

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTE DES HYDROCARBURES, DES
ENERGIES RENOUVELABLES ET

DESSCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire De Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie des hydrocarbures

THEME

**Analyse de fracturation par imagerie et leur impact sur les propriétés pétrophysiques de champ Hassi Guettar
« Quartzite Hamra »**

Présente par :

**Arzim Messaouda Nada
Ben Bessekri Marwa
Haddadi Bouazza Abdeldjalil**

Soutenu Le : 22/06/2021

Devant le jury :

Président : Dr. Fellah Lahcene

Promoteur: Dr. Belksier Mohamed Salah

Examineur : Mr. Laouini Hamza

M. C. A Univ. Ouargla

M. C. A Univ. Ouargla

M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2020/2021



Remerciements

Nous remercions Dieu le tout puissant d'abord de nous avoir donné la force ,la patience et la volonté pour réaliser ce travail.

*Mes plus vifs remerciements s'adressent à Monsieur **Belksier Mohamed Salah** qui a accepté de nous accompagner dans notre mission et diriger ce travail, ses idées et ses conseils.*

*Mes remerciements reviennent également à Messieurs **Chetti Djamel Eddine** qui nous prodigué encouragements et conseils, tout en me permettant de profiter de ses connaissances.*

*Nous remercions également Madame **Faiza** et **Soumia** pour ça chaleureuse présence et pour son aide. Et ses conseils et ses critiques.*

*On ne peut pas oublier tout le staff de Département Géologique spécialement le service de la surveillance et l'étude. En particulier : **Mr. Lakhchakhech Rachid** et **Mr. Ben Brahim Mohamed** et **Mr. Eddine BAKRI** qui ont contribué à notre formation durant le stage et leurs disponibilités .*

Mes sincères remerciements s'adressent aux membres du jury qui ont accepté de lire et juger notre travail.

Enfin à tous ceux qui nous ont aidés et soutenus de près ou de loin à la réalisation de ce travail (projet).

Dédicace

*A la femme qui m'a porté toute ma vie et m'a enveloppé de gentillesse. **Mama**, je t'exprime mon profond amour.*

*A mon **papa** que je lui exprime mon profond respect et j'espère que j'ai été à la hauteur. Ma joie est que tu sois fier de moi.*

*A mes chers **frères** et mes chères **sœurs**.*

*A tous mes **neveux** et mes **nièces**.*

*A mon chat **Pitsou***

Marwa

بهدوء

بسم الله الرحمن الرحيم

الى من كانوا ينتظرون قدومي على حرو كانوا ليسعدوا والنجاحي بفخر، الى من فارقوا ناظري ومرافقوا قلبي
لكم اشتقنا، "بابا شيخ"، "حبيبة"، "دادا" دتم مر فقاء الدعاء يا من طابت مر حالكم سلام عليكم
ومرحمة من رب مرحيم الى أن يفنى السلام . .

الى من لانرالت تدثرنا بطيب الدعاء حبا وتغمرنا عطفنا جدتي أطال الله في عمرها وجعلنا ذخرا لها . .
الى من لهم في كل نجاح أحصده يدا وفضلا علي منذ الابتدائي، الى من علمني ابجدية الحروف وزرع في حب
العلوم وآداب الطموح والتفوق معلمي بل أبي "لوصيف نوردين" ومعلمي وأبي "مولودي عبدالقادر"
الى أحبائي أمي وأبي، أخي (محمد) وأختي (فريدة)، ابن خالي "عبد المحسن" دتمه الأحب لقلبي وبقربي . .
الى عزيراتي "ابتسام"، "جمانة"، "دنيا"، "كوثر"، "مرقية" دتمن على العهد صديقات صادقات
الى من استقبلوني بلطف خالتي وعائلتها "بن شيخ" وعائلة صديقتي "بن بسكري" جزاكم الله خيرا
الى من مرافقوني برفق واجتهاد "مرورة، عبد الجليل، موسى، خالد، احمد" سعدت برفقتكم
نرملاء المدرب والميدان "عادل، مرانيا، سارة" طلبة قسم جيولوجيا مصادر معدنية وجيولوجيا البترولية
والحروقات سررت بزمالتكم، دتمتم لتميز ساعين بتوفيق من الله . .

ندي

وهراء

بسم الله الرحمن الرحيم

وصلى الله وسلم على سيدنا ونبينا محمد ﷺ وعلى آله وصحبه أجمعين، أما بعد أهدي هذه المذكرة:

الى من لم تدخر نفساً في وتربيتي «أمي المحنون» ومن تشقت يداه في سبيل رعايتي «أبي الصبور»

الى مروح جدتي من ابي مرحمها الله الى جدتي من امي برك الله في عمرها

اخواتي «مايرية، الزهراء، لطيفة»، عماتي وعمي، خالاتي واخوالي، وكل عائلتي واقاربتي ومعاري في،
أخص بالذكر «سمية، نادر، بدر الدين، عبد الرحمان، لامية، مرحاب، فيرونر، خولة، بشرى، ياسمين، ياسين،
أسامة، الطاهر، عبد الغني، مصطفى، فاطمة الزهراء»، دون ان أنسي صاحبة الدعم المعنوي «ليلي» واعز
أصدقائي «أنس، فاروق، عامر، عبد العظيم، محمد المين، إبراهيم، ابوبكر، الحاج، عبد الغني، عادل، كمال،
عماد، عبد الرؤوف، يونس، سعد الدين، أحمد» .

الى جميع اساتذتي ومعلمي وكل من اطر مسامري الدراسي والعلمي ومن كان له الأثر في تحصيلي للعلم
وأخص بالذكر معلمي في الطور الابتدائي «بن تيتي محمد» وشيخي المدرسة القرآنية «توقى عبد الرحمن،
الطالب احمد»

الى كل دفعة جيولوجيا مصادر معدنية 2019 تمناست وأخص «نركراء، عادل، عفاف، مهدية، نرينب،
المهدي، عنزة، فاطمة، عيسى، مرشيدة، عائشة»، وكل أساتذة قسم جيولوجيا تمناست ومنهم «د . بوقفه،
د . بن عبد الكريم» اللذان دعمانا خلال انجانر هذه المذكرة .

الى من مرافقوني وشاركوني عناء المشقات وحلوا الذكريات في دراسة الماستر «ندى، أحمد، موسى،
خالد»، وكذلك من شاركوني اعداد هذا العمل «مروة» .

بوعنه عينا الليل
بوعنه عينا الليل

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	1
I. GENERALITE SUR LE CHAMP DE HGA.....	2
I.1 Introduction.....	2
I.2 Situation géographique.....	2
I.3 Situation géologique.....	3
I.4 Géologie de HASSI Guettar :.....	4
I.4.1 Introduction	4
I.4.2 Historique sur l’exploration et l’exploitation	4
I.4.3 Aspect stratigraphique	6
I.4.4 Aspect sédimentologique :.....	13
I.4.5 Evolution géodynamique :.....	14
I.4.6 Aspect structural	17
I.4.7 Aspect pétrolier.....	18
I.5 Conclusion	21
II. LA TECHNIQUE D'IMAGERIE	22
II.1 Introduction	22
II.2 Définition de l'imagerie des parois de puits.....	22
II.3 Les outils utilisés et le principe de fonctionnement	23
II.3.1 Les outils de l'imagerie acoustique	23
II.3.2 Les outils de l'imagerie électrique.....	24
II.4 Le traitement et correction des images	26
II.5 Principe de lecture et développement de l'image	26
II.6 Mode d'interprétation d'image.....	27
II.6.1 Les limites des bancs	27
II.6.2 Les surfaces d'érosion	28
II.6.3 Analyses structurales	29
III. ETUDE DE CAS : ANALYSE ET CARACTERISATION DE LA FRACTURATION PAR L'IMAGERIE	34

III.1 Introduction	34
III.2 Le puits HGA-40.....	34
III.2.1 Classification par pendage	36
III.2.2 Analyse des contraintes in situ.....	37
III.2.3 Analyse des fractures	39
III.3 Le puits HGA-41.....	42
III.3.1 Classification par pendage	43
III.3.2 Analyse des contraintes.....	45
III.3.3 Analyse de fractures.....	45
III.4 Conclusion.....	47
IV. L'IMPACT DE FRACTURATION SUR LES PARAMETRES PETROPHYSIQUE	48
IV.1 Introduction	48
IV.2 Définition.....	48
IV.2.1 La porosité	48
IV.2.2 La perméabilité	49
IV.3 Classification des paramètres pétrophysiques.....	49
IV.3.1 La porosité	49
IV.3.2 La perméabilité	49
IV.4 Relation entre porosité et perméabilité	49
IV.5 Impact de la fracturation.....	50
IV.6 Interprétation des cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité	50
IV.6.1 Interprétation des Cartes iso-Perméabilité	50
IV.6.2 Interprétation des Cartes iso-Porosités.....	55
IV.7 Interprétation des courbes de corrélation porosité-perméabilité	60
IV.7.1 Le puits HGA-40.....	60
IV.7.2 Le puits HGA-41.....	61
IV.8 Conclusion :	62
V. CONCLUSION GENERALE	63
VI. REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE	65

LISTE DES TABLEAUX

Tableau III:1:Coordonnées géographiques du puits HGA40(report SLB).....	35
Tableau III:2 :L'intervalle étudié de la formation dans le puits HGA-40 (fiche technique de puits SONATACH).....	36
Tableau III:3: L'intervalle enregistré et traite par OBMI et UBI(report SLB).....	36
Tableau III:4 :Classification et définition de pendage(report SLB).....	37
Tableau III:5 : Coordonnées géographiques du puits HGA41(report HISP)	42
Tableau III:6 : L'intervalle étudié de la formation dans le puits HGA-41 (report HISP)	43
Tableau III:7 : L'intervalle enregistré et traite par OMRI et CAST-F (report HISP)	43
Tableau III:8 : l'échelle de classification de pendage(report HISP).....	44

LISTE DES FIGURES

Fig I:1 :Situation géographique de la région de Hassi Guettar (WEC 1995).....	3
Fig I:2 :Colonne litho-stratigraphique du champ de Hassi Guettar (doucement SONATRACH) 6	6
Fig I:3 : Coupe géologique W-E montre l'intrusif dans les différentes formations (SONATRACH).....	9
Fig I:4 : Carte structural au toit de la discordance hercynienne (petrel SONATRACH).	16
Fig I:5 :schéma structural interprétatif montre l'effet des plus importantes phases tectonique sur le Sahara Algérien (D'après BOUDJEMA et BEICIP modifier par B. KADI 1987)	17
Fig I:6 :Coupe montre la structure de HGA (doucement SONATRACH).	18
Fig II:1 :Principe de l'acquisition de l'outil acoustique (Coure IAP).....	24
Fig II:2 :Photo de l'outil UBI (Coure IAP).	24
Fig II:3 : Photo de l'outil Earth Imager (Coure IAP)	25
Fig II:5 :Principe de fonctionnement de l'outil électrique (Coure IAP).....	25
Fig II:4 :Photo de l'outil OBMI (Coure IAP)	25
Fig II:6 :La translation d'un plan 3D vers un plan 2D « puits vertical » (coure IAP).....	27
Fig II:7 : Image montre les limites des bans. (Coure IAP)	28
Fig II:8 : Image illustrant des surfaces d'érosion dans un puits vertical (intro imagerie.....	29
Fig II:9 : l'apparition des fractures sur l'imagerie (coure IAP_FSI-SLB « modifie »).....	31

Fig II:10 : l'apparition de faille sur l'imagerie (intro imagerie Sonatrach-DP-HMD)	32
Fig II:11 : les breakouts (intro imagerie SONATRACH-DP-HMD) « modifie	33
Fig III:1 : Coupe géologique NW-SE présent la formation entre HGA40 et HGA41 (petrel SONATRACH)	34
Fig III:2 : Situation géographique de puits HGA-40 (petrel SONATRACH « modifie »).....	35
Fig III:3 : l'orientation de breakouts (report SLB,2015).....	38
Fig III:4 : l'orientation des fractures de faible amplitude acoustique(report SLB,2015).....	39
Fig III:5 : l'orientation des fractures résistives (report SLB,2015)	40
Fig III:6: résumé d'interprétation d'imagerie de puits HGA-40 (report SLB,2015).....	41
Fig III:7 : Situation géographique de puits HGA-41 (petrel SOANTRACH « modifie »).....	42
Fig III:8 : rose plots de pendage des 23 fractures naturelles disséquant l'intervalle d'image CAST (report HISP « modifie »).....	46
Fig IV:1 : carte iso-perméabilité du QH7 (champ HGA)	51
Fig IV:2 : carte iso-perméabilité du QH6 (champ HGA)	51
Fig IV:3 : carte iso-perméabilité du QH5 (champ HGA)	52
Fig IV:4 : carte iso-perméabilité du QH4 (champ HGA)	53
Fig IV:5 : carte iso-perméabilité du QH3 (champ HGA)	53
Fig IV:6 : carte iso-perméabilité du QH2 (champ HGA)	54
Fig IV:7 : carte iso-perméabilité du QH1 (champ HGA)	54
Fig IV:8 : carte iso-porosité du QH7 (champ HGA)	55
Fig IV:9 : carte iso-porosité du QH6 (champ HGA)	56
Fig IV:10 : carte iso-porosité du QH5 (champ HGA)	57
Fig IV:11 : carte iso-porosité du QH4 (champ HGA)	57
Fig IV:12 : carte iso-porosité du QH3 (champ HGA)	58
Fig IV:13 : carte iso-porosité du QH2 (champ HGA)	59
Fig IV:14 : carte iso-porosité du QH1 (champ HGA)	59
Fig IV:15 :Corrélation porosité & perméabilité HGA-40 du réservoir QH « cross plot »	60
Fig IV:16 :Corrélation porosité & perméabilité HGA-41 du réservoir QH« cross plot »	61

Introduction Générale

Introduction générale

Le réservoir de quartzite de Hamra de HASSI GUETTAR est considéré comme une cible pour le forage importante pour sa productivité et leur importance pour l'économie ; donc il présente un grand intérêt dans le domaine pétrolier en raison des quantités d'hydrocarbures qu'il contient. La géologie structurale de HASSI Guettar est dominée par une série des failles de chevauchement. Depuis de nombreuses années, l'imagerie sismique a été utilisée comme un outil essentiel dans l'exploration pétrolière de cette géologie complexe. Malheureusement, la délimitation structurale dans la profondeur, structures très complexes en utilisant seulement des données sismiques est difficile en raison de la déformation et / ou formations renversées. Ainsi, les images de forages ont été rapidement acceptées comme une composante de plus en plus critique dans l'interprétation structurale et l'analyse des fractures à l'intérieur du réservoir et leur impact sur les caractéristiques pétrophysiques du réservoir , cette technique est rapidement évoluée pour devenir un outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers.

L'interaction complexe des fractures, des zones de failles, de la matrice et des fluides au niveau du réservoir de HASSI GUETTAR est suffisamment variable pour rendre chaque réservoir unique. Il y a beaucoup de questions complexes qu'il faut répondre à une évaluation satisfaisante.

- 1- Où sont les zones fracturées ?
- 2- Le système contient des fractures ouverte ou fermées , et leur répartition et leurs orientations ?
- 3- Quelle est sa perméabilité et porosité et la corrélation entre eux ?

Pour atteindre cet objectif nous avons structuré notre mémoire de la manière suivant :

Chapitre 1 : Généralités sur la structure présentation du champ de Hassi Guettar (HGA) ainsi que l'architecture géologique et les caractéristiques du champ, le positionnement des puits, l'historique de la découverte, ...etc.).

Chapitre 2 : l'étude des fracturations à l'aide de la technique d'imagerie et l'interprétation des résultats d'étude du cas des puits (HGA 40 , 41)

Chapitre 3 : présenté l'impact des fracturations sur les Caractéristiques pétrophysiques (perméabilité et porosité) et la corrélation entre eux par des cartes iso-perméabilité, iso-porosité.

C

hapitre I

I. Généralité sur le champ de HGA

I.1 Introduction

La plateforme saharienne appartient au craton Nord-Africain où le socle cristallin, considérablement affaissé est recouvert par une puissante couverture sédimentaire paléozoïque et mésozoïque.

Le Paléozoïque est représenté par tous ses termes du Cambrien au Carbonifère. Le Mésozoïque comprend des sédiments continentaux, lagunaires et marins appartenant au Trias, Jurassique et Crétacé.

A différentes phases orogéniques, cette plateforme a été affectée par des mouvements tectoniques ayant donné naissance à des zones hautes et basses (antéclises et synéclises) et des dorsales (Amguid, Idjerran ...).

Le môle de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plateforme saharienne entre les méridiens 5°40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 5 400 Km² ; il est le résultat d'une histoire paléotectonique très complexe.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées avec des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes, situées en aval par rapport au gisement de Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile.

Parmi ces structures, il y a celle de **HASSI GUETTAR**, située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud.

I.2 Situation géographique

La région de Hassi Guettar (HGA) est située à 20 Km au Sud-ouest de Hassi Messaoud «**Fig I:1**». Elle fait partie de la province triasique qui se trouve au Nord-est de la plateforme saharienne. Elle se situe entre les méridiens 5° et 6° Est et les parallèles 31° et 32°. D'après le découpage de Sonatrach, Division Exploration, elle fait partie du permis de Hassi Dzabat Bloc 427, entre le gisement de Hassi Messaoud et El Gassi.

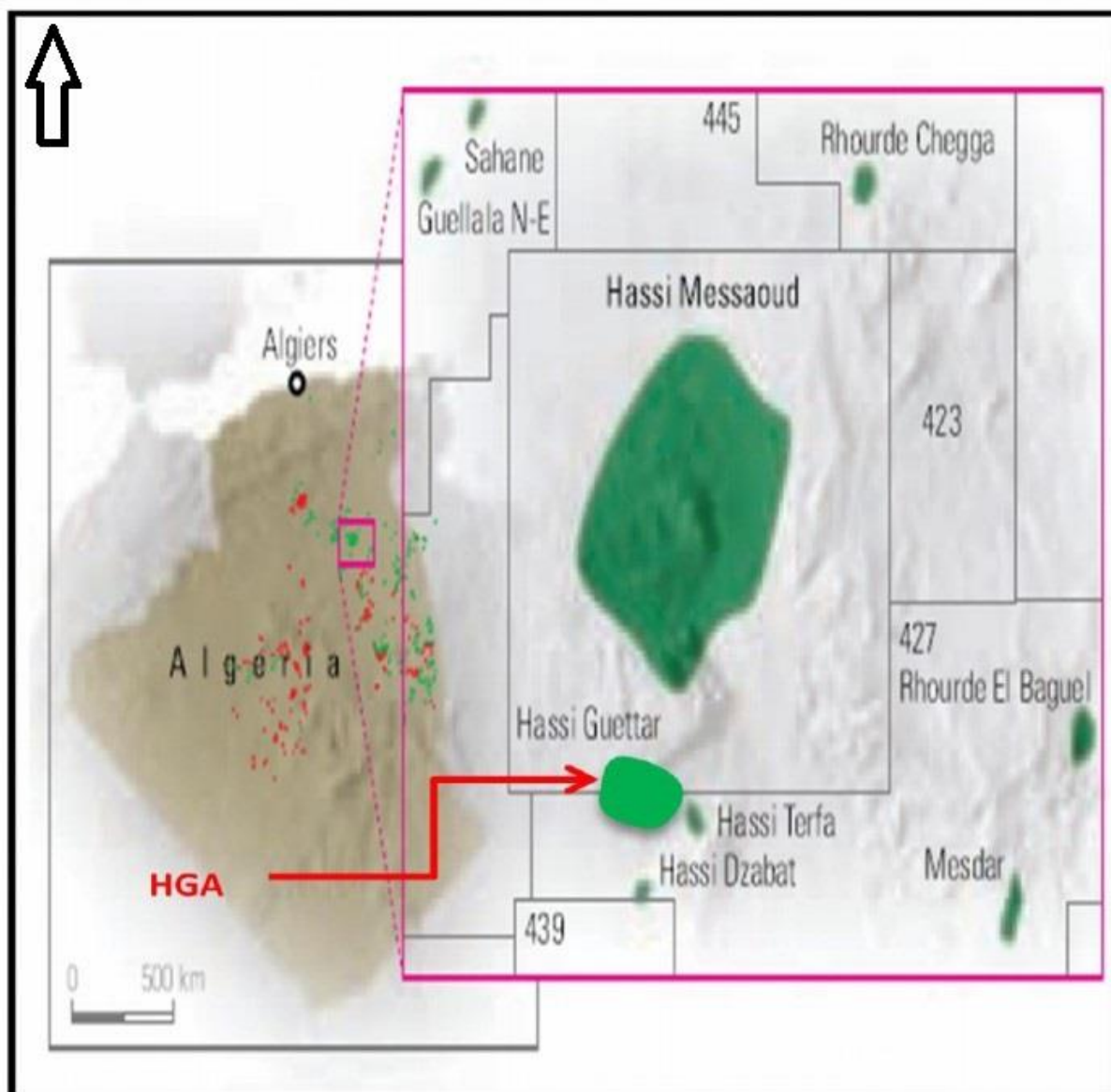


Fig I:1 :Situation géographique de la région de Hassi Guettar (WEC 1995).

I.3 Situation géologique

Hassi Guettar se trouve sur l'axe haut du trend d'El-Agreb El-Gassi et Hassi Messaoud, ce champ est limité géologiquement par les principaux axes structuraux suivants :

- 1- L'ensellement de Touggourt au Nord.
- 2- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud.
- 3- Le bassin de Berkine à l'Est.

- 4- Le bassin d'Oued Mya à l'Ouest.
- 5- Le dôme de Dahra au Nord-Est.
- 6- La région de Hassi Guettar est répartie sur trois zones hautes.
- 7- Le dôme de Hassi Messaoud.
- 8- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud.
- 9- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est.

I.4 Géologie de HASSI Guettar :

I.4.1 Introduction

Le champ HGA est productif de deux réservoirs indépendants, l'un au-dessus de l'autre. Le réservoir inférieur est d'âge Cambrien et comprend les drains D5 (Ri), D4, D3, produit à partir d'un anticlinal bien défini. L'huile originale en place pour le Cambrien est estimée à 13.500.000 m³ en 16 km², dont 5.399.000 m³ (40%) ont été produites (31Août 2013). Les drains de Cambrien présentent un réservoir de bonne qualité et un entraînement actif de l'eau, et un facteur de récupération relativement élevée. La salinité de l'eau de formation est très élevée, et les dépôts de sel dans les puits est une question majeure de production. Le réservoir Cambrien atteint sa limite de production économique.

Le second est le réservoir Ordovicien composée de quartzite de Hamra (QH). L'huile originale en place pour le QH est estimée à 43,15 millions de m³ en 27,7 km², dont 1.316.000 m³ (3,05%) ont été produites. Le drain QH est un sable bitumineux "serré" qui nécessite généralement un traitement de fracture, et a un facteur de récupération faible.

Il y a deux champs satellites avec une production très limitée (13.200 m³) qui ne sont pas comprises dans ces réserves (HGAW et champs HGAS totalisant 6 puits). Ils n'ont pas été entièrement développés.

I.4.2 Historique sur l'exploration et l'exploitation

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage du puits MD-1 suite à une campagne sismique ayant mis en évidence un dôme anticlinal. Depuis, plus de 1000 sondages ont été réalisés.

Des puits aquifères tel que OL-1, SG-1, BST-1 et ONJ-76 ont été forés à la périphérie du champ de Hassi Messaoud. Ils ont permis la délimitation du plan huile/eau régional.

Les interprétations sismiques réalisées par la société nationale SONATRACH/Division Exploration et par MC. CONRAD et ses associés ont montré l'existence de zones hautes en dehors de ce « plan ». Ces interprétations n'ont pas permis l'évaluation de la hauteur de ces zones par rapport au plan huile/eau de Hassi Messaoud.

En 1992, le premier puits (HGA-1) a été foré dans la région. Il a produit de l'huile à partir des niveaux Ri, la zone des alternances ainsi des Grès d'El Atchane (du Cambro-Ordovicien).

Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (HGA-2 en 1995 et HGA-3 en 1996). Les résultats pétroliers de ces puits ont permis de délimiter le gisement et de le préparer à une mise en production tout en planifiant d'autres forages.

I.4.3 Aspect stratigraphique

	Ages	Lithologie	MD (m)	TVDSS (m)	Description Lithologique
Céno	MIO - PLOCENE				sable silico-carbonaté avec passées d'argile et de calcaire dolomitique
	EOCENE		230	-52	calcaire dolomitique passant à dolomie avec nodules de silex
MESOZOIQUE	SENONIEN	Carbonaté	354	-176	dolomie passant à calcaire dolomitique avec passées anhydritiques
		Anhydritique	446	-268	Ait dolomie, anhydrite, argiles dolomitiques et calcaire blanc
		Salifère	663	-485	sel massif blanc avec passées argiles dolomitiques localement salifères
	TURONIEN		795	-617	calcaire localement dolomitique avec passées d'argiles plastiques à la base
	CENOMANIEN		912	-734	Ait anhydrite, dolomie parfois argileuse et argile localement dolomitique
	ALBIEN		1 098	-920	Grès argileux à silico-argileux avec passées de dolomie microcristalline
	APTIEN		1 443	-1 265	barre dolomitique calcaire microcristalline avec passées de marne indurée
	BARREMIEN		1 468	-1 290	Ait grès brun, argile verte silto-sableuse et dolomie avec présence de lignite
	NEOCOMIEN		1 784	-1 606	argile carbonatée, siltueuse avec passées de grès silico-carbonaté
	MESOZOIQUE	JURASSIQUE	MALM	1 900	-1 002
DOG			Argileux	2 199	-2 021
		Lagunaire	2 408	-2 230	anhydrite blanche avec passées d'argile siltueuse, dolomitique et dolomie dure
LIAS		LD1	2 493	-2 315	anhydrite blanche avec passées d'argile dolomitique et dolomie dure
		LS1	2 548	-2 370	Ait sel massif, anhydrite, passées d'argile siltueuse dolomitique et dolomie argileuse
		LD2	2 647	-2 469	Ait anhydrite et argileux formée siltueuse avec passées de dolomie et de marne
		LS2	2 703	-2 525	sel massif translucide avec passées d'argiles siltueuses brun rouge
TRIAS		Horizon B	2 759	-2 581	Calcaire argileux avec passées de dolomie, d'argile dolomitique et anhydrite
	TS1 + TS2	2 786	-2 608	Anhydrite blanche cristalline dure intercalée d'argile brune, grise tendre dolomitique, sel	
	TS3	3 032	-2 854	Sel massif translucide à pore avec passées d'argile brune siltueuse et salifère	
	Argileux (G10)	3 254	-3 076	argile siltueuse localement salifère et anhydrite à passées de sel translucide	
	Eruptifs triasique	3 326	-3 148	roches éruptives à minéraux verts avec passées d'argile siltueuse	
PALÉOZOIQUE	Ordovician	Serie Inférieure	3 350	-3 172	Argiles brun rouge avec passées de grès blanc verdâtre
		Discordance hercynienne	3 371	-3 193	
		Quartzites de Hamra	3 371	-3 193	grès silico-argileux à silico-quartzitiques passant à quartzite pyriteuse siltueuse
	Cambrian	Grès d'El Atchane	3 458	-3 280	grès siliceux à quartzitique glauconieux, micacé avec passées d'argile siltueuse
Argiles d'El Gassi		3 478	-3 300	Argile siltueuse, micacé localement schisteuse à passées de grès silico-argileux	
Fond			3 500	-3 322	PG @ -3200 m estimée à 450 kg/cm2
	Ordovician OWC		3458	-3280	
	Cambrian OWC		3550	-3372	

Fig I:2 :Colonne litho-stratigraphique du champ de Hassi Guettar (doucement SONATRACH)

La stratigraphie de la région Hassi Guettar est la même que Hassi Messaoud. Elle a été définie au colloque de la stratigraphie saharienne en 1962 (SN REPAL - SNAP). La couverture sédimentaire de la région est représentée par trois entités géologiques distinctes ; le Paléozoïque, le Mésozoïque et le Cénozoïque, totalisant une épaisseur de 4500 à 5000 m et dont les dépôts Mésozoïque représentent 60 % de la totalité de la couverture. Le Mésozoïque repose en discordance angulaire sur les couches du Paléozoïque formé par les dépôts du Cambro-ordovicien, du Silurien et d'une partie du Dévonien, elles-mêmes transgressives et discordantes sur le socle Précambrien. La coupe stratigraphique type de la région est constituée par les termes stratigraphiques suivants :

1. Le socle

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

2. L'infra-cambrien

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

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 R3 et R2

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

La zone R3 : est constituée principalement par des grès grossiers, conglomératiques à la base avec un ciment argilo-dolomitique.

La zone R2 : de granulométrie plus fine, a un ciment plus argileux (kaolinite).

➤ **L'unité Ra**

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 HGA-18.

➤ **L'unité Ri**

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.

➤ **Les intrusif**

Il se présente en intercalations dans les grés des réservoirs Ra et Ri et dans les Argiles d'El Gassi. L'épaisseur de ces intervalles Intrusifs 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 plupart des sondages ont traversé deux intervalles Intrusifs dans le même encaissant, dans d'autres puits 3 intervalles sont rencontrés dans le même faciès et parfois un seul (1) intervalle rencontré surtout dans les grés des réservoirs Ri et Ra.

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

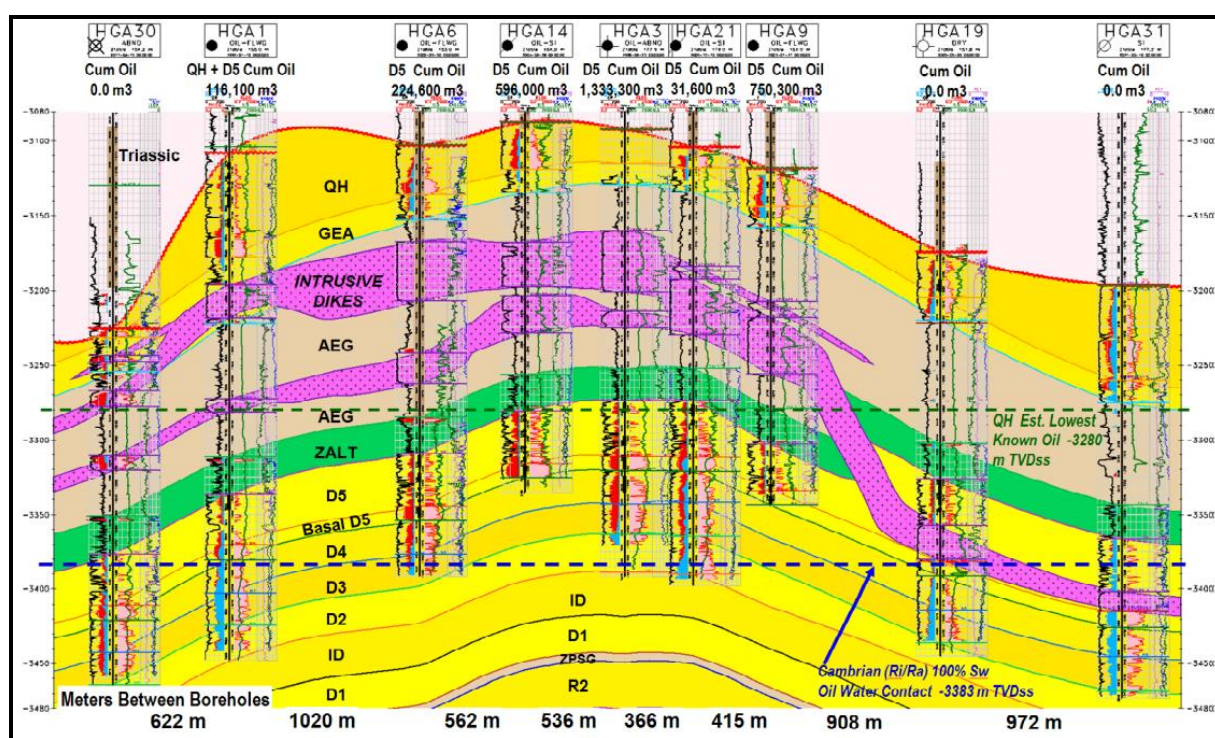


Fig I:3 : Coupe géologique W-E montre l'intrusif dans les différentes formations (SONATRACH)

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 :

➤ **La série inférieure**

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

➤ **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.

➤ **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.

➤ **Le Trias salifère**

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

- 1- Le Trias salifère « S3 ».
- 2- Le Trias salifère « S2 ».
- 3- Le Trias salifère « S1 ».

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 « LS2 » .
- Le Lias dolomitique « LD2 » .

- Le Lias salifère « LSJ » .

- Le Lias dolomitique « LDJ » .

➤ **Le Dogger**

Il est subdivisé essentiellement en deux séries :

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.

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 Cénomanien**

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, se subdivise en trois parties :

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.

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.

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.

5. Le Cénozoïque :

a) Eocène

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

b) Miopliocène

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

I.4.4 Aspect sédimentologique :

Cette étude se base sur la détermination de l'environnement de dépôt dans les deux puits étudiés (HGA-26 et 28) dans le bassin de Hassi Guettar. Elle se concentre sur l'étude de faciès en se basant sur leurs arrangements en séquence et leur évolution latérale et verticale.

1. Notion de faciès

On entend par faciès la somme des caractères d'une roche ou d'un ensemble de strates qui permettent de la caractériser par son aspect et qui précisent son origine : c'est l'ensemble des caractères lithologiques (lithofaciès) biologiques (biofaciès), sédimentologiques (faciès marin ou continental, profond ou littoral, confiné ou restreint) : ex faciès récifal (caractérisé par la présence de madréporaire), faciès calcaire.

2. Les Tigillites

Les Tigillites sont liées au genre scolithes, d'après la majorité des auteurs leur origine est animale. Elles sont présentes dans les grès et les argiles sous forme de tubes verticaux nettement bien développés, fins, centimétriques, généralement remplis de sédiments plus fins ou plus grossiers que celui qui les entourent. Ces structures caractérisent un milieu où l'action des vagues se fait ressentir.

3. Les structures sédimentaires liées à l'action des courants

a) Le litage horizontal

Les strates présentent des stratifications parallèles qui s'observent aussi bien dans les sédiments sableux qu'argileux. Selon la granulométrie, on parle de litage horizontal pour les sédiments grossiers, et de laminations parallèles pour les matériaux de granulation plus fine. Dans les grès et les silts, la formation de ces stratifications est due à des courants tractifs en milieu de moyenne à haute énergie (upper fiat bed). Pour les sédiments plus fins (argiles) elles se produisent sans mouvements de particules, et cela par simple décantation (lower plane bed) ; elle indique un milieu de dépôt calme.

b) La stratification oblique et entrecroisée

Les plans d'orientation sont suivant les directions déterminées par les courants dominants au moment du dépôt ; ces plans sont obliques par rapport à l'horizontale. Elle correspond au

transport d'un sable par saltation et roulement en milieu moyennement agité suite à l'action des vagues, ce phénomène est rencontré dans les faciès de plage et dans les talus deltaïques.

I.4.5 Evolution géodynamique :

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

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 Infratassilienne 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. 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.

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.

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.

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 : Zarzaïtine- 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 (voir figI:4).

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

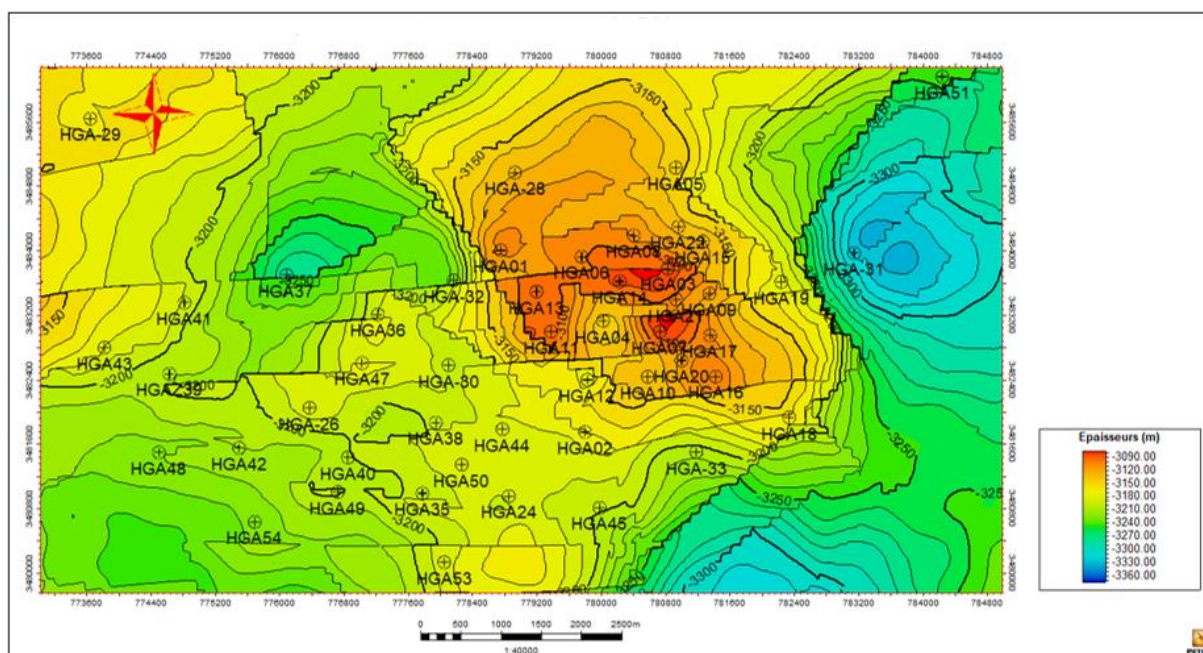


Fig I:4 : Carte structural au toit de la discordance hercynienne (petrel SONATRACH).

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.

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 pétrophysiques du réservoir.









ERE		EPOQUES D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	NATURE ET DIRECTION DES PHASES	EFFET SUR LES JEUX DES FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE TARDIF N.0.60	 N.060	jeu une compression des accidents N.060
	PALEOGENE	EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N .160	 N .160	jeu en compression des accidents n.160, et création des nouvelles structures
MESOZOIQUE	CRETACE		PHASE AUTRICHIENNE ALPINE PRECOCE	 N.090	jeu en inverse sur les accidents N.090
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN		PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N.120	jeu en inverse sur les failles NE-SW
	CARBONIFE	VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 N.040	jeu en inverse sur les failles NW-SE
	DEVON	SUPERIEUR	PHASE FRASIEN	 NW-SE	Jeu en faille normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) volcanisme.
		MOYEN			
	SILURIEN		PHASE CALEDONIEENNE	 EW ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les moles submériidien) tihamboka.
	ordovicien				
COMBRIEN		PHASE PANAFRICAINE TARDIVE	 EW	tectonique cassante réseau NE-SW et NW-SE (caractérisation de Sahara centrale).	

Fig I:5 :schéma structural interprétatif montre l'effet des plus importantes phases tectonique sur le Sahara Algérien (D'après BOUDJEMA et BEICIP modifier par B. KADI 1987)

I.4.6 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 (FigI.6). Elles sont héritées des événements antéhercyniens ayant joué 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 Intrusifs.

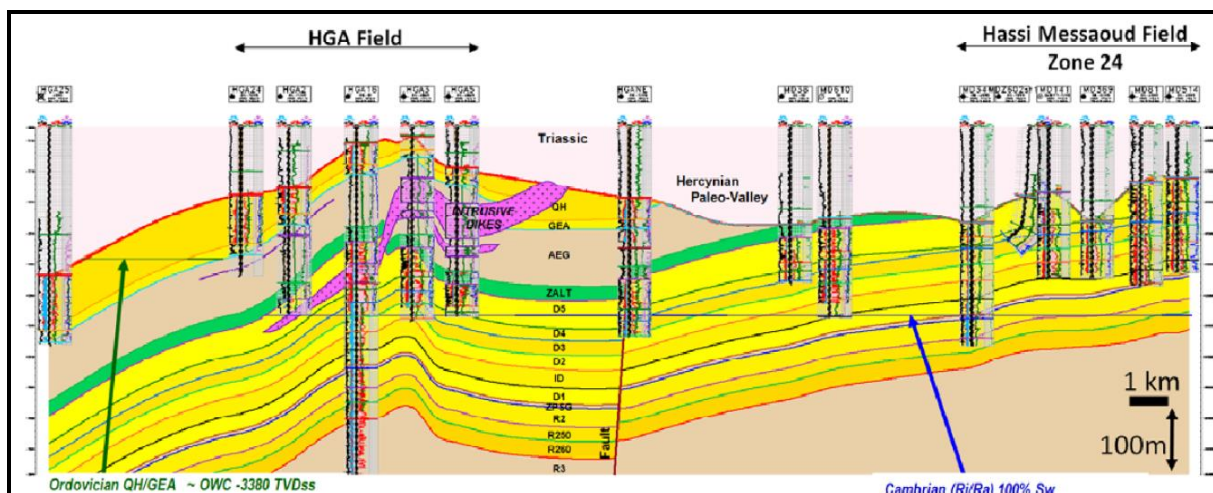


Fig I:6 :Coupe montre la structure de HGA (douceMENT SONATRACH).

I.4.7 Aspect pétrolier

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. (LEBLAB.S - 1998) (DAOUD. A - 1996).

1. Les roches réservoirs

a) Le Cambrien

Il est constitué par les grès de Messaoud, représentés par les unités Ri, Ra et la zone des alternances :

➤ **L'unité Ra :**

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 100 mD.

➤ **L'unité Ri :**

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.

➤ **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.

b) 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. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure).

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

2. Les roches des 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. 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. (DAOUD. A - 1996).

4. Types de pièges

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar sont essentiellement liés à des horsts ou les zones hautes (résultat d'une activité tectonique complexe). D'une manière générale deux phases de génération d'hydrocarbures ont eu lieu :

- 1- Une première, au Carbonifère, avec essentiellement de l'huile.
- 2- Une seconde, post hercynienne, caractérisée par une génération de gaz humide durant le Crétacé Inférieur et de gaz sec durant le Crétacé supérieur et le Tertiaire.

5. Migration des hydrocarbures

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar (HGA) 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 (HMD) et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued Mya, Moydir et Berkine. (DAOUD. A – 1996).

La migration primaire et l'alimentation des gisements s'est effectuée au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de la discordance hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en « up dip » au Nord et Nord-Ouest par rapport au chemin de migration.

I.5 Conclusion

L'étude géologique et structurale nous a permis de déduire les évènements qui ont marqué la plateforme saharienne. En générale, l'Algérie est subdivisée en trois provinces: Est, Nord et Ouest, le mouvement principal responsable de la déformation et de la structuration du Sahara orientale est le mouvement hercynien, avec une série sédimentaire presque complète, qui s'étale depuis le cambrien jusqu'à l'actuel, avec une sédimentation épaisse de 6000 m. aussi ,l'étude géologique dans les bassins orientales de l'Algérie, a décelé que le silurien et le frasien sont les deux formations responsables de la production des hydrocarbures.

C

hapitre II

II. La Technique D'imagerie

II.1 Introduction

Les hydrocarbures, parmi les substances les plus demandé dans le monde, car elles jouent un rôle principal dans la disposition de l'énergie dans la vie quotidienne des humains. Vu que les gisements des hydrocarbures sont situés dans les profondeurs, leur localisation et mise en valeur est le plus grand défi dans cette industrie, les spécialistes doivent obtenir le maximum d'informations sur l'état et le comportement du gisement de point de vue structural, sédimentologique, et pétrophysique par une bonne caractérisation du réservoir afin de pouvoir réaliser un plan d'exploitation à longtermes avec le minimum des couts.

De cet effet, les scientifiques cherchent toujours de nouvelles techniques d'exploration ou bien développer les anciennes, pour arriver à une meilleure caractérisation des niveaux réservoirs qui sera une assise de tous les travaux de modélisation et de production L'imagerie, une technique qui a été introduite par Schlumberger au milieu des années 80. Elle occupe actuellement un rôle très important dans l'industrie pétrolière. Ses apports interviennent dans différentes phases, soit dans l'efficacité de l'opération, en réduisant les problèmes surtout dans les forages horizontaux, ou bien dans l'optimisation de production.

II.2 Définition de l'imagerie des parois de puits

L'imagerie acoustique et électrique a considérablement évolué dans la reconnaissance des formations de sub-surface. Elle lève aussi beaucoup d'incertitudes dans l'interprétation des milieux de dépôts. 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 tout au long de leur formation en corrélation avec les données de carottes (imagerie de surface).

Comparées aux diagraphies classiques, l'imagerie se base sur la multiplication des mesures dans le même endroit et en un temps réduit ; ce qui lui permet d'obtenir une information détaillée de toute la paroi du puits (couverte des fois jusqu'à 100%).

Son avantage principal est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical, et au top du trou dans un puits horizontal.

Cette technique est indispensable pour :

- 1- La représentation complète du trou par image 360°.
- 2- La détermination de pendage structural et sédimentaire.
- 3- La détection des fractures et les failles, ainsi que leurs types et leur orientation.
- 4- La détermination de la limite grés/argile, des intervalles de stratification minces.
- 5- Fournit des données du diamètre du trou avec une haute résolution acoustique.
- 6- Donne une image sur la géométrie de la paroi du trou.
- 7- Fournit une image détaillée du trou, avec une boue salée et une boue à base d'huile.
- 8- Fournit l'orientation et la corrélation des carottes.
- 9- La détermination des Paléo-contraintes et des Paléo-courants.

II.3 Les outils utilisés et le principe de fonctionnement

II.3.1 Les outils de l'imagerie acoustique

Outils d'imagerie acoustique utilisent un à rotation rapide pour émettre une impulsion sonore à haute fréquence ciblée de la paroi du trou. L'outil d'imagerie acoustique enregistre ensuite l'amplitude transducteur piézoélectrique de l'écho de retour, ainsi que le temps de déplacement total de l'impulsion sonique. Le temps de trajet de l'onde acoustique et l'amplitude réfléchi est mesurée à de nombreux azimuts à l'intérieur du puits de forage pour une profondeur donnée. Ces données sont ensuite traitées dans les images de la réflectance de la paroi du forage (sur la base de l'amplitude de l'écho de retour) et le rayon du trou de forage (sur la base de temps de parcours d'impulsion). Il existe une grande variété d'outils d'imagerie acoustique disponible, certains des outils les plus courants sont le CBIL (BAKER ATLAS), UBI (SLB), CATS-F (HISP) et CAST-V (Haliburton).

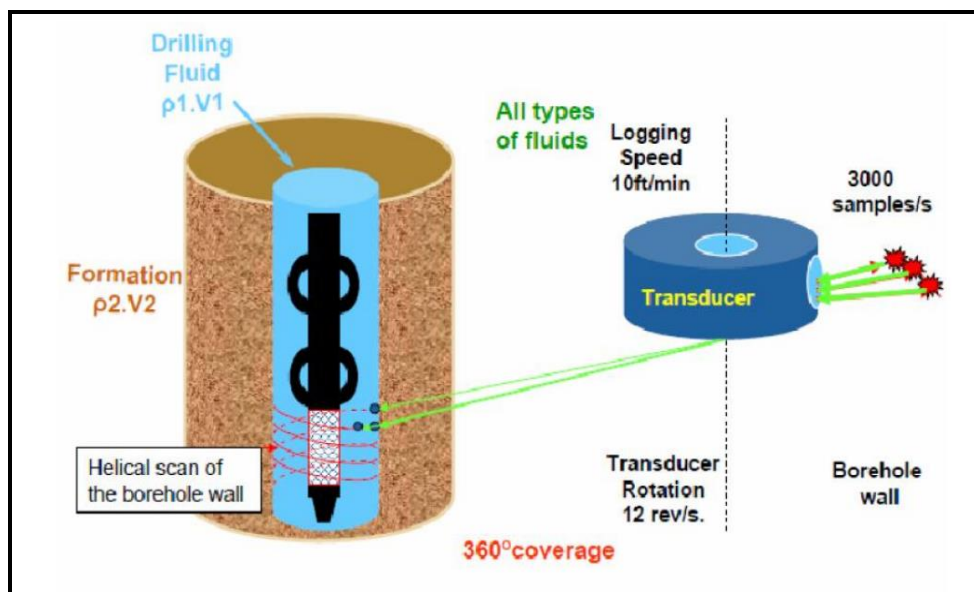


Fig II:1 :Principe de l'acquisition de l'outil acoustique (Coure IAP).

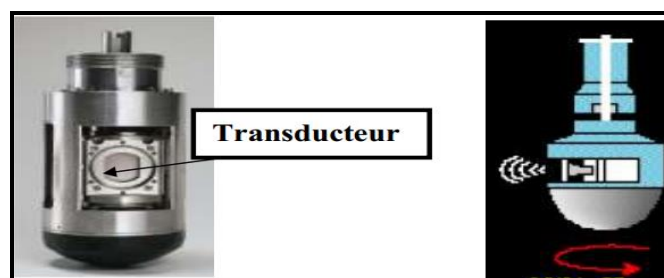


Fig II:2 :Photo de l'outil UBI (Coure IAP).

II.3.2 Les outils de l'imagerie électrique

Dans l'imagerie de micro-résistivité, la stratification, le clivage, les fractures et les failles apparaissent comme des anomalies conductrices ou résistif avec une forme sinusoïdale. Les plans de stratification peuvent être facilement détectés par les contrastes de résistivité. Dans les roches du Paléozoïque fortement consolidés, peu poreux, l'imagerie de résistivité affiche les variations de minéralogie en particulier de la teneur en argile. Alors que les plans de stratification sont délimités comme des zones de changements perceptibles de résistivité, les plans de clivage se produisent aussi sombre, des lignes régulières espacées transversal de ces planes. Les fractures naturelles sont aussi visualisées, pourvu d'existence d'un contraste de résistivité entre la rupture et la formation ou la roche change de structure au niveau du plan de la fracture.

Principe de l'outil : Le corps inférieur de l'outil émet un courant appelé EMEX (pour Emettre-Exciter), dans la formation. Une très faible partie de ce courant passe par les électrodes et donne les courbes enregistrées, représentant les contrastes de micro-résistivité aux limites des couches ou aux fractures traversant le sondage. Il existe une grande variété d'outils d'imagerie de micro-résistivité disponible pour la boue à base d'huile et à base d'eau, certains des outils les plus courants sont le STAR, Earth Imager (BAKER ATLAS), FMI, OBMI (SLB) et OMRI (Haliburton).

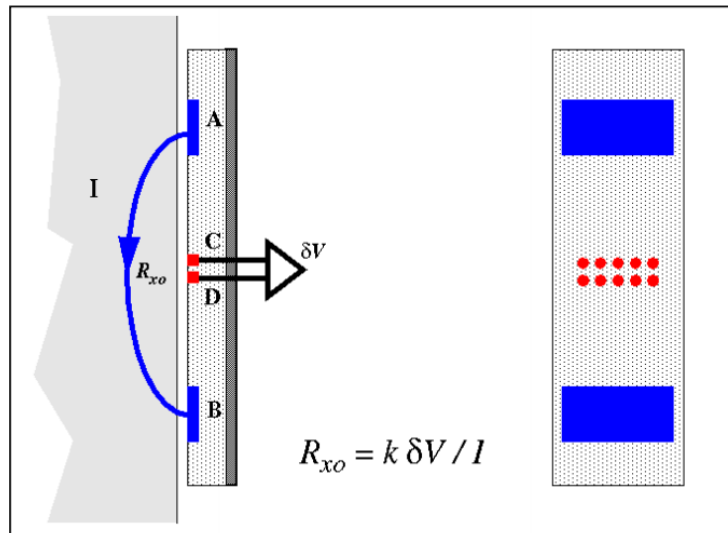


Fig II:5 :Principe de fonctionnement de l'outil électrique (Coure IAP)



Fig II:4 :Photo de l'outil OBMI (Coure IAP)



Fig II:3 : Photo de l'outil Earth Imager (Coure IAP)

II.4 Le traitement et correction des images

Avec l'émergence des outils d'imagerie électrique, il est devenu nécessaire pour la première fois d'appliquer un traitement ('Processing') des images pour en améliorer la qualité, obtenir de bons contrastes et éliminer au maximum les artefacts.

En effet, cette opération aide la correction et Pour reproduire les objets géologiques détectés dans leur forme primitive et pour calculer le pendage réel des surfaces traversant le puits, les données brutes acquises doivent être corrigées de l'influence des facteurs tels que les variations de vitesse d'enregistrement, les décalages en profondeur, les électrodes ne fonctionnant pas, l'intensité du courant (EMEX), les changements de diamètre du trou et la rotation de la sonde dans le trou (Serra & Serra,2000).

Les images sont orientées en utilisant les données de l'accéléromètre et du magnétomètre enregistrées par une cartouche d'inclinométrie.

L'accéléromètre triaxial donne les données nécessaires pour les corrections de vitesse et l'alignement des courbes pour générer les images.

II.5 Principe de lecture et développement de l'image

Les événements géologiques rencontrés dans un puits influent différemment sur les caractéristiques de l'onde acoustique émise par l'outil d'imagerie. De ce fait, on peut, à partir d'une image enregistrée au fond d'un puits, tirer plusieurs informations, d'ordre lithologique et structural, afin de mieux connaître l'environnement rencontré par le forage.

L'amplitude et la vitesse de l'onde sonore sont fonction de la lithologie, de la forme et de la taille de l'empreinte géologique rencontrée.

Au fond d'un trou, l'outil enregistre des événements géologiques (plan de stratification, faille, fracture, ...) représentés géométriquement par des plans dans les trois dimensions de l'espace ; ces mêmes événements seront représentés par une ligne dans une image à deux dimensions. Ce développement se fait selon le schéma illustré dans la fig II.6.

Un plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite.

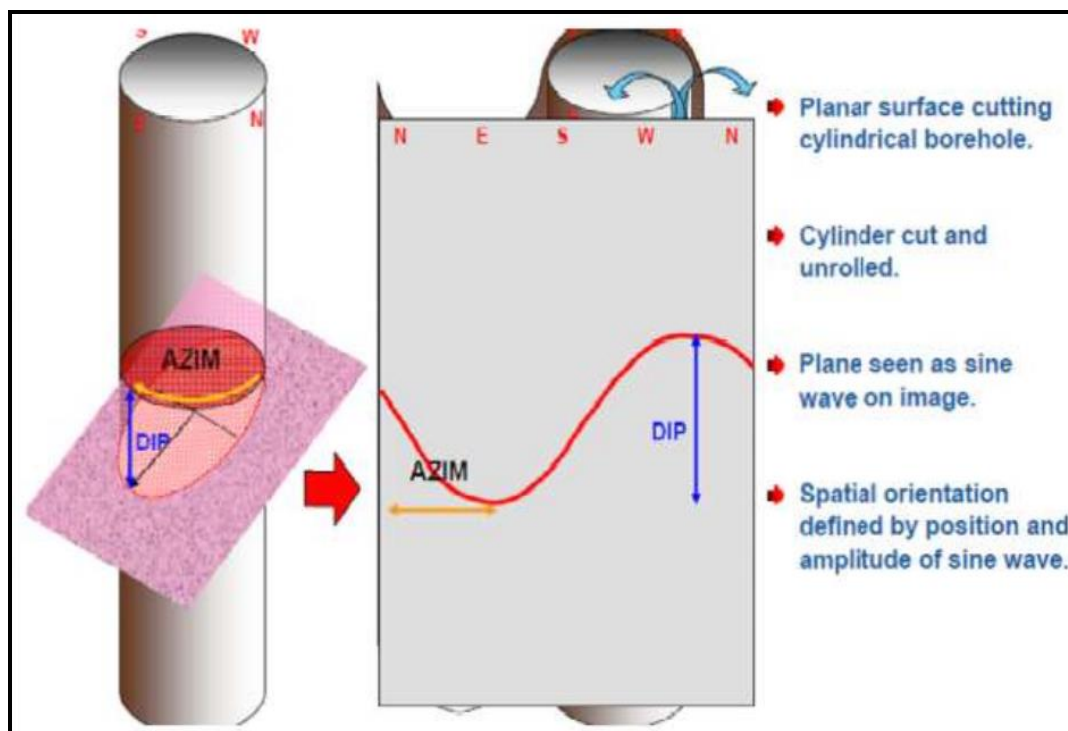


Fig II:6 :La translation d'un plan 3D vers un plan 2D « puits vertical » (coure IAP)

II.6 Mode d'interprétation d'image

II.6.1 Les limites des bancs

La réponse d'onde émise montre un contraste de couleurs au passage des bancs de lithologie et minéralogie différentes.

Dans les dépôts silico – clastiques, cas de la région de Hassi Guettar, la couleur varie en fonction de la taille des grains : les grès sont reconnus par une couleur claire, par contre les argiles se reconnaissent par une couleur plus sombre. Le contact entre deux bancs peut être un plan horizontal et, sa réponse sera une ligne droite ou, un plan incliné dont la réponse sera une ligne sinusoïdale de faible amplitude dans un puits vertical et, à forte amplitude dans un puits horizontal. (FigII:7).

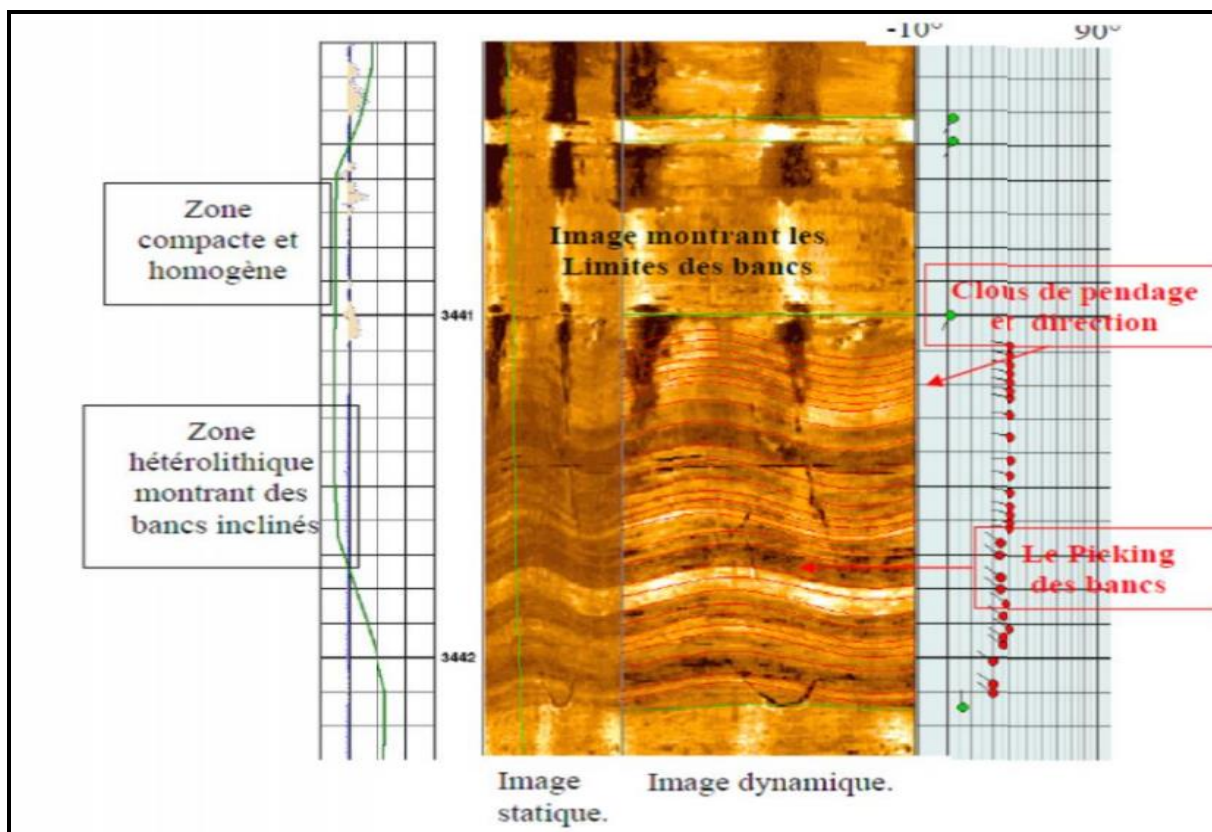


Fig II:7 : Image montre les limites des bancs. (Coure IAP)

II.6.2 Les surfaces d'érosion

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

- Soit par un changement brusque de couleur, signifiant le passage d'un banc à un autre de lithologie différente.
- Soit par une ligne irrégulière d'inclinaison variable, qui montre des sinuosités et des irrégularités significatives (fig II:8).

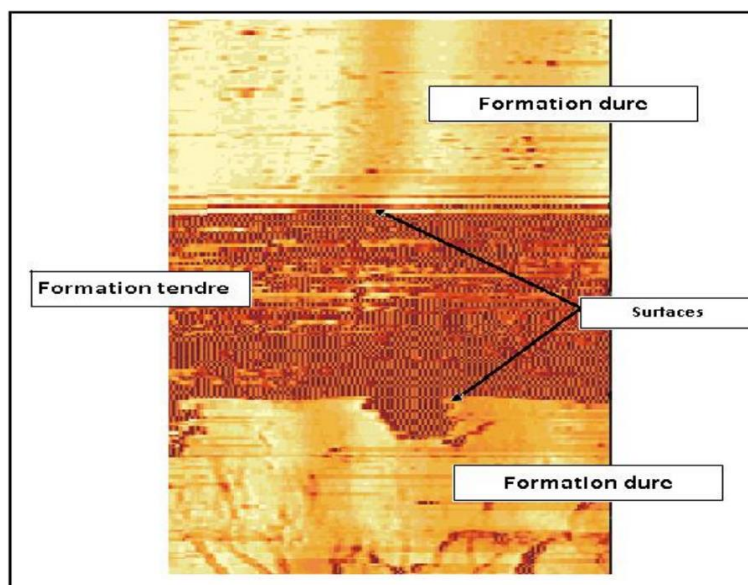


Fig II:8 : Image illustrant des surfaces d'érosion dans un puits vertical (intro imagerie Sonatrach-DP-HMD)

II.6.3 Analyses structurales

Il existe deux types des structures tectoniques :

- 1- Les structures tectoniques induites essentiellement des breakouts sont représentées par des élargissements de la paroi du trou du puits.
- 2- Les structures tectoniques naturelles sont les fractures ouvertes, partiellement ouvertes, les fractures cimentées et les failles.

1. Les fractures

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

Les fractures sont dans la majorité des cas inclinées, et rarement verticales ou horizontales.

- 1- 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.

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

a) **Les différents types de fractures**

- **Les fractures naturelles** :Elles existent réellement dans la formation, elles sont liées aux différents mouvements tectoniques subis par la roche depuis leurs dépôts. On distingue trois types :

Fractures naturelles ouvertes : elles représentent plus de 50% de vide entre les deux lèvres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle bénéfique en participant au drainage es fluides dans le réservoir.

Fractures naturelles colmatées : sont des fractures qui peuvent constituer des barrières de perméabilité bloquant le passage des fluides dans le réservoir.

Fractures partiellement ouvertes : Ce sont des fractures qui sont colmatées Partiellement.

- **Les fractures induites** : Ce sont des fractures provoquées involontairement par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit de l'extraction de la carotte au cours de sa récupération.
- **Les fractures provoquées** :Elles sont provoquées volontairement dans un réservoir à faible perméabilité, ou bien au sein des formations fortement endommagées, ou la production reste toujours faible. Ces fractures servent à augmentées la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice.

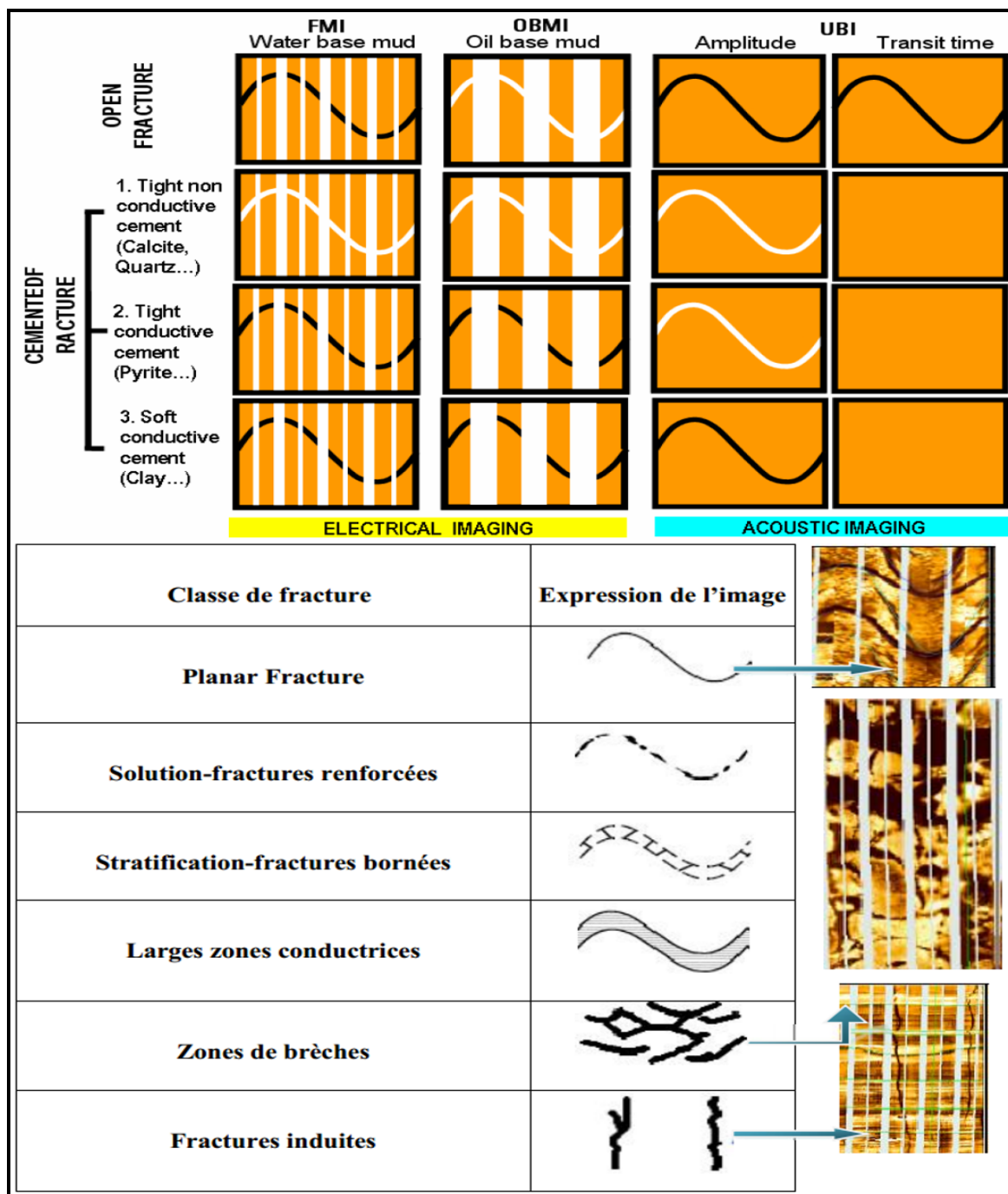


Fig II:9 : l'apparition des fractures sur l'imagerie (coure IAP_FSI-SLB « modifie »)

b) Caractéristiques spécifiques des fractures

➤ Ouverture de la fracture

L'ouverture d'une fracture est variable, en particulier lorsqu'il y a eu déplacement relatif des parois, minéralisation ou colmatage partiel. Elle est alors difficilement mesurable.

➤ Dimensions de la fracture dans l'espace

Les fractures présentent une extension limitée dans l'espace. Certaines d'entre elles coupent uniquement un banc, d'autres, plus grandes, traversent plusieurs bancs.

L'importance de l'extension des fractures est reconnue dans le transfert des fluides de la matrice passant par les fractures.

➤ Orientation des fractures

L'orientation des fractures est très importante pour la production d'un puits ou d'un réservoir elle joue un grand rôle dans les prévisions des directions de communications latérales des fluides.

Le plan de la fracture est repéré par deux angles : l'azimut (δ) et le pendage (P).

2. Les failles

Sur une image de fond, les failles ont la même allure que celle des fractures avec une empreinte plus intense, elles sont souvent accompagnées de fissures et montrent un déplacement de compartiments (fig II:10).

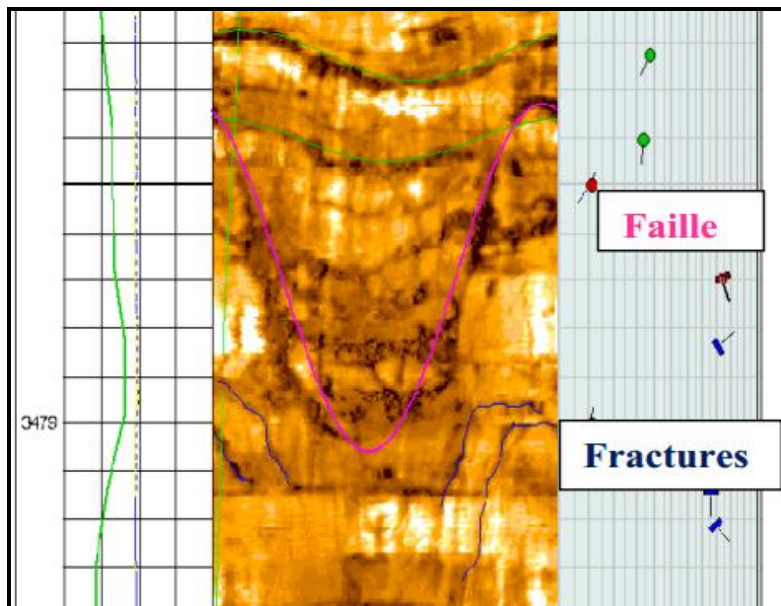


Fig II:10 : l'apparition de faille sur l'imagerie (intro imagerie Sonatrach-DP-HMD)

3. Les Break -Out

Les breakouts sont des zones de faiblesse due à la déformation d'un puits sous l'effet des contraintes tectoniques. Elles sont marquées par l'élargissement du trou dans la direction de la contrainte horizontale minimale (Sh_{min}). Sur l'image ils apparaissent comme deux zones sombres à 180° l'une de l'autre. (Fig II:11).

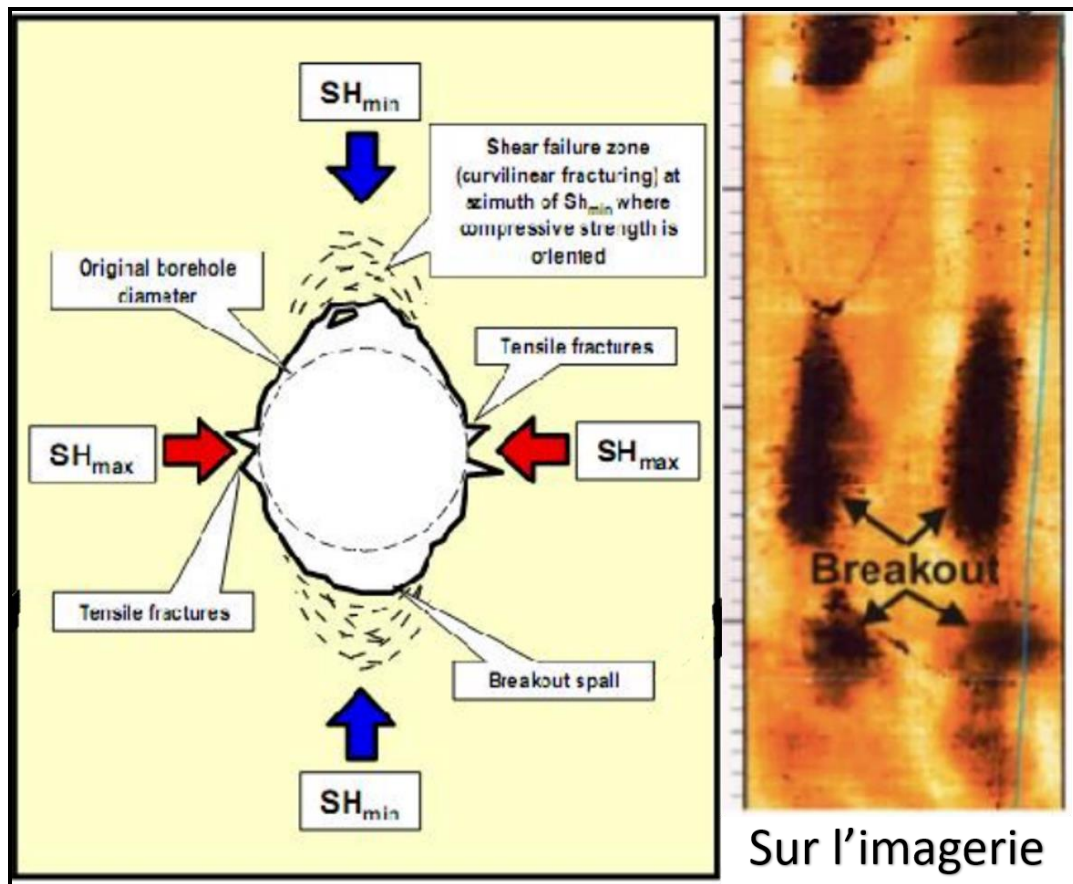


Fig II:11 : les breakouts (intro imagerie SONATRACH-DP-HMD) « modifié

C

hapitre III

III. Etude de cas : Analyse et caractérisation de la fracturation par l'imagerie

III.1 Introduction

L'objectif principal de cette étude dans le champ Hassi Guettar est caractérisé le réservoir de Quartzite El-Hamra. (Le réservoir Cambrien est abandonné dernièrement à cause de l'augmentation de plan d'eau) pour cela la plupart des opérations (diagraphie, DST, carottage...) ont été faites dans cet intervalle ; concernant notre cas c'est l'imagerie de cet intervalle des différents puits de HGA (HGA40, HGA41) qui nous intéressent, pour l'étude du pendage, des contraintes et des fractures.

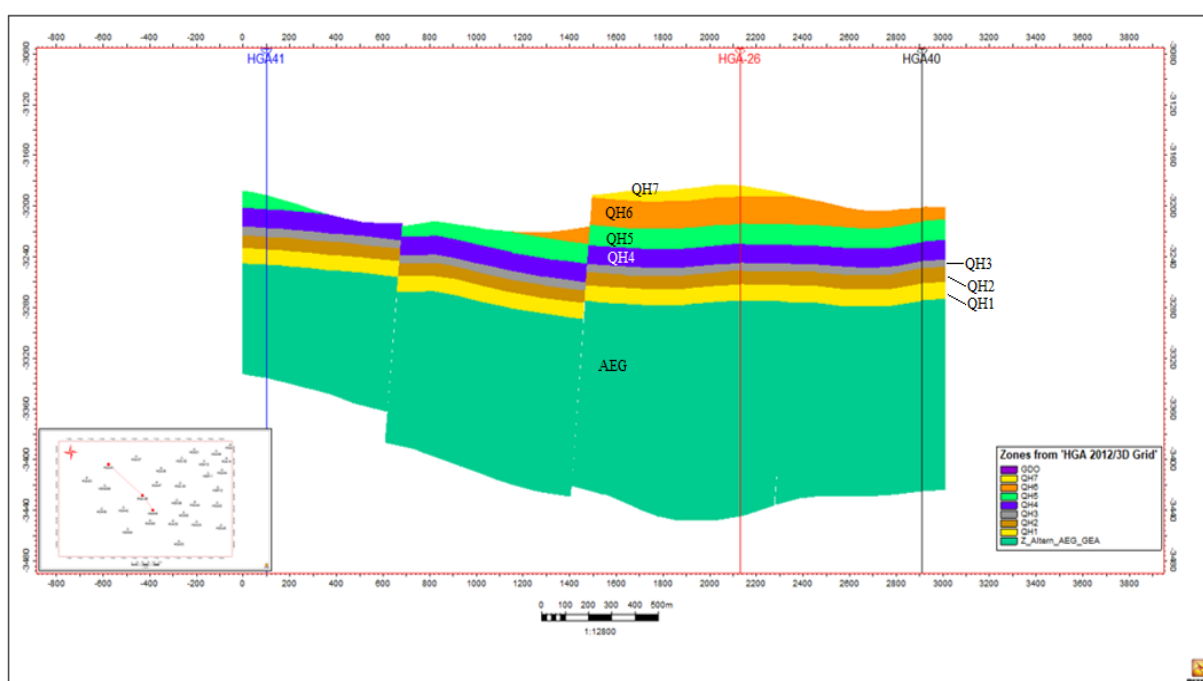


Fig III:1 :Coupe géologique NW-SE présent la formation entre HGA40 et HGA41 (petrel SONATRACH)

III.2 Le puits HGA-40

Le puits HGA-40 a été foré dans le champ Hassi Guettar, Algérie, Tableau III:1, Fig III:2.

Tableau III:1:Coordonnées géographiques du puits HGA40(report SLB)

Geographic Coordinats		
Latitude		31° 26' 13.421"N
Longitude		5° 54' 45.59" E
UTM	X	776 848.043 m
	Y	3 481 445.991 m

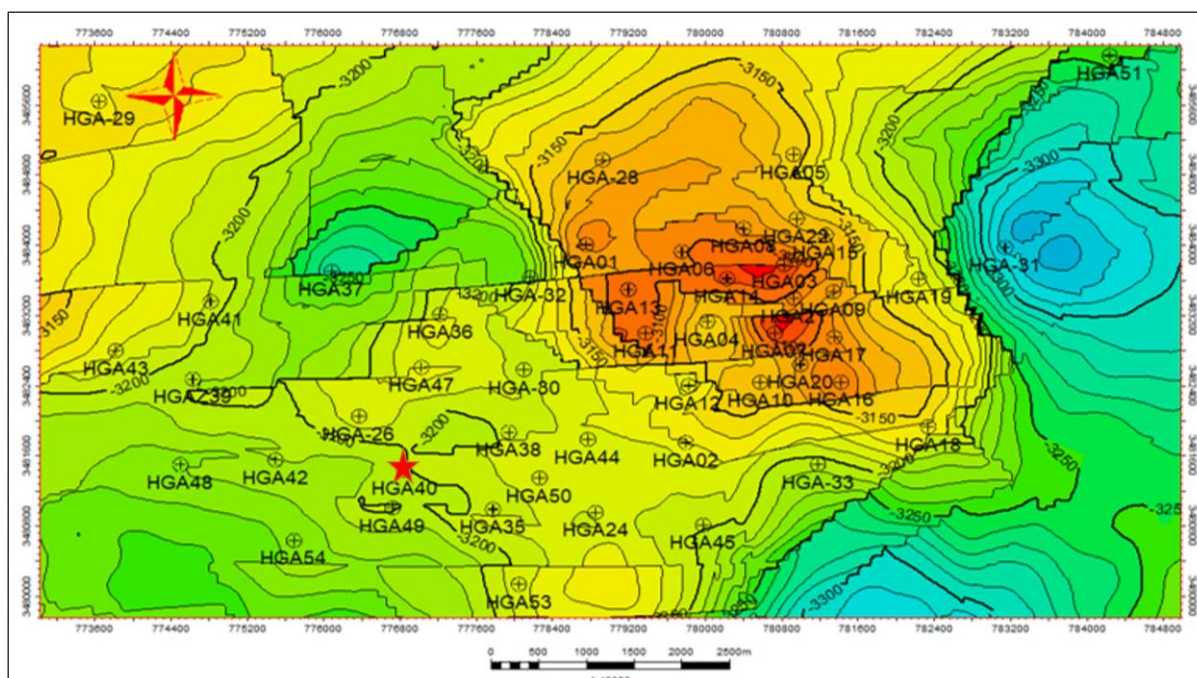


Fig III:2 :Situation géographique de puits HGA-40 (petrel SONATRACH « modifie »)

L'intervalle d'étude dans le puits HGA-40 a été foré avec une taille de bit de 6". Un imageur de trou de forage à ultrasons (UBI) et un microlmager à base d'huile (OBMI) ont été exécutés pour acquérir des journaux d'images d'amplitude acoustique et de rayon centré et un journal d'images de micro-résistivité.

L'imagerie enregistrée le 11 au 13-02-2015, L'intervalle étudié s'étend de 3358.5m jusqu'à 3437m qui comprend les formations des Grés d'El Atchane et des Quartzites de Hamra (tableau III:2).

Tableau III:2 :L'intervalle étudié de la formation dans le puits HGA-40 (fiche technique de puits SONATACH)

Formation	Top [m]	Epaisseur [m]
QH	3352	83
GEA	3435	18
AEG	3453	6
INTRUSIF	3459	/

Le traitement et l'interprétation des images HGA-40 ont été effectués dans les intervalles indiqués dans le tableau III:3.




Tableau III:3: L'intervalle enregistré et traite par OBMI et UBI(report SLB)

L'outil	L'intervalle enregistré	L'intervalle traite
OBMI	3350-3440.1 m	3358.5-3430 m
UBI	3342.3-3437.3 m	3358.5-3437 m

III.2.1 Classification par pendage

Les caractéristiques de dépôt et tectoniques ont été détectées, orientées et classées manuellement sur des images de forage traitées à l'aide d'une sinusoïde glissante dans le progiciel Techlog. Des sinusoïdes ont été ajustés sur des éléments planaires ou sous-planaires coupant le trou de forage. Le point le plus bas sur le creux de la sinusoïde définit l'azimut du pendage apparent, et l'amplitude de la sinusoïde définit l'amplitude du pendage apparent. Les pendages ont été classés comme détaillé dans le tableau III:4 .

Tableau III:4 :Classification et définition de pendage(report SLB)

Nom de la caractéristique	Description	Symbol
Creux structures		
Fracture discontinue à faible amplitude acoustique	Trace sinusoïdale discontinue, sombre, à fort pendage visible sur les images d'amplitude et de rayon centré. Lorsqu'ils sont visibles à la fois sur les images d'amplitude et de rayon UBI, cela signifie qu'ils sont profonds dans la formation (ils sont probablement ouverts sur des remplissages de matériaux de faible amplitude acoustique comme les argiles).	
Fracture résistive	Trace résistive à angle d'inclinaison élevé (blanc) sur l'image OBMI. Les plus grandes fractures sont visibles à la fois sur les images dynamiques et statiques. A noter qu'en raison de son principe de mesure, l'image OBMI ne peut pas différencier les fractures ouvertes des fractures cimentées.	
Caractéristiques induites par le forage		
Rupture du trou de forage	Apparaît comme deux traces épaisses sub-verticales situées à 180° l'une de l'autre.	

III.2.2 Analyse des contraintes in situ

Les caractéristiques induites par le forage sont causées par la concentration des contraintes autour du puits de forage, le processus de forage étant la source locale de contraintes. La rotation du bit, un poids excessif sur le bit, des poids de boue élevés et en fait la lithologie elle-même peuvent tous provoquer la formation de caractéristiques induites. Une validation

de l'existant avec un modèle de terre mécanique (MEM) en comparant la prédiction de stabilité du puits de forage avec les caractéristiques induites est simple dans les puits (sous-)verticaux, où les évasions de forage sont alignées le long de la direction de contrainte horizontale minimale (σ_h). Les fractures induites par le forage sont alignées le long de la direction de contrainte horizontale maximale (σ_H) et sont perpendiculaires à l'orientation de l'évasion.

Le puits HGA-40 est vertical et la direction (frappe) de la contrainte horizontale in-situ minimale (σ_h) correspond à la direction des évasions du trou de forage qui est NNE-SSW. La direction de la contrainte horizontale maximale in situ actuelle (σ_H) correspond à la direction perpendiculaire qui est WNW-ESE (Fig III:3).

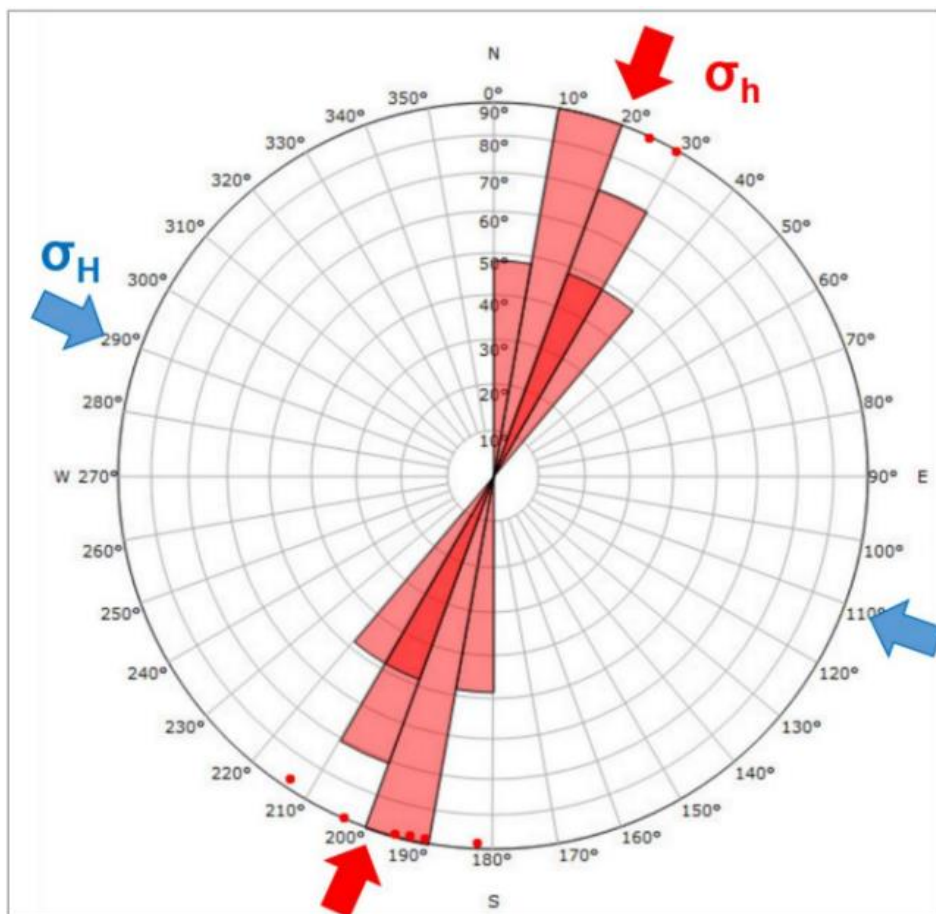


Fig III:3 : l'orientation de breakouts (report SLB,2015)

III.2.3 Analyse des fractures

1. Fractures de faible amplitude acoustique

Ces fractures apparaissent comme des sinusoides partiellement sombres sur l'image car elles absorbent plus d'énergie acoustique que la matrice environnante. Lorsque le matériau de remplissage est la conduite de forage, ces fractures sont ouvertes, mais les fractures remplies de matériaux argileux peuvent également avoir la même signature en fonction du contraste d'amplitude acoustique argile/formation.

Au total, 14 fractures de faible amplitude acoustique ont été interprétées sur la coupe étudiée. Globalement, ces fractures présentent une direction principale WNW-ESE et NE-SW (fig III:4).

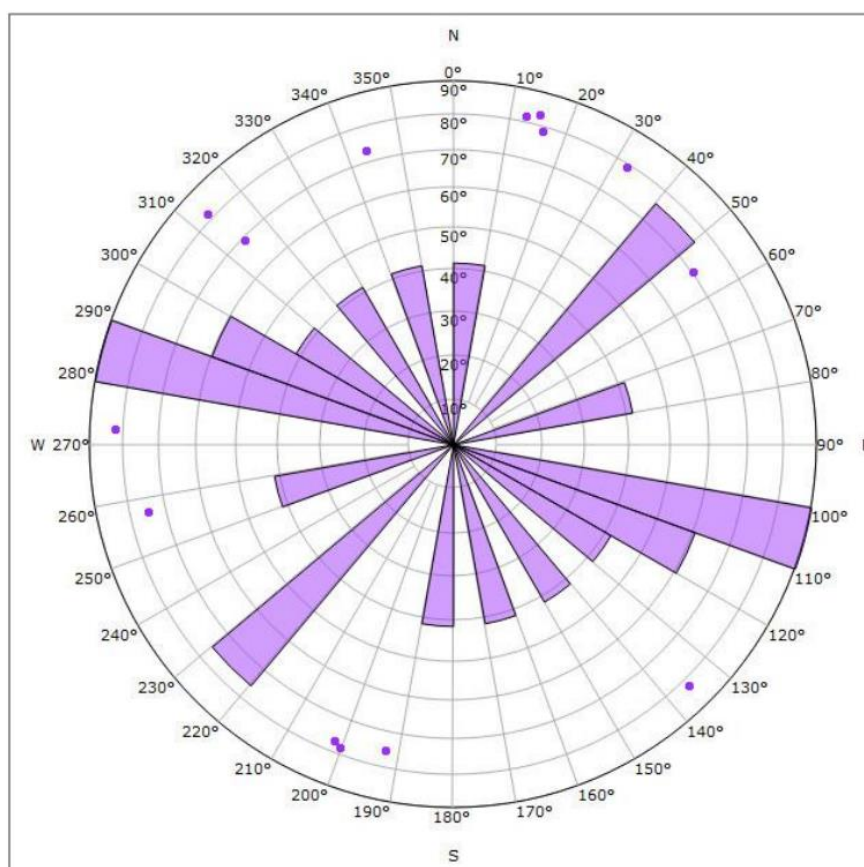


Fig III:4 : l'orientation des fractures de faible amplitude acoustique(report SLB,2015)

Les intervalles fracturés les plus élevés ont été observés aux intervalles suivants : 3414-3408m, 3404-3401m et 3366-3364m.

2. Fractures résistives

De telles fractures sont vues comme des caractéristiques de haute résistivité sur l'image OBMI. Ils sont plus résistifs que la matrice environnante. En raison du principe de mesure OBMI, il n'est pas possible de déterminer si ces fractures correspondent à des fractures ouvertes remplies de boue résistive à base d'huile ou à des fractures cimentées avec un matériau à haute résistivité tel que le quartz. Notez que les fractures cimentées (scellées) peuvent agir comme de solides barrières de perméabilité dans la direction perpendiculaire à leur direction.

Au total, 3 fractures résistives ont été interprétées sur l'image OBMI à travers la coupe étudiée. Globalement, ces fractures présentent une direction de grève NE-SW et E-W (fig III:5).

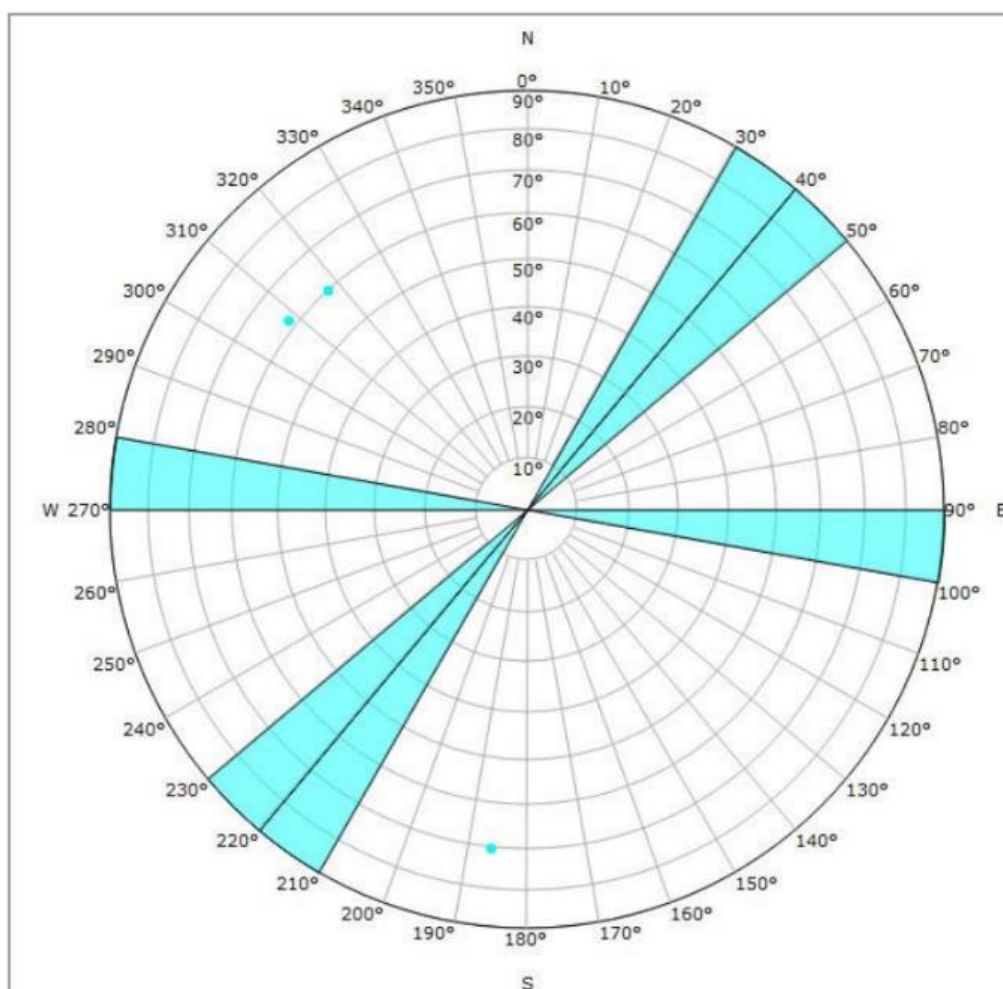


Fig III:5 : l'orientation des fractures résistives (report SLB,2015)

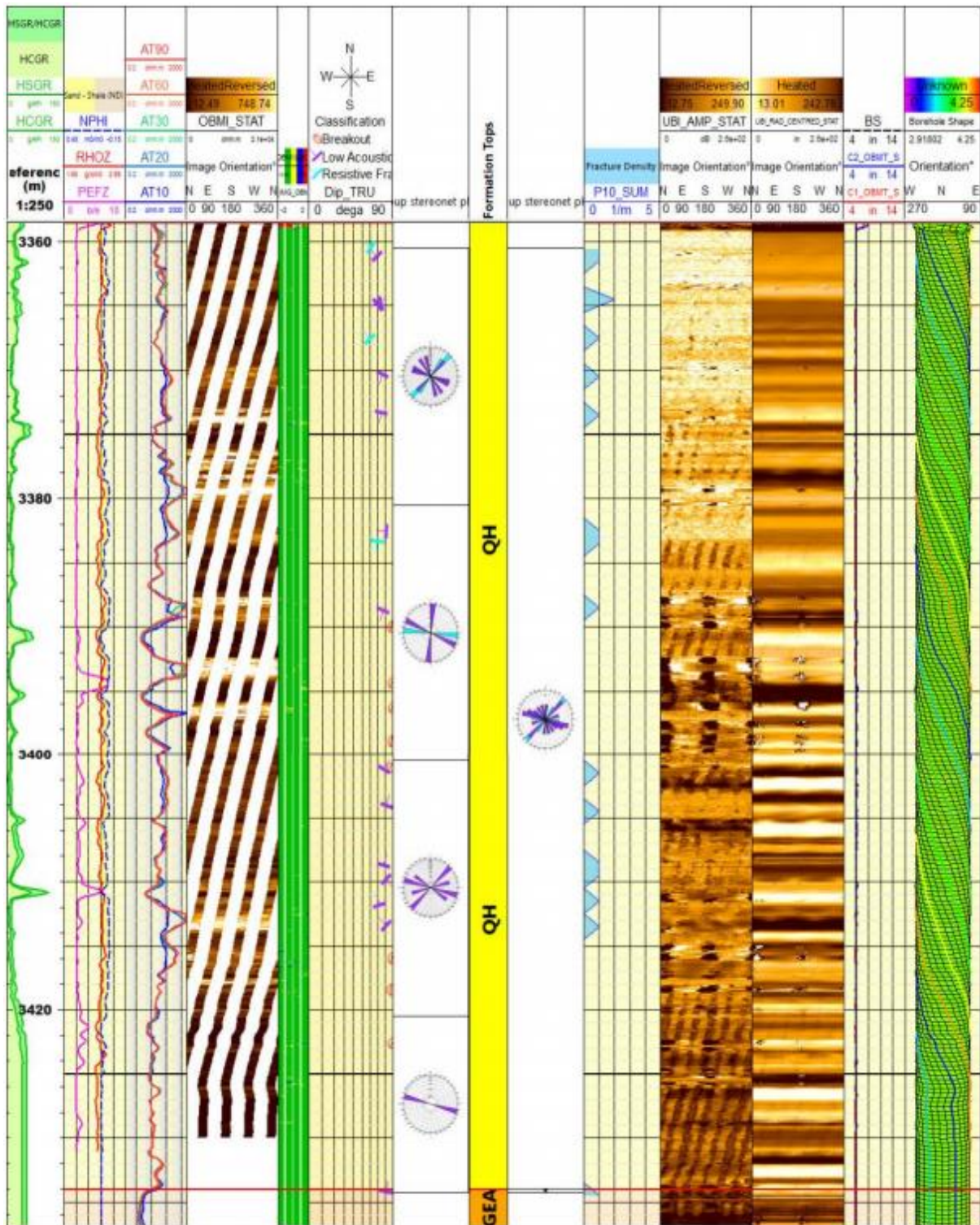


Fig III:6:résumé d'interprétation d'imagerie de puits HGA-40 (report SLB,2015)

III.3 Le puits HGA-41

Le puits HGA-41 a été foré dans le champ Hassi Guettar, Algérie, Tableau III:5, Fig III:7.

Tableau III:5 : Coordonnées géographiques du puits HGA41(report HISP)

Geographic Coordinats		
Latitude		/
Longitude		/
UTM	X	779 849.671 m
	Y	3 480 910.094 m

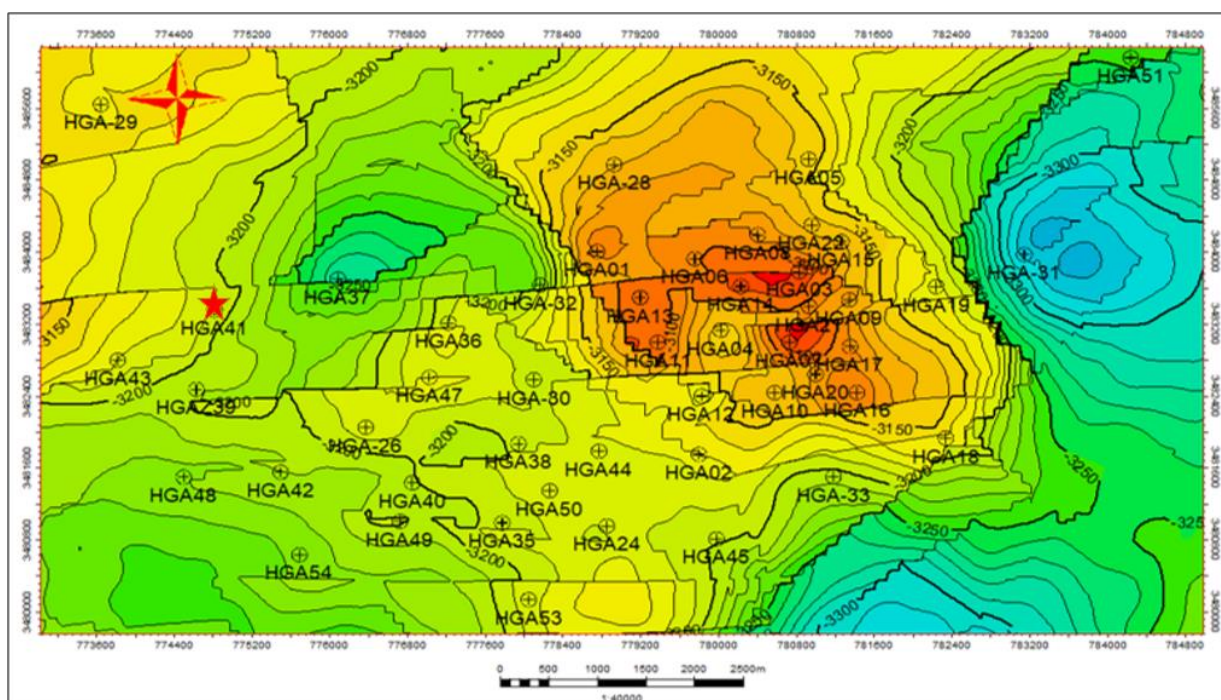


Fig III:7 :Situation géographique de puits HGA-41 (petrel SOANTRACH « modifie »)

L'intervalle d'étude dans le puits HGA-41 a été foré avec une section du trou de 6". Un imageur de réservoir de boue d'huile (OMRI) et l'outil de balayage acoustique circonférentiel (CAST-F) ont été exécutés pour acquérir des journaux d'images d'amplitude acoustique et de rayon centré et un journal d'images de micro-résistivité.

L'imagerie enregistrée le 1 au 4-12-2015, L'intervalle étudié s'étend de 3354,0 m jusqu'à 3450,0 m.

Tableau III:6 : L'intervalle étudié de la formation dans le puits HGA-41 (report HISP)

Formation	Top [m]	Epaisseur [m]
QH	3352	81
GEA	3433	13
AEG	3446	/

Tableau III:7 : L'intervalle enregistre et traite par OMRI et CAST-F (report HISP)







L'outil	L'intervalle enregistre	L'intervalle traite
OMRI	3355-3451.5 m	3354.0-3450.0 m
CAST-F	3354.0-3450.0 m	

Les caractéristiques de dépôt et tectoniques ont été détectées et traitées par un programme systématique basés sur le logiciel INSITE de Haliburton.

III.3.1 Classification par pendage

Au total, 6 caractéristiques planes différentes ont été définies dans cette étude et utilisées dans enclos et figures. Ils sont représentés par divers ensembles de symboles colorés et les têtards qui sont résumés dans le tableau III:8.

Tableau III:8 : l'échelle de classification de pendage(report HISP)

Type de plan	Symboles et couleurs	Description
Schiste / Mudstone stratification plane /lamination		Stratification/stratification de schiste et de mudstone avec une nature parallèle plate ou parfois légèrement ondulée. Son attitude représente presque une inclinaison structurelle post-déposition.
Grès laminé		Literie de grès ; pendage plat à faible (<math><5^\circ</math>). Son attitude est parfois utilisée comme indicateur secondaire pour le pendage post-dépositionnel.
Hétérolithique		Stratification interstratifiée de grès et de mudstone.
Stratification croisée		Plans inclinés liés aux dépôts se développant couramment dans le grès, les hétérolithiques et occasionnellement dans le mudstone.
Limite du lit		Des surfaces planes à irrégulières bien définies représentant la transition entre les unités lithologiques. Ce type de surface est généralement marqué par un contraste de conductivité important sur les images statiques de forage.
Fracture partiellement conductrice / partiellement ouverte		Semi-conducteur (anomalie sombre dans certaines parties et clair dans d'autres) plan naturel étant discordant à la literie sans dislocation et juxtaposition de différentes lithologies.

III.3.2 Analyse des contraintes

Dans un puits vertical, la direction horizontale de la contrainte tectonique peut être déterminée à partir de caractéristiques induites par le forage, y compris les évasions et les fractures induites, et de l'orientation de l'ovalisation du forage.

Les fractures hydrauliques induites se développent lorsque le poids de la boue dépasse la formation résistance (pression du fluide interstitiel, résistance de la roche cohésive et contrainte de confinement). Celles-ci les fractures induites descendent verticalement le long de la paroi du trou de forage sur les côtés opposés et frappent de direction WNW-ESE parallèlement à la direction de contrainte horizontale maximale (OH_{max}).

III.3.3 Analyse de fractures

1. Fractures de faible amplitude acoustique

Dans le cas des trous d'imagerie forés par un fluide de forage de boue à base d'huile, l'acoustique image (CAST-mode trou ouvert) sont exécutés. Sur la base des critères ci-dessus, tout au long de l'intervalle enregistré de 3354.0 m à 3451.0 m, vingt-trois (23) fractures ont été retracées à partir de l'image CAST (Fig III:8). Sa distribution verticale avec la profondeur est illustrée sur le tracé de l'image.

Les vingt-trois (23) fractures tracées à partir de l'image CAST sont partiellement conductrices fractures « partiellement ouvertes ». Ils sont principalement peuplés dans l'intervalle supérieur et ont généralement ENE-WSW direction et pendage principalement dans la direction SSE avec des angles de pendage allant de 50° à 85°.

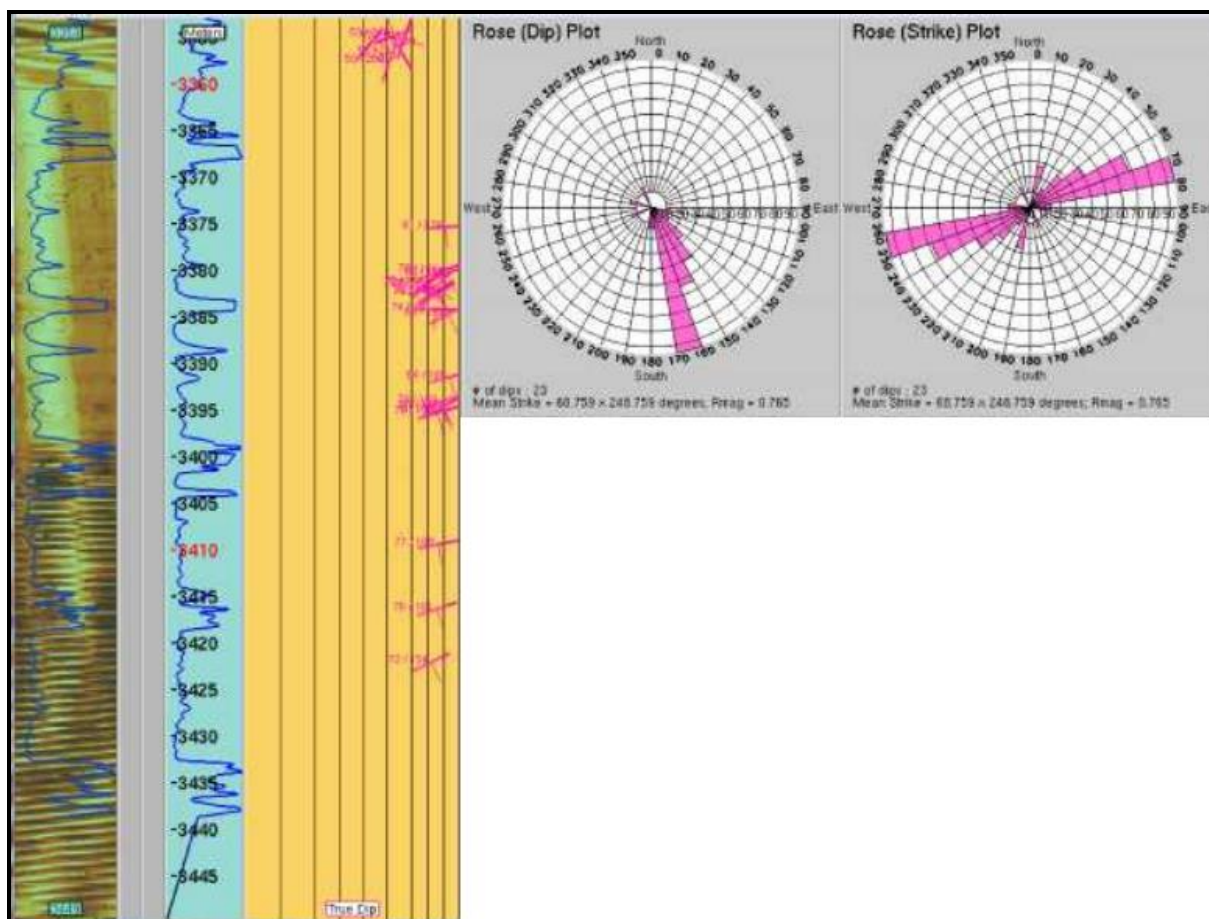


Fig III:8 : rose plots de pendage des 23 fractures naturelles disséquant l'intervalle d'image CAST (report HISP « modifié »)

2. Fractures résistives

Dans le cas des trous d'imagerie forés par un fluide de forage de boue à base d'huile (comme dans le cas d'étude), la différenciation entre fractures ouvertes, partiellement ouvertes et fermées est généralement très difficile à partir des images de résistivité (OMRI) en raison de la résistivité élevée des deux fluides de forage en cas de fractures ouvertes ainsi que la cicatrisation s'est produite par résistif minéraux tels que le quartz et la calcite dans les fractures fermées.

Tout au long de l'intervalle enregistré de 3354,0 m à 3451,0 m, aucune fracture n'a été identifiée à partir de l'image OMRI.

III.4 Conclusion

Au terme de l'analyse des images enregistrées par l'imagerie dans les puits HGA 40 et 41 on remarque :

➤ **Pour HGA 40**

1- Les intervalles fracturés les plus élevés ont été observés aux intervalles suivants : 3414-3408m, 3404-3401m et 3366-3364m.

2- Les fractures résistives présentent une direction de grève NE-SW et E-W .

➤ **Pour HGA 41**

Aucunes fractures identifiées à partir d'image OMRI ,a cause de la résistivité élevée dans le forage.

La majorité des fractures sont partiellement ouvert et présentent une direction ENE-WSW de pendage allant de 50°à 80°.

➤ **A partir des deux puits on conclure que**

D'après les résultats on déduire que le réservoir QH présent une faible intensité de fractures .

La direction des fractures généralement ENE-WSW et NE-SW ce qui indique une contrainte horizontale maximale orientée WNW-ESE .

C

hapitre IV

IV. L'impact de fracturation Sur Les Paramètres Pétrophysique

IV.1 Introduction

Les caractéristiques pétrophysiques des roches magasins (réservoir) s'expriment fondamentalement en termes de porosité et de perméabilité, dont les relations sont complexes. (PERRODON, 1985) ainsi que la saturation.

La connaissance des caractéristiques pétrophysiques d'une roche est nécessaire dans l'étude de réservoir car ils entrent dans :

1- La détermination de la production optimale des puits.

2- La détermination des quantités de fluide et leur circulation à travers les pores. Parmi ces paramètres nécessaires à notre étude, nous citerons la porosité et la perméabilité.

L'objectif d'une étude pétrophysique est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques (Porosité, perméabilité, saturation...), en fonction de la profondeur des réservoir étudiés, ceci est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides.

On a fait cette étude sur la caractérisation pétrophysique de réservoir Quartzite Hamra du champ Hassi Guettar à l'aide des cartes isovaluers (Porosité, perméabilité).

IV.2 Définition

IV.2.1 La porosité

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides (V_v) sur le volume total de l'échantillon de roche (V_t), elle est évaluée en pourcentage. Deux principaux types de porosité peuvent être définis : une porosité matricielle dite primaire et une porosité de fracture dite secondaire [Warren et Root, 1963]. Cette dernière régit fortement les capacités de stockage des fractures, qui sont généralement significativement inférieures à celles de la matrice environnante.

IV.2.2 La perméabilité

La perméabilité détermine le comportement hydrodynamique du réservoir. Deux systèmes de perméabilité peuvent également être définis : la perméabilité de matrice et la perméabilité de fracture. Cette dernière est principalement fonction [Schön,2004] : du degré de fracturation des roches, de l'état d'ouverture des fractures, de leur type de remplissage, de la connectivité du réseau de fractures, et de la porosité, bien que de moindre façon.

IV.3 Classification des paramètres pétrophysiques

IV.3.1 La porosité

La porosité est classée comme :

Faible : $\emptyset < 5\%$.

Médiocre : $5\% < \emptyset < 10\%$.

Moyenne : $10\% < \emptyset < 20\%$.

Bonne : $20\% < \emptyset < 30\%$.

Très bonne : $\emptyset > 30\%$.

IV.3.2 La perméabilité

La gamme de perméabilité rencontrée est très étendue, elle varie de 0.1 md à plus de 10 darcy pour mieux spécifier les valeurs on admet :

Très faible : $K < 1$ md.

Faible : K de 1 à 10 md.

Médiocre : K de 10 à 50 md.

Moyenne : K de 50 à 200 md.

Bonne : K de 200 à 500md.

Excellente : K est > 500 md.

IV.4 Relation entre porosité et perméabilité

Une relation exponentielle entre la porosité et la perméabilité est généralement constatée. En effet, un graphique du logarithme de la perméabilité en fonction de la porosité donne approximativement une droite avec des pentes différentes selon les formations. De nombreux chercheurs ont observé que dans les roches détritiques notamment, il existait fréquemment une bonne corrélation entre la porosité et la perméabilité (O'Serra, 1985).

En outre, la structure des pores est indiquée de manière qualitative par la relation entre la porosité et la perméabilité. Une faible porosité accompagnée par une grande perméabilité signifie que les pores sont larges. Grande porosité et faible perméabilité suggère des petits pores (Archie, 1952).

IV.5 Impact de la fracturation

L'ouverture ou la fermeture des fractures modifient la continuité des propriétés pétrophysiques et affectent ainsi l'écoulement et le transport des fluides à travers la roche. En conséquence, la perméabilité de fracture s'avère être plus faible que celle de la matrice poreuse environnante dans le cas de fractures barrières, et plus forte dans le cas de fractures conductrices [Kessler et Hunt, 1994]. L'influence des fractures se traduit généralement par un contrôle des écoulements fluides au sein du réservoir.

L'évaluation pertinente des propriétés pétrophysiques reflétant l'impact de la fracturation est prépondérante dans le cadre de l'exploitation de réservoir naturellement fracturés. Les différentes connaissances et données disponibles lors de l'étude de ce réservoir constituent les premiers éléments de la chaîne de l'analyse statistique menant à cette évaluation.

IV.6 Interprétation des cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité

On présente dans cette partie les différentes cartes iso-perméabilité et iso-porosité élaborées par « *Petrel* » caractérisant chaque drain (QH1, QH2, QH3, QH4, QH5, QH6, QH7) du réservoir **Quartzite de Hamra (l'Ordovicien)** dans la zone d'étude.

IV.6.1 Interprétation des Cartes iso-Perméabilité

La Perméabilité au niveau QH7 et QH6

Le drain QH7 : est caractérisé par une moyenne à faible perméabilité par une valeur (0.25-3.00mD). La majeure partie de ce drain est érodée à l'exception de deux petites parties au centre Sud-est de la carte.

Le drain QH6 : structurellement est complètement érodée vers E et N, présente des valeurs moyennes à faible perméabilité entre (0.40-2.50mD).

On a une petite bonne perméabilité sa valeur (6 mD) dans le Nord-Ouest et Sud-Est et le centre avec des valeurs qui s'étalent entre (4-6.30mD).

La Perméabilité au niveau QH5 et QH4 et QH3

Au niveau de drain **QH5** la perméabilité est bonne dans la partie Nord-Ouest et le Sud et le Sud-est de valeur entre (2.50-6 mD) mais dans la partie centrale on remarque que la perméabilité est très faible de (0.15-0.40mD).

On observe dans ce drain QH4 la perméabilité est moyenne a bonne (1.06-4.50 mD) dans l'orientation Nord-Ouest et Nord-est. Avec une bonne a très bonne perméabilité dans le centre Nord-Ouest et l'Est sa valeur (6.30mD).

Le drain QH3 : présente deux valeurs faibles à très faibles (0.10-1.00mD) et moyenne a bonne (1.00-4.00mD) de perméabilité sa direction Nord-Ouest et Sud-est.

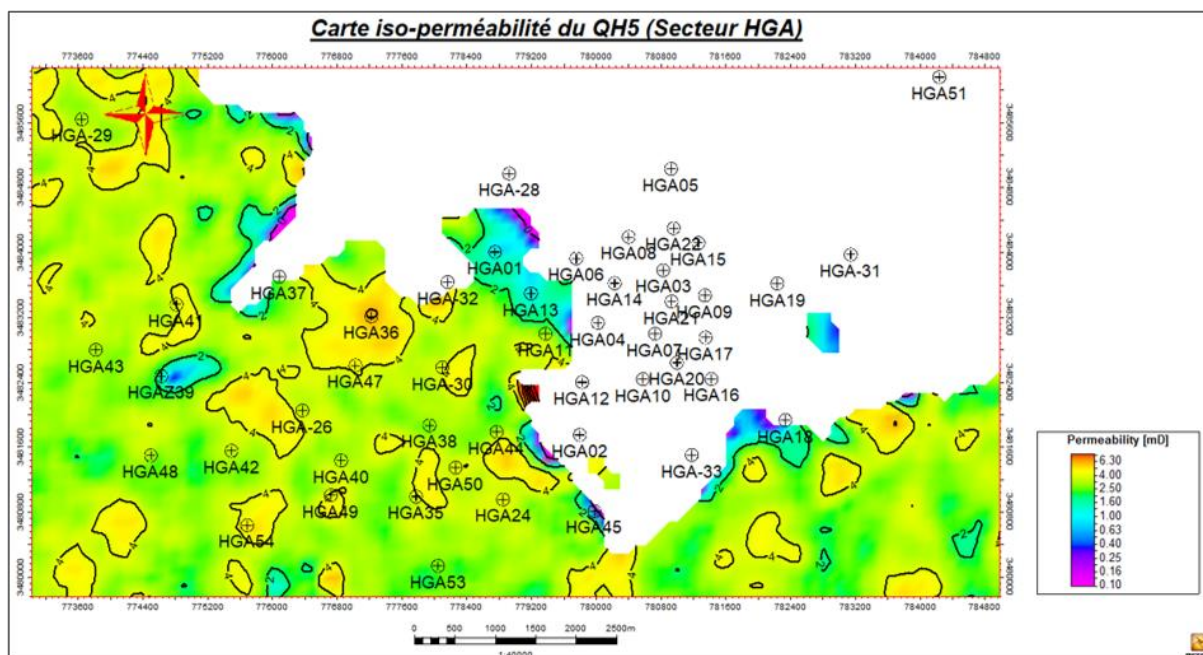


Fig IV:3 : carte iso-perméabilité du QH5 (champ HGA)

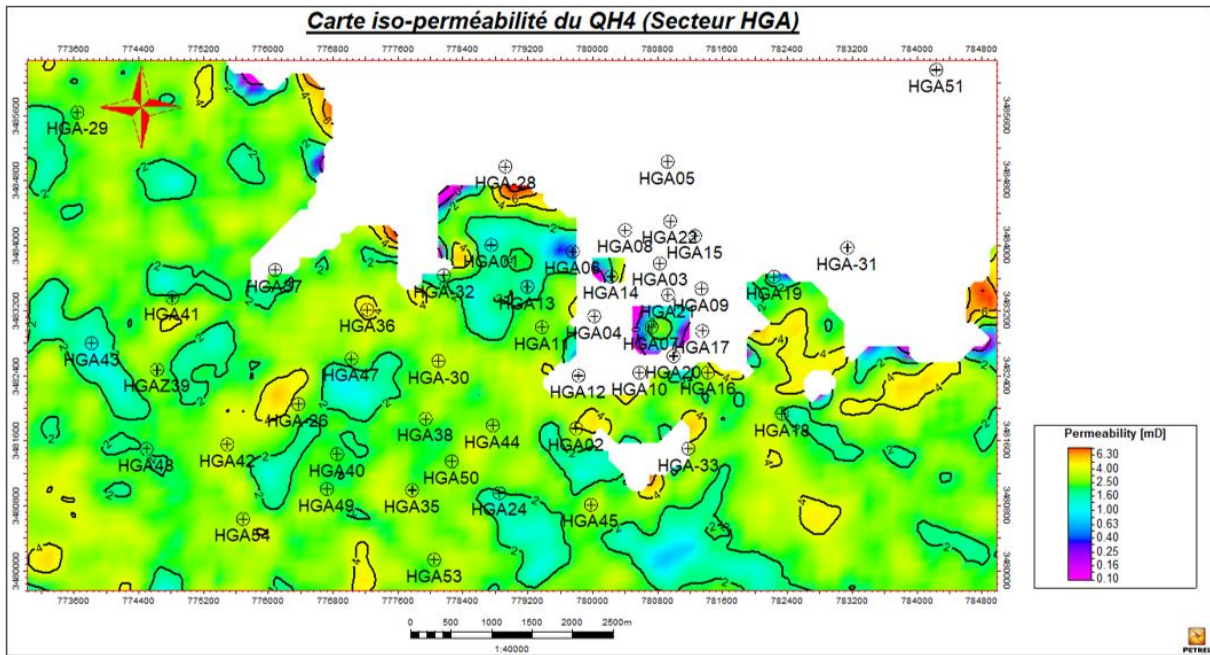


Fig IV:4 : carte iso-perméabilité du QH4 (champ HGA)

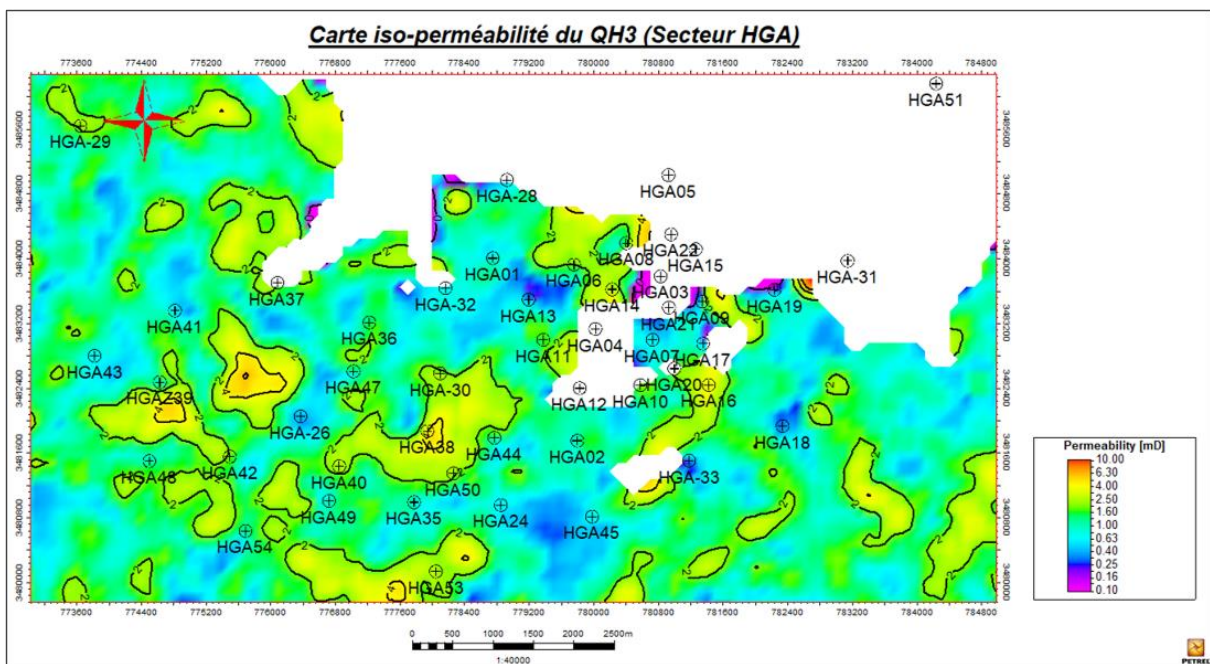


Fig IV:5 : carte iso-perméabilité du QH3 (champ HGA)

La Perméabilité au niveau QH2 et QH1

Le drain QH2 :cette partie est moyenne à bonne perméabilité (1.60-4.00mD) on Sud et l'Est et Nord-Ouest. On Observe dans le Nord une petite fable perméabilité (0.10-0.25mD).

Le drain QH1 : est caractérisé par une bonne à très bonne perméabilité de (2.50-6.30mD) avec une orientation Nord-Ouest et Sud et Sud-est.

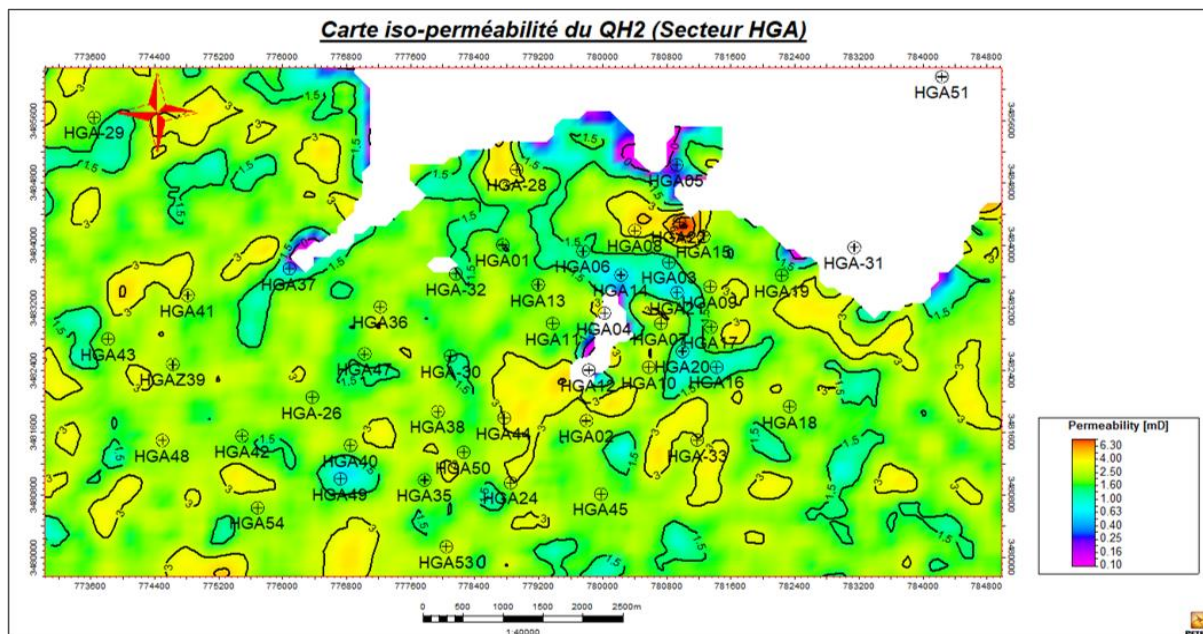


Fig IV:6 : carte iso-perméabilité du QH2 (champ HGA)

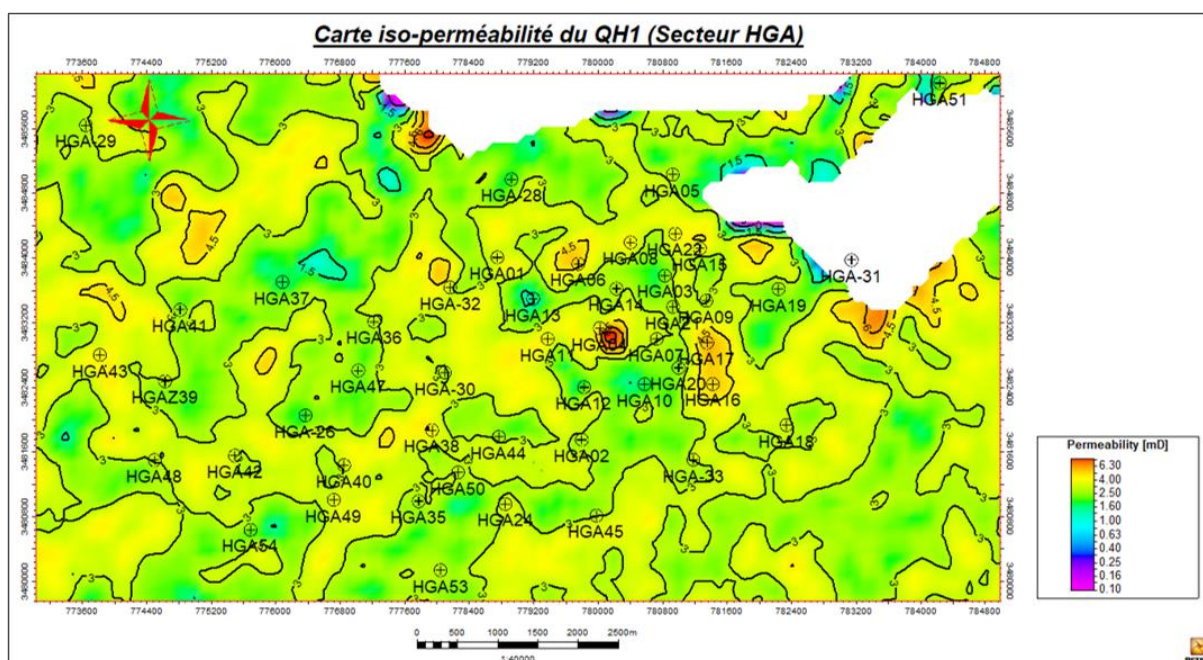


Fig IV:7 : carte iso-perméabilité du QH1 (champ HGA)

Remarque : Les drains les plus favorables sont QH1 et QH5 les valeurs sont très élevées par rapport aux autres drains.

IV.6.2 Interprétation des Cartes iso-Porosités

La Porosité au niveau QH7 et QH6

La majeure partie du drain **QH7** est érodée sauf la partie central et Sud-est, qui présente de faibles valeurs avec une porosité varie entre (2% et 10%). Le reste du **QH7** qui est centralisée ou Sud-ouest très fables à bonne porosité (2%-20%).

Le drain **QH6** est érodé dans ses parties le Nord et Nord-est-Est et partie de centre jusqu'à le Sud sauf que deux petites parties ; la première a des valeurs médiocre (2% et 10 %) de Sud-est, tandis que là deuxièmement caractérisée généralement par des très fables à bonne valeurs (2%-60%), sa position Nord-Ouest ,Ouest et Sud-Ouest.

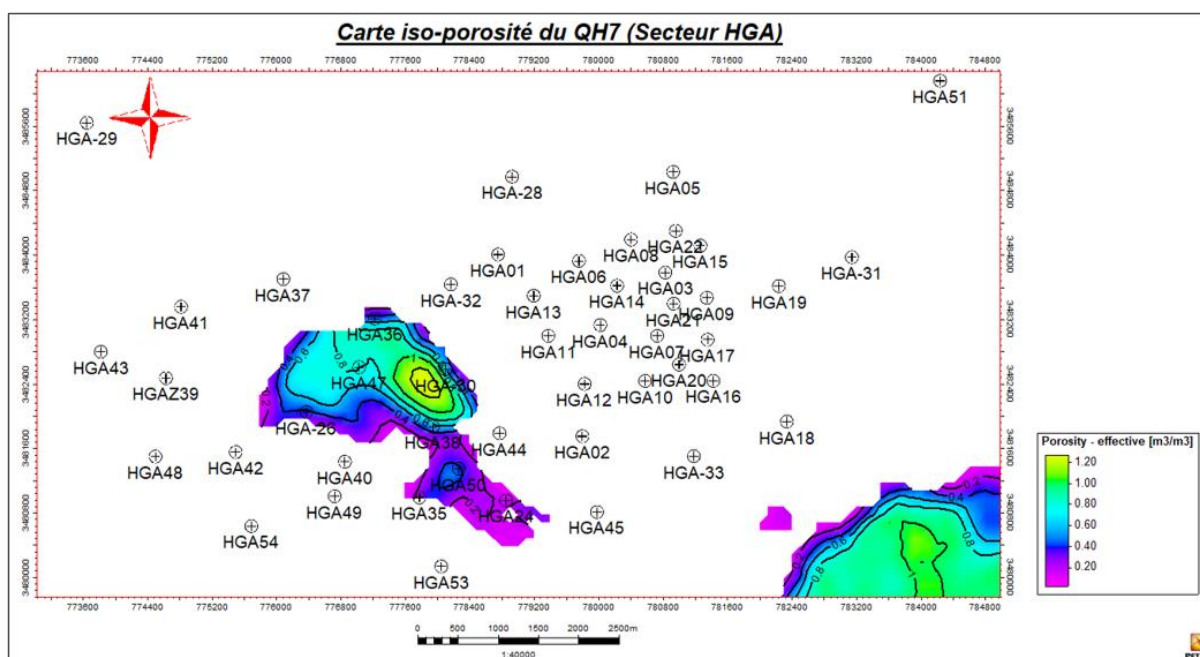


Fig IV:8 : carte iso-porosité du QH7 (champ HGA)

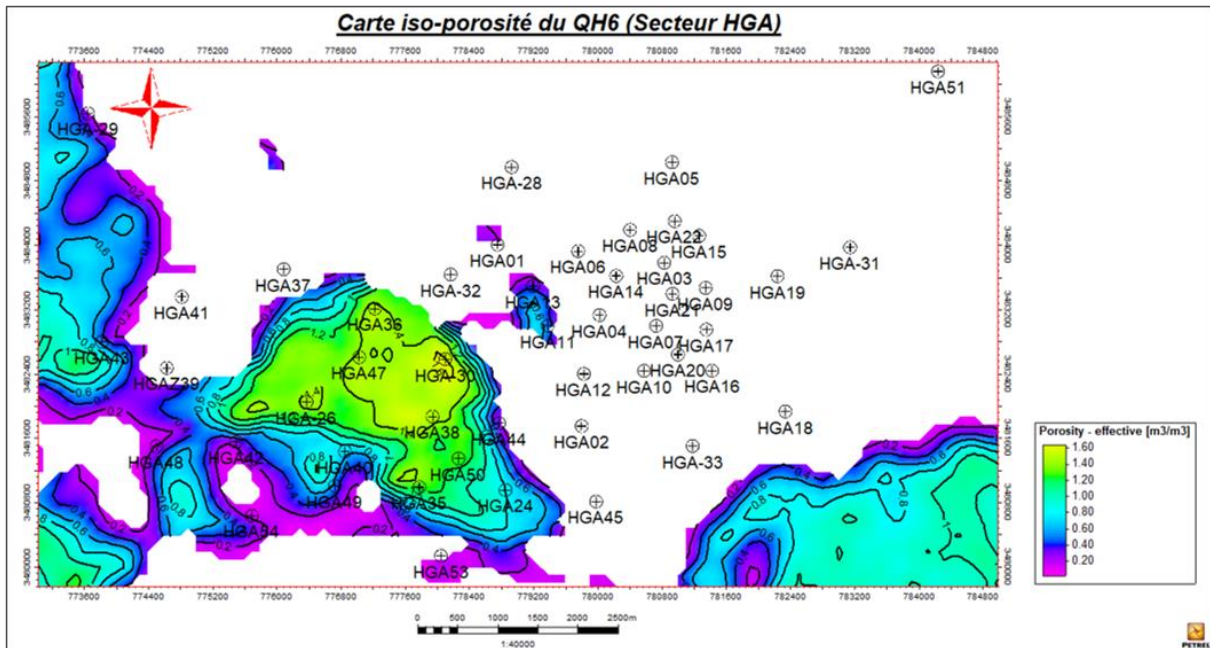


Fig IV:9 : carte iso-porosité du QH6 (champ HGA)

La Porosité au niveau QH5 et QH4 et QH3

Ce drain **QH5** On observe une médiocre porosité(4%-10%) dans le Nord-Ouest, Ouest et Sud, Sud-est et Sud-ouest.

Le niveau **QH4** la porosité est moyenne variant entre(6%-20%) ouest, sud-ouest et sud-est.

QH3 présente une porosité très bonne dans la plupart du drain où ce paramètre oscille des valeurs (20%-50%) dans la direction Nord-Ouest et le Sud-est.

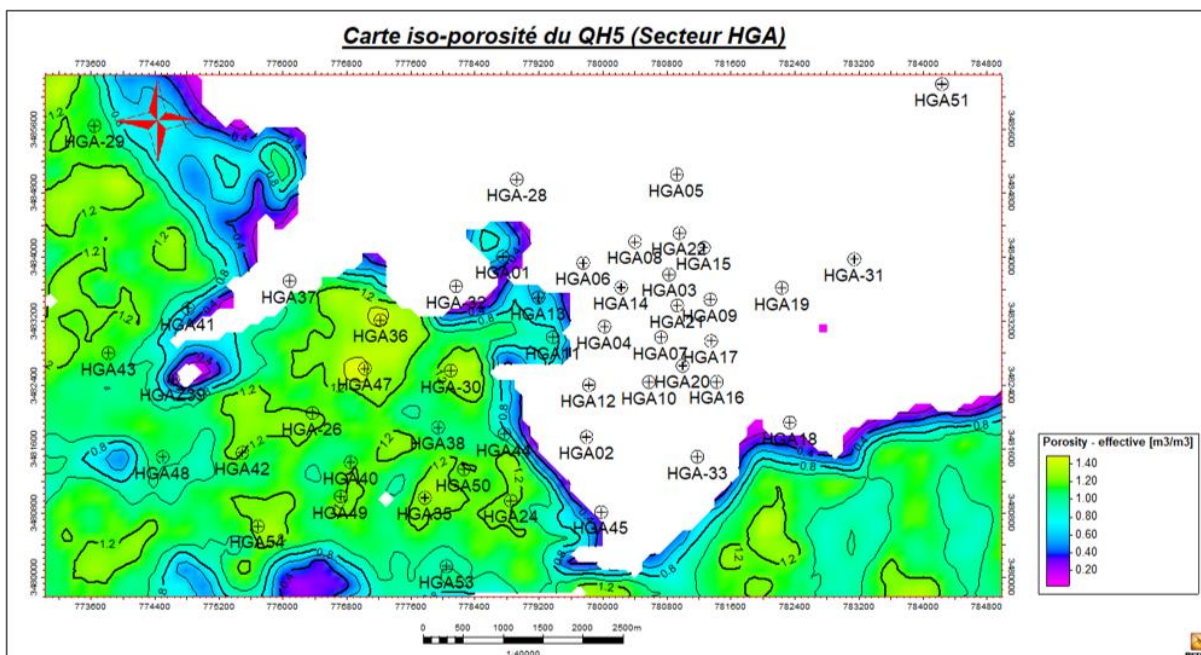


Fig IV:10 : carte iso-porosité du QH5 (champ HGA)

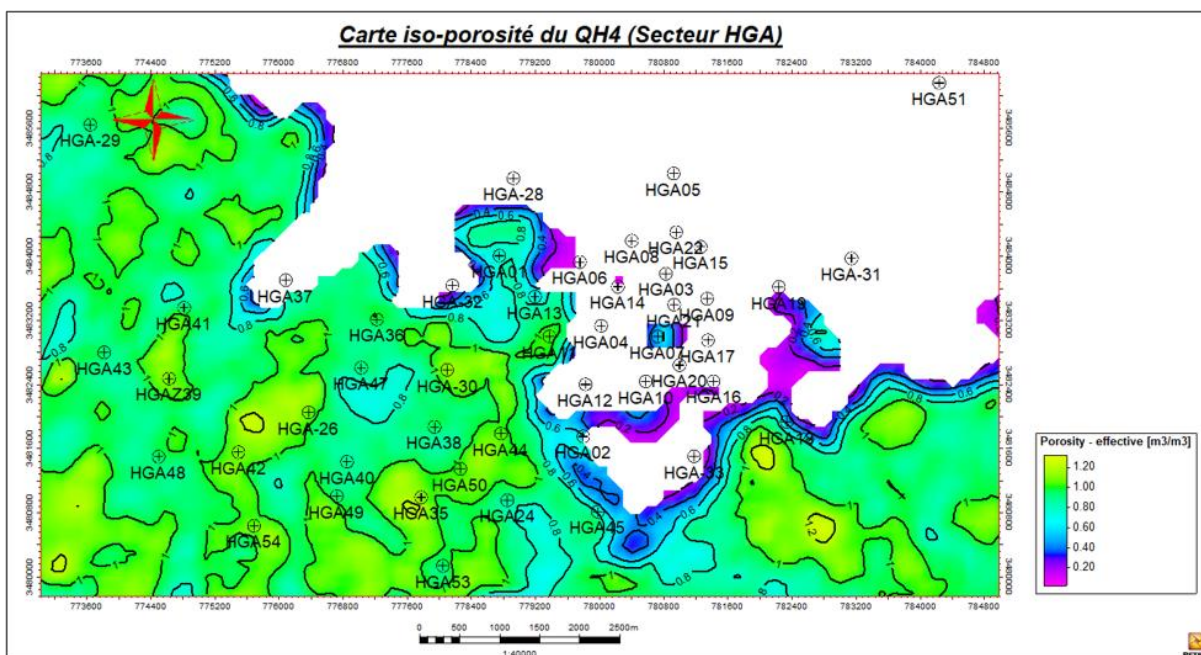


Fig IV:11 : carte iso-porosité du QH4 (champ HGA)

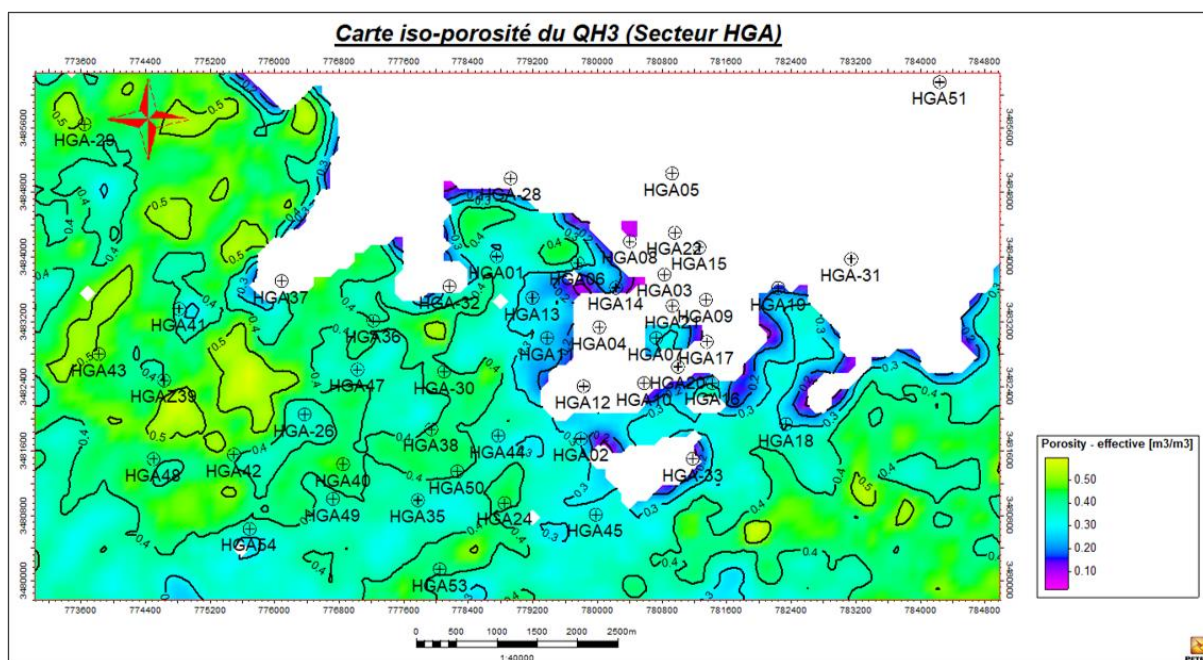


Fig IV:12 : carte iso-porosité du QH3 (champ HGA)

La Porosité au niveau QH2 et QH1

On remarque que le **QH2** la porosité est moyenne surtout dans la partie sud (6%-10%).

Au niveau du drain **QH1** la porosité est médiocre varie (4%-8%) dans la partie Nord-Ouest et Ouest de la carte sauf que le reste est caractérisé par une moyenne à très bonne porosité entre (20%-60) dans l'Est et le Sud-Est de la carte.

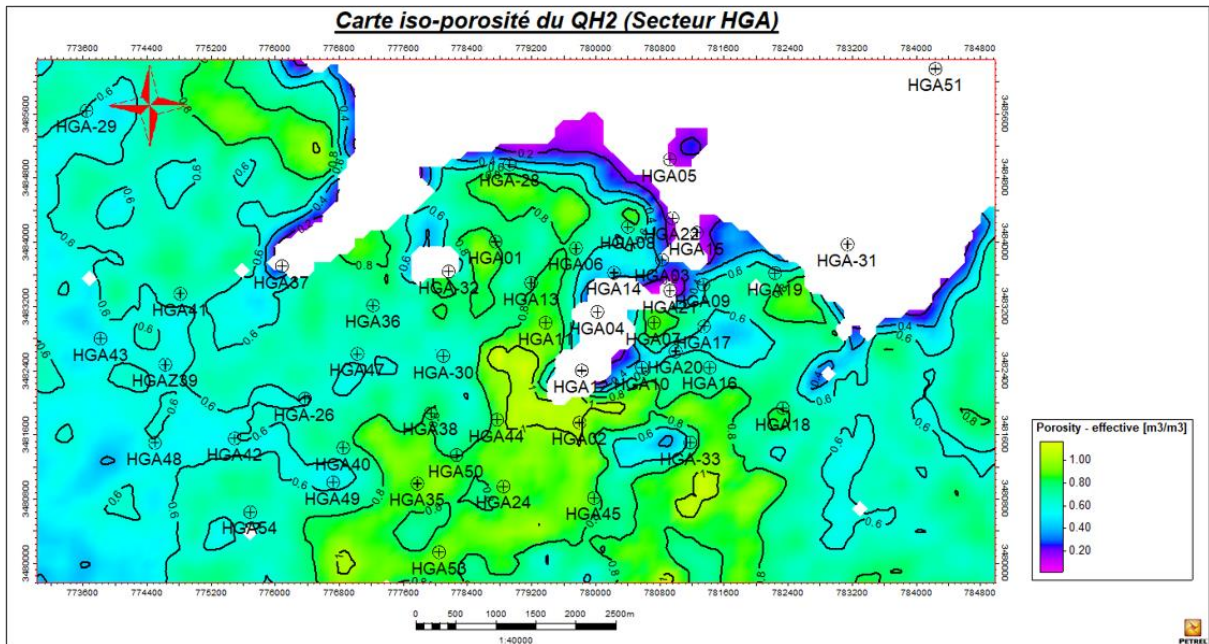


Fig IV:13 : carte iso-porosité du QH2 (champ HGA)

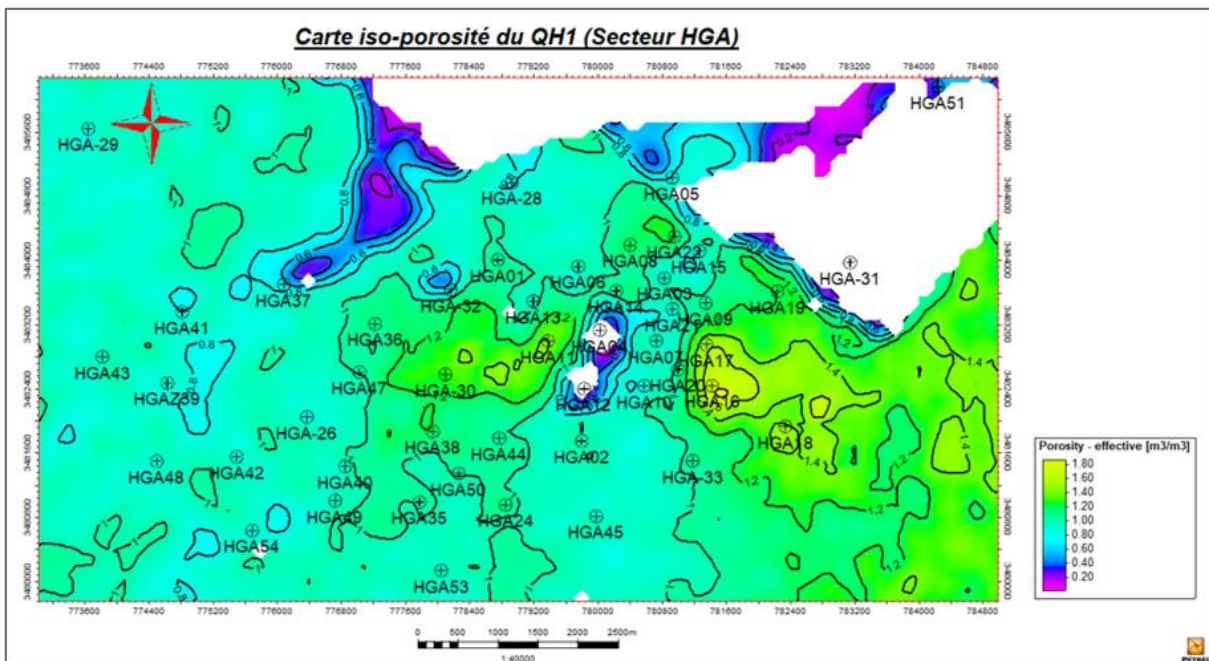


Fig IV:14 : carte iso-porosité du QH1 (champ HGA)

Remarque : Dans ce paramètre le niveau le plus fort c'est le QH4.

IV.7 Interprétation des courbes de corrélation porosité-perméabilité

Les courbes de corrélation nous permettent d'observer la relation qui existe entre les deux propriétés pétrophysiques perméabilité et porosité dans le réservoir Quartzite de Hamra a été établie dans les puits (HGA-40, HGA-41) :

IV.7.1 Le puits HGA-40

On a observé que dans le QZH du puits HGA-40, il existait une corrélation moyenne entre la porosité et la perméabilité, les valeurs sont distribuées d'une manière linéaire, dont le coefficient d'ajustement est de « $R^2=0,949$ ». L'augmentation de la perméabilité montre la présence de la fracturation.

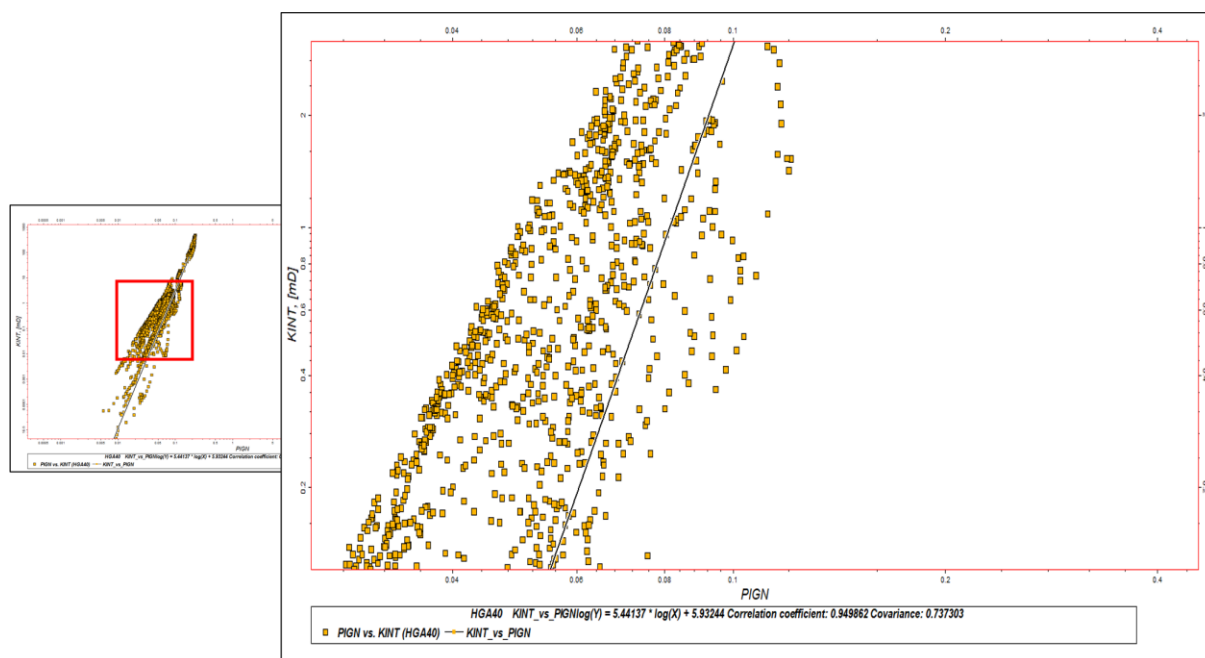


Fig IV:15 :Corrélation porosité & perméabilité HGA-40 du réservoir QH « cross plot »

IV.7.2 Le puits HGA-41

Sur la courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité sont un peu dispersées, on remarque que ces dernières sont distribuées en un nuage de points avec une relation exponentielle, le coefficient d'ajustement est médiocre « $R^2 = 0.894$ ».

Ce qui explique que la fracturation elle est moins importante dans les QZH du **HGA-41** que ceux du **HGA-40**, on rappelle que ceci était prouvé par l'imagerie.

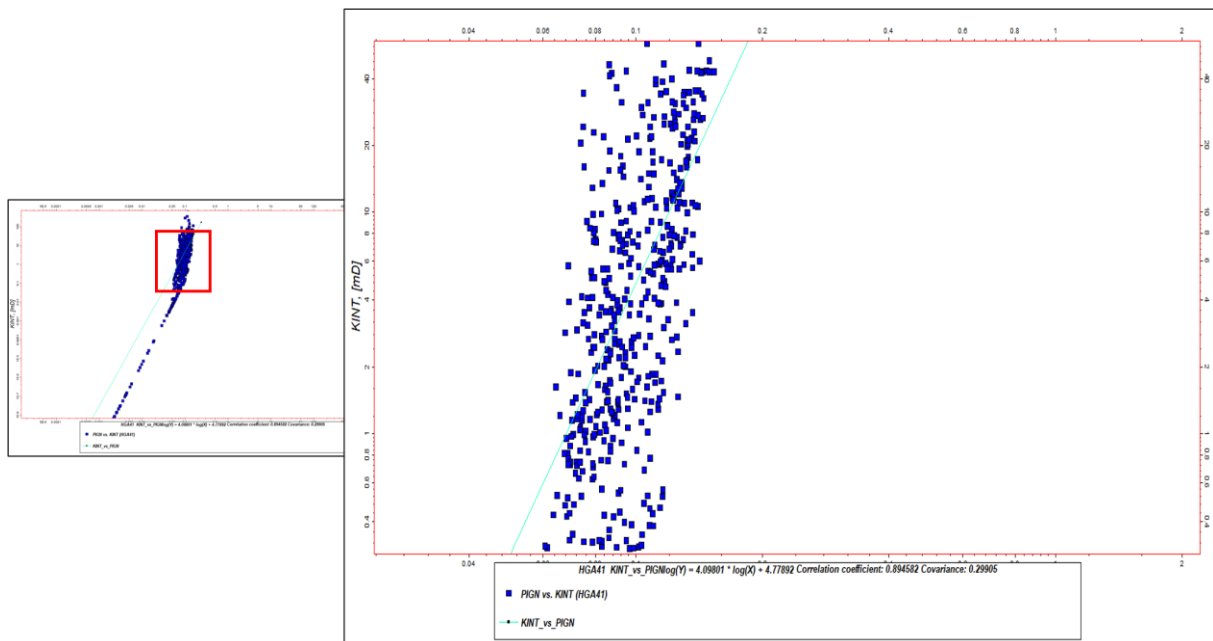


Fig IV:16 :Corrélation porosité & perméabilité HGA-41 du réservoir QH« cross plot »

IV.8 Conclusion :

- Nous traiterons les caractères pétrophysiques des 7 unités de réservoirs Quartzite de Hamra de l'Ordovicien qui constituent le principal objectif pétrolier.
- L'intensité de l'érosion au niveau de puits HGA-40 et HGA-41 a érodé la majorité de QH7 et touche partiellement leQH6. Les cartes de distribution de perméabilité et la porosité dans les différents drains, montrent que les meilleurs drains sont QH1 et QH4 et QH5.
- D'après les cartes précédentes on déduit que la structuration influe d'une manière significative sur la répartition des paramètres pétrophysiques.
- Malgré la présence de fractures dans la formation des « **QZH** », on observe que ces fractures n'influent pas beaucoup sur la relation exponentielle porosité & perméabilité, ce qui concerne la perméabilité de fractures elle est moins importante.
- Nous constatons aussi que l'augmentation des valeurs des perméabilités, n'influe pas sur l'augmentation des porosités.
- Cela nous ramène à conclure que les perméabilités ne sont pas gérées que par les fractures, y a des zones au niveau des « **QZH** » ou y a une influence importante de la porosité matricielle sur les paramètres pétrophysiques.

Conclusion Générale

V. Conclusion générale

• Dans le cadre de notre fin d'étude « Analyse de la fracturation par l'imagerie et leur impact sur les propriétés pétrophysiques du champ de Hassi Guettar », nous sommes arrivés aux conclusions suivantes :

• Le champ HGA est développé et orienté vers le réservoir le QH qui est un réservoir non conventionnel, à cause de remontée du plan d'eau, salinité de l'eau de formation très élevée, et les dépôts de sel dans les puits qui est une question majeure de production .

• L'intérêt majeur de notre travail est voire le job d'imagerie pour analyser les différents types de la fracturation et leurs influences sur les caractéristiques pétrophysique dans le réservoir QH .

• L'analyse des fractures par l'imagerie a permis une caractérisation structurale des fractures naturelles , et il a permis aussi de la prédiction de tendances concernant les caractéristiques d'intensité et d'orientation de la fracturation .

• Au terme de l'analyse des données d'imagerie enregistrées dans les puits HGA 40 et HGA 41 nous avons pu conclure que :

- D'après les résultats on déduire que le réservoir QH présent une faible intensité de fractures .
- La direction des fractures généralement ENE-WSW et NE-SW ce qui indique une contrainte horizontale maximale orientée WNW-ESE .
- L'intérêt majeur de notre travail est voire le job d'imagerie pour analyser les différents types de la fracturation et leurs influences sur les caractéristiques pétrophysique dans le réservoir QH .

Ces conclusions permettent de montrer que les outils à haute résolution peuvent être exploités dans des différentes formations et peuvent apporter des informations supplémentaires par rapport aux données de carotte, qui parfois ne sont pas représentatives de l'ensemble du trou de forage à une profondeur donnée mais il est rest importante et utilisable puisque l'opération d'imagerie coute très chère .

D'autre part ; la dégradation des paramètres pétrophysiques sont liée au les conditions d'enfouissement de réservoir et l'histoire tectonique régionale .

La comparaison entre les différents valeurs de porosité et perméabilité dans ce réservoir montre qu'il n'y a pas une concordance .

L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques montrent un réservoir hétérogène avec un coefficient de corrélation très faible. Alors , on peut dire que ces puits HGA40 et HGA41 représentent les puits les moins effectués par l'impact de la fracturation sur les paramètres pétrophysiques dans le réservoir QH , ce qui présente un mauvais intérêt économique .

Références

Bibliographique

VI. REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE

A BOUDJEMAA « Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Oriental », Thèse Doctorat, Université de PARIS XI, 1987.

AMARI Gherici , « Analyse de la fracturation et leur impact sur les propriétés pétrophysiques du réservoir du champ de Hassi Guettar », Projet professionnel de fin de formation, Institut Algérien Du Pétrole 'IAP', 2013.

Beicip F. (2009) ; Mise à jour de l'interprétation structurale de gisement de Hassi Guettar : études et conseils pour le suivi du développement des gisements. Rapport final.

Beicip F. (2010) ; Développement des Quartzites de Hamra du périmètre Hassi Guettar. Etude et conseils pour le développement des gisements du pourtour de Hassi Messaoud. Contrat N° 02-PED.08.

BELARBI Zineddine, GRIDI Ridha, HAOULI Yahia, « PROBLEME D'AVANCEMENT DEFORAGE DANS LES QUARTZITESDE HAMRA », Mémoire Master Professionnel, Université Kasdi Merbah-Ouargla, 2018.

BERREGUI Abdallah, BOUGUERRA Nasser, BOUGUERRA Zohir, « Etude pétrophysique sur carotte de quartzite Hamra et l'impact de fracturation sur les paramètres pétrophysique du champ Hassi Guettar »,Mémoire de Master professionnel, Université Kasdi Merbah-Ouargla, 2019.

KHEDIRI Oussama ,SALHI Haytham, ZEGHOUD Bader eddine, «Recensement des fractures au niveau de réservoir de la zone UpSide nord (HMD) »,Mémoire De Fin D'étude, Université Kasdi Merbah-Ouargla, 2020.

KHELIFI Med Islam, NARBI Abdennacer « Apport de l'imagerie dans le domaine pétrolier »,Mémoire De Fin D'étude, Université Kasdi Merbah-Ouargla , 2016.

LASMI Rachid, « Caractérisation des Quartzites de Hamra dans les gisements de Hassi Terfa, Hassi D'zabat et Hassi Guettar : Pétrophysique, Fracturation et Modélisation »,Mémoire de Magister, Université M'Hamed Bougara-Boumerdes, 2013.

LEBLAB.S.1998, DAOUD.A.1996, «Aspect pétrolier et étude des corps éruptifs Cambro-ordovicien du champ de Hassi Guettar »,document SONATRACH.

LOUDJDI Boualem, « Etude Pétrographique et diagenétique du réservoir Quartzite de Hamra (QH) -Hassi Guettar (HGA) »,Mémoire De Fin D'étude, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2015.

SERRA O, « Diagraphies différées. Bases de l'interprétation. Tome 2,Interprétation des données diagraphiques ». Elf Exploration Product, 1985.

SONATRACH (IRARA, Hassi Messaoud, Algeria), « les données et les cartes de champ par petrel et cross plot »

SONATRACH (IRARA, Hassi Messaoud, Algeria), Schlumberger,« Traitement & Interprétation Géologique des Images UBI et OBMI puits HGA-40», 2015.

SONATRACH, HISP (Hassi Messaoud, Algeria), « Traitement & Interprétation Géologique des Images CAST-F et OMRI puits HGA-41», 2015.

WEC document SONATRACH, «Influence des événements hercyniens et post-hercyniens » étude des stades diagénétiques des Quartzites Hamra (ordovicien) du champ de Hassi Guettar (SW Hassi Messaoud) P38,2013.

الملخص:

تتشكل مادة الكوارتزيت الحمراء أساسًا من حبيبات الكوارتز المرتبطة ببعضها والتي تعتبر بشكل عام متجانسة ومضغوطة وبعض المعادن الثقيلة المقاومة. خزان كوارتزيت الحمراء في مستوى الاوردوفيزيان من بين الخزانات الرئيسية في حوض حاسي قنار.

الكتسور الطبيعية في الواقع لها تأثير كبير داخل الخزان سواء كانت موصلات أو حواجز، فإنها تتحكم بشكل عام في التدفقات وكذلك قدرات التخزين للخزانات. تتعلق هذه الدراسة بتحليل الكسور وتأثيرها على الخصائص البتروفيزيائية لخزان حاسي قنار، وهي:

1. توصيف الكسور الطبيعية من بيانات التصوير الصوتي والكهربائي من أجل تحديد المؤشرات الهيكلية للتصدع، فيما يتعلق بشكل خاص بكتافتها وزاوية ميلها .

2. تحديد تأثير التكسير على المسامية والنفاذية بناءً على نتائج تحليل بيانات التصوير وخرائط المتساويات (النفاذية والمسامية) والارتباط بينها.

الكلمات المفتاحية: التصوير، الكسور، الفيزياء البتروية، المسامية، النفاذية، الخزان، الكوارتزيت الحمراء، حاسي قنار.

Summary:

The formation of Quartzite Hamra, which is generally considered to be homogeneous and complex. Made up mainly of quartz grains associated with a few heavy resistant minerals. The Ordovician Quartzite Hamra Reservoir is an unconventional reservoir in the HASSI GUETTAR field.

Natural fractures have a huge impact within a reservoir. Indeed, whether they are conductors or barriers, they generally control the flows as well as the storage capacities of the reservoirs. This study concerns the analysis of fractures and their impact on the petrophysical properties of the HASSI GUETTAR reservoir, which is:

1. The characterization of natural fractures from sonic and electrical imaging data in order to determine the structural indicators of fracturing, concerning in particular their intensities and their orientations.
2. Determination of the impact of fracturing on porosity and permeability based on the results of analysis of imaging data and isovaluers maps (permeability and porosity) and the correlation between them.

Keywords: imaging, Fracture, imaging fracturing, impact, petrophysics, porosity, permeability, reservoir, Quartzite Hamra, HASSI GUETTAR.

Résumé :

La formation des Quartzites de Hamra, qui est généralement considérée comme homogène et compacte. Constituées essentiellement de grains de quartz associés à quelques minéraux lourds résistants. Le Réservoir Quartzites de Hamra de l'ordovicien c'est un réservoir non conventionnel dans le champ de HASSI GUETTAR.

Les fractures naturelles ont un impact considérable au sein d'un réservoir. En effet, qu'elles soient conductrices ou barrières, elles contrôlent généralement les écoulements ainsi que les capacités de stockage des réservoirs. Cette étude concerne l'analyse des fractures et leur impact sur les propriétés pétrophysiques du réservoir de HASSI GUETTAR à savoir :

1. La caractérisation des fractures naturelles à partir de données d'imagerie sonore et électrique afin de déterminer les indicateurs structuraux de fracturation, concernant notamment leurs intensités et leurs orientations.
2. Détermination de l'impact de la fracturation sur la porosité et la perméabilité en se basent sur les résultats de l'analyse des données de l'imagerie et les cartes isovaluers (perméabilité et porosité) et la corrélation entre eux .

Mots clés : imagerie, Fracture, fracturation par imagerie, impact, pétrophysiques, porosité, perméabilité, réservoir, Quartzite Hamra, HASSI GUETTAR.