

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie des hydrocarbures

THEME

Etude pétrophysique sur carotte de quartzite Hamra et l'impact de
fracturation sur les paramètres pétrophysique du champ Hassi Guettar

Présenté par

§

M. BOUGUERRA NASSER

M. BOUGUERRA ZOHIR

M. BERREGUI ABDALLAH

Soutenu publiquement le : 22/06/2019

Devant le jury :

<i>Président</i>	<i>M. Hacini Messaoud</i>	<i>Prf</i>	Univ. KM Ouargla
<i>Promoteur</i>	<i>M. MERABET Lakhdar</i>	<i>M.A.A</i>	Univ. KM Ouargla
<i>Examineur</i>	<i>M. MELOUAH Oualid</i>	<i>M.C.B</i>	Univ. KM Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019



Dédicace



- *Boire la coupe vide pour me garder une goutte d'amour dans tous ses vœux nous donner un moment de bonheur à ceux qui récoltent les épines de travail pour nous guider sur le chemin de la science jusqu'au grand cœur (mon cher père).*
- *A ceux qui nous ont donné de l'amour et de la tendresse pour le cœur le plus pur et le plus précieux de l'existence (ma chère mère).*
- *Pour le symbole de l'amour et la guérison de l'âme qui habitait Mon âme (ma chère tante).*
- *Au cœur pur et gentil et aux âmes innocentes aux vents de ma vie (mes frères).*
- *Maintenant, ouvrez les voiles et soulevez le navire pour ancrer dans la vue sur la mer est une grande vie marine sombre et dans cette obscurité brille non seulement des souvenirs lointains souvenirs de lampe frères à ceux qui les aimait et m'a aimé (mes amis).*

BOUGUERRA NASSER ET ZOHIR



Dédicace



- *Je dédie ce modeste travail :*
- *Exceptionnellement à ma mère et mon père*
- *A toutes la famille **BERREGUI ET BOUGUERRA***
- *A mon encadreur **MERABET LAKHDER***
- *A mes amies **NASSER ET ZOHIR***
- *A mes chères amies et mes collègues*

BERREGUI ABDALLAH





REMERCIEMENT



- *Tout d'abord nous remercions **Dieu** et remercions pour la réalisation de cet humble travail*
- *Nous remercions l'encadreur **Mr. Merabet Lakhder** pour sa contribution efficace les professeur superviseur en tant que comite' arbitrage et les autres professeurs du département,*
 - *Nous remercions les honorables **parents** pour leurs appels sincères Et remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin en leur Souhaitant bon chance et beaucoup de sucée*
 - *Nous voudrions remercier, tous les directeurs et les ingénieurs de la direction engineering & production, Base Irara, Hassi Messaoud, et spécifiquement ;*
 - Le chef de département géologie .**Mr : Ben Nacer Djaafar***
 - Le chef service techniques des puits .**Mr ; Mahboub Youcef***
 - Les ingénieurs du service Etude .**Mme. Taleb Hanan;***
 - Mr. Hichor Bachir; Mme. Boukaiou Faiza***
 - L'ingénieur du laboratoire de chimie **Hamroun Abd El Ouahab***
- *Qui ont nous accompagnés dans ce modeste travail avec toute patience et encouragement.*
- *Nous espérons Enfin que cette offre sera acceptée et admirée*

TABLE DE MATIERE

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DE L'ABREVIATION

AVANT PROPOS

SOMMAIRE

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Généralités	
Introduction	4
I. PRESENTATION DE HASSI MESSAOUD	4
I.1.Situation géographique de hassi messaoud	4
I.2.Situation géologique de hassi messaoud	5
I.3.Historique de recherche d'exploration de hassi messaoud	6
II PRESENTATION DES QUARTZITES DE HAMRA	7
II.1 Définition	7
III. PRESENTATION DE HASSI GUETTAR	7
III .1 Situation géographique de hassi guettar	8
III .2 Situation géologique de hassi guettar	8
III .3 Historique de recherche d'exploration de hassi guettar.....	9
III .4 Cadre géologique de hassi guettar	10
III.4.1.Contexte structural régional.....	10
III.4.2. Contexte structural local	10
III.5.Aspect stratigraphique de hassi guettar	12
III.5.1.Le socle III.5.2.L'infraCambrien	14
III.5.3.le paléozoïque	14
III.5.3 1. Le Cambrien	14
a)- Les unités R3 et R2	14
b)- L'unité Ra	14
c)- L'unité Ri	14
d)- La zone des alternances	15
III.5.3.2. L'Ordovicien	15
a) Les argiles d'El Gassi	15
b) Les grès d'El Atchane	15

c)- Les quartzites de Hamra	15
d)- Les éruptifs.	15
III.6.ASPECT PETROLIER DU CHAMP HASSI GUETTAR	15
III.6.1.Les roches réservoirs	16
III.6.1.a.Le Cambrien	16
a.1. L'unité Ra	16
a.2. L'unité Ri	16
a.3. La zone des alternances	16
III.6.1.b .L'Ordovicien	16
III.6.2.Les roches des couvertures	16
III.6.3.Les roches mères	17
III.6.4.Types de pièges.....	17
III.6.5.Migration des hydrocarbures.....	17
Conclusion.....	18

CHAPITER 2: ETUDE PETROPHYSIQUE

I-) Introduction.....	20
II-) Présentation du logiciel PETREL.....	20
II-1) Description du logiciel.....	20
II-2) Avantages principaux	20
III-) APPLICATION SUR LE SECTEUR D'ETUDE	21
III-1) Aspect pétrophysique	21
1) La porosité	21
1-1) Définition	21
1-2) Méthodes de mesures	21
A) Méthodes directes	21
b) Méthodes indirectes	22
1-3) Calcul des moyennes	22
2) La perméabilité	22
2 -1) Définition	22
2 -2) Méthodes de mesures de la perméabilité.	22
a) Mesure de la perméabilité au laboratoire	23
b) Mesure de la perméabilité à partir des diagraphies	23
c) Mesure de la perméabilité à partir des tests de puits	23
2-3)-Calcul de la moyenne	24

3)- La saturation	24
3. 1). Définition	24
3. 2). Méthodes de mesure au laboratoire	25
III-2) ASPECT RESERVOIR	26
I-) LES CARTES ISOVALEUR	26
I-1) - La Carte iso porosité au toit des Quartzites El Hamra	26
I-2) - La Carte iso perméabilité au toit des Quartzites El Hamra	27
I-3) - La Carte iso saturation en eau au toit des Quartzites El Hamra	28
II-) EVOLUTION HORIZONTAL DES PARAMETERS PETROPHISIQUE	28
1. a-) profil de l'évolution Horizontal de porosité de puits HGA14	29
1. b-) profil de l'évolution Horizontal de perméabilité de puits HGA14	30
1. c-) profil de l'évolution Horizontal de saturation en eau de puits HGA14	31
2-a-) profil de l'évolution Horizontal de porosité de puits HGA17	32
2-b-) profil de l'évolution Horizontal de perméabilité de puits HGA17	33
2-c-) profil de l'évolution Horizontal de saturation en eau de puits HGA17	34
3-a-) profil de l'évolution Horizontal de porosité de puits HGA19	35
3-b-) profil de l'évolution Horizontal de perméabilité de puits HGA19	36
3-c-) profil de l'évolution Horizontal de saturation en eau de puits HGA19	37
4-a-) profil de l'évolution Horizontal de porosité de puits HGA26	38
4-b-) profil de l'évolution Horizontal de perméabilité de puits HGA26	39
4-c-) profil de l'évolution Horizontal de saturation en eau de puits HGA26	40
5-a-) profil de l'évolution Horizontal de porosité de puits HGA28	41
5-b-) profil de l'évolution Horizontal de perméabilité de puits HGA28	42
5-c-) profil de l'évolution Horizontal de saturation en eau de puits HGA28.....	43
III-) LES HISTOGRAMME DES PARAMETRE PETROPHYSIQUE.....	44
1. a-) histogrammes de porosité de puits HGA 14	44
1. b-) histogrammes de perméabilité de puits HGA 14.....	45
1. c-).histogrammes de saturation en eau de puits HGA 14	45
2-a-).histogrammes de porosité de puits HGA 17.....	46
2-b-) histogrammes de perméabilité de puits HGA 17	47
2-c-) histogrammes de saturation en eau de puits HGA 17	47
3-a-) histogrammes de porosité de puits HGA 19	48
3-b-) histogrammes de perméabilité de puits HGA 19	49
3-c-) histogrammes de saturation en eau de puits HGA 19	49

4-a-) histogrammes de porosité de puits HGA 26	50
4-b-) histogrammes de perméabilité de puits HGA 26	51
4-c-) histogrammes de saturation en eau de puits HGA 26	51
5-a-) histogrammes de porosité de puits HGA 28	52
5-b-) histogrammes de perméabilité de puits HGA 28	53
5-c-) histogrammes de saturation en eau de puits HGA 28	53
IV-) CORRELATION POROSITE-PERMEABILITE	54
1-) corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 14	54
2-) corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 17	55
3-) corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 19	55
4-) corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 26	56
5-) corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 28	57
LES REMARQUES	57
CONCLUSION.....	58

Chapitre III : L'IMPACT FRACTURATION PAR CAROTTE

I-) INTRODUCTION	60
II-) ASPECT STRUCTURAL DE QUARTIZITE DE HAMRA	61
III-) ASPECT STRUCTURAL DE HASSI GUETTAR	61
III-1) la carte position	62
III-2) la coupe géologique E- W	62
III-3) la coupe géologique N_S	63
III-4) la coupe distribution de porosité	64
III-5) la coupe distribution de perméabilité	65
III-6) la Carte en isobathes	65
III-7) la carte en isopaque	66
IV-) FRACTURATION PAR CAROTTE	67
IV-1) théorie sur la fracturation	67
IV-2) -Définition de fracture	67
IV-3) types de fractures	67
3. 1). Les fractures naturelles	68
3. 1.1. Les fractures ouvertes	68
3. 1.2. Les fractures cimentées	69
3. 2). Les fractures induites par le forage	69
3. 3). Les fractures hydrauliques	69

V-) DESCRIPTION DES CAROTTES DE PUIITS	70
V- 1). Description des carottes de puits HGA 14	70
V- 2). Description des carottes de puits HGA17	70
V- 3). Description des carottes de puits HGA19	71
V- 4). Description des carottes de puits HGA26	72
V- 5). Description des carottes de puits HGA28	74
VI-)-INFLUENCE DE LA FRACTURATION SUR LES PARAMETRES PETROPHYSIQUE	
CONCLUSION	76
CONCLUSION GENERALE	78
REFERENCE BIBLIOGRAPHIE	80
ANNEXE.....	82

Liste des figures

Figure I.1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC. 2007)	5
Figure I.2: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (In Sonatrach, 2005)	6
Figure I.3: Image UBI montrant les Réseau de fracture (QH à HMD)	7
Figure I.4 : Situation géographique de hassi guettar	8
Figure I.5 Situation géologique de hassi guettar	9
Figure I.6.: schéma structural interprétatif	11
Figure I.7: Coupe montre la structure de HGA	12
Figure I.8: Colonne litho stratigraphique du champ Hassi Guettar	13
Figure II.1: Carte iso porosité au toit des Quartzites El Hamra	26
Figure II.2: Carte iso perméabilité au toit des Quartzites El Hamra.....	27
Figure II.3: Carte iso saturation en eau au toit des Quartzites El Hamra	28
Figure II.4: profil de l'évolution Horizontal de porosité de puits HGA14	29
Figure II.5: profil de l'évolution Horizontal de perméabilité de puits HGA14	30
Figure II.6: profil de l'évolution Horizontal de saturation en eau de puits HGA14	31
Figure II.7: profil de l'évolution Horizontal de porosité de puits HGA17	32
Figure II.8: profil de l'évolution Horizontal de perméabilité de puits HGA17	33
Figure II.9: profil de l'évolution Horizontal de saturation en eau de puits HGA17.....	34
Figure II.10: profil de l'évolution Horizontal de porosité de puits HGA19	35
Figure II.11: profil de l'évolution Horizontal de perméabilité de puits HGA19	36
Figure II.12: profil de l'évolution Horizontal de saturation en eau de puits HGA19	37
Figure II.13: profil de l'évolution Horizontal de porosité de puits HGA26	38
Figure II.14: profil de l'évolution Horizontal de perméabilité de puits HGA26	39
Figure II.15: profil de l'évolution Horizontal de saturation en eau de puits HGA26	40
Figure II.16: profil de l'évolution Horizontal de porosité de puits HGA28	41
Figure II.17: profil de l'évolution Horizontal de perméabilité de puits HGA28	42
Figure II.18: profil de l'évolution Horizontal de saturation en eau de puits HGA28	43
Figure II.19 histogrammes de porosité de puits HGA 14.....	44
Figure II.20 histogrammes de perméabilité de puits HGA 14.....	45
Figure II.21 histogrammes de saturation en eau de puits HGA 14.....	45
Figure II.22 histogrammes de porosité de puits HGA 17.....	46
Figure II.23 histogrammes de perméabilité de puits HGA 17.....	47
Figure II.24 histogrammes de saturation en eau de puits HGA 17.....	47
Figure II.25 histogrammes de porosité de puits HGA 19.....	48

Figure II.26 histogrammes de perméabilité de puits HGA 19.....	49
Figure II.27 histogrammes de saturation en eau de puits HGA 19.....	49
Figure II.28 histogrammes de porosité de puits HGA 26.....	50
Figure II.29 histogrammes de perméabilité de puits HGA 26.....	51
Figure II.30 histogrammes de saturation en eau de puits HGA 26.....	51
Figure II.31 histogrammes de porosité de puits HGA 28.....	52
Figure II.32 histogrammes de perméabilité de puits HGA 28.....	53
Figure II.33 histogrammes de saturation en eau de puits HGA 28.....	53
Figure II.34 corrélation porosité-perméabilité de puits HGA14.....	54
Figure II.35 corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 17.....	55
Figure II.36 corrélation porosité-perméabilité de puits HGA19.....	55
Figure II.37 corrélation porosité-perméabilité de puits HGA26.....	56
Figure II.38 corrélation porosité-perméabilité de puits HGA28.....	57
Figure III.1 carte position de secteur d'étude du champ HGA.....	62
Figure III.2 coupe géologique E_W traverse les puits HGA26_ HGA14_HGA19.....	62
Figure III.3 coupe géologique N_S traverse les puits HGA28_ HGA14_HGA17.....	63
Figure III.4 coupe distribution de porosité à travers les puits HGA 28_14_ 17...63.....	64
Figure III.5 coupe distribution de perméabilité à travers les puits HGA 28_14_ 17.....	65
Figure III.6 Carte en isobathes au toi de la QH de champ HGA	65
Figure III.7 Carte en isopaques au toi de la QH de champ HGA.....	66
Figure III.8 photo de carotte de HGA 17.....	71
Figure III.9 photo de carotte de HGA 19.....	72
Figure III.10 photo de carotte de HGA26.....	73
Figure III.11 photo de carotte de HGA28.....	74

Liste des tableaux

Tab(01) : tableau des classes de porosité de puits HGA 14	44
Tab(02) : tableau des classes de perméabilité de puits HGA 14.....	45
Tab(03) : tableau des classes de saturation eau de puits HGA 14	46
Tab(04) : tableau des classes de porosité de puits HGA 17.....	46
Tab(05) : tableau des classes de perméabilité de puits HGA 17.....	47
Tab(06) : tableau des classes de saturation eau de puits HGA 17.....	48
Tab(07) : tableau des classes de porosité de puits HGA 19.....	48
Tab(08) : tableau des classes de perméabilité de puits HGA 19.....	49
Tab(09) : tableau des classes de saturation eau de puits HGA 19.....	50
Tab(10) : tableau des classes de porosité de puits HGA 26.....	50
Tab(11) : tableau des classes de perméabilité de puits HGA 26.....	51
Tab(12) : tableau des classes de saturation eau de puits HGA 26.....	52
Tab(13) : tableau des classes de porosité de puits HGA 28.....	52
Tab(14) : tableau des classes de perméabilité de puits HGA 28.....	53
Tab(15) : tableau des classes de saturation eau de puits HGA 28.....	54

Liste des abréviations :

BEICIP : Bureau d'Études Industrielles et
Coopération de l'Institut français du Pétrole

C.R.D centre de recherche et développement

C.F.P : compagnie française des pétroles

DP : division production

QH : quartzites d'elhamra

HGA : Champ de Hassi Guettar

HMD : Champ de Hassi Messaoud

QL-HMJ-SG : les structures satellites

EP : épaisseur

LITH : lithologie

SYS : système

Ri : réservoir isométrique

Ra : réservoiran' isométrique

QC : control de qualité

C.N.L: compensated neutron log

F.D.C: formation density compensated

F.V.F : facteur volumétrique de fond

API: American petroleum institute

T.S.T: transgressive systems track

L.S.T: lowstand systems track

QH1-QH2-....QH7 : les unités des QH

WEC: Well Evaluation Conference

N-E-S-W: Nord- Est. -Sud-West

SN REPAL : Société National des Recherches Pétrolière Algérie

GR : gamma ray

(σ_{H-max}) : contrainte horizontale maximale

(σ_{H-min}) : contrainte horizontale minimale

Φ : porosité utile en %

K : perméabilité en darcy ou milli darcy

Sw : saturation en eau en %

Vt = volume total de la roche.

Vv = volume des vides.

V_s = volume de la phase solide

a : Coefficient empirique (0.81 pour les sables ; 1 pour les roches compactes).

m : Coefficient de sédimentation =2.

F : Facteur de la formation.

RT : résistivité de la roche

Ro : Résistivité de la formation saturée en hydrocarbures (Ohm).

Rw : Résistivité de la formation saturée en eau (Ohm) déterminée à l'aide de la P.S.

Ma : moyenne arithmétique.

Xi : valeur mesurée.

n : nombre des valeurs mesurées

K : coefficient de perméabilité.

MD : milli darcy

μ : est la viscosité de fluide.

S: est la section de la formation.

dp/dx : est le gradient de pression

C : constante généralement =2

ΔR : changement de la résistivité de Ro à Rx en ohm

ΔD : changement de la profondeur (en pieds) correspond à AR

ρw : densité de l'eau de la formation en gr/cm³

ρH : densité de l'huile en gr/cm³.

Q : Débit en m³ /s ou en l/s

μo: Viscosité d'huile =0.2cp

Bo : Facteur volumétrique de fond (F V F) d'huile = 1.7m³ /m³

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

AVANT-PROPOS

Comme tous les futurs étudiants universitaires titulaires du master, nous avons eu la possibilité de suivre un cours sur le terrain au sein de La Direction Engineering Et Production Sonatrach Division Production Base IRARA Hassi Messaoud Département Géologique

En dépit du manque de compatibilité avec le titre de l'étude de pétrographie et de l'absence des raisons les plus importantes de cette étude, lame minces et des carottes, Pour des raisons marketing et commerciales , nous avons dû nous coordonner avec les ingénieurs du service étude , nous avons apporté des modifications simples pour accéder à cette note.

Cette stage est revenu avec de nombreux avantages et est importante dans la mesure où nous avons identifié un nouveau programme. Nous n'avons pas reconnu le nom de Petral comme étant le programme le plus important et le plus récent de cette étude.

Cependant, nous rencontrons des difficultés, notamment l'ingénieur du service étude jouissant du programme de maternité.

Tout cela cependant, ce stage a été positif et a profité à notre mémoire en particulier et à notre vie professionnelle en général en termes d'expérience matérielle et morale.

Introduction Générale

Introduction générale :

L'importance économique d'hydrocarbure dans la région de Hassi Guettar (HGA) exige de chercher toujours à améliorer les méthodes et les outils avec lesquelles on pourra exploiter au maximum ses réserves. Afin de répondre aux besoins énergétiques mondiaux, beaucoup de techniques sont utilisées pour améliorer la productivité.

La connaissance de l'histoire génétique du réservoir et les événements géologiques qui l'ont affecté permettra de mieux cerner ces caractéristiques et de déterminer leurs impacts sur sa rentabilité. Ce qui amène à une meilleure maîtrise de l'exploitation et de minimiser toute perte en termes de temps et/ou d'argent.

Dans ce présent travail nous allons essayer de retracer l'évolution génétique du réservoir ainsi que de déterminer les phénomènes qui l'ont affecté. Dans cette recherche nous avons opté pour le plan suivant :

- **Chapitre I** : présentation du champ de Hassi Guettar (HGA) ainsi que l'architecture géologique et les caractéristiques du champ, le positionnement des puits, l'historique de la découverte,...etc.).
- **Chapitre II** : étude pétrophysique du réservoir de Quartzite de Hamra (QH) qui consiste en une description des loges composites et l'histogramme du secteur étude comprendre des puits au paramètres pétrophysique porosité et perméabilité .saturation en eau.
- **Chapitre III** : l'impacte des fractures par carotte par description des carotte pour déterminer la coupe géologique et structural du secteur d'étude et l'influence sur des paramètres pétrophysique pour obtenu des facteurs pétrophysique et l'impacte des fractures sur la qualité de réservoir HGA.

But du travail

Cette étude portera sur la tendance des variations des paramètres pétrophysiques pour pouvoir indiquer les drains et les directions favorables à l'exploitation. Ainsi les puits secs ou à faible débit.

Pour cela nous avons réalisé un modèle pétrophysique en nous basant sur les données de carottes et les données de diagraphie (élan), Ce modèle a été fait à la Sonatrach / Division Production dans la zone hassi guettar du champ de HASSI MESSAOUD.

Méthodologie

Le traitement des données pour cette étude est comme suit :

- Acquisition des données (structurales, pétrophysiques, et diagraphiques) par le petrel.
- Analyse des cartes en isobathes, et en isopaques du secteur d'étude.
- Répartition des paramètres pétrophysiques (cartes isoporosité, isoperméabilité, et isosaturation) de chaque drain, ainsi que leurs évolutions horizontale chaque puits.
- Etude de la corrélation porosité/perméabilité pour chaque puits.
- Cibler les meilleurs drains de la zone du point de vue qualité de réservoir.
- Etude des histogrammes des paramètres pétrophysiques pour chaque puits.
- Etude de l'impact de La fracturation par carotte.

Problématique

En tant que tout –selon les étudiants nés de maître certificat, nous avons confronté différents problèmes d'entre eux complexes, notamment comme suit :

- L'absence des lames minces entrent en compte de l'étude pétrographie.
- L'absence d'images de la fracturation par imagerie voir un problème de marketing.
- L'absence d'images de la fracturation par carotte en raison de questions d'organisation
- Chevauchement les données diagraphies (élan) avec les données (carottes).

Chapitre I :
Généralités

Introduction :

La plate forme saharienne appartient au carton Nord africain ; elle est constituée d'un socle précambrien et de sédiments du Phanérozoïque transgressif. Le Paléozoïque est représenté par tous ses termes du Cambrien au Carbonifère. Le Mésozoïque comprend des sédiments continentaux, lagunaires qui délimitent les bassins sédimentaires dans lesquels la lithostratigraphie est plus ou moins complète. Les accumulations d'huile de champ de Hassi Guettar sont situées en aval par rapport au gisement de Hassi Messaoud dans une zone faillée en horst et grabens.

I.PRESENTATION DE HASSI MESSOUD**I.1. Situation géographique de hassi messaoud :**

Le champ de Hassi Messaoud est le plus important gisement d'hydrocarbure en Algérie. Il contribue pour plus de 50 % de la production algérienne. Il se situe à 650 km Sud - Sud-Est du capital Alger, à 350 km de la frontière Algéro-tunisienne, et à 80 Km à l'est d'Ouargla.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ces réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie et, s'étend sur près de 2200 Km² de superficie.

Avait été octroyée à la société SN REPAL et la compagnie CFP(A) Figure. I.1.

Ses coordonnées Lambert sont :

- X : 790.000 à 840.000 Est ;
- Y : 110.000 à 150.000 Nord.

Il est limité :

- Au NW par les gisements de Ouargla (Gellala, Ben Kahla et Houd Berkaoui)
- Au SW par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au SE par les gisements Rhoude El Baguel et Mesdar.

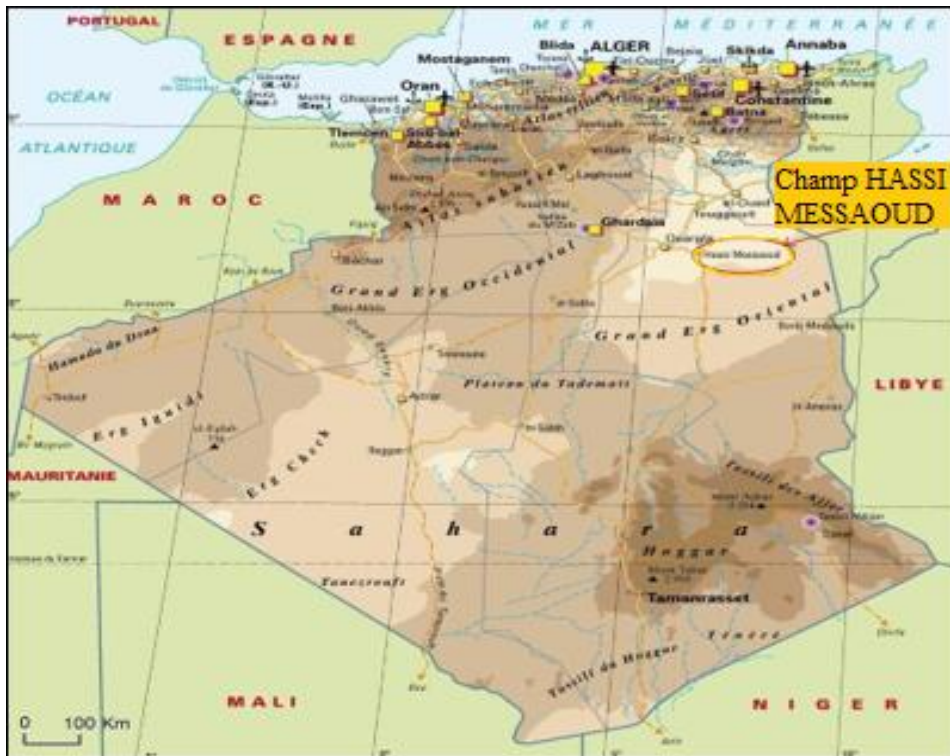


Figure. I.1. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC. 2007)

2. Situation géologique de Hassi Messaoud : La structure de Hassi Messaoud correspond au prolongement vers le Nord du môle d'Amguid-El Biod, elle occupe la partie centrale de la province triasique Figure. I.2

Géologiquement, il est limité :

- A l'West par la dépression d'Oude M' ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammaa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Ghadames.

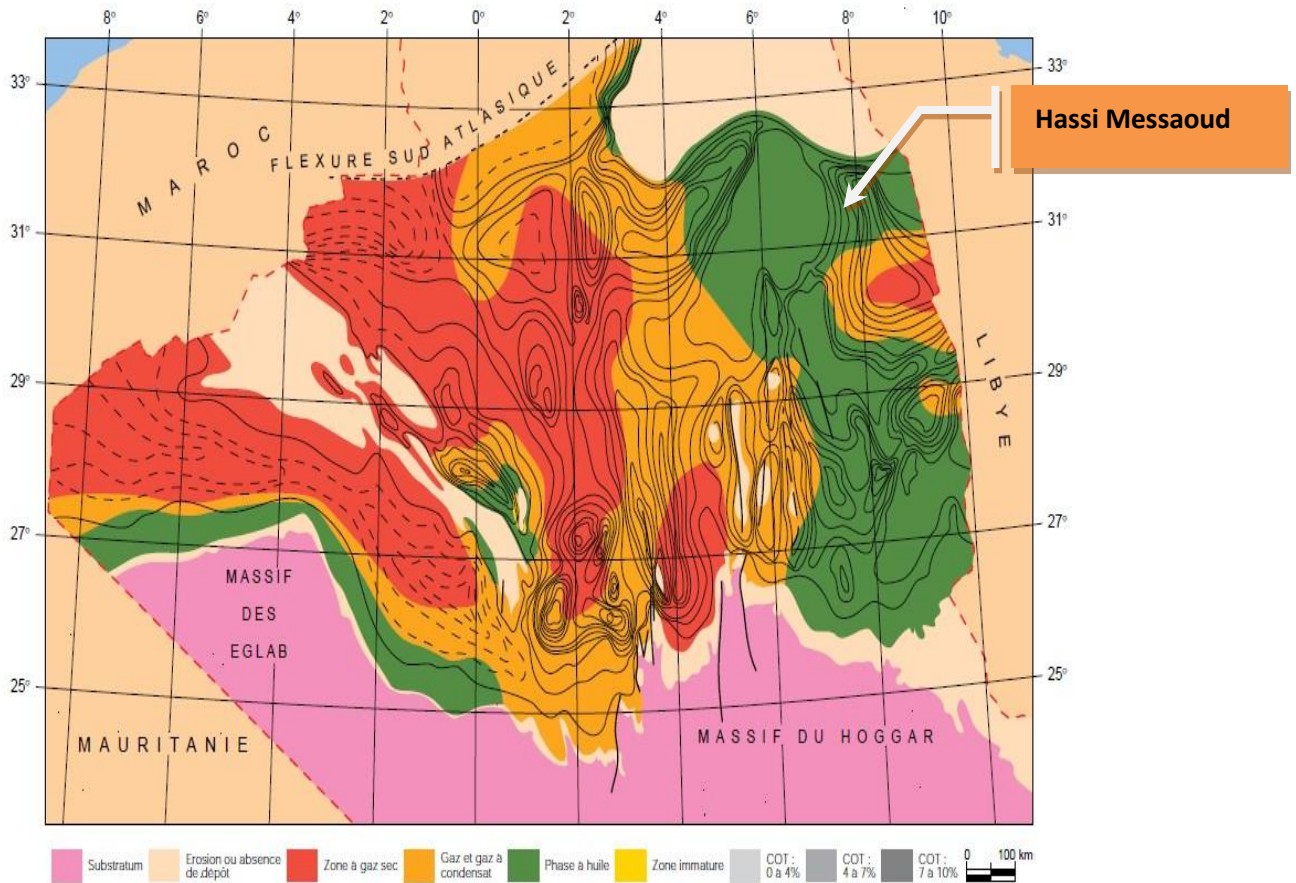


Figure. I.2. Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (In Sonatrach, 2005).

I.2. Historique de recherche d'exploration de hassi messaoud :

Le 16 janvier 1956 la SN.REPAL a amorcé le premier forage MD1 implanté à la suite d'une campagne de sismique réfraction, non loin du puits chamelier de Hassi-Messaoud. Le 15 juin de cette même année, ce forage a mis en évidence dans les grès du Cambrien à la profondeur 3338 m une importante accumulation d'huile. En mai 1957, le forage OM1 foré dans la concession Nord du champ de Hassi-Messaoud à 7 Km au NNW de MD1 par la compagnie française des pétroles (CFP (A)) confirmait la présence d'un grand gisement d'huile dans les grès Cambrien. Actuellement, le champ est divisé en 25 zones de production.

Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement.

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont des dépôts du paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne. De ce fait, les dépôts

mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète

II. PRESENTATION DES QUARTZITES DE HAMRA

II.1 Définition

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 chargés en éléments 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 Guettar 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. Dans notre région d'étude elle varie de 1m à 80m. 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.



Figure. I.3. Image UBI montrant les Réseau de fracture (QH à HMD)

III. PRESENTATION DE HASSI GUETTAR :

III.1. Situation géographique de hassi guettar :

La région de Hassi Guettar (HGA) est située à 20 Km au Sud-ouest de Hassi Messaoud «**Figure I.4**». Elle fait partie de la province triasique qui se trouve au Nord est de la plate forme saharienne. Elle se situe entre le méridien 5° et 6° Est et les parallèles 31° et 32°. D'après le découpage de Sonatrach, Division Exploration, elle fait partie du permis de Hassi Dzabat Bloc 427, entre le gisement de Hassi Messaoud et El Gassi.

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord.

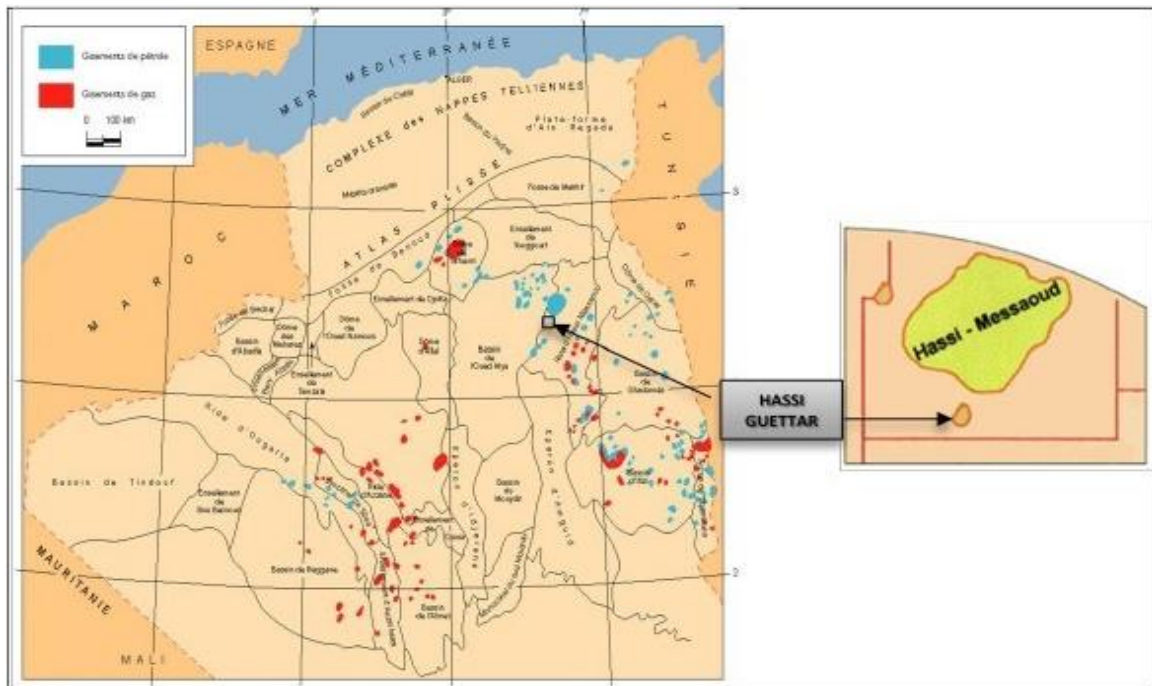


Figure. I.4. *Situation géographique du champ Hassi Guettar*

III.2. Situation géologique de hassi guettar :

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

Parmi ces structures la structure de HASSI GUETTAR est située au Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud.

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

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

La région de HassiGuettar est répartie sur trois zones hautes qui sont :

- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est ;
- Le dôme de Hassi Messaoud ;
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud.

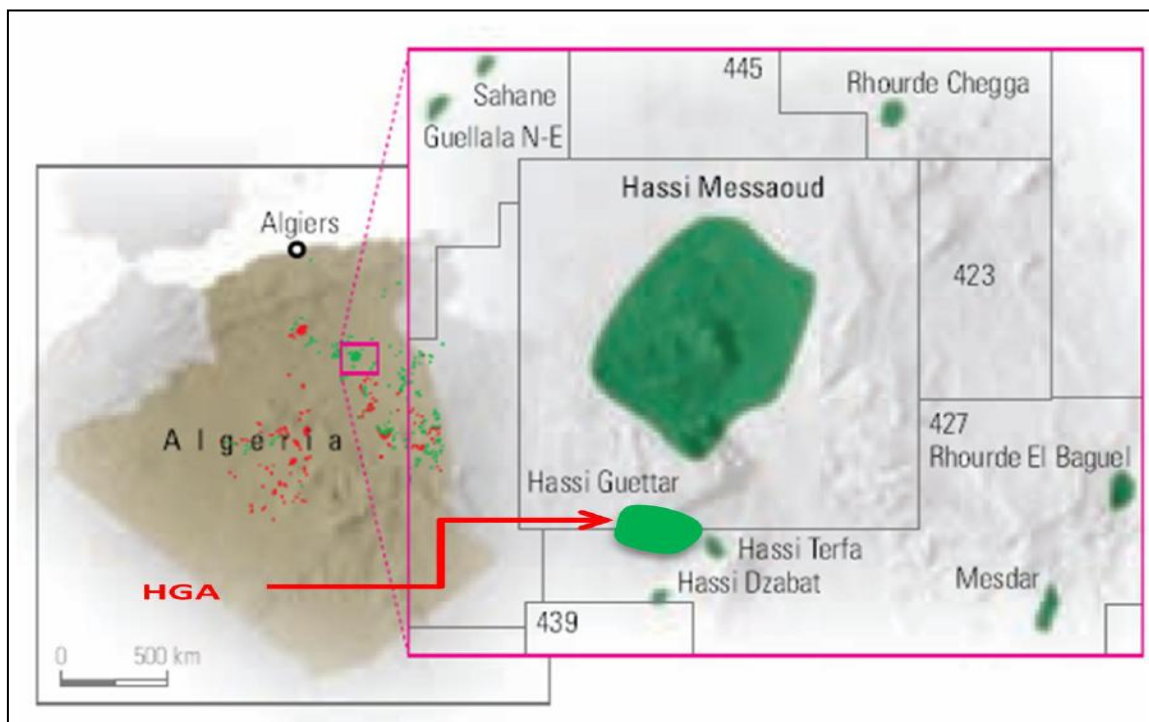


Figure. I.5. Situation géologique de Hassi Guettar (wec 1995)

III.3. Historique de recherche d'exploration de Hassi Guettar :

Une campagne sismique ayant mis en évidence un dôme anticlinal ; Depuis, plus de 1000 sondages ont été réalisés

. Des puits aquifères tel que QL-1, SG-1, BST-1 et ONJ-76 ont été forés au périphérique du champ de Hassi Messaoud. Ils ont permis la délimitation du plan d'huile /eau régional. Les interprétations sismiques réalisées par la société nationale Sonatrach/Division Exploration et par MC.CONRAD et ses associés ont montré l'existence des zones hautes en dehors de ce (plan). Ces interprétations n'ont pas permis l'évaluation de la hauteur de ces zones par rapport au plan huile/eau de Hassi Messaoud.

En Juin 1990, le premier puits (HGA-1) a été foré dans la région. il a produit de l'huile à partir des niveaux la zone des alternances ainsi des Grés d'El Atchane (du Cambro-ordovicien

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

* EN 1998..... (HGA-4).

* EN 2000..... (HGA-5)

* EN 2002..... (HGA-6 HGA-7 HGA-8 HGA-9).

* EN 2003..... (HGA-10 HGA-11 HGA-12 HGA-13).

*EN 2004..... (HGA-14 HGA-15)

. Avec les puits de HGA-16 aux HGA-46, sont actuellement en cours de forage

III.4. Cadre géologique de Hassi guettar :

III.4.1. Contexte structural régional :

Le môle de Hassi Messaoud a une histoire tectonique assez compliquée. Il se présente en un vaste anticlinal aplati, irrégulièrement ondulé, d'orientation générale Nord Est - Sud Ouest (BOUDJEMA. A, 1987). Il est constitué d'une succession de horsts et de grabens hachés par un réseau de failles très dense.

La formation de cet anticlinal est liée à plusieurs phases tectoniques (Calédonienne, Hercynienne, et Autrichienne). La fin du Paléozoïque (Hercynien) est matérialisée par un soulèvement général, conduisant à une érosion profonde des séries Paléozoïque, notamment le long de l'axe structural El Agreb - Hassi Messaoud, donnant aux séries ordoviciennes une disposition en forme d'auréole (Sonatrach, Division, Exploration, 1998). A partir du Trias, s'est formé le bassin sédimentaire mésozoïque.

III.4.2. Contexte structural local :

La structure de Hassi Guettar se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles de direction sub-méridienne, Sud Ouest - Nord Est et Nord Ouest Sud Est « **Figure I.6.** ». Ces failles sont d'anciennes failles du socle héritées des événements antéhercyniens ayant joué ultérieurement. Les études structurales antérieures ont montré que la structure de cette région s'est faite principalement durant la phase de compression Hercynienne de direction Nord 120°.

La phase Autrichienne a achevé l'essentiel de la structuration du champ et de ses structures satellites (QL. HGA, HMJ et SG) par un jeu de failles inverses d'orientation

grossièrement Nord-Sud et décrochant sur les failles Sud Ouest-Nord Est favorisent les (structures en fleurs).

La différence des épaisseurs des séries Paléozoïque entre SG-1, HGA-1, HGA-2, et HGA-3 montre que la structure de Hassi Guettar a été reprise en phase distensive au début de l'Ordovicien ce qui expliquerait les différents épaissements d'argiles d'El Gassi (56 à 135 m) et la mise en place des roches éruptives de type dolérite d'âge Trias supérieur, notamment à HGA-3 (B. ICADĪ, 1999).







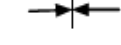
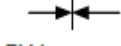
ERE	EPOQUES D'INTERVENTION MAXIMALE		NOMS DES PHASES	NATURE ET DIRECTION DES PHASES	EFFET SUR LES JEUX DES FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE TARDIF N.0.60	 N.060	jeu une compression des accidents N.060
	PALEOGENE	EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N .160	 N .160	jeu en compression des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

Figure I.6: schéma structural interprétatif (A. BOUDJEMAA & BEICIP 1987).

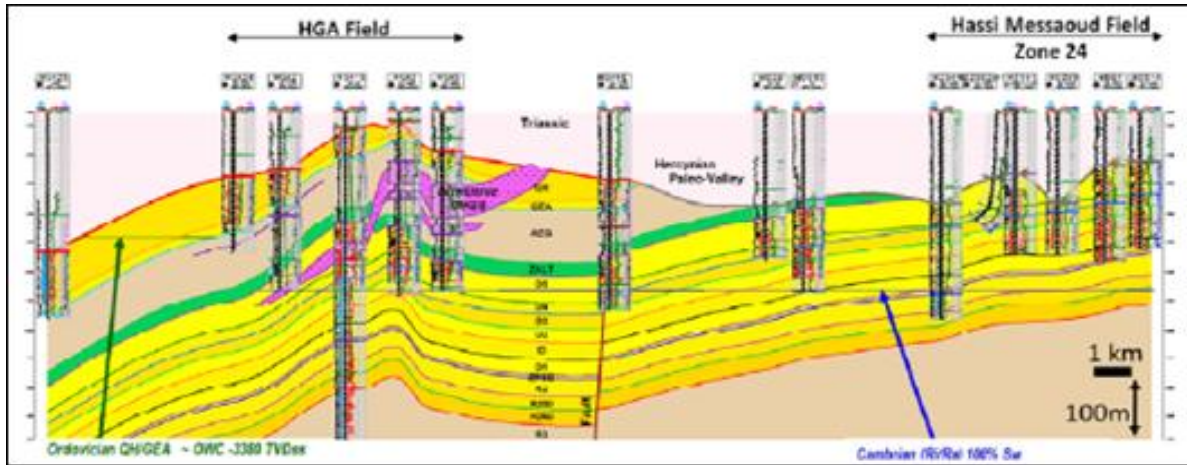


Figure I.7: Coupe montre la structure de HGA

III.5. Stratigraphie de champ hassi guettar :

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

Du point de vue stratigraphique, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables (**Figure I.8**). La coupe litho stratigraphique type de la région se présente ainsi :

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	NEOG	MIO PLOCENE		239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sabliennes	
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie
			ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marne, 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, marne, dolomie, calcaire et argile	
		ALBIEN		362	Grès à intercalations d'argiles silteuses. 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
	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 translucides 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 Silteuses injectée de sel et anhydrite	
	GRESEUX		0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux		
	ERUPTIF		0 à 92	Andésite		
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites d'El Hamra		75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite	
		Grès d'El Atchane		25	Grès fins feldspathiques et glauconieux	
		Argiles d'El Gassi		50	Argile verte ou noire à graptolites	
		Zone des Alternances		18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites	
	CAMBRIEN	R Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites	
		R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques à entrecroisées	
		R 2		100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques	
		R 3		370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux	
Infra Cambrien		45	Grès argileux rouges			
SOCLE			Granite porphyroïde rose			

Figure I.8. Colonne litho stratigraphique du champ Hassi Guettar (SONATRACH/DP)

III.5.1. Le socle :

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

III.5.2. L'infracambrien :

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

III.5.3. Le paléozoïque :

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

III.5.3.1. Le Cambrien :

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

De bas en haut, le Cambrien comprend :

a) - Les unités R_3 et R_2 :

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

- **La zone R_3** : est constituée principalement par des grès grossiers, conglomératiques à la base avec un ciment argilo-dolomitique.

- **La zone R_2** : de granulométrie plus fine, a un ciment plus argileux (kaolinite).

b) - L'unité R_a :

Elle est représentée par des grès anisométriques, parfois micro- conglomératiques, siliceux à silico-quartzitiques, de couleur gris blanc à blanc ; avec des intercalations de joints d'argile grise, indurée, silteuse, micacée et feuilletée, soulignés par des traces d'illite et la présence de Tigillites. Une intercalation de corps éruptif est observée dans le puits HGA-18.

c) - L'unité R_i :

Elle est formée de grès isométriques fins à moyens, siliceux à silico- quartzitiques, localement durs, intercalés de passées d'argile noire, indurée, silteuse et micacée avec une abondance de Tigillites ainsi que des traces de pyrite et de lignite. En plus de ces faciès, cette couche réservoir renferme aussi des intercalations de roches ignées observées dans quelques sondages.

d) - La zone des alternances :

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

III.5.3.2. L'Ordovicien :

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

a) - Les argiles d'El Gassi :

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

b) - Les grès d'El Atchane :

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

c) - Les quartzites de Hamra :

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

d) – Les éruptifs :

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

Dans la plus part des sondages ont traversé deux intervalles éruptifs dans le même encaissant, dans d'autres puits 3 intervalles sont rencontrés dans le même faciès et parfois un seul (1) intervalle rencontré surtout dans les grés des réservoirs Ri et Ra. Ces corps éruptifs sont des roches sombres, d'une texture très fine, et parfois fracturée.

III.6.Aspect pétrolier du champ hassi guettar :

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

drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles. (LEBLAB.S - 1998)
(DAOUD. A - 1996)

III.6.1. Les roches réservoirs :

III.6.1.a. Le Cambrien :

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

a.1. L'unité Ra:

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

a.2. L'unité Ri:

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

a.3. La zone des alternances :

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

III.6.1.b. L'Ordovicien :

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

III.6.2. Les roches des couvertures :

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

III.6.3.Les roches mères :

Comme dans toute la plate forme saharienne et en particulier dans le champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Guettar. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne. Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued Mya, Mouydir et Berkine. (DAOUD. A - 1996).

III.6.4.Types de pièges :

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

III.6.5.Migration des hydrocarbures :

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar (HGA) en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud (HMD) et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued Mya, Moydir et Berkine. (DAOUD. A – 1996).

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

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

Conclusion

- *Le champ de Hassi Messaoud est le plus important gisement d'hydrocarbure en Algérie. Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ces réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie et, s'étend sur près de 2200 Km² de superficie.
- *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.
- *La région de Hassi Guettar (HGA), est située à 20 Km au Sud-ouest de Hassi Messaoud Elle fait partie de la province triasique qui se trouve au Nord est de la plate forme saharienne qui a été découvert en juin 1990 forée de permis puits actuellement, l'exploitation a atteint 46 puits.
- *La structure de Hassi Guettar correspond à une structure satellite est située sur la dorsale Amguid El Biod / hassi messaoud . La stratigraphie et les caractéristiques de la région Hassi Guettar est la même que Hassi Messaoud .

Chapitre II:
Etude Pétrophysique

I-) Introduction :

Cette partie de mon travail constitue un élément très important dans mon étude, à partir duquel beaucoup de cartes utilisées précédemment ont été tirées. Comme disait le proverbe: "le besoin fait naître la créativité", j'ai fait cette modélisation pour répondre à une problématique, qui se posait face aux géologues de surveillance, et qui est celle des prévisions géologiques. Ils se posaient la question sur la possibilité de faire des cartes en Ecorché récentes (avec des données tectoniques récentes) qui vont leurs êtres très utiles pour leurs prévisions. Possédant un outil comme le Petrel, je voulais faire de cette possibilité une réalité ajoutant à cela l'aspect tridimensionnel de visionnement.

II-) Présentation du logiciel PETREL :

Depuis quelques années les stations de travail intégrées ont fait leur apparition dans l'industrie pétrolière, grâce au développement réel de la microélectronique et de l'informatique. En effet ces machines permettent entre autre de réaliser un certain nombre de tâches dans les différents domaines de l'exploration pétrolière et en particulier l'interprétation des données d'une étude sismique 3D ou 2D. Des nombreuses tâches du géologue et du géophysicien ont été ainsi simplifiées et rendues automatiques. A cet effet la 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. -

II-1) Description du logiciel :

Le développement sur le logiciel Petrel a commencé en 1996. Afin d'essayer de combattre les problèmes des géophysiciens spécialisés. Le résultat était un outil intégré de déroulement des opérations qui permet à des compagnies de penser en toute créativité au sujet de leur réservoir, et permettant aux géologues et géophysiciens spécialisés de travaillé ensemble avec les outils disponibles. Le logiciel Petrel est maintenant une application complète de simulation. L'interface utilisateurs 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 utilisateurs et assure l'utilisation efficace de l'application.

II-2) Avantages principaux :

- Tous les outils sont intégrés dans une application, éliminant des problèmes d'importation et d'exportation et encourageant la collaboration.
- Les possibilités de fortes visualisations 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 de Windows et les rendant rapides et faciles de rapporter.
- Le logiciel Petrel à une interface utilisateur familière de Windows, la fonctionnalité défaut/refait, et stockage des modèles...Etc., ça le rend facile à utiliser et à apprendre.

APPLICATION SUR LE SECTEUR D'ETUDE

III-1) Aspect pétrophysique :

La connaissance des caractéristiques 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 pétrophysiques (Porosité, perméabilité saturation...), en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés, ceci est primordial pour l'évaluation 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.

1) La porosité :

1-1) Définition :

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides (V_v) sur le volume total de l'échantillon de roche (V_t), elle est évaluée en pourcentage. 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

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 solide à l'aide d'un porosimètre à immersion dans le mercure de type CORELAB. Le volume de la phase solide (V_s) est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède dans le xylène après saturation des échantillons par ce liquide. Le volume total est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède sur l'échantillon en calculant le poids spécifique de la phase solide

- $\Phi = V_v / V_t$ 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 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.

$$F = \frac{a}{\Phi^m} = \frac{R_o}{R_w}$$

- a : Coefficient empirique (0.81 pour les sables ; 1 pour les roches compactes).
- m : Coefficient de sédimentation =2.
- F : Facteur de la formation.
- R_o : Résistivité de la formation saturée en hydrocarbures (Ohm).
- Φ : Porosité utile en %.
- R_w : Résistivité de la formation saturée en eau (Ohm)

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 :

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

Avec :

M_a : moyenne arithmétique.

X_i : valeur mesurée.

n : nombre des valeurs mesurées

2) La perméabilité

2 -1) Définition :

La perméabilité correspond à l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide contenu dans ses pores. Son unité de mesure est : md (milli darcy), pour un réservoir tel que Hassi Messaoud elle atteint rarement le Darcy.

La loi de Darcy est applicable aux écoulements laminaires et permet de mesurer la perméabilité k d'un milieu d'épaisseur L , laissant passer 1 centimètre cube par seconde (Q) d'un fluide de viscosité 1 centipoise (μ) sous l'effet d'un gradient de pression Dp de 1 atmosphère à travers une surface (S) de 1 cm²

$$K = (\mu \cdot \Phi \cdot L) / (S \cdot Dp).$$

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

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

K est mesuré en darcy ou en milli darcy.

- K : coefficient de perméabilité.
- μ : est la viscosité de fluide.
- Q : est le débit du fluide monophasique (mm² /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 2 h $\rho_m \rho_{2,30}$ avec

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

- C : constante généralement =2
- ΔR : changement de la résistivité de R_0 à R_x en ohm
- ΔD : changement de la profondeur (en pieds) correspond à ΔR
- R_0 : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm

- ρ_w : densité de l'eau de la formation en gr/cm^3
- ρ_H : densité de l'huile en gr/cm^3 .

Actuellement ; il existe des outils qui contribuent à mesurer les perméabilités au fond du puits tels que CMR et EMRIL.

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

$$Kh = \frac{526.7 \times Q \times \mu_o \times B_o}{m} \text{ Avec :}$$

- Q : Débit en m^3/s ou en $1/\text{s}$
- μ_o : Viscosité d'huile = 0.2cp
- B_o : Facteur volumétrique de fond (F V F) d'huile = $1.7 \text{ m}^3 / \text{m}^3$
- 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 calculée 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 manipulations causent beaucoup des déformations dans l'échantillon

2-3)-Calcul de la moyenne :

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

$$\log \bar{x} = \frac{\log_{x_1} + \log_{x_2} + \dots + \log_{x_n}}{n}$$

\bar{x} : Moyenne géométrique.

3)- La saturation

3. 1). Définition On appelle saturation en fluide la quantité 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.

3. 2). Méthodes de mesure au laboratoire

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

3-3)-Calcul de la moyenne :

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

$$S_{nw} = \frac{f^n \cdot R_w}{R_t}$$

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

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

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

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

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

$2 < n < 4$; si la roche est mouillée par l'huile

III-2) ASPECT RESERVOIR :

Cette partie de mon travail constitue un élément très important dans mon étude, à partir duquel beaucoup ces paramètres nécessaires à notre étude comme les cartes isovaleur, les logs composites, les histogrammes pour obtenue et mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques, en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés sont calculées par un logiciel d'interprétation diagraphique PETRAL 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 sept unités de réservoirs Quartzite de Hamra de l'Ordovicien qui constituent le principal objectif pétrolier.

I-) LES CARTES ISOVALEUR

1-) LA CARTE ISOPOROSITE :

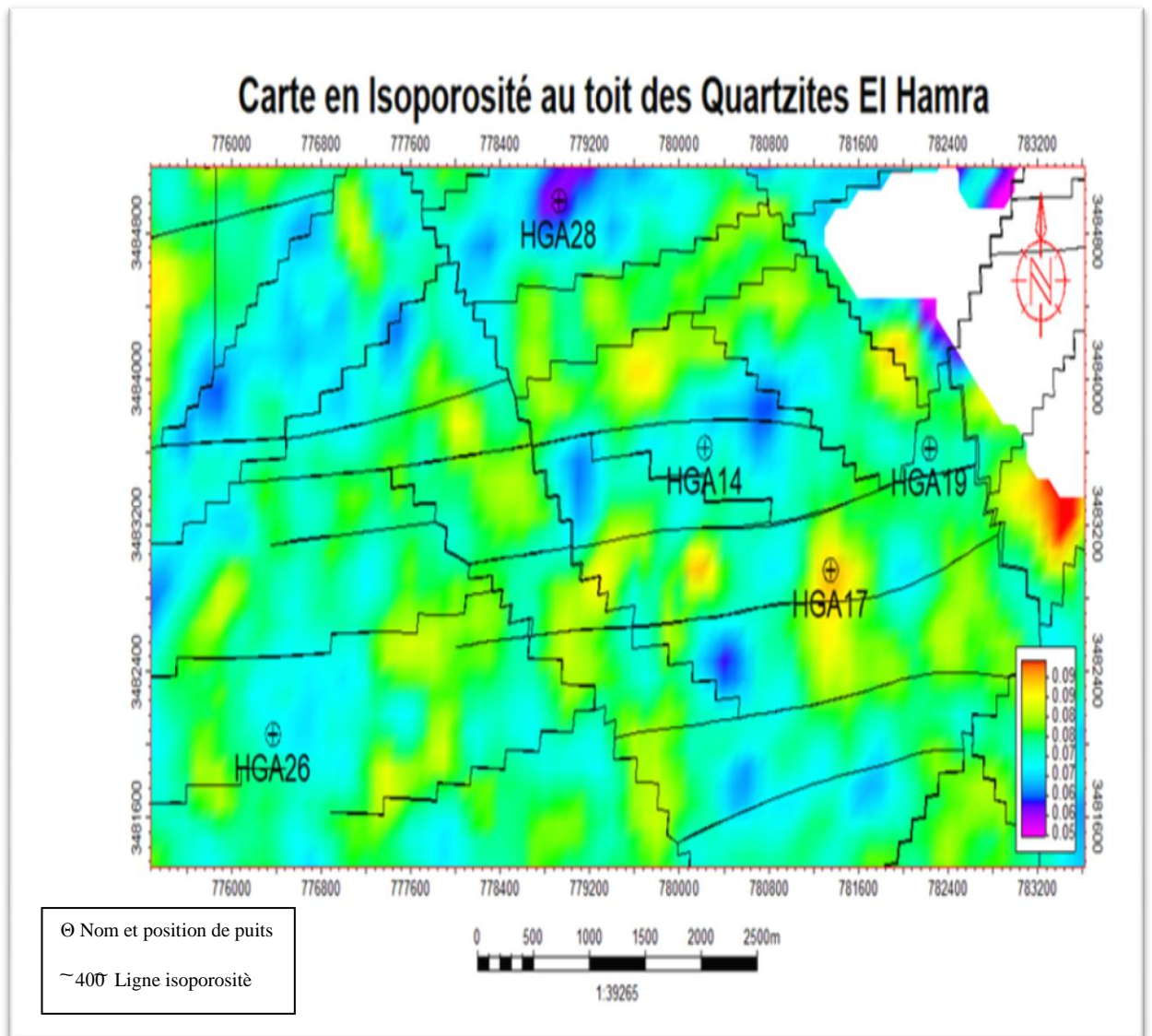


Figure. II.1: Carte isoporosité au toit des Quartzites El Hamra

Interprétation de la carte isoporosité :

La carte isoporosité a été établie d’après les données de la diagraphie de 05 puits dans le champ de HGA au niveau du réservoir QH.

Nous observons que le porosité de réservoir faible a partir de secteur étude jusqu’à une valeur 07.5%

Avec nous appartient des spots exceptionnels correspond au niveau de puits HGA17 D’Est de réservoir jusqu’à une valeur de 09% au niveau de puits HGA 28 de Nord jusqu’à une valeur de 06% en constat que le puits HGA 26 et HGA 19 et HGA 14 sont enregistrer faible porosité avec une valeur de 07 %.

Nous pouvons conclure que la plus part de particularité de la distribution de porosité est mauvaise et des faibles valeurs par des secteurs d études.

2-) LA CARTE ISOPERMEABILITE :

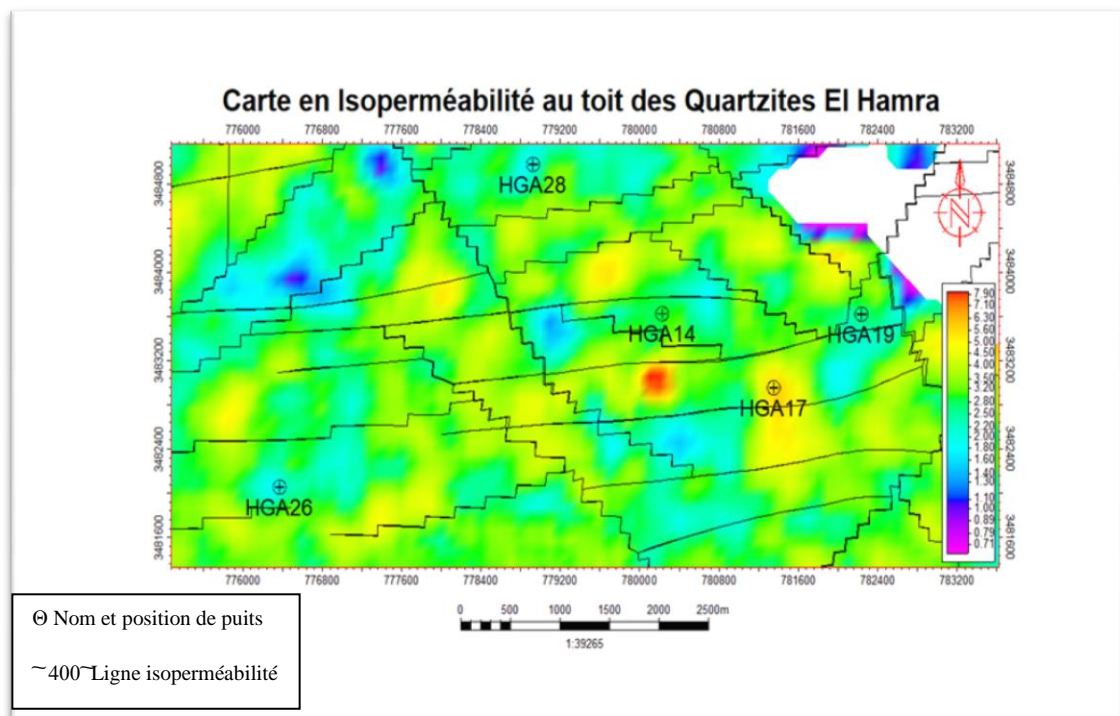


Figure. II.2: Carte isoperméabilité au toit des Quartzites El Hamra

Interprétation de la carte isoperméabilité :

La carte isoperméabilité à été établie d’après les données de perméabilité calculée sur 05 puits situe dans le secteur d’étude de réservoir QH

Nous observons que la perméabilité généralement une homogénéité des valeurs que mesuré 3.20 ou 3.50mD

HGA 28 et HGA 26 qui représente une valeur minimale de 1.80 md vers le Nord

HGA 17 qui représente une valeur maximal de 06 md

3-) LA CARTE ISOSATURATION :

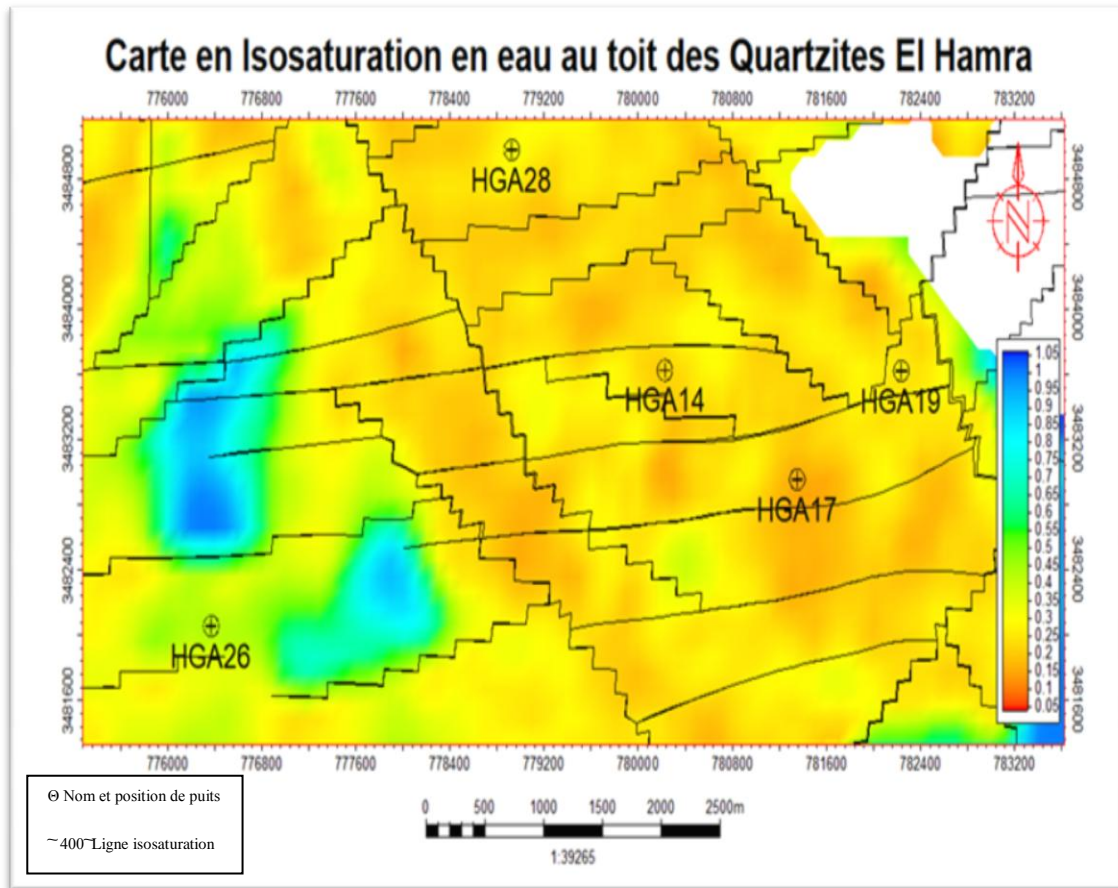


Figure. II.3: Carte isosaturation en eau au toit des Quartzites El Hamra

Interprétation de la carte isosaturation :

La carte isosaturation en eau à été établie d’après les données de saturation en eau calculée sur 05 puits situe dans le secteur d’étude de réservoir QH

Nous observons que la saturation en eau généralement une homogénéité vers

Le NE des valeurs que mesuré 15 % avec une hétérogénéité vers le SO des valeurs que mesuré que 80% jusqu’ a 10 %

HGA 14 et HGA 17 et HGA 19 et HGA 28 qui représente une valeur minimale de 15 % vers le NE

HGA 26 qui représente une valeur maximale de 45 %

II-) EVOLUTION VERTICAL DE PARAMETERS PETROPHISIQUE

1-a) –EVOLUTION VERTICAL DE POROSITE DE PUIITS 14 :

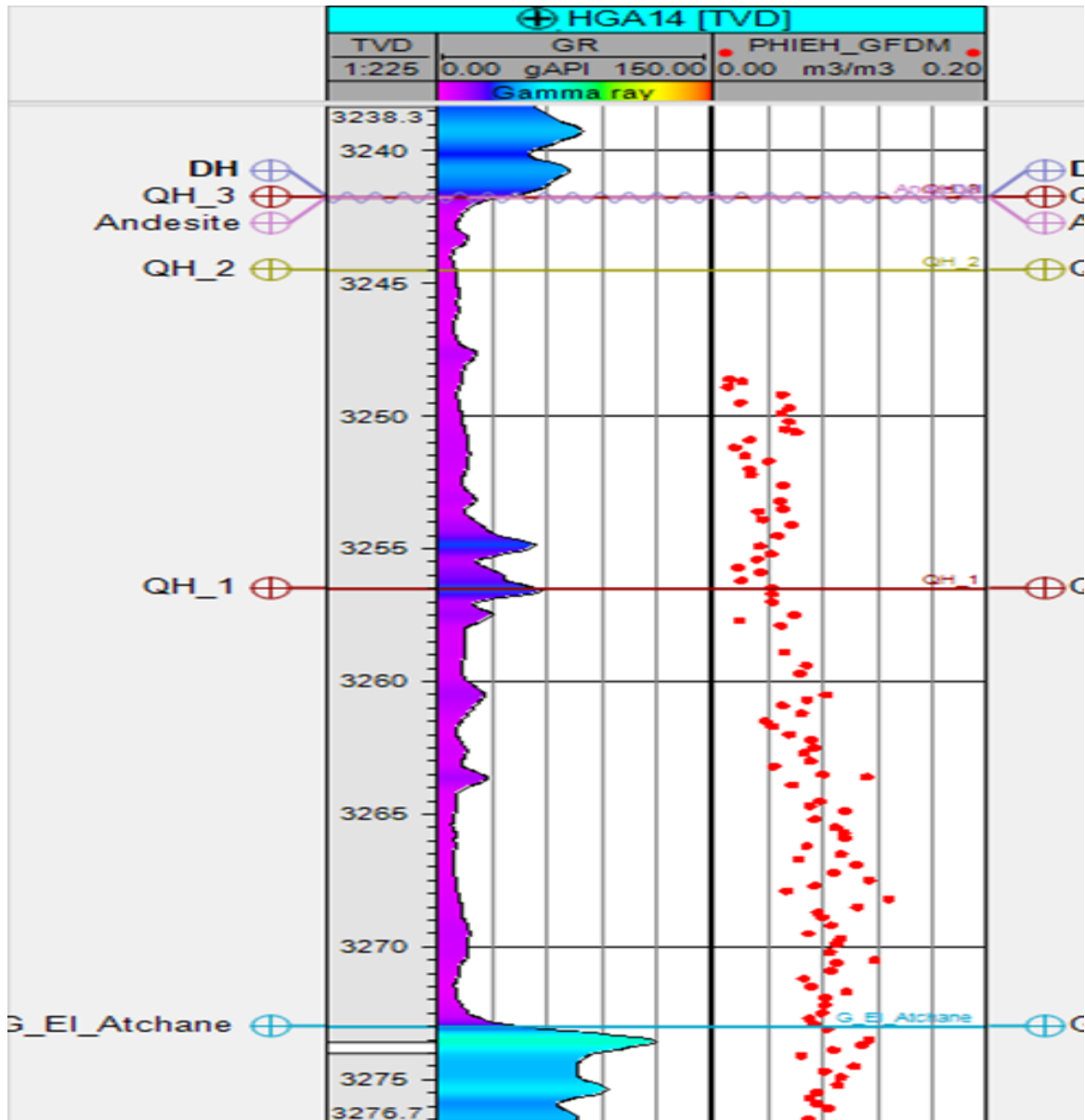


Figure. II.4: profil de l'évolution verticale de porosité de puits HGA14

Interprétation de profil de l'évolution verticale de porosité :

Le profil de l'évolution verticale de la porosité de réservoir QH nous permet de distinguer trois intervalles :

- l'intervalle supérieur (3242–3248m) : (aucun des valeurs de porosité) on présence des sabot du casing fossilisé.
- l'intervalle central (3248–3262m) : représente une distribution de porosité plus au moins homogène avec des moyennes valeurs de porosité entre (0.04 – 0.06).

- l'intervalle inferieur (3262 – 3273m) : représente des valeurs de porosités bonne par rapport les autre intervalles avec des moyennes valeurs de porosité entre (0.06.-0.09)

1-b) - EVOLUTION VERTICAL DE PERMEABILITE DE PUIITS 14 :

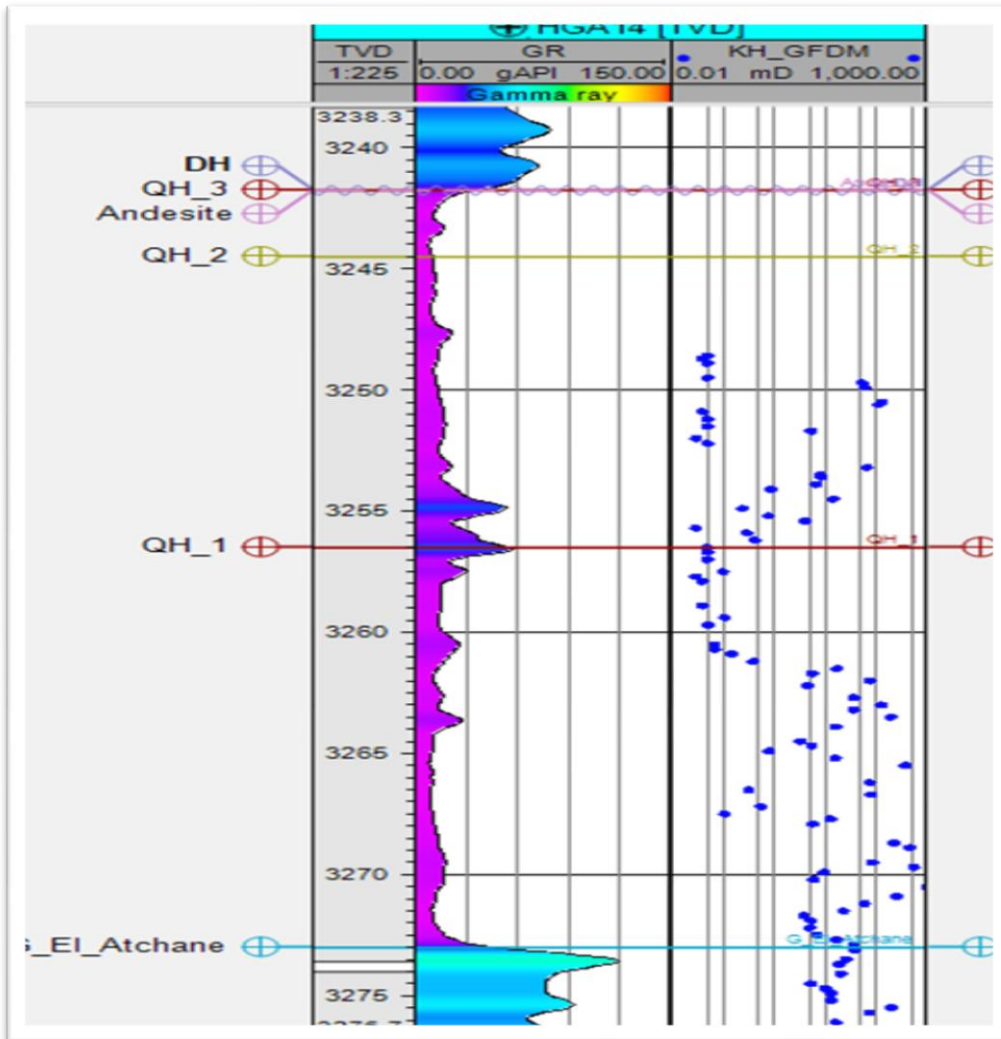


Figure. II.5:profil de l'évolution vertical de perméabilité de puitsHGA14

Interprétation de profil de l'évolution de perméabilité :

Le profil de l'évolution vertical de la Perméabilité de réservoir QH nous permet de distinguer quatre intervalles :

- *Intervalle première :(3248 3256) : représenté hétérogénéité ou différent valeurs des perméabilité entre 1 à 100 md
- *Intervalle deuxième (3256 3261) : représenté homogénéité moyennement avec une valeur mesuré 0.1 md
- *Intervalle troisième (3261 3273) : représenté hétérogénéité clair où différent valeurs des perméabilités entre 1 à 1000 md

1-c) - EVOLUTION VERTICAL DE SATURATION EN EAU DE PUIITS 14:

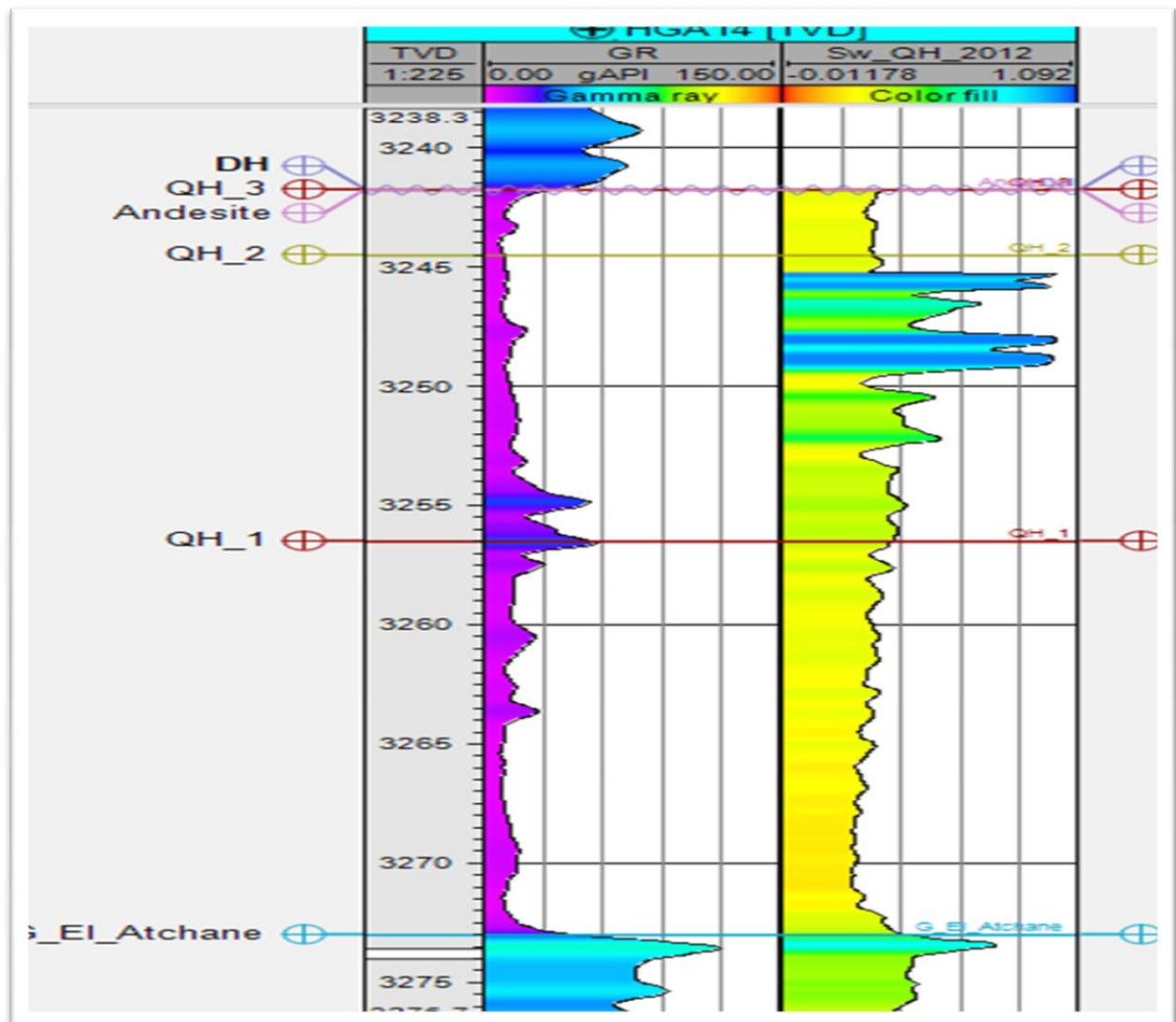


Figure. II.6: profil de l'évolution verticale de saturation en eau du puits HGA14

Interprétation de profil de l'évolution verticale de saturation en eau :

Le profil de l'évolution verticale de Saturation en eau de réservoir QH nous permet de distinguer trois intervalles :

- *Intervalle première (3242 3246) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec une valeur moyenne de saturation en eau est 33%
- *Intervalle deuxième (3246 3249) : profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution hétérogénéité des valeurs entre 45% à 98%
- *Intervalle troisième (3249 3273) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution homogénéité avec des valeurs entre 25% et 55 %

2-a) -EVOLUTION VERTICAL DE POROSITE DE PUIITS 17 :

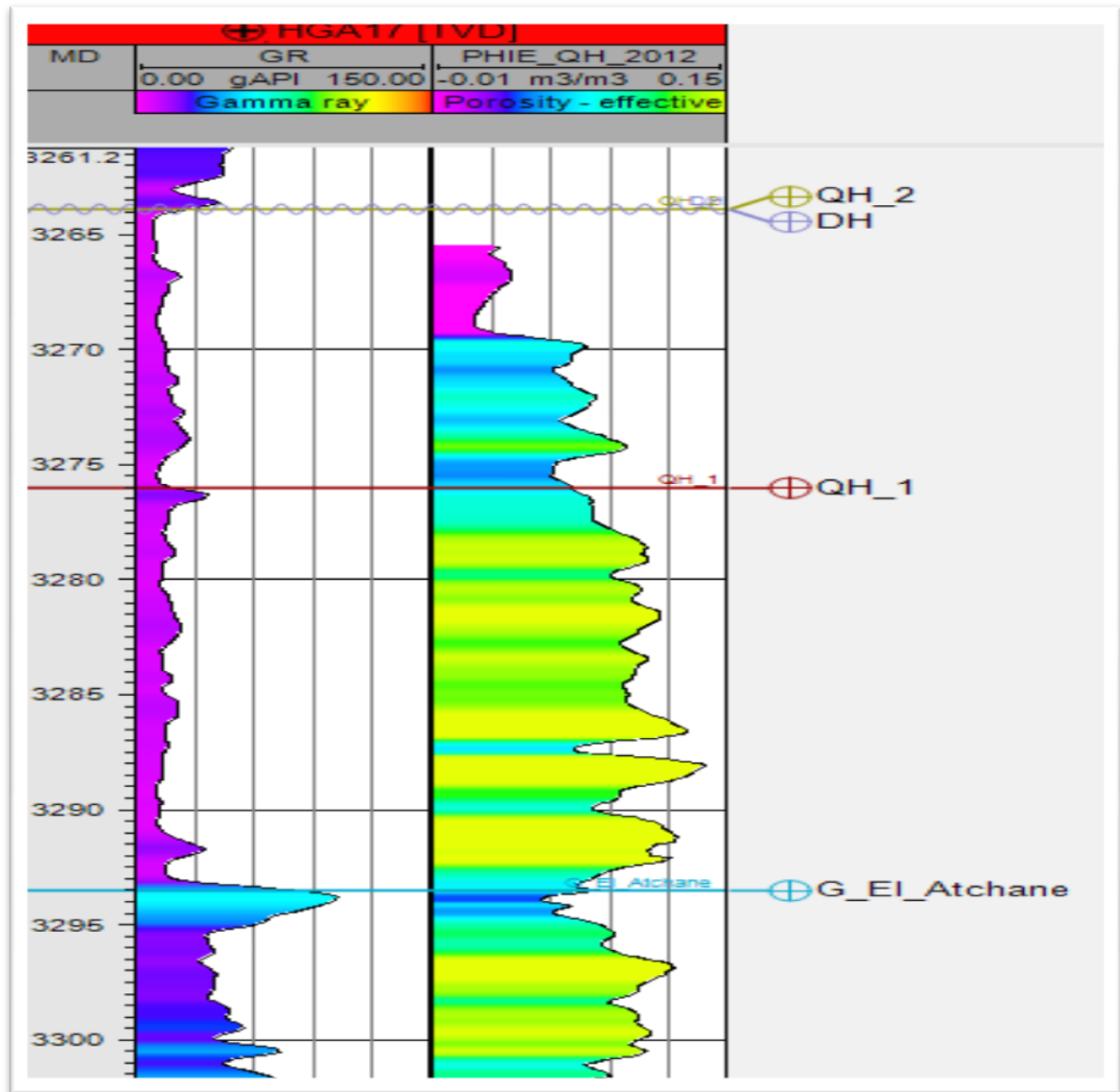


Figure. II.7: profil de l'évolution verticale de porosité de puits HGA 17

Interprétation de profil de l'évolution vertical de porosité :

Le profil de l'évolution vertical de porosité de réservoir QH nous permet de distinguer trois intervalles :

- *Intervalle première (3265_3269) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec une valeur moyenne de porosité est 03%
- *Intervalle deuxième (3269 _3277) : profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution homogénéité des valeurs mesures entre 06% à 09%
- *Intervalle troisième (3277 _ 3293) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution homogénéité avec des valeurs entre 07% à 13%

2-b) – EVOLUTION VERTICAL DE PERMEABILITE DE PUIITS 17 :

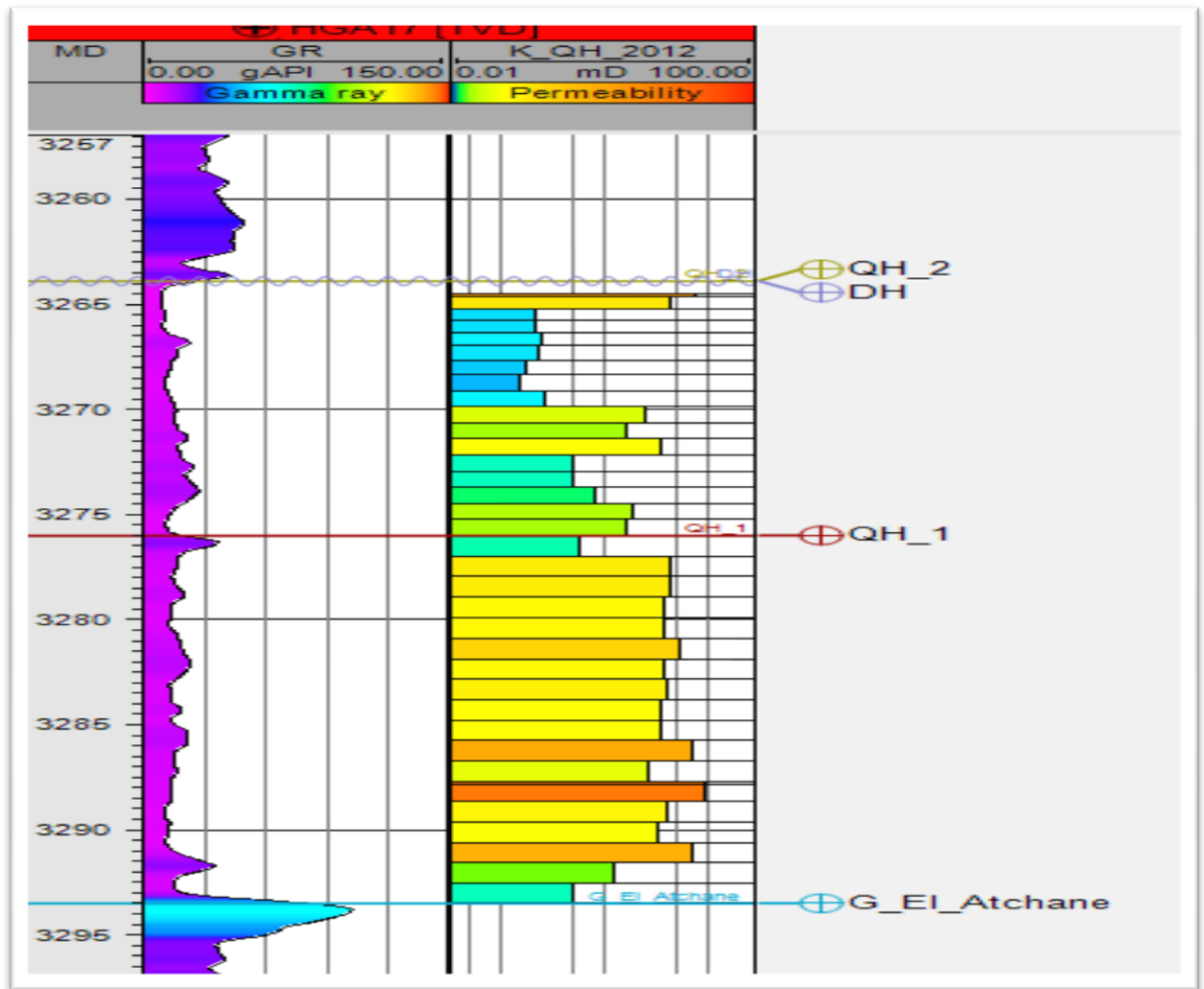


Figure. II.8:profil de l'évolution vertical de Perméabilité de puitsHGA17

Interprétation de profil de l'évolution vertical de Perméabilité :

Le profil de l'évolution vertical de perméabilité de réservoir QH nous permet de distinguer trois intervalles :

- *Intervalle première (3264.5 _ 3276) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution plus hétérogène avec des valeurs mesurés entre 0.5md et 10md
- *Intervalle deuxième (3276 _ 3285.5) : profile de l évolution de ce réservoir montre une plus homogénéité avec une valeur mesures 10 md
- *Intervalle troisième (3285.5 _ 3293.5) profile de l évolution de ce réservoir montre une hétérogénéité plus ou moins des valeurs 10 à 100md

**2-c) - EVOLUTION VERTICAL DE SATURATION EN EAU
DE PUIITS 17:**

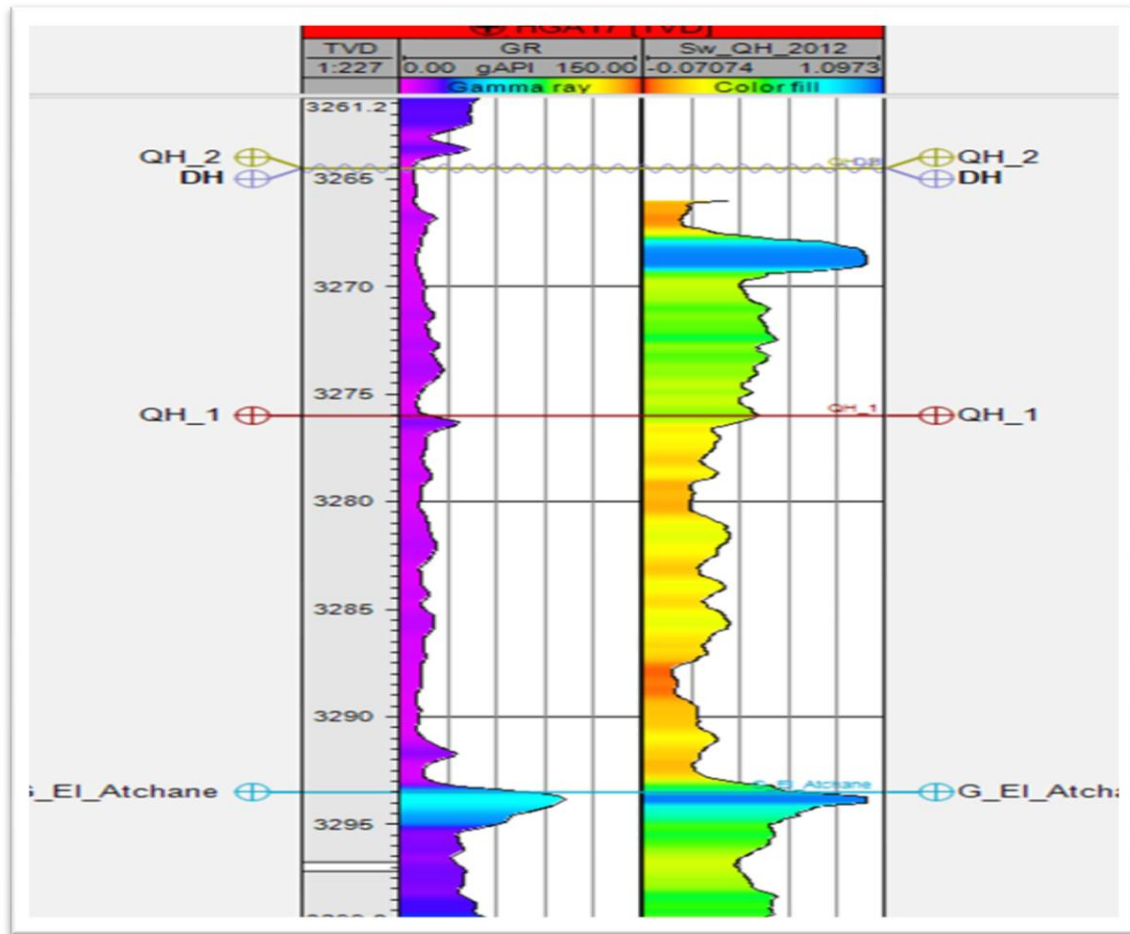


Figure. II.9:profil de l'évolution verticale de saturation en eau de puit sHGA17

Interprétation de profil de l'évolution verticale de saturation en eau :

Le profil de l'évolution verticale de saturation en eau de réservoir QH nous permet de distinguer quatre intervalles :

- *Intervalle première (3266.5 _ 3268) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution homogène avec une valeur moyenne de saturation en eau est 21%
- *Intervalle deuxième (3268 _ 3269.5) : profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution homogénéité avec une valeur moyenne mesuré 97%
- *Intervalle troisième (3269.5 _ 3276) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec une valeur mesuré 49 %
- *Intervalle quatrième (3276_3293.5) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins hétérogène avec des valeurs entre 10 % à 43%

3-a) - EVOLUTION VERTICAL DE POROSITE DE PUIITS 19 :

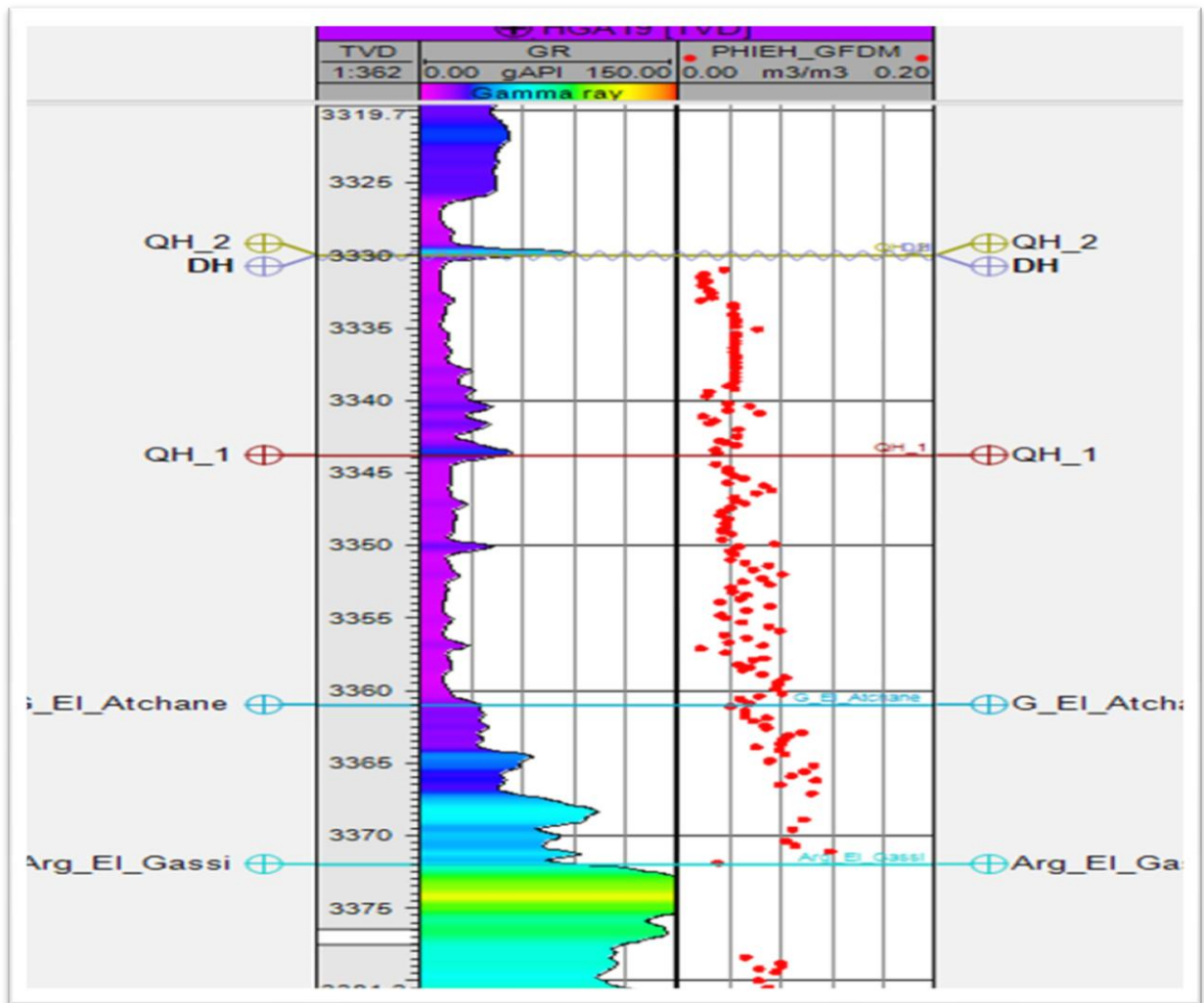


Figure. II.10: profil de l'évolution vertical de porosité de puits HGA19

Interprétation de profil de l'évolution vertical de porosité :

Le profil de l'évolution vertical de porosité de réservoir QH nous permet de distinguer deux intervalles :

*Intervalle première (3331 _ 3350) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution très homogène avec une valeur moyenne est 04%

*Intervalle deuxième (3350 _ 3361) : profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution homogénéité plus ou moins avec des valeurs mesurée entre 04 % et 08 %

3-b) - EVOLUTION VERTICAL DE PERMEABILITE DE PUIITS 19 :

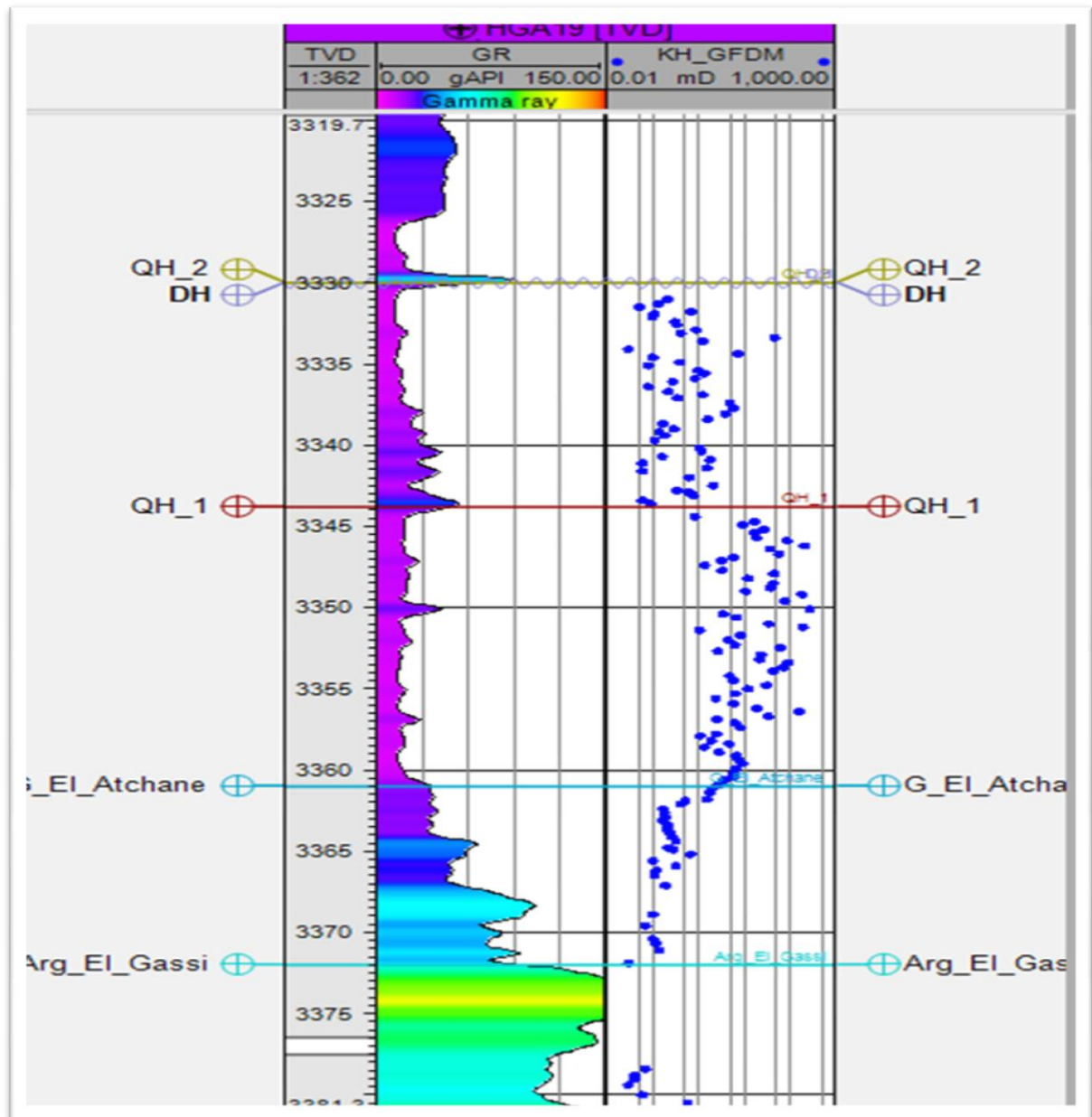


Figure. II.11: profil de l'évolution verticale de Perméabilité de puits HGA19

Interprétation de profil de l'évolution verticale de Perméabilité :

Le profil de l'évolution verticale de perméabilité de réservoir QH nous permet de distinguer deux intervalles :

*Intervalle première (3331 _ 3344) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution hétérogène avec des valeurs mesurés entre 0.1md et 10md

*Intervalle deuxième (3344 _ 3361) : profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution hétérogène avec des valeurs mesures entre 1 à 100 md

**3-c) - EVOLUTION VERTICAL DE SATURATION EN EAU
DE PUIITS 19:**

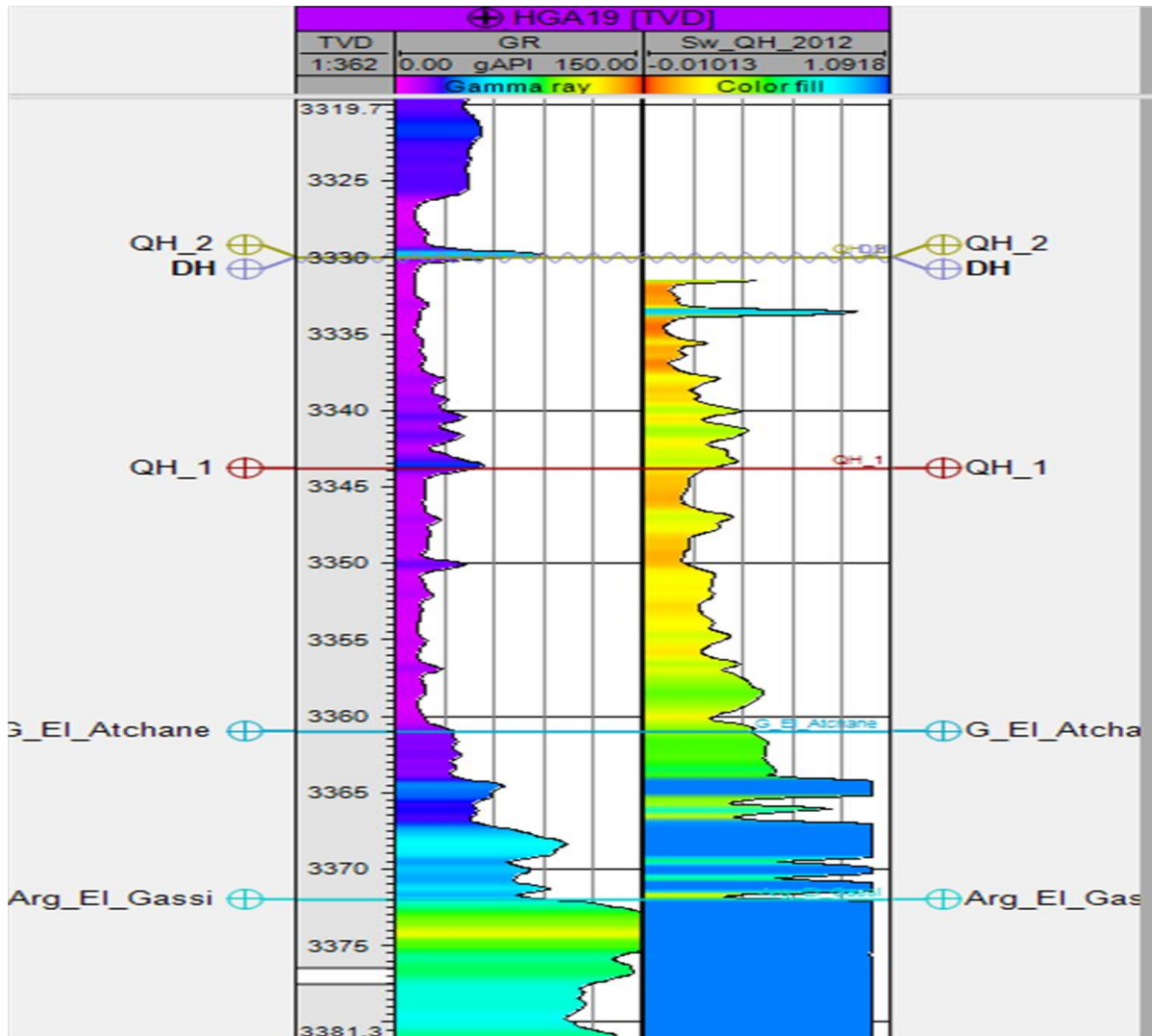


Figure. II.12: profil de l'évolution verticale de saturation en eau de puits HGA19

Interprétation de profil de l'évolution verticale de saturation en eau

Le profil de l'évolution verticale de saturation en eau de réservoir QH

Nous permet de distinguer quatre intervalles :

- *Intervalle première (3331.5 _ 3333) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution homogène avec une valeur moyenne de saturation en eau est 13%
- *Intervalle deuxième (3333 _ 3334): profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution plus homogénéité avec une valeur mesures 92 %
- *Intervalle troisième (3334 _ 3357) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins hétérogène avec des valeurs entre 13% et 44 %
- *Intervalle quatrième (3357_3361) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec une valeur 52 %

4-a) - EVOLUTION VERTICAL DE POROSITE DE PUIITS 26 :

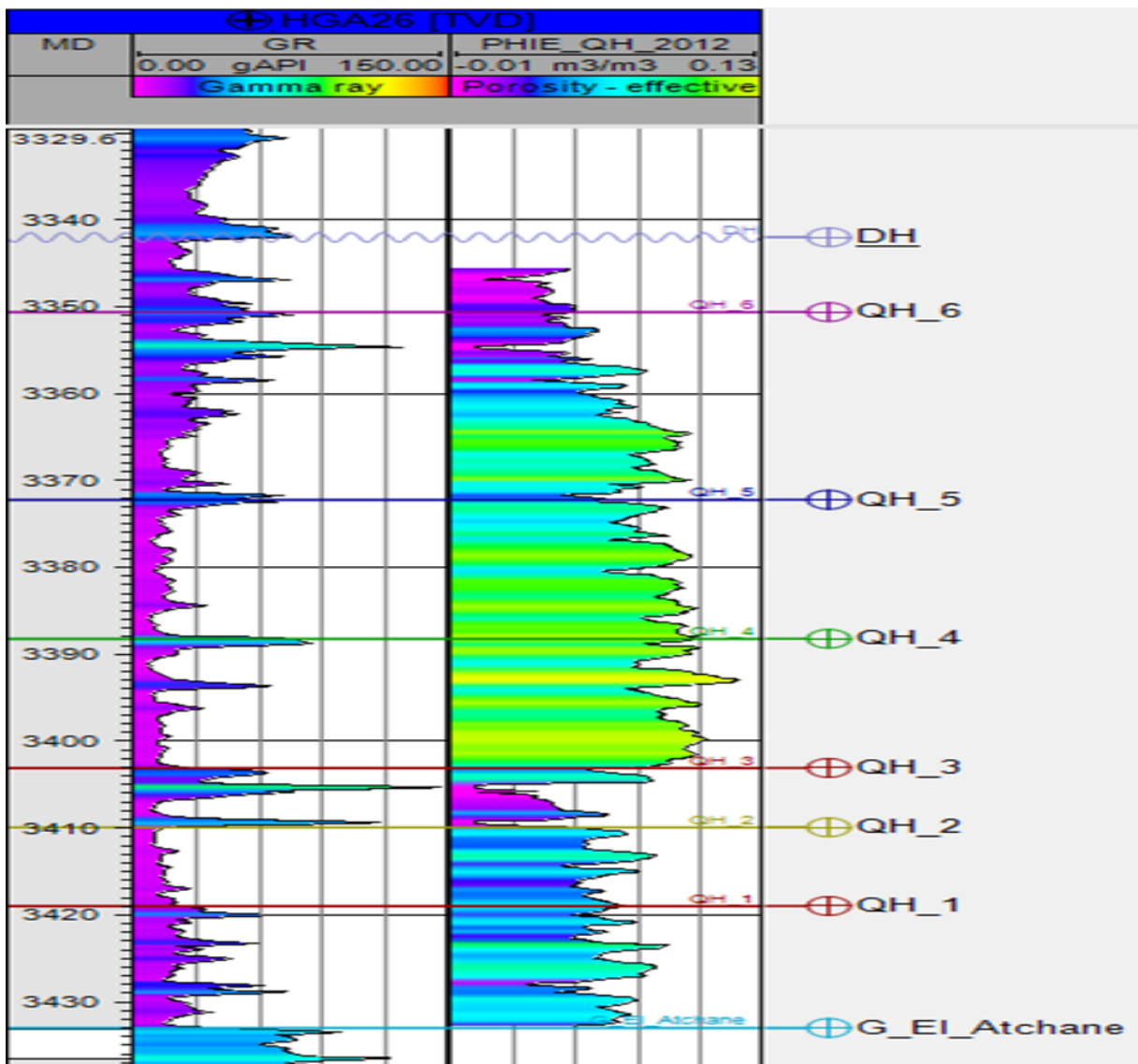


Figure. II.13: profil de l'évolution verticale de porosité de puits HGA26

Interprétation de profil de l'évolution verticale de porosité :

Le profil de l'évolution verticale de porosité de réservoir QH

Nous permet de distinguer trois intervalles :

- *Intervalle première (3343_ 3360) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec des valeurs de porosité entre 02.5% et 05%
- *Intervalle deuxième (3360 _ 3403) : profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec des valeurs entre 07.5 % et 10.5%
- *Intervalle troisième (3403 _ 3430) profile de l évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec des valeurs entre 06% et 08 %

4-b) - EVOLUTION VERTICAL DE PERMEABILITE DE PUIITS 26

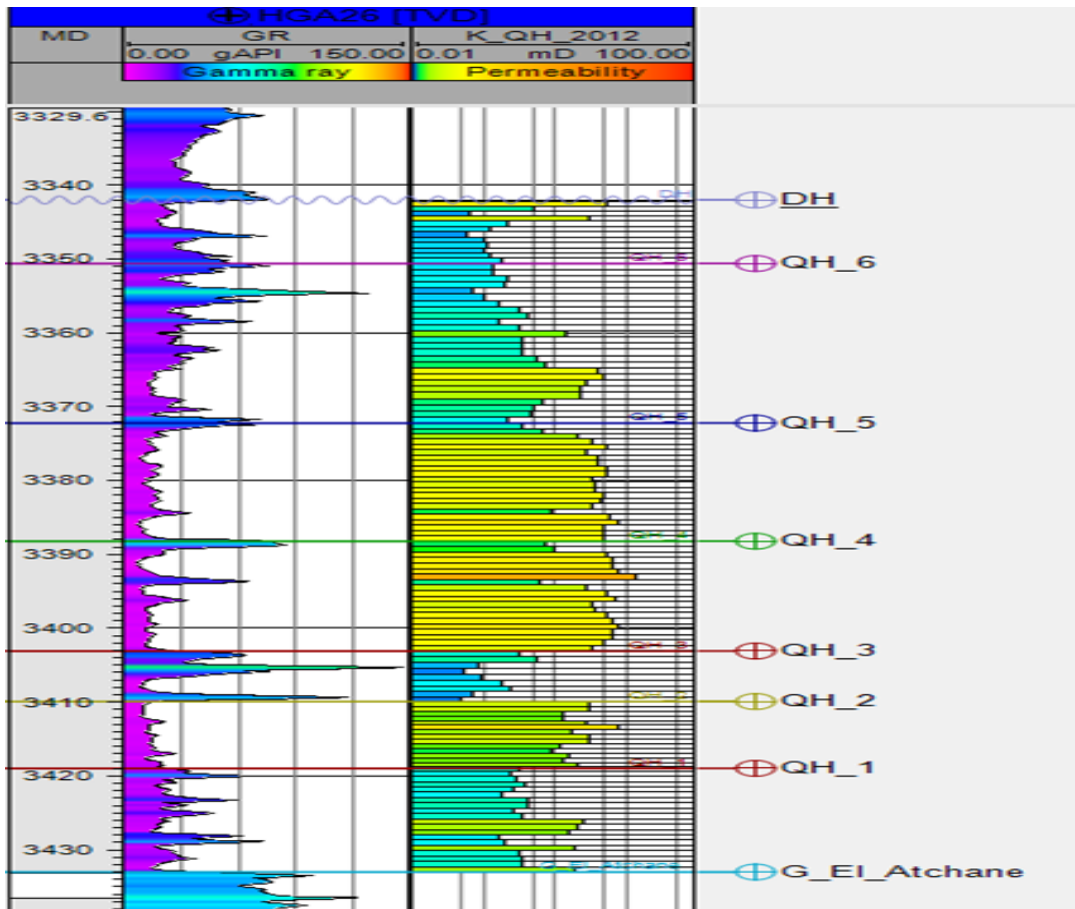


Figure. II.14: profil de l'évolution verticale de Perméabilité de puits HGA26

Interprétation de profil de l'évolution verticale de Perméabilité :

Le profil de l'évolution verticale de perméabilité de réservoir QH nous permet de distinguer cinq intervalles :

- *Intervalle première (3342 _ 3362) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec des valeurs mesurées entre 0.1md et 01md
- *Intervalle deuxième (3362_ 3404) profile de l'évolution de ce réservoir montre une plus ou moins homogénéité avec une valeur mesures entre 01 à10 md
- *Intervalle troisième (3404_ 3410) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec des valeurs mesurées entre 0.1md et 01md
- *Intervalle quatrième (3410 _ 3419) profile de l'évolution de ce réservoir montre homogène avec une valeur mesures entre 01 à10 md
- Intervalle cinquième (3419_ 3433) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec des valeurs mesurés entre 0.5 md et 05 md

**4-c) - EVOLUTION VERTICAL DE SATURATION EN EAU
DE PUIITS 26:**

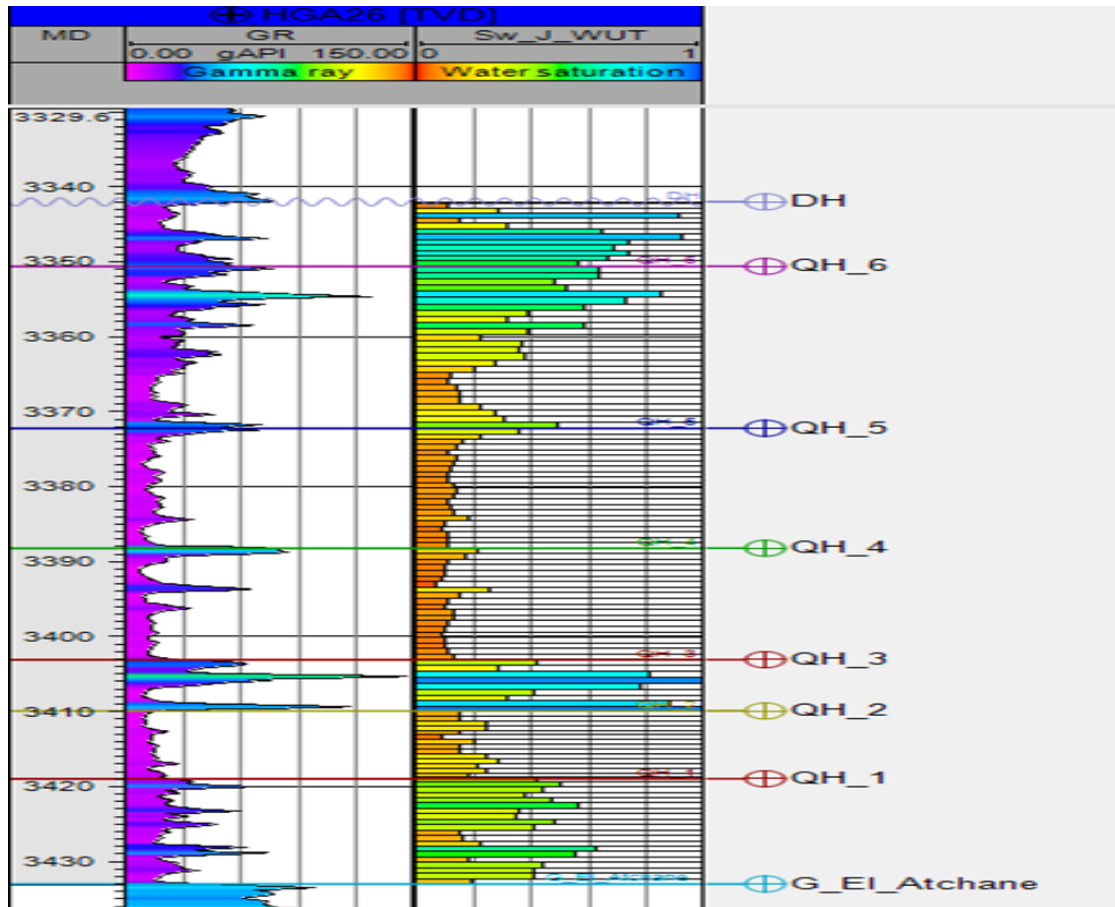


Figure. II.15: profil de l'évolution verticale de saturation en eau de puits HGA26

Interprétation de profil de l'évolution verticale de saturation en eau :

Le profil de l'évolution verticale de saturation en eau de réservoir QH nous permet de distinguer cinq intervalles :

- *Intervalle première (3341.5 _ 3359) profil de l'évolution de ce réservoir montre une distribution hétérogène avec des valeurs entre 32% et 92 %
- *Intervalle deuxième (3359 _ 3403) profil de l'évolution de ce réservoir montre plus ou moins homogène des valeurs entre 10% et 50 %
- *Intervalle troisième (3403 _ 3410) profil de l'évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins hétérogène avec des valeurs entre 30% et 100 %
- *Intervalle quatrième (3410_3419) profil de l'évolution de ce réservoir montre une distribution homogène avec une valeur mesure 20 %
- *Intervalle cinquième (3419 _ 3431.5) profil de l'évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins hétérogène avec des valeurs entre 18 % et 61 %

5-a) - EVOLUTION VERTICAL DE POROSITE DE PUITES 28 :

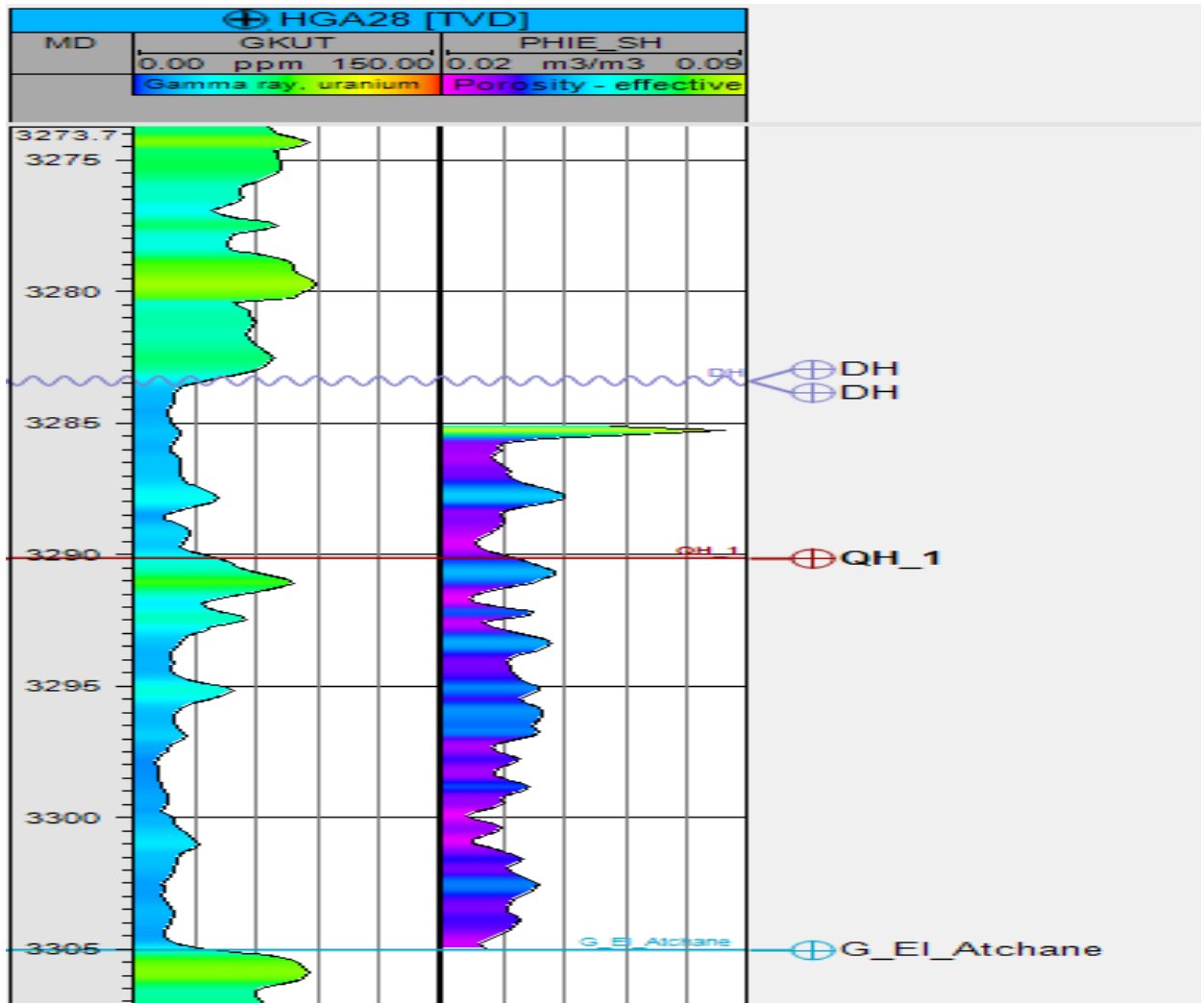


Figure. II.16: profil de l'évolution vertical de porosité de puits HGA28

Interprétation de profil de l'évolution vertical de porosité :

Le profil de l'évolution vertical de porosité de réservoir QH nous permet de distinguer deux intervalles :

*Intervalle première (3285_ 3286) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution homogène avec une valeur de porosité 8.5%

*Intervalle deuxième (3286 _ 3306) : profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec des valeurs entre 03 % et 04.8%

5-b) - EVOLUTION VERTICAL DE PERMEABILITE DE PUITES 28 :

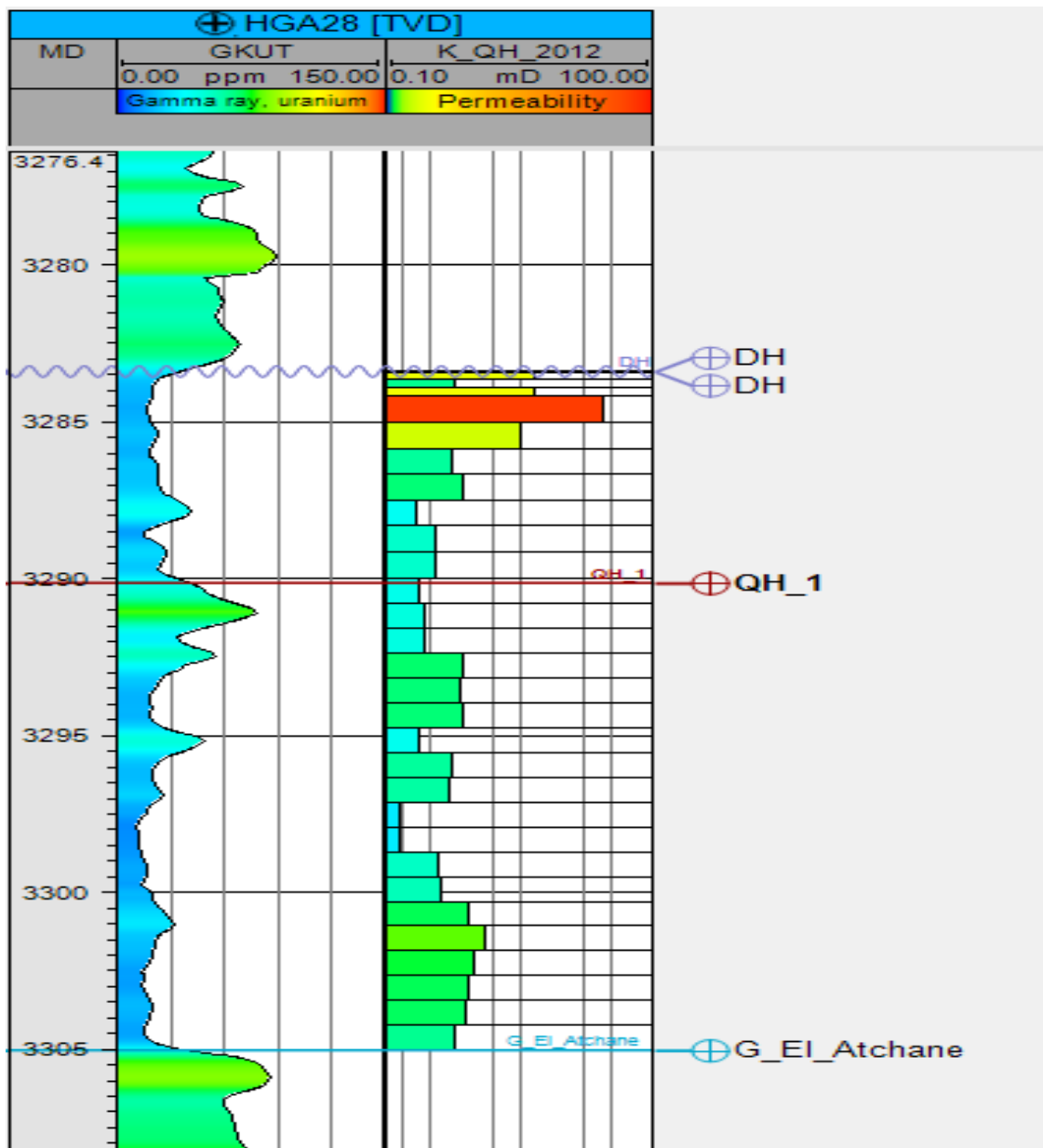


Figure. II.17: profil de l'évolution verticale de perméabilité de puits HGA28

Interprétation de profil de l'évolution verticale de perméabilité :

Le profil de l'évolution verticale de perméabilité de réservoir QH nous permet de distinguer deux intervalles :

*Intervalle première (3283 _ 3286) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution hétérogène avec des valeurs entre 10 à 100 md

*Intervalle deuxième (3286 _ 3305) profile de l'évolution de ce réservoir montre plus ou moins homogène des valeurs entre 01 à 10 m

**5-c) - EVOLUTION VERTICAL DE SATURATION EN EAU
DE PUIITS 28:**

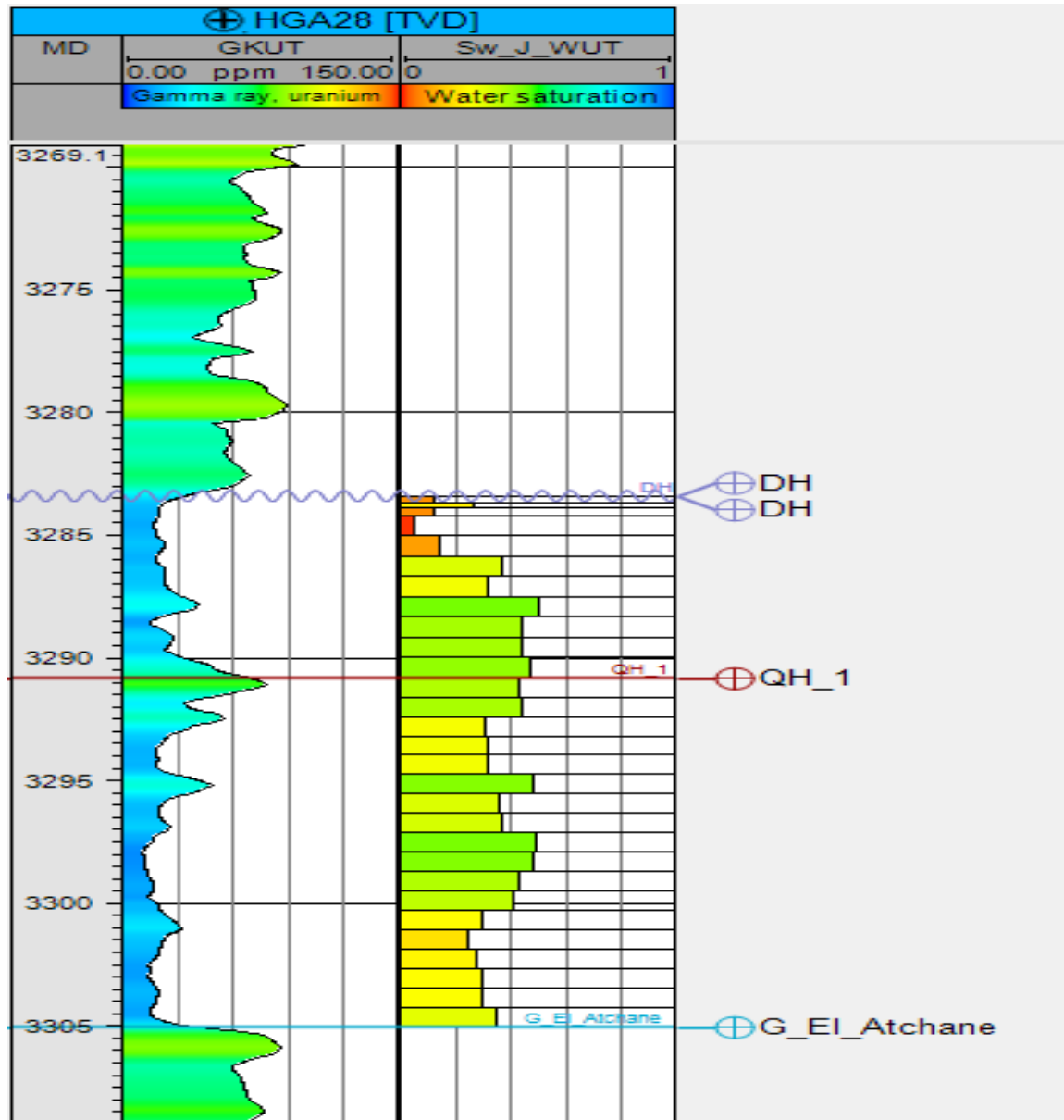


Figure. II.18: profil de l'évolution vertical de saturation en eau de puits HGA28

Interprétation de profil de l'évolution vertical de saturation en eau :

Le profil de l'évolution vertical de saturation en eau de réservoir QH nous permet de distinguer deux intervalles :

*Intervalle première (3283 _ 3286) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène avec des valeurs entre 07% et 18 %

*Intervalle deuxième (3286 _ 3305) profile de l'évolution de ce réservoir montre une distribution plus ou moins homogène des valeurs entre 22% et 50 %

III-) LES HISTOGRAMME DES PARAMETRE PETROPHYSIQUE

1-a) -L' HISTOGRAMME DE POROSITE DE PUIITS 14 :

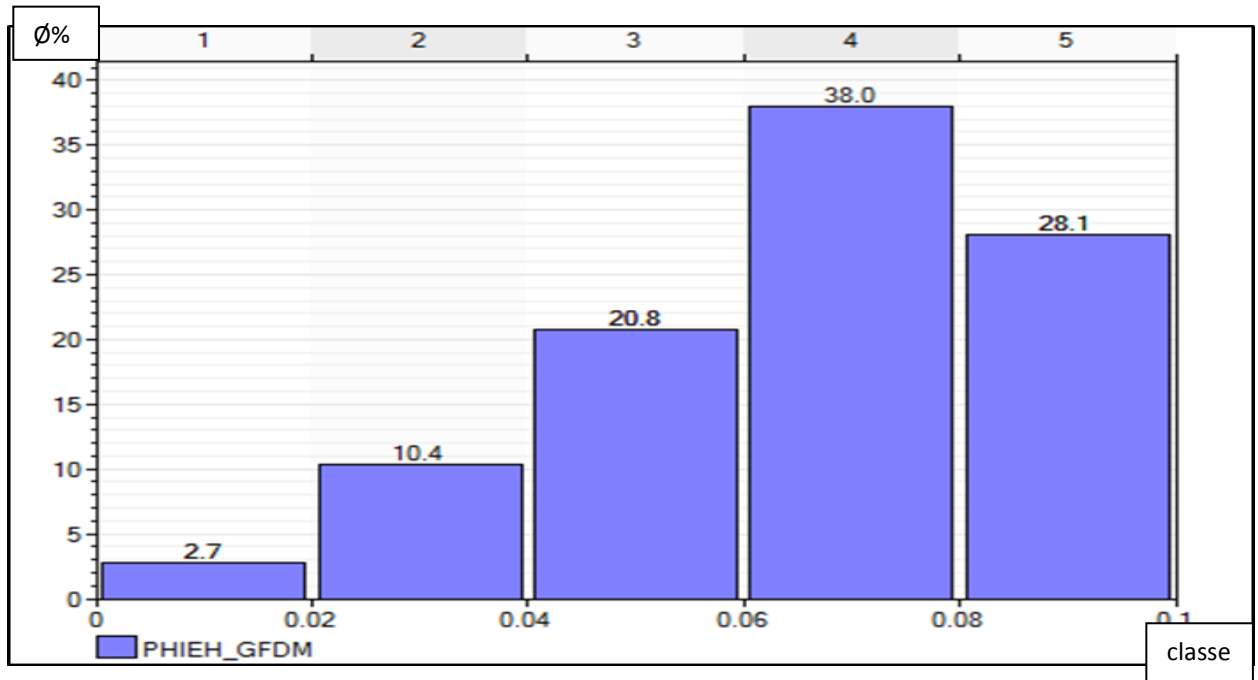


Figure. II.19: histogramme de porosité de puits HGA 14

Interprétation d histogramme de porosité de puits HGA 14 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodale croissante avec 38 % de porosité qui appartient a la classe [0.06-0.08] où représente la plus grande fréquence et une classe [0 – 0.02] qui représente des valeurs minimales 2.7%.

Tab(01) : tableau des classes de porosité de puits HGA 14 :

Les classes	[0-0.02]	[0.02_0.04]	[0.04_0.06]	[0.06_0.08]	[0.08-0.1]
Les fréquences%	2.7	10.4	20.8	38	28.1

1-b) - L'HISTOGRAMME DE PERMEABILITE DE PUIIS 14 :

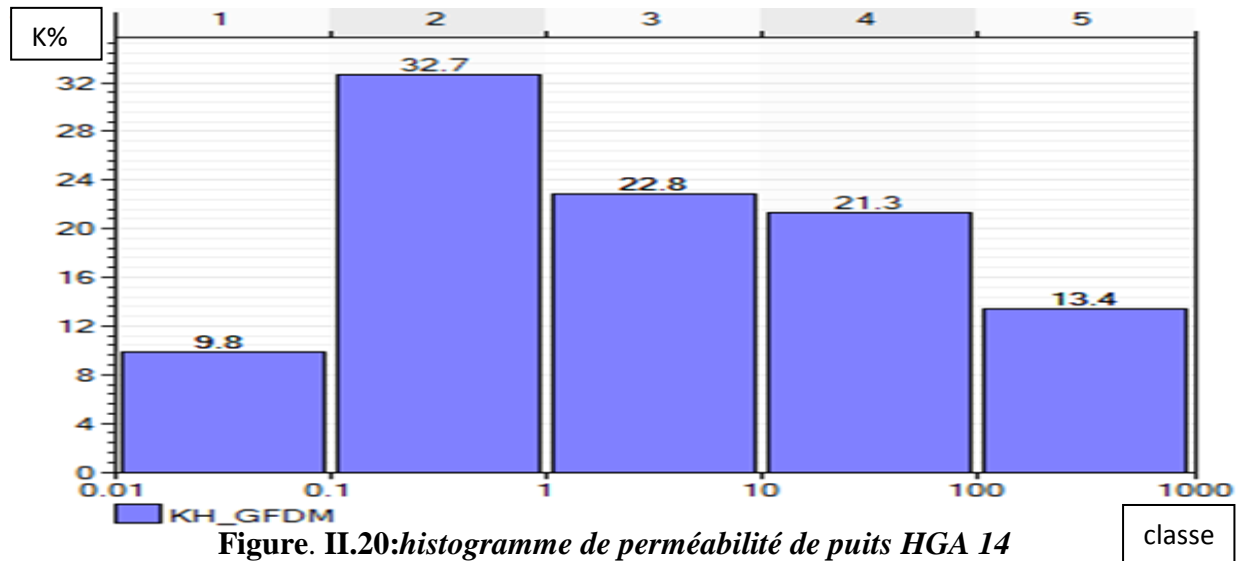


Figure. II.20:histogramme de perméabilité de puits HGA 14

Interprétation d histogramme de perméabilité de puits HGA 14 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodale croissante, avec de 32.7% de perméabilité qui appartiennent a la classe [0.1-1] où représente la plus grande fréquence et [0.01 – 0.1] qui représentent des valeurs minimales 9.8%.

Tab(02) : tableau des classes de perméabilité de puits HGA 14 :

Les classes	[0.01-0.1]	[0.1-1]	[1-10]	[10-100]	[100-1000]
Les fréquences%	9.8	32.7	22.8	21.3	13.4

1-c) -L' HISTOGRAMME DE SATURATION EN EAU DE PUIIS 14 :

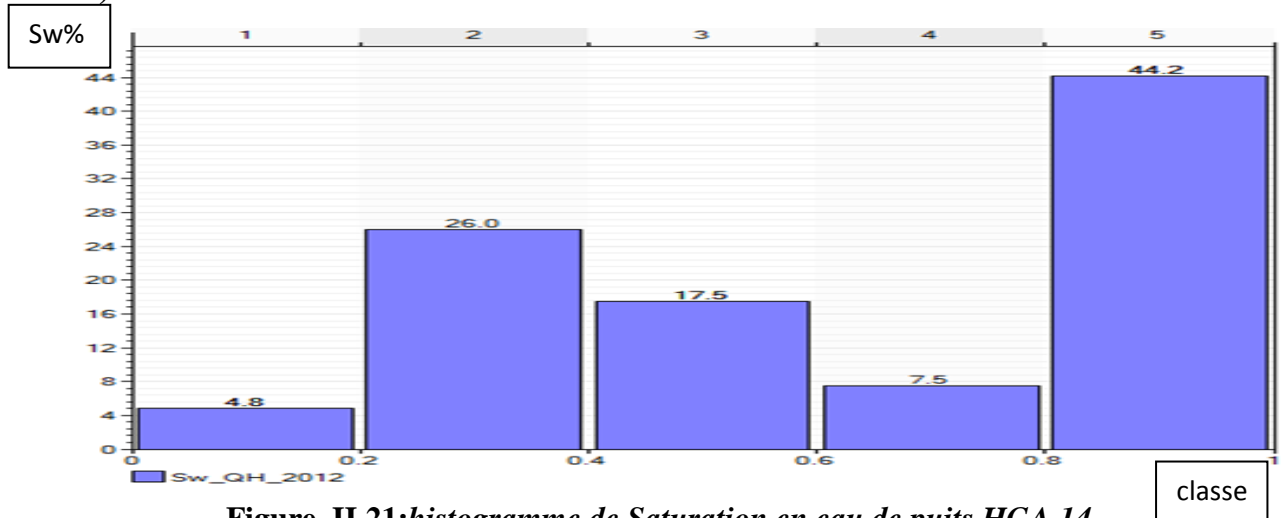


Figure. II.21:histogramme de Saturation en eau de puits HGA 14

Interprétation d histogramme de saturation en eau de puits HGA 14 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe bimodale croissante, avec 44.2 % de saturation en eau qui appartiennent a la classe [0.8-1] où représente la plus grande fréquence [0 – 0.2] qui représente des valeurs minimales 4.8%.

Tab(03) : tableau des classes de saturation en eau de puits HGA 14

Les classes	[0-0.2]	[0.2-0.4]	[0.4-0.6]	[0.6-0.8]	[0.8-1]
Les fréquences%	4.8	26	17.5	7.5	44.2

2-a) - L’HISTOGRAMME DE POROSITE DE PUIITS 17 :

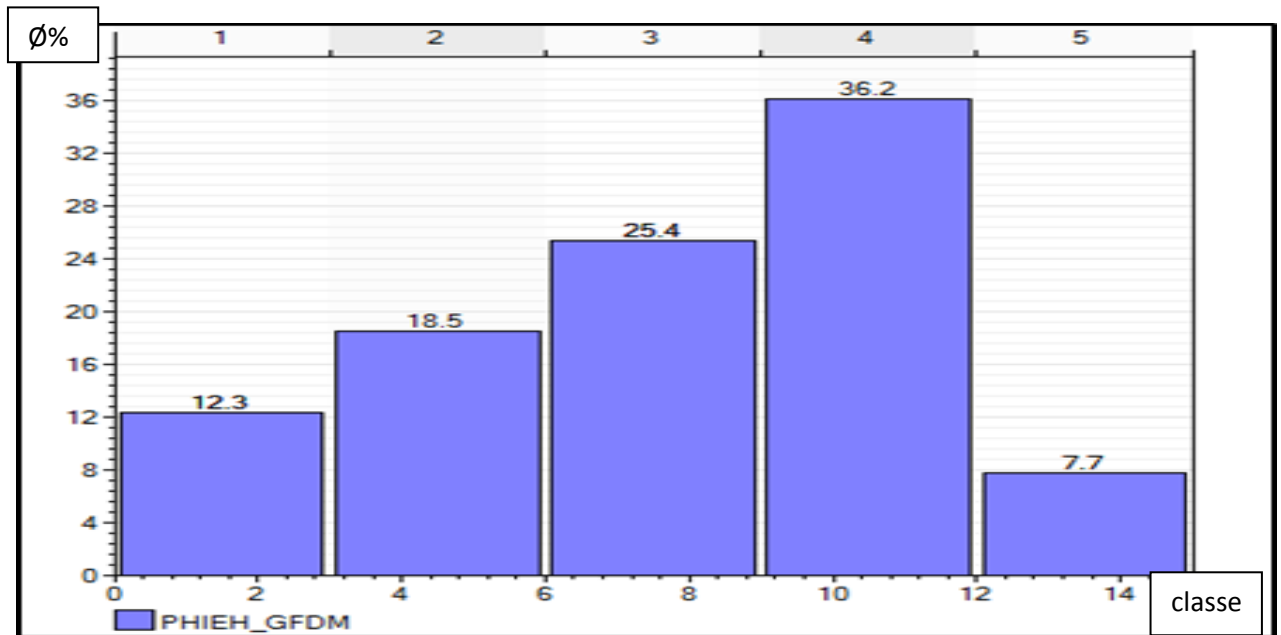


Figure. II.22: histogramme de porosité de puits HGA 17

Interprétation d histogramme de porosité de puits HGA 17 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodale croissante, avec 36.2 % de porosité qui appartiennent a la classe [09 -12] où représentent la plus grande fréquence et une classe [12 – 15] qui représente des valeurs minimales 7.7%.

Tab(04) : tableau des classes de porosité de puits HGA 17 :

Les classes	[0-3]	[3_6]	[6_9]	[9_12]	[12-15]
Les fréquences%	12.3	18.5	25.4	36.2	7.7

2-b) - L'HISTOGRAMME DE PERMEABILITE DE PUIITS 17 :

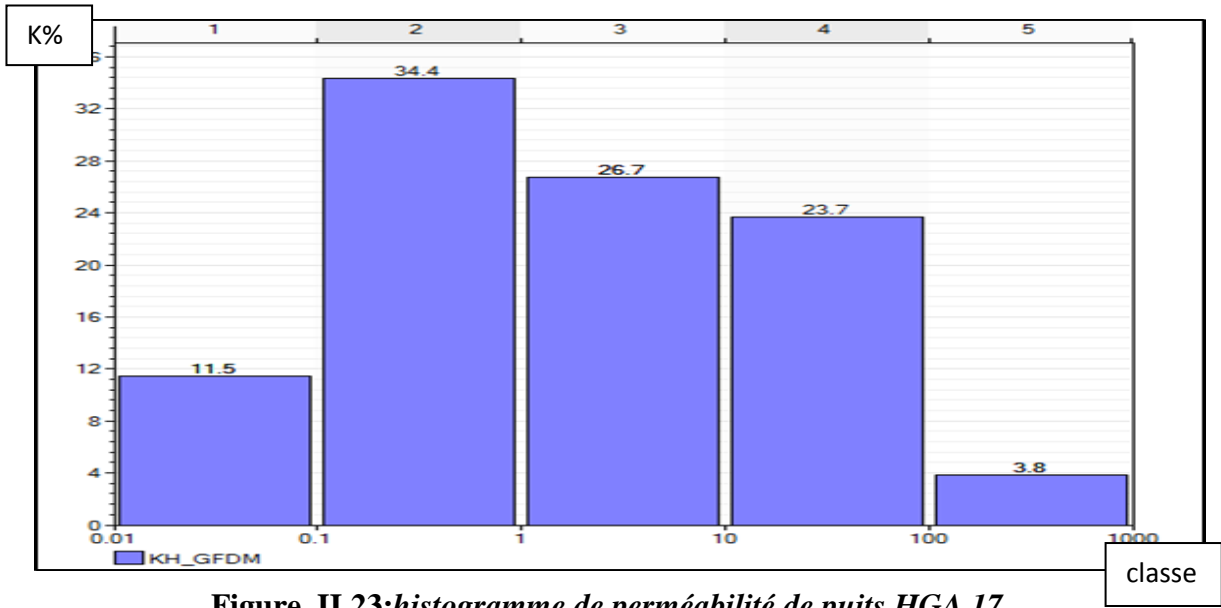


Figure. II.23:histogramme de perméabilité de puits HGA 17

Interprétation d histogramme de perméabilité de puits HGA 17 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodale décroissante ,avec 34.4 % de perméabilité qui appartiennent a la classe [0.1-1] où représente la plus grande fréquence et une classe [100 – 1000] qui représente des valeurs minimales 3.8%.

Tab(05) : tableau des classes de perméabilité de puits HGA 17 :

Les classes	[0.01-0.1]	[0.1-1]	[1-10]	[10-100]	[100-1000]
Les fréquences%	11.5	34.4	26.7	23.7	3.8

2-c) -L' HISTOGRAMME DE SATURATION EN EAU DE PUIITS 17 :

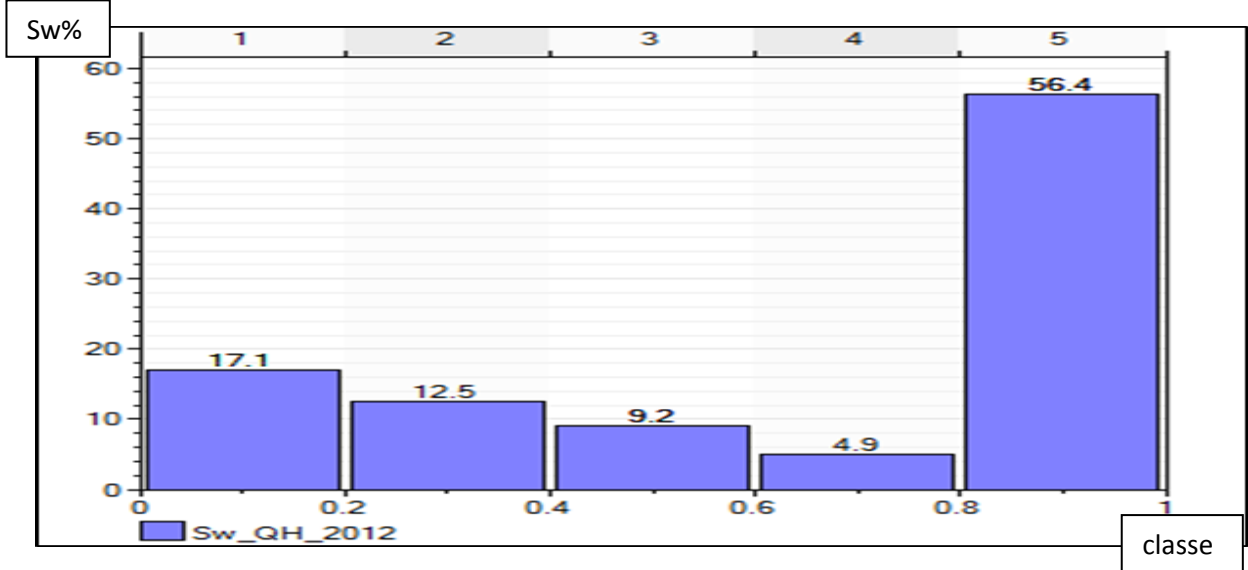


Figure. II.24:histogramme de Saturation en eau de puits HGA 17

Interprétation d histogramme de saturation en eau de puits HGA 17 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe bimodale décroissante, avec 56.4 % de saturation en eau qui appartiennent a la classe [0.8-1] où représentent la plus grande fréquence et une classe [0.6 – 0.8] qui représente des valeurs minimales 4.9%.

Tab(06) : tableau des classes de saturation en eau de puits HGA 17

Les classes	[0-0.2]	[0.2-0.4]	[0.4-0.6]	[0.6-0.8]	[0.8-1]
Les fréquences%	17.1	12.5	9.2	4.9	56.4

3-a) - L’HISTOGRAMME DE POROSITE DE PUIITS 19 :

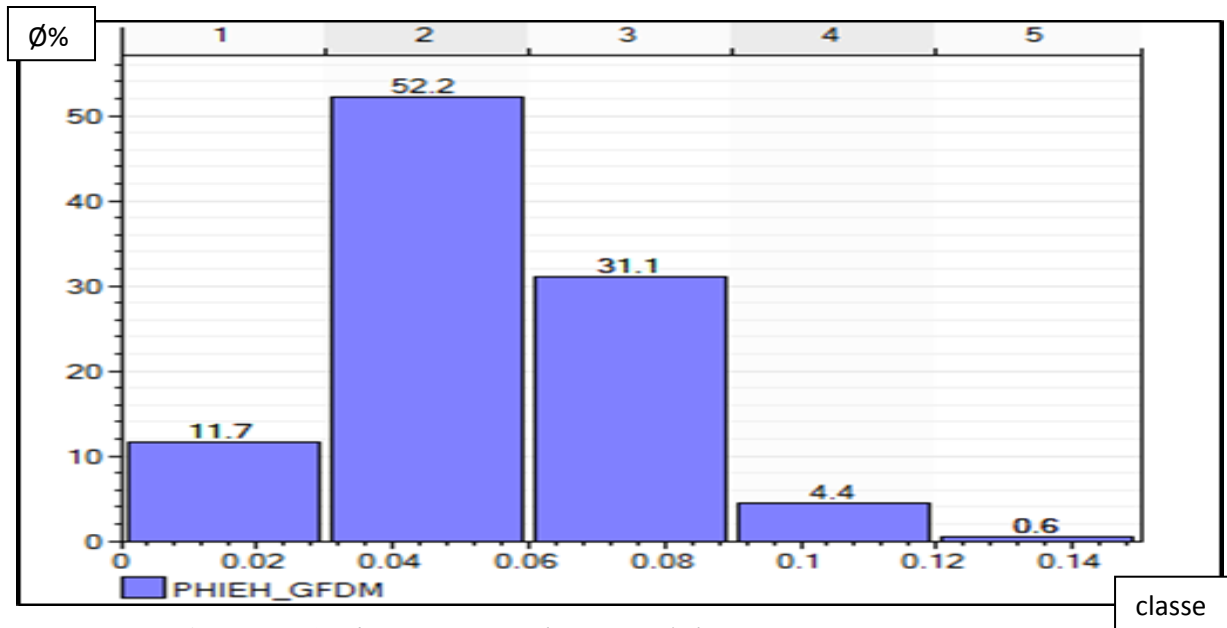


Figure. II.25:histogramme de porosité de puits HGA 19

Interprétation d histogramme de porosité de puits HGA 19 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodale décroissante ,avec 52.2% de porosité qui appartiennent a la classe [0.03-0.06] où représente la plus grande fréquence et une classe [0.12– 0.15] qui représente des valeurs minimales 0.6%.

Tab(07) : tableau des classes de porosité de puits HGA 19

Les classes	[0-0.03]	[0.03_0.06]	[0.06_0.09]	[0.09_0.12]	[0.12-0.15]
Les fréquences%	11.7	52.2	31.1	4.4	0.6

3-b) - L'HISTOGRAMME DE PERMEABILITE DE PUIITS 19 :

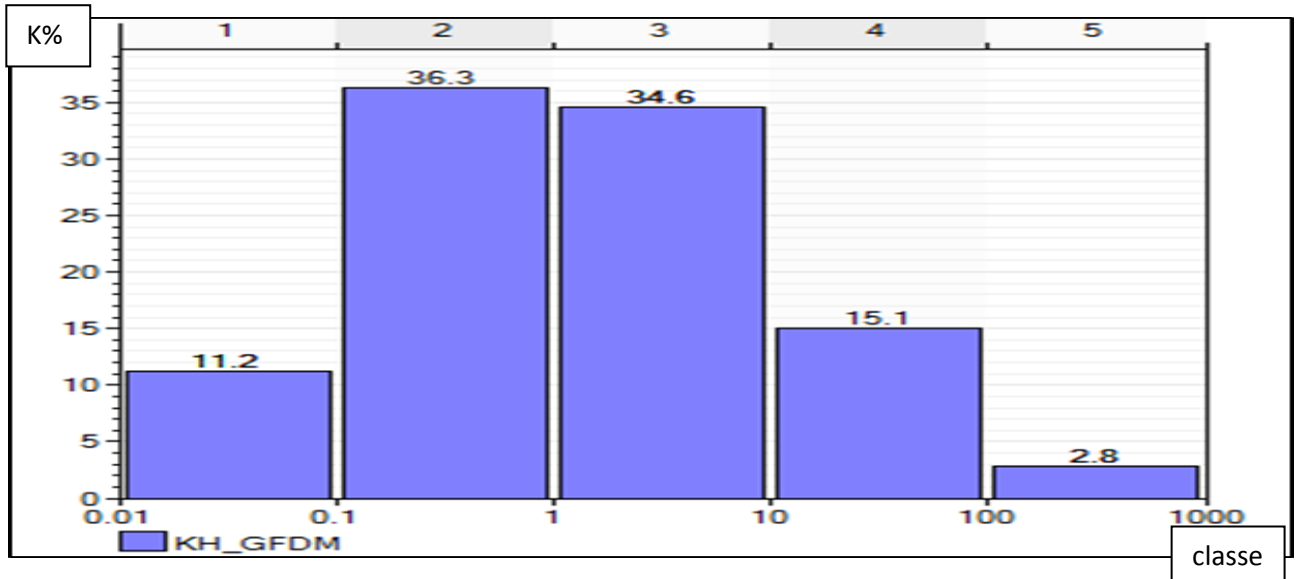


Figure. II.26:histogramme de perméabilité de puits HGA 19

Interprétation d histogramme de perméabilité de puits HGA 19 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodale décroissante ,avec 36.3 % de perméabilité qui appartiennent a la classe [0.1-1] où représente la plus grande fréquence et une classe [100 – 1000] qui représente des valeurs minimales 2.8%.

Tab(08) : tableaux des classes de perméabilité de puits HGA 19 :

Les classes	[0.01-0.1]	[0.1-1]	[1-10]	[10-100]	[100_1000]
Les fréquences%	11.2	36.3	34.6	15.1	2.8

3-c) - L'HISTOGRAMME DE SATURATION EN EAU DE PUIITS 19 :

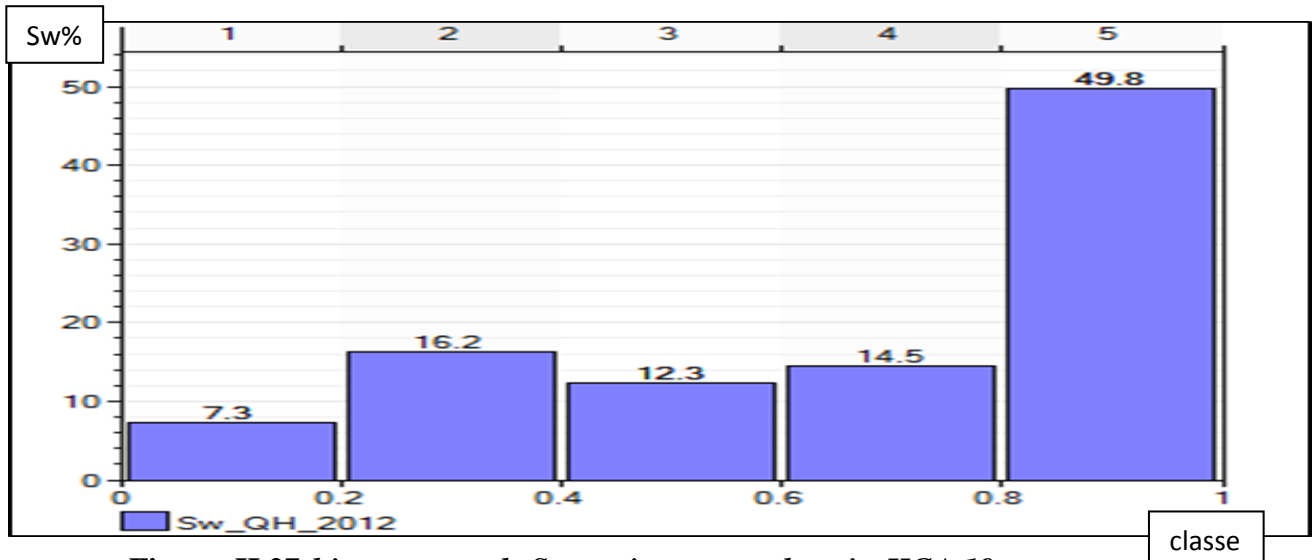


Figure. II.27:histogramme de Saturation en eau de puits HGA 19

Interprétation d histogramme de saturation en eau de puits HGA 19 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe bimodale croissante, avec 49.8 % de saturation en eau qui appartiennent a la classe [0.8-1] où représentent la plus grande fréquence et une classe [0 – 0.2] qui représente des valeurs minimales 7.3%.

Tab(09) : tableau des classes de saturation en eau de puits HGA 19

Les classes	[0-0.2]	[0.2-0.4]	[0.4-0.6]	[0.6-0.8]	[0.8-1]
Les fréquences%	7.3	16.2	12.3	14.5	49.8

4-a) - L’HISTOGRAMME DE POROSITE DE PUIITS 26 :

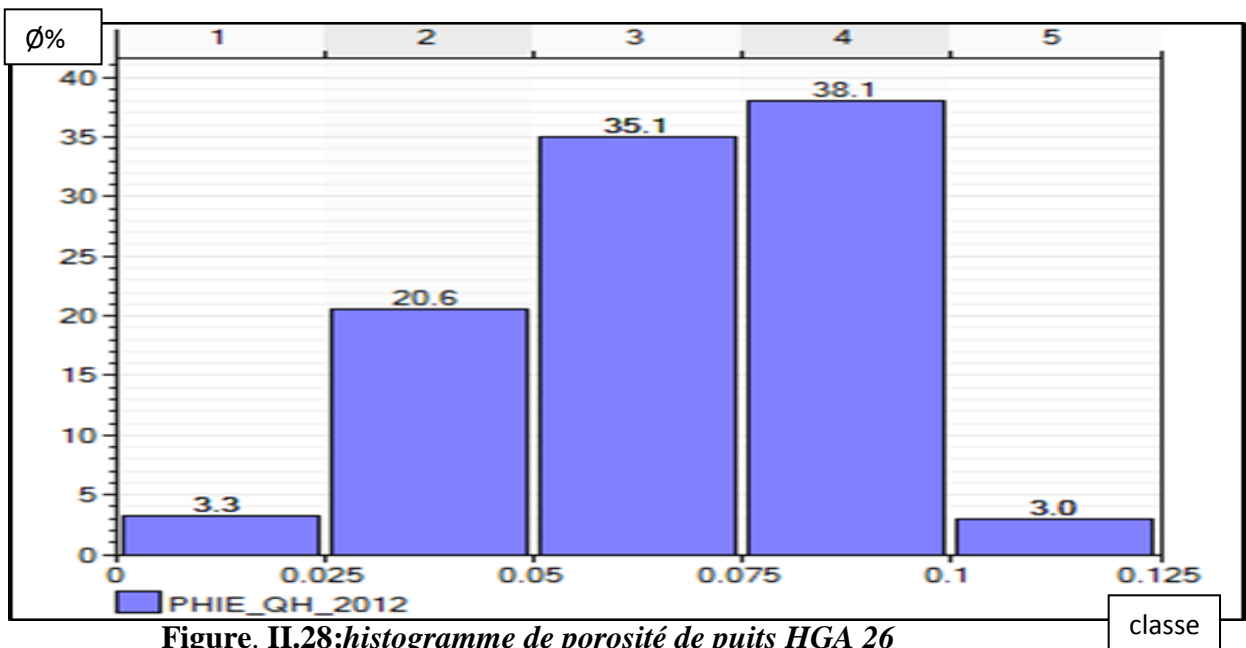


Figure. II.28:histogramme de porosité de puits HGA 26

Interprétation d histogramme de porosité de puits HGA 26 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodale croissante, avec 38.1% de porosité qui appartiennent a la classe [0.075-0.1] où représentent la plus grande fréquence et une classe [0.1 – 0.125] qui représente des valeurs minimales 03%.

Tab(10) : tableau des classes de porosité de puits HGA 26 :

Les classes	[0-0.025]	[0.025_0.05]	[0.05_0.075]	[0.075_0.1]	[0.1-0.125]
Les fréquences%	3.3	20.6	35.1	38.1	03

4-b) - L'HISTOGRAMME DE PERMEABILITE DE PUIITS 26 :

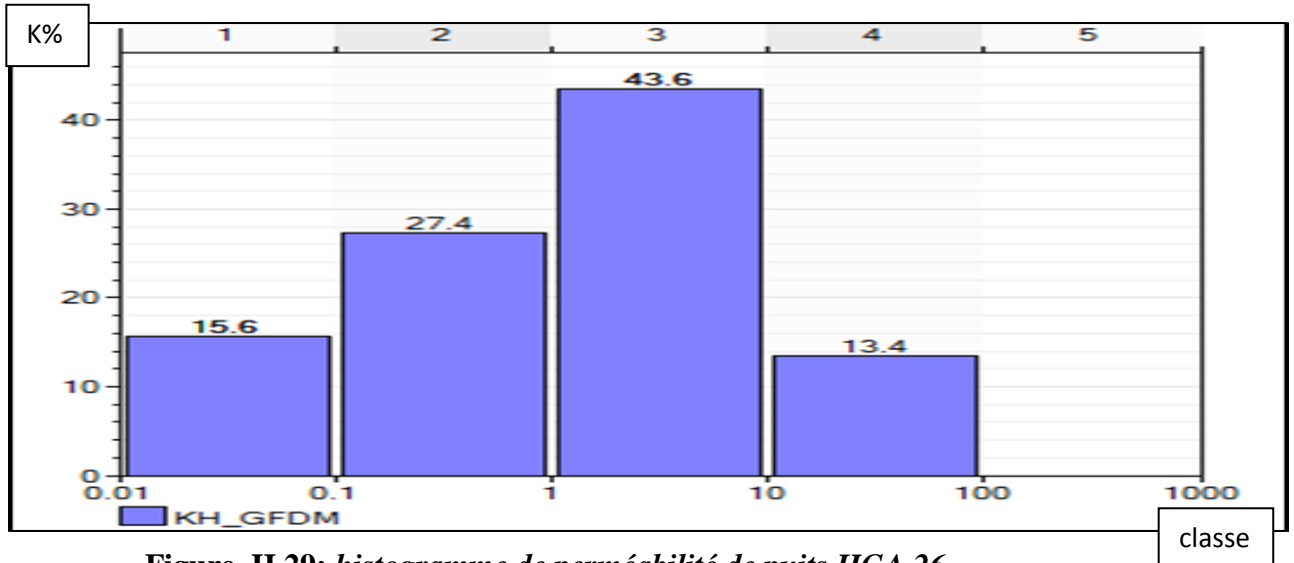


Figure. II.29: histogramme de perméabilité de puits HGA 26

Interprétation d histogramme de perméabilité de puits HGA 26:

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodale croissante ,avec 43.6 % de perméabilité qui appartiennent a la classe [1-10] où représente la plus grande fréquence et une classe [100 – 1000] n’a pas été enregistrée et pas de valeur pour la perméabilité

Tab(11) : tableau des classes de perméabilité de puits HGA 26

Les classes	[0.01-0.1]	[0.1-1]	[1-10]	[10-100]	[100-1000]
Les fréquences%	15.6	27.4	43.6	13.4	00

4-c) - L'HISTOGRAMME DE SATURATION EN EAU DE PUIITS 26 :

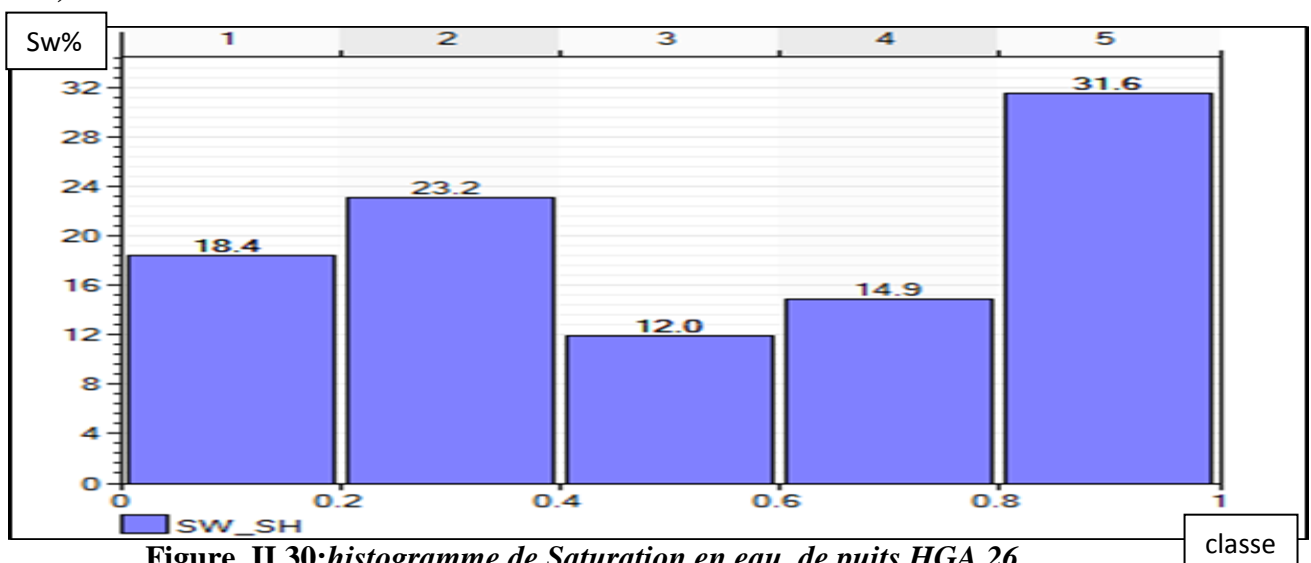


Figure. II.30: histogramme de Saturation en eau de puits HGA 26

Interprétation d histogramme de saturation en eau de puits HGA 26:

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe bimodale croissante, avec 31.6 % de saturation en eau qui appartiennent a la classe [0.8-1] où représentent la plus grande fréquence et une classe [0.4 – 0.6] qui représente des valeurs minimales 12%.

Tab(12) : tableau des classes de saturation en eau de puits HGA 26

Les classes	[0-0.2]	[0.2-0.4]	[0.4-0.6]	[0.6-0.8]	[0.8-1]
Les fréquences%	18.4	23.2	12	14.9	31.6

5-a) - L’HISTOGRAMME DE POROSITE DE PUIITS 28

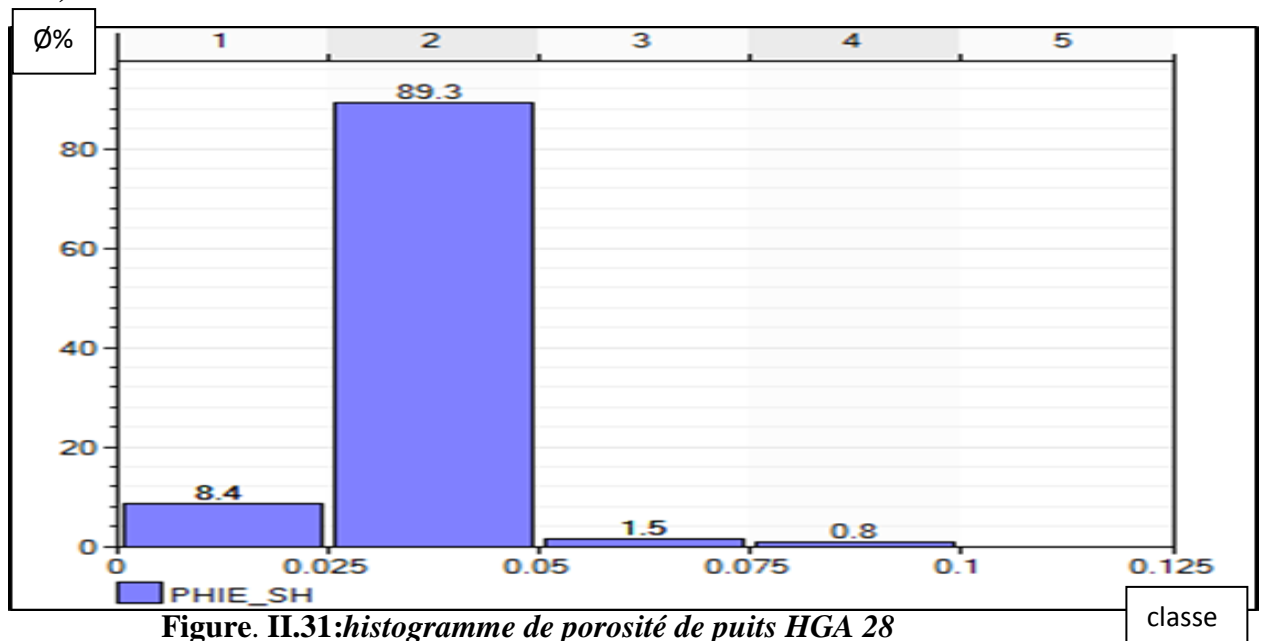


Figure. II.31:histogramme de porosité de puits HGA 28

Interprétation d histogramme de porosité de puits HGA 28 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodale décroissante ,avec 89.3 % de porosité qui appartiennent a la classe [0.025-0.05] où représente la plus grande fréquence et une classe [0.1 – 0.125]] n’a pas été enregistrée et pas de valeur pour la porosité .

Tab(13) : tableau des classes de porosité de puits HGA 28 :

Les classes	[0-0.025]	[0.025_0.05]	[0.05_0.075]	[0.075_0.1]	[0.1-0.125]
Les fréquences%	8.4	89.3	1.5	0.8	0

5-b) -L' HISTOGRAMME DE PERMEABILITE DE PUIITS 28 :

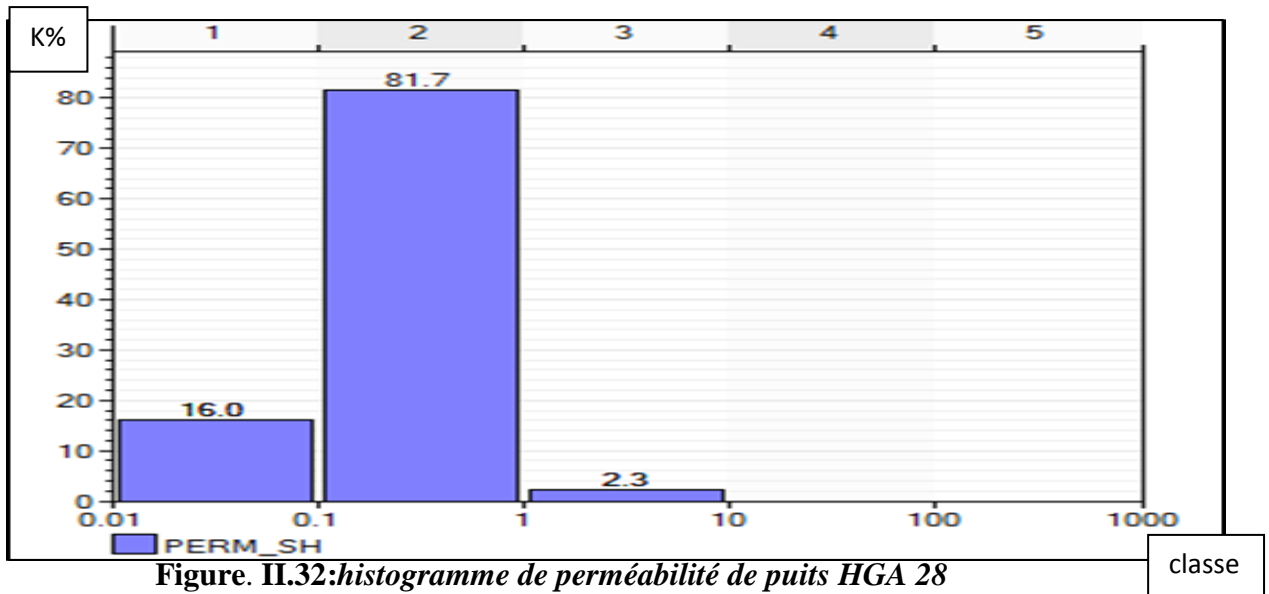


Figure. II.32:histogramme de perméabilité de puits HGA 28

Interprétation d histogramme de perméabilité de puits HGA 28 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodale décroissante ,avec 81.7 % de perméabilité qui appartiennent a la classe [0.1-1] où représente la plus grande fréquence et une classe [10 – 1000] n’a pas été enregistrée et pas de valeur pour la perméabilité .

Tab(14) : tableau des classes de perméabilité de puits HGA 28 :

Les classes	[0.01-0.1]	[0.1-1]	[1-10]	[10-100]	[100-1000]
Les fréquences%	16	81.7	2.3	0	0

5-c) - L'HISTOGRAMME DE SATURATION EN EAU DE PUIITS 28 :

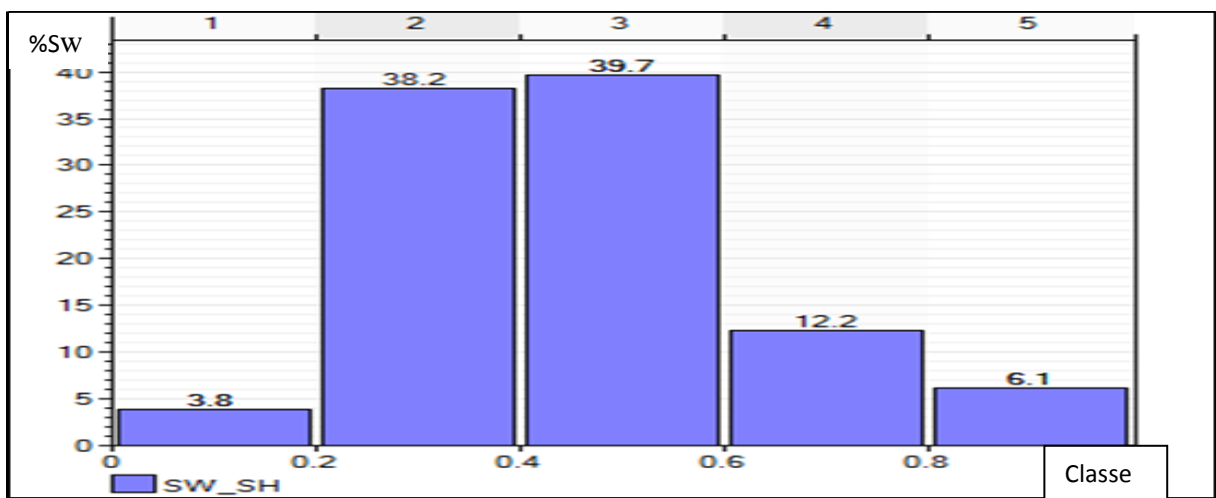


Figure. II.33:histogramme de Saturation en eau de puits HGA 28

Interprétation d histogramme de saturation en eau de puits HGA 28 :

L’histogramme fait apparaitre une distribution de classe unimodalecroissante, avec 39.7 % de saturation en eau qui appartiennent a la classe [0.4-0.6] où représentent la plus grande fréquence et une classe [0 – 0.2] qui représente des valeurs minimales 3.8%.

Tab(15) : tableau des classes de saturation en eau de puits HGA 28

Les classes	[0-0.2]	[0.2-0.4]	[0.4-0.6]	[0.6-0.8]	[0.8-1]
Les fréquences%	3.8	38.2	39.7	12.2	6.1

IV-) CORRELATION POROSITE-PERMEABILITE DES PUITES :

Les courbes de corrélation réalisée par un logiciel spécifique appelé nous permettent d’observer la relation qui existe entre les deux caractères pétrophysique perméabilité et porosité.

1-)CORRELATION POROSITE-PERMEABILITE DE PUITES HGA 14

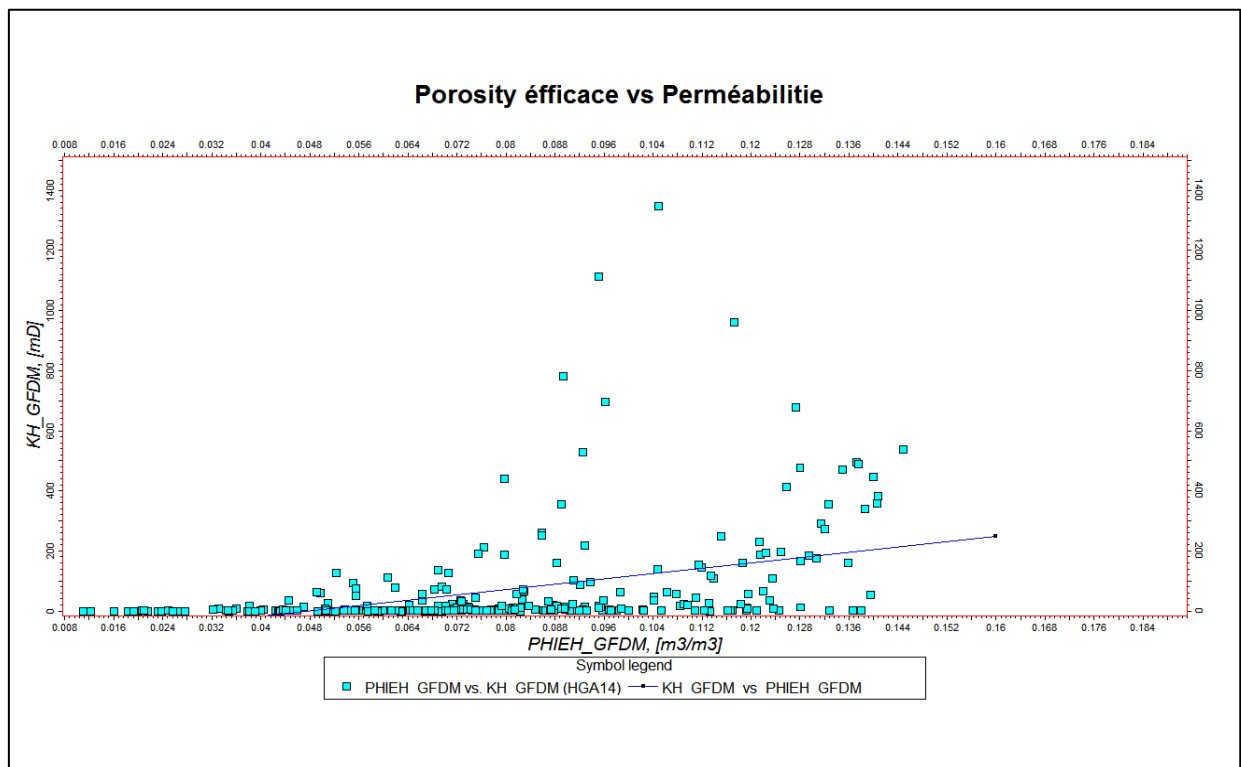


Figure. II.34: corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 14

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et porosité est une fonction linéaire ce qui explique une moyenne corrélation entre ces deux paramètre. D’autre part, on remarque que pour une évolution de la porosité la perméabilité augment aussi, jusqu’à une valeur de 10.4 % de porosité et de 1400 md pour la perméabilité.

2-) CORRELATION POROSITE-PERMEABILITE DE PUIITS HGA 17

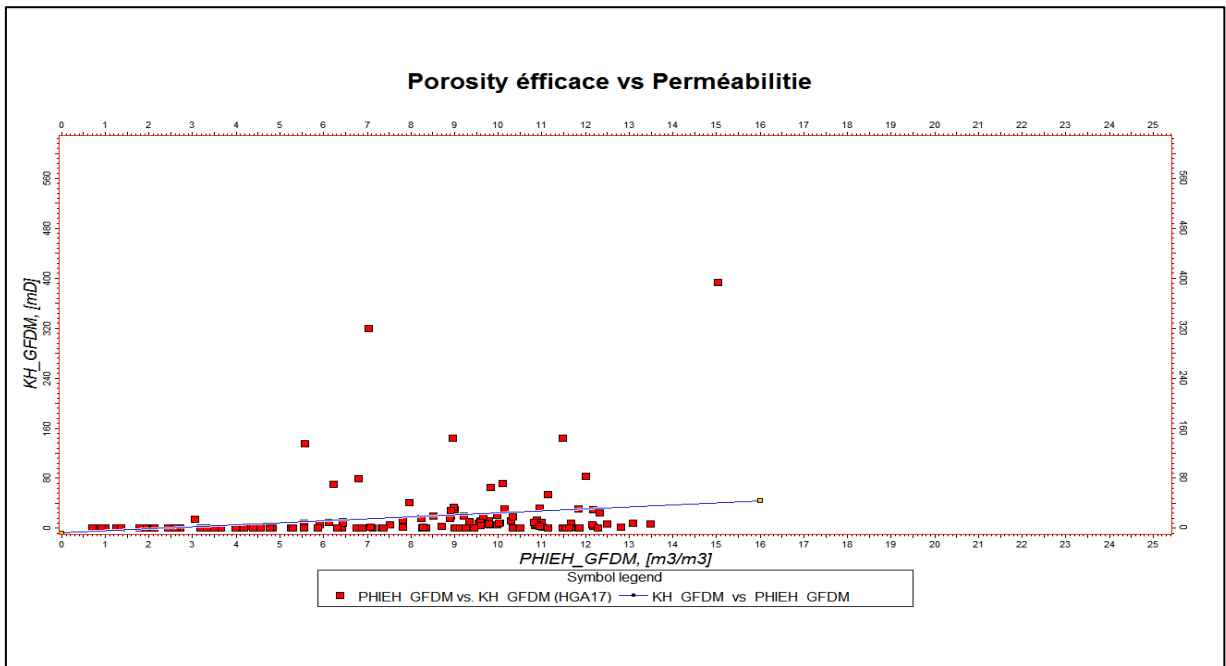


Figure. II.35: *corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 17*

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et porosité est une fonction linéaire, ce qui explique une moyenne corrélation entre ces deux paramètres. D'autre part, on remarque que pour une évolution de la porosité la perméabilité augment aussi, jusqu'à une valeur de 15 % de porosité et de 400 md pour la perméabilité.

3-) CORRELATION POROSITE-PERMEABILITE DE PUIITS HGA 19

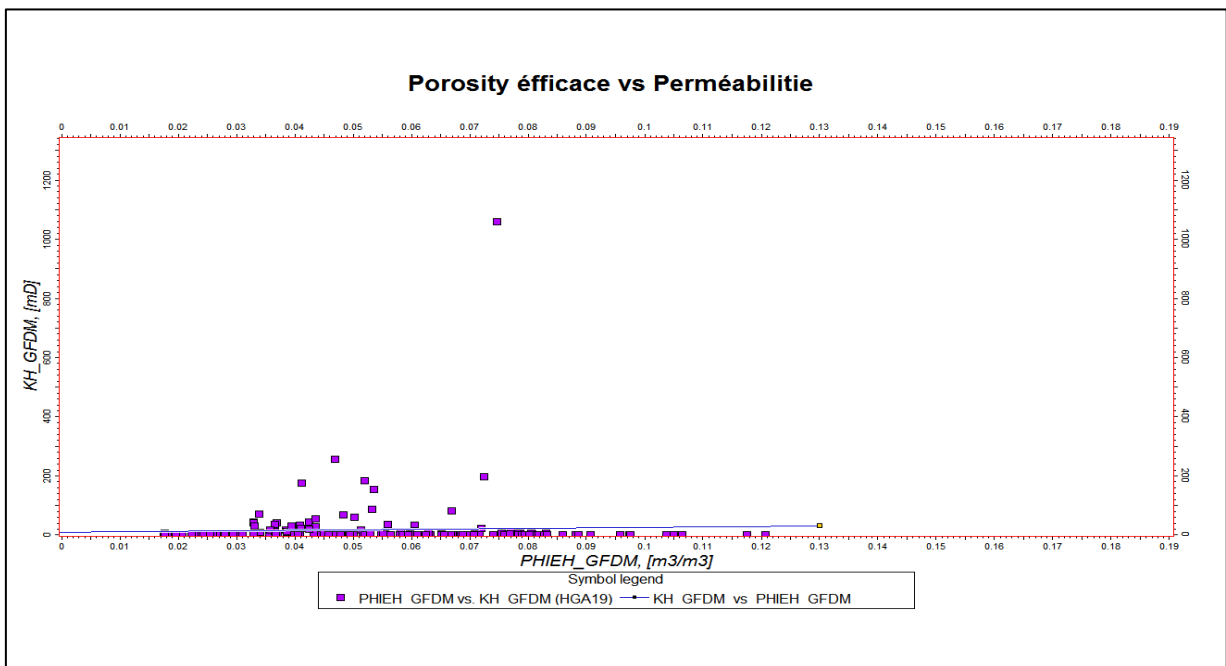


Figure. II.36: *corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 19*

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et porosité est une fonction linéaire, ce qui explique une moyenne corrélation entre ces deux paramètres. D'autre part, on remarque que pour une évolution de la porosité la perméabilité augment aussi, jusqu'à une valeur de 7.5 % de porosité avec plus de 1080 md pour la perméabilité.

4-) CORRELATION POROSITE-PERMEABILITE DE PUIITS HGA 26

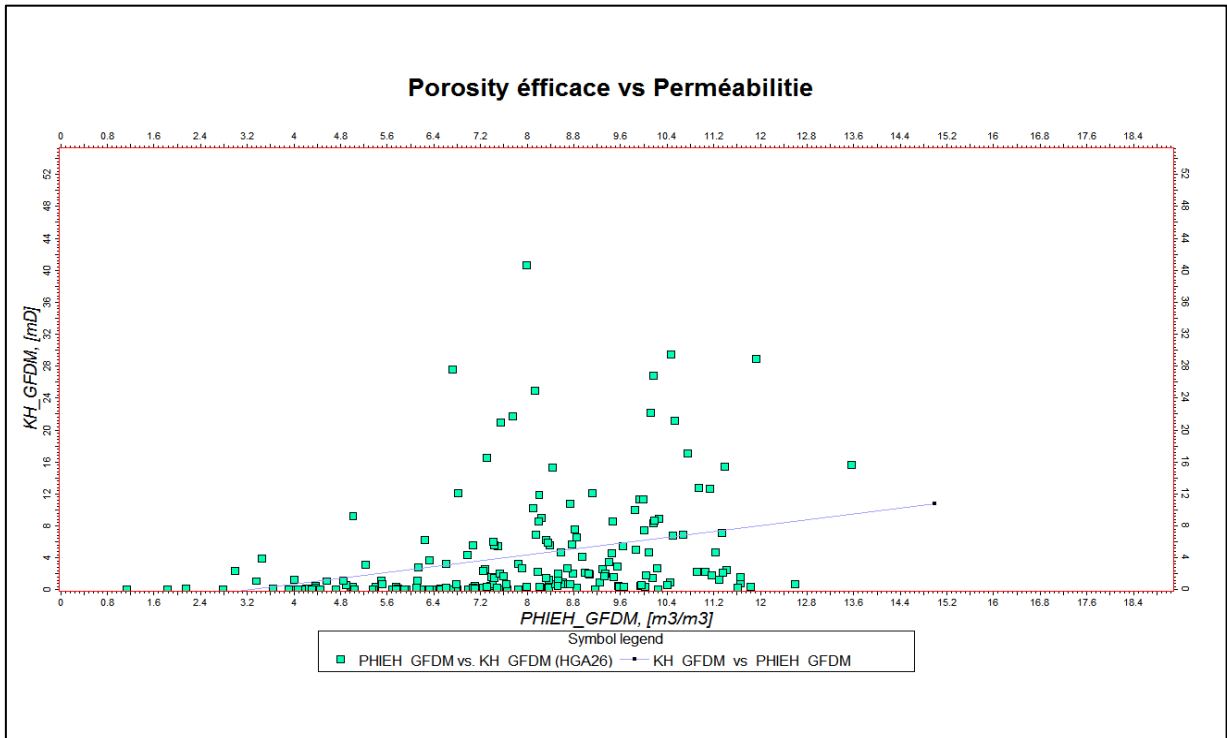


Figure. II.37: corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 26

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et porosité est une fonction linéaire, ce qui explique une moyenne corrélation entre ces deux paramètres. D'autre part, on remarque que pour une évolution de la porosité la perméabilité augment aussi, jusqu'à une valeur de 08 % de porosité avec plus de 42 md pour la perméabilité.

5-) CORRELATION POROSITE-PERMEABILITE DE PUIITS HGA 28

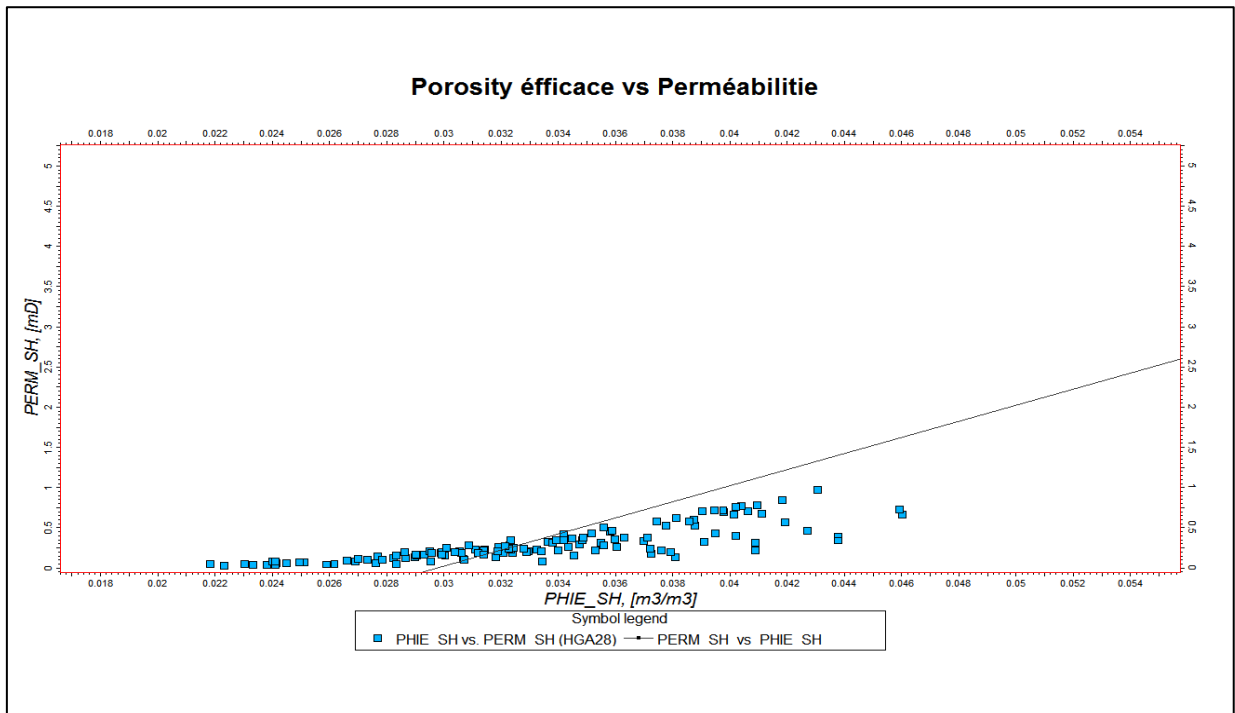


Figure. II.38: corrélation porosité-perméabilité de puits HGA 28

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et porosité est une fonction linéaire, ce qui explique une moyenne corrélation entre ces deux paramètres. D'autre part, on remarque que pour une évolution de la porosité la perméabilité augmente aussi, jusqu'à une valeur de 0.43% de porosité avec plus de 1 md pour la perméabilité.

LES REMARQUES

- Les pics de perméabilité souvent d'accord avec une faible argilosité
- [3242m—3246m] ce l'intervalle correspondant Sabot casing fossilisé
- Les coefficients de corrélation sont toujours faibles parce que la relation quantitative entre la porosité et la perméabilité est faible
- Entre deux Séquence sédimentaire par exemple QH1 et QH2 il s'agit le gamma ray est élève ceci est dû à la Présence de silt

CONCLUSION

L'analyse des paramètres pétrophysique révèle que :

- la distribution des paramètres pétrophysique dans le réservoir QH est régulière.
- En comparant les différents histogrammes de la porosité en déduit qu'ils sont tous unimodale, les valeurs des différents fréquents de porosité où la valeur la plus basse est estimée à 2.5% ce que indiqué le puits 28, tandis que la valeur la plus élevée est 12%, ce qui est indiqué au puits 17. Globalement les valeurs de porosités sont plus élevées à Sud qu'à l'Est dans le réservoir et le contraire dans la partie Nord.
- et pour la perméabilité est tous unimodale, les valeurs les plus fréquents appartiennent à la classe [0.1 - 01]. Globalement les valeurs de perméabilité sont plus élevées à Sud qu'à l'Est dans le réservoir et le contraire dans la partie Nord Ouest.
- et pour la saturation en eau est tous bimodale, les valeurs les plus fréquents appartiennent à la classe [0.8 - 01]. Globalement les valeurs de saturation en eau sont plus élevées à Sud que à l'Ouste dans le réservoir et le contraire dans la partie Sud à Est.
- L'évolution horizontal des paramètres petrophysique dans le réservoir QH permet de conclure que la porosité et s'organise en trois secteur :
 - Faible valeur dans la partie supérieure
 - Valeur moyen homogène dans la partie centrale.
 - Alternance des valeurs relativement acceptable dans la partie inferieur.
- L'évolution horizontal dans le réservoir QH permet de conclure que la perméabilité et s'organise en distribution plus ou moins hétérogène des valeurs dans la partie supérieure et inferieur sauf dans la partie central où une distribution moyennement homogène.
- L'évolution horizontal dans le réservoir QH permet de conclure que la saturation en eau et s'organise en distribution homogène dans la majeure des puits à l'exception d'une alternance relative indiquée dans le puits 26.
- La courbe de corrélation montre une moyenne relation entre les deux paramètres petrophysique.

Chapitre III:
L'impact de fracturation
par carotte

I-) INTRODUCTION :

La géologie structurale de Hassi Guettar est dominée par une série de failles de chevauchement. Depuis de nombreuses années, l'imagerie sismique a été utilisée comme un outil essentiel dans l'exploration pétrolière de cette géologie complexe. Malheureusement, la délimitation structurale dans la profondeur, structures très complexes en utilisant seulement des données sismiques est difficile en raison de la déformation et / ou formations renversées. Ainsi, les images de forages ont été rapidement acceptées comme une composante de plus en plus critique dans l'interprétation structurale et l'analyse des fractures à l'intérieur du réservoir, cette technique est rapidement évoluée pour devenir un outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers.

La caractérisation détaillée des réservoirs est devenue un enjeu majeur. L'interaction complexe des fractures, des zones de failles, de la matrice et des fluides au niveau du réservoir de Hassi Guettar est suffisamment variable pour rendre chaque réservoir unique.

II-) ASPECT STRUCTURAL DE QUARTIZITE D' ELHAMRA :

Les études effectués sur l'Ordovicien de Hassi Messaoud montrent d'un point de vue général, que la formation des Quartzites de Hamra est située entre deux formations argileuses marines d'extension régionale : les Argiles d'El Gassi, d'âge Ordovicien Inférieur, et les Argiles d'Azzel, d'âge Ordovicien Moyen. Les Grès d'El Atchane et les Grès de Ouargla sont intercalés entre ces deux formations argileuses et marquent un passage progressif vers les Quartzites de Hamra. Du point de vue sédimentologique la formation des Quartzites de Hamra correspond à un cortège transgressif (TST, ou « Transgressive Systems Track ») et localement de bas niveau (LST, ou « Lowstand Systems Track » (TST et LST en français) pour sa partie inférieure (d'après BEICIP, 2007). L'unité des Quartzites de Hamra présente dans notre secteur d'étude a le même aspect sédimentologique que celle dans les secteurs périphériques de Hassi Messaoud, sauf que son contexte structural et son évolution diagénétique se distinguent nettement.

III-) ASPECT STRUCTURAL DE HASSI GUETTAR :

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

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

III-1) LA CARTE POSITION :

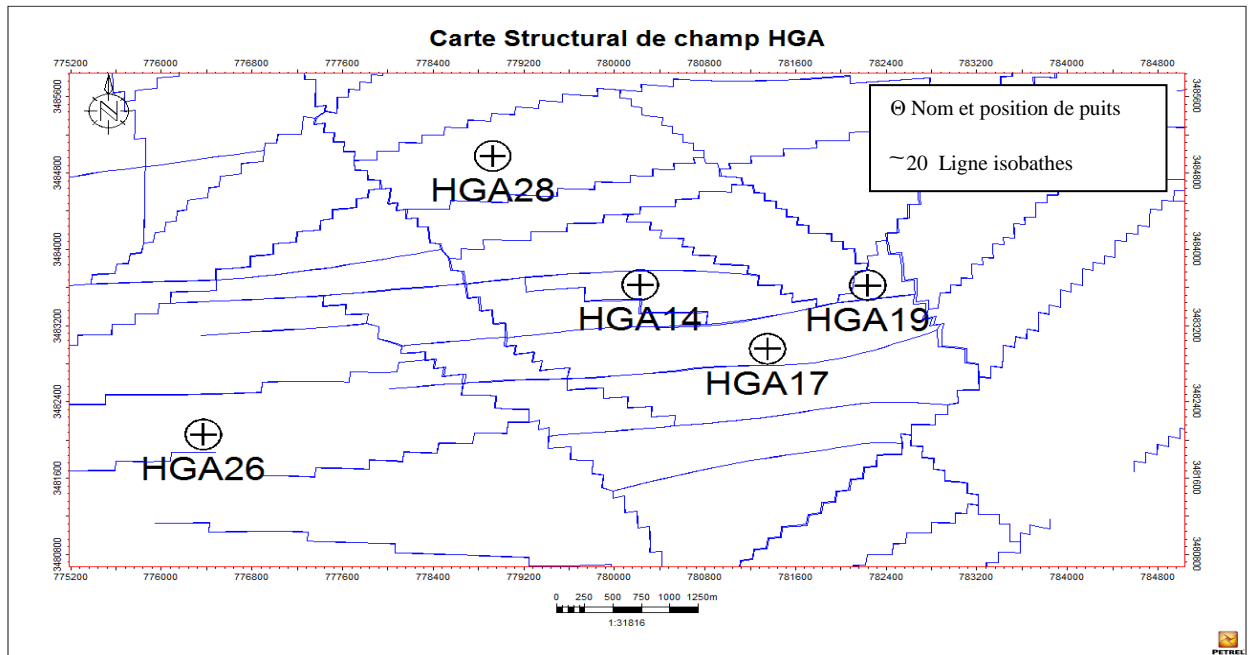


Figure.III.1:carte position de secteur d'étude du champ HGA

III-2) la coupe géologique E- W :

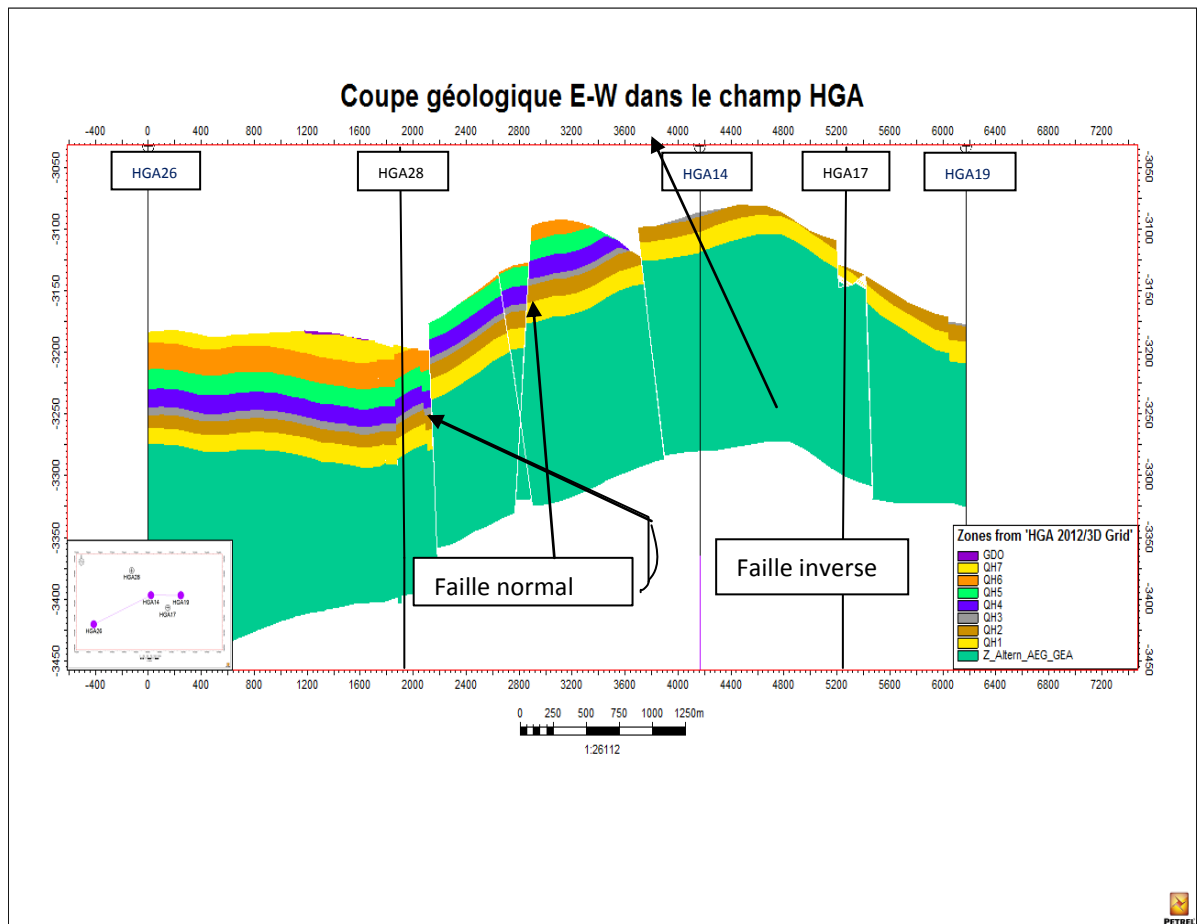


Figure.III.2:coupe géologique E_W traverse les puits HGA26_ HGA14_ HGA19

Interprétation de la coupe géologique E- W :

Montrant la carte de la plante bien connue que la zone très simple et la décalage ne contient pas des failles à l'exception d'un faille inverse entre le puits 14 et puits 26 avec quelques failles normales sont au niveau de la carte , elle nous expliquons disposition différent d'une QH où nous observe en la coupe confirme que la faille de côte sud est la plus proche de HGA26, ce dernier traverse tous les niveaux réservoir de QH qui ont une extension vers le Nord_Est qui ceci explique le puits 14 sont situés en haut et le puits 19 dans la pente pour une érosion pour eux ,ils ne portent pas tout les couche de QH (QH1-QH2-QH3 seulement) par à pour le puits 26 qui situé au bas pour tout les niveaux réservoir de QH

III-3) la coupe géologique N _S :

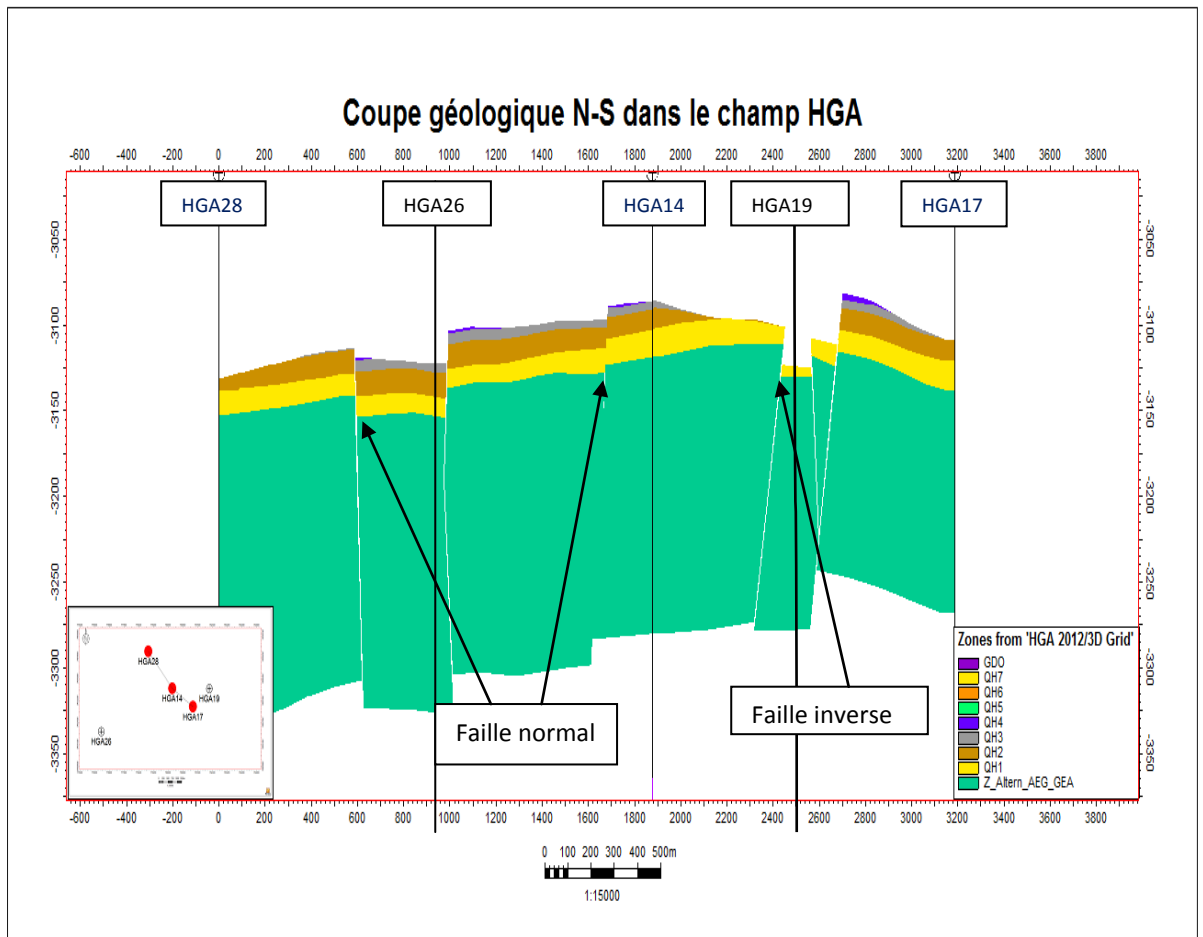


Figure.III.3:coupe géologique N _S traverse les puits HGA28_ HGA14_ HGA17

Interprétation de la coupe géologique :

La carte montre un modèle facile et incontournable qui a une faille inversée entre le puits HGA17 et le puits HGA14 et certains les faille normales sont dispersés avec quelques sur la carte comme une légère différenciation dans le placement de réservoir QH est trouvée le puits 28 (QH1-QH2), le puits HGA14 (QH1-QH2-QH3), le puits HGA17QH (1-2-3-4).

III-4) la coupe distribution de porosité :

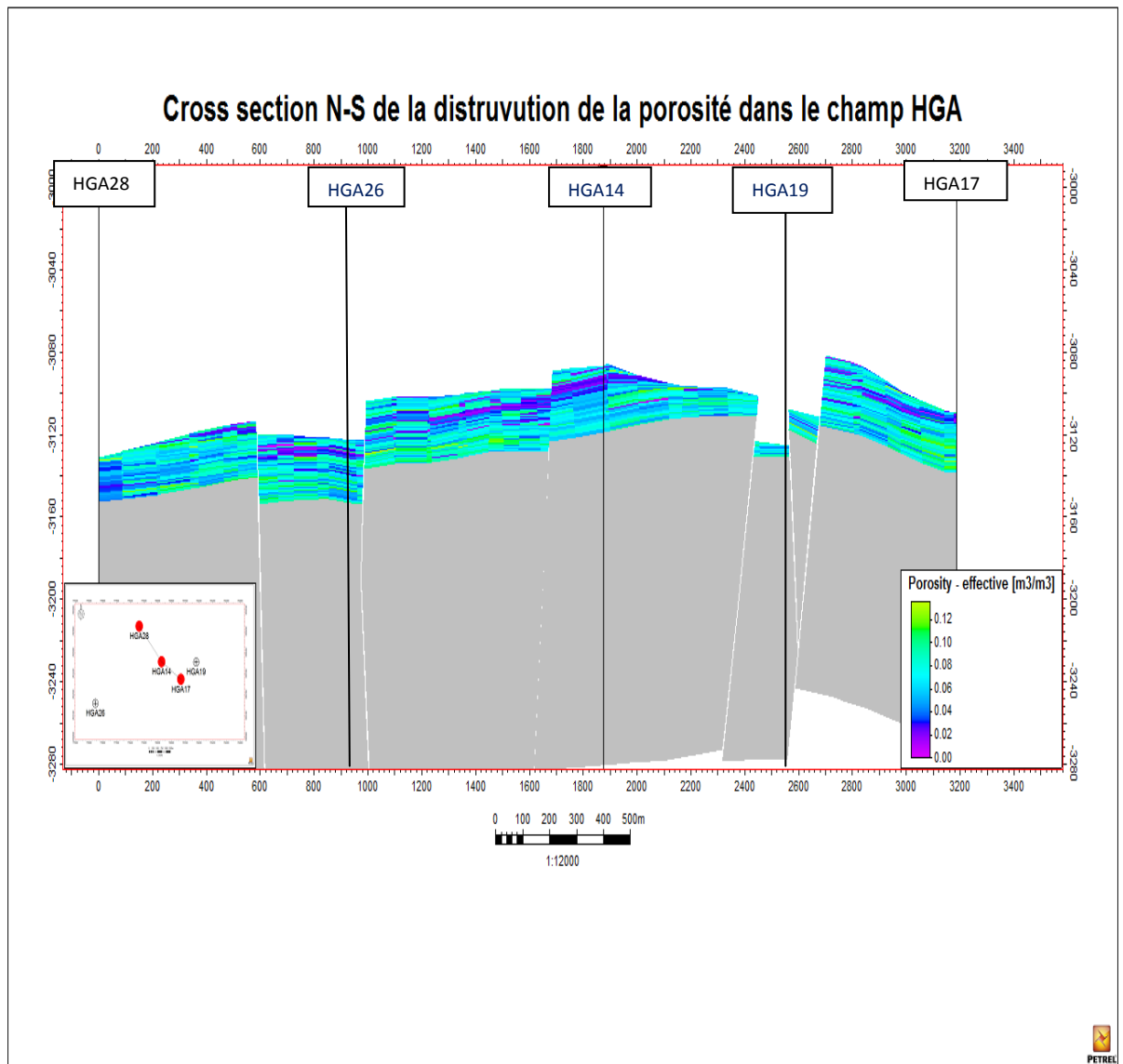


Figure.III.4:coupe distribution de porosité à travers les puits HGA28_HGA14_ HGA17

Interprétation coupes de distribution de porosité :

D'après la coupe on remarque que la porosité est généralement faible dans la partie supérieure de QH. Autour de puits HGA 14 s'améliorent vers le bas et vers le sud à voisinant de puits HGA 17.La distribution de porosité dans la coupe est généralement varie entre 02% et 12%.

III-5) la coupe distribution de perméabilité :

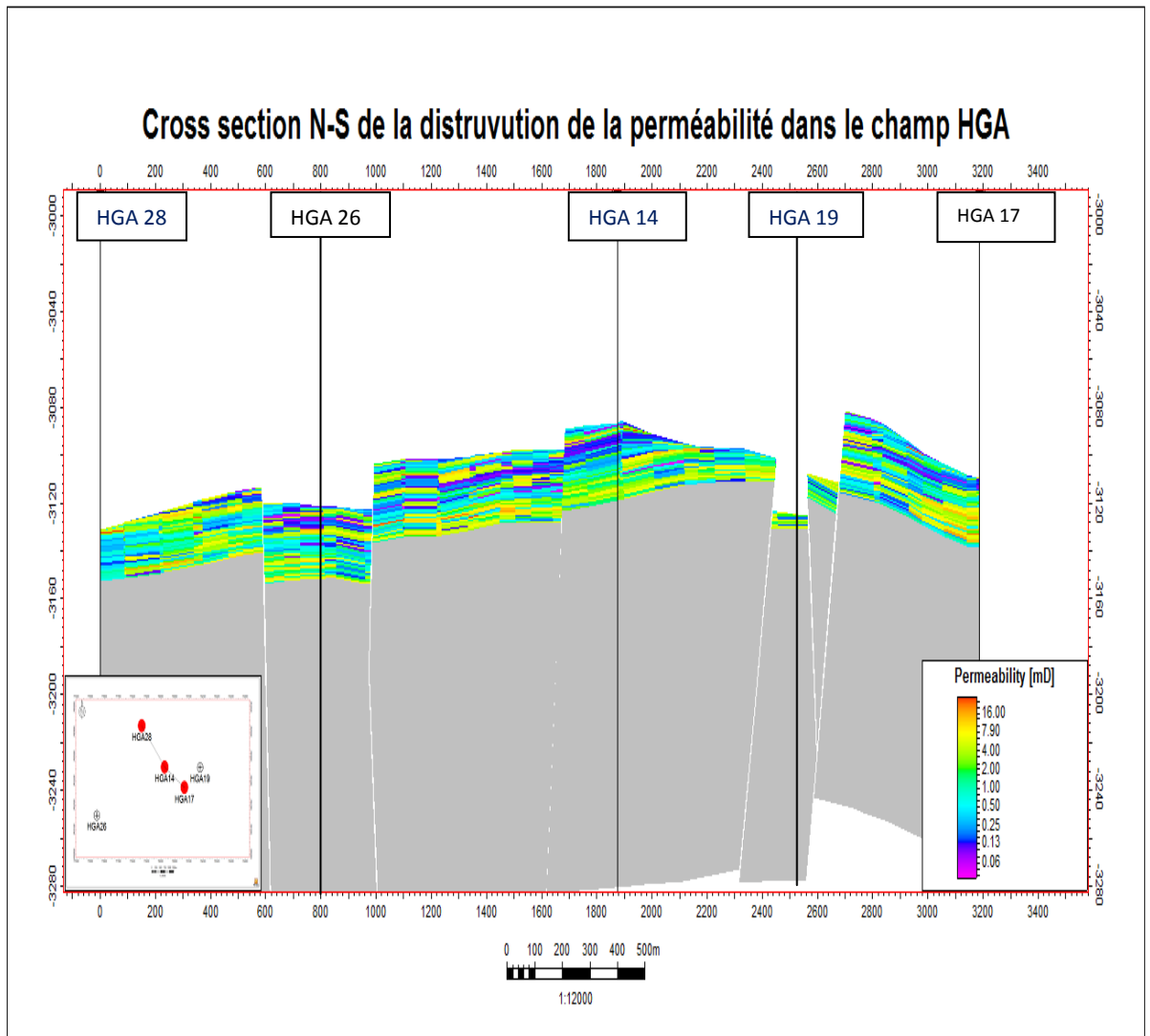


Figure.III.5:coupe distribution de perméabilité à travers les puits HGA28_HGA14_17

Interprétation coupes de distribution de perméabilité :

Généralement la coupe de distribution de perméabilité montre des valeurs très faibles à médiocres. Autour de puits HGA 14 on trouve que les très faibles perméabilités s'améliorent profondément de QH4 vers le QH1 et de HGA 14 vers HGA17 au niveau QH5 et QH4.

La distribution de perméabilité dans la coupe est généralement variée entre 16 md et 0.06md.

III-6) la Carte en isobathes :

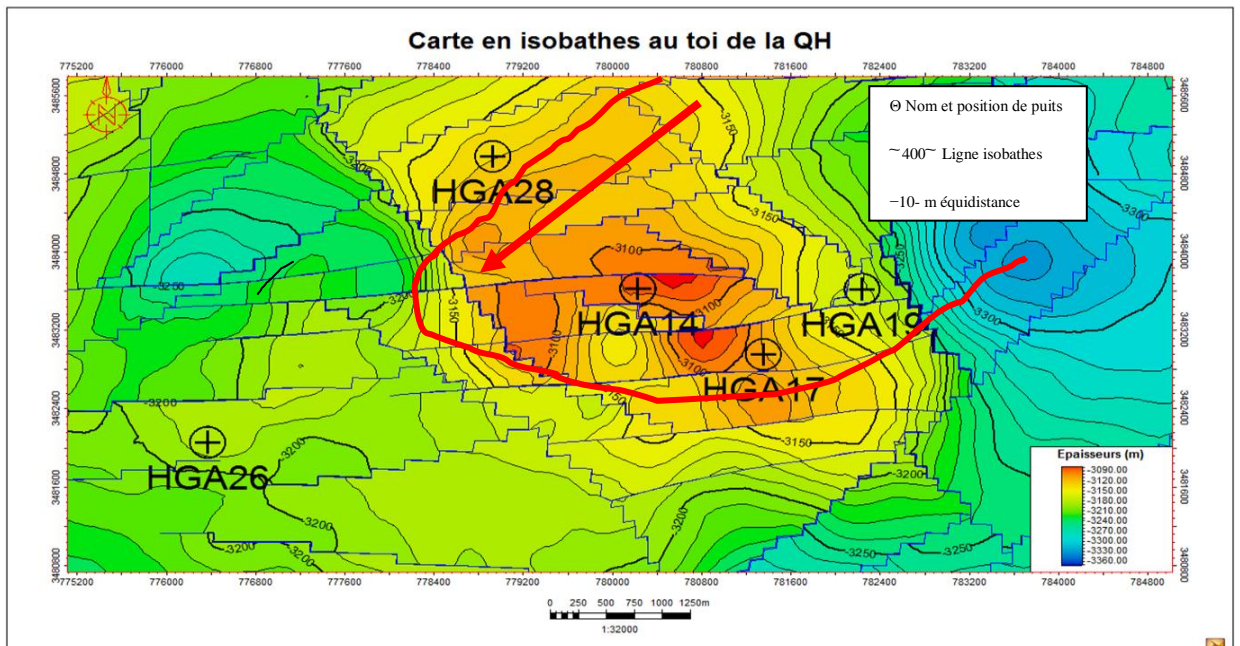


Figure.III.6:Carte en isobathes au toi de QH de champ HGA

Interprétation de la carte en isobathes

La carte en isobathes de réservoir QH ou courbe de profondeur de ce réservoir est variable, elle est faible au centre où elle atteint sa valeur minimal 3090 m (HGA 14) et elle augmente au centre de réservoir et valeur maximal 3190 m au niveau de puits dans l'ordre (HGA 26) vers SO et au niveau du puits (HGA 19) vers EST.

III-7) la carte isopaques :

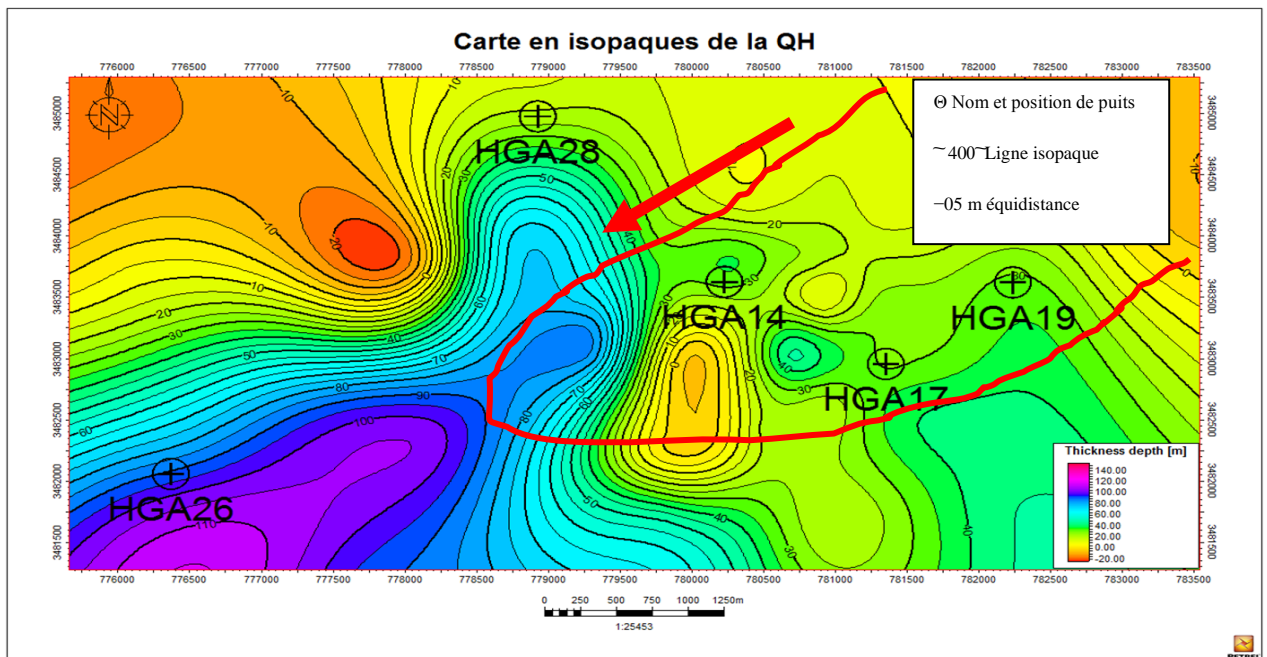


Figure.III.7:Carte en isopaques de la QH de champ HGA

Interprétation de la carte en isopaque du réservoir

La carte en isopaques de réservoir QH que montre que l'épaisseur de ce réservoir est variable, elle est faible au centre où elle atteint sa valeur minimal 27m (HGA 28) et elle augmente vers les coins de réservoir à Nord et Sud où elle atteint sa valeur maximal 100 m au niveau de puits (HGA 26)

IV-) FRACTURATION PAR CAROTTE:

IV-) THEORIE SUR 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, tels que :

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

IV-2)-Définition de fracture :

Une fracture est définie comme «toute rupture ou une discontinuité physique dans une roche causée par des contraintes supérieures à la contrainte de la roche ».

IV-3) 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). Par la suite on expliquera en détail comment faire la distinction entre les différentes fractures.

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

En géologie, une **faille** est une structure tectonique consistant en un plan ou une zone de rupture le long duquel deux blocs rocheux se déplacent l'un par rapport à l'autre, ce plan divise un volume rocheux en deux compartiment qui ont glissé l'un par rapport à l'autre dans un contexte de déformation fragile ce déplacement et la déformation cisailant sont dus aux forces exercées par les contrainct tectonique. il y à plusieurs types des failles comme faille normal et faille inverse, décrochement

Les joints sont définis comme des «fissures ou de fractures dans la roche le long de laquelle il y a eu peu ou pas de déplacement transversal» (cité dans Jaeger, Cook et Zimmerman, 2007). Elles sont importantes en mécanique des roches comme ils divisent la masse rocheuse en différentes parties, donc de faire glisser le long des surfaces des joints. En conséquence, ils fournissent également des voies pour la circulation des fluides.

3. 1). Les fractures naturelles

Les fractures naturelles ont un impact considérable au sein d'un réservoir. En effet, qu'elles soient conductrices ou barrières, elles contrôlent généralement les écoulements ainsi que les capacités de stockage des réservoirs. Ce projet concerne l'analyse des fractures et leur impact sur les propriétés pétrophysiques du réservoir de Hassi Guettar.

Les méthodologies proposées abordent successivement les étapes de cette analyse, à savoir

1. la caractérisation des fractures naturelles à partir de données structurales : les données de l'imagerie sismique et électrique afin de déterminer les indicateurs structuraux de fracturation, concernant notamment leurs intensités et leurs orientations.

2. détermination de l'impact de la fracturation sur la porosité et la perméabilité en se basent sur les résultats de l'analyse des données de l'imagerie et la corrélation des données de carottes et de diagraphies.

Pour bien caractériser les différents types des fractures il est indispensable de combiner les outils acoustiques aux outils électriques

3. 1.1. Les fractures ouvertes : l'image électrique montre un signal résistif

probablement due à un remplissage ou à la pénétration de la boue de forage, quant à l'outil

acoustique, il montre un transit time élevé et une faible amplitude affirmant ainsi que la fracture est de type ouverte.

3. 1.2. Les fractures cimentées : nous avons deux cas:

1-les fractures colmatées par un ciment résistif où l'image électrique montre une réponse claire alors que l'outil acoustique dément l'ouverture de la fracture par un signal de forte amplitude.

2-les fractures colmatées par un ciment conducteur sont représentées eux aussi par deux cas:

a)- colmatées par un ciment conducteur (ferreux, pyrite), ou l'image acoustique montre un signal clair et pas de transit time alors que l'image électrique montre un signal sombre.

b)- colmatées par un ciment semi-conducteur (argiles) ou l'image acoustique montre un signal sombre qui explique la diminution de l'amplitude alors que rien n'est observé sur le transit time ainsi qu'au niveau de l'image électrique.

3. 2). Les fractures induites par le forage :

Séparation entre fracture naturelle et fracture induite par le forage

En sub-surface, on utilise la combinaison de la géométrie et l'orientation pour distinguer entre les différentes fractures par exemple, la plupart des fractures induites par le forage forment parallèlement à la direction de la contrainte horizontale maximale

(σ_{H-max}), ce qui signifie qu'ils sont en extension. L'orientation de la contrainte horizontale minimale (σ_{H-min}) est bien identifiée à partir des breakouts et peut être utilisé pour définir l'orientation préférentielle de la fracture En dehors de cela, fracture induite, bien sûr, ne sont jamais minéralisée et ne causent jamais un décalage de stratification.

3. 3). Les fractures hydrauliques :

Ce procédé est utilisé généralement pour les formations géologiques peu perméables .Nous injections, sous très haute pression, un fluide destiné à fissurer et microfissure la roche.

Il peut être de l'eau, une boue ou un gel technique dont la viscosité a été ajustée. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (jusqu'à 4 km dans le cas de certains réservoirs non- conventionnels), et à partir des puits verticaux, inclinés ou horizontaux. Cela est fait pour empêcher que le réseau de fractures ne se referme pendant la chute de pression due à la mise en production.

Le fluide est enrichi en agents de soutènement 'proppants' qui peuvent être des poudres de matériaux durs, grains de sable tamisés ou des microbilles de céramique.

V-) DESCRIPTION DES CAROTTES DE PUITES :**V-1).DESCRIPTION DES CAROTTES DE PUITES HGA 14 :**

Ordovicien quartzite d'el Hamra: de 3246.5m a 3254.5m.

Quartzite blanc a gris blanc, parfois grés blanc rosâtre finement ferrugineux, fin très siliceux compact et dur.

- fréquents films d'argile noire.
- zones de fissuration et/ou fracturation intense ou encore brèches ; sont très rares a nulles.
- fissuration sub-verticale en générale très développée, ouvertes a fermées, vides ou colmatées de bitume.

V- 2). DESCRIPTION DES CAROTTES DE PUITES HGA 17

Commentaire sur l'aspect structural et tectonique du cambro-ordovicien:

hga17, se situ dans une zone tectoniquement très affectée et bien marquée par un compartimentage faille. Ce puits n'a rencontre aucune faille majeure et ne comporte pas de fissuration et/ou fractures dignes d'intérêt.

Du point de vue structural, malgré une présence d'éruptif dans le cm-ri, le puits est structuralement plus bas de vingt (20m) mètres que prévue (selon les cartes établies d'après la sismiques 3d).

Malgré la fissuration étant pratiquement pauvre pour tous les réservoirs reconnus, hga17 présente quelques zones draineuses certaines ; notamment, dans le cm-ri inf. et le ra.

Caractéristiques pétrophysiques:

Les perméabilités carottes sont faibles, a l'exception du raou elle est assez élevée (34.08md).

Les porosités carottes sont faibles a moyenne.

Les porosités élan sont moyenne pour tout les drains ;

Les saturations en eau ne dépassent pas les 30%, et elles sont très faibles pour la partie inferieure du ri et le ra.

Ces résultats nous permettent de caractériser la qualité du réservoir comme médiocre.

Description des carottes:

Ordovicien quartzite d'el Hamra: de 3264m a 3292.2m

Quartzite blanche, fin a très fin, compact, dure avec des stratifications inobservables, a ciment siliceux, parfois rougeâtre ferrugineux.

***de 3268m à 3274.5m :**

Quartzite gris a gris beige, a ciment silice-bitumineux a siliceux.

***de 3274.5m à 3292.20m :**

Quartzite gris a gris sombre, parfois gris clair, fin a très fin, a ciment silice-bitumineux a silice-argileux, ou s'intercalent

Des passées centimétriques de siltstone argilo-micacé, gris a vert avec nombreux joints d'argile jaunâtre.

Fissuration sub-horizontales, rarement sub-verticale, développées et abondantes, colmatées par la pyrite et la silice et rarement par le bitume, stratification inobservable.



Figure.III.8:photo de carotte de HGA 17.

V- 3). DESCRIPTION DES CAROTTES DE Puits HGA 19 :**Ordovicien quartzite d'el Hamra: (3326m a 3361m):**

Quartzite blanche, fin a très fin, compacte dure a ciment siliceux, parfois rougeâtre, ferrugineux.

Quelques passées de quartzite-grés moyennement dur, gris beige a ciment silice-argileux. Présence de tigillites courtes abondantes et nombreux joints stylolitiques.

Nombreuses passées de siltstone argilo-micacée gris et verdâtre et quelques joints d'argile noire.

Fissures subhorizontales abondantes.

Fissures sub-verticales abondantes ouvertes et fermées, vides ou remplies de silice, et d'argile. Stratification inobservable

les images suivantes représentent les intervalles du carotte de gauche à droite

- 1- 3333.20 - 3333.30 m tigillites
- 2- 3334.20 – 3334.40 m stratification QH
- 3- 3352.65 – 3352.75 m structures sédimentaires



Figure.III.9:photo de carotte de HGA 19.

V- 4). DESCRIPTION DES CAROTTES DE PUITTS HGA 26

Caractéristiques pétrophysiques:

Les porosités élan sont relativement moyennes dans les QH.

les saturations en eau sont assez élevées notamment a partir de 3416m vers le fond..

Description des carottes :

Ordovicien quartzite d'el Hamra:

*de 3343m a 3349m:

quartzite a grès quartzitique, de couleur gris sombre a gris beige par endroit, a ciment siliceux (silico-argileux), dur et compacte.

Fissures verticales ouvertes, remplis de silice diffuses, très longues jusqu'a 60cm. joints stylolitiques très abondantes, avec joints argileux de couleur verte.

Fissures horizontales à sub-horizontales fermées.

tigillites abondantes.

*de 3349m a 3376m:

Grès quartzitique a quartzite grès a ciment siliceux, compacte, dur.

Très fissurée avec joints stylolitiques abondantes.

Fissures verticales ouvertes, remplis de silice. Nodules de quartzites blancs.

Joints argileux de couleur verte.

Bioturbation abondantes, avec des stratifications sinusoidales.

***de 3376m a 3385m:**

Grès quartzitique a quartzite grès a ciment silice-argileux, très fissurée, avec des joints argileux vert.

Fissures verticales ouvertes, remplis de silice.

tigillites très longues.

Stratification entrecroisée très abondante.

***de 3385m a 3415m:**

On trouve des figures de remaniement indiquant un milieu marin de haute énergie.

Stratification oblique et entrecroisée avec des lits d'argiles vertes.

❖ **Puits HGA 26**

Au niveau de (3343-3415m) l'analyse carotte montre que :

La présence les fissures verticales ouvertes très long. et des fissures horizontales fermes.

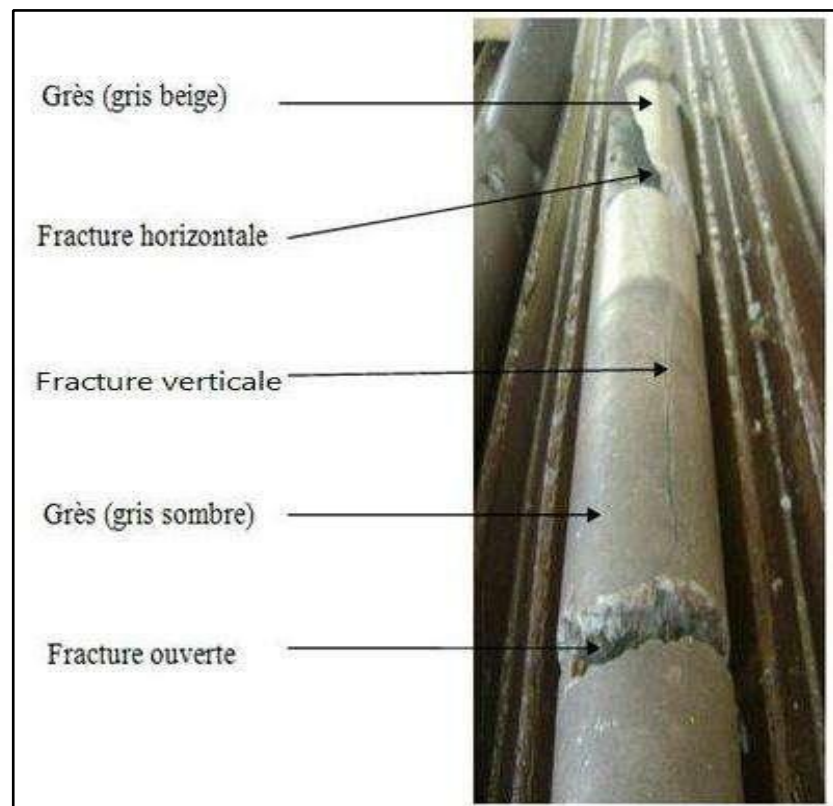


Figure.III.10:photo de carotte de HGA 26.

V- 5). DESCRIPTION DES CAROTTES DE Puits HGA 28**Ordovicien quartzite d'el Hamra:**

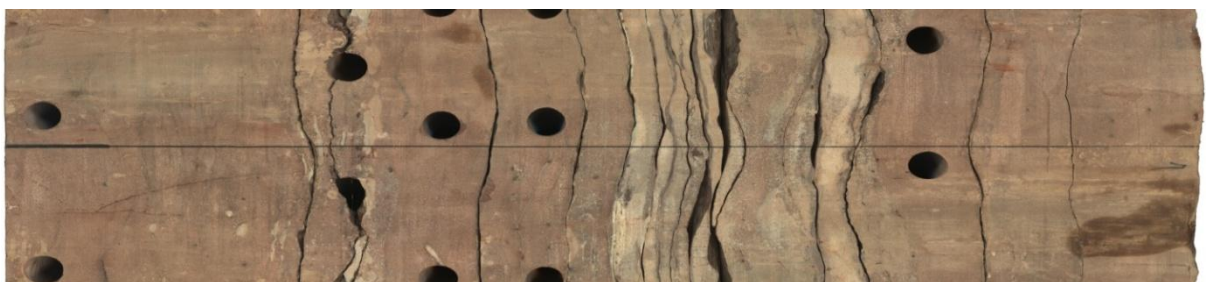
Quartzite, beige fin à très fin, ciment siliceux avec des passages de quartzite rougeâtre ferrugineux compacte et dure.

18 passées cm de siltstone argilo-micacée. Rares joints stylolitiques. Plusieurs fissures Sub-verticales, développées vides ou remplies de silice. Stratifications inobservables.

1- carotte à niveau 3290 m



2- carotte à niveau 3294 m



3- carotte à niveau 3303 m



4-carotte à niveau 3305 m



Figure.III.11:photos de carotte de HGA 28

VI-)-Influence de la fracturation sur les paramètres pétrophysique

Bien que les caractéristiques pétrochimiques jouent un rôle très important d'identification de la productivité de l'huile mais peut affecter les changements dans la présence des fractures au cours la description de carotte, 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 pétrophysiques.
- Pertes de boue au cours du forage.
- Une dis-migration des hydrocarbures vers d'autres formations.

CONCLUSION

- les images de forages ont été rapidement acceptées comme une composante de plus en plus critique dans l'interprétation structurale et l'analyse des fractures à l'intérieur du réservoir, cette technique est rapidement évoluée pour devenir un outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers.
- les cartes montrèrent l'allure et la forme des espaces lithologique dans il faut analyse les capacités de rétention et de circulation des fluides.
- 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
- Trois types de fractures peuvent se produire dans la formation 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 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.
- Les critères qu'on peut identifier une fracture est bien son ouverture et sa conséquences sur la perméabilité ainsi que sa dimensions dans l'espace en montrant le déplacement et les orientations par rapport à ces derniers.
- La fracturation Par carotte est la meilleure technique en terme de réalisme dans la description d'échantillonnage d'être le permettant de voir les fissures et les améliorations avec l'œil nu.
- Le phénomène de fracturation a une influence considérable, positive ou négative, sur les propriétés pétrophysiques des roches, notamment la porosité et la perméabilité [Stearns et Friedman, 1972; National Research Council, 1996; Nelson, 2001]. Egalement, la variabilité de cette fracturation en nature (comportement conducteur ou barrière des fractures) et en intensité, détermine fortement les capacités de stockage et de production de matière au sein d'un réservoir.

Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE

L'étude pétrophysique et la fracturation sont l'une des études les plus importantes dans le domaine pétrolière de la première descend à l'image pétrolière sur la productivité de tout champ pétrolière à travers la proportion de caractéristique pétrophysique qui sont affectée par l'existence de la fracturation à travers la description des carotte qui considéré la technique plus précises en termes de la réalité.

Il s'agit tous les deux des études les plus importantes qui contribuent à une augmentation ou à une diminution de la qualité du réservoir et traduit par deux effets :

Effets favorables :

- Les indices de granulométrie.
- Développement du ciment siliceux de nourrissage qui une influence indirecte par inhibition des processus de compactions.
- Dissolution des ciments siliceux.
- L'influence de la tectonique qui est traduite par la porosité de fracture. Du point de vue stratigraphie, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables.

Effet défavorable :

- Développement des ciments argileux et carbonatés (pour le sondage HGA-26).
- Direction parallèle des fractures avec la direction du forage.
- La comparaison entre les différentes valeurs de porosité et de perméabilité permet de localiser les puits où la fracturation a un impact important sur les propriétés pétrophysiques

Références Bibliographiques

Références Bibliographie

- Société Nationale Sonatrach /Division Production** : les donnée diagraphie et les donnée carotte de la zone hassi guettar
- Wec 2007** : situation géographique du champ de hassi messaoud
- In Sonatrach 2005** : situation géologique du champ de hassi messaoud
- SN. REPAL 1956** : historique de recherche d'exploration de hassi messaoud
- Sonatrach /Division Exploration** : image UBI montrant les réseaux de fracture QH à HMD
- Sonatrach /Division Exploration** : situation géographique du champ de hassi guettar
- Wec 1995**: situation géologique du champ de hassi guettar
- Société Nationale Sonatrach /Division exploration et MC.CONARD** : historique des travaux du champ de hassi guettar
- BOUDJEMAA.A.1987.** : contexte structural régional du champ de hassi guettar
- B.ICADI .1999** : contexte structural local du champ de hassi guettar
- A.BOUDJEMAA.BEICIP.1987** : schéma structural interprétatif
Thèse de doctorat .univ. Parisxi, orsay, paris
- Colloque de la stratigraphie saharienne 1962 (SN REPAL SNAP)** :stratigraphie du champdehassi guettar
- Sonatrach/Division Production** : colonne litho stratigraphique du champ de hassi guettar
(LEBLAB.S.1998) (DAOUD.A.1996) : Aspect pétrolier et étude des corps éruptifs
Cambro-ordovicien du champ de hassi guettar de document sonatrach
- Service pétrolier Schlumberger 1996** : présentation du logiciel PETREL
- Sonatrach /Division production** : Les données d'étude pétrophysiques
- BEICIP 2007** : Aspect structural de quartziteHamra
- MA. ET.AL (1993)** : Définition et type des fractures
- FUNDAMENTALS OF ROCK MECHANICS / J. C. Jaeger. N.G.W. Cook and R.W.Zimmerman** : Définition et type des fractures, la forme fissuration
- M.H, RIDER 2002** : les fractures induites par le forage
- Géologie Pétroleum And Réservoir EngineeringsDéveloppements Sonatrach 2002** :
Les coupes géologiques et les cartes structurales des puits.
- SONATRACH DP / HMD / DépartementSurveillances Géologique / Etude** :
Description des carottes des puits

Annexes

Annexe

Formation	Toit (m)	Mur (m)	Epaisseur (m)	SW moyenne calculée (%)	Mesures sur Carottes	
					Perméabilité moyenne (md)	Porosité moyenne (%)
EOCENE	242	389	147			
SENONIEN_Carb	389	435	46			
SENONIEN_Anhyd	435	645	210			
SENONIEN_Salif	645	775	130			
TURONIEN	775	891	116			
CENOMANIEN	891	1057	166			
ALBIEN	1057	1412	355			
APTIEN	1412	1437	25			
BARREMIEN	1437	1690	253			
NEOCOMIEN	1690	1900	210			
MALM	1900	2122	222			
DOGGER_Arg	2122	2366	244			
DOGGER_Lag	2366	2403	37			
LIAS_LD1	2403	2465	62			
LIAS_LS1	2465	2590	125			
LIAS_LD2	2590	2652	62			
LIAS_LS2	2652	2692	40			
LIAS_LD3	2692	2732	40			
TRIAS_S1_S2	2732	2968	236			
TRIAS_S3	2968	3190	222			
TRIAS_ARG_G10	3190	3264	74			
DISCORD	3264	3264	0			
QH	3264	3293	29			
GEA	3293	3308	15			
AEG	3308	3400	92			
Z_ALT	3400	3423	23			
RI	3423	3501	78			
RA	3501	3518	17			

SONATRACH				Carotte n° 01		Cotes: De 3264m à 3310m		Date: 14/10/04		Forage: HGA17								
Direction Production Géologie				Recupération: 100%		Type et Ø carottier: Ø 375 50231 Ø 203125		Boue à l'huile										
Fiche établie par: Hammoudi B.				Etage: PH + GEA		Pendage moyen:		Densité: 1.50		Viscosité: 40								
Cotes	Fissures				Log	Tigilites	B. E.	Description	Lithologique	Cotes	Mesures Physiques					Teneur en Fluides		
	A	B	C	D							Perméabilité		Porosité			Huile	Eau	
											H	V	H	V	M			
3264																		
3265																		
3266								De 3264m à 3268m										
3267								Quartzite, blanche fin à très fin ciment siliceux, compacte dure à rosâtre par endroits à ciment ferrugineux.										
3268								De 3268m à 3274,5m										
3269								Quartzite grs à quartzite gris bris à beige. Ciment silico-bitumineux à siliceux.										
3270								De 3274,5m à 3292,20m										
3271								Quartzite grs, gris sombre à gris clair fin et très fin à rarement moyen. Ciment silico-bitumineux à silico-argileux par de rares endroits.										
3272								07 passés "cm" de siltstone argilo-micacé fin et verdâtre et nombreux joints d'argile jaunâtre. Fissuration des horizontales, rare. Fissuration des verticales, abondante et très développée formée à Colmatage de pyrite et de silice, et rarement de bitume. Stratification inobservable.										
3273																		

Les teneurs en Fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche

ملخص

خزان كوارتيزيت الحمراء في مستوى الاوردوفيزيان من بين الخزانات الرئيسية في حوض أمقيد مسعود وادي ميه . إن مختلف الاستكشافات في خزان الكوارتيزيت الحمراء في مجال حاسي قطار تكشف عن وجود إمكانية لاستغلال النفط و الغاز في مستويات معينة.

دراسة العينات لبعض آبار حاسي قطار ومنه دراسة الصخور وتفسير التكسيرات بواسطة تصوير مستوى الكوارتيزيت الحمراء في هذا المجال. تحتوي الكوارتيزيت الحمراء على حبيبات متجانسة وصغيرة الحجم ومتراصة . يسمح تسليط الضوء على المعلومات البتر وفيزيائية للخزان المنخفضة عموما نتيجة تراصها مما أدى ذلك إلى انخفاض قيم المسامية التي تتراوح ما بين 5% - 9 والنفاذية التي تتراوح ما بين 2md - 4md .

الكلمات المفتاحية : حاسي قطار - كوارتيزيت الحمراء - الخصائص البتر وفيزيائية (النفاذية - المسامية تشبع الماء) - الخزان - الشقوق - كسور الجزر - البنيوية

Résumé

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

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

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

La formation des Quartzites de Hamra, qui est généralement considérée comme homogène et compacte. Constituées essentiellement de grains de quartz associés à quelques minéraux lourds résistants.

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

Mots clés : Quartzite de Hamra, paramètre pétrophysique (porosité et Perméabilité Saturation en eau), Hassi guettar, réservoir, fissuration, fracturation par carotte, structural.

Abstract

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

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

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

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

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

Key Words: Quartzite the Hamra, petrophysical parameters (porosity and permeability, water saturation, hassi guettar, tank, cracks, carott fracturing, structural.