

N° d'ordre : 05 /DSTU/2024



# MEMOIRE

Présenté

à



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

Kenza EZZITOUNI

---

**MODELISATION DU RESERVOIR CAMBRIEN DU SECTEUR SUD  
DE LA ZONE 23 ET OPTIMISATION DE LA PRODUCTION D'HUILE  
PAR LA TECHNIQUE SHORT RADIUS (SR)  
(CHAMP DE HASSI MESSAOUD)**

---

Soutenu le 21 septembre 2024 devant les membres du jury :

Salamet MAHBOUBI, MC (A), Univ. Tlemcen  
Abbas MAROK, Professeur, Univ. Tlemcen  
Kamar Eddine BENSEFIA, MC (B), Univ. Tlemcen

Président  
Encadrant  
Examineur

# TABLE DES MATIERES

	P.
<b>REMERCIEMENTS</b>	4
<b>RESUME</b>	5
<b>ABSTRACT</b>	6

---

## Premier chapitre : **CADRE GENERAL DE L'ETUDE**

---

<b>I. INTRODUCTION</b>	7
<b>II. OBJECTIFS</b>	7
<b>III. METHODOLOGIE</b>	7
<b>IV. PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</b>	8
<b>A. Cadre géographique</b>	8
1. Situation générale du champ	8
2. Limites du secteur d'étude	9
<b>B. Cadre géologique</b>	9
1. Au plan tectonique	9
1.1. Tectonique du champ	9
1.2. Structuration du champ	10
2. Au plan lithostratigraphique	10
2.1. Le Paléozoïque	10
2.2. Le Mésozoïque	12
2.3. Le Cénozoïque	13
<b>V. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER DU CHAMP HASSI MESSAOUD</b>	14
<b>A. Roche mère</b>	14
<b>B. Roche couverture</b>	14
<b>C. Pièges</b>	14
<b>D. Migration des hydrocarbures</b>	14

---

Deuxième chapitre : **MODELISATION GEOLOGIQUE DU SECTEUR  
D'ETUDE**

---

<b>I. INTRODUCTION</b>	15
<b>II. OBJECTIFS</b>	15
<b>III. METHODOLOGIE</b>	15
<b>IV. MODELISATION DU SECTEUR D'ETUDE</b>	16
<b>A. Modélisation structurale</b>	16
1. Modélisation des failles.	16
2. Piliers de maillage (Pillar gridding)	17
3. Construction des horizons (Make horizons)	17
<b>B. Modélisation des propriétés pétrophysiques</b>	18
1. Modèle de porosité	18
2. Modèle de perméabilité	19
3. Modèle de saturation en eau	20

---

Troisième chapitre : **CARACTERISATION DU RESERVOIR**

---

<b>I. INTRODUCTION</b>	21
<b>II. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES</b>	21
<b>A. Cartes en isopaques</b>	21
<b>B. Cartes en isobathes</b>	22
<b>III. ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES</b>	22
<b>A. Cartes en iso-porosité</b>	22
<b>B. Cartes en iso-perméabilité</b>	27
<b>C. Cartes en iso-saturation en eau</b>	31

---

Quatrième chapitre : **OPTIMISATION DE LA PRODUCTION  
D'HUILE PAR LA TECHNIQUE SHORT RADIUS (SR)**

---

<b>I. INTRODUCTION</b>	35
<b>A. Définition du Short Radius</b>	35
<b>B. Intérêt du Short Radius dans le champ de Hassi Messaoud</b>	35

<b>C. Sélection et choix des puits en Short Radius</b>	36
1. Sélection de puits	36
2. Choix des drains à cibler	36
3. Choix de l'Azimut	36
<b>D. Architectures d'un Short Radius</b>	36
<b>II. ETUDE DE CAS</b>	37
<b>A. Le puits candidat en SR</b>	37
1. Présentation du puits	37
2. Historique de la production	38
<b>B. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir</b>	38
<b>C. Caractéristiques des puits voisins</b>	38
<b>D. Aspect structural</b>	39
<b>E. Aspect pétrophysique</b>	41
<b>F. Recommandations et conclusion</b>	42
<b>CONCLUSION GENERALE</b>	45
<b>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES</b>	46
<b>LISTE DES FIGURES</b>	47
<b>LISTE DES TABLEAUX</b>	49

## **REMERCIEMENTS**

---

## REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je tiens à remercier Dieu de m'avoir donné la force, la capacité, le courage et la patience pour chercher, écrire et réaliser ce travail.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur **Abbas MAROK**, Professeur des Universités de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

Mes remerciements s'adressent également à :

Madame **Salamet MAHBOUBI**, Maître de Conférences classe (A) qui m'a fait l'honneur de présider ce jury. Sa présence me fait vraiment un grand plaisir.

Monsieur **Kamar Eddine BENSEFIA**, Maître de Conférences classe (B) d'avoir accepté de lire et de juger mon travail.

Je suis particulièrement reconnaissante envers :

Monsieur **Mustapha BENADLA**, Maître de Conférences classe (A) pour ses conseils et encouragements.

Monsieur **Abdelbaqi DJELAILI**, Ingénieur production, Messieurs **Farouk BOUFENAR**, **Eddine BAKRI** et **Abdelouahab BELKACEM**, Ingénieurs Géologues à EP IRARA SONATRACH Hassi Messaoud qui m'ont apporté leur soutien moral et leur aide scientifique tout au long de mon stage pratique. Je ne peux oublier le temps qu'ils m'ont consacré afin d'achever mon mémoire dans des bons conditions.

Enfin, j'exprime mes remerciements et ma gratitude à mes parents et mes sœurs qui m'ont soutenu sans limites. Je vous dédie cette réussite qui n'aurait jamais existé sans vous.

## **RESUME**

---

## RESUME

A partir de 23 puits sélectionnés dans le secteur sud de la zone 23 du champ pétrolifère de Hassi Messaoud, une étude pluridisciplinaire a été adoptée. Elle consiste à effectuer une modélisation géologique de la zone considérée, une caractérisation du réservoir cambrien et une conversion d'un puits en Short Radius pour une éventuelle augmentation de la production d'huile.

Dans cette optique, la modélisation à la fois des failles en D2 et D3 et les paramètres pétrophysique sont révélés une forte hétérogénéité du réservoir, avec des variations significatives de la porosité, la perméabilité et de la saturation en eau à travers les différents drains (D5 supérieur, D5 moyen, D5 inférieur, D4, D3, D2, ID).

Par ailleurs, la caractérisation du réservoir à travers l'élaboration des cartes en isopaques et en isopaques montre une parfaite relation entre les variations des épaisseurs et la tectonique probablement locale et régionale. Les résultats pétrophysiques à travers les trois cartes (iso-porosité, iso-perméabilité, iso-saturation en eau) ont permis de mettre en évidence des variations spatio-temporelles significatives et de confirmer le schéma de la modélisation.

Enfin, l'application de la technique de forage Short Radius (SR) sur le puits MD639 a démontré le potentiel d'optimisation des puits à faible rendement. Ainsi, les résultats obtenus pour l'optimisation de la production d'huile ont permis de confirmer la possibilité prolonger la vie productive de puits candidat.

**Mots-clés:** Hassi Messaoud, Réservoir cambrien, Modélisation géologique, Pétrophysique, Short Radius



## **ABSTRACT**

---

## ABSTRACT

A multidisciplinary study was adopted based on 23 selected wells in the southern sector of zone 23 of the Hassi Messaoud oil field. It consists of performing a geological modeling of the considered area, a characterization of the Cambrian reservoir, and a conversion of a well to Short Radius for a possible increase in oil production.

In this perspective, the modeling of both D2 and D3 faults and petrophysical parameters revealed a strong heterogeneity of the reservoir, with significant variations in porosity, permeability, and water saturation across different drains (Upper D5, Middle D5, Lower D5, D4, D3, D2, ID).

Furthermore, the reservoir characterization through the elaboration of isopach and isopach maps shows a perfect relationship between thickness variations and probably local and regional tectonics. The petrophysical results through the three maps (iso-porosity, iso-permeability, iso-water saturation) allowed for highlighting significant spatio-temporal variations and confirming the modeling scheme.

Finally, the application of the Short Radius (SR) drilling technique on well MD639 demonstrated the potential for optimizing low-yield wells. Thus, the results obtained for the optimization of oil production confirmed the possibility of extending the productive life of the candidate well.

**Key-words:** Hassi Messaoud, Cambrian reservoir, geological modeling, Petrophysics, Short Radius

Premier chapitre : **CADRE GENERAL DE L'ETUDE**

---

# Premier chapitre : **CADRE GENERAL DE L'ETUDE**

## **I. INTRODUCTION**

Faisant partie de la province triasique, le champ pétrolifère de Hassi Messaoud est classé parmi les 10 plus grands gisements du monde et le 2<sup>ème</sup> en Afrique. Découvert en 1950, avec un premier puits foré en 1957, le champ produit 450.000. barils/jour ce qui représente 40% de la production nationale. Aujourd'hui, la baisse de pression, l'épuisement des réserves facilement accessibles, et les problèmes de percées d'eau et de gaz posent désormais des défis majeurs pour maintenir une production optimale. L'optimisation de la récupération des hydrocarbures restants souvent piégés dans des zones complexes, devient ainsi cruciale.

Dans le présent mémoire, nous allons essayer à partir de l'étude d'une partie géologiquement complexe (le sud de la zone 23 du champ de Hassi Messaoud) de caractériser en détail le réservoir cambrien. Ceci pour mieux explorer les possibilités d'optimisation de la production, notamment par l'application de la technique de forage horizontal "Short Radius" (SR).

## **II. OBJECTIFS**

Pour répondre à certaines questions relatives au devenir de la production d'huile dans le célèbre champ de Hassi Messaoud, une modélisation géologique "Geomodeling" sera faite sur le secteur sud de la zone 23 d'où les principaux objectifs nous amènent à :

- faire à la fois une modélisation des failles et une modélisation des propriétés pétrophysiques du réservoir (porosité, perméabilité et saturation en eau) ;
- établir des corrélations spatio-temporelles entre les différents puits considérés;
- élaborer des cartes en isopaques et en isobathes du bloc considéré ;
- optimiser la production d'huile par la technique short radius (SR).

## **III. METHODOLOGIE**

Pour réaliser ce travail, nous avons adopté une méthodologie qui consiste à :

- acquérir le DATA (données structurales et pétrophysiques) ;
- faire de la modélisation structurale et pétrophysique ;
- traiter les données par le logiciel « Petrel » ;
- interpréter les différentes cartes obtenues (répartition spéciale des failles et distribution des paramètres pétrophysiques ;
- réaliser des cartes structurales et pétrophysiques ;
- choisir des puits qui pourront être candidats en short Radius et proposition de leurs paramètres de conversion.





## 1.2. Structuration du champ

Le champ de Hassi-Messaoud est marqué par plusieurs phases tectoniques majeures (BEICIP & FRANLAB, 1979) qui seront résumés comme suit :

### a. Structuration antétriasique

Elle se distingue par quatre (04) phases :

-Phase panafricaine : cette phase est caractérisée par une collision continentale entre le craton ouest-africain et le bloc Est-africain, provoquant ainsi une tectonique cassante et la formation d'un réseau de failles.

-Phase éo-calédonienne précoce ou phase anté-tramadocienne : elle est marquée par la formation d'une structure tardi-cambrienne avec érosion, failles et volcanisme.

-Phase calédonienne : se distinguant par une lacune de dépôts de sédiments du Dévonien et du Carbonifère, cette phase a débuté au Silurien ou au Dévonien inférieur.

-Phase hercynienne : c'est une phase compressive avec jeu de failles, entraînant la structuration du réservoir en blocs (horsts et grabens). Cette période est également caractérisée par un serrage NW- SE, perpendiculaire aux accidents majeurs.

### b. Structuration post-triasique

Cette structuration correspond à deux (02) principales phases tectoniques :

-Phase autrichienne : cette phase presque synchrone avec la mise en place des hydrocarbures dans le bassin a provoqué des fractures le long des failles anciennes.

-Phase atlasique : postérieure à la formation des hydrocarbures, cette phase a engendré une compression du bassin dans une direction NNE/SSW.

### c. Structuration actuelle

A l'échelle du bassin, les données géologiques témoignent en faveur d'une compression avec un raccourcissement N-S. Le rejet enregistré des failles ne dépasse pas 70 à 80 mètres, ce qui peut avoir des implications significatives pour la connectivité des réservoirs et la migration des fluides au sein du gisement.

## 2. Au plan lithostratigraphique

Sur le plan lithostratigraphique (BEICIP, 2006), le champ de Hassi Messaoud est composé d'une épaisse série sédimentaire. Dans l'ordre ascendant, nous relevons la succession suivante (figs 3 et 4) :

### 2.1. Le Paléozoïque

Reposant sur la discordance panafricaine, le Paléozoïque comprend :

a. Cambrien ( $E_{p_{moy}} = 590 \text{ m}$ )

-Lithozone **R3** (370 m) : ce sont des grès à grains moyens à grossiers, essentiellement feldspathiques et micacés.

-Lithozone **R2** (100 m) : il s'agit de grès à grains moyens à grossiers admettant des intercalations de siltes. Notons la présence des litages obliques.

-Lithozone **Ra** (125 m) : à la différence des faciès précédents, le **Ra** est composé de grès. Les structures sédimentaires sont représentées par des litages obliques et entrecoupés. D'après la littérature, la partie supérieure du lithozone referme des Tigillites.

-Lithozone **Ri** (Cambro-ordovicien) (42 m) : ce sont des grès quartzitiques à ciment argileux et siliceux, très riches en Tigillites. Notons que pour le pétrolier, le Lithozone **Ri** représente un réservoir secondaire.

-Zone des alternances (20 m) : elle est représentée essentiellement par des argiles silteuses noires avec des grès quartzitiques à grains fins.

b. Ordovicien ( $E_{p_{moy}} = 180 \text{ m}$ )

De bas en haut, il est constitué de :

-Les Argiles d'El Gassi (50 m) : ce sont des argiles schisteuses de couleur verte à noire, avec des graptolites.

-Les grès d'El Atchane (18 m) : il s'agit des grès à grains fins à très fins, de couleur gris-beige à gris-sombre, avec du ciment argileux ou glauconieux. Ils peuvent parfois contenir des passées argileuses et silteuses.

-Les quartzites de Hamra (43 m) : c'est des grès quartzitiques à grains fins, siliceux, de couleur gris clair à beige. Les intercalations argileuses diminuent dans ce niveau, tandis que les Tigillites sont nombreuses.

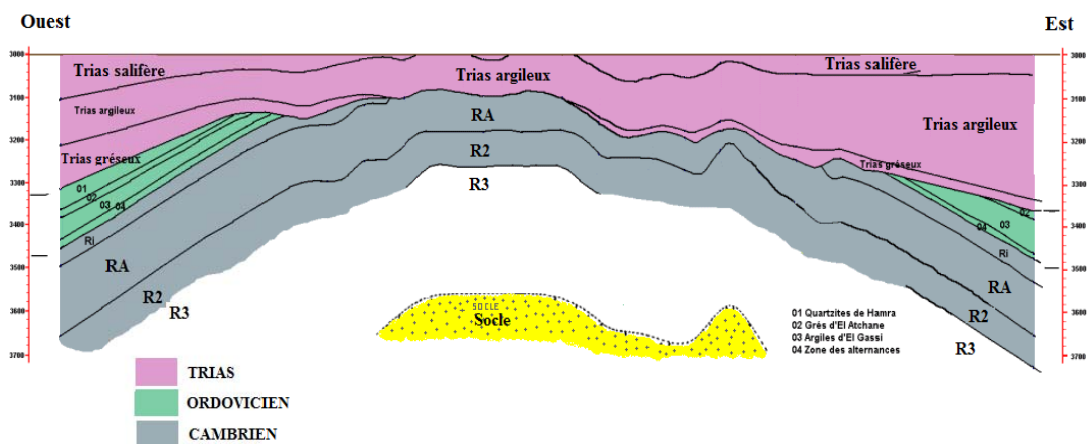


Fig. 3- Coupe palinspastique montrant l'évolution spatio-temporelle des dépôts du Paléozoïque et du Trias dans le champ de Hassi Messaoud (d'après BEICIP, 2006).



## 2.2. Le Mésozoïque

### a. Trias

Le Trias repose en discordance sur l'Ordovicien et parfois sur le Cambrien. Il est composé de quatre (04) faciès, à savoir:

-Le Trias éruptif (46 m) : ce sont généralement des coulées éruptives avec des niveaux gréseux.

-Le Trias argilo-gréseux (TAG) (35 m) : c'est des grès à grains fins et à ciment argileux. Il est subdivisé en TAGI (grès inférieurs) et TAGS (grès supérieurs).

-Le Trias salifère (340 m) : il est constitué de bancs de sel massif avec des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

### b. Jurassique

Dans la région de Hassi Messaoud, les dépôts du Jurassique présentent une variation spatio-temporelle et environnementale importante. Ils sont constitués de la succession lithostratigraphique suivante :

-Le Lias (300 m) : il est formé de bas en haut par :

- Les marnes avec des passées de dolomies (LD3) ;
- Les sels avec des passées d'argiles (LS2) ;
- Une alternance de bancs de dolomies massives à grains fins, avec des passées de marnes grises légèrement dolomitiques (LD2) ;
- Les argiles à passées de sels et d'anhydrites (LS1) ;
- Les dolomies et anhydrites à passées d'argiles et de calcaires (LD1).

-Le Dogger (320 m) : il est constitué d'une série lagunaire (d'anhydrites et de dolomies) à la base passant à des argiles tendres, silteuses à passées de grès fins à ciment argileux carbonaté au sommet.

-Le Malm (226 m) : ce sont des argiles et des marnes à intercalations carbonatées (calcaires et dolomies) et à quelques traces d'anhydrite.

### c. Crétacé

Cet intervalle chronologique est composé des dépôts suivants :

-Le Néocomien (182m) : ce sont des grès à passées argileuses à la base passant à des argiles avec nombreuses intercalations de calcaires et de dolomies au sommet.

-Le Barrémien (280 m) : c'est des grès à grains fins à moyens et à ciment carbonaté et des niveaux d'argiles gréseuses et de dolomies.

-L'Aptien (25m) : essentiellement des dépôts dolomitiques.

-L'Albien (350m) : il s'agit des grès à grains fins et des sables avec des intercalations d'argiles silteuses.

-Le Cénomanién (145 m) : alternance d'anhydrites, d'argiles, de marnes et de dolomies.

-Le Turonien (95m) : alternance de calcaires argileux, de calcaires dolomitiques et de calcaires crayeux.

-Le Sénonien (230m) : des bancs massifs de sels à intercalations d'argiles et d'une alternance d'anhydrites, d'argiles et de dolomies à la base passant à des bancs de calcaires dolomitiques et des bancs d'anhydrites à passées dolomitiques gypseuses au sommet.

### 2.3. Le Cénozoïque

Le Cénozoïque est constitué de calcaires dolomitiques d'âge Éocène et de sables mio-pliocène. Ces dépôts présentent une épaisseur moyenne de 360 m.

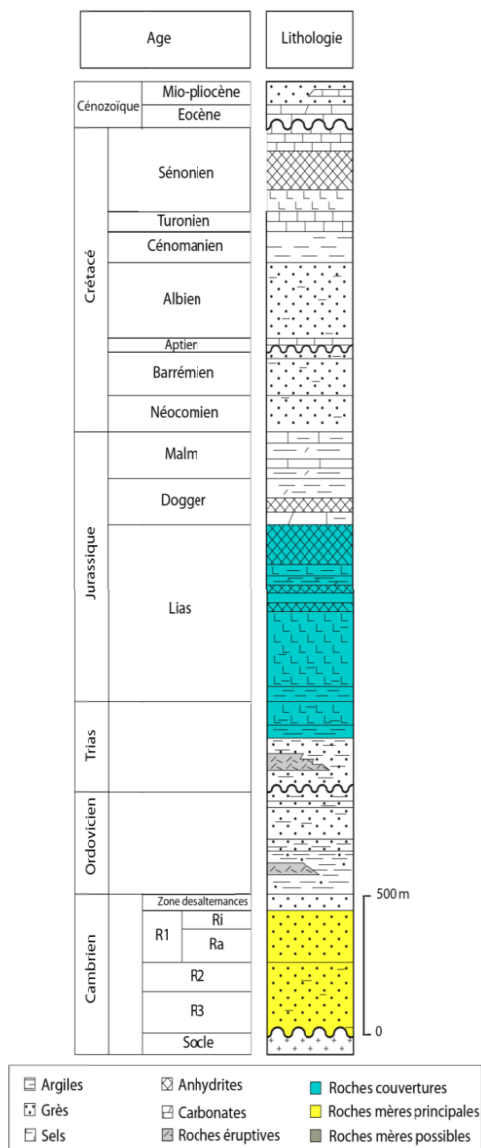


Fig. 4- Colonne lithostratigraphique type du champ de Hassi Messaoud (d'après SONATRACH, 2005, modifiée).

## **V. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER DU CHAMP HASSI MESSAOUD**

### **A. Roche mère**

Dans toute la plate-forme saharienne, les argiles du Silurien, présentes au Nord, à l'Ouest, au SW et à l'Est du champ de Hassi Messaoud, constituent la roche mère à l'origine des hydrocarbures.

### **B. Roche couverture**

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 jurassique.

### **C. Pièges**

Nous citons les pièges structuraux (tels que les anticlinaux ou pièges par failles), les pièges stratigraphiques et les pièges mixtes.

### **D. Migration des hydrocarbures**

Les hydrocarbures des gisements de Hassi Messaoud et des environs proviennent probablement des bassins de Ghadamès, Illizi (à l'Est) et Oued Mya. Ainsi, la migration primaire s'est faite dans le Silurien, puis la migration secondaire a eu lieu à travers les grès du Trias et le long de la discordance hercynienne. Les réservoirs affleurant à la discordance hercynienne ont été alimentés par les grès du Trias et la surface d'érosion au Nord et NW.

Deuxième chapitre : **MODELISATION GEOLOGIQUE DU SECTEUR  
D'ETUDE**

---

## Deuxième chapitre : **MODELISATION GEOLOGIQUE DU SECTEUR D'ETUDE**

### **I. INTRODUCTION**

La modélisation géologique ou "Geomodeling" est un processus essentiel dans l'industrie pétrolière qui consiste à créer une représentation numérique du sous-sol pour un réservoir donné (huile, gaz, etc.)(SCHLUMBERGER, 2005). Cette approche permet de visualiser et d'analyser en trois dimensions les données structurales et les paramètres pétrophysiques des réservoirs.

### **II. OBJECTIFS**

Dans le domaine pétrolier, la modélisation a plusieurs objectifs qui vise essentiellement à produire un modèle géologique représentatif du réservoir cambrien dans le sud de la zone 23 du champ de Hassi Messaoud, servant ainsi de base pour les futures décisions d'exploitation et de développement du champ. Ces objectifs se résument à :

-La caractérisation et la description du réservoir en s'appuyant sur les données issues des carottes et des logs. Cette caractérisation permet d'établir un modèle détaillé des propriétés et de la structure du gisement.

-L'estimation et l'évaluation de la capacité d'un champ pétrolier d'une part et l'identification des emplacements les plus favorables pour l'implantation des puits de production d'autre part. Cette étape est importante pour maximiser l'efficacité de l'extraction.

### **III. METHODOLOGIE**

Dans ce chapitre consacré à la modélisation, nous avons suivi une approche systématique et intégrée. Elle comprend les étapes suivantes :

-Collecte et analyse des données relatives aux puits (Logs, carottes), à la sismique et à la production ;

-Modélisation des failles, création du maillage 3D (Pillar gridding) et construction des horizons stratigraphiques ;

-Analyse statistique et géostatistique des données, distribution spatiale de la porosité, modélisation de la perméabilité et l'estimation de la saturation en eau à partir de 23 puits ;

-Validation et ajustement du modèle avec les données de production nécessaire.

## IV. MODELISATION DU SECTEUR D'ETUDE

### A. Modélisation structurale

#### 1. Modélisation des failles

La modélisation des failles a pour objectif de définir la géométrie de base du réservoir et ses compartimentations principales (YIELDING & FREEMAN, 2016). Dans notre cas, nous avons identifié et modélisé les failles majeures affectant le réservoir cambrien (figs 5 et 6).

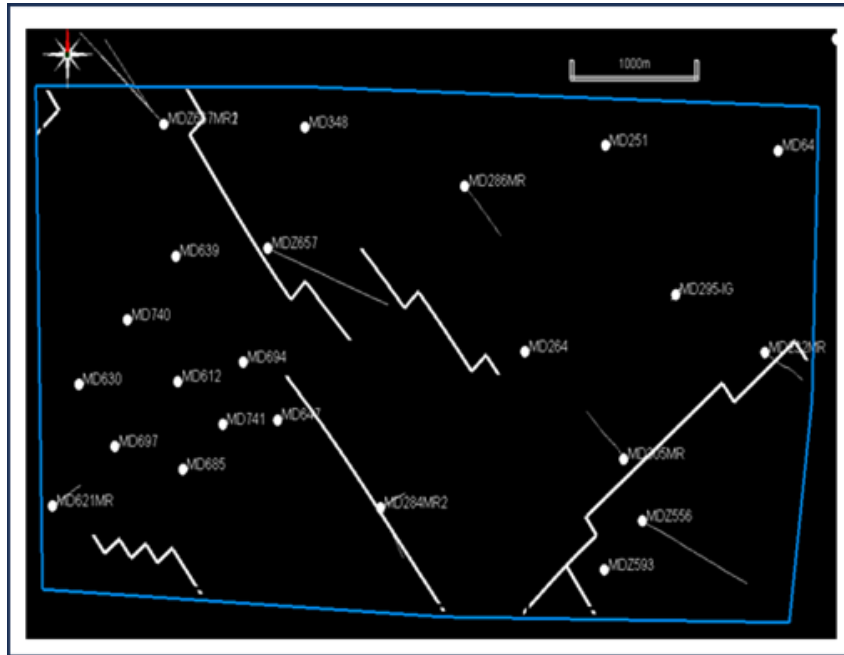


Fig. 5- Modélisation des failles en 2D et leur positionnement dans le secteur d'étude.

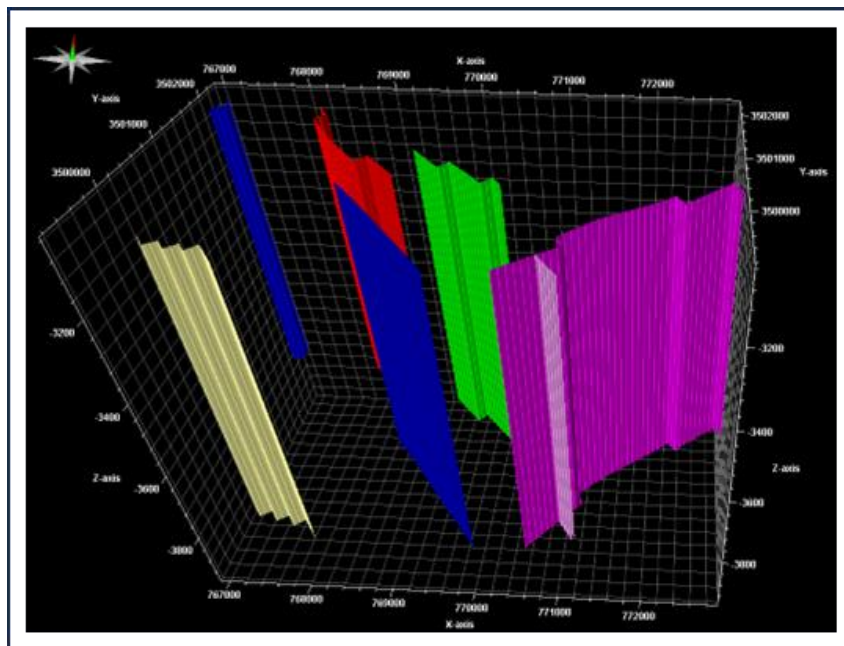


Fig. 6- Modélisation des failles en 3D et leur positionnement dans le secteur d'étude.

## 2. Piliers de maillage (Pillar gridding)

Le pillar gridding est une technique essentielle pour créer un cadre 3D du réservoir et qui s'adapte à la géométrie des failles et des horizons (DURAND-RIARD *et al.*, 2010). La figure 7 ci-après du Gridding 3D illustre fort bien la complexité de ce maillage.

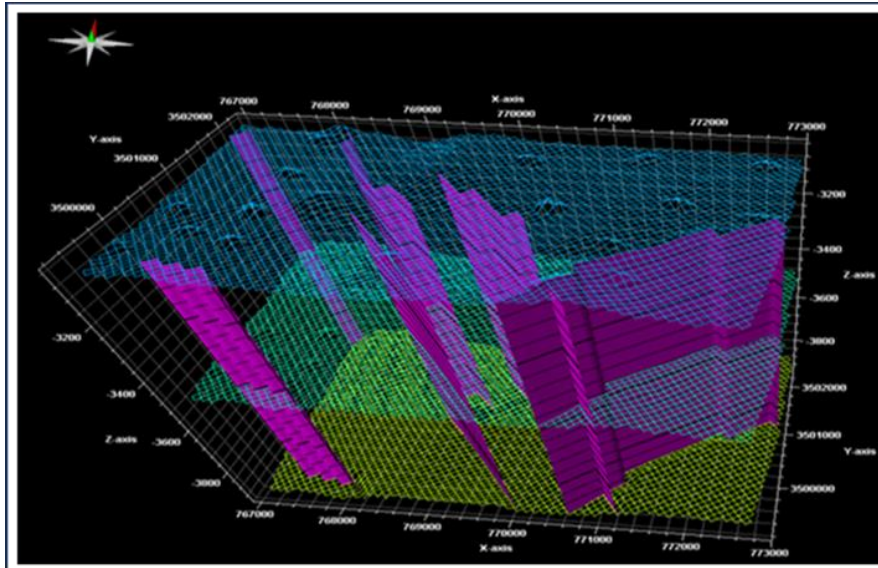


Fig. 7-Piliers de maillage « Gridding en 3D » du secteur d'étude.

## 3. Construction des horizons (Make horizons)

La construction des horizons complète le modèle structural en représentant les surfaces stratigraphiques importantes du réservoir (CAUMON *et al.*, 2009). Dans notre cas, la construction de l'horizon D5 Inférieur montre comment ces surfaces sont générées en respectant les données de puits et la géométrie des failles (fig. 8).

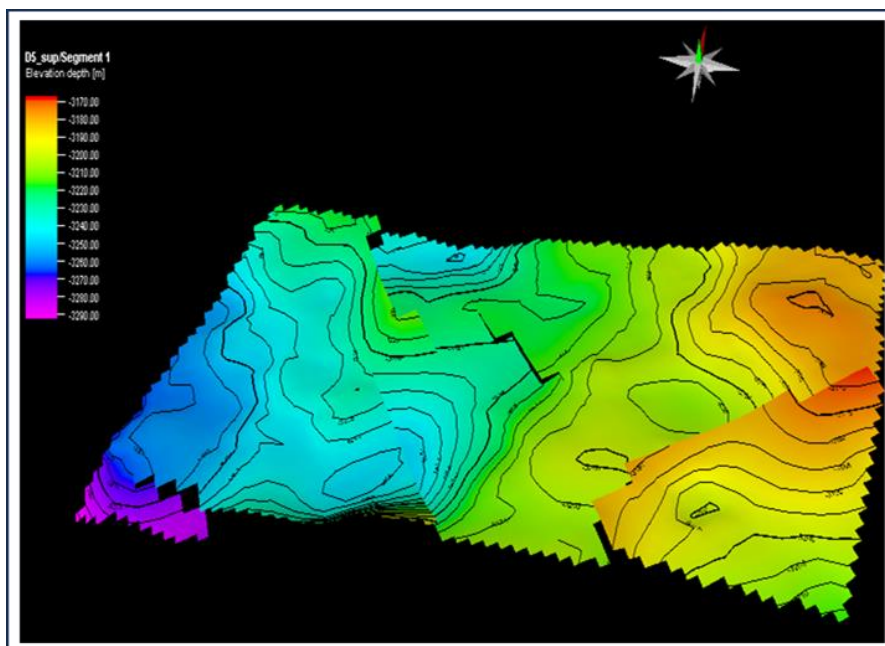


Fig. 8-Exemple de construction d'horizon (D5 inférieur)du secteur d'étude.

## B. Modélisation des propriétés pétrophysiques

Dans le secteur d'étude, la modélisation effectuée à partir des 23 puits sélectionnés (fig. 9) est donnée sous forme de cartes en 3D. Il s'agit de la modélisation de la porosité, la perméabilité et la saturation en eau dans les drains D5 supérieur, D5 moyen, D5 inférieur, D4, D3, D2, ID).

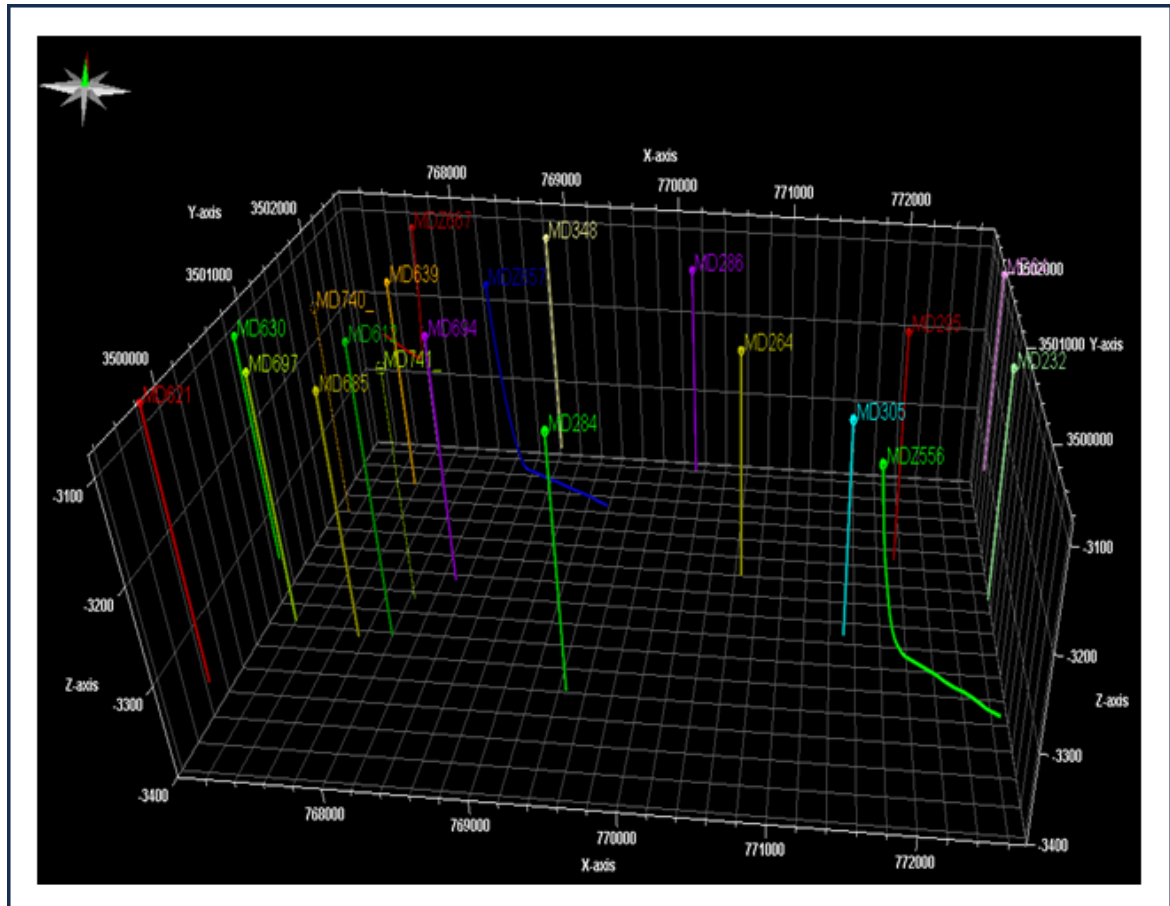


Fig. 9- Positionnement et répartition spatiale des 23 puits étudiés.

### 1. Modèle de porosité

Le modèle de porosité en 3D illustre la distribution spatiale de cette propriété dans le réservoir cambrien du secteur étudié (DEUTSCH, 2002). Cette visualisation représente la fraction de volume du réservoir occupé par les espaces vides (pores et fractures), qui constituent la capacité de stockage des fluides (hydrocarbures et/ou eau).

Dans cette optique, le modèle de porosité (fig. 10) montre que les zones de porosité élevée (orientées nord-ouest) sont généralement localisées à proximité des failles majeures traversant le réservoir. Ces failles semblent avoir jouées un rôle important dans la formation et la distribution hétérogène de la porosité au sein du système.



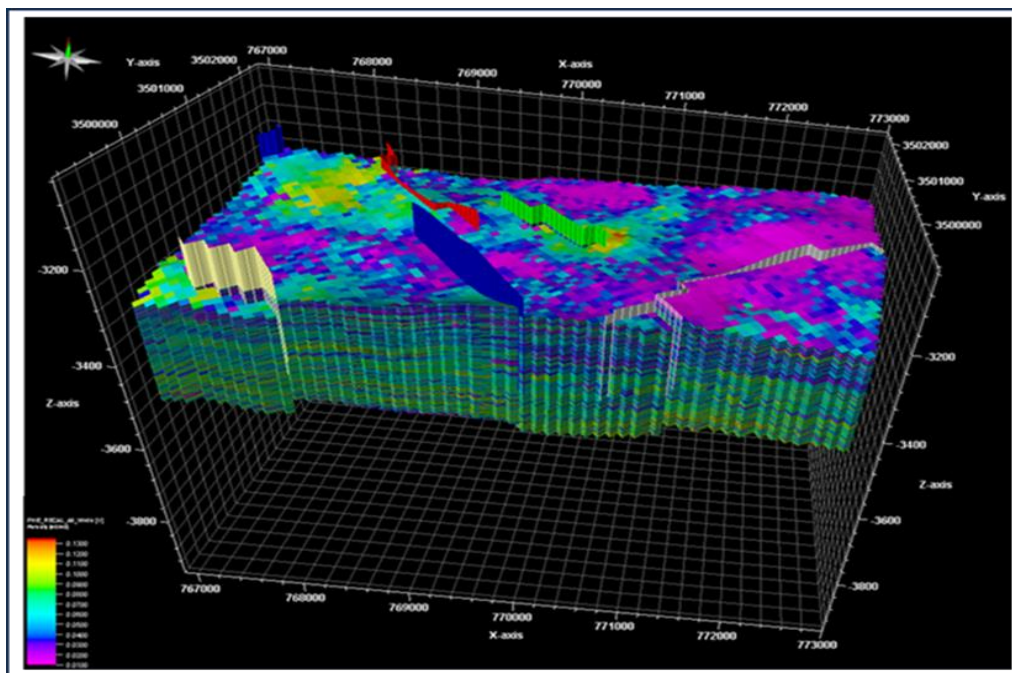


Fig. 10-Modèle de la porosité en 3Ddu secteur d'étude.

## 2. Modèle de perméabilité

La perméabilité représentée dans le modèle 3D est un paramètre clé pour évaluer la capacité d'écoulement des fluides dans le réservoir (RINGROSE&BENTLEY, 2015). Pour le secteur d'étude, le modèle obtenu montre à la fois la présence des zones à forte et à faible perméabilité (fig. 11).

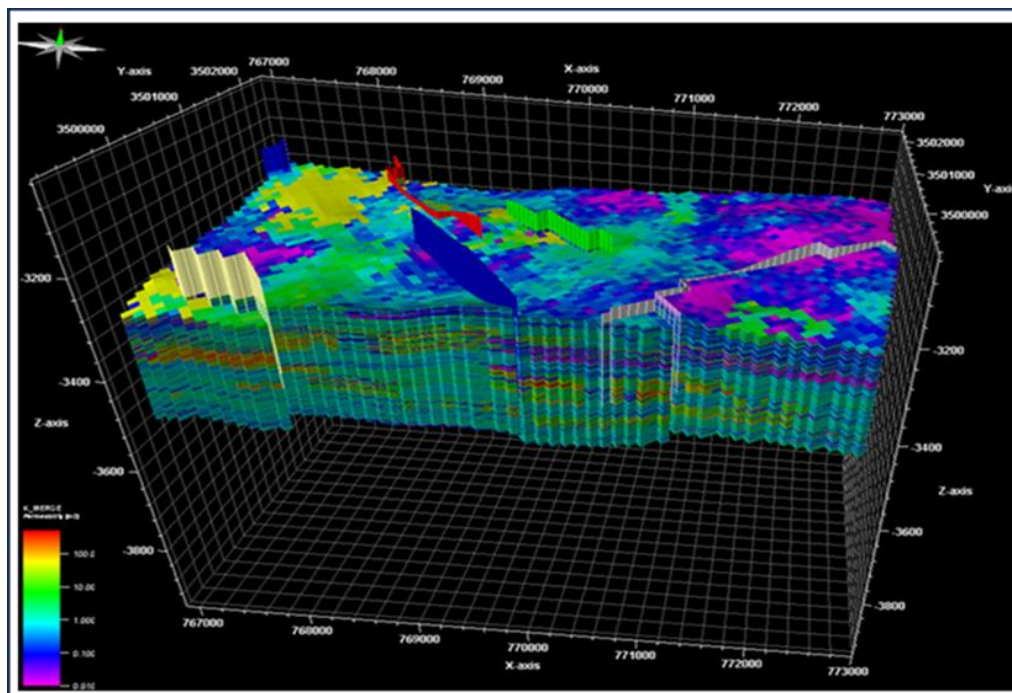


Fig. 11-Modèle de la perméabilité en 3Ddu secteur d'étude.

### 3. Modèle de saturation en eau

Ce modèle en 3D, nous donne des informations essentielles sur la distribution des fluides dans le réservoir (FANCHI, 2005). Il permet d'identifier les zones à forte saturation en eau et celles potentiellement moins productives.

Dans notre cas, le modèle 3D de saturation en eau (fig. 12) met en évidence que les zones à forte teneur en hydrocarbures (orientées N-W/S-W) se situent généralement du côté amont des failles majeures, tandis que les zones à forte saturation en eau (orientées nord-est/sud-est) se trouvent plutôt en aval de ces structures.

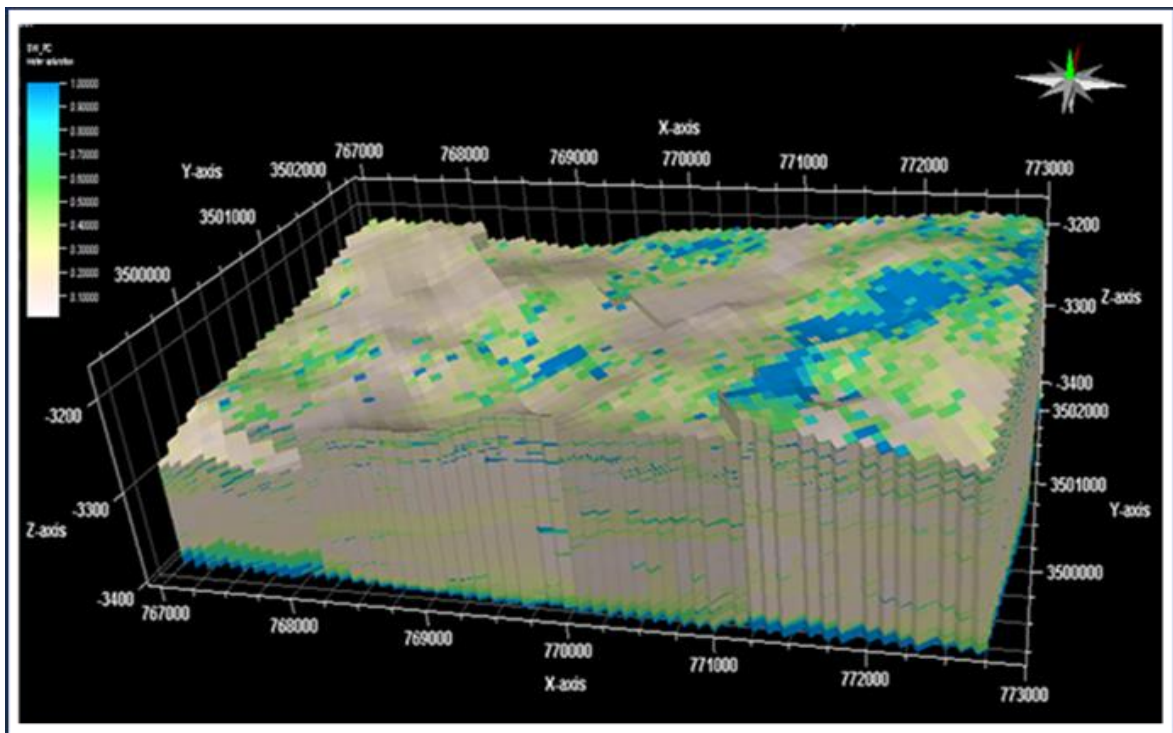


Fig. 12- Modèle de saturation en eau en 3D du secteur d'étude.

En somme, ces modèles en 3D élaborés pour les propriétés pétrophysiques, combinés au modèle structural, offrent une représentation complète et détaillée du réservoir cambrien dans le sud de la zone 23 du champ de Hassi Messaoud. Ils constituent des outils puissants pour l'analyse et l'optimisation de l'exploitation du champ.

Troisième chapitre : **CARACTERISATION DU RESERVOIR**

---





## B. Cartes en isobathes

L'élaboration de la carte en isobathes vient globalement confirmer les polarités observées dans la carte en isopaques. Dans cette optique, la carte en isobathes du toit du D5-sup révèle l'existence des profondeurs allant de -3165 à -3295, avec des profondeurs ou des dépressions importantes situées dans le SW (Puits MD647, MD621MR) (fig. 14). La polarité des profondeurs se désigne clairement du NE vers le SW.

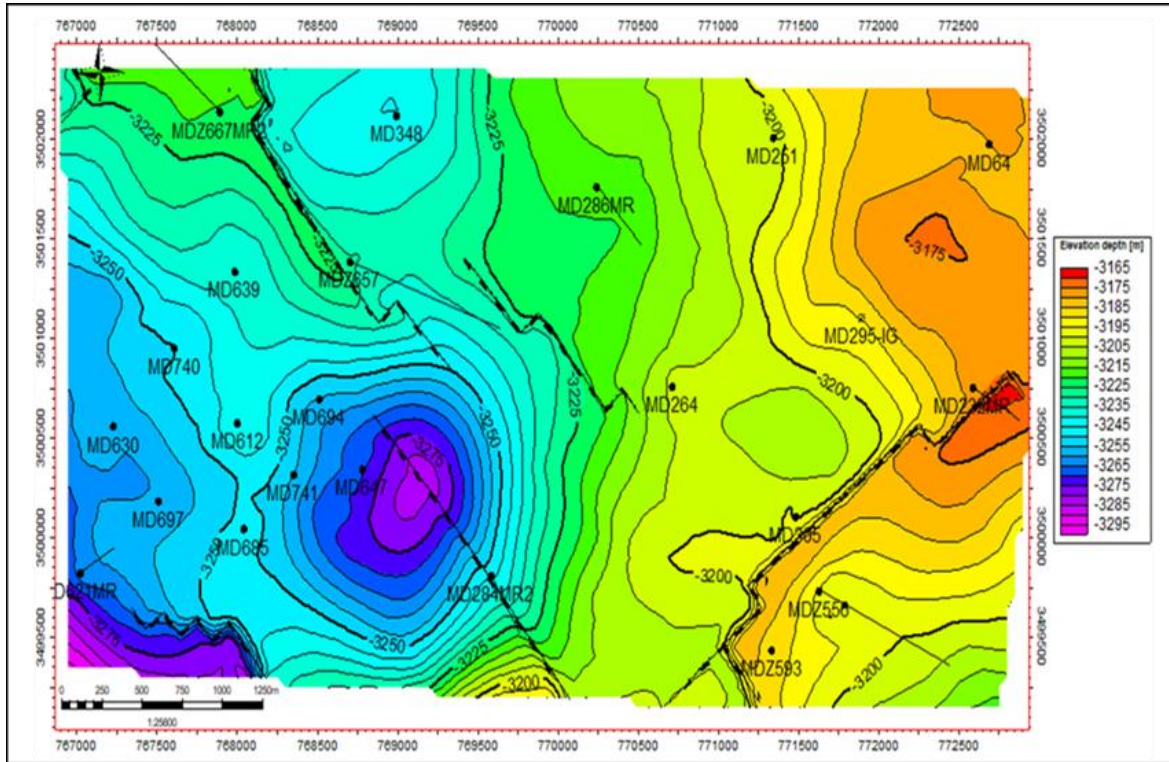


Fig. 14- Carte en isobathes au toit de D5 supérieur.

## III. ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

L'étude des paramètres pétrophysiques à travers les niveaux (D5 : sup- moy- inf, D4, D3, D2, ID) du réservoir cambrien sera exposée ici sous forme de cartes en iso-porosité, en iso-perméabilité et en iso-saturation en eau. Ceci dans le but donner une image aussi complète sur la répartition spatio-temporelle de ces paramètres à l'échelle du secteur d'étude.

### A. Cartes en iso-porosité

Les cartes en iso-porosité élaborées à plusieurs niveaux du réservoir montrent:

-Au niveau de D5 supérieur (fig. 15) : la porosité montre une variabilité spatiale importante. On observe des zones de bonne porosité principalement dans la partie NW de la carte avec des valeurs atteignant 6 à 7 %. La partie Est et SW est présente généralement une porosité plus faible, avec des valeurs autour de 1 à 2%. Notons la présence d'une zone centrale de porosité moyenne (en bleu clair) autour des puits MD286MR et MD264.

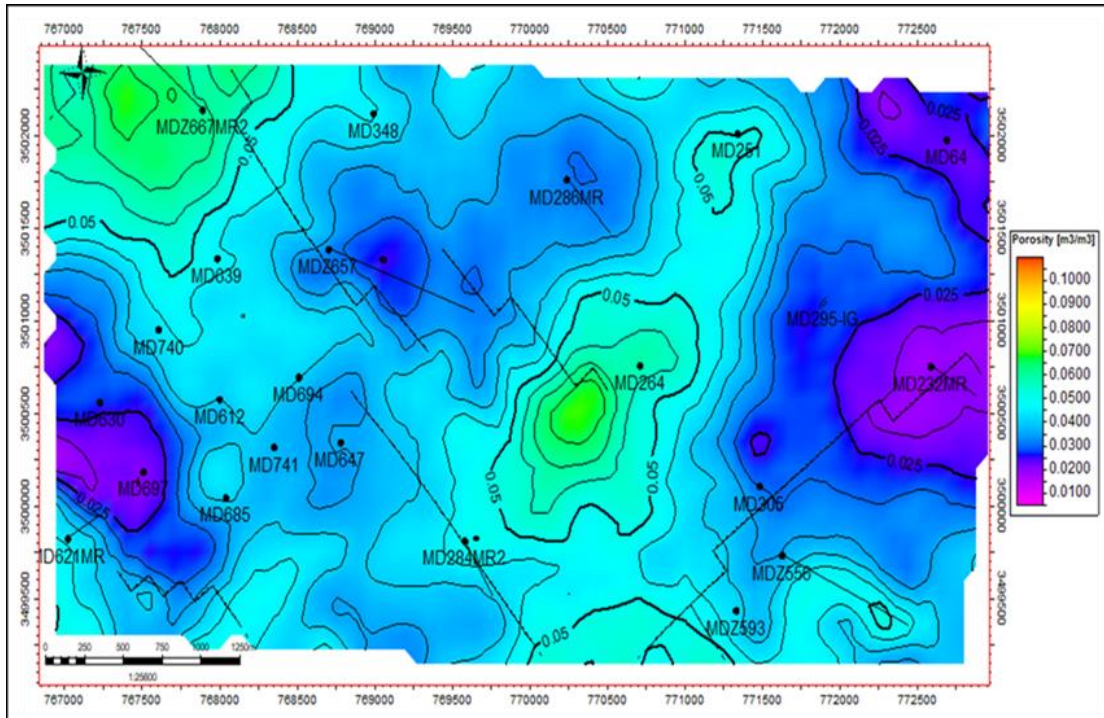


Fig. 15-Carte en iso-porosité du D5 supérieur.

-Au niveau D5 moyen (fig. 16) : la distribution de la porosité est plus homogène que dans le D5 supérieur. La majeure partie de la zone cartographiée présente une porosité moyenne à élevée (5 à 6%) (en vert clair à vert). On observe l'existence de quelques zones à plus forte porosité (> 6%), notamment autour des puits MD667MR2 et MD251. Les zones de faible porosité (< 4%) (en bleu) sont moins étendues et plus dispersées que dans le D5 supérieur.

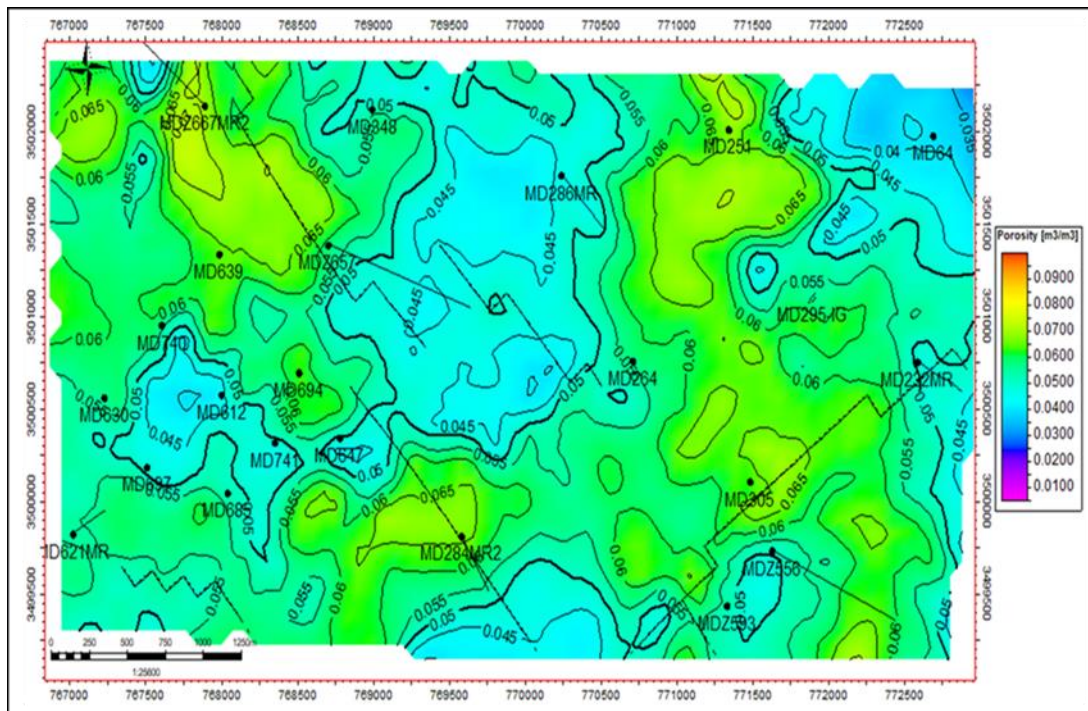


Fig. 16- Carte en iso-porosité du D5 moyen.





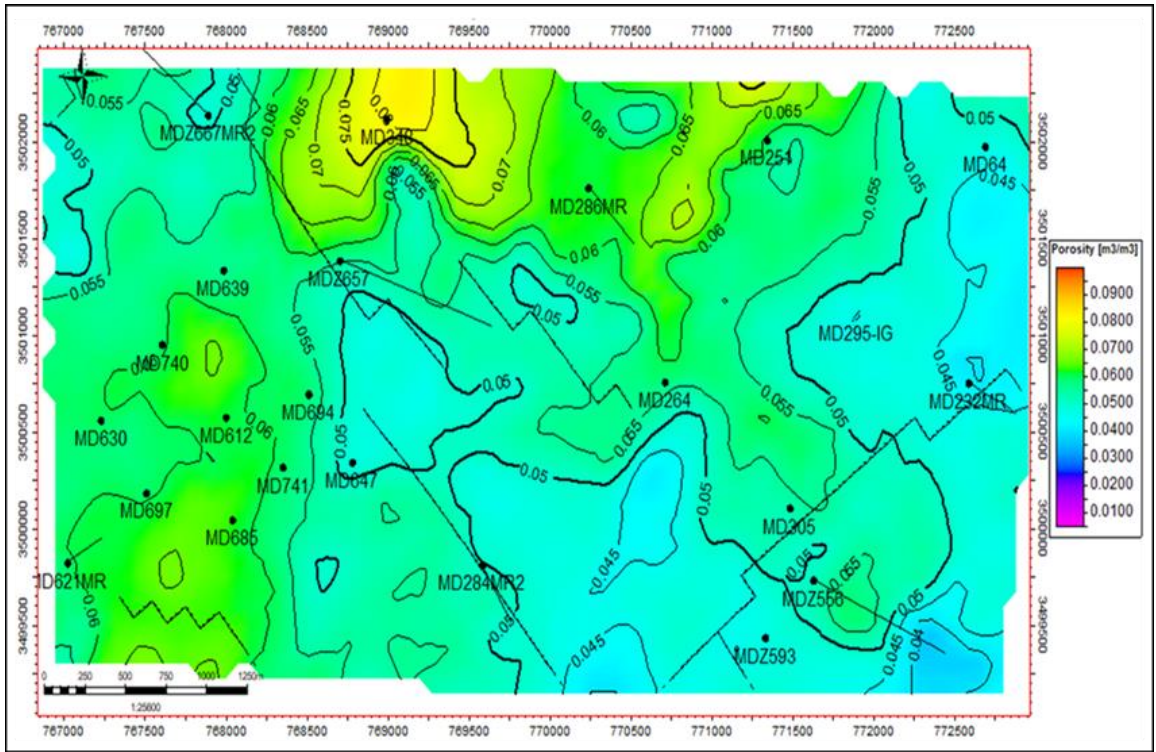


Fig. 18-Carte en iso-porosité du D4.

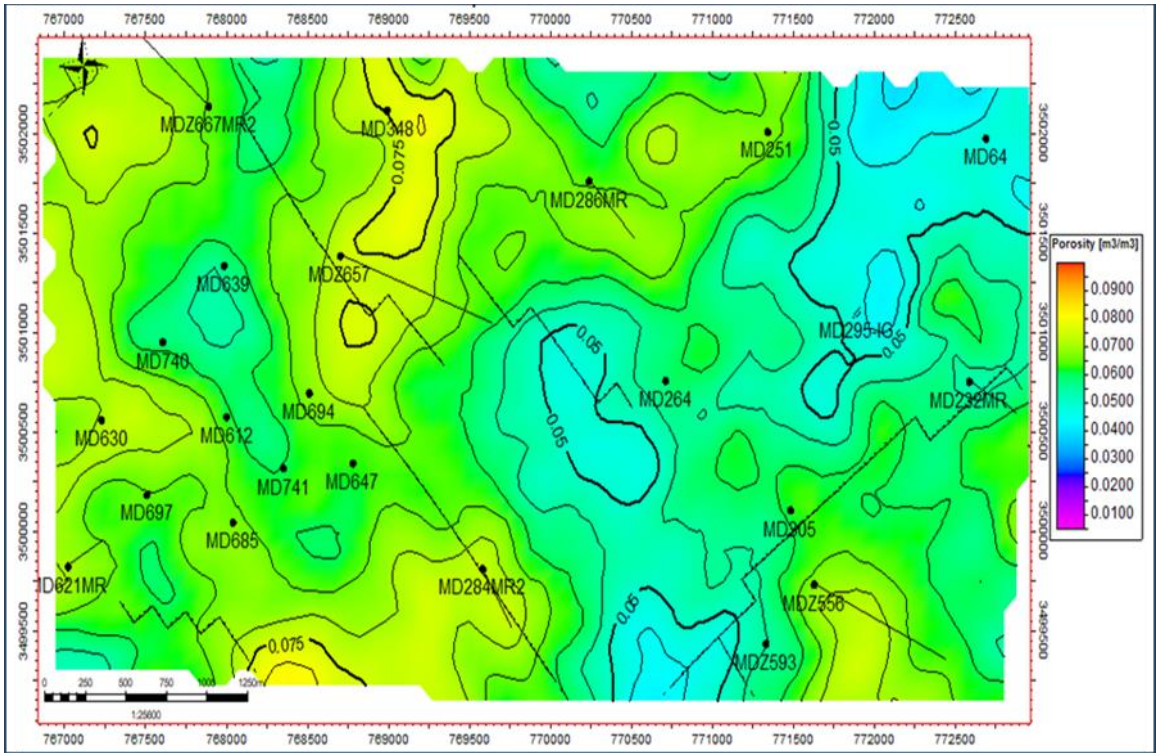


Fig. 19- Carte en iso-porosité du D3.



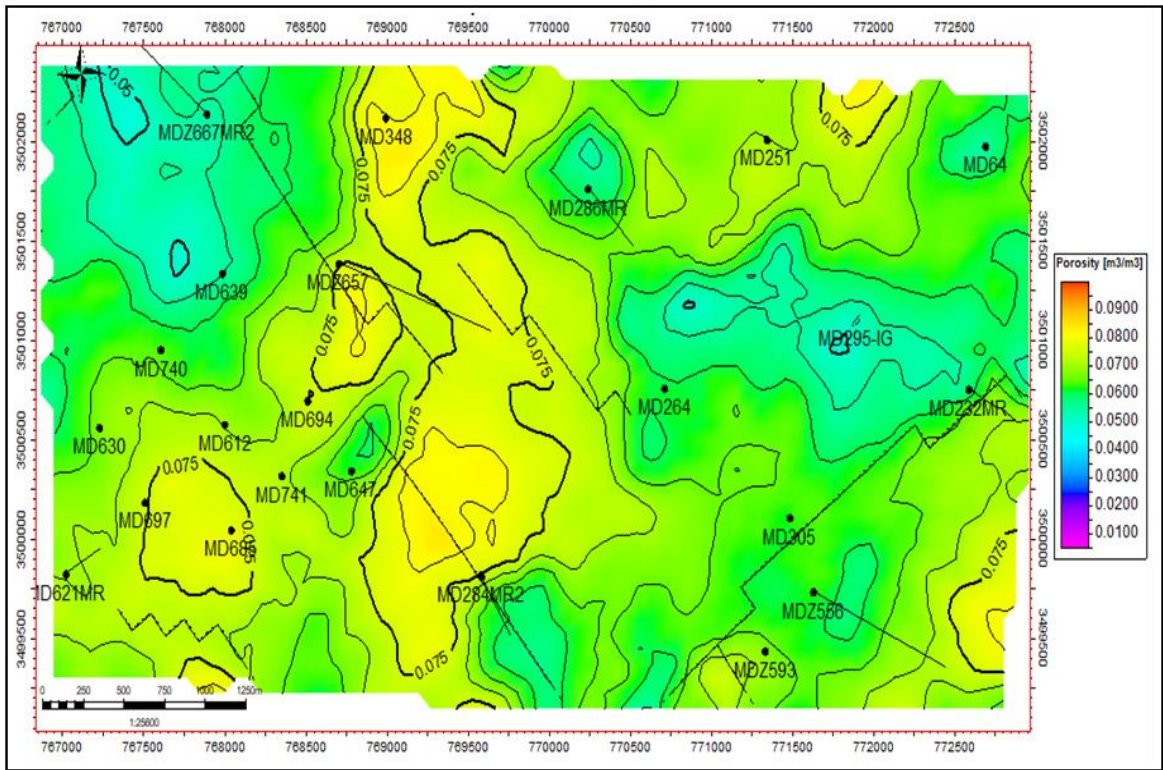


Fig. 20-Carte en iso-porosité du D2.

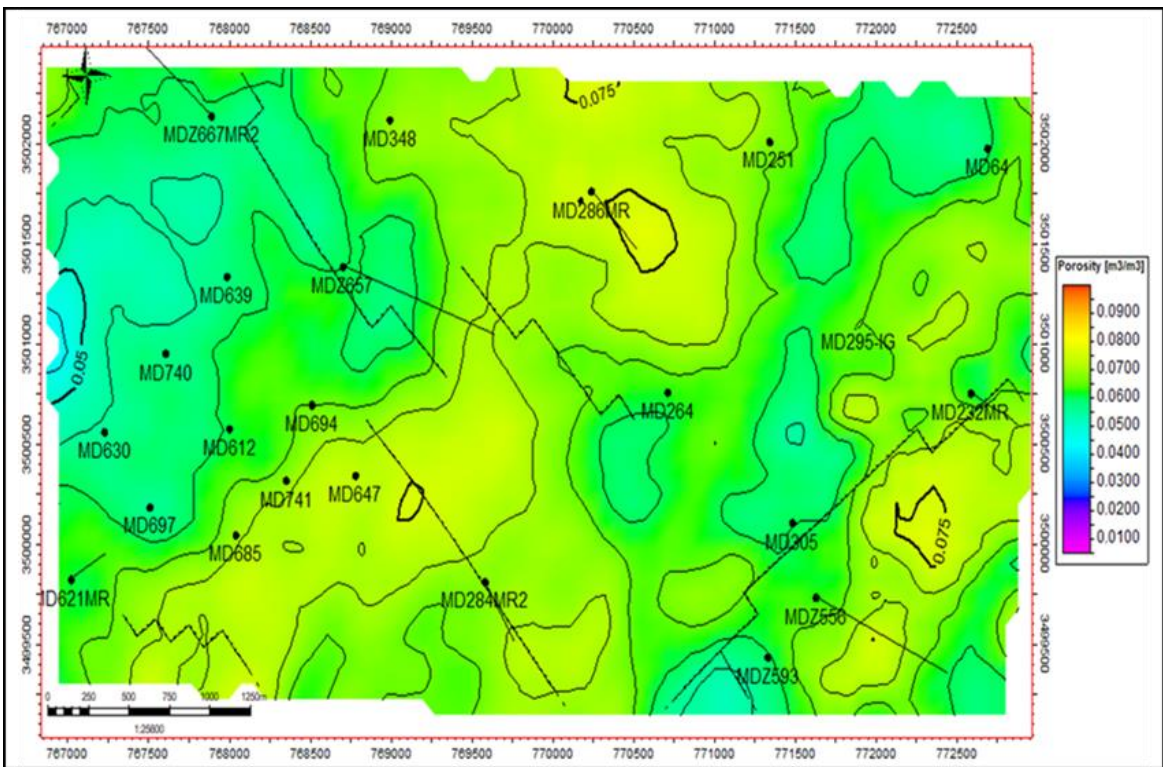


Fig. 21-Carte en iso-porosité du ID.

## B. Cartes en iso-perméabilité

Pour ce paramètre de perméabilité, les différentes cartes élaborées ont enregistré les valeurs suivantes:

-Au niveau de D5 supérieur (fig. 22) : dans cette zone, la perméabilité est généralement élevée dans la partie Ouest, avec une grande extension de la forte perméabilité autour des puits MDZ667MR2, MD639 et MD740. Elle diminue progressivement vers l'Est. On observe une zone de très bonne perméabilité (entre 50 et 40 mD) à l'extrême Ouest, centrée autour du puits MDZ667MR2. Cette zone s'étend vers le SE, englobant les puits MD639 et MD740. En allant vers l'Est, la perméabilité diminue (perméabilité moyenne, autour des puits MD348 et MD286MR) puis elle atteint des valeurs plus faibles (entre 0,0250 et 0,1600mD) dans la partie Est de la carte, notamment autour des puits MD232MR, MD295-IG et MD64.

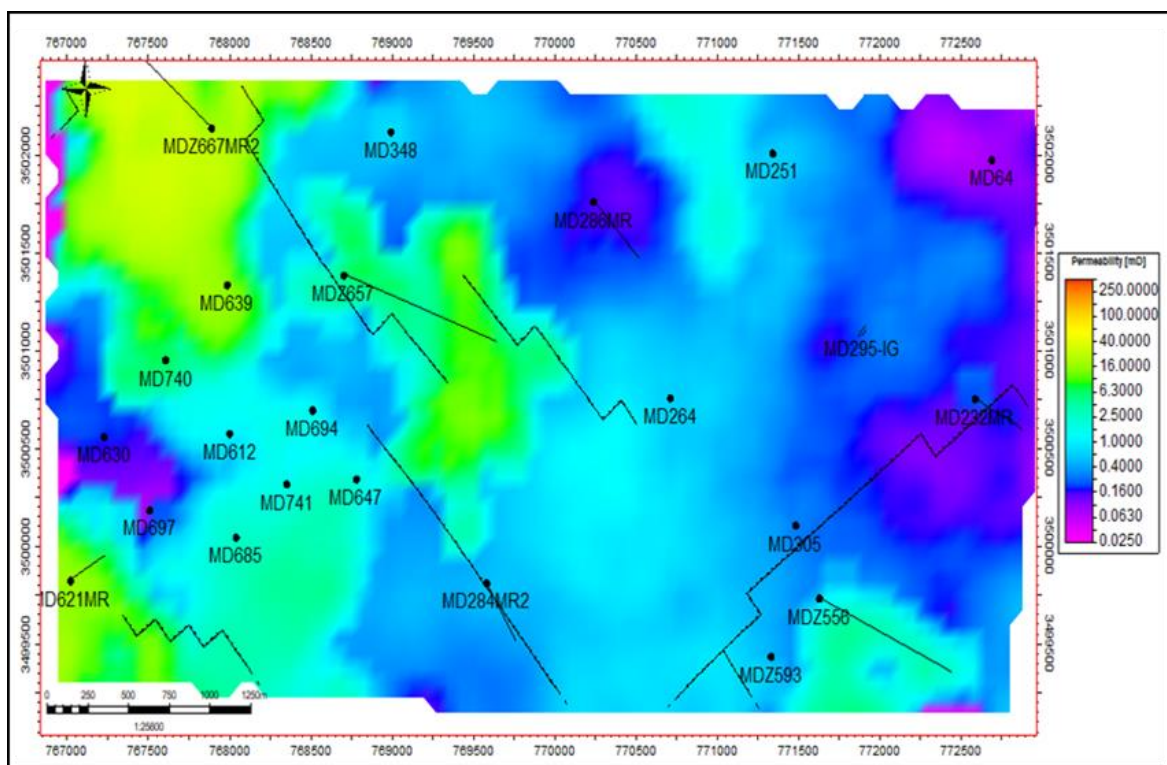


Fig. 22- Carte en iso-perméabilité du D5 supérieur.

-Au niveau de D5 (fig. 23) moyen : la perméabilité est généralement moyenne à faible. On observe une légère augmentation de la perméabilité (entre 0,5000 et 2,5000 mD) dans la partie Ouest, autour des puits MDZ667MR2, MD639 et MD74, MD630, MD694. La perméabilité diminue progressivement vers l'Est, atteignant des valeurs plus faibles (entre 0,1700 mD) autour des puits MD251, MD295-IG et MD64, MD232.

-Au niveau de D5 inférieur (fig. 24) : la perméabilité est globalement bonne dans la partie Ouest, (entre 6,3 et 40mD) reliant les puits MDZ667MR2, MD639, MD740, MD612, MD694, MD685. Cette perméabilité diminue graduellement vers l'Est, passant par des zones de perméabilité moyenne au centre, puis faible (0,16et 0,40 mD) à l'extrême Est, autour des puits MD64 et MD232MR.



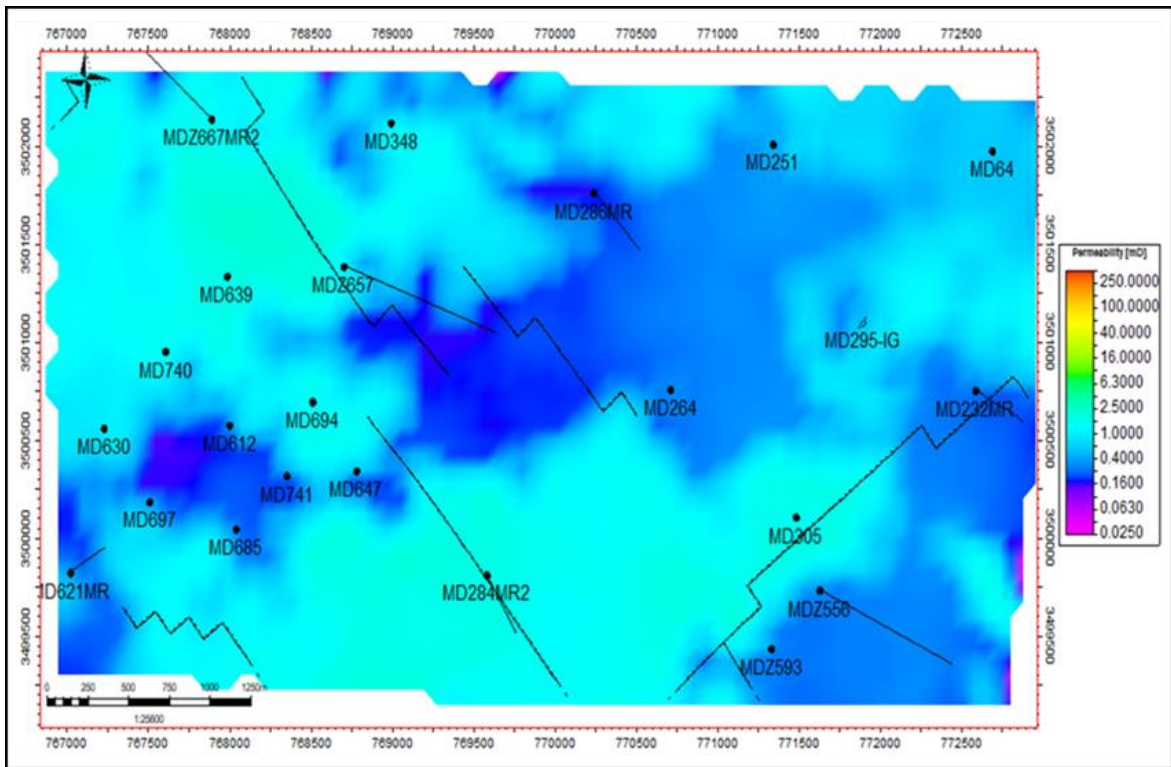


Fig. 23- Carte en iso-perméabilité du D5 moyen.

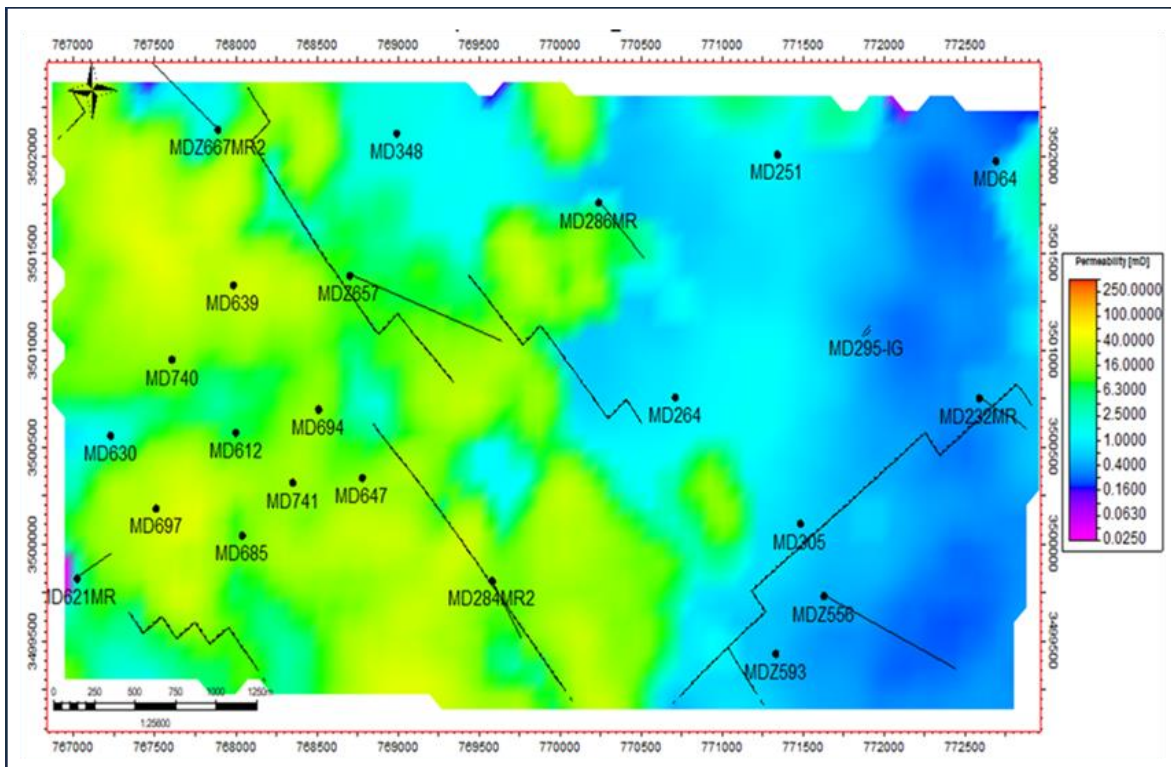


Fig. 24- Carte en iso-perméabilité du D5 inférieur.

-Au niveau de D4 (fig. 25) : Cette carte présente une distribution de perméabilité plus contrastée. La partie Ouest montre des perméabilités très élevées (40 et 100mD) autour des puits MD639, MD740, MD630, MD697. La perméabilité diminue vers l'Est, mais on observe des zones de perméabilité moyenne (6,30 et 16mD) dispersées au centre et à l'Est. La partie Est de la carte présente généralement des perméabilités plus faibles (bleu), avec quelques zones localisées de perméabilité plus élevée.

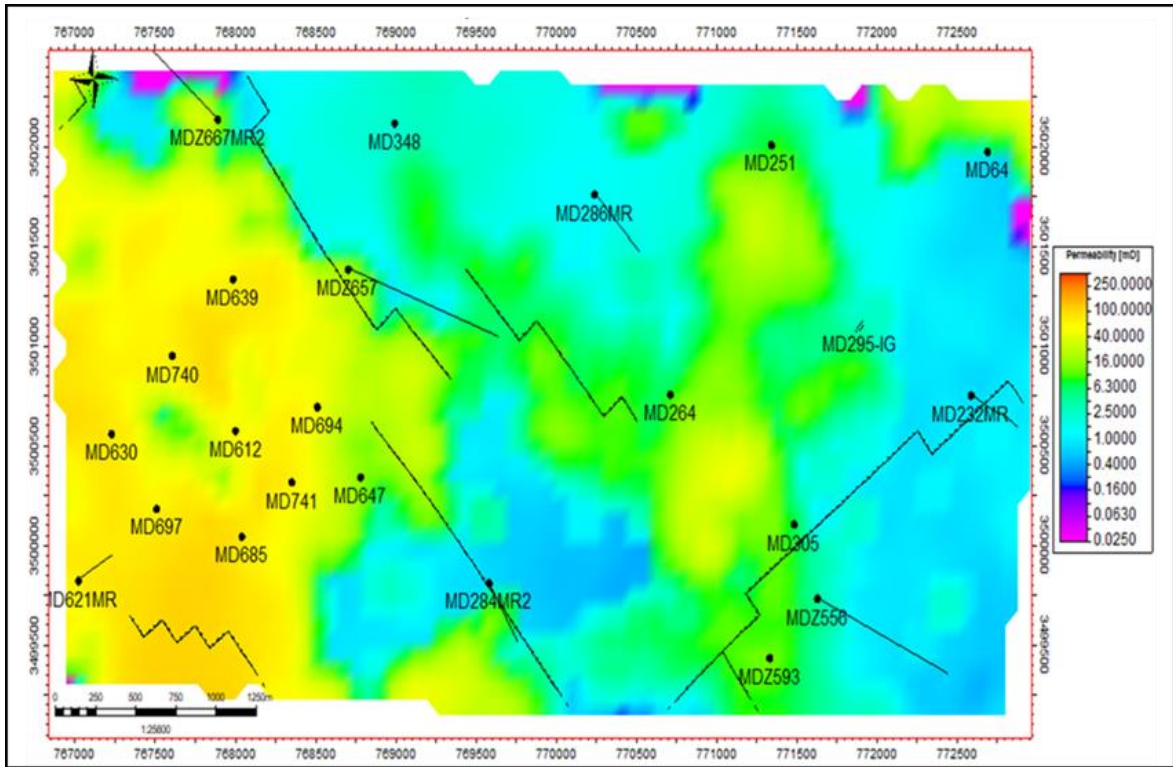


Fig. 25- Carte en iso-perméabilité du D4.

-Au niveau de D3 (fig. 26) : la carte élaborée montre une distribution de perméabilité plus uniforme, avec une prédominance de perméabilités modérées (bleu clair) sur la majeure partie de la zone. Cependant, nous notons une zone de perméabilité plus élevée (vert à jaune) dans le coin NE, autour du puits MD232MR. Quelques zones très localisées de faible perméabilité entre 0,0250 et 0,1700 mD (violet) apparaissent au Nord et à l'Est.

-Au niveau de D2 (fig. 27) : on observe des zones de forte perméabilité principalement dans la partie Est et NE de la carte, avec des valeurs atteignant 16-100 mD (puits MD251). La partie Ouest et NW présente généralement une perméabilité plus faible, avec des valeurs de 1 mD ou moins. A noter quelques zones localisées de perméabilité moyenne (entre 6,3 et 16mD), notamment autour des puits MD64 et MDZ675 et MDZ593.

-Au niveau de ID (fig. 28) : la distribution de la perméabilité dans l'ID est sensiblement différente. La majeure partie de la zone présente une perméabilité faible probablement inférieure à 1 mD. Ainsi, on observe une zone de forte perméabilité localisée dans le coin SE, avec des valeurs dépassant probablement 100 mD. Cette zone s'étend vers le NW avec des perméabilités décroissantes (vert à bleu clair).

Quelques anomalies ponctuelles de très faible perméabilité (entre 0,025 et 0,16mD) sont visibles, notamment dans la partie SW de la carte.

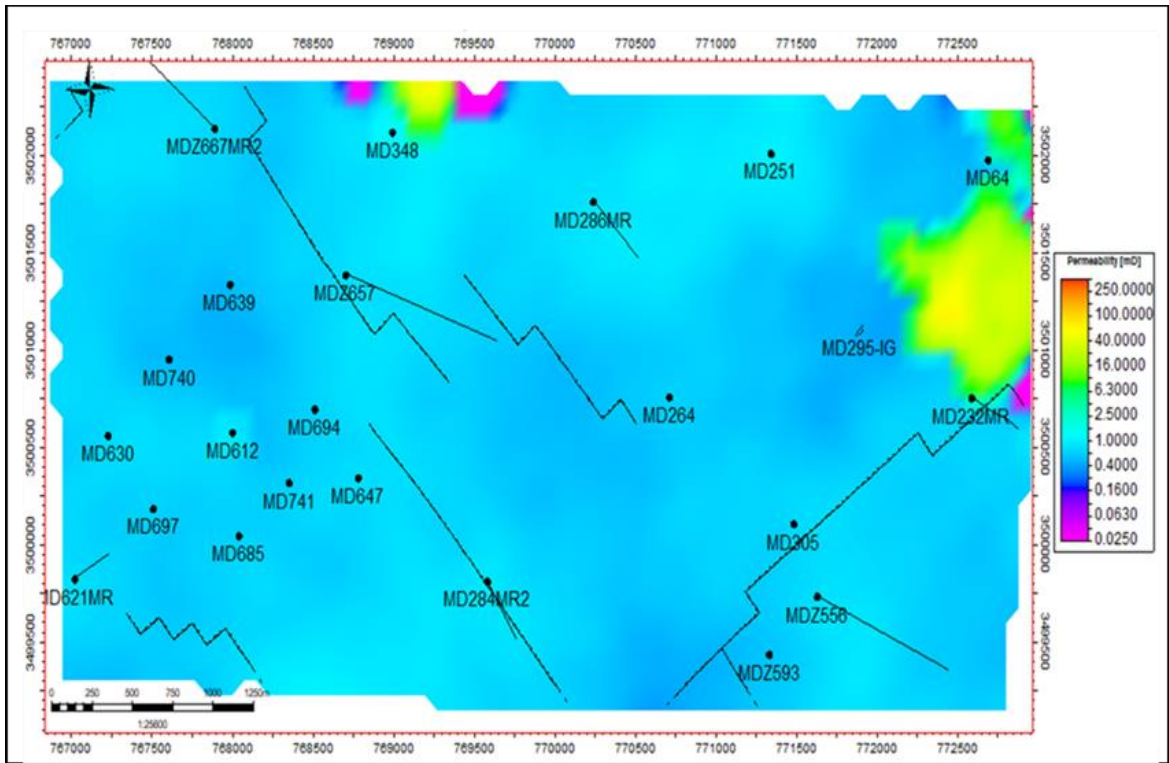


Fig. 26-Carte en iso-perméabilité du D3.

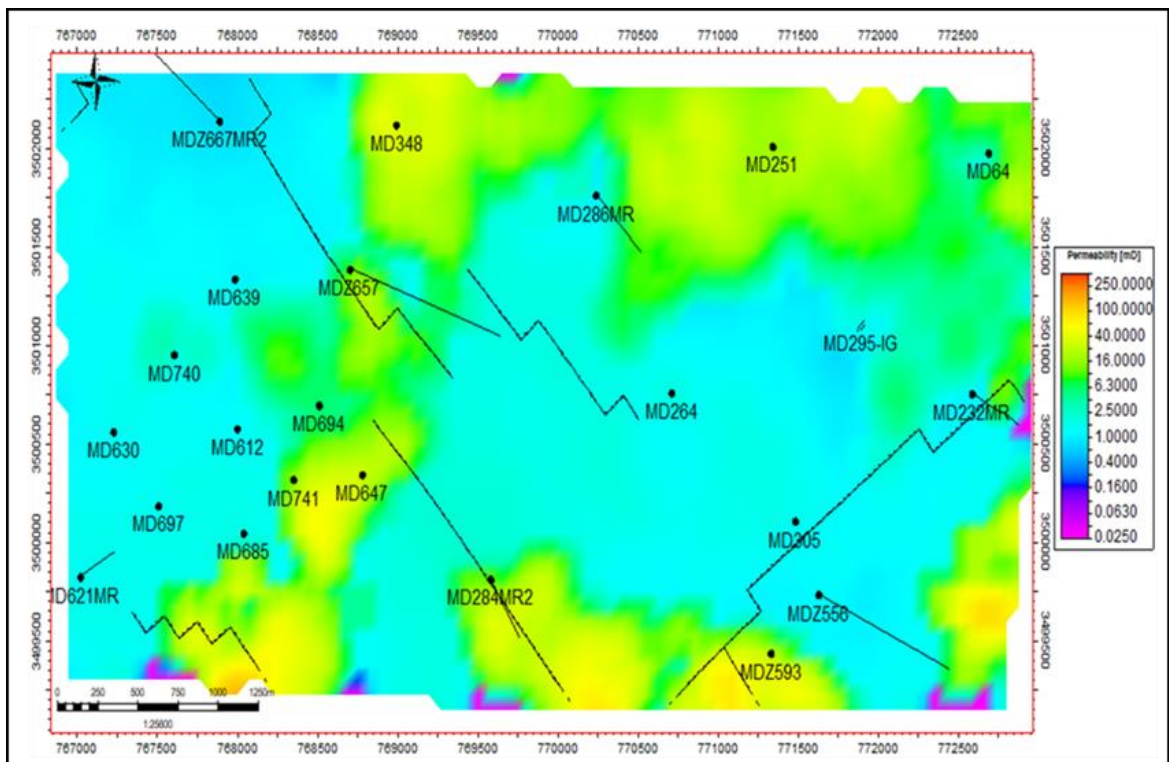


Fig. 27-Carte en iso-perméabilité du D2.



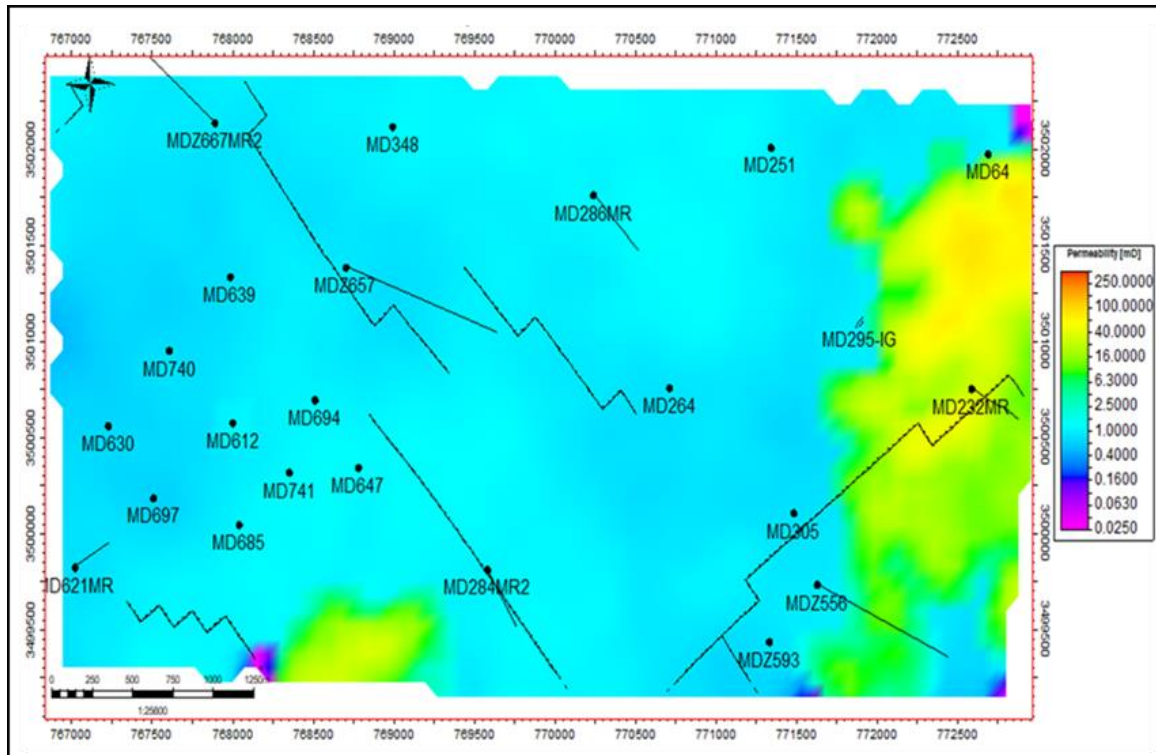


Fig. 28-Carte en iso-perméabilité du ID.

### C. Cartes en iso-saturation en eau

-Au niveau de D5 supérieur (fig. 29) : la partie NE de la carte est la plus saturée en eau, avec des valeurs atteignant 0,4 à 0,55. Le centre et l'Ouest montrent des saturations différentes, généralement entre 0,3 et 0,45 (puits MD63). Les zones les moins saturées se trouvent au SW et dans quelques poches au centre, avec des valeurs autour de 0,2 à 0,3.

-Au niveau de D5 inférieur (fig. 30) : on constate une distribution de saturation en eau différente. La partie Est de la carte montre les plus fortes saturations, avec des valeurs allant jusqu'à 0,4 à 0,5. Le centre et l'Ouest présentent des saturations plus faibles, généralement entre 0,15 et 0,25.

-Au niveau de D4 (fig. 31) : la saturation en eau est généralement faible dans ce drain avec des valeurs comprises entre 0,1 et 0,3. On note une légère augmentation de la saturation (0,25 à 0,3) dans la partie centrale autour du puits MD284MR2. La partie Est, notamment autour du puits MD64 et MD232MR, montre une zone très localisée de saturation plus élevée (0,3 à 0,4).

-Au niveau de D3 (fig. 32) : la majorité des zones présente des valeurs moyennes (0,3 à 0,4). On observe une zone de saturation plus élevée (0,4 à 0,9) dans la partie SW près des puits MD621 et MD697.

-Au niveau de D2 (fig. 33) : une forte hétérogénéité de la saturation est observée. La partie SW présente les valeurs les plus élevées (0,4 à 0,9) autour du puits MD621. La majeure partie montre des saturations faibles à moyennes (0,15 à 0,3).

-Au niveau de ID (fig. 34) : La partie occidentale présente les saturations en eau les plus élevées, avec des valeurs atteignant 0,7 à 0,9, autour des puits MD630 et MD697. La saturation diminue progressivement vers l'Est, où on observe des valeurs faibles à moyennes (0,1 à 0,3) dans la partie centrale et orientale. La zone autour du puits MD232MR à l'extrême Est montre une légère augmentation de la saturation (0,3 à 0,4).

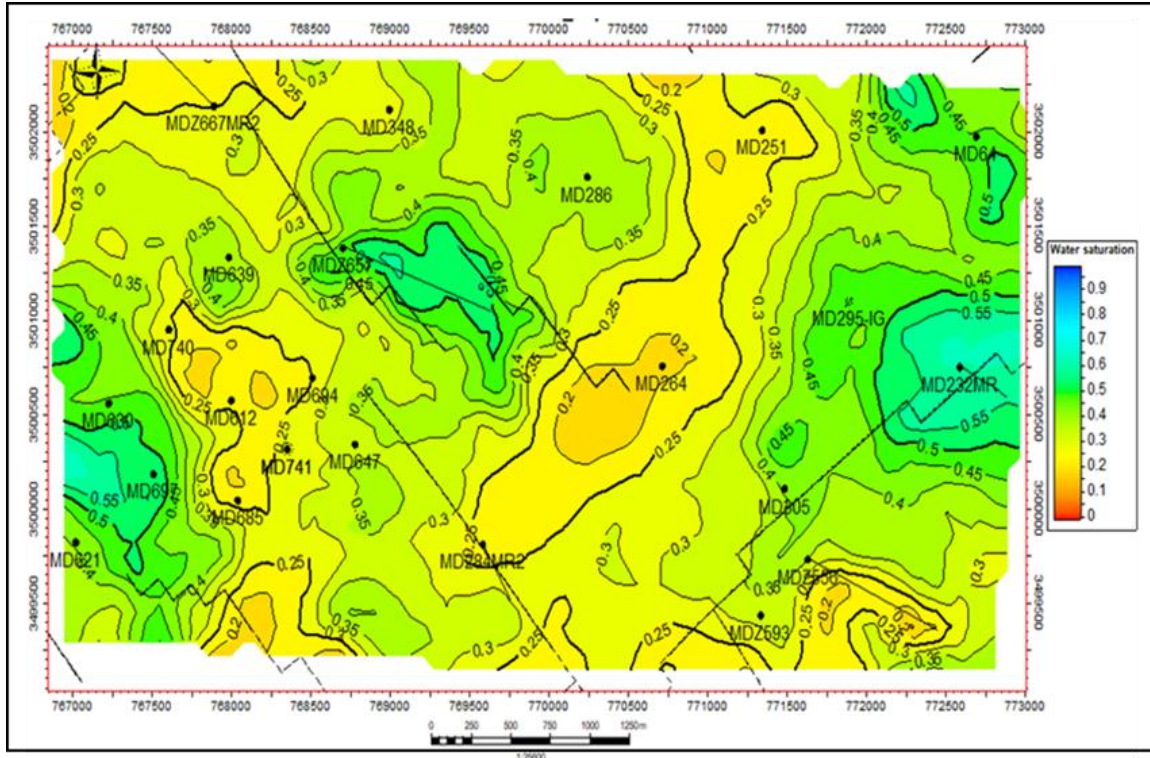


Fig. 29-Carte en iso- saturation en eau du D5 supérieur.

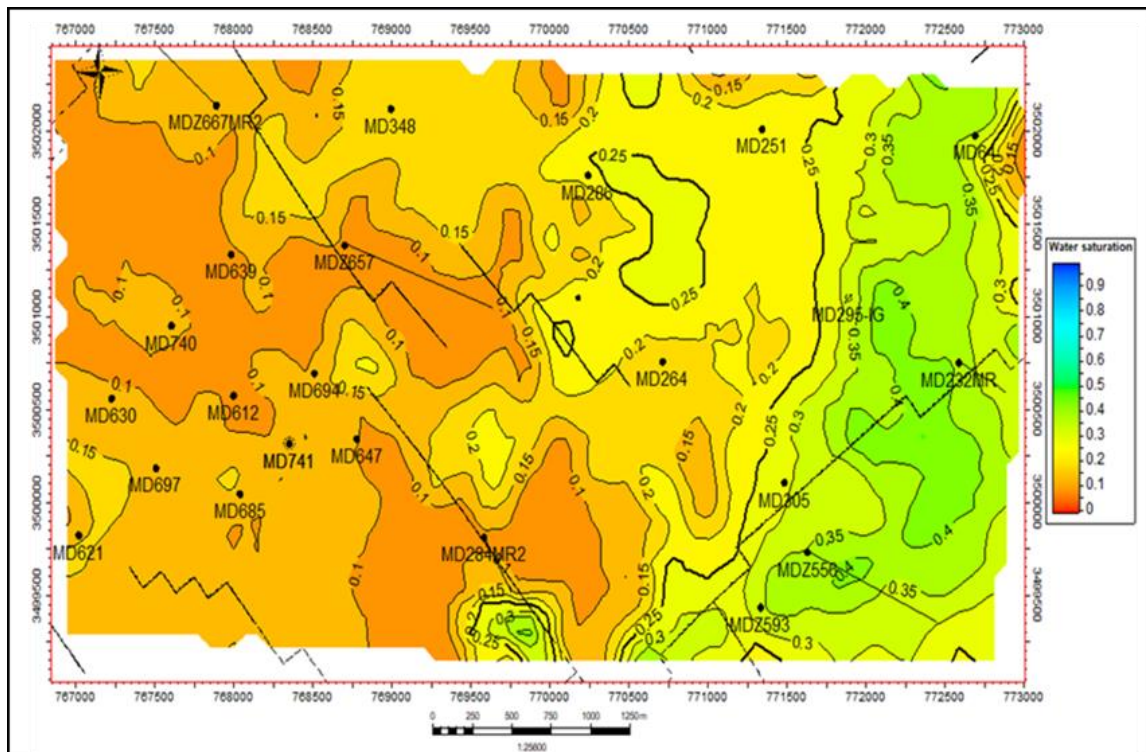


Fig. 30-Carte en iso- saturation en eau du D5 inférieur.



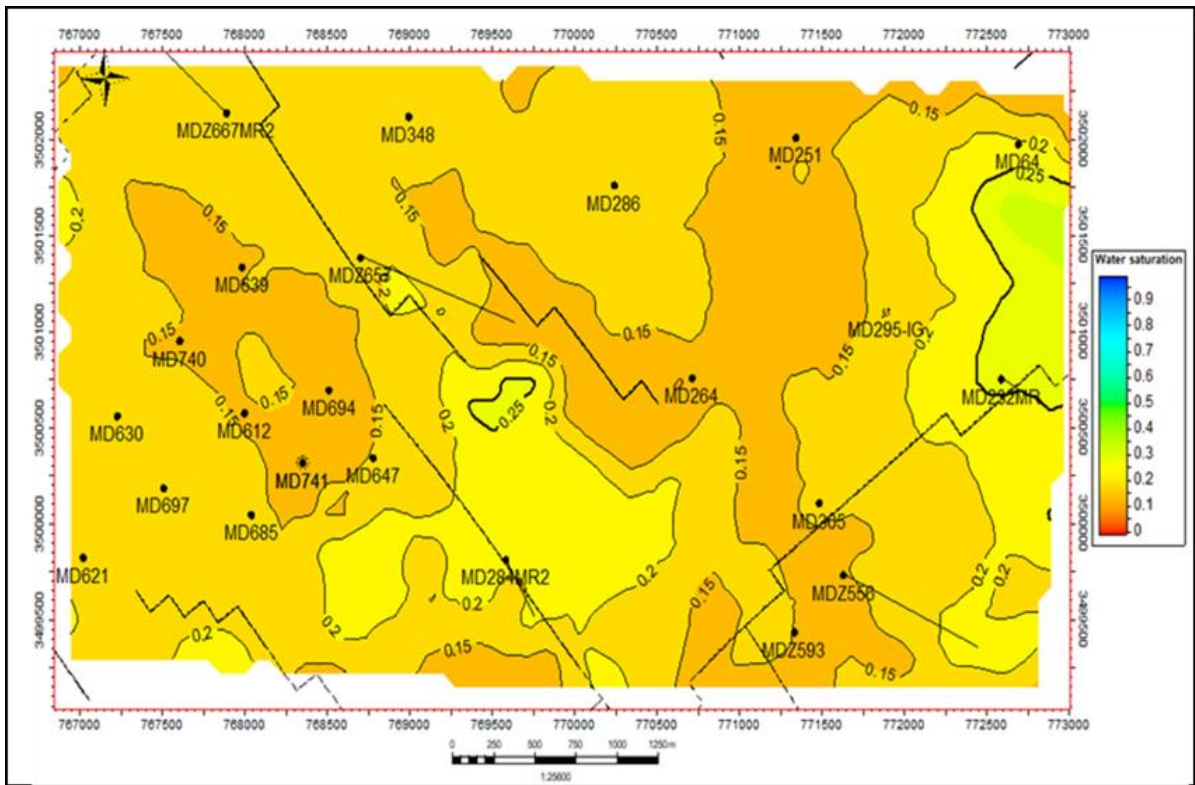


Fig. 31- Carte en iso saturation en eau du D4.

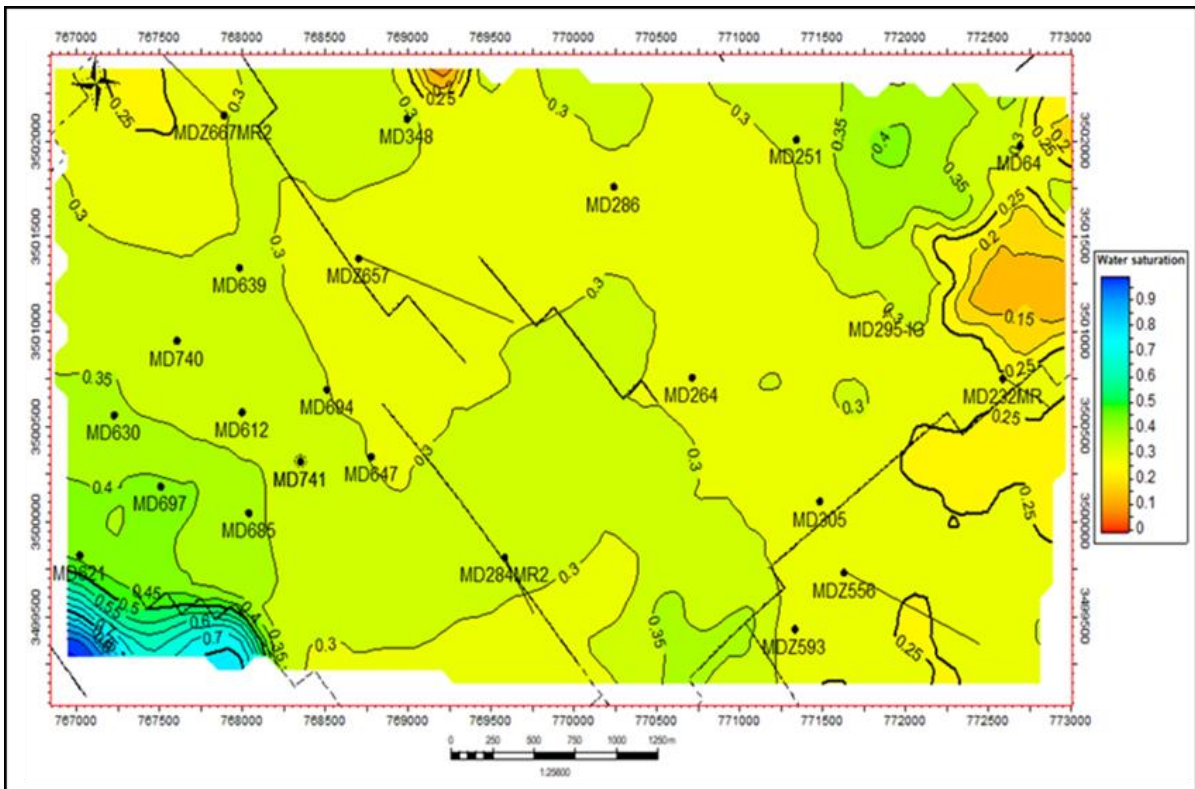


Fig. 32-Carte en iso- saturation en eau du D3.



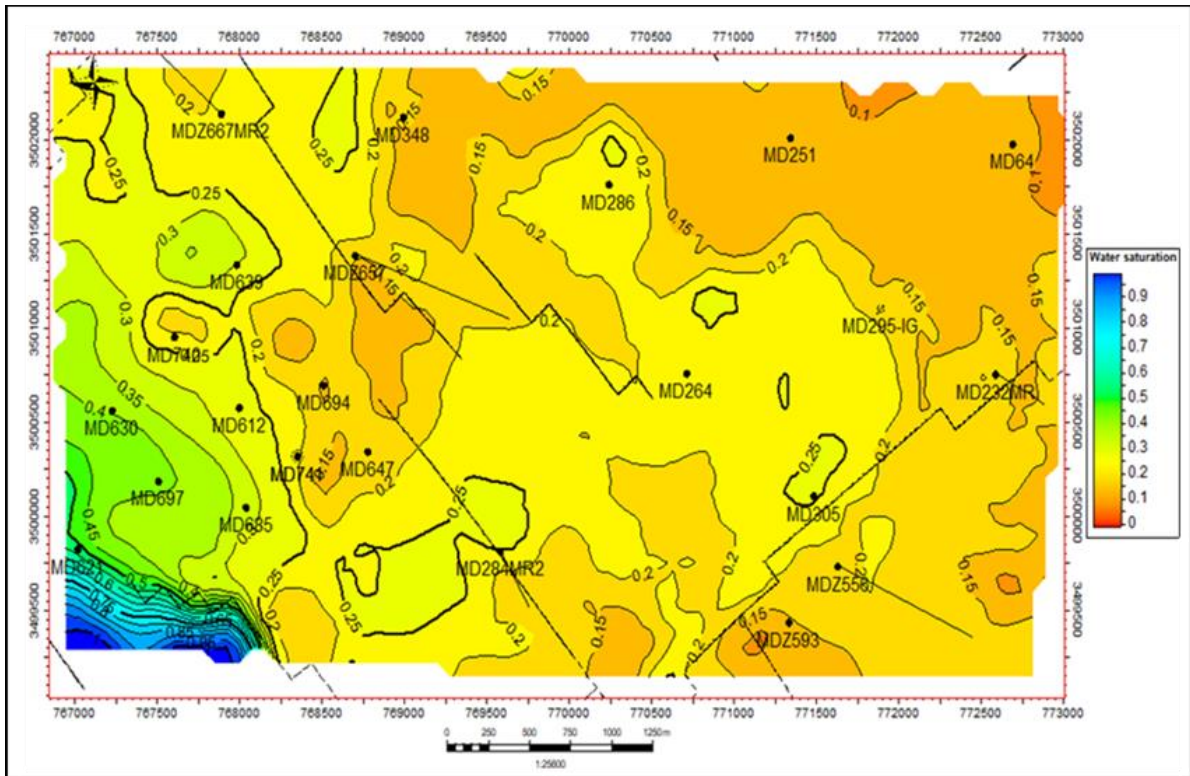


Fig. 33-Carte en iso-saturation en eau du D2.

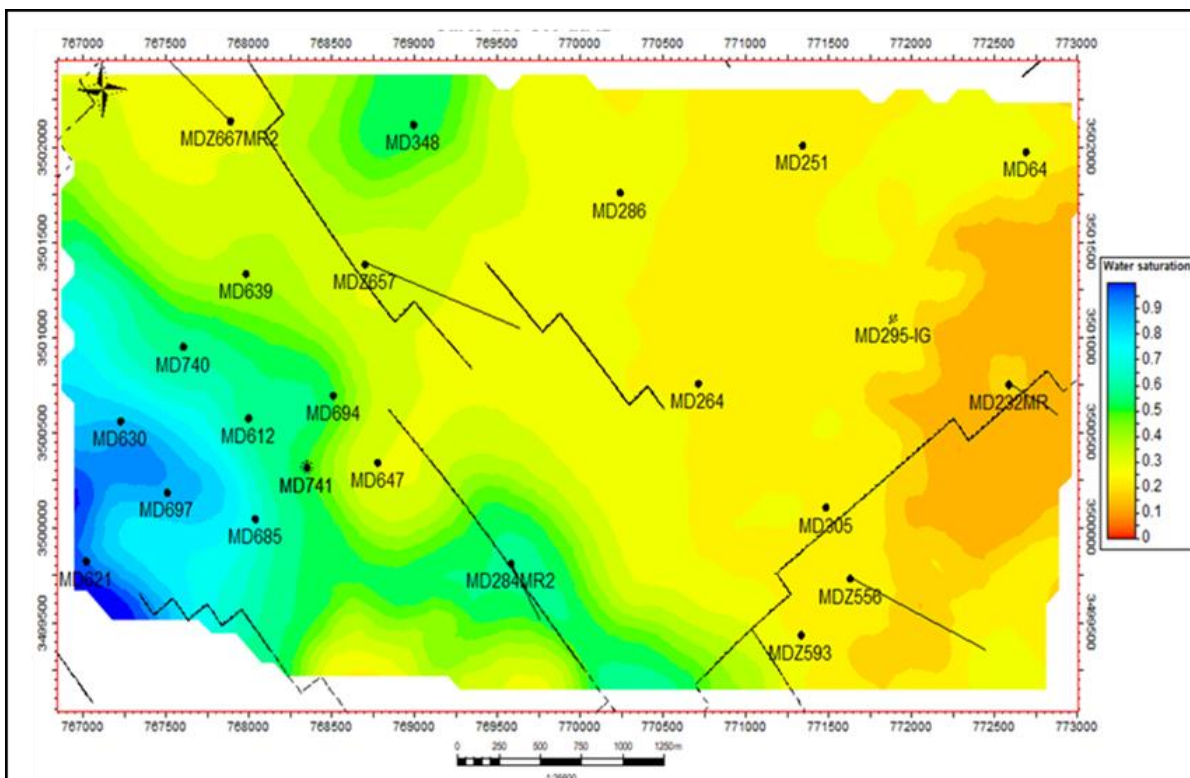


Fig. 34-Carte en iso-saturation en eau du ID.

Quatrième chapitre : **OPTIMISATION DE LA PRODUCTION D'HUILE PAR  
LA TECHNIQUE SHORT RADIUS (SR)**

---

## Quatrième chapitre : **OPTIMISATION DE LA PRODUCTION D'HUILE PAR LA TECHNIQUE SHORT RADIUS (SR)**

### **I. INTRODUCTION**

Il a été constaté que le gisement géant de Hassi Messaoud arrive à sa maturité suite aux nombreuses années d'exploitation qui ont fait baisser considérablement la pression et les réserves en hydrocarbures. Le niveau d'eau s'est élevé et des percées de gaz se sont produites. Devant une telle situation, il devient difficile d'extraire l'huile restant piégé dans des zones complexes. Pour remédier à cela, une nouvelle technique appelée "**Short Radius**" est mise en œuvre à Hassi Messaoud. Elle consiste à forer des puits horizontaux à travers les zones encore riches en hydrocarbures, ciblant en particulier les puits secs ou à faible production.

#### **A. Définition du Short Radius**

La reprise des puits en **Short Radius** est une nouvelle technique utilisée dans le champ de Hassi Messaoud. Elle s'applique surtout aux puits (secs ou à faibles productions) et consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures en évitant les zones de mauvaises caractéristiques pétrophysiques.

Des études géologiques et de réservoir ont été faites et se font encore, pour les puits secs ou à faible production afin de bien choisir les puits candidats. La position idéale pour les drains ciblés et l'orientation favorable à leur donner. Les puits en short radius ont une inclinaison très rapide 1.5° à 3° par 0.3 mètres. Ils peuvent atteindre 90 ° pour : 2 - 3 m.

#### **B. Intérêt du Short Radius dans le champ de Hassi Messaoud**

L'objectif principal pour la reprise des puits en short radius consiste à:

- remédier aux problèmes de percée d'eau ou de gaz ;
- baisser le nombre des puits à abandonner ;
- augmenter la récupération totale ;
- drainer la partie qui présente de meilleures caractéristiques pétrophysiques.

Par ailleurs, il faut bien noter que les puits reconvertis en short radius doivent obéir aux conditions suivantes :

- éviter le plan d'eau ;
- éviter les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz ;
- éviter les rayons de la zone sèche ;
- éviter la zone à eau pour les puits situés en flanc de structure, ou en zone d'injection d'eau ;
- éviter la zone à gaz pour les puits à fort GOR (Gaz Oil Ratio).

## C. Sélection et choix des puits en Short Radius

### 1. Sélection des puits

Pour reprendre un puits en Short Radius, il doit impérativement obéir aux conditions ci-après :

- être un puits sec ou mauvais producteur (sélection primaire) ;
- être loin des puits injecteurs (eau et gaz) ;
- être dans une zone à faible GOR ;
- être dans une zone où l'activité tectonique est faible (éviter les failles) ;
- le plan d'eau doit être le plus bas possible.

### 2. Choix des drains à cibler

Le choix du drain est basé sur une analyse des caractéristiques pétrophysiques (PHI, K et SW) le long du réservoir. Ceci pour déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable et de tenir compte du plan d'eau pour éviter les percées.

### 3. Choix de l'Azimut

L'amélioration des caractéristiques pétrophysiques correspond à une direction géographique qui sera l'azimut de forage. Ces caractéristiques pétrophysiques de la direction choisie déterminent au préalable la capacité et la durée de production du puits. Ajouter à cela la direction des contraintes et l'orientation des structures sédimentaires. Ainsi, il est préférable de forer perpendiculairement à la direction des contraintes maximales. D'un autre côté, l'azimut dépend également des paramètres intra puits (le forage soit dirigé perpendiculairement à la direction des perméabilités horizontales maximales et des paramètres extra puits comme la présence de barrière de perméabilité latérale (failles, changement latéral de faciès) et de puits injecteurs de gaz ou d'eau.

## D. Architectures d'un Short Radius

La figure ci-dessous représente l'architecture d'un Short Radius :

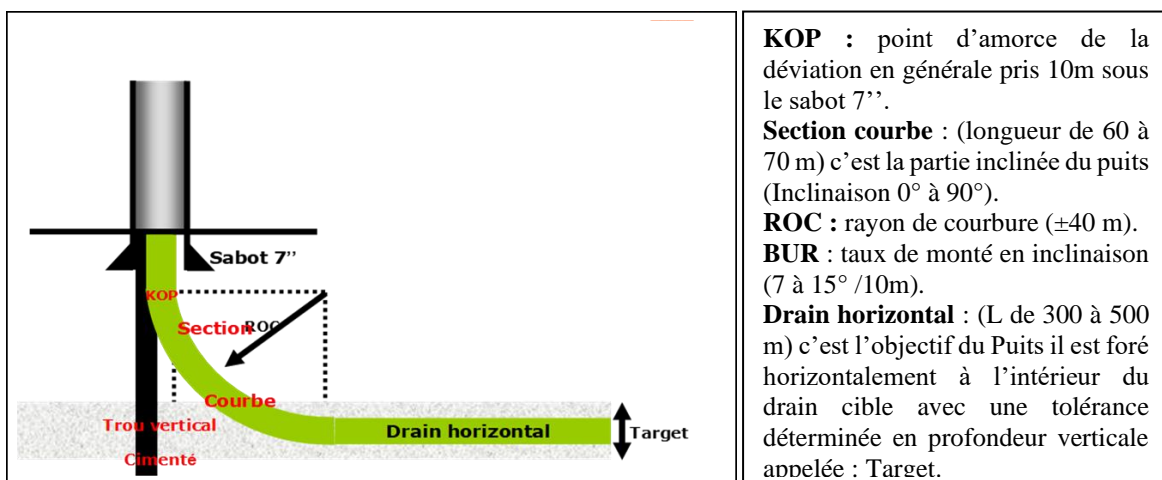


Fig. 35- Architecture d'un Short Radius (d'après DP document interne).

## II. ETUDE DE CAS

### A. Puits candidat en SR

#### 1. Présentation du puits

Après avoir obtenu les données nécessaires sur la tectonique, les paramètres pétrophysiques et sur la production détaillée du secteur d'étude, nous avons proposé le puits MD639 pour le convertir en Short Radius (SR) et améliorer ses performances de production (fig. 36). Ce puits candidat a été foré en 2011 et mis à l'arrêt le 18/11/2015. Les bons paramètres pétrophysiques du réservoir cambrien se trouvent au D5 inférieur (fig. 37).

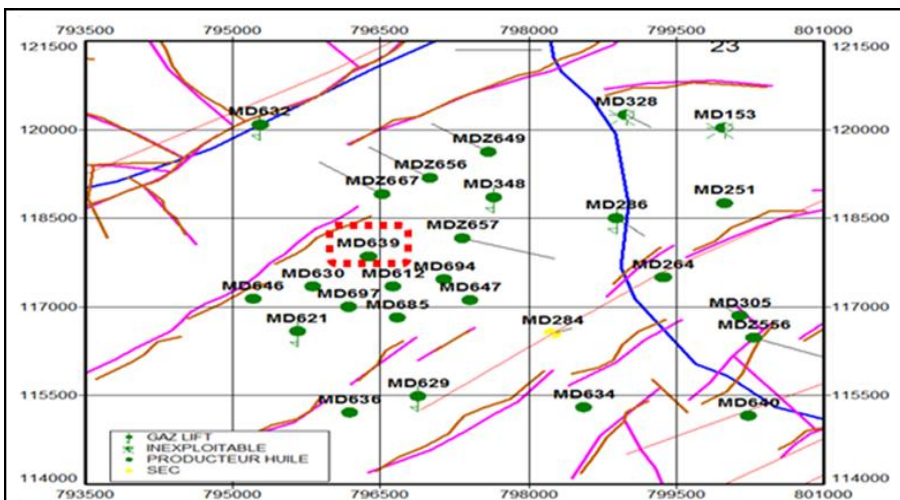


Fig. 36- Position du puits MD639.

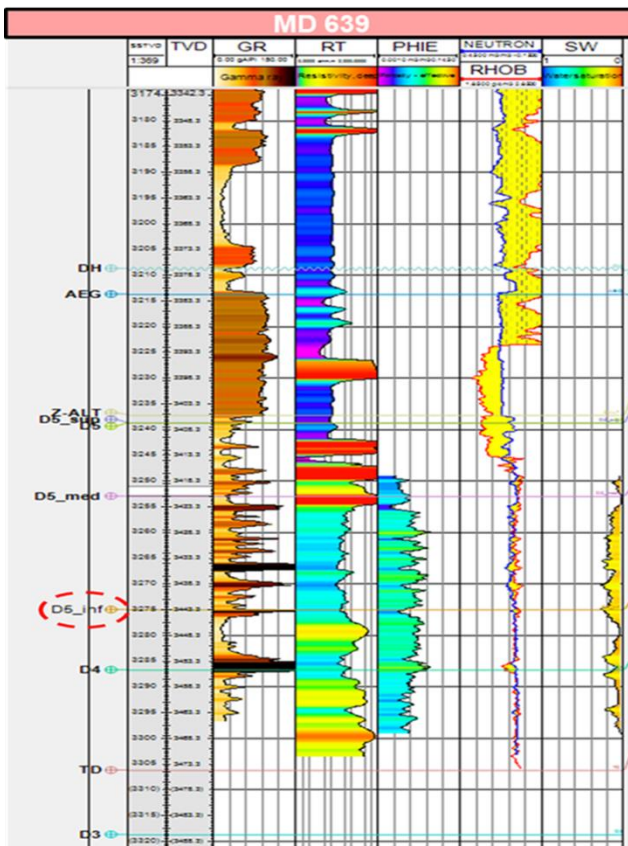


Fig. 37- Limite du réservoir du puits candidat.

## 2. Historique de la production

Depuis 2011 jusqu'au fin 2015, le puits MD639 montre une évolution de production instable (la marge de production varie entre 5 et 1 m<sup>3</sup>/h), avec un potentiel productif de l'ordre de 12,6 m<sup>3</sup>/h (fig. 38).

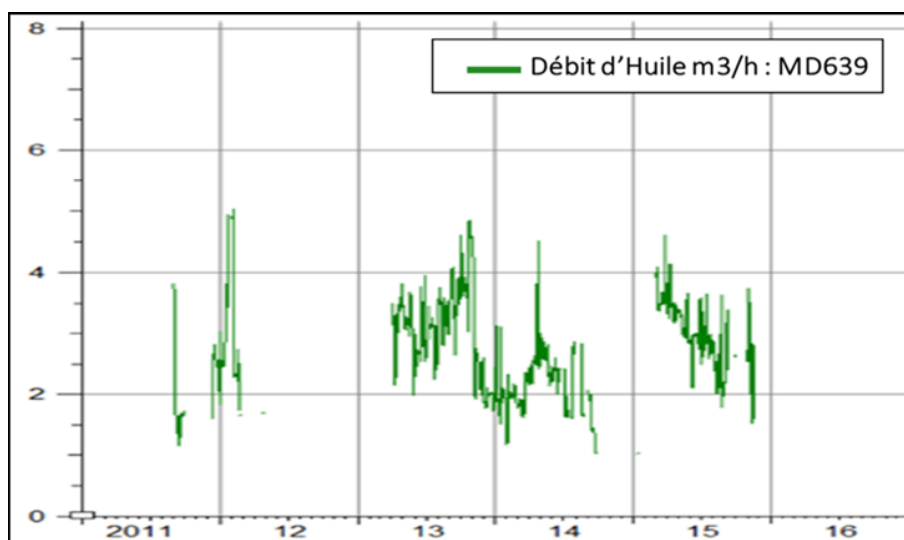


Fig. 38- Historique de la production d'huile (MD639) avant SR.

### B. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir

Pour des raisons techniques, les mesures pétrophysiques ont été réalisées au niveau du réservoir à partir de la diagraphie (ELAN). Ainsi, nous avons enregistré des porosités faibles à très médiocres avec une moyenne 5.5% et des saturations d'eau moyennes à légèrement élevées de l'ordre de 21.5% (tabl. 1).

Découpage		Interprétation par ELAN		
Drains	Toi-Mur	K (md)	$\phi$ (%)	S (%)
D5	3407-3455	-	6	22
D4	3455-3474.5	-	4	21

Tabl. 1- Caractéristiques pétrophysiques du réservoir MD639.

### C. Caractéristiques des puits voisins

Les différents paramètres des puits voisins au puits MD639 et leur position (fig. 39) sont résumés dans le tableau 2 ci-après.

Puits	DST	Qh	Dernier Jaugeage	GO R	Qh	Qw	NP
MD740	16/09/2019	8.55 m <sup>3</sup> /h	13/03/2022	1372	2.16 m <sup>3</sup> /h	0 l/h	62311 m <sup>3</sup>
MD612	10/03/2009	24.99 m <sup>3</sup> /h	22/04/2022	629	1.26 m <sup>3</sup> /h	67 l/h	762150 m <sup>3</sup>

Tabl. 2- Différents paramètres des puits voisins.



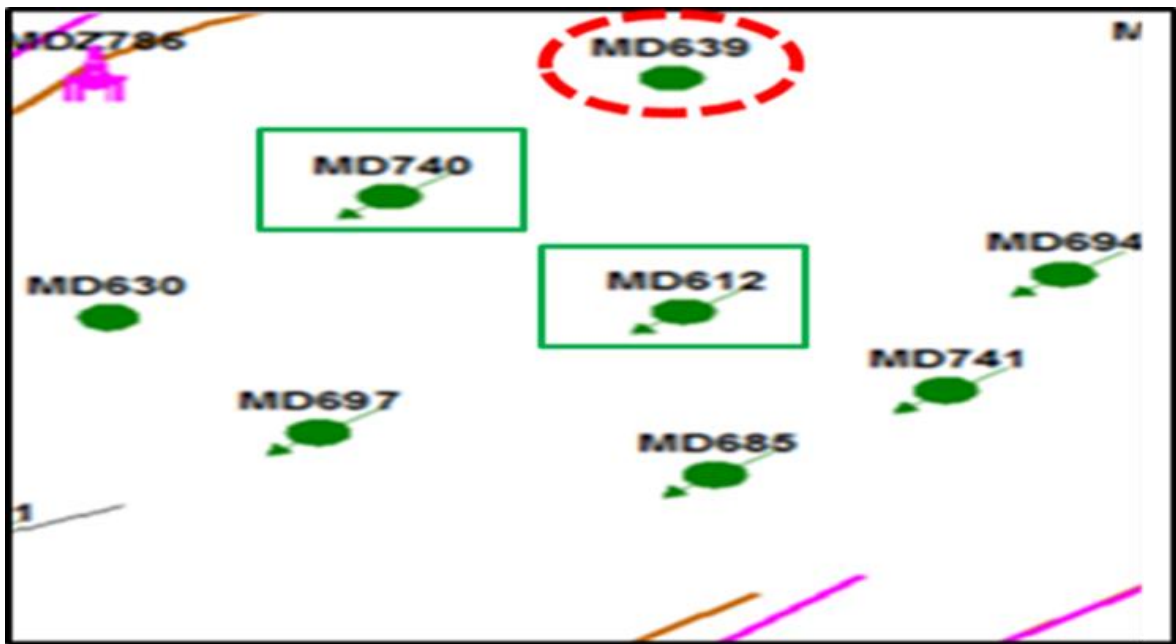


Fig. 39- Position des puits voisins.

#### D. Aspect structural

Structuralement, le puits MD639 occupe une position intermédiaire où la structure est élevée vers l'Est et le SE et plonge vers l'Ouest et le SW. Ce puits candidat est délimité par deux principales failles majeures. La première est de direction NNE-SSW, alors que la deuxième est de direction NW-SE (fig. 40).

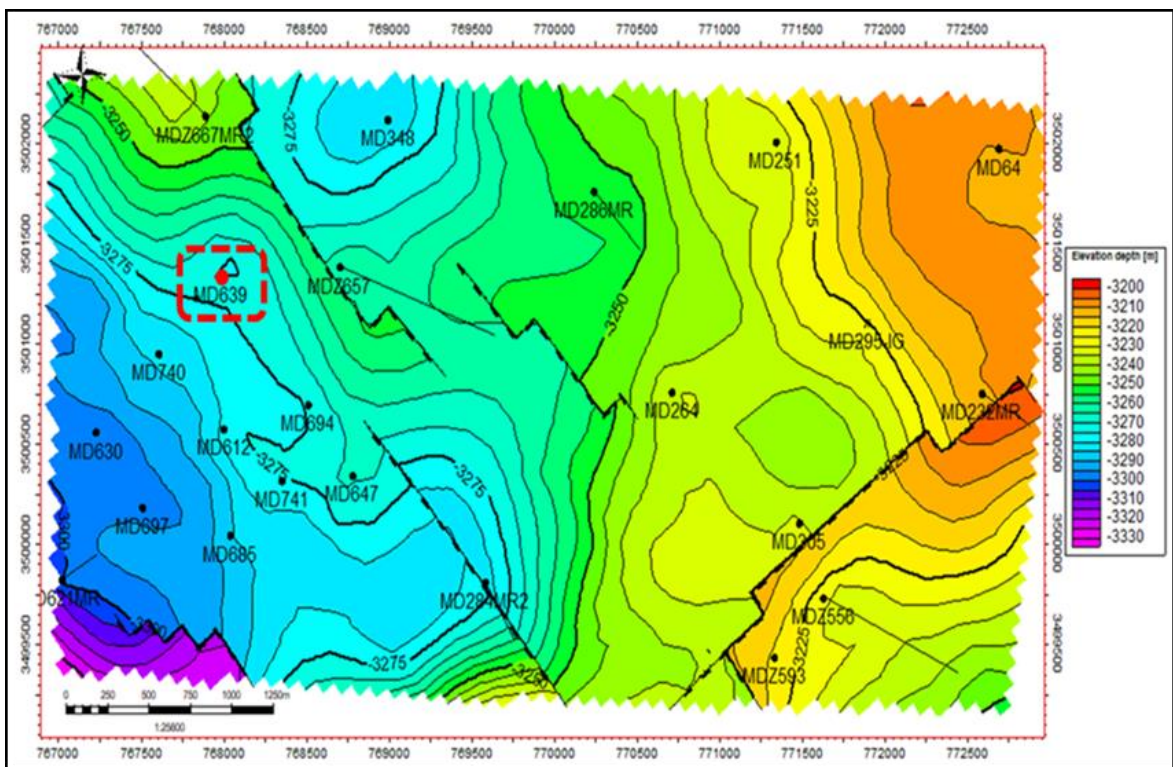


Fig. 40- Carte structurale au toit du D5 inférieur.

La corrélation effectuée selon la direction NW-SE à travers le réservoir cambrien du puits MD639 (fig. 41), a permis de relever les informations suivantes :

- le réservoir du puits MD639 occupe une position structurale basse, avec une discordance hercynienne qui atteint l'Ordovicien (GEA) ;

- l'analyse de la distribution spatiale de la perméabilité selon le transect NW-SE (fig. 42) montre l'existence d'une perméabilité favorable au niveau de la couche D5 inférieur. Cette perméabilité a tendance à s'améliorer en direction de l'Ouest et du NW. A l'Est d'une faille orientée NW/SE, la perméabilité enregistre une diminution notable ;

- au niveau puits MD639, la porosité est faible à moyenne, au voisinage de 6.5 % (D5 inférieur) et 5.5% (D4). Vers l'extrême Est, cette porosité diminue (fig. 43).

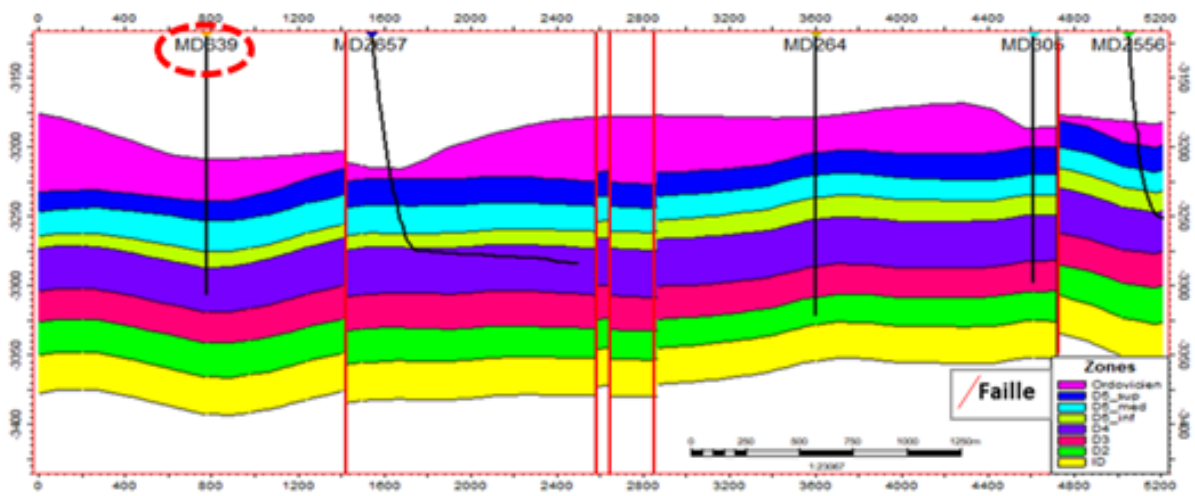


Fig. 41- Coupe synthétique du transect NW-SE.

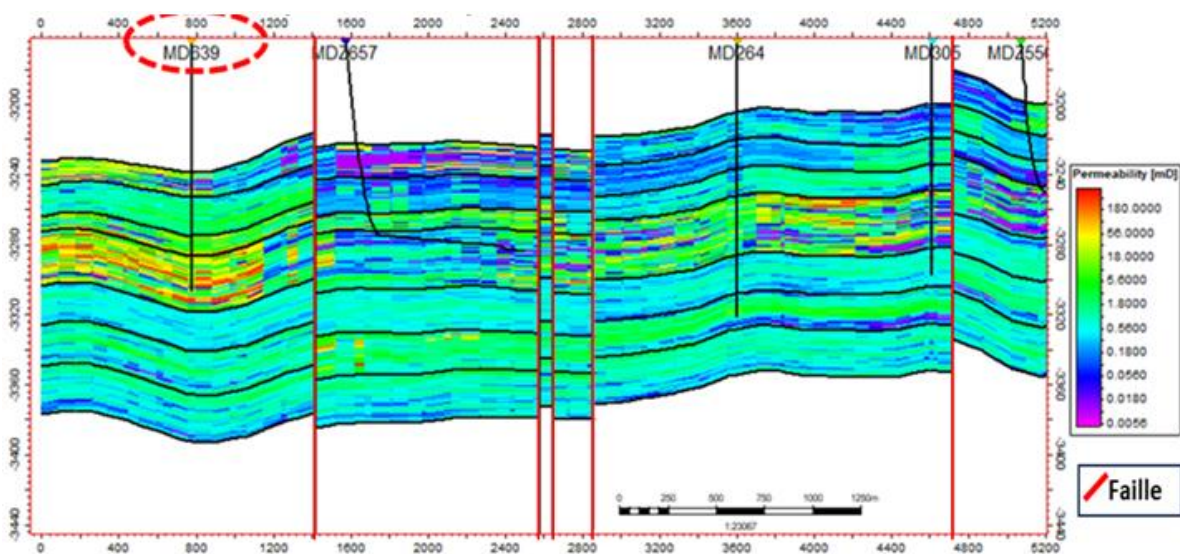


Fig. 42- Répartition spatiale de la perméabilité selon le transect NW-SE.





vers l'Ouest et le NW du puits MD639. Les porosités se dégradent vers l'extrême Est du secteur d'étude (MD64)(fig. 45).

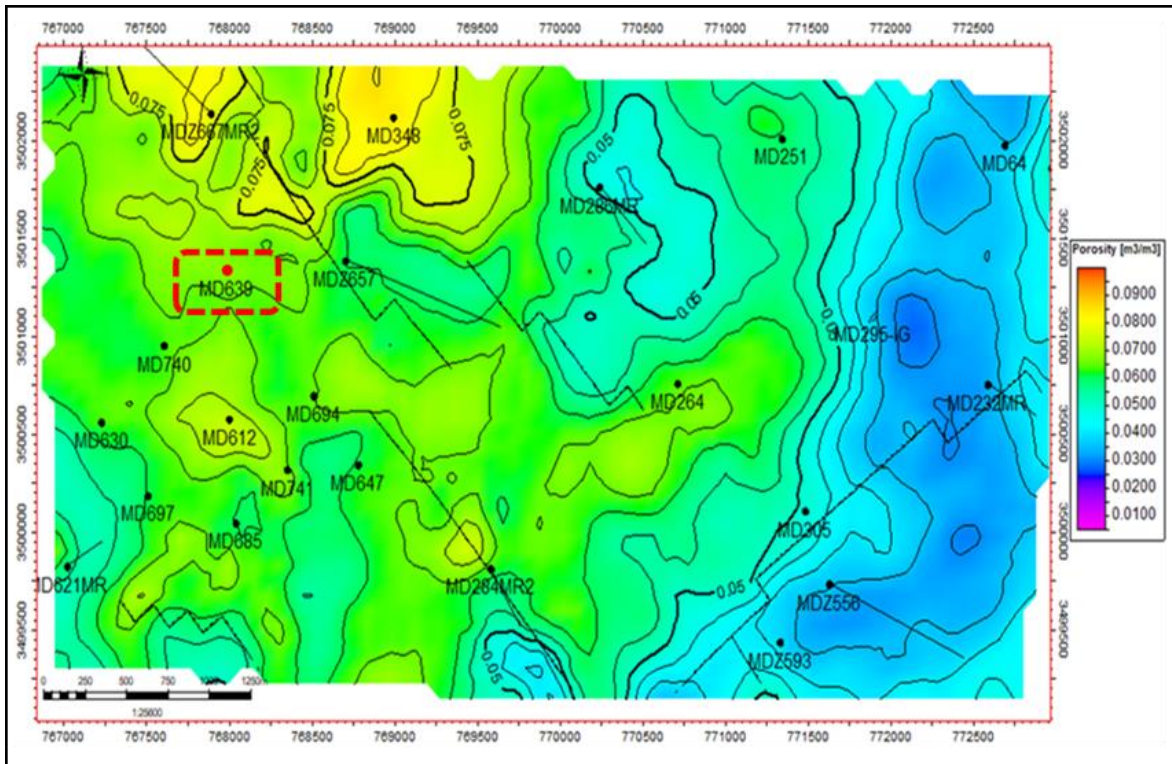


Fig. 45-Carte des iso-porosités du D5 inférieur.

## F. Recommandations et conclusion

Suite aux différents résultats obtenus sur le réservoir du puits MD639, nous concluons que la conversion de ce dernier en SR est possible avec les paramètres suivants:

- Détermination de l'intervalle et le drain ciblé

L'intervalle ciblé se situe entre 3445 et 3452 m (fig. 46), tandis que le drain ciblé et le D5 inférieur.

- Détermination de l'Azimut

L'Azimut proposée pour la conversion du puits MD639 en SR est 281 (fig. 47) :

- Profil de puits MD639 durant SR

A partir des paramètres cités auparavant, le puits MD639 durant SR est représenté dans la figure 48.

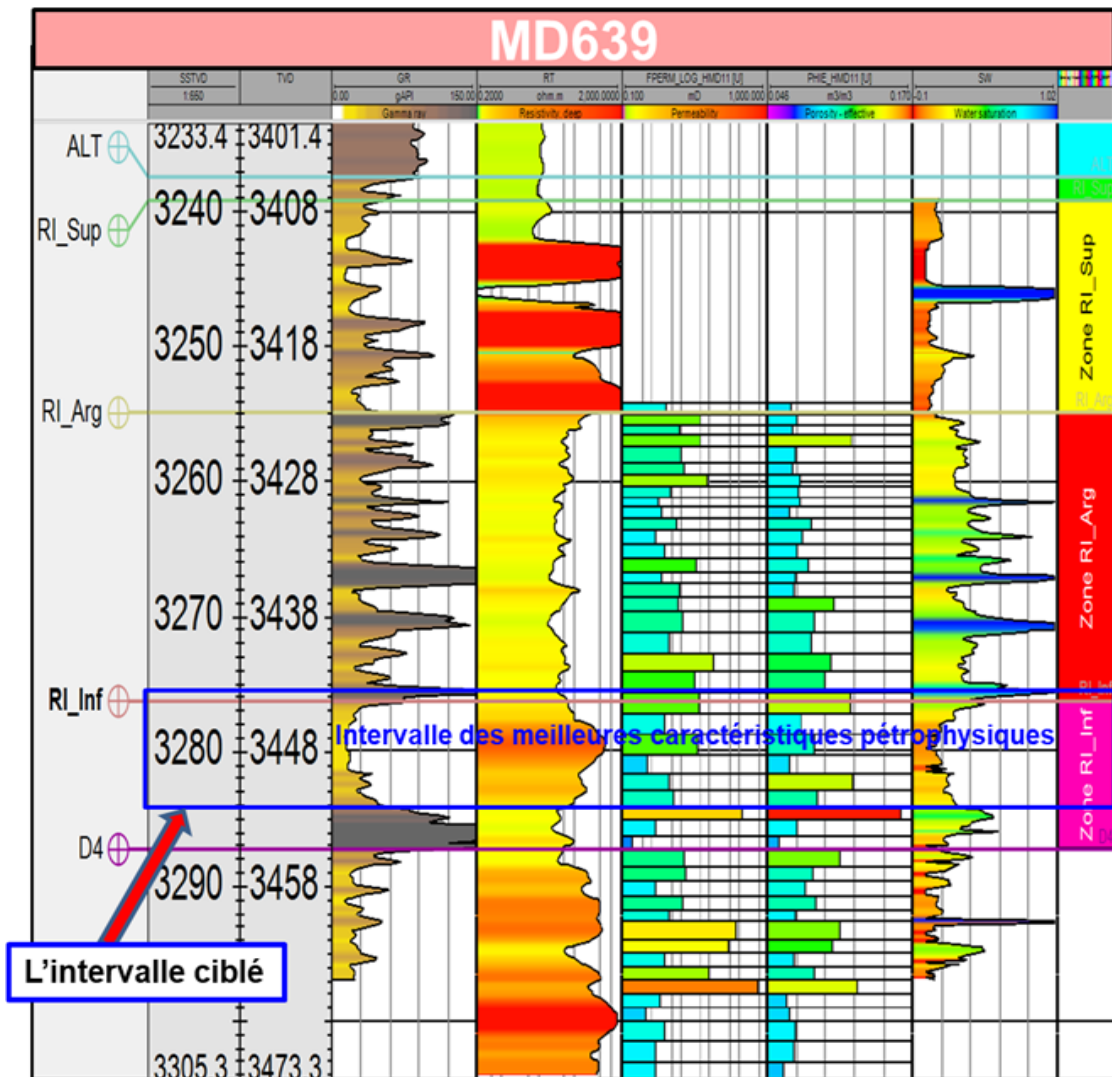


Fig. 46-Intervalle ciblé (SR MD639).

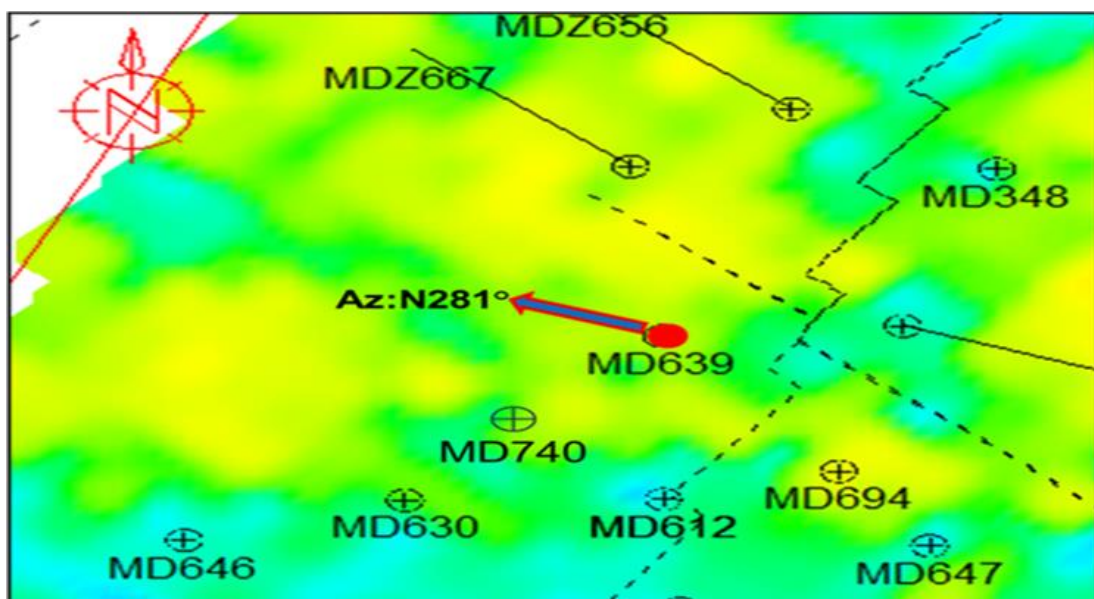


Fig. 47- Inclinaison de l'Azimut proposée pour SR.



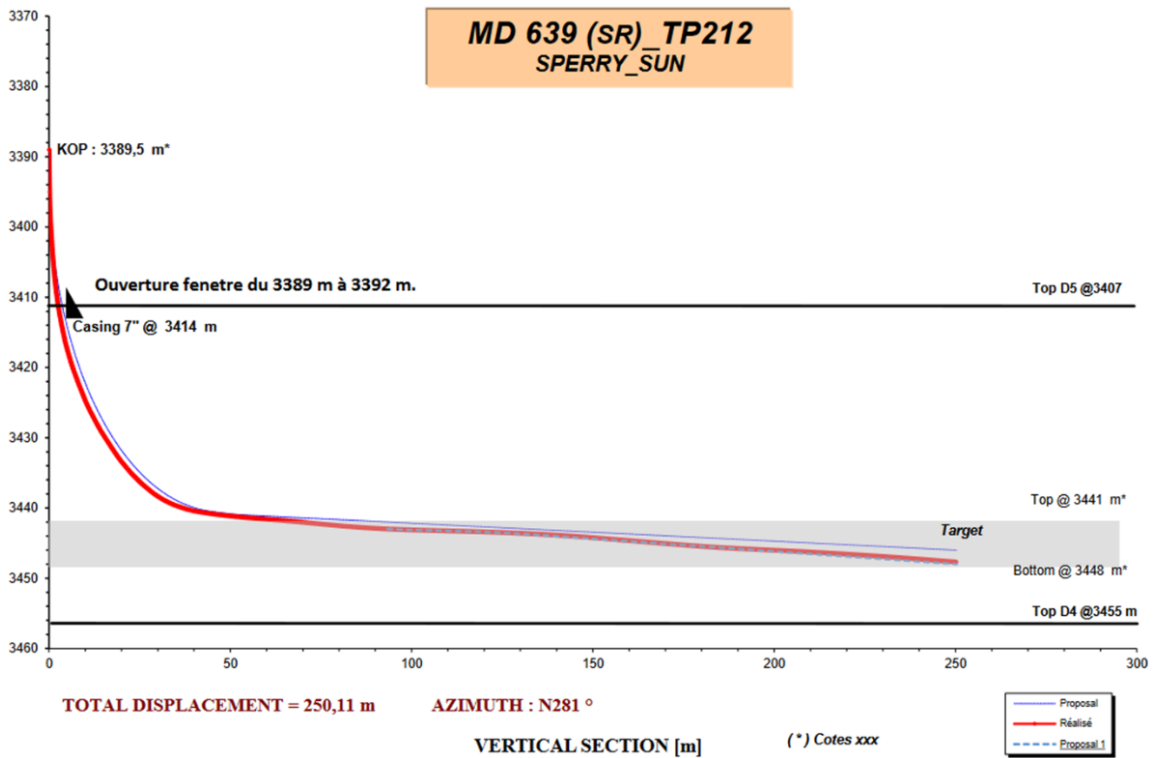


Fig. 48- Profil de puits MD639 durant SR.

En conclusion, l'augmentation de la production d'huile après la techniques Short radius est donnée dans la figure 49. Elle montre un taux d'augmentation du potentiel productif après conversion en SR qui dépasse les 400% (8,3/1,7100), avec un débit de l'ordre de 8,3 m<sup>3</sup>/h.

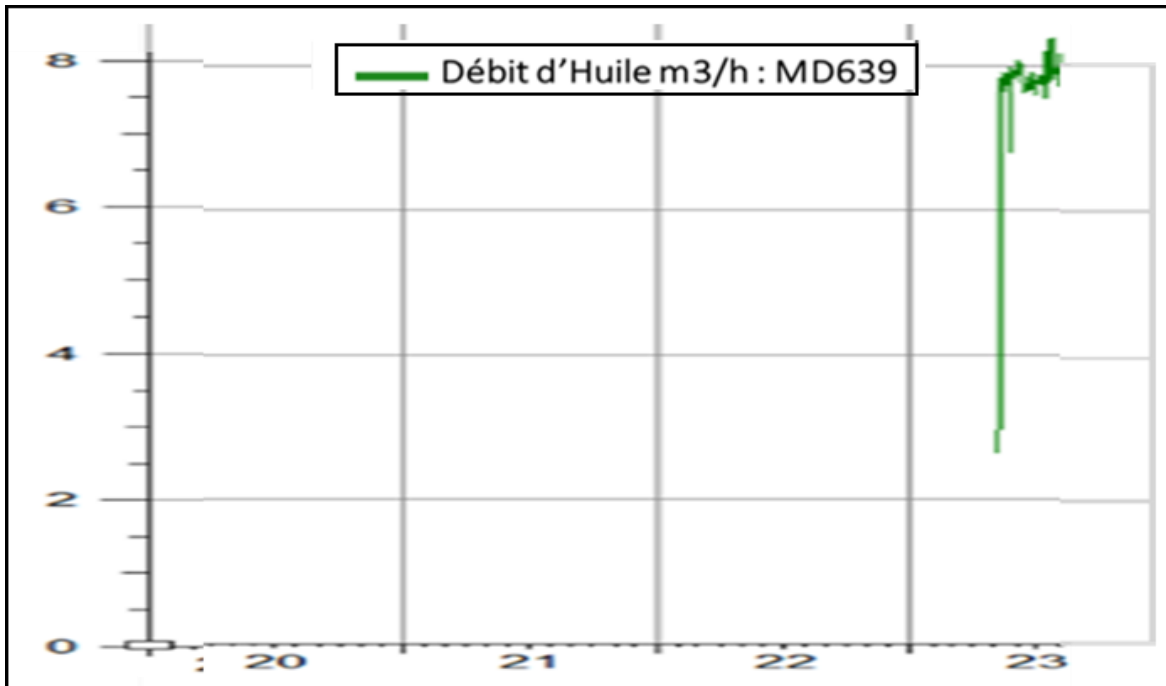


Fig. 49- Historique de la production d'huile (MD639) après SR.

## **CONCLUSION GENERALE**

---

## CONCLUSION GENERALE

La présente étude réalisée dans le secteur sud de la zone 23 du champ pétrolifère de Hassi Messaoud, nous a permis de bien comprendre le contexte géologique de la dite zone et la difficulté d'exploitation du réservoir cambrien. L'utilisation d'une approche pluridisciplinaire qui combine à la fois la modélisation géologique et l'analyse pétrophysique, nous a apporté des informations précieuses pour améliorer la production d'huile.

Dans cette optique, l'étude approfondie du réservoir a montré l'existence d'une grande variabilité des caractéristiques pétrophysiques verticales et latérales, guidée par le jeu de la tectonique cassante. L'importance d'une approche ciblée et adaptative dans les stratégies d'extraction est mise en évidence par cette variabilité.

Par ailleurs, l'application de la méthode de forage Short Radius (SR) sur le puits candidat MD639 a permis de mettre en évidence le potentiel de réhabilitation des puits à faible rendement. Ainsi, la hausse spectaculaire du débit de production du puits candidat, passant de 1,7 m<sup>3</sup>/h à 8,3 m<sup>3</sup>/h après conversion SR, témoigne fort bien de l'efficacité de cette méthode lorsqu'elle est appliquée de manière judicieuse. Un tel succès souligne l'importance primordiale d'une rigoureuse sélection des candidats SR, fondée sur une analyse détaillée des données géologiques, structurales et pétrophysiques. A noter que cette étude a développé une méthodologie qui pourrait être utilisée comme modèle pour évaluer et optimiser la production d'huile dans d'autres puits du champ de Hassi Messaoud.

En somme, la diminution naturelle de la production du champ de Hassi Messaoud est une réalité qui exige aujourd'hui l'adoption des techniques innovantes en même temps qu'une compréhension approfondie du réservoir. Cela va permettre une exploitation plus durable et efficace des ressources disponibles qui va certainement prolonger la durée de vie productive de ce gisement historique classé parmi les 10 plus grands gisements du monde, avec une production de 450.000. barils/jour.

## **REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

---



## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- BEICIP** (2006)- Modélisation géologique du gisement de Hassi Messaoud: Etudes et conseils pour le développement du champ de Hassi Messaoud (*Rapport inédit*).
- BEICIP & FRANLAB** (1979)- Zone périphérique du champ de Hassi Masaoud, réservoir du Cambro-ordovicien. (*Rapport interne*) CRD Sonatrach.
- CAUMON G., COLLON-DROUAILLETP., Le CARLIER DE VESLUD C., VISEUR S. & SAUSSEJ.** (2009)- Surface-based 3D modeling of geological structures. *Mathematical Geosciences*, 41(8), pp. 927-945.
- DEUTSCH C.V.** (2002)-Geostatistical reservoir modeling. Oxford. University Press.
- DURAND-RIARD P., CAUMON G. & MURON P.** (2010)-Balanced restoration of geological volumes with relaxed meshing constraints. *Computers & Geosciences*, 36(4), pp. 441-452.
- FANCHI J.R.** (2005)- Principles of Applied Reservoir Simulation. *Gulf Professional Publishing*, 532 p.
- RINGROSE P. & BENTLEY M.** (2015)-Reservoir Model Design, A Practitioner's Guide. Springer Science & Business Media B.V., Berlin, 260 p. <https://doi.org/10.1007/978-94-007-5497-3>
- SCHLUMBERGER** (2005)- Petrel Introduction Course. Schlumberger nformation Solutions.
- SONATRACH** (2005)- Rapport interne.
- WEC (Well Evaluation Conferences)** (2007)-*Rapport inédit*.
- YIELDING G. & FREEMAN B.** (2016)- 3-D seismic-structural interpretation: From capture to delivery. *Geological Society*, London, Special Publications, 421(1), pp. 19-37.

## **LISTE DES FIGURES**

---

## LISTE DES FIGURES

Fig. 1-	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (d'après WEC, 2007)	8
Fig. 2-	Limites géographiques du champ de Hassi Messaoud (d'après WEC, 2007)	9
Fig. 3-	Coupe palinspastique montrant l'évolution spatio-temporelle des dépôts du Paléozoïque et du Trias dans le champ de Hassi Messaoud (d'après BEICIP, 2006)	11
Fig. 4-	Colonne lithostratigraphique type du champ de Hassi Messaoud (d'après SONATRACH, 2005, modifiée)	13
Fig. 5-	Modélisation des failles en 2D et leur positionnement dans le secteur d'étude	16
Fig. 6-	Modélisation des failles en 3D et leur positionnement dans le secteur d'étude	16
Fig. 7-	Piliers de maillage « Griding en 3D » du secteur d'étude	17
Fig. 8-	Exemple de construction d'horizon (D5 inférieur) du secteur d'étude	17
Fig. 9-	Positionnement et répartition spatiale des 23 puits étudiés	18
Fig. 10-	Modèle de la porosité en 3D du secteur d'étude	19
Fig. 11-	Modèle de la perméabilité en 3D du secteur d'étude	19
Fig. 12-	Modèle de saturation en eau en 3D du secteur d'étude	20
Fig. 13-	Carte en isopaques au toit de D5 supérieur	21
Fig. 14-	Carte en isobathes au toit de D5 supérieur	22
Fig. 15-	Carte en iso-porosité du D5 supérieur	23
Fig. 16-	Carte en iso-porosité du D5 moyen	23
Fig. 17-	Carte d'iso-porosité du D5 inférieur	24
Fig. 18-	Carte en iso-porosité du D4	25
Fig. 19-	Carte en iso-porosité du D3	25
Fig. 20-	Carte en iso-porosité du D2	26
Fig. 21-	Carte en iso-porosité du ID	26
Fig. 22-	Carte en iso-perméabilité du D5 supérieur	27
Fig. 23-	Carte en iso-perméabilité du D5 moyen	28
Fig. 24-	Carte en iso-perméabilité du D5 inférieur	28
Fig. 25-	Carte en iso-perméabilité du D4	29
Fig. 26-	Carte en iso-perméabilité du D3	30
Fig. 27-	Carte en iso-perméabilité du D2	30
Fig. 28-	Carte en iso-perméabilité du ID	31
Fig. 29-	Carte en iso- saturation en eau du D5 supérieur	32

Fig. 30-	Carte en iso- saturation en eau du D5 inférieur	32
Fig. 31-	Carte en iso saturation en eau du D4	33
Fig. 32-	Carte en iso- saturation en eau du D3	33
Fig. 33-	Carte en iso-saturation en eau du D2	34
Fig. 34-	Carte en iso-saturation en eau du ID	34
Fig. 35-	Architecture d'un Short Radius (d'après DP document interne)	36
Fig. 36-	Position du puits MD639	37
Fig. 37-	Limite du réservoir du puits candidat	37
Fig. 38-	Historique de la production d'huile (MD639) avant SR	38
Fig. 39-	Position des puits voisins	39
Fig. 40-	Carte structurale au toit du D5 inférieur	39
Fig. 41-	Coupe synthétique du transect NW-SE	40
Fig. 42-	Répartition spatiale de la perméabilité selon le transect NW-SE	40
Fig. 43-	Répartition spatiale de la porosité selon le transect NW-SE	41
Fig. 44-	Carte des iso-perméabilités du D5 inférieur	41
Fig. 45-	Carte des iso-porosités du D5 inférieur	42
Fig. 46-	Intervalle ciblé (SR MD639)	43
Fig. 47-	Inclinaison de l'Azimut proposée pour SR	43
Fig. 48-	Profil de puits MD639 durant SR	44
Fig. 49-	Historique de la production d'huile (MD639) après SR	44

## **LISTE DES TABLEAUX**

---



## **LISTE DES TABLEAUX**

Tabl. 1-	Caractéristiques pétrophysiques du réservoir MD639	38
Tabl. 2-	Différents paramètres des puits voisins	38

# MEMOIRE DE MASTER

**Type de Master : Professionnel**

**Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers**

**Filière : Géologie**

**Spécialité : Géo-Ressources**

**Titre du mémoire : Modélisation du réservoir cambrien du secteur sud de la zone 23 et optimisation de la production d'huile par la technique Short Radius (SR) (Champ de Hassi Messaoud)**

**Auteur : Kenza EZZITOUNI**

## Résumé

A partir de 23 puits sélectionnés dans le secteur sud de la zone 23 du champ pétrolifère de Hassi Messaoud, une étude pluridisciplinaire a été adoptée. Elle consiste à effectuer une modélisation géologique de la zone considérée, une caractérisation du réservoir cambrien et une conversion d'un puits en Short Radius pour une éventuelle augmentation de la production d'huile.

Dans cette optique, la modélisation à la fois des failles en D2 et D3 et les paramètres pétrophysiques ont révélé une forte hétérogénéité du réservoir, avec des variations significatives de la porosité, la perméabilité et de la saturation en eau à travers les différents drains (D5 supérieur, D5 moyen, D5 inférieur, D4, D3, D2, ID).

Par ailleurs, la caractérisation du réservoir à travers l'élaboration des cartes en isopaques et en isopaques montre une parfaite relation entre les variations des épaisseurs et la tectonique probablement locale et régionale. Les résultats pétrophysiques à travers les trois cartes (iso-porosité, iso-perméabilité, iso-saturation en eau) ont permis de mettre en évidence des variations spatio-temporelles significatives et de confirmer le schéma de la modélisation.

Enfin, l'application de la technique de forage Short Radius (SR) sur le puits MD639 a démontré le potentiel d'optimisation des puits à faible rendement. Ainsi, les résultats obtenus pour l'optimisation de la production d'huile ont permis de confirmer la possibilité prolonger la vie productive de puits candidat.

**Mots-clés:** Hassi Messaoud, Réservoir cambrien, Modélisation géologique, Pétrophysique, Short Radius