

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE  
L'ARECHERCHE SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA – BOUMERDES**



**Faculté d'hydrocarbures et chimie  
Département de Géophysique**



---

**Mémoire de fin d'étude  
En vue de l'obtention du diplôme  
De Master en Géophysique**

**Thème**

***Etude petrophysique et geomecanique pour la réalisation d'une  
Fracturation Hydraulique des réservoirs Cambro-ordovicien de  
la Région de In Amenas, Bassin d'Illizi, Algérie***

**Réalisé par l'étudiante :**

**HAMADAS MANEL**

**Encadré par :**

**Mme ALIOUANE Leila(FHC)  
Mr. BENYOUCEF.A (SH)  
Mr .MALLEK.H (SH)  
Mlle. Lasbeur (SH)**

**Année universitaire 2014/2015**

## **REMERCIEMENTS**

*Nos premiers remerciements vont au bon dieu tout puissant, nous le remercions de nous avoir donnée la chance et le courage et la force d'arriver jusqu'ici et d'accomplir notre travail.*

*Nos adressons nos vifs remerciements pour notre chère promotrice consultant Mme ALIOUNE. Leila enseignante a l'université de Mohamed Bouguara pour nous avoir orientées et dirigés tout au long de notre collaboration*

*Nous adressons aussi nos remerciement Mr. BEN YUCEF et Mr. MALLEK nos deux encadreur au niveau de la SONATRACH de nous avoir aidé et soutenu tout au long de notre travail et on les remercie pour tout leurs efforts.*

*Je remercie Mlle lasbeur pour son aide au cours de mon master .*

*ON tient à exprimer notre reconnaissance aux enseignants du département de géophysique qui ont contribué à notre formation.*

*Merci a toutes les personnes qui ont contribué de loin ou de prêt a la réalisation de ce travail.*

*Merci*

## DEDICACE

*Je dédie mon mémoire avant tout à la meilleure maman du monde « ma maman » grâce à qui je suis arrivée là ou je suis. Tu as su me faire croire en moi et que rien n'était difficile ni impossible, je lui suis redevable pour tout ce qu'elle a fait et sacrifié pour mon bonheur et ma réussite je te  
remercierais jamais assez maman*

*Au meilleur papa du monde « mon papa » que j'aime plus que tout au monde je le remercie de m'avoir suivie durant mon parcours scolaire et de m'avoir donnée tout ce dont j'avais besoin .c'est grâce à lui aussi que j'ai réussie dans  
ma vie je le remercie pour tout.*

*A ma très chère grande unique adorable sœur « chichi » que j'aime le plus dans ce monde entiers et sans laquelle je ne saurais quoi devenir elle a été  
mon idole mon exemple dans la vie.à mon beau frère Hichem.*

*A mes grands parents Makhlouf et Ghania qui ont aussi beaucoup contribué à mon succès et mon bonheur, ma grand mère qui a pris soin de moi et mon  
grand père avec qui j'ai beaucoup appris, je vous remercie*

*A mon très cher grand frère (oncle) kamel que je remercierais jamais assez d'avoir été la pour moi m'avoir donnée tout ce que je souhaitais, mon frère  
Hassen aussi frère (oncle) que j'adore et salim .*

*A mes tantes que j'aime de tout mon cœur Tati Fouzia et Tati Farida*

*A mes adorables copines, A toutes mes cousines, Yasmine et Amel et à tous les  
membres de ma famille, mes oncles aussi*

*Et enfin à mon amie et ma binôme Mounia que je remercie et sans laquelle je  
n'aurais pu réaliser ce projet.*

**HAMADAS MANEL**

## Sommaire :

|                                           |   |
|-------------------------------------------|---|
| <b><u>Introduction générale</u></b> ..... | 1 |
|-------------------------------------------|---|

## **Chapitre I : Théorie des tight réservoirs**

|                                                                      |    |
|----------------------------------------------------------------------|----|
| I. Notions de conventionnel/non conventionnel.....                   | 2  |
| I.1. Reservoir conventionnel.....                                    | 2  |
| I.2. Reservoir non-conventionnel.....                                | 3  |
| II. Gaz non-conventionnel .....                                      | 4  |
| III. Tight Gas réservoir.....                                        | 5  |
| III.1. Définition .....                                              | 5  |
| III.2. Répartition du Tight gas à travers le monde.....              | 6  |
| III.3. Caractéristiques et propriétés.....                           | 9  |
| III.3.1. Matrice.....                                                | 9  |
| III.3.2. Porosité.....                                               | 9  |
| III.3.2.1. Différents types de porosité.....                         | 10 |
| III.3.2.2. Classification des porosités.....                         | 10 |
| III.3.3. Perméabilité.....                                           | 11 |
| III.3.4. Relation entre porosité et perméabilité .....               | 13 |
| VI. Compaction des réservoirs tight .....                            | 13 |
| VI.1 .Texture .....                                                  | 14 |
| VI.2. les processus diagénétiques.....                               | 14 |
| VI.2 .1. La compaction.....                                          | 15 |
| VI.2 .2. Cimentation par le quartz .....                             | 15 |
| V. Attributs pétrophysiques des réservoirs à basse permeabilité..... | 15 |
| VI. Etapes d'étude des réservoirs compacts.....                      | 17 |
| VI.1. Identifier les ressources.....                                 | 17 |
| VI.2. Evaluer les réserves .....                                     | 17 |
| VI.3. Produire les réservoirs .....                                  | 17 |
| VII. Conclusion.....                                                 | 18 |

## **Chapitre II: Présentation de la région d'étude**

|                                                        |    |
|--------------------------------------------------------|----|
| I. Présentation de la région d'Illizi.....             | 19 |
| II. Situation géographique des du bassin d'Illizi..... | 19 |
| III. Cadre géologique du bassin d'Illizi .....         | 20 |
| III.1. Aspect stratigraphique .....                    | 21 |
| III.2. Aspect structural .....                         | 23 |
| IV. Présentation de la région de « IN AMENAS ».....    | 25 |
| IV.1. Cadre géologique régional.....                   | 25 |
| IV.2. Cadre géologique local .....                     | 26 |
| IV.3. Cadre stratigraphique d'IN ESSAN.....            | 26 |
| IV.3.1. Réservoir s du Cambro-ordovicien .....         | 26 |
| V. Intérêt pétrolier.....                              | 28 |
| V.1. Roches mères .....                                | 28 |
| V.2. Roches Couvertures.....                           | 28 |
| V.3. Roches réservoirs .....                           | 28 |

|                           |    |
|---------------------------|----|
| VI. Types de pièges ..... | 29 |
|---------------------------|----|

### **Chapitre III: Evaluation des paramètres pétrophysiques**

|                                                                        |    |
|------------------------------------------------------------------------|----|
| I. Diagraphies enregistrées.....                                       | 30 |
| I.1. Diagraphies nucléaires.....                                       | 30 |
| I.2. Diagraphie soniques.....                                          | 38 |
| I.3. Diagraphies électriques.....                                      | 39 |
| I.4. Diagraphies auxiliaires.....                                      | 42 |
| I.4.1. Caliper (diamètreur).....                                       | 42 |
| I.5. Modular Dynamic Tester (MDT).....                                 | 43 |
| II. Evaluation.....                                                    | 45 |
| II.1. Données de forage.....                                           | 46 |
| II.2. Evaluation qualitative.....                                      | 50 |
| II.2.1. Estimation du volume d'argile.....                             | 50 |
| II.2.2. Délimitation des réservoirs.....                               | 50 |
| II.2.3. Détermination des paramètres argileux .....                    | 51 |
| II.2.4. Détermination des paramètres matriciels.....                   | 51 |
| II.2.5. Estimation et correction des porosités.....                    | 54 |
| II.2.6. Détermination de la résistivité de la zone vierge.....         | 56 |
| II.2.7. Détermination de résistivité de l'eau de formation $R_w$ ..... | 57 |
| II.2.8. Détermination du type d'argile.....                            | 58 |
| II.2.9. Estimation de la saturation.....                               | 60 |
| II.3. Estimation des paramètres pétrophysiques.....                    | 62 |
| II.4. Analyses des carottes.....                                       | 67 |
| III. Analyse des résultats .....                                       | 69 |
| IV. Conclusion.....                                                    | 70 |

### **Chapitre IV: Fracturation Hydraulique des réservoirs compacts**

|                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------|----|
| I. Stimulation.....                                              | 71 |
| I.1. Raisons de stimulation.....                                 | 72 |
| I.2. Objectifs de la stimulation.....                            | 72 |
| I.3. Sélection des puits candidats .....                         | 72 |
| I.4. Utilisation optimale de la stimulation.....                 | 73 |
| I.5. Types de stimulation.....                                   | 74 |
| II. Fracturation hydraulique .....                               | 74 |
| II.1. Historique.....                                            | 74 |
| II.2. Définition.....                                            | 75 |
| II.3. Objectifs.....                                             | 75 |
| II.4. Classification.....                                        | 76 |
| II.5. Equipement de la fracturation hydraulique .....            | 76 |
| II.6. Fluides de fracturation et ses propriétés.....             | 78 |
| II.7. Additifs chimiques et propants .....                       | 78 |
| II.8. Critères généraux pour le choix des puits a fracturé.....  | 79 |
| III. Préparation d'un programme de Fracturation Hydraulique..... | 81 |
| III.1. Forage et complétion.....                                 | 81 |
| III.2. Paramètres pétrophysiques .....                           | 81 |

|                                                                                          |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| III.3. Nature des fluides mis en place.....                                              | 81  |
| III.4. Historique de la production.....                                                  | 81  |
| III.5.Operations antérieurs sur le puits.....                                            | 82  |
| III.6. Etude de faisabilité.....                                                         | 82  |
| <b>Chapitre V : Etude Geomecanique</b>                                                   |     |
| <b>I. <u>Notions sur la Geomecanique</u></b> .....                                       | 83  |
| I.1.Définition d'une contrainte .....                                                    | 83  |
| I.2.Orientation de La Contrainte.....                                                    | 84  |
| a) Contraintes verticales .....                                                          | 84  |
| b) Contraintes horizontales .....                                                        | 85  |
| I.3.Régime de stress .....                                                               | 85  |
| I.4.Déformation .....                                                                    | 86  |
| a) Élasticité .....                                                                      | 86  |
| b) Plasticité .....                                                                      | 86  |
| I.5.Workflow d'une étude MeM .....                                                       | 87  |
| I.6.Propriétés mécanique d'une roche .....                                               | 88  |
| a. Module de Young (E).....                                                              | 88  |
| b. Coefficient de Poisson.....                                                           | 89  |
| c. Module De Cisaillement.....                                                           | 91  |
| d. UCS (Unconfined Compressive Strength).....                                            | 91  |
| e. Gradient de fracturation (GF).....                                                    | 92  |
| I.7. Méthodes de Détermination de la Zone à Minimum Stress .....                         | 92  |
| a.Etude au laboratoire .....                                                             | 92  |
| b.Outils Soniques .....                                                                  | 93  |
| b.1.Mesures dynamiques (acoustique).....                                                 | 93  |
| ❖ DTC et DTS .....                                                                       | 93  |
| ❖ Log densité .....                                                                      | 93  |
| b.2.Mesures statiques.....                                                               | 94  |
| I.8. Profile de stress .....                                                             | 94  |
| a) Contraintes verticales (overburden pressure ).....                                    | 94  |
| b) Pression de pore (pore pressure).....                                                 | 95  |
| c) Calcule des contraintes horizontales.....                                             | 95  |
| <b>II. Profile de stress du Puits « A » réalisé par schlumberger (cas pratique).....</b> | 96  |
| II. 1.Présentation de la région d'étude.....                                             | 97  |
| II. 2.Profile de stress obtenu par Schlumberger .....                                    | 97  |
| II. 3.Régime de stress dans le réservoir Ordovicien du Puits « A ».....                  | 99  |
| II. 4.influence du régime tectonique sur le confinement vertical .....                   | 100 |
| II. 5.Discutions .....                                                                   | 101 |
| II.6. Direction de la contrainte horizontale .....                                       | 102 |

## **Chapitre 06 : Situation Post Frac**

|                                                   |            |
|---------------------------------------------------|------------|
| I. Design Frac.....                               | 103        |
| II. Breakdown Test.....                           | 104        |
| III. Data Frac.....                               | 105        |
| IV. Frac job.....                                 | 105        |
| V. Surveillance du traitement de facturation..... | 107        |
| VI. Situation post stimulation.....               | 108        |
| VII. Conclusion.....                              | 109        |
| <b>Bibliographie.....</b>                         | <b>110</b> |
| <b>Annexe .....</b>                               | <b>111</b> |

## Liste des Figs:

|                                                                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Fig.I.1: Réservoirs conventionnels d'hydrocarbures.....                                                                                     | 3  |
| Fig.I.2: Réservoirs non-conventionnels d'hydrocarbures.....                                                                                 | 4  |
| Fig.I.3: Sections de réservoirs gréseux. (a) Reservoir gréseux conventionnel ;(b) reservoir gréseux compact.....                            | 6  |
| Fig.I.4: Ressources mondiales de gaz.....                                                                                                   | 6  |
| Fig.I.5: Répartition des bassins à tight gas aux Etats-Unis .....                                                                           | 7  |
| Fig.I.6: Bassins à tight et shale gas en Algérie.....                                                                                       | 8  |
| Fig.I.7: Différents types de matrices.....                                                                                                  | 9  |
| Fig.I.8: Relation entre la taille des grains et la porosité.....                                                                            | 11 |
| Fig.I.9: Classification des réservoirs selon leur perméabilité.....                                                                         | 12 |
| Fig.I.10: Caractérisation des réservoirs selon la porosité et perméabilité.....                                                             | 13 |
| Fig.I.11: Constituants minéralogiques d'un gré compact.....                                                                                 | 14 |
| Fig.I.12: Compaction et Cimentation.....                                                                                                    | 15 |
| Fig.I.13: Relations entre perméabilités effectives et pressions capillaires dans les réservoirs traditionnels et à faible perméabilité..... | 16 |
| Fig.I.14: Estimation de croissance des gaz de tight sands comparée à celle des autres ressources gazières.....                              | 18 |
| Fig.II.1 : Localisation du bassin d'Illizi.....                                                                                             | 20 |
| Fig.II.2 : Carte géologique du bassin d'Illizi.....                                                                                         | 21 |
| Fig.II.3 : Colonne stratigraphique du bassin d'Illizi.....                                                                                  | 23 |
| Fig.II.4 : Périmètre d'IN AMENAS.....                                                                                                       | 25 |
| Fig.II.5 : Colonne stratigraphique de la région d'IN AMENAS.....                                                                            | 27 |
| Fig.II.6 : Corrélation diagraphiques aux niveaux des réservoirs Cambro-ordoviciens.....                                                     | 28 |
| Fig.III.1 : Schéma de classification des diagraphies.....                                                                                   | 31 |
| Fig.III.2 : Schéma et exemple de l'outil gamma.....                                                                                         | 32 |
| Fig.III.3 : Interactions corpusculaires.....                                                                                                | 34 |
| Fig.III.4 : Schéma et exemple de log d'une sonde gamma-gamma.....                                                                           | 35 |
| Fig.III.5: Ralentissement et la thermalisation des neutrons.....                                                                            | 36 |
| Fig.III.6: Schéma et exemple du log d'une sonde neutron-neutron.....                                                                        | 37 |
| Fig.III.7: Schéma et exemple du log d'une sonde sonique.....                                                                                | 39 |
| Fig.III.8: Schéma du principe d'induction.....                                                                                              | 41 |
| Fig.III.9 : Schéma et exemple du log d'un caliper.....                                                                                      | 43 |
| Fig.III.10: Opérations d'un MDT.....                                                                                                        | 44 |
| Fig.III.11: Module dual-packer.....                                                                                                         | 45 |
| Fig.III.12 : Log composite Du reservoir combro-ordovicien puits « A ».....                                                                  | 49 |
| Fig.III.13 : Log composite du puits du reservoir ordovicien « B » .....                                                                     | 50 |
| Fig.III.14 : Détermination des paramètres matriciels du réservoir cambro-ordovicien du puits « A ».....                                     | 52 |
| Fig.III.15: Détermination des paramètres matriciels du reservoir Ordovicien du puits « B ».....                                             | 53 |
| Fig.III.16: Détermination de $R_w$ à partir de l'abaque Gen-9.....                                                                          | 57 |
| Fig.III.17: Types de répartition des argiles.....                                                                                           | 59 |
| Fig.III.18: Détermination du type d'argile du puits « A ».....                                                                              | 59 |
| Fig.III.19: Détermination du type d'argile du puits « B ».....                                                                              | 60 |

|                                                                                                                |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Fig.III.20: Resultat d'Elan du reservoir Combro-ordovicien du puit « A ».....                                  | 64  |
| Fig.III.21: Resultat d'Elan du reservoir Ordovicien du puit « B ».....                                         | 66  |
| Fig.IV.1 : Stimulation des puits .....                                                                         | 72  |
| Fig.IV.2 : Réalisation de la fracturation hydraulique .....                                                    | 75  |
| Fig.IV.3 : Exemple d'une fracturation par acidification.....                                                   | 76  |
| Fig.IV.4 : Equipement de fracturation hydraulique .....                                                        | 77  |
| Fig.IV.5 : Composition d'un fluide de fracturation avec additifs chimique .....                                | 78  |
| Fig.IV.6 : Différents agents de soutènement ( proppants ).....                                                 | 79  |
| Fig. V.1: la relation entre le model geomecanique avec le design de fracturation .....                         | 83  |
| Fig. V.2 : types de contraintes (normale et oblique).....                                                      | 84  |
| Fig. V.3: principaux plans correspondant a 3 principales contrainte $\sigma_1$ , $\sigma_2$ , $\sigma_3$ ..... | 84  |
| Fig. V.4 : Les contraintes.....                                                                                | 85  |
| Fig. V.5: exemple du différent régime de stress dans le monde .....                                            | 85  |
| Fig. V.6: représentation des différents modes de déformation .....                                             | 86  |
| Fig. V.7 : Workflow d'une étude Geomecanique .....                                                             | 87  |
| Fig. V.8 : Relation entre la déformation et module de Young.....                                               | 88  |
| Fig. V.9 : Géométrie d'une fracture .....                                                                      | 89  |
| Fig. V.10 : L'effet d'une compression simple (coefficient de poisson ).....                                    | 90  |
| Fig. V.11 : module de cisaillement.....                                                                        | 91  |
| Fig. V.12 : classification des roches selon les valeurs de module de young.....                                | 91  |
| Fig. V.13 : Exemple d'essai d'étude au laboratoire pour déterminer la zone a minimu stress..                   | 92  |
| Fig. V.14 : orientation des contraintes .....                                                                  | 94  |
| Fig. V.15 : interprétation d'un leakoff tes.....                                                               | 95  |
| Fig. V.16 : localisation du puits « B ».....                                                                   | 97  |
| Fig. V.17: Profile de stress du puits « B».....                                                                | 98  |
| Fig. V.18 : Régime de stress dans le réservoir Ordovicien unité III.....                                       | 99  |
| Fig. V.19: Resultat du model MEM pour le puit A unité Ordovician unit III-3.....                               | 100 |
| Fig. V.20 : Orientation des axes de rupture.....                                                               | 102 |
| Fig. V.21:Orientation des contraintes Horizontales .....                                                       | 102 |
| Fig.VI.1 : Propagation de la fracture selon les profils de stress.....                                         | 104 |
| Fig.VI.2 : test d'injectivité pression et taux d'injection en fonction du temps du « Puits A »..               | 105 |
| Fig.VI.3: Procédé de la fracturation.....                                                                      | 105 |
| Fig.VI.4 : Frac job du réservoir combro-ordovicien du « puits A » .....                                        | 106 |
| Fig.VI.5 : Technique de surveillance par microséismes.....                                                     | 107 |

## Liste des tableaux :

|                                                                            |    |
|----------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau I.1: Distribution mondiale des tight gaz.....                      | 7  |
| Tableau I.2: Propriétés des tight gaz.....                                 | 13 |
| Tableau III.1 : Données du trou de forage.....                             | 46 |
| Tableau III.2 : Données de la boue de forage.....                          | 47 |
| Tableau III.3 : Top des formations.....                                    | 47 |
| Tableau III.4 : Diagraphies enregistrées.....                              | 47 |
| Tableau III.5 : Délimitation des réservoirs.....                           | 50 |
| Tableau III.6 : Paramètres argileux.....                                   | 51 |
| Tableau III.7 : Paramètres matriciels.....                                 | 54 |
| Tableau III.8 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation..... | 58 |

|                                                                                            |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tableau III .9 : Paramètres pétrophysique du reservoir comro-ordovicien du puits« A »..... | 63  |
| Tableau III.10 : Paramètres pétrophysique du reservoir Ordovicien puits « B ».....         | 65  |
| Tableau III.11.1 : Carotte N°1.....                                                        | 68  |
| Tableau III.11.1 : Carotte N°2.....                                                        | 68  |
| Tableau III.11.1 : Carotte N°3.....                                                        | 69  |
| Tableau. V.1: Valeurs du module de Young pour certaines roches .....                       | 90  |
| Tableau. V.2 : Valeurs du coefficient de poisson pour certaines roches.....                | 91  |
| Tableaux .V.3 : Résultats des données RCI.....                                             | 98  |
| Tableau. V.4 : résultat final du model MEM dans l'unité III de l'Ordovicien.....           | 101 |
| Tableau VI.1: Data frac des puits « A » et « B ».....                                      | 106 |
| Tableau VI.2: Résultats post stimulation des puits « A » et « B ».....                     | 109 |

Pendant des décennies d'exploitation des hydrocarbures, l'industrie pétrolière s'est focalisée principalement sur les gisements dits conventionnels. Les gisements non conventionnels (ex. tightgas, shale gas) ont été considérés marginaux faute de technologies ou de rentabilité. La demande croissante en énergie combinée avec la déplétion des réservoirs conventionnels et l'avancée technologique ont repoussé les limites entre les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels. Les progrès réalisés notamment sur les techniques de stimulations des puits a permis l'exploitation, de manière économique, des réservoirs ayant des propriétés pétrophysiques médiocres, notamment en matière de perméabilité, néanmoins constituant des pièges importants. L'une des techniques de stimulations les plus employées est la fracturation hydraulique, qui connaît son apogée avec l'avènement des hydrocarbures de roches mère (shale gas) et l'exploitation des réservoirs tight. L'Algérie dont le renouvellement des réserves est considérée comme un objectif stratégique, n'est pas restée en marge de ces progrès.

En effets, en plus du programme shale gas qui est en train d'être mis en œuvre, la Sonatrach exploite déjà des réservoirs tight (ex. quartzites de Hamra ....). La maîtrise des techniques de stimulations des puits, singulièrement la fracturation hydraulique est devenue alors une priorité pour les ingénieurs de Sonatrach. Cette maîtrise passe par une compréhension claire des concepts théoriques sous-jacents et des techniques de mises en œuvre sur chantier.

Pour la réalisation de ce travail, une revue bibliographique a été entreprise et les concepts théoriques relatifs à la fracturation hydraulique ont été développés. Dans ce mémoire nous allons exploiter les données de diagraphies conventionnelles (sonic, densité, résistivité MDT ...) afin de réaliser une évaluation pétrophysique et une étude geomecanique pour la réalisation d'une opération de fracturation sur les puits de la région d'Ain Amenas bassin d'illizi

Ce mémoire comporte les chapitres suivants :

Le chapitre 1 définira la notion des réservoirs conventionnels et non conventionnels.

On définira dans le chapitre 2 la région d'étude et la localisation des puits.

Dans Le chapitre 3 nous allons procéder une évaluation pétrophysiques des réservoirs tight à l'aide de données de diagraphies conventionnelles.

On développera dans le chapitre 4 la notion de fracturation hydraulique en expliquant son principe fondamental, détaillant la procédure de sélection des puits candidat, préparation et le déroulement de l'opération de fracturation ainsi que les équipements nécessaires à sa réalisation.

Le chapitre 5 dans lequel nous allons réaliser une étude géomecanique qui sert de fondement à la fracturation hydraulique. Notamment, en étudiant les propriétés mécaniques des roches et les différents régimes de contraintes mis en jeux dans le réservoir à l'aide du sonic scanner. Ceci dans le but d'identifier les intervalles les plus favorables pour la fracturation.

En dernier chapitre 6 présentes les résultats Post Frac et discussion des résultats. Puis on termine avec une conclusion générale sur notre cas d'étude.

---

# **CHAPITRE I**

## **THEORIE DES TIGHT RESERVOIRS**

La demande globale en gaz naturel augmente de jour en jour due à la croissance rapide du marché du gaz des pays développés. En addition, de plus en plus de nations sont en train de passer à des combustibles plus propres pour l'environnement, afin de maintenir la croissance économique et réduire l'impact de la hausse du prix de l'huile.

Le gaz naturel s'est avéré être un excellent combustible propre, puisqu'il émet 43% moins de CO<sub>2</sub> que le charbon et 30% moins que l'huile pour chaque énergie délivrée.

Mais avec la baisse des réserves des sources conventionnelles et la hausse de la demande, les compagnies se doivent de s'ouvrir l'accès économique et technologique à de nouvelles ressources.

Parmi les pistes de recherche, la valorisation des ressources non conventionnelles, à l'instar des « tight gas », s'avère une cible potentielle.

Les trois étapes d'identification, d'évaluation et de production classiques pour l'industrie pétrolière se transforment en trois défis dès qu'il s'agit des «tight gas réservoirs ».

Au cours de ce chapitre on donnera un aperçu sur les deux notions des réservoirs conventionnels et non-conventionnels en mettant en évidence leurs similitudes et différences. On abordera essentiellement le cas des réservoirs compacts à gaz dits « tight gas réservoirs ».

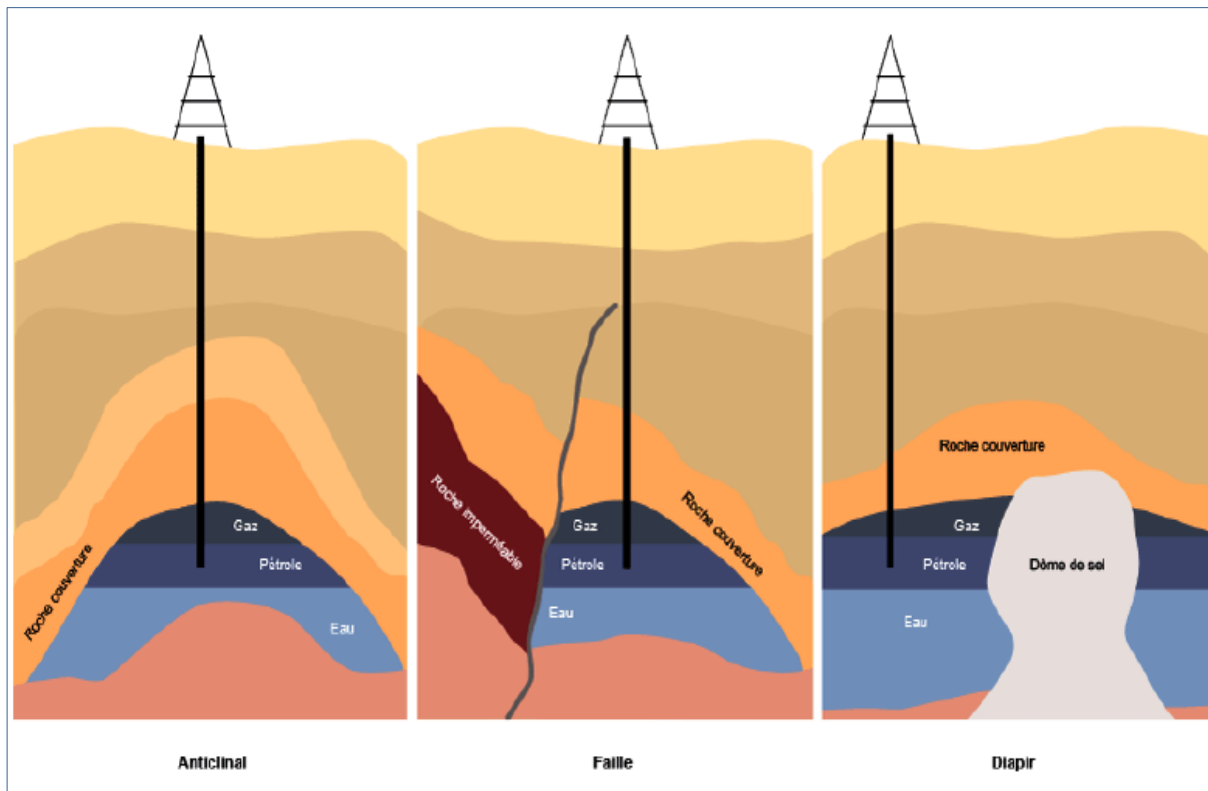
## **I. Notions de réservoir conventionnel/non-conventionnel**

Que ce soit des Hydrocarbures conventionnels ou non-conventionnels leur provenance est la même ; la transformation de diverses matières organiques (algues, végétaux, animaux...) déposées dans une roche mère, et par augmentation de la température et de la pression lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques.

### **I.1. Réservoir conventionnels**

Dans ce cas les hydrocarbures ainsi formés suivent une trajectoire classique du point de vue géologique, ils migrent vers une roche poreuse et perméable (réservoir) où ils seront piégés (pièges structuraux ou stratigraphiques) (fig.I.1). On a donc des gisements dans lesquels les hydrocarbures sont concentrés occupant le petit volume de réserve compris entre les grains de roche. Puisque la roche est perméable, ce type de gisement est donc facile à développer.

Il peut produire des volumes économiques d'huile et de gaz sans avoir recours à de larges traitements de stimulation ou aucun procédé de recouvrement.



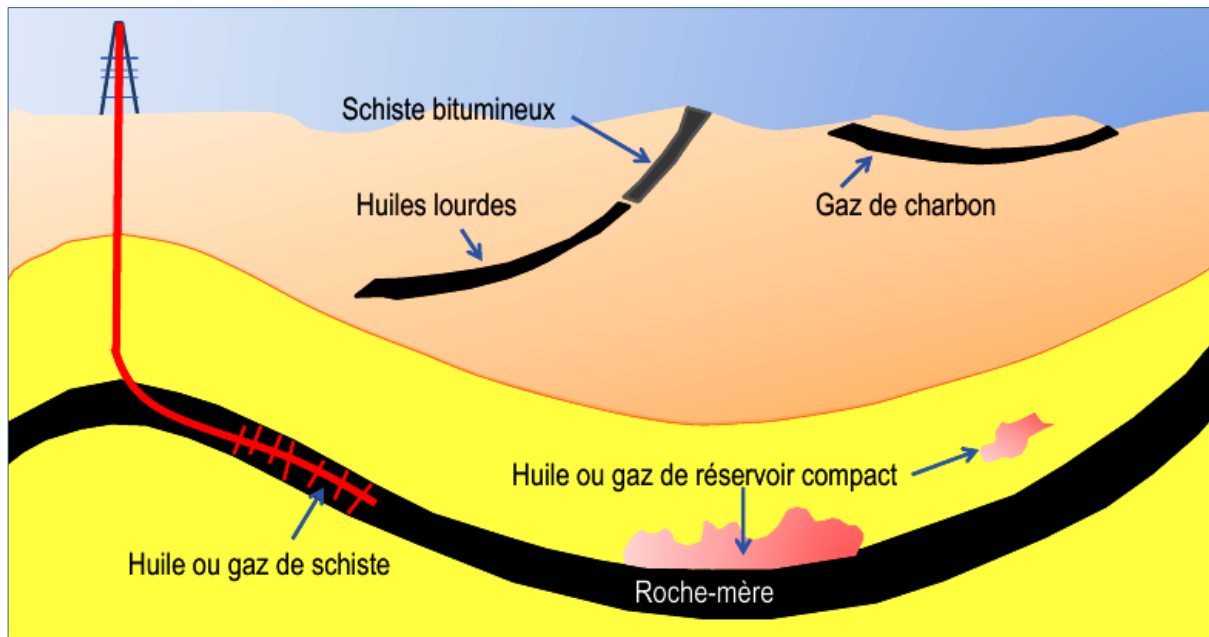
**Fig.I.1: Réservoirs conventionnels d'hydrocarbures**

## I.2. Réservoir non-conventionnel

Par contraste avec le cas conventionnel, les hydrocarbures se situent dans des roches réservoirs dont la nature géologique est particulière, ou même dans certains cas restent dans la roche mère. Les hydrocarbures sont donc disséminés dans la roche encaissante de façon diffuse (fig. I.2).

Contrairement aux réservoirs conventionnels qui ont des perméabilités supérieures au milli-darcy les réservoirs non conventionnels ont des perméabilités très inférieures qui se mesurent en micro ou même en nano-darcy. Dans d'autres cas (sables bitumineux, pétrole lourd ou extra-lourd) c'est la qualité du pétrole qui ne permet pas une exploitation classique.

Les fluides contenus dans les sources non-conventionnelles existent en large quantité mais ne s'écoulent pas aisément vers les puits existant pour un recouvrement économique.



### Fig.I.2 : Réservoirs non-conventionnels d'hydrocarbures

## II. Gaz non-conventionnel

Les gaz non conventionnels sont de natures très variés, leur point commun est le fait qu'ils soient peu mobiles et donc pas très facile à exploiter, cependant une fois amenés à la surface, ils ont une composition similaire au gaz naturel des gisements conventionnels (essentiellement du méthane).

Aujourd'hui on distingue quatre grands types de gaz non conventionnels :

Coal bed methane (CBM) ou "gaz de charbon": gaz qui est resté emprisonné dans le charbon qui s'est formé, le charbon jouant alors le rôle de roche mère.

- Shale gas ou "gaz de schiste" : gaz qui est resté dans la roche mère où il s'est formé.

Tight gas ou "gaz de réservoir compact": gaz qui a normalement migré dans une roche réservoir, puis cette dernière a perdu sa perméabilité à cause d'un processus géologique.

- hydrates de méthane : composé organique naturellement présent dans les fonds marins, sur certains talus continentaux, ainsi que dans le permafrost des régions polaires. C'est un des réservoirs d'hydrocarbures planétaires.

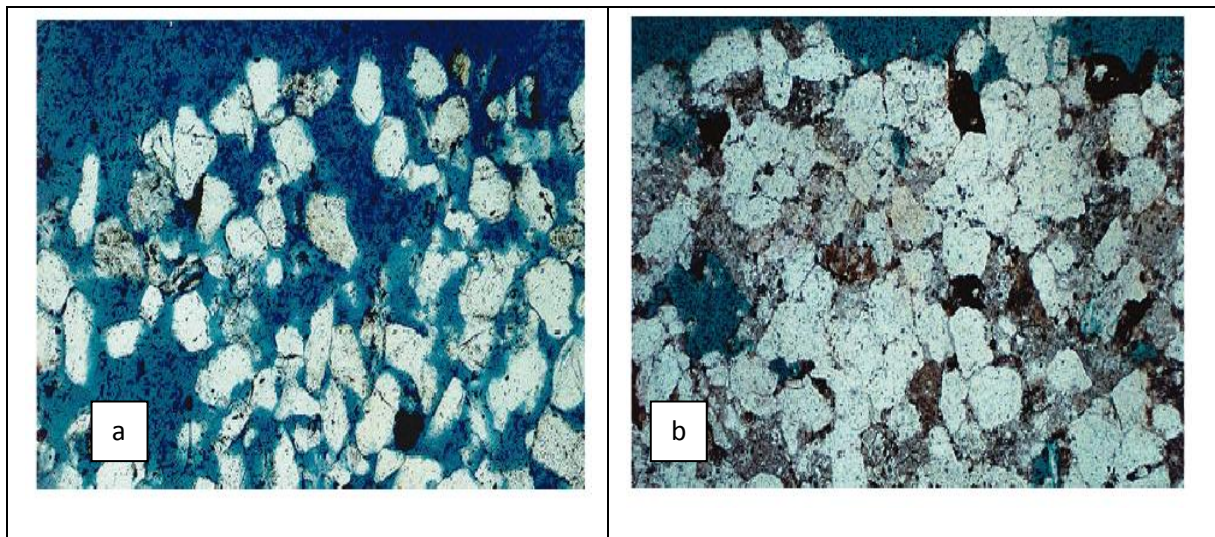
### III. Tight gas réservoir

Les réservoirs compacts ou (tight reservoirs) sont des réservoirs non conventionnels qui contiennent un pourcentage significatif de réserves de gaz et qui représentent un potentiel équivalent à celui des ressources classiques. Compte tenu de la nature gréseuse de la plupart de ces gisements, ces réservoirs sont parfois appelés (tight gas sands).

#### III.1. Définition

Il n'existe pas une définition formalisée pour les réservoirs compacts, et l'utilisation du terme varie considérablement d'un auteur à un autre. *Law et Curtis (2002)* définissent les réservoirs compacts (tight) comme étant des réservoirs ayant une perméabilité inférieure à 0.1 millidarcy. De ce fait le terme « tight gas » désigne un gaz assez proche d'un gaz conventionnel (il s'agit en particulier d'un gaz qui a bien effectué sa migration primaire). La seule différence étant que le « tight gas » est confiné dans des formations rocheuses gréseuses ou calcaires très profondément enfouies à haute pression et haute température qui ont la particularité d'avoir une faible porosité mais surtout une perméabilité extrêmement faible, se mesurant en micro ou même en nanodarcy (fig. I.3). En d'autres mots, les pores de la formation dans laquelle le gaz est piégé ont ou bien une distribution irrégulière ou sont mal connectés par des capillaires très étroits, faisant ainsi baisser la perméabilité et la capacité du gaz de se déplacer à travers la roche.

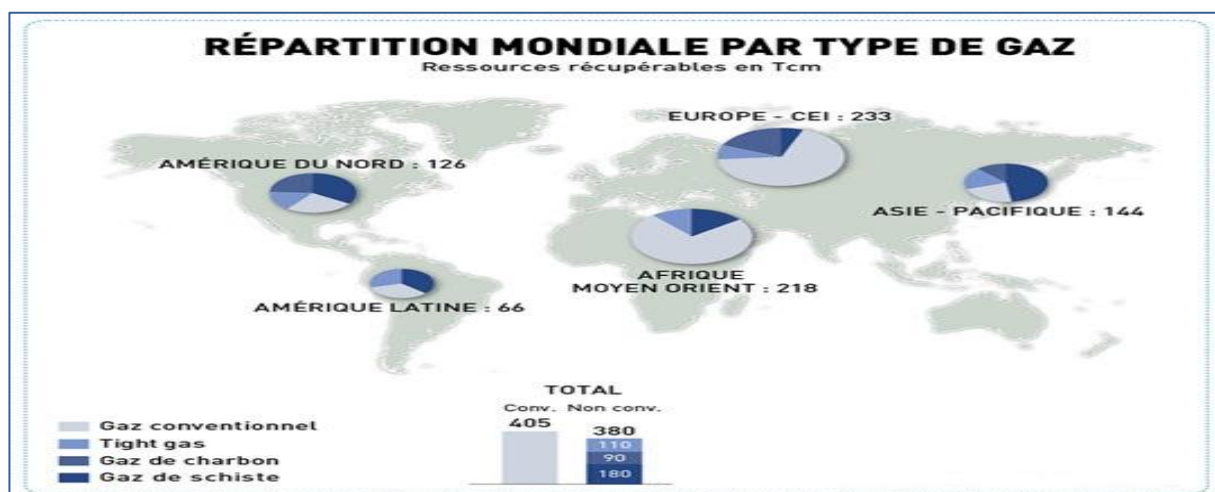
Les formations de gaz conventionnels sont trouvées dans des bassins du tertiaire. Cependant les formations de tight gas sont plus âgées, déposés depuis environ 248 million d'années. Les tight gas sont typiquement trouvés dans les formations du paléozoïque. Au cours du temps, les formations ont été compactées sous l'effet de la cimentation et de la recristallisation.



**Fig.I.3 : Sections de réservoirs gréseux. (a) réservoir gréseux conventionnel; (b) réservoir gréseux compact (G.C.NAIK, 2010).**

### III.2. Répartition du tight gas à travers le monde

Les réservoirs compacts, parfois associés à des accumulations de gaz classique ont longtemps représenté une cible secondaire. Cependant, avec un volume en place de gaz naturel estimés à plus de 7,400 Tcf, le potentiel des tight gas demeure considérable. Bien que ces volumes soient répartis sur l'ensemble de la planète, deux pôles géographiques majeurs concentrent les accumulations les plus importantes: l'Amérique du Nord, d'une part, la Russie et la Chine, d'autre part (fig.I.4).



**Fig.I.4 : Ressources mondiales de gaz (World Energy Outlook, 2009)**

Dans le monde, l'AIE évalue le volume des réserves techniquement recouvrables de gaz de réservoir compact à 76 000 milliards de m<sup>3</sup> de gaz, soit l'équivalent de 23 ans de consommation gazière mondiale. Toutefois, les États-Unis est le seul pays à avoir développé l'exploitation de ces gisements à grande échelle où les réservoirs gréseux compacts produisent environ 6 Tcf de gaz par ans, ce qui représente 27-30% de leur production globale de gaz (fig.I.5).

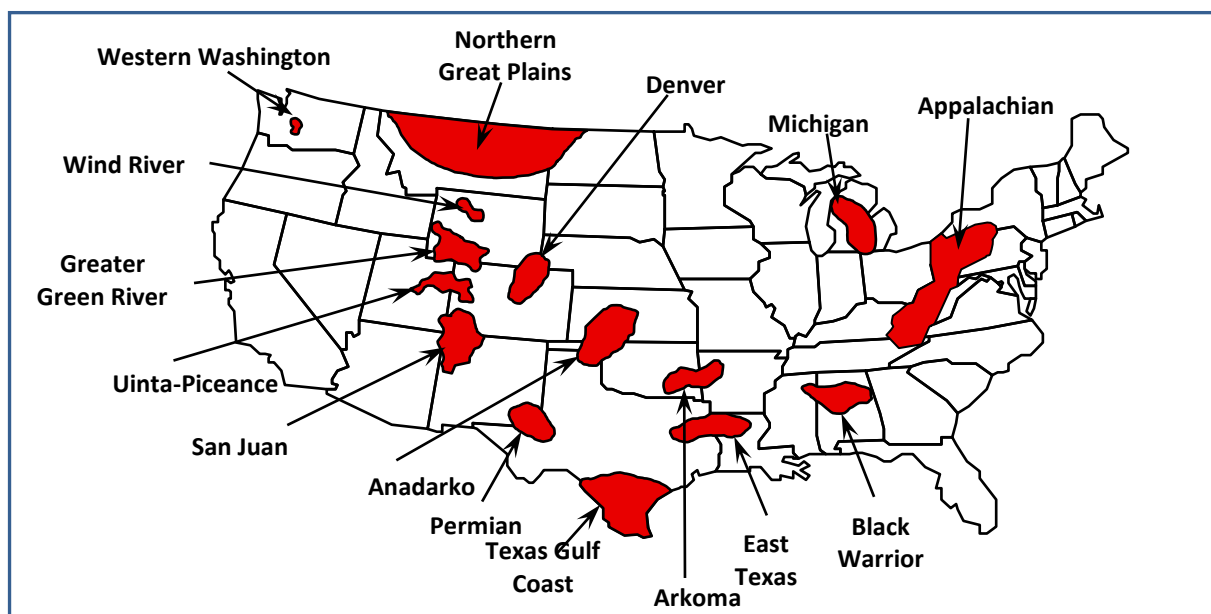


Fig.I.5 : Répartition des bassins à tight gas aux Etats-Unis (Ogueri, 2007).

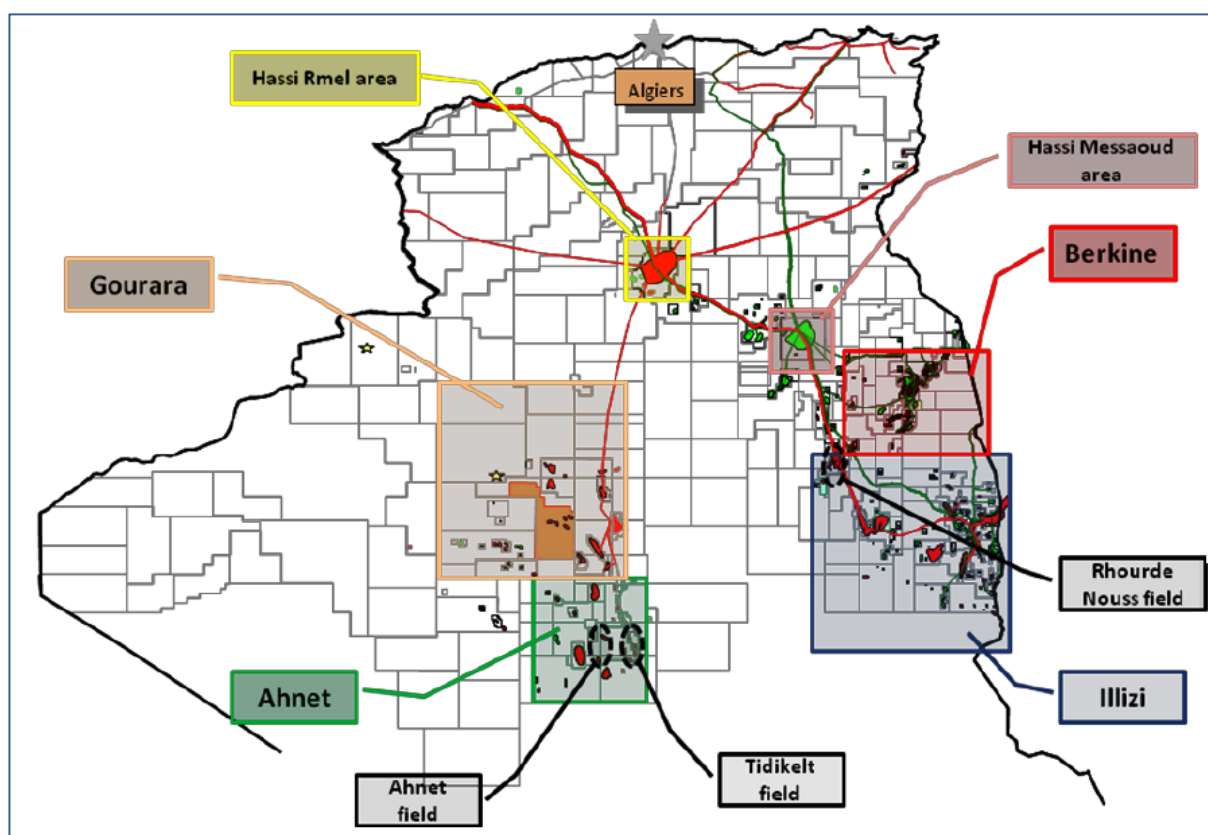
| Région                                                          | Volume de Tight-Sand Gas (Trillion-cubic feet) |
|-----------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| North America                                                   | 1,371                                          |
| Latin America                                                   | 1,293                                          |
| Western Europe                                                  | 353                                            |
| Central and Eastern Europe                                      | 78                                             |
| Former Soviet                                                   | 901                                            |
| Union Middle East and North Africa                              | 823                                            |
| Sub-Saharan Africa                                              | 784                                            |
| Centrally planned Asia and China                                | 353                                            |
| Pacific (Organization for Economic Cooperation and Development) | 705                                            |
| Other Asia Pacific                                              | 549                                            |
| South Asia                                                      | 196                                            |
| World                                                           | 7,406                                          |

Tableau I.1 : Distribution mondiale du tight-sand gas (Texas A&M Univ, 2007)

D'après le (Tableau I.1), l'Amérique du Nord détient les réserves les plus vastes de tight-sand gas. Le moyen Orient et l'Afrique du Nord sont a la 4ème place avec des réserves de tight gas estimés à environ (823 Tcf).

En Algérie, c'est le paléozoïque qui comprend l'essentiel des réservoirs compacts. Ces derniers sont distribués régulièrement dans tous les bassins de la plate-forme Saharienne. Ils constituent une partie importante des réserves du Sahara Algérien.

Les principaux bassins de tight gas en Algérie sont les bassins de: Gourara (Timimoune), Ahnet, Illizi, et Hassi Mesaoud (fig. I.6).



**Fig.I.6 : Bassins à tight et shale gas en Algérie**

Dans le cadre de cette étude nous avons été ramenés à nous intéresser qu'aux formations cambro-ordoviciennes.

Elles sont caractérisées par des propriétés pétrophysiques médiocres, détériorées par la diagenèse et la compaction et produisent à partir de la fracturation.

### III.3. Caractéristiques et propriétés

Afin de mieux comprendre les caractéristiques des tight-gas réservoirs, on se doit de définir les quelques notions suivantes.

#### III.3.1. Matrice

On appelle matrice l'ensemble des éléments solides qui constituent la roche (grains, ciment....) mis à part l'argile qui n'en fait pas partie.

On distingue plusieurs types de matrices (fig.I.7).

**A. Matrice simple :** elle est appelée simple lorsque ses grains et le ciment qui les relies sont de même nature (exemple : Quartz, Calcaire).

**B. Matrice complexe :** elle est dite complexe lorsque la minéralogie de ses élément est variable ou lorsque la nature du ciment diffère (exemple : Grés a ciment calcaire..)

**C. Matrice propre :** elle est dite propre si celle-ci ne contient pas d'argile.



Fig.I.7 : Différents types de matrices

#### III.3.2. Porosité

La porosité est définie comme étant la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides c'est-à-dire que c'est le rapport entre volume des vides sur le volume totale de la roche. Elle est exprimée en pourcentage et dépend essentiellement de la distribution et de la taille des grains.

Les propriétés pétrophysiques d'une roche sont essentiellement liées à sa porosité et à sa perméabilité. Ce sont ces paramètres qui conditionnent le potentiel économique d'un réservoir donc il est fondamental de les déterminer.

On distingue plusieurs types de porosité :

### **A. Porosité totale**

Désignée par le symbole  $\Phi$  elle est égale au rapport du volume totale des vides (pores, fissures, cavités, fractures) existant parmi les minéraux de la roche au volume totale de celle-ci. Cette porosité totale englobe :

- **Porosité intergranulaire:** qui est la porosité primaire qui dépend de la taille et la forme des grains, elle est rencontrée surtout dans les roches classiques.
- **Porosité vacuolaire:** acquise par dissolution; c'est une porosité de fissures et fractures que subit la roche sous l'effet des contraintes tectoniques. Ils constituent la porosité secondaire que l'on rencontre plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques.

### **B. Porosité connectée**

Elle est égale au pourcentage du volume total des vides reliés entre eux dans la roche. Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés.

### **C. Porosité effective ou utile**

C'est la porosité qui est accessible aux fluides libres, à l'exception de la porosité non connectée, et de l'espace occupé par l'eau absorbée et de l'eau liée aux argiles. Elle est égale au rapport du volume des pores qui sont connectés sur le volume total de l'échantillon.

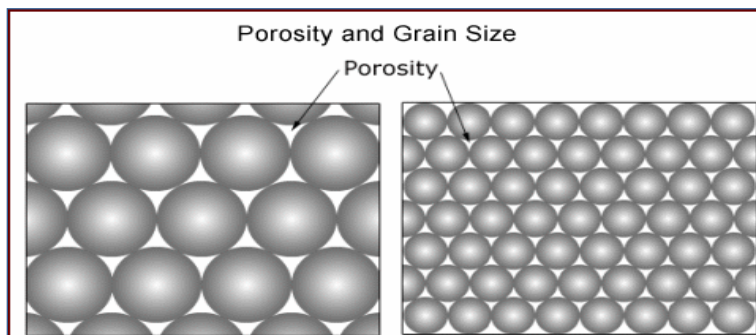
#### **❖ Classification des porosités**

Généralement les porosités sont considérées comme :

- bonnes si  $\Phi > 15\%$
- intermédiaires si  $8\% < \Phi < 15\%$
- médiocres si  $\Phi < 4\%$

Les porosités deviennent plus faibles lorsque les particules du sédiment ne sont pas de taille uniforme, par exemple, un mélange de petites et de grosses particules, ou encore lorsque la

charge sur un sédiment due à l'accumulation est suffisamment élevée pour déformer les particules (fig. I.8). En généralisant, on peut dire que la compaction reliée à l'accumulation des sédiments diminue progressivement la porosité. Les phénomènes de la cimentation durant la diagenèse viennent aussi boucher progressivement la porosité.



**Fig.I.8 : Relation entre la taille des grains et la porosité**

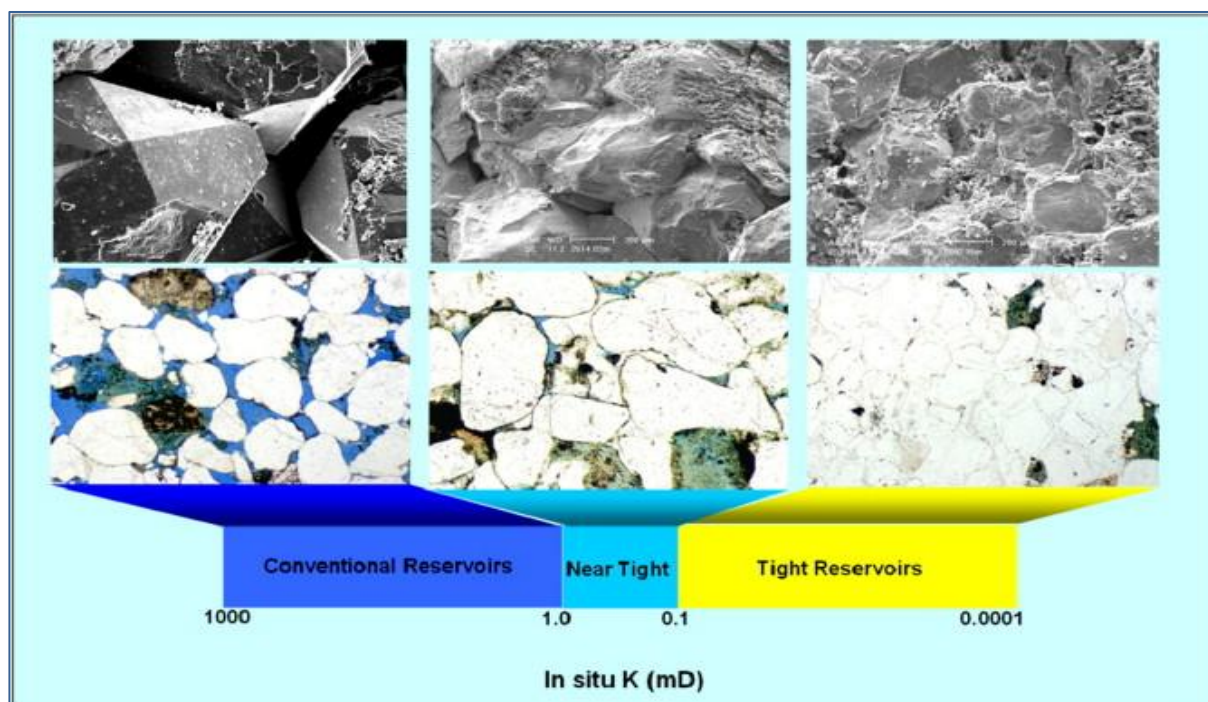
### III.3.3. Perméabilité

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux lorsqu'un gradient de pression est appliqué. En d'autres termes, pour qu'un sédiment ou une roche soit perméable, il faut que les pores soient connectés entre eux.

Selon la taille et l'agencement de leurs particules ou des fractures qui les affectent, les matériaux du sous-sol seront plus ou moins perméables (fig. I.9).

La perméabilité est désignée par la lettre « K » et elle s'exprime en « milli darcy ».

Il existe plusieurs relations pour l'estimation de la perméabilité. En pratique la perméabilité peut être estimée à partir des analyses de carottes au laboratoire ou même pendant le pré-test lors d'une prise de mesure de pression (Sondes : MDT, RDT, RCI).



**Fig.I.9 : Classification des réservoirs selon leur perméabilité**

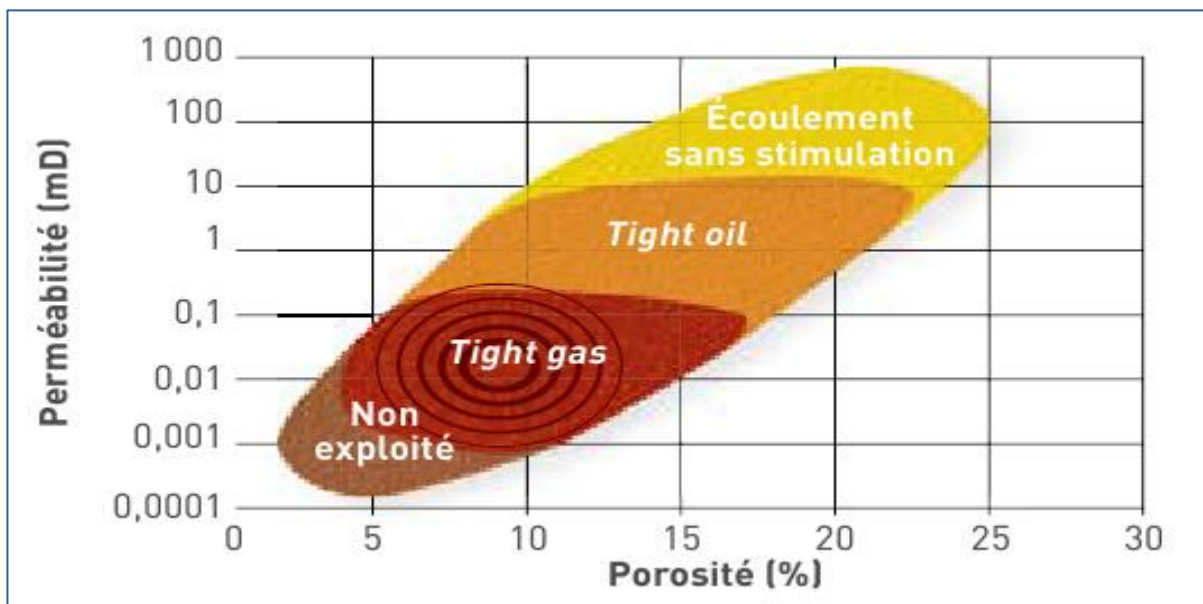
- Les tight gas réservoir partagent un nombre de caractéristiques, mais ces derniers peuvent ne pas se réunir tous dans un même réservoir.
  - Une perméabilité ultra faible inférieure à 0.1 mD, généralement dans des grés qui ont été soumis à des régimes variés de contraintes..
  - une porosité inter-granulaire qui se situe dans la plage de 5% à 10%
  - Une très mauvaise circulation du fluide, ce qui le rend inexploitable avec des techniques conventionnelles, et demande alors plus d'effort pour l'extraire.
  - une haute à très haute pression capillaire qui dans certains cas peut atteindre plus de 1000 psia, ce qui suggérerait que la plus part des gorges des pores font moins de 0,1 micromètre de diamètre.

| Propriétés des Tight Gas              |                                                                                                |
|---------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Perméabilité de la matrice            | 1 $\mu$ D to 0.1 mD                                                                            |
| Porosité                              | 3-5% to 15-20 % (effective)                                                                    |
| Pas d'écoulement ou écoulement limité | L'écoulement initial avant stimulation est inférieur à 0.5 MMscfd (~15.000 Sm <sup>3</sup> /d) |

**Tableau I.2 : Propriétés des tight gas (Total, EBN, TNO Tight Gas Symposium)**

### III.3.4.Relation entre porosité et perméabilité

Si  $\phi$  est un bon indicateur du volume d'hydrocarbures que peut contenir une roche,  $k$  délivre une information sur la mobilité des fluides. Cependant Il n'y a pas une relation quantitative directe entre la porosité et la perméabilité. On peut en effet avoir une forte porosité tout en ayant les pores isolés les uns des autres, empêchant donc toute circulation. Le facteur important n'est donc pas la quantité de pores mais leurs tailles et leur connexion aussi. Dans le cas des tight gas réservoirs, les roches sont à la fois faiblement poreuses et peu perméables (fig. I.10). Même le gaz, qui possède une faible viscosité, s'y déplace difficilement. Pour exploiter ces gisements, il faut alors créer des zones plus perméables, fractures ou puits, qui permettront aux hydrocarbures de circuler.



**Fig.I.10 : Caractérisation des réservoirs selon la porosité et perméabilité (TOTAL, 2007)**

## IV. Compaction des réservoirs tight

Il peut y avoir plusieurs raisons pour les quelles un réservoir est compact (tight). Concrètement la perméabilité qui détermine la facilité avec laquelle un fluide peut circuler dans un réseau poreux est contrôlée par plusieurs paramètres dont la porosité effective, la viscosité, la saturation en fluide et la pression capillaire de plus, les facteurs liés à la nature du fluide et les paramètres liés à la roche.

Ces derniers sont contrôlés par les environnements de dépôt et de post-dépôt aux quels le réservoir est sujet. L'ultra faible porosité et perméabilité des tight sands sont principalement les résultats de la sédimentation, la diagenèse, et la compression tectonique.

#### IV.1.Texture

La texture est affectée non seulement par les propriétés initiales au moment du dépôt mais aussi par la vitesse et le degré de la diagenèse. Les sables sont majoritairement constitués de quartz (80% a 95%), mais les anciennes formations de grès présentent des grains feldspathiques occasionnels avec de l'argile de type illite-kaolinite, jusqu'à 5% de mica et jusqu'à 1% de minéraux lourd comme le zircon. L'attribution texturale permet d'évaluer la taille des grains, leur classement et leur géométrie ainsi que le type de porosité.

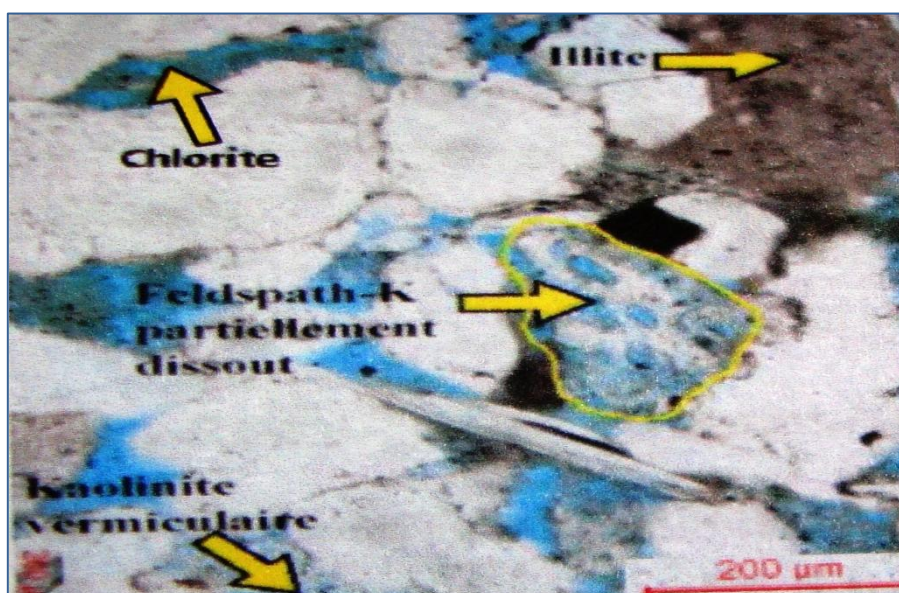


Fig.I.11 : Constituants minéralogiques d'un gré compact

#### IV.2. les processus diagénétiques

La morphologie des pores est dominée par la diagenèse, elle est considérée comme l'un des facteurs majeurs qui affecte un grès après son dépôt en modifiant la minéralogie, la chimie et la texture et qui se traduit par la réduction de la porosité primaire.

La diagenèse dans les réservoirs gréseux compacts se présente sous les formes suivantes :

##### IV.2.1. La compaction:

Sous l'effet de la pression des sédiments sus-jacents il y a départ d'eau ; dans un premier temps, l'eau tend à fuir en grande quantité sous l'effet de la charge supportée ; dans un second temps, ce sont les grains qui se réarrangent de façon à supporter cette charge. La

compaction est le premier phénomène responsable à la réduction des volumes des pores et donc de la réduction de la perméabilité.

#### IV.2.2. Cimentation par le quartz:

Majoritairement à la silice, mais également avec de l'argile, du carbonate et des ciments pyriteux. Les ciments siliceux sont les résultats de la pression élevée exercée aux points de contact entre les particules de quartz d'un sable qui amène une dissolution locale du quartz, ce qui implique souvent la diffusion de la silice et sa reconcentration dans les espaces poreux, favorisant ainsi la diminution de la porosité et de la perméabilité.

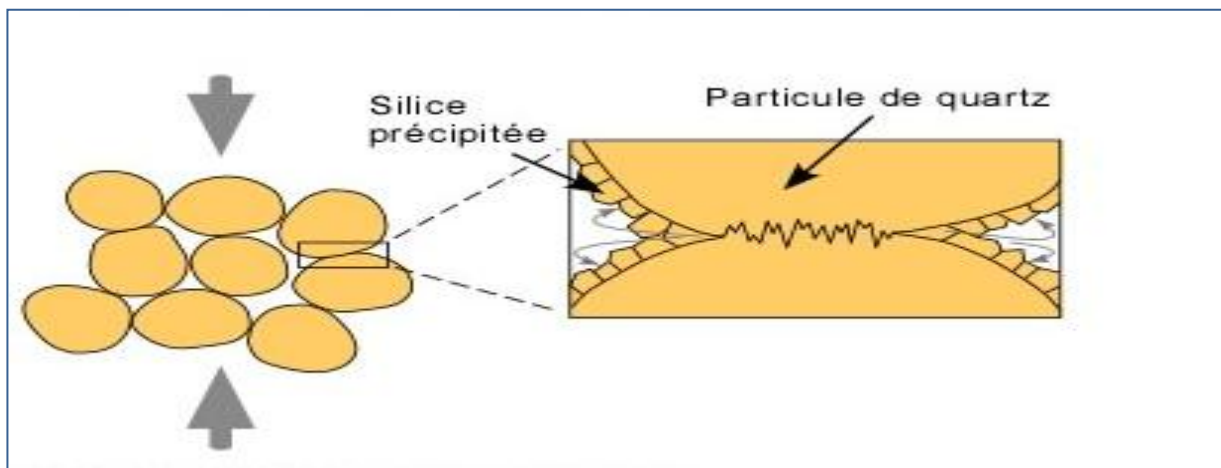
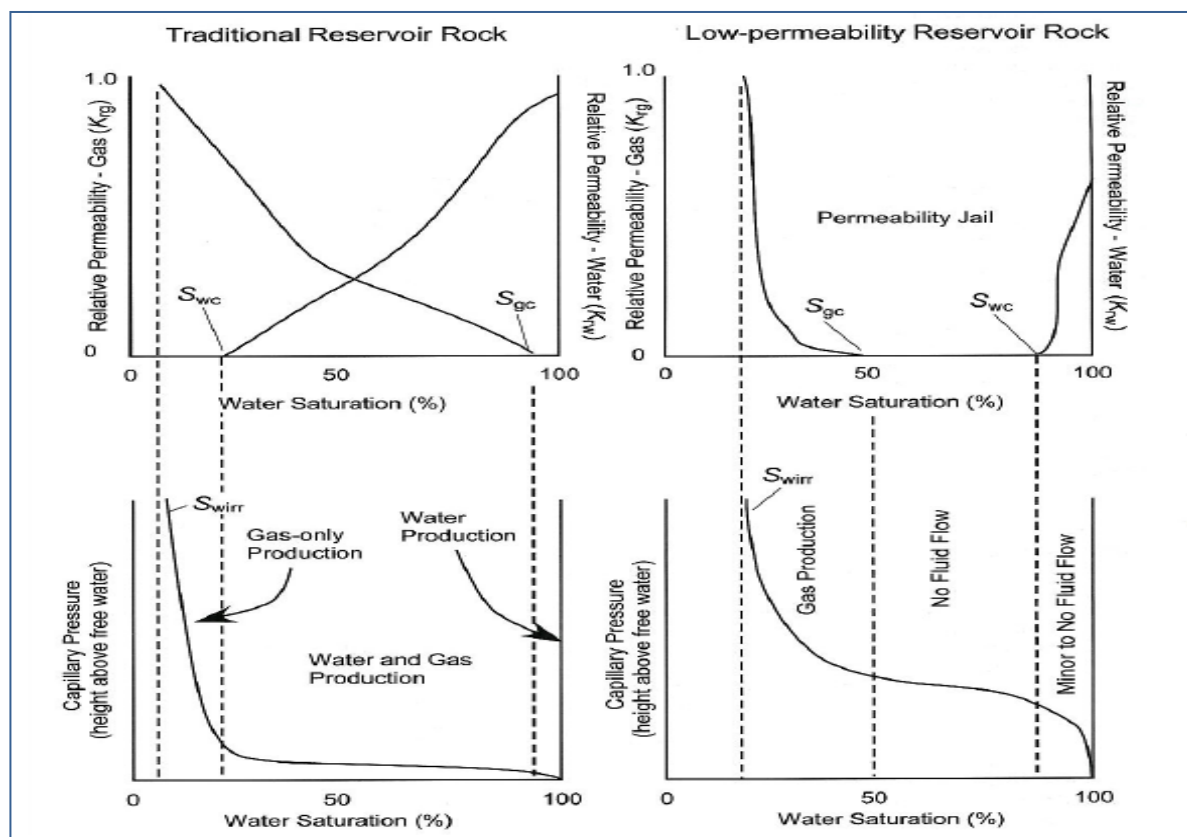


Fig.I.12 : Compaction et Cimentation (SIH Gaz, 2006)

### V. Attributs pétrophysiques des réservoirs à basse perméabilité

La comparaison du comportement du réservoir conventionnel avec le comportement du réservoir non conventionnel en termes d'attributs pétrophysiques est illustrée par la (fig.I.13).



**Fig I.13 : Relations entre perméabilités effectives et pressions capillaires dans les réservoirs traditionnels et à faible perméabilité (Shanley et al ,2004)**

Il est clair, que dans un réservoir conventionnel la saturation en eau critique et la saturation en eau irréductible se produisent à des valeurs similaires de saturation en eau. Dans ces conditions, l'absence de production d'eau commune implique généralement qu'un système de réservoir est à ou près de la saturation en eau irréductible.

Cependant, dans les réservoirs à faible perméabilité, on peut trouver que la saturation en eau critique et la saturation en eau irréductible se produisent à des valeurs de saturation en eau très différentes. Dans ces réservoirs, l'absence de production de l'eau ne peut pas être utilisée pour déduire la saturation en eau irréductible.

Dans un réservoir traditionnel, il y a une large gamme de saturations d'eau au cours de laquelle l'eau et le gaz peuvent tous les deux circuler. Dans le réservoir à faible perméabilité, il y a une large gamme de saturations en eau dans laquelle ni gaz, ni eau peut s'écouler.

## VI. Etapes d'étude des réservoirs compacts

### VI.1. Identification des ressources

Dans le cas d'un gisement conventionnel, l'identification des réservoirs est fondée sur la discrimination entre les roches poreuses contenant les hydrocarbures et l'encaissant agissant comme barrière de perméabilité.

Cependant, de nombreux réservoirs tight ont été découverts dans des contextes géologiques complexes et parfois à des profondeurs importantes, deux paramètres dégradant très sensiblement l'imagerie sismique ce qui rend leur identification extrêmement difficile.

Les géophysiciens sont parvenus à partir de nouvelles techniques telle que la sismique 3D multi-azimutale à repérer les zones où les caractéristiques des réservoirs sont, a priori, les plus favorables au sein du gisement.

## **VI.2. Evaluation des réserves**

Afin de mesurer les paramètres de porosité et de perméabilité de la formation, des carottes de roche sont prélevées.

Ces échantillons, seront ensuite replacer dans les conditions in situ du réservoir. Cette étape est particulièrement surveillée : une petite erreur dans les contraintes entraîne d'importantes différences dans les mesures, faussant ces paramètres cruciaux pour l'exploitation. Cette phase délicate est complétée par les informations issues des diagraphies acquises dans les puits.

Les calculs conventionnels de porosité sur des bases neutroniques, soniques ou de densité souffrent d'incertitudes relatives associées aux réponses de diagraphies dans ces sables compacts. Des incertitudes systématiques totales de quelques pour cent, qui passeraient inaperçues dans un grès de forte porosité mais qui peuvent affecter matériellement les estimations d'hydrocarbures en place lorsque le réservoir est peut être épais de cent mètres mais d'une porosité seulement de 5% à 10%.

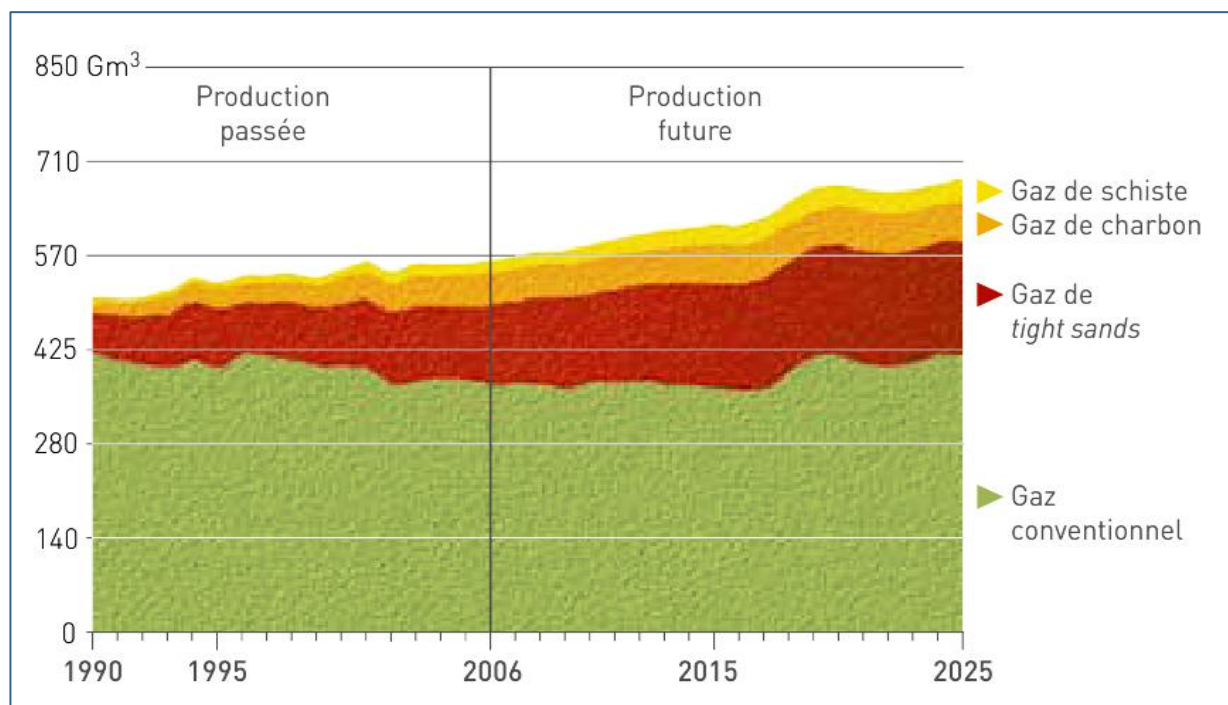
## **VI.3. Production des réservoirs**

Les faibles perméabilités des réservoirs gréseux compacts rendent leur mise en production délicate et complexe. Ils peuvent requérir plusieurs puits afin de drainer

le terrain du tight gas mais la faible productivité naturelle ces puits, est généralement insuffisante pour passer le seuil économique.

L'enjeu est donc de connecter le maximum de volume de roche au puits pour un coût adéquat et de diminuer ainsi le nombre de puits à forer pour produire les réserves associées.

Mais ce n'est pas suffisant, il faut aussi stimuler la roche encaissante afin de provoquer des fractures artificielles qui vont servir à l'augmentation de la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits qui aura une perméabilité supérieure à celle de la matrice et qui permettra au gaz va de se déplacer en direction du puits d'exploitation.



**Fig I.14 : Estimation de croissance des gaz de tight sands comparée à celle des autres ressources gazières (TOTAL, 2007)**

## VII. Conclusion

L'essentiel du non conventionnel est en fait du tight gas qui se caractérise par une faible perméabilité des roches, qui rend délicate et complexe leur mise en production. L'amélioration des techniques de production, permettent aujourd'hui de produire économiquement certains gisements, contribuant à garantir pour partie les approvisionnements futurs et à assurer une expansion rapide du marché gazier.

**CHAPITRE II**

**PRESENTATION DE LA REGION**

**D'ETUDE**

Le Bassin d'Illizi d'une superficie de 108 424m<sup>2</sup> est connu pour ses potentialités en huile et gaz, découvertes dans les réservoirs paléozoïques et plus particulièrement dans les réservoirs Cambro-ordoviciens et Dévonien.

### **I. Présentation de la région d'Illizi**

Les efforts d'exploration ont débutés en 1956 avec la découverte d'Edjeleh. Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23%. On dénombre 54 gisements d'huile découverts et 44 gisements de gaz tels que Tin Fouyé, Zarzaïtine, Alrar, stah, Ohanet.

Au cours de son histoire, le bassin d'Illizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire paléozoïque.

### **II. Situation géographique du bassin d'Illizi**

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie sud-Est du Sahara Algérien (fig.II.1). Il couvre une superficie d'environ 110.000 km<sup>2</sup>, compris entre la latitude 26°30' et 29° Nord et entre la longitude 6° et 10° Est.

Le bassin d'Illizi est limité :

- Au nord : Par le bassin de Berkine, ou la limite entre les bassins d'Illizi et de Berkine correspond à une remontée du socle connue sous le nom du môle d'Ahara.
- A l'est : Par le môle de Tihemboka, situé près de la frontière algéro-libyenne, sépare le bassin d'Illizi du bassin de Hamra (Libye).
- Au sud : Par le massif du Hoggar.
- A l'ouest : La dorsale d'Amguid-El Biod le sépare du bassin du Mouydir.

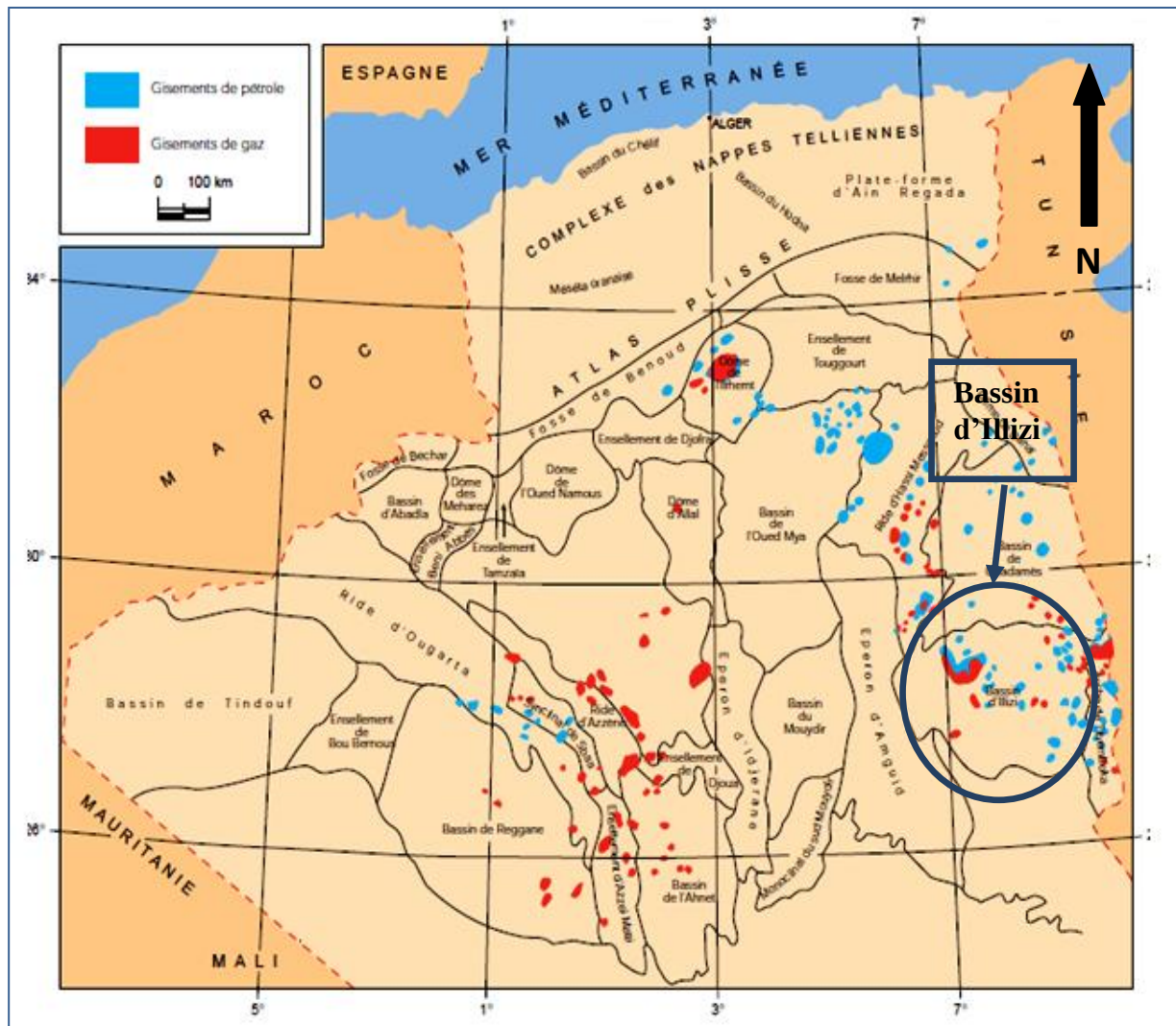


Fig. II.1 : Localisation du bassin d'Illizi (Rapport Sonatrach)

### III. Cadre géologique du bassin d'Illizi

Sur le plan géologique, le bassin d'Illizi est de type plate forme intracratonique; assez stable (fig.II.2). Il a été le siège d'une sédimentation importante (2500m à 3000m), essentiellement pendant le Paléozoïque qui remonte à l'affleurement au Sud, où elle forme le Tassili. Quant aux formations Mésozoïques, elles n'affleurent qu'au centre du bassin, les dépôts tertiaires sont bien représentés dans le Nord- Ouest.

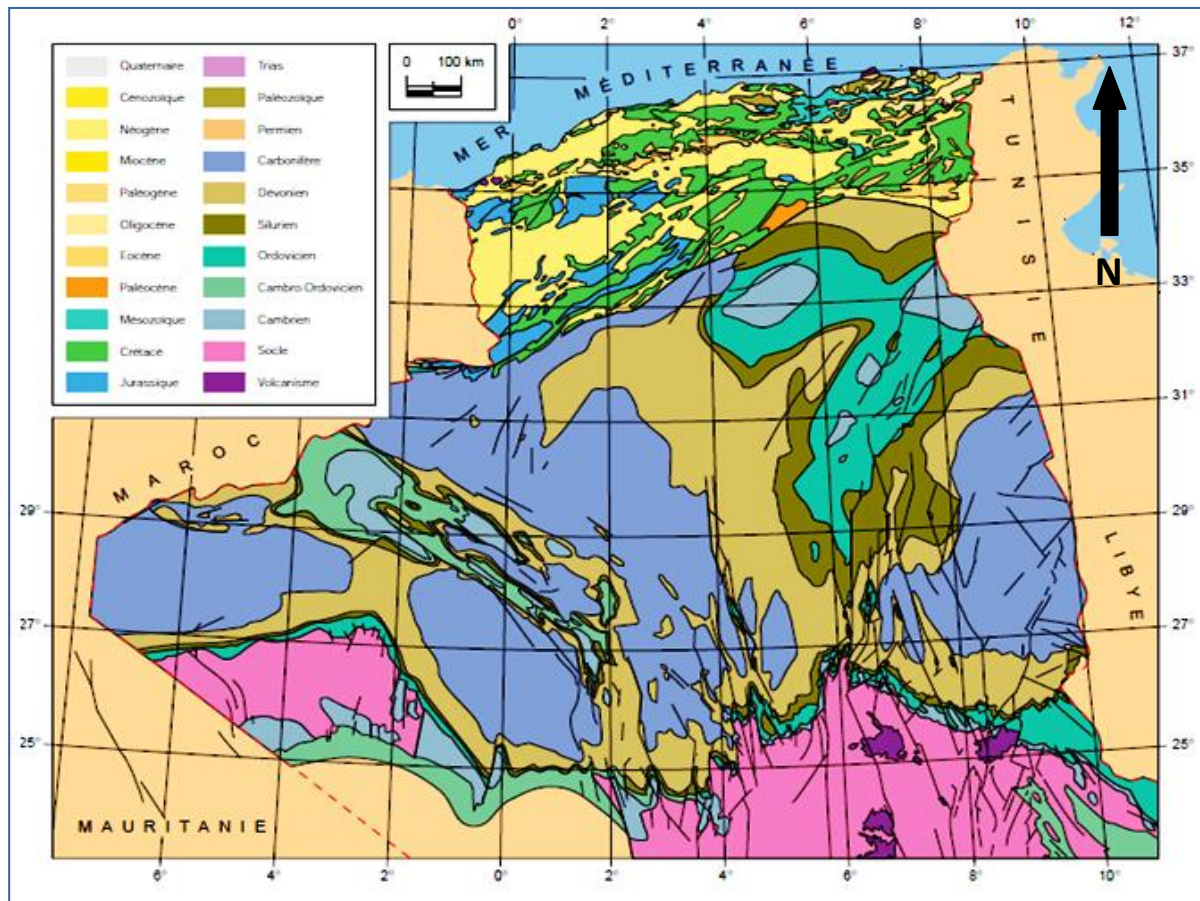


Fig. II.2 : Carte géologique du bassin d'Ilizi (Rapport Sonatrach)

### III.1. Aspect stratigraphique

La définition des termes stratigraphiques est spécifique pour chaque région, à cause de la variation latérales de faciès d'une part et de l'insuffisance de macrofaune d'une autre part. C'est pour cela qu'on établit ce qu'on appelle une nomenclature litho-stratigraphique régionale. Cependant l'absence de repère chronologique rend parfois difficile les corrélations entre les séries sédimentaires.

La série stratigraphique de notre bassin d'Ilizi est de 3000m d'épaisseur. Elle est constituée essentiellement par une alternance de faciès argilo-gréseux d'épaisseurs variables intercalées par quatre discordances principales de la base vers le sommet qui sont :

- La discordance tectonique Cambro-ordoicienne.
- La discordance Calédonienne « intra F6 » .
- La discordance Frasnienne « Dévonien moyen » parfois absente.
- La discordance Hercynienne.

La plus part des termes de la série stratigraphique depuis le Cambrien jusqu'au crétacé supérieur sont représentés tandis que d'autre sont érodés ou tronqués (fig.II.3).

Les affleurements débutent au Sud par le cambrien, qui repose sur le socle du Hoggar.

La série paléozoïque se complète progressivement vers le Nord, pour se terminée par les argiles de Tiguéntourine de la période Permo-carbonifère.

En ce qui concerne la lithologie, la série est constituée par des grès et des argiles, à l'exception des marnes et des calcaires du Namurien supérieur, du Westphalien et le calcaire blanc de Dévonien moyen.

L'épaisseur de la formation paléozoïque est fortement réduite par l'érosion Hercynienne et n'est représentée que par 800m au Nord et au Nord-ouest du bassin et passe à 1750 m au sud et au sud –est

Les séries supérieures, carbonatées et marines du Cénomaniens au Sénonien débutent à partir de la Hamada de Tinhart. Ces formations reposent en discordance majeure sur les différentes séries paléozoïques. L'épaisseur des séries mésozoïques passe de 350m au sud –est à 2700m au Nord-ouest du bassin.

Une série sableuse de l'âge pliocène recouvre localement au Sud et en affleurement continu au Nord les formations terminales du mésozoïque.

Et pour finir, on a le quaternaire qui présente une faible épaisseur et qui est souvent discontinu constituant ainsi le dernier élément de la série stratigraphique.

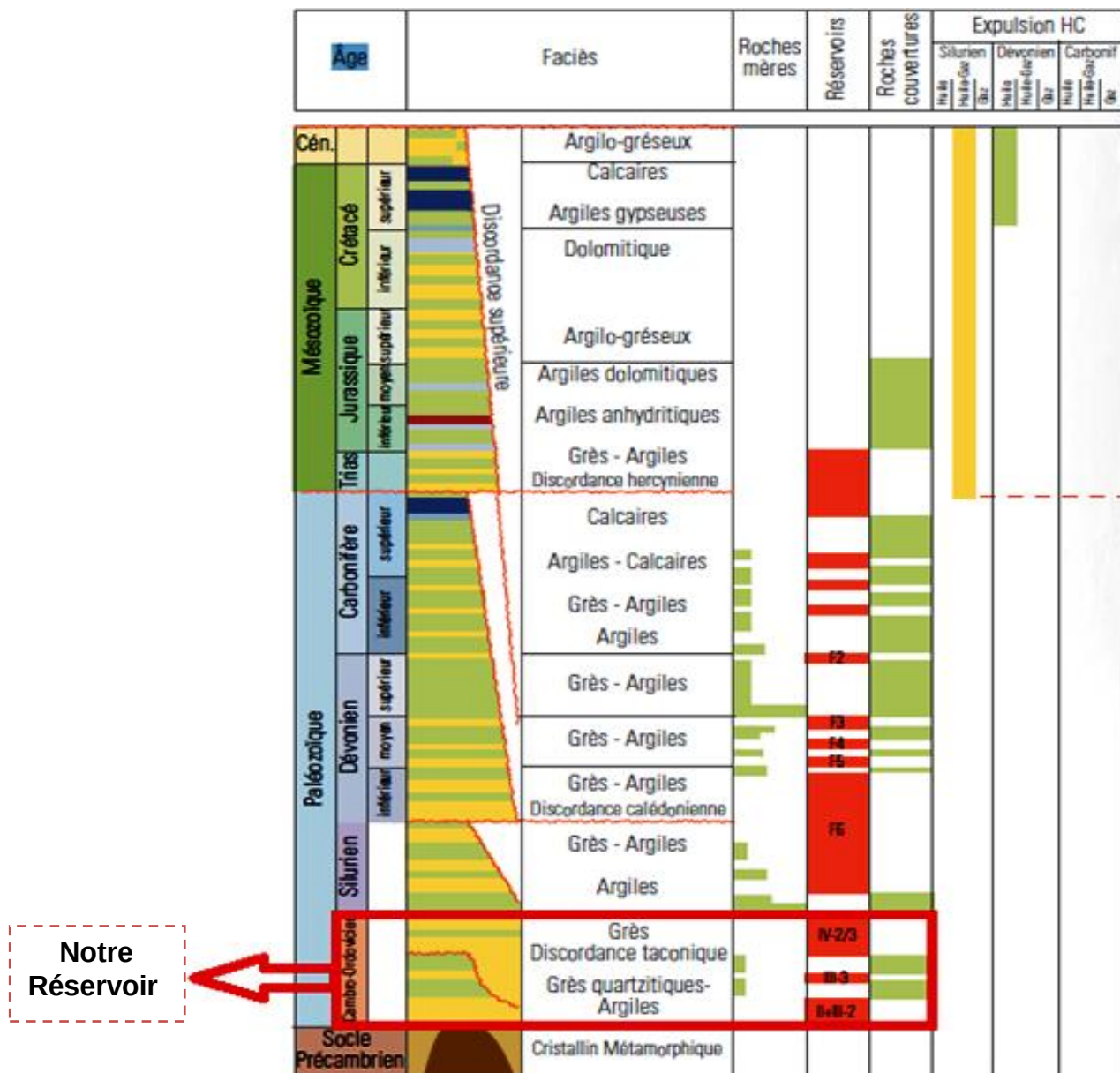


Fig. II.3 : Colonne stratigraphique du bassin d'Illizi (WEC 2007)

### III.2. Aspect structural

Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi sont représentés par :

- Le bombement de Tin Fouyé, situé dans la partie nord-ouest du bassin d'Illizi, il correspond à une zone haute orientée nord-sud, s'étendant sur 200 km de longueur et 100 km de largeur.
- Le haut fond de Tihemboka, grand axe structural orienté Nord-Sud affecté par un important accident méridien. Il constitue la limite orientale du bassin d'Illizi.

- Le monoclinale d'Illizi, qui sépare les deux zones hautes de Tin Fouyé et de Tihemboka
- L'axe de Fadnoun, limite entre le môle de Tihemboka et la dépression centrale d'Illizi.

Du Sud-ouest vers le Nord-Est, il se suit sur 300 km. Il s'agit d'une ancienne faille majeure d'orientation NNE qui a rejouée plusieurs fois durant le Paléozoïque et même plus récemment.

Notons enfin que les limites du bassin d'Illizi sont représentées par le môle d'Ahara, ancienne zone haute constituant la limite septentrionale du bassin et l'axe d'Essaoui-Mellène, de forme allongée, qui représente la limite entre le bassin d'Illizi et la région d'Amguid El Biod à l'Ouest.

La partie sud du bassin est divisée en une succession de dépression et une série d'axes majeurs orientés dans la direction Est-Ouest :

- l'axe d'Amguid-El-Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin Moudir à l'Ouest.
- L'axe Tam-elek.
- L'axe Fadnoun.
- L'axe Hassaoui-Mellene.
- L'axe Tihemboka.

Ces axes ont des directions Sud méridiennes et sont bordés par des failles importantes, qui sont dues aux rejoues de failles profondes du socle. Elles affectent le socle du Hoggar le divisant en plusieurs compartiments. Ces failles principales sont accompagnées par des failles secondaires ayant rejouées au cours des temps géologiques.

La partie centrale du bassin est moins affectée tandis que la partie Nord-Ouest, se trouve sur le vaste anticlinorium de Tin-Fouyé à l'Ouest par la faille majeur de Maouar-Tin Tyar.

#### **IV. Présentation de la région de « IN AMENAS »**

#### IV.1. Cadre géologique régional

Le périmètre IN AMENAS (blocs 240b, 233, 234b& 241b) est situé au Sud Est du bassin d'Illizi dans la zone d'affleurement de Taouratine (Crétacé - Albien) et du Carbonifère (fig.II.4). Plusieurs phases tectoniques (Taconique, Calédonienne, Hercynienne et Alpines) se sont succédées dans la région d'étude.

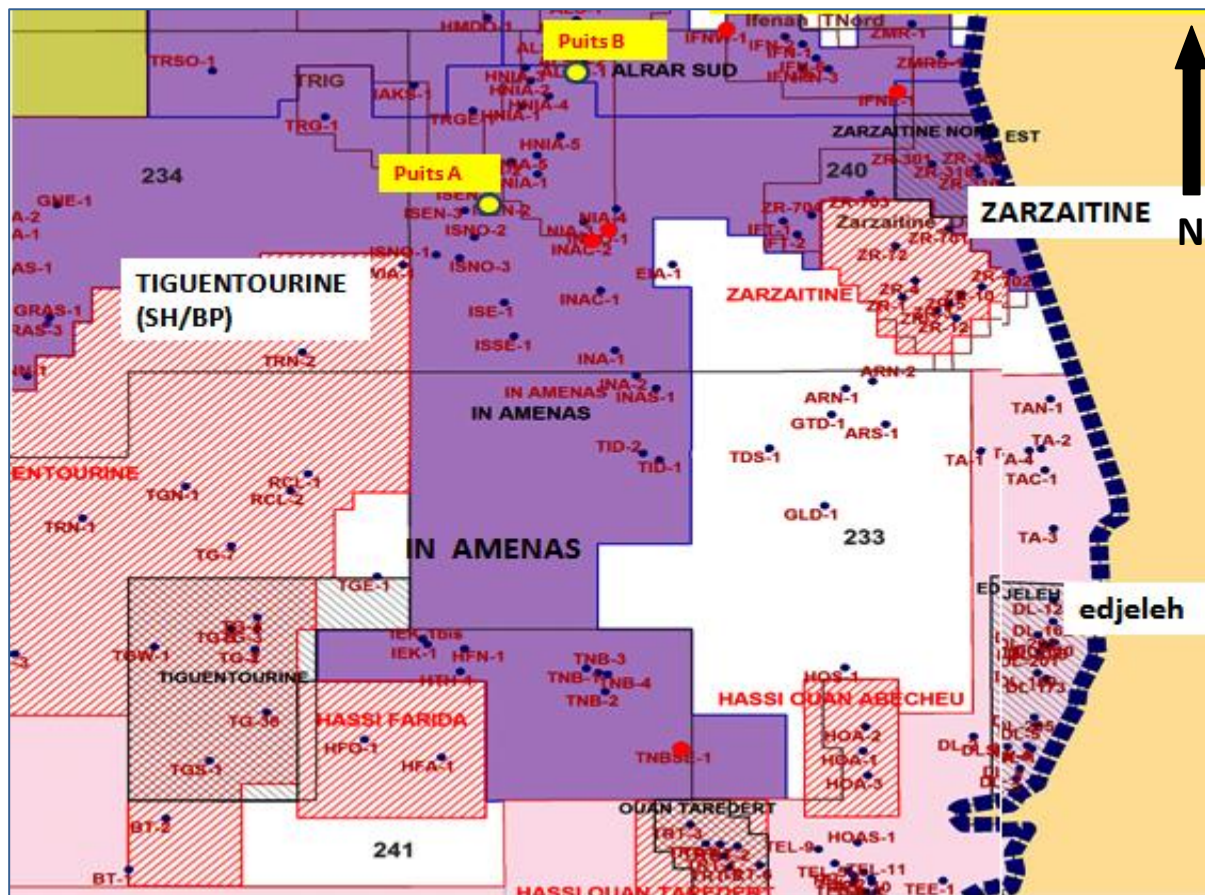


Fig II.4 : Périmètre d'IN AMENAS (Document SONATRACH)

Le périmètre IN AMENAS est situé entre deux axes structuraux majeurs :

- Le trend du Fagnoun NE-SW à l'Ouest continue sur 400 km allant du Hoggar au champ d'Alrar. C'est un accident profond au niveau du socle avec une discontinuité locale dans la couverture, qui se matérialise par des structures en relais, flexures et plis.

- L'axe Amasralad - Edjeleh - Zarzaïtine correspond à un accident assez important, qui se dédouble au sud d'Edjeleh en donnant naissance à la faille de Hassi Ouan Abechou (HOA) Gour El Laoud (GLD) au Sud de la zone d'étude.

#### **IV.2. Cadre géologique local**

La zone d'étude est située au Sud Est du bassin d'Illizi. Cette région est affectée par une série d'accidents subméridiens sur lesquels viennent s'appuyer des structures anticlinales. L'image structurale de ce périmètre est la conséquence de différentes phases tectoniques connues dans le bassin d'Illizi.

La couverture sédimentaire varie de 2700m à 2900m d'épaisseur. Elle est constituée par des ensembles litho-stratigraphiques du Paléozoïque et du Mésozoïque et comprend les termes allant du Cambrien au Crétacé.

La série argilo-gréseuse du Paléozoïque repose en discordance majeure sur le socle panafricain ; elle est recouverte à son tour en discordance par la série mésozoïque.

#### **IV.3 Cadre stratigraphique**

Dans le cadre de notre étude on s'intéressera aux réservoirs Ordoviciens. L'Ordovicien se compose de 3 unités, l'unité III qui est d'origine marine et l'unité IV d'origine glaciaire à influence marine au sommet et de l'unité II (fig. II.5).

##### **IV.3.1. Réservoirs du Cambro-ordovicien**

###### **➤ Unité IV**

Formée d'un ensemble argilo - gréseux, de grés gris - claire, fins à moyens à ciment siliceux et souvent fissurés.

La base de la série est constituée par des argiles noires micacées à dragées de quartz (argiles micro conglomératiques de l'unité IV-2), qui s'alternent avec des grés gris - clair présentant des figures de glissements (slumping).

###### **➤ Unité III**

Représentée par des grés gris argilo - siliceux fins, à fissurations subverticales. La base de cette série est plus argileuse. Des niveaux fortement bioturbés sont observables au sommet de cette unité (unité III-3).

## ➤ Unité II

Série gréseuse, formée de grès gris - clair, fins quartzitiques et de bancs de grès grossiers micro conglomératiques, gris à blancs, où s'intercalent de fins films d'argile verte. Présence de pyrite.

| ETAGES       | FORMATIONS   | PROF              |           | EPAISSEURS | LITHOLOGIE | CORRIGES | CAROTTES | DESCRIPTION LITHOLOGIQUE                                                    |
|--------------|--------------|-------------------|-----------|------------|------------|----------|----------|-----------------------------------------------------------------------------|
|              |              | SPE               | Cote ABS. |            |            |          |          |                                                                             |
| CARBONIFERE  | Dogger       | Tauratine         | 2         | 556        | 228        |          |          | Grès carbonaté, argiles à gyps                                              |
|              | Argileux     | Zarstine          | 230       | 358        | 274        |          |          | Sables carbonatés, calcaires dolomitiques                                   |
|              | Tigantourine | Tigantourine      | 504       | 84         | 225        |          |          | Argile micacé, grès fin, siliceux, pfs carbonaté                            |
|              | Westphalien  | F                 | 755       | -123       | 138        |          |          | Calcaires et marnes présence de lignite                                     |
|              | Namurian     | E                 | 867       | -279       | 194        |          |          | Argile gris-noir, intercalée de grès fin et moyen                           |
|              | Namurian     | D                 | 1061      | -473       | 178        |          |          | Argile gris-noir, schisteuse; intercalations de grès fin                    |
|              | Visean       | C                 | 1239      | -651       | 246        |          |          | Argile noire, grès blc oolithes disséminées                                 |
|              | Visean       | B                 | 1488      | -897       | 226        |          |          | Argile brun noir, schisteuse; intercalations de calcaires                   |
|              | Tournaisien  | A                 | 1711      | -1123      | 207        |          |          | Calcaire-grès, argile, pyrite et micas                                      |
| DEVONIEN     | Strunian     | Réservoir F2      | 1918      | -1330      | 60         |          |          | Grès fin à moy, fines passées d'argile                                      |
|              | Famennian    | Argiles           | 1978      | -1390      | 167        |          |          | Grès fin, sphérules de sidérite, argile, traces de pyrite                   |
|              | Frasnian     | Réservoir F4      | 2145      | -1557      | 60         |          |          | Grès intercalé d'argile                                                     |
|              | Emilian      | Argiles           | 2205      | -1617      | 30         |          |          | Grès fin à moy, siliceux argile silteuse                                    |
|              | Pragian      | Unit C3           | 2235      | -1647      | 18         |          |          | Alternance argile et grès fin silic                                         |
|              | to           | Unit C2           | 2253      | -1665      | 12         |          |          | Alternance argile et grès fin silic                                         |
|              | Lochkovian   | Unit C1           |           |            |            |          |          | Argile silteuse grès fin siliceux                                           |
|              | Pridoli      | Unit B2           |           |            |            |          |          | Argile, grès finet silts                                                    |
|              | Ludlow       | Unit B1           |           |            |            |          |          | Grès fin siliceux, argiles silteuse indurée                                 |
| SILURIEN     |              | Unit A            |           |            |            |          |          | Grès fin, argile indurée                                                    |
|              |              | Unit M2           | 2265      | -1677      | 10         |          |          | Grès fin siliceux, argile tendre                                            |
|              |              | Unit M1           | 2275      | -1687      | 87         |          |          | Grès fin-moy, siliceux quartzitique                                         |
|              | Wenlock      | Silurien argileux | 2332      | -1744      | 346        |          |          | Grès fin-moy, argile tendre                                                 |
|              | Llandovery   |                   |           |            |            |          |          | Grès fin-moy, argile tendre                                                 |
|              |              |                   |           |            |            |          |          | Grès fin-moy, argile tendre                                                 |
|              |              |                   |           |            |            |          |          | Grès fin-moy, argile tendre                                                 |
|              |              |                   |           |            |            |          |          | Grès fin-moy, argile tendre                                                 |
|              |              |                   |           |            |            |          |          | Grès fin-moy, argile tendre                                                 |
| ORDOVICIEN   | Ashgill      | Unité IV-3        | 2678      | -2090      | 25         |          |          | Grès siliceux, quartzitique. Rares passées d'argile. Conglomérats à la base |
|              |              | Unité IV-2/1      | 2703      | -2115      | 75         |          |          | Grès siliceux, quartzitique. Rares passées d'argile. Conglomérats à la base |
|              | Grades-Glen  | Unité III-3       | 2778      | -2190      | 55         |          |          | Grès siliceux, quartzitique. Rares passées d'argile. Conglomérats à la base |
|              | Arenig       | Unité III-2       |           |            |            |          |          | Grès siliceux, quartzitique. Rares passées d'argile. Conglomérats à la base |
|              | Tremadoc     | Unité III-1       | 2833      | -2245      | 40         |          |          | Grès siliceux, quartzitique. Rares passées d'argile. Conglomérats à la base |
| PRÉ-CAMBRIEN |              | Unité II          | 2873      | -2285      | 35         |          |          | Grès siliceux, quartzitique. Rares passées d'argile. Conglomérats à la base |
|              |              | Socle             | 2908      | -2320      | 5          |          |          | Grès siliceux, quartzitique. Rares passées d'argile. Conglomérats à la base |

Fig. II.5 : Colonne stratigraphique de la région d'IN AMENAS  
(Document Sonatrach)

## V. Intérêt pétrolier

### V.1. Roches mères

Une roche mère est une roche qui renferme une proportion importante de matière organique et qui se transforme au cours du temps en hydrocarbures. Des études récentes ont montré que les argiles de l'Ordovicien ont généré des hydrocarbures.

### V.2. Roches Couvertures

Elles constituent un horizon imperméable qui arrêtera la migration des fluides. Les argiles du Silurien argileux assurent le rôle de couverture du réservoir Cambro-ordovicien.

### V.3. Roches réservoirs

Une roche réservoir est toute roche renfermant des vides, reliés entre eux et permettent de laisser circuler des hydrocarbures. Le Cambro - Ordovicien est caractérisé par des séries argilo - gréseuses avec d'épaisseurs très importantes et sont sujettes également à de grandes variations de faciès tel que le montrent les corrélations diagrammiques (fig. II.6).

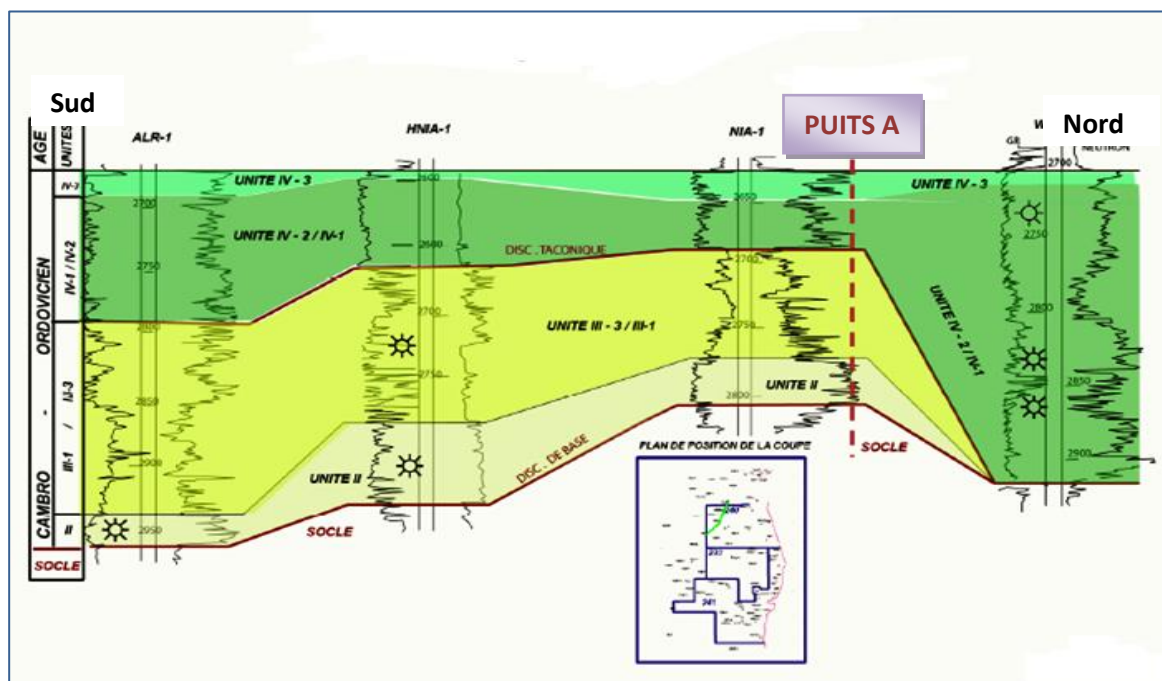


Fig. II.6 : Corrélation diagrammiques aux niveaux des réservoirs Cambro-ordoviens (Document SONATRACH)

## VI. Types de pièges

Les pièges sont souvent de type structural et correspondent à des anticlinaux réguliers associés aux failles d'orientation Nord -Sud, NW-SE et WNW- ESE (fig.II.7). Néanmoins un autre type de piégeage pourrait être mis en évidence au niveau du périmètre d'In Amenas en relation avec les divers paléo environnements des dépôts du Dévonien et de l'Ordovicien.

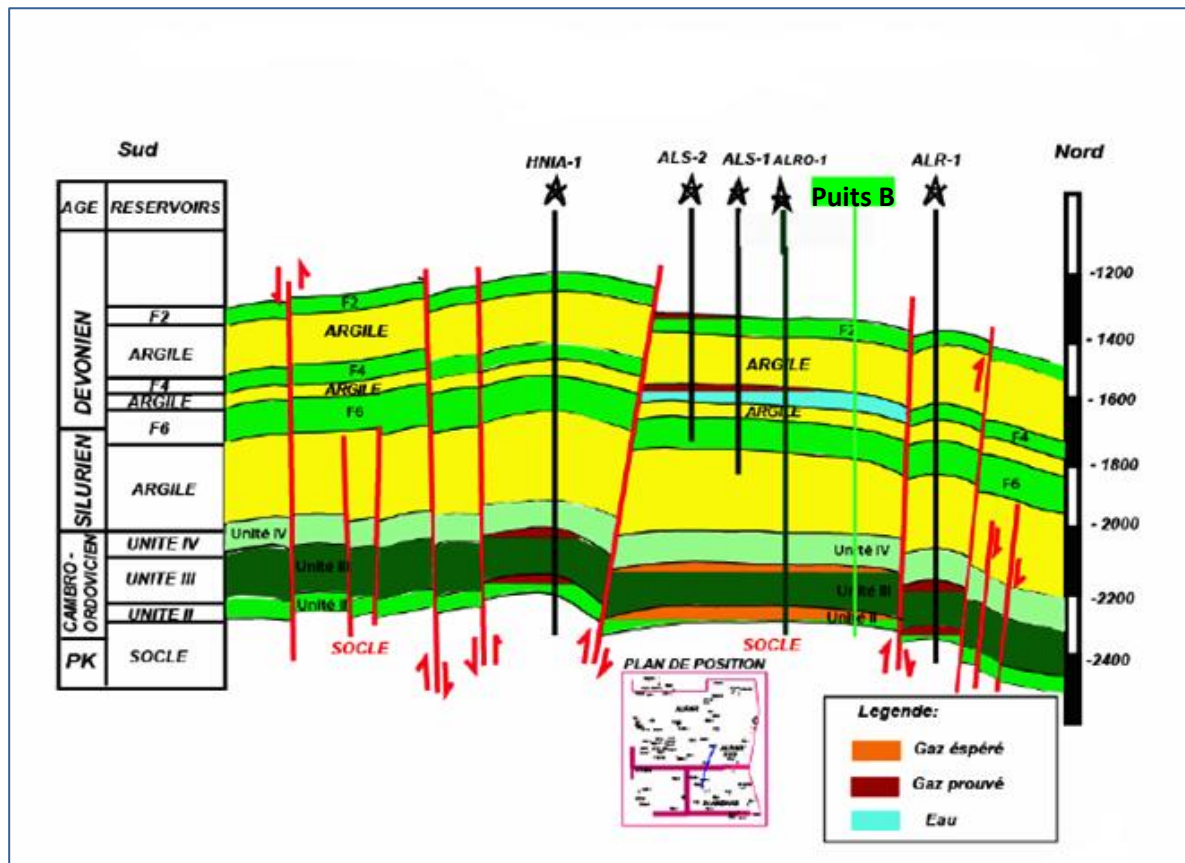


Fig. II.7 : Coupe géologique Schématisique du bassin d'Illizi  
(Document SONATRACH)

**CHAPITRE III**

**EVALUATION DES PARAMETRES**

**PETROPHYSIQUES**

Lorsque l'on a repéré un réservoir potentiel souterrain par des méthodes de surface, géologiques et géophysiques, il faut en étudier les qualités qui conditionnent le rendement potentiel de ce réservoir. Par conséquent une bonne évaluation des réserves nécessite un important travail pétrophysique, étant donné que mieux connaître ces données pétrophysiques donne la possibilité d'exploiter les réservoirs de manière optimale. Ces paramètres sont enregistrés à l'aide de diagraphie (*well log*) (fig.III.1). Elle consiste à mesurer, à l'aide de différentes sondes, les caractéristiques d'une formation géologique traversée lors d'un forage. Ces mesures diagraphiques permettent d'estimer le contenu en eau et en hydrocarbures des réservoirs traversés et de repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices).

Au cours de ce chapitre on donnera un aperçu sur les différents types de diagraphies conventionnelles et leurs applications dans le but d'une fiable interprétation.

On peut classer les diagraphies en quatre grandes catégories (fig.III.1).

## **I. Diagraphies enregistrées**

### **I.1. Diagraphies nucléaires**

Les diagraphies font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. On regroupe sous le nom de diagraphies nucléaires, les diagraphies basées sur :

- La radioactivité gamma naturelle des formations traversées
- L'interaction d'une radioactivité provoquée avec les formations

#### **A. Radioactivité naturelle**

##### **A.1. Principe**

Le log nucléaire le plus simple est le gamma ray, c'est une mesure de la radioactivité naturelle qui est émise par certains noyaux atomiques instables existants dans certaines roches.

Les trois principaux radioéléments présents dans les formations et qui sont responsables de ces émissions sont, le Potassium (K-40), l'Uranium (U-238) et le Thorium (Th-232). La mesure du gamma naturel global enregistre les variations de l'activité totale que l'outil descende ou remonte dans le forage.

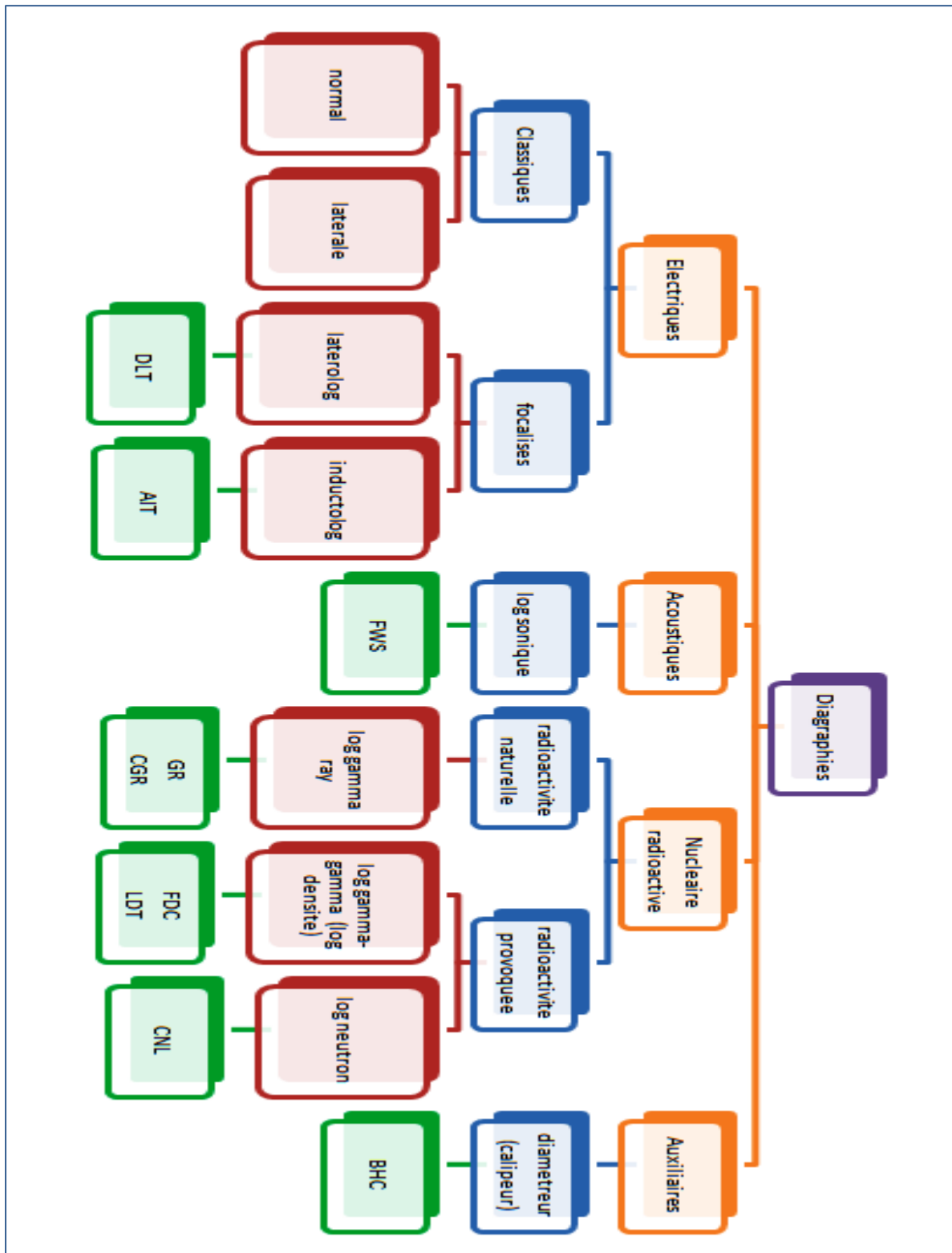


Fig.III.1 : Schéma de classification des diagraphies

Toutes les roches peuvent à priori être radioactives du fait de la dissémination très générale de ces éléments, cependant leur fixation préférentielle sur les sédiments fins fait que ceux-ci sont généralement plus radioactifs que les sédiments grossiers. D'autre part les argiles se montrent le plus souvent fortement radioactives.

### A.2. Outil de mesure

Une sonde de diagraphie de radioactivité naturelle comporte un capteur constitué d'un cristal scintillant (le plus souvent iodure de sodium activé au thallium) (fig.III.2). Ce dernier transforme les impacts de photons gamma en signal électrique amplifiée pour devenir mesurable et d'un circuit électronique associé. L'intensité de chaque émission lumineuse est proportionnelle à l'énergie des photons gammas qui l'ont produite.

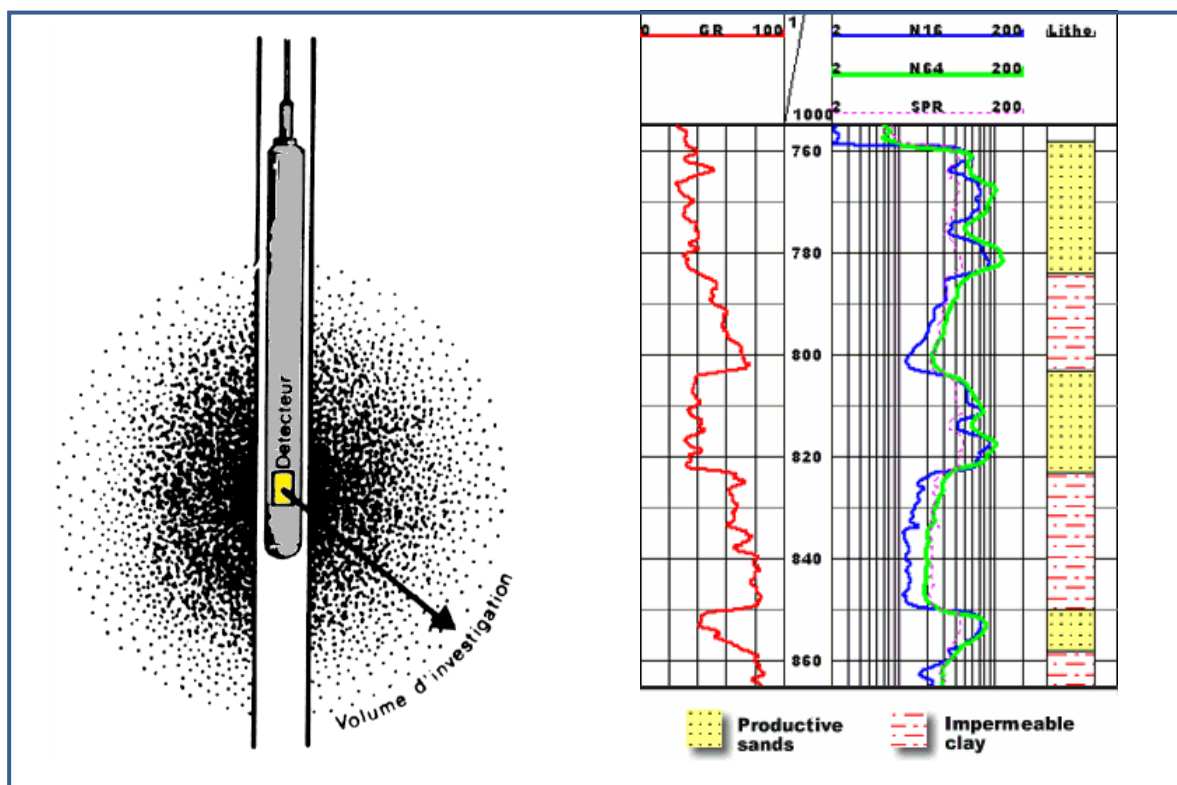


Fig.III.2 : Schéma et exemple de log de l'outil gamma ray

**A.3. Applications**

- Information sur l'argilosité
- La corrélation entre forages
- La détection d'éventuels accidents tectoniques
- La détection des fissures dans les massifs rocheux
- Apporte des informations lithologiques
- Détection de certains minéraux radioactifs
- Estimation du pourcentage d'argile

**B. Radioactivité provoquée**

Les diagraphies de cette nature sont basées sur le principe de l'interaction entre une radioactivité incidente et les composantes des formations traversées.

**B.1. Log gamma-gamma (log densité)****B.1.1. Principe**

Une source de rayonnement  $\gamma$  (par exemple du césium 137) est fixée au bas de la sonde, cette dernière émet dans toutes les directions des photons gamma qui vont interagir avec les formations traversées.

L'énergie du faisceau incident est atténuée suite à des collisions avec les électrons de la matière (formation), cette atténuation peut être due à trois types d'interactions (fig.III.3):

- Effet photoélectrique
- Effet Compton
- Effet de production de paire

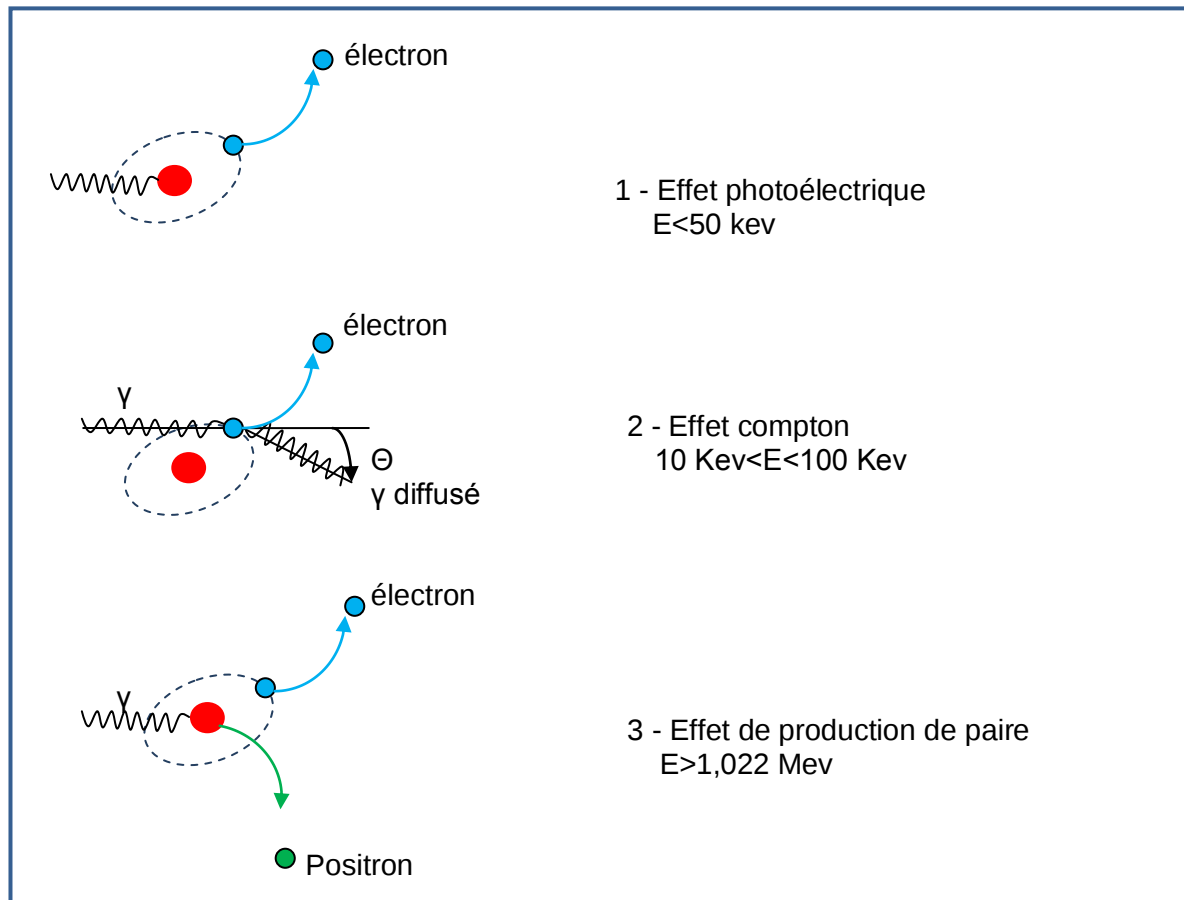


Fig.III.3 : Interactions corpusculaires

La mesure de la densité consiste à comptabiliser les photons arrivant aux détecteurs de la sonde.

Il est possible de convertir les coups par seconde reçus à chaque détecteur en valeur de densité à condition d'avoir une calibration de l'outil très précise effectuée dans des forages avec des matériaux de densité connue.

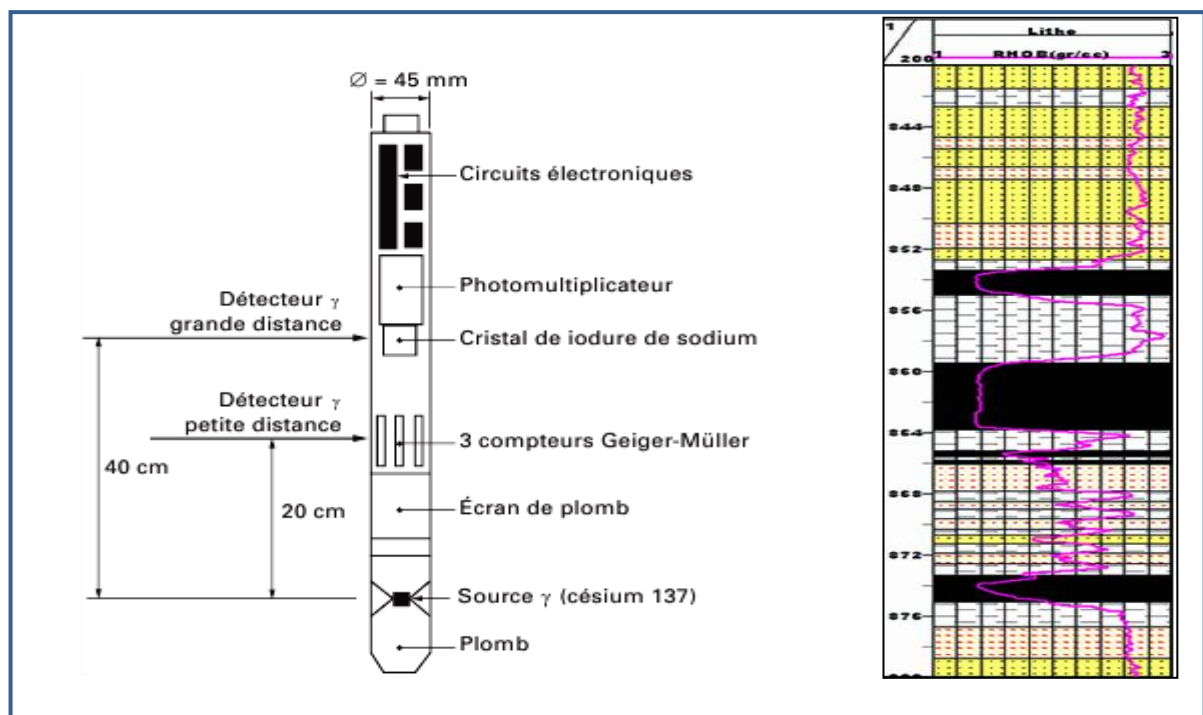
### B.1.2. Outil de mesure

Généralement le dispositif comporte deux détecteurs à différents espacements (fig.III.4).

Un premier détecteur de rayonnement  $\gamma$  est séparé de la source par un cylindre de plomb, qui empêche les rayons émis par la source d'aller directement aux détecteurs. Le rayonnement qui parvient à ce détecteur a peu interagi avec le terrain (le trajet est court) et dépend surtout du diamètre du forage.

Un deuxième détecteur situé à une distance double, est le capteur principal ; le rayonnement qui y parvient dépend à la fois de la masse volumique du terrain et du diamètre du forage.

On corrige donc les mesures du second détecteur avec les données obtenues avec le premier, ce qui réduit certains effets de sondage tels que les effets de cavité et du mud-cake, de manière à avoir une information qui puisse être transformée en masse volumique. Dans notre cas, l'outil utilisé est le ZDL (*compensated Z densilog*).



**Fig.III.4 : Schéma et exemple de log d'une sonde gamma-gamma**

### B.1.3. Applications

- Aide à la détermination lithologique
- Utilisé comme base pour une analyse de porosité
- En conjonction avec un log sonique, il peut être utilisé pour en déduire des sismogrammes synthétiques
- Etude de la compaction
- En comparant avec d'autres logs (neutron, résistivité) permet l'identification rapide des fluides présents dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz-huile, gaz-eau et huile-eau.

## B.2. Log neutron

### B.2.1. Principe

Les formations sont bombardées par des neutrons à haute énergie produits par une source radioactive (mélange Am-241 et Be-4) fixée au bas de la sonde. Ces neutrons à haute énergie incidente pénètrent et interagissent avec les formations et perdent progressivement de leur énergie, on peut distinguer deux phases (fig.III.5).

- Phase de ralentissement des neutrons

Les neutrons sont ralentis, du fait que leur masse soit proche de celle d'un neutron, ce sont principalement les atomes d'hydrogène présents dans les terrains qui les ralentiront le plus.

- Phase de capture

Par ces collisions successives les neutrons vont perdre leur énergie, on dit qu'ils sont thermalisés, lorsque leur énergie sera plus faible que 0.025 eV ils pourront alors être capturés.

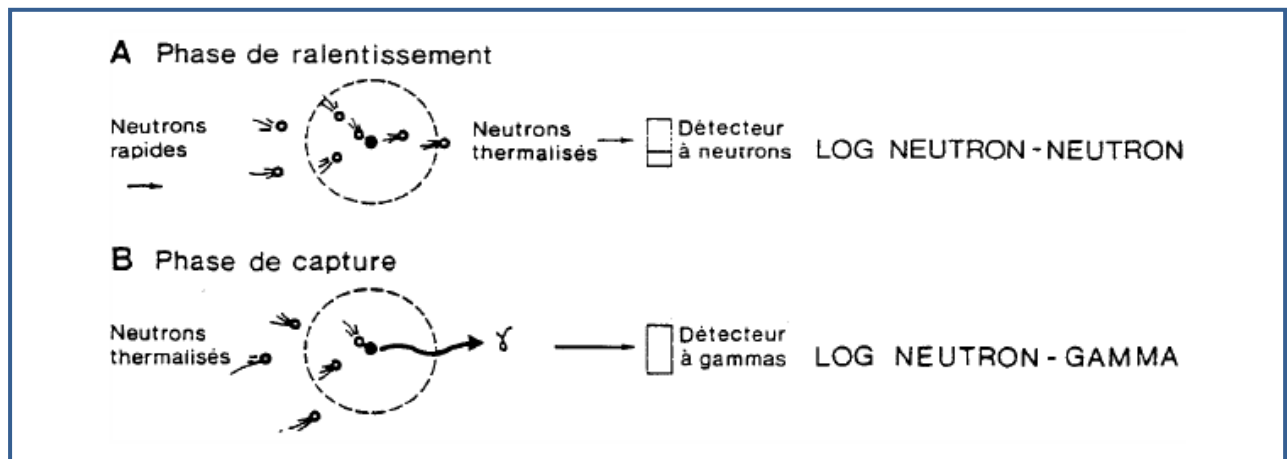


Fig.III.5 : Ralentissement et thermalisation des neutrons (Chapellier, D.,1987)

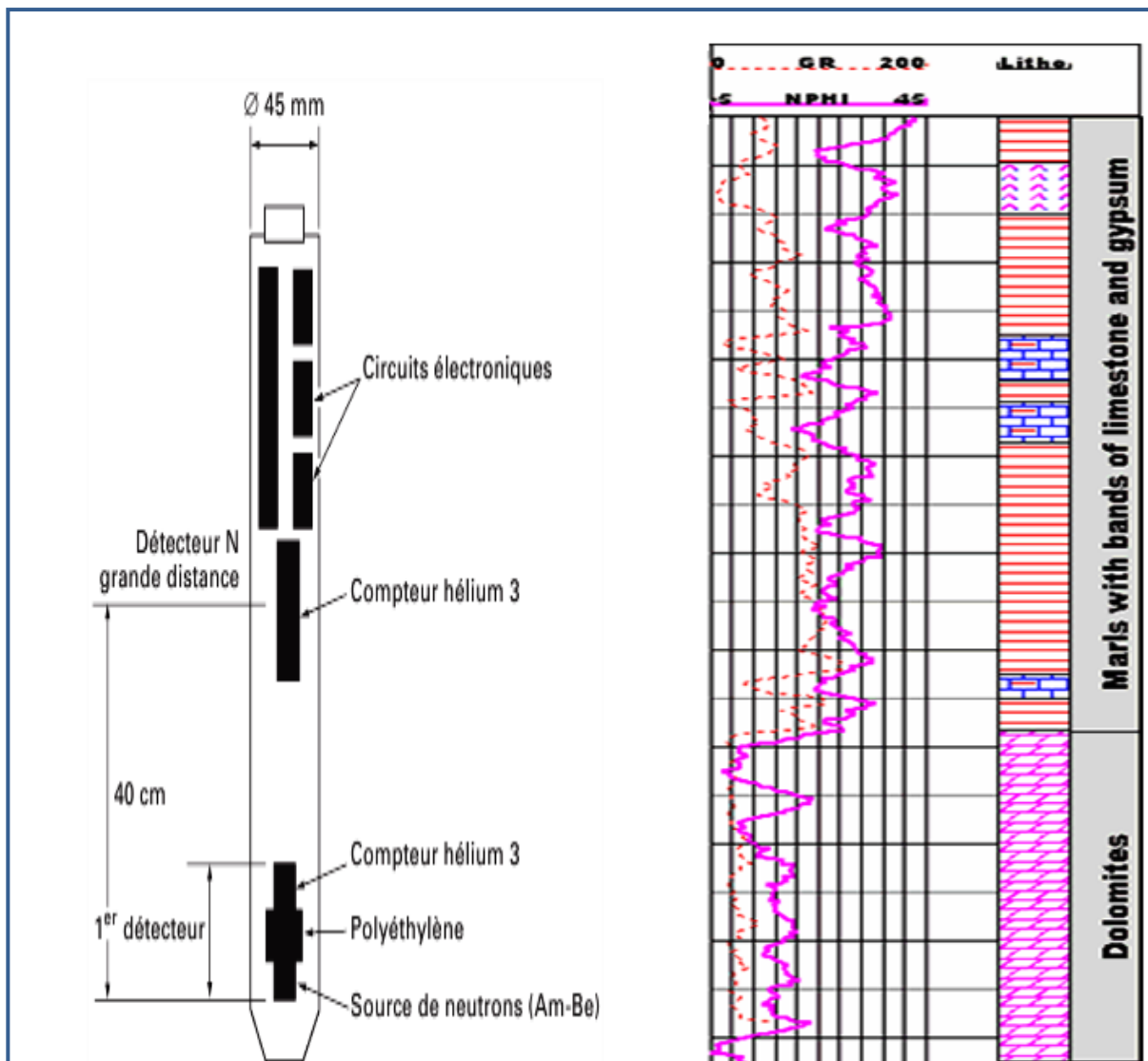
### B.2.2. Outil de mesure

La sonde neutron est équipée d'un ou plusieurs détecteurs de neutrons thermiques, situés généralement à une distance comprise entre 15 cm et 40 cm de la source. Ce type de diagraphie consiste à comptabiliser le nombre de neutrons thermiques qui arrivent aux détecteurs (fig.III.6).

Par contre, ce type de mesure ne permet pas de faire la distinction entre l'hydrogène présent dans les fluides contenus dans les pores (eau, hydrocarbures) et l'hydrogène qui pourrait être présent comme composant de la matrice (notamment les minéraux argileux, le gypse,...) Il est ainsi essentiel d'interpréter une mesure neutron en conjonction avec d'autres mesures.

Au cours de notre étude nous avons utilisé, le CNL (Compensated Neutron Log).

Cette sonde est munie d'une source radioactive qui est dotée de deux détecteurs placés à différent espacement réduisant ainsi les effets de trou. Le rapport des taux de comptage des deux détecteurs est traduit directement en indice hydrogène-neutron (IH)<sub>n</sub> donc La mesure issue de ces deux détecteurs est convertie automatiquement en unité de porosité neutron.



**Fig.III.6: Schéma et exemple du log d'une sonde neutron-neutron**

**B.2.3. Applications**

- Détermination de la porosité
- Utilisé dans les cross plots de résistivité
- La combinaison neutron-densité est meilleure dans les formations propres puisque les réponses au gaz sont en directions opposées
- La combinaison neutron-sonique dans les formations argileuses est un détecteur efficace des gaz puisque les argiles affectent chacun des logs de la même façon.
- Utilisé en combinaison avec d'autres logs de porosité pour l'interprétation des sables argileux et la détermination de la lithologie.

**I.2. Diagraphie sonique**

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation d'ondes acoustiques générées par l'outil de diagraphie dans les roches.

**A. Principe**

La sonde émet un train d'onde sonique qui pénètre son environnement via un support aqueux (eau ou boue).

Un signal complexe d'ondes transmises, générées par chaque interface rencontrées est alors enregistré par les récepteurs disposées à distance définie de l'émetteur.

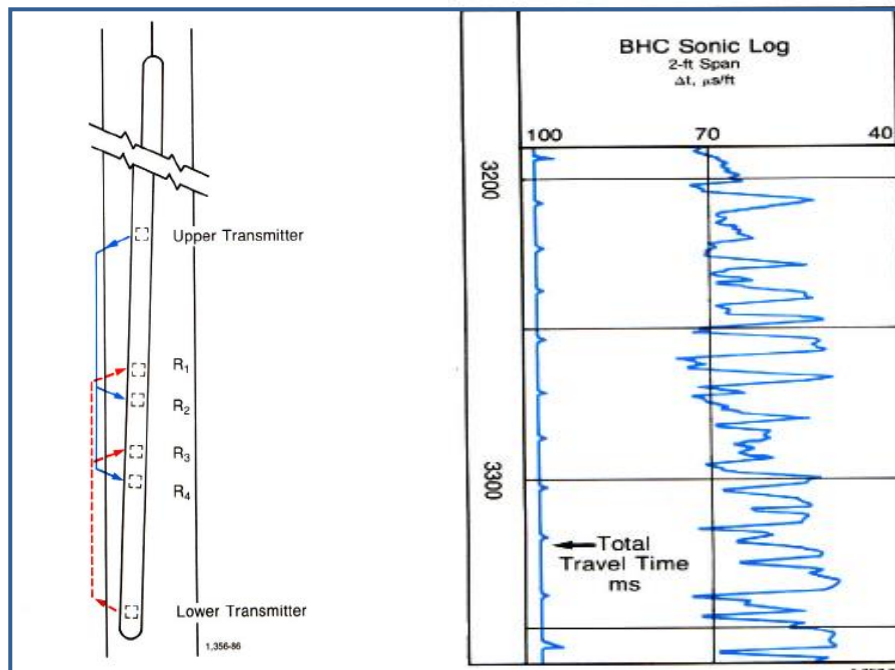
Le train d'onde enregistré par la sonde est un signal composé résultant de la surimposition des ondes de compression (p) et transversales de cisaillement (s). Ces différents composants du signal arrivent aux récepteurs à des vitesses variables déterminées par le trajet réalisé, les propriétés des interfaces rencontrées et le fluide. Dans la pratique, le log sonique mesure le temps de transit entre deux récepteurs.

**B. Outil de mesure**

Souvent le système utilisé comporte deux émetteurs et deux récepteurs couplés, ceci pour pouvoir corriger les décalages dans les temps de parcours.(fig.III.7)

Le type d'émetteur et de récepteur peut varier d'une sonde à l'autre, ainsi que l'espacement et leur configuration selon les informations à obtenir. Dans notre cas nous avons utilisé le DAL (*digital acoustilog*).

Les dernières générations de sonde sonique permettent la digitalisation et la transmission à l'unité mobile d'enregistrement de surface de l'entière des trains d'ondes reçus sur de multiples récepteurs.



**Fig.III.7 : Schéma et exemple du log d'une sonde sonique (Schlumberger, 1989)**

### C. Applications

- Principalement exploité pour la détermination de la porosité des réservoirs
- Aide à la détermination de la lithologie
- Etude de la compaction des formations argileux gréseuses
- En combinaison avec le log densité, on peut établir le log d'impédance acoustique puis une trace synthétique
- Différencier le contenu en fluide des formations en comparant avec les autres mesures (neutron, densité, résistivité)
- Utilisé à des fins de corrélations
- Détermination de l'épaisseur des bancs

### I.3. Diagraphies électriques

La résistivité d'une formation est le paramètre clef pour déterminer les saturations d'hydrocarbures.

Cette diagraphie dépend de la composition de la roche en éléments solides et de la nature des fluides contenues.

### **I.3.1. Principe**

Cette mesure consiste à envoyer un courant électrique par une source émettrice (électrode ou bobine) qui pénètre dans la formation et à travers la différence de potentiel enregistrée sera transformée en résistivité ou en conductivité des formations.

La distance entre émetteur-récepteur est appelée espacement et selon cet espacement et l'ordre de grandeur du rayon d'investigation on distinguera :

#### **A. Microdispositifs**

Ces dispositifs sont caractérisés par des espacements relativement réduits, de ce fait qui fait que l'investigation du courant est peu profonde. Cette investigation va nous donner dans ce cas la des informations sur la résistivité de la zone lavée  $R_{xt}$ .

Plusieurs outils sont conçus dans ce but (MSFL, HALS, AIT,...).

#### **B. Macrodispositifs**

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge  $R_t$ . De nombreux outils ont été conçus dans ce but (DLL, AIT, HALS...)

### **➤ Diagraphies focalisées**

Les diagraphies classiques de résistivité (normale et inverse) ont certains inconvénients pour les éviter, on utilise des outils qui focalisent le courant suivant des directions déterminées.

L'avantage de cette méthode réside dans le fait qu'elle convient pour des conditions de trou difficiles, elles peuvent être effectuées dans n'importe quelle boue « conductrice et non conductrice. Grâce à la focalisation du courant d'injection pour le forcer à pénétrer dans les formations sédimentaires, cette méthode permet une résolution de couches plus fines par rapport à une mesure du type normal.

On distingue deux types de diagraphies focalisées, les laterolog et les inductolog. Au cours de notre étude, des diagraphies d'induction ont été réalisées étant donné que notre forage a été effectué par une boue à huile (Oil Based Mud).

## INDUCTOLOG

### C.1. Principe

On envoie dans une bobine émettrice un courant alternatif d'un oscillateur. Le champ électromagnétique alternatif qui en résulte induit dans la formation des courants de Foucault qui à leur tour engendrent leur propre champ électromagnétique qui en traversant la bobine réceptrice y induit une force électromotrice qui est proportionnelle à la conductivité du sol (Fig.III.8).

### C.2. Outil de mesure

Les outils actuels possèdent plusieurs bobines de transmission et de réception. Plusieurs types d'outils à induction sont utilisés, dans notre cas la résistivité est mesurée par l'outil d'induction *HDIL (High Definition Induction Log)* qui permet d'enregistrer simultanément plusieurs courbes de résistivités avec différents rayons d'investigation.

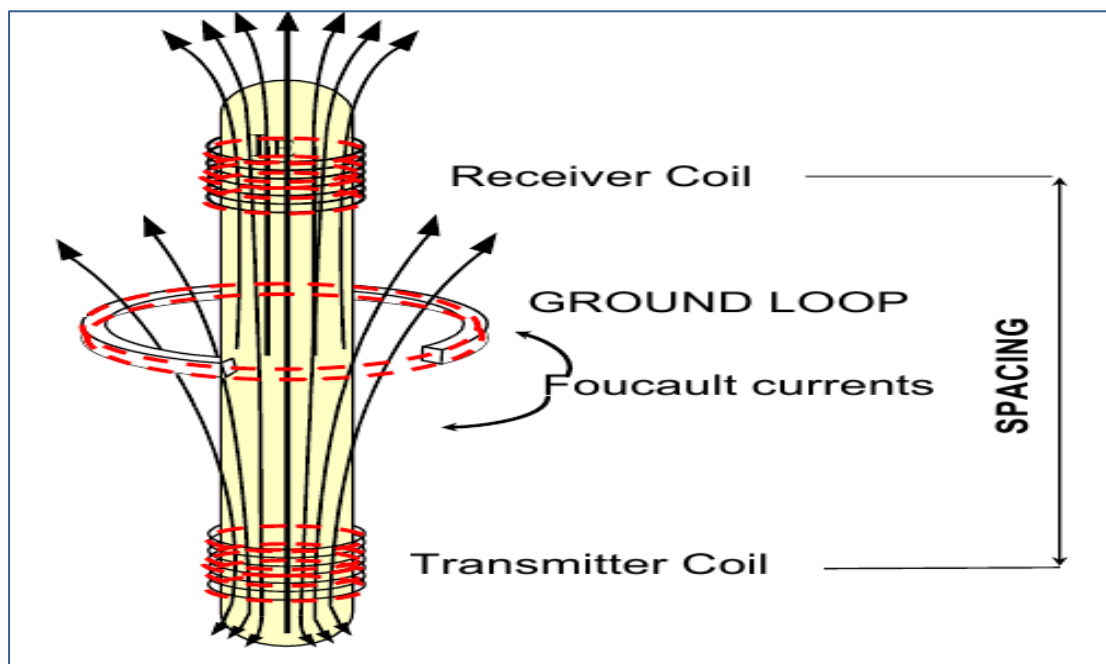


Fig.III.8 : Schéma du principe d'induction (Meunier, M., 2010)

**C.3. Applications**

- Mesure de la saturation (en eau et par conséquent en hydrocarbures)
- Calcul de la porosité
- Calcul de résistivité de l'eau interstitielle
- Corrélation
- Etude de la compaction
- Apporte des informations lithologiques
- Détermination de l'épaisseur des bancs

**I.4. Diagraphie auxiliaire****I.4.1. Caliper (diamètreur)****A. Principe**

La mesure du diamètre du trou est effectuée à l'aide de bras articulés ou patins appliqués contre la paroi du forage, ces derniers sont connectés à un circuit électronique.

Les variations de diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux de ces bras. (fig.III.9).

**B. Outil de mesure**

Les diamètreurs sont en général munis de deux à 96 bras articulés ou palpeurs, la plus part des outils combinés comportent un microdiamètreur, qui donne ainsi la mesure d'un diamètre du trou. Cependant, leur ouverture étant limité ou le trou étant ovalisé, il faut avoir recours à un outil plus performant à quatre bras pour une mesure plus précise des diamètres et du volume du trou.

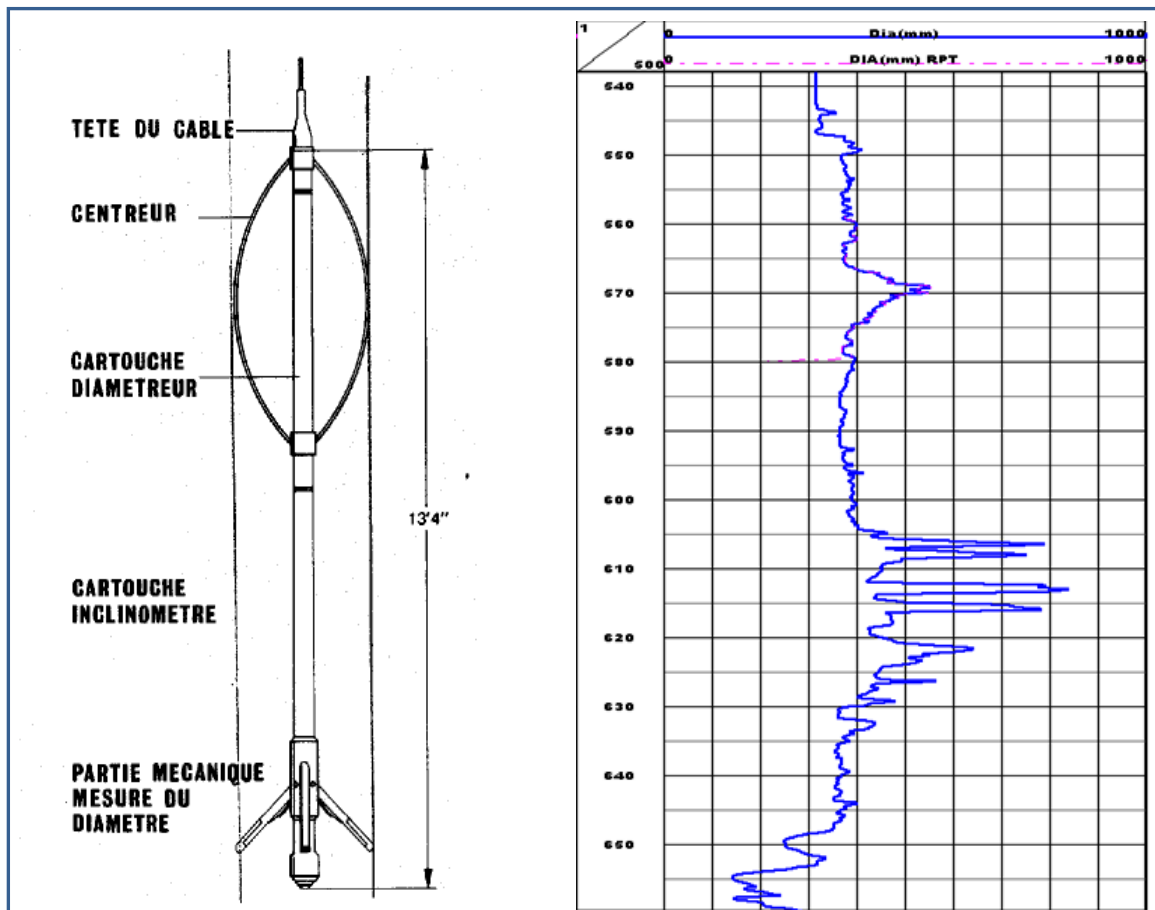


Fig.III.9 : Schéma et exemple du log d'un caliper

### C. Applications

- la reconnaissance des zones poreuses et perméable (présence de mud-cake)
- Mesure du volume du trou (estimation du volume du ciment)
- Contrôle de qualité des autres diagraphies
- Apporte des informations sur la lithologie

### I.5. Modular Dynamic Tester (MDT)

Le MDT est représenté par un ensemble de modules d'où son nom (modular), cet outil peut être reconfiguré et assemblé sur site selon les besoins d'acquisitions. Ces modules peuvent aussi être utilisés indépendamment.

#### A. Principe

Les mesures sont faites à l'aide d'un testeur filaire qui nécessite une perturbation du régime de pression dans le réservoir qui permet le retrait d'une petite quantité du fluide.

Ces mesures nécessitent deux jauges à hautes résolutions, une jauge de contrainte (strain gauge) et une jauge CQG (crystal quartz gauge), ces dernières peuvent réagir de façon fiable aux conditions dynamiques.

L'enregistrement continu de la pression en fonction de la profondeur permet d'établir des profils de pression (Fig.III.10).

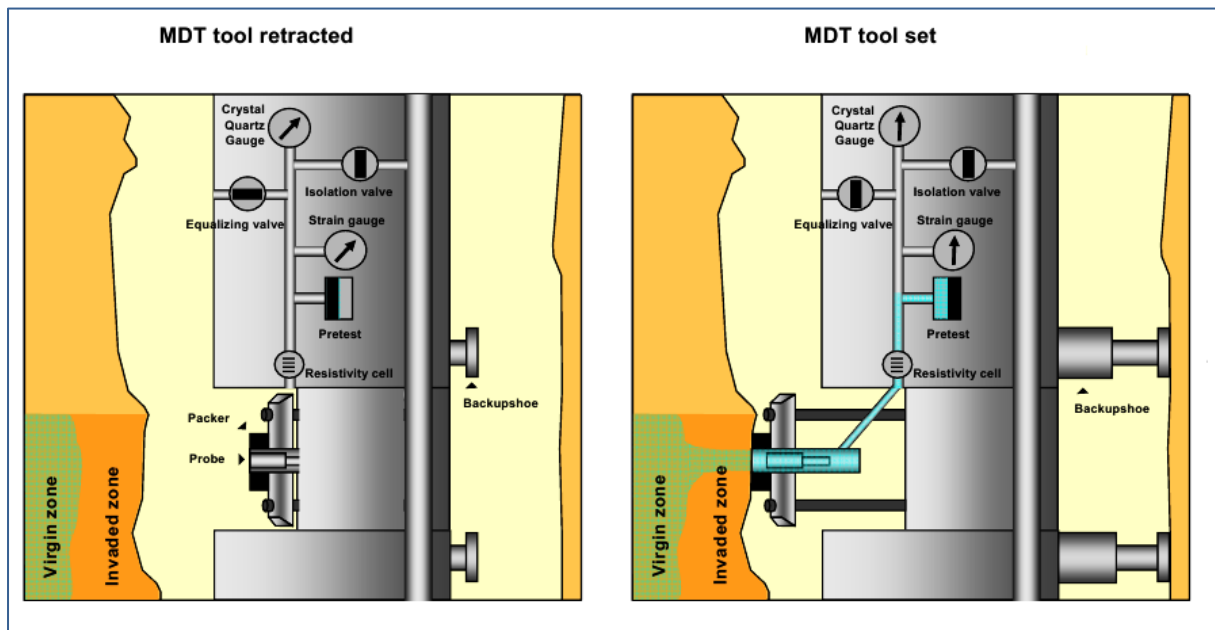


Fig.III.10 : Opérations d'un MDT (MEUNIER, M., 2010)

### B. Module dual-packer

Le module dual packer du MDT (modular formation dynamic tester) est constitué de deux éléments de packers gonflables pour assurer l'étanchéité contre les parois du trou de forage afin d'isoler un intervalle, améliorant ainsi l'efficacité de la mesure de pression et de l'échantillonnage du fluide dans des formations laminées, fracturées ou à faible perméabilité.

Des packers à hautes performances sont utilisés pour élargir l'enveloppe d'opérations du MDT.

Le module dual packer peut être utilisé pour créer une fracture micro-hydraulique, la fracture est créée en pompant du fluide de forage dans un intervalle entre les éléments de packer gonflables (Fig.III.11).

**C. Applications**

- L'échantillonnage des fluides
- Analyse des fluides
- La mesure de la pression des formations et l'estimation du gradient en fonction de la profondeur
- Détermination de la perméabilité, viscosité et de l'anisotropie
- Identification des contacts entre fluides



**Fig.III.11: Module dual-packer (Schlumberger, 2002)**

**II. Evaluation pétrophysique des réservoirs**

L'objectif principal pour un log analyste c'est d'identifier son réservoir et pour cela on lance une campagne de diagrapie pour pouvoir localiser et mieux connaître le réservoir sa nature (lithologie, minéralogie) ses paramètres pétrophysiques et ainsi les fluides qu'il contient.

Dans cette partie de notre travail on va déterminer les paramètres pétrophysiques de deux réservoirs du combro-Ordovicien propres au puits A et B qui se trouvent dans la région d'in AMENAS (Bassin d'ILLIZI).

### II.1. Données de forage

L'opération de forage pour les puits « A » et « B » a été effectuée avec les paramètres illustrés dans les tableaux suivants :

- Etat du trou

| Puits   | Tubage (")                  | Cote sabot (m)     |         | Diamètre outil (") |
|---------|-----------------------------|--------------------|---------|--------------------|
|         |                             | Sondeur            | Logging |                    |
| Puits A | 13"3/8                      | 537                | 537     | 16"                |
|         | 9"5/8                       | 1900               | 1899    | 12"1/4             |
|         | 7"                          | -                  | 2690    | 8"1/2              |
|         | Open hole                   | 2950               |         | 6"                 |
|         | TD                          | 2950 dans le socle |         |                    |
| Puits B | 18" 5/8                     | -                  | 59      | 22                 |
|         | 13"3/8                      | -                  | 623     | 17" ½              |
|         | 9"5/8                       | 1862.2             | 1862    | 12" ¼              |
|         | Profondeur atteinte         | 12636.8            | 2637    | 8"1/2              |
|         | Profondeur finale TD prévue | 2903               |         |                    |

**Tableau III.1 : Données du trou de forage**

- Paramètres de boue

| Puits   | Phase | Type de boue | Densité (g/cc) | Visc (cp) |
|---------|-------|--------------|----------------|-----------|
| Puits A | 8"1/2 | OBM          | 1.05           | 48        |
|         | 6"    | OBM          | 1              | 43        |
| Puits B | 8"1/2 | OBM          | 1.00           | 47        |

Tableau III.2 : Données de la boue de forage

- Limites des formations

| FORMATION         | Top prévu | Top réalisé | Ecart |
|-------------------|-----------|-------------|-------|
|                   | (m)       | (m)         | (m)   |
| Cambro-Ordovicien | 2705      | 2934        | -12   |
| Socle             | 2908      | 2936        | -28   |

Tableau III.3 : Top des formations

- Types de diagraphies enregistrées

Les diagraphies reçues ont été enregistrées par la société de service Baker Atlas sont de bonne qualité (fig.III.12), (fig.III.13). Celles qui ont été enregistrées pour les puits A et B sont :

| Puits   | Phase   | Date     | Opération                    | NOM                                                                | Intervalle (m) |
|---------|---------|----------|------------------------------|--------------------------------------------------------------------|----------------|
| Puits A | 6"      | 15/09/09 | GR/HDIL/<br>ZDL/CNL/CAL      | GAMMA NATUREL<br>RESISTIVITE MACRO-<br>MICRO<br>NEUTRON<br>DENSITE | 2650-2950      |
| Puits B | 8 " 1/2 | 19/10/08 | GR/CAL/<br>/HDIL/<br>ZDL/CNL | GAMMA NATUREL<br>RESISTIVITE MACRO-<br>MICRO<br>NEUTRON<br>DENSITE | 2637 - 2933    |

Tableau III.4 : Diagraphies enregistrées

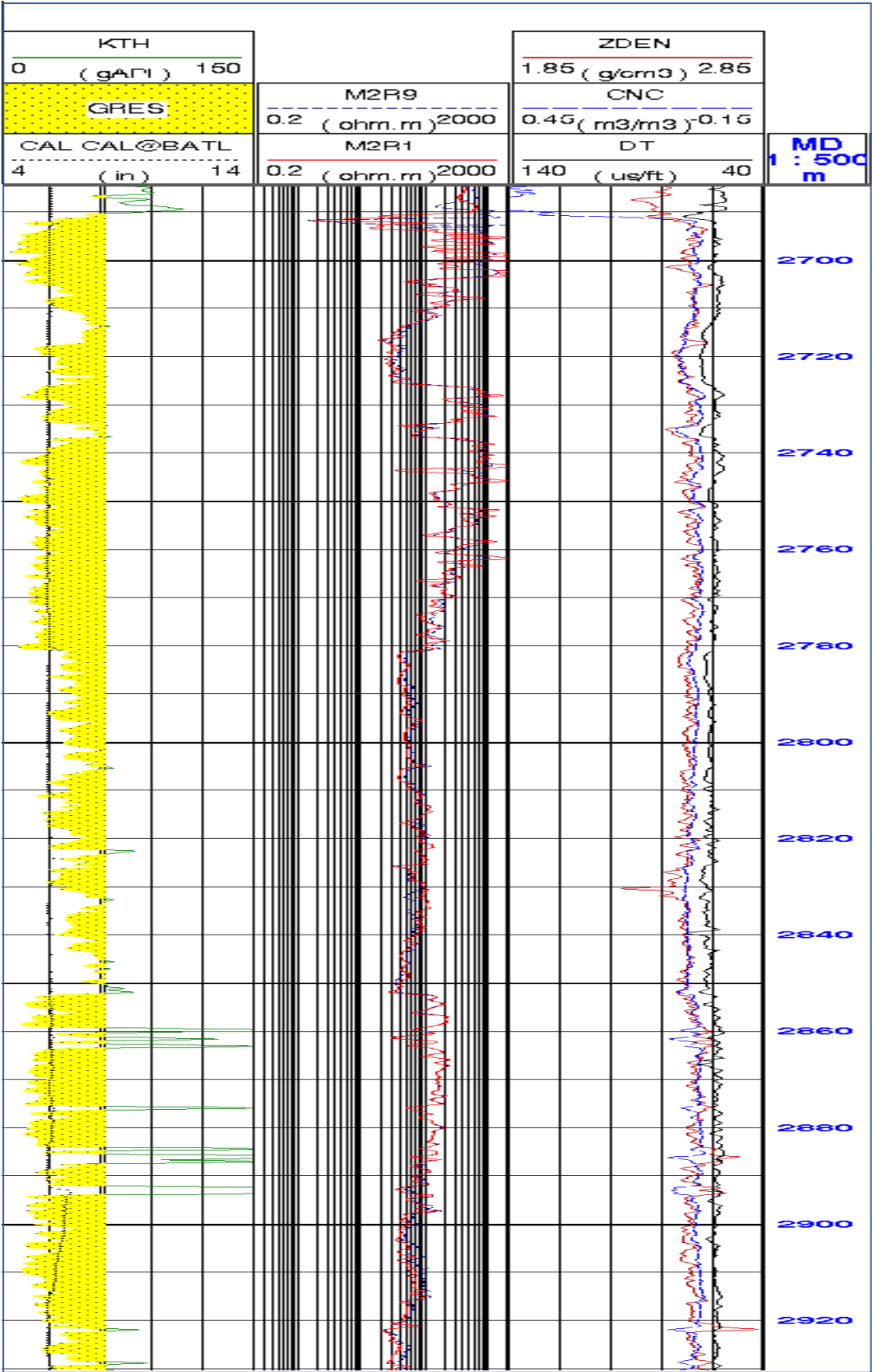


Fig.III.13 : Log composite des réservoirs cambro-ordoviciens  
Du puits « A »

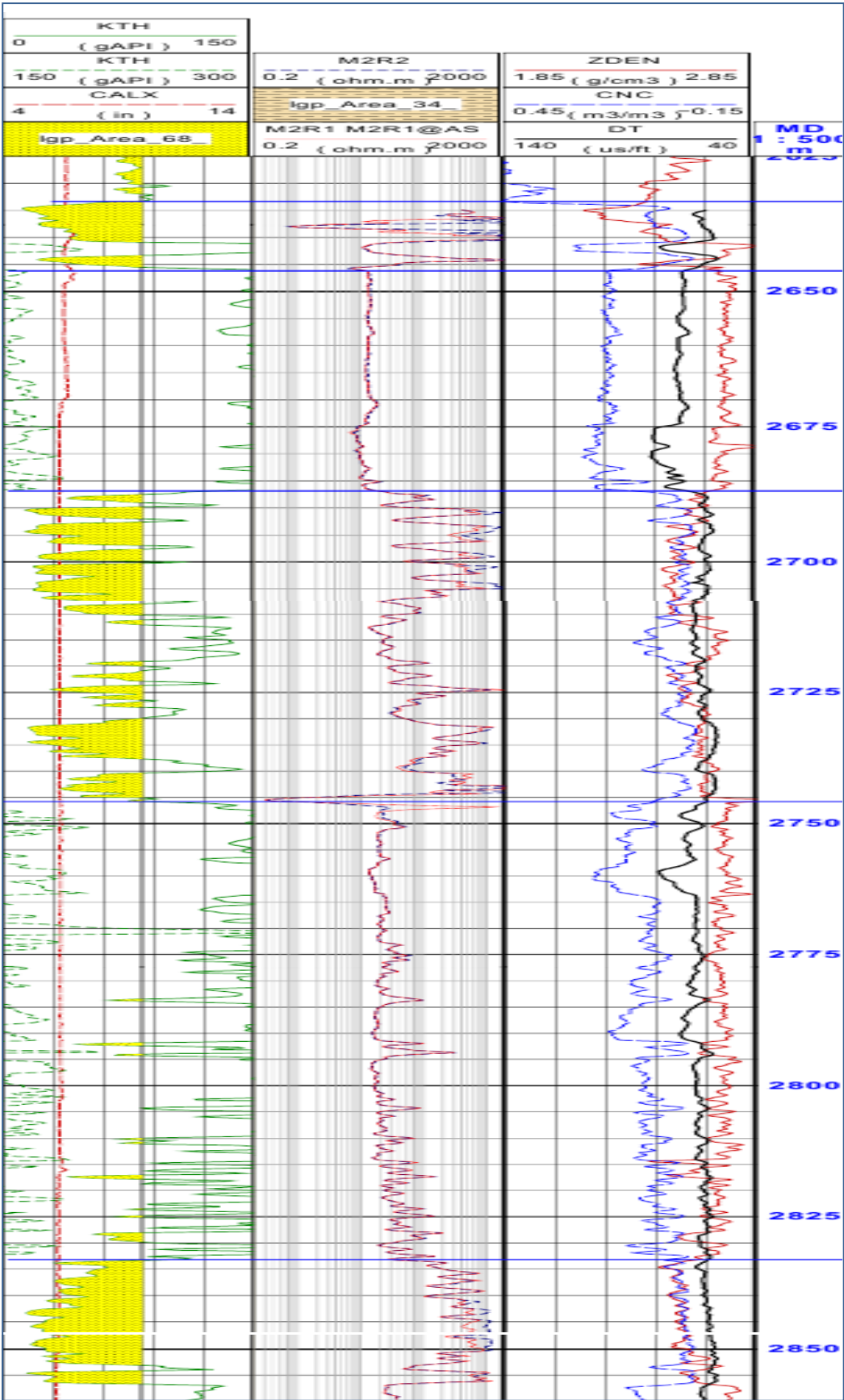


Fig.III.13: Log composite du réservoir ordovicien du puits « B »

## II.2. Evaluation qualitative

### II.2.1. Estimation du volume d'argile

Etant donné que la réponse des outils de diagraphies est influencée par la présence des argiles. L'estimation du volume d'argile est alors primordiale pour une fiable interprétation. Le volume d'argile peut être déterminé à partir du GR comme suit :

$$V_{sh}(\%) = \frac{GR_{lue} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

- **GR<sub>lue</sub>** : Valeur lue a la profondeur choisie
- **GR<sub>min</sub>** :  $GR_{sand}$  ( $V_{sh}=0\%$ )
- **GR<sub>max</sub>** :  $GR_{shale}$  ( $V_{sh}=100\%$ )

### II.2.2. Délimitation des réservoirs

En fixant une valeur fixe de  $(Vsh)_{cut-off}$  qui est dans notre cas égale à 25% on détermine une valeur limite de  $GR_{cut-off}$  permettant ainsi d'établir une ligne de référence qui permet de sélectionner les niveaux réservoirs de chaque puits. Les intervalles au delà de cette ligne ne sont plus considérés comme des niveaux réservoirs.

$$GR_{cut-off} = (Vsh)_{cut-off} [GR_{max} - GR_{min}] + GR_{min}$$

Les valeurs de  $GR_{max}$  ,  $GR_{min}$  ,  $(Vsh)_{cut-off}$  et  $GR_{cut-off}$  sont regroupés dans le (Tableau III.5).

| Puits | $GR_{max}$ (API) | $GR_{min}$ (API) | $(Vsh)_{cut-off}$ (%) | $GR_{cut-off}$ (API) |
|-------|------------------|------------------|-----------------------|----------------------|
| A     | 150              | 20               | 25                    | 52                   |
| B     | 150              | 20               | 25                    | 52                   |

**Tableau III.5 : Délimitation des réservoirs**

### II.2.3. Détermination des paramètres argileux

Afin de corriger l'effet des argiles dans les niveaux réservoirs, on détermine les paramètres argileux  $\phi_{Nsh}$ ,  $Rt_{sh}$ ,  $\Delta t_{sh}$  et  $\rho_{sh}$ . Ces derniers sont obtenus à partir des logs face d'un banc argileux proches de la formation étudiée.

Les valeurs obtenues sont consignés dans le (Tableau III.6).

| Puits | $\phi_{Nsh}$ (%) | $\Delta t_{sh}$ ( $\mu s/ft$ ) | $Rt_{sh}$ (ohm.m) | $\rho_{sh}$ (g/cm <sup>3</sup> ) |
|-------|------------------|--------------------------------|-------------------|----------------------------------|
| A     | 6                | 58                             | 60                | 2,6                              |
| B     | 19               | 61                             | 30                | 2,75                             |

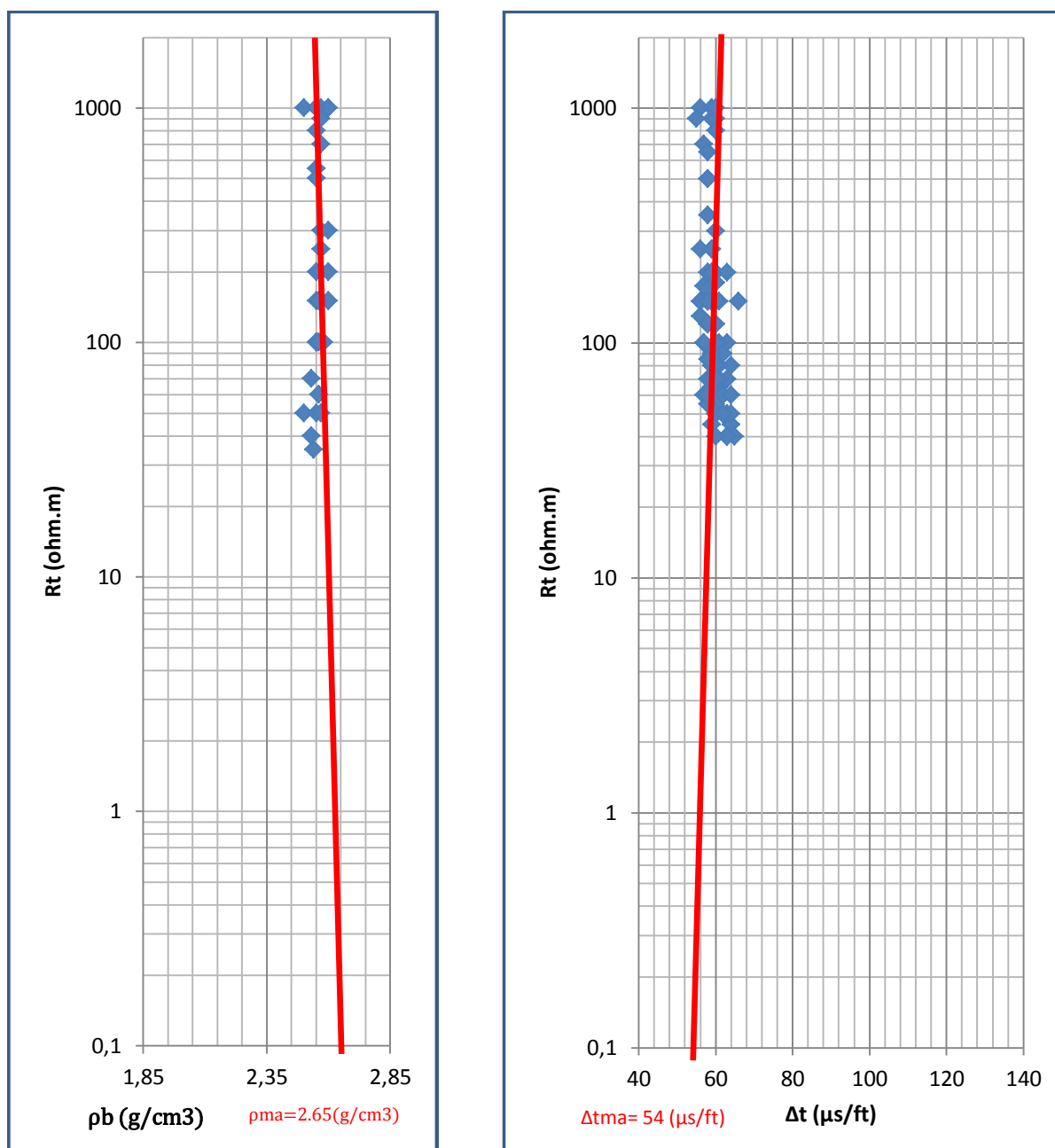
**Tableau III.6 : Paramètres argileux**

### II.2.4. Détermination des paramètres matriciels

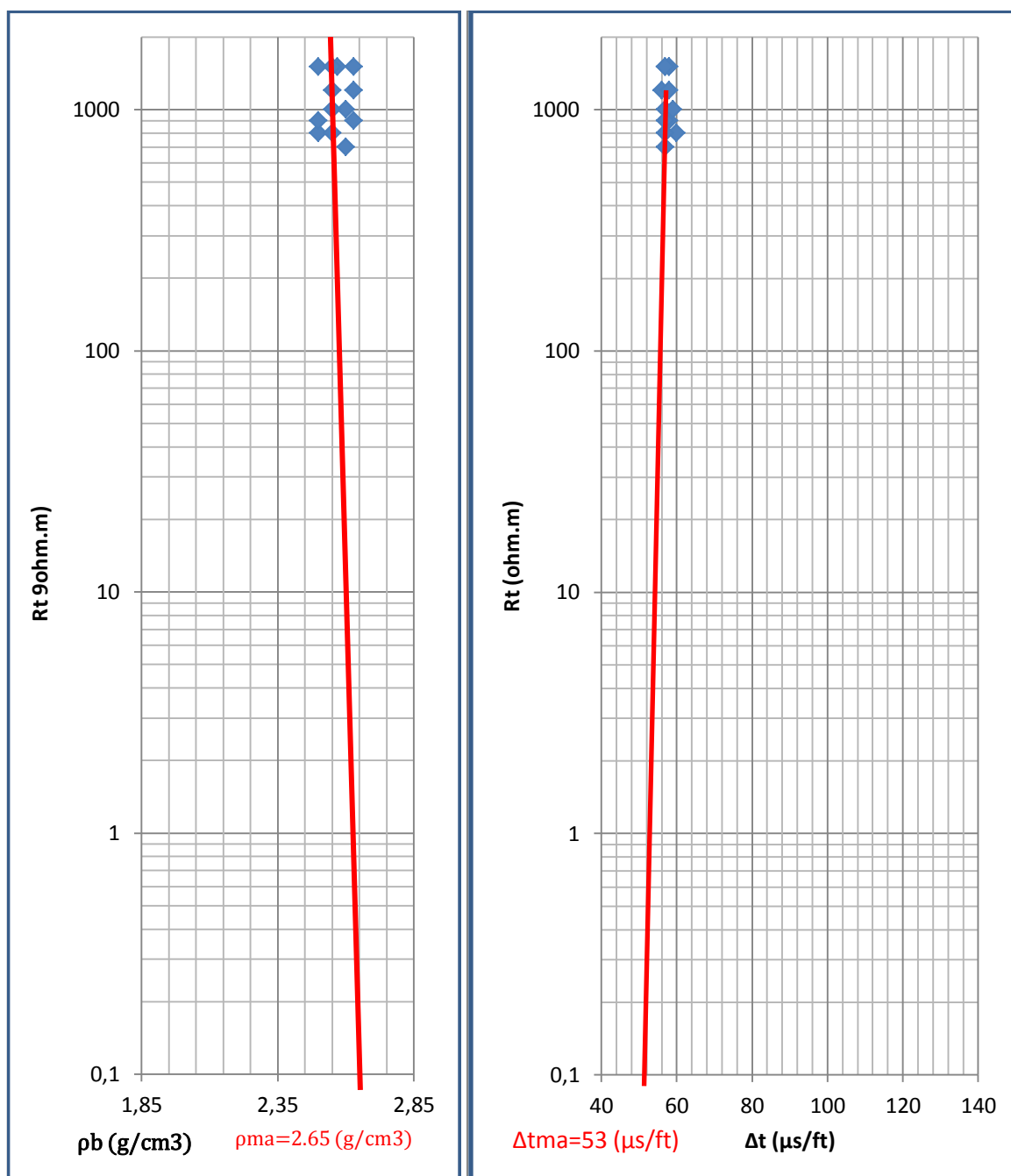
La densité de la matrice  $\rho_{ma}$  et le temps de parcours  $\Delta T_{ma}$  sont déterminés à partir du report graphique ( $Rt$ ,  $\rho_b$ ,  $\Delta t$ ) sur l'abaque (SW-15)

La connaissance de ces paramètres matriciels est indispensable pour l'estimation des porosités  $\phi_D$  et  $\phi_S$ .

L'intersection de la droite qui définit la zone aquifère avec l'axe des abscisses donne la valeur des paramètres matriciels du puits « A » (fig III.14) et ceux du puits « B » (fig III.15).



**Fig.III.14 : Détermination des paramètres matriciels des réservoirs cambro-ordoviciens du puits « A »**



**Fig.III.15 : Détermination des paramètres matriciels du réservoir ordovicien du puits « B »**

Les résultats retrouvés par l'abaque (SW-15) sont reportés dans le (Tableau III.7).

| Puits | $\Delta t_{ma}$ ( $\mu s/ft$ ) | $\rho_{ma}$ ( $g/cm^3$ ) |
|-------|--------------------------------|--------------------------|
| A     | 54                             | 2,65                     |
| B     | 53                             | 2,65                     |

**Tableau III.7 : Paramètres matriciels**

### II.2.5. Estimation et correction des porosités

Nous pouvons estimer la porosité selon le type de diagraphies.

#### A. Porosité neutron ( $\Phi_N$ )

Elle est déterminée directement à partir du log de porosité neutron. Les valeurs ainsi obtenues sont lues sur une échelle compatible en calcaire alors que notre matrice est gréseuse, on doit donc les incrémentées de 4% pour qu'elle soit dans l'échelle compatible en grés.

$$\Phi_{N \text{ grés}} (\%) = \Phi_{N \text{ lue}} (\%) + 4\%$$

- $\Phi_{N \text{ grés}}$ : Porosité neutron compatible en grés.
- $\Phi_{N \text{ lue}}$ : Lecture de la porosité neutron sur le log.

Une autre correction doit être apportée à ces valeurs afin d'éliminer l'effet du volume d'argile contenue dans les formations.

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{sh} \cdot \Phi_{Nsh}$$

- $\Phi_{NC}$ : Porosité neutron corrigée de l'effet des argiles.
- $\Phi_{Nsh}$ : Porosité neutron du niveau argileux.
- $V_{sh}$ : Volume d'argile.

**B. Porosité densité ( $\Phi_D$ )**

La porosité densité  $\Phi_D$  est déterminée en utilisant la relation suivante :

$$\Phi_D (\%) = 100 \times [(\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})]$$

- $\rho_b$  : Densité globale lue en face du niveau considéré.
- $\rho_{ma}$  : Densité matricielle.
- $\rho_f$  : Densité du filtrat de boue.

Afin d'éliminer l'effet d'argile contenue dans les formations une correction s'impose :

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{sh} \cdot \Phi_{Dsh}$$

- $\Phi_{DC}$  : Porosité densité corrigée de l'effet des argiles.
- $V_{sh}$  : Volume d'argile.
- $\Phi_{Dsh}$  : Porosité densité du niveau argileux.

Cette dernière est évaluée d'après la formule suivante :

$$\Phi_{Dsh} (\%) = 100 \times [(\rho_{bsh} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})]$$

Où :

- $\rho_{bsh}$  : Densité du niveau argileux.

**C. Porosité sonique ( $\Phi_S$ )**

Elle est obtenue en utilisant la relation suivante :

$$\Phi_S (\%) = 100 \times [(\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})]$$

- $\Delta t_{lu}$  : Temps de parcours lu sur l'enregistrement.
- $\Delta t_{ma}$  : Temps de parcours dans la formation propre.
- $\Delta t_f$  : Temps de parcours dans le fluide de forage.

Dans les formations non propres, on corrige les valeurs obtenues par la relation suivante :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{sh} \cdot \Phi_{Ssh}$$

- $\Phi_{SC}$ : Porosité sonique corrigée de l'effet des argiles.
- $V_{sh}$ : Volume d'argile.
- $\Phi_{Ssh}$ : Porosité sonique du niveau argileux.

Cette dernière est estimée à partir de la formule suivante :

$$\Phi_{Ssh} (\%) = 100 \times [(\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})]$$

Où :

- $\Delta t_{sh}$  : Temps de parcours enregistré devant le niveau argileux.

#### D. Porosité effective ( $\Phi_{eff}$ )

Cette porosité est déduite soit par la combinaison « neutron – densité – sonique » dans le cas où les valeurs de celles-ci se rapprochent soit en prenant la combinaison des porosités « neutron – densité » qu'on aura préalablement corrigé de l'influence des argiles.

#### II.2.6. Détermination de la résistivité de la zone vierge

Elle représente la résistivité de la zone non envahie par le filtrat de boue, ce paramètre est considéré comme une donnée de base pour l'évaluation de la saturation en eau  $S_w$  de chaque niveau réservoir.

La résistivité de la zone vierge est prise comme étant la résistivité mesurée par l'induction profonde (HDIL) qu'on peut lire directement sur le log résistivité profonde

### II.2.7. Détermination de résistivité de l'eau de formation $R_w$

La résistivité de l'eau de formation  $R_w$  est un paramètre indispensable pour le calcul de la saturation  $S_w$ .

La résistivité de l'eau de formation est déduite de la salinité régionale.

Connaissant la température du fond et la salinité en g/l convertie en ppm On utilise l'abaque de Schlumberger Gen-9 (fig.III.16) pour évaluer  $R_w$ .

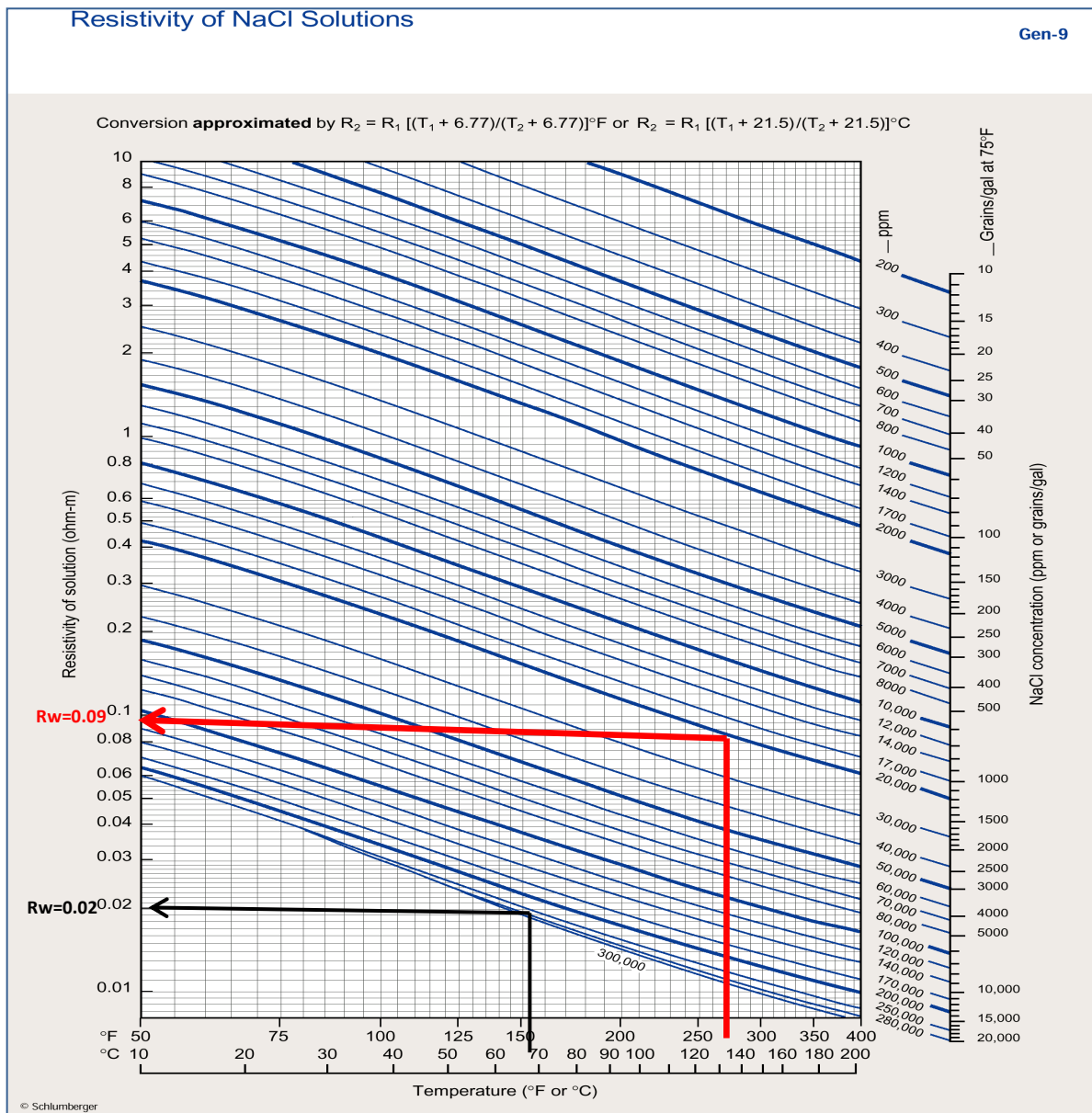


Fig.III.16 : Détermination de  $R_w$  à partir de l'abaque Gen-9

Les résultats obtenus sont consignés dans le (Tableau III.8).

| Puits | Salinité (ppm) | Température (C°) | Rw (ohm.m) |
|-------|----------------|------------------|------------|
| A     | 20000          | 124              | 0.09       |
| B     | 300000         | 68               | 0.02       |

**Tableau III.8 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation**

### **II.2.8. Détermination du type d'argile**

Dans la pétrophysique la notion d'argile est très importante, il faut mettre en évidence le type ainsi que la distribution de l'argile dans la roche.

Selon leur mode de distribution, on distingue 3 types d'argile (fig.III.17):

#### **A. Argiles laminées**

Ce sont les argiles détritiques déposées en fins lits entre deux couches réservoir (sable, calcaire). cette catégorie d'argile n'affecte en rien la porosité utile, saturation ou perméabilité du réservoir (si elles ne créent pas de barrière latérale de perméabilité).

#### **B. Argile Dispersées**

Ce sont les argiles qui adhèrent aux grains ou bien occupent partiellement les pores. Sur le plan perméabilité elles la diminuent considérablement du fait que les pores sont rétrécis et d'une autre part elles présentent généralement une mouillabilité à l'eau plus grande que le quartz ceci va contribuer à une diminution de l'écoulement des fluides. Pour ce qui est de la résistivité l'ensemble argiles dispersés et l'eau de formation vont constituer un réseau conducteur.

#### **C. Argiles structurales**

Ce sont les argiles qui se présentent sous forme de nodules ou de grains jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Pour ce qui est de leur effet sur la perméabilité et la résistivité est presque le même que les argiles dispersés tout en ayant des effets moindres pour un même pourcentage.

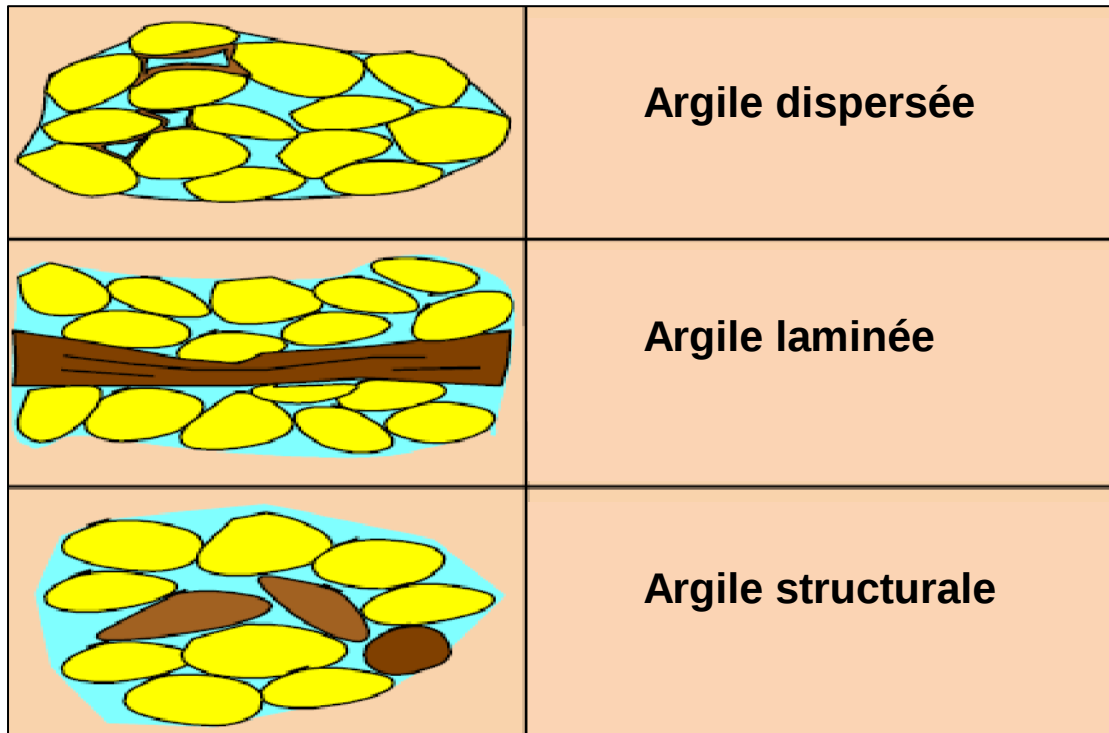


Fig.III.17 : Types de répartition des argiles

La détermination pratique du type d'argile se fait en reportant graphiquement les valeurs des  $\phi_N$  et  $\phi_D$  sur l'abaque triangulaire (fig.III.18), (fig.III.19).

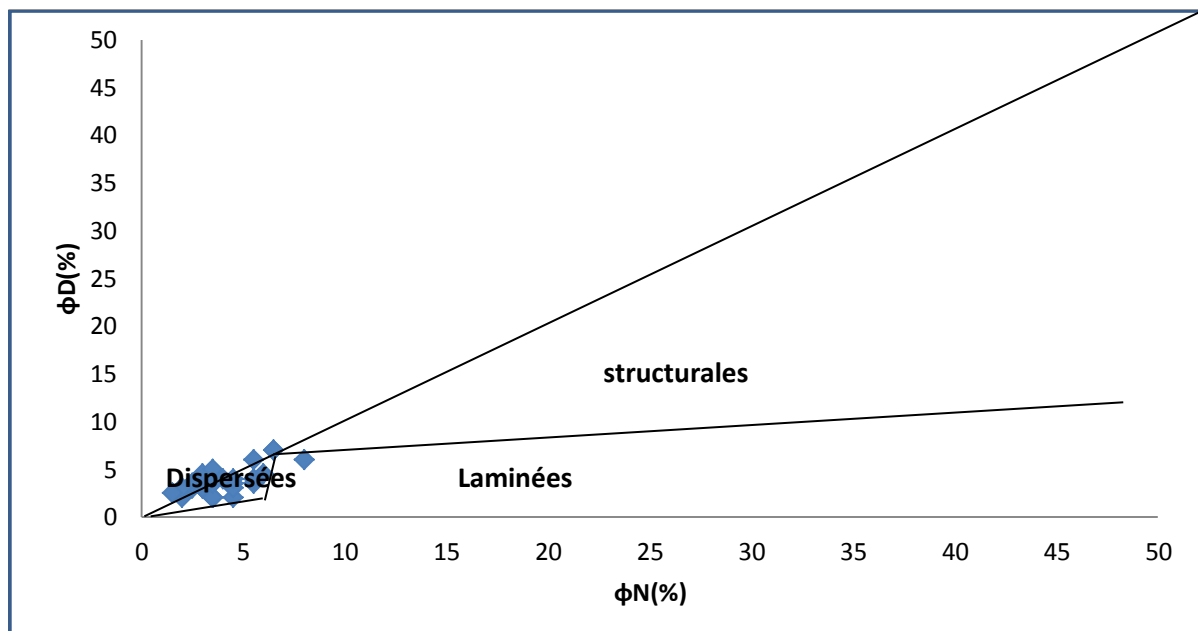
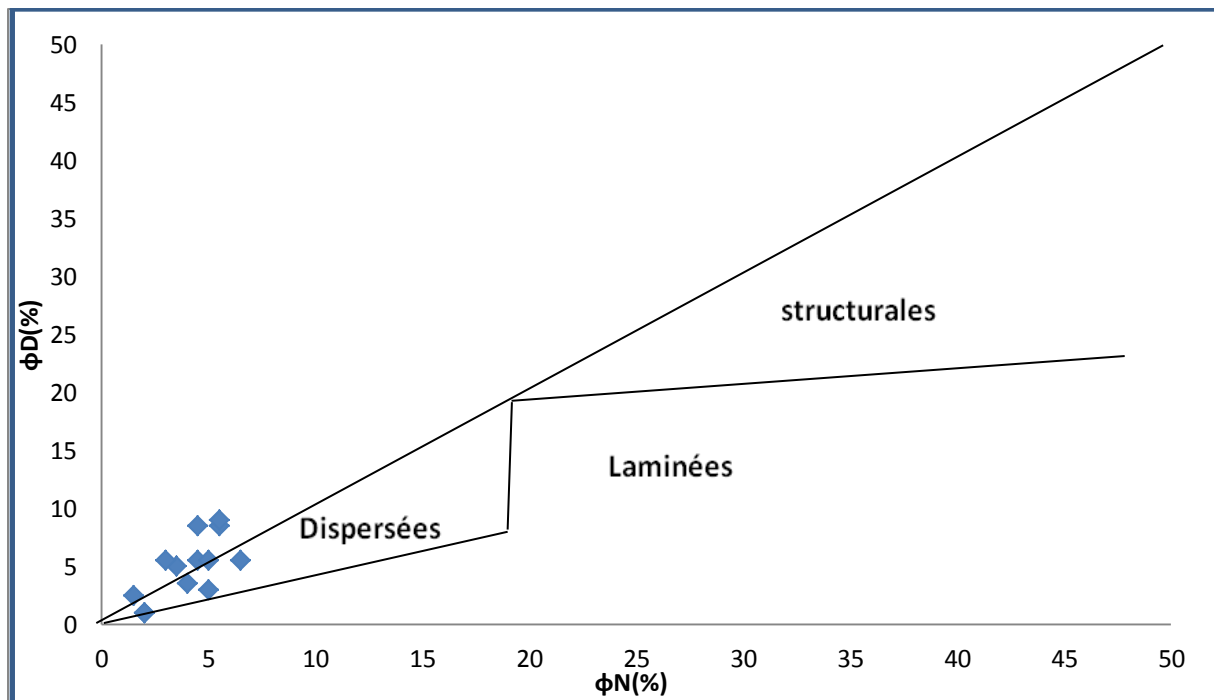


Fig.III.18 : Détermination du type d'argile des réservoirs cambro-ordoviciens du Puits « A »



**Fig.III.19 : Détermination du type d'argile du réservoir ordovicien puits « B »**

Nous pouvons alors constater que les argiles qui occupent les pores des réservoirs cambro-ordoviciens des puits « A » et « B » sont de type dispersées.

### II.2.9. Estimation de la saturation

La saturation en fluide d'une formation est le rapport de volume occupé par ce fluide au volume total de la roche, elle est désignée par S et on distingue 3 types de saturation :

#### A. Saturation en huile et gaz

C'est le rapport du volume occupé par l'huile ou par le gaz dans les pores au volume total des pores exprimé en pourcentage.

$$S_o = (V_o/V_p) \cdot 100\%$$

$$S_g = (V_g/V_p) \cdot 100\%$$

Où :

- $S_o$  : Saturation en huile
- $S_g$  : Saturation en gaz
- $V_o$  : Volume d'huile
- $V_g$  : Volume de gaz
- $V_p$  : Volume de pores

### B. Saturation en eau

La saturation en eau est définie comme étant le rapport du volume occupé par l'eau dans les pores au volume total des pores exprimé en pourcentage.

$$S_w \% = (V_w / V_p) * 100 \%$$

La partie de volume utile de la roche est celle qui est occupée par les hydrocarbures, La saturation en eau de formation, est un paramètre de réservoir indispensable au calcul de la saturation en hydrocarbure, elle est déterminée selon la nature du réservoir.

❖ Cas du réservoir propre ( $V_{sh} \leq 10\%$ ) : On applique la relation d'Archie

$$(S_w)^n = F R_w / R_t = (a R_w) / (\Phi^m R_t)$$

Où :

- $R_w$  : résistivité de l'eau de formation
- $R_t$  : résistivité de la zone vierge
- $F$  : facteur de formation
- $a$  : coefficient qui dépend de la nature de la roche
- $m$  : facteur de cimentation
- $\Phi$  : Porosité effective

- ❖ Cas du réservoir argileux ( $V_{sh} > 10\%$ ) : Dans ce cas le réservoir contient un volume important d'argile. Le mode de distribution de ces argiles influe sur la réponse des outils de mesure, c'est pour cela que d'autres formules ont été établies pour le calcul de la saturation en eau.

Dans la mesure où il a été établi que les argiles des réservoirs du cambro-ordovicien des puits « A » et « B » sont de type dispersé on utilise alors la formule de Simandoux suivante :

$$1/R_t = (V_{sh} / R_{sh}) S_w + [\Phi m / a (1 - V_{sh}) R_w] S_w^2$$

Après la résolution de l'équation, la formule de la saturation en eau est obtenue

$$S_w = [(-V_{sh}/R_{sh}) + ((V_{sh}/R_{sh})^2 + (4 \Phi m / a (1 - V_{sh}) R_w R_t))^{1/2}] * [a (1 - V_{sh}) R_w / 2 \Phi m]$$

Où :

$F$  : Facteur de formation  $F = a / \phi^m$

$a$  : Constante liée à la nature de la roche.

$m$  : Facteur de cimentation.

$R_w$  : Résistivité de l'eau de formation.

$R_t$  : Résistivité de la zone vierge.

$R_{sh}$  : Résistivité des argiles.

$V_{sh}$  : Volume d'argile.

### II.3. Estimation des paramètres pétrophysiques

Les résultats de l'interprétation manuelle des différentes diagraphies enregistrées pour le « puits A » sont reportés dans le (Tableau III.9).

Pour l'estimation de la porosité utile des réservoirs cambro-ordoviciens de ce puits Sonatrach a utilisé la combinaison Neutron-densité en utilisant la formule suivante :

$$\Phi_{\text{eff}} = [7 \Phi_{\text{DC}} + 2 \Phi_{\text{NC}}] / 9$$

| Toit   | Mur    | GR | Vsh  | Rt   | $\phi_{\text{sc}}$ | $\phi_{\text{Nc}}$ | $\phi_{\text{Dc}}$ | $\phi_{\text{N-D}}$ | Sw N-D | obs    |
|--------|--------|----|------|------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|--------|--------|
| 2718   | 2720   | 32 | 9    | 50   | 6,5                | 7,5                | 9                  | 8,5                 | 47,3   | HC     |
| 2720,5 | 2723,5 | 45 | 19   | 40   | 7                  | 6,5                | 6                  | 6                   | -      | argile |
| 2726   | 2729   | 20 | 0    | 1000 | 2                  | 3                  | 3,5                | 3,5                 | 27,5   | HC     |
| 2730   | 2734   | 32 | 9    | 1000 | 3                  | 2                  | 5                  | 4,5                 | 21     | HC     |
| 2737   | 2738,5 | 35 | 11,5 | 1000 | 3                  | 3,5                | 5,5                | 5                   | 19     | HC     |
| 2738,5 | 2743   | 25 | 4    | 900  | 3                  | 3                  | 5                  | 4,5                 | 22     | HC     |
| 2743   | 2745   | 42 | 17   | 550  | 2,5                | 3                  | 5,5                | 5                   | 25     | HC     |
| 2745   | 2746,5 | 28 | 6    | 1000 | 4,5                | 6,5                | 9                  | 8,5                 | 10,5   | HC     |
| 2746,5 | 2751   | 30 | 7,5  | 150  | 5                  | 5,5                | 6                  | 6                   | 39,5   | HC     |
| 2751   | 2753   | 30 | 7,5  | 800  | 4,5                | 6,5                | 6                  | 6                   | 17     | HC     |
| 2753   | 2755,5 | 30 | 7,5  | 700  | 3,5                | 3,5                | 5                  | 4,5                 | 25     | HC     |
| 2756   | 2757   | 33 | 10   | 200  | 4,5                | 2,5                | 6                  | 5                   | 42     | HC     |
| 2757   | 2760,5 | 30 | 7,5  | 1000 | 3                  | 2,5                | 3                  | 3                   | -      | cp     |
| 2760,5 | 2762,5 | 28 | 6    | 1000 | 3,5                | 5,5                | 6                  | 6                   | 15,5   | HC     |
| 2762,5 | 2764   | 29 | 7    | 500  | 3,5                | 4,5                | 6                  | 5,5                 | 23     | HC     |
| 2764   | 2765   | 35 | 11,5 | 250  | 3                  | 3,5                | 4,5                | 4,5                 | 42     | HC     |
| 2765   | 2768,5 | 29 | 7    | 300  | 3                  | 3,5                | 3                  | 3                   | -      | cp     |
| 2768,5 | 2772   | 31 | 8,5  | 300  | 3                  | 3,5                | 5                  | 4,5                 | 38,5   | HC     |
| 2772   | 2776   | 31 | 8,5  | 150  | 4,5                | 2,5                | 3                  | 3                   | -      | cp     |
| 2776   | 2781   | 29 | 7    | 150  | 4,5                | 3,5                | 3                  | 3                   | -      | cp     |
| 2814,5 | 2819,5 | 42 | 17   | 100  | 5,5                | 5                  | 5,5                | 5,5                 | -      | cp     |
| 2852,5 | 2856   | 29 | 7    | 200  | 4,5                | 5                  | 5                  | 5                   | 42     | HC     |
| 2856,5 | 2859   | 30 | 7,5  | 200  | 3                  | 3,5                | 4                  | 4                   | 53     | Eau    |
| 2863,5 | 2875,5 | 28 | 6    | 150  | 3                  | 3,5                | 3                  | 3                   | -      | cp     |
| 2876,5 | 2884   | 30 | 7,5  | 150  | 2                  | 2,5                | 3                  | 3                   | -      | cp     |
| 2888,5 | 2890   | 31 | 8,5  | 100  | 2                  | 2,5                | 4                  | 3,5                 | 87     | Eau    |
| 2894   | 2897   | 30 | 7,5  | 100  | 4,5                | 4,5                | 6                  | 5,5                 | 53,5   | Eau    |
| 2897   | 2899,5 | 30 | 7,5  | 50   | 3,5                | 4,5                | 6                  | 5,5                 | 75,5   | Eau    |
| 2901,5 | 2908,5 | 42 | 17   | 35   | 4                  | 4,5                | 6                  | 5,5                 | 90,5   | Eau    |
| 2903,5 | 2908,5 | 30 | 7,5  | 70   | 3,5                | 3,5                | 6,5                | 6                   | 71     | Eau    |
| 2908,5 | 2914,5 | 30 | 7,5  | 100  | 4,5                | 3,5                | 5,5                | 5                   | 59     | Eau    |
| 2916,5 | 2920,5 | 37 | 13   | 60   | 3                  | 3                  | 5                  | 4,5                 | 97     | Eau    |
| 2924,5 | 2927   | 40 | 15,5 | 50   | 2,5                | 2                  | 2,5                | 2,5                 | -      | cp     |

**Tableau III.9 : Paramètres pétrophysiques des réservoirs cambro-Ordoviciens du puits « A »**

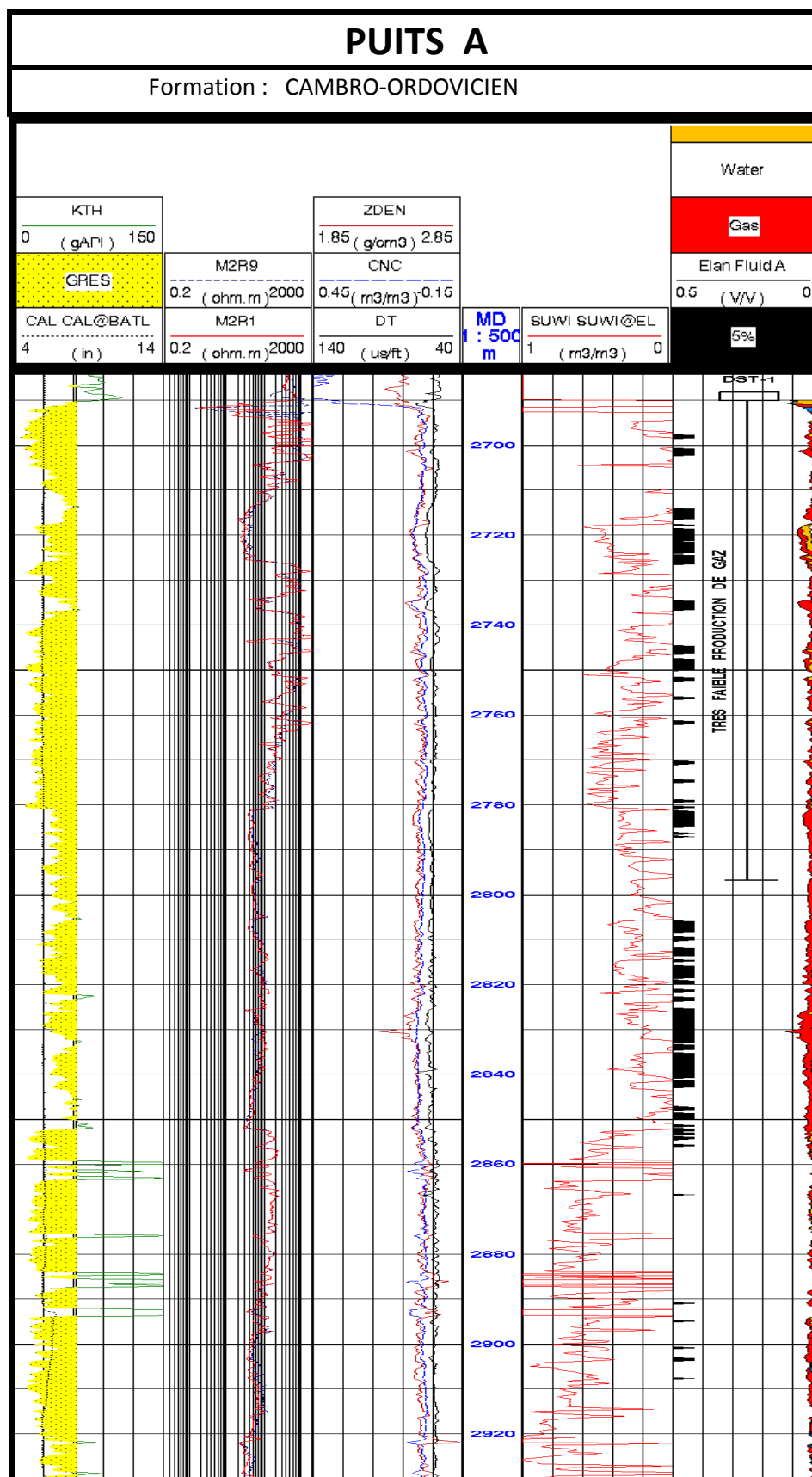


Fig III.20 : Résultats d'Elan des réservoirs cambro-ordoviciens du puits « A »

Les résultats de l'interprétation manuelle des différentes diagraphies enregistrées pour le puits B sont reportés dans le (Tableau III.10). La Porosité utile est calculée par Sonatrach pour le réservoir ordovicien de ce puits par la combinaison Neutron-sonique.

$$\Phi_{\text{eff}} = [\Phi_{\text{NC}} + \Phi_{\text{SC}}] / 2$$

| Toit   | Mur    | GR | Vsh | Rt   | $\Phi_{\text{sc}}$ | $\Phi_{\text{NC}}$ | $\Phi_{\text{DC}}$ | $\Phi_{\text{N-S}}$ | Sw N-S | Obs |
|--------|--------|----|-----|------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|--------|-----|
| 2690   | 2691,5 | 20 | 0   | 1000 | 3                  | 5                  | 3                  | 4                   | 11,5   | HC  |
| 2693   | 2695,5 | 22 | 1,5 | 1500 | 3                  | 4                  | 3,5                | 3,5                 | 10,5   | HC  |
| 2695,5 | 2697   | 30 | 7,5 | 800  | 4,5                | 5,5                | 8,5                | 5                   | 10     | HC  |
| 2698,5 | 2700   | 29 | 7   | 1500 | 3                  | 6,5                | 5,5                | 5,5                 | 6,5    | HC  |
| 2700,5 | 2702,5 | 30 | 7,5 | 900  | 3                  | 4,5                | 8,5                | 3,5                 | 13,6   | HC  |
| 2703,5 | 2706   | 25 | 4   | 1500 | 3,5                | 5,5                | 9                  | 4,5                 | 8      | HC  |
| 2731,5 | 2733,5 | 27 | 5,5 | 1200 | 1,5                | 2                  | 1                  | 1,5                 | -      | Cp  |
| 2734   | 2735,5 | 27 | 5,5 | 900  | 2,5                | 2                  | 1                  | 2,5                 | -      | Cp  |
| 2842,5 | 2844   | 37 | 13  | 1000 | 3,5                | 3,5                | 5                  | 3,5                 | 13     | HC  |
| 2844,5 | 2848,5 | 30 | 7,5 | 1200 | 3                  | 4,5                | 5,5                | 3,5                 | 12     | HC  |
| 2848,5 | 2850,5 | 28 | 6   | 1500 | 2,5                | 5                  | 5,5                | 3,5                 | 10,5   | HC  |
| 2854   | 2855,5 | 28 | 6   | 800  | 3                  | 3                  | 5,5                | 3                   | -      | Cp  |

**Tableau III.10 : Paramètres pétrophysiques du réservoir ordovicien du puits « B »**

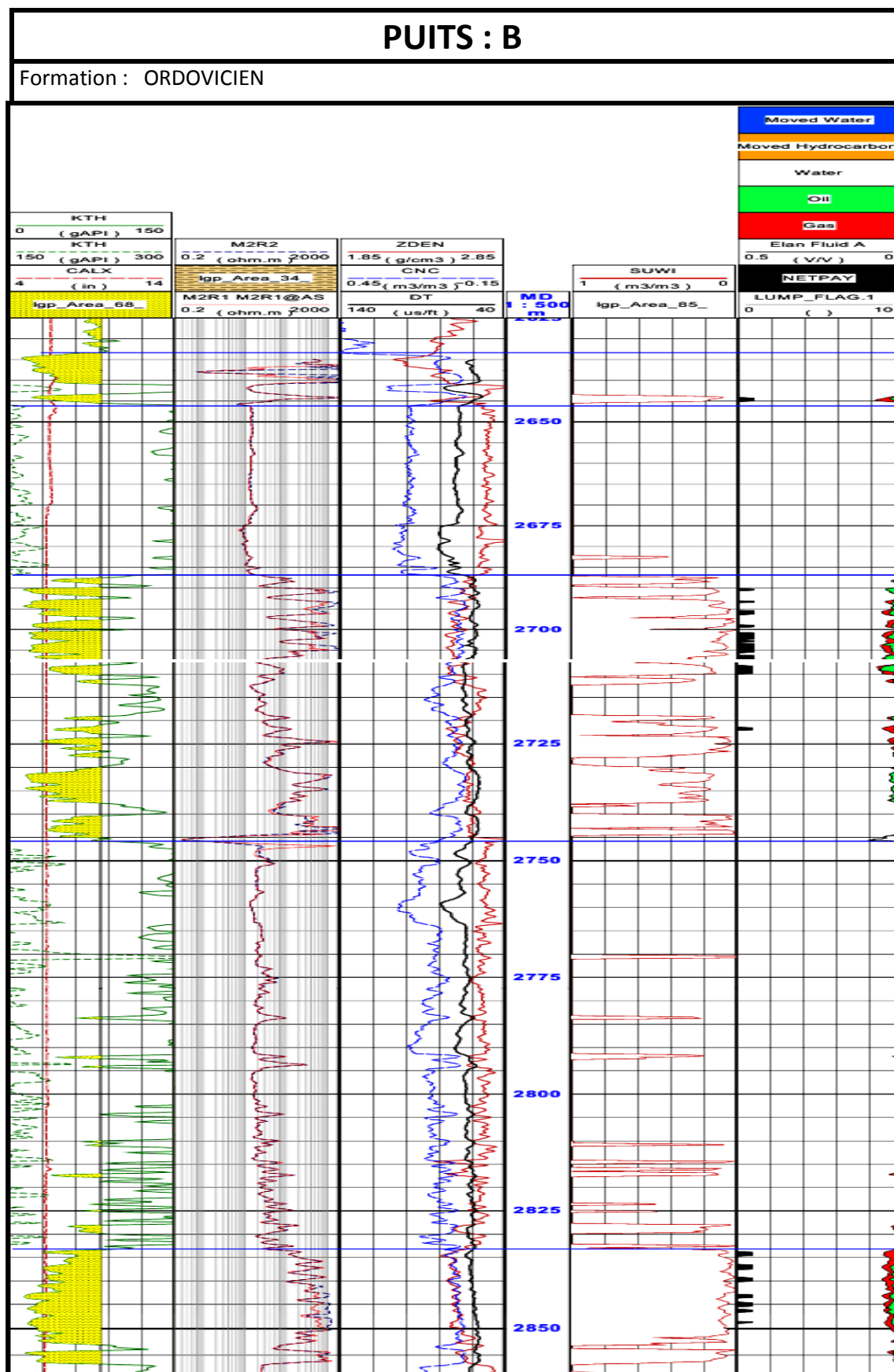


Fig III.21 : Résultats d'Elan du réservoir ordovicien du « puits B »

## II.4. Analyse des carottes

### A. Préparation des échantillons

Avant de procéder aux mesures pétrophysiques, les échantillons (plugs) du puits A, qui ont été prélevés à l'eau sont lavés dans des soxhlets à l'aide d'un solvant organique (Toluène) pour extraire les hydrocarbures et les impuretés contenus dans la roche, puis à l'aide du méthanol pour l'élimination des sels. A la fin de l'opération, ils sont séchés dans une étuve à une température de 110°C, puis placés dans un dessiccateur contenant du silicagel afin de minimiser l'absorption de l'humidité avec un taux d'humidité d'environ 40%.

### B. Mesures pétrophysiques

#### B.1. Porosité

Le volume solide: a été déterminé à l'aide d'un Ultra-Porosimètre à hélium basé sur la loi de BOYLE-MARIOTTE.

Le volume total: a été mesuré à l'aide d'une pompe volumétrique à mercure basée sur la loi d'Archimède.

#### B.2. Perméabilité

Cette mesure a été effectuée à l'aide d'un Perméamètre à charge constante avec une pression de confinement de **200** psi.

#### B.3. Densité des grains

Elle est mesurée par le rapport du poids sec de l'échantillon sur le volume solide.

Le poids est déterminé avec précision ( $\pm 0.001\text{g}$ ) par une balance électronique.

❖ **Carotte N°1:** Intervalle (De **2697.00 m** à **2711.00 m**) (Tableau III.11.1)

| Echant. N° | Prof. (m) | Perméabilité (mD) | Etat    | Porosité (%) | G/Densité (g/cc) |
|------------|-----------|-------------------|---------|--------------|------------------|
| 1          | 2697.95   | 11.612            | Fissuré | 2.75         | 2.63             |
| 2          | 2698.95   | 0.148             |         | 1.93         | 2.56             |
| 3          | 2700.95   | 0.248             |         | 2.70         | 2.58             |
| 4          | 2701.87   | 0.151             |         | 2.85         | 2.64             |
| 5          | 2702.89   | 0.842             |         | 4.06         | 2.55             |
| 6          | 2703.95   | 0.154             |         | 3.37         | 2.65             |
| 7          | 2705.95   | 0.068             |         | 1.37         | 2.65             |
| 8          | 2706.81   | 0.102             |         | 5.17         | 2.65             |
| 9          | 2707.95   | 0.081             |         | 3.14         | 2.65             |
| 10         | 2709.95   | 0.087             |         | 2.06         | 2.62             |
| 11         | 2710.88   | 0.134             |         | 3.15         | 2.65             |

**Tableau III.11.1 : Paramètres pétrophysiques obtenus par Carotte N°1**

❖ **Carotte N°2 :** Intervalle (De **2761.00 m** à **2770.80 m**)

| Echant. N° | Prof. (m) | Perméabilité (mD) | Etat | Porosité (%) | G/Densité (g/cc) |
|------------|-----------|-------------------|------|--------------|------------------|
| 1          | 2761.10   | 0.047             |      | 3.42         | 2.64             |
| 2          | 2768.06   | 0.100             |      | 5.86         | 2.66             |
| 3          | 2763.14   | 0.054             |      | 4.66         | 2.65             |
| 4          | 2764.08   | 0.047             |      | 5.45         | 2.66             |
| 5          | 2765.10   | 0.047             |      | 4.30         | 2.66             |
| 6          | 2766.07   | 0.060             |      | 5.17         | 2.66             |
| 7          | 2767.05   | 0.047             |      | 2.16         | 2.66             |
| 8          | 2768.05   | 0.067             |      | 4.17         | 2.66             |
| 9          | 2769.05   | 0.034             |      | 4.10         | 2.66             |
| 10         | 2770.05   | 0.047             |      | 4.51         | 2.66             |

**Tableau III.11.2 : Paramètres pétrophysiques obtenus par Carotte N°2**

❖ **Carotte N° 3** : Intervalle (De **2883.00 m** à **2892.20 m**)

| Echant. N° | Prof. (m) | Perméabilité (mD) | Etat | Porosité (%) | G/Densité (g/cc) |
|------------|-----------|-------------------|------|--------------|------------------|
| 1          | 2883.05   | 0.121             |      | 4.51         | 2.66             |
| 2          | 2884.05   | 0.060             |      | 3.11         | 2.66             |
| 3          | 2885.05   | 0.054             |      | 1.94         | 2.66             |
| 4          | 2887.95   | 0.080             |      | 4.07         | 2.67             |
| 5          | 2888.95   | 0.073             |      | 3.53         | 2.66             |
| 6          | 2889.90   | 0.054             |      | 4.72         | 2.66             |
| 7          | 2890.90   | 0.054             |      | 3.31         | 2.66             |
| 8          | 2891.90   | 0.054             |      | 3.05         | 2.66             |

**Tableau III.11.3 : Paramètres pétrophysiques obtenus par Carotte N°3**

### III. Analyse des résultats

L'évaluation des paramètres pétrophysiques des réservoirs Cambro-ordoviciens des deux puits A et B montre que les paramètres pétrophysiques primaires de ces deux puits sont médiocres, avec une plage de porosité utile de (2% à 8%) pour le puits A et de (1 à 6) pour le puits B. Ces faibles valeurs de porosité sont confirmées par les analyses de carotte effectués qui indiquent également de très faibles valeurs de perméabilité inférieure à 0.1 md et très peu de fissures ce qui est attribuable à un caractère compact. La superposition des courbes de macro et micro résistivité désigne l'absence du phénomène d'invasion, prouvant ainsi que les formations sont à très faible perméabilité.

Les seules informations reçues en ce moment concernant les résultats du RCI effectuées sur ce puits « B » montrent que :

- L'échantillon prélevé à la cote 1908.8 m, au droit du réservoir Dévonien F2, met en évidence la présence d'huile.
- L'échantillon prélevé à la profondeur 2251 m, au niveau du réservoir Dévonien F6-M1, semble être du filtrat de boue cependant une analyse plus approfondie au laboratoire est prévue.
- Quant aux échantillons programmés au droit des Unités du Dévonien-Silurnien F6-C3, C2, M2 et partie basale du M1, ils n'ont pas été réussis en raison du caractère tight de ces zones.

| Profondeur<br>(m) | Pression<br>hydrostatique<br>(après)<br>(psia) | Pression<br>formation<br>(psia) | Mobilité<br>(md/cp) | Observations     | Échantillons                                     |
|-------------------|------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------|------------------|--------------------------------------------------|
| 1902,2            | 2790,47                                        | N/A                             | N/A                 | Test Aborted     | Echantillon<br>prélevé<br>à 1908.8 m             |
| <b>1908,8</b>     | <b>2801,5</b>                                  | <b>2717,78</b>                  | <b>3,874</b>        | <b>Good Test</b> |                                                  |
| 2127,5            | 3115,25                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test       | -                                                |
| 2127,3            | 3115,57                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test       |                                                  |
| 2127,7            | 3116,68                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test       |                                                  |
| 2196              | 3213,38                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal          | -                                                |
| 2196,2            | 3214,48                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal          |                                                  |
| 2196              | 3214,59                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal          |                                                  |
| 2195,8            | 3214,42                                        | 3214,49                         | N/A                 | No Seal          |                                                  |
| 2203,2            | N/A                                            | 2902,91                         | 8,318               | Good Test        | Echantillon<br>prélevé<br>à 2251 m<br>(Unité M1) |
| <b>2251</b>       | <b>3297,68</b>                                 | <b>0</b>                        | <b>N/A</b>          | <b>Good Test</b> |                                                  |
| 2271              | 3321,24                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test       |                                                  |
| 2272,2            | 3323,33                                        | N/A                             | N/A                 | Still Building   |                                                  |
| 2269,5            | 3320,98                                        | 3004,79                         | 7,208               | Good Test        |                                                  |
| 2269,7            | 3319,08                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test       |                                                  |
| 2269,3            | 3318,41                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test       |                                                  |
| 2269,5            | 3320,85                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test       |                                                  |
| 2272,5            | 3324,78                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test       |                                                  |
| 2273,3            | 3324,55                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal          |                                                  |
| 2273              | 3323,86                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal          |                                                  |
| 2196              | 3213,52                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal          |                                                  |
| 2203,2            | 3226,51                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test       | -                                                |

Tableau 12 : Résultat du RCI du puits « B » du reservoir Ordovicien

### III. Conclusion

Le caractère compact des réservoirs A et B ne permet pas leur mise en production par des techniques classiques. Avant ce type de réservoir été abandonné malgré leur contenu important en hydrocarbures. C'est pour cela que les ingénieurs ont commencé à chercher d'autres approches afin de pouvoir exploiter ce type de réservoirs. Il faudra alors stimuler la roche encaissante afin de créer des zones plus perméables, augmentant ainsi la mobilité du gaz et améliorant la performance globale de ces réservoirs.

Nos réservoirs paraissent donc être de très bons candidats pour l'une des méthodes de stimulation, qui est la fracturation hydraulique.

**CHAPITRE IV**

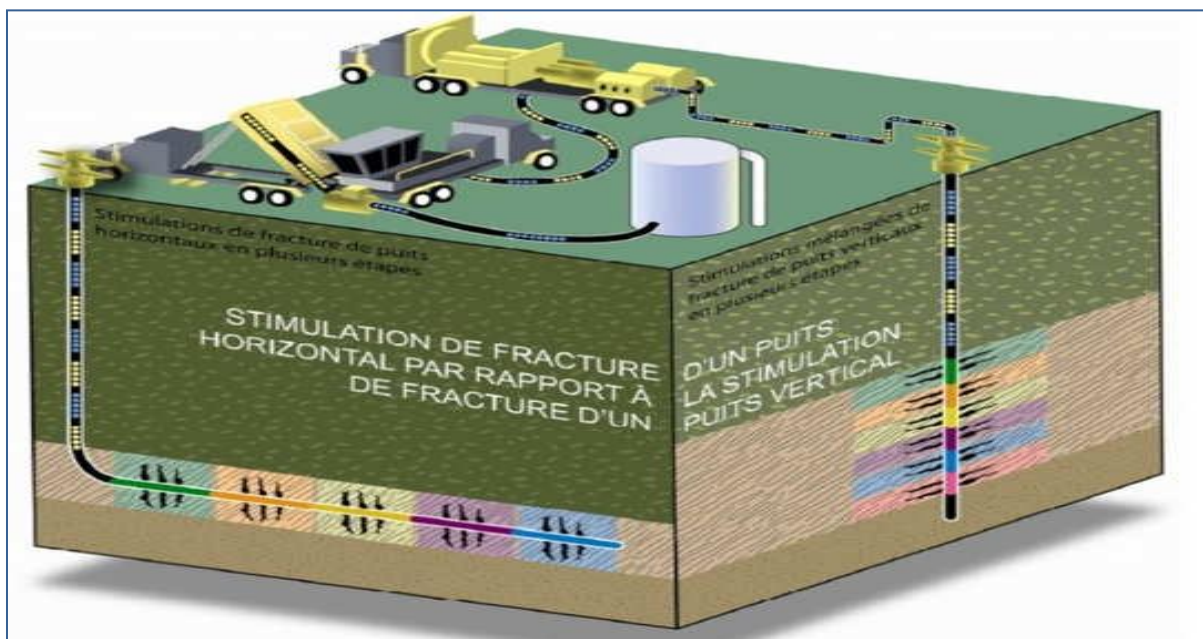
**FRACTURATION HYDRAULIQUE**

**DES RESERVOIRS COMPACTS**

Dans ce chapitre nous allons donner un bref aperçue sur les différentes techniques de stimulation en développant au mieux la fracturation hydraulique appliquée au réservoir cambro-ordovicien de la région In Amenas .

### I. STIMULATION

Lorsque la productivité d'un puits dans un réservoir de carbonate, grès,.... diminue à la suite de la détérioration de la formation ou à faible perméabilité naturelle, l'équipe de production va tenter d'augmenter la productivité grâce à une intervention et à des traitements appropriés. S'ils décident de travailler sur le puits, ils doivent identifier et mettre en œuvre un traitement qui crée des chemins d'écoulement entre le réservoir conducteurs et le trou de forage. C'est l'essence même de ce qu'on appelle « stimulation » (fig.IV.1). C'est une technique utilisé pour l'exploitation des réservoirs complexes et non conventionnels afin d'extraire les hydrocarbures qui se trouve piégés dans ses formation.



**Fig.IV.1: Stimulation des puits**

### **I.1. Raisons de stimulation**

Dans certains cas de traitement des puits , on a recours a la stimulation pour :

- Connecter les fractures naturelles existantes dans la roche.
- Augmenter le drainage efficace.
- Augmenter la stabilité de puits de forage.
- Augmenter l'efficacité de la production et la capacité d'écoulement des fluides (oil and gaz).

### **I.2. Objectifs de la stimulation**

Le traitement de stimulation a pour objectifs d'améliorer certains paramètres comme :

- Augmentation de la production dans le but d'augmenter les réserves
- Enlever le dommage dans le puit de forage ainsi que dans les régions qui se trouve à proximité du puits.
- Produire les réservoirs complexes comme (les tights, les shell,.....)

### **I.3. Sélection des puits candidats pour la stimulation**

Les puits sélectionnés pour une stimulation sont classés en plusieurs catégories :

#### **❖ Presque toujours bon candidat**

- Puits endommagés
- Réservoir étanche

#### **❖ Toujours bon candidat**

- Réservoir fracturé naturellement
- Réservoir non consolidée à haute perméabilité

#### **❖ Jamais bon candidat**

- presque aucune stimulation ne doit être considérée

Pour pouvoir évaluer une stimulation, on doit d'abord déterminer les propriétés basique d'un réservoir tels que :

- ❖ Perméabilité
- ❖ Skin factor (quantification des dommages)
- ❖ Gaz en place
- ❖ pression du réservoir.
- ❖ Porosité, saturation en fluide
- ❖ surface de drainage

### **I.4. Utilisation optimale d'une stimulation**

L'objectif de la stimulation est atteint lorsque :

- les dommages causés dans le puit foré, perforation, ou bien dans la formation qui se trouve à proximité du forage sont éliminés .
- quand the skin  $\gg 0$
- La perméabilité de la formation doit être  $\gg 1$  md
- Souvent non optimale quand  $k < 1$ md et  $s < 0$

### **I.5. Type de stimulation**

Le traitement de stimulation se répartie en plusieurs types :

- Acidification (matricielles ou sélective).
- Fracturation à l'acide.
- Wash acide (lavage à l'acide).
- Fracturation hydraulique.

Les réservoirs du cambro-ordovicien de la région d'In Amenas, vont être stimulés par une fracturation hydraulique.

### II. Fracturation hydraulique

#### II.1. Historique

Généralement, il existe trois modes de production pour les puits : Puits éruptif, production par gaz lift et production par pompage.

Durant les années de leur exploitation, les réservoirs conventionnels commencent à s'épuiser d'où la nécessité de chercher les hydrocarbures ailleurs s'est montrée comme une nécessité absolue.

La production des réservoirs non conventionnels nécessite de faire appel à des opérations de stimulation dans le but d'améliorer leurs caractéristiques naturelles et à leur tête la perméabilité qui permettra l'acheminement des hydrocarbures de la formation vers le puits.

Par définition, la stimulation va nous permettre une meilleure connexion entre la formation et le puits par la création de canaux préférentiels par lesquels les hydrocarbures vont s'acheminer vers le puits.

La fracturation hydraulique a vu le jour peu après la 2<sup>ème</sup> guerre mondiale. Le premier essai de fracturation hydraulique profonde (sans forage horizontal), visait à stimuler un puits de pétrole et de gaz naturel. Elle a été testée pour la première fois aux ETATS UNIS à VELMA en Oklahoma, en 1949, par la compagnie de service Halliburton. Son développement commercial a rapidement suivi, dès 1949. En raison de son efficacité, cette technique a rapidement été adoptée par d'autres compagnies, pour être aujourd'hui utilisée dans le monde entier, dans des dizaines de milliers de forages pétroliers et gaziers chaque année.

#### II.2. Définition

C'est un procédé au moyen duquel un agent fluide ou gazeux sert à exercer une pression susceptible d'engendrer la création de fissures ou d'établir des fissures ou élargir les fissures existantes déjà dans les réservoirs à hydrocarbures (fig.IV.2).

La fracturation tient en compte de plusieurs paramètres dont on peut citer :

- Propriété, épaisseur du réservoir
- Profondeur du puits, qualité de la cimentation, schéma de complétion, nombre de fissures ou fractures à engendrer

- choix du type de matériaux et du fluide de fracturation.
- cout des opérations de fracturation

Toute compagnie doit tenir compte de tous ces paramètres avant de décider de la stimulation d'un puits ou non.

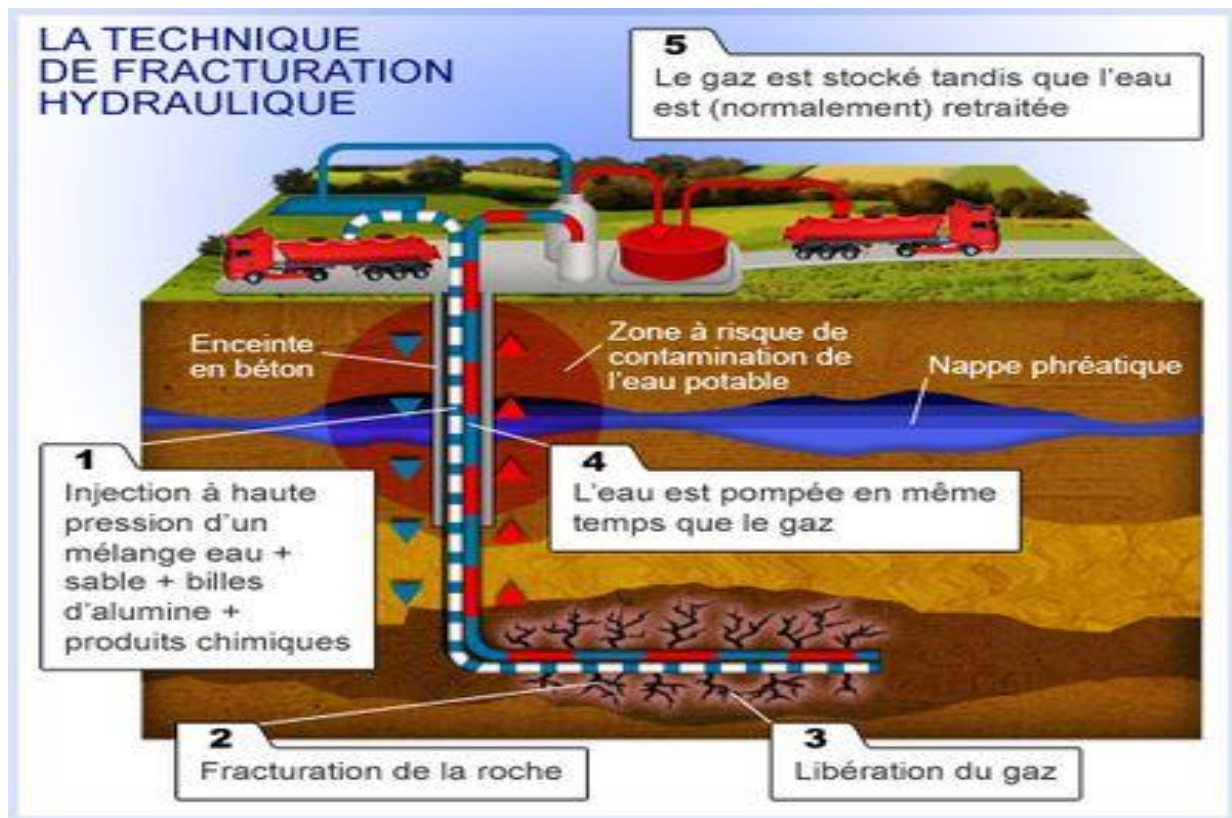


Fig.IV.2 : Réalisation de la fracturation hydraulique

### II.3. Objectif de la fracturation

Le but de stimuler un puits d'hydrocarbures peut se résumer dans les points suivants :

- Permettre un meilleur drainage des hydrocarbures de la formation vers le puits
- Augmentation de l'indice de production du puits
- Augmentation des débits par la création d'une double perméabilité aux abords du puits à travers les fissures créées durant le frac job.

### II.4. Classification de la fracturation

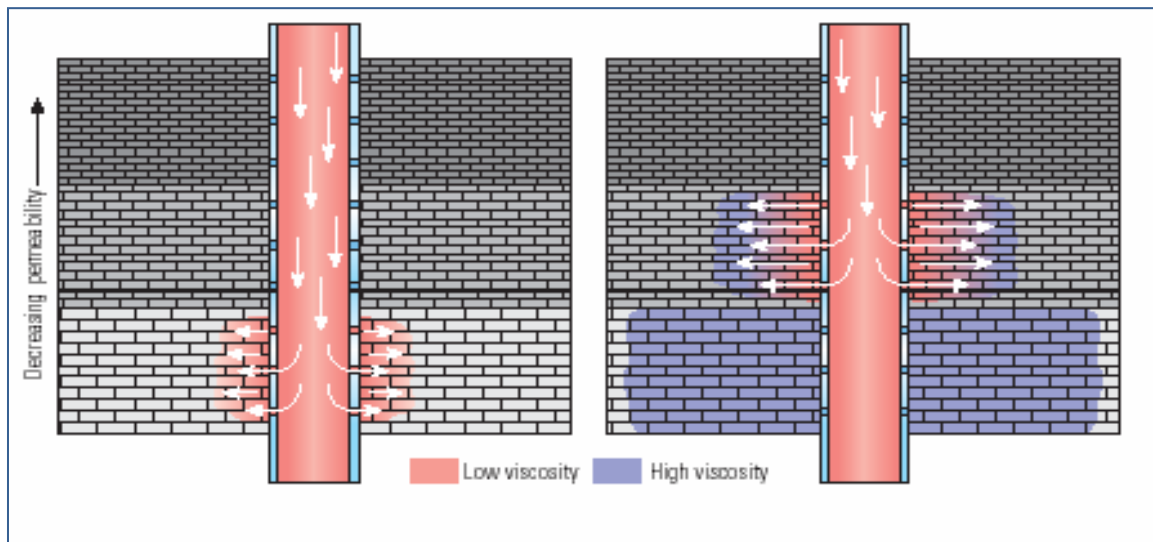
La technique de fracturation se subdivise en deux catégories :

#### ❖ conventionnelle

- Fracturation par fluide non acide (injection d'eau, de gel, .....).
- Fracturation à l'acide (fig IV.3).

#### ❖ non conventionnelle

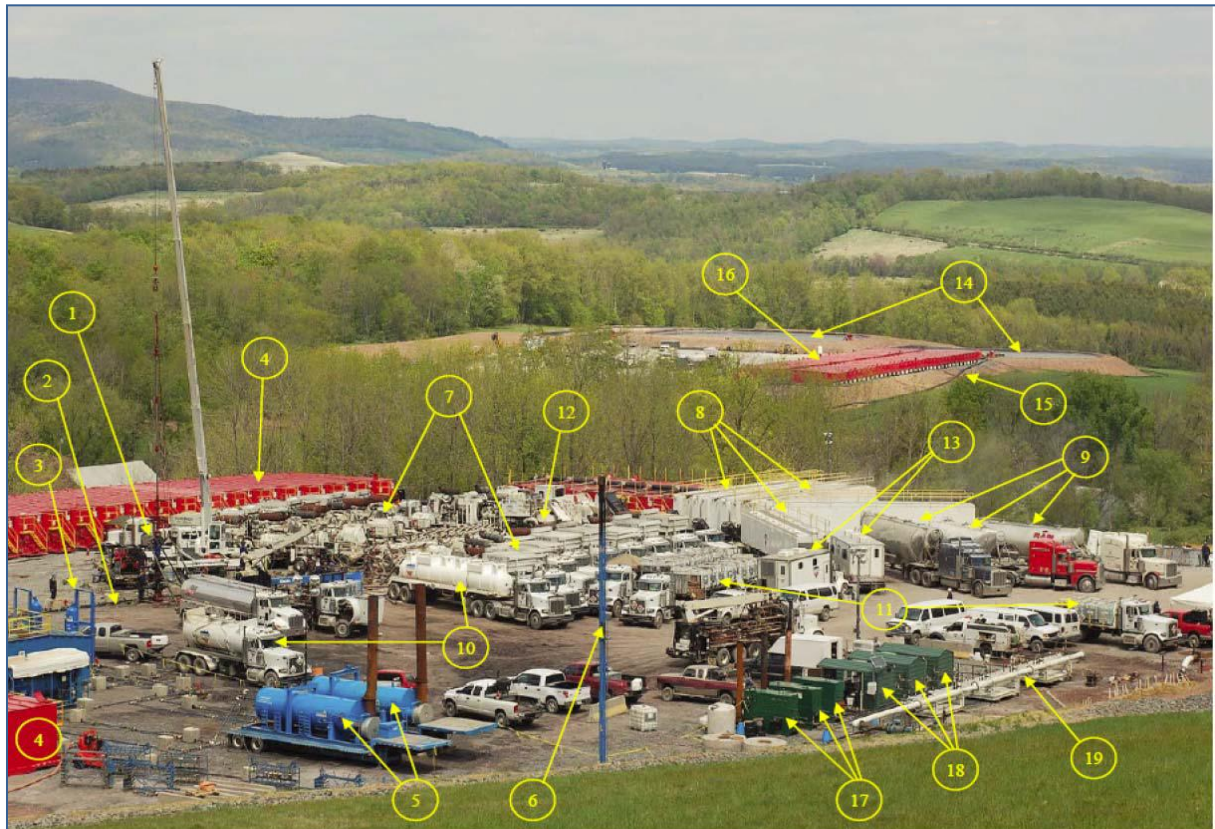
- Nucléaire.
- Explosif.
- HEGS (stimulation de gaz à haute énergie).



**Fig.IV.3: Exemple d'une fracturation par acidification**

### II.5. Equipement de la fracturation hydraulique

Le processus de fracturation hydraulique exige le recours à une grande quantité d'équipement sur une courte période de temps selon la taille de la fracture (fig.IV.4). Les traitements impliquant une seule fracture peuvent habituellement se faire en un jour.



**Fig.IV.4 : Equipement de fracturation hydraulique**

|                                                                |                                                        |
|----------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| 1-Tête de puits et FRAC Tree                                   | 11-Camions de transport d'additifs pour fracturation   |
| 2- Ligne haute pression pour le test et le retour du puits     | 12-Blenders - Mixeurs (sable + additifs+ eau)          |
| 3-Séparateur de sable pour la ligne de retour ( <i>Flowbac</i> | 13-Centre de commande de l'opération de fracturation   |
| 4-Tanks pour le fluide Retour                                  | 14-Réservoir de décantation fluides de retour du puits |
| 5-Réchauffeur des lignes haute pression                        | 15-Conduite d'eau                                      |
| 6-Torchère                                                     | 16-Réservoirs de fluide de retour du puits             |
| 7-Unités de pompage haute pression sur camion                  | 17-Réchauffeur des lignes haute pression de gaz        |
| 8-Containers de mélange de sable ( <i>Proppant</i> )           | 18-Séparateur de gaz                                   |
| 9-Semi-remorques (silos) de sable                              | 19-Distributeur de gaz                                 |
| 10-Camions de transport d'acide                                |                                                        |

### II.6. Fluides de fracturation et ses propriétés

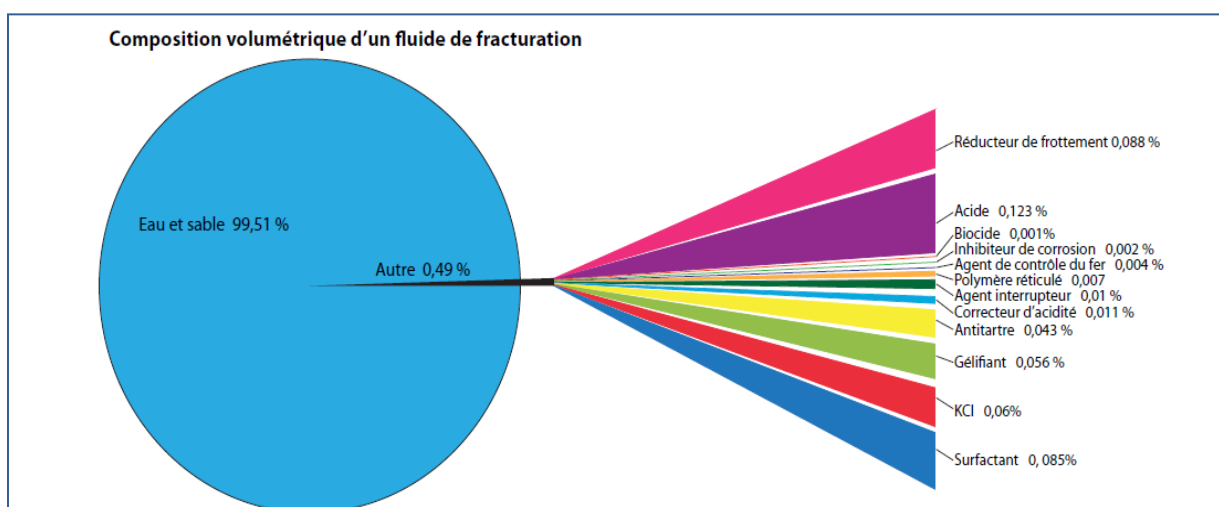
Le choix du type de fluide utilisé pour la fracturation dépend essentiellement de la nature et les propriétés du réservoir. Bien qu'on utilise souvent des fluides à base d'eau certains réservoirs contiennent des roches qui contiennent des argiles sensible a l'eau dans ce cas on utilise d'autre type de fluide. Parmi ces fluides utilisés on a :

- Gaz (CO<sub>2</sub>; N<sub>2</sub>; propane (C<sub>3</sub> H<sub>8</sub>)).
- L'acide.
- Fluide émulsifié (emulsion fluid).
- Mousse (foamed fluid).
- L'eau (Water).

Le volume des fluides injectés dépendent essentiellement de la géologie et des caractéristiques propres du réservoir. Par exemple pour des puits horizontaux très profond on injecte entre 3500m<sup>3</sup> et 15000m<sup>3</sup> et pour la stimulation des puits peut profonds on injecte entre 20m<sup>3</sup> et 1000m<sup>3</sup>.

### II.7. Additifs chimiques et proppants (agents de soutènement)

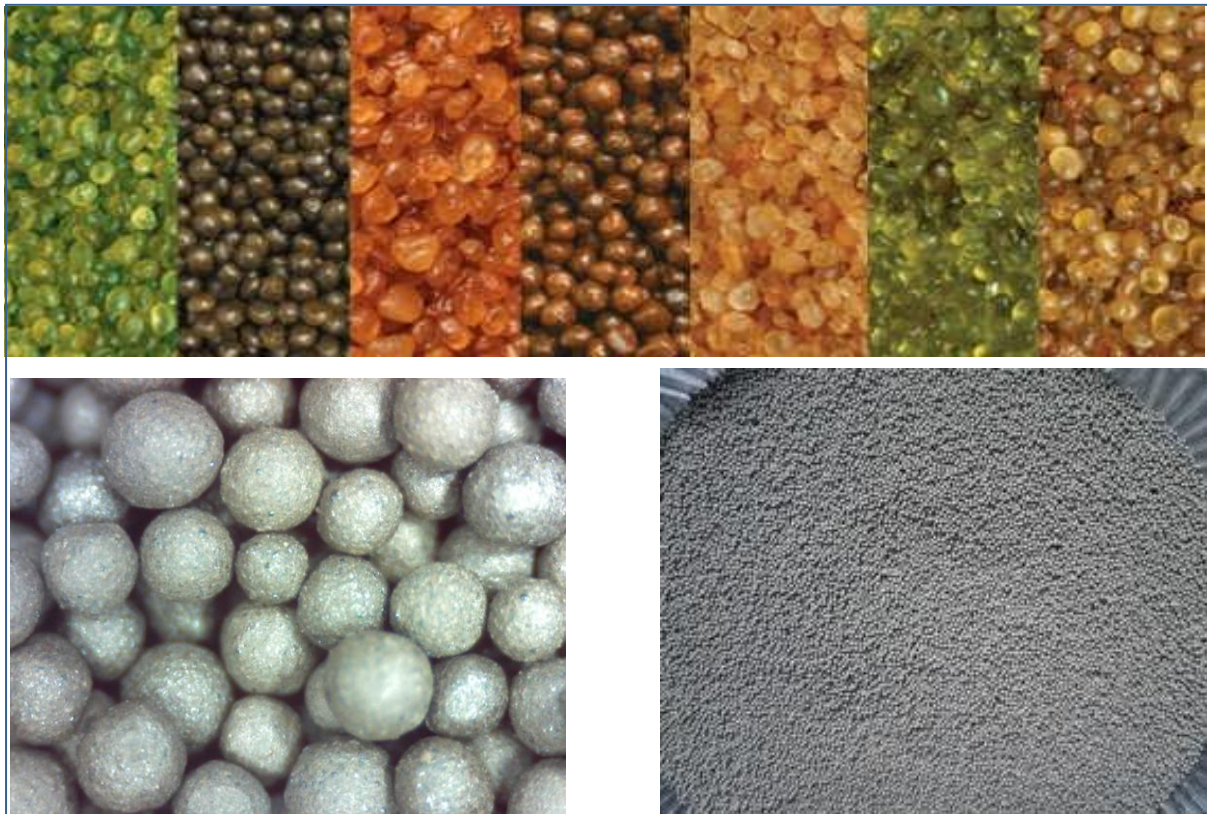
On ajoute à l'eau d'injection des additifs chimiques pour obtenir une solution gélifiée qui permet une dispersion homogène du proppant (sable) dans le puits de la formation (fig.IV.5).



**Fig.IV.5 : Composition d'un fluide de fracturation avec additifs chimique  
(SCGNC ,2011)**

Le proppant (l'agent de soutènement) est un matériau non compressible qui est ajouté au fluide de fracturation avec les additifs chimiques, il est pompé dans les fractures ouvertes en vue d'éviter qu'elles ne se referment sur elles même au moment de la chute de pression a la fin du traitement du pompage.

Dans la majorité des opérations de fracturation hydrauliques, on utilise du sable ou des microbilles de céramique (fig.IV.6)



**Fig.IV.6 : Différents agents de soutènement ( proppants )**

### **II.8. Critères généraux pour le choix des puits à fracturer**

Les puits choisis pour une fracturation hydrauliques doivent répondre aux critères suivant

- Etat de l'appauvrissement de la production
- Propriété minéralogique de la formation
- Perméabilité de la formation
- Epaisseur de la Formation
- Présence de couverture d'isolation de la zone à traiter,

- Etat des équipements de complétion et le schéma du puits
- Présence ou non de contact d'eau : GOC et OWC

Généralement la fracturation hydraulique est une opération destinée aux formations à faible propriétés pétro-physiques.

La sélection des puits candidats pour la frac n'est pas toujours une opération facile, il n'existe pas de règles bien définies pour cela, pour orienter ce choix il est indispensable de rassembler, évaluer, classer les informations nécessaires relatives :

- Au réservoir
- Au puits
- A l'aspect économique de l'opération

Pour pouvoir choisir le traitement de stimulation adéquat pour notre puits, on doit déterminer certaines propriétés du réservoir telle que :

- La perméabilité : qui est probablement le paramètre le plus important dans la production du puits
- Skin factor (Facteur d'endommagement)
- Interface des fluides en place
- Nature des fluides en place (oil, gas, water)
- Pression du réservoir, porosité, saturation, surface de drainage
- Nature du réservoir (roche friable comme les grès, roche dure comme les carbonates)

Ces caractéristiques vont être pris en considération dans le design de l'opération de fracturation hydraulique à fin d'augmenter toutes les chances de réussite de cette dernière.

### III. Préparation d'un programme de fracturation hydraulique

Il est nécessaire d'étudier très soigneusement l'historique et l'état actuel du puits avant de décider de la réalisation d'une fracturation hydraulique. On énumérera ci – dessous la liste complète des documents à examiner avant d'entamer le procédé.

#### III.1.1. Forage et complétion du puits

##### ❖ Forage

- Rapport de fin de forage (cave, perte de boue)
- Nature de la boue et sa densité ...

##### ❖ Complétion (voir annexe)

- Type de complétion (tubé et perforé, crépiné ....)
- Equipement du puits (diamètre du trou de forage .....)
- Qualité de la cimentation
- Etat actuel du puits (top sédiments, leur nature ...)

#### III.1.2. Paramètres pétrophysique

- Fiche descriptive de la roche réservoir en ce qui concerne sa nature et la composition minéralogique
- Fissuration
- Description des carottes
- Log composite du puits (porosité, saturation en huile et en eau
- Température

#### III.1.3. Nature des fluides en place

- Compatibilité avec les fluides injectés
- Propriété des fluides en place

#### III.1.4. Historique de la production du puits (si elle existe)

- Diagraphie de production
- Evolution de la production dans le temps...

### III.1.5. Opérations antérieures sur le puits (si il ya eu lieu)

- Stimulation
- Work-over (nature et densité du fluide utilisé)

Avant de procéder aux traitements de fracturation on doit passer par deux études qui auront pour but de mieux programmer les opérations de fracturation hydraulique.

### III. 1.6. Etude Faisabilité

Cette étude consiste à vérifier si le puits est conforme aux règles de la fracturation et ainsi nous permettre de décider si celle ci est faisable. Pour cela on doit examiner plusieurs éléments qui sont :

- Existence de plan d'eau
- Présence de plan de faille dans les formations avoisinantes
- Position et épaisseur du réservoir sélectionné s
- Paramètres petrophysique et identification des zones a Hydrocarbures
- Etat du puits (complétion)
- Qualité de Cimentation
- Construction d'un model Me a partir de l'étude géomecanique

Cette dernière sera développée dans le chapitre suivants énumérant ainsi toutes les étapes nécessaire a la réalisation d'une étude géomecanique afin d'obtenir le profil de stress (model MeM) nécessaire au bon déroulement du processus de Frac .ce dernier est indispensable pour la modélisation du model de fracture et l'optimisation de l'opération de fracturation hydraulique

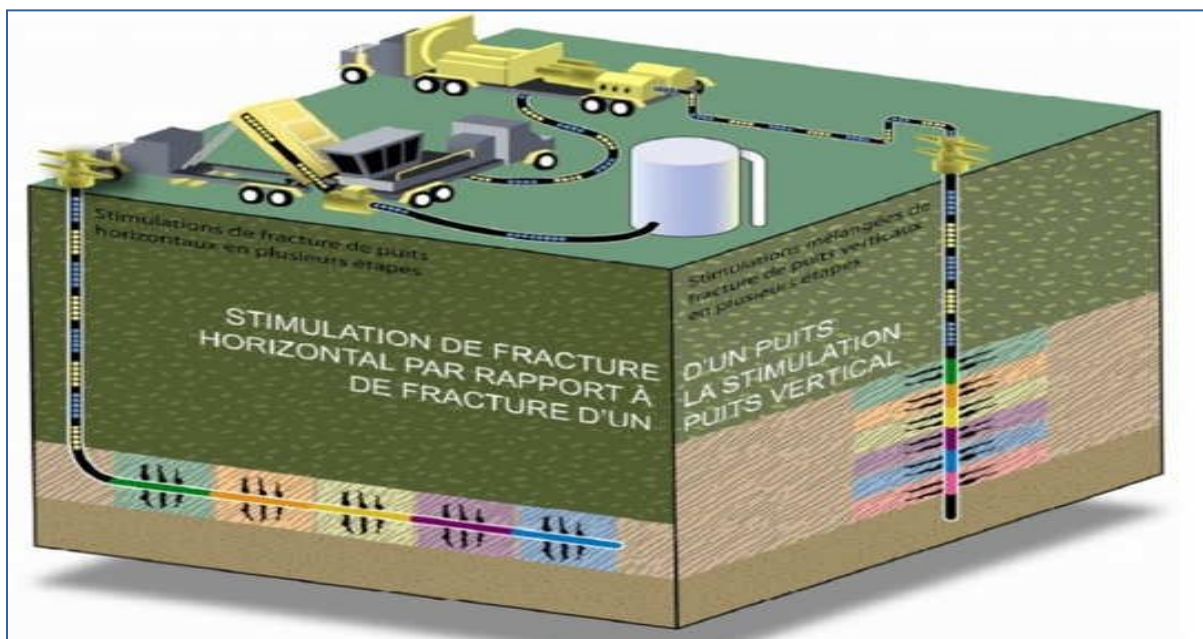
Ce cas pratique consiste en l'étude de la fracturation hydraulique de deux puits « A » et « B » (bassin d'Illizi)). Principalement en réalisant l'étude de faisabilité et l'étude géomecanique, Les résultats obtenus par la société de services ayant réalisées ces opérations de fracturation seront présentés et discutés.



Dans ce chapitre nous allons donner un bref aperçue sur les différentes techniques de stimulation en développant au mieux la fracturation hydraulique appliquée au réservoir cambro-ordovicien de la région In Amenas .

### I. STIMULATION

Lorsque la productivité d'un puits dans un réservoir de carbonate, grès,.... diminue à la suite de la détérioration de la formation ou à faible perméabilité naturelle, l'équipe de production va tenter d'augmenter la productivité grâce à une intervention et à des traitements appropriés. S'ils décident de travailler sur le puits, ils doivent identifier et mettre en œuvre un traitement qui crée des chemins d'écoulement entre le réservoir conducteurs et le trou de forage. C'est l'essence même de ce qu'on appelle « stimulation » (fig.IV.1). C'est une technique utilisée pour l'exploitation des réservoirs complexes et non conventionnels afin d'extraire les hydrocarbures qui se trouve piégés dans ses formation.



**Fig.IV.1: Stimulation des puits**

### I.1. Raisons de stimulation

Dans certains cas de traitement des puits , on a recours a la stimulation pour :

- Connecter les fractures naturelles existantes dans la roche.
- Augmenter le drainage efficace.
- Augmenter la stabilité de puits de forage.
- Augmenter l'efficacité de la production et la capacité d'écoulement des fluides (oil and gaz).

### I.2. Objectifs de la stimulation

Le traitement de stimulation a pour objectifs d'améliorer certains paramètres comme :

- Augmentation de la production dans le but d'augmenter les réserves
- Enlever le dommage dans le puit de forage ainsi que dans les régions qui se trouve à proximité du puits.
- Produire les réservoirs complexes comme (les tights, les shell,.....)

### I.3. Sélection des puits candidats pour la stimulation

Les puits sélectionnés pour une stimulation sont classés en plusieurs catégories :

#### ❖ Presque toujours bon candidat

- Puits endommagés
- Réservoir étanche

#### ❖ Toujours bon candidat

- Réservoir fracturé naturellement
- Réservoir non consolidée à haute perméabilité

#### ❖ Jamais bon candidat

- presque aucune stimulation ne doit être considérée

Pour pouvoir évaluer une stimulation, on doit d'abord déterminer les propriétés basique d'un réservoir tels que :

- ❖ Perméabilité
- ❖ Skin factor (quantification des dommages)
- ❖ Gaz en place
- ❖ pression du réservoir.
- ❖ Porosité, saturation en fluide
- ❖ surface de drainage

### **I.4. Utilisation optimale d'une stimulation**

L'objectif de la stimulation est atteint lorsque :

- les dommages causés dans le puit foré, perforation, ou bien dans la formation qui se trouve à proximité du forage sont éliminés .
- quand the skin  $\gg 0$
- La perméabilité de la formation doit être  $\gg 1$  md
- Souvent non optimale quand  $k < 1$ md et  $s < 0$

### **I.5. Type de stimulation**

Le traitement de stimulation se répartie en plusieurs types :

- Acidification (matricielles ou sélective).
- Fracturation à l'acide.
- Wash acide (lavage à l'acide).
- Fracturation hydraulique.

Les réservoirs du cambro-ordovicien de la région d'In Amenas, vont être stimulés par une fracturation hydraulique.

### II. Fracturation hydraulique

#### II.1. Historique

Généralement, il existe trois modes de production pour les puits : Puits éruptif, production par gaz lift et production par pompage.

Durant les années de leur exploitation, les réservoirs conventionnels commencent à s'épuiser d'où la nécessité de chercher les hydrocarbures ailleurs s'est montrée comme une nécessité absolue.

La production des réservoirs non conventionnels nécessite de faire appel à des opérations de stimulation dans le but d'améliorer leurs caractéristiques naturelles et à leur tête la perméabilité qui permettra l'acheminement des hydrocarbures de la formation vers le puits.

Par définition, la stimulation va nous permettre une meilleure connexion entre la formation et le puits par la création de chenaux préférentiels par lesquels les hydrocarbures vont s'acheminer vers le puits.

La fracturation hydraulique a vu le jour peu après la 2<sup>ème</sup> guerre mondiale. Le premier essai de fracturation hydraulique profonde (sans forage horizontal), visait à stimuler un puits de pétrole et de gaz naturel. Elle a été testée pour la première fois aux ETATS UNIS à VELMA en Oklahoma, en 1949, par la compagnie de service Halliburton. Son développement commercial a rapidement suivi, dès 1949. En raison de son efficacité, cette technique a rapidement été adoptée par d'autres compagnies, pour être aujourd'hui utilisée dans le monde entier, dans des dizaines de milliers de forages pétroliers et gaziers chaque année.

#### II.2. Définition

C'est un procédé au moyen duquel un agent fluide ou gazeux sert à exercer une pression susceptible d'engendrer la création de fissures ou d'établir des fissures ou élargir les fissures existantes déjà dans les réservoirs à hydrocarbures (fig.IV.2).

La fracturation tient en compte de plusieurs paramètres dont on peut citer :

- Propriété, épaisseur du réservoir
- Profondeur du puits, qualité de la cimentation, schéma de complétion, nombre de fissures ou fractures à engendrer

- choix du type de matériaux et du fluide de fracturation.
- cout des opérations de fracturation

Toute compagnie doit tenir compte de tous ces paramètres avant de décider de la stimulation d'un puits ou non.

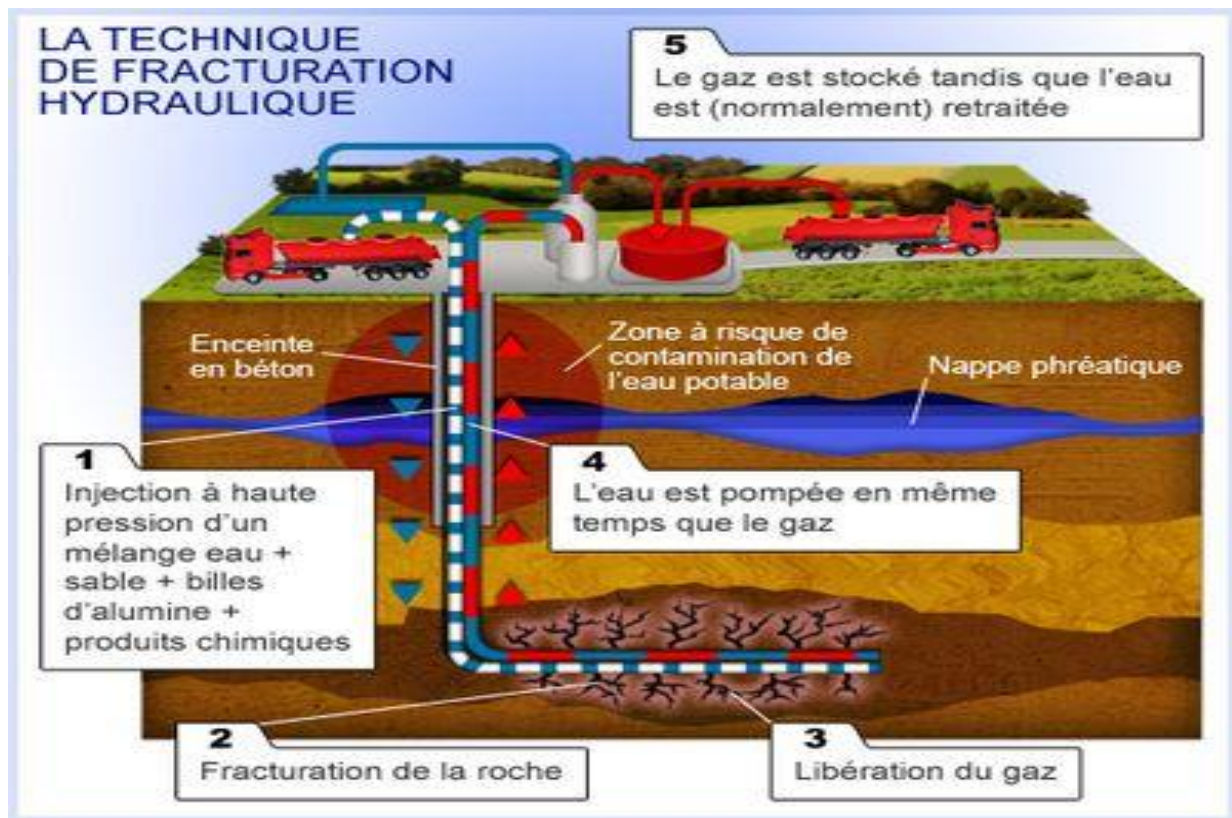


Fig.IV.2 : Réalisation de la fracturation hydraulique

### II.3. Objectif de la fracturation

Le but de stimuler un puits d'hydrocarbures peut se résumer dans les points suivants :

- Permettre un meilleur drainage des hydrocarbures de la formation vers le puits
- Augmentation de l'indice de production du puits
- Augmentation des débits par la création d'une double perméabilité aux abords du puits à travers les fissures créées durant le frac job.

### II.4. Classification de la fracturation

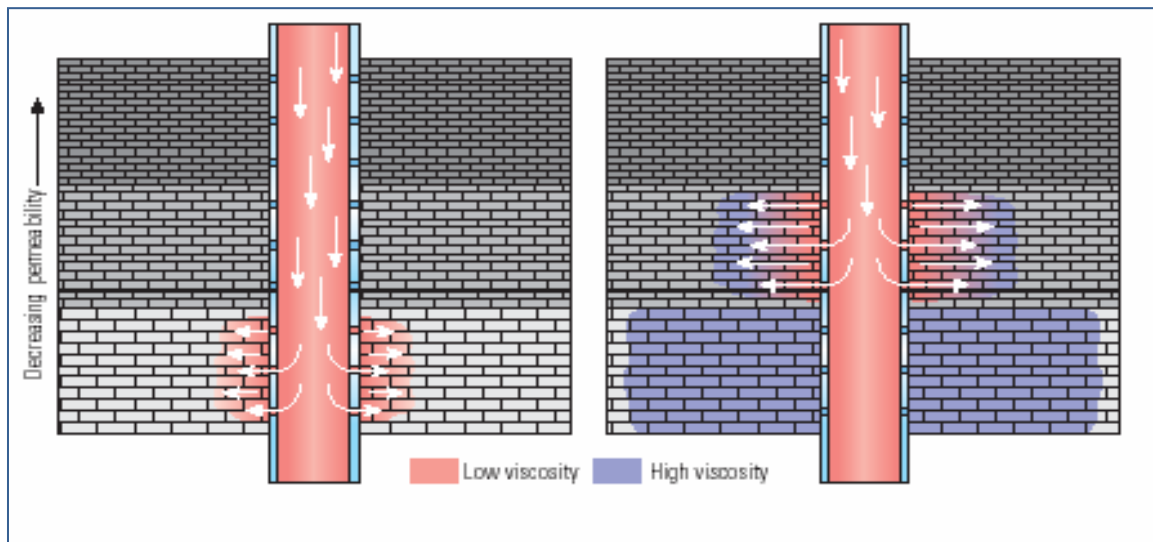
La technique de fracturation se subdivise en deux catégories :

#### ❖ conventionnelle

- Fracturation par fluide non acide (injection d'eau, de gel, .....).
- Fracturation à l'acide (fig IV.3).

#### ❖ non conventionnelle

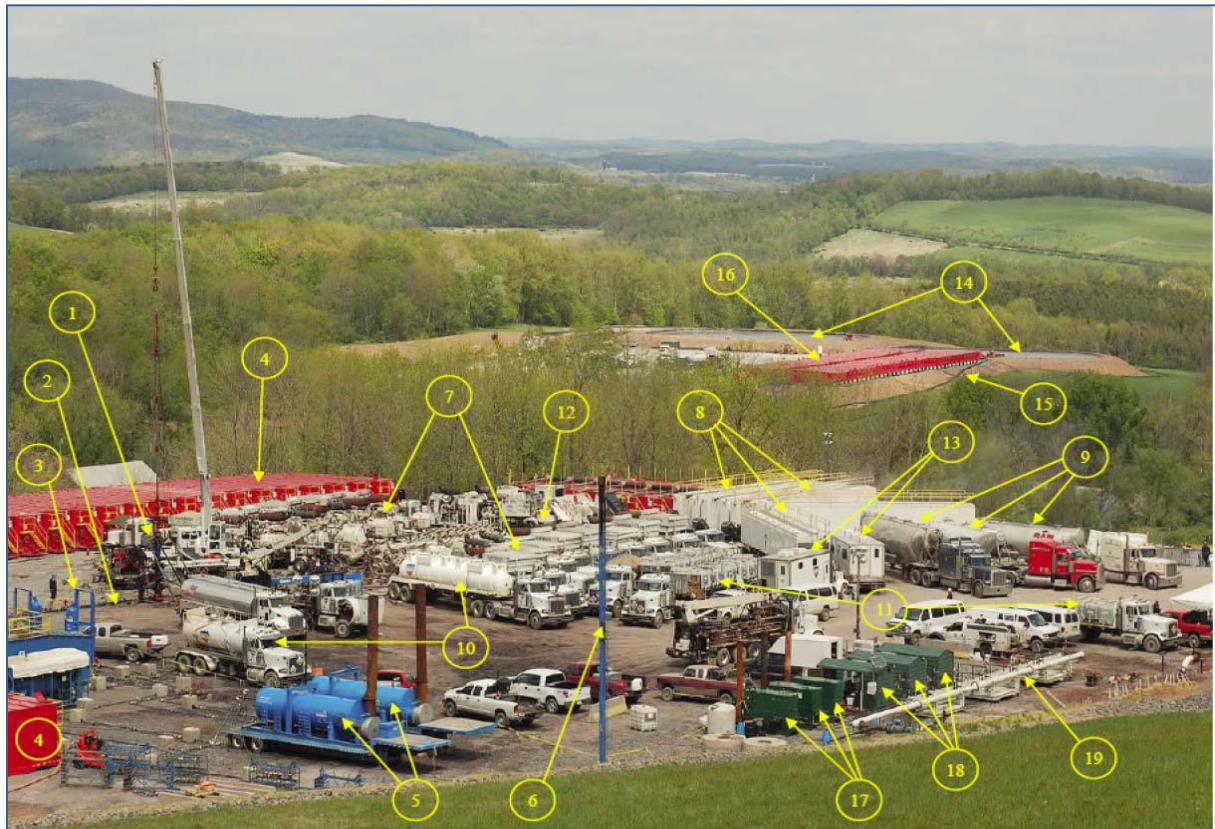
- Nucléaire.
- Explosif.
- HEGS (stimulation de gaz à haute énergie).



**Fig.IV.3: Exemple d'une fracturation par acidification**

### II.5. Equipement de la fracturation hydraulique

Le processus de fracturation hydraulique exige le recours à une grande quantité d'équipement sur une courte période de temps selon la taille de la fracture (fig.IV.4). Les traitements impliquant une seule fracture peuvent habituellement se faire en un jour.



**Fig.IV.4 : Equipement de fracturation hydraulique**

|                                                                  |                                                        |
|------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| 1-Tête de puits et FRAC Tree                                     | 11-Camions de transport d'additifs pour fracturation   |
| 2- Ligne haute pression pour le test et le retour du puits       | 12-Blenders - Mixeurs (sable + additifs+ eau)          |
| 3-Séparateur de sable pour la ligne de retour ( <i>Flowbac</i> ) | 13-Centre de commande de l'opération de fracturation   |
| 4-Tanks pour le fluide Retour                                    | 14-Réservoir de décantation fluides de retour du puits |
| 5-Réchauffeur des lignes haute pression                          | 15-Conduite d'eau                                      |
| 6-Torchère                                                       | 16-Réservoirs de fluide de retour du puits             |
| 7-Unités de pompage haute pression sur camion                    | 17-Réchauffeur des lignes haute pression de gaz        |
| 8-Containers de mélange de sable ( <i>Proppant</i> )             | 18-Séparateur de gaz                                   |
| 9-Semi-remorques (silos) de sable                                | 19-Distributeur de gaz                                 |
| 10-Camions de transport d'acide                                  |                                                        |

### II.6. Fluides de fracturation et ses propriétés

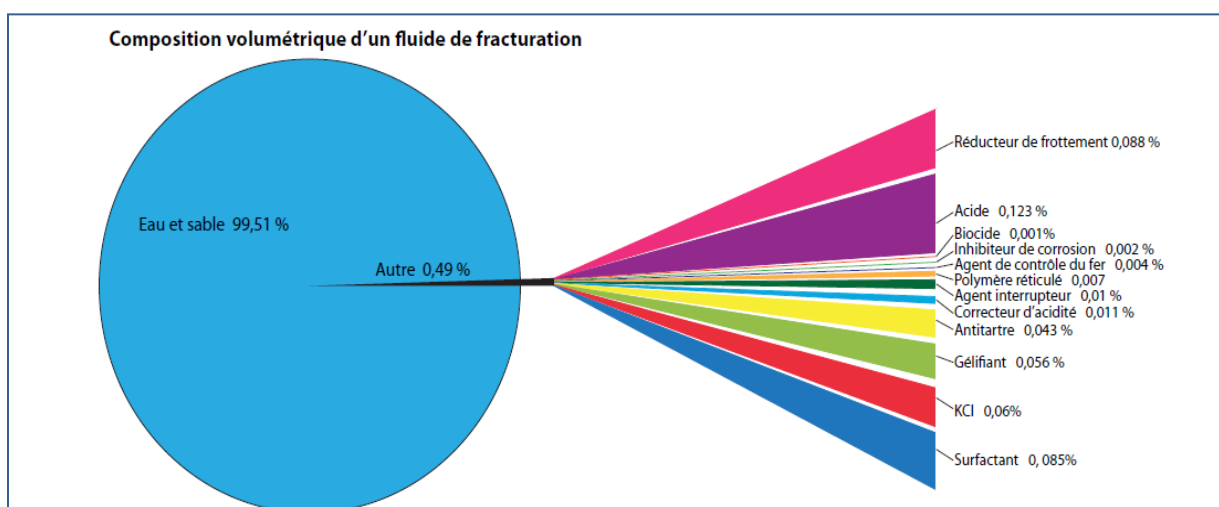
Le choix du type de fluide utilisé pour la fracturation dépend essentiellement de la nature et les propriétés du réservoir. Bien qu'on utilise souvent des fluides à base d'eau certains réservoirs contiennent des roches qui contiennent des argiles sensible a l'eau dans ce cas on utilise d'autre type de fluide. Parmi ces fluides utilisés on a :

- Gaz (CO<sub>2</sub>; N<sub>2</sub>; propane (C<sub>3</sub> H<sub>8</sub>)).
- L'acide.
- Fluide émulsifié (emulsion fluid).
- Mousse (foamed fluid).
- L'eau (Water).

Le volume des fluides injectés dépendent essentiellement de la géologie et des caractéristiques propres du réservoir. Par exemple pour des puits horizontaux très profond on injecte entre 3500m<sup>3</sup> et 15000m<sup>3</sup> et pour la stimulation des puits peut profonds on injecte entre 20m<sup>3</sup> et 1000m<sup>3</sup>.

### II.7. Additifs chimiques et proppants (agents de soutènement)

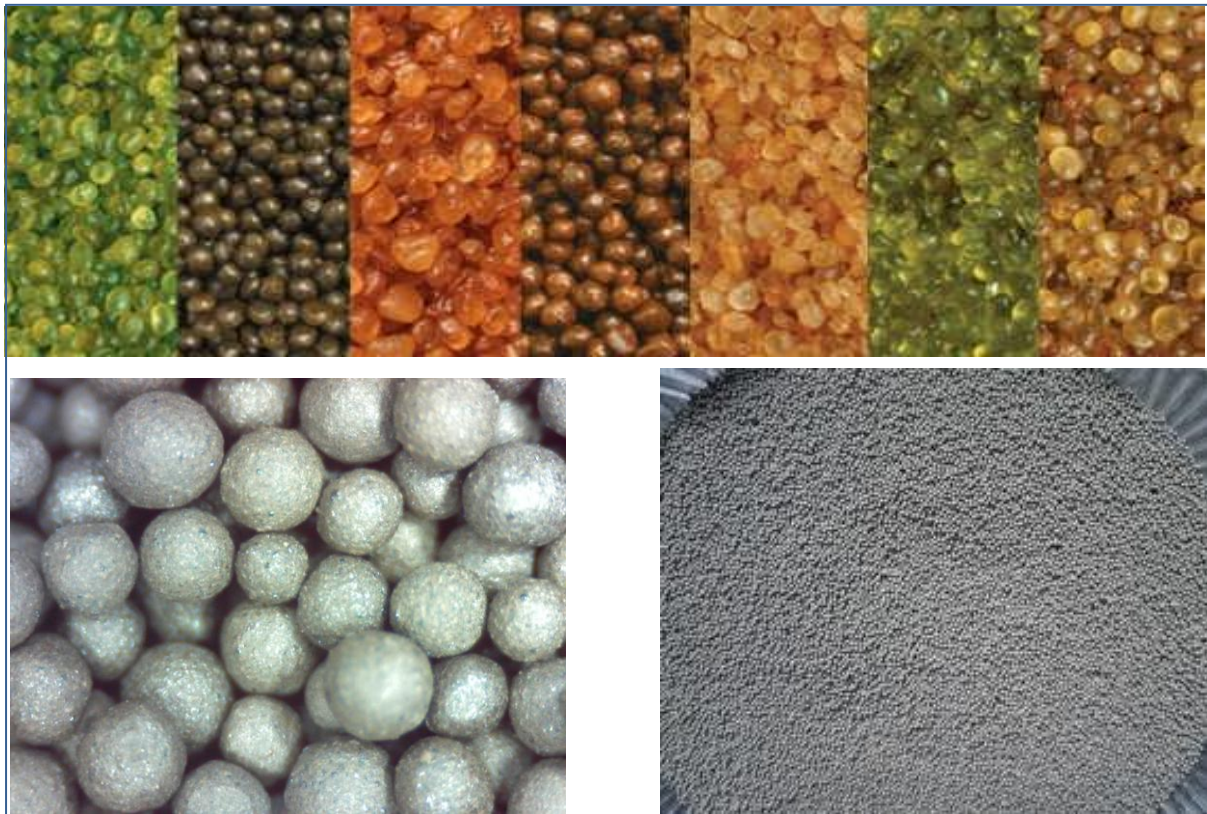
On ajoute à l'eau d'injection des additifs chimiques pour obtenir une solution gélifiée qui permet une dispersion homogène du proppant (sable) dans le puits de la formation (fig.IV.5).



**Fig.IV.5 : Composition d'un fluide de fracturation avec additifs chimique**  
(SCGNC ,2011)

Le proppant (l'agent de soutènement) est un matériau non compressible qui est ajouté au fluide de fracturation avec les additifs chimiques, il est pompé dans les fractures ouvertes en vue d'éviter qu'elles ne se referment sur elles même au moment de la chute de pression a la fin du traitement du pompage.

Dans la majorité des opérations de fracturation hydrauliques, on utilise du sable ou des microbilles de céramique (fig.IV.6)



**Fig.IV.6 : Différents agents de soutènement ( proppants )**

### **II.8. Critères généraux pour le choix des puits à fracturer**

Les puits choisis pour une fracturation hydrauliques doivent répondre aux critères suivant

- Etat de l'appauvrissement de la production
- Propriété minéralogique de la formation
- Perméabilité de la formation
- Epaisseur de la Formation
- Présence de couverture d'isolation de la zone à traiter,

- Etat des équipements de complétion et le schéma du puits
- Présence ou non de contact d'eau : GOC et OWC

Généralement la fracturation hydraulique est une opération destinée aux formations à faible propriétés pétro-physiques.

La sélection des puits candidats pour la frac n'est pas toujours une opération facile, il n'existe pas de règles bien définies pour cela, pour orienter ce choix il est indispensable de rassembler, évaluer, classer les informations nécessaires relatives :

- Au réservoir
- Au puits
- A l'aspect économique de l'opération

Pour pouvoir choisir le traitement de stimulation adéquat pour notre puits, on doit déterminer certaines propriétés du réservoir telle que :

- La perméabilité : qui est probablement le paramètre le plus important dans la production du puits
- Skin factor (Facteur d'endommagement)
- Interface des fluides en place
- Nature des fluides en place (oil, gas, water)
- Pression du réservoir, porosité, saturation, surface de drainage
- Nature du réservoir (roche friable comme les grès, roche dure comme les carbonates)

Ces caractéristiques vont être pris en considération dans le design de l'opération de fracturation hydraulique à fin d'augmenter toutes les chances de réussite de cette dernière.

### III. Préparation d'un programme de fracturation hydraulique

Il est nécessaire d'étudier très soigneusement l'historique et l'état actuel du puits avant de décider de la réalisation d'une fracturation hydraulique. On énumérera ci – dessous la liste complète des documents à examiner avant d'entamer le procédé.

#### III.1.1. Forage et complétion du puits

##### ❖ Forage

- Rapport de fin de forage (cave, perte de boue)
- Nature de la boue et sa densité ...

##### ❖ Complétion (voir annexe)

- Type de complétion (tubé et perforé, crépiné ....)
- Equipement du puits (diamètre du trou de forage .....)
- Qualité de la cimentation
- Etat actuel du puits (top sédiments, leur nature ...)

#### III.1.2. Paramètres pétrophysique

- Fiche descriptive de la roche réservoir en ce qui concerne sa nature et la composition minéralogique
- Fissuration
- Description des carottes
- Log composite du puits (porosité, saturation en huile et en eau
- Température

#### III.1.3. Nature des fluides en place

- Compatibilité avec les fluides injectés
- Propriété des fluides en place

#### III.1.4. Historique de la production du puits (si elle existe)

- Diagraphie de production
- Evolution de la production dans le temps...

### III.1.5.Opérations antérieures sur le puits (si il ya eu lieu)

- Stimulation
- Work-over (nature et densité du fluide utilisé)

Avant de procéder aux traitements de fracturation on doit passer par deux études qui auront pour but de mieux programmer les opérations de fracturation hydraulique.

### III. 1.6.Etude Faisabilité

Cette étude consiste à vérifier si le puits est conforme aux règles de la fracturation et ainsi nous permettre de décider si celle ci est faisable. Pour cela on doit examiner plusieurs éléments qui sont :

- Existence de plan d'eau
- Présence de plan de faille dans les formations avoisinantes
- Position et épaisseur du réservoir sélectionné s
- Paramètres petrophysique et identification des zones a Hydrocarbures
- Etat du puits (complétion)
- Qualité de Cimentation
- Construction d'un model Me a partir de l'étude géomecanique

Cette dernière sera développée dans le chapitre suivants énumérant ainsi toutes les étapes nécessaire a la réalisation d'une étude géomecanique afin d'obtenir le profil de stress (model MeM) nécessaire au bon déroulement du processus de Frac .ce dernier est indispensable pour la modélisation du model de fracture et l'optimisation de l'opération de fracturation hydraulique

Ce cas pratique consiste en l'étude de la fracturation hydraulique de deux puits « A » et « B » (bassin d'Illizi)). Principalement en réalisant l'étude de faisabilité et l'étude géomecanique, Les résultats obtenus par la société de services ayant réalisées ces opérations de fracturation seront présentés et discutés.



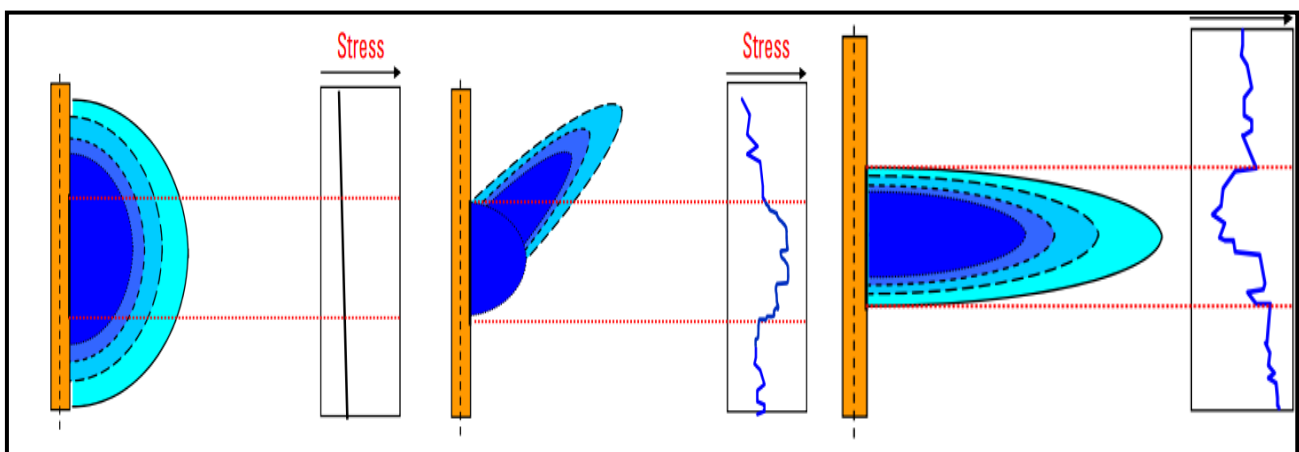
# **CHAPITRE V**

## **Etude Geomecanique**

Dans l'industrie pétrolière et gazière, les principes géomécaniques ont été appliqués à l'origine dans la fracturation hydraulique lorsque l'ingénieur de stimulation voulait connaître les pressions de puits de forage nécessaires pour fracturer la roche et l'étendue probable de la fracture induite.

Dans ce chapitre nous allons voir quelques notions sur la géomécanique ainsi que les différentes étapes réalisées afin de construire un modèle MeM et ceci en exploitant les données de diagrapies conventionnelles (sonic scanner, densité, MDT..) les résultats obtenus à partir de ses données vont être utilisés dans une application réalisée par la société de service ce qui va nous donner le profil de stress pour pouvoir ainsi identifier les zones à fracturer.

L'étude géomécanique est une discipline qui nous permet de mesurer et d'estimer la contrainte et d'examiner la façon dont les matériaux réagissent à cette contrainte. Elle joue un rôle très important dans un programme de fracturation hydraulique, à travers le profil de stress établi afin de déterminer les zones intéressantes (minimum stress) à fracturer. Cette étape du processus est indispensable au bon déroulement du programme de fracturation car grâce à ce profil de stress au cours de la simulation de la direction de propagation de la fracture qui est toujours perpendiculaire à la direction du minimum stress, ce dernier va nous permettre de mieux ajuster notre design de frac (**Fig. V.01**)



**Fig.V.01: la relation entre le model geomecanique avec le design de fracturation**

## **I. Notions sur la Geomecanique**

### **I.1. Définition d'une contrainte**

Le concept de contrainte  $\sigma$  est défini simplement comme étant le rapport de la force  $F$  à la surface de la section  $S$ .

$$\mathbf{F} = \sigma / \mathbf{s} : \text{La contrainte sera donc une force par unité de surface}$$

Mathématiquement la contrainte est une quantité mathématique appelée tenseur, et l'état de contrainte est souvent appelé tenseur des contraintes. Le processus de détermination des contraintes principales est souvent appelé changement de repère ou diagonalisation du tenseur des contraintes. Les directions des contraintes principales, qui sont appelées directions principales ou axes principaux, sont toujours mutuellement perpendiculaires. Elle

peut être perpendiculaire à celle-ci alors la contrainte est dite normale, comme elle peut être oblique dans ce cas la contrainte aura deux composante une normal notée  $\sigma_n$  et une tangentielle notée  $\sigma_t$  (Fig. V.2)

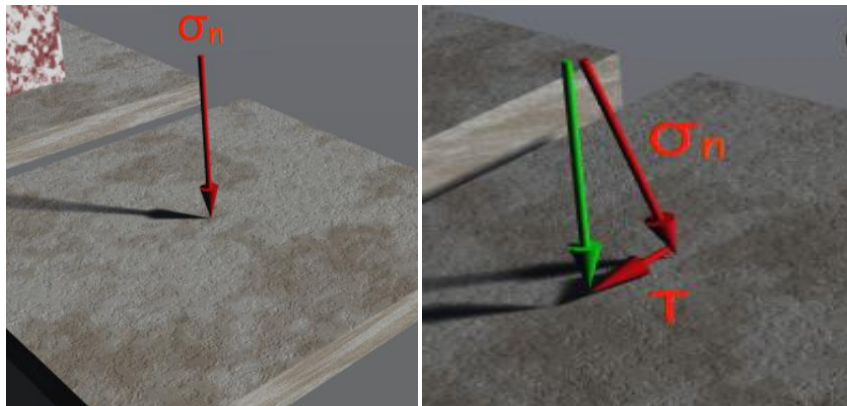


Fig. V.2 : types de contraintes (normale et oblique)

Pour un point il existe 3 plans perpendiculaires principaux sur lesquels les contraintes sont normales de ce fait on aura 3 principales contraintes (Fig. V.3) à travers ces 3 principales contraintes on peut définir ce qu'on appelle « régime de contrainte ». Dans le cas général l'orientation des plans principaux, celle des contraintes principales correspondantes et l'amplitude de ces contraintes peut varier d'un endroit à l'autre. Dans la pratique, on fera l'hypothèse que les directions ne changent pas sur une région suffisamment grande

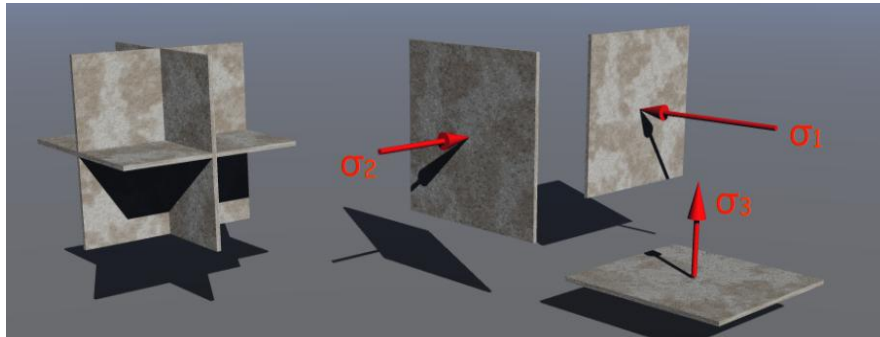


Fig. V.3: principaux plans correspondant aux 3 principales contrainte  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_3$

## I.2. Orientation de La Contrainte

Le point de départ de la plupart des études de géomécanique consiste à décrire l'état de contrainte préexistante ou in situ dans la terre, ce qui demande trois amplitudes et des informations d'orientation. Du fait que dans la plupart des zones d'intérêt une des contraintes principales est verticale, l'état de contrainte in situ peut généralement être spécifié par trois amplitudes et la direction d'une des contraintes horizontales (Fig. V.4).

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en états de compression.

**a) Contraintes verticales :** Elles sont principalement attribuables au poids même des formations recouvrant la zone cible, de la surface jusqu'à la base. Autrement dit c'est le poids des sédiments qui repose sur la formation. Elles sont appliquées perpendiculairement à la surface de stress de la roche.

**b) Contraintes horizontales :** Une contrainte horizontale est une contrainte de cisaillement qui est appliquée le long de la surface d'un plan. Ces contraintes dépendent essentiellement de la tectonique de la zone. Cette dernière, peut avoir une composante gravitationnelle qui peut être accentuée par des effets thermiques, tectoniques et par la structure géologique

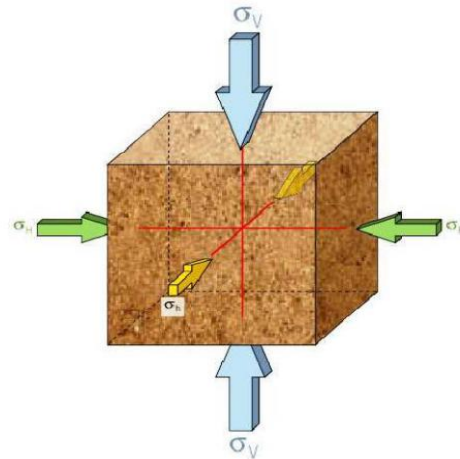


Fig.V.4 : Les contraintes

Les contraintes principales marchent par 3 il faut les préciser toutes les trois pour décrire complètement l'état de contrainte

### I.3. Régime de stress

La Fig ci-dessous nous illustre les différents régimes de stress (Fig. V.5) existants selon la direction des différentes contraintes et les plans de fracture :

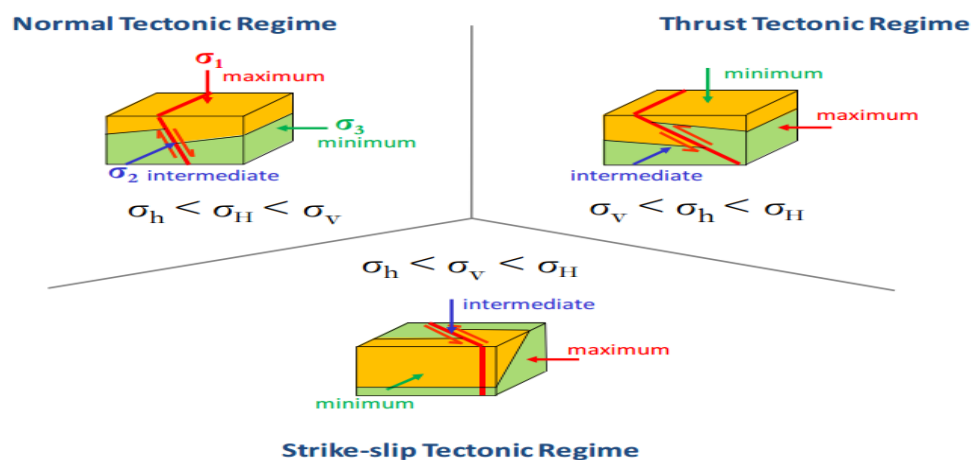


Fig. V.5: exemple du différent régime de stress dans le monde

#### I.4. Déformation

Les roches peuvent se déformer de diverses manières lorsqu'elles sont contraintes. Elles peuvent se déformer de façon réversible c'est-à-dire elle revienne à leur forme originale lorsque les contraintes sont supprimées, ou de façon irréversible (Fig. V.6). Elles peuvent aussi céder, de sorte que le matériau peut, par exemple, se casser en morceaux. Comme le comportement réel des roches est très complexe, il est généralement représenté par des modèles simplifiés

##### a) Élasticité

Le lien le plus simple entre contrainte et déformation pour un matériau est son comportement élastique, où toute déformation est annulée lors de la suppression de la contrainte appliquée. La forme la plus simple d'élasticité est l'élasticité linéaire isotrope.

- La linéarité signifie que l'application d'une contrainte double engendre une déformation Double.
- L'isotropie signifie qu'une contrainte donnée engendre les mêmes niveaux de déformations quelle que soit l'orientation de l'état de contrainte (c'est-à-dire que le matériau a le même aspect dans toutes les directions).

Si le comportement d'une roche est linéaire, isotrope et élastique, il peut être défini par deux constantes élastiques bien connues : le module de Young et le coefficient de Poisson.

##### b) Plasticité

Lorsqu'une roche (ou un autre matériau) est chargée au delà de sa limite élastique elle peut céder, c'est-à-dire subir une déformation permanente et lorsque la contrainte est annulée, il ne revient pas à sa forme originelle (Fig. V.6)

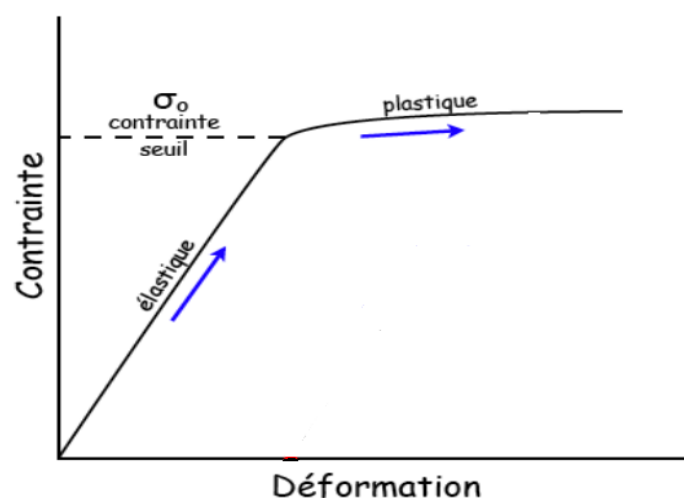


Fig. V.6: représentation des différents modes de déformation

### I.5. Workflow d'une étude MeM

Un flux de travail simplifié de construction MEM (Fig .V.7) est illustré. Les étapes clés de Construction MEM avec l'intégration de données dans l'étude actuelles sont analysées dans plus en détail dans les sections précédentes de ce rapport.

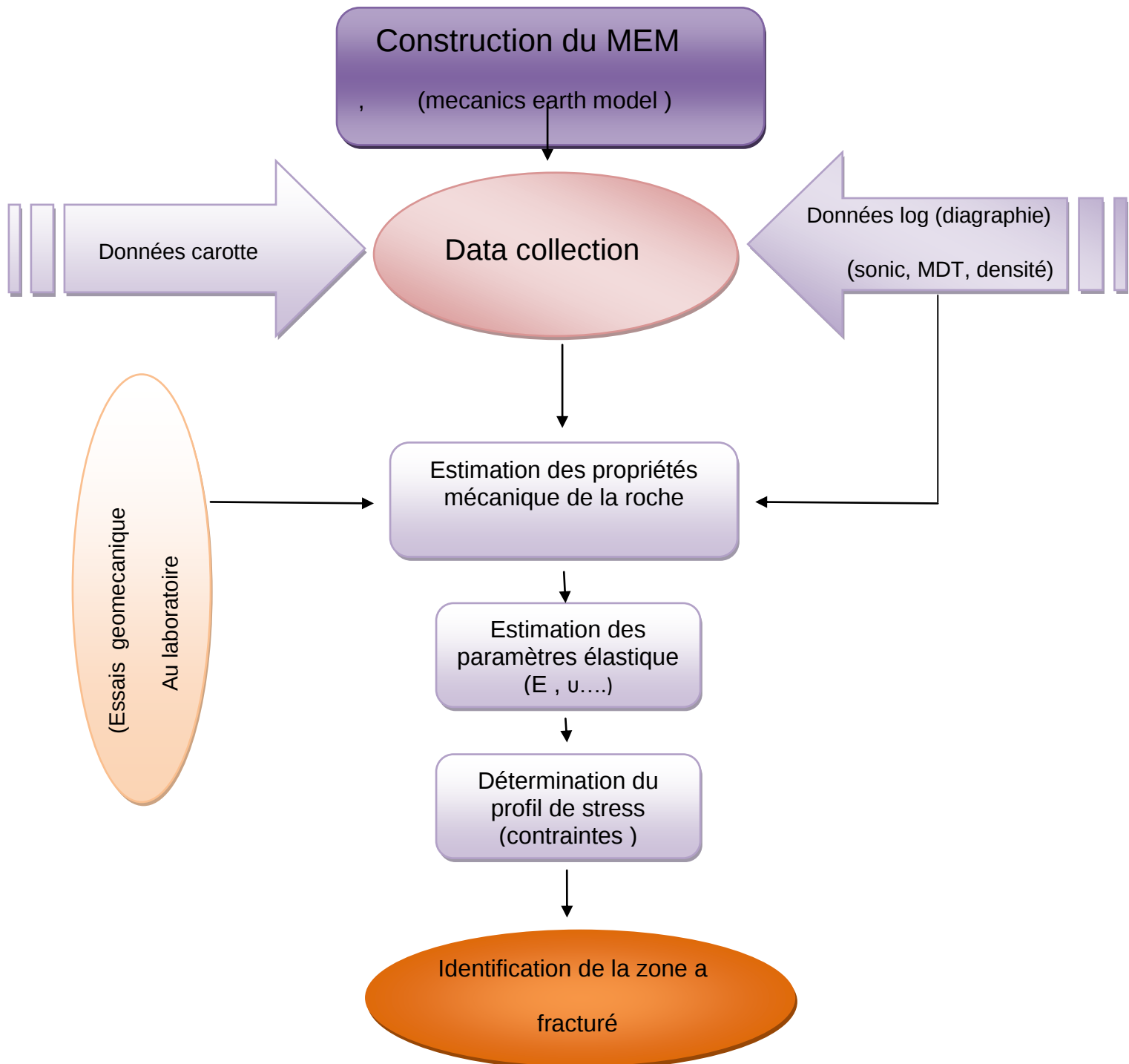


Fig .V.7 : Workflow d'une étude Geomecanique

### I.6. Propriétés mécaniques d'une roche

Sont estimés soit à partir des logs (diagraphies) soit à l'aide d'études sur carottes réalisées au laboratoire. Les principaux paramètres sont :

- Coefficient de Poisson ( $\nu$ )
- Module de Young ( $E$ )
- Module de cisaillement ( $G$ )

#### a) Module de Young ( $E$ )

Il représente le rapport entre la contrainte appliquée sur l'échantillon de roche et la déformation engendrée dans la même direction de contrainte. C'est à dire que la rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté ( $E$ ) (Fig. V.8). Il est caractérisé par la pente de la courbe  $F(\epsilon)$ . Il dépend de l'élasticité, de la viscosité et de la rigidité de la roche, aussi bien que de la température, temps, pression de pore et de l'anisotropie

$$\epsilon = \sigma E$$

$$\sigma = F / S$$

- $E$  : module de Young
- $\sigma$  : la contrainte
- $F$  : la force
- $S$  : la surface

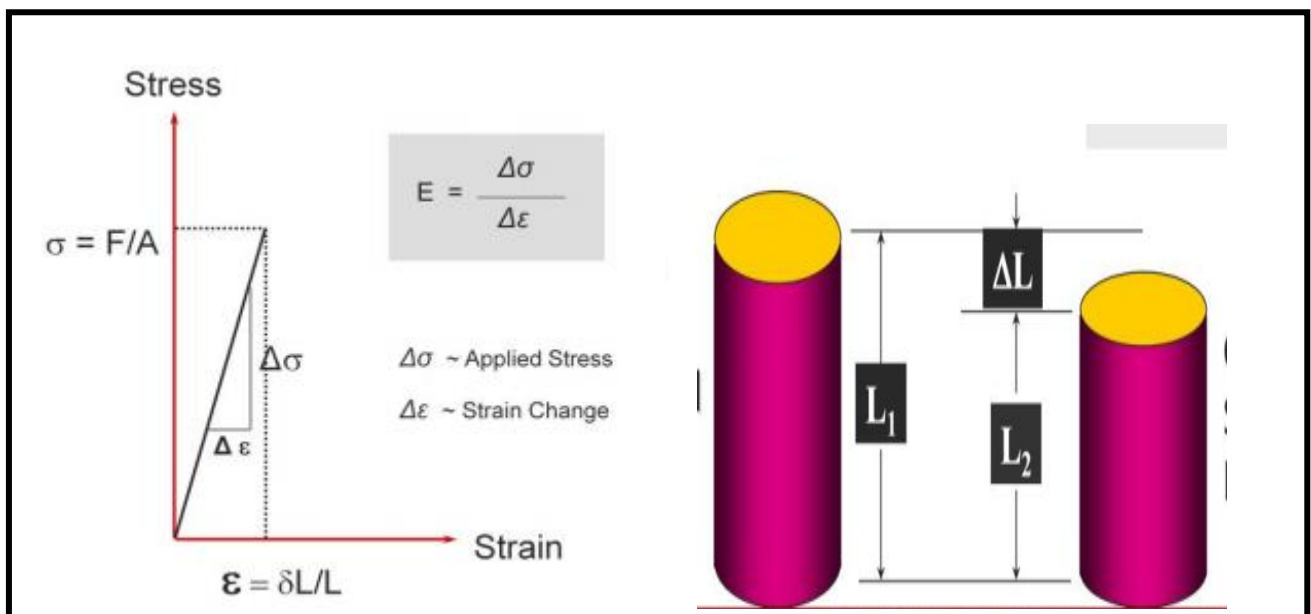
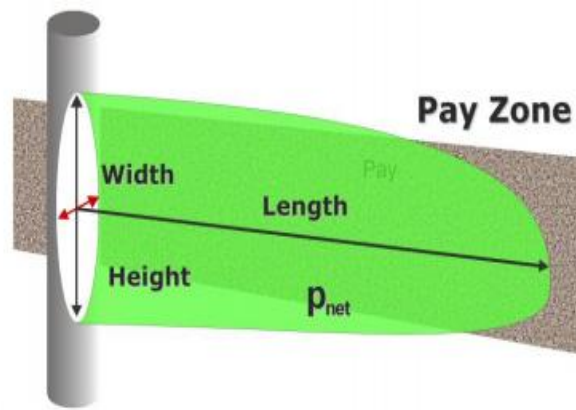


Fig. V.8 : définition de la déformation

Plus le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente (Fig. V.9)

- Width : Largeur
- Length : Longueur
- Height : La hauteur



**Fig. V.9 : Géométrie d'une fracture**

Il varie d'une roche à une autre suivant plusieurs paramètres tels que la consolidation de la roche et les fluides en place .les valeurs sont représentées dans le tableau (**Tableau. V.1**) ci-dessous :

| Type de roche              | E (10 <sup>6</sup> psi) |
|----------------------------|-------------------------|
| - Limestone                | 05 – 13                 |
| - unconsolidated sandstone | 0.2 - 1.3               |
| - consolidated sandstone   | 1 – 8                   |
| -siltstone                 | 4 – 8                   |
| -shale                     | 1 – 5                   |
| -coal                      | 0.10 – 1.0              |

**Tableau. V.1: Valeurs du module de Young pour certaines roches**

Le raccourcissement dans la direction longitudinale s'accompagne d'un allongement dans les directions perpendiculaires

### **b) Coefficient de Poisson**

C'est un coefficient ( $\nu$ ) sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre  $d$ ) et la variation de dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur  $l$ ), lorsque l'échantillon est soumis à une

compression. Le coefficient de Poisson permet de caractériser la contraction de la matière perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué (Fig. V.9). Il représente la variation de la déformation latérale par rapport à la déformation axiale suivant l'expression

$$\nu = -\frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a} = -\frac{\Delta D/D}{\Delta L/L}$$

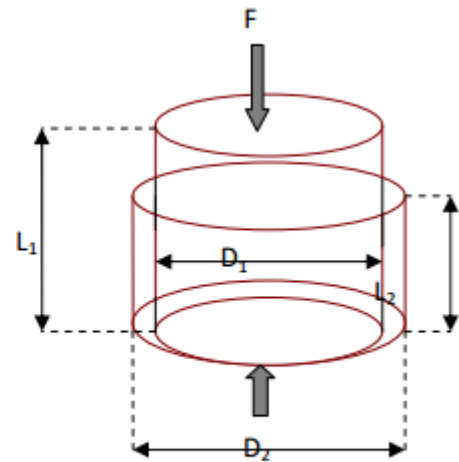
Avec :

$\varepsilon_a$  : La déformation axiale ;

$\varepsilon_l$  : La déformation latérale

$$\varepsilon_a = \frac{L_1 - L_2}{L_1}$$

$$\varepsilon_l = \frac{D_1 - D_2}{D_1}$$



**Fig. V.10 : L'effet d'une compression simple (coefficient de poisson)**

Le coefficient de poisson varie suivant la nature des roches comme indiqué dans le tableau (Tableau. V.2) :

| Type de roche              | $\nu$      |
|----------------------------|------------|
| -Limestone                 | 0.30- 0.35 |
| - unconsolidated Sandstone | 0.25- 0.35 |
| -consolidated sandstone    | 0.15- 0.30 |
| -siltstone                 | 0.20- 0.30 |
| -shale                     | 0.25- 0.45 |
| -coal                      | 0.35- 0.45 |

**Tableau. V.2 : Valeurs du coefficient de poisson pour certaines roches**

Plus le coefficient de poisson est élevé plus l'ouverture de la fracture sera moindre car il est difficile de briser une roche qui est fortement comprimée

### c) Module De Cisaillement

Le module de cisaillement  $N$  est une mesure de la résistance d'un échantillon de roche à l'effort de cisaillement (Fig. V.11), c'est le rapport entre l'effort de cisaillement à la contrainte de cisaillement. son unité dans le système anglais c'est (psi\*10<sup>6</sup>). Par définition il est défini par la formule suivante :

$$N = (F/A) / \tan\Theta$$

- $F$  : force
- $A$  : surface
- $\Theta$  : angle de déformation

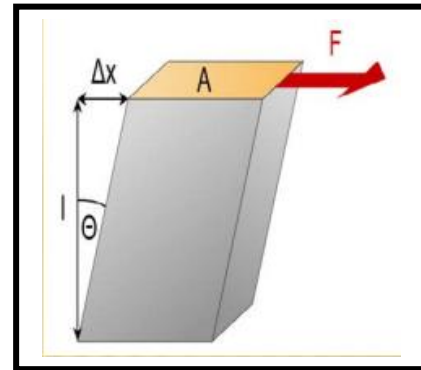


Fig. V.11 : module de cisaillement

Il peut être aussi calculé à l'aide de la formule suivante

$$N = 42.65 * (1 - 3.48 * PHle + 2.19 * PHle^2)$$

- $PHle$  : porosité effective

### d) UCS (Unconfined Compressive Strength)

L'UCS c'est l'un des plus important paramètres utilisés dans la caractérisation geomecanique d'un réservoir. il définit la résistance d'un échantillon de roche sous compression, non confiné et drainé. Ce paramètre est largement utilisé pour décrire le comportement mécanique d'une roche (Fig. V.12) et il est utilisé dans l'industrie pétrolière comme élément clé pour l'établissement du model MEM

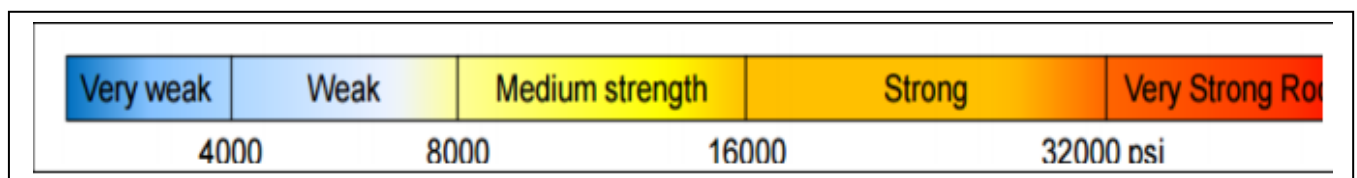


Fig. V.12 : classification des roches selon les valeurs de UCS

### e) Gradient de fracturation (GF)

Par définition, le gradient de fracturation est égal au rapport de pression de fracturation et la profondeur de la formation

#### I.7. Méthodes de Détermination de la Zone à Minimum Stress

La détermination des zones à minimum stress est une étape cruciale au bon déroulement du procédé de la fracturation. Dans la mesure où cette zone va définir : La région la plus favorable à l'initialisation de la fracturation, La direction optimale, qui est toujours perpendiculaire à la zone de minimum stress. En vue de déterminer la zone à minimum stress, il faut d'abord déterminer certains paramètres élastiques indispensable pour le calcul des contraintes horizontales ainsi on établira les profils de stress qui représente le résultat final d'une étude MEM .pour ça, on dispose de deux méthodes, une étude laboratoire et une étude à l'aide des diagraphies soniques.

##### a) Etude au laboratoire

Appelée aussi Testing Under Extrem Conditions. C'est à dire on prend un échantillon de carotte on l'isole en le mettant dans les même conditions de réservoir en appliquant Différentes pressions au fur et à mesure, jusqu'à la rupture (création de fracture) à ce stade La pression de cassure est alors mesurée. Les techniques le plus souvent utilisées sont les essais de compression simple et les essais triaxiaux (Fig. V.13).

à partir de cette étude on peut déterminer :

- Déterminer les paramètres élastiques dynamiques et statiques de la roche (module de young et coefficient de poisson ...)
- Déterminer la résistance de la roche à la compression (UCS) par les essais de compression sans confinement.
- Comparer ces mesures à celles obtenues à partir des diagraphies soniques

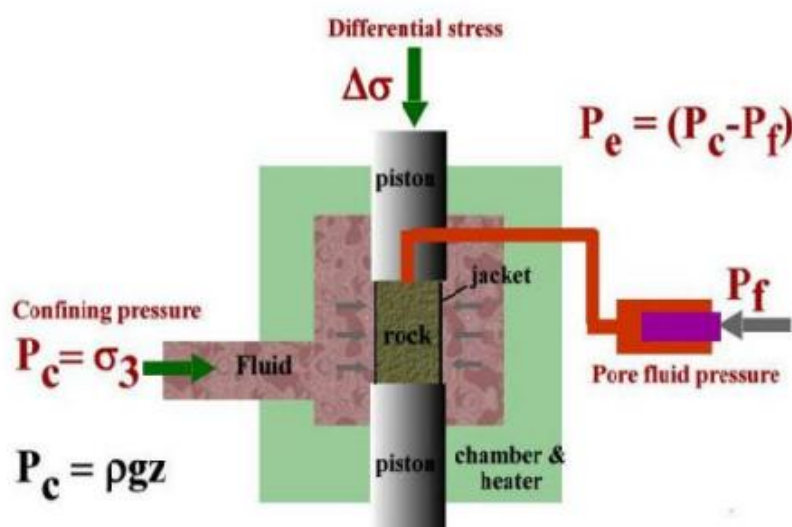


Fig. V.13 : Exemple d'essai d'étude au laboratoire pour déterminer la zone à minimum stress

## b. Outils Soniques

Il nous permet d'obtenir des informations sur l'orientation et comportement des contraintes auxquelles sont soumises les roches. de plus de l'étude des contraintes, il nous permet d'étudier l'anisotropie et les déterminer à partir du log sonic (Shear et Compressional) les différents paramètres mécanique (module de poisson et lamé). Les outils utilisés généralement sont le sonic- scanner ou le dipole sonic imager.

### b.1. Mesures dynamiques (acoustique)

#### ❖ Ondes de compression et de cisaillement (DTC et DTS)

Le seul outil qui répond aux propriétés élastiques de la formation est le sonique. Les deux types d'ondes d'intérêts pour l'estimation des constantes élastiques d'un milieu sont les ondes de compression (ondes P) et les ondes de cisaillement (ondes S). L'outil sonique mesure la vitesse de propagation caractéristique des ondes P et S. La propagation des ondes est un phénomène de petite souche avec une grande vitesse de déformation. Les formations rocheuses apparaissent plus rigides, en réponse à une onde élastique par rapport à un test mécanique des roches au laboratoire, où les déformations beaucoup plus importantes sont appliquées à une vitesse de déformation inférieure. Dans les formations gréseuses les ondes de compression DTC et les ondes de cisaillement DTS dépendent de la matrice, la porosité et la minéralogie des grains, le type de fluide contenu, et le degré de consolidation. Les propriétés élastiques peuvent être calculées à partir des données soniques DTC et DTS en les combinant avec la densité de la formation.

$$E_d = \rho v_p^2 (3v_p^2 - 4v_s^2) / (v_p^2 - v_s^2)$$

$$\nu_d = v_p^2 - 2 v_s^2 / 2(v_p^2 - v_s^2)$$

- $E_d$  : Module de young dynamique
- $\nu_d$  : Coefficient de poisson dynamique
- $\rho$  Bulk density (densité saturée)
- $v_p$  Vitesse de compression (transversale)
- $v_s$  Vitesse de cisaillement (shear : longitudinale)

❖ **Log densité** est un paramètre très important dans le calcul des propriétés élastiques.

Les propriétés élastiques déterminés directement à partir des équations sont appelés dynamique puisque les mesures sont effectuées à des fréquences très élevées (environ 10 kHz), impliquent très petites déformations, et les formations présentent essentiellement une réponse de non-drainé. Au cours de la propagation d'une onde élastique dans ces conditions dynamiques, roches ont une réponse plus rigide que ce qu'ils seraient à la charge statique comme dans un test de laboratoire mécanique

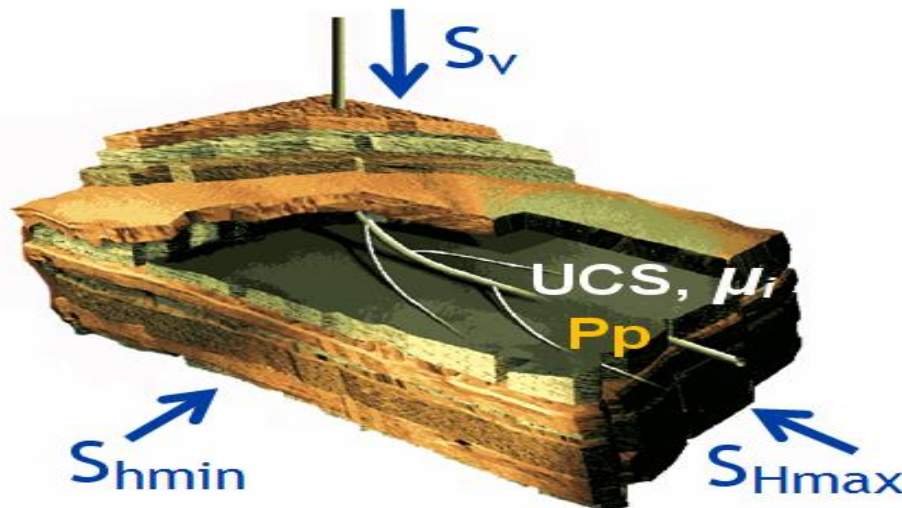
### b.2.Mesures statiques

Les équations établies au-dessus pour le calcul des paramètres élastiques sont valides pour des faibles fréquences de mesures acoustiques au laboratoire ou du logging. Les propriétés élastiques obtenues par ces équations sont surestimées et sont nommées "dynamique" car la roche montre un comportement plus rigide (non drainé).

Les propriétés dynamiques étant non représentatives, leur conversion du régime dynamique au régime statique est essentielle. Pour réaliser cette conversion des dizaines de modèles existent dans la littérature (Militzer et Stoll, 1973 ; Jacy, 1997 ; Chang et al., 2005....).

### I.8. Profile de stress

Les profils de stress sont les informations clés pour comprendre le comportement de forage et d'analyser la stabilité du puits de forage. Il contient la pression de pore donnée soit par le MDT ou le DST, le stress surcharge (contrainte verticale), minimum et maximum contraintes horizontales, et leurs directions (**Fig. V.14**). Le profil de stress va être en suite calibré à l'aide de mesures réelles avec Leak-off Tests (LOT), Micro-frac or Hydraulic frac information.



**Fig. V.14 : orientation des contraintes**

- ✓ S<sub>v</sub>: vertical stress (overburden)
- ✓ S<sub>Hmax</sub>: maximum horizontal stress
- ✓ S<sub>Hmin</sub>: minimum horizontal stress

#### a) Contraintes verticales (overburden pressure)

La pression exercée à tout moment par le poids des sédiments et des fluides sus-jacents. Elle est souvent désignée sous le nom de la contrainte verticale effective totale ( $\sigma_v$ ). Elle est calculée à partir du log densité comme suit :

$$\sigma_v = \text{TVD} * \text{gradient lithostatique}$$

### b) Pression de pore (pore pressure)

C'est une composante importante dans un MEM, et critique pour le calcul des contraintes horizontales ainsi que pour l'analyse de la stabilité de puits de forage. Par définition c'est la pression exercée par les fluides interstitiels au sein d'une formation. On peut l'obtenir à partir de l'outil MDT dans l'absence de ce dernier on peut l'estimer à partir du gradient hydrostatique. Il existe de nombreuses méthodes de calcul de la pression interstitielle en utilisant les données de diagraphies.

### c) Calcul des contraintes horizontales

Dans une zone isotrope et tectonique détendue, les contraintes horizontales minimales et maximales sont les mêmes. Généralement, les contraintes horizontales ne sont pas égales, où les failles majeures et tectonique active existent.

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_x + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_y$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_x + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_y$$

- $\sigma_h$ : stress horizontale minimale
- $\sigma_H$ : stress horizontale maximale,
- $\sigma_v$ : stress verticale
- $\alpha = 1$  (constante élastique Biot) dans les conditions de rupture
- $P_p$  est la pression interstitielle
- $x$  et  $y$  sont des souches de la contrainte horizontale minimale maximale et la direction de la contrainte horizontale respectivement.

La contrainte horizontale minimale à une profondeur peut être estimée directement à partir d'un test appelé leak-off test (**Fig. V.15**) au cours duquel on teste la pression de fracturation des formations exposées c'est-à-dire on détermine le gradient de fracturation de la formation. Pendant l'essai, le puits est fermé et le liquide est pompé dans le puits de forage pour augmenter progressivement la pression. À une certaine pression, le liquide va entrer dans la formation, soit en se déplaçant à travers des chemins perméables dans la roche ou en créant un espace en fracturant la roche celui-ci se traduisant ainsi par une brusque chute de pression en surface. La pression la plus élevée enregistrée immédiatement avant la chute de pression, est la «pression de rupture». Après arrêt de pompage on remarque que les fractures vont commencer à se refermer, à cet instant on prélève cette pression qui sera associée à la contrainte horizontale minimale qui donne la pression de fermeture nécessaire pour maintenir les fractures ouvertes.

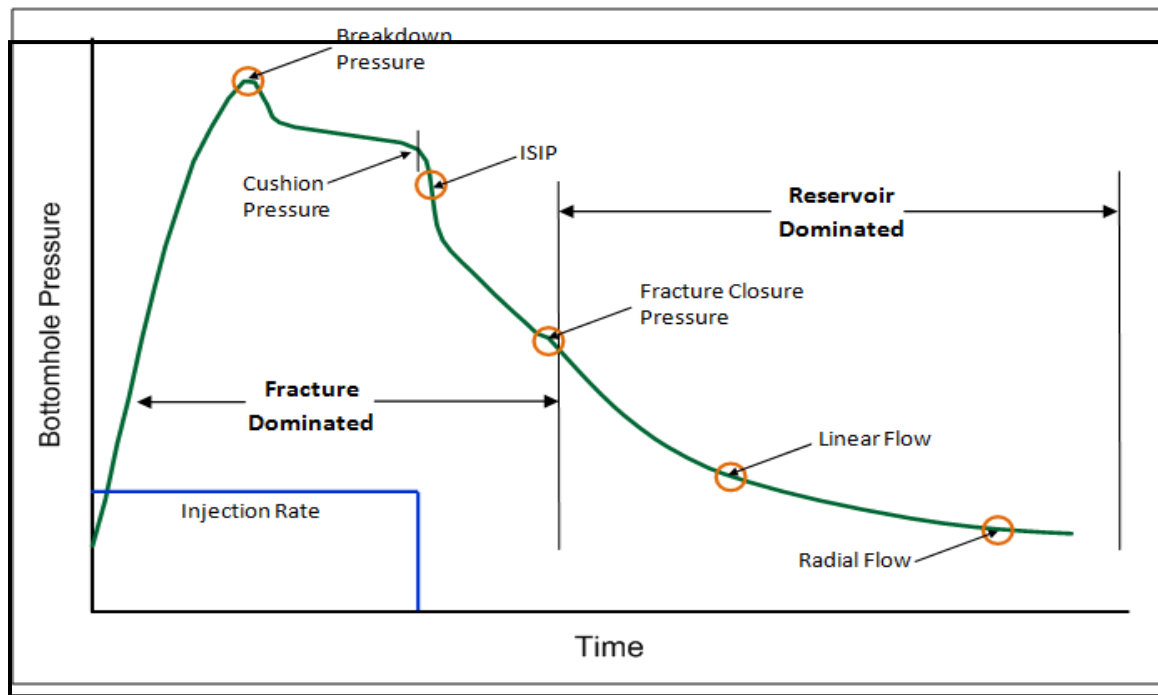


Fig. V.15 : interprétation d'un leakoff test

## II. Profile de stress du Puits « B » réalisé par schlumberger (Application)

Cette section du rapport décrit la façon dont les données de diagraphies disponibles ont été utilisés pour construire ( MEM ) mecanic earth model , qui fournit les intrants essentiels à la conception de la fracturation hydraulique . Un MEM est une représentation numérique de l'état de stress , la pression interstitielle et le propriétés mécaniques de a roche pour une section stratigraphique spécifique. Il contient toutes les informations géomécanique pertinentes pour l'analyse de phénomènes tels que l'instabilité des puits de forage, la fracturation hydraulique.

Les principaux objectifs de cette étude sont d'obtenir une description fiable des propriétés et résistance de la roche , la pression interstitielle et les contraintes in situ pour le puits B afin de construire notre profil de stress qui dans notre cas est obtenu par la société de service schlumberger a l'aide d'une application .Ce profil sera par la suite analysé pour pouvoir identifier la zones a fracturé dans le puits « B ».

## II. 1. Présentation de la région d'étude

Le puits « B » se trouve dans la région Tinrhert (périmètre In Amenas) le bassin d'Illizi (sud est) et le réservoir ciblé pour la stimulation hydraulique est le réservoir de l'Ordovicien du paléozoïque qui sont des grès compacts

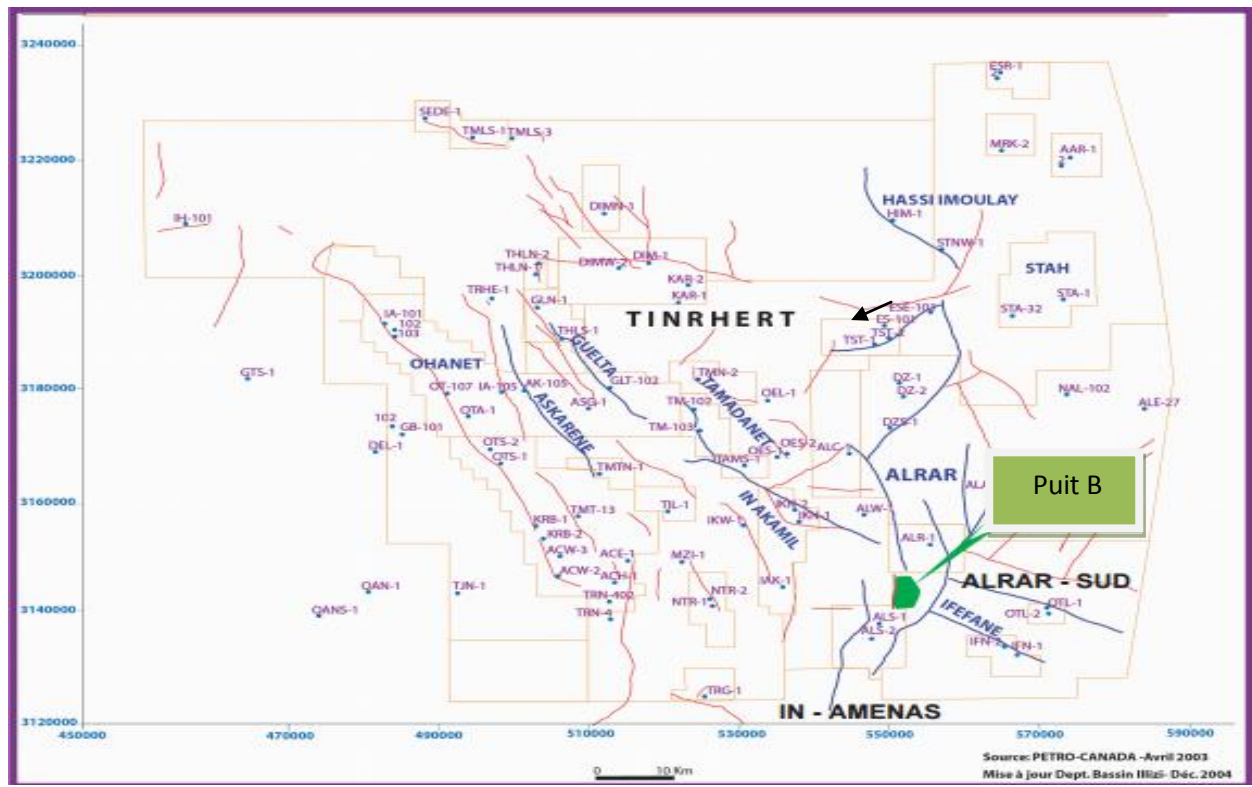


Fig 16 : localisation du puits « B »

## VII. 2. Profile de stress obtenu par Schlumberger

Les profils de contraintes contiennent la pression de pore, le stress Overburden, minimum et maximum contraintes horizontales, et la direction de la contrainte horizontale. La pression de pore est supposée être un gradient constant par les mesures de pression de formation disponibles RCI (Tableau .V.3).

| Profondeur<br>(m) | Pression<br>hydrostatique<br>(après)<br>(psia) | Pression<br>formation<br>(psia) | Mobilité<br>(md/cp) | Observations        | Échantillons                                       |
|-------------------|------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------|---------------------|----------------------------------------------------|
| 1902,2            | 2790,47                                        | N/A                             | N/A                 | Test <u>Aborted</u> | Echantillon<br>à 1908,8 m (huile)<br>(Dévonien F2) |
| 1908,8            | 2801,5                                         | 2717,78                         | 3,874               | Good Test           |                                                    |
| 2127,5            | 3115,25                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test          |                                                    |
| 2127,3            | 3115,57                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test          |                                                    |
| 2127,7            | 3116,68                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test          | -                                                  |
| 2196              | 3213,38                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal             |                                                    |
| 2196,2            | 3214,48                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal             |                                                    |
| 2196              | 3214,59                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal             |                                                    |
| 2195,8            | 3214,42                                        | 3214,49                         | N/A                 | No Seal             | -                                                  |
| 2203,2            | N/A                                            | 2902,91                         | 8,318               | Good Test           |                                                    |
| 2251              | 3297,68                                        | 0                               | N/A                 | Good Test           |                                                    |
| 2271              | 3321,24                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test          |                                                    |
| 2272,2            | 3323,33                                        | N/A                             | N/A                 | Still Building      | Echantillon<br>prélevé<br>à 2251 m<br>(Unité M1)   |
| 2269,5            | 3320,98                                        | 3004,79                         | 7,208               | Good Test           |                                                    |
| 2269,7            | 3319,08                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test          |                                                    |
| 2269,3            | 3318,41                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test          |                                                    |
| 2269,5            | 3320,85                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test          |                                                    |
| 2272,5            | 3324,78                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test          |                                                    |
| 2273,3            | 3324,55                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal             |                                                    |
| 2273              | 3323,86                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal             |                                                    |
| 2196              | 3213,52                                        | N/A                             | N/A                 | No Seal             | -                                                  |
| 2203,2            | 3226,51                                        | N/A                             | N/A                 | Tight Test          |                                                    |

Tableaux .V.3 : Résultats des données RCI

La contrainte verticale est calculée à partir de la densité fonction de la profondeur. Les contraintes horizontales minimales et maximales ont été calculées avec Schlumberger Méthode exclusive basée sur un modèle poro - élastique en tenant compte de l'effet tectonique. Les profils de contraintes obtenues pour le puits « B » (Fig. V. 17)

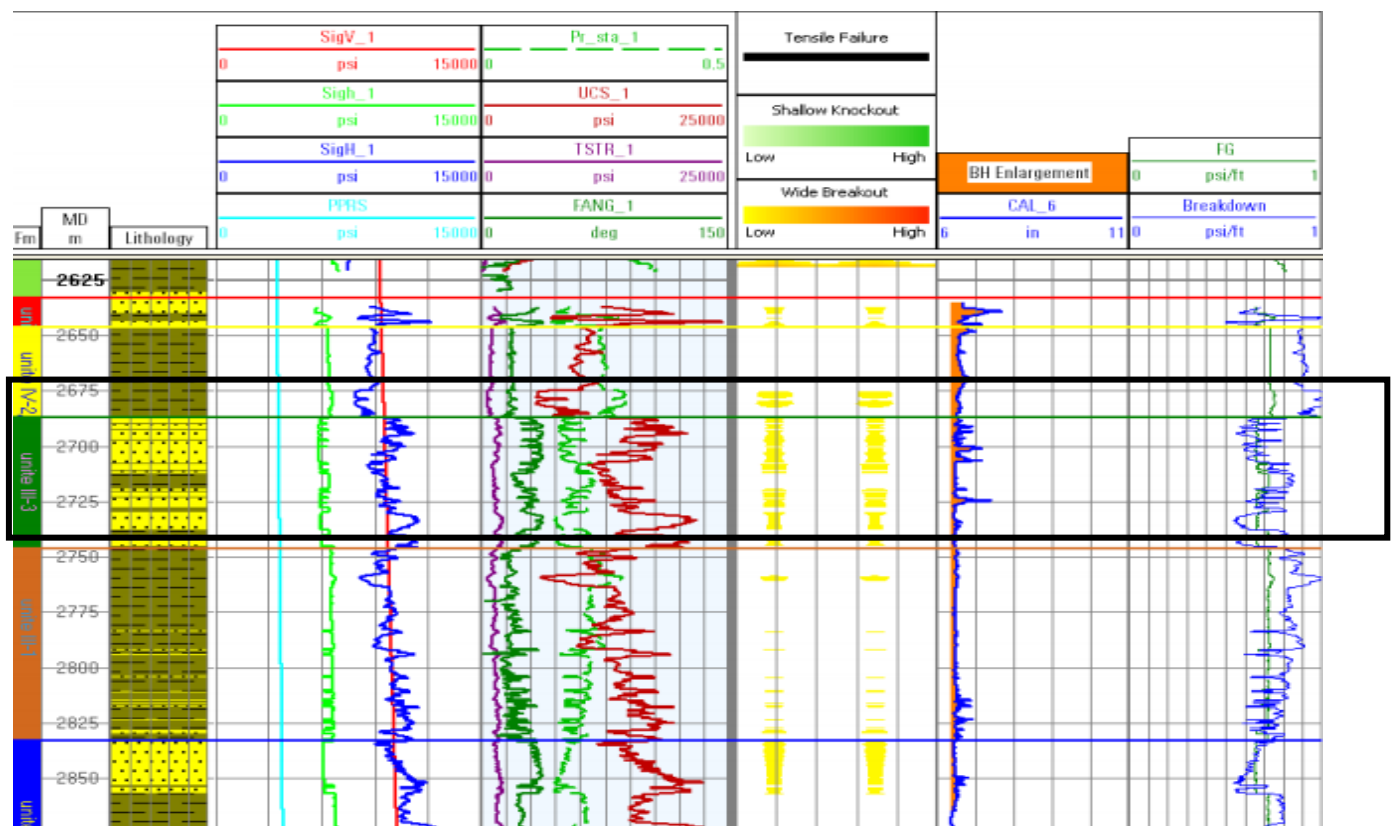


Fig. V. 17: Profile de stress du puits « B »

**Track1:** stratigraphie mécanique

**Track2:** La pression interstitielle et les profils de stress. Lumière ligne bleue: la pression interstitielle, ligne verte: contrainte horizontale minimale, ligne rouge: la contrainte verticale, ligne bleue: contrainte horizontale maximum profil

**Track3:** courbe de Marron: UCS; courbe verte: angle de frottement, courbe mauve: résistance à la traction, Courbe verte en pointillés: coefficient de Poisson

**Track 4:** Simulation de dommages de puits de forage

**Track 5:** breakout et washout détectés par caliper

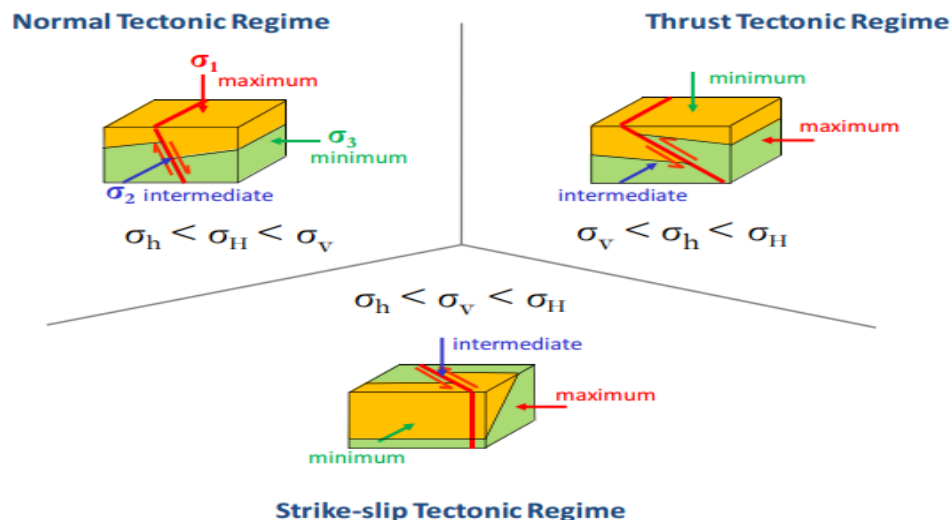
**Track 6:** breackdown gradient (en bleu) et gradient de fracturation (vert)

L'analyse du profil de stress :

- contrainte horizontale minimale est inférieure à la contrainte verticale ( overburden).
- contrainte horizontale maximum est proche ou supérieure à la contrainte verticale.
- La contrainte horizontale minimale est plus ou moins à plat dans l'unité III et les argile ci-dessus.
- La pression de fracture dans l'argile est légèrement supérieure à celle du sable. Donc la barrière Le stress est relativement petite.

### II.3. Régime de stress dans le réservoir Ordovicien du Puits « B »

Ces profils de stress peuvent être attribués à un régime tectonique décrochant c'est-à-dire  $\sigma_h < \sigma_v$



**Fig. V.18 : Régime de stress dans le réservoir Ordovicien unité III**

#### II.4.influence du régime tectonique sur le confinement vertical

Une fracturation hydraulique idéal stimule seulement le réservoir sans propagation vers le haut ou vers le bas des formations adjacentes. Le confinement vertical d'une fracture hydraulique dépend de l'existence de barrières de contrainte à la limite du réservoir. Une fracture grandi et croît une fois la somme de la contrainte horizontale minimale et la traction a la résistance est dépassée par la pression du fluide injecté. La résistance à la traction etant bien inférieure à la valeur minimum des barrières de contrainte horizontales sont donc en rapport avec les variations de la contrainte horizontale minimale.

Dans d'autres régimes tectoniques (de compression et décrochant), il y'a une force latérale responsable de l'augmentation des amplitudes de contraintes horizontales. L'hypothèse d'une contrainte verticale unilatérale n'est plus valable et les effets tectoniques doivent être pris en compte .La conséquence principale peut être l'absence de barrières de contrainte pour empêcher la croissance verticale d'une fracture hydraulique dans les couches adjacentes au réservoir. Le MEM (**Fig. V.19** ) prend en compte ces effets tectoniques et parce qu'il vise à comprendre les causes des échecs de puits de forage à travers une simulation, et en mesure de prédire l'absence de barrières de stress, par exemple ainsi en réduisant les risques de la production de l'eau.

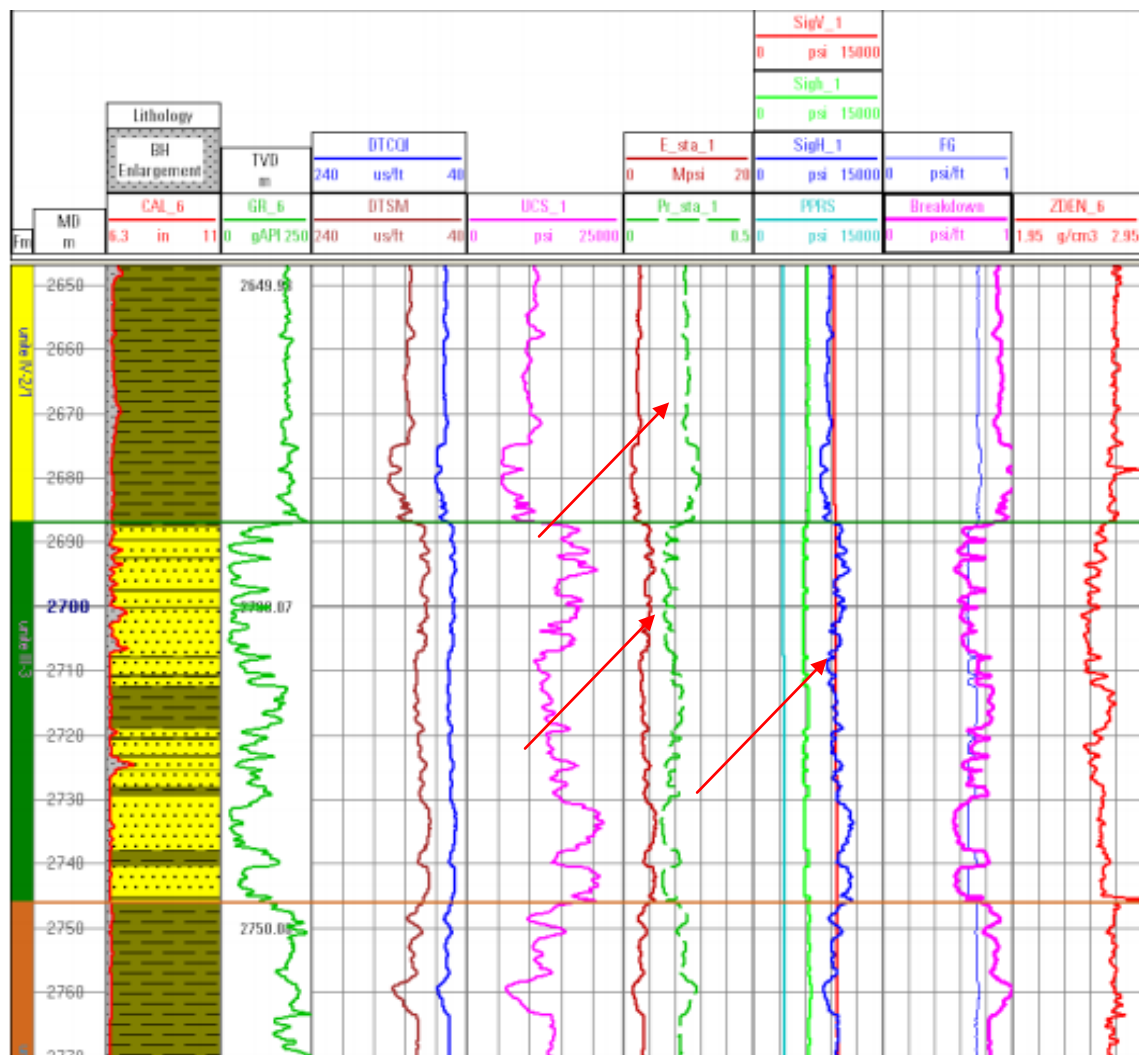


Fig. V.19: resultat du model MEM pour le puits B unité Ordovician unit III-3

**V.5.Discussion :**

- Régime de stress dans l'unité de l'Ordovicien III-3 se trouvant dans l'intervalle 2685m-2745m et les formations inférieures change de régime normal à décrochement, en raison de la concentration de stress plus élevée dans la couche la plus difficile. De ce fait, la rupture de roche est plus susceptible de se produire dans les corps sableux.
- les valeurs du coefficient de poisson statique vont 0.12-0.3
- dans l'unité de l'Ordovicien III, la valeur moyenne Sigh est 5900 psi avec un minimum de 5800psi.
- USC varie entre 5000-20000 Psi (strong rock).
- gradient de fracturation est de 0,66 psi / ft .
- Les valeurs du module de young statique varient entre 2-4MPa.

L'expérience montre que le stress varie fortement avec le module de Young dans les réservoirs du Paléozoïque algérienne. Sables relativement serrés ont tendance à être très stressés tandis schistes ont un faible stress. Plus sables poreux montrent les valeurs et le stress de module de Young variant avec la porosité. La variation des propriétés élastiques est très distincte entre les zones gréseuse et les zones argileuses (dans les argiles le profil de stress est plus au moins stable). Les résultats sont présentés dans le (**Tableau. V.3**) :

|                            |                        |
|----------------------------|------------------------|
| Type de puits              | Gazifere               |
| Nom de la formation        | Ordovicien Unité III-3 |
| Type de roche              | Grés                   |
| Module de Young            | 2 – 4.5 Mpsi           |
| Coefficient de Poisson     | 0.16 – 0.25            |
| Porosité moyenne           | 3%                     |
| Perméabilité moyenne       | 0.445 md               |
| Average Sigh               | 5900psi                |
| Minimum Fracture Gradient  | 0.66 psi/ft            |
| Minimum Breakdown Gradient | 0.54 psi/ft            |

**Tableau. V.4 : résultat final du model MEM dans l'unité III de l'Ordovicien**

## II.6. Direction de la contrainte horizontale

Analyse de la direction de la contrainte est une partie importante de l'analyse géomécanique. Identifier la direction et l'ampleur du stress permet d'améliorer la conception et la trajectoire de telle sorte que l'instabilité puits de forage peut être minimisée. La connaissance de la direction de stress (**Fig. V.20**) permet également d'optimiser la perforation et la conception d'achèvement, et la planification de la production. Plusieurs méthodes d'identification de direction de la contrainte existent tels que l'orientation des breakout (éclatement du puits), orientation de fracture, anisotropie a l'aide du sonic.scanner

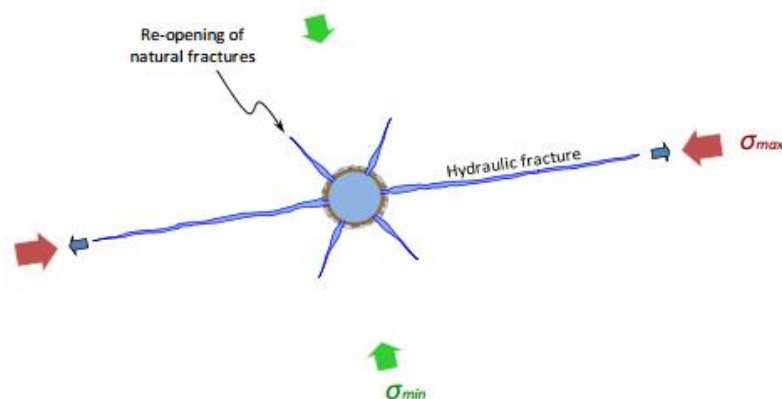


Fig. V.20 : Orientation des axes de rupture

L'orientation des contraintes Horizontale obtenue à partir de l'interprétation des imageries (UBI) de puits à proximité, la direction de la contrainte horizontale minimale est N 60 degrés. (**Fig. V.21**) .En absence de cette dernière on comparera avec la tendance World Stress Map.

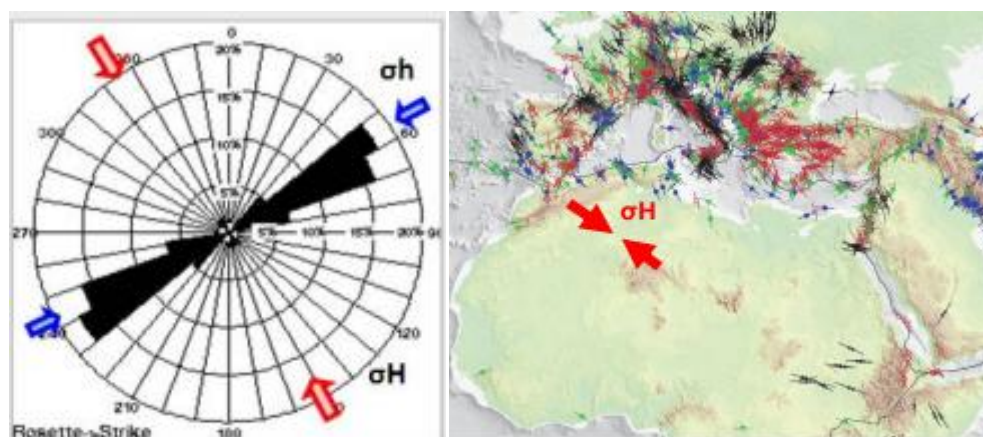
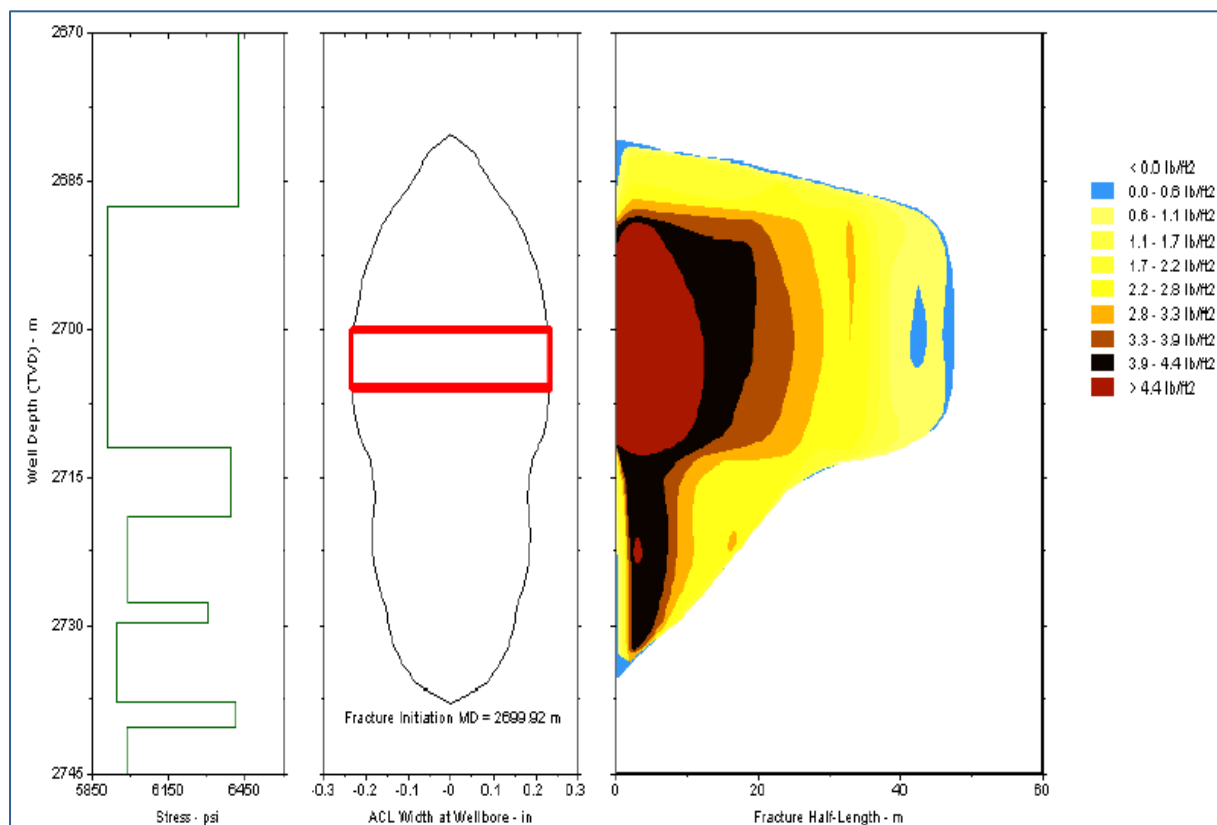


Fig. V.21:Orientation des contraintes Horizontales



Après avoir déterminé la zone à minimum stress, on focalise la fracturation dans cet intervalle à l'aide de perforations (fig.IV.8). Elles sont percées dans la colonne de production afin de créer des points d'entrée permettant au fluide de fracturation et à l'agent de soutènement de pénétrer dans la zone ciblée. Le nombre et l'orientation des perforations sont déterminés à l'avance et sont conçus de façon à leur permettre de croiser tout réseau de fractures existant déjà dans la roche. Afin de ne pas contaminer les autres réservoirs et concentrer le traitement de fracturation on va isoler le réservoir cible en mettant des packers d'étanchéité au top et au bottom de l'intervalle perforé. Ainsi les fluides injectés en surface seront dirigés vers les perforations.



**Fig.VI.1 : Propagation de la fracture selon les profils de stress**

**(Document Schlumberger.2011)**

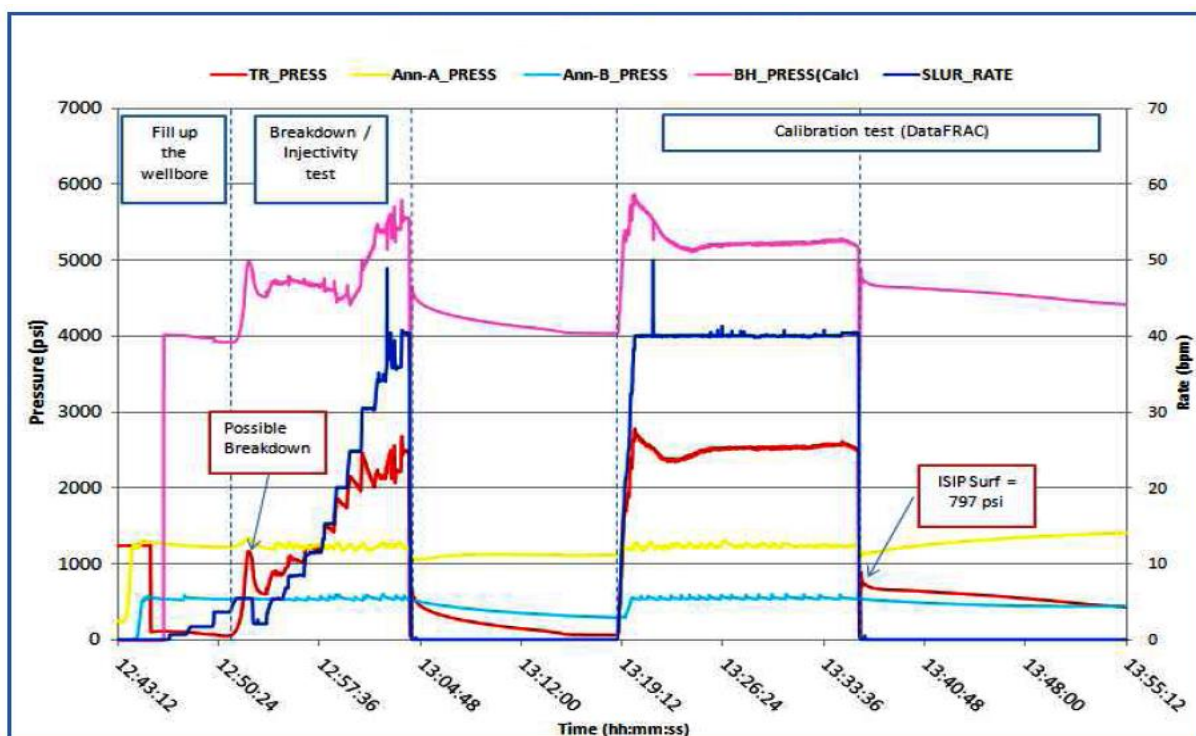
## I. Design Frac

Après avoir étudié toutes les étapes minutieusement une par une et récupérer tous les documents nécessaires dont on aura besoin pour étudier le puits voir son état et réviser point par point les paramètres essentiels pour la réalisation d'un traitement par fracturation hydraulique.

## II. Break down test (test d'injectivité)

C'est la première opération à réaliser. Elle consiste à injecter les fluides de fracturation avec une pression initiale connue, qu'on augmentera au fur et à mesure jusqu'à rupture de la roche. Cette dernière se traduira par une chute de pression sur le moniteur de surveillance. Cette analyse va nous donner une valeur objective de la pression de fermeture, taux d'extension de la fracture et aussi une estimation de la pression de réservoir.

Les résultats de test d'injectivités du « puits A » sont représentés par le graphe ci-dessous. (fig.IV.2).



**Fig.VI.2 : test d'injectivité pression et taux d'injection en fonction du temps du « Puits A » (Document SONATRACH)**

### III. Data Frac (Données de la fracturation)

Les résultats obtenus par le breakdown test va nous renseigner sur :

- La géométrie de la fracture
- L'efficacité du fluide injectée
- Pression de fermeture
- L'identification de tout comportement non- idéale.

Les données de la fracturation des puits A et B sont consignés dans le tableau suivant :

| Puits | Réservoirs | perforation<br>(m) | Pression<br>Traitement<br>(psi) | Pression<br>Fermeture<br>(psi) | Volume<br>(Lbs) |
|-------|------------|--------------------|---------------------------------|--------------------------------|-----------------|
| A     | CAM II     | 2806-2812          | 2500                            | 4513                           | 150000          |
| B     | ORDO III-3 | 2700-2706          | 4500                            | 6890                           | 135000          |

**Tableau VI.1 : Data frac des puits A et B (Document SONATRACH)**

Tous ces paramètres vont nous permettre d'établir un model de frac optimal. Le (Tableau VI.1) montre les données de traitement de la fracturation des puits A et B.

### IV. Frac job

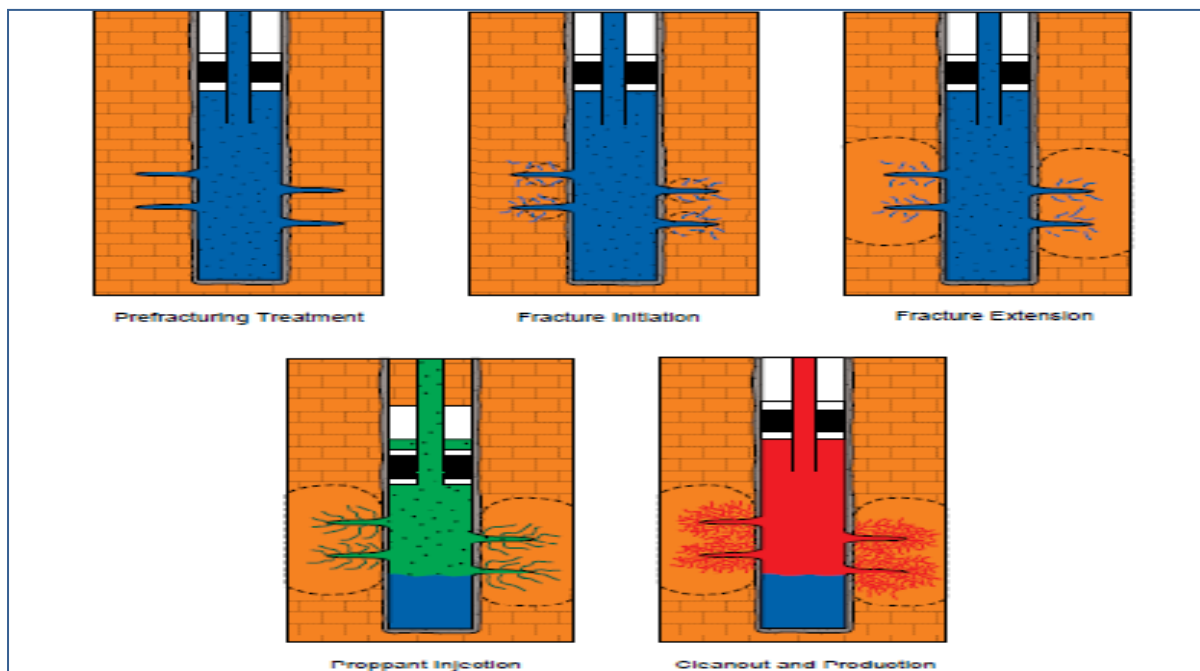
Le processus de frac job se fait en plusieurs étapes (fig.VI.3)

Etape1: Exercer une pression sur la roche-réservoir à l'aide d'un fluide afin d'engendrer la création d'une fracture.

Etape 2: Accroissement de la taille de la fracture ainsi créée par pompage continu de fluides dans une ou plusieurs fractures.

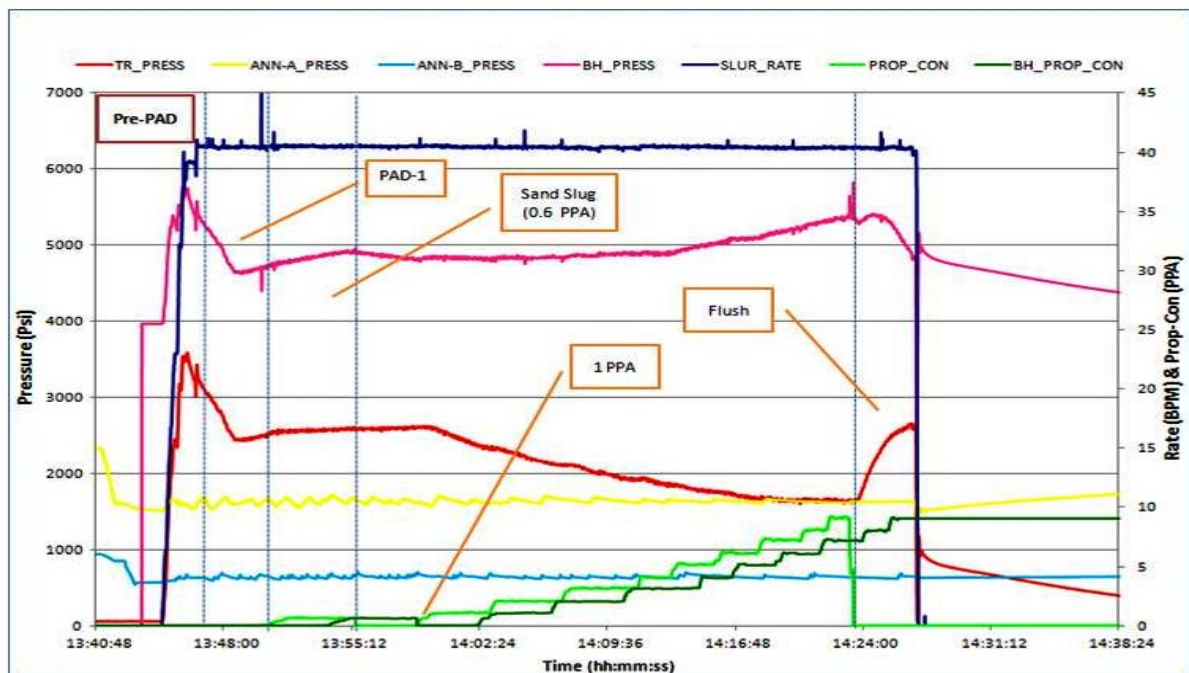
Etape 3: Pompage d'agents de soutènement dans la fracture sous forme de boue mélangée au fluide de fracturation.

Etape 4: Arrêt du pompage et refoulement des fluides de fracturation dans le puits dans le but de permettre leur récupération, tout en laissant l'agent de soutènement en place dans le réservoir.



**Fig.VI.3: Procédé de la fracturation (Schlumberger, 1998)**

Le parcours de la frac job du « puits A » est illustré par le graphe ci-dessous (fig.VI.4).



**Fig.VI.4 : Frac job du réservoir combro-ordovicien du « puits A »  
(Document SONATRACH)**

## V. Surveillance du traitement de fracturation

La surveillance et le contrôle des opérations de traitement par fracturation hydraulique est essentielle. Le taux de pompage et de pression des fluides de fracturation et les agents de soutènement sont sous le contrôle des spécialistes qui sont en place. Les pressions atteintes dans les puits de forage fait l'objet d'une surveillance intense afin de suivre l'évolution du traitement.

On fait appel à une gamme de techniques utilisées en conjugaison avec l'opération de frac en vue d'établir le degré de succès de cette dernière. La plus récente des techniques est « la microséisme » il s'agit en outre d'essais complexes réalisés dans des intervalles isolés du puits au cours de la phase de refoulement des fluides. Au cours du procédé de fracturation, la pression créée par les fluides engendre une **contrainte** au niveau des points de contact. Au fur et à mesure que ces derniers se fracturent, le mouvement qui se manifeste au niveau de ces points crée un mini séisme qui va être enregistré par des minis géophones sensibles au mouvement disposés dans le puits. On pourra ainsi suivre l'évolution de la fracturation.

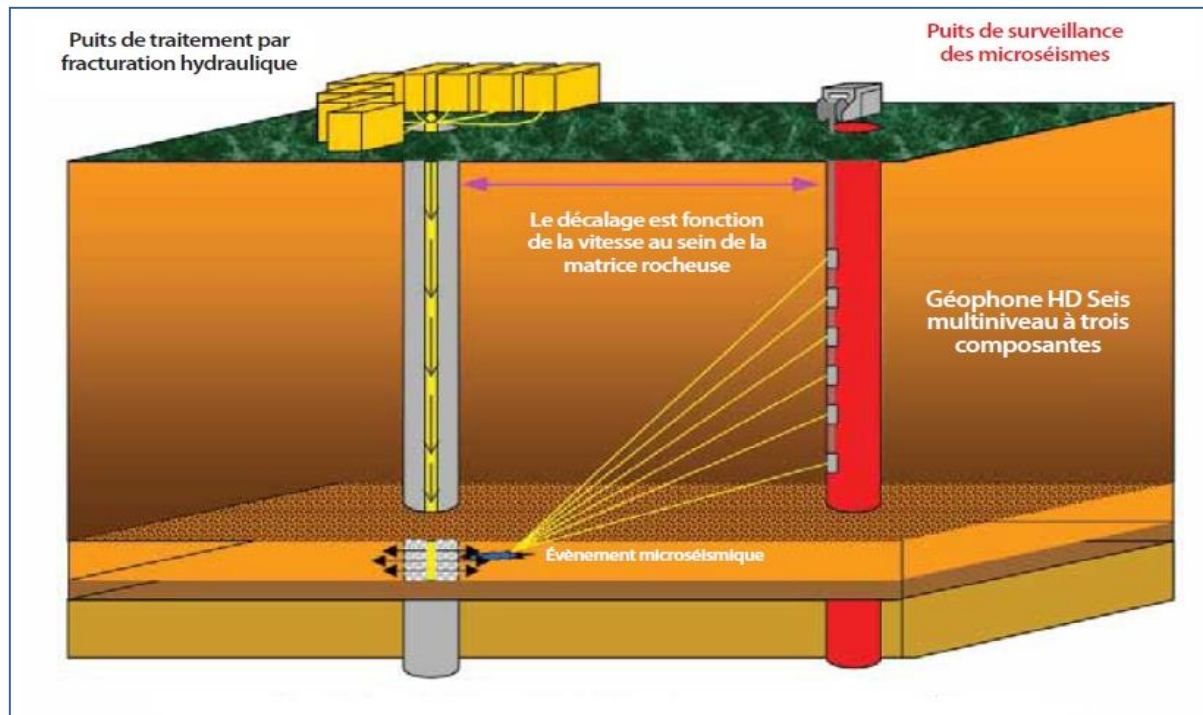


Fig.VI.5 : Technique de surveillance par microséismes ( SCGNC ,2011)

## VI. Situation post stimulation

Les répercussions de la frac job sont présentés dans le (Tableau IV.2).

| Puits | Débit Avant<br>FRAC (M3/j) | Résultats post stimulation |              |              |
|-------|----------------------------|----------------------------|--------------|--------------|
|       |                            | Duse                       | P tête (Psi) | Q gaz (M3/j) |
| A     | 0                          | 32                         | 1500         | 175000       |
| B     | 0                          | 24                         | 750          | 40 000       |

Tableau. VI.2 : Résultats post stimulation des puits « A » et « B »

Nous constatons que la fracturation a généré une augmentation remarquable du débit de gaz journalier qui a atteint jusqu'à 175000 (m3/j) pour « le puits A » et 40000 (m3/j) pour le « puits B ». Alors qu'avant fracturation les deux puits ne débitaient pas. Notons la pression substantielle requise en tête de puits ; de l'ordre de 1500 psi pour les puits A et de 700 psi pour le puits B.

## VII. Conclusion générale

Les réservoirs compacts ont un potentiel très prometteur, mais différent des réservoirs conventionnelles par leur caractéristiques pétrophysiques (porosités et perméabilités) médiocres. . Une évaluation pétrophysique a été réalisée pour les formations du cambro-ordovicien de deux puits du bassin d'Illizi, qui est l'un des plus importants réservoirs pétroliers dans les bassins paléozoïques algériens. Cette évaluation, faite en exploitant les enregistrements de diagraphie conventionnelle, a révélée la médiocrité de la qualité de ces réservoirs, caractérisée par une porosité utile moyenne de 5% et de perméabilité inférieure au 0.1 md. Avec une exploitation classique, ces tight gas ne peuvent pas produire un taux commercial. Généralement, ces réservoirs ne sont économiquement exploitables que par le recours à des procédés de stimulations, notamment la fracturation hydraulique.

Une fracturation hydraulique a été appliquée aux puits A et B. On constate, ainsi, après stimulation une augmentation considérable du débit de production du gaz de 175000 fois pour le puits A et de 40 000 fois pour le puits B. Par conséquent, la fracturation hydraulique est la technologie la plus efficace et la plus adéquate pour ce genre de réservoirs.

Une exploitation optimale, par Sonatrach, de réservoirs dépend de sa capacité à maîtriser les différentes techniques de stimulation et à les appliquer correctement. La réalisation d'une opération de fracturation nécessite, au préalable, des études approfondies de l'historique des puits et des réservoirs à fracturer afin de sélectionner les meilleurs candidats pour la fracturation. En effet, certains réservoirs peuvent être endommagés par cette opération. Notamment, en absence de barrières et la proximité d'un aquifère. Ces études sont primordiales pour comprendre le potentiel d'un réservoir et l'impact de la fracturation hydraulique, et ce avant tout investissement opérationnel.

L'étude géomecanique est au centre de toute opération de fracturation. Une modélisation appropriée des propriétés mécaniques du réservoir (module de young, coefficient de poisson) et le régime de contraintes in situ, est primordial pour l'identification des intervalles à fracturer et le design de l'opération.

Le traitement par fracturation à donner de bons résultats en augmentant d'une manière importante les débits des puits après traitement

De plus la fracturation hydraulique, le perfectionnement du domaine de la géomecanique est indispensable dans d'autre domaine comme

- La conception du design de puits (casing)
- Optimisation d'endommagement du puits à travers l'optimisation du poids idéal de la boue de forage pour les nouveaux puits
- Les calculs de stress dans les études géologiques des réservoirs fracturés naturellement

---

## Bibliographie :

1. TOTAL - Exploration et Production – Tight Gas Reservoirs Gisement a haute valeur technologique, 2007. (Revue)
2. IFPEN : - Les hydrocarbures non conventionnels, Avril 2011.(Revue)
3. D.Chapellier : - DIAGRAPHIES PETROLE - Cours online de géophysique (Université de Lausanne- Institut Français du pétrole).
4. O.SERRA : -Diagraphies Différés base de l'interprétation - Mémoire1 Tome1.
5. Collectif 07: -De la fracturation hydraulique, 16 juin 2011.(catalogue)
6. G.C.NAIK: - Tight Gas Reservoirs –An unconventional natural energy source for the future.(revue)
7. Abdelaziz Khlaifat1, Hani Qutob, Naiem Barakat, Hocine Harhad, El Mahdi Yettou et Amine Mazouzi: -Taking up unconventional challenge is a game changer in oil and gas industry.(seminaire)
8. jean-marc@manicore.com:-Qu'est-ce que le gaz "non conventionnel" ? , Février 2013.
9. SONATRACH & SCHLUMBERGER : ALGERIA WEC 2007.(livre)
10. SCHLUMBERGER : Log interpretation charts, 1989.(catalogue )
11. SCHLUMBERGER : Log interpretation principles/Applications, 1989.(catalogue)
12. Société Canadienne Des Gaz Non Conventionnels(SCGNC) : -Introduction à la fracturation hydraulique.(revue)
13. Michael J. Economides, Tony Martin: -Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, 2007.
14. Dr A K Pandey: -Well stimulation techniques.

## Complétion

Pendant la construction du puits, Au départ, le trou à partir de la surface est creusé jusqu'au delà de la profondeur d'une nappe d'eau souterraine ou d'une nappe phréatique sous la surface. Des sections de tubes d'acier – le tubage – sont mises de bout en bout et insérées dans le trou de forage. Du ciment est ensuite coulé dans le tubage de surface pour le maintenir en place. Le ciment remplit l'espace entre la paroi extérieure du tubage et le diamètre du trou. Après son durcissement, certaines propriétés du ciment sont vérifiées, comme la dureté, l'alignement et l'intégrité de la pression. Le forage ne reprend qu'après que le ciment ait durci et que le tubage de surface ait passé avec succès un test de pression.

Le trou principal est ensuite creusé, à partir du fond du tubage de surface, jusqu'au réservoir. D'autres sections de tubes sont logées dans le trou de forage, à l'intérieur du tubage de surface, jusqu'au fond du trou et elles sont fixées à l'aide de ciment. Une troisième série de tubes est mise en place de la même façon, soit le tubage intermédiaire.

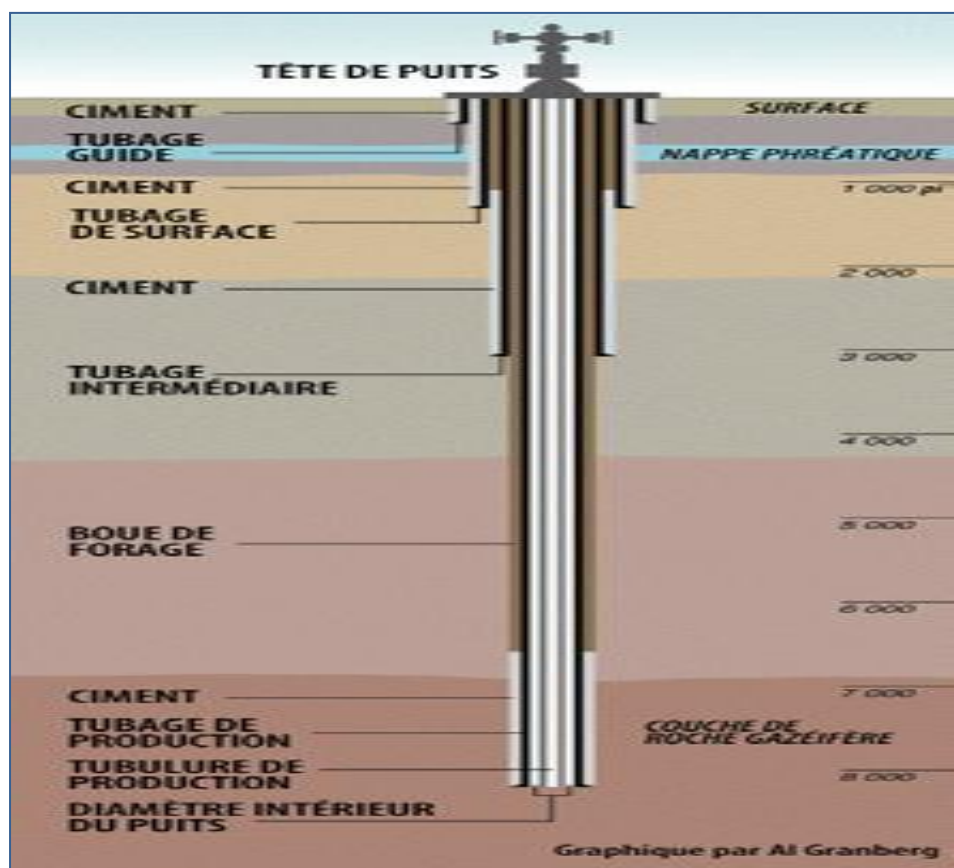


Fig.1 : Complétion du puits (SCGNC, revue)

## Perforation

C'est une opération de production, qui consiste à percer la colonne de production par des explosifs disposés aux abords du puits par une tige, ces explosifs vont traversés le tubing et la formation créant ainsi un lien entre le réservoir et le puits.

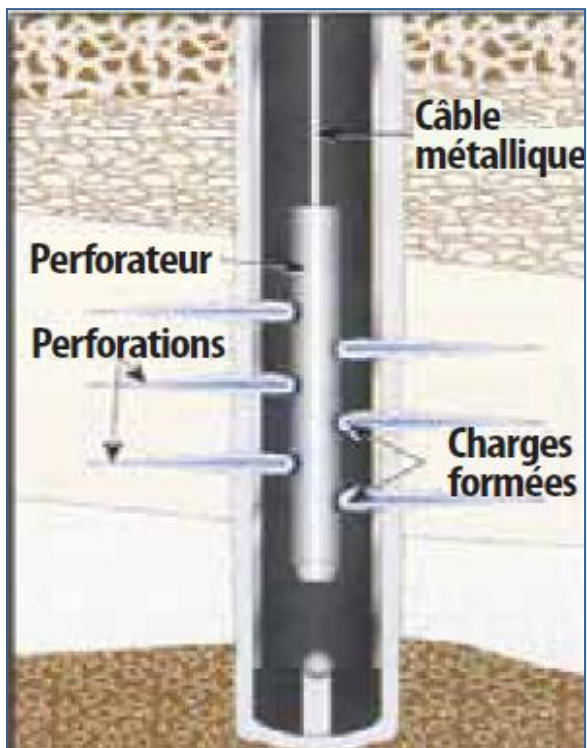


Fig.2 : Perforation (SCGNC, revue)



Fig.3 : Préparation de l'outil de perforation (SCGNC, revue)

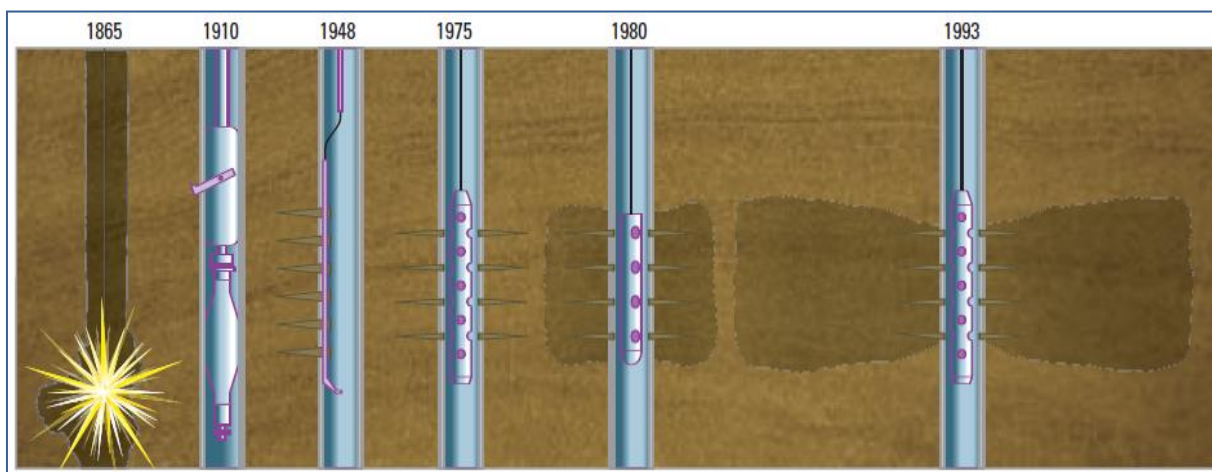


Fig.4 : Développement de la technique de perforation (SCGNC, revue)