

**UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA**  
**FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET**  
**DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

**Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.**



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE**

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

**Option : Géologie Pétrolière**

**THEME**

**Approche géologique dans la reprise des puits en "Short  
Radius", dans le périmètre de Hassi Guettar**

*Soutenu publiquement par :*

**NACEUR Chaimaa**  
**DJERIOUI Tayeb**

*Le 0 /06/2016*

**Devant le jury :**

<b>Président :</b>	M <sup>me</sup> SAHRI Leila	M. A. A Univ. Ouargla
<b>Promoteur :</b>	M. ZERROUKI HICHEM	M. A. B Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	Dr. CHERIF Amine	M. C. A Univ. Ouargla

**Année Universitaire : 2015/2016**

## *Dédicace*

*Merci Allah de m'avoir donné la capacité d'écrire et de réfléchir, la force d'y croire, la patience d'aller jusqu'au bout du rêve et le bonheur, Je dédie ce Modest travail au plus chère trésor qui j'ai sur terre : ma mère,*

*Je dédie aussi ce travail à lame de mon père*

*Je présent mes dédicace à mon encadreur ZERROUKI Hichem,*

*Je passe mes dédicaces également à mon ange Hanaa , à mon chère frère*

*Ibrahim, et ma future belle-sœur Kenza et ma chère sœur Zineb qui*

*comblés ma vie de joie et l'amour et les moindres sentiments que je*

*puisse vous témoigner et bien sûr sans oublier l'adorable*

*Dr.A.elrahmane Elmasri . et tout ma famille et spécialement mes oncle*

*Yousef et Hocine S'adresse mes dédicace à mon binôme Tayeb Djerioui*

*et le promotion de 2 Master GP et mon enseignant et spécialement*

*Rabeh KECHICHED .Et mes jolies amies :Nassima , Nouha, Madjda,*

*Mikada, Khalissa Warda ,Hend , Ilhame , Israa, Amira, Yasmine,*

*Nourhane.*

*Nonish*



# DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail :*

*Exceptionnellement à ma mère et mon père*

*À toutes la famille DJERIOUI ET BOUHNIK*

*À mon Encadreur ZERROUKI HICHEM*

*À mon binôme NACEUR Chaimaa*

*Mes chères amies et mes collègues*

*DJERIOUI Tayeb*

# REMERCIEMENS

*Nous tenons à remercier Allah pour le courage et la patience qu'il nous a offert, afin de réaliser ce travail.*

*Qu'il me soit permis avant toute chose d'exprimer nos reconnaissances envers toutes les personnes qui de près ou de loin nous'ont soutenu dans nos efforts et ont contribué ainsi à la réalisation de ce mémoire.*

*Nous remercions chaleureusement nos parents qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et respect.*

*Toute nos infinies gratitude va à notre promoteur, ZERROUKI Hichem, pour son encadrement et ses conseils précieux.*

*Nous voudrions remercier, toutes les directeurs et les ingénieurs de la Direction Engineering & Production, base Irara, Hassi Messaoud, et spécifiquement ;*

*Le chef de département Géologie Mr. Ben Nacer Djaafar;*

*Le chef service Techniques Des Puits Mr. MAHBOUB Youcef;*

*Les ingénieurs du service Etudes, Mme TALEB Hanen ; Mr. HICHOR Bachir, Mme BOUKAIOU Faiza et Mlle Lynda, Mr OULED HADDAR Younes .*

*L'ingénieur du laboratoire de chimie HAMROUNE Abd El Ouaheb;*

*Qui ont nous accompagnés dans ce modeste travail avec toute patience et encouragement.*



# SOMMAIRE

LISTE DES ABREVIATIONS.....	I
LISTE DES FIGURES.....	II
INTRODUCTION GENERALE.....	1

## Chapitre I

### GEOLOGIE DE HASSI GUETTAR

1. INTRODUCTION.....	03
I. LES GRANDS TRAITES DU HASSI GUETTAR.....	04
I-1. CONCEPT GEOGRAPHIQUE.....	04
I-2. CONCEPT GEOLOGIQUE.....	05
2-1. Stratigraphie.....	05
2-1-1. Le socle.....	06
2-1-2. L’Infracambrien.....	06
2-1-3. Le Paléozoïque.....	06
2-1-4. Le Mésozoïque.....	08
2-1-5. Le Cénozoïque.....	10
2-2. Evolution géodynamique.....	11
2-2-1. La phase panafricaine.....	11
2-2-2. La distension cambro-ordovicienne.....	11
2-2-3. La phase Caradoc (Phase de compression taconique).....	11
2-2-4. La phase de compression Calédonienne.....	11
2-2-5. La phase Hercynienne.....	11
2-2-6. La phase autrichienne.....	12
2-2-7. La phase Atlasique (Eocène.....	12
2-3. Aspect structural.....	12
I-3. CONTEXT PETROLIER.....	13
3-1. Les roches réservoirs.....	13
3-2. Les roches couvertures.....	14

3-3. Les roches mères.....	14
3-4. Types de pièges.....	14
CONCLUSION.....	15

## **Chapitre II**

### **MATERIEL ET METHODES**

INTRODUCTION.....	16
I. IMAGERIE.....	17
I-1. Définition.....	17
I-2. Les avantages.....	17
I-3. Les outils d'imagerie.....	18
I-4. L'application de l'imagerie.....	19
4-1. Interprétation sédimentologique.....	19
4-2. Interprétation structurale.....	19
4-2-1. Les structures tectoniques induites.....	19
4-2-2. Les structures tectoniques naturelles.....	19
4-2-3. Interprétation des fractures naturelle.....	20
4-2-4. Interprétation des failles.....	21
4-2-4. Interprétation des BREAK-OUT.....	22
II- Modélisation.....	23
II-1. Introduction.....	23
II-2. La modélisation structurale.....	24
II-3. La modélisation des facies et la modélisation pétrophysique (properties modeling)....	24



II-4. Extraction des données.....	24
III- La description des carottes.....	25
IV- Le Short Radius.....	26
IV- 1. Notions sur les puits horizontaux.....	26
IV- 2. Les puits short radius ou rentrés.....	26
IV- 3.Intérêt de Short Radius.....	27
IV- 4. Etude des puits candidats.....	27
CONCLUSION.....	28

## **Chapitre III**

### **ETUDE SHORT RADIUS**

INTRODUCTION.....	29
I- SELECTION DES PUIITS CANDIDATS AU SHORT RADIUS.....	30
II-LE PUIITS HGA13.....	31
II-1. Présentation du puits.....	31
1-1.Situation géographique.....	31
1-2.Situation géologique.....	31
II-2.Investigation géologique.....	32
2.1Aspect structurale et tectonique.....	32
2-1-1.détermination de la position structurale du puits.....	32
2-1-2. Interprétation d'imagerie.....	34
2-2.Aspect réservoir.....	39
2-2-1.les cartes Isoporosité.....	39
2-2-2.les cartes isoperméabilité.....	43
2-2-3.les cartes isosaturation.....	43
2-2-4.les cartes isopaque.....	46
2-2-5.Log composite.....	48
2-2-6.la coupe de distribution de perméabilité.....	48
2-2-7. la coupe de distribution de porosité.....	49

III-LE PUITTS HGA36.....	50
III-1. Présentation du puits.....	50
1-1.Situation géographique.....	50
1-2.Situation géologique.....	50
III-2.Investigation géologique.....	51
2.1Aspect structurale et tectonique.....	51
2-1-1.détermination de la position structurale du puits.....	51
2-1-2. Description des carottes.....	52
2-2.Aspect réservoir.....	53
2-2-1.les cartes Isoporosité.....	53
2-2-2.les cartes isoperméabilité.....	55
2-2-3.les cartes isosaturation.....	56
2-2-4.les cartes isopaque.....	57
2-2-5.Log composite.....	58
2-2-6.la coupe de distribution de perméabilité.....	59
2-2-7. la coupe de distribution de porosité.....	59
CONCLUSION.....	61
RECOMMANDATION.....	62
CONCLUSION GENERALE.....	63
ANNEX.....	III
ملخص.....	IV
RESUME.....	IV
ABSTRACT.....	IV
BIBLIOGRAPHIE.....	V



## LISTE DES ABREVIATIONS

HMD : Hassi Messaoud

HGA : Hassi Guettar

QH : Quartzite d'El Hamra

GEA : Le Grés d'El Atchane

AEG : Argile d'El Gassi

DH: La discordance hyrcinienne

VS: La section verticale

PPH: Puits producteur aux huiles

L'unité R3: Réservoir 3

L'unité R2: Réservoir 2

L'unité RA: Réservoir dont les grés anisométriques

L'unité RI: Réservoir dont les grés isométriques

LS2 : Le lias salifère 2

- LD2 : Le lias dolomitique 2

- LS1 : Le lias salifère 1

- LD1 : Le lias dolomitique 1

Zalt : La zone des Alternances

Sw, So: La saturation des fluides

SSTVD :

TD : C'est la profondeur réelle des tops de formations dans les forages verticaux

TVD : C'est la profondeur verticale réelle pour les puits horizontaux et /ou en short radius

3D: 3 Dimensions

mD: Milli darcy

K: La perméabilité

$\Phi$ : La Porosité

SLB: La société Schlumberger

OFM: Le logiciel Oil field manager

SR: Short Radius

GOR: Rapport gaz/huile (Gas/Oil Ratio)

OBMI: Un outil d'imagerie (Oil based mud imager)

UBI: Un outil d'imagerie (Ultra-sonic borehole imager)

SH: La section horizontale

PVT: Pression, Volume, Température



## LISTE DES FIGURES

<b>Fig. 1 :</b> Situation géographique du périmètre Hassi Guettar	04
<b>Fig. 2 :</b> Colonne stratigraphique de Hassi Guettar	05
<b>Fig. 3 :</b> Coupe géologique SW-NE montre l'intrusif dans les différentes formations.	08
<b>Fig. 4 :</b> Coupe montre la structure de HGA	13
<b>Fig. 5 :</b> combinaison de L'OBMI & UBI	18
<b>Fig. 6 :</b> représentation des fractures par les outils d'imagerie	19
<b>Fig. 7 :</b> indique la différence entre la représentation des fractures ouverte et les fractures fermé	20
<b>Fig. 8 :</b> indique la représentation des failles	21
<b>Fig. 9 :</b> Identification théorique de différents types de fracture par les outils acoustique et électrique et l'efficacité de leur combinaison	21
<b>Fig. 10 :</b> Description des pendages (dips) et azimuts et Ovalisation du trou	22
<b>Fig. 11 :</b> présentation de break-out et ces différents paramètres	22
<b>Fig. 12 :</b> un model géologique de sub-surface	23
<b>Fig. 13 :</b> Carotte n°1 du puits HGA36 à l'intervalle (3371m-3372m)	25
<b>Fig. 14 :</b> Le Carottier	26
<b>Fig. 15 :</b> Profile d'un puits horizontal	26
<b>Fig. 16 :</b> Schéma d'un puits short radius	27
<b>Fig. 17 :</b> Carte positionnement du puits HGA13	31
<b>Fig. 18 :</b> Carte isobathe au toit de DH	33
<b>Fig. 19 :</b> Coupe géologique à travers les puits HGA1-HGA13-HGA11	33
<b>Fig. 20 :</b> Fracture ouvert (rapport d'imagerie, SLB)	35
<b>Fig. 21 :</b> Fractures ouverts (rapport d'imagerie, SLB)	35

## *Liste des figures*

---

<b>Fig. 22</b> : Les fractures ouvertes	36
<b>Fig. 23</b> : Les roses	36
<b>Fig. 24</b> : Les plans de faille	37
<b>Fig. 25</b> : Les Breakouts et synthèse des pendages	38
<b>Fig. 26</b> : QH1- Porosité	41
<b>Fig. 27</b> : QH2- Porosité	41
<b>Fig. 28</b> : QH3- Porosité	42
<b>Fig. 29</b> : QH4- Porosité	42
<b>Fig. 30</b> : QH5- Porosité	42
<b>Fig. 31</b> : QH6- Porosité	42
<b>Fig. 32</b> : QH7- Porosité	42
<b>Fig. 33</b> : QH1- Perméabilité	42
<b>Fig. 34</b> : QH2- Perméabilité	43
<b>Fig. 35</b> : QH3- Perméabilité	43
<b>Fig. 36</b> : QH4- Perméabilité	43
<b>Fig. 37</b> : QH5- Perméabilité	43
<b>Fig. 38</b> : QH6- Perméabilité	43
<b>Fig. 39</b> : QH7- Perméabilité	43
<b>Fig. 40</b> : QH1-Iso-saturation	46
<b>Fig. 41</b> : QH2-Iso-saturation	46
<b>Fig. 42</b> : QH3-Iso-saturation	46
<b>Fig. 43</b> : QH4-Iso-saturation	46
<b>Fig. 44</b> : QH5-Iso-saturation	46
<b>Fig. 45</b> : QH6-Iso-saturation	46
<b>Fig. 46</b> : QH7-Iso-saturation	47
<b>Fig. 47</b> : QH1-Isopaque	48

## *Liste des figures*

---

<b>Fig. 48</b> : QH2-Isopaque	48
<b>Fig. 49</b> : QH3-Isopaque	48
<b>Fig. 50</b> : QH4-Isopaque	48
<b>Fig. 51</b> : QH5-Isopaque	48
<b>Fig. 52</b> : QH6-Isopaque	48
<b>Fig. 53</b> : Log composite de HGA13	49
<b>Fig. 54</b> : Coupe de distribution de perméabilité	50
<b>Fig. 55</b> : Coupe de distribution de porosité	50
<b>Fig. 56</b> : Carte positionnement de HGA30 (par l'outil OFM)	51
<b>Fig. 57</b> : Coupe géologique à travers HGA36	53
<b>Fig. 58</b> : Log composite de HGA36	59
<b>Fig. 59</b> : Coupe de distribution de perméabilité à travers HGA37, HGA36, HGA30	60
<b>Fig. 60</b> : Coupe de distribution de porosité à travers HGA37, HGA36, HGA30	61
<b>Fig. 61</b> : Corrélation NO-SE passe par les puits HGA1, HGA13, HGA11, HGA12	ANNEX
<b>Fig. 62</b> : Corrélation NE-SO passe par les puits HGA3, HGA14, HGA13, HGA30	ANNEX
<b>Fig. 63</b> : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)	ANNEX
<b>Fig. 64</b> : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)	ANNEX
<b>Fig. 65</b> : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)	ANNEX
<b>Fig. 66</b> : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)	ANNEX
<b>Fig. 67</b> : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)	ANNEX
<b>Fig. 68</b> : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)	ANNEX
<b>Fig. 69</b> : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)	ANNEX
<b>Fig.70</b> : Legend	ANNEX
<b>Fig. 71</b> : Orientation des fractures partiellement ouverts	ANNEX
<b>Fig. 72</b> : Orientation des plans de faille	ANNEX
<b>Fig. 72</b> : Orientation des plans de faille	ANNEX

## *Liste des figures*

---

<b>Fig. 73</b> : Corrélation NO-SE passe par les puits HGA37, HGA36, HGA30, HGA2	ANNEX
<b>Fig. 73</b> : Corrélation NO-SE passe par les puits HGA37, HGA36, HGA30, HGA2	ANNEX
<b>Fig. 75</b> : Carotte n°1 l'intervalle (3371m-3372m)	ANNEX
<b>Fig. 76</b> : Carotte n°1 l'intervalle (3372m-3373m)	ANNEX
<b>Fig. 77</b> : Carotte n°1 l'intervalle (3373m-3374m)	ANNEX
<b>Fig. 78</b> : Carotte n°1 l'intervalle (3374m-3375m)	ANNEX
<b>Fig. 79</b> : Carotte n°1 l'intervalle (3375m-3376m)	ANNEX
<b>Fig. 80</b> : Carotte n°2 l'intervalle (3403m-3404m)	ANNEX
<b>Fig. 81</b> : Carotte n°2 l'intervalle (3407m-3408m)	ANNEX
<b>Fig. 82</b> : Carotte n°2 l'intervalle (3408m-3409m)	ANNEX
<b>Fig. 83</b> : Carotte n°2 l'intervalle (3414m-3415m)	ANNEX
<b>Fig. 84</b> : Carotte n°2 l'intervalle (3415m-3416m)	ANNEX



## INTRODUCTION GENERALE

Le périmètre Hassi Guettar est connu pour l'hétérogénéité de la distribution des paramètres pétrophysiques et pétrographique, ainsi plusieurs techniques ont été établies pour une meilleur exploitation de l'huile emprisonnée dans le réservoir (acidification, fracturation hydraulique, short radius)

Pour cela ce périmètre a fait l'objet de multiples études géologiques, ces études approfondies des réservoirs pétrolier sont basées sur l'analyse et l'interprétation des données géologiques (les carottes, l'image acoustique et électrique et les résultats de model géologique).

Pour la réussite de tels ouvrages les sociétés de services dans le domaine de l'interprétation des différents phénomènes géologiques concoure pour développer des outils qui donne des informations a haut précision et moins marge d'erreur.

Parmi ces outils **les carottes** permet la reconnaissance des formations de sub-surface, détermine la qualité de réservoir et des niveaux productifs. Elle lève aussi beaucoup d'incertitudes dans l'interprétation des milieux de dépôts.

**L'imagerie** des puits, Son apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimuth) ainsi qu'une meilleure approche de la fracturation. La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour la fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques.

**Le model géologique** pour la caractérisation de réservoirs et de mieux comprendre la façon dont les roches dans ce réservoir ont été déposés et comment la tectonique et la diagenèse ont peut être changé après l'enterrement.

Depuis l'exploration du périmètre Hassi Guettar, les réservoirs cambriens (Ri) ont été considérées comme un objectif principale grâce à leur caractéristiques ; au cours de développement, la remonté de plan d'eau à inondée les réservoirs cambriens (Ri, Ra) ce qui permet au réservoir ordovicien de porter l'intérêt principale dans ce périmètre.

Au cours du temps, comme toutes les champs pétroliers, le périmètre Hassi Guettar rencontre beaucoup de problèmes de production, ce qui exige plusieurs interventions afin d'améliorer la production et maximiser la durée de vie de ce dernier.

Pour redonner une nouvelle vie aux ce périmètre, plusieurs techniques et des décisions peuvent être prises, pour cela des études géologiques doivent être faites sur les puits secs ou à faible production afin de bien déterminer l'intervention effective, compatible au objectif visé.

On a adopté la technique Short Radius pour pouvoir atteindre le meilleur drain et faire produire uniquement le voisinage du puits sec (ancien puits). Pour cibler un drain horizontal dans une partie du réservoir est généralement effectuée à la suite d'un programme détaillé par une équipe pluridisciplinaire composée d'un ingénieur de réservoir, un géologue et un producteur.

Pour atteindre cet objectif, on a effectué les travaux suivants :

- L'étude de la géologie locale de la zone d'étude (Hassi Guettar).
- présentation des méthodes introduit dans l'étude.
- Etude de la reprise des puits à partir une investigation géologique sur les puits candidats.

Ce mémoire est rédigé en trois (3) chapitres, une introduction et une conclusion, il est structuré de cette manière :

- Chapitre 1 : La géologie de Hassi Guettar.
- Chapitre 2 : Matériel et méthodes.
- Chapitre 3 : Etude Short Radius.

La conclusion reprend l'ensemble des résultats obtenus.

# Chapitre I :

---

## La géologie de Hassi Guettar

## I- GENERALITES

### Introduction:

L'Algérie fait partie du Nord-Ouest de l'Afrique et comprend deux grands domaines, le domaine atlasique et le domaine saharien.

Le domaine atlasique est structuré pendant le cycle alpin, il est séparé du Sahara par l'accident sud atlasique. La plateforme saharienne est un domaine stable à relativement rigide. Elle est située au sud de la chaîne atlasique et, limitée au nord par l'accident sud atlasique et au sud et sud-ouest, respectivement par les boucliers Touareg et Réguibat. Cette plateforme cratonique (craton Nord-Africain) est recouverte d'une série sédimentaire formée d'un socle d'âge Précambrien, sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire qui peut atteindre plus de 8000 m allant du Cambrien au Carbonifère.

Suite aux déformations tectoniques et à la subsidence, l'image actuelle de la plateforme saharienne fait ressortir trois grandes provinces de point de vue pétrolier : (WEC. 2007)

- \* **La province occidentale** : elle comprend les bassins de Bechar, de Reggan, de l'Ahnet, de Mouydir, de Timimoune et la cuvette de Sbaa.
- \* **La province orientale (synclise orientale)** : elle comprend le bassin d'Illizi et de Berkine séparés par la mole de d'Ahara.
- \* **La province triasique (centrale)** : est un anticlinorium de direction Est-Ouest (Aliev et al, 1972, Boudjema. 1987), située dans le Nord de la plateforme Saharienne.

Les éléments majeurs de la province triasique sont les suivants : La voûte de Tirlhemt et le haut fond de Talemzane, Le système structural de Djema-Touggourt, Le système de dislocation d'El Agreb Messaoud, La voûte de Dahar.

Ces éléments sont séparés par des dépressions (Oued Mya) où l'on rencontre les séries types de la province triasique. Les dépôts Paléozoïques sont souvent très érodés aussi profondément que l'Ordovicien et le Cambrien.

Le Mésozoïque, discordant sur le Paléozoïque, et représenté par des dépôts allant du Trias au Crétacé, et qui est surmonté par une couche détritique du Mio-pliocène.

## I- LES GRANDS TRAITS DU HASSI GUETTAR :

### I-1. Concept géographique :

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord, Il fait partie de la province triasique de la Plate-forme Saharienne.

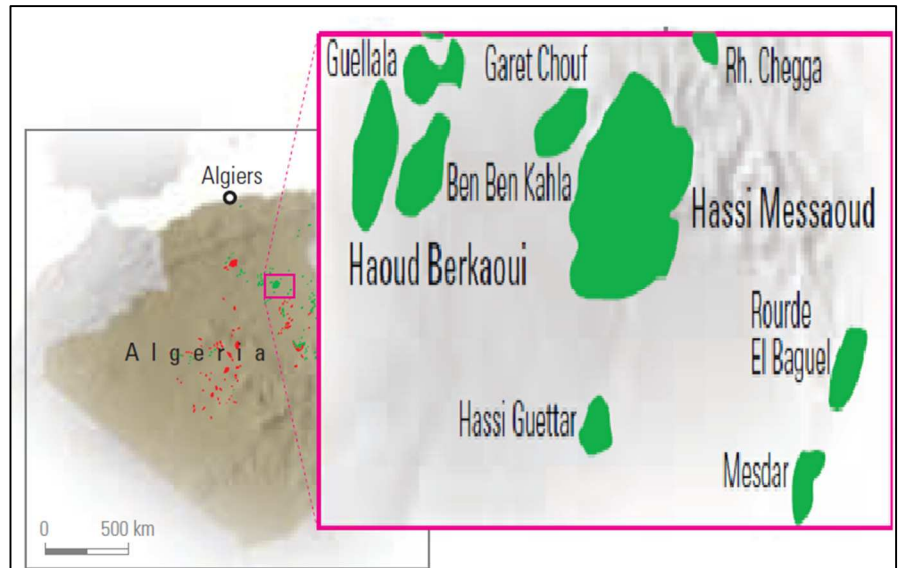
La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord,
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud,
- Le bassin de Berkine à l'Est,
- Le bassin d'Oued MA à l'Ouest,
- Le dôme de Dahar au Nord-Est.

Elle est répartie sur trois zones hautes :

- Le dôme de Hassi Messaoud,
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud,
- Le bourrelet de Hassi

Brahim à l'Est.



**Fig1.** Situation géographique du périmètre Hassi Geuttar

Ce périmètre est considéré comme étant un grand dôme compartimenté en blocs (Horsts et Grabens), affecté par un réseau complexe de failles très denses de directions NE-SW et NW-SE, issues du socle et héritées des événements antéhercyniens.

I-2. Concept géologique :

2-1. stratigraphie

<b>Colonne Stratigraphique Hassi Guettar</b>					
	Ages	Lithologie	Epaisseur	Description Lithologique	
<b>Céno</b>	MIO - PLOCENE		246	sable silico-carbonaté avec passées d'argile et de calcaire dolomitique	
	EOCENE		98	calcaire dolomitique passant à dolomie avec nodules de silex	
<b>Crétacé</b>	Sénon.	Carbonaté	100	dolomie passant à calcaire dolomitique avec passées anhydritiques	
		Anhydritique	203	Alt dolomie, anhydrite, argiles dolomitiques et calcaire blanc	
		Salifère	133	sel massif blanc avec passées argiles dolomitiques localement salifères	
		TURONIEN	116	calcaire localement dolomitique avec passées d'argiles plastiques à la base	
	CENOMANIEN	179	Alt anhydrite, dolomie parfois argileuse et argile localement dolomitique		
	ALBIEN	341	Grès argileux à silico-argileux avec passées de dolomie microcristalline		
	APTIEN	24	barre dolomitique et calcaire microcristalline avec passées de mame indurée		
	BARREMIEN	247	Alt grès brun, argile verte silto-sableuse et dolomie avec présence de lignite		
	NEOCOMIEN	208	argile carbonatée, silteuse avec passées de grès silico-carbonaté		
	<b>MESOZOIQUE</b>	<b>Jurassique</b>	MALM	218	Alt argile silteuse à silto-gréseuse, grès argileux et anhydrite, pyrite, lignite (TR)
DOG			Argileux	239	Alt argile silteuse et dolomitique, grès argileux et anhydrite blanche pulvérulente
			Lagunaire	79	anhydrite blanche avec passées d'argile silteuse, dolomitique et dolomie dure
LIA			LD1	61	anhydrite blanche avec passées d'argile dolomitique et dolomie dure
			LS1	95	Alt sel massif, anhydrite, passées d'argile silteuse et dolomitique et dolomie argileuse
			LD2	55	Alt anhydrite et argile carbonatée silteuse avec passées de dolomie et de mame
			LS2	58	sel massif translucide avec passées d'argiles silteuses brun rouge
			LD3	27	Calcaire argileux avec passées de dolomie, d'argile dolomitique et anhydrite
<b>Trias</b>			TS1	244	Anhydrite blanche cristalline dure intercalée d'argile brune, gris et tendre dolomitique
			TS2	180	Sel massif blanc avec passées d'anhydrite et d'argile dolomitique, parfois salifère
		TS3	210	Sel massif translucide à ocre avec passées d'argile brune silteuse et salifère	
		Argileux	85	argile silteuse localement salifère et anhydrite à passées de sel translucide	
		Eruptif	4 à 60	roches éruptives à minéraux verts avec passées d'argile silteuse	
	Série inf		argile silteuse à silto-sableuse avec passées de grès à silts tone argileux		
<b>PALEOZOIQUE</b>	<b>Ordovicien</b>	Qzites Harra	23	grès silico-argileux à silico-quartzitiques passant à quartzite pyriteuse silteuse	
		Grès Atchane	29	grès siliceux à quartzitique glauconieux micacé avec passées d'argile silteuse	
		Argiles Gassi	107	Argile silteuse micacé, localement schisteuse à passées de grès silico-argileux	
		Zone Altemances	23	Alt argile, silteuse, micacé et grès silico-quartzitique et nombreuse tigillites.	
	<b>Cambrien</b>	Ri	50	Grès siliceux à silico-quartzitique à quartzites admettant de la pyrite et lignite	
		Ra		Grès anisométrique siliceux à silico-quartzitique pyriteux avec joints d'argile...	
		R2		Grès microconglomératique quartzitique, argileux, à ciment illitique et kaolinitique	
	R3		Grès grossier, conglomératique à ciment argilo-dolomitique ou illitique		

Fig.2: Colonne stratigraphique de Hassi Guettar



Du point de vue stratigraphie, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuée d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables. La coupe stratigraphique type de la région se présente comme la montre la figure (2):

### **2-1-1. Le socle**

Il est représenté par des granites porphyroïdes roses, déduit par analogie avec le champ de Hassi Messaoud.

### **2-1-2. L'Infracambrien**

Correspond à des grès argileux rouges mis en évidence au Nord de la région sur une épaisseur de 45 m.

### **2-1-3. Le Paléozoïque**

Ses dépôts s'étalent en discordance majeure sur un soubassement précambrien, il comprend :

#### **a- Le Cambrien**

Sa subdivision en cinq zones obéit à des critères granulométriques tels que la taille des grains diminuant vers le haut et le pourcentage des argiles évoluant dans le sens inverse.

De bas en haut, le Cambrien comprend :

#### **✓ Les unités R<sub>3</sub> et R<sub>2</sub>**

Constituées de grès micro conglomératiques, quartzitiques et argileux, à ciment illitique ; ces deux unités ne présentent aucun intérêt pétrolier.

La zone R<sub>3</sub> est constituée principalement par des grès grossiers, conglomératiques à la base avec un ciment argilo-dolomitique.

La zone R<sub>2</sub> de granulométrie plus fine, a un ciment plus argileux (kaolinite).

#### **✓ L'unité R<sub>a</sub>**

Elle est représentée par des grès anisométriques, parfois micro- conglomératiques, siliceux à silico-quartzitiques, de couleur gris blanc à blanc ; avec des intercalations de joints d'argile grise, indurée, silteuse, micacée et feuilletée, soulignés par des traces d'illite et la présence de Tigillites. Une intercalation de corps éruptif est observée dans le puits HGA18.

#### **✓ L'unité R<sub>i</sub>**

Elle est formée de grès isométriques fins à moyens, siliceux à silico- quartzitiques, localement durs, intercalés de passées d'argile noire, indurée, silteuse et micacée avec une abondance de Tigillites ainsi que des traces de pyrite et de lignite. En plus de ces faciès, cette

couche réservoir renferme aussi des intercalations de roches ignées observées dans quelques sondages.

✓ **La zone des alternances**

C'est une zone où les lits d'argile noire, indurée, silteuse et micacée alternent avec des grès gris clair, fins à très fins silico-quartzitiques, durs avec une abondance des Tigillites.

**b- L'Ordovicien**

Il est subdivisé en plusieurs unités dont les changements de faciès ont été rencontrés dans le périmètre étudié. Ces unités sont les suivantes de bas en haut :

✓ **Les argiles d'El Gassi**

C'est une argile grise à gris foncé, silteuse, indurée, localement schisteuse à passées de grès gris blanc à gris vert, fin à moyen, rarement grossier, silico- argileux à quartzitique, pyriteux, glauconieux avec présence de corps éruptifs rencontrés dans quelques sondages.

✓ **Les grès d'El Atchane**

Ils sont représentés par des grès de 30 m d'épaisseur en moyenne, de couleur gris clair, siliceux à quartzitiques, parfois micacés avec présence de glauconie ; ils sont intercalés de fines passées d'argile gris foncé, silteuse, micacée et indurée.

✓ **Les quartzites de Hamra**

Ce sont des grès fins à moyens, silico-argileux à quartzitiques avec de fines passées d'argile grise verte, indurée et silteuse.

✓ **L'Éruptif**

Il se présente en intercalations dans les grès des réservoirs Ra et Ri et dans les Argiles d'El Gassi. L'épaisseur de ces intervalles éruptifs varie de 19m à 33m dans le Ri, de 5m à 69m dans les Argiles d'El Gassi et de 7m dans le Ra (traversé par un seul sondage HGA18).

Dans la plus part des sondages ont traversé deux intervalles éruptifs dans le même encaissant, dans d'autres puits 3 intervalles sont rencontrés dans le même faciès et parfois un seul intervalle rencontré surtout dans les grès des réservoirs Ri et Ra (voir la figure.3).

Ces corps éruptifs sont des roches sombres, d'une texture très fine, et parfois fracturée.

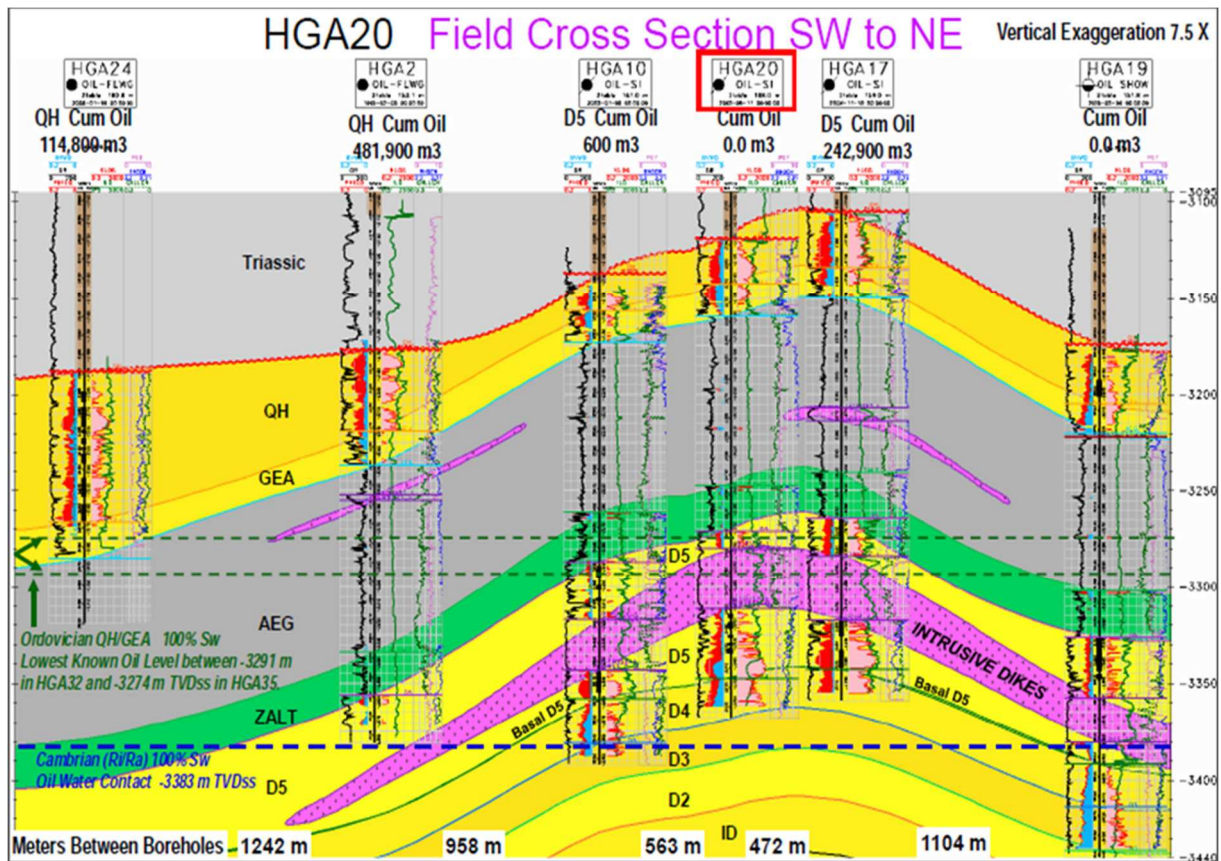


Fig. 3 : Coupe géologique SW-NE montre l'intrusif dans les différentes formations.

## 2-1-4. Le Mésozoïque

Il repose sur les formations primaires et représenté par ses trois systèmes géologiques

### A- Le Trias

Il repose en discordance sur les terrains paléozoïques, il est subdivisé dans la zone d'étude en quatre termes :

#### a) La série inférieure

Constituée essentiellement par une argile silteuse à silto-sableuse avec des passées de grès à siltstone argileux.

#### b) Le Trias éruptif

Ce sont des roches éruptives gris brun, vertes, parfois violacées riches en minéraux verts avec des passées d'argile brune, indurée, silteuse.

#### c) Le Trias argileux

Il est formé d'argile brune rouge, silteuse, à silto-sableuse, tendre et indurée alternant avec des passées de grès fin, blanc verdâtre.

#### d) Le Trias salifère

Il est limité à sa base par le repère dolomitique « d2 » ; sa constitution est la suivante :

- ✓ Le Trias salifère « S3 ».

- ✓ Le Trias salifère « S<sub>2</sub> ».
- ✓ Le Trias salifère « S<sub>1</sub> ».

## **B- Le Jurassique**

Les sédiments du Jurassique sont largement représentés dans la région de Hassi Guettar, ce sont des dépôts lagunaires et marins, confirmés par la présence du calcaire qui forme l'horizon « B ». Il est représenté par :

### ➤ **Le Lias**

C'est essentiellement une anhydrite blanche à passées d'argile grise à gris vert, parfois brune, dolomitique et de dolomie microcristalline beige et dure. Il comprend :

- L'horizon «B» :
- Le Lias salifère « LS<sub>2</sub> » :
- Le Lias dolomitique « LD<sub>2</sub> » :
- Le Lias salifère « LS<sub>j</sub> » :
- Le Lias dolomitique « LD<sub>j</sub> » :

### ➤ **Le Dogger**

Il est subdivisé essentiellement en deux séries :

#### a) Le Dogger lagunaire :

C'est une succession de niveaux d'anhydrite de couleur blanche pulvérulente et de dolomie grise parfois blanche, microcristalline et moyennement dure.

#### b) Le Dogger argileux :

Formé essentiellement par des argiles bariolées, tendres, silteuses, en alternance avec quelques niveaux gréseux gris blanc et quelques rares passées dolomitiques.

### ➤ **Le Malm**

C'est une intercalation d'argile brune, silteuse, avec des niveaux de grès fins, gris à blanc à ciment argileux et quelques rares bancs de dolomie microcristalline.

## **C- Le Crétacé**

### ➤ **Le Néocomien**

C'est une série argilo-carbonatée, grise à gris vert, tendre, silteuse avec quelques passées de grès fins à moyens, gris blancs, silico-carbonatés, localement glauconieux, intercalés de rares passées de dolomie microcristalline.

### ➤ **Le Barrémien**

Il est formé par une alternance de grès fin à moyen, parfois grossier, bien classé, friable et d'argiles vertes et brunes, ainsi que des niveaux de dolomie microcristalline.

➤ **L'Aptien**

C'est un niveau bien individualisé, formé par une barre dolomitique microcristalline de couleur blanche à beige avec des passées de marne gris verdâtre indurée.

➤ **L'Albien**

Il est constitué de grès fins à moyens rarement grossiers, friables, parfois argileux avec des passées de dolomie brunâtre microcristalline dure.

➤ **Le Cénomanién**

Il est formé par des bancs d'anhydrite blanche, pulvérulente cristalline en alternance avec des niveaux de dolomie beige à grise et de quelques passées d'argile gris verdâtre.

➤ **Le Turonien**

Il est représenté par des calcaires blancs, crayeux, localement dolomitiques et quelques passées d'argile brune plastique à la base.

➤ **Le Sénonien**

Il est fortement développé dans la région de Hassi Guettar et, se subdivise en trois parties :

a) Le Sénonien salifère :

Il est formé de bancs de sel massif translucide, microcristallin, intercalés de bancs d'anhydrite et de quelques joints d'argile moyennement dure.

b) Le Sénonien lagunaire :

Il est constitué par des niveaux d'anhydrite blanche, cristalline; intercalés de bancs de dolomie et de lits d'argile légèrement silteuse, indurée.

c) Le Sénonien carbonaté :

Il est formé par des niveaux de dolomie claire, cristalline, parfois vacuolaire, passant par endroits à des calcaires dolomitiques gris blancs argileux.

## **2-1-5. Le Cénozoïque**

### **a-Eocène**

C'est une formation carbonatée représentée par des calcaires dolomitiques crypto cristallins avec des nodules de silex.

### **b-Miopléocène**

Essentiellement constitué par des sables jaunâtres moyens à grossiers, silico-carbonatés, intercalés de lits d'argile gris vert et de calcaire dolomitique microcristallin tendre à induré.

## 2-2. Evolution géodynamique

Les mêmes phases tectoniques ont agi sur Hassi Messaoud et Hassi Guettar

### 2-2-1. La phase panafricaine : (650 MA)

Au cours de cette phase, une collision continentale entre le craton Ouest africain rigide et le bloc Est africain plus plastique, a donné naissance à une tectonique cassante, suivie d'une érosion intense allant jusqu'au Cambrien. Cette érosion a affecté les reliefs et les structures résultants de ces mouvements compressifs.

La pédiplaine infra-tassilienne a pris naissance marquant ainsi la fin de la déformation du socle et le début de la cratonisation du Sahara. La planéité de la pédiplaine Infra-tassilienne et son léger plongement vers le Nord sont bien exprimés par une parfaite régularité de directions de transport mesurées dans les formations sous-jacentes.

### 2-2-2. La distension cambro-ordovicienne

Les séries Cambro-Ordoviciennes présentent des caractères d'instabilité tectoniques matérialisées par des variations d'épaisseur et la présence de passées et coulées volcaniques intercalées dans les grès du Cambrien et les argiles d'El Gassi (A. BOUDJEMAA 1987).

Cette distension serait à l'origine de l'étirement de la croûte continentale, accompagné de subsidence tectonique et, plus tard, thermique.

### 2-2-3. La phase Caradoc (Phase de compression taconique)

C'est une phase de compression traduite par la formation de plis d'axe Nord-Sud et par le soulèvement du bouclier Réguibat (Eglab) et Targui (Hoggar), suivi d'une érosion pouvant atteindre le socle.

### 2-2-4. La phase de compression Calédonienne (~400 MA)

Cette phase tectonique a eu lieu entre la fin du Silurien et le début du Dévonien. Elle est accompagnée par un soulèvement général avec exondation d'une grande partie du Hoggar et de ses parties méridionales (A. BOUDJEMAA).

Elle est marquée aussi par l'absence de sédiments dévoniens et caractérise toute la surface de l'axe structural d'El Biod.

### 2-2-5. La phase Hercynienne (~225 à 250 MA)

D'après A. BOUDJEMAA les mouvements Hercyniens se subdivisent en deux phases majeures.

#### a- Les mouvements hercyniens précoces

Ces mouvements se résument en une phase tectonique compressive (040°) dite phase « Viséenne » (A. BOUDJEMAA 1987).



Cette phase tectonique a causé l'individualisation de certaines structures appuyées sur des accidents orientés NW-SE parmi lesquelles : Zarzaitine- Ifefane, Dôme à Collénias, etc... Les mesures de stries effectuées sur le terrain dans les grés du Khenig (Dévonien supérieur) indiquent une direction de serrage N040 compatible avec la formation des structures précédentes. (M. BOUDJEMAA 1987).

Cette direction N040 a été aussi retrouvée par J.L. BLES (1969) dans les calcaires à Orthocéras du Dévonien inférieur (Muraille de Chine), de la chaîne d'Ougarta Elle serait aussi responsable de la formation des plis de cette chaîne. (M. BOUDJEMAA).

### **b- Les mouvements hercyniens majeurs**

Le schéma structural actuel de la région est le résultat des contraintes compressives hercyniennes de direction Nord 120°. Des contraintes compressives de direction Est 120°, perpendiculaires aux accidents majeurs, sont responsables des bombements NESW et des jeux de failles de même direction dont résultent les horsts et les grabens

Ces contraintes sont suivies d'une phase de relaxation qui a mis en place les grabens

### **2-2-6. La phase autrichienne (~110MA)**

Les premiers mouvements de cette phase marquent des phénomènes d'inversions tectoniques détectées au Lias avec un maximum à l'Aptien.

D'après D. MASSA, M. RUHLAND et J. THOUVENIN (1972), cette phase est subsynchrone à l'achèvement de la mise en place des hydrocarbures à Hassi Messaoud.

### **2-2-7. La phase Atlasique (Eocène)**

C'est une phase compressive de direction N.NE - S.SW, d'âge fini Eocène début Miocène. Elle se traduit par une érosion locale des terrains éocènes et une lacune du Miocène. Postérieure à la formation des hydrocarbures, cette phase a probablement donné naissance à des barrières de perméabilité dues au décalage des niveaux réservoirs, favorisant ainsi la création de fractures colmatées qui ont permis la détérioration des caractéristiques

### **2-3. Aspect structural**

La structure de Hassi Guettar se situe dans le prolongement Sud et Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud. Elle se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle de direction NW-SE et NE-SW (Fig.I.11). Elles sont héritées des événements antéhercyniens ayant rejoué ultérieurement.

La structure de Hassi Guettar a été reprise en phase distensive cambro-ordovicienne, expliquant ainsi les faibles variations d'épaisseur des argiles d'El Gassi et la mise en place des roches éruptives.

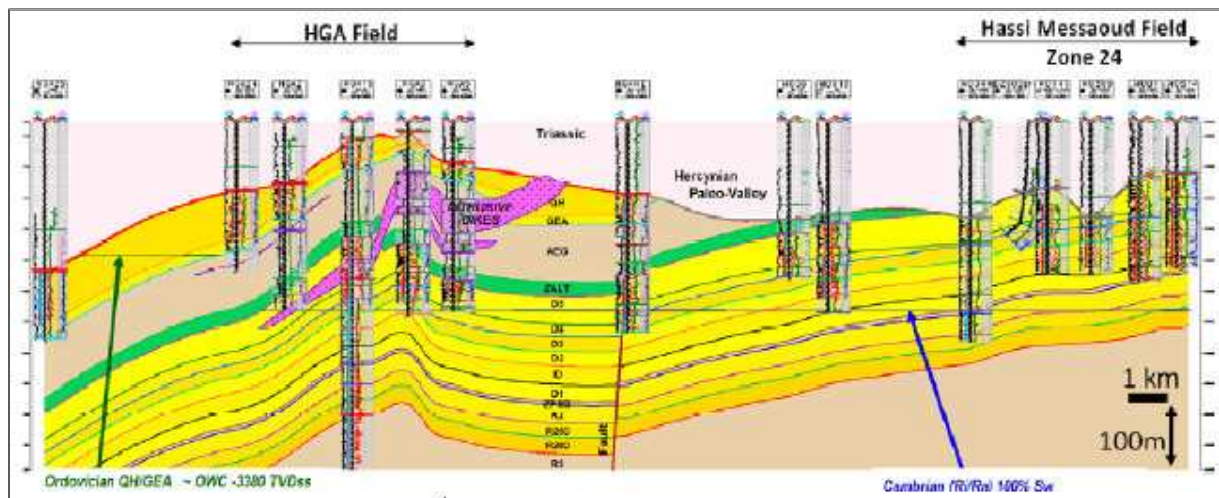


Fig. 4 : Coupe montre la structure de HGA

### I-3. CONTEXT PETROLIER

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud ; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-ordovicien. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles. (In SAMIR AOUMER, 2004)

#### 3-1. Les roches réservoirs

##### 3-1-1. Le Cambrien

Il est constitué par les grès de Messaoud, représentés par les unités  $R_i$ ,  $R_a$  et la zone des alternances :

###### a. 1. L'unité $R_a$

Elle est formée par des grès mal classés de taille supérieure à 1mm. C'est une succession de lits millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétrophysiques : porosité de 4 à 18% et la perméabilité de 60 à 100md.

###### b. L'unité $R_i$

C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Guettar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles caractères pétrophysiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en kaolinite permettant un gain de porosité.

### *c. La zone des alternances*

Elle assure une bonne production, c'est un niveau fortement altéré, caractérisé par une alternance de bancs d'argile indurée et de quartzite fine et isométrique.

### **3-1-2. L'Ordovicien**

Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

### **3-2. Les roches couvertures**

Les séries argilo salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches éruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité pour les réservoirs ordoviciens ; quant aux réservoirs cambriens, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

### **3-3. Les roches mères**

Comme dans toute la plateforme saharienne et en particulier dans le champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Guettar. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne.

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued Mya, Mouydir et Berkine (In SAMIR AOUIMER, 2004).

### **3-4. Types de pièges**

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe). (In SAMIR AOUIMER, 2004).

## **Conclusion**

La structure de Hassi Guettar se situe dans le prolongement Sud et Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud Elle se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle (de direction NW-SE et NE-SW). Elles sont héritées des événements antéhercyniens ayant rejoué ultérieurement.

A cause de la localisation de Hassi Guettar (HGA) sur le flanc sud de Hassi Messaoud, la Section Cambro-ordovicien est moins touchés par la discordance hercynienne, cette dernière est localisée au toit de quartzite d'El Hamra (QH), ce niveau est plus érodé près du sommet de l'anticlinale de HGA, et moins érodé sur les flancs de la structure. Le Grés d'El Atchane (GEA), Argile d'El Gassi, et la zone des Alternances (*Zalt*) sous-tendre le QH.

Cette zone périphérique est caractérisée par une géologie compliquée par des intrusions et des failles induites, qui en fait forment une grande partie de la structure anticlinale du champ.

Le réservoir de la zone périphérique est subdivisé en plusieurs unités dont les changements de faciès :

- Les réservoirs cambriens : est subdivisé classiquement en trois (3) lithozones :

Ri, Ra et la zone des alternances

- Les réservoirs Ordovicien : Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

# Chapitre II :

---

## Matériel et Méthodes

## CHAPITRE II: MATERIEL ET METHODES

### Introduction

Les études géologiques approfondies des réservoirs pétroliers sont basées sur l'analyse et l'interprétation des données géologiques (les carottes, l'image acoustique et électrique et les résultats de model géologique). Cette analyse comporte une approche de surface et une approche de sub-surface afin de retrouver l'agencement des différentes couches en profondeur, déterminer leurs natures, leurs contenus, et retracer l'histoire géologique.

Pour la réussite de tels ouvrages les sociétés de services dans le domaine de l'interprétation des différents phénomènes géologiques concourent pour développer des outils qui donnent des informations à haut précision et moins de marge d'erreur.

Parmi ces outils **les carottes** permettent la reconnaissance des formations de sub-surface, déterminent la qualité de réservoir et des niveaux productifs. Elles lèvent aussi beaucoup d'incertitudes dans l'interprétation des milieux de dépôts.

**L'imagerie** des puits, son apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimut) ainsi qu'une meilleure approche de la fracturation. La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour la fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques.

**Le model géologique** pour la caractérisation de réservoirs et de mieux comprendre la façon dont les roches dans ce réservoir ont été déposées et comment la tectonique et la diagenèse ont pu être changées après l'enterrement.



## **I.Imagerie :**

### **I-1. Définition :**

L'imagerie de fond acoustique et électrique a un apport très important concernant l'analyse en sub-surface avec la résolution de beaucoup de problèmes qui précédemment étaient le point de départ de beaucoup de question, cela se résume en ceci :

- Connaissance de la tectonique du gisement,
- Connaissance des couches (pendage et azimuth),
- Meilleure approche dans le domaine de la fracturation.

L'imagerie est alors une révolution dans le domaine de l'interprétation des différents phénomènes géologiques tout en s'appuyant aussi sur les données de carottes.

Les points de l'imagerie se différencient d'autres types de diagraphies classiques par la multiplication de mesure et avec un temps réduit. Ce qui offre une information détaillée avec une couverture de presque 100% de toute la paroi.

L'imagerie est un type de diagraphie, alors comme celui des diagraphies classiques le principe reste le même c'est-à-dire les principes fondamentaux de la physique ne change pas et qui sont :

- La propagation des ondes acoustiques dans un milieu et l'enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde reçue.
- Mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

Le type d'imagerie utilisé est fonction de la nature de la boue utilisée. Si elle est conductrice, on utilise un outil de résistivité et si elle ne l'est pas, on utilise un outil acoustique.

### **I-2. Les avantages :**

Son avantage principal est la possibilité de caractériser un réservoir en l'absence de carottes. En outre, elle permet d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical et au top du trou dans un puits horizontal.

Cette orientation est indispensable pour :

- La représentation complète du trou par image 360°.
- Fournit des données de diamètre de trou avec une haute résolution acoustique,
- Fournit une image détaillée du trou, avec une boue salée et une boue à base d'huile,
- Fournit l'orientation et la corrélation des carottes.
- La détermination de pendage.
- La détection des fractures et les failles, ainsi que leurs types et leur orientation.
- La détermination de la limite grès/argile, des intervalles de stratification minces.
- Donne une image sur la géométrie de la paroi deb trou,
- Localisation et évaluation des intervalles de corrosion, l'usage mécanique,

### I-3. Les outils d'imagerie :

On distingue deux types d'imageries selon leur but et leur mode de fonctionnement,

- 3-1. **L'outil Ultra-sonique :** Pour la détermination des fractures ouvertes ou fermées, par rapport à l'amplitude du signal acoustique. Il est utilisé dans les boues à base d'eau ou à base d'huile.
- 3-2. **L'outil de micro-résistivité :** Pour la détermination de la nature du ciment (selon le principe de conductivité ou de résistivité du ciment).

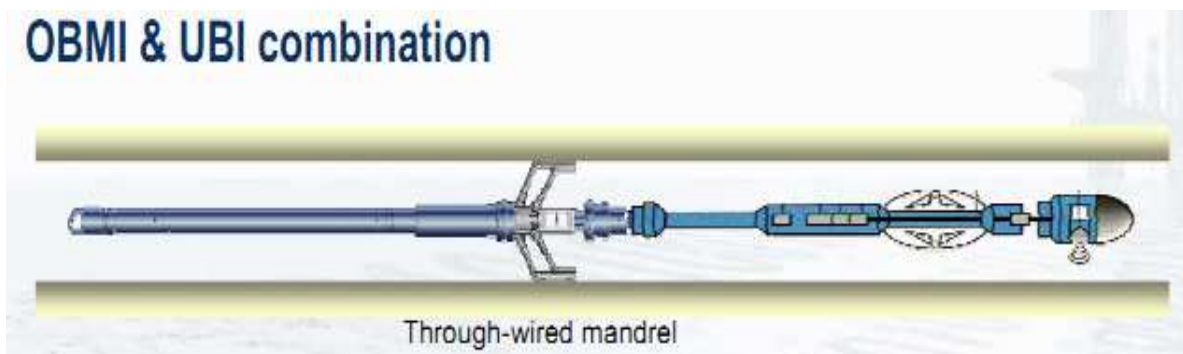


Fig. 5 : combinaison de L'OBMI & UBI

La combinaison entre l'outil OBMI et UBI fournit de donner complémentaire et à résolution élevé pour l'analyse structurale et sédimentaire

## I-4.L'application de l'imagerie :

### 4-1. Interprétation sédimentologique :

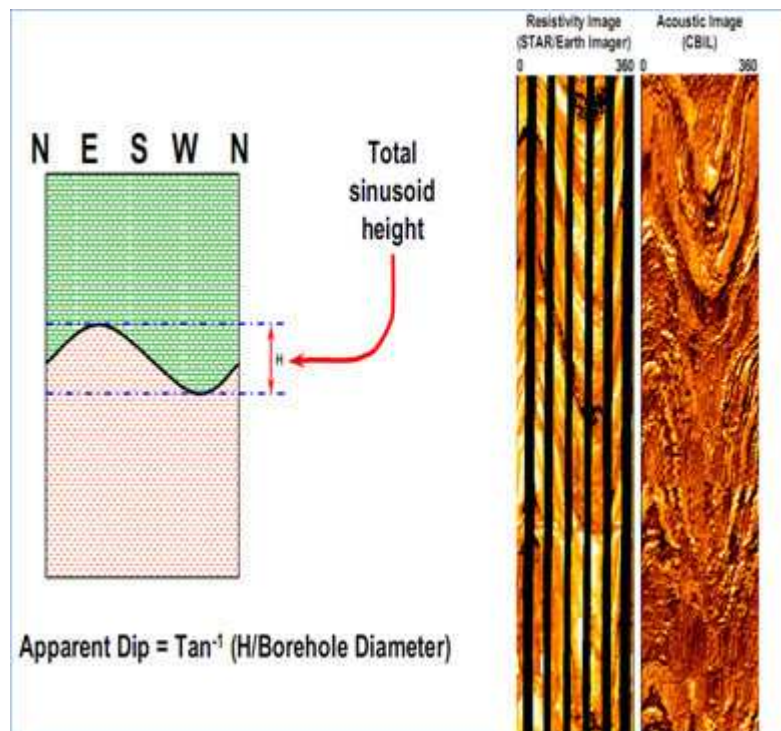
L'interprétation sédimentologique s'appuie largement sur la description des faciès sédimentaires, qui associe des critères lithologiques et paléontologiques à la géométrie des structures sédimentaires. Ces critères participent à l'interprétation de l'origine du sédiment, de l'âge, du milieu et du mécanisme de son dépôt. Les associations de faciès et leurs successions verticales et latérales permettent l'interprétation en termes d'environnements de dépôts.

### 4-2. Interprétation structurale :

Il existe deux types de structures tectoniques :

**4-2-1. Les structures tectoniques induites :** essentiellement des break-outs sont représentées par des élargissements de la paroi du trou du puits.

**4-2-2. Les structures tectoniques naturelles :** sont les fractures ouvertes, partiellement ouvertes, cimentées et les failles.



**Fig.6 :** représentation des fractures par les outils d'imagerie

4-2-3. Interprétation des fractures naturelle :

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

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. Les fractures ouvertes se distinguent par leur couleur sombre, alors que les fractures partiellement ouvertes sont moins sombres ; par contre les fractures cimentées ont une couleur claire.

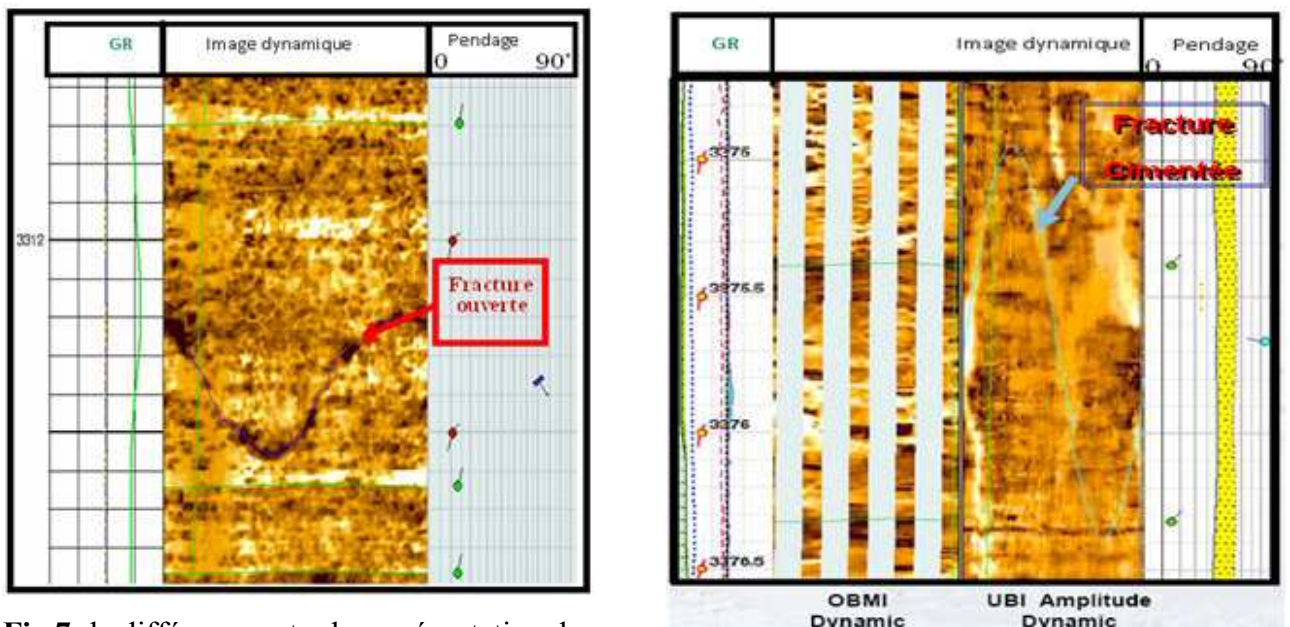


Fig.7 :la différence entre la représentation des fractures ouverte et les fractures fermé

4-2-4. Interprétation des failles :

Sur une image de fond, les failles ont la même allure que les fractures avec une empreinte plus intense, elles sont souvent accompagnées de fissures et montrent un déplacement de compartiments.

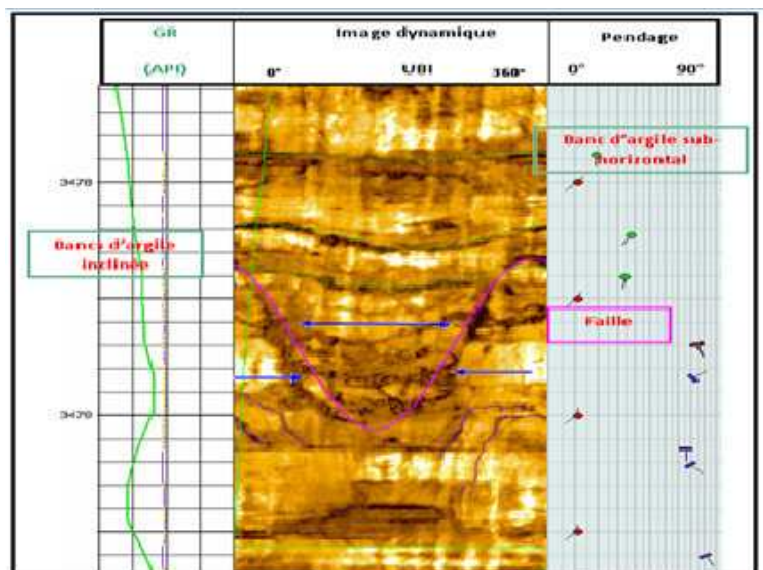




Fig.8 : la représentation des failles

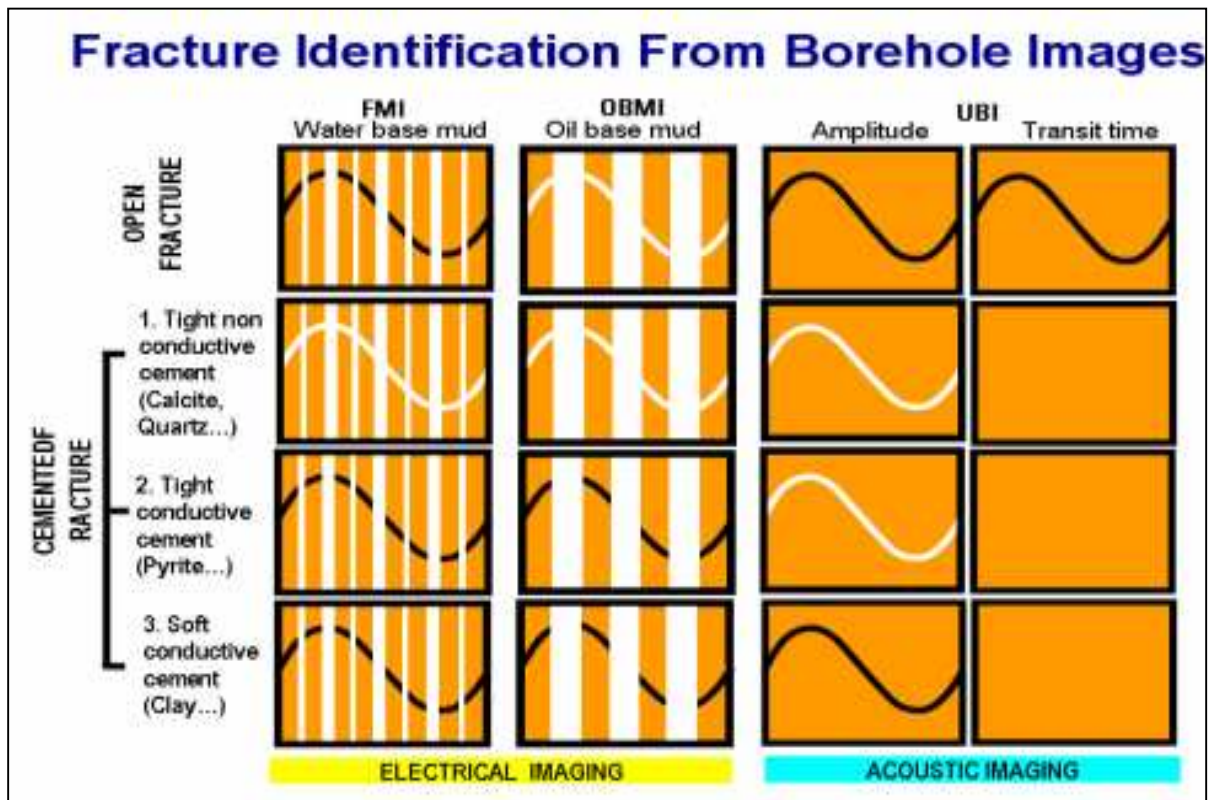


Fig. 9 : Identification théorique de différents types de fracture par les outils acoustique et électrique et l'efficacité de leur combinaison

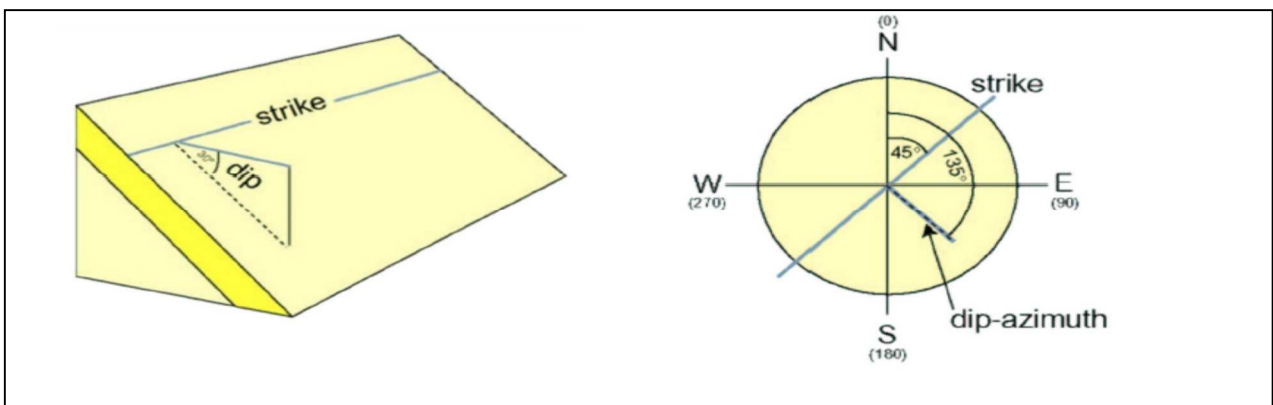


Fig.10 : Description des pendages (dips) et azimuts et Ovalisation du trou

4-2-5. Interprétation des BREAK-OUT :

Ce sont des zones de faiblesse due à la déformation d'un puits sous l'effet des contraintes tectoniques.

Les « break-outs » sont rencontrés suivant l'axe de l'allongement maximum. Sur l'image ils apparaissent comme deux zones sombres à 180° l'une de l'autre.

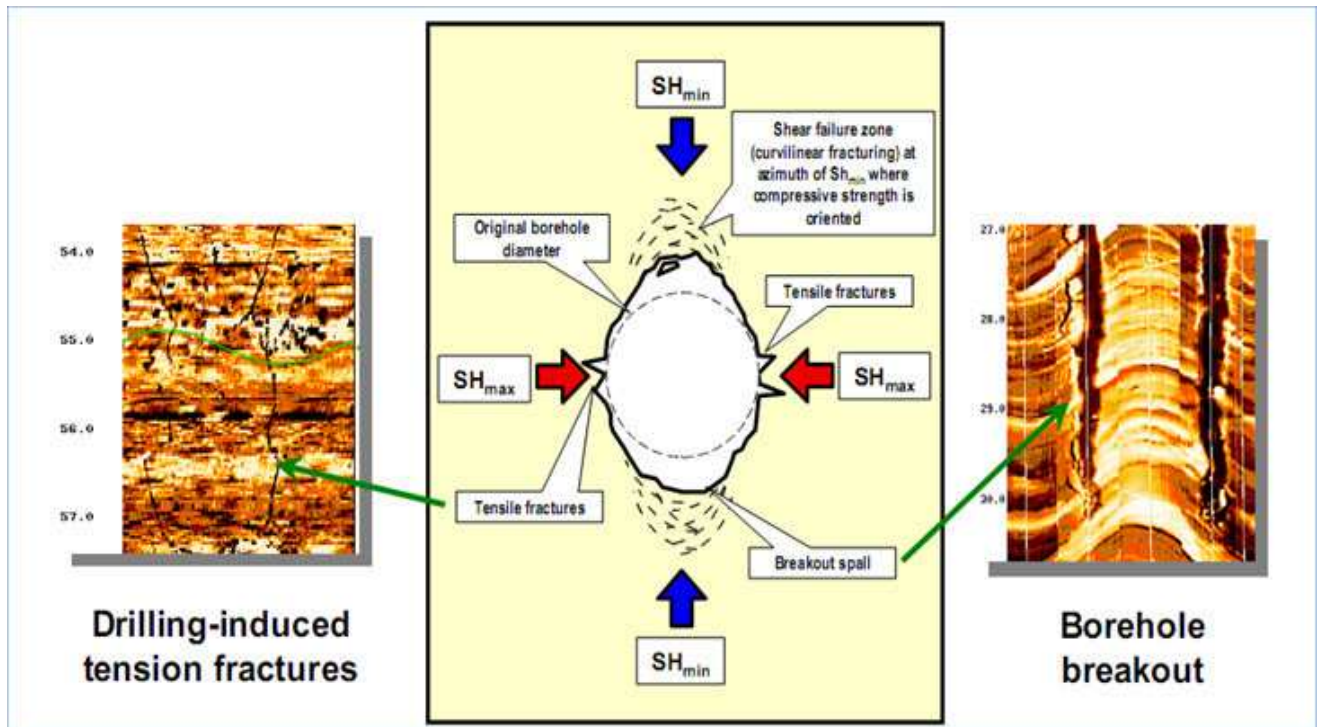
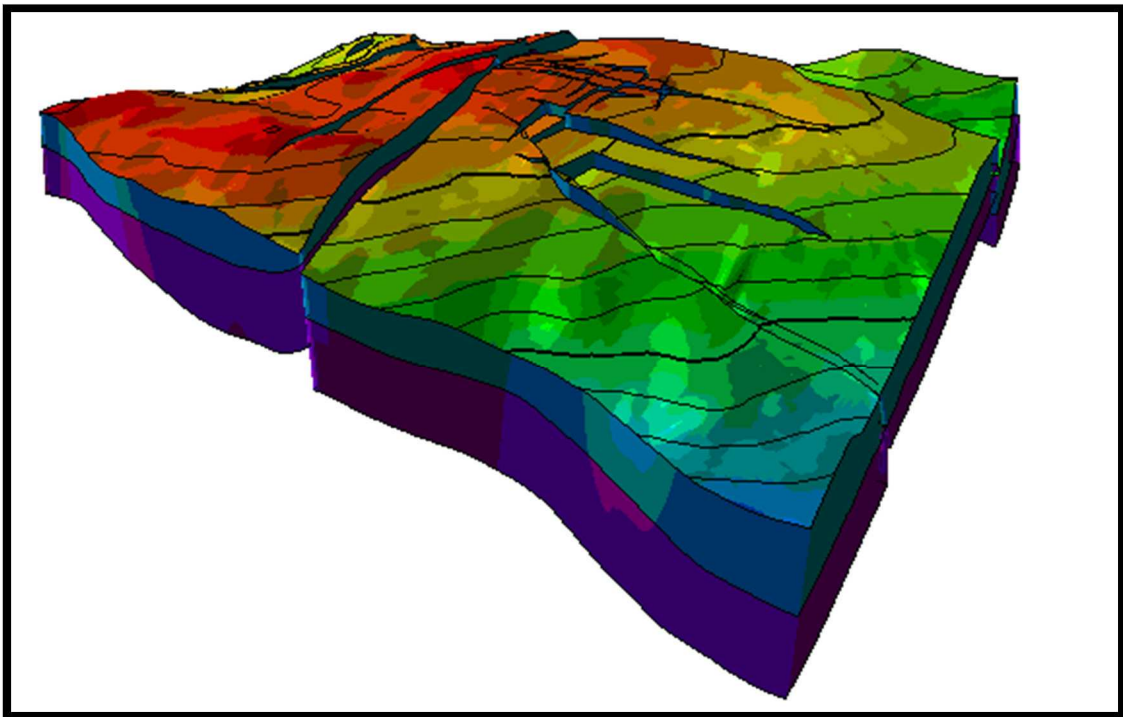


Fig.11 : présentation de break-out et ces différents paramètres

## II-Modélisation:

### II-1. Introduction

Les modèles géologiques sont créés pour de nombreuses différentes fins, mais commun à tous est un désir de construire une représentation du sous-sol. Les modèles géologiques peuvent être utilisés pour réaliser les calculs de volume précis ou pour tester l'effet de différents régimes de dépôt par rapport aux données observées.



**Fig. 12** :Un model géologique de sub-surface

Un model géologique, passe par différents étapes: la modélisation structurale, la modélisation des facies, la modélisation petrophysique.

Pour cela, Schlumberger a créé un logiciel appelé Pétrel, qui permet à l'utilisateur de construire un modèle de réservoir avec des propriétés d'exporter à un simulateur. Pétrel est un logiciel basé sur Windows pour la visualisation 3D, la cartographie et la modélisation 3D du réservoir et de simulation.



**II-2. La modélisation structurale**

Cette étape est très importante pour le géologue pour définir la géométrie du réservoir, c'est la partie la plus importante dans la modélisation géologique, elle consiste à introduire les failles dans le squelette sur lequel le modèle reposera.

Les failles jouent comme des barrières d'écoulement ou de conduits et pourraient être un contrôle clé sur les résultats. L'inclusion ou l'exclusion des failles est une autre décision clé dans le processus de construction du modèle.

**II-3. La modélisation des faciès et la modélisation pétrophysique (propriétés de modélisation):**

Le modèle structural établi précédemment va être enrichi par les différentes données, spécialement pétrophysique. Ces données doivent être tout d'abord sur-échelles puis analysées de façon statistique. Cette analyse statistique déterminera le modèle d'extrapolation à utiliser pour la modélisation. L'exactitude du modèle géologique résultant est fonction de la bonne analyse statistique des données correspondantes.

On obtiendra, à l'issue de cette modélisation, une simulation du réservoir en 3D en termes de faciès, porosité, perméabilité, saturation ...etc. (SLB 2005).

Le Modèle 3D a deux grandes phases:

**Un modèle Statique:** c'est la construction de réservoir et la représentation des phénomènes responsables de sa formation dans l'état statique.

**Un modèle Dynamique:** est basé sur le modèle statique, et défini comme une représentation des écoulements des fluides dans le réservoir, à partir de la fonction de la perméabilité relative qui définit comment les fluides s'écoulent relativement.

Aussi la relation entre la pression et le volume représenté par les données PVT.

**II-4. Extraction des données**

Jusqu'à présent, on peut dire que le modèle géologique est achevé, reste l'étape qui précède l'interprétation, cette étape consiste en l'extraction des données nécessaires sous forme

decartes (isobathe, isopaque, isoporosite, isopermeabilite ...etc.), de coupes géologiques et structurales à travers le modèle géologique, structurale ou bien pétrophysique.

Quand le modèle est achevé, pétrel permet l'extraction des données (Out put), selon le besoin de l'utilisateur, sous forme des cartes, coupes, corrélations...

### III- La description des carottes:

Dans l'industrie d'huile et de gaz, carotter, peut être défini comme couper et enlever un échantillon cylindrique de roche des parois du puits, par un appareillage spéciale.

Ces échantillons de carottes sont une source précieuse des données pour l'étude des roches sub-surface et de réservoir, par ce qu'ils montrent une image fidèle du terrain.

Par la description et l'analyse des carottes on peut caractériser un réservoir ou un intervalle de formation par l'interprétation des propriétés pétrophysique (Porosité, Perméabilité, Saturation), puis définir la nature des fluides contenant.

L'étude SR, est basée essentiellement sur cet outil; la description des carottes des puits candidats collecte une image complète sur la perméabilité, la porosité des drains et mettre l'œil sur le meilleur drain à cibler.



Fig. 13 : Carotte n°1 du puits HGA36 à l'intervalle (3371m-3372m)

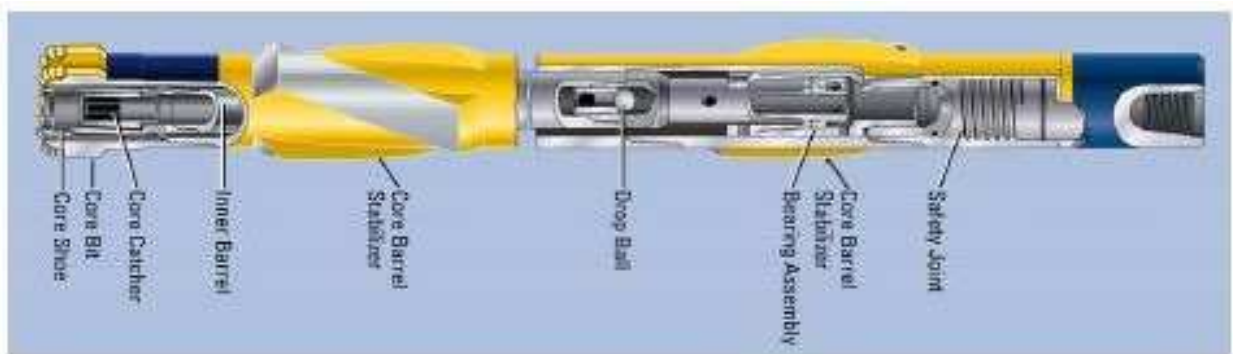


Fig. 14 : Le Carottier

#### IV- Le Short Radius :

##### IV- 1. Notions sur les puits horizontaux

On appelle puits horizontal tous puits se terminant par un drain ayant une inclinaison comprise entre  $80^\circ$  et  $100^\circ$ . Parmi les types de puits horizontaux qui peuvent être distingués, on cite :

Les puits à long rayon, Les puits à moyen rayon, Les puits à rayon court ou ultra court, Les puits multilatéraux, Les puits short radius ou rentrés.

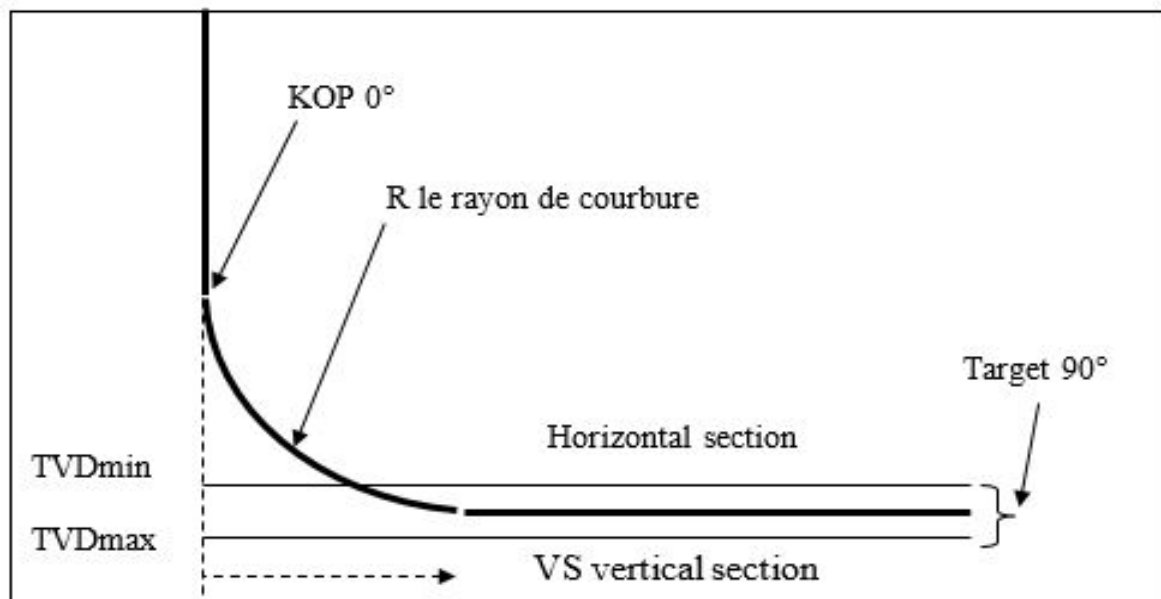


Fig. 15 : Profil d'un puits horizontal

##### IV-2. Les puits short radius ou rentrés:

Elle consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures et soustraire ses réserves au moindre coût et au moindre risque. Donc l'objectif de tel ouvrage est quasi économique et technique.

Ces puits sont une autre séquelle du forage horizontal et consiste à repartir d'un puits déjà existant qui est alors abandonné et bouché afin de forer un drain latéral se terminant à l'horizontal.

Ce genre de puits est adopté par Sonatrach pour la reprise des puits secs ou à faible perméabilité comme une option alternative à la fracturation, dont le but d'atteindre le plus rapidement possible les drains caractérisés par des bonnes conditions de production et faire produire uniquement le voisinage de l'ancien puits.

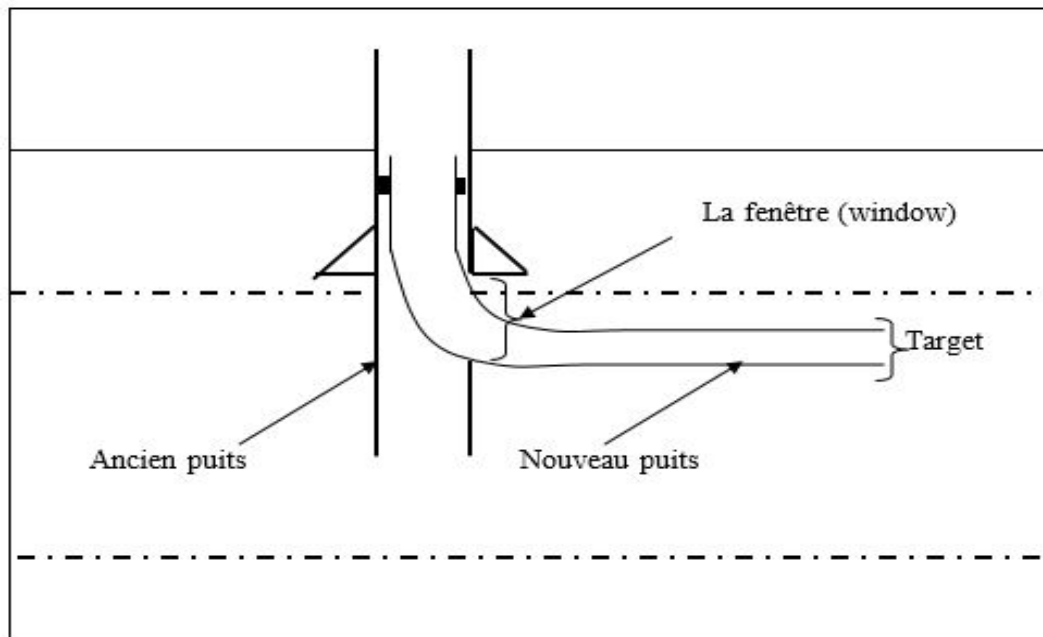


Fig. 16 : Schéma d'un puits short radius

#### IV-3. Intérêt de Short Radius:

La reprise en short radius aide énormément la production de tels réservoirs en augmentant la distance entre le drain et le contact huile-eau, et aussi en améliorant la productivité en retardant l'arrivée d'eau et de gaz.

#### IV-4. Etude des puits candidats

Cette étude se fait à partir des investigations géologiques sur l'aspect structurale, concernant la position structurale du puits, leur position par rapport aux puits voisins ainsi que l'extension de réservoir, et sur l'aspect réservoir concernant tous ceux qui caractérisent le réservoir (la distribution des paramètres pétrophysiques et l'épaisseur) au niveau du puits en tenant compte de ces trois Critères.

- Sélection des puits candidats.
- Choix des drains à cibler.
- Choix de l'azimut (l'orientation à donner aux drains).

## **Conclusion**

Dans l'étude présentée chaque outil est considéré comme un complément aux autres outils, pour cela elle demande la collaboration des données géologiques nécessaire à la reconstitution de l'évolution structural concernant la détection des fractures et des failles et l'analyse du break out ainsi que l'évaluation des paramètres pétrophysiques de réservoirs et leur extension

# Chapitre III :

---

Etude Short Radius

## **Introduction**

Depuis l'exploration du périmètre Hassi Guettar, les réservoirs cambriens (Ri) ont été considérées comme un objectif principale grâce à leur caractéristiques ; au cours de développement, la remonté de plan d'eau à inondée les réservoirs cambriens (Ri, Ra) ce qui permet au réservoir ordovicien de porter l'intérêt principale dans ce périmètre.

Au cours du temps, comme toutes les champs pétroliers, le périmètre Hassi Guettar rencontre beaucoup de problèmes de production, ce qui exige plusieurs interventions afin d'améliorer la production et maximiser la durée de vie de ce dernier.

Pour redonner une nouvelle vie aux ce périmètre, plusieurs techniques et des décisions peuvent être prises, pour cela des études géologiques doivent être faites sur les puits secs ou à faible production afin de bien déterminer l'intervention effective, compatible au objectif visé.

On a adopté la technique Short Radius pour pouvoir atteindre le meilleur drain et faire produire uniquement le voisinage du puits sec (ancien puits). Pour cibler un drain horizontal dans une partie du réservoir est généralement effectuée à la suite d'un programme détaillé par une équipe pluridisciplinaire composée d'un ingénieur de réservoir, un géologue et un producteur.



## I- sélection des puits candidats au short radius :

Les puits abandonnés, fermés ou à faible production sont considérés comme un potentiel candidat à la conversion en Short Radius et seront examinés plus en détail dans les études ultérieures suivantes. Les puits candidats sont représentés et résumés dans le tableau ci-dessous :

Il y a 6 puits candidats sur la liste seront évalués individuellement.

**Tableau. 1 :** Tableau récapitulatif des puits candidats Short radius

Puits	Date de forage	Statut	Etat	GOR	Date de fermeture	La cause de fermeture
HGA7	09/06/02	PPH	Fermé	183	28/01/11	Débit faible
HGA13	21/11/03	PPH	Fermé	76	22/07/11	Débit faible
HGA18	13/01/05	PPH	Fermé	142	22/01/13	Débit nul
HGA20	16/07/05	PPH	Fermé		18/03/05	Débit nul
HGA21	23/11/05	PPH	Fermé	98	24/09/09	Débit nul
HGA36	22/07/11	PPH	Fermé	161	15/12/15	Débit nul

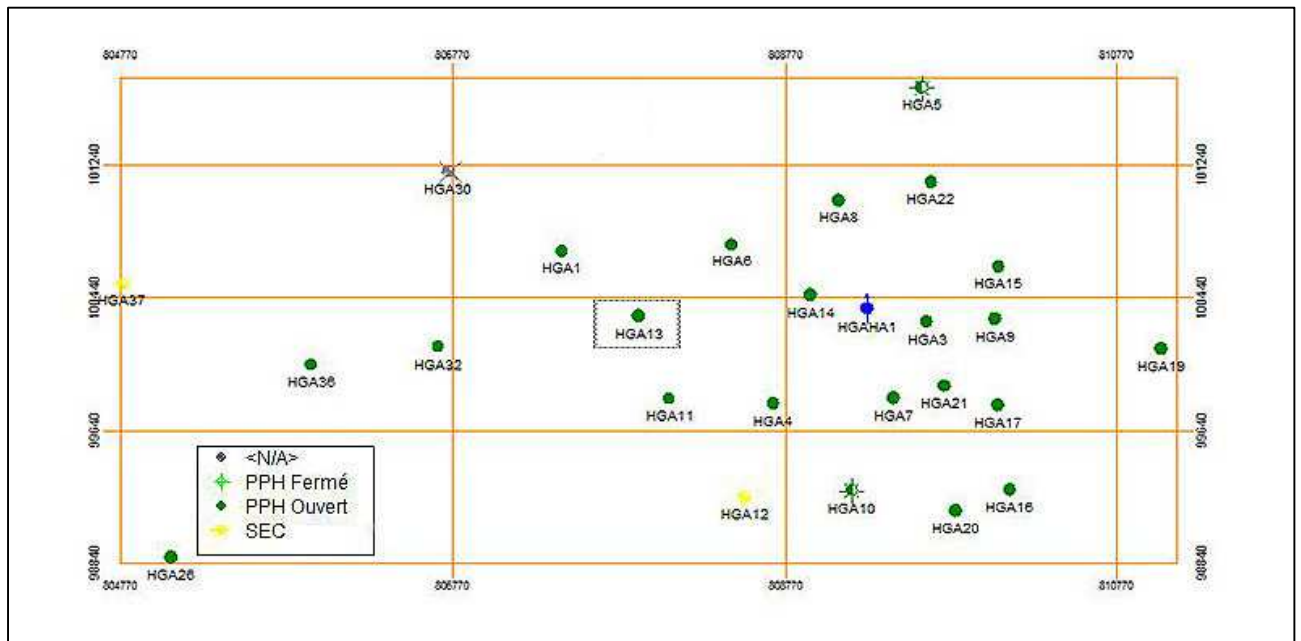
On a lancé l'étude de la reprise en Short Radius pour la première fois dans le périmètre HGA, dans notre cas on est obligé de tester la fiabilité de l'utilisation des données d'une seule méthode que ce soit l'imagerie ou le carottage, par suite de manque de données combinées des deux méthodes. Par conséquent, on a étudié structurellement, le puits HGA13 par l'imagerie et le puits HGA36 par carottes.

## II-Le puits HGA-13

### II-1. Présentation du puits :

#### 1-1.Situation Géographique

Le puits HGA13 se situe dans le périmètre de Hassi Guettar (Bloc 427), au Nord de la structure de HGA, à une distance de 676 m au Sud-Est de HGA1, à 1045 m à l'Ouest de HGA14, à 525 m au Nord de HGA11 **Fig.17**.



**Fig. 17. :** Carte positionnement du puits HGA13

#### 1-2.Situation Géologique

Premièrement le puits HGA13 a été pour objectif principale de réservoir cambrien (Ri) puis ce réservoir devient structurellement bas sous le plan d'eau ce qui rend le réservoir ordovicien (QH) l'objectif principal actuellement. Le puits traverse la discordance hercynien à 3241 m, le puits se trouve dans un secteur où les valeurs de perméabilité et la porosité sont faibles à médiocres, la perméabilité varie entre 0.18 mD et 1 mD, pour une porosité médiocre de l'ordre de 4 à 7%.

Les valeurs de perméabilités sont les résultats de la modélisation géostatistiques de la matrice sans introduire l'effet de la fracturation (fissuration). La carte de saturation en eau ne montre aucune percée d'eau pour le réservoir QH, le puits se trouve à une distance raisonnable du plan d'eau.

## II-2. Investigation Géologique

### 2-1. Aspect Structural et Tectonique

#### 2-1-1. Détermination de la position structurale du puits

Le puits implanté sur un bloc plus dans le Nord de HGA, il est entouré par plusieurs failles, deux failles majeures de direction Est-Ouest, failles sub-verticale et une qui est la plus proche de direction NO-SE, la carte en isobathe au toit du DH montre que le puits HGA13 est

Structuralement plus haut par rapport au puits voisins probablement due à ces failles, et la présence d'une intrusion dans le secteur **Fig. 18**

D'après la coupe, le puits situé à la moitié de bloc entre deux failles orientées Est-Ouest à une distance souvent similaire, la faille la plus proche située au Nord de puits. Ce dernier traverse tous les niveaux de QH sauf le niveau QH7 notant que le QH6 est partiellement touché par l'érosion **Fig. 19**

Au niveau de la structure de HGA, on a fait 02 corrélations. L'une est orientée NO-SE et passe par les puits (du Nord vers le Sud) : HGA1, HGA13, HGA11 et HGA12, l'autre est orientée NE-SO, passe par HGA3, HGA14, HGA13 et HGA30 :

La section des puits d'orientation NO-SE montre que l'effet de l'érosion est moins marqué avec une épaisseur plus complète de réservoir QH sauf au niveau de puits HGA12 qui indique une absence complète de QH, ainsi que une position plus haute de puits HGA13 par rapport aux puits voisins due au jeu des failles **Fig.60**

D'après la section des puits d'orientation Est-Ouest, l'effet de l'érosion est plus marqué à l'Est (HGA14, HGA3) où on trouve que le QH1 et le QH2, par contre l'épaisseur de réservoir QH s'améliore de HGA13 vers HGA30 à l'Ouest **Fig.61**

HGA13 est plus bas par rapport HGA14 et HGA3, et plus haut que HGA30 due aux deux failles qui l'on limite de l'Est et de l'Ouest.

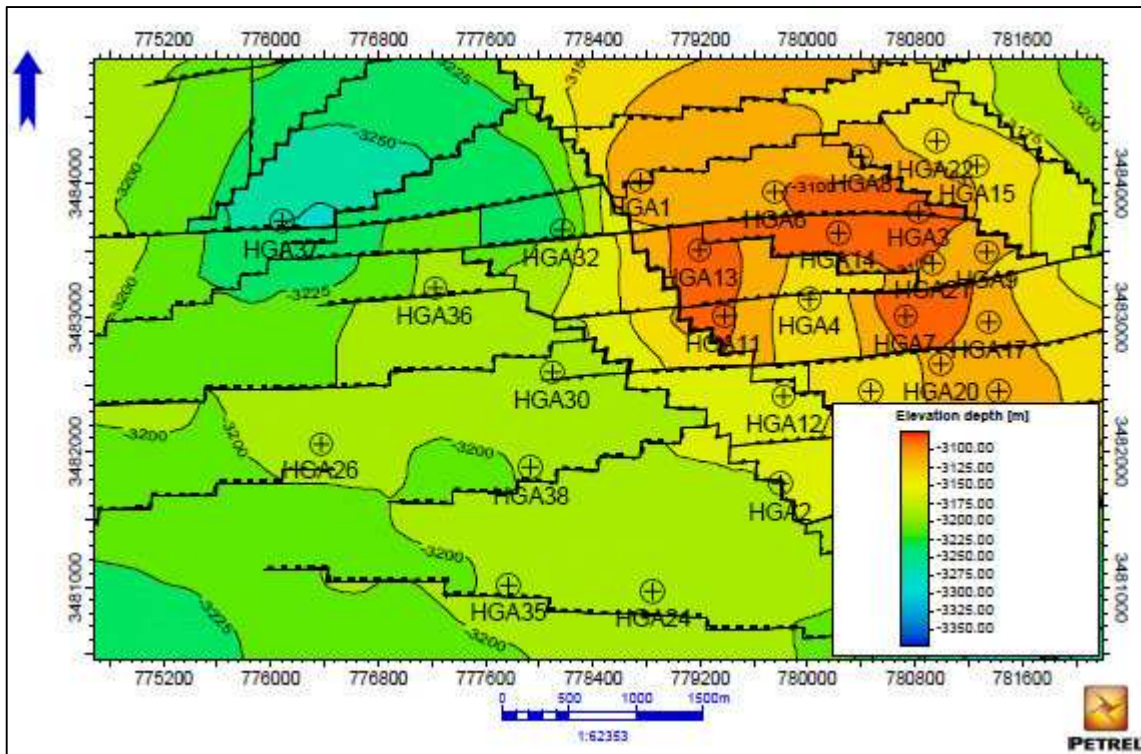


Fig. 18 : Carte isobathe au toit de DH (petrel2013)

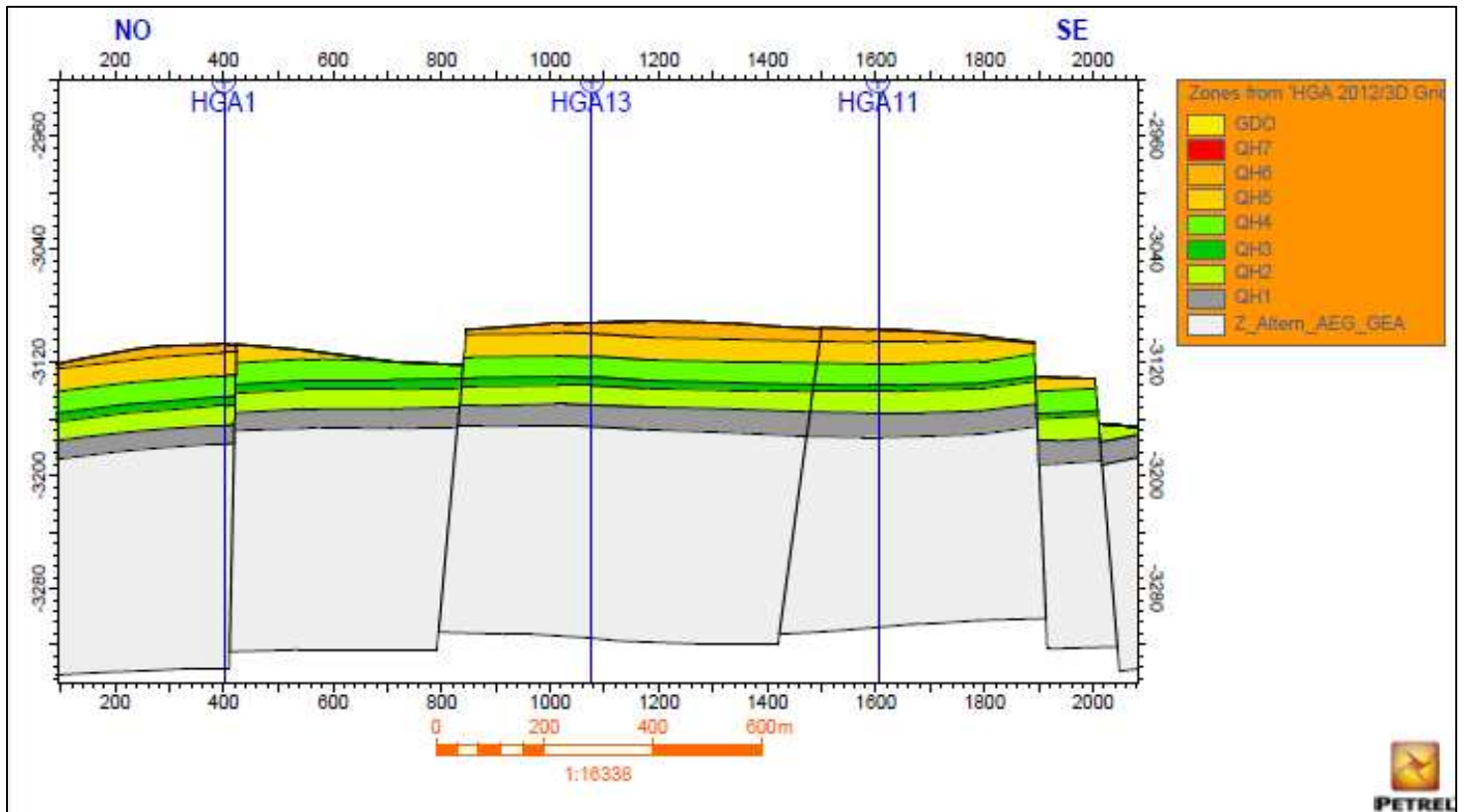


Fig. 19 : Coupe géologique traverse les puits HGA1-HGA13-HGA11 (petrel2014)

## 2-1-2. Interprétation d'imagerie

### Les fractures :

Parmi les 18 fractures ouvertes qui ont été pointées le long de réservoirs cambro-ordovicien (QH-Ri), 11 ont été identifiées dans l'intervalle étudié (QH) comme suit :

- Une fracture ouverte 3255m-3258m et 3 fractures ouvertes 3255.5m-3257.5m **Fig. 20**
- Une fracture ouverte dans l'intervalle 3263 m-3264 m et une fracture ouverte 3263.5 m-3265.8 m **Fig. 21**
- Une fracture ouverte 3271, une fracture ouverte 3272-3273 et 2 fractures ouvertes 3273-3275 **Fig. 22**

Les stérioplots des fractures ouvertes montrent une direction majeure orientée NE-SO, et une direction mineure orientée ESE-ONO avec un angle de pendage principalement supérieur à 60° **Fig. 23**

D'après 150 fractures partiellement ouvertes ; 53 fractures réparties dans le réservoir QH, montrent un angle de pendage élevé varie entre 70° à 90° **Fig.63-69**, rangées dans deux directions : une direction majeure orientée ESE-ONO et une direction mineure orientée NO-SE **Fig.69**.

Selon la similarité d'orientation des fractures, on peut dire que les fractures ouvertes et les fractures partiellement ouvertes appartiennent au même système tectonique.

### Les Failles :

Deux plans de faille ont été représentés comme le montre le **Fig. 24** ; ils ont subi des changements de grandeur de pendage et d'azimute. Selon les plots de Schmidt et le pendage, les plans de faille présentent un angle de pendage de 60° à 90°, sont orientées NE-SO **Fig.71**

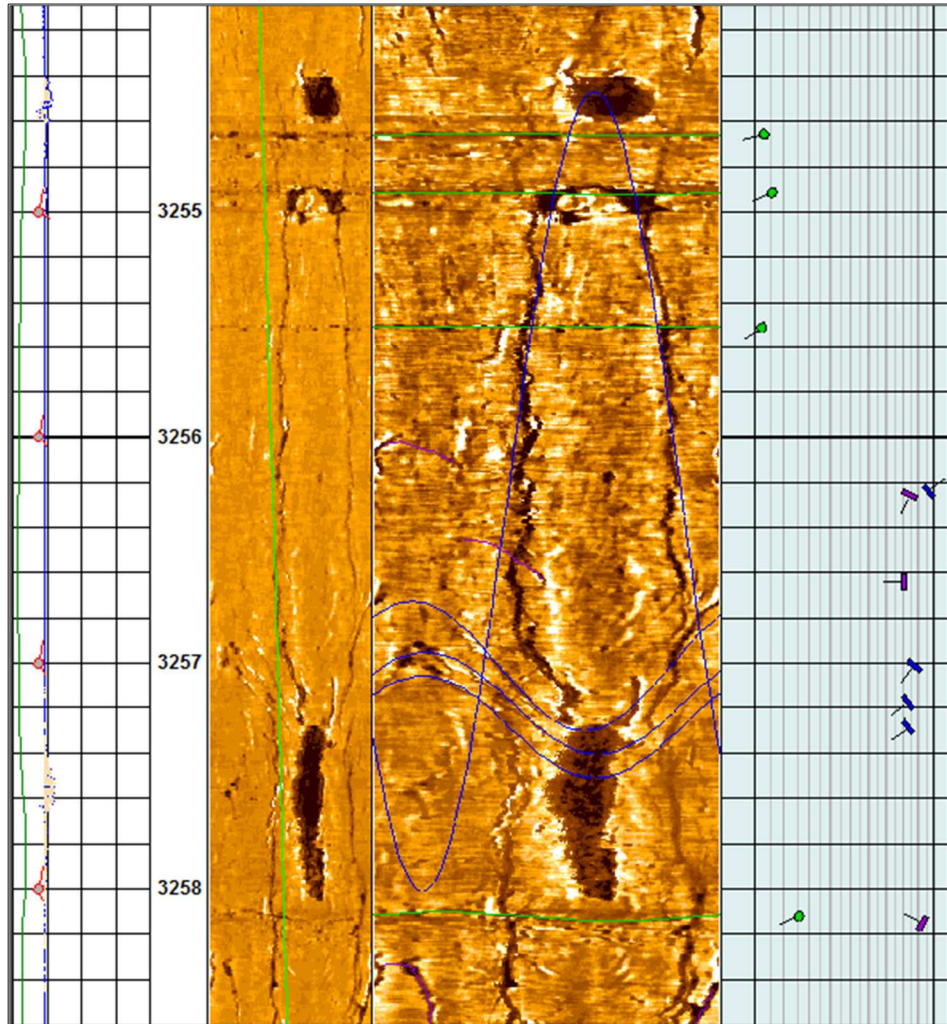
La zone localisée entre les deux failles peut être correspondre à deux corps intrusifs (dyke ou sill) qui pénètre la formation à travers ces failles.

### Les breakouts :

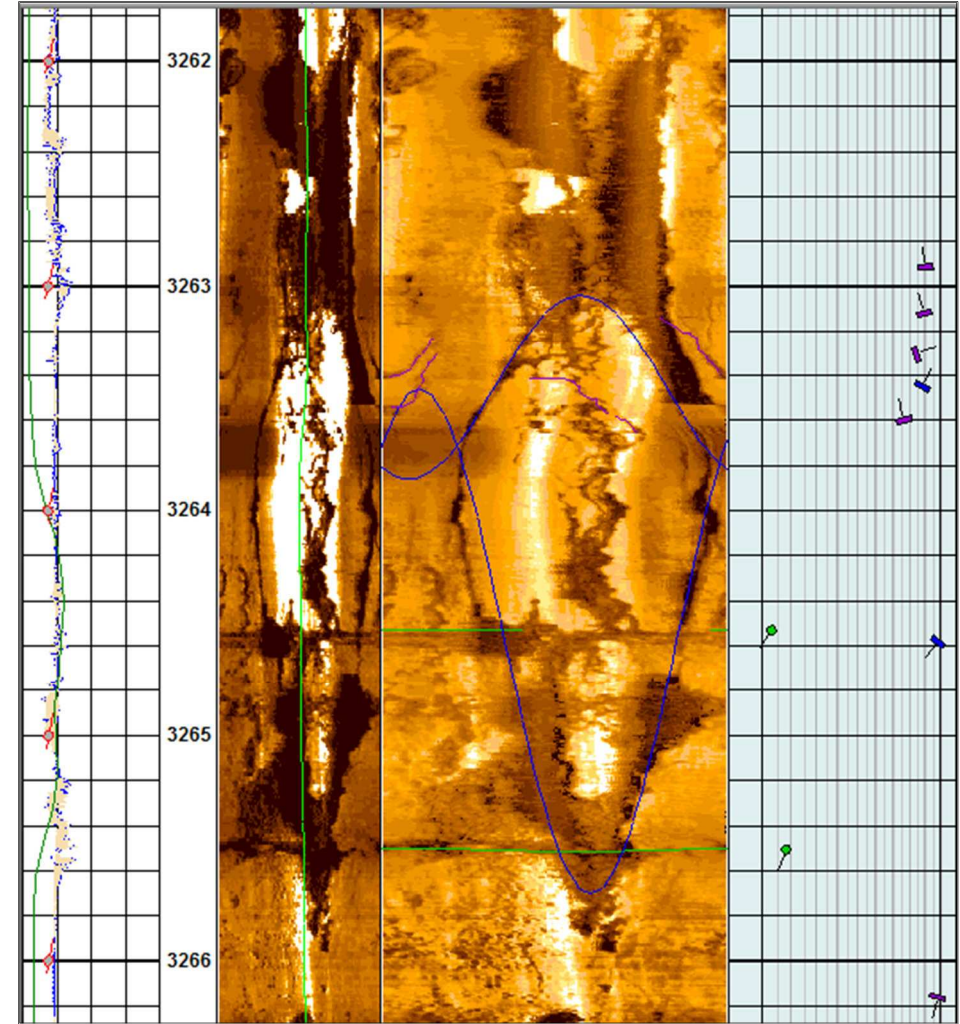
Ils ont été principalement identifiés dans le Cambrien Ri et les formations de zone des alternances comme il est montré dans les images et l'analyse des cross plots de la forme des parois du trou. Les breakouts identifiées dans l'image UBI de HGA13 indique une direction



NNE-SSO qui correspond à la direction de la contrainte horizontale minimale. En conséquence, la direction de la contrainte horizontale maximale qui influence sur les parois du puits, est d'environ ONO-ESE **Fig. 25**



**Fig. 20** : Fractures ouvertes (rapport d'imagerie, Slb)



**Fig. 21** : Fractures ouvertes (rapport d'imagerie, Slb)







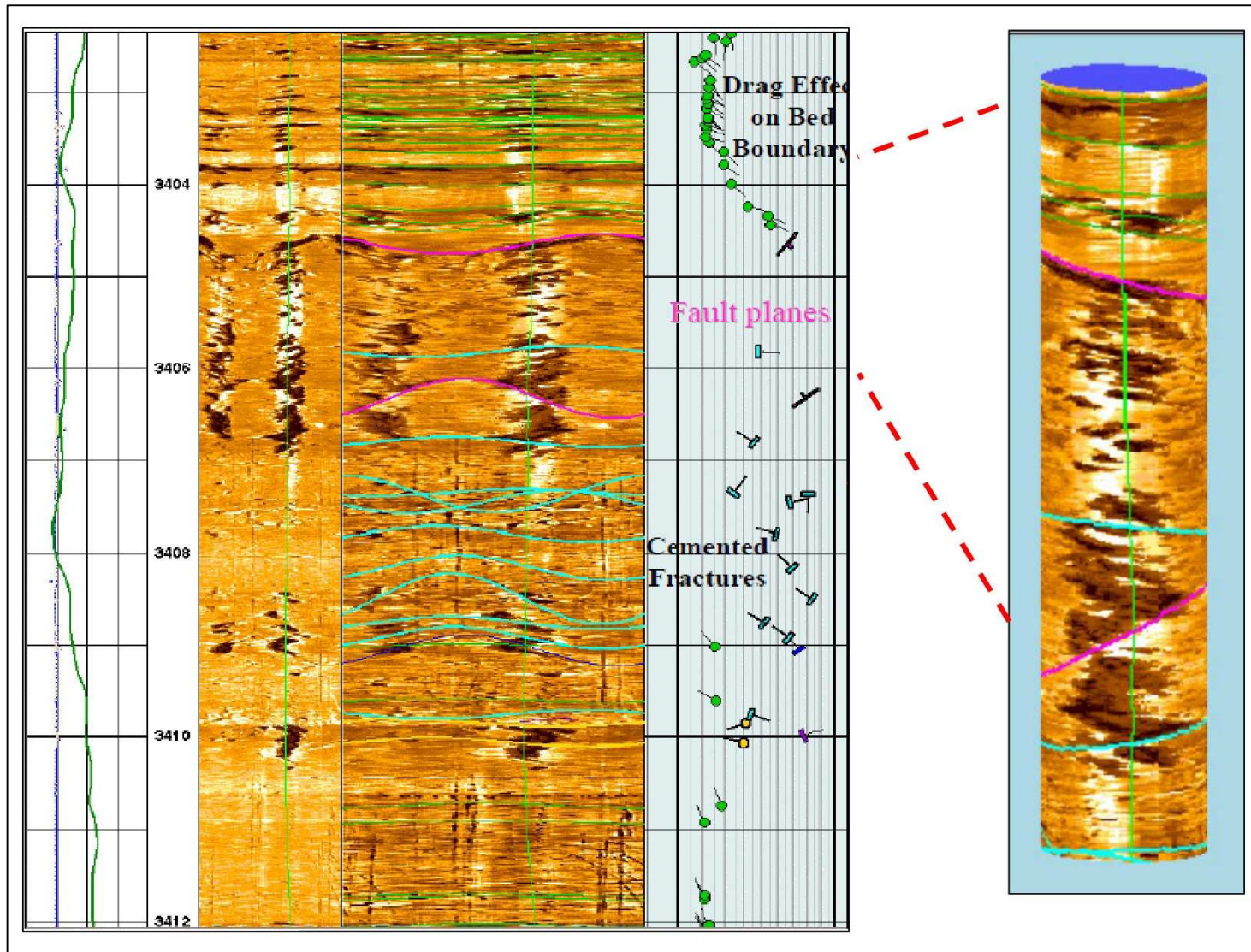


Fig. 24 : les plans de Faille

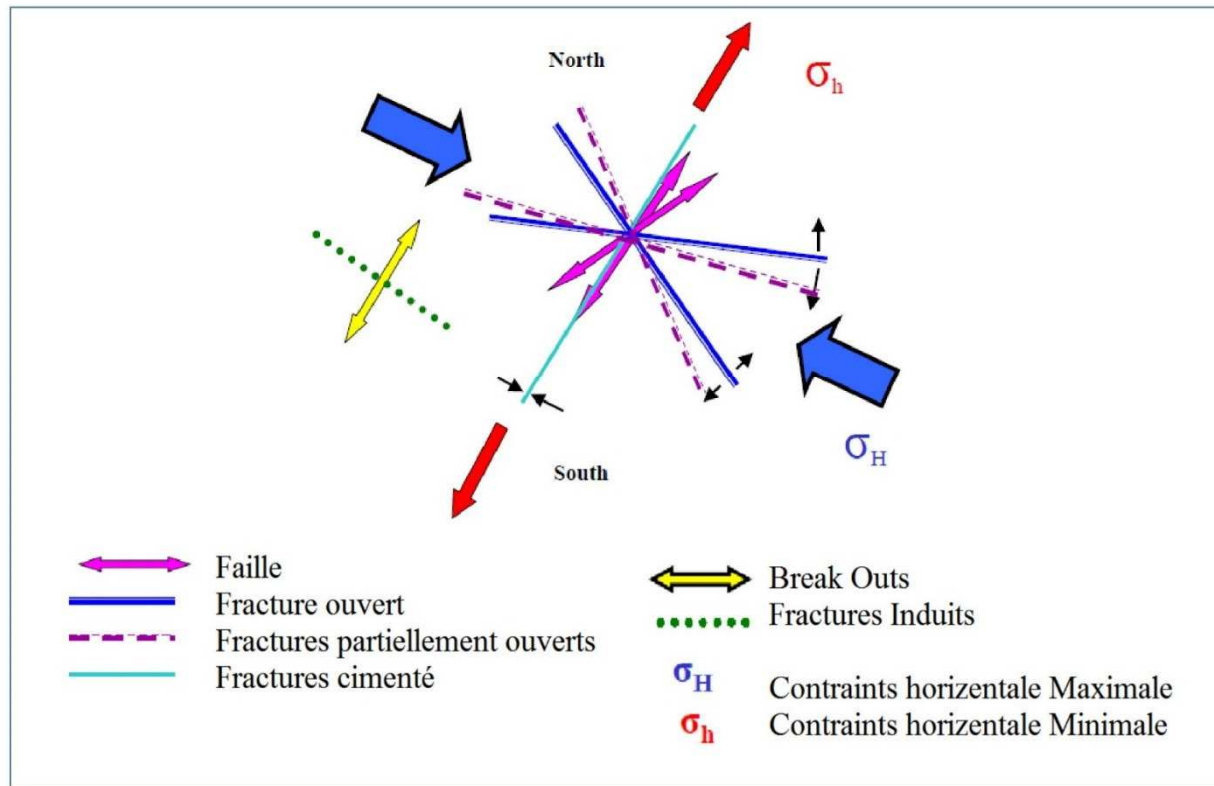


Fig. 25 : Les Breakouts et synthèse des pendages

## 2-2. Aspect Réservoir

L'évolution des paramètres pétrophysiques d'un réservoir dans son interprétation en isovaleurs est guidée par son aspect géométrique. Pour cela, il est nécessaire d'établir l'architecture de réservoir à travers les cartes en isopaques. Ces cartes montreraient l'allure et la forme des espaces lithologiques dont il faut analyser les capacités de rétention et de circulation des fluides.

Nous traiterons les caractères pétrophysiques des 7 unités de réservoirs Quartzite de Hamra de l'Ordovicien qui constituent le principal objectif pétrolier.

### **2-2-1. Les cartes isoporosité :**

La carte au niveau du QH1 en général montre une hétérogénéité de distribution des valeurs de ce paramètre, les grandes valeurs de porosité se localisent le long de l'axe NE-SO elles varient entre 8% et 9%.

Des petites valeurs sont réparties à l'entour du puits HGA13, s'améliorent toutefois en allant vers les puits HGA1, HGA32 à la direction Nord-ouest et vers le puits HGA11 à la direction SSE **Fig. 26**

Nous remarquons au niveau du QH2 des faibles à médiocres valeurs de porosité ; au milieu de la carte en allant vers les extrémités la porosité augmente. Elle est inférieure à 7% dans le centre de la structure et prend une valeur de 9% dans les frontières au niveau du puits HGA-37, HGA-32, HGA-1, HGA-35.**Fig. 27**

Deux directions où la porosité augmente, à partir de HGA13 vers le Nord-Ouest et vers le Sud-Est.

Le niveau QH3 indique une variété des valeurs de porosité sachant qu'on remarque que la zone Nord porte les meilleures valeurs 10% sur une extension limitée. Par contre les valeurs médiocres s'étendent de l'Est, du Sud à l'Ouest.

Pour s'échapper des valeurs faibles qui enveloppent HGA13, trois directions sont disponibles : Nord-Est, Sud-Est et l'Ouest **Fig. 28**

Le niveau QH4 montre des faibles à médiocres valeurs de porosité, les grandes valeurs sont réparties sur l'axe NO-SE, la partie Ouest et la partie Sud.

HGA13 est dans un endroit où les porosités sont médiocres, pour optimiser ce caractère, une direction Sud-Est est favorable **Fig. 29**

Les grandes valeurs de porosité sont dominantes sur le QH5. Les valeurs faibles remarquées sont concentrés dans le côté Nord-Est de ce niveau. HGA13 est encore situé dans un site de médiocres valeurs de porosité, mais à ce stade, plusieurs directions sont admissibles tels que l'Est, Sud et Sud-Ouest **Fig. 30**

Une pauvreté remarquable touche le niveau QH6 à cause des valeurs mauvaises et faibles qui ont été enregistrés sur une grande partie de sa superficie. Les meilleures valeurs de porosité sont enregistrées au centre, au Nord et au Sud de la carte. A cause de l'érosion, les directions disponibles pour optimiser les caractéristiques de HGA13 sont très limitées, la seule direction possible est vers le Sud-Est **Fig. 31**

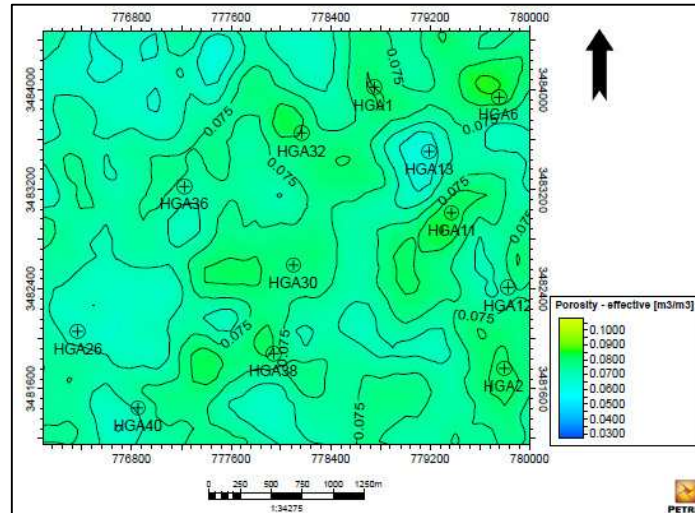


Fig. 26 : QH1-Isoporosité

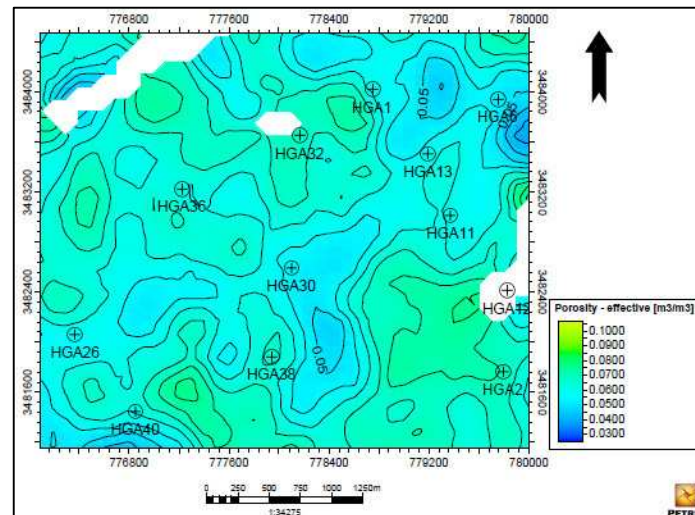


Fig. 27 : QH2-Isoporosité



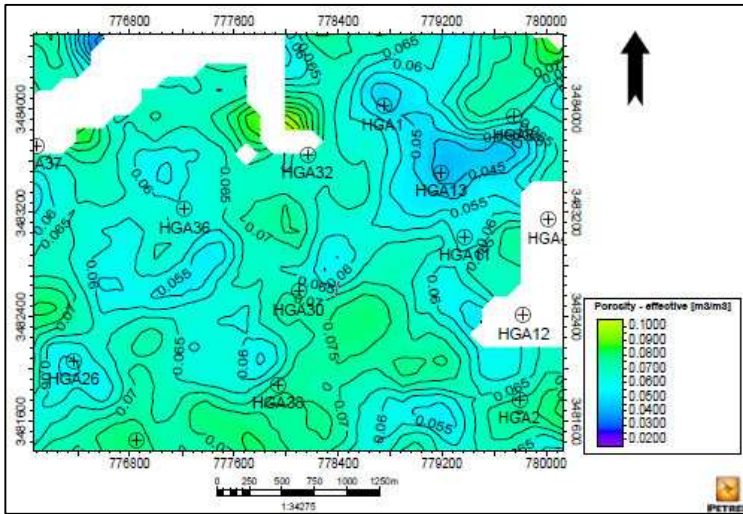


Fig. 28 : QH3-Isoporosité

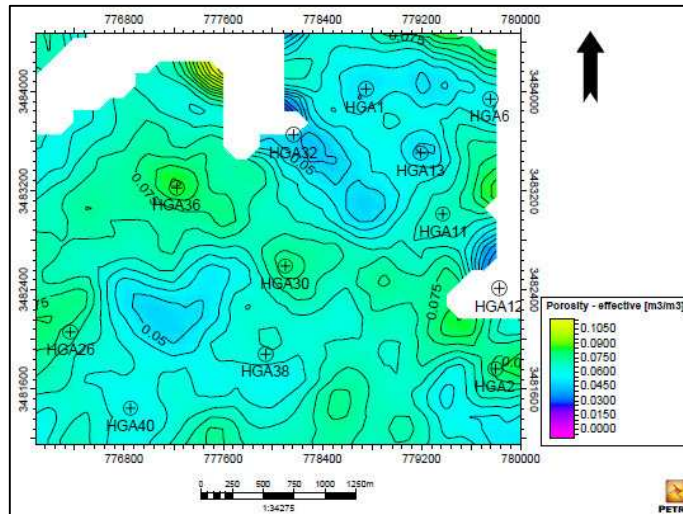


Fig. 29 : QH4- Isoporosité

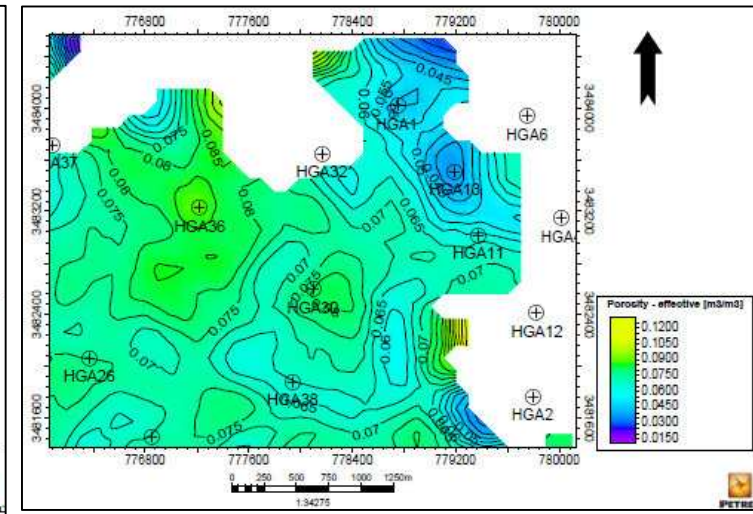


Fig. 30 : QH5-Isoporosité

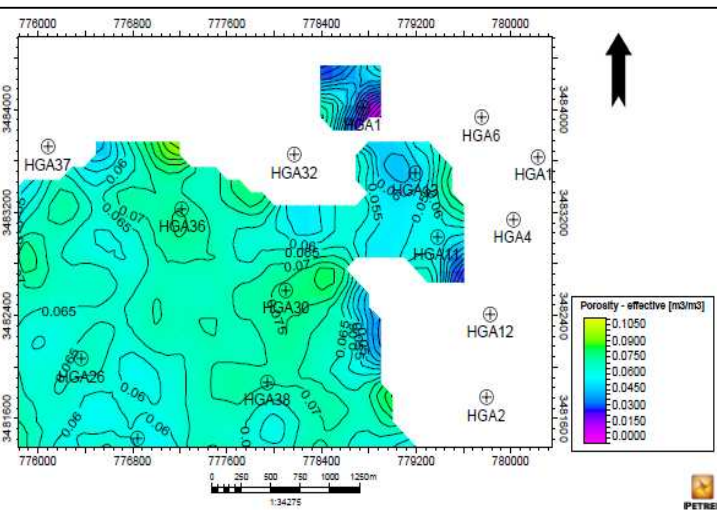


Fig. 31 : QH6-Isoporosité

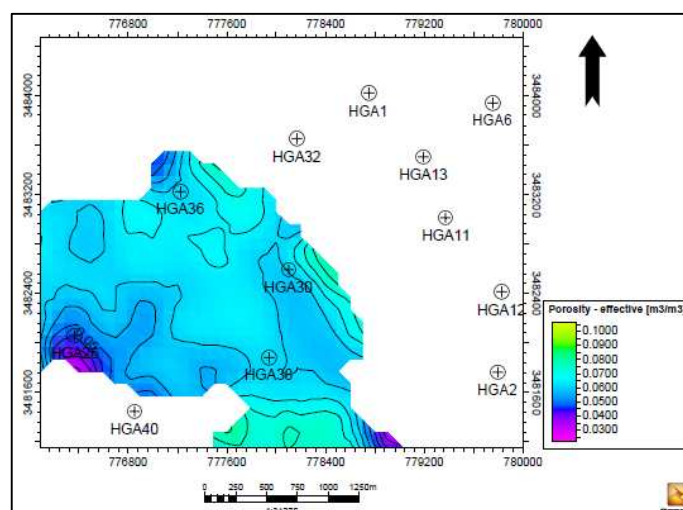


Fig. 32 : QH7-Isoporosité

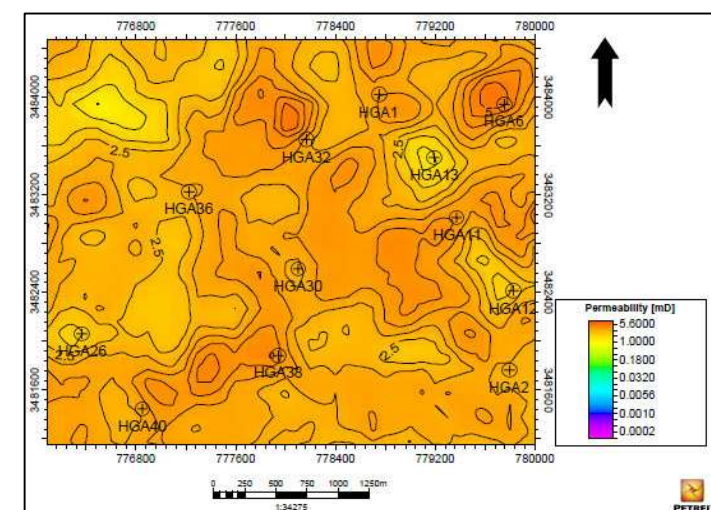


Fig. 33 : QH1-Isoperméabilité



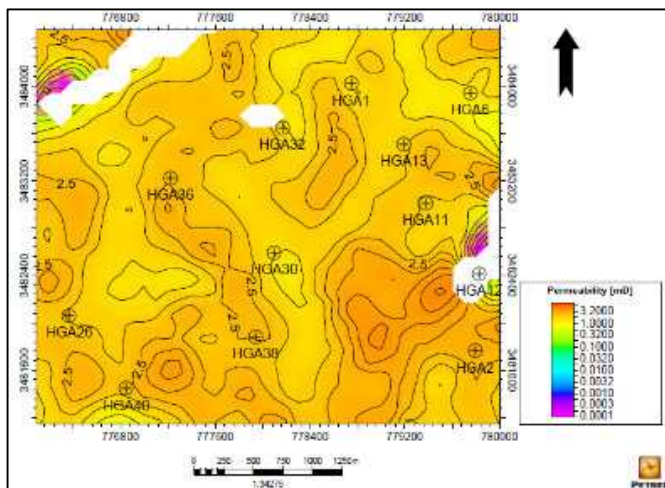


Fig. 34 : QH2- Isoperméabilité

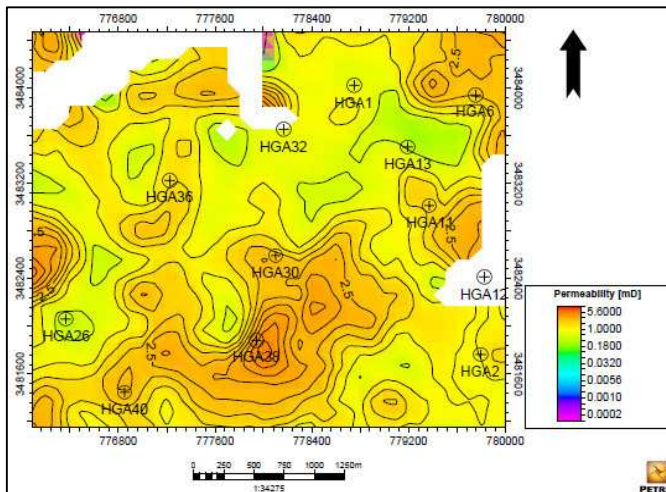


Fig. 35 : QH3-Isoperméabilité

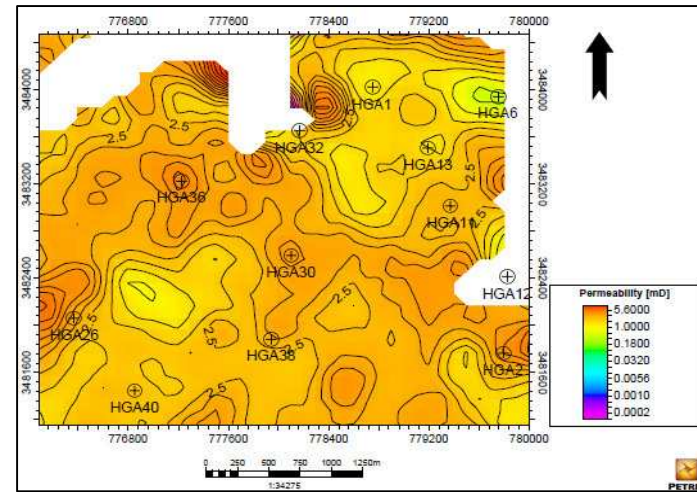
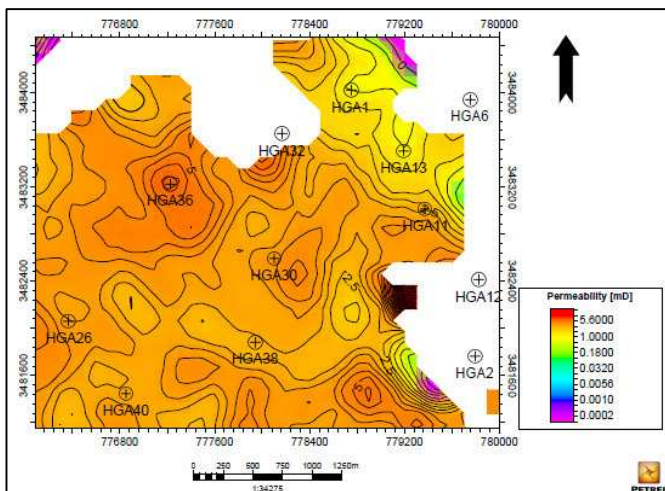


Fig. 36 : QH4-Isoperméabilité



QH5- Isoperméabilité

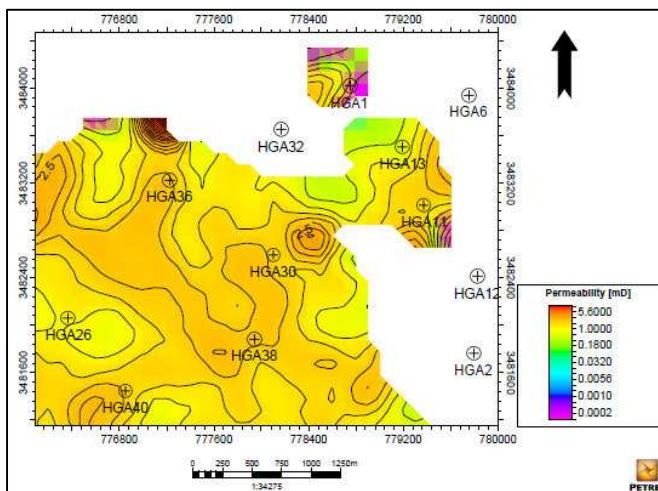


Fig. 38 : QH6- Isoperméabilité

Fig. 37 :

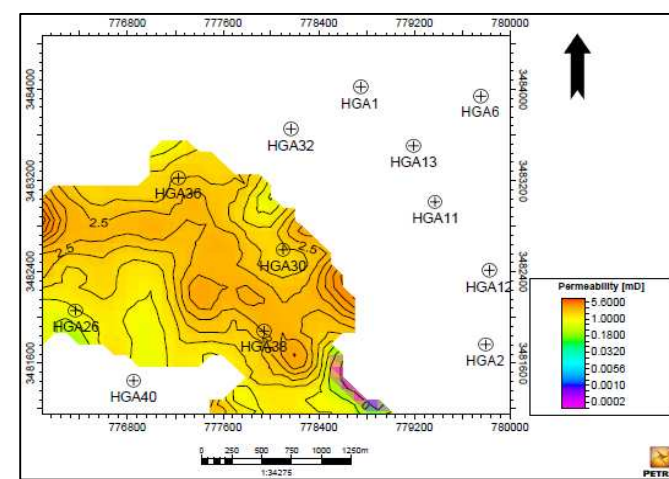


Fig. 39 : QH7- Isoperméabilité

### 2-2-2. Les carte isoperméabilité :

Dans le QH1, les grandeurs de perméabilité sur tout le niveau sont très faibles à faibles, les meilleurs valeurs de perméabilité reparties sur les parties Nord, NE, Ouest et SO.

Le puits HGA13 se trouve dans un site où les perméabilités sont plus ou moins élevées. Ces derniers restent assez faibles. Pour que ce puits puisse atteindre les valeurs maximales, plusieurs directions sont admissibles : vers HGA6, HGA1 ou HGA1, **Fig. 33**

En général, le QH2 garde des faibles valeurs de perméabilité sur l'axe Nord-Sud et la partie Est avec une anomalie négligeable dans le bord Est et le bord NO. Au niveau de QH2, il n'y a qu'une deux directions qui peuvent lever les capacités de HGA13 : ce sont les Sud-Est et l'Ouest. **Fig. 34**

Le centre de niveau QH3 porte les meilleures valeurs de perméabilité, de même dans la partie Ouest. Des valeurs faibles sont reparties au Nord et au Nord-Est. On constate une amélioration considérable de perméabilité vers le Nord-Est et le Sud-Est. (HGA13) **Fig. 35**

Le niveau QH4 repose sur d'une très faibles à faibles propriétés, les perméabilités portent des grandes valeurs reparties essentiellement sur la partie Nord et la partie basale, la partie Nord-Est à des moins grandes valeurs. A propos de HGA13 les perméabilités progresse le long de l'axe Nord-Sud, Sud-Est. **Fig. 36**

Une activité d'érosion touche partiellement le niveau QH5 qui montre une hétérogénéité de répartition des valeurs de perméabilité où on remarque que les grandes valeurs sont concentrées dans le côté Ouest, Tandis que les valeurs faibles sont localisées au Nord-Est. L'entourage de HGA13 est semblable, et pour des mieux caractéristiques, les directions Sud et Sud-Ouest sont les seules voix accessibles **Fig. 37**

D'après la carte de QH6, les zones touchées par l'érosion portent des très faibles perméabilités, augmentant d'une façon générale pour atteindre des valeurs faibles le long de la carte. Sous l'effet de l'érosion, les chances de HGA13 deviennent très limitées. Le Sud-Est est la direction qui reste pour HGA13 **Fig. 38**

### 2-2-3. Les carte isosaturation :

Le niveau QH1 est partiellement saturé, car il montre une augmentation de niveau de plan d'eau dans le centre et le Nord-Ouest. Les zones qui restent, indiquent de très petites



valeurs de saturation en eau. HGA 13 est dans un endroit favorable, et pour le mieux, on peut aller vers le Sud-Ouest **Fig. 40**

La carte en isosaturation de QH2, indique des faibles valeurs à l'exception de quelque zones dans le Nord-Ouest et à l'Ouest de secteur. Des valeurs moyennes maximales ont été enregistrées dans le centre et le Sud-Ouest à la proximité du Puits HGA40. La partie Sud de HGA13 porte les valeurs désirées de saturations **Fig. 41**

La carte de distribution des saturations au niveau du QH3 est plurimodale, ce qui indique dans ce niveau que ces dernières sont très hétérogènes avec des valeurs variées entre 0,2 – 0,5%. Profondément vers le Nord-Est on peut trouver des valeurs qui peuvent améliorer ce paramètre. Les saturations augmentent chaque fois qu'en éloignant le puits HGA13 **Fig. 42**

La carte de QH4 nous indique une variation au paramètre étudié de 0,15 à 0,5 %, nous remarquons une alternance de faibles à moyennes saturations du Sud-Ouest vers le Nord-Est. Comme le niveau QH3, les saturations décroissent autour de HGA13 **Fig. 43**

La carte en isosaturation du QH5 montre trois zones préférables où la saturation est inférieure à 0,15%. Une zone située au Nord-Est de la structure avec une saturation qui atteint 0,10%, une autre zone Est est partiellement Nulle et une zone entre les puits HGA32 et HGA30, avec une valeur de saturation de 0,15%.

On remarque une anomalie dans la partie Nord-Est, autour de HGA13 qui tend vers 0,55% **Fig. 44**

Sur toute la carte de QH6, les isosaturations sont avec des basses à moyennes valeurs, allant du Nord-Est vers le Sud-Ouest. L'érosion affecte l'entourage de HGA13, et garde une seule voie vers le Sud-Est. **Fig. 45**

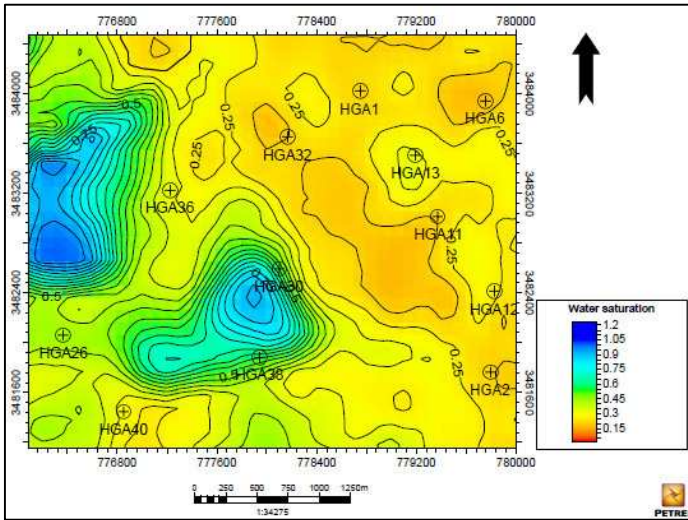


Fig. 40 : QH1-Isosaturation

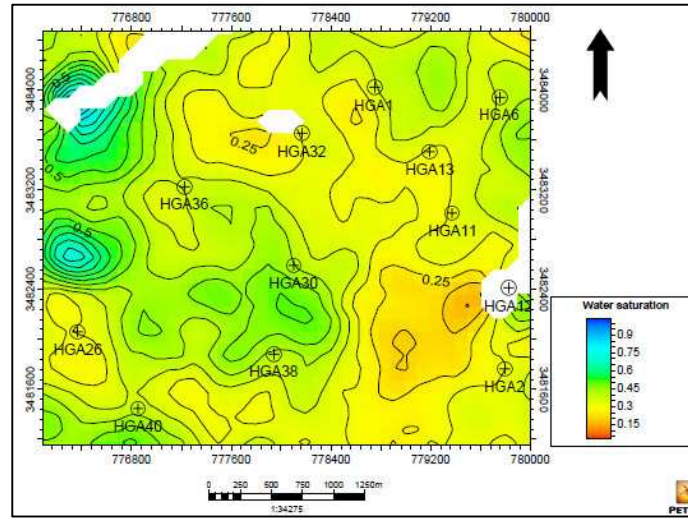


Fig. 41 : QH2- Isosaturation

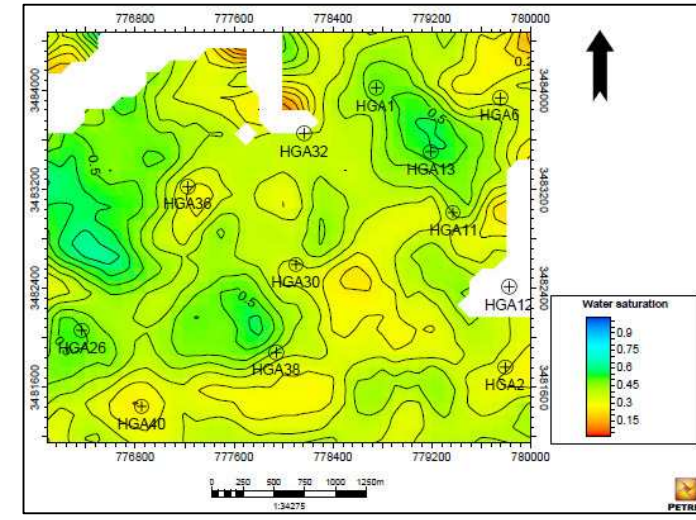


Fig. 42 : QH3- Isosaturation

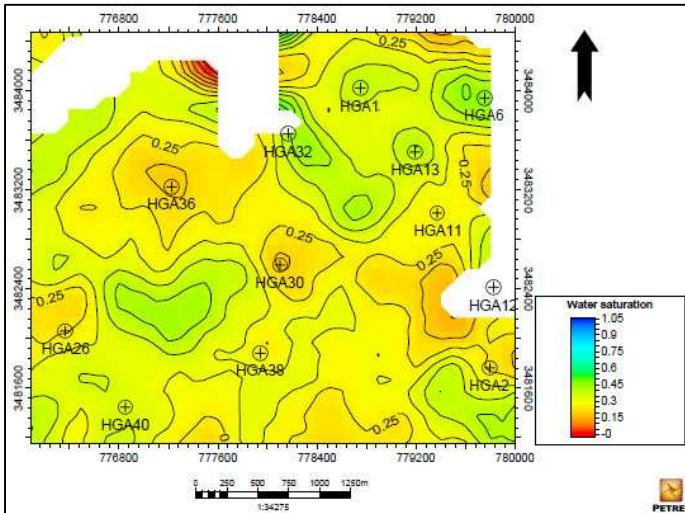


Fig. 43 : QH4-Isosaturation

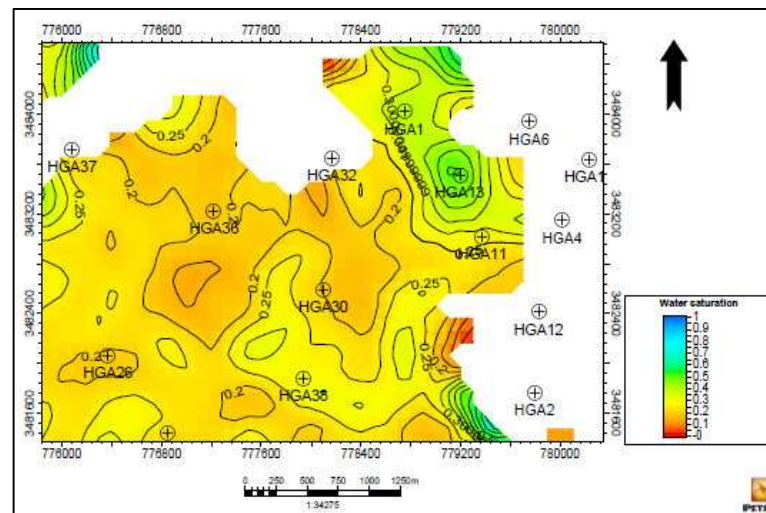


Fig. 44 : QH5- Isosaturation

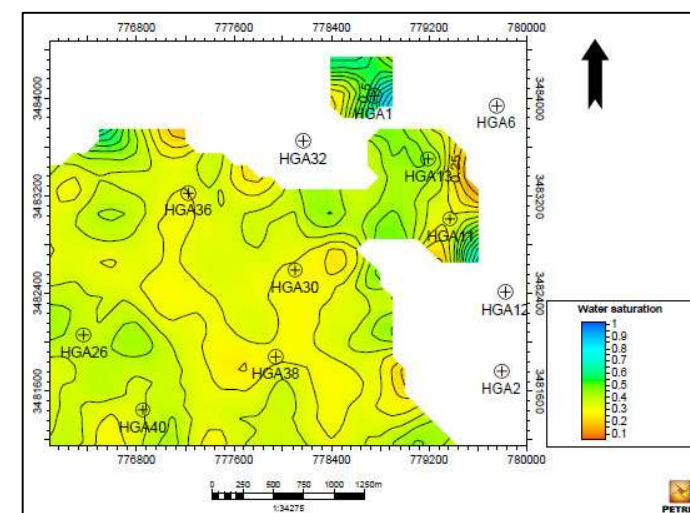
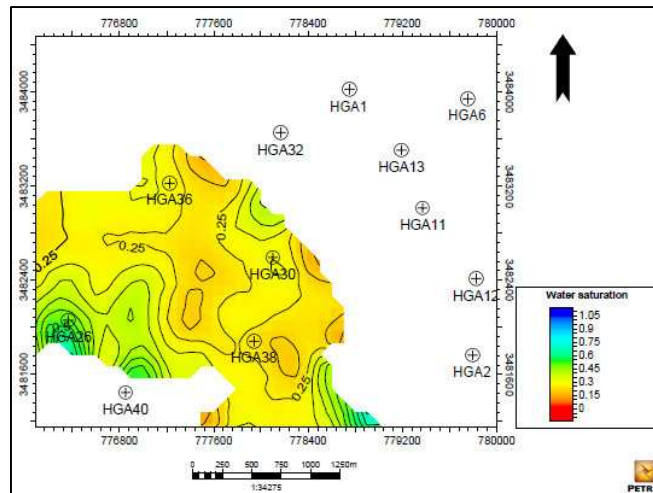


Fig. 45 : QH6- Isosaturation



**Fig. 46 : QH7- Isosaturation**

#### 2-2-4. Les cartes Isopaques

D'après la carte de QH1 **Fig. 47** on remarque que l'épaisseur des quartzites diminue d'une façon radiale du sommet vers les flancs. Le puits HGA13, à une position près du sommet de QH1, où l'épaisseur est de 16 m sur sa partie sud et varie entre 13 – 15 m vers le nord.

La carte en isopaque au niveau de la QH2 porte des valeurs maximales dans la partie Est, les épaisseurs se diminuent légèrement allant profondément vers l'ouest et l'est. Le puits HGA13 se trouve dans une zone où l'épaisseur varie entre 12 et 14m dans ces parties Nord et Ouest et augmente dans les parties Sud et Est. **Fig. 48**

Au niveau de QH3, les plus faibles épaisseurs se localisent dans la partie Est, augmentent progressivement vers la direction Nord-Ouest. De HGA13 vers le Nord, les épaisseurs augmentent, et se diminuent dans ces parties Sud et Sud-Est. **Fig. 49**

Généralement le niveau QH4 est épais, cet épaississement se traduit par des grandes valeurs dans la partie Nord, Sud, et Est. Au milieu de cette structure, les épaisseurs se diminuent. L'épaisseur autour de HGA13 augmente vers le Nord-Ouest, Sud, et le Sud-Est, et se diminue vers la direction Nord-Est et Sud-Ouest. **Fig. 50**

Au centre de QH5 on trouve que les grandes valeurs d'épaisseurs et les valeurs moyennes d'épaisseurs se localisent dans la partie Ouest. Dans la partie Est les valeurs sont plus ou moins moyennes. HGA13 se trouve dans une décroissance d'épaisseur du Nord-Ouest vers le Sud-Est. **Fig. 51**



Au niveau de QH6, on remarque un amincissement d'épaisseur de sommet de la structure vers les flancs (Nord, Nord-Est, Sud-Est). Pour HGA13, les faibles valeurs se localisent dans la partie Nord-Ouest et s'améliorent dans la partie Sud-Est. Fig. 51

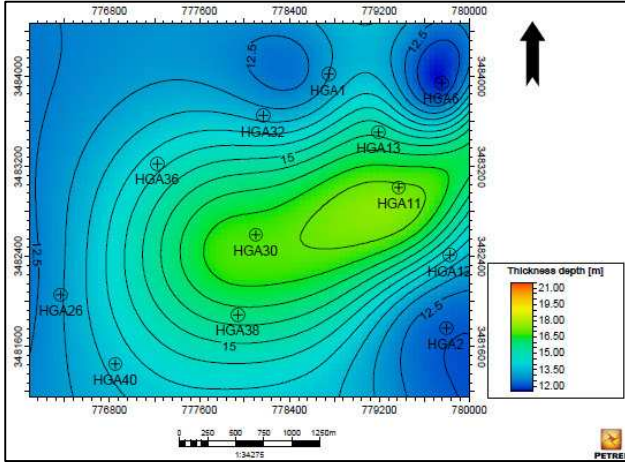


Fig. 47 : QH1- Isopaque

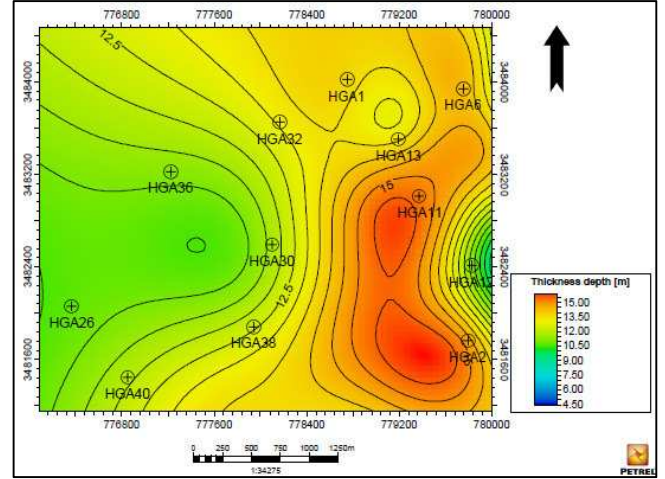


Fig. 48 : QH2- Isopaque

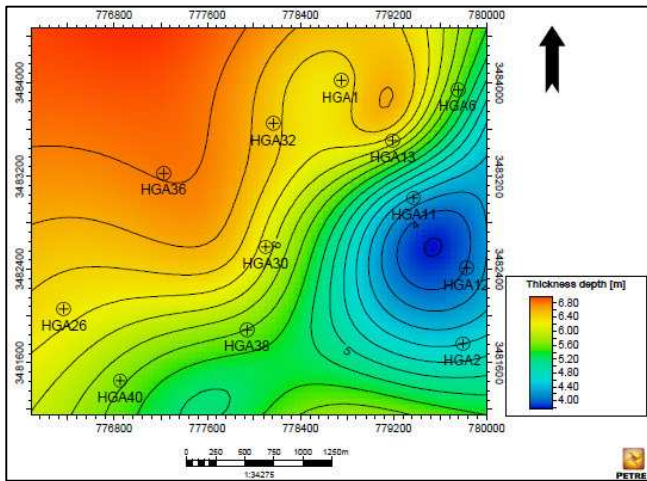


Fig. 49 : QH3- Isopaque

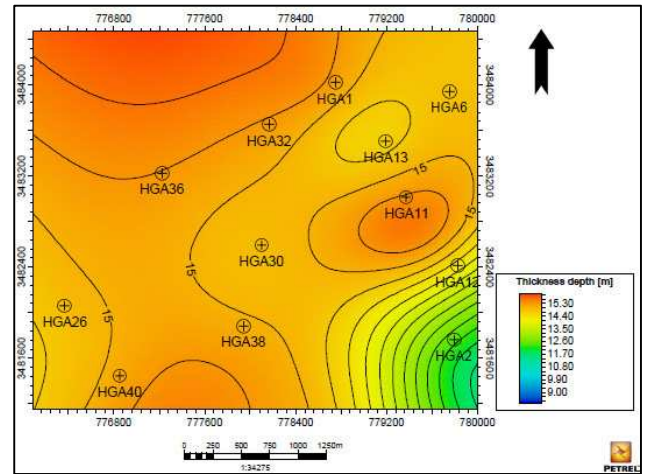


Fig. 50 : QH4- Isopaque

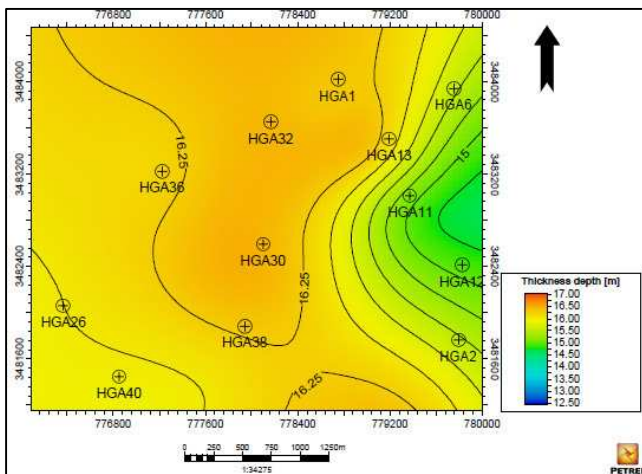


Fig. 51 : QH5- Isopaque

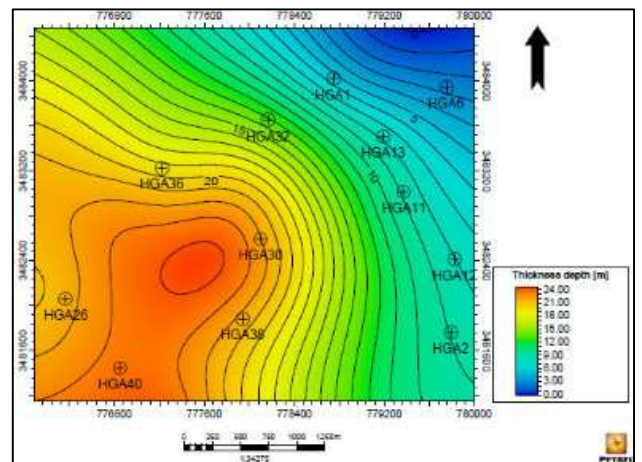


Fig. 52 : QH6- Isopaque

2-2-5. Log Composite

La figure 52 correspondant un log composite de QH, montre que malgré des saturations en eau faibles possède des caractéristiques matricielles médiocres. Ajoutera à cela les nombreux passées silteuses caractérisant le passage entre les 7 niveaux de réservoir QH. Trois zones favorables au drainage ont été signalées au niveau de QH1 entre 3150m à 3160m, au niveau de QH4 entre 3115m à 3130m et le QH2 présente de 3136m à 3150m.

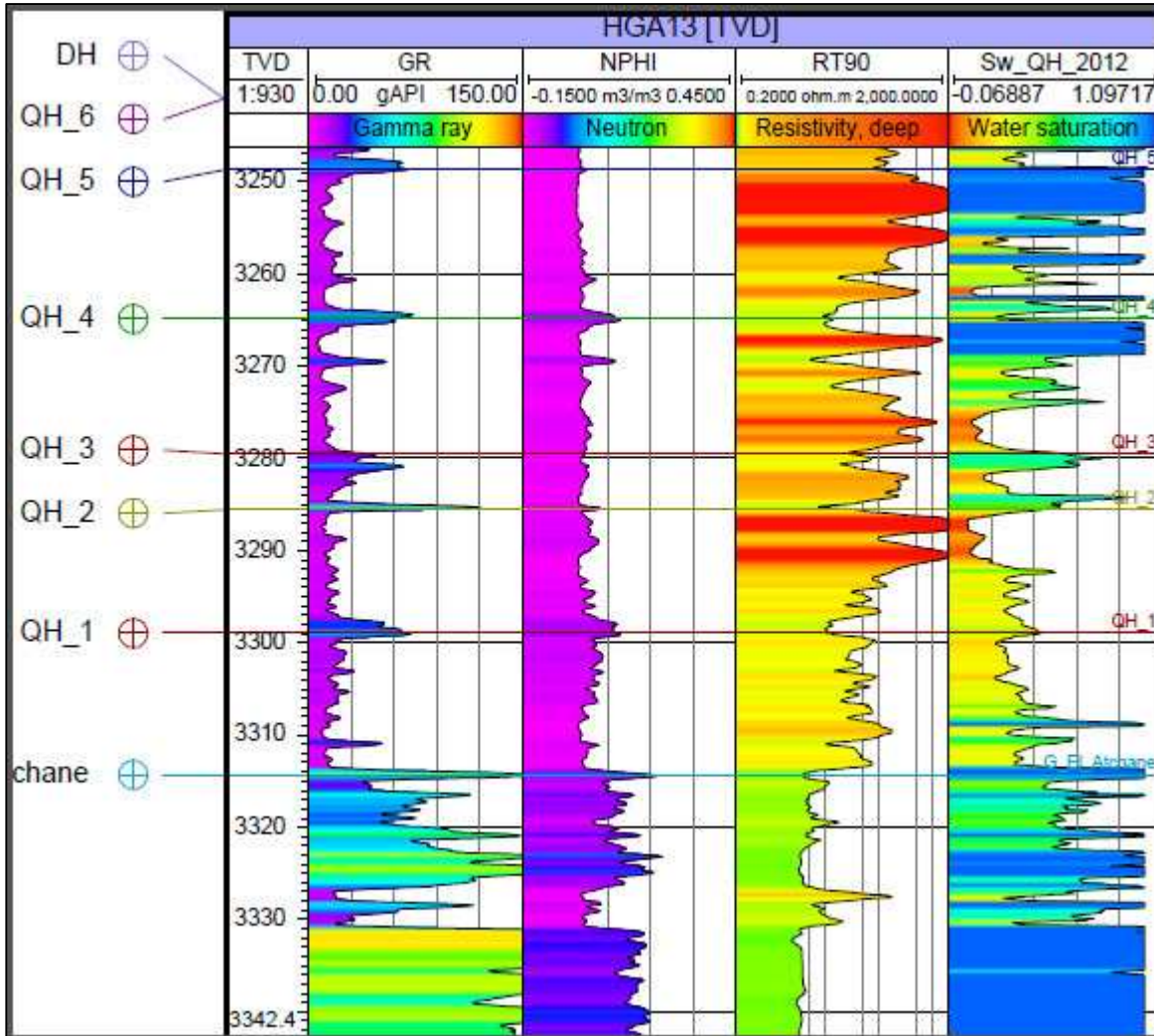


Fig. 53 : log composite de HGA13

2-2-6. Coupes de distribution de perméabilité :

Généralement la coupe de distribution de perméabilité montre des valeurs très faibles à médiocres. Autour de HGA13 on trouve que les très faibles perméabilités s'améliorent profondément de QH4 vers le QH1 et de HGA13 vers HGA11 au niveau QH5 et QH4.



2-2-7. Coupes de distribution de porosité :

D'après la coupe on remarque que la porosité est généralement faible à médiocre dans la partie supérieur de QH, autour de puits HGA13 s'améliore vers le bas et vers le Sud à voisinant de puits HGA11.

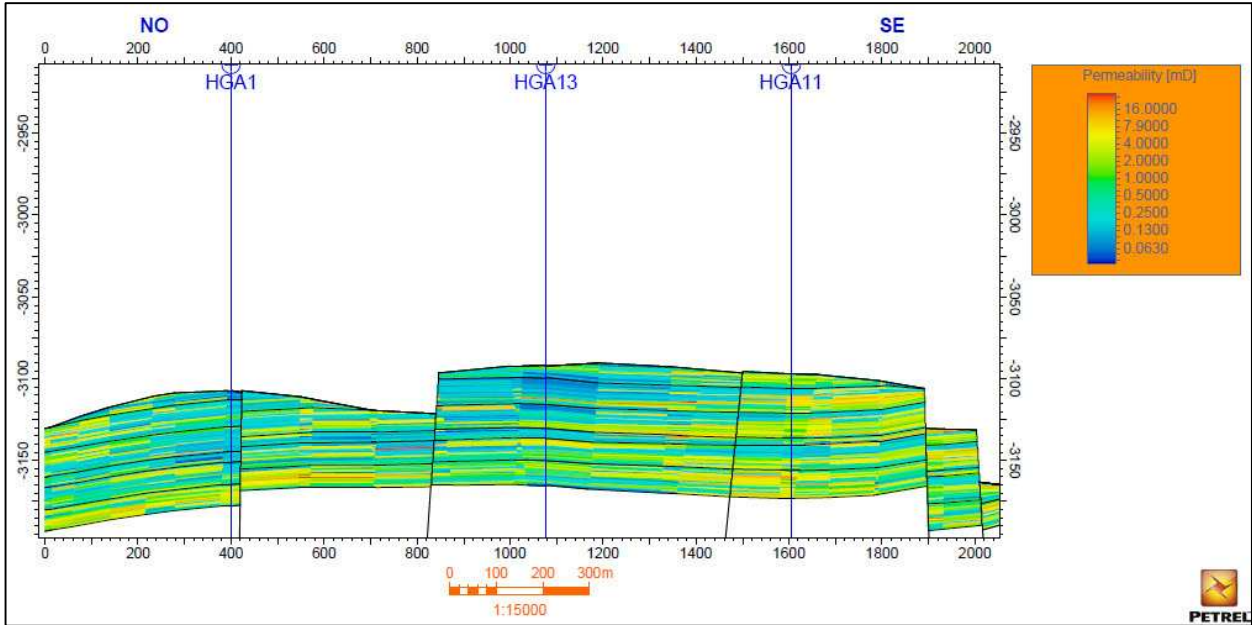


Fig. 54 : Coupe de distribution de la perméabilité

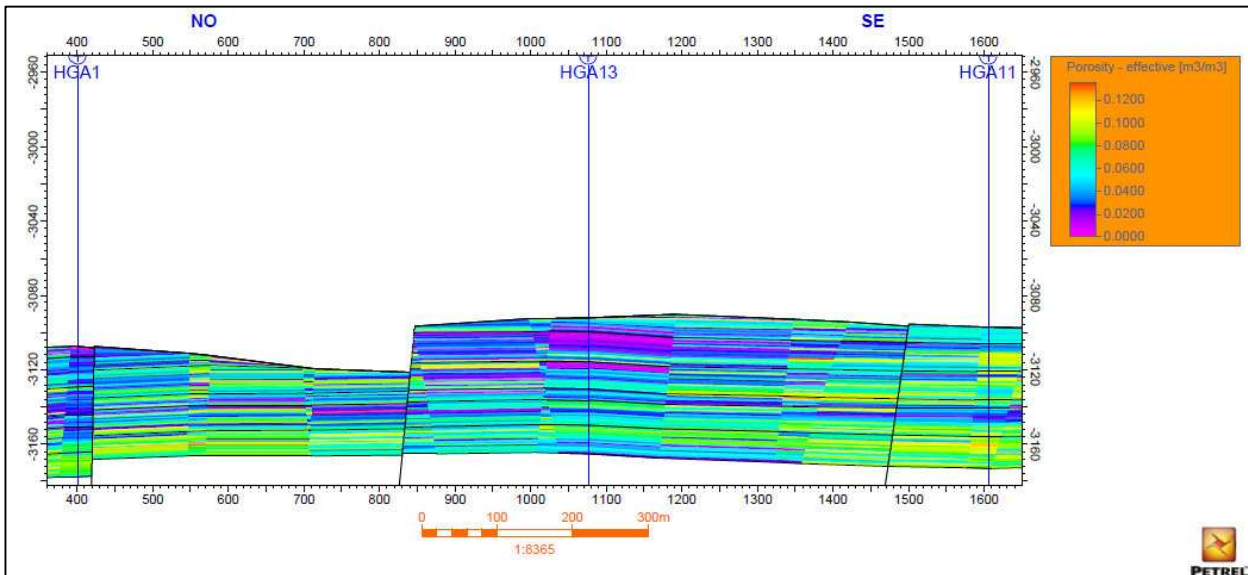


Fig. 55 : Coupe de distribution de la porosité

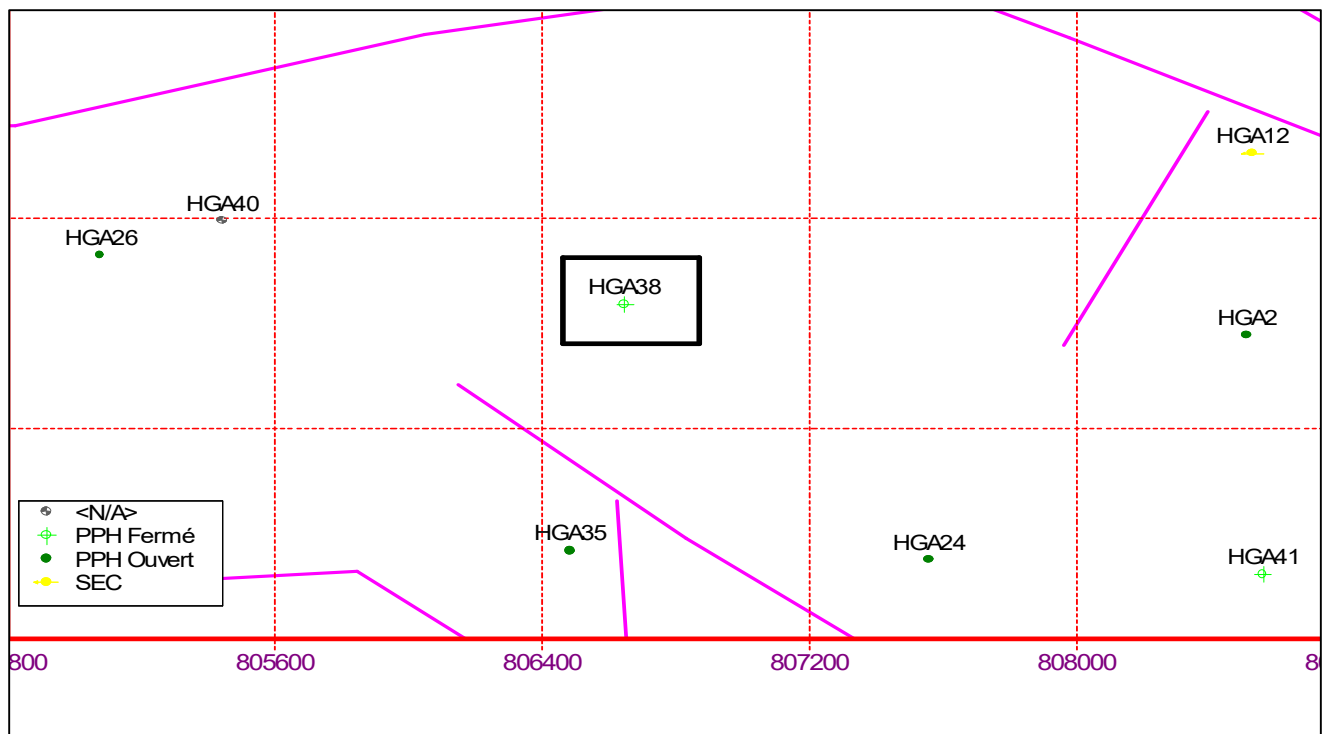


## III-HGA-36

### III-1. Présentation du puits :

#### 1-1.Situation Géographique

Le puits HGA36 est situé sur l'extrémité Ouest Sud-Ouest de la structure de Hassi Guettar, à une distance de 1438m au Nord Est de HGA26, à 1049m de HGA30 et à 1082m de HGA32 **Fig.55**



**Fig.56** : carte positionnement du puits HGA36 (par logiciel OFM)

#### 1-2.Situation Géologique

Le puits HGA36 a été pour objectif principal de réservoir Quartzites de Hamra (QH), le réservoir cambro-ordovicien (Ri) se trouve structuralement bas à 3538m (-3360mTVDSS), sous le contact huile-eau. Le puits traverse la discordance hercynienne à 3368m (-3190mTVDSS), l'arrêt du forage est vers 3450m (-3272m TVDSS) soit une quarantaine de mètres dans les Quartzites d'El Hamra. Le puits se trouve dans un secteur où les valeurs de la perméabilité et la porosité sont très médiocres comparées à celle du Cambrien, où les propriétés pétrophysiques sont les meilleurs.

La perméabilité varie entre 0.4mD et 3.2 mD, pour une porosité moyenne de l'ordre de 5 à 12%. La carte de saturation en eau ne montre aucune percée d'eau pour le réservoir QH, le puits se trouve à une distance raisonnable du plan d'eau.

## **III-2. Investigation Géologique**

### **2-1. Aspect Structural et Tectonique**

#### **2-1-1. Détermination de la position structurale du puits**

Du point de vue structural, le puits HGA36 est situé dans un compartiment isolé, délimité de part et d'autre par deux failles majeures de direction Est Ouest.

La faille la plus proche du puits HGA36 ; est interprétée à 190m vers le Nord Est, ainsi que l'autre faille est à 280m vers le Sud-Ouest ; les deux failles sont confirmées par la sismique. Les toits de réservoirs ont été définis essentiellement sur la base des cartes structurales, à la discordance hercynienne (QH) et au toit du Cambro-ordovicien Ri **Fig.18**

La coupe confirme que la faille de côté sud est la plus proche de HGA36, ce dernier traverse tous les niveaux réservoirs de QH qui ont une extension vers le Nord-Ouest **Fig.57**.

Pour voir la position du puits HGA36 par rapport aux autres puits, on a fait 02 corrélations voisines au niveau de la structure de HGA. L'une est orientée NO-SE et passe par les puits (du Nord vers le Sud) : HGA37, HGA36, HGA30 et HGA2, l'autre est de NE-SO, passe par HGA1, HGA32, HGA36 et HGA26 :

La section NO-SE montre que les formations de la structure HGA évoluent en escalier du Nord-Ouest vers le Sud-Est, alors que le puits HGA36 à une position plus haute par rapport au HGA37 et plus basse par rapport au HGA30. L'érosion n'affecte que le QH7 au niveau des puits HGA1, HGA36 et HGA26, par contre la DH se repose sur la formation GEA au niveau du puits HGA32 **Fig.72**

L'érosion est plus au moins intense sur la couverture (Ordovicien) du réservoir QH au niveau de puits HGA32, par contre dans les autres puits de la section NE-SO le réservoir QH est plus au moins complète. Au Nord-Est, l'effet de la faille majeure est clairement marqué sur cette coupe.

**Fig.73**

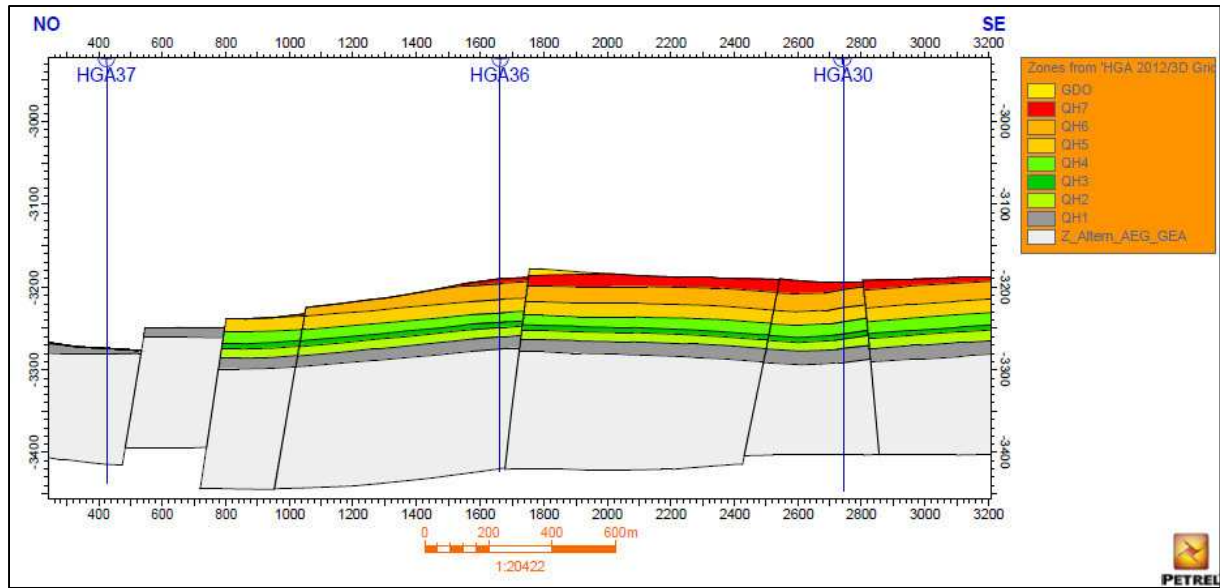


Fig.57 : coupe géologique

### 2-1-2. Description des carottes

La description des carottes prises dans le sondage HGA36 a montré la présence de formation des Quartzites de Hamra

#### Carotte n°1

Cette carotte montre une stratification inobservable elle est formée par des grés quartziques gris-clair à beige compact dur, fin à très fins à rarement moyen à ciment silico-bitumineux à siliceux, intercalés de fins niveaux de siltstone et argiles micacée gris et verdâtre et nombreux films d'argiles jaunâtre, et marqué par la présence de Tigillites, longues à rarement courts avec des nombreux joints stylolithiques et fissures sub-horizontales vides et quelque fissures sub-verticales peu développées, ouverts et fermés, vides et remplies d'argile et de silice.

#### Carotte n°2

Cette carotte à une stratification inobservable de quartzite grés à quartzite, gris clair à beige par endroits, fin à très fin et moyen rarement à ciment silico-bitumineux et siliceux, admettant 03 passés « cm » de siltstone argilo-micacée gris et verdâtre et nombreux films d'argile jaunâtre, avec la présence de Tigillites longues. Elle contient aussi des nombreux joints stylo lithiques, plusieurs fissures subhorizontales vides, quelques fissures sub-verticales peu

développées, ouverts et fermées, vides et remplies d'argile et de silice et la présence de nodule d'argile.

Les résultats de l'analyse des fractures au niveau de ce puits à partir les carottes indiquent :

Une intensité des fractures ouvertes le long de l'intervalle [3371m-3376m] de la carotte n°1 présentées sous forme sinusoïdale. 5 fractures ouvertes de 3371m à 3372m **Fig.75** et une fracture à la fin de la deuxième mètre **Fig.76**

Sur l'intervalle 3374m-3376m, trois fractures ont été détectés, deux fractures au début de cet intervalle et une autre au pied de la carotte n°1 **Fig.77-79**

La carotte n°2 possède des fractures réparties comme suit :

Une fracture près de tête de l'intervalle 3403m-3404m **Fig.80**, une fracture sur le pied de l'intervalle 3407m-3408m **Fig.81**, une fracture près de pied de l'intervalle 3408m-3409m **Fig.82**, une fracture remarquable au pied de l'intervalle 3414m-3415m **Fig.83** et une fracture plus ou moins remarquable, se trouve dans l'intervalle 3415m-3416m **Fig.84**

## **2-2. Aspect Réservoirs**

L'évolution des paramètres pétrophysiques d'un réservoir dans son interprétation en isovalues est guidée par son aspect géométrique. Pour cela , il est nécessaire d'en établir l'architecture à travers les cartes en isopaques. Ces cartes montreraient l'allure et la forme des espaces lithologiques dont il faut analyser les capacités de rétention et de circulation des fluides.

Nous traiterons les caractères pétrophysiques des 7 unités de réservoirs Quartzite de Hamra de l'Ordovicien qui constituent le principal objectif pétrolier.

### **2-2-1.Les cartes isoporosité :**

La carte au niveau du QH1 en général montre une hétérogénéité de distribution des valeurs de ce paramètre, les grandes valeurs de porosité se localisent le long de l'axe NE-SO elles varient entre 8% et 9%.

Les faibles valeurs sont réparties autour des puits HGA26, HGA13, HGA37. A voisinant HGA36 les porosités prennent une valeur de 9% le long de l'axe NE-SO **Fig.26**

Nous remarquons au niveau du QH2 des faibles à médiocres valeurs de porosité ; au milieu de la carte en allant vers les extrémités la porosité augmente. Elle est inférieure à 7% dans le centre de la structure et prend une valeur de 9% dans les frontières au niveau du puits HGA-37, HGA-32, HGA-1, HGA-35 **Fig.27**

La position de HGA36 dans ce niveau permet d'aller vers le Nord et l'Ouest.

Le niveau QH3 indique une variété des valeurs de porosité sachant qu'on remarque que la zone Nord porte les meilleures valeurs 10% sur une extension limitée. Par contre les valeurs médiocres s'étendent de l'Est, du Sud à l'Ouest.

Au niveau de puits HGA36 la porosité se décroise dans trois directions : Nord-Est, Nord-ouest et Sud-Est **Fig.28**

Le niveau QH4 montre des faibles à médiocres valeurs de porosité, les grandes valeurs sont reparties sur l'axe NO-SE, la partie Ouest et la partie Sud.

Du SO allant vers le centre, les valeurs de porosité restent assez faibles. Le puits HGA36 à une position favorable lui permet de traverser le réservoir dans toutes les directions. **Fig.29**

Les grandes valeurs de porosité sont dominantes sur le QH5. Les valeurs faibles remarquées sont concentrés dans le côté Nord-Est de ce niveau.

HGA36 à des opportunités élevées dans toutes les directions **Fig.30.**

Une pauvreté remarquable touche le niveau QH6 à cause des valeurs mauvaises et faibles qui ont été enregistrés sur une grande partie de sa superficie. Les meilleures valeurs de porosité sont enregistrées au centre, au Nord et au Sud de la carte.

À travers le puits HGA36 l'axe Nord-Sud porte les meilleures valeurs de porosité, ainsi qu'une direction possible vers le Sud-Est **Fig.31.**

Le niveau QH7 est extrêmement touché par une forte activité d'érosion (DH) qui a influencée négativement sur sa qualité. Les médiocres valeurs remarquées sont localisées au Sud et au NE. Le reste est considéré comme des faibles valeurs. La seule opportunité de HGA36 est vers sa coté NE **Fig.32.**

### 2-2-2. Les cartes isoperméabilité :

Dans le QH1, les grandeurs de perméabilité sur tout le niveau sont très faibles à faibles, les meilleurs valeurs de perméabilité reparties sur les parties Nord, NE, Ouest et SO.

A partir de puits HGA36 vers les deux côtés de l'axe NE-SO et vers le Sud-Est la perméabilité s'augmente **Fig.33**

En général, le QH2 garde des faibles valeurs de perméabilité sur l'axe Nord-Sud et la partie Est avec une anomalie négligeable dans le bord Est et le bord NO.

Si on suit les directions Nord, Sud, Ouest, on va trouver les meilleures perméabilités autour de HGA36.

Le centre de niveau QH3 porte les meilleures valeurs de perméabilité, de même dans la partie Ouest. Des valeurs faibles sont reparties au Nord et au Nord-Est **Fig.34**

Deux directions vers Le Nord, le Sud, et le Nord-Ouest favorables sont à la portée de HGA36.

Le niveau QH4 repose sur d'une très faibles à faibles propriétés, les perméabilités portent des grandes valeurs reparties essentiellement sur la partie Nord et la partie basale, la partie Nord-Est à des moins grandes valeurs **Fig.35**.

Au niveau de puits HGA36 et les zones qui l'entourent, les perméabilités sont les meilleurs.

Une activité d'érosion touche partiellement le niveau QH5 qui montre une hétérogénéité de répartition des valeurs de perméabilité où on remarque que les grandes valeurs sont concentrées dans le côté Ouest, Tandis que les valeurs faibles sont localisées au Nord-Est **Fig.36**

Comme le QH4, HGA36 garde les mêmes propriétés dans le QH5, et toutes les directions sont passables.

D'après la carte de QH6, les zones touchées par l'érosion portent des très faibles perméabilités, augmentant d'une façon générale pour atteindre des valeurs faibles le long de la carte **Fig.37**

Même l'entourage de HGA36 est influencé par l'érosion, car en remarque un dégrade dans les perméabilités. Le Nord et le Sud du puits HGA36, porte les valeurs les plus élevées qui en peut les suivre **Fig.38**



L'activité d'érosion enveloppe le niveau QH7, ce qui met les grandes valeurs concentrés au milieu, plus au Sud et plus au Ouest et le reste de la structure contient les valeurs très faibles. Pour HGA36, deux directions sont les plus acceptables vers le Sud-Est et le Sud-Ouest. **Fig.39**

### **2-2-3. Les cartes isosaturation :**

Le niveau QH1 est partiellement saturé, car il montre une augmentation de niveau de plan d'eau dans le centre et le Nord-Ouest. Les zones qui restent, indiquent de très petites valeurs de saturation en eau **Fig.40**

HGA36 est entouré par des zones où les saturations sont fortes, et pour fuir de cette zone on peut suivre les directions Nord et Nord-Est.

La carte en isosaturation de QH2, indique des faibles valeurs à l'exception de quelques zones dans le Nord-Ouest et à l'Ouest de secteur. Des valeurs moyennes maximales ont été enregistrées dans le centre et le Sud-Ouest à la proximité du Puits HGA40 **Fig.41**

Généralement HGA36 est situé dans un entourage où les saturations sont les mêmes, sauf la direction Nord-Est qui porte des valeurs favorables.

La carte de distribution des saturations au niveau du QH3 est plurimodale, ce qui indique dans ce niveau que ces dernières sont très hétérogènes avec des valeurs variées entre 0,2 – 0,5% **Fig.42**

Les Saturations augmentent chaque fois qu'on éloignant le puits HGA36.

La carte de QH4 nous indique une variation au paramètre étudié de 0,15 à 0,5 %, nous remarquons une alternance de faibles à moyennes saturations du Sud-Ouest vers le Nord-Est.

Les valeurs de saturation sont les mêmes dans toutes les directions et sont les meilleurs pour HGA36 **Fig.43**

La carte en isosaturation du QH5 montre trois zones préférables où la saturation est inférieure à 0,15%. Une zone située au Nord-Est de la structure avec une saturation qui atteint 0,10%, une autre zone Est est partiellement Nulle et une zone entre les puits HGA32 et HGA30, avec une valeur de saturation de 0,15%. **Fig.44**

Sur toute la carte de QH6, les isosaturations sont avec des basses à moyennes valeurs, allant du Nord-Est vers le Sud-Ouest. Le Sud est le sens prévu pour HGA36 **Fig.45**

L'érosion a influencé le niveau QH7 d'une façon très intense. Des moyennes valeurs sont réparties aux bords du reste de ce niveau. Des faibles valeurs sont centrées dans la direction Nord-Est Sud-Est **Fig.46**

Au niveau de HGA36, les valeurs de saturation nous conduit vers le nord, Sud, Est et l'Ouest pour des mieux caractéristiques.

#### **2-2-4.Les cartes Isopaques**

D'après la carte de QH1 **Fig.47** on remarque que l'épaisseur des quartzites diminue d'une façon radiale du sommet vers les flancs.

Le puit HGA 36 se localise dans une zone ou l'épaisseur augmente du Nord-Ouest vers le Sud-Est, et diminue dans les autres directions.

La carte en iso-paque au niveau de la QH2 porte des valeurs maximales dans la partie Est, les épaisseurs se diminuent légèrement allant profondément vers l'ouest et l'est.

L'entourage de HGA36 est généralement prend 10m d'épaisseur et évolue vers le nord **Fig.48.**

Au niveau de QH3, les plus faibles épaisseurs se localisent dans la partie Est, augmentent progressivement vers la direction Nord-Ouest.

Au niveau de puit HGA36 on trouve les valeurs élevées tend vers le Nord-Ouest. Les valeurs faibles au Sud et L'Est **Fig.49.**

Généralement le niveau QH4 est épais, cet épaissement se traduit par des grandes valeurs dans la partie Nord, Sud, et Est. Au milieu de cette structure, les épaisseurs se diminuent.

HGA36, se trouve dans une zone caractérisé par les plus grandes épaisseurs dans la partie Nord, qui diminuent vers le Sud et vers l'Ouest **Fig.50.**

Au centre de QH5 on trouve que les grandes valeurs d'épaisseurs et les valeurs moyennes d'épaisseurs se localisent dans la partie Ouest. Dans la partie Est les valeurs sont plus ou moins moyennes d'épaisseurs se localisent dans la partie Est.

L'épaisseur au niveau de HGA36 s'améliore de l'Est vers l'Ouest pour atteindre 17m d'épaisseur **Fig.51.**

Au niveau de QH6, on remarque un amincissement d'épaisseur de sommet de la structure vers les flancs (Nord, Nord-Est, Sud-Est).

Les moyennes valeurs d'épaisseurs autour HGA36, localisent dans les parties Est et Ouest, et les valeurs très élevées se trouve dans la partie sud. La partie Nord caractérise par des faibles valeurs Fig.52.

2-2-5.Log Composite

Le log composite montre que les QH sont imprégnées des Hydrocarbures, le QH4 entre 3231m à 3240m, la partie inférieure de QH6 entre 3208m à 3215m et la partie supérieure de QH5 entre 3215m à 3226m apparaissent sur le log comme des zones d'écoulement préférables avec une saturation d'eau faible.

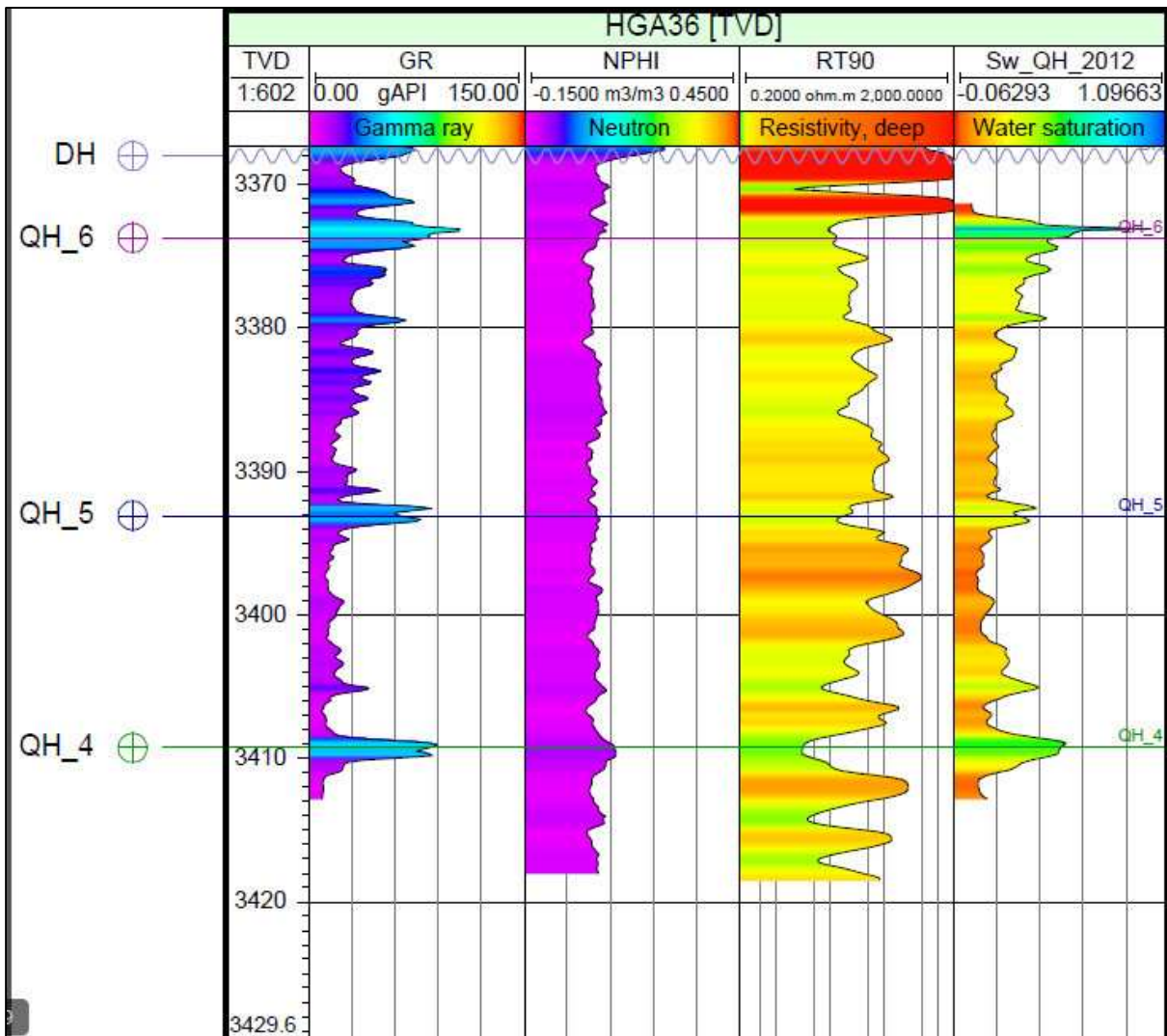


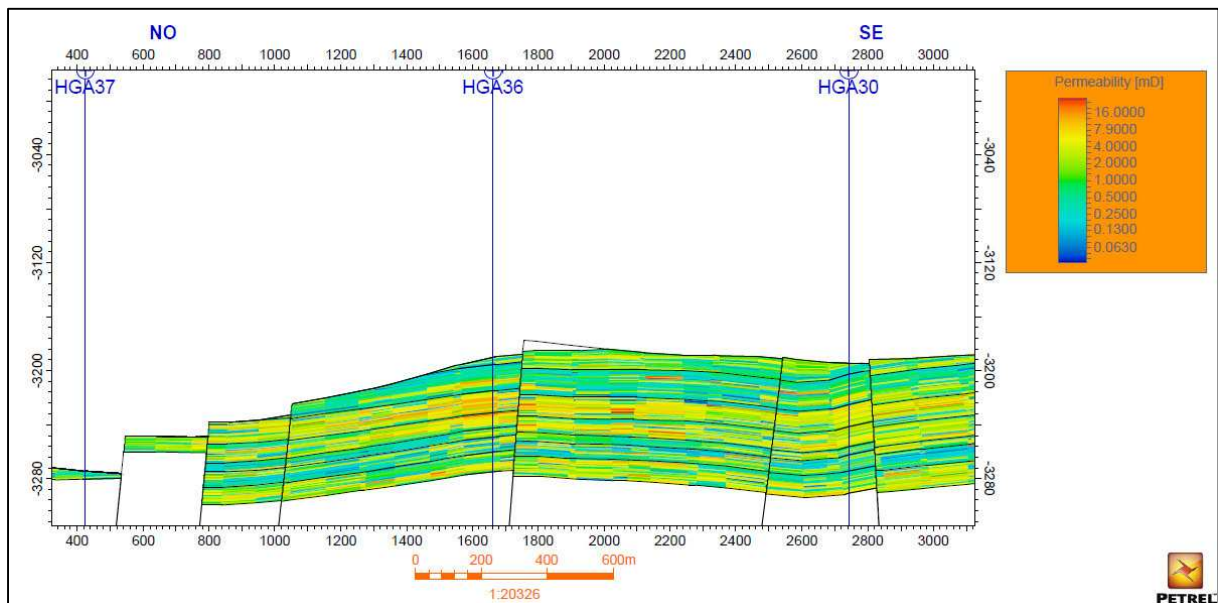
Fig. 58 : log composite du puits HGA36

### 3-2-6. Coupes de distribution de perméabilité :

La coupe montre un changement aléatoire des valeurs de perméabilité d'un niveau à l'autre. Au QH5 et QH4 les perméabilités sont faibles, et sont les valeurs maximal qui prolongent généralement le long de ces deux niveaux, et on trouve les très faibles perméabilités sur le niveau QH6.

### 3-2-7. Coupes de distribution de porosité :

Une coupe entre les puits HGA37, HGA36 et HGA30 montre une continuité latérale de porosité essentiellement au niveau de QH4 et QH5 qui sont caractérisés par les meilleures porosités par rapport aux autres niveaux. La distribution de porosité dans la coupe est généralement varie entre 2% à 12%.



**Fig. 59** : Coupe de distribution de perméabilité à travers les puits HGA37, HGA36 et HGA30

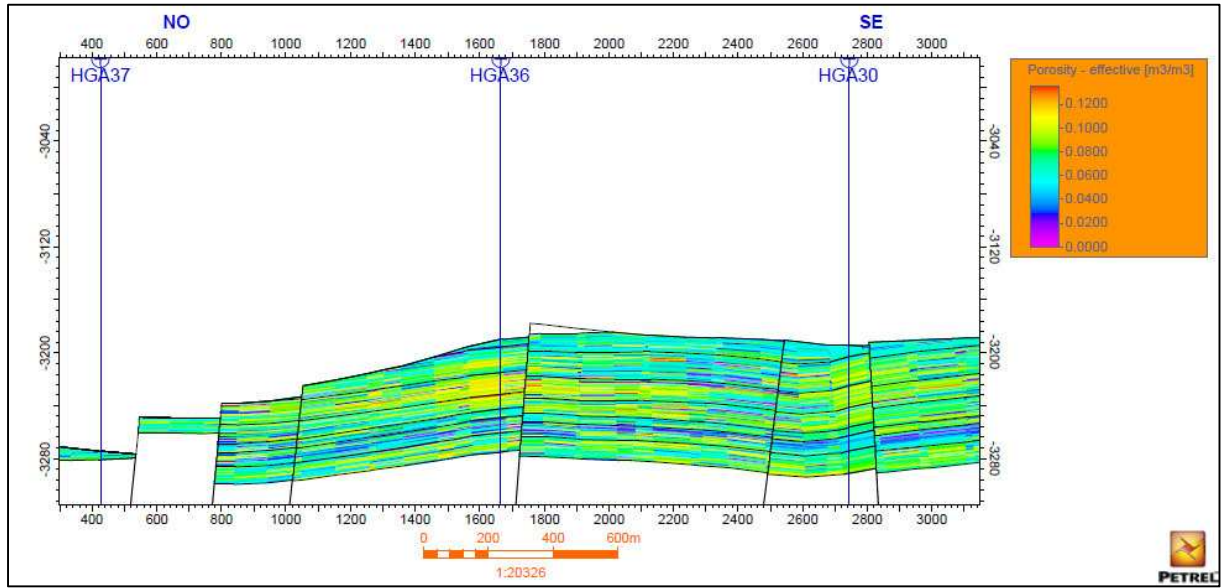


Fig. 60 : Coupes de distribution de porosité à travers les puits HGA37, HGA36 et HGA30

## Conclusion

Du point de vue structural, le puits **HGA13** est localisé dans un compartiment plus haut par rapport au puits voisin délimités par 4 failles de directions Est-Ouest, NO-SE et une faille sub-verticale. L'interprétation de l'imagerie montre que la densité des fractures est au niveau de QH4. Les contraintes maximales au niveau de ce puits sont généralement à une direction ESE-ONO avec un angle de pendage supérieure à 60°. On rencontre aussi la faille d'une direction NE-SO.

L'intensité de l'érosion au niveau de puits HGA13 à érodé la totalité de QH7 et touche partiellement le QH6 et au niveau les puits voisin affect uniquement le puits HGA12 vers Sud-Est. Les cartes de distribution de perméabilité et la porosité dans les différents drains, montrent que les meilleurs drains sont QH1 et QH2.

On constate une amélioration considérable des perméabilités et de porosité vers le Nord-Ouest, le Sud-Est, Nord-Est pour le puits HGA13. Les cartes en isopaque indiquent que les sous niveaux réservoirs sont triés dans l'ordre croissant par leur épaisseur comme suivant : QH3, QH2, QH4, QH5 et QH6.

**HGA36** situé dans un compartiment isolé ou il est limité par deux failles majeur de direction Est-Ouest. HGA36 à une position plus haute que HGA37 et plus basse que HGA30. La description des carottes prises dans le sondage HGA36 a montré la présence des fractures repartie au niveau de QH. L'érosion à un impact différent le long de ce réservoir, il affecte que le QH7 au niveau de HGA36 par contre il touche complètement le QH au niveau de HGA32. Les cartes de distribution de perméabilité et de porosité dans les différents drains, montrent que les meilleurs drains sont QH4 et QH5, On constate une amélioration considérable des perméabilités et de porosité vers le Nord, Sud-Est. . Les cartes en isopaque indiquent que la partie supérieure de QH garde les grandes épaisseurs. Les sous niveaux réservoirs sont triés aussi dans l'ordre croissant par leur épaisseur comme suivant : QH6, QH5, QH4.



## Recommandation

Les cartes montrent que le sous niveau QH1 parallèle à l'axe Nord-Ouest est favorable pour une reprise en Short Radius, vu l'existence des bonnes caractéristiques tout en évitant l'effondrement de puits HGA13. Suite aux conclusions suscitées nous proposons de reprendre le puits en SR selon les paramètres suivants :

- ✓ **proposition :**
- ✓ **Target** QH1 de 3298m à 3314m (TVD)
- ✓ **Azimut** : N 140°
- ✓ **Vs** : de 300 à 350m

L'interprétation des cartes indique que les meilleures caractéristiques conseillées sont au niveau QH4 parallèle à l'axe Nord-Sud pour une reprise en Short Radius, ce niveau englobe des bonnes caractéristiques tout en évitant l'effondrement de puits HGA36. Suite aux conclusions suscitées nous proposons de reprendre le puits en SR selon les paramètres suivants :

- ✓ **proposition :**
- ✓ **Target** QH4 de 3409m à 3418m (TVD)
- ✓ **Azimut** : N 250°
- ✓ **Vs** : de 430 m

## **CONCLUSION GENERALE:**

L'approche structurale et de réservoir au secteur d'étude, mettre l'œil sur les grands traits qui caractérise cette dernière.

La complexité de cette zone se traduit par des intrusions et des failles induites qui en font formant une grande partie de la structure anticlinale du champ (HMD).

Des changements de faciès, subdivision le réservoir de cette zone en plusieurs unités, dont:

- Les réservoirs Cambriens: sont subdivisés classiquement en trois (3) lithozones:

Ri, Ra et la zone des alternances

- Les réservoirs Ordoviciens: dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

Dans l'étude présentée chaque outil est considérée comme un complément aux autres outils, pour cela elle demande la collaboration des données géologiques nécessaires à la reconstitution de l'évolution structural concernant la détection des fractures, des failles et l'analyse des breakouts, ainsi que l'évaluation des paramètres pétrophysiques de réservoirs et leurs extension a partir la representation 3D de ce périmètre.

La reprise des puits en Short Radius est une technique adoptée pour optimiser la productivité du puits par un drainage adéquate.

A HGA, le but du Short Radius est d'éviter:

- ✓ Les secteurs de mauvaises caractéristiques pétrophysiques et pétrographiques,
- ✓ Les drains en percés d'eau
- ✓ Les drains en percés de gaz

L'étude réalisée affirme que la faisabilité de l'investigation avec les outils adoptés est possible, et elle n'est pas basée essentiellement sur la quantité des données disponible, mais aussi sur la qualité de ces dernières.

# Annexe

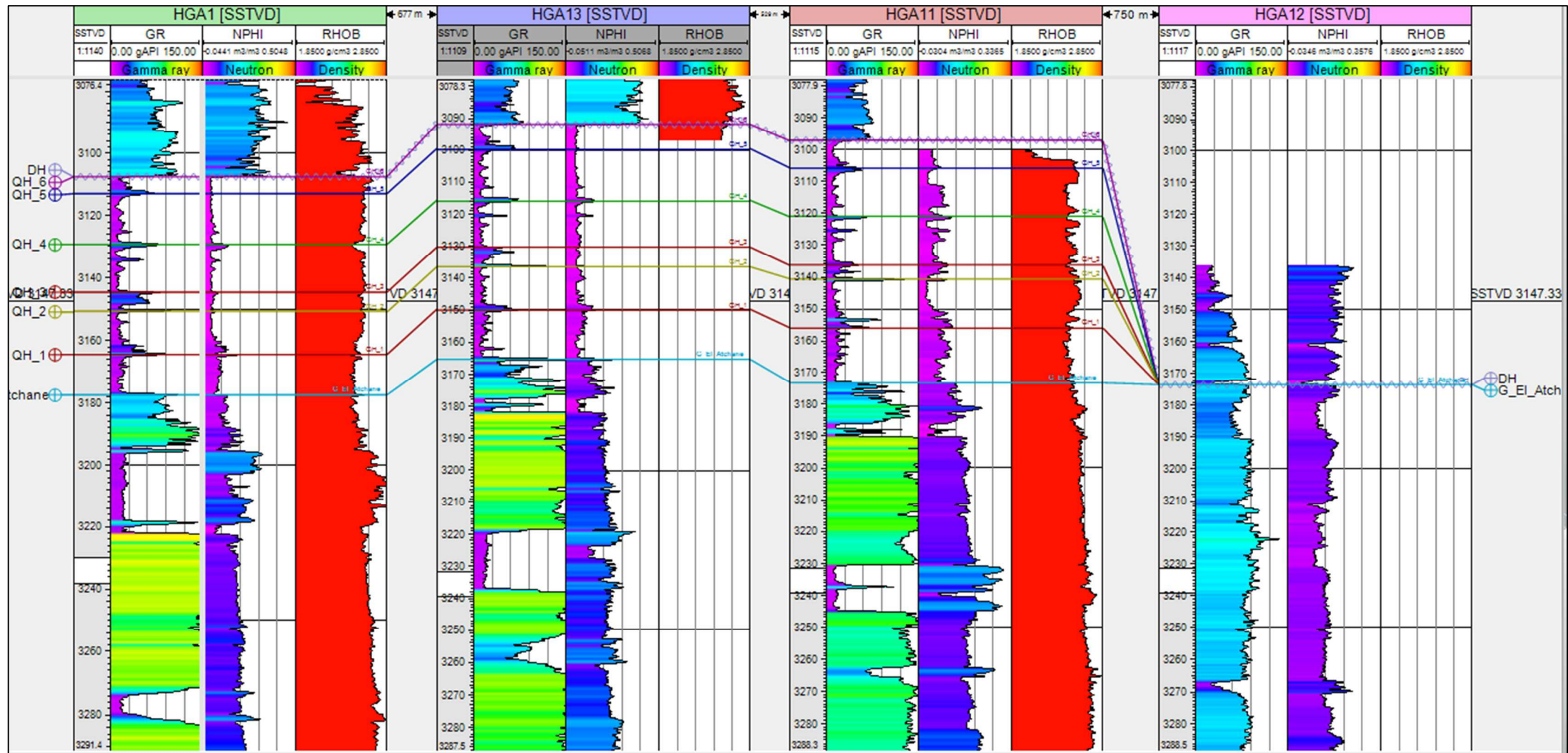


Fig. 61 : Corrélation NO-SE passe par les puits HGA1, HGA13, HGA11, HGA12

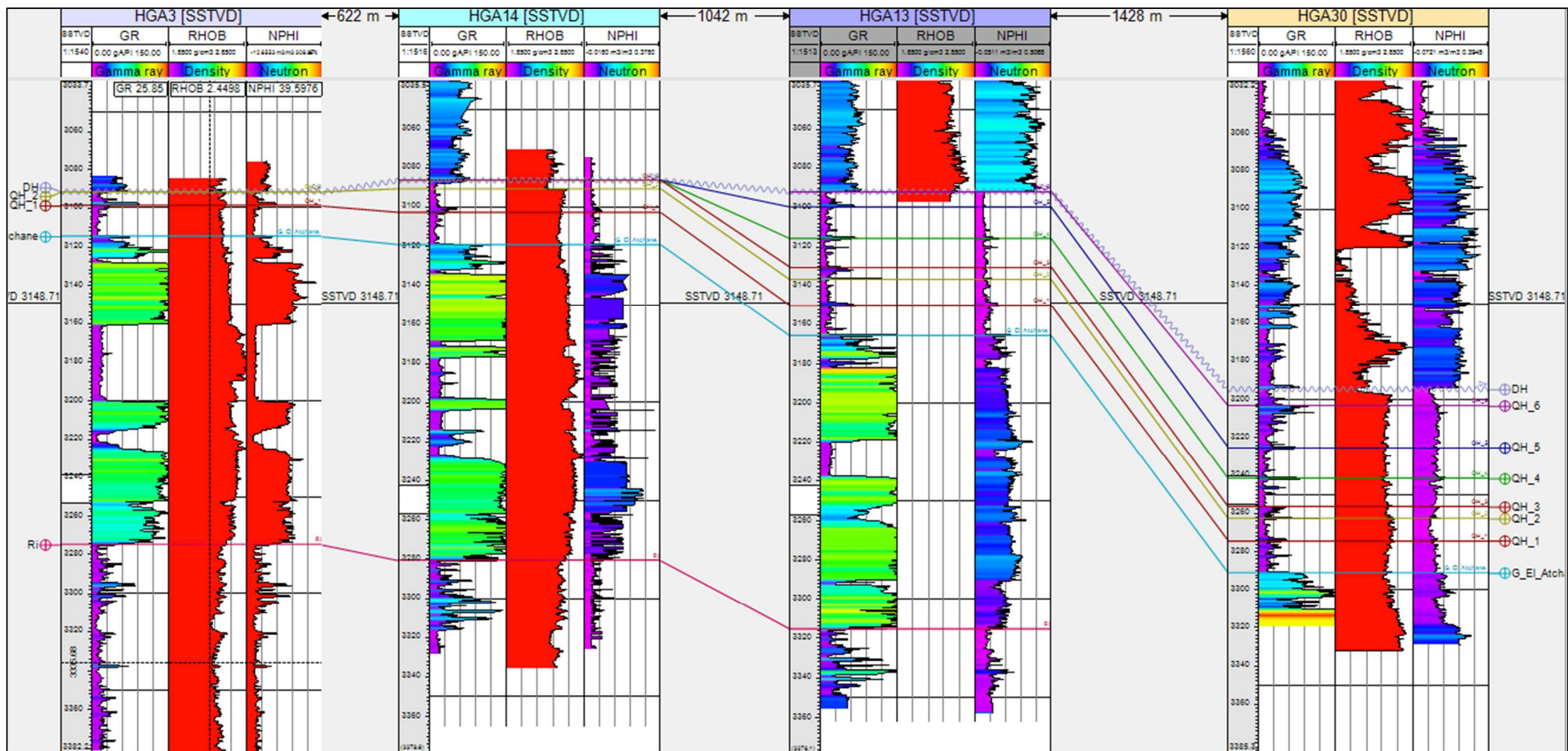
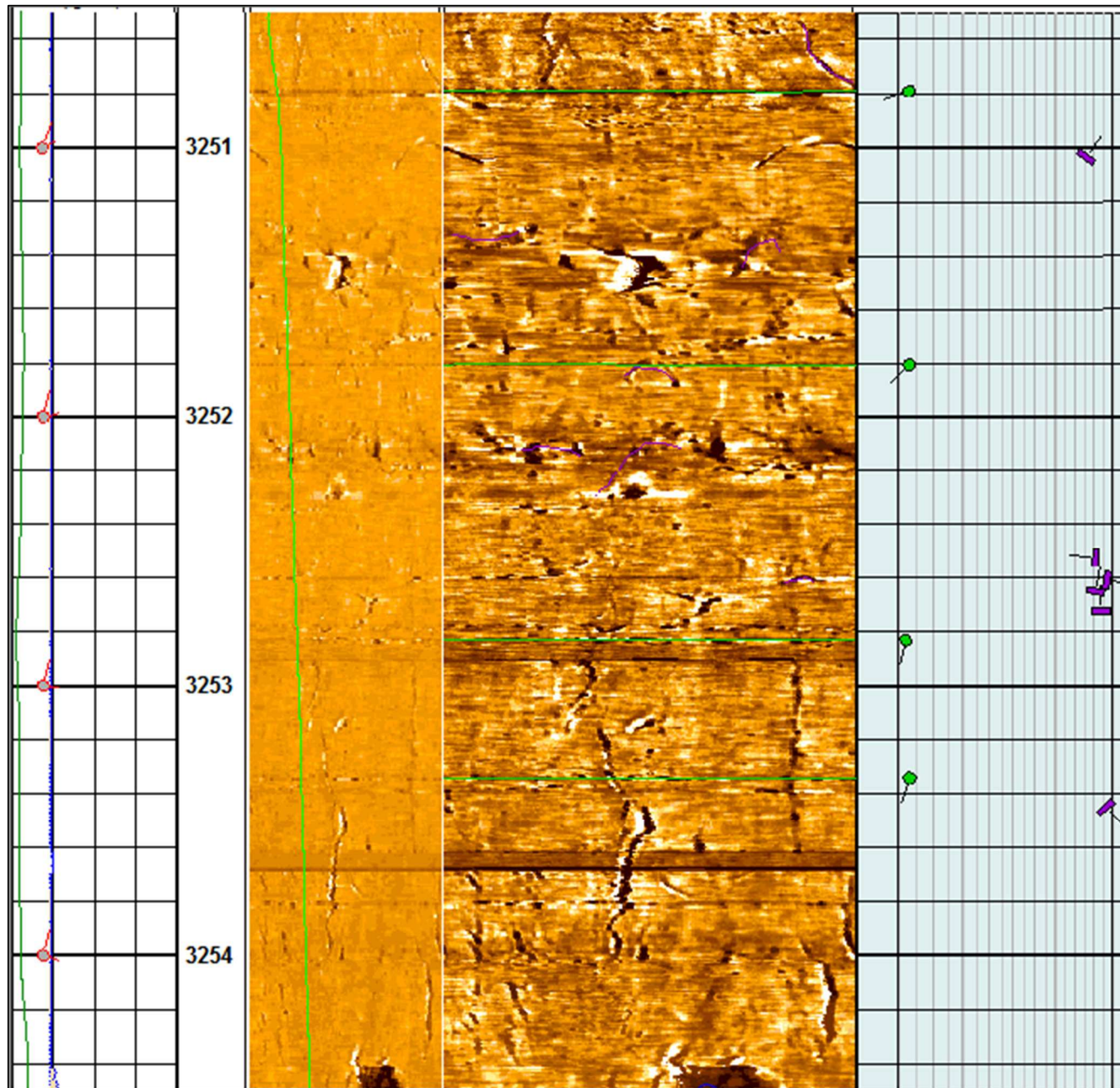


Fig.62 : Corrélation NE-SO passe par les puits HGA3, HGA14, HGA13, HGA30





**Fig.63** : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)



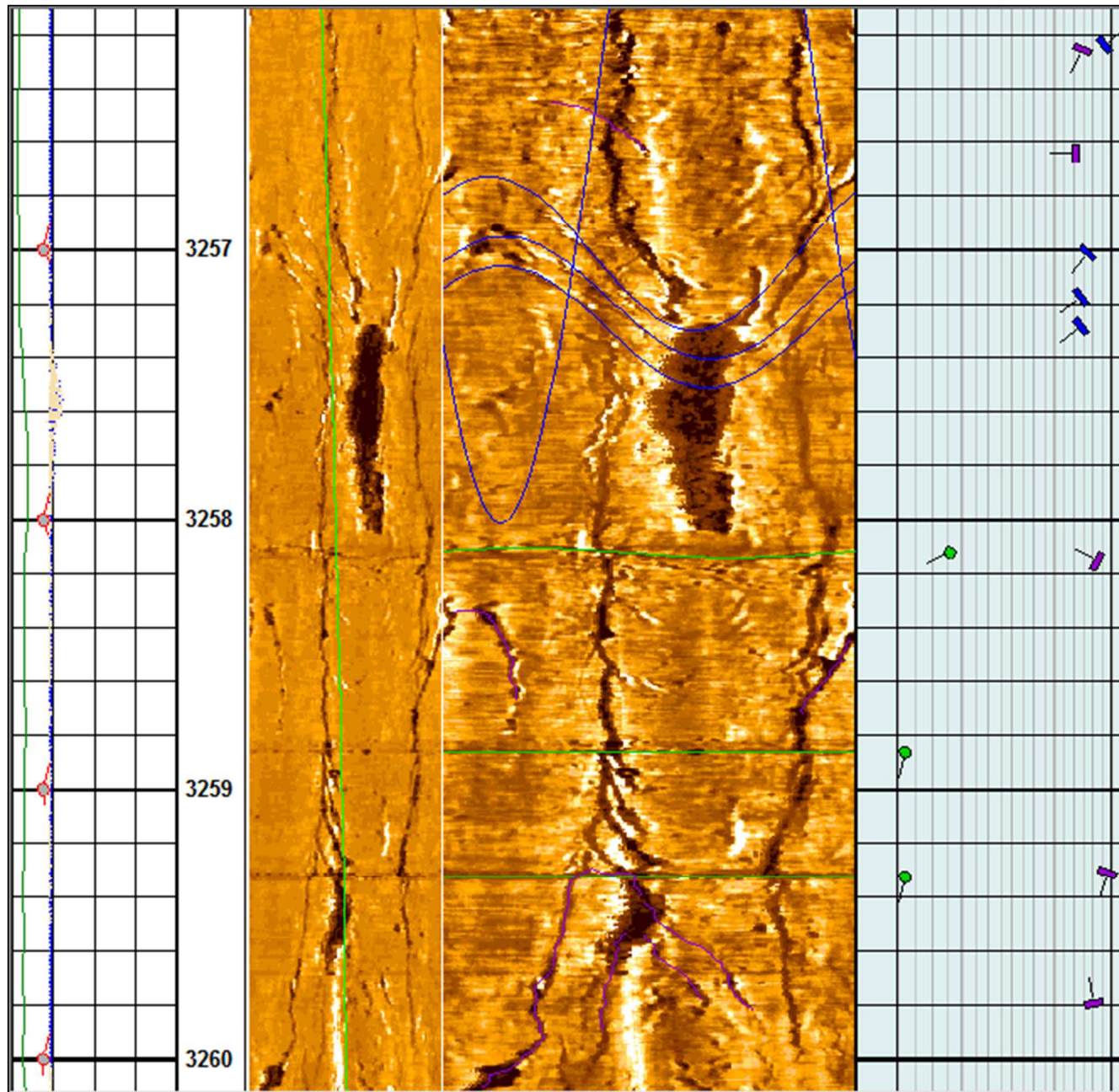


Fig.64 : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)

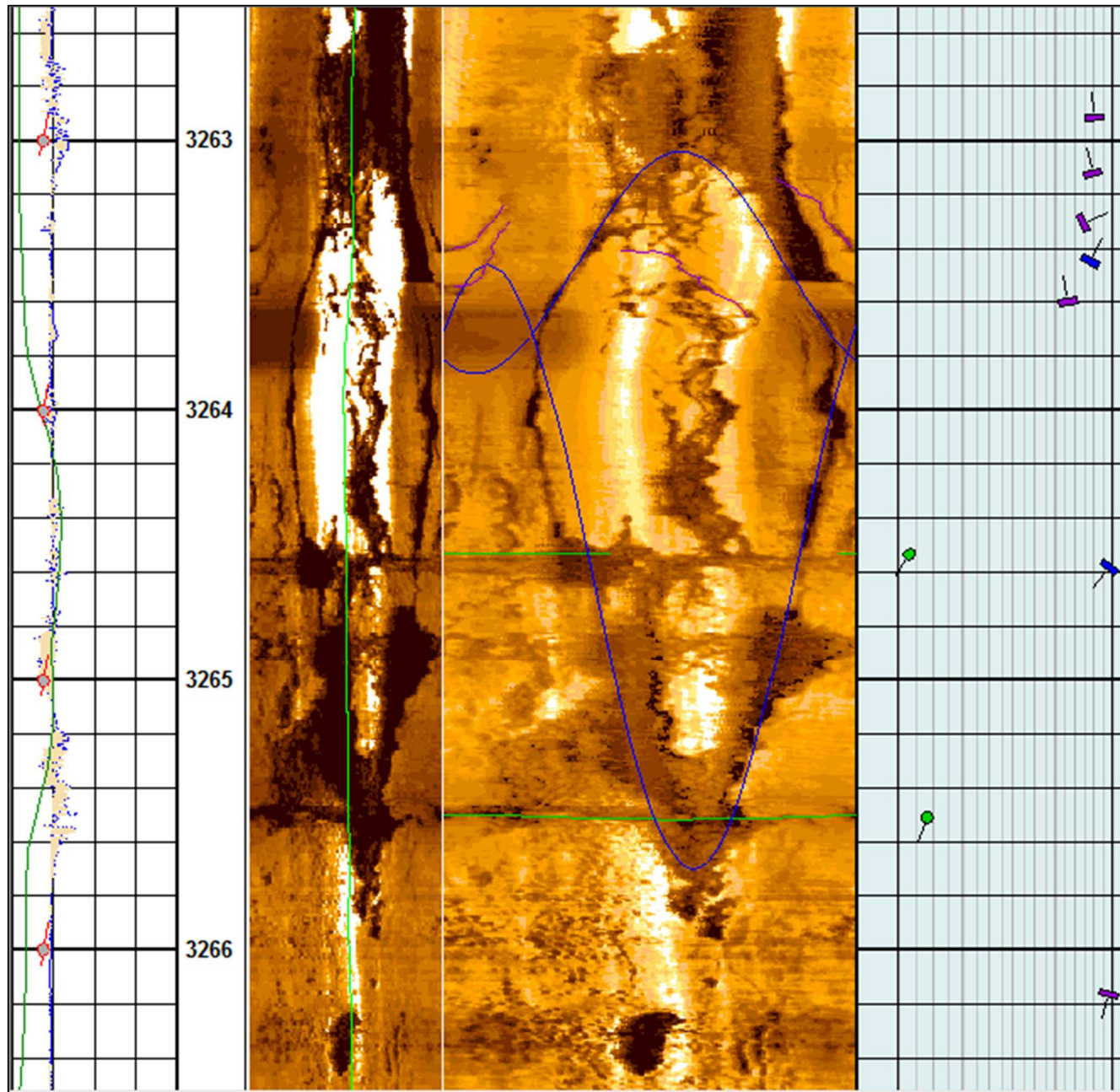
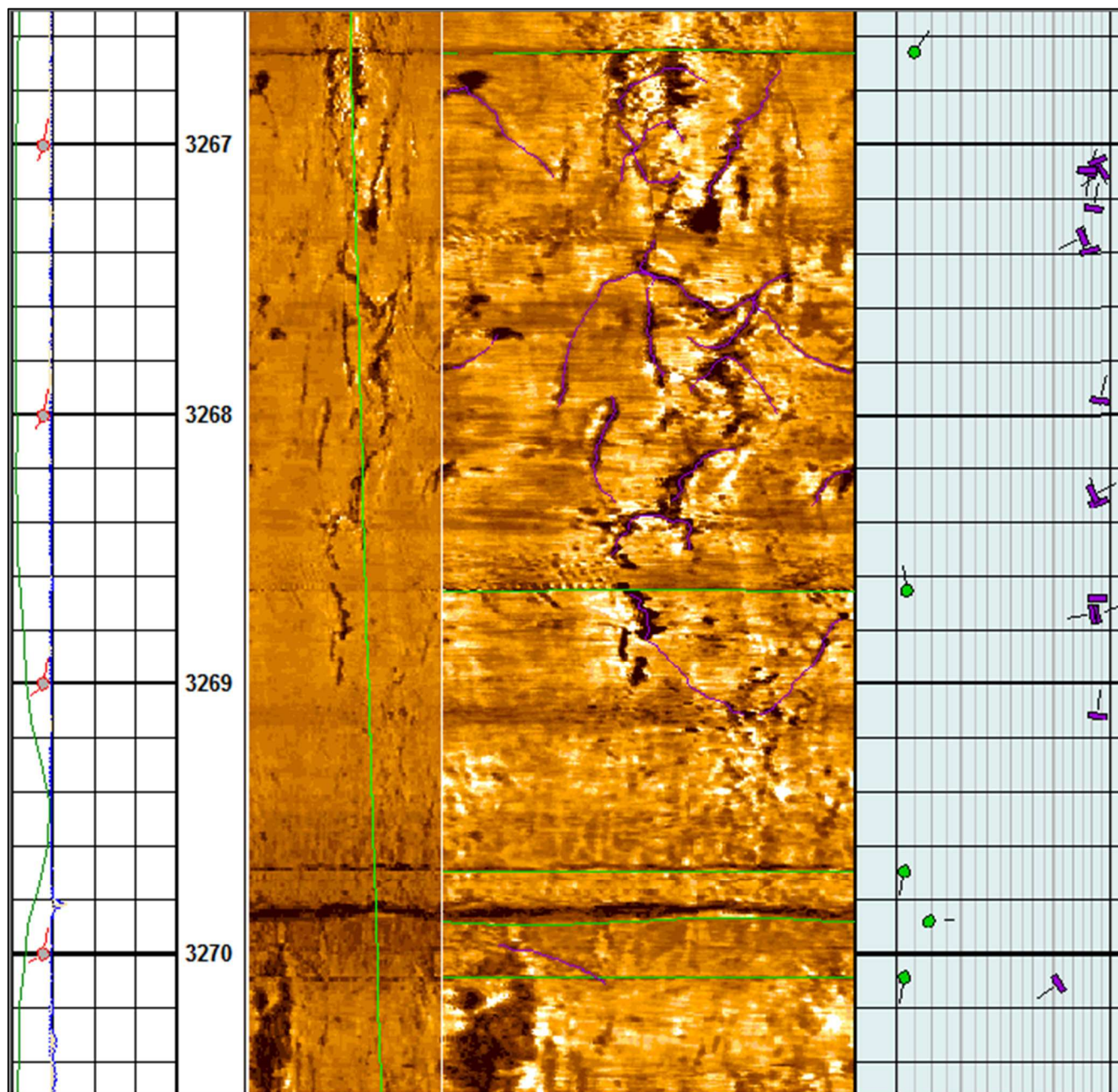
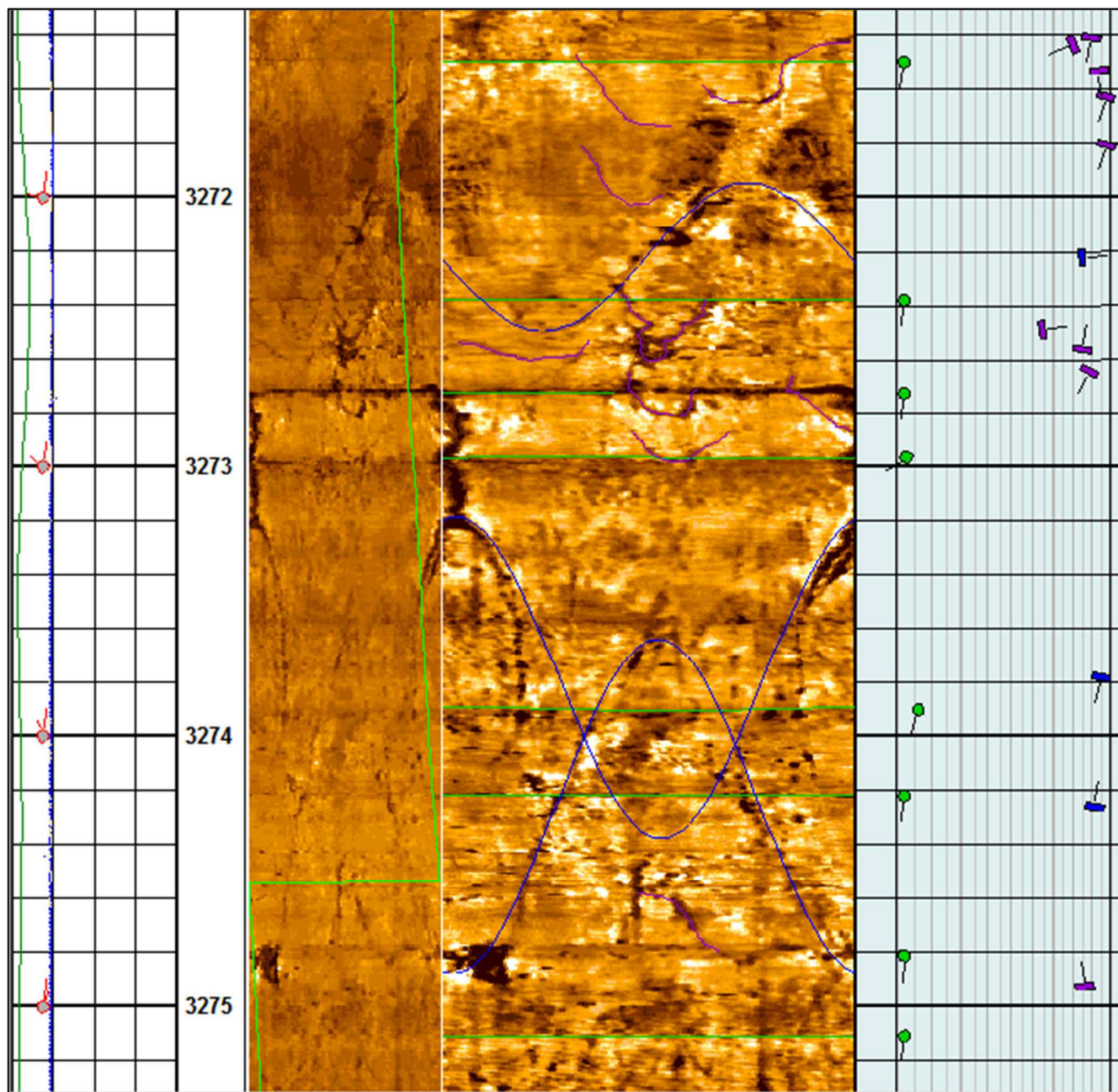


Fig.65 : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)



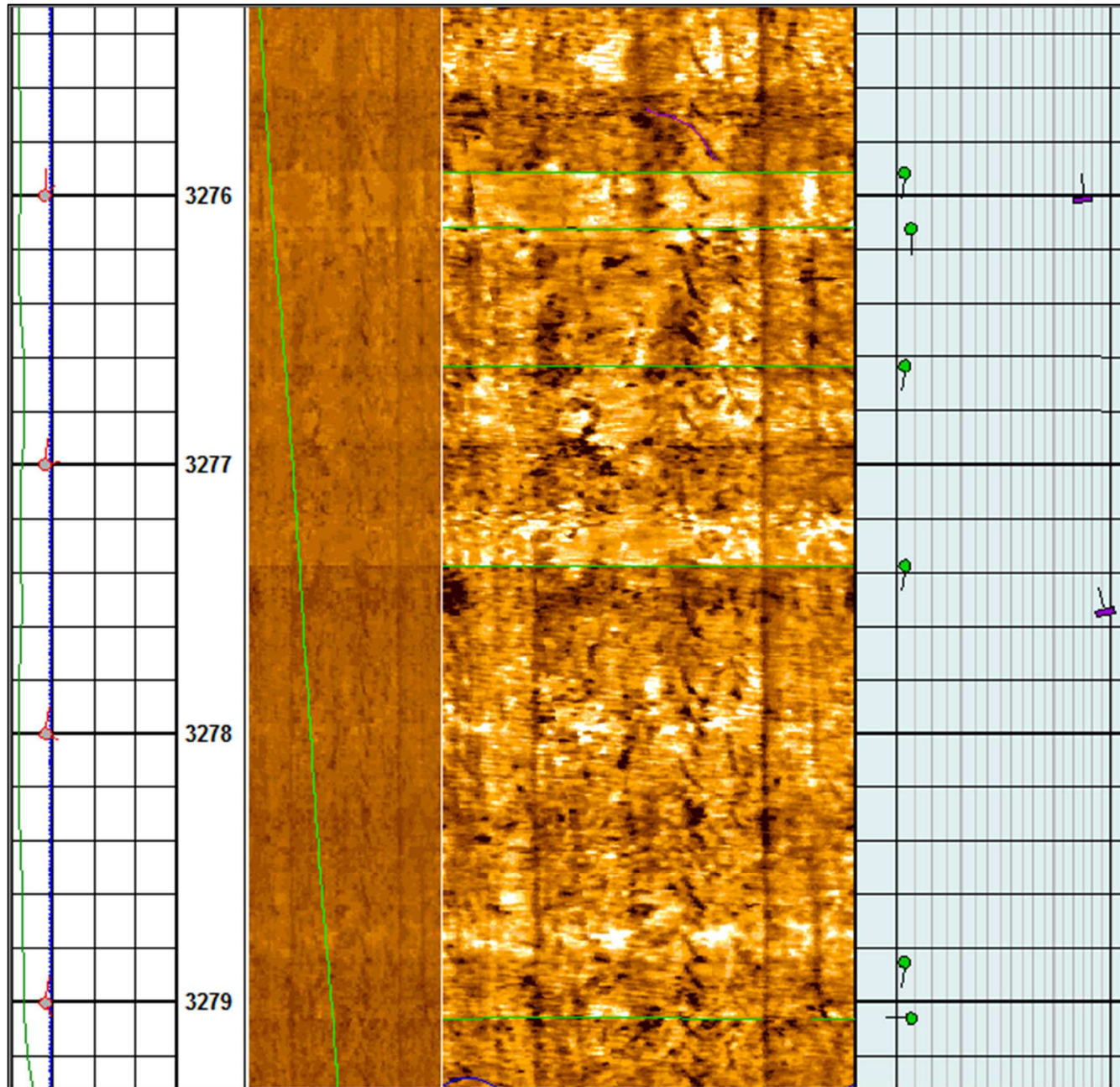


**Fig.66** : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)



**Fig.67** : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)





**Fig.68** : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)



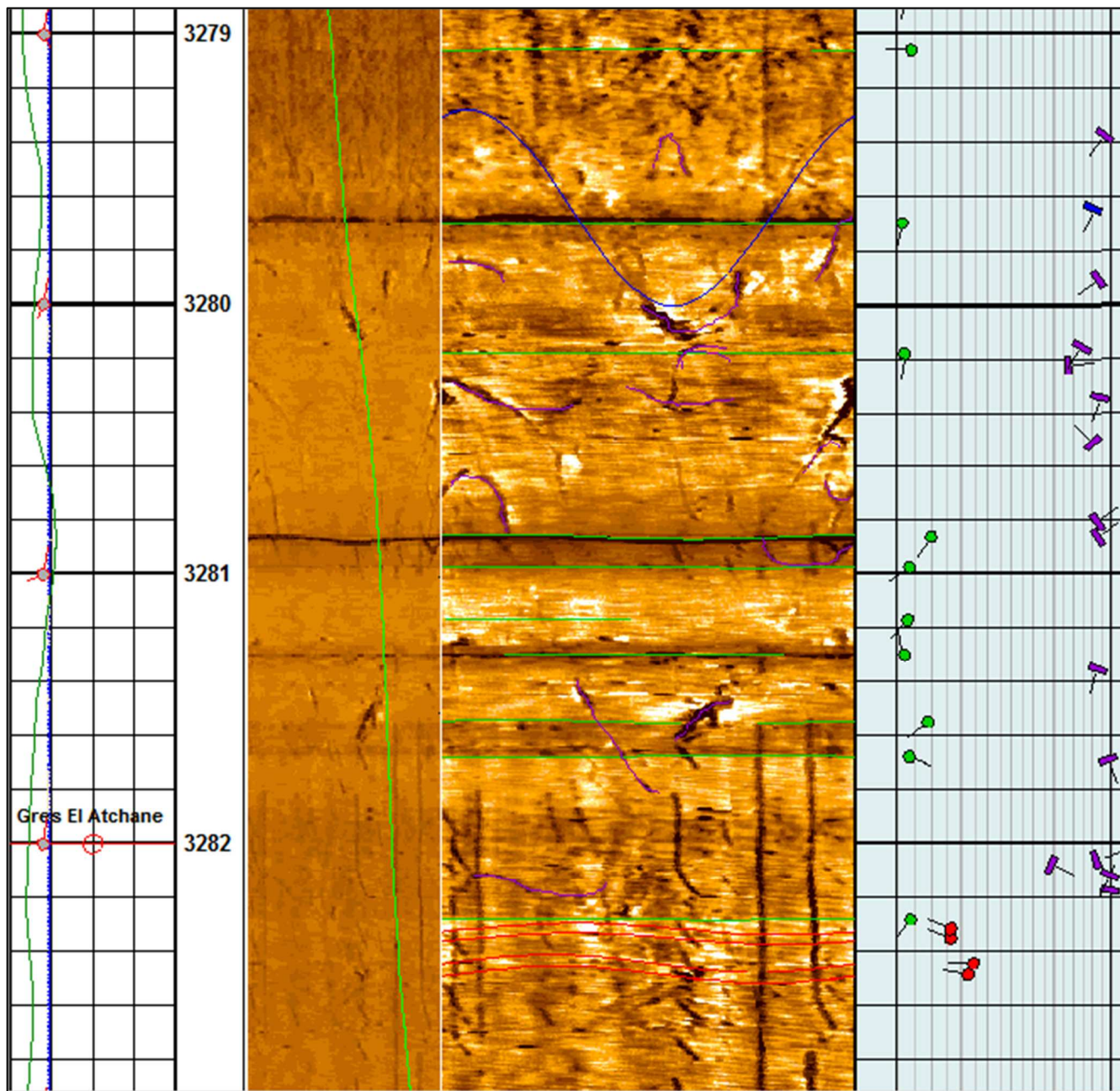


Fig.69 : Les fractures partiellement ouverts (rapport d'imagerie, Slb)

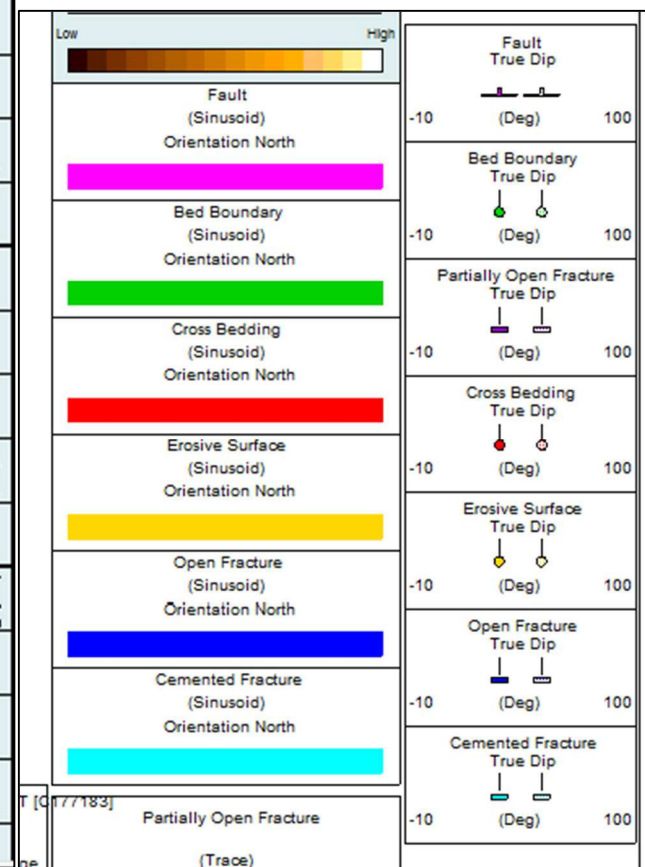
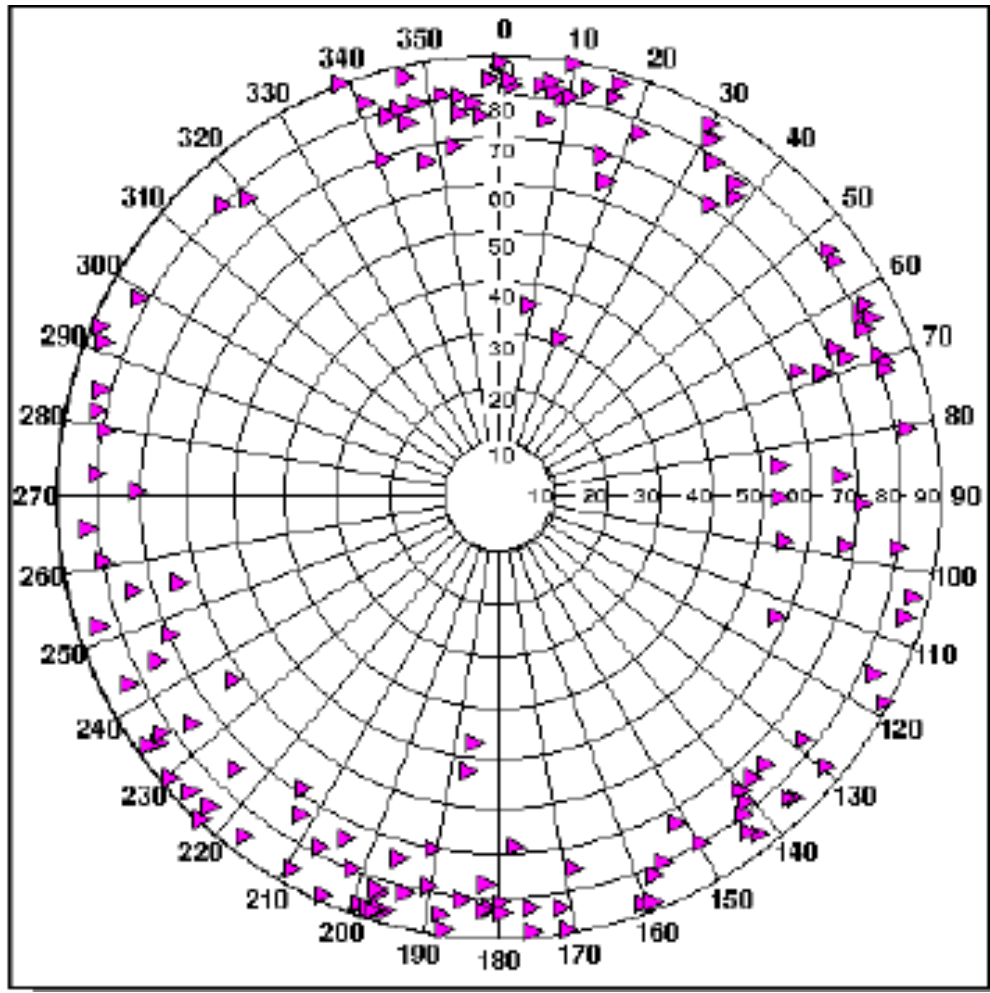
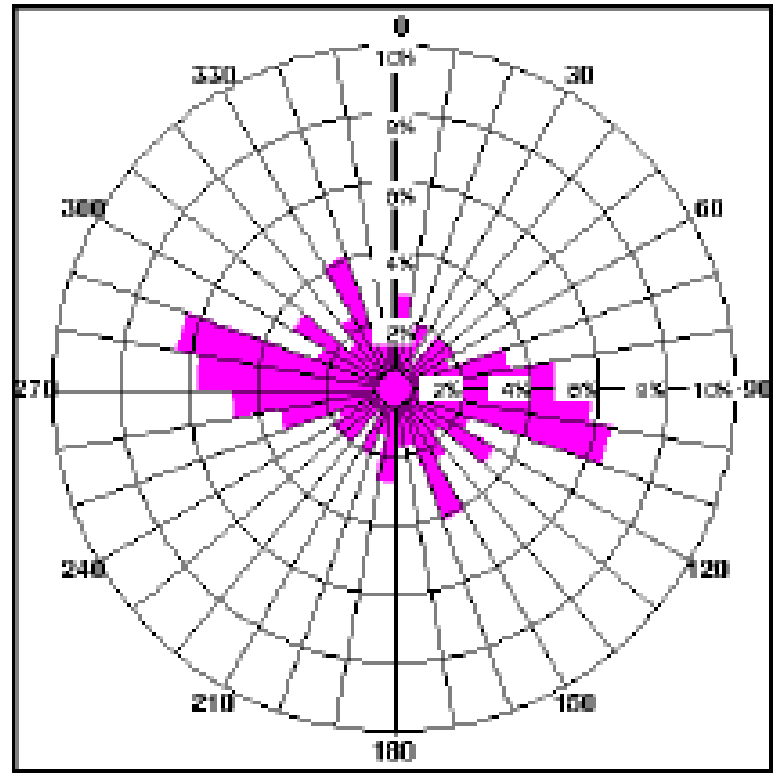


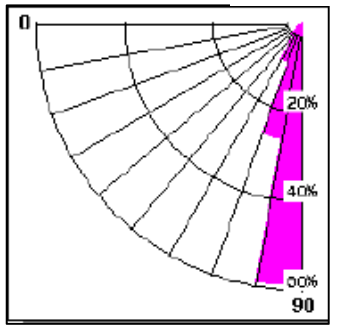
Fig.70 : Legend



Schmidt plot

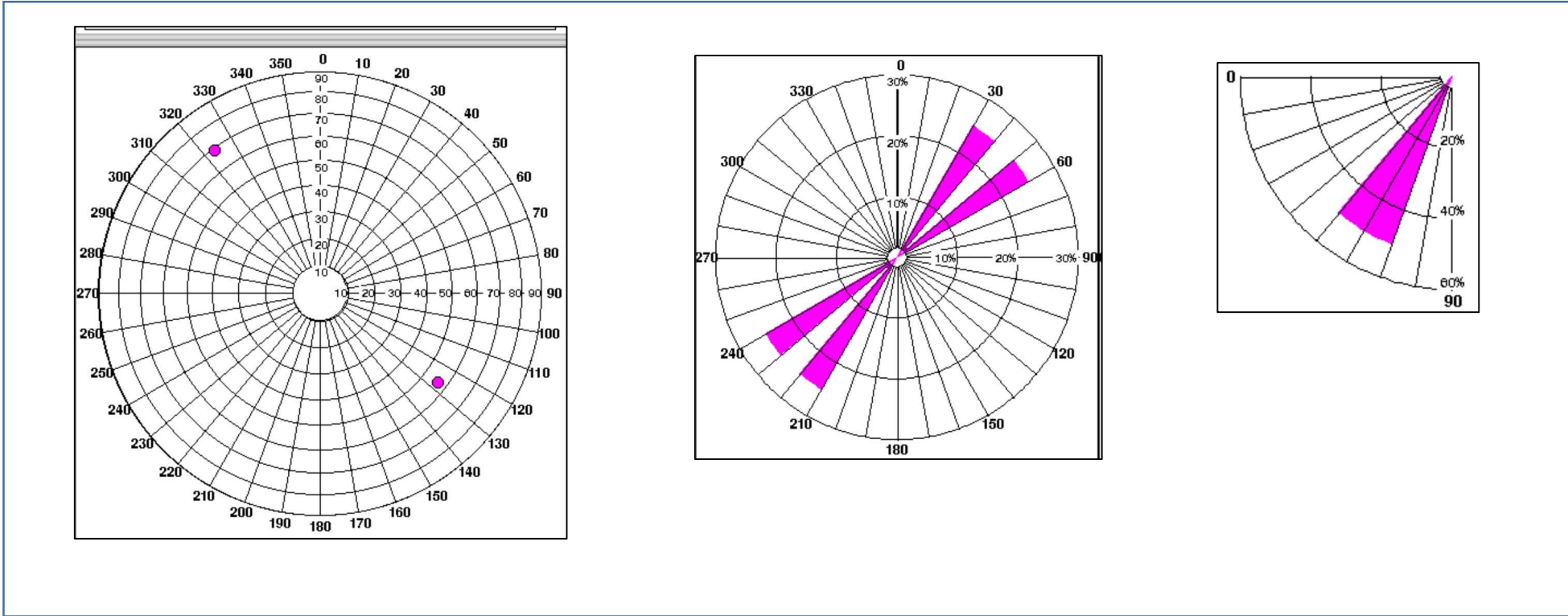


Strike rose



Dip rose

Fig. 71 : Orientation des fractures partiellement ouverts



**Fig. 72 :** Orientation des plans de faille



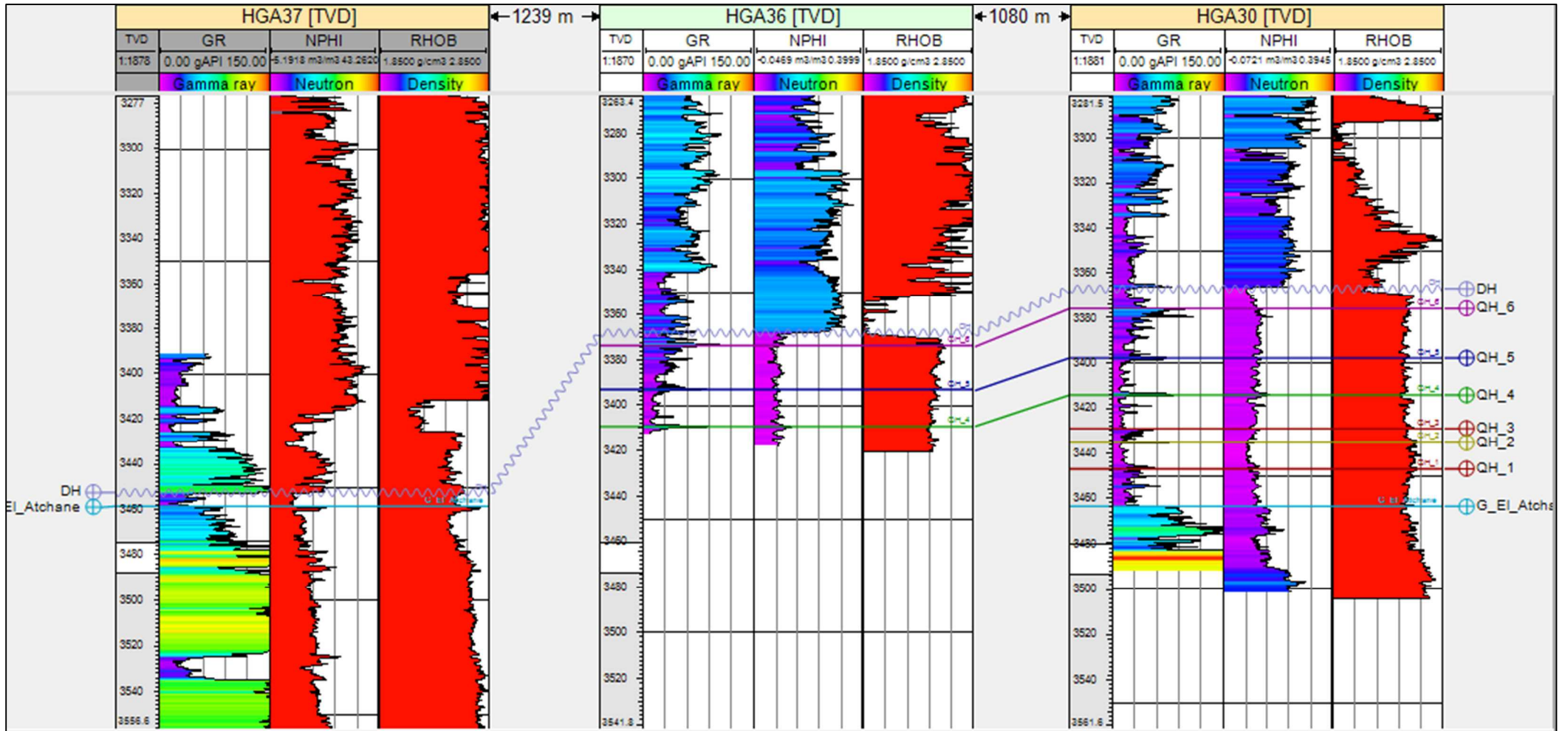
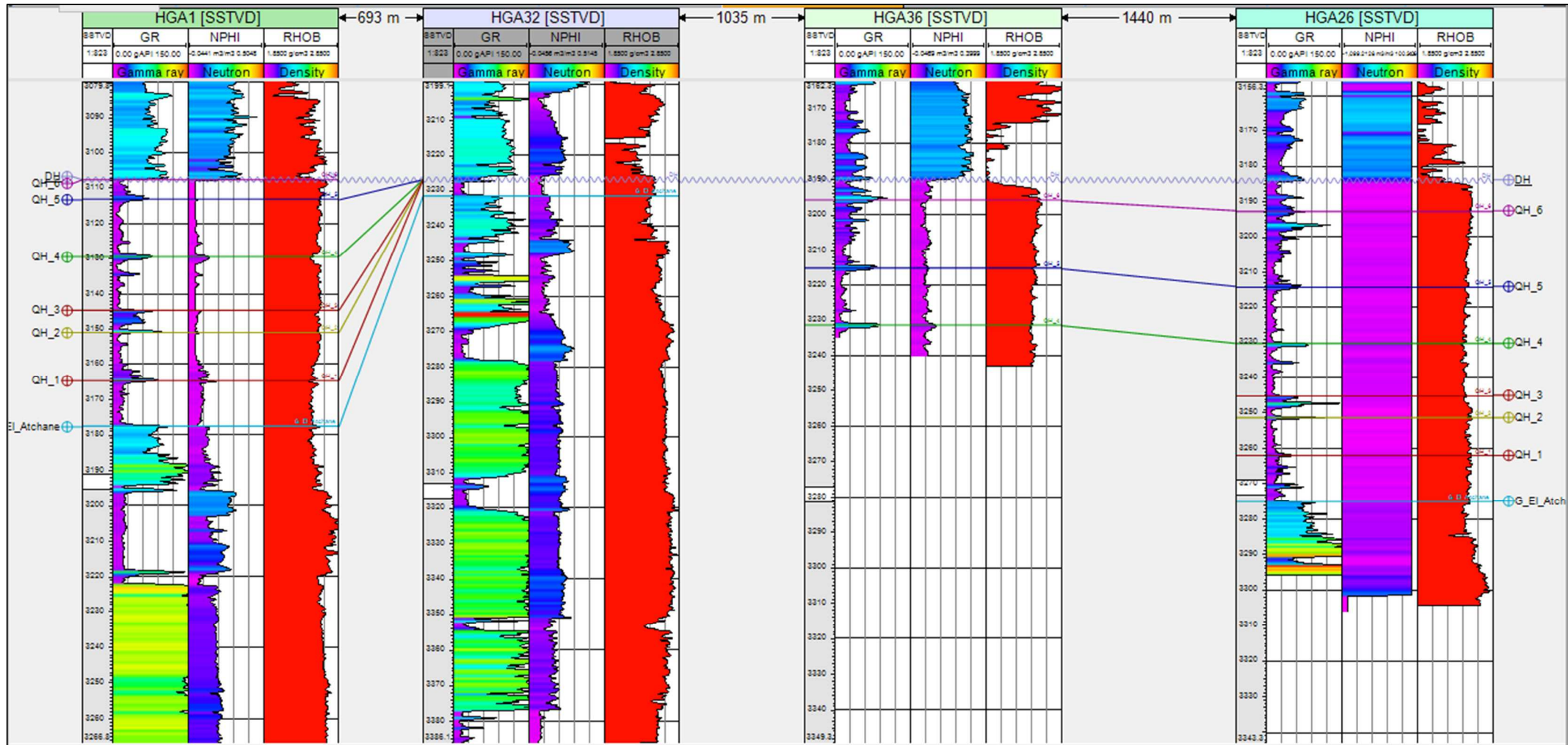


Fig.73 : Corrélation NO-SE passe par les puits HGA37, HGA36, HGA30, HGA2



**Fig.74** : Corrélation NE-SO passe par les puits HGA1, HGA32, HGA36, HGA26





**Fig. 75:** Carotte n°1 l'intervalle (3371m-3372m)



**Fig. 76:** Carotte n°1 l'intervalle (3372m-3373m)



**Fig. 77 :** Carotte n°1 l'intervalle (3373m-3374m)



**Fig. 78:** Carotte n°1 l'intervalle (3374m-3375m)



**Fig. 79:** Carotte n°1 l'intervalle (3375m-3376m)



**Fig. 80:** Carotte n°2 l'intervalle (3403m-3404m)



**Fig. 81:** Carotte n°2 l'intervalle (3407m-3408m)



**Fig. 82:** Carotte n°2 l'intervalle (3408m-3409m)



**Fig. 83:** Carotte n°2 l'intervalle (3414m-3415m)



**Fig. 84 :** Carotte n°2 l'intervalle (3415m-3416m)

**BIBLIOGRAPHIE**

**Amata.A;** Caractérisation de la fracturation du gisement de Hassi Messaoud, impact sur la qualité du réservoir. *Rap. Interne SH*, 2002.

**Aliev et Ali;** Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz de l'Atlas Algérien; « 1971 ».

**BEICIP F. (1979);** Zone périphérique du champ de Hassi Messaoud; réservoir cambro-ordovicien. Rapport Interne CRD Sonatrach, 21p.

D. MASSA, M. RUHLAND et J. THOUVENIN (1972)

**Homer. A ;** Précision sur la lithologie et la sédimentologie des grés du cambrien (Ri+Ra); Edition technip, « 1964 ».

**Hassan S. Naji 2013;** Geomodeling Static Modeling

**Khodja. M ;** Etude des performances et Considérations environnementales ; Université Louis Pasteur Strasbourg ; France, 2008

**KOCEIR.S et GUERRIDA.F,** 2012 ; Essai de modélisation de la porosité du réservoir Cambro-ordovicien à l'aide des méthodes d'estimation et de simulation géostatistique : Cas de la zone 3 - Champ de Hassi Messaoud – Sud Algérien, p 42.

In, **SAMIR AOUIMER, 2004 ;** Etude des corps éruptifs cambro-ordoviciens du champ de Hassi Guettar par les diagraphies. Mémoire Ingénieur. Ecole d'ingénieurs de Boumerdes.

**MASA NICOL, 1971 ;** Structure et fracturation du champ de Hassi Messaoud (Algérie).

**SLB 2003** UBI Image Processing & Geological Interpretation

**SLB 2005 ;** Formation Petrel for reservoir engineers (Schlumberger information solutions); 2005.

**SLB 2011 ;** Appendices OBMI-UBI ( Data acquisition and image processing )

**SPE003\_Applications of UBI&OBMI\_Nigeria**

**SPE2002\_Geological applications of UBI**

**SH-DP\_HGANE-1\_OBMI-UBI\_6IN\_finalreportx**

**WEC. 2007**

**Y. Kouzmine ;** L'espace Saharien Algérien : Dynamique démographiques et migration, Maitrise de Géographie ; Université de Franche-Comté, 2003.

## المخلص:

يقترح هذا العمل دراسة لاستئناف الآبار إلى الشعاع القصير في الخزان الكوارتز الحمراء على مستوى المنطقة الحدودية حاسي قطار لحقل حاسي مسعود، وتستند هذه الدراسة على تفسير البيانات الجيولوجية للخزان الأوردوفيكسي محيط حاسي قطار لهذا، تم إجراء المسح الجيولوجي في بئرين، تم تنفيذ تفسير البيانات باستخدام وصف عينات الآبار وتقارير التصوير في الآبار ونتائج النموذج الجيولوجي للخزان. مما يمكن تسليط الضوء على المستوى الخزاني ذو أفضل المميزات البتروفيزيائية. هذه النتائج يمكن استخدامها في تحويل الآبار إلى الشعاع القصير.

**كلمات المفتاح:** الدراسة، قصيرة الشعاع، والتصوير، والجزر، النموذجي، حاسي قطار.

## RESUMÉ

Ce travail propose une étude de la reprise du puits en short radius du réservoir de Quartzite Hamra au niveau de la zone périphérique Hassi Guettar – Champ de Hassi Cette étude est basée sur l'interprétation des données géologique de réservoir Messaoud. Pour cela, une investigation géologique a été ordovicien de périmètre Hassi Guettar. effectuée sur deux puits, L'interprétation des données a été effectuée à l'aide de la description des carottes, les rapports de l'imagerie et les résultats de model géologique de réservoir. Ceci a permis de mettre en évidence le drain présent les meilleures caractéristique pétrophysiques. Ces résultats peuvent être utilisés lors de la conversion des puits en short radius

**Mots Clés :** étude, Short Radius, Imagerie, Carottes, Model, Hassi Guettar.

## ABSTRACT

This work proposes a study of the resumption of short radius wells in the Hamra Quartzite reservoir in the peripheral area Hassi Guettar - Field of Hassi This study based on the geological data interpretation of the Ordovician Messaoud. For that, a geological investigation was reservoirs (Hassi Guettar perimeter). performed on two wells, the data Interpretation was performed using the cores description , imaging reports and the results of reservoir geological model. This allows These results to bring out the drain which has the best petrophysical characteristic. can be used in the conversion of short radius wells

**Keywords :** study, Short Radius, imaging, Carrots, Model, Hassi Guettar.