



UNIVERSITE KASDI MERBAH  
- OUARGLA -  
FACULTE DES HYDROCARBURES, DES  
ENERGIES RENOUVELABLE  
ET SCIENCES DE LA TERRE ET DE  
L'UNIVERS



Département de Sciences de la Terre et de l'Univers

MÉMOIRE DE FIN D'ETUDE

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

Option: Géologie des hydrocarbures

# THEME

Modélisation Péetrophysique par les méthodes Géostatistique du TAGI de  
Sif Fatima. Sud Algérien.

Réalisé par:

HEMMAL Walid

MAAMIR Mohammed Haythem

Soutenu publiquement le: ....06/2026

Devant le jury :

|           |             |                   |
|-----------|-------------|-------------------|
| Président |             |                   |
| Promoteur | SAHRI Leila | MCB. UKM. Ouargla |
| Examineur |             |                   |

Année Universitaire: 2025 / 2026

# Remerciement

**Nos remerciements s'adressent tout d'abord à Allah le Tout-Puissant, qui nous a aidés à réaliser ce modeste travail, et nous Lui demandons de nous accorder Sa grâce tout au long de notre vie personnelle et professionnelle.**

**Nos sincères remerciements s'adressent également à notre encadrante, Dr. SAHRI Leila, pour sa disponibilité, son sérieux ainsi que ses précieux conseils qui ont contribué à la réalisation de ce travail.**

**Nous adressons aussi nos vifs remerciements à l'ensemble des membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter d'évaluer ce travail.**

**Nos remerciements les plus sincères vont également à Monsieur M.N pour son accueil chaleureux ainsi que pour toute l'aide qu'il nous a apportée durant notre stage à Sonatrach Hassi Messaoud.**

**Nous remercions également tous les enseignants du département des Sciences de la Terre et de l'Univers de l'Université d'Ouargla, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation tout au long de notre cursus universitaire.**

**Enfin, nos derniers remerciements vont à toutes les personnes ayant contribué, de près ou de loin, à l'aboutissement de ce travail.**

# ***DÉDICACE***

*Nous dédions ce modeste travail  
À nos chers parents,  
pour leurs sacrifices et leurs encouragements tout au long de  
notre parcours.  
À nos familles et nos proches,  
pour leur soutien et leur présence.  
À nos enseignants,  
qui nous ont transmis le savoir et guidés durant nos études.  
À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la  
réalisation de ce mémoire.  
Enfin, nous dédions ce travail à notre binôme,  
pour les efforts partagés, la patience et les beaux souvenirs  
durant cette aventure universitaire.*

# ***DÉDICACE***

*Avant tout, nous remercions Allah le Tout-Puissant, qui nous a donné la force, la patience et le courage nécessaires pour accomplir ce travail, et qui nous a guidés tout au long de notre parcours universitaire. À Lui reviennent toute la gratitude et la reconnaissance pour Ses innombrables bienfaits et pour la réussite qu'Il nous a accordée.*

*Je dédie ce modeste travail à ma très chère famille, qui a toujours été ma source de motivation et de soutien.*

*À mon père et à ma mère, pour leurs sacrifices, leur amour inconditionnel, leurs encouragements permanents et leurs prières qui m'ont accompagné durant toutes ces années. Aucun mot ne saurait exprimer ma profonde reconnaissance envers eux.*

*À mes frères et sœurs, pour leur présence, leur affection et leur soutien moral, et particulièrement à mon frère Anes, qui a toujours su m'encourager et me donner de la force dans les moments difficiles.*

*À ma tante Fatima et Mona, Rebha et à ma grand-mère, pour leur tendresse, leurs conseils précieux et leurs prières sincères.*

*À tous les membres de ma famille, proches ou éloignés, ainsi qu'à toutes les personnes qui m'ont aidé, soutenu et encouragé de près ou de loin.*

*À mes chers amis et collègues, avec qui j'ai partagé de magnifiques moments universitaires, remplis d'entraide, de respect et de souvenirs inoubliables.*

*Mes sincères remerciements vont également à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation académique et scientifique, en particulier : Pr. MEDJANI Fathi,*

*Pr. SAHRAOUI SALAH, ainsi qu'à tous les enseignants du département pour leurs conseils, leurs efforts et leur accompagnement.*

*J'adresse également mes plus profonds remerciements à notre promotrice, Leila Sahri, pour sa disponibilité, sa patience, ses orientations précieuses et son soutien tout au long de la réalisation de ce mémoire.*

*Je tiens aussi à exprimer ma profonde gratitude à l'ingénieur de la société Sonatrach, M.N pour son aide précieuse, ses conseils techniques et son accompagnement qui ont grandement contribué à la réalisation de ce travail.*

*Enfin, nous remercions encore une fois Allah pour tout ce qu'Il nous a accordé, et nous espérons que ce travail sera à la hauteur des efforts fournis.*

# Sommaire

|                                                                                   |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Sommaire .....                                                                    | 5  |
| Liste de Figures: .....                                                           | 7  |
| Liste De Tableaux : .....                                                         | 8  |
| Liste des abreviation .....                                                       | 8  |
| Introduction Générale: .....                                                      | 2  |
| Chapitre I : Géologie régionale et locale de la zone d'étude. ....                | 5  |
| Introduction : .....                                                              | 5  |
| 1-Géologie régionale du bassin de berkine: .....                                  | 5  |
| I.1. situation géographique: .....                                                | 5  |
| I..2. Cadre géologique régionale : .....                                          | 6  |
| I..3. Evolution tectonique .....                                                  | 7  |
| I.4. Géodynamique du bassin de Berkine.....                                       | 8  |
| I.5. Stratigraphie du Bassin de Berkine:.....                                     | 10 |
| I..6. Système pétrolier du Bassin de Berkine.....                                 | 14 |
| 2. Géologie locale de la région de SIF FATIMA:.....                               | 16 |
| 2.1. Situation géographique de la zone de SIF FATIMA:.....                        | 16 |
| 2.2. Cadre géologique et géodynamique de la zone de SIF FATIMA.....               | 17 |
| 2.3. Stratigraphie du champ de Sif Fatima : .....                                 | 17 |
| 2.4. Cadre tectonique : .....                                                     | 18 |
| 2.5. Système pétrolier de la zone d'étude.....                                    | 18 |
| Conclusion :.....                                                                 | 20 |
| Chapitre II : Matérielles et Méthodes.....                                        | 22 |
| Introduction : .....                                                              | 22 |
| 1.Architecture du travail : .....                                                 | 22 |
| 2. Aspect pétrophysique .....                                                     | 23 |
| 2.1 Porosité:.....                                                                | 23 |
| 2.2 Saturation en eau.....                                                        | 24 |
| 2.3 Volume d'argile (Vcl): .....                                                  | 25 |
| 3.Les Méthodes géostatistiques .....                                              | 26 |
| Simulation Gaussienne Séquentielle (SequentialGaussian Simulation – SGS).....     | 26 |
| Étapes méthodologiques de la simulation SGS (SequentialGaussian Simulation) ..... | 26 |
| 4 .Les Paramètres Techniques Utilisées : .....                                    | 28 |

|                                                                                                     |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| . Avantages de la SGS.....                                                                          | 29 |
| 5.Traitement des données et Procédure.....                                                          | 29 |
| 5.1 Importation des données des diagraphies de puits: .....                                         | 30 |
| 5.2 Préparation des données : .....                                                                 | 30 |
| 6 Procédure de modélisation structurale dans Petrel E&P Software Platform .....                     | 30 |
| 6.1. Importation et validation des données d'entrée .....                                           | 31 |
| 6.2. Interprétation et construction des horizons structuraux.....                                   | 31 |
| 6.3. Modélisation des failles .....                                                                 | 31 |
| 6.4. Construction du Structural Framework .....                                                     | 31 |
| 6.5. Génération de la grille structurale (PillarGrid) .....                                         | 31 |
| 6.6 Mise à l'échelle des logs (Well log upscaling) .....                                            | 31 |
| 6.7. Ajustement des paramètres des variogrammes (Data Analysis) .....                               | 32 |
| 6.8.Modélisation des paramètres pétrophysiques (Petrophysical Modeling) .....                       | 32 |
| 6.9. Création des cartes iso-valeur .....                                                           | 33 |
| 6.10 Ajustement des échelles des cartes.....                                                        | 33 |
| 7.Validation des résultats : .....                                                                  | 33 |
| 8.Présentation du logiciel : .....                                                                  | 34 |
| 9.Description générale du logiciel : .....                                                          | 34 |
| Conclusion:.....                                                                                    | 36 |
| Chapitre III: Modélisation de réservoir .....                                                       | 38 |
| 1.Validation de la distribution .....                                                               | 38 |
| 2.Localisation des puits de SIF FATIMA .....                                                        | 42 |
| 3.Corrélation diagraphique des puits dans la région d'étude : .....                                 | 43 |
| 4.Model structural de la région d'étude.....                                                        | 46 |
| 5.Cartographie des toits des différents réservoirs de la région de SIF FATIMA: .....                | 47 |
| 6.Modélisation pétrophysique .....                                                                  | 52 |
| 7.Analyse variographique de la porosité et de la saturation en eau (RA, RB, RC et RD).....          | 54 |
| Les variogrammes de porosité .....                                                                  | 54 |
| Les variogrammes de Saturation en eau (SW) .....                                                    | 59 |
| 8.Cartographie des paramètres pétrophysique du Niveau (RA, RB, RC et RD)de secteur SIF FATIMA ..... | 63 |
| Analyse de la distribution de la porosité des réservoirs .....                                      | 63 |
| Analyse de la distribution de la saturation en eau (SW) des réservoirs .....                        | 67 |
| 9. Les Cartes de qualité: .....                                                                     | 77 |
| Conclusion:.....                                                                                    | 80 |

|                                   |    |
|-----------------------------------|----|
| Conclusion général: .....         | 82 |
| Recommandations:.....             | 83 |
| Résumé .....                      | 84 |
| Abstract .....                    | 84 |
| Key words: .....                  | 85 |
| Références bibliographiques ..... | 86 |
| Bibliographie .....               | 86 |

## Liste de Figures:

|                                                                                                                                                                                |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 1: Situation du bassin de Berkine en algerie (Document Sonatrach ) .....                                                                                                | 6  |
| Figure 2:Situation géographique du bassin de Berkine.....                                                                                                                      | 7  |
| Figure 3:Les éléments structuraux du bassin de Berkine (Azoug et al. 2007) .....                                                                                               | 10 |
| Figure 4:log lithostratigraphique du bassin de berkine (sonatrach 2012) .....                                                                                                  | 13 |
| Figure 5: coupe geologique regional du bassin de berkine:(Sonatrach.2003).....                                                                                                 | 16 |
| Figure 6:Carte de situation de la zone d'étude « Sif Fatima » .....                                                                                                            | 17 |
| Figure 7:Coupe sismique du secteur Sif Fatima (Rapport de Sonatrach 2020).....                                                                                                 | 18 |
| Figure 8:sources et migration dans sif Fatima (d'après Echikh,1998).....                                                                                                       | 19 |
| Figure 9:La démarche pour la construction d'un modèle petrophysique de réservoir.....                                                                                          | 29 |
| Figure 10:le tableau Analyse comparative des paramètres statistiques des données pétrophysiques<br>brutes et upscalées avant la modélisation géostatistique du réservoir. .... | 38 |
| Figure 11: Validation de la distribution de la porosité (POR) par Histogramme .....                                                                                            | 39 |
| Figure 12:valeurs Min–Max de la saturation en eau (SW).....                                                                                                                    | 40 |
| Figure 13:Validation de la distribution de la saturation en eau (SW) par Histogramme .....                                                                                     | 41 |
| Figure 14:Plan de positionnement des puits dans le champ de SIF FATIMA (SONATRACH DPHMD)<br>.....                                                                              | 42 |
| Figure 15:Corrélation diagraphiquedes réservoirsRA, RB, RC et RD Des puits P24, P23 et P21. ....                                                                               | 43 |
| Figure 16: Corrélation diagraphique des réservoirsRA, RB, RC et RD Des puits 12,13 et 20. ....                                                                                 | 44 |
| Figure 17: Coupe géologique illustrant la disposition des réservoirs RA, RB, RC et RD avec le contact<br>(WOC).....                                                            | 45 |
| Figure 18:Carte structurale du champ de SIF FATIMA. ....                                                                                                                       | 46 |
| Figure 19:Toit réservoir RA .....                                                                                                                                              | 48 |
| Figure 20:Toit réservoir RB .....                                                                                                                                              | 48 |
| Figure 21:Toit réservoir RC .....                                                                                                                                              | 49 |
| Figure 22:: Toit réservoir RD .....                                                                                                                                            | 49 |
| Figure 23:Modèle structural 3D du réseau de failles (Champ de SIF FATIMA) .....                                                                                                | 50 |
| Figure 24:Modèle pétrophysique (STATIC) 2D du réservoir .....                                                                                                                  | 52 |
| Figure 25:Modèle pétrophysique (STATIC) 3D du réservoir. ....                                                                                                                  | 53 |
| Figure 26:Variogramme exponentiel direction 45° de la porosité (RA) .....                                                                                                      | 54 |
| Figure 27: Variogramme exponentiel direction 135°de porosité (RA).....                                                                                                         | 55 |
| Figure 28:Variogramme exponentiel direction 45°de porosité (RB). ....                                                                                                          | 55 |
| Figure 29:- Variogramme exponentiel de porosité (direction 135°) – (RB) .....                                                                                                  | 56 |
| Figure 30:Variogramme Expérimental direction 45° de porosité (RC) .....                                                                                                        | 56 |

|                                                                                                                     |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 31: Variogramme expérimental direction 135° de porosité (RC).....                                            | 57 |
| Figure 32: Variogramme expérimental direction 45° de porosité (RD).....                                             | 57 |
| Figure 33:- Variogramme expérimental direction 135° de porosité (RD).....                                           | 58 |
| Figure 34: Variogramme exponentiel direction 45° de SW (RA) .....                                                   | 59 |
| Figure 35: Variogramme exponentiel direction 135° de SW (RA) .....                                                  | 59 |
| Figure 36: Variogramme expérimental direction 45° de SW (RB).....                                                   | 60 |
| Figure 37: Variogramme expérimental direction 135° de SW (RB) .....                                                 | 60 |
| Figure 38: Variogramme expérimental direction 45° de SW (RC) .....                                                  | 61 |
| Figure 39: Variogramme expérimental direction 135° de SW (RC) .....                                                 | 61 |
| Figure 40: Variogramme expérimental direction 45° de SW (RD) .....                                                  | 62 |
| Figure 41: Variogramme expérimental direction 45° de SW (RD) .....                                                  | 62 |
| Figure 42: Carte de distribution de la porosité du niveau RA .....                                                  | 63 |
| Figure 43: Carte de distribution de la porosité du NIVEAU RB .....                                                  | 64 |
| Figure 44: Carte de distribution de la porosité du niveau RC .....                                                  | 65 |
| Figure 45: Carte de distribution de la porosité du niveau RD .....                                                  | 66 |
| Figure 46: section géologique montrant la Distribution de la porosité au niveau des réservoirs RA, RB, RC & RD..... | 67 |
| Figure 47: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du niveau RA .....                                    | 68 |
| Figure 48: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du niveau RB.....                                     | 69 |
| Figure 49: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du niveau RB.....                                     | 70 |
| Figure 50: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du niveau RD .....                                    | 71 |
| Figure 51: Section géologique montrant la distribution de la SW dans les niveau RA, RB, RC & RD ..                  | 72 |
| Figure 52: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du RA au niveau du contact OWC (-2740 m TVDss) .....  | 73 |
| Figure 53: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du RB au niveau du contact OWC (-2740 m TVDss) .....  | 74 |
| Figure 54: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du RC au niveau du contact OWC (-2785 m TVDss) .....  | 75 |
| Figure 55: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du RD au niveau du contact OWC (-2785 m TVDss) .....  | 76 |
| Figure 56: : Carte structurale en isobathes du réservoir de Qualité .....                                           | 77 |
| Figure 57:: Coupe géologique transversale montrant la stratification des fluides .....                              | 78 |

## Liste De Tableaux :

|                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau 2: Les formules de traitement des paramètres pétrophysiques. .... | 30 |
|---------------------------------------------------------------------------|----|

## Liste des abreviation

SF : SIF Fatima

TAGI : Trias Argilo-Gréseux Inferieur

HMD : Hassi Massaoud

DH : Discordance Herynienne

SH-DP : SONATRACHdivision production

SGS : Simulation Gaussienne Séquentiell

# **Introduction Générale**

## Introduction Générale:

Le champ de SIF FATIMA, situé dans le bassin de Berkine, représente l'un des secteurs pétroliers importants du Sahara algérien. Il se caractérise par un contexte géologique et structural favorable à l'accumulation des hydrocarbures, avec une organisation tectonique influençant directement la géométrie et la distribution des réservoirs. Sur le plan géologique, la région est constituée principalement de formations sédimentaires mésozoïques reposant sur un socle paléozoïque ancien, tandis que la structuration tectonique du champ est dominée par des failles orientées principalement NE–SW, accompagnées de structures secondaires NW–SE. Ces accidents tectoniques jouent un rôle important dans la compartimentation des réservoirs et dans la répartition des propriétés pétrophysiques.

Dans ce contexte, la compréhension de l'hétérogénéité pétrophysique du champ de SIF FATIMA constitue une étape essentielle pour une meilleure caractérisation du réservoir et une gestion optimale du développement du champ. Ainsi, ce travail porte principalement sur la modélisation pétrophysique des réservoirs du champ à travers l'intégration des données de puits et l'application des méthodes géostatistiques.

L'objectif principal de cette étude est de construire un modèle pétrophysique tridimensionnel permettant de représenter la distribution spatiale des propriétés réservoirs, notamment la porosité, la perméabilité et la saturation en eau. Pour atteindre cet objectif, plusieurs approches géostatistiques ont été utilisées, en particulier l'analyse variographique afin de caractériser la continuité spatiale des données, suivie des méthodes d'estimation et de simulation telles que le Krigeage et la Simulation Gaussienne Séquentielle (SGS). Ces méthodes permettent de mieux reproduire l'hétérogénéité du réservoir et de fournir une représentation plus réaliste de la distribution des propriétés pétrophysiques au sein du champ.

Ce travail s'inscrit ainsi dans une démarche de caractérisation pétrophysique visant à améliorer la compréhension de l'organisation interne des réservoirs et à identifier les zones présentant les meilleures potentialités en hydrocarbures.

**Chapitre 1 :** présente une vue générale du bassin de Berkine et du champ de SIF FATIMA, incluant le cadre géologique et structural, ainsi que l'historique de l'exploration et de la production.

**Chapitre 2 :** expose en détail la méthodologie adoptée pour la collecte, le traitement et l'intégration des données dans le processus de modélisation, en mettant l'accent sur les outils et les méthodes d'analyse utilisés.

**Chapitre 3 :** traite de la construction et de l'interprétation du modèle géologique et pétrophysique du réservoir TAGI, ainsi que de ses implications opérationnelles, tout en proposant des recommandations pour l'amélioration des stratégies de production.

**Chapitre I :**  
**Géologie régionale et locale**  
**de la zone d'étude.**

### Chapitre I : Géologie régionale et locale de la zone d'étude.

#### Introduction :

Le bassin de Berkine constitue l'une des provinces pétrolières les plus importantes en Algérie, en raison de son potentiel hydrocarburif remarquable et de la richesse de ses systèmes pétroliers. Situé dans le Sahara oriental, ce bassin a fait l'objet de nombreuses investigations géologiques et géophysiques visant à mieux comprendre son architecture structurale et son évolution sédimentaire.

Au cours des dernières décennies, les travaux de recherche et d'exploration se sont particulièrement concentrés sur le réservoir du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), considéré comme l'un des principaux niveaux producteurs de la région. Ce dernier présente des caractéristiques pétrophysiques favorables, notamment en termes de porosité et de perméabilité, ce qui en fait une cible privilégiée pour l'exploitation des hydrocarbures.

Ainsi, l'étude approfondie du TAGI dans le bassin de Berkine revêt un intérêt majeur, tant sur le plan scientifique que sur le plan économique, en contribuant à l'optimisation de la prospection et à une meilleure gestion des ressources énergétiques.

### 1-Géologie régionale du bassin de berkine:

#### I.1. situation géographique:

Le bassin de berkine (Ex Ghadamès) est situé dans l'erg oriental de Sahara Algérien entre les altitudes 29 : et 34 : nord et les longitudes 5 :et 10 (figure1),il est limité:

Au nord par le bourrelet d'Ain Roumana et le voute de Dhar.

Et du sud par le bassin d'Illizi.

A l'est par le bassin de syrt entre la Tunisie et la Libye.

A l'ouest par la mole d'Amghuide El Biod Hassi Messoude.

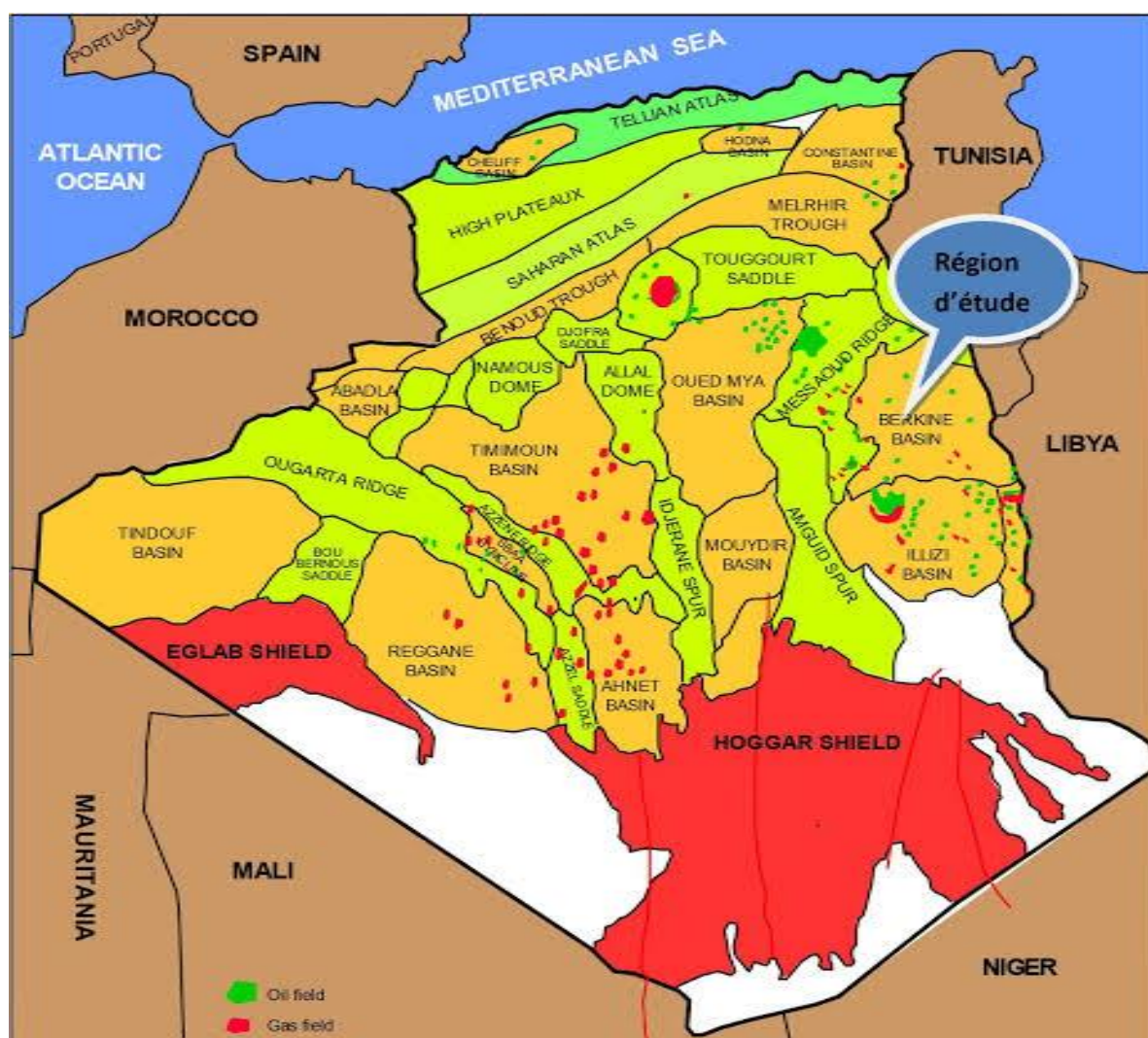
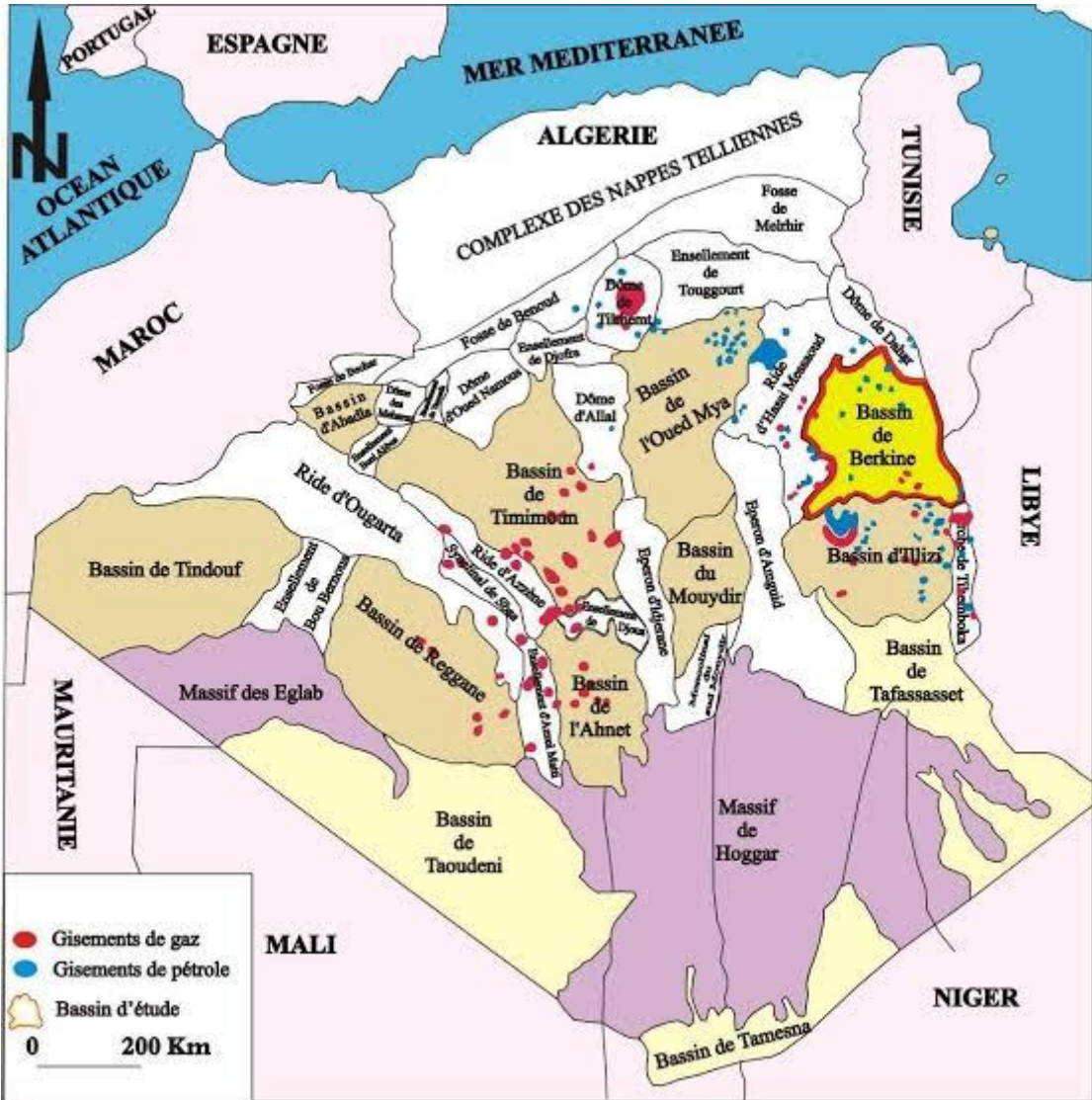


Figure 1: Situation du bassin de Berkine en Algérie (Document Sonatrach 2003 )

### I.2. Cadre géologique régionale :

Le bassin de Berkine, situé sur la Plateforme Saharienne algérienne (**figure 2**), représente une dépression tectonique intracratonique (WEC, 2007). Il s'est développé au cours du Paléozoïque comme un centre de dépôt intracratonique où des séries sédimentaires épaisses se sont accumulées sur un socle proterozoïque métamorphique et magmatique de haute grade. Ce bassin occupe une superficie totale (Ask, 1995).



**Figure 2: Situation géographique du bassin de Berkine**

### I..3. Evolution tectonique

L'évolution tectonique du champ de Sif Fatima s'inscrit dans celle du bassin de Berkine, marquée par plusieurs phases tectono-sédimentaires majeures (Boudjema, 1987).

### 1. Phase panafricaine (Précambrien):

Cette phase correspond à la mise en place du socle cristallin sur lequel reposent les séries sédimentaires ultérieures. Elle constitue la base structurale de toute la région (Boudjema, 1987).

## 2. Phase de distension cambrienne–ordovicienne:

Durant le Paléozoïque inférieur, le bassin connaît une phase extensive favorisant la mise en place de dépôts détritiques importants, notamment des grès continentaux à marins peu profonds.

### **3. Phase silurienne:**

Cette période est marquée par une transgression marine généralisée conduisant à la sédimentation de schistes riches en matière organique. Ces dépôts constituent les principales roches mères du système pétrolier (Askri et al., 1995).

### **4. Phase dévonienne–carbonifère:**

Une alternance de conditions marines et continentales entraîne le dépôt de formations variées. Cette période est également affectée par des événements tectoniques compressifs, notamment la phase hercynienne, qui provoque des déformations et des discordances majeures.

### **5. Phase hercynienne:**

Elle se traduit par une importante phase de compression et d'érosion, responsable de la structuration du socle et de la formation de grandes discordances angulaires (Beicip-Franlab, 1975).

### **6. Phase de rifting mésozoïque (Trias) :**

Le Trias correspond à une phase de distension liée à l'ouverture de bassins intracontinentaux. Cette phase favorise le dépôt des formations argilo-gréseuses du TAGI, qui constituent les principaux réservoirs dans la région (Turner et al., 2001).

### **7. Phase jurassique–crétacée:**

Une sédimentation plus stable s'installe, dominée par des dépôts marins et continentaux. Les conditions tectoniques deviennent relativement calmes.

### **8. Phase alpine (Cénozoïque) :**

Cette phase est caractérisée par une réactivation tectonique modérée liée à l'orogénèse alpine, influençant la structuration finale des pièges pétroliers et la migration des hydrocarbures (Galeazzi et al., 2010).

## **I..4. Géodynamique du bassin de Berkine**

Le bassin de Berkine constitue l'un des principaux bassins pétroliers du Sahara oriental algérien. Sur le plan géodynamique, il se présente comme une vaste dépression sédimentaire affectée par plusieurs phases tectoniques successives, notamment les épisodes tectonique et hercynien, qui ont fortement contrôlé son architecture structurale ainsi que la répartition des systèmes pétroliers. Ce bassin est généralement subdivisé en trois grandes unités structurales (**figure3**) la dépression triasique du Sud-Est, la dépression de Dahar et la dépression de Berkine. (Boudjema, 1987)

### 1.4.1. Dépression triasique du Sud-Est

La dépression triasique du Sud-Est correspond à la zone associée au sillon salifère de Dorbane et à ses prolongements vers le sud-ouest. Elle occupe une position intermédiaire entre le haut structural d'Amguid–Hassi Messaoud à l'ouest et le bassin de Berkine à l'est.

Cette région se distingue par le développement important des réservoirs du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) et Supérieur (TAGS), ainsi que des formations paléozoïques, notamment les quartzites de Hamra. Ces niveaux renferment plusieurs accumulations majeures d'hydrocarbures, telles que Rhourde En Nouss, Gassi Touil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Rhourde Adra et Rhourde Chouf.

Les hydrocarbures (huile, gaz et condensats) sont généralement piégés dans de grandes structures anticlinales limitées par des failles inverses à fort rejet, traduisant une tectonique compressive postérieure à la sédimentation.

### 1.4.2. Dépression de Dahar

La dépression de Dahar est une vaste structure monoclinale d'âge mésozoïque inclinée vers le nord-est. Elle constitue le prolongement occidental de l'arche de la Djeffara tunisienne et marque la limite septentrionale du bassin de Berkine.

Cette zone a été affectée par d'importants épisodes d'érosion liés aux phases taconique et hercynienne, ce qui a localement réduit l'épaisseur des séries sédimentaires. Les axes structuraux dominants suivent une orientation nord-est – sud-ouest. La couverture triasique repose directement sur des terrains plus anciens allant du Silurien au Cambro-Ordovicien.

Le potentiel pétrolier de cette région reste plus limité en raison de la faible extension des réservoirs et des incertitudes liées à la maturité et à la continuité latérale de la roche mère silurienne.

### 1.4.3. Dépression de Berkine

La dépression de Berkine constitue l'élément structural principal du bassin. Elle est recouverte en surface par les dunes de l'Erg Oriental et correspond à une vaste dépression paléozoïque dont le socle atteint plus de 6 000 à 7 000 mètres de profondeur.

Grâce à une subsidence importante au cours de son évolution, cette dépression renferme une série sédimentaire particulièrement complète, dépassant 6 000 mètres d'épaisseur, comprenant les cycles paléozoïque, mésozoïque et cénozoïque.

La partie centrale du bassin a été relativement peu affectée par l'érosion hercynienne, ce qui a permis la conservation des formations du Carbonifère supérieur. En revanche, sur les bordures, les séries paléozoïques ont subi une érosion progressive plus marquée.

Le bassin est limité à l'ouest par les structures de Rhourde En Nouss et au sud par le môle ancien d'Ahara–El Ouar, qui le sépare du bassin d'Illizi. Les marges du bassin sont caractérisées par le développement des formations siluro-dévonienues sous la couverture mésozoïque.

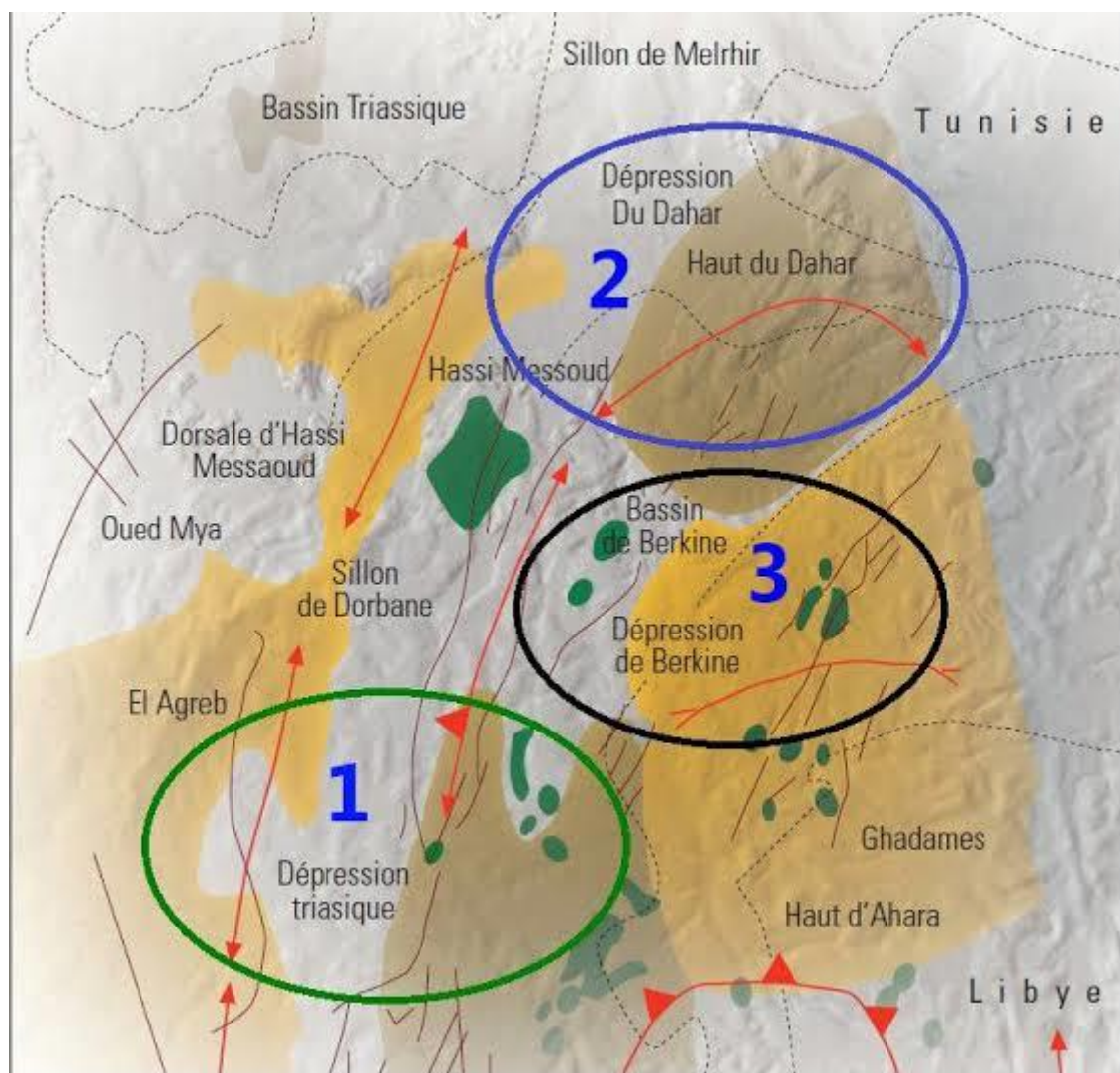


Figure 3: Les éléments structuraux du bassin de Berkine (Azoug et al. 2007)

### I.5. Stratigraphie du Bassin de Berkine:

La succession stratigraphique du bassin de Berkine repose sur un socle précambrien et comprend une série sédimentaire continue allant du Paléozoïque au Quaternaire. Les formations mésozoïques occupent une place dominante dans la région et reposent en discordance sur les unités paléozoïques. L'ensemble est recouvert par une couverture cénozoïque peu épaisse, essentiellement détritique. Cette organisation stratigraphique joue un rôle fondamental dans la mise en place du système pétrolier du bassin. (WEC, 2007)

### **I.5.1 Le socle précambrien :**

Le substratum du bassin est constitué de roches cristallines et métamorphiques d'âge précambrien. Ce socle forme l'assise structurale de la plateforme saharienne et sert de support à toute la série sédimentaire. Les formations paléozoïques s'y déposent en discordance majeure.

### **1.5.2. Le Paléozoïque :**

Le Paléozoïque correspond à une série sédimentaire épaisse composée principalement de formations détritiques et argileuses.

#### **a) Le Cambrien :**

Le Cambrien repose directement sur le socle précambrien. Il est constitué essentiellement de grès et de quartzites, localement conglomératiques. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 300 m.

#### **b) L'Ordovicien :**

L'Ordovicien est formé par une alternance de grès quartzitiques, de siltites et de niveaux argileux. Certaines unités, notamment les Quartzites de Hamra, présentent de bonnes propriétés réservoir.

#### **c) Le Silurien :**

Le Silurien est caractérisé par des schistes noirs riches en matière organique, appartenant à la Formation de Tanezzuft. Cette unité constitue la principale roche mère du bassin de Berkine en raison de sa forte teneur en matière organique.

#### **d) Le Dévonien :**

Le Dévonien comprend trois subdivisions principales :

le Dévonien inférieur, à dominante argilo-gréseuse ;

le Dévonien moyen, principalement argileux avec intercalations carbonatées ;

le Dévonien supérieur, constitué d'argiles, de marnes, de calcaires, de dolomies et de niveaux gréseux.

#### **e) Le Carbonifère :**

Le Carbonifère est représenté par une succession d'argiles, de siltites, de grès et, localement, de niveaux carbonatés. Une partie de ces dépôts a été affectée par l'érosion associée à la phase hercynienne.

### **I.5.3. Le Mésozoïque :**

#### **a) Le Trias**

Le Trias représente l'un des ensembles stratigraphiques les plus importants du bassin sur le plan pétrolier. Il repose en discordance sur les formations paléozoïques et comprend plusieurs unités lithologiques.

Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) est constitué de grès gris à blanchâtres, fins à moyens, parfois grossiers, à ciment siliceux ou silico-argileux. Ces grès sont intercalés avec des niveaux argileux brun rouge à gris verdâtre. Le TAGI constitue le principal réservoir du Champ de Sif Fatima.

Le Trias carbonaté comprend des argiles verdâtres à brun rouge associées à des niveaux dolomitiques et à de minces intercalations gréseuses.

Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) est composé de grès très fins à fins, accompagnés d'intercalations argileuses. Cette unité constitue également un réservoir important dans plusieurs gisements du bassin.

Le Trias argileux est formé essentiellement d'argiles rouge brun, parfois riches en anhydrite. Ces niveaux, associés aux évaporites, assurent une excellente couverture régionale.

#### **b) Le Jurassique**

Le Jurassique est constitué de séries carbonatées et argileuses comprenant le Lias, le Dogger lagunaire, le Dogger argileux et le Malm.

#### **c) Le Crétacé**

Le Crétacé débute par des formations détritiques continentales, suivies de dépôts marins au cours de l'Aptien. Les niveaux supérieurs sont dominés par des séries carbonatées accompagnées localement d'intercalations évaporitiques.

### **I.6.4. Le Cénozoïque**

#### **a) Le Mio-Pliocène**

Le Mio-Pliocène est représenté par des dépôts sableux fins à moyens, localement grossiers, de couleur blanchâtre à jaunâtre ou rougeâtre. Ces formations comportent également des intercalations argileuses et des bancs de calcaires argileux.

#### **b) Le Quaternaire**

Le Quaternaire est constitué principalement de sables éoliens formant les vastes placages dunaires de l'Erg Oriental

| ETAGE      | AGES                  | LITHO | DESCRIPTION                                                                                | EPAIS (m) |
|------------|-----------------------|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| QUAT.      | QUATERNAIRE           |       | Sable blanc                                                                                | 38-185    |
| TERT.      | Mio-Pliocène          |       | Sable blanc avec passé de Calcaire gris                                                    | 138-185   |
| CRETACE    | Sénonien Carbonaté    |       | calcaire gris-blanchâtre, passé Dolomie de Calcaire dolomitique, d'argile et anhydrite     | 88-120,5  |
|            | Sénonien Anhydritique |       | Sel blanc, passées d' anhydrite                                                            | 329,5-331 |
|            | Sénonien Salifère     |       | sel blanc, avec passées d'Argile                                                           | 152-160   |
|            | Turonien              |       | calcaire gris blanc, passées d'Argile et Dolomie                                           | 67        |
|            | Cénomanién            |       | Argile brun-rouge, calcaire et dolomie                                                     | 231-240   |
|            | Albien                |       | Grès gris, Argile brun, traces de pyrite                                                   | 90-109    |
|            | Aptien                |       | Dolomie blanc, calcaire gris-clair                                                         | 25-28     |
|            | Barrémien             |       | Grès gris, et Argile, traces de dolomie                                                    | 231-324   |
|            | Néocomien             |       | Argile versicolore, et calcaire et Grès gris                                               | 247,5-280 |
| JURASSIQUE | Malm                  |       | Argile brun-rouge, fine passées de Grès                                                    | 211-245   |
|            | Dogger Argileux       |       | Argile brun-rouge et fine passées de Grès                                                  | 122-152   |
|            | Dogger lagunaire      |       | Argile grise, passées de calcaire et dolomie                                               | 123-138   |
|            | Lias Anhydritique     |       | Anhydrite massive et Argile grise                                                          | 156,5-165 |
|            | Lias Salifère         |       | sel massif, fines passées d'Argile gris                                                    | 60-64     |
|            | Lias "HB"             |       | calcaire dolomitique, passées d'Argile                                                     | 19-23     |
|            | Lias S1+S2            |       | sel massif avec intercalations d'anhydrite massive et Argile grise, tendre.                | 142-223,5 |
|            | Lias S3               |       | sel massif avec fines passées d'Argile grise                                               | 94-125,5  |
|            | Lias Argileux         |       | Argile brun rouge avec passée de sel massif                                                | 25-32     |
| TRIAS      | Trias (S4)            |       | Argile brun rouge avec passée de sel massif                                                | 30-50     |
|            | Trias Argileux        |       | Argile brun-rouge, trace d'anhydrite                                                       | 19-33     |
|            | Trias Carbonaté       |       | Argile verte à grise, passé de dolomie grise microcristalline, présence de Grès gris-blanc | 76-86,5   |
|            | T.A.G.I               |       | Grès blanc à gris brun , intercalé d'Argile brune trace de pyrite                          | 77-100    |
| DEV. SUP   | Strunien F2           |       | Grès blanc à gris beige avec passées d'argile                                              | 66-100    |
|            | Famennien             |       | Argile gris-foncé, trace de calcaire argileux et de grès argileux                          |           |

Figure 4: log lithostratigraphique du bassin de berkine (Sonatrach 2012)

### **I..6. Système pétrolier du Bassin de Berkine**

Le bassin de Berkine renferme l'un des systèmes pétroliers les plus performants de la plateforme saharienne. Son efficacité repose sur la présence de roches mères riches en matière organique, de réservoirs de grande qualité, de couvertures imperméables et de pièges structuraux et stratigraphiques favorables à l'accumulation des hydrocarbures. La combinaison de ces éléments explique la découverte de nombreux gisements majeurs, dont le Champ de Sif Fatima.

#### **I.6.1. Roches mères**

Les principales roches mères du bassin sont constituées par les schistes noirs marins du Silurien (Formation de Tanezzuft) et par certains niveaux argileux du Dévonien supérieur, notamment du Frasnien.

La roche mère silurienne présente une extension régionale très importante et constitue la source dominante des hydrocarbures générés dans le bassin. Elle se caractérise par une forte richesse en matière organique et par un excellent potentiel générateur. La roche mère frasnienne, plus localisée dans les zones centrales du bassin, a également contribué à la charge de plusieurs accumulations pétrolières.

#### **I.6.2. Roches réservoirs**

Les réservoirs du bassin de Berkine sont répartis dans plusieurs niveaux stratigraphiques, allant du Cambrien au Trias.

##### **a) Réservoirs triasiques**

Les réservoirs les plus productifs appartiennent au Trias, en particulier :

le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) ;

le Trias carbonaté ;

le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS).

Le TAGI constitue le principal objectif pétrolier dans de nombreux champs du bassin, notamment au Champ de Sif Fatima. Il est formé de grès fluviatiles présentant de bonnes propriétés pétrophysiques et une large extension régionale.

##### **b) Réservoirs paléozoïques**

D'autres réservoirs importants sont représentés par :

les grès du Carbonifère ;

les niveaux sableux du Dévonien inférieur ;

les Quartzites de Hamra et les grès d'Ouargla de l'Ordovicien ;

les grès cambriens.

Ces formations peuvent contenir des accumulations d'huile, de gaz et de condensats lorsque les conditions de piégeage sont favorables.

### **I.6.3. Roches de couverture**

L'étanchéité des accumulations est assurée principalement par les argiles et les évaporites du Trias et du Lias. Ces niveaux jouent le rôle de couverture régionale en empêchant la remontée des hydrocarbures.

Dans les séries paléozoïques, les couvertures sont généralement constituées par des niveaux argileux intra-formationnels, comme les argiles siluriennes pour les réservoirs ordoviciens et les argiles d'El Gassi pour certains réservoirs cambriens.

### **I.6.4. Migration des hydrocarbures**

Les hydrocarbures générés dans les roches mères migrent vers les réservoirs selon deux mécanismes principaux :

- une migration verticale le long des failles et des fractures ;
- une migration latérale à travers les niveaux gréseux perméables.

Ces processus permettent la charge des différents réservoirs, en particulier du TAGI, qui constitue l'un des principaux drains et niveaux d'accumulation du bassin.

### **I- 6.5. Pièges pétroliers**

Les accumulations d'hydrocarbures sont contrôlées par deux grandes catégories de pièges :

#### **a) Pièges structuraux**

Ils correspondent principalement à des anticlinaux simples ou faillés, formés lors des phases tectoniques hercynienne, autrichienne et pyrénéenne. Les failles assurent souvent une fermeture latérale efficace.

#### **b) Pièges stratigraphiques**

Ils sont liés à des biseaux sous discordance, à des lentilles sableuses ou à des variations latérales de faciès. Ce type de piège est particulièrement fréquent dans les séries triasiques et carbonifères.

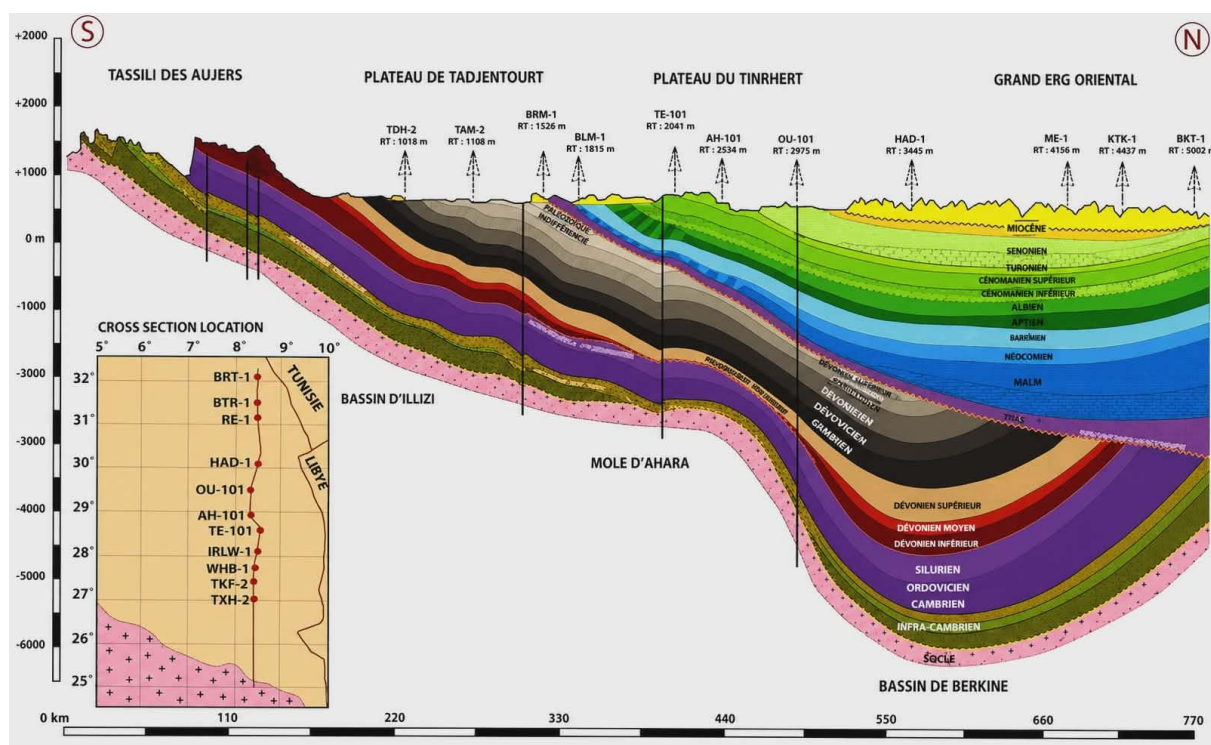


Figure 5: coupe géologique régionale du bassin de berkine:(Sonatrach.2003)

## 2. Géologie locale de la région de SIF FATIMA:

### **2.1. Situation géographique de la zone de SIF FATIMA:**

Le secteur de SIF FATIMA, est implanté dans la partie nord-orientale du Bassin de Berkine (**figure6**) Il se situe à environ 100 km au sud-ouest du gisement d'El Borma.

Le bloc 402 s'étend sur une superficie d'environ 103 km<sup>2</sup>. D'un point de vue géographique, la zone d'étude est comprise entre les latitudes 31° et 32° Nord, ainsi qu'entre les longitudes 8° et 9° Est (WEC, 2007).



— — — — —

# UNIT 1

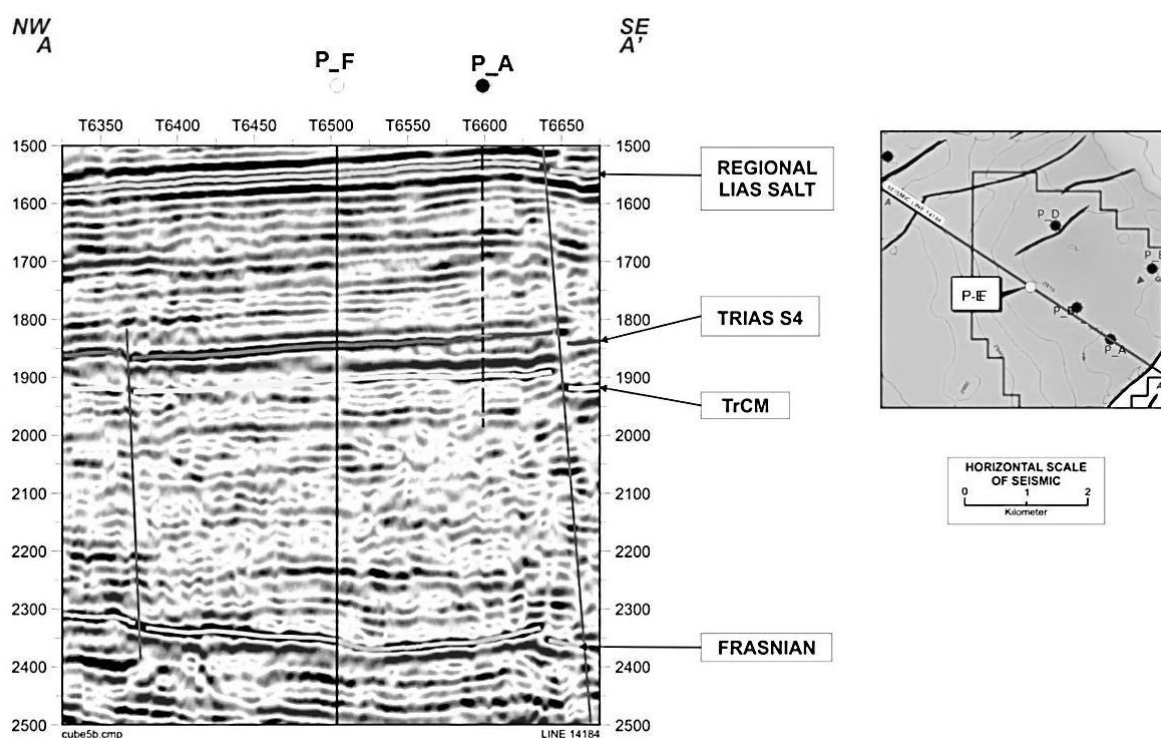
1. *Journal of the American Medical Association*, 2000; 284: 2689-2694.

1 1 0 1 1

### 2.4. Cadre tectonique :

Le bloc 402B est affecté par une tectonique cassante relativement intense. Les structures principales sont des failles de direction nord-est – sud-ouest (NE–SW), associées à des failles secondaires orientées nord-ouest – sud-est (NW–SE). (**figure7**)

Ces accidents tectoniques résultent principalement de la phase compressive pyrénéenne de l'Éocène supérieur, qui a provoqué l'inversion de certaines structures héritées et la formation de blocs basculés. Cette structuration a fortement influencé la géométrie des pièges et la distribution latérale des réservoirs gréseux.



**Figure 7: Coupe sismique du secteur Sif Fatima (Rapport de Sonatrach 2020).**

### 2.5. Système pétrolier de la zone d'étude

#### 2.5.1. Roches mères

Les principales roches mères responsables de la génération des hydrocarbures dans la région sont les niveaux argileux riches en matière organique du Dévonien supérieur, en particulier les schistes du Frasnien. Ces formations présentent un excellent potentiel pétrologène et ont atteint une maturité thermique suffisante pour générer huile et gaz

### 2.5.2. Roches réservoirs :

Le principal réservoir exploité dans le champ de Sif Fatima est le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) (**figure8**), constitué de grès quartzitiques intercalés avec des niveaux argileux. Ce réservoir est subdivisé en trois unités :

TAGI basal : alternance d'argiles rougeâtres et de grès fins à moyens, localement pyriteux ;

TAGI moyen : grès bien triés, fins à moyens, à ciment siliceux et argilo-siliceux ;

TAGI supérieur : succession de grès micacés à passées argileuses et galets d'argile.

Ces unités présentent des propriétés pétrophysiques variables selon l'intensité des processus diagénétiques.

### 2.5.3. Roches couverture :

L'étanchéité du système pétrolier est assurée par les formations du Trias carbonaté ainsi que par les niveaux argileux radioactifs du Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS). Ces formations constituent une couverture efficace, empêchant la migration verticale des hydrocarbures.

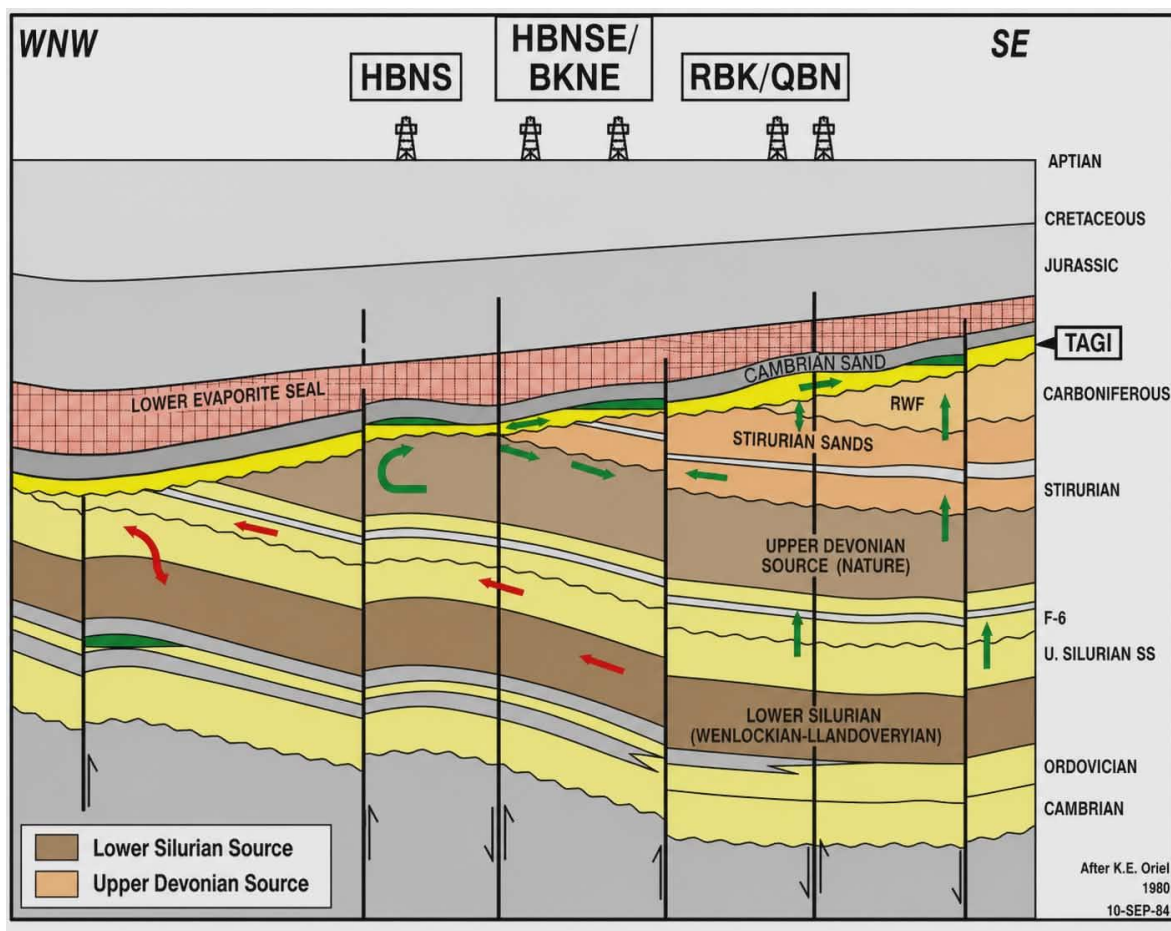


Figure 8: sources et migration dans Sif Fatima (d'après Echikh, 1998)

### **Conclusion :**

Le champ de Sif Fatima occupe une position structurale stratégique dans le bassin de Berkine. Sa géologie locale se caractérise par une stratigraphie dominée par les dépôts triasiques, une tectonique cassante héritée des phases compressives cénozoïques, et un système pétrolier particulièrement performant. La présence de roches mères dévoniennes, de réservoirs gréseux de qualité et d'une couverture régionale efficace explique l'importance économique de cette zone dans l'exploration et la production d'hydrocarbures.

# **Chapitre II :**

## **Matérielles et Méthodes**

## Chapitre II : Matérielles et Méthodes.

### Introduction :

La caractérisation des réservoirs constitue une étape essentielle dans l'évaluation et l'optimisation des gisements d'hydrocarbures. En raison de l'hétérogénéité des formations géologiques, une approche intégrée combinant données géologiques, pétrophysiques et géostatistiques est nécessaire afin d'obtenir une représentation fiable du réservoir et de réduire les incertitudes liées à son exploitation (Tiab&Donaldson, 2015) (Pyrz& Deutsch, 2014)

Le présent travail porte sur la modélisation pétrophysique tridimensionnelle (3D) du réservoir du champ de Sif Fatima, situé dans le bassin de Berkine. L'objectif principal consiste à estimer et modéliser les principaux paramètres pétrophysiques du réservoir, notamment la porosité, la saturation en eau, l'épaisseur nette productive (*Net Pay*) ainsi que le contact huile-eau (*Oil Water Contact*), qui contrôlent directement la qualité et le potentiel du réservoir (Jensen et al, 2000). Les données utilisées proviennent essentiellement des diagraphies de puits acquises lors d'un stage effectué au sein de SONATRACH. L'interprétation des logs permet de caractériser les propriétés des formations et la distribution des fluides (Serra, 1984) Après le traitement et la validation des données, une analyse géostatistique a été réalisée afin d'étudier la continuité spatiale des propriétés pétrophysiques et de générer des modèles 3D représentatifs de l'hétérogénéité du réservoir (Pyrz& Deutsch, 2014) Les résultats obtenus ont permis l'élaboration de cartes thématiques mettant en évidence les zones à fort potentiel pétrolier et les variations spatiales des propriétés réservoirs. Cette étude souligne ainsi l'importance de la modélisation pétrophysique et des méthodes géostatistiques dans la compréhension du comportement du réservoir et l'optimisation des stratégies de développement des champs pétroliers.

### 1. Architecture du travail :

La méthodologie suivie dans cette étude repose sur plusieurs étapes principales :

➤ **Traitement des données pétrophysiques** : Les données acquises à partir des diagraphies peuvent contenir certaines anomalies ou erreurs liées aux mesures et aux outils d'acquisition.

Une phase de contrôle et de correction est donc indispensable afin d'assurer la fiabilité des données utilisées dans l'étude.

➤ **Intégration des données dans le projet** :Après leur validation et leur traitement, les différentes données sont importées et organisées dans le projet de travail afin de préparer les étapes d'analyse et de modélisation.

➤ **Modélisation, analyse et interprétation des résultats** :Cette phase constitue l'étape essentielle de l'étude. Elle consiste à réaliser la modélisation des propriétés pétrophysiques pour générer des cartes de distribution, permettant ainsi d'identifier les zones réservoirs présentant le meilleur potentiel en hydrocarbures.

## 2. Aspect pétrophysique :

Dans le cadre de cette étude, l'évaluation pétrophysique des réservoirs du champ de Sif Fatima a été réalisée à travers l'analyse et l'interprétation des principales propriétés pétrophysiques contrôlant la qualité et le potentiel productif du réservoir. Cette caractérisation repose essentiellement sur l'étude de la porosité (Porosity) et de la saturation en eau (Water Saturation), considérées parmi les paramètres les plus importants dans l'évaluation des réservoirs pétroliers.

Ces propriétés permettent d'apprécier la qualité des roches réservoirs, d'évaluer leur capacité de stockage et de circulation des hydrocarbures, ainsi que d'identifier les zones présentant le meilleur potentiel productif, à partir d'une analyse intégrée des données de puits et des diagraphies disponibles.

### 2.1 Porosité:

La porosité représente la proportion des espaces vides présents dans une roche par rapport à son volume total. Elle est généralement exprimée en pourcentage et permet d'estimer la capacité de la roche à stocker des fluides tels que l'eau, le pétrole ou le gaz.

On distingue deux types principaux de porosité :

- **La porosité primaire**, qui correspond aux vides formés lors du dépôt initial des sédiments.
- **La porosité secondaire**, qui apparaît ultérieurement sous l'effet de phénomènes géologiques comme la fracturation, la dissolution ou la diagenèse.

Dans le domaine pétrolier, la porosité est un paramètre essentiel pour l'évaluation des réservoirs. Elle est souvent mise en relation avec les propriétés électriques de la formation à travers la loi d'Archie, utilisée pour interpréter les données de résistivité.

Mathématiquement, la porosité s'exprime par la relation suivante :

$$\varphi = \frac{V_v}{V_t}$$

$\varphi$  désigne la porosité,

- $V_v$  : représente le volume des vides,
- $V_t$  : correspond au volume total de la roche.

En pratique, la détermination de la porosité peut être réalisée à partir des diagraphies de puits, notamment les diagraphies de densité et neutroniques. Par ailleurs, les analyses effectuées en laboratoire sur des échantillons de carottes permettent d'obtenir des mesures directes et précises.

Dans le cadre de cette étude, la porosité a été estimée à partir des données issues de la diagraphie neutronique (Ariche, 1942)

### 2.2 Saturation en eau

Dans les formations propres (non argileuses), la saturation en eau est souvent déterminée à l'aide de la loi d'Archie, qui établit une relation entre la résistivité électrique de la formation, la porosité et la résistivité de l'eau interstitielle. Cette relation permet d'estimer la quantité d'eau présente dans l'espace poreux.

L'expression générale de l'équation est :

$$SW = \frac{a}{\varphi^m} \times \frac{R_w}{R_t}$$

- $SW$ : représente la saturation en eau,
- $a$ : est le facteur de tortuosité,
- $m$ : correspond à l'exposant de cimentation,
- $\varphi$ : est la porosité,
- $R_w$ : désigne la résistivité de l'eau de formation,

- $R_t$ : est la résistivité vraie de la formation,

En pratique, le calcul de  $S_w$  repose principalement sur l'interprétation des diagraphies de résistivité. Ces résultats peuvent être affinés à l'aide d'analyses de carottes et de mesures de pression capillaire, afin d'améliorer la fiabilité des estimations.

La détermination précise de la saturation en eau est essentielle pour l'évaluation des volumes d'hydrocarbures en place. En général, une faible valeur de  $S_w$  traduit une présence plus importante d'hydrocarbures dans les pores, ce qui constitue un indicateur favorable pour le potentiel productif du réservoir.

### 2.3 Volume d'argile (Vcl):

Le volume d'argile (Vcl) représente la proportion de minéraux argileux présents dans une formation rocheuse. Il est généralement exprimé en fraction ou en pourcentage du volume total de la roche. Ce paramètre joue un rôle essentiel dans l'évaluation pétrophysique, car la présence d'argiles influence significativement les propriétés électriques et réservoirs de la formation. Les argiles affectent notamment les mesures de résistivité en raison de leur capacité à conduire le courant électrique via les ions présents à leur surface. Par conséquent, une estimation précise du volume d'argile est indispensable pour corriger les calculs de porosité et de saturation en eau. Le Vcl est principalement déterminé à partir de la diagraphie Gamma Ray (GR), basée sur la radioactivité naturelle des formations. L'indice gamma (IGR) est d'abord calculé :

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

- $GR_{log}$ : est la valeur mesurée,
- $GR_{min}$ : correspond à la valeur du sable propre,
- $GR_{max}$ : représente la valeur de l'argile pure.

Selon le type de formation (jeune ou ancienne), différentes relations empiriques peuvent être utilisées pour convertir l'indice gamma en volume d'argile (par exemple : modèle linéaire, Larionov, Clavier, etc.).

Une estimation fiable du Vcl est fondamentale, car une forte teneur en argile réduit généralement la qualité réservoir (diminution de la porosité efficace et de la perméabilité

### 3. Les Méthodes géostatistiques :

la plus importante méthode utilisée pour la réalisation de ce travail est :

#### **Simulation Gaussienne Séquentielle (Sequential Gaussian Simulation – SGS)**

La Simulation Gaussienne Séquentielle (SGS) est une méthode géostatistique couramment utilisée pour modéliser la distribution spatiale des propriétés continues des réservoirs, telles que la porosité et la saturation en eau (Deutsch & Journel, 1998 ; Pyrcz & Deutsch, 2014). Cette méthode repose sur la simulation aléatoire des valeurs au niveau des cellules du modèle tout en respectant les statistiques des données disponibles ainsi que leur continuité spatiale décrite par le variogramme.

Dans les études de caractérisation des réservoirs, la SGS permet de générer plusieurs réalisations équiprobables du modèle pétrophysique. Chaque réalisation reproduit les mêmes tendances statistiques et géostatistiques observées dans les données de puits, tout en intégrant la variabilité naturelle des formations géologiques (Journel & Huijbregts, 1978). Cette approche permet ainsi de représenter l'hétérogénéité du réservoir de manière plus réaliste qu'une simple interpolation déterministe.

L'un des principaux avantages de la SGS réside dans sa capacité à évaluer les incertitudes associées à la distribution des propriétés pétrophysiques. Les différentes réalisations générées peuvent être comparées afin d'identifier les zones présentant un fort degré d'incertitude et d'améliorer l'évaluation du comportement du réservoir. Cette méthode est largement utilisée dans l'industrie pétrolière pour la modélisation 3D des réservoirs et l'optimisation des stratégies de développement et de production (Deutsch, 2002).

#### **Étapes méthodologiques de la simulation SGS (Sequential Gaussian Simulation)**

**a) Transformation en scores normaux :** Avant le lancement de la simulation, les données pétrophysiques initiales sont transformées en scores normaux afin de respecter l'hypothèse gaussienne de la méthode SGS. Cette transformation permet de convertir les distributions parfois asymétriques des données originales en une distribution normale standard caractérisée par une moyenne nulle et une variance égale à un. Cette étape est essentielle pour assurer la validité statistique de la simulation.

**b) Définition de la grille de simulation :** La zone d'étude est subdivisée en une grille tridimensionnelle composée de cellules représentant le réservoir. Chaque cellule correspond à

un nœud où une valeur pétrophysique sera simulée. Cette grille constitue le support spatial utilisé pour la modélisation des propriétés du réservoir.

**c) Génération d'un chemin aléatoire :** L'ordre de simulation des cellules du modèle est défini aléatoirement à travers un chemin de simulation (*randompath*). Cette procédure permet d'éviter l'introduction de biais directionnels lors de la simulation et d'assurer une meilleure reproduction de la continuité spatiale et de l'hétérogénéité naturelle des propriétés pétrophysiques du réservoir (Deutsch & Journel, 1998)

**d) Estimation locale par krigeage :** constitue une étape fondamentale de la simulation gaussienne séquentielle (SGS). Pour chaque nœud de la grille, le krigeage utilise les données de puits et les valeurs déjà simulées dans le voisinage afin de calculer une moyenne locale correspondant à la meilleure estimation linéaire non biaisée de la variable étudiée. Cette estimation repose sur le modèle de variogramme, qui décrit la continuité spatiale des propriétés du réservoir. Le krigeage fournit également une variance locale traduisant l'incertitude associée à l'estimation. Ces paramètres servent ensuite à générer une valeur simulée aléatoire suivant une distribution gaussienne locale, permettant ainsi de reproduire les caractéristiques statistiques et la variabilité spatiale du réservoir (Matheron, 1971) (Isaaks et Srivastava, 1989) (Goovaerts, 1997)

**e) Simulation des valeurs :** À chaque nœud de la grille, le krigeage calcule une moyenne locale et une variance d'incertitude. À partir de ces paramètres, une valeur aléatoire est générée selon une loi normale locale puis attribuée au nœud simulé. Cette valeur devient ensuite une donnée conditionnante pour les simulations suivantes. Ce procédé permet de reproduire les caractéristiques statistiques et la continuité spatiale des données réelles tout en préservant l'hétérogénéité naturelle du réservoir (Deutsch & Journel, 1998) (Journel & Huijbregts, 1978)

**f) Processus séquentiel itératif :** ) Dans la simulation gaussienne séquentielle (SGS), chaque valeur simulée est immédiatement intégrée à l'ensemble des données conditionnantes après son estimation (Isaaks et Srivastava, 1989) Le nœud simulé devient ainsi une donnée supplémentaire utilisée lors de l'estimation des nœuds suivants. La simulation se poursuit progressivement selon un chemin aléatoire prédéfini jusqu'à ce que l'ensemble des cellules de la grille soit entièrement simulé (Goovaerts, 1997) Cette procédure séquentielle permet de reproduire la continuité spatiale des propriétés du réservoir tout en respectant les

caractéristiques statistiques et la structure de corrélation définie par le variogramme (Pyrz & Deutsch, 2014)

**.g) Rétro-transformation des données :** Après la réalisation de la simulation dans l'espace gaussien normalisé, les valeurs simulées sont soumises à une rétro-transformation afin de restituer les propriétés pétrophysiques dans leur échelle réelle, notamment la porosité et la saturation en eau (Goovaerts, 1997). Cette étape consiste à appliquer la transformation inverse de la loi normale utilisée lors de la normalisation des données avant la simulation. La rétro-transformation permet ainsi de préserver les caractéristiques statistiques initiales des variables étudiées tout en obtenant des résultats quantitativement représentatifs des propriétés réelles du réservoir (Deutsch & Journel, 1998). Les valeurs obtenues peuvent alors être directement utilisées pour l'interprétation géologique et l'évaluation des hétérogénéités du réservoir (Pyrz & Deutsch, 2014)

### 4 .Les Paramètres Techniques Utilisées :

#### A. Moyenne et Histogramme:

a) **Moyenne** : elle représente la **valeur moyenne attendue** de la variable d'intérêt sur l'ensemble de l'espace considéré. Cette moyenne est généralement supposée **stationnaire** (constante ou localement constante selon le modèle), et elle constitue le **point de référence central** autour duquel les variations spatiales sont modélisées.

b) **Histogramme** : Représente la distribution des valeurs de la propriété étudiée dans l'ensemble des données. Il permet d'analyser la fréquence d'apparition des différentes valeurs et d'évaluer la répartition générale de la variable pétrophysique.

**B. Variogramme** : Une fonction qui décrit la dépendance spatiale d'une variable aléatoire. Il est défini comme la variance des différences entre les valeurs de la variable à deux points séparés par une certaine distance. Le variogramme est souvent utilisé car il est plus intuitif pour caractériser la continuité spatiale.

**C. Krigeage** : Le Krigeage est une technique d'interpolation et d'estimation géostatistique optimal qui utilise le variogramme pour estimer les teneurs des échantillons inconnus. Il produit non seulement une estimation de la valeur moyenne, mais aussi une estimation de l'incertitude (variance).

### . Avantages de la SGS

a) **Prise en compte de l'incertitude** : La SGS constitue un outil efficace pour intégrer l'incertitude dans la modélisation des propriétés du réservoir. En générant plusieurs réalisations possibles, elle permet d'explorer différents scénarios géologiques et d'évaluer les risques associés aux décisions d'exploitation( (Journel, 1974) (Matheron, 1971)

b) **Flexibilité de la méthode** : Cette méthode présente une grande flexibilité d'utilisation, car elle peut être appliquée à différentes échelles spatiales, allant de l'étude détaillée d'une zone locale jusqu'à la modélisation d'un champ pétrolier complet. Elle permet également d'intégrer divers types de données, tels que les diagraphies de puits, les données sismiques et les mesures de carottes.(Jean & Pierre, 2012).

### 5.Traitement des données et Procédure :

Cette partie présente les principales étapes suivies pour la construction d'un modèle statique à l'aide du logiciel Petrel. La méthodologie adoptée repose sur une succession d'opérations incluant l'importation et le traitement des données, la mise à l'échelle (Upscaling), l'analyse et l'ajustement des variogrammes ainsi que la modélisation des propriétés pétrophysiques.Cette démarche comprend également la réalisation des cartes d'iso-valeurs permettant de mieux représenter la distribution spatiale des propriétés du réservoir. Grâce à cette approche méthodologique structurée, il est possible d'obtenir un modèle statique cohérent, représentatif et fiable du réservoir étudié.

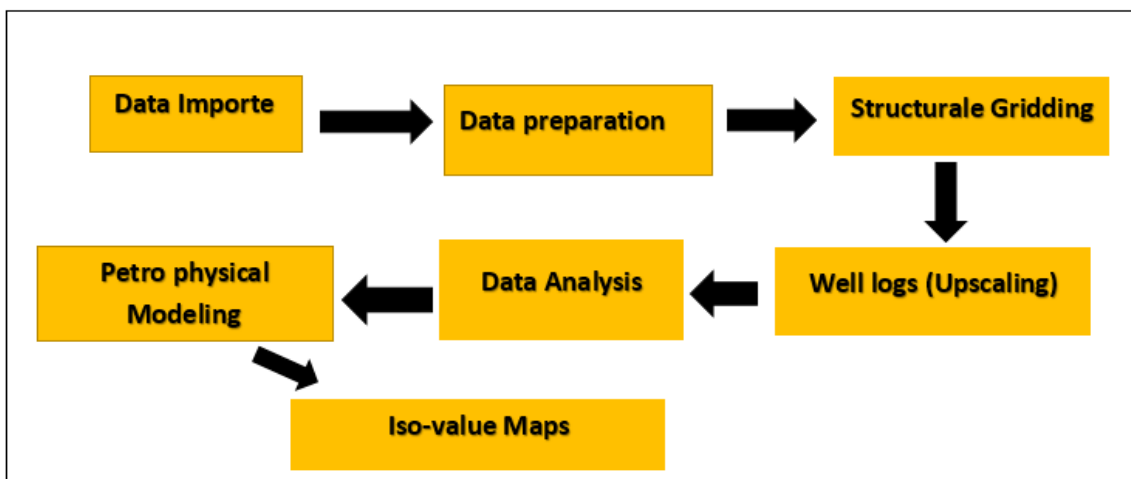


Figure 9:La démarche pour la construction d'un modèle petrophysique de réservoir.

### 5.1 Importation des données des diagraphies de puits :

La première étape essentielle consiste à intégrer les données de diagraphies de puits (Well Logs) dans le projet sous Petrel. Pour cela, il faut accéder à l'onglet "Input", puis sélectionner la rubrique "Well Logs" afin d'ouvrir l'interface dédiée à la gestion des logs. Ensuite, l'utilisateur procède à l'importation des fichiers en utilisant la fonction "Import" et en choisissant les formats de données disponibles (LAS, ASCII ou autres formats compatibles avec le logiciel). Il est important de s'assurer que toutes les courbes nécessaires sont bien incluses, notamment la porosité, la saturation en eau ainsi que le volume d'argile. Cette étape constitue une phase fondamentale du workflow, car elle permet de constituer la base de données initiale sur laquelle reposera l'ensemble du modèle statique et des analyses pétrophysiques.

### 5.2 Préparation des données :

Après l'importation des données, une phase de contrôle et de filtrage est nécessaire afin d'éliminer les erreurs et d'assurer la qualité des informations utilisées. Cette étape est réalisée à l'aide de l'outil "Calculator" disponible dans le logiciel **Pétrel**. Dans cet outil, des expressions spécifiques sont appliquées pour le traitement des données pétrophysiques. Par exemple, pour la porosité et la saturation en eau, toutes les valeurs situées en dehors de l'intervalle [0–1] sont automatiquement considérées comme des données manquantes (Missing Data). Dans le cadre de cette étude, les formules utilisées sont regroupées dans le tableau ci-dessous afin d'assurer un traitement homogène et une meilleure fiabilité des résultats.

| Paramètre        | Formule                                                                                                 |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Porosity         | $\text{Porosity} = \text{if} (\text{Porosity} > 1. \text{ Porosity}/100. \text{ Porosity})$             |
| Water Saturation | $\text{WaterSaturation} = \text{if} (0 > \text{WaterSaturation} > 1. -999,25 . \text{WaterSaturation})$ |

Tableau 1: Les formules de traitement des paramètres pétrophysiques.

## 6 Procédure de modélisation structurale dans Petrel E&P Software

### Platform :

La construction du modèle structural dans Petrel constitue une étape fondamentale de la modélisation de réservoir. Elle vise à définir un cadre géologique tridimensionnel cohérent, basé sur l'intégration des données sismiques et des données de puits. Le processus est réalisé selon une séquence méthodologique rigoureuse

### 6.1. Importation et validation des données d'entrée :

Cette étape consiste à importer les horizons sismiques interprétés, les surfaces de failles ainsi que les tops de puits. Ces données sont contrôlées et harmonisées afin d'assurer leur cohérence géométrique et stratigraphique, et de constituer la base du cadre structural initial.

### 6.2. Interprétation et construction des horizons structuraux :

Les surfaces clés du réservoir, notamment le Top Reservoir et le Bottom Réservoir, sont générées à partir de l'interprétation sismique. Elles sont ensuite calibrées à l'aide des données de puits afin d'améliorer la précision verticale et de garantir la conformité avec la stratigraphie observée.

### 6.3. Modélisation des failles :

Les systèmes de failles sont introduits sous forme de surfaces 3D discrètes. Leur intégration permet de représenter la déformation tectonique, les décalages stratigraphiques ainsi que la compartimentation du réservoir, éléments essentiels pour la continuité des propriétés pétrophysiques.

### 6.4. Construction du Structural Framework :

Les horizons et les failles sont combinés pour générer le *Structural Framework*. Cette étape définit la charpente géométrique du réservoir et assure la cohérence topologique entre les différentes unités structurales.

### 6.5. Génération de la grille structurale (PillarGrid) :

Une grille 3D structurale est ensuite construite entre les surfaces limites (Top et Bottom). Cette grille discrétise le réservoir en cellules tridimensionnelles, constituant la base de la modélisation pétrophysique et de la simulation des propriétés (porosité, perméabilité, saturation).

### 6.6 Mise à l'échelle des logs (Well log upscaling) :

Afin de préparer les données de diagraphies à la modélisation des propriétés, une étape de mise à l'échelle est indispensable. Elle consiste à sélectionner les logs des puits concernés puis à appliquer l'outil "**Upscale Logs**" disponible dans le logiciel Petrel. Cet outil offre plusieurs méthodes d'agrégation adaptées à la nature des propriétés étudiées, notamment la moyenne

arithmétique, harmonique ou géométrique. La moyenne arithmétique est généralement utilisée pour les propriétés additives, tandis que la moyenne harmonique est mieux adaptée aux paramètres liés aux écoulements. La moyenne géométrique, quant à elle, est employée pour les variables présentant une évolution de type exponentiel. Cette étape est essentielle car elle permet d'harmoniser les données à l'échelle du modèle et de garantir leur cohérence avant la phase de modélisation des propriétés pétrophysiques.

### **6.7. Ajustement des paramètres des variogrammes (Data Analysis) :**

Afin de caractériser la continuité spatiale des propriétés pétrophysiques du réservoir, une étape essentielle consiste à l'ajustement des variogrammes. Cette opération est réalisée dans la fenêtre "Data Analysis" du logiciel Petrel en sélectionnant les variables continues telles que la porosité et la saturation en eau. Le choix du modèle de variogramme est ensuite effectué, généralement entre un variogramme expérimental et un modèle théorique tel que le modèle sphérique ou gaussien. Les paramètres principaux sont ensuite ajustés pour les directions majeure et mineure afin de mieux représenter l'anisotropie du réservoir. Ces paramètres incluent notamment le range (portée), qui définit la distance de corrélation spatiale des données, le sill (palier) correspondant à la variance maximale, ainsi que le nugget effect, qui représente la variabilité à très petite échelle ou les erreurs de mesure. L'ajustement de ces paramètres permet de décrire avec précision la structure spatiale des propriétés pétrophysiques et constitue une étape fondamentale pour assurer la fiabilité du modèle géostatistique.

### **6.8. Modélisation des paramètres pétrophysiques (Petrophysical Modeling) :**

La génération des modèles de propriétés continues est réalisée dans la fenêtre "Petrophysical Modeling" du logiciel Petrel. Dans cette étude, la méthode géostatistique utilisée est la **SGS (Sequential Gaussian Simulation)**, en s'appuyant sur les variogrammes préalablement ajustés. Cette approche permet de produire des modèles 3D réalistes des propriétés pétrophysiques continues telles que la porosité et la saturation en eau. La simulation SGS assure une reproduction fidèle de la variabilité spatiale tout en respectant les contraintes statistiques des données de puits. Les résultats obtenus fournissent une représentation détaillée de la distribution des propriétés dans le réservoir, ce qui facilite l'interprétation pétrophysique ainsi que la prise de décision concernant l'évaluation du potentiel réservoir.

### 6.9. Création des cartes iso-valeur:

La génération des cartes d'iso-valeur constitue une étape essentielle pour l'analyse et la représentation de la distribution spatiale des propriétés du réservoir. Dans le logiciel Petrel, cette procédure est réalisée à partir des paramètres définis dans la fenêtre Settings pour chaque propriété étudiée. Des cartes d'iso-valeur sont ainsi produites pour la porosité et la saturation en eau à l'échelle des différentes zones du réservoir. Ces représentations permettent de mettre en évidence la continuité spatiale des propriétés pétrophysiques ainsi que d'identifier les secteurs présentant les meilleures caractéristiques réservoirs. Les cartes d'iso-valeur constituent un outil fondamental dans l'interprétation des résultats pétrophysiques et contribuent à une compréhension plus rigoureuse de l'hétérogénéité du réservoir.

### 6.10 Ajustement des échelles des cartes :

Afin d'assurer une interprétation cohérente et précise des résultats, il est nécessaire de procéder à l'ajustement des échelles des cartes au niveau des "Map Settings" du logiciel **Petrel**. Cette étape consiste à vérifier que chaque carte est associée à la plage de valeurs appropriée et à adapter les paramètres d'échelle en conséquence. Il est également essentiel de définir de manière rigoureuse les échelles de couleurs ainsi que les intervalles de discrétisation afin de représenter fidèlement les variations des propriétés pétrophysiques du réservoir. Une représentation cartographique correctement calibrée permet ainsi une interprétation plus fiable et une analyse plus robuste des données.

En suivant l'ensemble de ces étapes méthodologiques, il est possible de garantir une approche structurée et rigoureuse de la construction du modèle statique dans Petrel. Ce processus contribue à améliorer la fiabilité et la précision de la caractérisation du réservoir, facilitant ainsi une meilleure prise de décision dans le cadre de son évaluation et de son développement.

## 7. Validation des résultats :

La validation du modèle pétrophysique a été réalisée en s'appuyant sur la comparaison entre les paramètres distribués dans le modèle et les données réelles issues des logs de puits. Cette étape repose principalement sur l'analyse des résultats d'upscaling des logs et leur confrontation avec les distributions obtenues à l'échelle du modèle. En effet, les paramètres pétrophysiques (porosité et saturation en eau) ont été upscalés au niveau des puits afin de garantir une cohérence entre l'échelle des données de logging et celle du modèle 3D. La comparaison entre les logs

réels et les valeurs simulées montre une bonne concordance générale, ce qui confirme la fiabilité du modèle.

De plus, la distribution spatiale des paramètres est cohérente avec les tendances observées dans les données de puits, notamment en termes de zones à forte et faible qualité réservoir. Cette cohérence entre les données initiales et les résultats du modèle permet de valider l'approche utilisée et confirme que le modèle représente correctement la réalité pétrophysique du champ étudié. Ainsi, la validation par upscaling et comparaison aux logs de puits constitue une étape clé qui renforce la robustesse et la crédibilité du modèle pétrophysique développé.

### **8.Présentation du logiciel :**

**Logiciel PETREL:** Petrel, développé par Schlumberger, est un logiciel de modélisation géologique et de simulation de réservoirs. Largement employé dans l'industrie pétrolière et gazière, il sert à l'exploration, à l'évaluation et au développement des réservoirs. Ce logiciel propose un environnement intégré qui centralise les données sismiques, les diagraphies de puits, les carottes et les informations pétrophysiques sur une plateforme unique. Cette intégration améliore l'interprétation géologique, la construction de modèles 3D cohérents et la préparation des études de simulation dynamique. Petrel aide donc à mieux comprendre l'architecture des réservoirs et à diminuer les incertitudes lors de la prise de décision au cours du cycle de vie d'un champ pétrolier.

### **9.Description générale du logiciel :**

Les avancées des technologies informatiques et des stations de travail intégrées ont changé les méthodes d'étude des réservoirs. Les outils actuels permettent de traiter de grands volumes de données géologiques et géophysiques de manière précise et rapide.

Dans ce contexte, Petrel est une plateforme performante sous Windows, dédiée à la visualisation 3D, à la cartographie, à la modélisation structurale et pétrophysique, et à la préparation des modèles de simulation. Ce logiciel couvre tout le processus de modélisation des réservoirs avec ces fonctions principales :

**Interprétation sismique :** analyse des données 2D et 3D pour trouver les structures, les failles et les horizons.

**Modélisation géologique** : construction de modèles 3D intégrant les données sismiques, les diagraphies, les carottes et les interprétations structurales.

**Modélisation pétrophysique** : distribution spatiale des propriétés comme la porosité, la perméabilité et la saturation.

**Simulation des réservoirs** : préparation des modèles dynamiques pour l'étude de l'écoulement des fluides.

**Gestion des données** : organisation et mise à jour des données dans une base centralisée.

**Collaboration multidisciplinaire** : partage des informations entre géologues, géophysiciens et ingénieurs de réservoir.

**Principaux avantages** : L'utilisation de Petrel procure plusieurs avantages :

**Intégration des processus** : toutes les étapes, de l'interprétation sismique à la simulation, sont faites dans le même environnement.

**Efficacité** : automatisation de certaines tâches et réduction des problèmes liés au transfert de données.

**Visualisation 3D** : contrôle qualité rapide et meilleure compréhension des hétérogénéités des réservoirs.

**Actualisation des modèles** : intégration de nouvelles données et mise à jour rapide des résultats.

**Amélioration de la prise de décision** : réduction des incertitudes grâce à une représentation réaliste des réservoirs.

**Développement constant** : des mises à jour sont souvent réalisées pour répondre aux besoins du secteur de l'énergie.

En résumé, Petrel est un outil capital dans les études de modélisation statique et dynamique des réservoirs, car il assure la cohérence, la précision et une certaine efficacité dans l'analyse des systèmes pétroliers. ((Schlumberger.). – User Guide. Schlumberger Information Solutions.), 2023)

### **Conclusion:**

Ce chapitre a permis de présenter la méthodologie adoptée pour la réalisation du modèle pétrophysique du champ de Sif Fatima dans le bassin de Berkine. L'approche suivie repose sur l'intégration des données de puits, des analyses pétrophysiques et des méthodes géostatistiques afin de construire un modèle 3D représentatif de l'hétérogénéité du réservoir.

Les différentes étapes du workflow, allant de la préparation et du contrôle des données jusqu'à la modélisation structurale et pétrophysique sous petrel , ont permis d'assurer la cohérence et la fiabilité du modèle final. L'utilisation des méthodes géostatistiques, notamment le variogramme et la SequentialGaussian Simulation (SGS), a contribué à reproduire de manière réaliste la distribution spatiale des propriétés pétrophysiques telles que la porosité et la saturation en eau.

# **Chapitre III :**

## **Modélisation de réservoir**

### Chapitre III: Modélisation de réservoir

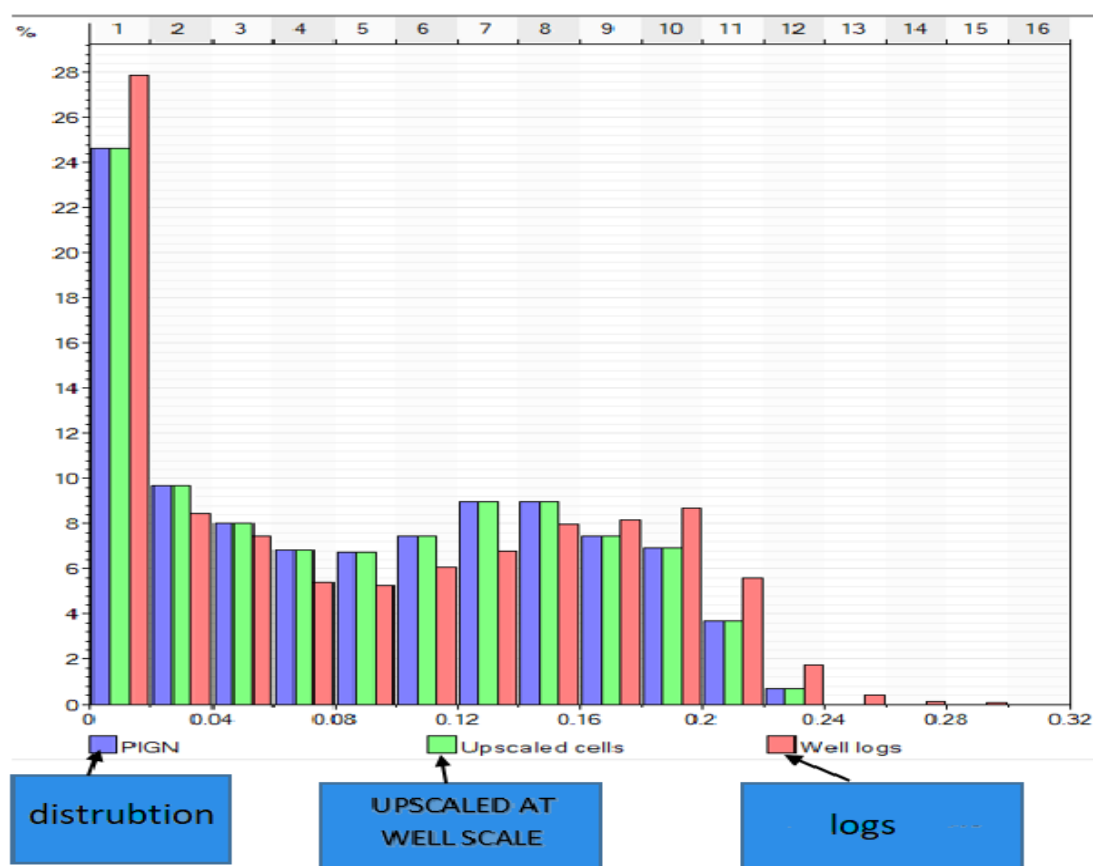
Avant toute estimation ou simulation géostatistique, une validation des distributions des données est nécessaire afin de vérifier leur cohérence statistique, d'identifier les valeurs aberrantes et d'assurer l'adéquation des variables aux méthodes géostatistiques utilisées, notamment le krigeage et la simulation gaussienne séquentielle (Deutsch, 2002 ; Journel & Huijbregts, 1978).

#### 1. Validation de la distribution

les résultats statistiques présentés dans la figure 11 confirment la cohérence et la représentativité des données pétrophysiques après l'opération d'upscaling. La légère diminution des valeurs maximales entre les Well logs (0.2873) et les données Property/Upscaled (0.2358) traduit un phénomène d'homogénéisation spatiale lié au changement d'échelle entre les mesures ponctuelles des puits et les cellules de la grille géologique. Toutefois, les distributions conservent leurs caractéristiques statistiques essentielles, ce qui témoigne de la qualité du processus de traitement des données. Cette validation statistique constitue ainsi une étape fondamentale dans le workflow de modélisation sous Petrel, puisqu'elle garantit la fiabilité des données utilisées pour l'estimation géostatistique et la construction du modèle pétrophysique 3D du réservoir (Deutsch, 2002) (Pyrcz & Deutsch, 2014).

| Name                                                                                          | Type  | Min    | Max    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------|--------|--------|
|  Property  | Cont. | 0.0001 | 0.2358 |
|  Upscaled  | Cont. | 0.0001 | 0.2358 |
|  Well logs | Cont. | 0.0000 | 0.2873 |

**Figure 10: le tableau Analyse comparative des paramètres statistiques des données pétrophysiques brutes et upscalées avant la modélisation géostatistique du réservoir.**



**Figure 11: Validation de la distribution de la porosité (POR) par Histogramme**

La figure 11, réalisée sous **Petrel**, présente la validation statistique de la distribution de la porosité (POR) à travers la comparaison entre les données des diagraphies de puits (*Well logs*), les valeurs upscalées à l'échelle des cellules (*Upscaled cells*) et les valeurs intégrées dans le modèle pétrophysique (*PIGN/Distribution*). Les histogrammes représentent la fréquence relative (%) des différentes classes de porosité, permettant d'évaluer le comportement statistique des données après les différentes étapes du workflow de modélisation.

L'analyse de la figure 11 montre que les trois distributions présentent une forte concentration des valeurs dans les faibles classes de porosité, notamment entre 0.00 et 0.04, où les fréquences maximales atteignent environ 24 à 28 %. Cette dominance traduit un réservoir globalement caractérisé par des porosités faibles à modérées. Les distributions des données upscalées et modélisées suivent globalement la même tendance que les données brutes des logs, ce qui indique une bonne conservation de la structure statistique initiale après l'opération d'upscaling et l'intégration dans le modèle 3D.

Par ailleurs, les variations observées dans les classes intermédiaires de porosité, comprises approximativement entre 0.08 et 0.20, restent relativement cohérentes entre les trois populations de données. Les légères différences enregistrées, notamment la diminution de certaines fréquences élevées après l'upscaling, traduisent l'effet d'homogénéisation spatiale lié au changement d'échelle entre les mesures ponctuelles des puits et les cellules de la grille géologique. Ce phénomène est attendu dans les processus de modélisation géostatistique, car l'upscaling réduit les fluctuations locales extrêmes tout en préservant les tendances pétrophysiques globales.

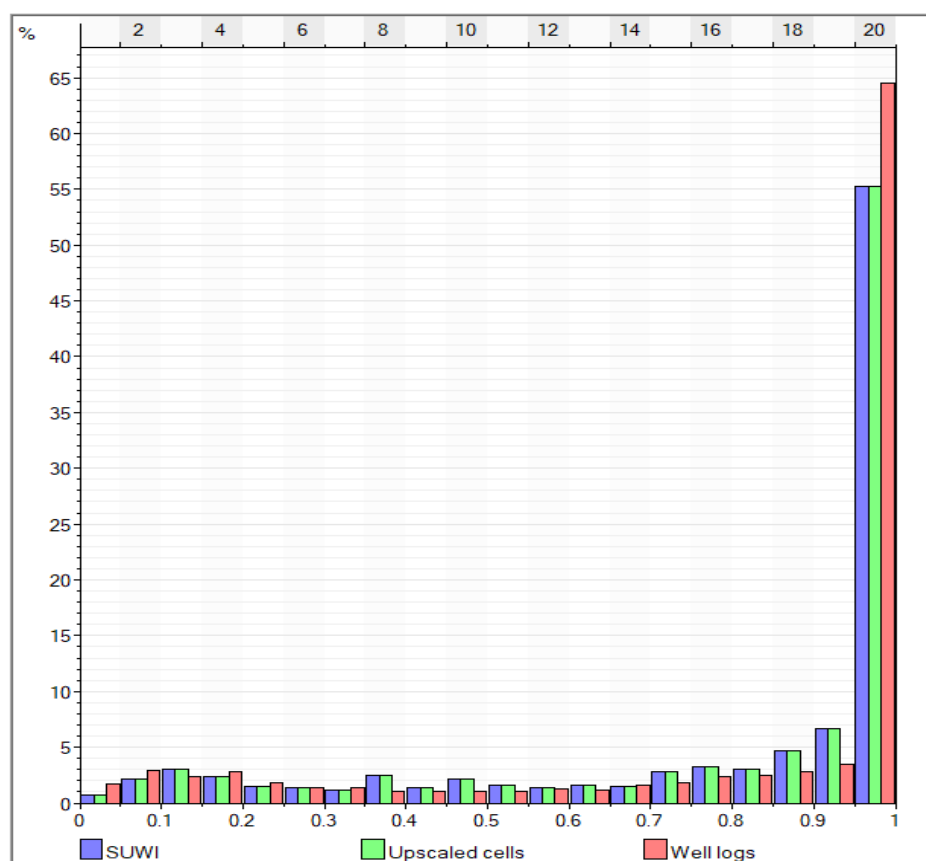
De plus, la faible fréquence des valeurs supérieures à 0.20 indique que les porosités élevées demeurent localisées et peu représentées dans le réservoir. La proximité générale entre les histogrammes confirme ainsi que le modèle pétrophysique reproduit correctement la distribution statistique des données de puits et respecte l'hétérogénéité naturelle du réservoir.

En définitive, cette étape de validation statistique constitue un contrôle de qualité fondamental dans la modélisation statique du réservoir. La bonne concordance entre les données mesurées, les valeurs upscalées et les distributions simulées atteste de la fiabilité du modèle pétrophysique élaboré sous Petrel et confirme sa pertinence pour les étapes ultérieures d'estimation géostatistique et de simulation dynamique des écoulements de fluides (Deutsch, 2002) (Pyrz & Deutsch, 2014).

**Validation de la distribution de la saturation en eau (SW) – comparaison entre logs, cellules upscalées et distribution au niveau des puits :**

| Name                                                                                          | Type  | Min      | Max |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------|----------|-----|
|  Property  | Cont. | 0.093486 | 1   |
|  Upscaled  | Cont. | 0.093486 | 1   |
|  Well logs | Cont. | 0.02962  | 1   |

**Figure 12: valeurs Min–Max de la saturation en eau (SW)**



**Figure 13: Validation de la distribution de la saturation en eau (SW) par Histogramme**

Cette figure(13) représente l'analyse statistique de la saturation en eau ( $S_w$ ) obtenue à partir des logs de puits de la région de SIF Fatima, des cellules upscalées et de la distribution finale intégrée dans le modèle de réservoir. Elle permet d'évaluer la cohérence des valeurs de saturation en eau entre les différentes étapes de la modélisation pétrophysique et de vérifier la qualité de la représentation des propriétés fluides dans le modèle 3D. Les histogrammes mettent en évidence la répartition des valeurs de saturation en eau selon différentes classes statistiques. Ils permettent de visualiser les fréquences de distribution ainsi que les limites minimales et maximales des valeurs de  $S_w$ . La similarité observée entre les distributions issues des logs, des cellules upscalées et du modèle final traduit une bonne qualité d'ajustement et indique que les tendances principales des données ont été correctement reproduites. Cette validation permet également de contrôler l'effet de l'upscaling sur les propriétés pétrophysiques et de vérifier que les opérations de modélisation n'ont pas introduit de distorsions importantes dans la distribution de la saturation en eau. Une bonne concordance entre les différentes courbes statistiques est confirmée ainsi la fiabilité du modèle géostatistique et la distribution spatiale des fluides dans le réservoir.

### 2. Localisation des puits de SIF FATIMA

L'étude est basée sur un ensemble de données caractérisant les 24 puits situés dans le secteur d'étude. La figure(12) représente la distribution des puits qui sont caractérisés par leur orientation d'implantation qui suit une faille dominante de direction NE–SW (Nord-Est – Sud-Ouest), Cette organisation de puits, notamment permet de mieux comprendre les directions préférentielles de déformation et la continuité des niveaux réservoirs ainsi que leur connectivité entre les différentes zones.

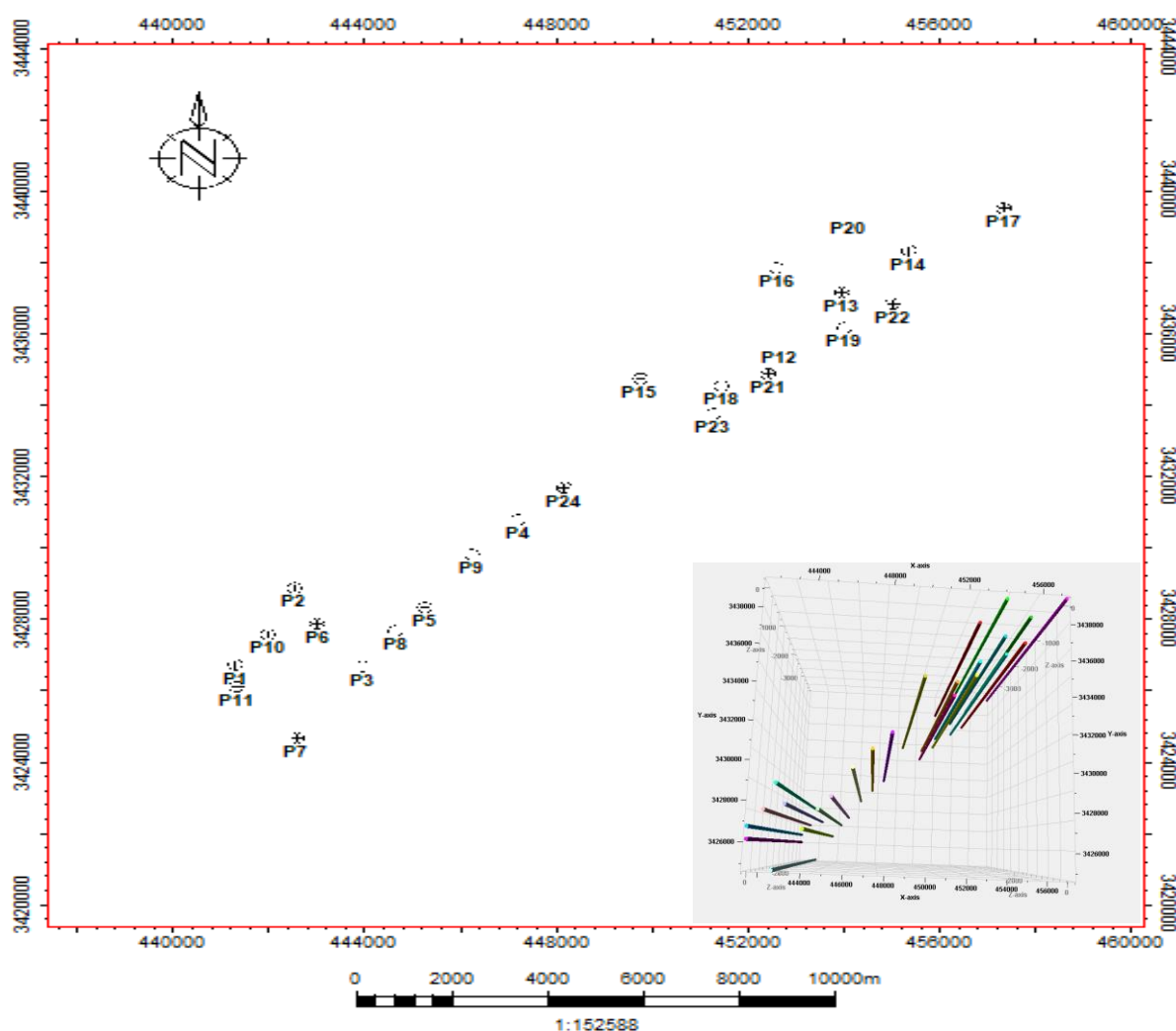
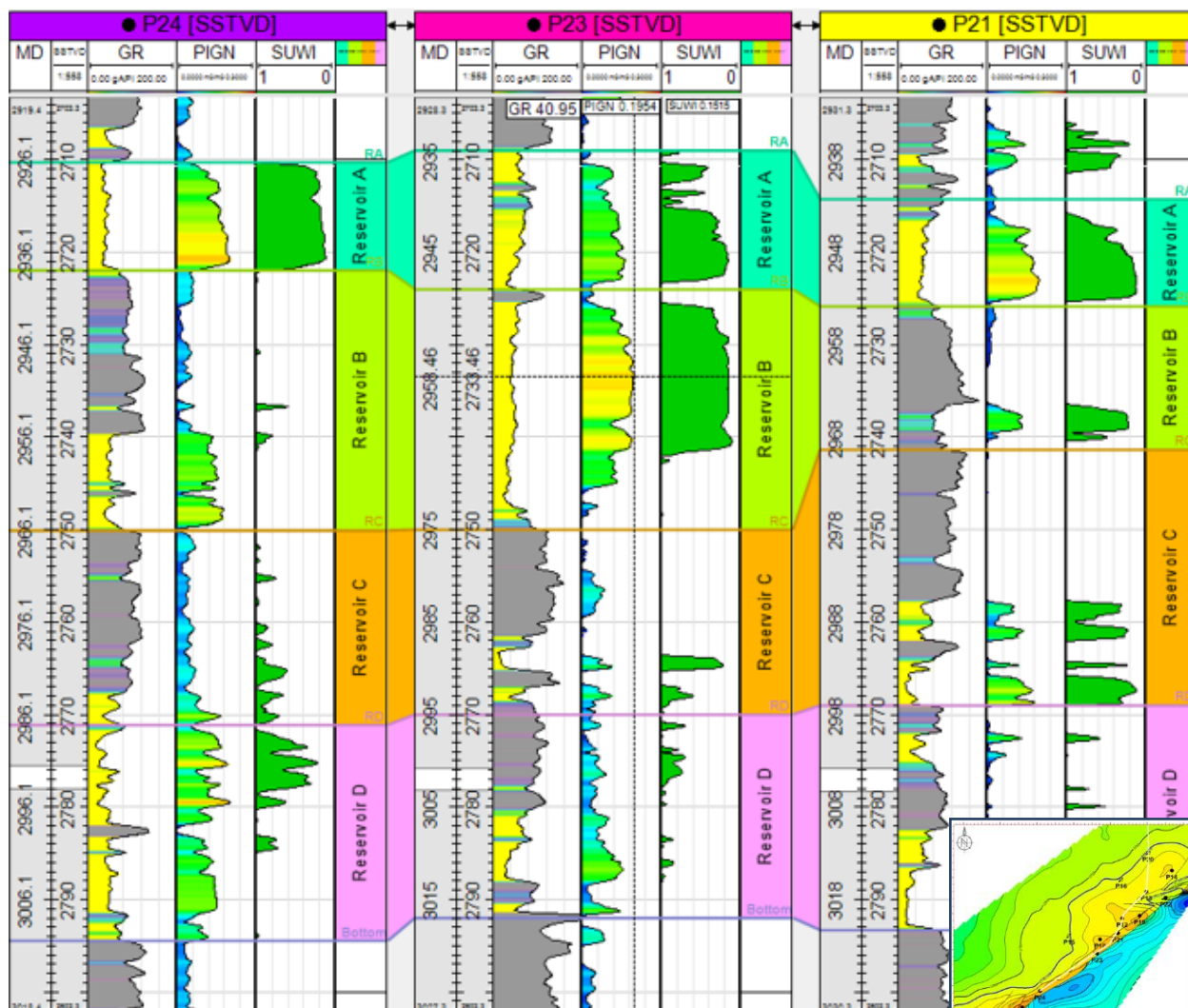


Figure 14: Plan de positionnement des puits dans le champ de SIF FATIMA (SONATRACH DPHMD)

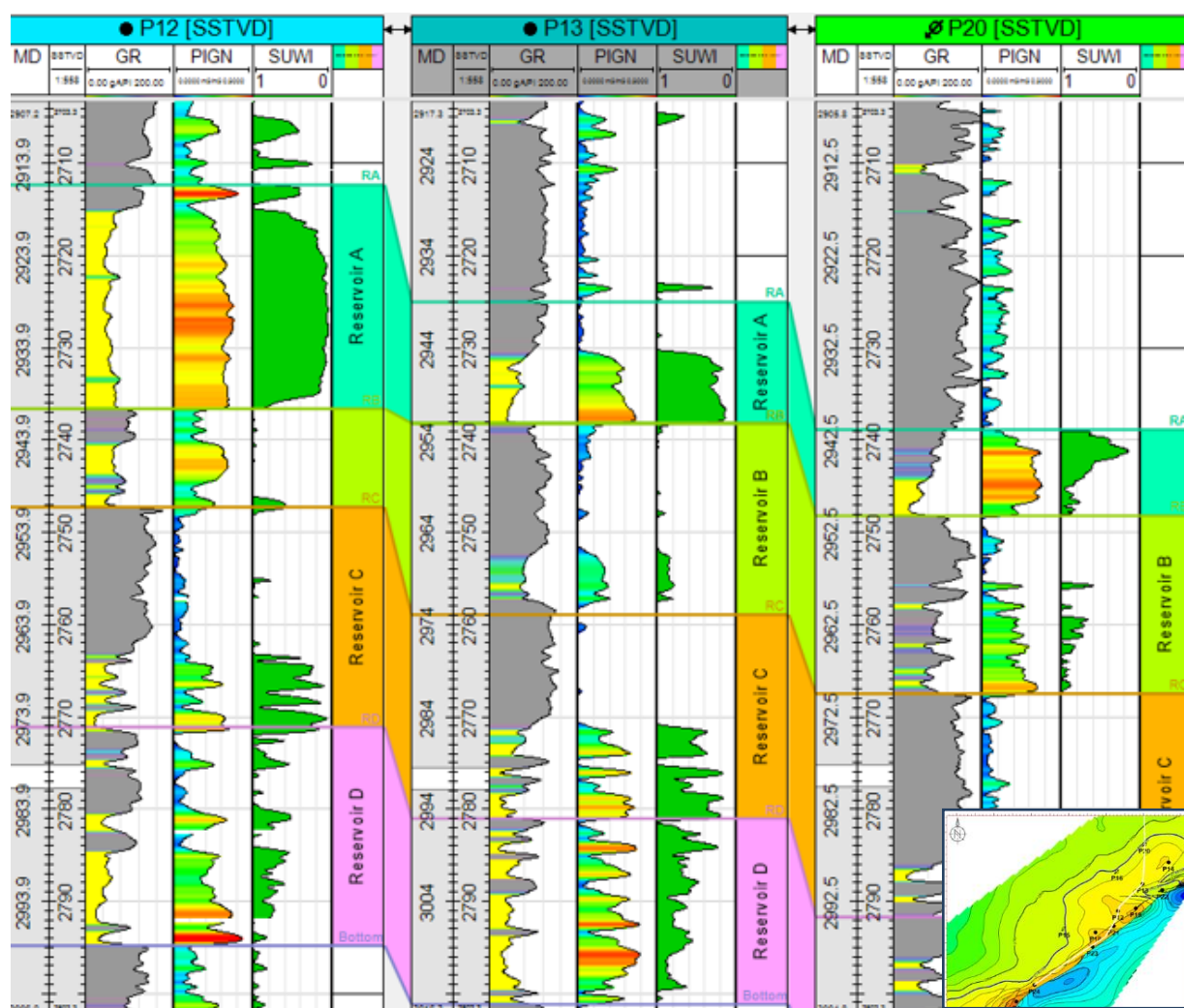
## 3. Corrélation diagramme des puits dans la région d'étude :



**Figure 15: Corrélation diagramme des réservoirs RA, RB, RC et RD des puits P24, P23 et P21.**

La figure présente une corrélation diagramme réalisée entre les puits P21, P23 et P24 à partir des logs Gamma Ray (GR), porosité (PIGN) et saturation en eau (SW), selon une orientation préférentielle NE-SW. Cette corrélation a permis d'identifier et de suivre latéralement les principaux niveaux réservoirs RA, RB, RC et RD au sein du champ de SIF FATIMA. La continuité des horizons observée entre les différents puits traduit une organisation stratigraphique relativement cohérente à l'échelle du réservoir. L'analyse des réponses diagramme met en évidence des variations lithologiques et pétrophysiques latérales reflétant l'hétérogénéité interne du réservoir. Les faibles valeurs de Gamma Ray correspondent généralement à des niveaux sableux faiblement argileux, caractérisés par de meilleures propriétés réservoirs. Ces intervalles sont associés à des valeurs relativement élevées de

porosité (PIGN) et à de faibles saturations en eau (SW), indiquant des zones favorables à l'accumulation des hydrocarbures. À l'inverse, les niveaux présentant des valeurs élevées de GR et de SW traduisent des horizons plus argileux et plus saturés en eau, généralement caractérisés par une qualité réservoir plus faible. Par ailleurs, certaines variations locales d'épaisseur et de propriétés pétrophysiques sont observées entre les puits, probablement liées aux changements de faciès sédimentaires, aux effets diagénétiques ainsi qu'aux variations des conditions de dépôt. Toutefois, malgré ces différences locales, les horizons réservoirs RA, RB, RC et RD présentent une bonne continuité latérale entre les puits étudiés.

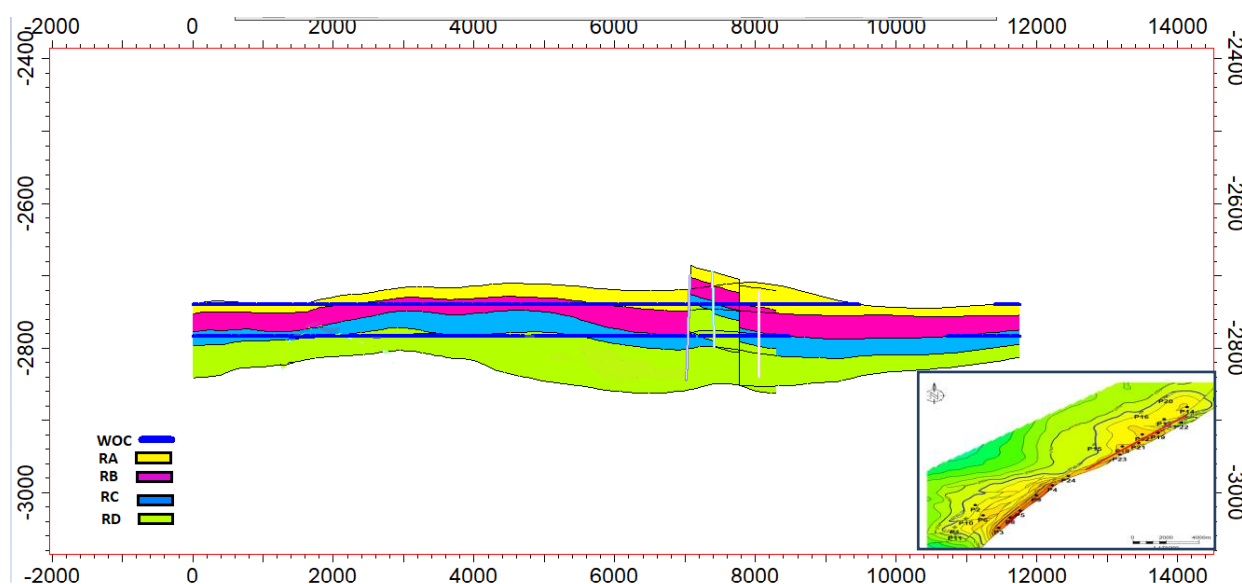


**Figure 16: Fig. 12 - Corrélation diagramme des réservoirs RA, RB, RC et RD Des puits 12, 13 et 20.**

Cette figure illustre une corrélation pétrophysique entre les puits P12, P13 et P20 basée sur l'interprétation des logs GR, PIGN et SW. Cette étude a permis de suivre la continuité verticale et latérale des niveaux RA, RB, RC et RD dans cette partie du champ.

Les différences enregistrées au niveau des réponses des logs reflètent des variations des propriétés pétrophysiques d'un puits à un autre, notamment concernant la teneur en argile, la porosité ainsi que la saturation en eau. Les intervalles caractérisés par de faibles valeurs de GR et SW, combinées à des valeurs élevées de PIGN, correspondent aux horizons présentant les meilleures qualités réservoirs et un potentiel favorable en hydrocarbures.

### Coupe géologique du secteur d'étude :



**Figure 17: Coupe géologique illustrant la disposition des réservoirs RA, RB, RC et RD avec le contact (WOC).**

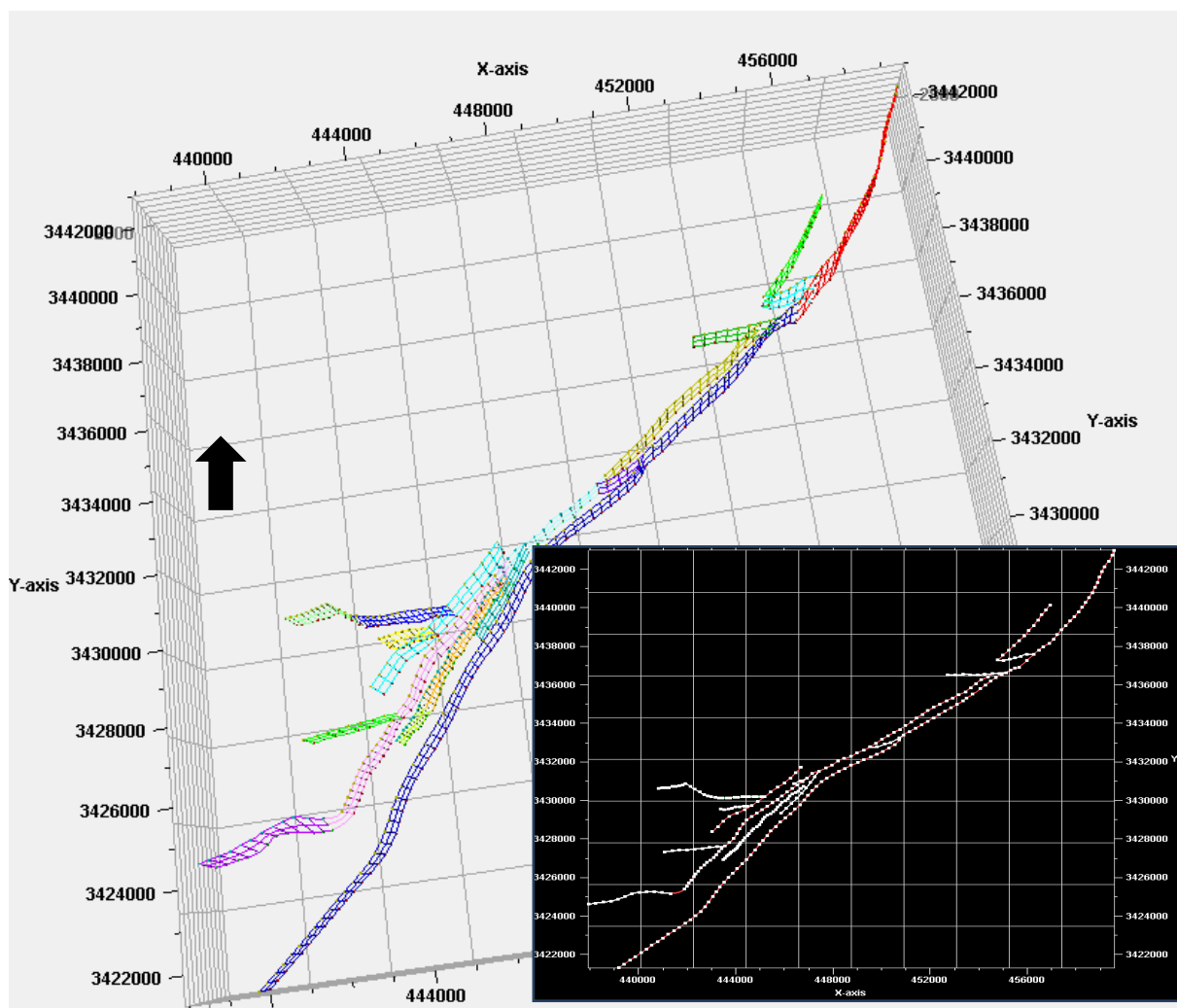
Cette coupe géologique montre une disposition multicouche des réservoirs RA, RB, RC et RD avec une légère inclinaison des horizons. Le niveau RD représente l'unité la plus épaisse. La structure est affectée par des failles normales liées à une tectonique cassante, provoquant

Une compartimentation du réservoir. Ces accidents tectoniques appartiennent au système structural majeur orienté globalement NE–SSW du champ de SIF Fatima.

Le contact eau-hydrocarbures (WOC) indique une accumulation des hydrocarbures dans les parties hautes de la structure, tandis que l'eau occupe les niveaux inférieurs. Cette configuration confirme l'existence d'un piège structural favorable dans les grès du réservoir TAGI.

### 4. Model structural de la région d'étude

La carte structurale des failles du champ de SIF FATIMA met en évidence un réseau tectonique complexe composé de 18 failles interprétées et modélisées sous [Petrel](#). Ces accidents tectoniques constituent les principaux éléments structuraux contrôlant l'architecture géométrique du champ ainsi que l'organisation spatiale des niveaux réservoirs.



**Figure 18: Carte structurale du champ de SIF FATIMA.**

L'analyse structurale révèle la présence d'une faille majeure représentant l'élément tectonique dominant de la zone d'étude. Cette structure principale contrôle la géométrie générale du champ à travers le basculement des couches et la compartimentation des horizons réservoirs. La majorité des failles identifiées présentent une orientation préférentielle NE–SW, traduisant l'influence du régime tectonique régional ayant affecté le bassin de Berkine. Des

failles secondaires orientées NW–SE sont également observées et peuvent être associées à des phases tectoniques ultérieures ou à des réactivations structurales successives.

L'interprétation structurale a été réalisée à partir de l'intégration des données sismiques et des informations de puits dans l'environnement Petrel. Les surfaces de failles ont ensuite été construites et ajustées afin d'obtenir un modèle structural cohérent reproduisant la géométrie réelle du champ. Cette modélisation a permis de définir les limites structurales entre les différents compartiments tectoniques et de préciser la distribution spatiale des horizons réservoirs RA, RB, RC et RD. Ce réseau de failles exerce une influence directe sur la continuité latérale des couches réservoirs ainsi que sur la distribution des propriétés pétrophysiques, notamment la porosité, la perméabilité et la saturation en eau. Certaines failles peuvent constituer des barrières à l'écoulement des fluides en limitant la communication entre les compartiments, tandis que d'autres peuvent favoriser les échanges hydrodynamiques à l'intérieur du réservoir. Par ailleurs, cette carte met en évidence des décalages verticaux variables affectant les différents niveaux réservoirs, traduisant une structuration tectonique relativement marquée. Ces déformations ont contribué à la mise en place de pièges structuraux favorables à l'accumulation des hydrocarbures dans le champ de SIF FATIMA.

### **5. Cartographie des toits des différents réservoirs de la région de SIF FATIMA:**

La cartographie des cartes de toit des réservoirs avant la modélisation structurale constitue une étape méthodologique indispensable. Elle permet de contraindre la géométrie des horizons, et d'assurer la cohérence entre les données de puits et les interprétations sismiques, de réduire les incertitudes liées à l'interpolation spatiale des surfaces. Cette approche améliore significativement la qualité du cadre structural. La cartographie des toits représente une base structurale essentielle sur laquelle repose l'ensemble du processus de modélisation. Elle garantit une meilleure intégration des contraintes géologiques et une représentation plus réaliste de l'architecture du sous-sol, conformément aux approches classiques de modélisation de réservoir (Deutsch, 2002); (Journel & Huijbregts, 1978)). Pour cette raison les cartes des toits de réservoirs sont réalisées (figs. 19/20/21/22 ).

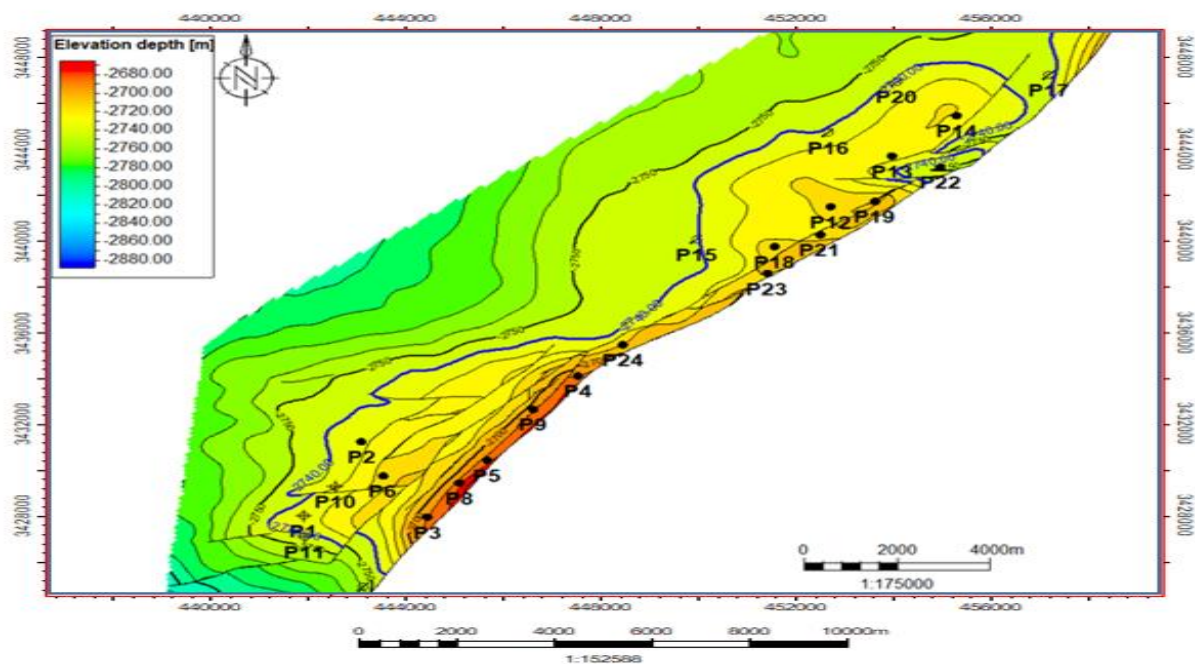


Figure 19:Toit réservoir RA

Remarque : RA et RB Ont le même contact-2740 mTVDs

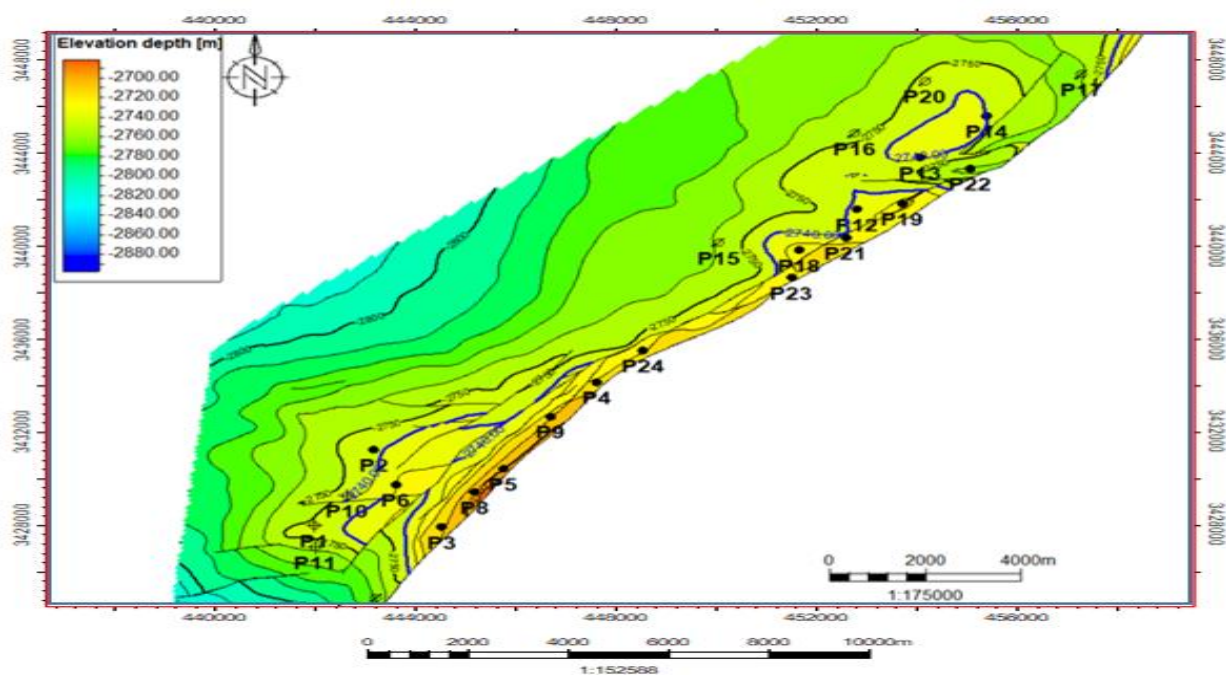


Figure 20:Toit réservoir RB

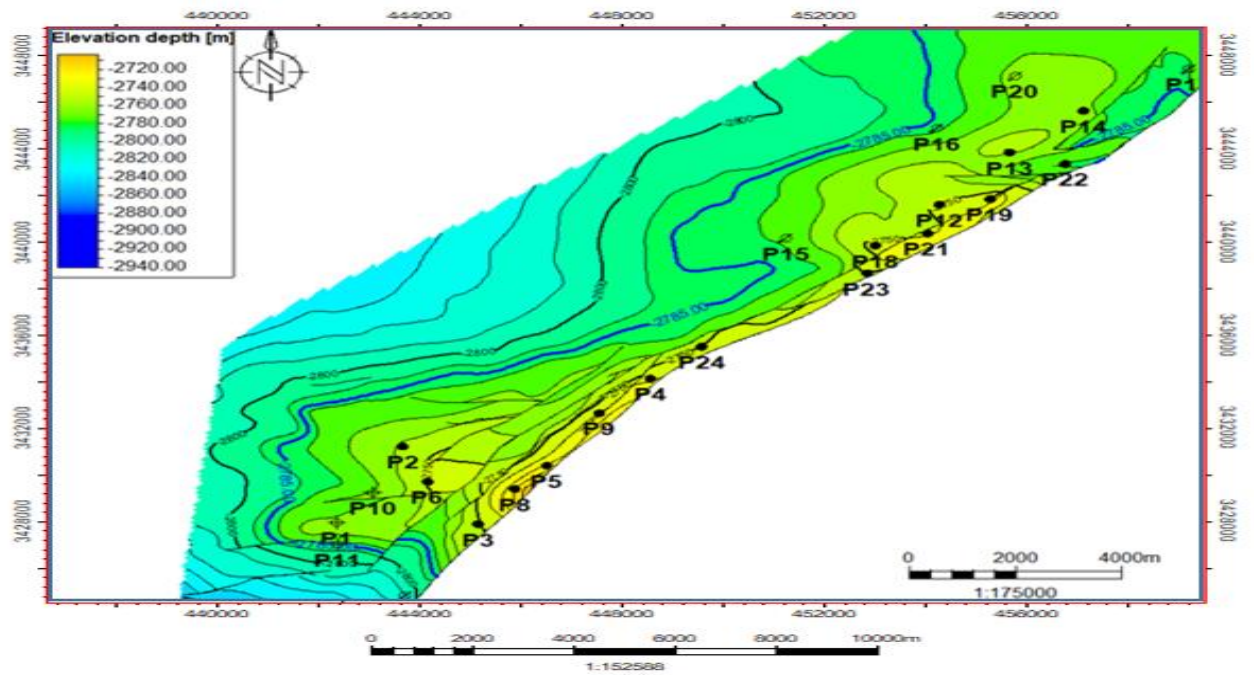


Figure 21:Toit réservoir RC

Remarque : RC et RD Ont le même contact-2785 mTVDss

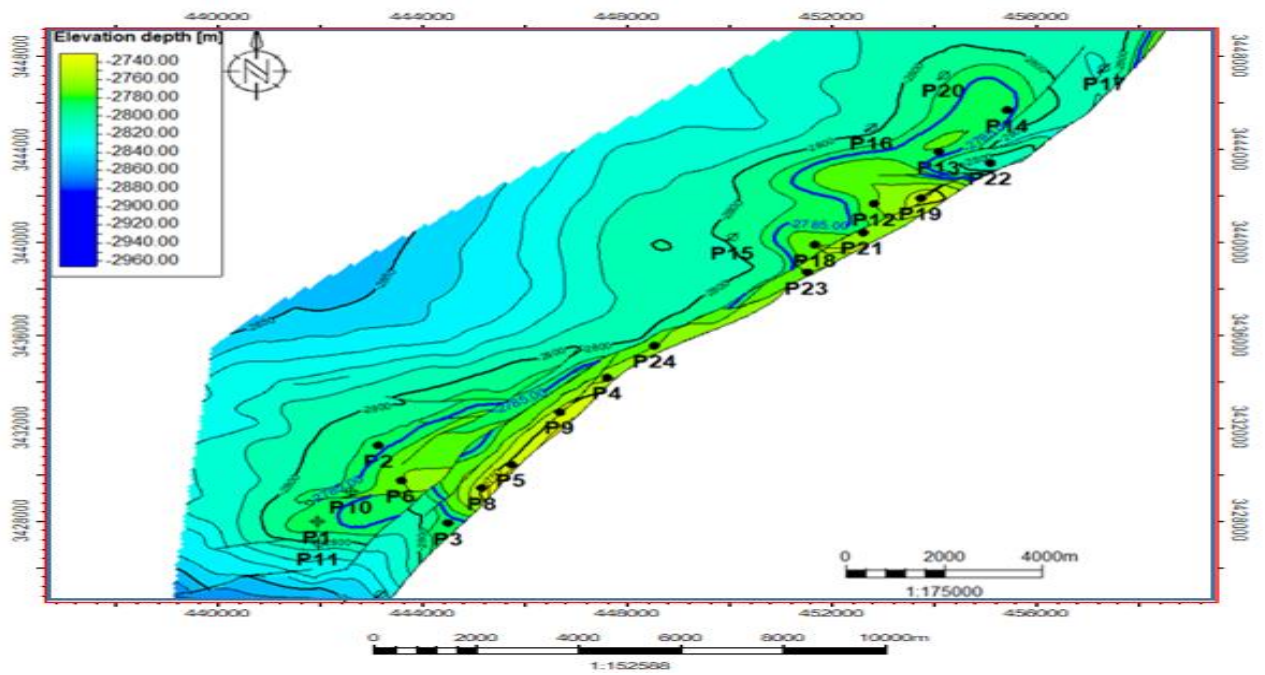


Figure 22: Toit réservoir RD

### Interprétation de la carte structurale

La carte structurale du champ de SIF FATIMA met en évidence une tectonique cassante marquée par un réseau de failles majeures et secondaires affectant l'ensemble de la structure. Les failles présentent principalement une orientation NE–SW à NNE–SSW, traduisant l'influence du contexte tectonique régional du bassin de Berkine.

La faille principale constitue l'élément structural dominant du champ. Elle contrôle l'organisation géométrique générale des horizons réservoirs et influence directement la compartimentation tectonique des unités productrices. L'interprétation structurale révèle également la présence d'une faille secondaire associée à la faille principale, contribuant à la segmentation du réservoir et à la différenciation des compartiments structuraux au sein du champ.

L'ensemble de ces structures tectoniques influence la continuité latérale des couches réservoirs RA, RB, RC et RD, ainsi que la distribution des propriétés pétrophysiques. Les failles jouent également un rôle important dans le contrôle de la migration et du piégeage des hydrocarbures au sein du champ.

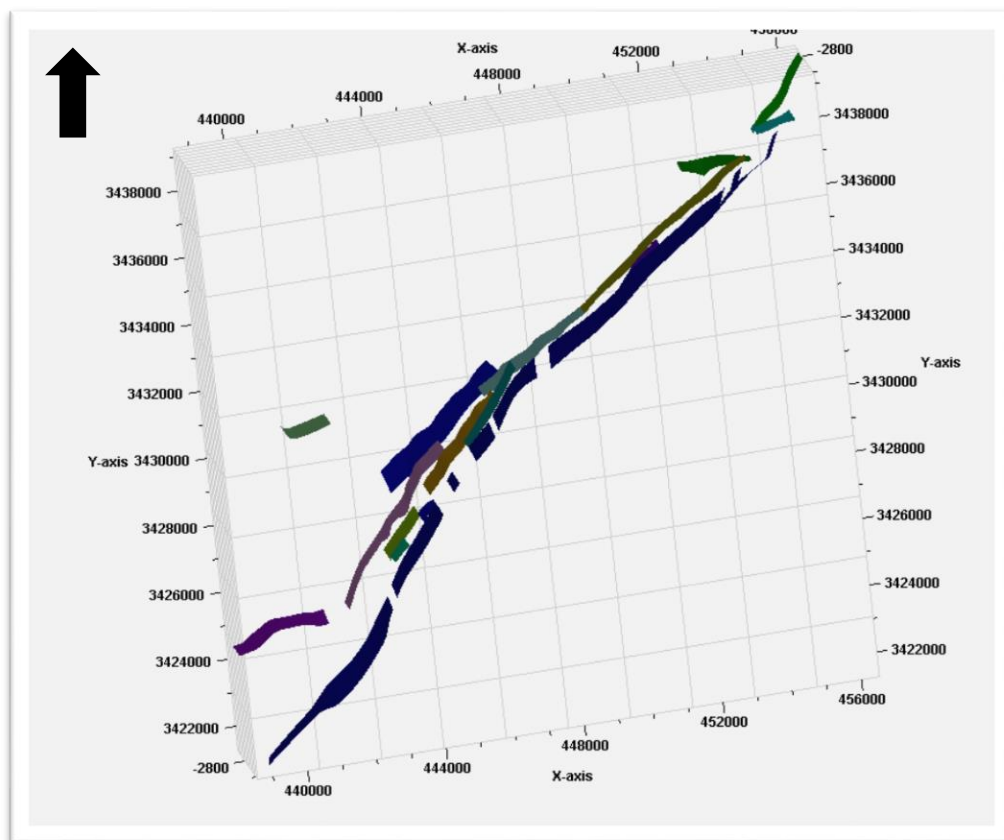


Figure 23:Modèle structural 3D du réseau de failles (Champ de SIF FATIMA)

Le champ de SIF Fatima se présente comme une grande monoclinale faillée, globalement basculée vers le Nord-Ouest, traduisant un contrôle tectonique régional marqué lié à l'évolution du bassin de Berkine. L'orientation générale de l'axe structural est NE–SW (environ N45°), ce qui reflète l'héritage tectonique régional, tandis que les profondeurs augmentent progressivement depuis la bordure Sud-Est (zones les plus hautes, autour de -2650 m TVDss) vers les parties Nord-Ouest les plus profondes dépassant -3000 m TVDss. Cette géométrie confirme un pendage régulier et continu, caractéristique d'un système monoclinal bien développé.

L'analyse des isobathes met en évidence des variations locales de pente, marquées par un resserrement des courbes dans certaines zones indiquant des gradients structuraux relativement élevés, et par un espacement plus large traduisant des secteurs plus homogènes et à faible inclinaison. Sur le plan structural, les niveaux RA et RB montrent une forte similitude géométrique, avec des culminations structurales favorables au piégeage des hydrocarbures. Ces deux unités partagent un même contact hydrodynamique situé à -2740 m TVDss, ce qui suggère une continuité hydraulique significative et une possible communication verticale ou latérale entre ces niveaux. De manière analogue, les niveaux RC et RD présentent une organisation structurale cohérente et un contact commun plus profond, situé à -2785 m TVDss, indiquant une autre unité hydraulique distincte mais internement connectée. La différence d'environ 45 mètres entre les deux surfaces de contact met en évidence l'existence d'un niveau relativement imperméable jouant un rôle d'éponte efficace, limitant les échanges fluides entre les ensembles supérieurs (RA–RB) et inférieurs (RC–RD). Cette configuration traduit une compartimentation hydraulique nette du réservoir, contrôlant la distribution des pressions et des fluides à l'échelle du champ. En ce qui concerne le système de fracturation, le champ de SIF FATIMA se caractérise par une faible densité de failles. Les structures tectoniques identifiées sont relativement limitées et présentent principalement une orientation NW–SE, avec un rôle secondaire dans la déformation globale du réservoir. La structure bordière majeure, d'orientation NE–SW, constitue toutefois un élément structural important, contrôlant localement la fermeture du piège et participant à la compartimentation du système. Cette faible intensité de fracturation suggère que la géométrie monoclinale reste le facteur dominant dans la configuration du réservoir, tandis que les failles jouent un rôle plus localisé dans la segmentation et l'hétérogénéité des unités. Dans l'ensemble, le champ de SIF FATIMA est donc interprété comme une structure monoclinale faillée orientée NE–SW, basculée vers le Nord-Ouest, où la distribution des niveaux RA, RB, RC et RD est contrôlée à la fois par la

géométrie du pendage et par une compartimentation hydraulique nette. Les culminations structurales représentent les zones les plus favorables à l'accumulation des hydrocarbures, tandis que les parties les plus profondes sont dominées par la saturation en eau, ce qui met en évidence l'influence directe de la structure géologique sur la distribution des fluides au sein du réservoir.

### 6.Modélisation pétrophysique :

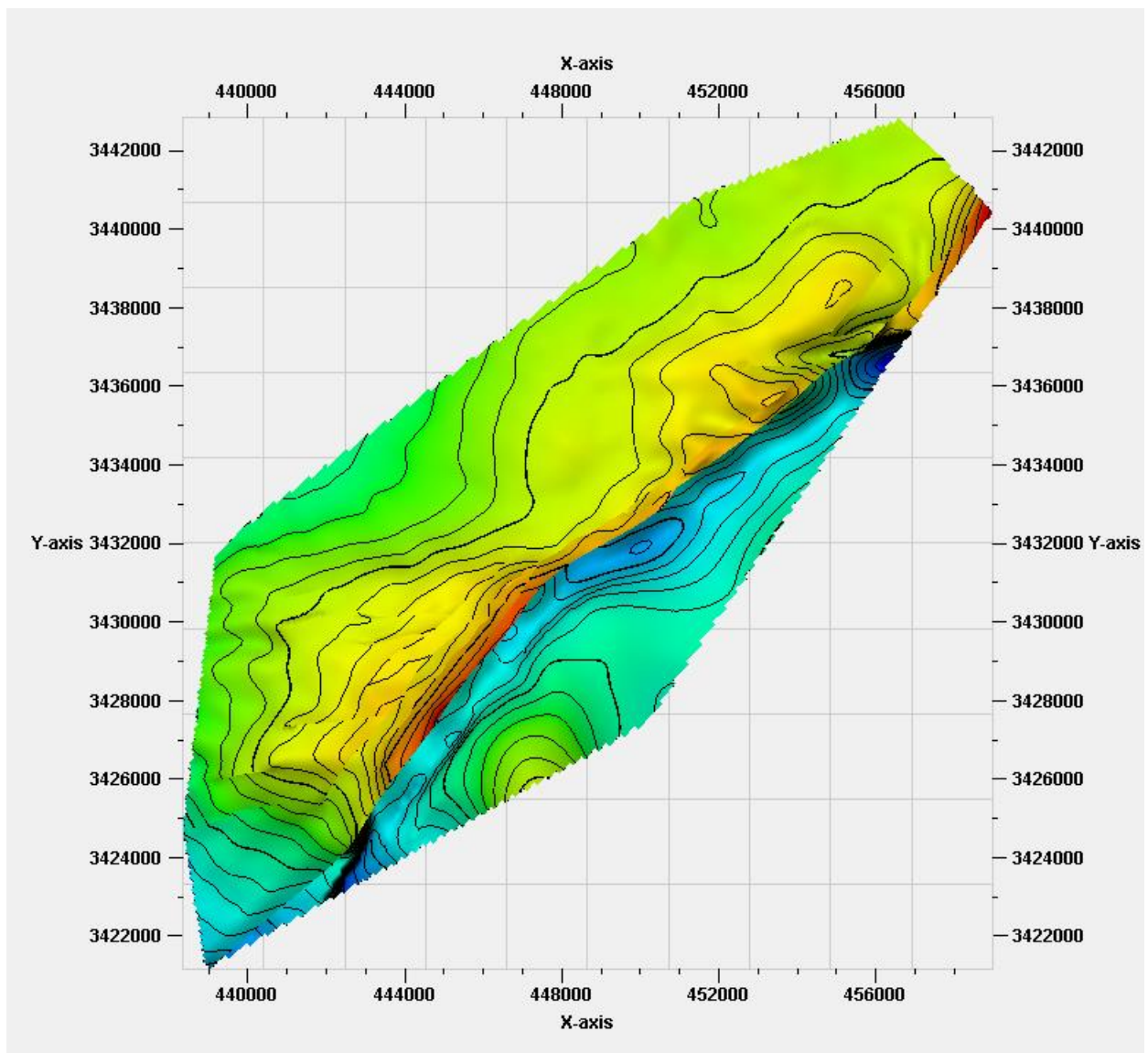


Figure 24:Modèle STATIC 2D du réservoir

La modélisation pétrophysique en 2D constitue une étape essentielle dans la caractérisation préliminaire des réservoirs. Elle permet d'analyser la distribution spatiale des propriétés pétrophysiques, notamment la porosité et la saturation en eau, à travers les sections verticales et les corrélations inter-puits.

Dans cette étude, les quatre unités réservoirs RA, RB, RC et RD ont été analysées séparément afin de mettre en évidence leur continuité latérale et verticale, les variations de qualité pétrophysique, ainsi que les zones favorables à l'accumulation des hydrocarbures.

L'analyse 2D a également montré l'influence déterminante de la tectonique, en particulier celle de la faille principale, sur l'organisation des réservoirs. Cette structure contrôle la continuité des couches, induit des décalages verticaux et engendre des variations latérales des propriétés pétrophysiques, contribuant ainsi à la compartimentation et à l'hétérogénéité des unités réservoirs.

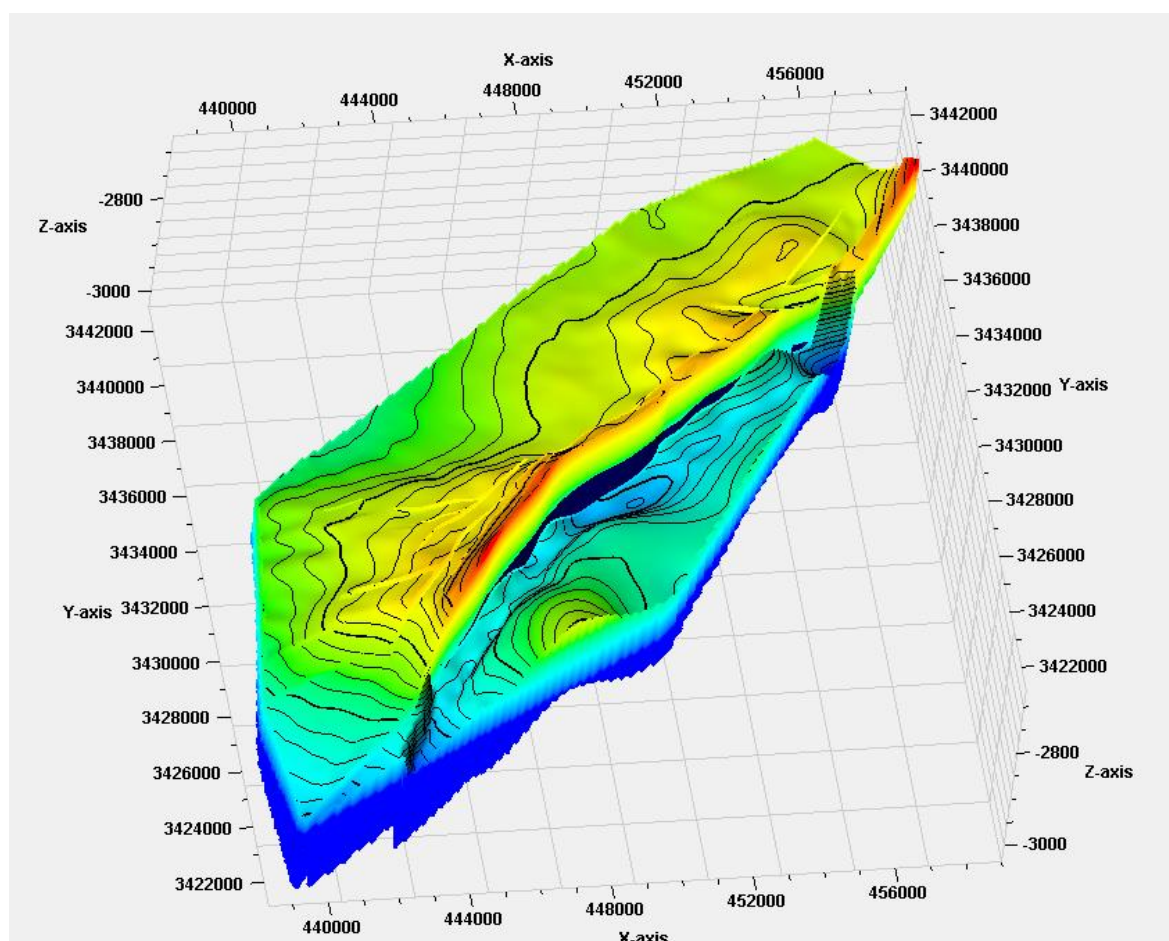


Figure 25: Modèle STATIC 3D du réservoir.

La combinaison des approches 2D et 3D permet une compréhension globale et cohérente du système réservoir TAGI. Le modèle structural 3D met en évidence une architecture compartimentée, contrôlée par un réseau de failles normales orientées principalement NE–SW. Cette organisation tectonique subdivise le réservoir en plusieurs blocs structuraux distincts, affectant directement la continuité des horizons RA, RB, RC et RD. Les compartiments élevés correspondent aux principales zones de piégeage des hydrocarbures, tandis que les compartiments abaissés sont dominés par des saturations en eau plus importantes.

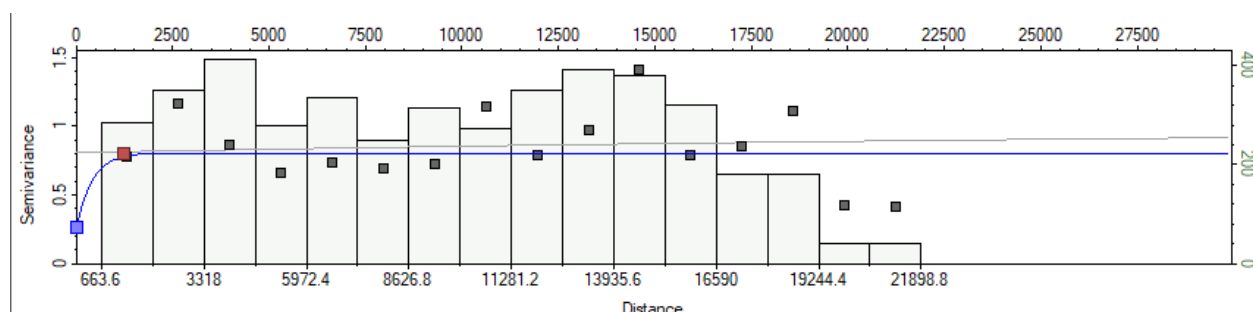
Ainsi, l'intégration des résultats 2D et 3D met en évidence le rôle majeur de la tectonique dans la structuration du système réservoir, en contrôlant à la fois la connectivité des compartiments et la distribution des propriétés pétrophysiques et des fluides.

### 7. Analyse variographique de la porosité et de la saturation en eau (RA, RB, RC et RD)

L'étude des variogrammes directionnels de la porosité met en évidence une anisotropie géométrique au sein des différents niveaux étudiés (RA, RB, RC et RD). Cette anisotropie se traduit par une variation significative des portées (ranges) selon les directions principales 45° et 135°, indiquant que la continuité spatiale de la porosité a une direction préférable. Les portées plus faibles dans la direction perpendiculaire reflètent une continuité réduite. Ce comportement anisotrope est souvent lié aux effets structuraux et tectoniques ayant affecté le réservoir.

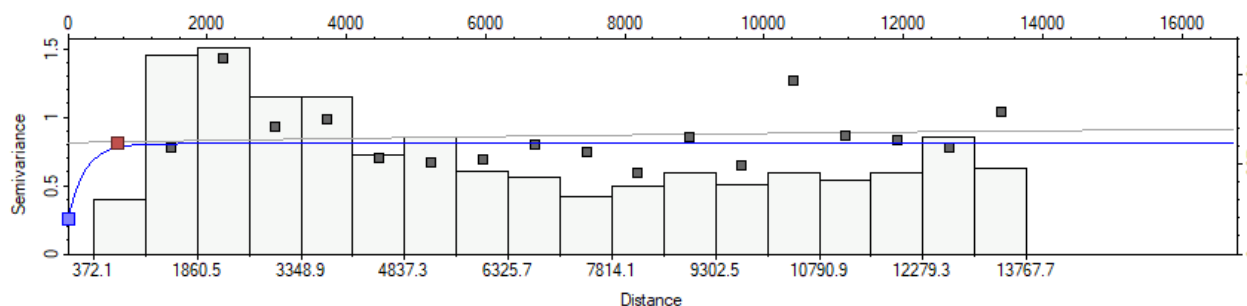
#### Les variogrammes de porosité

##### Variogrammes du niveau RA :



**Figure 26: Variogramme exponentiel direction 45° de la porosité (RA)**

$$\gamma_{45} = 0.2599 + 0.805 \gamma[\exp 1222.919]$$

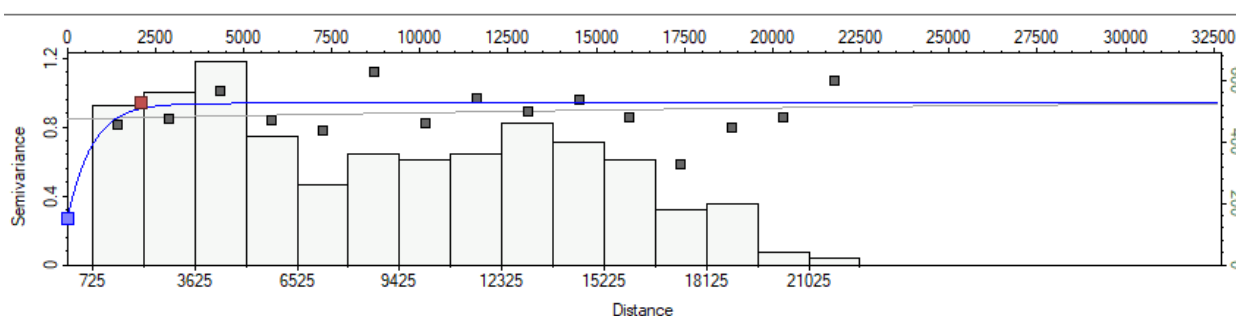


**Figure 27: Variogramme exponentiel direction 135° de porosité (RA)**

$$\gamma_{135} = 0.2599 + 0.805\gamma[EXP 711,926]$$

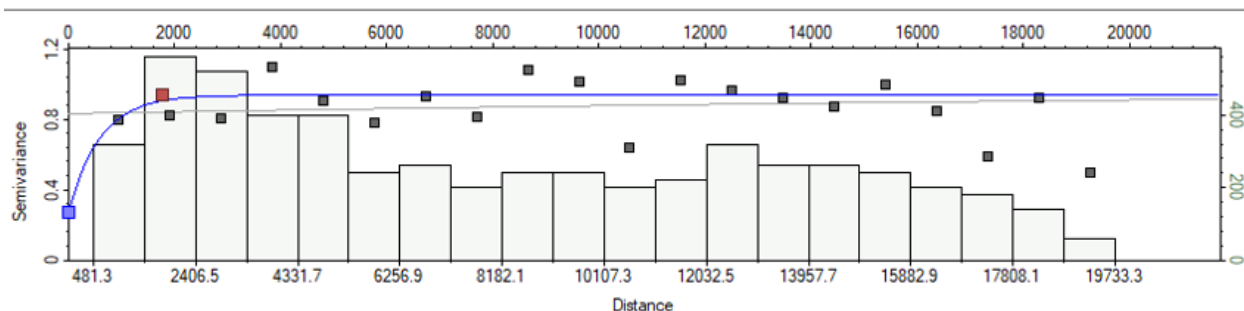
L'analyse des variogrammes directionnels de la porosité du niveau RA du champ de Sif Fatima met en évidence une anisotropie géométrique modérée de la continuité spatiale des propriétés pétrophysiques. Les résultats obtenus montrent que la portée maximale est enregistrée suivant la direction 45° (NE–SW), avec une valeur d'environ 1222,919 m, alors que la direction 135° présente une portée plus faible, de l'ordre de 712,926 m. Cette différence indique que la continuité spatiale de la porosité est plus importante selon l'axe NE–SW, où les valeurs de porosité demeurent corrélées sur des distances plus longues. Le coefficient d'anisotropie, estimé à environ 0,58, traduit une anisotropie modérée au sein du réservoir RA. Cette organisation anisotrope peut être liée à l'orientation préférentielle des corps sableux fluviaux du TAGI dans le champ de SIF FATIMA, ainsi qu'à l'influence de la structuration tectonique locale sur la distribution des propriétés pétrophysiques.

## Variogrammes du Niveau RB



**Figure 28: Variogramme exponentiel direction 45° de porosité (RB).**

$$\gamma_{45} = 0,268 + 0.938 \gamma[EXP 2084,547]$$

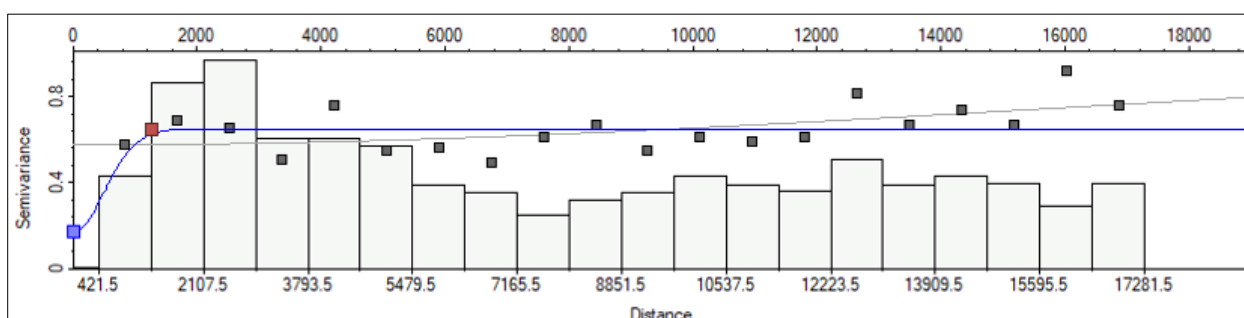


**Figure 29: Variogramme exponentiel de porosité (direction 135°) – (RB)**

$$\gamma_{135} = 0,268 + 0,938 \gamma[EXP\ 1774,49]$$

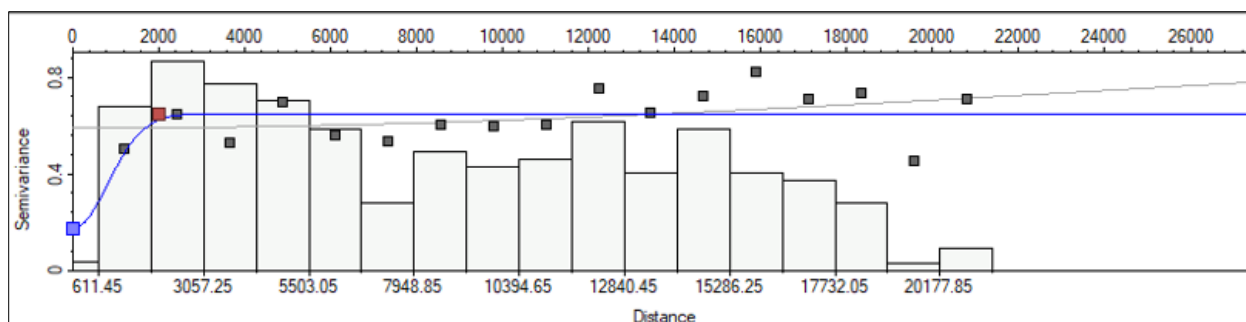
L'analyse du variogramme directionnel de la porosité du niveau RB met en évidence des portées relativement proches dans les deux directions étudiées. La portée maximale est observée suivant la direction 45° (NE–SW), avec une valeur d'environ 2084,547 m, tandis que la direction 135° présente une portée légèrement plus faible, estimée à 1774,49 m. Cette faible différence traduit une continuité spatiale relativement homogène de la porosité dans le niveau RB, avec une légère prédominance selon l'axe NE–SW. Le coefficient d'anisotropie, estimé à environ 0,85, indique une anisotropie faible à modérée et un comportement spatial proche de l'isotropie. Toutefois, la direction 45° demeure la direction principale de continuité de la porosité, suggérant une influence des orientations structurales dominantes sur l'organisation spatiale des propriétés pétrophysiques. Dans ce contexte, la variabilité de la porosité au sein du niveau RB semble principalement contrôlée par la structuration tectonique locale ainsi que par l'orientation préférentielle des corps sableux du TAGI dans le champ de SIF FATIMA.

### Variogrammes du Niveau RC



**Figure 30: Variogramme Expérimental direction 45° de porosité (RC)**

$$\gamma_{45} = 0,173 + 0,648 \gamma[GUS\ 2021,128]$$

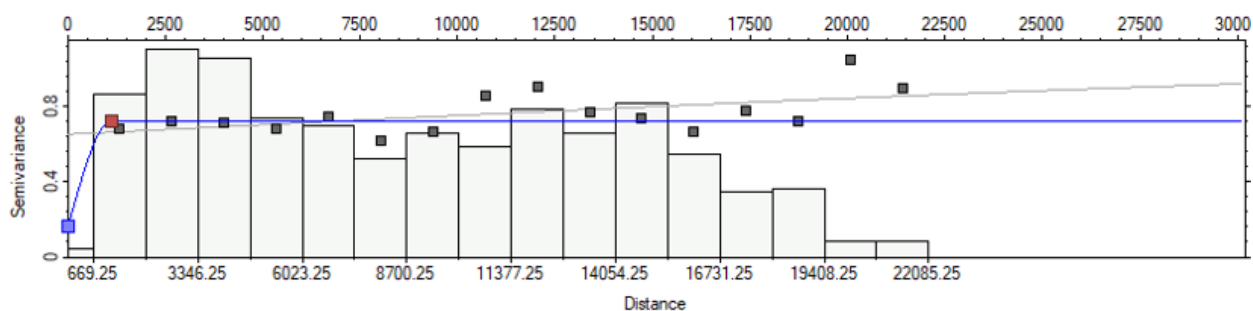


**Figure 31: Variogramme expérimental direction 135° de porosité (RC)**

$$\gamma_{135} = 0,173 + 0,648 \gamma [GUS1278,351]$$

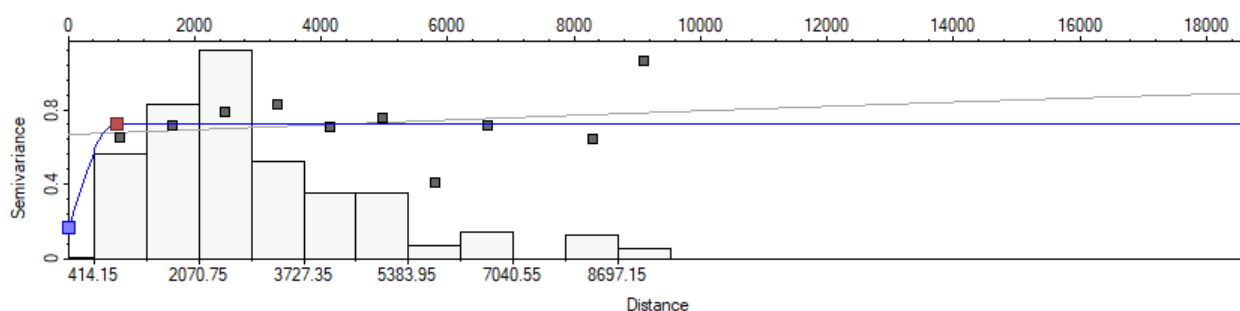
L'analyse des variogrammes directionnels de la porosité du niveau RC du champ de Sif Fatima met en évidence une anisotropie géométrique modérée de la continuité spatiale des propriétés pétrophysiques. La portée maximale est observée suivant la direction 45° (NE–SW), avec une valeur d'environ 2021,128 m, tandis que la direction 135° présente une portée plus faible, estimée à 1278,351 m. Cette différence traduit une meilleure continuité spatiale de la porosité selon l'axe NE–SW, où les valeurs de porosité demeurent corrélées sur des distances plus importantes. Le coefficient d'anisotropie, estimé à environ 0,63, confirme l'existence d'une anisotropie modérée au sein du niveau RC. Cette anisotropie traduit une distribution spatiale non homogène des propriétés pétrophysiques et met en évidence une direction préférentielle de continuité. Dans le contexte structural du champ de Sif Fatima, cette organisation anisotrope peut être associée à l'influence de la structuration tectonique régionale du bassin de Berkine, caractérisée par des failles principales orientées globalement NE–SW. Cette orientation structurale semble contrôler partiellement la continuité latérale des niveaux réservoirs ainsi que la distribution spatiale de la porosité au sein du niveau RC.

### Variogramme de Niveau RD



**Figure 32: Variogramme expérimental direction 45° de porosité (RD)**

$$\gamma_{45} = 0,164 + 0,722 \gamma [sph1119,422]$$



**Figure 33: Variogramme expérimental direction 135° de porosité (RD)**

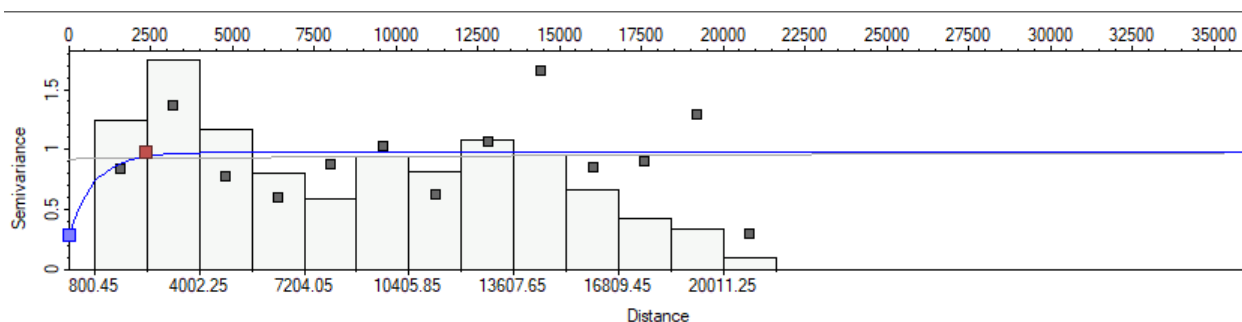
$$\gamma_{135} = 0,164 + 0,722 \gamma[sph\ 766.539]$$

L'analyse du variogramme directionnel de la porosité du niveau RD du champ de Sif Fatima, ajusté par un modèle sphérique, met en évidence une anisotropie géométrique modérée. La portée maximale est observée suivant la direction 45° (NE–SW), avec une valeur d'environ 1119,422 m, tandis que la direction 135° présente une portée plus faible, estimée à 766,539 m. Cette différence traduit une meilleure continuité spatiale de la porosité selon l'axe NE–SW. Le rapport d'anisotropie, évalué à environ 0,68, confirme l'existence d'une anisotropie modérée au sein du niveau RD. Cette organisation spatiale suggère une distribution non homogène de la porosité, influencée par la géométrie du réservoir et par la structuration locale du champ de SIFFATIMA. La portée plus faible observée suivant la direction 135° indique une continuité latérale plus limitée et une variabilité spatiale plus marquée des propriétés pétrophysiques dans cette direction.

En conclusion, l'analyse variographique de la porosité des niveaux RA, RB, RC et RD du champ de SIFFATIMA met en évidence une organisation spatiale clairement anisotrope des propriétés pétrophysiques. De manière générale, la direction 45° (NE–SW) constitue l'axe principal de continuité, caractérisé par des portées plus élevées et une meilleure connectivité de la porosité, tandis que la direction 135° représente une continuité secondaire, associée à une plus forte hétérogénéité. Ces résultats confirment que la variabilité spatiale de la porosité est contrôlée par l'interaction entre les processus sédimentaires et la structuration du champ de SIFFATIMA.

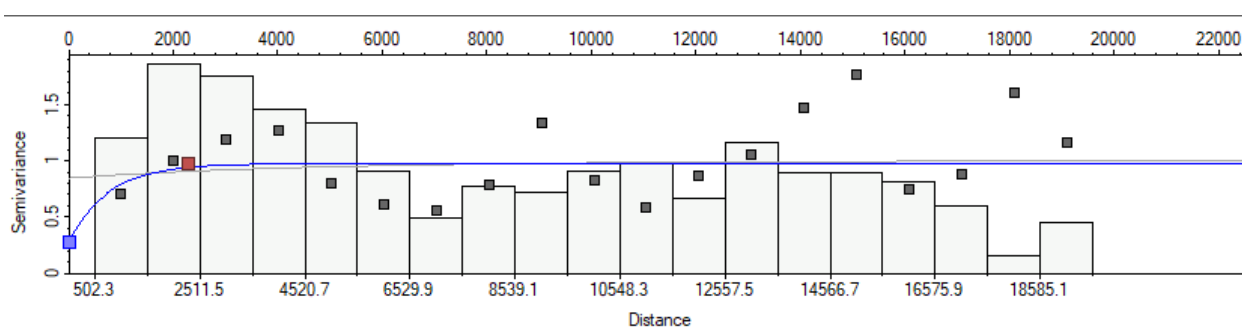
## Les variogrammes de Saturation en eau (SW)

### Variogrammes de Niveau RA



**Figure 34: Variogramme exponentiel direction 45° de SW (RA)**

$$\gamma_{45} = 0,279 + 0,974 \gamma[\exp 2349,07]$$



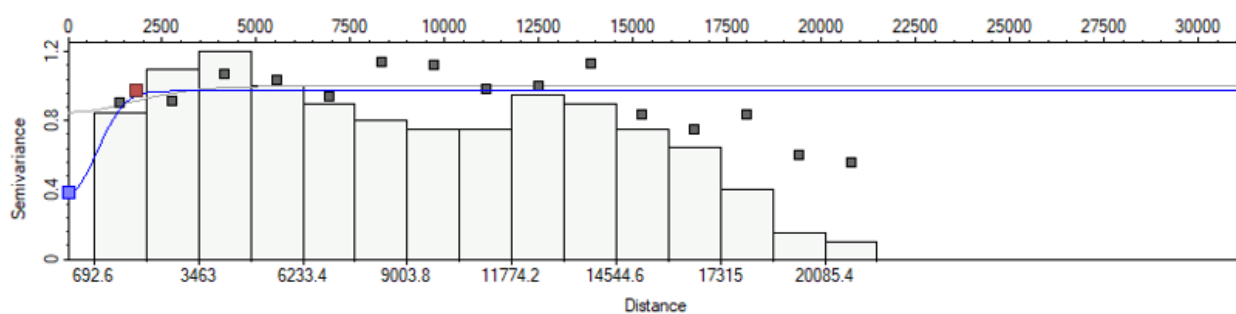
**Figure 35: Variogramme exponentiel direction 135° de SW (RA)**

$$\gamma_{135} = 0,279 + 0,974 \gamma\{\exp 2285,724\}$$

L'analyse des variogrammes directionnels de la saturation en eau (Sw) du niveau RA met en évidence des portées très proches dans les deux directions principales étudiées. La portée est d'environ 2349,07 m suivant la direction 45°, contre 2285,724 m selon la direction 135°. Le rapport d'anisotropie, proche de 0,97, traduit une différence négligeable entre les deux directions. Cette faible variabilité directionnelle indique une continuité spatiale globalement homogène de la saturation en eau, suggérant un comportement proche de l'isotropie à l'échelle du réservoir. La distribution de Sw ne montre donc pas d'orientation préférentielle marquée.

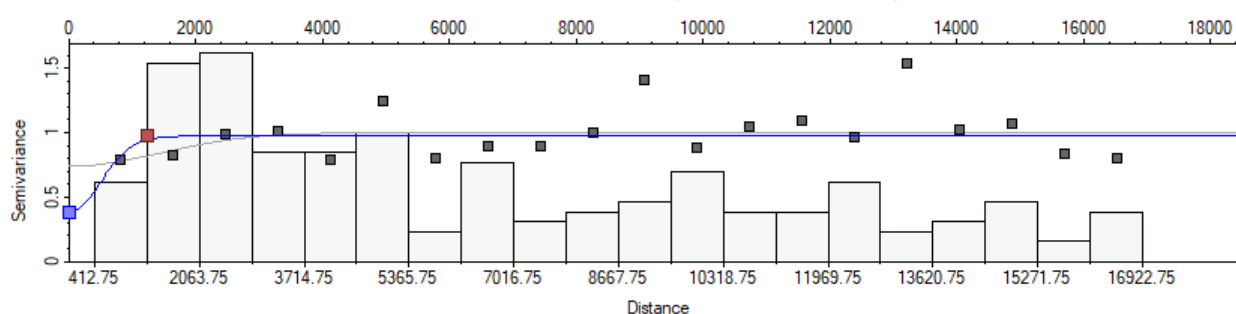
Ce résultat suggère que la répartition de la saturation en eau dans le niveau RA est principalement contrôlée par les propriétés pétrophysiques locales, notamment la porosité et la perméabilité, plutôt que par une organisation structurale directionnelle dominante. Ainsi, la connectivité des fluides apparaît relativement uniforme à l'échelle du réservoir.

## Variogramme de Niveau RB



**Figure 36: Variogramme expérimental direction 45° de SW (RB)**

$$\gamma_{45} = 0,384 + 0,972\gamma\{gus1820,288\}$$

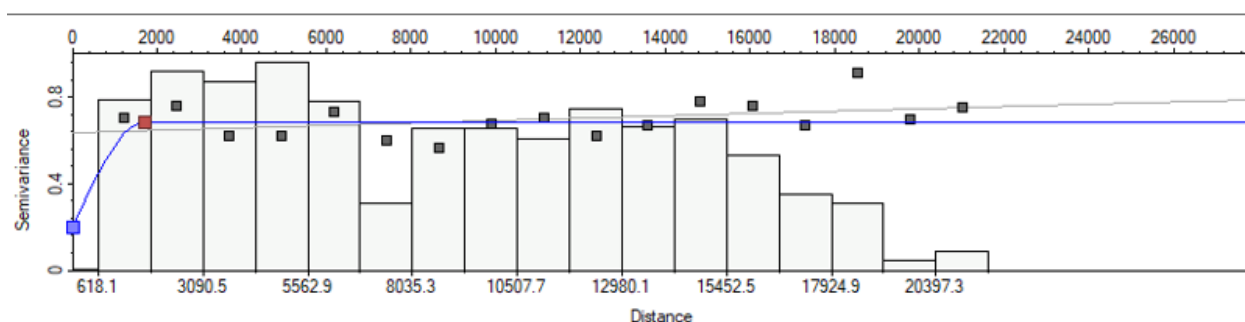


**Figure 37: Variogramme expérimental direction 135° de SW (RB)**

$$\gamma_{135} = 0,384 + 0,972\gamma[gus1243,614]$$

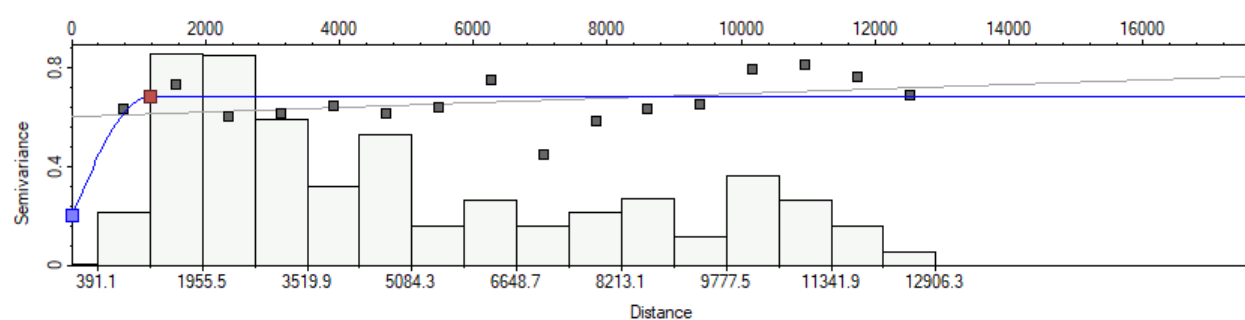
Les variogrammes directionnels de la saturation en eau ( $S_w$ ) du niveau RB du champ de Sif Fatima mettent en évidence une différence significative entre les deux directions principales étudiées. La portée est d'environ 1820,28 m suivant la direction 45°, contre 1243,61 m suivant la direction 135°, ce qui correspond à un coefficient d'anisotropie d'environ 0,68. Cette différence traduit une continuité spatiale plus marquée de la saturation en eau selon la direction 45°, indiquant une organisation directionnelle des propriétés pétrophysiques au sein du réservoir. Le niveau RB présente ainsi une anisotropie géométrique modérée. Ce comportement peut être associé à une organisation préférentielle des corps sédimentaires, influençant la répartition des fluides et la connectivité des pores. En conséquence, la saturation en eau n'est pas totalement homogène spatialement et présente une dépendance directionnelle qu'il convient de prendre en compte dans la modélisation géostatistique du réservoir.

### Variogramme de Niveau RC :



**Figure 38: Variogramme expérimental direction 45° de SW (RC)**

$$\gamma_{45} = 0,2014 + 0,681 \gamma[SPH1707,663]$$

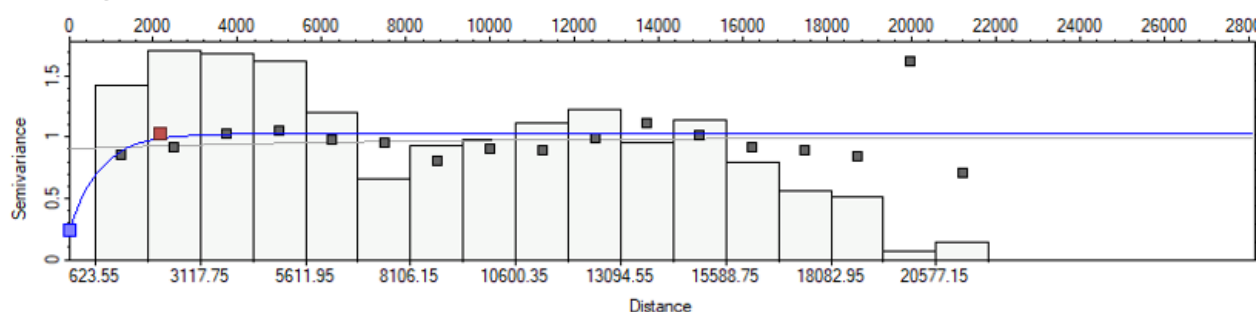


**Figure 39: Variogramme expérimental direction 135° de SW (RC)**

$$\gamma_{135} = 0,2014 + 0,681 \gamma[SPH 1168,771]$$

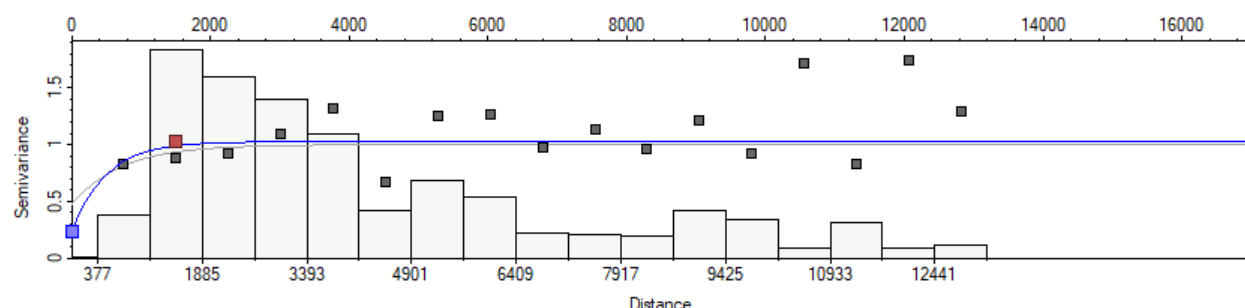
L'analyse des variogrammes directionnels de la saturation en eau ( $S_w$ ) met en évidence une différence notable entre les deux directions principales étudiées. La portée est d'environ 1707,66 m suivant la direction 45°, contre 1168,77 m suivant la direction 135°, ce qui correspond à un rapport d'anisotropie d'environ 0,68. Cette différence traduit une anisotropie marquée de la saturation en eau, caractérisée par une continuité spatiale plus importante selon la direction 45°. Elle indique que la distribution de  $S_w$  est influencée par une organisation directionnelle des propriétés du réservoir, traduisant une hétérogénéité spatiale structurée.

## Variogrammes de NiveauRD :



**Figure 40: Variogramme expérimental direction 45° de SW (RD)**

$$\gamma_{45} = 0,237 + 1,026 \gamma[EXP\ 2157,235]$$



**Figure 41: Variogramme expérimental direction 135° de SW (RD)**

$$\gamma_{135} = 0,237 + 1,026 \gamma[EXP\ 1506,209]$$

Les variogrammes directionnels de la saturation en eau ( $S_w$ ) du niveau RD mettent en évidence des portées d'environ 2157,23 m suivant la direction 45° et 1506,20 m suivant la direction 135°, correspondant à un coefficient d'anisotropie d'environ 0,70. Ces résultats traduisent une anisotropie notable, caractérisée par une continuité spatiale plus importante selon la direction 45°. Cette organisation suggère une distribution directionnelle des propriétés pétrophysiques au sein du réservoir. Ainsi, la saturation en eau dans le niveau RD présente une hétérogénéité spatiale structurée, avec une dépendance directionnelle influençant la connectivité des propriétés à l'échelle du réservoir.

On conclut que l'analyse variographique de la saturation en eau met en évidence deux comportements principaux au sein des réservoirs étudiés. D'une part, le réservoir A présente un comportement quasi isotrope, caractérisé par une continuité spatiale homogène de la saturation en eau dans toutes les directions, sans orientation préférentielle marquée. D'autre part, niveau RB, RC et RD montrent une anisotropie géométrique modérée à marquée, traduisant une

organisation directionnelle des propriétés. Dans ces réservoirs, la direction 45° correspond à la principale direction de continuité.

### 8. Cartographie des paramètres pétrophysique du Niveau (RA, RB, RC et RD) de secteur SIF FATIMA

#### Analyse de la distribution de la porosité des réservoirs

La cartographie de la porosité des niveaux RA, RB, RC et RD met en évidence une hétérogénéité spatiale significative. La distribution de la porosité présente une organisation directionnelle globale, marquée par une orientation préférentielle d'environ 45°.

#### Niveau RA :

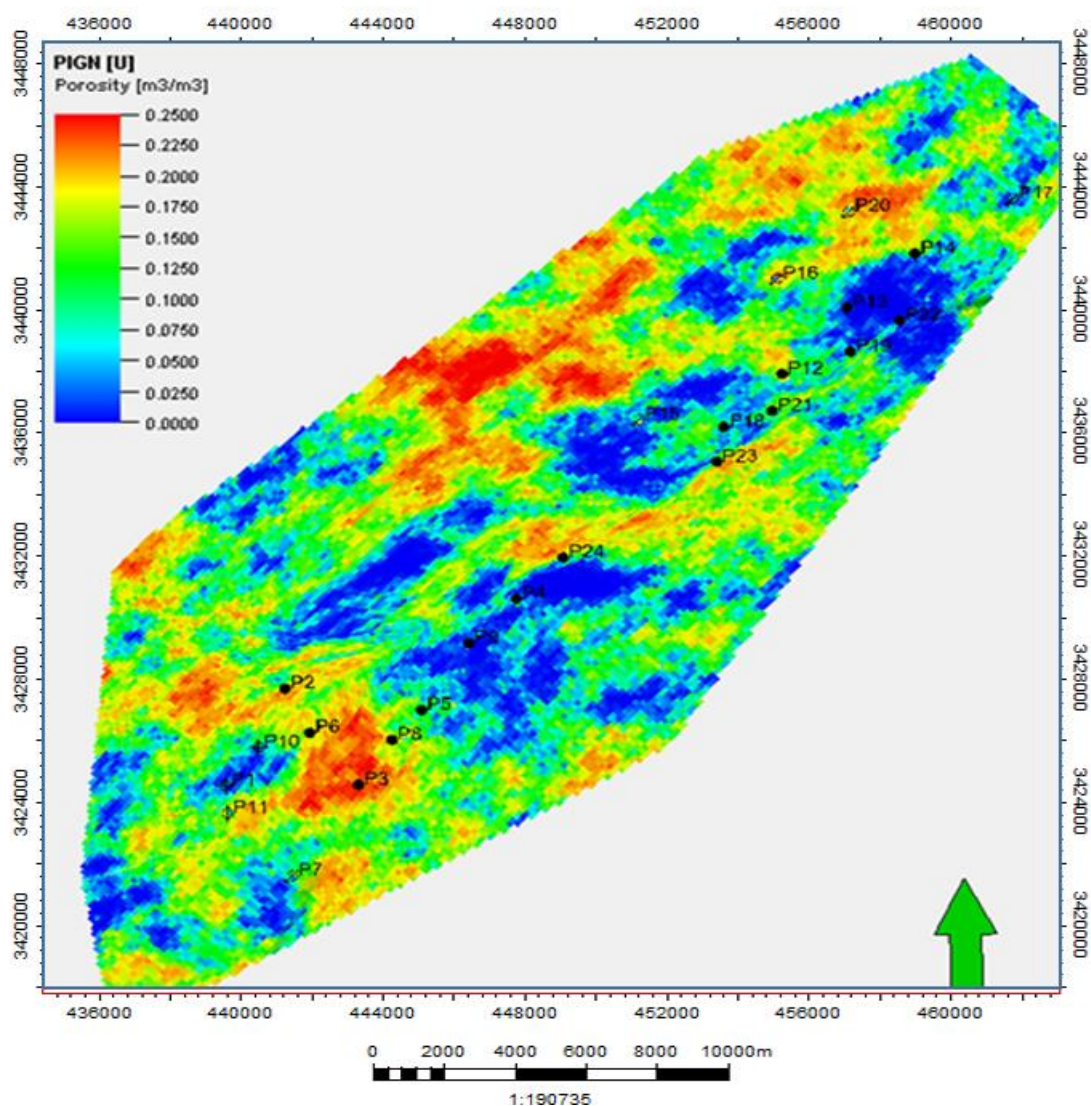
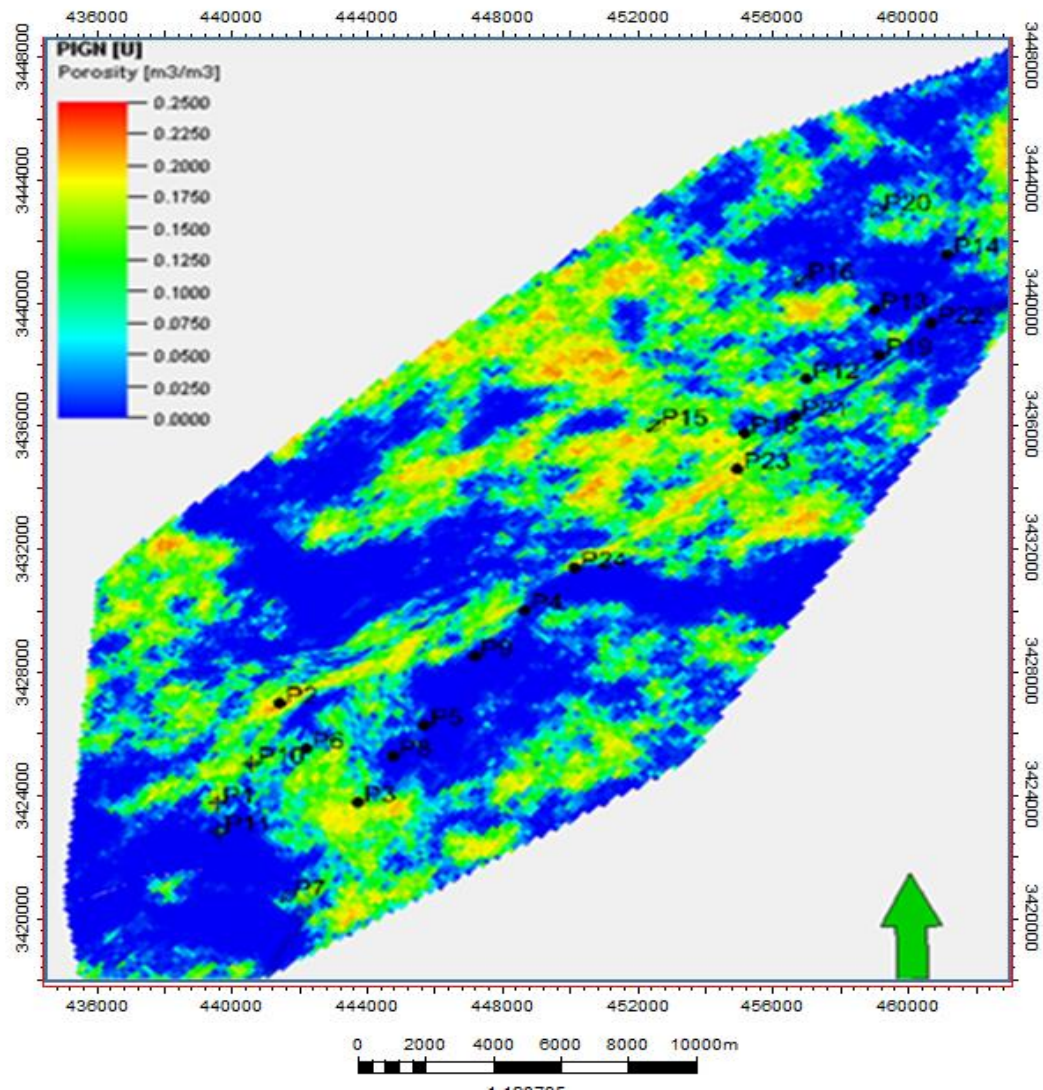


Figure 42: Carte de distribution de la porosité du niveau RA

la carte (Fig.42) représente la distribution spatiale de porosité dans la région de sif fatima au niveau de l'unité RA. Elle montre une variété de teneurs de 2% à 25% dont les teneurs les plus élevés sont localisés sur les périphéries Nord et centre de d'unité ainsi qu'al'Ouest. Les teneurs moyennes minimales sont représentées au Sud -Est.

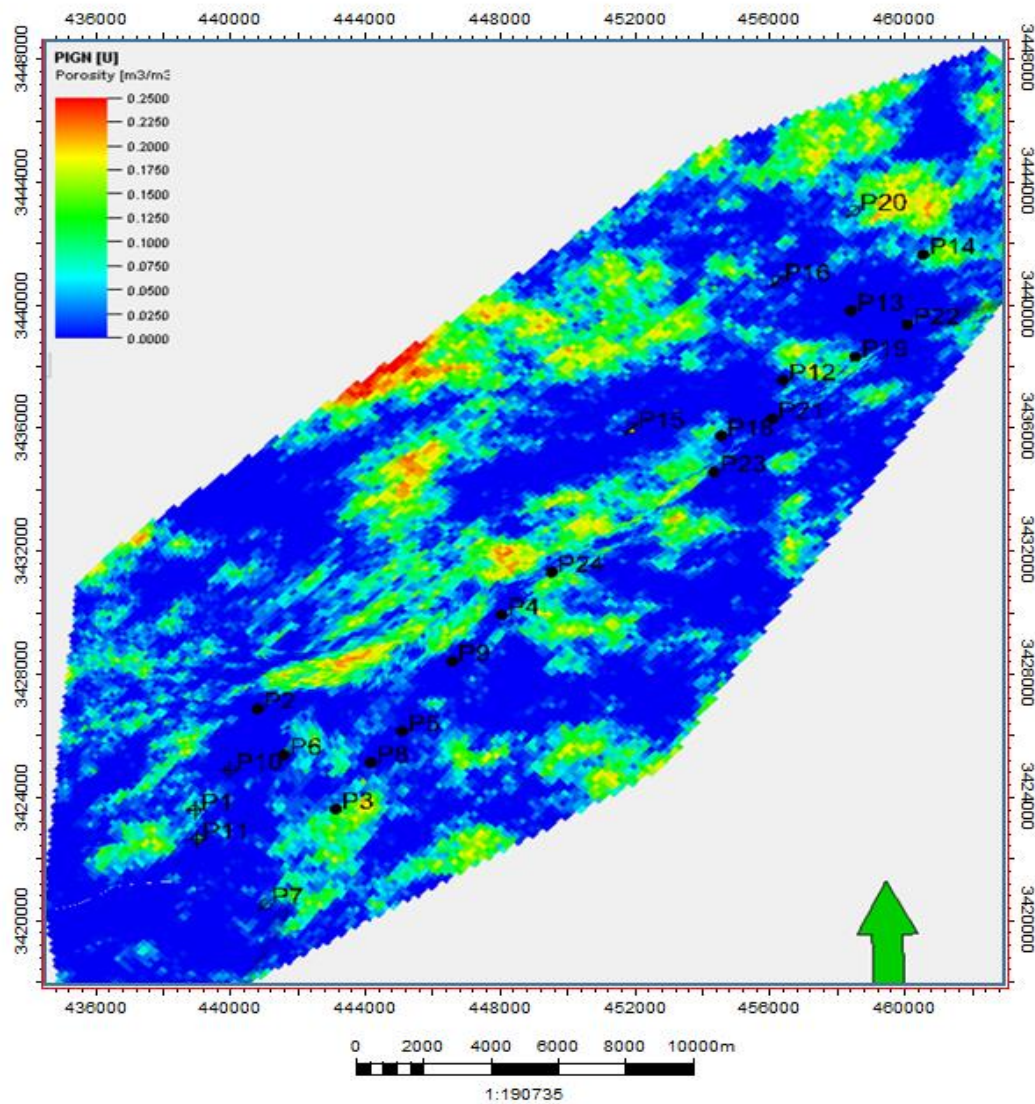
### Niveau RB :



**Figure 43: Carte de distribution de la porosité du NIVEAU RB**

La répartition de la porosité dans le niveau RB apparaît globalement homogène (figure. 43), Elle montre qu'une variété de teneurs de 0% à 22% dont les teneurs les plus élevés sont localisés au centre d'unité avec des distances limitées. Les teneurs les plus abondantes sont les nulle jusqu'à 0.03 les teneurs moyennes sont de l'ordre 7% à 17% ; ils sont répartis par tout sur ce niveau.

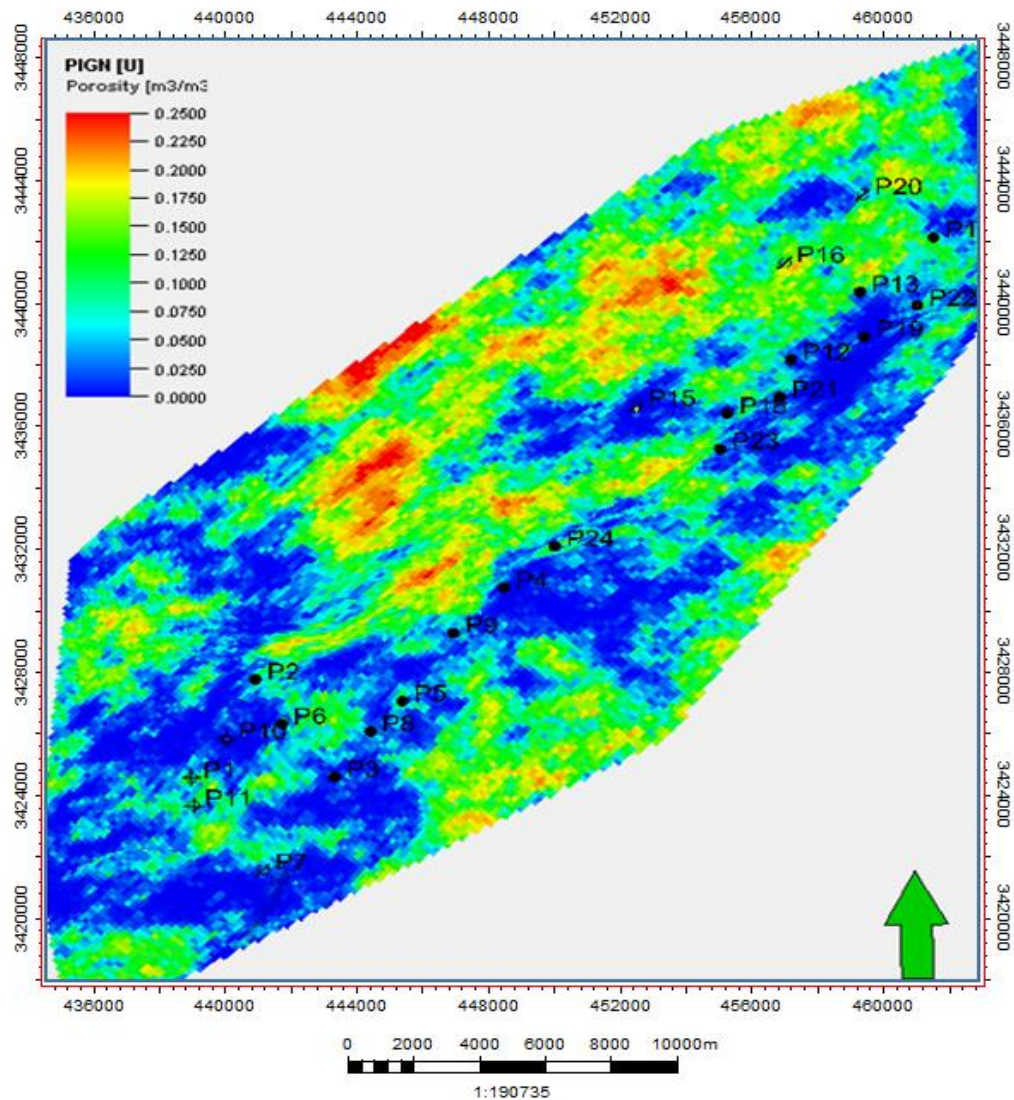
### Niveau RC :



**Figure 44: Carte de distribution de la porosité du niveau RC**

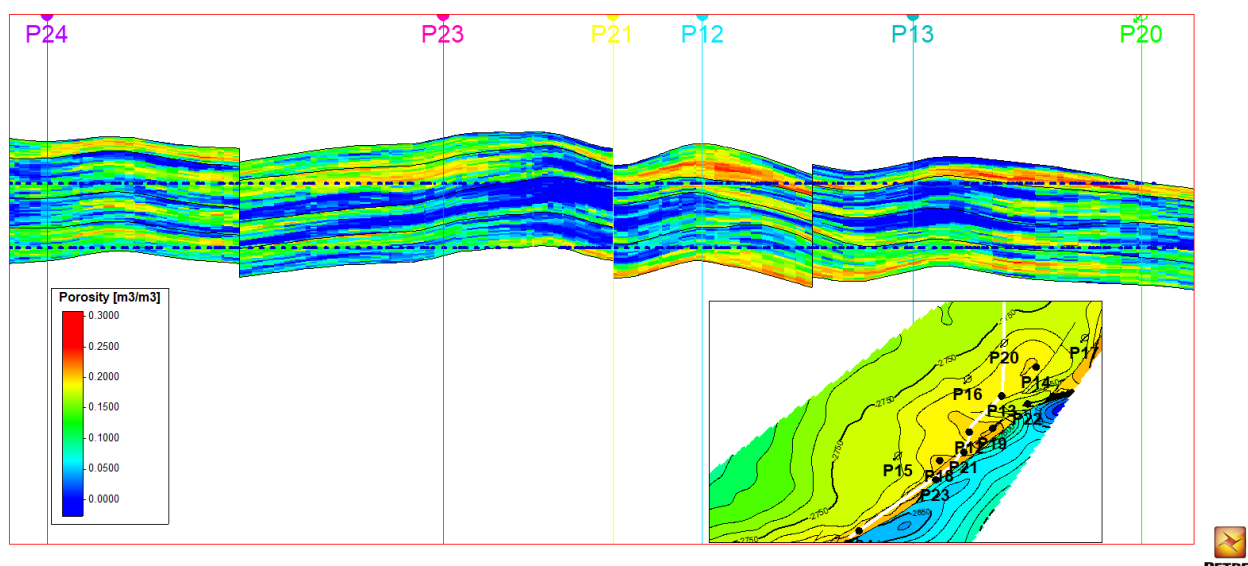
La porosité du niveau RC présente une variabilité plus au moins faible (Fig.44). Elle montre une variété de teneurs de 0 % à 18% dont les teneurs les plus élevées sont localisées remarquablement au Nord sur les périphéries. Les faibles sont assez abondants.

### Niveau RD :



**Figure 45: Carte de distribution de la porosité du niveau RD.**

La carte (Fig.45) représente la distribution spatiale de porosité dans le champ de sif fatima au niveau de l'unité RD. Elle montre qu'une variété de teneurs de 0 à 25% dont les teneurs les plus élevées sont localisées sur les périphéries Nord, Nord-Est et Sud-Est de l'ordre de 1% à 25% les faibles teneurs sont les moins abondantes.



**Figure 46: section géologique montrant la Distribution de la porosité au niveau des réservoirs RA, RB, RC & RD**

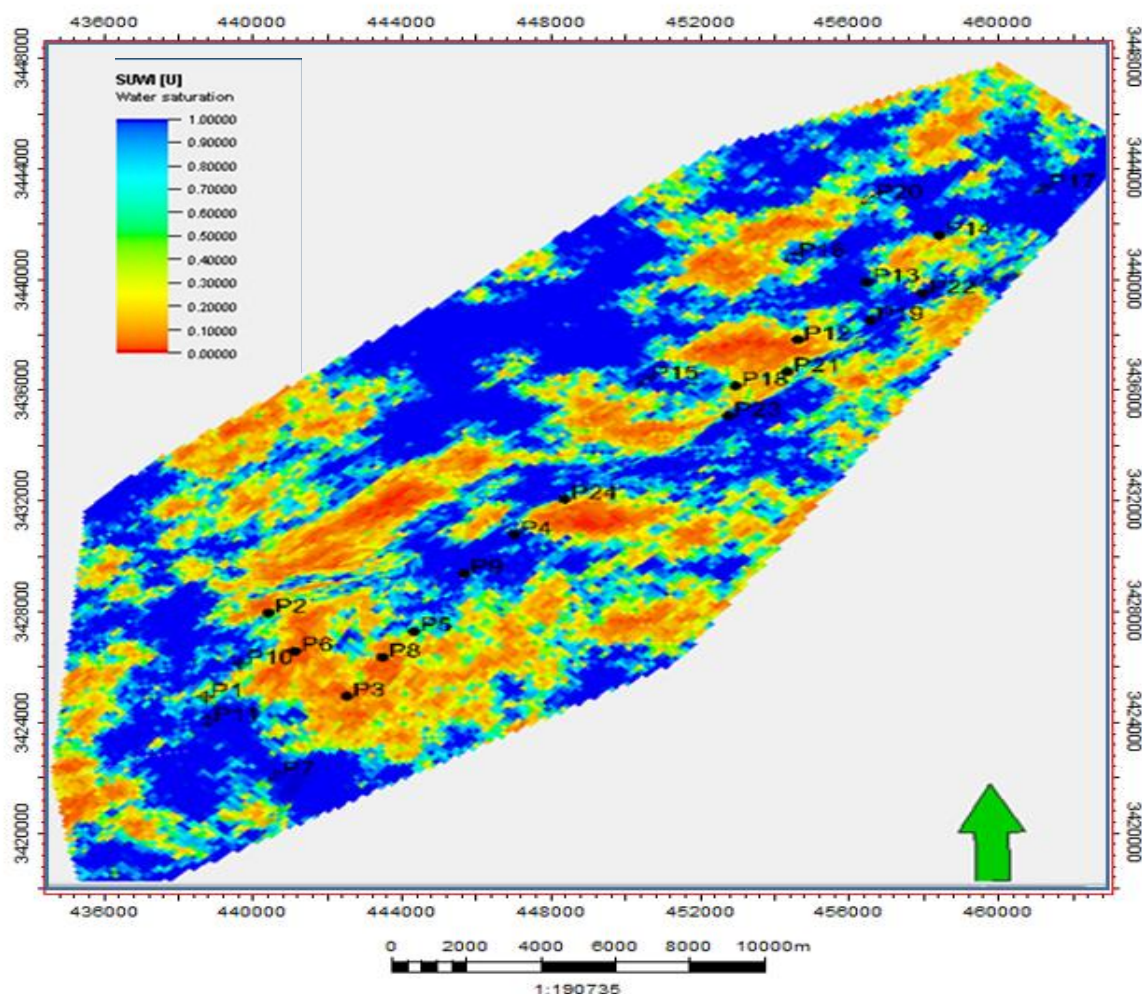
Cette coupe illustre la distribution de la porosité dans les niveaux RA, RB, RC et RD le long des puits 12, 13, 20, 21, 23 et 24, avec une hétérogénéité verticale et latérale marquée. On observe des valeurs de porosité relativement élevées atteignant environ 30 % au niveau des puits 12 et 20, notamment au niveau réservoir RA, traduisant une bonne qualité pétrophysique et des zones favorables à l'accumulation et à la circulation des fluides. À l'inverse, les autres puits présentent des valeurs comprises entre 0 et 21 %, indiquant une qualité réservoir plus faible à modérée.

Cette variabilité de la porosité reflète l'influence combinée des changements lithologiques, ainsi que des discontinuités structurales, qui contrôlent la distribution spatiale des propriétés réservoirs et expliquent l'hétérogénéité observée au sein des unités RA, RB, RC et RD.

### **Analyse de la distribution de la saturation en eau (SW) des réservoirs**

La cartographie de la saturation en eau ( $S_w$ ) des réservoirs ou niveaux RA, RB, RC et RD met en évidence une variabilité spatiale des propriétés fluides qui reflète l'hétérogénéité du réservoir ainsi que l'influence des structures tectoniques, des variations lithologiques et des propriétés pétrophysiques sur la distribution des fluides au sein du réservoir.

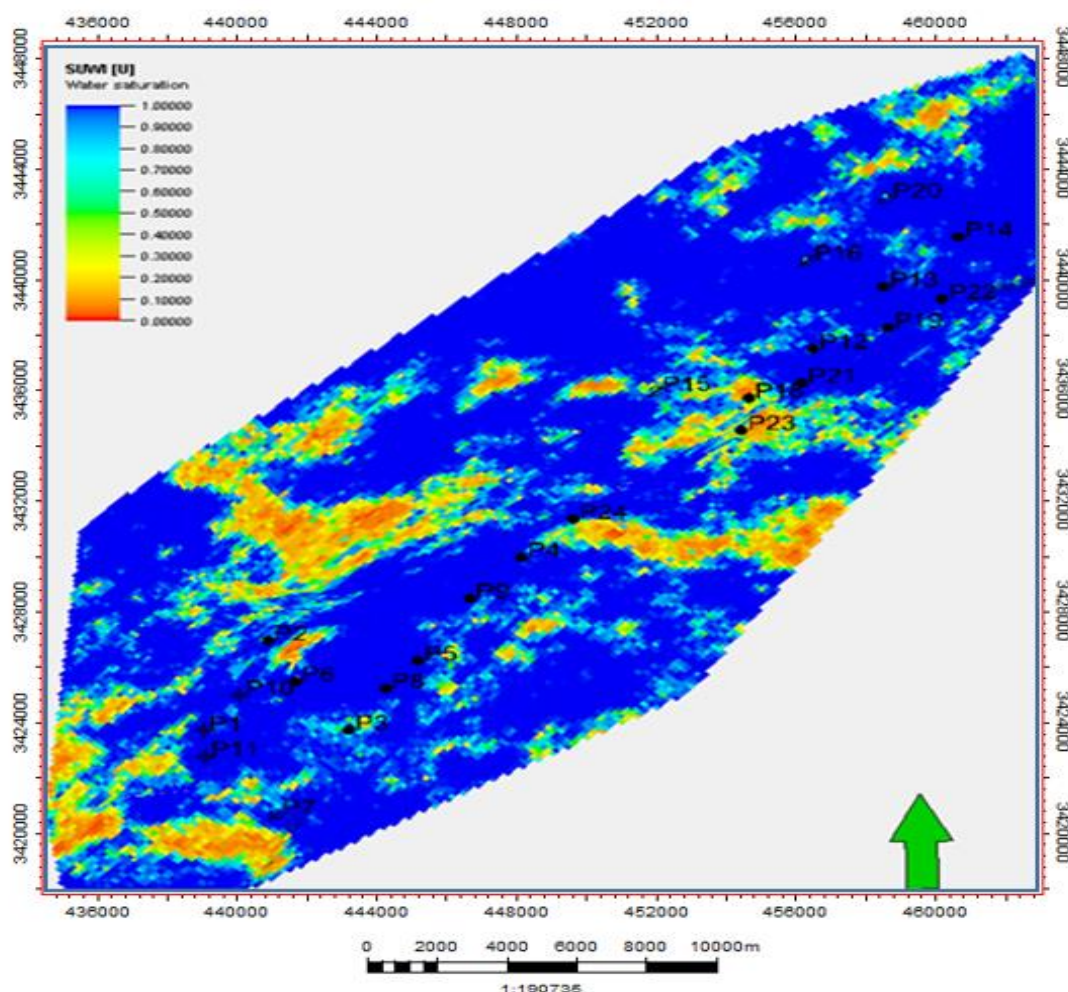
### Niveau RA



**Figure 47: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du niveau RA**

Le niveau RA apparaît comme le réservoir le plus prometteur parmi les horizons étudiés. La saturation en eau ( $S_w$ ) montre une forte hétérogénéité, avec des valeurs très faibles atteignant environ 2 % au niveau du secteur Nord-Est et de certains puits, indiquant de bonnes zones de stockage d'hydrocarbures. À l'inverse, certaines zones présentent une saturation très élevée pouvant atteindre 100 %, traduisant une dominance de l'eau et une qualité réservoir plus faible. En moyenne, la saturation est d'environ 40 %, ce qui confirme une distribution des fluides fortement contrôlée par les variations structurales et lithologiques du réservoir.

### Niveau RB

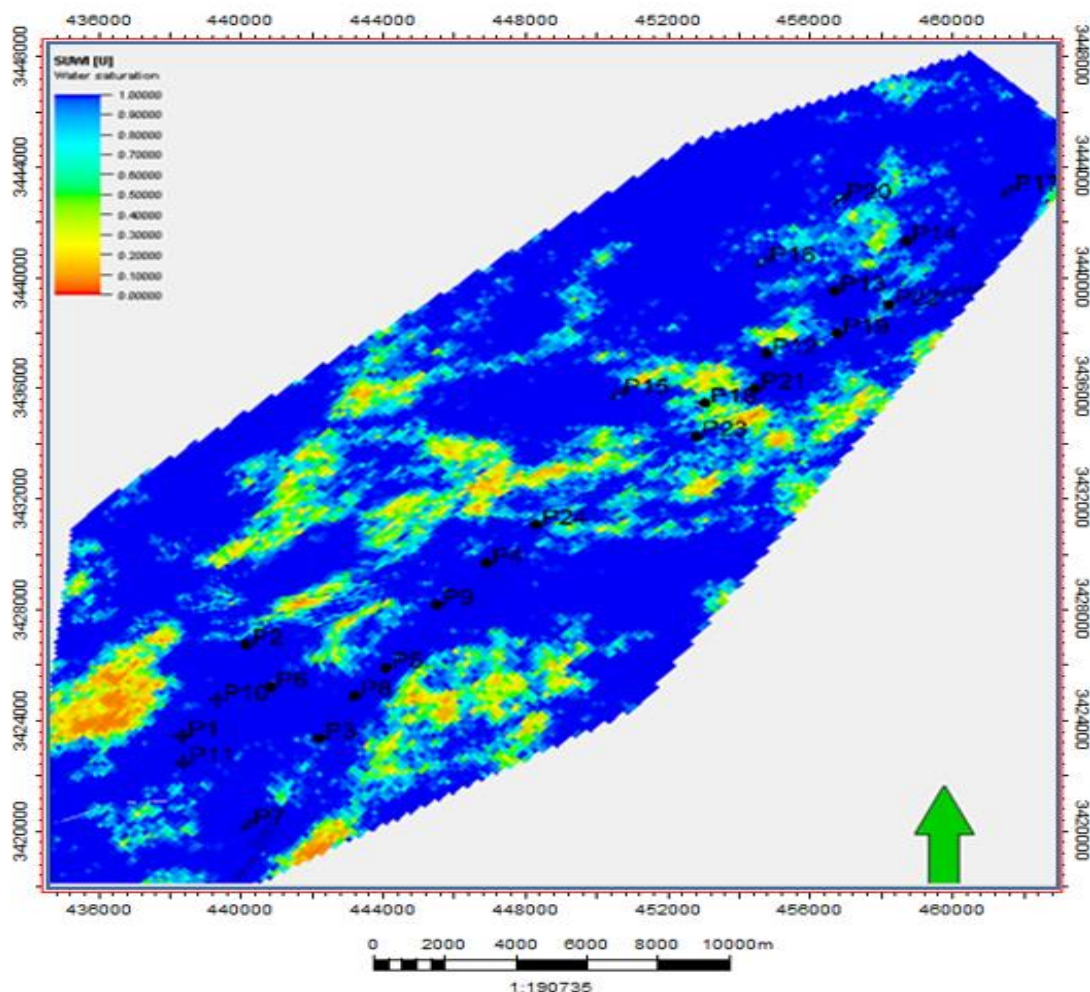


**Figure 48: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du niveau RB**

Le niveau RB présente un potentiel intermédiaire à bon en termes d'accumulation d'hydrocarbures, grâce à la présence de zones caractérisées par de faibles valeurs de saturation en eau et une porosité relativement favorable. La saturation en eau ( $S_w$ ) montre une forte hétérogénéité, avec des valeurs relativement faibles atteignant environ 30 % dans certaines zones favorables, indiquant la présence potentielle d'hydrocarbures.

Ces zones restent toutefois limitées et peu continues, alors que d'autres secteurs sont dominés par des valeurs élevées de  $S_w$ , traduisant une forte présence d'eau. Cette répartition irrégulière reflète une hétérogénéité du niveau et un contrôle probable des variations lithologiques et structurales sur la distribution des fluides.

### NiveauRC



**Figure 49: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du niveau RC**

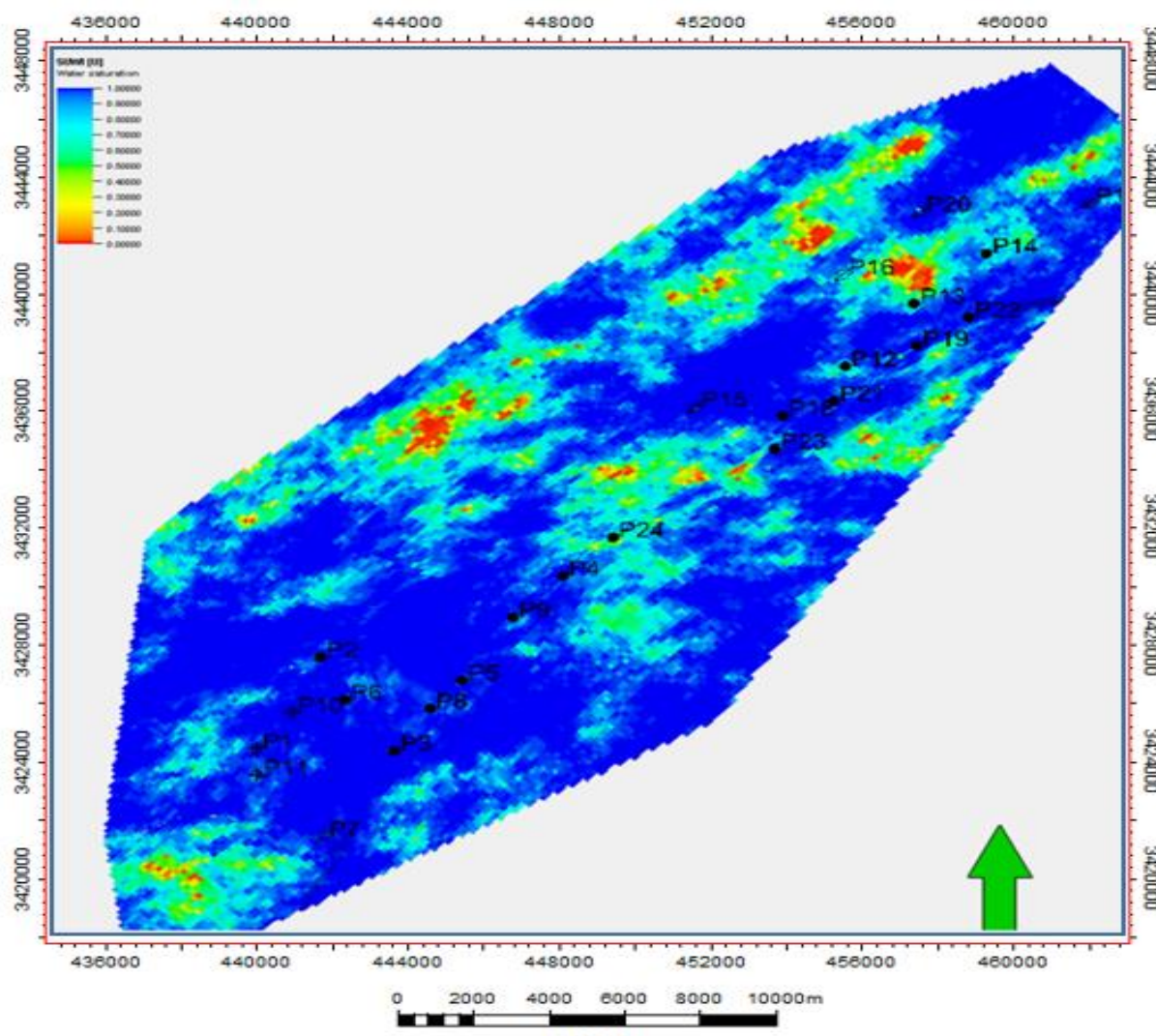
Le niveau RC présente un potentiel faible pour l'accumulation des hydrocarbures, en raison des valeurs relativement élevées de saturation en eau et d'une porosité moins favorable, limitant la capacité de stockage des hydrocarbures. La saturation en eau ( $S_w$ ) est généralement

élevée, souvent  $> 70 \%$ , ce qui traduit une forte dominance de la phase aqueuse.

Les zones favorables restent limitées, avec des valeurs plus faibles de  $S_w \approx < 30 \%$  mais elles sont dispersées et peu continues.

Cette configuration indique une faible qualité réservoir et un risque élevé de production d'eau, ce qui réduit l'intérêt de ce réservoir par rapport aux autres unités étudiées.

### NiveauRD



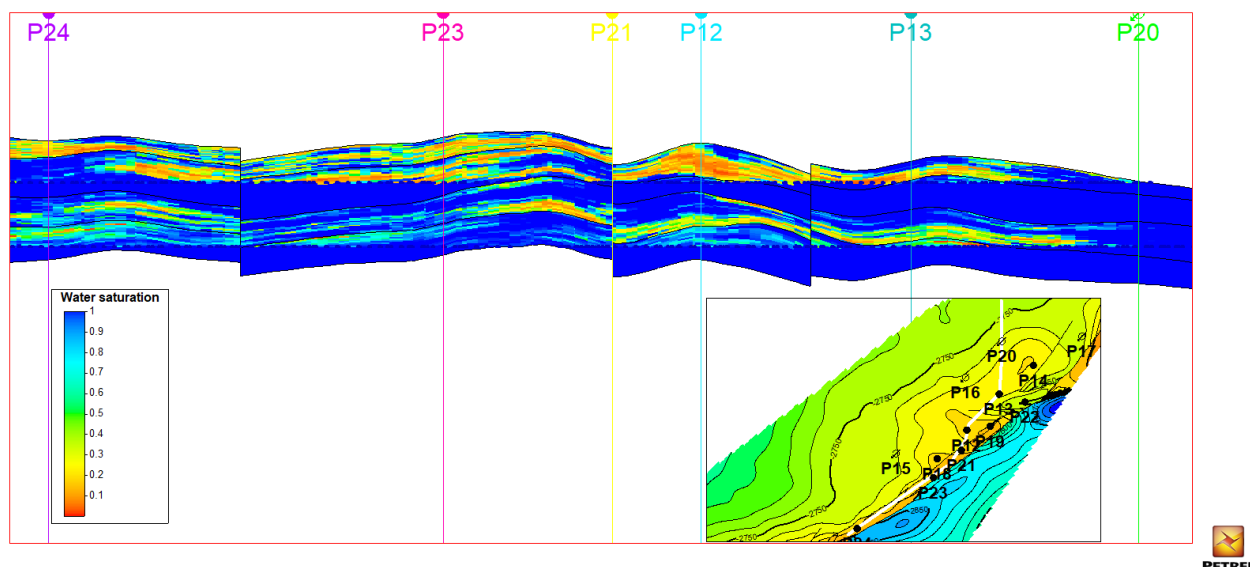
**Figure 50: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du niveauRD**

Le niveau RD est globalement caractérisé par une forte saturation en eau, avec des valeurs de  $S_w$  proches de 100 % sur une grande partie (Ouest) du drain. Les zones bleues, traduisent une forte présence d'eau.

Cependant, quelques zones localisées présentent une faible saturation en eau, où l'on observe une absence ou une très faible présence de l'eau. Ces anomalies, peu nombreuses mais bien marquées, sont principalement situées dans les secteurs Nord et central du réservoir et correspondent à des accumulations potentielles d'hydrocarbures.

Bien que ces zones soient de taille réduite et peu continues, elles peuvent représenter des cibles intéressantes. La distribution globale indique ainsi un comportement fortement

hétérogène du drain, avec des accumulations d'hydrocarbures piégées dans des compartiments localisés contrôlés par les variations sédimentaires ou structurales.



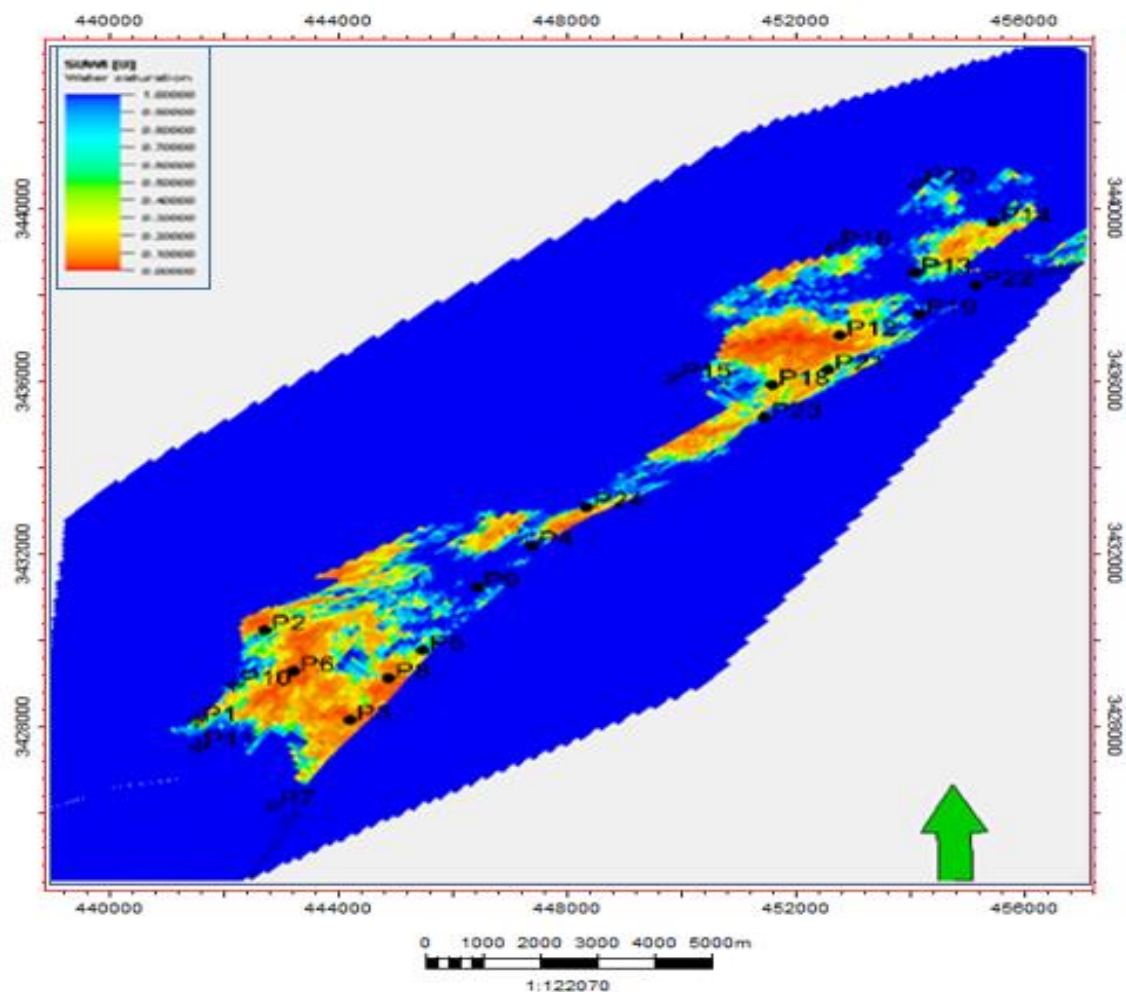
**Figure 51: Section géologique montrant la distribution de la SW dans les niveaux RA, RB, RC & RD**

Cette coupe illustre la répartition de la saturation en eau (SW) au sein des niveaux RA, RB, RC et RD entre les puits 12, 13, 20, 21, 23 et 24. Elle met en évidence une variabilité spatiale importante de la saturation, aussi bien verticalement qu'horizontalement, reflétant l'hétérogénéité des propriétés fluides à l'intérieur des différents horizons réservoirs.

Les valeurs de saturation en eau varient d'un drain à un autre ainsi qu'entre les différents puits étudiés. Certaines zones présentent des valeurs élevées de SW, traduisant une forte présence d'eau dans l'espace poreux, tandis que d'autres montrent des valeurs très faibles, atteignant environ 5 à 15 % au niveau des puits 24, 23, 12 et 13, ce qui indique des zones nettement plus favorables à l'accumulation des hydrocarbures.

À l'inverse, certains intervalles affichent des valeurs plus élevées pouvant dépasser 70 à 90 %, correspondant à des zones dominées par l'eau et présentant une qualité réservoir plus faible. Cette forte variabilité reflète l'hétérogénéité des propriétés pétrophysiques et la complexité de la distribution des fluides au sein des réservoirs RA, RB, RC et RD.

L'analyse de cette coupe met également en évidence la discontinuité latérale des zones favorables entre les puits. Les variations observées peuvent être liées aux changements lithologiques, à la distribution des faciès sédimentaires ainsi qu'à l'influence des structures tectoniques sur la compartimentation du drain.



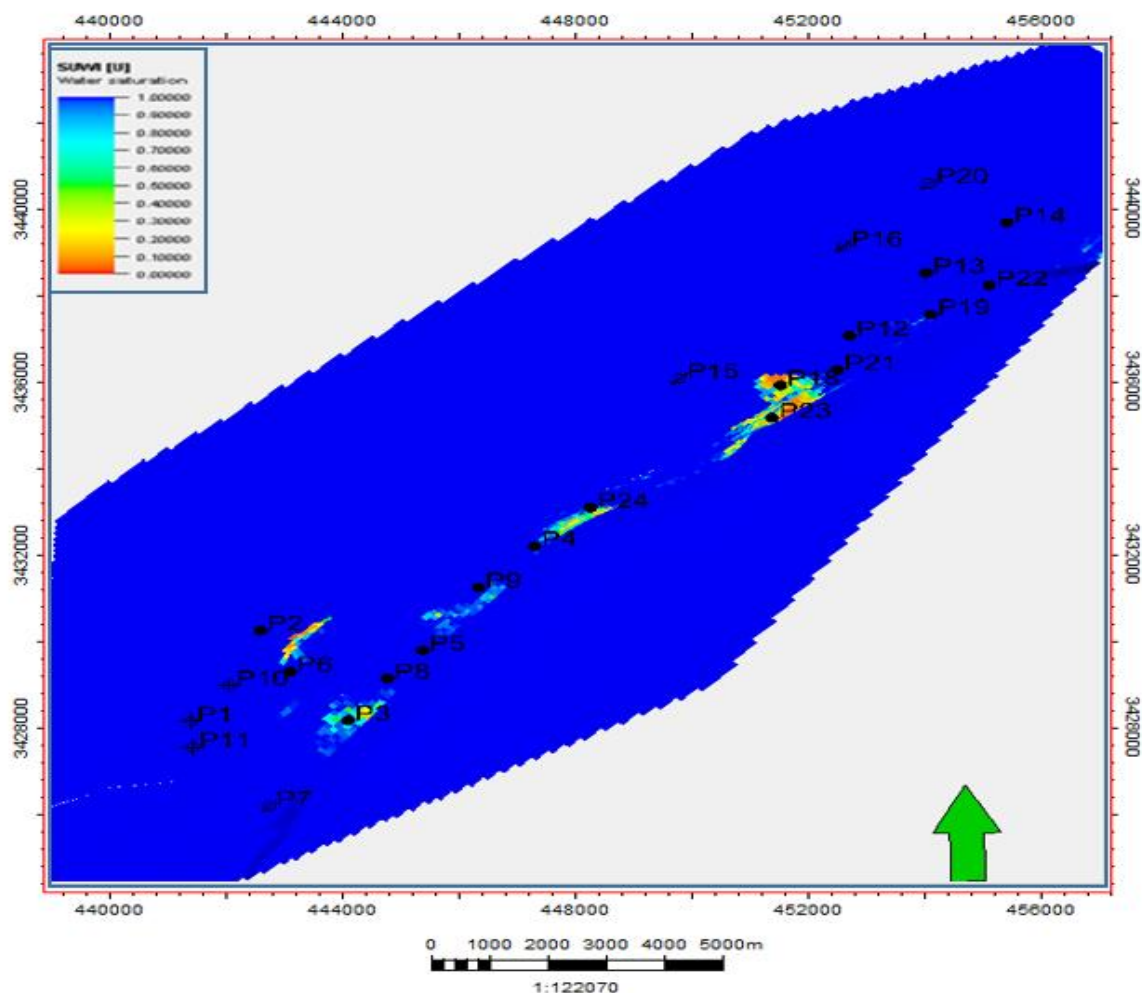
**Figure 52: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du RA au niveau du contact OWC (-2740 m TVDss)**

Au niveau du contact eau-hydrocarbures (OWC = -2740 m TVDss), le niveau RA présente des valeurs relativement faibles de saturation en eau dans plusieurs secteurs situés à proximité du contact. Cette configuration indique des conditions favorables à l'accumulation et à la conservation des hydrocarbures au sein du réservoir.

Les faibles valeurs de SW observées traduisent une occupation importante de l'espace poreux par les hydrocarbures.

À l'inverse, les zones présentant des saturations élevées en eau restent limitées et localisées autour du contact, ce qui suggère une transition relativement nette entre les fluides et une faible extension des niveaux fortement aquifères dans cette partie du réservoir.

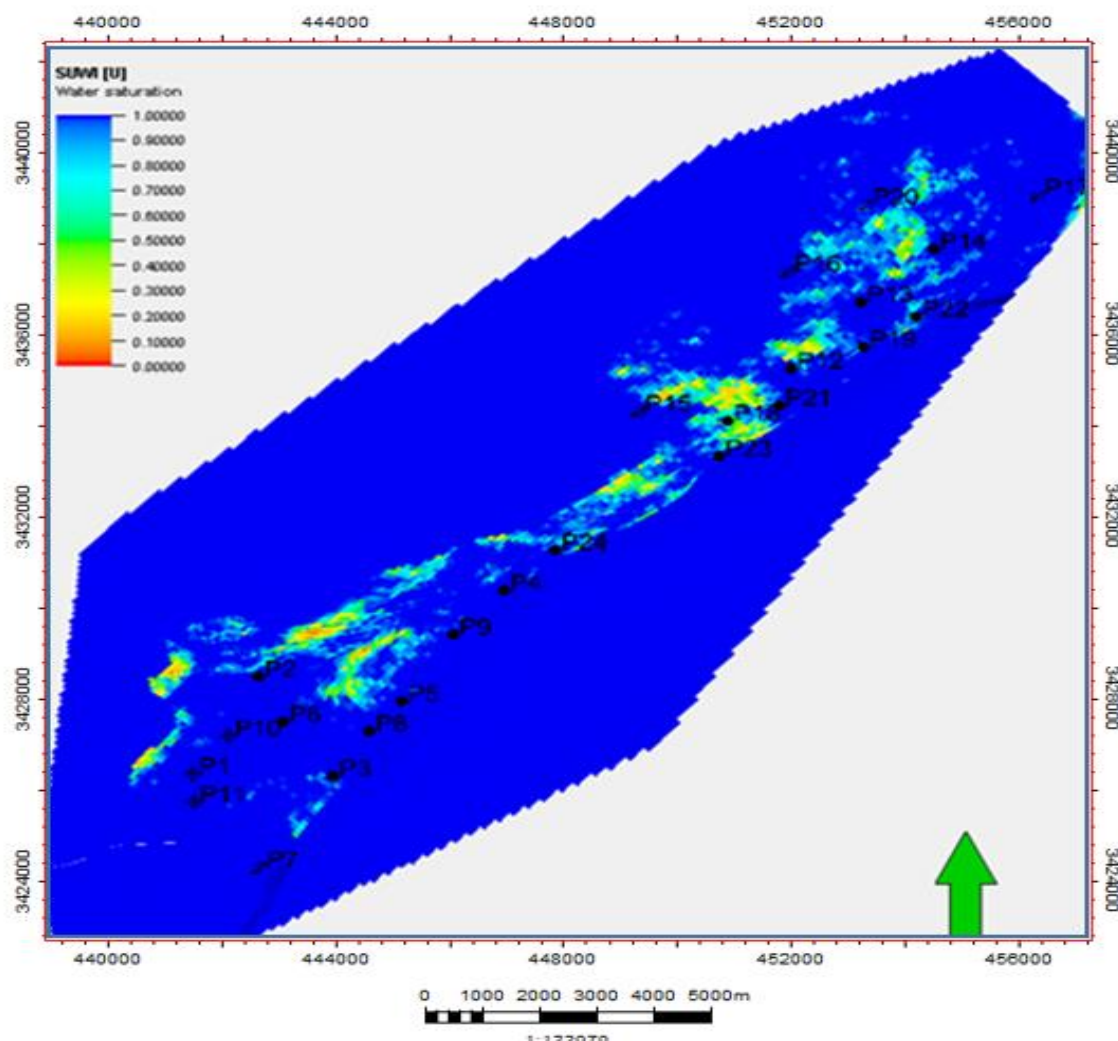
Ainsi, le comportement observé au voisinage de l'OWC confirme le potentiel favorable du niveau RA et met en évidence des conditions propices à l'accumulation des hydrocarbures, faisant de cette zone un secteur d'intérêt important pour l'exploitation pétrolière.



**Figure 53: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du RB au niveau du contact OWC (-2740 m TVDss)**

Au voisinage du contact eau-hydrocarbures (OWC = -2740 m TVDss), le réservoir RB présente une augmentation plus marquée de la saturation en eau. Les secteurs situés à proximité du contact sont dominés par des valeurs élevées de SW, traduisant une présence importante d'eau dans l'espace poreux.

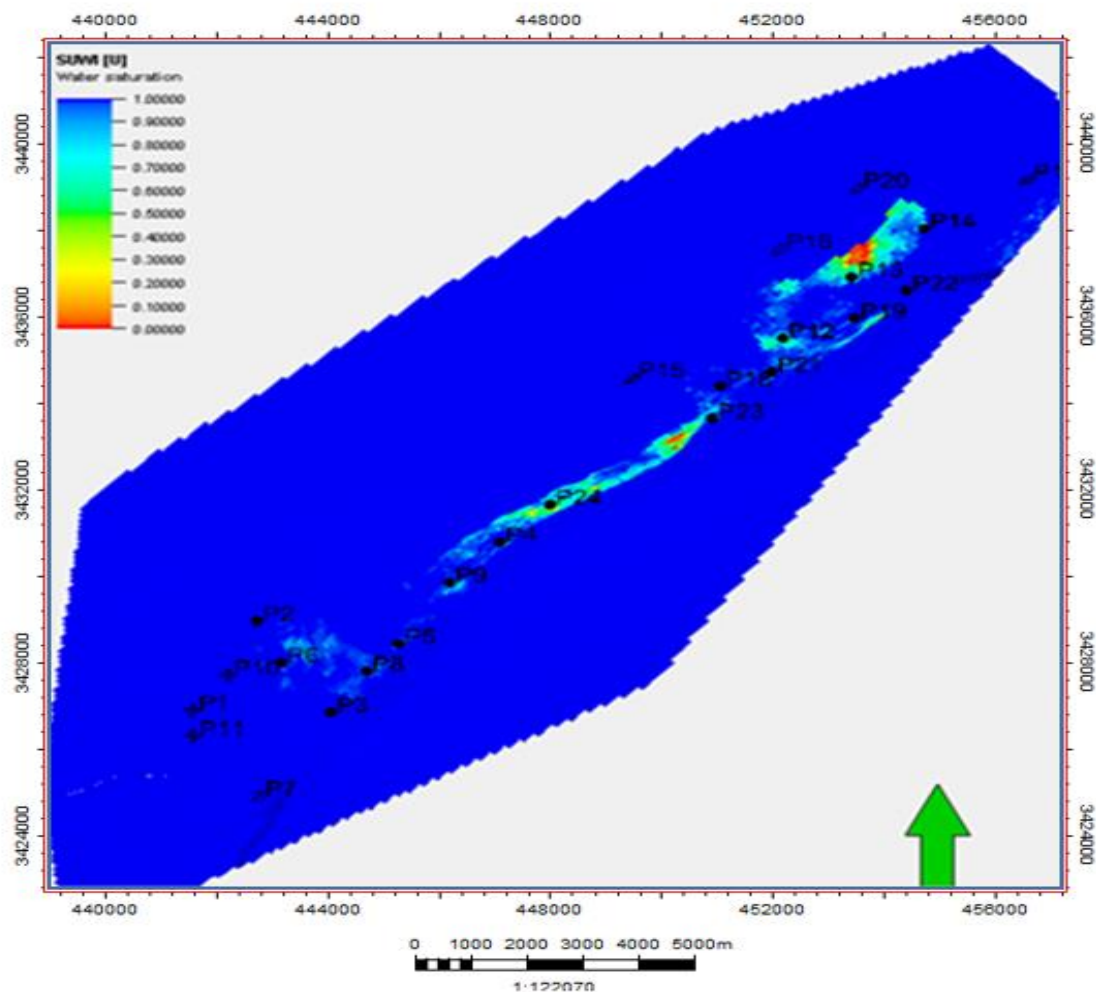
Le niveau RB présente un potentiel hydrocarboné plus modéré au voisinage du contact eau-hydrocarbures, avec une influence plus importante de la phase aqueuse dans les zones proches de l'OWC.



**Figure 54: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du RC au niveau du contact OWC (-2785 m TVDss)**

Les secteurs présentant des valeurs relativement faibles de SW de l'ordre de 30% à 45 % suggèrent la persistance de conditions favorables à la présence d'hydrocarbures, malgré une légère augmentation locale de la saturation en eau à proximité de l'OWC. Cela reflète une hétérogénéité du drain.

Ainsi, bien que certaines zones conservent un potentiel hydrocarboné intéressant, la distribution globale de la saturation en eau au niveau du contact indique un comportement intermédiaire (avec des valeurs comprises entre 45 et 60 %).



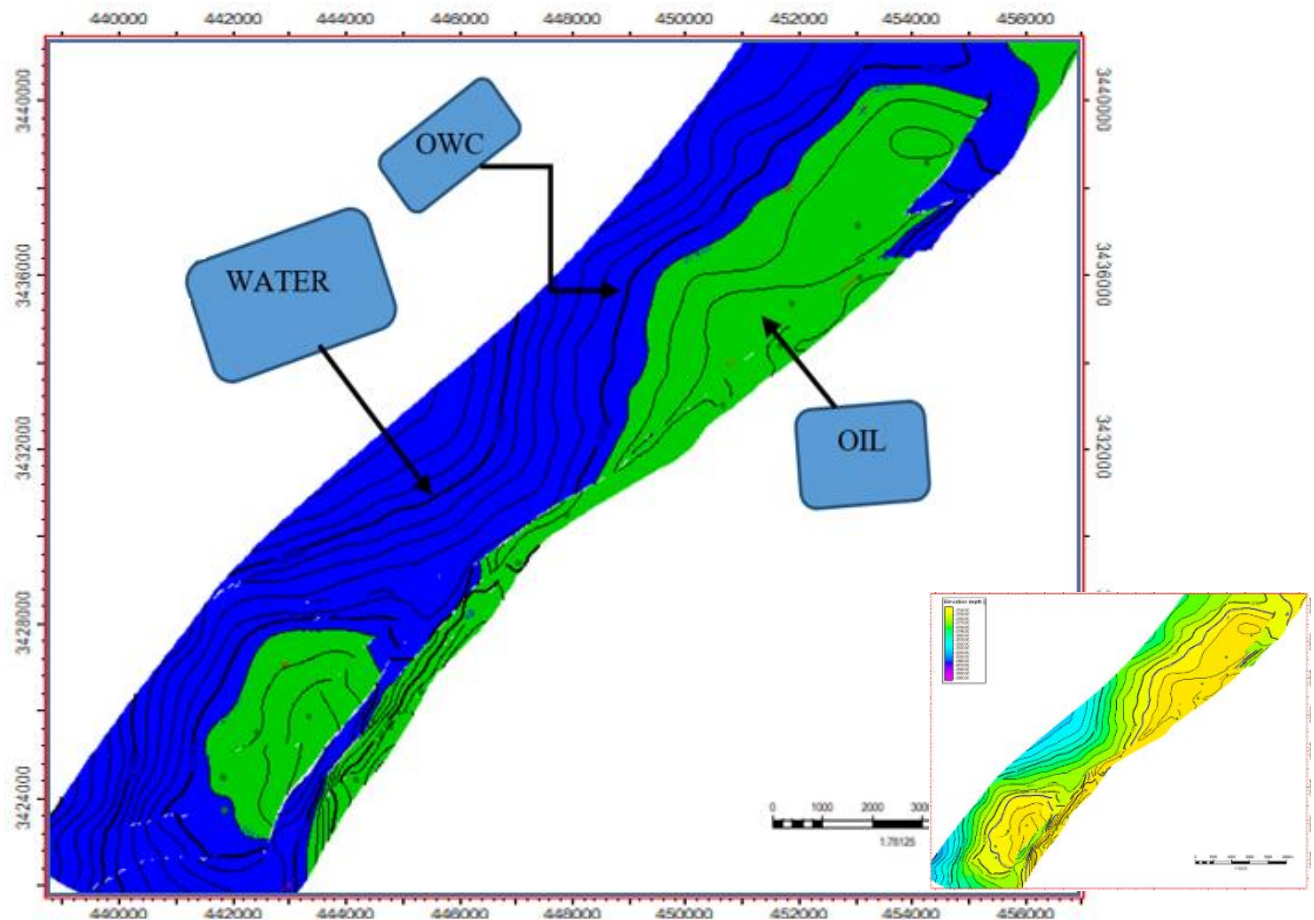
**Figure 55: Carte de distribution de la saturation en eau (SW) du RD au niveau du contact OWC (-2785 m TVDss)**

Au niveau du contact eau-hydrocarbures (OWC = -2785 m TVDss), le niveau RD présente des valeurs élevées de saturation en eau, comprises entre 70 et 90 %. Les zones situées à proximité du contact sont largement dominées par la phase aqueuse, traduisant une forte occupation de l'espace poreux par l'eau.

Les secteurs caractérisés par de faibles valeurs de SW restent limités et peu développés, ce qui indique une faible extension des zones potentiellement productrices d'hydrocarbures. Cette distribution reflète une qualité réservoir relativement moins favorable, marquée par une hétérogénéité plus importante, une porosité efficace réduite ainsi qu'une compartimentation susceptible de limiter la continuité des accumulations hydrocarbonées.

Ainsi, le niveau RD présente un potentiel hydrocarboné relativement faible au voisinage du contact eau-hydrocarbures, avec une dominance marquée de la phase aqueuse.

### 9. Les Cartes de qualité:



**Figure 56: :Carte structurale en isobathes du réservoir de Qualité**

La carte de qualité du réservoir permet de distinguer trois domaines principaux à forte signification pétrophysique et productive, définissant ainsi la distribution spatiale de la qualité de réservoir.

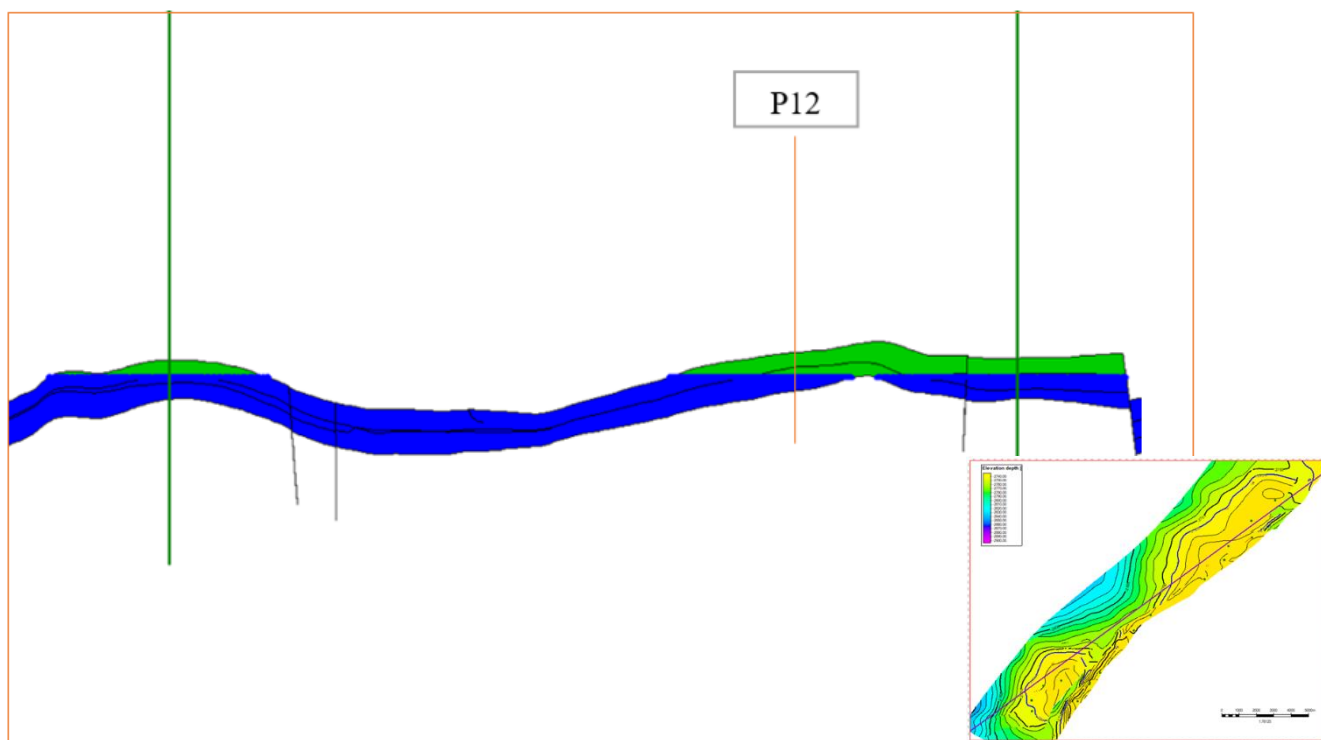
La zone “WATER” (bleue) correspond à la zone aquifère, caractérisée par une saturation totale en eau. Dans cette partie du réservoir, les pores sont entièrement occupés par la phase aqueuse, ce qui traduit une qualité réservoir faible à nulle. Cette zone est considérée comme non productive et défavorable à l’exploitation, en raison du risque élevé de production d’eau.

La zone “OWC” (Oil-Water Contact) représente le contact huile-eau, qui constitue une interface clé du système réservoir. Elle matérialise la limite physique et dynamique entre la zone saturée en hydrocarbures (au-dessus) et la zone aquifère (au-dessous). Cette transition est

essentielle pour comprendre la distribution verticale des fluides et contrôler l'interprétation des accumulations.

La zone "OIL" (verte) correspond à la zone productive du réservoir, où la saturation en hydrocarbures est dominante. Elle représente les secteurs de meilleure qualité réservoir, caractérisés par des conditions pétrophysiques favorables à l'écoulement et à l'exploitation des hydrocarbures. Cette zone constitue la cible principale pour le développement et l'implantation des puits producteurs.

Ainsi, cette classification spatiale constitue une véritable carte de qualité du réservoir, permettant d'intégrer simultanément la distribution des fluides et la qualité pétrophysique. Elle joue un rôle fondamental dans l'évaluation du potentiel réservoir, la compréhension du comportement des fluides et l'optimisation des stratégies de développement.



**Figure 57::Coupe géologique transversale montrant la stratification des fluides**

Cette section met en évidence la répartition verticale des fluides au sein du réservoir, résultant principalement de la différenciation de densité entre les phases présentes. Cette organisation conduit à une stratification naturelle des fluides à l'intérieur du système réservoir.

L'huile (zone verte), moins dense que l'eau, migre vers les parties supérieures de la structure géologique et s'accumule dans les zones de piège structurale. Cette accumulation est contrôlée par la géométrie du réservoir ainsi que par la capacité de la roche à retenir les hydrocarbures.

Elle constitue ainsi la zone la plus favorable à la production, caractérisée par une saturation élevée en hydrocarbures et de bonnes propriétés pétrophysiques.

En revanche, l'eau (zone bleue), plus dense, occupe les parties inférieures du réservoir et représente la zone aquifère. Cette zone est généralement non productive et peut influencer négativement la production en cas de percée d'eau prématurée.

Entre ces deux zones se situe le contact huile-eau (OWC), qui représente une interface dynamique essentielle dans le comportement du réservoir. Ce contact marque la transition progressive entre les zones saturées en hydrocarbures et celles saturées en eau, et joue un rôle clé dans la compréhension des mécanismes de déplacement des fluides.

L'analyse de cette distribution montre que la zone optimale pour la production se situe au cœur de la zone "OIL", idéalement positionnée le plus loin possible du contact OWC. Cette localisation permet de maximiser la récupération des hydrocarbures tout en réduisant le risque de production d'eau, améliorant ainsi l'efficacité et la performance du développement du champ.

Ainsi, cette organisation verticale des fluides constitue un élément fondamental dans la caractérisation du réservoir, la planification des puits et l'optimisation des stratégies de production.

### Conclusion:

Ce chapitre montre que les réservoirs du champ de SIF FATIMA présentent une hétérogénéité marquée contrôlée à la fois par les facteurs structuraux et les caractéristiques sédimentaires. L'intégration des cartes structurales, des corrélations de puits, de l'analyse des failles ainsi que des modèles pétrophysiques 2D et 3D a permis de mieux comprendre l'architecture interne des niveaux RA, RB, RC et RD ainsi que la distribution des propriétés pétrophysiques au sein du champ.

L'étude structurale a mis en évidence un système de failles à orientation dominante NE–SW, contrôlant la compartimentation des réservoirs, la continuité des couches et la répartition des fluides. L'étude variographique de la porosité et de la saturation en eau a également confirmé l'existence d'une anisotropie directionnelle cohérente avec le cadre tectonique du bassin de Berkine, traduisant l'influence du contexte structural sur la distribution spatiale des propriétés pétrophysiques.

Les cartes de distribution de la porosité et de la saturation en eau, associées aux résultats de la modélisation pétrophysique, ont montré une variation de la qualité réservoir entre les différentes unités étudiées. Le niveau RA se distingue par les meilleures caractéristiques pétrophysiques grâce à une bonne porosité et de faibles saturations en eau, ce qui en fait le niveau le plus favorable à l'exploitation. Le niveau RB présente un potentiel intermédiaire, tandis que les niveaux RC et RD sont caractérisés par des saturations en eau plus élevées et une qualité réservoir relativement plus faible. Les cartes de qualité réservoir ainsi que les cartes du contact eau–hydrocarbures (OWC) ont permis d'identifier les zones les plus favorables à la production et de mettre en évidence la relation entre la position structurale et la distribution des fluides dans le réservoir.

D'une manière générale, l'ensemble des résultats obtenus a permis de proposer une vision intégrée de l'organisation structurale et pétrophysique du champ de SIF FATIMA, tout en identifiant les secteurs présentant le meilleur potentiel de production au sein des réservoirs étudiés.

# **Conclusion général**

### Conclusion général:

L'étude menée sur le champ de SIF FATIMA, situé dans le bassin de Berkine, a permis de développer un modèle pétrophysique et structural intégré reposant sur l'interprétation conjointe des données géologiques, diagraphiques et géostatistiques. L'objectif principal était de caractériser les réservoirs du TAGI et d'identifier les zones les plus favorables à l'accumulation des hydrocarbures à travers une analyse cohérente de la porosité et de la saturation en eau.

Les résultats obtenus montrent que le champ présente une organisation structurale globalement monoclinale, fortement influencée par un système de failles orientées principalement NE–SW. Cette architecture tectonique contrôle la compartimentation des réservoirs et joue un rôle déterminant dans la distribution des fluides ainsi que dans la continuité latérale des unités réservoirs.

L'étude variographique confirme une anisotropie globale des propriétés pétrophysiques, avec une direction de continuité préférentielle NE–SW, cohérente avec le cadre tectonique régional. Cette anisotropie influence directement la distribution de la porosité et de la saturation en eau, ainsi que la connectivité des réservoirs.

L'intégration des cartes structurales, des corrélations de puits et des modèles 2D et 3D a permis de mieux comprendre la répartition spatiale des unités réservoirs et de définir avec précision les zones de contact eau–hydrocarbures (OWC). Les zones hautes structurales apparaissent comme les secteurs les plus favorables à l'accumulation des hydrocarbures, tandis que les zones profondes sont dominées par la phase aqueuse.

L'analyse pétrophysique met en évidence une hétérogénéité marquée entre les différents niveaux (RA, RB, RC et RD). Le niveau RA apparaît comme le plus performant, avec de faibles saturations en eau et de bonnes propriétés de stockage, suivi du niveau RB au potentiel intermédiaire. À l'inverse, les niveaux RC et RD sont dominés par des saturations en eau élevées, traduisant une qualité réservoir plus faible et un intérêt pétrolier limité, en dehors de quelques zones localisées.

Enfin, la validation croisée des données et la cohérence entre les résultats issus des logs, de l'upscaling et des simulations géostatistiques confirment la fiabilité du modèle construit sous Petrel.

## Conclusion général

---

En conclusion, le champ de SIF FATIMA se caractérise par un système pétrolier hétérogène mais structuré, où le potentiel de production est contrôlé à la fois par la tectonique régionale et par les variations pétrophysiques.

### **Recommandations:**

Intégrer de nouvelles données géophysiques et pétrophysiques afin d'améliorer la précision du modèle géologique et réduire les incertitudes liées à la structure du réservoir.

Effectuer des simulations dynamiques du réservoir pour mieux comprendre le comportement des fluides et optimiser les stratégies de production.

Mettre à jour régulièrement le modèle géologique en adoptant des méthodes avancées de modélisation géostatistique pour obtenir une représentation plus réaliste des propriétés pétrophysiques du réservoir.

### Résumé

le champ de SIF FATIMA, situé dans le bassin de Berkine . L'objectif de cette étude contribuer à une meilleure compréhension géologique et pétrophysique donc la réalisation d'un modèle tridimensionnel du réservoir par des méthodes géostatistiques notamment SGS. Les résultats obtenus montrent que le secteur d'étude présente une structure monoclinale, fortement influencée par des failles NE–SW. L'étude variographique confirme une anisotropie globale des propriétés pétrophysiques, avec une direction de continuité préférentielle NE–SW. L'estimation a confirmé

Une hétérogénéité des différents niveaux réservoirs (RA, RB, RC et RD). Dont Le RA apparaît comme le plus performant, suivi du réservoir RB au potentiel intermédiaire. Par contre les niveaux RC et RD sont représentés par une qualité plus faible en dehors de quelques zones localisées.

En conclusion, le champ de SIF FATIMA se caractérise par un système pétrolier hétérogène mais structuré, où le potentiel de production est contrôlé à la fois par la tectonique régionale et par les variations pétrophysiques.

**Mots-clés:** bassin de Berkine, Sif Fatima, Modélisation pétrophysique, géostatistique ,SGS , carte de contrôle.

### Abstract

The SIF FATIMA field, located in the Berkine Basin, aims through this study to contribute to a better geological and petrophysical understanding of the reservoir by developing a three-dimensional model using geostatistical methods, particularly Sequential Gaussian Simulation (SGS).

The obtained results show that the study area is characterized by a monoclinial structure strongly influenced by NE–SW oriented faults. The variographic study confirms a global anisotropy of petrophysical properties, with a preferential continuity direction trending NE–SW.

The estimation results highlighted the heterogeneity of the different reservoir levels (RA, RB, RC, and RD). Reservoir RA appears to be the most productive, followed by reservoir RB

with intermediate potential. In contrast, reservoirs RC and RD are characterized by poorer quality, except in a few localized zones.

In conclusion, the SIF FATIMA field is characterized by a heterogeneous but structured petroleum system, where the production potential is controlled by both regional tectonics and petrophysical variations.

**Key words:** Sif Fatima, Petro physical modeling, Hydrocarbons, Sequential Gaussian, Simulation (SGS).

### الملخص:

يقع حقل سيف فاطمة ضمن حوض بركين، ويهدف هذا العمل إلى المساهمة في تحسين الفهم الجيولوجي والبتروفيزيائي للمكمن من خلال إنجاز نموذج ثلاثي الأبعاد باستعمال الطرق الجيوإحصائية، خاصة المحاكاة الغاوسية المتسلسلة (SGS).

أظهرت النتائج المتحصل عليها أن منطقة الدراسة تتميز ببنية أحادية الميل (Monoclinale)، متأثرة بشكل كبير بفوالق ذات اتجاه شمال شرق – جنوب غرب (NE–SW). كما أكدت الدراسة الفاريوخرافية وجود تباين اتجاهي عام في الخصائص البتروفيزيائية، مع اتجاه استمرارية مفضل NE–SW.

وقد بينت عملية التقدير وجود عدم تجانس بين مختلف مستويات المكمن (RA)، RB، RC و RD، حيث يُعتبر المكمن RA الأفضل من حيث الأداء، يليه المكمن RB ذو الإمكانات المتوسطة. أما المستويان RC و RD فيتميزان بجودة أضعف، باستثناء بعض المناطق المحلية المحدودة.

وفي الختام، يتميز حقل سيف فاطمة بنظام بترولي غير متجانس لكنه منظم، حيث يتحكم في إمكاناته الإنتاجية كل من التكتونية الإقليمية والتغيرات البتروفيزيائية.

الكلمات المفتاحية: سيف فاطمة، النمذجة البتروفيزيائية، الهيدروكربونات، المحاكاة الغاوسية المتسلسلة (SGS).

## Références bibliographiques

### Bibliographie

- Ariche, G. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Transactions of the AIME, 146, 52–62.
- Aski, H. (1995). Étude géologique et structurale du bassin de Berkine. Sonatrach, Algérie.
- Azoug, M., et al. (2007). Étude géologique et pétrophysique des réservoirs du bassin de Berkine. Sonatrach, Algérie.
- Boudjema, A. (1987). Évolution structurale du bassin de Berkine (Sahara algérien). Thèse de Doctorat, USTHB, Alger, Algérie.
- Deutsch, C. V. (2002). Geostatistical Reservoir Modeling. Oxford University Press, New York.
- Deutsch, C. V., & Journel, A. G. (1998). GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide (2e éd.). Oxford University Press, New York.
- Goovaerts, P. (1997). Geostatistics for Natural Resources Evaluation. Oxford University Press, New York.
- Isaaks, E. H., & Srivastava, R. M. (1989). An Introduction to Applied Geostatistics. Oxford University Press, New York.

[https://openlibrary.org/books/OL7386483M/An\\_Introduction\\_to\\_Applied\\_Geostatistics](https://openlibrary.org/books/OL7386483M/An_Introduction_to_Applied_Geostatistics)

- Jensen, J. L., Lake, L. W., Corbett, P. W. M., & Goggin, D. J. (2000). Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists (2e éd.). Elsevier, Amsterdam.
- Journel, A. G. (1974). Geostatistics for Conditional Simulation of Ore Bodies. Economic Geology, 69(5), 673–687.
- Journel, A. G., & Huijbregts, C. J. (1978). Mining Geostatistics. Academic Press, London.

## Références Bibliographiques

---

- Matheron, G. (1971). The Theory of Regionalized Variables and Its Applications. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, Fontainebleau.
- Pyrcz, M. J., & Deutsch, C. V. (2014). Geostatistical Reservoir Modeling. Oxford University Press, New York.
- Schlumberger Information Solutions. (2023). Petrel E&P Software Platform: User Guide. Schlumberger Information Solutions.  
  
<https://www.slb.com/>
- Serra, O. (1984). Fundamentals of Well-Log Interpretation. Elsevier, Amsterdam.
- SONATRACH DP HMD. (s.d.). Rapports internes et données techniques du champ SIF FATIMA. Sonatrach, Hassi Messaoud, Algérie.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties (4e éd.). Gulf Professional Publishing.
- World Energy Council (WEC). (2007). Survey of Energy Resources 2007. World Energy Council, London.