

MEMOIRE

Présenté

A

L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMCCEN
FACULTE DES SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA VIE ET SCIENCES DE LA TERRE
ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Pour obtenir

LE DIPLÔME DE MASTER PROFESSIONNEL

Spécialité

Géo-Ressources

Par

Hamza BENESSAM

**CARACTÉRISATION ET MODÉLISATION
DU RÉSERVOIRE CAMBRO-ORDOVICIEN DE LA ZONE 23
DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

Soutenu le 30 juin 2016 devant les membres du jury :

Mustapha Kamel TALEB, MA (A), Univ. Tlemcen
Souhila GAOUAR, MA (A), Univ. Tlemcen
Kamar Eddine BENSEFIA, MA (A), Univ. Tlemcen
Choukri SOULIMANE, MA (A), Univ. Tlemcen

Président
Encadreur
Examineur
Examineur

Dédicace

Je voudrais dédier ce modeste travail,
À mes très chers parents qui m'ont tant soutenu et
encouragé dans toute ma vie.

À ma jumelle **Ahlem** et mes frères Soufian, Oussama et
Youcef.

À mes oncles, tantes, cousins et cousines.
À mes amis d'enfance Lioussa, Brahim, Yasser, Wahid,
Djalel, Oussama, Antar...

À mes chers amis Ahmed, Khaled, Massi, Imad, Ala,
Mimach, Halim, Imène, Soulef, Thiziri, Houda, Fatima,
Amina, Sara

À Géo-club et toute l'équipe.

Et tous ceux qui me sont chers et que j'ai oublié de les
citer involontairement.

Hamza ...

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	4
RÉSUMÉ	5
ABSTRACT	6
<hr/>	
Premier Chapitre : INTRODUCTION	
<hr/>	
I. OBJECTIFS	7
II. Contexte Géographique	7
A. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	7
B. Localisation du secteur d'étude	8
III. Contexte Géologique	8
A. Aperçu géologique sur la région d'étude	8
1. Au plan stratigraphique	8
a. Le Socle	9
b. L'infra-cambrien	9
c. Le Paléozoïque	9
c.1. Le Cambrien	9
c.2. L'Ordovicien	10
d. Le Mésozoïque	10
d.1. Le Trias	10
d.2. Le Jurassique	10
d.3. Le Crétacé	11
e. Le Cénozoïque	11
2. Au plan structural	13
a. Structuration du champ de Hassi-Messaoud	13
a.1. Structuration anté-Triasique	13
a.2. Structuration Post-triasique	13
a.3. Structuration actuelle	13
b. Les paléo vallées hercyniennes	14
c. Système Pétrolier	14
c.1. Roche mère	14
c.2. Roches couvertures	14
c.3. Pièges	15
c.4. Migration des hydrocarbures	15
d. Description du réservoir	15
d.1. Description des drains	15
d.2. Subdivision pétro-physique et notion de drain	16

B. Aperçu géologique sur la zone d'étude	17
1. Au plan stratigraphique	17
2. Au plan structural	18
3. Au plan productif	19

Deuxième Chapitre : ÉTUDE PETROPHYSIQUE

I. Introduction	20
II. Aspect Péetrophysique	20
A. Notions de géostatistique	20
1. Géostatistique et caractérisation de réservoir	20
2. Rappels	20
3. Les histogrammes	21
4. L'analyse variographique	21
B. Étude pétrophysique par drains	22
1. Drain D2	23
2. Inter Drain (ID)	24
3. Drain D1	25
4. R2	26
C. Étude géostatistique	27
1. Analyse des résultats géostatistiques	27
2. Variogramme de porosité et de perméabilité	28
a. Variogramme de porosité	28
b. Variogramme de perméabilité	28
3. Corrélation entre la porosité et la perméabilité de réservoir	29
Conclusion	30

Troisième Chapitre : **MODÉLISATION**

I. Introduction	31
II. Objectif de la modélisation de réservoir	31
III. Méthode utilisée dans la modélisation géologique	31
A. Méthode basée pixel	31
B. Méthode basée objet	32
C. Avantages principaux	32
IV. Modélisation de la zone 23	33
A. Création d'un nouveau projet Pétrel et chargement de données	33
B. Modélisation structurale	34
1. Modélisation de failles (faults modeling)	34
2. La grille de pilier (Pillar gridding)	35
3. Construction des horizons (make horizons)	35
4. Résultats obtenus	37
a. Carte en isobathe à la discordance hercynienne	37
b. Carte en isobathe au toit du R2	37
c. Coupes structurales à travers la zone 23	39
C. Modélisation pétrophysique	40
1. Modèle de porosités	40
2. Modèle de perméabilité	45
D. Modélisation stratigraphique	50
1. Corrélation NW-SE	50
2. Corrélation NW-SE	50
Conclusion	50
CONCLUSION GÉNÉRALE	53
BIBLIOGRAPHIES	54
LISTE DES FIGURES	55
LISTE DES ABRÉVIATIONS	57

AVANT-PROPOS

AVANT-PROPOS

En premier lieu, je tiens à remercier notre Dieu, notre créateur, de m'avoir aidé afin d'achever ce modeste travail.

Au terme de ce modeste travail je tiens à remercier chaleureusement et respectivement tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste mémoire de fin d'étude, à savoir mon encadreur Mme. **GAOUAR Souhila**.

Mes vifs remerciements aux personnels de SH/DP/HMD, particulièrement Mr. **BALAHMAR S**, Mr. **MOULAY B**, Mr. **HAMMA T** et Mr. **HICHOUB**, Mme **TALEB H**, Mme. **BOUKAIOU F**, pour leur soutien et leur aide précieuse.

Monsieur **Kamel Taleb**, Maître-assistant classe (A), qui m'a fait l'honneur de présider le jury.

Monsieur **Kamar Eddine BENSEFIA**, Maître-assistant classe (A) de bien vouloir juger mon travail.

Monsieur **Choukri SOULIMANE**, Maître-assistant classe (A) pour avoir accepté de faire partie du jury et d'apporter son avis et ses critiques.

À tous ceux qui de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Mes profonds remerciements vont également à l'ensemble de la famille enseignante de **Département des Sciences de la Terre et de l'Univers de l'Université de Tlemcen**.

Enfin, j'exprime toute ma gratitude à mes collègues et amis pour leurs encouragements lors de la réalisation de ce travail.

RÉSUMÉ

RÉSUMÉ

Situé dans la partie occidentale de la Plate-Forme saharienne, le champ de Hassi Messaoud est le plus grand champ pétrolier d'Algérie. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province triasique. Son réservoir est essentiellement constitué des grés quartzitiques d'âge Cambro-ordovicien. Dans ce travail, la zone "23" a fait l'objet de notre étude.

L'étude géostatistique nous a montré que la distribution uni-modale de la porosité et la distribution bimodale de la perméabilité dans tous les drains ne sont pas touchés par l'érosion.

La modélisation géologique tridimensionnelle et dynamique réalisée à partir du PETREL, a permis de montrer que les propriétés réservoir ; structural, pétrophysiques et indice d'estimation de réserve sont étroitement liés aux mouvements tectoniques. À cet effet, ces propriétés ont prévalu dans la zone à proximité des failles et à leur position structurale par rapport au plan d'eau.

Mots clés : Plate-Forme saharienne, Hassi-Messaoud, province triasique, Cambro-ordovicien, géostatistique, modélisation, réservoir, PETREL.

ABSTRACT

ABSTRACT

Located in the Western part of the Saharan Platform, Hassi Messaoud field is the largest oil field in Algeria. It is part of a set of structures forming the northern part of the Triassic province. Its reservoir consists mainly of quartzitic sandstone of Cambro - Ordovician age. In this work, the "23" area was the subject of our study.

The geostatistical study showed that the uni- modal distribution of porosity and permeability of the bimodal distribution in all drains arenot affected by erosion.

The three-dimensional geological modeling and dynamic made from the PETREL, has shown that the reservoir properties; structural, petrophysics and reserve estimation index are closely related to tectonic movements. To this end, these properties have prevailed in the area near faults and their structural position by supplying the water.

Keywords: Field, HASSI MESSAOUD, Triassic, Cambro-Ordovician, 23 area, geostatistics, modeling, reservoir, PETREL.

CHAPITRE I

INTRODUCTION

INTRODUCTION

I. OBJECTIFS

Faisant partie des 25 zones de production de Hassi Messaoud, la zone 23 a été sélectionnée, fera l'objet de cette étude multidisciplinaire. Les principaux objectifs sont :

- Caractériser les paramètres pétrophysiques.
- Indiquer les drains et les directions favorables à l'exploitation.
- Établir des cartes en isobathes et isoparamètres.
- Établir des corrélations entre des différents puits.
- Optimiser la production.
- Proposer un modèle géologique en 3D de la zone étudiée.

II. Contexte Géographique

A. Situation géographique du champ Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie nord de la province triasique. Il se situe à 650 km Sud-Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, à 80 Km au Nord Est du gisement Rhourde El Baguel et à 280 Km du gisement de gaz de Hassi R'Mel. Il est limité au Nord par les structures Djemaa de Touggourt, au Sud par le horst d'Amguid, à l'Est par la dépression de Ghadamès et à l'Ouest par le bassin d'Oued Mya. Le champ de Hassi Messaoud a une superficie de 4200 Km² (Fig. 1).

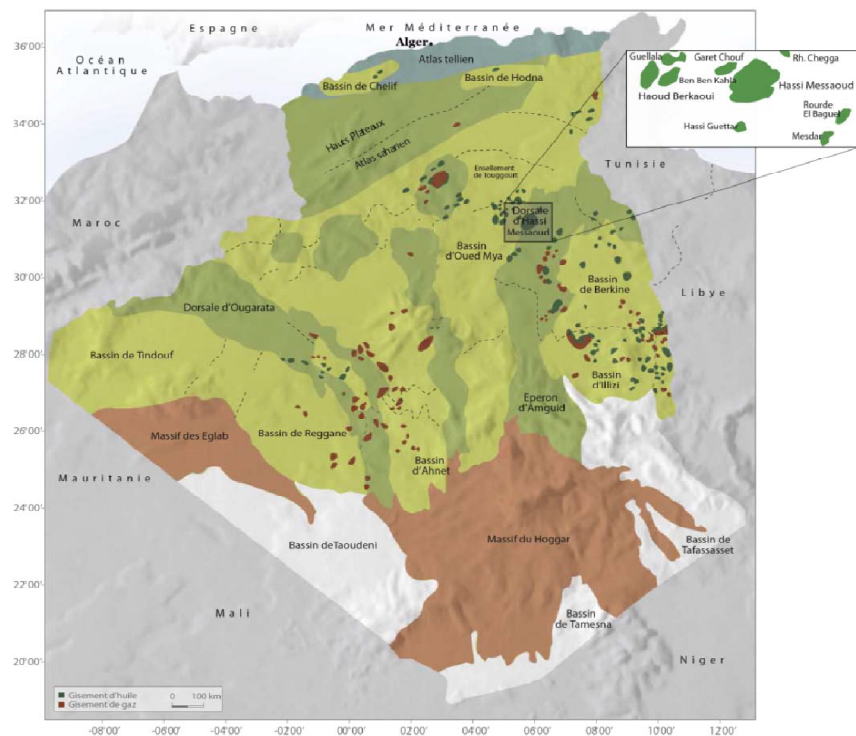


Fig. 1 - Situation géographique du champ de Hassi Messaoud
(Document SONATRACH, 2005)

En coordonnées Lambert :
 X = [790.000 - 840.000] Est.
 Y = [110.000 - 150.000] Nord.

B. Localisation du secteur d'étude

Le secteur d'étude (Zone 23) est situé dans la partie sud - ouest du gisement de Hassi Messaoud. Il est limité au Nord par la zone 2ex, au Nord-Ouest par la zone 1B et au Sud-Est par la zone 24.

En coordonnées Lambert :
 X min : 798000 Y min : 114000
 X max : 810000 Y min : 128000

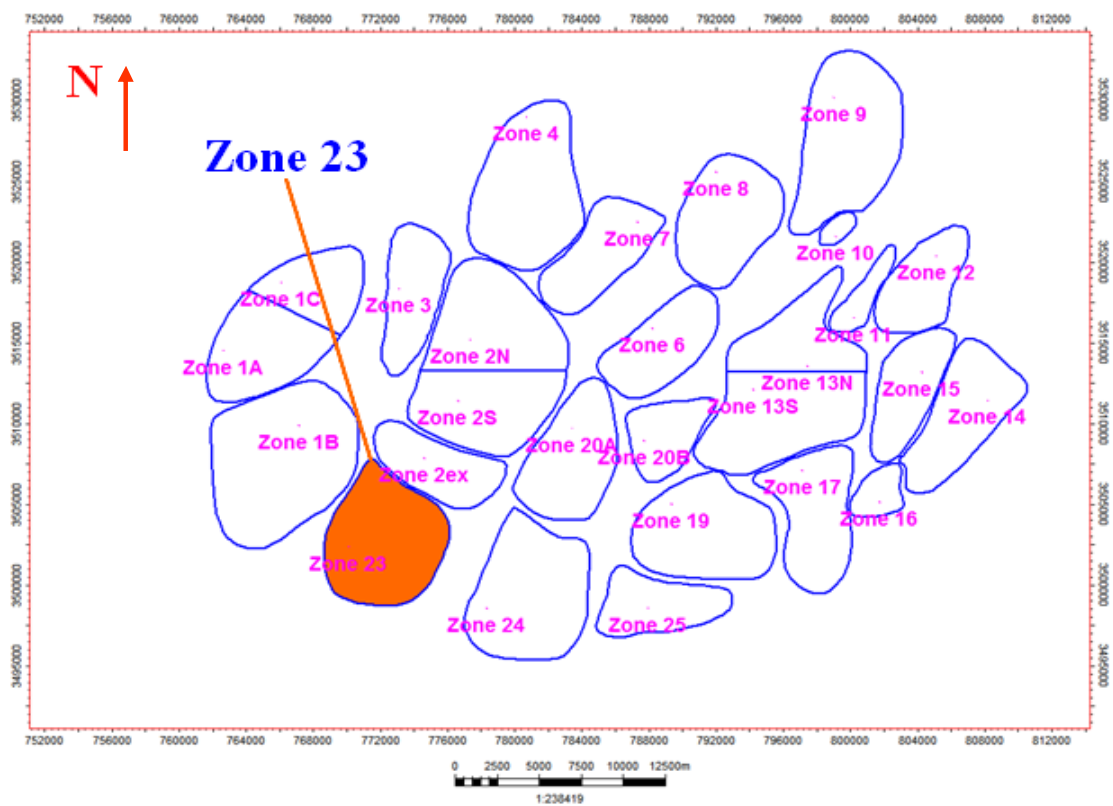


Fig. 2 - Situation géographique de la zone 23

III. Contexte Géologique

A. Aperçugéologique sur la région d'étude

1. Au plan stratigraphique

Une grande partie de la série stratigraphique est absente sur la dorsale de Hassi Messaoud. Ce sont des dépôts du Paléozoïque qui reposent sur un socle granitique. Ces dépôts ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne. De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro- Ordovicien.

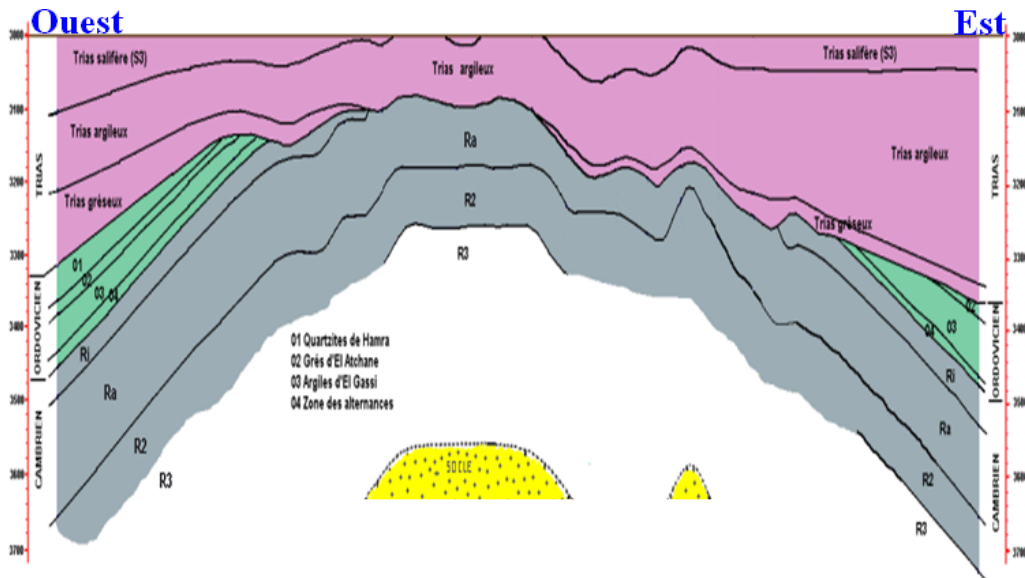


Fig. 3 - Coupe transversale Ouest-Est de la structure de réservoir de Hassi Messaoud (Document SONATRACH, 2005)

En allant vers la périphérie du champ, la série devienne plus complète. De la base au sommet on distingue :

a. Le socle

Rencontré à la profondeur de 4000 mètres. Il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

b. L'Infra-Cambrien

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région notamment au Nord. Il est constitué de grès argileux de couleur rouge.

c. Le Paléozoïque

Ce paléozoïque repose en discordance appelée discordance panafricaine. Il est constitué par :

c.1. Le Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à grossiers entrecoupés par des passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois (3) lithozones [R1 (Ra +Ri), R2, R3] (HOMER, 1967)

➤ Lithozone **R3** ($E_{p_{moy}}$ 370m) : Elle se compose de grès feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base.

➤ Lithozone **R2** ($E_{p_{moy}}$ 100m) : Elle comprend de grès moyen à grossier micacés avec des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

➤ Lithozone **Ra** ($E_{p_{moy}}$ 125m) : Elle présente de grès à grès quartzites moyens à grossiers. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série.

➤ Lithozone **Ri** (Le Cambro-ordovicien), ($E_{p_{moy}}$ 42m) : La zone de passage entre le Cambrien et l'Ordovicien. Elle se compose de grès quartzitiques isométrique fin bien classé glauconieux, à ciment argileux et siliceux avec une abondance de Tigillites.

c.2. L'Ordovicien :

On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques :

➤ Zone des alternances ($E_{p_{moy}}$ 20m) : on distingue la présence de nombreuses passées d'argiles indurées qui s'alternent avec des quartzites fins isométriques.

➤ Argile d'El Gassi ($E_{p_{moy}}$ 50m) : Constituée d'argile schisteuse indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge.

➤ Les grès d'El Atchane ($E_{p_{moy}}$ 12-25m) : Constituée de grès fin à grès très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre, à ciment argileux ou glauconieux avec des passées silteuses.

➤ Les quartzites de Hamra ($E_{p_{moy}}$ 12-75m) : Ce sont des grès quartzitiques fins avec de rares intercalations d'argiles.

d. Le Mésozoïque

d.1. Le Trias :

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en trois (3) unités :

➤ Le Trias gréseux ($E_{p_{moy}}$ 0-75m) : Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités de différent lithologie.

➤ Le Trias argileux ($E_{p_{moy}}$ 113m) : Il est constitué d'argiles plus au moins silteuses, brune rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques. On y distingue les principaux repères diagraphiques suivants:

- G10 : repère très caractéristique régional (banc d'argile) correspond au top du Trias argileux.
- G20 : repère sismique (fin des argiles franches).
- G35 : repère marque la dernière influence du sel, et l'apparition des bancs d'argiles silteuses.
- G40 : apparition de la première lentille gréseuse.
- G50 : repère correspond au toit du Trias gréseux.

➤ Le Trias salifère ($E_{p_{moy}}$ 340m) : Il est constitué de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argile silteuses et dolomitiques.

d.2. Le Jurassique : ($E_{p_{moy}}$ 844 m)

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

➤ Le Lias ($E_{p_{moy}}$ 300m) : Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique.

LD3 : Argile marne grises à intercalation, de calcaire dolomitique ou argileux ($E_{p_{moy}}$ 30m).

LS2 : Sels blancs massifs à fine passes d'argile ($E_{p_{moy}}$ 65m).

LD2 : Alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte avec des argiles versicolores ($E_{p_{moy}}$ 55m).

LS1 : Alternance de sel massif blanc et anhydrite avec des niveaux d'argiles ($E_{p_{moy}}$ 100m).

LD1 : La formation est constituée d'alternance d'anhydrite et de dolomie ($E_{p_{moy}}$ 75m).

➤ Le Dogger ($E_{p_{moy}}$ 320m) : Subdivisé en deux (2) formations. Le Dogger lagunaire à la base constitué d'anhydrite et de dolomies et le Dogger argileux au sommet constitué d'argiles bariolées silteuses et de calcaire argileux.

➤ Le Malm ($E_{p_{moy}}$ 225m) : Caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

d.3. Le Crétacé ($E_{p_{moy}}$ 1620m) : Constitué de sept étages, de la base au sommet :

➤ Le Néocomien ($E_{p_{moy}}$ 182m) : Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles. Au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec de nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

➤ Le Barrémien ($E_{p_{moy}}$ 280m) : Il est formé de grès fins à moyens carbonatés alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

➤ L'Aptien ($E_{p_{moy}}$ 25m) : Il est représenté par des faciès dolomitiques.

➤ L'Albien ($E_{p_{moy}}$ 350m) : Constitué de grès et de sable fin avec des intercalations d'argile silteuse. Il représente une immense nappe aquifère.

➤ Le Cénomaniens ($E_{p_{moy}}$ 145m) : Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie.

➤ Le Turonien ($E_{p_{moy}}$ 70-120m) : Alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux. Au sommet apparaissent les bancs de calcaire.

➤ Le Sénonien ($E_{p_{moy}}$ 230m) : À la base, il correspond à des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise. Au sommet, une série carbonatée présente des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

e. Le Cénozoïque

Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Éocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène ($E_{p_{moy}}$ 360m) :

➤ L'Éocène ($E_{p_{moy}}$ 122m) : Dolomie blanche, calcaire dolomitique.

➤ Le Mio-pliocène ($E_{p_{moy}}$ 240m) : formations sableuses à intercalations de bancs calcaires et des marnes sableuses.

Ere/Sy	Étages	Lithologie	Ep(m)	Description	
CZ	MIO PLOCIENE		239	Sable, Calcaire	
	EOCENE		122	Calcaire	
MESOZOIQUE	<i>Discordance alpine</i>				
	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire, Dolomie, Anhydrite
		ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, Marne, Dolomie
		SALIFERE		149	Sel massif
	TURONIEN		112	Calcaire	
	CENOMANIEN		147	Marne, Calcaire, Dolomie	
	ALBIEN		362	Grès, Argile	
	APTIEN		24	Dolomie	
	BARREMIEN		276	Argile, Sable	
	NEOCOMIEN		182	Dolomie, Marne, Argile	
	MALM		226	Argile, Marne, Calcaire	
	DOGG	ARGILEUX		107	Argile, Marne
		LAGUNAIRE		211	Anhydrite, Dolomie
	LIAS	LD1		66	Dolomie, Anhydrite, Argile
LS1			90	Sel, Anhydrite	
LD2			55	Dolomie, Marne	
LS2			58	Sel massif	
Horizon B			31	Calcaire, Dolomie	
SALIFER	D2		46	Anhydrite, Argile	
	TS2		189	Sel, Argile, Anhydrite	
	TS3		202	Sel massif	
TRIAS	ARGILEUX		113	Argile	
	GRESEUX		0 à 35	Grès, Argile	
	ERUPTIF		0 à 92	Andésite	
	Quartzites de Hamra		75	Grès très fins	
	Grès d 'El-Atchane		25	Grès fins glauconieux	
PALEOZOIQUE	Argiles d 'El-Gassi		50	Argile verte ou noire	
	Zones des Alternances		18	Alternances grès et argiles	
	R Isométriques		42	Grès isométriques, Silts	
	R Anisométriques		125	Grès anisométriques, Silts	
	R 2		100	Grès grossiers, Argile	
	R 3		370	Grès grossiers, Argiles	
	PROTÉROZOÏQUE	Infra Cambrien		45	Grès argileux rouge
	SOCLE	+		Granite porphyroïde rose	

Fig. 4 - Colonne lithostratigraphique du champ de Hassi Messaoud (Document Sonatrach, 2005)

2. Au plan structural

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, de direction Nord Est – Sud Ouest. Les accidents affectant le réservoir sont :

- Les failles de directions subméridiennes Nord Nord Est – Sud Sud Ouest ainsi que d'autres failles sont perpendiculaires de direction Nord Ouest – Sud Est (Horst et Graben).
- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

a. Structuration du champ de Hassi-Messaoud

L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement comme suit :

a.1. Structuration anté-Triasique :

- Phase panafricaine :

C'est une phase compressive de direction Est – Ouest, due à une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertand et R. Caby 1978), provoquant une tectonique cassante.

- Phase Eo-Calédonienne précoce ou phase Anté-tramadocienne :

Datée d'environ 500 millions d'années, elle est marquée par la transgressivité des grès isométriques (Ri) sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra).

- Phase calédonienne :

Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. À noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion hercynienne (MASSA, 1971).

- Phase hercynienne :

Datée de 225 à 280 Ma et de direction Nord Est – Sud Ouest accompagnée du jeu de failles de mêmes orientations, qui divise le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben).

a.2. Structuration Post-triasique :

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu'à 50 à 100 m de fermeture structurale (2950-3050 m).

- Phase autrichienne :

Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement Est-Ouest. Elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué.

- Phase Atlasique :

C'est une phase dont la compression est de direction Nord Nord Est – Sud Sud Ouest, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

a.3. Structuration actuelle :

Cette structuration montre une fermeture de 300 m entre les bordures et le top du gisement. Elle est compressive à raccourcissement Nord-Sud, a subi un faible réajustement

épirogénique. Cette dernière a un allongement général Nord-Est – Sud-Ouest, et montre des culminations locales d’amplitude de l’ordre de la centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas 70 à 80 mètres (Beicip/Franlab, 1995).

b. Les paléovallées hercyniennes :

D’après des études précédemment faites, il a été mis en évidence l’existence de paléo vallées qui sont caractérisées par un remplissage plus épais du Trias, avec une série éruptive à la base. Elles sont contrôlées par les niveaux d’érosion, plus profonds au niveau des axes par rapport aux inters flancs.

Six paléo vallées ont été détecté au champ de Hassi Messaoud. Dans certains cas, les flancs de ces paléovallées forment des falaises et des canyons étroits avec un tracé pouvant être parfois méandrique.

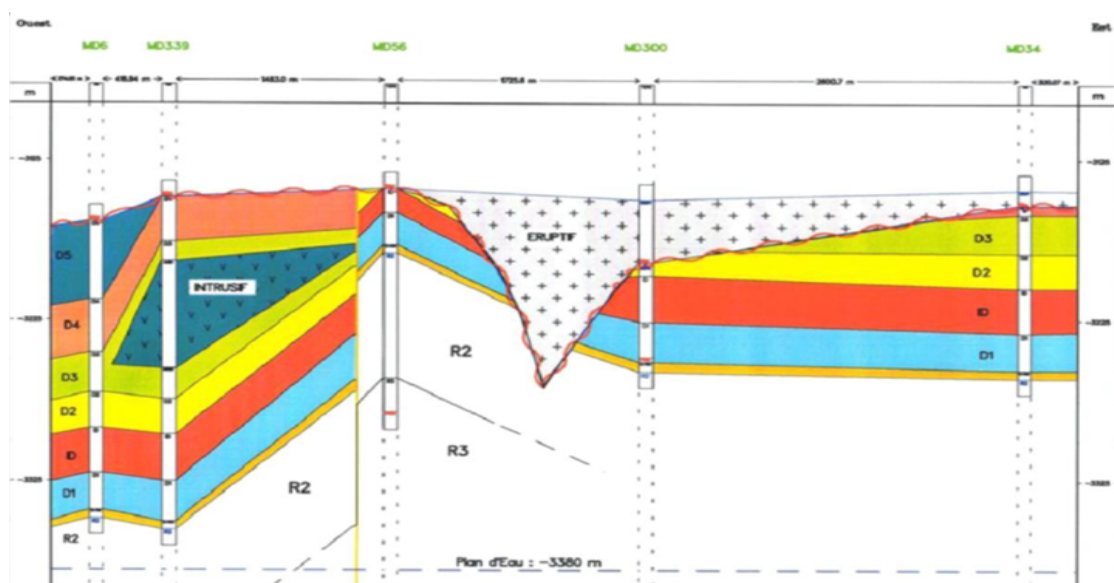


Fig. 5 - Exemple de vallée hercynienne du champ de Hassi Messaoud
(Document Sonatrach, 2007)

c. Système pétrolier

c.1. Roche mère (Silurien)

Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l’échelle de toute la Plate-Forme saharienne. Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique ($E_{p_{moy}}$ 20-70).

Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l’Ouest dans le bassin d’Oued Mya, au Sud-Ouest par le bassin de Moydir et à l’Est par le bassin de Berkine.

c.2. Roches couvertures

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l’épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d’évaporites d’âges triasiques ou jurassiques.

c.3. Pièges

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression, ont une plus basse température que celles des roches mères et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (PERRODON, 1985).

Il existe trois types de pièges :

- Pièges structuraux :

Se sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux.

- Pièges stratigraphiques :

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc....

- Pièges mixtes :

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de HMD (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne).

Au niveau du bassin de Oued M'ya et le Nord-Est de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

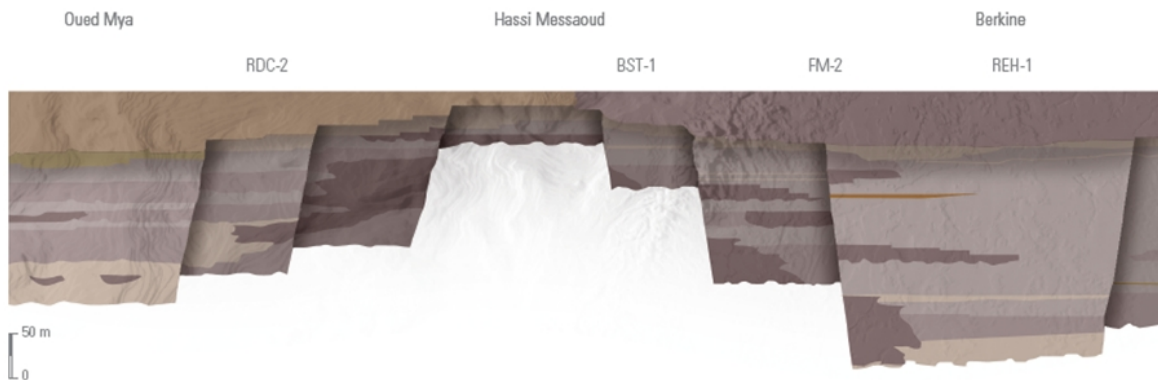


Fig. 6 - Schéma explicatif du Piège stratigraphique de HMD (WEC, 2007)

c.4. Migration des hydrocarbures

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tous les gisements avoisinants proviennent probablement des deux bassins, de Berkine et d'Ilizi à l'Est et à l'Oued M'ya à l'Ouest.

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de la discordance Hercynienne (migration secondaire).

d. Description du réservoir

d.1. Description des drains

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant le critère granulométrique. Une zone grossière inférieure (Ra inférieure), une zone fine médiane (Ra moyen) et une zone grossière supérieure (Ra supérieure).

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques. Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- ✓ D1 : c'est des grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques (**R170 - R200**).
- ✓ ID : Niveaux plus minces et fréquent. Ce drain est représenté par des niveaux silteux, avec la présence de tigillites. Il marque le passage progressif entre le D1 et le D2 (**R150 - R170**).
- ✓ D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec quelques intercalations de niveaux de silts (**R140-R150**).
Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs. On remarque l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.
- ✓ D3 : Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter-lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier) (**R130-R140**).
- ✓ D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des mégas- rides (Ep1-2m) (**R100-R130**).
- ✓ D5 : Le milieu de dépôt est de type marin caractérisé par une grande continuité latérale des silts. Il est constitué de matériaux plus fins et mieux classés que le Ra.

d.2. Subdivision pétro-physique et notion de drain

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir. Elle est à caractère horizontal et à caractère pétrophysiques vertical.

Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncide avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

TYPE DE CORELATION		CFPA	SN REPAL		DIAG.				
		DIAGRAPHIE	PETRO-PHYSIQU	SED. L'HOME					
LE CAMBRIEN	Isométriques	Grès	Ri			R70	D5		
						R95			
	R100	D3	Ra moy						
	R130			D2					
	R140	ID	Ra inf.						
	R150			D1					
	R160								
	R170								
	R180								
	R190								
	R200								
		R2	R2 (CFPA)	R2					
							R2 (SN REPAL)		
		R3						R300	

Fig. 7 - Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud (Document Sonatrach, 2005)

B. Aperçu géologique sur la zone d'étude (Zone 23)

1. Au plan stratigraphique

La lithologie du réservoir cambrien se présente comme un milieu hétérogène tant verticalement que latéralement. Ceci s'explique par le mode de dépôt des grès qui le constituent, compliqué par les effets diagénétiques subis après un enfouissement très important.

Dans notre zone d'étude, la formation stratigraphique est complète. Les principaux drains constituant le réservoir dans cette zone sont :

Le D2, l'ID, le D1 et le Ra et, un degré moindre, le D3, D4 et D5.

Le premier puits foré dans la zone 23 est le MD6, les puits à l'intrusif sont le MD165, MD447 et MDZ541. Le réservoir non atteint au puits MD165. Il est situé dans un cheminé volcanique.

À l'Est, la zone est bordée par la vallée très prononcée de MD 165 ou l'érosion du Ra est probablement totale.

L'éruptif du Trias est présent sur une grande partie de la zone mais ne se trouve pas au contact avec le Ra sauf sur la bordure Est de la zone.

L'érosion atteint le D4 et le D3 sur la bordure Est de la zone seulement, le Ra étant pratiquement complet ailleurs (épaisseur de 140 m environ).

Les réservoirs impliqués sont surtout le D4, présent presque partout avec 30 à 40 mètres d'épaisseur, le D3 et le D2. L'ID n'est pas atteint dans le sud et le D1 n'est reconnu que sur quelques puits. Le R2 n'est atteint que par trois (03) puits dont MD56 qui devrait plutôt appartenir à la zone 2ex (BEICIP-FRANLAB, 1995).

De bas en haut, nous avons :

- Lithozone **R2**

Il est constitué de grès grossiers à micro-conglomératiques, sub-anguleux, à ciment argileux de type illitique abondant avec des stratifications généralement obliques.

- Lithozone **R1**

Drain D1

Son épaisseur moyenne est de 30m. Il est constitué de grès grossiers à stratifications obliques arquées (trough cross bedding) dominantes, bien marquées et souvent micro conglomératique à la base. À noter que l'épaisseur de la zone de transition est comprise dans celle du D1.

Inter-Drain (I-D)

Traversé par tous les puits de la zone 23. Son épaisseur moyenne de 28m. C'est un passage très progressif entre le D1 et le D2, niveau plus mince et une plus grande abondance de niveau silteux avec présence locale des traces de tigillites.

Drain D2

Il est constitué de grès grossiers bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga rides et marqué par une intercalation de niveaux de silts à fines bioturbations. Son épaisseur moyenne est de 24m.

Drain D3

L'épaisseur moyenne est de 24m. Il est constitué de grès fin à moyen, bien classé, caractérisé par une abondance de passées de silts et de bioturbations. Les stratifications sont plutôt subhorizontales rarement obliques.

Drains D4

Correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires (Tabular cross bedding).

Drains D5

Il est constitué de matériaux plus fins et mieux classés que le Ra, ainsi qu'une présence de bioturbation de type Tigillites très fréquentes. Les stratifications sont souvent horizontales.

2. Au plan structural

Cette Zone est caractérisée par la présence d'intrusion intra-cambrienne. Elle est affectée par plusieurs failles Nord-Est, Sud-Ouest qui sépare la zone en deux. De nombreux puits sont dégradés, ou on note la présence de nombreuses brèches. La structure est globalement monoclinale, inclinée vers le SE et, limitée par trois failles :

- À l'Est (faille majeure) d'une direction NE-SW.
- À l'Ouest (limite avec zone 1B).
- Au Nord-Est (faille et laccolites associés de la zone 2ex).
- Au Sud-Est, la zone est reconnue jusqu'au plan d'eau.

Le secteur d'étude présente une structure complexe et une tectonique très variable avec des jeux de failles, un volcanique et une érosion compliquant la géométrie du réservoir Ra.

Les principaux traits structuraux caractéristiques sont :

- Le secteur correspond à un monoclinale de pendage NE-SW, affecté par plusieurs failles dont on peut distinguer deux types :
 - * L'une est de direction NE-SW.
 - * La seconde de direction NW-SE.

- L'écorché montre une érosion progressive en forme d'auréole en partant de la périphérie SW vers le centre. Les séries ordoviciennes n'étant bien préservées que sur la bordure Ouest.
- Présence de l'éruptif du Trias sur une grande partie du secteur.
- Au Sud, le secteur est bordé par la vallée très prononcée de MD165, où l'érosion du Ra est probablement totale.

La présence d'intrusions intra-cambriennes, notamment dans les zones 23, 2ex.

3. Au plan productif

Le secteur compte 46 puits forés dans les formations Cambro-ordoviciennes. Sur ces 46 puits, il y a 14 puits en short radius et 5 puits horizontaux.

- Dans ce secteur nous comptons :
- 12 puits gaz lift.
 - 4 puits injecteur gaz.
 - 23 puits producteurs huile.
 - 1 puits abandonné.
 - 6 puits inexploitable.

La carte ci-dessous permet de voir l'état de production des puits ainsi que la production cumulée de chaque puits de la zone. Ainsi, il apparaît clairement que les meilleurs puits sont situés au centre de la zone et orientés selon l'axe SW-NE qui représente un axe de chenal de meilleur faciès pétrophysique (Fig. 8).

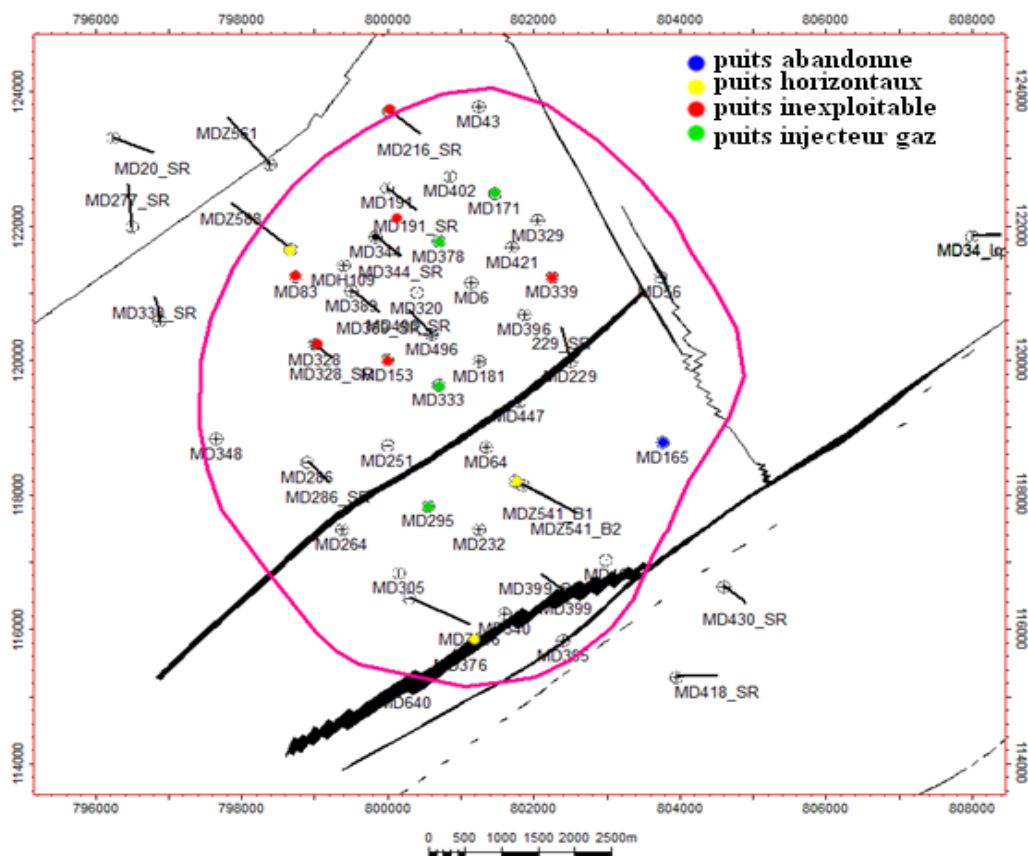


Fig. 8 - Carte position des puits de la zone 23

CHAPITRE II

ÉTUDE PETROPHYSIQUE

I. Introduction

Le secteur d'étude, qui correspond à la zone 23, a été choisi par rapport à leur perspective de développement. En tenant compte de sa complexité géologique et particulière à savoir la présence d'intrusions intra-cambriennes.

II. Aspect pétrophysique

La connaissance des caractéristiques pétrophysiques des roches est fondamentale dans l'étude du réservoir. Ces paramètres permettent de faire la caractérisation du réservoir d'un point de vue propriétés et qualité. Cela permet d'évaluer son potentiel et d'élaborer, par conséquent, les différents programmes à mettre en œuvre pour l'exploitation optimale de ses réserves en place.

La caractérisation et la distribution des différents paramètres du réservoir se font essentiellement par les méthodes statistiques descriptives et géostatistique.

A. Notions de géostatistique

La géostatistique étudie les problèmes posés par des variables mesurés dans la nature telles que l'épaisseur d'une couche géologique, densité de végétation, pluviométrie...etc. On distingue ces variables par leur caractère aléatoire.

Suite aux travaux de recherches de D. Krige sur l'estimation des teneurs dans les mines d'or sud-africaines ; la géostatistique a connu un véritable bond en avant. G. Matheron 1985, à l'école des mines de Paris, a développé le côté théorie et formalisme de la géostatistique ; ainsi cette science a vu le jour dans différents domaines y compris le domaine pétrolier.

1. Géostatistique et caractérisation de réservoir

La géostatistique peut utiliser tous les types de données disponibles, données de puits/de diagraphies (profondeur, porosité, codes de faciès, etc.) et les données sismiques.

Cette science peut être utilisée à toutes les étapes d'un workflow de caractérisation des réservoirs, modélisation structurelle (conversion de profondeur), modélisation de faciès, modélisation pétrophysique et analyse des incertitudes.

2. Rappels

Le mode : Il est défini comme étant la valeur de la variable aléatoire qui a l'effectif le plus élevé. Une série statistique peut être uni ou multimodale. Le nombre de mode d'une série statistique renseigne sur l'homogénéité ou l'hétérogénéité de l'échantillon ou population statistique.

La médiane : La médiane est la valeur de la variable qui correspond à un effectif cumulé de 50%.

La variance : Elle est désignée par S^2 . Dans le cas de variable continue, elle est égale à :

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N} \quad N - \text{l'effectif total ; } \bar{x} - \text{moyenne arithmétique et } x_i - \text{variable}$$

Dans le cas de variable discrète alors :

$$S^2 = \sum_{i=1}^{n'} [f_i (X_i - \bar{x})^2] \quad n' - \text{nombre de classe, } X_i - \text{centre de classe, } f_i - \text{fréquence relative de la classe } i.$$

Écart type S ou σ : C'est la racine carrée de la variance.

Coefficient de variation : C'est le rapport Écart type sur la moyenne multipliée par 100 :

$$C_v = \frac{S}{\bar{x}} \cdot 100 \quad - \text{Le coefficient de variation mesure la dispersion relative.}$$

3. Les histogrammes

C'est la représentation graphique de la répartition d'un paramètre donné. Il est obtenu par le tracé des fréquences (F) relatives de chaque classe par rapport à la fréquence cumulée. Le meilleur choix des intervalles de classes permettra d'obtenir la meilleure répartition des paramètres. Le but essentiel de ces histogrammes est de donner l'allure de la courbe de répartition ($F = n_i/N$; F : fréquence de classe i ; n_i : nombre d'échantillon total).

4. L'analyse variographique

C'est l'estimation et l'étude d'un variogramme sur une variable aléatoire. Le variogramme est une fonction mathématique utilisée en géostatistique, en particulier pour le krigeage. On parle également de semi-variogramme, de par le facteur $\frac{1}{2}$ de sa définition.

La différence entre deux points x et x+h, distants de h unités est $Z(x) - Z(x+h)$. La variance de cette différence devrait être plus petite lorsque les points sont rapprochés et plus grande lorsque les points sont éloignés. On appelle semi-variogramme la demi-variance de cette différence :

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} \text{Var} [Z(x) - Z(x+h)]$$

L'estimateur du variogramme est :

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2n(h)} \sum_{i=1}^{n(h)} [Z(x_i) - Z(x_i+h)]^2$$

Il y a trois éléments d'un semi-variogramme qui peuvent aider à ajuster un modèle illustré dans la figure suivante :

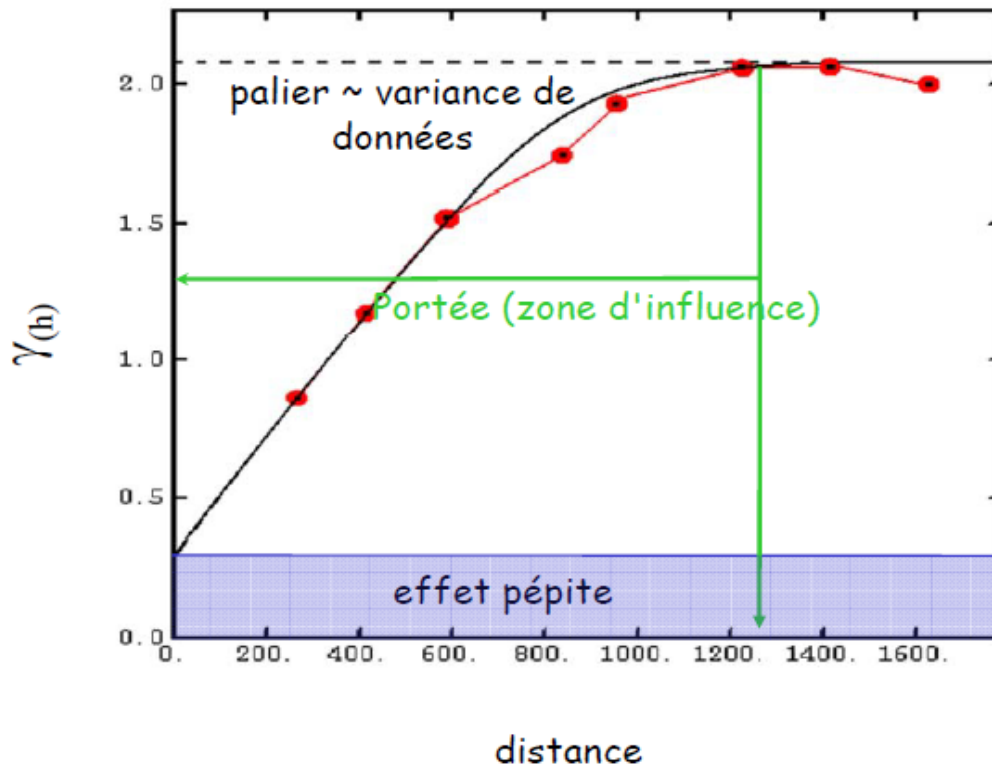


Fig. 9 - Éléments d'un variogramme (Doc IFP)

B. Étude pétrophysique par drains

Afin d'affiner l'étude de la répartition des paramètres pétrophysiques, nous avons jugé utile de compléter l'analyse classique par l'approche géostatistique.

La méthodologie adoptée pour entamer cette étude est l'approche géostatistique de la porosité et de la perméabilité appuyée par un support cartographique.

Par leur épaisseur et leur présence à travers la zone, les drains choisis comme base d'étude sont : le D2, ID, D1 et le R2.

1. Drain D2

Porosité

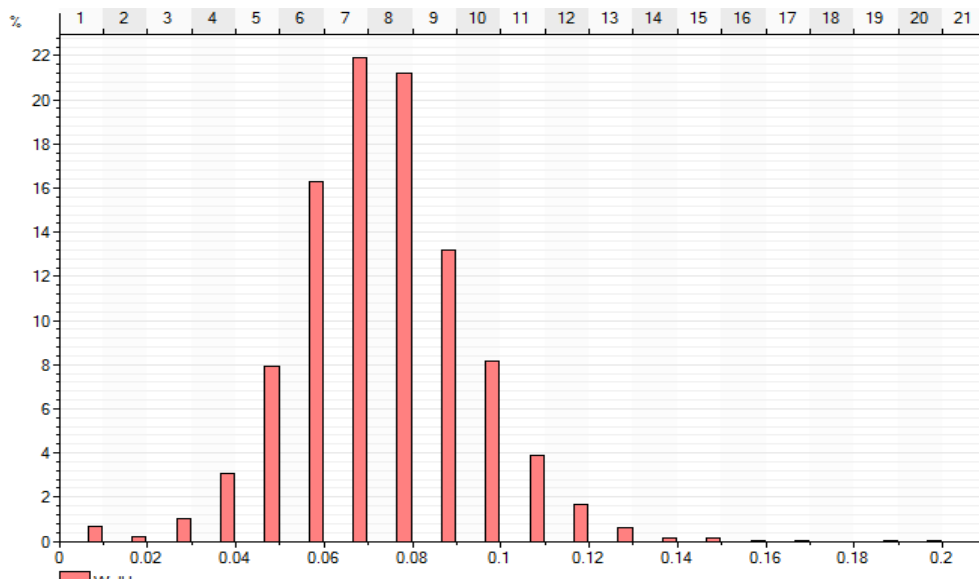


Fig. 10 - L'histogramme de répartition de la porosité de D2

L'histogramme de fréquence (Fig. 10), élaboré à partir de 1461 échantillons montre que la distribution de la porosité est uni-modale, ce qui indique que la distribution de la porosité est homogène. Le mode est de 22%.

Perméabilité

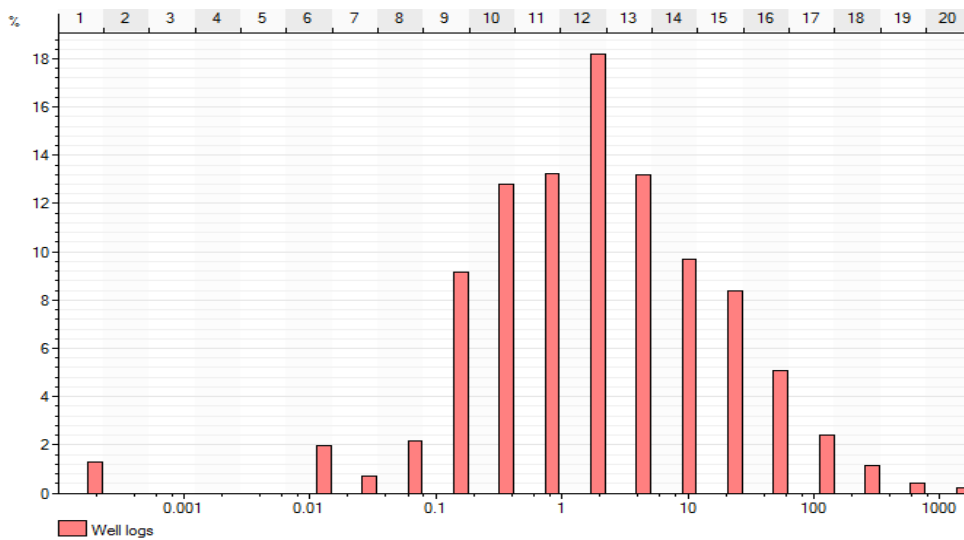


Fig. 11 - L'histogramme de répartition de la perméabilité de D2

L'histogramme de répartition de la perméabilité (Fig. 11), élaboré à partir de 1602 échantillons montre que la distribution est uni-modale avec un mode de 18%.

2. Inter Drain (ID)

Porosité

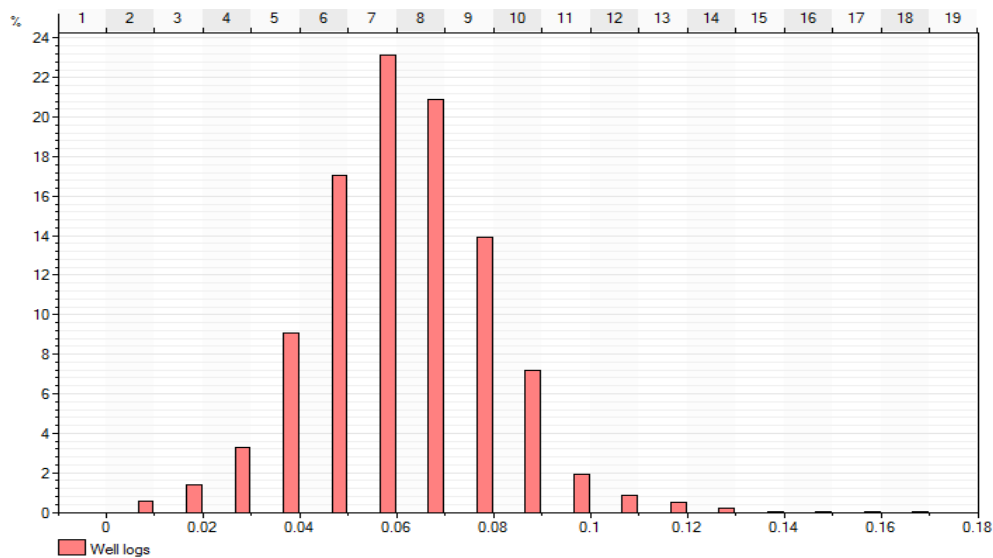


Fig. 12 - L'histogramme de répartition de la porosité de ID

L'histogramme de fréquences de porosité (Fig. 12), élaboré à partir de 2260 échantillons montre que la distribution de la porosité est uni-modale, indiquant le caractère homogène de la répartition de la porosité. Le mode est de 23%.

Perméabilité

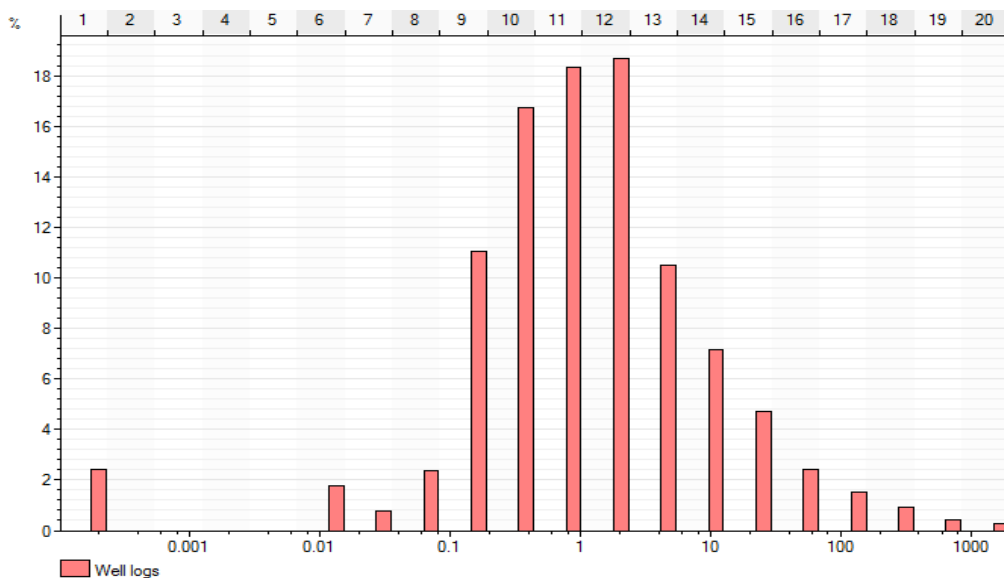


Fig. 13 - L'histogramme de répartition de la perméabilité de ID

L'histogramme de fréquences de perméabilité (Fig. 13), élaboré à partir de 2266 échantillons montre que la distribution de la perméabilité est uni-modale avec un mode de 19%.

3. Drain D1

Porosité

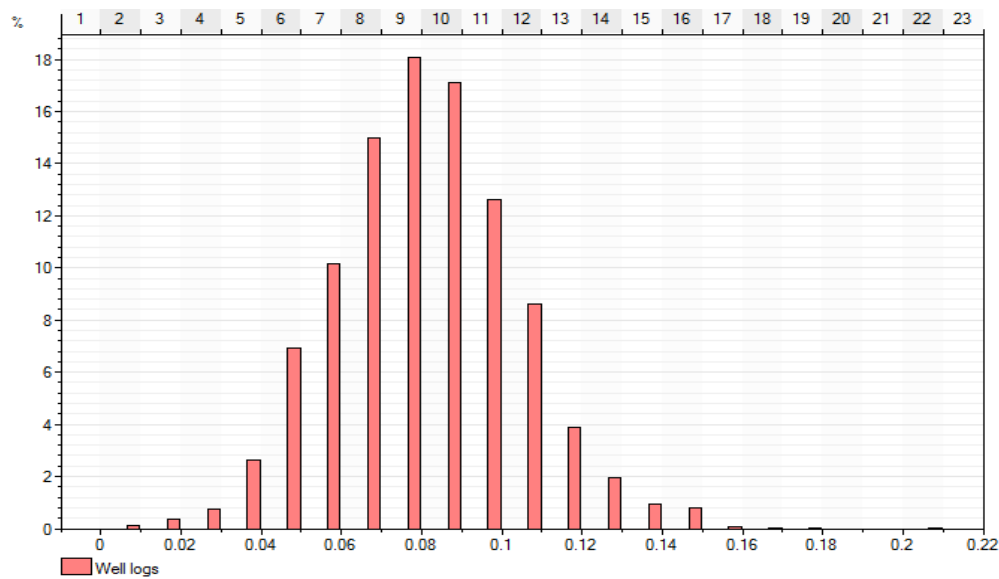


Fig. 14 - L'histogramme de répartition de la porosité de D1

L'histogramme de fréquence de la porosité (Fig. 14), élaboré à partir de 2035 échantillons montre que la distribution de la porosité est uni-modale, traduisant le caractère homogène de la distribution de la porosité. Le mode est de 18%.

Perméabilité

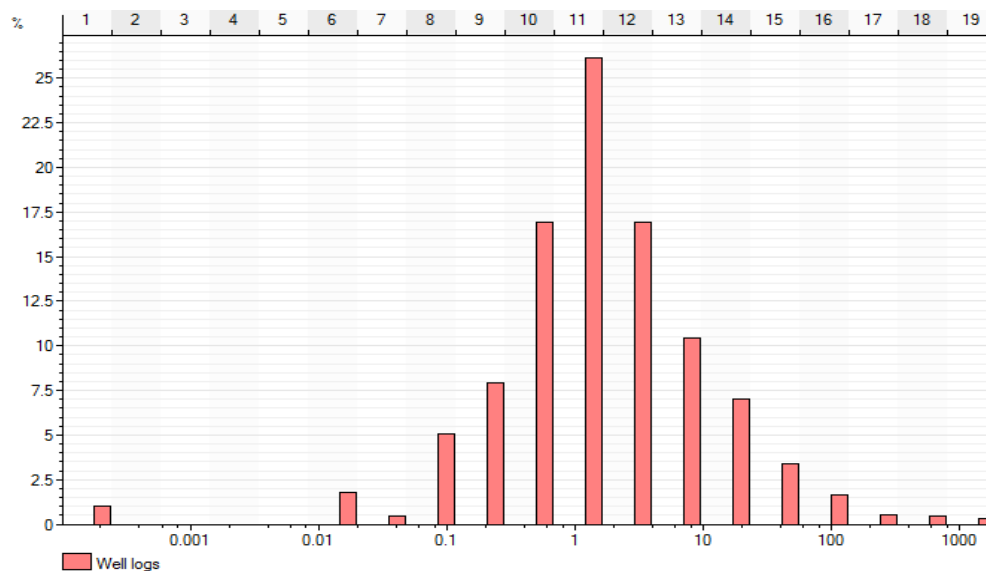


Fig. 15 - L'histogramme de répartition de la perméabilité de D1

L'histogramme de fréquence (Fig. 15), élaboré à partir de 2058 échantillons montre que la distribution de la perméabilité est uni-modale avec un mode de 26%.

4. R2

Porosité

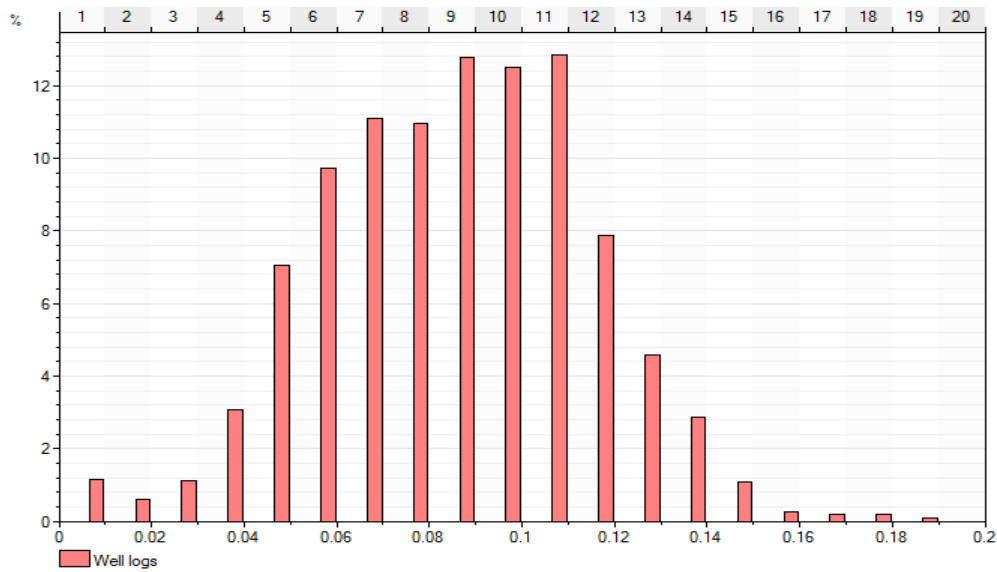


Fig. 16 - L’histogramme de répartition de la porosité de R2

L’histogramme de fréquence (Fig. 16), élaboré à partir de 1789 échantillons montre que la distribution de la porosité est uni-modale. Le maximum des échantillons est observé autour de la classe 10 – 12%. Ce qui indique l’homogénéité des échantillons avec un mode de 13%.

Perméabilité

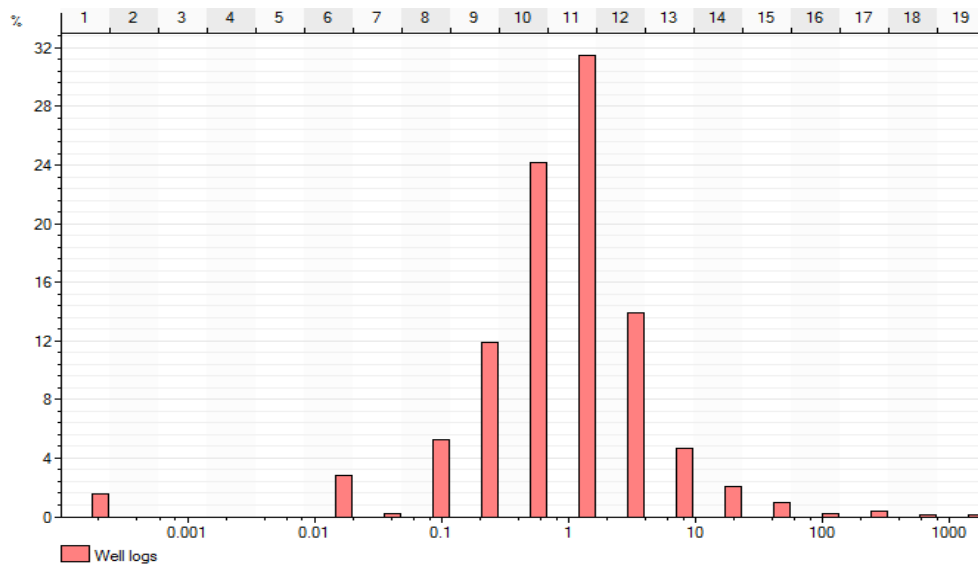


Fig. 17 - L’histogramme de répartition de la perméabilité de R2

L’histogramme de fréquence de la perméabilité (Fig. 17), élaboré à partir de 1873 échantillons montre que la distribution de la perméabilité est uni-modale avec un mode de 32%.

C. Étude géostatistique

La géostatistique s'intéresse à l'étude quantitative et qualitative d'échantillons régionalisés possédant une structure dans l'espace (à une ou plusieurs dimensions) ou dans le temps afin de comprendre leur ampleur, tendance ainsi que leur irrégularité, elle est basée essentiellement sur des concepts mathématiques et statistiques.

1. Analyse des résultats géostatistiques

Porosité

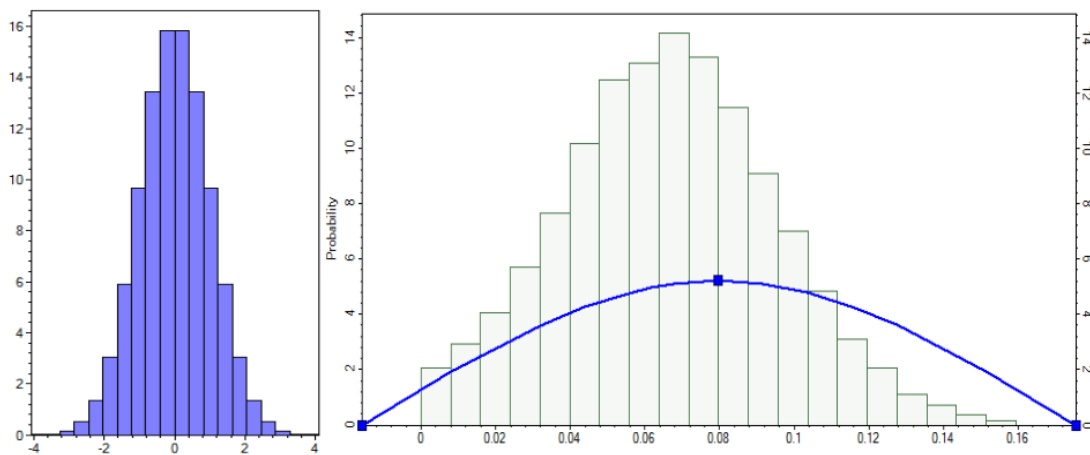


Fig. 18 - Distribution de la porosité dans tous les drains

Dans cette distribution les paramètres se varient entre 0 et 1 avec un grand facteur.

Perméabilité

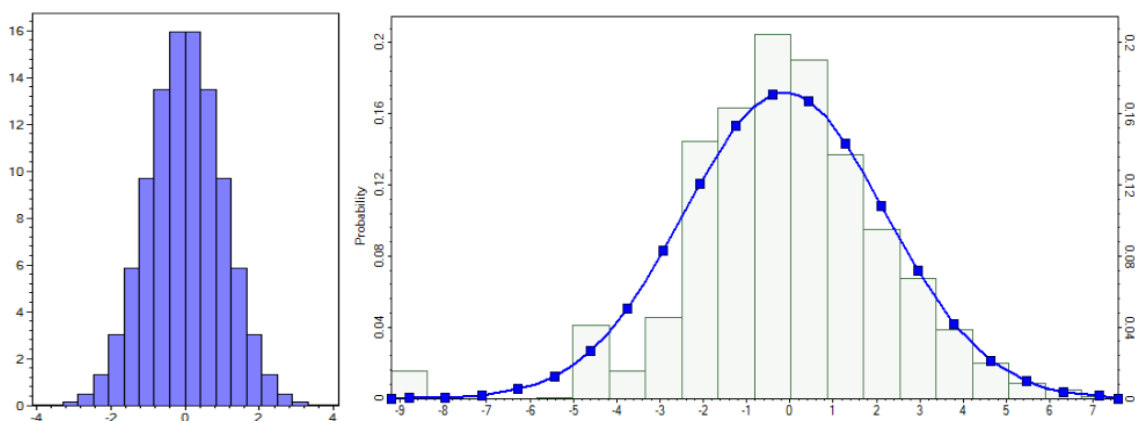


Fig. 19 - Distribution de la perméabilité dans tous les drains

Dans cette distribution on a normalisé les paramètres avec une transformation de la moyenne qui se varie entre -8 et 8 pour qu'on obtient un facteur moyen.

2. Variogramme de porosité et de perméabilité

Les deux variogrammes de perméabilité et de porosité ont les mêmes paliers et de différentes portées. Dans ce cas typique on dit qu'il y a une anisotropie géométrique. Ils se caractérisent par un modèle sphérique.

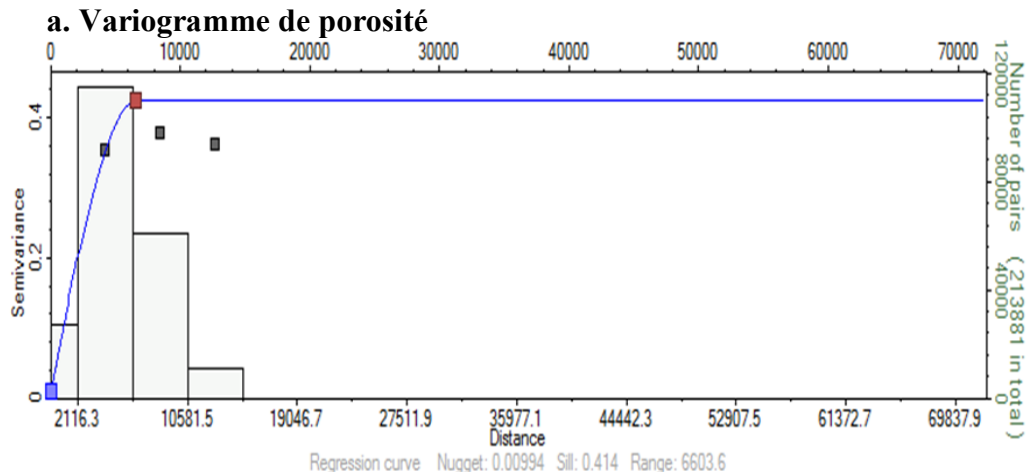


Fig. 20 - Variogramme de porosité Major direction

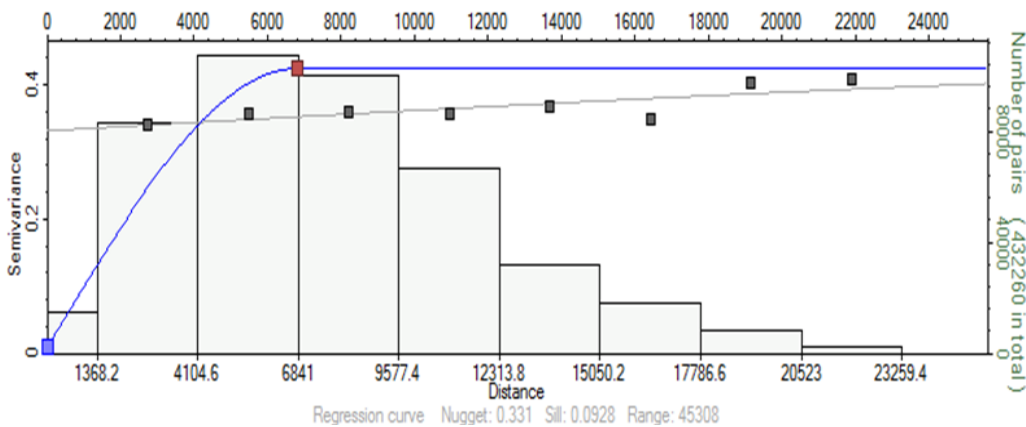


Fig. 21 - Variogramme de porosité Minor direction

b. Variogramme de perméabilité

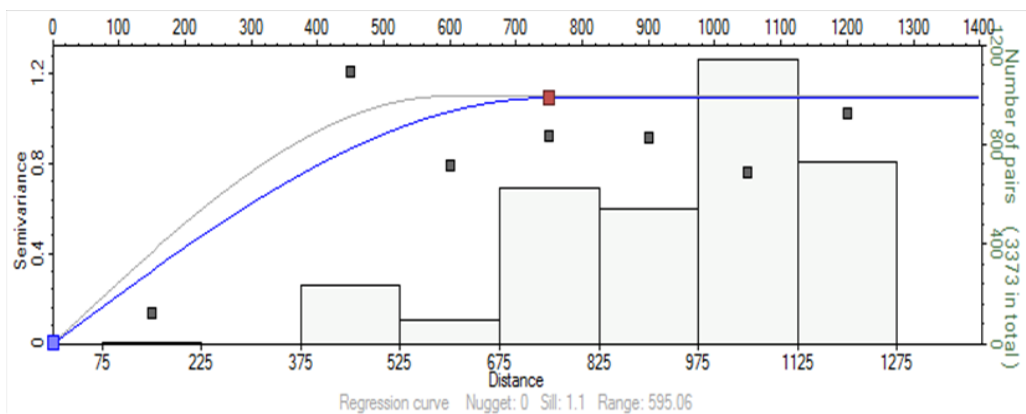


Fig. 22 - Variogramme de perméabilité Major direction

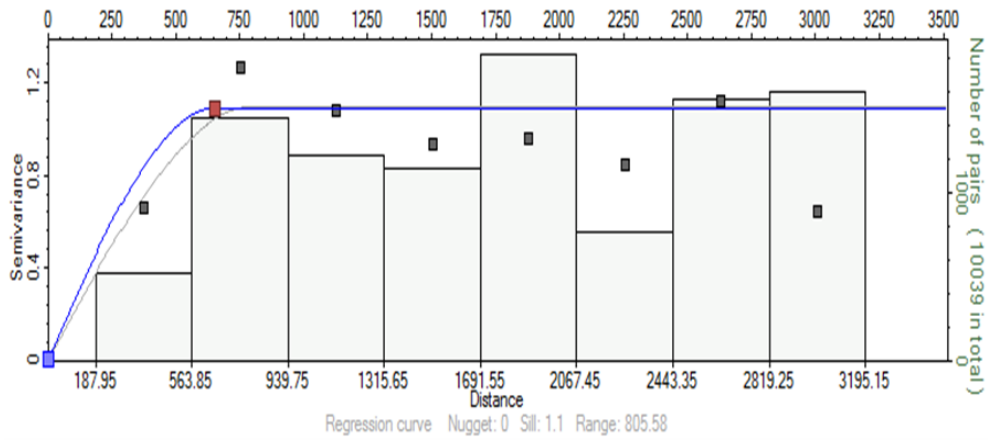


Fig. 23 - Variogramme de perméabilité Minor direction

3. Corrélation entre la porosité et la perméabilité de réservoir

Avant de faire la géostatistique notre réservoir n'a aucune corrélation entre la perméabilité et la porosité. Il est complètement hétérogène (Fig. 24).

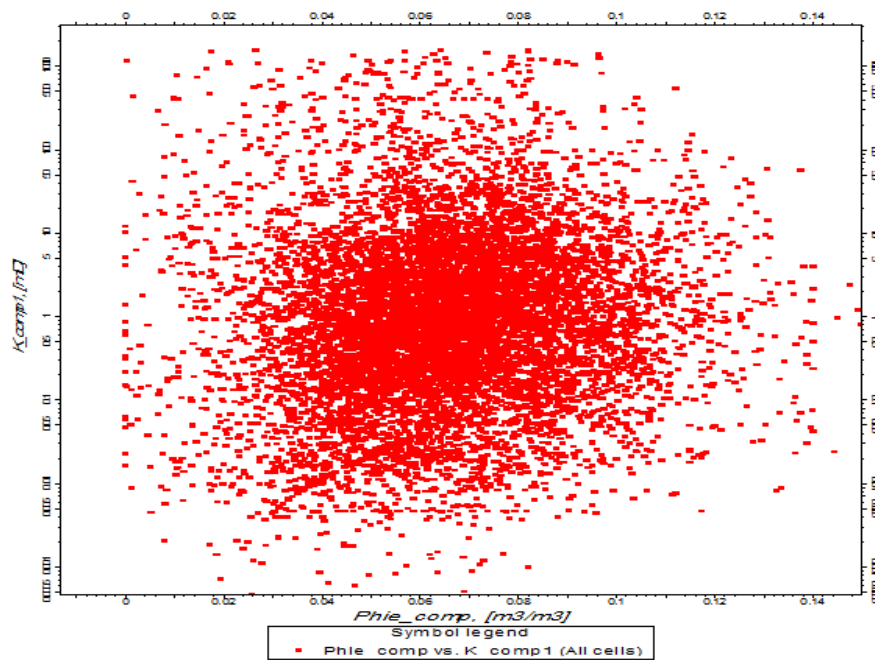


Fig. 24 - Corrélation entre la porosité et la perméabilité du réservoir sans la géostatistique

Après l'application de la géostatistique sur les paramètres pétrophysiques du réservoir, la corrélation existe à l'intérieur de chaque faciès. Donc notre réservoir est devenu plus simple à modéliser (Fig. 25).

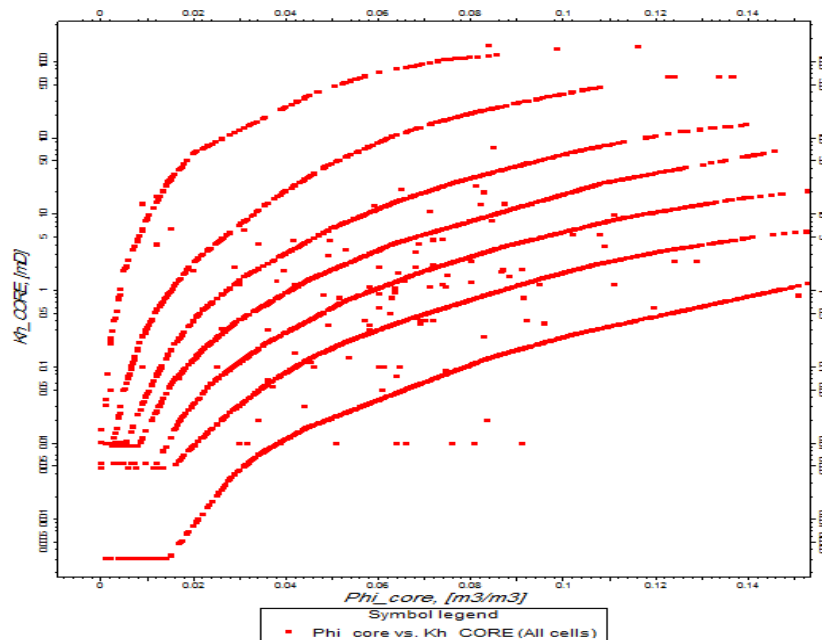


Fig. 25 - Corrélation entre la porosité et la perméabilité du réservoir avec la géostatistique

Conclusion

La géostatistique est en ce moment un domaine très sollicité dans l'industrie pétrolière, vu les besoins en caractérisation des réservoirs qui ne cessent d'augmenter d'année en année ; et ce pour l'évaluation des réserves en hydrocarbures.

Elle fournit l'outil pour remplir les cellules de grille avec des propriétés prenant en considération la tendance, la relation entre les variables, la corrélation spatiale et l'évaluation de l'incertitude concernant le modèle.

Pour une géo-modélisation complète, elle se fait en collaboration de 4 promoteurs ; Géophysiciens, Géologues, Pétro-physiciens, Ingénieurs de réservoir.

CHAPITRE III

MODÉLISATION

I. Introduction

Pour représenter de façon réelle la géologie d'une région, nous allons créer un modèle. Ce modèle permet de formaliser des images mentales pour un environnement en trois dimensions.

La compagnie de service pétrolier SCHLUMBERGER a développé un logiciel de grande performance appelé Pétrel basé sur Windows pour la visualisation en 3D, de la cartographie en 2D et en 3D, la modélisation et la simulation des réservoirs en 3D.

II. Objectifs de la modélisation de réservoir

- 1- Définir la structure et les propriétés du réservoir et de mieux le caractériser.
- 2- Optimiser l'exploitation et la récupération du pétrole.
- 3- Acquérir des informations pertinentes pour améliorer la compréhension du comportement du réservoir, utiliser des informations enregistrées.

III. Méthode utilisée dans la modélisation géologique

Le math au domaine géologique a fait naître une nouvelle discipline "la géostatistique" sur laquelle est basée la modélisation des réservoirs. La géostatistique est une discipline à la frontière entre le math et la science de la Terre. C'est une évaluation statique des réservoirs, permet de traiter un ensemble de données réparties dans l'espace par une zone donnée pour estimer les valeurs dans son voisinage à partir d'un ensemble d'échantillons prélevés à différents endroits qui a leurs tours considérés comme références.

En se basant sur cette discipline, il existe deux méthodes de modélisation des réservoirs. Le premier correspond à la méthode booléenne ou méthodes à base d'objet, ou des objets (chenaux, lobes...) sont construits puis utilisés pour estimer les valeurs de la propriété dans le modèle de réservoir. Le second est défini par méthodes pixel ou méthodes de simulation continues ou la propriété est calculée en chaque nœud (pixel). Le choix de la méthode dépend de la nature des données disponibles (SLB, 2013).

A. Méthode basée pixel

Cette méthode utilise le krigeage (méthode d'estimation issue de la géostatistique). Elle nécessite en conséquence la définition d'un variogramme (fonction mathématique qui exprime l'évaluation de la variabilité de mesure des échantillons en fonction de la distance entre chaque pairs d'échantillons), la valeur à simuler sur un nœud donné est corrélée indépendamment avec chaque valeur voisine. Ces méthodes ne sont pas adaptées à la simulation de chenaux, car elles ne permettent pas de reproduire la forme curviligne et continue des dépôts fluviaux. Ils sont :

- SIS : simulation indicatrice séquentielle (sequential indicator simulation)

Un algorithme qui est utilisé pour la modélisation des faciès géologiques. Ce algorithme calcule les grilles de la lithologie et de faciès.

- SGS : simulation gaussienne séquentielle (sequential gaussian simulation)

Un moyen d'interpolation par les données qui génèrent un modèle de distribution basé sur le variogramme.

B. Méthode basée objet

C'est la méthode adaptée à la simulation de chenaux. Elle permet la modélisation des données discrètes qui sont produites et distribuées stochastiquement. Toutes les valeurs sont inscrites : forme géométrique (longueur, largeur, épaisseur, courbure...etc.).

La modélisation de réservoir se fait par ces deux types :

- **Modèle géologique (statique)** : Il intègre la géométrie du réservoir et les propriétés pétrophysiques. Il prend en compte les données dynamiques qui permettent la modélisation des hétérogénéités clés.

Il doit impérativement tenir compte des données dynamiques, par l'identification des failles principales qui influent sur l'écoulement des fluides et les barrières stratigraphiques.

Pour assurer la cohérence de modèle final en a besoin d'une forte intégration entre les spécialistes des géodisciplines.

- **Modèle de réservoir (dynamique)** : Ce modèle correspond à une grille de cellules qui permet de gérer et de représenter les hétérogénéités clés (principales unités de flux), la cohérence de la distribution du litho-faciès et des propriétés pétrophysiques.

Leur objectif n'est pas de prévoir ce qui contient le réservoir, mais d'anticiper son comportement dynamique et d'à simuler l'évolution d'un champ au cours du temps

Un bon modèle de réservoir doit être fortement contraint par les données géologiques, ou la simulation de l'écoulement des fluides sera ainsi plus réaliste et fiable.

C. Avantages principaux

- Tous les outils sont intégrés dans une application, éliminant des problèmes d'importation et d'exportation et encourageant la collaboration.

- Les possibilités de fortes visualisations vous donnent le QC (control de qualité) instantané de toutes les données en 3D.

- Des modèles peuvent être mis à jour immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables.

- Tous les résultats peuvent être copiés et collés à n'importe quelle application de Windows et les rendant rapides et faciles de rapporter.

- Le logiciel Pétrel à une interface utilisateur familière de Windows, la fonctionnalité défait/refait, et stockage des modèles...Etc. Il facilite l'utilisation et l'apprentissage (SLB, 2013).

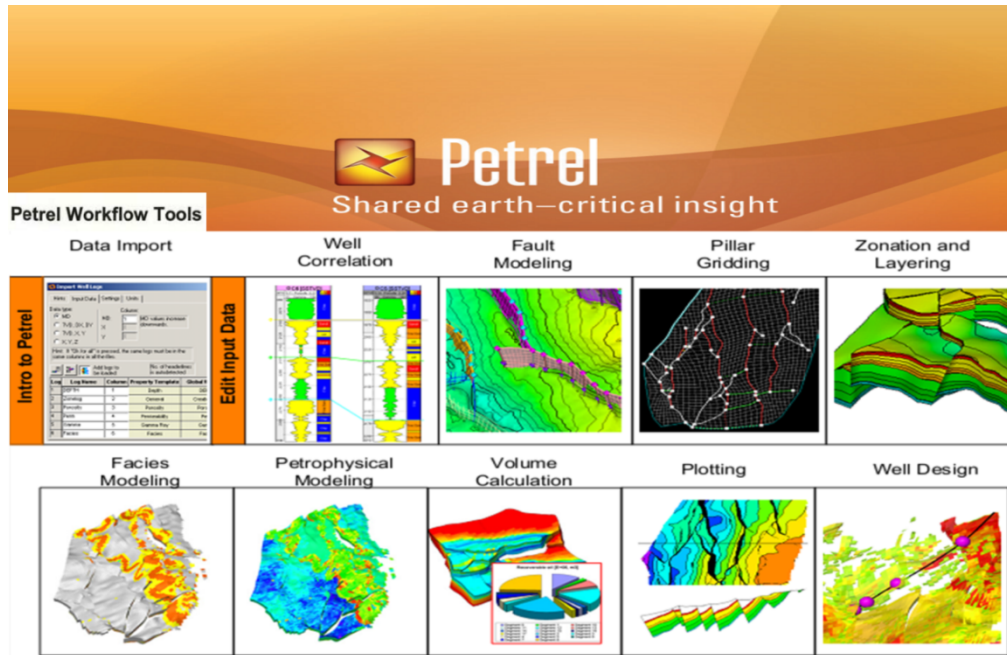


Fig. 26 - Outils de la Procédure de travail par PETREL 2013 (SLB)

IV. Modélisation de la zone 23

Le logiciel **PETREL**, avec les différents modules qu'il contient, peut nous aider à faire toute sortes de modélisations sur notre réservoir et permettre une visualisation 3D ou bien 2D (cartes, coupes ...etc.) des résultats obtenus. Les modélisations réalisées sont :

- La modélisation structurale.
- La modélisation stratigraphique.
- La modélisation de faciès et pétrophysique.

Deux étapes principales pour un workflow de modélisation géologique :

1- caractérisation qui sert à déterminer les modèles conceptuels de chaque thème, sélectionner les paramètres de modélisation appropriés et choisir la séquence de modélisation.

2- modélisation c'est l'utilisation des paramètres issus de la caractérisation pour construire un modèle numérique.

A. Création d'un nouveau projet Pétrel et chargement de données

Les premières données à être chargées sont celles des puits (coordonnées UTM, KB et TD), les données de la déviation (dans le cas des puits horizontaux), les toits (top) de formations traversées et les logs données des diagraphies (Fig. 27).

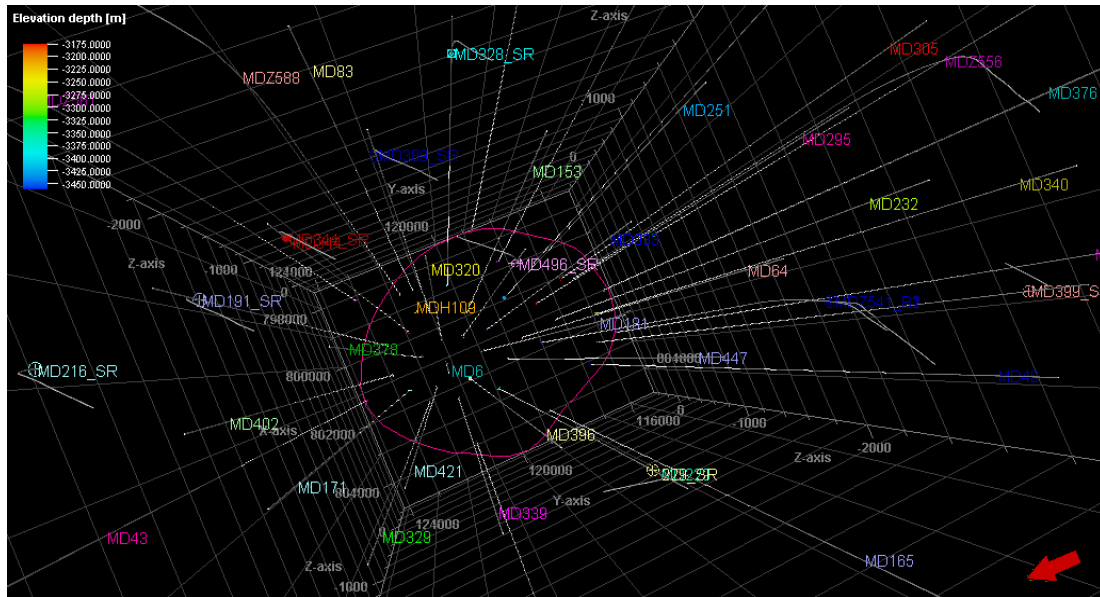


Fig. 27 - Chargements de données et création de puits

B. Modélisation structurale

La modélisation structurale est l’une des parties les plus importantes de ce chapitre. Elle constitue l’assise à toute modélisation géologique.

1. Modélisation de failles (faults modeling)

Il s’agit de modéliser des failles dans le modèle géologique en 3D qui servira de modèle de base et de socle pour générer des grilles ou maillage. Le résultat de la modélisation de faille s’appelle « fault sticks », c’est-à-dire, des failles en forme de bâtonnet ou barrettes 2D (Fig. 28) qui seront transformées en 3D (Fig. 29).

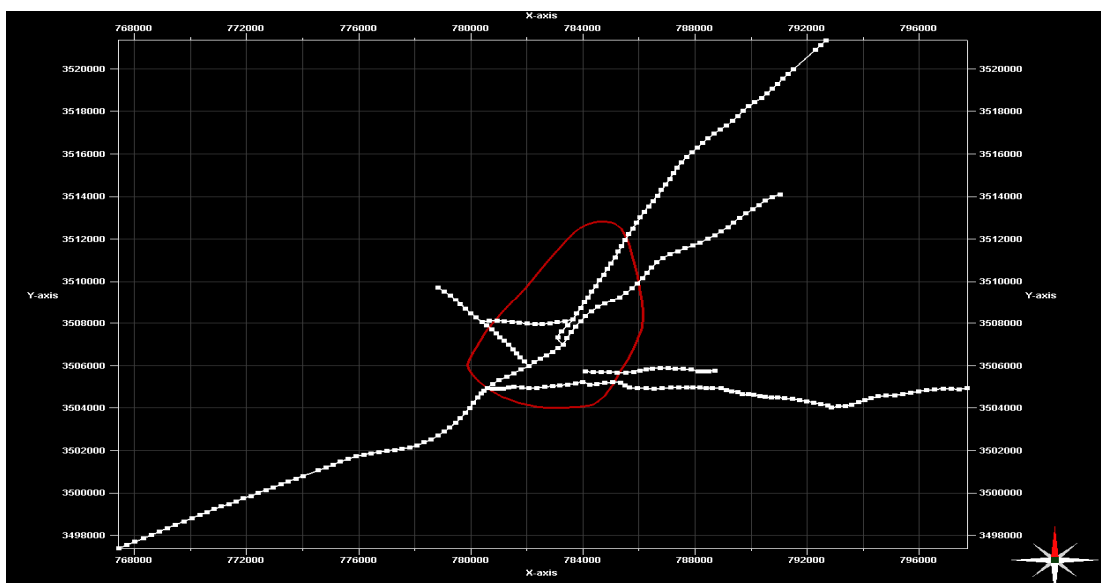


Fig. 28 - Ligne de failles"fault stick"

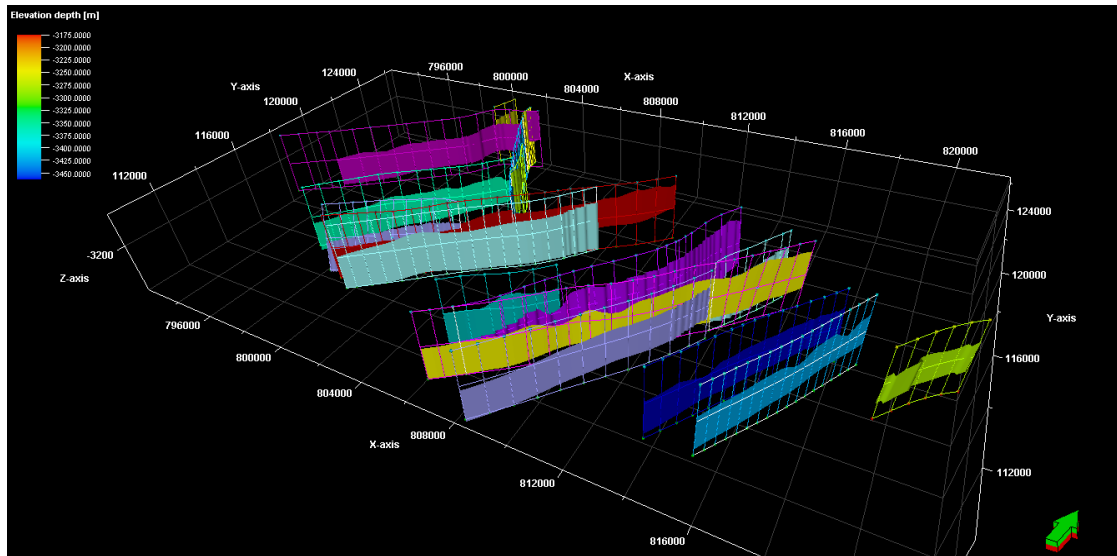


Fig. 29 - Modèle 3D des Failles

2. La grille de pilier (Pillar gridding)

C'est une étape très importante dans la réalisation du modèle géologique 3D. où l'on utilise le plan des failles pour construire une grille composée de trois couches (skeleton composé d'un Top, Mid et Bottom) formant le squelette du modèle et susceptible de contenir les différents niveaux réservoirs considérés dans cette étude (Fig. 30).

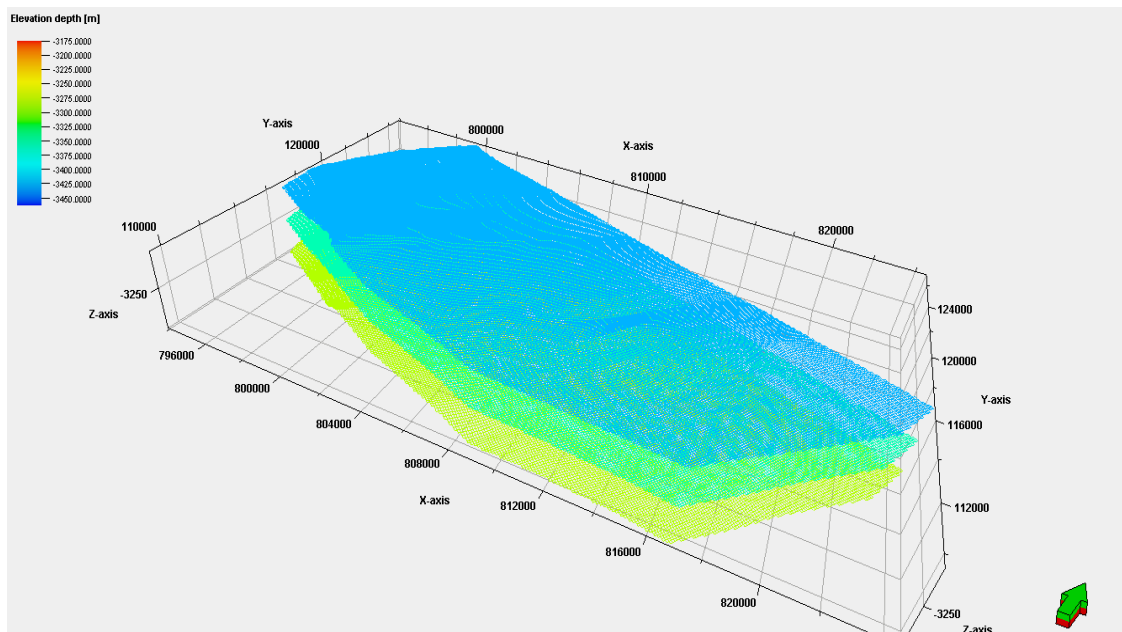


Fig. 30 - La grille

3. Construction des horizons (make horizons)

La création d'horizons stratigraphiques et leurs subdivisions constituent la dernière étape dans la modélisation de la structure (Fig. 31).

Les horizons principaux sont générés à partir des surfaces principales déjà préparées ci-dessus (DH,D5,D4,D3, D2, ID, D1,Z-PSG,R2ab). La DH est alors déclarée comme érosive et pouvant recouper n'importe quel drain sous-jacent (Fig. 32). Le contact entre les couches peut être: érosif, discontinu ou bien contact de base.

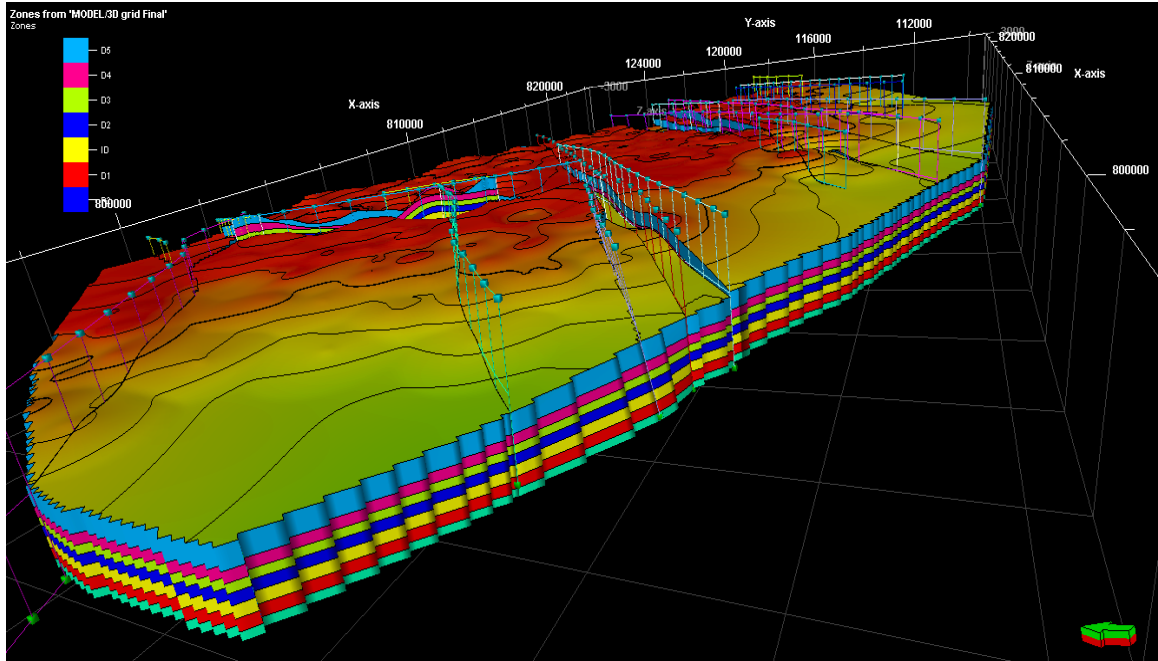


Fig. 31 - Construction d'horizon

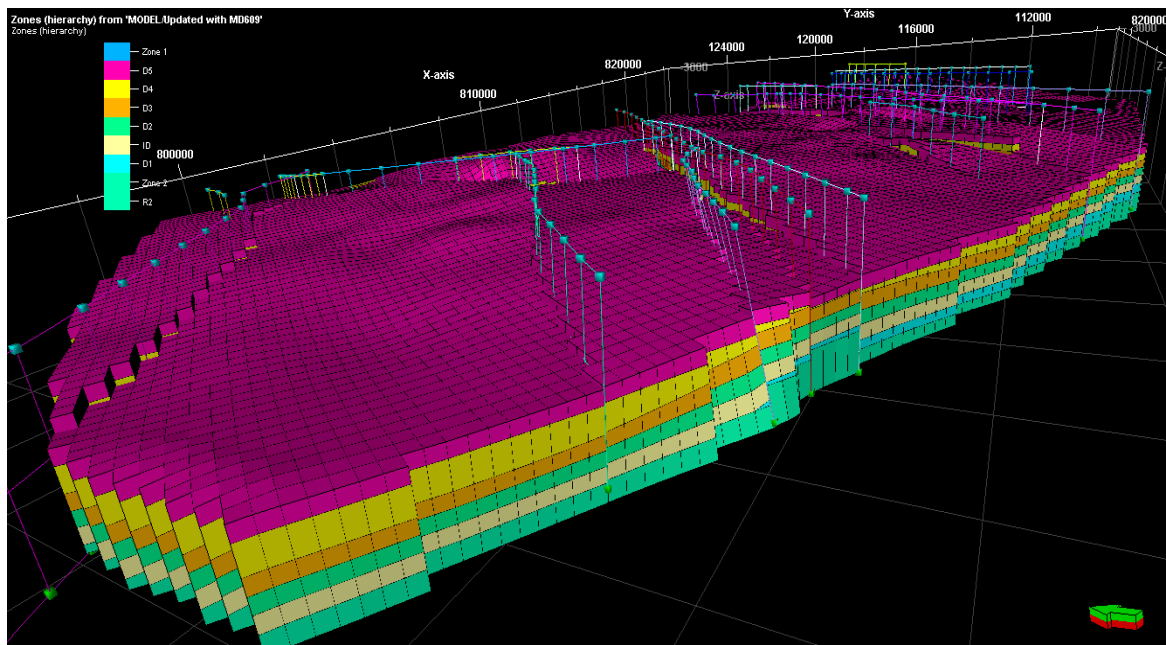


Fig. 32 - Model en 3D des zones (Drains)

Un modèle structural 3D de la zone d'étude à partir duquel on peut extraire plusieurs informations : des cartes en isobathes réalisées au top des drains et l'écorché à la discordance hercynienne.

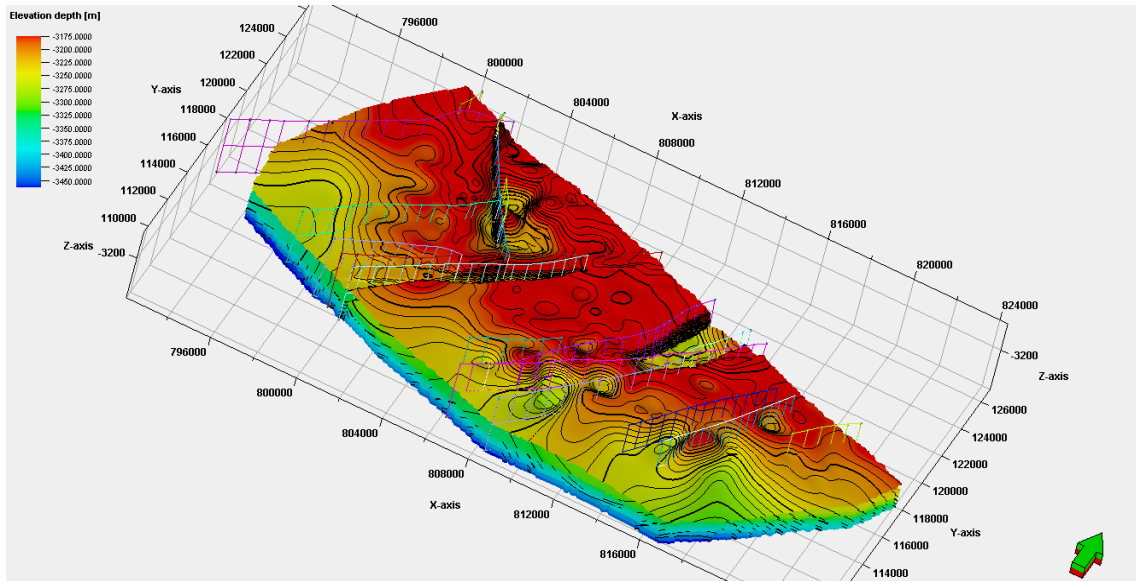


Fig. 33 - Modèle structural 3D de la zone 23

Il est possible d'extraire aussi des informations concernant la continuité, l'érosion ou la disparition des drains. On remarque sur cette figure que l'érosion est plus forte au Nord. Cette forte érosion est marquée par un amincissement de la série et le DH repose directement sur le D2. Elle diminue en allant du Nord vers le Sud, où la série devient de plus en plus complète.

4. Résultats obtenus

Un modèle structural 3D de la zone d'étude a partir duquel on peut extraire plusieurs informations : des cartes en isobathes réalisées au top des drains et l'écorché à la discordance hercynienne.

a. Carte en isobathes à la discordance hercynienne

Cette carte est caractérisée par une profondeur qui varie entre -3040 et -3280m. Elle met structurellement la partie soulevée de la faille majeure Sud-Ouest, Nord-Est qui se trouve du côté Nord. Dans cette carte, on remarque aussi la partie affaissée du côté Sud de la faille (Fig. 34).

b. Carte en isobathes au toit du R2

La profondeur varie entre -3200 et -3440m, caractérisée par une structure haute du côté Nord, et basse du côté Sud. La zone est coupée par une faille majeure qui a affaissé le bloc Sud vers le bas avec des rejets allant jusqu'à 20m plongeant vers Sud-Est. Elle est délimitée dans son extrémité Sud par une faille de direction Est-Ouest (Fig. 35).

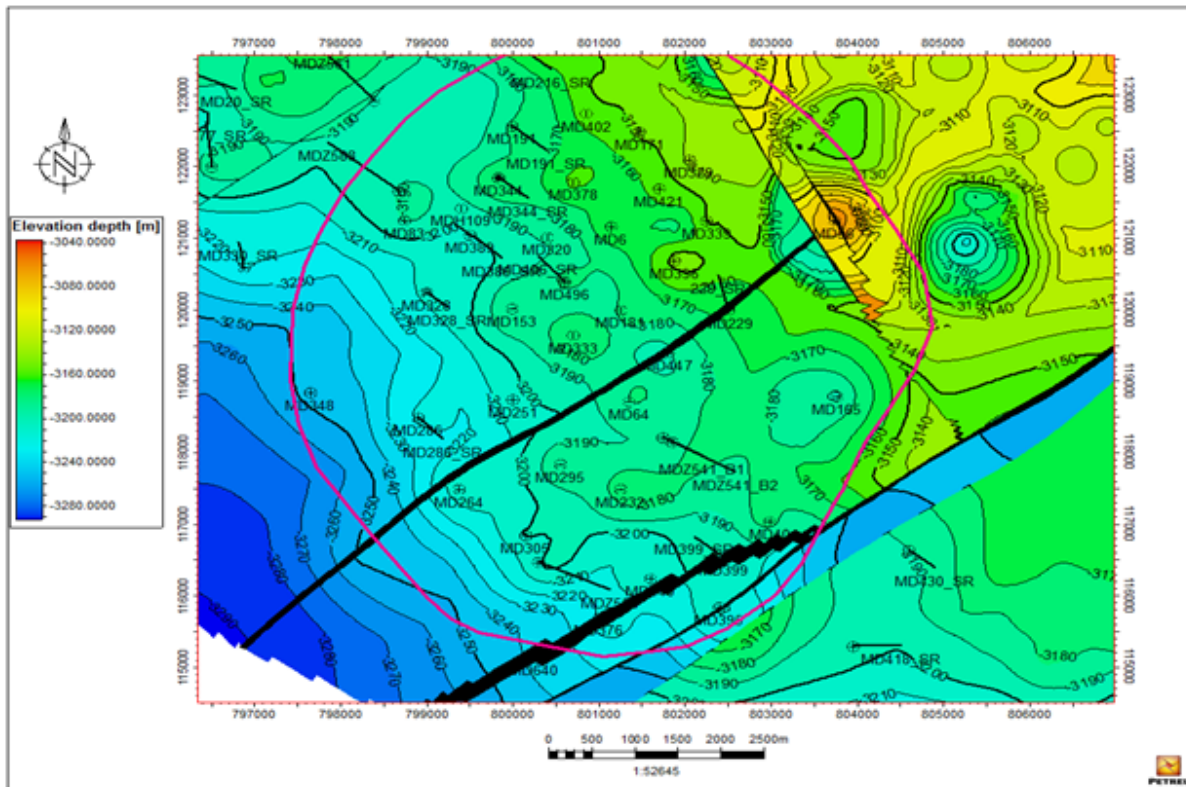


Fig. 34 - Carte en isobathe de la discordance hercynienne

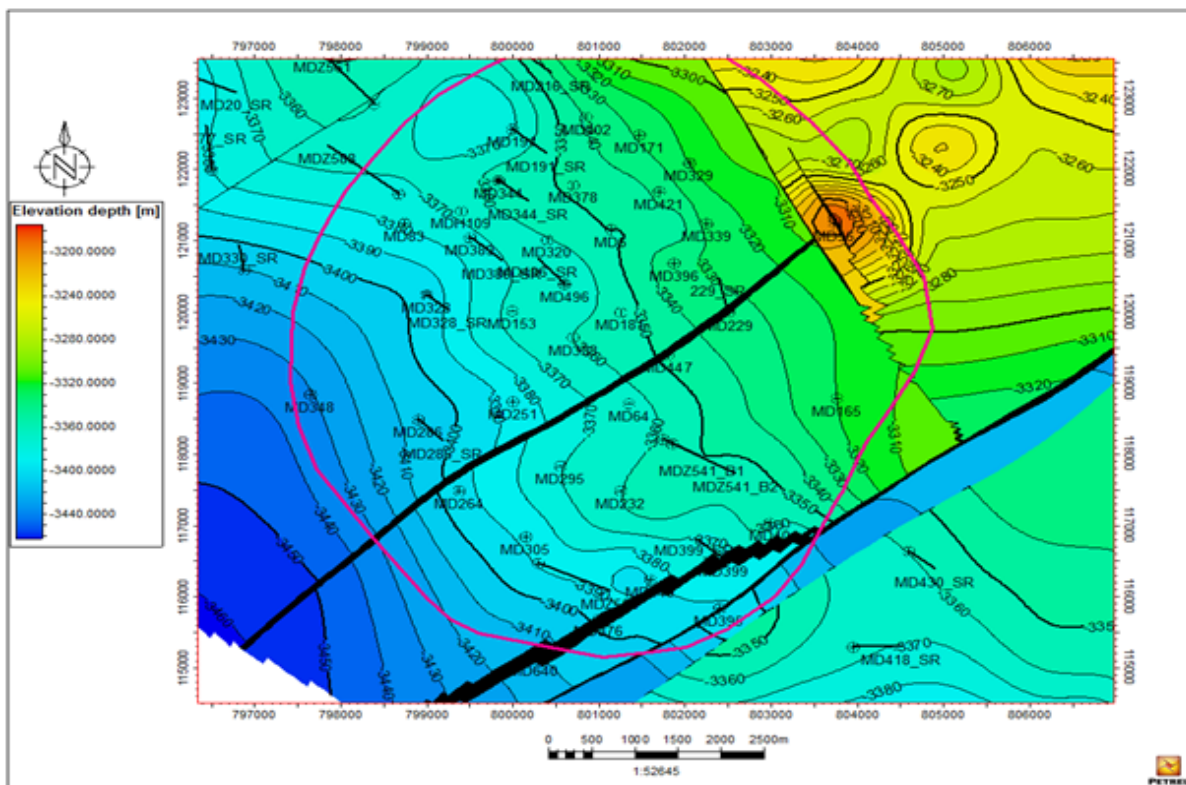


Fig. 35 - Carte en isobathe du toit du R2

c. Coupes structurales à travers la zone 23

On peut aussi réaliser des coupes géologiques à partir du modèle structural 3D dans différentes directions du secteur d'étude, qui montrent l'extension latérale de la DH, D5, D4, D3, D2, ID, D1 et R2, ainsi que leur variation d'épaisseurs y compris les failles.

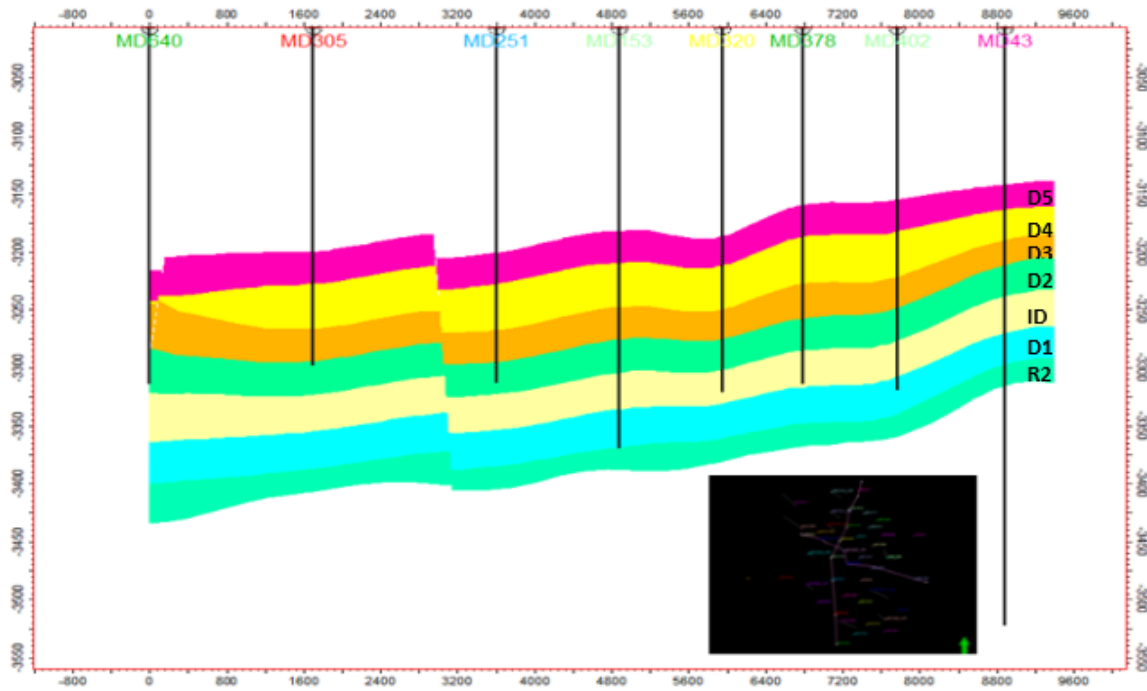


Fig. 36 - Coupe géologique Nord-Sud à travers la zone 23

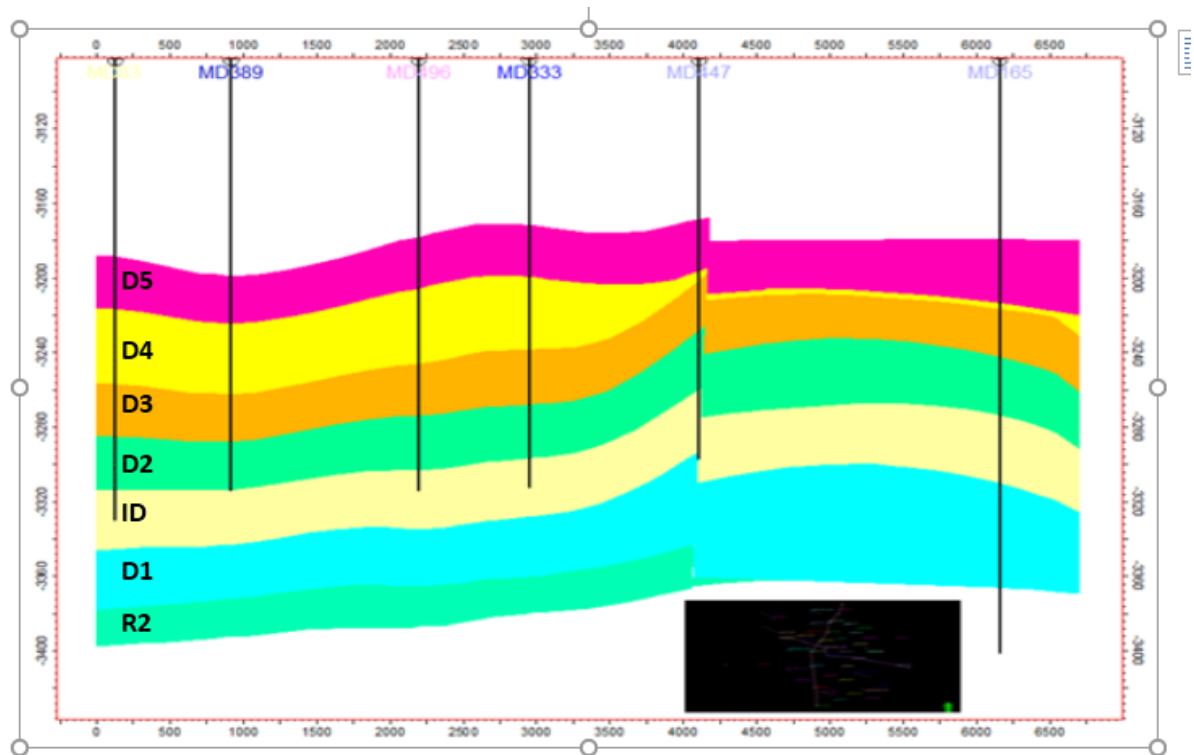


Fig. 37 - Coupe géologique Est-Ouest à travers la zone 23

Coupe Nord-Sud : Cette figure montre le caractère aplati de la structure, avec un maximum d'érosion dans la partie nord au puits MD340 et MD305. Dans la partie Sud, moins affectée par l'érosion, la structure tend à être complète et plonge dans la même direction que la coupe, c'est-à-dire vers le Sud. On remarque aussi la présence de la faille majeure au puit MD251(Fig. 36).

Coupe Ouest-Est : Cette coupe recoupant la zone 23 d'Ouest en Est, montre l'existence d'une moyenne érosion à l'Est au puit MD65. Le pendage structural est peu prononcé. On observe aussi la présence de la faille majeure au puit MD447 (Fig. 37).

C. Modélisation pétrophysique

L'étude de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile ...), en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides. Grâce à cela on pourra parvenir à une exploitation optimale du réservoir en question. C'est la méthode de simulation gaussienne qui a été choisie pour modéliser les propriétés pétrophysiques, en utilisant les logs de porosités et perméabilités et logs de saturation d'eau.

1. Modèle de porosités

les valeurs de porosité varient généralement de 17 à 3 % (Fig. 38).

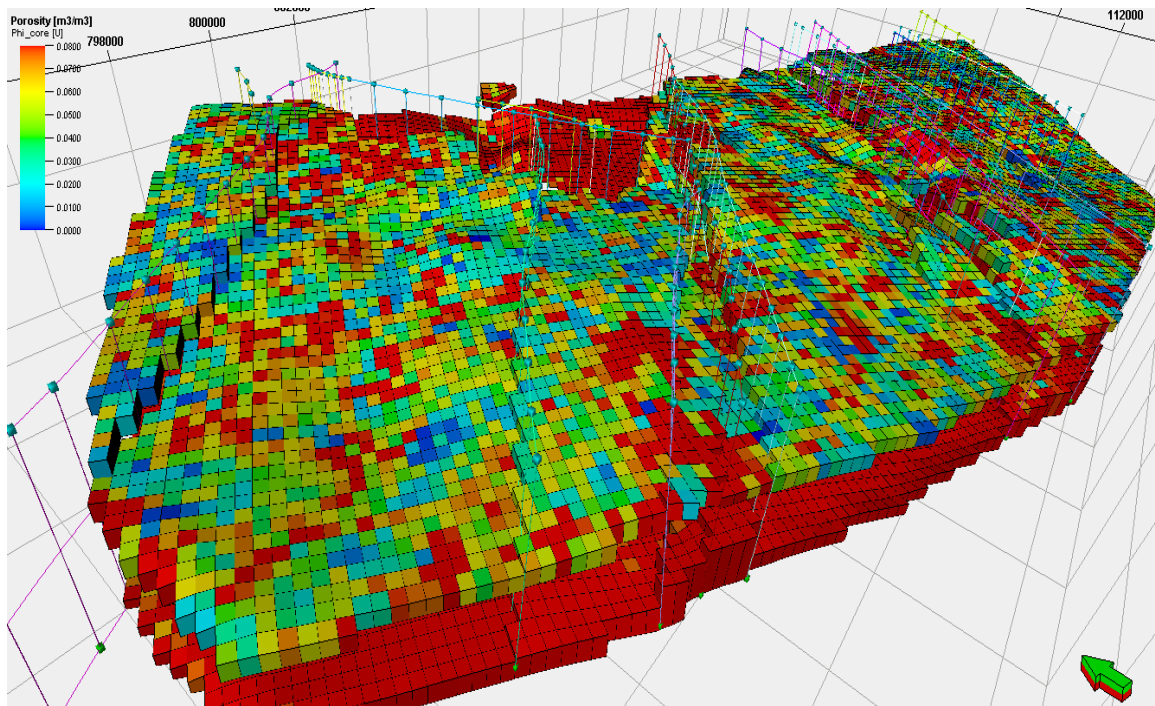


Fig. 38 - Modèle de porosité 3D de la zone 23

Les cartes de chaque drain relèvent que la répartition de la porosité est un peu perceptible dans tous les drains ou les valeurs sont assez bonnes pour parler des caractéristiques d'un bon réservoir. Généralement la porosité est caractérisée par une répartition homogène dans tous les drains et elle varie positivement avec la profondeur.

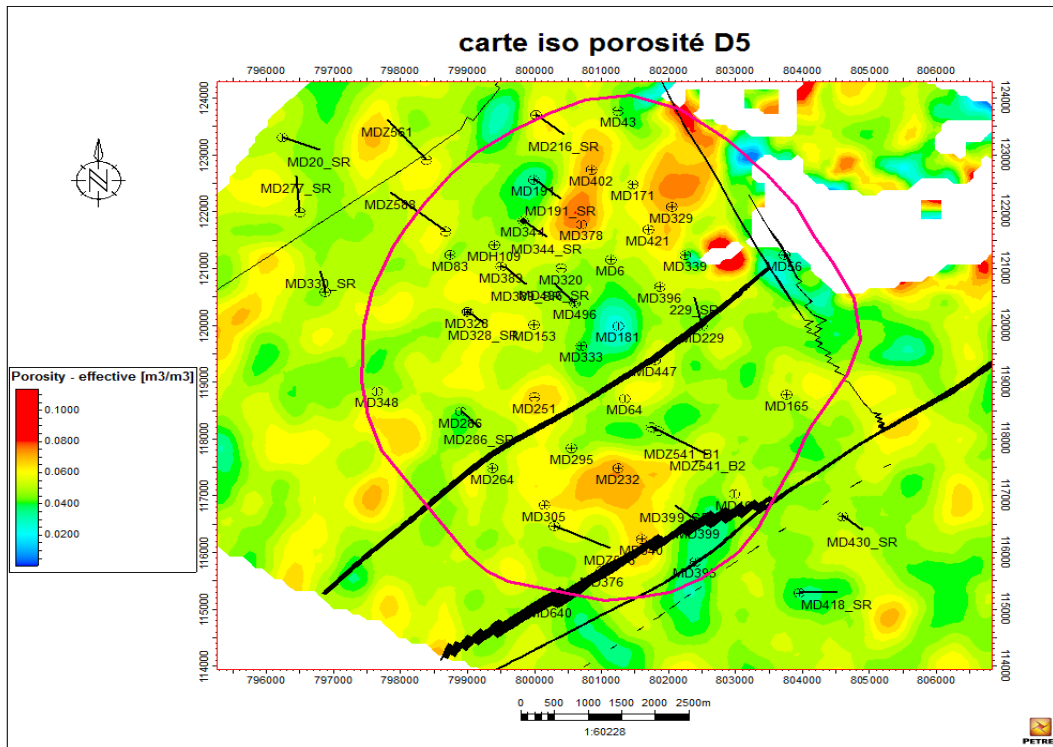


Fig. 39 - Carte de porosité du drain D5

On observe dans ce drain que la majeure partie n'est pas érodée et que seule une petite partie au Nord a été touchée. Elle présente des valeurs moyennes de porosité à son extrémité et médiocre en son centre et bonne en une petite partie au Nord-Est de la zone (Fig. 39).

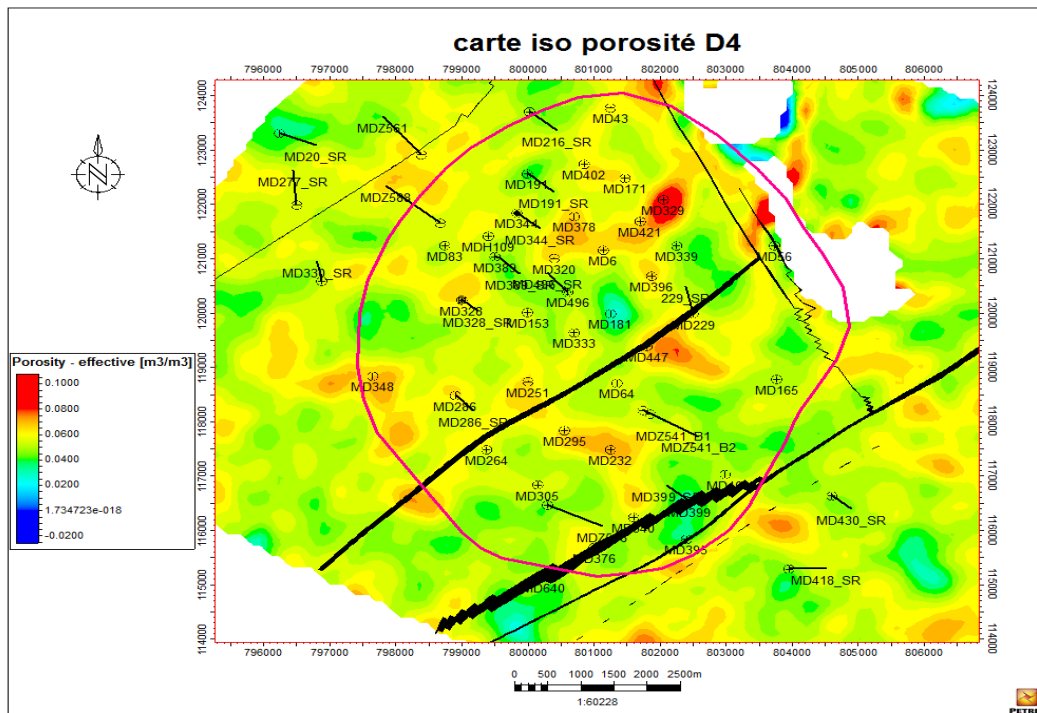


Fig. 40 - Carte de porosité du drain D4

En observe dans ce drain des valeurs moyennes à la plus part de la zone sauf en un petit endroit au Nord-Est de bonnes valeurs de porosité (Fig. 40).

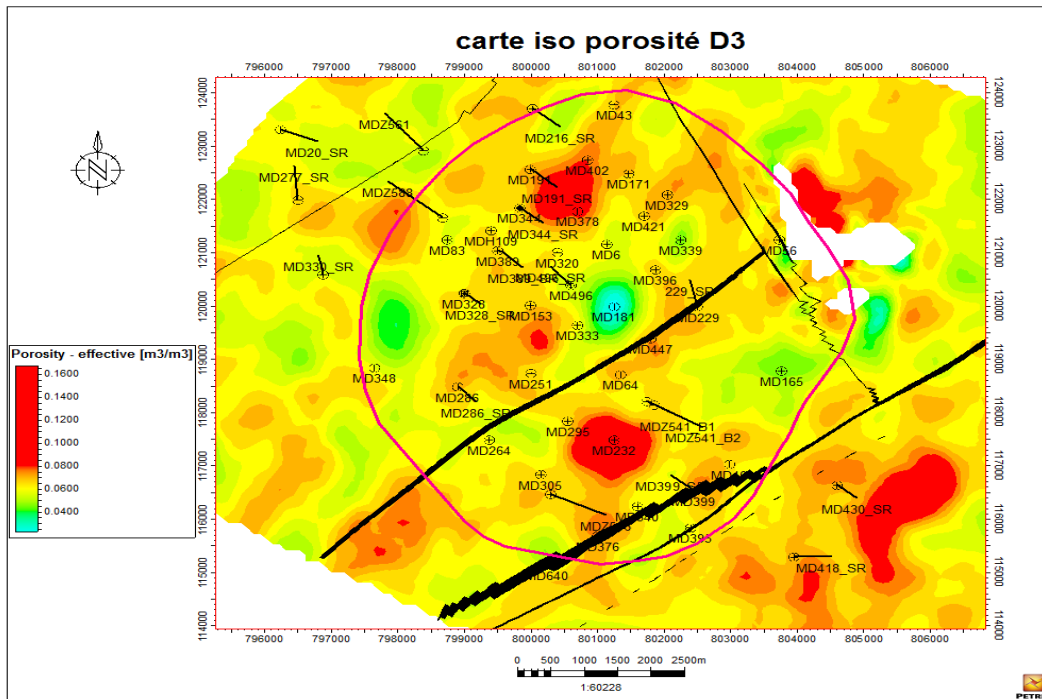


Fig. 41 - Carte de porosité du drain D3

Ce drain présente des valeurs moyennes à bonnes dans une petite partie au Nord et l'autre au Sud, et reste médiocre au centre de la zone (Fig. 41).

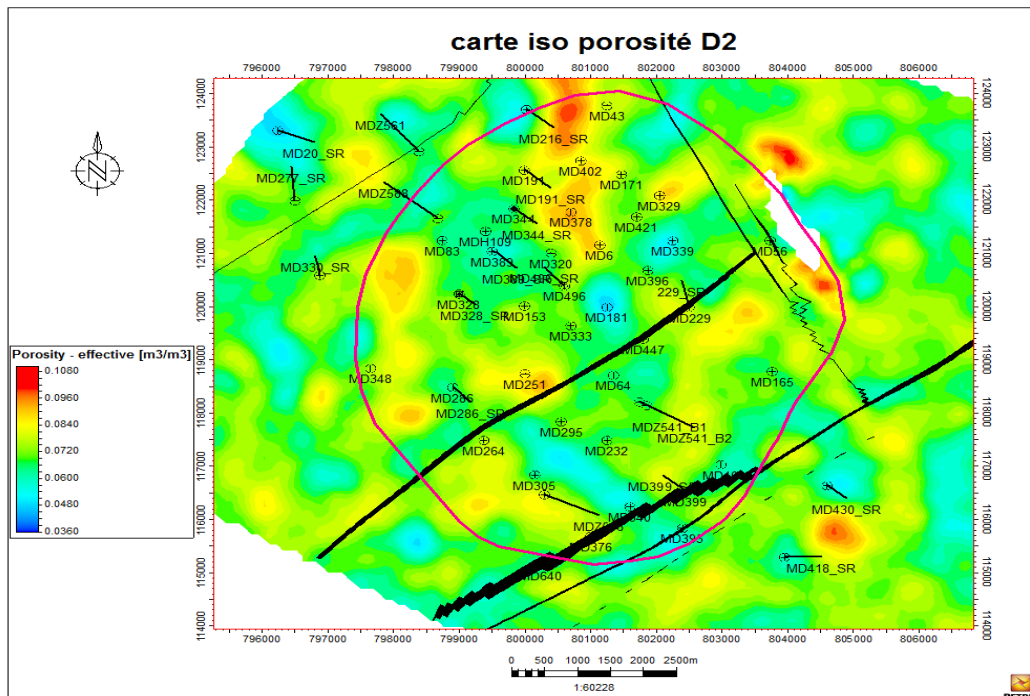


Fig. 42 - Carte de porosité du drain D2

Il présente les mauvaises valeurs de porosité sauf à quelque partie à son extrémité (Fig. 42).

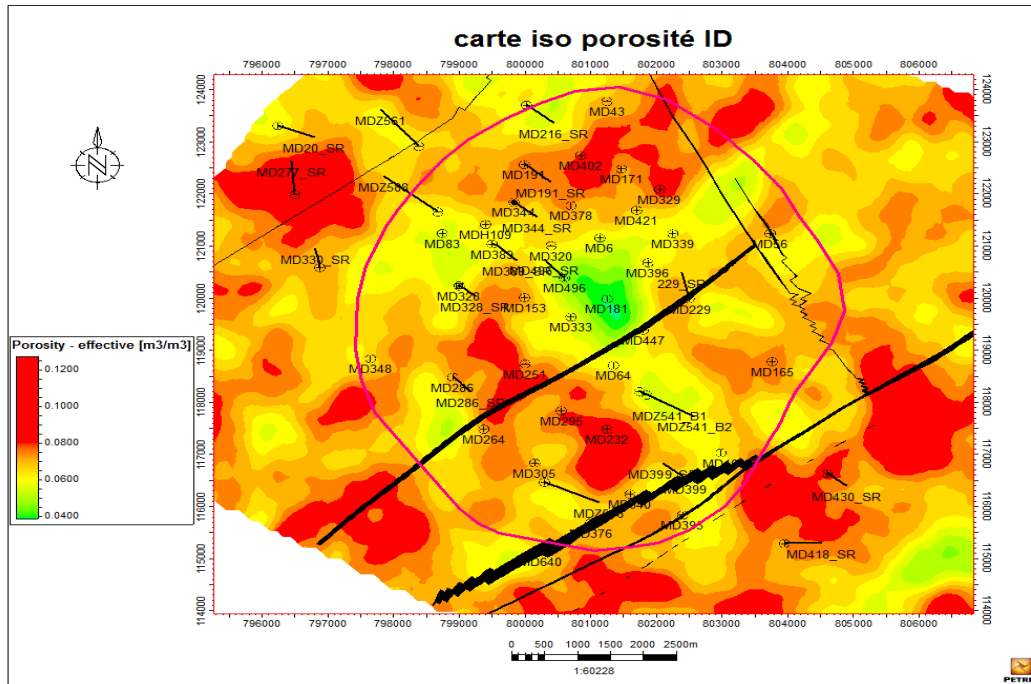


Fig. 43 - Carte de porosité de ID

La porosité est bonne presque dans toute la zone, sauf qu'elle est médiocre au centre (Fig. 43).

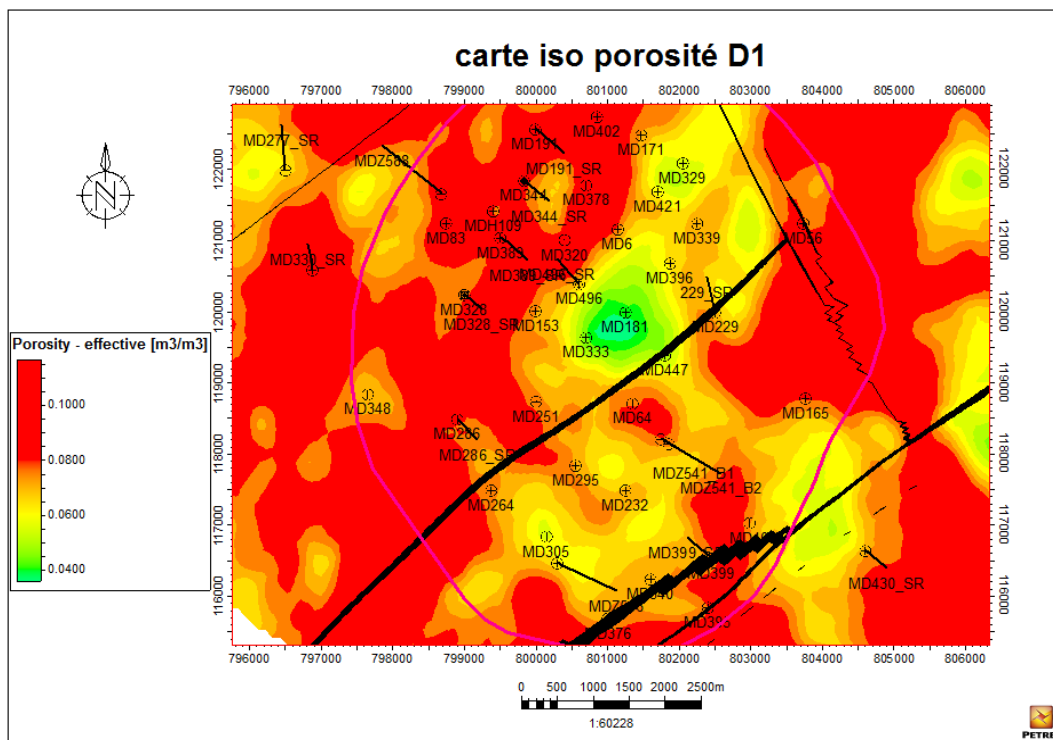


Fig. 44 - Carte de porosité du drain D1

Il présente de bonnes à très bonnes valeurs de porosité sont à la majorité de la zone et reste médiocre en allant vers le centre (Fig. 44).

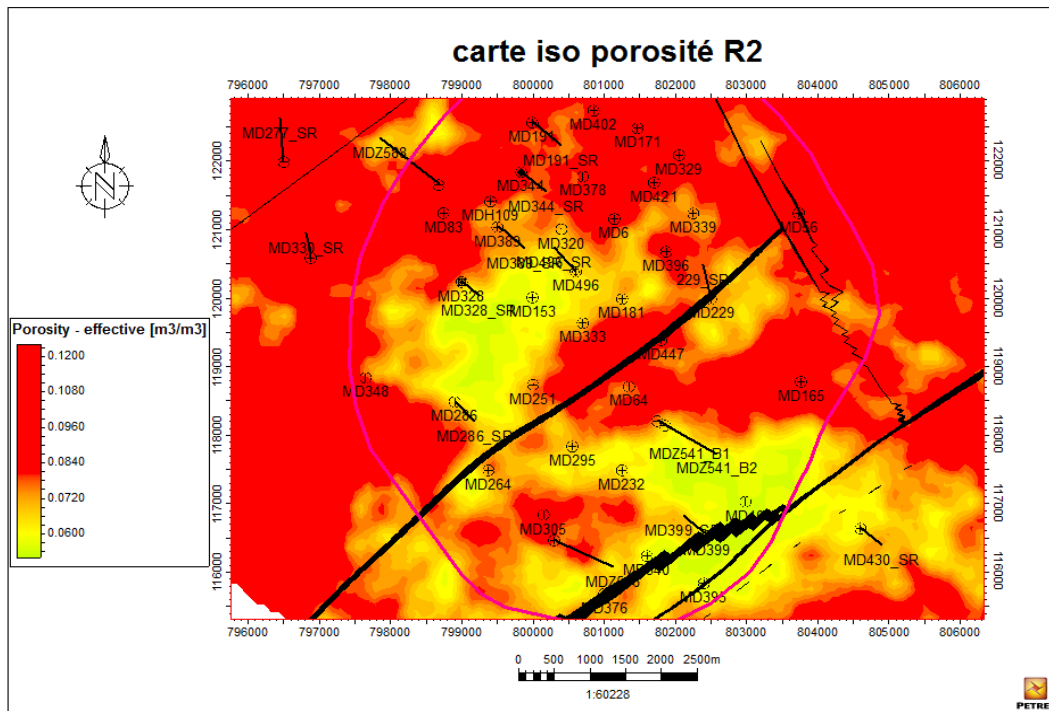


Fig. 45 - Carte de porosité de R2

Dans le drain R2, généralement la porosité est bonne à très bonne, il représente les meilleurs valeurs de la porosité de cette zone (Fig. 45).

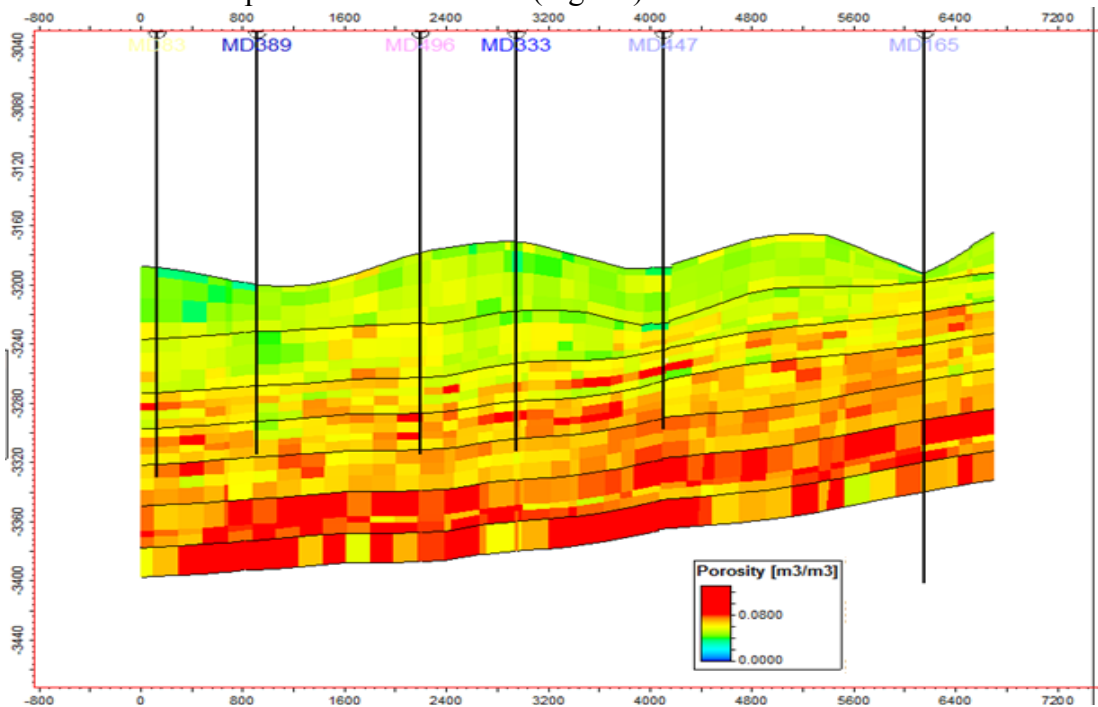


Fig. 46 - Coupe Est-Ouest à travers le model de la porosité

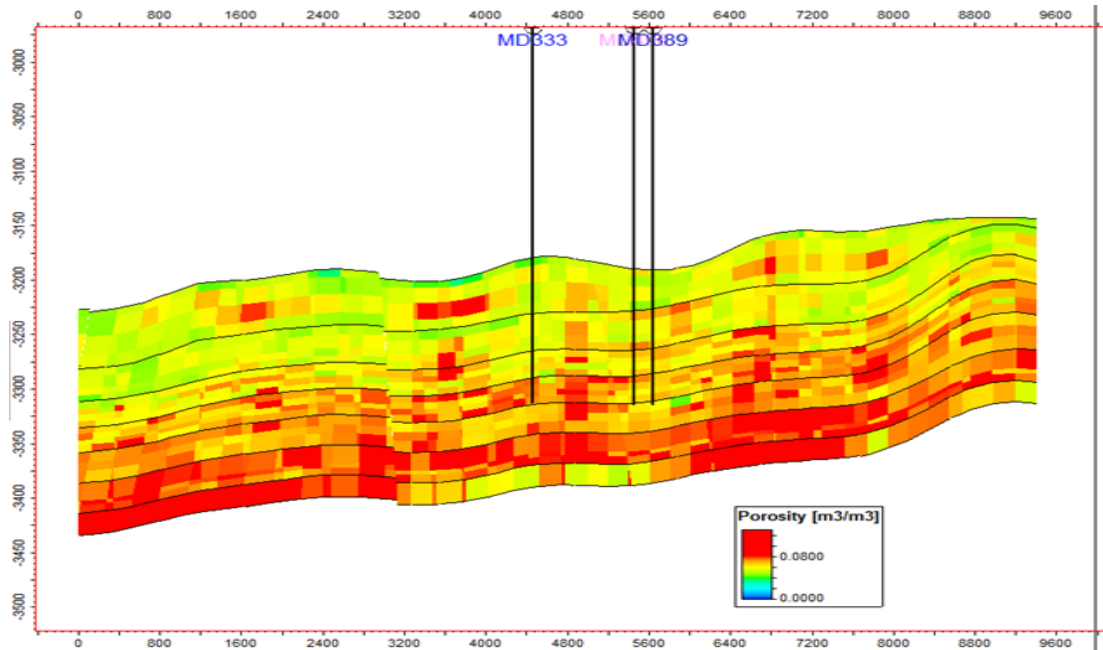


Fig. 47 - Coupe Nord-Sud à travers le model de la porosité

2. Modèle de perméabilité

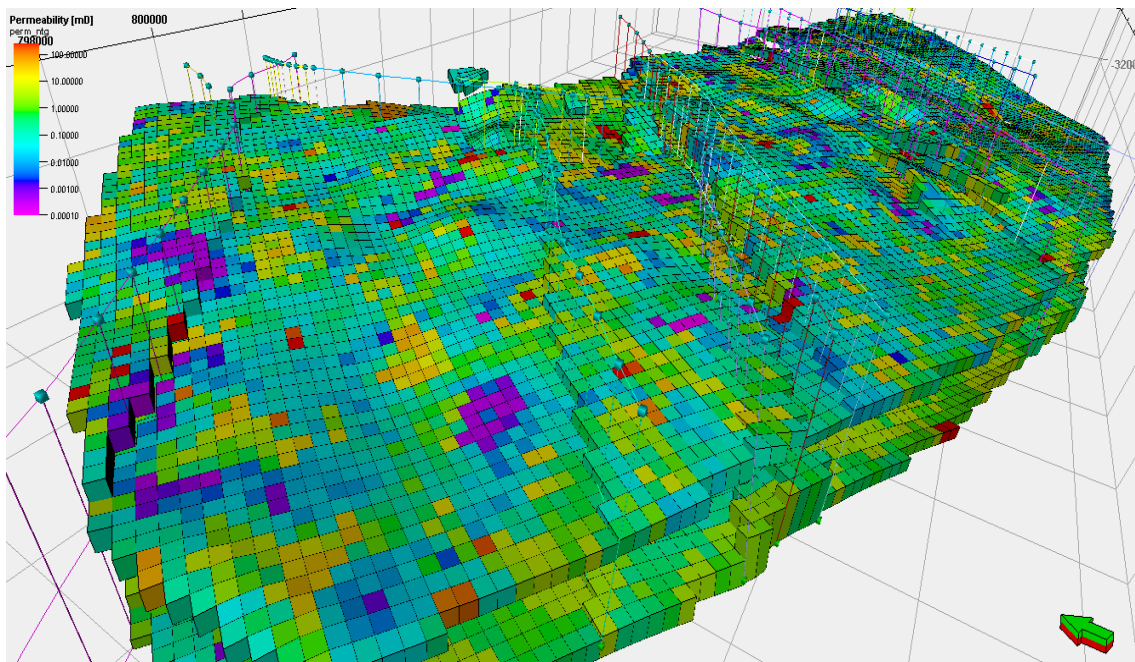


Fig. 48 - Modèle de perméabilité 3D de la Zone 23

La distribution de la perméabilité semble plus complexe que la porosité de part la forte variabilité qui la caractérise entre 0.01 et 100mD (Fig. 48).

Les cartes montrent que tous les drains présentent des bonnes valeurs de perméabilité des grès du réservoir Cambro-Ordovicien de Hassi Messaoud.

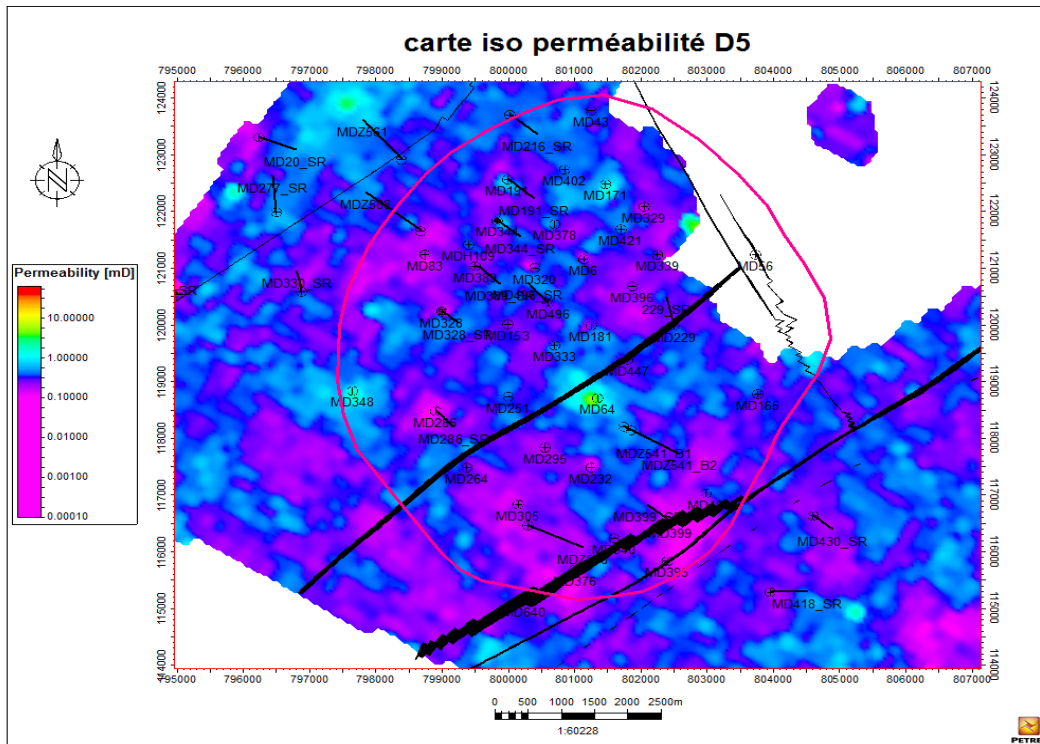


Fig. 49 - Carte de perméabilité du drain D5

Une petite partie au Nord-Est du D5 est érodé, le reste de la zone est caractérisé par une moyenne perméabilité et médiocre à faible aux extrémités et au Sud de la zone (Fig. 49).

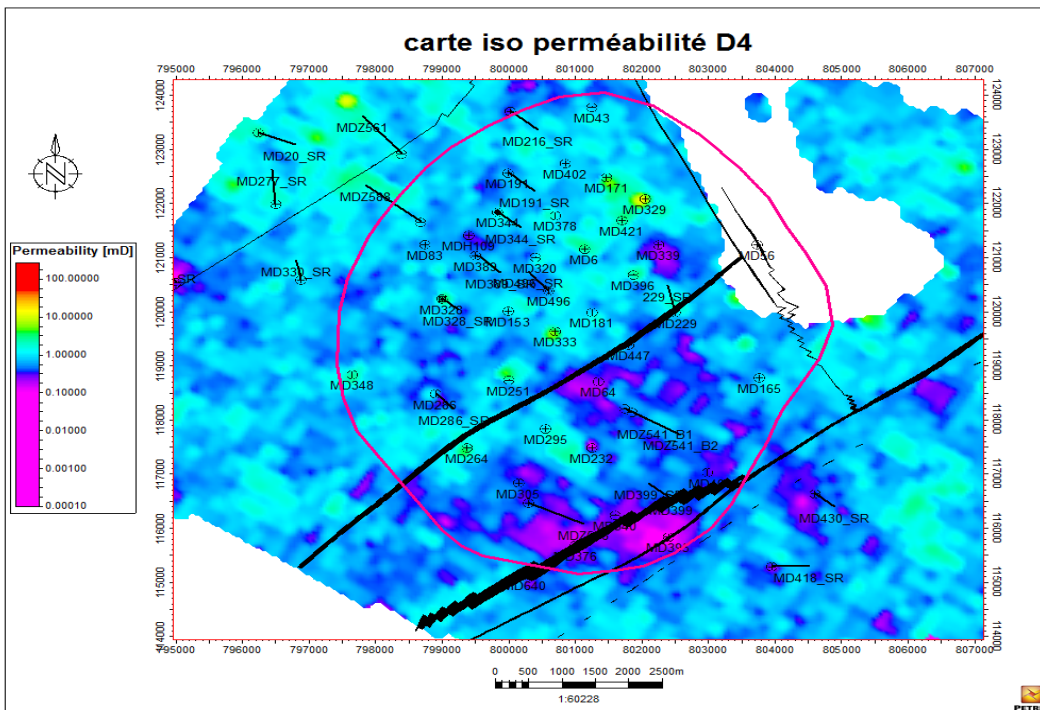


Fig. 50 - Carte de perméabilité du drain D4

Une petite partie au Nord du D4 est érodé, le reste du drain présente des valeurs moyennes à bonnes de perméabilité sauf au Sud de la zone que l'on a des faibles valeurs (Fig. 50).

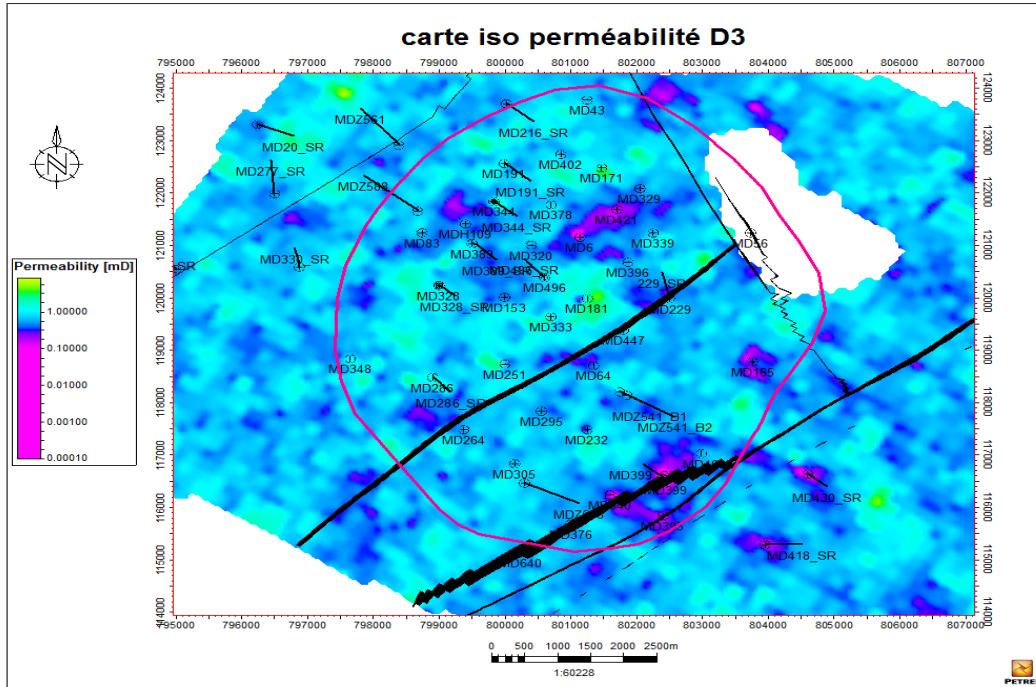


Fig. 51 -Carte de perméabilité du drain D3

Il présente généralement des valeurs moyennes de la perméabilité, sauf quelque partie au Sud et au Nord de la zone (Fig. 51).

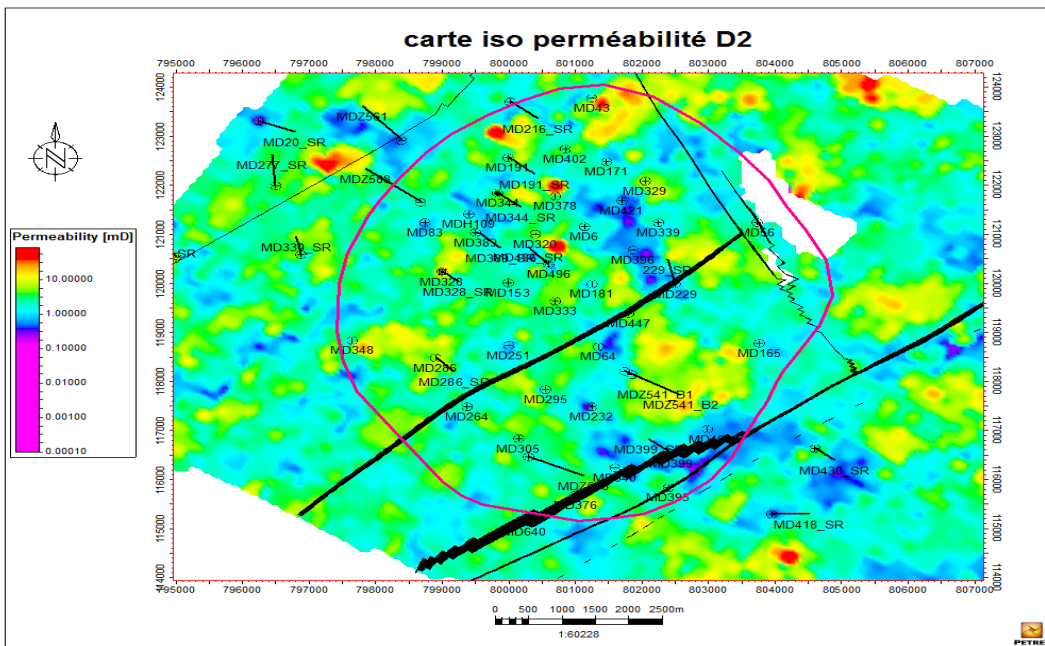


Fig. 52 - Carte de perméabilité du drain D2

On note la présence de larges secteurs de très bonnes perméabilités, notamment au Sud-Ouest et au Sud-Est. D'une façon générale, la distribution de la perméabilité est assez bonne à l'échelle de la zone, à un degré moindre, au centre Nord et au Sud (Fig. 52).

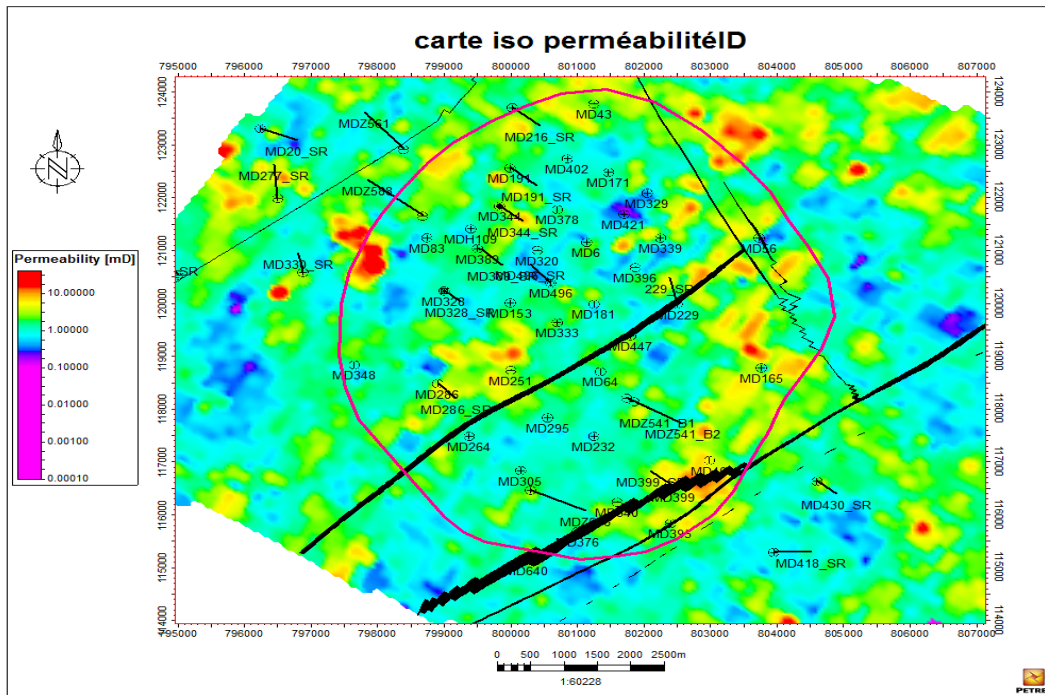


Fig. 53 - Carte de perméabilité du drain ID

La présence de larges secteurs de très bonnes perméabilités à tendance à se généraliser sur tout le drain, la distribution de la perméabilité est assez bonne à l'échelle de la zone, à un degré moindre, au centre Nord et au Sud (Fig. 53).

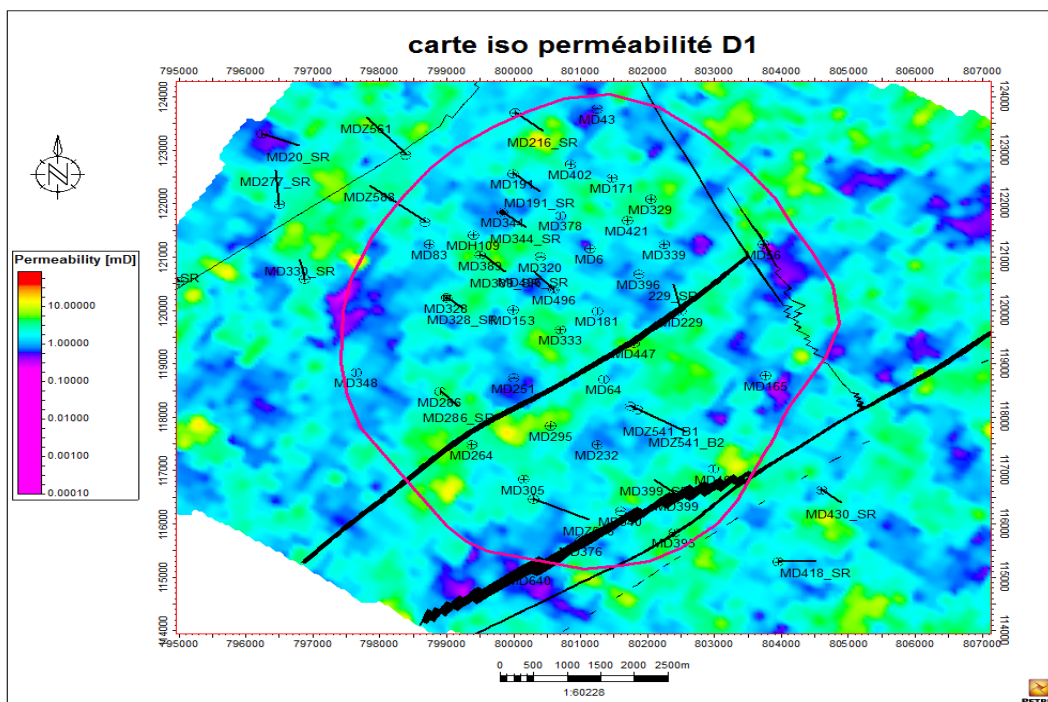


Fig. 54 - Carte de perméabilité D1

La perméabilité établie dans le D1 montre la présence des secteurs de bonnes perméabilité l'un à l'est, l'autre au Nord et Nord-Ouest et le Sud-Ouest. Les mauvaises valeurs se rencontrent au Sud et au centre de la zone (Fig. 54).

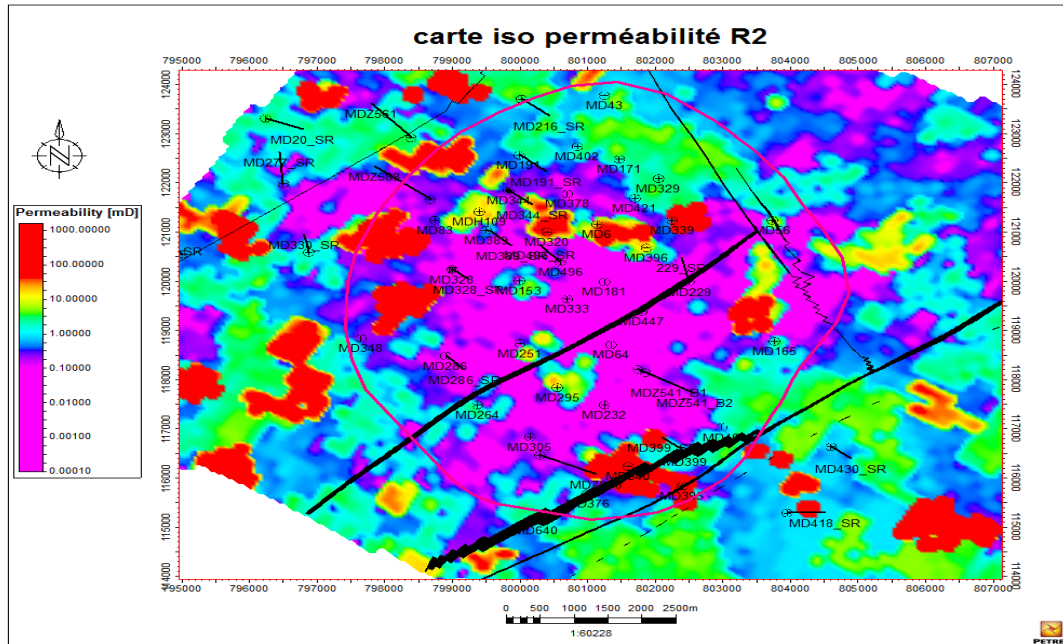


Fig. 55 - Carte de perméabilité de R2

La répartition spéciale de la perméabilité montre que les meilleures valeurs se situent en général au Sud-Est et à l'Ouest de la zone. Le nord est caractérisé par des perméabilités moyennes à médiocres au centre de la zone (Fig. 55).

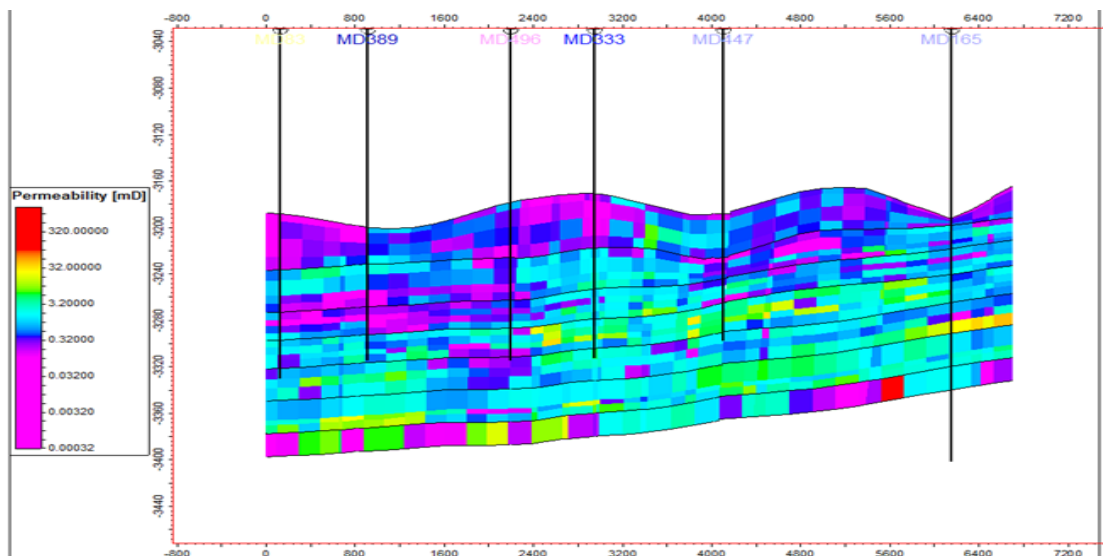


Fig. 56 - Coupe Est-Ouest à travers le model de la perméabilité

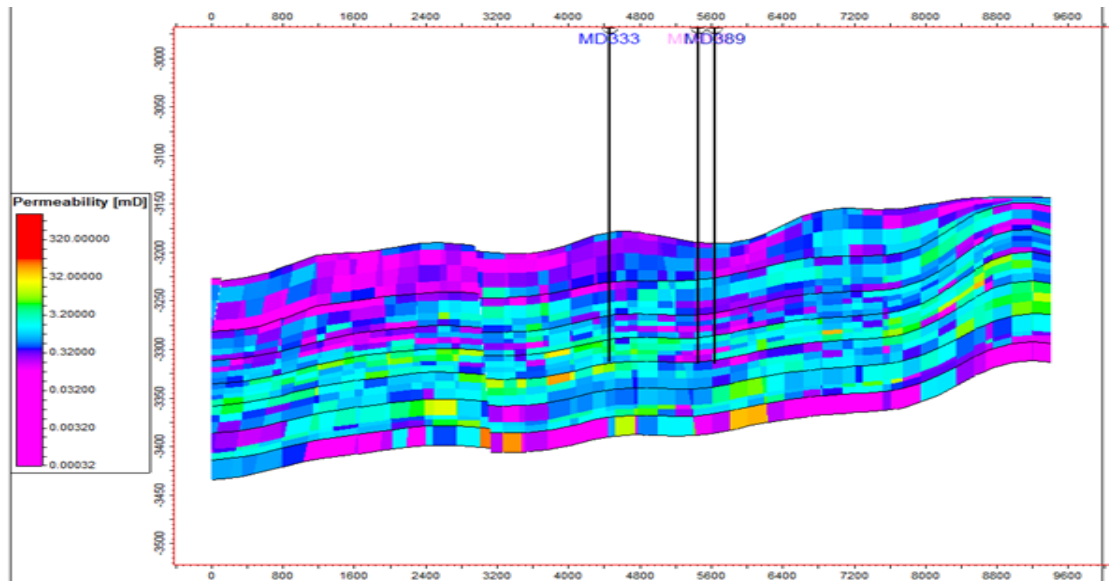


Fig. 57 - Coupe Nord-Sud à travers le modèle de la perméabilité

D. Modélisation stratigraphique

1. Corrélation Nord-Ouest, Sud-Est :

Cette corrélation réalisée à travers la zone 23 met en évidence l'évolution progressive de l'érosion du Sud-Est vers le Nord-Ouest, conséquemment au soulèvement structural constaté dans la même direction. Latéralement, aucune variation d'épaisseur n'a été observée sur les drains non affectés par l'érosion (Fig. 58).

2. Corrélation Sud-Ouest, Nord-Est :

Cette corrélation, montre, nettement, l'importance érosion du réservoir du Sud vers le Nord. Les drains non érodés montrent une certaine isopacité latéralement (Fig. 59).

Conclusion

Pour construire un modèle cohérent et pertinent pour une étude intégrée il faut que toutes les hétérogénéités du réservoir doivent d'être identifiées et classées. Ainsi que les plus petits éléments susceptibles d'affecter la production doivent être identifiés et modélisés.

Cette caractérisation des hétérogénéités du réservoir nécessite une approche pluridisciplinaire intégrée (coopération et travail d'équipe).

CONCLUSION GÉNÉRALE

CONCLUSION GENERALE

Au terme de ce travail, nous résumons ici les principaux résultats obtenus :

Le réservoir de la zone 23 est caractérisé par des grès grossiers bien classés à stratifications obliques. Les drains D2, l'ID, le D1 et le Ra ont moins érodés notamment que D3, D4 et D5.

Dans le secteur d'étude, la structure correspond à un monoclinale incliné vers le SW. Une tectonique intense affecte le secteur caractérisé par deux types de failles. La première est de direction SW-NE et la seconde à une direction NW-SE.

D'après l'application de la méthode géostatistique sur les paramètres pétrophysiques, on a obtenu une bonne corrélation entre la porosité et la perméabilité. Pour la porosité elle présente des bonnes à très bonnes valeurs au niveau des drains D3, ID, D1, R2.

Pour la perméabilité on note la présence de larges secteurs de très bonnes perméabilités, notamment au Sud-Ouest et au Sud-Est au niveau des drains D2, ID, R2.

Cette corrélation existe à l'intérieur de chaque faciès. Les histogrammes de fréquences de porosité et de perméabilité montrent une distribution uni-modale, indiquant le caractère homogène.

Par la modélisation on a pu obtenir que la porosité et la perméabilité sont variés en fonction de la profondeur et de direction vers l'Est et vers le Sud.

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- BEICIP-FRANLAB** (1995). Caractérisation pétrophysique du réservoir cambrien du champ du Hassi Messaoud. *Rapp*, Interne Division Production /Sonatrach (inédit).
- BEICIP-FRANLAB** (2010). Modélisation géologique du gisement de Hassi Messaoud : Études et conseils pour le développement du champ de Hassi Messaoud. *Rapp*(inédit).
- BEICIP-FRANLAB** (1984). Champ de Hassi Messaoud, Alegria « étude de la Zone 20AB », *Rapport préparé pour Sonatrach*, 213p (inédit).
- BEICIP-FRANLAB**. (2008). Modélisation géologique du secteur nord du gisement Hassi Messaoud. IFP-Paris-France (inédit).
- BERTRAND J. M.L. and CABY R.** (1978). Geodynamic evolution of the Pan-african orogenic belt: a new interpretation of the Hoggar Shiel (Algerian Sahara). *Geol. Rundsch.*67, 357-338.
- BESSA F** (2004). Reservoir characterization and reservoir modeling in the northwestern part of Hassi Messed field Algeria. *PhD Thesis in Geology. Univ Hamburg. Germany*, 98p.
- CHILES J.P.et DELFINER P.** (1999). Geostatistics: Modelling Spatial Uncertainty, Wiley Series in Probability and Mathematical Statistics.
- CRESSIEN** (1991). Statistics for Spatial Data. Wiley Series in Probability and Mathematical Statistics: Applied Probability and Statistics. John Wiley& Sons Inc., New York.
- HOMER A** (1967). Précision sur la lithologie et la sédimentologie des grès du cambrien (Ri+Ra) ; Edition technip. SONATRACH / BEICIP-FRANLAB (inédit).
- KELKOULIM**. (2009). Modélisation de la zone 4 du champ de Hassi Messaoud à l'aide du PETREL. *Mém. Ing en Géologie Pétrolière. INH*, 117p.
- 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, *Rapp*, p 42 (inédit).
- MASSAD;RUHLANDM ET THOUVENINJ**(1972). Structure et fracturation du champ d'Hassi-Messaoud (Algérie) 2^{ème} partie-application au réservoir Cambrien de Hassi Messaoud au nord, nouvelle interprétation tectonique : Revue de IFP, Paris. N ° 27/5, p.665-713.
- PERRODON A** (1985). Géodynamique pétrolière : **genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures**. 2^{ème} édition. Edition ELF Aquitaine. Paris Pau, 385p.
- SH/DP/EP** (Novembre 2006). Modélisation 3D Zones 14, 15,16 champ HMD, *Rapp* ;182p.
- SH/DP/EP** (Décembre 2002). Problématique de l'intrusif intra-cambrien et ses conséquences sur les qualités de réservoir et le développement dans le secteur SW du champ HMD en forage horizontale et en short radius, *Rapp* ;23-33 ;14-22p, (inédit).
- SLB-Schlumberger information solutions** (Next Schlumberger 2013) - Petrel (TM) Workflow tools: Vol. 1, 00p; Vol. 2, 256p; Vol. 3, 356p; Vol. 4, 233p; Vol. 6, 125p.

LISTES DES FIGURES

Liste Des Figures

Fig. 1 -Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (Doc Sonatrach ,2005)	7
Fig. 2 -Situation géographique de la zone 23 (Doc DEP/SH)	8
Fig. 3 -Coupe transversale Ouest-Est de la structure de réservoir de HMD (Doc Sonatrach)	9
Fig. 4 -Colonne lithostratigraphique du champ de Hassi Messaoud (Doc Sonatrach ,2005)	12
Fig. 5 -Exemple de vallée hercynienne du champ de Hassi Messaoud (Doc Sonatrach)	14
Fig. 6 - Schéma explicative du Piège stratigraphique de HMD (WEC)	15
Fig. 7 - Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud (Doc Sonatrach)	16
Fig. 8 -Carte position des puits de la zone 23 (Doc DEP/SH)	19
Fig. 9 -Éléments d'un variogramme (Doc IFP)	22
Fig. 10 - L'histogramme de répartition de la porosité de D2	23
Fig. 11 -L'histogramme de répartition de la perméabilité de D2	23
Fig. 12 -L'histogramme de répartition de la porosité de ID	24
Fig. 13 -L'histogramme de répartition de la perméabilité d'ID	24
Fig. 14 -L'histogramme de répartition de la porosité de D1	25
Fig. 15 -L'histogramme de répartition de la perméabilité de D1	25
Fig. 16 -L'histogramme de répartition de la porosité de R2	26
Fig. 17 -L'histogramme de répartition de la perméabilité de R2	26
Fig. 18 -Distribution de la porosité dans tous les drains	27
Fig. 19 -Distribution de la perméabilité dans tous les drains	27
Fig. 20 - Variogramme de porosité Major direction	28
Fig. 21 -Variogramme de porosité Minor direction	28
Fig. 22 -Variogramme de perméabilité Major direction	28
Fig. 23 -Variogramme de perméabilité Minor direction	29
Fig. 24 -Corrélation entre la porosité et la perméabilité du réservoir Ra	29
Fig. 25 - Corrélation entre la porosité et la perméabilité du réservoir R2	30
Fig. 26 -Outils de la Procédure de travail par PETREL 2013 (SLB)	33
Fig. 27 - Chargements de données et création de puits	34
Fig. 28 - Ligne de failles "fault stick"	34
Fig. 29 - Modèle 3D des Failles	35
Fig. 30 - La grille	35
Fig. 31 -Construction d'horizon	36
Fig. 32 - Model en 3D des zones (Drains)	36
Fig. 33 -Modèle structural 3D de la zone 23	37
Fig. 34 -Carte en isobathe de la discordance hercynienne	38
Fig. 35 - Carte en isobathe au toit de R2	38
Fig. 36 - Coupe géologique Nord-Sud à travers la zone 23	39
Fig. 37 -Coupe géologique Est-Ouest à travers la zone 23	39
Fig. 38 -Modèle de porosité 3D de la zone 23	40
Fig. 39 -Carte de porosité du drain D5	41
Fig. 40 - Carte de porosité du drain D4	41
Fig. 41 - Carte de porosité du drain D3	42
Fig. 42 - Carte de porosité du drain D2	42
Fig. 43 - Carte de porosité de ID	43
Fig. 44 - Carte de porosité du drain D1	43
Fig. 45 - Carte de porosité de R2	44
Fig. 46 - Coupe Est-Ouest à travers le model de la porosité	44

Fig. 47 - Coupe Nord-Sud à travers le model de la porosité	45
Fig. 48 - Modèle de perméabilité 3D de la Zone 23	45
Fig. 49 - Carte de perméabilité du drain D5	46
Fig. 50 - Carte de perméabilité du drain D4	46
Fig. 51 - Carte de perméabilité du drain D3	47
Fig. 52 - Carte de perméabilité du drain D2	47
Fig. 53 - Carte de perméabilité du drain ID	48
Fig. 54 - Carte de perméabilité du drain D1	48
Fig. 55 - Carte de perméabilité de R2	49
Fig. 56 - Coupe Est-Ouest à travers le model de la perméabilité	49
Fig. 57 - Coupe Nord-Sud à travers le model de la perméabilité	50
Fig. 58 - Corrélation avec diagraphie Nord-Sud	51
Fig. 59 - Corrélation avec diagraphie Est-Ouest	52

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Liste des abréviations

CFPA : Compagnie Française des Pétroles Algérie, TOTAL actuellement.

D.H : Discordance Hercynienne.

DEP : Division Engineering & Production.

DLCC : Direction Laboratoire et Carothèque Centrale.

GIIP : Stock or tank Gas Initially in place.

HCPV : Hydrocarbon pore volume.

HMD : Hassi Messaoud.

K : Perméabilité.

KB: Kelly bushing.

LD : Lias dolomitique.

LS : Lias salifère.

Ma : Million année.

N : Nord. **O** : Ouest. **E**: Est. **S** : Sud.

NGT : Neutron Gamma Ray Tools.

NPHI : Porosité Neutron.

R : Réservoir.

Ra : Réservoir anisométrique.

Ri : Réservoir isométrique.

RT : Rock type.

SH : Sonatrach (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures).

SLB : Schlumberger.

SN-REPAL : Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie.

STOIP : Stock or tank oil Initially in place.

TD : Total Depth.

TVD : Total Vertical Depth.

UTM : Universal Transverse Mercator.

VCL : Volume Clay.