



**MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET  
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE « M'HAMED BOUGARA »  
-BOUMERDES**



**FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE**

**Mémoire de Fin d'Etude  
En vue de l'obtention du diplôme :  
MASTER**

*Filière : Hydrocarbure et Chimie  
Option : Géologie Pétrolière*

**Thème :  
Evaluation de la Qualité Réservoir des  
Quartzites De Hamra  
De la région de Hassi El Gassi  
Bassin Amguid Messaoud**

**Réalisés par :**

**EL HADJ Mohamed**

**MAROUF Ali**

**Encadreurs : Mme YAHIAOUI Lamia**

**Mme : BOUAHAB Djaouida**

**Année Universitaire : 2019/2020**

# *Dédicaces*

*Nous dédions ce modeste travail :*

*A nos parents*

*A toutes les familles EL HADJ et MAROUF*

*Atous nos Amis qui ont toujours été  
à nos côtés Dans les bons et mauvais moments*

*A tous nos Collègues de la Promo.*



## Remerciements

*Au terme de cette étude, je remercie ALLAH qui m'a donné le courage et la volonté d'aller jusqu'à la fin et de ramener ce présent travail à son point ultime. Ma plus profonde gratitude va tout d'abord à Madame Yahiaoui. L, qui a accepté la prise en charge de mon encadrement. Je tiens à le remercier vivement pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa compréhension et sa patience.*

*Un grand merci aussi à mon encadreur de stage madame Djaouida Bouahab pour les efforts qu'elle a fournis pour nous.*

*Je tiens également à exprimer ma gratitude envers les membres du jury qui ont accepté de juger ce travail.*

*Un grand merci à nos enseignants du département géologie pétrolière.*

*Je tiens à remercier également tous les Enseignants du département Gisements Miniers et pétroliers de Université M'hamed bougara-Boumerdes .*

*J'adresse mes sincères remerciements à mes chers parents pour leur soutien moral et leurs encouragements.*

*Je remercie aussi mes grands parents et mes amis.*

**Merci**

## TABLE DES MATIRES :

Page de Garde .....	I
Remerciements .....	II
Dédicace.....	III
Liste des tableaux .....	IV
Liste des figures .....	V
Liste des photos.....	VI
Liste des abréviations .....	VII
Sommaire .....	VIII



## LISTE DES TABLEAUX :

Tableaux(01)-mesures pétrophysiques du carotte N°1 puits HDZS-1 (Document Sonatrach juin2016).....	29
Tableaux(02)- mesures pétrophysiques du carotte N°2 puits HDZS-1 (document Sonatrachjuin2016).....	30
Tableaux(03)- <i>mesures pétrophysiques du carotte N°1 puits HDZS-2</i> (document Sonatrach juin2016).....	31
Tableaux(04)-mesures pétrophysiques du carotte N°2 puits HDZS-2 ( document Sonatrach juin2016).....	33
Tableaux(05)-mesures pétrophysiques du carotte N°1 puits HBM-1( Document sonatrach juin 2016).....	35
Tableaux(06)-mesures pétrophysiques du carotte N°2 puits HBM-1 (DocumentSonatrach juin2016).....	38
Tableaux(07)- mesures pétrophysiques du carotte N°1 puits HGI-1 (Document Sonatrach juin2016).....	39
Tableaux(08)- mesures pétrophysiques du carotte N°2 puits HGI-1 (Document Sonatrach juin2016).....	40
Tableaux(09)- mesures pétrophysiques du carotte N°1 puits HGIO-1 ( Document Sonatrach juin2016).....	41
Tableaux(10)-Tableaux de présentation des puits étudié.....	59
Tableaux(11)-Tableaux de classe de porosité de puits HGI-1.....	67
Tableaux(12)- Tableaux de classe de perméabilité de puits HGI-1.....	68
Tableaux(13)-Tableaux de classe de porosité de puits HGIO-1.....	69
Tableaux(14)-Tableaux de classe de perméabilité de puits HGIO-1.....	70
Tableaux(15)-Tableaux de classe de porosité de puits HBM-1 .....	72
Tableaux(16)-Tableaux de classe de perméabilité de puits HBM-1.....	73
Tableaux(17)-Tableaux de classe de porosité de puits HDZS-1.....	74
Tableaux(18)-Tableauxde classe de perméabilité de puits HDZS-1.....	74
Tableaux(19)-Tableaux de classe de porosité de puits HDZS-2.....	75
Tableaux(20)-Tableaux de classe de perméabilité de puits HDZS-2.....	77
Tableaux(21)-Résultats de l'interprétation des diagraphies du puits HGI-1.....	79
Tableaux(22)- Résultats de l'interprétation des diagraphies du puits HGIO-1..	82

Tableaux(23)-Résultats de l'interprétation des diagraphies dupuits HBM-1....	84
Tableaux(24)-Résultats de l'interprétation des diagraphies dupuits HDZS-1..	86
Tableaux(25)-Résultats de l'interprétation des diagraphies dupuits HDZS-2..	89

## LISTE DES FIGURES :

Figure n°1 :Figure de Puits de recherche (découverte, délinéation et exploration),(document sonatrach 2008).....	04
Figure n°2 :position de champ HGI par rapport aux champs de la périphérie sud de HMD(document sonatrach juin2016).....	05
Figure n°3 :Situation géologique du champ HASSI EL-GASSI (WEC, 2007).....	06
Figure n°4 :carte d'épaisseur total des formation traversées(GO ,QH,GEA,AEG ,Ri)(Document sonatrach/PED(2008).....	07
Figure n°5 : Réseaux de failles sur champs HGI(document sonatrach juin2016).....	09
Figure n°6 :carte en isobathe au toit de réservoir Quartzite de Hamra.....	11
Figure n°7 : carte en isopaque au niveau de réservoir Quartzite de Hamra....	13
Figure n°8 : Colonne lithoStratigraphique du Champ Hassi El Gassi (document sonatrach2008).....	18
Figure n°9 : Pièges et migration dans le champ hassi el gassi (document sonatrach juin2016).....	20
Figure n°10 : schéma représente les milieux du dépôt marin(document Sonatrach2008).....	25
Figure n°11 :Corrélation stratigraphique entre les puits HDZS-1,HDZS-2et HGI-1.....	27
Figure n°12 :Description lithologique de carotte N1 de puits HDZS-2.....	32
Figure n°13 :Description lithologique de carotte N2 de puits HDZS-2.....	34
Figure n°14 :Description lithologique de carotte N1 de puits HBM-1.....	37
Figure n°15:schéma représente les milieux poreux(WEC 2007).....	54

Figure n°16 :cartegénéral de localisation des puits dans la régionhassi el Gassi.....	60
Figure n°17 :carteen iso-épaisseur utile au toit de réservoir Quartzite de Hamra.....	62
Figure n°18 : Carte en isoporosité au toit deréservoir Quartzite de Hamra.....	64
Figure n°19 : Carte en isoperméabilitéde au toit de réservoir Quartzite de Hamra.....	66
Figure n°20 : l’histogramme de porosité de puits HGI-1.....	67
Figure n°21 : L’histogramme de perméabilité de puits HGI-1.....	68
Figure n°22 : l’histogramme de porosité de puits HGIO-1.....	69
Figure n°23 : l’histogramme de perméabilité de puits HGIO-1.....	70
Figure n°24 : l’histogramme de porosité de puits HBM-1 .....	71
Figure n°25 : l’histogramme de perméabilité de puits HBM-1.....	72
Figure n°26 : l’histogramme de porosité de puits HDZS-1.....	73
Figure n°27 : L’histogramme de perméabilité de puits HDZS-1.....	74
Figure n°28 : L’histogramme de porosité de puits HDZS-2.....	75
Figure n°29 : L’histogramme de perméabilité de puits HDZS-2.....	76
Figure n°30 : L’interprétation du puits HGI-1.....	80
Figure n°31 : L’interprétation du puits HGIO-1.....	83
Figure n°32 : L’interprétation du puits HBM-1.....	85
Figure n°33 : l’interprétation du puits HDZS-1.....	87
Figure n°34 : l’interprétation du puits HDZS-2.....	90

### Liste des photos :

Photo n°1 :Les joints stylolithiques(Miall 1978).....	43
Photo n°2 : Fissures ouvertes, fermées.(Miall 1978).....	44
Photo n°3 : brèche tectonique (Miall1978 ).....	45
Photo n°4:Fissures colmatées par la silice(Miall 1978).....	46
Photo n°5 : Fissures Colmatées par La Pyrite(Miall 1978).....	47
Photo n°6 :photode carottes n°1 de intervalle 3386.00-3391.00m,Document Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger(juin2010).....	ANNEXES.

**Photo n°7 : Photo de carotte n°1 de 3245.5 à 3256.5 m ,puits HGI-1(Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger(octobre2010).....ANNEXES.**

**Photo n°8 : Photo de la carotte n°1 : Quartzites de Hamra du puits HBM-1 ST-1, Document Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger(novembre2011).....ANNEXES.**

**Photo n°9 : Photo de Stylolithes puits HGI-3 ,Cote 3304.50m(Wec 2007).....ANNEXES.**

### **Liste des abréviations :**

**HGI** :Hassi El Gassi.

**QH** :Quartzite de Hamra.

**HGIO** : Hassi El Gassi ouest.

**HBM** :Hassi Ben Merira.

**HDZ** :HassiDzabat.

**HDZS** :HassiDzabat sud.

**GEA** :Grés d'el Atchan.

**GO** :Grés de Ouargla.

**GI** :Grés d'el Gassi.

**HTF** : Hassiel terfa

**AEG** :argile d'el Gassi.

**Ri** :réservoir isométrique.

**Ra** :réservoirAnisométrique.

**QC** :control de qualité.

**3D** :trois Dimension.

**NE-SO** :nord est –sud ouest.

**$\Phi$**  :Porosité exprimée en(%).

**a** :coefficient empirique (0.81pour les sables ,pour les roches compactes).

**L** :épaisseur.

**m** :coefficient de sédimentation.

**F** :Facteur de la formation.

**R<sub>0</sub>** :résistivité de la formation saturée en hydrocarbures(Ohm).

**R<sub>w</sub>** :résistivité de la formation saturée en eau(Ohm).

**Ma** :moyenne arithmétique.

**Xi** :valeur mesurée.

**n** : nombre des valeurs mesurée.

**md** :milli darcy.

**Dp** :gradient de pression.

**Q** : Débit d'écoulement de fluide.

**K** : Perméabilité (mD).

$\mu$  : viscosité du fluide.

**S** : Surface de l'échantillon cylindrique.

**Vt** : Volume total de la roche.

**Vs** : Volume de solide.

**Vp** : Volume des pores.

**Dp/Dx**:est le gradient de pression.

**PH** : densité de l'huile en  $\text{gr/cm}^3$ .

**m**:pente du graphe.

**B<sub>0</sub>** :Facteur volumétrique de fond.

**C** :constante généralement=2.

$\Delta R$  :changement de la résistivité de  $R_0$  à  $R_x$  en Ohm.

$\Delta D$  :changement de la profondeur(en pieds)correspond à AR.

**Pw** :densité de l'eau de la formation en  $\text{gr/cm}^3$ .

## SOMMAIRE

Introduction générale.....	01
<b>Chapitre I : Généralités</b>	
I.1- Généralités.....	03
I-2 – Historique de travail dans la région.....	03
I-3- Situation géographique de champ Hassi El Gassi.....	04
I-4- situation géologique de champ Hassi El Gassi.....	05
I-5- aspect stratigraphique de la région d'étude Hassi El Gassi.....	06
I-6-L'aspect structural .....	08
I-6.a) Carte en isobathe au toit du réservoir Quartzite de Hamra.....	10
I-6.b) Carte en isopaque du réservoir Quartzite de Hamra.....	12
I-7- Aspect lithostratigraphique de champs de Hassi El Gassi.....	14
I.7.1 Cénozoïque.....	14
I.7.2 Mésozoïque.....	14
I.7.3 Paléozoïque.....	17
I-8 Aspect Pétrolier du champ Hassi El Gassi.....	18
I.8.1 La roches couvertures.....	19
I.8.2 La roches réservoirs.....	19
I.8.3 Roche mère et migration.....	19
I.8.4 Les pièges.....	20
I-9-Conclusion.....	21
<b>Chapitre II : Etude sédimentologique du réservoir Quartzites de Hamra</b>	
II.1-Introduction.....	23
II.2-Méthodologie.....	23
II.3-Notion de sédimentologie.....	23
1- Faciès.....	23

<b>2- Environnement de dépôt.....</b>	<b>24</b>
<b>II.4-corrélation de réservoir quartzite de Hamra.....</b>	<b>25</b>
<b>II.5-Description des carottes .....</b>	<b>28</b>
<b>II.5.1-Description des carottes de puits HDZS-1 .....</b>	<b>28</b>
.Description lithologique de Carottes n°01.....	29
.Description lithologique de Carottes n°02.....	29
<b>II.5.2 Description des carottes de puits HDZS-2 .....</b>	<b>30</b>
.Description lithologique de Carottes n°01.....	30
.Description lithologique de Carottes n°02.....	33
<b>II.5.3 Description des carottes de puits HBM-1 .....</b>	<b>35</b>
.Description lithologique de Carottes n°01.....	35
.Description lithologique de Carottes n°02.....	38
<b>II.5.4 Description des carottes de puits HGI-1 .....</b>	<b>38</b>
.Description lithologique de Carottes n°01.....	38
.Description lithologique de Carottes n°02.....	39
<b>II.5.5 Description des carottes de puits HGIO-1 .....</b>	<b>40</b>
.Description lithologique de Carottes n°01.....	40
<b>II.6-Etude de fracturation par l'analyse des carottes.....</b>	<b>41</b>
<b>II.6 .1discription de la fracturation .....</b>	<b>41</b>
<b>II.6.2types de fractures .....</b>	<b>42</b>
<b>II.6.3 étude de la fracturation.....</b>	<b>42</b>
<b>II.6.4-l'influence des fractures sur les paramètres pétrophysique.....</b>	<b>47</b>
<b>II.7.interprétation général sur le réservoir QUARTZITE DE HAMRA .....</b>	<b>48</b>
<b>II.8 .Conclusion .....</b>	<b>49</b>

## Chapitre III :Interprétation et analyse des paramètres pétrophysiques

III.1-Introduction.....	51
III .2-Présentation du logiciel Pétrel.....	51
III.3-Présentation du logiciel Surfer.....	52
III.4-généralité sur les propriété pétrophysique.....	52
III .4.1- la porosité .....	53
4.1.1)Définition.....	53
4.1.2)Méthodes de mesures.....	54
4.1.3) Calcul des moyennes .....	55
III .4.2- La perméabilité K .....	55
4-2-1)Définition.....	55
4-2-2) Méthodes de mesures de la perméabilité.....	56
III .4.3-la saturation Sw.....	57
4.3. 1).Définition.....	57
4.3.2) Méthodes de mesure au laboratoire.....	57
4.3.3)Calcul de la moyenne.....	57
III.5-Aspect réservoir.....	58
III .5.1) L'Interprétation des cartes en iso-paramètres de réservoir Quartzite De Hamra .....	58
5-1-a)la carte en iso-épaisseur utile.....	61
5-1-b)la carte en iso-porosité.....	63
5-1-c) la carte en iso-perméabilité.....	65
III.5.2)analyse statistique des paramètres pétrophysique .....	66
5-2-a)l'histogramme de porosité de puits HGI-1 .....	67
5-2-b) L'histogramme de perméabilité de puits HGI-1 .....	68

5-2-c) l'histogramme de porosité de puits HGIO-1 .....	69
5-2-d ) l'histogramme de perméabilité de puits HGIO-1.....	70
5-2-e)l'histogramme de porosité de puits HBM-1.....	71
5-2-f)l'histogramme de perméabilité de puits HBM-1 .....	72
5-2-g)l'histogramme de porosité de puits HDZS-1.....	73
5-2-h) L'histogramme de perméabilité de puits HDZS-1.....	74
5-2-L)L'histogramme de porosité de puits HDZS-2.....	75
5-2-m ) L'histogramme de perméabilité de puits HDZS-2.....	76
<b>III.5.3)Analyse et interprétation diagraphie des paramètres pétrophysique....</b>	<b>78</b>
5-3-a ) Introduction.....	78
5-3-b) Interprétation et analyse des paramètres des puits de réservoir ordovicien Quartzite de Hamra.....	78
5-3-b-1) puits HGI-1 .....	78
5-3-b-2) puits HGIO-1.....	81
5-3-b-3) puits HBM-1.....	83
5-3-b-4) puits HDZS-1.....	85
5-3-b-5) puits HDZS-2.....	88
<b>III .5.4) conclusion .....</b>	<b>91</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>92</b>

## Introduction générale :

Le secteur des hydrocarbures en Algérie connaît depuis quelques années, un développement considérable au regard de l'importance du nombre de projets inscrits dans le cadre d'un partenariat stratégique avec des compagnies pétrolières internationales, disposant de moyens financiers et technologiques.

Le bassin d'Amguid Messaoud qui a connu ces dernières années des découvertes au niveau du réservoir Quartzites de Hamra, constitue actuellement l'un des principaux objectifs de l'exploration en Algérie, les premiers tests dans ce niveau réservoir montrent des signes encourageants, signalant le déclenchement d'un plan d'exploration qui ne cesse de se développer à nos jours, pour cerner ce potentiel, actuellement des travaux d'exploration se déroulent dans la structure de Hassi El Gassi.

Le travail présenté dans ce mémoire, constitue un essai d'évaluation du réservoir Quartzites de Hamra, dans la région de Hassi El Gassi sur la base des données de diagraphies, des paramètres pétrophysiques, des carottes et des cartes réalisées au niveau des puits captant ce réservoir.

Notre mémoire de fin d'étude est subdivisé en trois chapitres :

Le premier chapitre est consacré au contexte général sur la zone d'étude (champ Hassi El Gassi).

Le deuxième chapitre couvre le volet sédimentologie en utilisant les fiches techniques des puits et les rapports de fin de sondage.

Le troisième chapitre porte sur l'étude des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation) et leur influence sur la productivité des puits étudiés dans le réservoir Quartzite de Hamra.

# Chapitre I : Généralités



# GENERALITES

## I.1- Généralités :

Le gisement d'huile de Hassi El-Gassi (HGI) est situé dans le bloc **427-439** du découpage de Sonatrach Exploration, dans la wilaya d'Ouargla, à près de 670 km au Sud d'Alger et à une vingtaine (25) de kilomètres au Sud-Est du périmètre d'exploitation de Hassi Dzabat. Le gisement dont le réservoir de l'Ordovicien 'Quartzites de Hamra' est l'objectif principal a été découvert en 2008 avec le forage du puits HGI1 dont la profondeur totale est de 3600 m.

Le gisement Hassi El Gassi est caractérisé par une hétérogénéité assez forte liée d'une part à la géométrie des corps gréseux et d'autre part aux intenses phénomènes tectoniques. Ces derniers ont générés une série de failles et de fractures influant sur la qualité des réservoirs.

## I.2-Historique de travail dans la région :

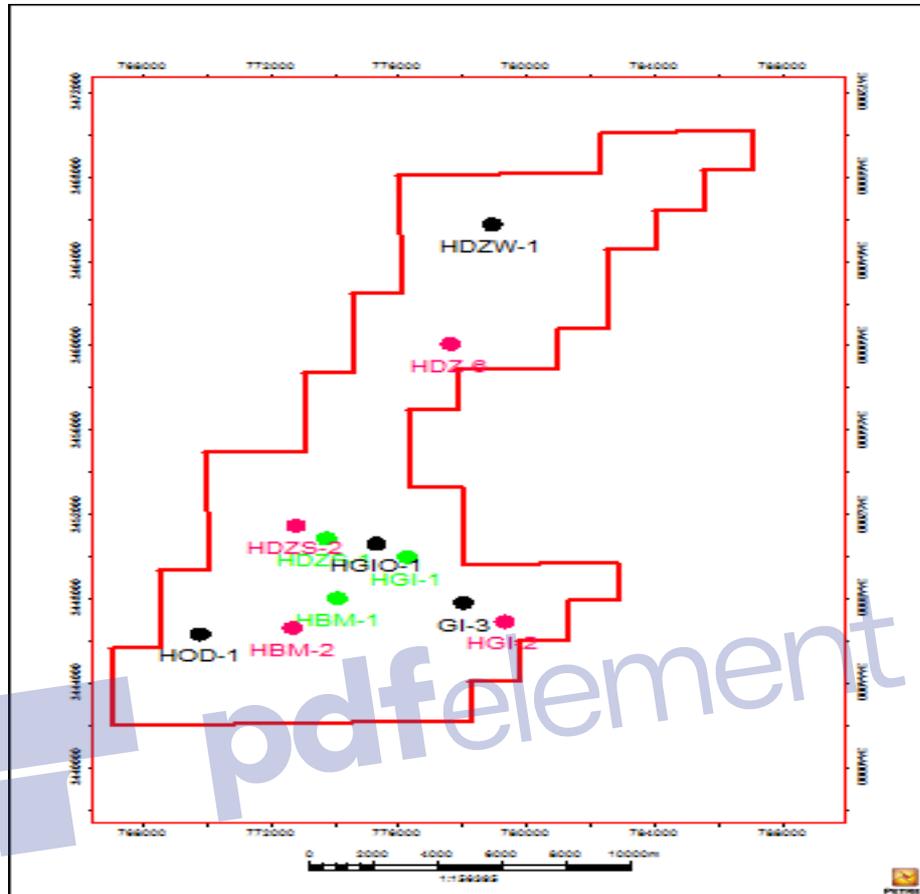
Le gisement de Hassi El Gassi a été découvert par sonatrach en 2008 en réalisant le premier forage HGI-1 en novembre 2008 dont la profondeur totale est de 3600m. D'autres puits HGI-2 ,HBM-1,HBM-2,GI-3 ,HGIO-1,HDZS-1,HDZS-2,HOD-1,HDZ-6,HDZW-1 ont été forés afin de confirmer l'existence des hydrocarbures dans cette zone 11 puits verticaux ont été forés entre 2000 et 2014 au cours de la phase de découverte et de la délimitation avec des fluides et débits variable.

Auquel s'ajoute quatre(04)puits de développement.la variabilité de la productivité des puits est liée au caractère extrêmement hétérogène de la matrice aussi connue par la compaction, combiné à une distribution spatiale différentielle de la fissuration naturelle. Les puits situés dans le périmètre de Hassi El Gassi sont répartis en trois types :

- Puits de découverte :HGI-1,HBM-1,HDZS-1.
- Puits de délimitation :HDZ-6,HDZS-2 ,HBM-2, HGI-2.
- Puits d'exploration : GI-3 ,HDZW-1,HOD-1,HGIO-1.

Ci-dessous la position des puits du champ HGI

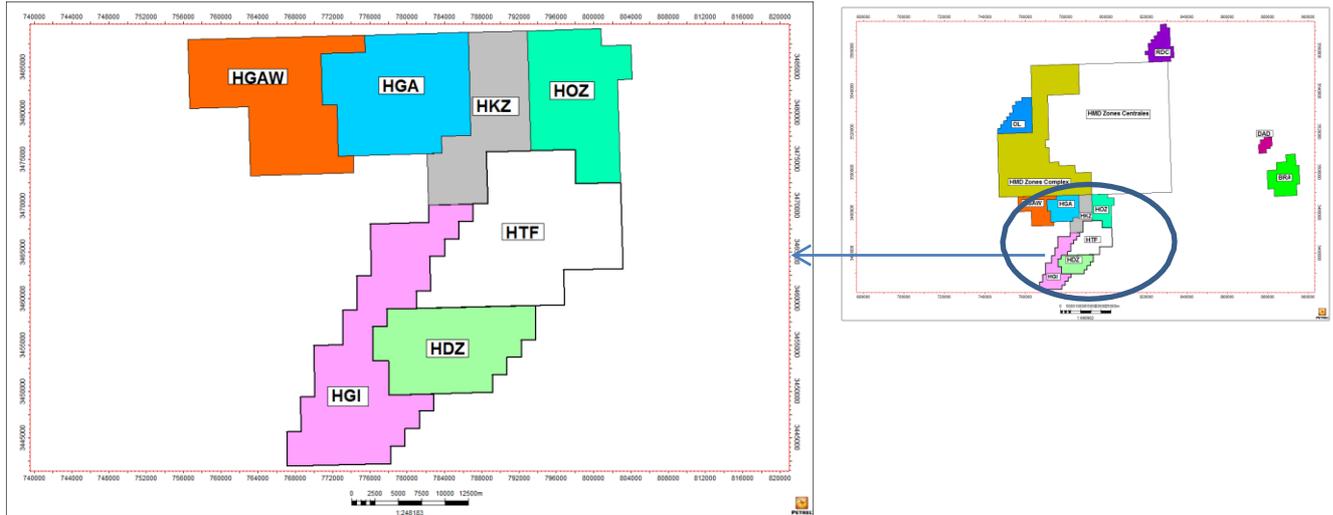
↑No



**Figure (1):**Figure de Puits de recherche (découverte, délinéation et exploration),(document sonatrach2008).

### I.3- situation géographique de champ Hassi El Gassi :

Le gisement de Hassi El Gassi a été découvert en 2008, il est situé à 20km au Sud-Ouest du gisement de Hassi Terfa. Il fait partie du périmètre de Hassi Dzabat.(Fig2).



**Figure(2) :Figure de position du champ HGI par rapport aux champs de la périphérie sud de HMD(document sonatrach juin2016).**

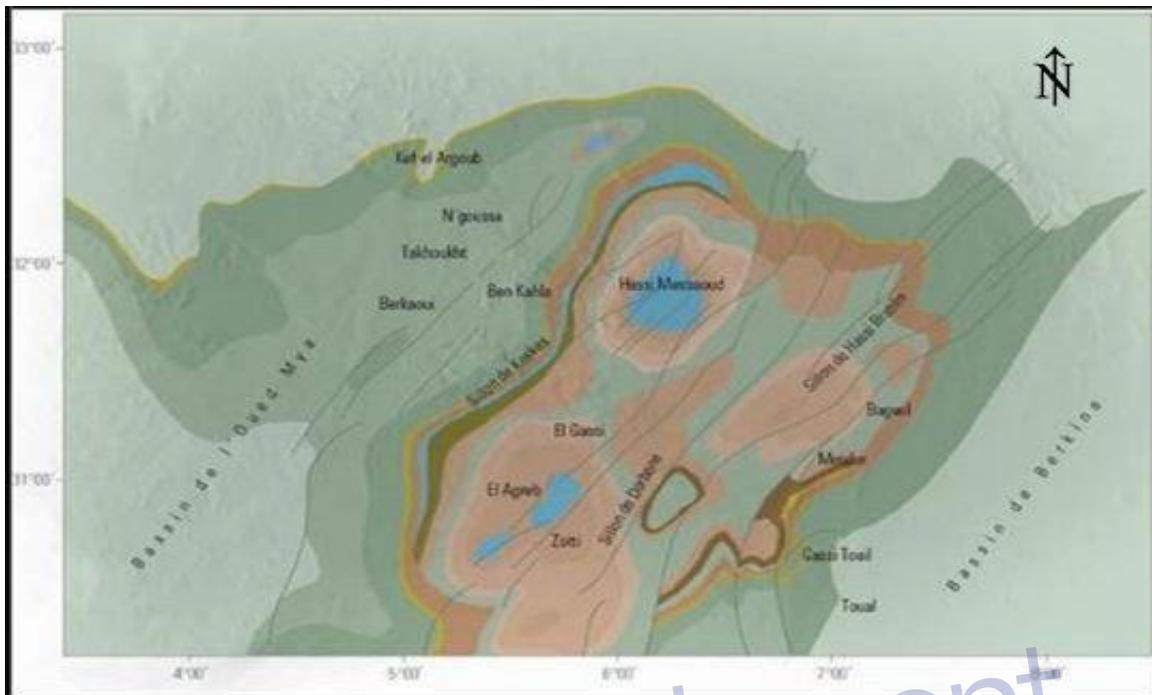
## **I.4- situation géologique de champ Hassi El Gassi :**

La région de Hassi El Gassi se situe dans le prolongement Nord de l'axe positif d'Amguid El Biod,

Plusieurs axes structuraux sont clairement individualisés dans la région de Hassi Messaoud et ses périphéries et délimitent des domaines distincts ; on citera notamment :

- A l'est, le trend positif de Hassi Touareg - Mesdar - Rhourde el Baguel, composé de structures de forte amplitude générées lors de la transpression d'âge créacé.
- Au centre, l'axe positif de El Gassi - El Agreb, est constitué d'un ensemble de pièges structuraux de plus faible amplitude que le trend oriental.
- Plus à l'Ouest la dépression de l'Oued Mya est correspond à une vaste structure de type synclinal entre les moles d'HassiR'Mel à l'Ouest et d'Hassi Messaoud à l'est.
- Vers le Nord, la zone est bordée par les Moles de Talemzane et de Dahar, où l'érosion hercynienne atteint régionalement le Cambro-Ordovicien et localement le Socle.

Trois phases tectoniques ont affecté la région de Hassi El Gassi ; la première phase est l'évènement hercynien, la deuxième phase est Le rifting triasique, La troisième phase tectonique est celle du créacé.



**Figure (3) : Situation géologique du champ HASSI EL-GASSI (WEC, 2007).**

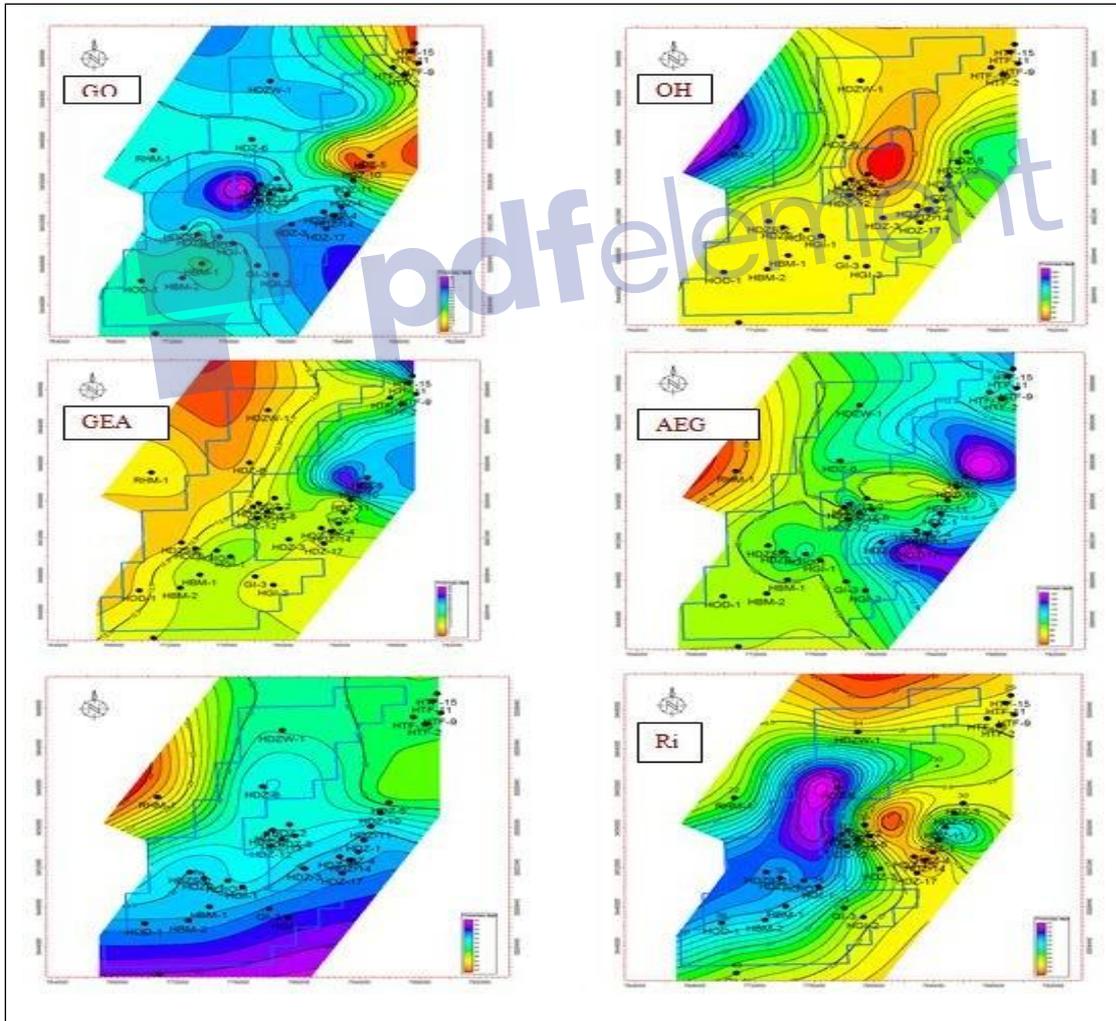
## **I.5- Aspect stratigraphique de la région d'étude Hassi el Gassi:**

La série stratigraphique de l'Ordovicien et du Cambrien du gisement de Hassi El Gassi est limitée par la discordance Hercynienne au sommet. Elle est constituée de haut en bas par (fig4) :

- Les grès d'Ouargla : alternance des grès gris clair, très fins silico-argileux, de siltstones, argileux et d'argiles gris foncée silteuse indurées.
- Les Quartzites de Hamra : Grès gris-blanc, fin à moyen, siliceux à silico-quartzitique, présence de tigillites, passant à des quartzites durs, avec fin passées d'argile gris-verdâtre, un maximum d'épaisseur est observé au niveau du puits HGIO-1 avec 93m pour ce réduire progressivement à 82m au niveau du puits HBM-2.
- Les Grès d'El Atchane : grès fin siliceux à intercalation de niveaux d'argile silteuse.

- Les grés d'EL Gassi : argile grise localement intercalée de roches volcanique.
- La Zone des Alternances : argilenoire, siltstones et grés siliceux.
- Le Cambrien Ri : Grés blanc, fin à moyen, silico-quartzitiques à quartzitique, compact, avec des fines survenues d'argile grise à gris-noir, indurée, silteuse, micacée. Abondance de tigillites et de fissures. L'épaisseur du réservoir Ri est comprise entre 26m au niveau de HGI-2 pour atteindre un maximum de 40m à HDZ-6.

les Quartzites de Hamra constituent le principal réservoir dans le champs de Hassi El Gassi, le cambrien semble ne présenter aucun intérêt pétrolier, il est généralement compact à aquifère dans la totalité des puits de HGI (d'après L'interprétation de diagraphies).



Figure(4) : Carte d'épaisseur totale des formations traversées (GO,QH,GEA,AEG,Ri),Document sonatrach/PED(2008).

## I.6- Aspect structural :

La structuration du gisement de Hassi El Gassi est essentiellement d'âge Hercynien, les mouvements ultérieurs attribués à la phase alpine ont eu un impact de moindre importance dans la région.

La structure de HGI a été rencontrée par le puits HGI-1 ,située à environ 2.5km à l'ouest du gisement de Hassi Dzabat.Elle se trouve parallèlement sur l'axe structural régional de Hassi Dzabat.Elle se trouve parallèlement sur l'axe structural régional de Hassi Terfa /Hassi Dzabat la structure globale de HGI est composée de blocs structuraux bordée de part et d'autre par des failles majeures de direction NE-SO , auxquelles s'ajoutent des failles de direction Est –Ouest, en lui donnant l'aspect de Horst et Graben.

Le champ HGI est caractérisé par un système de faille de type normale, il s'agit de failles de direction NE-SO N30 ,dominante sur le champ de Hassi Messaoud également. Ces failles correspondent soit à de grands trends traversant le champs (7 à 10km),soit à des évènements de faible extension spatiale mais densément répartis(2 à 5km).

Par ailleurs d'autres failles de direction Est-Ouest ont été interprétées. Cette famille de failles de faible extension spatiale est de type normal et simple être

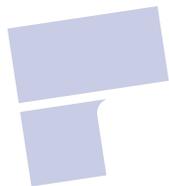
Géologiquement plus récente avec des rejets inférieurs à ceux des failles appartenant à la famille N30°.



**I.6.a) carte en isobathes au toit du réservoir Quartzites de Hamra :**

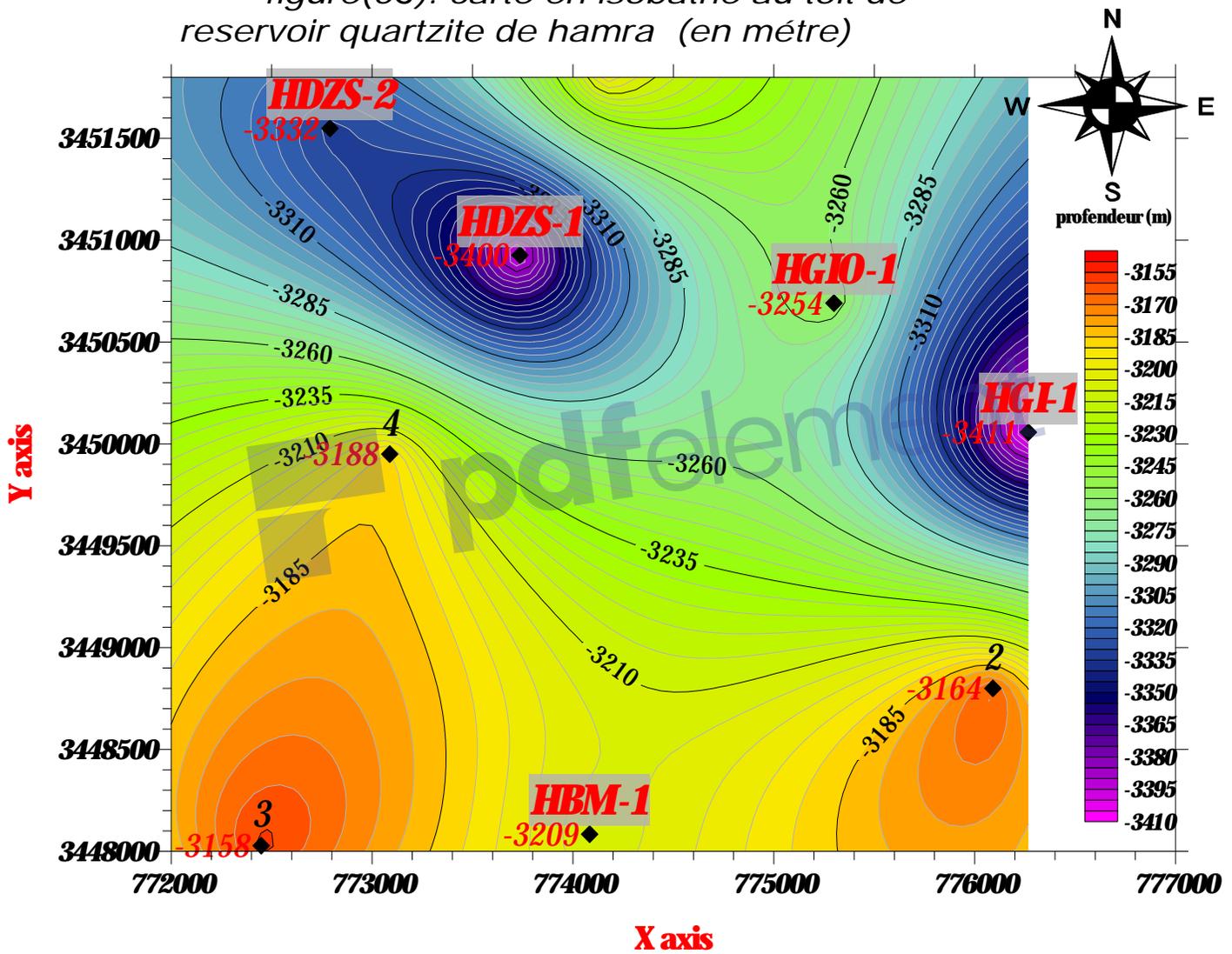
La carte montre quatre structures différentes dans la notre région dans la direction SW-SE, deux structures anticlinaux qui a des valeurs diminuées régulièrement qui peut atteindre 3150m et deux autres structures synclinaux dans la direction NW-NE avec des valeurs augmente d'une façons remarquable qui peut atteindre 3400 m .

Cette carte en iso-profondeur de notre région montre une augmentation brusque dans les valeurs de sud vers le nord qui explique l'impacte d'une déformation structurelle (faille) qui entraine le plissement de l'axe. La position de cette zone déformée est comprise entre deux accidents de direction NENW et SE-SW. Il est donc probable que cette déformation soit en relation avec la géométrie des failles définissant une zone en coin(figure06).

 pdfelement

EL HADJ MOHAMED  
MAROUFAI

figure(06): carte en isobathe au toit de reservoir quartzite de hamra (en mètre)



▲: puits  
HBM-1-HDZ-S1-HGI-1.. les puits  
étudié  
1-2-3...puits  
-3410: niveau piezométrique



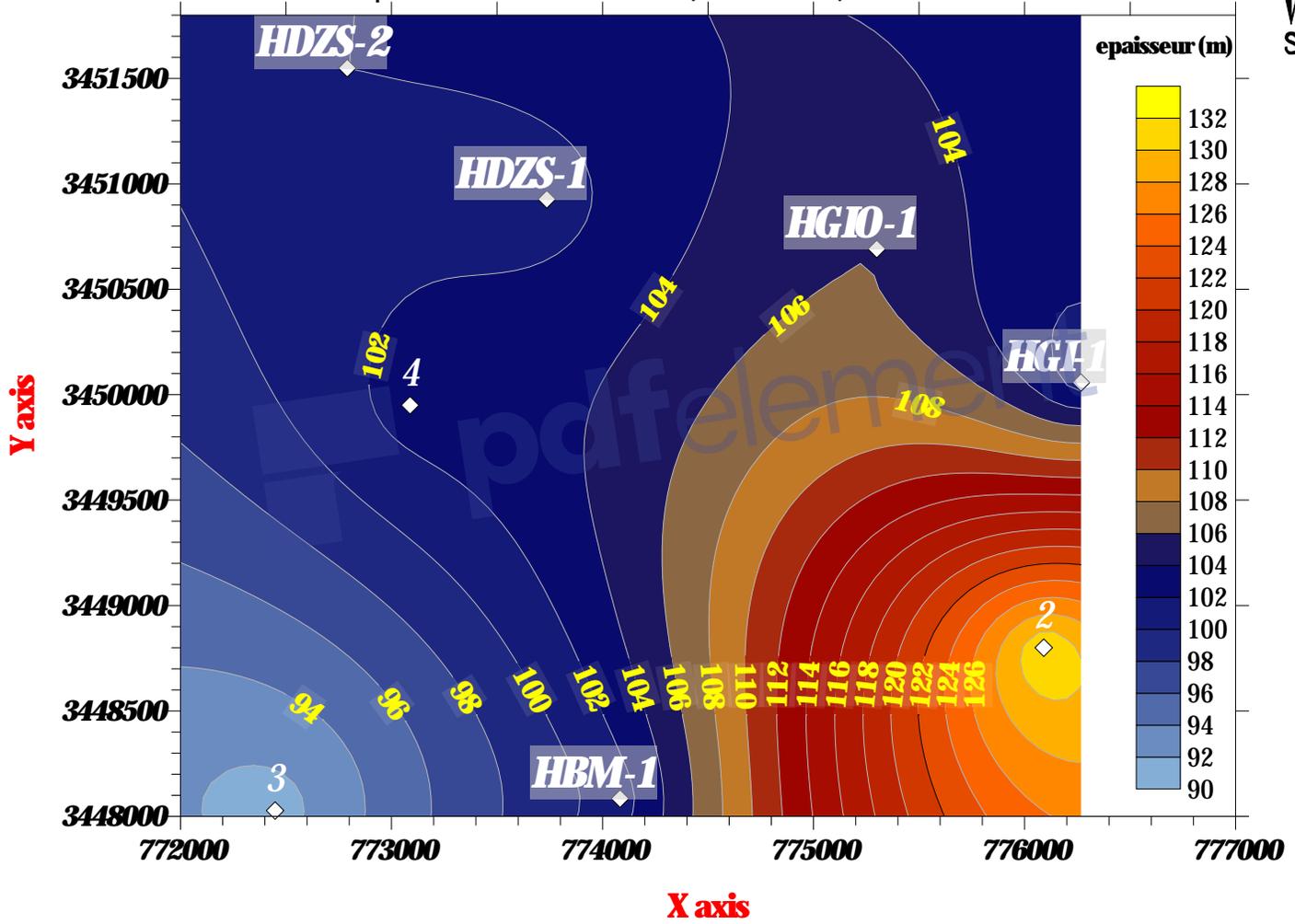
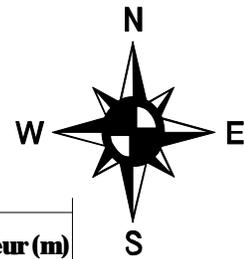
### **I.6.b) Carte en isopaques du réservoir quartzites de Hamra.**

La carte en iso-épaisseurs des quartzites de Hamra montre une faible variabilité de l'épaisseur dans la région (entre 90-100m) ; L'épaisseur augmente du Nord vers le Sud. Cela est dû aux différentes érosions pendant le mouvement hercynien. Les épaisseurs varient entre 90m à 130m. Figure(07)

 pdfelement

EL HADJ MOHAMED  
MAROUF ALI

figure (07):carte en isopaque au niveau de  
reservoir quartzite de hamra (en mètre)



▲: puits  
 HBM1-HDZS-1 - HG11 ..puits  
 étudié  
 1-2-3...puits  
 100:epaisseur



## I.7-Aspect lithostratigraphique du champs Hassi El Gassi :

### I.7.1-Cénozoïque :

**Mio-Pliocène:** De 8m à 235m (épaisseur 227m)

De 12m à 205m : Sable blanc a jaunâtre, translucide, localement rougeâtre, moyen a grossier parfois graveleux, sub-arrondi à arrondi, avec fines passées de calcaire blanc, rarement gréseux cryptocristallins, crayeux, dur.

**Eocène :** 235m à 322m (épaisseur 87m)

Calcaire dolomitique blanc à beige, microcristalline, dur, parfois vacuolaire, avec passées de dolomie calcaire, présence de traces de silex brun.

### I.7.2-Mésozoïque :

#### I.7.2.1Crétacé :

- **Sénonien Carbonaté :** 322m- 432m (épaisseur 110m)

De 320m à 375m : Dolomie a Dolomie calcaire blanche à blanc beige, microcristalline, dure, mouchetée, vacuolaire, saccharoïde, par endroits, fossilifère, avec passé de calcaire blanc a blanc beige, microcristallin, dur, vacuolaire

De 375 à 432m : alternance de marne grise à gris-clair, tendre, pâteuse et d'argile grise, tendre, fortement carbonatée.

- **Sénonien Anhydritique :** 432m- 658m (épaisseur 226m)

**Anhydrite :** blanche, parfois, translucide, pulvérulente massive, dure, avec passées d'argile grise, tendre a indurée, dolomitique.

**Dolomie :** grise a gris-beige, microcristalline, mouchetée, noire, dure.

**Argile :** grise à gris foncé, localement brun rouge, indurée, carbonatée, intercalée d'anhydrite blanche, pulvérulente, massive, dure.

- **Sénonien Salifère :** 658m- 810m (épaisseur 152m)

Sel blanc à translucide parfois rosâtre, massif, avec intercalations d'anhydrite blanche, pulvérulente, dure, avec fines passées d'argile gris-fonce, indurée, carbonatée et dolomie grise à gris-beige, microcristalline, moyennement dure.

- **Turonien :** 810m – 922m (épaisseur 112m)

Calcaire blanc à beige, tendre, crayeux localement vacuolaire, dure. Présence d'argile grise à gris verdâtre, tendre.

- **Cénomanién** : 922m – 1129m (épaisseur 207m)

Alternance d'argile grise à gris foncé, parfois brun-rouge, tendre à indurée, parfois carbonatée et d'anhydrite blanche, pulvérulente, parfois passive, dure.

Présence de sel blanc à rosâtre, massif avec passées de dolomie gris-beige, microcristalline, moyennement dure.

- **Albien** : (1129m – 1464m) (épaisseur 335m)

Grès gris-clair à blanc localement brun-rouge, fin à très fin, siliceux à silico-argileux, friable avec passées d'argile grise à gris verdâtre, parfois brun-rouge, silteuse à silto-sableuse, indurée avec rares passées de dolomie gris-blanc, tendre.

- **Aptien** : (1464m – 1488m) (épaisseur 24m)

Dolomie beige à gris-beige, microcristalline, dure avec passées d'argile grise à gris-verdâtre, indurée, carbonatée.

- **Barrémien** : (1488m – 1759m) (épaisseur 271m)

Sable translucide, fin à moyen, arrondi à sub-arrondi intercalé par des grès gris-blanc à brun rouge, fin à très fin localement argileux, friable avec passées d'argile brun rouge, rouge brique, gris verdâtre, indurée, silto-sableuse et calcaire blanc, tendre, crayeux.

- **Néocomien** : (1759m – 1996m) (épaisseur 237m)

Argile grise à gris-verdâtre, brune, indurée, silteuse à silto-sableuse avec passées de grès blanc à gris-blanc, fin à très fin, friable localement argileux et de dolomie-calcaire gris-beige, microcristalline, moyennement dure.

#### 1.7.2.2 Jurassique:

- **Malm** : (1996m – 2220m) (épaisseur 224m)

Argile gris verdâtre à brun-rouge parfois brunâtre, tendre à indurée, silteuse avec passées de Grès blanc à gris-vert, fin à moyen, moyennement consolidé, siliceux à silico-argileux et fines passées de Dolomie beige à gris-verdâtre, microcristalline, dure avec intercalations de marne gris-foncé, tendre. Des passées d'anhydrite blanche, pulvérulente, moyennement dure sont marquées.

- **Dogger Argileux** : (2220m – 2409m) (épaisseur 189m)  
Argile versicolore, brun-rouge, gris-verdâtre, silteuse, indurée, avec fines passées de grès blanc, fin à très fin, siliceux et Anhydrite blanche, pulvérulente, dure et Dolomie gris-beige.
- **Dogger Lagunaire** : (2409m – 2507m) (épaisseur 98m)  
Anhydrite blanche, pulvérulente, dure avec passées d'argile gris-foncé à gris-verdâtre, parfois brun-rouge, indurée, silteuse et dolomie beige, microcristalline, dure.
- **Lias Anhydritique** : (2507m -2665m) (épaisseur 158m)  
Alternance d'anhydrite blanche, pulvérulente, microcristalline, dure et d'argile grise à gris foncé parfois brun-rouge, tendre, silteuse avec rare fine passées de dolomie gris-beige, microcristalline, dure, mais aussi une alternance d'Anhydrite blanche, pulvérulente, parfois microcristalline, dure et de sel massif, translucide, avec fines passées d'argile gris-vert et brun-rouge, silteuse, tendre à indurée.
- **Lias salifère** : (2665m – 2774m) (épaisseur 109m)  
Anhydrite blanche pulvérulente, microcristalline, dure, avec fine passées de Dolomie gris-blanc, argileuse, moyennement dure, et d'argile gris-vert parfois brun rouge, silteuse, tendre à indurée. Sel massif, translucide, parfois rosâtre, avec fine passées d'argile brun-rouge, silteuse, tendre à indurée.
- **Lias horizon « B »** : (2774m -2795m) (épaisseur 21m)  
Calcaire gris-blanc, microcristallin, argileux, moyennement dur, avec passées d'argile brun rouge, silteuse, tendre à indurée, et anhydrite blanche pulvérulente.
- **Lias salifère « S1 + S2 »** : (2795m – 3035m)(épaisseur 240m)  
Sel massif, translucide à rosâtre avec passées d'argile grise, localement brun-rouge, silteuse, tendre à indurée, avec passée d'anhydrite microcristalline, dure.
- **Lias salifère « S3 »** : (3035m – 3195m) (épaisseur 160m)  
Sel massif, translucide rosâtre, avec fines passées d'argile grise localement brun rouge, silteuse tendre à induré et d'anhydrite massive, dure
- **Lias argileux** : (3195m – 3253m) (épaisseur 58m)  
Argile brun-rouge, parfois gris-vert, silteuse, localement salifère, tendre à indurée, avec rares passées de sel, translucide, massif.

### 1.7.2.3 Trias :

- **Roches éruptives** (3253m – 3274m) (épaisseur 21m)

Roches éruptives brun-rouge à marron-clair, mouchetées en noir et vert-foncé, vertes et vert-clair, dures à moyennement dures, présence par endroits de cristaux de calcite, blanc-laiteux et translucide.

### I.7.3-Paléozoïque

#### I.7.3.1 Ordovicien

- **Grès d'Ouargla** : (3274 m – 3329 m) (épaisseur 55m)  
Gres blanc-translucide à blanc-beige et blanc-brunâtre, fin à très fin, anguleux à subarrondi bien classé, consolidé, dur, siliceux a silico-quartzitique, quartzeux à quartzitique, avec Intercalations d'Argile brun-rouge. Grise, indurée, silteuse.  
De 3292m a 3329m: Grès blanc, blanc-translucide et blanc-beige, fin à très fin, bien classe, friable, moyennement dur, siliceux a silico-argileux avec intercalation d'Argile noir brun-rouge, et gris a gris-clair indurée, silteuse à silto-gréseuse.
- **Quartzites de Hamra** : (3329m – 3431m) (épaisseur 102m)  
Grès quartzitique gris-blanc, translucide, fin, à moyen, compact, dur, avec fines passées d'argile grise, silteuse, indurée.
- **Grès d'El Atchane** : (3431m – 3439m) (épaisseur 8m)  
Grès blanc à beige, fin a moyen, silico-argileux à silico-quartzitique glauconieux, moyennement consolidé, à compact, dur, avec passées d'argile grise à noire, silteuse, indurée.
- **Argile d'El Gassi** : (3439m – 3510m) (épaisseur 71m)  
Argile noire à gris-noir, silteuse, indurée, micacée, avec fines passées de grès blanc, bien consolidé à compact, dur.

Ere	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE		
CZ	NEOG	MIO PLIOCENE		239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuxes		
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex		
	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 siltenses. Nappe d'eau douce		
		APTIEN		24	Dolomies 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	
			LS2		58	Sels transluclides à quelques passées de marnes grises	
			LD3		31	Marnes grises à passées de dolomies	
			TS1		46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie	
	TRIAS		SALIFERE	TS2		189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile
				TS3		202	Sel massif avec traces d'argiles
		ARGILEUX			113	Argiles rouges dolomitiques ou Siltenses 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 graptolithes		
		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 (8) – Colonne lithoStratigraphique du Champs Hassi El Gassi (document sonatrach 2008).

### I.8-Aspect pétrolier du champ Hassi El Gassi : L'intérêt

pétrolier de cette région est intimement lié à sa position dans un environnement

pétrolier très favorable, ou le réservoir Quartzite de Hamra constitue l'objectif principal.

### **I.8.1-Roche Couvertures :**

Les formations argilo-salifères du Lias et les roches éruptives de Trias, constituent d'excellentes roches couverture pour les Quartzites de Hamra. Localement le Cambrien (Ri+Ra) à pour couverture les argiles d'El-Gassi.

### **I.8.2- La roche réservoir :**

Pour le réservoir de la région Hassi EL-Gassi, il s'agit des roches cambro-ordoviciennes :

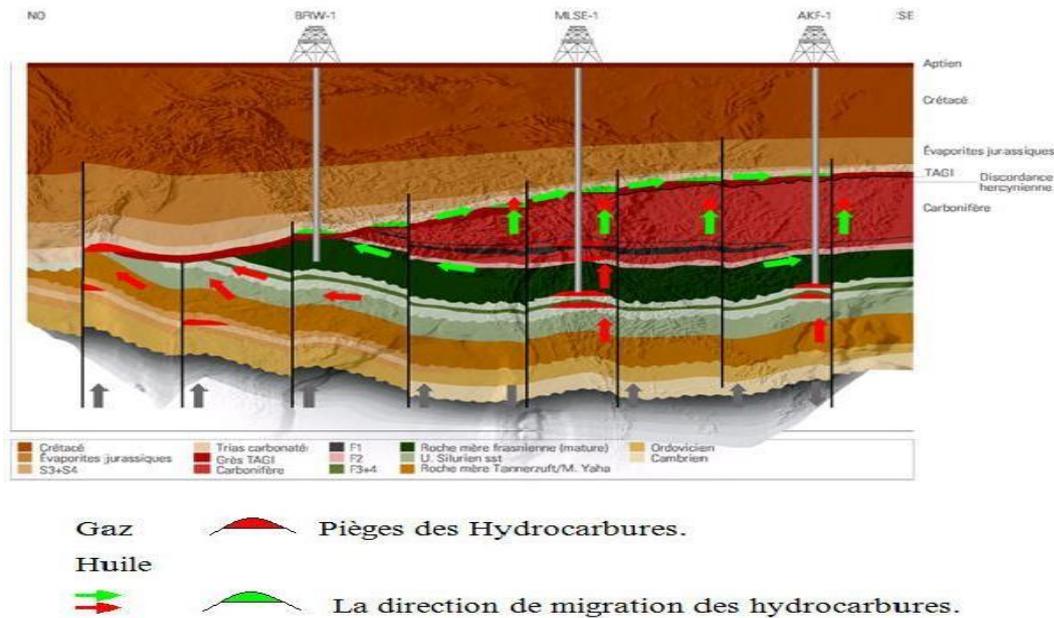
- La série cambrienne comprenant successivement de bas en haut les zones R3, R2, Ra et Ri.
- La série ordovicienne qui est représentée par la zone des alternances, composée

de grès, grès quartzitiques, des gravies et de conglomérats, au toit on observe une amélioration du classement et de l'arrondi des grains.

Les réservoirs les plus développés dans la région sont le Ri et Ra qui sont productifs d'huile d'El-Gassi . Les grandes épaisseurs des lithozones Ri et Ra sont enregistrées au centre, par contre les faibles épaisseurs sont observées sur le bourrelet d'EL- Agreb-EL-Gassi où les réservoirs Ri et Ra partiellement érodés par la phase hercynienne et sont, de ce fait, recouverts par des dépôts Triasiques et Jurassique .

**I.8.3-Roche mère et migration :** la principal roche mère connue sur tout la plate-forme saharienne reste les argiles radioactives du silurien, dont le potentiel est assez important. Cette roche mère est à l'origine de la génération des hydrocarbures et du remplissage des réservoirs cambro-ordoviciens et triasiques.

La migration d'huile s'est effectuée sur une longue distance, à travers les réseaux de failles et de fractures. Le remplissage de l'ensemble des structures existantes dans la région s'est fait selon un schéma classique à savoir un déversement nord sud à partir du split point du gisement Hassi Messaoud vers les structures méridionales (gisements HGA HTF HDZ , GASSI, ZOTTI et AGREB), à travers la Discordance Hercynienne, les réseaux de failles, les drains Triasiques et Cambriens.



**Figure (9) : Pièges et migration dans le champ Hassi el gassi (document sonatrach juin2016).**

#### I.8.4-Les pièges

Vu l'importance des mouvements tectoniques qui ont affectés la région, les pièges rencontrés sont essentiellement liés à des horsts (tectonique complexe), mais il existe également des pièges stratigraphiques tel que ceux qui sont dans l'ordovicien et qui peuvent être rencontrés sur le flanc ouest du bourrelet d'El-Gassi et El-Agreb.

Durant les différentes époques géologiques, cette zone a joué le rôle d'une zone haute et de ce fait, les sédiments paléozoïques ont subi une érosion intense lors de la phase Hercynienne ce qui engendre des pièges sous discordance .

## Conclusion :

- ❖ Le bassin d'Amguid Messaoud constitue actuellement l'un des principaux objectifs de l'exploration en Algérie.
- ❖ Les quartzites de Hamra est un réservoir Homogène, compact, très dur et fissuré avec une très faible perméabilité. Il est composé essentiellement de grès quartzitiques (jusqu'à 90%) d'une granulométrie fine à très fines. En étant un réservoir compact et sous l'effet des contraintes.
- ❖ La région de Hassi El Gassi a été découverte en 2008, elle est située à 20km au Sud-Ouest du gisement de Hassi Terfa et fait partie du périmètre de Hassi D'zabat.
- ❖ La structure de Hassi El Gassi correspond à une structure satellite, elle est située sur la région Amguid El Biod / Hassi Messaoud . Le champ HGI est caractérisé par un système de failles de type normales, il s'agit de failles de direction NE-SO, N30° dominantes sur le champ de Hassi Messaoud. Ces failles correspondent soit à de grands trends traversant les champs (7 à 10 km), soit à des événements de faible extension spatiale mais densément répartis.

*Chapitre II :*  
*Etude sédimentologique*  
*du réservoir Quartzites de*  
*Hamra*



## ***II.1- Introduction***

Dans le Nord-Est du bassin d'Amguid Messaoud, et particulièrement la région de Hassi el Gassi, les réservoirs sont constitués des dépôts continental et uper shorface.

Ce chapitre est réalisé dans le but d'une étude sedimentologique du réservoir Quartzites de Hamra. Une description de carottes dans quatres puits (HDZS-1 ; HDZS-2 ; HBM-1 ; HGI-1,HGIO-1) a été faite pour déterminer les caractères lithologiques et les lithofasciés du réservoir étudié.

## ***II.2- Méthodologie***

Cette étude a été faite sur la base de la description des carottes des puits HDZS-1 ; HDZS-2 ; HBM-1. ;HGI-1 ; HGIO-1 au niveau de notre réservoir pour essayer de trouver des critères d'identification. Pour les subdivisions litho-stratigraphiques et l'étude des faciès. L'objectif ici c'est déterminer a l'aide de cette étude les caractères sédimentologiques général des Quartzite de Hamra dans la région de Hassi el Gassi .

## ***II.3- Notions de sédimentologie :***

### **1. Faciès :**

La notion de faciès correspond à la description de l'ensemble des caractères minéralogiques, lithologiques (litho faciès) et paléontologiques (biofaciès), caractérisant une roche et permettant d'identifier un milieu de dépôts.

D'après O. Serra (1985), le faciès correspond à l'aspect général d'une roche sédimentaire tel qu'il découle de la somme des caractéristiques lithologiques, structurales et organiques détectables sur le terrain, et qui permettent de la différencier des roches avoisinantes

Les roches sédimentaires permettent de reconstituer la paléogéographie, qui représente les conditions géographiques locales qui régnaient au moment et au lieu où elles se sont formées, c'est ce qui correspond à l'ensemble des conditions que

l'on définit par le mot faciès Haug (1907) définit le faciès comme étant la somme des caractères lithologiques et paléontologique d'un dépôt à un endroit donné.

Pour Moore (1949), le faciès considéré comme une entité lithologique est désigné sous le nom de lithofaciès. L'association de fossiles représente le biofaciès

Selley (1970) caractérise le faciès par cinq paramètres : la géométrie ; la lithologie ; la paléontologie ; les structures sédimentaire et le type de paléocourant. Kazi Tani (1986) définit le faciès par la somme des paramètres décrits ou mesurés dans un dépôt .

## 2.a- Identification des lithofaciès :

La détermination de lithofaciés se fait au cours de la description des carottes dans chaque Puits par l'observation détaillé a l'échelle centimétrique à métrique, en s'appuyant sur les Variations lithologique et en se basant sur :

- La granulométrie
- La bioturbation
- L'aspect (homogénéité, couleur, etc...)
- Les figures sédimentaires et éléments associés.

Des éléments secondaires ont été introduits dans la définition des lithofaciés pour

Rendre compte des variations de qualités réservoirs. Ces éléments sont :

- La silicification,
- La stylolitisation.

## 2. Environnement de dépôt :

L'environnement est directement exposé à l'action des vagues et des marées d'amplitudes variables.

**2.1. Littoral** : Cette zone est basée principalement sur l'action des Marées et des vagues. On distingue ainsi l'arrière-plage (backshore) ou encore la zone supra tidale, au-dessus du niveau moyen de la marée haute, l'estran (foreshore) ou zone intertidale qui correspond à la zone de balancement des marées, l'avant-plage (shoreface) ou zone infratidale, en dessous du niveau des basses mers.

**2.2. Offshore** : au-delà de la base de l'effet des houles, (Biju-Duval, 1999.) subdivise en deux sous-domaines.

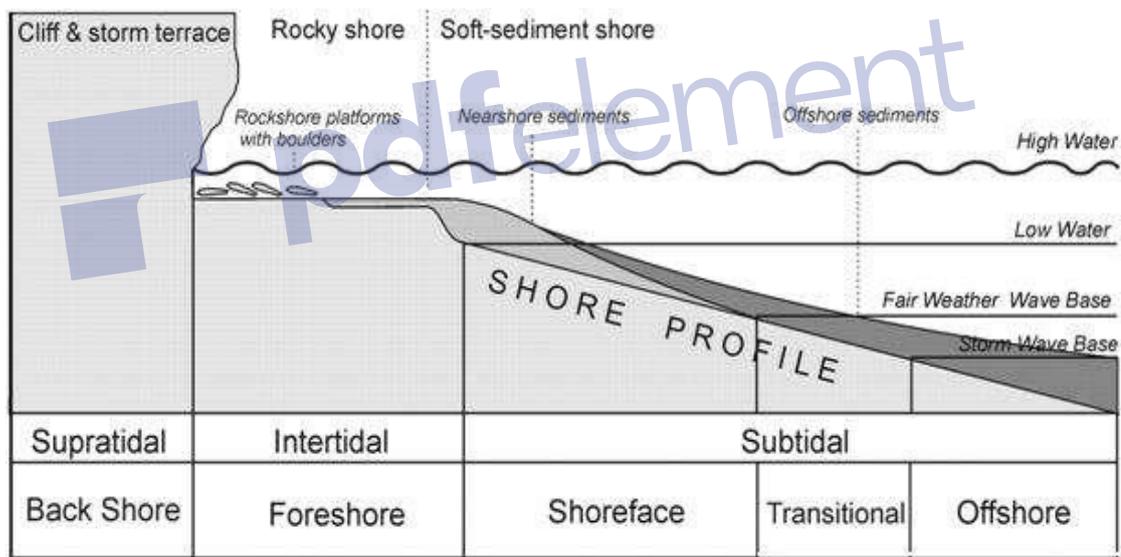
**2.2.1. Offshore-Transition** : Elle se situe entre la limite d'action des vagues et la limites des vagues des tempêtes, elle est caractérisée par :

- Grés à laminations obliques mamelonnées
- Grés massif,
- Grés en plaquettes,
- Calcaires lumachelliques,
- Calcaires gréseux.

Ces faciès se trouvent en alternance avec la boue (argiles et/ou marnes).

**2.2.2 .Offshore** : C'est une zone à faible énergie au dessous de la limite d'action des tempêtes et caractérisée par:

- Des argiles bioturbés,
- Des argiles à passés silteuses



**Figure(10)**-schéma représente les milieux du dépôt marin (document Sonatrach).

## **II.4 corrélation du réservoir quartzites de Hamra :**

Une attention particulière a été portée sur les corrélations du Paléozoïque basées sur les réponses diagraphiques, avec une focalisation sur la formation des Quartzites de Hamra. D'un point de vue stratigraphique, la formation des Quartzites de Hamra est située entre deux formations argileuses marines d'extension régionale : les **Grès**

de Ouargla d'âge Ordovicien supérieure et les Les Grès d'El Atchane d'âge Ordovicien moyen , Dans le cadre de la stratigraphie séquentielle, la formation des Quartzites de Hamra est associée à un cortège transgressif (TST, ou «Transgressive Systems Track ») et localement de bas niveau (LST, ou «Lowstand Systems Track ») pour sa partie inférieure ,La base de cette formation, correspondant à une surface transgressive d'érosion confondue avec une limite de séquence «Sequence Boundary / Transgressive Surface of Erosion », est individualisée par un contact abrupt sur les diagraphies Gamma Ray et Sonic, entre les Grés d'El Atchane et les Quartzites de Hamra. la limite Elle correspond essentiellement à un changement de la pétrographie (proportion d'argile et de feldspath) et à la diminution significative des laminations planes argileuses..Lorsque la série est complète et que les Grés de Ouargla sont bien développés, la limite supérieure des Quartzites de Hamra est également bien individualisée en diagraphie.

Pour une meilleure caractérisation de ce réservoir, ils ont été subdivisés en six (06) sous zones (QH1, QH2, QH3, QH4, QH5 et QH6). Ce découpage a été réalisé sur la base des corrélations entre les puits, en utilisant la combinaison des différentes diagraphies (Gamma ray, Sonic, Densité, Neutrons et la porosité effective). Cette subdivision est probablement liée à un dépôt séquentiel et à l'érosion de la Discordance Hercynienne. Au niveau de la structure de HGI, les corrélations montrent une très bonne continuité des Quartzites de Hamra, où toutes les unités sont préservées. Voir figure (11) .

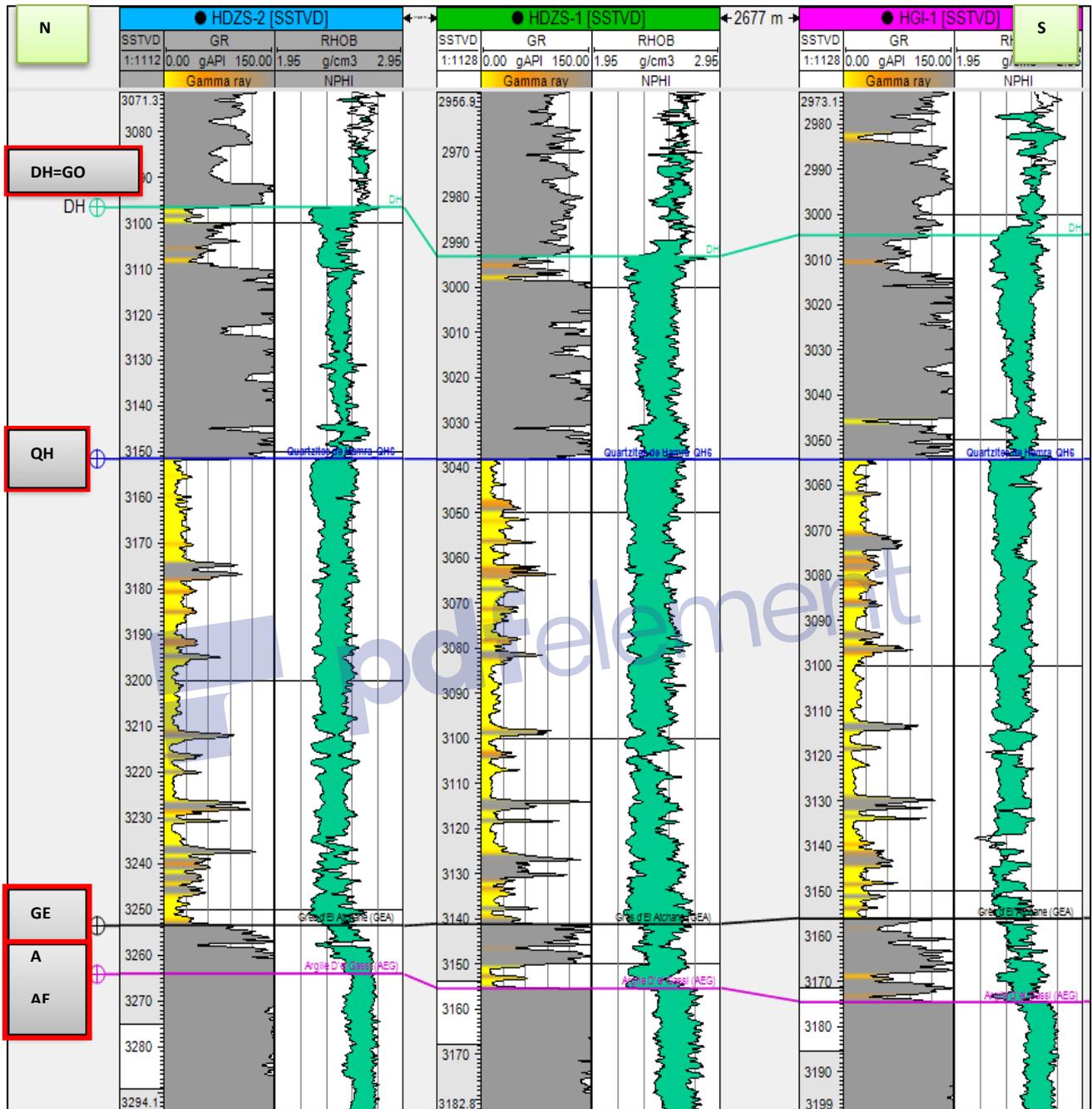


Figure (11) : Corrélation stratigraphique entre les puits HDZS1, HDZS2 et HGI1

## II.5 – Description des carottes :

**a-Introduction** : les Quartzites de Hamra ,qui constituent le principal objectif de cette étude, sont étudiées et décrites sur 5 puits ,ce qui permet d'avoir d'amples information de manière à permettre une interprétation des faciès de dépôts et la réalisation d'un modèle sédimentologie réaliste et applicable à l'échelle de la zone d'étude Par leurs dimensions et dans la mesure où le carottage est continu, les carottes constituent de bons échantillons fournissant la majeure partie des données. Les carottes de 5 puits dans les Quartzites de Hamra soit au total de 120m ; ont été

Minutieusement décrites pour essayer de trouver des critères d'identification pour les Subdivisions litho- stratigraphiques et l'étude des faciès ,la fracturation ..ect Dans la description macroscopique, nous avons insisté sur les caractères des faciès ci-dessous

:

- la couleur des sédiments,
- la nature des constituants lithologiques et leur granulométrie,
- les discontinuités sédimentaires,
- les figures et les structures sédimentaires.

Les descriptions détaillées de chaque puits intégrant tous ces éléments sont énumérées Ci-dessous.

**b-Problématique** : nous avons été confrontés à de nombreux problèmes, y compris une grave pénurie d'échantillons et de données, manque équipement d'analyse et des difficultés de laboratoire en raison du travail intensif d'une entreprise et du manque de temps, mais nous avons pu faire une bonne inspection des échantillons de cinq puits. Nous avons étudié des échantillons de chaque puits.

### II.5.1 Description des carottes de puits HDZS-1 :

La description lithologique de l'intervalle carotté (3213-3278.) du puits à permis de localiser les variations des formations dans l'ordovicien, Plusieurs constatations ont été faites :

**•Description lithologique de Carotte n° 01 :**

Formation : Quartzite de Hamra

Intervalle : 3213m à 3231m, soit 18m.

Récupération : 17m, soit un taux de 94.5%.

**-De 3213m - 3231m.**

Grès : quartzitique blanc à gris blanc, fin à moyen, subanguleux, compact, dur.

Présence d'Argile noire, indurée, silteuse. Abondance de fissures sub-verticaux ouvertes, de joints stylolitiques et de tigilites.

❖ Fluorescence : Jaune pâle à jaune dorée.

**Tableau 01 : mesures pétrophysiques de la carotte N°1 puits HDZS-1**

	Perméabilité (md)	Porosité(%)
Min	0.038	0.38
Max	0.19	8.23
moyenne	0.228	4.30

**• Description lithologique de Carotte n° 02 :**

Formation : Quartzite de Hamra.

Intervalle : 3260m à 3278m, soit 18m.

Récupération : 17.7m, soit un taux de 98.33

**De 3260m - 3277.7 m:**

Grès quartzitique à Quartzite blanc à gris sombre et gris brun fin à moyen,

Sub-anguleux, compact, dur, avec joints d'Argile verte indurée, silteuse. Abondance de fissures horizontaux et sub-verticaux, ouvertes et fermées remplies d'Argile et

de Pyrite. Bioturbations sur toute la carotte.

- ❖ Fluorescence : Jaune pâle à dorée
- ❖ Porosité apparente : Faible à moyenne

**Tableau 02 : mesures pétrophysiques du carotte N°2 puits HDZS-1**

	Perméabilité (md)	Porosité(%)
Min	0.024	3.03
Max	2.21	10.39
moyenne	1.117	6.71

**Résultat :** Puits producteur d'huile, ouvert.

### II.5.2 Description des carottes de puits HDZS-2 :

La description lithologique de l'intervalle carotté(3386-3422.) du puits à permis de localiser les variations des formations dans l'ordovicien, Plusieurs constatations ont été faites :

#### • Description lithologique de Carotte n°01 :

Formation : Quartzites de Hamra

Intervalle : 3386m à 3404m

Récupération : 13.25m, soit 73.61%

**De 3386m à 3395m:** Grès quartzitique blanc à gris blanc, fin à moyen, localement grossier subarrondi à subanguleux, moyennement à bien consolidé, avec joints d'Argile noire silteuse, indurée. Présence de nodules d'Argile et de joints stylolithiques. Abondance de fissures horizontaux ouvertes, et localement sub-verticaux à verticales centimétriques à Décimétriques semi-ouvertes à fermées

- ❖ Fluorescence : blanchâtre à jaunâtre.
- ❖ Porosité inter-granulaire apparente: Faible à moyenne.

**De 3395 à 3399.25m:** Grès quartzitique blanc à gris blanc, fin à moyen, localement grossier, subarrondis à subanguleux, moyennement à bien consolidé, avec joints d'Argile noire silteuse, indurée. Présence de nodules d'Argiles et des joints stylolithiques. Abondance de fissures horizontaux ouvertes, et localement sub-verticaux à verticales centimétriques à décimétrique semi-ouvertes à fermées.

- ❖ Fluorescence : blanchâtre à jaunâtre.
- ❖ Porosité Inter-granulaire apparente: Faible à moyenne.

**Tableau 0 3: mesures pétrophysiques de la carotte N°1 puits HDZS-2**

	Perméabilité (md)	Porosité(%)
Min	0.01	1.10
Max	1.28	9.34
moyenne	0.17	5.25

Figure(12) : description lithologique de carotte N1 de puits HDSZ-2.

 ACTIVITE AMONT DIVISION FORAGE DIRECTION AORFAG PROJET SOUP 02 HASSI - MESSAOUD Echelle : 1 / 40		CAROTTE : 18 m en 20h 45 RECUPERE : 13.25 m soit 73.61% DATE d'extraction de la carotte : 15 / 01 / 2014				Puits : HDZS # 2 Permis : Hassi Dzabat Bloc : 427-439		
		Type Carottier : Baker Diamètre Carottier: 4" 3/4 x 2" 5/8 N° et type Couronne : HHCS312 Diamètre Couronne : 6" N° de Série Couronne : 7145465		Type de boue : Versadrill D : 1.45 V : 58 H : 75 % F : 4 H/E : 93/07		CAROTTE N° : 01 / a TETE : 3386 m PIED : 3404 m		
Cotes	Log	N° échan.	INDICES direct ccl 4	Fiss	Pen	Calcimétrie 25 75	Age	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE - REMARQUES - OBSERVATIONS
3386 m								<p><b>3386 – 3395 m :</b></p> <p>Grès quartzitique blanc à gris blanc fin à moyen localement grossier subarrondis à subanguleux moyennement à bien consolidé avec joints d'argile noire silteuse, indurée                  Présence de nodules d'argile et de joints stylolitique                  Abondance de fissures horizontales ouvertes et localement sub-verticales à verticales centimétrique à décimétrique semi ouvertes à fermées</p> <p><b>Fluorescence :</b>                  F1 + F2 = blanchâtre à jaunâtre</p> <p><b>Porosité inter-granulaire apparente :</b></p> <p>Faible à moyenne</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;">                     Fiche établie par :                      M. RAOUF. ZALENE + T. MOKHTARI                 </div>
3387 m								
3388 m								
3389 m								
3390 m								
3391 m								
3392 m								
3393 m								
3394 m								
3395 m								

• **Description lithologique de Carotte n°02 :**

Formation : Quartzites de Hamra

Intervalle : 3404 m à 3422m

Récupération : 16.20m, soit 90 %

De 3404m à 3422m : Grès quartzitique blanc translucide et gris sombre, fin à moyen Compact dur, avec abondance de joints stylolithiques, de nodules d'Argile et de fissures Horizontaux Ouvertes et fermées remplies d'Argile noire, silteuse, micacée, indurée ou de Silice Avec traces de Pyrites. Un niveau d'Argile noire, silteuse, micacée, indurée au 5ème mètre de la carotte.

- ❖ Fluorescence : localement blanchâtre.
- ❖ Porosité inter-granulaire apparente: Faible.

**Tableau 04 : mesures pétrophysiques du carotte N°2 puits HDZ-2.**

	Perméabilité (md)	Porosité(%)
Min	0.01	4.22
Max	1.11	9.53
Moyenne	0.09	6.94

**Résultat :** Puits producteur d'eau salée, abandonné.

 <p>ACTIVITE AMONT DIVISION FORAGE DIRECTION AOP/AG PROJET SOUP 02 HASSI-MESSAOUD</p> <p>Echelle : 1 / 40</p>		<p><b>CAROTTE : 18 m en 24 h 00</b>  <b>RECUPERE : 16.20 m soit 90%</b>  <b>DATE d'extraction de la carotte : 17 / 01 / 2014</b></p>			<p><b>Puits : HDZS # 2</b>  <b>Permis : Hassi Dzabat</b>  <b>Bloc : 427-439</b></p>			
		<p>Type Carottier : Baker                  Diamètre Carottier: 4" 3/4 x 2" 5/8                  N° et type Couronne : HHCS312                  Diamètre Couronne : 6"                  N° de Série Couronne : 7145465</p>		<p>Type de boue : Versadrill                  D : 1,45 V : 58                  H : 75 % F : 4                  H/E : 93/07</p>		<p><b>CAROTTE N° : 02 / a</b>  <b>TETE : 3404 m</b>  <b>PIED : 3422 m</b></p>		
Cotes	Log	N° échan.	INDICES direct cc 4	Fiss	Pen	Calcimétrie 25 75	Age	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE - REMARQUES - OBSERVATIONS
3404 m			Blanchâtre	Blanchâtre			<p><b>3404 – 3413 m :</b></p> <p>Grès quartzitique blanc translucide et gris sombre fin à moyen, compact, dur avec abondance de joints stylolitiques, de nodules d'argile et de fissures horizontales ouvertes et fermées remplies d'argile noir, silteuse, micacé indurée ou de silice avec traces de pyrite</p> <p>Un niveau d'argile noir silteuse, micacé, indurée au 5<sup>ème</sup> mètre de la carotte</p> <p><b>Fluorescence :</b>                      F1 + F2 = localement blanchâtre</p> <p><b>Porosité inter-granulaire apparente :</b>                      Faible</p>	
3405 m			Blanchâtre	Blanchâtre				
3406 m				Blanchâtre	Blanchâtre			
3407 m				Blanchâtre	Blanchâtre			
3408 m				Blanchâtre	Blanchâtre			
3409 m				Néant	Néant			
3410 m				Néant	Néant			
3411 m				Néant	Néant			
3412 m				Blanchâtre	Blanchâtre			
3413 m				Blanchâtre	Blanchâtre			

Figure (13) : description lithologique de Carotte n°2 de puits HDZS-2

### II.5.3 Description des carottes de puits HBM-1 :

Le forage HBM-1 a atteint une profondeur finale de **3399m** dans les Argiles d'El Gassi, Un maximum d'épaisseur a été atteint au niveau du puits HBM-1 (101m), tandis qu'il reste plus ou moins constant sur l'axe HDZ – HTF .

La description des carottes de l'intervalle (3253-3307.) du puits à permis de localiser les variations des formations dans l'ordovicien, Plusieurs constatations ont été faites.

#### • Description lithologique de Carotte n°01:

De **3253 à 3264m**, récupéré 9.62 m, soit 87 %.

Grès quartzitique blanc, parfois gris à gris vert, fin à moyen, subanguleux à subarrondi, bien consolidé, compact, dur. Abondance des fissures sub-horizontaux à horizontaux semi-ouvertes à ouvertes remplies d'Argile et par endroits remplies de pyrite avec présence des fissures sub-verticales à verticales fermées à semi-ouvertes remplis d'Argile gris noir à noire par endroits.

Présence des joints stylolitiques et de Pyrite intergranulaire et en nodules.

Présence de Tigilites verticale.

- ❖ Fluorescence : Jaune pale.
- ❖ Porosité visuelle : Faible à nulle

**Tableau 05 : mesures pétrophysiques du carotte N°1 puits HBM-1**

	Perméabilité (md)	Porosité(%)
Min	0.010	0.97
Max	5.86	8.35
Moyenne	2.93	4.66

 pdfelement

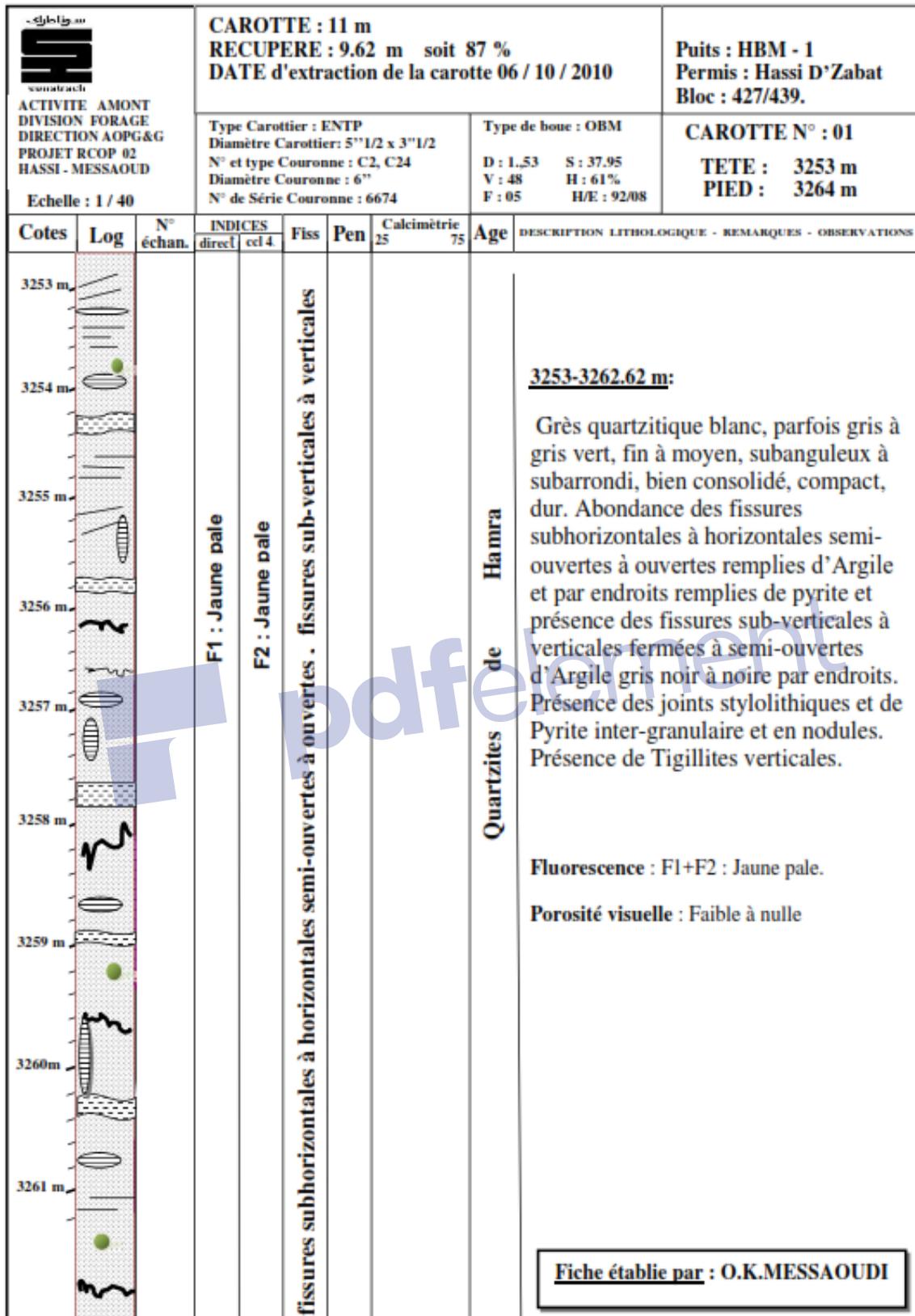


Figure (14) : discription lithologique de Carotte n°1 de puits HBM-1

• **Description lithologique de Carotte n°02** : De 3290 à 3307 m, récupéré 16.7m, soit 98.3%.

**De 3290 à 3306.7 m** : Quartzite, blanc, translucide, fin à moyen, très compact, dur avec des joints millimétriques d'Argile gris noir à noire, silteuse, indurée. Abondance de Tigilites, joints stylolitiques, fissures horizontaux fermées à semi-ouvertes et sub-verticaux à verticale semi-ouvertes

- ❖ Fluorescence : jaune pâle à jaune dorée.
- ❖ Porosité intergranulaire apparente : Nulle

**Tableau 06 : mesures pétrophysiques du carotte N°2 puits HBM-1**

	Perméabilité (md)	Porosité(%)
Min	6.10	4.19
Max	0.078	11.31
Moyenne	3.08	7.75

**Resultat** : Puits producteur d'huile, fermé(non raccordé).

#### II.5.4 Description des carottes de puits HGI-1 :

Le forage HGI-1 a atteint une profondeur finale de **3600m** dans le Cambrien (Ra) ; La description des carottes de l'intervalle (**3246.5-3273.5m.**) du puits à permis de localiser les variations des formations dans l'ordovicien, Plusieurs constatations ont été faites .

• **Description lithologique de Carotte n°01**: de 3246.5m à 3256.55m.

Formation : Quartzites de Hamra  
Intervalle : 3246.5m à 3256.5m, soit 10m.  
Récupération : 10m, soit 100%.

Quartzite, blanc, translucide, très compact, dur, avec des joints d'Argile noire, gris vert à verte tendre, indurée. Présence de Tigilites et joints stylolitiques et fissures sub-horizontaux fermées et sub-verticaux ouvertes, ou/et remplies d'Argile ou de Silice.

- ❖ Fluorescence : jaune pale et jaune dorée
- ❖ Porosité inter granulaire apparente : Nulle

**Tableau 07 : mesures pétrophysiques de la carotte N°1 puits HGI-1**

	Perméabilité (md)	Porosité(%)
Min	6.10	4.19
Max	0.078	11.31
Moyenne	3.08	7.75

- **Description lithologique de Carotte n°02:** de 3256.55m à 3273.5m.

Formation : Quartzites de Hamra.  
 Intervalle : 3256.5m à 3273.5m soit 17m  
 Récupération : 17m, soit 100%

Quartzite, blanc, translucide, très compact, dur, avec des joints d'Argile noire, gris vert à verte tendre, indurée. Présence de Tigilites et joints stylolitiques et fissures sub-horizontaux, fermées et subverticaux ouvertes, ou/et remplies d'Argile ou de Silice

- ❖ Fluorescence : jaune pale et jaune dorée
- ❖ Porosité inter granulaire apparente : Nulle

**Tableau 08 : mesures pétrophysiques du carotte N°2 puits HGI-1**

	Perméabilité (md)	Porosité(%)
Min	6.10	4.19
Max	0.078	11.31
Moyenne	3.08	7.75

Résultat : Puits producteur d'huile, fermé (non raccordé).

### III.5.5 Description des carottes du puits HGIO-1 :

Le forage du puits **HGIO-1** a traversé une série de dépôts de 3430m d'épaisseur, représentée par des terrains d'âge Cénozoïque, Mésozoïque et Paléozoïque.

La description des carottes de l'intervalle (3283 à 3301m,.) du puits à permis de localiser les variations des formations dans l'ordovicien, Plusieurs constatations ont été faites .

#### • Description lithologique de Carotte n°01: de 3283m à 3299m.

Formation : Quartzites de Hamra

Intervalle : 3283m à 3301m, soit 18m.

Récupération: 18m, soit 100%.

**De 3283 à 3299 m:** Grès quartzitique, blanc à gris blanc, fin à moyen, sub anguleux, compacte, dur. Présence des joints d'Argile noire, indurée, silteuse, pyriteuse.

Abondance de fissures sub-verticaux fermées à semi-ouvertes remplies d'Argile noire et de fissures horizontaux fermées. Avec Présence de tigillites.

- ❖ Fluorescence : Jaune pâle à jaune doré.
- ❖ Porosité apparente: Faible à nulle

**De 3299 à 3301 m:** Grès quartzitique, blanc à gris blanc, très fin parfois moyen, sub anguleux, compacte, dur. Abondance des fissures sub-verticaux fermées et fissures horizontaux fermées

Présence de Pyrite inter granulaire.

- ❖ Fluorescence : Néant.
- ❖ Porosité apparente: Faible à nulle

**Tableau 09 : mesures pétrophysiques du carotte N°1 puits HGIO-1**

	Perméabilité (md)	Porosité(%)
Min	0.01	0.21
Max	0.78	10.97
Moyenne	0.395	5.59

**Résultat** :Puits producteur d'eau salée, abandonné.

### **II.6 Etude de la fracturation par l'analyse des carottes :**

Dans les réservoir, principalement gréseux et quartzitiques, l'évaluation de la fracturation naturelle s'appuie sur une analyse de relevé des fractures effectué que sur des méthodes acoustique et électrique, Vu la nature compacte de la formation de Quartzite de Hamra et sous l'effet de contraintes, se fracture ce réseau de fracture, sous l'effet de circulation de fluides chargés en éléments chimiques peut être colmaté, semi colmaté ou non colmaté.

Cette étape de l'étude consiste à identifier et à décrire les fractures en procédant comme suit :

- ✚ Identifier les fissures.
- ✚ Identifier la nature du colmatant qui peut être de nature variable (pyrite,oxyde,silice,bitume anhydrite, carbonate).
- ✚ Nature de la fissure( taille de l'ouverture).
- ✚ Qui peut être d'ordre millimétrique à centimétrique.

#### **II.6 .1-description de la fracturation :**

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 événement local, ou régional. Selon l'orientation, la distribution, et la morphologie des fractures, différents objets microtectoniques accompagnent les systèmes fracturés. donc les fractures .définie comme «toute rupture ou une discontinuité physique dans une roche causée par des contraintes supérieures à la contrainte de la roche ». tels que :

- ✓ les diaclases.
- ✓ les paraclases.
- ✓ les fentes de tensions.
- ✓ les stylolithes.
- ✓ les stries.
- ✓ les brèches.

### **II.6.2 Types de fractures :**

Trois types de fractures peuvent se produire dans la formation. Ce sont des fractures naturelles, les fractures induites et les fractures hydrauliques.

Les fractures naturelles existent dans la formation avant le forage, et les fractures induites par forage (comme son nom l'indique) sont le résultat de soulagement de la contrainte ou une déformation de la roche causée par le forage. Le troisième type de fracturation, la fracturation hydraulique est une technique connue depuis 1947 qui a été affinée sur forage vertical puis horizontal dans l'exploitation de gaz conventionnels puis non conventionnels.

Les fractures induites par le forage et les fractures hydrauliques ont aussi tendance à se produire ensemble en raison de la pression élevée de la boue (qui est optimisée pour donner une vitesse de pénétration élevée) (Ma et al. 1993)..

### **II.6.3 étude de la Fracturation**

La meilleure méthode pour détecter des fractures de la formation est par l'observation des carottes à l'œil nu et sous la loupe ,Lors de l'analyse des carottes au niveau des 5 puits étudiés (HDZS-1 ,HDZS-2,HBM-1,HGI-1, HGIO-1) nous avons répertorié tout les objets structuraux observables :

- ✓ les stylolithes

- ✓ les fractures
- ✓ les colmatant.
- ✓ Les brèches

### III.6.3.a Les Stylolithes :



Photo(1)-Les joints stylolithiques (Miall 1978).

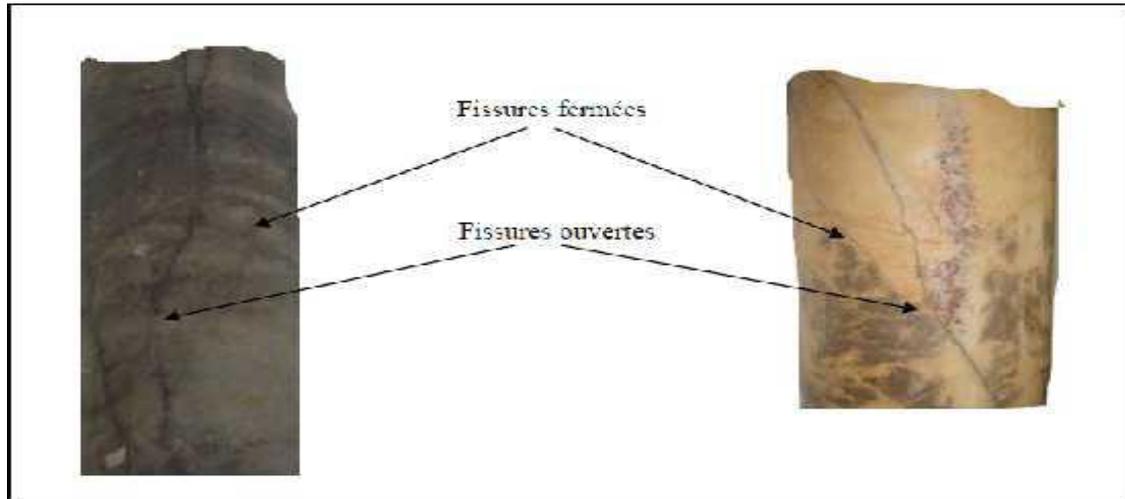
#### • Description :

Les stylolithes sont présents sous forme des colonnettes portés par des plans horizontales coincés au sein des niveaux argileux (illiteux) et parallèles à la stratification de la formation, on les trouve parfois en succession ils sont très abondance dans presque toutes les carottes dans les Cinq puits elles sont généralement associées à des surface de bioturbation.

#### • Interprétation :

La stylolithisation est le résultat de la compaction, due aux contraintes mécaniques exercées par la charge sédimentaire, elle affecte les niveaux argileux riches en éléments moins résistants.

### II.6.3.b. Les fractures ouvertes et fermées :



Photo(2)-Fissures ouvertes, fermées.(Miall 1978)

- **Description**

Sont des fissures non colmatées, d'une largeur d'écartement millimétrique, et une longueur décimétrique, il est difficile de les identifier. Nous avons observé une grande abondance des fissures dans la plupart des échantillons étudiés de nos puits .

- **Interprétation :**

Ce type de fissure est dû à la tectonique lors des phases compressives ou distensives. Ce sont des fissures vides qui n'ont pas subi un remplissage.

**II.6.3.c. Les brèches :**

Photo(3)-brèche tectonique (Miall 1978 ).

**• Description :**

Sont des zones fortement déformées, ou on ne peut pas distinguer ni stratification ni d'autres structures, même les traces des Tigillites sont déformées. On remarque aussi que les brèches sont soudées entre elles par la silice.

**• Interprétation**

Les brèches observées correspondent à une zone de fracturation intense, elles sont les seuls indicateurs d'une zone de broyage.

**II.6.3.d. Fractures colmatées :**

La plus part des fractures observées sur les carottes sont colmatées, elles constituent alors des barrières de perméabilités s'opposant ainsi à l'écoulement des fluides. La

nature de la minéralisation est très variée. On rencontre principalement les colmatants suivants :

#### II.6.3.d.1 par silice



Photo(4)-Fissures colmatées par la silice(Miall 1978).

#### • Description lithologique :

Elle colmate généralement les fractures fines sub verticales et horizontales constituées de grains de quartz de taille microscopique, nettement inférieures par rapport à ceux des grès.

#### • Interprétation :

La silice qui occupe les fissures est une silice de nourrissage ou bien originaire de la dissolution des petits cristaux de quartz lors de la compaction sous l'effet de la pression dissolution (La syolithisation).

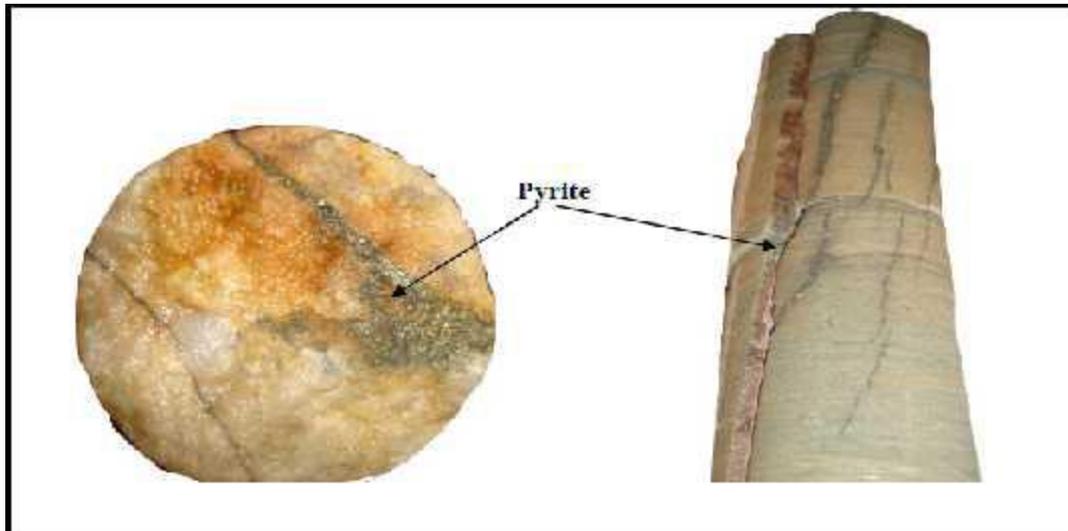
#### II.6.3.d.2 par la pyrite :

#### • Description lithologique

La pyrite est présente presque dans toutes les fractures, verticales et sub verticales d'une dimension décimétriques, par fois métrique ; elle est sous forme de cristaux verdâtres à jaune d'orées. Elle semble être apparue plus tardivement que les autres colmatants.

**• Interprétation :**

Le colmatage par la pyrite est post fracturation, il est dû à la circulation des eaux riches en éléments chimiques près de la surface



**Photo(5)-Fissures Colmatées par La Pyrite(Miall 1978).**

**II.6.4-l'influence des fractures sur les paramètres pétrophysique :**

Bien que les caractéristiques pétrochimiques jouent un rôle très important d'identification de la productivité de l'huile mais peuvent affecter les changements dans la présence des fractures au cours de la description de carottes, cette dernière résume son impact positif et négatif suivant :

**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 pétrophysique
- Pertes de boue au cours du forage.
- Une dis-migration des hydrocarbures vers d'autres formations

### **II.7. Interprétation :**

Les quartzites de Hamra est un réservoir Homogène, compact, très dur et fissuré avec une très faible porosité. Il est composé essentiellement de grès quartzitiques (jusqu'à 90%) d'une granulométrie fine à très fines. En étant un réservoir compact et sous l'effet des contraintes, il s'est fracturé formant un réseau de fractures et de fissures colmaté, semi colmaté ou colmaté par l'effet de la circulation de fluides charges en élément chimiques. Le type de colmatant est en général de la pyrite, bitume, la silice et localement de l'argile et des oxydes. Dans toute la région Hassi el Gassi le Trias repose en discordance sur les Quartzite de Hamra.

L'épaisseur de ce réservoir est très variable, elle varie de quelques mètres pouvant atteindre les 300 m. Cette variation est causée par une instabilité tectonique très importante, car durant les événements hercyniens la région a été soulevée et compartimentée en plusieurs blocs ce qui explique que les quartzites de Hamra ont été érodés d'une façon très hétérogène.

## Conclusion :

Dans la région Hassi El Gassi, les dépôts du Cambro-Ordovicien rencontrés sur les carottes des puits appartenant au bloc 427, constituent des niveaux réservoirs à faciès fluviaux et ainsi que des faciès de shoreface. Jusqu'à présent beaucoup d'études ont été réalisées.

Une étude détaillée sur carottes de plusieurs puits a permis la reconnaissance de plusieurs types de faciès, issues de trois environnements sédimentaires qui se succèdent verticalement : (1) un ensemble de faciès de upper shoreface, (2) un ensemble de faciès barre de shoreface, (3) un ensemble de faciès de chenal fluvial actif.

Les études qui ont été réalisées sur les carottes du puits (HDZS-1, HDZS-2, HBM-1, HGI-1 et HGIO-1), montrent une dominance de lithofaciés gréseux intensément bioturbés, des grès à stratification oblique en auge, des grès à stratification horizontale et argiles silteuses / silts argileux à structures laminaires plus ou moins bioturbés, représentent une partie importante.

Les fractures sont classées comme des failles ou des joints, où ces derniers sont le type le plus commun de la structure géologique.

L'étude de la fracturation est très importante dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier. Elle peut jouer un rôle indispensable dans l'amélioration de la production, tant en récupération primaire qu'en récupération secondaire et tertiaire.

## *Chapitre III :*

# *Interprétation et analyse des paramètres pétrophysiques.*

 pdfelement

### III .1) INTRODUCTION :

L'étude des propriétés pétrophysiques des roches constitue une importante étape dans l'exploration et la production pétrolière du réservoir. En effet, pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation) des roches réservoirs. La porosité et la perméabilité sont deux paramètres fondamentaux qui caractérisent un réservoir pétrolier, ils dépendent essentiellement des milieux de dépôt et de la diagenèse. C'est pourquoi ces deux variables ne sont pas corrélables.

Les données mises à disposition dans le cadre de ce présent travail sont :

- Les données de carottes des différents puits de la région d'étude
- Les données de diagraphies (porosité-perméabilité-saturation)
- Les fiches techniques des puits.

Dans notre cas nous avons utilisé les logiciels PETREL-2015 et SURFER.-2016.

**III .2) PRESENTATION DU LOGICIEL PETREL :** Depuis quelques années les stations de travail intégrées ont fait leur apparition dans l'industrie pétrolière, grâce au développement réel de microélectronique et de l'informatique. En effectues machines permettent entre autre de réalises un certain nombre de taches dans les différents domaines de l'exploration pétrolière et en particulier l'interprétation des données d'une étude sismique3D ou 2D des nombreuses taches du géologue et du géophysicien ont été ainsi simplifiées et rendues automatique .A cet effet compagnie de service pétrolier SCHLUMBERGER a développé un logiciel de grande performance PETREL basé sur Windows pour la visualisation 3D ,cartographie 3D , la modélisation , et la simulation du réservoir 3D.

#### III.2.1) Description du logiciel :

Le développement sur le logiciel Pétrél a commencé en 1996.Afin d'essayer de combattre les problèmes des géophysiciens spécialisés de travaillé ensemble avec les outils disponibles le logiciel Pétrél est basée sur des normes de Microsoft Windows sur des boutons , des dialogues et des systèmes d'aide .Ceci, permet une familiarisation à la majorité des utilisateur et assure l'utilisation efficace de l'application.

**III.2.2) Avantages principaux :**

- Tous les outils sont intégrés dans une application éliminant des problèmes d'importation et d'exportation et encouragent la collaboration.
- Les possibilités de forte visualisation vous donnent le QC (control de qualité) instantané de toutes les données en 3D.
- Des modèles peuvent être mis à jour immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables.
- Tous les résultats peuvent être copiés et collés à n'importe quelle application et Windows et les rendant rapides et faciles de rapporter.
- Le logiciel Pétrel à une interface utilisateur familière de Windows, la fonctionnalité défaut /refait, et stockage des modèles ...Etc. ,ca le rend facile à utiliser et à apprendre.

**III .3) PRESENTATION DE LOGICIEL SURFER:**

Surfer est un logiciel qui propose un ensemble de fonctions de visualisation 3D, de contour nage et de modélisation de surface fonctionnant sous Microsoft Windows .

Le moteur d'interpolation sophistiqué de surfer transforme vos données x,y,z en cartes de qualité publication.

**III3.1) Description de logiciel surfer :**

Premier logiciel de gestion pour la 3D destinée à la cartographie de surface .surfer convertit rapidement et facilement vos données xyz en une surface 3D modélisant les contours ,3D filaire, vecteurs, images, reliefs ombrés et des cartes post.

Le logiciel permet de créer des Grilles qui vont interpoler les données irrégulières de nos points x,y,z afin de les ordonner. C'est à partir de ces grilles que l'on pourra créer plusieurs types de cartes : Base map, contour map, 3D surface, vector et bien d'autres.

**III.3.2) Avantages principaux :**

La fonctionnalité de Surfer est large ,j'utilise Surfer comme outil de cartographie général pour les cartes géologique bien interprété et des figures de contour mais aussi pour créer des modèles de sites et des visuels en 3D. Pouvoir intégrer des données LIDAR dans mes visuels est une fonctionnalité particulièrement utile de surfer.

**III .4) GENERALITE SUR LES PROPRIETES PETROPHYSIQUES :**

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

-la détermination de la production optimale des puits.

-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 pétrophysique (Porosité, perméabilité saturation ...), en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés, ceci est primordial pour l'évolution de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides, grâce à cela on pourra parvenir à une exploitation optimale du réservoir en question.

### III .4.1) la porosité :

#### 4-1-1) Définition :

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des pores ( $V_v$ ) sur le volume total de l'échantillon de roche ( $V_t$ ), elle est évaluée en pourcentage. Les pores qui ont la faculté de contenir et de laisser circuler des fluides tels que l'eau, les hydrocarbures liquides ou gazeux sont ceux qui ont la plus grande importance appelée : porosité utile. Ainsi il peut exister des pores qui ne communiquent pas entre eux définissant une porosité résiduelle. La porosité totale (utile et résiduelle) est celle atteinte par les procédés de diagraphies électriques et nucléaires.

La porosité dépend de la dimension des grains, leur forme, leur distribution, leur arrangement du ciment et de la compaction. La porosité est calculée à l'aide d'une équation mathématique simple suivante :

$$\Phi = \frac{V_v}{V_t} * 100 = \frac{V_t - V_s}{V_t} * 100$$

$\Phi$  : Porosité exprimée en (%).

$V_t$  : Volume total de la roche.

$V_v$  : Volume des vides.

$V_s$  : Volume de solide.

La porosité peut être mesurée en utilisant la combinaison de deux ou trois des paramètres ci-dessous (Fig.1.4) :

Volume des solides.

Volume des pores.

Volume total.

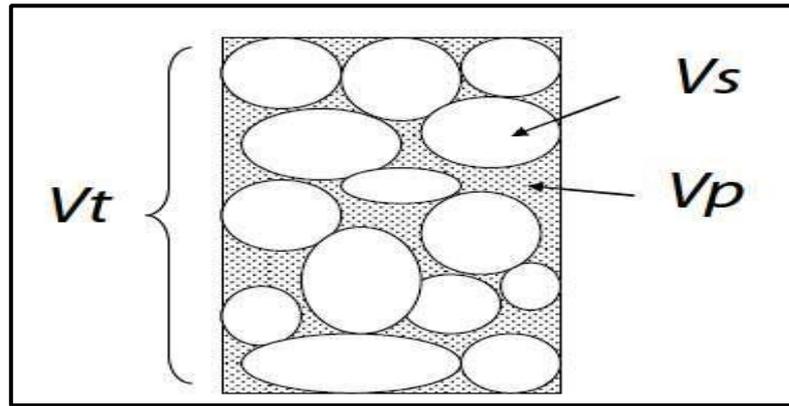


Fig.15- Schéma représente les milieux poreux(WEC2007)

En production pétrolière, on s'intéresse particulièrement à la porosité connectée, laquelle prend uniquement en compte les vides connectés entre eux et susceptible de contenir des fluides.

Le vide existant entre les grains et les différents ciments a permis de mettre en évidence quatre types de réseaux poreux : Inter-granulaire, de dissolution, fissurée et microcristalline.

### III .4.1.2) Méthodes de mesures :

#### a)Méthodes directes :

les méthodes de mesure de la porosité sont différentes suivant la nature de l'échantillon et ses dimensions, parmi ces méthodes on cite celle utilisée à Hassi Messaoud (CRD).la méthode consiste à mesurer le volume solides à l'aide d'un prosimètre à immersion dans le mercure de type CORELAB .le volume de la phases solides ( $V_s$ ) est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède dans le xylène après saturation des échantillons en calculant le poids spécifique de la phase solides.

- $\Phi = V_v / V_t$  \*  $V_v$  : volume des vides

- $\Phi = (V_t - V_s) / V_t = 1 - (V_s / V_t)$   $V_t$  :volume totale de la roche

#### b) méthodes indirectes :

Cela s'effectue grâce aux :

. Neutron C.N.L(Compensated Neutron log)F.D.C(formation Density Compensated)

.Macro et Micro résistivités. Les mesures par les diagraphies électriques se font en se basant sur la formule d'Archie qui lie le facteur de la formation (F) avec la porosité, mais également à la forme et la taille des pores, qui est lui-même en fonction avec la résistivité de la formation.

$$F = a / \Phi^m = R_o / R_w$$

.a : coefficient empirique (0.81 pour les sables ; pour les roches compactes).

.m : Coefficient de sédimentation.

.F : Facteur de la formation.

.R<sub>o</sub> : Résistivité de la formation saturée en hydrocarbures(Ohm).

.Φ : porosité utile en %.

.R<sub>w</sub> : Résistivité de la formation saturée en eau(Ohm).

### III. 4.1.3) Calcul des moyennes :

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

$$Ma = \frac{(X_1 + X_2 + X_3 + X_n)}{n}$$

Avec :

Ma : moyenne arithmétique.

Xi : valeur mesurée.

n : nombre des valeurs mesurée.

### III .4.2) La perméabilité K :

#### 4-2-1) Définition :

La perméabilité est une mesure de la capacité d'une roche à se laisser traverser par un fluide. L'unité de mesure est le Darcy. Les valeurs varient considérablement, de moins de 0.01 milli darcy (mD) à plus de 1Darcy. Une perméabilité de 0.1 mD, est jugé minimum pour la production de l'huile. Les réservoirs à haut rendement ont souvent des valeurs de perméabilités de l'ordre de darcy.

La loi de Darcy est applicable aux écoulements laminaires et permet de mesurer la perméabilité d'un milieu d'épaisseur L, laissant passer 1 centimètre cube par seconde (Φ) d'un fluide de viscosité 1 centpoise (Mu) sous l'effet d'un gradient de pression Dp de 1 atmosphère a travers une surface (S) de 1 cm<sup>2</sup>.

$$K = (Mu * \Phi * L) / (S * Dp)$$

**4-2-2) Méthodes de mesures de la perméabilité :****a) Mesure de la perméabilité 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

$$Q = K \cdot \frac{S}{U} \cdot \frac{DP}{DX}$$

K est mesuré en darcy ou en milli Darcy.

.K : coefficient de perméabilité.

.U : est la viscosité de fluide.

.Q : est le débit du fluide monophasique (mm<sup>2</sup>/heure).

.S : est la section de la formation.

.Dp/Dx : est le gradient de pression.

**b) Mesure de la perméabilité à partir des diagraphies :**

A partir du gradient de la résistivité, la perméabilité est donnée par 2h pm p 2,30 avec

$$K = C \left[ \frac{\Delta R}{\Delta D} \frac{1}{R_0} \frac{2.3}{pw - pH} \right]^2$$

• C : constante généralement=2.

• ΔR : Changement de la résistivité de R<sub>0</sub> à R<sub>x</sub> en Ohm.

• ΔD : Changement de la profondeur (en pieds) correspond à AR.

• R<sub>0</sub> : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en Ohm.

• pw : densité de l'eau de la formation en gr/cm<sup>3</sup>.

• pH : densité de l'huile en gr/cm<sup>3</sup>.

**c) Mesure de la perméabilité à partir des tests de puits :**

$$Kh = \frac{526.7 \cdot Q \cdot U_o \cdot B_o}{m} \text{ avec :}$$

.Q : débit en m<sup>3</sup>/s ou en l/s.

.U<sub>o</sub> : Viscosité d'huile = 0.2cp.

.B<sub>o</sub> : Facteur volumétrique de fond (FVF) d'huile = 1.7 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

.m : pente du graphe P=f[log(T+t/ t)].

Et en connaissant la valeur de la hauteur utile on tire la perméabilité k=HK/h

La perméabilité tirée par les essais des puits est la plus correcte pour le calcul de la moyenne dans un intervalle producteur par rapport à celle calculé à partir des carottes .car cette dernière n'est pas toujours représentative à cause des raisons suivantes :

- Mesurer en surface et non pas dans les conditions de fond (pression et température)
- Mesurer par rapport à un gaz parfait (hélium),

Trop de manipulation causent beaucoup des déformations dans l'échantillon.

**III .4-3 la saturatiuon Sw :**

**4-3- 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

**4-3-2) Méthodes de mesure au laboratoire :**

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

**4-3-3)-Calcul de la moyenne :**

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 SW d'une roche in-situ à partir des mesures de résistivité. ARCHIE a établi une relation entre la résistivité de la roche R<sub>t</sub> et la saturation en

eau de la roche (plus SW diminue et plus RT 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 l'eau de formation déterminée à l'aide de la P.S.

- **SW** : 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 téristiques de la roche).

### **III .5)-ASPECT RESERVOIR :**

Cette partie de mon travail constitue un élément très important dans mon étude, à partir duquel beaucoup de paramètres nécessaires à notre étude comme les cartes iso-valeur, les logs composites, les histogrammes pour obtenir et mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques, en fonction de la profondeur de réservoir étudié sont calculées par un logiciel d'interprétation diagraphique PETREL à partir des résultats de la Diagraphie. Il est nécessaire d'établir l'architecture de réservoir à travers ces cartes. Ces dernières montreront l'allure et la forme des espaces lithologiques dont il faut analyser les capacités de rétention et de circulation des fluides. Nous traiterons les caractères pétrophysiques des six unités de réservoirs Quartzite de Hamra de l'Ordovicien qui constituent le principal objectif pétrolier.

#### **III .5.1) L'INTERPRETATION DES CARTES EN ISO-PARAMETRES DU RESERVOIR QUARTZITES DE HAMRA :**

- **Présentation des puits (Tableau n° :10)** : dans la zone d'étude (Hassi El Gassi), nous avons utilisé 5 puits :

<b>Puits</b>				
<b>HBM-1</b>	<b>HGI-1</b>	<b>HDZS-1</b>	<b>HDZS-2</b>	<b>HGIO-1</b>
c'est un puits vertical de <b>decouverte</b> foré en 2008 .il atteind la profondeur 3600m	c'est un puits vertical de <b>decouverte</b> foré en 2010 .il atteind la profondeur 3399m .	c'est un puits vertical de <b>decouverte</b> foré en 2010 .il atteind la profondeur 3579m	c'est un puits vertical de <b>délineation</b> foré en 2014 .il atteind la profondeur 3510m	c'est un puits vertical d <b>'exploration</b> foré en 2012 .il atteind la profondeur 3433m

Tableau n (10) : présentation des puits étudiés



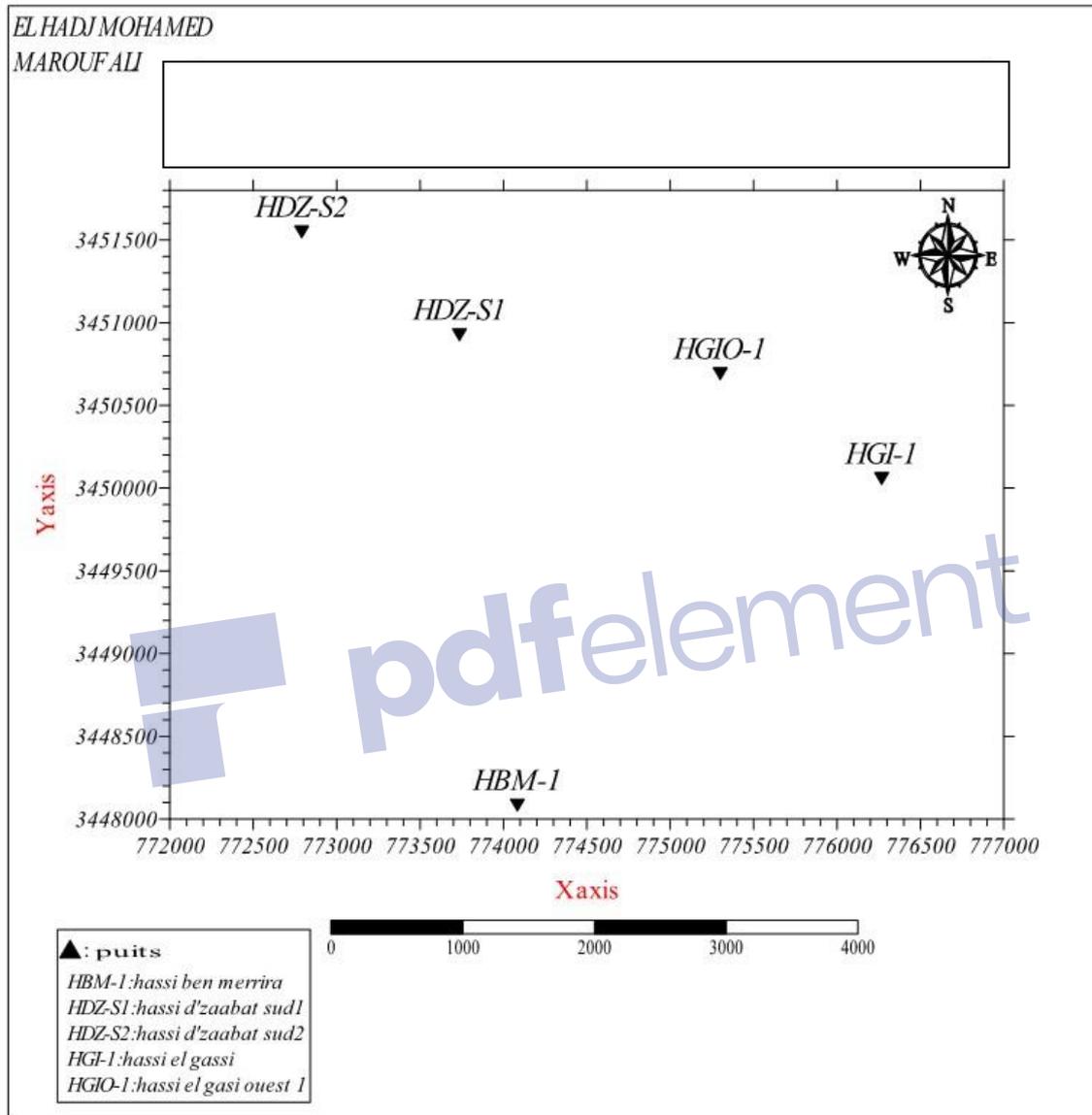


Figure 16 : carte de localisation des puits

### 5.1.a) la carte en iso-épaisseur utile :

Cette carte montre qu'il y a deux types de distribution des courbes :

Dans la première partie sud on observe que les courbes sont rapprochées c'est-à-dire on a un changement brusque de ces valeurs.

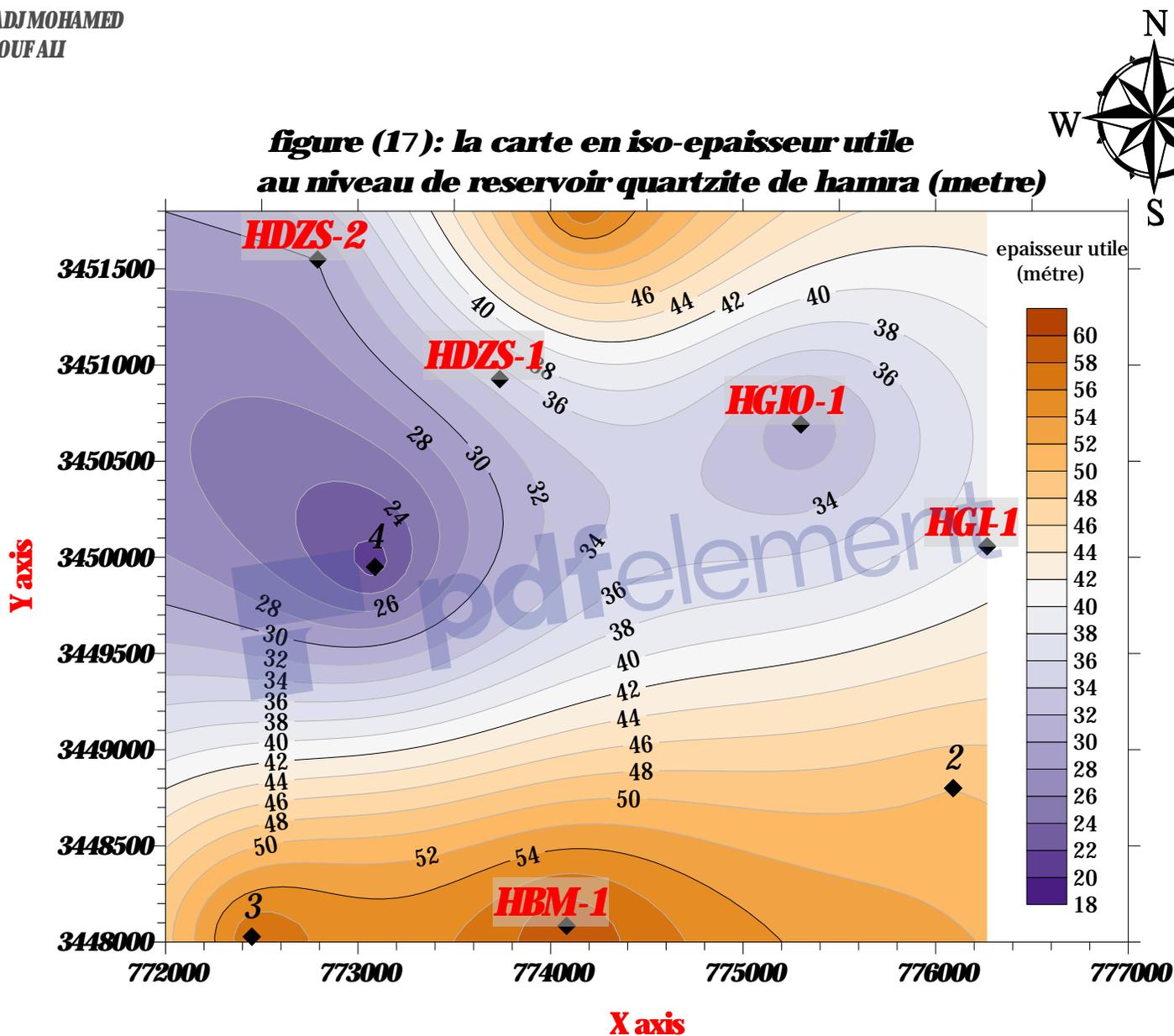
Dans la deuxième partie nord on observe que les courbes sont éloignées c'est-à-dire on a un changement irrégulier des valeurs qui montre l'hétérogénéité de cette zone

Cette carte montre aussi qu'il y a une variation dans les valeurs d'épaisseur, des valeurs d'épaisseur se concentrent vers le centre de la structure, cette carte montre deux parties de distribution des valeurs de l'épaisseur :

Le première parti au nord autour de puits HDZS-2, où l'épaisseur de gisement est moyenne (30m). Aussi a l'Est au niveau de puits HGIO-1 et HGI-1et HDZS-1 Nous avons des valeurs proches de l'épaisseur utile c'est presque stable a moyen (entre 38-40m). La deuxième partie au Sud, au niveau de puits HBM-1 où l'épaisseur de gisement est maximale (60m). Cette carte montre une stabilité dans la valeur des épaisseurs aux niveaux de tout les puits mis a part le puits HBM-I qui a une épaisseur utile très important. Figure (17)

EL HADJ MOHAMED  
MAROUF ALI

**figure (17): la carte en iso-épaisseur utile  
au niveau de reservoir quartzite de hamra (metre)**



▲: puits

HBM-1 HDZS-1 HDZS-2 ...les puits  
étudié

1-2-3.. puits

20-30-40..epaisseur utile



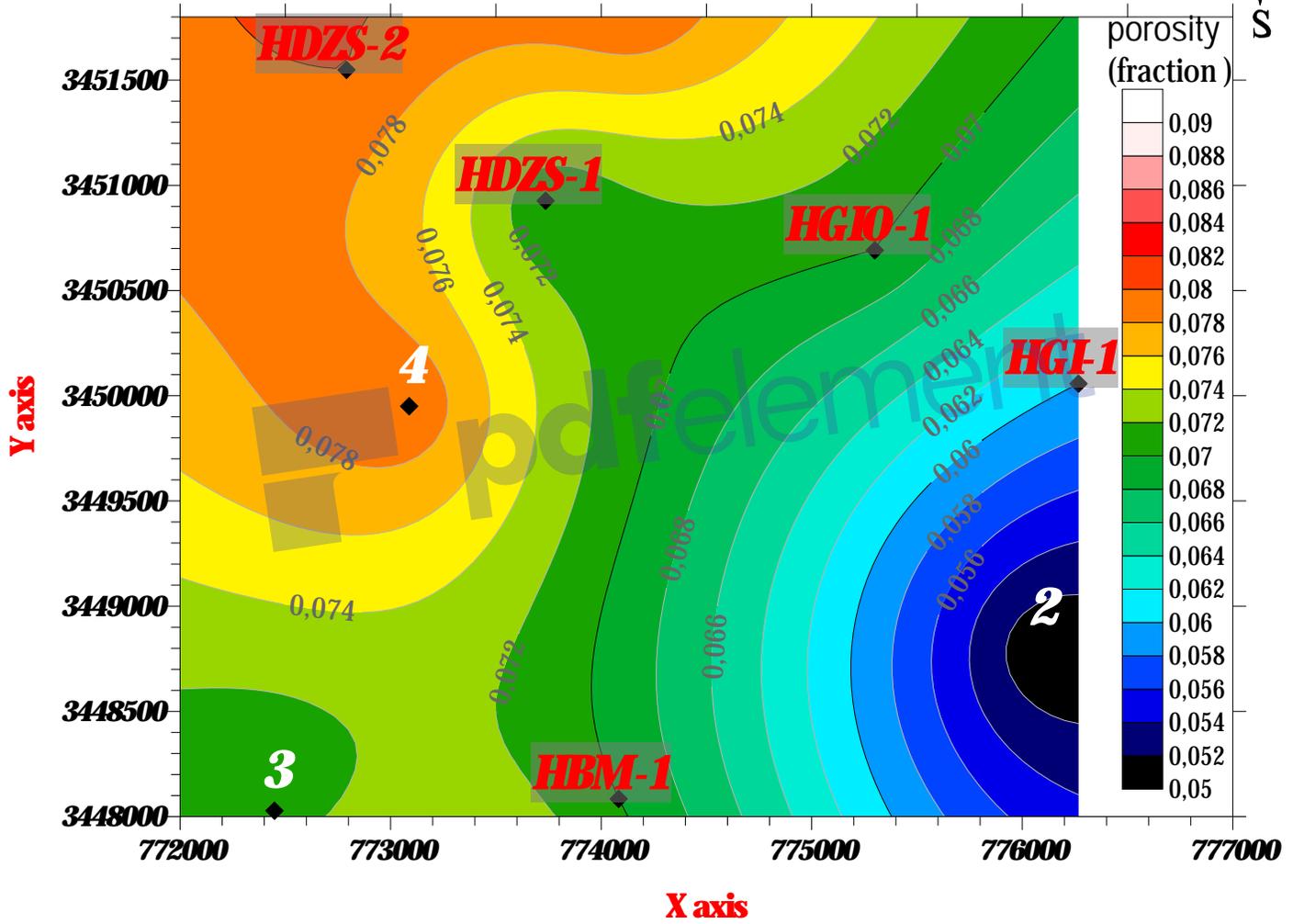
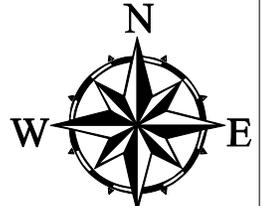
**5.1.b) la carte en iso-porosité :**

La porosité de cette unité augmente en allant de la partie nord de la structure, où elle est la valeur maximale au niveau du puits HDZS-2 (7%), cette valeur est diminuée vers la partie sud de la structure, où elle atteint sa valeur minimale au niveau de puits HGI-1 (5 à 6%). À l'ouest il y a la valeur moyenne au niveau de puits HDZS-1 (7%). Au niveau des puits HBM-1 et HGIO-1, la porosité reste stable et bonne (7%) dans toute la direction NE-SW (la couleur verte) par contre au sud au niveau de puits 2 où la porosité est faible. Cette variation dans les valeurs de porosité s'explique soit à un réseau de fissures causées par la faille, soit par une hétérogénéité de faciès. Figure(18)

 pdfelement

EL HADJ MOHAMED  
MAROUF ALI

figure (18): carte en isoporosité au toit de reservoir Quartzite de hamra (exprimer en %)



▲: puits  
HBM-1-HDZ-S1-HDZ-S2...les  
puits étudié  
1-2-3...puits  
0.07-0.08 ..porosité



### 5.1.c) la carte en iso-perméabilité :

La carte iso-perméabilité a été établie d'après les données de perméabilité calculée sur 05 puits situés dans le secteur d'étude de réservoir QH

Nous observons que la perméabilité présente généralement une homogénéité des valeurs (généralement faible) cette carte montre que la perméabilité est généralement très faible et ne dépasse pas 1 md dans la plupart des puits.

HGI-1 et HBM-1 –HGIO-1 ET HDZS1 toutes ces puits représentent une valeur minimale de 0.5 md à 1 md vers le Nord

HDZS-2 qui représente une valeur maximale de 05 md.

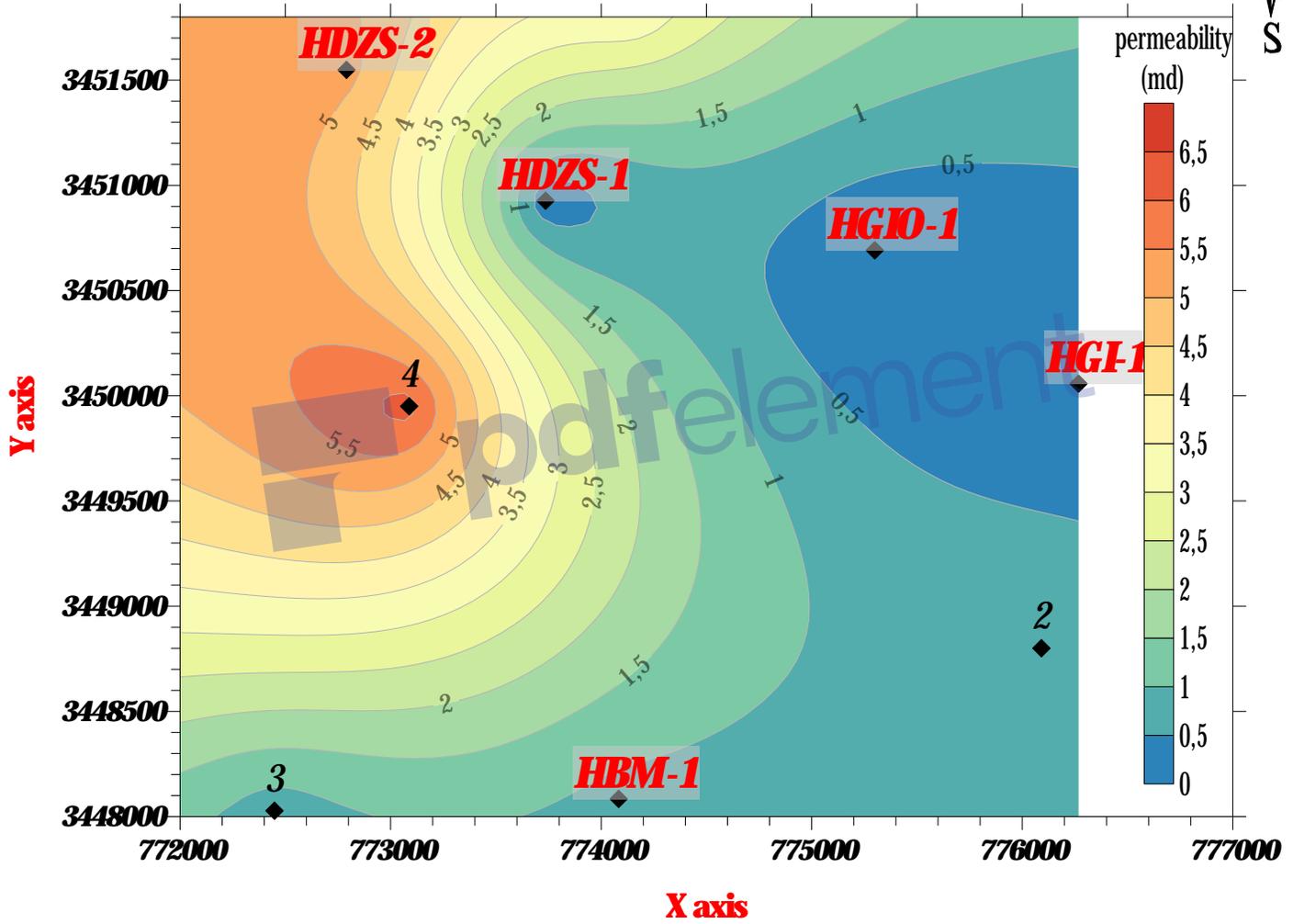
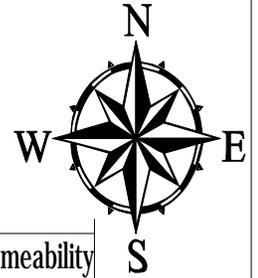
L'allure des iso-lignes indique qu'il existe une relation entre la structure du Gisement et les valeurs de la perméabilité.

Ces moyennes de perméabilité sont expliquées par la caractéristique de ce réservoir « Quartzite de Hamra » de l'ordovicien qui est compact et dur. Il est à noter que ce réservoir est produit essentiellement par fracturation. figure (19).



EL HADJ MOHAMED  
MAROUF ALI

**figure (19):**carte en isopermeabilité au toit de reservoir quartzite de hamra (en mili darcy)



▲: puits  
 HBM-1-HDZ-S1-HDZS2 ..les puits  
 étudié  
 1-2-3..puits  
 1.5-3.5..permeabilité



### III. 5.2) ANALYSE STATISTIQUE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES :

L'analyse statistique est une famille de méthodes très important pour la caractérisation et l'évaluation d'un réservoir .ces méthodes basé sur le traitement des différents données d'une façons qui aident à faire ressortir les relations pouvant exister entre les différentes paramètres pétrophysique et à en tirer une information statistique qui permet de décrire de façon plus succincte les principales informations contenues dans ces paramètres. D'autres techniques permettent de regrouper les données de façon à faire apparaître clairement ce qui les rend homogènes, et ainsi mieux les connaître. Dans notre cas nous avons utilisé les histogrammes comme une méthode statistique simple.

#### 5-2-a )l'histogramme de porosité de puits HGI-1 :

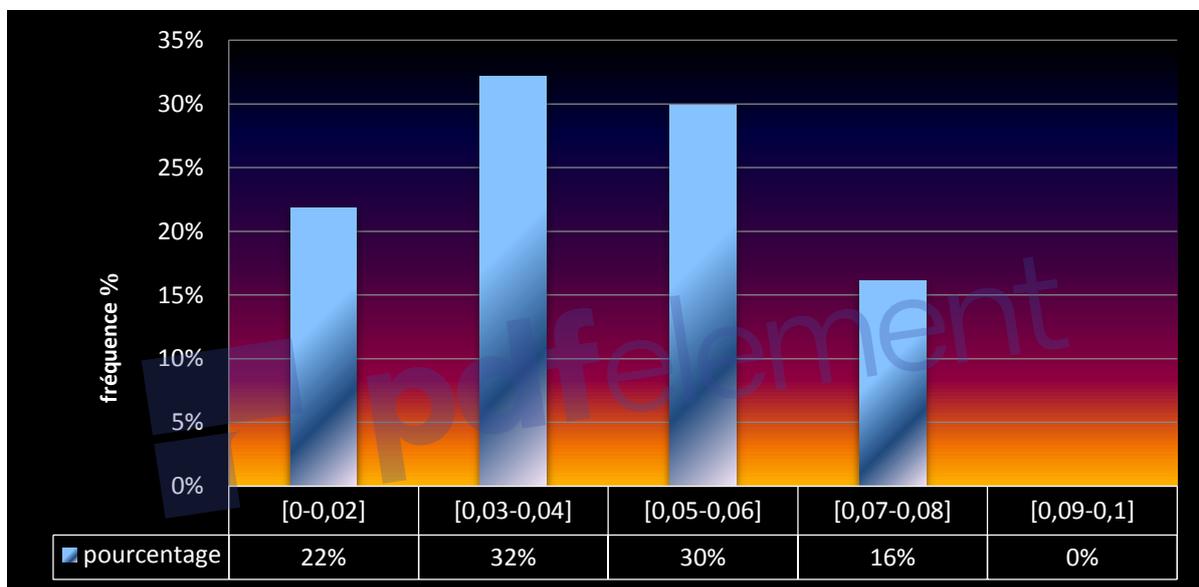


Figure (20) : histogramme de porosité de puits HGI-1

#### ➤ Interprétation d'histogramme de porosité de puits HGI-1 :

L'histogramme fait apparaître une distribution de classe unimodale a asymétrie gauche  
Le mode prédominant appartient a la classe [0,03-0,04] avec une fréquence de 32%  
et une classe [0,07-0,08] qui représente des valeurs minimales 16%.  
On constate que la porosité matricielle moyenne variée entre 4% a 6%

classe	[0-2%]	[3-4%]	[5-06%]	[07-08%]	[09-10%]	totale
nombre	19	28	26	14	0	87
Fréquence	22%	32%	30%	16%	0%	100%

Tab(11) : tableau des classes de porosité de puits HGI-1

## 5-2-b L'histogramme de perméabilité de puits HGI-1 :

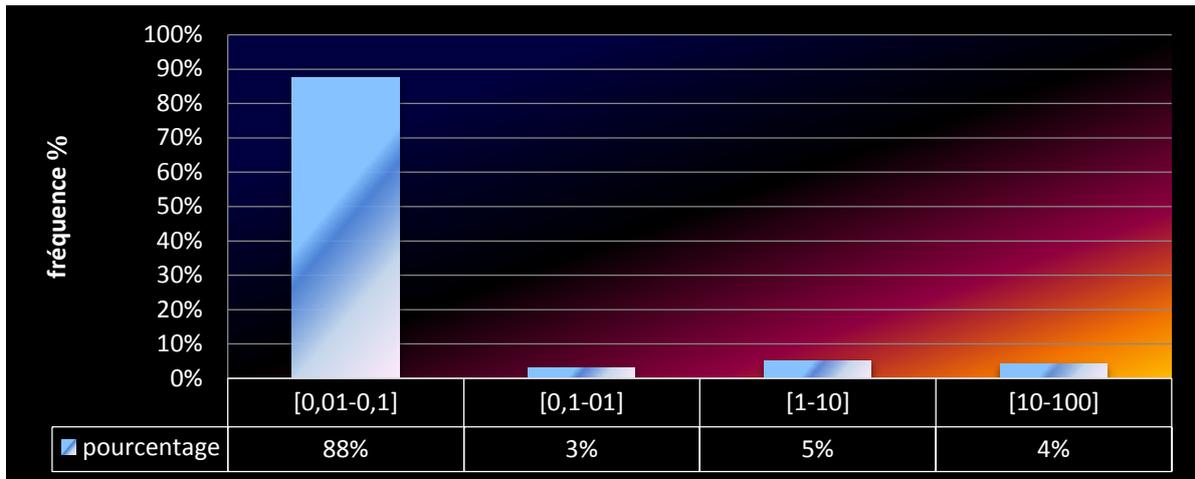


Figure (21) : histogramme de perméabilité de puits HGI-1

## ➤ Interprétation d'histogramme de perméabilité de puits HGI-1 :

L'histogramme fait apparaître une distribution de classe bimodale avec une asymétrie gauche. Le premier mode prédominant appartient à la classe **[0,01-0,1]** avec une fréquence de **88%**, le deuxième mode prédominant appartient à la classe **[1-10]** avec une fréquence de **5%**. Il ya possibilité de l'existence d'une perméabilité secondaire qui est due à la fissuration.

Ces valeurs de perméabilité expliquent par les caractéristiques de ce réservoir qui est compacte est dur .

classe	[0.01-0.1]	[0.1-01]	[01-10]	[10-100]	totale
nombre	84	3	5	4	96
Fréquence	88%	3%	5%	4%	100%

Tab(12) : tableau des classes de permeabilité de puits HGI-1

## 5-2-c l'histogramme de porosité de puits HGIO-1 :

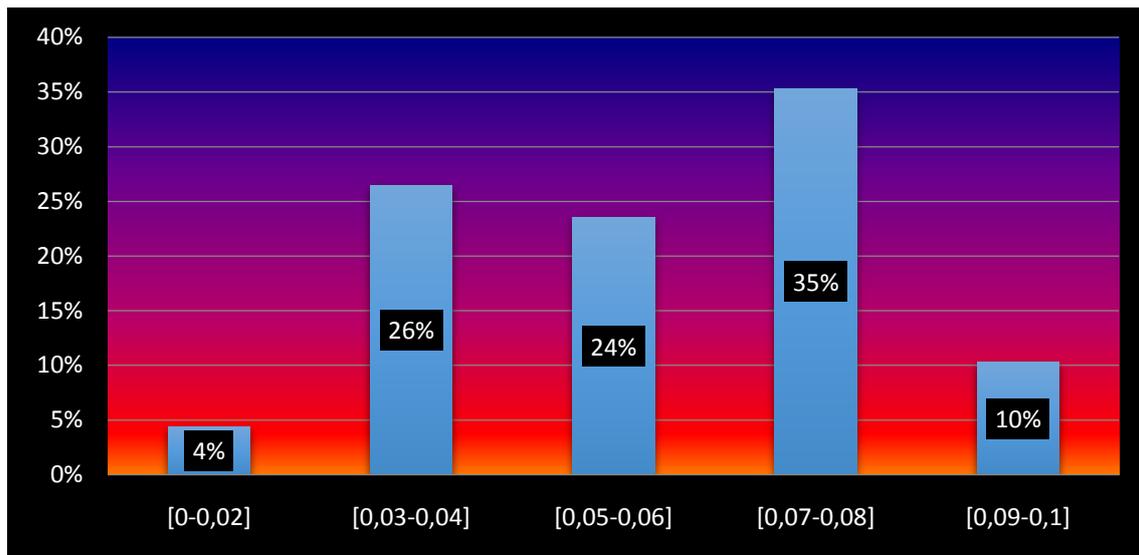


Figure (22) : histogramme de porosité de puits HGIO-1

➤ **Interprétation d'histogramme de porosité de puits HGIO-1 :**

L'histogramme fait apparaître une distribution de classe bimodale à asymétrie droite

Le premier mode prédominant appartient à la classe [0,03-0,04] avec une fréquence de 26%, le deuxième mode prédominant appartient à la classe [0,07-0,08] avec une fréquence de 35%.

distribution bimodale peut être expliquée par l'intercalation d'argile dans notre formation ainsi que l'impact de la fissuration qui crée une porosité secondaire.

On constate que la porosité matricielle moyenne varie entre 5% à 8%

classe	[0-02%]	[03-04%]	[05-06%]	[07-08%]	[09-10%]	totale
nombre	3	18	16	24	7	68
fréquence	4%	26%	24%	35%	10%	100%

Tab (13) tableau de classe de porosité de puits HGIO-1

5-2-d) l'histogramme de perméabilité de puits HGIO-1 :

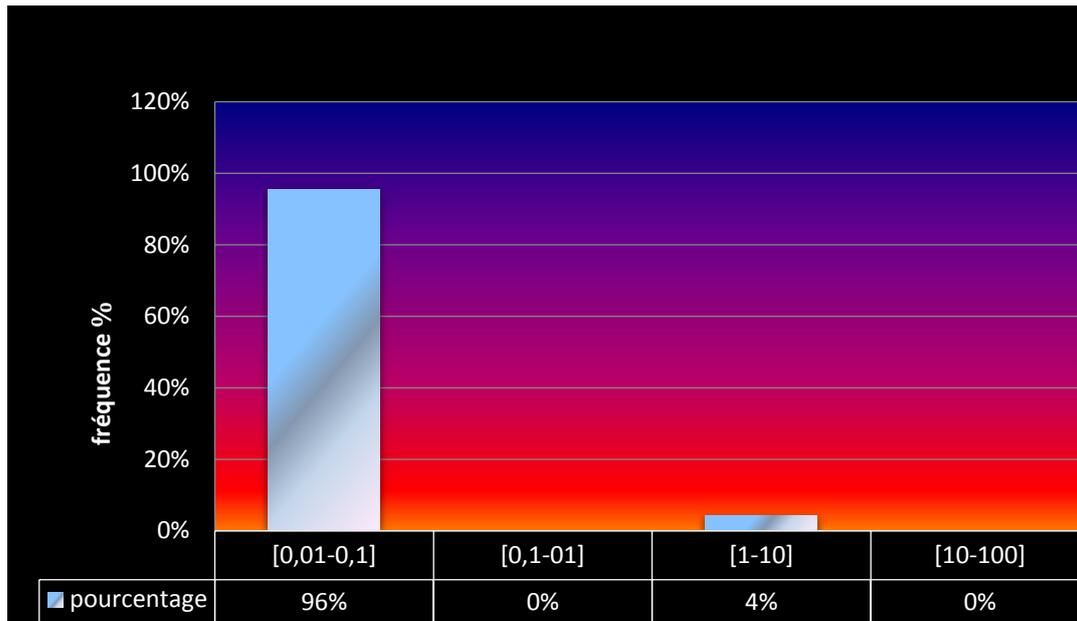


Figure (23) : histogramme de perméabilité de puits HG10-1

➤ **Interprétation d'histogramme de perméabilité de puits HG10-1 :**

L'histogramme fait apparaître une distribution de classe bimodale avec une asymétrie gauche. Le premier mode prédominant appartient à la classe **[0,01-0,1]** avec une fréquence de **96%**, le deuxième mode prédominant appartient à la classe **[1-10]** avec une fréquence de **4%**.

Il ya possibilité de l'existence d'une perméabilité secondaire qui est due à la fissuration.

Ces valeurs de perméabilité expliquent par les caractéristiques de ce réservoir qui est compacte est dur .

classe	[0,01-0,1]	[0,1-01]	[1-10]	[10-100]	totale
fréquence	96%	0%	4%	0%	100%
nombre	65	0	3	0	68

Tab (14) tableau de classe de permeabilité de puits HG10-1

**5-2-e) l'histogramme de porosité de puits HBM-1**

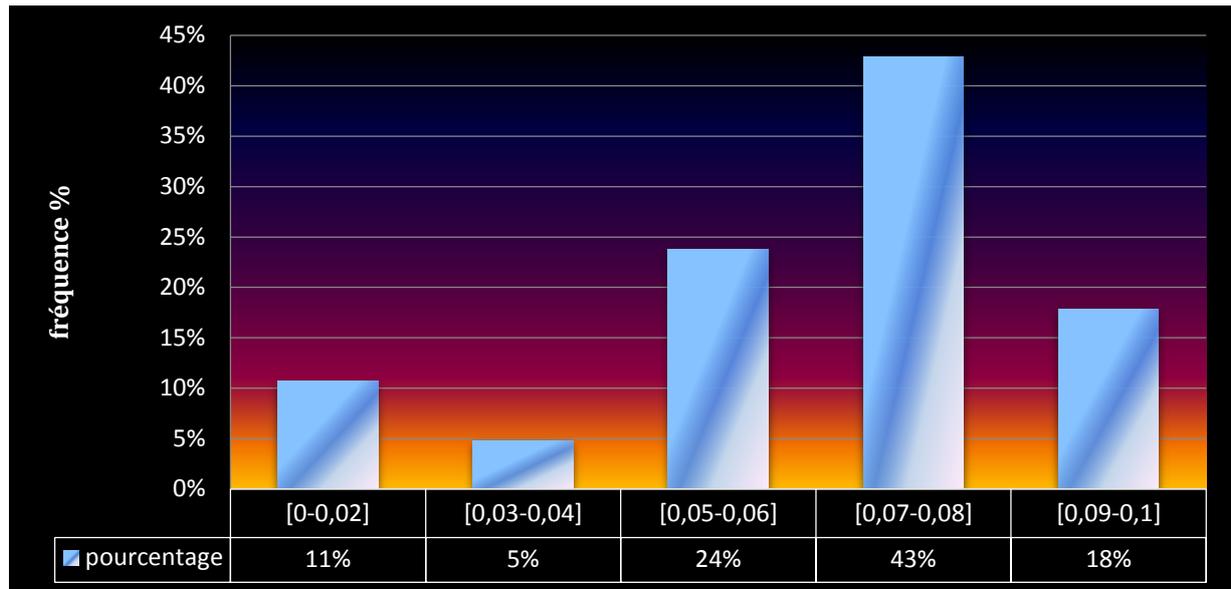


Figure (24) : histogramme de porosité de puits HBM-1

➤ **Interprétation d'histogramme de porosité de puits HBM-1 :**

L'histogramme fait apparaître une distribution de classe bimodale à asymétrie droite

Le premier mode prédominant appartient à la classe [0-0,02] avec une fréquence de 11%, le deuxième mode prédominant appartient à la classe [0,07-0,08] avec une fréquence de 43%.

Cette distribution peut s'expliquer par l'intercalation de bancs d'argile dans notre réservoir et par la présence des fissures.

classe	[0-2%]	[03-04%]	[05-06%]	[07-8%]	[09-10%]	totale
pourcentage	11%	5%	24%	43%	18%	100%
nombre	9	4	20	36	15	84

Tab (15) tableau de classe de porosité de puits HBM-1

## 5-2-f) l'histogramme de perméabilité de puits HBM-1

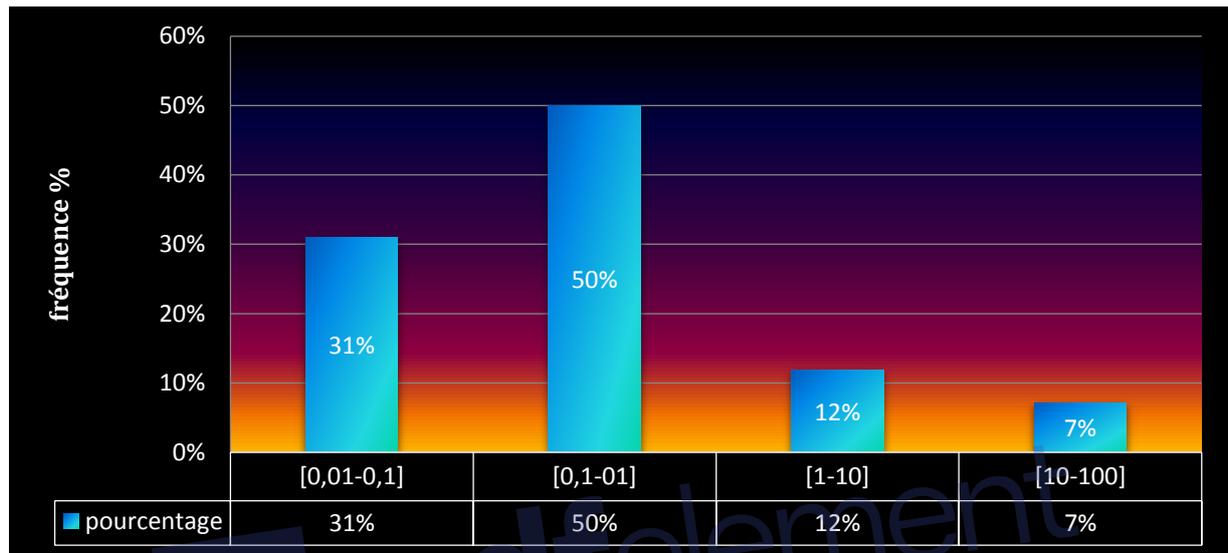


Figure (25) : histogramme de perméabilité de puits HBM-1

➤ **Interprétation d'histogramme de perméabilité de puits HBM-1 :**

L'histogramme fait apparaître une distribution de classe unimodale à asymétrie gauche, le mode le prédominant appartient à la classe [0,1-1], avec 50% de fréquence. une classe [10-100] qui représente des valeurs de ce réservoir qui est compacte

classe	[0,01-0,1]	[0,1-01]	[1-10]	[10-100]	totale
nombre	26	42	10	6	84
pourcentage	31%	50%	12%	7%	100%

Tab (16) tableaux de classe de perméabilité de puits HBM-1

## 5-2-g) l'histogramme de porosité de puits HDZS-1 :

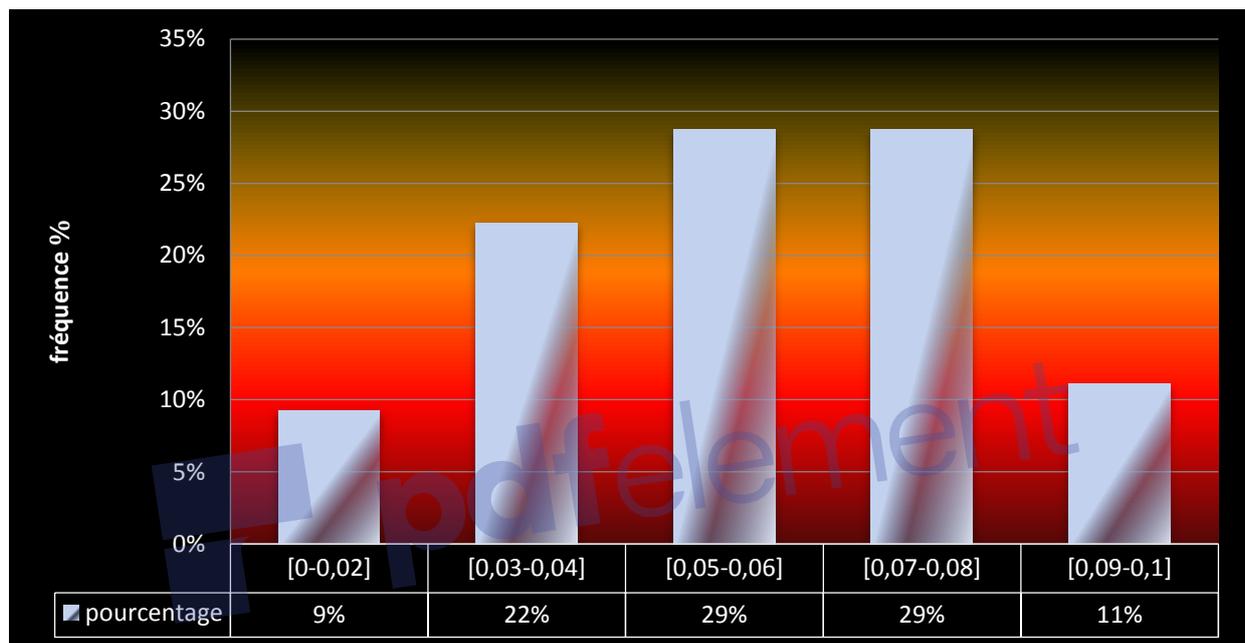


Figure (26) : histogramme de porosité de puits HDZS-1

➤ **Interprétation d'histogramme de porosité de puits HDZS-1 :**

L'histogramme fait apparaître une distribution de classe unimodale à asymétrie droite. Le mode prédominant appartient à la classe [0,05-0,06] et la classe [0,07-0,08] avec une fréquence de 29%, et une classe [0 – 0,02] qui représente des valeurs minimales 9%. On observe que ce puits a de bonne porosité qui améliore la productivité.

classe	[0-2%]	[03-04%]	[05-06%]	[7-08%]	[09-10%]	totale
Nombre	10	24	31	31	12	108
fréquence	9%	22%	29%	29%	11%	100%

Tab (17) tableaux de classe de porosité de puits HDZS-1

5-2-h) L'histogramme de perméabilité de puits HDZS-1 :

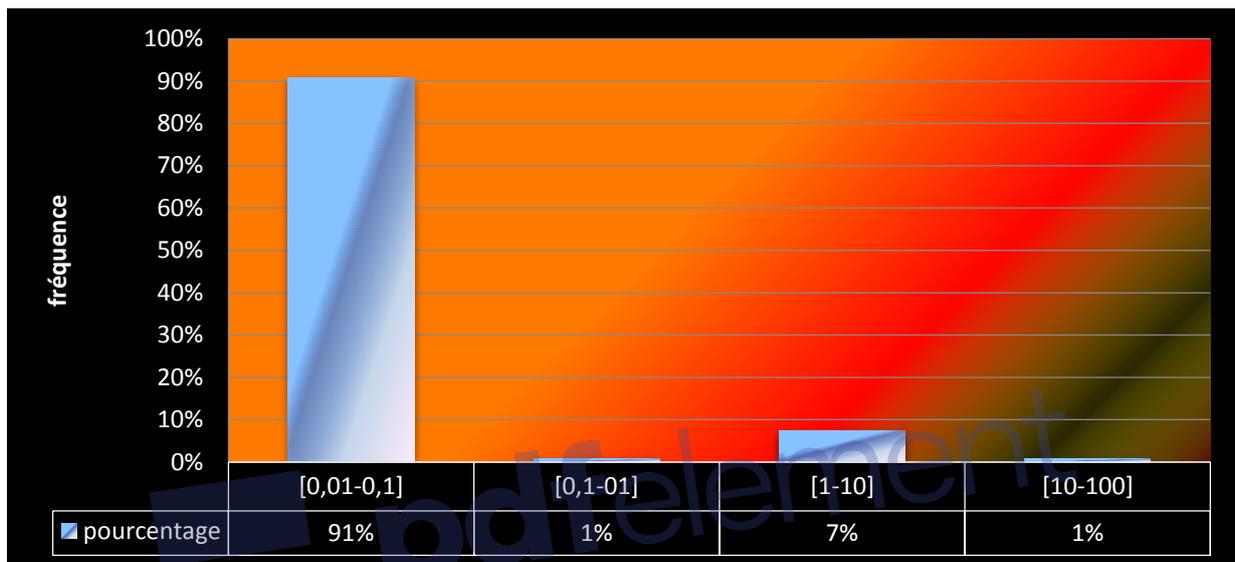


Figure (27) : histogramme de perméabilité de puits HDZS-1

➤ **Interprétation d histogramme de perméabilité de puits HDZS-1 :**

L'histogramme fait apparaitre une distribution de classe bimodale a asymétrie gauche ,la premier mode prédominant appartient a la classe [0,01-0,1] avec une fréquence de 91% la deuxième mode prédominant appartient a la classe [1-10] avec 7% de fréquence .

classe	[0,01-0,1]	[0,1-01]	[1-10]	[10-100]	totale
nombre	98	1	8	1	108
Fréquence	91%	1%	7%	1%	100%

Tab (18) tableau de classe de puits de perméabilité HDZS-1

## 5-2-1) L'histogramme de porosité de puits HDZS-2 :

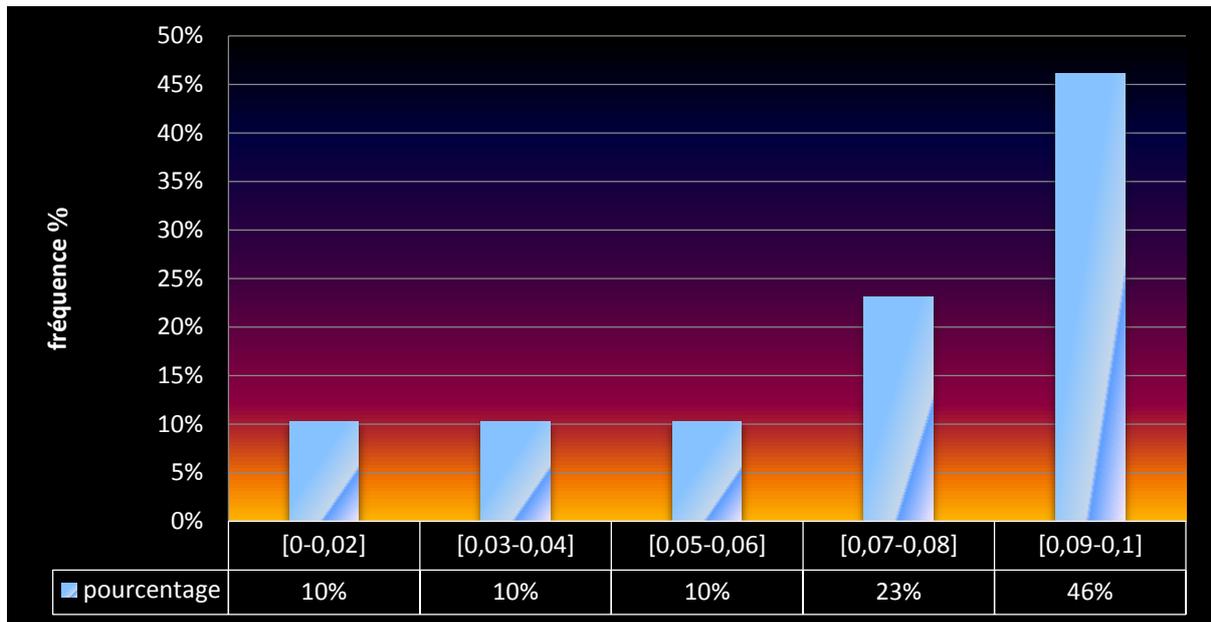


Figure (28) : histogramme de porosité de puits HDZS-2

➤ **Interprétation d histogramme de porosité de puits HDZS-2 :**

L'histogramme fait apparaître une distribution de classe unimodale à asymétrie droite. Le mode prédominant appartient à la classe [0,09-0,1] avec une fréquence de 46% donc ce réservoir au niveau de puits HDZS-2 a des très bonnes porosité qui peut donner une bonne moyenne de production.

classe	[0-02%]	[03-04%]	[5-06%]	[07-08%]	[9-10%]	totale
fréquence	10%	10%	10%	23%	46%	100%
nombre	4	4	4	9	18	39

Tab (19) tableau de classe de porosité de puits HDZS-2

## 5-2-m ) L'histogramme de perméabilité de puits HDZS-2 :

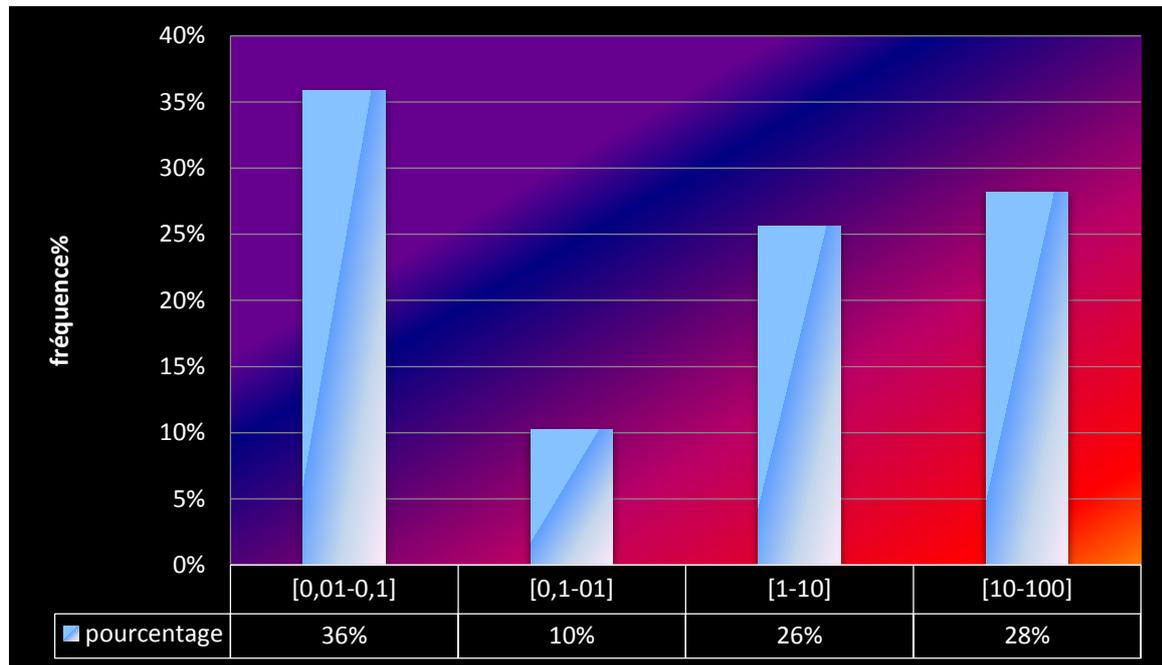


Figure (29) : histogramme de perméabilité de puits HDZS-2

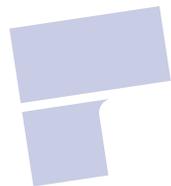
➤ **Interprétation d'histogramme de perméabilité de puits HDZS-2 :**

L'histogramme fait apparaître une distribution de classe bimodale à asymétrie gauche, la première mode prédominant appartient à la classe **[0,01-0,1]** avec une fréquence de **36%** la deuxième mode prédominant appartient à la classe **[1-10]** avec **26%** de fréquence .

Il ya possibilité de l'existence d'une perméabilité secondaire qui est due à la fissuration.

<i>classe</i>	<i>[0,01-0,1]</i>	<i>[0,1-01]</i>	<i>[1-10]</i>	<i>[10-100]</i>	<i>totale</i>
<i>fréquence</i>	<b>36%</b>	<b>10%</b>	<b>26%</b>	<b>28%</b>	<b>100%</b>
<i>nombre</i>	<b>14</b>	<b>4</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>39</b>

*tab (20) : tableau de classe de perméabilité de puits HDZS-2*

 pdfelement

### III .5.3) ANALYSE ET INTERPRETATION DES DIAGRAPHIES ET DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES :

#### 5-3-A) Introduction :

Lorsqu'on découvre un réservoir potentiel souterrain par les méthodes de surface, Géologiques et géophysiques, il faut étudier ses qualités qui conditionnent ses rendements potentiels, à savoir la porosité, la perméabilité, le taux de la saturation, l'épaisseur utile et les différents fluides qu'ils renferment (gaz, huile ou eau).en utilisant l'enregistrement des paramètres physique (diagraphie) des formations traversées par le forage. ou des fluides qui renferment, des outils, ou sondes, conçus dans ce but, sont descendus dans le trou de forage à l'extrémité d'un câble qui assure la liaison avec les instruments de surface commandant les opérations, et groupés soit dans un camion, soit dans une cabine fixe pour les forages en mer. De même, une variation de paramètre physique aura une signification géologique. Les diagraphies sont donc très utiles pour faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques. ainsi pour l'évaluation de la porosité ,la localisation des réservoir plus favorable à l'accumulation économique d'hydrocarbure et la détermination de La nature et composition des solides et des fluides traversés par le sondage.

#### 5-3-b) Interprétation et analyse des paramètres pétrophysiques des puits du réservoir Quartzites de Hamra :

##### 5-3-b-1) puits HGI-1

L'analyse du log composite du puits HGI-1 , révèle que ce dernier est Composé par un Réservoir de l'épaisseur **101 m** limité en haut par -gres de ouargla(GO) – et en bas par – gres d'el atchan (GEA)- et subdivisé en six (06) formations à intérêt pétrolier superposés et séparés par des unités QH. Il s'agit de :

- ❖ QH6/QH : c'est la formation dans l'intervalle (3055m-3093m) avec une épaisseur 38m et épaisseur utile 14m ;une valeur moyen de porosité **5%** et la perméabilité **0.02md**
- ❖ QH5 : c'est la formation dans l'intervalle (3093m-3113m) avec une épaisseur 20m et épaisseur utile 14m ;une valeur moyen de porosité **7%** et la perméabilité **0.02md**
- ❖ QH4 : c'est la formation dans l'intervalle (3113m-3129m) avec une épaisseur 16m et épaisseur utile 2m ;une valeur moyen de porosité **6%** et la perméabilité **0.02md**

- ❖ QH3 : c'est la formation dans l'intervalle (3129m-3135m) avec une épaisseur 6m et épaisseur utile 2m ;une valeur moyen de porosité 5% et la perméabilité 0.01md
- ❖ QH2 : c'est la formation dans l'intervalle (3135m-3148m) avec une épaisseur 13m et épaisseur utile 7m ;une valeur moyen de porosité 6% et la perméabilité 0.01md
- ❖ QH1 : c'est la formation dans l'intervalle (3148m-3156m) avec une épaisseur 8m et épaisseur utile 1m ;une valeur moyen de porosité 5% et la perméabilité 0.01m

L'interprétation faite à l'aide du logiciel PETREL 2015 montre que les unités QH ayant une distribution plus ou moins homogène avec des bonnes Propriétés pétrophysiques, une porosité moyenne de 6% une saturation en eau de 21% et du volume d'argile 4.6 % Ce que nous remarquons dans le log que l'augmentation de volume d'argile causer la diminution dans la perméabilité et l'augmentation de la porosité Sous l'influence des propriétés de l'argile .ces valeur indiquent une bonne capacité de production de ce puits. Figure(29).

unité QH	$\emptyset\%$ <sub>moy</sub>	K (md)	$S_w$ (moy%)	Vclay (moy%)	Epaisseur utile (m)
QH6	5%	0.02md	20%	3%	14m
QH5	7%	0.02md	22%	3.5%	14m
QH4	6%	0.02	20%	3.3%	2m
QH3	5%	0.01md	7%	8%	2m
QH2	6%	0.01md	25%	5%	7m
QH1	5%	0.01md	32%	4%	1m

Tableau (21) : Résultats de l'interprétation des diagraphies du puits HGI-1

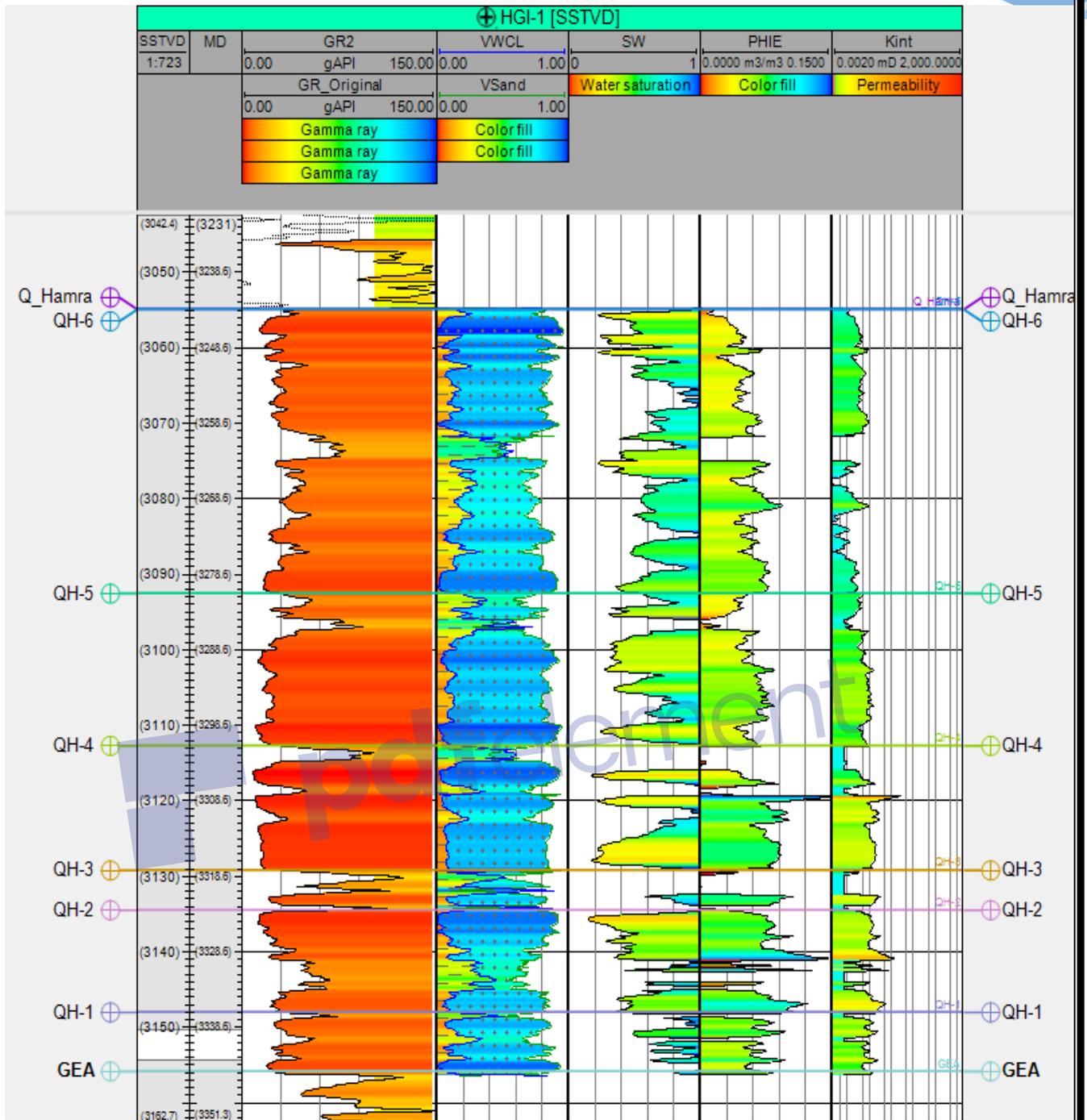


Figure (30) : L'interprétation du puits HGI-1 .

**5-3-b-2) puits HGIO-1 :**

L'analyse du log composite du puits HGIO-1 , révèle que ce dernier est Composé par un Réservoir de l'épaisseur **109 m** limité en haut par –gres de ouargla(**GO**) – et en bas par –gres d'el atchan (**GEA**)- et subdivisé en six (06) formations à intérêt pétrolier superposés et séparés par des unités QH. Il s'agit de :

❖ QH6/QH : c'est la formation dans l'intervalle (3100m-3142m) avec une épaisseur 42m et épaisseur utile 20m ; une valeur moyen de porosité **6%** et la perméabilité **0.03md**

❖ QH5 : c'est la formation dans l'intervalle (3142m-3163m) avec une épaisseur 19m et épaisseur utile 15.2m ;une valeur moyen de porosité **6%** et la perméabilité **0.04md**

❖ QH4 : c'est la formation dans l'intervalle (3163m-3180m) avec une épaisseur 17m et épaisseur utile 5.5m ;une valeur moyen de porosité **7%** et la perméabilité **0.04md**

❖ QH3 : c'est la formation dans l'intervalle (3180m-3185m) avec une épaisseur 5m et épaisseur utile 0.5m ;une valeur moyen de porosité **4%** et la perméabilité **0.01md**

❖ QH2 : c'est la formation dans l'intervalle (3185m-3195m) avec une épaisseur 10m et épaisseur utile 4.5m ;une valeur moyen de porosité **5%** et la perméabilité **0.01md**

❖ QH1 : c'est la formation dans l'intervalle (3195m-3210m) avec une épaisseur 15m et épaisseur utile 1m ;une valeur moyen de porosité **3%** et la perméabilité **0.01m**

L'interprétation faite à l'aide du logiciel PETREL 2015 montre que les unités QH ayant une distribution plus ou moins homogène avec des bonnes Propriétés pétrophysiques , une porosité moyenne de **5.2%** une saturation en eau de **55%** et du volume d'argile **25%** . La perméabilité est affectée inversement par l'augmentation de volume d'argile .ces valeur indiquent une bonne capacité de production de ce puits. **Figure(30)**

<i>unité QH</i>	$\emptyset\%_{\text{moy}}$	<b>K</b> (md)	$\bar{S}_w$ (moy%)	<b>Vclay</b> (moy%)	Epaisseur utile (m)
<b>QH6</b>	6%	0.03md	55%	12.5%	20m
<b>QH5</b>	6%	0.04md	65%	12%	15.2m
<b>QH4</b>	7%	0.04	60%	7%	5.5m
<b>QH3</b>	4%	0.01md	70%	30%	0.5m
<b>QH2</b>	5%	0.01md	40%	40%	4.5m
<b>QH1</b>	3%	0.01md	40%	50%	1m

**Tableau (22) : Résultats de l'interprétation de diagraphies du puits HG101**

 pdfelement

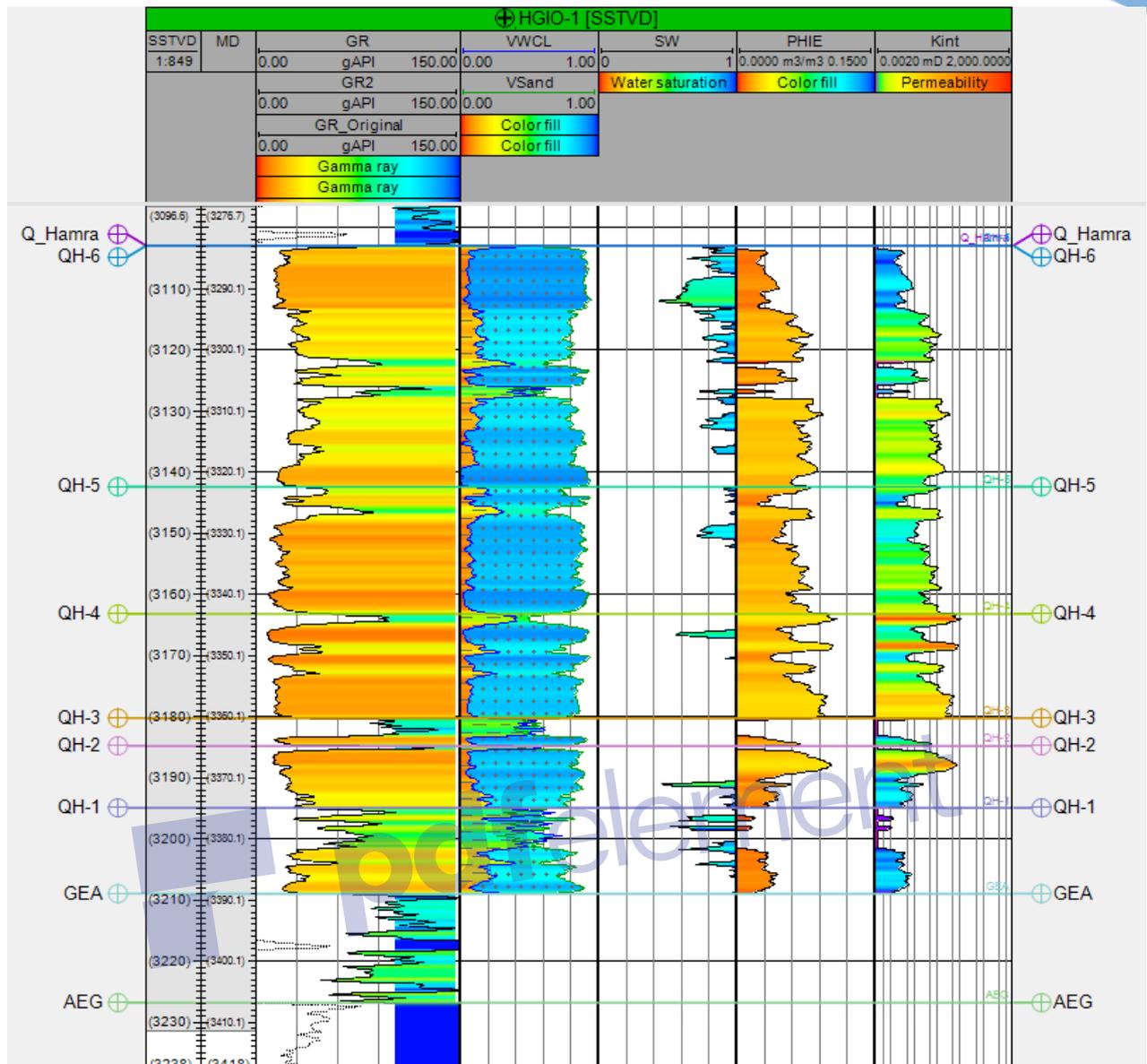


Figure 31 : L'interprétation du puits HG10-1.

### 5-3-b-3) puits HBM-1 :

L'analyse du log composite du puits HBM-1 , révèle que ce dernier est Composé par un Réservoir de l'épaisseur **101m** limité en haut par -gres de ouargla(**GO**) - et en bas par -gres d'el atchan (**GEA**)- et subdivisé en six (06) formations à intérêt pétrolier superposés et séparés par des unités QH. Il s'agit de :

- ❖ QH6/QH : c'est la plus grande formation dans ce puits dans l'intervalle (3050m-3103m) avec une épaisseur 53m et épaisseur utile 31.5m ;une valeur moyen de porosité **7%** et la perméabilité **0.02md**

- ❖ QH5 : c'est la formation dans l'intervalle (3103m-3122m) avec une épaisseur 21m et épaisseur utile 11.5m ;une valeur moyen de porosité 7% et la perméabilité 0.03md
- ❖ QH4 : c'est la formation dans l'intervalle (3122m-3139m) avec une épaisseur 17m et épaisseur utile 6m ;une valeur moyen de porosité 8% et la perméabilité 0.05md
- ❖ QH3 : c'est la formation dans l'intervalle (3139m-3143m) petite formation avec une épaisseur 4m et épaisseur utile 0.5m ;une valeur moyen de porosité 3% et la perméabilité 0.001md
- ❖ QH2 : c'est la formation dans l'intervalle (3143m-3154m) avec une épaisseur 11m et épaisseur utile 4.5m ;une valeur moyen de porosité 5% et la perméabilité 0.04md
- ❖ QH1 : c'est la formation dans l'intervalle (3154m-3160m) avec une épaisseur 6m et épaisseur utile 2.5m ;une valeur moyen de porosité 3% et la perméabilité 0.03m

L'interprétation faite à l'aide du logiciel PETREL 2015 montre que les unités QH ayant une distribution plus ou moins homogène avec des bonnes paramètres pétrophysiques , une porosité moyenne de 5.5% une saturation en eau de 23% et du volume d'argile 13% .dans ce puit nous observons une certaine augmentation dans la perméabilité expliqué par la diminution de volume d'argile, ces valeur indiquent une bonne capacité de production de ce puit . **figure(31)**

unité QH	$\emptyset\%_{\text{moy}}$	K (md)	$S_w$ (moy%)	Vclay (moy%)	Epaisseur utile (m)
QH6	7%	0.02md	20%	2.5%	31.5m
QH5	7%	0.03md	20%	3.5%	11.5m
QH4	8%	0.05md	15%	7%	6m
QH3	3%	0.001md	23%	30%	0.5m
QH2	5%	0.04md	25%	20%	4.5m
QH1	3%	0.03md	35%	18%	2.5m

**Tableau (23) : Résultats de l'interprétation de diagraphies du puits HBM1**

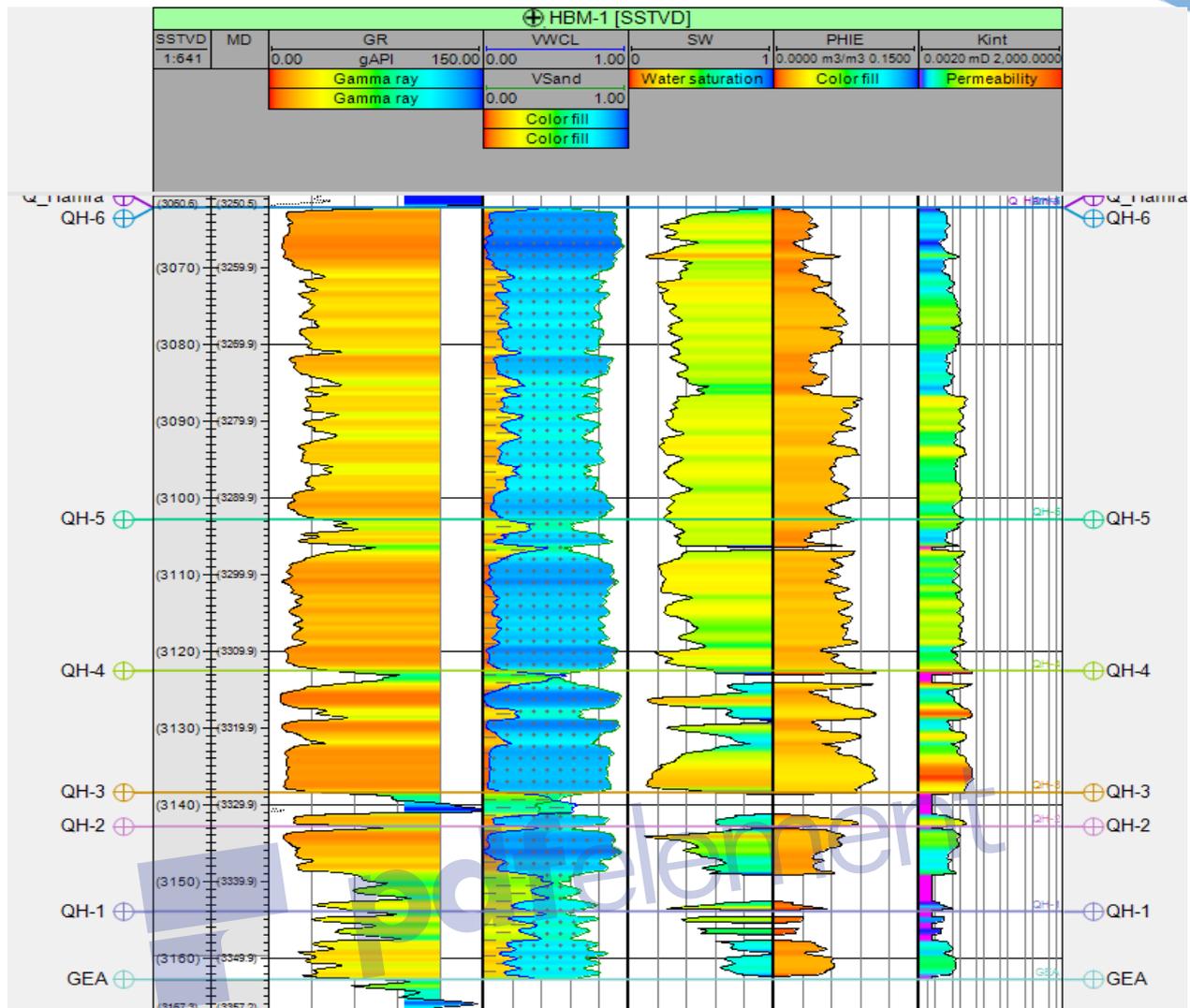


Figure 32: L'interprétation du puits HBM-1 .

#### 5-3-b-4) puits HDZS-1 :

L'analyse du log composite du puits HDZS-1 , révèle que ce dernier est Composé par un Réservoir de l'épaisseur **101 m** limité en haut par -gres de ouargla(**GO**) - et en bas par -gres d'el atchan (**GEA**)- et subdivisé en six (06) formations à intérêt pétrolier superposés et séparés par des unités QH. Il s'agit de :

- ❖ QH6/QH : c'est la formation dans l'intervalle (3040m-3077m) avec une épaisseur 37m et épaisseur utile 13.5m ;une valeur moyen de porosité **5%** et la perméabilité **0.03md**.
- ❖ QH5 : c'est la formation dans l'intervalle (3077m-3097m) avec une épaisseur 20m et épaisseur utile 8.5m ;une valeur moyen de porosité **5%** et la perméabilité **0.02md**

- ❖ QH4 : c'est la formation dans l'intervalle (3097m-3113m) avec une épaisseur 16m et épaisseur utile 6.5m ;une valeur moyen de porosité 7% et la perméabilité 0.01md
- ❖ QH3 : c'est la formation dans l'intervalle (3113m-3118m) avec une épaisseur 5m et épaisseur utile 0.5m ;une valeur moyen de porosité 3% et la perméabilité 0.01md
- ❖ QH2 : c'est la formation dans l'intervalle (3118m-3131m) avec une épaisseur 13m et épaisseur utile 3m ;une valeur moyen de porosité 3% et la perméabilité 0.01md
- ❖ QH1 : c'est la formation dans l'intervalle (3131m-3140m) avec une épaisseur 9m et épaisseur utile 2m ;une valeur moyen de porosité 3% et la perméabilité 0.01m

L'interprétation faite à l'aide du logiciel PETREL 2015 montre que les unités QH ayant une distribution plus ou moins homogène .de épaisseur utile totale peut atteindre 35m avec des paramètres pétro-physiques plus ou moins stable , une porosité moyenne de 4.3% une saturation en eau de 28% et du volume d'argile 12% .ces valeur indiquent une capacité moyenne de production de ce puits.qui est économiquement rentable ..figure(32)

unité QH	$\emptyset\%$ <sub>moy</sub>	K (md)	$S_w$ (moy%)	Vclay (moy%)	Epaisseur utile (m)
QH6	5%	0.03md	20%	5%	13.5m
QH5	5%	0.02md	25%	4%	8.5m
QH4	7%	0.01md	20%	5%	6.5m
QH3	3%	0.01md	20.5%	15%	0.5m
QH2	3%	0.01md	40%	30%	3m
QH1	3%	0.01md	40%	15%	2m

Tableau (24) : Résultats de l'interprétation des diagaphies du puits HDZS1 :

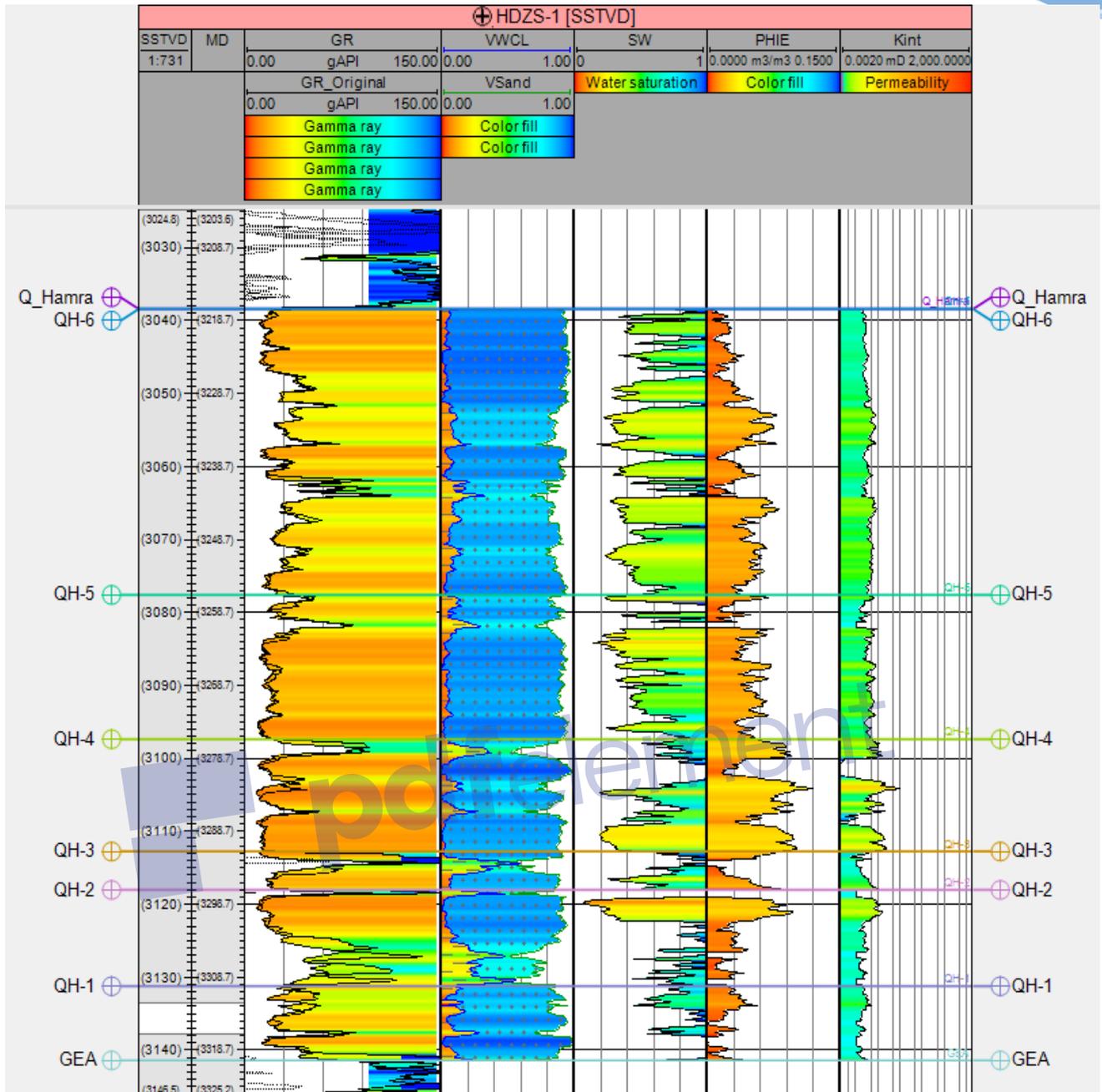


Figure 33 : L'interprétation du puits HDZS-1.

**5-3-b-5) puits HDZS-2 :**

L'analyse du log composite du puits HDZS-2 , révèle que ce dernier est Composé par un Réservoir de l'épaisseur **102 m** limité en haut par –gres de ouargla(**GO**) – et en bas par –gres d'el atchan (**GEA**)- et subdivisé en six (06) formations à intérêt pétrolier superposés et séparés par des unités QH. Il s'agit de :

- ❖ QH6/QH : c'est la formation dans l'intervalle (m3151-3191m) avec une épaisseur 40m et épaisseur utile 15m ;une valeur moyen de porosité **8%** et la perméabilité **0.02md**
- ❖ QH5 : c'est la formation dans l'intervalle (3191m-3211m) avec une épaisseur 20m et épaisseur utile 8m ;une valeur moyen de porosité **7%** et la perméabilité **0.03md**
- ❖ QH4 : c'est la formation dans l'intervalle (3211m-3227m) avec une épaisseur 16m et épaisseur utile 3m ;une valeur moyen de porosité **6%** et la perméabilité **0.01md**
- ❖ QH3 : c'est la formation dans l'intervalle (3227m-3231m) avec une épaisseur 4m et épaisseur utile 0.5m ;une valeur moyen de porosité **2%** et la perméabilité **0.01md**
- ❖ QH2 : c'est la formation dans l'intervalle (3231m-3243m) avec une épaisseur 12m et épaisseur utile 2m ;une valeur moyen de porosité **5%** et la perméabilité **0.01md**
- ❖ QH1 : c'est la formation dans l'intervalle (3243m-3253m) avec une épaisseur 10m et épaisseur utile 2m ;une valeur moyen de porosité **5%** et la perméabilité **0.01m**

L'interprétation faite à l'aide du logiciel PETREL 2015 montre que les unités QH ayant une distribution plus ou moins homogène .de épaisseur utile totale peut atteindre 30m avec des paramètres pétrophysiques oscillants , une porosité moyenne de **6%** une saturation en eau de **18.3%** et du volume d'argile **14.2%** .ces valeur indiquent une bonne capacité de production de ce puit.qui est économiquement rentable .. **figure (33)**

<i>unité QH</i>	$\emptyset\%_{\text{moy}}$	<b>K</b> (md)	$\bar{S}_w$ (moy%)	<b>Vclay</b> (moy%)	Epaisseur utile (m)
<b>QH6</b>	8%	0.02	30%	7.2%	15m
<b>QH5</b>	7%	0.03md	55%	6.5%	8m
<b>QH4</b>	6%	0.01md	25%	9%	3m
<b>QH3</b>	2%	0.01md	0.1%	18%	0.5
<b>QH2</b>	5%	0.01md	0.1%	20%	2m
<b>QH1</b>	5%	0.01md	0.1%	25%	2m

**Tableau (25) : Résultats de l'interprétation des diagraphies du puits HDZS2**

 pdfelement

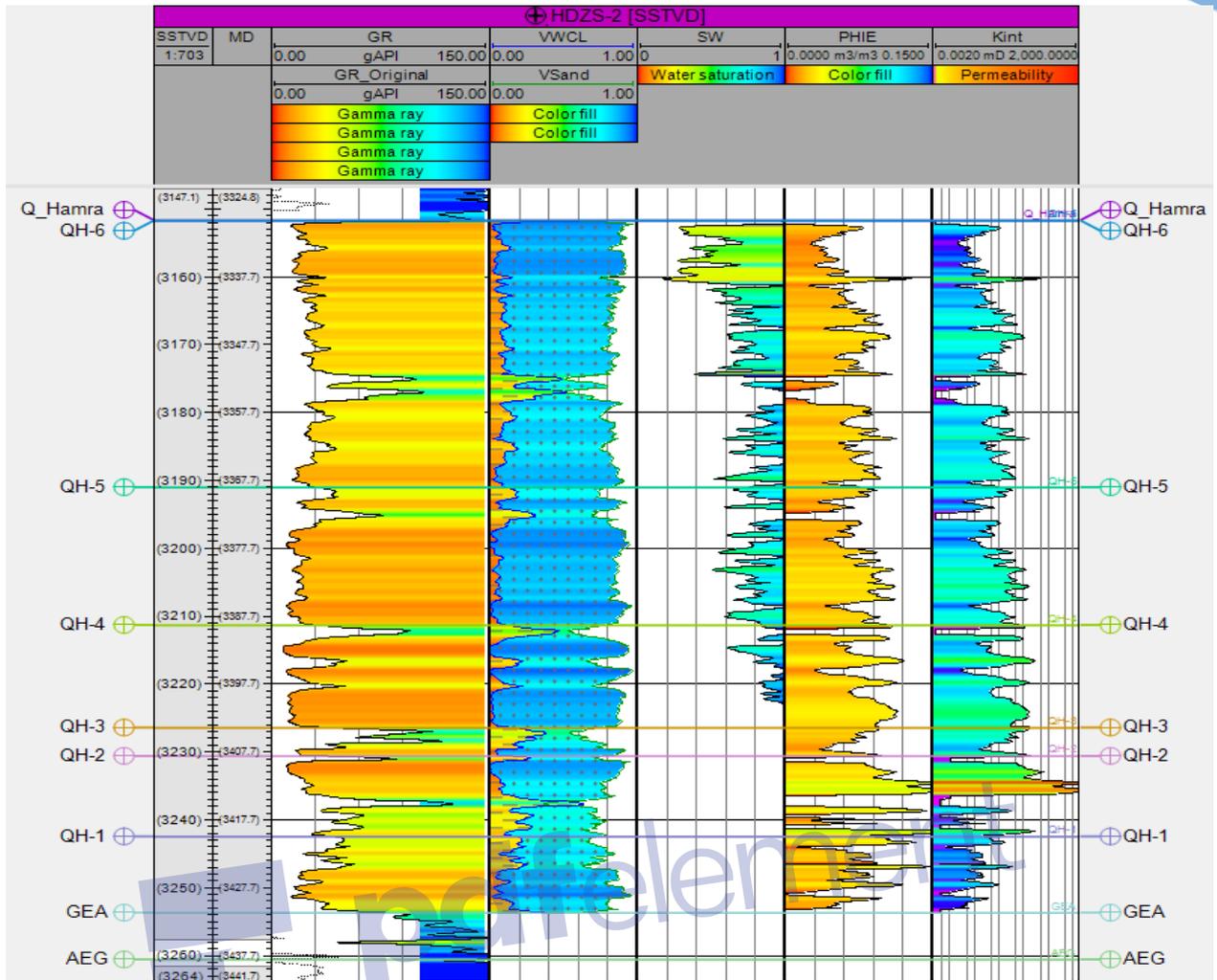


Figure 34 : L'interprétation du puits HDZS-2 .

## CONCLUSION

Les résultats de l'interprétation des cartes en iso-valeurs, de l'analyse statistique des paramètres pétrophysiques et de l'interprétation des diagraphies montrent :

- ✓ La perméabilité (K) est très faible, elle atteint sa valeur maximale au niveau du puits HDZS-2(5md) situé au nord- est de la structure (réservoir compact).
- ✓ La porosité est faible à moyenne, elle varie entre 5% et 7%(HDZS-1) situé au nord-est de la structure.
- ✓ La porosité et la perméabilisé sont parfois primaires parfois secondaires, ceci se justifie par la présence des niveaux argileux qui sont répartis d'une façon aléatoire et par la présence des fissures dans le réservoir Quartzites de Hamra (réservoir compact).
- ✓ Les unités QH5 et QH6 sont les plus prometteuse, avec de bons paramètres petrophysiques et une épaisseur utile importante (20m).
- ✓ Le taux d'argile est important aux niveaux des unités QH3 et QH2.

## Conclusion générale

Après étude sédimentologique réalisée à partir de l'analyse des carottes, on constate que :

- ✓ le réservoir Quartzites de Hamra est composé essentiellement de grés quartzitiques (jusqu'à 90%). C'est un réservoir fracturé avec présence de fissures colmatés à semi colmatés et une épaisseur très variable pouvant atteindre les 300 m.
- ✓ La présence de plusieurs types de faciès, issues de trois environnements sédimentaires qui se succèdent verticalement : (1) un ensemble de faciès de Upper shoreface, (2) un ensemble de faciès barre de Shoreface, (3) un ensemble de faciès de chenal fluvial actif.

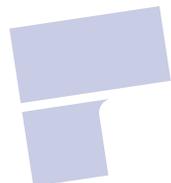
Du point de vue pétrophysique, on constate que :

- ✓ La perméabilité (K) est très faible, elle atteint sa valeur maximale au niveau du puits HDZS-2(5md) situé au nord-est de la structure (réservoir compact).
- ✓ La porosité ( $\Phi$ ) est faible à moyenne, elle varie entre 5% et 7%(HDZS-1) situé au nord-est de la structure.
- ✓ La porosité et la perméabilisé sont parfois primaires parfois secondaires, ceci se justifie par la présence des niveaux argileux qui sont répartis d'une façon aléatoire et par la présence des fissures dans le réservoir Quartzites de Hamra (réservoir compact).
- ✓ Les unités QH5 et QH6 sont les plus prometteuse, avec de bons paramètres petrophysiques et une épaisseur utile importante (20m).
- ✓ Le taux d'argile est important aux niveaux des unités QH3 et QH2.

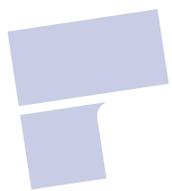
- ✓ La saturation moyenne en eau est de 25%.

Ce tight réservoir (réservoir compact) est le résultat de la combinaison de plusieurs facteurs :

- Milieux de dépôt dominant de moyenne énergie permettant la présence de la fraction fine argileuse et de la granulométrie fine à moyenne. Ce qui annonce déjà de faibles porosités et perméabilités.
- Poronécrose avec l'intense compaction subie au cours de la diagenèse.

 pdfelement

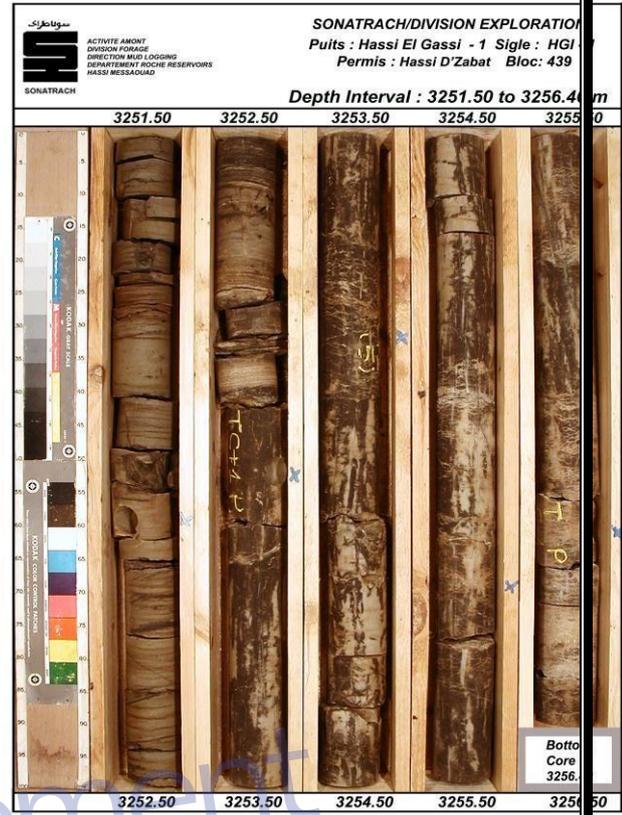
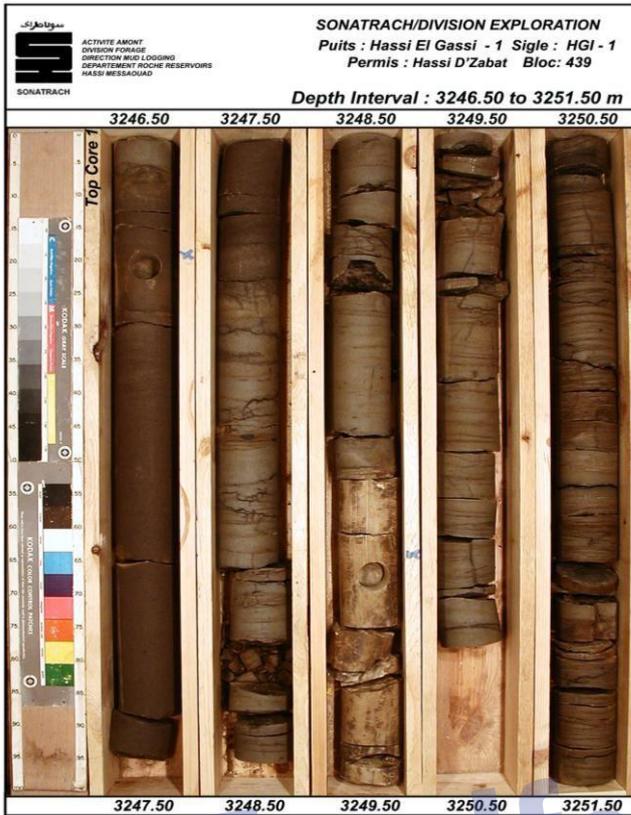
# ANNEXES



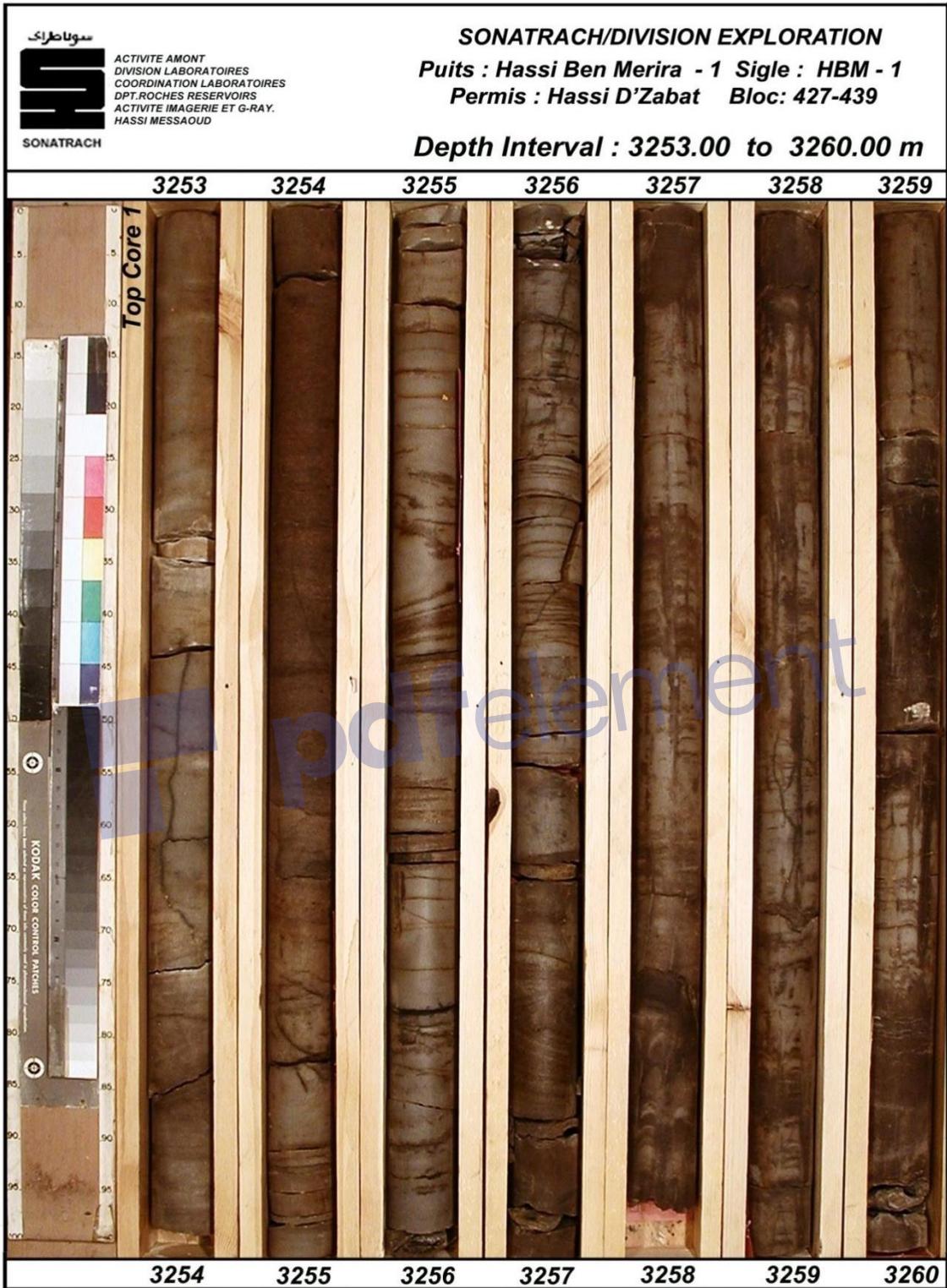
pdfelement



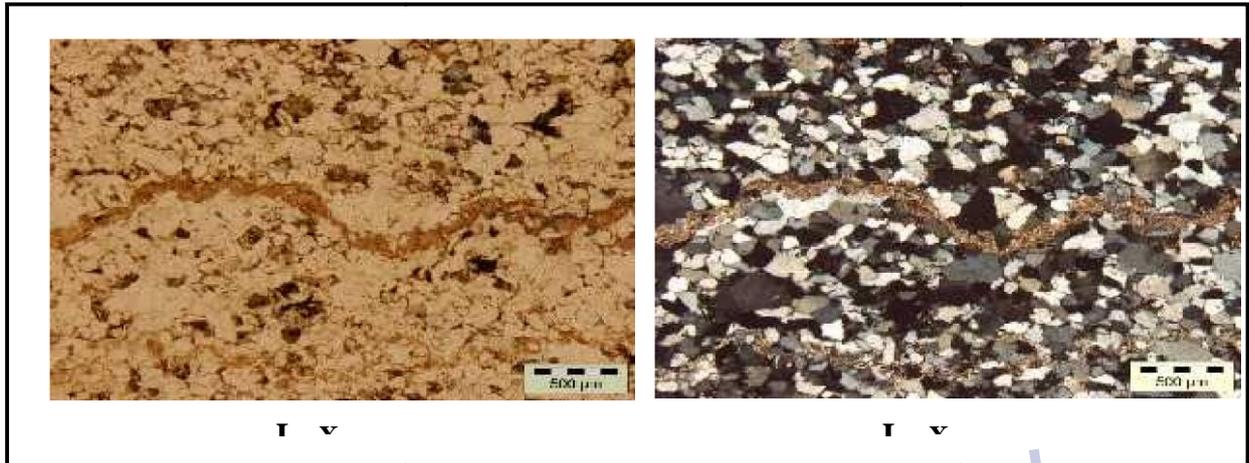
**Photo(6).**Photode carottes n°1 de intervalle 3386.00-3391.00m de puits HDZS-2, Document Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger(juin2010).



Photo(7).Photode carotte n°1 de 3245.5 à 3256.5 m ,puits HGI-1(Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger(octobre2010).



**Photos(8)** : Photos de la carotte n°1 : Quartzites de Hamra du puits HBM-1, Document Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger(novembre2011).



Dba

**Photo(9) :Photo de Stylolithes puits HGI-3 ,Cote 3304.50m(WEC 2007).**

**Les microfissures non colmatées(ouvertes).**

## Bibliographie :

A- Boudjemaâ. A. ,1987 : évolution structurale du bassin pétrolier«triasique»du Sahara Nord-Oriental(Algérie), thèse de doctorat, Univ. -Sud centre d'Orsay, France, 290p.

B- Fabre J.2005 : Géologie du Sahara occidentale et centrale .Musée royal de l'Afrique centrale(Ed). Diff .Alger.422p.

C -Foucault. A., Raoult. J F., 2001 : Dictionnaire géologique, 5eme édition.

D -Fiches Techniques des puits HDZS-1,HDZS-2,HBM-1,HGI-1,HGIO-1,HGI-3 ,HGI-4,HOD-1.Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger(juin2016).

E- Journal of Hydrocarboné Mines and EnviromentalResearch,Article(21april 2017) :Etude de la fracturation des réservoirs cambriens du champ d'el Gassi, Sud-est algérien.

F- Plan De développement Du Champ De Hassi El Gassi(HGI).39P.Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger(juin2016).

G-Rapport d'implantation de puits HBM-1 ,HGIO-1,HDZS-1,HDZS-2 ,HGI-1.35p.Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger(Avril2013).

H-Rapport de fin sondage de puits HDZS-2 ,HDZS-1 ,HGIO-1.52p.Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger(12Fevrie2014).

I-Rapport de découverte Hassi Ben Merira Puits HBM-1.48p.Division Petroleum Engineering & Développement (PED ) / Sonatrach. Alger (juin2010).

J-Rapport de découverte Hassi El Gassi ouest Puits HGIO-1.52p. Division Petroleum Engineering & Développement (PED) / Sonatrach. Alger (octobre2010).

K-Rapport de Demande de permis d'exploitation du champ de Hassi El Gassi.46pDivision Petroleum Engineering & Développement (PED) / Sonatrach. Alger (fev2012).

L- Wec 2007 :«la géologie pétrolière de l'Algérie ».InSonatrach-Schlumberger well Evaluation Conférence-Algérie 2007, Edité par Schlumberger, 2007.489p.

M- Wikipédia (site) et Document Miall 1987.