMD). On signale l'existence du gaz humide, du gaz condensat ou encore de l'eau.

3.2.2.5 RATIO CHARACTER (CH)

En comparant les composants plus lourds (de propane à pentane), le ratio Character (Ch) est utilisé pour qualifier une prédiction de gaz à partir des ratios Wh/Bh. Le ratio Ch confirme si une prédiction de gaz est en effet, une zone à gaz, ou si le gaz est associé à l'huile. L'importance de comparer ces trois est que le composant C_3 sera typiquement plus prédominant dans un réservoir de gaz, avec de plus faibles quantités de C_4/C_5 . Tous les composants les plus lourds augmenteront à mesure que la densité des fluides augmentera, mais C_4 et C_5 augmentent proportionnellement dans le cas des huiles légères [6]. Le ratio Character (Ch) doit être utilisé pour qualifier toutes les prédictions de gaz basées sur les rapports Wh/Bh, mais il est plus utile dans une situation très particulière. Lorsque les courbes de Wh et Bh sont rapprochées, il est difficile d'être précis sur le type de fluide.

En intégrant le ratio Character reflété par la courbe Ch, nous observons à travers la figure 10 que les profondeurs allant de 2560m à 2730mMD présentent de très grandes valeurs de Ch, ce qui confirme de la potentielle production d'une phase liquide. Quoique la partie supérieure de ces profondeurs retrace une courbe $Ch > 0,5$, le gaz indiqué par le rapport Wh/Bh peut être associé aux hydrocarbures légers.

A travers la figure 10, il se dégage aussi qu'une seule section du réservoir présente des valeurs de $Ch < 0,5$. Cette section va de 2730m à 2864mMD, ceci implique une phase gazeuse avec potentialité de produire soit du gaz humide soit du condensat (Fig.10).

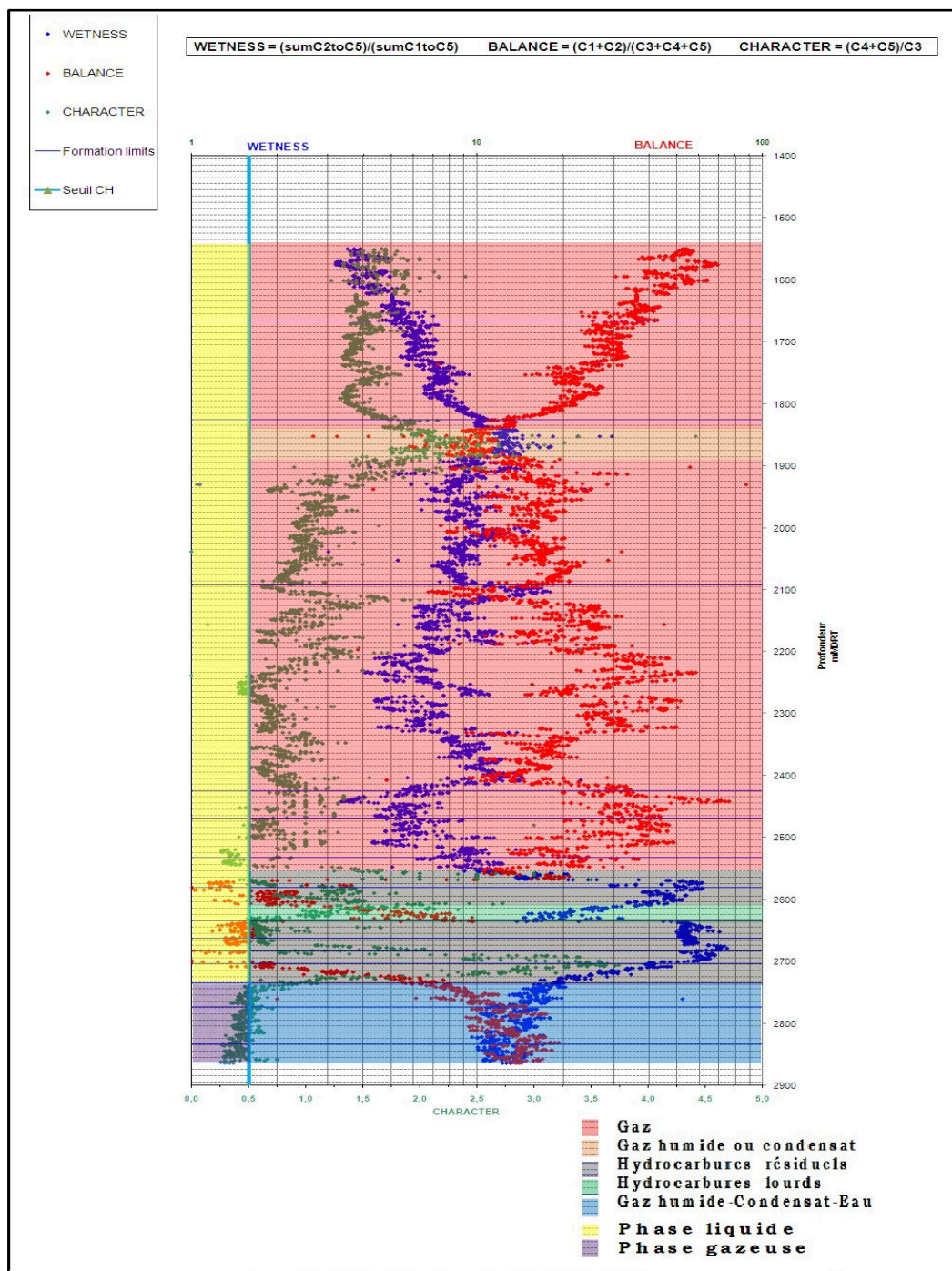


Fig. 10. Wetness-Balance-Character ratios du puits OKA-01

3.3 INTERPRETATION INTEGREE DES RESULTATS

Au regard des différents ratios utilisés pour l'analyse et la caractérisation des hydrocarbures du puits OKA-01, il se dégage que les formations supérieures de ce puits, celles allant du Turonien au réservoir Pinda supérieur (Upper Pinda) renferment du gaz (du gaz sec au gaz humide). La fluorescence observée au niveau d'Upper Pinda lors du forage peut trouver une justification avec le ratio de l'indication couplée des hydrocarbures qui nous a permis de prédire de la présence du condensat ou des hydrocarbures légers avec un GOR élevé dans l'intervalle allant de 1840-2580mMD. Le cross over Wh/Bh observé au niveau du Cénomaniens est d'ordre lithologique, nous pouvons constater le changement lithologique entre le Turonien qui est marneux et la partie supérieure du Cénomaniens qui est silteuse. Compte tenu de la perméabilité plus intéressante des Siltstones que

des marnes, le gaz présent dans cette zone paraît plus humide. L'absence de la fluorescence s'explique du fait que le degré API étant très élevé, il est difficile d'observer de la fluorescence dans cette partie.

Le réservoir Pinda supérieur qui est une formation carbonatée, caractérisée par une perméabilité moins intéressante que les formations aussi bien silteuses que gréseuses, mais plus que les formations marneuses, présente des zones à faible fluorescence. Le gamma ray confirme de l'existence du réservoir. En effet, nous pouvons constater la courbe gamma ray qui vire à gauche et le changement lithologique allant des argiles aux calcaires confirme la présence du réservoir. Tout comme au passage du Turonien au Cénomaniens, le cross-over Wh/Bh au top Upper Pinda confirme du changement lithologique et non d'un contact de fluide. L'interprétation des ratios de gaz montre une zone gazeuse qui n'est pas différente du Cénomaniens, quoique la lithologie soit différente. Ainsi, nous osons croire que l'Upper Pinda n'a pas été favorable à la mise en place des hydrocarbures liquides.

Eu égard à ce qui précède, nous pouvons dire que la section allant du Turonien au Upper Pinda ne présente aucun intérêt économique, non seulement du fait qu'elle est à gaz, mais aussi parce qu'elle ne constitue pas l'objectif assigné à ce puits OKA-01. Le réservoir Pinda inférieur (Lower pinda) qui constitue la section la plus intéressante de notre puits renferme deux environnements majeurs de dépôt, nous pouvons citer l'environnement marin avec un faciès carbonaté et l'environnement continental avec un faciès à prédominance gréseux.

En observant les différents ratios de gaz ainsi que la lithologie dans la section du Lower Pinda, nous constatons que la partie supérieure de cette formation qui est carbonatée présente des caractéristiques typiques au Upper Pinda, c'est-à-dire renferment du gaz avec un degré API élevé. La partie supérieure du Lower Pinda a été ainsi mise en place dans un environnement marin et constitue la partie la plus pauvre et non imprégnée du réservoir. Ainsi, nous pouvons dire que l'environnement marin a été favorable à la mise en place des gaz allant du gaz humide au gaz sec, les faciès carbonatés qui sont typiques au réservoir, ne reflètent pas d'excellentes conditions pour parler d'un bon réservoir pouvant présenter un intérêt économique.

La deuxième partie du réservoir Pinda inférieur présente un faciès lithologique gréseux, ce dernier est typique d'un environnement continental caractérisé par des formations pouvant présenter des propriétés pétrophysiques favorables pour la mise en place et la production des hydrocarbures. En effet, au niveau de la couche Lower Pinda B-3A c'est-à-dire à la profondeur allant de 2630m à 2730m MD, nous constatons une prédominance gréseuse avec une bonne fluorescence. Les propriétés pétrophysiques nous présentent une bonne résistivité, une bonne perméabilité ainsi qu'une mouillabilité favorable pour la récupération d'hydrocarbures liquides. Au regard des données de gaz et à l'analyse des ratios de ces gaz, nous pouvons prédire de la production d'hydrocarbures allant de lourds à résiduels.

En évoluant en profondeur, nous constatons un passé carbonaté qui comme nous l'avons dit tout haut, constitue un environnement marin avec des caractéristiques d'un réservoir à faible porosité. Ce mélange des roches carbonatées et gréseuses a octroyé au regard des ratios de gaz, une mise en place d'hydrocarbures lourds avec une faible saturation en gaz. En dessous de cette formation carbonatée, nous avons la continuité des formations gréseuses avec les mêmes caractéristiques que celles du Lower Pinda B-3A.

Ainsi, nous pouvons constater une diminution des valeurs du Total Gaz et des valeurs de la Chromatographie. Ce qui peut témoigner d'un possible contact entre hydrocarbure et eau dit Oil-Water-Contact « OWC », dans la partie inférieure du réservoir soit allant de 2730m jusqu'à la profondeur finale (2864mMD). Au regard des ratios de gaz entre autre du Wh/Bh et celui du Ch, nous pouvons prédire de l'existence du gaz humide, du condensat ou encore de l'eau. En prenant en compte les informations du champ Tshiala, nous pouvons confirmer de l'existence d'une zone à eau. Ainsi, mettre en production les zones dolomitiques en dessous de 2700m risquerait de conduire à la production d'eau.

En regroupant les différentes analyses et interprétations faites ci-haut, la section perforée et la liaison couche trou faite au niveau du puits OKA-01 conduira à la faible production des hydrocarbures allant du lourd au résiduel. Une stimulation de cette partie du réservoir en vue de rendre légers ces hydrocarbures pour une meilleure récupération de ces fluides s'avère nécessaire (Fig.11).

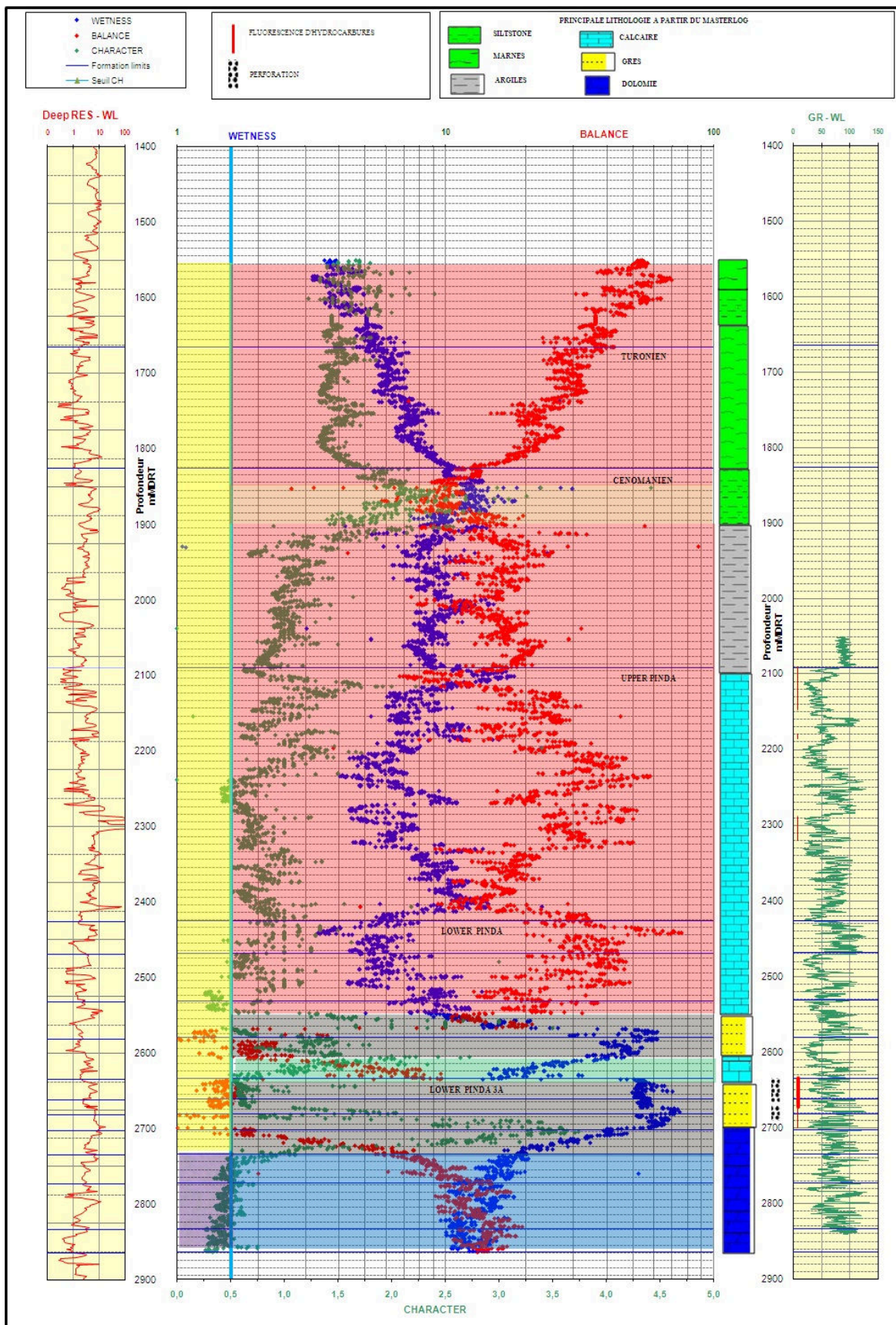


Fig. 11. Interprétation intégrée des résultats du puits OKA-01

4 CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Tshiala est un des champs pétroliers de l'Offshore du Bassin Côtier de la République Démocratique du Congo. Les Hydrocarbures produits de ce champ proviennent de la partie inférieure du réservoir Pinda localisé dans le post-salifère de ce bassin. Subdivisé en plusieurs zones, ce réservoir est composé de 5 faciès lithologiques à savoir : carbonates (Calcaires et dolomies), grès, siltites, argiles et anhydrites. Alors que les grès fins à grossiers sont déposés dans un environnement continental et constituent les mêmes réservoirs productifs, les faciès marins et marginaux (dolomie, calcaire et siltites) présentent des qualités des réservoirs faibles à moyens. Couvertures, les argiles et les anhydrites forment également des repères stratigraphiques pour la zonation du réservoir Pinda inférieur.

Sur ce, compte tenu de cette complexité lithologique du réservoir, l'application minutieuse de la méthode gas while drilling a permis, à partir des plots rectangulaires l'identification des fluides dans les 4 zones du réservoir Pinda inférieur mais dont la partie importante du réservoir se situe à la profondeur allant de 2560 m à 2730m MD donc à une hauteur totale de 170m.

Grâce à l'analyse et l'interprétation des figures établies à partir des données issues du puits OKA-01 ; nous avons identifié et caractérisé les hydrocarbures de la manière suivante :

- De 2560m à 2600m MD : présence du gaz sec et gaz humide ;
- De 2600m à 2630m MD : présence du condensat ;
- De 2630m à 2700m MD : partie très utile du réservoir c'est-à-dire présence de l'huile ;
- De 2700m à 2730m MD : présence considérable de l'eau

Dans la perspective de produire le gaz situé dans la partie supérieure de la colonne à l'huile, nous proposons de perforer environ 40 m sur une hauteur totale de 60m de cette colonne du réservoir à gaz. Tout cela doit être envisagé dans un projet de work over du puits OKA-01.

REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier l'Entreprise pétrolière PERENCO RDC pour avoir mis à notre disposition les données utilisées dans cette étude.

REFERENCES

- [1] Kandel D., SPE, TotalFina Elf; R. Quagliaroli, SPE, ENI Agip Div.; G. Segalini, TotalFina Elf; B. Barraud, Total Fina Elf: *Improved Integrated Reservoir interpretation using the Gas While Drilling (GWD) data*, pps 17, 2000.
- [2] Hawker D.P.: *Hydrocarbon evaluation and interpretation*, Ed. DATALOG, pp 288, 1999.
- [3] Abrikosov.I, Goutman.I : *Géologie du pétrole*, Ed. Mir-Moscou, pp 232, 1986.
- [4] Total, Gas While Drilling: *Support de formation, cours d'exploration et production*, pp 87, D1040, Paris, 2007
- [5] Hawker D.P.: *Enhanced Use of Well Site Gas Data and the Influence of Technology*, Ed. AAPG, pp 21, 2001.
- [6] Gionata Ferroni, N. Pinna: *Mud gas analysis in formation*, Ed. Geneva, Switzerlan, 2012.
- [7] Blanc P., Total; J.Brevière, Geoservices; F.Laran, Total; H.Chauvin, Geoservices; C.Boehm, Total; N.Fréchin,Geoservices; M.Capot; Total and A.Benayoun, Geoservices: *Reducing Uncertainties in Formation Evaluation through Innovative Mud Logging Techniques*", pp 18, 2003.
- [8] Christine Bidaud: *Biodégradation des hydrocarbures aromatiques polycycliques. Approche microbiologique et application au traitement d'un sol pollué*, Ed. Archives-ouvertes, pp 279, 1998.