

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
UNIVERSITÉ DE KASDI MERBAH - OUARGLA
Faculté des Hydrocarbures, des Énergies Renouvelables et des Sciences de la Terre

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers



Mémoire présenté en vue de l'obtention d'une maîtrise

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Spécialité : Géologie Pétrolière

Thème

**Caractérisation Péetrophysique et Géomécanique
Pour le design de fracturation Hydraulique**

Cas d'étude Houd Berkaoui puit OKJ31

- **Bellakehal Khira**
- **Benachour Yacine**

**Soutenu publiquement sur
13/06/2026**

Devant le jury composé de :

Mr Belksir Salah	MCB	President
Mr Laouini Hamza	MCB	Examinator
Mr Remitta Abdelatif	MCB	Promoter

Année académique: 2025/2026

Résumé

Ce travail a concerné le réservoir gréseux de la formation Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAG T1) au niveau du puits OKJ-31, situé dans le champ de Haoud Berkaoui (HBK). L'étude avait pour but de déterminer les intervalles optimaux (Clusters) candidats à une stimulation par fracturation hydraulique en vue d'optimiser la productivité et la récupération de l'hydrocarbure en place. Pour cela, nous avons commencé par une évaluation approfondie des paramètres pétrophysiques. Par la suite, nous avons construit et calé un modèle géomécanique à une dimension (MEM 1D) afin de déterminer les propriétés mécaniques de la roche réservoir (UCS, coefficient de Poisson) et le profil des contraintes in situ. La synthèse intégrée des résultats obtenus nous a permis de recommander et de valider la géométrie du premier stade de traitement (Stage 1).

Summary

This project involved the sandstone reservoir of the Lower Triassic Argilo-Sandstone (TAG T1) formation in the OKJ-31 well, located in the Haoud Berkaoui (HBK) field. The study aimed to determine the optimal perforation intervals (Clusters) candidates for a hydraulic fracturing stimulation in order to optimize well productivity and hydrocarbon recovery. For this purpose, we initiated a comprehensive evaluation of petrophysical parameters. Subsequently, we built and calibrated a one-dimensional geomechanical model (1D MEM) to determine the reservoir rock's mechanical properties (UCS, Poisson's ratio) and the in-situ stress profiles. The integrated synthesis of the obtained results allowed us to recommend and validate the design of the first fracturing stage (Stage 1).



Remerciement

Louange à dieu, seigneur de l'univers qui nous a doté de sa miséricorde jusqu'à la réalisation de ce modeste travail. Alors, nous nous prosternons à notre dieu le tout puissant.

Ainsi, nous voudrions exprimer notre profonde gratitude aux nobles personnes qui ont

contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Nous adressons tout d'abord nos remerciements les plus vifs à notre encadreur

monsieur REMITTA ABDELLATIF

Nous remercions Mr Walid à la Division de Production de Haoud Berkaoui-Sonatrach, qui malgré la surcharge de leur travail, ont su nous consacrer de leur temps, de leur savoir et nous ont guidé tout au

Nous tenons à remercier tous nos enseignants par qui nous étions entourés durant tout

ce cursus.

Enfin nous remercions tous nos amies et amis de notre promotion.

Un grand Merci



Dédicace

*A mes chers parents A vous maman « Hadda » et papa «
Messaoud » sources de tendresse, de volonté et de patience,
mes yeux à travers lesquels j'ai vu et je vois le monde. Je vous
dédie ce travail en espérant que vous trouvez ici ma
reconnaissance éternelle et ma profonde gratitude, mon
grand respect et amour. Je vous remercie d'être toujours à
mes côtés de me soutenir, m'aimer, me protéger et pour tout
ce que vous avez fait pour moi. Les mots s'épuisent mais ma
reconnaissance ne se limitera jamais. A mes chers frères
Mubarak, Abdallah et Ibrahime A mes proches amis
Chacune avec son nom Je dédie ce travail aussi à ma future
femme A mes collègues de la promotion Géologie pétrolière
2025/2026. A tous ceux que j'aime Un témoignage de
gratitude et de sincères affections Que Dieu vous récompense*

Yacine Benachour



Dédicace

Au nom d'ALLAH le Miséricordieux,

*Je dédie ce travail en premier lieu à la première personne dans ma vie, la qu'elle m'a toujours soutenue, ma guidé et orienté, conseillé et éduqué. Je le dédie à **Ma Mère AICHA**. Je le dédie aussi à **mon père ALI**, que dieu le bénisse. Je le dédie à **mes Sœurs Bouthaina Et Djouhaina** , à **mes frères Youcef Et Farid** et à **ma nièce LILIANE** . Je le dédie à mon généreux encadreur, mon moniteur universitaire, et ma référence **Mr. ABDELATTIF REMITTA** . Je le dédie à mes ami(e)s **Djoumana et Houria et maroua** , et les géologues et non géologues et aux prochaines générations des géologues. Je le dédie à toute la communauté Musulmane. Et bien sûr je le dédie à moi-même.*

Khira Bellakehal

Liste des figures

N°	Titre de la figure	Page
Figure I.1	Aperçu géographique et délimitation du champ de Haoud Berkaoui (HBK)	4
Figure I.2	Plan de positionnement du puits étudié OKJ-31 dans la structure	5
Figure I.3	Colonne stratigraphique synthétique de la plateforme saharienne	6
Figure II.1	Outil Sonic Scanner (Document Schlumberger)	16
Figure II.2	Représentation des phénomènes de ralentissement et de capture des neutrons	18
Figure II.3	Log d'interprétation pétrophysique globale (Output du logiciel Techlog)	24
Figure II.4	Profil de l'Indice de Rayons Gamma (GR) et identification des bancs gréseux	25
Figure III.1	Résultats de l'évaluation pétrophysique par ELAN	26
Figure IV.1	Emplacement des breakout (ovalisations) et des fractures induites par le forage par rapport aux contraintes principales perpendiculaires au puits de forage	32
Figure IV.2	Relation UCS avec le module de Young statique	40
Figure IV.3	Vue 3D issue de l'imagerie UBI en comparaison avec l'échantillon de carotte	43
Figure IV.4	Présence de pression entre les grains de la roche	45
Figure IV.5	Paramètres mécaniques de la roche	48
Figure IV.6	Approche usuelle pour déterminer la magnitude des contraintes responsables des ruptures observées dans les parois du puits	49
Figure IV.7	Organigramme de la procédure de traitement et de construction du modèle 1D-MEM	50
Figure IV.8	Schéma de construction d'un modèle géomécanique sur une dimension	50
Figure IV.9	Modèle géomécanique MEM (1D) du puits OKJ31	52
Figure V.1	Localisation des deux clusters du Stage Frac sur le log d'évaluation pétrophysique ELAN – Puits OKJ-31	59

Figure V.2	Schéma explicatif de la pression de fermeture exercée sur la fracture	62
Figure V.3	Pression de fermeture exercée sur les fractures créées (Document Schlumberger).	63

Liste des tableaux

N°	Titre du tableau	Page
Tableau II.1	Valeurs du PEF pour différents matériaux	20
Tableau III.1	Paramètres et conditions de forage du puits OKJ31	30
Tableau III.2	Nomenclature des diagraphies et outils utilisés (OKJ31)	30
Tableau III.3	Synthèse pétrophysique et lithologique de la zone d'étude	34
Tableau IV.1	Formules des modules élastiques dynamiques	40
Tableau IV.2	Interprétation des traces de fractures par rapport à l'outil d'acquisition	42
Tableau IV.3	Interprétation du modèle géomécanique MEM autour du puits OKJ31	53
Tableau V.1	Critères de choix des Stage Frac optimales	60
Tableau V.2	Propriétés du Stage Frac – Puits OKJ-31	61
Tableau V.3	Valeurs du gradient de fracturation et pression de fermeture	64

Liste des Abréviations

Chapitre I : Aperçu géologique et pétrolier de la région HBK

HBK : Haoud Berkaoui (Champ d'étude)

TAG T1 / T2 : Trias Argilo-Gréseux Inférieur / Niveau 1 et Niveau 2

Chapitre II : Évaluation pétrophysique des réservoirs

GR : Gamma Ray (Diagraphie de rayons Gamma)

APLC / NPHI : Neutron Porosity / Porosité Neutron

APS : Array Porosity Sonde (Outil de Diagraphie Neutron)

RHOB / RHOZ : Bulk Density (Densité apparente de la formation)

DT / DTCO : Delta T Compression (Temps de transit ou lenteur de l'onde de compression)

ECS : Elemental Capture Spectroscopy (Spectroscopie de capture élémentaire)

ILD / LLD : Induction Log Deep / Lateral Log Deep (Résistivité profonde)

ILM / LLS : Induction Log Medium / Lateral Log Shallow (Résistivité intermédiaire / superficielle)

R_t : True Resistivity (Résistivité vraie de la zone vierge)

R_{xo} : Flushed Zone Resistivity (Résistivité de la zone envahie)

Chapitre III : Application pétrophysique sur le puits OKJ31

M/LWD : Measurement / Logging While Drilling (Diagraphies en cours de forage)

CALI : Caliper (Diamètreur)

QC : Quality Control (Contrôle de qualité des données)

ELAN : Elemental Analysis (Module d'analyse minéralogique quantitative sous Techlog)

PHIE : Effective Porosity (Porosité effective)

Sw : Water Saturation (Saturation en eau)

Chapitre IV : Modélisation géomécanique MEM (1D)

1D-MEM : One-Dimensional Mechanical Earth Model (Modèle Géomécanique Unidimensionnel)

UBI : Ultrasonic Borehole Imager (Imagerie acoustique des parois du puits)

UCS : Unconfined Compressive Strength (Résistance à la compression uniaxiale)

FANG : Friction Angle (Angle de frottement interne)

(σ_v)(S_v) : Vertical Stress (Contrainte verticale / Overburden)

(σ_h)_{max}}(SH_{max}) : Maximum Horizontal In-Situ Stress (Contrainte horizontale maximale)

(σ_h)_{min}}(Sh_{min}) : Minimum Horizontal In-Situ Stress (Contrainte horizontale minimale / Pression de fermeture)

WBM : Water-Based Mud (Boue de forage à base d'eau)

ECD : Equivalent Circulating Density (Densité équivalente en circulation)

Chapitre V : Design de la fracturation hydraulique

Net Pay : Épaisseur utile ou productive du réservoir

Table des matières

Résumé	I
Summary	I
Remerciement	II
Dédicace.....	III
Dédicace	IV
Liste des figures	V
Liste des tableaux	VI
Liste des Abréviations.....	VI
Introduction générale.....	1
Chapitre I :.....	4
Aperçu géologique et pétrolier de la région HBK	4
Introduction :	4
I.1 Géologie régionale de Sahara et de bassin de Oued mya	4
I. 2 Situation géographique	5
I.3.L’aspect pétrolier	7
I. 3.A. Les roches mères.....	7
I. 3. B .Les roches réservoirs.....	7
I. 3.C .Les roches couvertures.....	8
I. 4.L’ aspect structural local.....	8
Chapitre II : Evaluation pétrophysique des réservoirs	9
Introduction :	10
II.1 Définition.....	10
II.2 Les paramètres Pétrophysiques	10
II.2.1 Volume d’argile.....	10

II.2.2 La résistivité	10
II.2.4 La perméabilité.....	12
II.2.5 La saturation	12
II.2.6 La lithologie.....	13
II.3 Les diagraphies.....	13
II.3.1 Généralités	14
II.3.2 Les diagraphies qui ont été enregistrées pour l'étude	14
II.3.2.1 Diagraphie Sonique	14
II.3.2.2 Diagraphies Neutron.....	17
II.3.3 Diagraphie de Densité	18
II.3.2.4 Diagraphie Rayon Gamma	21
II.3.2.6 Diagraphie de Spectroscopie	23
Chapitre III : Application pétrophysique sur le puits OKJ31.....	28
Introduction :	29
III.1Évaluation Pétrophysique.....	29
III.2Interprétation Lithologique	29
III.3Détermination du Type de Fluide	29
. III.4Méthodologie d'Analyse	29
III.5Évaluation Qualitative (Quick Look Interpretation)	31
III.6 Interprétation Qualitative (QC) et Analyse Minéralogique	32
III.7 Interprétation du log composite d'évaluation déterministe	33
Conclusion	35
Chapitre IV : Modélisation géomécanique MEM (1D)	36
IV.1 Introduction.....	37
IV.2 Principe de la géomécanique	37

IV.2.1 Contraintes	37
IV.2.2 Cercle de Mohr-Coulomb	37
IV.2.3 Régime de contrainte	38
IV.2.4 Contrainte effective.....	38
IV.2.5 Réponse d'un matériau	39
IV-2-6 Modules élastiques statiques et dynamiques	39
IV.3 Contraintes autour des puits de forage.....	40
IV.4 Mesure de la résistance a la compression sans confinement (UCS).....	42
IV.7 La contrainte verticale (overburden).....	46
IV.8 Gradient de fracturation	46
IV.9 Construction d'un modèle géomécanique (MEM 1D).....	46
IV.10 Analyse de la stabilité des parois du puits	48
IV.11 Processus de construction du MEM (Mechanical Earth Model)	49
Analyse détaillée du profil (3300 m – 3450 m) :	53
IV.12Présence des ovalisations.....	54
. IV.13 Contraintes in-situ.....	54
Conclusion	55
Chapitre V : Design de la fracturation hydraulique	57
V.1 Introduction	58
V.2 Principe de la fracturation hydraulique	59
V.3 Critères de choix des intervalles de stimulation.....	60
V.4.Stimulation du puits OKJ-31	61
V.4.1 Positionnement du Stage Frac sur le puits OKJ-31	61
V.4.2 Le gradient de fracturation	62
Conclusion	64

Conclusion.....	65
Les référencés	67

Introduction générale

Introduction générale

Dans un contexte mondial marqué par une demande énergétique en constante augmentation et un déclin progressif des réservoirs conventionnels, l'industrie pétrolière est confrontée à des défis techniques majeurs visant à maximiser la récupération des hydrocarbures. Les formations caractérisées par une faible perméabilité représentent aujourd'hui une part importante des ressources exploitables, mais leur mise en production nécessite le recours à des techniques de stimulation avancées, parmi lesquelles la fracturation hydraulique occupe une place prépondérante.

La conception efficace d'un traitement de fracturation hydraulique repose sur une connaissance approfondie des propriétés du réservoir. À cet égard, la caractérisation pétrophysique constitue une étape fondamentale permettant d'évaluer les propriétés de stockage et de circulation des fluides au sein de la roche réservoir. Les paramètres tels que la porosité, la saturation en fluides et le volume d'argile jouent un rôle déterminant dans l'identification des intervalles productifs et dans l'évaluation du potentiel du réservoir.

Par ailleurs, la géomécanique des roches intervient comme un élément clé dans la compréhension du comportement du réservoir sous contraintes. L'estimation des contraintes in situ, des propriétés mécaniques (module de Young, coefficient de Poisson, résistance à la compression) ainsi que de la pression des pores permet d'anticiper la réponse de la formation lors des opérations de fracturation. Ces paramètres sont essentiels pour garantir la stabilité du puits, contrôler la propagation des fractures et optimiser l'efficacité du traitement.

Dans cette optique, l'intégration des approches pétrophysique et géomécanique s'impose comme une démarche indispensable pour la conception d'un design de fracturation hydraulique optimisé. L'analyse des données issues des diagraphies et des essais de fracturation, notamment les tests de type Mini-Frac, permet de déterminer des paramètres critiques tels que la pression de fermeture, le gradient de fracturation et la pression nette, offrant ainsi une meilleure compréhension du comportement du réservoir.

Notre étude s'inscrit dans cette approche intégrée et vise à réaliser une caractérisation pétrophysique et géomécanique d'un réservoir situé dans la zone HBK, en vue de proposer un design optimal de fracturation hydraulique. L'étude repose sur l'interprétation des données de

diagraphies et des résultats de tests de fracturation afin d'identifier les intervalles les plus favorables à la stimulation et de définir les paramètres opérationnels adéquats.

Afin d'atteindre ces objectifs, notre travail est structuré en plusieurs chapitres.

Chapitre I : Aperçu géologique et pétrolier de la région HBK “Ce chapitre a pour (geologie regional et local) a objectif de présenter le cadre géologique et pétrolier de la zone HBK afin de situer le contexte de l'étude. Il permet de comprendre la stratigraphie, la lithologie ainsi que le système pétrolier (roche mère, réservoir, couverture et pièges), indispensables pour l'analyse du réservoir”

Chapitre II : Evaluation pétrophysique des réservoirs “ Ce chapitre vise à exposer les principes fondamentaux de l'évaluation pétrophysique, en décrivant les méthodes d'interprétation des diagraphies et le calcul des paramètres essentiels tels que la porosité, la saturation en fluides et le volume d'argile. Il constitue la base pour caractériser la qualité du réservoir”

Chapitre III : Application pétrophysique sur le puits OKJ31 “ Ce chapitre a pour objectif d'appliquer les méthodes pétrophysiques au puits étudié afin de déterminer les propriétés réelles du réservoir, d'identifier les zones productives et de sélectionner les intervalles favorables à la stimulation”

Chapitre IV : Modélisation géomécanique MEM (1D) ”Ce chapitre a pour objectif de développer un modèle géomécanique unidimensionnel (MEM 1D) afin d'estimer les contraintes in situ, les propriétés mécaniques des roches et la pression des pores. Il permet d'évaluer la stabilité du puits et de définir les conditions nécessaires à la fracturation hydraulique”

Chapitre VI : Design de la fracturation hydraulique “ Ce chapitre a pour objectif de proposer un design optimal de fracturation hydraulique en intégrant les résultats pétrophysiques et géomécaniques. Il consiste à définir les paramètres opérationnels (pression, débit, volume), sélectionner les intervalles à fracturer (Stage Frac) et optimiser le traitement afin d'améliorer la Production”

Chapitre I :

Aperçu géologique et pétrolier de la région HBK

Introduction :

Ce chapitre présente le cadre géologique et pétrolier de la zone de Haoud Berkaoui (HBK). Il détaille la stratigraphie, la lithologie et le système pétrolier local (roche mère, réservoir, couverture), éléments indispensables à la compréhension du contexte de l'étude.

I.1 Géologie régionale de Sahara et de bassin de Oued mya

Oued Mya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province triasique, elle est limitée au nord par les permis

Talémazène et Touggourt, à l'est par le champ de Hassi Messaoud, au nord-ouest par le champ de Hassi R'mel, et au sud elle est ouverte sur la dépression de Mouydir.

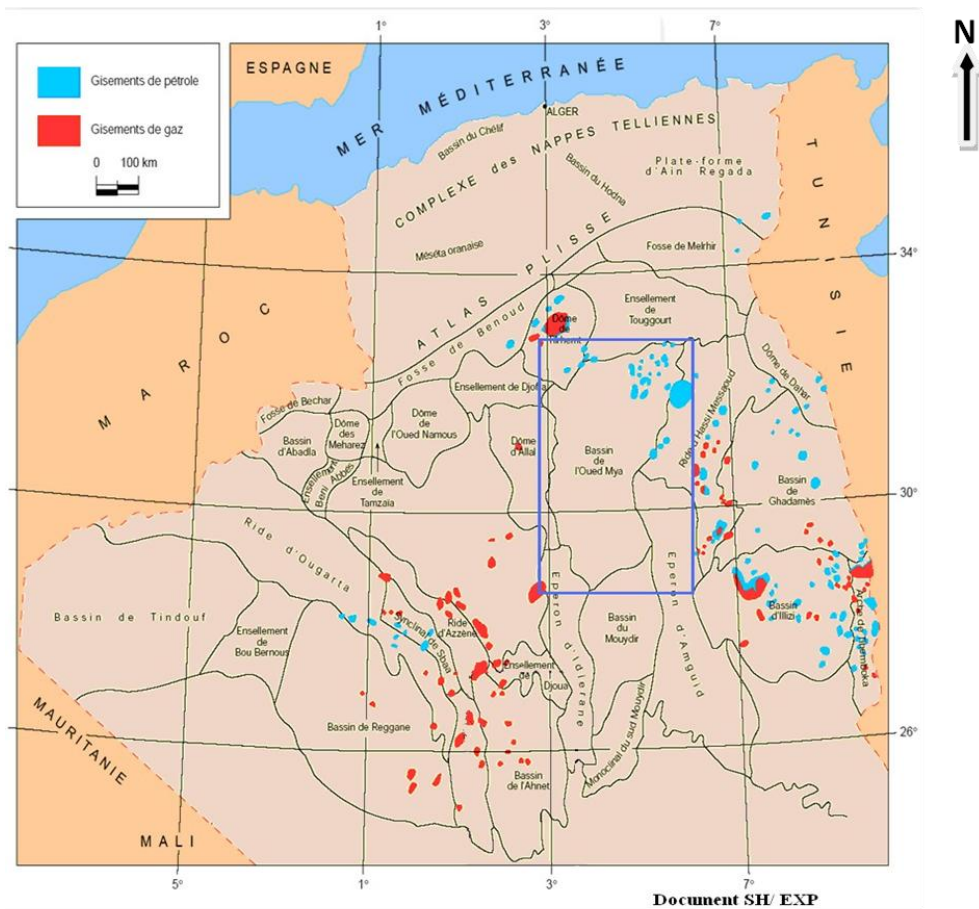


Figure I.1 : Aperçu géographique et délimitation du Bassin Oued Mya (Document Sonatrach-Département de Géologie).

I. 2 Situation géographique

La direction régionale de Haoud Berkaoui «HBK» se situe à environ 700 km au sud-est d'Alger, à 25 km à l'Ouest de la ville de Ouargla et à 100 km à l'ouest de Hassi Messaoud.

La direction régionale de «HBK» se compose de :

1- Trois champs principaux :

A- Haoud Berkaoui.

B- Benkahla.

C- Guellala.

2- Plusieurs petits champs dites «périphériques».

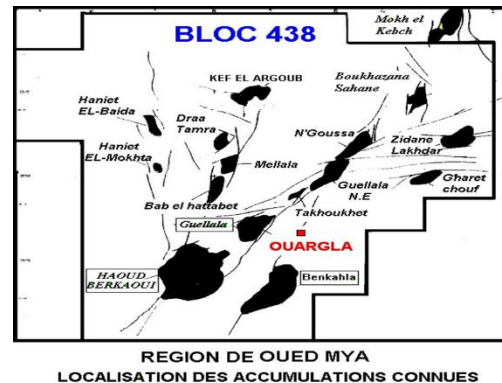


Figure I.2: Plan de positionnement du puits étudié OKJ-31 dans la structure(Document Sonatrach-Département de Géologie).

. LA STRATIGRAPHIE :

La zone de Oud Mya, centre du bassin triasique, est caractérisée par la présence d'une série paléozoïque résiduelle, très érodée, renfermant les roches mères, recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère.

La série stratigraphique de Berkaoui se présente par le miopliocène qui affleure en surface :Le crétacé ;Le jurassique ;Le trias ;Le Gothlandien et l'ordovicien. Le cambrien qui repose sur le socle, le dévonien, le carbonifère et le permien sont inexistants ;Le trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien (silurien).

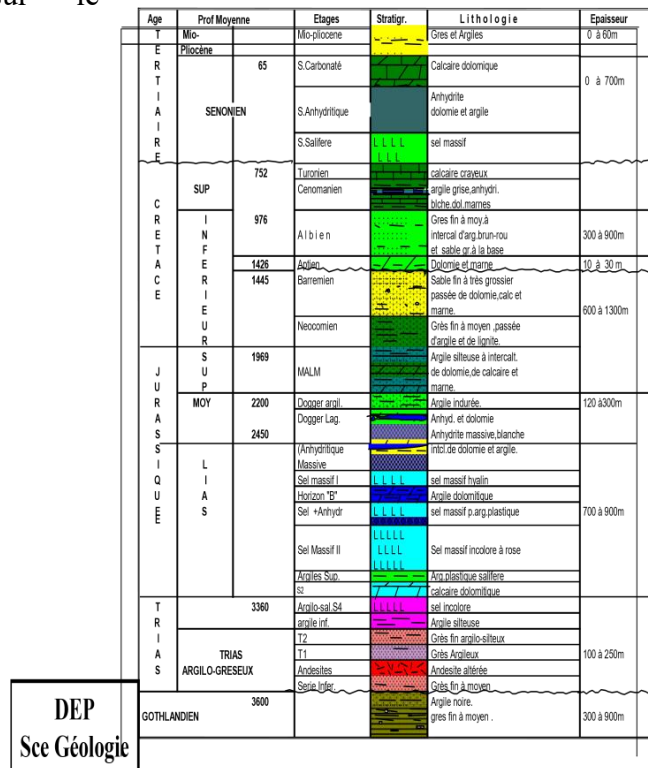


Figure I.3 : Colonne CHRONOSTRATIGRAPHIQUE TYPE DE HAUD-BERKAOU
(Document Sonatrach-Département de Géologie).

I.3.L'aspect pétrolier

I. 3.A. Les roches mères

L'importance de la série paléozoïque est liée à la présence des roches mères du bassin, dont la plus riche est constituée par les argiles radioactives du Silurien, bien développées, mais affectée par une érosion intense sur de vastes secteurs de la région d'Oued Mya. En liaison avec la condensation sédimentaire de l'ensemble du Silurien dans cette région, ces argiles radioactives présentent d'excellentes caractéristiques géochimiques. Leur faible enfouissement au cours du Paléozoïque a préservé leur potentiel pétrolier, leur maturation et la genèse des hydrocarbures ayant eu lieu lors de leur évolution ultérieure, sous l'effet de la subsidence mésozoïque.

Cette roche mère du Silurien présente actuellement un degré de maturation favorable à la génération d'huile, ce degré est plus élevé (zone à gaz) à l'Ouest de Hassi R'mel et au Nord du môle de Telemzane, où son enfouissement augmente vers le sillon sud atlasique.

Les argiles de l'Ordovicien, notamment les argiles d'Azzel et les argiles micro conglomératiques sont aussi considérées et jugées comme intéressantes du point de vue richesse en hydrocarbures.

Une meilleure connaissance des caractéristiques de ces roches mères ordoviciennes serait indispensable tel guide pour l'exploration de cette vaste région, où les bons réservoirs du Trias (série inférieure) reposent directement sur le Cambroordovicien érodé.

Les séries argilo-gréseuses du Dévonien inférieur et/ou Silurien constituent des roches mères au potentiel pétrolier moins défini. Ces dernières sont comprises entre les grès d'Ouargla et les argiles micro conglomératiques de l'Ordovicien supérieur et présentent d'importantes variations de faciès et d'épaisseur

I. 3. B .Les roches réservoirs

Le Trias argilo-gréseux est relativement peu puissant, renfermant les principaux réservoirs, constitués par les séries suivantes :

- 1- La série inférieure,
- 2- Le Trias T1,

3- Le Trias T2.

Les trois (3) gisements de la région produisent de l'huile à partir de la série inférieure et du réservoir T1. Le contact huile / eau est évalué à –3325 m pour le champ de Haoud Berkaoui.

I. 3.C .Les roches couvertures

La couverture du Trias argilo-gréseux est parfaitement assurée à l'échelle régionale par La zone de Oud Mya, centre du bassin triasique, est caractérisée par la Présence d'une série paléozoïque résiduelle, très érodée, renfermant les roches mères, recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère.

La série stratigraphique de Berkaoui se présente par le mio-pliocène qui affleure en surface: Le crétacé; Le jurassique; Le trias; Le Gothlandien et l'ordovicien.

Le cambrien qui repose sur le socle, le dévonien, le carbonifère et le permien sont inexistants; Le trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien (silurien)

I. 4.L' aspect structural local

La structure anticlinale Haoud Berkaoui se situe sur le bourrelet est de la dépression de Oued Mya au bord Ouest du môle d'Amguid El Biod, faisant partie d'un trend de structures de direction nord / nord-est sud / sud-ouest, se situant sur le bourrelet est de la dépression de Oued Mya et sur le flanc ouest du haut fond d'Amguid El Biod.

La structure est un brachianticlinale directionnel au trend dont elle fait partie.

Cette structure encaisse un réseau de failles conséquentes et subséquentes.

Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3380m; La structure est un anticlinal orienté Nord-Sud d'environ 22 Km de long et de 15 Km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au dessus du contact huile-eau ; La fermeture structurale est de 300 m.

La structure de Berkaoui a subi plusieurs accidents structuraux, ce qui a créé une certaine complexité structurale.

Conclusion : En conclusion, l'analyse structurale et stratigraphique confirme que la zone HBK possède un système pétrolier mature et complexe, propice à la présence d'hydrocarbures. La

bonne compréhension de ces paramètres régionaux permet de valider le choix du puits OKJ-31 comme cas d'étude représentatif

Chapitre II :

Evaluation pétrophysique des réservoirs

Introduction :

Ce chapitre expose les principes fondamentaux de l'évaluation pétrophysique. Il décrit les méthodes d'interprétation des diagraphies et le calcul des paramètres essentiels tels que la porosité, la saturation en fluides et le volume d'argile, constituant la base technique de notre analyse.

II.1 Définition

L'étude pétrophysique d'un réservoir se fait à partir d'opérations de logging. La première étape de l'interprétation des logs (de diagraphies différées) est de déterminer le type de formation enregistrée (nature de roche). L'étape suivante consiste à déterminer les paramètres pétrophysiques tels que le volume d'argile, la résistivité de la roche et de l'eau de la formation, la porosité, la Perméabilité.

II.2 Les paramètres Pétrophysiques

II.2.1 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, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques.

La détermination des paramètres d'argile, consiste en une lecture directe sur le log des diagraphies d'un banc d'argile le plus épais et le plus proche du réservoir.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, (O. Serra, 1985).

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \cdot 100\%$$

GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

II.2.2 La résistivité

On mesure la résistivité de la roche car cette dernière nous apporte des renseignements essentiels sur la possibilité de présence d'un réservoir susceptible de renfermer des hydrocarbures.

On note, (O. Serra, 1979) :

• R_w : C'est la résistivité de l'eau de formation contenue dans les espaces poreux. Elle varie avec la température et la salinité du milieu. Elle est mesurée en Ohm-mètre par une de ces méthodes:

A partir des essais de production des puits voisins.

A partir des cartes de salinités régionales.

A partir des diagraphies différées .

- R_t : C'est la résistivité de la formation (la zone vierge).
- R_{xo} : C'est la résistivité de la formation envahie.
- R_{mf} : C'est la résistivité du fluide de la zone envahie.

II.2.3 La porosité

C'est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides.

Elle est égale au rapport du volume total des espaces vides existant entre les éléments minéraux de la roche, au volume total de la roche. La porosité totale englobe (O. Serra, 1979) :

- La porosité primaire ϕ_1 qui apparait lors de la sédimentation et qui est due au réarrangement des grains.
- La porosité secondaire ϕ_2 qui provient des fractures et des fissures suites à des facteurs de compaction ou à des mouvements tectoniques qui favorisent l'ouverture de la matrice créant ainsi ces fissures secondaires.

Ainsi, la porosité totale de la roche est donnée par la relation :

$$\phi_t = V_p / V_t$$

Avec :

V_p : Volume des pores.

V_t : Volume total de la roche.

Porosité effective : C'est la porosité accessible aux fluides libres, à l'exclusion de la porosité non connectée, et de l'espace occupé par l'eau adsorbée. C'est une définition spécifique aux diagraphistes. elle est dite :

Faible si $\phi_{\text{eff}} < 5\%$

Médiocre si $5\% < \phi_{\text{eff}} < 10\%$

Moyenne si $10\% < \phi_{\text{eff}} < 20\%$

Bonne si $20\% < \phi_{\text{eff}} < 30\%$

Excellente si $\phi_{\text{eff}} > 30\%$

- Porosité connectée : elle représente les espaces vides interconnectés.
- Porosité potentielle : elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

II.2.4 La perméabilité

Elle est définie comme étant la capacité de laisser passer un fluide liquide ou gazeux dans une formation. Elle dépend de la taille des grains et de leur dimension. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux.

II.2.5 La saturation

La saturation S_w est le pourcentage de l'espace des pores remplies d'eau (saturation en eau). Elle est donnée par (P.L RANDOLPH, et al, document SPE.1984) :

- La loi d'Archie :

Avec $F = a/\phi^m$

Où : a , m et n représentent les paramètres d'Archie :

a : coefficient dépendant de la lithologie « degrés de consolidation de la roche ».

m : facteur de cimentation.

n : exposant de saturation.

La loi d'archie est utilisée dans les formations propre ($V_{sh} < 10\%$).

Dans le cas des formations argilo-greaseuse plusieurs relations ont été établies suivant la nature des argiles. On va citer des relations des argiles totales utilisés, (R.LAGABRIELLE.2007):

$$S_w^n = \frac{R_{xo}}{R_t} = \frac{F.R_w}{R_t}$$

- Simandoux :
$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\phi^m \cdot S_w^n)}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}}$$
- Simandoux modifiée :
$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\phi^m \cdot S_w^n)}{a \cdot R_w (1 - V_{sh})} + \frac{(V_{sh} \cdot S_w)}{R_{sh}}$$
- Indonesian (Poupon-Leveaux) :
$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a \cdot R_w}} + \frac{V_{sh}^{(1-V_{sh}/2)}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \cdot S_w^{n/2}$$

Avec :

: Volume d'argile.

: résistivité d'argile

Shc représente la saturation en hydrocarbures. Elle est égale à : $Shc = 1 - S_w$

II.2.6 La lithologie

La détermination de la lithologie de formation va guider notre évaluation et nous aider à mieux comprendre le milieu géologique (réservoir) où les hydrocarbures logent. L'identification de la lithologie représente la phase la plus importante de l'évaluation, car connaissant la lithologie on peut déterminer des milieux susceptibles ou non de renfermer des fluides (eau ou hydrocarbures).

II.3 Les diagraphies

On désigne par la diagraphie ou encore par le terme américain de « Log », tout enregistrement continu en fonction de la profondeur et/ou du temps, d'un paramètre de forage ou d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage, (O.Serra 2000).

Suivant le type de paramètres enregistrés et le moment d'enregistrement, on parle de :

- Diagraphie au cours de forage (M/LWD: Measurement/ Logging while drilling).
- Diagraphie au câble (Wireline logging) ou diagraphie différées.

II.3.1 Généralités

Les diagraphies différées (non instantanées) enregistrent les paramètres physiques à l'aide de sondes descendues au bout d'un câble s'enroulant autour d'un treuil placé dans un camion contenant les appareils d'enregistrement et de contrôle. Pour exécuter ces diagraphies dans de bonnes conditions, il est nécessaire de préparer le puits: le laver par circulation de la boue, éliminer les déblais, stabiliser la température de fonds, etc (R.DESBRANDES, 1982).

$$\Delta t_{log} = \Delta t_{ma}(1 - \phi) + \Delta t_f \phi$$

II.3.2 Les diagraphies qui ont été enregistrées pour l'étude

II.3.2.1 Diagraphie Sonique

La diagraphie sonique est basée sur l'étude de la propagation des ondes soniques (acoustiques) générées par l'outil de diagraphie dans la formation. On mesure la vitesse de propagation des ondes (P, S, Stoneley,...) à l'aide des temps de trajet et de l'atténuation de ces ondes. La propagation des ondes dépend des propriétés élastiques de la formation.

Le temps de trajet des ondes dans la formation nous donne une estimation de la porosité (primaire) à l'aide de l'équation de Wyllie, (O.Serra, 1979) :

En isolant la porosité ϕ :

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Δt_{log} : temps de transit mesuré

Δt_{ma} : temps de transit de la matrice

Δt_f : temps de transit du fluide

ϕ : porosité

Cette formule est expérimentale et n'est valable que pour des formations propres et consolidées. Dans les formations non consolidées ou les sables non compactés, la formule de Wyllie donne des porosités trop élevées. Dans ce cas, on utilise les formules suivantes, (R. LAGABRIELLE, 2007) :

Formule de Raymer-Hunt-Gardner :

$$\phi = \frac{5}{8} \times \left(\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{log}} \right)$$

ϕ (phi) : porosité de la formation

Δt_{log} : temps de transit mesuré par le log sonique ($\mu s/ft$)

Δt_{ma} : temps de transit de la matrice (roche compacte, sans porosité)

Formule concernant des formations non consolidées :

$$\phi = \left(\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right) \times \frac{1}{C_p}$$

Où : C_p représente le facteur de compaction.

ϕ (phi) : porosité

Δt_{log} : temps de transit mesuré (log sonique)

Δt_{ma} : temps de transit de la matrice (roche solide)

Δt_f : temps de transit du fluide (souvent eau $\approx 189 \mu s/ft$)

C_p : facteur de correction de compaction (ou facteur empirique)

L'outil de mesure utilisée dans notre étude est l'outil Sonic Scanner représenté dans la figure ci dessous:

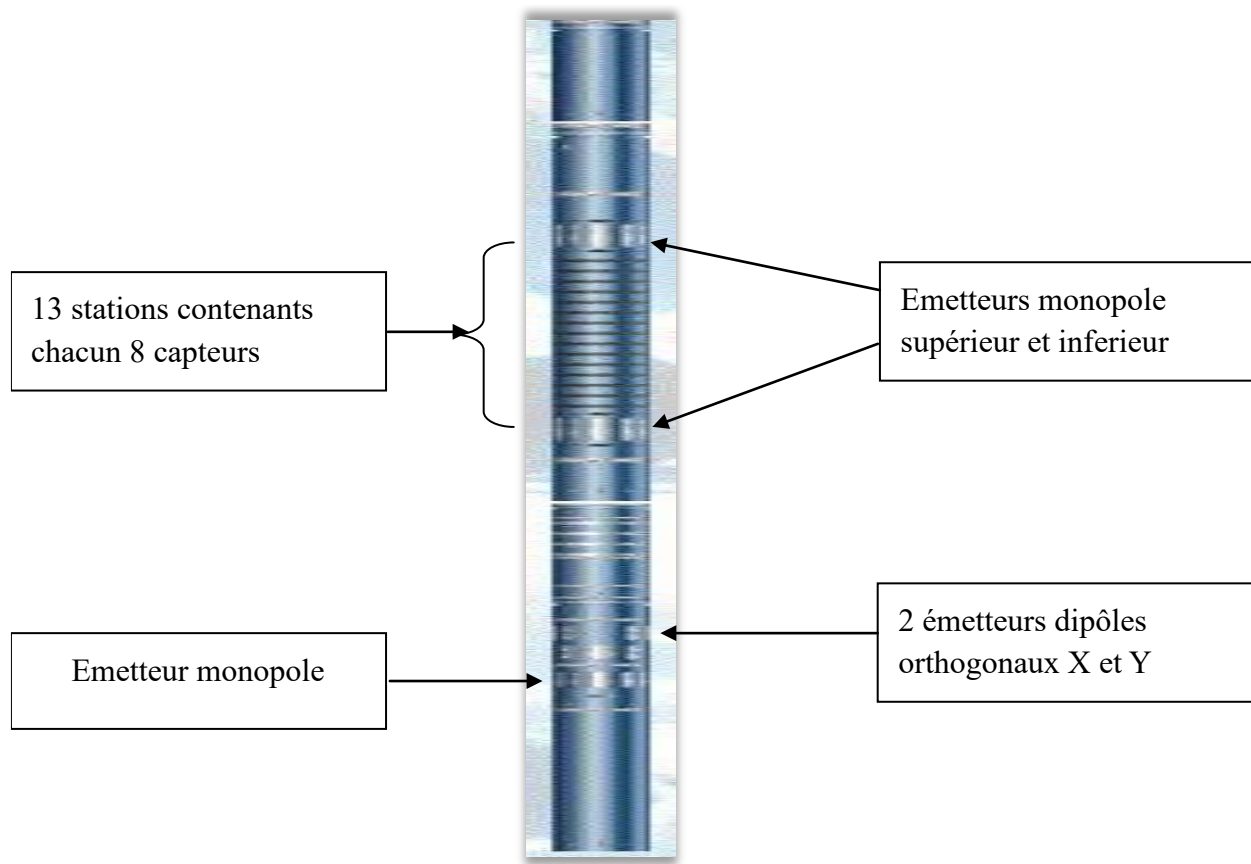


Fig. II.1: Outil Sonic Scanner, (Document Schlumberger 2009).

L'outil Sonic Scanner est constitué par des émetteurs (monopole et dipôle) qui émettent des ondes soniques qui se propagent dans la formation, et 13 stations (composée chacune de 8 récepteurs) qui enregistrent les temps d'arrivée des ondes de compression, de cisaillement, et de Stoneley. Les émetteurs dipôles X et Y nous donnent deux sortes de cisaillement, lent et rapide pour la détection de l'anisotropie suivant deux directions.

L'outil enregistre le ΔTCO (ΔT compression) pour le calcul de la porosité sonique, le ΔTSM (ΔT cisaillement) et Stoneley pour la détection des fractures.

L'outil Sonic Scanner sert à :

- l'identification de l'hétérogénéité à travers la détection de l'anisotropie.

- l'amélioration de l'analyse sismique 3D.
- la détection des fractures.
- la caractérisation du réservoir pour les zones gaz.
- l'optimisation de la fracturation hydraulique.
- l'évaluation de la qualité d'adhérence du ciment.
- l'étude de la stabilité des parois du puits.
- la détermination des paramètres d'élasticité.

II.3.2.2 Diagraphies Neutron

C'est une diagraphie radioactive provoquée, car l'outil de mesure provoque une émission de rayons gamma dans la formation. La mesure consiste à bombarder la formation de neutrons rapides (issus d'une source chimique ou électronique). Les neutrons entrent en collision avec les noyaux de la formation ce qui va entraîner une perte d'énergie et cette perte se fera en 2 phases :

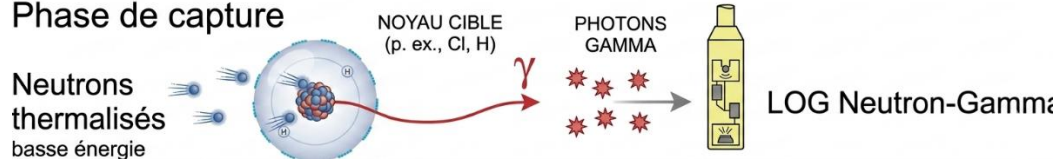
- **Phase de ralentissement** : les neutrons sont plus ou moins ralentis selon leurs angles d'incidence et selon que leur masse se rapproche ou non de celle des noyaux rencontrés. Les collisions avec les noyaux d'hydrogène ont un effet prépondérant puisque la masse de ces noyaux est sensiblement la même que celle des neutrons. Ainsi ralentis, les neutrons atteignent l'état épithermique (énergie de 0.1 ev jusqu'à 100 ev) puis thermique dans lequel leur énergie vaut 0.025 eV et leur vitesse 2500 m/s. Si le détecteur compte les neutrons ainsi ralentis on parle alors de log Neutron-Neutron qui permet de définir l'indice d'hydrogène IH qui mesure la quantité d'hydrogène par unité de volume de la formation, (O.Serra, 1979).

- **Phase de capture** : lorsque l'énergie devient inférieure à 0,025 ev les neutrons thermiques sont finalement capturés par les noyaux de certains éléments, les noyaux de chlore sont les plus efficaces pour capturer les neutrons thermiques. Cette capture s'accompagne d'émission de rayons gamma. On parle alors de log Neutron-Gamma. La porosité du neutron est lue directement à partir du log neutron (APLC) ou (NPHI).

Phase de ralentissement (Phase 1: Thermalisation)



Phase de capture



L'outil de mesure utilisé est l'outil APS (Array Porosity Sonde).

L'APS possède une source électronique pour émettre des neutrons et des détecteurs aux deux stades épithermique et thermique. Il est utilisé dans les formations compactes car il donne, grâce à son détecteur épithermique, une valeur plus précise de l'indice d'hydrogène (HI) et donc une meilleure estimation de la porosité de la roche, (Document Schlumberger).

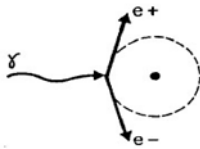
L'outil APS sert à :

- l'évaluation de la formation.
- la détection de gaz (en combinaison avec la densité).
- l'estimation de la porosité.
- l'indication de la lithologie.

III.3.3 Diagraphie de Densité

La diagraphie de densité est aussi une diagraphie radioactive provoquée, car l'outil émet directement une source de rayons gamma afin de mesurer la densité de la formation.

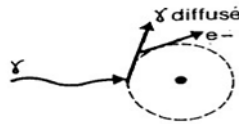
La mesure consiste en l'utilisation d'une source radioactive qui émet des rayons gamma (Ce 137). Les rayons gamma entrent en collision avec les électrons de la formation ce qui va provoquer une perte d'énergie. L'atténuation se fait selon 3 façons, (O.Serra, 2000) :



Effet production de paire

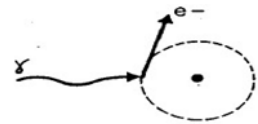
Le récepteur permet de compter de rayons gamma diffusés qui du nombre d'électrons orbitaux de l'énergie de la source. Le nombre de rayon gamma diffusé est lié à la densité d'électron de la formation. La mesure de la densité d'électrons est une mesure de la densité apparente de la formation.

Effet Compton



le nombre dépendra présents et

Effet photoélectrique



C'est l'effet Compton qui est prépondérant lors de la mesure de la porosité à partir de diagraphie de densité. On calcule la porosité comme suit, (O.Serra, 1979) :

, respectivement la densité du fluide et celle de la matrice, sont connues. ρ_b représente la densité apparente de la formation

La diagraphie de densité peut également nous fournir des informations sur la lithologie de la formation. Pour cela on aura besoin de mesurer l'effet photoélectrique (PEF) car chaque valeur de PEF correspond à une lithologie spécifique (litho-densité).

$$PEF = (Z / 10)^{3.6}$$

Connaissant le nombre atomique Z on obtiendra alors le PEF et donc la lithologie de la formation. Le tableau suivant donne les valeurs de la PEF pour différents matériaux.

Tableau II.1 : Valeurs du PEF pour différents matériaux., (Log interpretation charts.2009. Document Schlumberger).

Formation	Densité de la matrice (g/cm ³)	PEF
Grés	2.65	1.8
Calcaire	2.71	5.1
Dolomite	2.85	3.1
Charbon	~ 1.2	0.2
Illite	2.52	3.5
Pyrite	4.99	17

L'outil de mesure utilisé est l'outil TLD (Three detector lithology density).

L'outil bombarde la formation de rayons gamma provenant d'une source (Ce137). Le TLD possède trois détecteurs qui vont mesurer l'intensité des rayons gamma qui est liée à la densité apparente de la formation (RHOB).

L'outil TLD sert à:

- la détermination de la densité de la formation.
- l'identification de la lithologie.
- la vérification du diamètre du puits (grâce au caliper).

- l'estimation de la porosité.
- la détection du gaz (en combinaison avec le neutron).
- l'étude de la compaction.

II.3.2.4 Diagraphie Rayon Gamma

C'est une diagraphie radioactive naturelle, car on mesure la radioactivité naturelle de la formation et plus précisément la concentration des rayons gamma.

La diagraphie à rayons gamma nous permet d'estimer le pourcentage d'argile dans la formation.

Les argiles se montrent le plus souvent fortement radioactives cette particularité peut avoir des causes très diverses, (D.CHAPELIER) :

- S'il s'agit d'argile potassique.
- Si les argiles s'accompagnent de nombreux minéraux accessoires : U, K et Th.
- Argiles à l'origine non radioactives ont absorbé des cations comportant U, Th, ce cas est fréquent.

De plus, certains types de lithologies sont naturellement radioactifs.

Les outils de mesure utilisent un compteur à scintillation constitué d'un cristal (iodure de sodium activé au Thallium) qui émet un photon lumineux lorsqu'il est atteint par un rayon gamma (issu de la formation). Un photomultiplicateur transforme cette photoémission en une impulsion électrique amplifiée pour devenir mesurable. On mesure une impulsion électrique qui est proportionnelle à l'énergie de la radiation gamma incidente. Un spectre gamma ray (U, K, Th) est alors produit et à partir de ce spectre on obtient une diagraphie de rayons gamma. La radioactivité gamma est mesurée en « API » (American Petroleum Institute).

Le log gamma ray apporte quantité d'informations, il met bien en évidence les niveaux imperméables qui sont souvent des bancs d'argiles et qui forment souvent les limites imperméables des réservoirs.

L'outil de mesure utilisé est l'outil HNGS (Natural Gamma ray Spectrometry) :

L'outil possède deux détecteurs (BGO) qui mesurent le nombre de GR et les niveaux d'énergie de chacun. Il permet aussi la détermination des concentrations de K, U, et TH radioactifs dans la formation, (Document Schlumberger).

L'outil HNGS sert à :

- la délimitation du réservoir.
- la corrélation de puits a puits.
- l'estimation du potentiel de l'U, K et TH.
- l'analyse de la lithologie.
- l'étude de diagenèse.
- la définition du milieu du dépôt.

II.3.2.5 Diagraphie de Résistivité

La diagraphie de résistivité permet de mesurer la résistivité de la formation R_t et cela en mesurant la résistivité de l'eau présente dans la formation R_w pour estimer la saturation S_w .

La mesure consiste à envoyer via une source un courant électrique dans la formation. Le courant électrique va se propager et une variation de potentiel est créée et mesurée par un récepteur localisé à une distance appelée « espacement » ou « écartement ». La résistivité de la formation est déterminée grâce à cette mesure.

Dans notre étude, l'outil de mesure est un latérológ. Il consiste à obliger le courant à pénétrer dans la formation suivant un fin pinceau de ligne de force parallèles en envoyant de part et d'autre un courant de focalisation à l'aide d'électrodes de garde. Il existe plusieurs dispositifs latérológ mais tous ont le même point de mesure qui est l'électrode centrale A0. S'il y a un profil d'invasion, la valeur enregistrée par le latérológ superficiel (LLS) correspond à la valeur de la résistivité de la zone envahie. La valeur enregistrée par le latérológ à plus grande invasion (LLD) correspond à la valeur de la résistivité de la zone vierge qui est aussi influencée par la zone envahie, (O .Serra, 1985).

L'outil de mesure utilisé est l'outil DLT (Dual Laterolog):

L'outil possède 4 paires d'électrodes ($M1M'1$, $M2M'2$, $A1A'1$, $A2A'2$) placées symétriquement par rapport à $A0$. Pour la mesure du LLS : les lignes de courant se propagent de $A1$ vers $A2$. Pour la mesure du LLD : lignes de courant de $A1$ ou $A2$ vers la surface. L'outil enregistre les deux résistivités simultanément, (Document Schlumberger).

L'outil DLT sert à :

- la corrélation entre les puits. • la détermination de R_t et Sw .
- l'analyse de l'invasion.

II.3.2.6 Diagraphie de Spectroscopie

La spectroscopie consiste à déterminer les différentes composantes minéralogiques de la formation et cela en utilisant la radioactivité provoquée pour mesurer les rayons gamma.

Un générateur de neutrons pulsés bombarde la formation par une source chimique ($AmBe$). La formation réagit à ces neutrons pulsés qui vont connaître les deux phases de ralentissement puis de capture et donc d'émission de rayons gamma dans la formation. Ces rayons gamma seront détectés et mesurés ; on obtient ainsi un spectre de rayons gamma. A partir de ce spectre l'outil fournit un spectre des éléments Si, Fe, Ca et S grâce à ce spectre d'éléments, l'outil mesure les concentrations des éléments de la formation.

La teneur des éléments dans la formation étant connue, on obtient alors la minéralogie correspondante grâce à un algorithme qui converti les teneurs des éléments en minéraux présents dans la formation (pyrite, sidérite, quartz, feldspath, micas,.....). La figure ci-dessous illustre bien les étapes d'enregistrement de l'outil (Document Schlumberger).

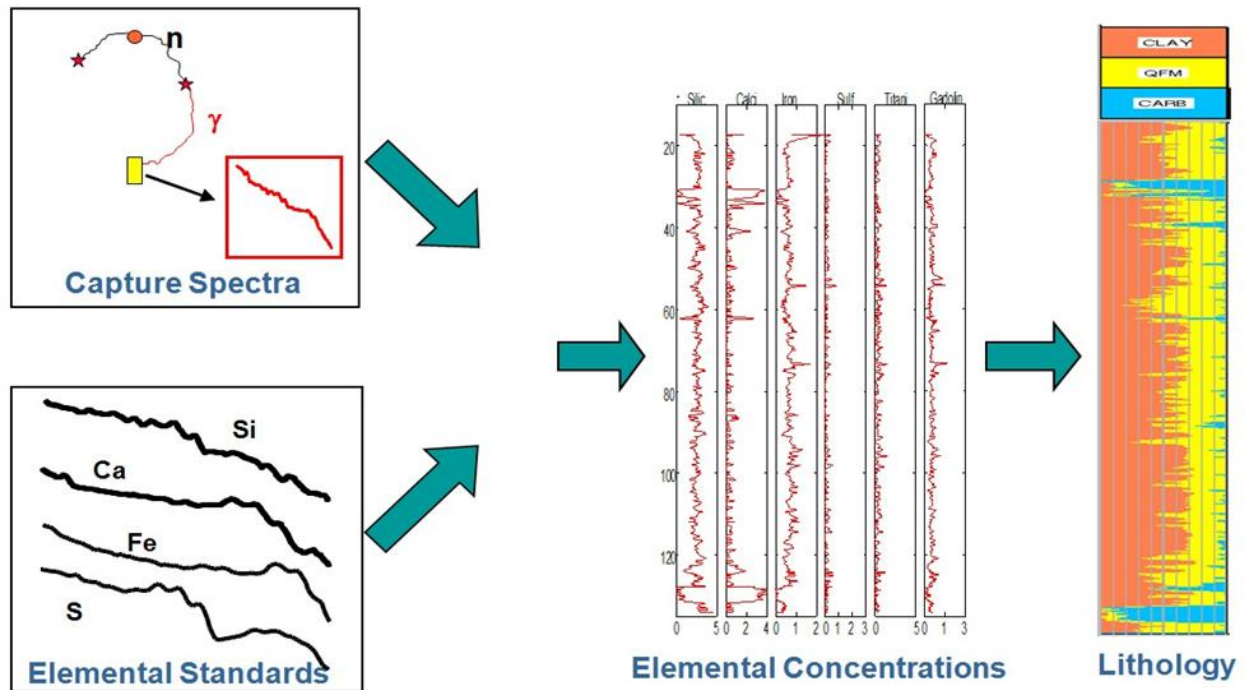


Fig. II.3 : Illustration de la spectroscopie, (Document Schlumberger. 2009).

L'approche spectroscopique utilise une technique par laquelle les éléments: silicium, calcium, et le fer peuvent être utilisés pour produire une estimation précise de l'argile. Un algorithme de prédiction de l'argile à partir de ces trois éléments (Si, Ca, Fe) est au cœur de cette technique.

L'outil reconnaît la concentration des éléments : Si, Ca, Fe, Ti, S, Gd principalement mais aussi le Cl, Ba et H. La concentration des carbonates est déterminée à partir du log de concentration du calcium (Calcite+Dolomite). L'anhydrite est déterminée à partir du log de calcium et du soufre. Enfin, le reste de la formation est composé de Q-F-M (quartz, feldspath, mica).

La figure suivante illustre un exemple de diagraphie spectroscopique :

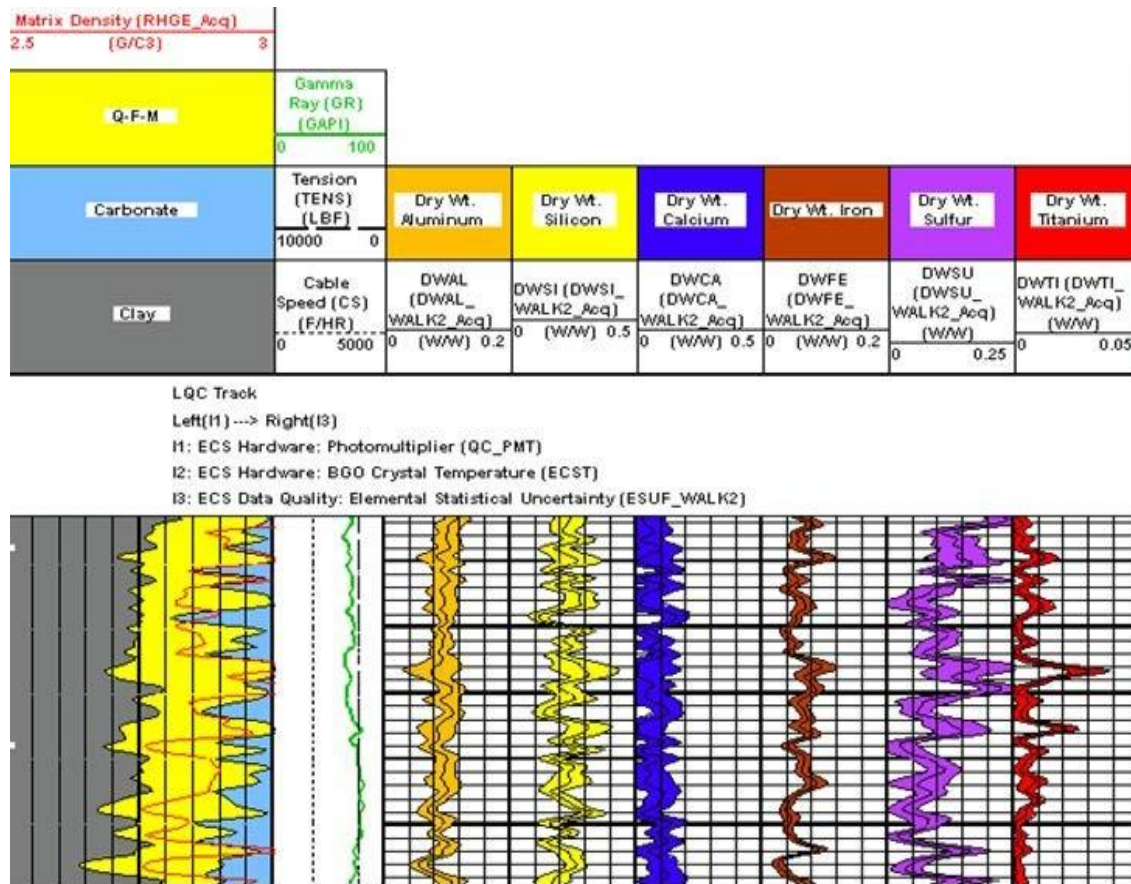


Fig.II.4: Exemple de log de spectroscopie de capture d'éléments, (Document Schlumberger).

L'outil de mesure utilisé est l'outil de spectroscopie ECS :

L'outil est muni d'un détecteur qui capture les rayons gamma et mesure leur nombre ainsi que leur niveau d'énergie et fourni donc un spectre de rayon gamma afin de déterminer les teneurs des éléments présents dans la formation (Si, Fe, S, Ca, Cl, Gd, Ti, Ba et H). A partir des teneurs des éléments, l'ECS identifie les minéraux présents dans la formation et le type d'argile grâce à un algorithme intégré.

L'outil ECS sert à :

- établir une stratigraphie géochimique pour la corrélation puits à puits.
- la prédiction de la pression des pores à partir des données sismiques.
- la modélisation des propriétés de la roche à partir de l'analyse quantitative de la lithologie.

- l'identification de la minéralogie de la formation.

Pour réaliser notre évaluation, nous utiliserons le logiciel **Techlog** est utilisé ici comme une plateforme de diagnostic pour l'évaluation pétrophysique détaillée du réservoir. Contrairement aux modèles globaux, notre approche repose sur une analyse séquentielle et déterministe de chaque log enregistré.

Cette méthode permet d'interpréter individuellement les paramètres de la formation (porosité, lithologie, saturation) afin de mieux contrôler l'influence de chaque mesure sur l'évaluation finale . « La **figure** présente la chaîne de traitement séquentielle adoptée pour l'interprétation pétrophysique du puits **OKJ31**. Ce schéma illustre le passage des données brutes (Input) vers les résultats finaux (Output) à travers un flux de travail structuré.

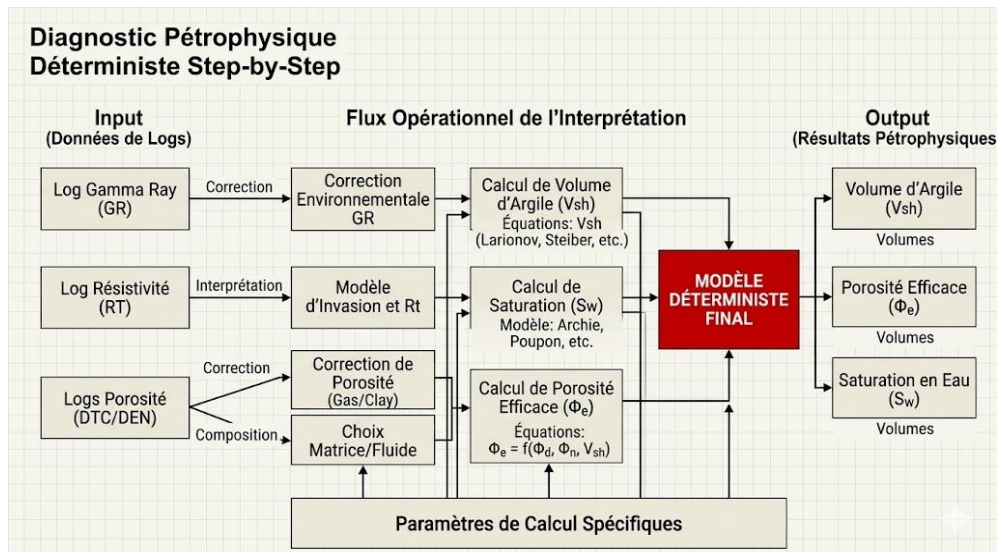


Fig.II.5: Chaîne de traitement séquentielle des logs pour l'évaluation du réservoir

Conclusion : Ce chapitre a permis d'établir la méthodologie nécessaire à la caractérisation du réservoir. La maîtrise des outils diagraphiques (Sonic, Neutron, Densité, etc.) est cruciale pour traduire les données brutes en paramètres physiques fiables nécessaires à la suite de notre étude.

Chapitre III : Application pétrophysique sur le puits OKJ31

Introduction :

L'objectif de ce chapitre est d'appliquer les concepts pétrophysiques au puits OKJ-31. Nous y procédons à l'identification des zones productives, à l'analyse minéralogique et à la détermination quantitative des propriétés réelles du réservoir.

III.1 Évaluation Pétrophysique

L'évaluation pétrophysique de notre étude a été réalisée à partir des données de diagraphies enregistrées au niveau du puits **OKJ-31**, situé dans le bassin d'Oued Mya. Les paramètres techniques et les conditions de mesure de ce puits sont synthétisés dans le tableau III.2. L'intervalle étudié se concentre sur les réservoirs gréseux de la région, où les enregistrements dits « Triple Combo » ont été exploités pour caractériser la formation.

III.2 Interprétation Lithologique

La lithologie du puits OKJ31 est déterminée par l'analyse combinée des logs de porosité (Densité/Neutron) et du Gamma Ray (GR). Notre évaluation repose sur l'identification des zones argileuses via l'indice de Gamma Ray (GR), permettant de distinguer les bancs gréseux des niveaux silto-argileux. La fraction volumétrique des minéraux est estimée par la méthode déterministe en isolant la réponse de la matrice (Quartz) de celle de l'argile (Vsh).

III.3 Détermination du Type de Fluide

L'identification des fluides en place s'appuie sur la superposition des courbes de porosité Neutronique $\phi(n)$ et de porosité Densité $\phi(d)$. Dans l'intervalle réservoir, la bonne séparation entre ces deux courbes, associée aux fortes valeurs de résistivité profonde (ILD), confirme la présence d'hydrocarbures **liquides (Huile)**, matérialisée par l'indicateur "**Oil**" sur le log.

. III.4 Méthodologie d'Analyse

À la place d'un modèle global automatisé, un modèle pétrophysique personnalisé a été construit via une approche déterministe sous **Techlog**. Cette méthode consiste à résoudre les équations pétrophysiques de manière séquentielle :

- **Estimation du Volume d'Argile (Vsh)** : Basée sur le log Gamma Ray.

- **Calcul de la Porosité (ϕ)** : À partir des logs de densité et de neutron, corrigée des effets de matrice et de fluide.
- **Saturation en Eau (S_w)** : Calculée via l'équation de **Simandoux**, en utilisant les paramètres standards : $n=2$, $a=1$ et $m=2$.

Tableau III.1 : Paramètres et conditions de forage du puits OKJ31.

Paramètres	Détails validés (OKJ 31)
Bassin sédimentaire	Oued Mya (Haoud Berkaoui)
Réservoir cible	TAG T1 (Trias Argilo-Gréseux)
Diagraphies utilisées	GR, LLD, LLS, APLC (Neutron), RHOB (Densité), DTCO (Sonique)
Diamètre du trou (Phase)	8" ½ (pour la pose du tubage 7") ou 6" (phase finale)
Type de boue	WBM (Boue à l'eau) - Confirmé par le rapport de Frac
Densité de la boue	~ 1.20 g/cm ³
Élévations	Zt (Table de rotation) : 224,86 m / Zs (Sol) : 217,24 m

Tableau III.2: Nomenclature des diagraphies et outils utilisés (OKJ31)

Type de diagraphie	STANDARD Mnemonic	Courbe Mnemonic	Outils Wireline (Sondes)
Densité	RHOB	RHOB (ou RHOZ)	TLD (Three-Detector Litho-Density)
Sonique	DT	DTCO	DSI ou Sonic Scanner
Deep Résistivité	RT	LLD	HRLT (ou DLT-E)
Shallow Résistivité	RXO	LLS (ou MSFL)	HRLT (ou DLT-E)
Neutron porosité	NPHI	APLC	APS (Accelerator Porosity Tool)
Gamma Ray	GR	GR	EDTC ou HNGS

III.5 Évaluation Qualitative (Quick Look Interpretation)

Les diagraphies de la **figure III.2** représentent le jeu de données dit « Triple-Combo », comprenant les enregistrements : GR, ILD/ILM, NPHI, RHOB et DT. Cette étape d'interprétation qualitative constitue un contrôle de qualité (QC) indispensable avant de lancer l'analyse quantitative séquentielle.

- **Le log Gamma Ray (GR) :** Dans l'intervalle du réservoir **TAG T1 et T2**, cet outil permet de discriminer les formations lithologiques. Il met en évidence la zone d'intérêt qui correspond aux faibles valeurs de radioactivité ($GR < 30$ API). À l'inverse, les zones imperméables (niveaux argileux) sont clairement identifiées par des valeurs de GR élevées (> 30 API).
- **Le log de Résistivité (ILD/ILM) :** L'outil enregistre les résistivités profonde (ILD) et intermédiaire (ILM). Au niveau de l'intervalle réservoir, on remarque un décalage significatif entre les deux courbes (profil d'invasion). La boue de forage utilisée étant à base d'eau (WBM), l'invasion du filtrat augmente la conductivité de la zone envahie, ce qui diminue sa résistivité intermédiaire. Par conséquent, la lecture de la zone vierge (ILD) reste nettement supérieure à celle de la zone envahie. Ce décalage est un indicateur qualitatif direct de la perméabilité de la formation.
- **Le log de Densité (RHOB) :** La courbe de densité apparente indique une formation stable. L'absence de « washout » (élargissement anormal du diamètre du puits visible sur la courbe CALI en piste 2) confirme que les mesures de RHOB sont fiables et n'ont pas été affectées par des conditions de puits dégradées lors des opérations de forage.
- **Le log Porosité Neutron (NPHI) :** L'outil fournit une mesure directe de la porosité neutron grâce à son détecteur. Dans notre zone d'étude, il est utilisé conjointement avec le log de densité pour caractériser la porosité totale et la nature des fluides.
- **Le log Sonique (DT) :** La mesure de la lenteur de compression (Delta T en $\mu s/ft$) est utilisée pour calculer la porosité sonique. Elle permet également d'évaluer qualitativement l'état de compaction de la formation au niveau du bassin d'Oued Mya.
- **Identification Lithologique :** Un GR faible associé à une forte résistivité indique une roche réservoir gréseuse propre susceptible de contenir des hydrocarbures. À l'inverse, un GR élevé et une faible résistivité caractérisent une formation argileuse conductrice (contenant de l'eau liée).
- **Détection de l'Huile :** Les zones contenant des hydrocarbures **liquides (Huile)** au niveau du **TAG T1** se manifestent par un GR faible, une forte résistivité profonde (ILD) et le profil des courbes NPHI et RHOB associé aux indicateurs de couleur verte (Oil Flag).

- **Validation par le Sonique :** Le log DT vient confirmer la présence de ces intervalles poreux. La porosité sonique calculée est alors comparée aux porosités issues du couple densité-neutron afin de valider définitivement la qualité du réservoir au niveau du puits OKJ-31.

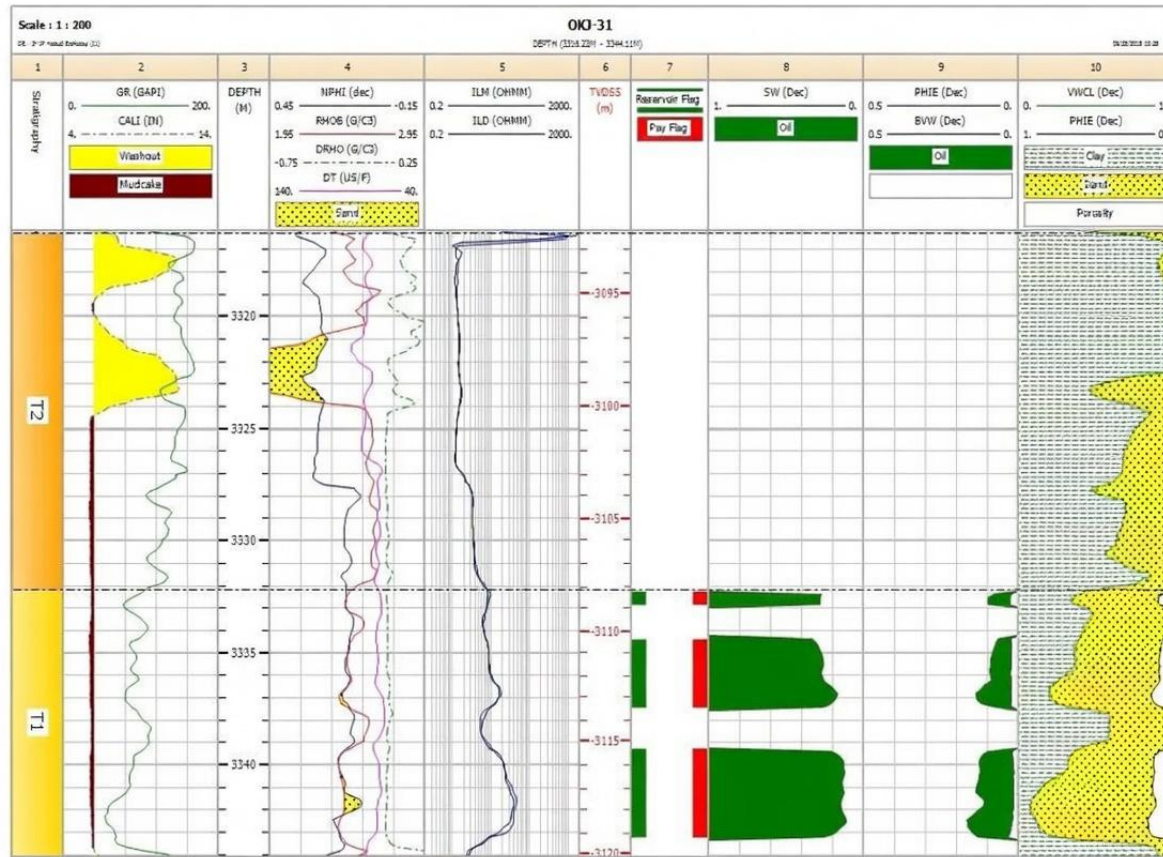


Fig. III.1: Résultats de l'évaluation pétrophysique par ELAN.

III.6 Interprétation Qualitative (QC) et Analyse Minéralogique

Les données de diagraphie ont mis en évidence un réservoir à potentiel d'hydrocarbures **liquides (Huile)**. Dans l'intervalle étudié, on rencontre une accumulation d'hydrocarbures (**huile**) localisée au niveau du réservoir **TAG T1**, s'étendant de la profondeur **3108,5 m** jusqu'à **3120 m** (profondeurs logger).

La faible valeur du Gamma Ray (GR) indique clairement que l'on se situe dans un réservoir gréseux propre. Parallèlement, la valeur élevée de la résistivité profonde (ILD) tout le long de cet intervalle de profondeur (**3108,5 m – 3120 m**) confirme la présence d'hydrocarbures hautement

résistifs. Ce sont ensuite les logs de porosité (densité apparente et neutron) associés aux flags d'interprétation qui nous renseignent sur la nature du fluide présent, confirmant techniquement la présence d'**huile**.

Après avoir identifié les zones réservoirs et les fluides, il est nécessaire de caractériser précisément la lithologie et la minéralogie de la formation (ce qui est crucial pour les réservoirs compacts ou complexes). Pour cela, on a recours aux données de spectroscopie des éléments de type ECS (Elemental Capture Spectroscopy). Les résultats de cette spectroscopie ont permis d'identifier et de quantifier les différentes phases lithologiques en place, notamment :

- Les argiles (illite/chlorite),
- Les carbonates (calcite/dolomite),
- La pyrite (présente en faibles proportions),
- La matrice principale de type Q-F-M (Quartz, Feldspaths, Micas).

L'intégration de l'ensemble de ces données — résistivités (ILD/ILM), Gamma Ray (GR), porosité neutron (NPHI), densité apparente (RHOB), temps de transit sonique (DT), combinées aux fractions minérales issues de la spectroscopie — nous permet de procéder à l'évaluation pétrophysique complète du réservoir par une approche déterministe séquentielle sous le logiciel Techlog.

III.7 Interprétation du log composite d'évaluation déterministe

Après introduction des logs (couplage lithologie, résistivités et porosités) dans le logiciel d'interprétation, ce dernier nous donne une évaluation pétrophysique du réservoir et ceci en identifiant la lithologie, le volume d'argile, la saturation en eau et en **huile** des pores du réservoir ainsi que la porosité totale et effective de la formation à différentes profondeurs.

Les résultats de l'évaluation sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau III. 3: Synthèse pétrophysique et lithologique de la zone d'étude (Intervalles 3092 – 3120 m).

Intervalles (m)	Lithologie	Volume d'argile (Vcl)	Saturation en eau (Sw)	Porosité du réservoir (Φ)	Fluide prépondérant dans les pores
3092 – 3108,5	Composée d'argile, d'illite et de chlorite (Unité T2). L'argile étant l'élément prédominant, cette formation est un banc d'argile (couverture) interrompu par un mince banc gréseux vers 3098 m.	> 35%		/	Eau (eau adsorbée / liée)
3300 m – 3450 m	Zone de réservoir gréseuse (Quartz/Q-F-M) appartenant à l'unité T1 , interrompue par des bancs de pyrite et des intercalations de carbonates.	< 25%	< 40% (atteignant de très faibles valeurs)	> 10%	Huile (Oil Pay Zone)

- Les intervalles **[3300 m – 3450 m]** représentent globalement des zones non réservoirs (barrières d'argiles / seals).

- L'intervalle [3300 m – 3450 m] est l'intervalle principal correspondant à la zone réservoir productrice (**Net Pay**).

La porosité évaluée et affichée dans la piste 9 (**PHIE**) est issue de la combinaison des logs de porosité (densité RHOB et neutron NPHI). Le logiciel évalue les limites du réservoir grâce à l'application stricte des conditions de coupure (cut-offs) définies pour le Net Pay. La saturation évaluée par le modèle est la saturation en fluides des pores de la formation (S_w et S_h).

Exemple : À une profondeur donnée au cœur de la zone à **huile** (vers 3300 m), l'évaluation nous donne une saturation en eau des pores de l'ordre de 15 % ($S_w = 0.15$). Pour le calcul de la saturation en hydrocarbure (**huile**), on utilise la relation suivante :

$$S_h = 1 - S_w$$

L'évaluation pétrophysique montre que les réserves d'**huile** présentes dans la roche réservoir du **TAG T1** sont importantes. À certaines profondeurs optimales (exemptes de pyrite et de carbonates), la saturation des pores en **huile** (S_h) peut dépasser 85 % (piste 8 et 9, zone **verte** dominante).

Conclusion

Les résultats de notre évaluation pétrophysique nous ont permis de mettre en évidence un intervalle correspondant à une zone réservoir majeure de type **TAG T1** (Bassin d'Oued Mya), où les paramètres pétrophysiques optimaux ont été isolés grâce aux critères de coupure déterministes. L'analyse de l'intervalle utile étudié révèle que la porosité totale de la roche est globalement supérieure à 10 %, la saturation en eau reste largement en dessous du seuil critique de 60 %, alors que le volume d'argile est maintenu en dessous de 35 %.

Cependant, la présence d'intercalations denses et conductrices (bancs de Pyrite et de Carbonates visibles au sein du réservoir) affecte localement la qualité du réservoir et brise la continuité du Net Pay (représenté par le flag **vert** en piste 7). Les résultats de cette évaluation pétrophysique doivent être impérativement combinés avec le modèle géomécanique afin d'identifier les contrastes de contraintes induits par ces hétérogénéités lithologiques pour le design de la future fracturation hydraulique dans le puits **OKJ-31**.

Chapitre IV : Modélisation géomécanique MEM (1D)

IV.1 Introduction

La géomécanique est une discipline quantitative. Elle implique de mesurer et d'estimer la contrainte et d'examiner la façon dont les matériaux réagissent à cette contrainte. En géomécanique, les matériaux ne peuvent être choisis. Les foreurs et les ingénieurs de production doivent travailler avec les matériaux en présence, qui peuvent être des formations solides continues, mais peuvent également comprendre des roches fracturées.

Dans l'industrie pétrolière et gazière, les principes géomécaniques ont été appliqués à l'origine dans la fracturation hydraulique lorsque l'ingénieur de stimulation voulait connaître les pressions de puits de forage nécessaires pour fracturer la roche et l'étendue probable de la fracture induite. Contrairement à l'exploitation minière et au génie civil, où le comportement du matériau peut être facilement observé et mesuré, dans l'industrie pétrolière et du gaz l'accès aux données est limité : il est assez difficile de mesurer l'état de contrainte agissant sur un puits de forage ou de la résistance des roches autour des parois du puits. Cela rend la prédiction du comportement géomécanique des puits de pétrole et de gaz plus difficile (WEC, 2007).

IV.2 Principe de la géomécanique

Les concepts de la géomécanique nécessitent une certaine compréhension des contraintes et des déformations, ainsi que de la façon dont celles-ci sont liées à travers la réponse d'un matériau tel que la roche, (J.ROBERT MARSDEN, 1977).

IV.2.1 Contraintes

La contrainte est une force divisée par l'aire sur laquelle la force est appliquée. La force est un vecteur ; elle possède une orientation et une amplitude. De façon analogue, l'aire sur laquelle la force est exercée possède également une orientation et une amplitude, de sorte que la contrainte n'est pas une quantité simple.

IV.2.2 Cercle de Mohr-Coulomb

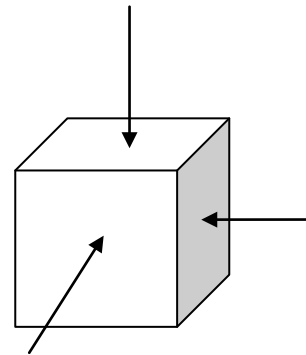
Un diagramme appelé « cercle de Mohr » donne un moyen graphique d'examiner la manière dont les contraintes normales et de cisaillement sur un plan varient avec l'orientation de ce plan.

Le cercle de Mohr permet aux ingénieurs de prédire graphiquement quand l'écoulement plastique ou la rupture se produira dans une roche intacte, et l'orientation des plans sur lesquels la rupture surviendra.

Les études géomécaniques commencent généralement par la détermination des trois contraintes principales et leurs orientations. Typiquement, une contrainte principale est verticale et les autres sont horizontales, (J.ROBERT MARSDEN, 1977).

σ_v : représente la contrainte principale verticale (appelée aussi *overburden*).
 σ_H : représente la contrainte horizontale majeure.

σ_h : représente la contrainte horizontale mineure.



IV.2.3 Régime de contrainte

On distingue trois régimes de contraintes :

- Régime de contraintes normales si $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$
- Régime de contraintes chevauchant si $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$
- Régime de contraintes décrochant si $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$

IV.2.4 Contrainte effective

La contrainte effective pour un processus particulier, comme la déformation élastique ou la rupture, est la combinaison de la contrainte et de la pression interstitielle qui contrôle le processus. On a par exemple dans le cas d'un processus plastique la relation entre la contrainte totale et la contrainte effective est donnée par (Biot et Willis, 1956) :

$$\sigma' = \sigma - P_p$$

Où :

σ' représente la contrainte effective.

σ représente la contrainte totale.

P_p représente la pression des pores.

IV.2.5 Réponse d'un matériau

Les roches peuvent se déformer de diverses manières lorsqu'elles sont sous contraintes. Elles peuvent se déformer de façon réversible, de sorte que la forme originale est rétablie lorsque les contraintes sont supprimées, ou de façon irréversible. Elles peuvent aussi céder, de sorte que le matériau peut, par exemple, se casser en morceaux. Comme le comportement réel des roches est très complexe, il est généralement représenté par des modèles simplifiés, (J.ROBERT MARSDEN, 1977).

Pour un matériau élastique, c'est-à-dire lorsque le comportement d'une roche est linéaire, isotrope et élastique, il peut être décrit par deux constantes élastiques bien connues: le module de Young (E) et le coefficient de Poisson

Module d'Young (E) = contrainte uniaxiale appliquée / déformation normale.

Coefficient de Poisson (déformation latérale / déformation longitudinale).

IV-2-6 Modules élastiques statiques et dynamiques

Les modules statiques sont déterminés au laboratoire, si l'on dispose notamment de carottes. Les modules dynamiques sont déterminés à l'aide de la mesure du sonique (ΔT_{CO} et ΔT_{SM}) et cela en utilisant les équations de Gassmann (1951) représentées dans le tableau ci-dessous :

	Coefficient de Poisson	ε laterale / ε longitudinale
G (GPa)	Module de cisaillement	σ appliquée / ε cisaillement
E (GPa)	Module d'Young	σ appliquée / ε normale
K_b (GPa)	Module apparent	Phydrostatique / ε volumetrique

Tableau. IV.1 : Formules des modules élastiques dynamiques, (Document Schlumberger

Note: ε est une déformation; σ est une contrainte.

IV.3 Contraintes autour des puits de forage

Lorsqu'un trou est présent dans un corps sous contraintes, les contraintes changent autour du trou. Cette propriété appelée « concentration de contraintes », peut être suffisante pour provoquer la rupture de la roche autour du trou et, par la suite, peut conduire à une instabilité du puits de forage.

La figure ci-dessous illustre une distribution des contraintes autour d'un puits de forage :

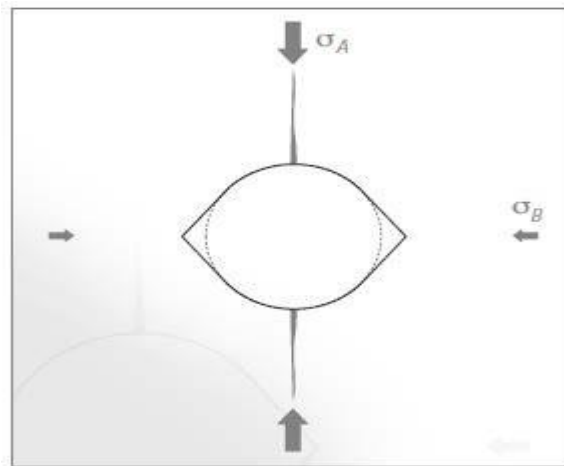


Fig. IV.1 : Emplacement des breakout (ovalisations) et des fractures induites par le forage par rapport aux contraintes principales perpendiculaires au puits de forage. Ici, $\sigma_A > \sigma_B$. (WEC, 2007).

σ_A représente dans ce cas la contrainte horizontale maximale et σ_B représente la contrainte horizontale minimale. Les ovalisations des trous de forage appelées aussi *breakout* apparaissent suivant la direction de la contrainte horizontale minimale et les fracturations induites suivant la direction de la contrainte horizontale maximale. Elles sont perpendiculaire l'une à l'autre.

Ces ovalisations peuvent être déterminées à l'aide de :

- ***Diagraphie sonique***

Si on a un outil sonique performant qui enregistre le cisaillement lent dit « slow shear » et le cisaillement rapide dit « fast shear » on obtient l'orientation de ces breakout en faisant correspondre le fast shear avec la contrainte horizontale maximale. On fait une rotation de 90° pour obtenir la direction de la contrainte horizontale minimale et donc des ovalisations.

Remarque : On peut agir ainsi seulement dans le cas d'un puits vertical.

La diagraphie sonique est indispensable à l'étude géomécanique d'un réservoir. L'outil Sonic Scanner (utilisé dans notre étude) nous fournit des informations suivantes:

- présence des fractures ouvertes (ondes de stoneley)
- la stabilité des parois du puits (présence d'ovalisation)
- la direction de la contrainte horizontale maximale (onde de cisaillement rapide) - l'anisotropie 3D (ondes de cisaillement rapide et lent et l'onde de stoneley).
- en combinaison avec la diagraphie densité, on obtient les modules élastiques dynamiques E , ν , K , G (verticales et horizontales).
- estimation de l'UCS (La résistance à la compression sans confinement) à partir des données sonique.

- ***L'imagerie***

L'imagerie des parois de puits a été introduite par Schlumberger au milieu des années 80. Obtenue par des mesures de résistivité très finement échantillonnées, l'imagerie représentait un saut technologique par rapport aux pendagemètres antérieurs. Elle a grandement amélioré la caractérisation géologique des réservoirs et est devenue rapidement indispensable dans les puits d'exploration, de délinéation et même dans beaucoup de puits de développement.

L'imagerie permet une visualisation précise et quasiment instantanée de la stratigraphie, du pendage, de la texture des couches, de la fracturation et de la distribution des principaux faciès. Ces renseignements contribuent à une estimation rapide du potentiel pétrolier d'un puits et permettent de prendre très tôt les décisions économiques qui s'imposent.

L'imagerie est indispensable à l'étude des fractures. Aucun autre outil que l'imagerie ne peut apporter autant d'information sur la fracturation.

Tableau IV.2 : Interprétation des traces de fractures par rapport au type d'outil d'acquisition, (WEC , 2007).

Outil d'imagerie	Système de boue	Différenciation des fractures ouvertes par rapport aux fermées	Estimation de l'ouverture des fractures	Fractures ouvertes (naturelles, renforcées, induites)	Fracture cimentée par un ciment non conducteur compact (calcite, quartz...)	Fracture cimentée par un ciment conducteur compact (pyrite...)	Fracture cimentée par un ciment conducteur tendre (argile...)
UBI	Boue à l'huile et boue à l'eau	Oui (en comparant l'image TT à l'image d'amplitude)	Non	Trace noire à la fois sur les images d'amplitude et TT	Trace blanche sur l'image d'amplitude ; aucune trace ou trace blanche sur l'image TT	Trace blanche sur l'image d'amplitude ; aucune trace ou trace blanche sur l'image TT	Trace noire sur l'image d'amplitude ; aucune trace ou trace noire ou blanche floue sur l'image TT
FMI	Boue à l'eau	Non, mais différenciation des fractures conductrices (éventuellement ouvertes) par rapport aux fractures résistives (cimentées)	Oui	Trace noire	Trace blanche	Trace noire	Trace noire
OBMI	Boue à l'huile	Non	Non	Trace blanche	Trace blanche	Trace noire	Trace noire ou aucune trace si le contraste de résistivité est trop faible

En fonction de l'outil d'imagerie utilisé, les ovalisations apparaissent clairement sur les données de l'imagerie ainsi on peut orienter la contrainte horizontale mineure suivant les ovalisations et à 90° la contrainte horizontale majeure.

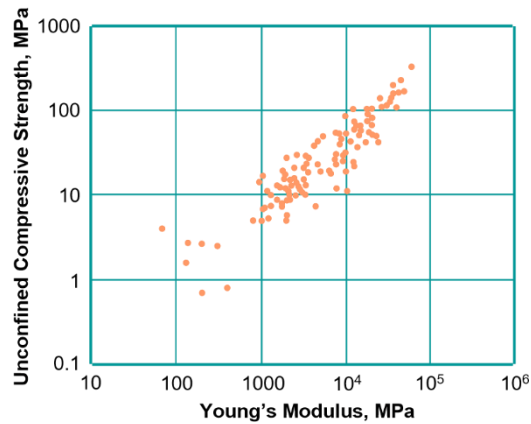
IV.4 Mesure de la résistance a la compression sans confinement (UCS)

L'UCS (Unconfined Compressive Strength) est mesuré au laboratoire à partir d'échantillons de roches cylindriques (carottes) en comprimant l'échantillon entre deux plateaux (essai uniaxial) et en mesurant la charge maximale à laquelle se produit la rupture, (J.ROBERT MARSDEN , 1977).

En l'absence d'échantillons de carottes pour mesurer l'UCS au laboratoire, plusieurs corrélations peuvent être utilisées pour estimer l'UCS en fonction des autres propriétés de la roche.

Exemple: Corrélation du module d'Young statique, (Document Schlumberger):

$$\text{UCS} = 2.28 + 4.1089 \cdot \text{YME.stat (en MPa)}$$



FigIV.2 : Relation UCS avec le module de Young statique (Document Schlumberger).

En pratique on utilise généralement cette corrélation pour mesurer l'UCS en cas d'absence de données de laboratoire.

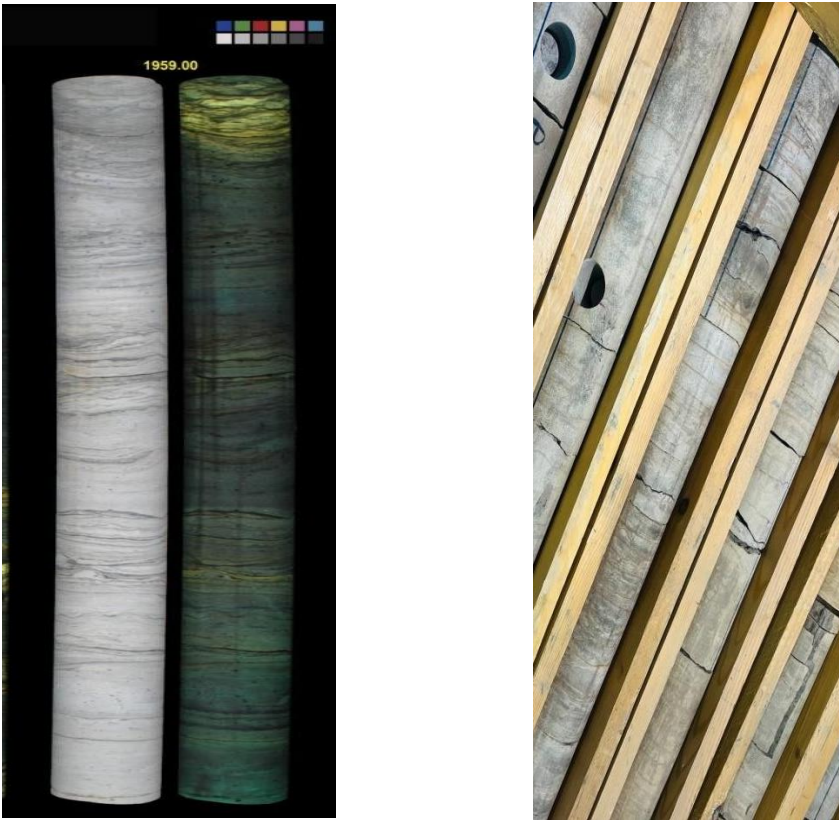


Fig. IV.3 Vue 3D issue de l'imagerie UBI en comparaison avec l'échantillon de carotte, (Document Sonatrach-CRD).

- **Le Caliper (4 arms)** : si le caliper lit une différence de diamètre suivant un axe de direction et aucune différence suivant le second axe cela veut dire qu'il y a présence de breakout suivant l'axe de variation du diamètre.

Note : Rappelons que le caliper est un outil qui enregistre les variations de diamètre du puits de forage appelé aussi « diamètreur » soit par mesure mécanique (bras articulés symétriques reliés au curseur d'un potentiomètre, le déplacement latérale des bras résulte d'une variation du diamètre) soit par mesure acoustique (à l'aide de la mesure du temps de trajet d'une onde acoustique, l'émetteur et le récepteur étant alignés avec l'axe du puits de forage).

IV.5 Angle de frottement interne

L'angle de frottement d'une roche (FANG : friction angle) est l'angle de repos à laquelle le matériau est stable. Il est déterminé par le frottement, la cohésion et les formes des grains.

Grâce au log GR, le calcul de l'angle de frottement est possible. L'équation s'écrit sous la forme suivante :

$$\text{FANG} = a + b \cdot \text{GR}$$

Où a et b sont des constantes propres à la compagnie de service pétrolier Schlumberger.

Généralement, quand on connaît la lithologie de la région on peut attribuer un FANG par défaut.

Exemple : en Algérie

Pour les argiles la valeur du FANG $\sim 25^\circ$

Pour les grès : FANG aux alentours de $30^\circ - 40^\circ$

IV.6 Mesure de la pression des pores

Les roches telles que le grès sont composées de petits grains, qui sont généralement le quartz. Ces grains sont en contact avec d'autres, et peuvent être cimentés ensemble. Le degré et le type de cimentation ont une grande influence sur la dureté de la roche. Les roches faiblement cimentées sont souvent considérées comme des roches faiblement consolidées.

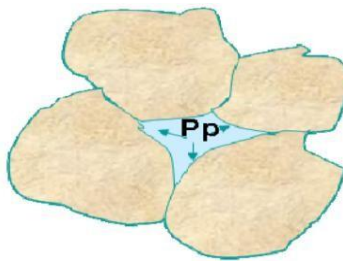


Fig. IV.4 : Présence de pression entre les grains de la roche (J.ROBERT MARSDEN, 1977).

La pression des pores en chaque point agit de la même façon dans toutes les directions, mais la pression peut varier d'un point à un autre.

La pression des pores est mesurée à l'aide d'outils tels que le : XPT, MDT,...les outils sont munis de capteurs permettant la mesure de la pression.

Dans le cas où la pression des pores n'a pas été mesurée à l'aide d'outils, pour l'étude géomécanique, on considère la pression hydrostatique.

Dans notre cas, le gradient hydrostatique est égale à 0.433 psi/ft (soit 0.01 MPa/m) on peut alors calculer la pression des pores comme suit :

$$PP \text{ [MPa]} = \text{gradient hydrostatique [MPa/m]} \times \text{profondeur [m]}$$

IV.7 La contrainte verticale (overburden)

Connaissant le gradient de la contrainte verticale qui est considéré égale à 1.11 psi/ft (dans les grès de faible porosité, de l'ordre de 5%), on peut calculer la contrainte verticale ainsi :

$$\sigma_v \text{ [MPa]} = 0.025 \text{ [MPa/m]} \times \text{profondeur [m]}$$

IV.8 Gradient de fracturation

Le gradient de fracturation correspond à la pression nécessaire pour faire propager une fracture loin des parois du puits. Il ne doit pas être confondu avec la pression nécessaire pour engendrer une fracture sur les parois du puits. Le gradient de fracturation (Frac GRAD) est obtenu d'après la relation suivante, (Document Schlumberger) :

$$\text{FracGRAD [psi/ft]} = \sigma_h \text{ [psi]} / \text{profondeur [ft]}$$

IV.9 Construction d'un modèle géomécanique (MEM 1D)

Le modèle géomécanique (MEM) est une description explicite de l'état de contrainte, de la pression interstitielle et des propriétés mécaniques des roches constituant le sous-sol. Il peut comprendre uniquement la partie réservoir, comme il peut s'étaler sur les formations constituant les terrains morts.

Le MEM inclut des détails de la structure géologique, comme les failles et les toits de formations, ainsi que des détails de la constitution des roches, telles les zones fracturées ou les roches à comportement mécanique anisotrope.

Il fournit des informations pour les calculs géomécaniques associés à de nombreux aspects de la construction des puits, par exemple les limites de stabilité de parois de puits pendant le forage, les seuils d'instabilité des sables pendant la production, ou les paramètres géomécaniques nécessaires à la réalisation des opérations de stimulation, (WEC, 2007).

Au cours de la déplétion d'un champ d'hydrocarbures, le MEM peut être utilisé pour estimer les changements provoqués dans l'état de contrainte par la diminution de la pression de réservoir. Ces changements de contraintes peuvent mener à une compaction du réservoir, ce qui peut affecter la perméabilité. Il peut également causer un affaissement dans les formations sus-jacentes, ou encore provoquer l'activation de failles et de fractures.

La construction du MEM puise ses données dans un certain nombre de sources. Celles-ci comprennent des données de diaggraphie provenant :

- de puits, comme des mesures soniques, de rayons gamma, de densité apparente, de pression de formation et d'imagerie de puits ;
- des rapports de forage ;
- de cartographies structurales : géologique et sismique ; □ des carottes.

Le MEM peut être construit le long d'une seule dimension, ou dans un espace tridimensionnel. Le modèle à une dimension (1D) ne définit les variations des paramètres géomécaniques que sur un seul axe. Typiquement, cet axe est soit vertical, soit curviligne suivant le profil du puits. Ce modèle suppose que les paramètres géomécaniques sont latéralement constants et est souvent utilisé pour la modélisation géomécanique d'un seul puits de forage. Les modèles tridimensionnels sont utilisés pour représenter des données multi-puits ou bien là où les variations géologiques ou géomécaniques sont importantes.

Les résultats fournis par le MEM 1D sont les paramètres mécaniques de la roche à savoir,

- La contrainte verticale σ_v .
- Les contraintes horizontales maximale et minimale.
- La direction des contraintes.
- Pression des pores.
- UCS (unconfined compression strenght) - Angle de frottement interne. - Modules élastiques:
 - Module d'Young E_{dyn} et E_{stat}
 - Coefficient de Poisson (ν_{dyn}) et (ν_{stat})

- Module de cisaillement G_{dyn} et G_{stat}
- Module apparent K_{dyn} et K_{stat}

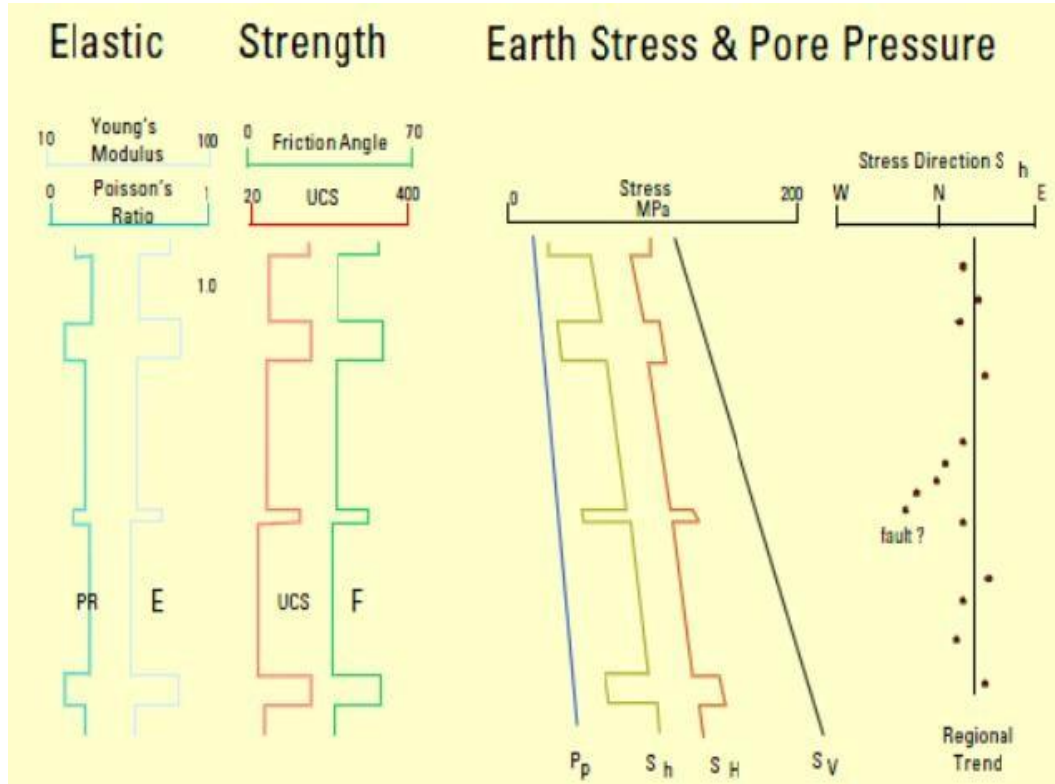


Fig. IV.5: Paramètres mécaniques de la roche, (Document Schlumberger).

IV.10 Analyse de la stabilité des parois du puits

L'analyse de la stabilité des parois du puits est l'une des principales applications de la géomécanique au domaine pétrolier, car le forage d'un puits présentant le minimum de dommages possible est l'objectif de toutes les compagnies de services pétroliers.

Au début, la roche est soumise à un état de contrainte in situ en équilibre. Quand une partie de cette roche est soumise à un forage d'un puits, cet équilibre est perturbé. Les contraintes vont se redistribuer et donneront un état de contrainte provoquant des ruptures autour des parois du puits.

Des ruptures (résultantes des ovalisations présentes dans le puits) sont fréquentes et/ou des fractures induites par le forage peuvent être aussi observées.

L'analyse de la stabilité du puits est une simulation des ruptures (ruptures par traction et cisaillement) qui endommagent les parois du puits. Cela permet la comparaison des ruptures simulées avec les ruptures réelles détectées par le caliper ou l'imagerie à travers les parois du puits et additionnellement, enregistrées dans le rapport de forage.

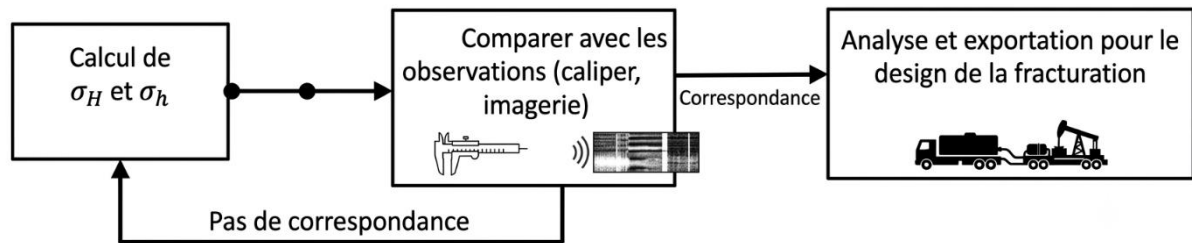


Fig. IV.6 : Approche usuelle pour déterminer la magnitude des contraintes responsables des ruptures observées dans les parois du puits.

Quand la simulation de la stabilité des parois du puits correspond aux observations, les contraintes et les paramètres calculés sont valides. Dans ce cas, l'analyse finale peut être effectuée, la fenêtre de boue appelée aussi « *the safe mud window* » peut être extraite pour le diagramme de forage et les résultats peuvent être exportés pour le design de la fracturation hydraulique.

La fenêtre de boue nous donne une valeur de la densité de boue *limite* qui ne cause ni fractures induites par le forage ni ovalisations.

IV.11 Processus de construction du MEM (Mechanical Earth Model)

Cette section détaille le processus de construction d'un modèle mécanique de la Terre unidimensionnel (1D-MEM) pour un puits vertical. Les paramètres requis sont calculés sur la base des formulations mentionnées dans les chapitres précédents. Le processus est synthétisé dans l'organigramme suivant.

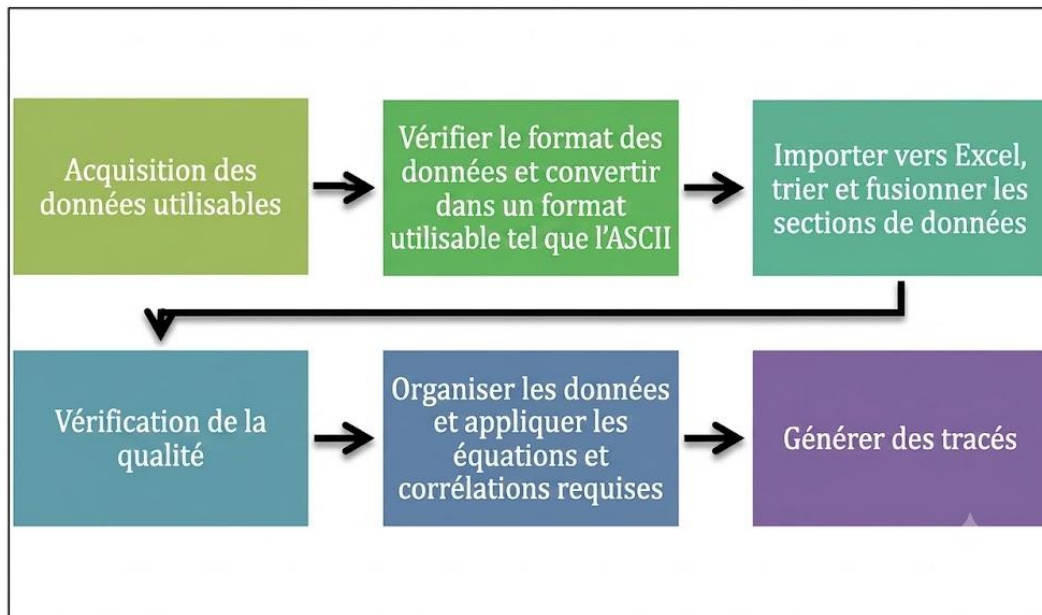


Fig. IV.7: Organigramme de la procédure de traitement et de construction du modèle 1D-MEM.

• Technique de caractérisation géomécanique:

Les résultats de l'étude géomécanique seront représentés sur un modèle MEM.

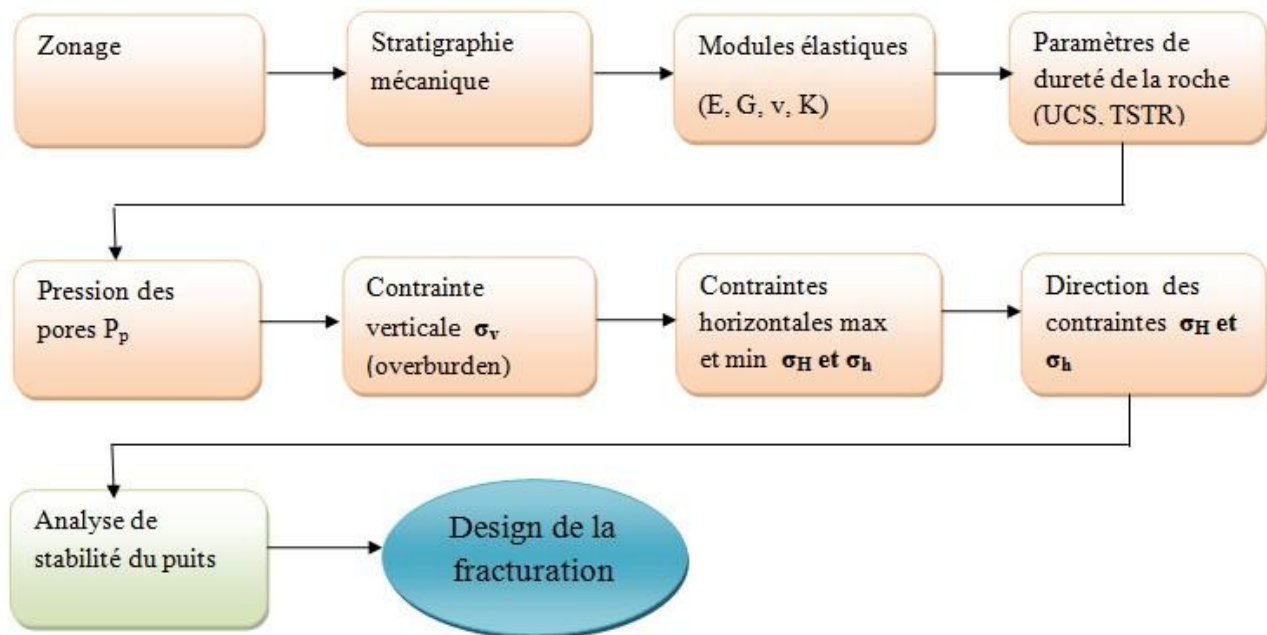


Fig. IV.8: Schéma de construction d'un modèle géomécanique sur une dimension, (document Schlumberger).

- **Identification de la stratigraphie mécanique:**

Pour cela nous avons besoin des données de diagraphie gamma ray (GR). On identifie la stratigraphie mécanique de la formation en différenciant la partie argileuse de la partie gréseuse.

$V_{sh} > 30 \% \Rightarrow$ Argiles.

$V_{sh} < 30 \% \Rightarrow$ Grès

- **Calcul des propriétés élastiques et de la résistance de la roche**

Les propriétés élastiques sont déterminées à l'aide des données de diagraphie sonique. Grâce aux équations de Gassman (1951), on calcule les modules élastiques dynamiques (E_{dyn} , G_{dy} , K_{dyn} , v_{dyn}) puis grâce aux valeurs des modules élastiques dynamiques on peut obtenir les modules statiques dont on a besoin pour l'évaluation géomécanique. En ce qui concerne les propriétés de résistance de la roche (UCS, TSTR), elles sont déterminées grâce à des équations en fonction des modules élastiques statiques et plus précisément le module d'Young statique. La détermination du FANG se fait grâce aux données du GR.

- **Calcul des pressions des pores et des contraintes (σ_v , σ_H et σ_h)**

En raison de l'absence de données de mesure de pression, on a considéré la pression des pores hydrostatique. Elle est calculée à l'aide du gradient hydrostatique qui est de 0.433 psi/ft. Les contraintes horizontales sont déterminées grâce à des équations dérivées du critère de MohrCoulomb. La contrainte verticale est déterminée grâce au gradient de la contrainte verticale.

- **Stabilité des parois du puits OKJ31**

L'analyse de la stabilité mécanique des parois du puits a été menée en confrontant les prédictions du modèle 1D-MEM avec les données géométriques réelles du trou mesurées par le **Caliper** sur **OKJ31**. Cette calibration a permis de vérifier la concordance entre les zones

d'ovalisation réelles (zones d'instabilité ou *breakouts*) et les intervalles où les contraintes tectoniques dépassent la résistance de la roche (UCS), validant ainsi la robustesse du modèle avant le design de la stimulation.

Toutes ces données ont été traitées. Le résultat de la modélisation est présenté ci-dessous (figure 4):

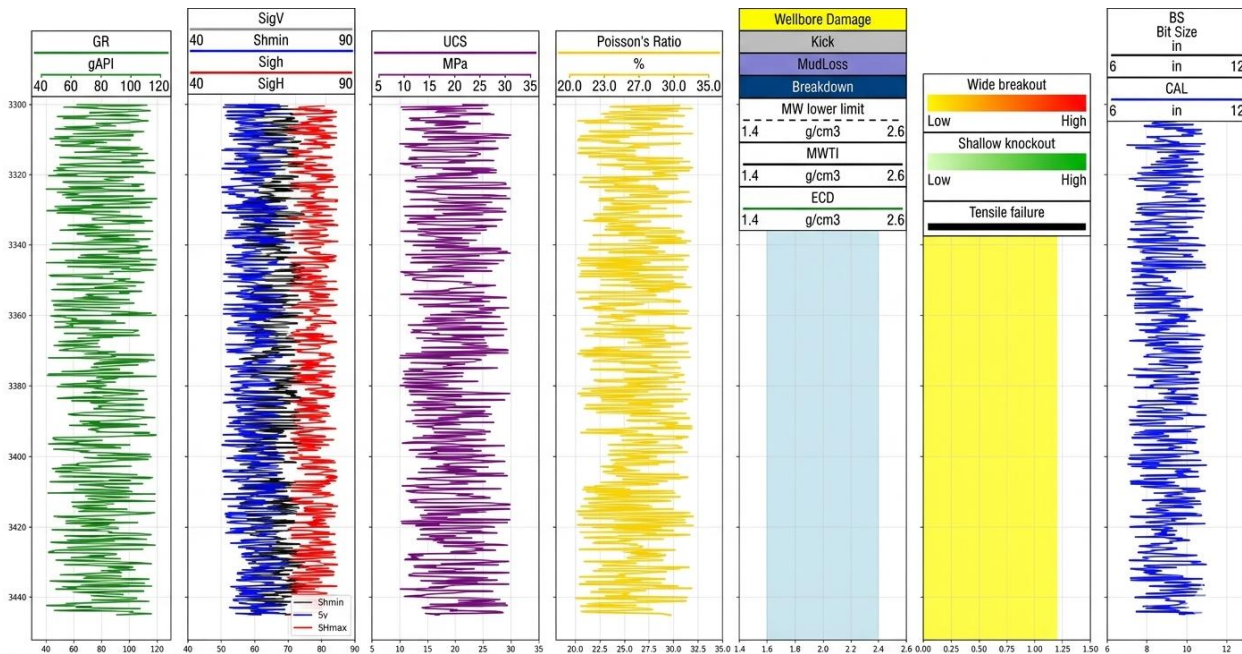


Fig. IV.9.: Modèle géomécanique MEM (1D) du puits OKJ31

Interprétation du modèle obtenu par le MEM (1D) —

Le modèle géomécanique (1D) représenté ci-dessus donne une évaluation géomécanique fine des propriétés mécaniques et de l'état de contrainte autour du puits **OKJ31**. Les résultats de l'évaluation géomécanique du réservoir et des couvertures sur l'intervalle étudié (3300 – 3450 m) sont synthétisés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV 3: Interprétation du modèle géomécanique MEM autour du puits OKJ31.

Intervalles (m)	Stratigraphie mécanique	FANG (Angle de friction)	UCS (MPa)	Coefficient de Poisson	Module d'Young
3300 m – 3450 m	Séquences d'alternances Argilo-Gréseuses compactes	Moyenne à Élevée (Estimée > 30)	Modéré à Élevé (~15 à 30 MPa)	Élevé (~25% à 31%)	Modéré à Élevé

Analyse détaillée du profil (3300 m – 3450 m) :

1. Lithologie et Propriétés Intrinsèques (GR, UCS, Poisson) :

- Le **Gamma Ray (GR)** oscille de manière serrée entre 60 et 100 gAPI tout au long du puits, ce qui met en évidence une sédimentation litée ou une matrice argilo-gréseuse continue.
- La résistance uniaxiale à la compression (**UCS**) est stable et se maintient dans une plage médio-haute, principalement comprise entre **15 et 30 MPa**, confirmant une bonne tenue mécanique globale de la roche face aux contraintes de compaction.
- Le **Coefficient de Poisson** affiche des valeurs élevées, oscillant majoritairement entre **25.0% et 31.0%**, ce qui traduit un comportement ductile à semi-fragile caractéristique des intervalles riches en matrice argileuse ou sous fortes contraintes latérales.

2. État des Contraintes (SigV, Shmin, SHmax) :

- Le régime tectonique local est clairement défini par la hiérarchie des courbes : $Sh_{max}(Rouge) > S_v(Bleu) > Sh_{min}(Noir)$.
- Les contraintes horizontales minimale (Sh_{min}) et maximale (SH_{max}) encadrent la contrainte verticale (S_v), ce qui est caractéristique d'un **régime de décrochement (strike-slip)** à tendance compressive sur cette section.

3. Stabilité et Endommagement du Puits (Wellbore Damage & Caliper) :

- La zone de l'évasement (Wide breakout / Tensile failure) est marquée en jaune continu sur toute la hauteur, corrélée avec un profil de **Caliper (CAL)** (courbe bleue) qui est systématiquement supérieur au diamètre nominal de l'outil (**Bit Size - BS**, ligne noire à 8.5 pouces).

- Le Caliper oscille fréquemment entre **9 et 11 pouces** (pour un BS de 8.5 in). Cela indique la présence de *breakouts* (ruptures par cisaillement des parois du puits) provoqués par l'anisotropie des contraintes horizontales.
- Cependant, la fenêtre de densité de boue (Mud Weight Window) reste globalement maîtrisée à l'intérieur de la zone de sécurité azurée, limitant les risques majeurs de perte de boue (*Mud Loss*) ou de venue (*Kick*).

IV.12 Présence des ovalisations

La simulation de la stabilité du puits **OKJ31** nous informe sur la présence d'ovalisations significatives tout le long de l'intervalle étudié (3300 m – 3450 m). En calant ces résultats de simulation avec les données réelles du **Caliper (CAL)**, on observe clairement que ce dernier enregistre de fortes variations de diamètre par rapport au diamètre nominal de l'outil (**Bit Size - BS**, fixé à 8.5 pouces). Le Caliper fluctue régulièrement entre 9 et près de 11 pouces.

Le puits **OKJ31** présente donc des zones d'instabilité caractérisées par des **breakouts (ovalisations)** élargis, comme le met en évidence la piste "Wellbore Damage" colorée en jaune continu. Ces ovalisations sont la conséquence directe d'un fort contraste de contraintes horizontales qui dépasse la résistance mécanique (UCS) de la roche sur les parois du puits. En revanche, le puits ne montre pas de fractures induites majeures ou de pertes de boue (*Mud Loss*) critiques, car la fenêtre de densité de boue reste dans les limites tolérables de l'ECD.

. IV.13 Contraintes in-situ

L'analyse du profil des contraintes sur le puits **OKJ31** montre un régime tectonique stable de type **décrochant (strike-slip)**, caractérisé par la hiérarchie $SH_{max} > S_v > SH_{min}$. Le contraste entre la contrainte horizontale minimale (SH_{min}) et la contrainte horizontale maximale (SH_{max}) est prononcé et continu sur l'ensemble de l'intervalle (3300 – 3450 m). C'est précisément ce fort contraste thermique et tectonique qui engendre les contraintes de cisaillement responsables des ovalisations observées sur le Caliper.

Conclusion

L'analyse des diagraphies disponibles a permis de déterminer les paramètres mécaniques nécessaires à la construction du modèle géomécanique (1D-MEM) du puits **OKJ31**. Ces grandeurs et profils mécaniques ont été calculés et traités à l'aide du logiciel Excel

Au niveau de l'intervalle étudié, on obtient des valeurs modérées à élevées pour l'UCS (15 à 30 MPa) et pour le module d'Young, combinées à des valeurs élevées pour le coefficient de Poisson (25% à 31%). Malgré la présence d'ovalisations (*breakouts*) visibles sur le Caliper et causées par l'anisotropie des contraintes in-situ, le puits a pu maintenir une stabilité globale vis-à-vis des risques majeurs de *kick* (venue) ou de *mud loss* (perte de boue).

L'ensemble de ces résultats, notamment la caractérisation de l'état des contraintes (S_{hmin} et S_{Hmax}) et la résistance de la roche (UCS), constitue la base fondamentale qui sera utilisée pour le design et l'optimisation de la **fracturation hydraulique** dans ce réservoir.

Chapitre V : Design de la fracturation hydraulique

V.1 Introduction

L'Algérie se trouve dans une position particulière dans le sens où elle possède une vaste base de réserves potentielles bloquées dans des réservoirs peu perméables (tight).

Par la combinaison d'une perméabilité de matrice de l'ordre du micro Darcy et de la présence irrégulière de fractures naturelles dues à une activité tectonique soutenue, une telle formation peut passer d'un état ultra-tight à un état de perméabilité suffisante pour la récupération du fluide grâce à la stimulation, (WEC, 2007).

La stimulation est une méthode chimique ou mécanique utilisée pour augmenter la capacité d'écoulement du fluide de production des puits. L'objectif de la fracturation hydraulique est (L.E.ELKINS, 1978) :

- d'augmenter la productivité
- d'interconnecter les perméabilités de la formation. - d'améliorer la récupération du fluide.

La fracturation hydraulique est utilisée dans l'industrie pétrolière depuis le début des années 1950 pour augmenter la productivité des zones pétrolifères gazéifères et aquifères. A la fin des années 1970, d'importantes opérations de fracturation hydraulique ont été exécutées, où plus de 500 tonnes d'agent de soutènement ont été mises en place en un seul traitement.

Au milieu des années 1980, les premières études de fracturation ont révélé que l'accroissement de productivité était souvent beaucoup plus faible que prévu en raison de performances inadéquates du fluide ou de l'équipement, ou encore d'une modélisation inexacte de l'impact de la stimulation par fracture.

A partir du milieu des années 1980, la technologie des fluides et les performances de l'équipement se sont suffisamment améliorées pour permettre d'importants traitements de fracturation hydraulique (principalement dans les champs gaziers nord-américains). La concurrence entre opérateurs pour mettre en place avec succès le plus grand traitement de fracturation a culminé durant cette période, de sorte que la mise en place de volumes d'agent de soutènement dépassant le demi-million de livres en un seul traitement de fracturation est devenue courante, consacrant la fracturation comme un outil utile pour l'amélioration de la productivité des puits (WEC, 2007).

V.2 Principe de la fracturation hydraulique

La fracturation implique le pompage de fluide à un débit suffisant pour surmonter la capacité de la roche à diffuser le liquide à travers ses espaces interstitiels (cet espace peut être considéré comme étant la combinaison de la porosité de la matrice et des fractures naturelles), (S.A HOLDITCH, K.Y. BOGATCHEV, 2008).

Si le débit entrant dans une unité de roche est supérieur à sa capacité à diffuser hors de l'unité, la pression s'élève à l'intérieur de la masse rocheuse. Elle continue à s'élever jusqu'à ce que la contrainte effective dépasse la pression de fracturation de la roche, qui est une combinaison de sa contrainte minimale in situ et de l'amplification de la pression due à son inélasticité. Parvenue à ce point, la roche cède et une fracture est créée. Une fois la pression hydraulique dissipée, la fracture est normalement maintenue ouverte par l'introduction d'un matériau de soutènement appelé *Proppant* présentant une conductivité élevée sous contrainte dans les phases de fluide du traitement.

Cette fracture crée jusqu'au puits un cheminement conducteur destiné à dépasser largement la perméabilité existante de la région proche du puits de forage.

Ainsi la perméabilité de la roche augmente ce qui va conduire à une meilleure récupération du fluide.

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à augmenter la perméabilité de la roche et cela en créant des fractures. En pompant un fluide dans la formation, on crée une fracture qui va se propager dans la formation. La longueur, l'épaisseur et l'orientation de la fracture dépendent des paramètres mécaniques de la roche. Cette opération a pour but de connecter les perméabilités dans la formation.

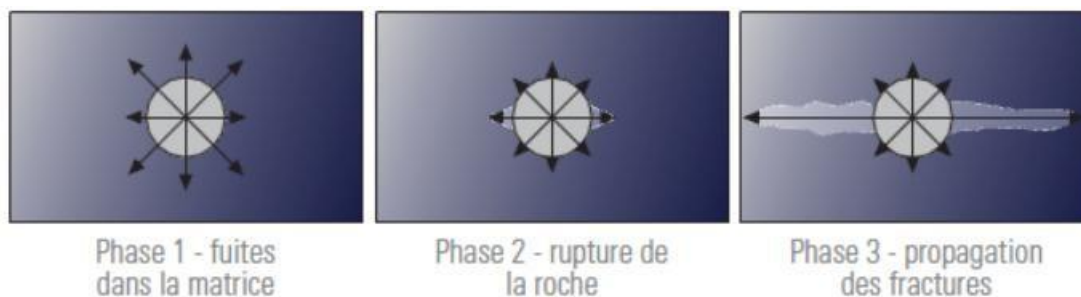


Fig. V.1 : Illustration du processus de stimulation, (WEC, 2007).

V.3 Critères de choix des intervalles de stimulation

Le choix des intervalles candidats à la fracturation hydraulique se fait après évaluation des paramètres pétrophysiques et géomécaniques du réservoir. Pour qu'une zone puisse être soumise à la stimulation hydraulique, ses paramètres doivent présenter les caractéristiques suivantes :

Tableau.V.1 : Critères de choix des Stage Frac optimales.

Paramètres	Etat
Porosité effective	Elevée
Saturation en eau (des pores)	Faible (ce qui veut dire que la saturation de l'hydrocarbure est élevée dans une porosité effective élevée)
Coefficient de Poisson	Elevé
Module d'Young	Elevé (pour augmenter la longueur de la fracture).
Contraintes in-situ	Contraste entre les contraintes in-situ élevé (pour augmenter la longueur de la fracture dans la formation).
UCS	Elevé

V.4. Stimulation du puits OKJ-31

Le réservoir TAG T1 au niveau du puits OKJ-31 nécessite une opération de stimulation par fracturation hydraulique afin d'optimiser sa productivité et de récupérer efficacement les hydrocarbures (huile) en place. Les résultats combinés de l'évaluation pétrophysique et du modèle géomécanique 1D (MEM) constituent la base fondamentale pour identifier et sélectionner les profondeurs optimales de stimulation.

On appelle « Stage Frac » les intervalles spécifiques ciblés pour l'injection du fluide de fracturation sous haute pression.

V.4.1 Positionnement du Stage Frac sur le puits OKJ-31

Avant d'aborder la conception de la fracturation hydraulique (Stage Frac), il convient de préciser que bien que le réservoir s'étende entre 3108,5 m et 3120 m (chapitre III), la zone ciblée pour l'opération de fracturation est située entre 3334,5 m et 3343,2 m. Ce choix a été dicté par l'analyse géomécanique (1D-MEM), qui a démontré que cette section présente les conditions de contraintes in-situ les plus favorables pour assurer une propagation optimale des fractures au sein du champ de Haoud Berkaoui (HBK).

D'après les critères de choix des Stage Frac cités précédemment, les zones à fracturer sont définies et présentées dans le tableau ci-dessous. La figure (V.2.) montrent les zones à stimuler.

Tableau.V.2: Propriétés du Stage Frac – Puits OKJ-31 (TAG T1)

Stage Frac	Porosité effective (PHIE)	Saturation en eau (Sw)	Module d'Young	Contraste des contraintes	Coefficient de Poisson	UCS
3334,5 – 3337,5 m (Cluster Supérieur)	11 – 14 %	18 – 35 %	Élevé	Élevé	0.26 – 0.29	18 – 26 MPa
3339,4 – 3343,2 m (Cluster Inférieur)	9 – 13 %	22 – 40 %	Élevé	Élevé	0.25 – 0.30	16 – 24

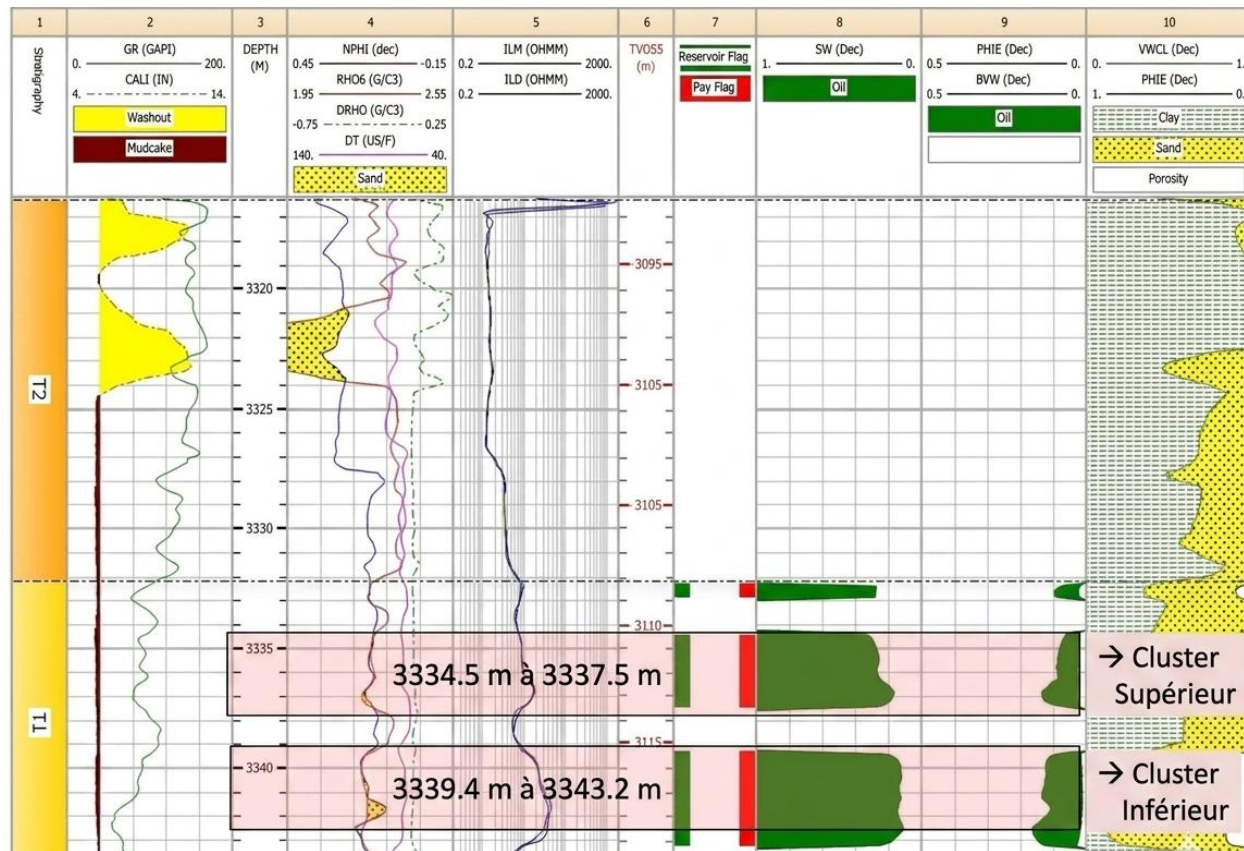


Figure V.2 : Localisation des deux clusters du Stage Frac sur le log d'évaluation pétrophysique ELAN – Puits OKJ-31

V.4.2 Le gradient de fracturation

Le gradient de fracturation, qui correspond à la pression minimale nécessaire pour propager les fractures induites, a été déterminé pour notre puits à partir des calculs établis sur Excel (voir détails en Annexe). Au niveau de l'intervalle réservoir cible (**TAG T1**), le gradient de fracturation calé est de **0,83 psi/ft**.

D'un point de vue mécanique, l'orientation de la propagation dépend des contraintes in situ :

- Un gradient de fracturation inférieur à **0,80 psi/ft** favorise l'initiation de **fractures purement verticales**.
- Un gradient de fracturation supérieur à **1,0 psi/ft** induit la création de **fractures horizontales**.

Dans le cas du puits **OKJ-31**, la valeur de **0,83 psi/ft** confirme que la fracture se propagera de manière **verticale** (perpendiculairement à la contrainte minimale σ_h horizontale), tout en développant une géométrie optimale au cœur des bancs gréseux.

La pression de fermeture

La fracturation hydraulique s'effectue suivant la direction de la contrainte horizontale majeure (σ_h). La contrainte minimale (σ_h), agissant perpendiculairement à la face de la fracture, exerce une pression de fermeture directe dès l'arrêt du pompage (**Fig. V.6**).

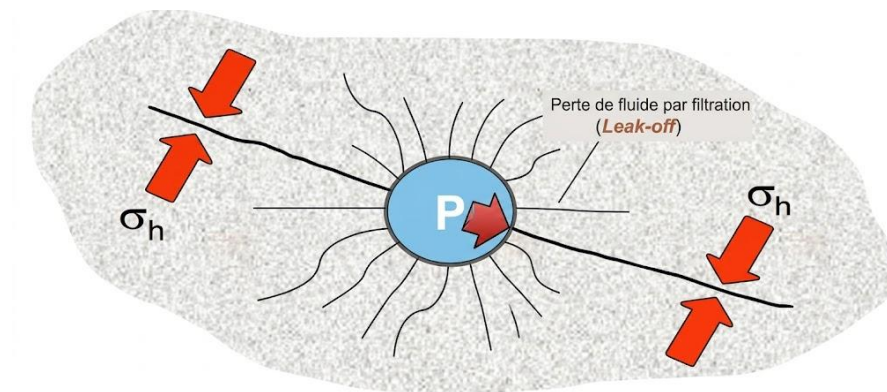


Fig. V.3 : Pression de fermeture exercée sur les fractures créées (WEC 2007).

Les valeurs du gradient de fracturation ainsi que celles de la contrainte horizontale mineure sont obtenues grâce aux calculs établis sur Excel.

Pour l'intervalle utile du **Stage 1** (englobant nos deux clusters), la valeur de la pression de fermeture issue des données étalonnées est de **7 427 psi**. Les résultats synthétiques sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau V.3 : Valeurs du gradient de fracturation et de la pression de fermeture validées pour le puits OKJ-31.

Zone d'intérêt (Stage 1)	Gradient de fracturation (psi/ft)	Pression de fermeture (psi)	Type de fracture attendu
Réservoir TAG T1	0,83	7 427	Verticale

Conclusion

La connaissance exacte de cette pression de fermeture (**7 427 psi**) est un paramètre critique pour l'ingénieur de complétion. Elle permet de sélectionner un **proppant** (agent de soutènement) à haute résistance mécanique (*High-Strength Proppant* ou *Intermediate-Strength Proppant*) capable de résister à l'écrasement sous cette forte contrainte, garantissant ainsi une conductivité durable de la fracture et une productivité maximale du puits.

Conclusion

Cette étude a concerné le puits **OKJ-31** situé dans le réservoir **Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAG T1)**, productif dans la zone de **Haoud berkaoui (HBK)**. Ce réservoir gréseux compact nécessite une stimulation par fracturation hydraulique afin d'optimiser la productivité et d'améliorer la récupération des hydrocarbures. L'étude avait pour but de déterminer les zones candidates à une stimulation optimale. Pour définir les intervalles à fracturer (les *Stage Frac*), il a été nécessaire de déterminer aussi bien les paramètres pétrophysiques que les paramètres géomécaniques.

L'évaluation des paramètres pétrophysiques a permis de mettre en évidence un intervalle correspondant à une zone réservoir propre à dominante gréseuse fine à moyenne. L'analyse détaillée des logs a permis d'isoler deux zones d'intérêt optimales pour le positionnement des tirs du **Stage 1** : le **Cluster Supérieur (3334.5 m – 3337.5 m)** et le **Cluster Inférieur (3339.4 m – 3343.2 m)**.

L'utilisation du modèle géomécanique monocellulaire (**1D-MEM**) construit sous **Techlog** et affiné sur **Excel** nous a permis de calculer les paramètres mécaniques nécessaires au niveau du réservoir. On obtient une résistance à la compression uniaxiale (**UCS**) modérée, oscillant autour de **20 MPa**, associée à un coefficient de Poisson stable de **26%**. Ces résultats confèrent à la roche réservoir un comportement mécanique hautement cassant (*brittle*), idéal pour l'initiation des ruptures.

Ces paramètres, à savoir le module d'Young, le coefficient de Poisson, le profil des contraintes et l'UCS, montrent également que le puits **OKJ-31** présente une excellente stabilité des parois. L'analyse de la piste *Wellbore Damage* montre que la densité de boue (**ECD**) est parfaitement calibrée, évitant ainsi tout problème de *Kick* ou de *Mud Loss*.

Les résultats de l'évaluation pétrophysique ont été combinés avec le modèle géomécanique calé pour concevoir le design de la future fracturation hydraulique. Avec un gradient de fracturation validé à **0,83 psi/ft** et une pression de fermeture de **7 427 psi**, nous confirmons la création de **fractures verticales** optimales au cœur du réservoir TAG T1, ce qui guidera le choix d'un proppant à haute résistance mécanique pour maximiser la productivité future du puits. »

Les références

1. **Asquith, G., & Gibson, C. (1982).** *Basic well log analysis for geologists*. AAPG methods in exploration series, No. 3, Tulsa.
2. **Espinoza, D. N. (2025).** *Wellbore Stability — Introduction to Energy Geomechanics*. Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin. Online Lecture Notes.
3. **Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A. M., & Risnes, R. (2008).** *Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well stability* (Vol. 53). Elsevier.
4. **Schlumberger. (2009).** *Log Interpretation Charts*. Schlumberger Log Services Supply, Sugar Land, Texas.
5. **Zoback, M. D. (2010).** *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press.
6. **Biot, M. A. (1941).** General theory of three-dimensional consolidation. *Journal of Applied Physics*, 12(2), 155-164.
7. **Deer, D. U., & Miller, R. P. (1966).** Engineering classification and index properties for intact rock. *Technical Report No. AFWL-TR-65-116*, New Mexico.
8. **Hubbert, M. K., & Willis, D. G. (1957).** Mechanics of hydraulic fracturing. *AIME Petroleum Transactions*, 210, 153-168.
9. **Plumb, R. A. (1994).** Influence of composition and texture on the failure properties of clastic rocks. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
10. **Tappi, N., & Cherdasa, J. R. (2023).** 1D Geomechanical Model For Wellbore Stability in Z Field, Y Well Sanga Sanga Working Area, Kutai Basin. *Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology*, 8(2), 138-144.
11. **Terzaghi, K. (1943).** *Theoretical soil mechanics*. John Wiley & Sons, New York.
12. **HALLIBURTON & SONATRACH. (2023a).** *Minifrac Analysis & Main Treatment Redesign - TAG T1 Formation, Well OKJ-31*. Technical Post-Job Stimulation Report, Algeria.
13. **HALLIBURTON & SONATRACH. (2023b).** *Main Treatment Field Post-Job Report (FPJR) - Hydraulic Fracturing Operations on Well OKJ-31*. In-site Stimulation Services Documentation, Algeria.
14. **SONATRACH. (2023).** *Frac Daily Reports & Temperature Logging Data (14-15 May 2023) for Well OKJ-31, Berkaoui Field*.
15. **SONATRACH. (2024).** *Données diagraphiques et caractéristiques pétrophysiques de la formation TAG T1 - Structure de HBK*. Base de données numérique interne, Sonatrach, Ouargla.
16. **SONATRACH. (2015).** *Étude géologique de la région de Haoud Berkaoui (HBK) et évaluation du potentiel pétrolier du Trias Argilo-Gréseux*. Département de Géologie
17. **WEC (2007).** *Wellbore Stability and Geomechanics*. Schlumberger Technical Library.