

**UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA -  
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES  
RENOUVELABLES ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS  
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE  
L'UNIVERS**



**Mémoire de Master Professionnel  
Domaine : Science de la Terre et de l'Univers  
Filière : Géologie  
Spécialité : Géologie Pétrolière**

**Thème**

**Analyse de la fracturation en vue d'optimisation de la  
production du niveau de Quartzite de Hamra  
-cas du champ de Hassi Guettar- bassin d'Oued Mya**

Présenté par :

**BELKHIR Nouredinne  
BOULDJEMAR Haydar  
DAOUDI Hocine**

Soutenu publiquement  
le : 30/05/2017

**Devant le jury :**

<b>Président :</b>	<b>M. MRABET Lakhdar</b>	<b>M.A.A Univ. Ouargla</b>
<b>Promoteur :</b>	<b>M. SATOUH Adel</b>	<b>M.C.B Univ. Ouargla</b>
<b>Examineur :</b>	<b>M. LAOUINI Hamza</b>	<b>M.A.A Univ. Ouargla</b>

**Année Universitaire : 2016/2017**

## Remercîments

*Au terme de ce travail, Nous tenons à remercier le bon Dieu pour le courage et la patience qu'il nous a offert, afin de réalisé se travail.*

*Nous tenons à exprimer nos profonde gratitude à toutes les personnes qui nous apporté leurs aides, leurs conseils et surtout le soutien dont j'avais besoin durant cette épreuve.*

*Nos remerciements s'adressent en premier lieu à notre encadreur Mr. Satouh Adel de nous avoir suivi, qu'il veuille bien trouver l'expression de nos profonde gratitude pour l'aide scientifique et morale et nous guidé avec une grande compétence et beaucoup de tact et bienveillance.*

*Nos remerciements vont également à tous les enseignants du Département science de la terre et l'univers, pour leurs enseignements et ce que nous avons appris avec eux,*

*Nous remercions l'ensemble du personnel de la division Engineering et production SONATRACH - HASSI MESSAOUD, département géologie à qui nous fournissons toute l'aide et les moyens nécessaires, durant notre passage à la SONATRACH, pour l'élaboration de ce mémoire.*

*Nous remercions tous nous amis pour leurs aide, Nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour réaliser se travail.*



# Dédicace

*Nous dédions ce travail à nos très chers parents et nos oncles que Dieu les protèges et leur donne tout le bonheur du monde qu'ils méritent.*

*Nous dédions également à nos très chers frères et sœurs, et à tous les membres de nos famille un par un, pour tout les sacrifices, et les encouragements durant toute période de nous études.*

*Et nos amies de filière de géologie avec qui nous avons partagé les meilleurs moments de nos vies d'étude*

*Aussi à tous les enseignants de l'université d'Ouargla*



# NOMENCLATURE

HGA	:	Hassi Guettar
HGA-1	:	Nom De Puits à Hassi Guettar
QH	:	Quartzite de Hamra
M	:	Mètre
m <sup>2</sup>	:	Mètre carré
md	:	Millidarcy
D	:	Darcy
3D	:	Trois Dimensions
≈	:	Presque Egal
Φ	:	Porosité
Q	:	Débit
DST	:	Drill Stem Test
Dx	:	Epaisseur
S	:	Section
M	:	Viscosité
V	:	Volume
K	:	Perméabilité

# Sommaire

INTRODUCTION GENERALE .....	01
-----------------------------	----

## Chapitre I : Cadre générale de l'étude

I. 1. Cadre géographique.....	02
I. 2. Historique sur l'exploration et l'exploitation.....	03
I. 3. Cadre géologique .....	04
I. 3. 1. Aperçu structural .....	04
I. 3. 2. Evolution géodynamique .....	07
I. 3. 3. Stratigraphie .....	10
❖ Le Paléozoïque .....	11
❖ Le mésozoïque .....	11
❖ Le Cénozoïque .....	13
I. 3. 4. Système pétrolier .....	14
❖ Les roches réservoirs .....	15
❖ Les roches couvertures .....	15
❖ Les roches mères .....	15
❖ Type des pièges .....	15

## Chapitre II : Caractérisation de réservoir

II. 1. Etude pétrophysique .....	16
II. 1. 1. La porosité .....	16
II. 1. 1. 1. Définition .....	16
II. 1. 1. 2. Méthodes de mesure au laboratoire .....	16
II. 1. 1. 3. Matériel de mesure la porosité .....	17
II. 1. 2. La perméabilité.....	17
II. 1. 2. 1. Définition .....	17
II. 1. 2. 2. Méthodes de mesure au laboratoire .....	18
II. 1. 2. 3. Matériel de mesure la perméabilité .....	19
II.1. 3. La saturation .....	19
II. 1. 3. 1. Définition .....	19
II. 1. 3. 2. Méthodes de mesure au laboratoire .....	19
II. 1. 3. 3. Matériel de mesure la saturation.....	20
II. 1. 4. Résultat .....	21
II. 1. 4. 1. Analyse des carottes .....	21
II. 1. 4. 2. La porosité.....	22
II. 1. 4. 3. La perméabilité .....	24
II. 1. 4. 5. La saturation.....	26
II. 2. Productivité du champ .....	28
II.2.1.Le DST(DrillSteamTest).....	28
II. 2. 1. 1. Définition.....	28
II. 2. 1. 2. Principe de l'opération DST.....	28
II. 2. 1. 3. Les objectifs de DST.....	28
II. 2. 1. 4. Les principaux équipements d'un DST .....	29
II. 2. 2. Résultat .....	30
II. 2. 2. 1. Données générales sur les puits testes .....	30
II. 2. 2. 2. Interprétation de diagramme de pression-temps .....	31
II. 3. Estimation réserve .....	32

II. 3. 1. Méthodes d'estimation des réserves.....	32
II. 3. 2. Les paramètres d'estimation .....	32
II. 3. 3. Méthode de calcul choisi .....	33
II. 3. 4. Résultats d'estimation.....	34
II. 4. Conclusion.....	35

### **Chapitre III : Analyse de la fracturation**

III. 1. Introduction .....	36
III. 2. Théorie sur la fracturation .....	36
III. 2. 1. Définition.....	36
III. 2. 2. Les types des fractures .....	36
III. 3. Analyse des carottes .....	38
➤ Analyse macroscopique des carottes .....	38
❖ Puits HGA 11 .....	38
❖ Puits HGA 24 .....	39
❖ Puits HGA 26.....	40
❖ Puits HGA 32 .....	41
III. 4. Imagerie .....	42
❖ Puits HGA 11.....	43
❖ Puits HGA 15.....	46
❖ Puits HGA 18 .....	49
III. 5. Influence de la fracturation sur les paramètres pétrophysique.....	52
III. 6. Conclusion.....	53

CONCLUSION GENERALE.....	54
--------------------------	----

### REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

# *LISTE DES TABLEAUX*

<b>Tableau. 01: Représente les principaux caractéristique pétrophysique des puits HGA.....</b>	<b>21</b>
<b>Tableau. 02: Données générale sur le DST HGA2, 11, 18, 24, 32, HGA-1, HGAW-1.....</b>	<b>30</b>
<b>Tableau. 03: Tableau récapitule les résultats des paramètres de HGA .....</b>	<b>34</b>

# *LISTES DES FIGURES*

Figure. 01: Localisation de Hassi Guettar dans la région Hassi Messaoud.....	02
Figure. 02: Schéma structural des champs HGA, HGAS, HGAW et HGANE montrant les directions de fractures.....	04
Figure. 03: Carte iso-profondeur au toit de réservoir quartzite de Hamra... ..	05
Figure. 04 : Carte iso-épaisseur de réservoir Quartzite de Hamra.....	06
Figure. 05: 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).....	09
Figure. 06: Colonne stratigraphique du champ Hassi Guettar SONATRACH DP .....	10
Figure. 07: L'appareil porosimètre .....	17
Figure. 08 : L'appareil de perméamètre. ....	19
Figure. 09 : L'appareil de Dean Stark.....	20
Figure. 10 : Carte iso-porosité de réservoir.....	22
Figure. 11 : Histogramme de porosité du réservoir QH de HGA.....	23
Figure. 12 : Carte iso-perméabilité de réservoir Quartzite de Hamra.....	24
Figure. 13 : Histogramme de perméabilité du réservoir quartzite de Hamra .....	25
Figure. 14 : Carte iso-saturation de réservoir QH.....	26
Figure. 15 : Histogramme de du réservoir quartzite de Hamra .....	27
Figure. 16 : Schéma présentatif des équipements de fond et de surface de DST.....	29
Figure. 17: Diagramme de pression-temps de puits HGA35.....	31
Figure. 18 : Photos de carotte HGA 11.....	38
Figure. 19 : Photo de carotte de HGA 24.....	39
Figure. 20 : Photo de carotte de HGA 26.....	40
Figure. 21 : Photo de carotte de HGA 32.....	41
Figure. 22 : Fracture ouverte dans une image des ondes dans le Puits HGA11.....	44
Figure. 23 : Orientation des fractures dans le puits HGA11.....	45
Figure. 24 : Analyse des fractures HGA15.....	47
Figure. 25 : Orientation des fractures HGA 15.....	48
Figure. 26 : Analyse des fractures HGA18.....	50
Figure. 27 : Orientation des fractures HGA18.....	51



## INTRODUCTION GENERALE

Le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, n'a cessé de montrer ses richesses, à travers son développement dans le Sahara et aujourd'hui dans le Nord, avec les promesses offertes par l'exploration, qui trouve un nouvel élan dans cette région.

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 bassin d'Oued Mya qui a connu ces dernières années des découvertes au niveau du réservoir Quartzite de Hamra, Constitue actuellement l'un des principaux objectifs de l'exploration en Algérie. Actuellement des travaux d'exploration se déroulent dans la structure de HassiGuetta.

Le Tight Réservoir Quartzites de Hamra de l'ordovicien est parmi les principaux réservoirs des bassins d'Oued Mya, Ce réservoir est très compact, cependant sa productivité est appréciable a cause de sa fracturation importante.

Ce travail de mémoire de fin d'étude sur le niveau du réservoir Quartzite de Hamra, compter surfaçons, à l'aide d'analyse de fracturation en utilisé matériel l'outil de l'étude des carottes et l'imagerie, Métrisé les cartes présentant les paramètres pétrophysiques à l'aide du logiciel SURFER.

Le but de ce travail est l'analyse de la fracturation macroscopique des carottes au niveau réservoir du Quartzite de Hamra combiné avec l'étude pétrophysique d'un plusieurs puits appartenant au champ de Hassi Guettar. et cela pour déterminer le réseau de la fracturation qui peut jouer un rôle très important dans l'amélioration des paramètres pétro physiques, donc optimiser la production et valoriser les réserves estimés en place.

A cet effet notre étude sera présentée sous trois chapitres principaux :

- Chapitre I: Cadre générale de la zone d'étude.
- Chapitre II: Caractérisation de réservoir.
- Chapitre III: Analyse de la fracturation.

Et enfin une conclusion générale avec recommandation.

# Chapitre I :

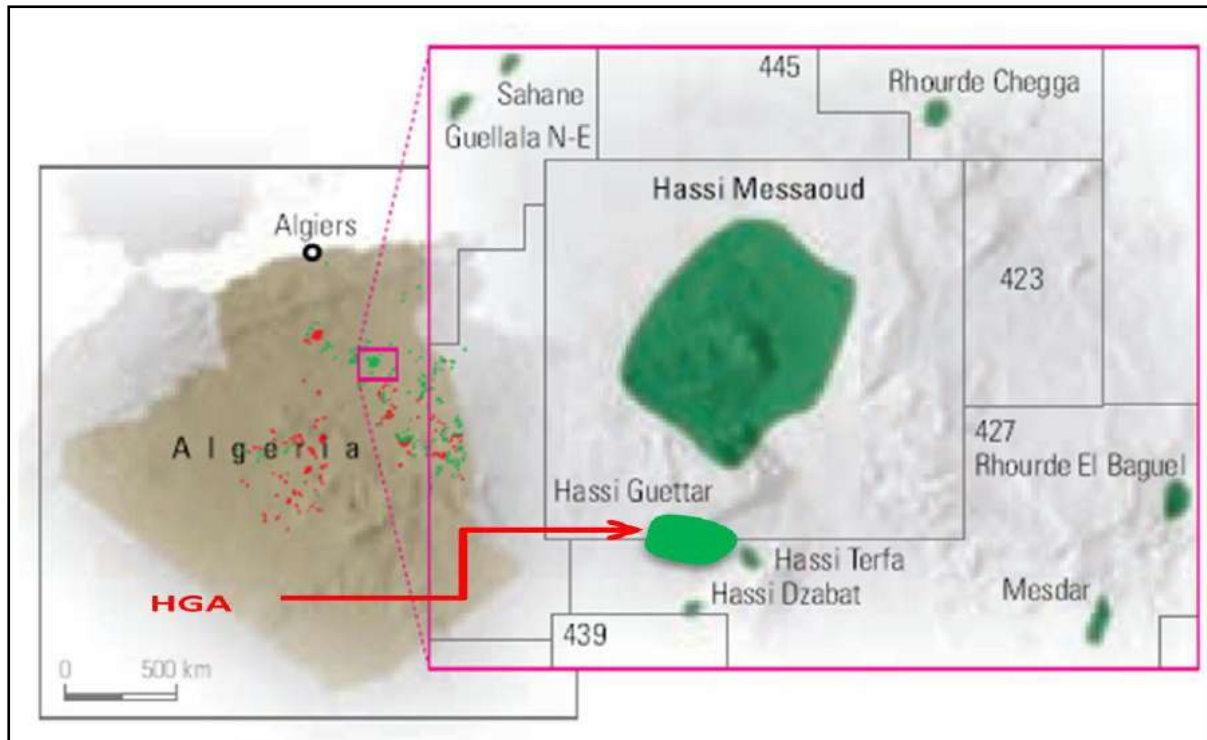
Cadre générale de la  
zone d'étude

## I. 1. Cadre géographique

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427. Entre la longitude 5°30' et 6°30' Ouest et la latitude 30°50' et 31°40' Nord. En Juin 1992, le premier puits (HGA -1) a été foré dans la région.

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud (*Figure. 01*), ses limites sont :

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



*Figure. 01: Localisation de Hassi Guettar dans la région de Hassi Messaoud.*

## **I. 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 Me ssaoud. 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, en 1998 (HGA4) puis en 2000 (HGA5), viennent ensuite en 2002 les sondages (HGA10-HGA11-HGA12-HGA13), puis en 2004 le forage de HGA14 et HGA15. Et récemment la reconnaissance profonde de la région continue avec les puits HGA16, 17, 18, 19, 20, et HGA21 actuellement en cours de forage.

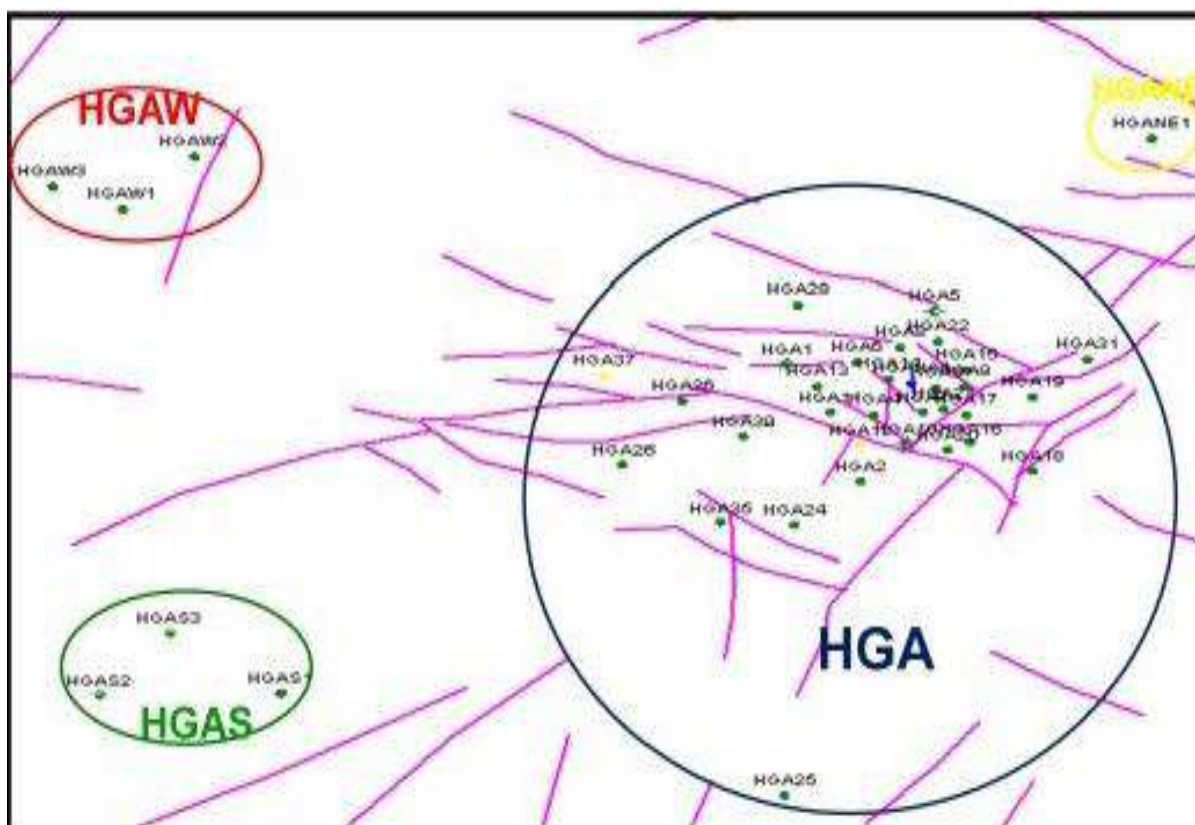
### I. 3. Cadre géologique

#### I. 3. 1. Aperçu 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 des failles anciennes du socle (de direction NW-SE et NE-SW) (**Figure. 02**). Elles sont héritées des événements antéhercyniens ayant rejoué ultérieurement.

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

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

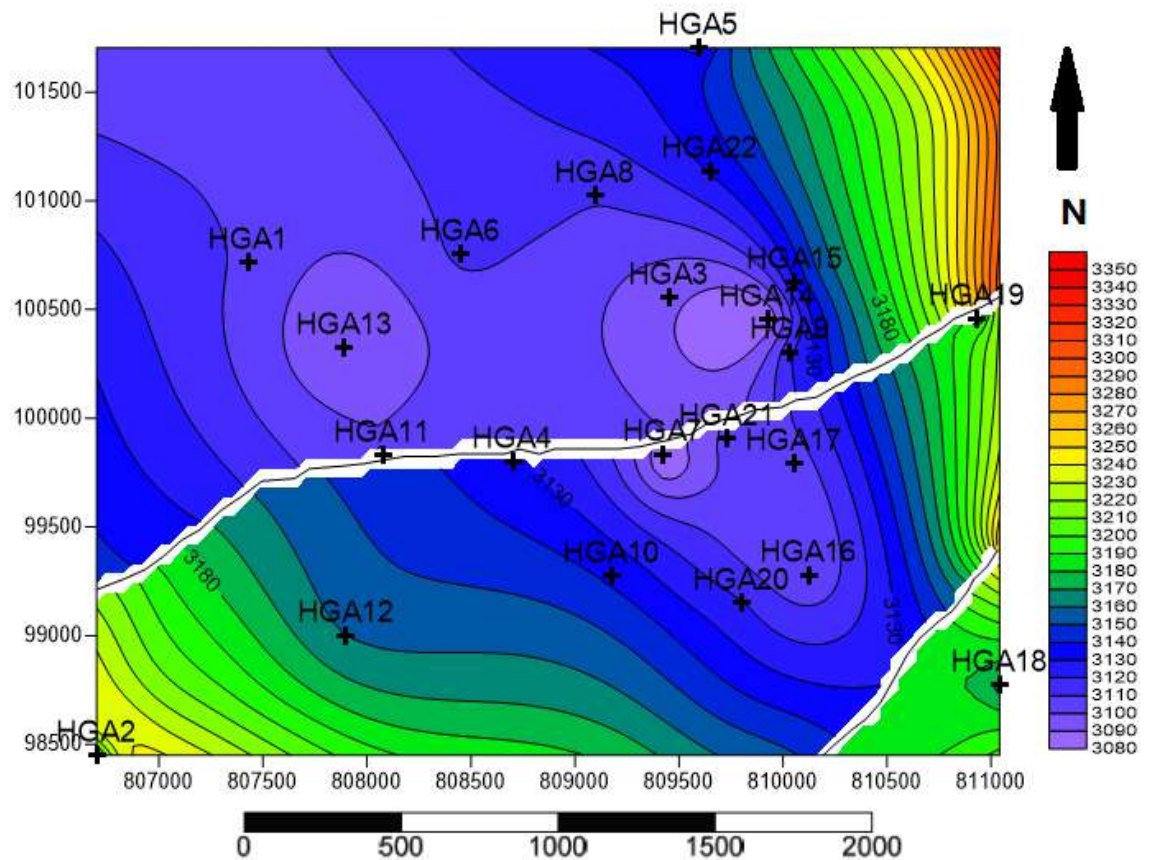


**Figure. 02:** Carte de linéament des champs HGA, HGAS, HGAW ET HGANE montrant les directions de fractures (SONATRACH/DP).

Ce schéma montre deux réseaux de failles de différentes directions NW-SE et NE-SW. D'autres directions sont présentes mais de moindre importance. Le réseau de failles NW-SE apparaît plus dense dans le secteur HGA par rapport aux secteurs voisins.

➤ **Carte en isobathe au toit du réservoir Quartzite de Hamra**

La carte montre une structure anticlinale de direction NW-SE, dans la partie méridionale la structure a subi une déformation qui entraîne le plissement de l'axe. La position de cette zone déformée est comprise entre deux accidents de direction NE-SW et NNE-SSW. Il est donc probable que cette déformation soit en relation avec la géométrie des failles définissant une zone en coin. (*Figure. 03*)

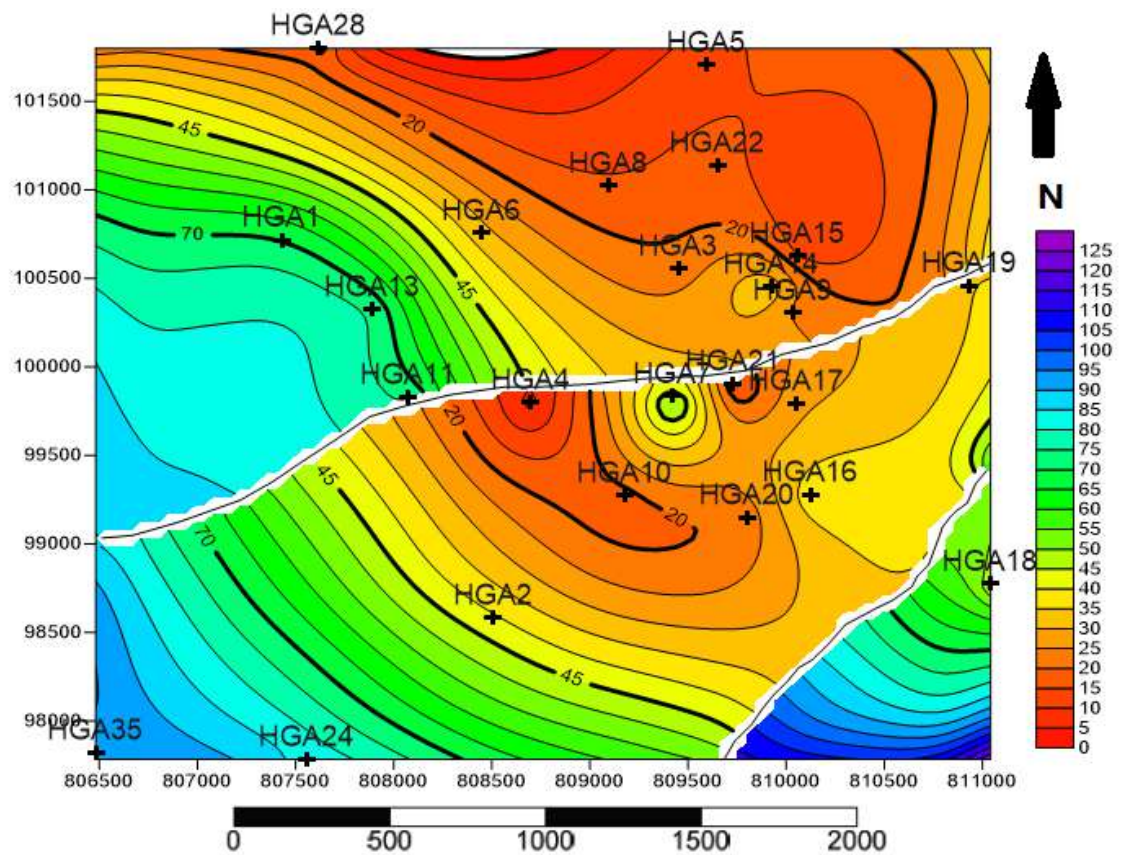


*Figure. 03: Carte iso-profondeur au toit de réservoir Quartzite de Hamra.*

➤ **Carte en isopaque au niveau du réservoir Quartzite de Hamra**

La carte en isoépaisseur du quartzite de Hamra montre une variabilité dans l'épaisseur de ce réservoir, Les isolignes ont une direction NE-SW et l'épaisseur augmente du Nord vers le Sud.

Cela est due a aux déférentes érosions pendant le mouvement hyrcaniennes, ainsi que l'influence de trias roche éruptive grés d'ouargla. Les épaisseurs varient entre 2m à 110m (*Figure. 04*).



*Figure. 04: Carte iso-épaisseur de réservoir Quartzite de Hamra.*

### I. 3. 2. Evolution géodynamique

Les mêmes phases tectoniques ont agi sur Hassi Messaoud et HassiGuettar

- **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-Tass ilienne 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.

- **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 grés 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.

- **La phase Caradoc (Phase de compression tectonique)**

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.

- **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.

- **La phase hercynienne (~225 à 250 MA)**

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



### **A. Les mouvements hercyniens précoces**

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

Cette phase tectonique a causé l'individualisation de certaines structures appuyées sur des accidents orientés NW-SE parmi lesquelles : Zarzaitine- Ifefane, Dôme à Collénias, etc... Les mesures de stries effectuées sur le terrain dans les grés du Khenig (Dévonien supérieur) indiquent une direction de serrage N040 compatible avec la formation des structures précédentes. (M.BOUDJEMAA 1987). Cette direction N040 a été aussi retrouvée par J.L.BLES (1969) dans les calcaires à Orthocéras du Dévonien inférieur (Muraille de Chine), de la chaîne d'Ougarta Elle serait aussi responsable de la formation des plis de cette chaîne. (M.BOUDJEMAA).

### **B. Les mouvements hercyniens majeurs**

Le schéma structural actuel de la région est le résultat des contraintes compressives hercyniennes de direction Nord 120°. Des contraintes compressives de direction Est 120°, perpendiculaires aux accidents majeurs, sont responsables des bombements NESW et des jeux de failles de même direction dont résultent les horsts et les grabens (*figure. 05*).

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

- **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.

- **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 pétrophysique du réservoir.




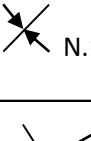
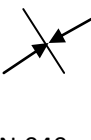

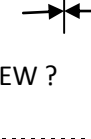
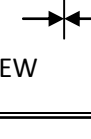
ERE		EPOQUES D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	NATURE ET DIRECTION DES PHASES	EFFET SUR LES JEUX DES FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE TARDIF N.0.60	 N.060	jeu une compression des accidents N.060
	PALEOGENE	EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N .160	 N .160	jeu en compression des accidents n.160, et création des nouvelles structures
MESOZOIQUE	CRETACE		PHASE AUTRICHIENNE  ALPINE PRECOCE  T R I A S	 N.090	jeu en inverse sur les accidents N.090
	JURASSIQUE				
	T R I A S				
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
	DEVONI	SUPERIEUR	PHASE FRASIEN	 NW-SE	Jeu en faille normale sur les failles NE-SW (variation de faciès et d'épaisseur) volcanisme.
		MOYEN			
		INFERIEUR			
	SILURIEN		PHASE CALEDONIEENNE	 EW ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les moles subméridien) tihamboka.
	ordovicien				
COMBRIEN		PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	 EW	tectonique cassante réseau NE-SW et NW-SE (caractérisation de Sahara centrale).	

Figure. 05 : 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. 3. 3. Stratigraphie

Du point de vue stratigraphique, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables (*Figure. 06*). La coupe litho stratigraphique type de larégion se présente ainsi :

Ere	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	NEOG	MIO PLIOCENE		239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses	
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie
			ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marnes, dolomie
			SALIFERE		149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes
		TURONIEN		112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée	
		CENOMANIEN		147	Anhydrite, marnes, dolomie, calcaire et argile	
		ALBIEN		362	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce	
		APTIEN		24	Dolomites cristallines et calcaires	
		BARREMIEN		276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles	
		NEOCOMIEN		182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux	
		MALM		226	Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès	
	JURASSIQUE	DOGGER	ARGILEUX		107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines
			LAGUNAIRE		211	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises
		LIAS	LD1		66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires
			LS1		90	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite
			LD2		55	Dolomies à passées marnes grises
	TRIASSIQUE	SALIFERE	TS1		46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie
			TS2		189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile
			TS3		202	Sel massif avec traces d'argiles
		ARGILEUX		113	Argiles rouges dolomitiques ou Silteuses injectée de sel et anhydrite	
		GRESEUX		0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux	
ERUPTIF			0 à 92	Andésite		
PALEOZOIQUE		ORDOVICIEN	Quartzites d'El Hamra		75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite
			Grès d'El Atchane		25	Grès fins feldspathiques et glauconieux
	Argiles d'El Gassi			50	Argile verte ou noire à graptolites	
	Zone des Alternances			18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites	
	CAMBRIEN	R Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites	
		R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques à entrecroisées	
		R 2		100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques	
		R 3		370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux	
Infra Cambrien		45	Grès argileux rouges			
SOCLE			Granite porphyroïde rose			

Figure. 06: Colonne litho stratigraphique du champ Hassi Guettar (SONATRACH/DP).

---

**❖ Le Paléozoïque**

- **Le Socle** : Rencontré, à environ de 4000 mètres de profondeur, a été décrit comme étant un granite porphyroïde de couleur rose.
- **L'infracambrien** : composé de grès argileux de couleur rouge. Il a une épaisseur de 45m.
- **Le Cambrien** : Il comprend les réservoirs de Hassi Messaoud, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de siltstones argilo micacés.

On y distingue trois lithozones R1 (Ra +Ri), R2 et R3.

- **L'Ordovicien** :

A l'échelle régionale, l'ordovicien est composé de plusieurs formations, alors que dans le champ de Hassi Messaoud, il est représenté par :

**La zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres, désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites à grains fins isométriques glauconieuses.

**Argile d'El Gassi** : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres, cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée, présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

**Les grès d'El Atchane** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres. Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Il peut être argileux ou glauconieux, admettant de nombreuses passées argileuses et silteuse.

**Les quartzites de Hamra** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 110 mètres, ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

**❖ Le mésozoïque**

- **Le Trias** :

**Trias éruptif** : Son épaisseur atteint 92 m .Il est représenté par des épanchements locaux de coulées éruptives, intercalées avec des sédiments détritiques.

**Trias Gréseux** : Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres, il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagnées par des coulées éruptives.

**Trias Argileux :** Son épaisseur moyenne est de 113 mètres, il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet.

**Trias Salifère :** Son épaisseur moyenne est de 440 mètres, il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques. Le trias salifère est subdivisé en trois termes (T.S.3-T.S.2-T.S.1)

- **Jurassique :**

**Le Malm :**

Il est représenté par les argiles. Il à une épaisseur moyenne de 226 mètres et contient une aquifère d'eau potable.

**Le Dogger :**

Son épaisseur moyenne est de 320 mètres. Il est subdivisé en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

➤ **Le Lias :**

**Le Lias dolomitique 3(LD3) :** Ce sont des marnes à passées dolomitiques de couleur gris à gris verdâtre.

**Lias salifère 2(LS2) :** Ce sont des sels massifs, avec quelques fois des intercalations argilo-salifère de couleur brun rouge.

**Lias dolomitique 2(LD2) :** Ce sont des dolomies massives à grains fin, de couleur grisâtre.

**Lias salifère 1(LS1) :** D'une épaisseur moyenne de 90 m, il est constitué de bancs de sels et argiles avec des passées d'anhydrite blanche.

**Lias dolomitique1 (LD1) :** Composé de dolomies et d'anhydrite sur une épaisseur moyenne de 66m.

- **Le Crétacé :**

**Le Néocomien :** Son épaisseur est de 182 mètres. Il comprend deux niveaux, à la base on a un terme gréseux constitué de grès avec quelques passées d'argiles alors qu'au sommet on a un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

**Le Barrémien :** Son épaisseur moyenne est de 280 mètres. Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

**L'Aptien :** Son épaisseur est de 25 mètres. Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

**L'Albien** : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres. Il est constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse. Il est considéré comme étant la nappe aquifère principale en eau douce dans le Sahara Algérien.

**Le Cénomanién** : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres. On y remarque une alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brun, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

**Le turonien** : Son épaisseur varie entre 70 à 120 mètres. Il est formé d'une alternance de calcaire argileux, dolomitique et crayeux. Au sommet apparaissent les bancs de calcaires. Le turonien présente une nappe d'eau salée.

**Le sénonien** : Son épaisseur moyenne est de 450 mètres. Il est constitué de deux types de formations :

- **Le sénonien lagunaire** : Il est épais de 350 mètres. La partie inférieure de sa base présente des bancs massifs de sel avec des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise.

- **Le sénonien carbonaté** : il est d'une épaisseur moyenne de 100m. Il est représenté par des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

**Sénonien carbonaté** : il est d'une épaisseur moyenne de 100m. Il est représenté par des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

#### ❖ Le Cénozoïque

##### **Eocène:**

D'une épaisseur moyenne de 120 m, il est représenté par des calcaires dolomitiques.

##### **Mio-Pliocène :**

C'est le recouvrement continental qui est essentiellement sableux, d'épaisseur variable pouvant aller jusqu'à 250 m.

### I. 3. 4. Système 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 développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-ordoviciens. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles.

- **Le Réservoir :**

Le réservoir ordovicien (Quartzite de Hamra) productif dans les puits HGA est le réservoir principal.

La couverture régionale est assurée par les séries Argilo-salifères du Trias et du Lias.

- ❖ **Les roches réservoirs**

- **Le Cambrien :**

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

**L'unité  $R_a$  :**

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

**L'unité  $R_j$  :**

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.

- **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).

**❖ Les roches couvertures**

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

**❖ Les roches mères**

Comme dans toute la plate forme 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 que Oued Mya, Mouydir et Berkine.

**❖ Types des pièges**

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



# Chapitre II :

## caractérisation de réservoir

## II. 1. Etude pétrophysique

### II. 1. 1. La porosité

#### II. 1. 1. 1. Définition

La porosité ( $\phi$ ) d'une roche est sa propriété de présenter des vides, pores et fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche.

A coté de cette porosité totale ou brute, on définit la porosité utile  $\phi_u$ , c'est-à-dire la porosité correspondant aux vides reliés entre eux ou volume des vides susceptibles d'être occupé par des fluides.

#### II. 1. 1. 2. Méthodes de mesure au laboratoire

Il existe plusieurs telles que :

- échantillon frais ou préservé.
- échantillon exposé ou extrait.

La méthode la plus utilisée :

Elle consiste à mesurer le volume du solide avec le porosimètre (*Figure. 07*) à immersion de type corelab dans le mercure. Le volume solide ( $V_s$ ) est obtenu par la poussée d'Archimède dans le xylène, après saturation des échantillons par ce liquide. Le volume total est obtenu par la mesure de la poussée d'Archimède sur l'échantillon, en calculant le poids spécifique exercé par la phase solide, la porosité sera donnée par la formule suivante en (%) :

$$\phi = \frac{V_t - V_s}{V_t} = 1 - \frac{V_s}{V_t} = \frac{V_v}{V_t}$$

Où :

- $V_T$ : Volume total de l'échantillon.
- $V_S$ : Volume de solide.
- $V_V$ : Volume de vide.

### II. 1. 1. 3. Matériel de mesure la porosité



*Figure. 07: L'appareil de porosimètre.*

## II. 1. 2. La perméabilité

### II. 1. 2. 1. Définition

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable.

La perméabilité représente ainsi la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser.

Si le fluide est homogène, et n'a aucune action importante sur le milieu encaissant, la perméabilité ( $k$ ) est dite absolue. Elle se déduit de la loi de Darcy, ou plus souvent en milli Darcy (md).

### II. 1. 2. 2. Méthodes de mesure au laboratoire

La mesure de la perméabilité est réalisée par un dispositif basé sur la loi de Darcy. On injecte du gaz traversant le Plug lavé, le gaz sortant de l'échantillon fera monter le niveau d'eau dans un tube gradué. On tire la perméabilité à partir de la formule empirique suivante :

$$K=(C.Q.L.HW)/(A.D)$$

Où :

- **K** est mesuré en **darcy** ou en **milli darcy**.
- **C = DP=P2-P1** : constante contrôlée à partir du volume de mercure.

Pour les mesures effectuées à Hassi Messaoud elle est Généralement égale à 60.

- **Q** : débit constant (**mm<sup>2</sup> /heure**).
- **L** : longueur standard de l'échantillon.
- **Hw** : hauteur de l'eau dans le tube gradué.
- **A** : section standard de l'échantillon.
- **D** : longueur totale du tube gradué.

Le calcul des moyennes de perméabilité par drain nous permettra de déterminer les drains qui présentent les meilleures valeurs de perméabilité qui s'effectuera comme suit :

$$K_{\text{moy}} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n X_i} = (X_1 \times X_2 \times \dots \times X_n)^{\frac{1}{n}}$$

Avec :

**K<sub>moy</sub>** : Moyenne géométrique en (**md**).

### II. 1. 2. 3. Matériel de mesure la perméabilité



*Figure. 08: L'appareil de perméamètre.*

### II.1. 3. La saturation

#### II. 1. 3. 1. Définition

On appelle saturation en fluide la qualité de fluides contenue dans les pores exprimée en pourcent du volume poreux.

L'eau interstitielle est présente dans tous les réservoirs d'huile ou de gaz. Cette eau entoure les grains, occupe les petits pores. Les hydrocarbures occupent en général le centre des larges pores et les fissures.

#### II. 1. 3. 2. Méthodes de mesure au laboratoire

La discontinuité des mesures faites sur carottes, nous a obligés de prendre les données des diagraphies.

La saturation en eau est donnée par la relation expérimentale d'ARCHIE.

$$S_{nw} = \frac{f \times R_w}{R_t}$$

Permettant, la détermination de  $S_w$  d'une roche in-situ à partir des mesures de résistivité. ARCHIE a établi une relation entre la résistivité de la roche  $R_t$  et la saturation en eau de la roche (plus  $S_w$  diminue et plus  $R_t$  augmente).

- $F$  = facteur de formation (lié à la porosité et à la cimentation)

$$F = \frac{a}{m}$$

( $a$  et  $m$  se sont des constantes caractéristiques de la roche).

- $R_w$  : Résistivité de l'eau de formation déterminée à l'aide de la P.S.
- $S_w$  : Saturation en eau, elle représente la quantité d'eau contenue dans les pores. exprimée en pourcent du volume poreux.
- $n = 2$ , si la roche est mouillée par l'eau.
- $2 < n < 4$  ; si la roche est mouillée par l'huile.

### II. 1. 3. 3. Matériel de mesure la saturation



*Figure. 09: L'appareil de Dean Stark.*

**II. 1. 4. Résultat****II. 1. 4. 1: Analyse des carottes**

*Le tableau. 01* résume l'étude pétrophysique faite sur des carottes issues de cinq puits de champ de Hassi Guettar.

*Tableau. 01: Représente les principales caractéristiques pétrophysiques des puits HGA.*

Puits	Intervalle	Carotte	Porosité(%)			Perméabilité (md)			Saturation (%)
			Min	Max	Moy	Min	Max	Moy	Moy
HGA 2	3330–3348	N°1-2	3.79	10.8	7.12	0.57	5.04	3	28
HGA 11	3265–3284	N°1-2	2.32	9.59	7.15	0.02	0.23	0.42	29
HGA 17	3272–3281	N°2	1.54	4.01	8.02	2.34	5.2	4.06	34
HGA 24	3371–3380	N°1	3.80	10	7	0.15	5.1	4	35
HGA 32	337 –3383	N°1	1.23	9.93	6.3	0.19	3.02	2	25

D'après le tableau ci-dessus, résumé on remarque que la porosité dans ces puits est médiocre car elle présente une moyenne de 7 %. La perméabilité est très faible et présente une moyenne ne dépasse pas (4md) dans ces puits, Ces valeurs reflètent clairement le caractère compact de ce réservoir.

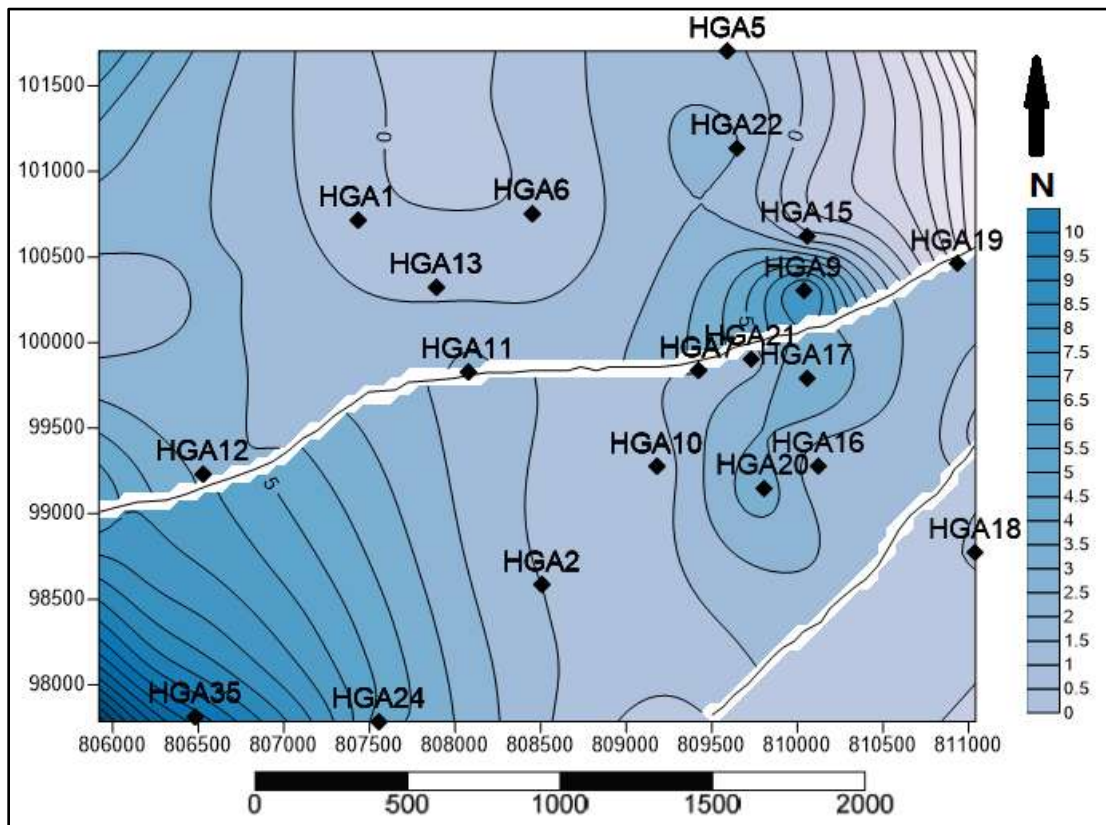
### II. 1. 4. 2. La porosité

A l'Est et à l'Ouest du réservoir, on remarque que les isolignes définissent un couloir de direction NE-SW, ce qui correspond à l'emplacement et l'orientation des failles. Par contre au Sud de les isolignes prennent une direction E-W, entre les deux failles.

L'allure des isolignes indique qu'il y a une relation entre la structuration du réservoir et les valeurs de la porosité.

La carte en iso porosité de Hassi Guettar à quartzite el Hamra montre que la porosité varie dans ce champ entre 5% et 9%.

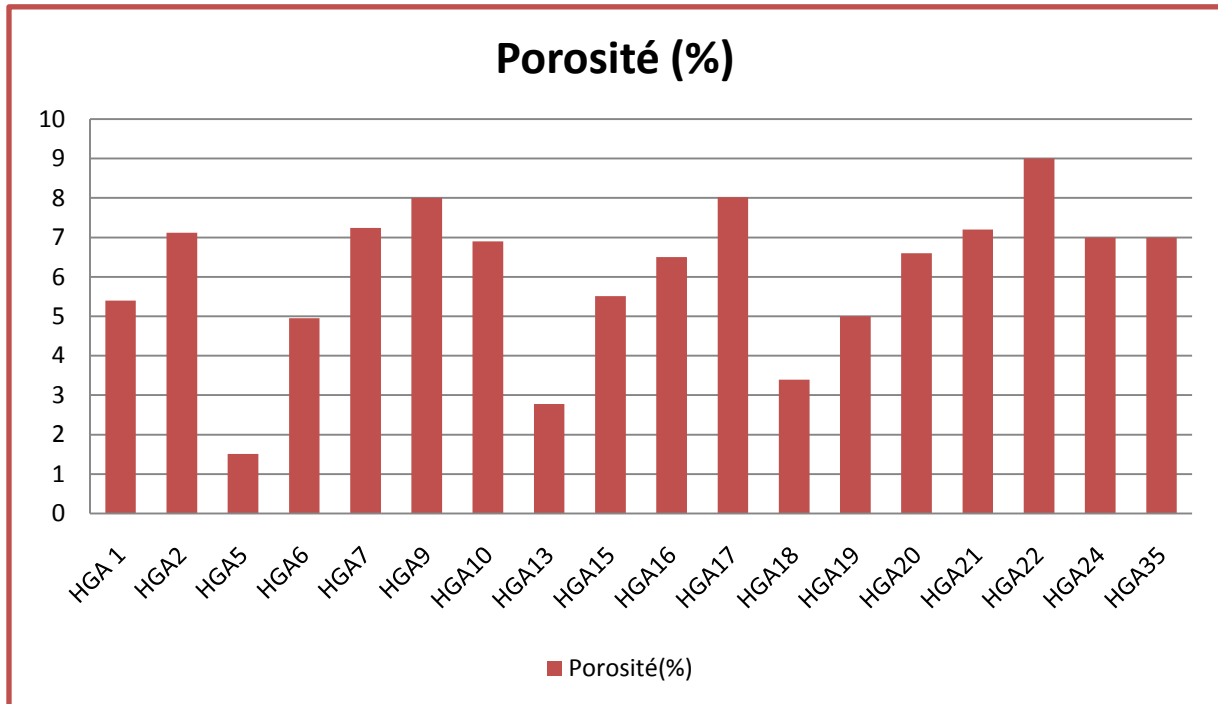
Les grandes valeurs de la porosité sont situées dans nord-est près des puits ; HGA9, HGA17, et dans le sud-ouest près des puits : HGA12, HGA24, HGA35, et d'autre valeur moins importantes vers les puits HGA1, HGA13, HGA6, HGA18 (**Figure. 10**).



*Figure. 10: Carte iso-porosité de réservoir Quartzite de Hamra.*



L'histogramme représente une bonne répartition de la porosité sur le champ de HGA et les valeurs varient entre 5 à 9%, la porosité présente des valeurs supérieures à 9% tout le long du réservoir avec quelques intervalles à valeurs faibles, la variation de ces valeurs est due à la fracturation ou au volume d'argile.



*Figure. 11: Histogramme de porosité du réservoir Quartzite de Hamra de HGA.*

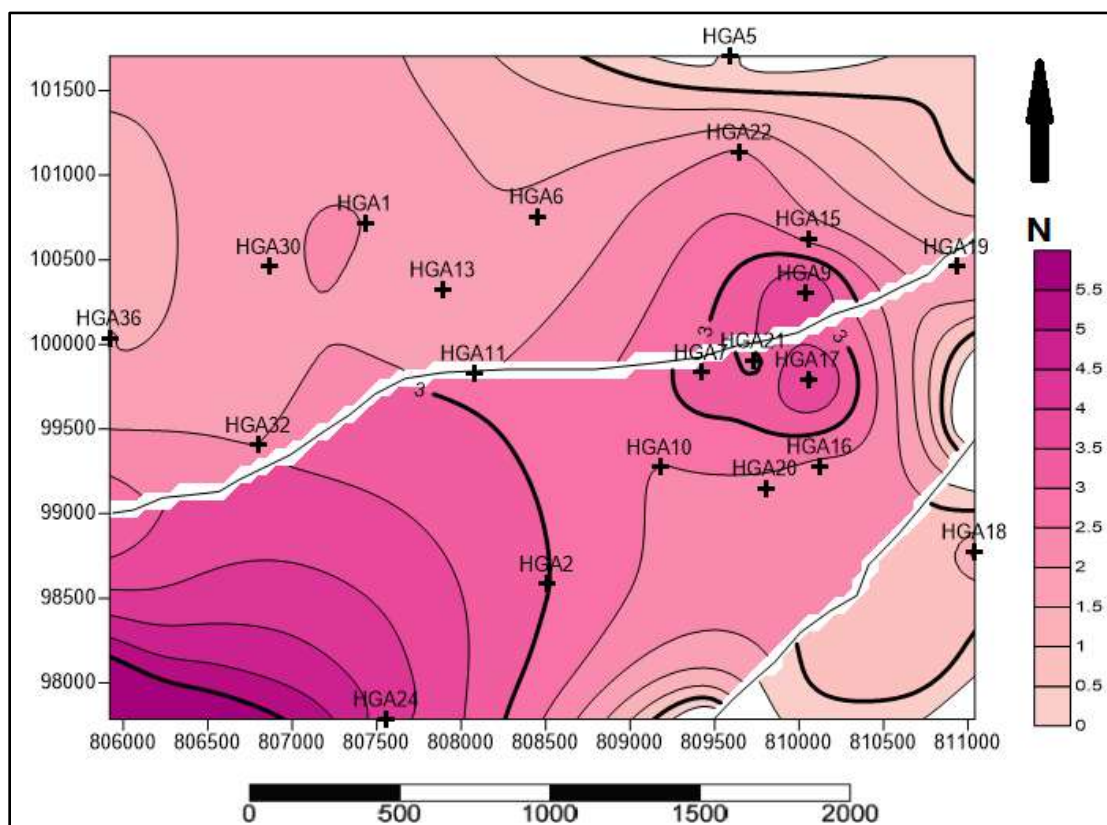
### II. 1. 4. 3. La perméabilité

A l'Est du réservoir, on remarque que les isolignes montrent une direction NE-SW, ce qui correspond à l'emplacement et l'orientation des failles. Au Nord Ouest du gisement, on remarque que les isolignes montrent une direction (NNW-SSE),

L'allure des iso-lignes indiquent qu'il existe une relation entre la structure du gisement et les valeurs de la perméabilité.

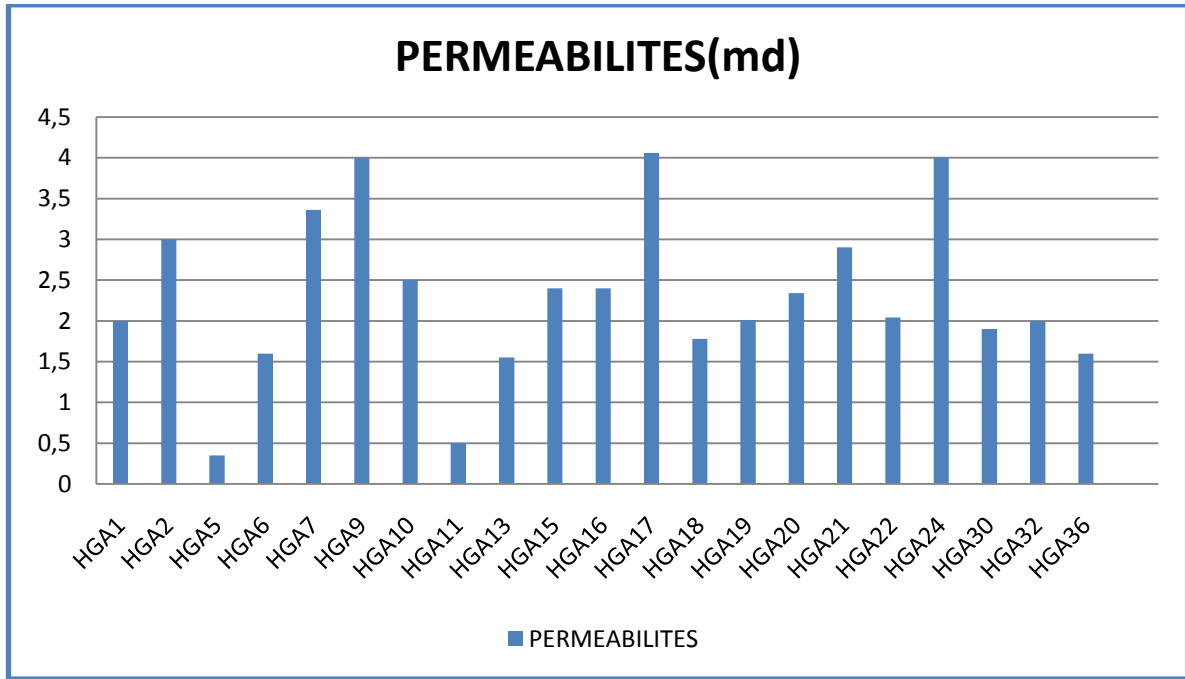
La carte en iso perméabilité de Hassi Guettar à quartzite de Hamra montre que la perméabilité est généralement très faible et ne dépasse pas 2 md dans la plupart de puits

Les grandes valeurs de la perméabilité sont situées dans nord-est près des puits ; HGA9, HGA17 et dans le sud-ouest près des puits HGA2, HGA24, HGA32, et d'autre valeur moins importantes vers les puits HGA1, HGA13, HGA6, HGA18 (**figure. 12**).



*Figure. 12: Carte iso-perméabilité de réservoir Quartzite de Hamra.*

L’histogramme représente une bonne répartition de la perméabilité sur le champ de HGA et les valeurs varient entre 2md et 4md, la perméabilité présente de valeurs supérieures à 5 tout le long du réservoir avec quelques intervalles à valeurs faibles, la variation de ces valeurs est due à la fracturation ou au volume d’argile. Par contre pour l’histogramme de perméabilité on observe que les valeurs de la perméabilité sont faibles.



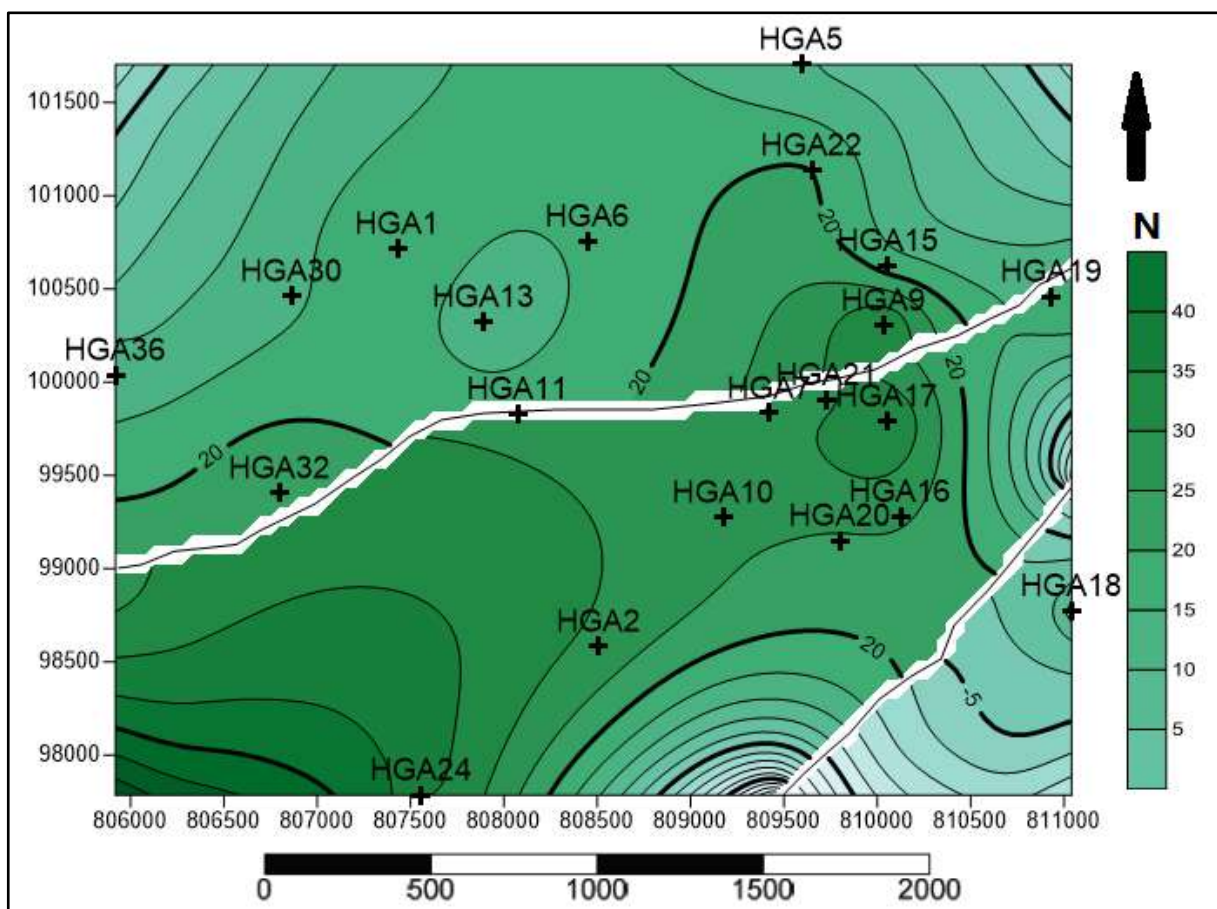
*Figure. 13: Histogramme de perméabilité du réservoir Quartzite de Hamra.*

### II. 1. 4. 5. La saturation

A l'Est et à l'Ouest du réservoir, on remarque que les isolignes montrent une direction (NE-SW), ce qui correspond à l'emplacement et l'orientation entre des failles, Permet qu'une bonne valeur de la saturation.

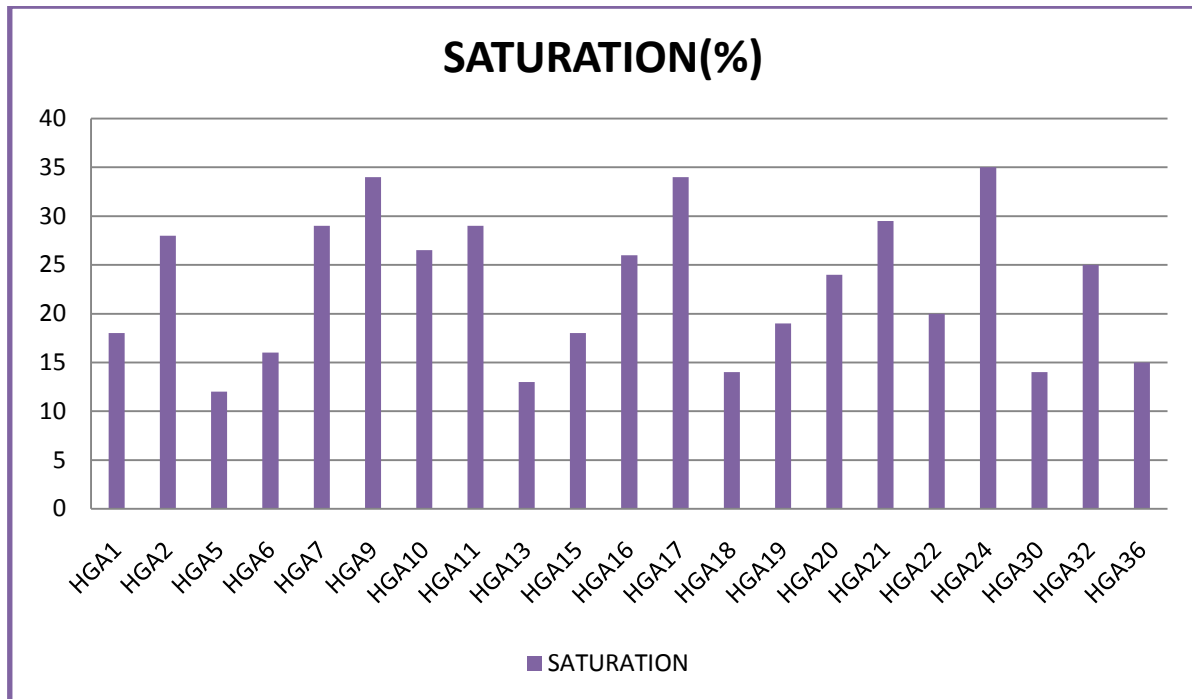
La carte en iso-saturation montre que la saturation varie entre 15% et 30% dans le centre près des puits HGA2, HGA11, HGA13, HGA26, HGA32, et HGA36.

Et d'autre valeur importantes vers les puits HGA17, HGA24, dépasse 30 dans la partie sud près et la troisième zone renferme le puits HGA5, HGA13, HGA18, ou la saturation ne dépasse 15% (**figure. 14**).



*Figure. 14: Carte iso-saturation de réservoir Quartzite de Hamra.*

L'histogramme de saturation moyenne de Quartzite de Hamar indique que la saturation est généralement variée entre 15% et 30% presque dans tous les puits (*Figure. 15*).



*Figure. 15: Histogramme de du réservoir Quartzite de Hamra.*

## **II. 2. Productivité du champ**

### **II. 2. 1. Le DST (Drill Stem Test)**

#### **II. 2. 1. 1. Définition**

Les tests en cours du forage (Drill Stem Test : DST) sont généralement réalisés dans les puits d'exploration ou de délimitation (délimitation du champ). Ils consistent à la mise en production temporaire d'un réservoir susceptible de contenir des hydrocarbures, afin de définir ses caractéristiques et ceux de l'effluent qu'il contient, pour optimiser son drainage et améliorer ses performances.

Le test permet de mesurer la pression et le débit de l'effluent, afin d'évaluer la perméabilité du réservoir et la réserve, et prendre un échantillon qui révélera les autres caractéristiques.

#### **II. 2. 1. 2. Principe de l'opération DST**

Les fluides ou les gaz présents dans une formation sont maintenus pendant le forage par la pression de la boue qui dépasse la pression de formation (over balance).

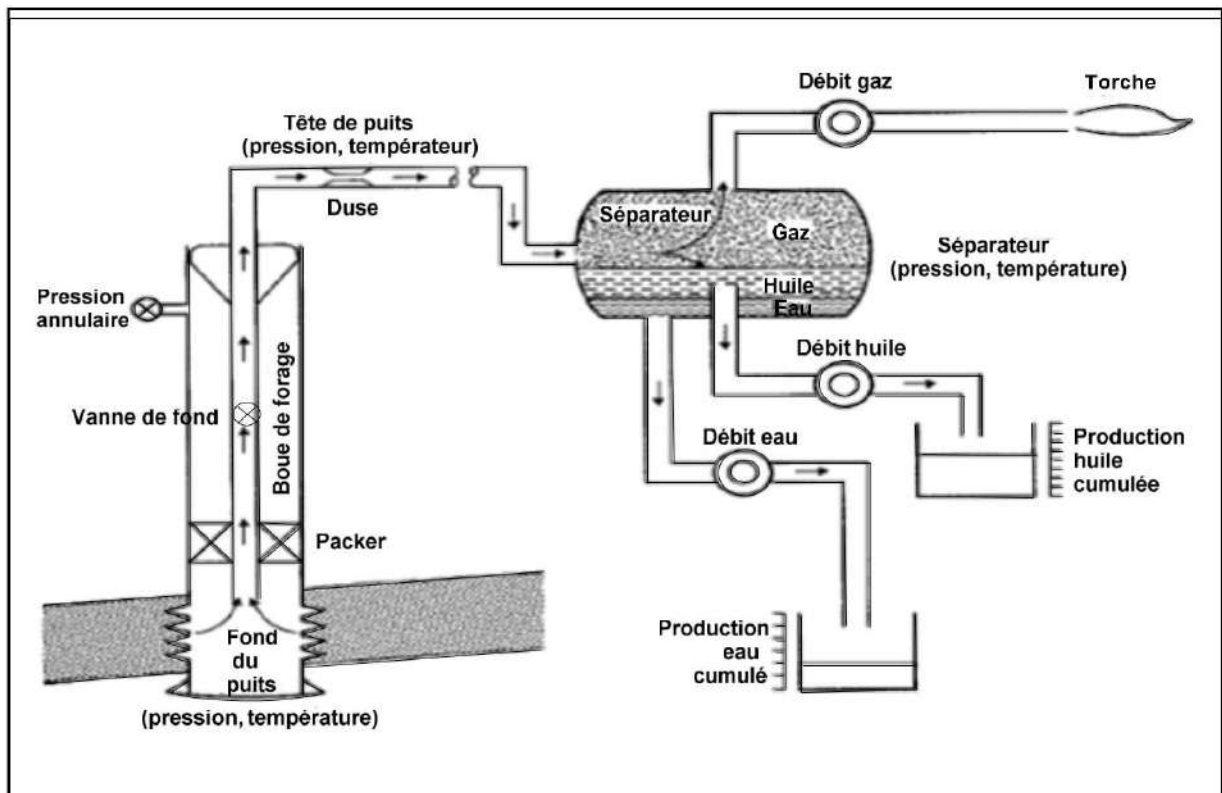
Le test est un moyen d'isoler la zone à tester, de canaliser les fluides ou le gaz présents dans la formation, tout en maintenant le reste du puits sous contrôle.

#### **II. 2. 1. 3. Les objectifs de DST**

- Mettre en évidence la présence d'hydrocarbures dans le réservoir
- Déterminer la pression du réservoir
- Déterminer les paramètres pétrophysique
- Déterminer la capacité de production
- Déterminer éventuellement le modèle du réservoir

### II. 2. 1. 4. Les principaux équipements d'un DST

L'installation d'un DST comporte des équipements de fond et de surface (**Figure. 16**).



*Figure. 16: Schéma présentatif des équipements de fond et de surface de DST.*

**II. 2. 2. Résultat****II. 2. 2. 1. Données générales sur les puits testes**

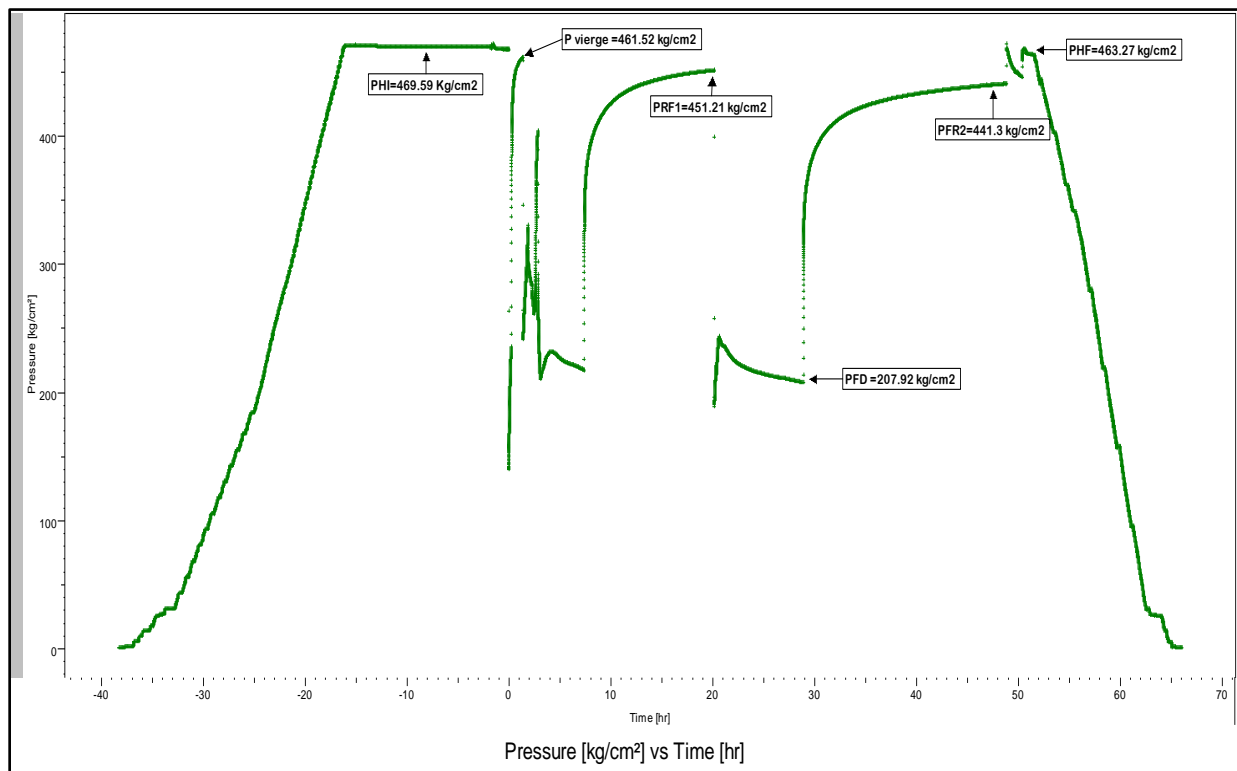
Le tableau.5 illustre des informations générales sur le test DST dans les puits HGA2, HGA11, HGA18, HGA24, HGA32, HGA-1 et HGAW-1 (*Tableau. 02*).

*Tableau. 02: Données générales sur le DST des puits HGA2, 11, 18, 24, 32, HGA-1, et HGAW-1.*

PUITS	type de teste	formation teste	intervalle teste (m)	Débit (m <sup>3</sup> /h)	
HGA2	BU	QH	3330-3341	Huile	2,68
HGA11	DST	QH	3247-3323	Huile	7,68
HGA17	DST	QH	3264-3293	Huile	2,56
HGA24	DST	QH	3369-3450	Huile	4,41
HGA32	DST	QH	3374-3435	Huile	9,0
HGA-1	BU	QH	3411-3442	Huile	4,5
HGAW-1	BU	QH	3403-3450	Huile	3,20



### II. 2. 2. 2. Interprétation de diagramme de pression-temps



**Figure. 17: Diagramme de pression-temps de puits HGA32 (SONATRACH/DP).**

D'après le diagramme de DST de puits HGA on remarque qu'il y a une augmentation de la courbe de pression (pression hydrostatique de la boue), elle est due à la descente de train de DST jusqu'à l'arrêt final du train où la pression hydrostatique initiale est de 469.59 Psi, elle se stabilise pendant 20 heures le temps de montage d'équipement de Surface. Une légère augmentation de la pression due à l'ancrage du packer où on a une Quelques instants après l'ancrage du packer, on a une chute de la pression, due à l'ouverture automatique de la vanne de testeur, le maintien de cette première ouverture dans l'intervalle de pression [150-200] psi, cette pression est appelé le Pré-débit. Ensuite on assiste à la première remontée de pression après la fermeture de la vanne de fond, la pression vierge du réservoir est la valeur maximale de cette remontée (400 psi). Une chute de pression est remarquée due à l'ouverture de la vanne de fond pendant une heure et demie (une durée plus longue que celle de pré-débit) pour débiter le puits, la pression indiquée est celle du tampon de liquide dans les tiges. Après on observe une augmentation progressive et légère de la pression [200-230] psi, signe d'arrivée des fluides de formation dans le puits (1<sup>er</sup> débit). Une deuxième remontée de la pression (451.21 psi), due à la fermeture pour la deuxième fois de la vanne de fond pendant 12 heures, c'est le 1<sup>er</sup> Build-up. Une autre chute de pression due à l'ouverture de la vanne de fond pour

débiter le puits pendant 30 heures une deuxième fois, la pression indiquée est celle du tampon de liquide dans les tiges. De pression 160 psi remarquée, signalant le 2<sup>ème</sup> débit du puits.

Le même processus pour la troisième fois pour débiter le puits, la pression enregistrée est de 441.3 psi. La remontée de la pression jusqu'à 463.27 psi (pression hydrostatique Finale), due à la fermeture de la vanne de fond et le désencrage de packer. Une chute de la Pression, due au démontage d'équipements de surface et la remonté du train de DST.

## II. 3. Estimation réserve

### II. 3. 1. Méthodes d'estimation des réserves

Le calcul des réserves de pétrole et de gaz correspond au stade final de recherche prospection et l'exploitation.

Pour le calcul des réserves d'huile et de gaz, plusieurs méthodes existent :

- Méthodes volumétriques.
- Méthodes statistiques.
- Méthode Bilan - matières.

Le choix de la méthode de calcul des réserves dépend de :

- La quantité et la qualité des données de base.
- Le degré d'exploration et d'exploitation du gisement.
- Le régime de production des gisements.

### II. 3. 2. Les paramètres d'estimation

Pour pouvoir faire exécuter l'estimation des réserves, les paramètres suivants doivent être pris en considération :

- **Type d'hydrocarbure** : huile / gaz
- **Surface** : peut être introduite en km<sup>2</sup>, déterminée à partir de la carte structurale, on utilisant la méthode de polygone.
- **Epaisseur totale du réservoir** : C'est l'épaisseur verticale du réservoir en mètre comprenant les intervalles utiles et non utiles.
- **Correction géométrique** : c'est le rapport de:

L'épaisseur totale du réservoir / la fermeture de la structure

- **Correction de l'épaisseur du réservoir** : calculée par la formule suivante :

(L'épaisseur totale du réservoir)\*(Correction géométrique)

- **Coefficient de remplissage** : c'est une valeur variant entre 0 et 1, elle correspond à la portion du réservoir saturée en hydrocarbures.
- **Hauteur utile** : calculée par la formule suivante :

(Correction de l'épaisseur du réservoir)\*(Moyenne utile/ épaisseur du réservoir)\*(Coefficient de remplissage)

- **Porosité moyenne** : c'est la porosité moyenne de l'épaisseur utile du réservoir.
- **Saturation en hydrocarbures** : elle est égale à 1 - saturation en eau ( $S_w$ ).
- **Volumes des hydrocarbures** : c'est le rapport entre :

(Volume des Hydrocarbures aux conditions standard de surface) / (Volume des hydrocarbures aux conditions de réservoir).

Donc c'est : **1/Bo**

**Bo** : Facteur volumétrique d'huile (oïl) de compressibilité.

- **Volume des pores saturés en hydrocarbures** : La formule de calcul est :

Porosité moyenne\* Saturation en hydrocarbures\* Volumes des hydrocarbures.

- **Hydrocarbures en place** : résultat de

Surface \* hauteur utile \* volume des pores en hydrocarbures

### C). Méthode de calcul choisi

Au niveau de l'Exploration/Sonatrach, ils utilisent la méthode de Monte-Carlo (probabiliste) et la méthode de cartographie (déterministe).

- Cette méthode s'exprime par La formule suivante:

$$R = S * H_u * \emptyset * Sh_c / B_o$$

- **S** : Superficie en m<sup>2</sup>.
- **H<sub>u</sub>** : Epaisseur utile en mètres.
- **∅**: Porosité utile en fraction d'unité.
- **Sh<sub>c</sub>** : Saturation en hydrocarbures en fraction d'unité ( $Sh_c = 1 - S_w$ )
- **Bo** : Facteur volumétrique d'huile (oïl) de compressibilité.
- **R** : Réserves en place en m

### II. 3. 3. Résultats d'estimation

Après avoir déterminé les différents paramètres utilisés dans la formule volumétrique proprement dite, on peut déterminer les réserves d'huiles en place initiale pour toute la zone (*Tableau. 03*).

*Tableau. 03: Tableau récapitule les résultats des paramètres de HGA.*

Paramètre (en moyen)	Valeurs
Porosité (en fraction)	0,067
Saturation en eau $S_w$ (en fraction)	0,247
Saturation en huile $(1 - S_w) = S_o$ (en fraction)	0,753
Epaisseur utile $H_u$ (en m)	32,26
Surface de gisement de Hassi Guettar (en $m^2$ )	180000
Le facteur volumétrique de fond initial ( $m^3/sm^3$ )	1,64

- Calcul la réserve d'huiles en place initiale d'un réservoir Quartzite de Hamra aux conditions de fond :

$$R(CF) = 0,067 * 0,753 * 32,26 * 180000 / 1,64$$

$$R(CF) = 17,8633455 * 10^4 \text{ m}^3$$

#### II. 4. Conclusion

D'après l'analyse des données pétrophysique qui sont déterminées à partir de mesure des carottes au niveau de réservoir Quartzite el Hamra, on conclut que dans le secteur d'étude, les valeurs de porosité et de perméabilité sont faibles varient entre 2 à 9% pour la première et entre 0.5 et 4md pour la deuxième et la saturation en eau varie entre 15% et 30%.

Cette dégradation des paramètres pétrophysiques représentée par de faibles valeurs de porosité et de perméabilité, s'explique par l'action intense des processus diagénétiques (Réservoir compact).

D'après l'estimation des réserves, Le réservoir Quartzite de Hamra de structure Hassi Guettar est énorme mais à un faible débit dû que les paramètres pétrophysiques sont faibles.

Face à ce problème, la recherche de réseau de fracturation apparaît comme une solution qui peut améliorer les caractéristiques du réservoir, et ça soit naturellement ou bien par une fracturation induite qui entre dans le terme de stimulation.

# Chapitre III :

## Analyse de la fracturation

### III. 1. Introduction

Un réservoir fracturé est constitué de dépôts initialement continus, qui sous l'effet du tassement, de la diagenèse et de la déformation, se sont fracturés. Ce type de réservoir renfermerait entre 20 à 25% des réserves mondiales disponibles d'hydrocarbures. La fracturation est un paramètre très important dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier. Elle peut avoir plusieurs effets sur les performances de production, tant en récupération primaire qu'en récupération secondaire ou tertiaire.

### III. 2. Théorie sur la fracturation

#### III. 2. 1. Définition

La fracturation désigne toute cassure de roche, avec ou sans déplacement relatif des zones déformées. Une fracture dans une roche représente deux lèvres et une ouverture qui se mesure perpendiculairement aux lèvres. Ces fractures peuvent être associées à un évènement local, ou régional. Selon l'orientation, la distribution, et la morphologie des fractures, différents objets microtectoniques accompagnent les systèmes fracturés, tels que :

- Les diaclases.
- Les paraclases.
- Les fentes de tensions.
- Les stylolithes.
- Les stries.
- Les brèches.

#### III. 2. 2. Les types des fractures

##### ➤ Les fractures naturelles :

Elles existent réellement dans la formation, on distingue trois types :

- **Fractures naturelles vides** : Elles représentent plus de 50% de vide entre les deux lèvres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle bénéfique en participant au drainage des fluides dans le réservoir.
- **Fractures naturelles colmatées** : Ce 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 ont colmatées partiellement mais elles comportent encore du vide.

➤ **Les fractures induites :**

Ce sont des fractures provoquées involontairement par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit par l'extraction des carottes.

➤ **Les fractures provoquées :**

Elles sont provoquées artificiellement dans un réservoir à faible perméabilité, ou bien dans des formations fortement endommagés, dont la production est toujours faible.

Ces fractures servent à augmenter la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits améliorant la perméabilité qui deviendra supérieure à celle de la matrice dans le cas de réussite de l'opération elle même.



### III. 3. Analyse des carottes

Cette méthode directe permet d'étudier le réseau de fracturations dans le réservoir Quartzite de Hamra, et cela par description macroscopique faite à l'œil nu, Où on peut déterminer la répartition générale de fractures, Le nombre, L'orientation ainsi que le type (fermée ou ouverte).

➤ **Analyse macroscopique des carottes**

❖ **Puits HGA 11**

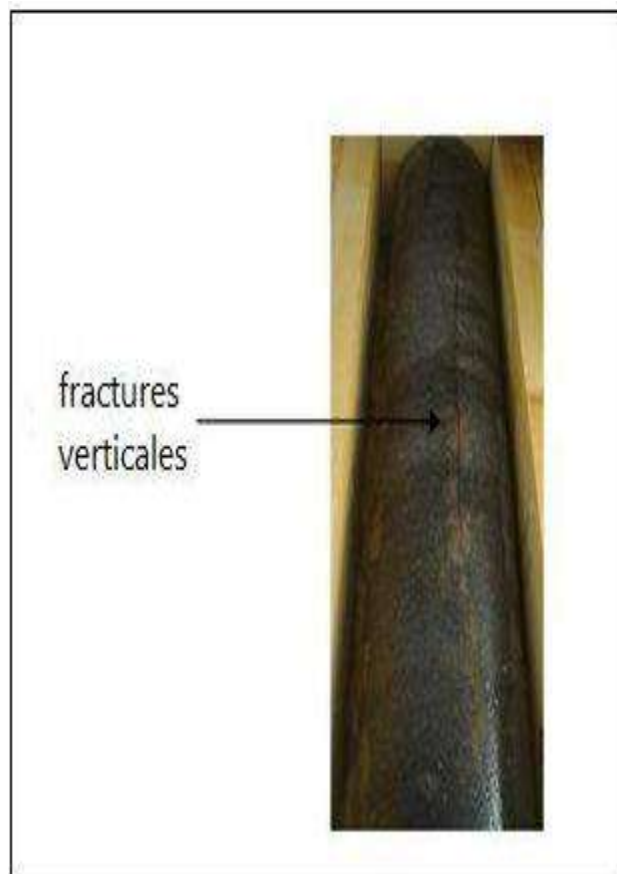
Au niveau de (3265-3517m) l'analyse carotte N°1 et 2 montre que :  
La présente d'une très forte concentration de fractures. Les fractures partiellement ouvertes sont les plus dominantes.



*Figure. 18: Photos de carotte HGA 11.*

**❖ Puits HGA 24**

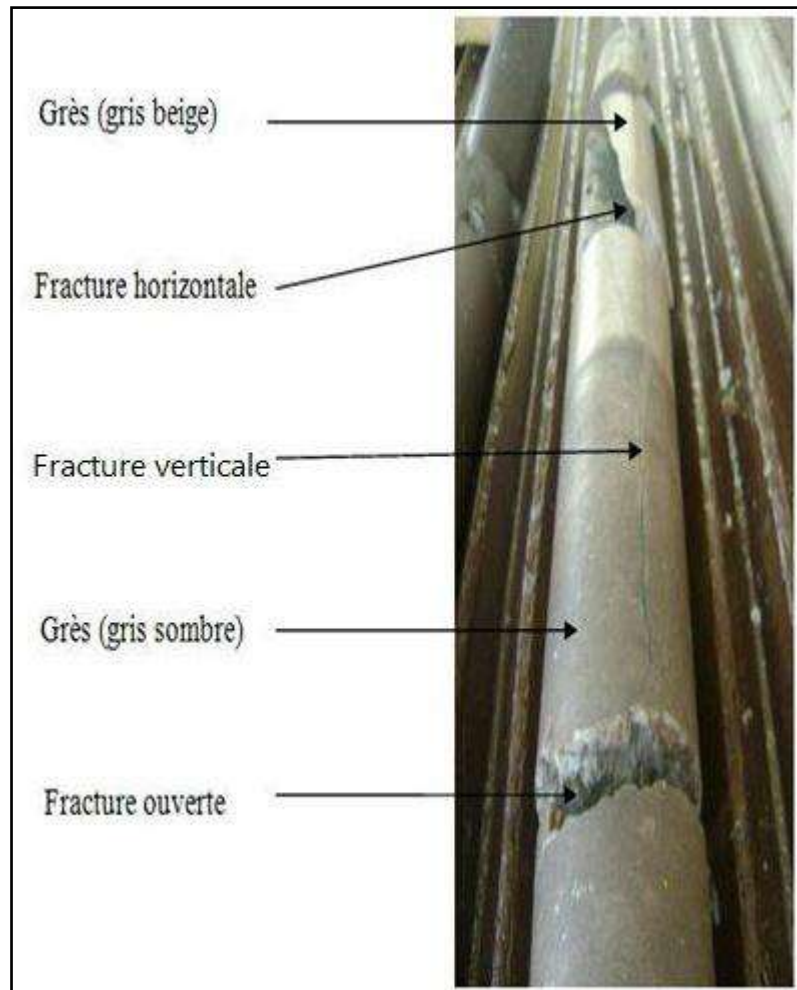
Au niveau de (3372-3408m) l'analyse carotte N°1 et 2 montre que :  
La présente des Nombreuses fissures verticales ouvertes vides et fermées par la silice.  
Nombreuses fissures verticales et sub-verticales ouvertes vides et fermées remplies par le bitume ou la silice.



*Figure. 19 : Photo de carotte de HGA 24.*

## ❖ Puits HGA 26

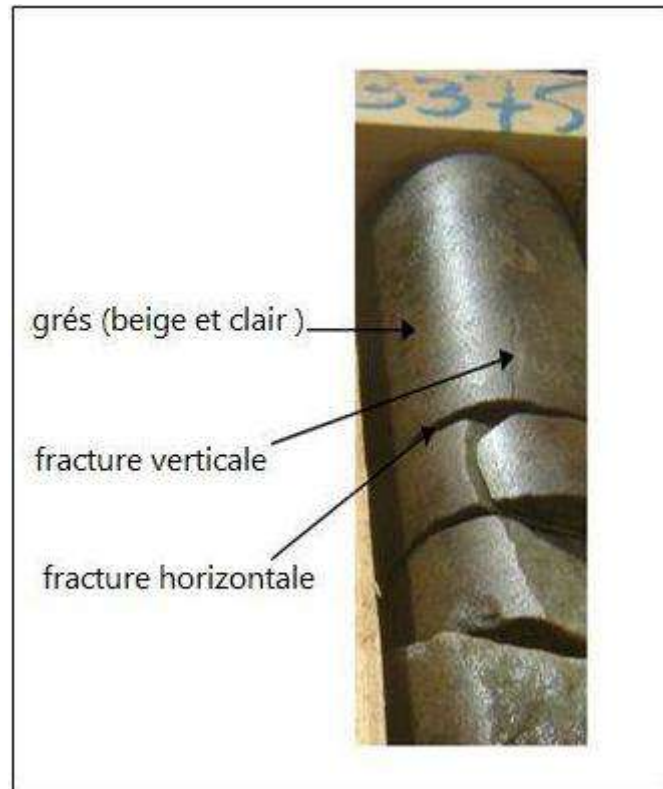
Au niveau de (3343-3415m) l'analyse carotte N°1 ; 2 et 3 montre que :  
La présence Les fissures verticales ouvertes très long. Et des fissures horizontales fermes.



*Figure. 20: Photo de carotte de HGA 26.*

**❖ Puits HGA 32**

Au niveau de (3374 – 3435m) l'analyse carotte N°1 et 2 montre que :  
La présence des nombreux des fissures verticales et quelque fissures horizontales. Et les fractures verticales sont les plus dominants.



*Figure. 21: Photo de carotte de HGA 32.*

### III. 4. Imagerie

L'imagerie a été introduite par SHLUMBERGER au milieu des années 80, elle a perfectionné la caractérisation géologique des réservoirs, Elle est devenu un outil essentiel dans les forages d'exploration et les puits de développement. L'imagerie permet une visualisation précise et quasiment instantanée de la stratigraphie, du pendage, de la texture des couches, de la fracturation et de la distribution des principaux faciès. Ces renseignements contribuent à une estimation rapide du potentiel pétrolier d'un puits et permettent de prendre très tôt les décisions économiques qui s'imposent. Cet apport de l'imagerie à la caractérisation sédimentaire ou structurale des réservoirs est tellement important au moment du forage que l'on a tendance à confiner son utilisation à ce seul domaine et à ce seul moment de la vie du réservoir. Ou l'imagerie apporte des informations utiles à bien d'autres domaines que la géologie de puits :

La pétro-physique, La sismique, La mécanique des roches et la description géologique globale du réservoir. Ces informations sont parfois simples à décrypter ou, Au contraire, Nécessitent des traitements plus complexes par un expert. Son avantage principal est la possibilité de caractériser un réservoir en l'absence de carottes. En outre, Elle permet d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical et au top du trou dans un puits horizontal.

- Cette orientation est indispensable pour :
  - La représentation complète du trou par image 360°.
  - La détermination de pendage.
  - La détection des fractures et les failles ainsi que leurs types et leur orientation.
  - La détermination de la limite grés/argile des intervalles de stratification minces.
- Elle fournit également des informations détaillées concernant:
  - Le diamètre du trou avec une haute résolution acoustique.
  - La géométrie de la paroi du trou.
  - Localisation et l'évaluation des intervalles de corrosions, L'usage mécanique.
  - L'orientation et la corrélation des carottes.

**❖ Puits HGA 11****➤ Les structures tectoniques naturelles:**

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 119 fractures totales, dont 35 fractures ouvertes, 14 fractures colmatées, 70 fractures partiellement ouvertes et une faille .

**• Les fractures ouvertes:**

Projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NNE-SSW et une autre orientation secondaire NW-SE.

**• Les fractures partiellement ouvertes:**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NNE-SSW et une autre orientation secondaire NW-SE

**• Les fractures colmatées:**

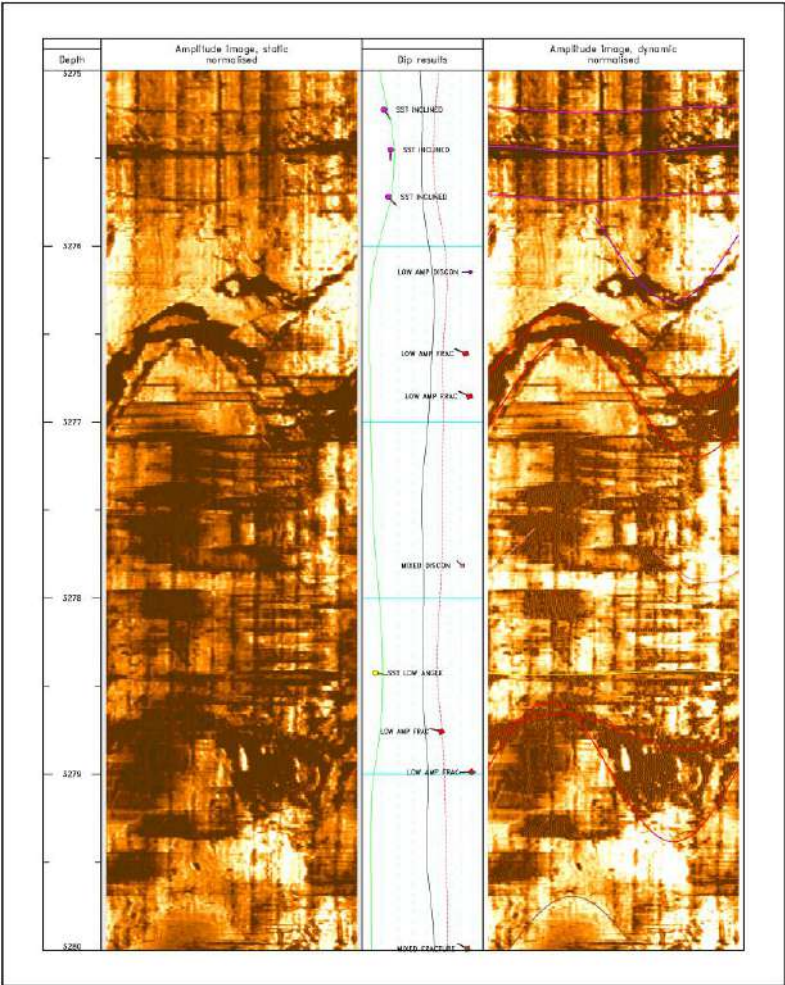
La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NE-SW et une autre orientation secondaire NW-SE.

**✓ Les break-outs:**

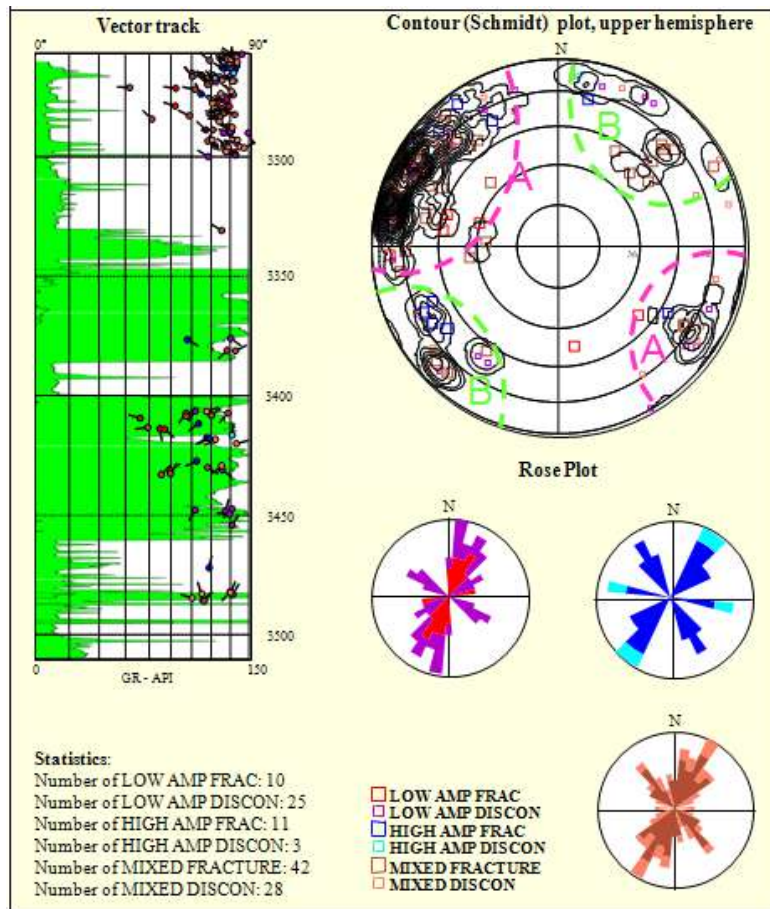
Le rose diagramme montre des break-outs de direction WNW-ESE, direction de la contrainte horizontale mineure. La direction de la contrainte horizontale majeure est donc NNE-SSW.

**➤ Commentaire**

- HGA11 présente une très forte concentration de fractures.
- Les fractures partiellement ouvertes sont les plus dominantes.
- Les structures tectoniques adoptées sont formées une faille.



*Figure. 22: Fracture ouverte dans une image des ondes dans le Puits HGA11 (SCHLUMBERGER; (2002)).*



**Figure. 23: Orientation des fractures dans le puits HGA11 (SCHLUMBERGER; (2002)).**



**❖ Puits HGA 15****• Les fractures ouvertes:**

Projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante E-W et une autre orientation secondaire NE-SW.

**• Les fractures partiellement ouvertes:**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NE-SW et une autre orientation secondaire NW-SE

**• Les fractures colmatées:**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NE-SW et une autre orientation secondaire NW-SE .

**➤ Les break-outs:**

Le rose diagramme montre des break-outs de direction NNE-SSW, direction de la contrainte horizontale mineure.

La direction de la contrainte horizontale majeure est donc ESE –WN.

**➤ Commentaire**

- La force de compression dans partie quartzite Hamra de direction NW – SE.
- présence des fracture ouvertes et fractures partiellement ouvertes et fractures colmates.

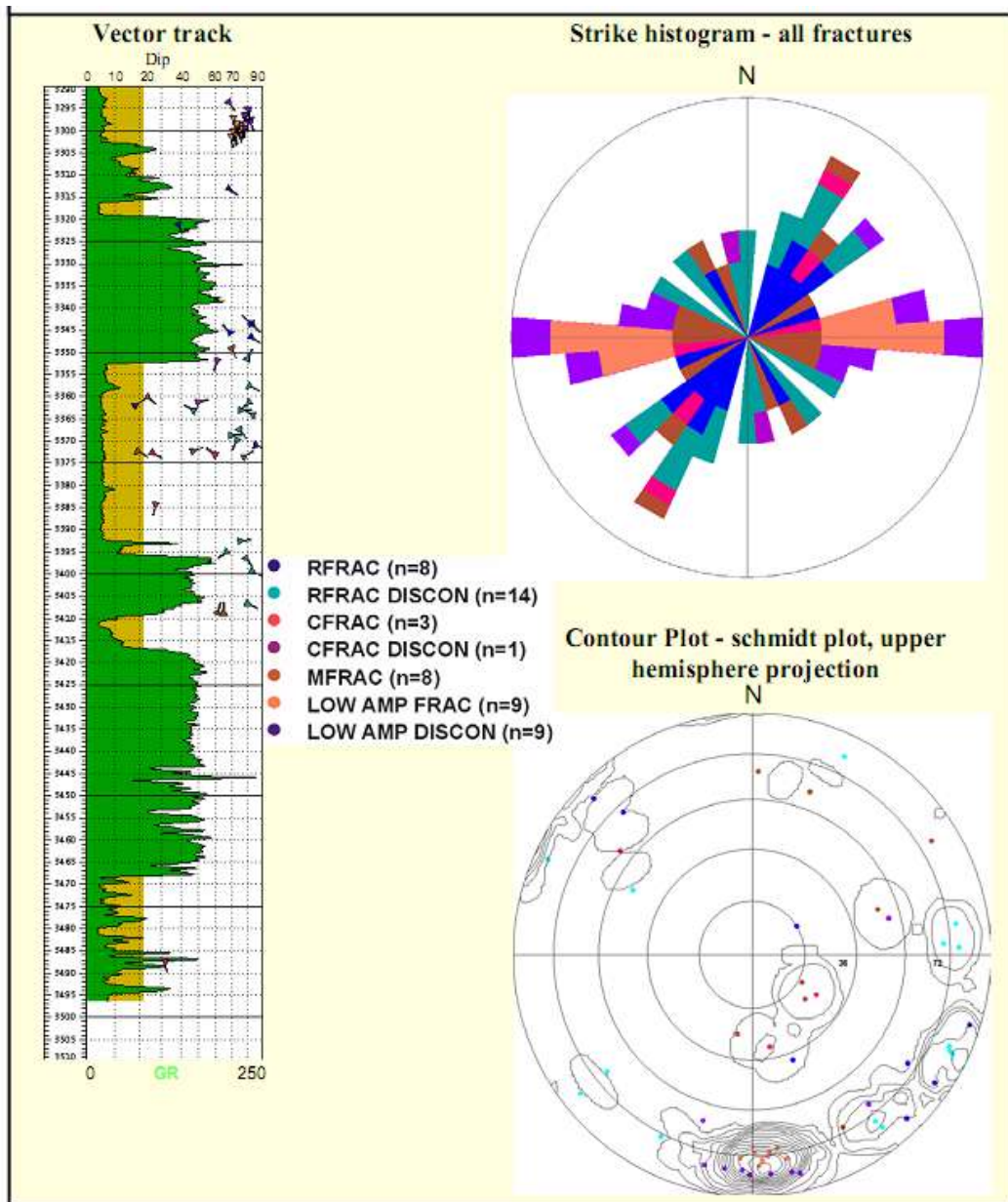


Figure. 24: Analyse des fractures HGA15 (SCHLUMBERGER; (2002)).

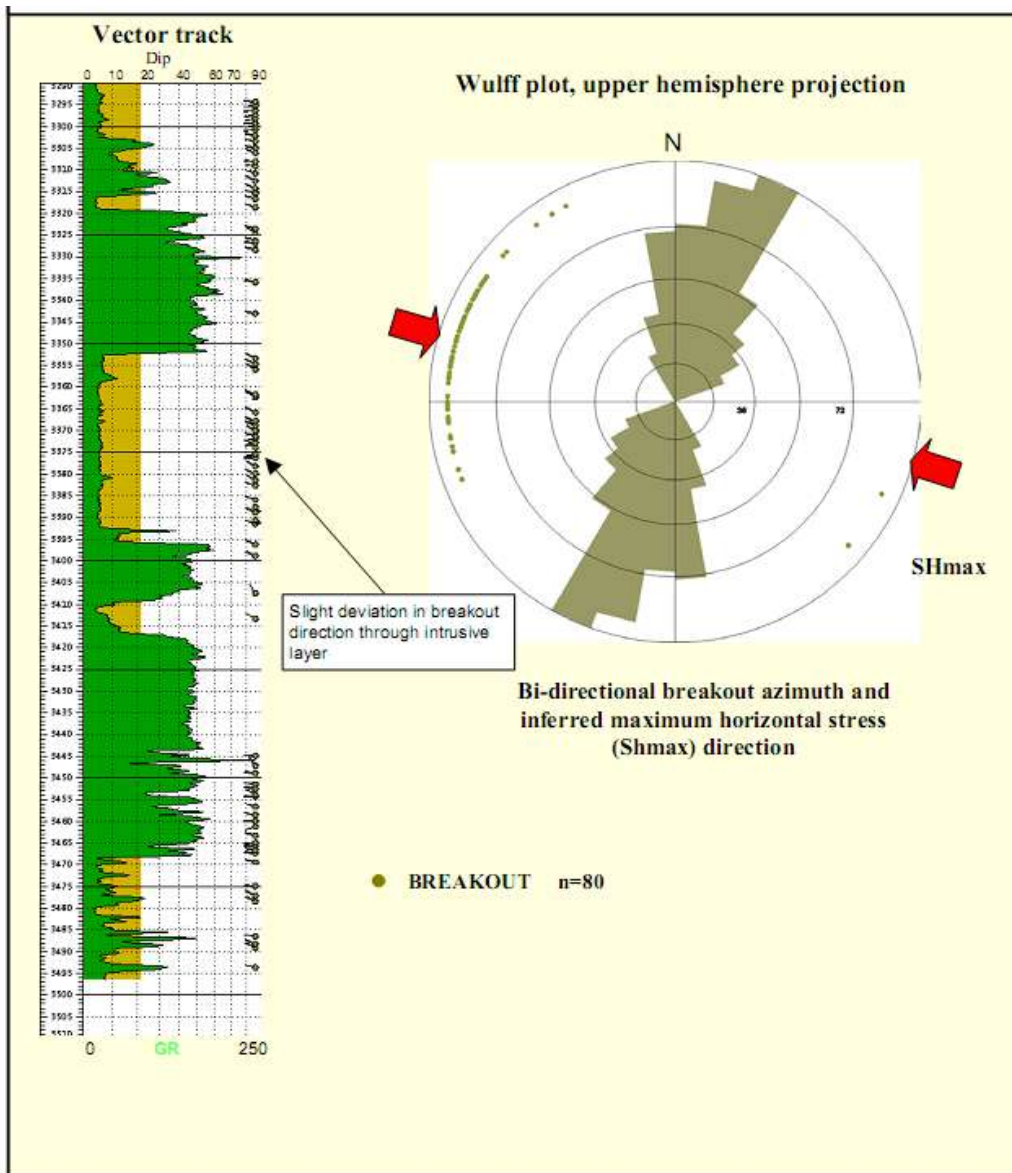


Figure. 25: Orientation des fractures HGA15 (SCHLUMBERGER; (2002)).

**❖ Puits HGA 18****• Les fractures ouvertes:**

Projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation NE-SW (SCHLUMBERGER; (2006)).

**• Les fractures partiellement ouvertes:**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NE-SW et une autre orientation secondaire NW-SE.

**✓ Les break-outs:**

Le rose diagramme montre des break-outs de direction NW-SE, direction de la contrainte horizontale mineure.

La direction de la contrainte horizontale majeure est donc NE-SW.

**➤ Commentaire**

- la force de compression dans partie Quartzite Hamra de direction NE – SW.
- présence des fracture ouvertes et fractures partiellement ouvertes et présence des Fractures colmates.

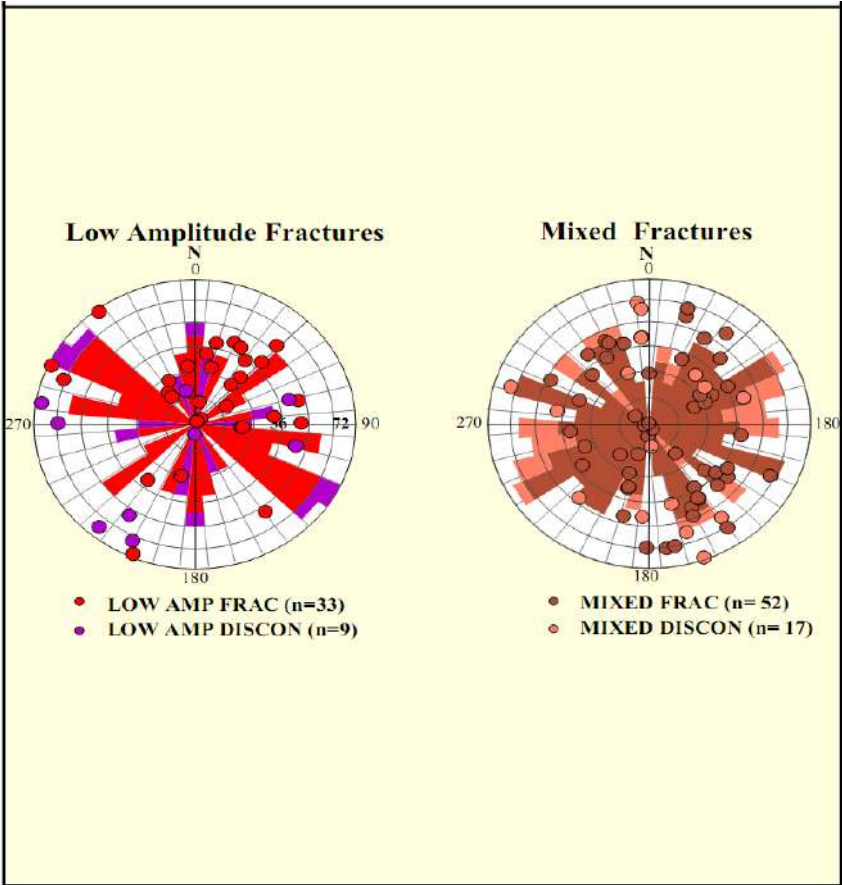


Figure. 26: Analyse des fractures HGA18 (SCHLUMBERGER; (2006)).

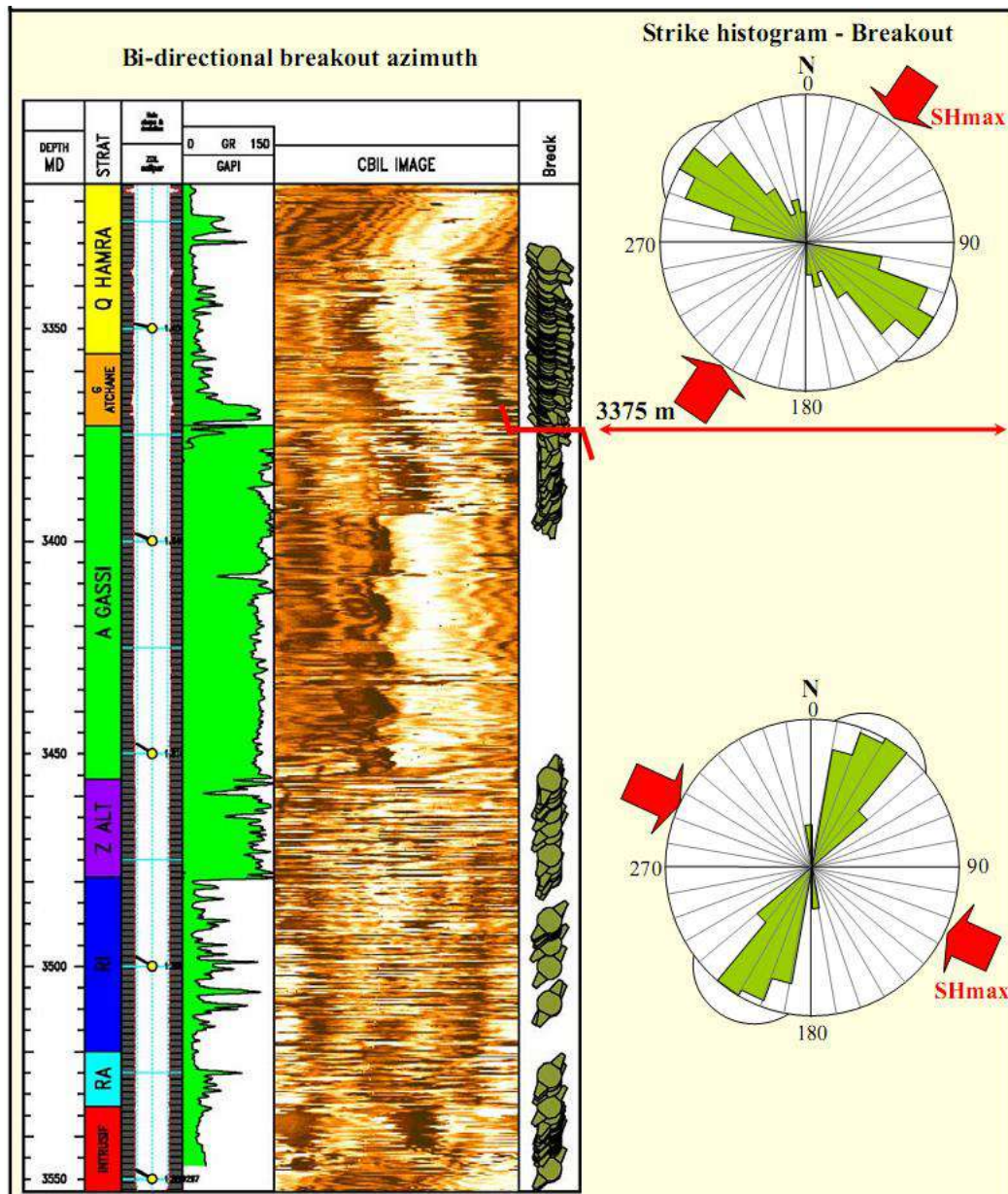


Figure. 27: Orientation des fractures HGA18 (SCHLUMBERGER; (2006)).

**III. 5. Influence de la fracturation sur les paramètres pétrophysique****➤ Influence positive**

La fracturation présente en général les apports positifs suivants :

- Augmentation de la porosité effective grâce à la fracture ouverte.
- Amélioration de la perméabilité et de la circulation des fluides.
- Connectivité entre les pores inter-granulaires.
- Augmentation de la capacité de stockage.

**➤ Influence négative**

- La fissuration ouverte peut jouer un rôle négatif en permettant la circulation des eaux interstitielles riches en éléments minéraux qui colmatent les pores et les fissures.
- L'étanchéité des fractures est un paramètre qui détruit les qualités pétrophysiques.
- Pertes de boue au cours du forage.
- Une dis-migration des hydrocarbures vers d'autres formations.

### III. 6. Conclusion

D'après les résultats obtenus par l'imagerie dans des puits HGA11, HGA15 et HGA18 dans la zone de Hassi Guettar, on peut constater que :

- Concernant la direction de ces fractures on a pu distinguer des fractures qui suivent les directions NW-SE.
- Les breaks outs ont une direction générale NNE-SSW ce qui indique une contrainte horizontale maximale orientée WNW-ESE.

Si les fractures ouvertes étant parallèles à la contrainte majeure connue, le potentiel de perméabilité améliorée par ces fractures ce qui montre que le réservoir de QH est nécessite une intervention pour la production quel que soit la fracturation hydraulique ou la stimulation permet d'améliorer les paramètres pétrophysiques surtout la perméabilité donc le taux de récupération.



## CONCLUSION GENEERLE

Le principale objectif de notre étude était de d'écrire la géologie, les caractéristique de réservoir pétrolier, d'estimer les réserve, et d'étudier le réseau de fracturation dans ce champ à quartzite el Hamra.

D'après, étude Caractérisation de réservoir, le réservoir Quartzite de Hamra de structure Hassi Guettar, cette dégradation des paramètres pétrophysiques représentée par de faibles valeurs de porosité et de perméabilité, s'explique par l'action intense des processus diagénitiques (Réservoir compact).

À partir d'Analyse de la fracturation, nous avons pu déterminer les zones fracturées et leur influence sur les paramètres pétrophysiques, cependant les Quartzites d'El-Hamra, représentent le réservoir le plus affecté par l'influence des fractures sur les propriétés pétrophysiques.

Le réservoir de Quartzites de Hamra dans le champ de Hassi Guettar, renferme un réseau de fracturation important contribue à l'amélioration des paramètres pétrophysiques, primaire de tel réservoir compact et participe dans la mise en valeur du potentiel d'hydrocarbures en place

La productivité de réservoir dépend principalement a la fissuration qui jeu un rôle d'améliorer la perméabilité et permet de l'écoulement des hydrocarbures, Ces fissures présentes une forte densité au niveau des puits qui sont forés au voisinage des failles affectent sur la structure.

## **Références Bibliographiques**

**BENHOCINE, A ; (1995).** Rapport de fin de sondage du puits (HGA2) Sonatrach /Division Exploration/Direction des Opérations – Hassi Messaoud.

**BENLOULOU, B ; LACHEKHAB, C ; (2013).** Fracturationhydraulique pour l'amélioration de la production dans champs hassiGuettar.

**BOUDJEMA, A ; (1987).** Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Oriental, Thèse Doctorat. Université de PARIS XI.

**DAOUD, D ;(1996).** Rapport de fin de sondage Sonatrach / Division Exploration/Direction des Opérations – Hassi Messaoud.

**KHALDI, A ;BOUKENDI, R ; (2013).**ETUDE de fracturation du champ de hassiGuettar en vue d'une optimisation de production.

**SCHLUMBERGER; (2002).** UBI, Advanced borehole imaging independent of mud type.

**SCHLUMBERGER; (2006).** OBMI, borehole imaging in oil-base mud.

**SONATRACH &SCHLUMBERGER ;(2007).**Wells évaluation conférence Algérie.

**SONATRACH ACTIVITE AMONT :** Division Petroleum Engineering et développement Direction Stratégie & Planification et Reporting.

**SONATRACH, DP ;(2016).** Diagramme de pression-temps puit HGA32 .

**SONATRACH, DP ;(2003).** Rapport de fin sondage de puits. (HGA 11).

**SONATRACH, DP ;(2015).** Etudes de Quartzite de Hamra dans le champ de HassiGuettar.

**Sonatrach /DivisionProduction /EngineeringProduction /Département Géologie – Hassi Messaoud;(2015).**DATA-BANK.

### ملخص

ان مختلف الاستكشافات في خزان الكوارتزيت الحمراء في مجال حاسي قطار تكشف عن وجود امكانية لاستغلال النفط و الغاز في مستويات معينة.

خزان كوارتزيت الحمراء في مستوى الاوردوفيزيان من بين الخزانات الرئيسية في حوض امقيد مسعود وادي ميه.

دراسة العينات لبعض ابار حاسي قطار و منه دراسة الصخور و تفسير التكسيرات بواسطة تصوير مستوى الكوارتزيت الحمراء في هذا المجال .  
تحتوي الكوارتزيت الحمراء على حبيبات متجانسة و صغيرة الحجم و مترابطة.

ان دراسات التصوير تساعد على تحديد تركيزات الكسور و مرارة هذا الموقع يمكنك اختيار المنطقة الأكثر ملائمة لتطبيق هذا التدخل.

يسمح تسليط الضوء على المعلمات اليتروفيزيائية للخزان المنخفضة عموما نتيجة تراصها مما أدى ذلك إلى انخفاض قيم المسامية التي تتراوح ما بين 5-9% و النفاذية التي تتراوح ما بين 2md - 4md .

الكلمات المفتاحية كوارتزيت الحمراء , العينات , التصوير , الخصائص البتروفيزيائية (النفاذية , المسامية)

### Résumé

Les différents travaux d'exploration réalisés au niveau du réservoir de Quartzite de Hamra dans le champ de Hassi Guettar dévoilent l'existence d'un potentiel d'hydrocarbure exploitable dans certains niveaux. (Cambrien et Ordovicien)

Le Réservoir Quartzites de Hamra de l'ordovicien est parmi les principaux réservoirs des bassins d'OuedMya, Amguid Messaoud.

La description des carottes de certains puits de Hassi Guettar ainsi que L'études lithologique et l'interprétation de la fissuration par l'imagerie du réservoir Quartzite de Hamra de cette région.

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.

Si l'étude par imagerie permet de se localiser les concentrations des fractures et d'après cette localisation on peut choisir les zones les plus favorables pour l'application de l'intervention.

Ont permis la mise en évidence que les paramètres pétrophysiques de ce réservoir sont généralement faibles, définissant un réservoir compact. Ceci est traduit par des valeurs faibles de porosité varie entre 5 à 9 %, et de perméabilité varie entre 2md et 4md.

Mots clés : Quartzite de Hamra, carotte, l'imagerie, paramètre pétrophysique (porosité et Perméabilité).

### Summary

The various exploration work at the Hamra Quartzite reservoir in the field of Hassi Guettar reveal the existence of an exploitable hydrocarbon potential in certain levels. (Cambrian and Ordovician)

The Quartzite reservoir Ordovician Hamra is among the main reservoirs of the basins of OuedMya, Amguid Messaoud.

The description of cores from some wells and Hassi Guettar The lithological studies and interpretation of the cracking reservoir imaging Hamra Quartzite in this region.

Training of Hamra Quartzite, which is generally regarded as homogeneous and compact. essentially of quartz grains was associated with some heavy resistant minerals.

If the imaging studies helps to locate concentrations of fractures and better that location you can choose the most favorable area for the application of the intervention.

Have allows highlighting the petrophysical parameters of the reservoir are generally low, defining a compact tank. This resulted in low values of porosity varies between 5 to 9%, and permeability varies between 2 md and 4md.

Key Words : Quartzite the Hamra, cores, imaging, petrophysical parameters (porosity and permeability)