

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES RENOUVABLE ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
Département de Forage et Mécaniques des Chantiers Pétroliers.



UNIVERSITE KASDI MERBAH-OUARGLA

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master Forage

Option : Forage

THEME

**Analyse des gaz et Détermination de la Séparation des Hydrocarbures
par L'application de la Méthode des Ratios Dans certains Forages du
Champ d'Illizi**

Réalisé par :

MARWAN GHALEB ALI AHMED

Devant le jury :

Dr. KHENTOUT Abdelkader	Président :	Univ. Ouargla
Dr. FENAZI Bilal	Promoteur :	Univ. Ouargla
Dr. CHOUICHA Samira	Examineur :	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Remerciement

En toute reconnaissance, ce travail n'aurait pas vu le jour selon mes propres efforts. Ainsi, voudrais-je adresser mes sincères remerciements aux personnes qui ont contribué à sa réalisation.

Il s'agit de :

Dr FENAZI Bilal, mon encadreur qui a sacrifié son temps pour la réalisation de mon travail.

Mr le vice-recteur, MOURAD KORAICHI chargé des relations extérieures

Je tiens aussi à remercier tous mes enseignants et tous ceux qui m'ont aidé pour réaliser ce modeste travail.

Mes profonds remerciements à DJMELEDDINE CHETTI, vice doyen de la faculté Les Gouvernements de l'ALGÉRIE et du YEMEN qui ont beaucoup contribué à ma formation.

La liste n'étant pas exhaustive, mes remerciements vont à tant de personnes dont les noms ne sont pas ci-haut cités mais qui, de près ou de loin, m'ont prêté main forte pour la réalisation du présent travail et dont la contribution a été importante.

Dédicace

Je dédie ce travail qui n'aura jamais pu voir le jour sans les soutiens.

indéfectibles et sans limite de mes chers parents qui ne cessent de me donner avec amour le nécessaire pour que je puisse arriver à ce que je suis aujourd'hui.

Que dieux vous protège et que la réussite soit toujours à ma portée pour que je puisse vous combler de bonheur.

Je dédie aussi ce travail à :

- + Mon frère.*
- + Mes sœurs.*
- + Ma future épouse.*
- + Mon oncle BACHIR ALHAIDRI.*
- + Mon Cher ami MUSTAFA BARÇA SAID.*
- + Mes amis.*
- + Peuples Yéménites et Algériens.*

MARWAN

RESUME

Durant les opérations de forage, le géologue a un rôle primordial, afin d'établir des rapports sur l'état d'avancement et la reconnaissance de réservoir, qui est le but final de cette opération. Le géologue suit un important nombre de paramètres, soit des paramètres mesurés ou calculés, parmi les

À paramètres les plus exigés est celle du rapport des gaz (gas ratio) ; trois rapports du gaz sont calculés savoir ; rapport des gaz humide (wetness, Wh), le rapport balance de gaz (balance ratio, Bh) et le à troisième le rapport caractéristique (character ratio, Ch). Le wetness (Wh) est rapport proportionnel la densité du fluide analysé, le Bh ou le balance ratio, ce rapport permet une comparaison directe entre les hydrocarbures lourds et légers et enfin le character ratio permet de déterminer finalement l'état physique des hydrocarbures en place, donc le type de réservoirs : gaz ou liquide. Ces trois paramètres permettent la détermination de :

- * Type d'hydrocarbures
- * Les zones productrices ;
- * Et les contacts entre les différents types des fluides.

Le présent travail a pour objectif le calcul de ces paramètres dans différents types des réservoirs.

Les mots clés : wetness , balance , character.

ABSTRACT:

During drilling operations, the geologist has a role to report on the status and recognition of the reservoir, which is the ultimate goal of this operation. Geologist follow a large number of parameters, or parameters measured or calculated, among the most required is that the ratio of gas (gas ratio) parameters; three reports of gas are calculated namely; ratio of wet gas (wetness, Wh), the gas balance (balance ratio, Bh) and the third characteristic ratio (ratio character, Ch) report. The wetness (Wh) is proportional to the density of the fluid analysis report, the Bh ratio or balance, this report allows a direct comparison between the heavy and light hydrocarbons and finally character ratio ultimately determines the physical condition of hydrocarbons place, so the type of tank: gas or liquid. These three parameters allow the determination of:

- * Type of hydrocarbons.
- * The producing areas.
- * And the contacts between the different types of fluids.

This work aims to calculate these parameters in different types of reservoirs.

Key words: wetness, balance, character.

ملخص:

اثناء عمليات الحفر للجيولوجي دور أساسي من اجل تحرير تقارير حول حالة التقدم في الحفر ومعرفة الخزان البترولي، وهو الهدف النهائي لعملية الحفر.

يتابع الجيولوجي عددهما من الوسائط سواء الوسائط المقاسة او المحسوبة ومن بين الوسائط الهامة هو النسبة بين مختلف الغازات، حيث اثناء عملية الحفر تحسب ثلاث نسب من الغازات من بينها نسبة الغاز الرطب، توازن الغاز والنسبة المميزة، فيما يخص الوسيط الأول يتناسب طرديا مع الكثافة الموائع، اما الثاني فهو يسمح بمقارنة مباشرة بين الهيدروكربونات الخفيفة والثقيلة وأخيرا النسبة المميزة للغازات التي تسمح بدراسة الحالة الفيزيائية للهيدروكربونات وبالتالي نوع الخزان غازي او سائل.

وهذه الثلاث الوسائط تسمح بتحديد نوع الهيدروكربونات الموجودة، والمناطق المنتجة والتماس ونقاط الاتصال بي أنواع الموائع سواء غازية او السائلة بهدف هذا العمل الى حساب هذه الوسائط في مختلف أنواع الخزانات.

الكلمات المفتاحية: الوسائط، الرطب، التوازن المميز

Nomenclature

- 1) P_{FORM} : Pression de Formation.
- 2) P_{HYDR} : Pression Hydrostatique.
- 3) BRF : Bochette de Reprise de Forage.
- 4) PDC : polycristalyn diamant compact.
- 5) QGM : Quantité Gaz Mesurée.
- 6) CVD : volume de gaz Constante.
- 7) FID: flame ionization detector
- 8) GD: Gas Detector.
- 9) GC: Gas Chromatograph.
- 10) TG: Total Gaz.
- 11) BG: Background Gas
- 12) GOC: gas oil contact.
- 13) OWC: oil water contact.
- 14) GDS : Gas distribution system.
- 15) TGD: Total gas detector.
- 16) GCD : Gas Chromatographe Detector.
- 17) MDT: modular formation dynamic tester.
- 18) CVD: constant volume degasser
- 19) IND-2 : Issaouane Nord West2

Table des matières

Introduction :	1
CHAPITRE I. GENERALITES SUR LE CHAMP D'ILLIZI :	2
I.1 Généralité sur le bassin d'Illizi :	2
I.2 Historique de l'Exploration :	2
I.3 Cadre géologique de la zone d'étude	3
I.4 Stratigraphie de la région	4
I.4.1 L'Infracambrien :	4
I.4.2 Le Paléozoïque	5
I.4.3 Le Mésozoïque	8
I.5 Evolution tectonique :	10
I.6 Historique des travaux réalisés sur le champ d'Illizi :	12
CHAPITRE II TYPES ET ANALYSES DES GAZ.....	13
II.1 Introduction.....	13
II.2 Acteurs influençant les lectures des gaz	13
II.2.1 Nature de la formation forée	13
II.2.2 Conditions de forage :	13
II.2.3 Conditions externes:.....	14
II.3 L'enregistrement de la courbe du gaz	15
II.4 Les différents types de gaz enregistrés	16
II.4.1 Cuttings gaz (formation gaz).....	16
II.4.2 Background gas (Gaz de fond).....	16
II.4.3 Trip gaz	17
II.4.4 Gaz de connexion.....	17
II.4.5 Détection de H ₂ S	17
II.5 Méthode d'échantillonnage du gaz (du puits vers le system gaz).....	18
II.5.1 Détection des gaz	18
II.5.2 Principe de dégazage des boues	18
II.5.3 Principe de fonctionnement.....	19
II.5.4 Line de gaz :	20
II.6 Matériels utilisés pour l'analyse des gaz.....	20
II.6.1 Analyse des gaz.....	20
II.6.2 Analyse quantitative.....	21

II.6.3	Analyse qualitative.....	24
II.7	Chromatographie.....	24
II.7.2	Méthodes d'interprétation Méthode nouvelle (Les Gaz Ratios)	27
CHAPITRE III. ETUDE DE CAS.....		36
III.1	Portée de cette étude:	36
III.2	Système de détection de gaz:	36
III.3	Analyse de gaz :	36
III.4	F2 Réservoir de grès:	43
III.5	F6M1 et formation ordovicienne:	49
	Conclusion :.....	51
	CONCLUSION:.....	51
	BIBLIOGRPHE:.....	52

Liste des tableaux

Tableau II.1: Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs	30
--	----

Liste des Figures

Figure I.1 : Esquisse structural schématique de la synéclise est-saharienne	4
Figure I.2 : Colonne litho stratigraphique du champ d'ohanet.....	9
Figure I.3:Schéma structural des bassins du Sahara oriental algérien	11
Figure II.1 : Capteur du gaz H ₂ S	18
Figure II.2 : Le principe de fonctionnement de dégazeur.	19
Figure II.3 : Ligne de gaz.	20
Figure II.4: Principe d'un détecteur à conductivité Thermique et à combustion catalytique. .	22
Figure II.5: Principe d'un détecteur à ionisation.....	23
Figure II.6: Compresseur à air.....	23
Figure II.7 : Générateur d'hydrogène.....	22
Figure II.8: Chromatographe de Système GEOLOG. Figure II.9: Chromatographe.....	24
Figure II.10: Bloc diagramme de l'analyse.	25
Figure II.11: Colonne de chromatographe.	25
Figure II.12: Enregistrement graphique (chromatographe GEOSERVICE).....	26
Figure II.13: <i>Wetness Ratio (WH)</i>	28
Figure II.14: <i>balance ratio(BH)</i>	29
Figure II.15: <i>Character Ratio (Ch.)</i>	29
Figure II.16 : Relation entre la densité et la gravite des huiles.	31
Figure II.17: Gaz log - gaz ratio.....	31
Figure II.18: Méthode des GAZ RATIOS (casréel d'un puits en Algérie).....	32
Figure II.19: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz.....	32
Figure II.20: Cas d'un réservoir à l'huile.	33
Figure II.21: Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz.....	33
Figure II.22: Applications au Géo Steering	34
Figure II.23:Suivi des forages dirigés et assistance au foreur et au géologue.	34
Figure II.24: Optimisation de la hauteur utile avec une longueur d'avance par rapport aux Logging While Drilling (LWD)	35

Figure III.1: Détection des zones d'accumulation du gaz. (Qualité de gaz)	37
Figure III.2 : Influence de Ch, Wh, Bh, sur la qualité du gaz.	38
Figure III.3:Variation ou changement quantité de gaz par apport à la lithologie du puit.	39
Figure III.4 : Schéma présente comment séparer deux fluides (gaz)	40
Figure III.5: Analyse de TG avec utilisation C1 concentration seuil de 2800pm	41
Figure III.6:La Relation entre Wh, Bh, Ch et C1 seuil de 2800ppm.....	42
Figure III.7:Schéma présente l'accumulation de TG. (Utilise TGD et GCD)	43
Figure III.8:Comparaison entre HCL et C1	44
Figure III.9:La relation entre Wh, Bh, Ch et chromatographie pour détecter le type des HC.	45
Figure III.10: Analyse Types HC.....	46
Figure III.11:Interprétation types gaz.....	48

Introduction

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays. L'extraction de cette source du sous-sol demande un grand investissement et nécessite des grands travaux, complémentaires et successifs.

La réalisation d'un forage pétrolier nécessite la présence de différentes sociétés de service parmi Laquelle se trouve la surveillance géologique (Mud Logging) qui représente un élément principal dans la réalisation d'un forage pétrolier dans des bonnes conditions de sécurité

Le terme mudlogging signifie tout enregistrement de données ou informations acheminées par la boue de forage, ce dernier capte et enregistre les informations importantes des réservoirs qui peuvent être perdues autrement (sans lui), la quantité et la nature du gaz extrait de la boue qui sera détecté et analysé représente la première source d'information très importante pour le géologue d'exploration et permettant d'évaluer l'intérêt ainsi que la nature du réservoirs traversés qui peuvent être évalués en temps réel en utilisant des applications basés sur les La méthodes des Gaz Ratios.

Objectif du travail :

Connaître les points de contact entre le gaz, l'huile et l'eau

Connaître la quantité de gaz dans le réservoir et connaître la qualité du gaz dans le réservoir

Etude des limites de réservoir et de la qualité des hydrocarbures

Connaître la quantité de productivité dans chaque couche de réservoir

I. GENERALITES SUR LE CHAMP D'ILLIZI

I.1 Généralité sur le bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi, s'étend entre la latitude 29°00' et 26°30' et les longitudes 10° et 6°. Sur une superficie totale d'environ 560000 km² (affleurements des Tassili et du Hoggar compris), 178339.85 Km² seulement représentent le domaine minier du bassin. Ce domaine minier correspond à deux régions bien distinctes : La première située au Nord, correspond au bassin d'Illizi proprement dit et au môle d'Amguid-El-Biod constitué de 25 blocs dont certains sont en association. La seconde, localisée le long de la frontière Algero-Nigérienne, correspond aux cuvettes : du Ténéré, du Taffassasset, de la Tamesna, In Guezzam. Cette région ayant fait objet d'étude de géologie de surface ne montre pas un intérêt pétrolier vue que les séries paléozoïque y affleurent. De ce fait, dans ce qui suit, nous nous limiterons à l'étude de la partie Nord du bassin d'Illizi proprement dit. (SONATRACH, 1995).

I.2 Historique de l'Exploration

Depuis 1956, l'exploration dans le bassin d'Illizi s'est concrétisée par un volume de sismique terrain de près de 80.00 km et par environ 1760 puits dont près de 370 puits d'exploration soit environ 1 puits d'exploration par 180 km². L'Exploration par forage a connu un maximum durant la période 1956-1962, ce qui a permis la découverte des principaux grands gisements du district. Ce maximum a été suivi par une diminution progressive. Ceci peut s'expliquer par la rareté de prospects d'ordre structural présentant des tailles (amplitude et surface) justifiant des implantations de forage.

En géophysique, la sismique ayant démarrée vers la fins des années soixante (1968) a connu un maximum en 1976 avec 10100 km, puis comme pour le forage, on constate une diminution. La densité sismique est généralement importante dans le bassin d'Illizi, à l'exception des zones où l'intérêt pétrolier est négligeable. Les principaux réservoirs pétroliers sont représentés par les réservoirs gréseux du cambro-ordovicien (II, III, IV), du Siluro-dévonien inf. (F6, F4), du Dévonien moy-sup (F2, F3) et du carbonifère (B et D). Le toit de l'Ordovicien est le seul niveau carté à l'échelle régionale car il est caractérisé par une réflexion

continue dans tout le bassin d'Illizi. Les autres niveaux ne sont pas cartés à l'échelle régionale à cause de leurs hétérogénéités. (SONATRACH, 1995).

I.3 Cadre géologique de la zone d'étude

Au point de vue géologique, ce bassin de plateforme, assez stable fut le siège d'une sédimentation importante essentiellement durant les temps Paléozoïque et Mésozoïque.

Au sud toute la série primaire affleure et repose en discordance majeure sur le socle qui constitue le massif du Hoggar. Plusieurs affleurements (Cambro-ordovicien, Dévonien Inférieur, Silurien, Dévonien Moy-Sup et Carbonifère puis les couches Mésozoïque qui reposent en discordance sur la série Primaire affleurent au Zarzaitine.

A l'Est le bassin d'Illizi communique avec le bassin de Ghadamès dont il est séparé par la mole de Tihemboka.

Au Nord, au-delà du haut fond d'Ahara, ce bassin s'ouvre sur le sillon Permo-Carbonifère du Sud Tunisien.

A l'Ouest, il est limité par la mole d'Amguide El Biod d'orientation méridienne. Certains géologues pétroliers définissent un bassin d'Illizi proprement dit limité à l'Ouest par l'axe d'Essaoui Méllène.



Figure I.1 : Esquisse structural schématique de la synclise est-saharienne (CHAOUICHE 1992).

I.4 Stratigraphie de la région

La stratigraphie du champ d'Ohanet est caractérisée par des dépôts paléozoïque et mésozoïque. Le Paléozoïque, discordant sur le socle métamorphique, est composé des dépôts allant de l'ordovicien au Carbonifère. Les dépôts du cambrien manquent en raison de lacune ou érosion.

Les dépôts du Mésozoïque reposent en discordance sur les différents termes du Paléozoïque ; et sont constitués par le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

I.4.1 L'Infracambrien :

Il est composé de roches éruptives et métamorphiques.

I.4.2 Le Paléozoïque

I.4.2.1 L'Ordovicien

- **Unité III-3 : 60.5 m** Argile silteuse noire très micacée, petites intercalations silto-calcaires, de grès fin blanc à ciment calcaire et de grès silteux beige micacé. Grès gris beige micacé fin à moyen, le plus souvent bien calibré à ciment argileux ou siliceux à Tigillite.
- **Unité IV-1 : 10m** Grès silteux et argile silteuse gris noir. Passées conglomératiques à gros galets de calcaire beige à Bryozoaires et de roches éruptives. Passées de grès blancs à ciment de calcite.
- **Unité IV-2 : 73m** Grès fin à moyen siliceux beige à gris clair passées à inclusions argileuses, passées de grès grossier micro conglomératique à ciment de calcite. Silto- grès gris très dur et très fin, très micacé et argile silteuse gris noir. Passées de silto-calcaire gris-clair très fin. Argile gris noir très indurée, silteuse et micacée.
- **Unité IV-3 : 27m** Grès fins gris clair à ciment siliceux assez fissuré par endroit. Passées de grès grossiers plus ou moins cimenté d'argile et à graviers de quartz.

I.4.2.2 Silurien 209 m

- **Silurien inférieur :** Argile feuilletée Argile feuilletée grises-noires, finement micacées et pyriteuse, graptolites à partir de 2742 m, petits bancs de calcaire cristallin. Argiles indurées Argile indurée, grise silteuse micacée, argile plastique grise à petites intercalations de grès fins à moyen, brun à ciment argileux et ferrugineux, pyrite assez abondante. Grès fins argileux, rarement siliceux, et argile grise ou noire, silteuse, micacée.
- **Silurien supérieur 'F6' : 213m**

Complexe grès-ferrugineux F6 unité M2 : 149m Il est constitué de grès brun foncé verdâtre riches en pseudo-oolithes bruns-rouges, nombreux gravier de quartz, ciment de chamoisite verte.

F6 unité A : 60m Elle est constituée de grès brun foncé verdâtre à grains moyens irréguliers à ciment chamoisite avec d'intercalation d'argile silteuse brune à strate de grès fins siliceuse.

F6 unité B : 4m Formée d'argile silteuse verdâtre riche en sphérules sideritiques blondes et taches noires grès-ferrugineuses passant par endroits à des grès argileux de même

teinte, quelques intercalations de grès beige foncé siliceuse et kaolinitique. L'unité est progressivement érodée vers le nord de la structure par la discordance du Francien.

I.4.2.3 Dévonien

- **Dévonien moyen et supérieur (-362.5 à -386 ma) : 191 m**

Série argilo-gréseuse à bancs de calcaire : 60 m Argile schisteuse noire et brune devenant grise claire vers la base dans laquelle s'intercalent des niveaux grès- calcaire avec grès fins argileux gris micacé et nombreuses intercalations de calcaire brun ou blanchâtre organo-détritique.

Argile avec intercalations de calcaire : 103 m Argile noire et brune schisteuse finement micacée par endroits, finement gréseuse admettant quelques passées argilo-gréseuses avec grès fin ou gris ou brun argileux et pyriteux. Nombreuses et minces intercalations de calcaire brunâtre zoogène et pyriteux.

Ensemble grès- argileux 'F2': 28 m Ensemble de sédimentation constitué par des grès 80% fins, gris beige ou gris à ciment argileux en minces intercalations fines strates, nodules ou tubulaires dans l'argile noire finement micacée, puis l'ensemble devient argilo-gréseux 20% de grès à prédominance d'argile, grès fin gris- gris-beige, légèrement argileux à tendance pseudocyclopique, poreux, passées très sideritiques riches en fines oolithes blanches phosphatées, passées conglomératiques à nodules sideritiques.

I.4.2.4 Carbonifère 1199 m

- **Tournaisien supérieur et Viseen (-332.9 à -362.5) : 621m**

Série argileuse : 191 m Argile gris à gris foncé parfois brunâtre, schisteuse et micacée admettant quelques passées argilo - gréseuses bancs de grès calcaire gris et calcaire brunâtre zoogène.

Série argilo- gréseuses (D6 – D4) : 44 m Argile grise foncée plastique ou noire schisteuse, micacée, par endroits finement gréseuse ou pyriteuse et grès fin gris ou beige argileux ou argilo- siliceux parfois légèrement calcaire, pyriteux par endroits.

Ensemble grès- argileux (D2) : 34 m Grès fin ou beige, argileux ou argilo-calcaire, pyriteux par endroits et argile grise à gris foncé schisteuse et micacée.

Ensemble argilo-gréseux (niveau D0) : 80m Argile schisteuse grise à noire ou plastique gris, micacée et grès fin gris ou blanchâtre argileux ou argilo-calcaire à micas et inclusions de pyrite. Glauconie par endroits.

Série argileuse avec intercalations grès-calcaire : 11m Argile grise plastique ou gris foncé, micacée parfois gréseuse et pyriteuse, nombreuses intercalations de calcaire blanc ou gris parfois gréseux à grès fins gris-beige compact à ciment calcaire de plus ou moins 1615m à plus ou moins 1627 m (niveau B11) avec grès calcaire blanc puis grès fin siliceux gris, ensuite argilo- gréseux jusqu'à plus ou moins 1627m.

Ensemble grès-argileux (B10) : 26 m Argile schisteuse gris à gris foncé micacée et grès fin blanchâtre ou beige argileuse ou argilo-calcaire bancs de grès poreux de 1501m à moins de 1516m.

• **Namurien à Westphalien (-303 à -332.9 ma) : 578m Système argilo-gréseux (B8 à B0) : 199 m**

Ensemble argilo- gréseux (B8 – B6 – B4) : 76 m Argile schisteuse grise foncée à noir micacée ou gris, plastique intercalée de bancs de grès fin blanc ou gris clair argilo-calcaire ou gris-beige argileuse et des niveaux argilo-gréseux.

Ensemble gréseux (B2 – B0) : 79m Grès fin blanchâtre, calcaire ou calcaro-dolomitique plus ou moins cimenté et grès fin à moyen argileux gris à beige peu cimenté, l'argile est grise et plastique ou grise foncée schisteuse.

Série marneuse à bancs calcaires : 217m Marnes multicolores (grises, violacées, kaki, jaunes, vertes,) plastiques ou feuilletées passant localement à des argiles faiblement marneuses dans lesquelles s'intercalent de nombreux bancs ou lits de calcaires divers, à pâte fine ou gréseuse pseudo-oolitiques ou zoogènes.

Série calcaro-marneuse : 122m Calcaires divers multicolores (gris, beige, blanchâtre, etc.) généralement gréseux ou marneux plus rarement à pâte fine pseudo oolitique entre 1078m à 1080m avec intercalations de marnes multicolores relativement développées.

Série calcaro-dolomitique : 42 m Argile brune-rouge passant à des marnes vers la base, ou s'intercalent des bancs de 1m à 5m de calcaire dolomitique jaunâtre parfois finement gréseux passant à partir de 960m environ à une dolomie jaune ou beige brunâtre très finement gréseuse tendant à des grés dolomitiques de même teinte.

I.4.3 Le Mésozoïque

I.4.3.1 Le continental intercalaire

- **Série de Zarzaitine**

A-1-1) Zarzaitine inférieur (Keuper :-209.5 à -235ma) : 92m

Argile plastique brun rouge finement et fortement sableuse riche en bancs de sable fin ou moyen rose ou translucide qui se situent entre 830m à 946 m ; intercalations de grès blanc, jaune ou rougeâtre fin à moyen à ciment siliceux ou argilo-ferrugineux.

A-1-2) Zarzaitine moyen (Dogger +lias :-173.5 à -208ma) : Grès fin à moyen à argile plastique.

A-1-3) Zarzaitine supérieur (jurassique moyen :-157.1 à -173.5 ma): 167m Argile plastique ou indurée, de teinte brun-rouge brune prédominante faiblement dolomitique et finement sableuse, bancs de sable fin beige ou rougeâtre, intercalation de grès blanchâtre à beige dolomitique ou argilo-dolomitique passant par endroits à une dolomie gréseuse.

A-2) Série de Taouratine : 467 m

A-2-1) Taouratine inférieur (Barrémien à Malm:-124.5 à -157.1 ma) : 107m Argiles plastiques bariolées rougeâtres, brun, vert, lie de vin, sableuses avec des bancs de sable quartzeux translucide fin à moyen, plus rarement grossier.

A-2-2) Taouratine supérieur : 360 m Argiles plastiques bariolées principalement brun- rouge et verte, souvent très sableuses avec nombreuses et minces passées de grès dolomitique ou calcaire dolomitique blanchâtre ou jaunâtre, de grès argilo-ferrugineux rouge, plus rarement de dolomie gréseuse jaunâtre. Nombreux et importants bancs de sable quartzeux à granulométrie très irrégulière, fins, moyens, ou grossiers principalement translucide plus rarement rose ou jaunâtre. **A-3) Série d'In-Akamil (Albo-Vraconien : 96 à 111 ma) : 50 m** Argile bariolée principalement verte ou grise verdâtre et brun rougeâtre, finement sableuse vers la base à partir de plus ou moins 213 m. Mincis intercalations de dolomies fine blanche ou blanc verdâtre jusqu'à 207 m environ. Quelques nodules de gypse fibreux.

A-4) Argiles à gypse : 150 m Argile bariolée brun- rouge, grise verdâtre, brune, riche en bancs ou nodules de gypse translucide et fibreux blanc pulvérulent.

A. Cénomaniens (-90 à -97 ma) : 22m calcaire crème à pâte assez fine ou micro grumeleuse fréquemment tachetée d'inclusions ferrugineuses jaunes quelques fines veinules de calcite blanche, débris végétaux.(BEICIP-FRANLAB,2001)

ERES	SYSTEME		ETAGE /FORMATION	LITHOLOGIE	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	EPAIS (m)		
M E S O Z O I Q U E	Continentale	Supérieur	Cénomaniens		Calcaire beige	22		
			Argile à gypse		Argile à gypse	150		
			Albo-Vraconien(série d'In Akamli)		Argiles bariolées	50		
		Inférieur	Albien		Grès fins à moyens argileux	52		
			Aptien		Calcaire argileux et dolomitique			
	Jurassique	Supérieur	Malm (Taouratine inférieure)		Grès argileux	107		
		Moyen	Dogger Shale (Zarzaïtine supérieure)		Argile à la base et au sommet avec intercalation d'un banc gréseux au milieu			
			Inférieur	Dogger + Lias (Zarzaïtine moyen)			Grès fins à moyen avec argile plastique	92
	Trias	Keuper	Keuper (Zarzaïtine inférieure)		Grès fins à moyen avec argile plastique	66		
	P A L E O Z O I Q U E	Discordance hercynienne	Carbonifère	Supérieur	Westphalien F		Banc de calcaire Dolomie sableuse	578
Westphalien & Namurien E						Calcaire argileux Dolomies Banc de calcaire Argile		
Namurien D						Calcaire argileux		
Moyen				Namurien D		Argile gréseuses		
				Viseux C	Viseux C		Grès argileux	
					Viseux B		Argile gréseuses Dolomies Argiles gréseuses Banc de calcaire Dolomie à la base	
Inférieur			Viseux B		Ensemble argilo- gréseux intercalation d'un banc de grès au milieu			
			Tournaisien A		Ensemble argilo-gréseux			
Dévonien			Supérieur	Strunien F2		Grès argileux	28	
				Série Argileuse		Argiles	163	
I Q U E	Discordance calédonienne	Silurien	Supérieur	Unité B		Grès fin à moyen argileux	213	
				Unité A		Grès fin à moyen argileux		
				Unité M2		Grès fin à moyen argileux		
U E	Discordance Taconique	Inférieur	Silurien argileux		Argile feuilletée et indurée	209		
			Ordovicien	Unité IV-3		Grès fins à ciment siliceux assez fissurés dans quelques endroits	27	
				Unité IV-2		Argiles très indurées, silteuses et micacées	73	
E	Discordance du socle	Ordovicien	Unité III-3		Grès fins à moyens Argiles silteuse très micacées	60.5		
			Socle métamorphique				Roches métamorphique	2930.5
INFRA-CAMBRIEN								

Figure I.2 : Colonne litho stratigraphique du champ d'ohanet

I.5 Evolution tectonique :

L'histoire géologique de la structure du champ d'Ohanet In Adaoui est liée directement à la structuration de toute la plateforme saharienne, on constate que la structure d'Ohanet a été affectée par plusieurs phases responsables de sa structuration.

- **Cycle panafricain:** Il s'agit des mouvements verticaux du socle, ils sont interprétés par (Black et al .1971) comme étant le résultat de la collision entre deux blocs, le craton ouest-africain rigide et le bloc est-africain plastique.
- **La distension cambro –ordovicienne :** Les mouvements anté-ordoviens ont été assez ressentis dans la zone d'Ohanet entraînant l'absence de l'unité II du Cambrien. Les dépôts de l'unité III reposent directement sur le socle. Une érosion intense due aux conditions pro-glaciales a suivi. D'importantes paléovallées ont été créés.
- **La compression taconique (Caradoc) :** A la phase taconique un premier soulèvement affecte la sédimentation cambro-ordovicienne érigeant la région d'Ohanet en zone haute.
- **La distension silurienne :** La compression taconique est suivie par des mouvements d'extension qui se terminent au Silurien inférieur.
- **La compression calédonienne:** Dans cette phase le bassin d'Illizi a subi des compressions E-W très importantes, un deuxième soulèvement affecte alors la région d'Ohanet. Le soulèvement général qu'entraîne cette phase provoque un retrait total de la mer et suivi d'une période d'érosion et de nivellement des structures.
- **La distension du Dévonien inférieur :** Le Dévonien inférieur est le siège de différents phénomènes tectono -sédimentaires. Ces mouvements ont façonné la région en une zone très haute en lui donnant un modèle structural de vaste anticlinal.
- **Mouvements du Dévonien moyen et supérieur :** La discordance Frasnienne correspond en fait à la superposition de deux discordances. La première est située juste au-dessus de l'Emsien, et en érode parfois la partie supérieure. La seconde, située au mur du pic radioactif intra-Dévonien supérieur.
- **Les mouvements hercyniens :** Ils sont divisés en mouvements précoces (Viseen) et majeurs (Paléozoïque terminal).
- **Mouvements hercyniens majeurs :** Dans le bassin d'Illizi, l'arrêt de la sédimentation carbonifère, provoqué par la phase hercynienne majeure, est annoncé par une discordance.

À la base des calcaires westphaliens. Le résultat est bien visible sur l'écorché pré- mésozoïque (Fig. I.3).

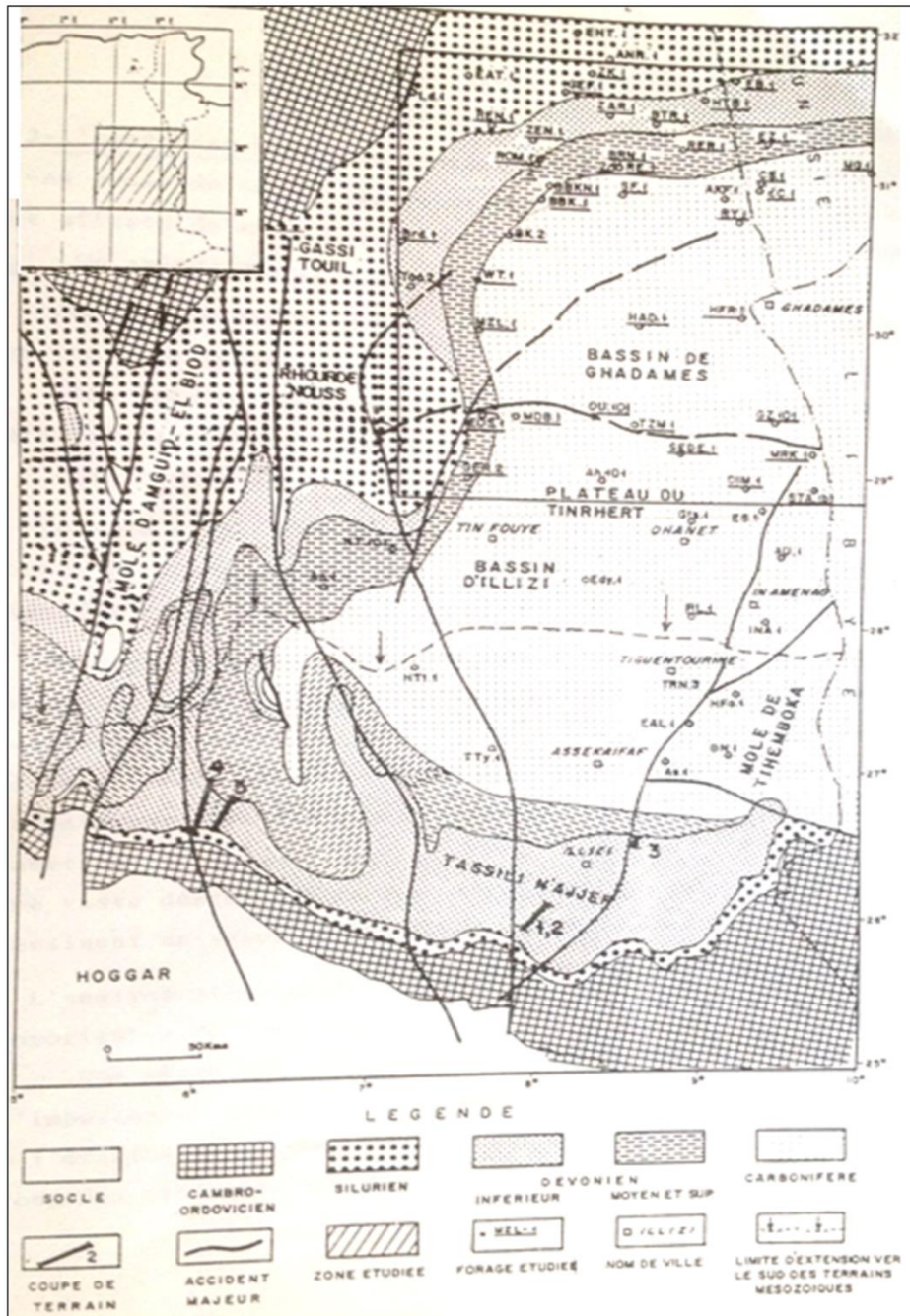


Figure I.3:Schéma structural des bassins du Sahara oriental algérien (d'après documents SONATRACH, 1979)

I.6 Historique des travaux réalisés sur le champ d'Ilizi :

En 1956 et 1957, le plateau de Tinrhert avait fait l'objet d'une mission gravimétrique de reconnaissance. En 1958 les premiers profils sismiques y étaient exécutés. L'étude est complétée en 1960 par un maillage de lignes sismiques réflexion et en 1962 par une campagne sismique qui a mis en évidence vers l'Est une grande faille de direction NNW-SSE (dite faille d'Ohanet). Une série de structures parallèles ont été identifiées, ce sont d'Ouest en Est : Ohanet, Askarene, Guelta, Tamadanet. Ces structures sont séparées par des ensellements peu marqués. Dans la partie Nord d'Ohanet, le puits découverte du OT-101 a été réalisé en avril 1960 par la Compagnie d'Exploration Pétrolière (CEP). Le champ a été divisé ensuite en deux parties : la partie nord exploitée par la CEP et la partie sud par la CREPS.

L'horizon producteur du champ d'Ohanet le plus important appartient au Dévonien inférieur F6 (Unité A).

Trente-deux (32) puits ont été ainsi forés dont deux (02) puits secs (OT 09 et OT 129). Dans la partie Sud, le puits OTS 1 foré en 1990 occupait une position de flanc et basse. Les unités A et M2 étaient aquifères, ensuite OTS 2 occupant une position favorable a donné en test de l'huile dans l'unité A. Le réservoir ordovicien a été découvert en août 1960 par le forage OTN-102.

En 2003 et suite à l'association SONATRACH&BHP-Billiton, l'exploitation effective de ces réservoirs a débuté, ainsi que la mise en place d'une usine de traitement de gaz à condensât et GPL. Cette accumulation en gaz a été découverte par SONATRACH avec le forage de 10 puits depuis 1962(IA-101, 103, 104, 105,106, 107, OT-102, OTN-1, OTB-1 et OTS-1).mais ce gaz n'a pas été produit. (SONATRACH et BHP Billiton, 2006)

II. TYPES ET ANALYSES DES GAZ

II.1 Introduction

Lors du forage des hydrocarbures, plusieurs gaz sont émis, l'analyse de ces types des gaz permet de déterminer les limites de gisement, les différents types des contacts entre les fluides, la productivité des réservoirs, ainsi que la qualité des hydrocarbures dans le gisement.

II.2 Acteurs influençant les lectures des gaz

La lecture de la quantité et la qualité du gaz mesurée en surface dépend de certains facteurs :

II.2.1 Nature de la formation forée

Plusieurs facteurs peuvent intervenir, on cite:

- Teneur des hydrocarbures dans la formation forée.
- Propriétés Pétro physiques de formation (porosité et perméabilité).
- Propriétés physiques de formation (la température et pression).
- Stabilité de formation: dans les formations peu consolidées ou friable, le volume de déblais est peu plus grand par rapport au diamètre de l'outil de forage, cela influe positivement sur la quantité de gaz mesurée.

II.2.2 Conditions de forage :

Les conditions de forage qui peuvent influer sur les lectures de gaz sont:

- **Volume de roche forée :** dans les premières phases la section forée est grande suite au diamètre de l'outil utilisé. Donc la quantité de gaz libérée est due au taux élevé de déblais.

- **Type d'outil:** le type d'outil influe sur la quantité de gaz mesuré en surface.

Les outils PDC libèrent une quantité plus grande de gaz par rapport aux outils à molettes, du fait que les outils PDC arrivent à une destruction plus grande de la structure de la roche, et le résultat est de fragments plus petits que les outils à molettes.

- Différence de pression entre la boue et la formation.

- **Type et Caractéristiques de boue :** le type de boue influe sur la mesure de gaz en surface. La boue à base d'huile libère pendant la circulation de gaz détecté en surface.

- Contamination due aux additifs de boue (gasoil et d'autres).

II.2.3 Conditions externes:

On peut citer les facteurs suivants:

- Condensation des hydrocarbures plus lourds en temps froid - Piège et ligne : QGM ou CVD.
- Efficacité de piégeage de gaz.
- Le piège à gaz agit en tant que concentrateur/dilution.
- Volume dégazé de boue (position du piège à gaz dans le ventre d'opossum).
- Type de piège à gaz (taille, forme d'agitateur, moteur).
- Taux d'aspiration.
- Volume de la ligne de gaz.
- Conditions de traitement d'échantillon de gaz (filtrage et séchage).
- Performance des outils d'analyse.
- Synchronisation de la profondeur et la lecture de gaz mesurée appropriée à cette profondeur.

Puisque les données de gaz (data gas) doivent être associées à la lithologie et aux paramètres de forage, une connaissance précise du (temps de récupération des déblais) lagtime est nécessaire pour assurer une correcte profondeur à ces données. (Total depth and lagged depth).

Plusieurs techniques existent pour vérifier le lag time, le plus sophistiqué est le test de carbide.

Il est nécessaire d'ajouter le lag time, le temps de parcours de l'échantillon à travers la ligne de gaz. Il est également nécessaire de synchroniser la réponse de GD (gas detector) avec celle du GC (gaz chromatographe) selon les temps de rétention (5 secondes pour GD, 60 secondes pour GC).

Les données chromatographiques (C2-C5) stockées à une profondeur donnée doivent être liées au cycle simple avec la valeur C1 la plus élevée enregistrée dans l'intervalle considéré.

Les exemples mentionnés ci-dessous montrent clairement l'influence de type et additifs de boue sur la quantité de gaz mesurée en surface.

II.3 L'enregistrement de la courbe du gaz

La quantité de gaz qui pénètre dans la boue lorsqu'elle traverse le système est enregistré sur un canal de l'enregistreur graphique en fonction du temps. Ces valeurs de gaz sont converties en un gaz courbe par rapport à la profondeur en utilisant le retard pour tracer sur le journal.

La quantité de gaz enregistrée passe par plusieurs processus avant d'être détectée.

Le gaz entre dans le puits de forage par deux mécanismes principaux. D'abord, il peut être dans le pore de la roche en cours de forage, ce gaz est libéré par le bit et est connu comme gaz libéré.

Deuxièmement, il peut être poussé dans le puits par la pression interstitielle appelée gaz produit, et il peut provenir de n'importe quelle profondeur contrairement au gaz libéré qui ne caresse que du bit visage.

Les forages sont normalement forés avec une quantité de pression différentielle, c'est-à-dire la pression hydrostatique. La pression dépasse la pression interstitielle. Ajout de la perte de charge annulaire au la pression hydrostatique, nous avons alors la densité de circulation équivalente (ECD). Ce signifie qu'il y a une quantité de forces considérables au-dessus de la pression hydrostatique exercer sur la roche devant le bit. Cette force entraîne le filtrat de boue dans la roche au la surface du trépan balayant la roche de tout fluide éventuellement présent à l'origine. Analyse de base les données indiquent que 90 à 95% du fluide de formation est généralement évacué.

La fonctionnalité communément appelée «*Background*» peut provenir de deux sources. La première source est, il s'agit d'un gaz produit à partir du haut du trou. Beaucoup de schistes sont forés sous-équilibre permettant à de petites quantités de gaz de s'écouler continuellement dans le forage à partir de ces formes-actions de faible porosité, faible perméabilité.

La deuxième source est «gaz recyclé»; Tout le gaz qui pénètre dans la boue n'est pas éliminé par l'équipement de surface et une partie de celui-ci seront recyclés à travers le trou. C'est possible de distribuer à travers tout le volume de boue et être vu comme une lecture constante. Où, il peut être à des concentrations variables entraînant des lectures variables sur le détecteur de gaz. Si c'est le cas; alors le pic recyclé devrait se produire à un délai égal au temps nécessaire pour une circulation complète du système (y compris le volume de la fosse active).

Le gaz recyclé a tendance à être le moins composants volatils ; composants lourds de la série d'hydrocarbures, car ils sont plus difficiles à être enlevé par l'équipement de surface.

Le gaz qui n'est pas strictement produit ou libéré peut également être vu. Ceci est le gaz qui est conservés dans les déblais après leur retrait de la paroi rocheuse et en raison de dilatation, se sépare des boutures à une certaine profondeur jusqu'au trou. Cela peut causer Les émissions de gaz se répandent après le décalage, ce qui donne une valeur exagérée au spectacle. La composition de boue peut interférer avec la réponse des gaz en retenant certaines parties de gaz affectant soit le volume de gaz libéré et / ou la nature du gaz libéré. Par exemple; comme le poids de la boue ou la salinité ont augmenté de sorte que la capacité du la boue pour dissoudre le gaz diminue et la quantité de gaz libérée augmente.

Dans les boues à base d'huile (OBM), le solvant du gaz est la phase huileuse, qui a une capacité de dissolution supérieure à celle de l'eau, les émissions de gaz seront donc plus faibles. Le pétrole a également une plus grande affinité pour les hydrocarbures plus lourds, de sorte que les «poids lourds» peuvent ne pas être vus à la surface. Outre la capacité variée de la boue à dissoudre les gaz, les caractéristiques physiques de la boue peut améliorer ou réduire la taille d'un spectacle de gaz. Plus la viscosité de la boue est basse, par exemple, plus le piège à gaz est efficace, plus les indices de gaz sont élevés. Le gaz naturel est un gaz hydrocarboné composé de méthane (CH_4) et de ses homologues ($\text{C}_n\text{H}_{2n + n}$). Les gaz naturels contiennent également souvent de petites quantités de dioxyde de carbone (CO_2), d'hydrogène sulfure (H_2S) et azote (N_2) à température et pression normales. Les gaz naturels sont toujours présents dans les gisements de pétrole à l'état dissous alors que dans certains cas ils évoluent sur le pétrole dans l'état libre. C'est ce que l'on appelle le «gaz associé» qui est produite avec l'huile.

Ce gaz naturel enregistré pendant le forage reçoit différentes définitions spécifiques selon les conditions associées à son apparence. Sur les prochaines pages nous allons passer par ces définitions.

II.4 Les différents types de gaz enregistrés

II.4.1 Cuttings gaz (formation gaz)

C'est un gaz libéré par les déblais de forage qui pénètre dans la boue de forage. C'est le gaz enregistré en permanence et en fonction de la profondeur et utilisé pour représenter le contenu de la formation.

II.4.2 Background gas (Gaz de fond)

Dans des conditions de forage normales, il est courant qu'une quantité relativement faible de gaz être continuellement en évidence. Ce «gaz de fond» peut provenir d'un produit

précédemment section forée, qui contient un spectacle et saigne une quantité de gaz dans la boue.

Le gaz de fond est souvent du méthane avec peu ou pas de gaz humide. Cependant, continuellement élevé niveaux de gaz de fond suggèrent souvent que le puits est foré très proche de l'équilibre (pression de formation est très proche de la tête de boue) et peut indiquer qu'une plus grande le poids de la boue est requis.

II.4.3 Trip gaz

Il est assez courant qu'une augmentation de la lecture de gaz de boue se produise au premier temps par le déplacement de la garniture de forage.

- La quantité de ce gaz dépend de ce qui suit:
- Pression différentielle (densité de la boue / pression de formation)
- Vitesse de mouvement du tuyau
- Propriétés de la boue, viscosité
- Le volume annulaire

II.4.4 Gaz de connexion

Semblable au gaz de déclenchement, un gaz de connexion peut apparaître à la circulation ascendante du premier fond après qu'une connexion a été faite. La raison est la réduction de la Pression hydrostatique lors de l'arrêt des pompes, Ce gaz de raccordement sert de guide utile pour la situation de forage.

II.4.5 Détection de H₂S

On rappelle que l'hydrogène sulfuré H₂S (d=1.17) est un gaz extrêmement dangereux, la concentration maximale admise dans l'atmosphère est 20 ppm. Son odeur repoussante très caractéristique d'œufs pourris est perceptible dès 0,03ppm et devient très intense à partir de 1ppm. L'odeur désagréable disparaît vers 200ppm en raison de l'anesthésie du système olfactif, et l'inhalation d'air pollué à cette concentration ou plus peut être mortelle.

Les effets de H₂S sur l'organisme humain dépendent de sa concentration dans l'air :

- 100ppm : perte de l'odorat dans les 3 à 15mn avec brûlures aux yeux et à la gorge.
- 200ppm : perte rapide de l'odorat et sensation de piquûre yeux et à la gorge.
- 500ppm : troubles de l'équilibre avec difficultés respiratoires rapides.
- 700ppm : perte de connaissance rapide, suivie de la mort s'il n'y a pas de secours rapide.
- 1000ppm : atteinte du système nerveux irréversible puis mort si aucun immédiat.

Un capteur pour l'hydrogène sulfuré est, en général continuellement en service en cours de forage. Son utilité est double:

- mesurer la teneur de la boue en H_2S .
- mesurer aussi la teneur en différents points du chantier (cave, goulotte) et aussi dans la cabine pour raison de sécurité.

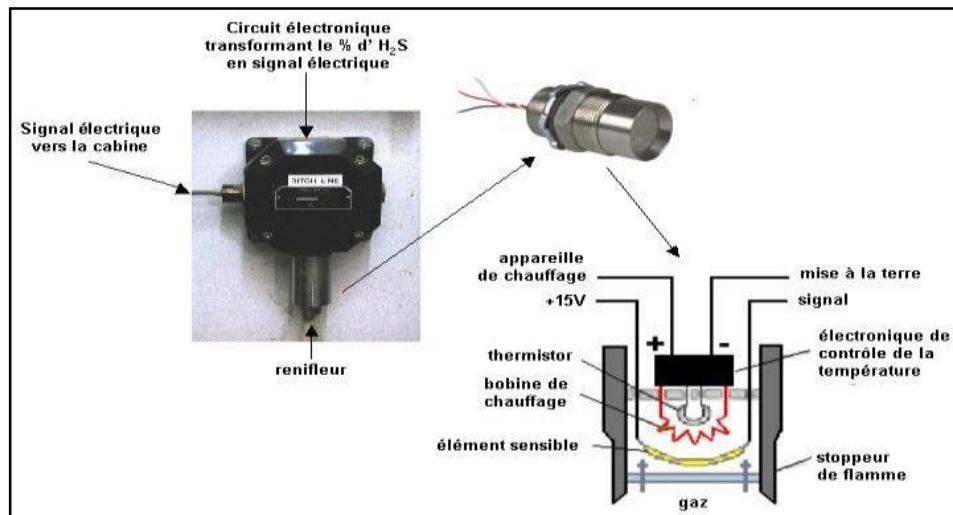


Figure II.1 : Capteur du gaz H_2S

II.5 Méthode d'échantillonnage du gaz (du puits vers le system gaz)

II.5.1 Détection des gaz

Parmi les nombreux paramètres qui sont enregistrés en cours de forage, la détection du gaz est certainement celui qui a sensibilisé et qui sensibilise toujours à la fois géologues et foreurs. La boue sort par les orifices de l'outil, remonte dans l'espace annulaire entre dans la garniture de forage et le puits jusqu'en surface. Là, elle est recueillie dans un tube vertical (tube fontaine), puis acheminée par un autre horizontal (goulotte). Le dégazeur est installé sur la goulotte (mud box) à partir supports de fixation. Le dégazeur agite violemment la boue provenant de la circulation afin de séparer le gaz de la phase Liquide.

II.5.2 Principe de dégazage des boues

C'est une opération qui s'effectue à l'aide d'un dégazeur. Le dégazeur est installé le plus près possible de la sortie de la boue du puits au niveau de la goulotte. Il agite violemment la boue afin de séparer le gaz de la phase liquide.

II.5.3 Principe de fonctionnement

Le dégazeur agite la boue provenant de la circulation dans un corps cylindrique alimenté par une pompe, L'agitateur tourne à grande vitesse a pour but de faciliter la séparation de la boue au gaz. L'air balaie à l'intérieur du dégazeur et transporte l'échantillon de gaz par l'intermédiaire d'un flexible jusqu'au détecteur par aspiration depuis la cabine. Le gaz est desséché dans un flacon absorbeur d'humidité avant d'être destiné pour les analyses ultérieures. L'échantillon sera don composé de :

- Air contenu dans la boue.
- Gaz contenu dans la boue.
- Air entrant dans le dégazeur.

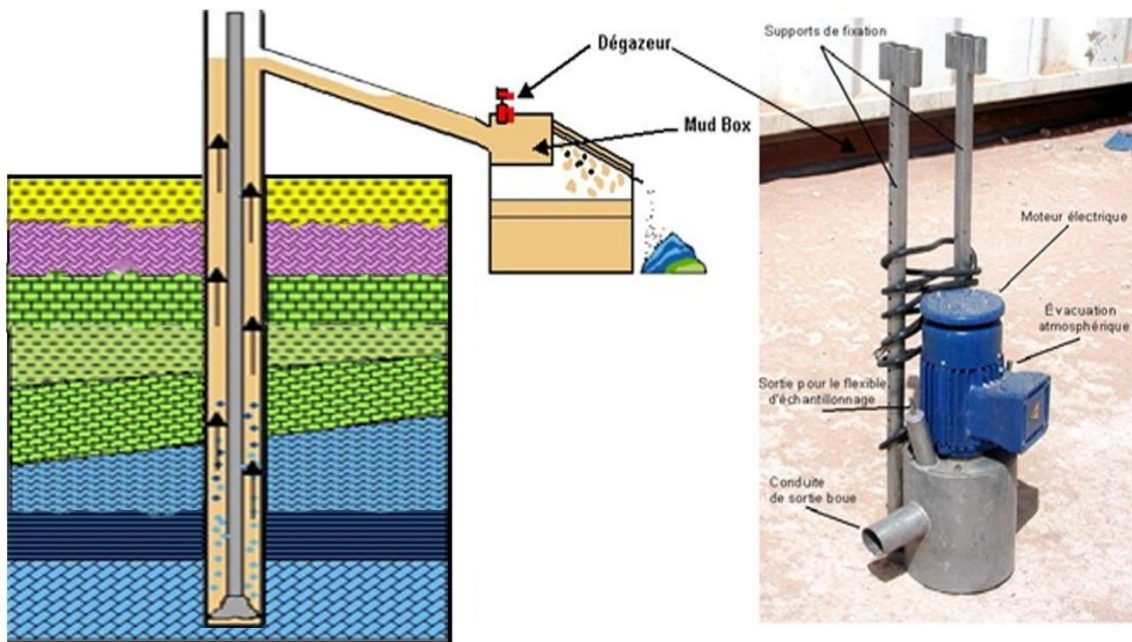


Figure II.2 : Le principe de fonctionnement de dégazeur.

II.5.4 Line de gaz :

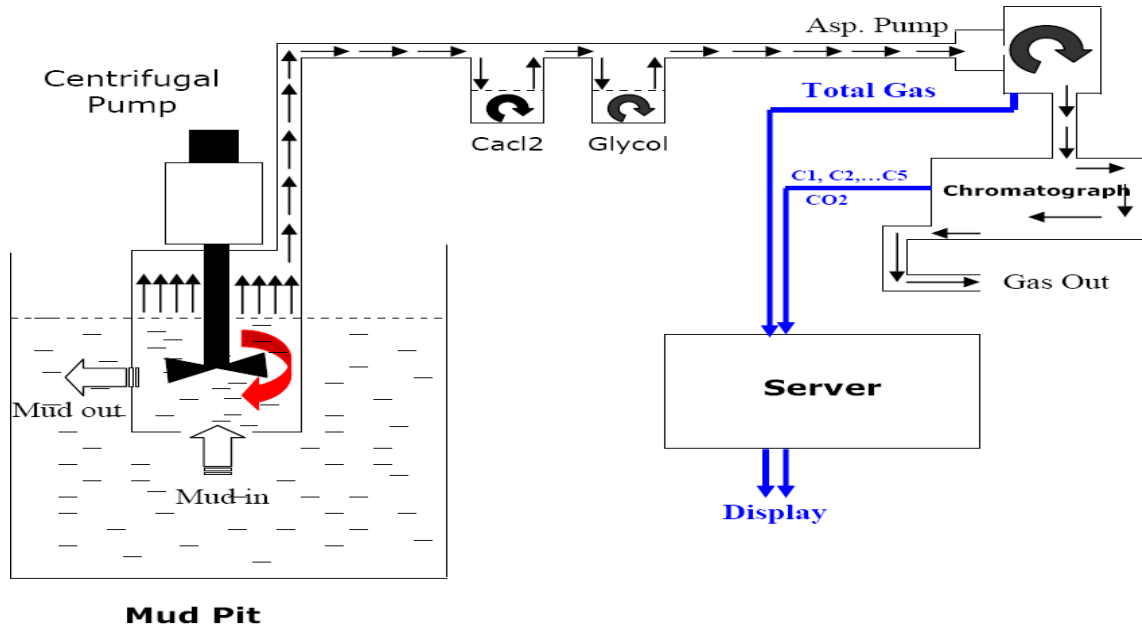


Figure II.3 : Ligne de gaz.

II.6 Matériels utilisés pour l'analyse des gaz

II.6.1 Analyse des gaz

Le système gaz est composé de deux panels :

- total gaz: étude quantitative % en TG contenu dans la boue.
- chromatographe: étude qualitative déterminant les différents composés du gaz de C1 jusqu' à nC5.
- Dégazeur: placé directement à la sortie de la goulotte dans le mud box.

Panel GTP : permettant l'aspiration et le dispatching du flux de gaz à des débits bien définis ver les deux panels d'analyse suivant :

- ❖ FGP flame gas panel.
- ❖ FCP flame chromatograph panel.
- ❖ Tandis que HOG.: Générateur d'hydrogène.

II.6.2 Analyse quantitative

II.6.2.1 Échantillonnage

Les gaz extraits de la boue par le dégazeur sont aspirés à travers d'une conduite (3mm) jusqu'à la cabine. Là, ils passent dans un système de vases permettant de les déshumidifier et de les dessécher (chlorure de calcium CaCl_2). A ce stade l'échantillon "propre" passe dans la pompe puis au travers d'un régulateur de pression et de débit pour arriver enfin au détecteur.

Il est impératif d'avoir toujours une seconde conduite en back up en cas de bouchage de la première.

II.6.2.2 Détecter et mesure le gaz organique total TG

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).

II.6.2.2.1 Les détecteurs de gaz

C'est un détecteur très sensible basé sur les principes physiques suivants:

- ❖ L'ionisation de flammes (GEOSERVICES et HALLIBURTON).
- ❖ La conductivité thermique (DATALOG).
- ❖ La combustion catalytique (DATALOG).

a. Les détecteurs à conductivité thermique et combustion catalytique

Dans les détecteurs à conductivité thermique, une résistance sensible à la température (Tungstène, platine ou thermistance) est placée dans un flux gazeux. Un équilibre thermique est atteint quand le refroidissement de cette résistance provoqué par le passage du gaz vecteur compense son réchauffement au moyen d'un courant électrique. Cet équilibre est modifié par l'arrivée d'un gaz entraîné par le gaz vecteur (à condition que la conductibilité du gaz soit différente de celle du gaz vecteur) car la capacité de refroidissement du mélange, différente de celle du gaz vecteur seul, entraîne une variation de la résistance. Cette résistance est un élément d'un pont de Wheatstone opposé à une autre résistance où ne circule que le gaz vecteur. Le déséquilibre de ce pont génère un signal qui indique la présence d'un gaz. Le gaz porteur pour ce type de détecteur est l'hélium.

Les détecteurs à combustion catalytique comportent également deux filaments chauffés électriquement. Si on envoie de l'hélium rien ne se passe, le pont est en équilibre. D'autre part si on envoie un mélange gazeux dans la cellule, ce mélange brûle en entraînant un dégagement de chaleur, donc la résistance chauffe avec élévation de température et déséquilibre le pont. Le

détecteur à combustion fonctionne pour une concentration de gaz inférieure ou égale à 5% et le détecteur à conduction pour plus de (50000ppm).

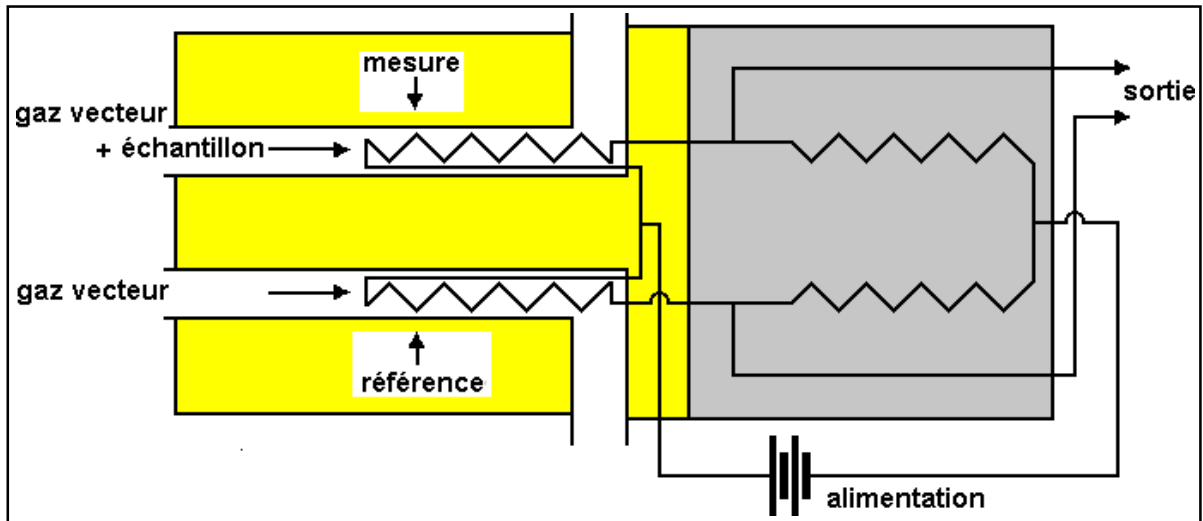


Figure II.4: Principe d'un détecteur à conductivité Thermique et à combustion catalytique.

b) Le détecteur à ionisation de flamme

Les détecteurs à ionisation sont maintenant employés dans la plupart des cabines sur les chantiers (GEOSERVICES et HALLIBURTON). 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.

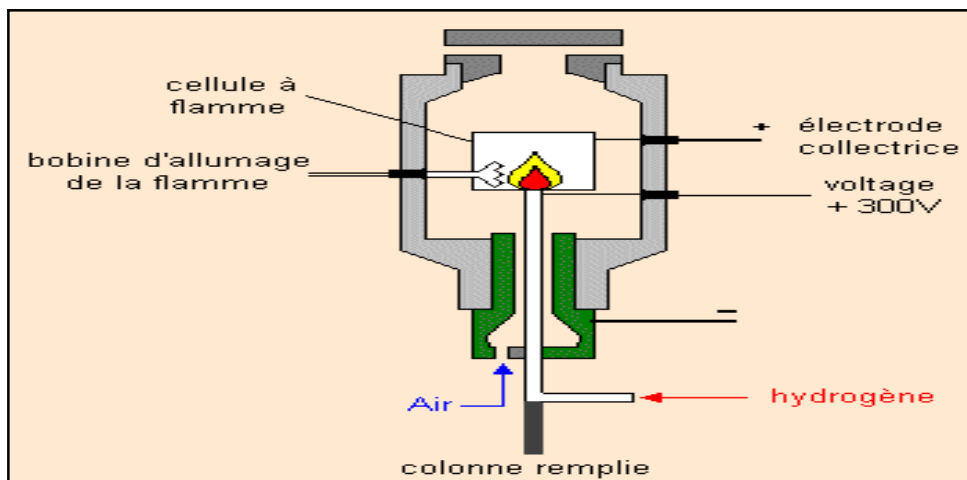


Figure II.5: Principe d'un détecteur à ionisation.

Cet appareil nécessite un compresseur à air et une source d'hydrogène qui est fournie par un générateur permettant la fabrication du gaz précité à partir de l'hydrolyse de l'eau.



Figure II.6: Compresseur à air.



Figure II.7 : Générateur d'hydrogène.

II.6.3 Analyse qualitative

L'analyse est faite à l'aide d'un chromatographe figuré ci- dessous.

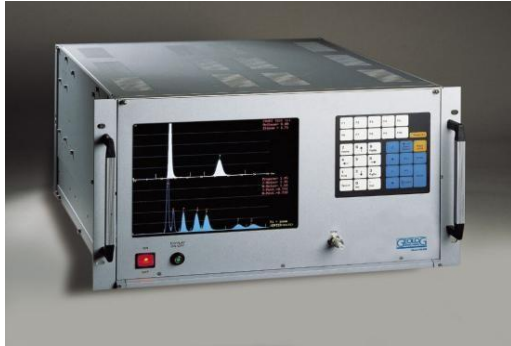


Figure II.8: Chromatographe de Système GEOLOG.



Figure II.9: Chromatographe
De Système DATALOG

II.7 Chromatographie

❖ Définition

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 MudLogging nous ne nous intéresserons qu'à la chromatographie en phase gazeuse, l'échantillon étant du gaz.

II.7.1.1 Principe de fonctionnement du chromatographe Le bloc diagramme de l'analyse

Les principaux éléments sont :

- un injecteur.
- une colonne chromatographique.
- une cellule de détection.
- un dispositif de circulation inverse (refoulement de tous les gaz vers l'extérieur).
- enregistreur.

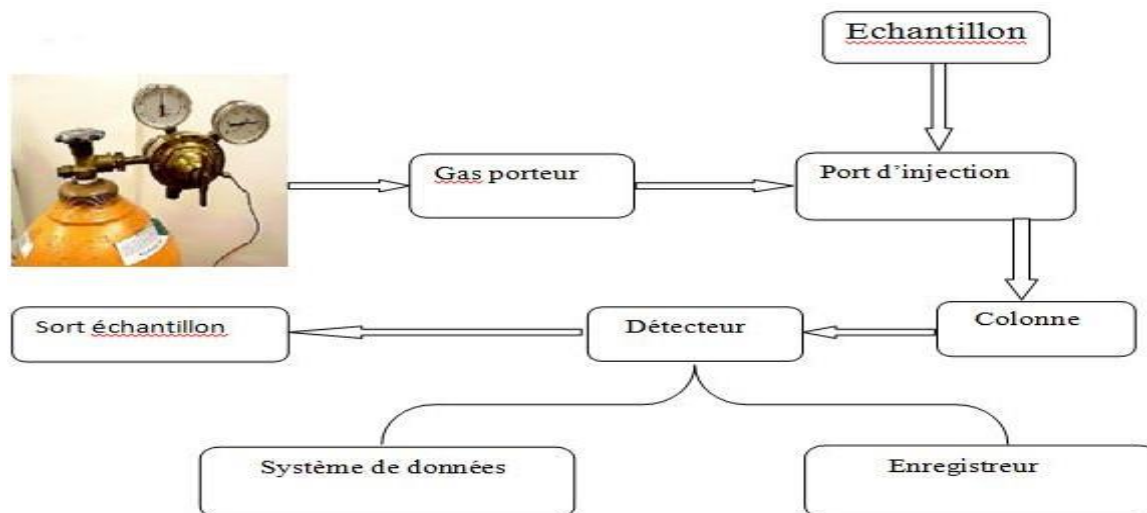


Figure II.10: Bloc diagramme de l'analyse.

II.7.1.2 Principe de fonctionnement

L'échantillon est mélangé à un gaz vecteur ou porteur (air → GEOSERVICES et HALLIBURTON ou DATALOG → hélium) avant d'être introduit dans la colonne remplie de particules inertes calibrées granulométriquement. Les éléments constituant le mélange (Échantillon + air) vont se déplacer à travers de la colonne à des vitesses différentes en fonction de leur capacité à être adsorbés ou retenus.



Figure II.11: Colonne de chromatographe.

La caractéristique principale de chaque colonne est de présenter des temps de rétention différents pour chaque type de gaz l'ayant traversé jusqu'à l'arrivée de chacun d'eux dans la chambre du détecteur (conduction pour DATALOG, ionisation pour GEOSERVICES et HALLIBURTON) à un moment bien précis du cycle d'analyse. Le pourcentage du type de gaz est fonction de la valeur du pic ou de la surface de la courbe (si le détecteur dispose d'un intégrateur). 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.

En fin d'analyse, le gaz porteur est inversé ("back flush") pour repousser hors du circuit les gaz en 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.

II.7.1.3 Enregistrement graphique (chromatographe).

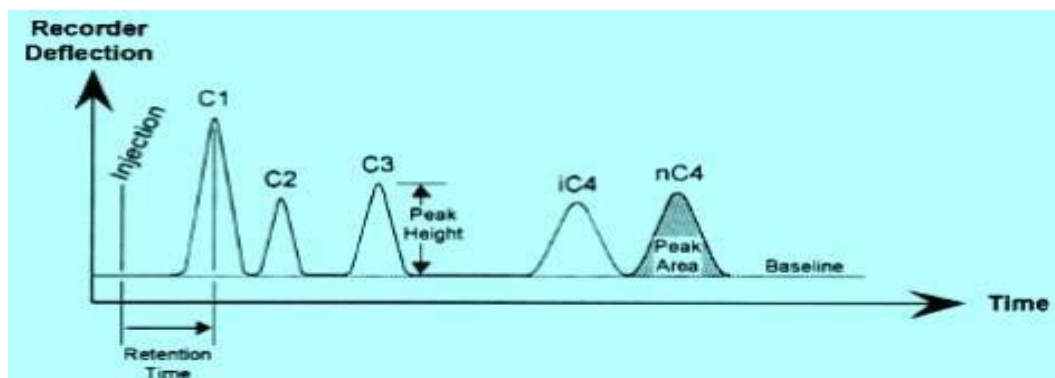


Figure II.12: Enregistrement graphique (chromatographe GEOSERVICE).

II.7.1.4 Résultat d'analyse chromatographe:

Les gaz extraits de la boue Ce sont essentiellement de la série des paraffines ($C_n H_{2n+2}$):

le méthane CH_4 (C1) , l'éthane C_2H_6 (C2), le propane C_3H_8 (C3), l'Isobutane 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).

En général, les gaz sont classés comme suit :

- gaz sec : exclusivement C1.
- gaz humides : essentiellement C1 avec des proportions variables de C2, C3, C4 et rarement des traces de C5.
- gaz acides : contenant l' H_2S qui agit comme acide sur les métaux et perturbe les caractéristiques de boue.

II.7.2 Méthodes d'interprétation Méthode nouvelle (Les Gaz Ratios)

Chromatographic gas ratios

Déterminer le type d'hydrocarbures: huile, Gaz, Condensât...

Déterminer les points de contact: gaz-huile, huile-eau...

Geosteering: réduction des coûts ¹

A. Déterminer le 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)

1. **Wetness Ratio (Wh)**

$$Wh = \left(\frac{C2 + C3 + C4 + C5}{C1 + C2 + C3 + C4 + C5} \right) * 100 \dots \dots \dots (1)$$

Ce rapport est proportionnel à la densité du fluide analysé.

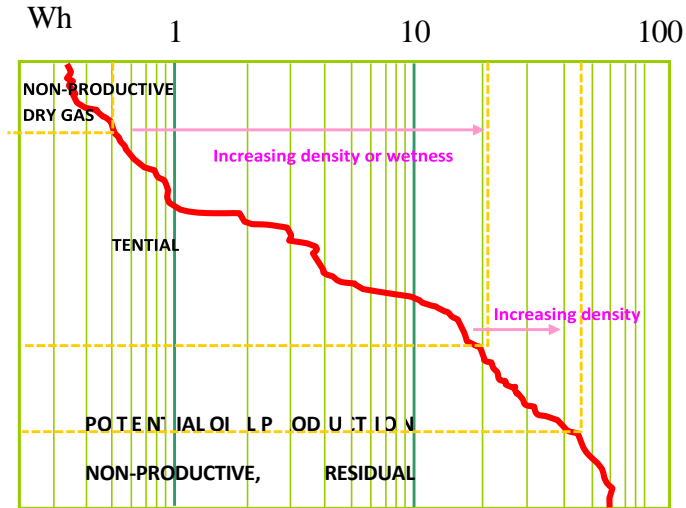


Figure II.13: *Wetness Ratio (WH)*

2) **Balance Ratio (Bh)**

$$Bh = \left(\frac{C1 + C2}{C3 + C4 + C5} \right) \dots \dots \dots (2)$$

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

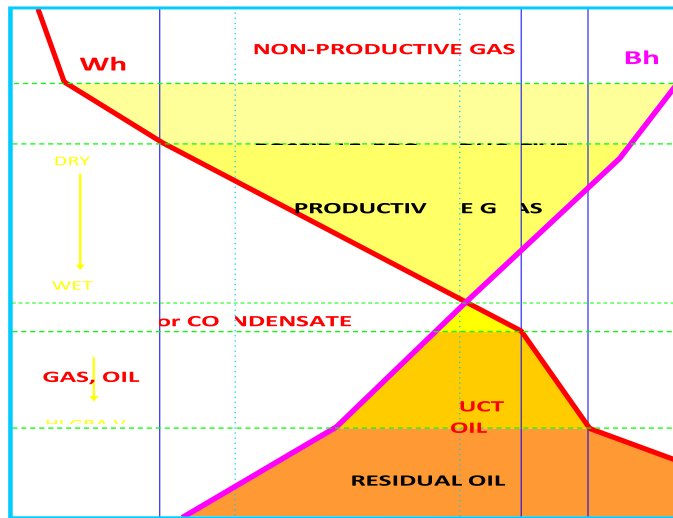


Figure II.14: balance ratio(BH)

3) Character Ratio (Ch)

$$Ch = \left(\frac{C4 + C5}{C3} \right) \dots \dots \dots (3)$$

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.

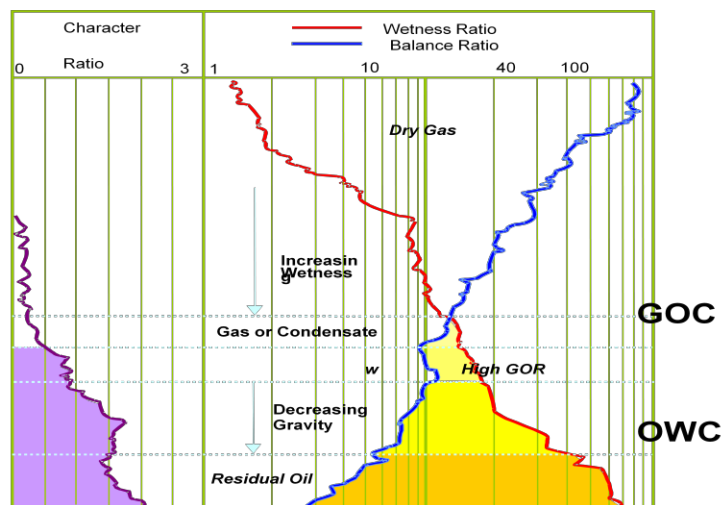


Figure II.15: Character Ratio (Ch.)

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

Tableau II.1: Evaluation du potentiel pétrolier des réservoirs

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)

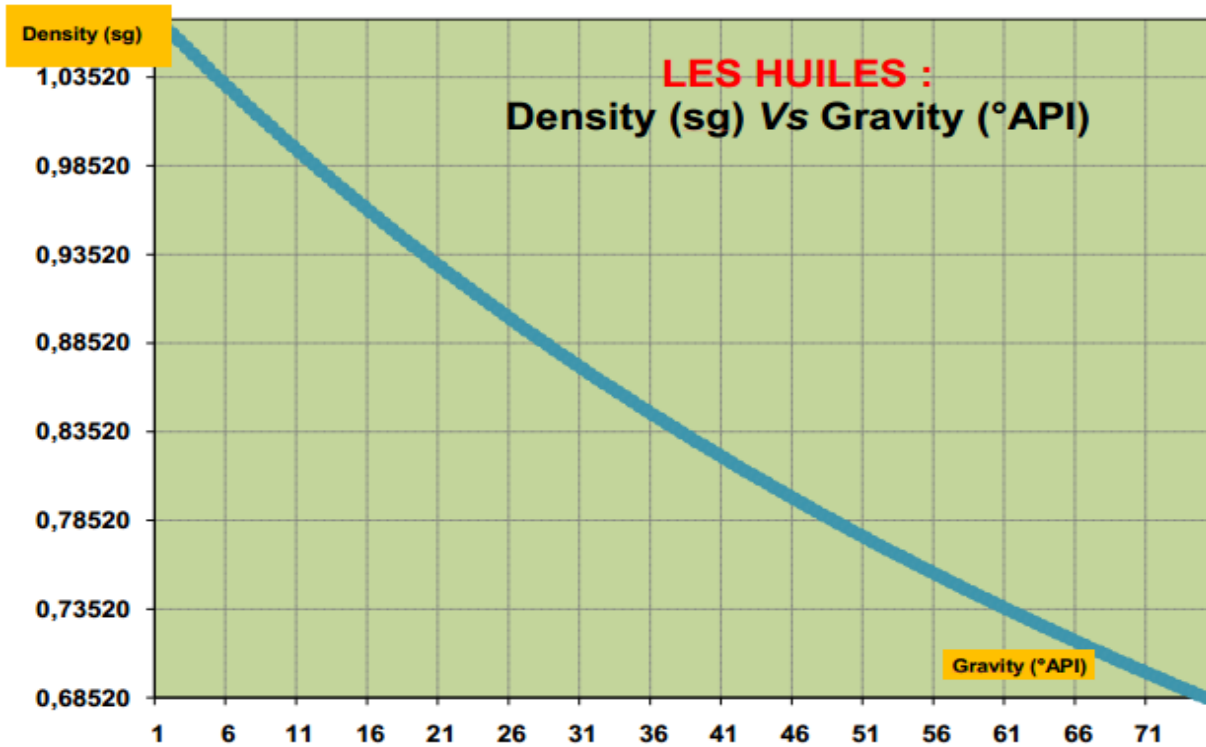


Figure II.16 : Relation entre la densité et la gravité des huiles.

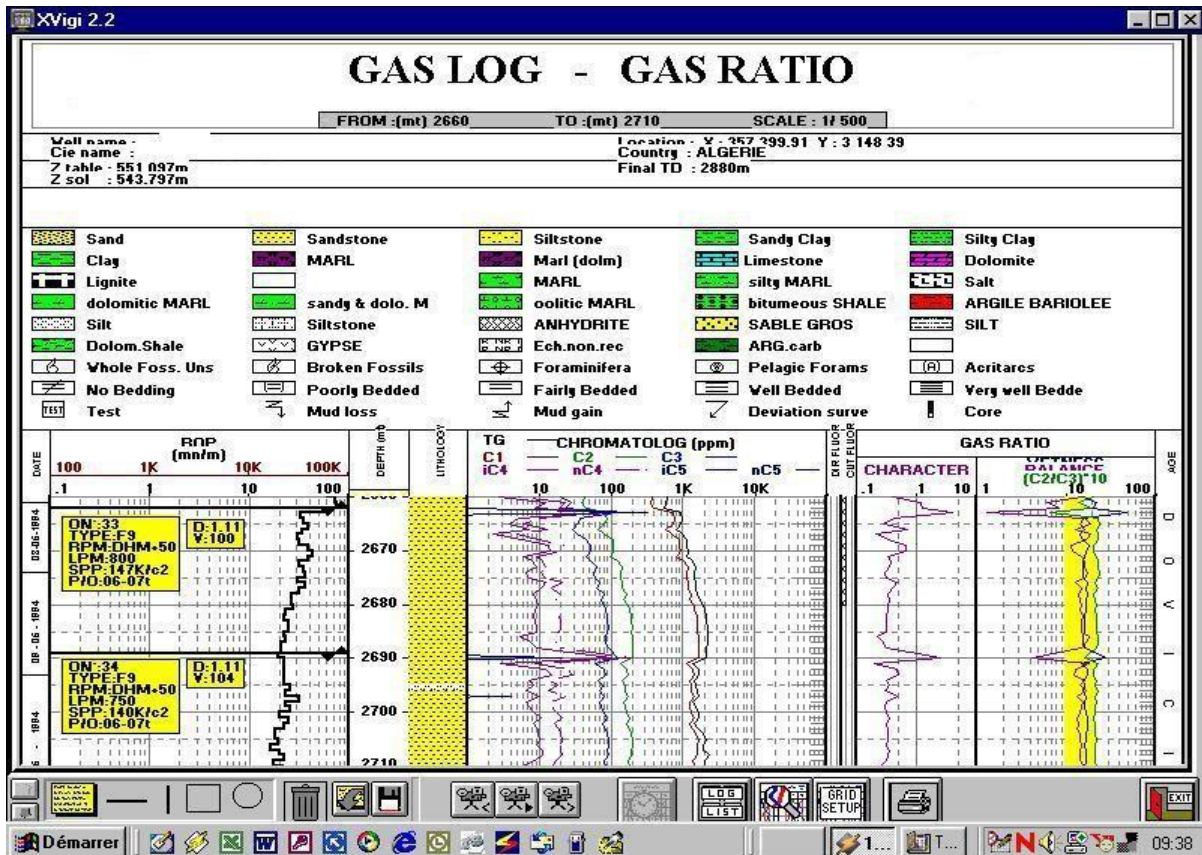


Figure II.17: Gaz log - gaz ratio

CHAPITRE II : TYPES ET ANALYSES DES GAZ

- Caractérisation des réservoirs en fonction de la variation de la nature des hydrocarbures :

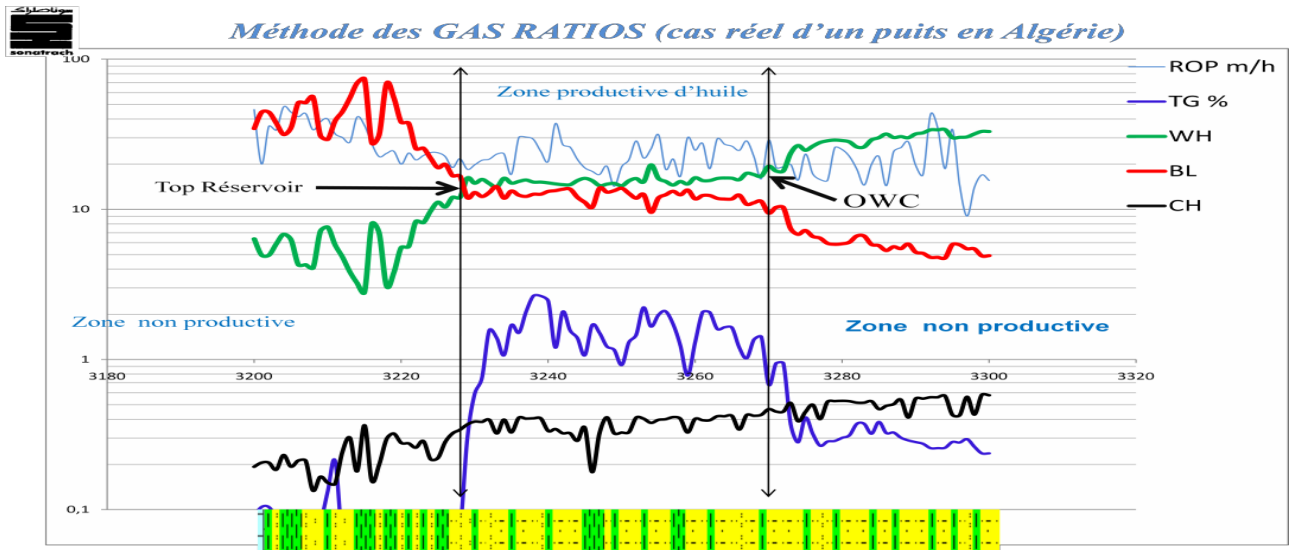


Figure II.18: Méthode des GAZ RATIOS (cas réel d'un puits en Algérie)

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

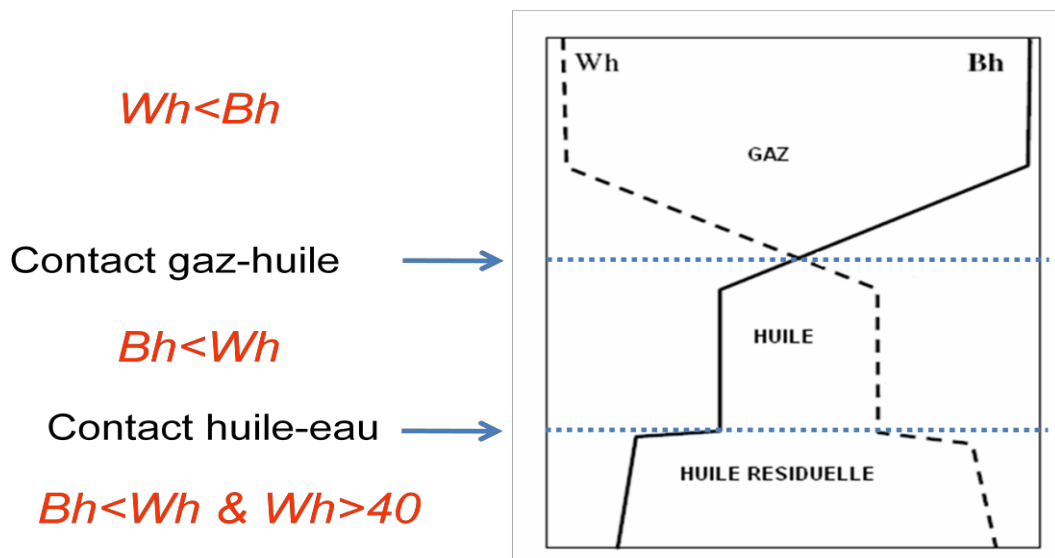


Figure II.19: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz.

Cas d'un réservoir à l'huile.

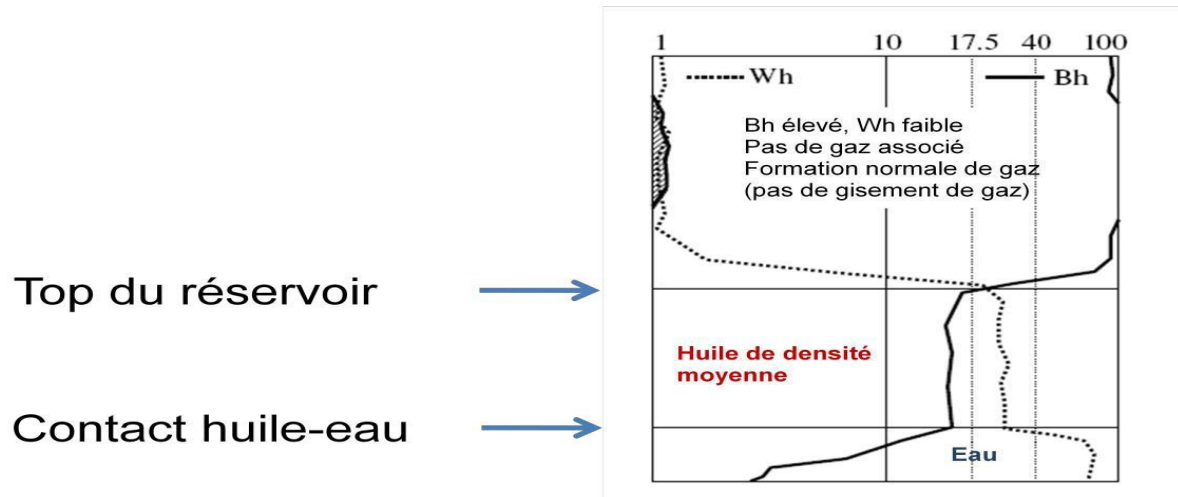


Figure II.20: Cas d'un réservoir à l'huile.

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

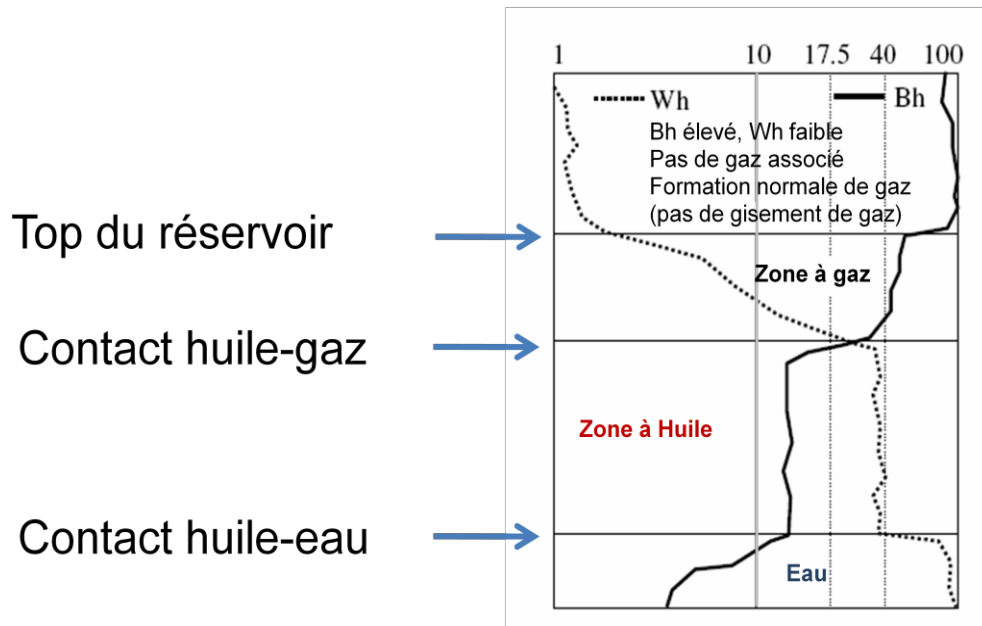


Figure II.21: Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz

C. Applications au Géo Steering

Le Géo Steering ou l'orientation du forage dans une direction donnée au fur et à mesure de l'avancement.

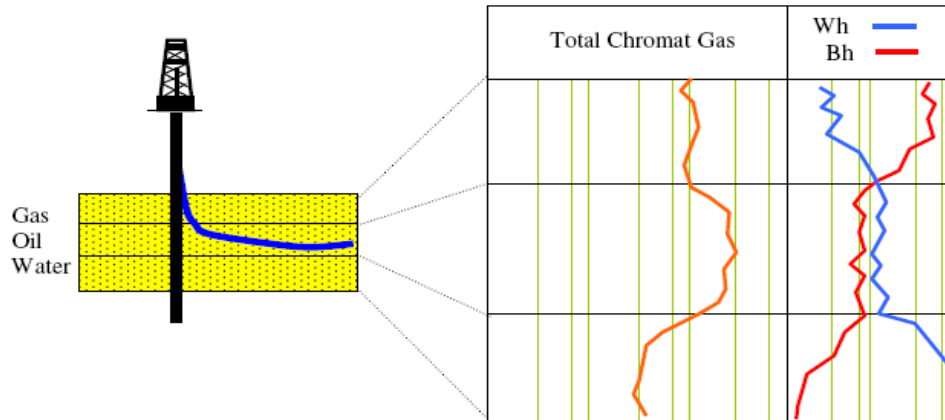


Figure II.22: Applications au Géo Steering

❖ Suivi des forages dirigés et assistance au foreur et au géologue

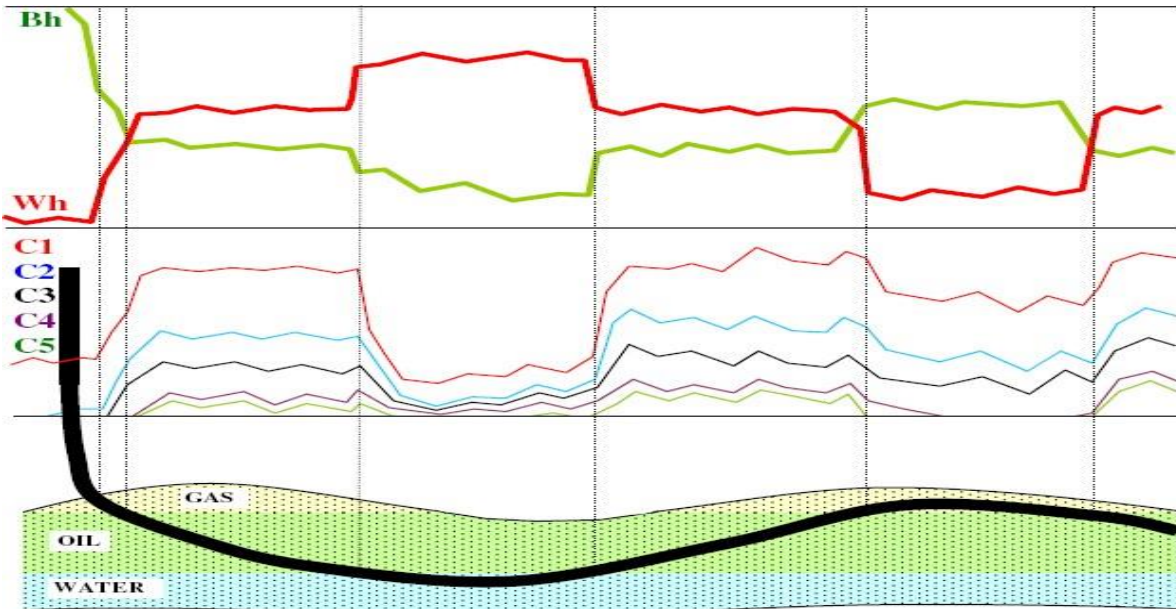


Figure II.23: Suivi des forages dirigés et assistance au foreur et au géologue.

- ❖ Optimisation de la hauteur utile avec une longueur d'avance par rapport aux Logging While Drilling (LWD).

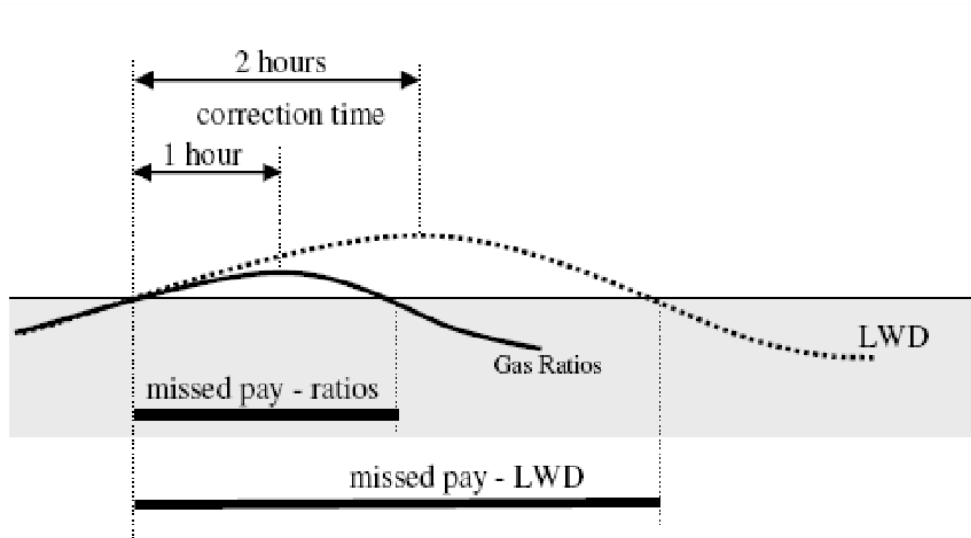


Figure II.24: Optimisation de la hauteur utile avec une longueur d'avance par rapport aux Logging While Drilling (LWD)

CHAPITRE III : ETUDE DE CAS

III. ETUDE DE CAS

III.1 Portée de cette étude:

Cette interprétation avancée des gaz effectuée sur le puits INW-2 a pour objectif de fournir une localisation précise des différentes couches d'intérêt (réservoirs possibles) et de caractériser les fluides contenus dans ces formations.

De plus, il serait avantageux de comparer ces résultats avec des informations supplémentaires, qui ne sont pas disponibles à l'heure actuelle (journalisation, MDT, tests de production) afin de créer un modèle de référence à utiliser lors du forage des futurs puits. La connaissance détaillée des niveaux de production pourrait aider à définir le programme d'essais de production.

III.2 Système de détection de gaz:

La société utilisant le système de détection de gaz suivant a bien enregistré l'INW-2 :

- Chaîne à gaz : un purgeur de gaz QGM installé sur le collecteur, connecté à un mono Flex La conduite de gaz qui transportait les gaz extraits vers la cabane. Dans le canal l'échantillon de gaz a été séché sur un cylindre de CaCl_2 , puis sur un filtre de coalescence, un Filtre à particules, et a finalement été acheminé dans le système de distribution de gaz Géologie GDS.
- Détecteurs de gaz : le GDS a ensuite distribué le gaz à deux détecteurs distincts :
- Un détecteur de gaz rapide FID Total C, détecteur de gaz rapide avec un temps d'échantillonnage de 2 secondes, utilisant : Air en tant que gaz vecteur et H_2 pour allumer la flamme du four.
- un chromatographe Mono Fid, analysant l'échantillon de C_1 à nC_5 , avec un délai de 60 secondes Cycle. Le H_2 conçu par un générateur de H_2 était utilisé pour le gaz vecteur et la combustion.

Les détails techniques de tous les équipements Géologie sont disponibles sur demande. Étalonnage et Les données de maintenance sont disponibles sur demande du client.

III.3 Analyse de gaz :

Pour le puits INW-2, cette interprétation a été réalisée en utilisant certains ratios de gaz. Nous avons tracé les rapports C_1 / C_2 , C_1 / C_3 , C_1 / C_4 , C_1 / C_5 sur des tracés Pixler, en sélectionnant les données des principaux indices de gaz.

Nous commençons à examiner le contrôle de la qualité du gaz.

CHAPITRE III : ETUDE DE CAS

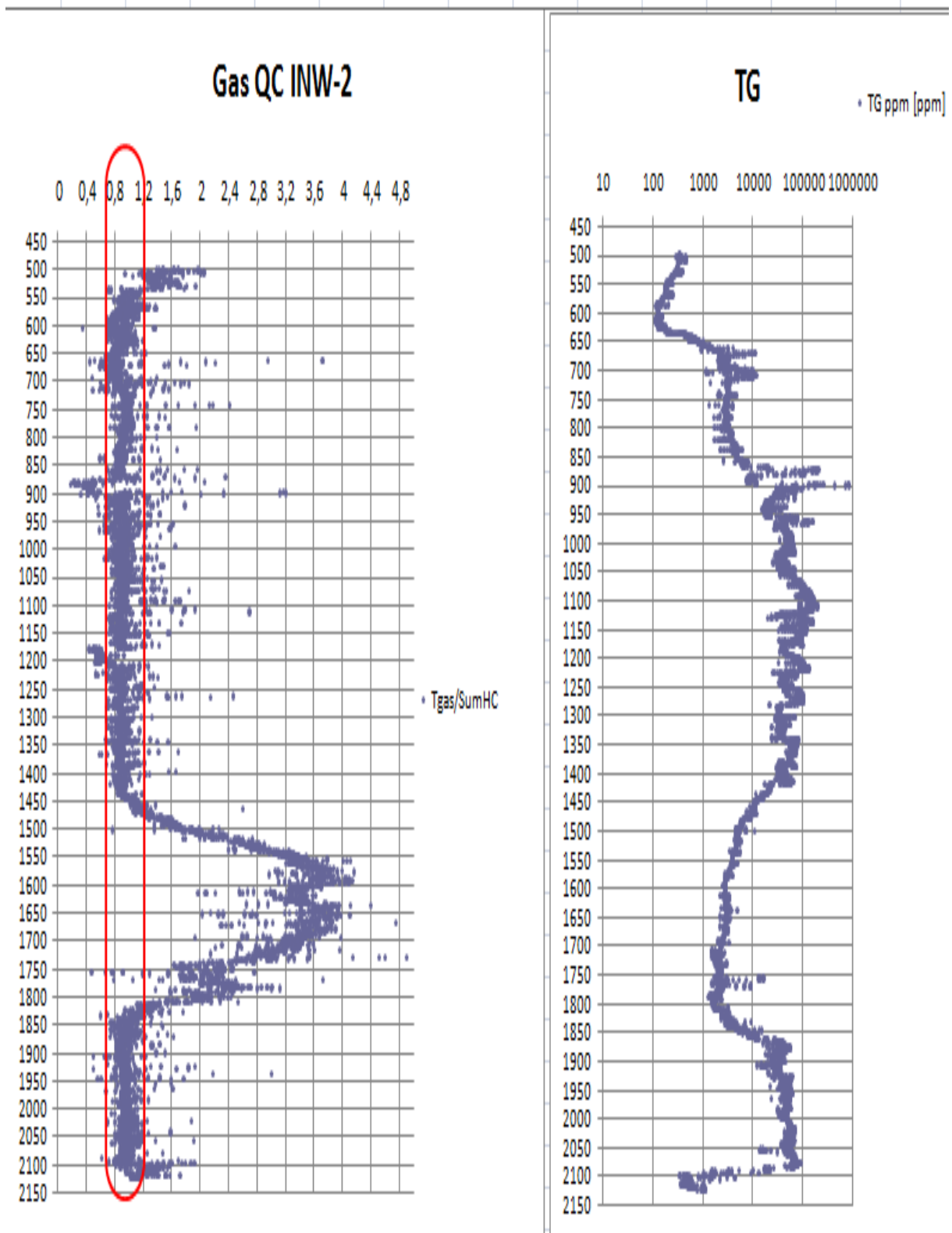


Figure III.1: Détection des zones d'accumulation du gaz. (Qualité de gaz)

CHAPITRE III : ETUDE DE CAS

Dans le puits INW-2, la majeure partie de la section montre une bonne correspondance entre les deux détecteurs. Le rapport de qualité du gaz se situe à l'intérieur de l'intervalle 0,8-1,2 principalement pour des niveaux de C1 supérieurs à 1500 ppm. La seule déviation significative se produit entre 1450 et 1820 m où les valeurs sont supérieures à 1,2 et les variations du TG correspondent aux variations de la qualité du gaz.

Ce fait est probablement dû à la présence de valeurs de gaz les plus basses, qui peuvent ne pas être représentatives, quand elles sont trop basses. Mais, si nous considérons que le calibrage le plus bas pour les deux instruments à gaz, les détecteurs de gaz sont réalisés à 5220 ppm. Nous suggérons d'utiliser une analyse plus fine pour d'autres puits: un détecteur de gaz total avec une durée d'échantillonnage de 5 secondes étalonnée à 500 ppm et un chromatographe en phase gazeuse double fidélité qui utilise pour l'étalonnage dans la plage inférieure un mélange de 7 composants, chacun avec une concentration d'environ 500 ppm.

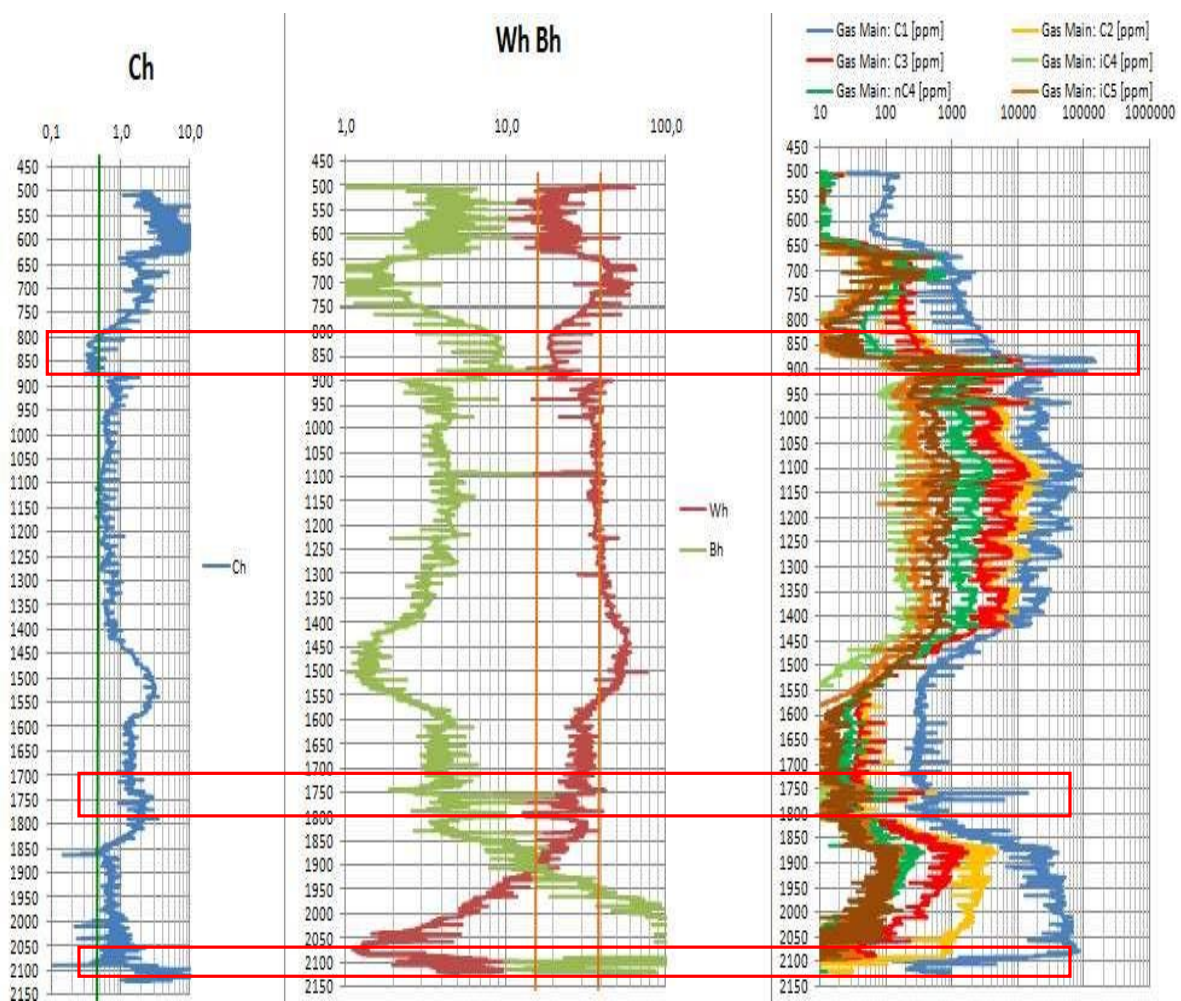


Figure III.2 : Influence de Ch, Wh, Bh, sur la qualité du gaz.

Les graphiques corrélés de Ch, Wh-Bh et la chromatographie montrent quelques intervalles d'intérêt : 860 - 900 m (formation de grès F2), 1750 - 1760 m (formation de F6M1) et 2100-2124 m (formation ordovicienne).

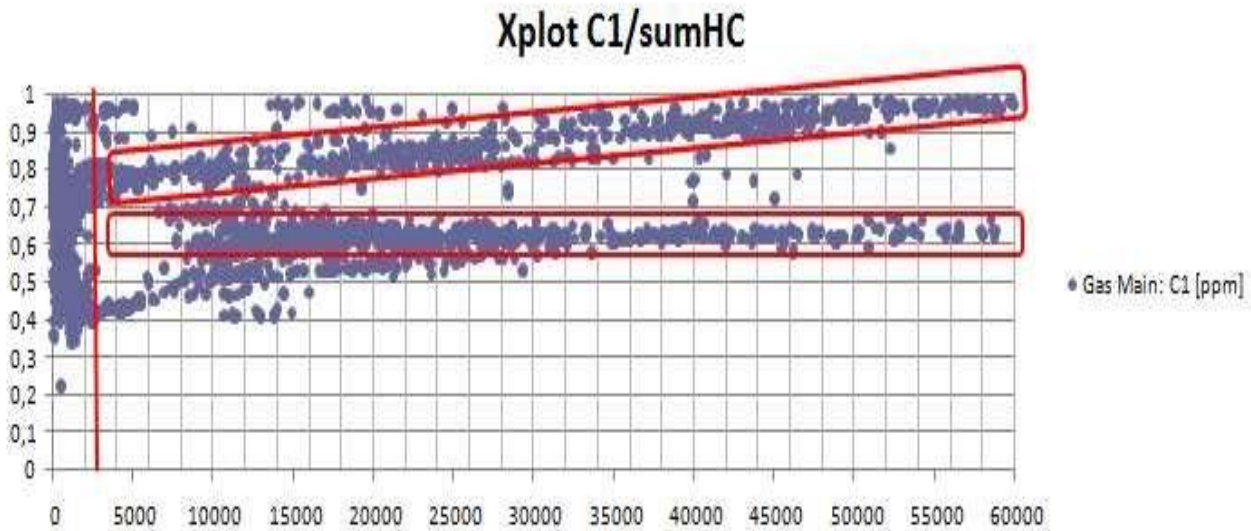


Figure III.3: Variation ou changement quantité de gaz par apport à la lithologie du puit.

Le rapport C1 / Somme HC représente le pourcentage de méthane dans votre échantillon de gaz. Dans ce graphique, deux tendances horizontales claires se dégagent : il est donc possible de sélectionner deux fluides (deux zones de réservoir): le plus bas représente environ 60% du méthane de la composition du fluide.

La partie supérieure a tendance à représenter 100% du méthane dans l'échantillon de gaz : elle présente un méthane biogénique pur.

Avant la ligne verticale rouge, les données ne montrent plus un Trent précis. La valeur du ratio a une distribution occasionnelle.

Cela signifie qu'en dessous de cette valeur de C1, la composition du gaz ne peut pas être utilisée pour l'interprétation. C'est pourquoi l'application d'une coupure devient une nécessité pour éliminer toutes les valeurs qui ne peuvent pas être utilisées pour les rapports (gaz de fond, effet lithologique, gaz recyclé, etc.). Dans ce cas, nous avons appliqué 2800 ppm comme seuil.

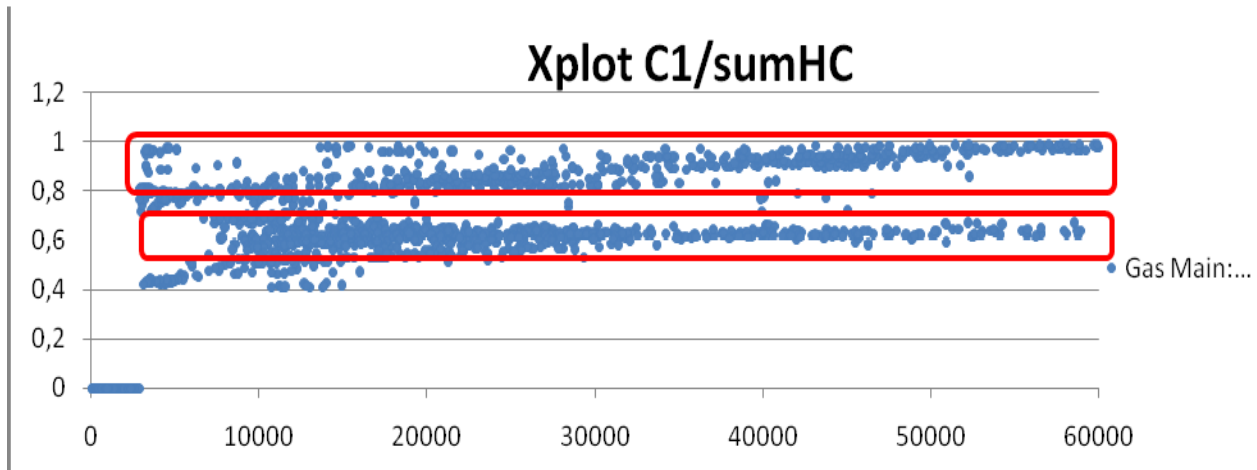


Figure III.4 : Schéma_ présente_ comment séparer deux fluides (gaz)

Ensuite, vous pouvez améliorer le filtrage des données dans les tracés X et de qualité du gaz.

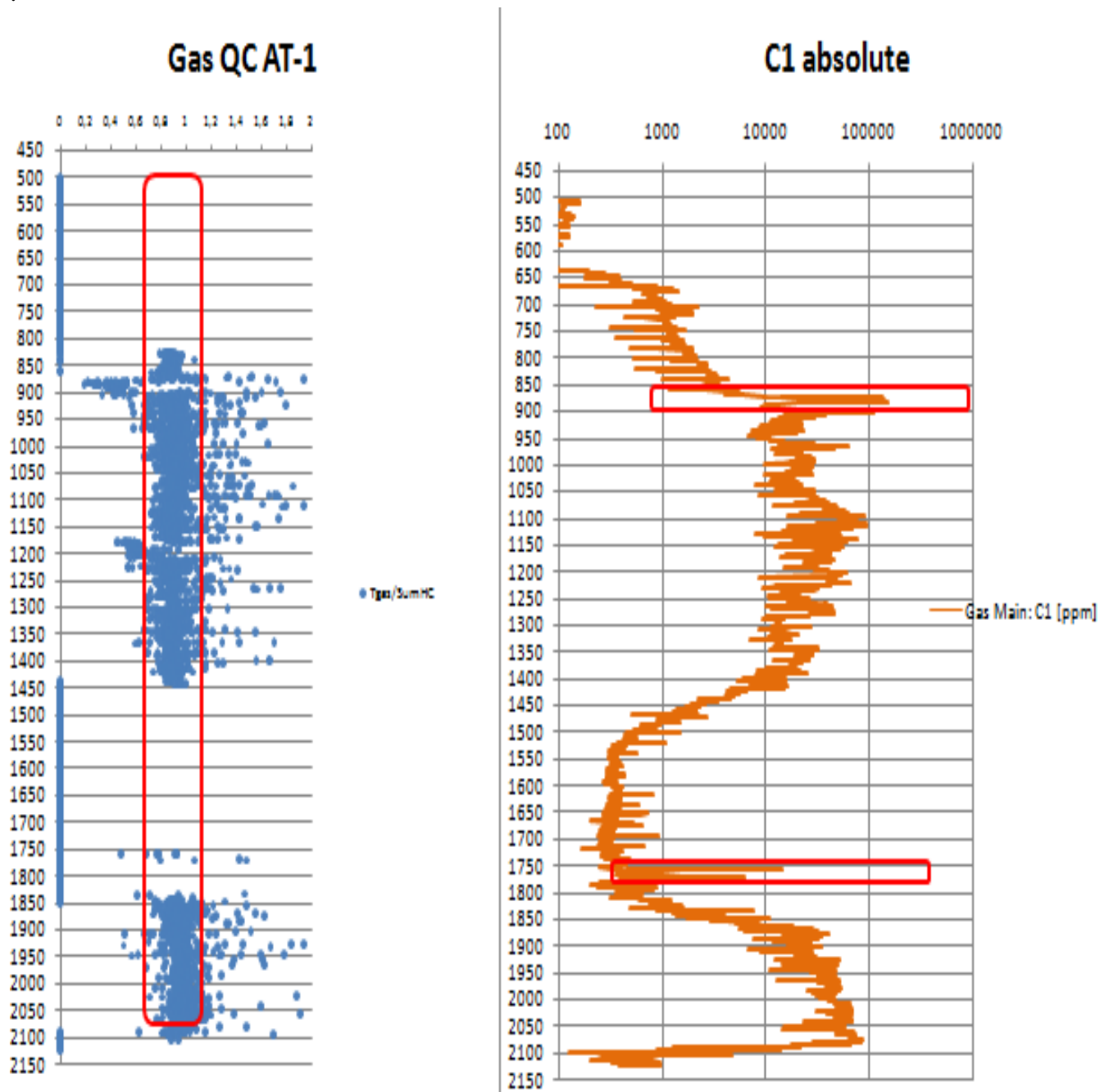


Figure III.5: Analyse de TG avec utilisation C1 concentration seuil de 2800pm.

Nous avons également analysé les paramètres de base Wh, Bh, Ch de la section en utilisant le seuil de 2800 ppm pour C1 et obtenu une tendance beaucoup plus homogène.

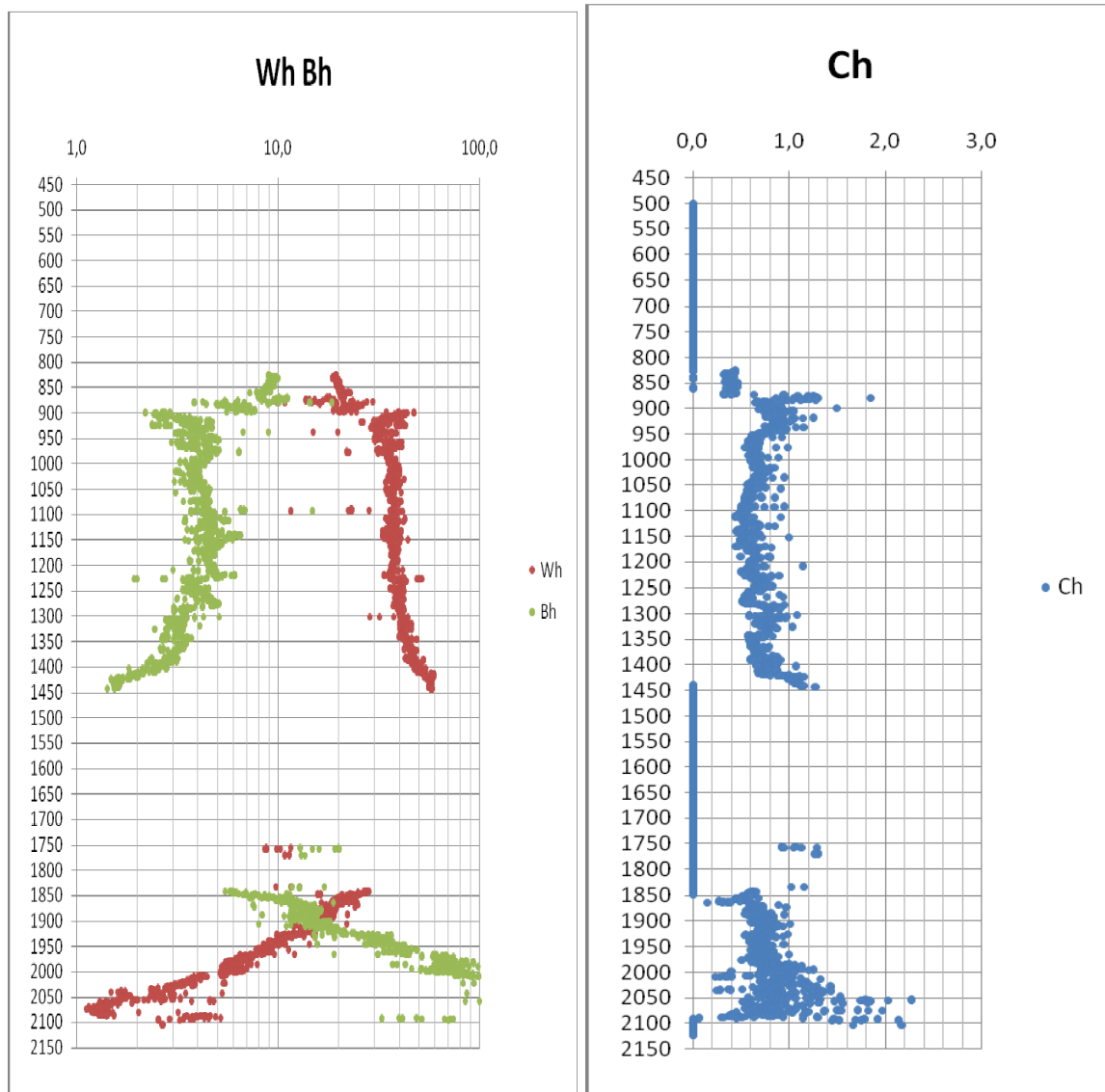


Figure III.6: La Relation entre Wh, Bh, Ch et C1 seuil de 2800ppm.

Nous avons également analysé les paramètres de base Wh, Bh, Ch de la section en utilisant le seuil de 2800 ppm pour C1 et obtenu une tendance beaucoup plus homogène. Les trois intervalles sélectionnés avant la coupure ont été étudiés.

III.4 F2 Réservoir de grès:

Dans le puits INW-2, la majeure partie de la section F2 Sandstone montre une bonne correspondance entre les deux détecteurs. La seule déviation significative se produit entre 882 m et 895 m où les valeurs sont inférieures à 0,8. C'est dû à la faible réponse du détecteur de gaz Total (TGD) expliquée par la présence d'un hydrocarbure lourd dans la boue. La présence du four dans le détecteur à chromatographe en phase gazeuse (GCD) explique la valeur élevée de ce dernier par rapport au TGD.

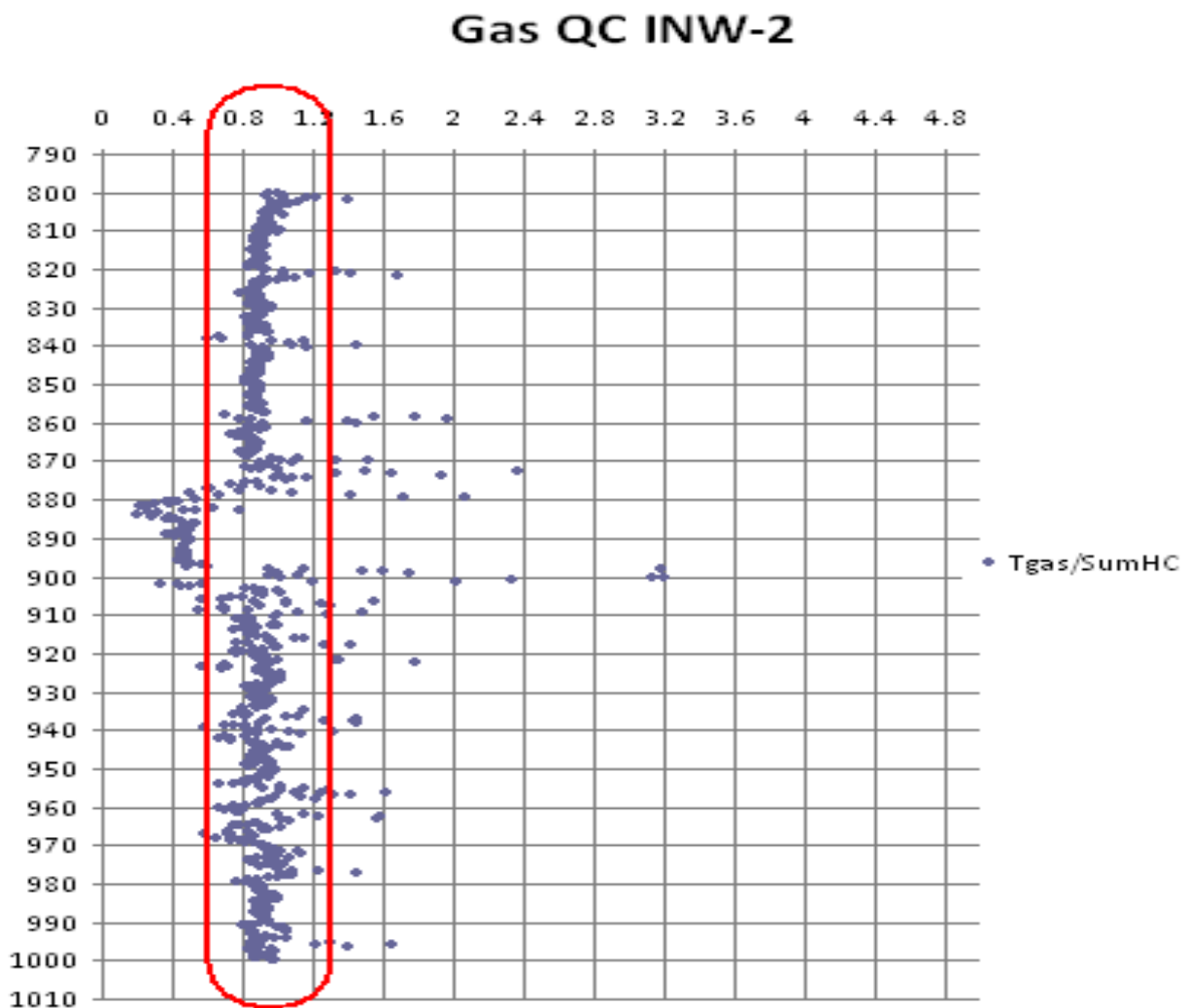


Figure III.7: Schéma présente l'accumulation de TG. (Utilise TGD et GCD)

CHAPITRE III : ETUDE DE CAS

Pour une meilleure détection des intervalles importants, nous avons utilisé un rapport d'indicateur d'hydrocarbure (HCI), sa courbe indiquant la saturation en huile.

$$HCL = \frac{\sqrt{(2 * C2 + 3 * C3 + 4 * (iC4 + nC4) + 5 * (iC5 + nC5))}}{500} \dots \dots \dots (4)$$

Ce rapport donne une meilleure indication de la boue à base d'eau. De la courbe absolue C1, nous pouvons sélectionner 4 intervalles importants.

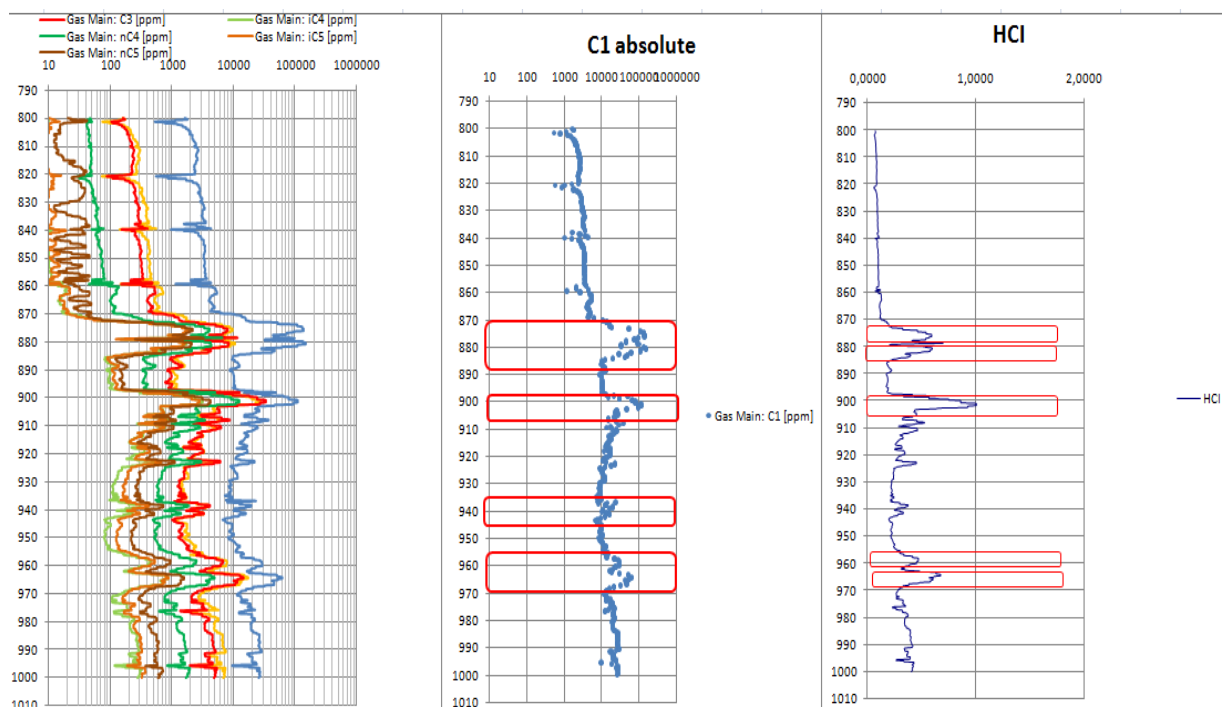


Figure III.8: Comparaison entre HCL et C1

À partir de la courbe absolue C1 et de la lecture par chromatographe en phase gazeuse, nous pouvons mettre en évidence 4 intervalles, parmi lesquels les arbres montrent une bonne saturation en huile :

- 1- 872,75 to 875,5 m
- 2- 879 to 882 m
- 3- 900 to 905m
- 4- 958 to 961m
- 5- 962 to 969m

CHAPITRE III : ETUDE DE CAS

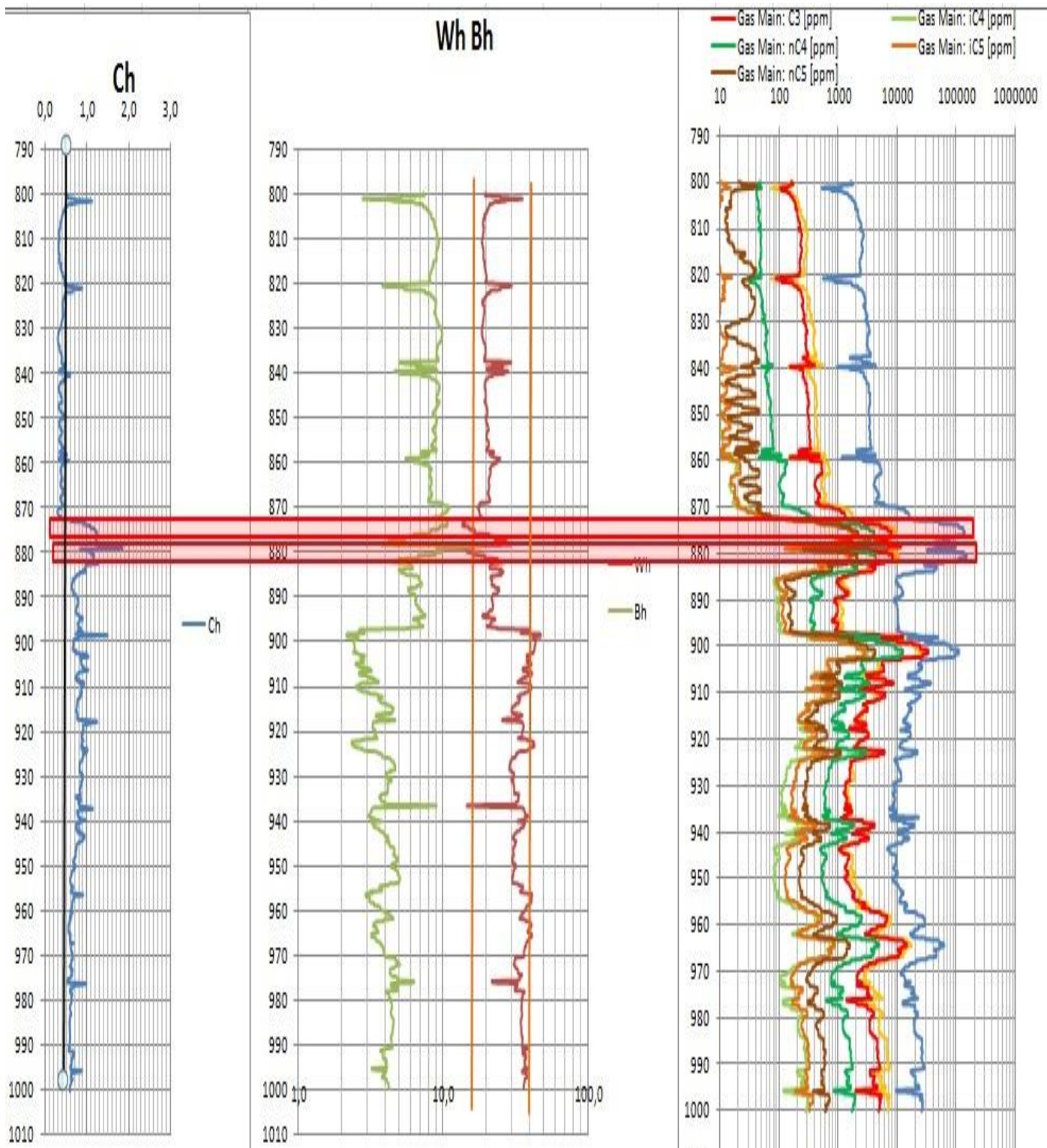


Figure III.9: La relation entre Wh, Bh, Ch et chromatographie pour détecter le type des HC.

Les parcelles corrélées de Ch, Wh-Bh et la chromatographie montrent deux intervalles d'intérêt pour la formation de grès F2 de 872,75 à 875 m et de 879 à 882 m. Selon le graphique, cela correspond au gaz humide au pétrole très léger - condensat. Pour les autres intervalles sélectionnés auparavant, il correspond au pétrole résiduel.

Les diagrammes croisés ci-dessous montrent une tendance unique dans tout le puits, C1 correspondant à 60% de la teneur totale en hydrocarbures, ce qui correspond au pétrole léger condensé.

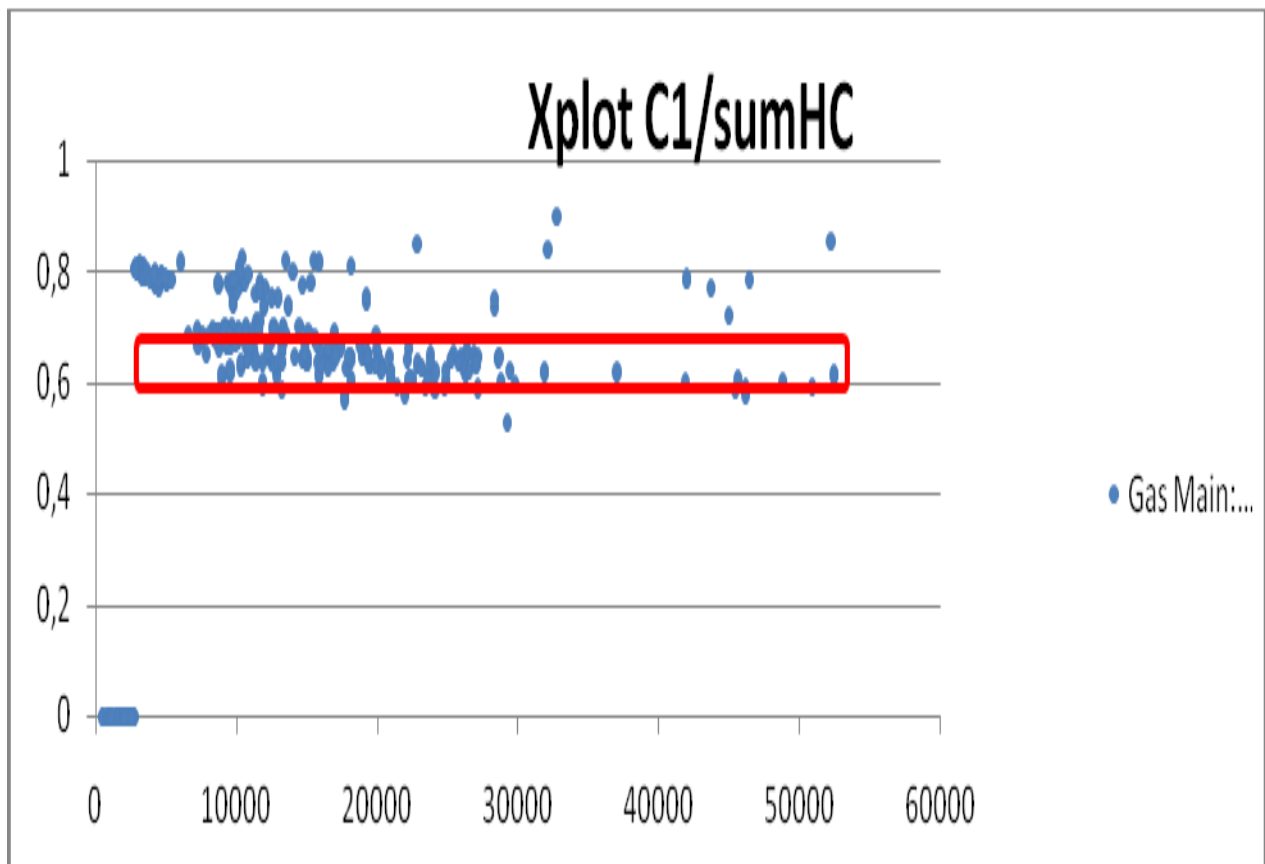
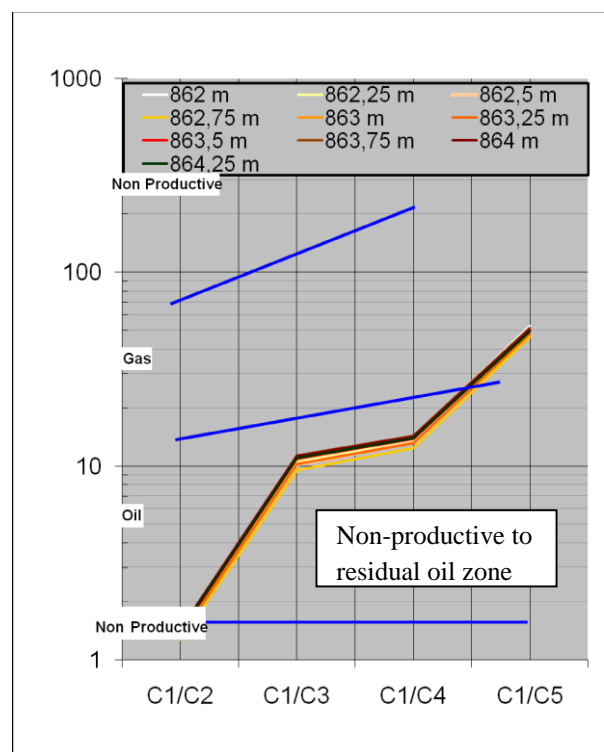
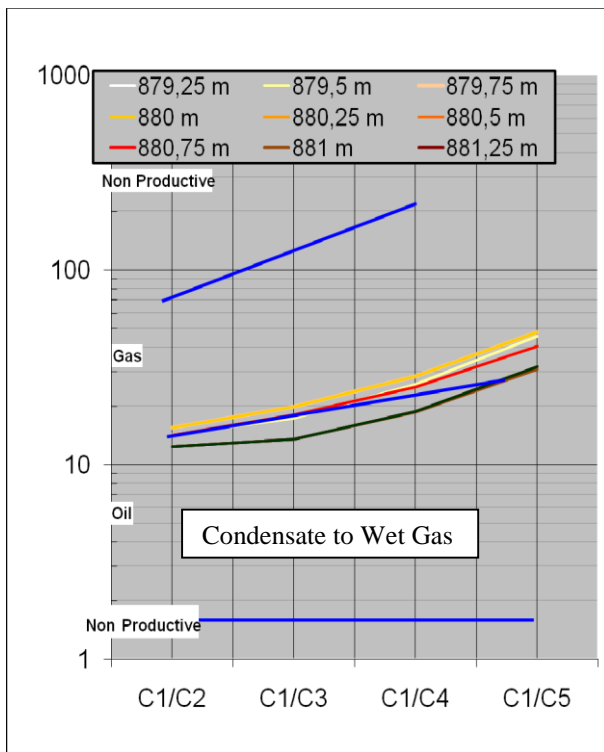
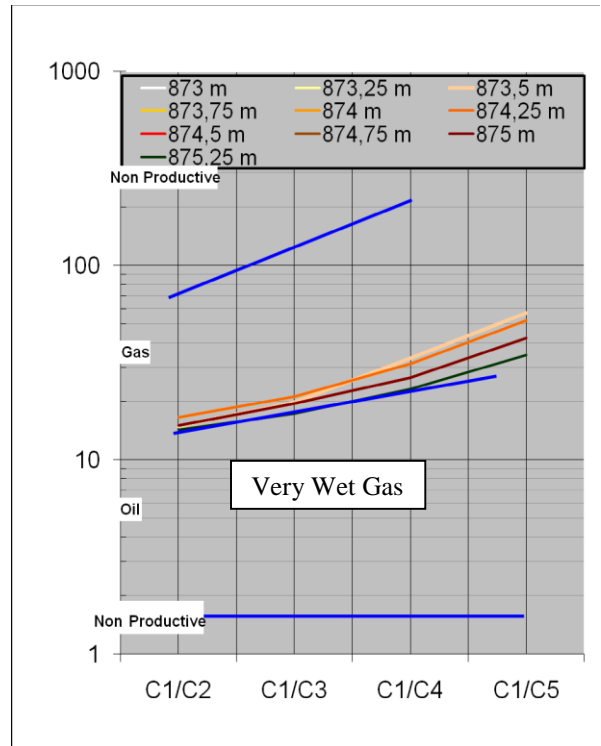
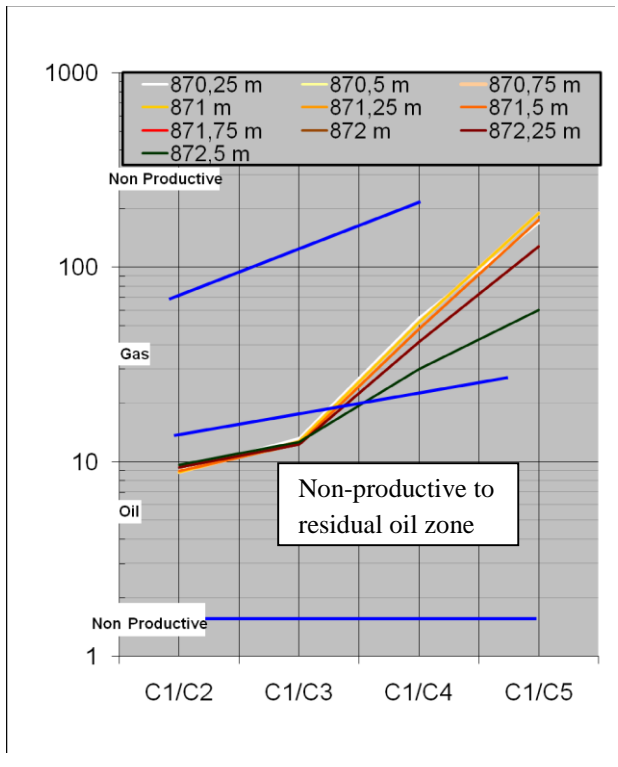


Figure III.10: Analyse Types HC.

CHAPITRE III : ETUDE DE CAS

Nous avons tracé les rapports C1 / C2, C1 / C3, C1 / C4, C1 / C5 sur des tracés Pixlr, en sélectionnant les données des principaux indices de gaz.



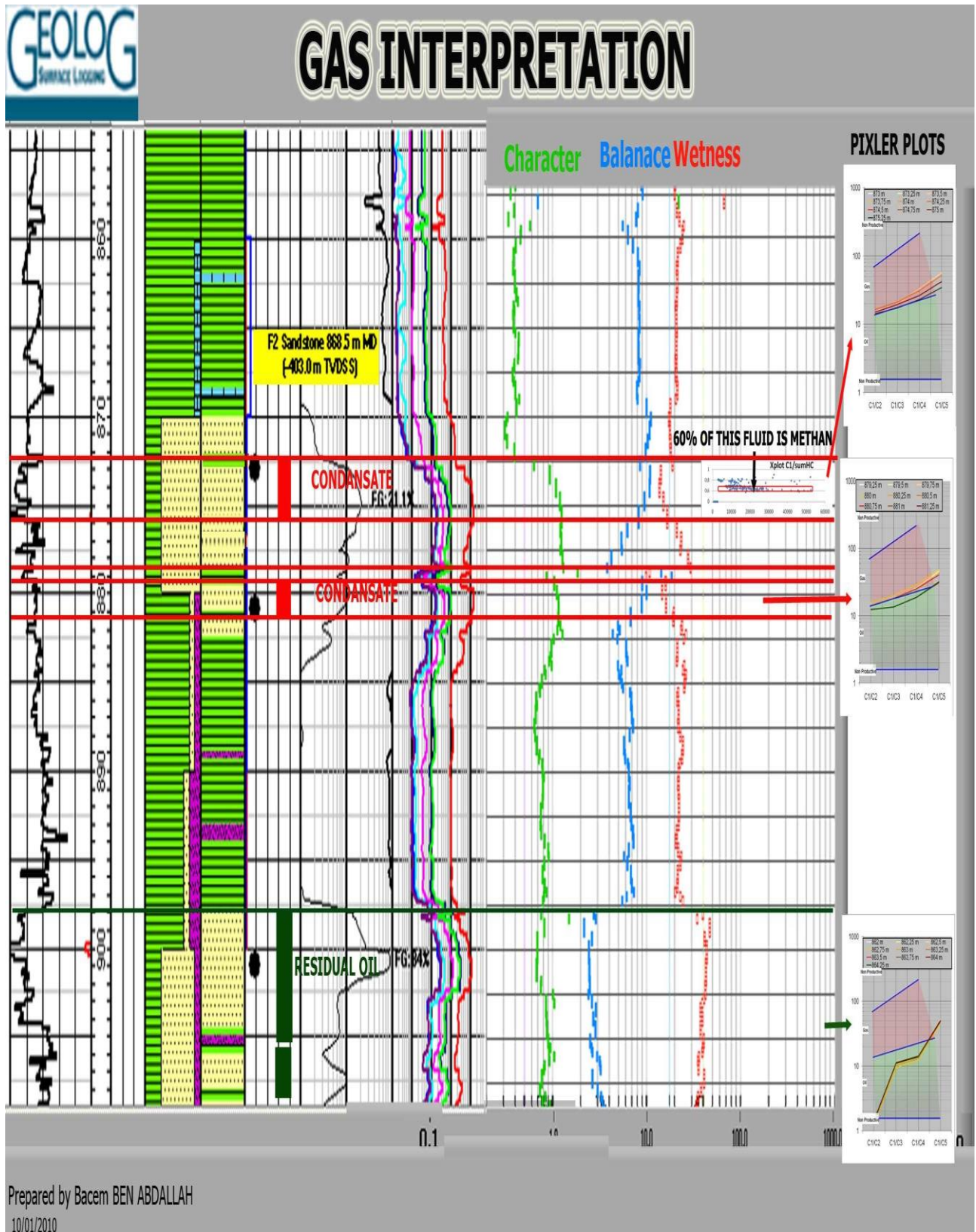


Figure III.11:Interprétation types gaz.

III.5 F6M1 et formation ordovicienne :

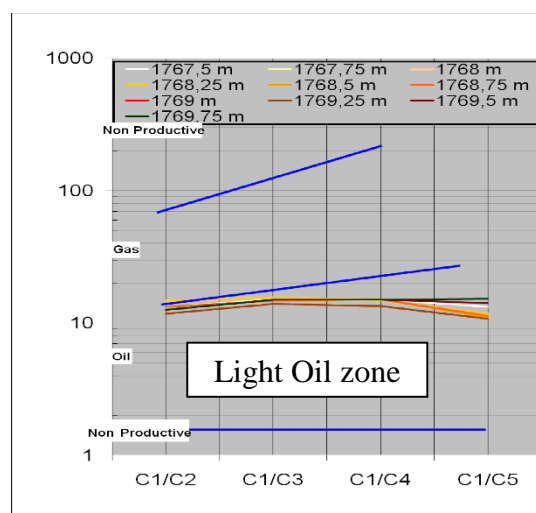
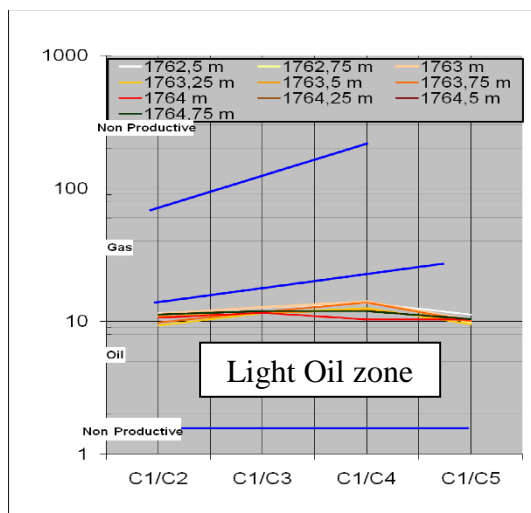
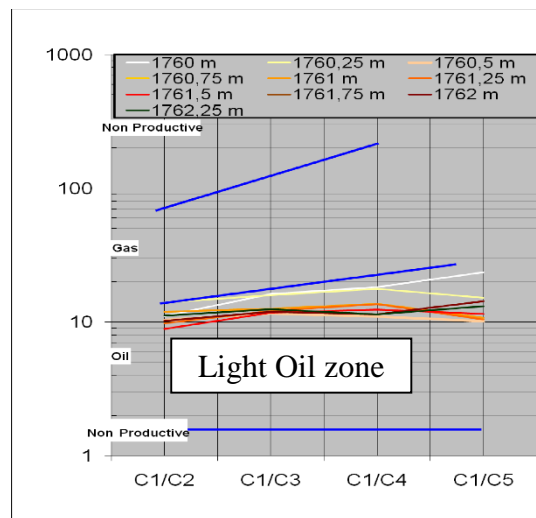
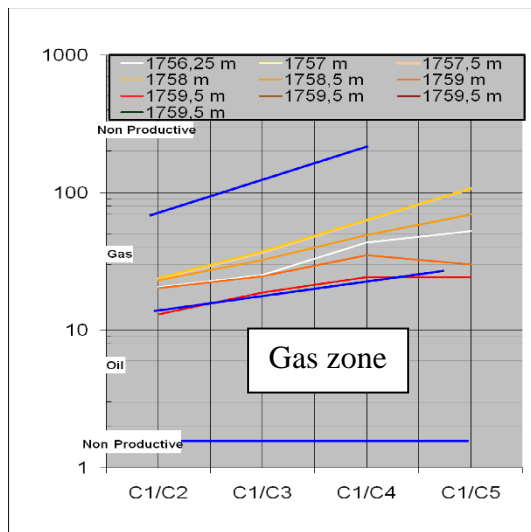
A première vue dans la courbe du rapport de contrôle de qualité du gaz avant et après la coupure, nous remarquons que les données à ces intervalles (1750 à 1755 m et 2100 à 2110 m) sont très basses et non représentatives. Nous ne pouvons donc pas l'utiliser pour d'autres interprétations, c'est déjà coupé dans le Wh, le Bh et le Chshart.

Nous suggérons d'utiliser une analyse plus fine pour la prochaine comparaison Petroceltic :

un détecteur de gaz total avec une durée d'échantillonnage de 5 secondes étalonnée à 500 ppm et un chromatographe en phase gazeuse double fidélité qui utilise pour l'étalonnage dans la plage inférieure un mélange de 7 composants, chacun avec une concentration d'environ 500 ppm.

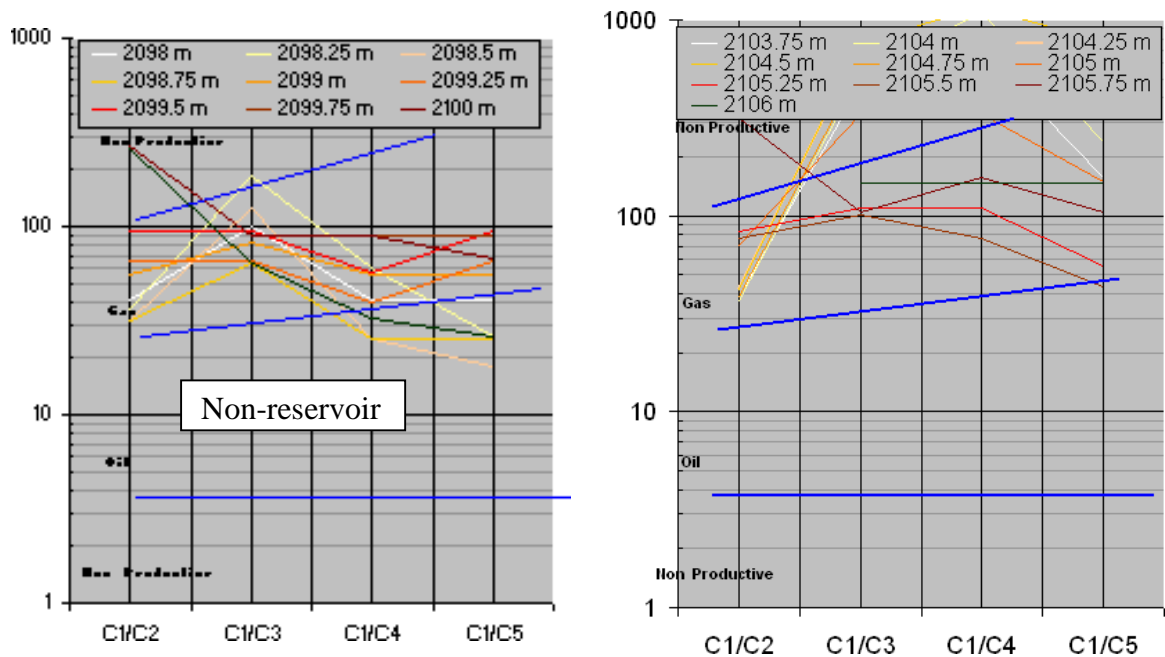
Nous avons tracé les rapports $C1 / C2$, $C1 / C3$, $C1 / C4$, $C1 / C5$ sur des graphiques Pixler, en sélectionnant les données des principaux indices de gaz de ces intervalles :

CHAPITRE III : étude de cas



Dans l'intervalle F6M1, le graphique de pixler montre des couches intéressantes (gaz et pétrole léger à pétrole à haute densité). Mais comme nous l'avons déjà dit, cette interprétation n'est pas représentative et devrait être améliorée en utilisant un système de gaz GeoloG précis.

Pour l'intervalle ordovicien, le graphique de Pixler montre divers caractères de gaz. C'est la caractéristique non réservoir de l'Ordovicien dans ce puits.



Conclusion :

Le seul intervalle intermédiaire sélectionné dans ces études était dans le réservoir F2 Sandstone. La couche F6M1 doit être davantage évaluée dans le prochain groupe en utilisant un système de gaz plus précis avec des spécialistes sur le site du puits. Pour cela, nous suggérons d'utiliser: un CVD à la place du QGM (Constant Volume Degasser souligne le meilleur rendement du CVD en termes d'extraction de composants lourds), un détecteur de gaz total avec une durée d'échantillonnage de 5 secondes étalonnée à 500 ppm et une Chromatographe en phase gazeuse qui utilise pour l'étalonnage dans la plage inférieure un mélange de 7 composants, chacun avec une concentration d'environ 500 ppm.

Il serait avantageux de comparer ces résultats avec des informations supplémentaires, qui ne sont pas disponibles à l'heure actuelle (journalisation, MDT, tests de production), afin de créer un modèle de référence à utiliser lors du forage des futurs puits.

CONCLUSION

CONCLUSION

Durant toute l'opération de forage une détection des gaz continue est faite afin de déterminer le pourcentage des différents gaz libérés de la formation traversée, ainsi que pour faire des analyses quantitatives et qualitatives de ces gaz par un système de gaz sophistiqué qui a pour but d'analyser les hydrocarbures portés du fond de puits par la boue de forage.

L'analyse du rapport de gaz est la meilleure des analyses dans un système de diagraphie de boue qui, pendant la période de forage, est très importante pour la capture formation. Cette analyse peut aider le géologue à décider quelles couches contiennent du pétrole et du gaz.

Aussi avec cette analyse, on peut comparer cela emplois filaires a été au bon endroit ou non. Donc, après avoir calculé les analyses de rapport, on peut mettre au même endroit, puis comparer avec les services filaires courbes. À cette époque, nous pouvons voir où se trouvent exactement le pétrole et le gaz.

Avec cette méthode, nous pouvons réduire les coûts et nous pouvons faire un travail de sécurité.

Ces analyses nous permettent de déterminer les zones productrices, d'isoler les zones non productrices et de préciser les limites du réservoir existé (Top & Bottom), en basant sur la méthode de gaz ratio (Wetness, Balance, Character).

On utilise cette méthode pour calculer les ratios de gaz afin d'arriver à localiser les points de contact entre les divers fluides contenus dans le réservoir.

BIBLIOGRAPHIE

[1]. **AAPG Short Course Program - E&P Methods and Technologies**

[3]. **DATALOG TECHNOLOGY INC.** Data Unit Manual, fundamental ALS of drilling engineering, geology etMudlogging, Wellsite operation. Ver1.0 (**CRD**)

HassiMassaoud) Inédit.

[4]. **Detection, Analyse et Interpretation**(memoire licence Laggoune, Hacini 2011 /2013)

[5]. **Gaz evaluation**, mars 2009: GEOLOG advanced industry courses 2009. 115 pages

[6]. **Le gaz du mudlogging et son rôle dans la détection des réservoirs** (mémoire fin d'étudeAHMIME, LOUARKI 2011/2012)

[7]. **Le gaz du mudlogging et son rôle dans la détection des réservoirs** (mémoire fin d'étude SEDDIKI, BEN KHAYA 2012/2013)

[8]. **Weatherford Surface Logging Systems**, (2008): Hydrocarbon Evaluation and Interpretation Gas Ratios.47 pages.

[9]. **Weatherford Surface Logging Systems**, (2008): Hydrocarbon Evaluation and Interpretation Gas Types. 50 pages.

[10]. **ZATOUT**, février 2009 : gaz de mudlogging en cours de forage: détection, exploitation et application- activité amont division forage direction Mudlogging. 29 pages.

[11]. **BEN ABDALLAH** / GeoloG Data Engineer ; titer ; ISSAOUANE NORD WEST2 (INW-2)/GEOLOG surface logging/ SONATRACH; DECEMBER 2009 – JANUARY 2010

[12]. **Khalifazdeh**, Ch. 1982. Materials of lithology, Azerbaijan

[13]. **Publisher. Baker Hughes INTEQ.** 1996. Well site Geology-Reference Guide. Houston: Baker Hughes INTEQ.