

UNIVERSITÉ KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
D ÉPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERSONO



Mémoire de Master Professionnel
Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers
Filière : Géologie
Spécialité : Géologie Pétrolière

THEME

***Etude Péetrophysique et Géomécanique pour la fracturation hydraulique
du réservoir Ordovicien au puits-A du champ d'OHANET-2***

(Bassin d'Illizi, Sud-est du Sahara Algérien)

Préparé par :

-DABBIA Hibet Errahmane.

-MAT Imane.

-GRINI Ramzi.

Soutenu Publiquement le 18-06-2023.

Devant le jury :

Promoteur : Mr. BELKSIER Mouhamed Salah.

Année Universitaire : 2022/2023

Remerciement

Toutes les lettres ne sauraient trouver les mots qu'il faut...

Tous les mots ne sauraient la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance....

Aussi, c'est tout simplement que....

Tous d'abord, nous remercier mon Dieu à tout puissant qui m'a aidé et m'a donné la patience et le courage pour réaliser ce modeste travail. Nous remercier également mes parents, qui m'ont encouragé et motivé à atteindre ce niveau d'étude.

Nous tiens à exprimer mon profonde gratitude à mon encadreur Mr. Mouhammed Salah BELKSIER pour son suivi et son soutien

Nous remercier également sincèrement le Co-encadreur Mr. Saadi BRINIS & Mr. Charaf Eddine GRINI pour son patience, son aide et son soutien qui nous a été précieux afin de mener notre travail à bon port. Sans oublier tous employés d'ENAGEO Boumerdes.

Nous remercier les membres des jurys pour acceptant de juger ce travail.

Nous dois aussi mes remerciements à tous mes enseignants du département Géologie de université du Ouargla, qui m'ont fourni les informations et les aidés nécessaires à la réussite de mes études universitaires.

En fin, Nous tiens à remercier chaleureusement, tous mes amis tous mes proches, et tous ceux qui a contribué de près ou de loin pour accomplir ce Travail dans les meilleures conditions...

Dédicace

A cœur vaillant rien d'impossible

A conscience tranquille tout est accessible

Quand il y a la sollicitude et confiance et motivation

Tout devient facile pour arriver à nos fins....

Je dédie ce modeste travail

*A l'homme de ma vie, l'homme parfait dans la patience et la force, Ce qui grâce à lui je suis là,
mon cher père.*

Au printemps de ma vie, la source de tendresse, Chère maman.

*Mes chers parents, Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma
considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.
Puisse Dieu, le Très Haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie.*

*À l'âme de mes grands-pères et ma grand-mère. Que Dieu, le miséricordieux, vous accueille
dans son éternel parade.*

*Aux personnes que je suis reconnaissant d'avoir dans ma vie, mes chères sœurs Fatima Elbatoul
et Israa Ikhlal, Mes chers frères, Massoud Abd Arrazik et le petit prince Salah Imad Eddine.*

*A ma très chère amie ma sœur de la vie BEN ACHOUR Faten qui m'a assistée dans les moments
difficile, je vous souhaitant des jours très heureuse.*

*À mes oncles, tantes, cousins et cousines. Vous avez de près ou de loin contribué à ma
formation. Affectueuse reconnaissance.*

*A mes amies, mes collègue Membres du Geology Club Ouargla et à toute personne que j'ai
rencontrée dans ma formation académique vous êtes pour moi des frères, sœurs et des amis sur
qui je peux compter. En témoignage des souvenirs de tous les moments que nous avons passés
ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.*

A tous ceux qui me sens chers et que j'ai omis de citer.

HIBET ERRAHMANE

Dédicace

Avec l'aide et la protection d'Allah s'est réalisé ce travail ;

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

*A la lumière de ma vie, la source de tendresse, ma première supportrice et mon amour éternel,
ma mère que j'adore Fouzia.*

*A mon très cher père LAIDI, pour ses encouragements, son soutien, et surtout pour son amour
et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A mes sœurs Linda, Mouna et Wafa, qui n'a pas cessés de m'encourager tout au long de la
réalisation de ce travail.*

A mon seul frère Sofiane.

A mes chères nièces les princesses khawla, Manel, Ranime et le prince Racime Abderrahmane.

*A mon soutien moral et source de joie et de bonheur, mon mari Abderrahmane pour
l'encouragement et l'aide qu'il m'a toujours accordée.*

*A mes collègues Dabbia Hibet Errahmane et Grini Ramzi, qui ont contribué à la réalisation de
ce modeste travail.*

Tous simplement, a tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

IMANE MAT

Dédicace

Je dédie cet humble et Modest travail avec un grand amour sincérité

et fierté :

A ma chère mère NEKAIKI ZOUBIDA et cher père GRINI NADIR et mes

Grands-parents source de tendresse de noblesse

et d'affection puisse cette étape constituer pour vous un notif de satisfaction.

A ma sœur GRINI YASMINE en témoignage de la fraternité avec mes souhaite de

Bonheur de sante et de succès.

ET mes tantes et oncles, cousins et toute les membres de ma famille.

ET mes collègues, trinômes et les membres de nos clubs scientifiques.

A tous mes amis, mes professeurs et mon encadreur.

ET tout qui compulse ce modeste travail.

RAMZI GRINI

SOMMAIRE

INTRODUCTION & OBJECTIFS

INTRODUCTION & OBJECTIFS	1
PROBLEMATIQUE	2
Methodologie (work flow).....	3

Chapitre I

I.1. LES DIGRAPHIES ET LES PRINCIPES DE MESURE ET APPLICATION	4
I.1.1. Introduction	4
I.1.2. But des diagraphies	5
I.1.3. Type de diagraphies	5
I.1.3.1. Diagraphies différées.....	5
I.1.3.2. Diagraphies auxiliaires	10
I.2. Théorie Péetrophysique.....	12
I.2.1. Les paramètres péetrophysiques	12
I.2.1.1. La porosité.....	12
I.2.1.2. La Saturation	13
I.2.2. Interprétation qualitative	14
I.2.2.1. Détermination des zones réservoirs.....	14
I.2.3. Interprétation quantitative	14
I.2.3.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation « R_w »	14
I.2.3.2. Détermination du volume d'argile	14
I.2.3.3. Détermination de la porosité	15
I.3. Théorie Géomécanique	16
I.3.1. Propriétés mécaniques des roches	16
I.3.1.1. Module de Young [E].....	16
I.3.1.2 Coefficient de Poisson [ν]	17
I.3.1.3 Le module de rigidité [G].....	18
I.3.1.4 Module d'incompressibilité de la roche [K]	18
I.3.1.5. Résistance à la compression simple [UCS].....	19
I.3.2. Détermination des propriétés mécaniques des roches.....	20
I.3.3. Notion de contraintes	20

I.3.3.1. Le comportement élastique	20
I.3.3.2. Propriétés poro – élastiques.....	21
I.3.4. Objectif d'une fracturation hydraulique	22
I.3.4.1. Principe de la fracturation hydraulique	22
I.3.4.2. Applications de la fracturation hydraulique	22
I.3.4.3. Etude de la candidature à la fracturation	23
I.3.4.4. Déroulement de la fracturation hydraulique.....	25

CHAPITRE II GEOLOGIE DE LA REGION

II.1. Introduction.....	26
II.2. Situation du Bassin	26
II.3. Système pétrolier	28
II.3.1. Play Cambro-Ordovicien	28
II.3.2. Play Siluro-Dévonien (F6-F5-F4).....	29
II.3.3. Play Dévonien Supérieur (F3-F2).....	30
II.3.4. Play Carbonifère	30
II.3.5. Play Trias Argilo-Gréseux Supérieur.....	31
II.3.6. Pièges	31
II.4. Historique du Bassin (Résultats et perspectives).....	32
II.4.1. Résultats et Perspectives	32
II.5. Lithostratigraphie du Bassin	33

Chapitre III APPLICATION PETROPHYSIQUE

III.1. Introduction	35
III.2. Analyse Péetrophysique	35
iii.2.1. Le Modele Petrophysique.....	35
III.2.2. Description Reservoir	35
III.2.3. Preparation des Donnees et Qualite des logs.....	36
III.2.4. Parametres d'Interpretation.....	37
III.2.4.1. Parametres d'Archie	37
III.2.4.2. Resistivite de l'eau de Formation	37
ii.2.5. Volume d'Argile (Discrimination lithologique).....	38
III.2.6. Porosite Totale.....	39
III.2.7. Saturation en eau (Discrimination des Fluides).....	39

III.2.8. Qualite Reservoir (Porosité effective)	40
iii.2.9. Recapitulatif des Resultats	40

Chapitre IV APPLICATION GEOMECHANIQUE

IV.1. Introduction	42
IV.2. Modele Géomecanique 1-D Calibré.....	42
iv.2.1. Workflow de étude 1-D Calibre	42
IV.2.2. Preparation des donnees	43
IV.2.3. Proprietes mecaniques des roches (calibration au niveau dupuits-b).....	43
IV.2.3.1. Parametres acoustiques dynamiques et statiques	43
IV.2.3.2. Resistance mecanique des Formations	47
IV.2.4. La pression de pore (calibrée au niveau du puits-b).....	50
iv.2.5. Les Contraintes principales in-situ :	51
iv.2.5.1. La contrainte verticale (lithostatique).....	51
IV.2.5.2. Les Contraintes horizontales	51
IV.2.6. Analyse du gradient de fracturation hydrolique	55
iv.2.6.1. Selection des intervalles a racturer hydrolique.....	56
iv.2.7. Recapitulatif des résultats	57
CONCLUSION	59
BIBLIOGRAPHIE.....	62

Liste des figures

Figure 1. <i>Champ d'étude : emplacement du puits-A (ellipse rouge)</i>	1
Figure-I.2. <i>Principe de mesure de la sonde de densité</i>	8
Figure-I.3. <i>Principe de mesure de diagraphie neutron</i>	9
Figure-I.4. <i>Schéma du Sonic Compensé BHC</i>	10
Figure-I.5. <i>Courbe contrainte –déformation</i>	16
Figure-I.6. <i>La déformation angulaire</i>	17
Figure-I.7. <i>La déformation angulaire</i>	18
Figure-I.8. <i>Courbe contrainte-déformations axiale, transversale et volumique</i>	19
Figure-I.9. <i>Type de comportement d'un matériau au-delà des hypothèses de linéarité</i>	21
Figure-I.10. <i>Pression interstitielle exercée par la phase eau sur le squelette solide de galets</i>	21
Figure-I.11. <i>Les deux phases distinctes</i>	22
Figure-II.12. <i>Contexte régional du bassin d'Illizi.</i>	26
Figure-II.13. <i>Coupe lithostratigraphique et b) Ecorché de la surface pré-mésozoïque</i>	27
Figure-II.14. <i>Coupe géologique sud/nord du bassin d'Illizi.</i>	27
Figure-II.15. <i>Dépôts glaciaires de comblement de l'Ordovicien supérieur.</i>	28
Figure-II.16. <i>Modèle hydrodynamique au nord-ouest bassin d'Illizi)</i>	32
Figure-II.17. <i>Intrusions doléritiques dans la région de Stah</i>	32
Figure-II.18. <i>Coupe géologique NO-SE passant par le flanc ouest de l'arche de Tihemboka</i>	33
Figure-II.19. <i>Section stratigraphique et interprétation de la succession des séquences du paléozoïque inférieure dans le bassin d'Illizi et environs.</i>	34
Figure-III.20. <i>Le modèle pétrophysique linéaire des fractions cumulées</i>	35
Figure-III.21. <i>Données d'entrée : logs de la section open-hole 6 inch du puits-A enregistrés sur l'intervalle 3315-3562 m.</i>	37
Figure-III.22. <i>Résultat de l'interprétation pétrophysique des séries du Paléozoïque inférieur du puits-A</i>	41
Figure-IV. 23. <i>Comparaison entre les mesures dynamiques effectuées sur carottes et les mesures dynamiques calculé à partir des enregistrements diagraphiques dans l'unité réservoir (IV-3) du puits-B voisin. En remarque des divergences entre les deux mesure notamment pour le module de Young, ceci peut être relié aux conditions d'enregistrement qui diffèrent entre les mesures laboratoire et les mesure sur le champ.</i>	45

Figure-IV.24. <i>Conversion Dynamique/Statique du module de Young dans l'unité reservoir- IV-3 au niveau du puits voisin (puits-B): le cross-plot sur la figure indique la loi de conversion, la courbe verte représente le shift statique appliqué sur le module de Young dynamique. Cette même loi de conversion se corrèle parfaitement avec le model de Moral.....</i>	46
Figure-IV.25. <i>Conversion Dynamique/Statique pour le coefficient de poisson dans l'unité reservoir-IV-3 au niveau du puits voisin(puits-B): on remarque que les mesures dynamiques (courbes noires) sont quasiment identiques aux mesures statiques (points verts). On conclut, donc, que le coefficient de poisson statique est égal à sa valeur dynamique.....</i>	47
Figure-IV.26. <i>Prédiction de la résistance à la compression uni-axiale à partir des mesures sur carotte (scratch test, teste de compression simple) et du volume d'argile (Gamma-ray log) : a) loi de corrélation pour les grès, b) loi de corrélation pour les argiles.</i>	48
Figure-IV.27. <i>Prédiction des résistances mécaniques de la roche au niveau du puits-B voisin (Unité-Ordo-IV-3) : en track-5 la résistance à compression uni-axiale (couleur marron) et la résistance à la traction (bleu claire) ; en track-6 l'angle de friction interne et en dernier track, la cohésion.</i>	49
Figure-IV.28. <i>Prédiction des résistances mécaniques de la roche au niveau du puits cible (puits-B-Unité-Ordo-IV-3) : en track-6 l'angle de friction interne, en track-7 la résistance à compression uni-axiale (courbe noire) et la résistance à la traction (bleu claire) ; et en dernier track, la cohésio.</i>	50
Figure-IV.29. <i>Limite de variation des contraintes horizontales d'après la théorie des failles en équilibre frictionnel : sur le polygone des contraintes la valeur extrême de la contrainte horizontale maximale est associé au régime le plus compressif (régime inverse / trait vert discontinu), en revanche la plus petite valeur de la contrainte horizontale minimale est associée au régime extensif (régime normale/ trait rouge discontinu). Les valeurs des trois contraintes principales sont situées dans cette intervalle et varie selon le régime tectonique associé.</i>	53
Figure-IV.30. <i>Calibration de la contrainte horizontale minimale calculée à partir du modèle de coefficient de poisson. Sur le track-6 : la courbe rouge (Shmin calibrée) est le résultat du shift appliqué sur la courbe noire (Shmin brute) pour épouser en profondeur le gradient de fracturation issu du test mini-frac.....</i>	54
Figure-IV.31. <i>Modélisation des contraintes principales et de la pression de pore dans les séries du paléozoïque inférieur du puits-A: Les contraintes calculées tombent dans les intervalles théoriques de variation (zone grise sur le track-6). Les trois contraintes principales et la pression de pore calibrée sont affichées sur le dernier track.</i>	55

Figure-IV.32. *Intervalles sélectionnés pour une fracturation hydraulique dans l'unité Ordovicien_IV-3 du puits-A : Deux intervalles sectionnés en profondeurs. Le gradient de fracturation moyen est de 0.52 psi/ft. Le caractère lisse du gradient de fracturation peut causer le problème d'absence des barrières de contraintes; cependant comme il n'y a pas de niveau aquifère proche et comme les intervalles sélectionnés sont centrés sur l'unité réservoir IV-3 le risque de propagation de la fracture vers des formations voisines aquifères est amoindri.57*

Liste des tableaux

Tableau-I.1. Valeurs du module de Young pour certaines roches	17
Tableau-I.2. Variation de coefficient de poisson selon différents types des roches	18
Tableau-I.3. Classification de la résistance d'une roche en fonction de la valeur de la résistance en compression simple.....	19
Tableau-II.4. Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Cambro-Ordovicien	29
Tableau-II.5. Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Siluro-Dévonien (F6-F5-F4)	29
Tableau-II.6. Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Dévonien supérieur (F3-F2)	30
Tableau-II.7. Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Carbonifère	30
Tableau-II.8. Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trias argilo-gréseux supérieur	31
Tableau-II.9. Stratigraphie et continuité latérale des formations de l'Ordovicien du puits-A et des puits voisins	33
Tableau-III.10. Paramètres d'interprétation pour les unités de l'Ordovicien	38
Tableau-II.11. Classification de la qualité réservoir	40
Tableau-III.12. Cut-off pour établir le net réservoir	40
Tableau-III.13. Interprétation finale des séries du paléozoïque inférieur du puits-A	41
Tableau-IV.14. Les intervalles les plus prometteurs pour une stimulation par fracturation hydraulique dans la section Paléozoïque inférieur du puits-A.....	58

NOMENCLATURE

\vec{T}_n	Vecteur normal sur une facette.
σ_{ij}	Contrainte sur une facette de normale i et parallèle à j (MPa).
T	Tenseur de contraintes
$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$	Contraintes principales (MPa)
σ	Contrainte normale (MPa)
τ	Contrainte tangentielle (MPa)
γ	Déformation angulaire
A	Section transversal
ε_{ij}	Déformation sur une facette de normale i et parallèle à j
E	Module de Young ou module d'élasticité (GPa)
ν	Coefficient de poisson
I	Matrice d'identité
G	Module de cisaillement (MPa)
λ et μ	Coefficients de Lamé
σ'_{ij}	Contraintes effectives.
K	Module d'incompressibilité (MPa)
Cb	Module de compressibilité (MPa ⁻¹)
α	Coefficient de Biot
UCS	Résistance à la compression simple (MPa)
Rt	Résistance à la traction (MPa)
ρ_b	Densité de la roche
ΔT_p	Lenteur de l'onde de compression ($\mu s/ft$)
ΔT_s	Lenteur de l'onde de cisaillement ($\mu s/ft$)
C	cohésion (MPa)
φ	Angle de frottement interne (degrés)
R	Matrice de rotation du repère
$T_{r\theta z}$	Tenseur de contraintes dans le repère cylindrique
σ_{rr}	Contrainte radiale (MPa)
$\sigma_{\theta\theta}$	Contrainte tangentielle (MPa)
σ_{zz}	Contrainte axiale (MPa)
r0	Rayon du puits (m)
β	Rayon du puits (m)
db	Densité de la boue
δ_{ij}	Coefficient de Kronecker
p_p	Pression des pores (MPa)
σ_v	Contrainte verticale (MPa)
σ_H	Contrainte horizontale majeure (MPa)
σ_h	Contrainte horizontale mineure (MPa)

CODE	Description	Unité
BS	Bit Size (Diamètre de la tête de forage)	Pouce
CAL-1-2-3-4-5-6 CALI	Diamètre du trou de forage	Pouce
RT-10-20-30-60-90	Résistivité Array	Ohm-m
SWA	Saturation à partir du modèle d'Archie	Fraction
SWA25	Saturation à partir du modèle d'Archie avec m=2.5	Fraction
SWMS	Saturation à partir du modèle de Simandoux modifié	Fraction
SWMS25	Saturation à partir du modèle de Simandoux modifié avec m=2.5	Fraction
DF	Degré de fissuration	Fraction
NET_PAY	Net pay Flag	Sans unité
FWV	Volume d'eau libre	Fraction
PHIT	Porosité totale	Fraction
PHIE	Porosité effective	Fraction
VCL	Volume du clay	Fraction
VSH	Volume d'argile	Fraction
PR_DYN	Coefficient de Poisson dynamique	Sans unité
PR_STA	Coefficient de Poisson statique	Sans unite
ALPHA	Coefficient de Boit constant=1	Sans unité
ALPH_KRIEF	Coefficient de Boit à partir la porosité Krief	Sans unite
UCS_GR	Résistance à la compression uni-axiale à partir du Gamma ray	Méga Pascal (MPa)
FANG	Angle de friction interne	Degré (°)
DT/DTCO	Lenteur de compression et de cisaillement	Microsecondes par foo (µs/ft) t
RHOB	Densité Globale	(gr/cm ³)
TENSILE	Résistance à la traction	(MPa)
SV_EXT	Contrainte verticale	(psi)

SHMAX	Contrainte Horizontale majeure	(psi)
SHMIN	Contrainte Horizontale mineure	(psi)
SHMIN_LB	Limite inférieure sur la contrainte minimale à partir de Mohr-Coulomb	(psi)
SHMAX_UB	Limite supérieure sur la contrainte maximale à partir de Mohr-Coulomb	(psi)
PPORE	Pression de pore hydrostatique	(psi)
NPHI	Porosité Neutron	Fraction
K_DYN	Module d'incompressibilité dynamique	(Mpsi)
K_STA	Module d'incompressibilité statique	(Mpsi)
G_DYN	Module de cisaillement dynamique	(Mpsi)
G_STA	Module de cisaillement statique	(Mpsi)
COH	Cohésion	(psi)

Résumé,

Rentrant dans le cadre du projet de fin d'étude master 2, cette réalisation met en exergue les résultats d'études Pétrophysique et Géomecanique menées sur les données de la section 6'' du sondage-A au niveau du réservoir Ordovicien du champ d'OHANET-2 du bassin d'Illizi.

La démarche globale pour mener cette étude consiste à calculer les propriétés pétrophysiques de ce réservoir à partir des données de diagraphies. Un intérêt particulier a été attribué à ce réservoir en raison de sa nature compacte pour procéder à la stimulation ce dernier par l'opération de la fracturation hydraulique.

A cet effet, un modèle pétrophysique et géomécanique unidimensionnel dans la formation de l'Ordovicien a été construits et ensuite il a été procédé au calcul du gradient de fracturation pour estimer la pression du breakdown nécessaire pour le choix des paramètres rhéologiques de la boue de forage afin d'assurer la stabilité des parois du puits. Et pour ce faire il a été jugé nécessaire d'intégrer outre les données de diagraphies mais aussi les données de carottes et des données in situ du sondage à des fins de calibration des paramètres ainsi calculés.

Les résultats importants de cette étude sur les quatre unités de l'ordovicien sont synthétisés comme suits :

L'unité IV-3 (3315-3383m) est compacte. Elle présente avec une porosité effective de (4%) ce qui lui confère le caractère tight avec des saturations en hydrocarbure avoisinant les 60%. Cette unité se distingue par un faible régime de contrainte et par un faible gradient de fracturation. L'unité IV-2/1 (3383-3423m) est à dominance argileuse. Cette unité présente des propriétés pétrophysiques médiocres et se distingue par un régime de contrainte et un gradient de fracturation relativement élevés.

L'unité III-3 (3423-3509m) présente un caractère argileux-gréseux avec des porosités moyennes de (4-5%). Cette unité est à dominance aquifère. L'initiation et le confinement de la fracture est problématique dans cet intervalle vu le régime de contrainte trop élevé par rapport à celui des unités d'un réservoir.

L'unité Ordovicien III-1 (3509-3562m) est à dominance argileuse avec des porosités effectives très négligeables. On observe un très fort niveau de contraintes et un faible potentiel en hydrocarbure.

Summary,

Within the framework of the project of end of study master 2, this realization highlights the results of petrophysical and geomechanical studies carried out on the data of the section 6" of the borehole A at the level of the Ordovician reservoir of the field of OHANET-2 of the basin of Illizi.

The overall approach to this study is to calculate the petrophysical properties of this reservoir from the log data. A particular interest was attributed to this reservoir because of its compact nature to proceed to the stimulation of the latter by the operation of hydraulic fracturing.

For this purpose, a one-dimensional petrophysical and geomechanical model in the Ordovician formation was built and then it was proceeded to the calculation of the fracturing gradient to estimate the breakdown pressure necessary for the choice of rheological parameters of the drilling mud to ensure the stability of the well walls. In order to do so, it was deemed necessary to integrate not only log data but also core data and in situ borehole data for the purpose of calibrating the parameters thus calculated.

The important results of this study on the four Ordovician units are summarized as follows:

Unit IV-3 (3315-3383m) is compact. It presents with an effective porosity of (4%) which gives it the tight character with hydrocarbon saturations around 60%. This unit is characterized by a low stress regime and a low fracture gradient. Unit IV-2/1 (3383-3423m) is clay dominated. This unit has poor petrophysical properties and is characterized by a relatively high stress regime and fracture gradient.

Unit III-3 (3423-3509m) has a clay-sandstone character with average porosities of (4-5%). This unit is aquifer-dominated. Fracture initiation and containment is problematic in this interval due to the overly high stress regime compared to reservoir units.

The Ordovician III-1 unit (3509-3562m) is clay dominated with very negligible effective porosities. There is a very high level of stress and a low hydrocarbon potential.

ملخص،

كجزء من مشروع التخرج ماستر 2، يسلط هذا البحث العلمي الضوء على نتائج الدراسات البتروفيزيائية والجيوميكانيكية التي أجريت على البيانات المأخوذة من القسم 6" من البئر البتروولي-أ على مستوى خزان اوغدوفيسيا في مجال او هانت-2 من حوض إليزي. لتنفيذ هذه الدراسة عامة نقوم بحساب الخصائص البتروفيزيائية لهذا الخزان من بيانات السجل. وقد أُعطي اهتمام خاص لهذا الخزان بسبب طبيعته المدمجة للشروع في تحفيز الأخير من خلال تشغيل التكسير الهيدروليكي. تحقيقاً لهذه الغاية، تم بناء نموذج أحادي البعد للجيوميكانيك والجيوفيزياء في تكوين اوغدوفيسيا ثم تم حساب تدرج التكسير لتقدير ضغط الانهيار الضروري لاختيار الخصائص الأساسية لطين الحفر، واستقرار جدران البئر. وللقيام بذلك، كان من الضروري الدمج، بين بيانات التسجيل، والبيانات الأساسية والبيانات المأخوذة من موقع الحفر لغرض معايرة القيم المحسوبة على هذا النحو.

تتلخص النتائج المهمة لهذه الدراسة على وحدات اوغدوفيسيا الأربعة على النحو التالي: الوحدة 3-4 (3383-3315 م) مضغوطة. المسامية الفعالة بنسبة (4%) ما يبين أن الصخور مضغوطة بإحكام، وكذلك يتضح أن نسبة التشبع بالمحروقات حوالي 60%. تتميز هذه الوحدة بنظام ضغط منخفض وتدرج تكسير منخفض.

الوحدة 1/2-4 (3423-3383 م) هي في الغالب من الطين. تتميز هذه الوحدة بخصائص بتروفيزيائية رديئة وتتميز بنظام إجهاد مرتفع نسبياً وتدرج كسر. الوحدة 3-3 (3509-3423 م) تتميز (4-5%) بطابع من الحجر الرملي الطيني بمتوسط مسامية. هذه الوحدة هي في الغالب طبقة من المياه الجوفية. يعد بدء الكسر واحتوائه مشكلة في هذه الفترة الزمنية لأن نظام الضغط مرتفع جداً مقارنةً بوحدات الخزان.

إن وحدة اوغدوفيسيا 1-3 (3562-3509 م) هي في الغالب من الطين ذات مسامية مهملة جداً تكاد تنعدم. لوحظ مستوى عالٍ جداً من الإجهاد والتشبع بالمحروقات منخفض جداً.



INTRODUCTION & OBJECTIFES

INTRODUCTION & OBJECTIFES

INTRODUCTION & OBJECTIFES

Le sondage-A au niveau du réservoir Ordovicien été foré dans le but d’apprécier la nature et le potentiel en hydrocarbure dans les formations du paléozoïque inférieur (Cambro-Ordovicien). dans l'étude présente les résultats de l’analyse pétrophysique et géomécanique faite sur les diagraphies de la section 6" du puits-A sur l’intervalle 3315- 3562 m. Le puits-A est situé dans le bassin d’Illizi, le périmètre OHANETT-2, dans le bloc 244, Algérie (Figure-1). Comme une première étape des données de volumétrie en été calculées à partir de l’analyse pétrophysique en utilisant une suite de logs dans l’objectif est de délinéer le réservoir et d’estimer sa qualité, puis comme, le comportement général du réservoir est relativement gréseux et compacte, un intérêt particulier a été donné pour l’étude de la faisabilité de la stimulation par fracturation hydraulique. On a construit un modèle géomécanique 1-D des formations du Paléozoïque inférieur puis on a calculé le gradient de fracturation pour, enfin, estimer la pression de rupture (Breakdown).

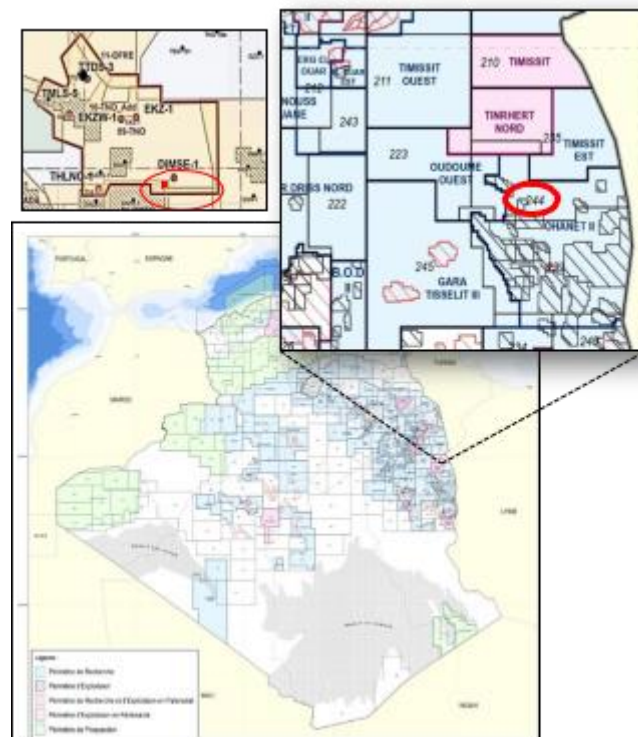


Figure 1. Champ d'étude : emplacement du puits-A (ellipse rouge)

INTRODUCTION & OBJECTIFS

PROBLEMATIQUE

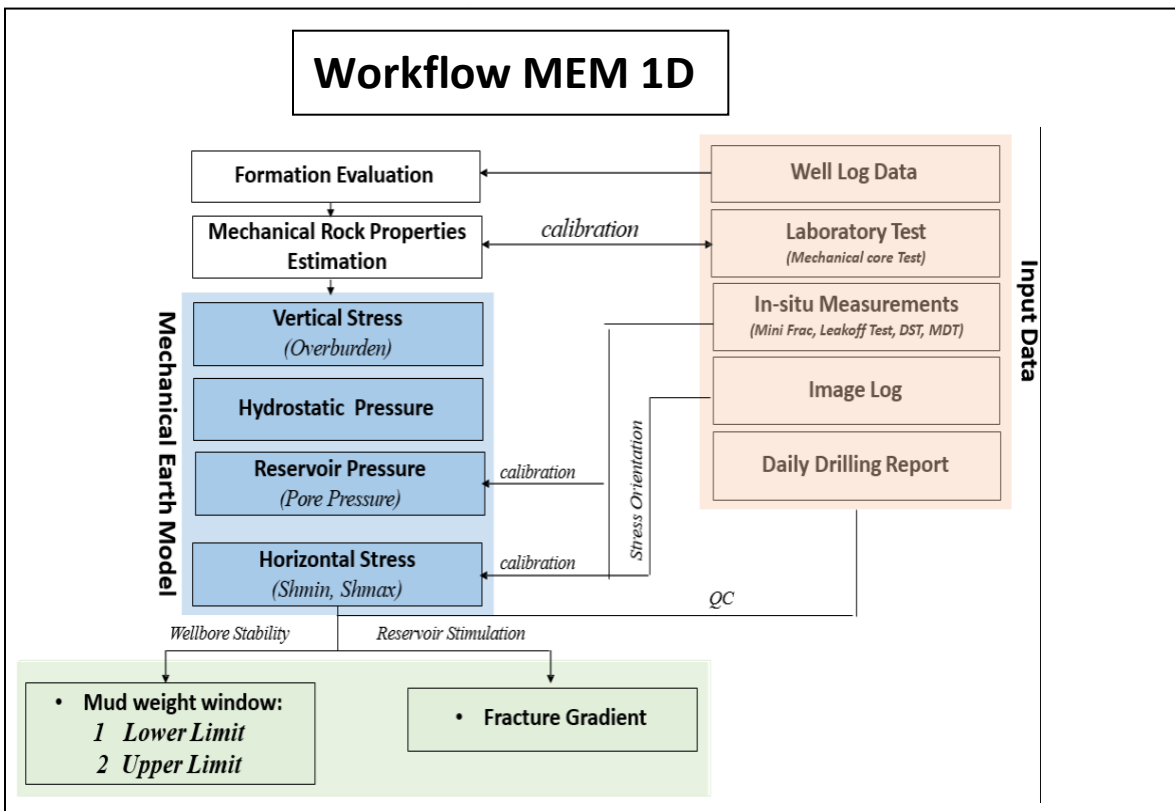
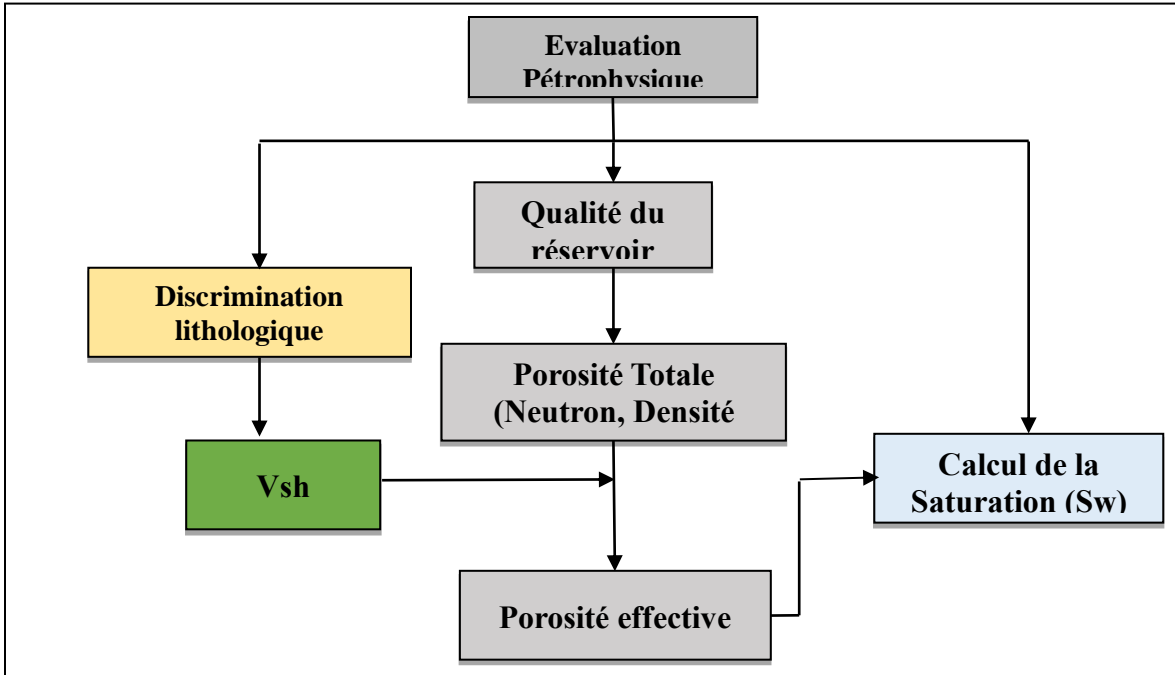
D'instabilité dans les puits de forage jouent un rôle majeur dans l'augmentation du temps non productif pendant les processus de forage et plusieurs des puits a des problèmes d'instabilité ont été rencontrés lors du forage.

Notre analyse montre que la majorité des problèmes d'instabilité des puits de forage sont principalement causés par une défaillance de la roche (rupture de cisaillement) autour du puits de forage en raison de contraintes élevées et d'une faible résistance de la roche.

INTRODUCTION & OBJECTIFES

Méthodologie (work flow)

L'étude Pétrophysique et Géomécanique du réservoir Ordovicien au niveau du puits-A de a été réalisée selon le work flow ci-après :





CHAPITURE I

I.1. LES DIGRAPHIES ET LES PRINCIPES DE MESURE ET APPLICATION

I.1.1. Introduction

Les diagraphies et la géophysique font partie de la panoplie des méthodes qui sont mises en œuvre à l'intérieur d'un forage, auxquelles on a recours pour reconnaître le terrain objet de notre étude. Elles permettent l'enregistrement en continu des paramètres physiques et pétrophysiques en fonction de la profondeur. C'est en 1927, qu'a été réalisé le premier enregistrement de diagraphie par les frères Conrad et Marcel SCHLUMBRGER

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 d'un réservoir, qu'il soit aquifère ou pétrolier, qui sont principalement :

- Son volume ;
- Sa porosité ;
- Son taux de saturation ;
- Sa perméabilité ;
- Les différents fluides qu'il renferme (huile, gaz, eau).

La roche est un matériau poreux dont l'espace interstitiel est saturé par un ou plusieurs fluides. Son comportement reste un complexe dépendant de types mécaniques, thermiques, hydrauliques ou chimiques qui tendent à modifier son état initial. Le forage qui se présente comme une perturbation géométrique au sein de la roche provoque une altération de l'état initial par le fait de la redistribution des contraintes d'une part, et par l'action du fluide de forage d'autre part.

Les traitements des puits par les méthodes de stimulation étaient au début de leurs emplois des procédés destinés à revaloriser et revivifier les puits d'huile et de gaz déjà vieux, par l'amélioration des propriétés matricielles des horizons producteurs, En agissant particulièrement sur la porosité et la perméabilité des formations.

On appelle stimulation toute méthode ou traitement, mécanique ou chimique ayant pour objectif l'amélioration de la production.

Les techniques généralement appliquées sont soit :

- Traitements mécaniques (fracturation hydraulique) ;
- Les traitements chimiques (acidifications, injection de solvants) ;
- Ou une combinaison des deux méthodes.

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne, c'est la dislocation ciblée de formations géologiques peu perméable en fracturant la roche par une contrainte mécanique à l'aide d'un fluide injecté sous haute pression à partir d'un forage de surface, pour en augmenter la macroporosité et moindrement la microporosité. Le fluide peut être de l'eau, une boue ou un fluide technique dont la viscosité a été ajustée. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à une grande profondeur (à plus de 1 km, voire à plus de 4 km dans le cas du gaz de schiste), et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux, les opérations de stimulation sont aujourd'hui de plus en plus employées pour les puits fraîchement forés afin d'avoir une production optimale.

I.1.2. But des diagraphies

Les principaux objectifs des mesures diagraphiques sont les suivants :

- Estimer le contenu (les saturations) en eau et en hydrocarbures des réservoirs traversés.
- Déterminer le pendage des couches.
- Détermination des caractéristiques du puits de forage.
- La comparaison des différents puits entre eux.
- Repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices).

I.1.3. Type de diagraphies

Dans ce qui suit nous allons développer essentiellement les différents types de diagraphie utilisés actuellement dans l'exploration-production des hydrocarbures.

I.1.3.1. Diagraphies différées

I.1.3.1.1. Diagraphie de résistivité

Les diagraphies de résistivité sont des diagraphies différées, qui permettent la mesure de l'un des paramètres physiques de la formation qu'est la résistivité. Sa valeur varie entre 0.2 et 5000 $\Omega.m$ tout dépend de la porosité, la nature des fluides interstitiels composant la formation géologique et les éléments solides (grain et ciment).

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre la formation et enregistrant la résistivité ou la conductivité des formations par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source dite : espacement, c'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie.

Application

- La détermination des limites des couches.
- L'évaluation de la saturation en fluide des formations.
- L'étude de la compaction.
- La détermination de l'épaisseur des bancs.
- La corrélation entre les puits.

I.1.3.1.2. Diagraphies Nucléaires

Les diagraphies nucléaires peuvent être enregistrées en trou ouvert ainsi qu'en trou tubé, puisque les rayons Gamma ou les neutrons traversent suivant leur énergie une épaisseur plus ou moins importante d'un matériau en fonction de sa nature (densité).

On regroupe sous le nom de diagraphies nucléaires :

- Le log de radioactivité gamma naturel.
- Le log densité (gamma-gamma).
- Le log neutron.

I.1.3.1.2.1. Diagraphies de radioactivité gamma naturel

Ces diagraphies mesurent l'énergie des rayonnements gamma naturel émises par la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans des formations traversées par un forage.

Les principaux radioéléments présents dans les formations géologiques sont :

- Potassium (K40).
- Thorium (Th 232).
- Uranium (U 238).

Ces diagraphies nucléaires englobent deux types de mesures :

➤ **Diagraphies Gamma ray**

Elle nous permet d'enregistrer l'énergie totale des rayonnements Gamma naturels des formations. La réponse de l'outil est fonction de la concentration en poids du minéral radioactif et aussi de cette formation, l'équation suivant traduit cette relation :

$$\mathbf{GR = A \cdot pV/p_b}$$

GR : Radioactivité globale mesuré.

Pb : Densité globale de la formation.

P : Densité de l'élément radioactif.

V : Pourcentage de l'élément radioactif.

A : Facteur d proportionnalité correspondant à l'activité radioactive.

Application

- Localiser et différencier entre les bancs radioactifs qui sont des argiles et les grés et les sables qui sont non radioactifs.
- Corréler avec d'autres diagraphies.
- Calculer le volume d'argiles.

➤ **Spectrométrie des rayonnements gamma naturels**

Elle permet l'enregistrement, en plus de l'énergie total des rayons gamma, de l'énergie spécifique des différent éléments radioactif ainsi que l'énergie de radiation de thorium plus potassium (**Th+K**). Les sondes utilisées sont **NGS** et **HNGS** :

NGS (Naturel Ray spectrometry) : Elles permettent d'enregistrer cinq courbes :

- **SGR** : enregistrement de la radioactivité totale (API).
- **CGR** : enregistrement de l'énergie de TH+K
- **K** : concentration en potassium en %.
- **TH** : concentration en potassium en ppm.
- **U** : concentration en uranium en ppm.

Application

- Identification des formations poreuses et perméables de celles imperméables.
- Identification de la lithologie.
- Le calcul de volume d'argile.

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{MAX} - GR_{MIN}}$$

GR_{min} : Sont respectivement, les radioactivités des niveaux ou on désire calculer le volume d'argile V_{sh} propre et totalement argileux.

I.1.3.1.2.2. Diagraphies de densité (gamma-gamma)

Ce log a pour but principal de permettre une mesure de la densité des diverses formations traversées par le forage.

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise Des sources radioactives ($Co70$ et $Cs173$) pour l'émission des rayons gamma.

Ces photon entrent en collision avec les atomes et perdent de leur énergie selon 3 effets :

- **Effet photoélectrique** : dont l'énergie de photon Est inférieure 0.1Mev.
- **Effet Compton** : dont l'énergie de photon est Entre 0.1Mev et 1Mev.

- **Effet de production de paires** : dont l'énergie de photon est supérieure à 1.02Mev.

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique qui intéressent les diagraphies de densité. Le premier, permet de mesurer la densité globale de la formation et le deuxième de mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique.

Ils existent plusieurs sondes de mesure parmi lesquelles :

- **LDT (Litho Density Tool)** : elle permet en plus de l'enregistrement de la densité globale ρ_b (gr /cc), de mesurer le facteur d'absorption photoélectrique Pe qui est la relation suivant : $Pe = \left(\frac{Z}{10}\right)^{3.6}$

Avec : Z Le numéro atomique.

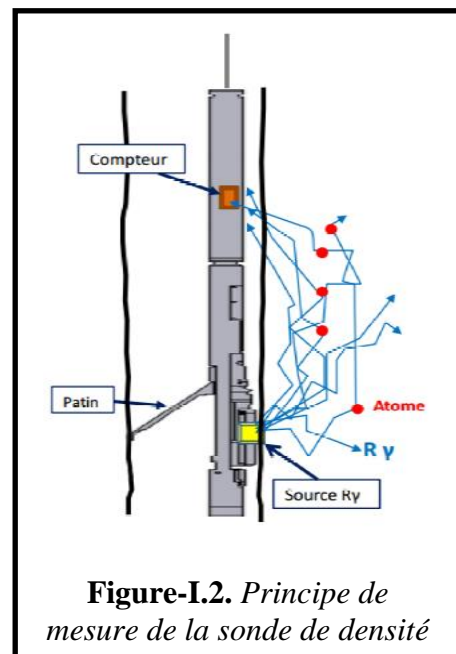


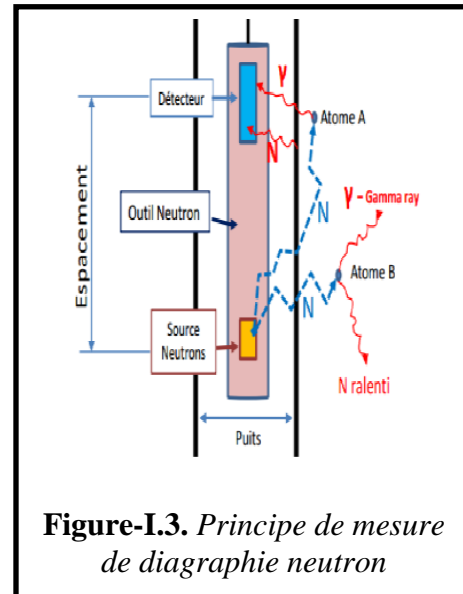
Figure-I.2. Principe de mesure de la sonde de densité

Application :

- Calcul de la porosité densité ΦD .
- Détermination de la lithologie.
- Détermination de la zone à gaz (en la combinant aux diagraphies neutrons).
- Détection des minéraux lourds.
- Détermination de la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité.

I.1.3.1.2.3. Diagraphies de Neutron

A l'aide d'une source approprié (Américium-Béryllium), on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons à haute énergie (4Mev). Ils vont entrer, de ce fait, en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre /progressivement de leur énergie pour atteindre, dans un premier temps le stade épi thermique (0.4-10ev) et dans un second temps celui des neutrons thermique (0.025ev).



Dans chacun de ces niveaux d'énergie, une sonde a été élaborée, la plus utilisée dans le stade thermique est :

➤ CNL (Compensated Neutron Log) :

Elle mesure la densité des neutrons thermiques d'énergie égale à 0.025ev. Mais pour diminuer les effets de trou, elle comprend deux détecteurs, le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutron).

Application

- Mesure de la porosité neutron ΦN .
- Différenciation des zones à gaz, des zones à huile ou à eau.
- Définition de la lithologie en combinant avec d'autres diagraphies.
- Analyse sédimentologique, spécialement pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle.
- Les corrélations entre puits.

I.1.3.1.3. Diagraphies acoustiques ‘sonique’

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation d'ondes de compression P dans les formations. Dans la pratique le log sonique mesure le temps de transit ΔT entre deux récepteurs, des ondes longitudinales envoyées dans la formation. Les sondes de diagraphie acoustique utilisent deux récepteurs qui enregistrent le temps de propagation entre les deux récepteurs, divisé par la distance entre eux (temps d'intervalle) qui est donné en microsecondes par pied. La sonde la plus utilisé est :

➤ BHC (Bore Hole Compensated) :

L'outil est muni de quatre bras qui permettent de le maintenir centré dans le trou, il est constitué de deux émetteurs, l'un en haut, l'autre en bas et quatre récepteurs couplés deux par deux avec chaque émetteur, pour réduire l'effet de trou. L'émetteur envoi un train d'onde d'une fréquence moyenne de 20 à 40 KHZ. L'outil mesure le temps écoulé (Δt_1 et Δt_2) entre la détection de la première arrivée au niveau des deux paires de détecteurs, et le temps Δt enregistré est une moyenne des deux mesures.

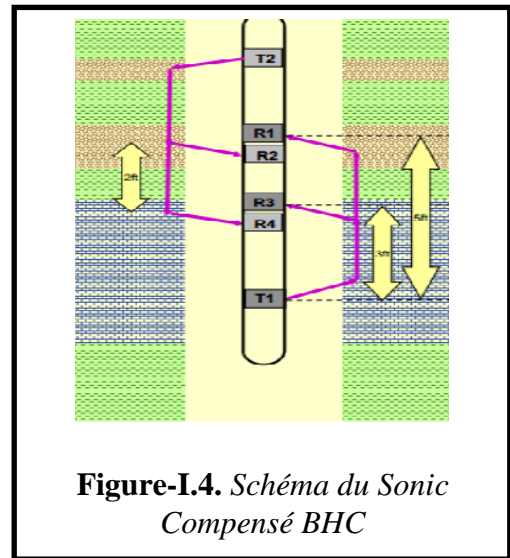


Figure-I.4. Schéma du Sonic Compensé BHC

Applications

- Détermination de la porosité sonique Φ_S .
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres diagraphies.
- Evaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique
- Identifier le type de fluide contenu dans les pores par la combinaison avec d'autres diagraphies.

I.1.3.2. Diagraphies auxiliaires

I.1.3.2.1. Diagraphie de thermométrie

Les thermomètres ont été les premiers instruments utilisés pour la détection d'arrivées de fluides et de gaz, l'élément sensible est parfois un simple filament de cuivre. On enregistre la température en un point dans le puits ou bien la température différentielle, c'est à dire la

différence de température entre deux points distant d'environ 01 mètre. La valeur moyenne de la courbe enregistrée est le gradient géothermique.

➤ Principe de mesure

Généralement, on descend avec l'outil diagraphique un thermomètre. La mesure peut être ponctuelle ou continue. La mesure continue est réalisée à l'aide d'un thermomètre dont l'élément sensible est un filament métallique avec une résistance qui change avec la température. Il est en alliage anticorrosif et peut résister à des températures excédent 350° F. L'enregistrement de la température est réalisé au cour de la descente, afin de ne pas rompre équilibre thermique par le brassage de la boue du au passage de la sonde et du câble. Actuellement, en production la thermométrie est utilisée pour localiser les écoulements de fluides et la hauteur du ciment, les liquides produits sont plus chauds que les formations traversées au-dessus. Par conséquent, la température du tubage augmente avec l'augmentation du débit et que le temps de production est plus long. Dans les puits producteurs de gaz, le gaz produit ou qui entre dans le tubage est plus froid que la formation avoisinante.

On utilise cet outil comme moyen de localisation :

- De la circulation de fluides derrière le tubage dans l'espace annulaire
- Dans les puits d'injection, les fluides injectés qui sont en général plus froids que les formations.
- Dans les puits de production pour repérer les venues de fluides, dans ce cas les fluides tel l'eau et l'huile sont plus chauds à cause de la friction fluide – solide alors que le gaz, à cause de la détente, est à température plus basse.
- De déterminer les débits, la température est d'autant plus importante que le débit est plus grand.

I.1.3.2.2. Diagraphie de diamétrage

Le diamètre d'un trou de forage est en principe légèrement supérieur à celui du trépan. En fait, il varie avec la cohésion des roches traversées, leur porosité, leur texture, leur structure et la diagenèse qu'elles ont subie. Au droit des roches poreuses et perméables, on observe un rétrécissement léger du diamètre dû au dépôt d'une couche constituée par les éléments solides de la boue, qui ne peuvent pas pénétrer dans les pores des roches (le terme américain

est mud-cake, ce qui se traduit littéralement par « gâteau de boue »). Les graviers et sables non consolidés peuvent s'ébouler, les argiles et les roches fracturées s'effriter, occasionnant de fortes augmentations de diamètre du trou et souvent son ovalisation. En revanche, des argiles gonflantes ou sous-compactées réduisent le diamètre du trou et peuvent même bloquer le trépan ou la sonde diagraphique.

I.2. Théorie Péetrophysique

I.2.1. Les paramètres péetrophysiques

I.2.1.1. La porosité

Désignée par la lettre « Φ », La Porosité donne une indication de la capacité de la roche à stocker des fluides, elle est définie comme étant le rapport du volume des pores au volume total de la roche comme le montre l'équation suivante :

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_{ma}}{V_t}$$

La porosité dépend de l'arrangement et de la taille des grains constituant la roche.

On distingue différents types de porosité :

- **La porosité totale** : c'est le rapport du volume des vides (pores, fissures, cavités et fractures) de cette roche par rapport au volume total de l'échantillon.
- **La Porosité Connectée** : est égale au pourcentage du volume 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.
- **La Porosité effective (utile)** : c'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon, elle sera inférieure ou égale à la porosité totale en fonction de quantité de pores isolés dans la roche. Du point de vue de l'ingénierie de réservoir la porosité effective est celle qui compte et non la porosité totale.

On peut classer les porosités comme suit :

- **Porosité Faible** : $4\% < \phi < 8\%$.
- **Porosité Moyenne** : $8\% < \phi < 15\%$.
- **Porosité Bonne** : $15\% < \phi < 30\%$.
- **Porosité Excellente** : $\phi > 30\%$.

I.2.1.2. La Saturation

On appelle saturation en fluide d'une formation le rapport du volume occupé par ce fluide au volume total des pores. On la désigne par la lettre S . elle est exprimée en pourcentage (%).

*Si ce fluide est de l'eau, on parlera alors de $S_w=1$.

*Si il y'a en plus des hydrocarbures, on a : $S_w+S_h=1$.

S_h : saturation en hydrocarbures qui peut être du gaz ou du l'huile ou bien les deux en même temps.

Le choix sur l'estimation de S_w pour tous les sondages s'est porté sur la formule d'Archie :

$$\frac{S_w^n}{F R_w} \text{ avec } \frac{1}{R_t} \quad F = \frac{a}{\phi_m}$$

- **R_w** : la résistivité de l'eau de formation.
- **R_t** : la résistivité de la zone vierge.
- **F** : Facteur de formation.
- **a** : Coefficient dépendant de la lithologie (degré de consolidation de la roche) varie de 0.62 à 2.
- **n** : exposant de saturation déterminer empiriquement, varie entre 1,2 et 2,2.
- **m** : facteur de cimentation.
- **Φ_u** : La porosité utile.

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre dont le $V_{sh}<10\%$. Dans le cas d'un réservoir argileux le mode de distribution des argiles influence sur la réponse des outils, d'où l'utilisation d'autres formules pour le calcul de la saturation en eau.

➤ Cas des argiles laminées :

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) \frac{R_t}{\phi_m^m}}$$

➤ Cas d'Argiles dispersées : (Relation de Simandoux modifiée)

$$S_w^n \frac{\phi_m^m}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} = \frac{1}{R_t}$$

I.2.2. Interprétation qualitative

Une interprétation qualitative comprend une identification de la lithologie et laminéralogie de la matrice, une détermination du type d'argile ainsi que la détermination des niveaux réservoirs.

I.2.2.1. Détermination des zones réservoirs

En premier lieu, il est nécessaire de localiser les bancs gréseux. Ceci a été fait en s'appuyant sur le log **GR** en fixant une valeur cut-off de la teneur en argile ($V_{sh\text{ cut-off}}$) à **45%**, on obtient ainsi une limite **GR cut-off** qui sera prise comme référence afin de séparer les formations propres des formations argileuses.

On calculera un **GR cut-off** à partir de la relation suivante :

$$GR_{\text{cut-off}} = V_{sh\text{ Cut-off}} * (GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}) + GR_{\text{min}}$$

I.2.3. Interprétation quantitative

Cette partie est consacrée à l'interprétation quantitative qui se base sur une évaluation des paramètres pétrophysiques tels que : la porosité et la saturation en eau dans le but de déterminer les qualités qui conditionnent le rendement potentiel du réservoir.

I.2.3.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation « R_w »

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre important pour l'interprétation des diagraphies, elle est indispensable pour la détermination de la saturation en eau de la formation S_w et par la suite celle en hydrocarbures. Pour la détermination de R_w on a utilisé l'abaque **GEN-9**.

Connaissant salinité et la température, en exploitant la relation :

$$S_{(ppm)} = S \text{ (g/l)} * 1000 / p_w$$

I.2.3.2. Détermination du volume d'argile

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, et ainsi corriger les paramètres pétrophysique.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, dans notre étude on a utilisé le GR comme l'unique indicateur pour le calcul du volume d'argile.

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

I.2.3.3. Détermination de la porosité

I.2.3.3.1. Porosité densité Φ_D

La densité globale de la formation est donnée par :

$$\Phi_D = (\rho_{b_{lu}} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

- $\rho_{b_{lu}}$: Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).
- Φ_D : Porosité densité.
- ρ_f : Densité de fluide.
- ρ_{ma} : Densité de la matrice.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

- $\Phi_{DC} = \Phi_N - V_{sh} \Phi_{Nsh}$
- V_{sh} : volume d'argiles dans le niveau considéré.
- Φ_{Dsh} : Porosité densité des argiles.

I.2.3.3.2. Porosité neutron Φ_N

La porosité neutron est donnée directement sur le log diagraphie NPFI, et corrigée de l'effet des argiles par la relation suivante :

Porosité neutron lu en face d'un banc argileux.

I.2.3.3.3. Porosité sonique Φ_S

En se basant sur des nombreux essais en laboratoire, sur des formations propres, Wyllie a proposé une relation empirique qui permet de passer directement du temps de parcours Δ_t à la porosité.

En admettant que le temps de trajet total est égal à la somme des temps de trajets dans les grains et les fluides. Ce qui permet d'écrire :

$$\Delta_t = \Phi \Delta_{tf} + (1 - \Phi) \Delta_{tma}$$

D'où la porosité sonique est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_s = \frac{(\Delta_{tlu} - \Delta_{tma})}{(\Delta_{tf} - \Delta_{tma})}$$

- Δ_{tlu} Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés.
- Δ_{tma} Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.
- Δ_{tf} Temps de l'onde sonique dans le fluide.

La porosité corrigée de l'effet d'argiles est donnée comme suit :

$$\Phi_{sc} = \Phi_s V_{sh} - \Phi_{Ssh}$$

Avec :
$$\Phi_{Ssh} = \frac{(\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_f - \Delta t_{ma})}$$

Φ_{Ssh} : Porosité sonique des argiles.

Δt_{sh} : Temps de parcours de l'onde sonique en face un niveau argileux.

I.2.3.3.4. Porosité utile

L'approche de la porosité utile de la formation a été retenue à partir de la combinaison des trois porosités (Neutron-Densité-Sonique), en appliquant les relations suivantes :

$$\Phi_U = (\Phi_{NC} + \Phi_{DC}) / 2 \quad \text{Si} \quad |\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| < 5\%$$

$$\Phi_U = (7 * \Phi_{NC} + 2 * \Phi_{DC}) / 9 \quad \text{Si} \quad |\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| \geq 5\%$$

Si la formation est cavée : $\Phi_U = \Phi_s$

Φ_U : Porosité utile.

I.3. Théorie Géomécanique

I.3.1. Propriétés mécaniques des roches

Avant de procéder à l'élaboration d'une étude géomécanique, il est important d'évaluer ou de mesurer les paramètres géomécaniques définis comme suit :

I.3.1.1. 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 que la contrainte, c'est à dire que la rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E). Il est caractérisé par la pente de la courbe $\sigma = f(\epsilon)$ et dépend de l'élasticité, de la viscosité et de la rigidité de la roche, aussi bien que de la température, le temps, la pression des pores et de l'anisotropie.

Le module de Young est défini par la relation : $E = \frac{\sigma}{\epsilon}$

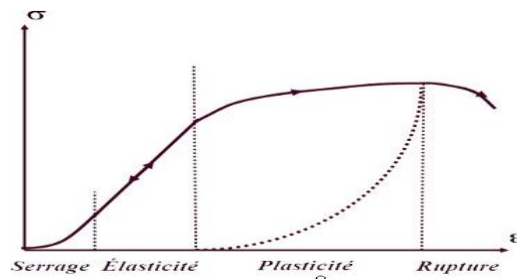


Figure-I.5. Courbe contrainte –déformation

CHAPITER I

Le module de Young varie d'une roche à une autre, suivant plusieurs paramètres tels que la consolidation des roches et les fluides en place.

Le tableau ci-dessous montre les valeurs du module de Young pour différent type des roches :

Tableau-I.1. Valeurs du module de Young pour certaines roches

Type de roche	E (bars)
Sables peu consolidés	10 000 à 50 000
Grés très argileux	50 000 à 100 000
Marnes, calcaires tendres	60 000 à 100 000
Grés consolidés	200 000 à 300 000
Grés très consolidés	300 000 à 500 000
Calcaires durs et très durs	500 000 à 1000 000

I.3.1.2 Coefficient de Poisson [ν]

Le coefficient de Poisson permet de caractériser la contraction de la matière perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué, il est défini comme le rapport

entre la déformation latérale et axiale : $\frac{\varepsilon_3}{\varepsilon_1} = -\frac{\Delta D}{D} / \frac{\Delta L}{L}$

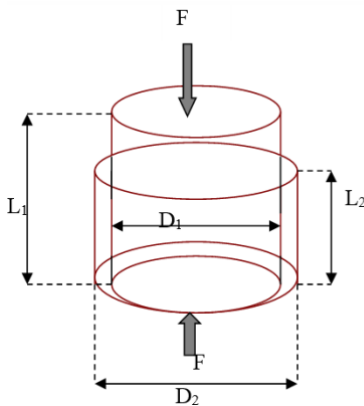


Figure-I.6. La déformation angulaire

Le coefficient de Poisson fait partie des constantes élastiques, sa valeur est comprise entre 0.1 et 0.5.

Tableau-I.2. *Variation de coefficient de poisson selon différents types des roches*

ROCHE	ν
Grès de Hassi Massaoud	Entre 0.14 et 0.21
Grès El Agreb	≈ 0.2
Grès de fontaine bleue	Entre 0.15 et 0.2
Calcaire	Entre 0.19 et 0.25
Marne	≈ 0.41
Salifère	≈ 0.36

I.3.1.3 Le module de rigidité [G]

Le module de rigidité (G), caractérisant la résistance de la roche au changement de forme, appelée aussi module de cisaillement, il s’exprime comme étant le rapport entre la contrainte de cisaillement (t) et la déformation angulaire engendrée(γ).

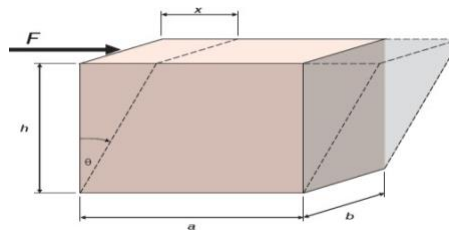


Figure-I.7. *La déformation angulaire*

Le module de rigidité est défini par la relation : $G = \frac{\tau}{\gamma}$

Avec : $\tau = \frac{F}{A}$

$$\gamma = \frac{x}{h} = tg\theta$$

Où A : Section parallèle à la force **F**

I.3.1.4 Module d’incompressibilité de la roche [K]

C’est le rapport entre la pression appliquée et la déformation volumique générée, il est obtenu à l’aide d’une compression hydrostatique.

Le module d’incompressibilité est défini par la relation : $K = \frac{E}{3(1-2\nu)}$

I.3.1.5. Résistance à la compression simple [UCS]

Il consiste à comprimer un échantillon de roche de forme cylindrique entre deux plateaux parallèles d'une presse rigide. Il est alors soumis à une pression axiale croissante jusqu'à sa rupture. La pression de rupture représente sa résistance à la compression.

La résistance à la compression est donnée comme suite : $UCS = \frac{P_{max}}{S}$

Au cours de l'essai, un enregistreur permet de relever l'évolution de la contrainte axiale grâce à un capteur de force ou de pression, ainsi que celle des déformations soit par des capteurs de déplacement soit par des jauges de déformation.

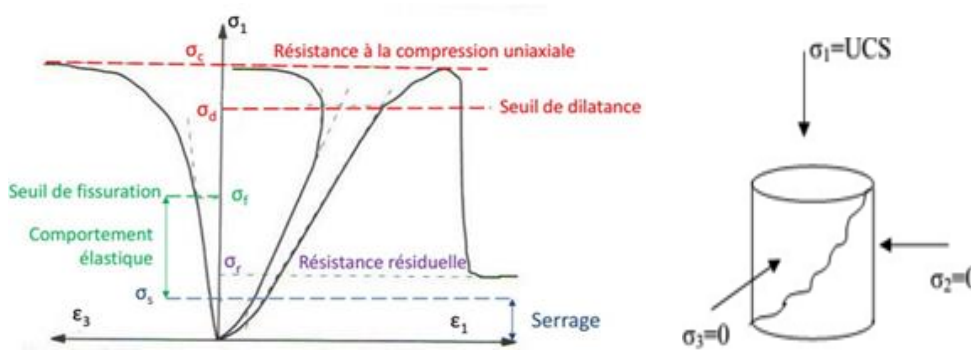


Figure-I.8. Courbe contrainte-déformations axiale, transversale et volumique

Le tableau ci-dessous indique différentes valeurs d'UCS des différents types de roches.

Tableau-I.3. Classification de la résistance d'une roche en fonction de la valeur de la résistance en compression simple

Type de roche	UCS (bars)
Marnes	25 à 50
Calcaires tendres	100 à 200
Grès peu consolidés	300 à 400
Grès consolidés	600 à 700
Grès très consolidés	> 1000
Calcaires durs et très consolidés	1500 à 2000

I.3.2. Détermination des propriétés mécaniques des roches

Les propriétés mécaniques dynamiques sont déterminées par des essais dynamiques, ces derniers déterminent les propriétés mécaniques des roches sans avoir à l'écraser, la méthode la plus utilisée pour ce type d'essais est la diagraphie.

D'autre part, Les valeurs statiques représentent les vraies valeurs à introduire dans un simulateur pour les études géomécaniques, elles sont déterminées par les essais statiques qui consistent à écraser dans un laboratoire des échantillons prélevés dans le cœur de la carotte extraite du fond du puits (pas de possibilité de récupérer l'échantillon). Les deux types d'essais sont complémentaires, car les essais statiques donnent les valeurs vraies (les vrais paramètres mécaniques) mais ils ont l'inconvénient d'être des essais destructifs et discontinus, par contre, les essais dynamiques sont des essais non destructifs et continus, mais ne donnent pas les vraies valeurs, pour cela des tentatives de corrélation entre les essais statiques et les essais dynamiques ont été mises en œuvre afin de relier ces deux paramètres.

I.3.3. Notion de contraintes

La Contrainte ou tension (stress), c'est l'ensemble des forces affectant un matériau et tendant à le déformer. En tout point de ce corps, on peut définir la contrainte (σ) comme le rapport entre la force appliquée (F) à la surface (S), elle est donnée par la relation suivante:

$$\sigma = F/S$$

I.3.3.1. Le comportement élastique

La loi de comportement relie les deux tenseurs définis précédemment (déformations et contraintes), on va généralement imposer que la contrainte soit linéairement liée à la déformation. On pourrait, mais c'est très rare, introduire des termes de plus haut degré. Pour simuler des comportements plus complexes et en particulier non linéaires, on préfère utiliser une fonction linéaire par morceaux pour approximer la courbe non linéaire qui relie contraintes et déformation.

On voit sur la Figure (I.9) une illustration de ce qui se passe au-delà du comportement élastique : entre les états A et B, le matériau est élastique ; il devient ensuite plastique si l'on augmente la déformation jusqu'en C. Relâcher la contrainte en C fera revenir le matériau dans une nouvelle position d'équilibre D, selon une pente égale à celle de son comportement élastique.

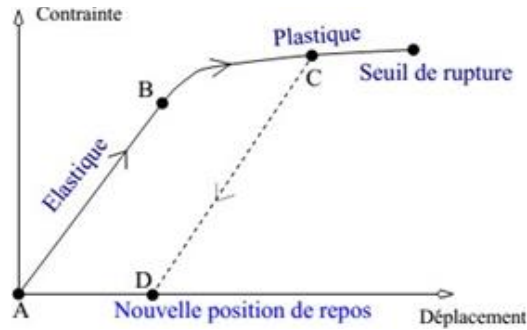


Figure-I.9. Type de comportement d'un matériau au-delà des hypothèses de linéarité

En pratique, la loi linéaire introduite précédemment est souvent trop générale et peut être simplifiée. Si l'on considère que le matériau est isotrope, c'est-à-dire qu'il a le même comportement dans toutes les directions, alors des raisons de symétrie font que parmi les 36 coefficients, deux seulement sont indépendants.

I.3.3.2. Propriétés poro – élastiques

a. Principe de la mécanique des milieux poreux :

A l'échelle microscopique, la digue est constituée d'un arrangement de galets empilés les uns sur les autres, constituant le squelette solide, et d'eau qui comble les pores, constituant la phase liquide. À l'échelle macroscopique, la digue peut donc être vue comme un milieu diphasique (solide et liquide) continu, en supposant que le milieu poreux est uniforme dans l'espace.

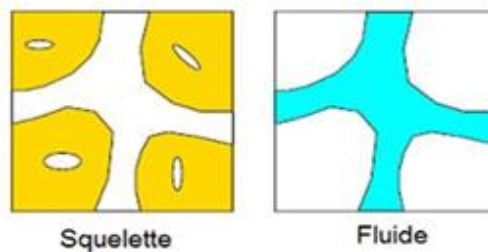


Figure-I.10. Pression interstitielle exercée par la phase eau sur le squelette solide de galets

La théorie de la mécanique des milieux poreux en petites déformations, ou poroélasticité, permet de prendre en compte l'impact de cette eau interstitielle dans le calcul de la structure.

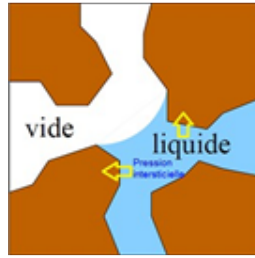


Figure-I.11. *Les deux phases distinctes*

I.3.4. Objectif d'une fracturation hydraulique

Le but essentiel de la fracturation hydraulique est de créer une nouvelle capacité de production d'un réservoir en ouvrant de nouveaux canaux sous forme d'une fracture à très haute perméabilité, maintenue ouverte au moyen d'agents de soutènement (sable, billes de verres...).

En général, on utilise cette méthode pour modifier certaines propriétés pétrophysiques de la roche (porosité, perméabilité) et augmenter l'indice de productivité d'un puits de production ou l'indice d'injectivité d'un puits d'injection. L'indice de productivité définit la vitesse à laquelle le pétrole ou le gaz peut être produit à une différence de pression donnée entre le réservoir et le puits de forage. L'indice d'injectivité se réfère à la vitesse à laquelle le fluide peut être injecté dans un puits à une différence de pression donnée.

I.3.4.1. Principe de la fracturation hydraulique

Pour réaliser une fracturation hydraulique on injecte un fluide pour fracturer la formation, ce fluide contient un agent de soutènement qui maintient la fracture ouverte, une fois la pression exercée relâchée. Il y a trois orientations de fracture possible : horizontale, verticale ou toute inclinaison entre ces deux limites.

I.3.4.2. Applications de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique trouve de nombreuses applications industrielles :

- Augmenter le débit d'huile et de gaz dans les réservoirs à faible perméabilité et dans les puits endommagés.
- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de créer des cavités pour le stockage des hydrocarbures.

- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol.
- Exploitation minière de certains gisements.
- Relier les fractures naturelles dans une formation au puits de forage.

- Augmenter la zone de drainage ou la quantité de formation en contact avec le puits de forage, et relier l'étendue verticale totale d'un réservoir à un puits incliné ou horizontal.

I.3.4.3. Etude de la candidature à la fracturation

Le succès ou l'échec d'un traitement par fracture hydraulique dépend souvent de la qualité du candidat bien sélectionné pour le traitement. Les paramètres les plus critiques pour la fracturation hydraulique sont la perméabilité de la formation, la répartition du stress in-situ, la viscosité du fluide du réservoir, le facteur de peau, la pression du réservoir, la profondeur du réservoir et l'état du puits de forage.

Si le facteur de peau est positif, le réservoir est endommagé et le puits pourrait être un excellent candidat à la stimulation.

Les meilleurs puits candidats pour les traitements de fracturation hydraulique ont un volume substantiel de pétrole et de gaz en place et doivent augmenter l'indice de productivité. De tels réservoirs ont une zone d'intérêt épaisse, moyenne à haute pression, des barrières de contrainte in-situ pour minimiser la croissance de la hauteur verticale, et soit une zone à faible perméabilité ou une zone qui a été endommagée (facteur de peau élevé).

Avant de sélectionner un puits, on doit prendre en considération les informations relatives au réservoir, au puits ainsi qu'à l'aspect financier et économique de l'opération.

I.3.4.3.1. Informations relatives au réservoir

Avant tout traitement de stimulation pour un puits, on doit identifier quelques paramètres du réservoir telle que :

➤ **Nature du réservoir**

Toutes les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement (suivant la profondeur). On rencontre cependant des difficultés particulières pour le soutènement des fractures notamment dans les roches mal consolidées par exemple.

➤ **Les contacts WOC et GOC**

La réalisation d'une fracturation hydraulique nécessite la connaissance parfaite des interfaces des fluides en place, car il est essentiel d'éviter l'extension des fractures vers les fluides indésirables.

➤ **Nature du fluide en place**

Avant tout traitement de stimulation, il convient de s'assurer de la compatibilité des fluides en place avec les fluides de stimulation afin d'éviter la formation des émulsions stables, des précipités et des résidus de différentes natures.

➤ **L'épaisseur du réservoir**

La hauteur de la fracture développée est généralement limitée par deux couches peu ou pas perméables.

➤ **Perméabilité du réservoir**

Il est indispensable d'avoir une connaissance aussi précise que possible de la perméabilité du réservoir, aussi bien dans l'aire de drainage qu'aux abords immédiats du puits.

Les valeurs de la perméabilité seront obtenues par des mesures sur carottes et par l'interprétation des essais de puits qui donneront :

- L'indice de productivité.
- La conductivité de la formation, avec éventuellement mise en évidence d'une barrière ou d'un changement de faciès.
- L'endommagement aux abords du puits (skin effet).

I.3.4.3.2. Informations relatives aux puits

Les informations nécessaires à connaître sur le puits sont :

➤ **Historique du puits**

Dans cette partie on peut citer toutes les opérations entreprises au cours du :

- Forage et Complétion.

- Essais et diagraphies antérieures.
- Traitement et interventions.
- Puits voisins (puits producteurs, puits injecteurs).
- Les puits proches fracturés (Les caractéristiques de production de chaque puits avant et après la fracturation).

➤ **Etat des perforations**

Le type de perforation et leur densité sont des facteurs très importants pour la réussite d'une fracturation.

➤ **Etat de la cimentation**

Il est nécessaire de vérifier l'isolation parfaite des niveaux à stimuler (adhérence du ciment à la formation) afin :

- D'obtenir la protection contre les fluides indésirables et éviter le cheminement préférentiel (channeling) des fluides derrière le tubage ;
- De mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture.

I.3.4.4. Déroulement de la fracturation hydraulique

Avant d'entamer le frac job de n'importe quel puits, il est impératif de faire une bonne calibration du profil de stress (contraintes) de ce puits afin de bien cibler les zones du stress minimum et les zones du stress maximum et ainsi contrôler la fracture.

I.3.4.4.1. Etude de la faisabilité

Cette étape consiste à vérifier si le puits est conforme aux règles de la fracturation. Ceci en examinant plusieurs paramètres :

- Existence d'un plan d'eau. Position et épaisseur du réservoir sélectionné.
- Présence de plan de faille dans les formations avoisinantes.
- La perméabilité du terrain.
- La porosité de la formation.
- La pression du réservoir.



CHAPITRE II
GEOLOGIE DE LA REGION

II.1. Introduction

Le Sahara algérien est l’une des régions les plus riches du continent africain en gisements de pétrole et de gaz. Ces gisements se trouvent dans les roches sédimentaires et s’étalent du Cambrien au Trias.

La plate-forme saharienne est limitée au Nord par la chaîne Atlasique et au Sud par les boucliers Reguibat, Touareg et le massif du Hoggar. Cette plate-forme est marquée par un socle précambrien sur lequel repose d’épaisses séries sédimentaires structurées en bassins au paléozoïque.

Le bassin d’Illizi est un bassin peu profond situé à proximité de la marge continentale soumis à une période d’érosion intense qui a abouti à la création, d’une colonne sédimentaire paléozoïque majeure. Ce bassin, du type polycyclique, ayant une séquence mésozoïque qui est séparée de la séquence paléozoïque par la discordance hercynienne, ce qui donne lieu à des plus importants systèmes oléagineux.

Dans ce chapitre, nous allons présenter le champ d’OHANET-2 dans le bassin d’Illizi, définir sa délimitation géographique et géologique, parler de la tectonique qui a participé à sa formation, de son extension stratigraphique et des formations qu’elle englobe.

II.2. Situation du Bassin

Le bassin d’Illizi (*Figure-II.12*), d’une superficie de 108 424 km², est le siège d’un effort d’exploration assez important qui a débuté en 1956. 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 découvertes d’huile et 44 découvertes de gaz

(qui ont donné lieu à des gisements) telles que celles de Tin Fouyé, Zarzaïtine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah.

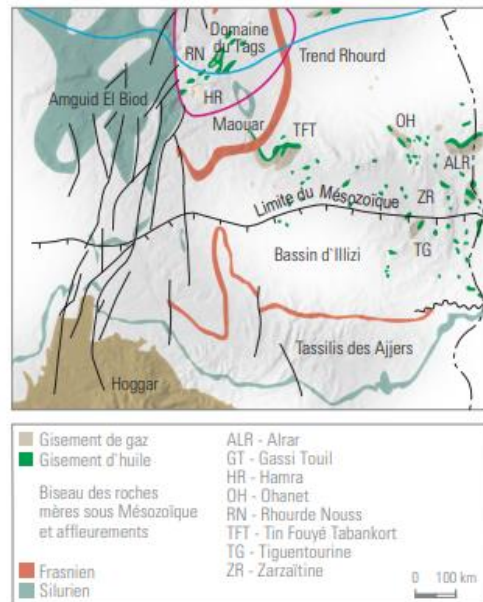


Figure-II.12. Contexte régional du bassin d’Illizi.

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 (Figure-II.13).

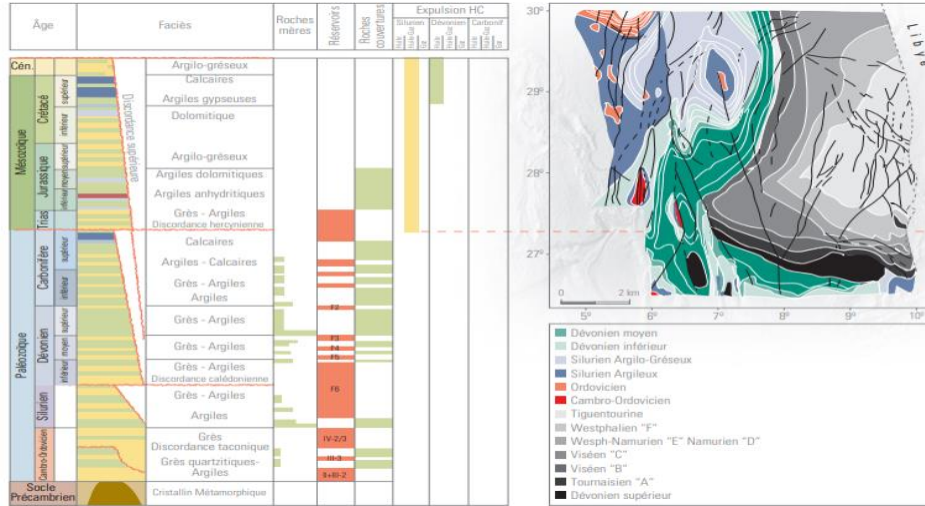


Figure-II.13. Coupe lithostratigraphique et b) Ecorché de la surface pré-mésozoïque

Ce bassin, de type polycyclique, possède une séquence mésozoïque séparée de la séquence paléozoïque par la discordance hercynienne qui comporte les plus importants systèmes pétroliers de cette région (réservoirs cambro-ordoviciens et dévoniens)

(Figure II.14).

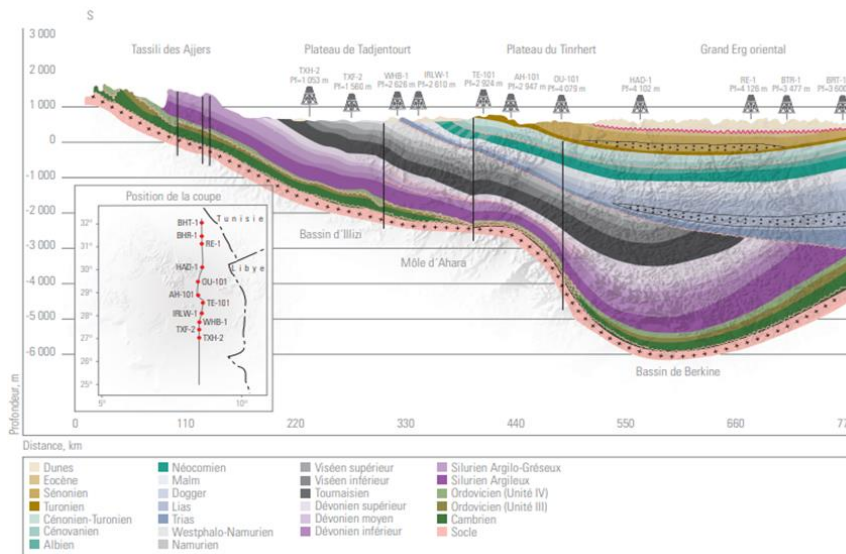


Figure-II.14. Coupe géologique sud/nord du bassin d'Ilizi.

II.3. Système pétrolier

II.3.1. Play Cambro-Ordovicien

Réservoirs

L'Unité II

L'Unité II est d'âge cambrien, son épaisseur moyenne est de 250 m et elle est composée de dépôts fluvio-deltaïques. Cette unité est productive dans les gisements de l'hansaténe Ouest, Tiguentourine Est, Ouan Taredert et Dôme à collenias.

L'Unité III-2

Cette unité appartenant à l'Ordovicien est composée de grès quartzitiques fins à grossiers avec une épaisseur variant de 0 à 200 m. Ce réservoir produit par fracturation à Hassi Tabtab et Assekaifaf.

L'Unité IV

Elle correspond au complexe terminal de l'Ordovicien, son épaisseur varie de 10 à 350 m, elle est constituée de dépôts fluvio-glaciaires à périglaciaires (*Figure II.15*).

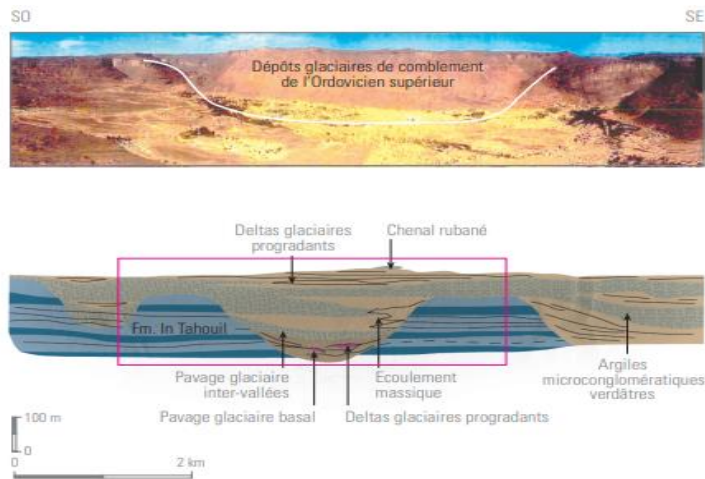


Figure-II.15. *Dépôts glaciaires de comblement de l'Ordovicien supérieur.*

Les sous-unités IV-3 et IV-2 présentent des porosités de 5 à 15 % et sont productives de gaz à Tin Fouyé Ouest, In Amenas, Tiguentourine, Zarzaïtine et Irlalène.

L'hydrodynamisme joue un rôle important : pour exemple, le gisement de Tin Fouyé où la distribution des fluides dans l'Ordovicien est contrôlée par un courant hydrodynamique de l'aquifère (*Tableau II.4*).

Tableau-II.4. *Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Cambro-Ordovicien*

Roche mère	Silurien argileux
Roche couverture	Argiles intra-formationnelles et une puissante série argileuse silurienne qui présente une épaisseur de 200 à 500 m
Piège	De type structural, principalement des anticlinaux parfois faillés

II.3.2. Play Siluro-Dévonien (F6-F5-F4)

Réservoirs

Réservoir F6

Ce méga-réservoir produit de l'huile et du gaz dans le bassin d'Illizi ; c'est un ensemble argilo-gréseux subdivisé de bas en haut en huit (08) unités : M1, M2, A, B1, B2, C1, C2 et C3. Cette série lithostratigraphique peut être scindée en deux, une série inférieure appartenant au Silurien supérieur (Ludlow) et une série supérieure d'âge Dévonien inférieur (Praguien). Les niveaux réservoirs sont composés de grès marins peu profonds (M1) et de grès fluviatiles (A, B1, C1, C2 et C3).

Il possède les valeurs de porosité et de perméabilité les plus élevées de la région : la porosité atteint 20 à 25 % et la perméabilité varie de 0,1mD à quelques centaines de mD. Le F6 est pratiquement présent sur l'ensemble du bassin à l'exception de la partie nord-occidentale où il est partiellement érodé.

Réservoirs F5 et F4

Ces réservoirs font partie d'une série argilo-gréseuse d'âge Dévonien moyen qui s'est déposée dans un réseau fluviatile méandrique. L'épaisseur de cette série est de 40 à 50 m avec de bonnes propriétés pétrophysiques (*Tableau-II.5*).

Tableau-II.5. *Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Siluro-Dévonien (F6-F5-F4)*

Roche mère	Silurien argileux et Frasnien basal
Roche couverture	Niveaux argileux intra-formationnels et une importante série argileuse frasnienne
Piège	De type structural, principalement des anticlinaux parfois faillés

II.3.3. Play Dévonien Supérieur (F3-F2)

Réservoirs

Réservoir F3

Ce réservoir est constitué de barres tidales d'épaisseur de 0 à 30 m. Il présente 10 à 15 % de porosité.

Réservoir F2

Intercalé sous forme de lentilles sableuses dans les dépôts du Dévonien supérieur, ce réservoir comporte des niveaux gréseux dont l'épaisseur est généralement inférieure à 5 m mais peut atteindre localement 15 à 20 m (*Tableau II.6*).

Tableau-II.6. *Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Dévonien supérieur (F3-F2)*

Roche mère	Silurien argileux et Frasnien basal
Roche couverture	Formations argileuses du Dévonien moyen et du Dévonien supérieur, coiffées par une imposante série argileuse carbonifère
Piège	Généralement de type structural. Toutefois on a, dans le bassin d'Illizi, des biseaux d'érosion du Dévonien ; pièges stratigraphiques du F3 à Alrar

II.3.4. Play Carbonifère

Réservoirs

Les niveaux réservoirs du Carbonifère sont constitués de lentilles gréseuses, Le niveau des réservoirs ne dépassent pas les 30 m, leurs propriétés pétrophysiques sont faibles à moyennes mais peuvent localement s'améliorer (*Tableau II.7*)

Tableau-II.7. *Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Carbonifère*

Roche mère	Silurien argileux et Frasnien basal
Roche couverture	Épaisse assise argileuse carbonifère
Piège	De type structural

II.3.5. Play Trias Argilo-Gréseux Supérieur

Réservoirs

Dans le bassin d'Illizi, le seul réservoir triasique présent est le Trias Argileux Gréseux Supérieur (TAGS) qui correspond au salifère S4 du centre de Berkine.

Cette formation a une aire d'extension très limitée qui se situe sur une frange étroite du nord-ouest du bassin et correspond à la limite entre les bassins de Berkine et d'Illizi.

La découverte d'El Ouar Sud-1 (EOS-1) avec un débit de 12 m³/h d'huile a révélé les potentialités pétrolières du TAGS.

Le TAGS possède une bonne porosité primaire, la granulométrie est grossière et l'argilosité assez faible. Ces bonnes qualités pétrophysiques sont prouvées par les résultats de tests : 12 m³/h d'huile à EOS-1, 7 m³/h d'eau salée à BTF-1 et 10 m³/h d'eau salée à MDB-1. Les meilleures moyennes de porosités sont enregistrées à MDB-1, 13 %, et à EOS-1, 11 %, avec des moyennes de perméabilités respectives de 18 mD et de 10 mD (*Tableau II.8*).

Tableau-II.8. Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trias argilo-gréseux supérieur

Roche mère	Silurien argileux et Frasnien basal
Roche couverture	Argilo-salifère triasique et argileux liasique

II.3.6. Pièges

La découverte d'El Ouar Sud-1 (EOS-1) a mis en évidence l'intérêt des biseaux du TAGS au nord d'Illizi. La spécificité de la région d'Illizi est la présence d'accumulations d'hydrocarbures affectées par un hydrodynamisme actif. En effet après l'orogénèse hercynienne, la surrection du Hoggar a instauré un régime hydrodynamique par gravité sur l'ensemble du bassin. C'est au niveau du réservoir F6 que les phénomènes hydrodynamiques jouent un rôle important dans le piégeage des hydrocarbures.

Le gisement de Tin Fouyé dans le bassin d'Illizi est le meilleur exemple de gisement affecté par l'activité hydrodynamique (*Figure II.16*).

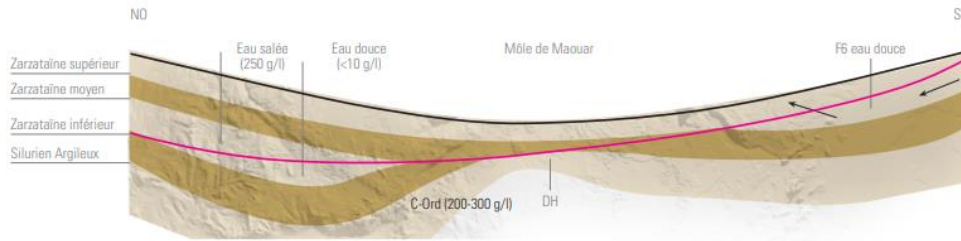


Figure-II.16. *Modèle hydrodynamique au nord-ouest bassin d' Illizi)*

Une autre spécificité de la région est la présence de dolérites qui, quoique peu répandues dans le bassin, ont un impact sur le piégeage des hydrocarbures. Ces roches magmatiques se localisent essentiellement dans la partie nord du bassin et sont inter-stratifiées dans les niveaux C'est suite à l'intrusion des dolérites dans la série sédimentaire que certains pièges, comme ceux de Stah et Mereksen, se sont formés (*Figure II.17*).

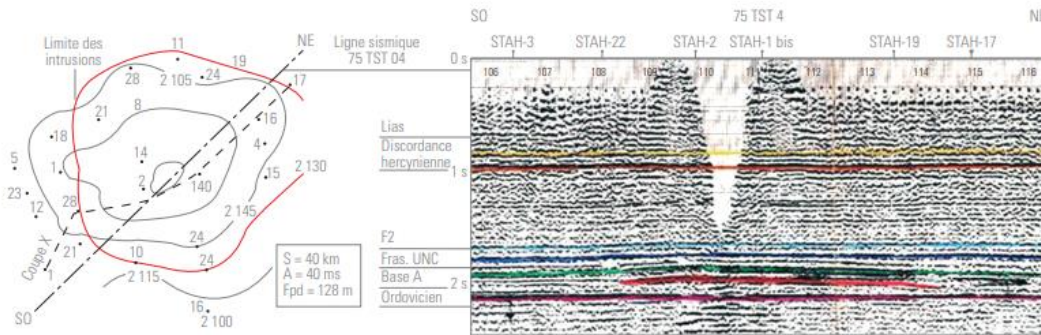


Figure-II.17. *Intrusions doléritiques dans la région de Stah*

II.4. Historique du Bassin (Résultats et perspectives)

II.4.1. Résultats et perspectives

Dans le bassin d' Illizi, il est établi que les pièges structuraux identifiés qui n'ont pas encore été forés sont de petite dimension. Les évaluations montrent qu'un important volume d'huile et de gaz reste à découvrir (217 milliards barils d'huile et 302 TCF de gaz). Ces hydrocarbures se trouvent dans des pièges hydro dynamiques ou stratigraphiques dans les réservoirs paléozoïques et triasiques.

L'état de nos connaissances actuelles nous permet de situer dans la partie est des pièges stratigraphiques qui sont généralement associés à la sédimentation siluro-dévonienne, à l'exemple des biseaux siluro-dévonien, dans le secteur de Tihemboka (*Figure II.18*).

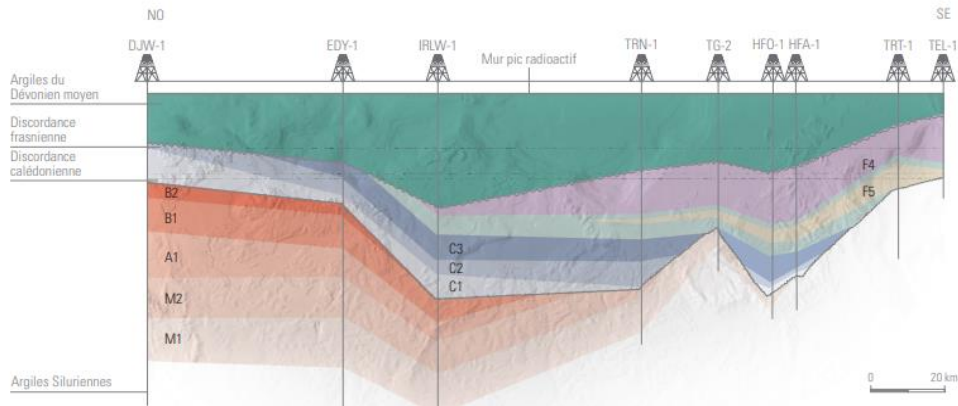


Figure-II.18. Coupe géologique NO-SE passant par le flanc ouest de l’arche de Tihemboka

II.5. lithostratigraphie du bassin

La stratigraphie et la dépendance latérale des structures composant la section 6’’ du puits-A cible ainsi que les puits voisins, est illustrée dans le (Tableau II.9) et la (Figure II.19).

Tableau-II.9. Stratigraphie et continuité latérale des formations de l’Ordovicien du puits-A et des puits voisins

Formation	Puits-A	Puits-C	Puits-B
Ordovicien IV-3	3315	3316	3318
Ordovicien IV-2/1	3383	3366	3381
Ordovicien III-3	3423	3407	3426
Ordovicien III-1	3509	3468	3505
Socle	3562	3569	3561

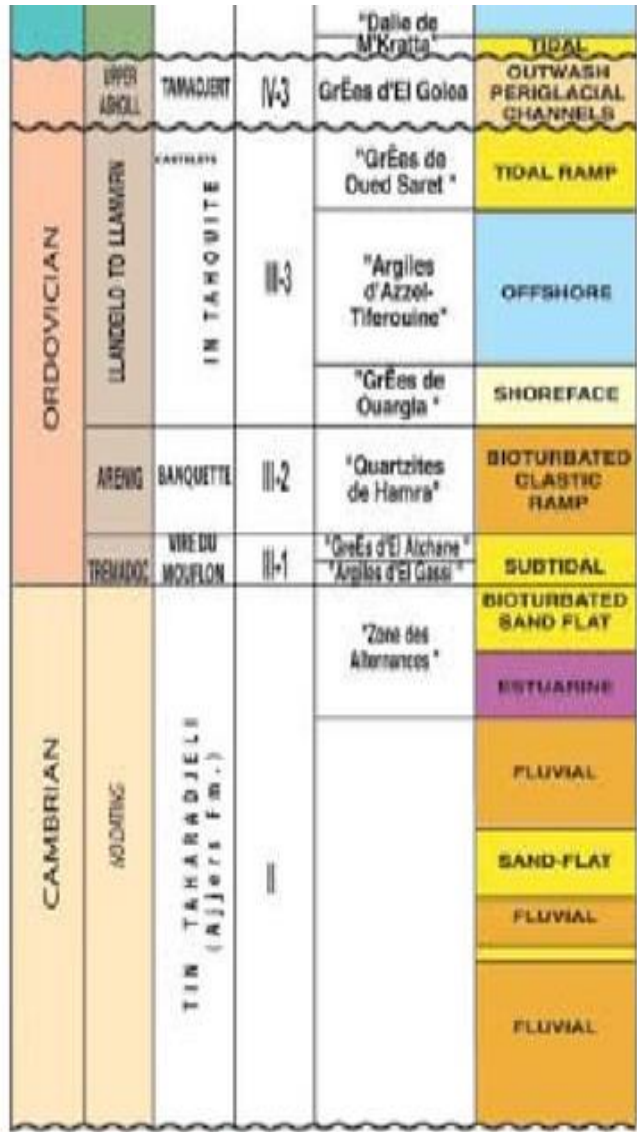


Figure-II.19. Section stratigraphique et interprétation de la succession des séquences du paléozoïque inférieure dans le bassin d'Illizi et environs.



Chapitre III

APPLICASTION PETROPHYSIQUE

III.1. Introduction

L'interprétation des diagraphies présente un intérêt majeur dans la connaissance des réservoirs, elle permet l'étude des séries réservoir à partir des enregistrements diagraphiques et a pour objectif la localisation des réservoirs, la détermination de la lithologie et la caractérisation du contenu.

III.2. Analyse Pétrophysique

Un work flow détaillé a été appliqué qui consiste à quantifier les différents volumes constituant la roche et ce en utilisant une combinaison de logs pour délinéer le réservoir et estimer sa qualité.

III.2.1. Le Modèle Pétrophysique

Le modèle pétrophysique conventionnel est la somme linéaire des minéraux de la matrice, du volume du Clay et de la fraction fluide. (Figure III.20), est une représentation schématique des constituant de la roche et les équations mathématiques qui les gouvernant.

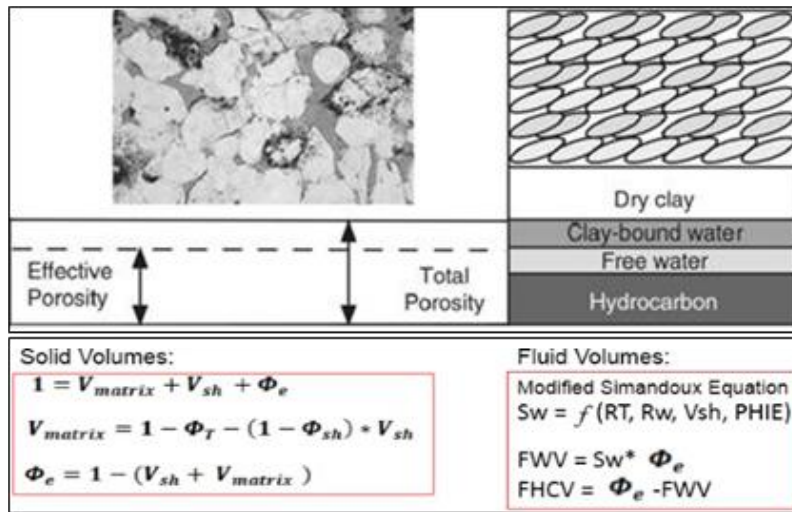


Figure-III.20. Le modèle pétrophysique linéaire des fractions cumulées

III.2.2. Description Réservoir

Cette analyse concerne les formations Du paléozoïque inférieur (Cambro-ordovicien) : Unité_IV-3, Unité_IV-2/1, Unité_III-3 et l'unité_III-1 (Tableau-II.10, Figure-II.19). Le modèle régionale de dépôt est une séquence de sédiments comprenant des alternances argiles-grès qui sont relativement compactes.

L'épaisseur de la séquence pénétrée au niveau du puits-A est d'environ 247 m, et est

composée des unités suivantes :

a. 3315- 3383 m- Unité IV-3 :

L'objectif réservoir est situé dans cette unité. Elle est à dominance gréseuse sauf dans sa partie sommitale qui manifeste une tendance argileuse. La qualité réservoir est très médiocre. Le volume d'argile moyen est de 12%, la porosité moyenne est de 5% et la saturation en eau moyenne est de 35%.

b. 3383- 3423 m- Unité IV-2/1 :

est majoritairement argileuse sauf dans sa partie inférieure mais celle-ci ne présente aucun intérêt pétrolier.

c. 3423- 3509 m- III-3 :

Cette unité représente des alternances grès-argile. La porosité dans les passages gréseux est acceptable (~6%) sauf que la saturation en eau est trop élevée (>70%). L'intervalle 3473-3479 m représente un bon niveau à hydrocarbure mais l'épaisseur et la porosité y sont trop faible.

d. 3509- 3562 m- III-1 :

Cette unité est composée d'un banc gréseux mince à hydrocarbures dans sa partie sommitale qui a une porosité (~8%) et d'argile dans sa partie basale.

III.2.3. Préparation des données et qualité des logs

Les données de diagraphies open-hole du puits-A appartenant à la phase 6'' sont enregistrées sur l'intervalle 3315-3562m.

Le log caliper représente la déformation de la paroi du puits au cours d'un forage. La boue utilisée dans ce puits est une boue à base d'huile (OBM) d'une densité de 1.1 (g/cc). Nous n'avons pas de données sur sa température et sa viscosité.

Il faut noter que l'invasion est quasiment nulle comme il n'y a pas de mud-cake formé sur la paroi du puits, ceci confirme le caractère compact (Tight) de ces formations. (*Figure-III.21*), présente un log composite des données brutes destinées à une analyse pétrophysique détaillée.

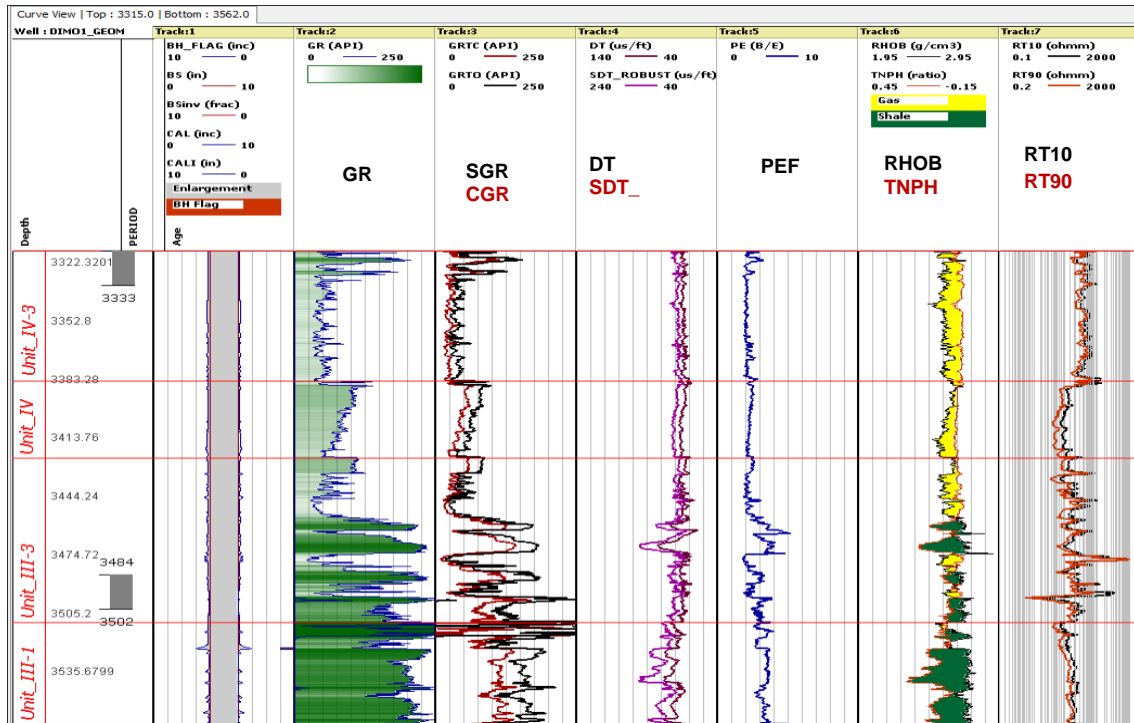


Figure-III.21. Données d'entrée : logs de la section open-hole 6 inch du puits-A enregistrés sur l'intervalle 3315-3562 m.

III.2.4. Paramètres d'interprétation

III.2.4.1. Paramètres d'Archie

Des valeurs moyennes des paramètres ont été choisies pour les paramètres d'Archie ($a=1, m=2, n=2$). Il n'y a pas de mesures sur carottes pour confirmer ce choix, mais en se référant aux porosités rencontrées ainsi qu'à la profondeur des formations cela semble le plus approprié.

Deux scénarios différents ont été testés pour le paramètre de cimentation ($m=2$ et $m=2.5$). Il s'est avéré que le scénario $m=2.5$ est trop extrême et résulte en des saturations en eau trop élevées, d'où la validation de ce paramètre avec une valeur de $m=2$.

III.2.4.2. Résistivité de l'eau de Formation

Comme il n'existe pas de bon gréseux aquifère pénétré par le forage, la salinité de l'eau de formation a été prise à partir de la salinité régionale dans le bassin d'Illizi qui correspond à une résistivité de (0.015 Ohm-m).

II.2.5. Volume d'Argile (Discrimination Lithologique)

La réussite d'un processus déterministe d'évaluation des formations repose sur une bonne estimation du volume d'argile vue la grande importance qu'il occupe dans le calcul de la porosité et des saturations.

Le calcul du volume d'argile à partir des occurrences naturelles des rayons gamma est très utilisé comme technique mais cette dernière surestime souvent sa valeur quand des minéraux radioactifs autres que l'argile sont présents. Dans cette situation le calcul du volume d'argile à partir des autres méthodes est vivement recommandé pour éviter une mauvaise délimitation du réservoir. De plus la présence d'argile dans une roche poreuse et perméable peu affecter le comportement de l'ensemble des diagraphies enregistrées. Dans cette étude, le volume d'argile a été estimé du log gamma ray corrigé (CGR) en utilisant une approche simple min/max (Eq(III.1)) dérivée à partir d'un histogramme et ce pour chaque unité réservoir. L'unité III-1, comme cela a été signalé précédemment, contient un niveau fortement radioactif due à la présence des silts. Dans cette unité le volume d'argile a été, donc, estimé à partir de la courbe spectrale GR-Potassium. Les valeurs minimales 'grès propres' et maximales 'argiles' sont résumées dans le (Tableau-III.10).

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \dots\dots\dots(III.1)$$

G : Valeur gamma-ray enregistrée à la profondeur actuelle.

GR_c : Valeur gamma-ray dans le réservoir.

GR_{sh} : Valeur gamma-ray au niveau du bon argileux le plus proche du réservoir.

Tableau-III.10. Paramètres d'interprétation pour les unités de l'Ordovicien

Lithologie	GR Clean	GR Shale	PHINsh	DTsh	RHOsh	Rsh
Unité_IV-3	15	140	0.06	63	2.67	30
Unité_IV-2/1	10	215	0.06	63	2.67	30
Unité_III-3	5	180	0.16	69	2.72	23
Unité_III-1	5 (POTA)	18 (POTA)	/	74	/	23

III.2.6. Porosité Totale

Le cross-over neutron-densité est affiché avec une échelle calcaire (*Figure-III.21, Truck-6*). Les réservoirs à gaz sont identifiés à base de ce cross-over, et dans ces zones la porosité totale a été calculée en utilisant la combinaison neutron-densité corrigée de l'effet de gaz (Eq(III.2)). Dans la partie argileuse et saturées en eau les trois porosités (neutron, densité et sonique) ont été utilisés (Eq (III.3)).

$$\Phi_T = \sqrt{\frac{PHIN+PHID}{2}} \dots\dots\dots(III.2)$$

$$\Phi_T = \frac{PHIN+PHID+PHIS}{3} \dots\dots\dots(III.3)$$

III.2.7. Saturation en eau (Discrimination des fluides)

Comme les formations du Paléozoïque inférieur (Cambro-Ordovicien) sont principalement argileux-gréseuses et comme la loi d'Archie pour le calcul de saturation donne des valeurs surestimées dans les intervalles argileux, le modèle de Simandoux (Eq(III.4)) a été utilisé. L'unité IV-3, en revanche, présente des caractéristiques d'un réservoir propre et compacte c'est pour cette raison que la loi d'Archie simple (Eq (III.5)) peut être utilisée pour le calcul de saturation. Les valeurs du facteur lithologique (a), de la résistivité de l'eau de formation (Rw) et du facteur de cimentation (m).

$$S_W = C * \left\{ \left(\left(\frac{a R_w (1 - V_{sh})}{\Phi_e^m R_T} \right) + [V_{sh} a R_w (1 - V_{sh})]^2 \right)^2 \right\} - \frac{V_{sh} a R_w (1 - V_{sh})}{2 \Phi_e^m R_{sh}} \dots\dots\dots(III.4)$$

$$S_W = C * \left\{ \left(\frac{a R_w (1 - V_{sh})}{\Phi_e^m R_T} \right) \right\} \dots\dots\dots(III.5)$$

S : Saturation en eau.

c : Constante empirique = [0.4-0.5].

a : Facteur lithologique.

m : Exposant de cimentation.

Rw : Résistivité de l'eau de formation.

Φe : Porosité effective (fluides libres sans l'eau associée aux argiles).

Vsh : Volume d'argile.

Rsh : Résistivité des argiles.

III.2.8. Qualité Réservoir (Porosité effective)

La qualité d'un réservoir est défini par les plages de variation de la porosité effective rencontrée (*Tableau-III.11*, classification de la qualité réservoir).

Dans cette étude la porosité effective est le résultat de la correction de la porosité totale des effets de l'argile (l'eau associée aux argiles) (Eq(III.6)).

$$\Phi_e = \Phi_T - (\Phi_{sh}) (Vsh) \dots \dots \dots (III.6)$$

Tableau-II.11. *Classification de la qualité réservoir*

Intervalle de variation PHI	Qualité réservoir
0 – 7 %	Faible
7 – 10 %	Moyenne
10 – 25%	Excellente

III.2.9. Récapitulatif des Résultats

Le résultat final est présenté sous forme d'une interprétation pétrophysique des unités (IV-3, IV-2/1, III-3 et III-1) (*Figure-III.22*). Pour cette étude, les cut-off suivants ont été appliqués pour le calcul du net réservoir.

Tableau-III.12. *Cut-off pour établir le net réservoir*

Volume d'argile	< 30%
Saturation en eau	< 50%
Porosité Effective	> 5%



Figure-III.22. Résultat de l'interprétation pétrophysique des séries du Paléozoïque inférieur du puits-A

Les formations de l'Ordovicien traversées par le forage puits-A, présentent un net réservoir de 139 m sur une épaisseur de 248m, donnant un net to gross ratio de 56% et un net-pay, basé sur les cut-offs prédéfini (Tableau-III.12), qui égale à 38 m. dans le net réservoir la porosité moyenne et de 3%, le volume d'argile moyen est de 20% et la saturation en eau moyenne est de 65%. Le (Tableau-III.13) montre l'interprétation finale des séries de l'Ordovicien au niveau du puits-A.

Tableau-III.13. Interprétation finale des séries du paléozoïque inférieur du puits-A

Unité	Intervalle (m)	Net gross (m)	Net pay (m)	PHIE (%)	Vsh (%)	Sw (%)
IV-3	3315-3383	60	38	4	12	40
IV-2/1	3383-3423	5	~	3.6	35	65
III-3	3423-3509	20	0.5	3	42	75
III-1	3509-3562	6	~	2	54	78



Chapitre IV

APPLICASTION GEOMECANIQUE

IV.1. Introduction

L'étude géomécanique a pour but de déterminer un profil de stress afin de focaliser les zones à stress minimum qui serviront à la fracturation hydraulique. Elle va nous définir ainsi l'intervalle le plus favorable à cette fracturation accompagnée de direction de propagation de la fracture qui se présente toujours perpendiculaire à la direction du stress minimum.

Cette étude est basée sur les données de diagraphies (log sonic et log densité) afin de déterminer les propriétés mécaniques des roches tels, le module du Young, le coefficient de poisson, le profil de stress et la pression du réservoir.

IV.2. Modèle Géomécanique 1-D Calibré

Dans ce qui suit, un modèle géomécanique a été construit est proposé en utilisant un jeux d'enregistrements de diagraphies. L'étude de détail sera réalisée dans les sections réservoirs délinées par l'analyse pétrophysique précédente. Le modèle géomécanique est ensuite utilisé pour l'étude de faisabilité de la stimulation du réservoir par la fracturation hydraulique, pour la production à partir des formations compactes du paléozoïque inférieur (Unité-IV-3, Unité-IV-2, Unité-III-3 et Unité-III-1).

IV.2.1. Workflow de étude 1-D Calibre

Un workflow typique résumant les étapes de la construction du modèle géomécanique est présenté sur en quatre étapes essentielles comme suit :

1. Discrimination lithologique en se basant sur la composition de la matrice minérale (grès ou argile). Le log Gamma-ray peut être utilisé dans ce cas.
2. Estimation des propriétés mécaniques de la roche (module de Young, Coefficient de Poisson, Cisaillement et encombrement), la résistance de la roche (UCS, Tensile) et la calibration avec les teststriaxiaux si disponibles.
3. Estimation de la contrainte verticale en utilisant le log densité, l'estimation de la pression de pore et la calibration avec les données de pression comme les MDT ou DST.
4. Estimation de deux contraintes horizontales en utilisant la théorie d'équilibre critique des roches (frictional faulting theory). La contrainte minimale est calibrée par la pression de fracturation obtenue par un mini_frac ou un Leak-Off-Test (LOT).

Le modèle géomécaniques est le point de départ pour la résolution de multiples

problèmes liés à la stabilité des forages, la fracturation hydraulique, la compaction réservoir, la sismicité provoquée, etc.

IV.2.2. Préparation des données

Les données d'entrées requises pour la construction d'un modèle géomécaniques-1D sont essentiellement les logs de diagraphies acoustiques (Compression, cisaillement et densité). D'autres données comme, les mesures au laboratoire comportant les résistances de la roche et les propriétés statiques, les données de l'imagerie et les mesures de pression. Malheureusement ces types de données n'est pas toujours disponible dans le puits d'étude c'est pour cette raison que d'autres puits voisin sont parfois utilisés comme est le cas pour cette étude. La vitesse de cisaillement n'est pas systématiquement listée dans le programme de logging, une des alternatives est de la générer en utilisant les approches de la physique des roches.

IV.2.3. Propriétés Mécaniques des roches (Calibration au niveau du Puits-B)

Les propriétés élastiques des roches (Vitesse de compression, vitesse de cisaillement et densité) sont les entrées de base pour l'estimation des propriétés et des résistances mécaniques des roches.

IV.2.3.1. Paramètres Acoustiques dynamiques et statiques

Les propriétés mécaniques dynamiques à savoir le module de Young et le coefficient de Poisson, sont calculées à partir des diagraphies, sonique et densité comme suit :

$$E_{dyn} = \frac{\rho V_S^2 (3V_P^2 - 4V_S^2)}{V_P^2 - V_S^2} \dots\dots\dots(IV.1)$$

$$\nu_{dyn} = \frac{(V_P^2 - V_S^2)}{2(V_P^2 + V_S^2)} \dots\dots\dots(IV.2)$$

Les propriétés dynamiques sont le résultat d'une sollicitation haut fréquente et à faible amplitude d'une charge sur une formation rocheuse. Ils doivent être convertis en propriétés statiques (basse fréquence, charge à forte amplitude). Plusieurs corrélations empiriques sont proposées dans la littérature Wang, Eq (IV.3) et Morals, Eq (IV.4)), cependant la meilleure alternative est de disposer des tests mécaniques effectués sur carotte au niveau de laboratoire puis de corrélérer les propriétés dynamiques calculées à partir des diagraphies avec les propriétés statiques mesurées sur ces carottes. Une loi de conversion dynamique-statique est établie pour permettre de généraliser le calcul

des propriétés statiques.

$$E_{stat} = 0.414 E_{dyn} - 1.0593 \dots\dots\dots(IV.3)$$

$$E_{stat} = E_{dyn} (-2.21 * \Phi + 0.963) \dots\dots\dots(IV.4)$$

Pour cette étude comme nous ne nous disposons pas de tests sur carotte au niveau du puits cible puits-A, nous avons opté pour les données carotte récupérées dans la même unité réservoir (Unité-IV-2) du puits voisin (puits-B). Les paramètres mesurés sur ces carottes sont : les paramètres dynamiques et statiques (V_p , V_s , Young et Poisson), la contrainte de rupture, la pression de confinement, la résistance à la compression uniaxiale et la résistance à la traction, plus un scatch test pour le paramètre (UCS). Deux protocoles de tests ont été effectués sur les carottes : un test de compression simple (uni-axial) et un test triaxial.

Afin de mieux comprendre la relation entre les paramètres dynamiques et statiques, nous avons superposé, en profondeur, les paramètres mesurés sur carottes avec les logs de diagraphie correspondants (*Figure IV.23*). Il faut noter que ce n'est pas évident de comparer entre les mesures effectuées sur carottes et les enregistrements diagraphiques. Des divergences ont toujours lieu et ceci est dû à plusieurs raisons notamment :

- Les erreurs lors de la manipulation de la carotte,
- relâchement de la carotte dans les conditions atmosphériques
- la différence en termes de contenu fréquentiel entre le signal émis par les outils de diagraphies et les instruments laboratoire.
- La mauvaise condition du trou de forage (breakouts, washouts...etc.)

Pour pallier à ce problème nous nous sommes donc, limiter à la comparaison des paramètres dynamiques et statiques au sein de la même famille de données (i.e. mesure carotte). Une relation entre le module statique et dynamique a été établie et le résultat de la conversion pour le module de Young est illustré dans la (*Figure IV.24*). Le shift statique calculé pour le module de Young se corrèle parfaitement avec le modèle de Moral (*Eq-IV.4*).

On peut, donc, dire que ce modèle peut être généralisé pour la conversion du module Young dans les formations du paléozoïque inférieur dans le bassin d'Ilizi et ce dans le cas où nous ne nous disposons pas de données carotte.

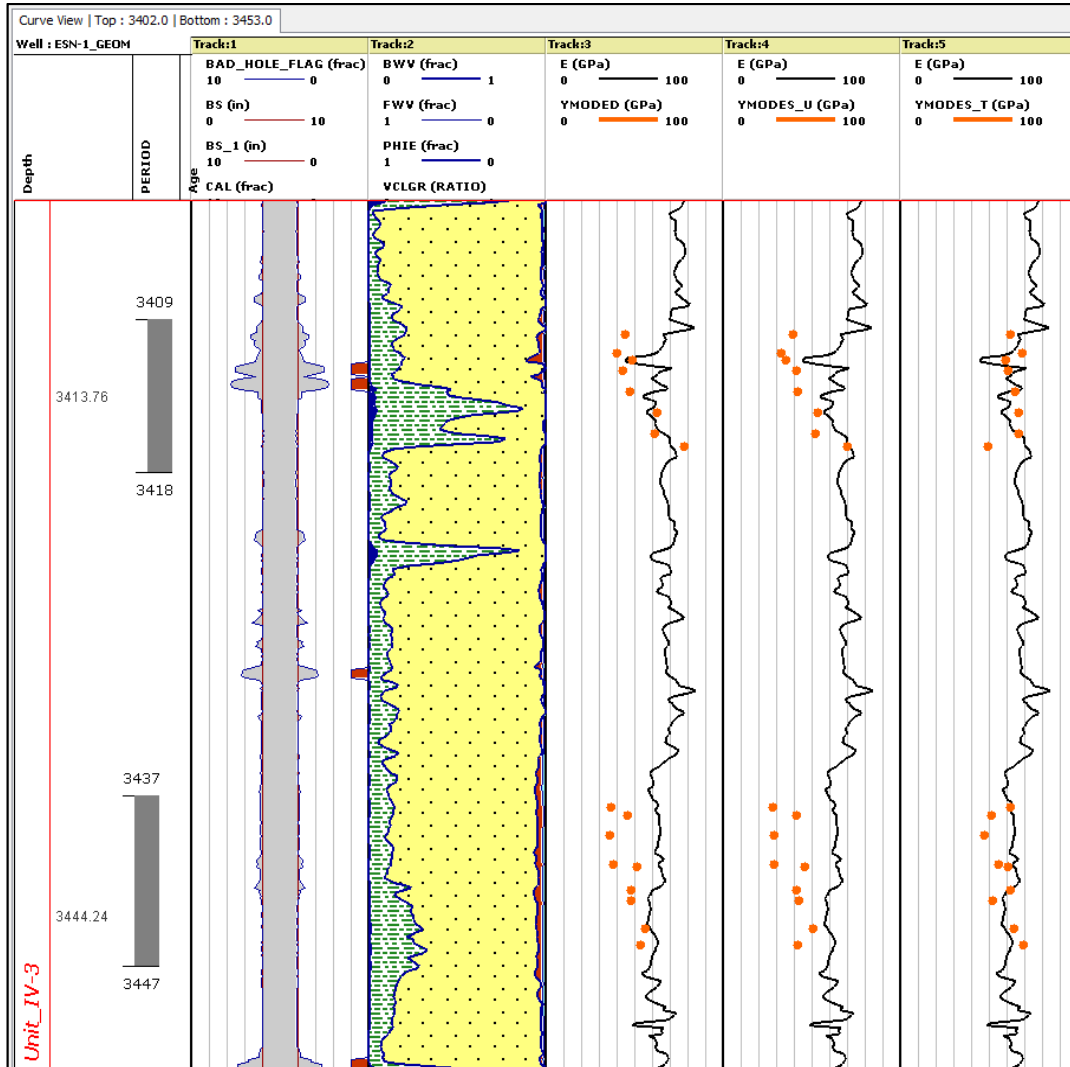


Figure-IV. 23. Comparaison entre les mesures dynamiques effectuées sur carottes et les mesures dynamiques calculé à partir des enregistrements diagrapiques dans l'unité réservoir (IV-3) du puits-B voisin. En remarque des divergences entre les deux mesure notamment pour le module de Young, ceci peut être relié aux conditions d'enregistrement qui diffèrent entre les mesures laboratoire et les mesure sur le champ.

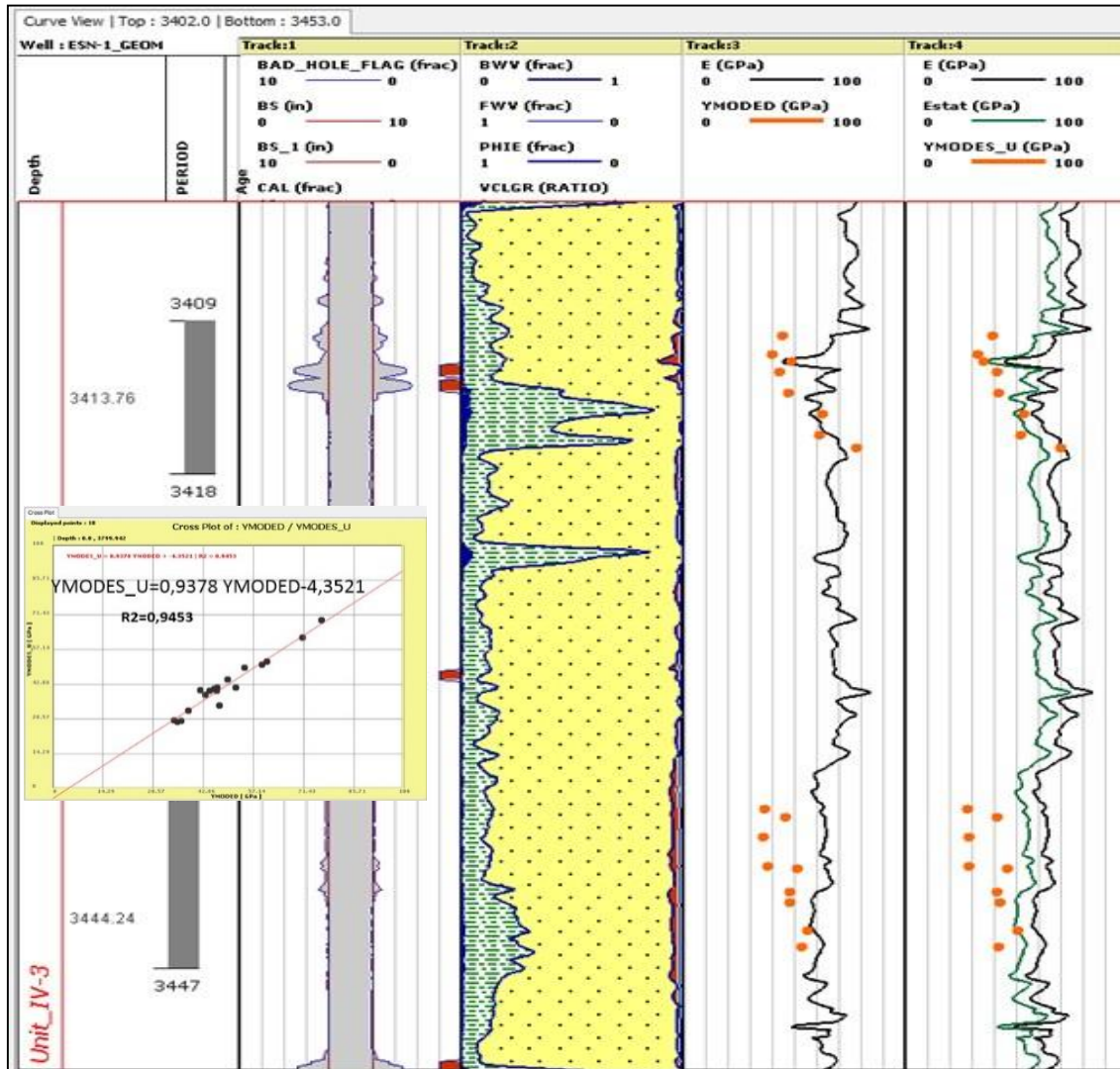


Figure-IV.24. *Conversion Dynamique/Statique du module de Young dans l'unité reservoir- IV-3 au niveau du puits voisin (puits-B): le cross-plot sur la figure indique la loi de conversion, la courbe verte représente le shift statique appliqué sur le module de Young dynamique. Cette même loi de conversion se corrèle parfaitement avec le model de Moral.*

Comme il n'existe pas de shift significatif entre les mesures dynamiques et statiques pour le coefficient de poisson, on conclut, donc, le coefficient de Poisson statique est égal à sa valeur dynamique (Figure-IV.25).

Après avoir calculé le module de Young et le coefficient de Poisson statiques, les modules decisaillage (G) et d'incompressibilité (K) statiques de la formation sont estimés comme suit:

$$G_{stat} = \frac{E_{stat}}{2(1+\nu)} \dots \dots \dots (IV.5)$$

$$K_{stat} = \frac{E_{stat}}{3(1-2\nu)} \dots \dots \dots (IV.6)$$

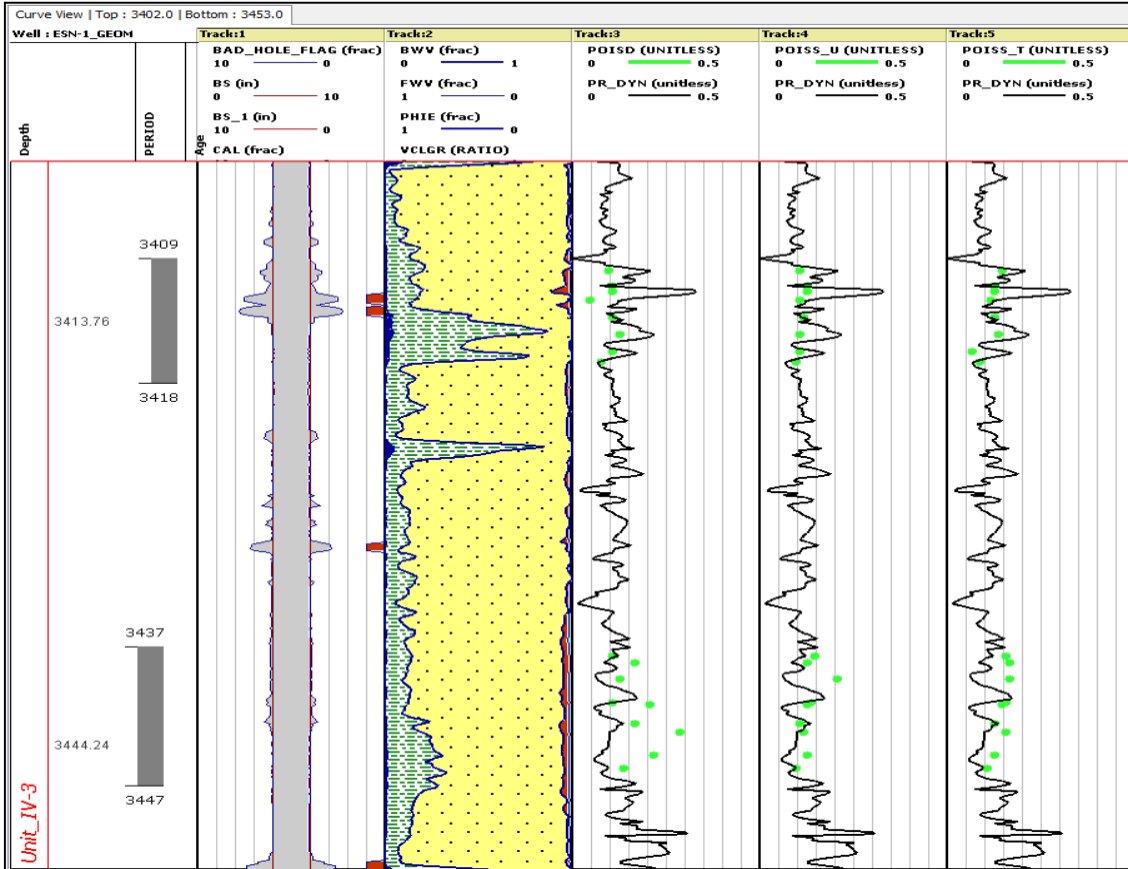


Figure-IV.25. Conversion Dynamique/Statique pour le coefficient de poisson dans l'unité reservoir-IV-3 au niveau du puits voisin (puits-B): on remarque que les mesures dynamiques (courbes noires) sont quasiment identiques aux mesures statiques (points verts). On conclut, donc, que le coefficient de poisson statique est égal à sa valeur dynamique.

IV.2.3.2. Résistance Mécanique des Formations

Plusieurs équations empiriques existent pour le calcul de la résistance à la compression uni- axiale (UCS) à partir des diagraphies et ce pour les roches de différent type et âge géologiques. La plupart de ces modèles utilisent les modules d'élasticité de la roche (module de Young, module de cisaillement), la porosité et d'autres propriétés de la formation. dans l'étude, la résistance à la compression non confinée (UCS) a été estimée,

au niveau du puits-B voisin, à partir des données carotte, et du volume d'argiles (calculé à partir du log Gamma-ray), ensuite le calcul a été généralisé au niveau du puits-A cible. Une loi a été établie pour les formations à lithologie gréseuse (Figure-IV.26-a) et une autre pour les formations à lithologie argileuse (Figure-IV.26-b).

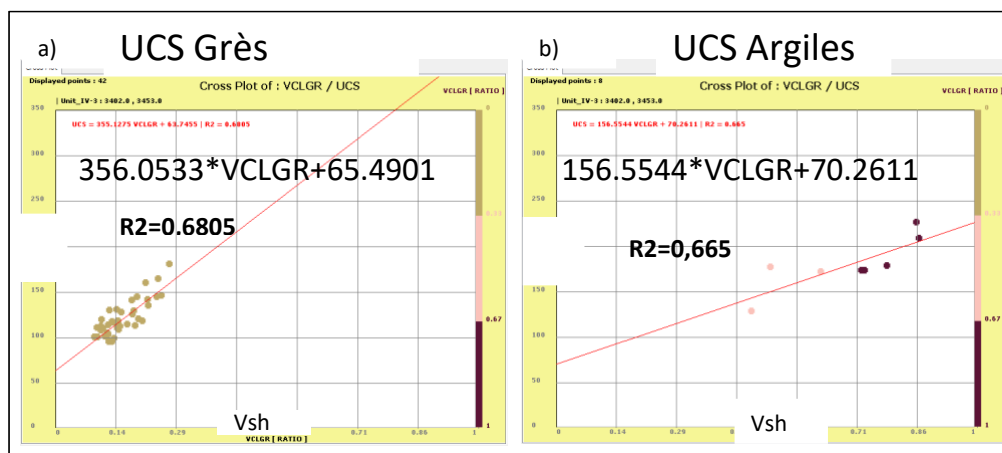


Figure-IV.26. Prédiction de la résistance à la compression uni-axiale à partir des mesures sur carotte (scratch test, teste de compression simple) et du volume d'argile (Gamma-ray log) : a) loi de corrélation pour les grès, b) loi de corrélation pour les argiles.

La résistance à la traction, comme son nom l'indique reflète la résistance de la roche à l'extension. Elle est généralement estimée en se basant sur le critère de Griffith qui est de l'ordre de 1/12 à 1/8 de la valeur UCS. Pour cette étude, une corrélation au niveau du puits voisin (puits-B) où on dispose des mesures carotte de ce paramètre, a été faite et la valeur 1/8 du UCS semble la plus appropriée.

L'angle de frottement (FANG) peut être estimé en utilisant la corrélation de Plumb qui est fonction de la porosité effective et du volume d'argile dérivés de l'analyse pétrophysique. La cohésion représente le degré de cimentation des grains constituant la matrice, elle est fonction de l'angle de friction interne (FANG) et de la résistance à la compression uni-axiale (UCS).

Les propriétés mécaniques (la compression uni-axiale, la résistance à la traction, l'angle de friction interne et la cohésion) modélisées au niveau du puits voisin (puits-B) sont illustrées sur la (Figure-IV.27).

Ces mêmes lois de corrélation établies pour le calcul des différentes résistances de la roches, au niveau du puits-B, ont été appliquées dans l'unité réservoir correspondante (Unité-IV- 3) du puits cible (puits-B) et le résultat est illustré sur la (Figure-IV.28).

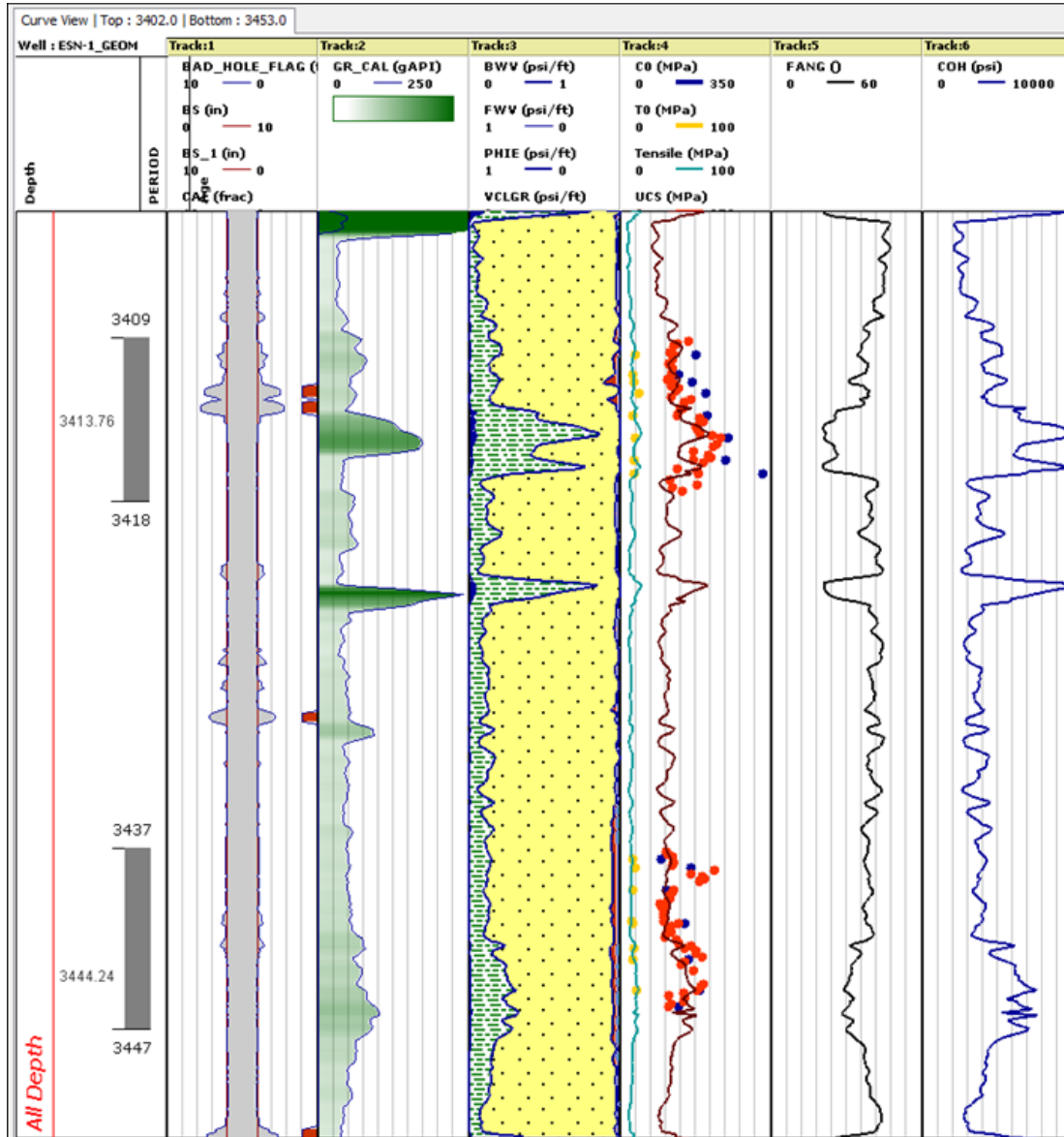


Figure-IV.27. Prédiction des résistances mécaniques de la roche au niveau du puits-B voisin (Unité-Ordo-IV-3) : en track-5 la résistance à compression uni-axiale (couleur marron) et la résistance à la traction (bleu claire) ; en track-6 l'angle de friction interne et en dernier track, la cohésion.

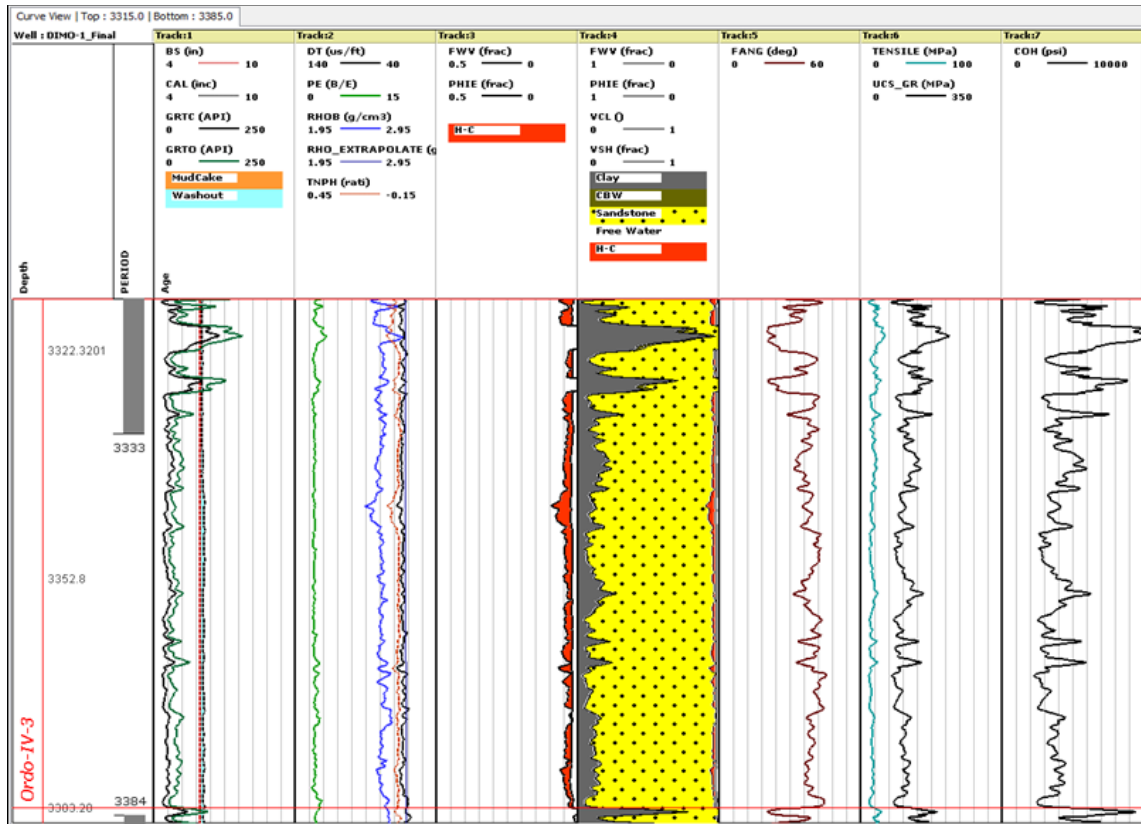


Figure-IV.28. Prédiction des résistances mécaniques de la roche au niveau du puits cible (puits-B-Unité-Ordo-IV-3) : en track-6 l'angle de friction interne, en track-7 la résistance à compression uni-axiale (courbe noire) et la résistance à la traction (bleu claire) ; et en dernier track, la cohésio.

IV.2.4. La Pression de Pore (calibrée au niveau du puits-B)

Comme l'état de contrainte in-situ dans un champ donné est extrêmement sensible à la variation de la pression de pore, sa prédiction reste l'une des étapes cruciales dans la construction du modèle géomécaniques. La pression de pore est toujours inférieure à la contrainte principale minimale, sinon la terre sera fracturée elle-même. Plusieurs méthodes basées sur les vitesses sont utilisées dans l'industrie pétrolière pour la prédiction de la pression de pore. La méthode d'Eaton est l'une des méthodes standards les plus utilisées. Le teste de pression effectuée au niveau du puits-B (3500 psi@3525m) dans l'unité réservoir Ordo-IV-3 révèle que la pression réservoir est équivalente à une pression hydrostatique.

IV.2.5. Les Contraintes Principales in-Situ :

En plus des propriétés mécaniques de la roche, les magnitudes et les orientations des contraintes in-situ jouent un rôle très important dans l'analyse géomécaniques.

Les contraintes sont également les plus difficiles à prévoir car il n'y a pas de moyen direct de les mesurer en continu tout au long de la section du puits. Les pertes de boue et les mini-fractures permettent de restreindre la prédiction des contraintes mais elles sont limitées qu'à une seule profondeur ou à un intervalle très court en profondeur.

IV.2.5.1. La Contrainte Verticale (Lithostatique)

La contrainte verticale (Overburden) est l'intégral du log densité à partir de la surface à la profondeur d'intérêt, en utilisant la formule suivante (Eq (IV.7)) :

$$s_v = \int_0^z \rho(z)g dz = \bar{\rho}gz \dots\dots\dots(IV.7)$$

IV.2.5.2. Les Contraintes Horizontales

Les contraintes horizontales sont définies par leur amplitude et leur orientation. Les grandeurs des contraintes horizontales ne peuvent pas être mesurées explicitement et ne peuvent être modélisées ou déduites que par la mesure de la déformation, et de la pression. L'amplitude de la contrainte minimale σ_3 (σ_h dans un puits vertical) est plus simple à déterminer avec un test mini-frac ou un LOT. En revanche, il n'est pas possible de mesurer directement la grandeur de la contrainte horizontale maximale (σ_H). Cependant, cette dernière peut être déduite avec une précision raisonnable en utilisant les polygones de contraintes, associé au régime tectonique régional.

Le modèle de contrainte bilatérale (Eq (IV.8)) proposé pour estimer les contraintes horizontales a évolué vers un modèle de déformation horizontal poro-élastique (Eq (IV.9)), Eq(IV.10)) qui prend en compte les déformations tectoniques et adapte le modèle anisotrope horizontal mais malheureusement ces équations sont très difficiles à mettre en pratique du fait de leur dépendance à un ensemble de paramètres qui doivent être itérés jusqu'à ce qu'ils correspondent à des observations terrain.

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \sigma_T \dots\dots\dots (IV.8)$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{1}{1-\nu^2} \epsilon_x + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \epsilon_y \dots\dots\dots (IV.9)$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{1}{1-\nu^2} \epsilon_y + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \epsilon_x \dots\dots\dots (IV.10)$$

ε_x & ε_y sont des facteurs d'étalonnage qui peuvent être ajustés pour correspondre au mieux à la mesure minimale de la contrainte horizontale. (α) est le coefficient de Biot. Une méthode alternative proposée par Zoback et Healy (1984) pour estimer l'amplitude des contraintes horizontales a été documentée. Cette méthode suppose que la croûte terrestre se trouve dans un état d'équilibre frictionnel tel que le taux de contrainte ne peut dépasser une valeur seuil (Eq (IV.11)).

$$\frac{\sigma_1 - P_p}{\sigma_3 - P_p} \leq \left[\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right]^2 \dots\dots\dots (IV.11)$$

σ_1 et σ_3 sont les contraintes principales maximales et minimales et : (0.6-1) le coefficient de friction interne (friction sliding).

Dans cette étude, les limites de variation des contraintes horizontales (Figure-IV.29) sont fixées en utilisant la théorie des failles en équilibre frictionnel (frictional faulting theory) (Eq (IV.11)).

Pour avoir une première estimation de la contrainte horizontale minimale, on a utilisé le model de coefficient de poisson (Eq (I V.28)), avec un coefficient de Biot constant égal à l'unité, la pression de pore calibrée et la contrainte verticale précédemment calculée. Puis comme nous disposons d'un test mini-frac au niveau du puits voisin (puits-B), nous avons pu calibrer la valeur de la contrainte minimale en appliquant un shift d'environ 1320 psi (Figure-IV.30). Ce shift est équivalent à la contribution de contrainte tectonique dans la région. Le résultat de la prédiction de la contrainte horizontale minimale est illustré sur le track-6, (Figure-IV.31).

La contrainte horizontale maximale qui contrairement à la contrainte minimale, est plus difficile à estimer et ne dispose pas d'un moyen direct pour la mesurer dans le puits. Des méthodes indirectes telles que le sonic-scanner ou l'imagerie de la paroi du puits peuvent être utilisées pour avoir une estimation de la contrainte horizontale maximale. Au niveau du puits-A, nous disposons de l'imagerie interprétée de l'unité réservoir IV-3.

La direction du plan de contrainte minimale et maximale peut être déduite d'un caliper multi- bras, de l'anisotropie observée sur un shear sonic et des modes de rupture observés sur un log d'images. L'ovalisation du puits se produit généralement dans la direction de la contrainte principale minimale, où la concentration de contrainte

tangentielle est maximale. Les fractures hydrauliques quant à elles, elles se produisent dans la direction de la contrainte principale maximale. Dans un puits vertical, la direction de l'ovalisation indique la direction de la contrainte horizontale minimale et la direction de des fractures induites indique la direction de la contrainte horizontale maximale.

Les résultats de la prédiction de la pression de pore et des contraintes principale estimées dans le puits-A sont illustrés sur la (Figure-IV.31). Les valeurs estimées des contraintes horizontales tombent dans les limites physiques de la variation de contrainte donnée par la théorie des failles en équilibre frictionnel.

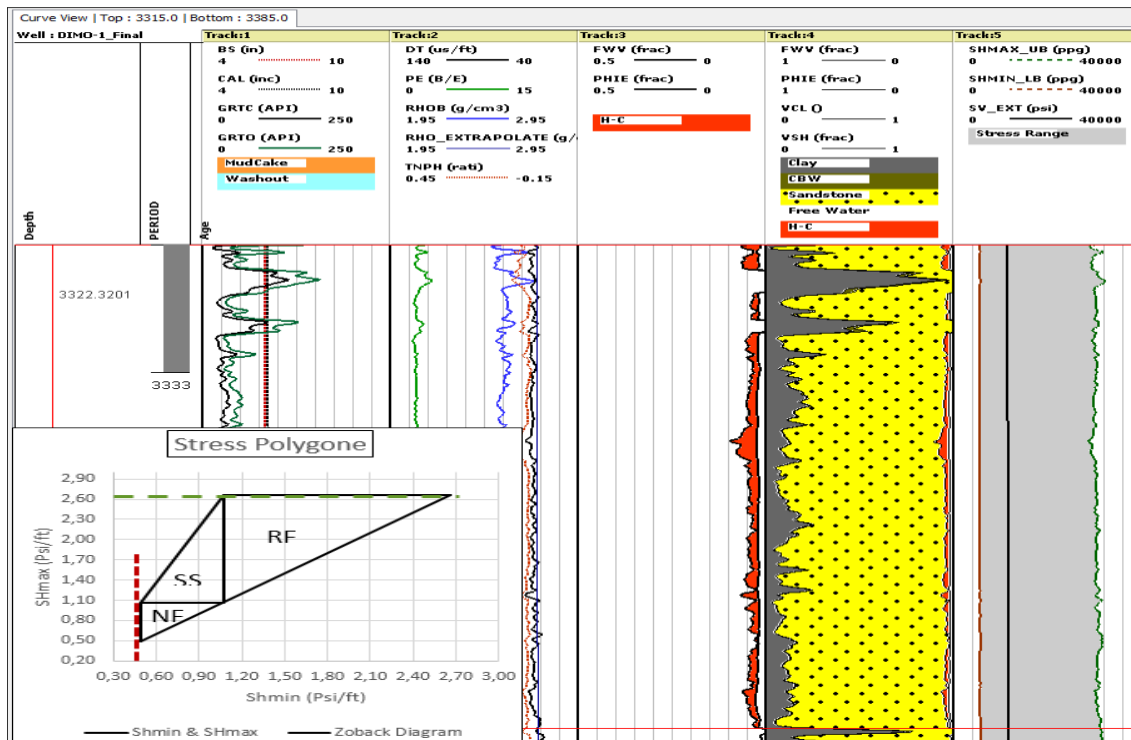


Figure-IV.29. Limite de variation des contraintes horizontales d'après la théorie des failles en équilibre frictionnel : sur le polygone des contraintes la valeur extrême de la contrainte horizontale maximale est associé au régime le plus compressif (régime inverse / trait vert discontinu), en revanche la plus petite valeur de la contrainte horizontale minimale est associée au régime extensif (régime normale/ trait rouge discontinu). Les valeurs des trois contraintes principales sont situées dans cette intervalle et varie selon le régime tectonique associé.

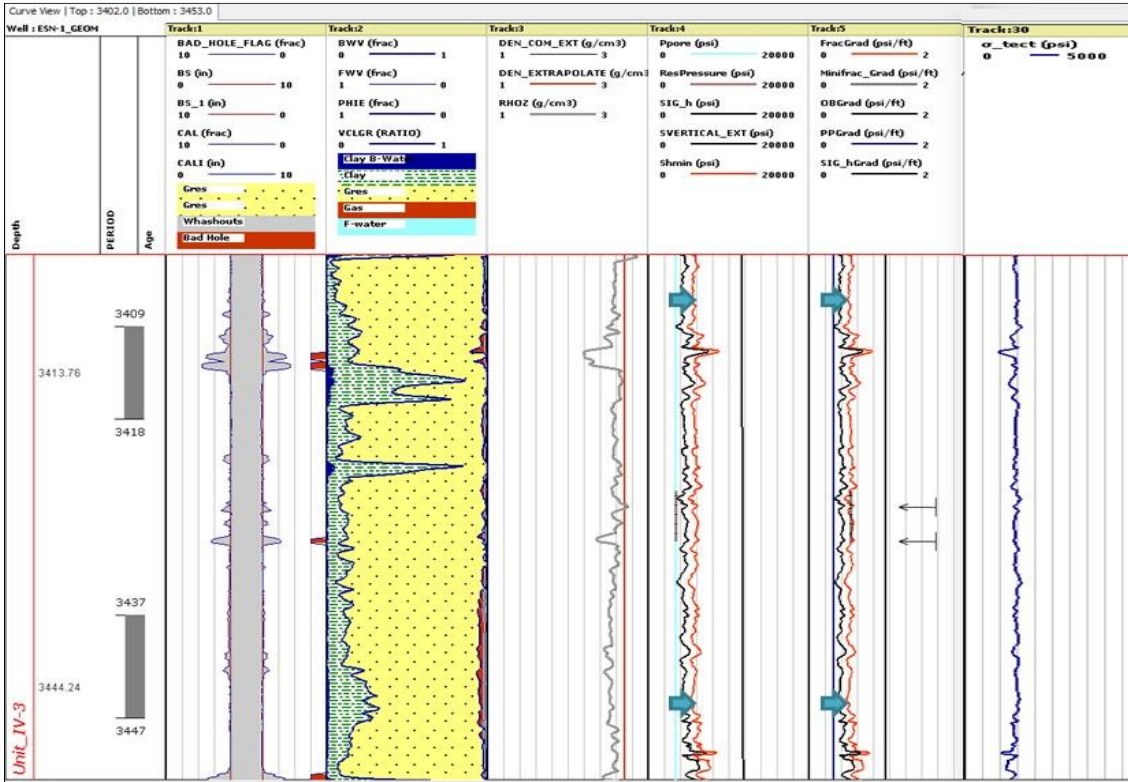


Figure-IV.30. Calibration de la contrainte horizontale minimale calculée à partir du modèle de coefficient de poisson. Sur le track-6 : la courbe rouge (Sh_{min} calibrée) est le résultat du shift appliqué sur la courbe noire (Sh_{min} brute) pour épouser en profondeur le gradient de fracturation issu du test mini-frac

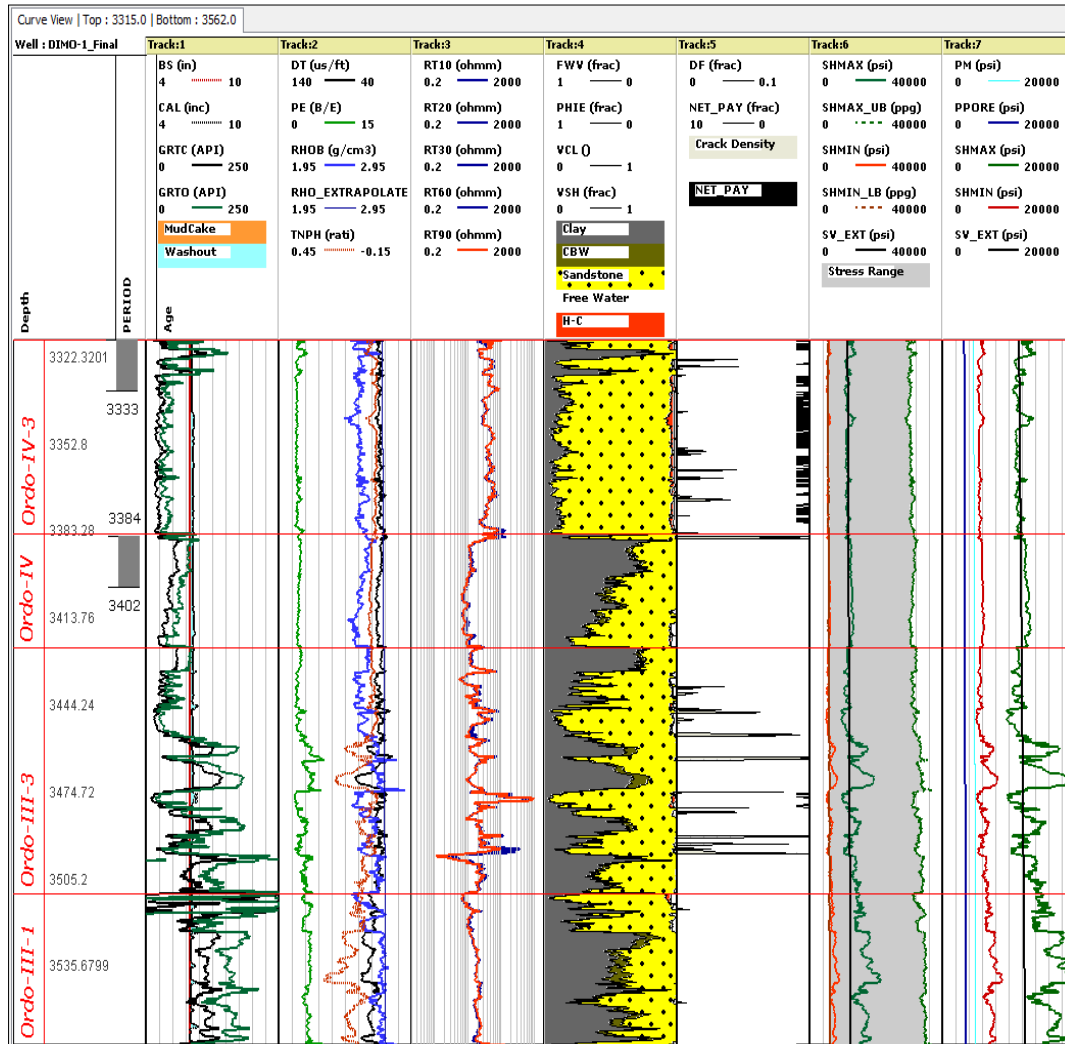


Figure.IV.31. Modélisation des contraintes principales et de la pression de pore dans les séries du paléozoïque inférieur du puits-A: Les contraintes calculées tombent dans les intervalles théoriques de variation (zone grise sur le track-6). Les trois contraintes principales et la pression de pore calibrée sont affichées sur le dernier track.

IV.2.6. Analyse du gradient de fracturation hydraulique

Le gradient de fracturation est lié à la contrainte horizontale minimale. Les variations de l'amplitude de la contrainte horizontale minimale donnent une idée sur le gradient de fracturation pour une formation donnée. Les zones potentielles pour une fracturation hydraulique nécessitent l'existence de barrières de contrainte pour contenir la propagation de la fracture. Ces barrières représentent la transition entre des zones de différentes propriétés mécaniques.

Le profil de gradient de fracturation (contrainte horizontale minimale) est présenté sur le Track-7, (*Figure-IV.31*) (courbe rouge). En général, le gradient de fracturation calculé partir du coefficient de Poisson au niveau de l'unité Ordo_IV-3, représente un caractère lisse ce qui peut être problématique pour le content de la fracturation hydraulique; cependant d'après le profil de saturation, l'unité Ordo_IV-3 est uniformément saturée en hydrocarbure (60% en moyen) de plus le gradient de fracturation est largement en-dessous des pressions admissibles des équipements de fracturation.

IV.2.6.1. Sélection des intervalles a fracturer hydraulique

Deux intervalles optimaux pour la fracturation ont été identifiés dans l'unité réservoir Ordovicien-IV-3 du puits-A (*Figure-IV.32*). Pour le premier intervalle (3327-3340 m) le volume d'argile moyen est inférieur à 13%, la porosité effective avoisine les 4%, la saturation en eau est de 44% et le gradient de fracturation est de 0.51 psi/ft. Une barrière de contrainte évidente est garantie par le niveau argileux situé juste au-dessus. Le deuxième intervalle (3346-3370 m) est presque similaire au précédant en terme de caractéristique, sauf que la barrière de contrainte en-dessous de cette intervalle peut être problématique. Une autre barrière douteuse située entre les deux intervalles dont le lien avec l'incertitude lors de la génération de log de la vitesse de cisaillement (V_s) n'est pas écarté.

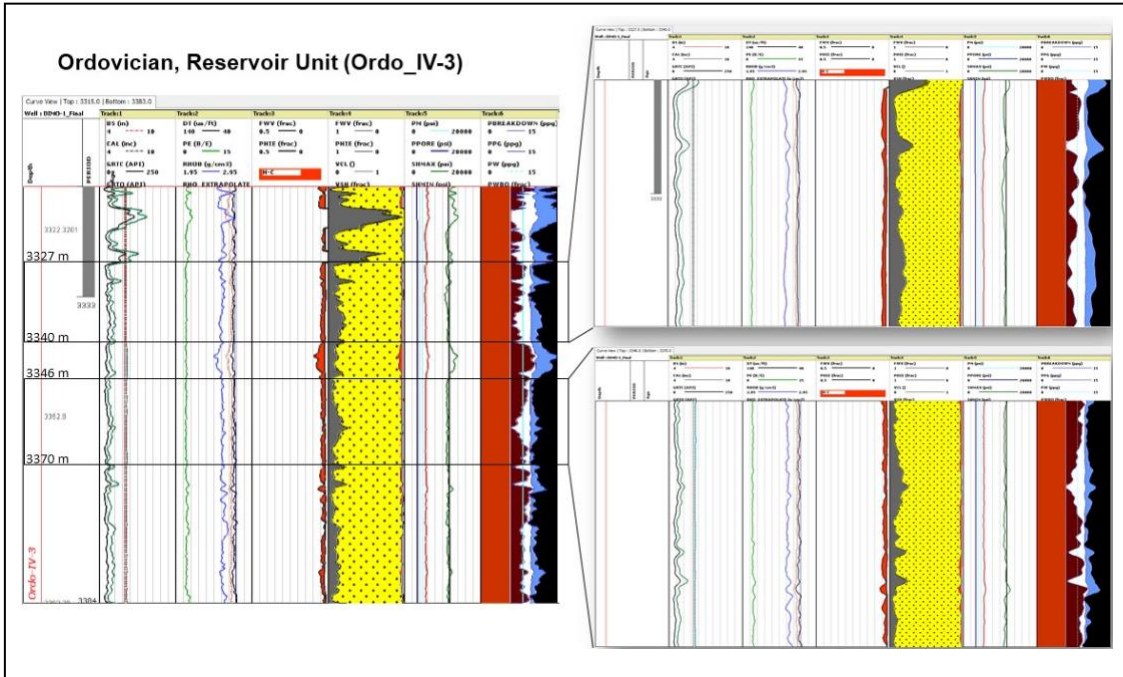


Figure-IV.32. Intervalles sélectionnés pour une fracturation hydraulique dans l'unité Ordovicien_IV-3 du puits-A : Deux intervalles sectionnés en profondeurs. Le gradient de fracturation moyen est de 0.52 psi/ft. Le caractère lisse du gradient de fracturation peut causer le problème d'absence des barrières de contraintes ; cependant comme il n'y a pas de niveau aquifère proche et comme les intervalles sélectionnés sont centrés sur l'unité réservoir IV-3 le risque de propagation de la fracture vers des formations voisines aquifères est amoindri.

IV.2.7. Récapitulatif des résultats

Les résultats sont résumés comme suit :

3315- 3383 m- l'unité Ordo_IV-3 : Le volume d'argile moyen est de 12%, la moyenne de la saturation en hydrocarbure est de 60% et la porosité effective est de 4%. Le gradient de fracturation est relativement faible (0.52 psi/ft), ce qui facilite la fracturation hydraulique dans cette unité. Deux intervalles prometteurs pour la fracturation hydraulique sont situés successivement entre 3327-3340m et 3346-3370m. Les barrières de contrainte pour le confinement de la fracture pourraient être garanties, au pire des cas, par le niveau d'argiled'en dessous situé au sommet de l'unité IV-2 et par les argiles du silurien situé en dessus. De point de vue stabilité, le forage de cette unité présente parfois des cavités et des fractures induites observées sur

les logs caliper.

3383- 3423 m- l'unité Ordo_IV-2: Le potentiel hydrocarbure pour cette unité est très faible. La partie sommitale est pratiquement argileuse. La porosité étant très faible est le gradient de fracturation relativement élevé comparé à l'unité IV-3.

3423- 3509 m- l'unité Ordo_III-3: caractérisées par des alternances grès-argile est un faible potentiel en hydrocarbure. Le gradient de fracturation étant trop élevé. De point de vue stabilité, on dénombre pas mal de cavités et des fractures induites.

3509- 3562 m- l'unité Ordo_III-1: C'est une unité argileuse qui ne représente aucun intérêt pétrolier. De point de vue stabilité, cette unité présente parfois des cavités plus au moins prononcées observées sur les logs caliper.

Les intervalles en profondeur sélectionnés pour une fracturation hydraulique avec leurs caractéristiques mécaniques correspondantes ainsi que leur pression breakdown sont résumés sur le (Tableau-IV.14).

Tableau-IV.14. *Les intervalles les plus prometteurs pour une stimulation par fracturation hydraulique dans la section Paléozoïque inférieure du puits-A.*

Formation	Intervalle (m)	Vsh (%)	PHIE (%)	SW (%)	UCS (MPa)	PPORE (Psi/ft)	Shmin (Psi/ft)	SHmax (Psi/ft)	Breakdown (Psi/ft)
Unité_IV-3	3327-3340m	<13	~4.2	44	120	0.31	0.51	1.1	0.56
	3346-3370m	<10	~4.0	44	105	0.31	0.52	1.1	0.57

CONCLUSION

Au terme de ce travail qui constitue le mémoire de fin d'étude master il ressort ce que :

Des techniques avancées de physique de roche, stochastiques et déterministes, ont été testées dans un puits voisin (puits-C) où on dispose du log shear-wave enregistré et ce afin d'établir le modèle appréciable. Le soft Scincus élaboré par Enageo a été utilisé dans ce travail.

La prédiction du shear-wave a donné un excellent taux de corrélation et requiert moins de données d'entrées et peut même être utilisé dans des terrains nouvellement explorés et avec un temps de traitement court.

Une interprétation géologique et une cross-corrélation des tops des formations entre les puits-A et les puits voisins a été effectuée pour vérifier le degré de fiabilité.

Une interprétation pétrophysique compréhensive et détaillée a été réalisée au niveau du puits-A et des puits voisins (puits-B et puits-C) montre que l'unité réservoir principale est l'unité IV-3.

Une démarche cohérente visant à calculer et convertir les propriétés mécaniques dynamique et les résistances de la roche en des propriétés statiques en utilisant les mesures laboratoire effectuées sur carottes a été discutée au niveau du puits voisin (puits-B). Ces mêmes lois de conversion ont été généralisées au niveau du puits-A pour calculer ces propriétés.

La contrainte verticale a été calculée en intégrant le log densité synthétique extrapolé jusqu'à la surface.

La pression de pore est supposée être hydrostatique et a été calibrée à la pression réservoir mesurée dans l'unité IV-3 du puits voisin (puits-B).

La contrainte horizontale minimale (Gradient de fracturation) a été estimée à partir du modèle pro-élastique utilisant le coefficient de Poisson et a été calibrée en utilisant la pression de fracturation mesurée par un mini-frac test au niveau du puits-B.

La contrainte horizontale maximale a été calculée à partir de la contrainte verticale et de la contrainte horizontale minimale puis calibrée de telles façons à honorer les phénomènes de ruptures observés sur la paroi du puits.

L'analyse de la stabilité du forage de la section 6'' du puits-B. Montre que le programme

de boue utilisé est parfait et qu'on observe rarement d'incidents le long des formations traversées par le forage.

Deux fenêtres faisables pour une fracturation hydraulique ont été identifiées dans l'unité réservoir IV-3, successivement dans les intervalles 3327-3340m et 3346-3370 avec des barrières de fracturation identifiables et un gradient de fracturation équivalent à 0.52 (psi/ft).

Les principales conclusions et résultats tirés de ce travail sont résumés comme suit:

Les formations de Paléozoïque inférieur traversées par le forage du Puits-A, présentent un net réservoir de 139 m sur une épaisseur de 248m, donnant un net to gross ratio de 56% et un net-pay d'environ 38 m. dans le net réservoir la porosité moyenne est de 3%, le volume d'argile moyen est de 20% et la saturation en eau moyenne est de 65%.

Le module de Young et la résistance à la compression uni-axiale (UCS) sont relativement élevés dans les grès compact et faible dans argiles. Les propriétés statiques et les résistances mécaniques de la roche sont calculées sur la base de corrélations avec les mesures issues des tests effectués sur carottes.

La contrainte horizontale minimale varie entre 60% et 80% de la contrainte lithostatique.

La contrainte horizontale maximale varie entre 100% et 150% de la contrainte lithostatique.

Les valeurs les plus élevées sont observées dans les couches argileuses.

En général, les contraintes ont une tendance élevée dans les argiles et faible dans les grès. Cet état de contrainte favorise la propagation de la fracturation hydraulique grâce aux développement des barrières de contraintes qui ont pour effet de contenir la fracturation hydraulique centrée sur les zones de grès à hydrocarbures.

L'interprétation finale dans les unités réservoirs se résumées comme suit :

• 3315- 3383 m- l'unité Ordo_IV-3

(objectif réservoir) : Le volume d'argile moyen est de 10%, la moyenne de la saturation en hydrocarbure est de 60% et la porosité effective est de 4%. Le gradient de fracturation est relativement faible (0.52 psi/ft), ce qui facilite la fracturation hydraulique dans cette unité. Deux intervalles prometteurs pour la fracturation hydraulique sont situés successivement entre 3327-3340m et 3346-3370m. Les barrières de contrainte pour le confinement de la fracture pourraient être garanties, au pire des cas, par le niveau d'argile d'en dessous situé au sommet de l'unité IV-2 et par les argiles du silurien situé en dessus.

De point de vue stabilité, le forage de cette unité présente parfois des cavités et des fractures induites observées sur les logs caliper et imagerie.

- **3383- 3423 m- l'unité Ordo_IV-2 :**

Le potentiel hydrocarbure pour cette unité est très faible. La partie sommitale est pratiquement argileuse. La porosité étant très faible est le gradient de fracturation relativement élevé comparé à l'unité IV-3. De point de vue stabilité, le forage de cette unité est très stable et ne présente, quasiment, aucun incident.

- **3423- 3509 m- l'unité Ordo_III-3 :**

caractérisées par des alternances grès-argile est un faible potentiel en hydrocarbure. Le gradient de fracturation étant trop élevé. De point de vue stabilité, on dénombre pas mal de cavités et des fractures induites.

- **3509- 3562 m- l'unité Ordo_III-1 :**

C'est une unité argileuse qui ne représente aucun intérêt pétrolier. De point de vue stabilité, cette unité présente parfois des cavités plus au moins prononcées observées sur les logs caliper.

Les modèles pétrophysiques et géomécaniques développés peuvent être mis-à-jour, au fur et à mesure que d'autres données et mesures in-situ deviennent disponibles".

BIBLIOGRAPHIE

- **SERRA O.**, 1979, Diagraphies différées, base de l'interprétation, Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques, Éditions Technip.
- **SERRA O.**, 1985, Diagraphies différées, base de l'interprétation, Tome 2 : Interprétation des données diagraphiques, Éditions Technip.
- **SONATRACH EXPLORATION**, 2010, Diagraphies différées et interprétation.
- **Abbas Radhi Abbas**, 2016, Basic Well Logging (Fields Applications).
- **HACINE RACHID**, Juillet 2007, Diagraphies de production, IAP Boumerdes.
- **DESBRANDES R.**, 1982, Diagraphies dans les sondages, Éditions Technip.
- **Mohamed Naoufel Guermiti, Seifeddine Azizi**, 2014 : « Amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique, Application champs de Tiguentourine cas puits TG358 ». Mémoire de fin d'étude de Master, université Kasdi Merbah Ouargla.
- **Bradley, W. B.**, 1979. Le concept mathématique du nuage de contraintes peut prédire la défaillance du trou de forage. Oil Gas J, 77[8], 92-102.
- **Aadnoy, B.**, & Chenevert, M. (1987). Stability of Highly Inclined Boreholes (comprend les articles associés 18596 et 18736). SPE Drilling Engineering, 2(04), 364-374. doi:10.2118/16052.
- **Manshad, A. K.**, Jalalifar, H., & Aslannejad, M. (2014). Analyse de la stabilité verticale, horizontale et déviée des puits de forage par des méthodes analytiques et numériques. Journal des technologies d'exploration et de production pétrolières, 4(4), 359-369. doi :10.1007/s13202-014-0100-7.
- **Yamamoto, K., Shioya, Y., Matsunaga, T., Kikuchi, S., & Tantawi, I.** (2002). Un modèle mécanique des problèmes d'instabilité du schiste au large d'Abu Dhabi. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. doi :10.2118/78494-ms.
- **Mansourizadeh, M.**, Jamshidian, M., Bazargan, P., &
- **Mohammadzadeh, O.** (2016). Analyse de la stabilité du puits de forage

et prédiction de la pression de rupture dans les trous de forage verticaux et déviés à l'aide de critères de défaillance - Une étude de cas. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, 482- 492.
doi:10.1016/j.petrol.2016.06.024

- Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M. and Risnes, R. (1992). *Petroleum related rock mechanics*. Elsevier Science Publishers B.V., 515P.
- Steve Cannon. *Petrophysics: A practical guide*, Library of Congress Cataloging-in-PublicationData, ISBN 978-1-118-74673-8, 2016
- Zoback, M. (2007). *Reservoir geomechanics*. New York, Cambridge University Press, 505P.
- Eaton, B. (1975). The equation for geopressure prediction from well logs. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, USA, 28 September- 1 October
- Zoback, M.D. and all. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*. 40: 1049-1076
- Peska, P. & Zoback, M. D. 1995: Compressive and tensile failure of inclined wellbores and determination of in situ stress and rock strength. *Journal of Geophysical Research*, 100, pp 12791-12811.
- Archer, P. & Rasouli, V. A log based analysis to estimate mechanical properties and in-situ stresses in a shale gas well in North Perth Basin. *WIT Transactions on Engineering Sciences*, Vol 81, 2012.
- E. Bozorgi, D. Javani and M. Rastegarnia. Development of a mechanical earth model in an Iranian off-shore gas field, *Journal of Mining & Environment*, Vol.7, No.1, 2016, 37-46.
- J. Dvorkin and G. Mavko. Vs predictors revisited, *Special section: Rock Physics, The Leading Edge*, March 2014.
- Colin M. Sayers. *Geophysics under Stress: Geomechanical Application of Seismic and Borehole Acoustic Waves*, Distinguished Instructor Series, No. 13, Society of Exploration Geophysicists, 2010.

- Mark R.P. Tingy et al. Origin of overpressure and pore –pressure prediction in the Baram province, Brunei, AAPG Bulletin, V. 93, No. 1, January 2009, PP. 51-74.
- Lisa Song. Measurement of Minimum Horizontal Stress from Logging and Drilling Data in unconventional Oil and Gas, Master’s Thesis, Department of chemical and petroleum engineering, Calgary, Alberta, August, 2012.
- M. Azadpour and N. Shad Manaman. Determination of Pore-Pressure from sonic log: a case study on one of Iran Carbonate Reservoir Rocks. Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology, Vol. 4, No. 3, PP. 37-50.