

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de fin d'étude Master

Domaine: Sciences de la Terre et de l'Univers Filière:

Géologie

Spécialité: géologie pétrolière

THEME

**Caractérisation de réservoir Silurien par l'interprétation des
donnés de gaz dans champ Toual (Bassin Berkine).**

Présenté par:

- BENHAMMOUDA Oussama
- ZENNOU Med Abdelouahab

Soutenu publiquement le: 22/06/2021

Devant le jury:

Présidente:	CHAMAM Asma	M.C.B	Univ. Ouargla
Encadré par:	DRAOUI Abdelmalek	M.A. A	Univ. Ouargla
Co-encadreur:	MEDJANI Fethi	M.C.A	Univ. Ouargla
Examineur:	KICHICHED Rabah	M.C.A	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2020/2021



REMERCIENT

Nous remercions tout d'abord, ALLAH qui nous a donné la force et la volonté pour terminer ce modeste travail.

En second lieu, nous tenons à exprimer, une profonde reconnaissance à notre encadreur

Mr. (DRAOUI Abdelmalek), et notre Co-encadreur Mr. (MEDJANI Fethi). Pour leur grand soutien et leurs conseils considérables.

Un grand remerciement aux enseignants du département de Sciences de la Terre et l'Univers de

L'Université de Kasdi Merbah - OUARGLA.

Nous tenons à remercier également, le président et les membres du jury pour l'honneur qu'ils mes

Font, en acceptant de juger et évaluer notre travail

A Mr. MEDJOUJJA Bilal ET Mr. BELHECHANI Lamjed, merci beaucoup de votre aide pour l'obtention d'information et de données.

Que toute personne ayant participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail, acceptent

Mes sincères remerciements.





Dédicace :

Quoi de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de notre vie avec nos proches.

Nous avons le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A nos chers parents.

Pour leurs soutient durant toutes les années d'études.

A nos frères et nos sœurs.

Et à toute la famille.

Et spécialement tous Mes amis à loin et de prés.

Enfin a tout mes enseignant depuis mon parcoures primaire jusqu'à l'université

Grace à Dieu, vous tous et toutes,

Nous continuerons ...



BENHAMOUDA.Oussama



ZENNOU.M Abdelouahab

Sommaire

Liste des abréviations

Introduction Générale	1
CHAPITER 01 : Généralité	4
1.Cadre géographique régional du bassin de Berkine :	5
2. Synthèse géologique.....	5
2.1. Sur le plan stratigraphique.....	5
2.2. Aspect structurale:	9
3. Système pétrolier	10
4. La région etudier :	13
CHAPITER 02 : Matériel et méthode	19
1)- Donnés de Gaz.....	20
a) Introduction	20
b) Détection des gaz:	20
c) Analyse des gaz :	22
d) Interprétation donnés de gaz :	27
2)- validation des résultats :	36
CHAPITER 03 : Résultats et discussions	37
1- Localisation du puits	38
2- Lithologie de réservoir Silurien A.G :	39
3- Analyse des donnés de gaz	41
3-1- Le contrôle de qualité du gaz (GQC) :	41
3-2- L'augmentation des valeurs de gaz (GQC):	42
3-3 Le rapport de C1/Soum HC pour délinéation de réservoir :	43
4- Interprétation des donnés de Gaz :	44
4-1 Méthode classique :	44
4-2 Méthode de gaz ratios :	48
5- Combinaison donnés de gaz & enregistrement diagraphique :	51
Conclusion Général	54
Résumé	
Bibliographe et reference	

TAGI : Trias Argilo-Gréseux Inférieur

TAGS: Trias Argilo-Gréseux Supérieur

TAC: Trias Argilo-Carbonaté

TOUE-1: TOUAL EST 1

RKF : Rhoude Lakhrouf

WEC : Well Evaluation Conferences

QH : Quartzite de Hamra

QGM: quantité gaz mesurée

CVD: volume de gaz constant

FID: flame ionization detector

CCT : détecteur à conductivité thermique

CCD : Détecteur à combustion catalytique

ROP : avancement de forage

Wh: Wetness Ratio

Bh: Balance Ratio

Ch: Character Ratio

TG: Total Gaz

GD: gas Detector

GC: gas chromatograph

BG: background Gas

GOC: gas oil contact

OWC: oil water contact

Introduction

Générale

Introduction générale

Un réservoir pétrolier est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, contenant des hydrocarbures liquides et/ou gazeux, dont la structure est limitée par des barrières imperméables.

L'industrie pétrolière possède de nombreux outils permettant de récolter des informations sur les réservoirs pétroliers. Les données relevées le long des puits et les carottes d'exploration qui en sont extraites, mais aussi les résultats des campagnes sismiques et logging, pouvant être répétées dans le temps, sont des exemples d'informations disponibles sur un réservoir.

La région de Gassi-Touil, située à l'Ouest de Berkine à environ 150 km au Sud-Est de Hassi Messaoud, est une vaste zone où plusieurs champs sont productifs dans le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS), dans le Cambro-Ordovicien (RI) et dans le Silurien argilo-gréseux (F6). Le F6 est une épaisse série de plusieurs centaines de mètres, composée d'une alternance d'unités argileuses, jouant le rôle de couverture, et d'unités gréseuses d'épaisseur moyenne de 5 à 10 m pouvant constituer de bons réservoirs.

L'analyse et l'interprétation des data vient de service mudlogging joue un rôle très important dans la caractérisation de réservoir on hydrocarbure elle peut même aider dans certains cas a corrigé les résultats de diagraphie (cas des hydrocarbures lourd).

L'échantillon de gaz est acheminé à la cabine mudlogging ou il sera analysé quantitativement et qualitativement par le système de gaz après il sera prête a l'interprétation dans ce sens le travail de ce même a pour objectif d'interprétation le data gaz caractérisé de réservoir silurien dans le champ Toual a l'aide de deux méthodes d'interprétation citent : il existe deux méthodes, parmi la méthode classique (pixler) Cette première méthode est basée sur la projection des rapports C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5 par rapport à la profondeur, à l'échelle logarithmique appelé le diagramme de PIXLER. Et la deuxième méthode c'est une méthode modern Cette méthode est basée sur la détermination des rapports particuliers à partir de l'analyse chromatographique, ces rapports sont :

Wetness ratio.

Balance ratio.

Character ratio.

Les deux méthodes qui consistent à déterminer les réservoirs, la nature des hydrocarbures et leurs caractéristiques.

Ce travail comporte trois chapitres :

- Le premier chapitre correspond au Contexte géographique et synthèse géologique et système pétrolier du bassin Berkine et la région étudiée.
- Le deuxième chapitre méthodes et matérielle, consiste à présenter le système gaz, les équipements et la détection de gaz, les méthodes des analyses et l'interprétation des données de gaz.
- Le troisième chapitre est consacré à l'analyse et l'interprétation des données de gaz de puits (TOUE 01) par les deux méthodes. Et validée les résultats par Combinaison data gas & enregistrement diagraphique.

CHAPITRE 01

Généralité

a. Le Paléozoïque

Le Cambrien : Reposant en discordance sur le socle, cet intervalle chronologique est constitué essentiellement de grès à grains fins, moyens et grossiers (Lithozones R3, R2, Ra) associés à des conglomérats et à des microconglomérats. L'ensemble est surmonté par le Lithozone RI (quartzites, grès fins à passées d'argiles et silts) et une alternance argilo-gréseuse admettant de passées de silts. Il s'agit de la formation appelée Hassi-Leïla.

L'Ordovicien : A prédominance gréseuse, il comprend stratigraphiquement la succession suivante :

- une alternance d'argiles silteuses et de grès à grains fins à très fins (Grès de Miribel).
- argiles silteuses, de couleur grise à sombre (Argiles d'El-Gassi).
- alternance de grès et d'argiles silteuses, en présence parfois de conglomérats (Grès d'El Atchane).
- ensemble de quartzites et de grès quartzitiques compacts (Quartzites de Hamra).
- grès siliceux, renfermant quelques passées d'argiles silteuses (Grès de Ouargla).
- argiles noires, silteuses et micacées admettant des passées de silts argileux et de grès (Argiles d'Azzel).
- alternance de grès et d'argiles silteuses (Grès d'Oued Saret) ;
- grès de Ramade dont la base est constituée de grès quartzitiques à passées d'argiles (Dalle de M'Kratta).

Le Silurien : Il est subdivisé de bas en haut :

- * le Silurien argileux : il s'agit essentiellement d'argiles de couleur grise-sombre à noire.
- * le Silurien argilo-gréseux : ce sont des argiles à la base, passant à des argiles légèrement gréseuses et des grès à ciment siliceux. Vers le sommet, le faciès se distingue par la présence d'argiles renfermant des passées de grès.

Le Dévonien : Ce sont généralement des argiles gréseuses passant vers le haut (Dévonien supérieur) à des argiles gréseuses intercalations de calcaires argileux gréseux.

Le Carbonifère : il comprend des faciès carbonatés, essentiellement des calcaires avec des passées gypseuses au sommet.

b. Le Mésozoïque

Le Trias : Classiquement la province dite triasique comprend les faciès lithologiques suivants :

- * Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) : Dans la région d'étude, cet intervalle constitué de conglomérats, de grès et d'argiles repose en discordance sur le Silurien argilo-gréseux ;
- * Le Trias Argilo-Carbonaté (TAC) : Il comprend des argiles et grès avec des passées de calcaires blancs à gris blancs et de dolomies argileuses.
- * Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) : Il est représenté par des grès de couleur grise-blanche, à grains moyens, à ciment siliceux à silico-argileux. A noter la présence çà et là les intercalations des niveaux d'argiles silteuses qui constituent l'objet de ce présent mémoire.
- * Le Trias S4 : essentiellement salifère, ce niveau stratigraphique montre la présence d'une alternance de sels et d'argiles.

Le Jurassique : La succession lithostratigraphique se résume comme suit :

- * Pour le Lias : Il est représenté par des argiles silteuses, surmontées par des faciès essentiellement salifères et des argiles dolomitiques.
- * Pour le Dogger : Ce sont des argiles admettant parfois des passées d'anhydrite à la base passant à des sables et des argiles au sommet.
- * Pour le Malm : Il s'agit d'une intercalation d'argiles, de silt de couleur blanche-beige, et de sables.

Le Crétacé : Lithostratigraphiquement, il est représenté par :

- * Le Néocomien: Il est constitué essentiellement des grès à la base passant à des intercalations d'argiles et de calcaires argileux.
- * Le Barrémien : C'est une alternance de grès, et d'argiles silto-sableuses.
- * L'Aptien et l'Albien: Cet intervalle chronologique comprend le plus souvent des calcaires et des argiles à passées dolomitiques.
- * Le Cénomaniens: Il est formé d'une alternance d'argiles, d'anhydrites, de sels et de calcaires.
- * Le Turonien : Ce sont des calcaires à intercalations d'argiles Le Sénonien : Il est constitué d'une alternance d'argiles et de sels blancs massif suivie d'une alternance d'anhydrites, d'argiles, et de calcaires. Cet ensemble se termine par des calcaires dolomitiques.

c. Le Cénozoïque

Il est représenté de bas en haut par :

Le Mio-Pliocène: Dans la région d'étude, les faciès du Mio-Pliocène se distinguent principalement par la présence de sables avec des passées gréseuses et argileuses.

Le Quaternaire : Il s'agit principalement des faciès sableux.

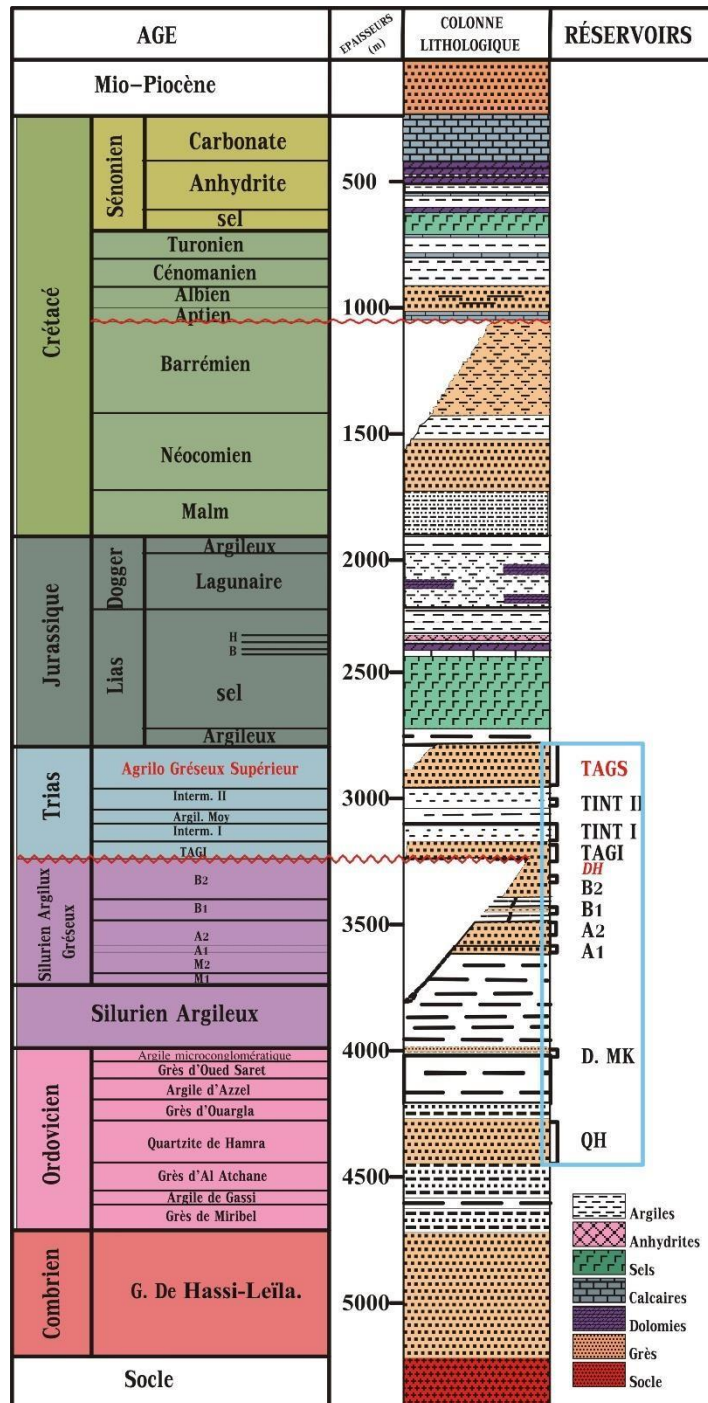


Fig. 2- Série stratigraphique typedu bassin de Berkine (WEC, 2007)

2.2. Aspect structurale:

Le bassin de Berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- **Domain center :**

Le center du bassin ou la structuration et beaucoup plus faible avec une remontée monoclinale prononcé vers le sud. (AMEUR ZAIMECHE.O;2014)

- **Domain ouest :**

C'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude. (GHENIM.A;2012)

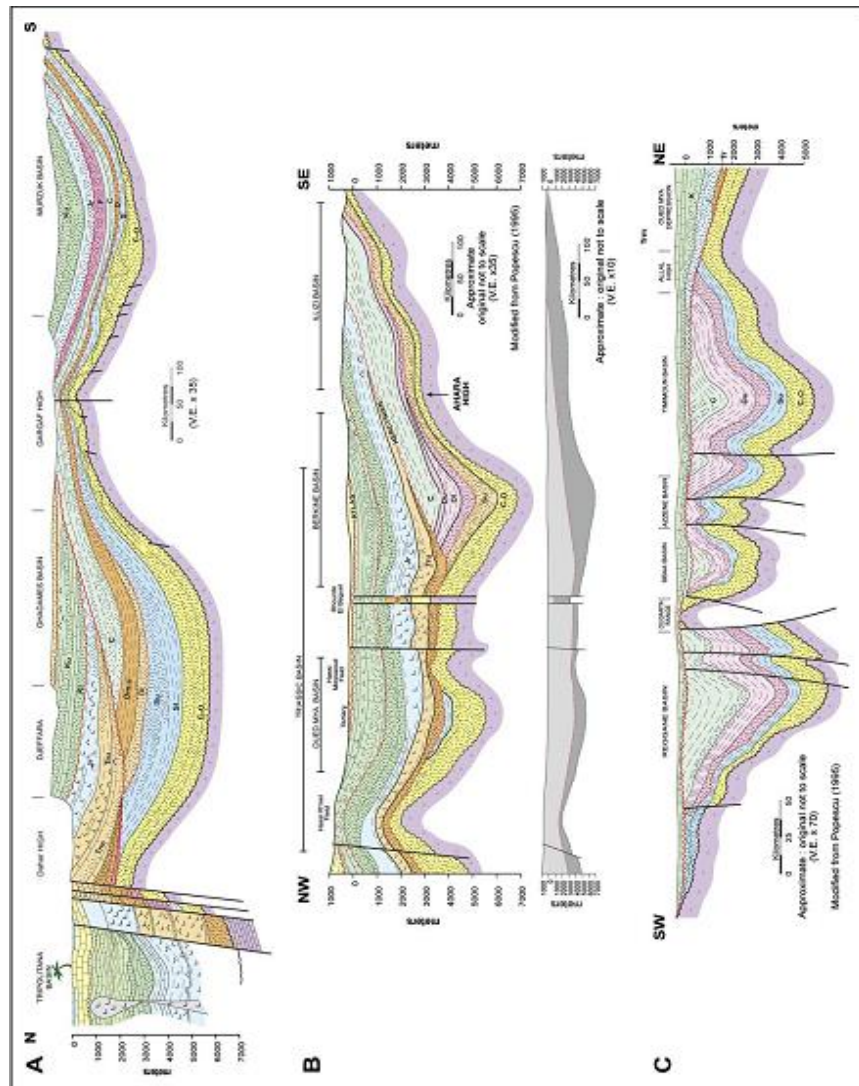


Fig. 3- Coupe géologique N-S, NW – SE et SW- NE au niveau de quel que bassin de la plate-forme saharienne (Galeazzi et al.. 2010)

3. Système pétrolier (AMEUR ZAIMECHE.O;2014)

Une étude de synthèse interne montre que le système pétrolier du bassin de Berkine est constitué par les éléments suivant :

3.1. La roche mère

Les argiles à Graptolites du Silurien basal et les argiles du Dévonien supérieur (Frasnien) qui représentent les deux principales roches mères du bassin de Berkine existent dans le bloc404, elles ont généré un important volume d'hydrocarbures depuis le Kimméridgien-fin début Crétacé.

La Frasnien, qui est érodé durant la phase hercynien à l'ouest du bloc 404 présente une épaisseur de 100m dans la région. Il est actuellement dans la fenêtre d'huile mature-début gaz condensât.

3.2. La roche couverture

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, la couverture du réservoir TAGI est formée par des argiles et des évaporites du Trias carbonaté, Trias S4 ainsi que le Lias S3. Les réservoirs F1a/F1b, F2 et Upper Rhoudé Lakhrouf (RKF) sont couverts par des argiles sus -jacentes de même âge. La couverture des réservoirs gréseux de l'Upper RKF présente cependant un grand risque quand ces réservoirs affleurent directement sous la discordance hercynienne. Les passages du TAGI basal avec de mauvaises caractéristiques représentent Lo calement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures.

3.3. Les roches réservoirs

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien.

a) TAGS (Trias Argilo Gréseux Supérieur)

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier témoignant de la proximité des sources d'apport

b) Trias Carbonaté Trias intermédiaire

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien

développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejets en distension des failles majeures.

c) TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluviatile (parfois éoliens), se développant sur l'ensemble du bassin sur une épaisseur totale pouvant varier de 65 à 80m. La distribution des épaisseurs est contrôlée par les failles et par la paléo-topographie de la région.

d) Carbonifère

Les réservoirs du Carbonifère allant du Strunien à Viséen, ils se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond. Le Carbonifère basal présente une extension restreinte à la partie centrale et aux bordures occidentales du bassin de Berkine.

e) Ordovicien

(Gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt- Semhari. Les réservoirs quartzitiques sont essentiellement liés à l'existence de fracturation (production par fracturation).

f) Cambrien

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par quatre unités Ri, Ra, R2 et R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

3.4. La migration :

Les voies de migration et les systèmes de charge des pièges dans la région sont complexes et difficiles à établir avec précision pour chaque cas, mais néanmoins il est reconnu que les hydrocarbures se sont mis en place à la faveur de deux mécanismes :

- Verticalement à la faveur des failles.

- A travers les formations gréseuses ayant servi de drains.

Ce dernier processus est à envisager dans le cas du remplissage du TAGI par les hydrocarbures ayant migré à travers les unités gréseuses du Carbonifère qui se biseautent sous la discordance hercynienne, puis suivent cette dernière en amont pendage.

3.5. Les pièges

Les pièges sont de deux types (WEC. 2007) : structuraux et stratigraphiques. Les pièges structuraux sont des pièges liés aux phases compressives hercyniennes et autrichiennes. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, qui est polyphasée et non faillée. L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du TriasLias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nous. Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère). Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie nord-ouest du bassin où le Dévonien inférieur se biseautent sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures. (Fig.04)

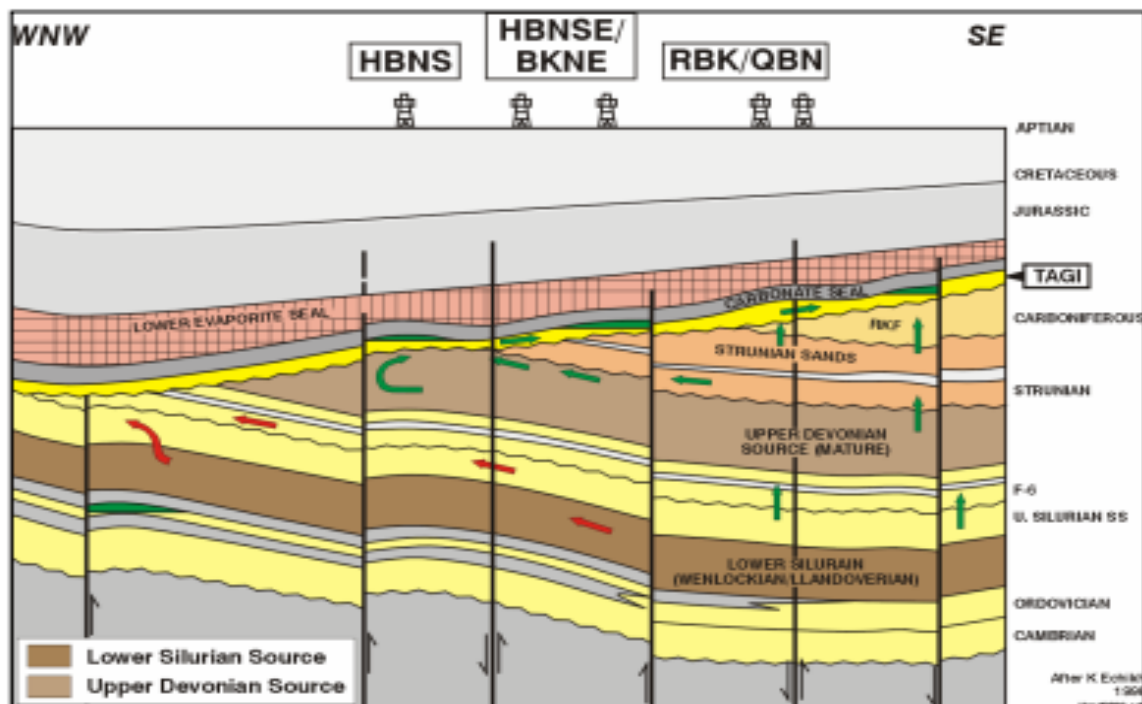


Fig. 4-Sources et migrations dans le bloc 404 (Echikh, 1998)

4. La région etudier : (BELMERABET.W, LAOUAR.Y; 2020)

4.1. Introduction

Gassi-Touil est un grand champ de gaz naturel dans la région du Sahara désert du Grand Erg Oriental de l'Algérie, dans la commune de Hassi Messaoud. Il est une partie excentrée du bassin de Berkine, elle-même une région du bassin de Ghadames qui se prolonge en Tunisie. La surface du terrain est dominée par des champs de dunes de sable vaste.

4.2. Contexte géographique et géologique

4. 2.1. Situation géographique

La région de Gassi-Touil est située à environ 150 km au Sud-est de Hassi Messaoud et à 1000 km d'Alger, sur la route nationale N°3 reliant Ouargla à In Aménas (Figure). La surface topographique de la région est caractérisée par un vaste reg, couvert dans certains endroits par des dunes longitudinales assez dispersées, où l'accès est relativement facile.

Gassi-Touil représente un site pétrolier à vocation gazière s'étend sur une superficie de 120 km² environ sur une altitude de 210 m environ. La pluviométrie est faible en hiver et nul ne le reste de l'année. Les températures varient entre -5°C et +50°C.

Le champ de Gassi-Touil est limité par les coordonnées :

Coordonnées	UTM	Géographique WGS
X	258 550 à 264 681 m	6°28'00'' à 6°30'00''
Y	3 373 250 à 3353 291 m	30°30'00'' à 30°17'00''



Fig. 5 - Situation géographique de région de GASSI-TOUIL (vue satellite).

4.2.2. Contexte géologique

La région de Gassi-Touil est située dans la partie sud occidentale de bassin de Berkine, l'esquisse structurale établie par (Sonatrach), fait ressortir les éléments structuraux majeurs qui caractérisent cette partie de la plateforme saharienne :

- A l'Ouest, par le môle d'Amguid-El Biod, ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600 km allant d'Amguid au Sud à Rhourde El Baguel au Nord.
- A l'Est le bassin de Berkine qui d'après ces caractères sédimentaires et structuraux peut être classé comme bassin intracratonique ou un sous bassin, à l'échelle de la Plate-forme saharienne.

Structuralement, ce bassin est marqué par une très nette opposition entre son domaine occidental fortement structuré où les accidents présentent des rejets très importants (500 m) et son centre où la déformation est plus faible.

4.3. Système pétrolier de la région de Gassi-Touil

4.2.1. Roches mères, piégeage et migration

Le Silurien argileux est considéré comme étant la principale roche mère du champ Gassi-Touil qui est de type marine avec des influences continentales, le kérogène est de type II-III.

Le COT présente des moyennes de l'ordre de 4 à 5.

Actuellement, cette roche-mère est en phase à gaz sec dans les zones les plus enfouies et gaz à condensat dans les zones intermédiaires. Le tracé de l'évolution du système pétrolier de la région montre que vers la fin du Carbonifère, se fait le maximum d'enfouissement des formations avec des températures de l'ordre de 90-100°C à 120 à 130°C. Cette phase était responsable de la génération de 50 à 70% des hydrocarbures mais avec une expulsion mineure de 20% à 30% sous forme d'huile. Vers la fin de la phase Hercynienne, les structures de Toual et Brides existaient déjà et elles sont prêtes à piéger les hydrocarbures expulsés et les empêcher de migrer ailleurs.

Au cours du Barrémien se fait l'essentiel de la migration des hydrocarbures de la roche mère vers le réservoir des Quartzites de Hamra, mais également elle se fait vers les réservoirs du Trias à travers les failles.

Durant la phase Autrichienne les structures d'Azzel Nord et Gassi-Touil se sont formées. Le soulèvement de la partie Ouest a causé une migration latérale au sein de l'Ordovicien de Brides et Toual vers Hassi Chergui (la migration latérale est contrôlée par la pente globale NE- SW héritée de la phase Hercynienne). Les Quartzites de Hamra ont été remplis au Barrémien et débordés localement vers l'Ouest et le Sud-Ouest. La structure de Toual se trouve le long du chemin de migration des hydrocarbures. Vers la fin de la phase Autrichienne, toutes les structures se sont formées et l'érosion est maximale à Hassi Touareg et Gassi-Touil (2500 m). En général, le piégeage des hydrocarbures sur la structure de Toual est de type structural (anticlinaux faillés) pour les réservoirs Trias et Cambro-ordovicien. Le piégeage serait structural avec une composante stratigraphique, vers le Nord, dans les niveaux Silurien-F6. Ce piégeage, avec composante stratigraphique, concernerait une surface beaucoup plus grande qui va englober Touil et la structure d'Etaib (ZIDI.Z, 2017).

4.2.2. Les roches réservoirs

Les principaux réservoirs de la région sont ceux du Trias (TAGS, Trias carbonaté et TAGI) et de l'Ordovicien (Quartzites de Hamra et Grès d'Ouargla). TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) : Le TAGS correspond à un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne de

100 à 150 m, il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport.

Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4). Le TAGS, excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la région de Rhourde En Nouss, Rhourde Chouff, Hassi Chergui, Gassi-Touil, Rhourde Adra et Brides. Trias carbonaté-Trias intermédiaire : L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les jeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt.

TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) : Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluvial se développant sur l'ensemble de la région.

Le TAGI présente deux séquences principales : Le TAGI basal, ou série de comblement, dont les extensions et épaisseurs sont régies par la paléotopographie post-hercynienne. Le TAGI sommital où domine une « chenalisation ». Les séquences terminales du TAGI sommital sont marquées par le début d'une période transgressive marine de la base du Trias carbonaté.

Ordovicien constituent les deux principaux réservoirs Hamra et Rhourde Nouss et de l'huile à Nezla. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la région de Gassi touil en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation. Plusieurs découvertes ont été faites dans ces réservoirs, à Brides (gaz), Nezla, Meksem, Rhourde Adra Sud et assi El Adem (gaz et huile) (ZIDI.Z, 2017).

Les niveaux gréseux du Silurien - F6 :

Dans la région de Toulal, six unités argilo-gréseuses (F6-M0, F6-M1, F6-M2, F6-A1, F6-A2 et F6-B1) ont été identifiées sur l'intervalle du Silurien-F6, caractérisées chacune sur diagraphies

Par une épaisseur moyenne de grès net de 5 à 10m et des porosités moyennes variant de 8 à

14%. Sur ces six unités, seules les unités F6-M0, F6-M2 et F6-A1, interprétées à hydrocarbures sur diagraphies et caractérisées par des gradients de pression à hydrocarbure, ont mis en évidence d'importantes découvertes d'huile, de gaz et de gaz à condensât. (MASRI.F, BOUGRINE.L, BENNAHIA.L;2016)

4.2.3- Roches couvertures

Les couvertures des réservoirs, sont assurées par : Les argiles du Lias Argileux et par le grand paquet salifère du Lias pour le TAGS (excellente couverture régionale corrélable à l'échelle du bassin). Cette assise qui va du Lias au Dogger Lagunaire présente une épaisseur supérieure à 875 m environ dans la région de Toul. Les argiles du Trias Carbonaté présentent des caractéristiques de très bonne roche couverture avec un paquet de 230 m d'épaisseur totale et un ratio Argile / Grés de moins de 5%. Les rares niveaux gréseux dispersés dépassent très rarement les 3 m d'épaisseur chacun. Les argiles intermédiaires du Silurien F6 constituent des couvertures efficaces à l'échelle régionale pour les niveaux gréseux de cette formation. Les réservoirs présentent des épaisseurs de 5 à 25 m et les niveaux argileux qui vont jouer le rôle de couverture sont de l'ordre de 30 à 120 m (ZIDI.Z, 2017).

4.2.4- Les Quartzites de Hamra (QH)

Il s'agit de quartzites à rares intercalations d'argiles azoïques. C'est l'un des plus importants réservoirs pétroliers dans les bassins paléozoïques algériens.

Cette formation à faciès homogènes et grande extension régionale, s'est déposée à l'Arenig dans un environnement marin peu profond mais son contexte sédimentologique et séquentiel est resté mal compris à l'échelle régionale. Son épaisseur varie entre quelques mètres à 500 mètres, (Document sonatrach, 2020).

L'intervalle allant du Tremadoc au Caradoc, c'est-à-dire tout l'Ordovicien inférieur, comprend deux cycles sédimentaires (transgressifs-régressifs) :

Un cycle Tremadoc-Arenig inférieur : formations déposées en milieu marin peu profond à fluviale

Un cycle Arenig moyen-Caradoc, tronqué par endroits par la discordance taconique, comprenant les quartzites de Hamra, les grés d'Ouargla, les argiles marines d'Azzel et les grés littoraux de l'Oued Saret.

Cette formation des Quartzites de Hamra est souvent décrite comme massive et compacte, d'une épaisseur moyenne de 90 m et constituée de grés blancs, fins à moyens, localement grossiers, quartzitique, comprenant quelques passées d'argile noire, silteuse.

L'analyse des lithofaciès des niveaux carottés dans les quartzites de Hamra a montré l'existence de lithofaciès variés :

- Grés fin quartzitique à litage horizontal.
- Grés fin quartzitique à litage oblique.
- Grés fins à fin quartzitique bioturbé.
- Grés fin quartzitique à litage entrecroisé, granoclassé (exclusivement à HGA).
- Grés fins à copeaux d'argile, à galets d'argile et films argileux.
- Grés fin quartzitique sans structures visibles. L'existence d'un ichnofaciès lié à la présence de skolithos, qui sont parfois très abondants, est caractéristique d'un environnement marin de type avant-cote supérieure. (Équivalent shore-face)

Formation du Réservoir des Quartzites de Hamra:

Dans le réservoir ordovicien, la section la plus importante est formée par les quartzites de Hamra, avec de nombreuses productions d'huile prouvées tout autour du gisement de Hassi Messaoud. Les quartzites de Hamra se présentent sous la forme de grés massifs, propres et bien développés, avec une porosité allant de 2 à 17 % et des perméabilités variant de 0,1 à 100 mD.

Cependant, les qualités de réservoir sont variables en raison des transformations diagénétiques, de la position de ces quartzites par rapport à la discordance hercynienne et de la présence ou non des fractures qui augmentent de façon significative les valeurs de perméabilité, (Document sonatrach, 2020).

L'Ordovicien produit à partir de zones où les propriétés pétrophysiques s'améliorent grâce à la fracturation. Son intensité est liée directement à :

- La densité de la formation.
- L'épaisseur de la formation.
- La proximité du réseau de faille régional.

CHAPITRE 02

Matériel et méthode

Matériel et méthode: (DOB.A, BELMESMAR.L, BELMADANI.M;2018), (DAVID P. HAWKER; 1999), (Final well report MZLN-10; October 2010), (SONATRACH, MUDLOGGING;mars 2010), (Geolog Advanced Industry Courses;2009), (Geolog Advanced Industry Courses;2009), (Weatherford Surface Logging Systems;2008), (Rapport final de sondage;mai2013), (ZATOUT.M;Février 2009)

1)- Données de Gaz

a) Introduction

Les gaz de mudlogging assurant la prévention de venus de gaz par la détection en temps réel. Les gaz mudlogging permet l'évolution de réservoir soit déterminé le pourcentage de chaque type des hydrocarbures par analyse chromatographique, ou bien déterminé le contact enter déférent type de fluides.

b) Détection des gaz:

Dégazage de boue :

Sur chantier, l'opération de dégazage de boue est réalisée à partir d'un dégazeur. Il est installé le plus près possible à la sortie de la boue de puits au niveau de la goulotte. Il agite violemment la boue afin de séparer le gaz de la phase liquide. On trouve généralement deux types de dégazeur : Quantitative Gaz Measurement (QGM) ou Constant Volume Degasser (CVD).

Le principe de dégazeur par agitation (QGM) :

Le dégazeur base dans leur travail sur l'agitation à des grandes vitesses de la boue provenant de la circulation dans un corps cylindrique alimenté par une pompe. Cette action provoque la séparation entre la boue et le gaz. L'air balaie à l'intérieur du dégazeur va transporter l'échantillon de gaz par l'intermédiaire d'un flexible jusqu'au détecteur par aspiration depuis la cabine.

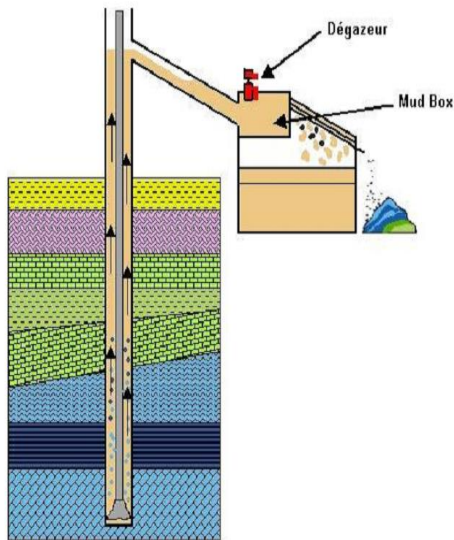


Fig. 6 - Installation de dégazeur.

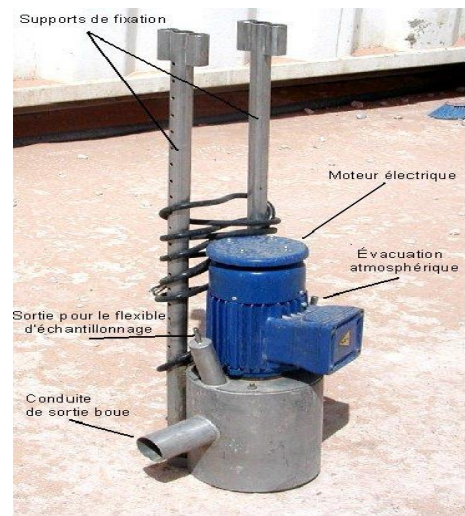


Fig. 7 - Dégazeur QGM

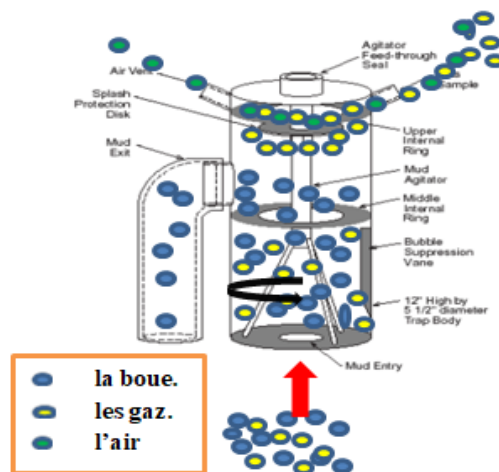


Fig. 8 - Principe de QGM.

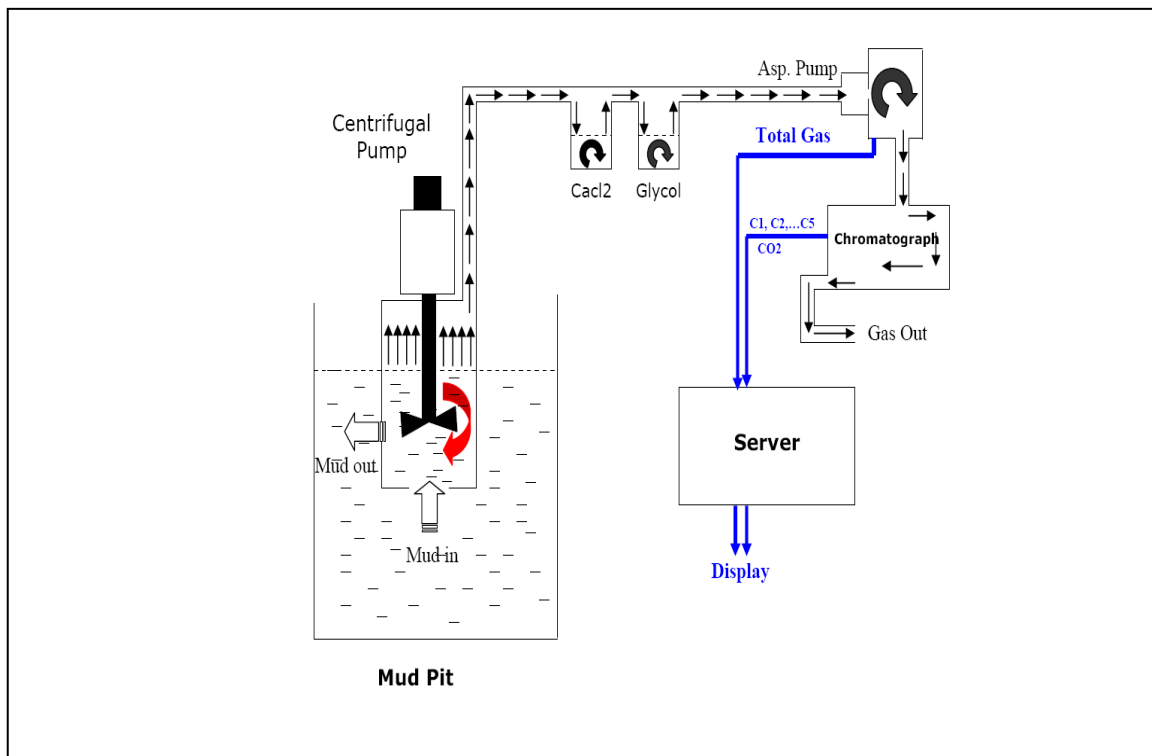
La ligne de gaz :

Fig. 9 - Ligne de gaz.

Remarque : Le temps prend pour que le gaz passe la ligne de gaz (transits time) doit être inférieur à 2min puisque, on a un risque de condensation.

c) Analyse des gaz :**c.1. La préparation de l'échantillon :**

La préparation des échantillons passe par des étapes différentes, ces étapes sont très importantes pour l'obtention de bons résultats qu'ils nous aident à faire une bonne interprétation à la fin, ils sont :

- L'extraction des gaz trouvés en mélange dans la boue par le dégazeur, il faut toujours vérifier que leur position est environ de 10cm.
- L'aspiration de ces gaz à travers d'une conduite (3 mm) jusqu'à la cabine.
- Le passage par un système de vases qui leur permettent de les déshumidifier (silicagel) et de les dessécher (chlorure de calcium).
- Le passage de l'échantillon propre dans une pompe, après à travers d'un régulateur de pression et de débit pour arriver à la fin au détecteur.

c.2. Analyse data gaz :

La concentration des gaz est représentée généralement dans le total gaz par « équivalent méthane in air » ou EMA. Les unités dans le mud log peuvent être en pourcentage (%), en ppm.

On distingue deux méthodes d'analyse :

* Analyse quantitative.

* Analyse qualitative.

Les mesures de la concentration des gaz dans la boue sont faites à partir des appareils :

- flame-ionization detector(FID).
- détecteur à conductivité thermique(CCT).
- Détecteur à combustion catalytique(CCD).

Dans ce mémoire, nous intéressons par le détecteur à flamme d'ionisation qu'ils sont maintenant employés dans la plupart des cabines sur les chantiers (GEOSERVICES et HALLIBURTON).

c.2.1 Analyse quantitative :

Il sert à détecter le pourcentage total des composants d'un mélange de substances chimiques contenues dans la boue. (Analyse quantitative des gaz contenus dans la boue de forage).

Des ions sont formés par la flamme provenant de la combustion de l'hydrogène dans l'air. Si une substance carbonée (organique) est présente dans cette flamme, le nombre d'ions formés augmente considérablement. La buse du brûleur étant une des bornes d'un circuit et une électrode collectrice l'autre, les ions produits captés par cette dernière permettent le passage du courant et indique par le fait même la présence d'un gaz.

Quand un échantillon contenant des hydrocarbures est introduit dans la chambre, il se produit un craquage des composés organiques dans la zone chaude de la flamme, puis ionisation chimique avec l'oxygène de l'air. Ces ions produits entraînent une variation de potentiel au niveau du circuit.

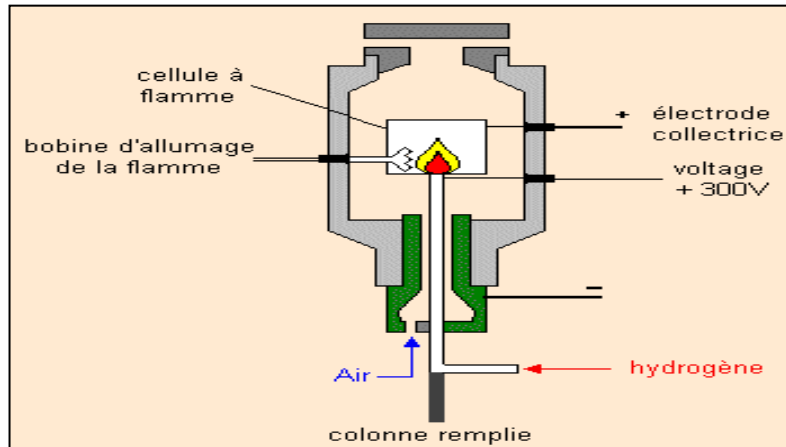


Fig. 10 - Principe détecteur à ionisation de flamme (GEOSERVICES HALLIBURTON).

c.2.2 Analyse qualitative :

Le chromatographe sépare les gaz et les concentrations des composants d'un mélange de substances chimiques contenues dans un échantillon avec des détecteurs très sensibles. Dans le cadre du Mud Logging nous ne nous intéresserons qu'à la chromatographie en phase gazeuse, l'échantillon étant du gaz.

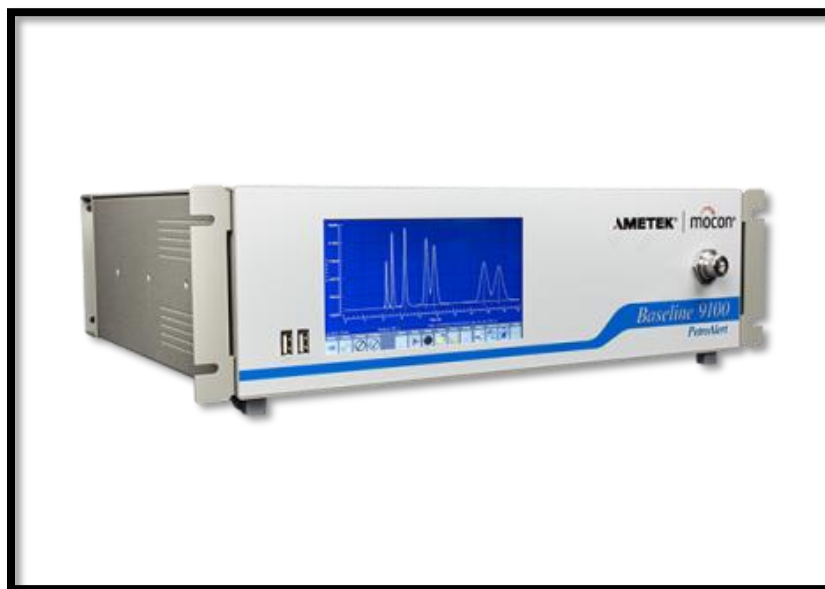


Fig. 11- Appareil Chromatographe.

L'appareil de chromatographe est composé d'un injecteur, une colonne chromatographique avec une cellule de détection, un dispositif de circulation inverse (refoulement de tous les gaz vers l'extérieur) et un enregistreur.

c.3 Principe du chromatographe:

La chromatographie est la séparation des substances fluides par des moyens physiques. Ce résultat est obtenu en utilisant une substance chimique qui a une affinité chimique avec la substance analogue à analyser. Par conséquent, cette substance ou soluté seront capturer ou absorber le matériel analysé pour de courtes périodes de temps, avant de le relâcher à nouveau. Cette substance est revêtue dans un morceau de tube (généralement un tube métallique), et également appliqué sur un matériau de remplissage inerte, qui est emballé dans le tube de métal pré-revêtu, maintenant appelée colonne.

L'échantillon à analyser est poussé à l'intérieur de la colonne par un gaz qui ne gêne pas et présente une bonne qualité thermique, de la pureté et de la stabilité. Ce gaz est appelé le transporteur. L'hydrogène est l'un de ces gaz. Ensuite, les différents composants de l'échantillon seront absorbés dans le soluté, mais pas le gaz porteur. Fractions légères ne seront pas former des liaisons d'absorption aussi fortes que les fractions les plus lourdes, de sorte que la séparation physique des différentes fractions de l'échantillon avec les fractions légères passe plus rapidement à travers la colonne.

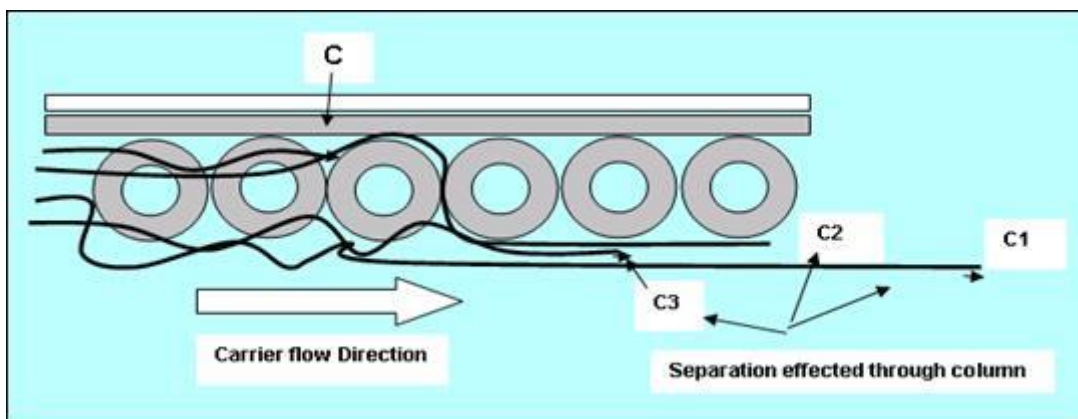


Fig. 12 - Principe de chromatographe.

Dans le cas où le chromatographe possède deux colonnes, la première permet de séparer les gaz légers C1-C2, et la deuxième colonne permet de séparer les gaz lourds C3-nC5.

Le gaz porteur est inversé ("back flush") pour repousser hors du circuit les gaz au cours d'analyse et nettoyer la colonne. Ces analyses durent 3-4 minutes pour les cabines GEOSERVICES et HALLIBURTON, et 30 secondes pour DATALOG (le temps dépend des caractéristiques de la colonne et du débit du gaz porteur). Le chromatographe donne automatiquement cinq courbes depuis C1 à nC5 en fonction du temps.

Les valeurs de concentrations sont stockées sur mémoires analogiques et peuvent être lues après digitalisation par ordinateur.



Fig. 13- Colonne de chromatographe (DATALOG doc, 1999).

c.4 Résultats d'analyse :

Les résultats sont représentés par cinq déflexions chacune représente un type spécifique de gaz selon leur classement de premier jusqu'au dernier :

- méthane CH_4 (C1).
- l'éthane C_2H_6 (C2).
- le propane C_3H_8 (C3).
- l'Iso-butane C_4H_{10} (iC4).
- Butane normal C_4H_{10} (nC4).
- le Pentane C_5H_{12} (C5).

Occasionnellement on peut avoir de l'hydrogène sulfuré H_2S , le dioxyde de carbone CO_2 , de l'azote N et des gaz rares (hélium).

Sous la pression de la surface, le pentane condense dans un état liquide à point d'ébullition (bowling point) à 36°C et sera normalement détectable comme un gaz (selon la température de la boue et aussi la température de la ligne de gaz).

La majorité des chromatographes ne peuvent pas détecter les paraffines lourdes (supérieur à C5).

NB : Pour les isotopes (iC4 et nC4) (iC5 et nC5) la différence est dans la structure moléculaire.

L'enregistrement graphique de chromatographie possède deux axes, le premier représente le temps d'analyse et un autre représente la déflexion.

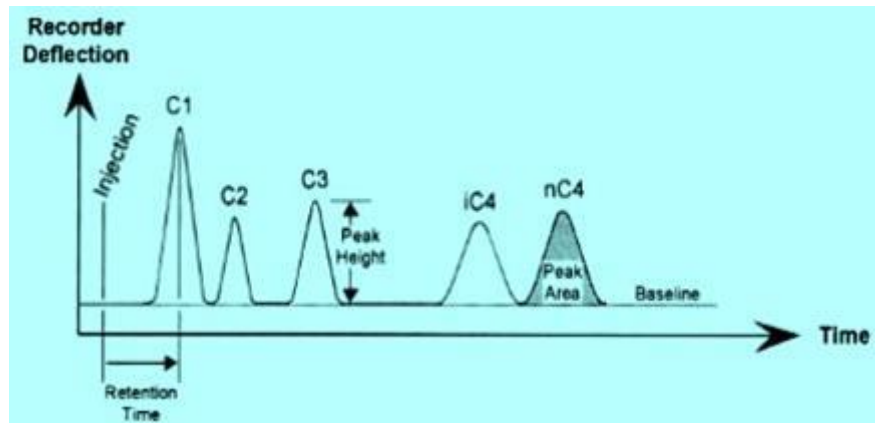


Fig. 14 - Enregistrement graphique (chromatographe géoservice).

d) Interprétation données de gaz :

d.1 Traitement des données :

d.1.1 Validation de données de Gaz :

Pour valider les résultats d'analyse de données de gaz il faut prouver le bon fonctionnement de l'appareil d'analyse, cela est fait généralement par le contrôle de la qualité du gaz (gas quality control) issu de deux appareils d'analyse.

Le contrôle de la qualité du gaz (GQC) est le rapport entre la lecture de total gaz TG et l'analyse synchrone de chromatographe, cette action donne une idée sur les conditions de mesure et l'analyse.

$$\text{TG}/\Sigma\text{Ccor} = \text{GQC} = \text{TG} / (\text{C1} + 2*\text{C2} + 3*\text{C3} + 4*(\text{iC4} + \text{nC4}) + 5*(\text{iC5} + \text{nC5}))$$

Donc pour un bon fonctionnement d'appareils d'analyse il faut que le rapport soit dans l'intervalle : $0.8 < \text{TG}/\Sigma\text{Ccor} < 1.2$.

Généralement, on interprète le GQC comme suit :

* $\text{TG}/\Sigma\text{Ccor} < 0.8$: Calibrage ou problèmes instrumentaux.

* $\text{TG}/\Sigma\text{Ccor} = 1$: Les outils fonctionnent correctement.

* $\text{TG}/\Sigma\text{Ccor} > 1.2$:

✓ Calibrage ou problèmes instrumentaux.

- ✓ Hors du réservoir : Présence des hydrocarbures C5 + en raison de la matière organique ou de la contamination à partir de la boue.
- ✓ Dans le réservoir : Zone de couche aquifère.

d.1.2. Triage:

Pour séparer le gaz de production (objectif de l'interprétation) aux autres gaz il faut faire un triage, ce dernier est fait par le *cut-off* on C1.

Avant de l'interprétation des données obtenus par le chromatographe, un filtrage (*cut-off on C1*) est nécessaire afin d'éliminer toutes les valeurs de la donnée de brut qui ne peuvent pas être utilisées pour calculer les rapports caractéristiques de chaque méthode d'interprétation (gaz de fond, l'effet lithologique, gaz recyclé ...).

On peut réaliser le filtrage des données brutes de chromatographe par wetness ratio ou le ratio $C1/C1+C2+C3+C4+C5$ croisé avec la valeur de C1, le traçage des plots de wetness et de C1/somme croisé avec C1, permet d'avoir que ci-dessous de la valeur de C1, le ratio a une distribution inorganisée. Cette partie de plot ne peut pas être utilisée pour l'interprétation. Elle représente l'ensemble des valeurs éliminer par le *cut-off*.

Les valeurs éliminées par le *cut-off* sont liées à des différents réseaux, mais principalement :

- Une formation contient une très faible quantité d'hydrocarbures (effet lithologique, roches mères).
- Tous les hydrocarbures détectés qui ne sont pas liés au gaz de production (principalement le gaz de la contamination due à la boue, gaz recyclé ...).

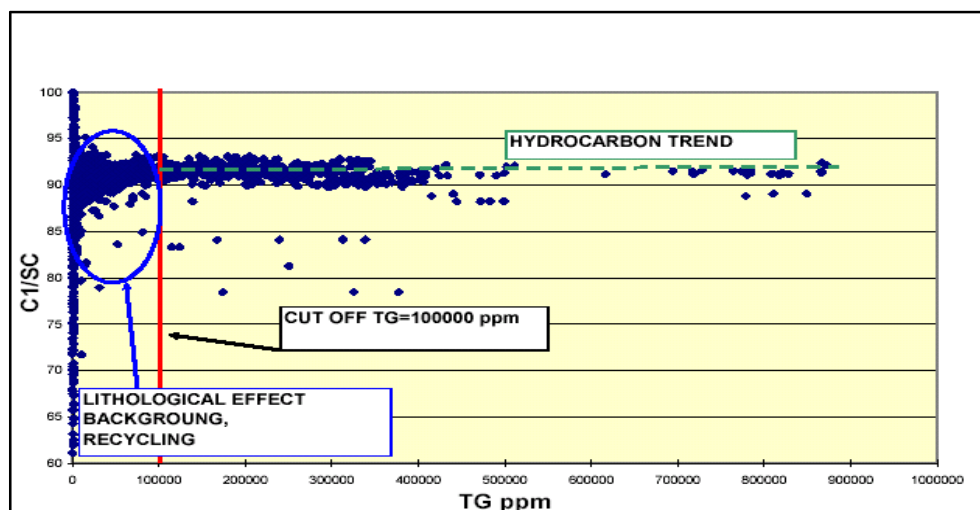


Fig. 15 - *Cut-off* on C1.

Exemple :

L'exemple suivant de *cut-off* on C1 est appliqué sur le ratio $C1/C1+C2+C3+C4+C5$ qu'il est croisé avec C1 en 10000ppm donc :

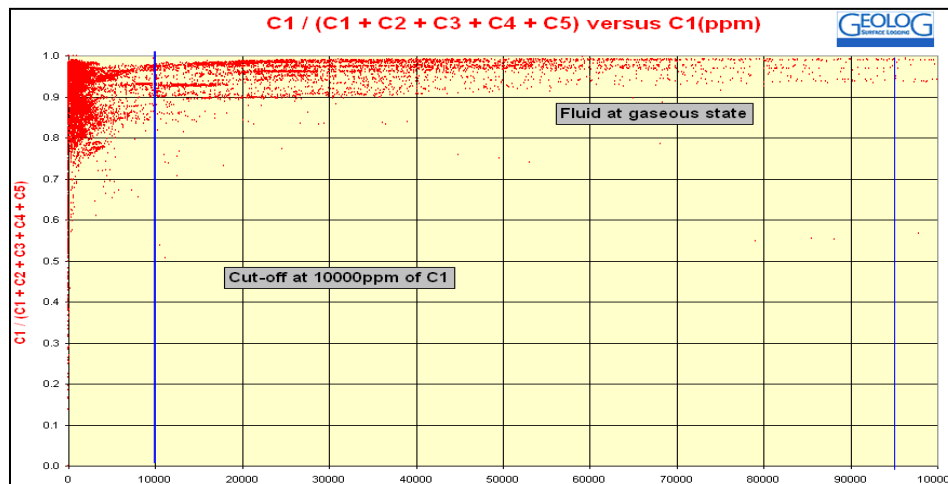


Fig. 16 - Exemple de *cut-off* en C1.

- Au-dessous de cette valeur, la composition de gaz ne peut pas être utilisée pour l'interprétation.
- Au-dessus de cette valeur la composition de gaz peut être utilisée pour l'interprétation, selon la variation de ratio $C1/C1+C2+C3+C4+C5$ on a :

- ✓ $C1 / C1 + C2 + C3 + C4 + C5 > 0.95$:gaz sec.
- ✓ $0.85 < C1 / C1 + C2 + C3 + C4 + C5 < 0.95$: gaz productif.
- ✓ $0.6 < C1 / C1 + C2 + C3 + C4 + C5 < 0.85$: huile productif
- ✓ $0.6 > C1 / C1 + C2 + C3 + C4 + C5$: huile résiduel.

Dans cet exemple les valeurs situées au-dessus de C1 (10000ppm) ont donné un rapport supérieur à 0.9. Donc on déduit que la nature des fluides est gazeuse.

d.1.3 Présentation:

L'analyse des échantillons de gaz faite pour chaque 1m, cette analyse est représentée sur un tableau bien organisé qu'il représente les remarques dans sa première colonne concernant la variation des valeurs indiquant l'état du réservoir (huile, gaz, productif, non productif...etc.) dans telle profondeur. Cette dernière est représentée à la deuxième colonne du tableau, l'unité utilisée pour ce paramètre est le mètre (m). La colonne ensuite montre l'avancement de forage ROP trouvé à partir de la hauteur de section forée en mètre (m) par rapport à l'unité du temps en heure (h), donc l'unité de ROP est mètre/heure (m/h). La colonne suivante représente le temps d'analyse du débit jusqu'à la fin. La dernière colonne indique le gaz dans la boue, elle se subdivise en deux parties, la première pour les résultats de total gaz et la deuxième partie pour les résultats du gaz chromatographe de C1-C5, ces résultats sont représentés en pourcentage (%) ou partie par million (ppm).

Tableau 1 : représente le traitement des données d'analyse de gaz.

Remarque	Profondeur	ROP	TEMPS		Gaz dans la boue											
			Débit	Fin	Total			Chromatographe								
					Total	Conn trip	PV	C1	C2	C3	Ic4	Nc4	C5			

À partir des valeurs obtenues par l'analyse chromatographique et les données du tableau (profondeur, ROP, temps) associées avec la colonne lithologique et certains ratio calculés, on peut réaliser à la fin un **GAZ LOG**, qui facilite la lecture et l'interprétation des résultats d'analyse et la liaison entre les différentes informations pour établir une idée bien précise sur notre objectif.

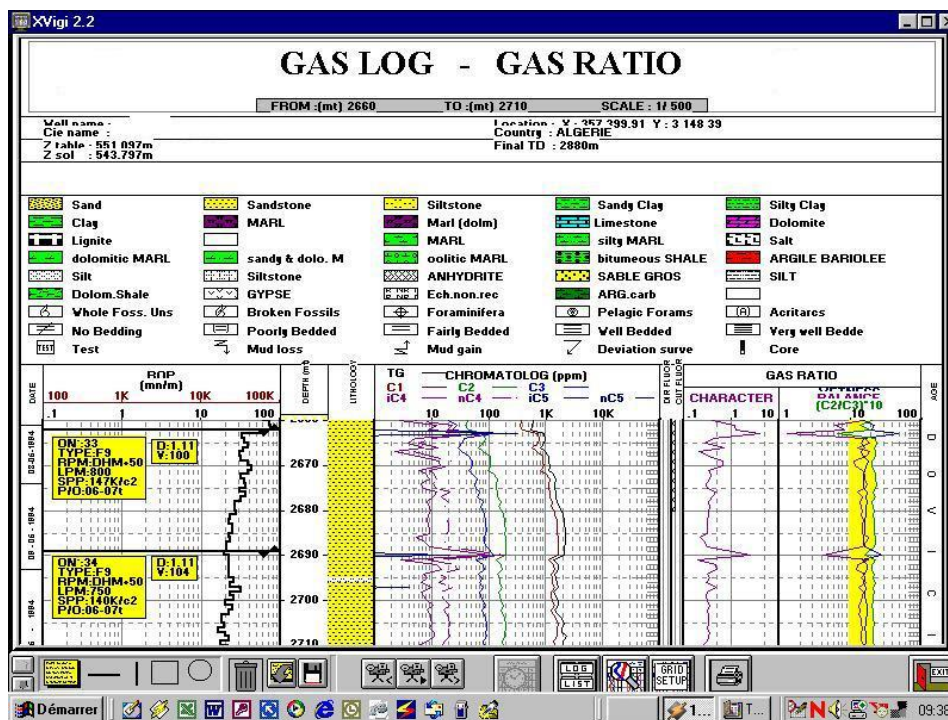


Fig. 17 - Gas Log.

1.2 LES METHODES D'INTERPRETATIONS

1.2.1 Méthode classique: Méthodes des PIXLERS.

Les rapports $C1/C2$, $C1/C3$, $C1/C4$ et $C1/C5$, sont utilisés ensemble, pour déterminer la composition en terme d'hydrocarbure et des zones réservoirs traversés par le forage (Geolog, 2009). Néanmoins, $C1/C2$ est le principal rapport dans la détermination de la nature des hydrocarbures.

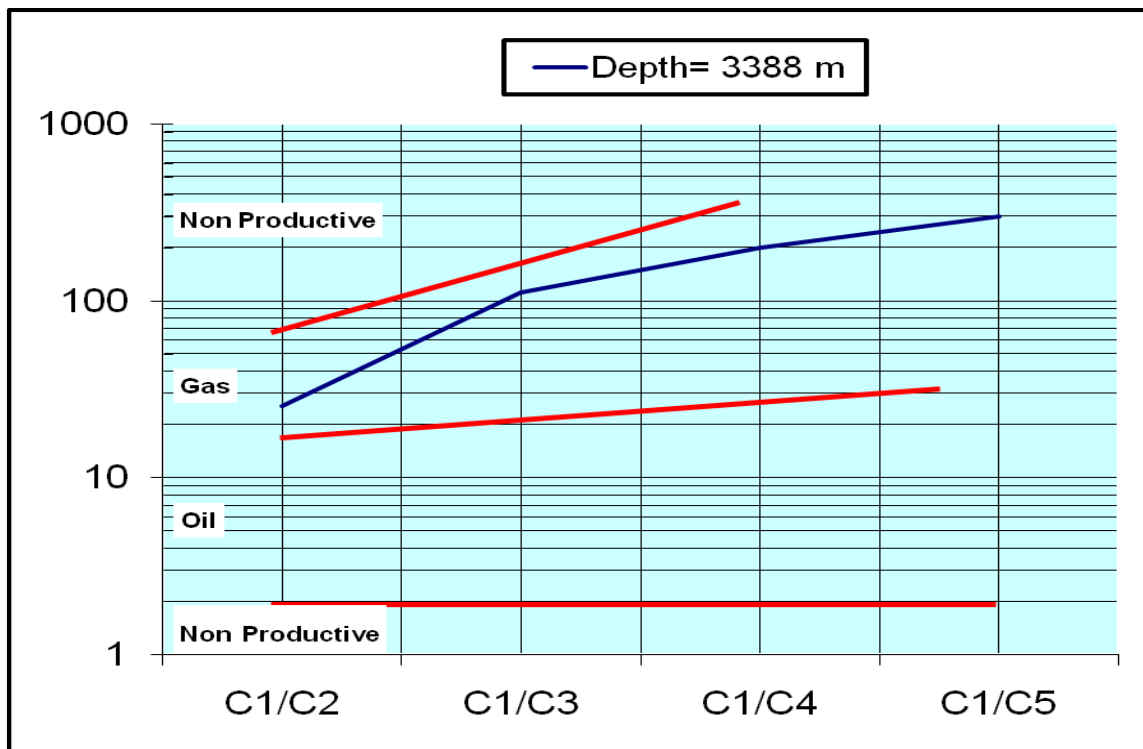


Fig. 18 - Graphe explicatif de méthode PIXLER(Geolog,2009)

Tableau 2: Relation entre le rapport C1/C2 et type de fluide (in Zatout, 2008)

C1/C2	Type fluide et sa gravité
<2	Faible gravité, forte densité, grande viscosité, non productive
2-4	Huile de faible gravité (10 à 15 API)
4-8	Huile de gravité moyenne (15 à 35 API)
8-15	Huile de grande gravité (>65 API)
10-20	Gaz à condensat
15-65	Gaz
>65	Gaz léger, surtout le méthane, non productive en raison de la perméabilité faible

1.2.2 Méthode nouvelle : Les Gaz Ratio

a-Détermination de type d'hydrocarbures : huiles, Gaz, Condensât :

A partir de l'analyse chromatographique, on calcule des rapports particuliers suivants:

Wetness Ratio (Wh)

Balance Ratio (Bh)

Character Ratio (Ch)

a.1 Wetness Ratio (Wh)

Ce rapport est proportionnel à la densité du fluide analysé

$$Wh = \left(\frac{C2 + C3 + C4 + C5}{C1 + C2 + C3 + C4 + C5} \right) \times 100$$

Wh < 0.5 : gaz sec, zone non productive ou faible potentiel de production.

0.5 < Wh < 17.5: gaz, zone productive.

17.5 < Wh < 40 : huile, zone productive

Wh > 40 : huile lourds ou résiduel, zone non productive.

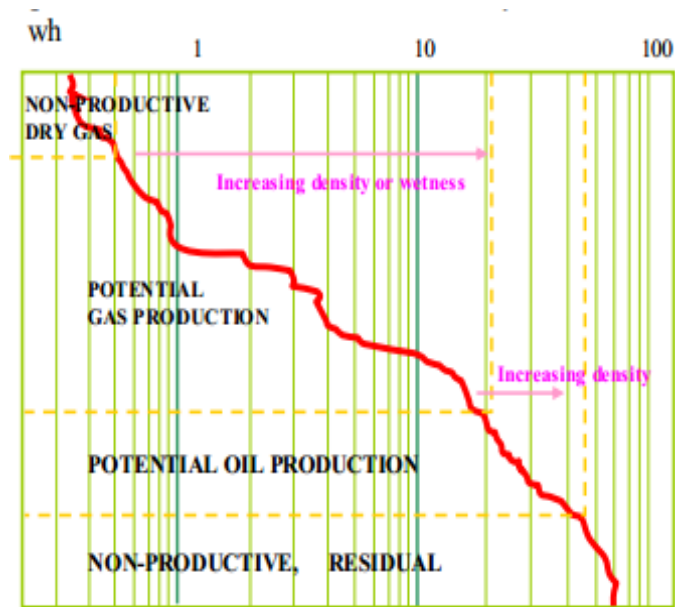


Fig. 19 - Wetness Ratio (WH) (Sonatrach, 2011, doc inédit)

a.2 Balance Ratio (Bh)

$$Bh = \left(\frac{C1 + C2}{C3 + C4 + C5} \right)$$

Utilisé avec le Wetness, ce rapport permet une comparaison directe entre les hydrocarbures lourds et légers.

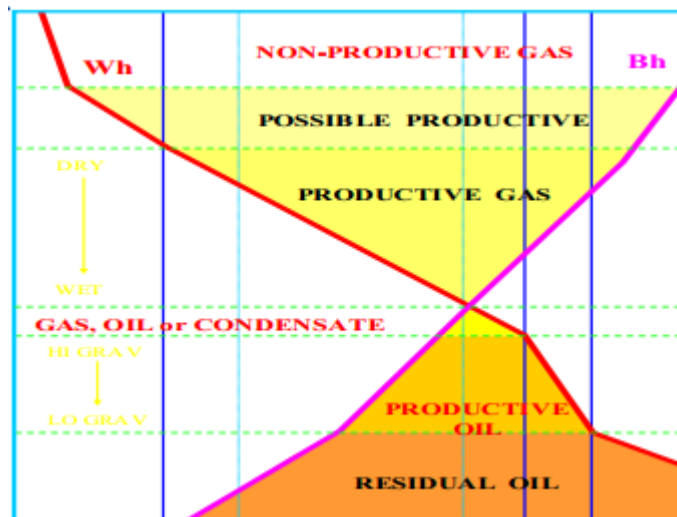


Fig. 20 - balance ratio(BH) (Sonatrach, 2011, doc inédit)

a.3 Character Ratio (Ch)

$$Ch = \left(\frac{C4 + C5}{C3} \right)$$

Ce rapport compare les composants lourds des gaz, à savoir le propane, le butane et le pentane. Il permet de déterminer finalement l'état physique des hydrocarbures en place, donc le type de réservoirs: GAZ ou LIQUIDE.

$Ch < 0.5$: le majeur composant est C3, donc la zone est productive à gaz, gaz condensat et gaz humide.

$Ch > 0.5$: il confirme la présence des hydrocarbures liquides.

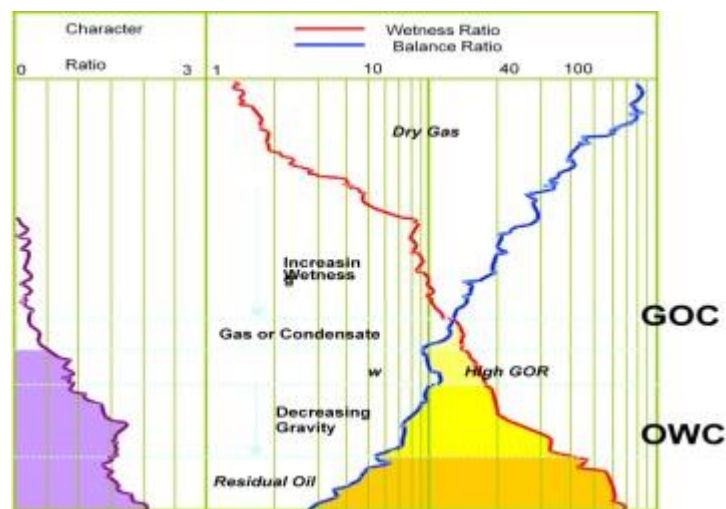


Fig. 21 - Character Ratio (Ch.) (Sonatrach, 2011, doc inédit)

Selon les résultats des rapports, les zones du réservoir peuvent être évaluées en termes de nature Gaz, huile ou eau.

Tableau 3 : Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs (in Goubeaa, 2014)

Wetness Ratio	Balance Ratio	Fluides de réservoirs et le potentiel pétroliers
< 0.5	> 100	Gaz sec ou léger Zone non productive comme les poches de gaz formées par les gaz biogéniques ou générés avant la fenêtre à huile.
	< 100	Gaz sec , Possibilité de production de gaz léger ou sec
0.5 – 17.5	Wh < Bh < 100	Zone productive de gaz Augmentation du Wetness jusqu'à la rencontre du Balance
0.5 – 17.5	< Wh	Zone productive de gaz très humide, condensat Huile avec un GOR élevé (Bh < Wh indique le liquide, mais Wh indique toujours le gaz)
17.5 – 40	< Wh	Zone productive d'huile La densité d'huile croît avec la séparation des courbes.
17.5 – 40	<< Wh	Faible production en raison de la faible saturation en huile
> 40		Zone à Huile lourde ou huile résiduelle (eau)

b. Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz

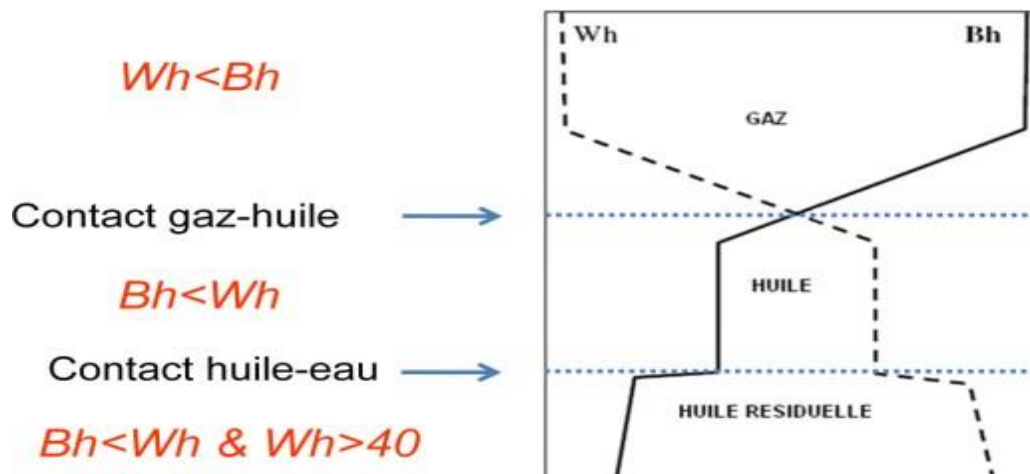


Fig. 22 - Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz (Sonatrach, 2011, doc inédit)

b.1 Cas d'un réservoir à l'huile

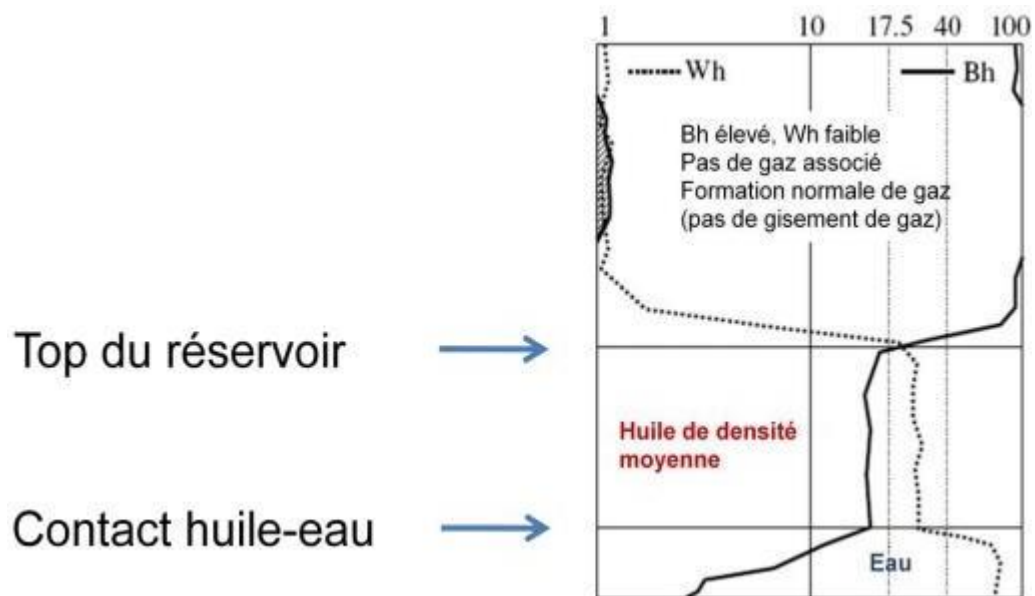


Fig. 23 - Cas d'un réservoir à l'huile (Sonatrach, 2011, doc inédit)

b.2 Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz

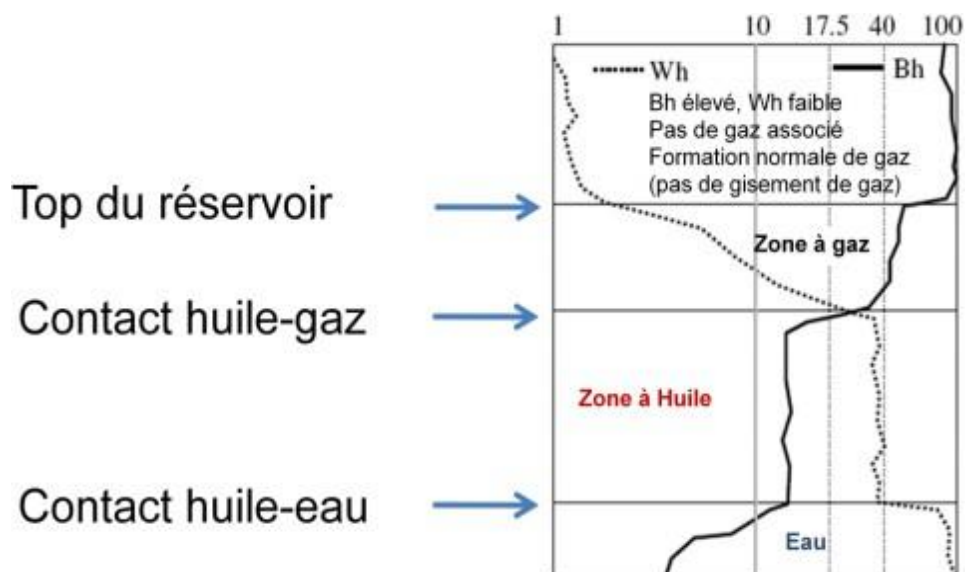


Fig. 24 - Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz (Sonatrach, 2011, doc inédit)

2)- validation des résultats :

Les résultats de l'analyse et l'interprétation de Data gaz est comparé avec l'enregistrement diagraphie (GR ; CAL ; ...). Cette combinaison est faite pour ressortir ci il y a une liaison directe tendance apparente enter ces trois données caractérisant le réservoir.

CHAPITRE 03

Résultats et discussions

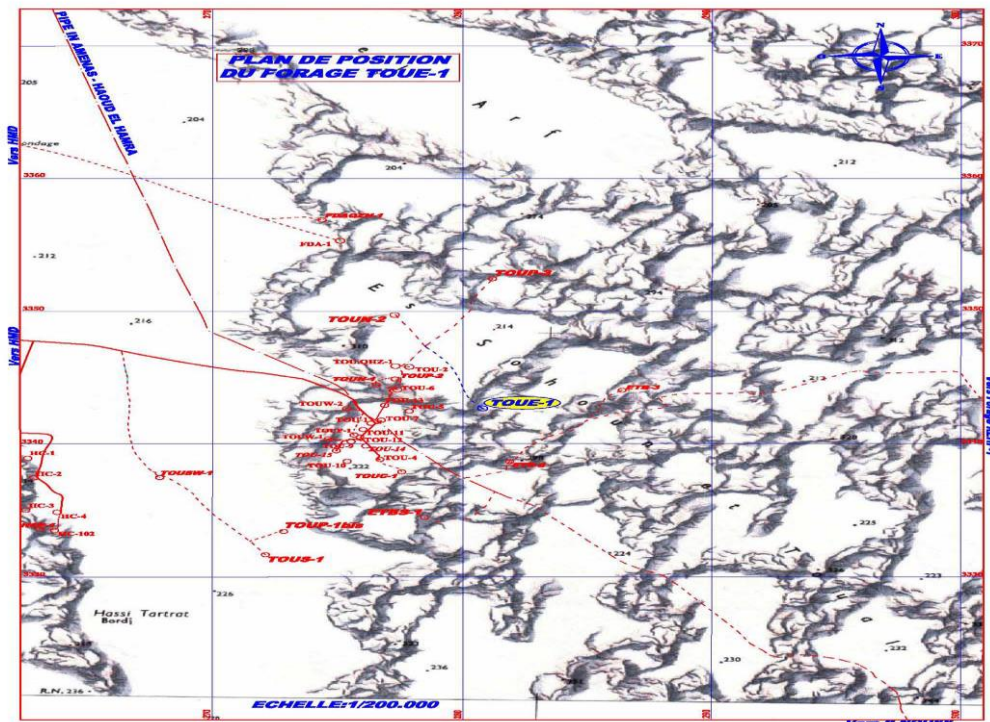


Fig. 25 - Plan de position du puits TOUE-1

2- Lithologie de réservoir Silurien A.G : (ENSP rapport final de puit TOUE1; 2014)

Le réservoir du Silurien F6-B se trouve à une profondeur de 3427m avec une épaisseur de 90 m lithologiquement ; il est composé de Grés gris blanc, gris verdâtre, blanc beige, subarrondi à arrondi, fin à très fin, argileux à silico-argileux, friable, blanc, translucide, subarrondi, fin, siliceux, dur et d'Argile gris clair, indurée, silteuse.

Le niveau Silurien F6-A2 apparaît à la cote 3517m a une épaisseur : Grés blanc à gris blanc, blanc beige, et gris clair, très fin à fin, parfois moyen, subarrondi à arrondi, silico-argileux moyennement consolidé avec passages d'Argile gris foncée, gris verdâtre, indurée, silteuse. Ensuite dans l'épaisseur de 3540m : Argile gris foncée, gris, indurée, silteuse avec rares intercalations de Grés blanc, gris blanc, subarrondi à arrondi, fin, silico-argileux, moyennement consolidé. Et à la profondeur de 3570m on a : Argile gris foncée, gris verdâtre, indurée, silteuse avec intercalation de Grés

blanc, translucide, gris blanc, subarrondi, fin à moyen, siliceux, dur et gris verdâtre, subarrondi à arrondi, fin, argileux, friable.

Une carotte N°02 réalisé dans l'intervalle Silurien F6-A1 3598m d'une épaisseur 41m , fait ressortir les informations lithologique suivants:

De 3601m à 3605m : Grés blanc à blanc beige, fin, siliceux, subarrondi, bien consolidé

De 3605m à 3614m : Argile grise foncée a gris noire, indurée, silteuse,

De 3614m à 4616m : Grés gris blanc à blanc beige, fin à très fin, subarrondi à arrondi, siliceux à silico- argileux bien consolidé.

De 3616m à 3619m : Argile grise foncée à gris noire, indurée, silteuse.

Silurien F6-M2 @ 3648 m : De 3648 à 3727 m épaisseur 79 m.

Grés gris clair à blanc beige à beige, localement blanc, gris sombre, fin, moyen par endroits, argileux à silico-argileux, friable, localement blanc, siliceux, bien consolidé.

Argile grise foncée localement gris noirâtre, indurée, silteuse avec fines passées de Grés gris clair à blanc beige, beige, fin, moyen par endroits, argileux à silico-argileux, friable, localement blanc, siliceux, bien consolidé.

Dans le niveau Silurien F6-M1 au profondeur 3727m et un épaisseur 158m :

Grés gris clair à gris beige et gris blanc, très fin à fin, subanguleux à subarrondi, argileux à silico-argileux, moyennement consolidé et blanc, siliceux, bien consolidé, dur avec fines passées d'Argile gris foncé à gris noir, parfois noire (charbonneuse), silteuse a fortement silteuse. Argile gris foncé à gris noir, parfois noire (charbonneuse), silteuse a fortement silteuse.

La formatin Argile gris foncé à gris noir, silteuse, indurée ; apparu dans le niveau Silurien argileux de 3885m avec un épaisseur épaisseur 100m.

AGE	FORMATION	Toue-1				
		Prévu	Géol.	Ep	ELC	
Tertiaire	Mio-Pliocene	Surface	Surface	m	m	
Crétacé	Sénonien	Carbonaté	290	294	232	294
		Anhydritique	526	526	246	526
		Salifère	767	772	134	772
	Turonien	934	906	96	906	
	Cénomaniens	1019	1002	145	1002	
	Albien	1145	1147	135	1147	
	Aptien	1275	1282	18	1282	
	Barrémien	1296	1300	295	1303	
	Néocomien	1587	1595	296	1587	
	Malm	1835	1891	179	1853	
Jurassique	Dogger	Argileux	2019	2070	117	2071
		Lagunaire	2160	2187	208	2252
	Lias	Anhydritique	2414	2395	210	2395
		Horizon B	2615	2605	22	2585
		Salifère S1 + S2	2637	2627	254	2615
		Salifère S3	2879	2881	117	2828
		Argilo-salifère	3011	2998	35	3005
Trias	T.A.G.S	3045	3033	102	3023	
	Carbonate	3139	3135	210	3137	
	TAGI	3367	3345	82	3341	
Silurien	Silurien F6 B	3422	3427	90	3427	
	Silurien F6 A2	3524	3517	81	-	
	Silurien F6 A1	3604	3598	50	3510	
	Silurien F6-M2	3668	3648	79	3647	
	Silurien F6-M1	3754	3727	158	3731	
	Silurien F6 – M0	-	-	-	3813.5	
	Silurien F6 – N2	-	-	-	3966	
	Silurien argileux	3910	3885	100	-	
	Côte Final TD	-	3985	-	3994.5	

Fig.26: fiche stratigraphique du puits TOUE-1

3- Analyse des données de gaz

3-1- Le contrôle de qualité du gaz (GQC) :

L'examine du contrôle de qualité de gaz dans le forage Toue-1, présente une partie majeure de la section qui montre une bonne correspondance entre les deux détecteurs. Le rapport de qualité de gaz se limite à l'intérieur de l'intervalle 0.8-1.2. Les niveaux de C1 sont principalement plus élevés que 1000 ppm (Fig. 26).

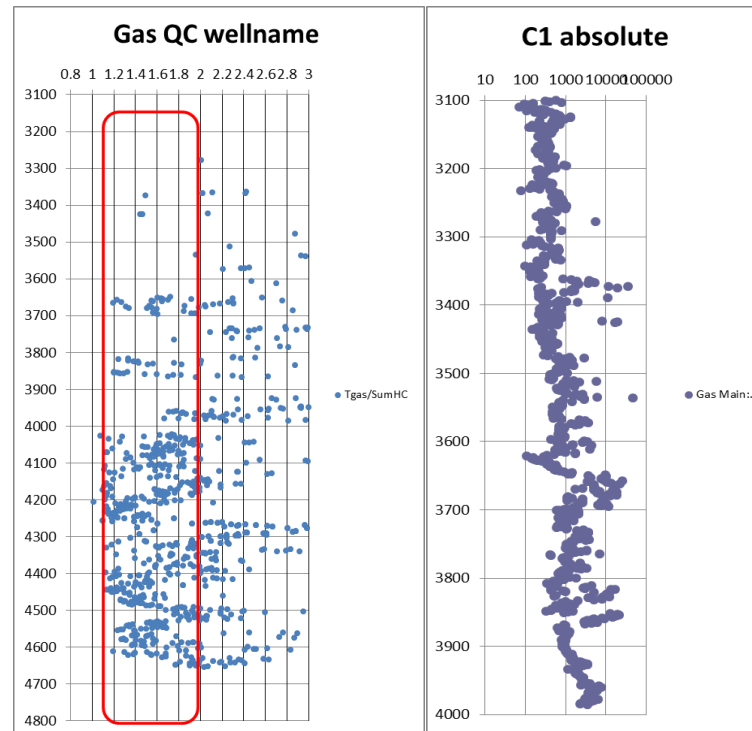


Fig. 27 - Contrôle de qualité de gaz (GQC) de puit (TOUE-1).

3-2- L'augmentation des valeurs de gaz (GQC):

Dans le puits (Toue-1), la majeure partie de la section des argiles montre une bonne correspondance entre les deux détecteurs. Les data gaz généralement interprété se trouve dans l'intervalle admissible (0.8 à 1.2). Les zones qui présentent des valeurs GQC correspondent généralement au passage d'argile. Cet argument est confirmé par la fiche lithostratigraphique (Master log) du puits du puits TOUE-1)

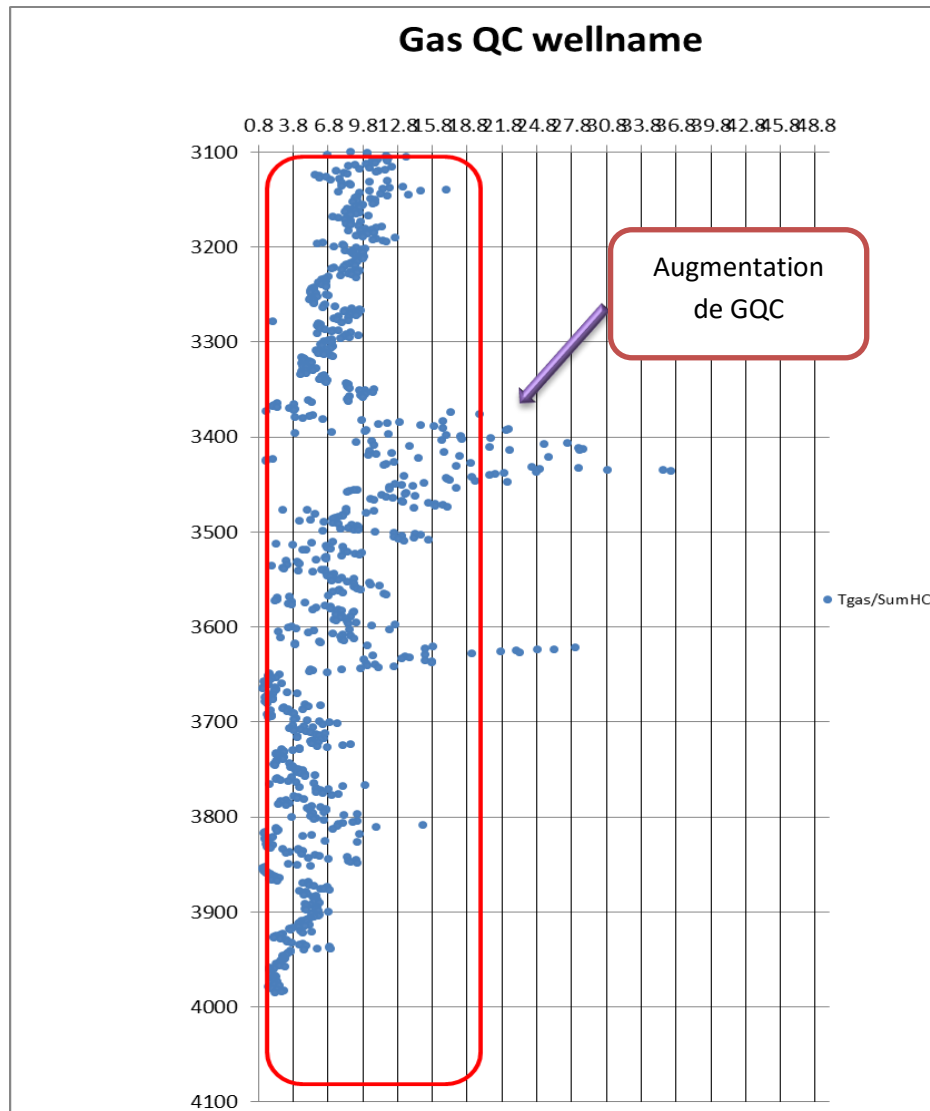


Fig. 28 - Augmentation de GQC de la formation Viséen

3-3 Le rapport de C1/Soum HC pour délimitation de réservoir :

Le *cut-off* on C1 est appliqué sur le ratio $C1/C1+C2+C3+C4+C5$ qu'il est croisé avec C1 en 4000ppm donc :

Le rapport de C1/Soum HC présente le pourcentage du méthane dans l'échantillon de gaz. Dans le diagramme, il y a un tendances horizontales clair qu'est développés. Le supérieur étale de 90% à 100% du méthane dans l'échantillon de gaz, ce pourcentage de méthane s'interprète par la présence de méthane biogénique pur

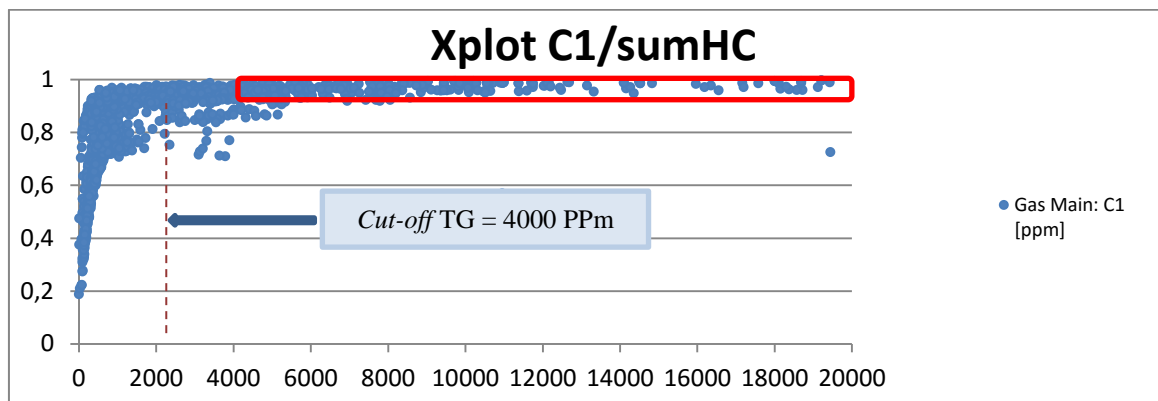


Fig. 29 - Rapport C1/somme HC de puit (TOUE-1)

4- Interprétation des données de Gaz :

4-1 Méthode classique :

Cette méthode est basée sur la projection des rapports C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5 par rapport à la profondeur, à l'échelle logarithmique appelé diagramme de PIXLER.

Trois intervalles importants productifs qui sont distingué dans le puit (TOUE-1), à partir des interprétations des données de diagramme de PIXLER.

A)- Zone productive du gaz du Silurien :

Nous avons tracé les rapports C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5 sur le PIXLER Plot. Les rapports sont calculés à partir des données de tableau de pics de gaz du Silurien argileux gréseux dans le puits TOUE-1 (Tableau 04). Toutes les courbes sont ensemble et rendent compactes dans le diagramme, il signifie qu'on a la même composition de fluide de formation dans cette section (Fig. 29).

Tableau 4 : Pics données de gaz pour le diagramme de PIXLER (puits TOUE-1)

Depth: TMD [m]	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	iC4 ppm	nC4 ppm	iC5 ppm	nC5 ppm
3415	279	3	5	3	9	1	4
3416	675	6	5	2	6	5	5
3418	615	19	26	1	13	5	3
3419	1099	32	38	1	14	4	4
3420	1323	44	48	1	17	6	5
3425	1687	36	45	1	16	5	3
3430	985	20	30	1	13	5	5
3460	843	16	24	1	11	4	5
3471	1049	45	26	2	12	5	6
3475	1625	88	37	3	13	10	6

Le rapport $\frac{C1}{C2}$ dans le diagramme PIXLER (Fig. 29), est limité entre deux valeurs :

$15 < \frac{C1}{C2} < 65$. Selon le tableau (04) explicatif de la méthode PIXLER, ce rapport s'explique la présence des gaz.

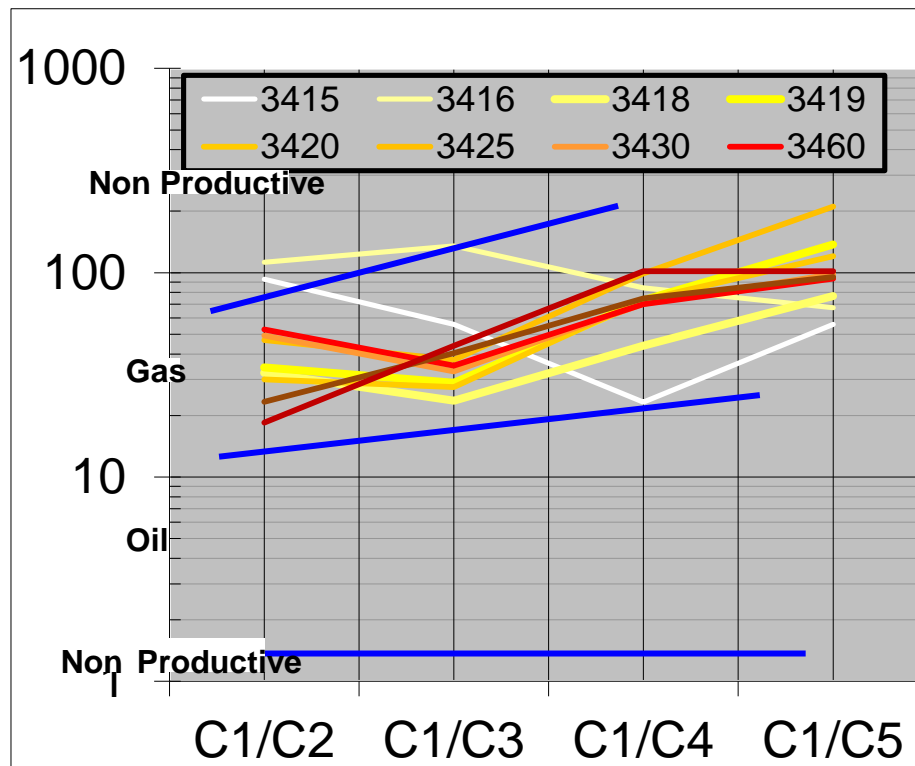


Fig. 30 - Graphe de Pixler du Silurien argileux gréseux au niveau du puits TOUE -1.

B)- Zone productive du gaz du Silurien :

Nous avons tracé les rapports C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5 sur le PIXLER Plot. Les rapports sont calculés à partir des données de tableau de pics de gaz du Silurien argileux gréseux dans le puits TOUE-1 (Tableau 05). Toutes les courbes sont ensemble et rendent compactes dans le diagramme, cela signifie toujours la présence de même fluide dans cette section de la formation réservoir.

Tableau 5 : Pics donnés de gaz pour le diagramme de PIXLER (puits TOUE-1)

Depth: TMD [m]	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	iC4 ppm	nC4 ppm	iC5 ppm	nC5 ppm
3630	1169	38	27	3	11	5	3
3631	1214	20	25	3	10	6	5
3635	1236	21	24	3	9	6	6
3640	1358	22	24	3	10	5	3
3645	1842	35	36	4	14	8	7
3650	2498	50	58	3	18	6	9
3660	2768	51	55	3	19	6	5
3670	3494	68	55	6	18	7	9
3680	1380	22	30	4	14	6	7
3690	1674	26	33	2	11	6	5

Le rapport $\frac{C1}{C2}$ (Fig. 30), est limité entre deux valeurs : $15 < \frac{C1}{C2} < 65$. A la base du tableau (05) de la méthode de PIXLER, on peut expliquer cette allure par la présence des gaz.

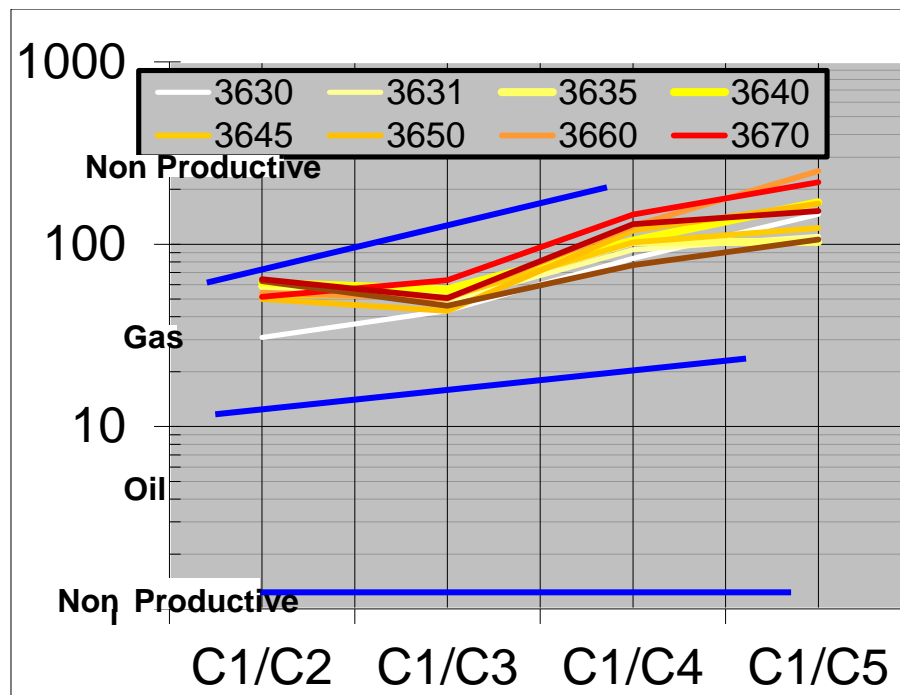


Fig. 31 - Graphe de Pixler du Silurien argileux au niveau du puits TOUE-1.

C)- Zone productive d'Huile de gravité moyenne du Silurien :

Nous avons tracé les rapports C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5 sur le PIXLER Plot. Les rapports sont calculés à partir des données de tableau de pics de gaz du Silurien argileux gréseux dans le puits TOUE 01 (Tableau 06). Toutes les courbes sont ensemble et rendent compactes dans le diagramme. L'interprétation fait ressortir qu'on est dans le cas de présence de même fluide dans cette section (Fig.31).

Tableau 6 : Pics donnés de gaz pour le diagramme de PIXLER (puits TOUE-1)

Depth: TMD [m]	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	iC4 ppm	nC4 ppm	iC5 ppm	nC5 ppm
3774	57	15	12	3	5	3	4
3805	118	14	17	3	9	3	2
3806	103	15	19	2	9	5	6
3807	105	22	18	2	6	4	3
3808	101	25	20	2	7	5	4
3809	108	30	20	2	7	4	4
3810	107	25	21	5	5	5	3
3811	110	25	21	6	8	6	3
3812	112	19	15	5	4	5	3
3813	111	18	13	5	2	2	1

Le rapport $\frac{C1}{C2}$ dans le diagramme PIXLER (Figure 31), est situé entre deux valeurs.

$4 < \frac{C1}{C2} < 8$. Selon le tableau (06) de méthode de PIXLER. Ce rapport est expliqué par la présence des Huile de gravité moyenne.

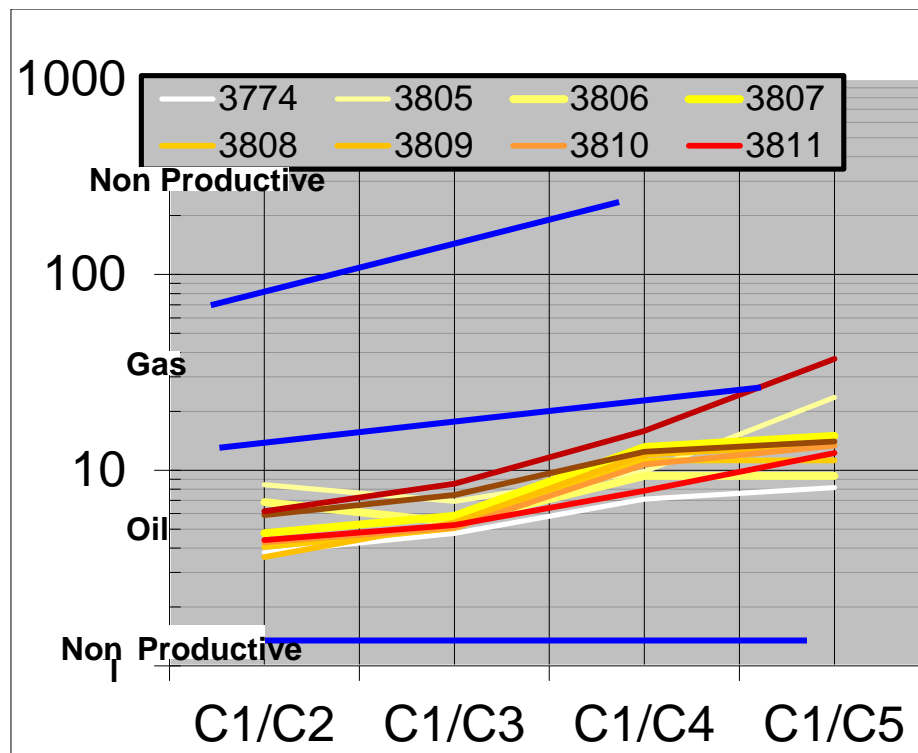


Fig. 32 - Graphe de Pixler du Silurien argileux au niveau du puits TOUE-1.

4-2 Méthode de gaz ratios :

A partir de l'analyse chromatographique, on calcule des rapports particuliers suivants:

Wetness Ratio (Wh):

$$Wh = \left(\frac{C2 + C3 + C4 + C5}{C1 + C2 + C3 + C4 + C5} \right) \times 100$$

Balance Ratio (Bh):

$$Bh = \left(\frac{C1 + C2}{C3 + C4 + C5} \right)$$

Character Ratio (Ch) :

$$Ch = \left(\frac{C4 + C5}{C3} \right)$$

Les calculs présentées dans un tableau, ensuite on va tracer les diagrammes des ratios du puits TOUE-1 :

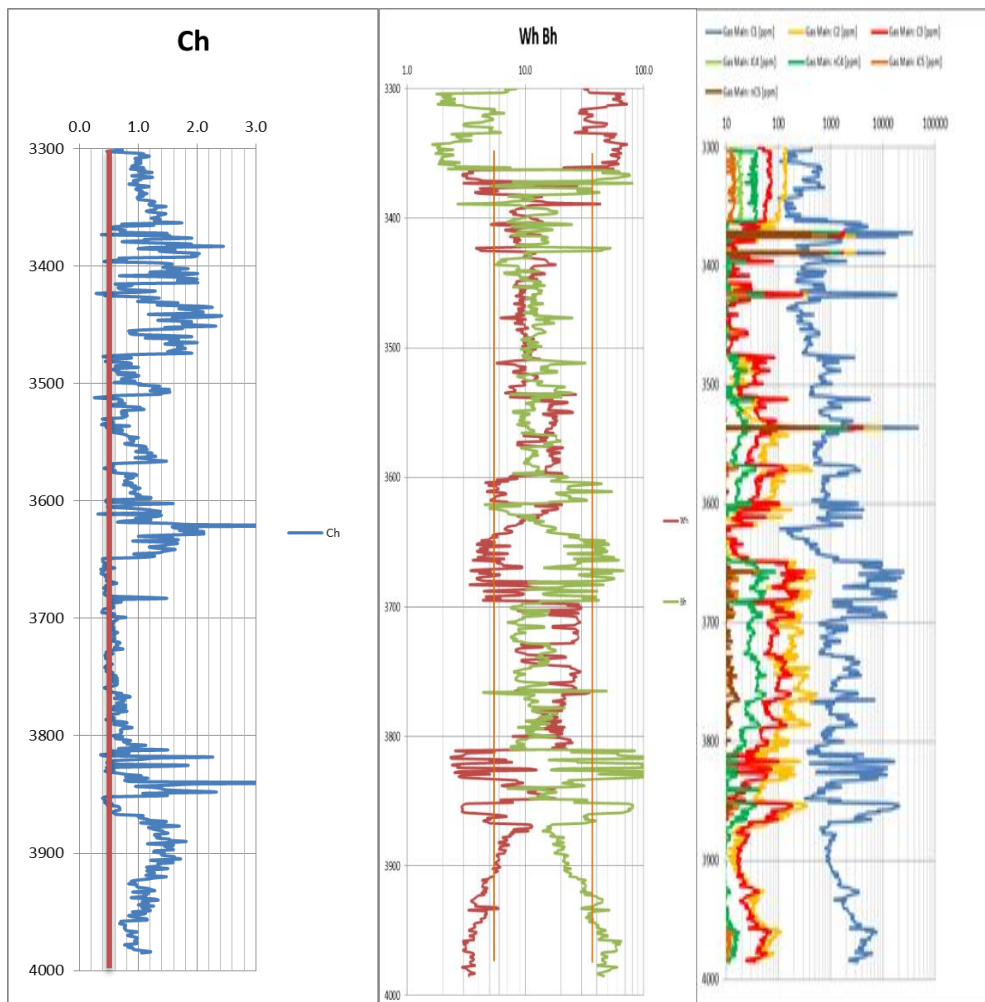


Fig. 33 - Corrélation des ratios de puit (TOUE-1)

A- Détermination des types de fluide (gaz-liquide)

L'interprétation de données de gaz par la méthode de gaz Ratios fait ressortir que :

Les résultats montrent trois intervalles ; l'un de Silurien Argileux-gréseux (F6 M2) (3640m à 3690m) et l'autre de Silurien Argileux (3700m à 3805m) et le dernier de Silurien Argileux (F6 M1) (3811m à 3845m) (Fig. 33) :

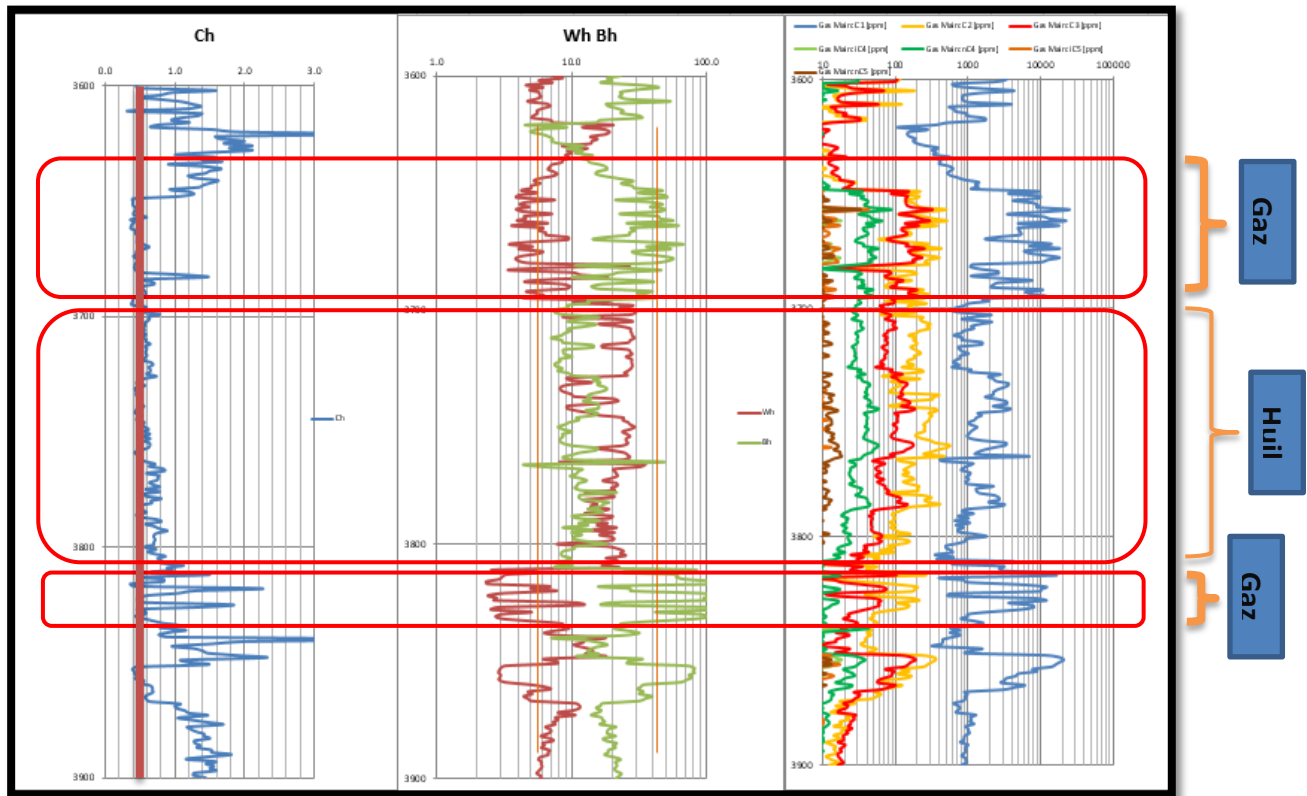


Fig. 34 - Corrélation des ratios de la formation Silurien (TOUE-1)

B- Interprétation du graphe :

L'analyse de ce graphe nous permet de subdiviser notre objectif en plusieurs strates différentes selon le contenu de chaque couche traversée.

A partir de figure 33 on distingue les horizons suivants :

- L'intervalle (3640m à 3690m) : caractérisé par un potentiel productif de gaz ($Wh < Bh < 100$ et $0.5 < Wh < 17.5$)
- L'intervalle (3700m à 3805m) a un potentiel productif d'huile grand gravite ($Wh > Bh$ et $Ch > 0.5$, $17.5 < Wh < 40$)
- L'intervalle (3811m à 3845m) se distingue par un potentiel productif de gaz ($Wh < Bh < 100$ et $0.5 < Wh < 17.5$)

C- Détermination des contacts gaz-huile sur le graphe :

L'interprétation data gaz par méthode GAZ RATIO peut nous donner même les contacts entre différent fluide et gaz existant dans le réservoir dans notre cas les différents contacts se trouvent comme suivant :

- Gaz & Huile a la cote 3691m

- Huile & Gaz a la cote 3807m

Ces résultats restent à prouver par les diagraphies différées ou test de puits. (Fig.34)

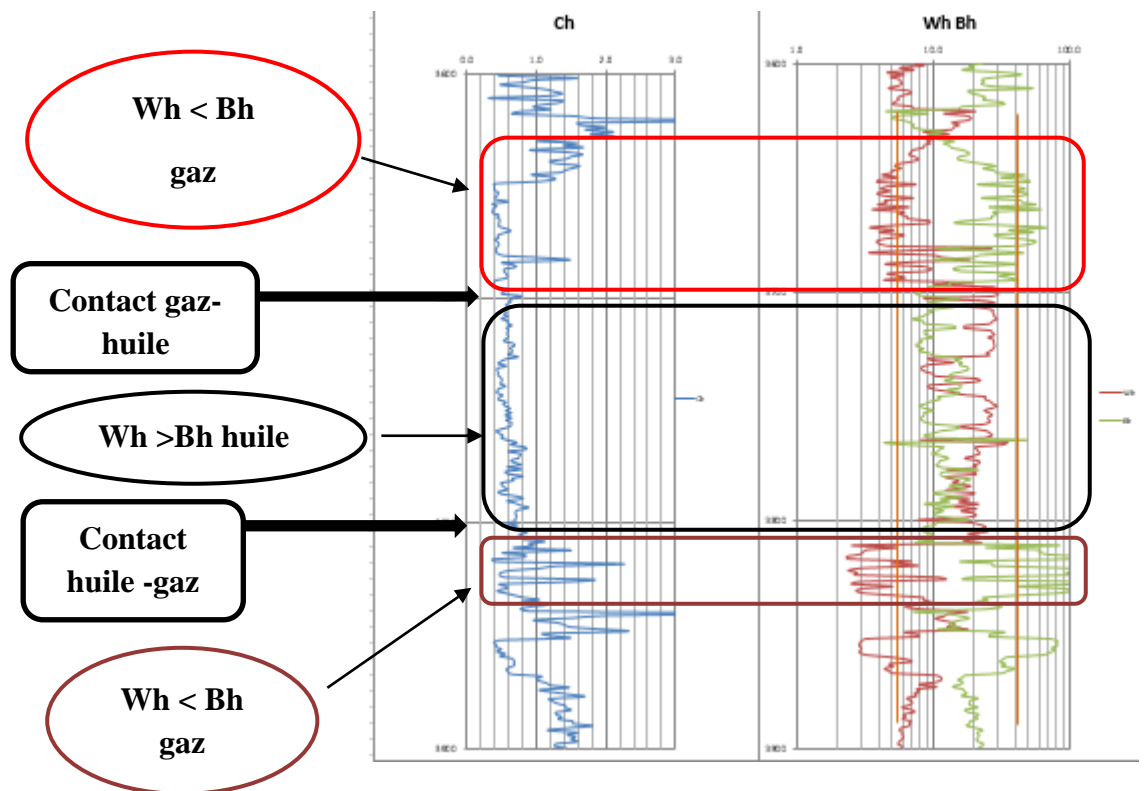


Fig. 35 - Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz

5- Combinaison données de gaz & enregistrement diagraphique :

Pour valider de plus les résultats de l'interprétation du données de gaz surtout la distinction de différentes zones dans le réservoir suivant le taux de production, une comparaison de ces résultats avec les différentes réponses de diagraphies établies dans le même puits est amenée dans le but de voir s'il y'a lieu une relation ou tendance claire entre le data gaz et la pétrophysique du banc réservoir. Cette comparaison est faite par intervalle où les logs diagraphiques sont combinés avec la représentation graphique de la variation des rapports de gaz (gas ration). Si on analyse l'enregistrement du diagraphie Neutron porosité de (log neutron porosité), on observe clairement que sa déflexion maximale correspond généralement avec l'intervalle où les rapports de gaz ont défini une zone productive donc cette combinaison confirme beaucoup la fiabilité des données de gaz et assures-en plus une bonne caractérisation de ce réservoir. Tout ça aide dans l'établissement d'un futur plan de développement dont le but principal est l'optimisation de production (Fig.35 ; Fig.36 ; Fig.37):

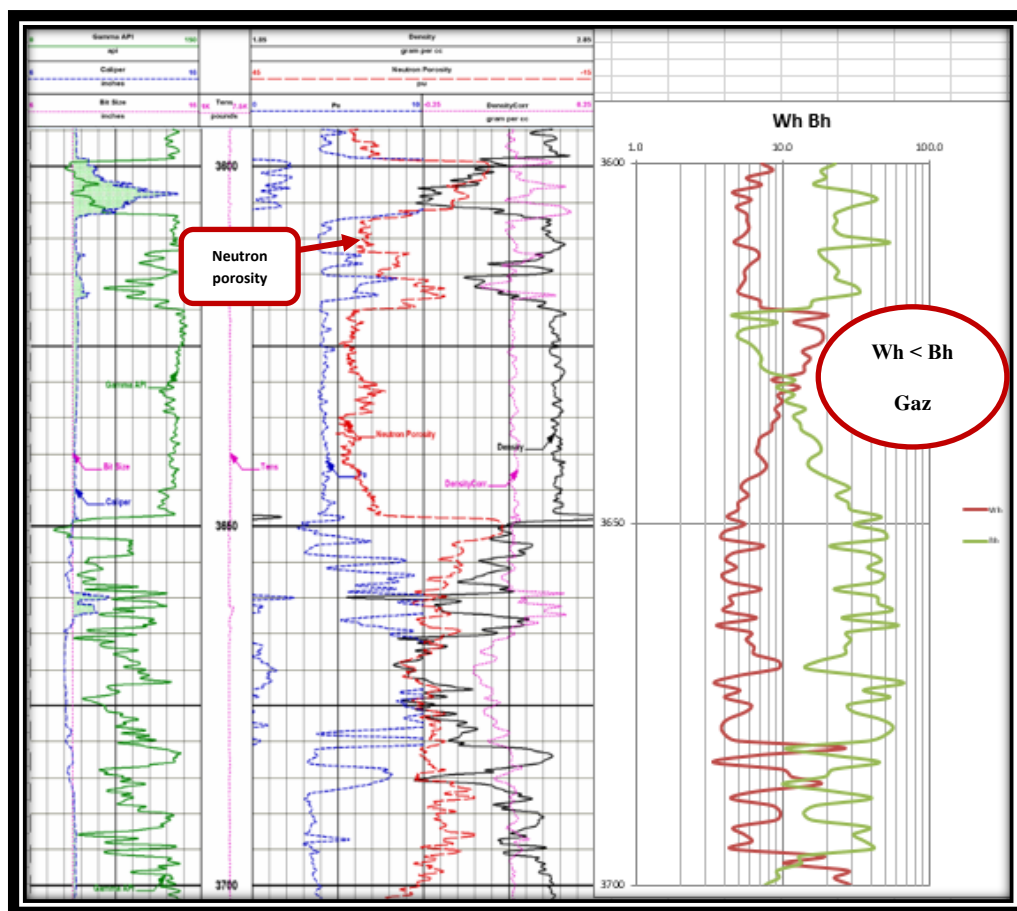


Fig. 36- Corrélation le graphe de gaz ratio avec l'enregistrement diagraphique (log neutron porosity).

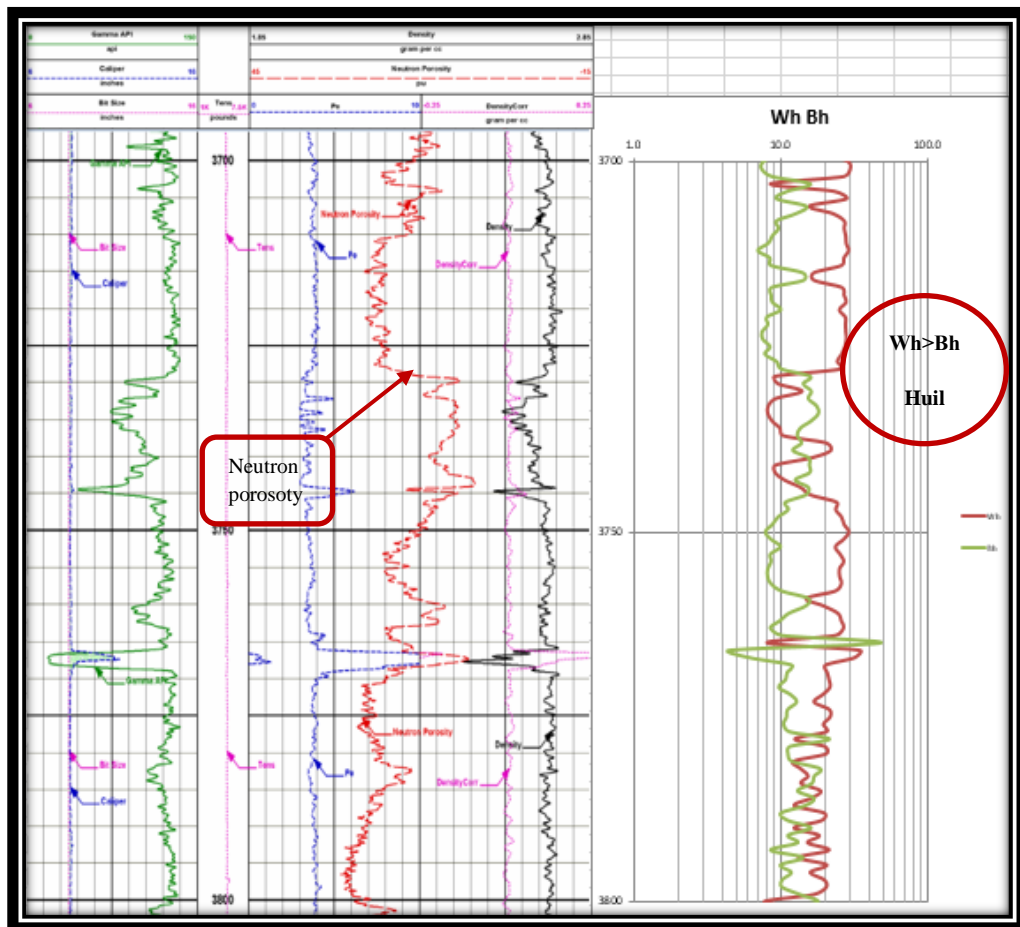


Fig. 37- Corrélation le graphe de gaz ratio avec l'enregistrement diagraphique (log neutron porosity).

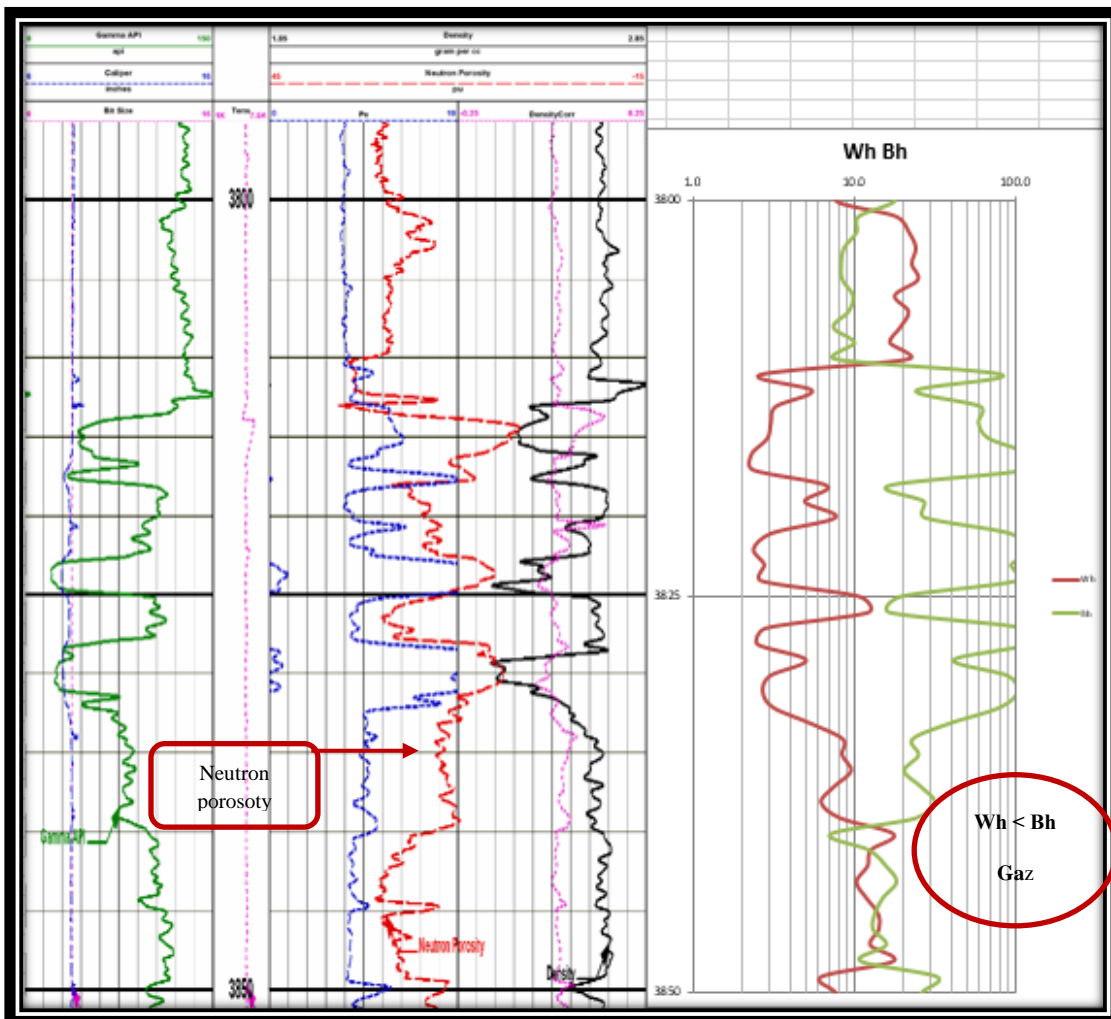


Fig. 38- Corrélation le graphe de gaz ratio avec l'enregistrement diagraphique (log neutron porosity).

**Conclusion
Générale**

Conclusion général

L'analyse et l'interprétation des données de gaz par la méthode de Gaz Ratio des échantillons prélevés essentiellement dans les niveaux argilo-gréseux (F6) de Silurien dans le puits Toue-1, où il fait partie de la région de Gassi Touil dans le Bassin de Berkin. L'utilisation de ces données permet d'identifier les zones productives dans la couche réservoir et les contacts probables entre les fluides présents comme réserves en place. Le travail de ce mémoire présente une interprétation de data gas par deux méthodes distinctes : méthode dite classique ou méthode PIXLER et l'autre apparaît nouvelle basée sur les rapports de gaz (gaz ratio method).

La méthode PIXLER est basée essentiellement sur la projection des rapports par rapport à la profondeur, à l'échelle logarithmique appelé le diagramme de PIXLER. L'interprétation des données de diagramme de PIXLER de puits TOUE-1 présente 3 zones productrices de Silurien : deux zones productives de gaz trouvées dans les intervalles (3640m à 3690m) et (3811m à 3845m). La troisième zone à production d'huile à l'intervalle (3700m à 3805m).

L'interprétation des données de gaz par la Méthode de GAZ RATIO montre trois niveaux de réservoirs productifs de Silurien : deux productifs de gaz dans l'intervalle (3640m à 3690m) et (3811m à 3845m) et le dernier productif d'huile à l'intervalle (3700m à 3805m).

La comparaison de l'enregistrement de diagraphie Neutron porosité (log neutron porosité) avec le graphe de Gaz Ratio, montre clairement que sa déflexion maximale correspond généralement avec l'intervalle où les rapports de gaz ont défini comme une zone productive. Cette combinaison a confirmé les résultats obtenus de l'interprétation des données gaz.

REFERENCE ET BIBLIOGRAPHIE

AMEUR ZAIMECHE.O, (2014) : Modélisation et reconstitution des facies non carottés à l'aide des méthodes statistiques multivarie du réservoir trias argileux gréseux inferieur (TAGI). Application au champ de Sif Fatima bassin de Berkine. Thèse de Magistère, UNIVERSITÉ KASDI MARBEH OUARGLA p58, p63.

BELMERABET.W ; LAOUAR.Y, (2020) : Etude géologique, pétrophysique et analyse de la fracturation cas de la roche réservoir du champ de Nazla (Gassi-Touil-Algérie) Mémoire de fin d'études Université Mohammed Seddik Benyahia –Jijel p2.

DOB.A ; BELMESMAR.L ; BELMADANI.M, (2018) : Caractérisation des résevoirs Siluro-ordovicien de Zarzaitine par l'interprétation des données de gaz (Bassin Illizi champ Zarzaitine) mémoire de fin d'étude UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA.

ENSP. (2014)- FWR rapport de fin de puit, p4 et p56.

GHENIM.A, (2012) : Evaluation pétrophysique et essai de modélisation ; exemple du réservoir. triasique d'ourhoud (bassin de berkine, sahara nord oriental, algerie) mémoire de fin d'étude, L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMCEN p7, p13.

MEHDAOULM, (2017) : Interprétation des jeux diagraphiques du réservoir triasique (TAGS) exemple de Rhourde Nouss - Rhourde Adra (bassin de Berkine, Sahara nord oriental). Mémoire de fin d'étude L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMCEN p11.

MASRI.F ; BOUGRINE.L ; BENNAHIA.L, (2016) : Evaluation de la qualité du réservoir trias argileux inférieur de champ Toual de la région gassi touil (sud-est Algérien) mémoire de fin d'étude UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA p18.

DAVID P. HAWKER (1999): hydrocarbon evaluation and interpretation training department of data log.

Final well report MZLN-10, October 2010: Weatherford,

SONATRACH, MUD LOGGING, mars 2010: formation Gaz

Geolog Advanced Industry Courses, 2009 : Gas evaluation.

Geolog Advanced Industry Courses, 2009: Gas interpretation.

Weatherford Surface Logging Systems, 2008: Hydrocarbon Evaluation and Interpretation Gas Ratios.

Rapport final de sondage (mai2013) : document sonatrach/ division forage hmd.

ZATOUT M, Février 2009 : gaz de Mud Logging en cours de forage, détection, exploration et application.

Résumé

Résumé

L'objectif de ce travail est l'évaluation et la caractérisation des réservoirs Silurien dans la région de Gassi-Touil fait partie du bassin de Berkine par l'analyse et l'interprétation des données de gaz du puits (TOUE-1) en combinaison avec des données diagraphiques. Deux méthodes sont utilisées pour l'évaluation de ces réservoirs; la méthode de Pixler et la méthode de Gaz Ratio. Les résultats permettent de distinguer trois niveaux productifs : deux zones productives de gaz et une autre zone contient d'huile. Ces résultats sont validés par comparaison avec l'enregistrement de diagraphie Neutron porosité qui a confirmé en plus cette zonalité du réservoir.

Les mots clé : Berkine ; Gassi-Touil ; Silurien ; donnés de gaz ; Pixler ; Gaz Ratio.

Abstract

The objective of this work is the evaluation and characterization of Silurian reservoirs in the region of Gassi-Touil that takes part of the Berkine basin by the analysis and interpretation of data gas of the well (TOUE-1) in combination with logging data. Two methods are used for the evaluation of these reservoirs; Pixler method and Gas Ratio method. The results allow us to distinguish three productive levels: two gas producing zones and another zone containing oil. These results are validated by comparison with the recording of the Neutron porosity which additionally confirmed this behavior of the reservoir.

key words: Berkine; Gassi-Touil; Silurian; gas data; Pixler; Gas Ratio.

ملخص

الهدف من هذا العمل هو تقييم وتوصيف الخزانات السيلورية في منطقة جاسي الطويل وهي جزء من حوض بركين من خلال تحليل وتفسير بيانات الغاز من البئر (طوال-1) بالاقتران مع بيانات التسجيل. يتم استخدام طريقتين لتقييم هذه الخزانات ؛ طريقة " بيكسلر " وطريقة "نسبة الغاز". تتيح لنا النتائج التمييز بين ثلاثة مستويات إنتاجية: منطقتان لإنتاج الغاز ومنطقة أخرى تحتوي على النفط ، وقد تم التحقق من صحة هذه النتائج بالمقارنة مع تسجيل مسامية النيوترونات التي أكدت أيضًا هذه المنطقة من الخزان.

الكلمات المفتاحية: بركين. جاسي طويل. السيلوريان. بيانات الغاز بيكسلر. نسبة الغاز.

