



UNIVERSITE KASDI MERBAH –  
OUARGLA –

FACULTE DES HYDROCARBURES, DES  
ENERGIES RENOUVABLE ET SCIENCES DE LA  
TERRE ET DE L'UNIVERS

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie.

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Identification et caractérisation des types de gaz par  
méthode Gas While Drilling**

Réalisé par :

Nourani Kaouther

Hamdat Aya

Soutenu publiquement le :21 /06/2025

Devant le jury :

|                     |                       |       |             |
|---------------------|-----------------------|-------|-------------|
| <b>Président</b>    | Ben khedda Abdelhakim | M.C.B | UKM Ouargla |
| <b>Promoteur</b>    | Sahraoui salah        | M.A.A | UKM Ouargla |
| <b>Co-promoteur</b> | Hamioud Sohaib        | M.C.A | UKM Ouargla |
| <b>Examineur</b>    | Laouini Hamza         | M.C.B | UKM Ouargla |

Année Universitaire : 2024/2025

# Remerciement

Je voudrais commencer ma reconnaissance en remerciant Allah le Tout-Puissant qui m'a aidée à réaliser ce travail.

Tout d'abord, je voudrais remercier tous mes professeurs de m'avoir aidée pendant toutes les années précédentes et de croire en moi et en mes capacités, et un grand merci à M. sahraoui salah spécialement qui m'a beaucoup aidée dès le premier jour de la collecte des informations de cette recherche jusqu'au dernier jour.

Nous tenons à remercier les membres de jury qui ont bien voulu Nous faire l'honneur de participer à ce jury.



# Dédicace

*J'ai l'honneur de dédier ce modeste travail, fruit de plusieurs années*

*d'études et d'efforts,*

*à ceux qui ont toujours été mon pilier et mon refuge. . .*

*à ma chère famille : la famille Mourani et la famille Kamdat,*

*en témoignage de ma profonde reconnaissance pour votre soutien, votre*

*encouragement et votre amour inestimables.*

*C'est à vous, après la volonté de Dieu, que revient le mérite de cet*

*accomplissement.*

*Et à mes bien-aimés, ceux qui ont illuminé mon chemin,*

*à ceux qui ont partagé le rêve et m'ont accompagné dans les moments*

*de fatigue comme dans ceux de joie,*

*à ceux qui ont cru en moi et dont la présence a été source de réconfort*

*et de chaleur. . .*

*Recevez toute ma gratitude, car vous faites partie intégrante de cette*

*réussite.*

# Sommaire

## Table de Métiers :

|  |    |
|--|----|
| I. INTRODUCTION .....  | 1  |
| I. GENERALITE:.....  | 3  |
| I.1. Géologie régional de Sahara algérienne : .....              | 3  |
| I.2. Contexte géologique de La plate forme saharienne : .....    | 3  |
| I.2.1. La province occidentale : .....                           | 3  |
| I.2.2. La province triasique : .....                             | 3  |
| I.2.3. La province orientale : .....                             | 3  |
| II. `CADRE GEOLOGIQUE LOCAL .....                                | 4  |
| II.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud :.....             | 4  |
| II.1.1. Historique de recherche : .....                          | 5  |
| II.1.2. Zonation du champ de Hassi Messaoud :.....               | 5  |
| II.1.3. Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud :..... | 6  |
| II.2. Géologies locales du champ de Hassi Messaoud :.....        | 7  |
| II.3. Hydrogéologie du champ de Hassi Messaoud :.....            | 8  |
| II.4. Lithostratigraphie du champ de Hassi Messaoud :.....       | 10 |
| II.4.1. Cénozoïque : .....                                       | 10 |
| II.4.2. Mésozoïque : .....                                       | 10 |
| II.4.3. Paléozoïque : .....                                      | 12 |
| II.4.4. Le Socle : .....   | 13 |
| II.5. Intérêt pétrolier: .....                                   | 15 |
| II.5.1. Roche mère : .....                                       | 15 |
| II.5.2. Roches couvertures : .....                               | 15 |
| II.5.3. Pièges : .....   | 15 |
| II.5.4. Migration des hydrocarbures : .....                      | 15 |

|         |  |    |
|---------|--|----|
| II.5.5. | Descriptions des réservoirs du champ de Hassi Messaoud .....           | 16 |
| II.6.   | Cadre tectonique et structurale.....                                   | 17 |
| II.6.1. | Tectonique du champ de Hassi-Messaoud:.....                            | 17 |
| II.6.2. | Structuration du champ de Hassi-Messaoud : .....                       | 18 |
| I.      | FONDAMENTAUX .....   | 23 |
| I.1.    | Définition et fonctionnement de la GWD :.....                          | 23 |
| I.2.    | Différences de collecte et d'analyse des gaz : .....                   | 24 |
| II.     | COMPOSANTES TECHNIQUES :.....  | 24 |
| II.1.   | Système d'extraction des gaz .....                                     | 24 |
| II.2.   | Chromatographie en phase gazeuse (GC) .....                            | 24 |
| II.3.   | Capteurs de type NDIR ou TCD .....                                     | 24 |
| II.4.   | Analyseurs isotopiques .....   | 24 |
| II.5.   | Systèmes d'acquisition et de traitement .....                          | 25 |
| III.    | APPLICATIONS INDUSTRIELLES.....  | 25 |
| III.1.  | Utilisation de la GWD dans la prospection pétrolière et gazière :..... | 25 |
| III.2.  | Avantages et limites :.....  | 25 |
| IV.     | TYPES DE GAZ RENCONTRES DANS LES FORMATIONS GEOLOGIQUES                | 25 |
| IV.1.   | Gaz Thermogénique :.....   | 25 |
| IV.1.1. | Origine et formation: .....  | 25 |
| IV.1.2. | propriétés physico-chimique : .....                                    | 26 |
| IV.2.   | Gaz biogénique : .....   | 27 |
| IV.2.1. | processus de formation : .....   | 27 |
| IV.2.2. | Caractéristique distinctives:.....                                     | 28 |

|                |   |           |
|----------------|---|-----------|
| <b>V.</b>      | <b>PROTOCOLE EXPERIMENTAL</b> .....   | <b>29</b> |
| <b>V.1.</b>    | <b>Installation des équipements pour la GWD:</b> .....                      | <b>29</b> |
| <b>V.1.1.</b>  | <b>Mud-logging Unit:</b> .....  | <b>29</b> |
| <b>V.1.2.</b>  | <b>Les composants principaux du système de détection de gaz :</b> .....     | <b>29</b> |
| <b>V.2.</b>    | <b>Analyse et Interprétation :</b> .....                                    | <b>34</b> |
| <b>V.2.1.</b>  | <b>Outils d'analyse</b> .....   | <b>35</b> |
| <b>VI.</b>     | <b>INTERPRETATION DES DONNEES :</b> .....                                   | <b>40</b> |
| <b>VI.1.</b>   | <b>Interprétation des résultats chromatographiques – Calcul de rapports</b> |           |
|                | <b>spécifiques:</b> .....   | <b>40</b> |
| <b>VI.1.1.</b> | <b>Wetness Ratio (Wh) :</b> .....   | <b>40</b> |
| <b>VI.1.2.</b> | <b>Balance Ratio (Bh) :</b> .....   | <b>41</b> |
| <b>VI.1.3.</b> | <b>Character Ratio (Ch) :</b> .....   | <b>42</b> |
| <b>VI.2.</b>   | <b>Utilisation opérationnelle de ces ratios :</b> .....                     | <b>43</b> |
| <b>VI.3.</b>   | <b>Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz :</b> .....            | <b>44</b> |
| <b>I.</b>      | <b>LA METHODOLOGIE ADOPTEE REPOSE SUR LE CALCUL DE TROIS</b>                |           |
|                | <b>PRINCIPAUX RAPPORTS CHROMATOGRAPHIQUES:</b> .....                        | <b>47</b> |
| <b>I.1.</b>    | <b>Rapport de Caractère (CH) :</b> .....                                    | <b>47</b> |
| <b>I.2.</b>    | <b>Rapport de Wetness (humidité).....</b>                                   | <b>47</b> |
| <b>I.3.</b>    | <b>Rapport de Balance (Bh) :</b> .....                                      | <b>47</b> |
| <b>II.</b>     | <b>INTERPRETATION DETAILLEE DES COURBES DU PUIITS MD-755 (3330 M –</b>      |           |
|                | <b>3469 M) .....</b>  | <b>48</b> |
| <b>..II.1</b>  | <b>Courbe CH (Character Ratio).....</b>                                     | <b>48</b> |
| <b>II.2.</b>   | <b>Courbe Wh (Wetness Ratio) Analyse :</b> .....                            | <b>49</b> |
| <b>II.3.</b>   | <b>Courbe Bh (Balance Ratio).....</b>                                       | <b>49</b> |
| <b>II.4.</b>   | <b>Conclusion géologique complète.....</b>                                  | <b>50</b> |

|   |           |
|---|-----------|
| <b>III. INTERPRETATION DETAILLEE DES COURBES DU PUIITS MD-752 (3364 M – 3520 M) .....</b> | <b>51</b> |
| <b>III.1. Courbe CH (Character Ratio).....</b>  | <b>51</b> |
| <b>III.2. Courbe Wh (Wetness Ratio) .....</b>   | <b>51</b> |
| <b>III.3. Courbe Bh (Balance Ratio).....</b>  | <b>51</b> |
| <b>III.4. Conclusion géologique complète – Puits MD-752.....</b>                          | <b>52</b> |
| <b>IV. INTERPRETATION DETAILLEE DES COURBES DU PUIITS MD-746 (3342 M – 3487 M) .....</b>  | <b>53</b> |
| <b>IV.1. Courbe CH (Character Ratio).....</b>   | <b>53</b> |
| <b>IV.2. Courbe Wh (Wetness Ratio) .....</b>  | <b>53</b> |
| <b>IV.3. Courbe Bh (Balance Ratio).....</b>   | <b>53</b> |
| <b>IV.4. Conclusion géologique complète.....</b>  | <b>53</b> |
| <b>V. INTERPRETATION DETAILLEE DES COURBES DU PUIITS MD-746 (3487 M – 3535 M) .....</b>   | <b>55</b> |
| <b>V.1. Courbe CH (Character Ratio).....</b>  | <b>55</b> |
| <b>V.2. Courbe Wh (Wetness Ratio).....</b>  | <b>55</b> |
| <b>V.3. Courbe Bh (Balance Ratio).....</b>  | <b>55</b> |
| <b>V.4. Conclusion géologique complète.....</b>   | <b>56</b> |
| <b>VI. INTERPRETATION DETAILLEE DES COURBES DU PUIITS MD-761 (3300 M – 3338 M) .....</b>  | <b>57</b> |
| <b>VI.1. Courbe CH (Character Ratio).....</b>   | <b>57</b> |
| <b>VI.2. Courbe Wh (Wetness Ratio) .....</b>  | <b>57</b> |
| <b>VI.3. Courbe Bh (Balance Ratio).....</b>   | <b>57</b> |
| <b>VI.4. Conclusion géologique complète.....</b>  | <b>57</b> |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>VII. INTERPRETATION DETAILLEE DES COURBES DU PUIT MD-761 (3340 M – 3472 M)</b> .....  | <b>58</b> |
| <b>VII.1. Courbe CH (Character Ratio)</b> .....  | <b>58</b> |
| <b>VII.2. Courbe Wh (Wetness Ratio)</b> .....  | <b>58</b> |
| <b>VII.3. Courbe Bh (Balance Ratio)</b> .....  | <b>59</b> |
| <b>VII.4. Conclusion géologique complète</b> .....                                       | <b>59</b> |
| <b>VIII. INTERPRETATION DETAILLEE DES COURBES DU PUIT MD-756 (3438 M – 3507 M)</b> ..... | <b>60</b> |
| <b>VIII.1. Courbe CH (Character Ratio)</b> .....   | <b>60</b> |
| <b>VIII.2. Courbe Wh (Wetness Ratio)</b> .....   | <b>61</b> |
| <b>VIII.3. Courbe Bh (Balance Ratio)</b> .....   | <b>61</b> |
| <b>VIII.4. Conclusion géologique complète</b> .....                                      | <b>61</b> |
| <b>IX. COMPARATIF DES PUIT ANALYSES</b> .....  | <b>62</b> |
| <b>I. PREDICTION DU TYPE DE GAZ A L'AIDE DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE</b> .....        | <b>65</b> |
| <b>I.1. Introduction</b> .....   | <b>65</b> |
| <b>I.2. Ratios gazeux et modèles d'IA</b> .....  | <b>65</b> |
| <b>I.3. Méthodologie</b> .....   | <b>65</b> |
| <b>I.4. Objectif</b> .....   | <b>65</b> |
| <b>I.5. Contexte applicatif</b> .....  | <b>65</b> |
| <b>I.6. Le langage Python en géosciences</b> .....                                       | <b>65</b> |
| <b>I.7. Description des données et modèles</b> .....                                     | <b>66</b> |
| <b>I.8. Importance des courbes</b> .....   | <b>66</b> |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>I.9. Innovation du travail.....</b>                                   | <b>66</b> |
| <b>II. INTERPRETATION APPROFONDIE DES COURBES GWD POUR LES PUIITS</b>    |           |
| <b>MD-752 ET MD-747 :.....</b>   | <b>67</b> |
| <b>II.1. Puits MD-752 : Intervalle analysé : de 3364 m à 3520 m.....</b> | <b>67</b> |
| <b>II.1.1. Courbe CH (Character Ratio) : .....</b>                       | <b>67</b> |
| <b>II.1.2. Courbe WH (Wetness Ratio) : .....</b>                         | <b>68</b> |
| <b>II.1.3. Courbe BH (Balance Ratio) : .....</b>                         | <b>69</b> |
| <b>II.2 Puits MD-747: .....</b>  | <b>70</b> |
| <b>II.2.1. Courbe CH (Character Ratio) .....</b>                         | <b>70</b> |
| <b>II.2.2. Courbe WH (Wetness Ratio).....</b>                            | <b>71</b> |
| <b>II.2.3. Courbe BH (Balance Ratio).....</b>                            | <b>72</b> |

**Liste de Figures:**

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Figure 1: Distribution des bassins sédimentaires Algériens .....</b>  | <b>4</b>  |
| <b>Figure 2: Zonation du champ de Hassi Messaoud.....</b>  | <b>6</b>  |
| <b>Figure 3: Zonation du champ de Hassi Messaoud.....</b>  | <b>7</b>  |
| <b>Figure 4: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud .....</b>   | <b>8</b>  |
| <b>Figure 5: Aquifères du Sahara septentrional.....</b>  | <b>9</b>  |
| <b>Figure 6: La colonne Lithostratigraphie du champ de Hassi Messaoud.....</b>   | <b>14</b> |
| <b>Figure 7: La colonne Lithostratigraphie du champ de Hassi Messaoud.....</b>   | <b>17</b> |
| <b>Figure 8: La colonne Lithostratigraphie du champ de Hassi Messaoud.....</b>   | <b>18</b> |
| <b>Figure 9: La Discordance de phase hercynienne .....</b>   | <b>20</b> |
| <b>Figure 10: La Discordance de phase hercynienne .....</b>  | <b>21</b> |
| <b>Figure 11: Schéma du circuit de boue pour le forage de puits .....</b>  | <b>23</b> |
| <b>Figure 12: La formation du gaz de schiste et son extraction .....</b>   | <b>26</b> |
| <b>Figure 13: hydrocarbures général .....</b>  | <b>27</b> |
| <b>Figure 14: Système hybride de production de biogaz à partir de bioréacteurs et d'un réacteur naturel souterrain dans un aquifère profond associé à un prisme d'accrétion.</b> | <b>27</b> |
| <b>Figure 15: Mud-logging Unit.....</b>  | <b>29</b> |
| <b>Figure 16: Piège à gaz (Dégazeur – Gas Trap) .....</b>  | <b>30</b> |
| <b>Figure 17: Principe d'un détecteur à ionisation .....</b>   | <b>30</b> |
| <b>Figure 18: Détecteur à ionisation de flamme - FID .....</b>   | <b>31</b> |
| <b>Figure 19: Détecteurs à conductivité thermique (TCD).....</b>   | <b>32</b> |

|  |    |
|--|----|
| Figure 20: Principe d'un détecteur a conductive thermique et a combustion catalytique .....        | 33 |
| Figure 21: Générateur d'hydrogène .....  | 34 |
| Figure 22: Schéma du système de distribution et d'analyse des gaz pendant le forage (GWD).....     | 34 |
| Figure 23: AIRMOVOC C6-C12Chromatographe en phase gazeuse .....                                    | 35 |
| Figure 24: Analyseur de gazBaseline 9100 : Chromatographe en phase gazeuse de haute précision..... | 35 |
| Figure 25: Colonne de chromatographe (DATALOG doc, 1999). .....                                    | 37 |
| Figure 26: Enregistrement graphique (chromatographe géoservice).....                               | 38 |
| Figure 27: Gas Log .....   | 40 |
| Figure 28: Wetness Ratio (Wh) .....  | 41 |
| Figure 29: Balance ratio(BH) .....   | 42 |
| Figure 30: Character Ratio (Ch.).....  | 42 |
| Figure 31: Méthode des gaz ratios (cas réel d'un puits en Algérie) .....                           | 44 |
| Figure 32: Méthode des gaz ratios (cas réel d'un puits en Algérie) .....                           | 44 |
| Figure 33: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz (Sonatrach, 2011, doc inédit) .....   | 45 |
| Figure 34: Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz (Sonatrach, 2011, doc inédit).....                | 45 |
| Figure 35: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 755 3330m a 3469m).....      | 48 |
| Figure 36: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 752 3364m a 3520m).....      | 50 |
| Figure 37: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 746 3342m a 3487m).....      | 52 |
| Figure 38: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 746 3487m a 3535m).....      | 54 |
| Figure 39: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 761 3300m a 3338m).....      | 56 |
| Figure 40: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 761 3340m a 3472m).....      | 58 |
| Figure 41: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 756 3438m a 3507m).....      | 60 |
| Figure 42: Classification individuelle basée sur Ch-Feuille:MD752.....                             | 67 |
| Figure 43:Classification basée uniquement sur wh-feuille:MD752 .....                               | 68 |

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Figure 44:Classification individuelle basée bh-feuille:MD752 .....</b>     | <b>69</b> |
| <b>Figure 45:Classification individuelle basée sur ch-feuille:MD747 .....</b> | <b>70</b> |
| <b>Figure 46:Classification basée uniquement sur Wh-feuille:MD747 .....</b>   | <b>71</b> |
| <b>Figure 47:Classification individuelle basée sur Bh-feuille:MD747 .....</b> | <b>72</b> |

**Liste De Tableaux :**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Tableau 1: Comparaison entre la GWD et d'autres techniques .....</b>   | <b>24</b> |
| <b>Tableau 2: Caractéristiques du méthane d'origine .....</b>   | <b>28</b> |
| <b>Tableau 3: Applications de l'analyse chromatographique pour la caractérisation en temps réel des formations pendant le forage.....</b> | <b>34</b> |
| <b>Tableau 4: rpresent le traitement de données d'analyses .....</b>  | <b>39</b> |
| <b>Tableau 5: Interprétation croisée du Wetness Ratio et du Balance Ratio .....</b>   | <b>43</b> |
| <b>Tableau 6: tableau montrant la comparaison entre les puits étudiés .....</b>   | <b>62</b> |

**List d'équations :**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Équation 1: Formule de validation de la qualité du gaz (GQC) .....</b> | <b>38</b> |
| <b>Équation 2: Formule du Wetness Ratio (Wh).....</b>                     | <b>40</b> |
| <b>Équation 3: Formule du Balance Ratio (Bh).....</b>                     | <b>41</b> |
| <b>Équation 4: Formule du Character Ratio (Ch) .....</b>                  | <b>42</b> |
| <b>Équation 5:Formule du Character Ratio (Ch) 2 .....</b>                 | <b>47</b> |
| <b>Équation 6: Formule du Wetness Ratio (Wh) 2.....</b>                   | <b>47</b> |
| <b>Équation 7: Formule du Rapport de Balance (Bh) 2 .....</b>             | <b>47</b> |

## ملخص:

تتناول هذه الدراسة تقنية Gas While Drilling (GWD) كأداة تحليل لحظي تعتمد على استخلاص الغازات المصاحبة لطين الحفر وتحليلها فوراً بهدف تقييم التكوينات الجيولوجية ورصد وجود الهيدروكربونات أثناء عمليات الحفر. تُستخدم في هذا الإطار تقنيات متقدمة مثل الكروماتوغرافيا الغازية وكواشف تأين اللهب (FID) والتحليل النظائري، ما يضمن دقةً وسرعةً في الحصول على البيانات اللازمة لاتخاذ القرارات الفورية في الحقل. طُبقت هذه المنهجية على عدة آبار (MD-755)، (MD-752)، (MD-746)، (MD-761)، (MD-756)، باستخدام ثلاثة مؤشرات تحليلية رئيسية هي نسبة الطابع (CH)، نسبة الرطوبة (Wh)، ونسبة التوازن (Bh)، لتمييز المراحل الغازية عن المراحل السائلة. أظهرت النتائج أن بعض الآبار، وعلى رأسها MD-755 و MD-752، تحتوي على فواصل إنتاجية مشبعة بالنفط أو المكتفات، بينما سجلت آبار أخرى مثل MD-761 مؤشرات على غاز جاف غير منتج، مما يؤكد فعالية تقنية GWD في تحديد المكامن الحاوية للهيدروكربونات بدقة أثناء الحفر.

**الكلمات المفتاحية:** (GWD) Gas While Drilling، التحليل اللحظي، الكروماتوغرافيا الغازية، الهيدروكربونات، المكامن.

## Résumé :

La présente étude examine la technique Gas While Drilling (GWD), un procédé d'analyse en temps réel reposant sur l'extraction des gaz contenus dans le fluide de forage et leur caractérisation instantanée afin d'évaluer les formations géologiques et de détecter la présence d'hydrocarbures durant les opérations de forage. S'appuyant sur des techniques de chromatographie en phase gazeuse, de détection par ionisation de flamme (FID) et d'analyse isotopique, ce protocole offre rapidité et fiabilité pour la prise de décision sur le terrain. Il a été mis en œuvre dans plusieurs puits (MD-755, MD-752, MD-746, MD-761, MD-756) à l'aide de trois indicateurs clairs : Character Ratio (CH), Wetness Ratio (Wh) et Balance Ratio (Bh), permettant de différencier phases gazeuses et liquides. Les résultats démontrent que des puits tels que MD-755 et MD-752 présentent des zones productives saturées en pétrole ou condensats, alors que d'autres, comme MD-761, révèlent un gaz sec non exploitable, confirmant ainsi l'excellence de la GWD pour l'identification précise des réservoirs hydrocarbonés en cours de forage.

**Mots-clés :** Gas While Drilling (GWD), chromatographie en phase gazeuse, FID, Character Ratio (CH), réservoirs

## Abstract:

This study investigates the Gas While Drilling (GWD) technique, a real-time analytical method based on extracting and characterizing the gases carried by drilling mud to assess geological formations and detect hydrocarbons during drilling operations. Employing gas chromatography, flame ionization detection (FID), and isotopic analysis, GWD delivers rapid

and reliable data for field decision-making. Applied to wells MD-755, MD-752, MD-746, MD-761, and MD-756, the approach uses three key ratios—Character Ratio (CH), Wetness Ratio (Wh), and Balance Ratio (Bh)—to distinguish between gas and liquid phases. Findings indicate that wells MD-755 and MD-752 host productive zones rich in oil or condensates, whereas MD-761 yields non-productive dry gas, underscoring GWD's effectiveness in accurately identifying hydrocarbon-bearing reservoirs during drilling.

**Keywords:** Gas While Drilling (GWD), gas chromatography, FID, Character Ratio (CH), reservoirs.

# Introduction Générale

## **I. Introduction**

La caractérisation des gaz naturels joue un rôle fondamental dans l'exploration et la production des hydrocarbures. Ces gaz, qu'ils soient thermogéniques, biogéniques, volcaniques ou dissous dans les eaux souterraines, constituent des indicateurs clés des processus géologiques et des conditions des réservoirs. Leur étude permet une meilleure compréhension de l'origine des hydrocarbures et contribue à l'optimisation des stratégies d'exploitation et de gestion des ressources. Dans ce cadre, les techniques de forage représentent un pilier central de l'industrie pétrolière et gazière, car elles permettent un accès direct aux formations géologiques profondes et fournissent une grande quantité de données sur la géologie, la lithologie et le contenu fluide des couches traversées. Ainsi, le forage devient non seulement un outil mécanique d'extraction, mais aussi une plateforme avancée de collecte de données géoscientifiques en temps réel. L'importance de ce domaine s'accroît avec l'intégration de l'intelligence artificielle, qui, grâce à des algorithmes d'apprentissage automatique, permet de traiter de grandes quantités de données en temps réel, d'identifier des anomalies et des signatures spécifiques des gaz, de prédire la présence de gisements à fort potentiel en intégrant des données géologiques, géochimiques et géophysiques, et de fournir des recommandations opérationnelles instantanées. Le rôle de l'IA dépasse le simple soutien à la technologie Gas While Drilling (GWD) pour s'étendre à d'autres applications stratégiques, telles que l'utilisation d'équipements intelligents au fond des puits, l'optimisation des systèmes d'injection, la surveillance automatisée de l'intégrité des pipelines, la maintenance prédictive des installations, ainsi que le contrôle intelligent et continu des opérations de fracturation hydraulique. Toutefois, les méthodes traditionnelles de caractérisation des gaz présentent encore des limites importantes, telles que des délais d'analyse, des coûts élevés, et l'absence de représentation en temps réel des conditions réelles du sous-sol, ce qui limite leur efficacité dans des environnements dynamiques. C'est dans ce contexte que la technologie GWD se distingue, en permettant l'analyse directe des gaz lors du forage, offrant ainsi une détection instantanée des variations de composition, une compréhension plus fine des formations géologiques, et une prise de décision rapide et adaptée, notamment dans les contextes géologiques complexes. Cette étude vise ainsi à identifier les types de gaz présents dans les formations géologiques, tels que les gaz thermogéniques, biogéniques ou volcaniques, et à caractériser leurs propriétés physico-chimiques à travers l'analyse de leur composition, leurs rapports isotopiques, leur densité, ainsi que les conditions de pression et de température. La méthodologie adoptée repose sur la collecte et l'analyse des gaz extraits en temps réel via la technologie GWD, leur traitement à l'aide de logiciels spécialisés, et la comparaison avec les résultats des méthodes classiques afin d'évaluer la précision, la rapidité et la fiabilité des données obtenues.

**Chapitre I**

**Généralité**



## Généralité du champ de Hassi Messaoud

### **I. Généralité:**

#### **I.1. Géologie régional de Sahara algérienne :**

L'histoire géologique des bassins sédimentaires algériens s'inscrit dans le processus de géodynamique globale de la tectonique des plaques qui a structuré l'Algérie en deux domaines:

- au nord, l'Algérie alpine.
- au sud, la Plate-forme saharienne.

#### **I.2. Contexte géologique de La plate forme saharienne :**

La plate-forme saharienne est une région très vaste et stable qui a été modelée dès le Paléozoïque, elle englobe certains nombres des bassins répartis dans trois provinces sont :

##### **I.2.1. La province occidentale :**

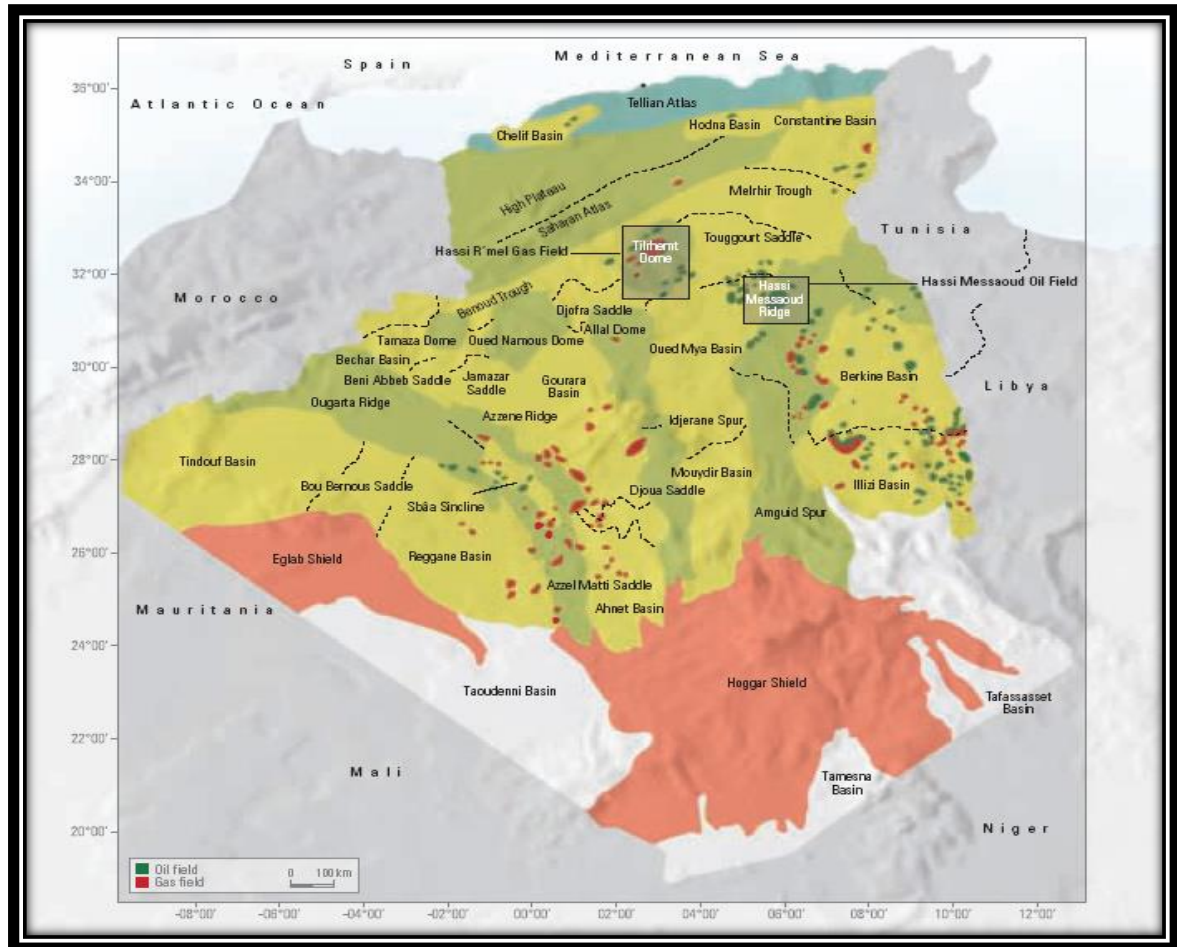
Comprend les bassins de Béchar, Tindouf, Reggane, Ahnet, Mouydir, Timimoun et Sbaa

##### **I.2.2. La province triasique :**

- La voûte de Tilhemt et le haut fond de Talemzane.
- Le système structural de Djemaa-Touggourt.
- Le mole de Dahar.
- Le haut fond d'El Biod.

##### **I.2.3. La province orientale :**

Et compose par les bassins d'illizi et Ghadamès séparée par le môle d'Ahara.



*Figure 1: Distribution des bassins sédimentaires Algériens*

## II. `Cadre géologique local

### II.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi-Messaoud est situé dans le bassin d'Oued Mya au Nord du Sahara à 950 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km<sup>2</sup> de la frontière tunisienne. Il s'étend sur une superficie de 1600 Km<sup>2</sup>. Ce gisement se caractérise par la formation Cambro-ordovicien est :

- Sa profondeur entre 3000m et 3500m,
- Son épaisseur environ de 200m,
- La légèreté de son huile (API = 45.04),
- Sa pression initiale est de 482 Kf/cm<sup>2</sup>, pour un point de bulle entre 140 et 200 Kf/cm<sup>2</sup>.
- Le réservoir d'huile est constitué de 4 couches qui sont par ordre croissant de leur profondeur : le Ri, Ra, R2 et R3.

### **II.1.1. Historique de recherche :**

Le 16 janvier 1956 la SN. REPAL a amorcé le premier forage MD1 implanté à la suite d'une campagne de sismique réfraction, non loin du puits chamelier de Hassi-Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a mis en évidence dans les grés du Cambrien à la profondeur 3338 m une importante accumulation d'huile.

En mai 1957, le forage OM1 foré dans la concession Nord du champ de Hassi-Messaoud à 7 Km au NNW de MD1 par la compagnie française des pétroles (CFP (A)) confirmait la présence d'un grand gisement d'huile dans les grés Cambrien.

### **II.1.2. Zonation du champ de Hassi Messaoud :**

Actuellement le champ est divisées en 25 zones de production, selon sa pression de gisement, Les zones sont Relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux.

Certaines zones ont des limites parfaitement en accord avec la structure du champ, quelques limites de zones paraissant moins clairement définies du point de vue géologique.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes :

- Le champ Nord regroupe les puits : Omm13, Omn25, Omo14, Omp17, Omj11, Omk20, Oml65, Oni45, Onm43.
- Le champ Sud regroupe les puits MD, la numérotation est chronologique

Par exemple : MD1, MD2, MD3, MD4....

C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique

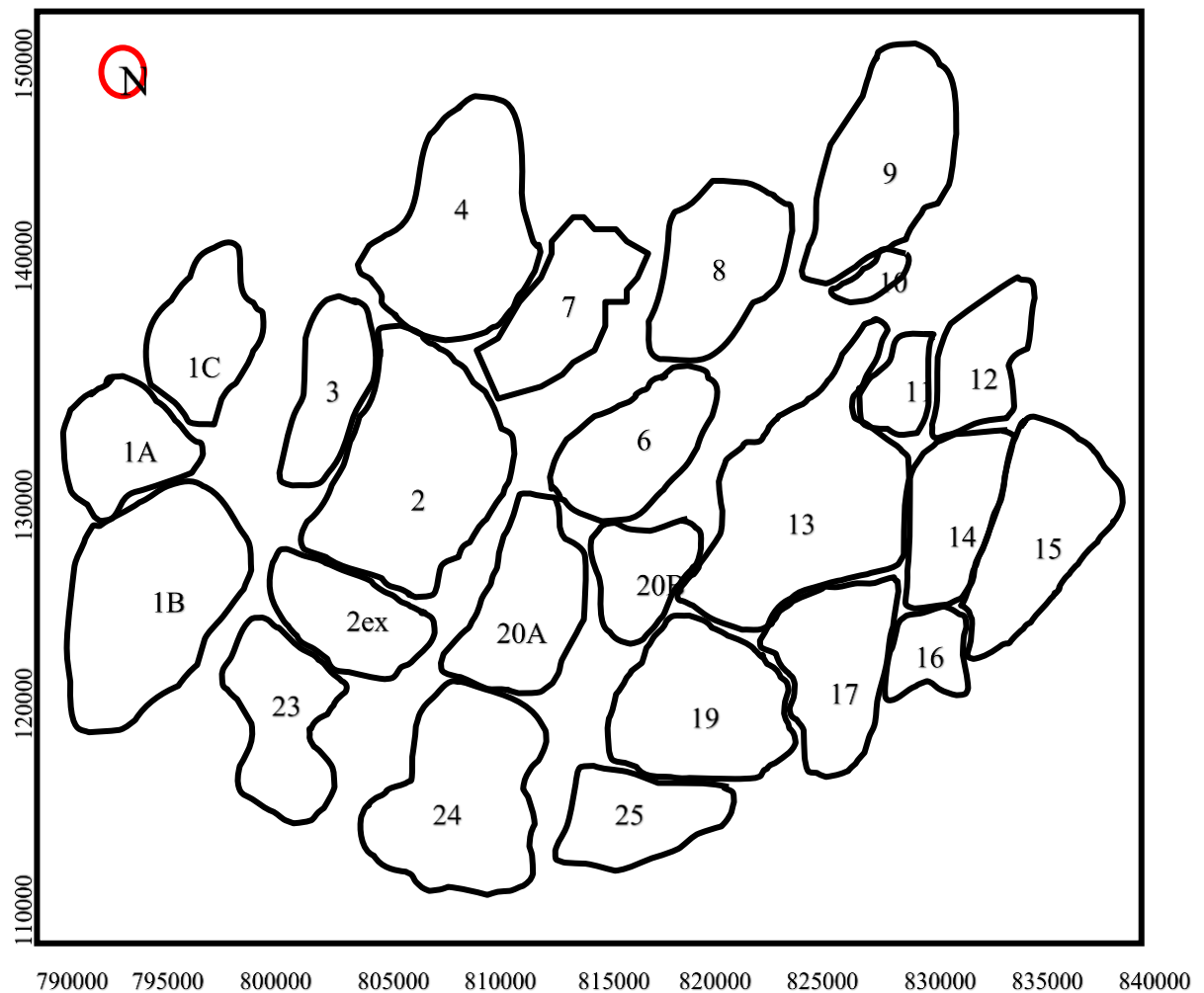
#### **Par exemple Omn25:**

**O** : permis d'Ouargla.

**m** : carrée de 1600km<sup>2</sup>.

**n** : carrée de 100km<sup>2</sup>.

**2** : abscisse, **5** : ordonnée.



**Figure 2: Zonation du champ de Hassi Messaoud**

### **II.1.3. Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud :**

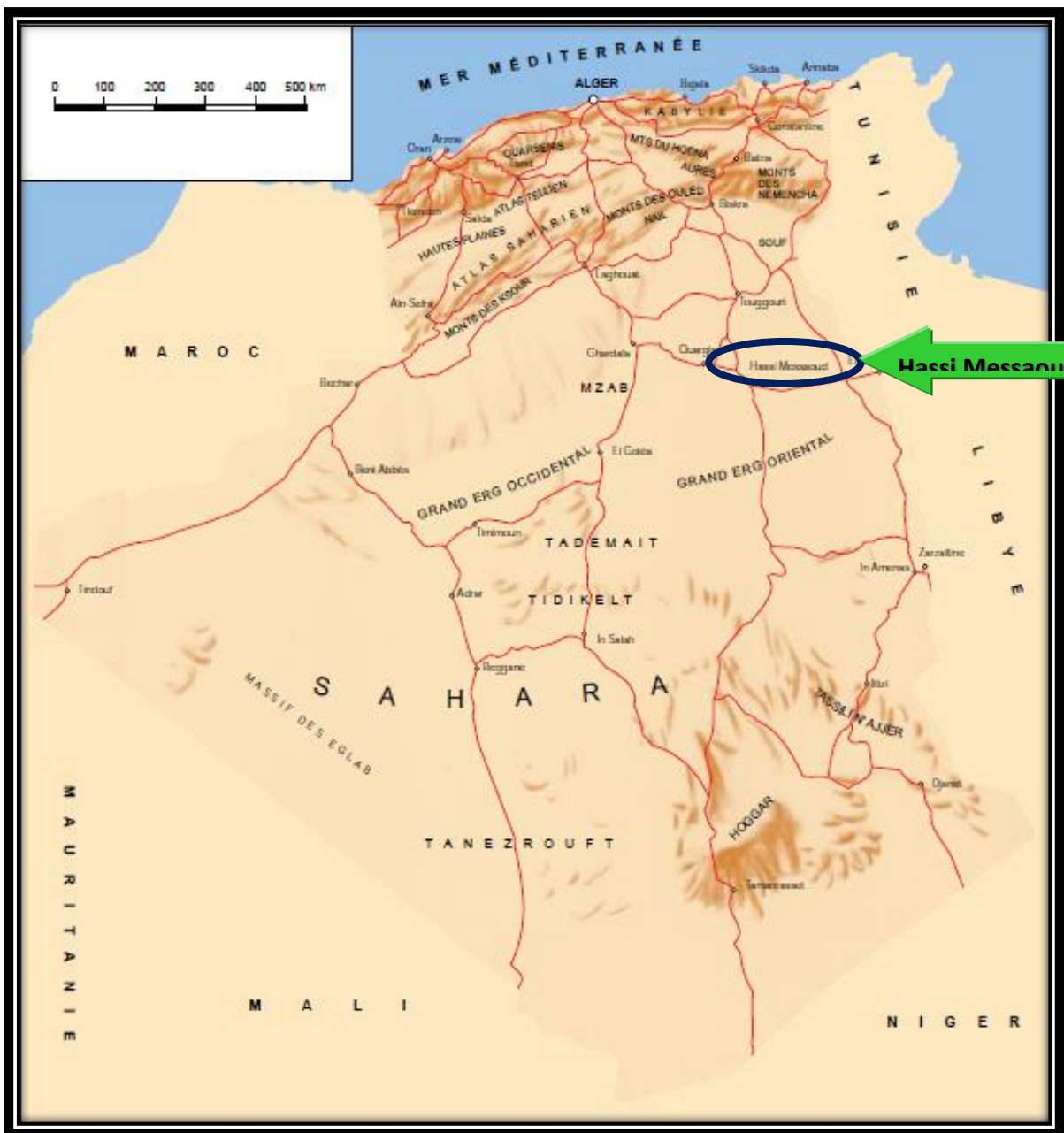
Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord Est du Sahara Algérien, à 850KM au Sud Est d'Alger et 350KM de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 KM<sup>2</sup>, Avec une surface imprégnée d'environ 1600 KM<sup>2</sup>, il est limite au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et a l'Ouest par Ouargla, et a l'Est par El Bourma.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

**X= 790.000 - 840.000 Est.**

**Y=110.000-150.000Nord.**

Il est encadré par les latitudes 31°.30'et 32°.00' et les longitudes 5°.40'et 6°.20'.



*Figure 3: Zonation du champ de Hassi Messaoud*

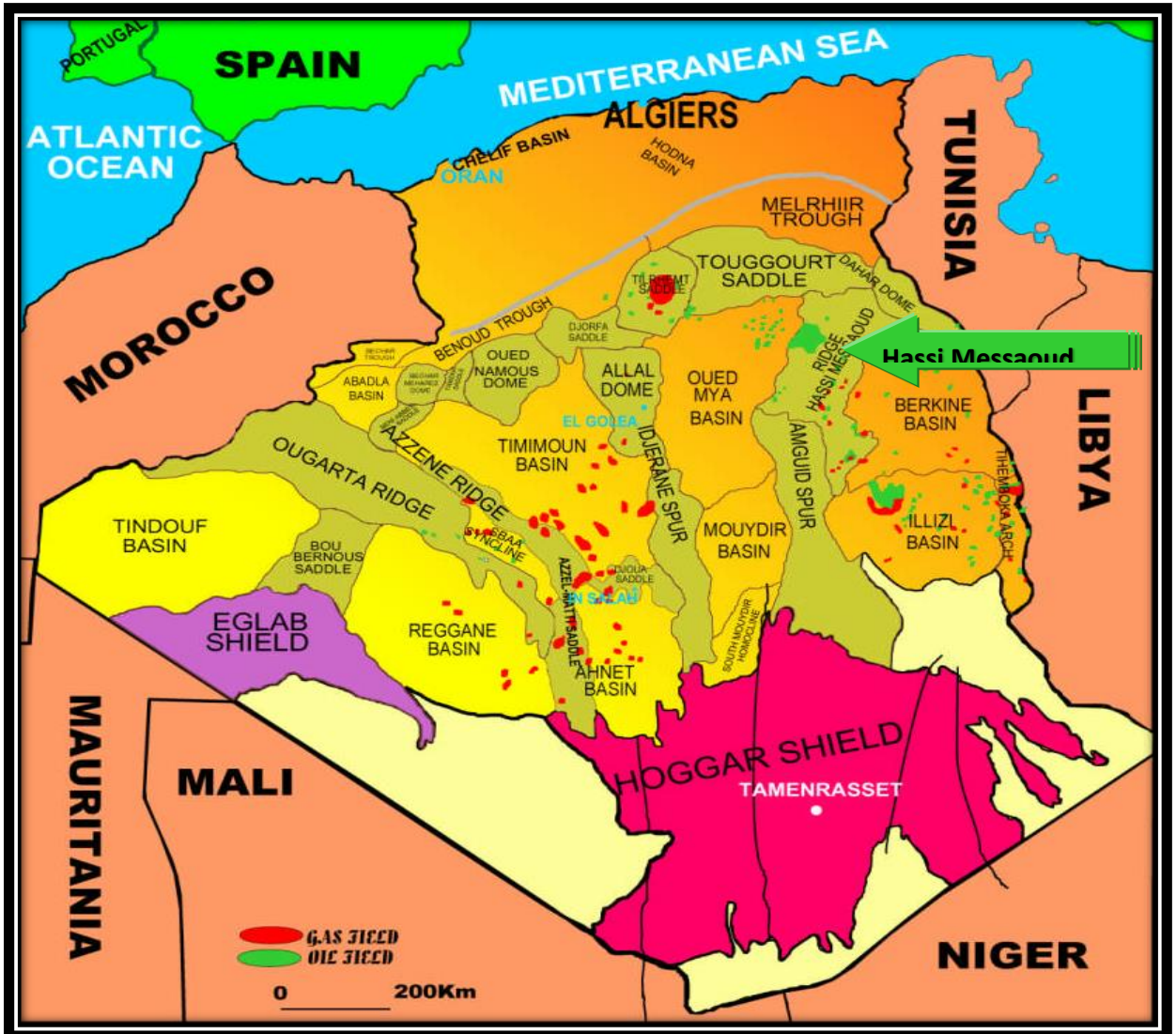
## II.2. Géologies locales du champ de Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étende sur près de 2200 km<sup>2</sup> de superficie, Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

**Géologiquement, il est limité :**

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.



*Figure 4: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud*

### **II.3. Hydrogéologie du champ de Hassi Messaoud :**

Les richesses souterraines de la région ne se limitent pas qu'aux hydrocarbures exploitées au niveau du Sahara algérien en particulier à Hassi Messaoud, Hassi R'mel et Hassi Berkine. Cette région est aussi riche avec les ressources stratégiques en eau souterraines. Les aquifères de Hassi Messaoud font partie du grand système des aquifères du Sahara septentrional. Le système aquifère de Sahara septentrional est partagé entre l'Algérie, la Libye et la Tunisie. Il renferme des ressources d'eau considérables. Ce système recouvre une étendue

de plus d'un (1) million de Km<sup>2</sup> dont 70 % se trouvent en Algérie, près de 8 % en Tunisie et 20 % en Libye.

Dans le Sahara algérien, les formations détritiques et carbonatées du Mésocène-Cénozoïque constituent les aquifères exploités pour les différents besoins en eau domestique, agricole et industrielle.

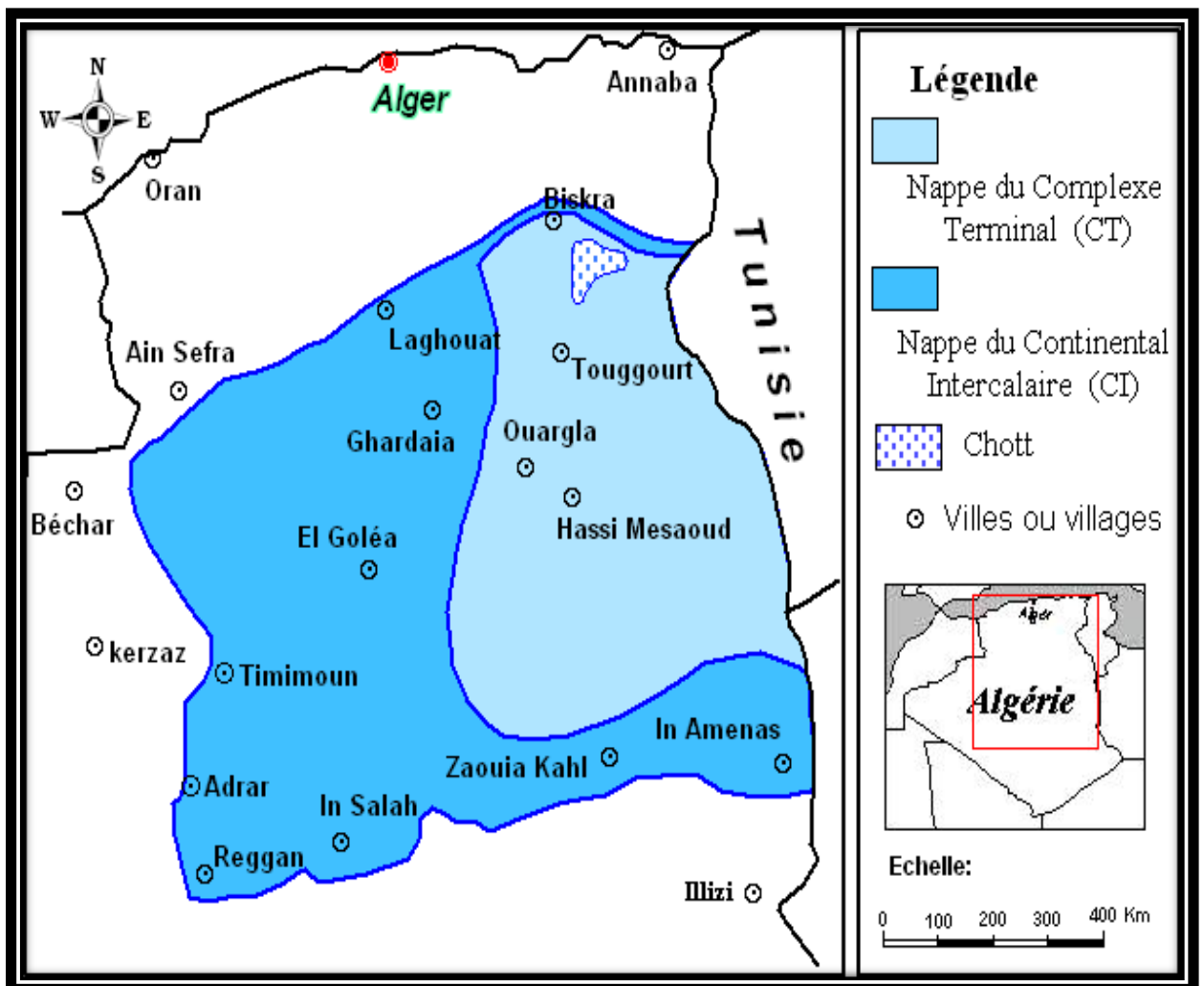
La région de Hassi Messaoud comporte deux principaux aquifères à savoir :

- **La nappe du Complexe Terminal (C.T) :**

Elle regroupe les aquifères du Mio-Pliocène, de l'Eocène et du Sénonien carbonaté.

- **La nappe du Continental Intercalaire (C.I) :**

Elle se présente comme un aquifère multicouche de l'Albien, Barrémien et Néocomien.



*Figure 5: Aquifères du Sahara septentrional*

## II.4. Lithostratigraphie du champ de Hassi Messaoud :

### II.4.1. Cénozoïque :

#### A. Mio-Pliocène : (e = 240 m).

Constitué par :

- sable blanc avec fines passées d'argile brun rouge, tendre à pâteuse,
- calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore,
- marne gris-brun, fortement sableuse.

Ces terrains formant un recouvrement continental essentiellement sableux, se sont mis en place par l'intermédiaire de chenaux (grande disparité de leur granulométrie horizontale et verticale). Ils sont non consolidés et leur porosité est très importante ce qui entraîne des pertes partielles ou totales et des risques d'éboulement lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène par une surface d'abrasion.

#### B. Eocène : (e = 120 m).

Constitué de :

- argile brun-rouge, fortement sableuse,
- marne et fines passées d'anhydrite blanche,
- calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

Le tertiaire renferme un complexe aquifère d'eau potable.

### II.4.2. Mésozoïque :

#### A. Crétacé :

##### A.1. Sénonien : constitué de deux niveaux :

- **Carbonaté** : (e = 107 m). Il est constitué de calcaire dolomitique avec de fines passées d'anhydrite.
- **Lagunaire** : niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire :

La première **Anhydritique**, d'une épaisseur moyenne de 219 m, est composée d'anhydrite blanche, cristalline, de dolomie moyennement dure, de marne et de calcaire argilo dolomitique.

La deuxième **Salifère**, d'une épaisseur moyenne de 140 m, est constituée de sel massif à traces

d'anhydrite.

- A.2. Turonien :** (e = 70 à 120 m). Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux.
- A.3. Cénomaniens :** (e = 145 m). Constitué par une alternance d'anhydrite et d'argile rouge, de marne grise et de dolomie.
- A.4. Albien :** (e = 350 m). Il est représenté par des grès et sables fins avec intercalations d'argiles silteuses.
- A.5. Aptien :** (e = 25 m). Représenté par deux bancs de dolomie cristalline encadrant un niveau argileux.
- A.6. Barrémien :** (e = 280 m). Représenté par des grès fins carbonatés alternant avec des niveaux d'argiles et grès dolomitiques.
- A.7. Néocomien :** (e = 180 m). Représenté par de la dolomie microcristalline, des marnes et des argiles avec de fines passées de grés.

## **B. Jurassique :**

- B.1. Malm :** (e = 225 m). Représenté par des dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs calcaires et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.
- B.2. Dogger :** Représenté par deux niveaux :
  - **Argileux :** (e = 105 m). Argiles silteuses, marnes dolomitiques à fines passées grés.
  - **Lagunaire :** (e = 210 m). Anhydrite, dolomie argileuse, marne.
- B.3. Lias :** (e = 300 m). Il est représenté par cinq niveaux :
  - **LD1 :** dolomie grise, dure, anhydrite blanche avec parfois des passées d'argiles silteuses, (e = 65m).
  - **LS1 :** bancs de sels et argiles avec des passées d'anhydrite blanche, (e = 90 m).
  - **LD2 :** dolomies massives, microcristalline à quelques passées marneuses renfermant des eaux chlorurées calciques, (e = 55 m).
  - **LS2 :** Sel massif, blanc, translucide avec des intercalations argilo-salifère, (e = 60 m).
  - **LD3 :** marnes à passées dolomitiques, (e = 30 m).

## C. Trias :

Représenté par quatre niveaux :

### C.1. Salifère : subdivisé en trois horizons.

- **TS1** : Ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique, (e = 46 m).
- **TS2** : Sel massif à intercalations d'anhydrite blanche et d'argiles gypsifères silteuses, (e = 189 m).
- **TS3** : Sel massif à traces d'argiles silteuses, tendres, (e = 202 m).

Les horizons TS2 et TS3 sont le siège de manifestations d'argiles fluentes.

### C.2. Argileux : Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et Anhydritique avec des intercalations de banc de sel au sommet, (e = 113 m).

### C.3. Gréseux : Grés fins à ciment argileux, (e = 35 m).

### C.4. Éruptif : Andésites altérées alternant avec des argiles ( $0 < e < 92$ m) reposant par l'intermédiaire d'une discordance (hercynienne) sur les terrains du Primaire.

Les terrains du Trias argilo-gréseux (TAG) sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position ou l'on se trouve sur le champ.

Le Trias repose en discordance directement sur le Cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien au niveau des zones périphériques.

## II.4.3. Paléozoïque :

**A. Ordovicien** : Dans sa représentation la plus complète il est constitué de quatre termes:

### A.1. Les quartzites d'Hamra : (e = 12 à 75 m). Quartzites localement grossières présentant parfois des intercalations argileuses.

### A.2. Les grés d'El Atchane : (e = 25 m). Grés fins à ciment argileux, bitumineux.

### A.3. Les argiles d'El Gassi : (e = 50 m). Argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires.

### A.4. Zone des Alternances : (e = 20 m). Argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grés moyens à fins.

**B. Le Cambrien** : Essentiellement constitué de grés hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés, ces matériaux dites Grés de Messaoud. On y distingue trois lithozones; R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

**C. L'infracambrien** : Unité géologique la plus ancienne reconnue au Nord de la

structure par le forage Omg47 à une profondeur de 4092 m. Il est composé de grés argileux de couleur rouge, (e = 45 m).

#### **II.4.4. Le Socle :**

Rencontré aux environs de la profondeur de 4000 m, il est constitué de granite porphyroïde de couleur rose à deux micas.

| ERE                  | SYST                               | ETAGES                             |                      | Ep moy  | DESCRIPTION   |
|----------------------|------------------------------------|------------------------------------|----------------------|---|---|
| CENO-ZOIQUE          | NEOGENE                            | MIO-PLIOCENE<br>discordance alpine |                      | 240   | Sable, calcaire, marne sableuse                                     |
|                      |                                    | EOCENE                             |                      | 120   | Sable, calcaire à silex   |
| MESOZOIQUE           | CRETACE                            | SENONIEN                           | CARBONATE            | 107   | Calcaire, dolomie, anhydrite  |
|                      |                                    |                                    | ANHYDRITIQUE         | 219   | Anhydrite, marne, dolomie   |
|                      |                                    |                                    | SALIFERE             | 140   | Sel massif et traces d'anhydrite                                    |
|                      |                                    | TURONIEN                           | 90                   | Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux                     |   |
|                      |                                    | CENOMANIEN                         | 145                  | Anhydrite, marne, dolomie   |   |
|                      |                                    | ALBIEN                             | 350                  | Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse                   |   |
|                      |                                    | APTIEN                             | 25                   | Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire                  |   |
|                      |                                    | BARREMIEN                          | 280                  | Argile, grés, dolomie   |   |
|                      |                                    | NEOCOMIEN                          | 180                  | Argile, marne, dolomie, grés  |   |
|                      | JURASSIQUE                         | MALM                               |                      | 225   | Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite                 |
|                      |                                    | DOGGER                             | ARGILEUX             | 105   | Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés       |
|                      |                                    |                                    | LAGUNAIRE            | 210   | Anhydrite, marne dolomitique, marne grise                           |
|                      |                                    | LIAS                               | L.D 1                | 65  | Dolomie, anhydrite, argile  |
|                      |                                    |                                    | L.S 1                | 90  | Alternances sel, anhydrite et argile                                |
|                      |                                    |                                    | L.D 2                | 55  | Anhydrite et dolomie cristalline                                    |
|                      |                                    |                                    | L.S 2                | 60  | Alternances sel et argile   |
|                      |                                    |                                    | L.D 3                | 30  | Alternances de dolomie et de marne                                  |
|                      |                                    | TRIAS                              | SALIFERE             | TS 1  | 46  |
|                      | TS 2                               |                                    |                      | 189   | Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère         |
|                      | TS 3                               |                                    |                      | 202   | Sel massif et traces d'argile                                       |
|                      | ARGILEUX                           |                                    | 113                  | Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite |   |
|                      | GRESEUX                            |                                    | 35                   | Grés, argile  |   |
|                      | ERUPTIF<br>discordance hercynienne |                                    | 0.92                 | Andésites altérées  |   |
|                      | PALEOZOIQUE                        |                                    | ORDOVICIEN           | QUARTZITES D'EL HAMRA   | 75  |
|                      |                                    | GRES D'EL ATCHANE                  |                      | 25  | Grés fins à ciment argileux, bitumineux                             |
|                      |                                    | ARGILES D'EL GASSI                 |                      | 50  | Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes |
| ZONE DES ALTERNANCES |                                    | 20                                 |                      | Alternance de grés et argile. Présence de tigillites                |   |
| CAMBRIEN             |                                    | Ri                                 | 50                   | Grés isométriques, fins, silteux                                    |   |
|                      |                                    | Ra                                 | 120                  | Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts         |   |
|                      |                                    | R2                                 | 100                  | Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique                 |   |
|                      |                                    | R3                                 | 300                  | Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse                    |   |
| INFRA-CAMBRIEN       |                                    | 45                                 | Grés argileux rouges |   |   |
| S O C L E            |                                    |                                    |                      |   | Granite porphyroïde rose  |

Figure 6: La colonne Lithostratigraphie du champ de Hassi Messaoud

## **II.5. Intérêt pétrolier:**

### **II.5.1. Roche mère :**

**A. Silurien :** Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne.

Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m.

La matière organique est de nature amorphe. La présence de **Tasmanacés** confirme l'origine marine de cette matière et son apport pétrolier est évident.

Actuellement, on peut dire qu'après la dis-migration des hydrocarbures générés au paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé suite à la diminution de la subsidence.

Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'Ouest (dans le bassin d'Oued Mya), au Sud-ouest (bassin de Mouydir) et à l'Est (bassin de Berkine).

### **II.5.2. Roches couvertures :**

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d'évaporites d'âges triasiques ou jurassiques.

### **II.5.3. Pièges :**

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler.

A.PERRODON, 1985. Il existe trois types de pièges :

**A. Pièges structuraux :** Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou pièges par failles.

**B. Pièges stratigraphiques :** C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable telque les lentilles gréseuses, les biseaux etc.

**C. Pièges mixtes :** Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de HMD (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne).

Au niveau du bassin d'Oued Mya et le Nord-est de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

### **II.5.4. Migration des hydrocarbures :**

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins, Ghadamès et Illizi à l'Est et Oued Mya à l'West.

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien,

en suite à travers les niveaux gréseuse triasique au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up dip) au Nord et NW par rapport au chemin de migration.

#### **II.5.5. Descriptions des réservoirs du champ de Hassi Messaoud**

Le réservoir principal du gisement de Hassi-Messaoud est hétérogène, discontinu et anisotrope. Cette anisotropie est marquée essentiellement par les silts. Ces passées de silts imperméables peuvent en fonction de leur étendue constituer des barrières à la ségrégation de fluides. Leur étendue, leur épaisseur, leur localisation et leur densité dans la série du Cambrien Ra feront l'objet de la corrélation présentée. **S. MEKMOUCHE, « Description du Réservoir de Hassi-Messaoud ».Forum Stimulation SH/DOWELL, Hassi-Messaoud 1994.**

On y distingue quatre (04) lithozones :

**A. Lithozone R3 :** Son épaisseur moyenne est de 370m.

Il se compose de grés feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grés ferrugineux et d'argile silteuse.

**B. Lithozone R2 :** Son épaisseur moyenne est de 100m.

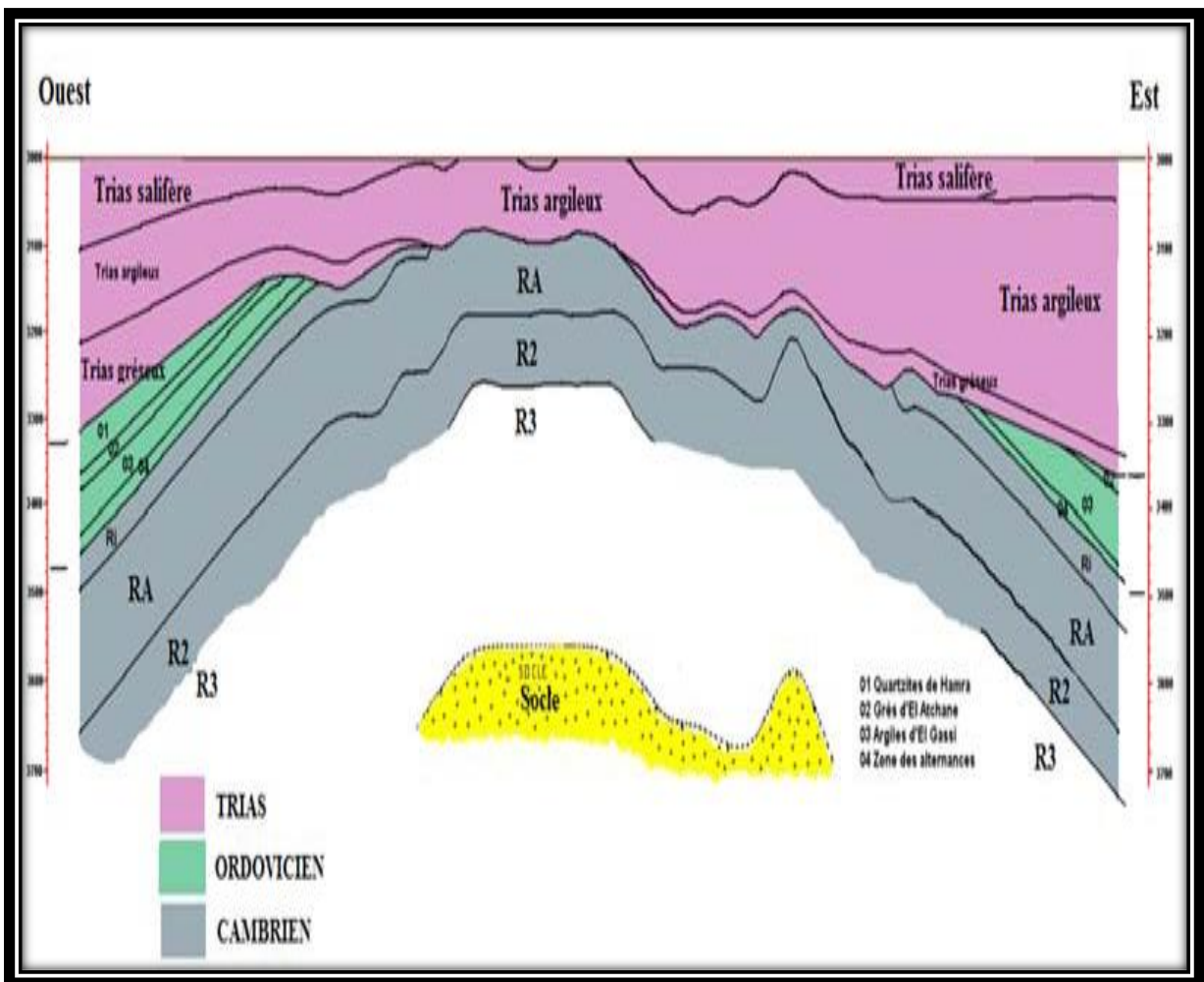
Il se compose de grés moyens à grossiers micacés, mal classés à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

**C. Lithozone Ra :** Son épaisseur moyenne est de 125m.

Il se compose de grés à grés quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les **tigillites** sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

**D. Lithozone Ri :** Son épaisseur moyenne est de 42m.

Il se compose de grés quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillite.



*Figure 7: La colonne Lithostratigraphie du champ de Hassi Messaoud*

## II.6. Cadre tectonique et structurale

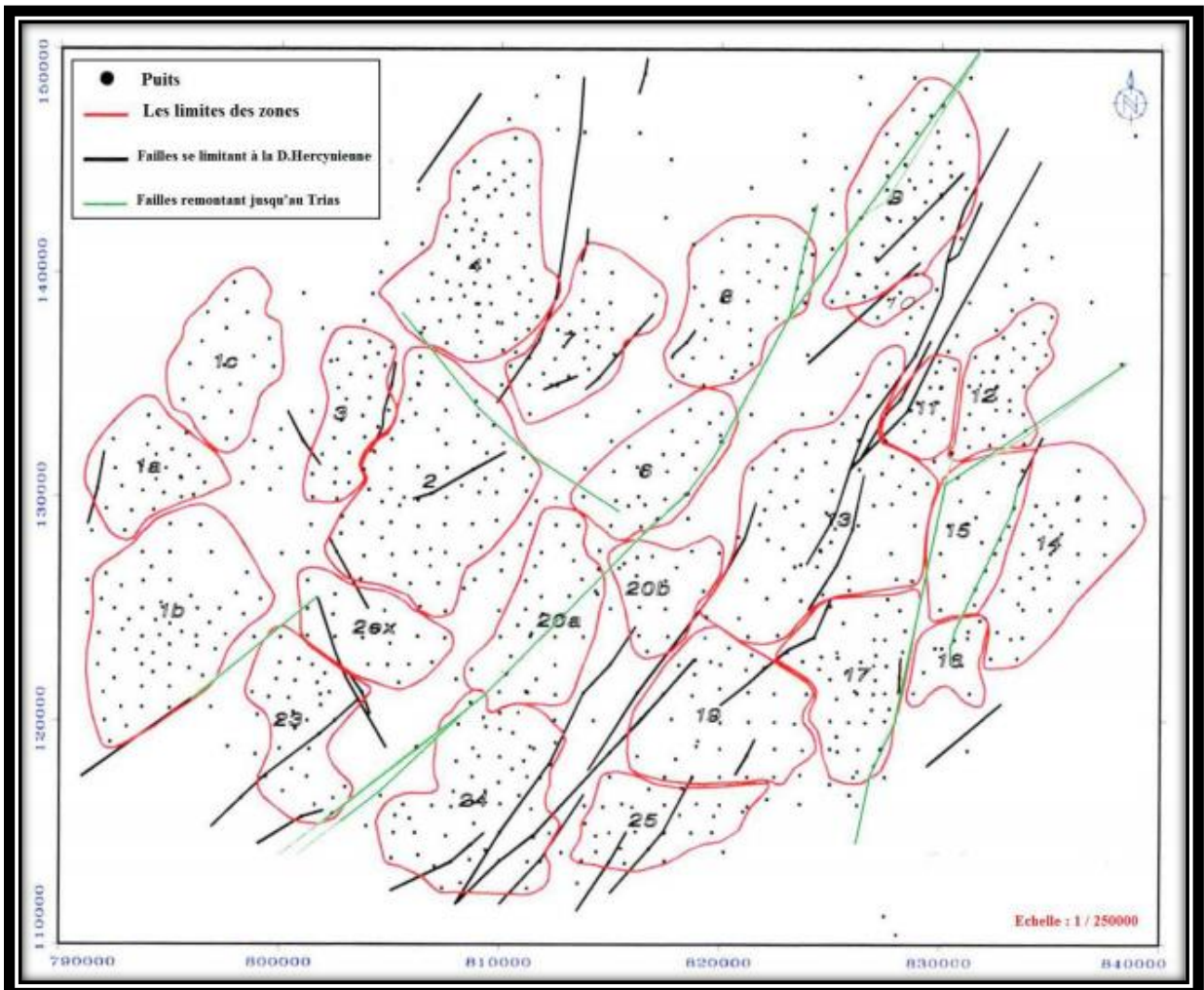
### II.6.1. Tectonique du champ de Hassi-Messaoud:

Elle est caractérisée par des compressions provoquant une tectonique cassante, représentée par des failles majeures verticales. Ces dernières sont décalées par un réseau de failles de direction NE-SW à déplacement dextre, et de direction NW-SE à déplacement sénestre. Ce système de faille a été interprété par **BALL(1980)** comme résultant du mouvement de rencontre de deux blocs continentaux rigides : le craton Ouest-Africain et le môle est-saharien.

Les mouvements sont responsables des principaux axes structuraux de la plate forme saharienne et de son individualisation en bassins sédimentaires (**Sonatrach, 1975**).

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, de direction générale NE-SW. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de directions subméridiennes N.NE - S.SW ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction NW-SE, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir. (**Structure et fracturation du champ de Hassi Messaoud, M.Ruhland, J.Thouvenin, 1971**).



*Figure 8: La colonne Lithostratigraphie du champ de Hassi Messaoud*

## II.6.2. Structuration du champ de Hassi-Messaoud :

L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement comme suit :

### A. Structuration anté-Triasique :

#### A.1. Phase panafricaine :

C'est une phase compressive de direction E-W, due a une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique provoquant une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions NE-SW, NW-SE suivie d'une érosion intense

qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface de **pédiplanation** appelée surface infra-tassilienne. Cette pédiplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara.

Des mouvements distensifs de directions NW-SE interviennent au Cambro-ordovicien qui est à l'origine de l'étirement de la croûte continentale suivie d'une subsidence tectonique et plus tard thermique ; cette distension provoque un jeu de faille normale (NE-SW) préexistant dans le socle accompagnée de volcanisme.

**A.2. Phase Eo-Calédonienne précoce ou phase Anté-tramadocienne :**

Datée d'environ 500 millions d'années, cette phase est marquée par la transgressivité des grés isométriques (Ri) connus sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra).

Une structure Tardi-Cambrienne s'est produite avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction NE-SW et accompagnée de volcanisme.

**A.3. Phase calédonienne:**

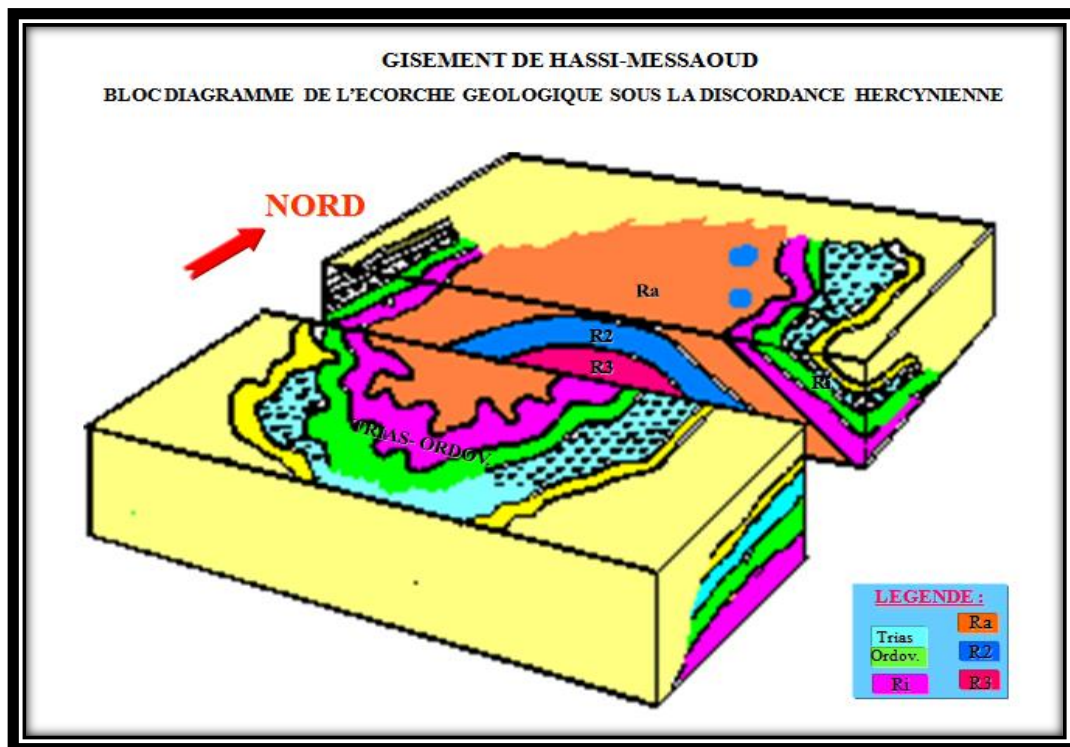
Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. A noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion hercynienne du fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro-ordovicien. Cette phase aurait débutée au Silurien ou au Dévonien inférieur.

**A.4. Phase hercynienne :**

Datée de 225 à 280 Ma, cette phase est responsable d'un grand bombement de direction NE-SW accompagnée du jeu de failles de même orientations, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre. (Horst, Graben).

On marque une érosion de toute la couverture Paléozoïque à l'aplomb du gisement et par la disposition radiale de grandes vallées de creusement.

On peut dire qu'au cours de cette phase, on assiste à un serrage de direction NW-SE, c'est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs.



*Figure 9: La Discordance de phase hercynienne*

## **B. Structurations Post-triasique :**

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu'à 50 à 100 m de fermeture structurale (2950-3050 m). Ces déformations s'accompagnent.

D'un basculement vers le NW d'environ 200 m entre la partie SE et NW; ce basculement a eu lieu au Mésozoïque. La fermeture NS est beaucoup plus importante que la fermeture WE et pourrait être due aux mouvements d'âge éocène qui est une phase tectonique atlasique avec une direction de compression NNW-SSE.

### **B.1. Phase autrichienne :**

Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement EW, elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué.

Elle est presque synchrone de la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé.

### **B.2. Phase Atlasique :**

C'est une phase dont la compression est de direction NNE-SSW, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

### C. Structuration actuelle :

Cette structuration montre une fermeture de 300 m entre les bordures et le top du gisement, elle est compressive à raccourcissement NS, elle a subit un faible réajustement épirogénique. Cette dernière a un allongement général NE-SW, et montre des culminations locales d'amplitude de l'ordre de la centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas 70 à 80 mètres.









| ERE         |             | EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE | NOM DES PHASES  | NATURE ET DIRECTION DES PHASES  | EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES  |
|-------------|-------------|--------------------------------|---|---|--|
| CENOZOIQUE  | NEOGENE     | MIOCENE                        | ALPIN TARDIF<br>TERTIAIRE TARDIVE N.O 60  |  N.O. 60         | Jeu en compression des accidents N.O 60  |
|             | PALEOGENE   | EOCENE                         | ALPIN MOYEN<br>EOCENE N.160   |  N. 160          | Jeu en compression des accidents N. 160 et création de nouvelles structures                            |
| MESOZOIQUE  | CRETACE     |                                | PHASE AUTRICHIENNE<br>(ALPINE PRECOCE)  |  N.O 90          | Jeu en inverse sur les accidents N.O 90  |
|             | JURASSIQUE  |                                |   |   |  |
|             | TRIAS       |                                |   |   |  |
| PALEOZOIQUE | PERMIEN     |                                | PHASE HERCYNIENNE TARDIVE   |  N. 120        | Jeu en inverse sur les failles NE - SW   |
|             | CARBONIFERE | VISIEN                         | PHASE HERCYNIENNE PRECOCE   |  N.O 40        | Jeu en inverse sur les failles NW - SE   |
|             | DEVONIEN    | Supérieur                      | PHASE FRASNIENNE  |  N . W - S . E | Jeu en failles normales sur les failles NE - SW (Variation de faciès et d'épaisseur)<br>( Volcanisme ) |
|             |             | Moyen                          |   |   |  |
|             |             | Inférieur                      |   |   |  |
|             | SILURIEN    |                                | PHASE CALEDONIENNE  |  E . W ??     | Jeu en inverse sur les failles N - S<br>( Erosion sur les môles sub-méridien "Tihemboka" )             |
|             | ORDOVICIEN  |                                |   |   |  |
| CAMBRIEN    |             | PHASE PANAFRICAINE TARDIVE     |  E . W | Tectonique cassante réseau NE-SW et NW-SE<br>( Caractérisation du sahara central )                |  |

Figure 10: La Discordance de phase hercynienne

# Chapitre II

## I. Fondamentaux

### I.1. Définition et fonctionnement de la GWD :

La technique d'analyse des gaz pendant le forage (Gas While Drilling - GWD) est une méthode d'analyse des gaz en temps réel, ces gaz étant ceux qui remontent à la surface lors des opérations de forage. Cette technique a pour objectif de détecter, identifier et quantifier les gaz présents dans les formations géologiques traversées par le trépan de forage.

Le principe de base repose sur l'extraction continue des gaz contenus dans la boue de forage (drilling mud) lors de sa remontée à la surface. Ces gaz sont ensuite captés, analysés et interprétés à l'aide de capteurs et de systèmes d'analyse variés.

La méthode GWD se distingue des techniques traditionnelles telles que le carottage ou l'échantillonnage différé, par sa capacité à fournir des données instantanées, ce qui constitue un avantage majeur pour une prise de décision rapide directement sur le site de forage.

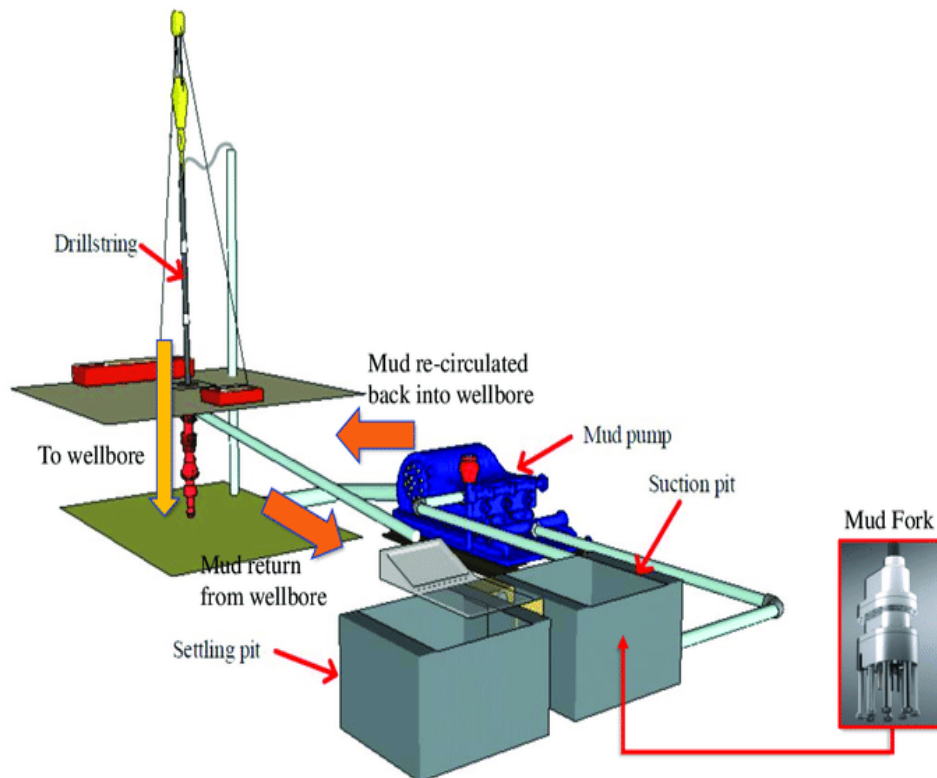


Figure 11: Schéma du circuit de boue pour le forage de puits

## I.2. Différences de collecte et d'analyse des gaz :

| Caractéristique       | GWD (Gas While Drilling)                               | LWD / Mud Logging / Méthodes traditionnelles  |
|-----------------------|--|---|
| Focalisation          | Analyse directe et précise des gaz                     | Analyse générale incluant d'autres propriétés ou les gaz de façon moins spécialisée |
| Résolution temporelle | Élevée (données en temps réel)                         | Plus faible (données différées ou moins spécialisées dans les gaz)                  |
| Prise de décision     | Rapide et immédiate                                    | Plus lente, nécessite parfois des analyses supplémentaires                          |
| Objectif principal    | Détection des variations gazeuses et des hydrocarbures | Évaluation géologique générale ou analyses en laboratoire                           |

*Tableau 1: Comparaison entre la GWD et d'autres techniques*

## II. Composantes techniques :

Le système d'analyse des gaz pendant le forage est composé de plusieurs sous-systèmes intégrés, chacun jouant un rôle spécifique dans la collecte et l'analyse précise des données gazeuses :

### II.1. Système d'extraction des gaz

Sépare les gaz dissous de la boue de forage à l'aide d'un agitateur mécanique, puis transporte le gaz extrait vers les instruments d'analyse.

### II.2. Chromatographie en phase gazeuse (GC)

Permet de séparer et de quantifier les composants gazeux tels que le méthane, l'éthane, le propane et le butane avec précision.

### II.3. Capteurs de type NDIR ou TCD

Mesurent rapidement les concentrations des gaz, soit par absorption infrarouge (NDIR), soit par conductivité thermique (TCD).

### II.4. Analyseurs isotopiques

Mesurent les isotopes stables (ex.  $\delta^{13}\text{C}$ ) à l'aide de spectromètres de masse afin de déterminer l'origine et la nature des gaz.

### **II.5. Systèmes d'acquisition et de traitement**

Assurent l'enregistrement, la visualisation et l'interprétation des données en temps réel via des logiciels spécialisés, avec archivage pour une analyse ultérieure.

## **III. Applications industrielles**

### **III.1. Utilisation de la GWD dans la prospection pétrolière et gazière :**

La méthode GWD permet de détecter en temps réel les hydrocarbures lors du forage, d'assurer la sécurité en identifiant les gaz toxiques, et d'analyser les formations géologiques pour localiser réservoirs et sources potentielles.

### **III.2. Avantages et limites :**

La **technologie GWD** permet une analyse instantanée des gaz pendant le forage, facilitant le suivi précis des formations géologiques, notamment dans les réservoirs complexes. Elle fournit des données comparables aux analyses géochimiques et aux mesures PVT.

Cependant, la fiabilité des résultats peut être affectée par des facteurs tels que le type de fluide de forage, la dilution, et le temps de transit du gaz, ce qui nécessite une interprétation prudente et une amélioration des protocoles d'analyse.

## **IV. Types de gaz rencontrés dans les formations géologiques**

### **IV.1. Gaz Thermogénique :**

#### **IV.1.1. Origine et formation:**

Le gaz thermogénique est un gaz naturel formé par la transformation thermique, appelée craquage thermique ou pyrolyse, de la matière organique enfouie profondément dans la croûte terrestre.

#### **A. Roche mere (source):**

- Contient du **kérogène**, matière organique solide.
- Sous l'effet de la **pression** et de la **chaleur**, ce kérogène subit une **pyrolyse** qui génère des hydrocarbures :
  - D'abord liquides (pétrole),
  - Puis gazeux (gaz thermogénique).

#### **B. Origine de la matière organique :**

- Algues et plancton.
- Accumulés dans des environnements marins ou lacustres.

### C. Conditions de formation:

- **Température** : entre **60 °C et 150 °C**.
- **Profondeur** : environ **2 000 à 6 000 mètres**, selon le gradient géothermique local.
- **Deux étapes principales** :  
Fenêtre à huile (vers 80 °C) → formation du pétrole.  
Fenêtre à gaz (vers 140 °C) → formation du gaz thermogénique.

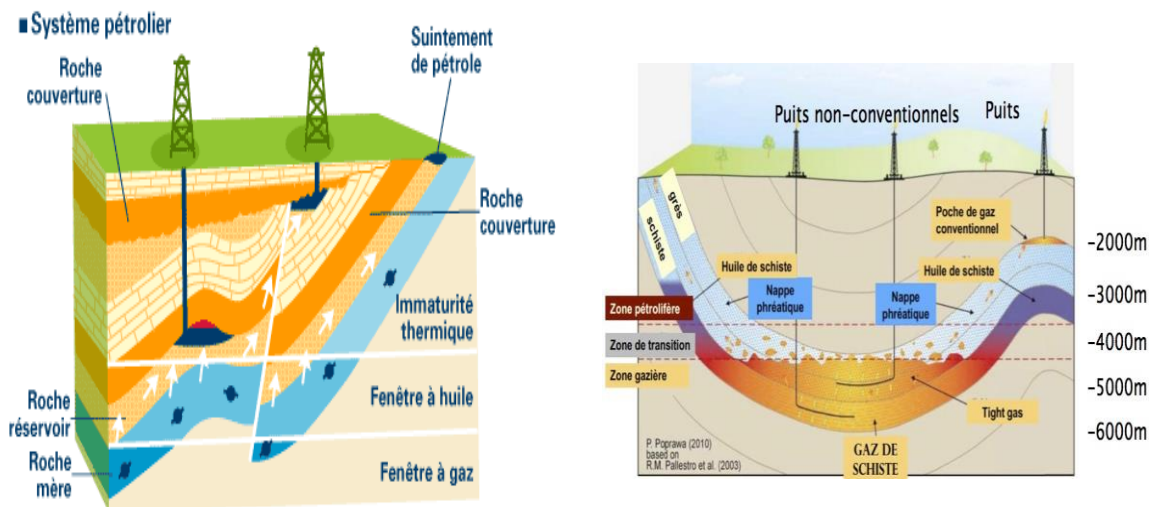


Figure 12: La formation du gaz de schiste et son extraction

#### IV.1.2. propriétés physico-chimique :

Le **gaz thermogénique** se forme à partir du **kérogène** présent dans les roches sédimentaires, lorsqu'il est soumis à une **forte pression** et à des **températures élevées** (au-delà de 150 °C) pendant des **millions d'années**.

Ce processus génère des hydrocarbures gazeux comme le **méthane**, l'**éthane** et le **propane**.

Les principaux facteurs influençant cette formation sont :

- La température** : accélère la décomposition du kérogène.
- La pression** : favorise la stabilité des molécules et la rétention du gaz dans les pores.
- Le type de kérogène** : les types II et III, riches en carbone, produisent plus de gaz lorsqu'ils atteignent une maturité thermique (Ro entre 1,4 % et 3,0 %).
- La durée d'exposition** : plus elle est longue, plus la production de gaz est importante.

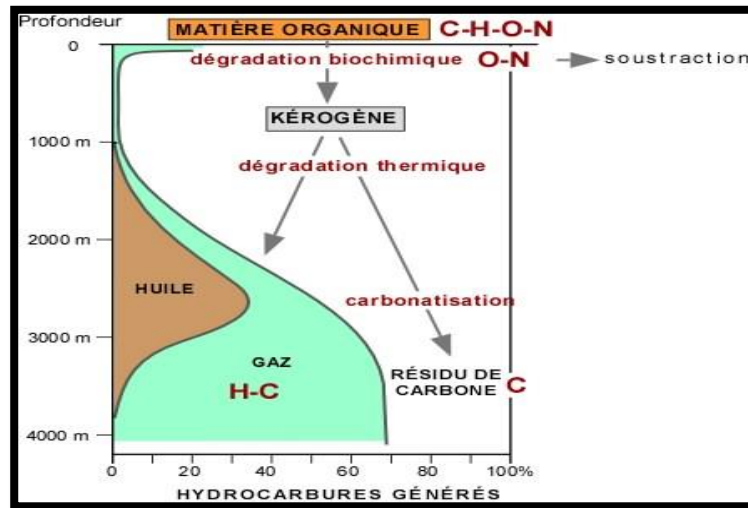


Figure 13: hydrocarbures général

## IV.2. Gaz biogénique :

### IV.2.1. processus de formation :

Le gaz biogénique est un gaz naturel composé principalement de méthane ( $\text{CH}_4$ ), formé par la décomposition de la matière organique sous l'action de bactéries anaérobies dans des environnements pauvres en oxygène et à basse température (généralement inférieure à  $80^\circ\text{C}$ ), au cours des premières étapes de transformation de la matière organique, appelées diagenèse. Il peut également être produit dans des bioréacteurs, sans modification des conditions environnementales, permettant ainsi la production de méthane et d'hydrogène.

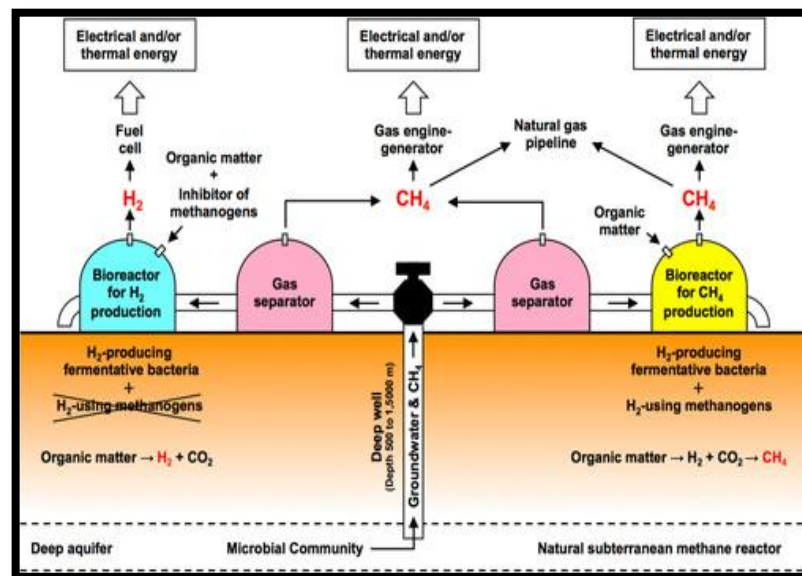


Figure 14: Système hybride de production de biogaz à partir de bioréacteurs et d'un réacteur naturel souterrain dans un aquifère profond associé à un prisme d'accrétion

**IV.2.2.** Caractéristique distinctives:

| <b>Caractéristique</b>      | <b>Description</b>   |
|-----------------------------|--|
| Pureté                      | Souvent > 95 % de méthane, avec C <sub>2</sub> + < 0,5 %   |
| Signature isotopique        | $\delta^{13}\text{C-CH}_4$ très léger (< -55 ‰), indiquant une origine biogénique  |
| Voie microbienne            | Fermentation acétique ou réduction du CO <sub>2</sub> par des archaea  |
| Environnements de formation | Sédiments peu profonds, couches de charbon peu matures, aquifères peu salins   |
| Facteurs influents          | Maturité, teneur en matière organique, conditions environnementales (pH, température, oligo-éléments comme Fe et Ni), activité microbienne |

*Tableau 2: Caractéristiques du méthane d'origine*

## V. Protocole expérimental

### V.1. Installation des équipements pour la GWD:

#### V.1.1. Mud-logging Unit:

- L'unité de Mud Logging est un système fiable, fruit de plus de 40 ans d'expérience en technologie, fabrication et maintenance. Elle est conçue pour offrir un environnement de travail sûr et confortable.
- Le Mud Logging permet la surveillance en temps réel des gaz et l'analyse des matériaux remontés à la surface lors du forage. Il vise à recueillir des données utiles pour optimiser les opérations, évaluer la présence d'hydrocarbures et assurer la sécurité.

Dans le cadre de notre travail, nous nous intéressons uniquement à l'évaluation géologique, qui comprend :

- La collecte et la préparation des échantillons
- La description et l'identification lithologique
- La détection des indices d'hydrocarbures
- L'analyse des gaz



*Figure 15: Mud-logging Unit*

#### V.1.2. Les composants principaux du système de détection de gaz :

##### A. Piège à gaz (Dégazeur – Gas Trap) :

Le dégazeur (Gas Trap) est installé au point le plus proche de la sortie du fluide de forage depuis le puits, précisément au niveau de la goulotte (ou canal de décharge).

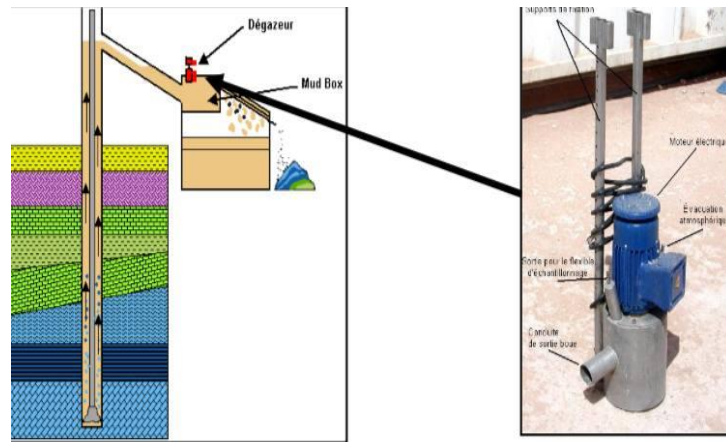
Sa fonction principale est d'agiter vigoureusement le fluide de forage afin de séparer les gaz dissous. Ensuite, un courant d'air transporte ces gaz vers le détecteur à travers un système d'aspiration situé dans la cabine.

Ce système doit remplir les objectifs suivants :

- Séparer efficacement les gaz présents dans le fluide de forage, indépendamment des propriétés

du fluide telles que la densité, la viscosité ou le comportement thixotrope.

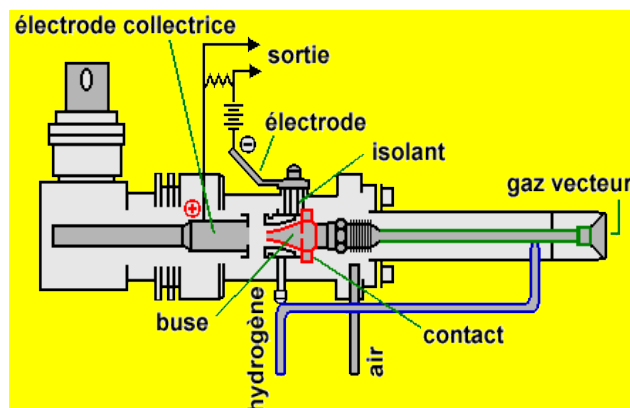
- Assurer un échantillonnage régulier et stable, en contrôlant le débit du fluide de forage à travers le système d'extraction de gaz.



*Figure 16: Piège à gaz (Dégazeur – Gas Trap)*

### B. Détecteur de gaz :

Le détecteur de gaz fonctionne selon la technologie de l'**ionisation de flamme (FID)**. Les gaz sont analysés par chromatographie en phase gazeuse. Une flamme résultant de la combustion de l'hydrogène dans l'air est utilisée : lorsque des composés organiques (comme les hydrocarbures) passent à travers, le nombre d'ions augmente, ce qui génère un courant électrique indiquant la présence de gaz. L'appareil nécessite de l'air comprimé et un générateur d'hydrogène fonctionnant par électrolyse de l'eau.



*Figure 17: Principe d'un détecteur à ionisation*



*Figure 18: Détecteur à ionisation de flamme - FID*

Il existe également d'autres types de détecteurs de gaz basés sur deux principes physiques différents :

### **B.1. Détecteurs à conductivité thermique (TCD) :**

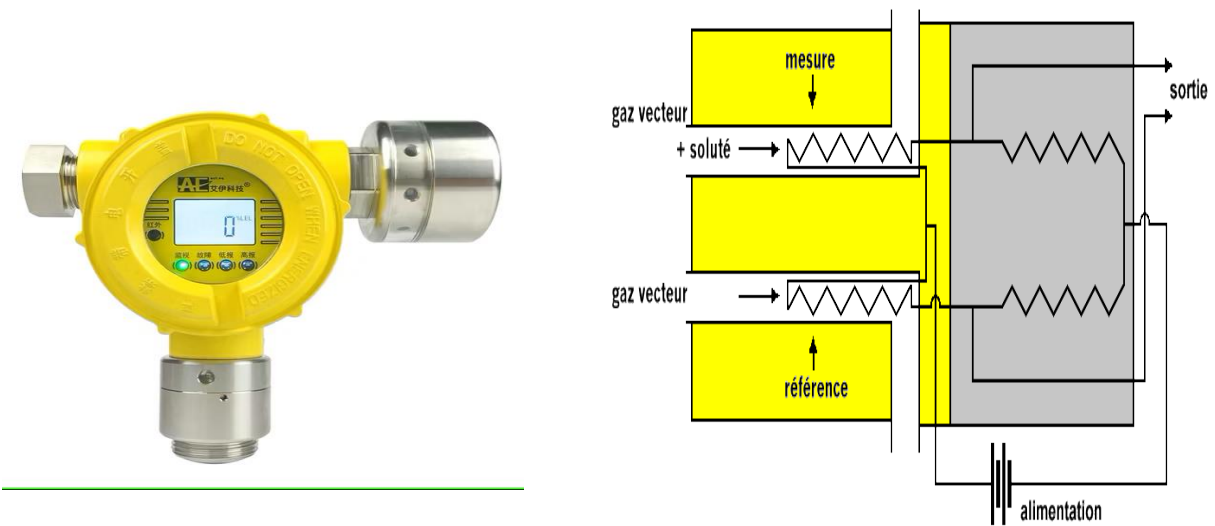
Ces détecteurs mesurent la variation de conductivité thermique d'un flux gazeux traversant une résistance thermique (en tungstène, platine ou thermistance). Lorsqu'un gaz différent du gaz vecteur (généralement l'hélium) entre, la température de la résistance change, ce qui provoque un déséquilibre du pont de Wheatstone et génère un signal indiquant la présence d'un gaz.



*Figure 19: Détecteurs à conductivité thermique (TCD)*

## **B.2. Détecteurs à combustion catalytique :**

Ces dispositifs comportent deux éléments chauffés électriquement (fils fins). Si un gaz inerte comme l'hélium passe, aucun changement n'est détecté. Mais si un gaz inflammable est présent, une réaction de combustion se produit à la surface du fil, générant une chaleur supplémentaire. Cela augmente la résistance du fil, provoquant un déséquilibre dans le circuit électrique, ce qui permet de détecter la présence de gaz inflammables.



*Figure 20: Principe d'un détecteur a conductive thermique et a combustion catalytique*

### C. Chromatographie :

- C'est une technique utilisée pour séparer et analyser les composants d'un mélange gazeux.
- Elle repose sur la différence de vitesse de passage de chaque gaz à travers une colonne contenant une phase stationnaire (matériau fixe).
- Chaque gaz émerge à un temps spécifique, appelé temps de rétention.
- La concentration de chaque gaz est mesurée en fonction de la taille du pic détecté par l'appareil.

### D. Générateur de H<sub>2</sub> :

- L'hydrogène est utilisé comme gaz vecteur et pour l'allumage des échantillons.
- Il est généralement produit par un générateur d'hydrogène, qui fabrique un gaz pur par électrolyse de l'eau, en libérant de l'oxygène comme sous-produit.
- Le cœur du générateur est constitué de cellules électrochimiques à électrolyte polymère solide, sans utilisation d'acide ni de base.
- Seule de l'eau déminéralisée ou distillée peut être utilisée, et elle doit être rechargée régulièrement car elle est consommée durant le processus.

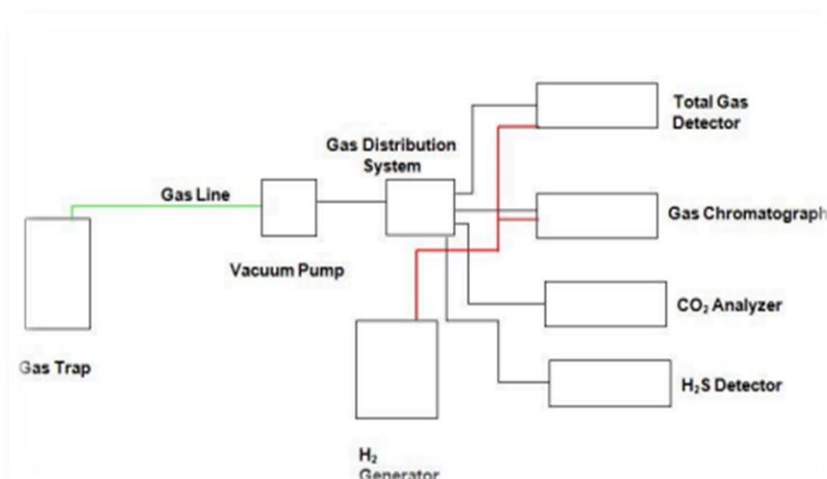


*Figure 21: Générateur d'hydrogène*

**V.2. Analyse et Interprétation :**

| <b>Objectif de l'analyse chromatographique</b> | <b>Description</b>   |
|--|--|
| Identification des zones productrices          | Repérer les venues d'hydrocarbures en temps réel pendant le forage   |
| Détermination des contacts fluides             | Identifier les transitions entre gaz, huile et eau                   |
| Évaluation du potentiel du réservoir           | Estimer la capacité de production du puits                           |
| Détection des risques (pression, blow-out)     | Prévoir et éviter les éruptions dangereuses grâce aux données de gaz |

*Tableau 3: Applications de l'analyse chromatographique pour la caractérisation en temps réel des formations pendant le forage*



*Figure 22: Schéma du système de distribution et d'analyse des gaz pendant le forage (GWD)*

## V.2.1. Outils d'analyse

### A. Le chromatographe dans l'analyse des gaz (Mud Logging):

Le chromatographe est un appareil utilisé pour séparer et analyser les composants chimiques présents dans un échantillon. Grâce à des détecteurs très sensibles, il permet de déterminer avec précision les concentrations de chaque gaz présent dans un mélange complexe. Dans le cadre du Mud Logging, on se concentre exclusivement sur la chromatographie en phase gazeuse, car l'échantillon analysé est du gaz extrait du fluide de forage retournant à la surface.



*Figure 23: AIRMOVOC C6-C12Chromatographe en phase gazeuse*



*Figure 24: Analyseur de gaz Baseline 9100 : Chromatographe en phase gazeuse de haute précision*

### B. Objectifs de l'analyse chromatographique en Mud Logging :

- **Détecter la présence d'hydrocarbures** dans les formations traversées pendant le forage.
- **Identifier les types de gaz** (ex. : méthane C1, éthane C2, propane C3, etc.) et calculer leurs proportions pour caractériser la nature du fluide en place (huile, gaz sec, gaz humide...).

- Fournir des **informations en temps réel** aux géologues et ingénieurs pour faciliter la prise de décisions lors de la progression du forage.

### **C. Principe du chromatographe :**

Cette phase, composée d'une matière chimique spécifique, a la capacité d'absorber temporairement certaines substances avant de les relâcher. L'échantillon est injecté dans la colonne, puis entraîné par un gaz porteur inerte (comme l'hydrogène ou l'hélium), qui n'interagit pas avec le mélange. Les composés légers, moins retenus, traversent la colonne plus rapidement que les composés lourds, qui sont plus fortement absorbés. Ce processus permet de séparer les différents constituants, qui sont ensuite détectés à des temps de rétention distincts. Cette méthode est essentielle pour analyser la composition des gaz, identifier la nature des hydrocarbures et évaluer le type de fluide présent dans les formations géologiques.

(BENHAMMOUDA & ZENNOU, s. d.; ROUABI et al., s. d.) est dédiée à la séparation des gaz légers tels que le méthane (C1) et l'éthane (C2), tandis que la seconde colonne permet de séparer les gaz plus lourds comme le propane (C3), le butane normal (nC4) et le pentane normal (nC5). Cette configuration améliore la précision de l'analyse en optimisant la séparation des composants selon leurs propriétés physico-chimiques.

-Le flux du gaz vecteur est inversé pour nettoyer la colonne pendant l'analyse. La durée de l'analyse est de 3 à 4 minutes pour les systèmes GEOSERVICES et HALLIBURTON, et de 30 secondes pour DATALOG. L'appareil fournit automatiquement cinq courbes correspondant aux gaz de C1 à nC5 en fonction de leur temps de rétention.

-Les valeurs de concentration sont stockées dans des mémoires analogiques, puis peuvent être lues après conversion numérique par l'ordinateur.



*Figure 25: Colonne de chromatographe (DATALOG doc, 1999).*

#### **D. Résultats d'analyse :**

- Les résultats sont représentés par cinq déflexions, chacune correspondant à un type spécifique de gaz : méthane ( $\text{CH}_4$ ), éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propane ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), iso-butane ( $\text{iC}_4\text{H}_{10}$ ), butane normal ( $\text{nC}_4\text{H}_{10}$ ) et pentane ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ). On peut parfois détecter d'autres gaz comme le sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ ), le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), l'azote (N) et des gaz rares comme l'hélium.
- À la pression de surface, le pentane se condense sous forme liquide et devient normalement détectable comme un gaz selon la température de la boue et de la ligne de gaz. La plupart des chromatographes ne détectent pas les paraffines lourdes (au-delà de  $\text{C}_5$ ). Pour les isotopes  $\text{iC}_4/\text{nC}_4$  et  $\text{iC}_5/\text{nC}_5$ , la différence réside dans leur structure moléculaire.
- L'enregistrement graphique de la chromatographie comporte deux axes :
  - L'axe horizontal représente le temps d'analyse des différents composés.
  - L'axe vertical montre la déviation, qui est liée à la concentration de chaque composé détecté.
- Cela permet d'interpréter facilement les données, où les pics de déviation indiquent la nature et la concentration des gaz ou des substances présentes dans l'échantillon.

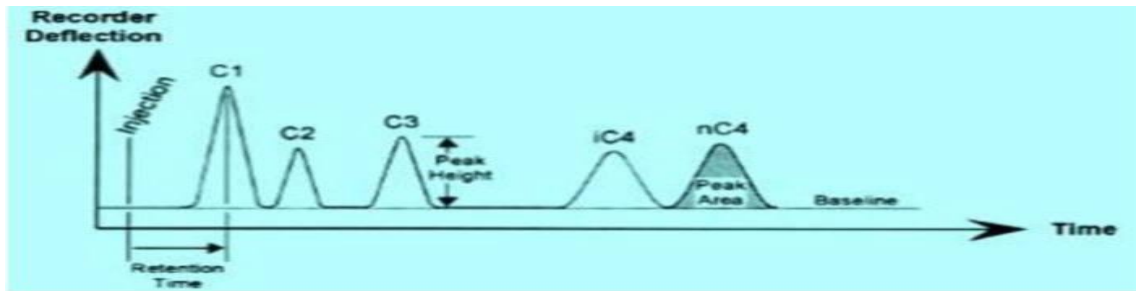


Figure 26: Enregistrement graphique (chromatographe géoservice).

## E. Traitement des données de gaz :

### E.1. Validation des données :

Avant d'interpréter les résultats d'analyse du gaz, il est essentiel de vérifier le bon fonctionnement des appareils de mesure. Cela se fait via le contrôle de la qualité du gaz (GQC), qui consiste à comparer le gaz total mesuré (TG) aux concentrations mesurées par chromatographie. Formule :

$$GQC = \frac{TG}{(C_1 + (2 \times C_2) + (3 \times C_3) + (4 \times (iC_4 + nC_4)) + (5 \times (iC_5 + nC_5)))}$$

#### Équation 1: Formule de validation de la qualité du gaz (GQC)

Le rapport GQC doit se situer entre 0,8 et 1,2 :

- < 0,8 ou > 1,2 : indique un problème de calibration ou un dysfonctionnement de l'appareil.
- >1,2 peut aussi signaler la présence d'hydrocarbures lourds (C5+) dus à de la matière organique ou une contamination par la boue.

### E.2. Triage des données :

Pour isoler le gaz de production des autres types de gaz, un filtrage (cut-off) est effectué sur la valeur de C1.

Ce filtrage élimine les données non exploitables pour les méthodes d'interprétation, à l'aide de rapports comme :

$C_1 / (C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5)$  ou le wetness ratio.

Les données exclues sont souvent liées à :

- Des formations pauvres en hydrocarbures (effet lithologique, roche mère).
- Des gaz non représentatifs de la production, comme ceux dus à la contamination (boue, gaz recyclé...). Exemple de cut-off en C1.

### E.3. Présentation des résultats :

L'analyse du gaz est réalisée tous les 1 mètre de profondeur, et les résultats sont présentés dans un tableau contenant :

- Une colonne d'observations sur l'état du réservoir (gaz, huile, productif ou non...).
- La profondeur (en mètres).
- Le taux de progression (ROP) en m/h.
- Le temps d'analyse.
- Le gaz dans la boue, divisé en :
  - o Le gaz total (TG).
  - o Les résultats chromatographiques (C1 à C5), exprimés en pourcentage (%) ou en ppm.

A noter : En présence d'une zone aquifère, cela peut influencer les résultats d'analyse.

| Remarque | profondeur | ROP | TEMPS |     | Gaz dans la boue |          |    |                 |    |    |     |     |    |  |
|----------|------------|-----|-------|-----|------------------|----------|----|-----------------|----|----|-----|-----|----|--|
|          |            |     | Debit | Fin | Total            |          |    | Chromatographie |    |    |     |     |    |  |
|          |            |     |       |     | Total            | Conntrip | PV | C1              | C2 | C3 | IC4 | NC4 | C5 |  |
|          |            |     |       |     |                  |          |    |                 |    |    |     |     |    |  |

À partir des valeurs issues de l'analyse chromatographique, ainsi que des données complémentaires telles que la profondeur, le ROP, le temps, et la colonne lithologique, combinées avec certains ratios caractéristiques calculés, il est possible de construire un Gaz Log.

Ce Gaz Log représente une visualisation intégrée qui facilite la lecture, l'analyse et l'interprétation des données de gaz. Il permet également de croiser les informations géologiques et analytiques pour obtenir une vision plus claire et cohérente du sous-sol, et ainsi mieux cibler

#### *Tableau 4: rpresent le traitement de données d'analyses*

notre objectif, qu'il s'agisse d'identifier une zone productive, un réservoir, ou de détecter des anomalies.

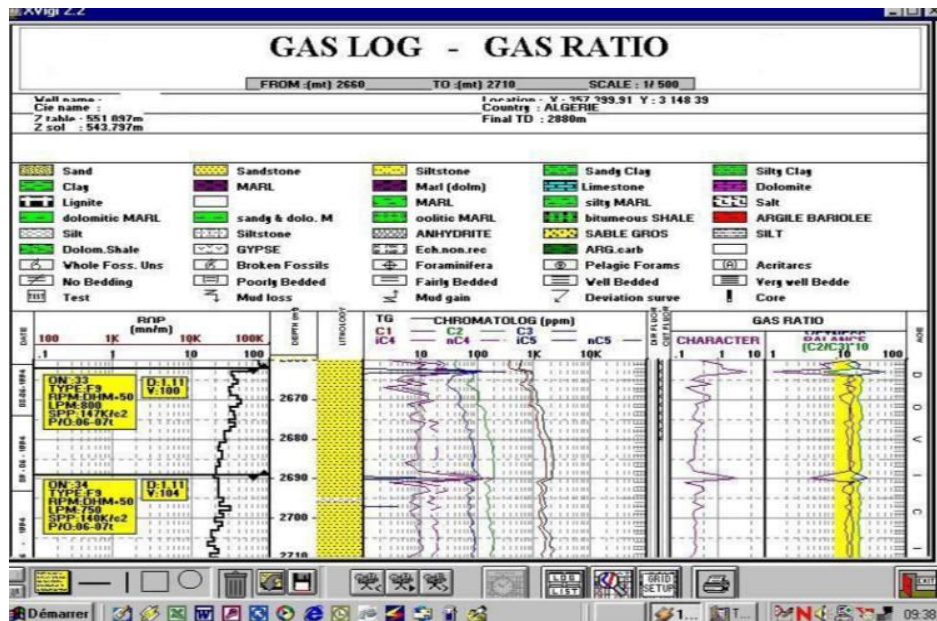


Figure 27: Gas Log

## VI. Interprétation des données :

### VI.1. Interprétation des résultats chromatographiques – Calcul de rapports spécifiques:

À partir des données issues de l'analyse chromatographique des gaz, on peut calculer des ratios caractéristiques permettant une meilleure compréhension du comportement du réservoir et l'identification de contacts ou de changements dans la composition des fluides.

Les principaux rapports sont les suivants :

#### VI.1.1. Wetness Ratio (Wh) :

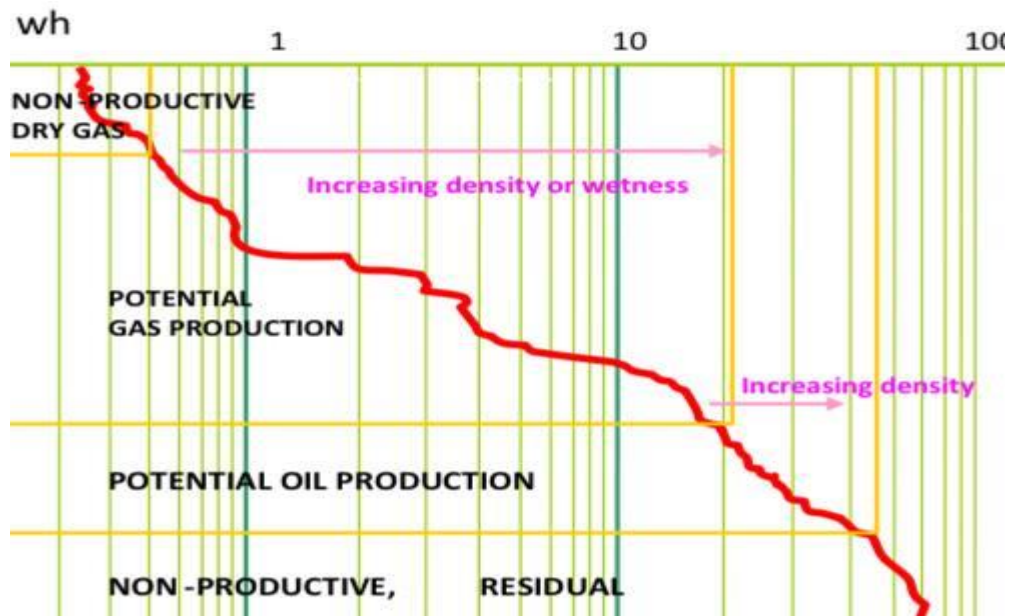
Ce rapport donne une indication sur la richesse en hydrocarbures légers **par rapport aux hydrocarbures lourds**.

→ Il permet

d'évaluer la "mouillure" du gaz, autrement dit, s'il est plus "sec" (léger) ou "humide" (riche en liquides).

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

*Équation 2: Formule du Wetness Ratio (Wh)*



*Figure 28: Wetness Ratio (Wh)*

**VI.1.2. Balance Ratio (Bh) :**

C'est un ratio de comparaison entre différents groupes de composants (par exemple, entre alcanes normaux et iso-alcanes).

→ Il sert à évaluer l'équilibre entre différentes familles de gaz et détecter des anomalies ou des variations brusques dans la composition.

$$Bh = \frac{C1 + C2}{C3 + C4 + C5}$$

*Équation 3: Formule du Balance Ratio (Bh)*

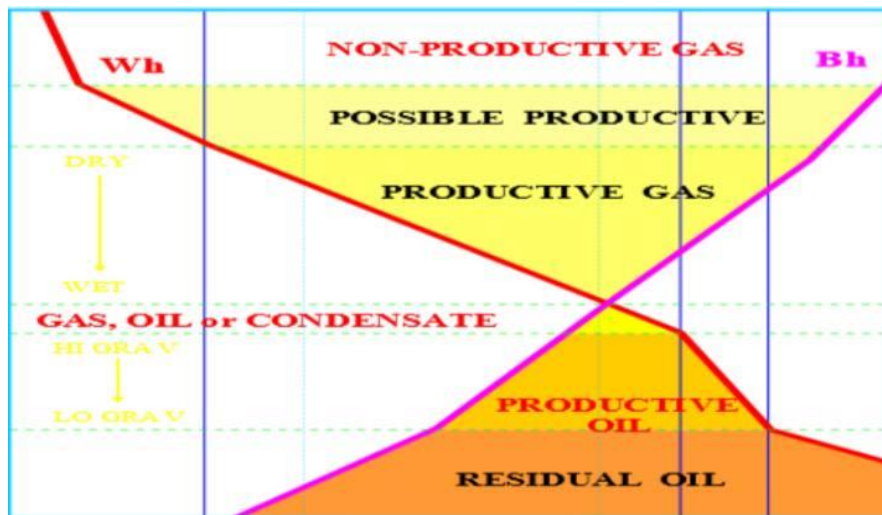


Figure 29: Balance ratio(BH)

### VI.1.3. Character Ratio (Ch) :

Ce ratio reflète les caractéristiques spécifiques de la composition du gaz, et peut être utilisé pour reconnaître les signatures chimiques propres à certains réservoirs ou zones productives. → Il est utile pour détecter des contacts fluides-fluide ou roche-fluide.

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

Équation 4: Formule du Character Ratio (Ch)

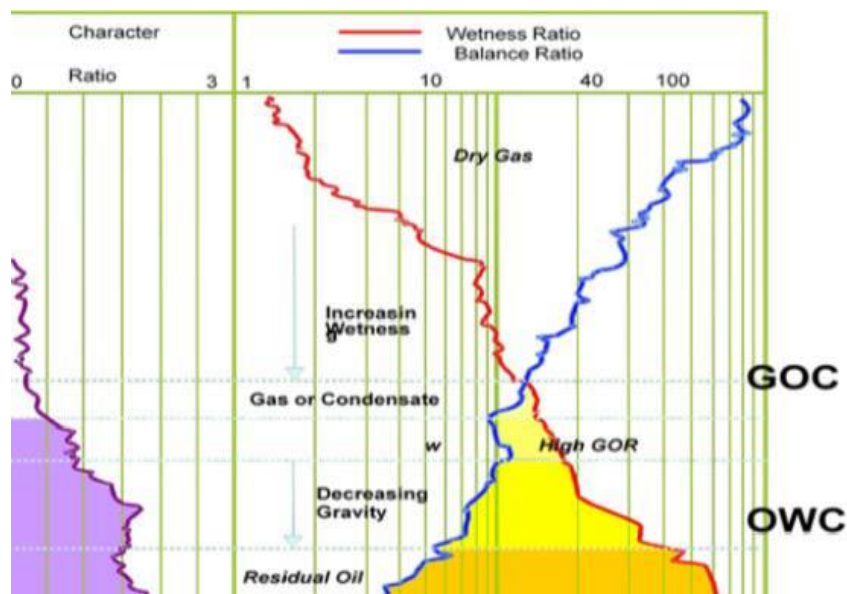


Figure 30: Character Ratio (Ch.)

## VI.2. Utilisation opérationnelle de ces ratios :

- Ces rapports sont **calculés en temps réel** à partir des mesures de gaz de forage (mud gas) et peuvent être **corrélés aux données de production**.
- Ils permettent :
  - Une **évaluation rapide et continue** de l'évolution du réservoir.
  - La **détection immédiate des transitions**, comme le passage d'une zone pauvre à une zone riche en hydrocarbures.
- **L'identification des contacts réservoirs**, comme les contacts gaz-pétrole ou pétrole-eau.

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

*Tableau 5: Interprétation croisée du Wetness Ratio et du Balance Ratio*

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

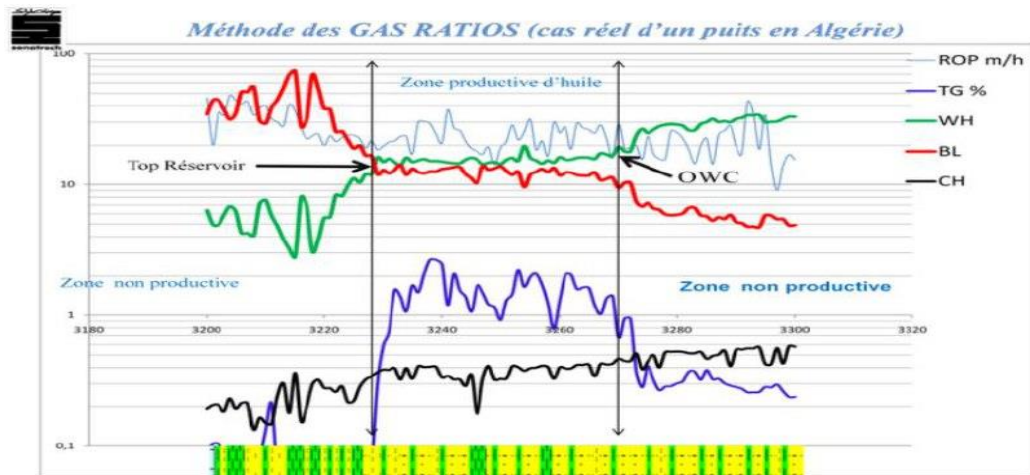


Figure 31: Méthode des gaz ratios (cas réel d'un puits en Algérie)

**VI.3. Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz :**

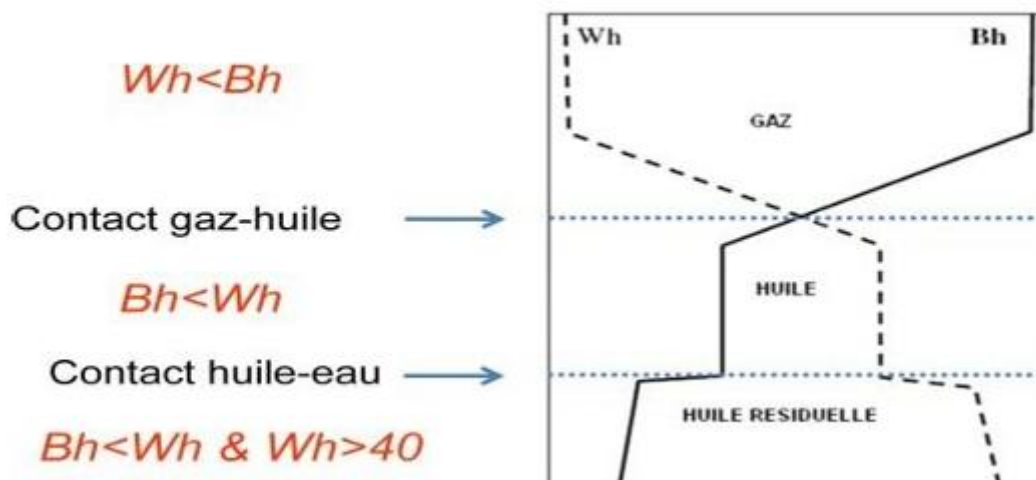


Figure 32: Méthode des gaz ratios (cas réel d'un puits en Algérie)

**Cas d'un réservoir à l'huile :**

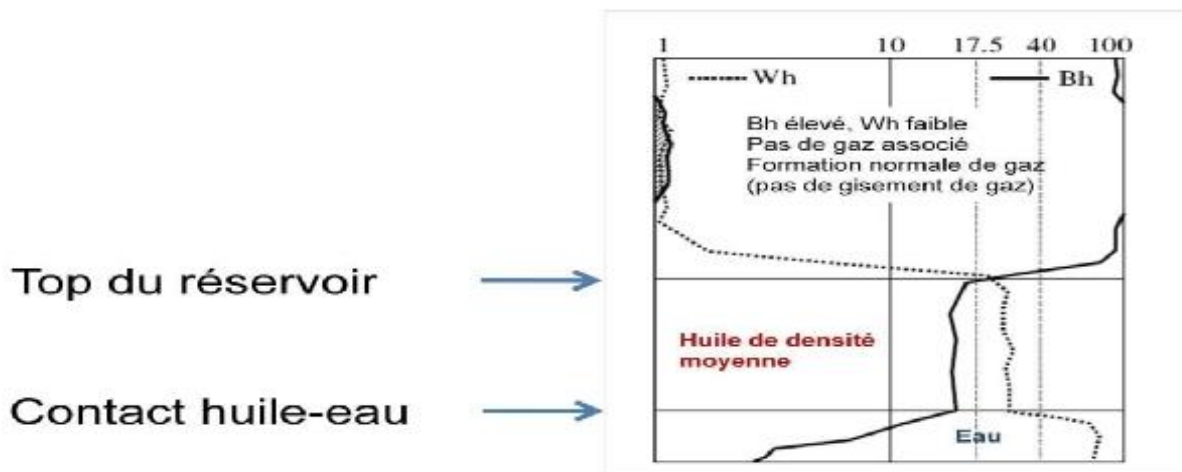


Figure 33: Détermination des contacts eau-huile et huile-gaz (Sonatrach, 2011, doc inédit)

**Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz :**

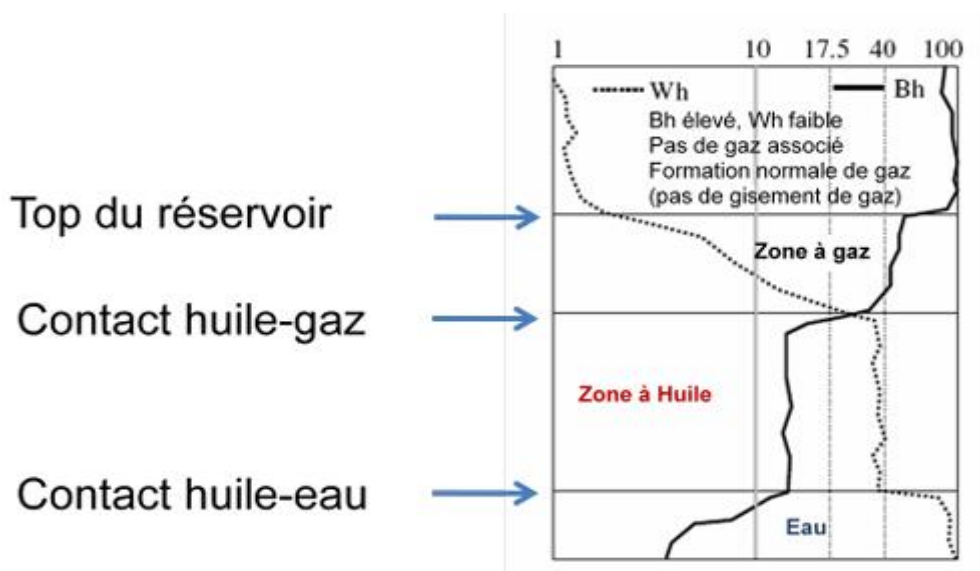


Figure 34: Cas d'un réservoir à l'huile et à gaz (Sonatrach, 2011, doc inédit)

# Chapitre III

## Résultats et discussions

L'analyse des gaz pendant le forage (Chromatographie en phase gazeuse dans le mud logging) constitue un outil essentiel pour l'évaluation des propriétés pétrophysiques et géologiques des formations souterraines. Elle fournit des données instantanées et fiables sur la nature des fluides présents dans les roches traversées. Dans ce travail, nous avons étudié les données issues de plusieurs forages (tels que MD-752, MD-755, MD-746, MD-761, etc.) afin d'interpréter le comportement des gaz et d'identifier les zones à potentiel productif.

### I. La méthodologie adoptée repose sur le calcul de trois principaux rapports chromatographiques:

#### I.1. Rapport de Caractère (CH) :

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

#### *Équation 5: Formule du Character Ratio (Ch) 2*

Ce rapport permet de distinguer une phase liquide d'une phase gazeuse. Une valeur **supérieure à 0,5** suggère la présence **d'huile ou de condensats**, tandis qu'une valeur **inférieure à 0,5** indique un **gaz léger ou humide**.

#### I.2. Rapport de Wetness (humidité)

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

#### *Équation 6: Formule du Wetness Ratio (Wh) 2*

Ce rapport mesure la proportion des composés lourds par rapport au gaz total. Des valeurs comprises entre **0,5 % et 17,5 %** indiquent un **gaz exploitable** avec une teneur appréciable en composants liquides.

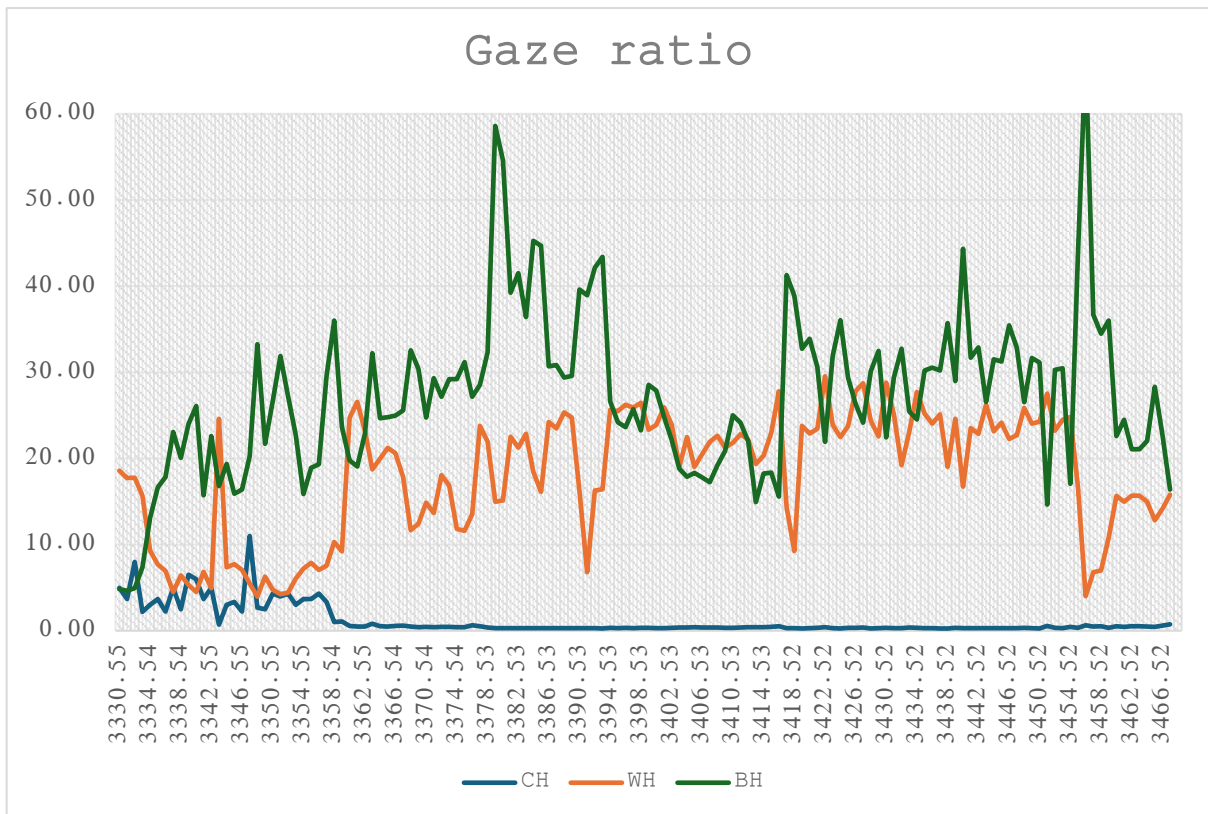
#### I.3. Rapport de Balance (Bh) :

$$Bh = \frac{C1 + C2}{C3 + C4 + C5}$$

#### *Équation 7: Formule du Rapport de Balance (Bh) 2*

Il permet d'évaluer l'équilibre entre les hydrocarbures légers et lourds. Une valeur **inférieure à 1** suggère la présence d'une **phase liquide**, alors qu'une valeur **supérieure à 1** est typique d'un **gaz sec ou léger**.

## GAS DATA MD\_755 3330 m a 3469m



*Figure 35: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 755 3330m a 3469m)*

## II. Interprétation détaillée des courbes du puits MD-755 (3330 m – 3469 m)

### II.1. Courbe CH (Character Ratio)

Analyse :

- De 3330 m à 3360 m, CH reste **inférieur à 0,5**, ce qui reflète la présence d'un **gaz léger ou humide non productif**.
- À partir de 3360 m, la courbe CH s'élève et dépasse **0,5**, puis reste stable et élevée jusqu'à environ 3445 m, indiquant la présence claire d'une **phase liquide — pétrole ou condensats**.

- Après **3445 m**, CH commence à redescendre, ce qui signale la sortie progressive de la zone saturée.

La zone comprise entre **3360 m et 3445 m** représente une **formation riche en fluide liquide (huile ou condensats)**, potentiellement exploitable.

## **II.2. Courbe Wh (Wetness Ratio)**

**Analyse :**

- Entre **3330 m et 3360 m**, Wh est très faible (< 5 %), typique d'un **gaz sec ou très pauvre en composés lourds**.
- De **3365 m à 3445 m**, Wh augmente fortement et se stabilise dans une fourchette de **10 % à 15 %**, ce qui indique un **gaz humide enrichi en liquides récupérables**.
- Au-delà de 3445 m, Wh diminue, reflétant une réduction progressive de la richesse en composés lourds.

Le segment **3365 m – 3445 m** montre une **présence claire d'un gaz humide exploitable**, renforçant l'indication d'un réservoir productif.

## **II.3. Courbe Bh (Balance Ratio)**

**Analyse :**

- De **3330 m à 3360 m**, Bh est **supérieur à 1**, ce qui correspond à un **gaz léger** non favorable à la production.
- Entre **3365 m et 3440 m**, Bh devient **inférieur à 1**, ce qui confirme la **dominance des hydrocarbures lourds** (propane, butanes, pentane).
- Après **3445 m**, Bh repasse au-dessus de 1, signalant une **transition vers un gaz sec ou une zone moins productive**.

La tranche **3365 m – 3440 m** correspond à une **zone de fluides liquides**, cohérente avec les autres indicateurs.

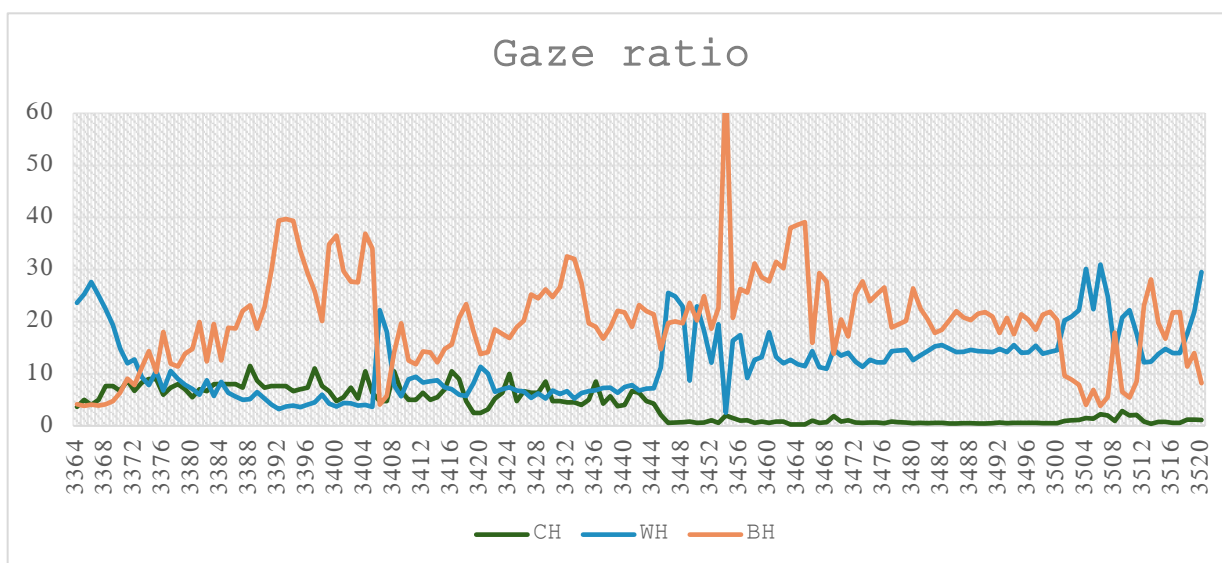
## II.4. Conclusion géologique complète

- Le segment **3365 m à 3445 m** montre une parfaite corrélation entre :
  - o **CH > 0,5**
  - o **Wh entre 10 % et 15 %**
  - o **Bh < 1**

Ces signatures indiquent clairement une **zone réservoir active et productive**, saturée en **huile légère ou condensats**, avec un **gaz humide porteur d'hydrocarbures lourds**.

- En dehors de cette zone, les valeurs indiquent un **gaz sec, pauvre, ou une phase de transition** — non favorable à l'exploitation.

### - GAS DATA MD\_752 3364 m a 3520 m



*Figure 36: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 752 3364m a 3520m)*

### III. Interprétation détaillée des courbes du puits MD-752 (3364 m – 3520 m)

#### III.1. Courbe CH (Character Ratio)

##### Analyse :

Entre **3364 m et 3390 m**, CH est inférieur à 0,5, indiquant un **gaz humide ou un condensat léger**, peu productif.

De **3390 m à 3480 m**, CH dépasse **0,5**, ce qui traduit la présence d'une **phase liquide – pétrole ou condensat**.

Au-delà de **3480 m**, CH diminue progressivement, indiquant une sortie progressive de la zone réservoir.

La tranche **3390 – 3480 m** correspond à une **zone saturée en fluide liquide exploitable**.

#### III.2. Courbe Wh (Wetness Ratio)

##### Analyse :

- De 3364 m à 3390 m : Wh < 5 %, caractérisant un **gaz sec ou pauvre en liquides**.
- Entre **3390 m et 3480 m**, Wh varie entre **10 % et 16 %**, indiquant un **gaz humide riche en composés lourds**.
- Après 3480 m, Wh diminue, marquant une baisse du contenu en liquides du gaz. Le segment **3390 – 3480 m** montre un **gaz humide condensable avec bon potentiel de production**.

#### III.3. Courbe Bh (Balance Ratio)

##### Analyse :

- En début d'intervalle, Bh > 1 → gaz léger non saturé.
- Entre **3390 m et 3465 m**, Bh < 1, indiquant une **dominance des composés lourds (C3 à C5)** → présence d'un **fluide liquide (pétrole ou condensat)**.
- Après 3465 m, Bh remonte au-dessus de 1 → retour à une zone **gazeuse sèche ou de transition**.

La section **3390 – 3465 m** présente une **forte teneur en hydrocarbures lourds**, typique d'un réservoir liquide.

### III.4. Conclusion géologique complète – Puits MD-752

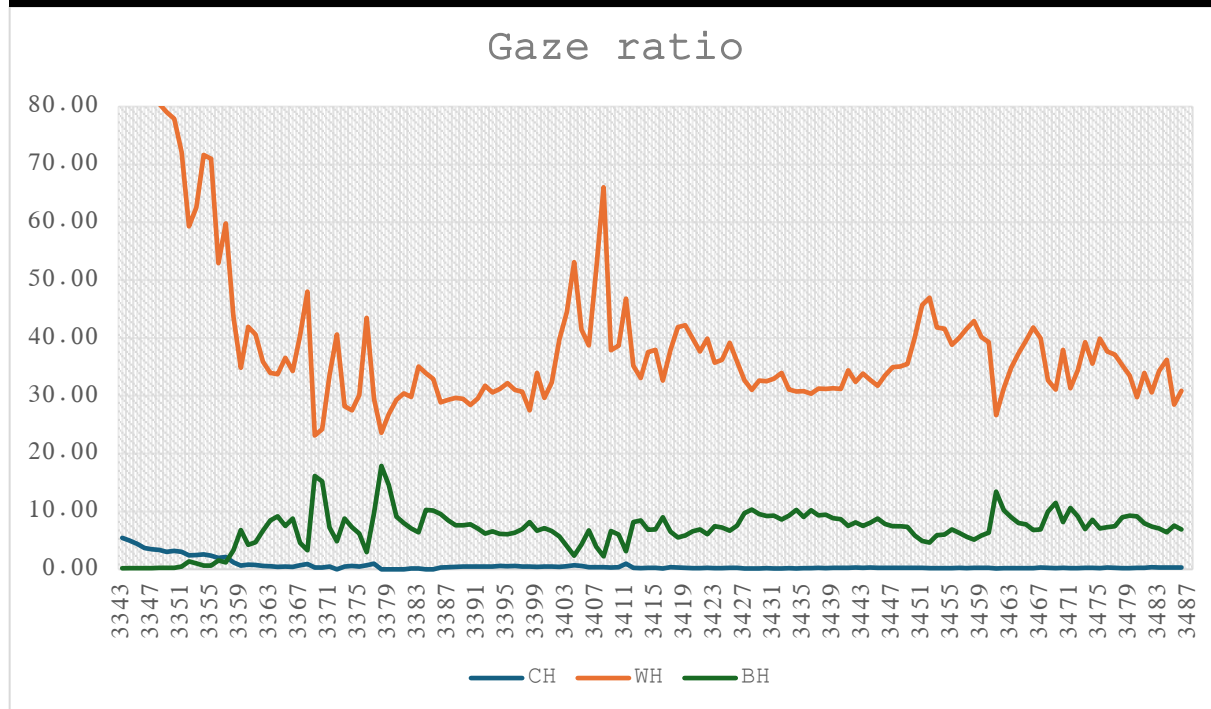
- Entre 3390 m et 3465 m :
  - **CH > 0,5**
  - **Wh entre 10 % et 16 %**
  - **Bh < 1**

Cela confirme une **zone réservoir active contenant du pétrole ou des condensats**, avec un fort potentiel productif.

- De 3465 m à 3520 m :
  - CH et Wh diminuent progressivement
  - Bh repasse > 1

→ On entre dans une **zone gazeuse sèche ou moins favorable à la production**.

#### GAS DATA MD\_746 3342 m a 3487m



*Figure 37: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 746 3342m a 3487m)*

#### IV. Interprétation détaillée des courbes du puits MD-746 (3342 m – 3487 m)

##### IV.1. Courbe CH (Character Ratio)

Analyse :

- Entre **3342 m** et **3360 m**, la courbe CH est basse ( $< 0,5$ ), indiquant la présence d'un **gaz humide ou léger, peu favorable à la production**.
- De **3360 m** à **3435 m**, CH dépasse **0,5** et reste élevée, ce qui reflète la présence d'un **fluide liquide, très probablement du pétrole ou un condensat riche**.
- À partir de **3435 m jusqu'à 3487 m**, CH commence à diminuer de manière progressive, ce qui indique une **transition hors de la zone liquide**.

La section **3360 m – 3435 m** représente une **zone de saturation en hydrocarbures liquides**.

##### IV.2. Courbe Wh (Wetness Ratio)

Analyse :

- Début du profil : Wh faible ( $< 5 \%$ ), indiquant un **gaz sec**.
- À partir de **3360 m**, Wh augmente rapidement et atteint des valeurs comprises entre **9 % et 14 %**, ce qui correspond à un **gaz humide contenant des fractions lourdes exploitables**.
- Au-delà de **3435 m**, Wh diminue progressivement, ce qui suggère une **baisse du potentiel en liquides**.

Entre **3360 m et 3435 m**, le gaz est **humide, condensable**, et donc **économiquement intéressant**.

##### IV.3. Courbe Bh (Balance Ratio)

Analyse :

- De **3342 m à 3360 m**,  $Bh > 1$ , ce qui signifie un **gaz léger et non productif**.
- De **3360 m à 3435 m**, Bh passe en dessous de 1, indiquant une **domination des composés lourds** (signatures typiques d'un fluide liquide).
- Après **3435 m**, Bh remonte  $> 1$ , ce qui marque la **fin probable de la zone réservoir**.

La zone **3360 m – 3435 m** correspond à un **réservoir de pétrole ou de condensats**, avec une composition favorable à la récupération.

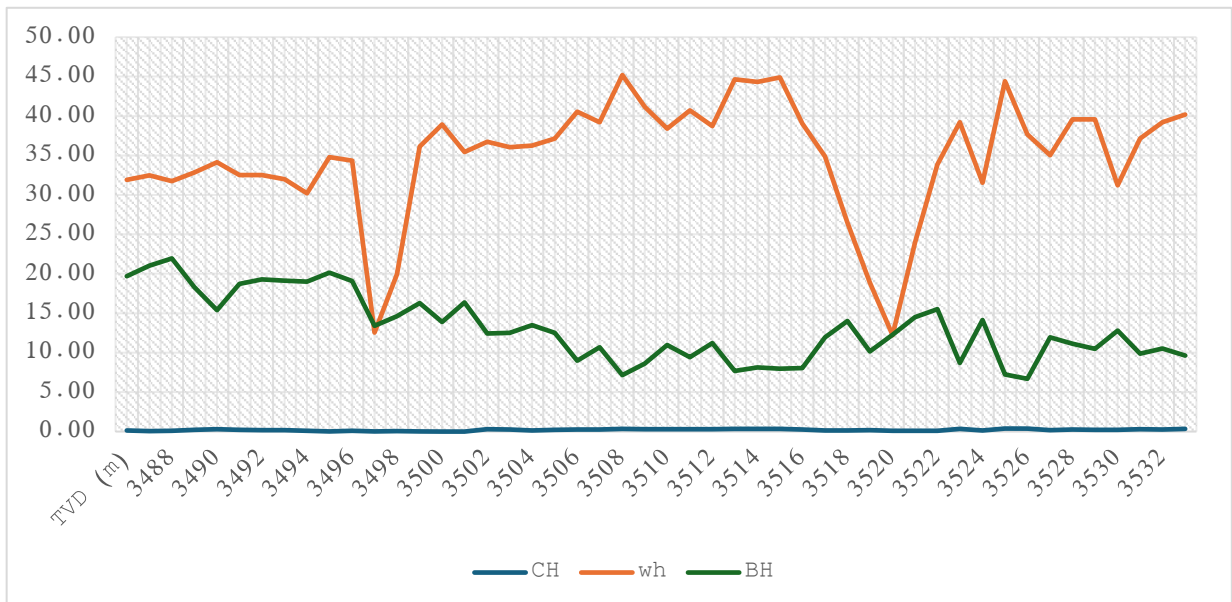
##### IV.4. Conclusion géologique complète

- Le segment **3360 m – 3435 m** montre une excellente convergence de résultats :
  - **CH > 0,5**
  - **Wh entre 9 % et 14 %**
  - **Bh < 1**

Cela confirme la présence d'un **réservoir productif contenant une phase liquide** — pétrole ou condensats, avec un gaz humide riche.

- Avant 3360 m et après 3435 m : indicateurs de **gaz sec ou de transition non favorable à l'exploitation.**

### GAS DATA MD\_746 de 3487 m a 3535m



**Figure 38: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 746 3487m a 3535m)**

## V. Interprétation détaillée des courbes du puits MD-746 (3487 m – 3535 m)

### V.1. Courbe CH (Character Ratio)

#### Analyse :

- Au début de cette section (vers **3487 m**), la courbe CH reste **supérieure à 0,5** sur une courte distance, indiquant la **poursuite de la présence d'une phase liquide**.
- À partir de **3500 m**, CH commence à **baisser nettement en dessous de 0,5**, ce qui marque une **transition vers une phase gazeuse, soit humide, soit sèche**.
- La zone **3487 m – 3500 m** représente une **extension marginale de la zone réservoir** contenant du fluide liquide.
- Après **3500 m**, la formation devient **pauvre ou essentiellement gazeuse**.

### V.2. Courbe Wh (Wetness Ratio)

#### Analyse :

- Jusqu'à environ **3500 m**, Wh reste dans une plage modérée (**entre 8 % et 13 %**), ce qui indique un **gaz humide avec des fractions lourdes condensables**.
- Au-delà, Wh **diminue progressivement**, atteignant des valeurs proches de **5 % ou moins**, révélant une **baisse significative du contenu en liquides → gaz plus sec**.
- Jusqu'à **3500 m**, le gaz présente un **potentiel modéré de production** grâce à sa teneur en liquides.
- Après cette profondeur, **le potentiel diminue nettement**.

### V.3. Courbe Bh (Balance Ratio)

#### Analyse :

- Entre **3487 m et 3500 m**, Bh reste **inférieure à 1**, confirmant la **présence d'hydrocarbures lourds** typiques d'un **fluide liquide**.
- De **3500 m à 3535 m**, Bh devient **supérieure à 1**, ce qui traduit une **domination des gaz légers (C1, C2)** et une **transition vers une phase gazeuse sèche et non productive**.
- Début de la section = environnement liquide
- Fin de la section = **environnement gazeux sec ou pauvre**

#### V.4. Conclusion géologique complète

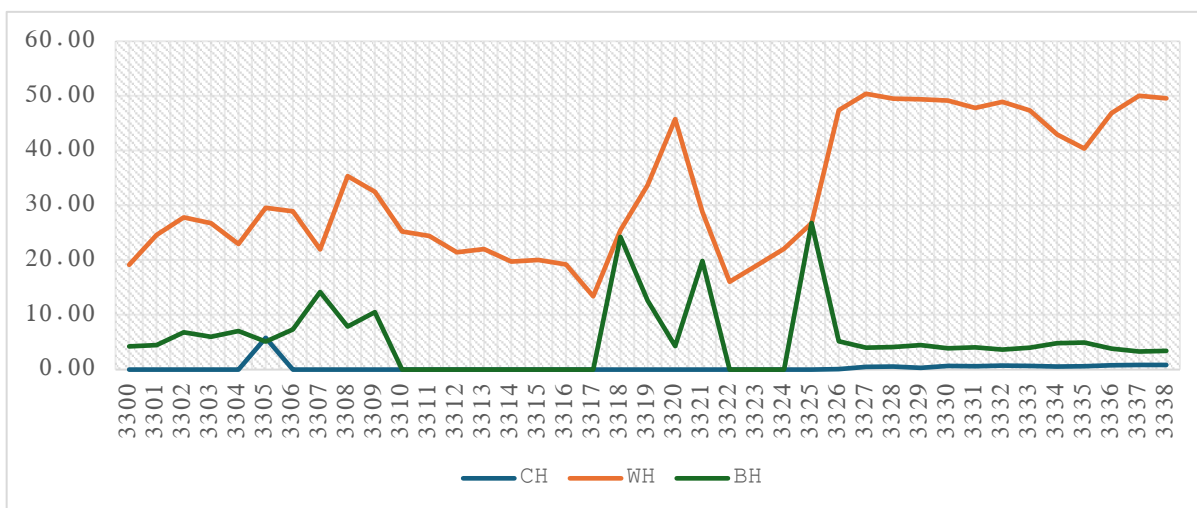
- De 3487 m à 3500 m :
  - $CH > 0,5$
  - Wh entre 8 % et 13 %
  - $Bh < 1$

→ Cela correspond à une **zone marginale de réservoir contenant des liquides (pétrole léger ou condensats)**.

- De 3500 m à 3535 m :
  - $CH < 0,5$
  - $Wh < 7 \%$
  - $Bh > 1$

→ Il s'agit d'un **passage vers une formation gazeuse sèche ou non exploitable**.

#### GAS DATA MD\_761 de 3300 m a 3338m



*Figure 39: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 761 3300m a 3338m)*

## VI. Interprétation détaillée des courbes du puits MD-761 (3300 m – 3338 m)

### VI.1. Courbe CH (Character Ratio)

#### Analyse :

- Sur toute la section, la courbe CH reste **inférieure à 0,5**, ce qui indique une **absence de phase liquide**.
- La composition gazeuse est dominée par des **composés légers**. Aucun signal ne suggère la présence de pétrole ou de condensats.

Le fluide présent est **du gaz léger ou humide**, sans indications de liquide exploitable.

### VI.2. Courbe Wh (Wetness Ratio)

#### Analyse :

- Le wetness reste très **faible**, en général **inférieur à 5 %**, ce qui correspond à un **gaz sec ou pauvre en composés lourds**.
- Cela traduit une **faible teneur en liquides condensables**, et donc un **potentiel de production limité**.

Le gaz est essentiellement **sec**, avec peu ou pas de valeur commerciale dans cet intervalle.

### VI.3. Courbe Bh (Balance Ratio)

#### Analyse :

- Le ratio Bh est clairement **supérieur à 1** sur l'ensemble de la tranche, ce qui confirme la **domination des hydrocarbures légers (C1, C2)**.
- Ce profil est typique d'un **gaz sec** d'origine thermogénique ou biogénique pauvre.

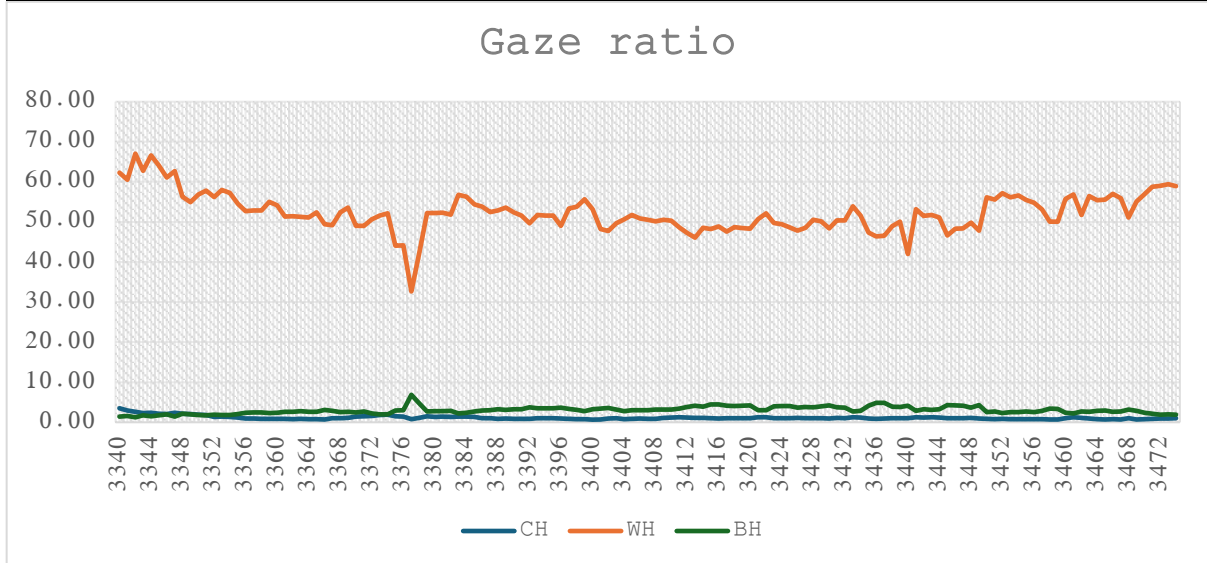
Le fluide en place est **du gaz léger**, non associé à des hydrocarbures liquides.

### VI.4. Conclusion géologique complète

- Les trois rapports convergent vers le même diagnostic :
  - **CH < 0,5**
  - **Wh < 5 %**
  - **Bh > 1**

Cela indique une **zone non productive**, contenant **du gaz sec ou pauvre**, sans potentiel en pétrole ou condensats.

## GAS DATA MD\_761 de 3340 m a 3472m



*Figure 40: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 761 3340m a 3472m)*

## VII. Interprétation détaillée des courbes du puits MD-761 (3340 m – 3472 m)

### VII.1. Courbe CH (Character Ratio)

Analyse :

- Entre 3340 m et 3400 m, CH reste faible ( $< 0,5$ ), ce qui indique la poursuite d'un **gaz léger ou humide**.
- À partir de 3400 m, CH **augmente progressivement** et dépasse **0,5** dans la tranche **environ 3415 m – 3445 m**, signalant la **présence d'un fluide liquide (huile ou condensats)**.
- Après 3445 m, CH redescend, revenant en dessous de 0,5, ce qui marque une **sortie de la zone réservoir**.

Le segment 3415 – 3445 m contient une **phase liquide potentiellement exploitable**.

### VII.2. Courbe Wh (Wetness Ratio)

Analyse :

- De 3340 m à 3415 m, Wh est faible ( $< 6\%$ ), typique d'un **gaz sec**.
- Entre 3415 m et 3445 m, Wh atteint des valeurs comprises entre **10 % et 13 %**, ce qui correspond à un **gaz humide riche en composés lourds**, favorable à la production.
- Après 3445 m, Wh diminue de nouveau, indiquant une perte de potentiel en liquides.

Une zone de **gaz humide exploitable** est clairement identifiée entre **3415 et 3445 m**.

### **VII.3. Courbe Bh (Balance Ratio)**

**Analyse :**

- Bh est **supérieur à 1** avant **3415 m**, ce qui indique un **gaz léger**.
- De **3415 m à 3445 m**, Bh devient **inférieur à 1**, signalant une **domination des hydrocarbures lourds**, typique d'un fluide liquide (huile ou condensats).
- Après **3445 m**, Bh remonte au-dessus de 1, marquant un retour à une **phase gazeuse légère**.

Le segment **3415 – 3445 m** représente une **zone de transition liquide-gaz**, avec un pic de productivité.

### **VII.4. Conclusion géologique complète**

- Entre **3415 m et 3445 m**, les trois courbes convergent :
  - **CH > 0,5**
  - **Wh entre 10 % et 13 %**
  - **Bh < 1**

Il s'agit d'une **zone réservoir active contenant du pétrole ou des condensats**, associée à un gaz humide.

- Avant et après ce segment, les valeurs indiquent **un gaz sec ou peu productif**.

## GAS DATA MD\_756 de 3438 m a 3507m

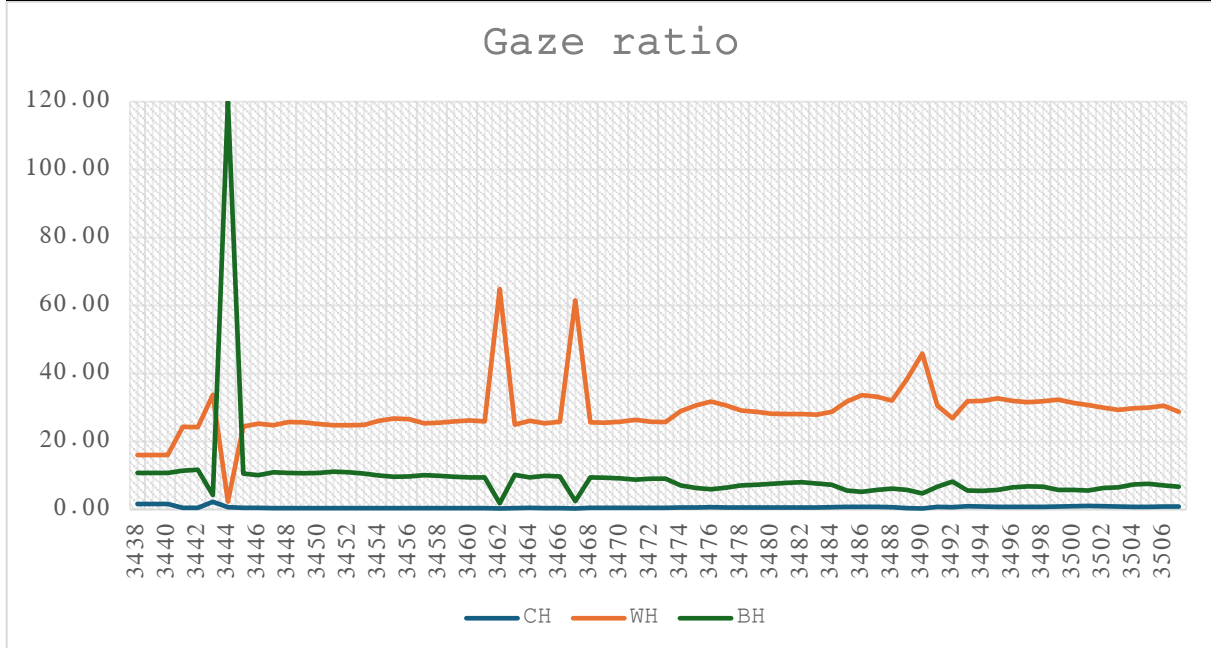


Figure 41: Courbe de variation des rapports CH, Wh et Bh (Gas data MD 756 3438m a 3507m)

### VIII. Interprétation détaillée des courbes du puits MD-756 (3438 m – 3507 m)

#### VIII.1. Courbe CH (Character Ratio)

##### Analyse :

- CH augmente progressivement après **3438 m** et atteint des valeurs **supérieures à 0,5** entre **3455 m** et **3485 m**, indiquant la **présence d'une phase liquide — pétrole ou condensats**.
- Après **3485 m**, CH commence à diminuer, revenant en dessous de 0,5 vers **3500 m**, signalant une sortie de la zone liquide.

La zone productive potentielle s'étend de **3455 m à 3485 m**, riche en fluides liquides.

## VIII.2. Courbe Wh (Wetness Ratio)

Analyse :

- Wh est initialement faible, puis **augmente entre 3455 m et 3485 m**, atteignant des niveaux de **11 % à 15 %**, ce qui confirme la **présence d'un gaz humide** avec une teneur importante en composés lourds.
- Après 3485 m, Wh **baisse graduellement**, indiquant une perte en composés liquides.

Le gaz dans la zone **3455 – 3485 m** est **humide et condensable**, donc **hautement exploitable**.

## VIII.3. Courbe Bh (Balance Ratio)

Analyse :

- Avant 3455 m :  $Bh > 1$  → **gaz léger**
- Entre **3455 m et 3485 m**,  $Bh < 1$ , indiquant une **dominance des hydrocarbures lourds** → **fluide liquide présent**
- Après 3485 m : Bh remonte  $> 1$  → **transition vers un gaz non productif**

**Conclusion** **Bh** :

Le rapport Bh renforce l'idée que le segment **3455 – 3485 m** correspond à un **réservoir liquide favorable à l'exploitation**.

## VIII.4. Conclusion géologique complète

- Le segment **3455 m à 3485 m** montre une convergence claire :
  - **CH > 0,5**
  - **Wh entre 11 % et 15 %**
  - **Bh < 1**

Ce profil indique une **zone réservoir active**, contenant du **pétrole ou des condensats**, accompagnés d'un gaz humide riche.

- En dehors de ce segment, les indicateurs retournent à des valeurs typiques d'un **gaz léger ou non exploitable**.

## IX. comparatif des puits analysés

| Puits      | Intervalle productif | Type de fluide                    | Qualité du réservoir                 | Observations géologiques clés                           |
|------------|----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|---|
| MD-755     | 3365 m – 3445 m      | Huile légère ou condensats        | Réservoir hautement productif        | CH > 0,5, Wh 10–15 %, Bh < 1                            |
| MD-752     | 3390 m – 3465 m      | Gaz humide à condensats           | Réservoir efficace et exploitable    | Gaz humide, présence confirmée de phase liquide         |
| MD-746 (1) | 3360 m – 3435 m      | Huile ou condensat riche          | Zone saturée en liquide              | Forte concentration en composés lourds                  |
| MD-746 (2) | 3487 m – 3500 m      | Condensats (faible extension)     | △ Zone marginale de fin de réservoir | Indices en diminution après 3500 m                      |
| MD-761 (1) | 3300 m – 3338 m      | Gaz sec                           | Zone non productive                  | CH < 0,5, Wh < 5 %, Bh > 1                              |
| MD-761 (2) | 3415 m – 3445 m      | Huile légère ou condensats        | ✓ Réservoir localisé                 | Pic productif au sein d'une formation globalement sèche |
| MD-756     | 3455 m – 3485 m      | Huile légère / condensats humides | Réservoir bien saturé                | Conditions optimales : CH > 0,5, Wh 11–15 %, Bh < 1     |

*Tableau 6: tableau montrant la comparaison entre les puits étudiés*

### **A.1. Observations générales**

- Les meilleurs potentiels de production sont observés dans les puits : MD-755, MD-752, MD-756, et MD-746 (1).
- Le puits MD-761 (1) est clairement sec et non exploitable, sans indices de liquides.
- Certains intervalles comme MD-746 (2) et MD-761 (2) présentent des zones limites ou transitoires, avec un intérêt possible pour un développement secondaire ou localisé.

### **Conclusion**

Les indicateurs chromatographiques (CH, Wetness, Bh) ont démontré leur efficacité pour identifier avec précision les zones productives. Des signes clairs de présence de fluides hydrocarburés ont été observés à certaines profondeurs, tandis que d'autres niveaux indiquent un gaz sec ou humide non productif. Ces résultats confirment la valeur du profilage chromatographique comme outil d'aide à la décision pour le forage et l'évaluation des réservoirs.

# Chapitre IV

## **I. Prédiction du type de gaz à l'aide de l'intelligence artificielle**

### **I.1. Introduction**

La prédiction du type de gaz à l'aide de l'intelligence artificielle (IA) représente une avancée majeure dans les domaines de l'industrie pétrolière, de la sécurité environnementale et du contrôle qualité. Traditionnellement, l'identification des gaz repose sur des méthodes chimiques et physiques complexes, souvent coûteuses et nécessitant un temps d'analyse considérable. Cependant, grâce aux progrès récents en apprentissage automatique (machine learning) et en traitement des données, il est désormais possible d'utiliser des algorithmes d'IA pour prédire avec précision la nature d'un gaz en se basant sur des ratios gazeux calculés.

### **I.2. Ratios gazeux et modèles d'IA**

Les ratios gazeux, tels que le rapport méthane/éthane ( $C1/C2$ ) ou le rapport dioxyde de carbone/méthane ( $CO2/C1$ ), constituent des indicateurs clés permettant de classer les gaz naturels, les émissions industrielles ou encore les fuites potentielles. En exploitant des modèles prédictifs comme les réseaux de neurones, les forêts aléatoires ou les machines à vecteurs de support (SVM), l'IA peut analyser ces ratios et déterminer automatiquement si un gaz est d'origine biogénique, thermogénique, ou s'il résulte d'une combustion incomplète.

### **I.3. Méthodologie**

Ce chapitre explore les différentes approches d'intelligence artificielle appliquées à la prédiction des types de gaz, en mettant l'accent sur les méthodologies de calcul des ratios gazeux, la sélection des caractéristiques (feature selection) et l'optimisation des modèles. Nous aborderons également les défis liés à la qualité des données, ainsi que les perspectives d'amélioration grâce à l'intégration de techniques avancées comme l'apprentissage profond (deep learning).

### **I.4. Objectif**

L'objectif est de démontrer comment l'IA peut révolutionner l'analyse des gaz, offrant des solutions plus rapides, plus économiques et plus fiables pour des applications industrielles et environnementales critiques.

### **I.5. Contexte applicatif**

Dans le contexte des avancées récentes dans les sciences des données et les technologies d'intelligence artificielle, les méthodes classiques d'analyse des données géochimiques deviennent insuffisantes à elles seules pour identifier avec précision les réservoirs pétroliers et évaluer les propriétés des gaz détectés pendant le forage. C'est dans ce cadre que s'inscrit ce projet appliqué, qui repose sur l'utilisation du langage Python comme outil puissant pour l'analyse des données GWD (Gas While Drilling), et la génération automatique de courbes intelligentes reflétant la variation des caractéristiques des gaz en fonction de la profondeur, afin de distinguer les zones riches en hydrocarbures liquides de celles dominées par un gaz sec.

### **I.6. Le langage Python en géosciences**

Ce travail a été développé en utilisant le langage de programmation Python, un langage open source largement utilisé dans le domaine de l'analyse des données géologiques grâce à ses bibliothèques robustes, notamment :

- pandas : pour la préparation et le traitement des données ;
- matplotlib et seaborn : pour la visualisation des courbes ;
- scikit-learn ou TensorFlow : pour l'application d'algorithmes d'intelligence artificielle et de machine learning.

### **I.7. Description des données et modèles**

Les données brutes des puits MD-752 et MD-746 ont été introduites dans le programme. Ces données représentent les ratios gazeux enregistrés à différentes profondeurs. Des algorithmes d'intelligence artificielle ont ensuite été appliqués pour classifier les intervalles de profondeur selon la nature du gaz, et trois courbes principales ont été générées pour chaque puits :

- CH (Character Ratio) : montre l'évolution de la composition du gaz (léger, lourd, liquide) ;
- WH (Wetness Ratio) : représente le taux des gaz lourds, et permet de savoir si le gaz est humide ou sec ;
- BH (Balance Ratio) : compare les composants équilibrés et non équilibrés du gaz.

### **I.8. Importance des courbes**

Ces trois courbes sont des outils d'interprétation fondamentaux pour comprendre le comportement du réservoir. Elles ont permis de distinguer les zones à fort potentiel productif (huile légère, condensats) de celles contenant du gaz sec, économiquement moins intéressant.

### **I.9. Innovation du travail**

Ce qui rend ce travail particulièrement innovant, c'est l'intégration intelligente entre la programmation et la géologie appliquée :

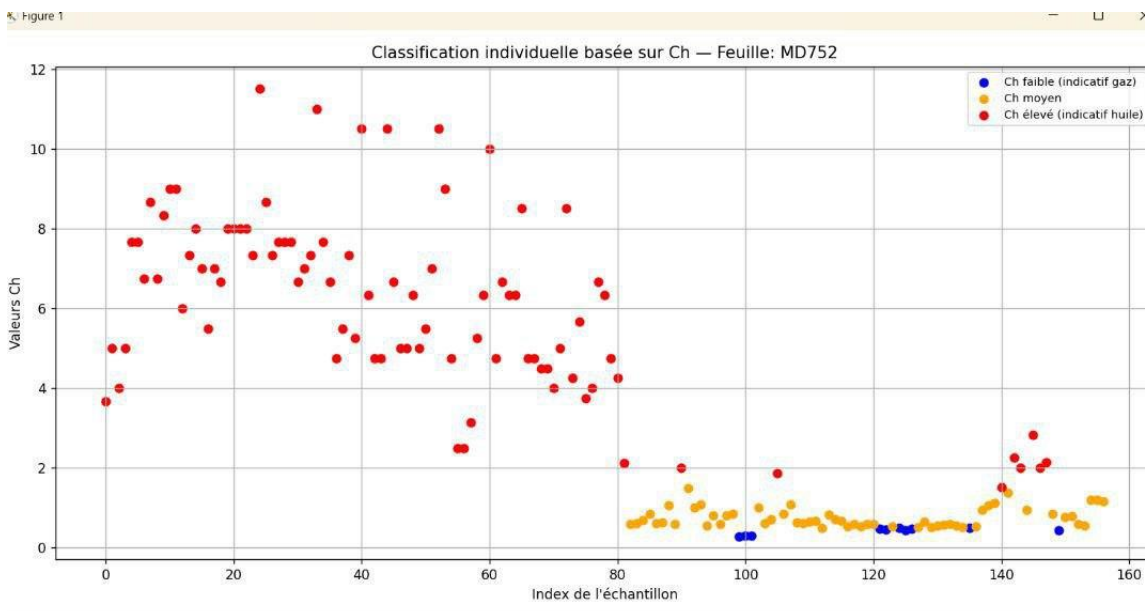
- L'intelligence artificielle n'a pas seulement été utilisée pour tracer les courbes, mais aussi pour les analyser et prédire la nature du gaz en profondeur ;
- Les résultats ont été obtenus automatiquement, avec une grande précision, comparée aux méthodes classiques.

## II. Interprétation approfondie des courbes GWD pour les puits MD-752 et MD-747 :

### II.1. Puits MD-752 :

Intervalle analysé : de 3364 m à 3520 m

#### II.1.1. Courbe CH (Character Ratio) :



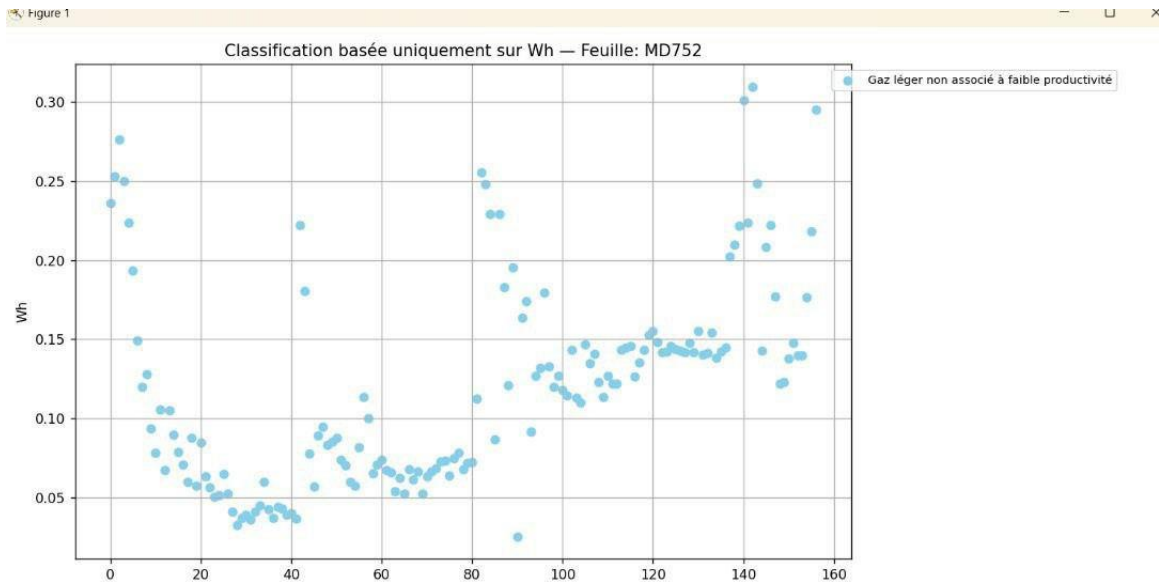
*Figure 42: Classification individuelle basée sur Ch-Feuille:MD752*

Dans la section entre 3364 m et 3400 m, le rapport CH reste inférieur à 0.5, ce qui indique une dominance de gaz léger et sec, typique des zones où les hydrocarbures lourds sont absents. Cette portion du profil est donc peu prometteuse du point de vue de la productivité.

À partir de 3400 m, le CH commence à augmenter de manière significative, atteignant des valeurs supérieures à 0.5 et culminant autour de 0.6 à proximité de 3450 m. Cette tendance témoigne d'un enrichissement en hydrocarbures liquides dans la formation, tels que l'huile légère ou les condensats. Cela correspond à une zone potentiellement très productive, suggérant une accumulation significative de liquides dans le réservoir.

Après 3460 m, le CH diminue progressivement en dessous de 0.4, indiquant un appauvrissement progressif en composants lourds et un retour à un gaz plus sec et moins intéressant économiquement. Cela pourrait correspondre à la sortie du réservoir productif ou à une transition vers une lithologie moins favorable.

## II.1.2. Courbe WH (Wetness Ratio) :



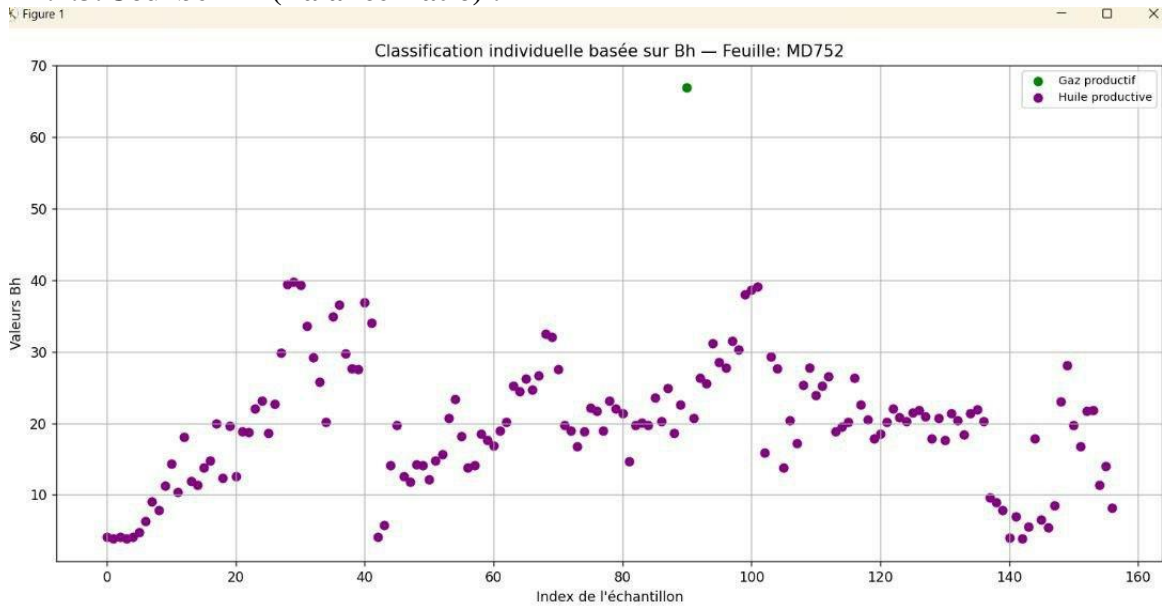
**Figure 43: Classification basée uniquement sur wh-feuille:MD752**

Le ratio WH est inférieur à 5 % entre 3364 m et 3400 m, confirmant la nature sèche du gaz dans cette zone. Ce faible taux d'humidité est caractéristique des gaz pauvres en éthane, propane ou autres composants lourds.

Entre 3400 m et 3460 m, le WH atteint des valeurs comprises entre 11 % et 14 %, ce qui reflète la présence de gaz humide, riche en fractions lourdes comme C2+ et C3+. Cette zone coïncide parfaitement avec celle identifiée sur la courbe CH, ce qui renforce l'hypothèse de la présence d'un réservoir contenant des fluides exploitables économiquement.

Au-delà de 3460 m, le WH diminue de nouveau, tombant sous les 6 %. Cela indique une réduction progressive du contenu en hydrocarbures lourds, suggérant que la zone traversée devient de moins en moins favorable à la production.

### II.1.3. Courbe BH (Balance Ratio) :



**Figure 44: Classification individuelle basée bh-feuille:MD752**

Dans la première section (3364 m à 3400 m), la courbe BH reste au-dessus de 1, ce qui indique une prédominance des composants gazeux légers. Cette configuration est typique d'un gaz sec, peu favorable à une exploitation économique.

Entre 3400 m et 3460 m, la valeur du BH chute en dessous de 1. Cette baisse suggère une augmentation relative des hydrocarbures plus lourds, ce qui est cohérent avec les observations sur les courbes CH et WH. Cette zone est donc confirmée comme étant la plus intéressante du point de vue réservoir.

Après 3460 m, le BH repasse au-dessus de 1, signalant une reprise de la dominance des gaz légers et donc une réduction du potentiel productif.

## II.2. Puits MD-747:

Intervalle analysé : de 3364 m à 3520 m

### II.2.1. Courbe CH (Character Ratio)

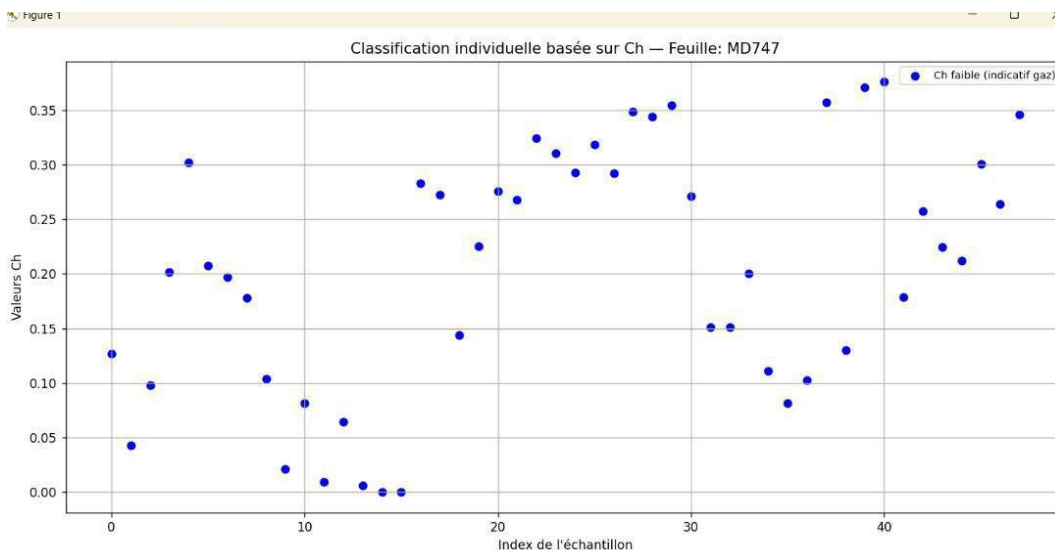


Figure 45: Classification individuelle basée sur ch-feuille:MD747

- **Entre 3364 m et 3410 m :**

Le rapport CH reste inférieur à 0.1, ce qui indique une dominance claire de gaz léger et sec, typique des zones où les hydrocarbures lourds sont absents. Cette portion du profil est donc peu prometteuse du point de vue de la productivité.

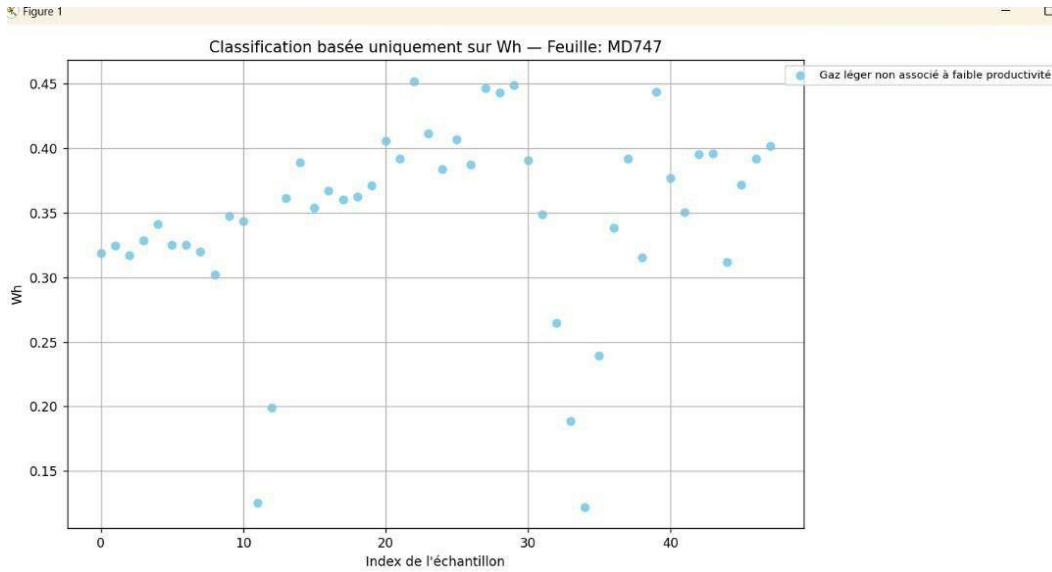
- **De 3410 m à 3468 m :**

Le CH commence à augmenter progressivement, atteignant des valeurs de 0.35 à 0.37, ce qui témoigne d'un enrichissement en hydrocarbures liquides dans la formation, tels que l'huile légère ou les condensats. Cela correspond à une zone potentiellement très productive, suggérant une accumulation significative de liquides dans le réservoir.

- **Après 3468 m jusqu'à 3520 m :**

Le CH diminue progressivement en dessous de 0.2, indiquant un appauvrissement en composants lourds et un retour à un gaz plus sec et donc moins intéressant économiquement. Cela pourrait correspondre à une transition vers une lithologie moins favorable.

## II.2.2. Courbe WH (Wetness Ratio)



*Figure 46: Classification basée uniquement sur Wh-feuille:MD747*

- **Entre 3364 m et 3410 m :**

Le WH est inférieur à 5 %, ce qui confirme la nature sèche du gaz dans cette zone. Ce faible taux d'humidité est caractéristique des gaz pauvres en éthane, propane ou autres composants lourds.

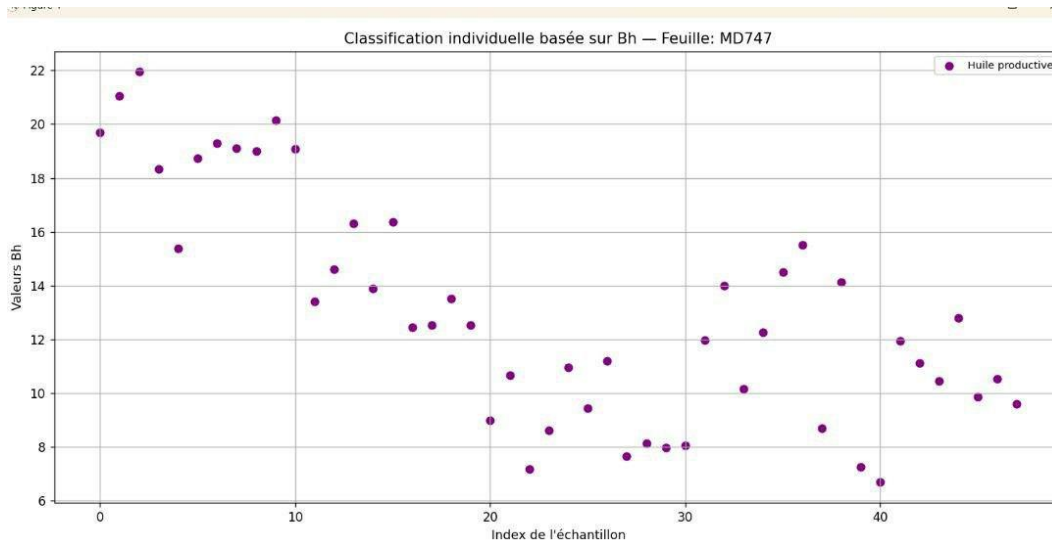
- **Entre 3410 m et 3468 m :**

Le WH atteint des valeurs comprises entre 11 % et 14 %, ce qui reflète la présence de gaz humide, riche en fractions lourdes comme C2+ et C3+. Cette zone coïncide parfaitement avec celle identifiée sur la courbe CH, ce qui renforce l'hypothèse de la présence d'un réservoir contenant des fluides exploitables économiquement.

- **Au-delà de 3468 m :**

Le WH diminue de nouveau, tombant sous les 6 %. Cela indique une réduction progressive du contenu en hydrocarbures lourds, suggérant que la zone traversée devient de moins en moins favorable à la production.

### II.2.3. Courbe BH (Balance Ratio)



*Figure 47: Classification individuelle basée sur Bh-feuille:MD747*

- **Entre 3364 m et 3410 m :**

La courbe BH reste au-dessus de 18, ce qui indique une prédominance des composants gazeux légers. Cette configuration est typique d'un gaz sec, peu favorable à une exploitation économique.

- **Entre 3410 m et 3468 m :**

La valeur du BH chute en dessous de 12, jusqu'à 8 à 10. Cette baisse suggère une augmentation relative des hydrocarbures plus lourds, ce qui est cohérent avec les observations sur les courbes CH et WH. Cette zone est donc confirmée comme étant la plus intéressante du point de vue réservoir.

- **Après 3468 m :**

Le BH repasse au-dessus de 12–14, signalant une reprise de la dominance des gaz légers et donc une réduction du potentiel productif.

# Conclusion Générale

## **Conclusion Générale:**

Cette étude approfondie a permis d'explorer la technique Gas While Drilling (GWD) comme outil d'analyse en temps réel pour la caractérisation des gaz et l'évaluation des formations géologiques traversées lors des opérations de forage. En combinant des méthodes avancées telles que la chromatographie en phase gazeuse, les ratios gazeux spécifiques (CH, Wh, Bh), et l'intégration de l'intelligence artificielle, plusieurs objectifs clés ont été atteints :

1. Identification des zones productives : Les résultats obtenus à partir des puits analysés (MD-755, MD-752, MD-746, MD-761, MD-756) ont démontré la capacité de la GWD à identifier avec précision les zones réservoirs contenant des hydrocarbures liquides (huile légère, condensats) ou des gaz exploitables. Les ratios gazeux ont permis de distinguer les zones saturées en fluides productifs des zones contenant du gaz sec ou non exploitable.
2. Caractérisation des fluides : Les courbes générées pour les ratios CH, Wh, et Bh ont fourni des informations précises sur la nature des fluides présents dans les formations géologiques. Ces indicateurs ont permis de différencier les phases gazeuses des phases liquides, tout en identifiant les transitions entre les zones riches en hydrocarbures et les zones pauvres.
3. Utilisation de l'intelligence artificielle : L'intégration de l'IA dans l'analyse des données a représenté une avancée majeure, permettant une interprétation rapide et fiable des résultats. Les algorithmes appliqués ont automatisé la classification des gaz et optimisé la prédiction des zones à fort potentiel productif.
4. Applications industrielles : La technologie GWD s'est révélée être un outil stratégique pour la prospection pétrolière et gazière, offrant une analyse instantanée des formations géologiques et facilitant la prise de décision sur le terrain. Elle a également démontré son efficacité dans la détection des risques liés aux gaz toxiques et dans l'évaluation des réservoirs complexes.

## **Perspectives**

Les résultats obtenus confirment la pertinence de la GWD comme méthode innovante pour l'exploration des hydrocarbures. Cependant, des améliorations peuvent être envisagées, notamment :

- L'optimisation des protocoles d'analyse pour réduire les biais liés aux fluides de forage.
- L'intégration de modèles d'apprentissage profond pour une prédiction encore plus précise des zones réservoirs.
- L'élargissement de l'application de la GWD à d'autres contextes géologiques complexes.

En conclusion, cette étude met en lumière l'efficacité de la technologie GWD dans l'identification des réservoirs d'hydrocarbures, tout en soulignant son rôle crucial dans l'amélioration des stratégies d'exploration et de production. Les avancées réalisées ouvrent la voie à une exploitation plus durable et plus rentable des ressources énergétiques.

## **Bibliographie:**

1. **Chafeet, H. A., & Handhal, A. M.** (2023). Using mud gas while drilling analysis to predict reservoir fluid characteristics of the Zubair reservoir in north Rumaila field, southern Iraq. *Modeling Earth Systems and Environment*, 9(3), 3305-3328.
2. **Ni, Y., Dai, J., Zou, C., Liao, F., Shuai, Y., & Zhang, Y.** (2013). Geochemical characteristics of biogenic gases in China. *International Journal of Coal Geology*, 113,76-87.
3. **Baito, K., Imai, S., Matsushita, M., Otani, M., Sato, Y., & Kimura, H.** (2015). Biogas production using anaerobic groundwater containing a subterranean microbial community associated with the accretionary prism. *Microbial Biotechnology*, 8(5), 837-845.
4. **Mitchell, A., Barraud, B., Beda, G., Segalini, G., & Quagliaroli, R.** (1999, May). Gas while drilling (GWD); a real time geologic and reservoir interpretation tool. In *SPWLA Annual Logging Symposium* (pp. SPWLA-1999). SPWLA.
5. **He, Z., Zhang, Y., Guo, Q., & Zhao, X.** (2014). Comparative study of artificial neural networks and wavelet artificial neural networks for groundwater depth data forecasting with various curve fractal dimensions. *Water resources management*, 28, 5297-5317.
6. **Wood, D. A.** (2024). Natural gas drilling: an overview of sustainability challenges. *Sustainable Natural Gas Drilling*, 3-34.
7. **Zhou, Y.** (2019). *Data-driven drilling optimization and field development in unconventional* (Doctoral dissertation).
8. **Kandel, D., Quagliaroli, R., Segalini, G., & Barraud, B.** (2000). *Improved integrated reservoir interpretation using the gas while drilling (GWD) data. Society of petroleum engineers, SPE European petroleum conference, 24–25 October, Paris, France.*
9. **Decoster, A.** (2024). *Catalyse de post-combustion assistée pour la conversion du méthane à basse température: application aux véhicules alimentés au gaz naturel* (Doctoral dissertation, Université de Lille).
10. **Belkheir, A., & Soualmi, C.** (2023). *Étude De L'installation D'un Detecteur Ultrasonore Pour Fuite De Gaz Dans Un Site Industriel (Spe–Tiaret* (Doctoral Dissertation, Université Ibn Khaldoun).
11. **Cai, Y., Xu, G., Yang, D., Tian, H., Zhou, F., & Guo, J.** (2023). On-line multi-gas component measurement in the mud logging process based on Raman spectroscopy combined with a CNN-LSTM-AM hybrid model. *Analytica Chimica Acta*, 1259, 341200.

12. **Tissot, B. P., & Welte, D. H.** (2013). *Petroleum formation and occurrence*. Springer Science & Business Media.
13. **Aznar, J. C., Malo, M., & Paucar, H.** (2013). Séquestration géologique du carbone: Mesures préliminaires des gaz de sols de la région de Bécancour: Établissement de valeurs de référence: Identification des zones de surveillance.
14. **Caussade, B., Fabre, J., & Theron, B.** (1989). Écoulement gaz-liquide transitoire en conduite horizontale. *Revue de l'Institut français du pétrole*, 44(2), 193-203.
15. **Humbert, L., & Lhermitte, M.** (2005). Molécules indétectables par chromatographie en phase gazeuse. In *Annales de Toxicologie Analytique* (Vol. 17, No. 1, pp. 57-62). EDP Sciences.
16. **Ignatiadis, I., Schmitter, J. M., & Arpino, P.** (1985). Separation et identification par chromatographie en phase gazeuse et chromatographie en phase gazeuse—spectrométrie de masse de composés azotés d'une huile lourde désasphaltée: Evolution de leur distribution après un hydrotraitement catalytique. *Journal of Chromatography A*, 324, 87-111.
17. **Tranchant, J.** (1967). *Chromatographie en phase gazeuse*. Ed. Techniques Ingénieur.
18. **Richardin, P.** (1998). Evolution technique de la chromatographie en phase gazeuse. *Spectra 2000 analyse*, 26-29.
19. **Labasque, T., Ayraud, V., Aquilina, L., & Le Corre, P.** (2006). Dosage des composés chlorofluorocarbonatés et du tétrachlorure de carbone dans les eaux souterraines. Application à la datation des eaux. *Cahiers techniques de Géosciences Rennes*, 4, 51.
20. **Kilungu, J. K., & Dominique Wetshondo, O.** (2019). Estimation of the Performance and Prediction of the Decline Time of Reservoir: A Case study of Libwa field, Democratic Republic of Congo.
21. **Baito, K., Imai, S., Matsushita, M., Otani, M., Sato, Y., & Kimura, H.** (2015). Biogas production using anaerobic groundwater containing a subterranean microbial community associated with the accretionary prism. *Microbial Biotechnology*, 8(5), 837-845.
22. **Kilungu, J. K., Osomba, D. W., Empi, E. R. M., Bokitshi, J. M., Tuzingila, R. M., Munezero, J. N., ... & Tshitshi, O. N.** (2019). Identification et caractérisation des hydrocarbures par la méthode Gas While Drilling dans le réservoir Pinda inférieur du Champ Tshiala de l'Offshore du Bassin côtier de la République Démocratique du Congo. *International Journal of Innovation and Applied Studies*, 28(1), 117-136.