

UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA
FACULTE DES HYDROCARBURES ET LES ENERGIES RENOUVELABLE ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



Mémoire de Master Professionnel

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

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Etude des caractéristiques de paramètres
pétrophysiques du champ pétrolier de
Rhourde Elbaguel dans la partie Est du
Sahara Algérie gisement Bhiret Aissa**

Présenté par :

ZENGUI Mosbah
RABIA Bouhafs

Soutenu publiquement le : 27/06/2018

Devant le jury :

Président :
Examineur:
Promoteur:

Mr. HAROUCHI Lakhdar
Mr. Draoui Abdelmalek
Mr. SATOUH Adel

M.C.B Univ. Ouargla
M.A.B Univ. Ouargla
M.C.B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018



Remerciements

Au terme de cette étude, nous tenons à remercier 'ALLAH' qui nous a donné le courage et la volonté d'aller jusqu'au bout et de ramener ce présent travail à son point ultime.

Nos remerciements s'adressent en premier lieu à notre promotrice SATOUH ADEL, de nous avoir suivis, qu'il veuille bien trouver L'expression de notre profonde gratitude pour l'aide scientifique et morale.

Nous tenons à témoigner toute notre profonde reconnaissance et tous nos remerciements les plus sincères, au chef de service de géologie de Sontrach de Rhourde Elbaguel de nous avoir donné la chance d'effectuer notre stage de fin d'étude.

On ne peut s'arrêter là, sans oublier tout le corps enseignant du Département science de la terre Puisque grâce à eux nous n'avons eu aucune difficulté à combler nos lacunes théoriques et satisfaire notre curiosité scientifique.

Enfin, à ceux qui ont contribué et collaboré de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

*Merci à tous.
Merci pour tout.*

Le binôme.



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à:

*À ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre
et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

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

*Mes dédicaces s'adressent également à mes cher frères et
sœurs, aux membres de ma famille et toute personne qui porte le
nom ZENGUI.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chères amies sur tout mon
Binôme BOUHAFS, et les autres. Sans oublier tous mes
Collègues de la promotion.*

ZENGUI MOSBAH





Dédicace

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

*A ma très chère mère, qui me donne toujours
l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier
pour moi.*

A mon très cher père, qui est décédé

*Mes très chers frères.
Mes très chères sœurs.*

*A toute la famille RABIA BOUHAFS petits et
grands.*

*Mon binôme ZENGUI MOSBAH.
A tout mes amis.
A mes frères, mes sœurs de la promotion.*

B. Rabia



SOMMAIRE

REMERCIEMENT	
SOMMAIRE	
LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX	
INTRODUCTION GENERALE.....	01

CHAPITRE I PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

I. 1. GISEMENT RHOURDE ELBAGUEL.....	02
1.1. Situation géographique.....	02
1.2. Contexte géologique.....	03
I. 2. CHAMP DE BHIRET AISSA	04
2. 1. Situation géographique de la zone Bhiret Aissa	04
2. 2. Situation géologique	04
I. 3. HISTORIQUE DES TRAVAUX D'EXPLORATIONS.....	05
I. 4. STRATIGRAPHIE DE CHAMP.....	07
I.4.1. Socle.....	07
I.4. 2. Dépôts Paléozoïques.....	07
a. Cambrien.....	07
b. Ordovicien.....	07
I. 4 .3. Dépôts Mésozoïques.....	07
a. Trias.....	07
b. Jurassique.....	08
c. Crétacé.....	08
I. 4. 4. Dépôts Cénozoïques.....	09
a. Moi-Pliocene.....	09
I. 5. TECTONIQUE DU CHAMP.....	11
I. 6. ASPECT PETROLIER.....	12
I. 6. 1. Roche mère	12
I. 6. 3. Roche couverture	12
I. 6. 3. Migration et piégeage des hydrocarbures.....	13

CHAPITRE II METHODES DE L'ETUDE ET MATERIEL UTILISER

II. LES ETUDE PETROPHYSIQUES ET DIAGRAPHIQUES.....	14
II. 1. INTRODUCTION.....	14
II. 2. PREPARATION DE L'ECHANTILLON.....	14
II. 2. 1. Extraction des carotte.....	14
II. 2. 2. Prélèvement des plugs.....	14
II. 2. 3. Lavage des plugs.....	15
II. 2. 4. Le sechage des plugs.....	15

II. 3. METHODES D’EVALUATION DE FRACTURES DES CAROTTES.....	16
II. 3. 1. L’observation et l’analyse des carottes.....	16
II. 3. 2. Logs des imageries	16
II. 3. 2. 1. Mode d’interprétation de l’image.....	16
II. 4. ETUDE DES FRACTURES	18
II. 4. 1. Les type de fractures.....	18
II. 4. 2. Les fractures sur l’imagerie.....	19
II. 5. PARAMETRES PETROPHIYSIQUES.....	21
II. 5. 1. Introduction.....	21
II. 5. 2. La porosité.....	21
II. 5. 2. 1. Définition	21
II. 5. 2. 2. Les différents types de porosité.....	22
II. 5. 3. La saturation.....	22
II. 5. 3. 1. Définition.....	22
II. 5. 4. La perméabilité	23
II. 5. 4. 1. Définition.....	23
II. 5. 4. 2. type de perméabilités.....	24
II. 5. 4. 3. Estimation de perméabilités	24
II. 6. LA THEORIE DIAGRAPHIQUE.....	25
II. 6. 1. Introduction.....	25
II. 6. 2. La diagraphie.....	25
II. 6. 3. But de diagraphie.....	26
II. 6. 4. Les types de diagraphie.....	26
II. 6. 4. 1. La diagraphie nucléaire.....	26
II. 6. 4. 2. La diagraphie acoustique (sonic).....	29
II. 6.4 3. La diagraphie électrique la résistivité	29
II.6. 5. Méthodes d’interprétation	31
II. 6. 5. 1. Méthode Qualitative	31
II. 6. 5. 2. Méthode Quantitative.....	32
II. 7. CONCLUSION.....	33

CHAPITRE III RESULTATS ET DESSCUSSION

III. 1. INTRODUCTION.....	34
III. 2. ETUDE ET EVALUATION DES PROPRIETES PETROPHYSIQUES DES NIVEAUX PRODUCTEURS (TAGI et QH).....	34
III. 2. 1. TYPES D’ARGILE.....	34
III. 2. 2. CARACTERISATION ET INTERPRETATION DES DIFFERENTES REPONSES DE LOGS DIAGRAPHIQUE	35
III. 2. 3. ETUDE DE LA VARIATION DE PERMEABILITE DU RESERVOIR.....	40
III. 2. 3. 1. AU NIVEAU DU RESERVOIR (TAGI).....	40
a. Perméabilité horizontale (Kh).....	40
b. Perméabilité verticale (Kv).....	44

III. 2. 3. 2. AU NIVEAU DU RESERVOIR (QH).....	46
a. Perméabilité horizontale (Kh)	46
b. perméabilité verticale (kv).....	51
III. 3. PRESENTATION DES RESULTATS ET DISCUSSION DES PUITES.....	55
III. 3. 1. Puits BRA 6	55
III. 3. 1. 1. Fiche technique.....	55
III. 3. 1. 2. Résultats des diagraphies.....	55
III. 3. 1. 3. Résultats des carottes	55
III. 3. 1. 4. Les intervalles perforés	57
III. 3. 2. Puits BRA5	57
III. 3. 2. 1. Fiche technique.....	57
III. 3. 2. 2. Résultats de diagraphie.....	57
III. 3. 2. 3. Les intervalles retenus pour les perforer	59
III. 3. 3. Puits BRA 8.....	59
III. 3. 3. 1. Fiche technique.....	59
III. 3. 3. 2. Résultats diagraphique.....	59
III. 3. 3. 3. Les intervalles retenus pour les perforer	61
III. 3. 4. Puits BRA 9.....	61
III. 3. 4. 1. Résultats diagraphie.....	61
III. 3. 4. 2. Les intervalles retenus pour les perforer.....	63
III. 4. INTERPRETATION DES CARTES.....	63
III.4. 1. Carte des parametres petrophysiques.....	63
III.4. 1. 1. Carte d'évolution de la porosité.....	63
a. La Carte d'évolution de la porosité au niveau(TAGI)	64
b. Carte d'évolution de la porosité (QH).....	65
III. 4. 1. 2. Carte en iso-permeabilite.....	68
a. Carte en iso-perméabilité au toit de (TAGI)	66
b. Carte en iso-perméabilité au toit de (QH)	67
III. 4. 1. 3. Carte iso-saturation...	68
a. Carte iso-saturation au toit de (TAGI)	68
b. Carte en iso-saturation au toit de (QH)	69
III. 4. 1. 4. Carte en iso-volume d'argile.....	70
a. Carte en iso-volume d'argile au toit de (TAGI).....	70
b. Carte en iso-volume d'argile au toit de (QH)	71
III. 4. 2. Les carte isobathe.....	72
a. Carte en isobathes au toit de (TAGI).....	72
b. Carte en isobathe au toit du (QH).....	73
III.4 .3. Les cartes en iso-paques.....	74
a. Carte en iso-paques du drain TAGI.....	74
B. Carte en iso-paques du drain (QH).....	75
C. Carte en iso-épaisseur utile du drain (TAGI).....	76
D. Carte en iso-épaisseur utile du drain (QH).....	77
III. 5. CORRELATION DIAGRAPHIQUES ENTER LES PUITES.....	78

III. 6. SUBDIVISION DU GISEMENT.....	80
III. 7. CONCLUSION.....	80
CONCLUSION GENERALE.....	81
RECOMMANDATION.....	81

LISTE DES FIGURES

Fig .1: Situation géographique du champ de Rhoude Elbaguel.....	P02
Fig .2 : Contexte géologique du champ de Rhoude Elbaguel.....	P03
Fig.3 : Situation géographique du gisement de Bhiret Aissa (Document sonatrach.2012).	P04
Fig.4 : Carte de localisation du gisement BRA (document SH-DP-REB).....	P05
Fig.5 : Position des puits du périmètre de Bhiret Aissa.....	P06
Fig.6 : La colonne litho-stratigraphique de gisement BRA (Document SH-DP-REB).....	P10
Fig.7 : Schéma structurale du gisement de Bhiret Aissa(sonatrach 2012).....	P11
Fig.8 : découpage des plugs sur les carottes (document Sonatrach REB).....	P14
Fig.9 : Image montrant les limites de bancs puits(BRA8) au niveau de (TAGI).....	P17
Fig.10 : Image illustrant des surfaces d'érosion dans un puits vertical.....	P18
Fig.11 : exemple d'une fracture ouverte dans une image de fond d'un puits (BRA8).....	P19
Fig.12 : Observation des fractures ouvertes carotte de puits(BRA8).....	P19
Fig.13 : Exemple d'une fracture cimentée dans une image de fond d'un puits (BRA8)...	P20
Fig.14 : Fractures colmatées cimentées par des cristaux de la pyrite et d'anhydrite Puits BRA8	P20
Fig.15 : milieux poreux (document sonatrach 2010).....	P21
Fig.16 : La répartition des éléments dans réservoir propre a huile (document sonatrach 2010).	P22
Fig.17 : Lame Mance montrant la saturation à huile (document sonatrach 2010).....	P23
Fig.18 : Estimation du volume d'argile par GR.....	P27
Fig. 19 : Principe de neutron.....	P28
Fig. 20 : Invasion de formation par un fluide de forage (document sonatrach 2010).....	P29

Fig. 21 : Invasion de formation par une boue à base huile (document sonatrach 2010).....	P30
Fig. 22 : log composite puits (BRA 6).....	P31
Fig. 23 : diagramme thorium/potassium (Schlumberger référence) puits BRA8.....	P35
Fig. 24 : Log gamma ray GR puits (BRA6).....	P36
Fig. 25 : Log Composite GR et Résistivité puits (BRA6).....	P37
Fig. 26 : Log composite GR / Densité-Neutron puits (BRA6).....	P38
Fig. 27 : Log subdivisé en deux potentiels puits (BRA6).....	P39
Fig. 28 : diagramme montre la répartition de Kh au niveau du TAGI.....	P43
Fig. 29 : diagramme la répartition de Kv au niveau du TAGI.....	P45
Fig. 30 : diagramme montre la répartition de Kh au niveau du QH.....	P50
Fig. 31 : diagramme la répartition de Kv au niveau du QH.....	P54
Fig. 32 : Log de puits BRA6.....	P56
Fig. 33 : Log de puits BRA5.....	P58
Fig. 34 : Log de puits BRA08.....	P60
Fig. 35 : Log de puits BRA9.....	P62
Fig. 36 : Carte iso-porosité du réservoir TAGI «champ BRA».....	P64
Fig. 37 : Carte iso-porosité du réservoir QH «champ BRA».....	P65
Fig. 38 : Carte iso-saturation du réservoir TAGI «champ BRA».....	P66
Fig.39 : Carte iso-saturation du réservoir QH «champ BRA».....	P67
Fig.40 : Carte iso-perméabilité du réservoir TAGI «champ BRA».....	P68

Fig. 41 : Carte iso-perméabilité du réservoir QH «champ BRA».....	P69
Fig. 42 : la carte en iso-volume d'argile au toit TAGI «champ BRA».....	P70
Fig. 43 : la carte en iso-volume d'argile au toit QH «champ BRA».....	P71
Fig. 44 : la carte en isobathe au toit TAGI «champ BRA».....	P72
Fig. 45 : la carte en isobathe au toit QH «champ BRA».....	P73
Fig. 46 : la Carte en iso-paques du drain TAGI «champ BRA».....	P74
Fig. 47 : la Carte en iso-paques du drain QH «champ BRA».....	P75
Fig. 48 : la Carte en iso-épaisseur utile du drain TAGI «champ BRA».....	P76
Fig. 49 : la Carte en iso-épaisseur utile du drain QH «champ BRA».....	P77
Fig. 50 : Corrélation entre les puits «champ BRA».....	P78
Fig. 51 : Corrélation entre les puits.....	P79
Fig. 52 : schéma de subdivision de gisement Bhiret Aissa.....	P80

LISTE DES TABLEAUX

Tableau.1: résultats de perméabilité horizontale Kh du puits BRA1.....	P40
Tableau.2: Résultats De Perméabilité Horizontale Khdu Puits BRA3.....	P41
Tableau.3 : Résultats De Perméabilité Horizontale Kh du Puits BRA4.....	P41
Tableau.4 : Résultats De Perméabilité Horizontale Kh du Puits BRA6.....	P42
Tableau.5 : Résultats De Perméabilité Verticale Kv du Puits BRA1, BRA3, BRA4 et BRA6...	P44
Tableau.6 : Résultats de Perméabilité Horizontale Kh du Puits BRA2.....	P46
Tableau.7 : Résultats De Perméabilité Horizontale Kh du Puits BRA3.....	P47
Tableau.8 : Résultats De Perméabilité Horizontale Kh du Puits BRA4.....	P48
Tableau.9 : Résultats De Perméabilité Horizontale Kh du Puits BRA6.....	P49
Tableau.10 : Résultats De Perméabilité Verticale Kv du Puits BRA3.....	P51
Tableau.11 : Résultats De Perméabilité Verticale Kv du Puits BRA4.....	P52
Tableau.12 : Résultats De Perméabilité Verticale Kv du Puits BRA6.....	P53
Tableau.13 : Fiche Technique BRA6.....	P55
Tableau.14 : les principaux résultats des diagraphies du puits BRA6.....	P55
Tableau.15 : Mesures Péetrophysique Du Carotte BRA6.....	P55
Tableau.16 : Fiche Technique BRA5.....	P57
Tableau.17 : les principaux résultats des diagraphies du puits BRA5.....	P57
Tableau.18 : Fiche Technique BRA8.....	P59
Tableau.19 : Résumé les principaux résultats des diagraphies du puits BRA8.....	P59
Tableau.20 : Résumé les principaux résultats des diagraphies du puits BRA9.....	P61

ABBREVIATIONS & SYMBOLES

REB : Rhourde Elbaguel

BRA : Bhiret Aissa

QH : Qaurtzit Elhammra

TAGI : trias argileux gréseux inférieur

API : American petroleum Institute

CRD : centre de recherche Développement

SH-DP-REB : Sonatrach Rhoud-Elbaguile

GEA : Grès d'El Atchane

RMZ : Rhourde Mouza

RMA : Rhourde Mabrouka

NPHI : neutron porosité

RHOP : Densité

TH : Thorium

K : Potassium

Kh : perméabilité horizontale

Kv : perméabilité verticale

ρ_{ma} : densité de la matrice

ρ_{fluide} : densité du fluide

ρ_{log} : densité du log

Δt_{ma} : temps de parcours de la matrice

Δt_f : temps de parcours de la boue

Di : diamètre d'invasion

Rt : résistivité de zone vierge

Rxo : résistivité de zone lavée

Rw : résistivité de l'eau de formation

S: section

\emptyset : la porosité

K: La perméabilité

Q: débite

d_x : distance

d_p : différence de pression

K_a : perméabilité absolue

K_{ef} : perméabilité effective

K_r : perméabilité relative

V_{sh} : volume shale

GR: Gama ray

S_w : saturation eau

V_w : volume eau

μ : viscosité

Φ_r : porosité résiduelle

\emptyset_N : porosité neutron

Φ_u : porosité utile

R_w : résistivité eau

\emptyset_D : porosité dynamique

R_f : résistivité de formation

NPHI: Neutron porosité.

UBI : Ultra-Sonic Borehole Image

S_{wi} : saturation en eau interstitielle

V_p : volume de pore

P : pression

ρ_b : densité de la formation

ρ_{el} : densité électronique

V_{ch} : volume de hydrocarbure

G_{mi} : gammary minimal

G_{max} : gammary maximal

G_{log} : gammary log

S_{wi} : saturation de water irréductible

P_{hy} : pression de hydrocarbure

P_F : pression de formation

R_{xo} : résistivité de la zone lavée

S_{xo} : saturation de la zone lavée



INTRODUCTION
GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Parmi les plus grands champs pétroliers dans l'Algérie, le champ de Rhourde Elbaguel s'étend sur une superficie d'environ 164.05 Km², à 90 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud. Il est subdivisé en plusieurs gisements périphériques, le plus important de ces derniers est le gisement de Bhiret Aissa.

Le gisement de Bhiret Aissa situé à 17Km du gisement de Rhourde El Baguel, il est composé de deux principaux réservoirs gréseux d'âge Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI) et Ordovicien Quartzites Hamra (QH).

La production en hydrocarbure au niveau de la zone de l'étude varie d'une zone à l'autre le long du gisement.

Le stage pratique au niveau de la subdivision de Rhoude Elbaguel (Sonatrach), consiste à l'établissement de la cartographie de la région d'étude en intégrant les différentes données structurales (bathymétrie), géophysiques (diagraphies) et directes telles que les données des carottes. La cartographie est réalisée par les différents logiciels tels que le pétrel et le Tech log.

L'étude est divisée en trois chapitres :

- Le premier chapitre : présent des généralités sur le cadre géologique générale et la géologie du champ Rhourde Elbaguel et le gisement périphérique de Bhiret Aissa.
- Le deuxième chapitre est consacré à l'interprétation des données de carottes et diagraphiques
- Le troisième chapitre est réservé à résultats et discussions.

BUT DE L'ETUDE :

Cette étude portera sur la tendance des variations des paramètres pétro-physiques (porosité et perméabilité) pour pouvoir indiquer les drains et les zones favorables à la perforation. Ainsi les puits colmaté ou a faible débit problème de la production.

METHODOLOGIE :

La méthodologie suivie dans cette étude est comme suit :

- l'analyse des carottes.
- Le logiciel d'interprétation diagraphique Techlog pour la détermination des différents paramètres pétro-physiques (volume d'argile, porosité, saturation, perméabilité).
- L'analyse des cartes de distributions des paramètres petro-physiques.



Chapitre I

***PRESENTATION
DE LA ZONE
D'ETUDE***

I. 1. CHAMP DE GHOURD ELBAGUEL

I. 1. 1. SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le champ de Rhourde El Baguel est situé dans la partie Nord-est du Sahara algérien, à 90 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud, sur la route d'Elborma (Fig.01).

Il s'étend du Sud-ouest au Nord-est sur une longueur de 11.2 Km et une largeur de 7 Km.

X = 6° 54' 00" à 7° 01' 00" (longitude Est)

Y = 31° 20' 00" à 31° 28' 00" (latitude Nord)

Altitude moyenne : 150 m

Superficie : 164.05 Km

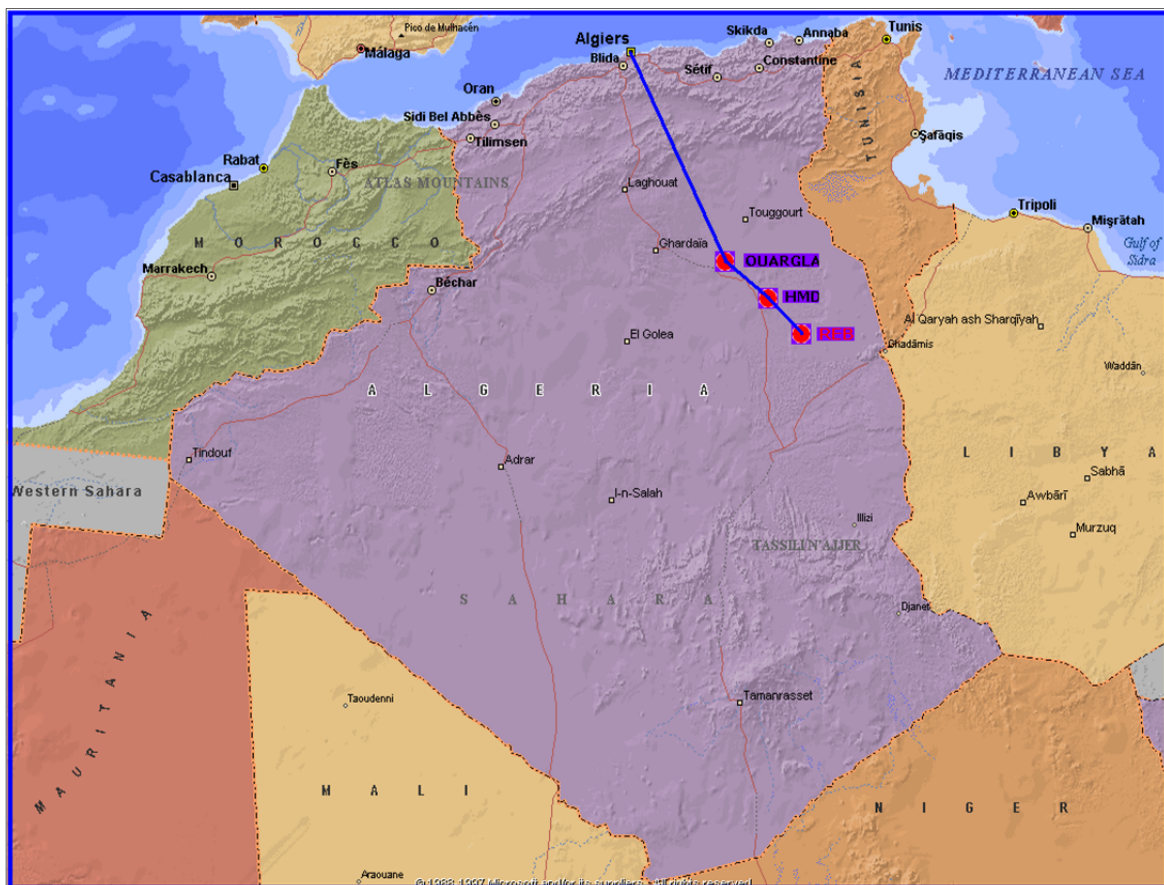


Fig. 01 : Situation géographique du champ de REB (Document Sonatrach 2012).

I. 1. 2. CONTEXTE GEOLOGIQUE

Le Sahara algérien a été divisée en trois provinces pétrolières différentes (Fig.02):

- Province occidental.
- Province d' Illizi et Ghadamès
- Province Triasique.

Chaque province est composée de plusieurs bassins séparés par des séries d'axes majeurs, horst anticlinaux, môles structuraux et ensellements. Le champ de Rhourde El Baguel se trouve sur le système de structure qui borde la province d' Illizi et de Ghadamès vers l'Ouest.

Le champ de Rhourde El Baguel est présenté sous une forme d'un anticlinal asymétrique orienté du Nord-est et Sud-ouest, limité par deux failles majeures.

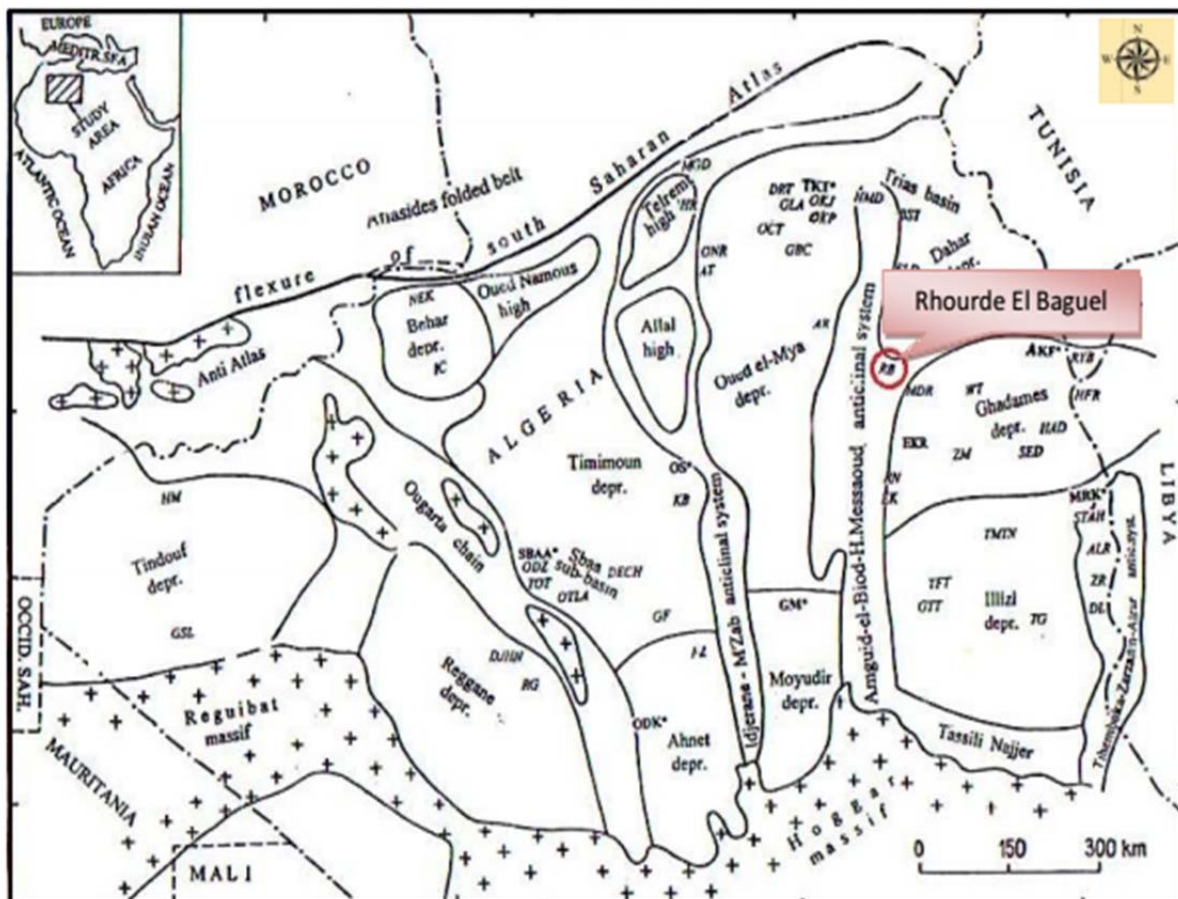


Fig. 02 : Contexte géologique de Rhourde El Baguel (Document Sonatrach, 2012)

I. 2. GISEMENT DE BHIRET AISSA

I. 2. 1. SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le gisement de Bhiret Aissa est situé à 17Km du champ de Rhourde El Baguel, à 107 km au sud-est de Hassi Messaoud, et au nord-ouest du bassin de Berkine, il s'étend sur une superficie de 239.80 Km², (Fig.03).

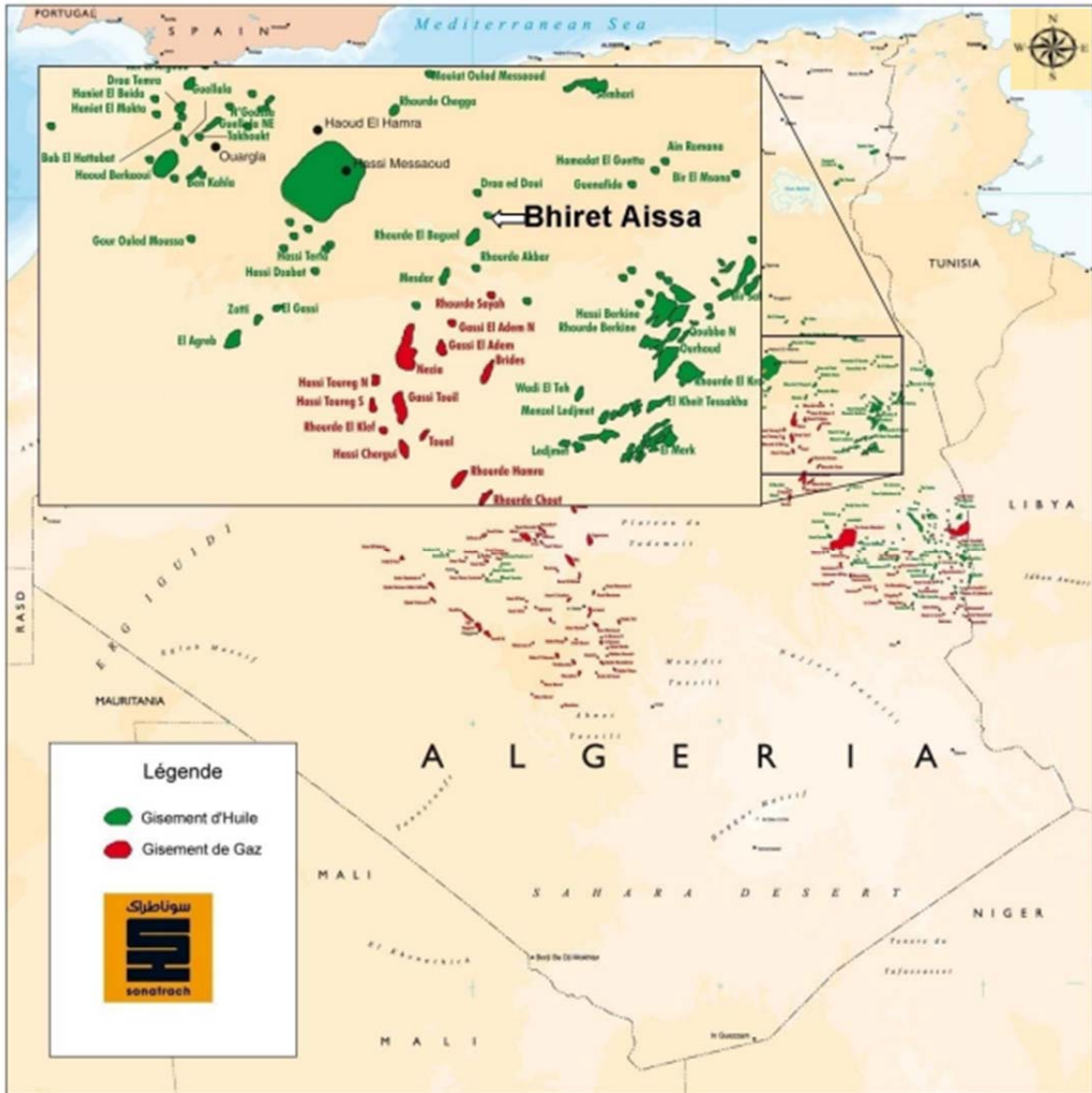


Fig. 03 : Situation du gisement de Bhiret Aissa (Document sonatrach.2012).

I.2.2-SITUATION GEOLOGIQUE

Le gisement de Bhiret Aissa (BRA) est situé dans le bloc 427, chevauchant sur le bloc 424b. Sa structure est complexe, elle est composée d'un système de blocs compartimentés en horsts et grabens. La faible densité des puits (nombre de puits) augmente l'incertitude au toit des réservoirs Triasique et Ordovicien, ainsi que la présence d'éventuelles failles secondaires.

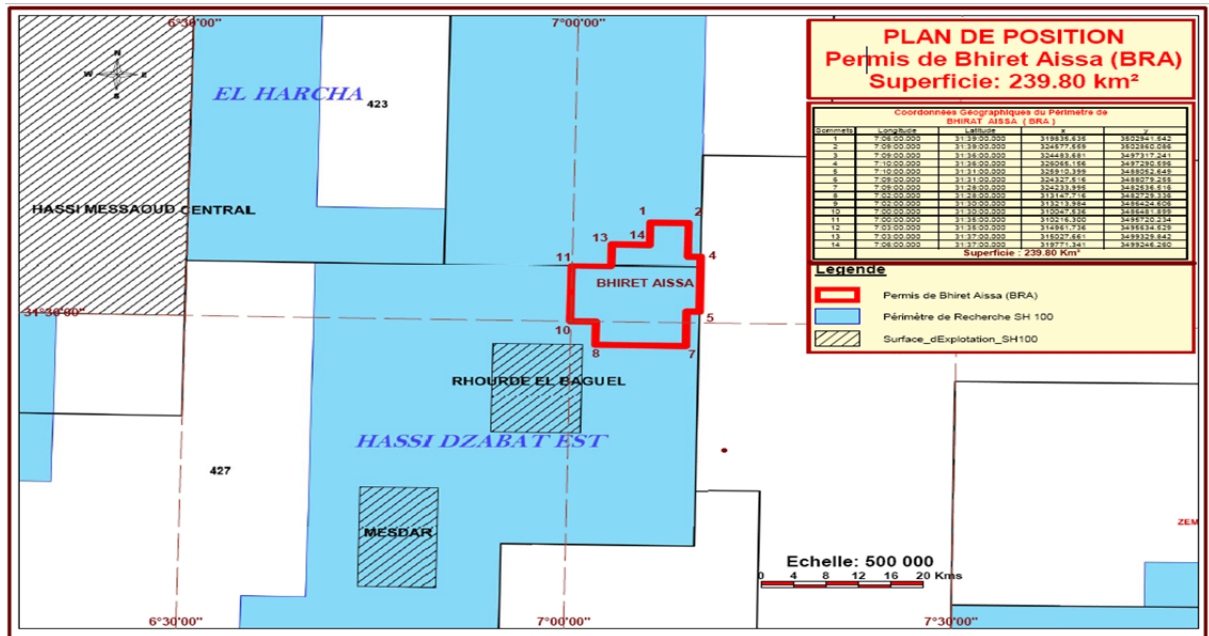


Fig. 04 : Carte de localisation du gisement BRA (document SH-DP-REB 2016).

I.3-HISTORIQUE DES TRAVAUX D'EXPLORATIONS

Le gisement de Bhiret Aissa comporte onze puits (Fig.05) en 2003 que Sonatrach a découvert le forage d'exploration BRA1. Ce forage vertical a atteint 3995 m de profondeur, il a été testé dans les réservoirs TAGI et QH simultanément avec un débit de 29m³/h.

L'objectif de ce forage d'exploration du secteur Nord Est de Hassi Messaoud est de reconnaître la structure, et le potentiel des réservoirs Trias Argilo- Gréseux, les Quartzites de Hamra, et le Cambrien Ri, ainsi que d'éventuels contacts.

Le forage BRA1 a pénétré :

- 26.1m dans le TAGI.
- 56.2 m dans les Quartzites de Hamra (QH).
- 29.6 m dans les Grès d'El Atchane (GEA).
- 40.7 m dans le Ri.
- 61.1 m dans le Ra.

Après le puits de découverte BRA1, un programme des forages de ont été établi, avec les objectifs suivants :

- La définition de la géométrie des réservoirs TAGI et les Quartzites de Hamra,
 - La présence d'hydrocarbures,
 - L'évaluation des réserves en place.
- Le puits BRA-2 foré du 08/03/2005 au 26/05/2005 ce forage vertical atteint 4 055 m.
 - Le puits BRAN01 foré du 19/11/2006 au 05/03/2007 ce forage vertical atteint 4 060 m.
 - Le puits BRA-3 foré du 27/04/2007 au 23/07/2007 ce forage vertical atteint 3 993 m.
 - Le puits RMA01 foré du 09/08/2010 au 07/11/2010 ce forage vertical atteint 3 994 m.
 - Le puits RMZ01 foré du 29/12/2010 au 27/03/2011 ce forage vertical atteint 4 030 m.
 - Le puits BRA-4 foré en 2013.
 - Le puits BRA5, BRA-6 et BRA8 forés en 2014.
 - Le puits BRA 9 foré en 2015.

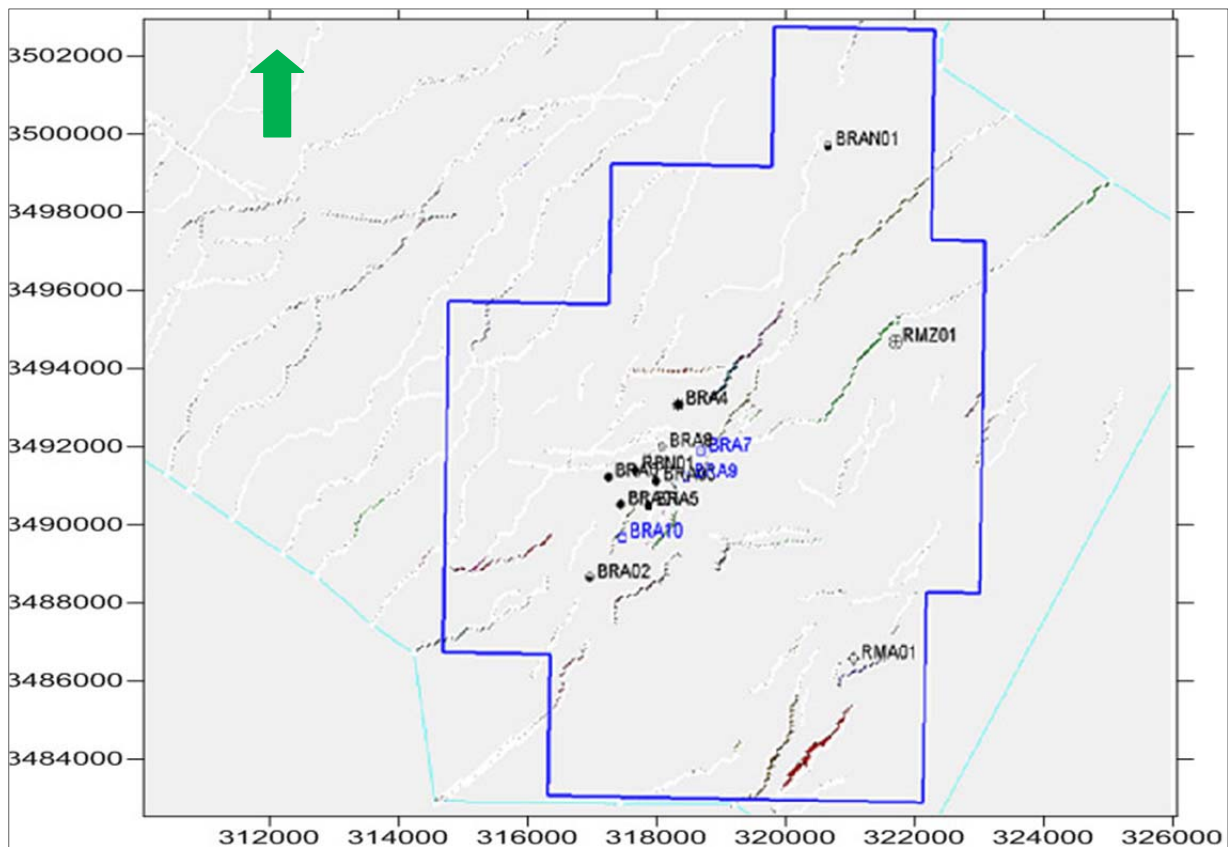


Fig. 05: Position des puits du périmètre BRA (Document SH-DP-REB 2016)

LEGENDE

BRA : nom du puits.

● : position du puits.

I. 4. STRATIGRAPHIE DU CHMP

La colonne sédimentaire est constituée principalement des séries Paléozoïque (Cambrien et Ordovicien), Mésozoïque qui repose en discordance sur les sédiments du Paléozoïque et qui est subdivisé en 3 séries (Triasique, jurassique, et Crétacés). Et le dépôt Cénozoïque en haut, du bas vers le haut, on distingue (Fig. 06):

I. 4. 1. Socle: roche métamorphiques très minéralisées dures, vert sombre.

I. 4. 2. Dépôts Paléozoïques

La surface de discordance peut être marquée par la présence d'argile micro-conglomératiques sont des argiles noire, indurée, micacée avec traces de quartz subarrondi, translucide.

a. Cambrien : il est surtout composé de grès fins à grossiers, parfois micro-conglomératiques.

b. Ordovicien

- **Argiles d'ElGassi:** Argile grise à gris – foncé, induré, silteuse, micacée.
- **Grés d'ElAthane:** Grés gris-blanc, fin à moyen silico-quartzitiques localement glauconieux, intercalé d'argile grise indurée, silteuse.
- **Quartzites de Hamra :** Grés gris-clair à gris-blanc fin à moyen, silico-quartzitiques à quartzitiques passant à quartzite blanc compact, dur, Passées d'argile –noir indurée silteuse.

I. 4. 3. Dépôts Mésozoïques

a. Trias

- **Trias Argilo-Gréseux Inférieure (TAGI):** Grés gris blanc fin à moyen, dur, compact, silico-argileux micacé légèrement dolomitique avec passées d'argiles grise.
- **La série Andésitique:** Roches éruptives gris-brun et gris-vert, intercalé d'argile brune rouge à brune et de gris blanc fin à très fin.
- **Trias Carbonaté:** Alternance de dolomie blanche et gris cristalline et d'argile brun rouge légèrement silteuse.
- **Trias Argilo-Gréseux Supérieure (TAGS) :** Alternance de Grés moyen et d'argiles brun rouge, silteuse
- **Trias Argileux (G30):**Argile brun rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.

- **Trias S4** : Sel massif blanc à translucide avec passées d'argile brun rouge.

b-jurassique

- **Lias Argileux (G10)**: Argile brun rouge, gris à gris verdâtre, pâteuse salifère avec passées de sel blanc translucide.
- **Lias S3** : Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun-rouge plastique.
- **Lias S1 + S2** : Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brune-rouge plastique.
- **Horizon ' B ' (LD3)** : Calcaire gris argileux avec intercalations d'argile gris clair.
- **Lias Salifère**: Sel massif blanc à translucide avec passées d'argile grise à gris vert tendre, de la dolomie gris beige microcristalline dure et d'anhydrite blanche.
- **Lias Anhydritique**: Anhydrite massive blanche avec des passées d'argile gris et gris vert à indurée, dolomitique et niveaux de dolomie grise.
- **Dogger Lagunaire**: Anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marne.
- **Dogger Argileux**: Alternance d'argile versicolore, silteuse de grés gris-blanc fin à moyen, siliceux à silico-carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.
- **Malm**: Alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse Passées de dolomie beige, de calcaire gris-beige et d'anhydrite.

c. Crétacé

- **Néocomien**: Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige.
- **Barrémien**: Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris-blanc.
- **Aptien**: Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure.
- **Albien**: Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.
- **Cénomaniens**: Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure.
- **Turonien**: Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées d'argile gris – vert, légèrement carbonaté.

- **Sénonien salifère:** Sel blanc massif, translucide intercalé de marne dolomitique, d'argile et d'anhydrite.
- **Sénonien Anhydritique:** Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalations irrégulières d'anhydrite.
- **Sénonien Carbonaté:** Alternances de calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile, carbonatée. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.

I. 4. 4. Dépôts Cénozoïques

a. Moi-Pliocene

Sable ocre, moyen à grossier, calcaire finement gréseux, argile ocre-jaune, sables aquifères hétérogènes fins à très fins.

		AGES	Lithologie	Ep	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
MESOZOIQUE	Cén	MIO - PLIOCENE		160	sable silico-carbonaté	
	CRETACE	SENONIEN	Carbonaté		65	Calcaire dolomitique, passées anhydrites
			Anhydritique		200	Dolomie, anhydrite et calcaire blanc
			Salifère		70	Sel massif avec passées argiles dolomitiques
		TURONIEN		116	Calcaire avec passées d'argiles à la base	
		OMANIEN		110	Anhydrite, dolomie parfois argileuse	
		ALBIEN		280	Grès argileux à silico-argileux	
		APTIEN		32	Dolomie calcaire avec passées de marnes	
		BARREMIEN		260	Grès, argile silto-sableuse et dolomie	
	NEOCOMIEN		330	Argile carbonatée avec passées de grès		
	JURASSIQUE	MALM		230	Argile silteuse, grès argileux et anhydrite	
		DOGGER	Argileux		130	Argile dolomitique, grès argileux et anhydrite
			Lagunaire		210	Anhydrite, passées d'argile et dolomie
		LIAS	Anhydritique		260	Anhydrite passées d'argile dolomitique
			Salifère		80	Sel massif, anhydrite, passées d'argile
			Horizon B		30	Calcaire argileux, argile et anhydrite
			LS1 + LS2		320	Sel massif avec passées d'argiles
			LS3		290	Sel massif, anhydrite, passées d'argile
		Argileux		180	Argile, grès argileux et anhydrite	
		TRIAS	S4		100	Sel massif, Anhydrite et argile
	Argileux			70	Argile silteuse à passées de sel	
	TAGS			50	Altérence de grès fins et d'argiles	
	Carbonaté			50	Argile carbonatée, dolomie et marnes	
	Andésite			0-120	Roches éruptives à passées d'argile	
	CAMBRIAN	TAGI		25	Grès fin à grossier à intercallations d'argiles	
		Quartzites Hamra		75	Grès silico-argileux à quartzitique	
		Grès d'El Atchane		50	Grès glauconieux, passées d'argile	
		Argiles d'El Gassi		120	Argile à passées de grès	
		Zone Des Alternances		23	Altérence d'argile et grès.	
Ri			40	Grès Isométriques avec pyrite et lignite		
Ra			100	Grès anisométrique avec joints d'argile		
R2			100	Grès microconglomératique		
R3			370	Grès grossier, conglomératique		
INFRA-CAMBRIAN			45	Grès Argileux rouge		
SOCLE		-	Granite porphyroïde rose			

Fig. 06 : La colonne litho-stratigraphique de gisement BRA (Document SH-DP-REB 2016).

I. 5. TECTONIQUE DU CHAMP

a. Structuration du champ

La géométrie actuelle de la région de Hassi Messaoud et ses structures satellites sont le résultat de superposition de plusieurs phases tectoniques(Fig.07):

b. Le cycle panafricain tardif (Cambrien)

A initié une tectonique cassante qui a engendré un réseau de faille relativement dense de direction NE SW et NW SE.

c. Le cycle Calédonienne (Cambro ordovicien)

Elle a donné naissance à des linéaments et des failles normales d'orientation Nord-Sud.

d. Le cycle Hercynienne

Est responsable de la structuration et de l'évolution géologique des édifices structuraux, elle a joué aussi un rôle prépondérant dans la fracturation (failles de direction globale NW-SE) de cette partie du bassin d'Amguid - Messaoud.

Les principales particularités tectoniques actuelles de la région se sont dégagées vers la fin du Crétacé inférieur.

Au cours de **la phase autrichienne**, les zones subsidentes ont subi une inversion structurale et il y'a eu surrection des structures locales, comme celles de Rhourde El Baguel, Mesdar et Damrane.

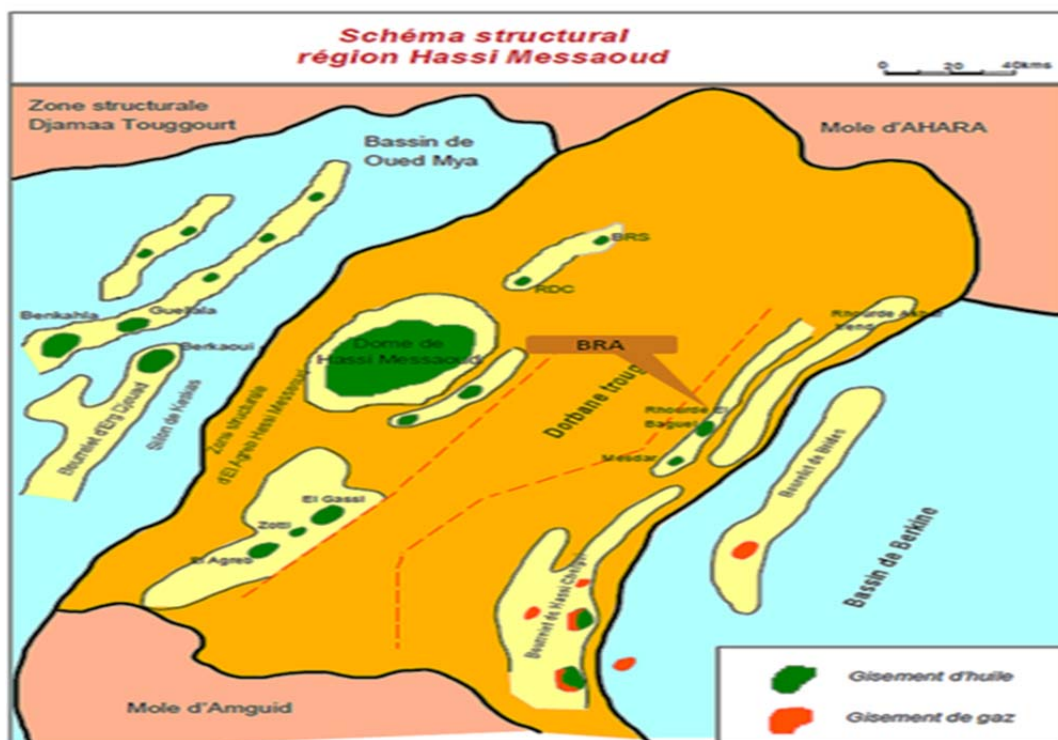


Fig. 07 : Schéma structurale région Hassi Messaoud (Document SH-DP-REB 2016).

I. 6. ASPECT PETROLIER

I. 6. 1. LA ROCHE MERE

- **Silurien**

Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plateforme saharienne. Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m. La matière organique est de nature amorphe. La présence de Tasmanacés confirme l'origine marine de cette matière et son apport pétrolier est évident. Actuellement, on peut dire qu'après la dis-migration des hydrocarbures générés au paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé suite à la diminution de la subsidence.

I. 6. 2. LA ROCHE COUVERTURE

La couverture des réservoirs de trias est assurée par l'épanchement des roches éruptives, elle constitue une barrière pour le déplacement des hydrocarbures.

I. 6. 3. LA ROCHE RESERVOIR

Le principal réservoir de Bhiret Aissa est les Quartzites de Hamra d'âge Ordovicien qui est composé de grès siliceux. L'épaisseur des Quartzites de Hamra dépend du degré d'érosion causé par la discordance hercynienne.

Le réservoir secondaire TAGI d'âge triasique, Présente une épaisseur moyenne variable en fonction de l'intensité de l'érosion liée à la discordance hercynienne.

I. 6. 4. MIGRATION ET PIEGEAGE DES HYDROCARBURES

Les différentes études géochimiques et géodynamiques dans les bassins de la plateforme saharienne ont conduit à des explications sur la genèse, l'expulsion et la migration des hydrocarbures de la roche mère constituée par les argiles noires du Silurien vers les différentes accumulations et réservoirs d'hydrocarbures.

La richesse des argiles siluriennes en matière organique et la géodynamique qu'a connu le bassin de Oued Mya à savoir la forte subsidence qu'a connu ce dernier durant la phase hercynienne, ont constitué en grande partie des conditions favorables et majeures à la maturation de la matière organique, à la genèse des hydrocarbures ainsi qu'à leur expulsion du bassin de Oued Mya vers les différentes accumulations d'huile situées sur l'axe Amguid-

El-Biod-Hassi Messaoud où se trouvent alignées sur un trend Nord-Sud toutes les structures. Ceci renforce l'hypothèse d'une migration d'huile sur une longue distance suivant cette orientation.

Plusieurs arguments militent en faveur de cette hypothèse à commencer par la position structurale favorable de cet axe méridionale Nord-Sud qui est associé à une importante densité d'accidents et de réseaux de failles le long de cette direction. Ces accidents sont bien les voies de migration des hydrocarbures de la roche mère silurienne vers les différents réservoirs.



Chapitre II

***MATERIELS ET
METHODES***

II. LES ETUDE PETROPHYSIQUES ET DIAGRAPHIQUES

II. 1. INTRODUCTION

Pour une meilleure exploitation d'un gisement d'hydrocarbures donné, la qualité du réservoir des niveaux productifs doivent être déterminés, en se basant sur des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation) mesurés à partir des échantillons de plugs prélevés sur des carottes au niveau de laboratoire. [1]

II. 2. PREPARATION DES ECHANTILLONS

II. 2. 1. EXTRACTION DES CAROTTES

Lorsqu'on atteint l'objectif qui est le réservoir on remonte alors le train de tiges et on remplace l'outil de forage par un carottier. On redescend et on fore, mais cette fois sans broyer la roche : le carottier découpe doucement et « avale » un cylindre de roche qu'on remonte une fois qu'il est rempli. Lorsque le carottier c'est montée, les manœuvres découpe la carotte en morceaux de 1 mètre environ puis protéger les côtés de chaque morceaux par des bouchons pour éviter l'oxydation de la carotte. Puis marquer la tête et le pied, numéro de la carotte et le nom de forage. [1]

Les carottes sont en suites transportées au laboratoire où elles vont subir quelques étapes avant qu'elles seront prêtes aux mesures.

II. 2. 2. PRELEVEMENT DES PLUGS

Les plugs destinés aux mesures conventionnelles sont coupés à l'horizontale chaque 25 centimètres et 1 plug par mètre à la verticale (Fig.08). [1]

Les plugs sont sous la forme d'un cylindre parfait de 1" de diamètre et 1,5" de longueur.

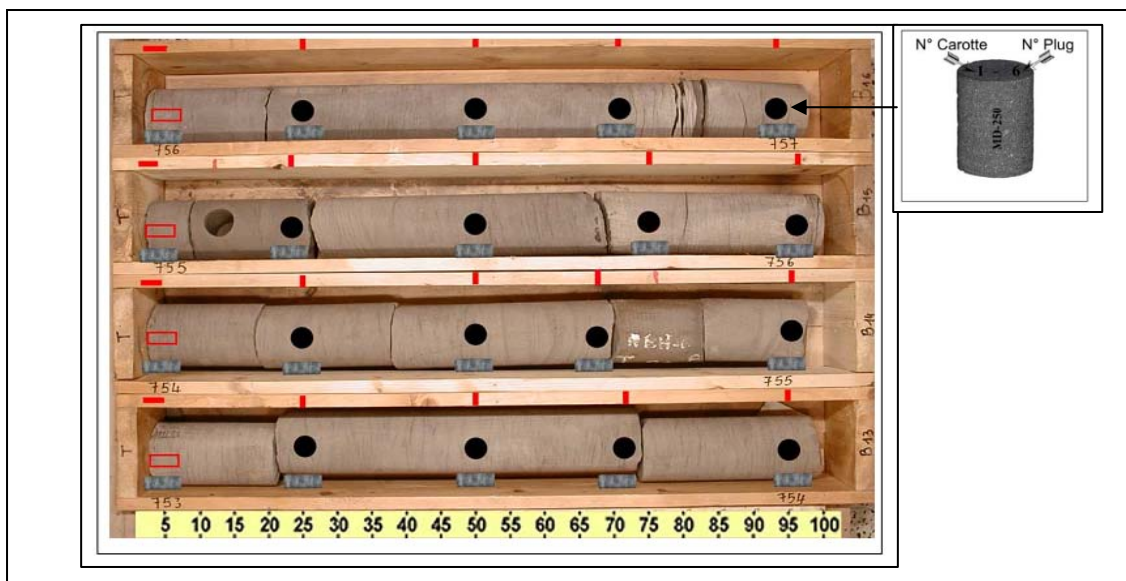


Fig. 08 : Découpage des plugs sur les carottes (document Sonatrach REB).

II. 2. 3. LAVAGE DES PLUGS

Une fois les échantillons sont prélevés au niveau de la préparation, ils feront l'objet d'un lavage, à l'aide de trois solvants organiques : le chloroforme, le toluène et le méthanol.

- Le toluène (C_7H_8) → pour l'extraction des hydrocarbures légers.
- Le méthanol (CH_4O) → pour l'extraction des sels.
- Le chloroforme ($CHCl_3$) → pour l'extraction des hydrocarbures lourds et les bitumes.

Après leur lavage, les échantillons sont placés dans une étuve pour le séchage à une température de 110° pendant 48h puis placés dans un dessiccateur pour extraire l'humidité.

Remarques

- avant de passer aux mesures perméabilité (K) il faut s'assurer que le lavage s'est fait soigneusement et cela jusqu'à ce que la couleur du solvant qui circule dans le siphon devient claire et nette ou bien par la méthode de fluorescence à la lumière ultra violet (si la couleur violette n'a pas changé on peut dire que le plug est propre).
- on utilise les nitrates d'argents ($Ag NO_3$) pour vérifier si les sels sont complètement dissous et cela si la couleur ne vire pas vers le rose. [1]

II.2.4-LE SECHAGE DES PLUGS

Une fois les échantillons sont prélevés au niveau de la préparation, on passe aux étapes de lavage :

Après leur lavage, les échantillons sont placés dans une étuve pour le séchage à une température de $110^\circ C$, jusqu'à stabilisation du poids. Ensuite les échantillons sont gardés dans un dessiccateur pour leur éviter l'absorption de l'humidité.

Pour des raisons scientifiques, certains spécialistes estiment qu'il ne faut pas chauffer au-delà de $60^\circ C$.

Après avoir préparé les plugs, ils seront mise en mesure de perméabilité a l'aide des appareillages spécial au laboratoire. [1]

II. 3. METHODES D'EVALUATION LES FRACTURES DES CAROTTES

Pour pouvoir donner une bonne description des fractures concernant leur origine, leurs propriétés pétro-physiques, et leur géométrie. On dispose des techniques suivantes [1] :

II. 3. 1. L'OBSERVATION ET L'ANALYSE DES CAROTTES

Elles permettent de déduire l'origine des fractures, l'orientation et sert par ailleurs à vérifier le résultat de logs d'imageries.

II. 3. 2. LOGS DES IMAGERIES

Ils sont un moyen pour avoir l'orientation, la densité, ainsi que l'espacement de fractures. Cependant leur précision est limitée dans le cas d'entrées de gaz ou de fractures avec des ouvertures limitées.

II. 3. 2. 1. MODE D'INTERPRETATION DE L'IMAGERIE

a. Les limites des bancs

La réponse de l'onde émise montre un contraste de couleurs au passage des bancs de lithologie et minéralogie différentes. [1]

Dans les dépôts silico-clastiques, la couleur varie en fonction de la taille des grains. Les grès sont reconnus par une couleur claire, par contre les argiles se reconnaissent par une couleur plus sombre. Le contact entre deux bancs peut être un plan horizontal et, sa réponse sera une ligne droite ou, un plan incliné dont la réponse sera une ligne sinusoïdale de faible amplitude dans un puits vertical et, à forte amplitude dans un puits horizontal (Fig.09).

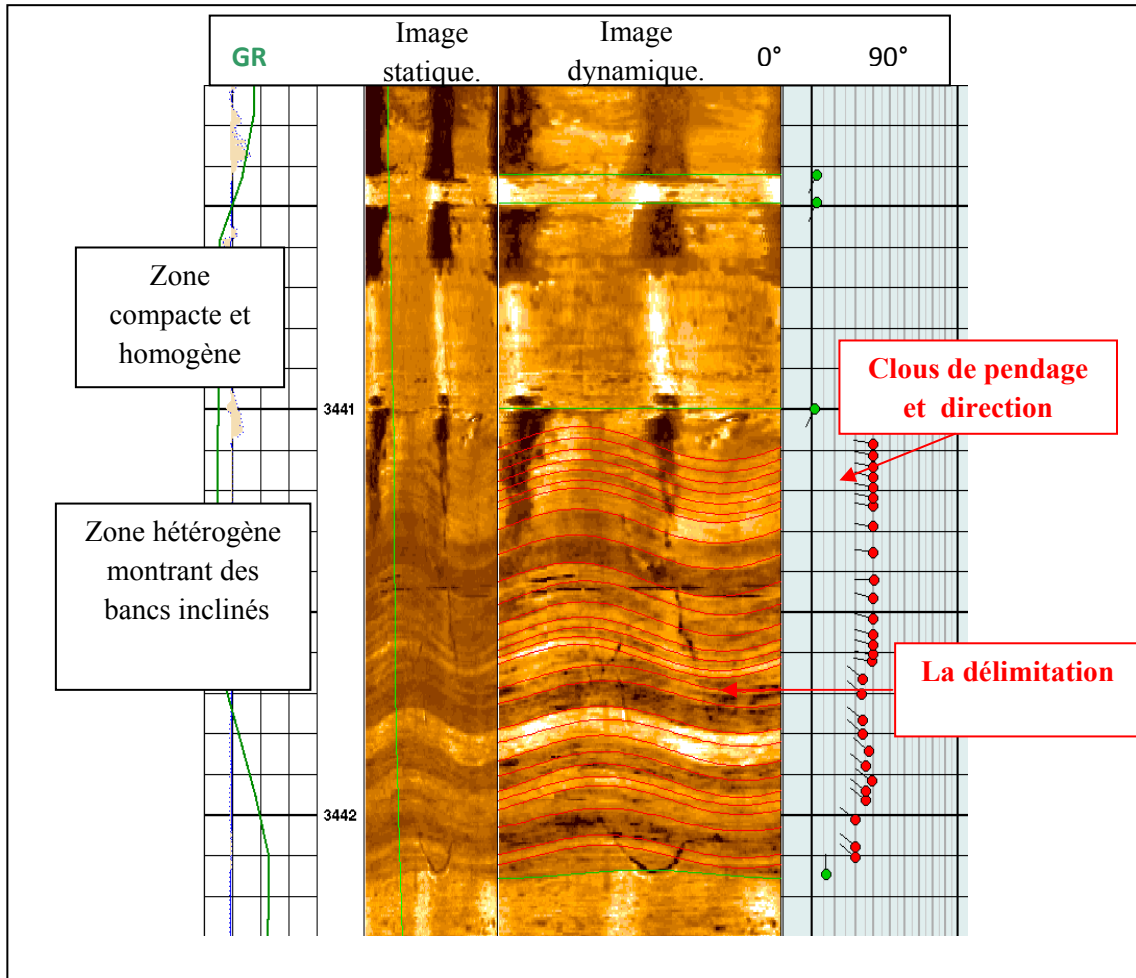


Fig. 09 : Image montrant les limites de bancs d'un forage vertical puits BRA8 au niveau de (TAGI).

b. Les surfaces d'érosion

Les surfaces d'érosion peuvent se manifester de deux façons dans une image acoustique :

- Soit par un changement brusque de couleur, signifiant le passage d'un banc à un autre de lithologie différente.
- Soit par une ligne irrégulière d'inclinaison variable, qui montre des sinuosités et des irrégularités significatives, (Fig. 10). [1]

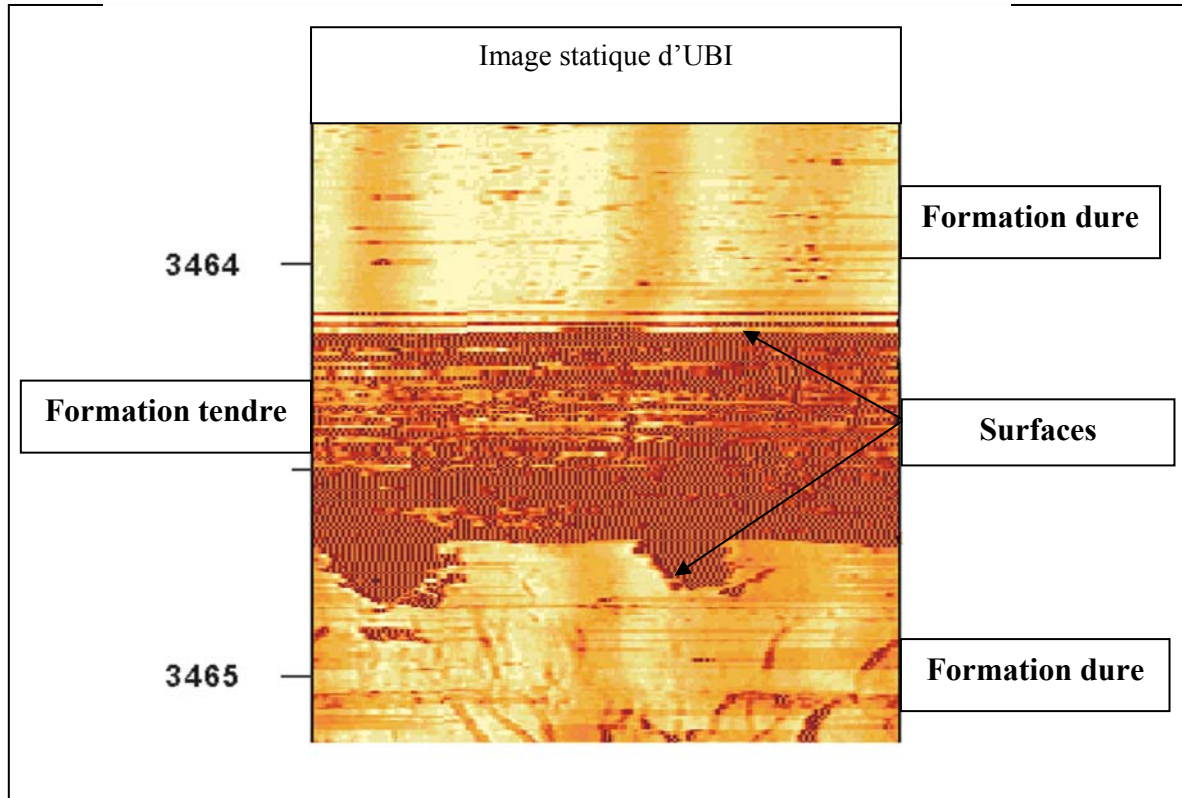


Fig. 10 : Image illustrant des surfaces d'érosion dans un puits vertical
(Document SH-DP-REB).

II. 4. ETUDE DES FRACTURES

Une fracture est un terme général qui désigne toutes cassures ou rupture d'une roche avec ou sans déplacement, elle correspond à une surface le long de laquelle il y a perte de cohésion (Oberto Serra 1985).

II. 4. 1. LES TYPES DE FRACTURES

Les fractures peuvent être classées en fonction des conditions qui ont présidé à leur naissance, on distingue les fractures naturelles et les fractures induites.

a. fractures naturelles

Les fractures naturelles sont causées par des contraintes tectoniques (tension, compression, torsion). Ces fractures apparaissent surtout dans les roches dites cassantes, c'est à dire dans des formations consolidées, très fréquentes. Elles disparaissent à l'entrée des formations plus plastiques (argile). Les structures tectoniques naturelles sont les fractures ouvertes, partiellement ouvertes, les fractures cimentées et les failles.

b. fractures induites (artificielles)

Ce sont des fractures qui sont provoquées par les différentes opérations de forage, le premier type se présente comme des ruptures sous forme de veine avec une tendance à l'alignement avec l'axe du forage essentiellement des break-outs sont représentées par des élargissements de la paroi du trou du puits.

II. 4. 2. LES FRACTURES SUR L'IMAGERIE

L'image acquise du fond d'un puits nous permet non seulement de détecter les différents types de fractures, mais aussi de déterminer leurs inclinaisons et orientations.

Les fractures sont dans la majorité des cas inclinées, et rarement verticales ou horizontales. L'inclinaison de la fracture contrôle l'amplitude de la sinusoïde sur l'image, si cette inclinaison est importante, l'amplitude sera forte dans un puits vertical et faible dans un puits horizontal mais, si elle est faible, l'amplitude de son empreinte sera faible dans un puits vertical et forte dans un puits horizontal. [1]

II. 4. 2. 1. Les fractures ouvertes

Se distinguent par leur couleur sombre(Fig. 11), alors que les fractures partiellement ouvertes sont moins sombres (Fig 13), par contre les fractures colmatées ont une couleur claire. [1]

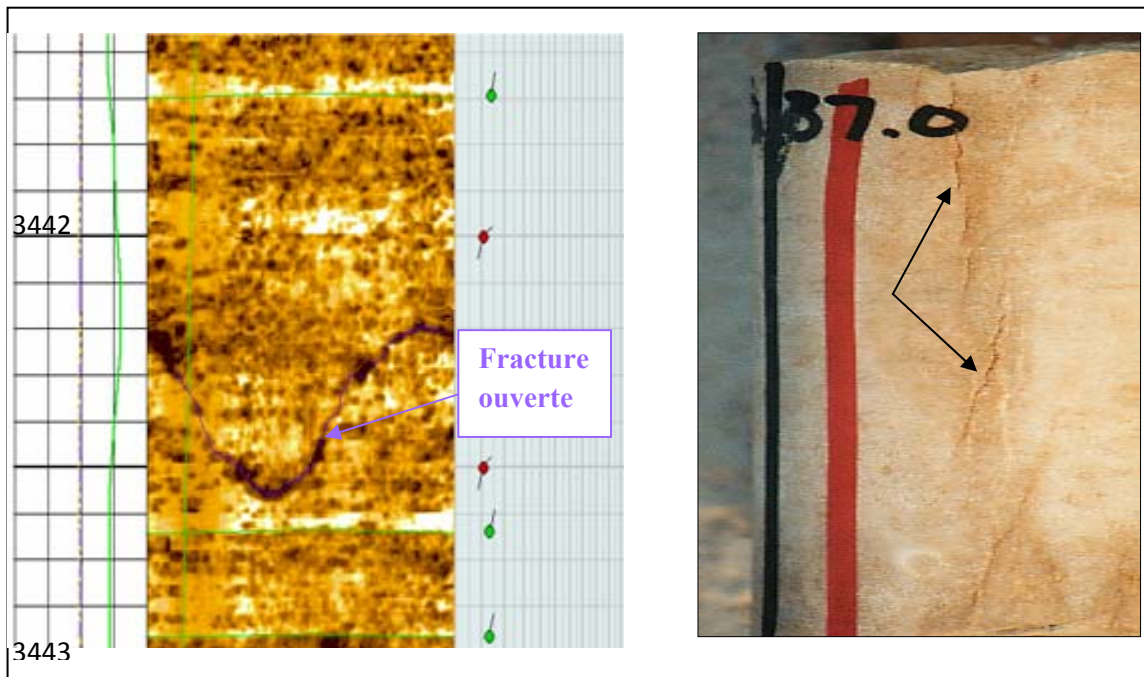


Fig. 11 : Exemple d'une fracture ouverte dans une image de fond d'un puits vertical(BRA8).

Fig. 12: Observation des fractures Ouvertes, Carotte de puits(BRA8).

II. 4. 2. 2. Les fractures colmatées

Il apparaît assez souvent un colmatage partiel des fractures par des carbonates ou des sulfates, ce colmatage constitue une barrière de perméabilité le plus souvent verticale s’opposant ainsi à l’écoulement des fluides. Toutefois ce colmatage n’étant que partiel.

Il existe aussi d’autres types de colmatant rencontrés dans les carottes du champ de Bhiret Aissa tels que : La pyrite, l’anhydrite, la silice et les argiles (Fig. 14). [1]

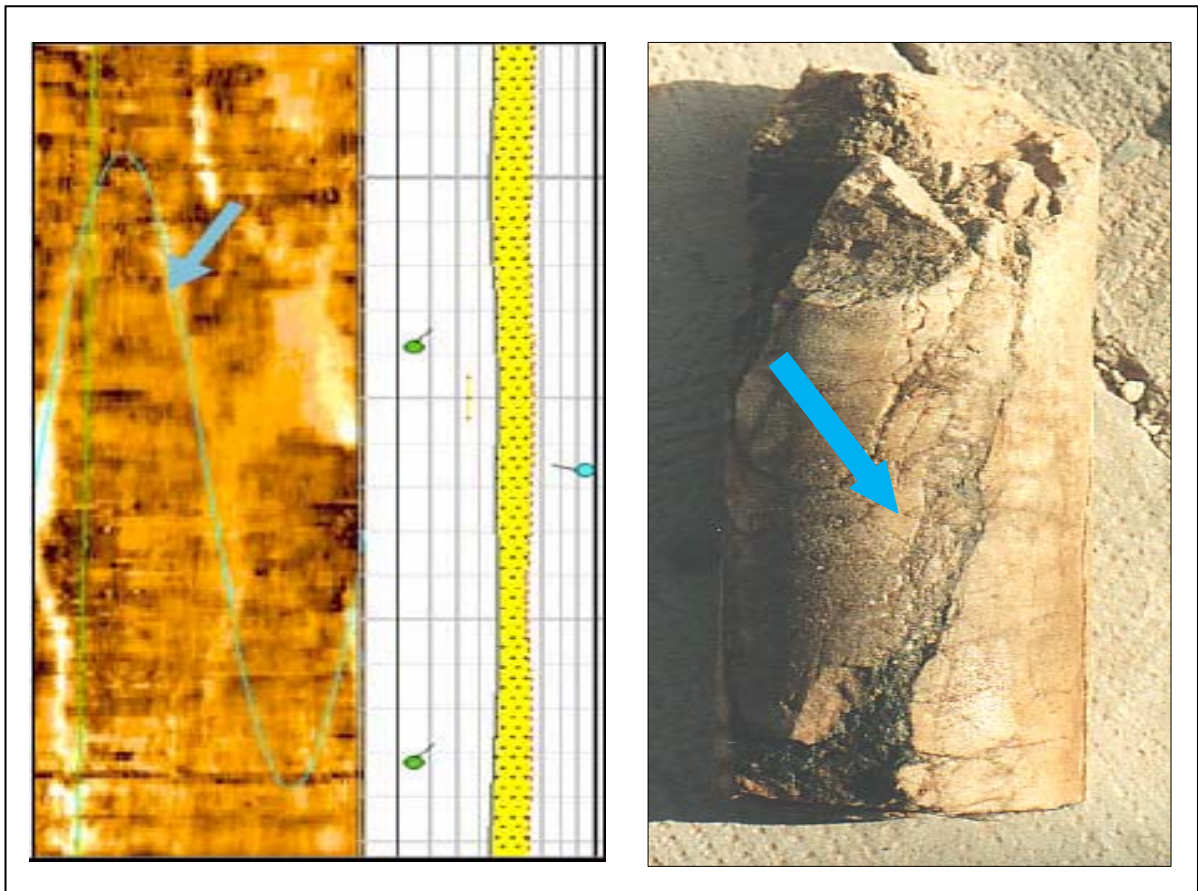


Fig. 13 : Exemple d’une fracture cimentée dans une image de fond d’un puits vertical(BRA8).

Fig. 14 : Fractures colmatées cimentées par des cristaux de la pyrite et d’anhydrite Puits (BRA8).

II. 5. PARAMETRES PETROPHYSIQUES

II. 5. 1. INTRODUCTION

Les roches réservoirs sont les plus connues et les plus étudiées. Leurs présences dans un bassin conditionnent l'existence de gisement d'hydrocarbures, et leurs caractéristiques pétrophysiques déterminent son exploitabilité.

Les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir, qu'il soit aquifère ou pétrolier, sont principalement : son volume d'argile, sa porosité, son taux de saturation, sa perméabilité, les différents fluides qu'il renferme (huile, gaz, eau). [2]

II. 5. 2. LA POROSITE

II. 5. 2. 1. Définition

C'est le volume de vide (pores) existant dans la roche sur le volume total de la roche, il s'exprimé en %. L'ensemble des pores reliés entre eux est la porosité utile, la porosité restante est dite porosité résiduelle. Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement comprises entre 5% et 35 % (Fig.15). [2]

Φ : porosité en (%).

V_p : volume des pores en (m^3).

V_t : volume totale de la roche en (m^3).

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{(V_s - V_s)}{V_t} \times 100$$

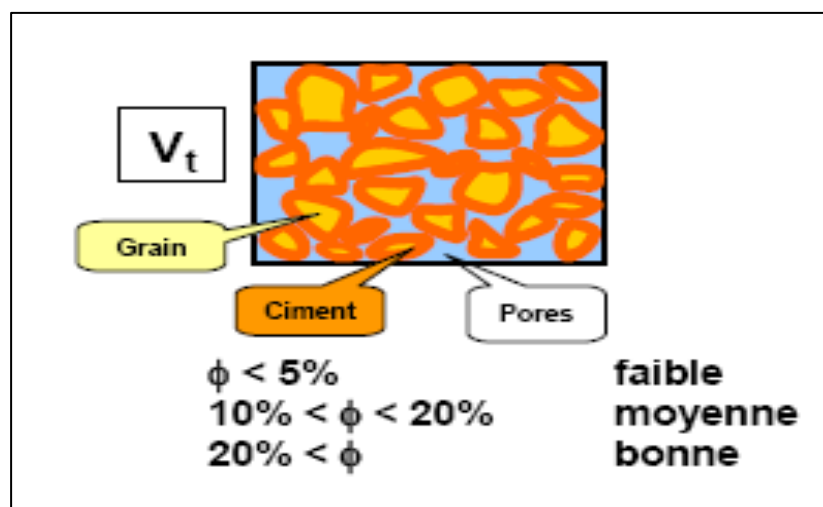


Fig. 15 : Milieux poreux (document sonatrach 2010).

II. 5. 2. 2. LES DIFFERENTS TYPES DE POROSITE

a. La porosité utile (Φ_u)

La porosité utile (connectée ou effective) de l'échantillon est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. Il peut exister des pores qui ne communiquent pas entre eux (Fig.16). [2]

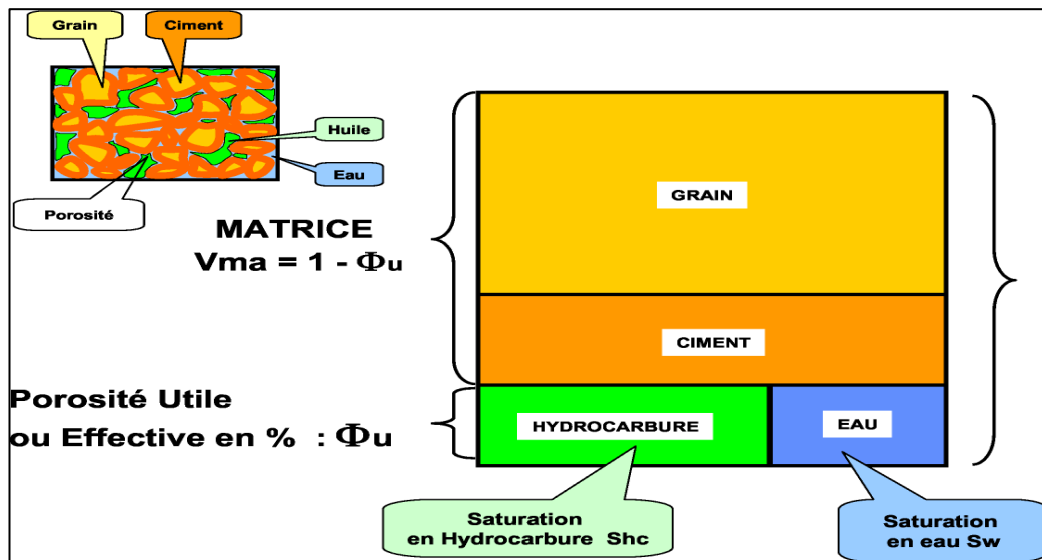


Fig. 16 : La répartition des éléments dans réservoir propre a huile (document sonatrach 2010).

b. La porosité résiduelle (Φ_r)

Elle Due aux seuls pores non reliés. Il peut s'agir soit de vides intra-cristallins (inclusions fluides ou gazeuses par exemple), soit inter cristallins mais reliés au reste du réseau poreux par des accès trop étroits. La porosité utile est en général inférieure de 20 à 25% à la porosité totale. [2]

II. 5 .3. LA SATURATION

II. 5. 3. 1. Définition

Il est essentiel de connaître la nature des fluides qui occupent les pores d'une roche réservoir. La saturation d'une roche en fluide est le rapport du volume de ce fluide sur le volume de pores, exprimée en %.

Dans le cas d'un gisement à hydrocarbures, les pores contiennent de l'eau(S_w), de l'huile(S_o) ou du gaz(S_g). [2]

$$\text{La saturation} = \frac{\text{le volume de fluides}}{\text{le volume des pores}} * 100$$

Il reste toujours de l'eau piégée dans les pores d'une roche réservoir, appelée eau interstitielle. La saturation en eau interstitielle (S_{wi}) varie entre 10 et 35 %. Elle est appelée aussi saturation en eau initiale (Fig.17). [2]

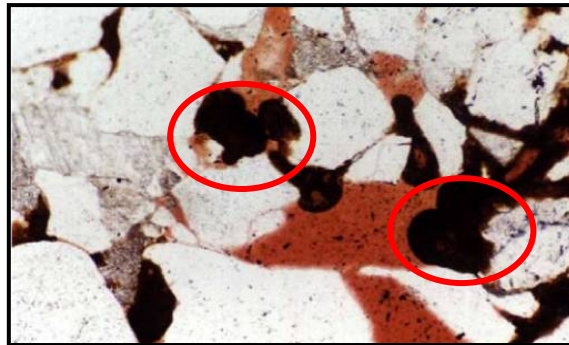


Fig. 17 : Lame Mance montrant la saturation à huile (document sonatrach 2010).

Dans la zone des Hydrocarbures : $V_{pores} = V_W + V_{HC}$

$$S_w = \frac{V_W}{V_{pores}} \quad S_{hc} = \frac{V_{hc}}{V_{pores}} \quad \text{alors que} \quad S_w + S_{hc} = 1$$

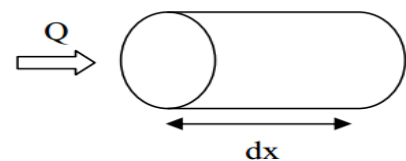
II. 5. 4. LA PERMEABILITE

II. 5. 4. 1. Définition

La perméabilité est une propriété dynamique qui reflète la conductivité au fluide de la roche, à savoir l'aptitude de la roche à laisser circuler un fluide à travers ses pores.

La perméabilité est définie pour la première fois par Henry Darcy, en simulant l'écoulement d'un liquide dans un milieu poreux pour un écoulement linéaire et horizontal (expérience de perméamétrie). [2]

$$K = \frac{Q \mu}{A} \frac{dx}{dP} \Rightarrow \frac{cm^3 / s.cp \ cm}{cm^2 \ atm}$$



Les conditions d'application de l'équation de Darcy³ sont :

- Il n'ya pas de réaction entre le fluide et la roche.
- Il n'ya qu'un seul fluide présent.
- Ecoulement laminaire.

La loi de Darcy pour l'écoulement d'un gaz :

$$Q = A \frac{K (P_1^2 - P_2^2)}{2 \mu L P} \Leftrightarrow K = \frac{2 L \mu Q P}{A (P_1^2 - P_2^2)}$$

- K : Perméabilité [Darcy en unités CGS].
- Q : Volume d'eau écoulé par unité de temps *cm³/s en unités CGS+.
- μ : Viscosité du fluide [centipoise en unités CGS].
- S : Surface de la couche filtrante [cm² en unités CGS].
- L : Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement *cm en unités CGS+.
- P1: Pression entrante [atm en unités CGS].
- P2 : Pression sortante [atm en unités CGS].

II. 5. 4. 2. TYPE DE PERMEABILITES

a. Perméabilité absolue

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'huile (la perméabilité monophasique).

b. Perméabilité effective

Lorsque un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.

c. Perméabilité relative

C'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique, (Monicard, 1965).

II. 5. 4. 3. ESTIMATION DE PERMEABILITES

a. A partir de l'analyse de carottes

Les perméabilités horizontales ou verticales peuvent être mesurées sur carottes au laboratoire par différents processus.

Cette perméabilité ne présente pas la perméabilité réelle de formation à cause de différentes conditions de pression et de température.

La perméabilité mesurée au laboratoire est supposée horizontale (Le plug analysé est parallèle aux strates), elle est supérieure à la perméabilité verticale cela est le résultat de la diminution de la taille des canaux de pores disponibles pour l'écoulement de fluide dans le sens vertical et la plus grande tortuosité de chemin de fluide. En outre, la perméabilité verticale peut être encore réduite par la présence des stratifications de schiste dans les grès ou carbonates ou être augmentée par la présence des ruptures verticales. [2]

b. A partir des Well Logging (Diagraphie)

Cette estimation est plus favorable a cause de :

- Les couts de l'opération sont moins élevés que le procédés de laboratoire.
- Enregistrement continue.
- Condition de fond (pression et température).
- L'existence de log pour tous les puits.

II. 6. LA THEORIE DIAGRAPHIQUE**II. 6. 1. INTRODUCTION**

Depuis septembre 1927, où les frères Conrad et Marcel Schlumberger ont effectué le premier "Carottage électrique" à Pechelbronn, il est impensable aujourd'hui de forer un puits sans effectuer une Série de diagraphies qui, en fonction d'une interprétation en termes de lithologie, porosité, saturation, etc., permettra de décider du futur d'un puits, d'un champ ou d'un permis. [2]

On appelle diagraphie tout enregistrement continu en fonction de la profondeur concernant des variations d'une caractéristique donnée (chimique et minéralogique et pétrophysique) des formations traversées par un sondage. Parmi les caractéristiques que nous étudiant sont les paramètres pétrophysiques (la porosité, la perméabilité, la saturation, argilosité), (Serra O. 1985).

L'objectif des diagraphies est l'identification de roches potentiellement réservoir et la détermination de leur porosité, de leur perméabilité et de la nature du fluide qu'elles contiennent.

II. 6. 2. LA DIAGRAPHIE

On peut distinguer 02 types de diagraphie :

a. La diagraphie instantanée

Ce sont des enregistrements obtenus au cours de forage afin de déterminer les paramètres suivants : poussée sur l'outil, vitesse d'avancement, indices de gaz ou d'huile, examen des déblais...été).

b. La diagraphie diffère

Les diagraphies sont enregistrées lors d'un arrêt ou en fin de forage, avec un pas d'échantillonnage de 15 cm environ. Ou bien ce sont des enregistrements de phénomène physique lie a paramètres pétrophysiques de formation qui traverse par un forage et aux fluides qu'elles contiennent.

II. 6. 3. BUT DE DIAGRAPHIE

- Déterminer les zones de réservoir et celle non réservoir.
- Déterminer les paramètres pétrophysique de la formation.
- Estimer le volume d'argile V_{SH} .
- Faire la corrélation du puits a puits.
- Détermination la lithologie de la formation.

II. 6. 4. LES TYPES DE DIAGRAPHIE,(Serra O. 1979).

- Les diagraphies nucléaires.
- Les diagraphies électriques.
- Les diagraphies acoustiques.

II. 6. 4. 1. La diagraphie nucléaire

On distingue 03 types :

a. La diagraphie du rayon gamma naturel

C'est un enregistrement de la radioactivité gamma naturelle des formations. Les seuls éléments radioactifs ayant une concentration notable dans les matériaux naturels sont le potassium, l'uranium et le thorium. Pour les formations sédimentaires on enregistre une radioactivité importante dans (Serra, O.1979) :

- Les formations argileuses qui renferment du potassium (illite spécialement).
- Les sels de potassium.
- Les formations riches en matière organique peuvent concentrer l'uranium.
- Les formations détritiques contenant des feldspaths (potassium) ou enrichies en minéraux lourds.

a. 1. L'Application

- Identification des argiles.
- Identification des réservoirs.
- Corrélations géologiques.
- Estimation de l'argilosité (V_{sh}).
- Type de minéraux à base d'argile.
- Présence de minéraux radioactifs.

a. 2. L'Estimation du volume d'argiles (Fig.18).

$$V_{SH} = \frac{GR_{LOG} - GR_{MIN}}{GR_{MAX} - GR_{MIN}} \times 100$$

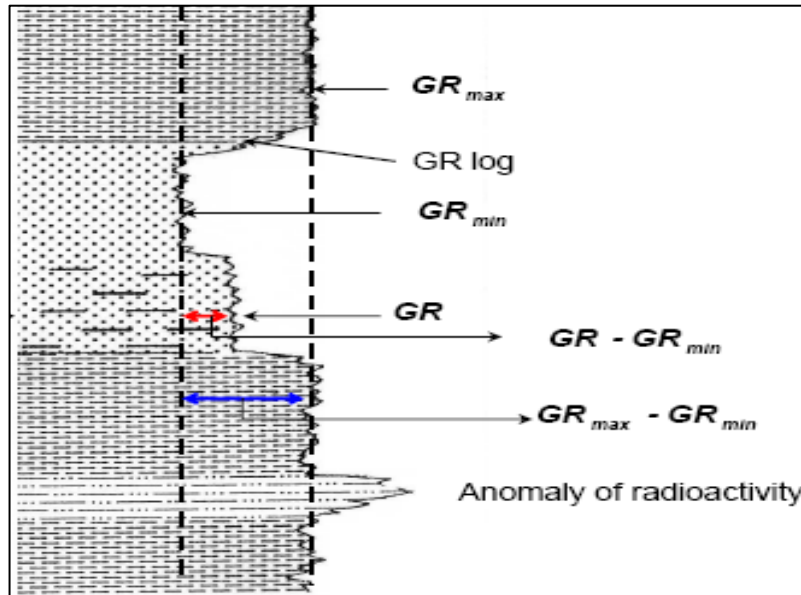


Fig 18 : Estimation du volume d'argile par GR,(Serra, O.1979)

b. La diagraphie gamma- gamma (densité)

b. 1. Le principe de la mesure

L'énergie de rayons gamma issus d'une source radioactive située dans l'outil est atténuée suite à des collisions avec les électrons de la formation (Fig.19).

Deux détecteurs situés dans un patin fortement appliqué contre la paroi du puits permettent de mesurer les rayons gamma ayant inter-agis avec la formation. A partir de la quantité de rayons gamma reçus, une densité électronique (ρ_{el}) de la formation est calculée et convertie ensuite en une densité de la formation ρ_b (RHOB). [2]

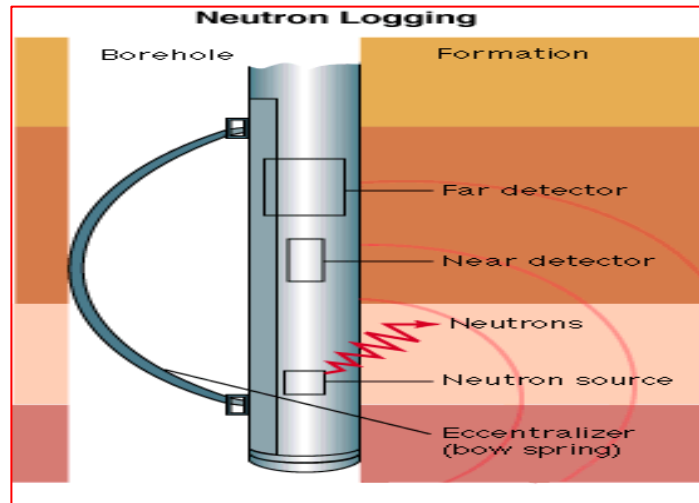


Fig. 19 : Principe de neutron, (document sonatrach 2010).

b. 2. Estimation de la porosité à partir de la densité

L'estimation de la porosité s'effectue d'après la formule suivant :

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fluide}}$$

ρ_{ma} = densité de la matrice (g/cm³).

ρ_{fluide} = densité du fluide (g/cm³).

c. La diagraphie de neutron

c. 1. Le principe de la mesure

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. Les neutrons qui sont ralentis principalement par les collisions avec les atomes d'hydrogène de même masse présents dans la formation perdent de l'énergie et atteignent un niveau d'énergie épithermique puis thermique.

A partir du rapport des comptes de neutrons thermiques (ou épithermique) ayant atteint les deux détecteurs situés sur l'outil, au-dessus de la source, on obtient la quantité d'hydrogène présent dans la formation, c'est-à-dire l'Indice d'Hydrogène de la formation. [2]

c. 2. Estimation de la porosité

L'estimation de la porosité s'effectue d'après le log de neutron (lecture directement a partir le log).

II. 6. 4 .2. La diaggraphie acoustique (sonic)

a. Principe de la mesure

Les outils acoustiques émettent des ondes de compression dans le puits. Ces dernières se propagent dans la boue et dans la formation, tout en subissant un certains nombre de conversions. La différence des temps d'arrivée à différents récepteurs situés plus loin sur le corps de la sonde permet de fournir la vitesse de propagation de l'onde acoustique de compression. [2]

L'enregistrement complet du train d'ondes permet de détecter également les ondes de cisaillement et d'en mesurer la vitesse de propagation dans la formation.

b. Les objectifs

Mesurer les vitesses de propagation des différentes ondes se propageant dans la formation par l'intermédiaire de la lenteur t qui en est son inverse, et en déduire les informations sur la roche, sa porosité, ses caractéristiques mécaniques, et les fluides qu'elle contient.

c. Estimation de la porosité à partir de log sonique :

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

Δt_{ma} = temps de parcours de la matrice

Δt_{log} = temps de log

Δt_f = temps de parcours de la boue

II. 6. 4. 3. La diaggraphie électrique la résistivité

a. Le principe de la résistivité laterolog

Un courant électrique qui est envoyé dans la formation par un système de plusieurs électrodes, certaines focalisent le courant, l'obligeant à pénétrer latéralement par rapport au sondage, et mesure la chute de potentiel ohmique due au passage du courant travers la formation .cette chute de potentiel est proportionnelle a la résistivité de la formation. [2]

b. Les outils de types Latéolog

Parmi les outils qui sont utilisés :

- Premiers Outils : Normal et Latéral, LL3, LL7, LL9
- Dual Latéolog (DLT), LLDeep, LLShallow

c. L'Application

- Détermination du contact Eau-Hydrocarbure, (Méthode de superposition de R_t sur R_{xo}).
- En combinaison avec la microrésistivité et après correction d'environnement, détermination de (R_t) et du diamètre d'invasion (D_i) .
- Calcul de S_w et de S_{hc} . [2]

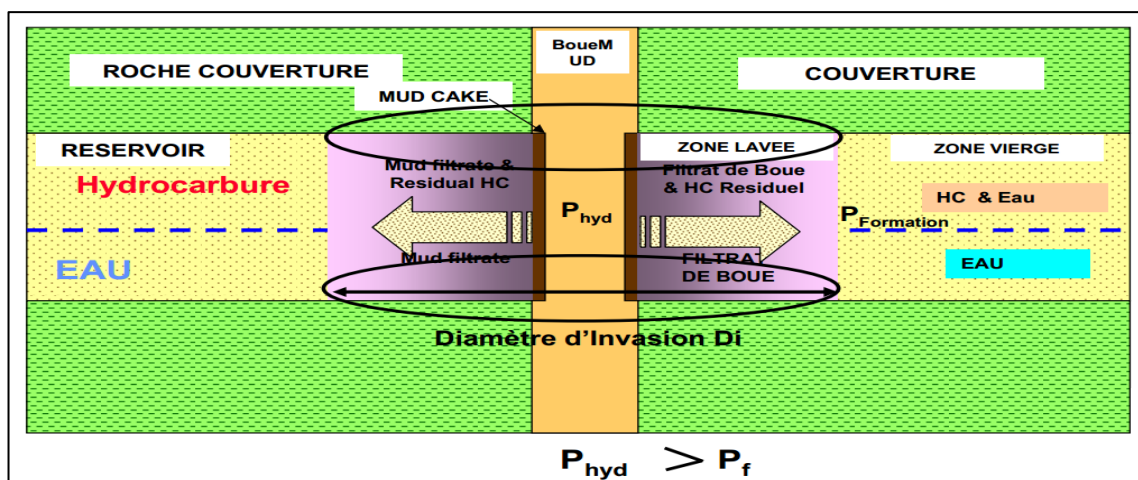


Fig. 20 : Invasion de formation par un fluide de forage (document sonatrach 2010).

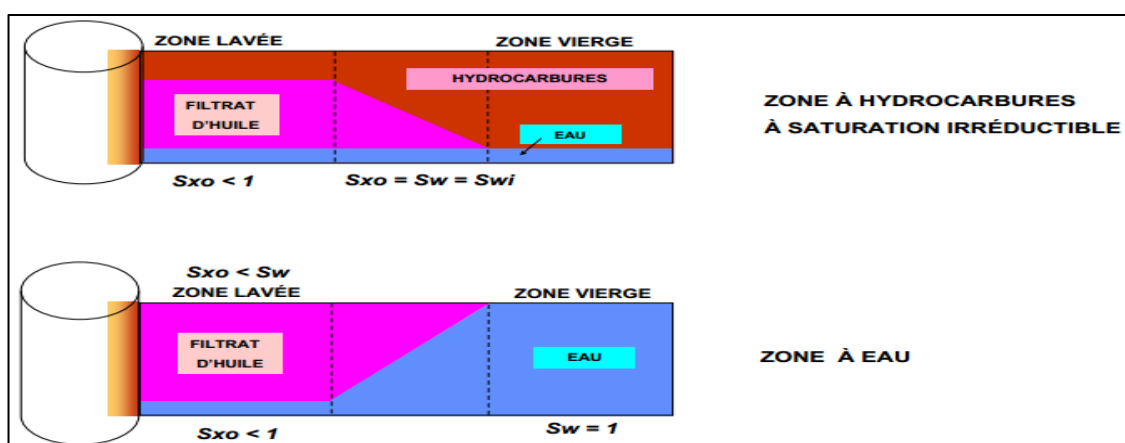


Fig. 21: Invasion de formation par une boue à base huile (document sonatrach 2010).

II. 6. 5. Méthodes d'interprétation

II. 6. 5. 1. Méthode Qualitative

La première étape consiste à caler toutes les diagraphies entre elles (gamma ray, résistivité, Neutron, Densité...) et établir un log composite (Fig.22).

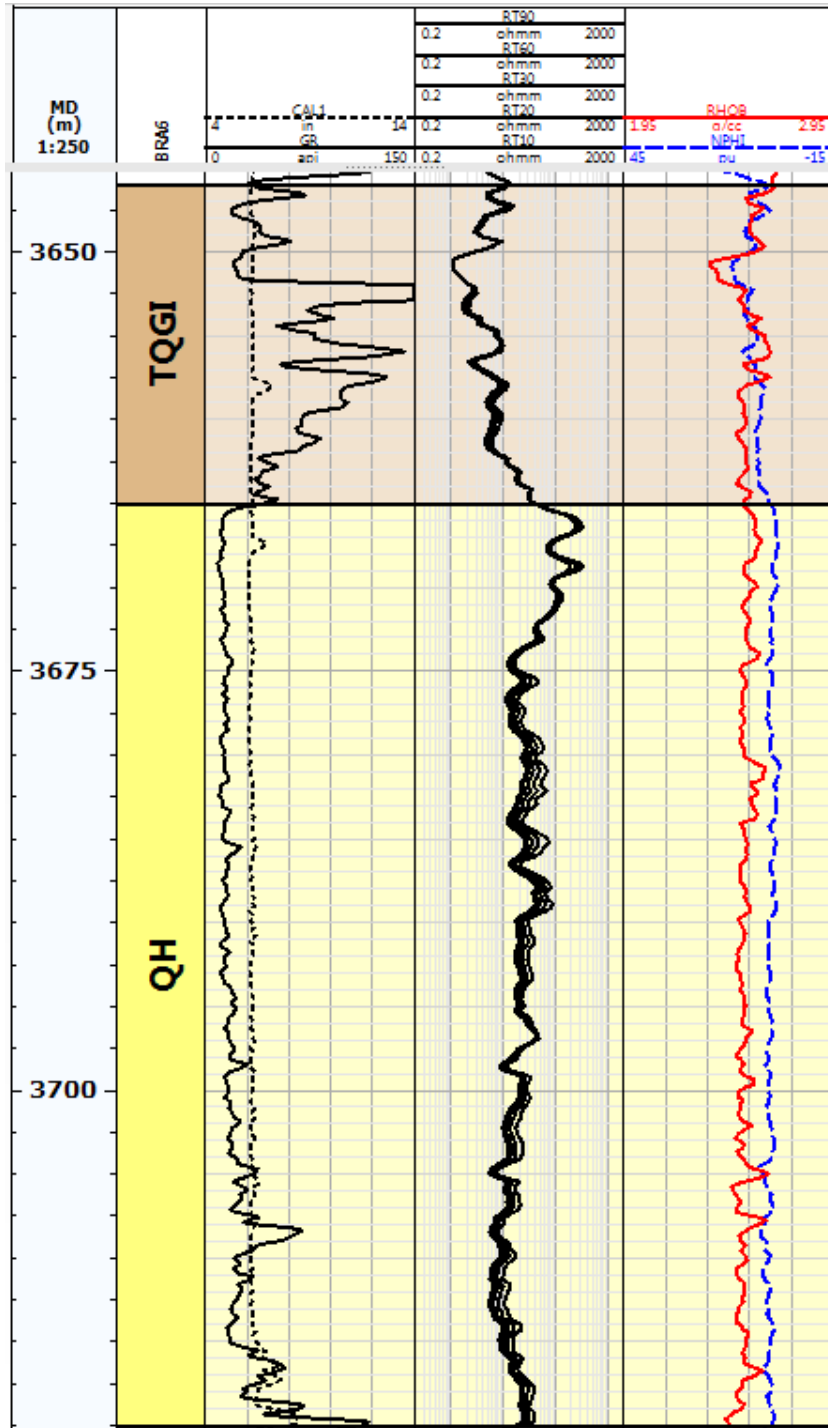


Fig. 22 : Log composite puits (BRA 6), (Document SH-DP-REB).

À partir de ce log composite, on va:

- Repérer les zones à grande résistivité.
- Repérer les zones à radioactivité minimale.

Si les roches répondent à ces critères il y a une possibilité de réservoir. Les bancs propres sont déterminés à partir du GR. La combinaison de l'ensemble des diagraphies permet de déduire l'intérêt pétrolier de chaque intervalle.

a. Découpage du réservoir en bancs gréseux

Le but du découpage est d'identifier les réservoirs donc repérer les zones poreuses et perméables à partir des logs Gamma Ray (GR).

Ceci consiste à retenir les zones gréseuses à radioactivité minimale et repérer les zones d'argile ($GR > 75$ api).

b. Identification des caractéristiques des fluides

La caractérisation des fluides peut être faite par simple comparaison et superposition des courbes de résistivité:

- Une zone saturée en eau est une zone de faibles résistivités.
- Une zone à résistivité élevée correspond à une zone à hydrocarbures.

c. Identification de la nature de l'hydrocarbure

La nature de l'hydrocarbure peut être déterminée par comparaison des courbes de réponse Neutron –Densité, dont Neutron à droit –Densité à gauche c'est du gaz, inversement c'est de l'huile.

II. 6. 5. 2. Méthode Quantitative

Lorsque l'on a repéré un réservoir, on va étudier les qualités qui conditionnent sa productivité qui sont principalement:

- Son volume d'Argile: Détermination du volume d'argile dans chaque banc.
- Sa porosité: Calcul de la porosité utile (Φ_u) de chaque banc (on prend la valeur moyenne de Φ_N et Φ_D).
- Son taux de saturation : Détermination de la résistivité (R_t) et calcul de la résistivité de l'eau de formation (R_w) et la saturation en eau (S_w).

II. 7. CONCLUSION

- L'analyse des carottes montre que les différents fractures (colmaté, ouvert) sont effet sur les paramètres pétrophysiques surtout perméabilités.
- L'interprétation des données de diagraphies et l'analyse quantitative des différents niveaux producteurs seront réalisés en utilisant la Plateforme Techlog2013.



Chapitre III

***RESULTATS ET
DESSCUSSION***

III. 1. INTRODUCTION

L'étude pétrophysique vas mettre en évidence la variation des caractéristiques Pétrophysiques (Porosité, perméabilité, saturation...) et de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile ...), en fonction de la profondeur ainsi que leur extension latérale dans le réservoir du champ de Bhiret Aissa, dont les Quartzites de Hamra est le réservoir principal, le Trias Argileux Gréseux Inferieur est le réservoir secondaire.

La méthodologie suivie dans l'interprétation des données de diagraphies et l'analyse quantitative du réservoir sera réalisé en utilisant la Plateforme Techlog 2013 de SCHLUMBERGER. Les données diagraphiques enregistrées lors de l'acquisition sont des fichiers de format brutes Las ou Dlis. Le travail s'appuiera sur les enregistrements des trois puits verticaux BRA-5, BRA-8 et BRA9 et un puits sidtrack BRA6. Les données utilisées seront extraites à partir des logs composites de chaque puits.

Les cut off utilisés : $Phie > 5\%$, $Vsh < 35\%$ et $Sw < 55\%$.

III. 2. ETUDE ET EVALUATION DES PROPRIETES PETROPHYSIQUES DES NIVEAUX PRODUCTEURS (TAGI et QH)

III. 2. 1. TYPES D'ARGILE

A partir de la référence Thorium/Potassium (K/TH) du diagramme de Schlumberger (1985) et les contre-courbes on peut déterminer les types d'argiles qui existent dans le réservoir. Tenant compte que dans un intervalle donné, correspondant à un même environnement, on peut raisonnablement admettre que la nature d'argile ne va pas changer de façon très importante.

Prenons par exemple le cas du puits BRA8, d'après le graphe, le type d'argile dans le réservoir TAGI est la Kaolinite, tandis que l'argile qui se trouve dans la formation Quartzites de Hamra est la Montmorillonite plus la Kaolinite (Fig.23).

Comme on voit bien, ce diagramme nous a permis d'avoir des détails sur l'origine des argiles existantes mais aucune réponse volumétrique du volume argileux de la formation n'est fournie.

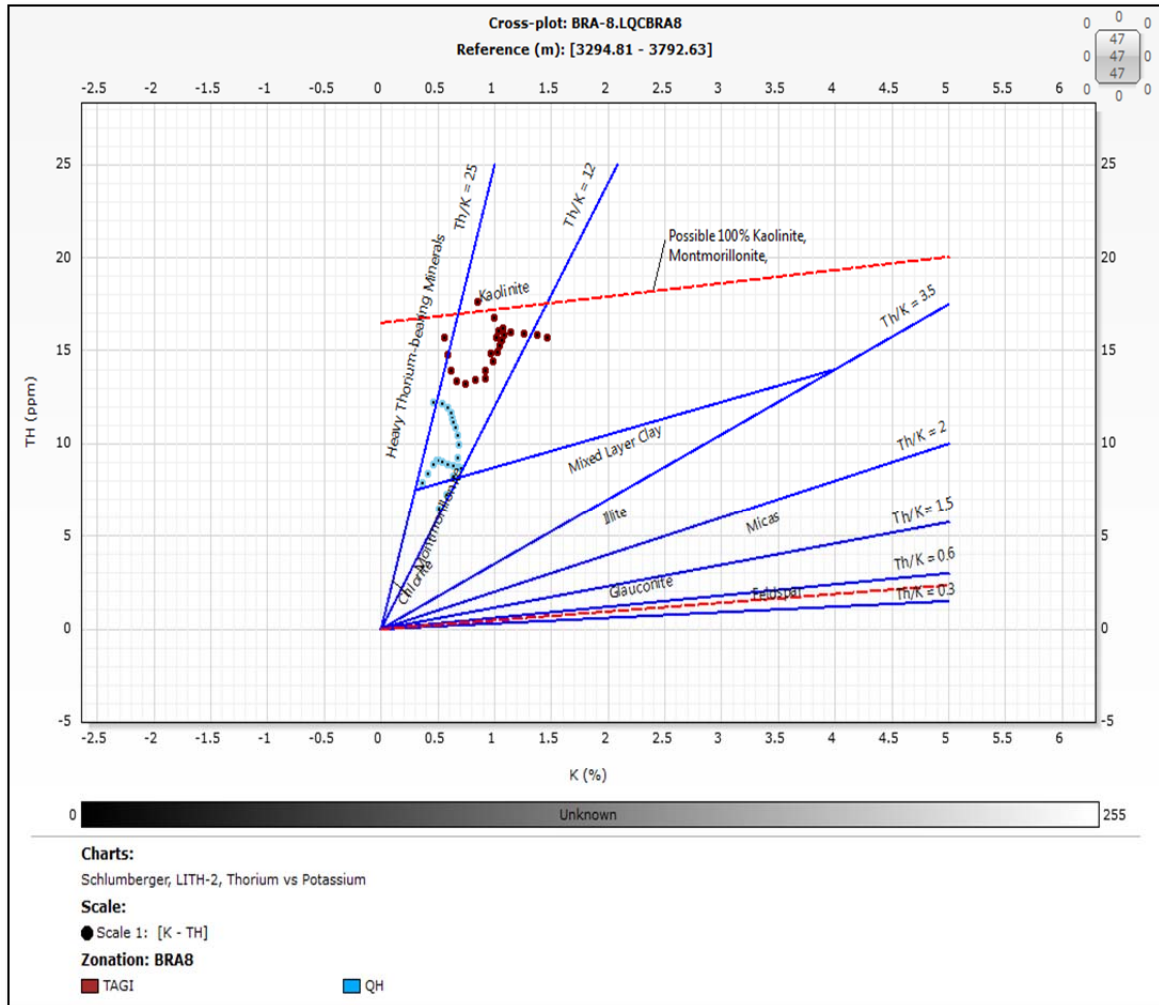


Fig. 23: Diagramme thorium/potassium (Schlumberger référence) puits BRA8.

III.2. 2. CARACTERISATION ET INTERPRETATION DES DIFFERENTES REPONSES DE LOGS DIAGRAPHIQUE

III. 2. 2. 1. CARACTERISATION DES BANCS D'ARGILE

A titre d'illustration on va utiliser juste les logs du puits BRA6 et ça sera les mêmes démarches pour les autres puits.

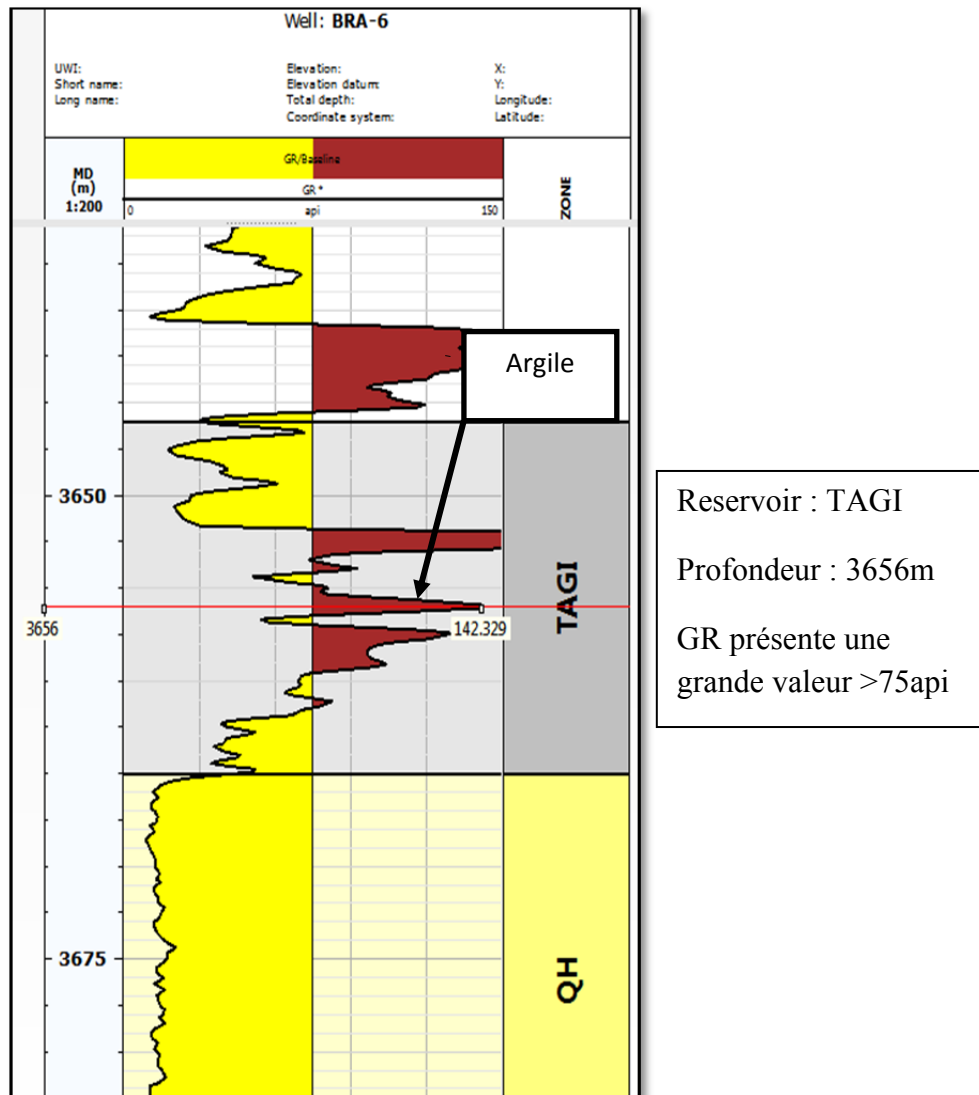


Fig. 24: Log gamma ray GR puits (BRA6), (Document SH-DP-REB).

III. 2. 2. 2. LA RESISTIVITE

Les argiles sont des formations imperméables donc il n’y a pas d’invasion de filtrat dans ce cas l’enregistrement de la résistivité profonde RT90 et peu-profonde RT20 seront presque superposées avec des valeurs minimales de moins de 20 ohmm et même inférieures à 10 ohmm (Fig.25).

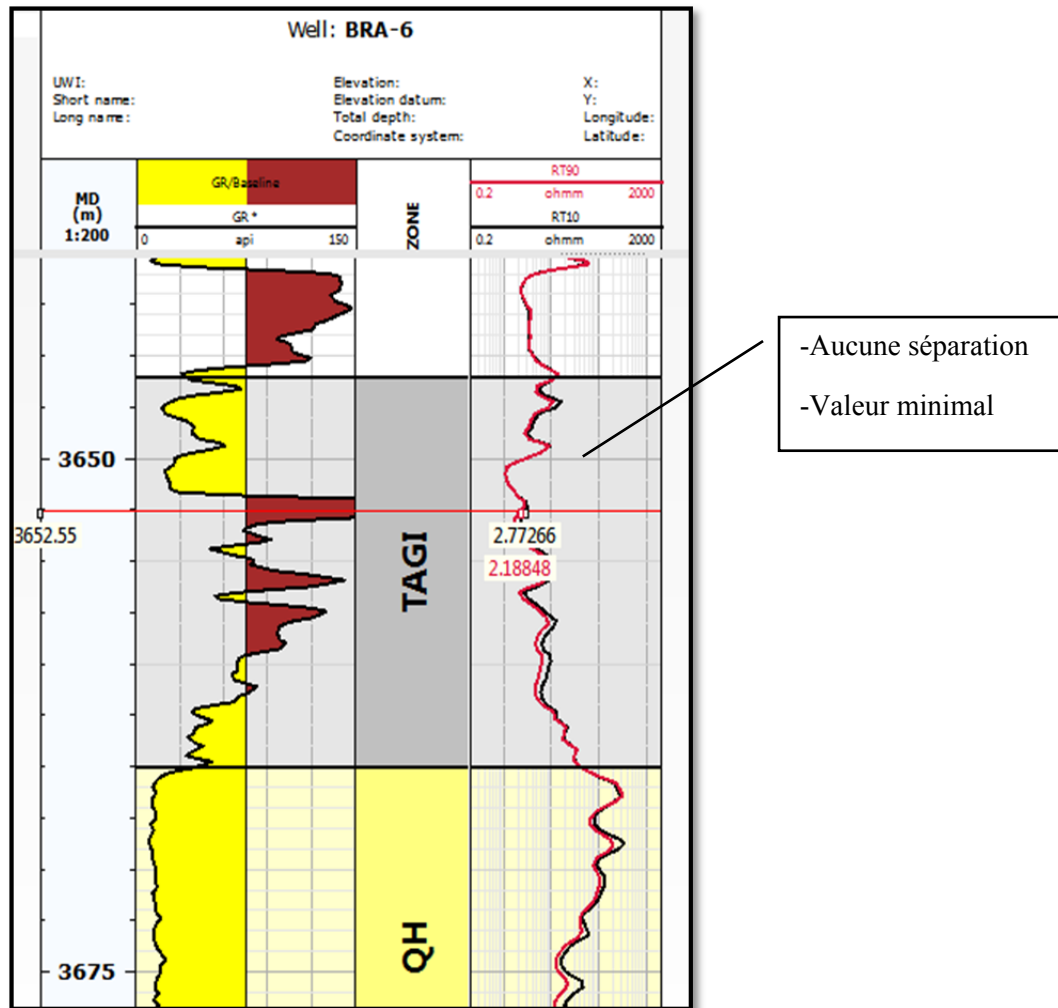


Fig. 25 : Log Composite GR et Résistivité puits (BRA6), (Document SH-DP-REB).

La résistivité profonde RT90 lue à partir de la courbe est de l'ordre de 2.18848Ω

La résistivité peu profonde RT20 est aux environs de 2.77266 Ω

III. 2. 2. 3. DENSITE-NEUTRON

La comparaison des enregistrements Neutron –Densité faites à partir du log composite ci-dessous montre une large séparation entre les deux courbes de réponses qui correspond à une présence d'argiles (Fig.26).

NPHI : présente des grandes valeurs (une grande porosité) due à la présence de l'eau piégée dans l'argile.

RHOB : lecture entre 2.2 g/cm³ et 2.6 g/cm³.

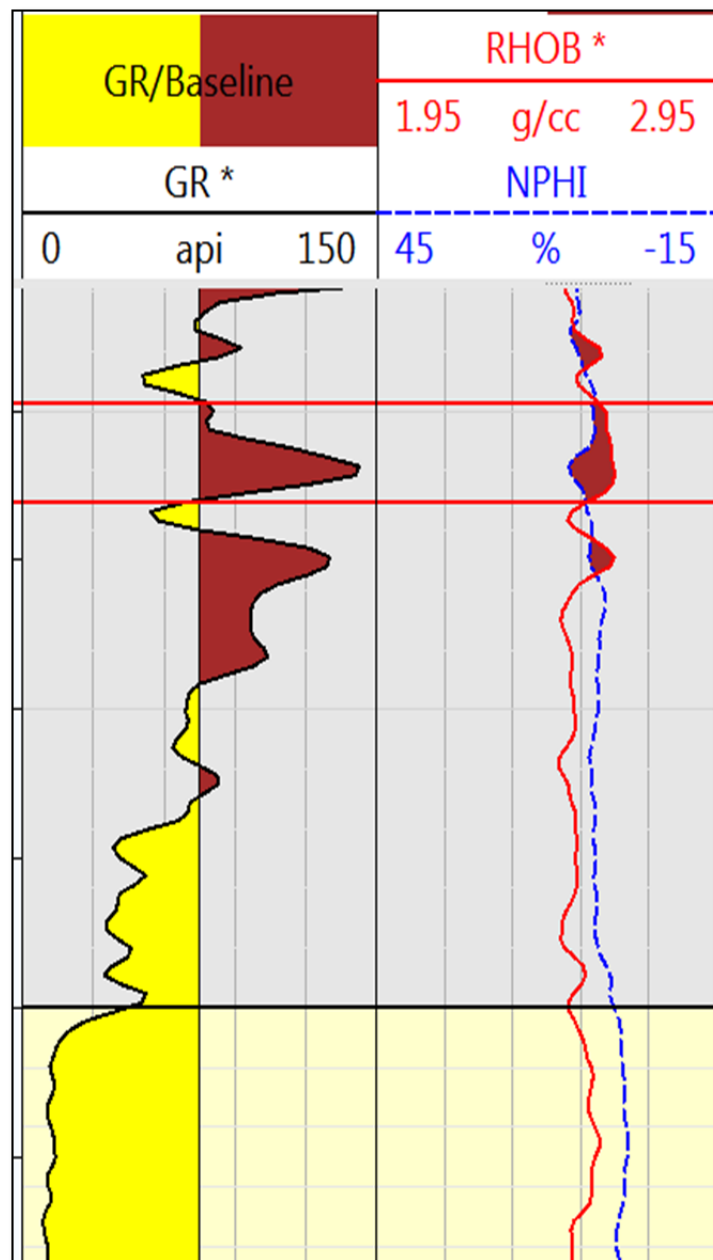


Fig. 26 : Log composite GR / Densité-Neutron puits (BRA6)
(Document SH-DP-REB).

- NPHI (à gauche) grande valeur : 11.09 %
- RHOB (à droite) : 2.6 g/cc

2. 2. 4. IDENTIFICATION DES UNITES DE RESERVOIRS

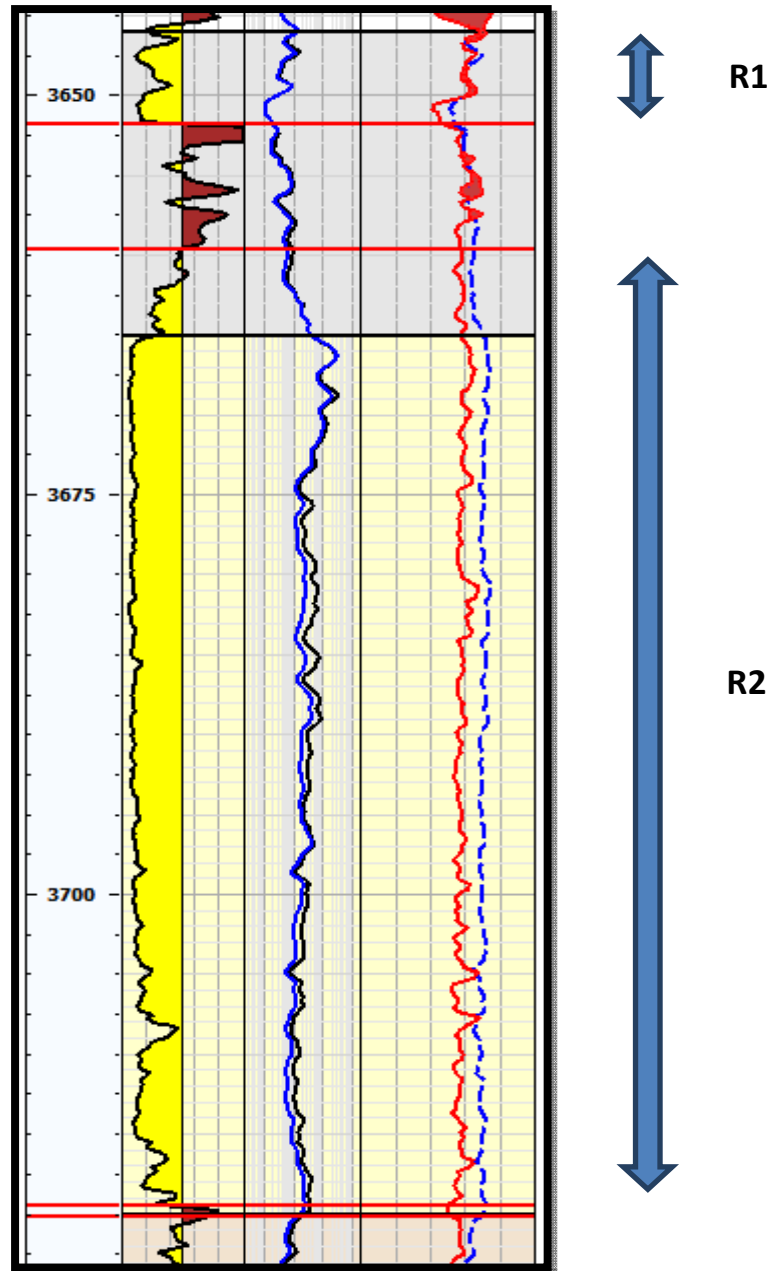


Fig. 27 : Log subdivisé en deux potentiels puits (BRA6), (Document SH-DP-REB).

Par élimination des bancs d'argile sur le log composite du puits BRA6, on a identifié deux potentiels réservoirs à savoir R1 et R2.

Ces zones feront l'objet d'une interprétation quantitative pour déterminer les propriétés pétro-physiques (porosité, saturation...).

III. 2. 3. ETUDE DE LA VARIATION DE PERMEABILITE DU RESERVOIR

Les essais au laboratoire sur les plugs en donnent les résultats suivants pour chaque un de BRA 1, BRA3, BRA 4 et BBRA 6

III. 2. 3. 1. AU NIVEAU DU RESERVOIR (TAGI)

a. Perméabilité horizontale (Kh)

➤ Résulta BRA1

Tableau 01: Résultats de perméabilité horizontale (Kh) du puits BRA1,
(Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profondeur (m)	K (md)
BRA1	TAGI	3434	0,01
BRA1	TAGI	3434,20	74,87
BRA1	TAGI	3434,50	0,20
BRA1	TAGI	3434,7	0,07
BRA1	TAGI	3435,05	5,47
BRA1	TAGI	3435,25	1,71
BRA1	TAGI	3435,25	0,07
BRA1	TAGI	3435,80	16,06
BRA1	TAGI	3436	0,01
BRA1	TAGI	3436,05	0,16
BRA1	TAGI	3436,20	0,11
BRA1	TAGI	3436,25	78,41
BRA1	TAGI	3436,50	0,12
BRA1	TAGI	3436,72	0,11
BRA1	TAGI	3436,75	0,03
BRA1	TAGI	3437,25	0,2
BRA1	TAGI	3437,29	0,08
BRA1	TAGI	3437,5	0,11
BRA1	TAGI	3437,75	0,06
BRA1	TAGI	3438,25	0,05
BRA1	TAGI	3438,5	0,04
BRA1	TAGI	3438,7	0,06
BRA1	TAGI	3438,75	0,05
BRA1	TAGI	3439	0,12
BRA1	TAGI	3439,25	0,23
BRA1	TAGI	3439,75	1,27
BRA1	TAGI	3444,00	104,15
BRA1	TAGI	3444,25	0,02
BRA1	TAGI	3444,90	0,03
BRA1	TAGI	3445,00	0,55

➤ Résultats du BRA 3

Tableau 02 : Résultats de perméabilité horizontale (Kh) du Puits BRA3,
(Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profondeur (m)	K (md)
BRA3	TAGI	3445,25	0,34
BRA3	TAGI	3445,50	6,92
BRA3	TAGI	3445,80	0,13
BRA3	TAGI	3446,05	20,42
BRA3	TAGI	3446,30	141,20
BRA3	TAGI	3446,55	149,12
BRA3	TAGI	3446,80	144,37
BRA3	TAGI	3447,00	8,14
BRA3	TAGI	3447,25	98,20
BRA3	TAGI	3447,50	200,36
BRA3	TAGI	3447,75	0,07
BRA3	TAGI	3448,05	1,90
BRA3	TAGI	3448,25	1,06
BRA3	TAGI	3448,50	1,55
BRA3	TAGI	3448,75	34,53
BRA3	TAGI	3449,10	15,05
BRA3	TAGI	3449,30	62,97

➤ Résultats du BRA 4

Tableau 03: Résultats de perméabilité horizontale (Kh) du Puits BRA4,(SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profondeur (m)	K (md)
BRA4	TAGI	3493,02	0,533
BRA4	TAGI	3493,28	0,077
BRA4	TAGI	3493,57	0,765
BRA4	TAGI	3493,87	0,212
BRA4	TAGI	3494,02	0,195
BRA4	TAGI	3494,27	1,010
BRA4	TAGI	3494,52	0,093
BRA4	TAGI	3494,77	9,106
BRA4	TAGI	3495,09	0,313
BRA4	TAGI	3495,62	0,032
BRA4	TAGI	3495,91	1,047
BRA4	TAGI	3496,18	0,472
BRA4	TAGI	3496,43	0,102
BRA4	TAGI	3496,74	0,381
BRA4	TAGI	3497,03	0,546
BRA4	TAGI	3497,27	0,272
BRA4	TAGI	3497,53	0,277

➤ Résultats du BRA 6

Tableau 04: Résultats de perméabilité horizontale (Kh) du Puits BRA6,
(Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profendeur (m)	K (md)
BRA6	TAGI	3499,64	0,026
BRA6	TAGI	3499,75	0,032
BRA6	TAGI	3499,78	0,323
BRA6	TAGI	3500,02	0,100
BRA6	TAGI	3500,02	1,497
BRA6	TAGI	3500,25	0,416
BRA6	TAGI	3500,29	0,152
BRA6	TAGI	3500,55	0,146
BRA6	TAGI	3500,8	1,211
BRA6	TAGI	3500,82	0,025
BRA6	TAGI	3501,02	0,050
BRA6	TAGI	3501,08	0,271
BRA6	TAGI	3501,26	0,100
BRA6	TAGI	3501,33	0,247
BRA6	TAGI	3501,83	0,038
BRA6	TAGI	3501,83	0,447
BRA6	TAGI	3502,74	0,050
BRA6	TAGI	3503,25	0,025
BRA6	TAGI	3503,3	0,902
BRA6	TAGI	3503,5	0,025
BRA6	TAGI	3504,02	0,010

A partir de ses résultats A de perméabilité présent du BRA1 BRA3 BRA4 et BRA 6 on remarque que la perméabilité horizontale du réservoir (TAGI) se concentre entre (3434, et 3450m) ou elle présente une valeur optimal de 200 md, et entre (3493, 3507m) elle présente des valeurs médiocres (Fig.28).

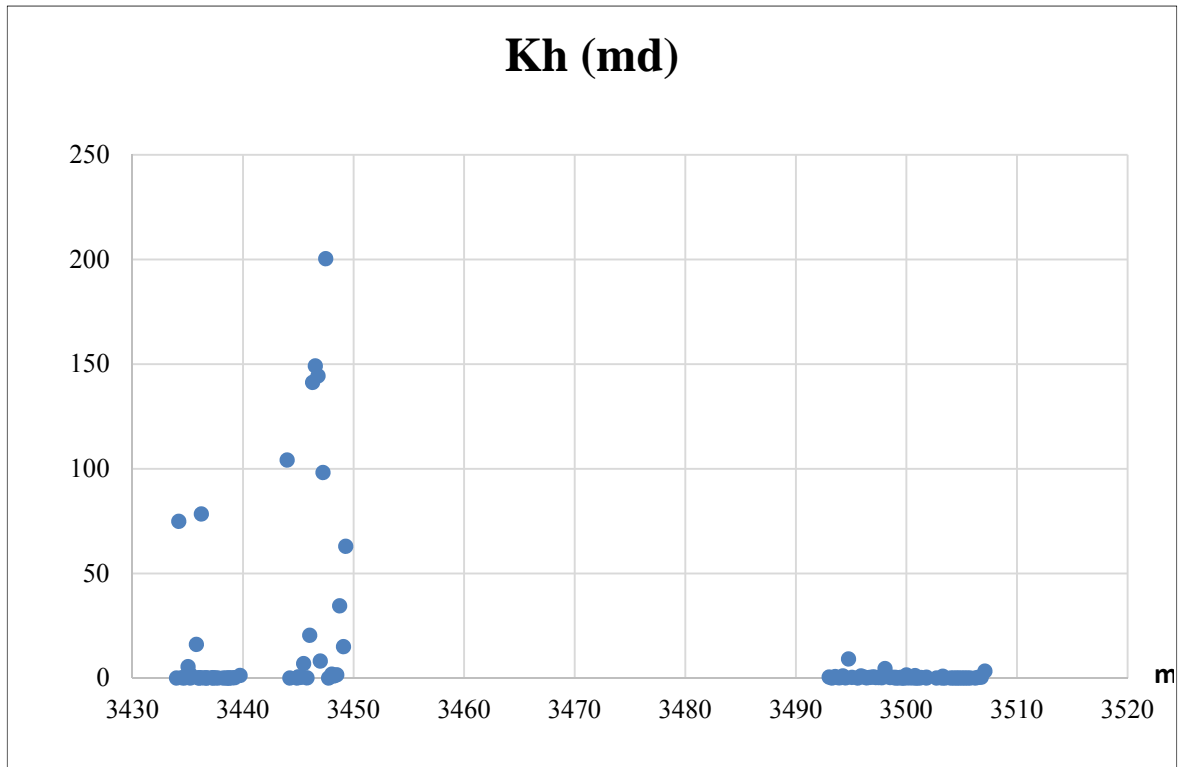


Fig. 28 : Diagramme montre la répartition de (**Kh**) au niveau du (**TAGI**), (Document SH-DP-REB).

b. Perméabilité verticale (Kv)

Tableau 05 : Résultats de perméabilité verticale (Kv) du Puits BRA1, BRA3, BRA4 et BRA6, (Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profondeur(m)	K (md)
BRA1	TAGI	3434,45	6,71
BRA1	TAGI	3436,45	0,01
BRA1	TAGI	3444,05	521,78
BRA1	TAGI	3445,05	0,07
BRA1	TAGI	3447,55	0,02
BRA1	TAGI	3448,10	0,08
BRA1	TAGI	3449,25	7,13
BRA3	TAGI	3435,97	0,03
BRA3	TAGI	3437,9	0,09
BRA3	TAGI	3438,94	0,08
BRA4	TAGI	3499,98	0,086
BRA4	TAGI	3500,96	0,127
BRA4	TAGI	3501,75	0,207
BRA4	TAGI	3502,91	0,050
BRA4	TAGI	3503,97	0,035
BRA4	TAGI	3504,96	0,060
BRA4	TAGI	3505,97	0,754
BRA4	TAGI	3506	3,877
BRA6	TAGI	3493,93	0,062
BRA6	TAGI	3494,92	0,959
BRA6	TAGI	3496,95	0,467
BRA6	TAGI	3497,91	0,779
BRA6	TAGI	3498,92	0,142
BRA6	TAGI	3499,9	0,685

A partir de ces résultats de perméabilité présent du BRA1 BRA3 BRA4 et BRA 6 on remarque que la perméabilité verticale du réservoir (TAGI) se concentre entre (3434, 3450m) et entre (3493, 3507m) où elle présente des valeurs très faibles et presque nuls (Fig.29).

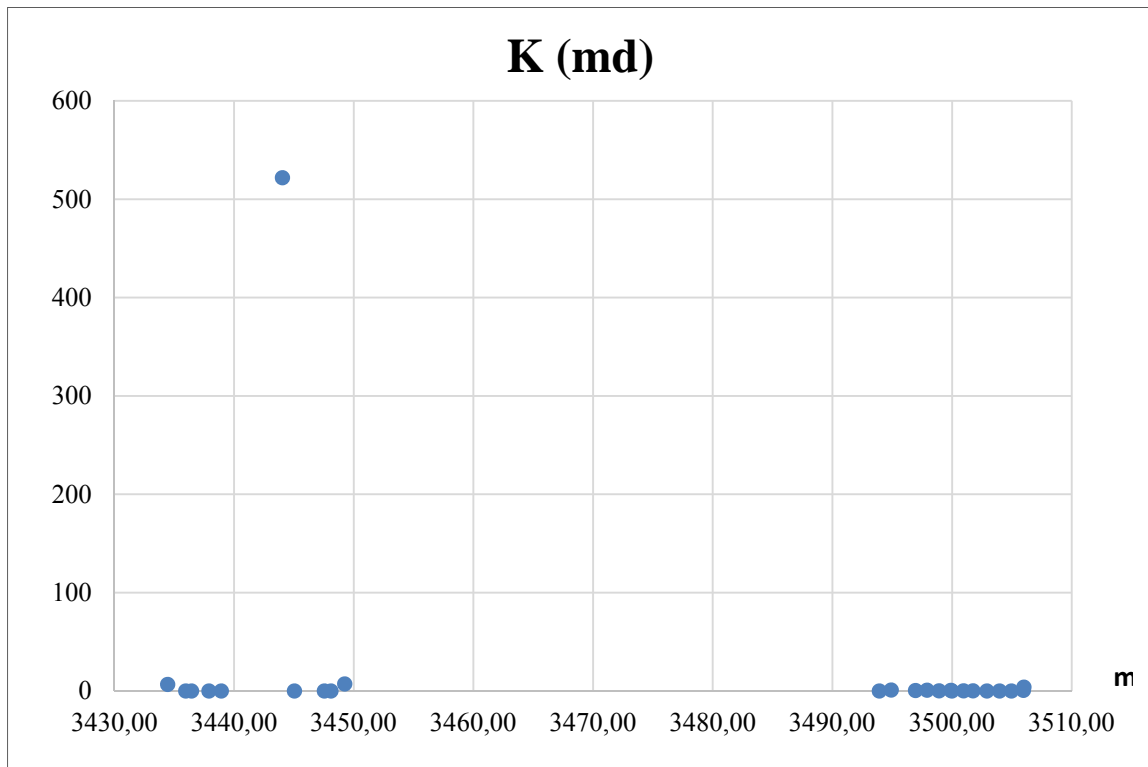


Fig. 29 : Diagramme la répartition de (K_v) au niveau du (TAGI),
(Document SH-DP-REB).

III. 2. 3. 2. AU NIVEAU DU RESERVOIR (QH)

a. Perméabilité horizontale (Kh)

➤ Résulta BRA2

Tableau 6 : Résultats de Perméabilité Horizontale (Kh) du Puits BRA2,
(Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profondeur(m)	K (md)
BRA2	QH	3525	4,27
BRA2	QH	3525,25	0,29
BRA2	QH	3525,5	1,31
BRA2	QH	3525,75	0,22
BRA2	QH	3526	0,08
BRA2	QH	3526,5	0,07
BRA2	QH	3526,75	0,03
BRA2	QH	3528,3	0,91
BRA2	QH	3529	3,58
BRA2	QH	3529,5	0,07
BRA2	QH	3529,75	1,04
BRA2	QH	3530,3	2,24
BRA2	QH	3530,55	2,84
BRA2	QH	3530,7	1,79
BRA2	QH	3530,9	1,27
BRA2	QH	3531	0,1
BRA2	QH	3531,3	1,94
BRA2	QH	3531,65	0,1
BRA2	QH	3532,05	0,23
BRA2	QH	3533	49,19
BRA2	QH	3533,35	1,57
BRA2	QH	3533,7	1,42
BRA2	QH	3534	0,68
BRA2	QH	3534,65	0,07
BRA2	QH	3535	0,06
BRA2	QH	3535,3	0,22
BRA2	QH	3535,6	0,9
BRA2	QH	3536	2,62
BRA2	QH	3536,35	1,13

➤ Résulta BRA3

Tableau 7: Résultats de perméabilité horizontale (Kh) du Puits BRA3,
(Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profondeur(m)	K (md)
BRA3	QH	3440	0,07
BRA3	QH	3440,25	0,04
BRA3	QH	3440,5	0,05
BRA3	QH	3440,75	0,06
BRA3	QH	3441	0,04
BRA3	QH	3441,25	0,02
BRA3	QH	3441,5	0,06
BRA3	QH	3441,75	0,04
BRA3	QH	3442	0,1
BRA3	QH	3442,25	0,03
BRA3	QH	3442,5	0,05
BRA3	QH	3442,75	0,06
BRA3	QH	3443	0,09
BRA3	QH	3443,25	0,06
BRA3	QH	3443,5	0,09
BRA3	QH	3443,8	0,07
BRA3	QH	3444	0,08
BRA3	QH	3444,25	0,06
BRA3	QH	3444,55	0,04
BRA3	QH	3444,75	0,05
BRA3	QH	3445	0,04
BRA3	QH	3445,25	0,04
BRA3	QH	3445,8	0,06
BRA3	QH	3446	0,07
BRA3	QH	3446,3	0,05
BRA3	QH	3446,5	0,04
BRA3	QH	3446,75	0,06
BRA3	QH	3447	0,09
BRA3	QH	3447,25	0,07

➤ Résulta BRA4

Tableau 8 : Résultats de perméabilité horizontale (Kh) du Puits BRA4,
(Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profondeur(m)	K (md)
BRA4	QH	3516,1	0,075
BRA4	QH	3517,16	0,431
BRA4	QH	3517,77	0,107
BRA4	QH	3519,5	0,064
BRA4	QH	3522,18	0,036
BRA4	QH	3522,43	0,191
BRA4	QH	3524,04	0,025
BRA4	QH	3524,48	0,120
BRA4	QH	3524,75	0,895
BRA4	QH	3525,44	0,010
BRA4	QH	3526,08	0,585
BRA4	QH	3526,57	0,741
BRA4	QH	3527,1	0,050
BRA4	QH	3527,51	0,060
BRA4	QH	3528,09	0,010
BRA4	QH	3528,92	0,199
BRA4	QH	3529,05	0,197
BRA4	QH	3529,4	0,668
BRA4	QH	3529,65	0,623
BRA4	QH	3529,86	0,212
BRA4	QH	3530,02	0,226
BRA4	QH	3530,57	0,176
BRA4	QH	3531,18	0,162
BRA4	QH	3531,56	0,041
BRA4	QH	3532,26	0,050
BRA4	QH	3532,52	0,574
BRA4	QH	3532,82	0,036
BRA4	QH	3517,61	0,528
BRA4	QH	3523,88	0,355

➤ Résultat BRA6

Tableau 9 : Résultats de perméabilité horizontale (Kh) du Puits BRA6,
(Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Prondoeur(m)	K (md)
BRA6	QH	3504,29	2,108
BRA6	QH	3506,69	0,557
BRA6	QH	3506,94	6,819
BRA6	QH	3507,04	4,337
BRA6	QH	3507,29	6,856
BRA6	QH	3507,52	5,836
BRA6	QH	3507,79	0,908
BRA6	QH	3508,41	0,348
BRA6	QH	3509,64	1,639
BRA6	QH	3506,53	0,259
BRA6	QH	3508,66	1,384
BRA6	QH	3509,42	3,271
BRA6	QH	3510,27	2,136
BRA6	QH	3510,61	3,183
BRA6	QH	3511,28	0,682
BRA6	QH	3513,09	2,878
BRA6	QH	3513,87	1,749
BRA6	QH	3514,12	0,314
BRA6	QH	3515,08	0,593
BRA6	QH	3515,69	1,969
BRA6	QH	3516,28	0,897
BRA6	QH	3516,84	0,543
BRA6	QH	3517,72	4,191
BRA6	QH	3518,57	0,066
BRA6	QH	3519,39	0,676
BRA6	QH	3521,57	3,420
BRA6	QH	3522,13	2,083
BRA6	QH	3523,05	6,184
BRA6	QH	3523,93	3,495

A partir de ces résultats de perméabilité présent du BRA2 BRA3 BRA4 et BRA 6 on remarque que la perméabilité horizontale du réservoir (QH) se concentre entre (3440, 3455m) et (3520, 3580) où la fourchette de variation est entre 0,1 et 60 md.

La valeur maximale est enregistrée à 3533m 49md et la valeur minimale est enregistrée à 3442 m 0,1md (Fig.30).

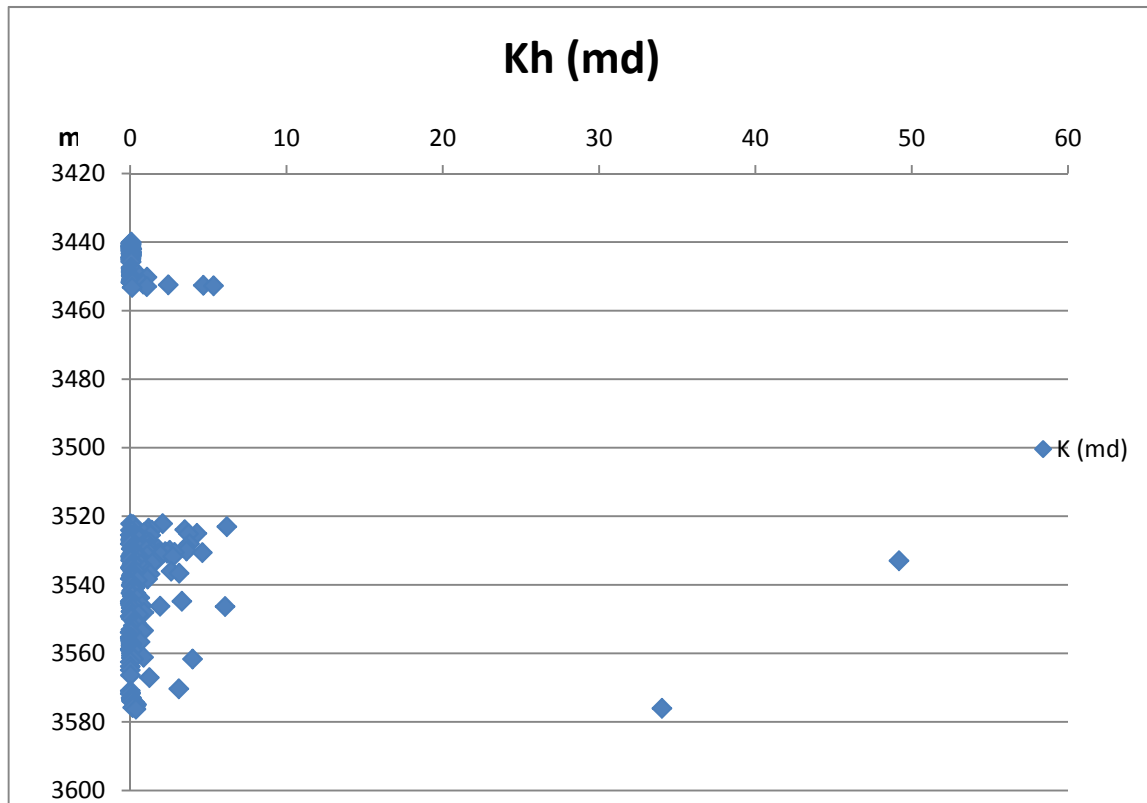


Fig. 30 : Diagramme montre la répartition de (Kh) au niveau du (QH), (Document SH-DP-REB).

b. perméabilité verticale (kv)

➤ Résultat BRA3

Tableau 10 : Résultats de perméabilité verticale Kv du Puits BRA3,
(Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profondeur(m)	K (md)
BRA3	QH	3440,93	0,06
BRA3	QH	3441,93	0,06
BRA3	QH	3442,93	0,14
BRA3	QH	3443,91	0,16
BRA3	QH	3444,94	0,05
BRA3	QH	3445,94	0,06
BRA3	QH	3446,94	0,11
BRA3	QH	3447,94	0,12
BRA3	QH	3448,94	0,09
BRA3	QH	3449,82	0,06
BRA3	QH	3450,83	0,24
BRA3	QH	3451,9	1,02
BRA3	QH	3453,9	2,48
BRA3	QH	3454,94	0,46
BRA3	QH	3455,94	9,15
BRA3	QH	3456,94	1,82
BRA3	QH	3457,92	10,1
BRA3	QH	3458,94	0,19
BRA3	QH	3459,88	0,29
BRA3	QH	3460,9	0,26
BRA3	QH	3461,94	0,77
BRA3	QH	3462,9	0,12
BRA3	QH	3463,9	0,16
BRA3	QH	3464,94	38,63
BRA3	QH	3465,78	1,01
BRA3	QH	3466,94	0,15
BRA3	QH	3467,95	11,98
BRA3	QH	3468,92	5,95
BRA3	QH	3469,9	0,87
BRA3	QH	3471,93	2,54
BRA3	QH	3472,93	6,4
BRA3	QH	3473,89	0,1
BRA3	QH	3474,94	3,21
BRA3	QH	3475,93	2,05

➤ Résultat BRA 4

Tableau 11: Résultats de perméabilité verticale K_v du Puits BRA4,
(Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profondeur(m)	K (md)
BRA4	QH	3506,95	5,306
BRA4	QH	3509,92	1,604
BRA4	QH	3513,23	4,204
BRA4	QH	3514,45	0,155
BRA4	QH	3517,83	0,101
BRA4	QH	3522,7	2,859
BRA4	QH	3523,57	0,817
BRA4	QH	3523,78	0,296
BRA4	QH	3525,82	0,050
BRA4	QH	3526,95	0,065
BRA4	QH	3527,74	0,100
BRA4	QH	3527,78	1,454
BRA4	QH	3529,58	1,348
BRA4	QH	3530,83	1,929
BRA4	QH	3531,3	0,446
BRA4	QH	3531,9	0,131
BRA4	QH	3532,89	0,832
BRA4	QH	3534,94	0,030
BRA4	QH	3534,97	0,523
BRA4	QH	3537,51	0,030
BRA4	QH	3538,83	0,066
BRA4	QH	3539,55	0,099
BRA4	QH	3540,87	0,060
BRA4	QH	3541,15	0,100
BRA4	QH	3541,82	0,060
BRA4	QH	3543,3	0,230
BRA4	QH	3543,88	0,200
BRA4	QH	3544,49	0,049
BRA4	QH	3546,85	0,010

➤ Résultat BRA 6

Tableau 12: Résultats de perméabilité verticale Kv du Puits BRA6,
(Document SH-DP-REB).

Puits	Reservoir	Profondeur(m)	K (md)
BRA6	QH	3546,95	2,820
BRA6	QH	3548,72	0,010
BRA6	QH	3549,42	0,126
BRA6	QH	3550,97	0,269
BRA6	QH	3551,97	0,224
BRA6	QH	3552,8	0,222
BRA6	QH	3553,96	0,046
BRA6	QH	3554,6	0,009
BRA6	QH	3555,32	0,076
BRA6	QH	3555,92	0,027
BRA6	QH	3556,78	0,053
BRA6	QH	3557,44	0,045
BRA6	QH	3557,87	0,076
BRA6	QH	3558,83	0,008
BRA6	QH	3559,79	15,549
BRA6	QH	3560,92	0,974
BRA6	QH	3561,74	0,051
BRA6	QH	3566,62	0,045
BRA6	QH	3570,95	0,022
BRA6	QH	3572,82	0,090
BRA6	QH	3573,79	0,175
BRA6	QH	3574,96	0,295
BRA6	QH	3575,86	0,321
BRA6	QH	3576,29	0,247

A partir de ces résultats de perméabilité présent du BRA 1, BRA4 et BRA 6 on remarque que la perméabilité verticale du réservoir QH se concentre entre (3440, 3450m) avec une fourchette varie entre 0,04 à 38,63md et entre 3506 et 3573m, (Fig.31).

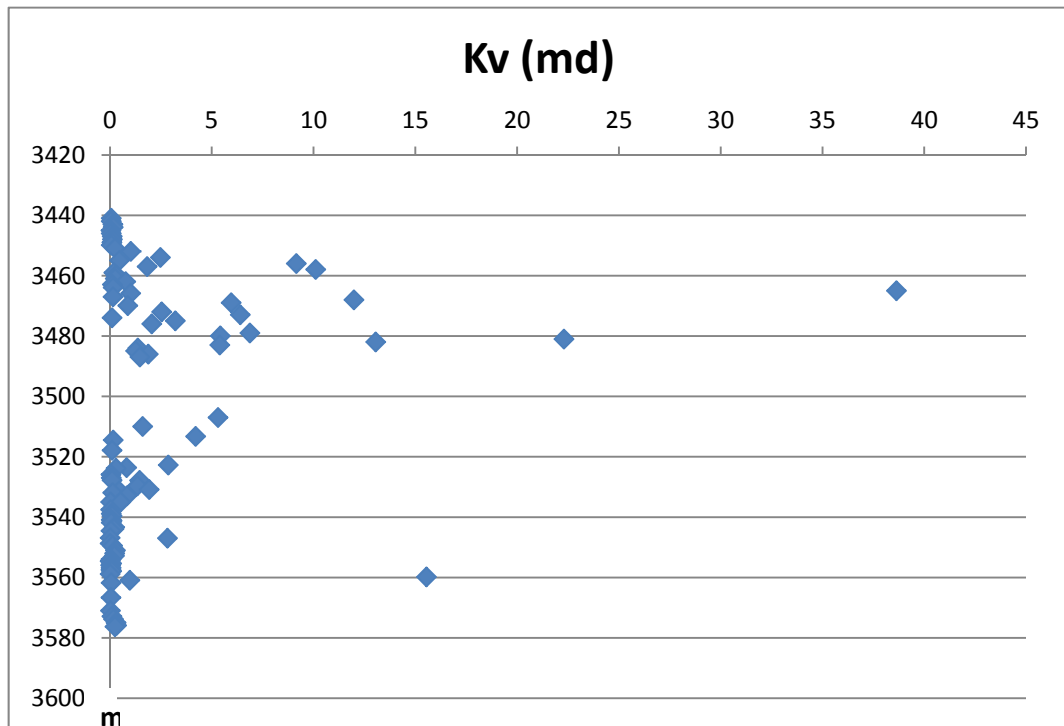


Fig. 31 : Diagramme la répartition de (**Kv**) au niveau du (**QH**), (Document SH-DP-REB).

III. 3. PRESENTATION DES RESULTATS ET DISCUSSION DES PUITES

III. 3. 1. Puits BRA 6

III. 3. 1. 1. Fiche technique

Tableau 13 : Fiche technique BRA6, (Document SH-DP-REB).

Formations	Prévisions	Epais	Cotes Sondeurs		Cotes Electriques	
			Top	Epais	Top	Epais
TAGI	3 621	20	3 648	23	3 646	19
QH	3 641	40	3 671	52	3 665	55

L'interprétation pétrophysiques des logs a montré que le puits BRA6 présente des hydrocarbures sur un intervalle productif « drain » de 1.98m et une porosité moyenne de 8% au niveau du TAGI, et un drain de 20m, porosité de 6,5% au niveau du QH.

Le cut off utilisés : $Phie > 5\%$, $Vsh < 35\%$ et $Sw < 55\%$. Cela veut dire qu'à partir de ces valeurs toute production est considérée comme étant rentable.

III. 3. 1. 2. Résultats des diagraphies

Tableau 14 : Les principaux résultats des diagraphies du puits BRA6, (Document SH-DP-REB).

Puits	Zones	Top(m)	Bottom (m)	Flag Name	Net	Volume d'argile	Porosité	Saturation d'eau
BRA-6	TAGI	3646	3665	Roche	18.982m	39.1%	5.0%	85.0%
				Réservoir	9.991m	15.6%	7.6%	81.5%
				Drain	1.981m	3.0%	8.0%	58.5%
	QH	3665	3720	Roche	55.000m	8.5%	5.9%	61.9%
				Réservoir	47.007m	6.2%	6.3%	60.5%
				Drain	20.176m	2.5%	6.5%	44.7%

III. 3. 1. 3. Résultats des carottes

Les carottes ont été prélevées au puits BRA6 pour mieux connaître la caractérisation et l'évaluation de réservoir (TAGI) et (QH), les analyses des plugs présent du CRD.

Tableau 15 : Mesures pétrophysique du carotte BRA6, (Document SH-DP-REB).

Puits	Zones	Top(m)	Bottom (m)	porosité	saturarion	permeabilité
BRA6	TAGI	3646	3665	7,71%	40,5%	3,54md
	QH	3665	3720	7,08%	30,9%	8,75md

Remarque : Les résultats des carottes confirment la fiabilité des résultats diagraphiques.

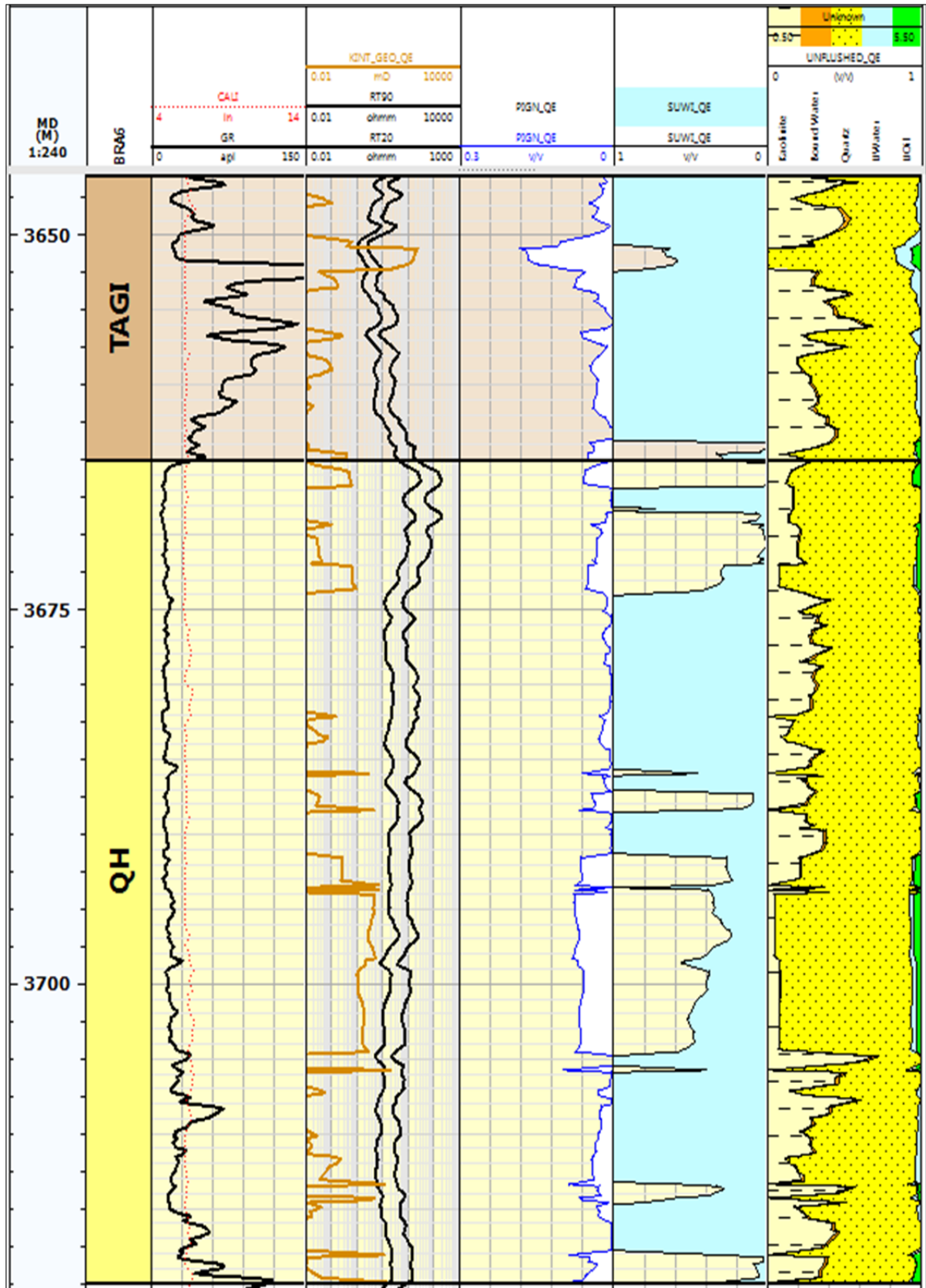


Fig. 32 : Log de puits BRA6, (Document SH-DP-REB).

III. 3. 1. 4. Les intervalles perforés

A partir de cette interprétation (Fig.32) on peut retenir deux zones susceptibles à produire, du 3650 à 3652m et la deuxième zone à partir des 3663 à 3674 m tous en basant sur les critères suivants:

- 1- La résistivité élevée qui indique la présence des hydrocarbures.
- 2- Le taux d'argilosité, qui ne dépasse pas le cutoff de BhiretAissa.
- 3- La porosité, a cet intervalle la porosité effective présente des valeurs importantes,
- 4- Quatrième critères se base sur la saturation en eau, c'est une limite à partir de la quel on peut avoir de l'eau

Le cas des Quartzites Elhamra QH la porosité en général est faible on considère une limite inférieure (3%), les zones ayant une porosité au-dessous de cette limites sont éliminées.

III. 3. 2. Puits BRA5

III. 3. 2. 1. Fiche technique

Tableau 16 : Fiche technique BRA5, (Document SH-DP-REB).

Formations	Prévisions	Epais	Cotes Sondeurs		Cotes Electriques	
			Top	Epais	Top	Epais
TAGI	3 592	20	3 564	25	3 563,5	30
QEH	3 612	99	3 589	85	3 593	62

L'interprétation pétrophysique des logs du puits BRA5 montre que les deux réservoirs ont des hydrocarbures sur un intervalle productif « drain» de 10m sur une totalité de 29m au niveau de (TAGI) et 17m sur une totalité de 62m au niveau de (QH).

Comme il présente une bonne porosité : 14 % au (TAGI) et 7% au niveau du (QH) qui est moins argileux que le précédent. Les cut off utilisés : Phie : 50%, Vsh : 35% et Sw : 55%.

III. 3. 2. 2. Résultats de diagraphie

Tableau 17 : Les principaux résultats des diagraphies du puits BRA5, (Document SH-DP-REB).

Puits	Zones	Top(m)	Bottom (m)	Flag Name	Net	Volume d'argile	Porosité	Saturation d'eau
BRA5	TAGI	3564	3593	Roche	28.974m	28.5%	09.9%	72.2%
				Réservoir	19.525m	11.1%	12.3%	66.7%
				Drain	10.365m	04.5%	14.6%	52.6%
	QH	3593	3655	Roche	62.000m	19.6%	06.4%	65.4%
				Réservoir	54.542m	13.8%	07.0%	63.8%
				Drain	17.375m	05.6%	07.7%	33.7%

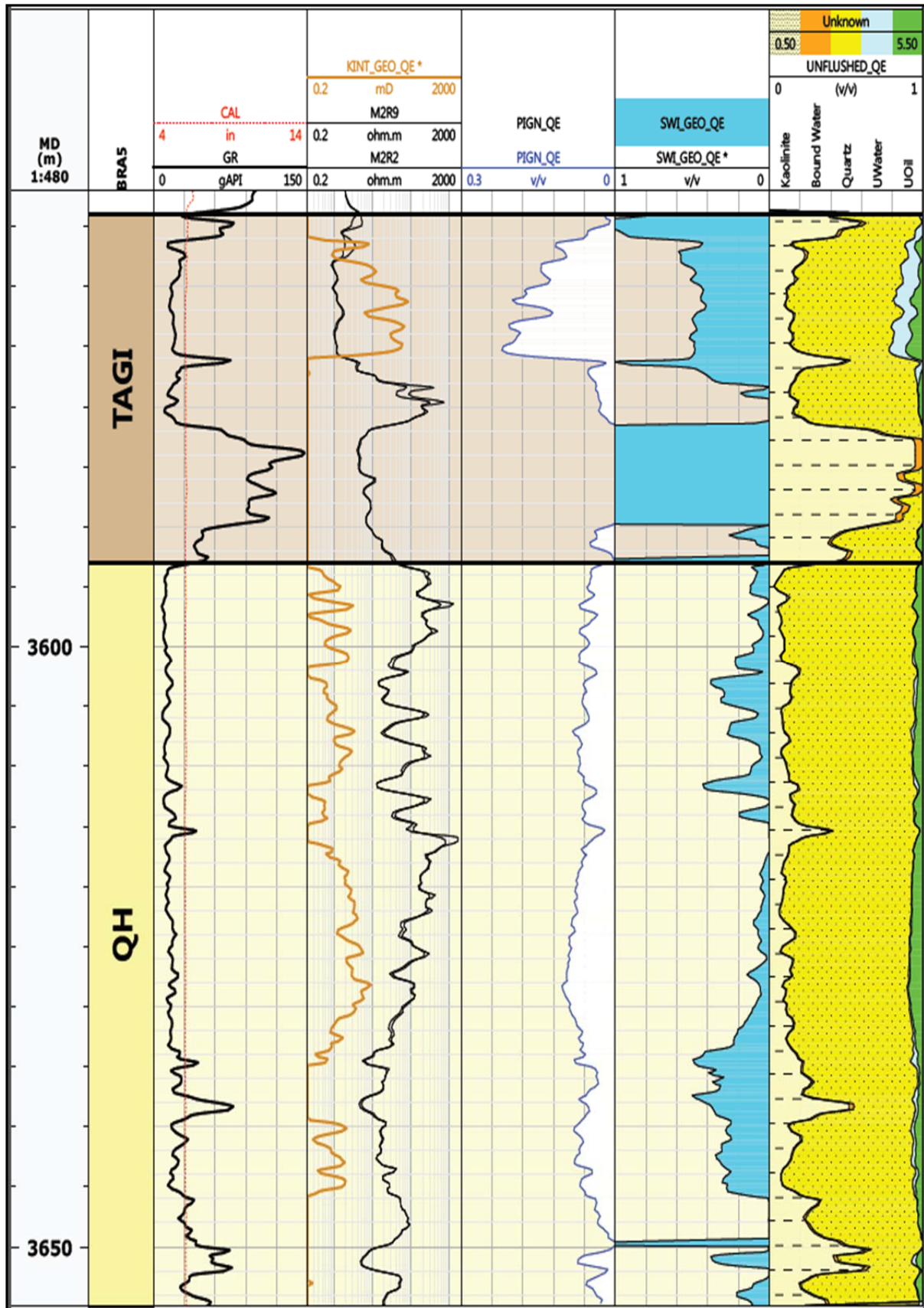


Fig. 33 : Log de puits BRA5, (Document SH-DP-REB).

III. 3. 2. 3. Les intervalles retenus pour les perforer

A partir de cette interprétation (Fig.33) on peut retenir deux zones susceptibles à produire, 3566 à 3580m et 3593 à 3633m tous en basant sur les critères suivants :

- 1- Le taux d'argilousité ne dépasse pas le cut-off
- 2- Deuxième critère concernant la porosité, a cet intervalle la porosité effective présente des valeurs importantes,
- 3- Troisième critères se base sur la saturation en eau, c'est une limite à partir de la quel on peut avoir de l'eau,

Le cas des Quartzites Elhamra (QH) la porosité en général est faible on considère une limite inferieur (3%), les zones ayant une porosité au-dessous de cette limites sont éliminées.

Au niveau du premier intervalle 3566 à 3580m La résistivité est faible, dû à la possibilité de la présence des intercalations d'argiles.

III. 3. 3. Puits BRA 8

III. 3. 3. 1. Fiche technique

Tableau 18 : Fiche technique BRA8, (Document SH-DP-REB).

Formations	Prévisions		Cotes Sondeurs		Cotes Electriques	
	Top	Epais	Top	Epais	Top	Epais
TAGI	3 615	15	3 634	14	3 626	29
QEH	3 630	54	3 648	62	3 655	70

L'interprétation pétrophysique des logs diagraphies a montré que le puits BRA8 présente des caractéristiques pétrophysiques moyennes le long des réservoirs (TAGI) et (QH).

Au niveau du (TAGI), un intervalle productif « drain » de 6.17 m sur une totale de 29 m et une porosité moyenne de 6 %, alors que le réservoir (QH) présente un intervalle productif de 22.93 m sur une totale de 70 m et une porosité moyenne de 6.7 %.

III. 3. 3. 2. Résultats diagraphique

Tableau 19 : Les principaux résultats des diagraphies du puits BRA8, (Document SH-DP-REB).

puits	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Net	Volume d'argile	Porosité	Saturation d'eau
BRA8	TAGI	Réservoir	3626.000	3655.000	16.146m	14.5%	07.7%	72.9%
		Drain			6.172m	02.0%	06.1%	21.6%
	QH	Réservoir	3655.000	3725.000	63.560m	09.6%	06.6%	69.8%
		Drain			22.937m	03.1%	06.7%	41.3%

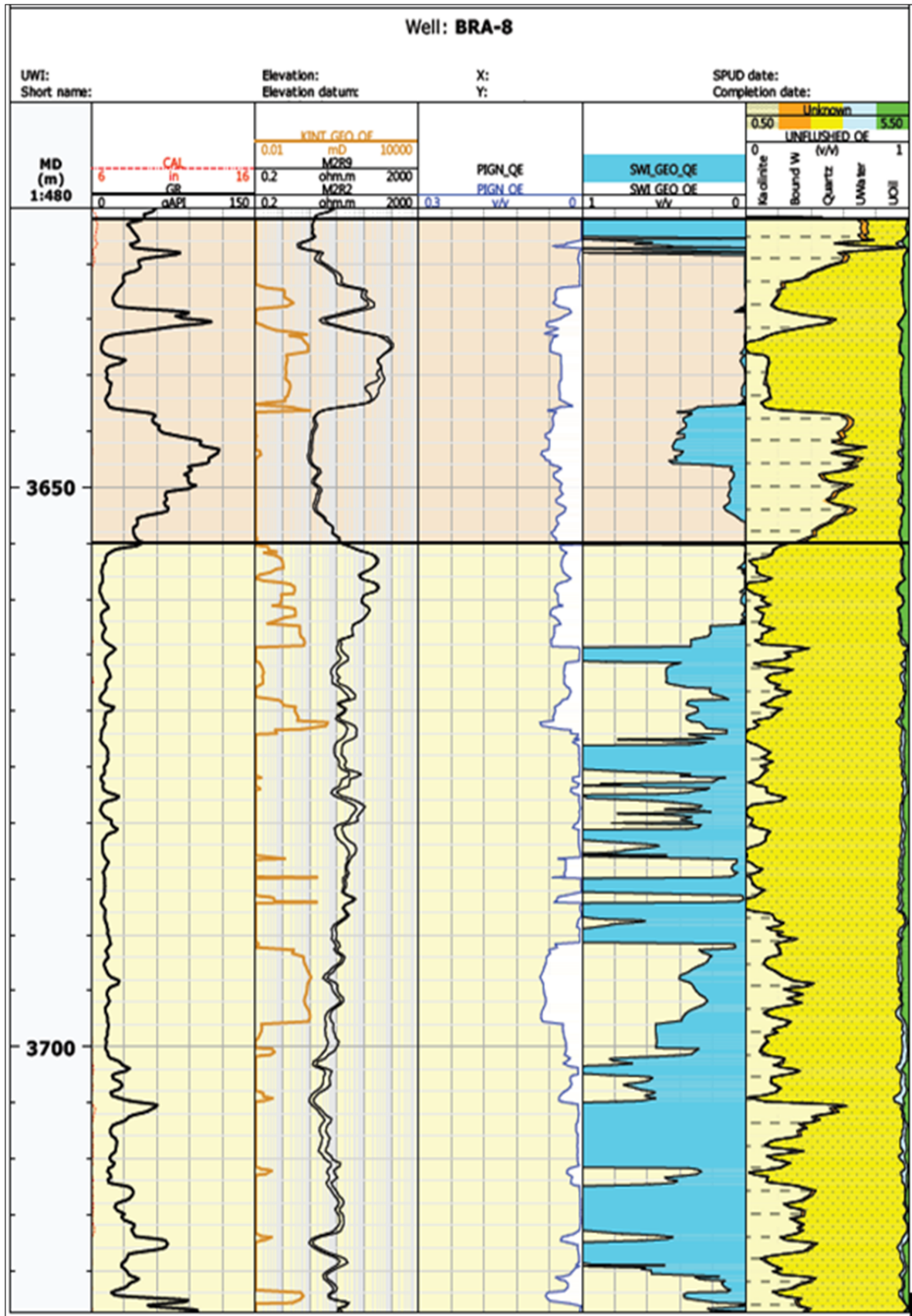


Fig. 34 : Log de puits BRA8, (Document SH-DP-REB).

III. 3. 3. 3. Les intervalles retenus pour les perforer

A partir de cette interprétation (Fig.34), on peut retenir quatre intervalles susceptibles à produire, 3630 à 3634, 3637 à 3644, 3655 à 3662 et 3667 à 3675 tous en basant sur les critères suivants :

- 1- Le taux d'argilosité ne dépasse pas le cut off de Bhiret Aissa (Tableau 19), cette limite conclu seulement les zones propres.
- 2- Deuxième critère concernant la porosité, a cet intervalle la porosité effective présente des valeurs importantes,
- 3- Troisième critères se base sur la saturation en eau, c'est une limite à partir de la quel on peut avoir de l'eau,

Le cas des Quartzites Elhamra (QH) la porosité en général est faible on considère une limite inférieur (3%), les zones ayant une porosité au-dessous de cette limites sont éliminées.

III. 3. 4. Puits BRA 9

III.3 .4 .1. Résultats diaggraphie

Tableau 20 : Les principaux résultats des diaggraphies du puits BRA9, (Document SH-DP-REB).

Puits	Zones	Top	Bottom	Flag Name	Net	Volume d'argile	Porosité	Saturation d'eau
BRA9	TAGI	3643.000	3663.000	Roche	19.878m	22.9%	05.8%	82.7%
				Réservoir	10.820m	14.7%	08.2%	77.6%
				Drain	3.200m	05.0%	08.7%	48.2%
	QH	3663.000	3720.000	Roche	57.000m	18.3%	05.4%	86.5%
				Réservoir	50.444m	10.9%	05.6%	85.1%
				Drain	11.277m	03.1%	05.4%	58.4%

L'interprétation pétrophysique des diaggraphies du puits BRA9 montre que le réservoir a des hydrocarbures sur un intervalle productif « drain » de 3.2 m sur une hauteur de 20m au niveau du TAGI et 11.27 m sur une hauteur de 52 m au niveau du QH.

Ces paramètres pétrophysiques sont de valeurs moyennes où la porosité est de (8%) au niveau du TAGI, et (5%) au niveau du QH.

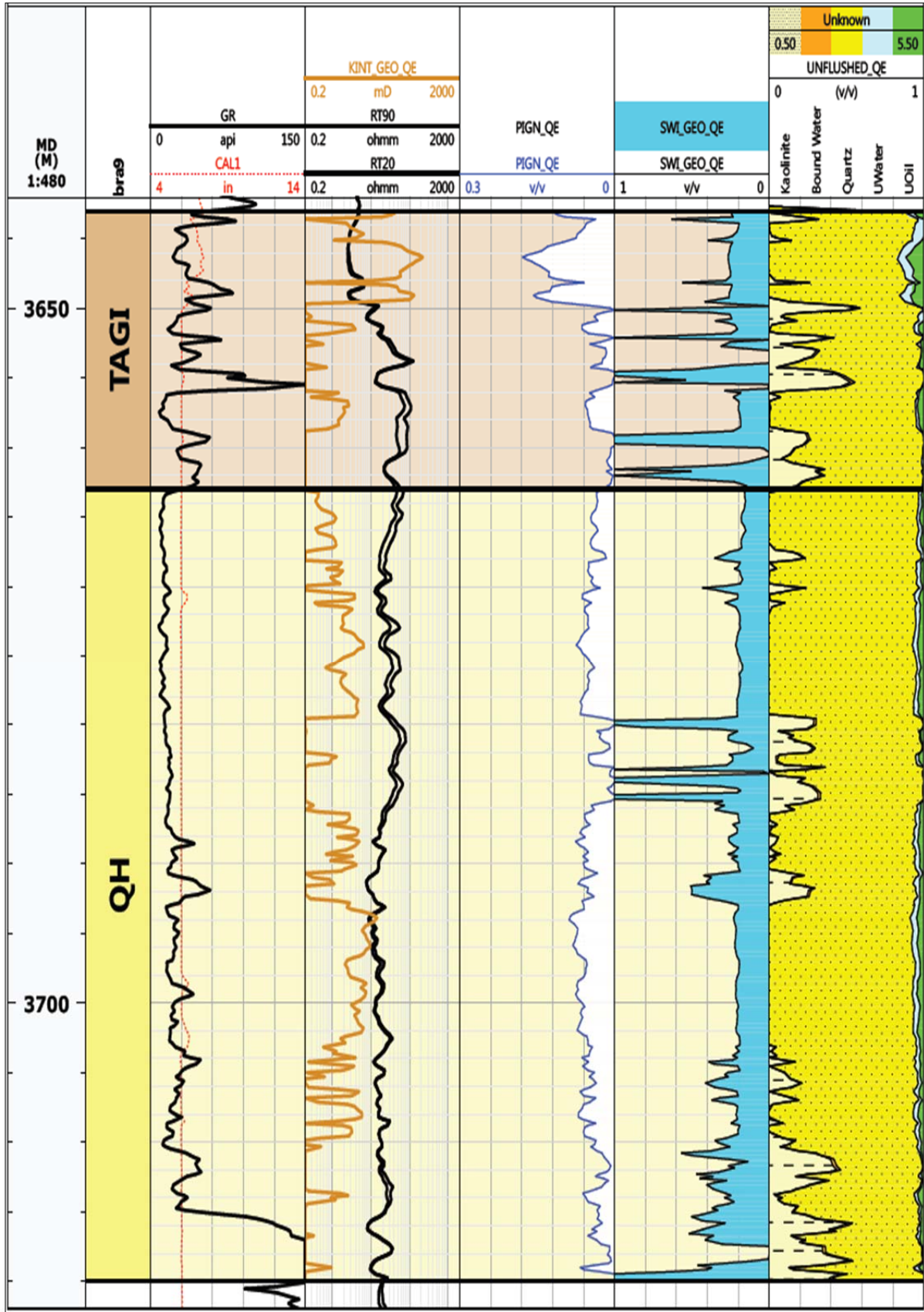


Fig. 35 : Log de puits BRA9, (Document SH-DP-REB).

III. 3. 4. 2. Les intervalles retenus pour les perforer

A partir de cette interprétation (Fig.35), on peut retenir deux zones susceptibles à produire, 3645m à 3650 et 3664 à 3680m tous en basant sur les critères suivants :

- 1- Le taux d'argilosité ne dépasse pas le cut-off de Bhiret Aissa, cette limite conclu seulement les zones propres.
- 2- Deuxième critère concernant la porosité, a cet intervalle la porosité effective présente des valeurs importantes,
- 3- Troisième critères se base sur la saturation en eau, c'est une limite à partir de la quel on peut avoir de l'eau.

Le cas des Quartzites Elhamra (QH) la porosité en général est faible on considère une limite inferieur (3%), les zones ayant une porosité au-dessous de cette limites sont éliminées.

III. 4. INTERPRETATION DES CARTES**III. 4. 1. CARTE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES****III. 4. 1. 1. CARTE D'EVOLUTION DE LA POROSITE**

Pour avoir une bonne représentation de l'évolution de la porosité, dans la zone d'étude, deux cartes isoporosité ont été établie pour le réservoir (TAGI) et (QH).

a. La Carte d'évolution de la porosité au niveau(TAGI)

On remarque que les grandes valeurs de la porosité se concentrent au niveau du BRA5 et BRA1, Où elles varient entre (11 % à 14 %), elles se diminuent en allant vers le Nord -Nord-Est du BRA 5au BRA4 et BRA8, et elle atteint sa valeur minimal 4 % au BRA3 (Fig.36).

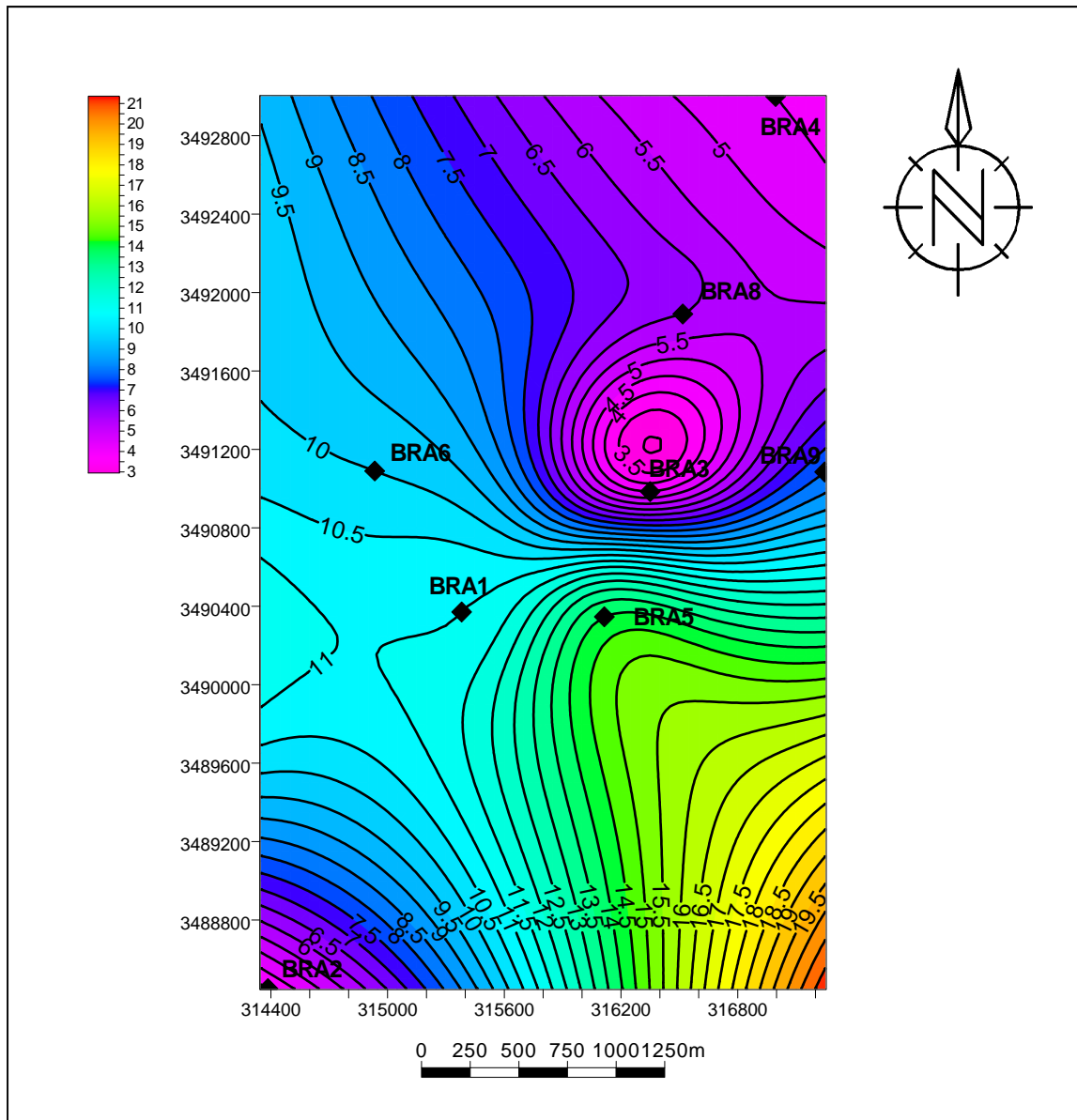


Fig 36 : Carte iso-porosité du réservoir TAGI «champ BRA».

LEGENDE

BRA : Nom du puits.

◆ : Position du puits.

13 : Isoligne.

Equidistance : 0.5%

b. Carte d'évolution de la porosité (QH)

On remarque que la grande valeur de la porosité se concentrent au niveau du BRA3 d'environ 8 % et elle se dégrade entre (5 % et 6 %) au BRA5, BRA6, BRA8, BRA4 et BRA9, tandis qu'au Sud-Est du BRA3 et notamment au BRA1 elles se diminuent jusqu'à 3 % (Fig.37).

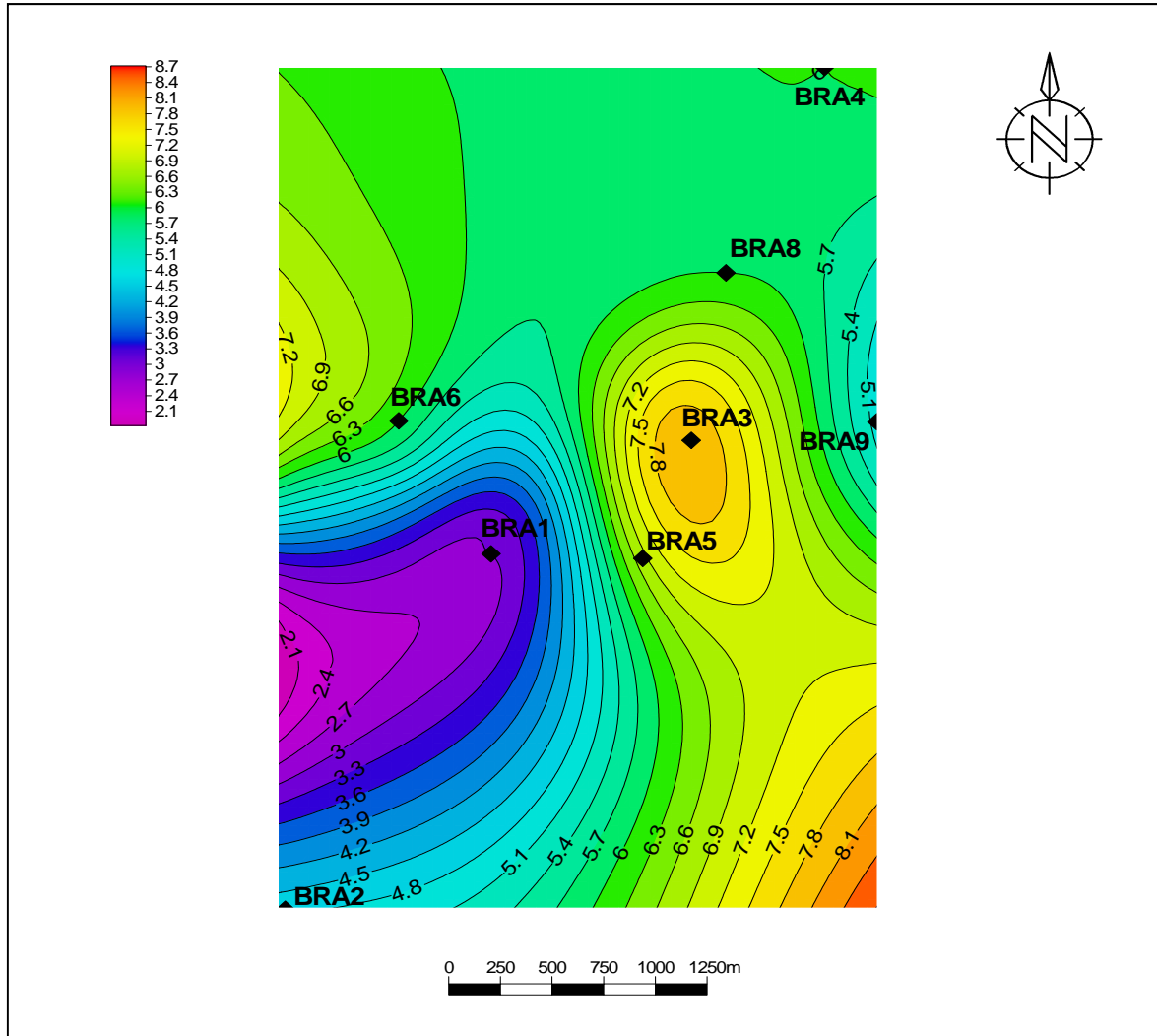


Fig 37 : Carte iso-porosité du réservoir QH «champ BRA».

LEGENDE

BRA : Nom du puits.

◆ : Position du puits.

— 13 — : Isoligne.

Equidistance : 0.5%

III.4.1.2. CARTE EN ISO-PERMEABILITE

a. Carte en iso-perméabilité au toit de (TAGI)

Cette carte est caractérisée par une perméabilité qui varie entre 2 md et 13 md, on remarque que la perméabilité a presque les mêmes valeurs dans tout le gisement (Fig 26) seulement.

On remarque une chute des valeurs dans la partie centrale-nord.

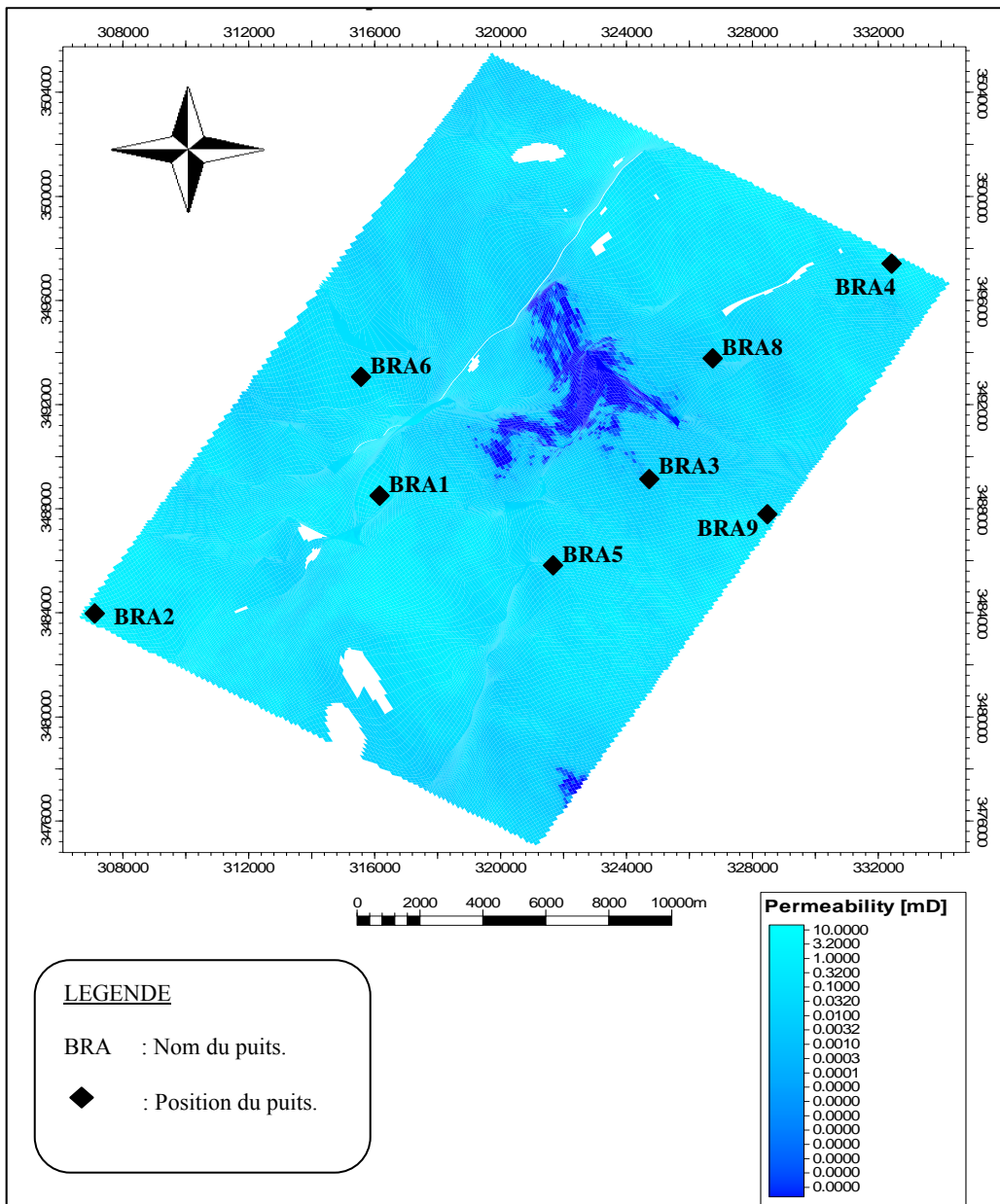


Fig 26 : Carte iso-perméabilité du réservoir TAGI «champ BRA».

b. Carte en iso-perméabilité au toit de (QH)

Cette carte est caractérisée par une perméabilité qui varie entre 0 md et 2 md, on remarque que la perméabilité est presque nulle dans la partie centrale et sud-centre, avec des très faibles valeurs sur le reste de gisement (Fig.42).

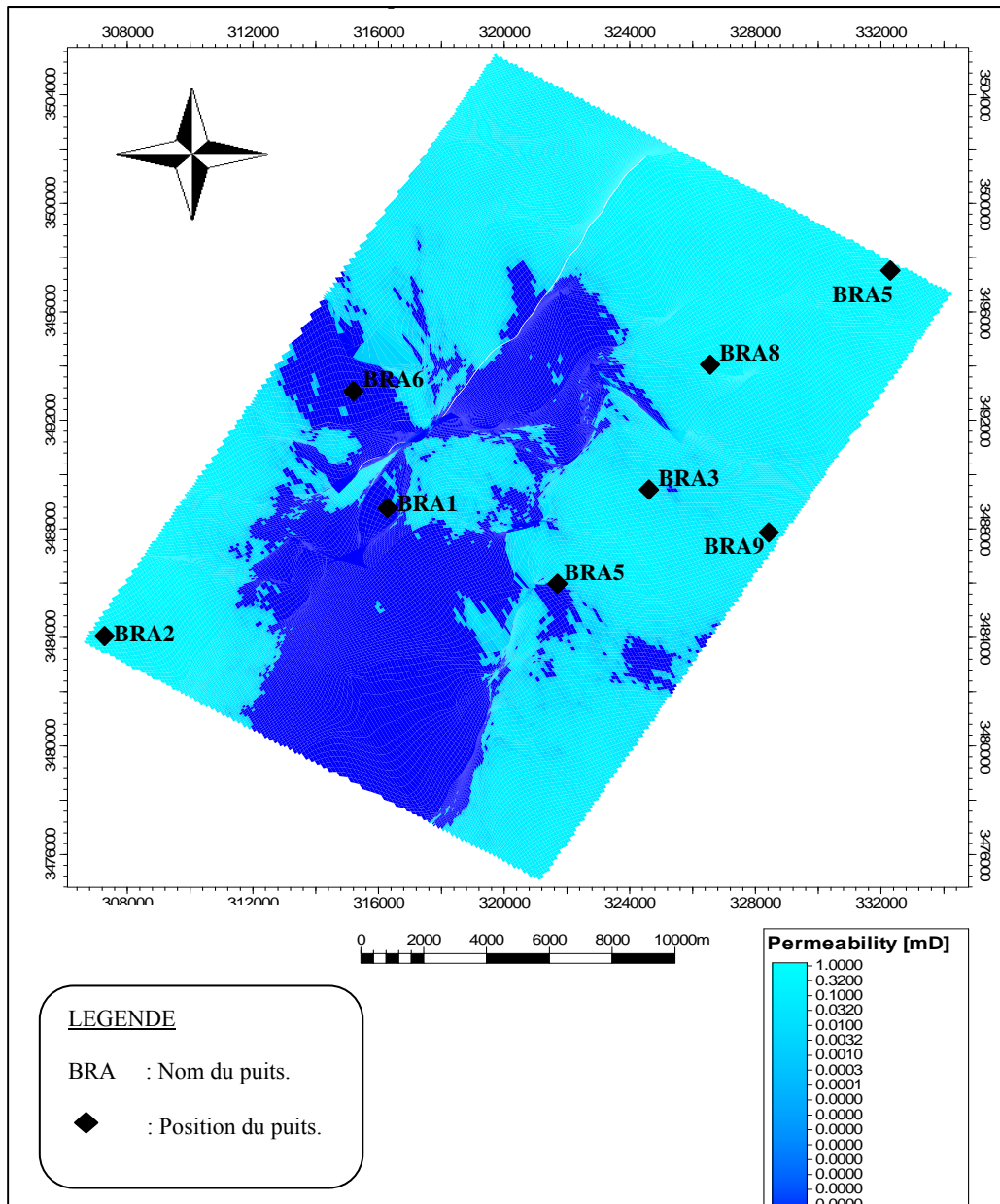


Fig 42 : Carte iso-perméabilite au reservoir QH «champ BRA».

III. 4. 1. 3. CARTE ISO-SATURATION AU (TOIT)

a. Carte iso-saturation au toit de (TAGI)

Cette carte est caractérisée par une porosité qui varie entre 0 % et 89.56 %, on remarque que la saturation en eau est plus grande dans la partie centrale est, surtout sur la haute structure, où on enregistre les plus grandes valeurs (Fig.38).

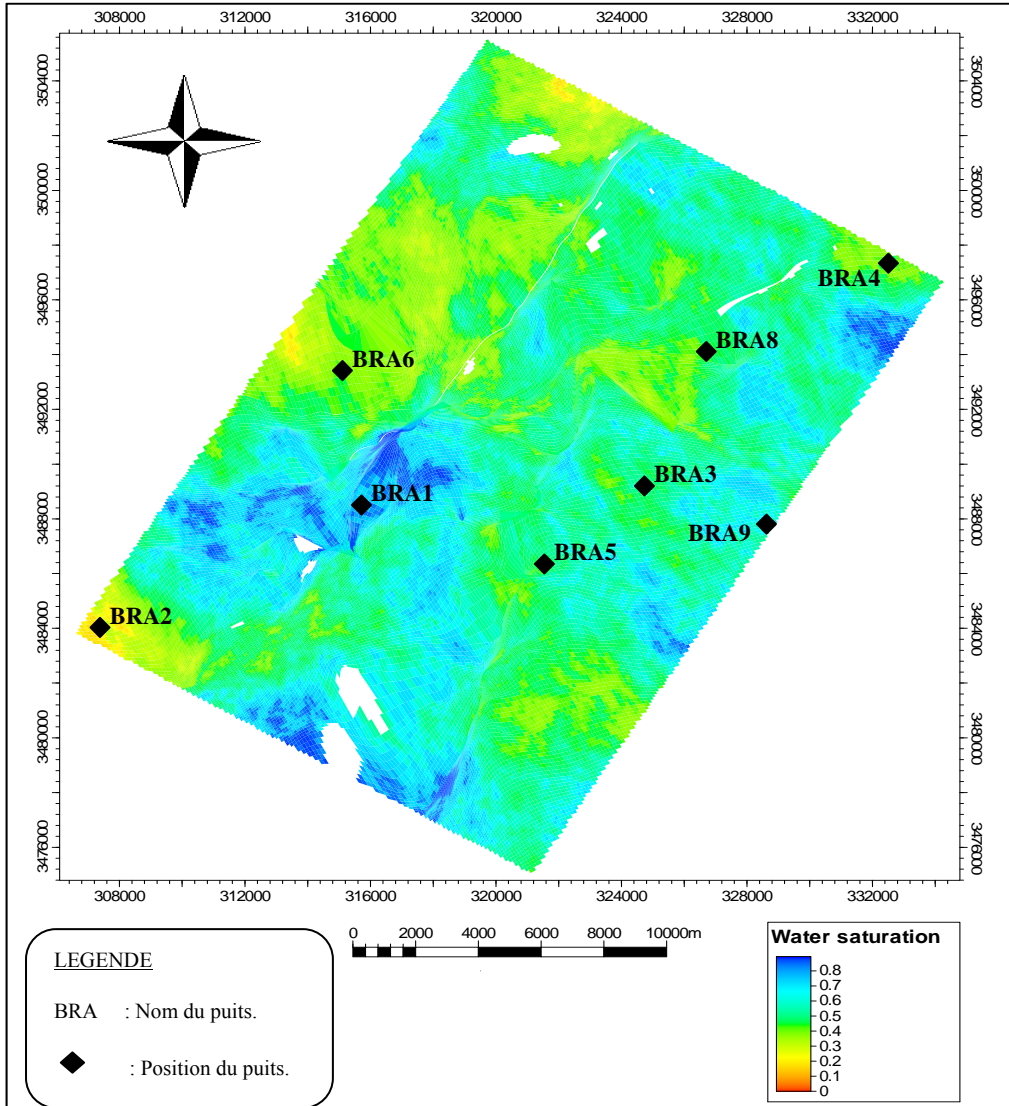


Fig 38 : Carte iso-saturation du réservoir TAGI «champ BRA».

b. Carte en iso-saturation au toit de (QH)

Cette carte est caractérisée par une porosité qui varie entre 4 % et 88 %, on remarque que la saturation en eau est plus grande dans la partie centrale Est, surtout au Nord de la plus haute structure, où on enregistre les plus grandes valeurs, avec de faibles valeurs sur tout le reste de gisement(Fig.39).

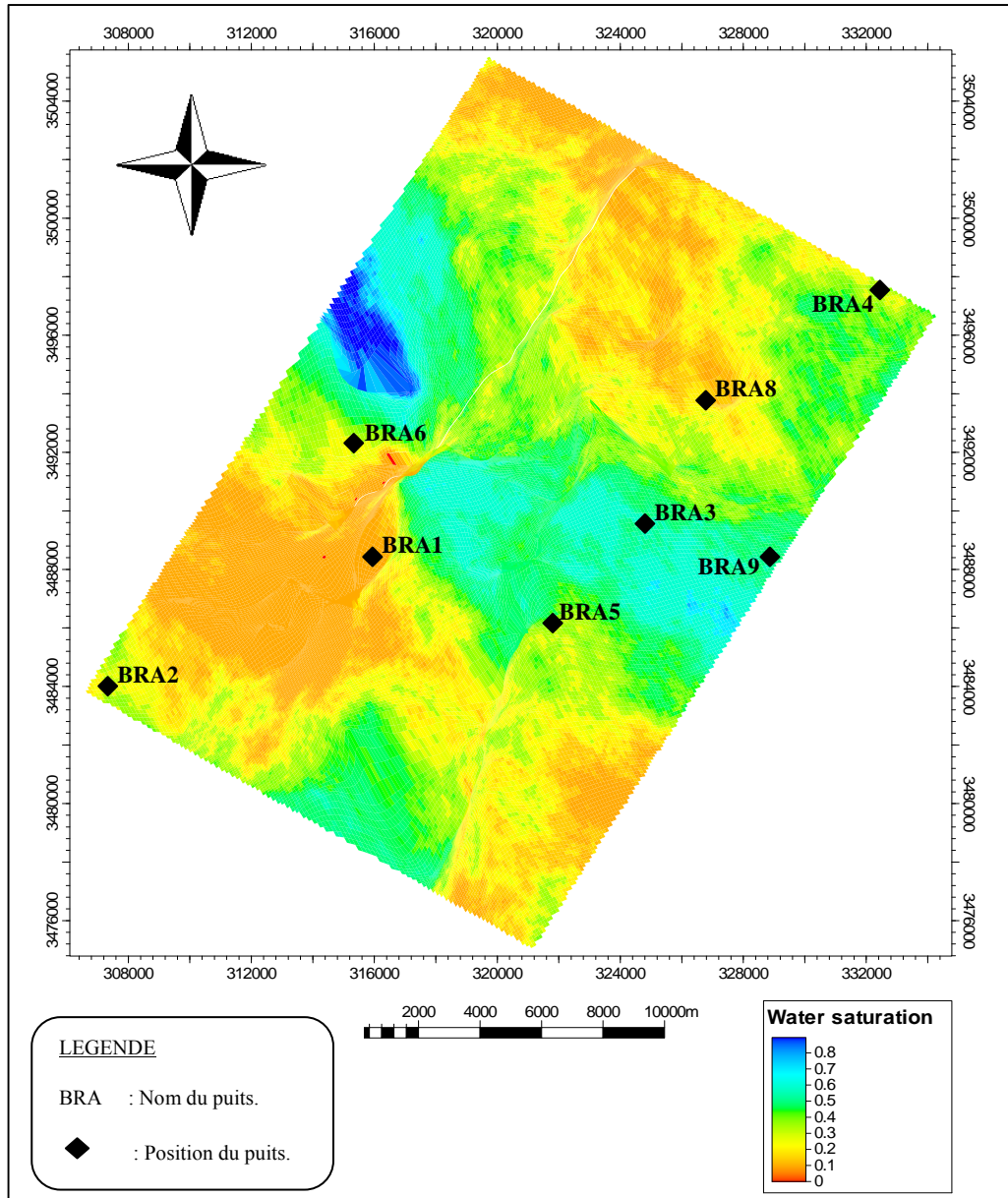


Fig 39 : Carte iso-saturation du réservoir QH «champ BRA».

III. 4. 1. 4. CARTE EN ISO-VOLUME D'ARGILE

a. Carte en iso-volume d'argile au toit de (TAGI)

Cette carte est caractérisée par un volume d'argile qui varie entre 0 % et 70 %, on remarque que le volume d'argile est plus grand dans la partie sud-ouest et diminue progressivement vers le nord-est (Fig.42).

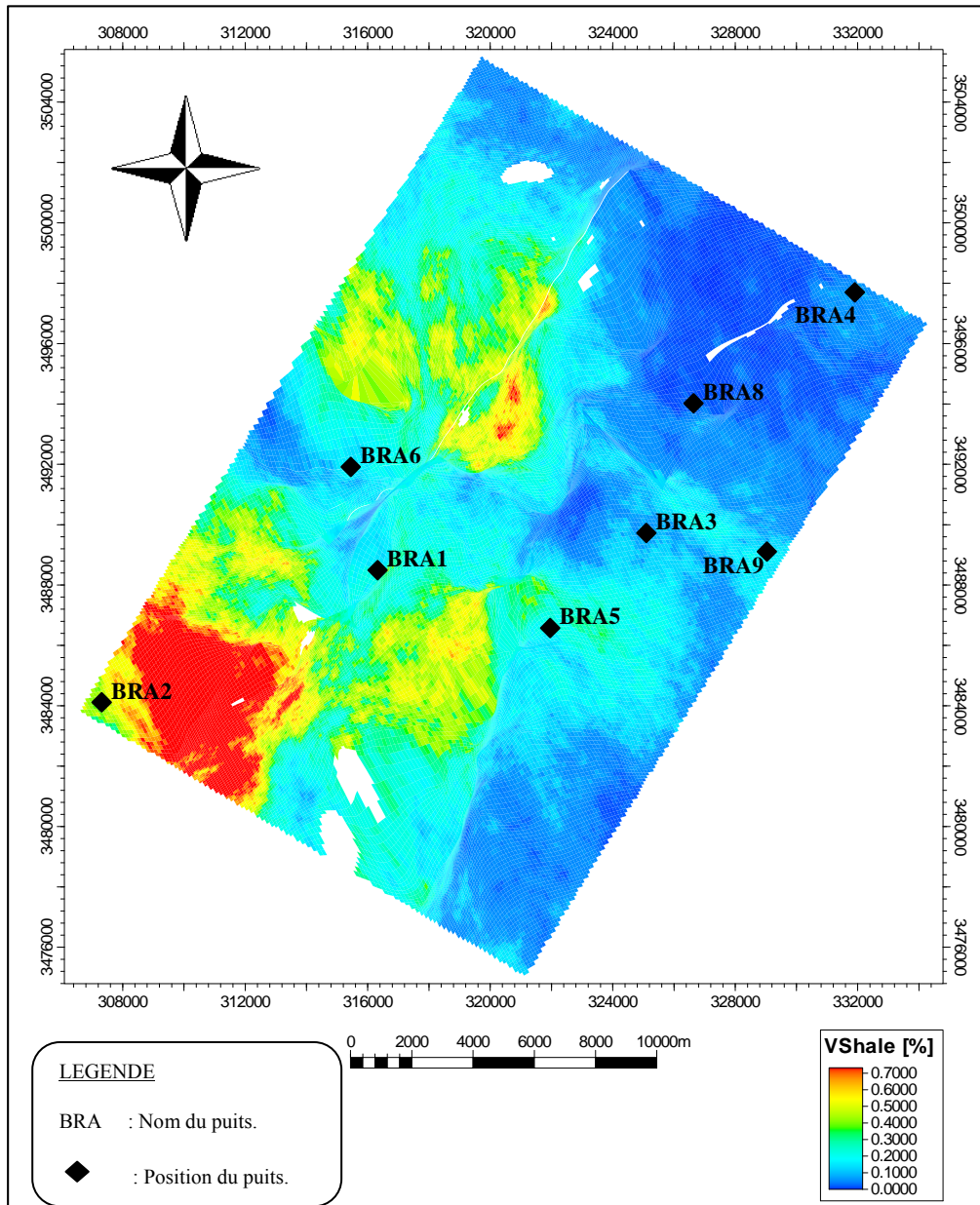


Fig 42 : La carte en iso-volume d'argile au toit TAGI «champ BRA».

b. Carte en iso-volume d'argile au toit de (QH)

Cette carte est caractérisée par un volume d'argile qui varie entre 0 % et 63 %, on remarque que le volume d'argile est plus grand dans la partie nord-est, avec des faibles valeurs dans tout le reste de gisement (Fig.39).

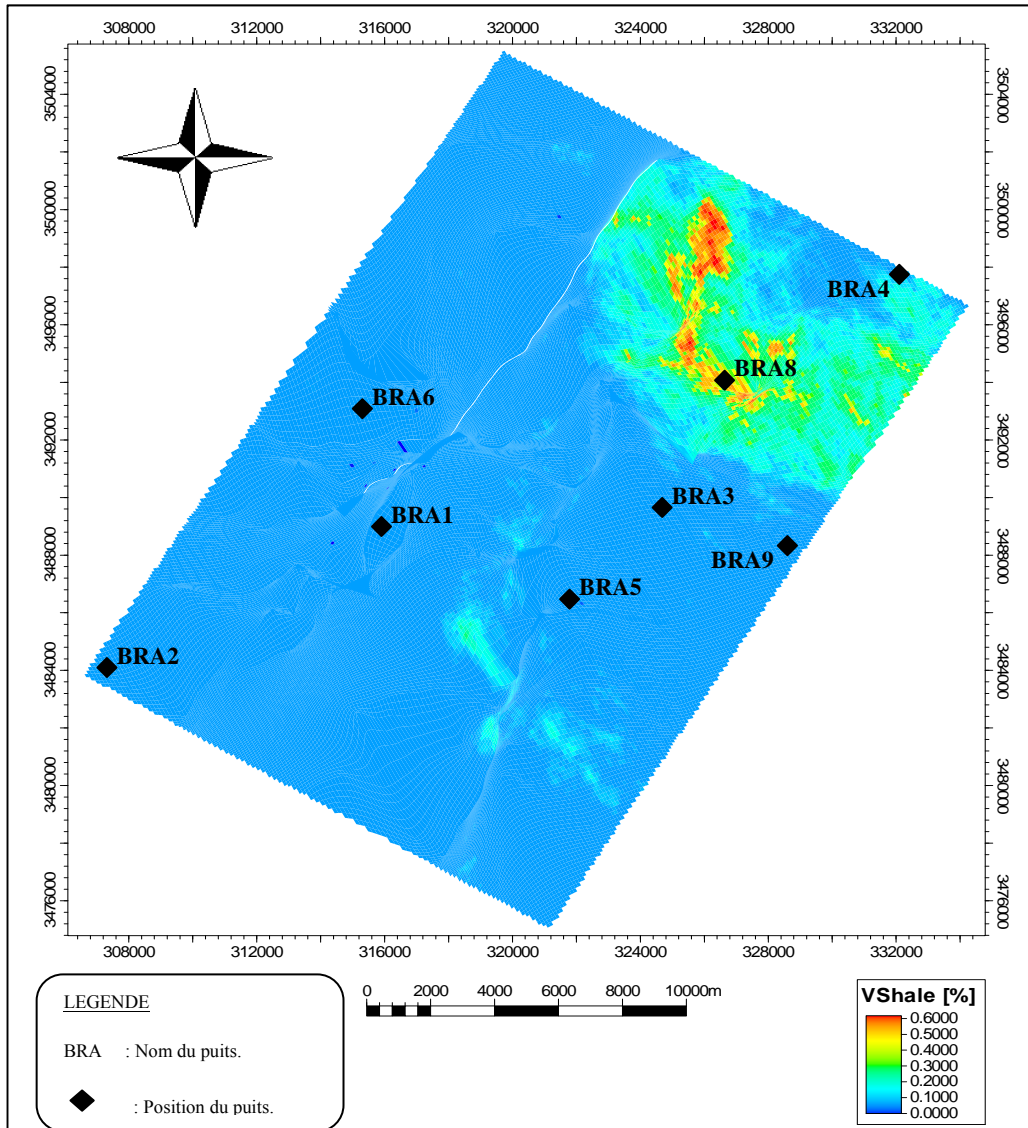


Fig 39 : La carte en iso-volume d'argile au toit QH «champ BRA».

III. 4. 2. LES CARTE ISOBATHE

Ce sont des cartes qui représentent des courbes d'égaux profondeurs égales.

a. Carte en isobathe au toit de (TAGI)

Cette carte est caractérisée par une profondeur qui varie entre -3359 m et -3796 m, on remarque que la structure est plus haute dans la partie centrale Est. Les structures les plus basses, qui atteindre -3796 m de profondeur (Fig.44).

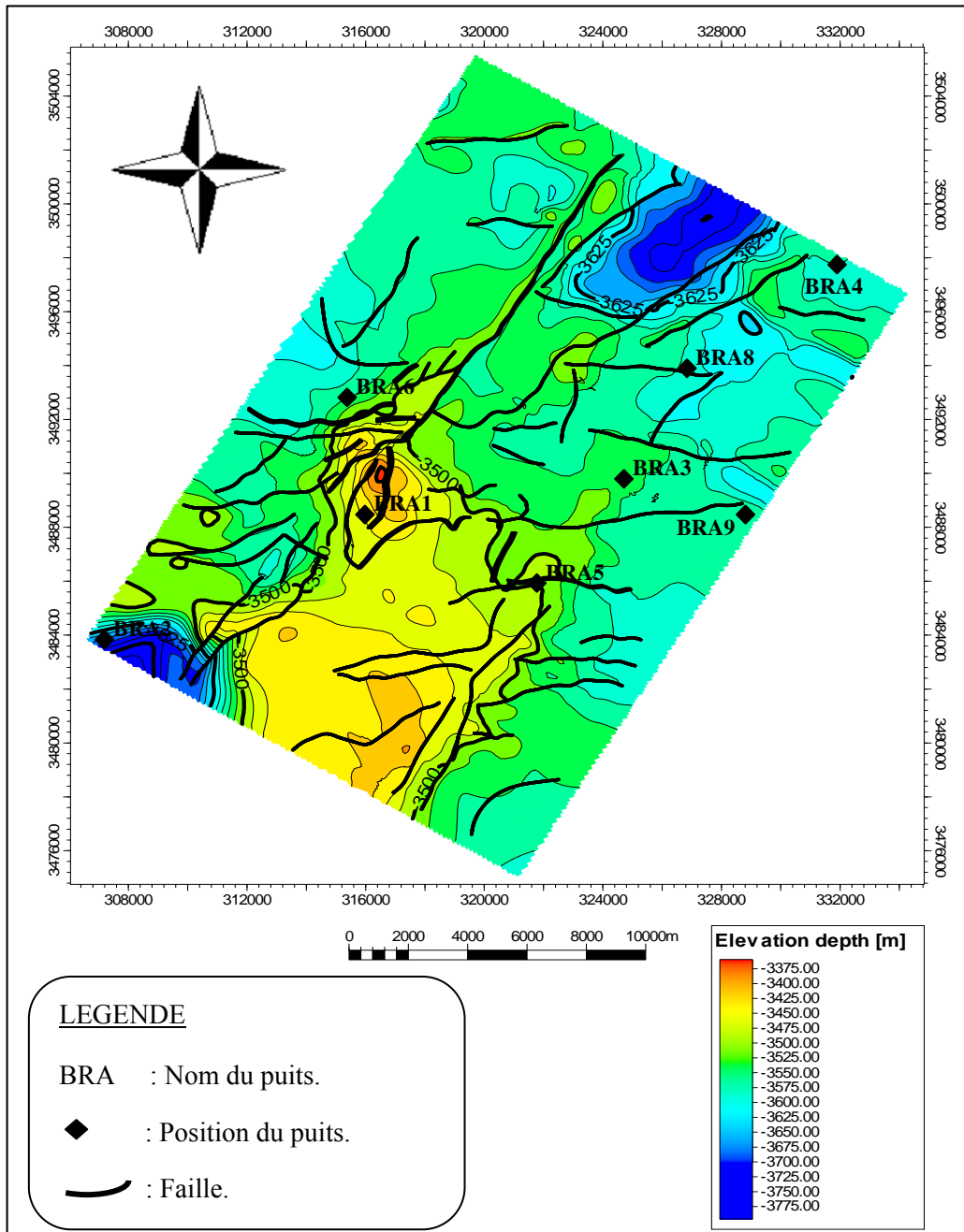


Fig 44 : La carte en isobathe au toit TAGI «champ BRA».

b. Carte en isobathe au toit du (QH)

La profondeur du toit varie entre -3396m et -3804m, est caractérisé par une structure haute du côté centrale Est et basse du nord centrale, les failles présente un affaissement du côté Est et un soulèvement du côté Ouest (Fig.45).

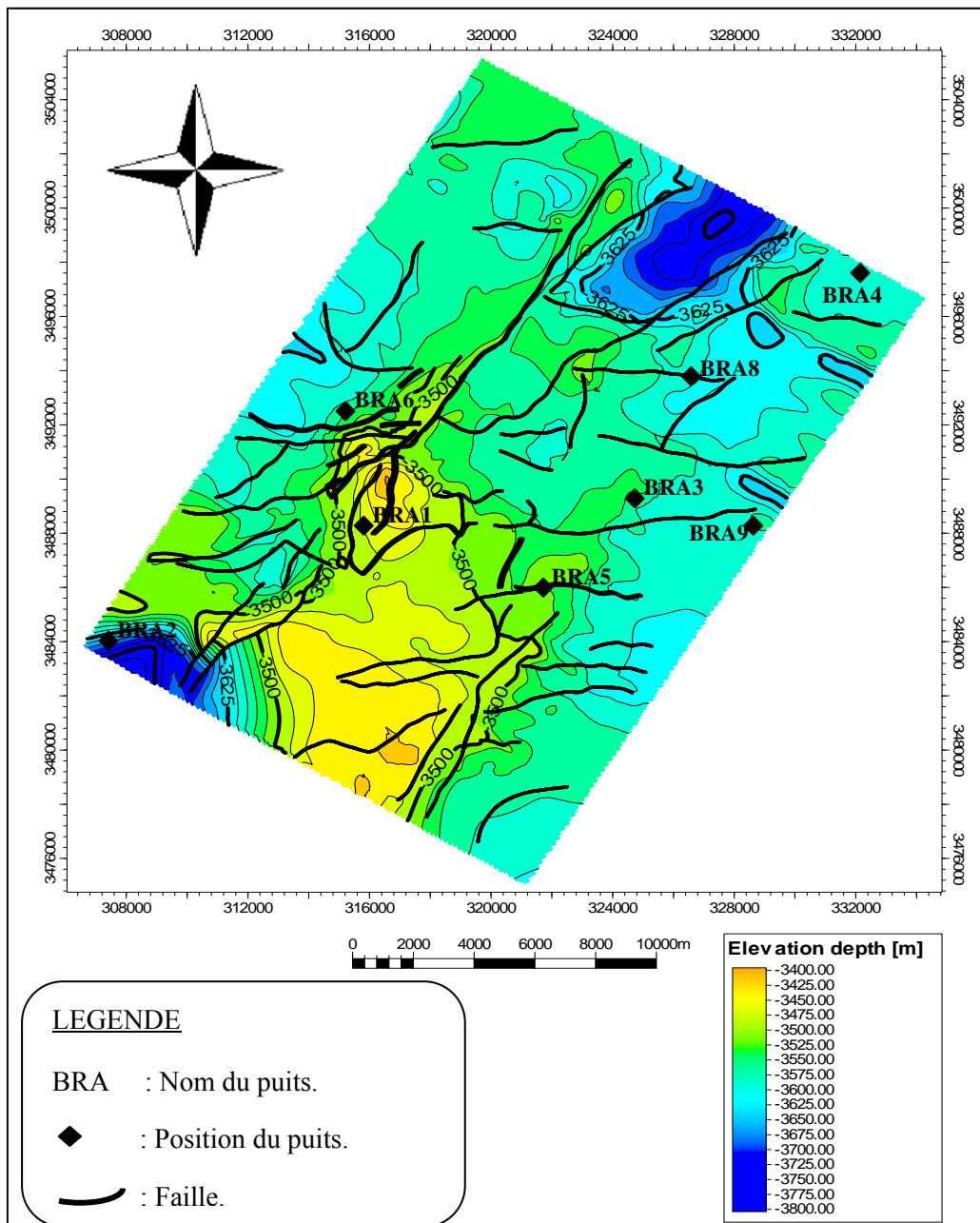


Fig 45 : La carte en isobathe au toit QH «champ BRA».

III. 4. 3. LES CARTES EN ISOPAQUES

a. Carte en isopaque du drain (TAGI)

Cette carte est caractérisée par une épaisseur qui varie entre 01 et 56m, on remarque que la couche est plus épaisse dans la partie centrale Est, sur la partie Nord-EST on enregistre les épaisseurs les plus faibles (Fig.46).

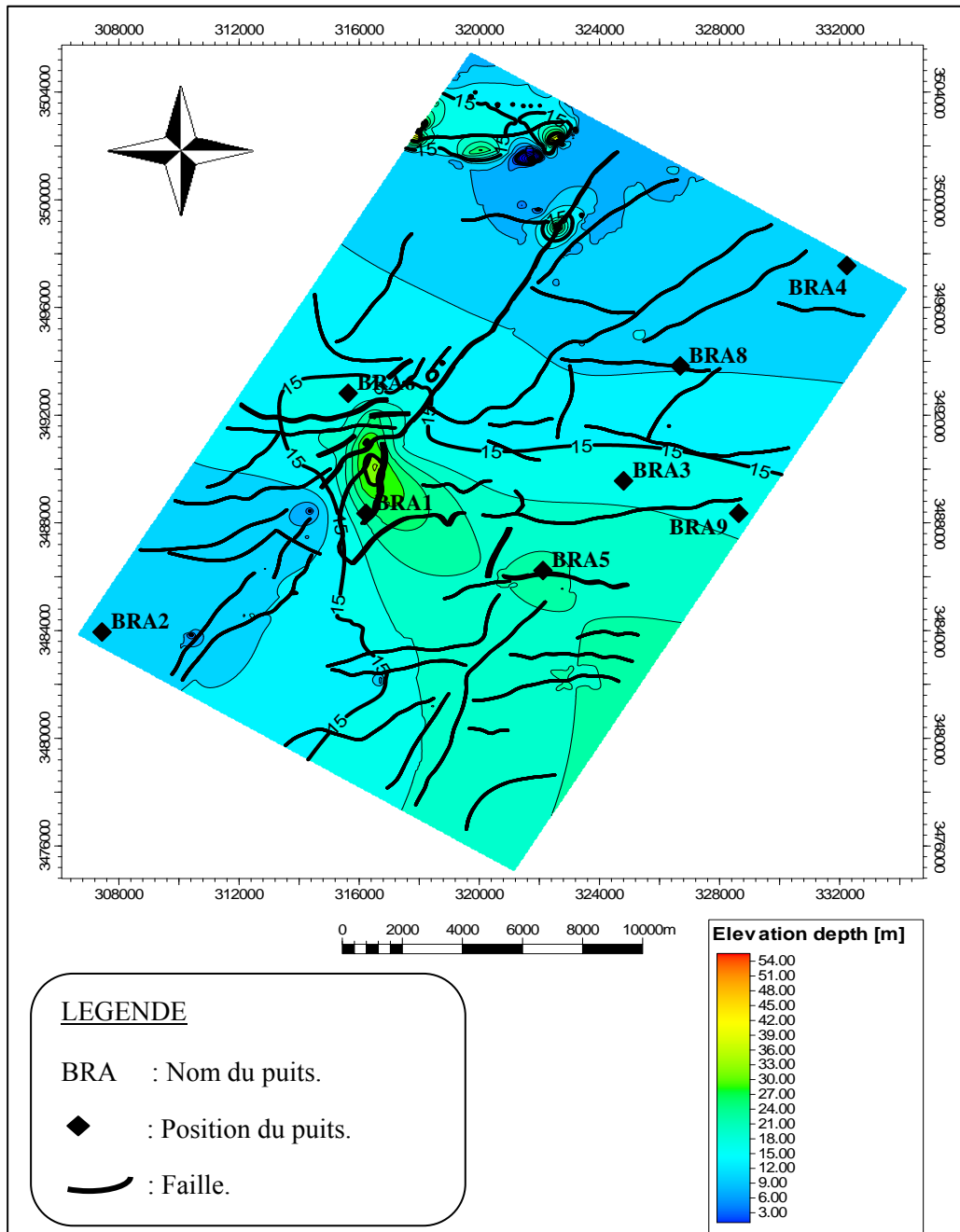


Fig 46 : La Carte en isopaque du drain TAGI «champ BRA».

b. Carte en isopaque du drain (QH)

Cette carte est caractérisée par une épaisseur qui varie entre 24m et 92m, on remarque que la couche est plus forte dans la partie centrale Est, sur la partie centrale ouest on enregistre les épaisseurs les plus faibles (Fig.47).

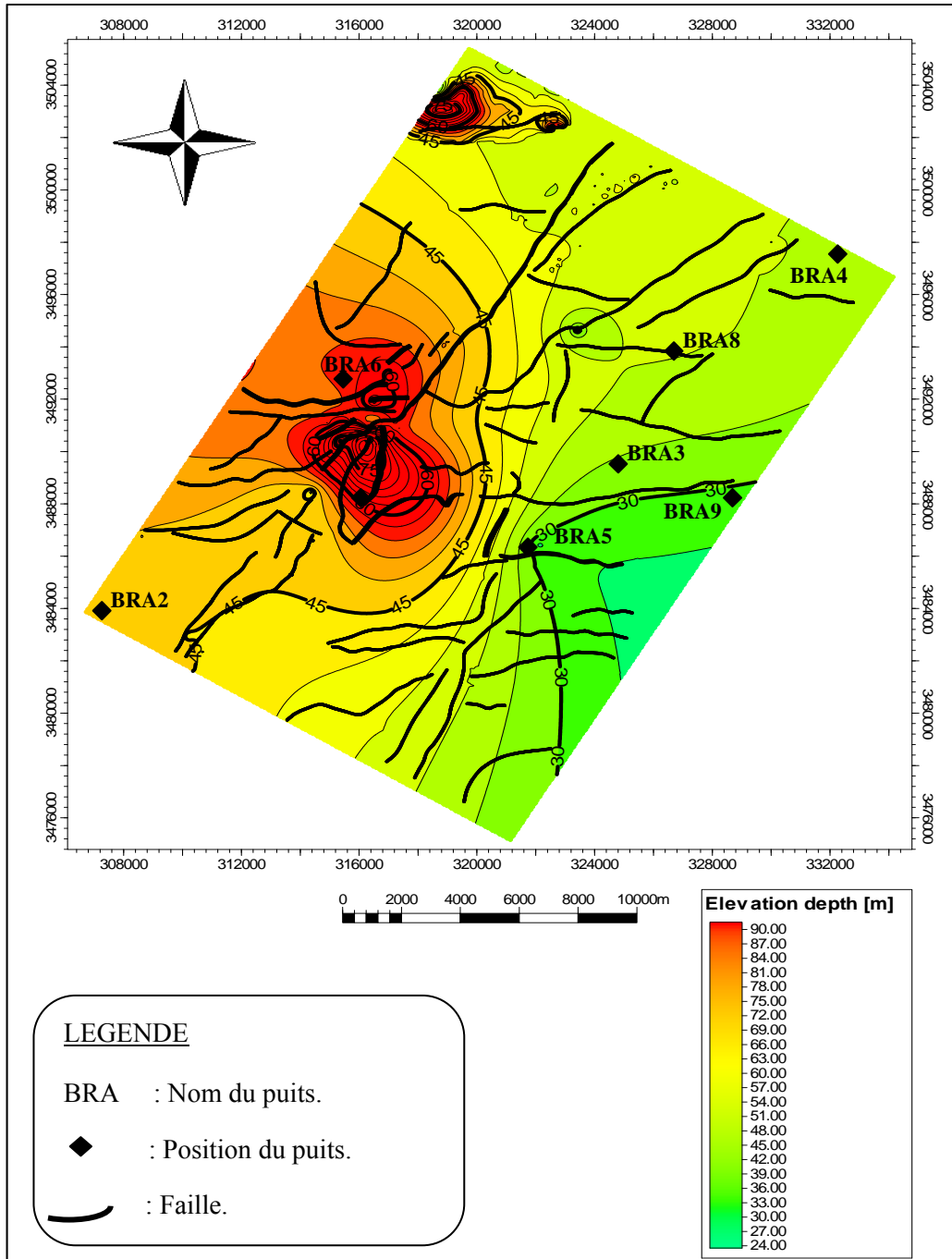


Fig 48 : La Carte en isopaques du drain QH «champ BRA».

c. Carte en iso-épaisseur utile du drain (TAGI)

Cette carte est caractérisée par une épaisseur qui varie entre 3 m et 54 m, on remarque que l'épaisseur utile est plus forte dans la partie centrale, et diminue vers le sud et vers le nord (Fig.48).

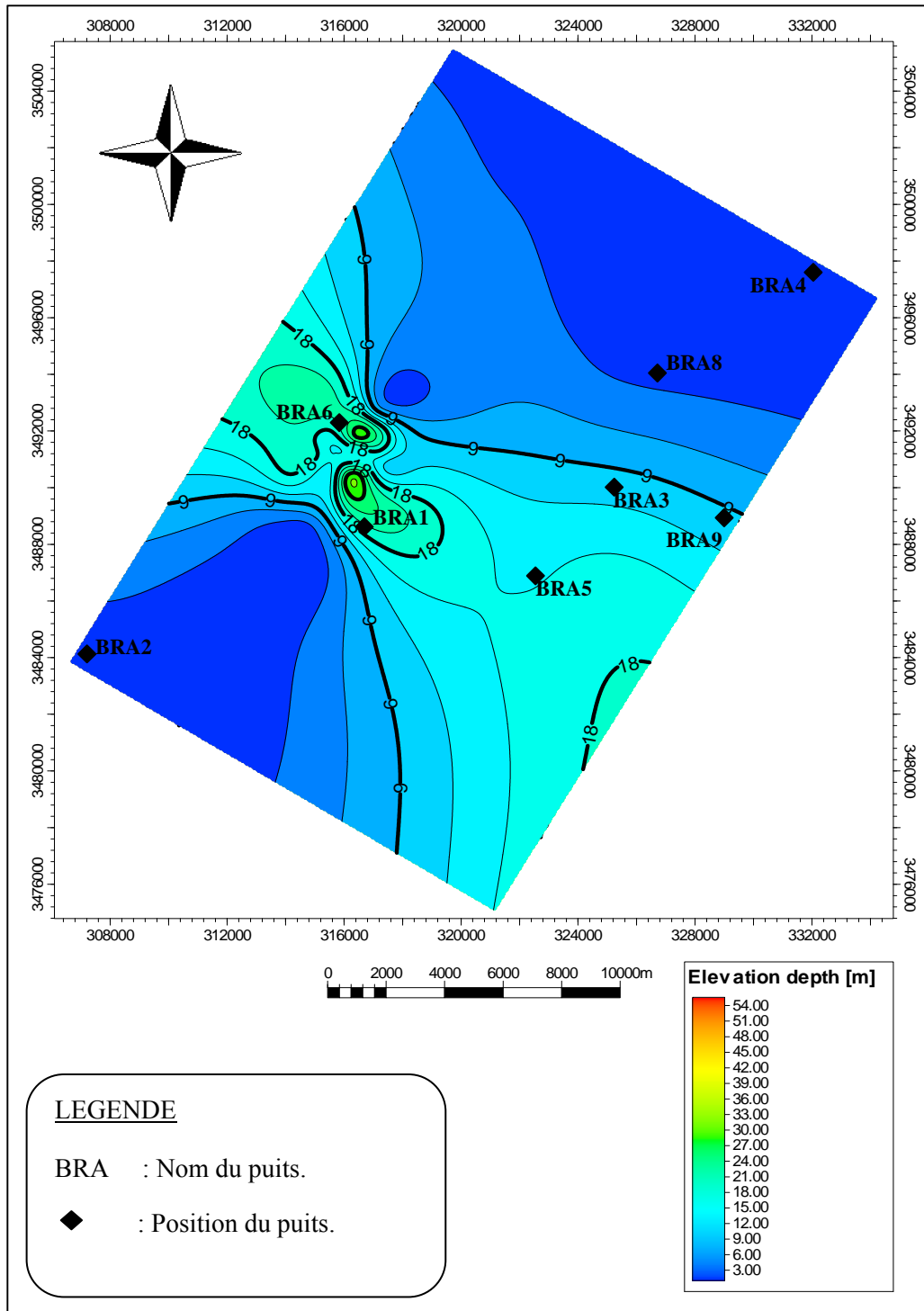


Fig 48 : La Carte en iso-épaisseur utile du drain TAGI «champ BRA».

d. Carte en iso-épaisseur utile du drain (QH)

Cette carte est caractérisée par une épaisseur qui varie entre 4 m et 52 m, on remarque que l'épaisseur utile est plus forte dans la partie Nord-est et diminue vers les autres directions (Fig.49).

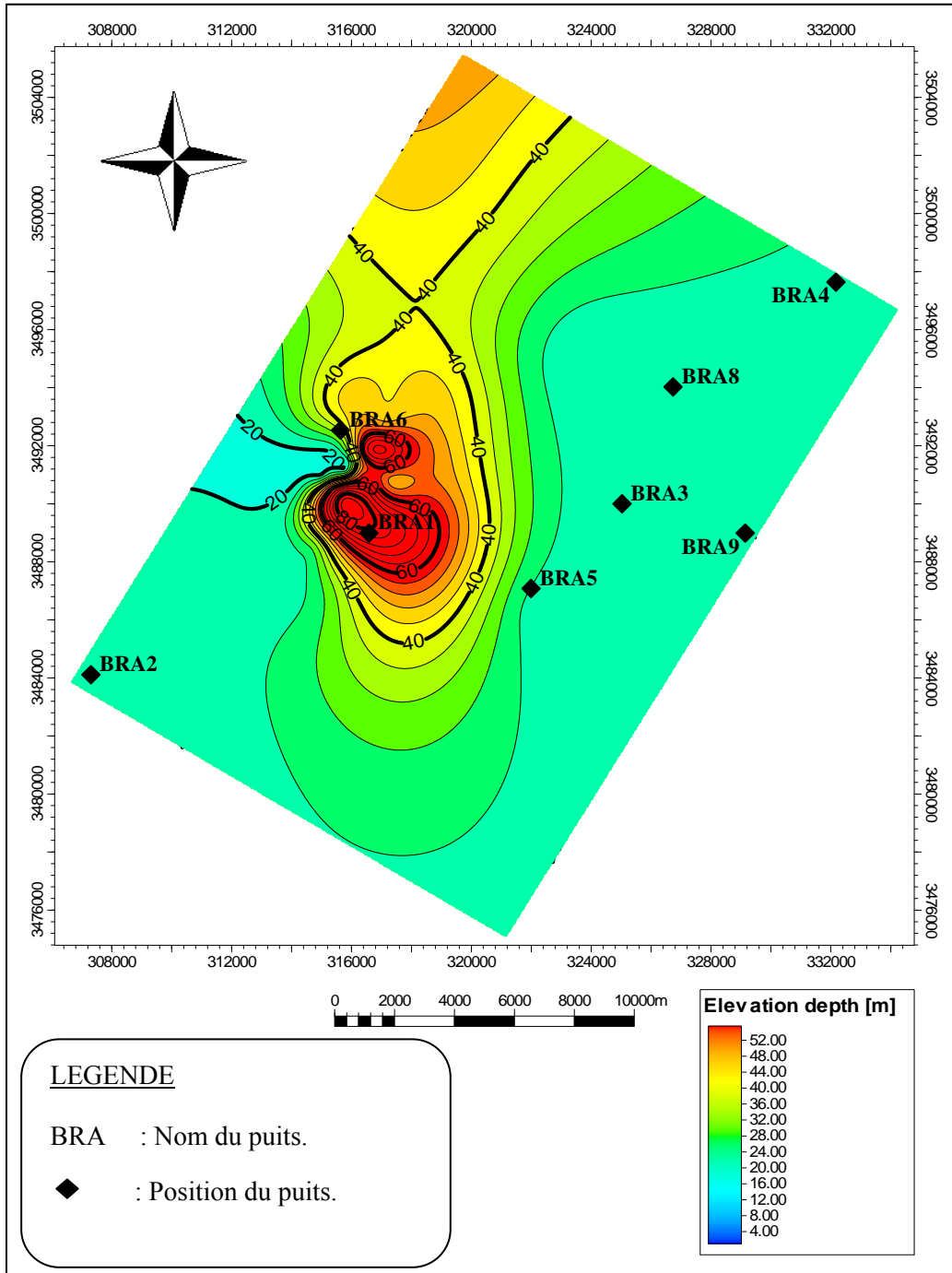


Fig 49 : la Carte en iso-épaisseur utile du drain QH «champ BRA».

III. 5. CORRELATION DIAGRAPHIQUES ENTER LES PUIITS

Le profil de corrélations diagraphiques (Fig.50) a été établi pour mieux définir la variation des épaisseurs du réservoir Triasique Argileux Inferieur et de Quartzite de Hamra le long du champ.

L'allure du réservoir Quartzite de Hamra est approximativement monotone, il présente une extension plus importante puisque il s'étend plus ou moins régulièrement sur toute le champ; son épaisseur (50 à 90 m).

Le réservoir Triasique Argileux Inferieur a une épaisseur qui varie rapidement en allant vers le sud-est du champ où elle passe de 107 m en BRA1 au 12m en BRA4 tout en présentant une allure d'un chenal fluvial.

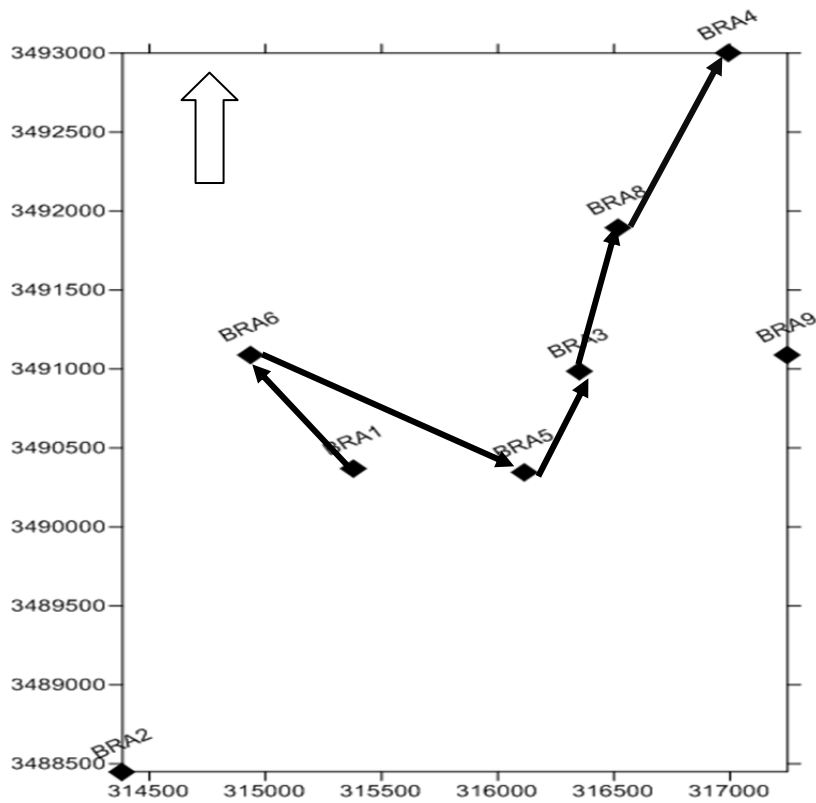


Fig. 50 : Corrélation entre les puits «champ BRA».

LEGENDE

BRA : Nom du puits.

◆ : Position du puits.

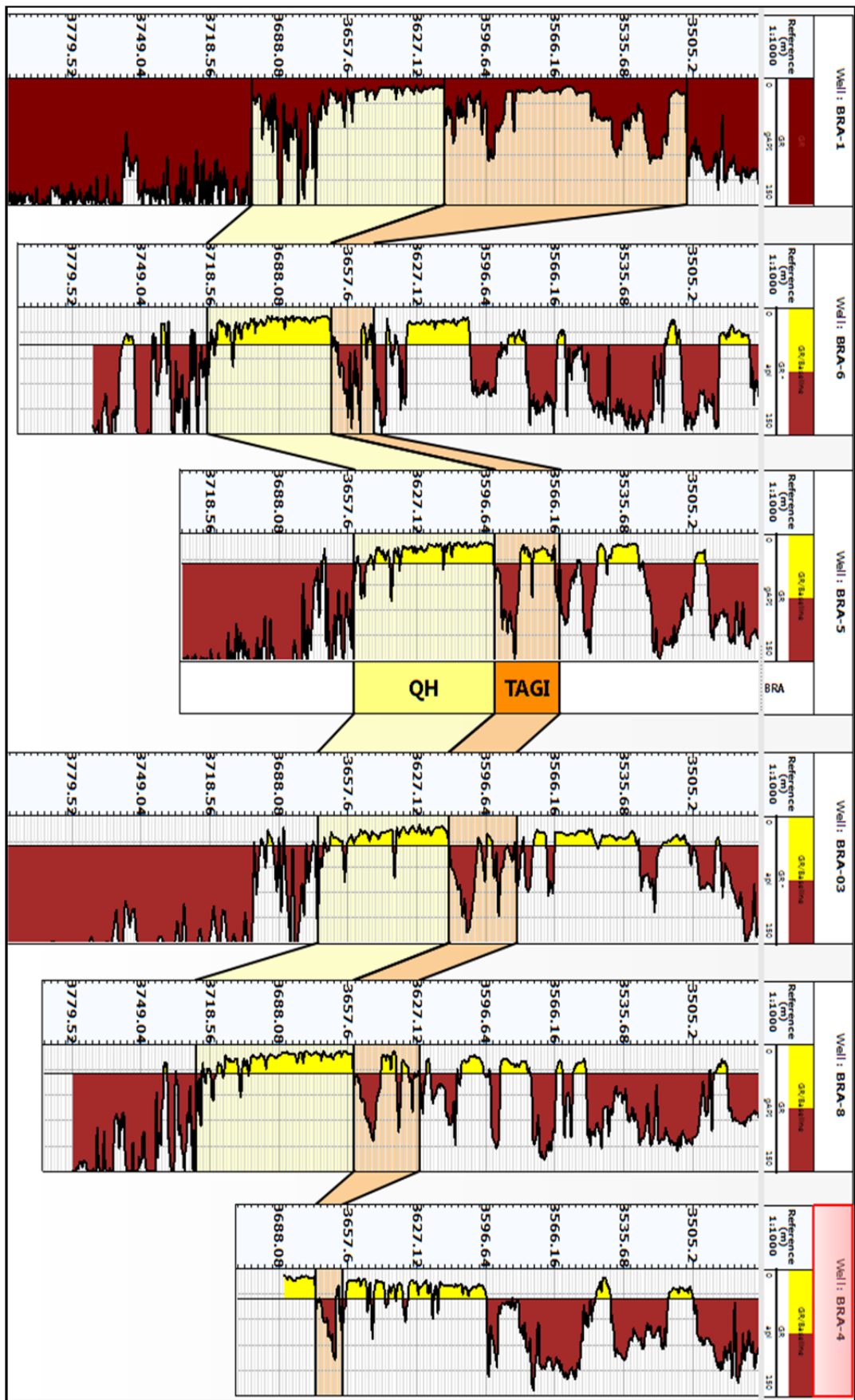


Fig 51 : Corrélation diagrammatique entre les puits

III. 6. SUBDIVISION DU GISEMENT

Le gisement de Bhiret Aissa a été subdivisé en cinq régions : 1, 2, 3,4 et 5.

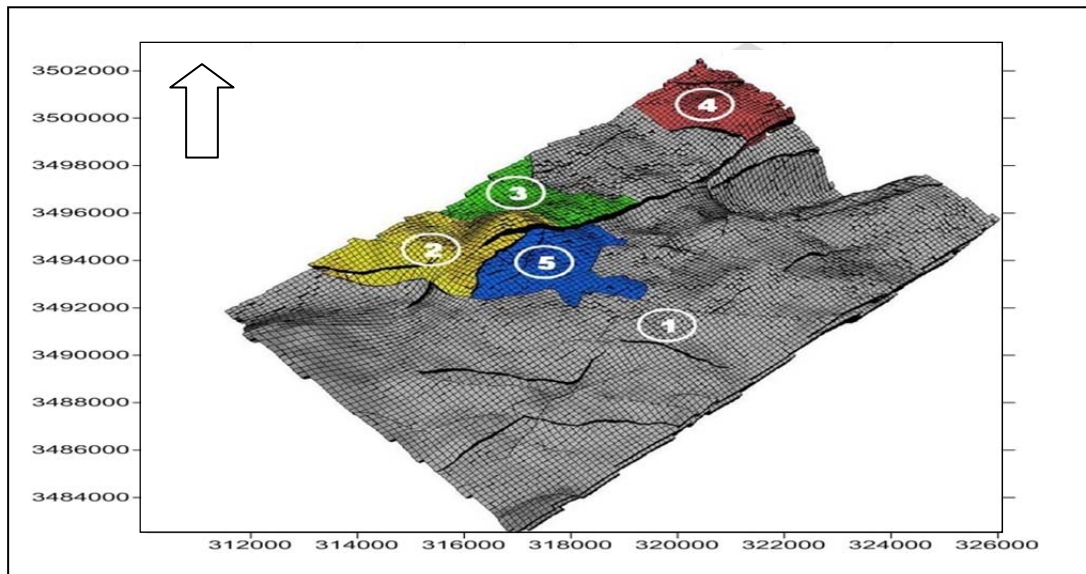


Fig 52 : Schéma de subdivision de gisement Bhiret Aissa (SH-DP-REB).

Les puits produisent à partir de QH et TAGI qui sont les seuls à posséder des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production.

L'épaisseur de QH est de 50 à 85 m sur la zone 2, vers le nord et l'est aux zones 4 et 1 ce niveau est partiellement érodé et son épaisseur est de 30 à 50 m. L'épaisseur de TAGI est de 15 à 30 mètres sur la majorité de gisement. Les zones 3 et 5 sont vierges (pas explorer).

La zone 2 représente un anticlinal caractérisé par une grande épaisseur de QH et TAGI, cette partie de gisement est la partie concernée par les travaux de développements.

Le réservoir QH représente les plus grands partis d'épaisseur productive mais il a une faible perméabilité.

III.7-CONCLUSION

Cette étude a permis de faire une caractérisation pétrophysique des réservoirs TAGI et QH à l'aide de l'utilisation des données de carottes et diagraphie. En effet, les principales caractéristiques pétrophysiques ont été calculées. Les résultats obtenus en l'occurrence de cette étude ont montré que les deux drains de réservoirs TAGI et QH sont les plus promoteurs. Ces deux drains sont caractérisés par une porosité qui varie de 3 % à 14 % et une perméabilité de réservoir TAGI qui varie de 2 à 13 md mais au niveau de réservoir QH ne dépasse pas 1 md.

Le pourcentage d'argile affecte sur les paramètres pétrophysiques surtout la perméabilité au niveau des deux réservoirs.

III.8-CONCLUSION GENERALE

D'après cette étude, plusieurs constatations sont mises en évidence, notamment :

- La répartition des paramètres pétrophysiques au niveau des deux réservoirs est anisotrope et hétérogène.
- Le TAGI, qui possède essentiellement une série argilo-gréseuse, représente une porosité moyennes de l'ordre de 9 % et une perméabilité faible et médiocre.
- Le Quartzit El-Hamra a été affectée par des événements géologiques différents :
 - Une forte compaction signé par une dominance de joints stylolitiques, qui ont conduits à une réduction dans l'espace intergranulaire de la matrice, cela a provoqué la dégradation de la porosité (6 %).
 - Un système de fractures naturelles qui atténuent aux faibles caractéristiques matricielles, cas de BRA3.
- Les paramètre pétrophysiques de réservoir TAGI sont plus mieux que QH, Ceci est une revue des compositions minéralogique de chaque réservoir.
- L'étude de type d'argile à puits BRA8 au niveau les deux réservoirs TAGI et QH montre que l'influence de l'argile dans les réservoirs et sur leur caractéristiques pétrophysiques.

III.9-RECOMMANDATION

En guise de recommandation, il est suggéré de :

- Faire des études minéralogiques détaillées de chaque puits afin d'identifier les intervalles productifs.
- compte tenu que le QH ne se produise qu'à partir de la fracture il est préférable que les prochains puits seront forés à proximité du failles pour intercepter les fractures secondaires.
- Faire des études de fracturation hydraulique pour améliorer la perméabilité de (QH).

REFERENCE BIBLIOGRAPHIE

SERRA, O. (1979) : Les différents types de diagraphie avec leurs principes et l'application.

SERRA,O. (1985) : Diagraphie différées (Tome II), « acquisition des données diagraphiques ». Edition. SNEAP ELF PAU-France.

[1] : (Document Sonatrach / Division Production Rhourde-Elbaguele).

[2] : Michel M, 7-11février 2010 : Diagraphies différées et interprétation Sonatrach exploration.

PERRODON, 1985 : Géodynamique pétrolière « genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures ». Interprétation le réservoir.

MONICARD, 1965 : Acoustique des milieux poreux « interprétation la porosité ».

SH-DP-REB : Rapport d'implantation du puits BRA5, BRA6, BRA8, BRA9, (Document Sonatrach / Division Production Rhourde-Elbaguele).

Schlumberger : La référence Thorium/Potassium (TH/K) du Diagramme.

SONATRACH 2010 : Rapport d'interprétation des diagraphies.

SONATRACH 2012 : Rapport final d'interprétation diagraphique.

RESUME

Le gisement de Bhiret Aissa est situé à 17 Km du champ de Rhourde El Baguel, à 107 km au sud-est de Hassi Messaoud, et au nord-ouest du bassin de Berkine, il s'étend sur une superficie de 239.80 Km². Il est composé de deux principaux réservoirs gréseux, d'âge Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI) et Ordovicien Quartzites Hamra (QH). Ce travail représente une étude pétrophysique, effectuée sur la base de carotte et diagraphie des puits BRA5, BRA6, BRA8 et BRA9, Afin d'identifier les différents problèmes affectant sur la productivité telle que le colmatage, la saturation d'eau, le volume d'argile. Ceci a permis de mettre en évidence sur l'aspect pétrophysiques qui caractérisent le gisement il a permis d'identifications des meilleurs drains localisés au réservoir (TAGI) ou (QH), les résultats des puits apparaissent les différents influences sur les deux réservoirs.

Mots clés : pétrophysique, diagraphie, Bhiret Aissa, colmatage, saturation.

ABSTRACT

The Bhiret Aissa oilfield is located at 17 km from the Rhourde El Baguel field, 107 km south east of Hassi Messaoud, and north-west of the Berkine basin, it covers an area of 239.80 km². It is composed of two main sandstone reservoirs, of Lower Claystone Triassic (TAGI) and Ordovician Quartzites Hamra (QH) age. This study represents a petrophysical study, carried out on a core and logging basis at wells BRA5, BRA6, BRA8 and BRA9, in order to identify the various problems affecting productivity such as clogging, water saturation, volume of clay, This made it possible to highlight the petrophysical aspect that characterizes the oilfield, which allowed identification of the best drains that localized in reservoir (TAGI) or (QH), the results of the wells show the different influences on the two reservoirs.

Keywords: petrophysics, logging, Bhiret Aissa, clogging, saturation.

ملخص

يقع مكن بحيرة عيسى على بعد 17 كلم² من حقل غرد الباقل، و على 107 كلم² من الجنوب الشرقي لحاسي مسعود، وفي الشمال الغربي من حوض بركين، يمتد على مساحة 239.80 كلم². يتكون من خزانين رمليين الترياس الرمي الطيني السفلي و الأوردوفيسا لكوارتز. هذا العمل يقدم دراسة بتروفيزيائية، نُفذت على اساس العينات الصخرية و التسجيلات الكهربائية للأبار BRA5, BRA6, BRA8, BRA9 من أجل التعرف على مختلف المشاكل التي تؤثر على الإنتاجة مثل الإنسداد، التشبع المائي، حجم الطين، والتي ساعدت على تسليط الضوء على جانب الخصائص البتروفيزيائية لتحديد أفضل المصارف للخزانين الترياسي و الأوردوفيسي، نتائج الأبار أظهرت مختلف التأثيرات على الخزانين.

كلمات البحث : البتروفيزياء، الدياترافي، بحيرة عيسى، الإنسداد ، التشبع.