

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Ecole Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de Projet de Fin d'Etude

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'État en génie minier

Option : Génie Minier

---

**Projet de limites d'extention du réservoir serie  
inferieure du complexe T.A.G dans la zone sud  
du champ benkahla.**

---

Réalisé par **HOUSSOU Sofia** et **ZIKARA Sonia**

*Soutenu le 09 Juillet 2023, Devant le jury composé de :*

Président M. R.AKKAL :	Professeur	-ENP
Examineur M. S.YAHYAOUI :	Professeur	-ENP
Promoteur M. L.CHANANE :	MAA	-ENP

ENP 2023



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Ecole Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de Projet de Fin d'Etude

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'État en génie minier

Option : Génie Minier

---

# Projet de limites d'extention du réservoir serie inferieure du complexe T.A.G dans la zone sud du champ benkahla.

---

Réalisé par **HOUSSOU Sofia** et **ZIKARA Sonia**

*Soutenu le 09 Juillet 2023, Devant le jury composé de :*

Président M. R.AKKAL :	Professeur	-ENP
Examineur M. S.YAHYAOUI :	Professeur	-ENP
Promoteur M. L.CHANANE :	MAA	-ENP

ENP 2023

## ملخص

دراستنا الحالية تركز على حقل بن كحلة الجنوبي، الواقع في الجزء الشمالي من حوض واد ميا، والذي يعتبر جزءا من المنطقة الترياسية الواقعة في الشمال الأوسط للمنصة الصحراوية الجزائرية. الهدف من هذا البحث هو دراسة مشروع تحديد حدود امتداد السلسلة السفلية في الجزء الجنوبي من حقل بن كحلة الجنوبي، من خلال إجراء تقييم شامل للمعايير البتروفيزيكية للقطاع الجنوبي للخزان باستخدام التسجيلات الجيوفيزيائية التي تمت في الآبار، والتي تعد كدعم لتفسير إمكانات في مجال الهيدروكربونات. ولذلك قمنا بإجراء توصيف لمنطقة جنوبين كحلة من تفسير المعايير البتروفيزيائية. نظرا لأهمية هذه المشكلة، فقد ثبت أنه من الضروري جدا إكمال دراستنا حول خزان السلسلة السفلية مع الارتباط الموجه بين الشرق والغرب بهدف تحليل البيانات المتعلقة بالتغيرات البتروفيزيائية من خلال الآبار الثمانية المحفوظ بها في دراستنا. ومع ذلك، تشير دراستنا إلى أن خزان هذه السلسلة السفلية يمتد بشكل مستمر على منطقة الدراسة بأكملها، مقدما المعلومات البتروفيزيائية المواتية لمشروع حدود الامتداد، بقيمتها متشابهة جدا هذه المعايير مواتية وثابتة تقريبا، ومع ذلك، هناك تضائل محدد في سمك الخزان الطيني الرملي من الشرق إلى الغرب.

---

**كلمات مفتاحية :** بن كحلة، الترياسي، المعايير البتروفيزيائية، الامتداد، السلسلة السفلية، الترابط

---

## Abstract

Our present study focuses on the Benkahla-South field, located in the northern part of the Oued Mya basin and forming part of the Triassic province in the north-central part of the Algerian Saharan platform.

The aim of this research work is to study the proposed extensional limits of the lower series in the southern part of the Benkahla field, proceeding with an exhaustive interpretation while evaluating the petrophysical parameters of the southern sector of the reservoir by means of well log recordings, serving as a support for interpretations in terms of hydrocarbon potential. To this end, a characterization of the Benkahla South area was established by interpreting the petrophysical parameters. Given the crucial importance of this issue, it was imperative to complete our study of the Lower Series reservoir with an East-West correlation, with a view to analyzing data relating to petrophysical variations in the Lower Series reservoir (TAGI) across the eight wells included in our study.

However, this study indicates that the lower series reservoir extends continuously over the entire study area, with petrophysical parameters very similar to those of the proposed extension limits. However, there is a thinning in the thickness of the TAGI reservoir from east to west.

---

**Keywords :** Benkahla, reservoir, TAGI, petrophysical parameters, southern limit extension.

---



# Résumé

Le présent travail porte sur le champ de Ben kahla-Sud qui fait partie de la province triasique, situé dans la partie nord du bassin de Oued Mya de la plateforme saharienne.

L'objectif de ce travail consiste à étudier les limites d'extension de la série inférieure dans la partie sud du champs en procédant par une interprétation exhaustive tout en évaluant les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs du secteur par les enregistrement diagrapiques exécutés dans les puits et à en faire une interprétation en matière de potentialités en hydrocarbures. Pour cela on a établi une caractérisation dans la région de Benkahla sud par une interprétation des propriétés pétrophysiques. En raison de l'importance cruciale de cette problématique, il s'est avéré très impératif de compléter notre étude sur le réservoir série inférieure par une corrélation dans l'optique de l'analyse pétrophysique des variations relatives au réservoir dans la série inférieure (TAGI) à travers les données de huit puits retenus dans notre étude.

Cependant, cette étude indique que le réservoir de la série inférieure, s'étend de manière continue sur l'ensemble de la zone d'étude, présentant des paramètres pétrophysiques favorables au projet de limites d'extension, avec des valeurs très voisines. Toutefois, on observe un amincissement dans l'épaisseur du réservoir TAGI depuis l'Est jusqu'à l'Ouest.

---

**Mots clés :** Benkahla, réservoir, TAGI, paramètres pétrophysiques, extension de limites Sud, série inférieure, corrélation.

---

## DEDICACES

Je dédie ce mémoire :

- À celle que personne ne peut compenser les sacrifices qu'elle a consentis pour mon éducation et mon bien être, à ma très chère mère que J'aime le plus.
- À mon cher père, qui a illuminé ma vie de sa bienveillance, de sa sagesse et de son amour inconditionnel.
- À ma sœur bien-aimée, confidente de mes peines Sabrina.
- À mon petit héros, mon frère Que son chemin soit parsemé de succès.
- À ma tante Assia, qui a été bien plus qu'une tante pour moi.
- À mes cousines, ma source de tendresse Louiza, mon ange gardien Sara, complice de mes rires Meriem.
- À mes grands-pères qui n'ont pas pu voir l'aboutissement de ce travail.
- À mes grandes-mères que dieu les garde pour moi.
- À mon âmes sœur Yasmine, ma confidente qui colore ma vie par sa présence.
- À mon amie et binôme exceptionnelle Sonia, complice de toutes les aventures et soutien infaillible.
- À mes amies Salssabile, Wissal, Kenza, Ryma, Roufaïda.

SOFIA.

Tant de fois avais-je pensé à vous offrir quelques choses en signe de reconnaissance pour tout ce que vous avez consenti rien que pour me voir réussir, cette fois c'est l'occasion :

- Je dédie ma graduation à celui dont je porte le nom avec fierté, à celui qui a récolté les épines de mon chemin pour paver le chemin de la connaissance à mon « cher père » :qui a été, qui sera toujours un exemple pour moi par ces qualités humaines, après la grâce de Dieu, ce que je suis est dû à lui, l'homme qui n'a même pas obtenu une fraction de ce que nous avons obtenu, et l'homme qui s'est battu toute sa vie pour que nous soyons meilleurs que lui.
- Aussi à la main invisible qui a enduré chaque instant de douleur que je suis passé par, et qui m'a soutenu dans ma faiblesse et ma fragilité, ma mère bien-aimée.a la plus belle et forte femme au monde sans elle je ne serais pas là ,ma mère :qui m'a donnée la vie et qui m'a construit avec son art d'éduquer, son soutien, elle a été le plus grand symbole d'amour, de dévouement qui ont ni cessé ni diminué. Puisse dieux la garde et la préserve, la combler de santé, de bonheur.
- A la mémoire de ma grand-mère.
- A Mes sœurs : Bouchra, Ryma et son mari.
- A ma très chère Sofia : de l'être montrée aussi patiente, je la remercie pour son amitié et sa complicité durant toute notre collaboration apportée.
- A Nadjat pour l'amitié et le soutien qu'elle m'avait importé durant les années qu'on a passées ensemble.

SONIA.

## REMERCIEMENTS

Avant tout, nous remercions ALLAH, le tout puissant le miséricordieux, de nous avoir donné de la santé, de la volonté et du savoir.

Ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu voir le jour sans l'aide et l'encadrement de MR L.CHANANE nous le remercions pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant la préparation de notre mémoire de fin d'étude.

Nous tenons à remercier le Professeur YAHIAOUI Sami chef de département, pour sa disponibilité dont il a fait preuve à notre égard durant nos 3ans de formation en tant que ingénieur d'état en génie minier.

Nos vifs remerciements aux membres de jury qui nous ont fait l'honneur de lire et d'évaluer ce travail trouveront, ici, l'expression de notre considération et de notre respect à commencer par le president : Pr R.AKKAL et l'examineur : Pr S.YAHIAOUI.

Nos cœurs débordent de gratitude sincère à Mme F.ARTEBASSE chef de département pétrophysique à la PED et Mme L.Lilya ingenieur géophysique pour la sympathie dont elles ont fait preuve, leur coopération et assistance. Nous les remercions également d'avoir accepté de nous accorder de leur temps malgré leurs emplois du temps très chargés et de partager leurs expériences pour qu'on puisse assimiler le maximum d'informations contribuant ainsi au bon déroulement et l'enrichissement de ce travail. Nous remercions mebarki walid.

Nous adressons aussi nos sincères remerciements et gratitude aux enseignants du departement génie minier pour tous leurs efforts fournis et pour leur grande patience dont ils ont fait preuve.

# TABLE DES MATIÈRES

Table des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

<b>Introduction générale</b>	<b>15</b>
<b>1 Cadre géographique et contexte géologique de la zone d'étude du champ de Ben kahla</b>	<b>17</b>
1.1 Introduction . . . . .	17
1.2 Aperçu géologique et géographique d'Oued Mya . . . . .	18
1.3 Cadre de localisation géographique du champ de Ben kahla . . . . .	20
1.4 Contexte de géologie régionale et locale . . . . .	20
1.4.1 Introduction . . . . .	20
1.4.2 Lithostratigraphie du bassin d'Oued Mya . . . . .	21
1.4.3 Aperçu lithostratigraphique du Trias dans la province triasique centrale (Bassin d'Oued Mya) . . . . .	24
1.4.4 Aspect structural du bassin d'Oued Mya . . . . .	27
1.4.5 La tectonique du bassin d'Oued Mya . . . . .	28
1.4.6 Lithostratigraphie de Benkahla . . . . .	30
1.4.7 Aperçu structural et tectonique de Ben Kahla . . . . .	33
1.5 Système pétrolier . . . . .	35
1.5.1 Roches meres . . . . .	35
1.5.2 Roches reservoirs . . . . .	35
1.5.3 Roches couvertures . . . . .	36
1.5.4 Les pieges . . . . .	36
1.6 Conclusion . . . . .	37
<b>2 Notions de bases sur les Propriétés pétrophysiques</b>	<b>38</b>
2.1 Introduction . . . . .	38

2.2	La porosité du réservoir . . . . .	38
2.2.1	Classification des porosités . . . . .	39
2.2.2	Classification de la porosité basée sur la taille . . . . .	41
2.2.3	Détermination de la porosité par les méthodes directes . . . . .	42
2.3	Perméabilité . . . . .	42
2.3.1	La perméabilité de Darcy . . . . .	42
2.3.2	Caractéristiques de l'écoulement . . . . .	43
2.3.3	Types de perméabilités . . . . .	44
2.3.4	Détermination de la perméabilité . . . . .	44
2.3.5	Perméabilité des différentes roches . . . . .	46
2.3.6	Relations entre porosité et perméabilité . . . . .	46
2.4	La saturation en eau . . . . .	46
2.4.1	Détermination de la saturation en eau . . . . .	47
2.4.2	Mesure de la saturation et analyse des carottes . . . . .	47
2.5	Résistivité électrique . . . . .	48
2.6	Volume en argile . . . . .	50
2.7	Conclusion . . . . .	50
<b>3</b>	<b>Mesures diagaphiques</b>	<b>51</b>
3.1	Introduction . . . . .	51
3.2	Diagraphie nucléaire . . . . .	52
3.2.1	Diagraphie de Gamma naturelle (Gamma-Ray) . . . . .	52
3.2.2	Diagraphie Gamma-gamma (Densité) . . . . .	53
3.2.3	Diagraphies des neutrons (Indice d'Hydrogène) . . . . .	55
3.3	Diagraphies acoustiques ou log sonique . . . . .	56
3.4	Diagraphies électriques . . . . .	57
3.5	Diagraphies auxiliaires . . . . .	59
3.5.1	Diametreur ou Caliper (Mesure du diamètre du trou) . . . . .	59
3.5.2	Module Dynamic Tester (MDT) . . . . .	60
3.6	Facteurs influant sur les mesures des diagraphies . . . . .	61
3.7	La composition de la roche . . . . .	62
3.7.1	La matrice . . . . .	62
3.7.2	Les argiles . . . . .	62
3.7.3	Les fluides . . . . .	63
<b>4</b>	<b>Resultats et interpretation</b>	<b>64</b>
4.1	Choix des puits . . . . .	65
4.2	Méthodologie de travail . . . . .	66
4.2.1	Interprétation des logging . . . . .	68
4.3	Cross-plot . . . . .	87
4.4	Corrélation . . . . .	89
4.5	Conclusion . . . . .	93
	<b>Conclusion générale</b>	<b>94</b>



## TABLE DES FIGURES

1.1	situation du bassin d'Oued Mya [1] . . . . .	18
1.2	localisation du bassin d'Oued [2] . . . . .	19
1.3	localisation du bloc du champ de Ben kahla[2] . . . . .	20
1.4	Carte structurale de la région de Ben Kahla [3] . . . . .	21
1.5	Section chronostratigraphique, zone d'El-MZAID (bloc 438), Oued Mya. [1] .	26
1.6	Schéma Structural du Bloc 438 [1] . . . . .	27
1.7	Colonne stratigraphique de Benkahla [2] . . . . .	31
1.8	Découpage Sonatrach-Haliburton [3] . . . . .	32
1.9	Découpage Sonatrach-Haliburton [3] . . . . .	33
1.10	Les phases tectoniques affectant la plate forme saharienne [3] . . . . .	34
1.11	Coupe structurale NW - SE [1] . . . . .	37
2.1	les différents volumes dans la roche . . . . .	39
2.2	Types de porosité [6] . . . . .	40
2.3	Classifications de la porosité selon la taille des particules [8] . . . . .	41
2.4	l'expérience de Darcy [6] . . . . .	43
2.5	l'expérience de Darcy [10] . . . . .	43
2.6	Données de porosité et perméabilité de certaines formations [9] . . . . .	46
2.7	Distribution de la saturation des fluides dans un échantillon hypothétique de roche réservoir [9] . . . . .	47
2.8	la valeur des facteurs selon le type de formation [1] . . . . .	49
2.9	Abaque : porosité - facteur de formation [6] . . . . .	49
3.1	Classification des méthodes diagraphiques . . . . .	52
3.2	Exemple d'enregistrement de l'outil GR[11] . . . . .	53
3.3	Principe de fonctionnement de l'outil de densité (Gamma-Gamma). [11] . . .	54
3.4	Principe de la mesure Neutron. [11] . . . . .	55
3.5	Profondeur de résistivité log enquête[7] . . . . .	58
3.6	détermination de la resistivité à partir de la porosité et temperature [6] . . .	59
3.7	types de Caliper [6] . . . . .	60
3.8	Schéma représentant le principe du MDT[6] . . . . .	60



3.9	Schéma représentant le principe du MDT[6] . . . . .	62
4.1	Bloc sud du champ de Benkahla[12] . . . . .	65
4.2	Workflow des resultats de l'interpretation des donnees diagraphique . . . . .	67
4.3	cutoff utilisés pour le calcul des paramètres pétrophysiques . . . . .	67
4.4	Entete du log composite . . . . .	70
4.5	Elan du puits OKS33 . . . . .	71
4.6	Parametres de mesure pour le puit OKS33 . . . . .	72
4.7	Elan du puits OKS29 . . . . .	73
4.8	Parametres de mesure pour le puit OKS29 . . . . .	74
4.9	Elan du puits OKW47 . . . . .	75
4.10	Parametres de mesure pour le puit OKW47 . . . . .	76
4.11	Elan du puits OKS32 . . . . .	77
4.12	Parametres de mesure pour le puit OKS32 . . . . .	78
4.13	Elan du puits OKS27 . . . . .	79
4.14	Parametres de mesure pour le puit OKS27 . . . . .	80
4.15	Elan du puits OKS21 . . . . .	81
4.16	Parametres de mesure pour le puit OKS21 . . . . .	82
4.17	Elan du puits OKS25 . . . . .	83
4.18	Parametres de mesure pour le puit OKS25 . . . . .	84
4.19	Elan du puits OKS34 . . . . .	85
4.20	Parametres de mesure pour le puit OKS34 . . . . .	86
4.21	cross-plot Potassium Thorium . . . . .	87
4.22	cross-plot neutron densité . . . . .	88
4.23	Transect suivi pour la correlation. . . . .	89
4.24	Corrélation entre les différents puits selon le transect Est-Ouest . . . . .	90

## LISTE DES TABLEAUX

2.1	Porosité totale et efficace de quelques formations sédimentaires [8] . . . . .	40
2.2	Porosité totale et efficace de quelques formations sédimentaires [8] . . . . .	42
4.1	synthèse des paramètres pétrophysiques des puits . . . . .	92

## LISTE DES ABRÉVIATIONS

Abréviation	Signification
BKH	BENKAHLA
a	Facteur de tortuosité
A	Section transversale du matériau conducteur
BS	Bit Size
BHC	Bore Hole Compensated
CNL	compensated neutron log
F	Facteur de formation
FDC	Formation Density Compenated
Hu	Epaisseur des grès utiles
GR	Gamma-ray
K	Potassium
K	Perméabilité
L	longueur du matériau conducteur
MDT	Module Dynamic Tester
m	Facteur de cimentation
NGS	Natural Gamma Spectrometry
n	exposant de saturation
r	Résistivité
R	Résistance électrique
$R_o$	Résistivité de la roche
$R_w$	Résistivité de l'eau qui imprègne la roche
RES	réserve
$R_t$	Résistivités de formation
$R_{shale}$	Résistivité d'argile
$S_{hresu}$	Saturation en hydro carbures
S	Saturation
$S_w$	la saturation en eau
Shresu	Saturation en hydro carbures
SI	série inférieure

<b>Abréviation</b>	<b>Signification</b>
$V_w$	Volume d'eau
$V_{sh}$	Volume d'argile
$V_t$	Volume total de la roche
$V_s$	Volume occupé par les éléments solides
$V_p$	Volume des pores
$\Phi$	Porosité
$\rho$	Densité
$\Delta_t$	Transit time
P	Pression
TAG	Trias Argileux Gréseux
TVD	Total vertical depth
WOC	Water oil contact

# Introduction générale

Les sources d'énergie fossiles, identifiées principalement par les hydrocarbures et le charbon, font partie de la classe des énergies épuisables. Cependant, en raison de l'importance capitale des hydrocarbures dans le marché énergétique mondial, l'utilisation des nouvelles techniques s'appuyant sur la modélisation pour l'estimation de leur réserve effective procède par la délimitation des réservoirs visant à projeter leur extension. Cette étude se propose comme étant un projet prometteur qui tend à synthétiser à la fois les aspects géophysique, géologique et économique.

L'objectif de notre travail de recherche est de fournir le maximum d'informations techniques relatives aux conditions géologiques du réservoir, conjuguées aux outils et méthodes d'analyses utiles au projet d'**extension du réservoir de la série inférieure du complexe Trias Argileux Gréseux (TAGI) dans la zone Sud du champ de Benkahla**. Il s'agit d'une étude qui s'inscrit dans un contexte prospectif constituant un parfait exemple visant la délimitation du champ de production d'huile qui est étroitement liée à la dernière courbe de niveau du champ pétrolier de Benkahla. A cet effet, Nous allons nous baser sur les résultats inédits, obtenus à partir de la formation géologique du réservoir, existant au niveau du laboratoire de recherche et formation de la direction régionale de **Haoud Berkaoui**, ces résultats concernant fondamentalement les propriétés pétrophysiques du réservoir TAGI feront l'objet d'une interprétation analytique exhaustive des différentes diagraphies des logs de porosité, saturation en eau, volume d'argile, résistivité, etc.

Nous avons structuré notre plan de travail en quatre chapitres essentiels : le premier correspond au cadre géographique régional et local, qui consiste à présenter la localisation du cadre géographique par rapport aux limites administratives et coordonnées géographiques. Nous aborderons ensuite le contexte géologique de la zone d'étude dont le plan structural, lithostratigraphique, tectonique et minéralisation. Le deuxième chapitre sera consacré aux propriétés pétrophysiques projetées pour l'étude de réservoir TAGI de Benkahla, l'acquisition et l'analyse des données pétro-physiques de la formation géologique du réservoir de la série inférieure permettront d'établir une corrélations entre les puits puits étudiés afin d'identifier les différentes zones fiables et favorables ou non-fiables et défavorables au projet d'extension des limites Sud du champ Benkahla. Pour le troisième chapitre, il traitera les mesures diagraphiques consistant à mesurer les différents caractéristiques pétrophysiques enregistrés en fonction de la profondeur lors des sondages aux moyens des enregistrements diagraphiques appelés par loggings, ces derniers fournissent tous les détails d'informations paramétriques relatifs au réservoir. Le dernier chapitre est dédié essentiellement au logiciel utilisé pour ré-

---

pondre à l'intérêt de la problématique et l'élaboration de notre étude. Cependant, cela va servir de support de calcul et traitement des données pétrophysiques disponibles, recueillies du réservoir TAGI par la division de recherche, développement et production de SONATRACH. Les résultats dérivant de ces traitements feront l'objet d'une interprétation aussi exhaustive que possible dans l'objectif d'évaluer les limites favorables à l'extension des limites du champ de Benkahla Sud.

# Chapitre 1

## Cadre géographique et contexte géologique de la zone d'étude du champ de Ben kahla

### 1.1 Introduction

Le champ pétrolier de Ben Kahla constitue l'objet d'étude de notre travail de recherche, il appartient au Nord du grand bassin d'Oued Mya, faisant partie de la province triasique, située au Nord-centre de la plateforme saharienne Algérienne constituant l'un des plus grands ensembles géologiques de l'Algérie en particulier et de l'Afrique du Nord en général. Toutefois, la plateforme saharienne algérienne, se caractérise par la présence d'un socle précambrien sous-jacent à une profondeur variant entre 4 à 9km, surmonté par une importante couverture sédimentaire, dominée par les étages du Paléozoïque, structurée en plusieurs grands bassins séparés par des zones hautes sous forme d'ensellements, dorsales et dômes. Ces bassins sédimentaires sont répartis en trois grandes provinces, Occidentale, Orientale et Triasique qui intéresse notre travail de recherche et au quelle nous allons consacrer, à travers le champ de Ben Kahla, tout notre effort pour mener à bien une étude aussi exhaustive que possible. La province triasique est considérée comme la plus importante réserve d'hydrocarbures d'Algérie. Elle se situe dans la partie septentrionale de la plateforme saharienne, le long d'un anticlinorium de direction Est-Ouest dont la majeure partie de la série sédimentaire est constituée par d'importants niveaux gréseux et argileux formant un complexe de réservoirs favorisant une immense réserve d'accumulation d'hydrocarbures. La majeure partie de ces réserves d'hydrocarbures sont concentrées dans la partie Ouest de la province et peuvent être réparties en plusieurs ensembles distincts :

- A l'Est, le grand champ de Hassi Messaoud et ses périphéries Nord-ouest, Est et Sud.
- Au Nord, la série des champs pétroliers de Draa Temra, Mellala, Guellala, Bab El Hat-tabat, N'Goussa, Guellala Nord-est, Oulouga, Boukhezana, Ouarsenis Nord, Moukhag E Kebach, El Haicha, Ouarsenis et Zidane Lakhdar.
- Au voisinage Ouest, par le champ de Haoud Berkaoui,
- Au NW, le grand gisement gazier de Hassi R'mel, séparé par un ensemble de champs pétroliers de Djorf, Oued Noumer, Sidi Mezhich, Ait Kheir, Zelfana, Kef El Argoub,

H. El Beida, H. El Mokhta.

- Plus loin au Sud, les trois champs pétroliers d'El Gassi, Zotti et El Agreb.

## 1.2 Aperçu géologique et géographique d'Oued Mya

Le bassin sédimentaire d'Oued Mya est un grand bassin longitudinalement orienté, dans lequel se sont développées les séries lithostratigraphiques types dont le nom attribué à la province par le complexe argileux-gréseux triasique.

Il couvre une superficie de 400 000 km<sup>2</sup>, composée d'une série sédimentaire type dont l'épaisseur pouvant atteindre 6000 mètres, dominée par les étages du paléozoïque dont la plupart d'entre eux ont été partiellement érodés jusqu'aux limites de l'Ordovicien et Cambrien. Les séries du Mésozoïque sont déposées en discordante sur le Paléozoïque. D'autre part, une mince série de dépôts détritiques datant du Mio-Pliocène représente le Cénozoïque dans cette série sédimentaire.

Les coordonnées géographiques du bassin d'Oued Mya correspondent à sa limite Sud à la latitude 31°15', à sa limite Nord à la latitude 33°00', à sa limite Est au méridien 6°15' et sa limite Ouest au méridien 3°30'.

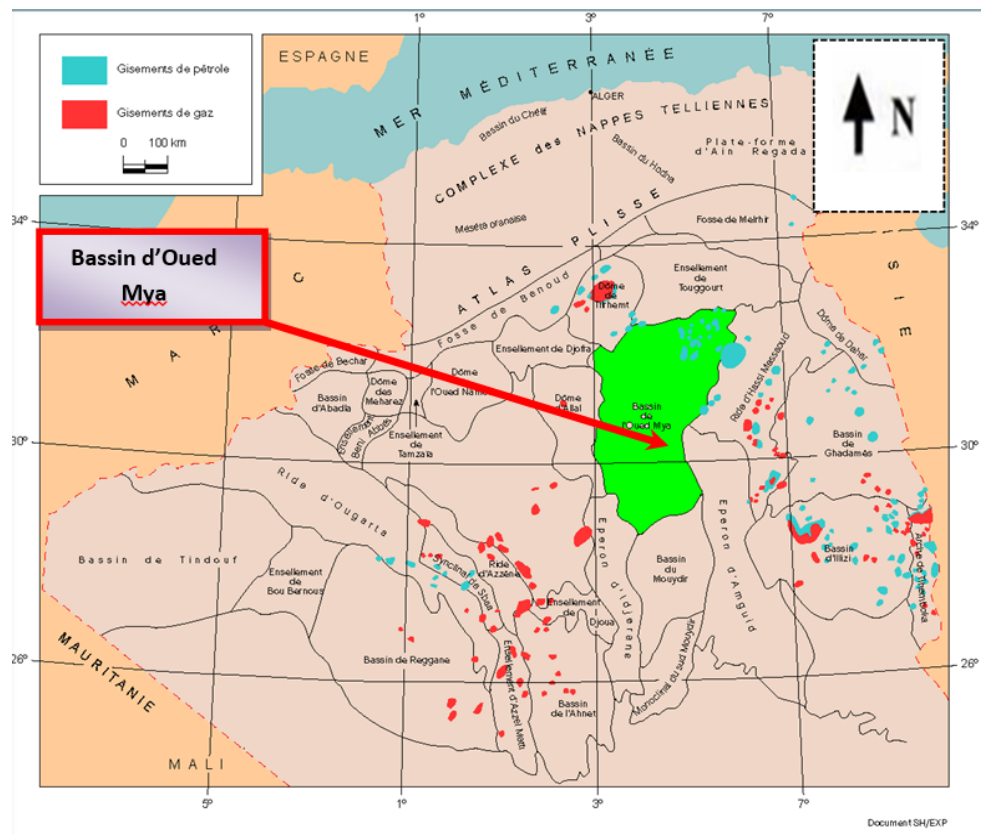


FIGURE 1.1 – situation du bassin d'Oued Mya [1]



## CHAPITRE 1. CADRE GÉOGRAPHIQUE ET CONTEXTE GÉOLOGIQUE DE LA ZONE D'ÉTUDE DU CHAMP DE BEN KAHLA

Les limites géographiques du bassin d'Oued Mya sont clairement identifiées par les limites naturelles (fig.2) qui se résument comme suit :

- Au Nord, par l'ensellement de Touggourt (dénommé également haut fond Djemâa - Touggourt),
- Au Nord/Nord-ouest, par les moles de Tirlhemt et Talemzane-Hassi R'mel, et l'ensellement de Djofra,
- Du Nord-est, Est et Sud-est, par la dorsale El Agreb-Hassi Messaoud et l'éperon d'Amguid,
- Au Sud, par le bassin de Mouydir,
- Au Sud-ouest, par la dorsale d'idjerane,
- A l'Ouest, par la voûte d'Allal.

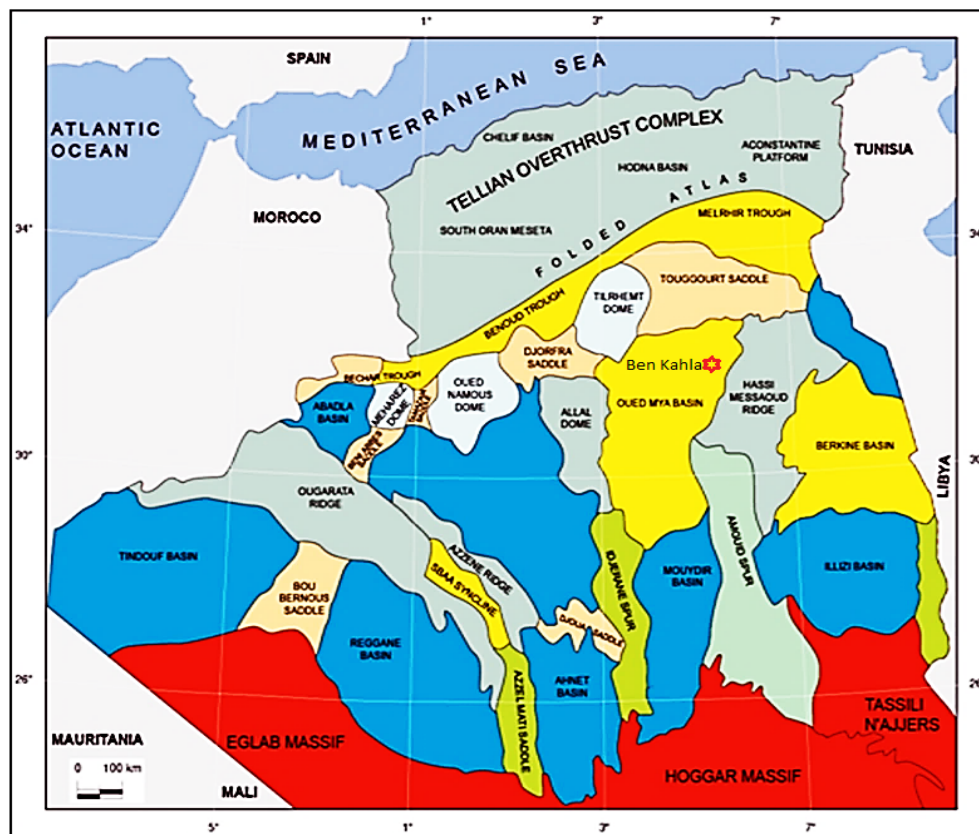


FIGURE 1.2 – localisation du bassin d'Oued [2]

### 1.3 Cadre de localisation géographique du champ de Ben kahla

Le champ de Ben kahla se situe à la limite Sud de la latitude  $31^{\circ}45'$  et la limite Ouest de la Longitude  $5^{\circ}15'$  (fig.3). Il constitue un important champ pétrolifère, se positionnant entre les deux régions de Hassi Messaoud à vocation pétrolifère et de Hassi R'mel à vocation gazifière. Il s'élève à une altitude de 209 m au-dessus du niveau de la mer, couvrant une superficie de  $83.5 \text{ km}^2$ . Il se trouve à environ 80 km à l'ouest de Hassi Messaoud et à une dizaine de kilomètres au Sud-Est du champ de Haoud Berkaoui, il est situé dans le territoire de la wilaya d'Ouargla distant d'environ 600 km au Sud d'Alger.

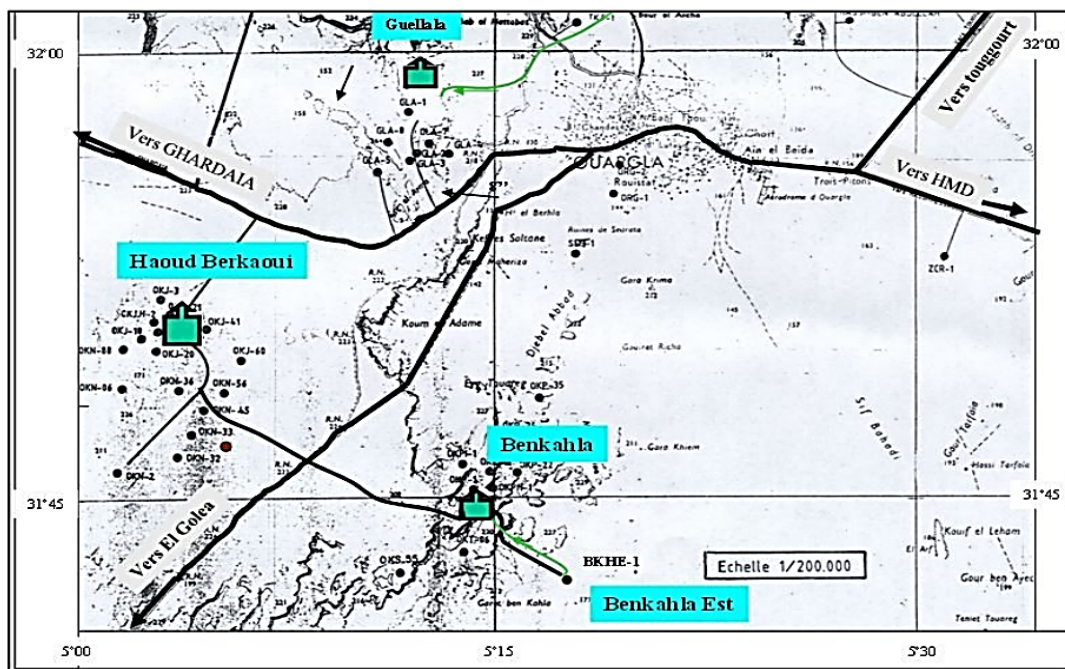


FIGURE 1.3 – localisation du bloc du champ de Ben kahla[2]

## 1.4 Contexte de géologie régionale et locale

### 1.4.1 Introduction

Les investigations géophysiques initiées dans la région de Ouargla ont donné lieu, en 1963, à la réalisation du premier sondage, dénommé OA01, suivi en 1965 par l'installation du puits OK101 à la cime de la structure de Haoud Berkaoui par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA). Conséquemment à ces forages et à l'analyse minutieuse des données sismiques, les experts ont procédé, le 31 août 1966, au forage du puits OKP24 dans la structure de Ben Kahla, où ils ont également mis à jour une importante réserve d'huile commerciale au niveau du réservoir du complexe du Trias Argileux Gréseux (T.A.G.).

Le champ de Ben kahla est entré en production en 1967, et a fait l'objet d'une exploitation

intensive au fil des années. Cependant, malgré l'exploitation continue de ce champ, notre pays reste toujours en veille pour la découverte de nouvelles accumulations pétrolières commerciales et surtout d'optimiser la production au niveau de tous les champs déjà en cours d'exploitation. Les études récentes, vérifient à l'aide des indices commerciaux favorables la présence d'un important potentiel de réserves vers le Sud du champ de Ben kahla, tout en s'appuyant sur une caractérisation exhaustive des propriétés pétrophysiques de cette formation géologique. Dans cette optique, il est impératif de procéder par une analyse approfondie sur les conditions géologiques du champ de Ben Kahla.

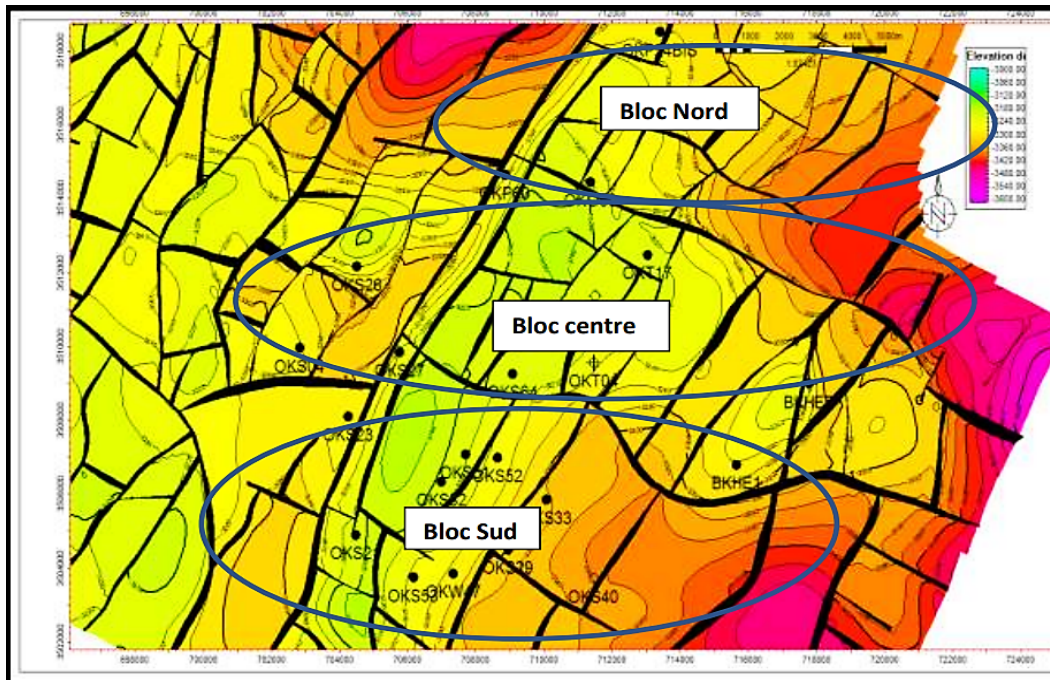


FIGURE 1.4 – Carte structurale de la région de Ben Kahla [3]

## 1.4.2 Lithostratigraphie du bassin d'Oued Mya

La dépression d'Oued Mya présente des dépôts paléozoïques souvent érodés jusqu'à l'Ordovicien et le Cambrien, et renfermant les roches mères. Le mésozoïque comprend à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère, et recouvrant en discordance le paléozoïque, il est présent du Trias au Crétacé. Le Cénozoïque, quant à lui est caractérisé par une mince série de sédiments détritiques datant du Miocène au Pliocène.

### Le Paléozoïque

Représente une épaisse série sédimentaire constituée principalement par des dépôts qui datent du Cambrien, l'Ordovicien, Silurien et du Dévonien inférieur. Elle est fortement érodée suite à l'orogénèse hercynienne et repose directement sur le socle panafricain. Cependant, est représenté par :[4]

- Le **Cambrien** : il correspond aux grès quartzitiques à conglomératiques continentaux, entièrement cimentés avec de fines intercalations argileuses, arquées par des stratifications obliques, entrecoupées de siltstone argilo-micacées. Son épaisseur moyenne est de 500 m.
- L'**Ordovicien** : le début de cette période s'est caractérisé par une transgression marine qui marque la fin des dépôts continentaux du Cambrien et se termine par une période glaciaire. Il est composé d'alternance de formations gréseuses et argileuses. Atteignant une épaisseur moyenne d'environ 550 m.
- Le **Silurien** : il résulte de la transgression marine sur la plateforme saharienne suite à la fonte de la calotte glaciaire ordovicienne, considérée principalement comme la roche mère, sa partie inférieure appelée « argiles radioactives » de couleurs gris noires à noires fortement radioactives à fines passées de carbonates contenant de nombreux fossiles (graptolithes, lamellibranches...). **Sa partie supérieure renferme des bancs gréseux qui se sont avérés producteurs de pétrole dans la dépression d'Oued Mya.** L'épaisseur de ce substratum est de 200 m environ.
- Le **Dévonien inférieur** : représente un bon réservoir, constitué par des argiles grises à gris-noires, silteuses avec passées de grès blancs silico-argileux, bien consolidées.

## Le Mésozoïque

Discordant sur les différentes formations paléozoïques, son épaisseur moyenne est de 3700 m ; il est considérablement développé dans la partie Nord du bassin d'Oued Mya et se subdivise en trois grandes unités :

- Le **Trias** : il est en discordance angulaire sur le Dévonien. Son épaisseur est de 350 m, il est subdivisé par les géologues pétroliers en trois séries, surmontées par un ensemble argilo-salifère.
  - La **série inférieure** : représente un ensemble argilo-gréseux d'origine continentale, reposant en discordance angulaire (discordance hercynienne) sur les argiles dévoniennes, composées d'argiles brunes, rouges silteuses et grès gris-clairs fins, moyens à grossiers, passant par endroits à des argiles gréseuses à intercalations d'argiles brun-rouge. Son épaisseur moyenne est de 50 m.
  - Les **roches éruptives** : composées de roches magmatiques basiques vertes, de type doléritique, d'épaisseur très variable, atteignant les 150 m, elles présentent des altérations intenses en amont. Les passées d'argiles sont très fréquentes. Vers le sommet.
  - La **série supérieure** : épaisse de 45 m environ, elle comprend deux niveaux :
    - \* Le **Trias T1** : qui se développe au sommet des roches éruptives et comprend des intervalles distincts d'argiles aussi bien à la base qu'au sommet, avec certains niveaux intermédiaires de grès. La diminution d'épaisseur des roches éruptives dans certains sondages est compensée par un développement de bancs gréseux d'où l'épaississement de cette unité gréseuse, argileuse au sommet[4].



- \* Le **Trias T2** : correspond au dernier épisode silto-gréseux du Trias détritique, identifié par un grès fin brun-rouge feldspathique à ciment souvent salifère, évoluant progressivement vers un faciès argileux.
- Le **Trias argileux** : constitué d'argiles pâteuses, salifères avec une épaisseur plus ou moins constante.
- Le **Trias salifère** : il correspond à l'unité triasique finale, marquant l'installation du cycle évaporitique et couvrant toute la série argilo-gréseuse dans sa partie supérieure. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 50 m.
- Le **Jurassique** : c'est une série laguno-marine de 1400 m d'épaisseur, elle débute par un banc dolomitique et se caractérise par une prédominance évaporitique devenant argilo-gréseuse dans sa partie supérieure, elle se subdivise en trois termes distincts :
  - Le **Lias** : constitué des niveaux suivants :
    - \* Le Lias argileux (60m)
    - \* Le Lias (S3) (230 m)
    - \* Le Lias S1+S2 (240 m)
    - \* Le Lias horizon « B » (25 m)
    - \* Le Lias salifère (~ 80 m)
    - \* Le Lias anhydritique (~ 260 m)
  - Le **Dogger** : il est subdivisé en deux unités majeures :
    - \* Le **Dogger lagunaire** : constitué d'argiles à passées d'anhydrite blanche à intercalations de dolomie beige et d'argile silteuse, épais de 110 m.
    - \* Le **Dogger argileux** : représenté par des argiles brun-rouge, à fines passées de calcaire, marne, dolomie et d'anhydrite. Son épaisseur est de 200m.
  - Le **Malm** : constitué d'argiles brun-rouge et gris-verdâtre, finement sableuses, avec une alternance de calcaire blanc, d'anhydrite et de grès fin blanc. Son épaisseur est de l'ordre de 200m.
- Le **Crétacé** : il recouvre toute l'étendue du bassin avec une épaisseur moyenne de 1900m. Sa partie inférieure comporte des grès et des argiles continentales, alors que sa partie supérieure est composée essentiellement de carbonates et de sédiments argileux marins. Sa subdivision du bas vers le haut est comme suit :
  - Le **Néocomien** : c'est un ensemble argileux, carbonaté par endroit, avec quelques intercalations d'argiles. Son épaisseur est de l'ordre de 180 m.
  - Le **Barrémien** : il est constitué de grès brun-rouge, fin à moyen, passant à du sable fin à grossier avec des intercalations d'argile et de calcaire. Son épaisseur est de 350 m.
  - L'**Aptien** : c'est une série carbonatée et dolomitique issue d'un dépôt marin sur une grande étendue, elle est constituée d'une couche d'épaisseur comprise entre 20 à 30 m qui, est facilement identifiée lors du forage et sur les logs de diagraphie.

- **L'Albien** : c'est un ensemble de grès et d'argile de 400 à 470 m d'épaisseur, comportant quelques intercalations dolomitiques.
- Le **Cénomanién** : c'est une alternance de grès et d'argile dolomitique, accompagnée d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 130 m.
- Le **Turonien** : il est constitué d'un dépôt marin carbonaté, légèrement dolomitique, dont la partie supérieure est un calcaire avec de fines passées argileuses vers la partie inférieure. Son épaisseur moyenne est de 80 m.
- Le **Sénonien**, Il est composé de :
  - \* **Sénonien salifère** ( $\sim 200$  m) : Constitué de sel massif à intercalations d'anhydrite blanche et d'argile grise tendre, légèrement dolomitique et salifère.
  - \* **Sénonien anhydritique** ( $\sim 250$  m) : C'est une alternance d'anhydrite blanche à dolomie gris-claire gypsifère et de marne gris-claire dolomitique.
  - \* **Sénonien carbonaté** ( $\sim 200$  m) : Représenté par des calcaires fossilifères blancs, souvent dolomitiques avec présence de passées de marne gris-claire dolomitique.

## Le Cénozoïque

Repose en discordance de type « pyrénéenne » sur le Mésozoïque, constitué de sable et grès du Mio-Pliocène, avec de rares endroits de gypse, anhydrite, dolomie, argile et de marne de l'Eocène inférieur. Son épaisseur est de 36 m à Oued Mya.

### 1.4.3 Aperçu lithostratigraphique du Trias dans la province triasique centrale (Bassin d'Oued Mya)

La zone étudiée principalement dans cette sous-province, inclut les régions de Hassi-El-Hadjar, Hassi Messaoud et les gisements de Berkaoui. Elle est située dans une dépression orientée NE-SW, entre deux axes structuraux : le Haut fond du Mzab-Talemzane au NW et celui d'El-Gassi-Hassi Messaoud au SE. Les unités géologiques suivantes ont été identifiées de bas en haut :

- **La série inférieure** : représente une alternance d'argiles silteuses rougeâtres ou verdâtres et de grès blancs à brun-rouges parfois verdâtres fins [3]. En ce qui concerne la composition minéralogique moyenne du réservoir, des traces d'Halite, d'Anhydrite et d'Orthoclase ont été détectées, On note également la présence des minéraux suivants :
  - **Minéraux non argileux** :
    - \* Quartz : (82 - 96%)
    - \* Dolomite : (2 - 8%)
    - \* Anhydrite : (0 - 1%)
    - \* Sidérite : (0 - 1%)

– **Minéraux argileux :**

- \* Illite : (1 - 9%)
- \* Chlorite : (0 - 2%)
- \* Illites-Micas : (0 - 1,5%)

– **Liants et ciments :**

- \* Silice secondaire : (9 - 12%)
- \* Calcite : (3 - 8%).

- **Roches éruptives** : de couleur gris-foncé à vert-sombre, compactes, parfois altérées à couleurs brun-rouge.
- **Niveaux T1 et T2** : correspondent à un matériel grossier à la base, s'affinent vers le sommet. Ils correspondent à des successions de séquences de grés fins fluviatiles à passées d'argiles brun-rouge, silteuses localement dolomitique.
- **Niveaux argilo-salifère** : constitué d'argiles brun-rouge, tendres, localement dolomitiques et salifères au sommet, surmontées par la halite translucide à passées d'argiles brun-rouge.

CHAPITRE 1. CADRE GÉOGRAPHIQUE ET CONTEXTE GÉOLOGIQUE DE LA ZONE D'ÉTUDE DU CHAMP DE BEN KAHLA

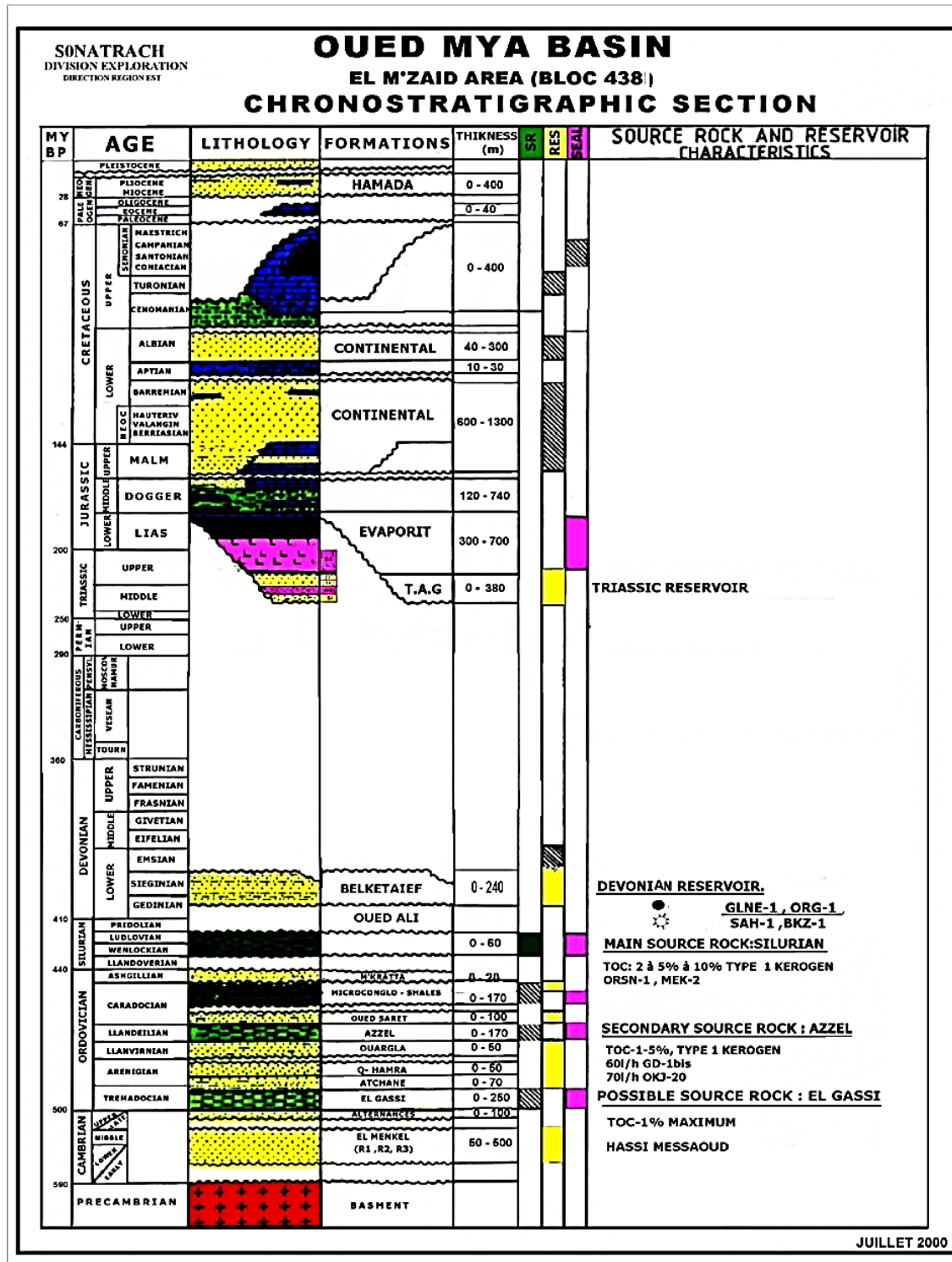


FIGURE 1.5 – Section chronostratigraphique, zone d'El-MZAID (bloc 438), Oued Mya. [1]



### 1.4.4 Aspect structural du bassin d'Oued Mya

Le schéma structural actuel du bassin est formé de plusieurs phases tectoniques (pan-africaine, l'hercynienne, l'extension Trias-Crétacé, l'autrichienne) et la phase alpine qui, fut particulièrement significative. Le bassin a été principalement impacté par deux cycles orogéniques :

- L'hercynien : des phases de compression se sont produites, entraînant une élévation significative, suivie d'une forte érosion qui a provoqué la disparition de la plupart des dépôts paléozoïques, en particulier sur les axes NE-SW à El Gassi-Hassi Messaoud.
- L'alpin : une sédimentation très active a caractérisé les phases compressives (avec la formation des bourrelets de Haoud-Berkaoui et d'Erg-Djouad qui, a débuté au barémien et a pris sa forme définitive à la fin de l'éocène. Dans ce bassin, des failles distensives ont pris une orientation N-S à NE-SO, associées au déplacement de l'axe de subsidence du bassin vers l'Est.[2]

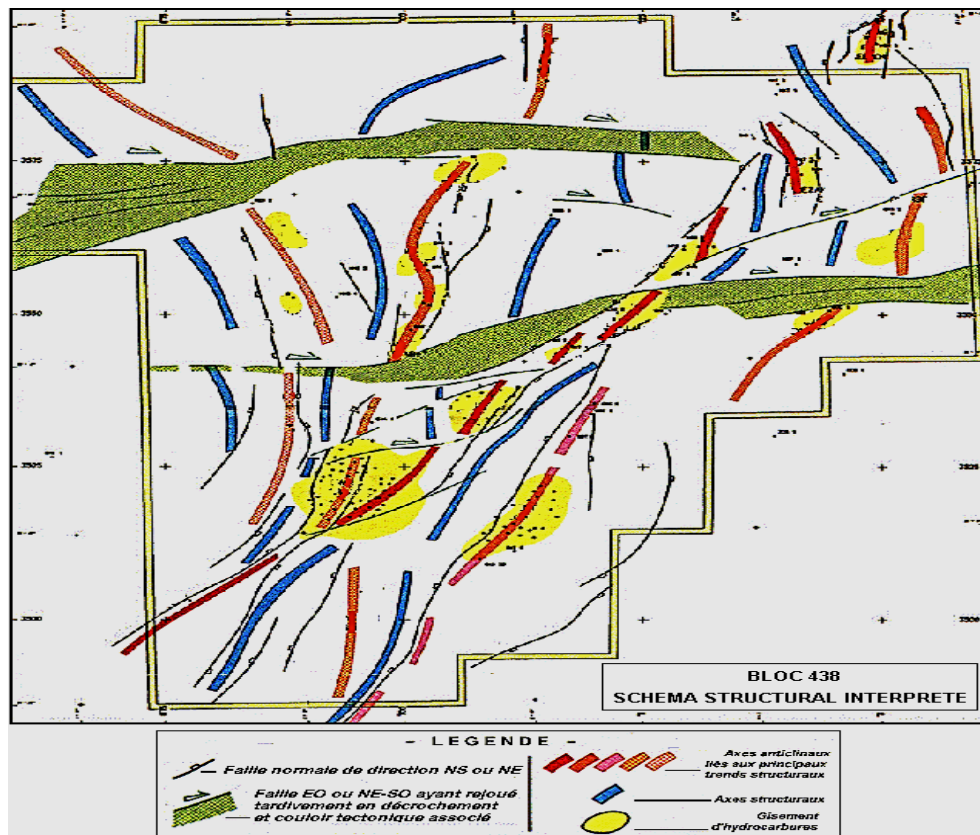


FIGURE 1.6 – Schéma Structural du Bloc 438 [1]

### 1.4.5 La tectonique du bassin d'Oued Mya

Plusieurs phases tectoniques ont affecté la région Septentrionale de la plateforme saharienne et peuvent être résumées chronologiquement comme suit :

- **Les phases tectoniques du Paléozoïque** : l'évolution de la plateforme saharienne est influencée par la présence du vieux bouclier Reguibet, situé au SW, qui a acquis sa stabilité entre 1800 et 2000 M.a. et par le bouclier du Hoggar relativement plus jeune, situé au SE, résultant de l'orogénèse panafricaine (environ 620 Ma). Cette orogénèse est le résultat d'une collision continentale entre le Craton Ouest Africain, plus rigide, et le craton Est Africain.

Le Sahara central fut soumis à des mouvements verticaux accompagnés d'importantes éruptions volcaniques et de soulèvements entraînant l'érosion de sa couverture sédimentaire. Cette érosion a été responsable de l'affleurement des formations très anciennes. Ce régime de contrainte persiste jusqu'au Cambrien. Les plus importants accidents du socle sont d'orientation : N-S, NE-SW et NW-SE.

L'orogénèse panafricaine s'achève au Cambrien, suivie d'une période d'érosion qui nivelle les structures et les reliefs antérieurs, ce qui a conduit à la formation de la surface Infra-Tassilienne. Cette dernière présente des caractéristiques d'instabilité tectonique, telles que des variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre, d'accidents subméridiens et des intercalations de roches volcaniques dans les grès du Cambrien (Ra et R2). Ces phénomènes, en particulier l'importante venue de roches magmatiques, sont en faveur d'une distension importante. Cette distension serait à l'origine de l'étirement de la croûte continentale, accompagnée d'une subsidence tectonique suivie plus tard d'une autre de type thermique.

La présence considérable de roches magmatiques suggère que des processus de distension ont eu lieu. Ces processus auraient entraîné un étirement de la croûte continentale, suivi d'une subsidence tectonique et ultérieurement thermique [4].

- **La phase de compression taconique (Caradoc)** : La fin de la période distensive du Cambro-Ordovicien dessinait les grandes lignes des futurs bassins de la plateforme saharienne, on assiste au Caradoc (Ordovicien supérieur) à un changement radical de l'état des contraintes. Des mouvements compressifs se font sentir le long des accidents subméridiens en formant des plis à axes N-S, accompagnés de soulèvements régionaux, en particulier les boucliers Reguibet (Eglab) et Hoggar. Ces soulèvements ont été à l'origine d'une érosion qui ont dû affecter le socle. Simultanément, un changement climatique majeur a entraîné la formation d'une importante calotte glaciaire centrée sur le Sahara central.
- **La phase de compression calédonienne** : suite à la fonte de la calotte glaciaire et à la fermeture de l'océan entre le Gondwana et la Laurentia, le Silurien est caractérisé par une transgression marine sur toute la plateforme saharienne. Cette transgression a entraîné la sédimentation des argiles noires à graptolithes qui formeront plus tard l'une des plus importantes roches mères de la région. Dans cette phase, la région d'Oued Mya commençait à s'élever tout en restant submergée. Vers la fin du Silurien, l'équilibre est à nouveau rompu par un important apport de matériel détritique provenant du Sud-Est pour se déposer parfois

et localement en discordance. Ce qui indique de nouveaux signes précurseurs d'une phase tectonique qui aura lieu entre la fin du Silurien et le début du Dévonien.

- **la phase acadienne (phase de distension au Dévonien)** : au cours de la période Calédonienne, un soulèvement général se produit, entraînant l'émergence de vastes étendues du Hoggar et ses environs. Déjà pendant le Silurien supérieur, on peut observer une sédimentation détritique proche des zones d'apports. Cette phase est suivie d'une période d'érosion qui efface toutes les structures et reliefs créés antérieurement, y compris le socle. Les directions de transport du matériau détritique présentes dans les premiers dépôts sont remarquablement régulières, suggérant une paléo-topographie relativement plate et légèrement inclinée vers le Nord-Ouest.
- **L'orogénèse hercynienne** : C'est un événement tectonique majeur ayant engendré des structures orientées NE-SW dans la dépression d'Oued Mya. Elle s'est manifestée en deux phases majeures :
  - \* **Une phase précoce** : Au cours du Dévonien moyen-supérieur, l'orogénèse hercynienne commence et s'accompagne d'un soulèvement graduel de la zone de Hassi Messaoud. Ce soulèvement déplace le centre de la dépression d'Oued Mya vers l'ouest, où les dépôts dévoniens se développent à l'Est de la voûte d'Allal. Cette phase est marquée par des directions structurales NW-SE et N-S, associées à la formation de nouvelles structures NE-SW avec une direction de compression N40°.
  - \* **Une phase tardive (Carbonifère moyen-Permien tardif)** : A la fin du Carbonifère inférieur, la collision entre le Gondwana et la Laurentia avait accentué le soulèvement de la région qui était devenue un haut plateau immergé, ce qui empêché le dépôt du Carbonifère. Ces mouvements hercyniens majeurs enregistrent une direction de serrage N120°. A la fin de l'orogénèse hercynienne, l'érosion des reliefs avait atteint, par endroits, le socle (partie centrale du dôme de Hassi Messaoud).

- **Les phases tectoniques du Mésozoïque**

- **La phase du rifting triasique**

- \* Au **Trias** : Le mésozoïque était marqué par un changement de pendage régional vers le NE (ouverture de l'Atlantique Nord) : phase extensive qui a engendré des failles normales de direction NS et NE-SW à travers lesquelles des roches magmatiques se sont mises en place dans le bassin d'Oued Mya, en séparant les deux cycles détritiques du Trias (T1 et T2) et associant une sédimentation fluviatile sur la surface hercynienne.
- \* A l'**Hettangien** (Lias inférieur) : La subsidence s'amplifie, mais elle est limitée à la zone centrale du bassin, où se dessine un sillon orienté NE-SW bordé par deux failles, favorisant une sédimentation d'origine évaporitique et un envahissement marin généralisé du bassin, responsable de la mise en place des plates formes carbonatées du Jurassique marquant la fin de cet épisode

- **L'orogénèse autrichienne** : le bassin présente une stabilité, soulignant la disparition du sillon central au profit d'une zone haute, résultant d'une inversion tectonique.
  - \* Au **Crétacé inférieur** : Le passage décrit la formation de vastes dépôts de sédiments, qui ont été interrompus au niveau de l'Aptien en raison d'une importante compression E-W, qui a entraîné une importante formation de plis le long des failles majeures, créant ainsi des anticlinaux N-S qui servent de pièges pour les hydrocarbures. Ce phénomène s'est soldé par la formation de la barre carbonatée de l'Aptien supérieur.
  - \* A l'**Albien** : on assiste à la reprise de la tectonique distensive qui, s'est persisté jusqu'au Turonien, ainsi qu'une remontée eustatique accompagnée d'une sédimentation marine croissante, associée à une diversité de faciès sédimentaires de l'Albien gréseux à la plateforme carbonatée du Turonien.

- **les phases tectoniques du Cénozoïque**

- **L'orogénèse pyrénéenne** : L'inversion tectonique de la partie centrale s'amplifie pour favoriser l'apparition de quelques axes structuraux E-W.
  - \* A l'**Eocène supérieur** : Une nouvelle phase compressive affecte le bassin, développant une importante structuration le long des accidents NE-SW, se caractérisant par la formation des anticlinaux à axes parallèles à ces failles qui constituent des pièges structuraux de nouveaux gisements d'hydrocarbures. La zone centrale continue à se soulever pour former un bon exemple d'inversion tectonique.
  - \* Au **Miocène supérieur** : Une autre phase de compression, de même direction, amplifie les structures précédentes.
- **L'orogénèse alpine** : Au Pléistocène inférieur, le Nord du bassin est affecté par un raccourcissement N-S engendrant une sédimentation très active tout en déplaçant l'axe de subsidence du bassin vers l'Est associé à la formation des bourrelets de Haoud Berkaoui et de l'Erg Djaoud.

### 1.4.6 Lithostratigraphie de Benkahla

Dans la province triasique, la couche supérieure de la structure géologique est largement développée, composée du mésozoïque et du cénozoïque. Cette strate repose en discordance hercynienne sur le paléozoïque. Les sondages réalisés dans la région ont traversé principalement des formations géologiques de l'ère mésozoïque. En revanche, les couches du paléozoïque et du cénozoïque sont peu représentées dans les séquences géologiques étudiées.

CHAPITRE 1. CADRE GÉOGRAPHIQUE ET CONTEXTE GÉOLOGIQUE DE LA ZONE D'ÉTUDE DU CHAMP DE BEN KAHLA

ÈRE	SYST	ÉTAGES	DESCRIPTION	EPAISSEUR
CENO-ZOIQUE		<b>MIO-PLIOCÈNE</b> <small>discordance alpine</small>	Sable, grès et argile	0 à 60 m
	C R É T A C É	SÉNONIEN	CARBONATÉ	Calcaire dolomitique et marne
ANHYDRITIQUE			Anhydrite massive, calcaire, dolomie, argile et marne	
SALIFÈRE			Sel massif, anhydrite et argile	
TURONIEN		Calcaire crayeux		
CÉNOMANIEN		Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne	300 à 900 m	
ALBIEN		Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base		
APTIEN		Dolomie et marne	10 à 30 m	
BARRÉMIEN		Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne	600 à 1300m	
NÉOCOMIEN		Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite		
M E S O Z O I Q U E	DOGGER	MALM	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne	120 à 300 m
		ARGILEUX	Argile indurée	
		LAGUNAIRE	Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse	
	L I A S	ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile	700 à 900 m
		SALIFÈRE	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
		HORIZON "B"	Marne, argile dolomitique	
		S1 + S2	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
		S3	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique	
		ARGILES SUPÉRIEURES	Argile plastique salifère	
		S4	Argile brun-rouge parfois salifère	
	ARGILES INFÉRIEURES	Argile silteuse		
	T2	Grès fin argilo-silteux		
	T1	Grès argileux		
ROCHES ÉRUPTIVES	Andésite altérée			
SÉRIE INFÉRIEURE <small>discordance hercynienne</small>	Grès fin à moyen			
	GOTHLANDIEN	Argile noire grès fin à moyen	300 à 900 m	

FIGURE 1.7 – Colonne stratigraphique de Benkahla [2]

# CHAPITRE 1. CADRE GÉOGRAPHIQUE ET CONTEXTE GÉOLOGIQUE DE LA ZONE D'ÉTUDE DU CHAMP DE BEN KAHLA

- Découpage de la série triasique argilo-gréseux
  - Découpage Sonatrach-Halliburton (basé sur les processus pédogénétiques)

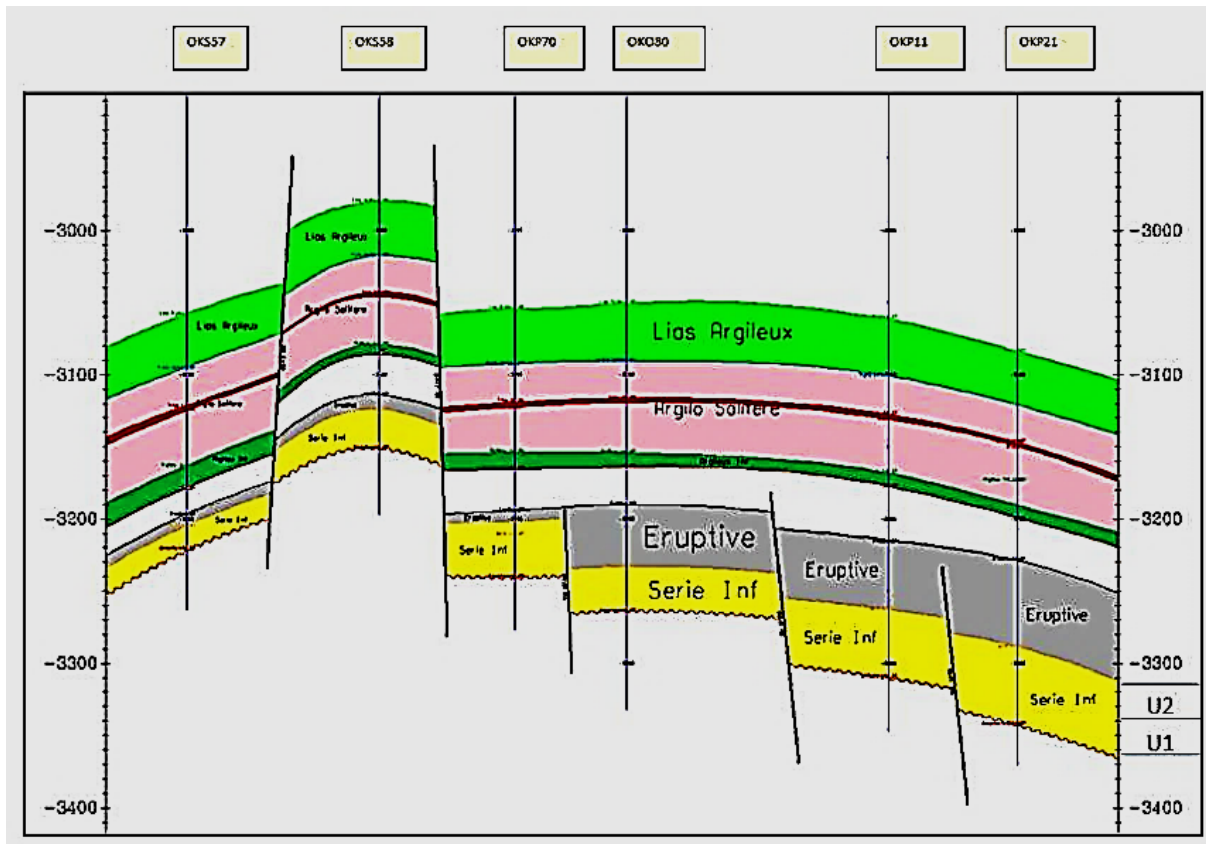


FIGURE 1.8 – *Découpage Sonatrach-Haliburton [3]*

- Découpage Sonatrach – Beicip (basé sur les logs de diagraphies)



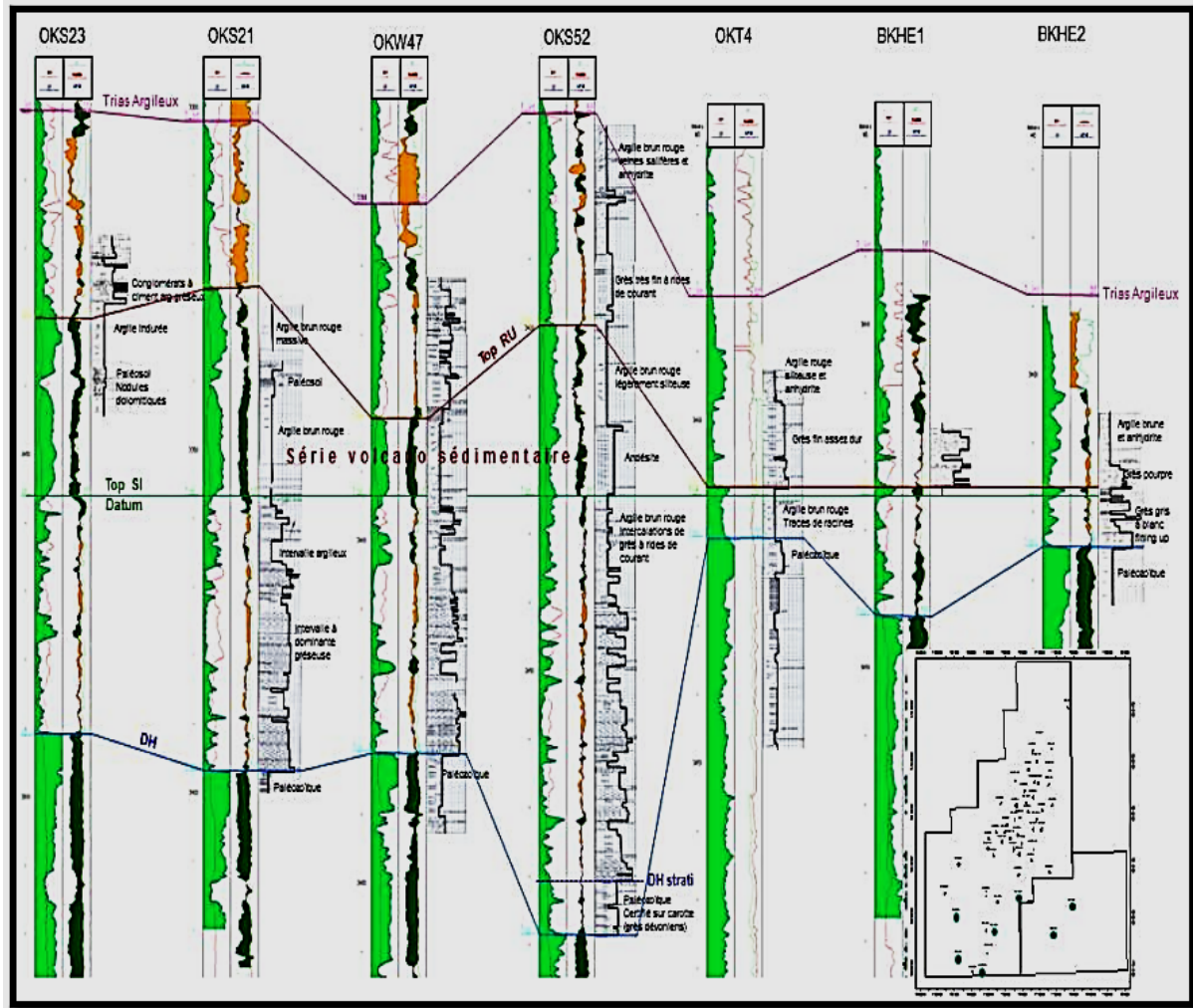


FIGURE 1.9 – *Découpage Sonatrach-Halliburton* [3]

### 1.4.7 Aperçu structural et tectonique de Ben Kahla

Le champ de Ben kahla est une zone faillée à une structure monoclinale allongée dans la direction Nord-est en forme de nez, découverte lors des campagnes de sismique réfléctive. Cette zone fait partie de la tectonique globale du bassin d'Oued Mya, qui a été affecté par deux cycles orogéniques, le premier cycle, l'hercynien, caractérisé par des phases essentiellement compressives, tandis que le second cycle, l'alpin, caractérisé par des phases compressives et distensives favorisant ainsi une sédimentation très active avec le déplacement de l'axe de subsidence du bassin vers L'Est. Les campagnes de sismique réfléctive menées dans les régions de Berkaoui, Guellala et Ben kahla ont montré que les failles dans la région de Ben kahla sont le résultat des phases distensives qui, ont débuté au Trias et pris fin à la fin du Miocène, et sont identifiées comme illustrées ci-dessous dans le tableau-2 :

CHAPITRE 1. CADRE GÉOGRAPHIQUE ET CONTEXTE GÉOLOGIQUE DE LA ZONE D'ÉTUDE DU CHAMP DE BEN KAHLA













PERIODE MAX. D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE et NE-SW	Compartimentage du craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICINNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par des failles. Basculement NW de la plate-forme saharienne. Volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S	Soulèvement des boucliers Réguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Siluro-Dévonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S Et E-W (Tihemboka, Ahara)
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	Non-dépôt et érosion locale (mole d'Ahara). Volcanisme.
VISEEN (Hercynienne précoce)	N40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
CARBONIFERE SUP, APERMIEN (Hercynienne principale)	N120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (dislocation de la Pangée)	NW-SE 	Réaction des failles NE SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par des failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFÉRIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réaction des décrochements des failles N-S&NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'arche d'Al Biod et Illizi), effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S&NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque Africaine avec la plaque Européenne. Décrochement de la faille Sud Atlas.	
MIOCENE	NW-SE&N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyschs au Nord.
POST-VILLAFRANCHIEN	N-S 	Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

FIGURE 1.10 – Les phases tectoniques affectant la plate forme saharienne [3]



## 1.5 Système pétrolier

### 1.5.1 Roches meres

Les réservoirs gréseux Triasiques d'Oued Mya sont communément reconnus par leur principale roche mère, identifiée par **les argiles du Silurien basal**.

Ce réservoir est à phase d'huile, il comprend les argiles radioactives, constituées d'argiles gris-noir à noires, présentant d'excellentes caractéristiques géochimiques, la radioactivité est liée fondamentalement à la forte concentration en uranium. Les épaisseurs de ces argiles varient de 10 à 100 m, atteignant des maxima dans le bassin Oued Mya et dans plusieurs autres bassins de la plateforme saharienne. Leur faible enfouissement au cours du paléozoïque a préservé leur potentiel pétrolier. La genèse et la maturation des hydrocarbures ont eu lieu plus tard au cours de leur évolution sous l'effet de la subsidence mésozoïque. De nombreuses études et analyses géochimiques ont été réalisées par SONATRACH et d'autres compagnies étrangères sur les qualités des argiles du Silurien du bassin d'Oued Mya. Ces argiles se caractérisent par une forte réponse aux Gamma-Ray, fortes valeurs du Sonic et résistivité, un COT (Carbone Organique Total) d'ordre 4 à 14% et un haut potentiel pétrolier.[5]

Les argiles de l'Ordovicien, notamment les argiles d'Azzel et les argiles micro conglomératiques sont jugées très intéressantes du point de vue de richesse en hydrocarbures. Cependant, pour explorer cette région où les bons réservoirs du Trias reposent directement sur le Cambro-Ordovicien érodé, il est indispensable de mieux comprendre les caractéristiques de ces roches mères ordoviciennes. Tandis que, les séries argilo-gréseuses du Dévonien inférieur et/ou Silurien ont un potentiel pétrolier moins défini et se situent entre les grès d'Ouargla et les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien supérieur. Elles présentent d'importantes variations de faciès et d'épaisseur, et l'immigration des hydrocarbures vers le réservoir TAGI a eu lieu au sein du Barrémien.

### 1.5.2 Roches reservoirs

Les grès argileux d'Oued Mya font partie des réservoirs datant de l'Ordovicien. Elles sont constituées essentiellement par des grès et calcaires. Le complexe du Trias argilo-gréseux est relativement peu puissant, renfermant les principaux réservoirs semblables, mais dans lesquels la distribution des réservoirs et leur qualité varient d'une manière notable, où on distingue :

- **La série inférieure** : constitue le principal réservoir des gisements de Ben kahla, Guellala, Haoud Berkaoui et d'une grande partie du bloc 438. A Ben Kahla, cette série, représente l'unique réservoir, dont les 2/3 inférieures de la série inférieure sont **formées de lentilles gréseuses plus épaisses**. L'examen des lames minces et des logs de sédiments logiques a montré que les grès de cette série sont très variés, avec des tailles de grains allant du grossier au moyen ou fin, et ils présentent souvent une granulométrie bimodale avec de meilleures caractéristiques pétrophysiques. Cependant, la partie supérieure de la série (environ un tiers de l'épaisseur totale) est très argileuse, ce qui la rend moins favorable pour la production de pétrole ou de gaz.

- **Les unités T1 et T2** : ces niveaux sont considérés comme étant des réservoirs secondaires, relativement peu importants où des traces d'huile ont été détectées, ils sont représentés par des grès brun-rouge, fins à grossiers, et des argiles brun-rouge silteuses, légèrement dolomitiques.

### 1.5.3 Roches couvertures

Les faciès des formations siluriennes de la plateforme saharienne sont réputés pour être une excellente couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien supérieur. Elles atteignent 500 à 600 m dans les bassins du Sud-est saharien et 900 à 1000 m dans ceux du Sud-ouest. On les rencontre ainsi dans le bassin d'Oued Mya et également dans d'autres bassins de la plateforme saharienne.

Les réservoirs T1 et T2, possèdent une même couverture sédimentaire, constituée du Trias salifère et des épaisseurs évaporitiques du Lias. En effet, la série argileuse qui recouvre les grès du T1, assure une étanchéité adéquate de ce réservoir. La province Triasique est également couverte par des roches éruptives qui jouent un rôle important dans la couverture spécifique des réservoirs de la série inférieure. Cependant, en raison de l'épaisseur relativement faible de ces roches, il est possible que des sels dissous migrent vers la série inférieure, jouant ainsi le rôle d'un ciment, ce qui rend leur rôle de couverture moins efficace.

En fait, la fracturation de ces roches éruptives pouvant faciliter amplement la migration des hydrocarbures. Des études antérieures ont également mis en évidence l'importance de ces roches éruptives du Trias dans la maturation thermique des hydrocarbures et surtout en tant que barrière étanche, car elles sont bien développées grâce aux importantes coulées de laves.

### 1.5.4 Les pièges

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

- Pièges structuraux : Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques, tels que les anticlinaux ou pièges par failles.
- Pièges stratigraphiques : c'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre impénétrable, tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc...
- Pièges mixtes ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques.

il convient de souligner qu'au niveau du bassin d'Oued Mya et le champ de Benkahla les pièges reconnus, jusqu'à présent, sont de type mixtes[5].

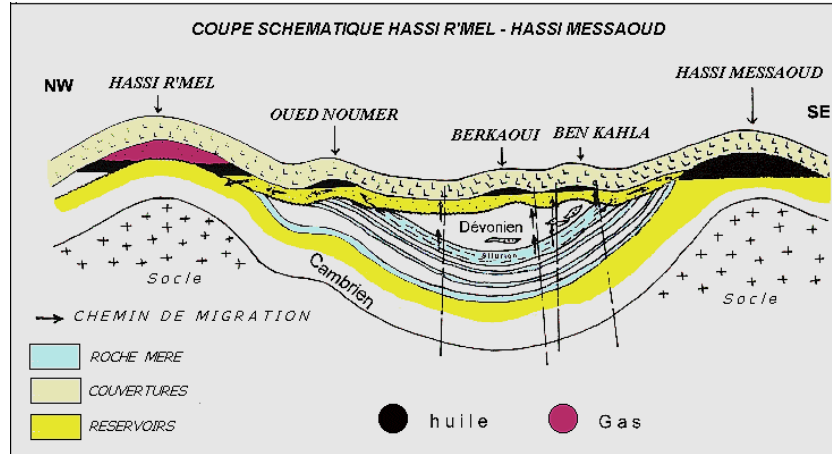


FIGURE 1.11 – Coupe structurale NW - SE [1]

## 1.6 Conclusion

Les études géologiques ont mis en évidence que le champ de BenKahla dispose d'une structure caractérisée par la présence d'un réseau de systèmes de failles conséquentes et subséquentes, dont le rôle est reconnu comme étant crucial pour la migration des hydrocarbures. En raison d'un manque de données de sismique réflective régionale, il n'a pas été possible d'évaluer pleinement l'impact de ces failles, qui par leur présence, peuvent jouer un rôle déterminant (piège ou migration), mais tout laisse supposer que la migration initiale des hydrocarbures dans la région, a été opérée à partir des argiles basales du Silurien, en raison du contact en biseautage avec la série inférieure de part et d'autre des limites du synclinal. Ce qui constitue l'une des raisons pour lesquelles, il est possible de projeter les limites d'extension du réservoir de la série Inferieure du complexe Trias Argileux Gréseux du champs Sud de Benkahla.

# Chapitre 2

## Notions de bases sur les Propriétés pétrophysiques

### 2.1 Introduction

L'étude d'extension des limites du champ de production d'un réservoir, exige une sérieuse caractérisation des propriétés pétrophysiques qui varient d'un réservoir à un autre, voire au sein d'un même gisement. Cette étude fondamentale vise à apporter les données nécessaires à l'évaluation de la zone d'extension admissible du réservoir, et aussi d'obtenir la variation spatiale de ces données qui parfois sont sujets à une évolution dans le temps. Cependant, les paramètres de base dont les plus importants sont : la perméabilité, la porosité, le volume d'argile, la résistivité électrique et la saturation en eau, peuvent être obtenus par des mesures directes au laboratoire ou à partir des mesures géophysiques considérées comme étant des méthodes indirectes. Ainsi une caractérisation aussi complète et précise que possible des roches réservoirs est effectuée par la combinaison des deux approches.

Ce chapitre, fera l'objet d'une présentation des paramètres pétrophysiques ainsi que les méthodes de mesures directes très utiles pour différencier, par la suite, entre les zones ayant de bonnes caractéristiques pétrophysiques et des zones-Tight dans le champ de production de Benkahla, qui représentent fidèlement les roches réservoirs d'origine sédimentaire, dont la quasi-totalité correspondent à des grés-argileux et des calcaires.

### 2.2 La porosité du réservoir

La porosité est définie comme étant le rapport entre le volume des pores d'une roche par rapport au volume total et est exprimée en pourcentage.

C'est une grandeur pétrophysique permettant l'évaluation de la capacité d'un milieu poreux à emmagasiner une quantité de fluide. Pour les roches réservoirs généralement la porosité est comprise entre 10% et 35%[6].

Elle est désignée par  $\Phi$  et s'exprime mathématiquement par la relation suivante :

$$\Phi_t(\%) = \frac{V_t - V_s}{V_t} \times 100(\%)$$

$$\Phi_t(\%) = \frac{V_p}{V_t} \times 100(\%)$$

- $V_t$  : Volume total de la roche.
- $V_s$  : Volume occupé par les éléments solides.
- $V_p$  : Volume des pores.

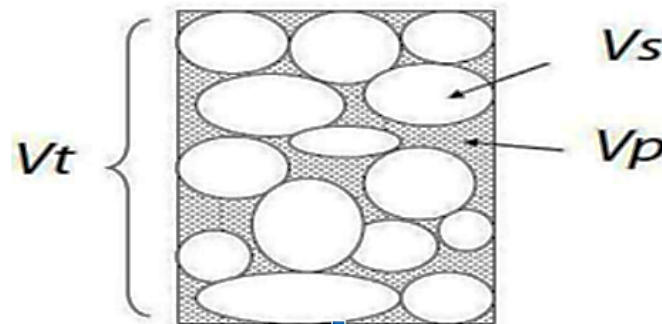


FIGURE 2.1 – les différents volumes dans la roche

### 2.2.1 Classification des porosités

- **Porosité primaire** : est le résultat du dépôt primaire des sédiments et dépend de la taille des grains, de leur arrangement, distribution et cimentation. La compaction géologique peut réduire considérablement la porosité. Toutefois, on remarque généralement que la porosité primaire décroît avec l'augmentation de la profondeur.[7]
- **Porosité secondaire** : est le résultat des processus géologiques, tels que la dissolution, recristallisation, dolomitisation et ruptures (cavité, fissure et fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique) affectant les minéraux (Phénomène physico-chimiques).[7]

La porosité secondaire peut être classée, de point de vue de production, selon la connexion entre les vides comme étant une porosité effective ou résiduelle.

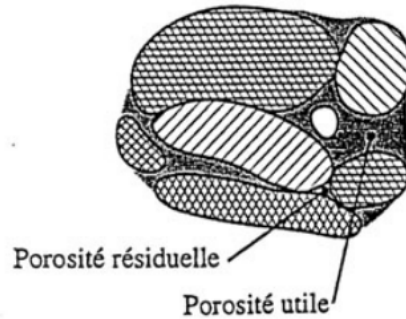


FIGURE 2.2 – *Types de porosité [6]*

Dans la fig 2.2 précédente, en se basant sur ces deux différents types de pores, la porosité totale ou absolue d'une roche réservoir, comprend à la fois, la porosité effective et inefficace, qui sont définies dans les sections suivantes.

### Porosité effective

La notion de porosité effective utile ou connectée, exclut les espaces vides non connectés occupés par des fluides (les roches contenant des pores interconnectés entre eux et reliés avec la surface). Elle est définie selon VORSEN en 1956 par les classes suivantes :

- Faible si :  $\Phi < 5\%$ .
- Médiocre si :  $5\% < \Phi < 10\%$ .
- Moyenne si :  $10\% < \Phi < 20\%$ .
- Bonne si :  $20\% < \Phi < 30\%$ .
- Excellente si :  $\Phi > 30\%$ . [8]

TABLE 2.1 – *Porosité totale et efficace de quelques formations sédimentaires [8]*

Roches poreuses	$\Phi_t$ (%)	$\Phi_e$ (%)
Sable et gravier	25 à 40	15 à 25
Sable fin	30 à 35	10 à 15
Argile	40 à 50	1 à 2
Craie	10 à 40	1 à 5
Calcaire(fissuré)	1 à 10	10 à 50

Du point de vue de l'ingénierie des réservoirs, la porosité effective est significative car elle est utilisée dans tous les calculs, et représente parfaitement l'espace poreux occupé par les fluides mobiles d'hydrocarbures récupérables.

Pour un matériau faiblement ou modérément cimenté, la porosité totale est approximativement égale à la porosité effective, alors que des différences significatives entre la porosité totale et la porosité effective peuvent survenir pour un matériau fortement cimenté, ce qui

est clairement vérifié par le degré élevé de cimentation qui pourrait favorablement isoler ou déconnecter complètement certains pores.

## Porosité résiduelle

Elle est dite résiduelle pour des roches investies par des pores non connectés et isolés. Il peut s'agir soit des vides intra-cristallins (inclusions fluides ou gazeuses par exemple) ou alors des vides intercrystallins, mais reliés au reste du réseau poreux par des accès trop étroits.

### 2.2.2 Classification de la porosité basée sur la taille

En raison de la diversité des tailles de particules qu'englobe un milieu poreux, on a établi une classification basée sur la taille de ces particules, dont les plus courantes sont données par la (fig.2.3) suivante.

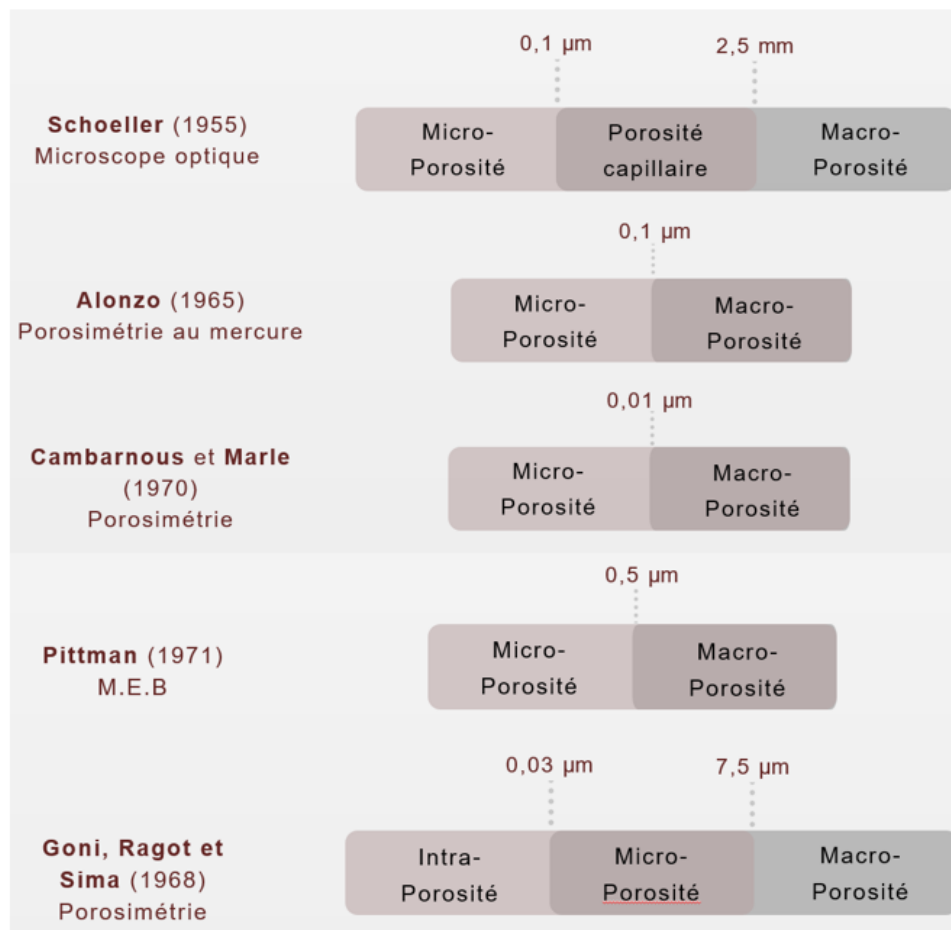


FIGURE 2.3 – Classifications de la porosité selon la taille des particules [8]

### 2.2.3 Détermination de la porosité par les méthodes directes

Ces mesures sont effectuées au laboratoire sur des échantillons extraits des forages. elles consistent à mesurer le volume du solide ( $V_s$ ) qui est donné par la formule suivante :

$$V_s = V_t - V_v$$

TABLE 2.2 – Porosité totale et efficace de quelques formations sédimentaires [8]

Volume mesuré	Méthodes de mesure
Volume total	<b>Poussée d'Archimède dans le mercure</b> : le mercure liquide non mouillant, ne pénètre pas sans pression dans les pores. On obtient une mesure très précise du ( $V_t$ )
	<b>Mesure directe au comparateur</b> : cette méthode ne convient que pour les échantillons de formes très régulières
Volume des pores	<b>Prise de fluide mouillant par saturation totale sous vides</b> : on obtient directement ( $V_v$ ) par différence de poids sec et saturé

Le tableau 2.2 ci-dessous, répertorie les méthodes de mesure les plus courantes, mais il convient de noter qu'elles ne sont pas équivalentes. Bien que la détermination du volume total ne pose pas de problème théorique, ce qui n'est pas le cas pour les autres volumes ( $V_v$ ) et ( $V_s$ ), qui sont étroitement liés.

## 2.3 Perméabilité

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans la mesure où ses pores, sont reliés entre eux lorsqu'un gradient de pression lui est appliqué. En d'autres termes, pour qu'un sédiment ou une roche soit perméable, il faut que les pores soient connectés entre eux. La perméabilité d'une roche réservoir de pétrole est l'un des paramètres les plus influents dans la détermination des capacités de production d'une accumulation d'hydrocarbures. [9]

### 2.3.1 La perméabilité de Darcy

Les premières expériences connues sur la perméabilité, ont été réalisées par Darcy en 1856, on procédant par un filtre poreux homogène, placé dans un tube de section ( $A$ ), et en introduisant un fluide incompressible de viscosité ( $\mu$ ) et mesurant le débit ( $Q$ ) ainsi que la pression du fluide par deux manomètres latéraux, placés à l'entrée ( $P_1$ ) et à la sortie du tube ( $P_2$ ); Darcy a du constaté qu'il y a une relation étroite entre les pressions ( $P_1$ ) et ( $P_2$ ), indiquées par les manomètres et les caractéristiques géométriques du tube (section  $S$  et longueur  $L$ ), et le débit ( $Q$ ) s'écrit :

$$Q = \frac{A \times K}{\mu} \times \frac{P_2 - P_1}{L}$$



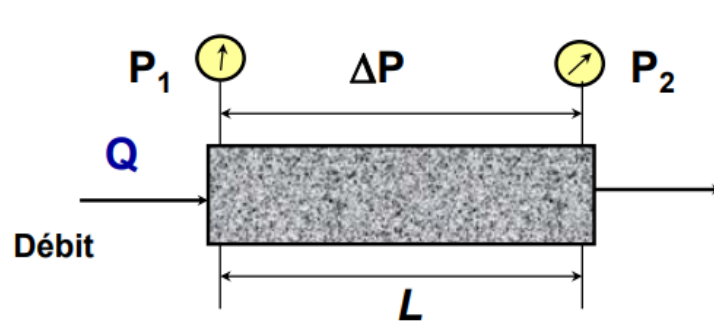


FIGURE 2.4 – l'expérience de Darcy [6]

- $k$  : perméabilité de l'échantillon (Darcy)
- $\mu$  : viscosité du fluide ( $1\text{cP} = 1\text{mPs}$ )
- $P$  : pression différentielle (atm)
- $A$  : surface de la section ( $\text{cm}^2$ )
- $Q$  : débit ( $\text{cm}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ )
- $L$  : longueur de l'échantillon (cm)

### 2.3.2 Caractéristiques de l'écoulement

Lorsqu'un milieu est perméable à l'eau, celle-ci ne se déplace pas de manière linéaire à travers les grains du milieu. Au lieu de cela, l'eau contourne les obstacles présents dans le milieu poreux. Toutefois, si l'on observe à une échelle suffisamment grande, il est possible de définir une trajectoire moyenne pour le déplacement de l'eau.

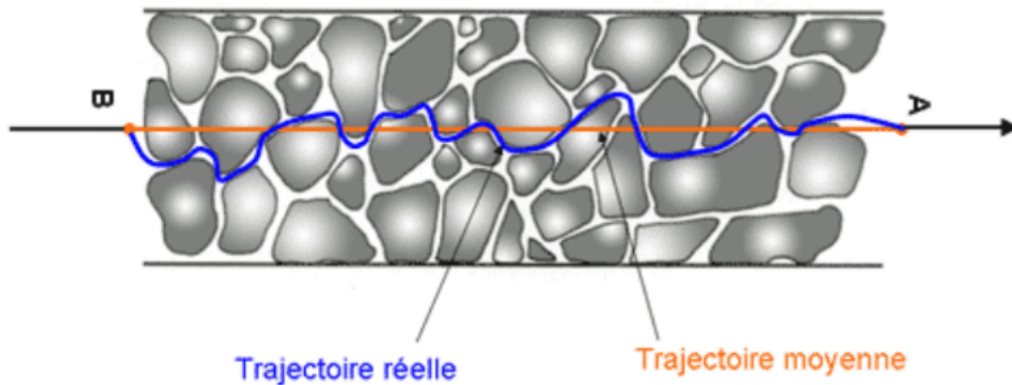


FIGURE 2.5 – l'expérience de Darcy [10]

En outre, les écoulements se produisent uniquement à travers les espaces vides dans le sol, mais il est nécessaire de considérer un débit global  $Q$  qui traverse une section totale donnée  $S$ . Cela conduit à la définition d'une vitesse moyenne apparente  $v$  pour représenter ce débit global.

On définira une vitesse moyenne vraie  $v'$  en prenant en compte la porosité : Les écoulements

se limitent aux espaces vides, mais il est nécessaire de prendre en compte un débit global  $Q$  qui traverse une section totale donnée  $S$ . Ainsi, cela conduit à définir une vitesse moyenne apparente  $v$  pour représenter ce débit global.

On définira une vitesse moyenne « vraie »  $v'$  en prenant en compte la porosité et le coefficient  $n$  :

$$v' = \frac{v}{n}$$

Avec :

- $v'$  : vitesse réelle
- $v$  : vitesse apparente

La vitesse réelle de l'eau est, compte tenu des trajectoires réelles non linéaires, encore supérieure à  $v'$ . Dans la pratique courante, on utilisera la vitesse moyenne apparente  $v$ . [10]

### 2.3.3 Types de perméabilités

- **Perméabilité absolue** (intrinsèque) : c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau et la perméabilité à l'huile [9].
- **Perméabilité effective** : exprime la propriété d'un réservoir d'être traversé par un fluide en présence d'autres fluides [7].
- **Perméabilité relative** : exprime les rapports des perméabilités effectives à la perméabilité absolue, elle s'exprime par la formule suivante [9] :

$$K_r = \frac{K_e}{K}$$

Avec :

- $K_r$  : La perméabilité relative (sans dimension)
- $K_e$  : La perméabilité effective (mD ou D)
- $K$  : parfois est appelée aussi perméabilité de base du milieu poreux, qui pourrait être la perméabilité absolue (mD ou D).

### 2.3.4 Détermination de la perméabilité

La perméabilité absolue d'une roche est fonction de la direction considérée. On définit en particulier, les perméabilités horizontales  $K_h$  et verticales  $K_v$  (problèmes de ségrégation des fluides de masses volumiques différentes). Par suite de la stratification, en règle générale, les  $K_v$  sont nettement plus faibles que les  $K_h$ . En pratique, dans les gisements d'hydrocarbures, il y a toujours au moins deux fluides présents (eau/pétrole ou pétrole/gaz). La loi de Darcy permet alors de définir, pour chacun des fluides, une perméabilité effective. Pour deux fluides

1 et 2 :

$$Q_1 = A \times \frac{K_1}{\mu_1} \times \frac{dP_1}{dX}$$

$$Q_2 = A \times \frac{K_2}{\mu_2} \times \frac{dP_2}{dX}$$

Étant donné que les fluides 1 et 2 sont différents, on utilise surtout la notion de perméabilité relative qui est le rapport entre celle effective du fluide et celle de la roche.

Ces perméabilités relatives, dépendent du type lithologique de la roche considérée en rapport avec les proportions des fluides en présence, et on qualifie la perméabilité d'après René (1988) comme suit :

- $K < 1$  mD : très faible
- 1 à 10 mD : faible
- 10 à 50 mD : médiocre
- 50 à 200 mD : moyenne
- 200 à 500 mD : bonne
- $>500$  mD : excellente [8]

## Analyses des carottes mesurées

Les mesures effectuées sur carottes dans des conditions de laboratoire, ne reflètent guère la perméabilité réelle de la formation, vu que cette dernière est présumée horizontale, ce qui n'est pas toujours le cas. La perméabilité verticale est souvent réduite en raison de la diminution de la taille des canaux de pores disponibles pour l'écoulement du fluide et de la plus grande tortuosité du chemin emprunté par le fluide, mais elle peut varier par la présence des fractures verticales ou les stratifications dans le matériau.

## Les essais de puits

La perméabilité peut être estimée :

- Pendant le prétest lors d'une prise de mesure de pression par les sondes : MDT, RDT, RCI.
- Par la porosité effective et de la saturation en eau irréductible ou initiale  $S_{wi}$  en utilisant une formule empirique.
- À partir des mesures de Résonance Magnétique Nucléaire.

### 2.3.5 Perméabilité des différentes roches

La perméabilité absolue des roches réservoirs, peut couvrir une large plage qui s'étend de 0,1 à 1000 mD, les faibles perméabilités étant typiques des formations de sables compacts et des craies. Cependant, la classification des roches réservoirs établie sur une échelle de pauvre à très bonne est assez subjective et relative [9]

Field/Formation	Type of Rock	Porosity (%)	Permeability (mD)
Prudhoe Bay, United States	Sandstone	22	265
Ghawar (Ain Dar), Saudi Arabia	Carbonate	19	617
Bombay High, India	Carbonate	15–20	100–250
Ford Geraldine Unit, United States	Sandstone	23	64
Elk Hills, United States	Sandstone	27–35	100–2000
Pullai Field, Malaysia	Sandstone	18–31	300–3000
Chicontepec, Mexico	Sandstone	5–25	0.1–900
Ekofisk, Norway	Carbonate	30–48	0.25 <sup>a</sup>
Upper and Lower Cretaceous, Denmark	Carbonate	15–45	0.01–10
Daqing (Lamadian), China	Sandstone	24.6–26.4	200–1300
Hassi Messaoud, Algeria	Sandstone	7.4	2.5

FIGURE 2.6 – *Données de porosité et perméabilité de certaines formations [9]*

### 2.3.6 Relations entre porosité et perméabilité

Il n'y a pas de corrélation directe ou constante entre la porosité et la perméabilité. Néanmoins, pour qu'une roche ait une certaine perméabilité [7], elle doit avoir une porosité non nulle, parce que la perméabilité implique une fonction de la continuité de l'espace des pores, alors que la porosité signifie essentiellement la disponibilité d'un espace de pore. Une relation théorique s'établit entre la porosité et la perméabilité, et elle peut être illustrée par deux points extrêmes : lorsque la porosité est de 0%, la perméabilité est également de 0, tandis que lorsque la porosité atteint 100% la perméabilité est infinie. Cependant, ces deux points extrêmes sont insuffisants pour déduire une relation généralisée entre la porosité et la perméabilité.

## 2.4 La saturation en eau

Compte tenu de l'importance de la saturation en eau dans la détermination des hydrocarbures dans la plupart des situations, l'objectif principal est d'estimer une saturation précise d'eau initiale qui existe dans la roche réservoir. En d'autres termes, comment ce milieu poreux est réparti ou partitionné entre les trois phases de fluides du réservoir : gaz, pétrole et eau. Ce paramètre, quantifie en réalité la quantité de cette capacité disponible contenant effectivement différentes phases de fluides, et la méthode la plus fréquente permettant d'obtenir ce type de donnée de saturation d'eau, consiste à mesurer directement les échantillons de carottes prélevées dans l'intervalle d'intérêt.

### 2.4.1 Détermination de la saturation en eau

La saturation des fluides, est définie comme étant la fraction ou le pourcentage du volume poreux occupé par une phase fluide particulière.

Pour la saturation en eau, une expression mathématique généralisée suppose que le volume des pores est le volume des pores effectifs formulé par la relation suivante [7] :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

Avec :

- $S_w$  : la saturation en eau exprimée en pourcentage (%).
- $V_w$  : le volume d'eau présent dans l'échantillon de roche réservoir.
- $V_p$  : le volume total des pores de l'échantillon de roche réservoir.

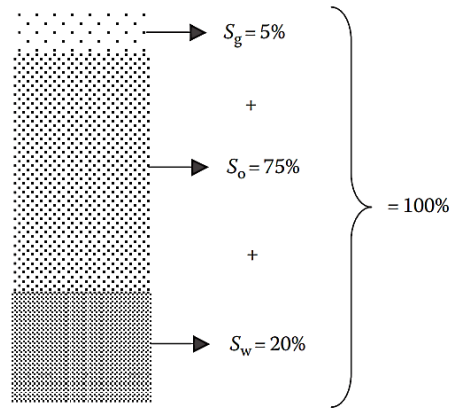


FIGURE 2.7 – Distribution de la saturation des fluides dans un échantillon hypothétique de roche réservoir [9]

Avec :

- $S_w$  : Saturation en eau.
- $S_o$  : Saturation en huile.
- $S_g$  : Saturation en gaz.

### 2.4.2 Mesure de la saturation et analyse des carottes

Elle est pratiquement presque impossible, même en prenant des précautions lors du carottage. En effet, lors de la remontée de la carotte, il y a chute de pression et température, et les fluides contenus se détendent et leur répartition en surface n'est plus celle qui était in situ. Dans certains cas, à l'aide de boue de forage adaptée, on peut déterminer la saturation en eau irréductible sur des échantillons prélevés au cœur de la carotte.

## 2.5 Résistivité électrique

Parmi les propriétés électriques des roches réservoirs, la propriété la plus significative est celle de la résistivité électrique propre des formations traversées par le sondage, et qui est définie comme étant la capacité d'une formation à résister à la circulation du courant électrique, elle dépend généralement de la géométrie de l'espace poreux et des fluides qui occupent cet espace, en particulier celle de la salinité de l'eau de formation. La température, la pression et la présence de minéraux argileux ou d'autres minéraux conducteurs dans la roche peuvent notamment affecter la résistivité électrique. [9]

La résistivité, communément symbolisée par  $r$ , est quantitativement égale à la relation suivante :

$$\rho = \frac{R \times A}{L}$$

Avec :

- $r$  : Résistivité ( $\Omega.m$ ).
- $R$  : Résistance électrique ( $\Omega$ ).
- $A$  : Section transversale du matériau conducteur en mètres carrés ( $m^2$ ).
- $L$  : Longueur du matériau conducteur en mètres (m).[6]

En géologie pétrolière, le **facteur de formation** est obtenu en appliquant la formule suivante :

$$F = \frac{R_0}{R_w}$$

Avec :

- $R_0$  : Résistivité de la roche saturée d'eau à 100% exprimée en ( $\Omega.m$ )
- $R_w$  : Résistivité de l'eau qui imprègne la roche, exprimée en ( $\Omega.m$ ).[7]

La relation entre le facteur de formation et la porosité est évaluée à l'aide de la formule générale suivante :

$$F = \frac{R_0}{R_w} = \frac{a}{\phi^m}$$

Avec :

- $a$  : Facteur de tortuosité, dépendant de la lithologie.
- $m$  : Facteur de cimentation et dépend du type de sédiments.
- $\phi$  : la porosité.

<b>Types de formation</b>	sableuses non consolidées	grés consolidées	les carbonates
<b>valeur de a</b>	0,62	0,81	1
<b>valeur de m</b>	2,15	2	2

FIGURE 2.8 – la valeur des facteurs selon le type de formation [1]

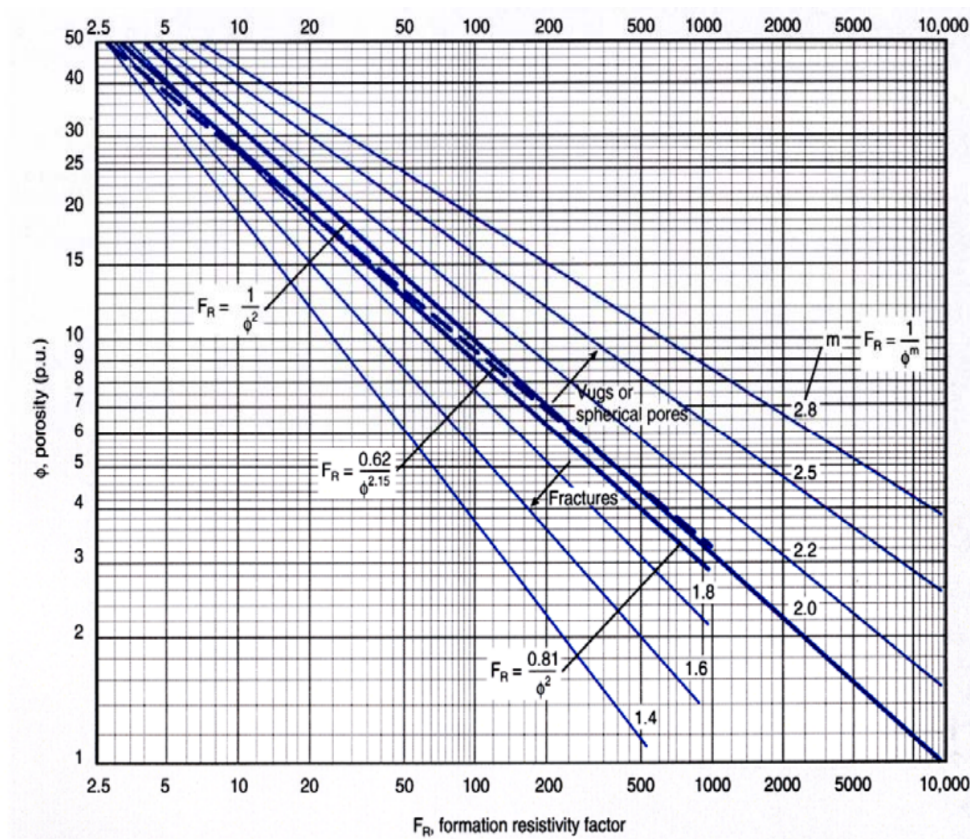


FIGURE 2.9 – Abaque : porosité - facteur de formation [6]

De même, Archie a établi une formule valable pour les formations propres mettant en relation la Résistivité, la Porosité et la Saturation. De toute évidence, la relation de la résistivité d'une roche avec celle de l'eau de formation, se définit comme suit [9] :

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_0}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{FR_w}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi \times R_t}}$$

– n : exposant de saturation



## 2.6 Volume en argile

Dans une roche réservoir, les minéraux argileux agissent comme des conducteurs séparés, et sont connus sous le nom de solides conducteurs. Cependant, il est important de souligner que la réponse logarithmique est très sensible au type d'argile, car chaque minéral argileux a des caractéristiques distinctes en dehors de la composition élémentaire, ce qui peut avoir un impact différent sur une mesure spécifique.

En revanche, le volume d'argile, est pris en compte lors de la correction des paramètres pétrophysiques des réservoirs afin de neutraliser l'effet des argiles. Cela, fournit de bonnes informations sur la présence d'argilite et la nature de la formation gréseuse, y compris l'intercalation des fines d'argile et l'inclusion des nodules d'argile dans la masse gréseuse.

## 2.7 Conclusion

L'évaluation d'un gisement pétrolier repose grandement sur les mesures des paramètres pétrophysiques, car elles fournissent de parfaites indications sur la présence de zones d'intérêt dans un réservoir, et permettent de prévoir les capacités de production. Cependant, dans ce chapitre, nous avons constaté que les mesures directes des propriétés sont insuffisantes pour obtenir une caractérisation exhaustive, et c'est la raison pour laquelle nous faisons recours aux mesures indirectes basées sur la diaggraphie.



# Chapitre 3

## Mesures diagraphiques

### 3.1 Introduction

Les diagraphies sont des enregistrements continus des paramètres de forage ou de caractéristiques spécifiques des formations géologiques traversées par un sondage. Elles sont perçues comme étant des caractéristiques du terrain, car elles servent en premier lieu à la détermination de la nature lithologique, de ce fait, l'identification des formations réservoirs du potentiel d'hydrocarbures ainsi que la détermination de la nature et la quantité de leurs fluides.

Dans le cadre de notre cas étude, les mesures diagraphiques sont utilisées pour établir des corrélations entre les puits, assurant ainsi le suivi des horizons lithologiques entre les sondages. De plus, elles sont utilisées pour générer une représentation tridimensionnelle des formations géologiques sous-jacentes, tout en mettant l'accent sur la roche réservoir, afin de représenter et projeter les limites l'extension du réservoir de la Série Inferieure du complexe Trias Argileux Gréseux (TAGI) dans la zone Sud du champ pétrolier de Benkahla.

On peut classer les diagraphies différées en quatre principaux groupes en fonction des principes physiques et les objectifs assignés aux méthodes utilisées :

- Les diagraphies électriques,
- Les diagraphies nucléaires,
- Les diagraphies acoustiques,
- Les diagraphies auxiliaires.

Cependant, ces grands groupes se subdivisent en différentes techniques dotées de leurs outils appropriés, comme celles qui sont représentées dans la fig.1 suivante :

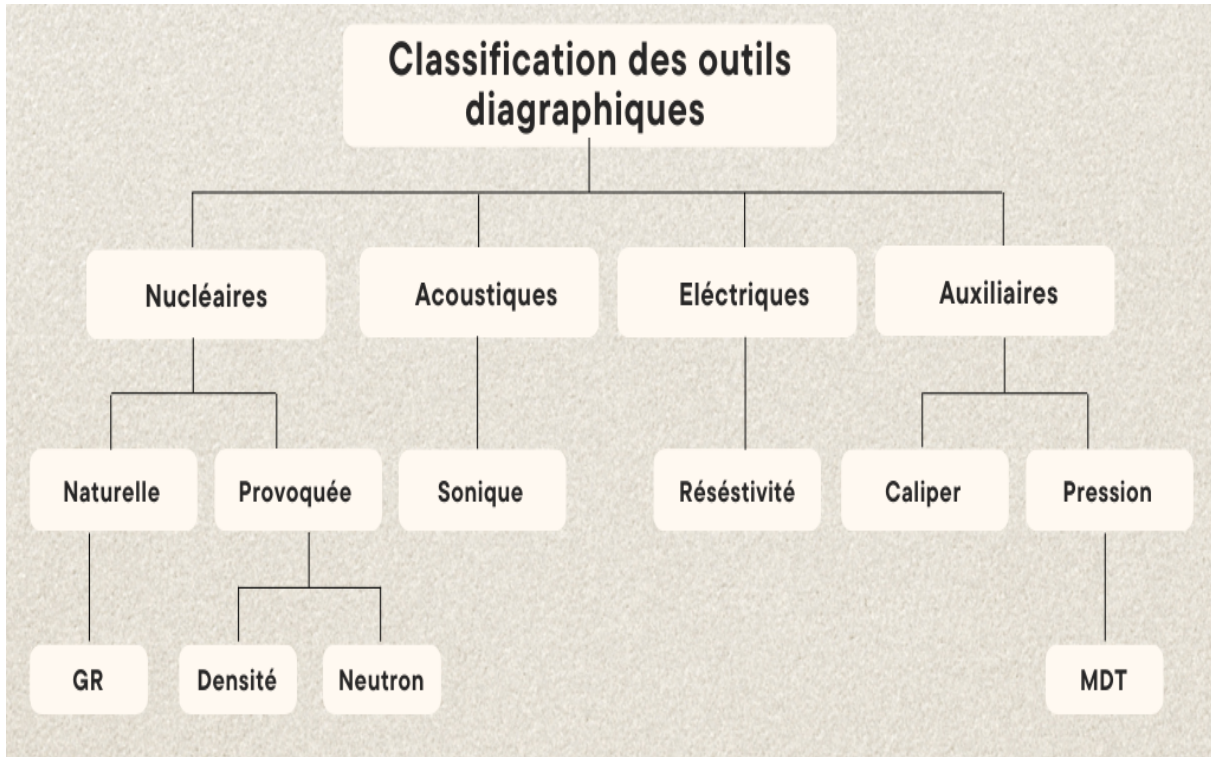


FIGURE 3.1 – Classification des méthodes diagraphiques

## 3.2 Diagrapie nucléaire

### 3.2.1 Diagrapie de Gamma naturelle (Gamma-Ray)

La diagrapie Gamma-Ray a pour objectif principal de fournir des informations lithologiques précieuses et identifier les discordances dans les différentes formations géologiques. Elle est également utile pour mettre en évidence les niveaux d'argiles qui, constituent souvent les limites propres des réservoirs. Cette technique, permet d'identifier clairement les minéraux radioactifs, comportant les radioéléments d'Uranium, Thorium et Potassium, tout en mesurant l'intensité du rayonnement gamma émis naturellement par les formations géologiques.

Les réflexions des rayons gamma, dépendent non seulement de la radioactivité émise par les formations géologiques, mais aussi de la densité de la boue de forage, du diamètre du trou de forage et de la présence de tubage. Les abaques de Schlumberger, sont utilisés pour effectuer les corrections nécessaires dans l'interprétation des données. Différents outils de diagrapie gamma-ray sont disponibles, parmi lesquels, les plus appropriés sont :

- NGS (Natural Gamma Spectrometry)
- HNGS, utilisé principalement pour enlever l'effet de la Baryte.

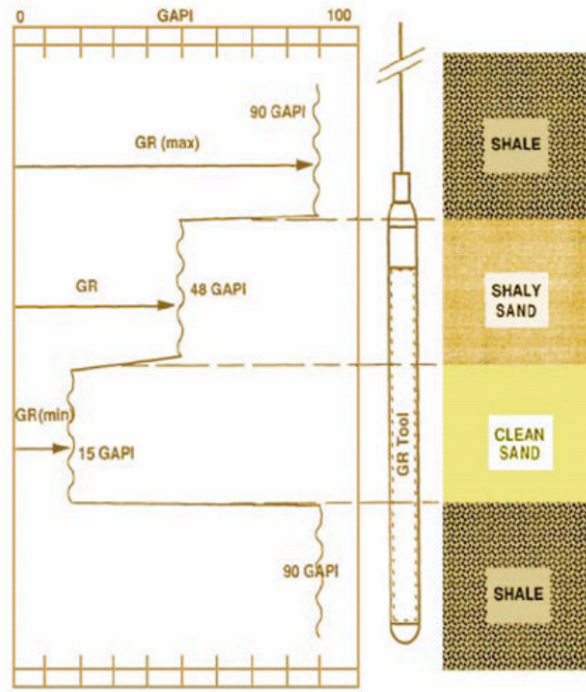


FIGURE 3.2 – Exemple d’enregistrement de l’outil GR[11]

### Volume en argile :

Le volume d’argile nous renseigne sur l’argilite ainsi que sur la nature d’une formation gréseuse tout en identifiant l’intercalation des fines d’argile et l’inclusion des nodules d’argile dans la masse gréseuse. Ces informations sont essentielles pour déterminer si le réservoir est argileux ou propre, et permettent de corriger en conséquence les paramètres pétrophysiques.  $V_{sh}$  peut être calculé par la formule suivante :

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

- $GR_{lu}$  : Gamma-ray lu à partir du log ;
- $GR_{min}$  : Gamma-ray en face des bancs propres (sable) ;
- $GR_{max}$  : Gamma-ray lu en face des argiles.

### 3.2.2 Diagraphie Gamma-gamma (Densité)

C’est une diagraphie nucléaire provoquée émettant des rayonnements-gamma tout en utilisant des sources radioactives, et les plus utilisées sont celles du Cobalt-60 et le Césium-137. Lorsque la formation géologique est exposée à ces rayons-gamma, trois types d’interactions se produisent avec une perte d’énergie : la production de paires, les effets Compton et les effets photoélectriques. Toutefois, les effets Compton permettent de mesurer la densité globale de

la formation et les effets photoélectriques le coefficient d'absorption photoélectrique.

Ce type de diagraphie, détermine la lithologie, détecte les minéraux lourds et permet de mesurer la porosité des formations traversées par le forage ainsi que de localiser des niveaux ferrugineux et les grès fortement cimentés par les carbonates. Parfois sa combinaison avec les outils neutroniques de densité et de résistivité, permet d'identifier les fluides contenus dans les réservoirs et de localiser les contacts **gaz/huile**, **gaz/eau** et **huile/eau** (GOC, GWC, OWC).

L'outil de densité, mesure l'intensité du rayonnement-gamma diffusé, et cette intensité sera d'autant plus faible lorsque le nombre de collisions est élevé, ce qui correspond en pratique à une densité plus élevée de la formation géologique. Et pour éliminer l'effet d'argile, la relation liant le  $\phi_b$  à  $\phi_D$  est ainsi donnée :

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

$$\phi_{Dcor} = \phi_D - \phi_{Dsh} \times V_{sh}$$

Avec :

- $\phi_{Dcor}$  : la porosité de densité corrigée ;
- $\rho_{ma}$  : densité de la matrice ;
- $\rho_b$  : densité apparente (Bulk-density) lue sur log FDC ;
- $\rho_f$  : densité du fluide de formation.

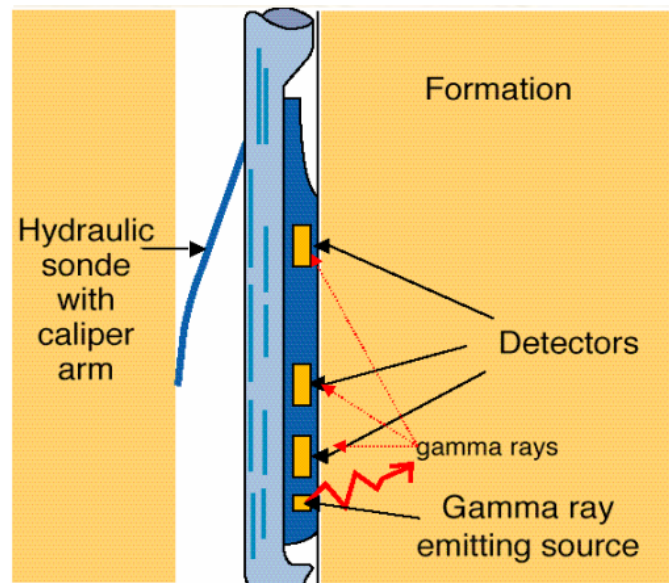


FIGURE 3.3 – Principe de fonctionnement de l'outil de densité (Gamma-Gamma). [11]

### 3.2.3 Diagraphies des neutrons (Indice d'Hydrogène)

La principale information obtenue à partir de cet enregistrement est la porosité de la formation géologique. De plus, il constitue un critère de corrélation efficace entre les puits, il permet de différencier les zones à gaz, zones à huile et zones à eau.

On bombarde la formation avec des neutrons à très haute énergie émis, soit par une source radioactive chimique située dans l'outil, soit à partir d'un générateur de neutrons.

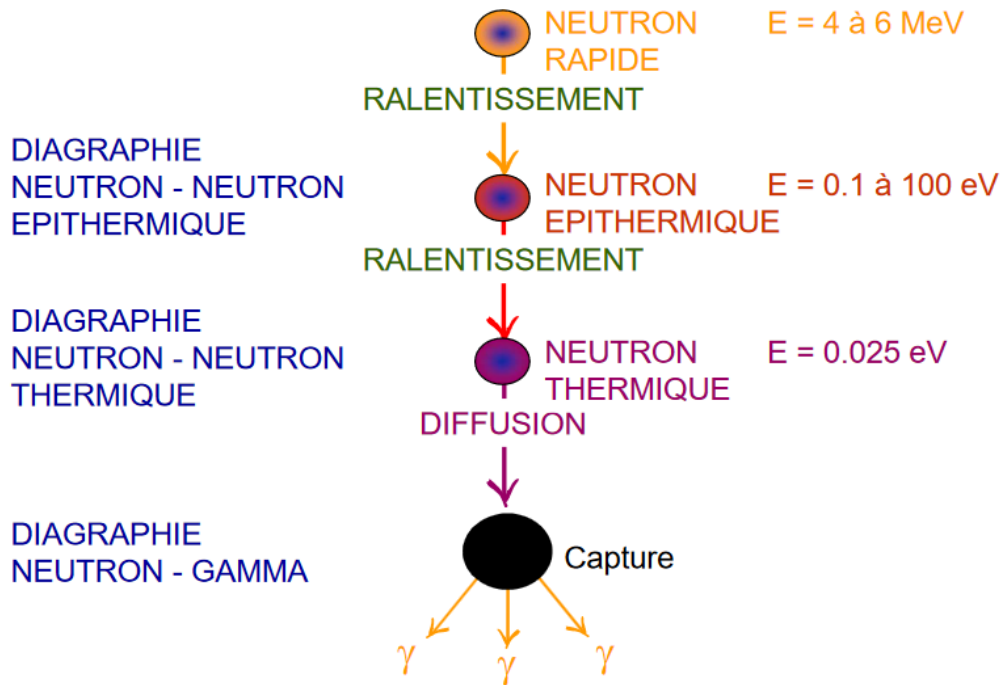


FIGURE 3.4 – Principe de la mesure Neutron. [11]

Le CNL (Compensated Neutron Log) est l'outil le plus utilisé une méthode de mesure qui évalue l'aptitude d'une formation géologique à ralentir les neutrons rapides émis par une source, située sur l'outil, lorsqu'ils entrent en collision avec les noyaux d'hydrogène présents.

La mesure de l'indice d'hydrogène ou de la porosité ( $\phi_n$ ) dépend également du nombre d'atomes d'hydrogène par unité de volume dans la formation, ces atomes peuvent être liés à l'eau ou aux hydrocarbures, de facto, ces atomes sont directement liés à la porosité et à la saturation, ainsi qu'à la composition moléculaire de la roche.

Dans le cas où la lithologie (Grès ou Dolomie) ou le type de fluide (Huile , Gaz) est différent, une correction devra être appliquée au log NPHI pour obtenir la porosité de la formation.

$$\phi_{Ncor} = \phi_{Ntu} + 4 - V_{sh} \times \phi_{Nsh}$$

Où :

- $\phi_{Ncor}$  : la porosité-neutron ;
- $\phi_{Nlu}$  : porosité lue sur log ;
- $\phi_{Nsh}$  : porosité-neutron lue en face d'une argile non cavée ;
- $V_{sh}$  : volume d'argile évaluée à partir du GR.

### 3.3 Diagraphies acoustiques ou log sonique

Le log-sonique est basé sur l'étude de la propagation d'ondes acoustiques générées dans les roches par un outil de diagraphie. Elle mesure le temps entre l'arrivée des impulsions acoustiques à des récepteurs espacés de manière précise dans l'outil, et enregistre ces mesures en microsecondes par pied. De ce fait, la mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et leurs atténuations apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées.

Les principales applications de l'outil sonique se résument en :

- La détermination de la porosité de la formation.
- La détermination de l'épaisseur des bancs,
- Vérifier la cimentation,
- Corréler la lithologie d'un sondage à l'autre,
- Analyser les fractures.

Cependant, la porosité-sonique corrigée, et exprimée par la relation suivante :

$$\phi_{Scor} = \frac{\Delta_{tlu} - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}}$$

Avec :

- $\phi_{Scor}$  : Porosité sonique corrigée ;
- $\Delta_{tlu}$  : transit time lu ;
- $\Delta_{tma}$  : transit time matrice ;
- $\Delta_{tf}$  : transit time du fluide de formation.

## 3.4 Diagraphies électriques

Il convient de souligner que les mesures diagraphiques de résistivité sont principalement influencées par la résistivité d'un seul conducteur présent dans les formations géologiques, à savoir l'eau. Ainsi, des valeurs élevées de résistivité indiquent une faible quantité d'eau dans la roche, et de toute évidence des teneurs élevées en hydrocarbures. De plus, il est important de noter que la valeur de la résistivité aux abords immédiats du sondage n'est pas représentative de la résistivité réelle de la formation telle qu'elle était avant le forage.

Les outils utilisés, sont destinés à donner des informations sur la saturation en eau à partir de la connaissance de sa résistivité et de la porosité de la formation. Et on cite :

- **Les latérologs** : utilisant une boue salée conductrice, ils sont constitués d'un système d'électrodes émettrices, d'un système d'électrodes réceptrices et d'un système d'électrodes de focalisation du courant à pénétrer latéralement dans la formation. Ils présentent de meilleurs résultats dans les conditions suivantes :
  - Le rapport  $R_{xo} / R_t$  est faible (  $R_{xo} < 2R_t$  )
  - Les formations ont des résistivités élevées [6]
  
- **Les inductologs** : utilisés en présence une boue douce ou non conductrice, Ils comportent des bobines émettrices qui engendrent un courant électromagnétique. Ils présentent de meilleurs résultats dans les conditions suivantes :
  - Résistivités de formation ( $R_t$ ) faibles ou pas trop élevées
  - Boue à eau douce et formation contenant de l'eau salée
  - Rapport  $R_{xo}/R_t$  élevé (  $R_{xo} > 2 R_t$  ) [6]



Zone envahie (Rxo)	Zone intermédiaire (Ri)	Zone vierge (Rt)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le microlog (ML)</li> <li>• Le microlatérolog (MLL)</li> <li>• Le proximité-log (PL)</li> <li>• Le micro-spherically Focused Log (MSFL)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Short Normal</li> <li>• Laterolog 8 (LL8)</li> <li>• Spherically Focused Log (SFL)</li> <li>• Medium induction Log</li> <li>• Shallow Laterolog(LLs)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Long Norma</li> <li>• Lateral Log (LL)</li> <li>• Deep Induction Log (ILD)</li> <li>• Deep Laterolog(LLd)</li> <li>• Laterolog 3 (LL3)</li> <li>• Laterolog 7 (LL7)</li> <li>• Induction Log 6FF40 (IL 6FF40)</li> </ul>

FIGURE 3.5 – Profondeur de résistivité log enquête[7]

Les mesures de résistivité des formations permettent de :

- Détecter des zones imperméables et perméables.
- Détecter la présence d’hydrocarbure dans les réservoirs (Distinction entre zone à eau et zone à Hydrocarbure).
- Calcul de la porosité en passant par le calcul du facteur de formation.
- Déterminer la valeur de  $R_w$ .
- Déterminer la Saturation en eau  $S_w$  et la saturation en hydrocarbure ( $S_{hc} = 1 - S_w$ ).

La variation de la résistivité est observée en fonction la porosité, l’argilosité et dépend de la salinité de l’eau dans les réservoirs ainsi que la température dans la formation, cette relation est illustrée dans l’abaque qui suit :



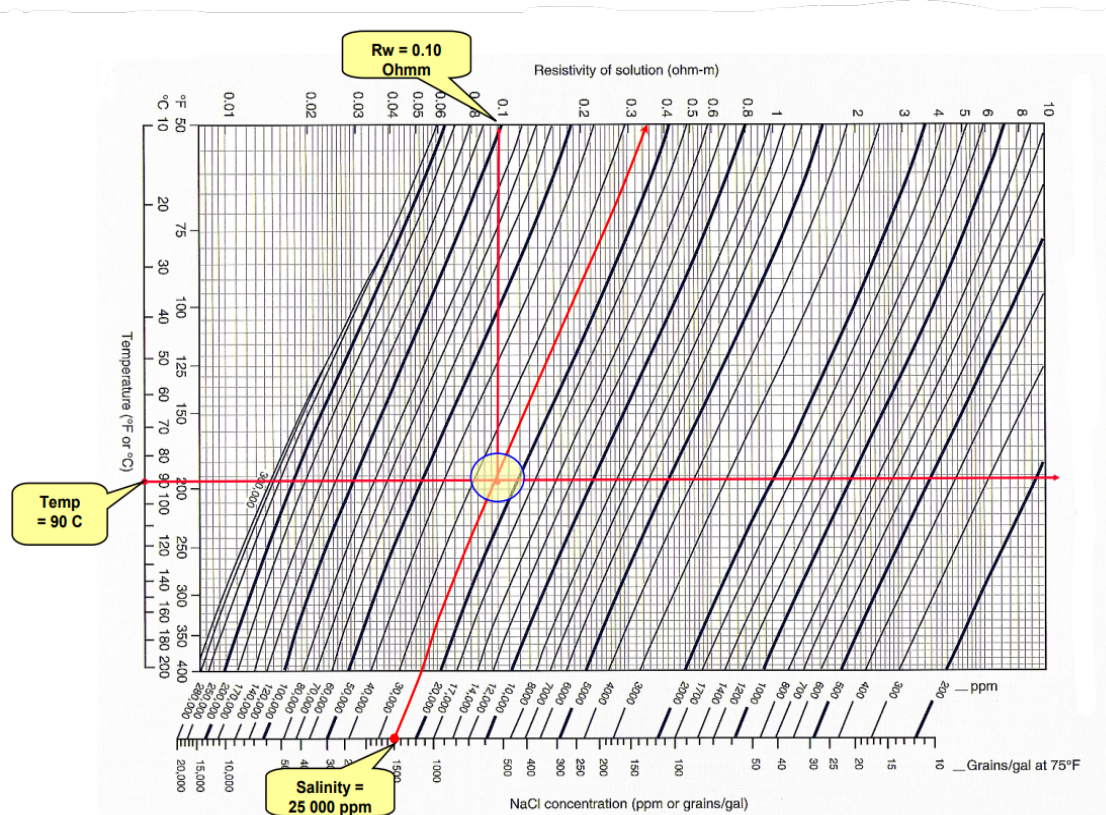


FIGURE 3.6 – détermination de la resistivité à partir de la porosité et température [6]

## 3.5 Diagraphies auxiliaires

### 3.5.1 Diametreur ou Caliper (Mesure du diamètre du trou)

Ce type d'outil sert à mesurer les variations du diamètre du trou où l'enregistrement est réalisé à l'aide d'un certain nombre de bras articulés symétriques. Les variations du diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras, et par conséquent, par des variations de résistance. Le log du Caliper enregistré varie de 6 à 16 in. Les applications de ce type de mesure ont pour objet :

- La mesure du volume du trou pour l'estimation de volume du ciment nécessaire,
- Détection des caves et des restrictions ( Argiles gonflantes)
- Calcul de l'épaisseur du filtrat de boue ou Mudcake,
- Correction de mesures des différentes diagraphies de l'effet du trou ou du mudcake en vue d'une interprétation plus précise.

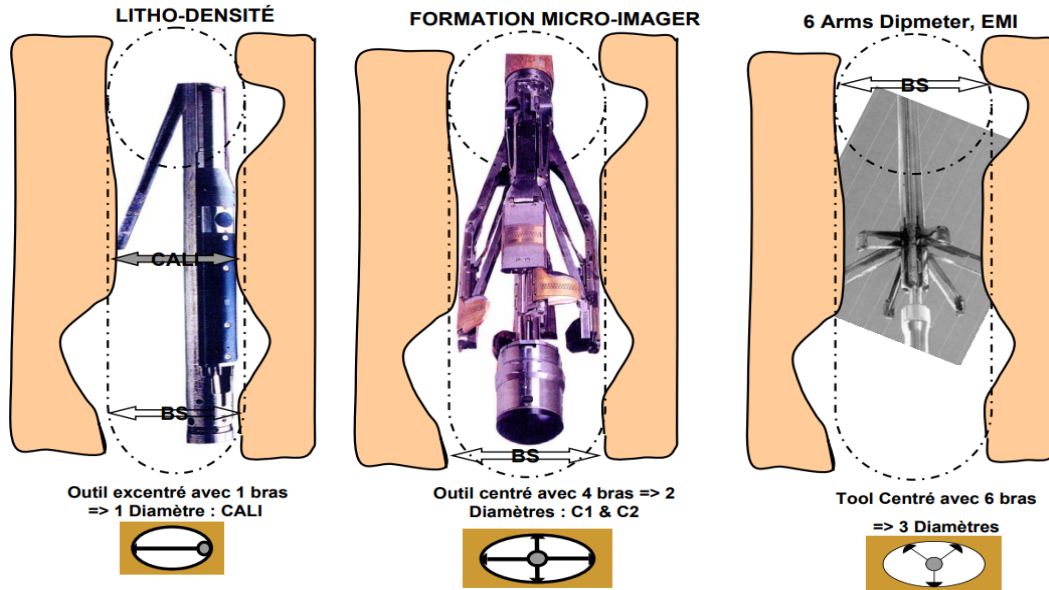


FIGURE 3.7 – *types de Caliper [6]*

### 3.5.2 Module Dynamic Tester (MDT)

Le MDT permet la reconfiguration de l'outil selon les besoins d'acquisition. Les mesures de pression sont effectuées à l'aide d'un testeur filaire qui, nécessite le retrait d'une petite quantité du fluide. Ces mesures nécessitent des jauges précises à haute résolution pouvant réagir de façon fiable aux conditions dynamiques. Généralement, la jauge la plus utilisée pour le MDT est une jauge à quartz.



FIGURE 3.8 – *Schéma représentant le principe du MDT[6]*

Le MDT permet de :

- Mesurer la pression de la formation (élaboration du gradient de pression en fonction de la profondeur),
- Identifier les contacts entre fluides (Gaz-Huile, Gaz-Eau, Huile-Eau),
- Déterminer l'hétérogénéité du réservoir,
- Mesurer la perméabilité,
- Prendre des échantillons des fluides en place.

### 3.6 Facteurs influant sur les mesures des diagraphies

- Diamètre du sondage : il varie le long du forage selon la nature des formations traversées[7].
- Fluide du forage : il a une influence directe sur la réponse des outils, plus le diamètre du trou est important, plus la quantité de fluide utilisé est importante et plus les réponses des outils sont influencées, sciemment en diagraphies de résistivités[7].
- Tubage et cimentation : ils rendent impossible l'enregistrement de certaines diagraphies, dans ce cas précis, seules les mesures nucléaires sont possibles[7].
- Température et pression : elles augmentent en fonction du gradient géothermique et de profondeur, c'est la raison pour laquelle chaque outil à ses propres limites d'utilisation[7].
- L'invasion : La présence du fluide de forage ou de la boue est génératrice de perturbations des fluides contenus dans les formations forées. De ce fait, il se produit une infiltration de la boue en face des formations poreuses et perméables où la fraction liquide et les fines substances dissoutes dans la boue pénètrent dans la formation et forment en conséquence le filtrat de boue qui se caractérise par sa résistivité  $R_{mf}$ . Les grosses particules s'accumulent sur les parois du puits formant le dépôt de boue appelé Mudcake. On distingue ainsi deux principales zones [7] :
  - La zone lavée : le filtrat de boue a chassé totalement les fluides de la formation vers une zone lointaine, ainsi les pores sont remplis de filtrat de boue et de résidus d'HC.

$$S_{xt} + S_{hr esu} = 1$$

- La zone vierge : cette zone n'a pas été contaminée par le filtrat de boue. Les pores sont remplis seulement par les fluides de la formation.

$$S_w + S_h = 1$$

- Une zone de transition entre ces deux zones appelée zone intermédiaire, D'où la Zone envahie = Zone lavée + Zone intermédiaire

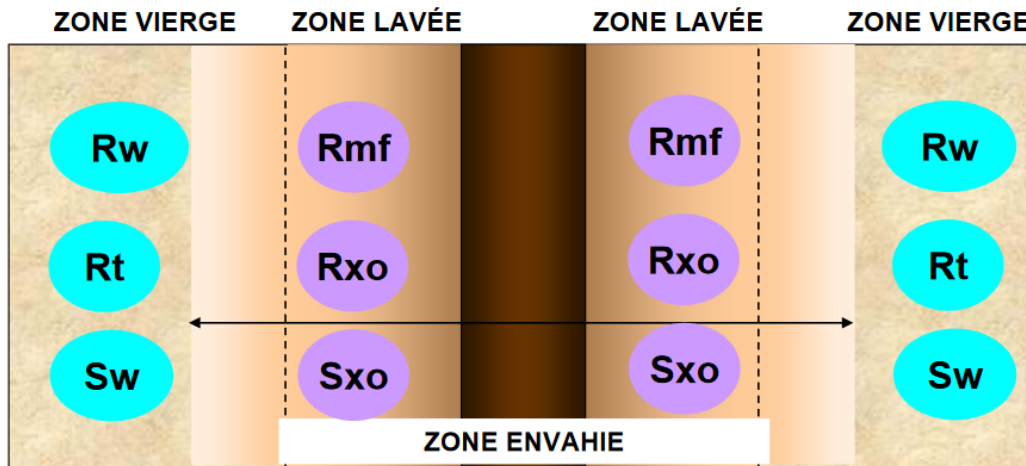


FIGURE 3.9 – Schéma représentant le principe du MDT[6]

## 3.7 La composition de la roche

### 3.7.1 La matrice

C'est l'ensemble des éléments solides constituant la roche et comprenant les grains et le ciment à l'exclusion des argiles qui jouent un rôle particulier, et on distingue trois types de matrice :

- Matrice simple : Elle est dite simple, lorsque ses grains et son ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : Calcite, Quartz).
- Matrice complexe : Elle est dite complexe, quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente (exemple : grès à ciment calcaire).
- Matrice propre : Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

### 3.7.2 Les argiles

Désigne l'ensemble des dépôts sédimentaires, constitués essentiellement de minéraux aluminosilicates. Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types d'argiles :

- Les argiles laminées : elles correspondent aux argiles détritiques qui se présentent en lits fins entre deux couches du réservoir gréseux ou carbonaté.
- Les argiles dispersées : elles correspondent à la catégorie des argiles qui adhèrent aux grains ou occupent partiellement les pores.

- Les argiles structurales : elles se présentent sous forme de grains ou de nodules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice.

### 3.7.3 Les fluides

Ils occupent l'espace vide ou pores résultant de l'arrangement des éléments solides, ils sont de nature différente quant à leur état (eau, huile, gaz). Comme la porosité exprime le pourcentage de l'espace vide, la proportion de ces fluides en dépend également.

# Chapitre 4

## Resultats et interpretation

Techlog est une plateforme Windows appartenant à Schlumberger destinée à regrouper et analyser maintes types de données (des enregistrements, de fichier, des images, des photos et des sections fines) relatives aux puits de forage ; grâce à ses fonctionnalités avancées.

Ce logiciel permet de concevoir des workflow x de travail personnalisés en pétrophysiques ce qui facilite la génération d'interprétations rapides qui s'appuient sur l'expertise locale ainsi que sur l'application de méthodes standards de l'industrie pour évaluer ces paramètres clés. Il permet une visualisation et une interaction faciles de toutes les données, avec un workflow permettant aux utilisateurs moins expérimentés de suivre.

Pour notre étude, nous avons interprétés huit puits avec le logiciel Techlog en intégrant toutes les données de forage disponibles, afin de calculer les différentes propriétés pétrophysiques pour fournir une évaluation de la formation plus réaliste et plus précise. Comme données brutes des enregistrement nous avons introduit les logging suivants :

- Rayon gamma
- Caliper
- Diamètre du trou
- Neutron
- Thorium
- Potassium
- Résistivité

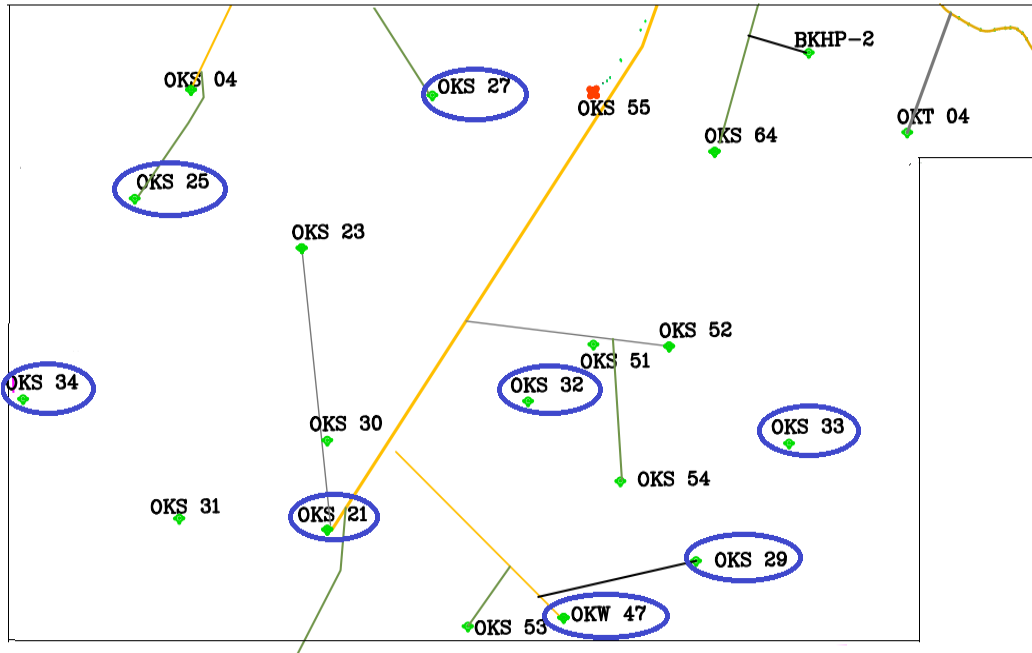


FIGURE 4.1 – Bloc sud du champ de Benkahla[12]

## 4.1 Choix des puits

Le choix des puits est justifié de plusieurs manières, nous citons en premier lieu l'exhaustivité et la représentativité de notre étude : les puits ont été sélectionnés de manière à représenter au mieux la diversité géologique de la zone d'étude, en deuxième lieu : la couverture spatiale, ils ont été répartis stratégiquement dans la zone d'étude afin de garantir une couverture spatiale adéquate. En tenant compte des facteurs tels que la taille de la zone, la distribution des ressources naturelles et les contraintes logistiques, les emplacements des puits ont été choisis de manière à obtenir une représentation géographique équilibrée et en dernier des études antérieures, des relevés géologiques ont été utilisés pour identifier les zones d'intérêt et guider la sélection des puits. En tenant compte des informations disponibles, les puits ont été positionnés de manière à couvrir les zones potentiellement les plus influentes ou les plus significatives du point de vue géologique, hydrologique ou environnemental.

Le tableau ci-dessous présente les coordonnées UTM des puits étudiés ainsi que leurs élévations ( $Z_t$ ) et le niveau par rapport au sol ( $Z_s$ ) :

<b>Position et coordonnées des puits (UTM)</b>				
<b>Puit</b>	<b>x(m)</b>	<b>y(m)</b>	<b>Zt(m)</b>	<b>Zs(m)</b>
OKS21	704469,01	3504909,01	184	176,7
OKS25	702136,076	3508725,72	212,5	205,8
OKS27	705759,2	3509860,85	217	209,76
OKS29	708945,31	3504512,19	163,5	156,06
OKS-32	706987,16	3506353,07	183	175,78
OKS-33	710067,81	3505868,5	163	155,45
OKS-34	700770,062	3506415,06	202,7	195,3
OKW47	707331	3503863	162,11	154,91

## 4.2 Méthodologie de travail

En vue de parvenir au résumé des paramètres petrophysiques nous avons procédé comme suit :



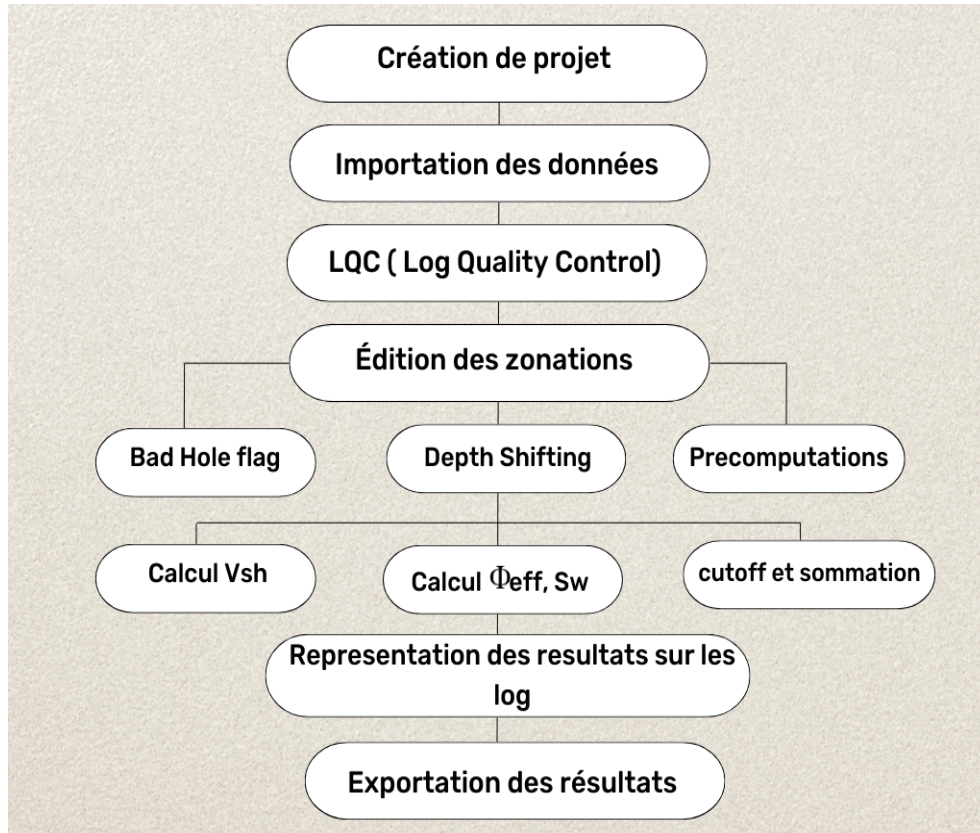


FIGURE 4.2 – *Workflow des résultats de l'interprétation des données diagraphique*

Afin de déterminer les zones favorables dans la formation nous appliquant des cutoff sur les paramètres petrophysique. Ces derniers sont des valeurs limites au-delà desquelles la nature de la formation peut être caractérisée comme argileuse, non poreuse ou aquifère, ce qui signifie qu'elle ne peut plus être considérée comme un réservoir. De cette approche, nous distinguons ainsi trois types de zones :

- Le Rock représente à un banc gréseux propre où seul le cutoff de volume en argile est vérifié.
- Le Réservoir désigne un banc gréseux propre poreux où le cutoff de porosité est appliqué en plus à celui du volume en argile.
- Le Pay correspond à un banc gréseux propre, poreux et non saturé en eau où tous les cutoff sont prises en compte ( volume en argile, porosité et saturation en eau).

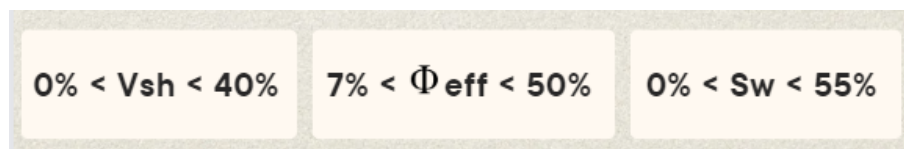


FIGURE 4.3 – *cutoff utilisés pour le calcul des paramètres pétrophysiques*

### 4.2.1 Interprétation des logging

Pour les résultats diagraphiques des puits, nous avons met en évidence la série inferieure qui constitue l'objectif principal du réservoir, Il convient de noter que le forage des puits a été réalisé avec une boue à huile ayant une densité 1.35, De plus, nous avons utilisé une valeur de résistivité d'eau ( $R_w$ ) comprise entre 0,013  $\Omega.m$  et 0,014  $\Omega.m$ , une salinité estimée à 300 ppk et une résistivité des argiles ( $R_{shale}$ ) de 3  $\Omega.m$ .

Pour l'interprétation nous nous sommes basées sur :

- Le track du Gamma-Ray pour mettre en evidence :
  - Les bancs greseux qui peuvent contenir des hydrocarbures, caractérisés par des faibles valeurs de Gamma-Ray.
  - Les bancs argileux qui sont détectés aux profondeurs correspondant à des valeurs élevées de Gamma-Ray.

Pour mesurer le  $V_{sh}$ , nous avons employé la méthode linéaire. L'équation utilisée par le logiciel pour effectuer les calculs est :

$$V_{sh} = GR_{index} = \frac{GR - GR_{matrice}}{GR_{shale} - GR_{matrice}}$$

- Le track de la combinaison Bit-size\_Caliper pour verifier l'état du trou, autrement dit la présence des caves ou du mud-cake dans ce dernier. Le diamètre de référence correspond au diamètre de l'outil de forage, qui est 6 inch. Cependant si :
  - La réponse du CALIPER est la même que celle du Bit-size  $\implies$  les parois du puits sont régulières.
  - La réponse du CALIPER est supérieure à celle du Bit-size  $\implies$  présence des cavités au niveau des parois du trou.
  - La réponse du CALIPER est inférieure à celle du Bit-size  $\implies$  présence du mud-cake sur les parois du trou.
- Le track des éléments radioactifs Potassium-Thorium représentatifs de la teneur en argile pour confirmer la lithologie indiquée par le Gamma-Ray. Nous observons une plage étendue pour les bancs argileux en raison de la présence d'une quantité importante d'éléments radioactifs, tandis qu'une plage plus étroite est observée pour les bancs gréseux.
- Le track des résistivités (RT10, RT20, RT30, RT60, RT90) dont la RT10 correspondent à la résistivité mesurée au niveau de la zone lavée, et la RT90 au niveau de la zone vierge. Le principe de base utilisé pour les interpréter est le suivant :

- L’augmentation des valeurs de résistivités indique la présence des hydrocarbures.
- La diminution des valeurs de résistivités indique la présence de l’eau, Or cette diminution peut être aussi due aux phénomènes de basses résistivités souvent rencontré dans des formations qui contiennent des minéraux ferrugineux. Dans le champ de Ben kahla ce phénomène est peu fréquent, il est associé à la présence. On note que notre zone d’intérêt ne présente aucun signe de basse résistivité.
- Le log Neutron combiné à celui du Densité nous permet d’obtenir des informations détaillées sur la porosité et la lithologie. Elle joue un rôle crucial dans l’évaluation des réservoirs d’hydrocarbures et dans la prise de décisions éclairées lors des opérations de forage et de production.

Pour le calcul de la porosité effective, nous avons utilisé la combinaison Neutron-Densité. Cependant, Techlog utilise les trois formules suivantes :

$$\Phi_d = \frac{\rho_b - \rho_{lim}}{\rho_{mf} - \rho_{lim}}$$

$$HA = \frac{\Phi_n - \Phi_{VA}}{1 - \Phi_{VA}}$$

$$\Phi_2 = \frac{HA \times (\rho_{lim} - \rho_b) + \Phi_n \times (\rho_{sand} - \rho_{lim})}{HA \times (\rho_{lim} - \rho_{mf}) + \rho_{sand} - \rho_{lim}}$$

Avec :

- $\Phi_d$  : porosité densité
- $\rho_b$  : bulk density
- $\rho_{lim}$  : densité des calcaires
- $\rho_{mf}$  : densité mud-filtrat
- $HA$  : index d’hydrogène
- $\Phi_n$  : porosité Neutron
- $\Phi_{VA}$  : porosité Neutron avec une matrice greuseuse ou dolomitique.
- $\rho_{sand}$  : densité des grès

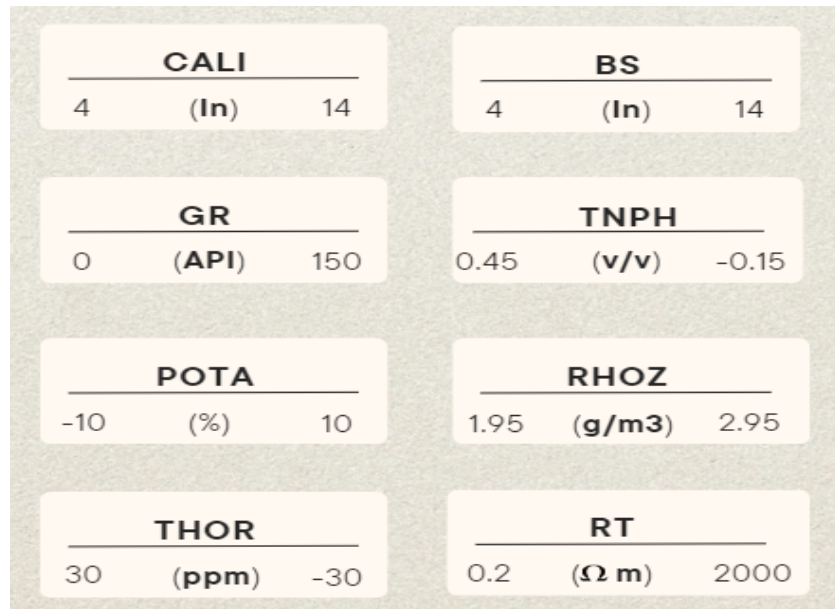


FIGURE 4.4 – *Entete du log composite*

- OKS33 :

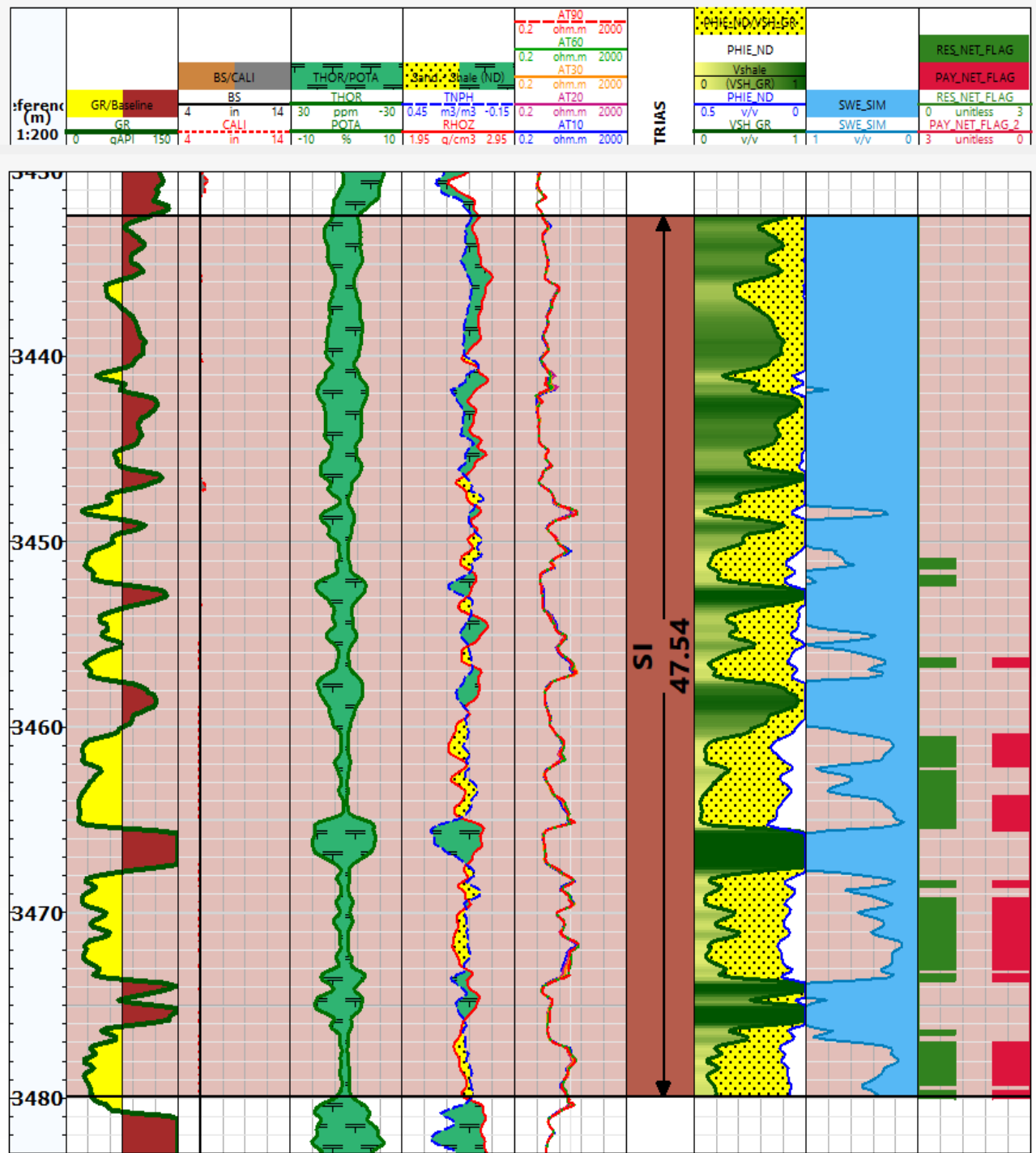


FIGURE 4.5 – Elan du puits OKS33

La série inférieure présente une épaisseur totale de 47.5m ou le sommet est une formation argileuse avec quel que bans gréseux de caractéristiques petrophysiques défavorables, tandis que la partie basale (3456-3480m) présente un intérêt pétrolier important. Notre réservoir couvre une hauteur utile de 10.3m, d'une bonne porosité atteignant 15%, un volume d'argile moyen de 16.9% et une saturation en eau inférieure à 30%.

**Tableau** : résultats de sommation du puits OKS33

Well	Zones	TOP	Bottom	Unit	Flag Name	Gross	Net	Unit	Vsh	$\phi_{eff}$	Sw
OKS33	SI	3432.4	3479.94	m	RES	47.54	12.68	m	17.6%	10.0%	34.7%
					PAY	47.54	10.41		16.9%	10.3%	27.6%

Variable	GRmax (API)	GRmin (API)	NPHI shale(%)	RHOB Shale (g/cm <sup>3</sup> )
Valeur	10,32	129,33	0,28	2,69

FIGURE 4.6 – Paramètres de mesure pour le puit OKS33

- OKS29 :

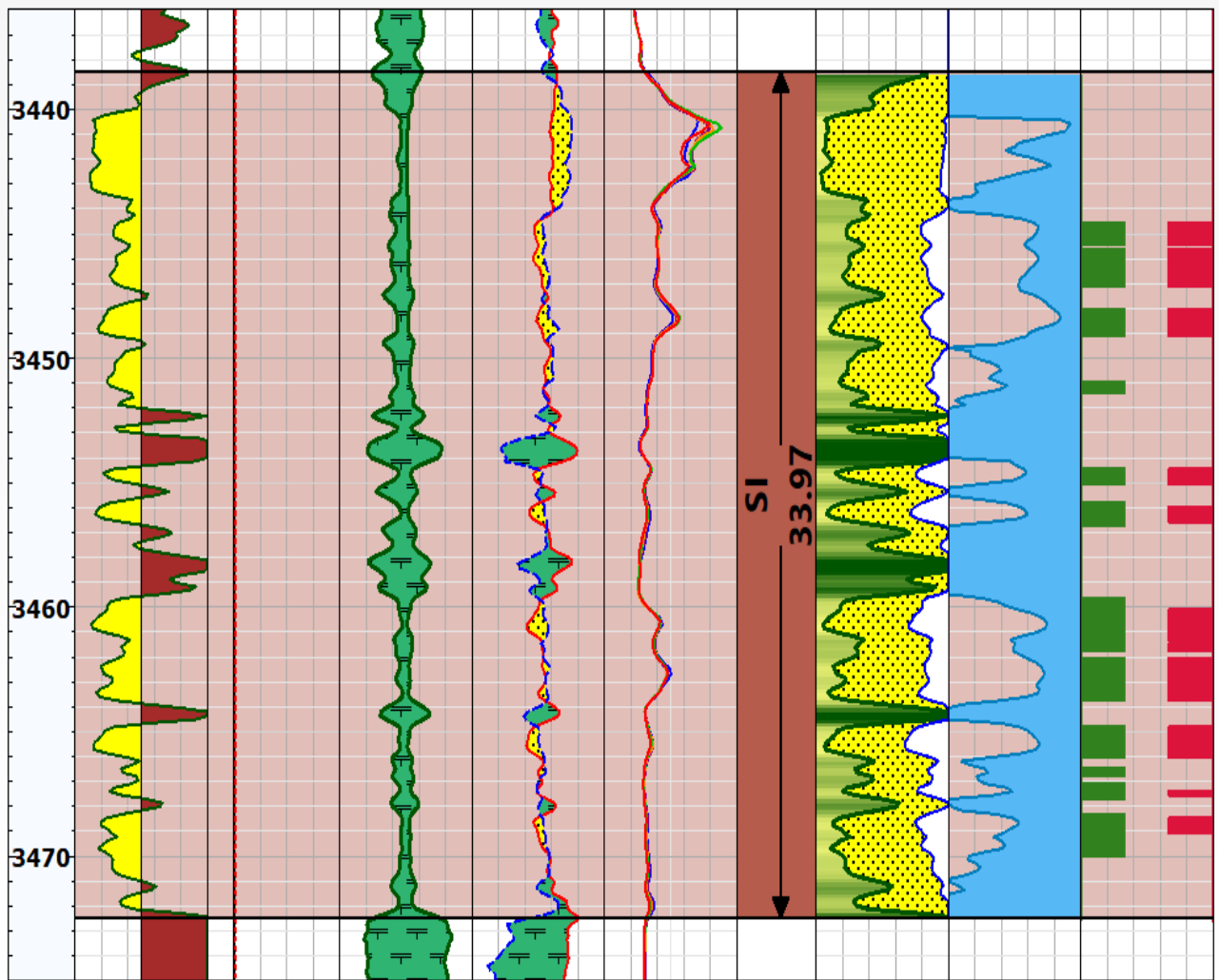
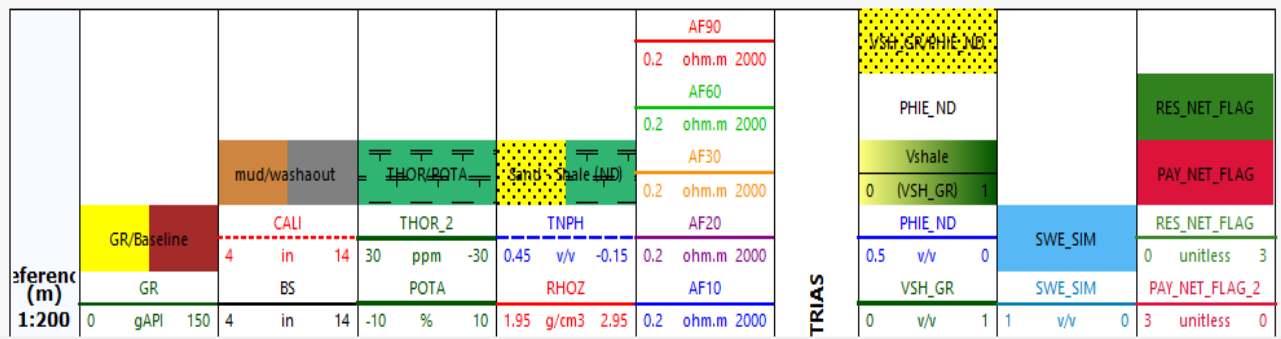


FIGURE 4.7 – Elan du puits OKS29

La formation recouvre une épaisseur totale de 33.97m dont 9.9m d'hauteur utile. Suite à la signature du CALIPER, on constate que l'état du puits est régulier. Les mesures effectuées indiquent de bonnes caractéristiques petrophysiques dans le réservoir, une porosité atteignait 10%, un volume d'argile moyen de 18% et une valeur 36.7% pour la saturation en eau.

**Tableau** : résultats de sommation du puits OKS29

Well	Zones	TOP	Bottom	Unit	Flag Name	Gross	Net	Unit	Vsh	$\phi_{eff}$	Sw
OKS29	SI	3438.5	3472.47	m	RES	33.97	12.954	m	19.4%	10.1%	42.0%
					PAY	33.97	9.906	m	18.1%	10.5%	36.7%

Variable	GRmax (API)	GRmin (API)	NPHI shale(%)	RHOB Shale (g/cm <sup>3</sup> )
Valeur	11,35	150,64	3,1	2,69

FIGURE 4.8 – Parametres de mesure pour le puit OKS29



- OKW47 :

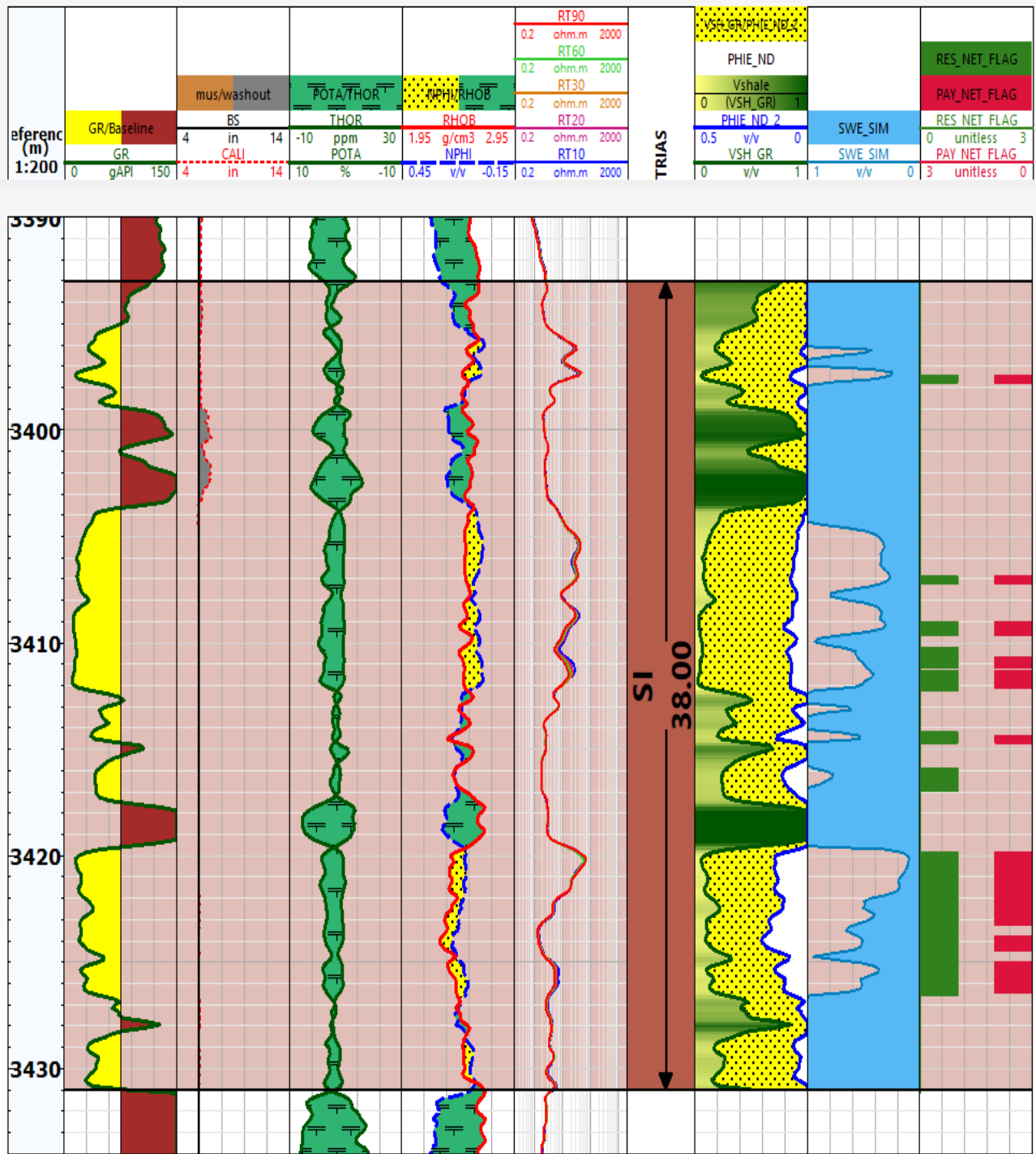


FIGURE 4.9 – Elan du puits OKW47

L'interprétation des diagraphies nous montre que le réservoir principal présente une épaisseur totale de 38 m dont 8.1m environ utile en huile. La formation présente une très bonne porosité atteignant 16% et un volume d'argile faible de 11% ainsi qu'une saturation assez élevée mais qui ne dépasse pas 40% dans la partie basale.

**Tableau** : résultats de sommation du puits OKW47

Well	Zones	TOP	Bottom	Unit	Flag Name	Gross	Net	Unit	Vsh	$\phi_{eff}$	Sw
OKW47	SI	3393	3431	m	RES	38	11.278	m	13.1%	11.6%	45.8%
					PAY	38	8.077	m	10.9%	11.9%	36.5%

Variable	GRmax (API)	GRmin (API)	NPHI shale(%)	RHOB Shale (g/cm <sup>3</sup> )
Valeur	6,09	149,15	3,5	2,35

FIGURE 4.10 – Parametres de mesure pour le puit OKW47

- OKS32 :

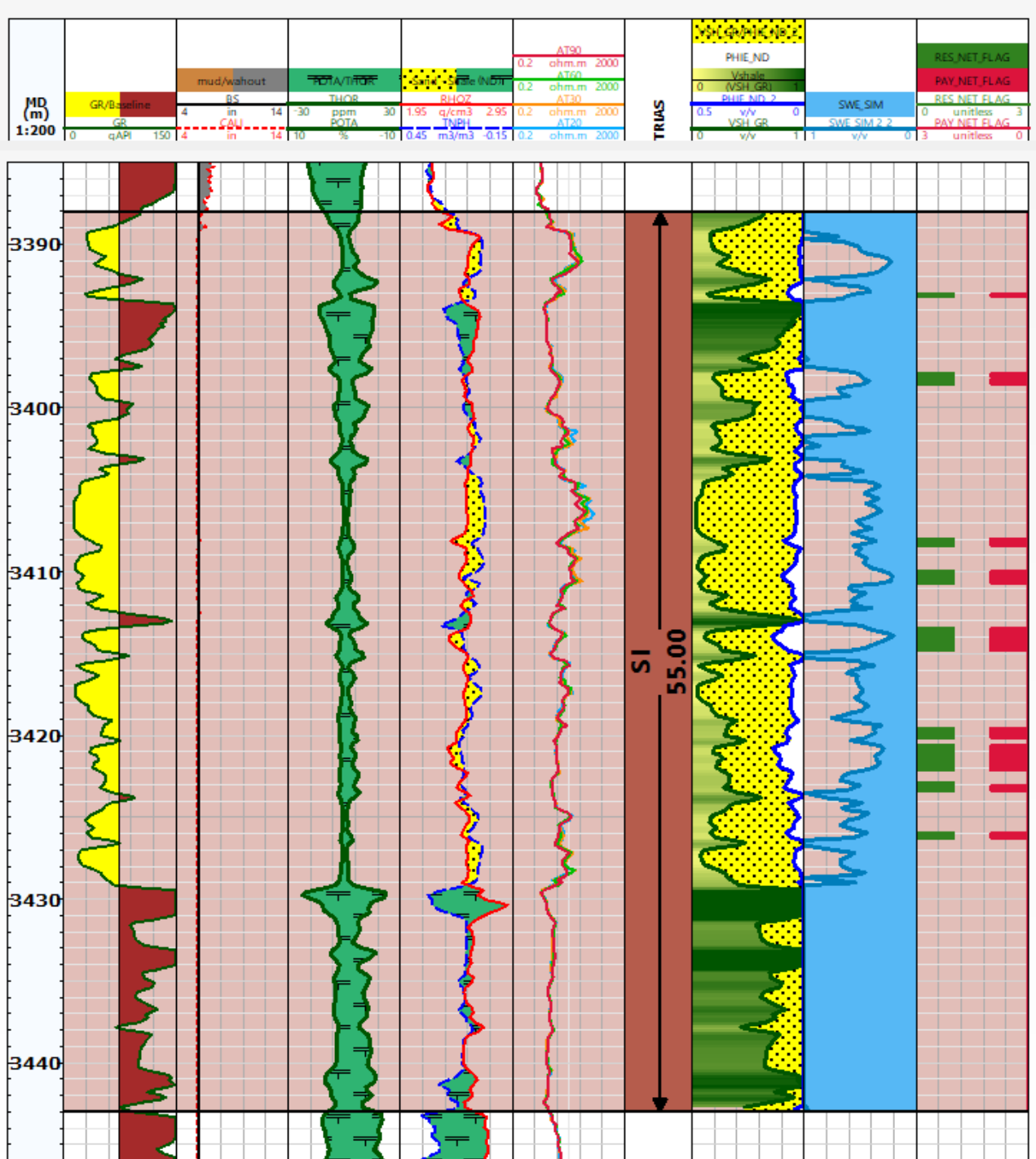


FIGURE 4.11 – Elan du puits OKS32

## CHAPITRE 4. RESULTATS ET INTERPRETATION

Le réservoir présente une épaisseur totale de 55m du niveau 3388 au niveau 3443, on distingue deux zones de bonnes caractéristiques petrophysiques séparées l'une de l'autre par des grès de faible porosité considérés tight. Cependant, la partie sommitale couvre 1m de net pay et une autre centrale de 5m. La porosité dans notre réservoir est élevée atteignant 16%, le volume d'argile moyen est compris entre 13% et 20% quand à la saturation en eau elle est à 36%.

**Tableau** : résultats de sommation du puits OKS32

Well	Zones	TOP	Bottom	Unit	Flag Name	Gross	Net	Unit	Vsh	$\phi_{eff}$	Sw
OKS32	SI	3388	3443	m	RES	55	6.096	m	21.0%	9.8%	35.5%
					PAY	55	5.944	m	20.7%	9.8%	35.1%

Variable	GRmax (API)	GRmin (API)	NPHI shale(%)	RHOB Shale (g/cm <sup>3</sup> )
Valeur	8,39	149,29	3,4	2,69

FIGURE 4.12 – Paramètres de mesure pour le puit OKS32

- OKS27 :

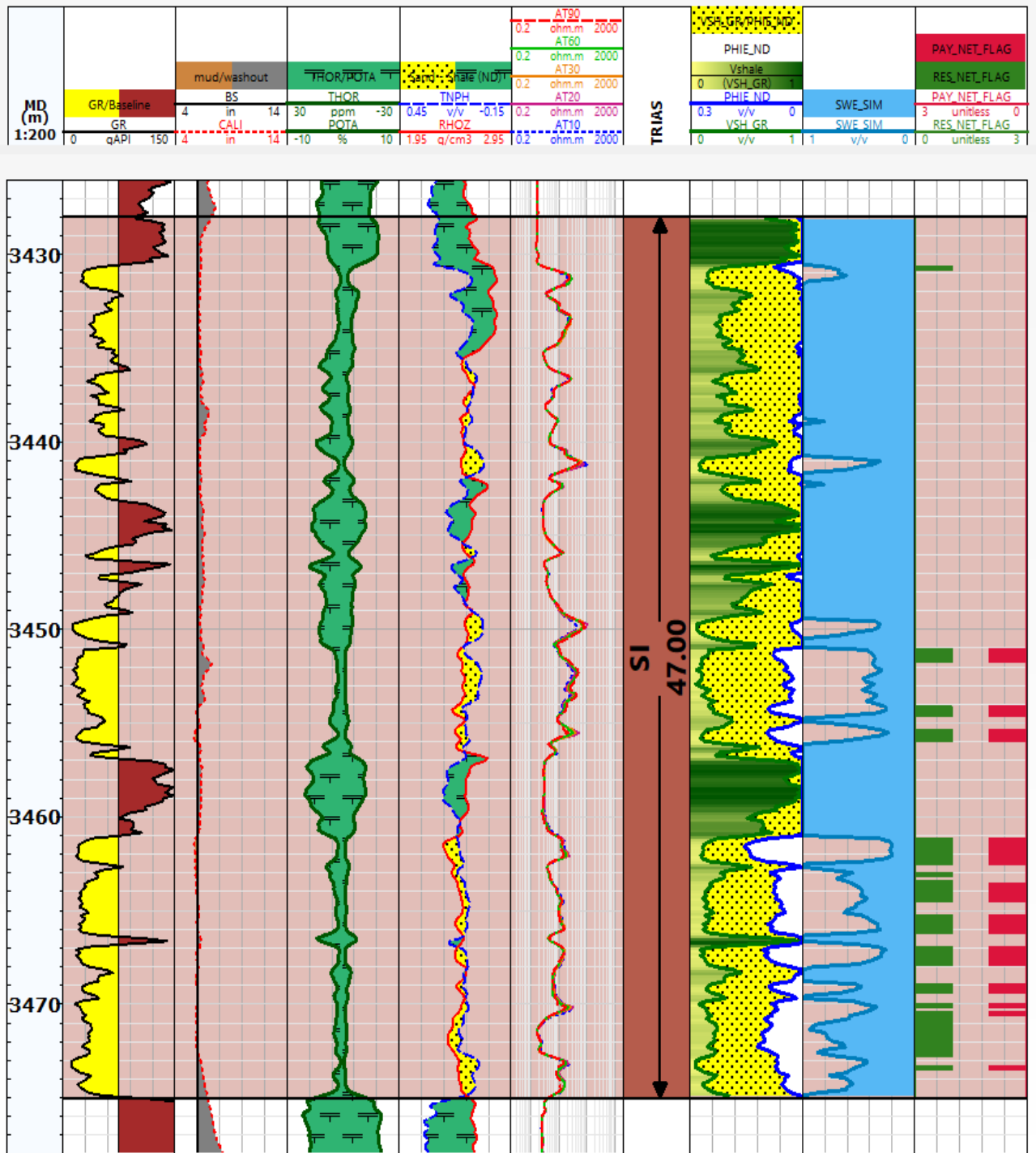


FIGURE 4.13 – Elan du puits OKS27

## CHAPITRE 4. RESULTATS ET INTERPRETATION

La Série Inférieure s'étend du niveau 3428 au niveau 3475m avec 6.5m d'hauteur utile. Sa partie sommitale dont la porosité est médiocre ne présente aucun intérêt pétrolier, ce dernier se manifeste sur la partie basale où les caractéristiques petrophysique sont bonnes, on note une porosité de 9%, un volume d'argile qui varie entre 9 et 15% et une saturation en eau de inférieure a 30%.

**Tableau** : résultats de sommation du puits OKS27

Well	Zones	TOP	Bottom	Unit	Flag Name	Gross	Net	Unit	Vsh	$\phi_{eff}$	Sw
OKS27	SI	3428	3475	m	RES	47	9.14	m	16.1%	9.3%	45.5%
					PAY	47	6.55	m	14.0%	9.2%	34.2%

Variable	GRmax (API)	GRmin (API)	NPHI shale(%)	RHOB Shale (g/cm <sup>3</sup> )
Valeur	5,48	142,85	3,7	2,6

FIGURE 4.14 – Parametres de mesure pour le puit OKS27

- OKS21 :

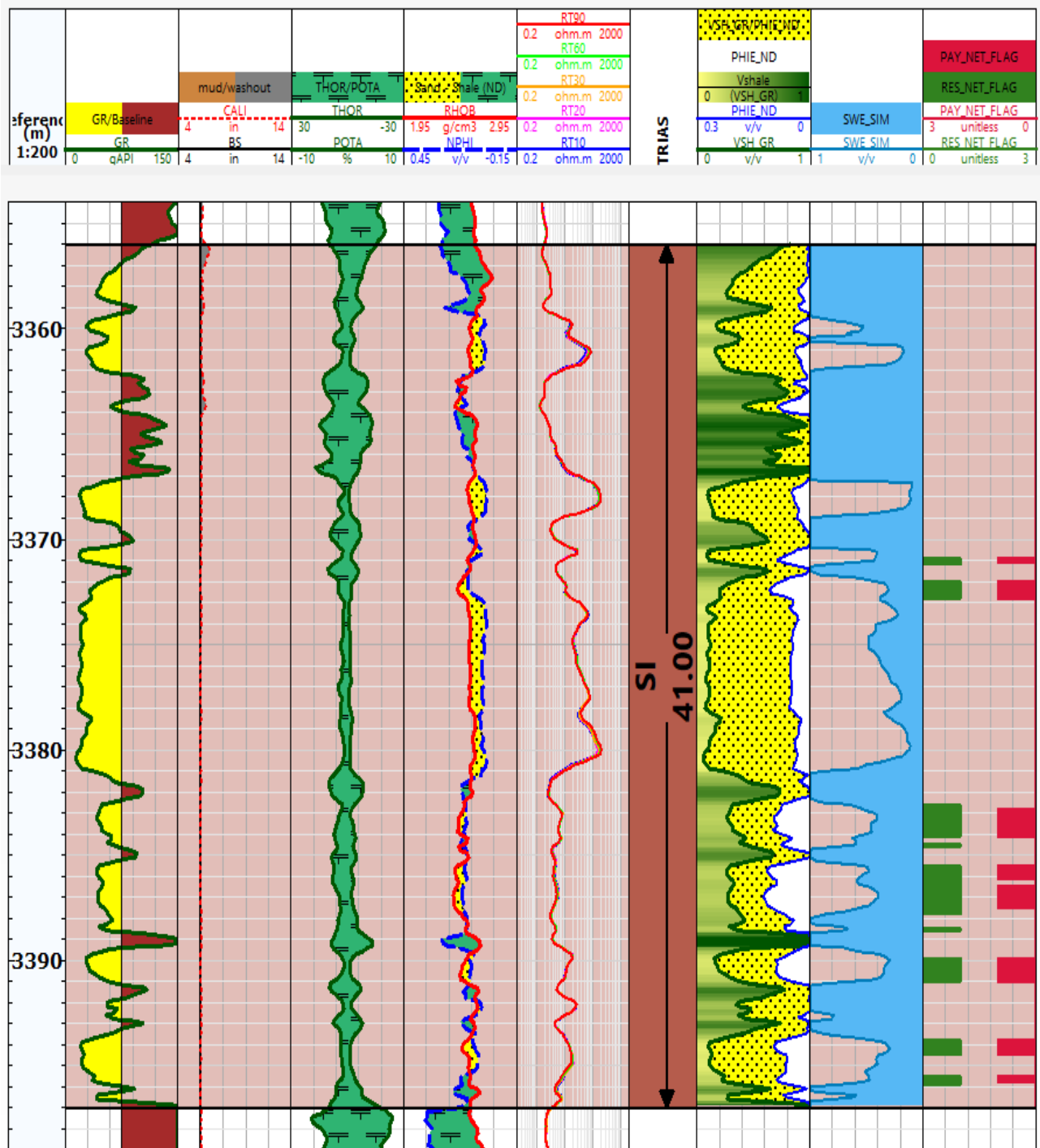


FIGURE 4.15 – Elan du puits OKS21

## CHAPITRE 4. RESULTATS ET INTERPRETATION

Allant de 3356 à 3397m soit 41m d'épaisseur, le sommet est une formation argileuse avec quelques bancs gréseux ayant de faibles caractéristiques petrophysiques présentant des zones Tight. Ainsi, notre réservoir porte un intérêt pétrolier important sur sa partie basale avec environ 1m de net pay au centre. On note une bonne porosité de l'ordre de 9%, un volume d'argile moyen qui varie entre 15 à 28% et une saturation en eau assez élevée mais qui ne dépasse pas les limites.

**Tableau** : résultats de sommation du puits OKS21.

Well	Zones	TOP	Bottom	Unit	Flag Name	Gross	Net	Unit	Vsh	$\phi_{eff}$	Sw
OKS21	SI	3356	3397	m	RES	41	7.3	m	25.2%	9.2%	43.9%
					PAY	41	6	m	23.8%	9.4%	47.0%

Variable	GRmax (API)	GRmin (API)	NPHI shale(%)	RHOB Shale (g/cm <sup>3</sup> )
Valeur	7,5	138	2,3	2,46

FIGURE 4.16 – Paramètres de mesure pour le puit OKS21



- OKS25 :

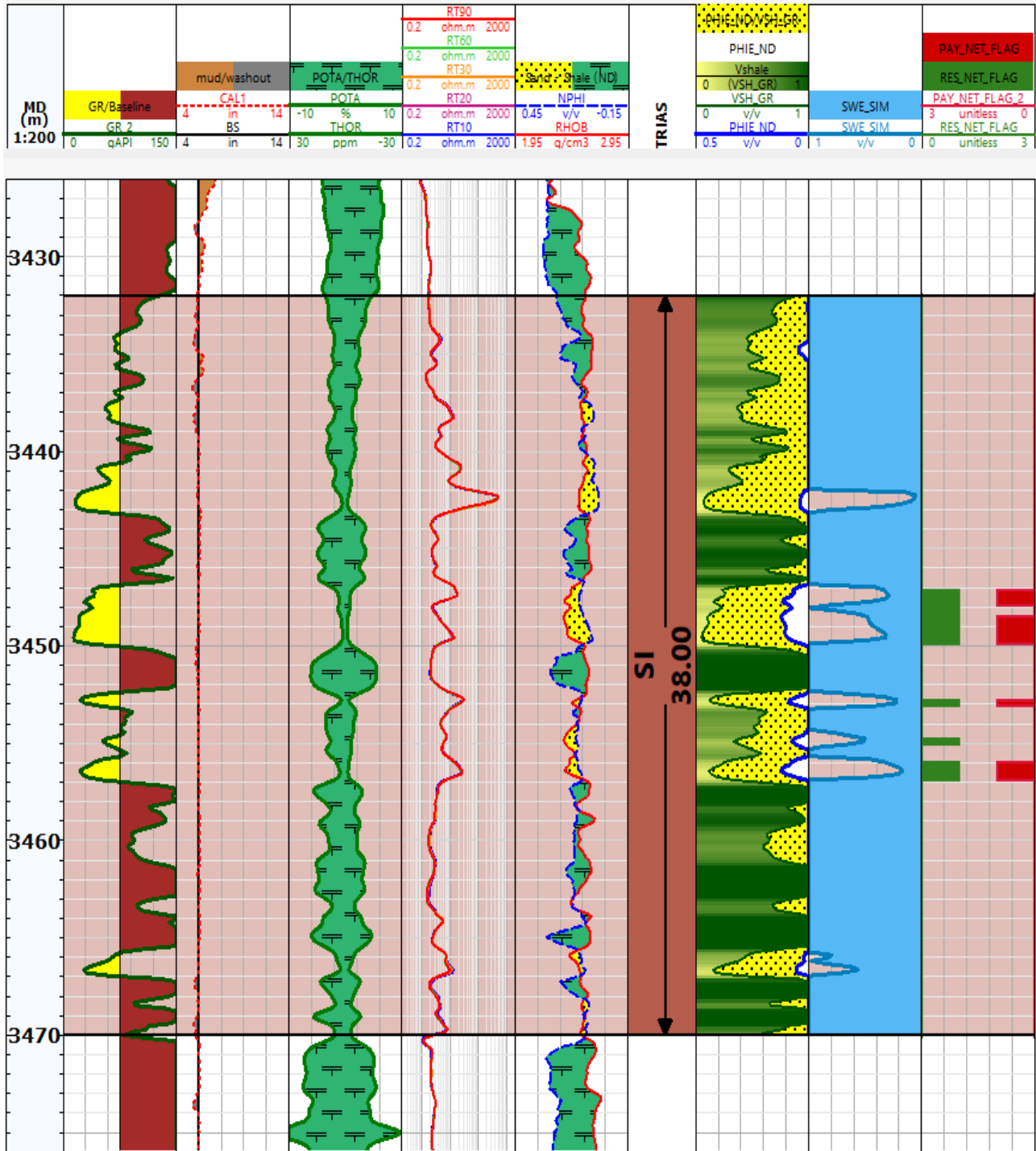


FIGURE 4.17 – Elan du puits OKS25

Ce réservoir présente une épaisseur totale de 38 m ou l'intérêt pétrolier se porte dans la partie médiane (3446 à 3457m), il présente des caractéristiques petrophysiques assez bonnes une porosité atteignant 12%, le volume d'argile moyen de 16%, quand a la saturation en eau elle est de 35%. Les parties sommitale et basale sont des formations argileuses.

**Tableau** : résultats de sommation du puits OKS25

Well	Zones	TOP	Bottom	Unit	Flag Name	Gross	Net	Unit	Vsh	$\phi_{eff}$	Sw
OKS25	SI	3432	3470	m	RES	38.000	4.27	m	16.7%	9.3%	40.7%
					PAY	38.000	3.66	m	16.4%	9.3%	35.1%

<b>Variable</b>	<b>GRmax (API)</b>	<b>GRmin (API)</b>	<b>NPHI shale(%)</b>	<b>RHOB Shale (g/cm<sup>3</sup>)</b>
<b>Valeur</b>	<b>6,68</b>	<b>141,11</b>	<b>3,5</b>	<b>2,56</b>

FIGURE 4.18 – Paramètres de mesure pour le puit OKS25

- OKS34 :

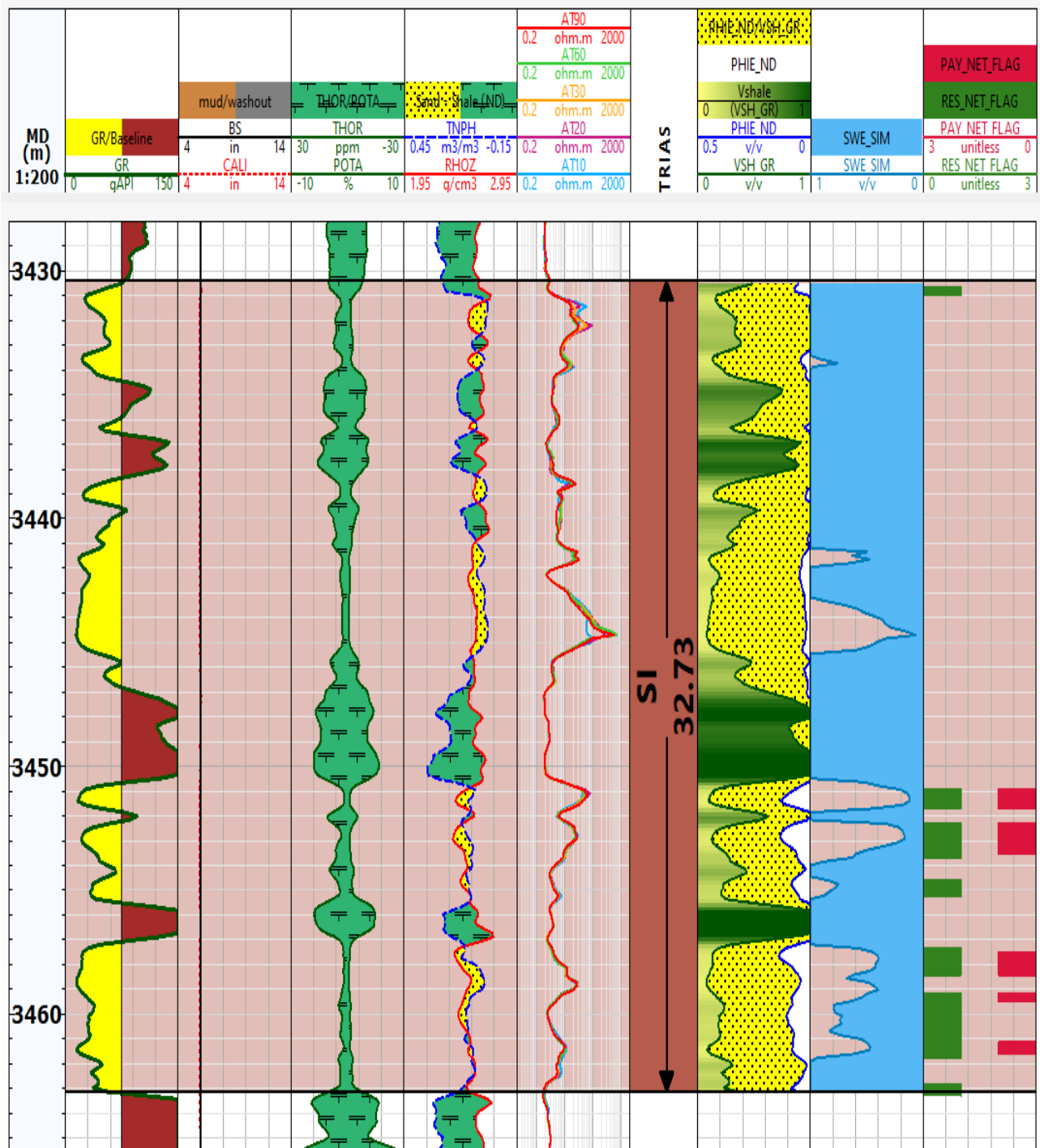


FIGURE 4.19 – Elan du puits OKS34

## CHAPITRE 4. RESULTATS ET INTERPRETATION

La série inférieure présente une épaisseur totale d'environ 33 m. Sa partie sommitale qui s'étend de 3430 à 3447m est compacte. Cependant, l'intérêt pétrolier se porte sur la partie basale. C'est un réservoir de bonnes caractéristiques pétrophysique couvrant 3.9m de net pay, 15.7% de volume d'argile, 10% une porosité et 31.9% saturation en eau.

**Tableau** : résultats de sommation du puits OKS34

Well	Zones	TOP	Bottom	Unit	Flag Name	Gross	Net	Unit	Vsh	$\phi_{eff}$	Sw
OKS34	SI	3430.41	3463.14	m	RES	32.73	7.013	m	18.6%	9.1%	51.0%
					PAY	32.73	3.962	m	15.7%	10.0%	31.4%

<b>Variable</b>	<b>GRmax (API)</b>	<b>GRmin (API)</b>	<b>NPHI shale(%)</b>	<b>RHOB Shale (g/cm<sup>3</sup>)</b>
<b>Valeur</b>	<b>3,03</b>	<b>150</b>	<b>3,2</b>	<b>2,57</b>

FIGURE 4.20 – Paramètres de mesure pour le puit OKS34

### 4.3 Cross-plot

Le cross plot permet de traiter plusieurs échelles et plusieurs variables. Il existe deux méthodes principales pour le présenter :

- Le cross plot multi-puits permet de comparer les données de plusieurs puits.
- Le cross plot mono-puits permet de mieux comprendre la contribution de chaque puits et la proportion de chaque variable étudiée.

Dans ce travail nous avons utilisé les cross plot suivants :

- Pour mieux comprendre l'agencement des composants des réservoirs et leur impact les parametres petropysiques, il est essentiel de determiner le type d'argile présent dans la formation. Pour cela nous avons utilisé le cross-plot Thorium-Potassium.

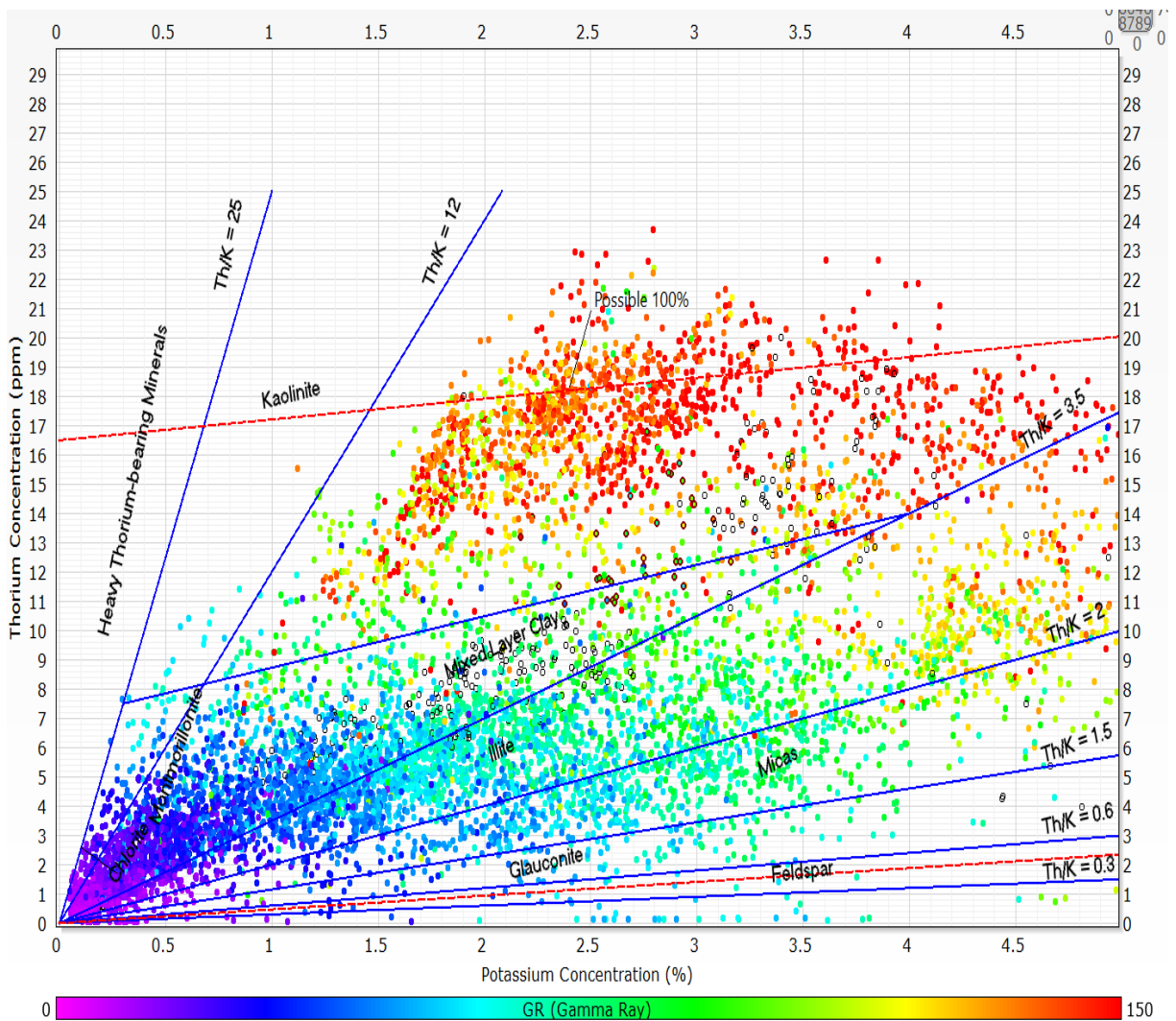


FIGURE 4.21 – cross-plot Potassium Thorium

Il convient de souligner que : "Un réservoir de grès avec des quantités variables d'argilosité et d'illite en tant que minéral argileux principal est généralement situé dans le segment de l'illite sur le graphique, avec un rapport Th/K compris entre 2,0 et 3,5. Les parties moins argileuses du réservoir se trouvent plus près de l'origine, tandis que les parties argileuses se trouvent plus près de la zone à 70% d'illite." [13]

Cependant, nous avons inclus la charte permettant de distinguer entre les différents types d'argile selon le rapport thorium potassium. Le cross-plot révèle ainsi un nuage de points bien centré dans la zone mixed layer Clay atteignant la ligne "possible 100%" avec une proportion dans la zone illite, ce qui nous permet de déterminer l'illite comme étant le type d'argile présent dans la région d'étude.

- Le cross-plot Porosité neutronique vs densité a été choisi pour déterminer la nature de la matrice.

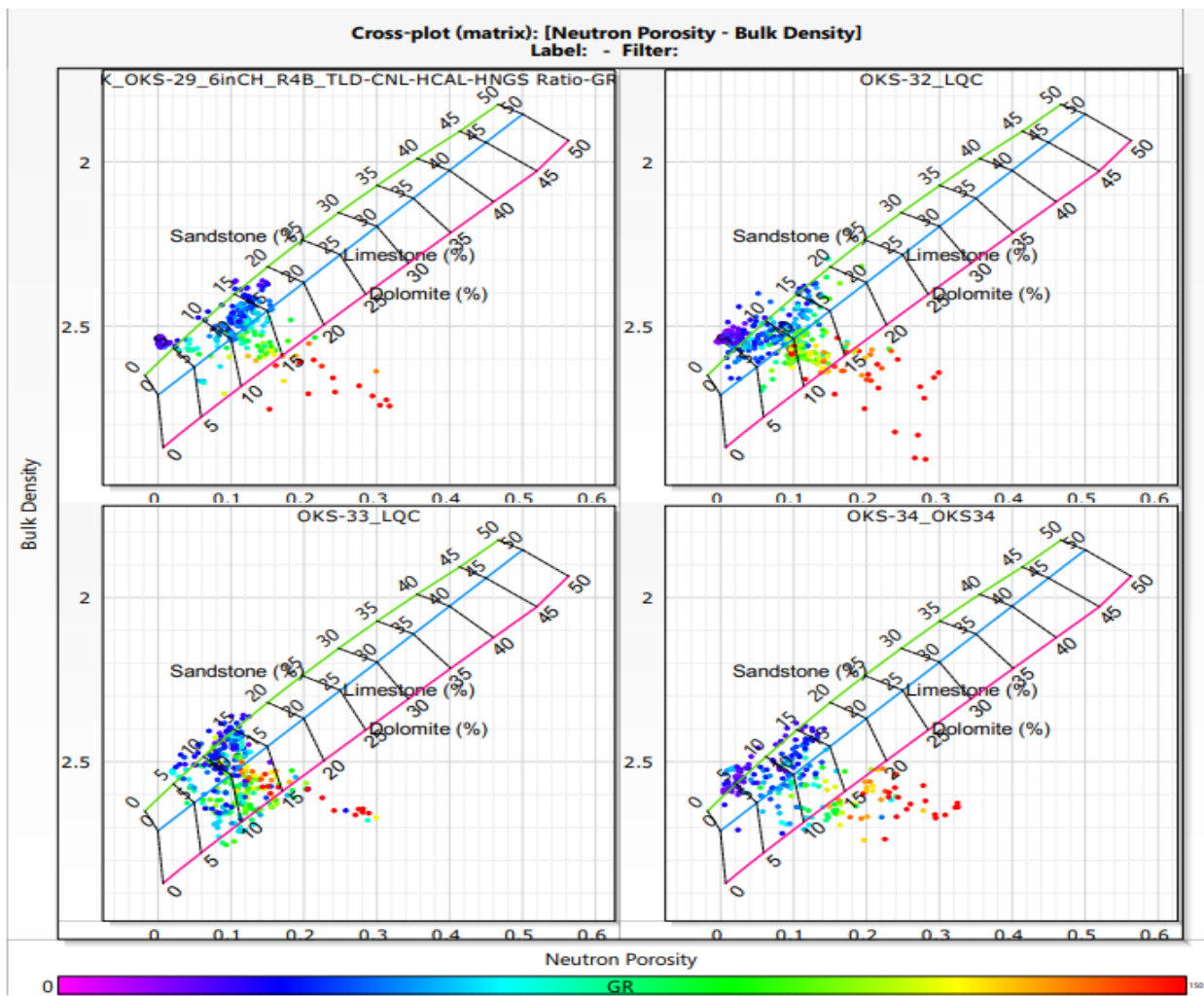


FIGURE 4.22 – *cross-plot neutron densité*

Pour ce cross-plot nous avons ajouté la charte indiquant trois lignes correspondant à la lithologie grès, calcaire et dolomie, ainsi que la palette du gamma ray. Le résultat révèle que le réservoir de grès-argileux, mettant en évidence un nuage de points de couleur bleu ayant un gamma ray faible, densément répartis le long de la ligne des grès (Sandstone), avec une tendance de déplacement vers la ligne des calcaires du fait de la présence des argiles qui sont représentées par la couleur rouge et associées aux lithologies dolomitiques.

## 4.4 Corrélation

Une approche corrélative du TAGI par rapport à son réservoir principal a été mise en place en fonction de 8 puits producteurs d'huile (OKS21, OKS25, OKS27, OKS29, OKS32, OKS33, OKS34, OKW47). Cette étude a été réalisée au sein de la filiale PED-Sonatrach (Petroleum Engineering Development) à l'aide du logiciel « Techlog » en se focalisant spécifiquement sur le transect Est-Ouest dans le but de :

- Confirmer la possibilité d'extension du Sud du réservoir de la série inférieure du TAGI vers la limite l'Ouest.
- Évaluer les paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI dans chaque puits.

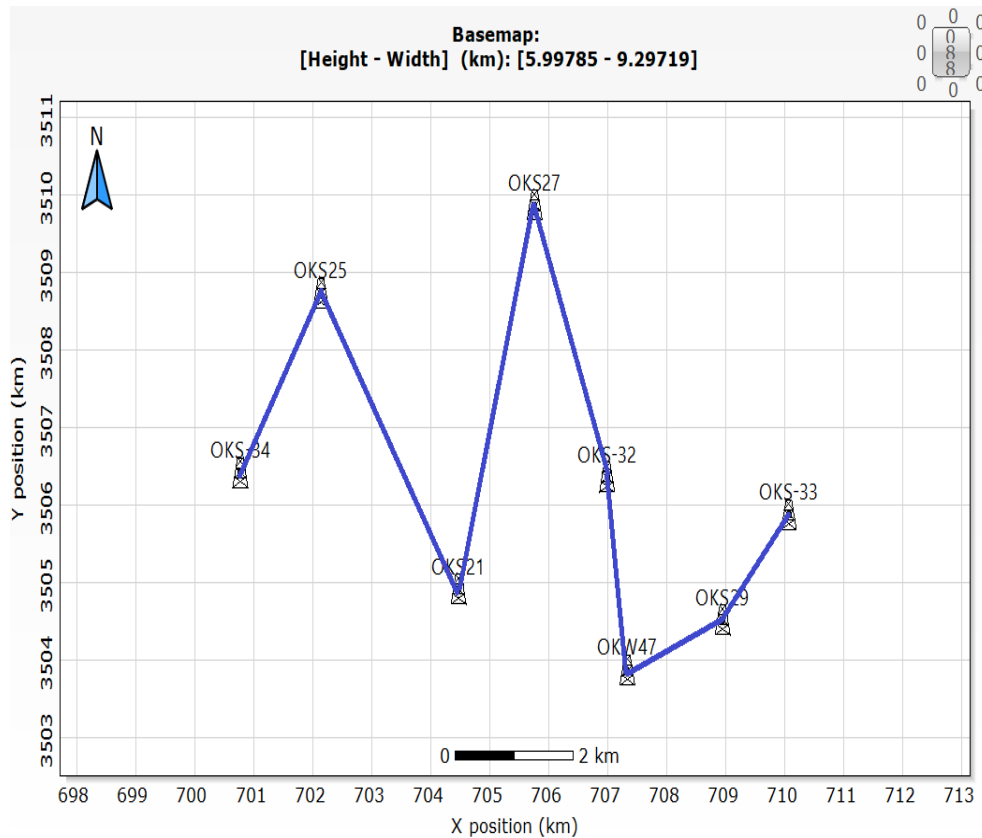


FIGURE 4.23 – *Transect suivi pour la corrélation.*





FIGURE 4.24 – Corrélation entre les différents puits selon le transect Est-Ouest



## Interpretation des résultats

Selon le graphique de la corrélation (fig.4.24), établi par Techlog suivant le transect Est-Ouest, nous constatons le rôle important de la tectonique locale du champ de Benkahla, inscrite dans le cadre de la tectonique régionale de tout le bassin d'Oued-Mya, sur la variation spatiale des niveaux de profondeurs et leur impact sur la relative différence d'épaisseur du réservoir TAGI vérifiée au niveau de chaque puits en relation avec la sédimentation des dépôts de différents faciès du TAGI.

Cette corrélation montre clairement l'intervention de trois failles tectoniques qui ont été à l'origine du compartimentage du Sud du champ de Benkahla, basculé en trois niveaux de blocs abritant les différents puits de forages. On note que le bloc du puits OKS21 a été hissé en horst par une compression initiée par un jeu de double failles, entre deux compartiments abaissés relatifs aux blocs des puits OKS27 à l'Est et OKS25 à l'Ouest. Et le basculement de blocs des puits OKS33 et OKS29 par une faille normale, mettant en rejet les blocs d'ouest abritant les puits OKW47, OKS32 et OKS27.

A la lumière de cette corrélation, il est clairement vérifié que la migration du pétrole vers le champ de Benkahla-Est a été favorisée par la faille normale de l'Est, qui a facilité le déplacement du fluide par gravité vers l'Est.

Les puits OKS33 situés à l'extrême Est et OKS34 à l'extrême Ouest, présentent des épaisseurs, propres au réservoir de la série inférieure, qui varient de 47,54m à 32,73m respectivement. Les résultats obtenus le long du transect Est-Ouest, révèlent des variations évidentes à première vue. Le coté EST marque une fluctuation d'épaisseur du réservoir allant de l'OKS33 vers l'OKW47. Par contre, lorsqu'on se déplace du puits OKS32, implanté au centre de la zone d'étude, vers le puits OKS34, on observe un amincissement notable à partir d'une plage d'épaisseur allant de 55m à 32.73m.

TABLE 4.1 – *synthèse des paramètres pétrophysiques des puits*

	OKS34	OKS25	OKS21	OKS27	OKS32	OKW47	OKS29	OKS33
Epaisseur	<b>32.73</b>	38	<b>41</b>	47	55	38	33.97	<b>47.54</b>
NetPay	<b>3.96</b>	3.66	<b>6</b>	6.55	5.94	8.077	9.906	<b>10.41</b>
$\phi_{min}$	<b>7.1</b>	7	<b>7.2</b>	7.08	7.2	7.2	7	<b>7.3</b>
$\phi_{max}$	<b>13</b>	12.2	<b>12.3</b>	15.8	14.3	16.9	14.4	<b>15.41</b>
$V_{shmin}$	<b>11</b>	10	<b>7.8</b>	10.7	11.5	7.4	8.28	<b>8.9</b>
$V_{shmax}$	<b>23.3</b>	19	<b>27</b>	16.7	18.9	20.7	24	<b>22.1</b>
$S_{wmin}$	<b>14</b>	17.2	<b>29</b>	20.3	24	11.2	16.8	<b>12.4</b>
$S_{wmax}$	<b>35.5</b>	38	<b>50</b>	33	37.8	43.2	40	<b>34</b>

- Pour le paramètre de la porosité, Les valeurs minimales affichent une quasi-constance de  $>7.00\%$ , ce qui est considérée par les normes des réservoirs d'hydrocarbures comme acceptable, tandis que les valeurs de la porosité maximale évoluent en dents de scie de  $15.41\%$  à la limite l'Est (OKS33) à  $13\%$  à la limite Ouest (OKS33), en passant par des valeurs fluctuant entre  $12.20\%$  et  $16.90\%$ , toutes ces valeurs indiquent une bonne porosité favorisant la bonne perméabilité du réservoir.
- Pour le paramètre du volume d'argile, les valeurs minimales évoluent en dents de scie, en légère croissance, de  $8.9\%$  (OKS33) à  $11\%$  (OKS34), fluctuant entre  $7.8\%$  et  $11.5\%$ , alors que les maximas évoluent aussi dans le même sens de  $22.1\%$  (OKS33) à  $23.3\%$  (OKS34), fluctuant entre  $16.7\%$  et  $27\%$ , ces teneurs du volume d'argile restent faibles à moyennes en faveur d'une bonne porosité d'un réservoir, et considérées comme étant bonnes par rapport aux normes de la limite maximale acceptable retenue à  $40\%$ .
- Pour le paramètre de saturation en eau, les valeurs minimales évoluent toujours en dents de scie, en légère décroissance de  $12.4\%$  (OKS33) à  $14\%$  (OKS34), fluctuant entre  $11.2\%$  et  $29\%$ , alors que les maximas évoluent aussi dans le même sens de  $34\%$  (OKS33) à  $35.5\%$  (OKS34), fluctuant entre  $33\%$  et  $50\%$ , ces teneurs de la saturation en eau sont qualifiées de moyennes à relativement élevées, en faveur d'un bon potentiel à intérêt pétrolier, étant donné qu'elles sont considérées comme étant bonnes par rapport aux normes propres des réservoirs pétroliers où la limite maximale acceptable est retenue à  $55\%$ .
- Concernant le NetPay, les valeurs restent très proportionnelles par rapport aux épaisseurs du réservoir enregistrées au niveau de chaque puits où on a enregistré un NetPay de  $10.41$  par rapport à une épaisseur de  $47.54\text{m}$  (OKS33), comparativement à un NetPay de  $3.96$  par rapport à une épaisseur de  $32.73\text{m}$  (OKS34), avec une fluctuation en légère décroissance, sans pour autant mettre en défaut les meilleures paramètres pétrophysiques du puits OKS34, situé pourtant au-delà de la faille majeure (c'est-à-dire,

à l'Ouest de cette faille), considérée comme un piège structural mixte, situé à une côte nettement inférieure à la fermeture structurale (BEICIP, 1992), cette faille majeure, longe le côté Ouest de tout le champ de Benkahla, selon une direction NNE-SSW.

## 4.5 Conclusion

A la lumière de toutes les données exprimées précédemment en valeurs et en diagrammes, la possibilité d'extension de la limite du réservoir de la série inférieure au Sud du champ de Benkahla vers l'Ouest, est plus que recommandée dans l'objectif de rentabiliser davantage la production pétrolière au Sud du champ de Benkahla, qui fait partie de la réserve de la Série Inférieure du bloc 438, répartie dans 12 petites accumulations dont le champ de Benkahla, cette réserve a été évaluée par les experts pétroliers à 21 millions  $m^3$  prouvés et 16 millions  $m^3$  non prouvés. [14]

Cette recommandation de la possibilité d'extension de la limite Sud-ouest du réservoir de la série inférieure dans le Sud du champ de Benkahla, intervient suite à l'extension de ce réservoir qui a été déjà opérée vers le Sud-est dans l'actuel nouveau champ de Benkahla-Est, qui a fait l'objet d'implantation de huit puits productifs, déjà en exploitation pour la production pétrolière. D'autre part, on note en substance, selon les sondages d'exploration effectués par Sonatrach, que l'extension vers le Sud de ce même réservoir demeure impossible en raison des valeurs élevées du paramètre de la saturation en eau de  $>50\%$ , des teneurs propres aux aquifères d'eaux.

# Conclusion générale

Le champ de Benkahla constitue un important champ pétrolifère, identifié par l'important réservoir de la série inférieure, constituant la base du complexe du Trias argilo-gréseux nommé : TAGI, appartenant au Nord du grand bassin d'Oued Mya, faisant partie de la province triasique dont fait partie.

L'étude des paramètres pétrophysiques effectuée, a montré que le réservoir de la série inférieure est constituée principalement des grès argileux, structurés en niveaux productifs gréseux contenant des passages argileux. Les résultats d'interprétation partielles des puits retenus pour notre analyse et qui ont fait l'objet de notre d'étude révèlent que le réservoir de la série inférieure est caractérisé par les niveaux de qualité des paramètres pétrophysiques suivants :

- Une porosité moyenne : 10.5% ;
- Une saturation en eau : 35.45% ;
- Un volume d'argile : 17.06%.

La corrélation des enregistrements diagraphiques modélisée dans le pro-logiciel a mis en évidence les deux points essentiels qui nous ont permis de répondre favorablement à notre problématique :

- L'extension de la série inférieure en direction du côté Ouest dans le sud du champ de Benkahla, et cela, cette extension est vérifiée par la corrélation qui a été effectuée au niveau du PED suivant un transect Est-Ouest, et cela, malgré la variation asymétrique de l'épaisseur du réservoir observée aux niveaux de chaque puits due au jeu de la tectonique locale en lien avec la tectonique régionale de tout le bassin d'Oued-Mya. Cette tectonique locale influence la variation spatiale des niveaux de profondeur et a un impact sur les différences d'épaisseur relatives du réservoir TAGI observées dans chaque puits, en relation avec la sédimentation des dépôts des différents faciès du TAGI.
- Les zones suggérées favorables à l'exploitation dans la partie OUEST et celle Tights sans intérêt pétrolier dans la partie SUD : En considérant toutes les données et les graphiques précédemment présentés, l'extension de la limite du réservoir de la série inférieure vers l'Ouest au Sud du champ de Ben Kahla est recommandée, ceci est dans le but d'accroître la rentabilité de la production

pétrolière dans cette région. La recommandation d'étendre la limite Sud-ouest du réservoir de la série inférieure dans le Sud du champ de Ben Kahla est basée sur l'extension déjà effectuée du réservoir vers le Sud-est, créant ainsi le nouveau champ de Ben Kahla-Est. Cependant, les sondages d'exploration réalisés par Sonatrach ont révélé que l'extension vers le Sud de ce réservoir est impossible en raison des valeurs élevées de la saturation en eau dans les aquifères.

Il est impératif de noter que notre travail de recherche de notre mémoire de fin d'études a été entravé par le manque de données nécessaires à la réalisation de notre PFE, citons en substance recommandons de :

- Faire plus tests dans la région afin d'obtenir des paramètres du réservoir plus fiables.
- Les données relatives aux carottes pour le calcul de la perméabilité.
- La carte structurale.
- Le polygone des failles.

Ces supports techniques d'analyses sont fondamentaux pour la détermination de la tendance directionnelle des paramètres pétrophysiques du réservoir dans la zone Sud du champ de Benkahla. Cependant, pour une évaluation plus judicieuse et approfondie nous recommandons de :

- Effectuer davantage de sondages diagraphiques selon un maillage stratégique dans la région afin d'obtenir le maximum d'informations à partir des enregistrements diagraphiques dans l'optique de modéliser des modèles-3D la distribution et l'orientation des paramètres pétrophysiques du réservoir.
- Procéder par la construction des coupes géologiques et corrélations pétrophysiques du réservoir propre à la zone d'étude, tout en examinant les paramètres pétrophysiques de tous les puits de la zone d'étude, et vérifier en substance l'orientations des paramètres pétrophysiques à travers toute la région du Sud du champ de Benkahla.
- Planifier le meilleur choix d'implantation des puits pour davantage d'exploration dans la région du Sud-ouest du réservoir de la série inférieure afin de projeter la possibilité d'extension des limites du réservoir vers le côté Sud-ouest du champ pétrolier de Ben kahla et aussi de vérifier et d'évaluer avec précision le contact entre l'eau et l'huile le long de la limite Sud du réservoir de la série inférieure au sein du champ de Benkahla.

# Références

- [1] Said LADOUANI et Djamel eddine BEN TABBA. “Étude géologique et pétro physique d’un niveau réservoir (HC)”. Thèse de doct. 2015.
- [2] *Rapport haoud Berkaoui*. Document sonatrach.Devisions de production. 2012.
- [3] Mohamed Abdelillah BERAKNA et Houssam GANA. “Géologie et qualité Réservoir (Champ de Benkahla)”. Projet de fin de formation de PED. 2017.
- [4] Hamid AIT-SALEM. “Le Trias détritique de l’Oued Mya (Sahara algérien). Sédimentation estuarienne, diagenèse et porogenèse, potentialités pétrolières”. In : *Travaux et Documents des Laboratoires de Géologie de Lyon* (1992).
- [5] *W.E.C.* 2010.
- [6] *DIAGRAPHIES DIFFERÉES ET INTERPRÉTATION*. IFP. 2010.
- [7] Oberto SERRA. *Diagraphie différées, bases de l’interprétation.tome1*. 1979.
- [8] Nada ACHI. “Caractérisation d’un réservoir gréseux par simulation de carottes artificielles”. Thèse de doct. 2017.
- [9] Abhijit Y. DANDEKAR. *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties, 2nd Edition*. 2006.
- [10] S.YAHYAOUI. *Hydraulique dans le sol*. Cours de l’École Nationale Polytechnique, Alger.
- [11] *Logging Open Hole*. Document Sonatrach. 2006.
- [12] *Rapport Sonatrach*. Rapp. tech. 2020.
- [13] *Log Interpretation Charts*. Document Schlumberger. 2009.
- [14] *BEICIP, « Région de l’Oued Mya, Evaluation des réserves », contrat E87 – PED – 05, volume 1, résumé – conclusions*. Sonatrach. 1992.