

UNIVERSITE KASDI MERBAH–OUARGLA

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

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



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

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

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Étude géologique et pétrophysique appliquée à la
réentrée des puits par la technique du Short Radius : Cas
du périmètre de Hassi Guettar**

Préparée par :

Azri Azzedine

Abbane Mohammed yazid

Bedjera Mohammed Hacene

Soutenu le 09/06/2026

Devant le jury :

Président :

BEGUIRET LILIA

M.C.B Univ.Ouargla

Promoteur:

GUERRADI HOCINE

M.A.A Univ.Ouargla

Examineur:

DRAOUI ABDELMALIK

M.C.A Univ.Ouargla

Année Universitaire :2025/2026

Remerciements

Louange à Allah qui nous a accordé la réussite pour accomplir ce travail.

Au terme de ce modeste travail, nous tenons à exprimer notre sincère gratitude à tous ceux qui ont contribué à sa réalisation.

Nous remercions avant tout Allah le Tout-Puissant pour Sa grâce et Son aide.

Nous adressons nos plus vifs remerciements à notre encadreur, Monsieur Guerradi Hocine pour ses précieux conseils et ses orientations constructives, ainsi que pour le temps qu'il nous a consacré tout au long de la réalisation de ce travail.

Nous remercions également les membres du jury :

Mme. Beguiet Lilia pour avoir accepté de présider le jury de soutenance

Monsieur Draoui Abdemallek pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Nous adressons également nos sincères remerciements à l'administration de l'Université KasdiMerbah - Ouargla, et en particulier aux enseignants du Département de Géologie.

Nous exprimons notre gratitude à la société SONATRACH, et particulièrement à l'équipe du département EP (Exploration & Production), pour leur accueil et leur soutien durant notre stage.

Enfin, nous remercions toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à l'élaboration de ce mémoire.

Dédicaces

*À celui qui m'a tout donné sans rien demander en retour, À celle dont les prières m'ont
accompagné à chaque pas,*

*Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents, qui ont été ma force et mon soutien
tout au long de ce parcours. Que Allah les bénisse et les protège.*

À mes chers frères et sœurs, pour leur encouragement et leur amour inconditionnels.

À toute ma famille, proche ou lointaine, pour leur soutien moral.

*À mon cher binôme Azri Azzedine et Abbane Med Yazid avec qui j'ai partagé les
efforts, les difficultés et les moments de joie tout au long de la réalisation de ce travail.
Que ce travail soit le fruit de notre persévérance commune.*

À tous mes amis et collègues, qui ont rendu ce parcours plus agréable.

Ce travail vous est dédié du fond du cœur.

Dédicaces

*À celui qui m'a tout donné sans rien demander en retour, À celle dont les prières m'ont
accompagné à chaque pas,*

*Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents, qui ont été ma force et mon soutien
tout au long de ce parcours. Que Allah les bénisse et les protège.*

À mes chers frères et sœurs, pour leur encouragement et leur amour inconditionnels.

À toute ma famille, proche ou lointaine, pour leur soutien moral.

*À mon cher binôme Abbane Med Yazid et Bedjera Med Hacene avec qui j'ai
partagé les efforts, les difficultés et les moments de joie tout au long de la réalisation de
ce travail. Que ce travail soit le fruit de notre persévérance commune.*

À tous mes amis et collègues, qui ont rendu ce parcours plus agréable.

Ce travail vous est dédié du fond du cœur.

Dédicaces

*À celui qui m'a tout donné sans rien demander en retour, À celle dont les prières m'ont
accompagné à chaque pas,*

*Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents, qui ont été ma force et mon soutien
tout au long de ce parcours. Que Allah les bénisse et les protège.*

À mes chers frères et sœurs, pour leur encouragement et leur amour inconditionnels.

À toute ma famille, proche ou lointaine, pour leur soutien moral.

*À mon cher binôme Azri Azzedine et Bedjera Med Hacene avec qui j'ai partagé les
efforts, les difficultés et les moments de joie tout au long de la réalisation de ce travail.
Que ce travail soit le fruit de notre persévérance commune.*

À tous mes amis et collègues, qui ont rendu ce parcours plus agréable.

Ce travail vous est dédié du fond du cœur.

SOMMAIRE

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

Chapitre I

GENERALITES DE HASSI GUETTAR

INTRODUCTION.....	01
I.CONTEXT GEOGRAPHIQUE.....	02
I-1. CONTEXT GEOGRAPHIQUE REGIONAL	02
I-2. CONTEXT GEOGRAPHIQUE LOCAL	02
II. CONTEXT GEOLOGIQUE	03
II-1. Context geologique stratigraphique	04
2-1-1.Le Paléozoïque	04
a. Cambrien	04
b. L'ordovicien	
2-1-2. Le mesozoïque.....	04
a. Le trias	04
b. Le jurassique	05
c. Le crétacé	05
2-1-3.Le Cénozoïque.....	06
II-2.Evolution géodynamique.....	06
2-2-1.La phase panafricaine.....	06
2-2-2.La distension cambro-ordovicienne.....	06
2-2-3.La phase Caradoc (Phase de compression taconique).....	07

2-2-4.La phase de compression Calédonienne.....	07
2-2-5.La phase Hercynienne.....	07
2-2-6.La phase autrichienne.....	08
2-2-7.La phase Atlasique(Eocène).....	08
II-3. Cadre géologique structurale	08
III.CONTEXT PETROLIER	08
III-1.Les roches réservoirs.....	09
III-2.Les roches couvertures.....	09
III-3.Les roches mères.....	09
III-4.Types de pièges	10

Chapitre II

MATERIEL ET METHODES

INTRODUCTION.....	12
I-IMAGERIE.....	12
I-1.Définition.....	12
I-2.Les avantages	13
I-3.Les outils d'imagerie	13
I-4.L'application de l'imagerie	14
I-4-1.Interprétation sédimentologique	14
I-4-2.Interprétation structurale	14
I-4-2-1.Les structures tectoniques induites	14
I-4-2-2.Les structures tectoniques naturelles	14
I-4-2-3.Interprétation des fractures naturelle	15
I-4-2-4.Interprétation des failles	16
I-4-2-5.Interprétation des BREAK-OUT	17
II-Modélisation	18
II-1. Introduction	18
II-2.La modélisation structurale	19
II-3.La modélisation des faciès et la modélisation pétrophysique	19

II-4.Extraction des données	19
III-Le Short Radius	20
III-1.Notions sur les puits horizontaux.....	20
III-2.Les puits short radius ourentrés.....	21
III-3.Intérêt de Short Radius.....	21
III-4.Etude des puits candidats.....	22

Chapitre III

ETUDE SHORT RADIUS

INTRODUCTION.....	24
I-LE PUIITS HGA40.....	25
I-1.Présentation du puits.....	25
I-1-1.Situation géographique.....	25
I-1-2.Situation géologique.....	25
I-2.Investigation géologique.....	26
I-2.1Aspect structurale et tectonique.....	26
2-1-1.détermination de la position structurale du puits.....	26
2-1-2.Interprétation d'imagerie.....	28
2-1-3.Conclusion d'imagerie.....	32
I-2-2.Aspect réservoir.....	32
2-2-1.les cartes Isoporosité.....	33
2-2-2.les cartes isoperméabilité.....	36
2-2-3.les cartes isosaturation en eau.....	43
2-2-4.les cartes isopaque.....	45
2-2-5.Log composite.....	45
2-2-6.la coupe de distribution de porosité	46
2-2-7.la coupe de distribution de perméabilité	48
2-2-8.la coupe de distribution de saturation en eau	49
II- RECOMMANDATION.....	51
CONCLUSION GENERAL	53
BIBLIOGRAPHIE.....	54
الملخص	58
RESUME.....	58

LISTE DES FIGURES

Figure.1 : localisation du champ du Hassi-Guettar (document SONATRACH .2018).....	02
Figure.2 : Coupe stratigraphique de Hassi Guettar	03
Figure.3 : combinaison de L'OBMI& UBI	14
Figure.4 : représentation des fractures par les outils d'imagerie	15
Figure.5 : représentation des fractures ouvertes	16
Figure.6 : représentation des fractures cimentées	16
Figure.7 : la représentation des failles.....	16
Figure.8 : présentation de break-out et ces différents paramètres	17
Figure.9 : Un mode géologique de sub-surface.....;	18
Figure 10. : Profile d'un puits horizontal.....	20
Figure. 11 : Schéma d'un puits short radius.....	21
Figure. 12 : Carte de position de puits HGA-40	25
Figure. 13 : Carte structurale au niveau de la DH (petrel 18)	27
Figure. 14 : Carte en isobathes au toit de réservoir Quartzite Hamra (petrel 18)	27
Figure. 15 : Coupe géologique NO-SE passant le puits HGA40	28
Figure. 16 : Coupe géologique NE-SO passant le puits HGA40.....	28
Figure 17: Orientation des breakouts.....	30
Figure18 : exemple d'une fracture à faible amplitude	30
Figure 19 : orientation des fractures à faible amplitude	31
Figure 20 : orientation des fractures résistives	31
Figure.21 : QH1 –Isoporosité.....	34
Figure 22: QH 2-Isoporosité	34
Figure 23 : QH 3-Isoporosité.....	35
Figure 24: QH 4-Isoporosité.....	35
Figure 25 : QH 5-Isoporosité.....	36
Figure 26 : QH 6-Isoporosité	36
Figure.27 : QH1 –Isoperméabilité.....	38
Figure.28 : QH2 –Isoperméabilité.....	38
Figure.29 : QH3 –Isoperméabilité.....	39
Figure.30 : QH4-Isoperméabilité.....	39
Figure.31 : QH5 –Isoperméabilité.....	40
Figure.32 : QH6 –Isoperméabilité.....	40

Figure.33 : QH1- Isosaturation.....	41
Figure.34 : QH2 – Isosaturation.....	41
Figure.35 : QH3- Isosaturation.....	42
Figure.36 : QH4 – Isosaturation.....	42
Figure.37 : QH5- Isosaturation.....	43
Figure.38 : QH6- Isosaturation.....	43
Figure. 39 :Cartes-enisopaque de réservoir QH	45
Figure. 40 : log composite de HGA40	46
Figure.41: Coupe de distribution de la porosité (HGA40-HGA38-HGA32)	47
Figure.42 : Coupe de distribution de la porosité (HGA26-HGA40-HGA35)	47
Figure.43 : Coupe de distribution de la perméabilité (HGA40-HGA38-HGA32)	48
Figure.44 : Coupe de distribution de la perméabilité (HGA26-HGA40-HGA35)	49
Figure.45 : Coupe de distribution de la saturation (HGA26-HGA40-HGA35)	50
Figure.46 : Coupe de distribution de la saturation (HGA26-HGA40-HGA35)	50
Figure.47 : Représentation de la section verticale de l'opération Short Radius du puits HGA-40.....	51

LISTE DES ABREVIATIONS

HMD : Hassi Messaoud

HGA : Hassi Guettar

QH : Quartzite d'El Hamra

GEA : Le Grés d'El Atchane

AEG : Argile d'El Gassi

DH : La discordance hyrcinienne

VS : La section verticale

PPH : Puits producteur aux huiles

L'unité R3 : Réservoir 3

L'unité R2 : Réservoir 2

L'unité RA : Réservoir dont les grés anisométriques

L'unité RI : Réservoir dont les grés isométriques

LS2 : Le lias salifère 2

LD2 : Le lias dolomitique 2

LS1 : Le lias salifère 1

LD1 : Le lias dolomitique 1

Zalt : La zone des Alternances

Sw, So : La saturation des fluides

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

TVD : C'est la profondeur verticale réelle pour les puits horizontaux et /ou en short radius 3D: 3 Dimensions

mD: Milli darcy

K : La perméabilité

: La Porosité

SLB : La société Schlumberger

OFM: Le logiciel Oil field manager

SR: Short Radius

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

OBMI : Un outil d'imagerie (Oilbasedmud imager)

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

SH : La section horizontale

PVT : Pression, Volume, Température

INTRODUCTION GENERALE

Face au déclin progressif de la production des champs pétroliers matures et à l'augmentation des coûts liés au forage de nouveaux puits, les techniques de réentrée représentent aujourd'hui une solution efficace pour améliorer la récupération des hydrocarbures tout en réduisant les investissements. Parmi ces techniques, le **Short Radius** permet de transformer un puits vertical existant en drain horizontal de faible rayon de courbure afin d'atteindre des zones encore productives du réservoir et d'optimiser son exploitation.

Le périmètre de **Hassi Guettar**, situé dans la province triasique de la Plateforme Saharienne, constitue un gisement présentant une géologie complexe caractérisée par une forte hétérogénéité des propriétés pétrophysiques et une tectonique héritée de plusieurs phases géodynamiques. Après plusieurs décennies d'exploitation, certains puits de ce périmètre ont enregistré une baisse significative de production liée notamment à l'évolution des conditions du réservoir et à la remontée du contact huile-eau dans les réservoirs cambriens. Cette situation a conduit à orienter l'intérêt vers les réservoirs ordoviciens, en particulier les **Quartzites d'El Hamra**, considérés comme des objectifs prometteurs pour les opérations de réentrée.

La réussite d'une opération de **Short Radius** dépend essentiellement d'une étude géologique et pétrophysique rigoureuse permettant de sélectionner les puits candidats, d'identifier les niveaux les plus favorables et de définir la trajectoire optimale du drain horizontal. Cette démarche nécessite l'intégration de plusieurs types de données, notamment les cartes pétrophysiques, les rapports d'imagerie de paroi, les données de diagraphies, ainsi que les résultats issus des modèles géologiques tridimensionnels.

Dans ce contexte, le présent travail porte sur l'étude du puits **HGA-40** dans le périmètre de Hassi Guettar. Il a pour objectif d'évaluer le potentiel du réservoir ordovicien des Quartzites d'El Hamra pour une réentrée par la technique du **Short Radius**, en s'appuyant sur une analyse intégrée des données géologiques, structurales et pétrophysiques. Cette approche permet d'identifier les intervalles les plus favorables à la réentrée et de proposer le niveau offrant les meilleures caractéristiques réservoir.

Pour atteindre cet objectif, les travaux suivants ont été effectués :

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

Ce mémoire est rédigé en trois chapitres, une introduction et une conclusion :

- **Chapitre 1** : Généralité de Hassi Guettar.
- **Chapitre2** : Matériel et méthodes.
- **Chapitre3** : Étude Short Radius.

Chapitre I

La généralité de Hassi Guettar

Introduction :

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

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

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

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

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

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

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

I. CONTEXT GEOGRAPHIQUE :

I-1 Contexte géographique régional :

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(Galeazzi, 2009) . Il fait partie de la province triasique de la Plate-forme Saharienne.

I-2 Contexte géographique local :

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud. Elle est délimitée au Nord par l'ensellement de Touggourt, au Sud par la dorsale d'Amguid qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, à l'Est par le bassin de Berkine, à l'Ouest par le bassin d'Oued M'ya, et au Nord-Est par le dôme de Dahar. Cette structure s'étend sur trois zones hautes distinctes, à savoir le dôme de Hassi Messaoud, le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud, et le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est (Ali, 1975).

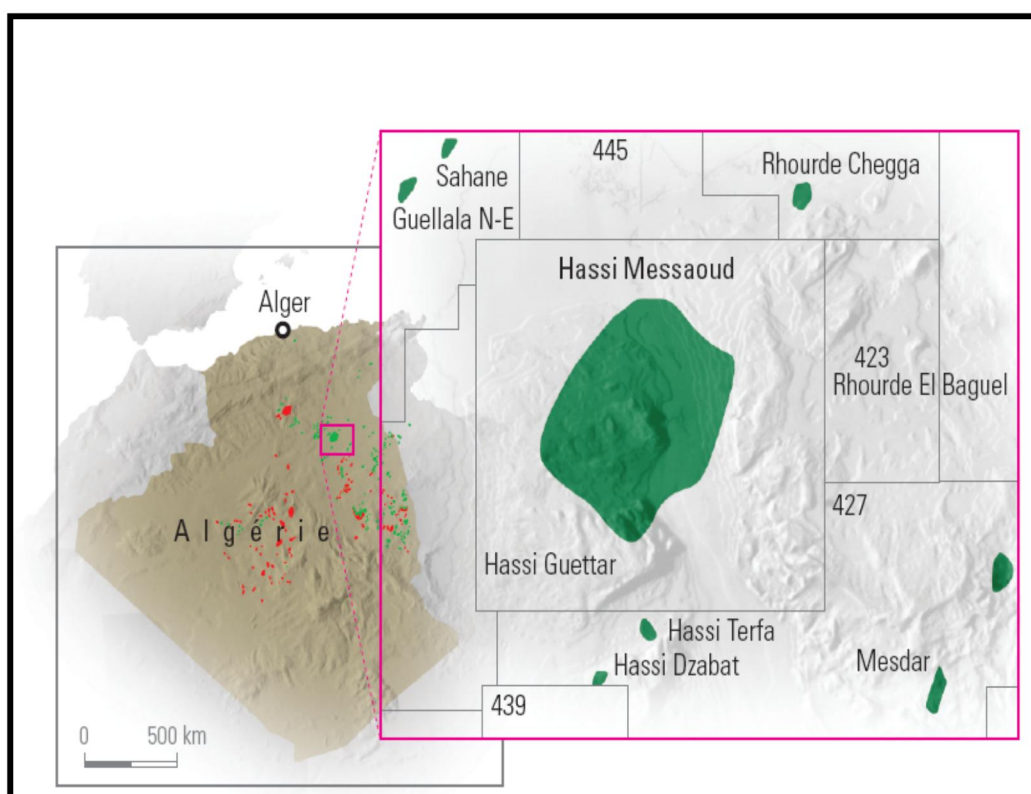


Figure.1 : localisation du champ du Hassi-Guettar (document sonatrach 2018)

II. CONTEXT GEOLOGIQUE

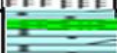
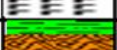
TOPS DES FORMATIONS								
Ere	Système	Formation		Lithologie	Tops (m)		Epaisseur	Description
					Géologiques			
					Prévision	Réels		
CENO.	Néogène	Mio-Pliocène			18	18	187	Sable, Calcaire
		Eocène			214	205	129	Dolomie, Gypse , Argile
MESOZOÏQUE	Crétacé	Sénonien	Carbonaté		336	334	97	Calcaire, Argile , Marne
			Anhydritique		432	431	219	Anhydrite, Dolomie, Marne, Argile.
			Salifère		640	650	136	Sel, Argile, Anhydrite.
		Turonien			777	786	113	Calcaire
		Cénomanién			894	899	200	Marne, Anyhdrite, Dolomie, Argile.
		Albien			1092	1099	327	Dolomie, Argile, Gres.
		Aptien			1422	1426	25	Dolomie, Argile.
		Barrémien			1447	1451	323	Dolomie, Argile ,Grès, Sable
		Néocomien			1760	1774	203	Dolomie, Argile, Grès.
		Jurassique	Malm			1968	1977	216
	Dogger		Argileux		2192	2193	226	Anhydrite , Argile, Dolomie.
			Lagunaire		5397	2419	100	Anhydrite+Argile+Dolomie
	Lias		L.D.1		2492	2519	40	Anhydrite, Dolomie, Argile
			L.S.1		2548	2559	104	Sel, Argile, Anhydrite.
			L.D.2		2645	2663	57	Calcaire Dolomitque, Argile
			L.S.2		2700	2720	52	Anhydrite, Sel, Argile,Dolomie
			Horiz B(LD3)		2757	2772	19	Sel, Argile.
	Trias		TS1 + TS2			2782	2791	248
		TS3			3027	3039	206	Argile + Sel
		ARGILEUX (G10)			3245	3245	72	Sel+Argile
		ERUPTF TRIASSIQUE			3316	3317	31	Andesite + Argile
		SERIE INF			3345	3348	3	Argile
PALEOZOÏQUE	Ordovicien	Quartzite d'El Hamra			3350	3351	84	Gres Quartzitiques
		Grès El Atchane			3441	3435	14	Gres
		Argile El Gassi			3457	3449	36	Argile + passees de Gres
		Profondeur Finale			3487	3485	TD DRILLING=3485m TD LOGGING=3488m	

Figure.2 : Coupe stratigraphique de Hassi Guettar –(Benayad (2013), étude géologique.)

II-1 Contexte géologique stratigraphique

II-1-1 Le Paléozoïque

A. Le Cambrien

Le Cambrien de Hassi Guettar constitue le principal réservoir du périmètre, il est subdivisé en quatre (4) lithozones distinctes(Djarnia et al., 1998) :

- **Lithozone R3** : constituée par des grès grossiers conglomératiques à ciment argilo-dolomitique ou illitique, représentant la base de la série cambrienne.
- **Lithozone R2** : il s'agit de grès microconglomératiques quartzitiques, argileux, à ciment illitique et kaolinitique.
- **Lithozone Ra** : formée par des grès anisométriques siliceux à silico-quartzitiques pyriteuses avec joints d'argile.
- **Série Inférieure (3 m)** : argile silteuse à silto-sableuse avec passées de grès à siltstone argileux.

B. L'Ordovicien

Il est subdivisé de bas en haut par les unités lithologiques suivantes :

- **Argiles El Gassi (36 m)** : argile silteuse, micacée, localement schisteuse à passées de grès silico-argileux.
- **Grès El Atchane (14 m)** : grès siliceux à quartzitiques glauconieux, micacés avec des passées d'argile silteuse.
- **Quartzites d'El Hamra (84 m)** : grès quartzitiques siliceux passant à quartzite pyriteuse silteuse(Benayad, 2013).

La profondeur finale atteinte est de **3485 m (TD Drilling)** et **3488 m (TD Logging)**.

II 1-2 Le Mésozoïque

A. Le Trias

Le Trias repose en discordance sur le Paléozoïque et comprend de bas en haut :

- **Série Inférieure** : argile silteuse à silto-sableuse avec passées de grès à siltstone argileux.

- **Trias éruptif (31 m)** : roches éruptives à minéraux verts, andésites avec passées d'argile silteuse.
- **Trias argileux - ARGILEUX G10 (72 m)** : argile silteuse localement salifère avec passées de sel translucide.
- **Trias salifère**, subdivisé en deux unités :
 - **TS3 (206 m)** : sel massif translucide à ocre avec passées d'argile brune silteuse et salifère.
 - **TS1 + TS2 (248 m)** : sel massif blanc avec passées d'anhydrite et d'argile dolomitique.

B. Le Jurassique

- **Le Lias**, subdivisé en cinq niveaux :
 - **Horiz B / LD3 (19 m)** : calcaire argileux avec passées de dolomie et d'argile dolomitique.
 - **LS2 (52 m)** : anhydrite et argile dolomitique avec passées d'argiles silteuses.
 - **LD2 (57 m)** : calcaire dolomitique avec alternance d'anhydrite et argile carbonatée silteuse.
 - **LS1 (104 m)** : alternance de sel massif, anhydrite avec passées d'argile silteuse dolomitique.
 - **LD1 (40 m)** : anhydrite blanche avec passées d'argile dolomitique et dolomie dure.
- **Le Dogger**, subdivisé en deux niveaux :
 - **Dogger lagunaire (100 m)** : anhydrite blanche avec passées d'argile silteuse dolomitique et dolomie dure.
 - **Dogger argileux (226 m)** : alternance d'argile silteuse dolomitique, grès argileux et anhydrite blanche pulvérulente.
- **Le Malm (216 m)** : alternance d'argile silteuse à silto-gréseuse, grès argileux et anhydrite avec présence de pyrite et lignite.

C. Le Crétacé

- **Le Néocomien (203 m)** : argile carbonatée, silteuse avec passées de grès silico-carbonaté.
- **Le Barrémien (323 m)** : alternance de grès brun, argile verte silto-sableuse et dolomie avec présence de sable.
- **L'Aptien (25 m)** : barre dolomitique calcaire microcristalline avec passées de marne indurée.
- **L'Albien (327 m)** : grès argileux à silico-argileux avec passées de dolomie microcristalline.
- **Le Cénomaniien (200 m)** : alternance d'anhydrite, dolomie parfois argileuse et marne avec argile localement dolomitique.
- **Le Turonien (113 m)** : calcaire localement dolomitique avec passées d'argiles plastiques à la base.
- **Le Sénonien**, subdivisé en trois niveaux :
 - **Sénonien salifère (136 m)** : sel massif blanc avec passées d'argiles dolomitiques et anhydrite.

- **Sénonien anhydritique (219 m)** : alternance de dolomie, anhydrite, argiles dolomitiques et marne.
- **Sénonien carbonaté (97m)** : dolomie passant à calcaire dolomitique avec passées anhydritiques

II 1-3. Le Cénozoïque

- **L'Éocène (129 m)** : calcaire dolomitique passant à dolomie avec passées de gypse et d'argile.
- **Le Mio-Pliocène (187 m)** : sable avec passées de calcaire, constituant la couverture superficielle du périmètre de Hassi Guettar.

II-2. Évolution Géodynamique

Les structures de Hassi Messaoud et Hassi Guettar partagent un héritage tectonique commun, ayant été soumises à la même succession de phases géodynamiques qui ont progressivement façonné leur architecture géologique au cours des temps géologiques (Haddoum, 2001 & Perron, 2018).

2-1. La Phase Panafricaine (650 Ma)

Au cours de cette phase, une collision continentale entre le craton Ouest-africain rigide et le bloc Est-africain plus plastique a engendré une tectonique cassante d'envergure régionale, suivie d'une érosion intense se prolongeant jusqu'au Cambrien. Cette érosion a affecté les reliefs et les structures issues des mouvements compressifs associés.

À l'issue de cette phase, la pédiplaine Infratassilienne s'est mise en place, marquant la fin de la déformation du socle et le début de la cratonisation du Sahara. La planéité de cette surface et son léger plongement vers le Nord sont attestés par une parfaite régularité des directions de transport sédimentaire mesurées dans les formations sous-jacentes.

2-2. La Distension Cambro-Ordovicienne

Les séries cambro-ordoviciennes présentent des indices manifestes d'instabilité tectonique, matérialisés par des variations d'épaisseur significatives et par la présence de passées et coulées volcaniques intercalées dans les grès du Cambrien et les argiles d'El Gassi (Boudjemaa A., 1987). Cette distension serait à l'origine d'un étirement de la croûte continentale, accompagné d'une subsidence d'abord tectonique puis thermique.

2-3. La Phase Caradoc (Phase de Compression Taconique)

Cette phase compressive s'est traduite par la formation de plis d'axe Nord-Sud et par le soulèvement des boucliers Réguibat(Eglab) et Targui (Hoggar), suivi d'une érosion pouvant atteindre le socle cristallin.

2-4. La Phase de Compression Calédonienne (~400 Ma)

Cette phase tectonique s'est développée entre la fin du Silurien et le début du Dévonien. Elle s'est accompagnée d'un soulèvement général avec émergence d'une grande partie du Hoggar et de ses prolongements méridionaux (Boudjemaa A.). Elle se caractérise également par l'absence de dépôts dévoniens et marque l'ensemble de la surface de l'axe structural d'El Biod.

2-5. La Phase Hercynienne (~225 à 250 Ma)

D'après (Frizon de Lamotte, 2013 & Hoepffner, 2005) les mouvements hercyniens se subdivisent en deux épisodes tectoniques majeurs :

a- Les Mouvements Hercyniens Précoces

Ces mouvements correspondent à une phase tectonique compressive de direction N040°, dénommée phase « Viséenne » (Boudjemaa A., 1987). Cette phase a provoqué l'individualisation de structures appuyées sur des accidents orientés NW-SE, parmi lesquelles : Zarzaïtine-Ifefane et le Dôme à Collénias. Les mesures de stries effectuées sur le terrain dans les grès du Khenig(Dévonien supérieur) indiquent une direction de serrage N040, compatible avec la genèse de ces structures (Boudjemaa M., 1987). Cette même direction a été identifiée par Blès J.L. (1969) dans les calcaires à Orthocéras du Dévonien inférieur (Muraille de Chine) de la chaîne d'Ougarta, à laquelle elle serait également responsable de la formation des plis (Boudjemaa M.).

b- Les Mouvements Hercyniens Majeurs

Le schéma structural actuel de la région résulte de contraintes compressives hercyniennes de direction N120°. Des contraintes compressives de direction N120°, perpendiculaires aux accidents majeurs, sont responsables des bombements NE-SW et des jeux de failles de même orientation, dont résultent les horsts et les grabens. Ces contraintes sont suivies d'une phase de relaxation tectonique qui a conduit à la mise en place définitive des grabens.

2-6. La Phase Autrichienne (~110 Ma)

Les premiers mouvements de cette phase se manifestent par des phénomènes d'inversions tectoniques détectés dès le Lias, avec un paroxysme à l'Aptien. D'après Massa D., Ruhland M. et Thouvenin J. (1972), cette phase est subsynchrone à l'achèvement de la mise en place des hydrocarbures à Hassi Messaoud.

2-7. La Phase Atlasique (Éocène)

Il s'agit d'une phase compressive de direction NNE-SSW, d'âge fini-Éocène à début Miocène. Elle se traduit par une érosion locale des terrains éocènes et une lacune stratigraphique du Miocène. Postérieure à la génération des hydrocarbures, cette phase a vraisemblablement engendré des barrières de perméabilité dues au décalage des niveaux réservoirs, favorisant la création de fractures colmatées ayant contribué à la détérioration des caractéristiques pétrophysiques.

II-3. Contexte géologique Structural

La structure de Hassi Guettar se situe dans le prolongement Sud et Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud. Elle se présente sous la forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle, orientées selon deux directions structurales principales : la première de direction NW-SE et la seconde de direction NE-SW, héritées des événements antéhercyniens et ayant rejoué ultérieurement (Huang, 2023). Cette structure a été reprise en phase distensive cambro-ordovicienne, ce qui explique les faibles variations d'épaisseur des argiles d'El Gassi ainsi que la mise en place des roches éruptives associées.

III. Contexte Pétrolier

L'huile de Hassi Guettar est issue des argiles radioactives du Silurien et présente des caractéristiques analogues à celles du champ de Hassi Messaoud. Sa migration s'est effectuée à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainée depuis la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-Ordovicien. Cette migration est favorisée par un pendage structural vers le Sud, tandis que le drainage latéral peut localement devenir vertical le long des plans de failles (Aouimer S., 2004).

1. Les Roches Réservoirs

1-1. Le Cambrien

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

L'unité Ra : Elle est formée de grès mal classés à granulométrie supérieure à 1 mm, organisés en une succession de lits millimétriques grossiers et fins. Elle présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques, avec une porosité comprise entre 4 et 18 % et une perméabilité de 60 à 100 md.

L'unité Ri : Constituant le réservoir principal de la région de Hassi Guettar, cette unité est formée de grès fins à moyens, bien classés, de composition siliceuse à silico-quartzitique (Mebrouki, 2024). Elle présente des caractéristiques pétrophysiques généralement modestes, susceptibles d'être améliorées localement par la transformation du ciment argileux de l'illite en kaolinite, permettant un gain de porosité appréciable.

La zone des alternances : Niveau fortement altéré assurant une bonne production, caractérisé par une alternance de bancs d'argile indurée et de quartzite fine isométrique.

1-2. L'Ordovicien

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

2. Les Roches Couvertures

Les séries argilo-salifères du Lias, et dans une moindre mesure la série inférieure et les roches éruptives du Trias, assurent le rôle de couverture et garantissent l'étanchéité des réservoirs ordoviciens. Les réservoirs cambriens bénéficient quant à eux d'une étanchéité parfaite assurée par l'épaisse série des argiles d'El Gassi.

3. Les Roches Mères

À l'instar de l'ensemble de la plateforme saharienne, et en particulier du champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives du Silurien constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Guettar. Ces argiles, riches en matière organique amorphe d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar en raison de l'érosion hercynienne.

Le remplissage en hydrocarbures des réservoirs de Hassi Guettar s'est opéré 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 environnants tels qu'Oued Mya, Mouydir et Berkine(*Faqira, 2009*).

4. Types de Pièges

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar sont essentiellement de nature structurale, liés à des horsts résultant d'une activité tectonique polyphasée complexe (Aouimer S., 2004).

Chapitre II:

Materiel et Methods

Introduction

Les études géologiques approfondies des réservoirs pétroliers reposent sur l'analyse de données variées, combinant une approche de surface et une approche de sub-surface, afin de reconstituer la nature et l'histoire des couches géologiques en profondeur. Dans ce cadre, les sociétés de services s'emploient à développer des outils de haute précision pour optimiser l'interprétation des phénomènes géologiques.

L'imagerie: des puits apporte une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, notamment en ce qui concerne le pendage et l'azimut des couches, ainsi qu'une approche plus fiable de la fracturation. La maîtrise de l'imagerie de fond constitue une garantie indispensable pour la fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques.

Le modèle géologique: intervient dans la caractérisation des réservoirs et permet de mieux comprendre les modalités de dépôt des roches au sein de ces réservoirs, ainsi que l'influence de la tectonique et de la diagenèse sur leurs propriétés après enfouissement (Hasoon, 2024)

I-Imagerie :

1. Définition :

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

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

L'imagerie constitue une véritable révolution dans la compréhension et l'interprétation des phénomènes géologiques, notamment lorsqu'elle est combinée avec les données extraites des carottes de forage. Ce qui distingue cette technique des autres méthodes diagaphiques classiques, c'est sa capacité à effectuer de multiples mesures en un temps réduit, permettant ainsi d'obtenir des données complètes et précises couvrant la quasi-totalité de la paroi du puits. Bien qu'appartenant à la famille des diagaphies, l'imagerie repose sur les mêmes principes physiques fondamentaux que les mesures classiques, lesquels se divisent en deux axes essentiels :

L'axe acoustique : il repose sur la détection des ondes acoustiques se propageant à travers le milieu géologique, et l'analyse de leurs caractéristiques en termes de fréquence et d'amplitude à la réception.

L'axe électrique : il est basé sur la mesure de la micro-résistivité des couches rocheuses en émettant des signaux électriques et en analysant leur réponse.

Quant au choix du type d'outil approprié, il est directement lié aux propriétés du fluide de forage utilisé ; en effet, les outils de résistivité électrique sont employés avec les fluides conducteurs, tandis que les outils acoustiques sont utilisés lorsque le fluide de forage est non conducteur.

2. Les avantages:

La principale caractéristique de cette technique réside dans sa capacité à caractériser le réservoir et à évaluer ses propriétés même en l'absence de carottes. Elle offre également la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans le cas des puits verticaux, ou par rapport au sommet du puits dans le cas des puits horizontaux (Movahed, 2024). Cette orientation s'avère indispensable pour :

- La représentation complète du puits par une image à 360°
- La fourniture de données de diamètre du puits avec une haute résolution acoustique
- La fourniture d'une image détaillée du puits, aussi bien avec une boue salée qu'avec une boue à base d'huile
- La fourniture de l'orientation et de la corrélation des carottes
- La détermination du pendage des couches
- La détection des fractures et des failles, ainsi que leur type et leur orientation
- La détermination de la limite grès/argile et des intervalles de stratification mince
- La visualisation de la géométrie de la paroi du puits - La localisation et l'évaluation des intervalles de corrosion et d'usure mécanique

3. Les outils d'imagerie :

Les outils d'imagerie se répartissent en deux catégories distinctes, chacune se différenciant par ses objectifs spécifiques et son principe de fonctionnement (Lai, 2017) :

1. L'outil Ultra-sonique : cet outil repose sur l'analyse de l'amplitude du signal acoustique pour identifier et caractériser les fractures, qu'elles soient ouvertes ou fermées. Son domaine d'application couvre aussi bien les environnements de forage utilisant des boues à base d'eau que ceux utilisant des boues à base d'huile

2 . L'outil de micro-résistivité : cet outil permet d'identifier et d'évaluer la nature du ciment en exploitant les propriétés électriques de ce dernier, notamment sa conductivité ou sa résistivité.

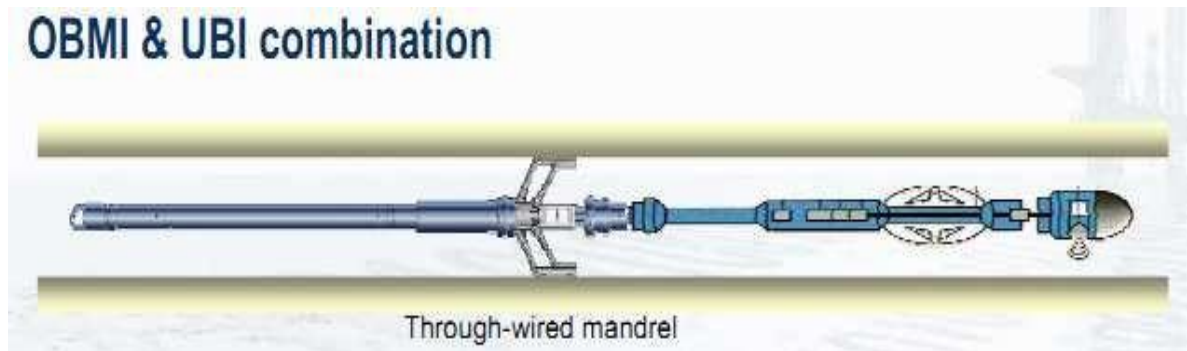


Figure.3 : combinaison de L'OBMI& UBI- (Schlumberger (2005),
Borehole Imaging)

4. L'application de l'imagerie :

4.1. Interprétation sédimentologique :

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

4.2. Interprétation structurale : IL existe deux types de structures tectoniques :

2-1 . Les structures tectoniques induites :

essentiellement des break-outs sont représentées par des élargissements de la paroi du trou du puits.

2-2 . Les structures tectoniques naturelles :

sont les fractures ouvertes, partiellement ouvertes, cimentées et les failles.

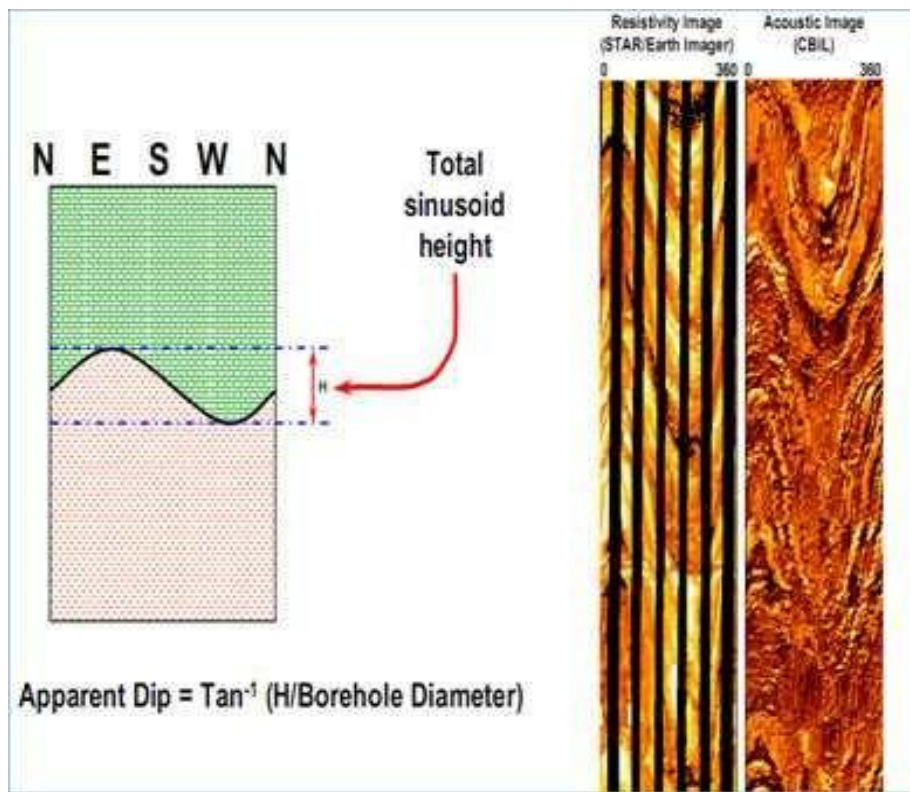


Figure.4: représentation des fractures par les outils d'imagerie (Schlumberger (2005), Borehole Imaging.)

2-3. Interprétation des fractures naturelles :

L'image de fond de puits constitue un outil diagnostique performant, permettant de détecter et d'identifier les fractures dans toute leur diversité, tout en offrant la possibilité de mesurer leurs angles d'inclinaison et de déterminer leurs orientations spatiales avec précision.

Du point de vue géométrique, les fractures naturelles présentent dans la grande majorité des cas une configuration inclinée, tandis que les fractures verticales ou horizontales demeurent des configurations exceptionnelles et peu fréquentes (Yuan, 2021). L'inclinaison des fractures joue un rôle déterminant dans le contrôle de l'amplitude de la sinusoïde visible sur l'image, selon une relation qui varie en fonction du type de puits et de l'angle d'inclinaison :

- **Lorsque l'inclinaison est élevée :** l'amplitude atteint sa valeur maximale dans un puits vertical, tandis qu'elle atteint sa valeur minimale dans un puits horizontal
- **Lorsque l'inclinaison est faible :** la situation s'inverse complètement, l'amplitude s'affaiblit dans le puits vertical et s'élève dans le puits horizontal

En ce qui concerne les caractéristiques visuelles des fractures, la teinte colorimétrique constitue un critère distinctif fondamental entre leurs trois catégories :

- **Les fractures ouvertes :** se distinguent par leur couleur sombre prononcée

- **Les fractures partiellement ouvertes** : apparaissent avec des teintes intermédiaires moins sombres
- **Les fractures cimentées** : se manifestent par des couleurs claires, résultant du remplissage de leurs vides par des matériaux cimentant (Fernandez-Ibanez et al., 2018).

2-4. Interprétation des failles :

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

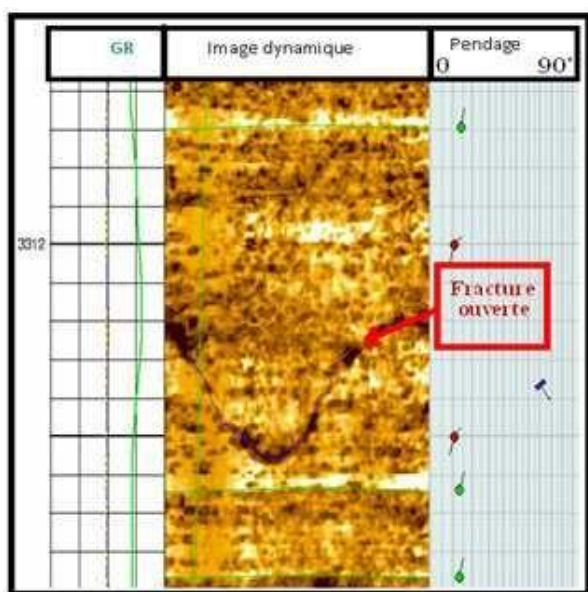


Figure.5 : représentation des fractures ouvertes
(Schlumberger (2005), Borehole Imaging)

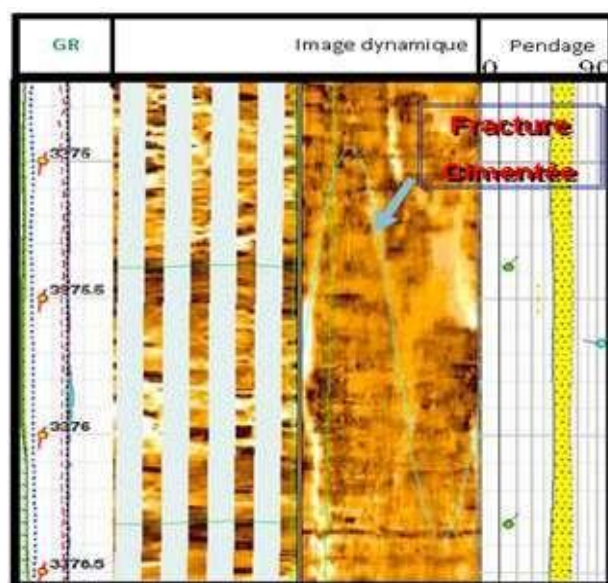


Figure. 6: représentation des fractures cimentées
(Schlumberger (2005), Borehole Imaging)

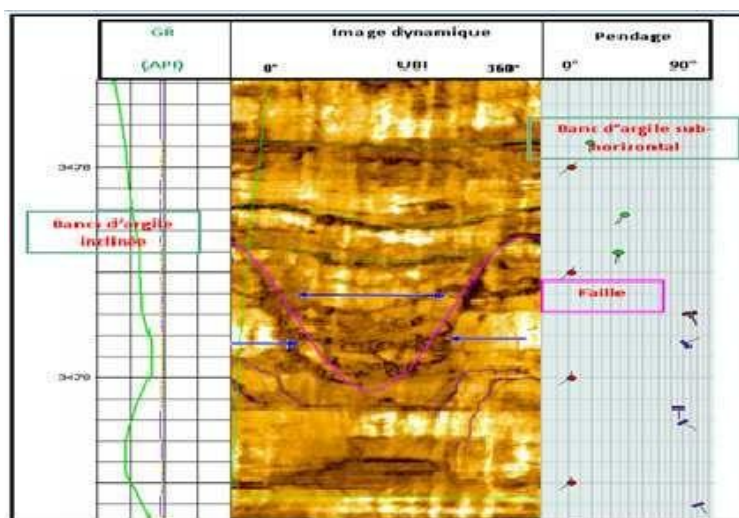


Figure. 7: la représentation des faille –(Schlumberger (2005), Borehole Imaging)

2-5. Interprétation des Break-Outs :

Les break-outs sont des zones de faiblesse résultant de la déformation de la paroi du puits sous l'effet des contraintes tectoniques. Ce phénomène se produit lorsque la concentration des contraintes en paroi dépasse la résistance à la compression de la roche, entraînant un écaillage localisé orienté préférentiellement selon l'axe de la contrainte horizontale minimale ($SH_{\min}$). Les break-outs se développent suivant l'axe d'allongement maximum du puits, et se manifestent sur l'image de paroi sous forme de deux zones sombres diamétralement opposées, séparées d'un angle de 180° (Baouche, 2023). Cette disposition symétrique est directement liée à l'orientation du champ de contraintes in-situ, ce qui confère aux break-outs une valeur diagnostique importante pour la détermination de la direction de la contrainte horizontale maximale ($SH_{\max}$). En effet, les fractures de traction (tensile fractures) se développent perpendiculairement aux break-outs, dans la direction de $SH_{\max}$, tandis que les zones d'écaillage () se localisent dans la direction de $SH_{\min}$, comme illustré sur la **Figure 8**.

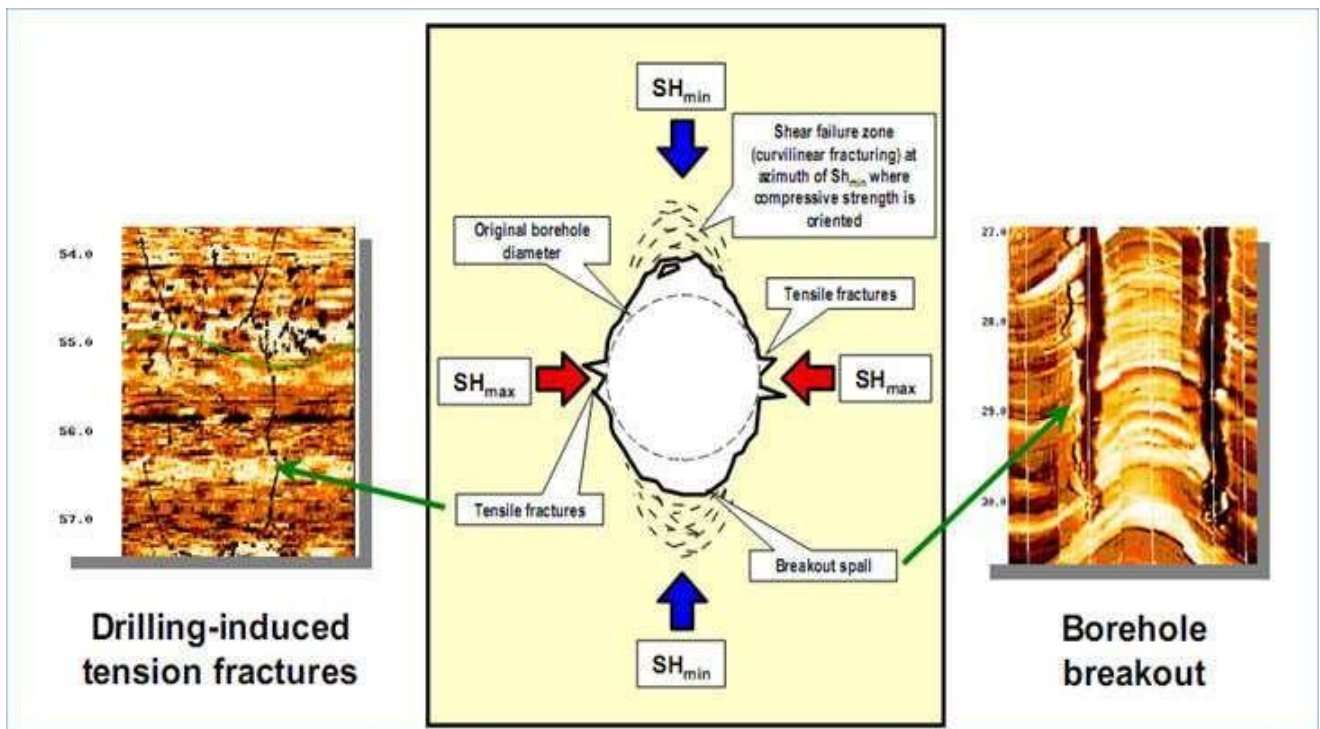


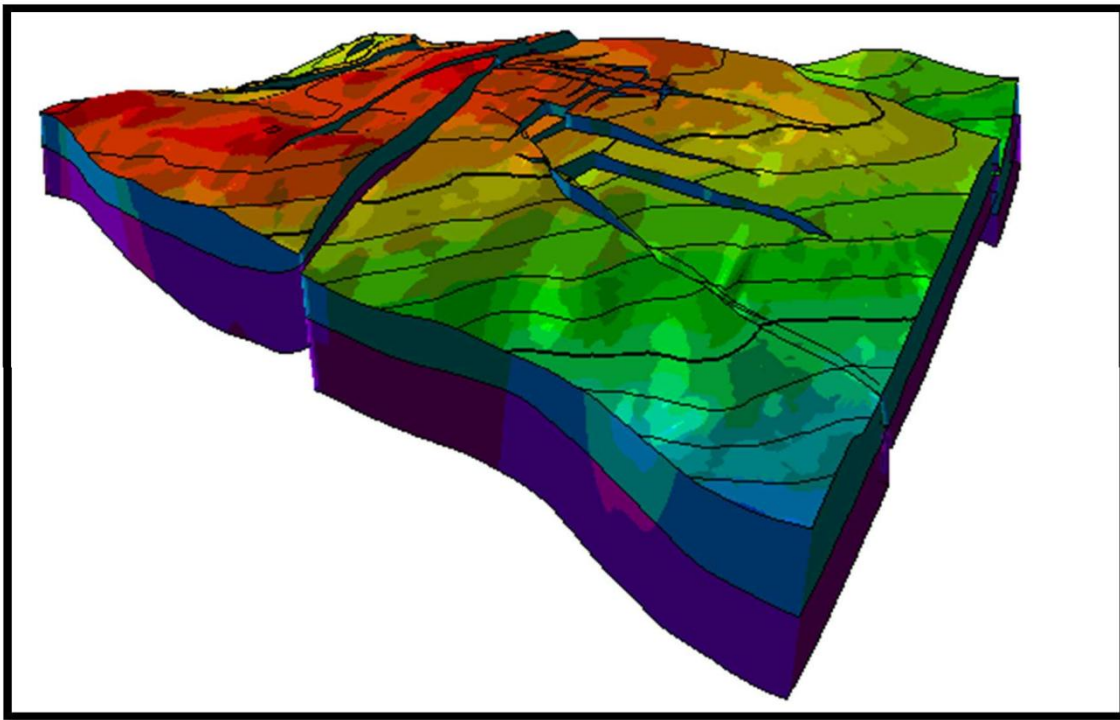
Figure.8 : présentation de break-out et ces différents paramètres- (Baouche (2023), Géomécanique).

II- Modélisation :

1. Introduction

Les modèles géologiques sont des outils élaborés pour des objectifs multiples et variés, mais ils convergent tous vers une même finalité essentielle : établir une représentation fidèle et complète du sous-sol. Ils constituent des outils indispensables, que ce soit pour la détermination précise des volumes en place, ou pour l'évaluation de l'impact des différents régimes de dépôt en les confrontant aux données disponibles.

Figure.9 :Un mode géologique de subsurface –(Wali (2020), Modélisation 3D)



L'élaboration d'un modèle géologique suit une démarche méthodique organisée en trois étapes fondamentales et complémentaires : la modélisation structurale qui définit l'architecture du réservoir, la modélisation des faciès qui décrit la distribution des lithologies, et enfin la modélisation pétrophysique qui renseigne sur les propriétés physiques des roches.

C'est dans cette optique que la société **Schlumberger** a créé le logiciel **Pétrel**, une plateforme intégrée permettant de concevoir des modèles de réservoirs complets, dont les propriétés peuvent être directement exportées vers des simulateurs de gisement. Ce logiciel, opérant sous environnement Windows, se distingue par ses puissantes capacités de visualisation tridimensionnelle, de cartographie et de modélisation et simulation 3D des réservoirs pétroliers (Wali, 2020 & Al Rassas, 2020).

2. Modélisation structurale

Cette étape occupe une place centrale dans le processus de modélisation géologique, car elle permet au géologue de définir avec précision la géométrie du réservoir. Elle repose essentiellement sur l'intégration des failles au sein du cadre structural, qui constituera l'épine dorsale de l'ensemble du modèle. Les failles revêtent une importance capitale dans ce contexte, en raison de leur capacité à remplir deux fonctions opposées : elles agissent tantôt comme des barrières empêchant la migration des fluides, tantôt comme des conduits facilitant leur circulation, ce qui rend leur influence déterminante sur les résultats du modèle. Dès lors, la décision de les intégrer ou de les exclure du modèle constitue un choix méthodologique aux conséquences majeures sur le processus de construction du modèle géologique.

3. Modélisation des faciès et modélisation pétrophysique:

Dans le prolongement naturel de l'étape précédente, le modèle structural est recouvert d'un ensemble complet de données, en tête desquelles figurent les données pétrophysiques. Le traitement de ces données nécessite de les soumettre préalablement à une opération de remise à l'échelle appropriée, avant de les soumettre à une analyse statistique approfondie qui détermine la méthode d'interpolation et de projection la mieux adaptée au processus de modélisation. Il convient de souligner que le niveau de précision du modèle géologique résultant est étroitement lié à la qualité de cette analyse statistique. Cette étape aboutit à une simulation tridimensionnelle du réservoir intégrant un ensemble de propriétés fondamentales telles que les faciès, la porosité, la perméabilité, la saturation et autres (SLB 2005). Le modèle tridimensionnel se divise en deux étapes complémentaires :

- **Le modèle statique (Statique)** : il se consacre à la reconstruction du réservoir et à la représentation des phénomènes géologiques qui ont contribué à sa formation, dans le cadre d'une représentation statique reflétant l'état actuel du réservoir.

- **Le modèle dynamique (Dynamique)** : il est construit sur les bases du modèle statique, et vise à simuler le comportement des fluides et leur mouvement à l'intérieur du réservoir, en s'appuyant sur la fonction de perméabilité relative qui explique la façon dont les fluides s'écoulent de manière relative, ainsi que sur l'exploitation des données PVT qui représentent la relation entre la pression et le volume.

4. Extraction des données:

À ce stade, le modèle géologique a satisfait aux conditions de son achèvement, et il ne reste plus que la dernière étape qui prépare à l'interprétation, consistant à extraire les données nécessaires sous diverses formes, comprenant les cartes de différents types telles que les cartes de profondeurs, d'épaisseurs,

de porosité et de perméabilité, en plus des coupes géologiques et structurales extraites du modèle, qu'il soit structural ou pétrophysique. Lorsque le modèle atteint son stade d'achèvement complet, le logiciel Pétrel offre la possibilité d'extraire les données (Output) selon les besoins et les objectifs de l'utilisateur, sous diverses formes comprenant les cartes, les coupes, les corrélations et autres.

III- Le Short Radius :

1. Notions sur les puits horizontaux

Un puits horizontal est défini comme tout puits se terminant par un drain dont l'angle d'inclinaison est compris entre 80° et 100° par rapport au plan vertical. Les puits horizontaux se déclinent en plusieurs catégories selon leurs caractéristiques techniques, que l'on peut résumer comme suit :

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

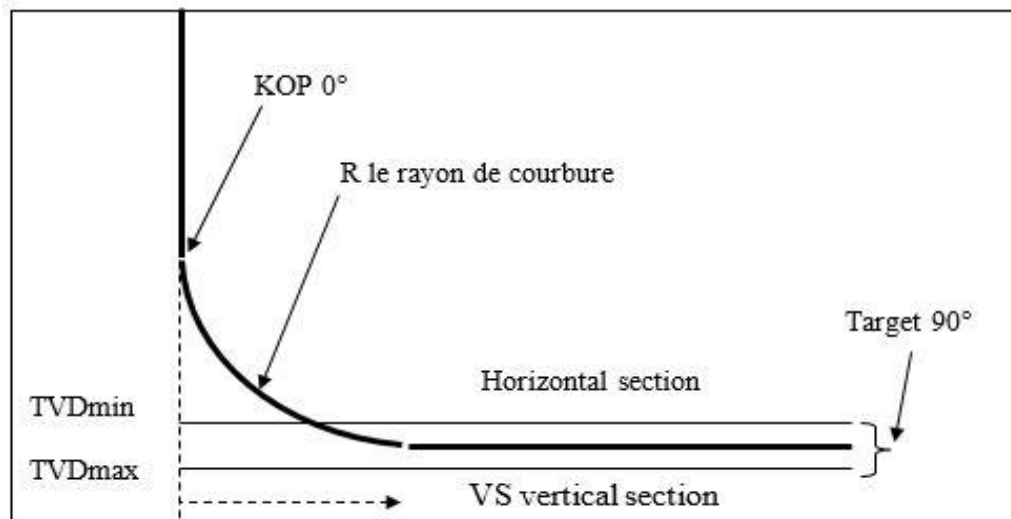


Figure10: Profile d'un puits horizontal- (Schlumberger (2005), Horizontal Wells)

2. Les puits short radius ou rentrés :

La technique Short Radius consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures et à extraire ces réserves au moindre coût et au moindre risque, en repartant d'un puits déjà existant. Cette technologie a été appliquée avec succès dans de nombreux contextes pétroliers, notamment pour la réentrée de puits verticaux abandonnés afin de les convertir en drains horizontaux et améliorer la productivité des réservoirs (Al-Ghamdi et al., 1998). Les puits Short Radius sont particulièrement adaptés aux réservoirs minces ou aux puits à faible productivité, et présentent des avantages économiques significatifs grâce à la réduction des coûts de forage et à l'optimisation de la récupération (Mollinedo et al., 1997). Ainsi, Mollinedo et al. (1997) ont rapporté un taux de production six fois supérieur à celui d'un puits vertical après une réentrée Short Radius au Venezuela. Almusallam et al. (2019) ont démontré son efficacité même dans des puits profonds à gaz en conditions de pression gérée.

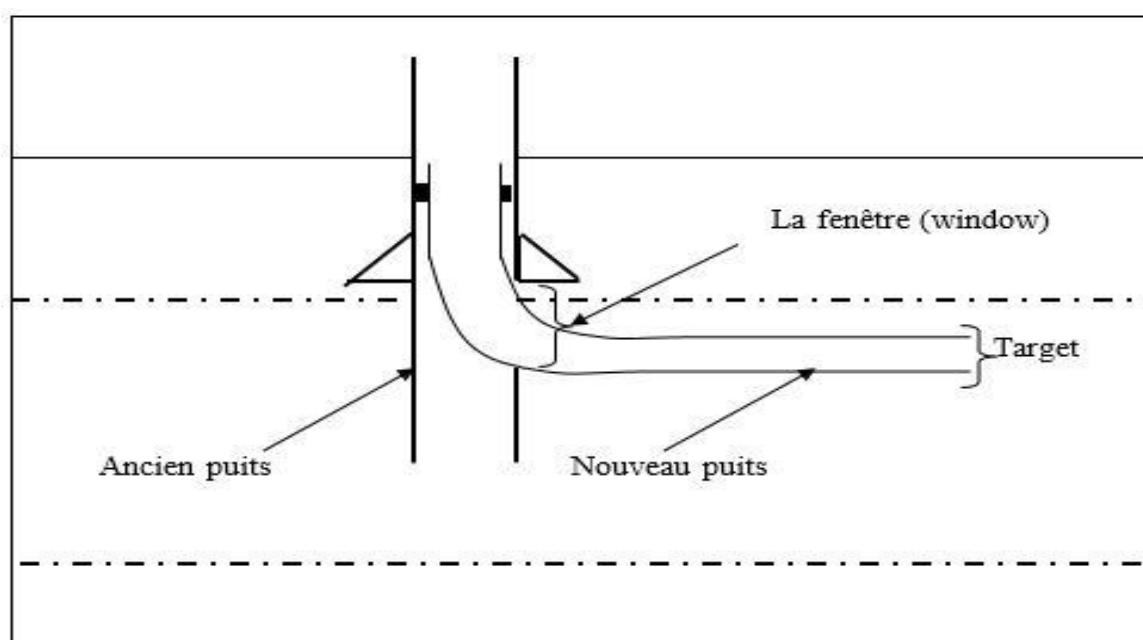


Figure. 11: Schema d'un puits short radius- (Al-Ghamdi et al. (1998), Short Radius Drilling).

3. Intérêt de Short Radius :

La reprise en short radius améliore la production des réservoirs en augmentant la distance entre le drain et le contact huile-eau, ce qui permet de retarder l'arrivée d'eau et de gaz. Une multiplication par dix de la production pétrolière après réentrée horizontale a été observée dans les champs de Sarir et Messla en Libye, avec une réduction totale de la coupe d'eau (Faraj et al., 2026). De même, des augmentations de

production supérieures à trois fois ainsi qu'une réduction du GOR d'un facteur dix ont été rapportées dans les réservoirs récifaux du Michigan septentrional (Lanier, 1996).

4. Etude des puits candidats

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

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

Chapitre III:

Etude Short Radius

Introduction

Depuis le début des opérations d'exploration dans le périmètre de Hassi Guettar, les réservoirs cambriens (Ri) ont occupé la place d'objectif géologique principal, en raison de leurs caractéristiques pétrophysiques et réservoirs distinctives. Cependant, la remontée progressive du niveau de la nappe aquifère au cours des phases de développement a conduit à l'envahissement et à l'ennoyage de ces réservoirs (Ri et Ra), ce qui a orienté l'intérêt vers le réservoir ordovicien comme alternative stratégique principale.

À l'instar de tous les champs pétroliers en phase avancée d'exploitation, le périmètre de Hassi Guettar souffre d'une accumulation de problèmes de production nécessitant des interventions techniques spécialisées, visant d'une part à améliorer les taux de production, et d'autre part à prolonger la durée de vie productive du champ. Cela requiert la réalisation d'études géologiques approfondies sur les puits abandonnés ou à faible productivité, afin d'identifier les méthodes d'intervention les plus efficaces et les mieux adaptées à chaque cas.

Dans ce contexte, la technique de dérapage à court rayon de courbure (Short Radius) a été retenue comme solution technique optimale. Cette technique permet de dévier la trajectoire du forage horizontalement vers les zones réservoirs les plus productives situées au voisinage du puits originel (Al-Ghamdi et al., 1998). La mise en œuvre de cette opération repose sur un programme technique intégré, élaboré par une équipe pluridisciplinaire composée d'un ingénieur de réservoir, d'un géologue et d'un ingénieur de production (Syamlan et al., 2018).

I-Le puits HGA-40

I-1.Présentation du puits:

1-1. Situation Géographique

Le puits HGA-40 se situe dans le périmètre de Hassi Guettar (Bloc 427), au Sud Ouest de la structure de HGA, à une distance de 1792m à l'Ouest de HGA-26, à 1900m au Sud-ouest de HGA37, et à 2695m de HGA36.(fig12)

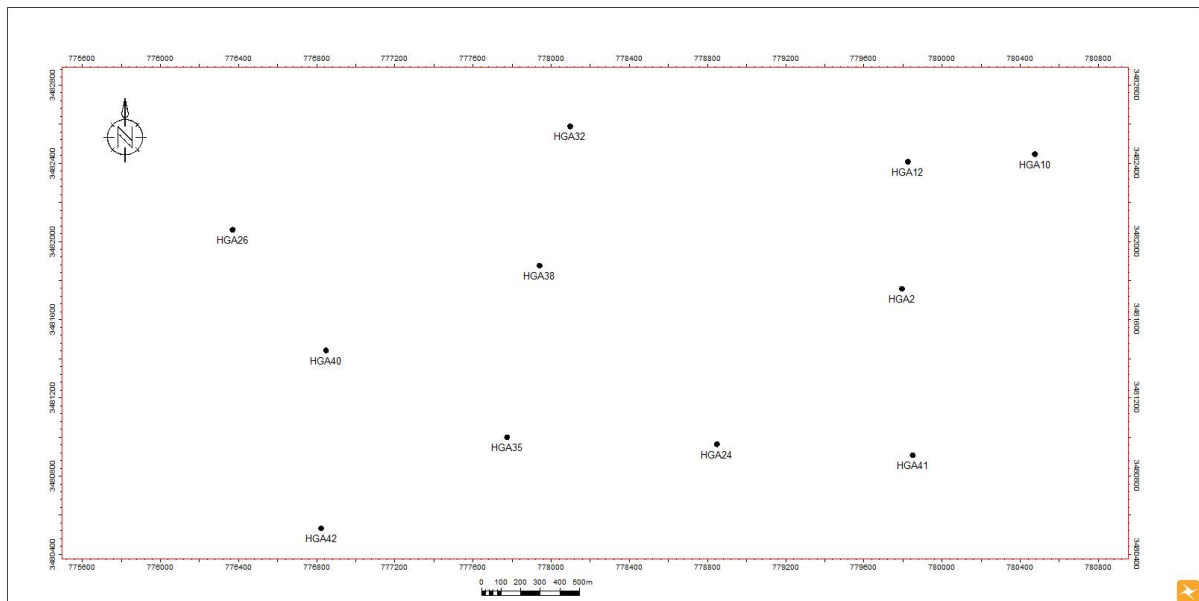


Figure. 12 : Carte de position de puits HGA-40

1-2. Situation Géologique

Le puits HGA-40 est dans le même compartiment que HGA35 et HGA24, délimité vers le Nord par deux accidents de direction Est –Ouest, et vers l’Est par un accident de direction NW-SE.

Le puits HGA40 a pour objectif principal le réservoir Quartzites d'El Hamra (QH), Le puits traversé la discordance hercynienne (Quartzites de Hamra) à 3349m (TVD), soit à -3187m (TVDSS). L'arrêt du forage est à 3488m (TVD), soit à -3326m (TVDSS), ce qui correspond à une vingtaine de mètre dans les AEG.

I-2. Investigation Géologique

2-1. Aspect Structural et Tectonique

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

D'après la carte structurale au niveau de la DH, le puits HGA40 est implanté dans un bloc délimité par plusieurs failles, dont deux failles majeures de direction Est-Ouest sub-verticales situées au Nord et au Sud du puits, ainsi qu'une faille de direction NO-SE à l'Est..(**Fig. 13**)

La carte en isobathes au toit du réservoir Quartzite Hamra montre que le puits HGA40 est structuralement situé dans une zone de transition entre les puits HGA28 au Nord-Ouest et HGA24 à l'Est, avec des profondeurs au toit du réservoir compris entre -3200m et -3250m (TVDSS). Le puits HGA40 se trouve dans une position structurale intermédiaire par rapport aux puits voisins. (**Fig. 14**)

Au niveau de la structure de HGA, deux coupes géologiques ont été réalisées :

La **coupe NO-SE** passant par les puits HGA26, HGA40 et HGA35 montre que les niveaux du réservoir QH (QH1 à QH7) sont bien développés et continus dans cette direction, avec une légère variation de profondeur. Le puits HGA40 présente une position intermédiaire entre HGA26 au Nord-Ouest et HGA35 au Sud-Est. L'ensemble des niveaux QH1 à QH7 est présent au niveau de HGA40 sans effet d'érosion notable..(**Fig. 15**)

La **coupe NE-SO** passant par les puits HGA40, HGA38 et HGA32 montre la présence d'une faille sub-verticale entre HGA40 et HGA38. L'effet de l'érosion est plus marqué vers le Nord-Est (HGA32) où le niveau GO est bien développé au sommet, tandis que les niveaux QH s'améliorent de HGA32 vers HGA40 à l'Ouest. Le puits HGA40 présente une bonne continuité des niveaux QH1 à QH6, avec une légère réduction du niveau QH7..(**Fig. 16**).

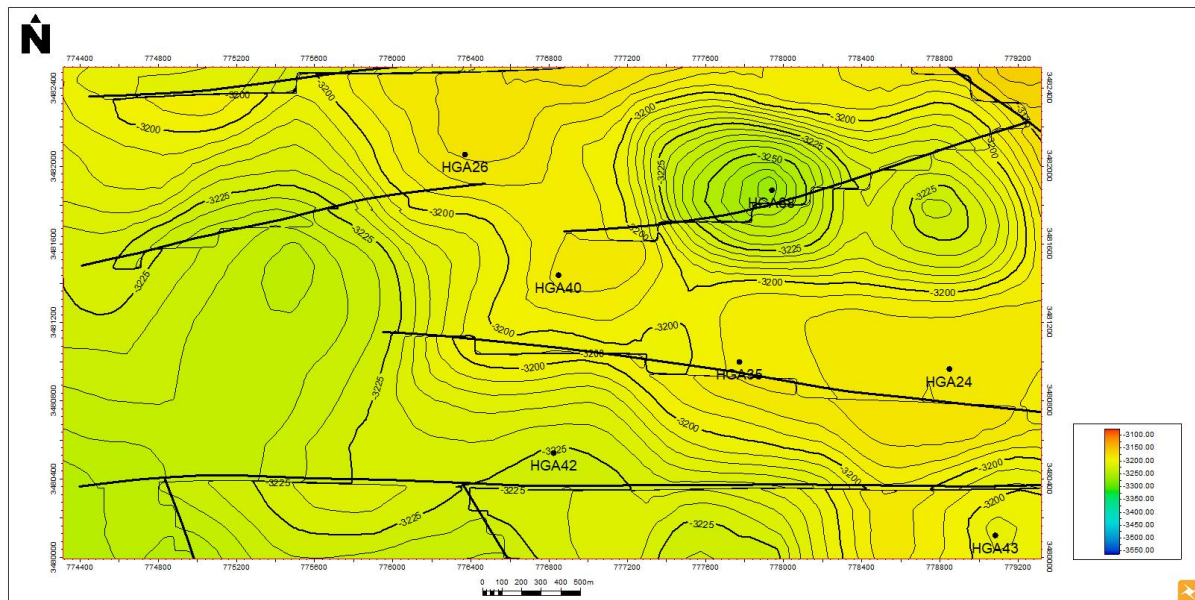


Figure. 13 : Carte structurale au niveau de la DH petrel 18-

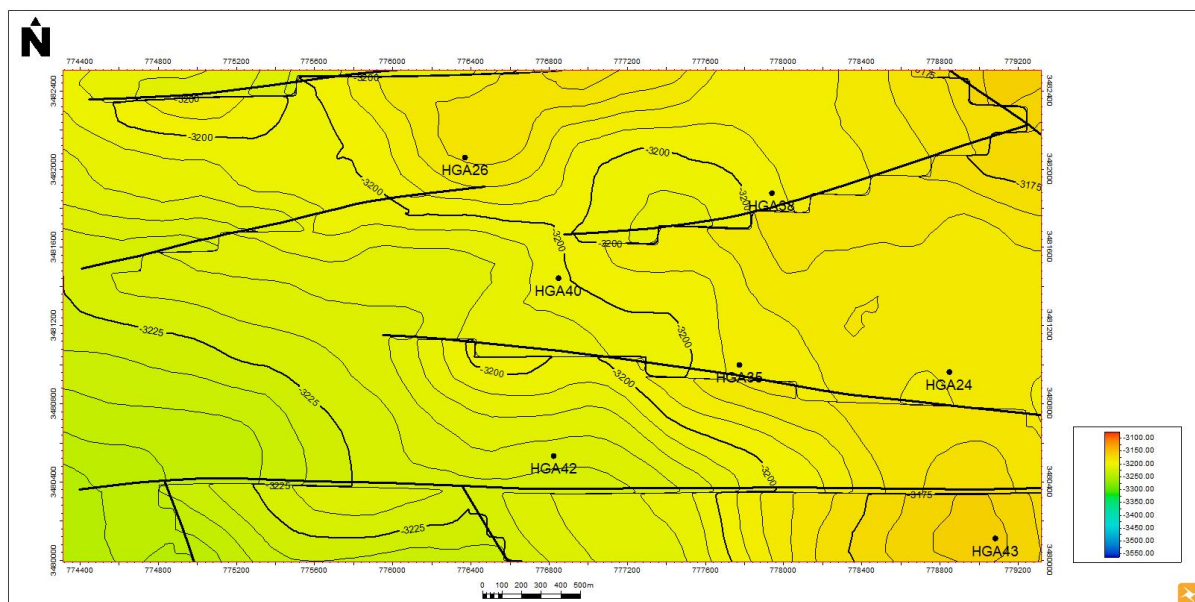


Fig. 14 : Carte en isobathes au toit de réservoir Quartzite Hamra(petrel 18)

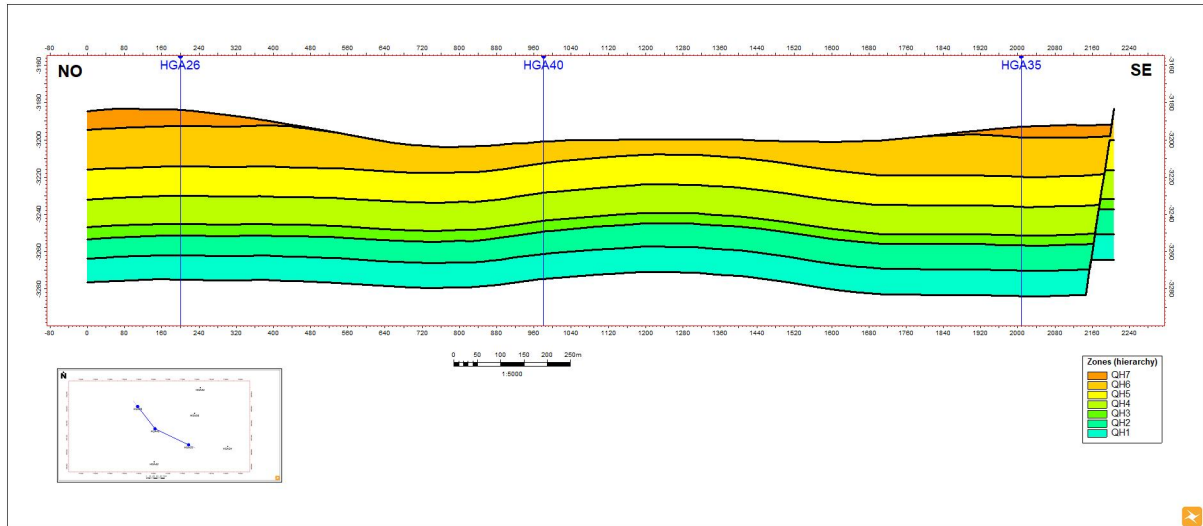


Figure. 15 : Coupe géologique NO-SE passant le puits HGA40

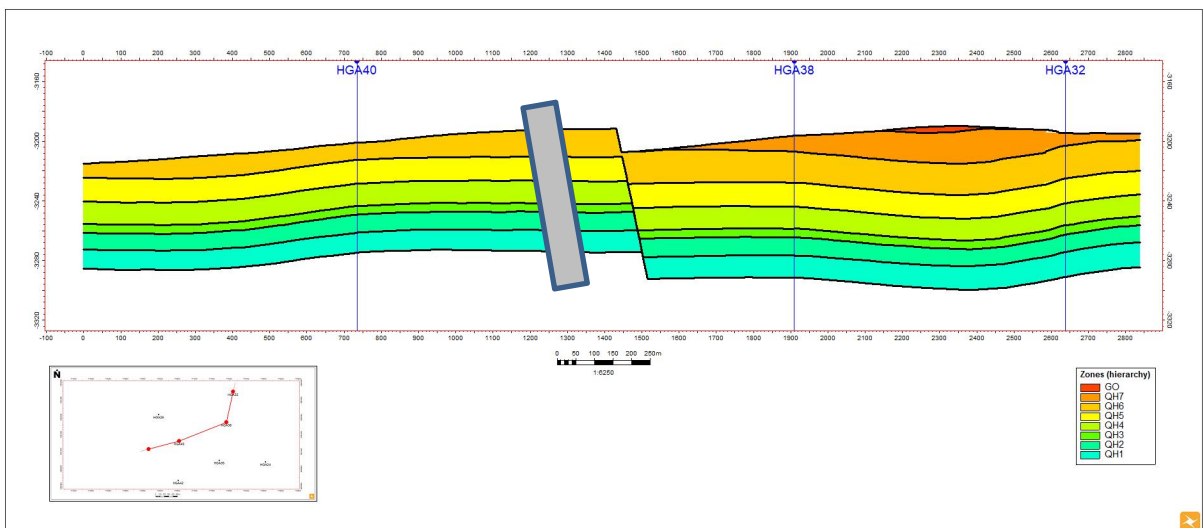


Figure. 16 : Coupe géologique NE-SO passant le puits HGA40

2-1-2. Interprétation d'imagerie

Analyse des stress

Le puits HGA-40 est puits verticale et la direction de la contrainte horizontale minimale in situ (σ_h) correspond à la direction des breakouts du forage, orientée NNE-SSW donc la direction actuelle de la contrainte horizontale maximale in situ (σ_H) correspond à la direction perpendiculaire, soit WNW-ESE (Baouche, 2023 & Kim, 2017) (**Fig 17**).

Analyse des fractures

Fractures à faible amplitude acoustique Ces fractures apparaissent sous forme de sinusoïdes sombres partielles sur l'image, car elles absorbent davantage d'énergie acoustique que la matrice environnante. Lorsque le matériau de remplissage est la boue de forage, ces fractures sont ouvertes ; toutefois, les fractures remplies par des matériaux argileux peuvent également présenter la même signature en raison du contraste d'amplitude acoustique entre l'argile et la formation. La densité de fractures calculée à partir des diagraphies d'imagerie joue un rôle majeur dans les résultats de simulation des réservoirs fracturés. (*Movahed et al. 2023*)

Un total de 14 fractures à faible amplitude acoustique a été interprété sur l'ensemble de la section étudiée (**Fig 18**).

. Globalement, ces fractures présentent deux directions principales de pendage : WNW-ESE et NE-SW. (**Fig 19**).

les intervalles les plus fracturés ont été observés aux profondeurs suivantes : 3414–3408 m, 3404–3401 m et 3366–3364 m.

Fractures résistives

Ces fractures apparaissent comme des éléments à haute résistivité sur l'image OBMI. Elles sont plus résistives que la matrice environnante. En raison du principe de mesure de l'OBMI, il n'est pas possible de déterminer si ces fractures correspondent à des fractures ouvertes remplies de boue à base d'huile résistive ou à des fractures cimentées avec un matériau à haute résistivité tel que le quartz. Il est à noter que les fractures cimentées (scellées) peuvent agir comme de fortes barrières de perméabilité dans la direction perpendiculaire à leur direction.

Un total de 3 fractures résistives ont été interprétées sur l'image OBMI à travers la section étudiée. Dans l'ensemble, ces fractures présentent des directions de strike NE-SO et E-O (**fig20**).

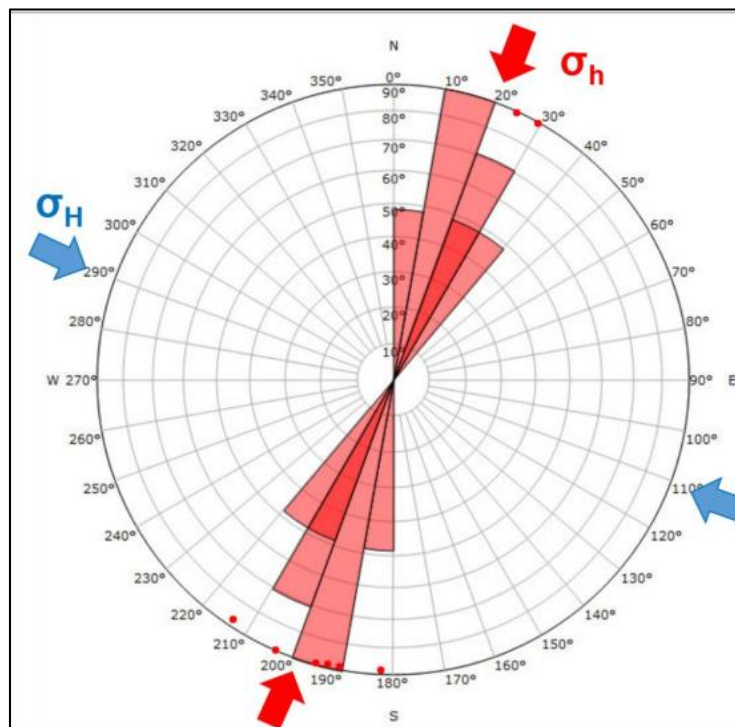


Figure 17: Orientation des breakouts

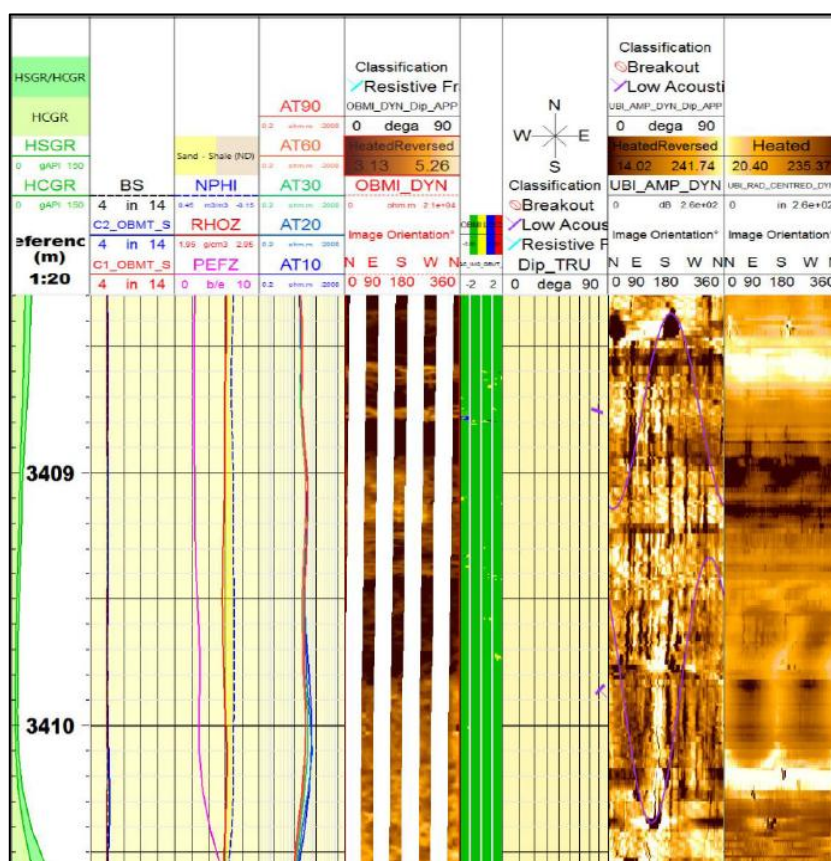


Figure 18: exemple d'une fracture à faible amplitude

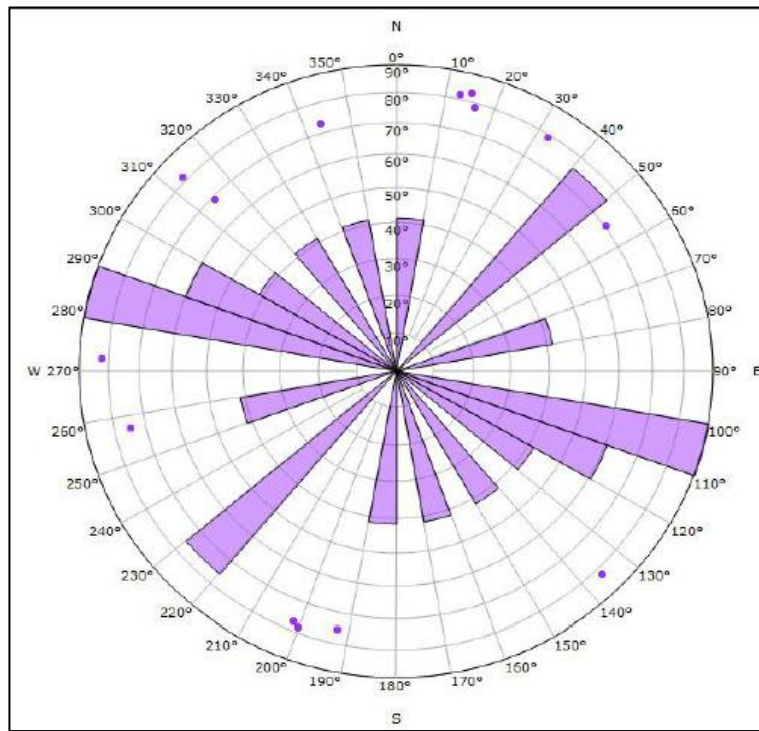


Figure 19:orientation des fractures à faible amplitude

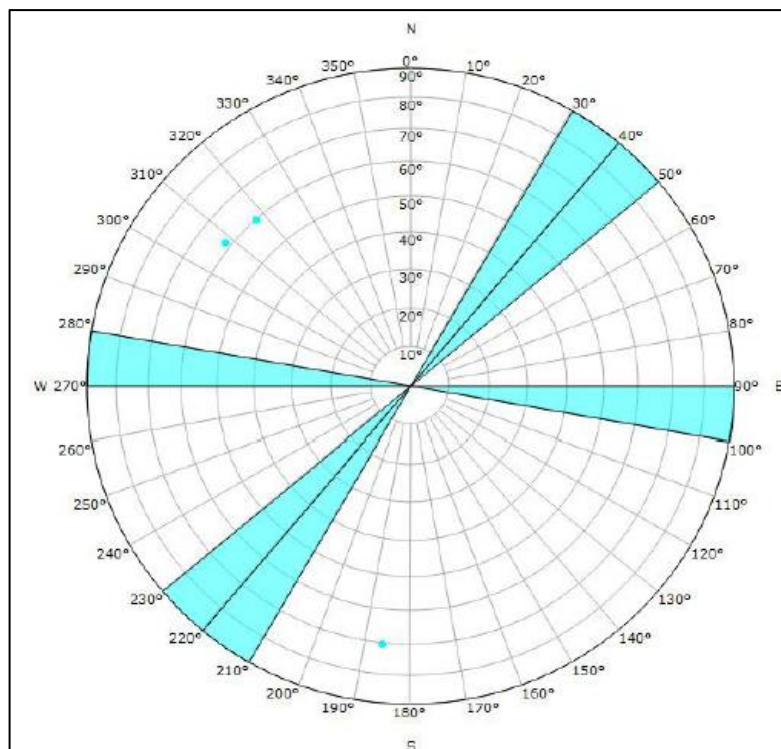


Figure 20: orientation des fractures résistives

2-1-3. Conclusion d'imagerie

- Les outils OBMI-UBI fonctionnaient correctement lors de l'acquisition des diagraphies standard dans la section 6 pouces du puits HGA-40. La qualité de l'image est modérée à bonne (notation C à B).
- En termes d'orientation des contraintes, l'analyse des breakouts indique que σ_h (contrainte horizontale minimale in-situ) dans le voisinage de ce puits est orientée NNE-SSO et σ_H est orientée ONO-ESE.
- Un total de 14 fractures à faible amplitude acoustique (DLAA) ont été interprétées sur l'image UBI sur l'intervalle étudié. Ces fractures présentent des directions de strike principales ONO-ESE et NE-SO.
- 3 fractures résistives ont été interprétées sur l'image OBMI à travers la section étudiée. Dans l'ensemble, ces fractures présentent des directions de strike NE-SO et E-O.
- Les intervalles les plus fracturés ont été observés aux intervalles suivants :

3414-3408m, 3404-3401m et 3366-3364m.

- La méthode de validation croisée recommandée par (Fernandez-Ibanez et al. (2018)) a été appliquée pour assurer la qualité des interprétations.

I-2-2. Aspect Réservoir :

L'analyse et l'interprétation des paramètres pétrophysiques d'un réservoir en termes d'isovaleurs sont étroitement liées à sa configuration géométrique. À cet effet, il est indispensable d'établir l'architecture réservoir à travers l'élaboration des cartes en isopaques, qui permettent de restituer la morphologie et la géométrie des corps lithologiques, et d'évaluer leurs capacités de rétention et de circulation des fluides.

Dans le cadre de cette étude, nous nous attacherons à caractériser les propriétés pétrophysiques des six unités stratigraphiques du réservoir Quartzite de Hamra (QH1 à QH6) appartenant à l'Ordovicien, qui constituent le principal objectif pétrolier du périmètre de Hassi Guettar. Cette caractérisation s'appuiera sur l'analyse des cartes isopaques et isoporosité, afin de définir les zones réservoirs les plus favorables et d'orienter le choix de la trajectoire optimale du drain horizontal du puits HGA40, Cette approche intégrée est conforme aux recommandations pour la prédiction des propriétés pétrophysiques des réservoirs à partir des données de logs (Okon et al., 2020).

2-2-1. Les cartes isoporosité :

Au niveau QH1, la carte révèle une hétérogénéité prononcée dans la distribution des valeurs de porosité. Les valeurs les plus élevées se concentrent dans la partie Nord-Est aux alentours de HGA38 ainsi que dans la partie Sud-Est en direction de HGA24, oscillant entre 8% et 12%. Le puits HGA40 se trouve dans un secteur caractérisé par de faibles à médiocres valeurs de porosité, comprises entre 6% et 8%. Afin d'améliorer ces caractéristiques pétrophysiques, deux directions s'avèrent favorables depuis HGA40 : vers le Nord-Est en direction de HGA38, et vers le Sud-Est en direction de HGA24 **Fig. 21**

Au niveau QH2, on observe une distribution relativement homogène accompagnée d'une légère amélioration générale des valeurs par rapport au niveau QH1. Les valeurs de porosité s'échelonnent entre 8% et 14%, avec les meilleures valeurs concentrées dans la partie Nord-Ouest au voisinage de HGA26. Le puits HGA40 est localisé dans une zone de valeurs intermédiaires, comprises entre 9% et 11%. Deux directions permettent d'optimiser ces valeurs : vers le Nord-Ouest en direction de HGA26, et vers l'Est en direction de HGA38 **Fig.22**

Au niveau QH3, la carte met en évidence une amélioration significative des valeurs de porosité par rapport aux niveaux précédents. Les valeurs varient entre 9% et 19%, les meilleures étant enregistrées dans les parties Ouest et Nord-Ouest de la carte. Le puits HGA40 se situe dans une zone de valeurs moyennes à bonnes, variant entre 11% et 14%. Pour optimiser ces caractéristiques, la direction Ouest et Nord-Ouest vers HGA26 représente l'orientation la plus avantageuse **Fig. 23**

Au niveau QH4, une pauvreté pétrophysique remarquable caractérise ce niveau, avec de faibles valeurs de porosité enregistrées sur une grande partie de sa superficie, variant entre 3% et 12%. Les meilleures valeurs sont localisées dans la partie Sud-Est au niveau de HGA24. En raison de cette distribution défavorable, les directions disponibles pour optimiser les caractéristiques pétrophysiques du puits HGA40 sont considérablement limitées ; la seule direction envisageable demeure vers le Sud-Est en direction de HGA24 **Fig. 24**

Au niveau QH5, les valeurs de porosité présentent une variabilité marquée avec une hétérogénéité spatiale prononcée. Les meilleures valeurs sont enregistrées dans les parties Nord-Est et Sud-Est de la carte. Le puits HGA40 demeure situé dans une zone de valeurs intermédiaires, comprises entre 9% et 12%. Néanmoins, à ce niveau, deux directions s'avèrent admissibles : vers le Nord-Est et vers le Sud-Est en direction de HGA24 **Fig. 25**

Au niveau QH6, la carte présente des valeurs de porosité faibles à médiocres sur la majeure partie de sa superficie, variant entre 7% et 14%. Les valeurs les plus élevées sont concentrées dans la partie Nord-Est au niveau de HGA38. Le puits HGA40 est positionné dans une zone de valeurs intermédiaires,

comprises entre 8% et 10%. Pour s'affranchir de ces valeurs médiocres, la direction Nord-Est vers HGA38 constitue l'orientation la plus favorable, suivie de la direction Nord-Ouest vers HGA26 **Fig. 26**

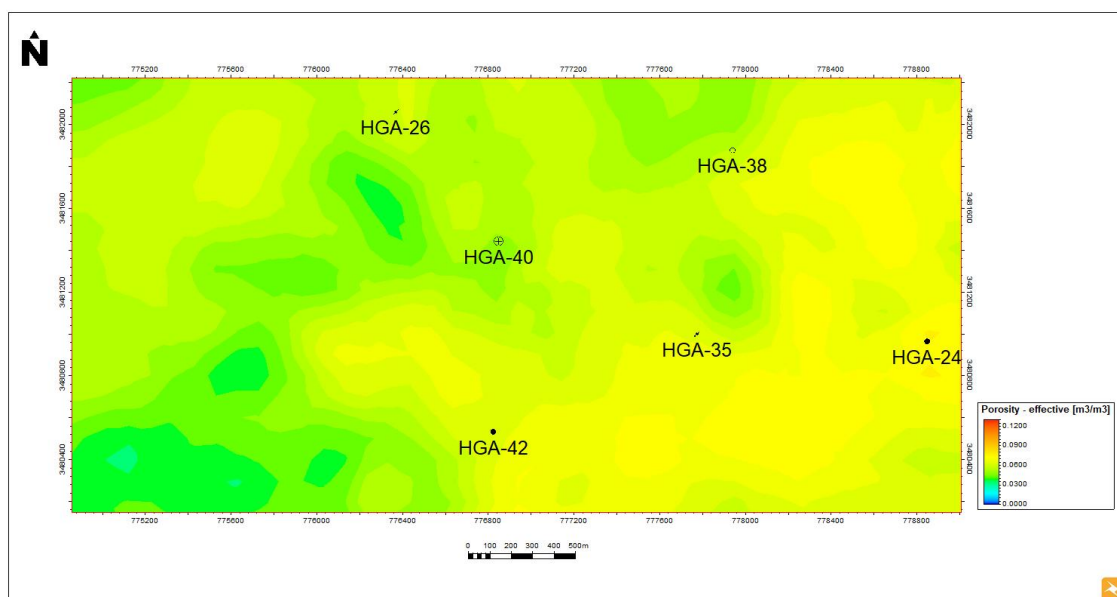


Figure 21 : QH1 -Isoporosité

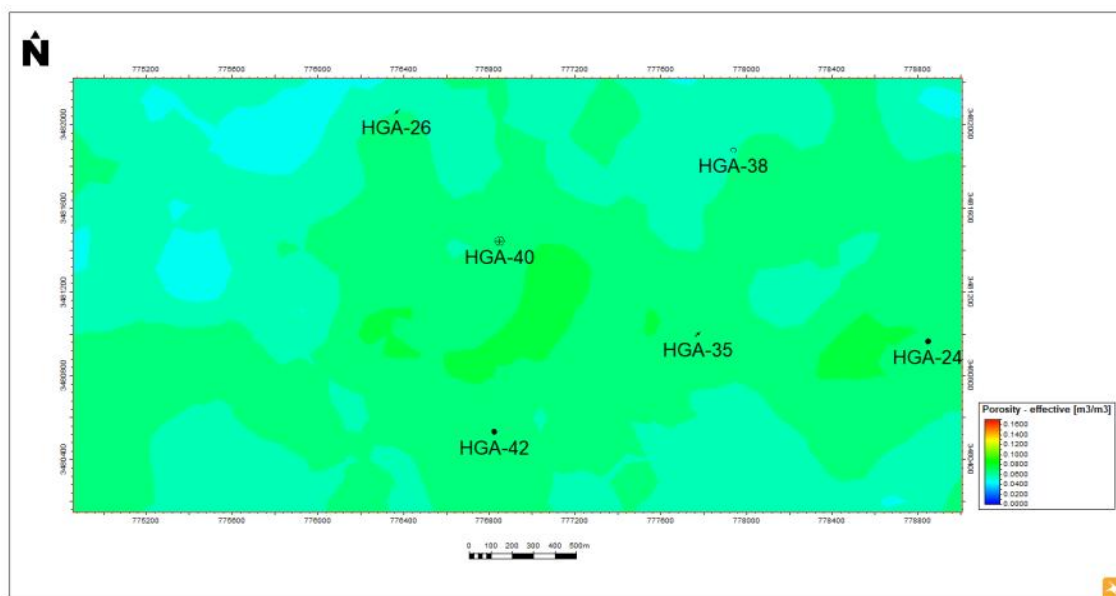


Figure 22 :QH2-Isoporosité

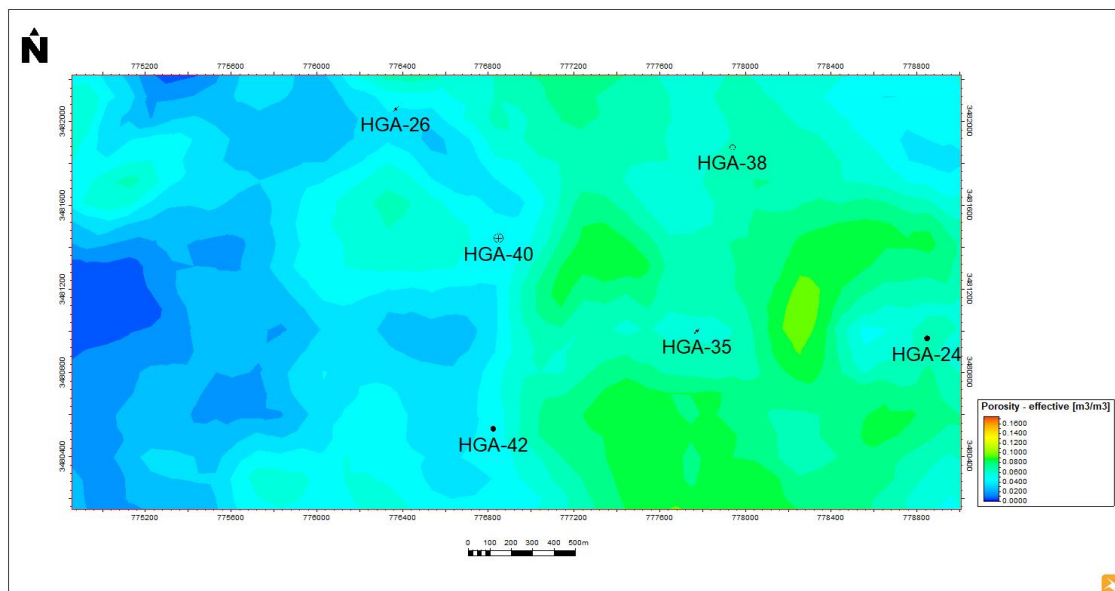


Figure 23 :QH3-Isoporosité

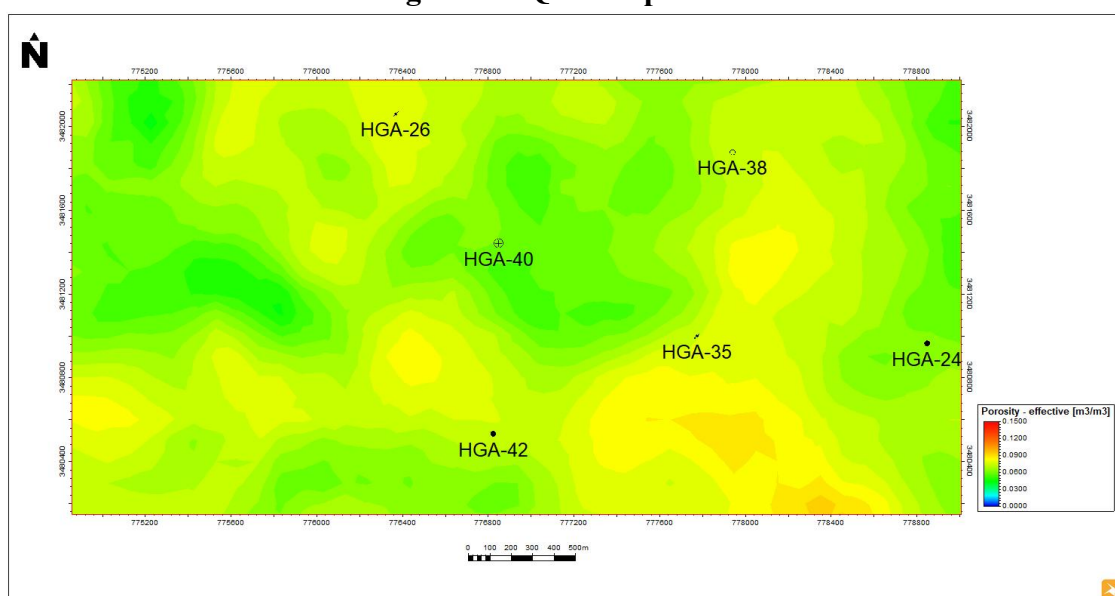


Figure 24 : QH 4-Isoporosité

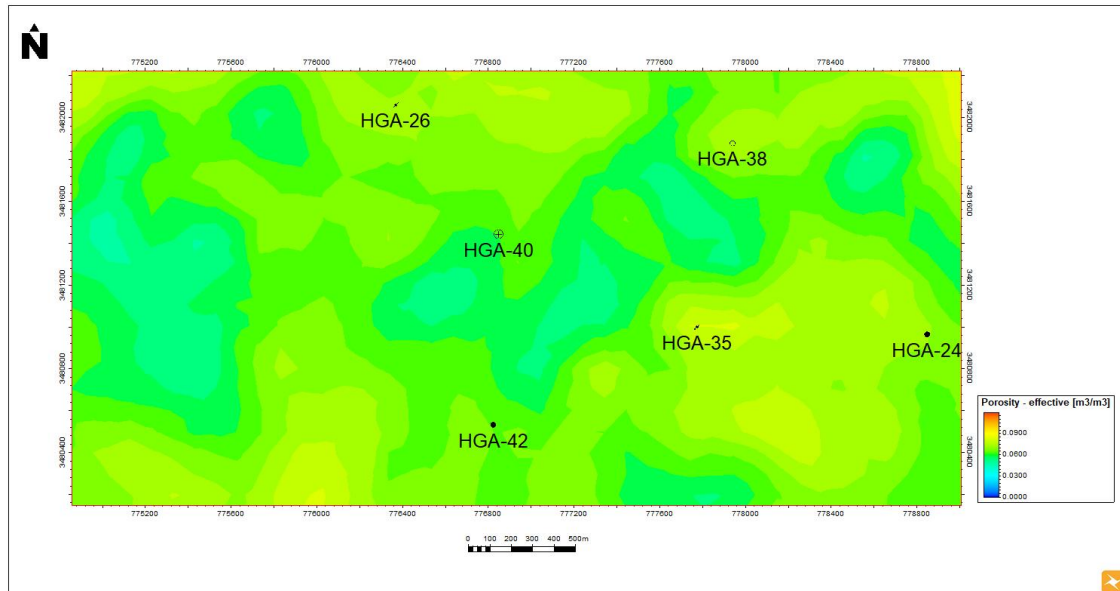


Figure 25: QH5-Isoporosité

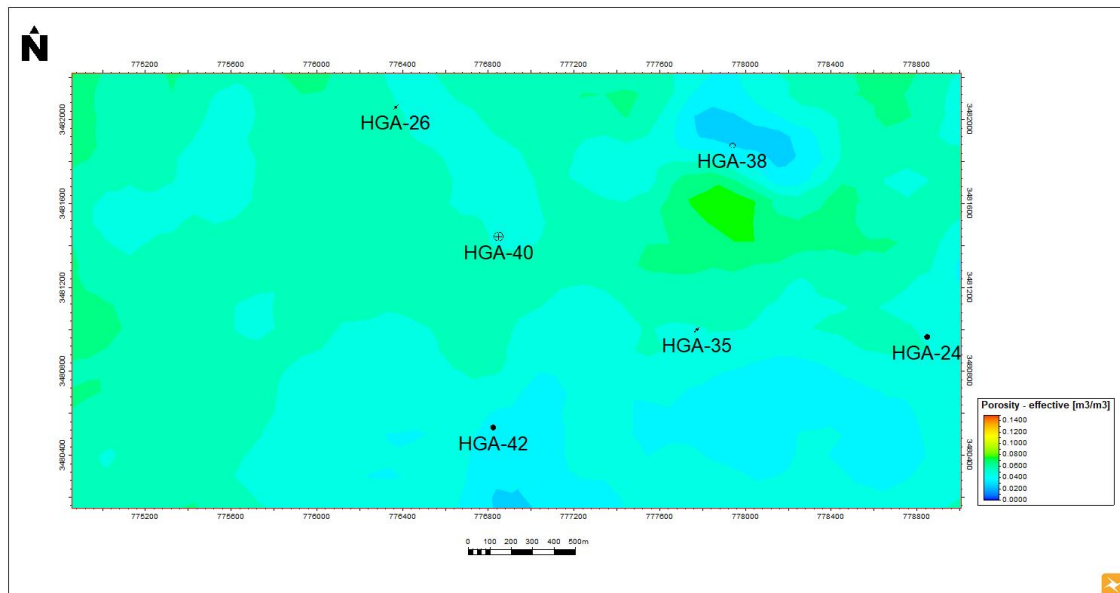


Figure 26: QH6 Isoporosité

2-2-2. Les cartes isoperméabilité :

Dans le QH1, les valeurs de perméabilité sont très faibles à faibles sur l'ensemble du niveau. Les meilleures valeurs sont réparties de manière éparse, avec une légère concentration dans la partie Nord-Ouest et centrale de la carte. Le puits HGA40 se situe dans une zone de perméabilité modérée ; pour atteindre les valeurs maximales, les directions Nord-Ouest et Nord-Est restent les plus favorables. **Fig. 27**

Le niveau QH2 présente de faibles valeurs de perméabilité sur l'ensemble de la carte, avec une anomalie positive notable au centre, concentrée autour du puits HGA40. Cette zone centrale constitue la partie la plus favorable du niveau. Les directions Nord-Est et Est représentent les axes les plus avantageux pour orienter le drain horizontal du puits HGA40. **Fig. 28**

Le niveau QH3 enregistre une amélioration notable des valeurs de perméabilité par rapport aux niveaux inférieurs. Les meilleures valeurs sont distribuées selon un couloir orienté Sud-Ouest – Nord-Est, traversant la partie centrale de la carte et passant à proximité du puits HGA40. La partie Nord-Ouest présente également des valeurs relativement favorables. Les directions Sud-Ouest et Nord-Est constituent les axes les plus propices pour orienter le drain horizontal du puits HGA40. **Fig. 29**

Le niveau QH4 est caractérisé par des propriétés de perméabilité très faibles à faibles sur l'ensemble de la carte, avec un retour à des valeurs basses après l'amélioration observée au niveau QH3. Les valeurs relativement meilleures sont concentrées essentiellement dans la partie Ouest et Nord-Ouest de la carte, aux environs du puits HGA26. Le puits HGA40 se trouve dans une zone de faible perméabilité ; la direction Ouest et Nord-Ouest demeure l'axe le plus favorable pour orienter le drain horizontal. **Fig. 30**

Le niveau QH5 se distingue par une distribution particulièrement homogène et uniforme des valeurs de perméabilité sur l'ensemble de la carte, avec des valeurs globalement faibles à très faibles. Cette homogénéité témoigne d'une faible hétérogénéité latérale du réservoir à ce niveau. Quelques légères anomalies positives sont observées de manière diffuse, notamment dans la partie Nord de la carte aux environs de HGA38. Pour le puits HGA40, la direction Nord et Nord-Est demeure l'axe le plus favorable pour orienter le drain horizontal. **Fig. 31**

Le niveau QH6 enregistre une amélioration des valeurs de perméabilité par rapport aux niveaux inférieurs, avec une hétérogénéité latérale plus marquée. Les meilleures valeurs sont concentrées dans les parties Nord-Est et Nord-Ouest de la carte, notamment aux environs des puits HGA38 et HGA26. Le puits HGA40 se trouve dans une zone de perméabilité modérée, et les directions Nord-Est et Nord-Ouest constituent les axes les plus favorables pour orienter le drain horizontal. **Fig. 32**

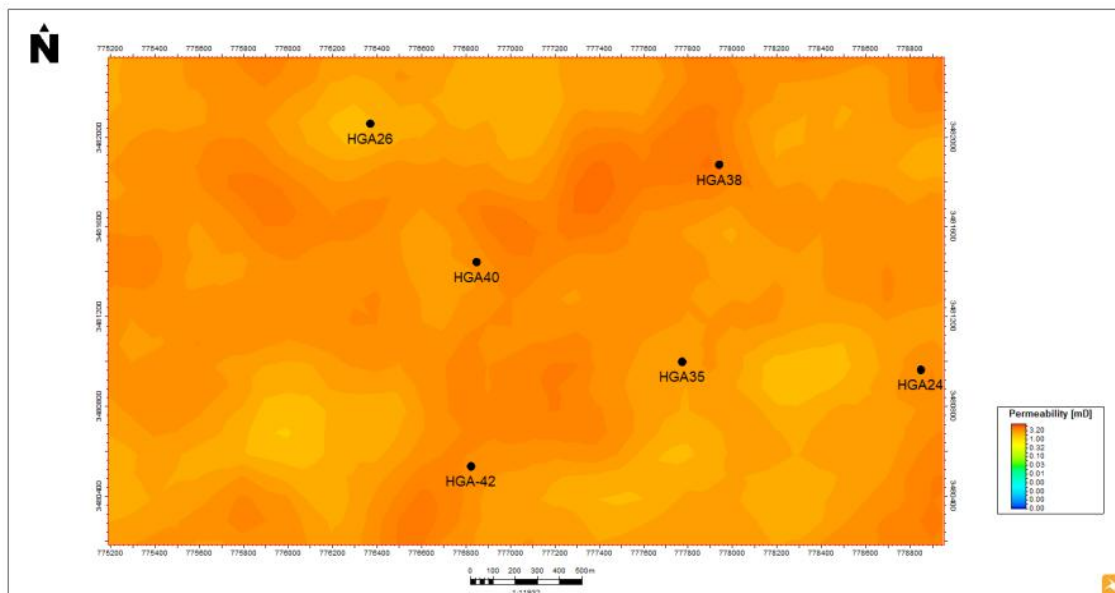


Fig.27 : QH1 Isoperméabilité

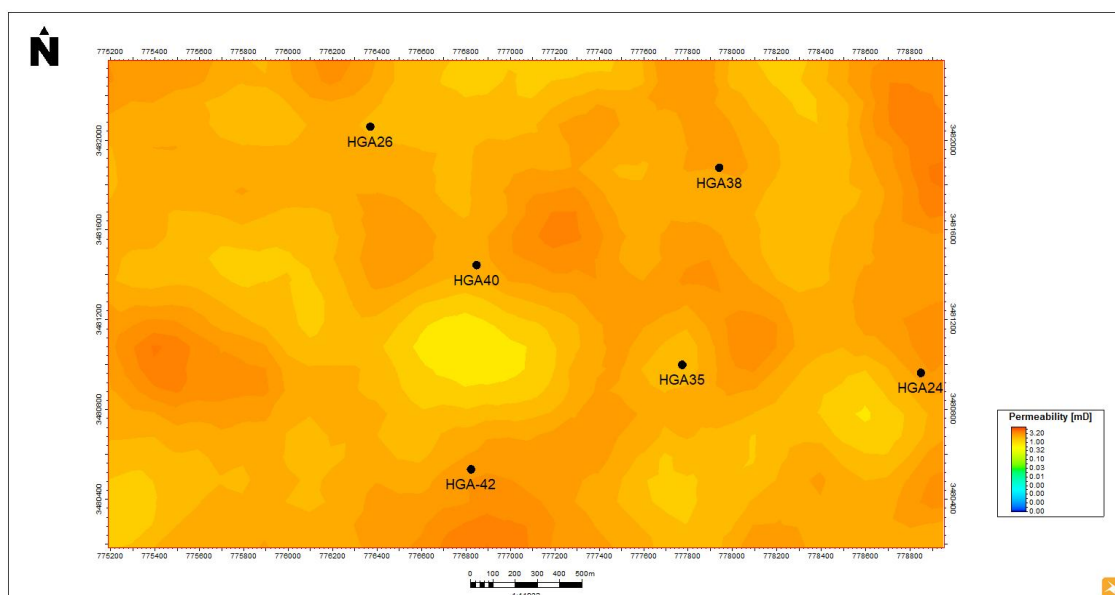


Figure .28 : QH2 Isoperméabilité

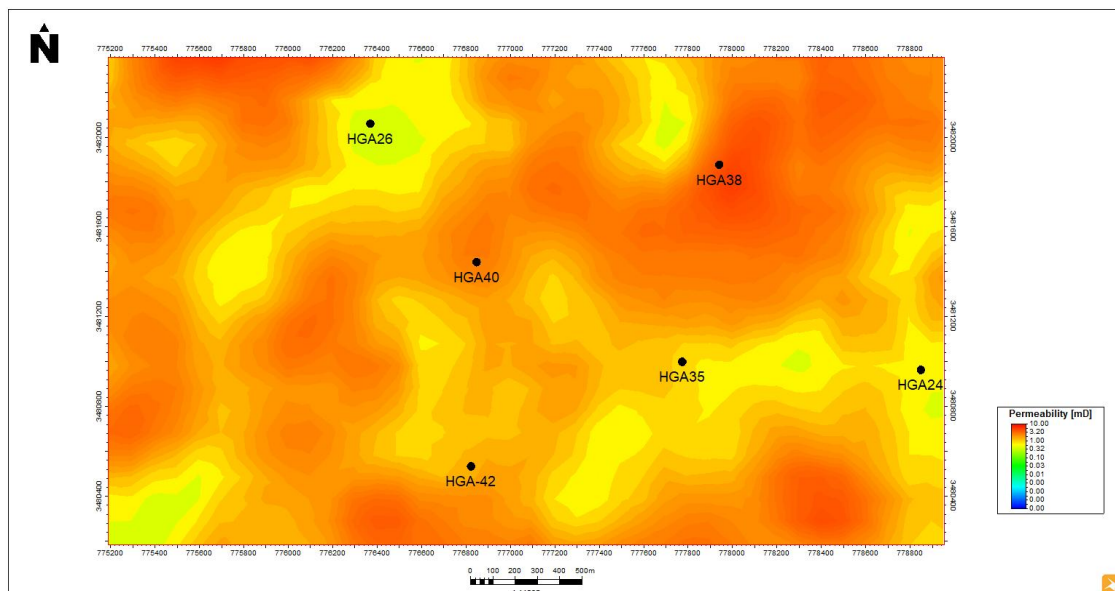


Figure .29 : QH3 -Isoperméabilité

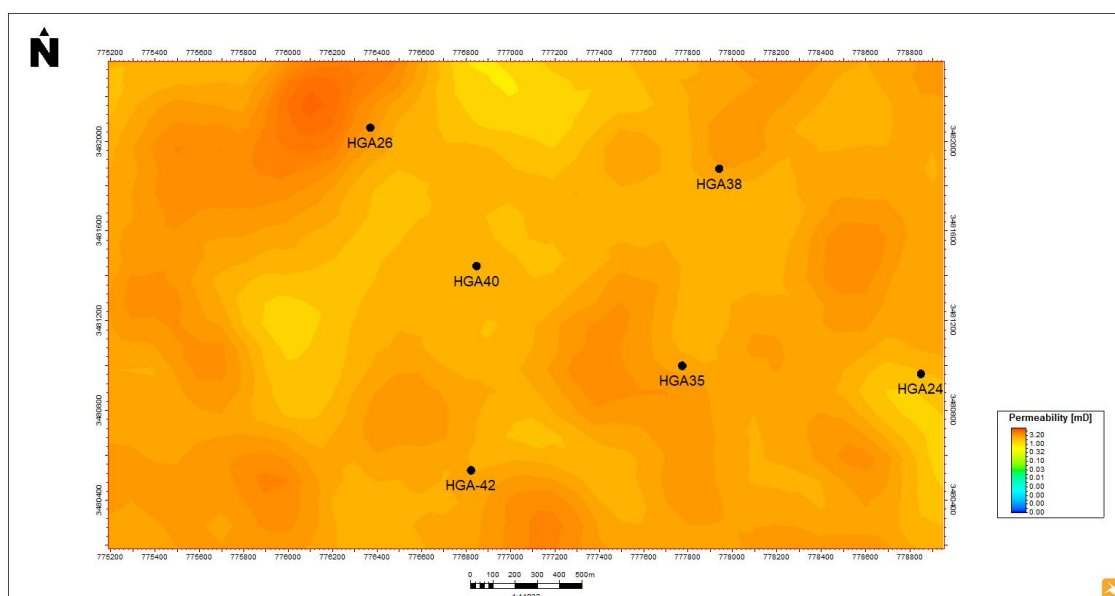


Figure.30 : QH4-Isoperméabilité

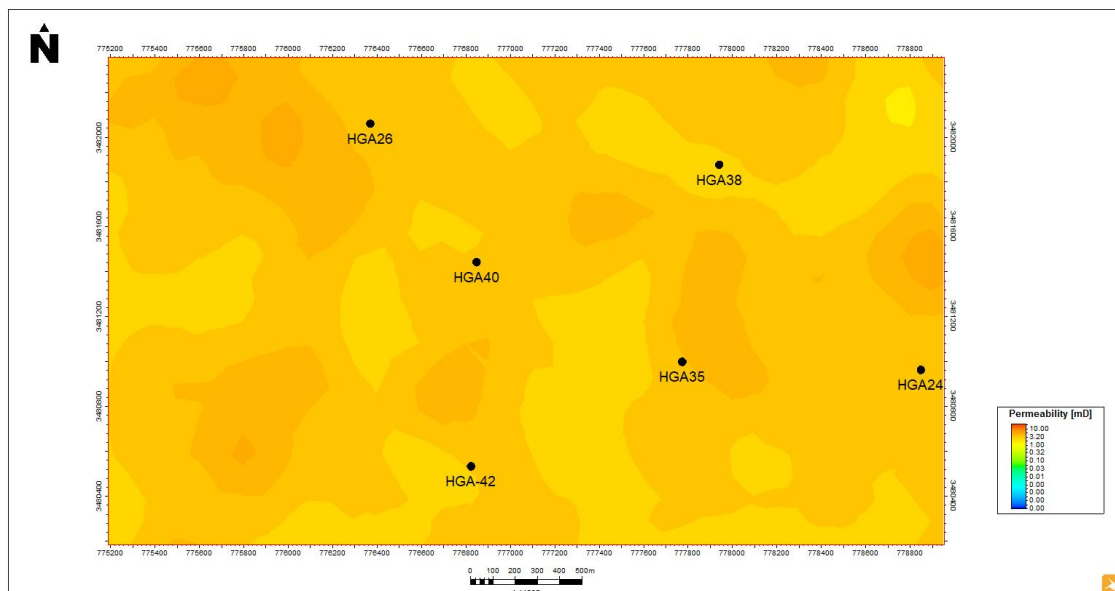


Figure .31 : QH5 -Isoperméabilité

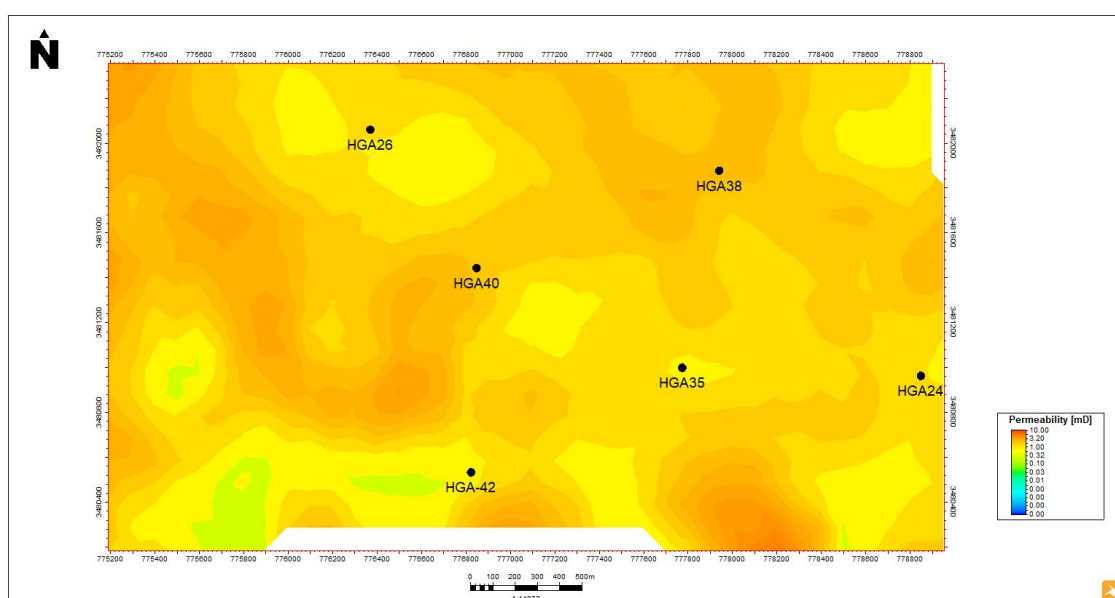


Figure.32 : QH6 -Isoperméabilité

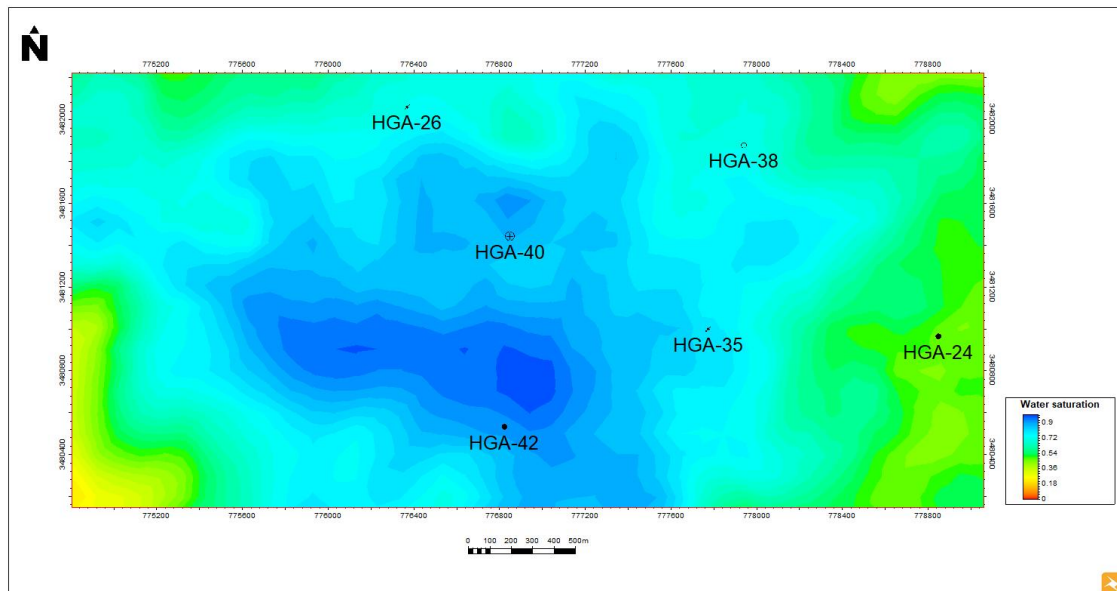


Figure.33: QH1- Isosaturation

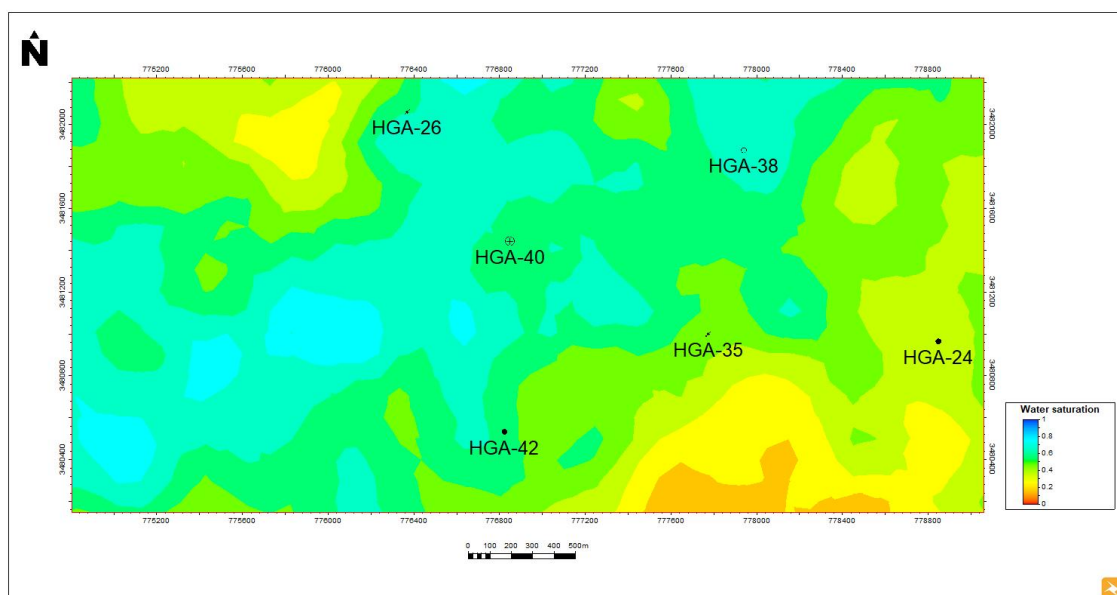


Figure .34 : QH2 - Isosaturation

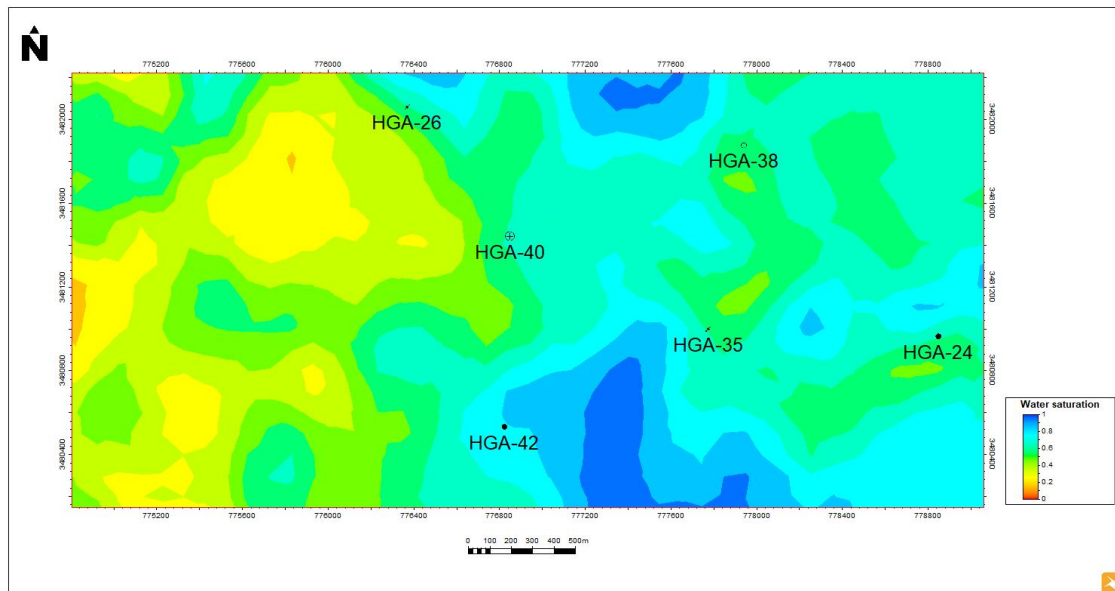


Figure. 35 : QH3- Isosaturation

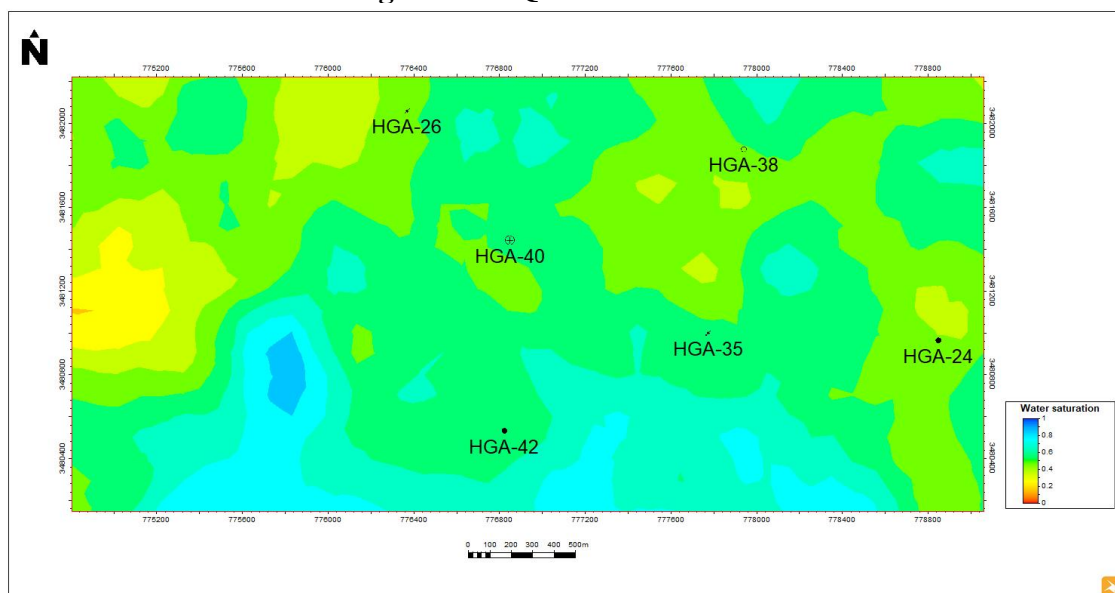


Figure. 36 : QH4 - Isosaturation

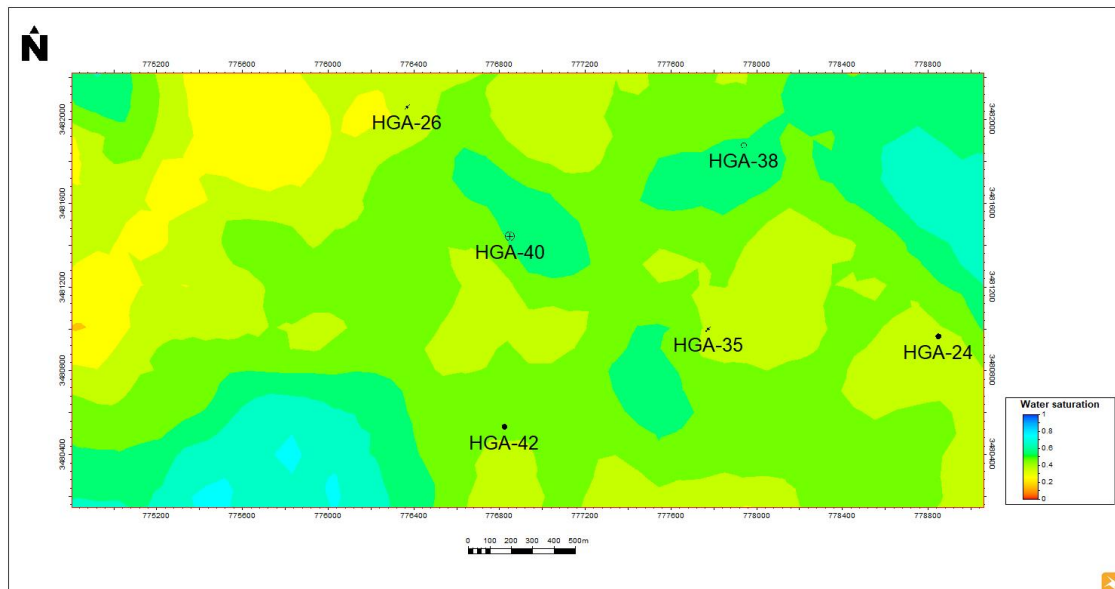


Fig.37 : QH5- Isosaturation

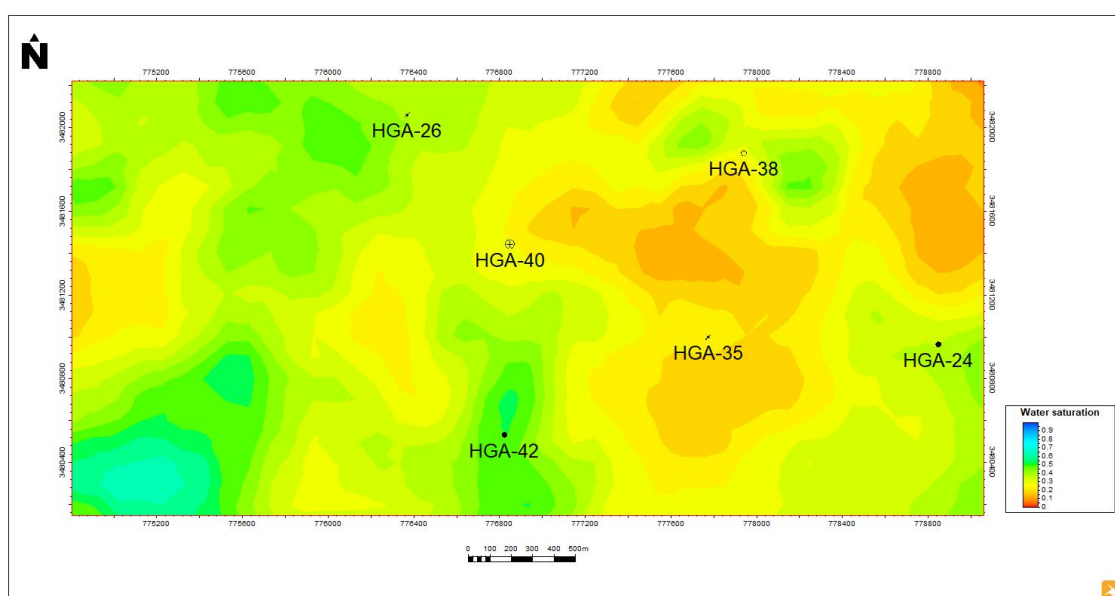


Figure.38 : QH6- Isosaturation

2-2-3. Les cartes isosaturation en eau :

Le niveau QH1 présente une saturation en eau moyennement élevée sur l'ensemble de la carte, avec des teintes dominantes cyan et vert-bleu indiquant des valeurs comprises entre 0,4 et 0,6. Les zones les plus favorables, caractérisées par de faibles saturations en eau, se localisent dans la partie Nord-Est aux environs de HGA38 et dans la partie Sud-Est vers HGA24. Le puits HGA40 se situe dans une zone de saturation moyenne à élevée ; les directions Nord-Est et Est représentent les axes les plus favorables pour orienter le drain horizontal. **Fig. 33**

La carte en isosaturation du QH2 indique des valeurs très élevées de saturation en eau sur l'ensemble du niveau, avec une dominance des teintes bleu foncé et cyan, particulièrement prononcée dans la partie centrale et Sud de la carte aux environs des puits HGA40 et HGA42. Les zones relativement moins saturées se localisent dans la partie Nord, aux environs de HGA26 et HGA38. Pour le puits HGA40, les directions Nord et Nord-Ouest demeurent les seules voies permettant d'améliorer ce paramètre. **Fig. 34**

Le niveau QH3 montre une amélioration notable par rapport au niveau précédent, avec un mélange de teintes jaune-vert et cyan indiquant une saturation modérée. La partie Ouest de la carte présente les valeurs les plus favorables, caractérisées par de faibles saturations en eau. Les zones Est et Sud-Est, aux environs de HGA35 et HGA24, affichent des valeurs plus élevées. Le puits HGA40 se trouve dans une zone modérément favorable, et la direction Ouest constitue l'axe le plus propice pour le drain horizontal. **Fig. 35**

La carte du QH4 indique une distribution relativement homogène des saturations en eau, avec des valeurs modérées à faibles sur l'ensemble du niveau. Les teintes vert clair et jaune dominent la carte, témoignant d'une amélioration générale par rapport aux niveaux précédents. Les meilleures valeurs se concentrent dans la partie Nord-Ouest aux environs de HGA26. Le puits HGA40 se situe dans une zone favorable, et les directions Nord-Ouest et Ouest représentent les axes les plus avantageux pour le drain horizontal. **Fig. 36**

La carte en isosaturation du QH5 montre une distribution hétérogène des valeurs de saturation en eau, avec un mélange de teintes vert et cyan ponctuées de zones jaunes favorables. Les anomalies les plus favorables, caractérisées par de faibles saturations, se localisent dans la partie Nord-Ouest et ponctuellement dans la partie Sud-Ouest de la carte. Le puits HGA40 se situe dans une zone modérément favorable, et les directions Nord-Est et Nord-Ouest constituent les axes les plus propices pour orienter le drain horizontal. **Fig. 37**

Le niveau QH6, les isosaturations présentent des valeurs faibles à modérées, avec une dominance des teintes jaune et vert clair faisant de ce niveau le plus favorable de tous les niveaux étudiés. Quelques anomalies légèrement défavorables sont observées dans la partie Nord-Est aux environs de HGA38 et dans la partie Est vers HGA35. Le puits HGA40 se trouve dans une zone favorable, et les directions Ouest et Sud-Ouest constituent les axes optimaux pour orienter le drain horizontal. **Fig. 38**

2-2-4. La carte Isopaque :

D'après la carte en **isopaque du réservoir QH (Fig. 41)**, on remarque une variation latérale notable des épaisseurs sur l'ensemble du périmètre de Hassi Guettar. Les valeurs maximales d'épaisseur, comprises entre 90 et 110 m, se localisent principalement dans la partie Nord-Ouest aux environs du puits HGA26, dans la partie Nord-Est vers HGA32, ainsi que dans la partie Sud-Est aux environs des puits HGA35 et HGA24. La partie centrale de la carte, où se situe le puits HGA40, présente des épaisseurs moyennes comprises entre 70 et 80 m. Les valeurs les plus faibles sont observées autour du puits HGA38, avec des épaisseurs de l'ordre de 50 à 60 m, traduisant un amincissement local du réservoir. Pour le puits HGA40, les directions Nord-Ouest et Sud-Est constituent les axes les plus favorables pour capter les plus grandes épaisseurs réservoirs lors du forage du drain horizontal. **Fig. 39**

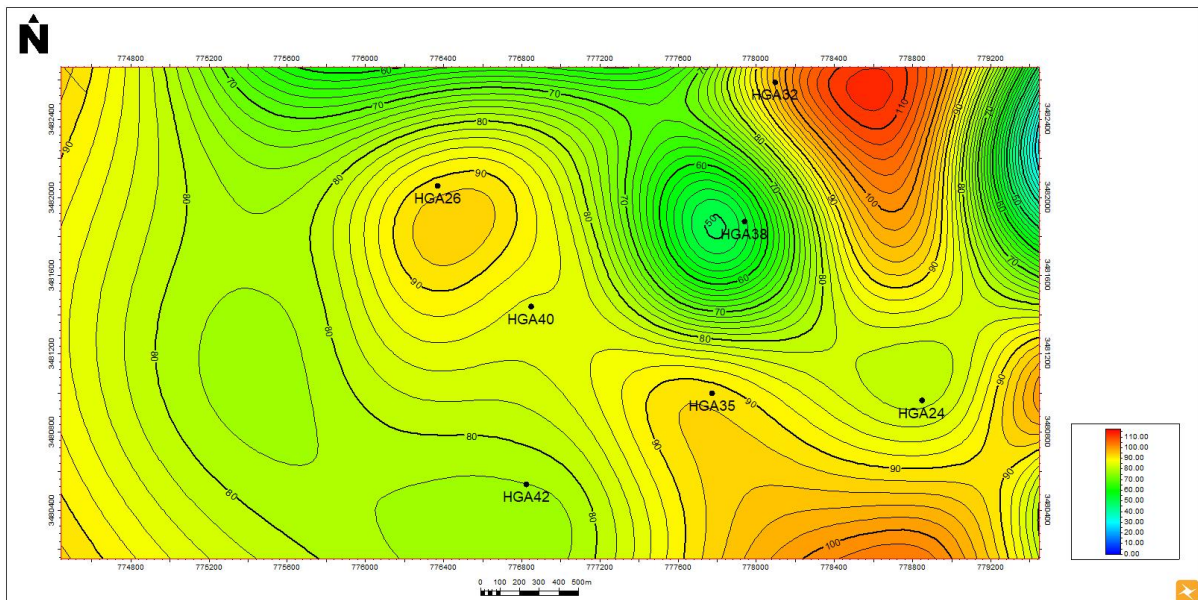


Figure. 39 : Carte en isopaque de réservoir QH

2-2-5. Log Composite

La figure 41 correspondant au log composite du puits HGA40 montre que le réservoir Quartzite de Hamra présente des caractéristiques pétrophysiques variables selon les niveaux. La courbe de Gamma Ray indique une nature essentiellement grés-quartzitique avec de légères intercalations silteuses, particulièrement au niveau des unités QH5 et QH6. Les mesures de résistivité révèlent des valeurs élevées au niveau des unités QH1, QH2 et QH3, suggérant la présence d'hydrocarbures dans ces intervalles. Le niveau QH4 présente une alternance de valeurs élevées et moyennes, témoignant d'une hétérogénéité

interne. Les niveaux QH5 et QH6 affichent des résistivités modérées. En ce qui concerne la saturation en eau, les niveaux QH5 et QH6 présentent les valeurs les plus faibles, indiquant une meilleure saturation en hydrocarbures. Les niveaux QH1 et QH2 montrent des saturations en eau élevées. Trois zones favorables au drainage ont été identifiées : au niveau de QH6 entre 3183 m et 3210 m, au niveau de QH4 entre 3230 m et 3250 m, et au niveau de QH1 entre 3260 m et 3270 m. **Fig. 40**

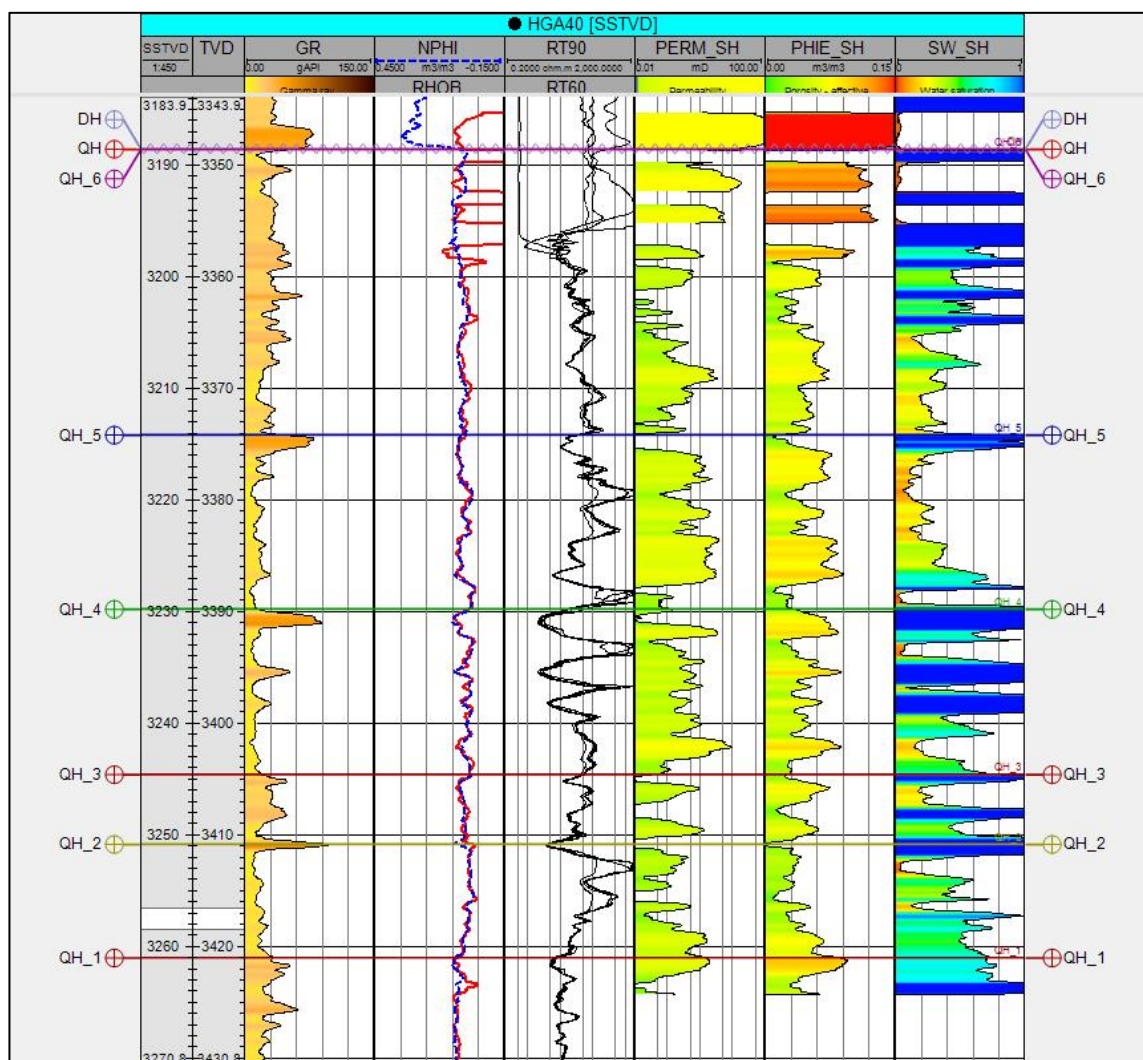


Figure. 40 : log composite de HGA40

2-2-6. Coupes de distribution de la porosité :

D'après les coupes de distribution de la porosité effective, on remarque que les valeurs sont généralement faibles à médiocres, variant entre 0.00 et 0.12 m³/m³. Sur la coupe **Fig.41** (HGA40–HGA38–HGA32), la porosité s'améliore latéralement d'ouest en est, avec les meilleures valeurs (0.10–0.12) concentrées dans les

niveaux médians entre HGA38 et HGA32. La présence d'une faille au niveau de HGA40 engendre un décalage stratigraphique notable. Les niveaux inférieurs présentent une dégradation progressive de la porosité.

Sur la coupe **Fig.42** (HGA26–HGA40–HGA35), la porosité est mieux distribuée et plus homogène, avec une légère amélioration dans la partie médiane au niveau de HGA40. Les niveaux supérieurs et médians affichent des valeurs moyennes de 0.06 à 0.10, tandis que les niveaux inférieurs restent faibles (< 0.04). Une troncature des couches est observée au niveau de HGA35 à l'extrémité sud-est.

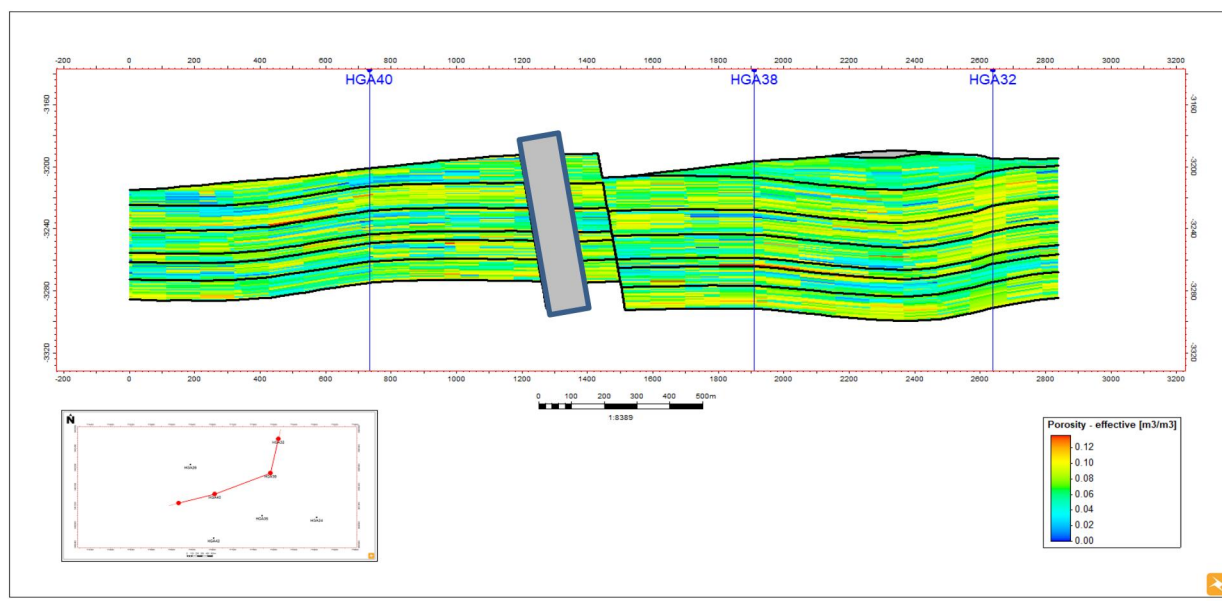


Figure.41: Coupe de distribution de la porosité (HGA40-HGA38-HGA32)

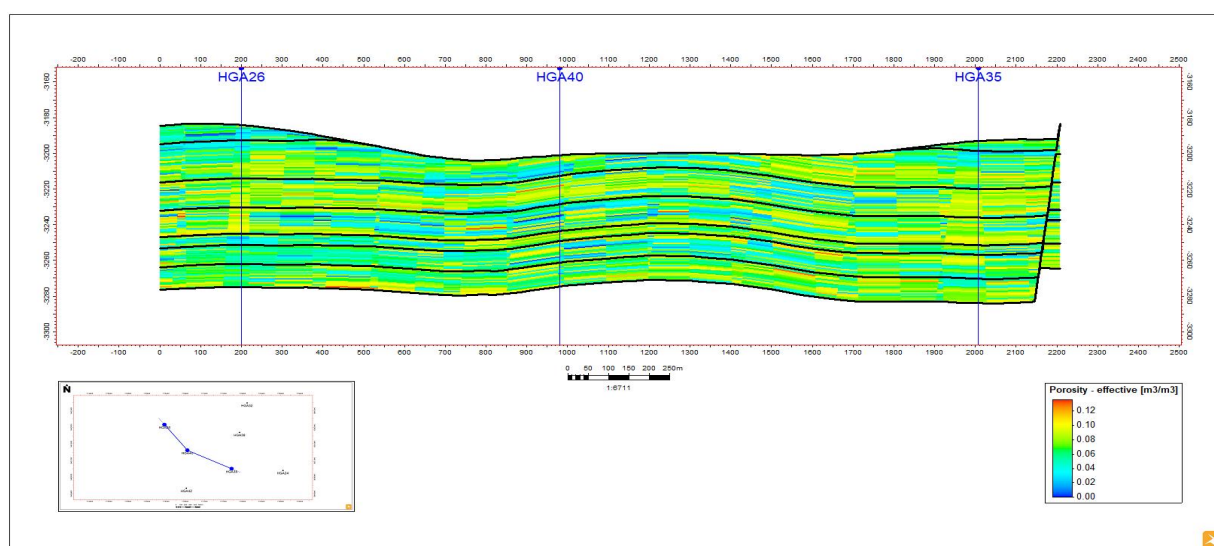


Figure.42: Coupe de distribution de la porosité (HGA26-HGA40-HGA35)

2-2-7. Coupes de distribution de la perméabilité :

Les coupes de distribution de la perméabilité montrent des valeurs généralement faibles à médiocres, variant entre 0.4 et 35 mD.

Sur la coupe Fig.43 (HGA40–HGA38–HGA32), la perméabilité s'améliore d'ouest en est, avec les meilleures valeurs (15–25 mD) concentrées dans les niveaux médians entre HGA38 et HGA32. La faille observée au niveau de HGA40 crée une discontinuité latérale importante affectant la distribution de la perméabilité. Les niveaux inférieurs présentent une dégradation significative (< 2 mD), tandis que les niveaux argilo-gréseux constituant les barrières noires restent imperméables.

Sur la coupe Fig.44 (HGA26–HGA40–HGA35), les meilleures perméabilités sont enregistrées au niveau de HGA26 au nord-ouest (20–35 mD), avec une diminution progressive vers le sud-est en direction de HGA35. La distribution est plus hétérogène avec une alternance de niveaux perméables et imperméables. Les niveaux inférieurs restent faiblement perméables (< 5 mD) sur l'ensemble du profil.

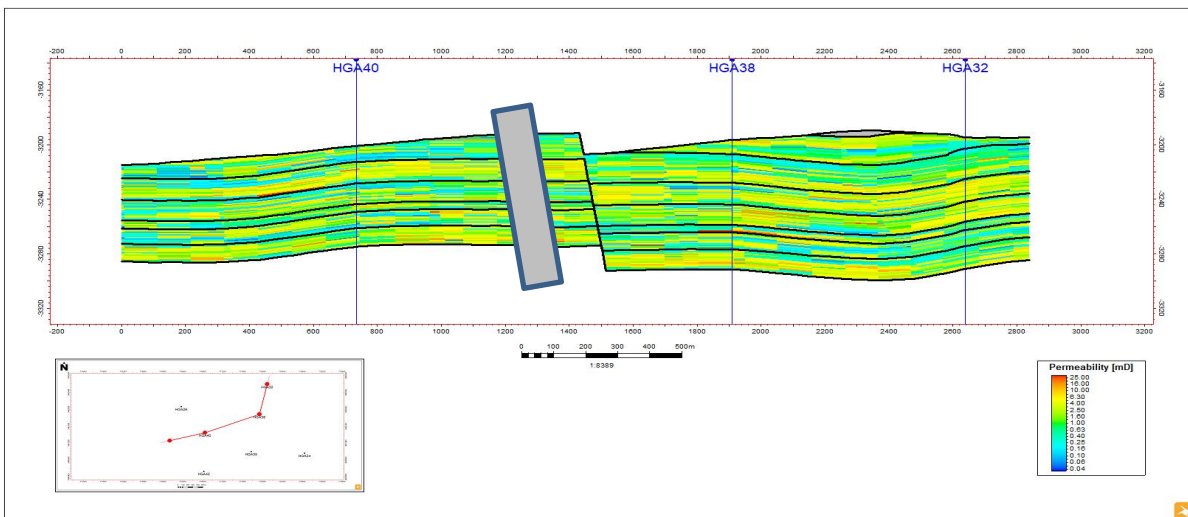


Figure.43: Coupe de distribution de la perméabilité (HGA40-HGA38-HGA32)

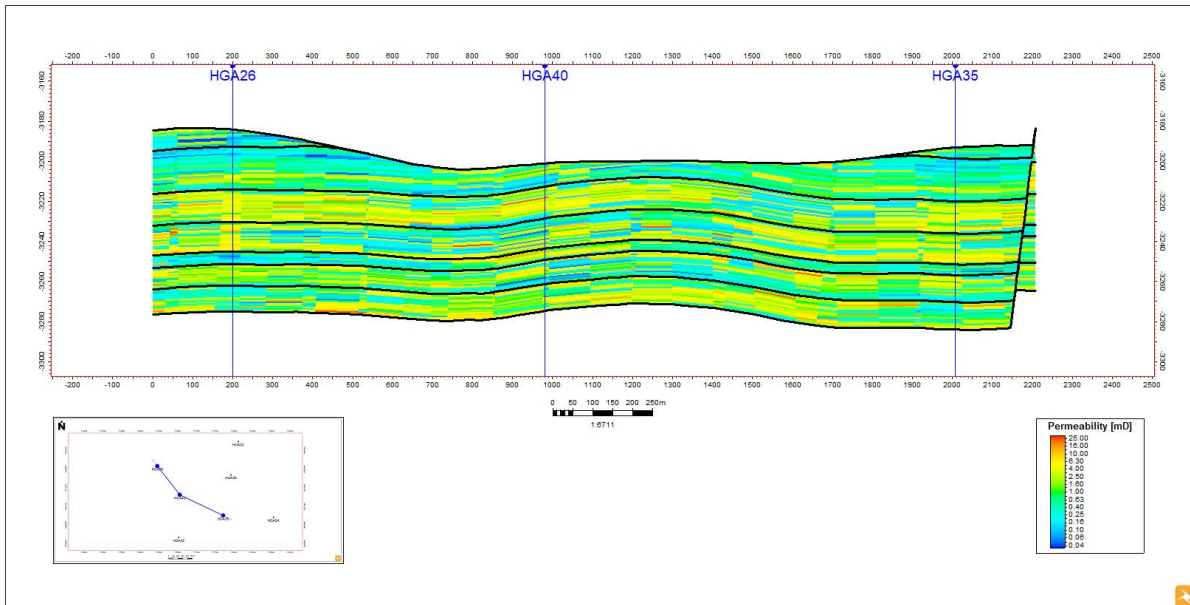


Figure.44: Coupe de distribution de la perméabilité (HGA26-HGA40-HGA35)

2-2-8. Coupes de distribution de la saturation en eau :

Les coupes de distribution de la saturation en eau (S_w) révèlent une zonation verticale nette commune aux deux profils analysés.

Sur la coupe Fig.45(HGA40–HGA38–HGA32), on observe que les niveaux inférieurs présentent une saturation en eau quasi-totale ($S_w \approx 0.9–1.0$), indiquant la présence d'un aquifère basal bien développé. Les niveaux supérieurs et médians affichent des valeurs de S_w faibles à moyennes (0.1–0.4), suggérant une meilleure saturation en hydrocarbures. La faille au niveau de HGA40 engendre une asymétrie dans la distribution de la saturation entre les deux blocs. Entre HGA38 et HGA32, une alternance de niveaux à faible et forte saturation en eau est clairement visible(Hamd-Allah, 2022).

Sur la coupe Fig.46 (HGA26–HGA40–HGA35), la même zonation verticale est confirmée avec un aquifère basal continu sur l'ensemble du profil. Les meilleures saturations en hydrocarbures ($S_w = 0.2–0.4$) sont enregistrées dans les niveaux supérieurs, particulièrement au niveau de HGA26 au nord-ouest. Une légère dégradation de la qualité du réservoir est observée vers HGA35 au sud-est, avec une augmentation progressive de S_w (Hamd-Allah, 2022).

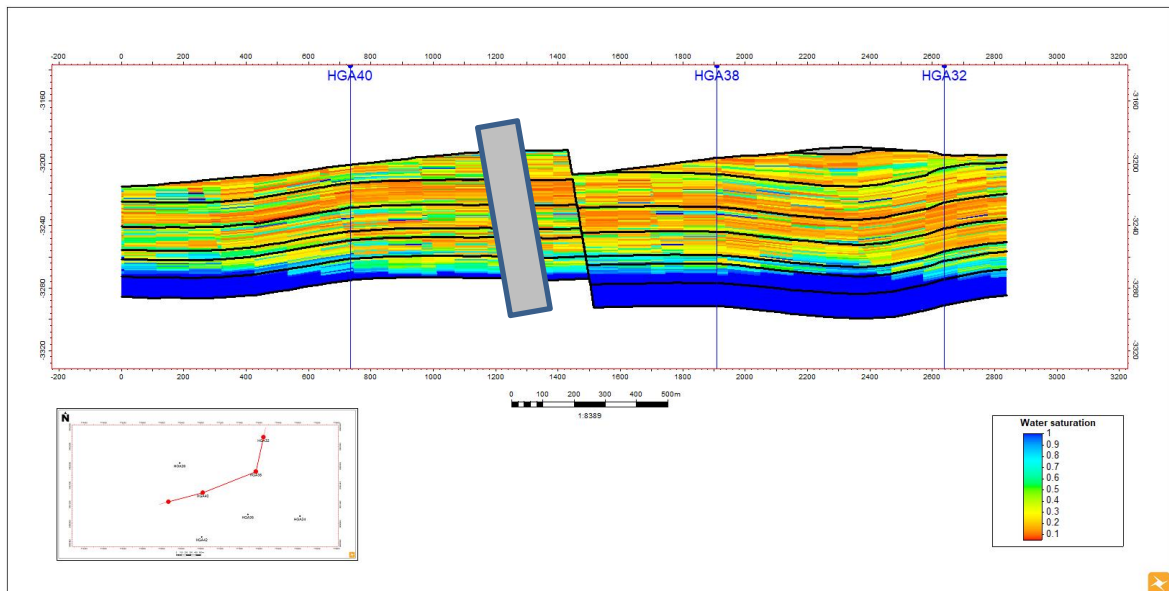


Figure.45: Coupe de distribution de la saturation (HGA26-HGA40-HGA35)

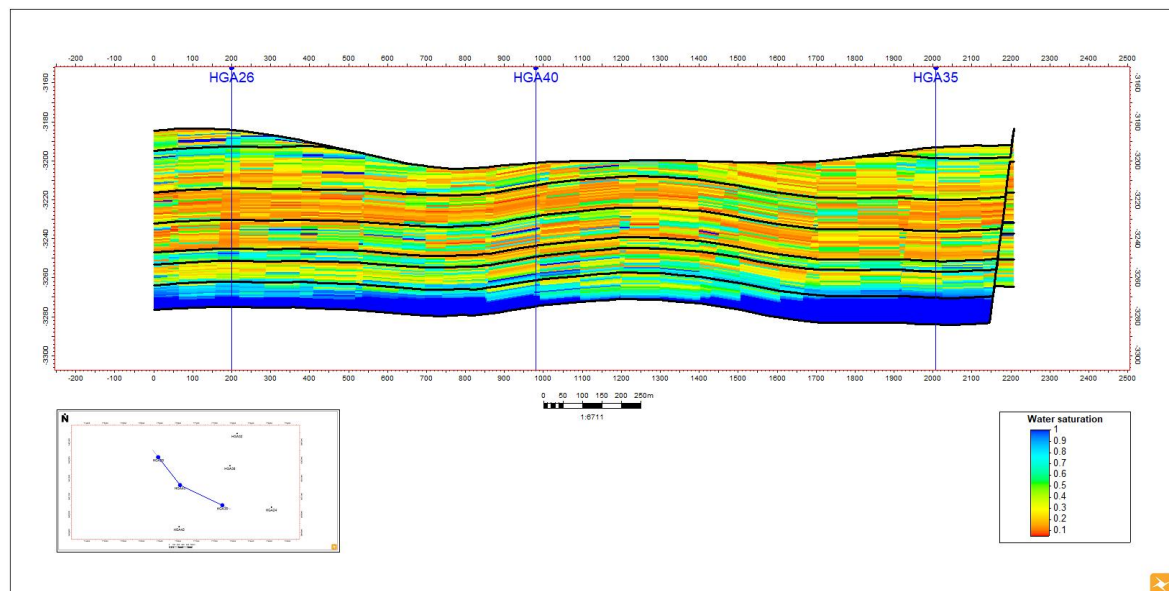


Figure.46: Coupe de distribution de la saturation (HGA26-HGA40-HGA35)

Recommandation

L'analyse intégrée des cartes pétrophysiques, structurales et d'imagerie du puits HGA-40 permet de dégager une orientation claire pour la reprise en Short Radius. Les résultats montrent que le sous-niveau QH5 présente des caractéristiques favorables pour une intervention en dérapage à court rayon de courbure, tout en tenant compte des contraintes structurales et de la présence de la faille sub-verticale identifiée au niveau du puits (Rivenbark, 2000).

Suite aux conclusions suscitées, nous proposons de reprendre le puits HGA-40 en SR selon les paramètres suivants :

- Proposition :
- Target : QH5 de 3374 m à 3386 m (TVD)
- Azimut : N 140,96°
- KOP : 3345 m
- Vs : 400,53 m
- TD : 3737 m (MD) / 3383,03 m (TVD)
- Inclinaison : 90,310°

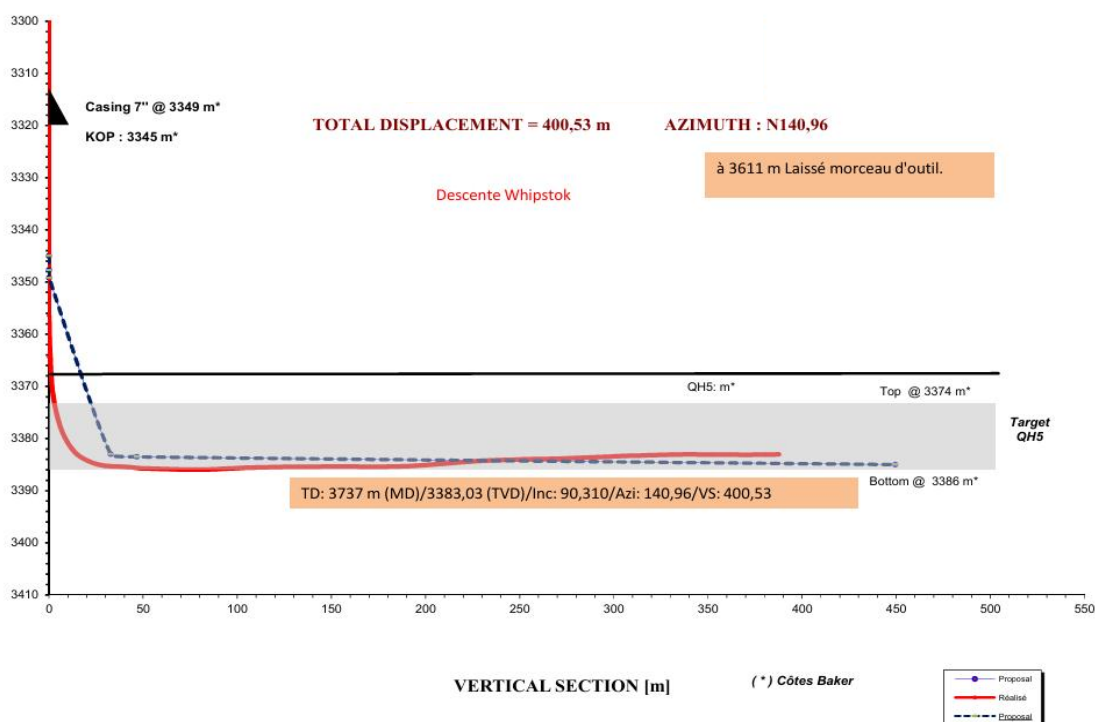


Figure.47: Représentation de la section verticale de l'opération Short Radius du puits HGA-40

L'interprétation des cartes indique que les meilleures caractéristiques pétrophysiques au niveau QH5, notamment en termes de saturation en eau et de perméabilité, sont concentrées selon l'axe Sud-Est en direction de HGA24. Ce niveau présente une distribution relativement homogène des valeurs, tout en évitant les zones défavorables identifiées à proximité des puits voisins. Suite aux conclusions suscitées, nous proposons de reprendre le puits en SR selon les paramètres ci-dessus mentionnés, qui correspondent aux données réelles de l'opération réalisée sur le puits HGA-40 (Li, H., et al. 1998).

Conclusion Générale

L'approche structurale et l'analyse de réservoir dans le périmètre de Hassi Guettar ont permis de mettre en évidence les caractéristiques majeures régissant la distribution des propriétés pétrophysiques de cette région.

La complexité structurale de la zone se manifeste par plusieurs failles majeures : une faille sub-verticale délimitant les puits HGA-40 et HGA-38, deux failles d'orientation Est-Ouest au Nord, et une faille NW-SE à l'Est. Ces discontinuités tectoniques constituent des contrôles structuraux déterminants sur la distribution des propriétés réservoirs et l'extension des drains horizontaux.

Les variations de faciès combinées à l'érosion hercynienne ont conduit à subdiviser le réservoir en deux ensembles stratigraphiques principaux :

- **Les réservoirs cambriens (Ri, Ra et zone des alternances)** : ont subi une remontée progressive du niveau de l'eau de formation entraînant leur ennoyage.
- **Les réservoirs ordoviciens** : représentés par le quartzite El Hamra (QH), subdivisé en six unités stratigraphiques (QH1 à QH6), constituant la cible pétrolière stratégique principale du périmètre.

L'étude intégrée du puits HGA-40 a combiné l'imagerie de paroi (OBMI-UBI) pour la détection des fractures et des breakouts, avec l'évaluation pétrophysique (porosité, perméabilité, saturation en eau, épaisseurs) représentée en coupes de distribution 2D. Cette approche a permis d'identifier les niveaux QH3, QH5 et QH6 comme cibles prioritaires d'intervention, en raison de leurs meilleures propriétés pétrophysiques et de leur faible saturation en eau.

La technique de réentrée à court rayon de courbure (**Short Radius**) a été retenue pour améliorer la productivité du puits HGA-40, en évitant les zones à faibles propriétés pétrophysiques, les niveaux ennoyés et les zones faillées constituant des barrières de perméabilité.

L'opération réalisée en direction de N140,96° vers le niveau QH5, entre 3374 m et 3386 m (TVD) avec un déport de 400,53 m, confirme la cohérence entre les résultats de l'étude et les choix opérationnels effectués. Cela démontre que la pertinence d'une telle investigation repose non seulement sur la quantité des données, mais avant tout sur leur qualité et leur intégration.

Bibliographie

- Amata. A.** Caractérisation de la fracturation du gisement de Hassi Messaoud, impact sur la qualité du réservoir. Rap. Interne SH, 2002.
- Aliev et Ali.** Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz de l'Atlas Algérien ; « 1971 ».
- BEICIP F. (1979).** Zone périphérique du champ de Hassi Messaoud ; réservoir cambro-ordovicien. Rapport Interne CRD Sonatrach, 21p.
- D. MASSA, M. RUHLAND et J. THOUVENIN (1972).**
- Homer. A.** Précision sur la lithologie et la sédimentologie des grès du cambrien (Ri+Ra) ; Edition technip, « 1964 ».
- Hassan S. Naji 2013.** Geomodeling Static Modeling.
- Khodja. M.** Etude des performances et Considérations environnementales ; Université Louis Pasteur Strasbourg ; France, 2008.
- KOCEIR. S et GUERRIDA. F, 2012.** Essai de modélisation de la porosité du réservoir Cambro-ordovicien à l'aide des méthodes d'estimation et de simulation géostatistique : Cas de la zone 3 - Champ de Hassi Messaoud – Sud Algérien, p 42.
- MASA NICOL, 1971.** Structure et fracturation du champ de Hassi Messaoud (Algérie).
- SPE003**_Applications of UBI & OBMI_Nigeria.
- SPE2002**_Geological applications of UBI.
- SH-DP_HGANE-1_OBMI-UBI_6IN_finalreportx.**
- Aliev, M. M., et al. (1972).** Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz de l'Atlas Algérien. Rapport interne, SONATRACH.
- Aouimer, S. (2004).** Étude des corps éruptifs cambro-ordoviciens du champ de Hassi Guettar par les diagraphies [Mémoire d'ingénieur]. École d'ingénieurs de Boumerdes.
- Boudjemaa, A. (1987).** Évolution structurale du bassin de Berkine-Ghadamès [Thèse de Doctorat d'État]. Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumédiène, Alger.
- SLB. (2003).** UBI Image Processing & Geological Interpretation. Schlumberger.
- SLB. (2005).** Formation Petrel for Reservoir Engineers. Schlumberger Information Solutions.
- SLB. (2011).** Appendices OBMI-UBI: Data Acquisition and Image Processing. Schlumberger.
- WEC. (2007).** Well Evaluation Conference: Algeria. Schlumberger.
- Al-Ghamdi, I. A., et al. (1998).** Short radius horizontal and multilateral re-entry of oil and water injection wells. SPE Paper, Society of Petroleum Engineers.
<https://consensus.app/papers/details/44e1a76615bb5c889190a580bf4c2354/>
- Ali, O. (1975).** El Agreb–El Gassi oil fields, Central Algerian Sahara. AAPG Bulletin, 59(11), 2127–2141.

- Almusallam, A. A., et al. (2019).** Successful drilling and completion of a short radius deep gas re-entry well towards the minimum stress direction. SPE Paper. <https://consensus.app/papers/details/c4e1b0a06d4b504f89454ba20ef603a7/>
- Al Rassas, A., et al. (2020).** Application of 3D reservoir geological model on Es1 Formation, Block Nv32, Shenvsi Oilfield, China. SPE Paper. <https://consensus.app/papers/details/db3751b04626588a92bf85184e0ffd1f/>
- Ameur-Zaimeche, O., et al. (2022).** Real-time porosity prediction using gas-while-drilling data and machine learning with reservoir associated gas: Case study for Hassi Messaoud field, Algeria. *Marine and Petroleum Geology*, 138, 105559. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105559>
- Baouche, R., et al. (2023).** In situ stress determination based on acoustic image logs and borehole measurements in the In-Adaoui and Bourarhat hydrocarbon fields, eastern Algeria. *Energies*, 16(4), 1806. <https://doi.org/10.3390/en16041806>
- Benayad, S., et al. (2013).** Unconventional resources in Algeria: Appraisal result from the Hamra Quartzite reservoir. *Geosciences Journal*, 17(3), 321–335. <https://doi.org/10.1007/s12303-013-0028-0>
- Djarnia, M. R., et al. (1998).** Sedimentological and diagenetic controls on Cambro-Ordovician reservoir quality in the southern Hassi Messaoud area (Saharan Platform, Algeria). *Geological Society, London, Special Publications*, 133(1), 67–84. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.133.01.05>
- Faraj, M., et al. (2026).** Strategic implementation of horizontal re-entry drilling in Sarir and Messla fields: A case study by AGOCO. *Egyptian Journal of Petroleum*. <https://consensus.app/papers/details/90e785f1946e53b081b07dd6c456a360/>
- Faqira, M. I., et al. (2009).** New insights into the Hercynian Orogeny, and their implications for the Paleozoic hydrocarbon system in the Arabian Plate. *GeoArabia*, 14(2), 199–228.
- Fernandez-Ibanez, F., et al. (2018).** Integrating borehole image logs with core: A method to enhance subsurface fracture characterization. *AAPG Bulletin*, 102(6), 1067–1090. <https://doi.org/10.1306/0726171611817162>
- Frizon de Lamotte, D., et al. (2013).** Evidence for Late Devonian vertical movements and extensional deformation in northern Africa and Arabia: Integration in the geodynamics of the Devonian world. *Tectonics*, 32(3), 107–128. <https://doi.org/10.1002/tect.20050>
- Galeazzi, S., et al. (2009).** Regional geology and petroleum systems of the Illizi-Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview. *Marine and Petroleum Geology*, 27(1), 143–178. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.07.007>
- Haddoum, H., et al. (2001).** Hercynian compressional deformations of the Ahnet–Mouydir Basin, Algerian Saharan Platform: Far-field stress effects of the Late Palaeozoic orogeny. *Terra Nova*, 13(3), 220–226. <https://doi.org/10.1046/j.1365-3121.2001.00346.x>
- Hamd-Allah, S. M., et al. (2022).** Distribution of petrophysical properties based on conceptual facies model, Mishrif Reservoir/South of Iraq. *Journal of Petroleum Research and Studies*, 12(3), 1–18.

- Hasoon, S. K., et al. (2024).** A comprehensive review for integrating petrophysical properties, rock typing, and geological modeling for enhanced reservoir characterization. *Journal of Engineering*, 2024, Article ID 2340793.
- Hill, D., et al. (1996).** A predictable and efficient short radius drilling system. SPE Paper, Society of Petroleum Engineers. <https://consensus.app/papers/details/24dc0426797a56e99a6dd3aa00fd41d8/>
- Hoepffner, C., et al. (2005).** The Moroccan Hercynides. *Journal of African Earth Sciences*, 43(1–3), 2–24. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2005.09.002>
- Huang, L., et al. (2023).** Control of Hercynian Orogeny on basin evolution on the southern margin of the Tethyan region: A review and new insights. *Geological Journal*, 58, 1–22. <https://doi.org/10.1002/gj.4779>
- Kim, H., et al. (2017).** Integrated in situ stress estimation by hydraulic fracturing, borehole observations and numerical analysis at the EXP-1 borehole in Pohang, Korea. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 50(12), 3267–3272. <https://doi.org/10.1007/s00603-017-1310-4>
- Lai, J., et al. (2017).** Fracture detection in oil-based drilling mud using a combination of borehole image and sonic logs. *Marine and Petroleum Geology*, 84, 213–231. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.03.035>
- Lanier, G. (1996).** Low-cost short-radius re-entry horizontal drilling program revitalizes aging Northern Michigan Niagaran oil fields. SPE Paper, Society of Petroleum Engineers. <https://consensus.app/papers/details/c45f0f132e1156a686e895590044d7c3/>
- Legrand, P., et al. (1962).** Contribution à la stratigraphie du Cambro-Ordovicien dans le bassin saharien occidental. *Bulletin de la Société Géologique de France*, 4, 957–966.
- Li, H., et al. (1998).** Flexible 3.5 in. O.D. MWD system enhances short radius, horizontal drilling applications in Shengli Oilfield, China. SPE Paper, Society of Petroleum Engineers. <https://consensus.app/papers/details/679e9ebe5c975dd396ea575bf6b9a660/>
- Mebrouki, N., et al. (2024).** Deciphering the implication of microfacies types and diagenesis on the reservoir quality of the Cambrian sequence in Hassi Messaoud Field, Algeria. *Marine and Petroleum Geology*, 162, 106718. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.106718>
- Mollinedo, M., et al. (1997).** Short radius reentry drilling dramatically increases well production in Venezuela. SPE Paper, Society of Petroleum Engineers. <https://consensus.app/papers/details/9b29c60e3e6e53c5819c2e67b9abce88/>
- Movahed, Z. (2024).** Deciphering the Asmari Formation: Advanced OBMI and petrophysical log analysis for fractured reservoir assessment. *Asian Science Bulletin*. <https://consensus.app/papers/details/0610b5fdbefa5deeb17bb45a079dd02b/>
- Movahed, Z., et al. (2023).** Assessment of fracture density distribution from image logs for sensitivity analysis in the Asmari fractured reservoir. *Earth Sciences and Human Constructions*. <https://doi.org/10.56038/ejrnd.v3i1.248>
- Okon, A. N., et al. (2020).** Artificial neural network model for reservoir petrophysical properties: Porosity, permeability and water saturation prediction. *Modeling Earth Systems and Environment*, 7, 2373–2390. <https://doi.org/10.1007/s40808-020-01012-4>

- Perron, P., et al. (2018).** Influence of basement heterogeneity on the architecture of low subsidence rate Paleozoic intracratonic basins (Reggane, Ahnet, Mouydir and Illizi basins, Hoggar Massif). *Solid Earth*, 9(6), 1239–1275. <https://doi.org/10.5194/se-9-1239-2018>
- Pommier, G., et al. (1968).** Cambrian oil field of Hassi Messaoud, Algeria. *AAPG Bulletin*, 52(3), 380–383.
- Rivenbark, W. M., et al. (2000).** A new selective lateral re-entry system. SPE Paper, Society of Petroleum Engineers. <https://consensus.app/papers/details/9aceb54da39a55b78fc2227885cc0244/>
- Sabaou, N., et al. (2009).** Chemostratigraphy, tectonic setting and provenance of the Cambro-Ordovician clastic deposits of the subsurface Algerian Sahara. *Journal of African Earth Sciences*, 54(3–4), 83–98. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2009.03.008>
- Syamlan, T. A., et al. (2018).** Horizontal recompletion with short radius technique in Handil Field. SPE Paper Society of Petroleum Engineers. <https://consensus.app/papers/details/3519c303b9d455fa9a01f2128035b5d6/>
- Wali, S., et al. (2020).** A practical method to calculate and model the petrophysical properties of reservoir rock using Petrel software: A case study from Iraq. *Iraqi Journal of Science*, 61(5), 1127–1140.
- Wood, D. A. (2024).** Expanding role of borehole image logs in reservoir fracture and heterogeneity characterization: A review. *Advances in Geo-Energy Research*, 12(3), 194–204. <https://doi.org/10.46690/ager.2024.06.04>
- Yuan, R., et al. (2021).** Fracture characterization in oil-based mud boreholes using image logs: Example from tight sandstones of Lower Cretaceous Bashijiqike Formation of KS5 well area, Kuqa Depression, Tarim Basin, China. *Arabian Journal of Geosciences*, 14(4), 268. <https://doi.org/10.1007/s12517-021-06487-4>

المخلص:

تناولت هذه الدراسة مقارنة جيولوجية لتقييم وإعادة دخول البئر HGA-40 باستعمال تقنية إعادة الدخول قصيرة الانعطاف (Short Radius) في محيط حاسي قيطار (Hassi Guettar) ، بهدف تحسين إنتاج المكنم الأوردوفيشي المتمثل في كوارتزيت الحمراء. اعتمدت الدراسة على تحليل المعطيات الجيولوجية والبتروولية، بما في ذلك تفسير صور جدار البئر، وخرائط الخصائص الصخرية الفيزيائية (المسامية، النفاذية، تشبع الماء والسماكة)، إضافة إلى نتائج النموذج الجيولوجي للخران. وقد مكن دمج هذه المعطيات من تقييم الوضع البنيوي والخرني للبئر، وتحديد المستويات الأكثر ملائمة لإعادة الدخول، حيث أظهرت النتائج أن المستوى الخامس من كوارتزيت الحمراء (QH5) يمثل أفضل هدف للحفر الأفقي، وهو ما أكدته النتائج الفعلية للعملية المنجزة، مما يبرز أهمية التكامل بين التفسير الجيولوجي والنمذجة الخرنية في اختيار الآبار المرشحة وتحسين استغلال المكامن الناضجة .

:الكلمات المفتاحية إعادة الدخول قصيرة الانعطاف، حاسي قيطار، كوارتزيت الحمراء، التصوير الجوفي، النموذج الجيولوجي، الخصائص الصخرية الفيزيائية، الخزان الأوردوفيشي.

RESUMÉ

Ce travail présente une approche géologique appliquée à la réentrée du puits HGA-40 par la technique du Short Radius dans le périmètre de Hassi Guettar, afin d'optimiser l'exploitation du réservoir ordovicien des Quartzites d'El Hamra. L'étude repose sur l'analyse des données géologiques et pétrophysiques, incluant l'interprétation des images de paroi, des cartes de porosité, de perméabilité, de saturation en eau et d'épaisseur, ainsi que des résultats du modèle géologique de réservoir.

L'intégration de ces informations a permis d'évaluer le contexte structural et les propriétés du réservoir, d'identifier les niveaux les plus favorables à la réentrée et de proposer le cinquième niveau des Quartzites d'El Hamra (QH5) comme cible optimale. Ce choix a été confirmé par les résultats réels de l'opération réalisée, démontrant l'intérêt de l'intégration des données géologiques et de la modélisation dans la sélection des puits candidats.

Mots Clés: Short Radius, Hassi Guettar, Quartzites d'El Hamra, Imagerie de paroi, Modèle géologique, Propriétés pétrophysiques, Réservoir ordovicien

ABSTRACT

This study presents a geological approach for the re-entry of HGA-40 well using the Short Radius technique in the Hassi Guettar field, targeting the Ordovician El Hamra Quartzite reservoir to improve reservoir productivity. The work is based on the interpretation of geological and petrophysical data, including borehole imaging, porosity, permeability, water saturation and thickness maps, together with the reservoir geological model. The integration of these datasets

enabled the evaluation of the structural setting and reservoir quality, the identification of the most favorable intervals for re-entry, and the selection of the fifth El Hamra Quartzite level (QH5) as the optimal drilling target. The proposed target was validated by the actual results of the completed operation, highlighting the importance of integrating geological interpretation and reservoir modeling for well candidate selection and optimization of mature reservoir development.

Keywords: Short Radius Re-entry, Hassi Guettar, El Hamra Quartzite, Borehole Imaging, Geological Model, Petrophysical Properties, Ordovician Reservoir.