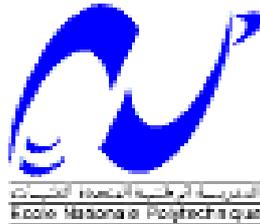


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
DEPARTEMENT GENIE MINIER



**Mémoire de fin d'études présenté pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur
d'Etat en Génie Minier**

Thème :

**Evaluation du volume d'huile en place par Modélisation
Géologique 3D du champ ZEK (Bassin de Berkine)**

Réalisé par :

BENSARI Mohamed Hichem

&

DRIEF Radhwane

Encadré par :

Dr. Moulley Charaf CHABOU (ENP)

Mr. Houari HACHLAF (GSA)

Promotion: 2012

Remerciement

Nous voudrions avant d'entamer la présentation de ce mémoire remercier DIEU le tout puissant de nous avoir donné la volonté et le courage d'établir ce travail.

Nous adressons également nos vifs remerciements à tous ceux et celles, de près ou de loin, qui nous ont aidé à élaborer ce mémoire.

Notre gratitude va plus particulièrement à :

Notre promoteur Dr MoulleyCharaf CHABOU car ces appréciations et remarques ont été précieuses pour mener à terme ce travail.

Notre immense reconnaissance à toute l'équipe travaillante à GSA

Ainsi que l'ensemble des enseignants qui nous ont suivis durant notre cycle d'étude, plus spécialement ceux du département Génie Minier.

Nos respects aux membres du jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.

Dédicaces

A mes parents qui n'ont jamais cessé de m'encourager et de me soutenir. Je leur dois tout.

A mon frère et à mes sœurs

A toute ma famille A tous mes amis

A tous mes camarades de classes et mes professeurs

A tous ceux qui m'ont encouragé, soutenu, et aidé de près ou de loin.

Mohamed Hichem

Dédicace :

Ce modeste travail est dédié à mes chers parents qui n'ont jamais cessé de m'encourager et de me soutenir. C'est à eux que je dois ma réussite.

À

ma grande mère qui m'est toujours la plus chère, que Dieu le miséricordieux ait pitié de son âme.

Mes frère Farouk, Sofiane, Larbi ;

Mes sœurs;

À toute ma famille;

Aux sources de force d'amour et de fidélité, ceux qui ont toujours répondu dans le besoin, emblème amitié, aux grands cœurs, pour leurs encouragements moraux; mes amies.

À tout mes camarades de classes et mes professeurs.

Redhwane

Table des matières

Introduction	1
CHAPITRE 1 : Géologie du champ de ZEK	
I.1. Situation Géographique	3
I.1.1. Situation géographique du bassin de Berkine.....	3
I.1.2. Situation Géographique du Champ de ZEK	3
I.1.3. Superficie et Coordonnées du champ de ZEK	3
I.2. Historique du Champ de ZEK	5
I.3. Contexte géologique	6
I.3.1. Stratigraphie.....	6
I.3.2. Cadre Structural	11
I.3.3. Evolution Tectonique	12
I.3.4. Sédimentologie	12
I.4. Le Système pétrolier de la région d'étude.....	13
I.4.1. Roche Mère.....	14
I.4.2. Roche Couverture	14
I.4.3. Roche Réservoir	14
I.4.4. La Migration	15
I.4.5. Type de Trappe	15
I.4.5.1. Les pièges structuraux :.....	15
I.4.5.2. Les pièges stratigraphiques	15
Chapitre 2 : Interprétation sismique	
II.1. La sismique	17
II.1.2.L'acquisition sismique	17
II.1.3. L'image sismique	19
II.1.3.1. Les marqueurs aux puits	20
II.1.4.L'interprétation sismique	20
II.1.4.1.Le picking et le tracking.....	20
II.1.4.2. Horizon	21
II.1.4.3. Faille	22

II.1.5. Applications au champ de ZEK	23
II.1.5.1. L'interprétation sismique	23
II.1.5.1.1. Conversion Temps/Profondeur et Cartographie.....	24
II.1.5.1.2. Mis A Jour Des Cartes En Profondeur	28
II.1.6. Conclusion	29

CHAPITRE 3: Présentation des diagraphies

III.1. Introduction.....	30
III.2. Le rôle des diagraphies	30
III.3. Classification des diagraphies.....	31
III.4. Facteurs parasites influençant la mesure des diagraphies.....	31
III.5. Description des outils de diagraphie.....	31
III.5.1. Diagraphie de résistivité.....	31
III.5.1.1. Définition	31
III.5.1.2. Principe de mesure	32
III.5.1.3. La polarisation spontanée	32
III.5.1.3.1. Définition	32
III.5.1.3.2. But de la PS	33
III.5.2. Diagraphie de radioactivité naturelle	33
III.5.2.1. Définition.....	33
III.5.2.2. Diagraphie rayonnement gamma "GR".....	34
III.5.2.3. Spectrométrie des rayons gamma.....	35
III.5.3. Diagraphie de porosité.....	35
III.5.3.1. Diagraphie de densité	35
III.5.3.2. Diagraphie sonique	36
III.5.3.3. Diagraphie de neutron (indice d'hydrogène).....	36
III.6. Evaluation Des Paramètres Pétrophysiques	37
III.6.1. Introduction	37
III.6.2. Notions générales	37
III.6.2.1. Composition de la roche	37
III.6.2.1.1. La matrice.....	37
III.6.2.1.2. Les grains	38
III.6.2.1.3. Le ciment	38

III.6.2.1.4. Les argiles	38
III.6.2.1.5. Les fluides	38
III.6.2.1.6. Les faciès	38
III.6.3. Les paramètres pétrophysiques.....	38
III.6.3.1. La porosité	38
III.6.3.1.1. Les différents types de porosité	39
III.6.3.1.2. Méthodes du calcul des différentes porosités.....	40
III.6.3.2. La résistivité.....	42
III.6.3.3. La saturation.....	43
III.6.3.4. Le facteur de formation	44
III.6.3. 5. La perméabilité	44
III.6.4. Détermination du volume d'argile.....	45
III.7.MDT.....	46
III.7.1. La configuration de l'outil.....	46
III.7.2.Le module Single Probe	47
III.7.3.La mesure de pression.....	47
III .7.4.Evaluation des contacts des fluides	48
III.7.5. Interprétation des profils de pression.....	48
III.7.6. Application	48
III.8. Analyse des résultats des Diagraphie.....	49
III.8.1 Analyse régionale	49
III.8.2.Selection Des Paramètres Pour L'analyse Pétrophysiques.....	50
III.8.3. Analyse locale	50
III.8.4.Contacts Fluides	52
III .10.Application sur les carottes.....	54
III.10.1.Description Lithologique Et Observations.....	54
III.10.2.Spectral Log Gamma Core.....	55

CHAPITRE 4 : Modèle Statique et calcul du volume d'huile en place

IV.1. Modèle Géologique.....	57
IV.2. Etape de la construction du modèle géologique.....	58
IV.3. Modèle Statique du champ de ZEK	59
IV.3.1. Introduction	59

IV.3.2. Modélisation structurale et stratigraphique	60
IV.3.2.1.Méthodologie	60
IV.3.2.2. Modélisation des failles.....	60
IV.3.2.3. Modélisation des surfaces géologiques.....	61
IV.3.2.4. Construction de la grille 3D	62
IV.3.3. Modélisation des propriétés pétro-physiques.....	63
IV.3.3.1. Méthodologie	64
IV.3.3.2. individuaton des facies	64
IV.3.3.3. Log upscaling.....	66
IV.3.3.4. Modélisation des facies (Rock Types).....	68
V.3.3.5. Modélisation de la porosité.....	69
IV.3.3.6. Modélisation de la perméabilité	70
IV.3.3.7. Modélisation de la saturation en eau.....	72
IV.3.4. Contact Fluides.....	73
IV.3.5. Le calcul de volume d'huile en place.....	74
Conclusion et Recommandation	77
Bibliographie	78

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Carte de Situation des Bassins et Situation du champ de ZEK.....	04
Figure I.2 : Permis d'exploitation du champ de ZEK.....	06
Figure I.3 : Stratigraphie du périmètre 403 montrant la lithologie des formations qu'on rencontre dans le champ ZEK.....	11
Figure I.4 : Schéma sédimentologique des niveaux dévoniens.....	13
Figure I.5 : Champ de ZEK - Carte en Isobathes au toit Tadrart.....	16
Figure II.1 : La sismique réflexion.....	17
Figure II.2 : Structure d'un bloc sismique.....	18
Figure II.3: Une image sismique.....	19
Figure II.4: Schéma d'un algorithme d'autopicking simple.....	21
Figure II.5 : Section sismique interprété de la région de ZEK.....	23
Figure II.6: Conversion en profondeur Schématisation de "layer cake" utilisée.....	24
Figure II.7: Conversion en profondeur vitesses d'intervalle Surface-Aptien.....	25
Figure II.8: Conversion en profondeur vitesses d'intervalle Aptien-Lias Anhydritique.....	26
Figure II.9: Cartes des vitesses d'intervalle Lias Anhydritique-Trias S4	27
Figure II.10: Cartes des vitesses d'intervalle Trias S4 -Discordance Hercynienne....	27
Figure II.11: Cartes en profondeur Discordance Hercynienne.....	28
Figure II.12: Carte structurale de la formation Tadrart (Logiciel Petrel).....	29
Figure III.1 : Origine de la PS	33
Figure III.2 : Le principe de mesure de PS.....	33
Figure III.3 : Schéma de principe de mesure de gamma ray.....	34
Figure III.4 : Forme cylindrique des Pores	43
Figure.III.5 : Forme variable des pores	44
Figure III.6 : Module Dynamique Tester.....	46
Figure III.7 : Module Single Probe.....	47
Figure III.8 : Profile de pression.....	48
Figure III.9 : Mesures de pression.....	49

Figure III.10: Tadrart cut-off.....	51
Figure.III.11: – ZEK 5 - Analyse Pétrophysiques de la Fm Tadrart.....	52
Figure.III.12:Log ZEK-1, ZEK-4, ZEK-5.....	53
Figure IV.1: Donnée nécessaire pour construire un Modèle Statique.....	57
Figure IV.2: Le workflow de la modélisation géologique d'un gisement.....	59
Figure IV.3: Carte du réseau des failles modélisé	61
Figure IV.4: Carte du réseau des failles	61
Figure IV.5: Catre modélisé du toit réservoir Tadrart du champ de ZEK.....	62
Figure IV.6: Carte de la grille 3D avec le découpage vertical final (Logiciel Petrel).....	63
Figure IV.7: Cross plot Perméabilité (K-core) VS Porosité (phi-core).....	64
Figure IV.8: Cross plot Volume d'Argile (VCL) VS Porosité (phi).....	65
Figure IV.9: Cross plot Volume d'Argile (VCL) VS Porosité (phi) (ZEK -4).....	66
Figure IV.10: Histogramme de Comparaison entre log puit et log updcaling.....	67
Figure IV.11: la distribution des faciès dans les sous-niveaux de la zone T1.....	68
Figure IV.12: Modèle avant la distribution des faciès.....	69
Figure IV.13: Modèle de la distribution des faciès.....	69
Figure IV.14: Modèle de la distribution de la porosité.....	70
Figure IV.15: Corrélation Perméabilité (K) VS Porosité (PHI).....	71
Figure IV.16: Modèle de la distribution de la perméabilité.....	71
Figure IV.17: Cross plot Porosité (phi) VS Saturation SW (données CPI).....	72
Figure IV.18: Modèle de la distribution de la saturation en eau.....	73
Figure IV.19: Comparaison entre deux cartes structurales avec différents contacts (owc).....	76

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1 : Vitesse d'intervalle Surface-Aptien.....	25
Tableau II.2: Vitesse d'intervalle Aptien-Lias Anhydritique	26
Tableau III.1: ZEK 5. Paramètres utilisés en Elan plus dans le modèle pétrophysique de la formation Tadrart.....	50
Tableau III.2: Données pétrophysiques sur les carottes	55
Tableau III.3: Mesures des GAMMA –RAY	56
Tableau IV.1: Découpage vertical de la grille du réservoir Tadrart.....	63
Tableau IV.2: Calcul de volume d'huile en place.....	75
Tableau IV.3: Résultat volume d'huile en place.....	75

Liste des abréviations

GSA : Groupement Sonatrach-Agip

OWC : Contact huile eau

Fm : Formation

TWT : Temps double

SW : Saturation en eau

Obj : Objectif

Introduction

Introduction

Un gisement pétrolier est formé d'un ou plusieurs réservoirs poreux, souterrains, contenant des hydrocarbures sous forme liquide et/ou gazeuse. Un réservoir est en fait une roche comportant un grand nombre de minuscules cavités, appelées pores, dans laquelle la circulation des fluides est possible. On dit ainsi qu'une roche réservoir est poreuse et perméable. La structure du gisement ou du réservoir est limitée par des barrières imperméables qui piègent les hydrocarbures.

Pour décrire la structure d'un réservoir pétrolier, les géologues s'appuient sur les informations fournies par les diagraphies, les carottes et la sismique. Ces données sont dites "statiques" car elles ne varient pas dans le temps. Les géologues en déduisent des caractéristiques spatiales des propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation) généralement décrites par les statistiques. Ceci permet d'utiliser des algorithmes géostatistiques pour générer des réalisations équiprobables des propriétés pétrophysiques qui peuplent un maillage couvrant le réservoir considéré: c'est le **modèle géologique** ou **statique**.

Le département Gisement du GROUPEMENT SONATRACH-AGIP (Hassi Messaoud) nous a proposée dans le cadre de notre stage de projet de fin d'études, d'étudier le modèle statique du champ de ZEK (bassin de Berkine). Pour cela, nous avons réalisé toutes les étapes de la construction du modèle dans le but d'étudier l'architecture interne de ce réservoir et calculer le volume d'huile en place afin de proposer un plan de développement.

Pour atteindre ces objectifs, on a adopté le plan de travail suivant:

- dans le premier chapitre, on a présenté la situation géographique et la géologie du champ de ZEK.
- Le chapitre II a porté sur la description de l'interprétation sismique et particulièrement l'interprétation du champ de ZEK qui constitue une étape principale dans la construction du modèle structural.
- Nous avons ensuite présenté dans le Chapitre III les principaux outils des diagraphies, définissant les paramètres pétrophysique et à la fin, présenté les résultats des différentes données (diagraphie, carotte) du champ de ZEK. Nous

avons également déterminé dans ce chapitre le contact huile/eau à partir des diagraphies.

- Dans le Chapitre IV, on a expliqué les différentes étapes de la construction d'un modèle statique d'un réservoir pétrolier et on a appliqué cela pour le champ de ZEK. On a terminé ce chapitre par le calcul du volume d'huile dans notre réservoir.
- Enfin nous avons conclu notre travail par une synthèse et une recommandation à partir des résultats de cette étude.

Chapitre I

Géologie du champ de ZEK

I.1. Situation Géographique

I.1.1. Situation géographique du bassin de Berkine [1]

Le bassin de Berkine (ex Ghadames) se situe dans l'erg oriental du Sahara Algérien dans la partie Nord-Est de la plate forme saharienne entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est. Il est limité :

1. A l'est par, le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.
2. Au sud par le bassin d'Illizi.
3. A l'ouest par le môle d'Amguid El Biod - Hassi Messaoud.
4. Au nord par le bourrelet d'Ain-Roumana et la voûte de Dahar.

Ce bassin occupe une superficie totale de près de 300.000 Km², mais seulement 103.000 Km² sont situées dans le territoire Algérien. Il s'étend sur trois pays, la partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.

I.1.2. Situation Géographique du Champ de ZEK [2]

Le champ de ZEK se trouve dans le bassin de Berkine, à environ 300 Km au sud-est de Hassi Messaoud et 1000 Km au sud-est d'Alger. Administrativement, le gisement fait partie de la wilaya d'Ouargla.

L'accès au Champ est facile puisque la Région est située à proximité de la route principale.

I.1.3. Superficie et Coordonnées du champ de ZEK [2]

-Superficie: 180.00 km².

-Coordonnées UTM : X = 395 000,75 m à 413 000,75 m ; y = 345 000,35m à 353 000,35 m.

-Coordonnées Géographiques : Long. = 07°57'24.61" E à 07°55'16,89" E

Lat. = 31°12'40,17" N à 31°14'08,75" N

-Altitude : Z= 171.5 m

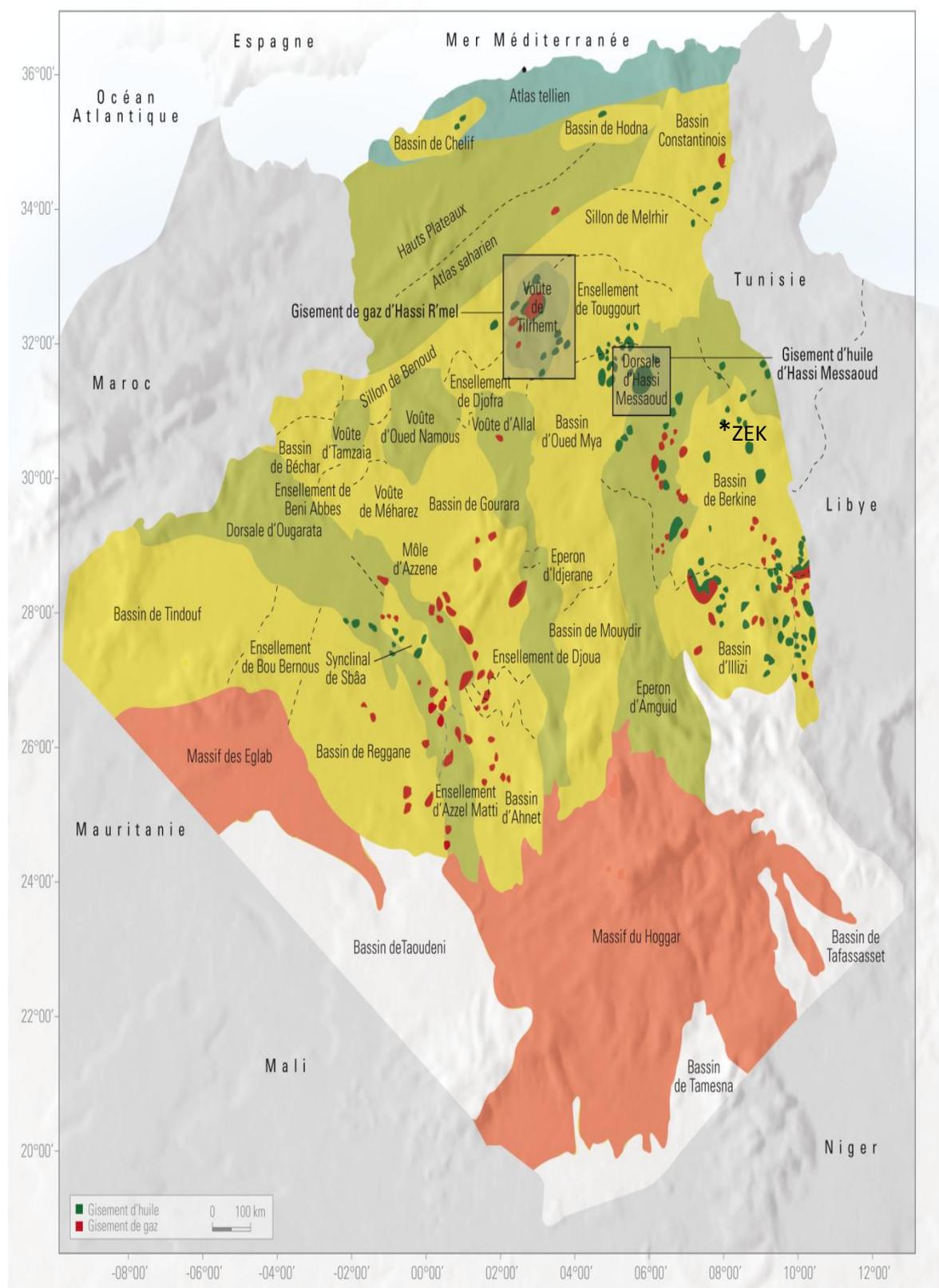


Figure I.1 : Carte de Situation des Bassins en Algérie et Situation Géographique du champ de ZEK (d’après WEC Algérie, 2007)

I.2. Historique du Champ de ZEK [2]

Le champ de ZEK se trouve dans le Permis d'exploitation 403, à environ 60 km à l'ouest du champ de BRN (Figure I.2). Un total de 6 puits ont été forés dans ce champ: ZEK1, ZEKW1, ZEK2, ZEK3-3dirA, ZEK4H et ZEK-5.

Le champ a été découvert en septembre 1995 avec le forage du puits d'exploration ZEK1, minéralisé à l'huile dans le Dévonien inférieur (Formation Tadrart). Après un premier essai de production sur ce puit, une opération d'acidification a été effectuée pour enlever l'endommagement de réservoir enregistré. Le puits a été fermé dans l'attente de sa mise en production.

Entre avril 1996 et septembre 1997, les puits ZEKW1, ZEK2, ZEK3 et ZEK3dirA ont été forés dans le but de délimiter la structure du champ de ZEK.

Suite aux résultats négatifs du forage de ces derniers puits (aucune présence d'hydrocarbure n'a été identifiée), ils ont été abandonnés par des bouchons de ciment. Le puits ZEK1 a été remis en production en février 2000. Après une année de production, la production d'eau a été observée traduite par une augmentation progressive du pourcentage d'eau jusqu'à atteindre une valeur actuelle de 50% environ.

En septembre 2003 le puits horizontal ZEK4H a été foré et mis en production le mois de novembre 2003, à partir de la même formation « Tadrart ».

Suite à la chute de production du champ causée par l'augmentation du pourcentage d'eau le puits ZEK5 a été foré, en janvier 2009, dans le top de la structure ayant pour buts de maintenir le plateau de la production du champ ainsi que maximiser la récupération finale du réservoir.

Mise en production des puits :

1. ZEK-1: Février 2000.
2. ZEK-4H: Novembre 2003.
3. ZEK-5 : Janvier 2009.

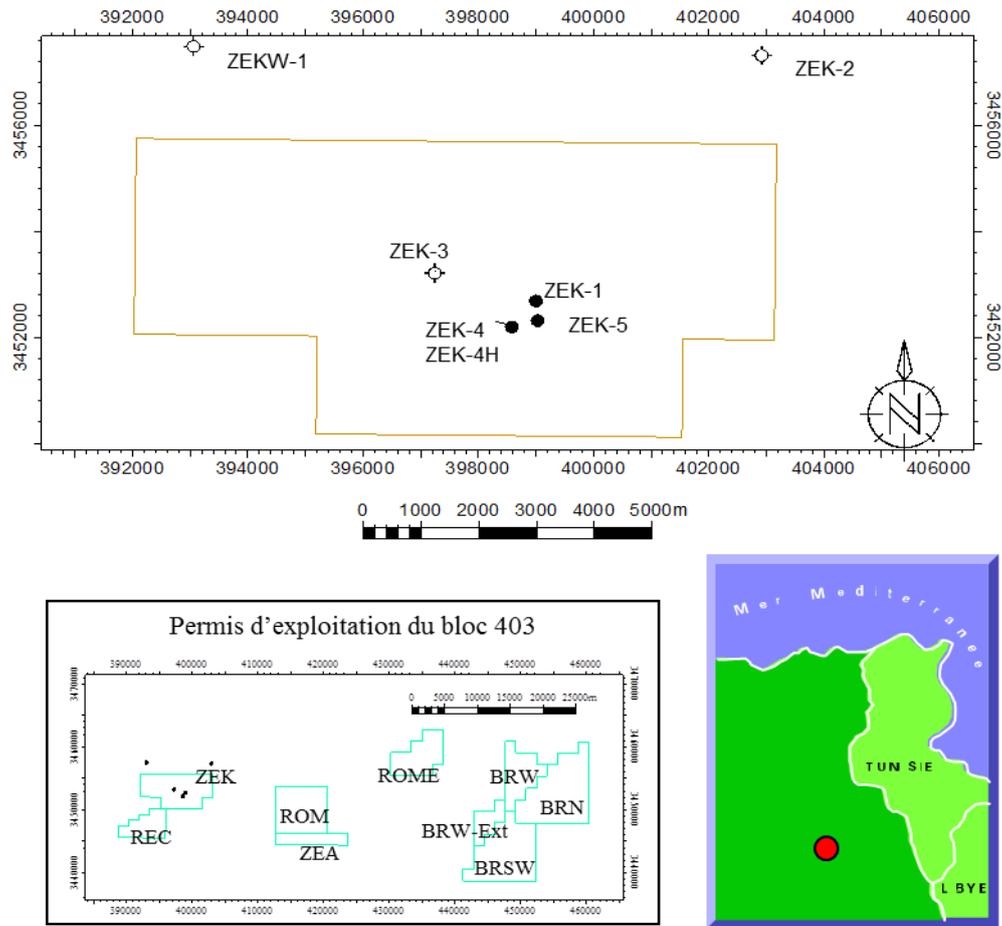


Figure I.2 : Permis d'exploitation du champ de ZEK [3]

I.3. Contexte géologique

I.3.1. Stratigraphie [2]

La stratigraphie du champ de ZEK Sud est représentée par le Tertiaire, le Crétacé, le Jurassique, le Trias, et le Dévonien inférieur.

1) Mio-Pliocène (Tertiaire) (environ 180 m)

Sable quartzeux moyen à grossier, mal classé, non consolidé, translucide, passant à des grès peu cimentés par un ciment argileux-dolomitique, avec intercalations de calcaire blanchâtre localement gréseux et d'argile sableuse, rougeâtre à brunâtre, tendre.

2) Crétacé

➤ *Sénonien anhydritique* : (env. 250 m)

- Partie supérieure: alternances de gypse fibreux translucide devenant anhydrite blanche pulvérulente, dolomie cristalline, calcaire dolomitique et marne.

- Partie moyenne: prédominance de calcaire et calcaire dolomitique beige vacuolaire, localement argileux avec intercalations d'anhydrite blanche et marne grise pâteuse. Niveaux de dolomie et dolomie calcaire localement argileuse.
- Partie inférieure: alternances de dolomie microcristalline grise, anhydrite blanche, argile grise tendre et calcaire crayeux gris tendre.

➤ **Sénonien salifère** : (env. 100 m)

Sel massif blanc et translucide avec intercalations d'argile brun-rouge indurée, silteuse, parfois dolomitique; calcaire gris blanc moyennement dur et anhydrite blanche cristalline. Partie basale: anhydrite massive, blanche tendre.

➤ **Turonien** : (env. 90 m)

Calcaire beige et gris-blanchâtre tendre, localement argileux gris-foncé.

Possible présence d'un niveau de marne gris-foncée, tendre.

➤ **Cénomaniens** : (env. 170 m)

- Partie supérieure: alternances d'argile gris-foncée, indurée, plus ou moins dolomitique, parfois brun-rouge; calcaire gris-blanc, parfois argileux; anhydrite blanche cristalline; dolomie localement argileuse, grise et sel translucide à blanc.
- Partie inférieure: prédominance d'argile gris-verdâtre, plus ou moins dolomitique, localement gris-clair et brun-rouge avec intercalations de dolomie blanche microcristalline et de grès quartzeux très fin argileux.

➤ **Albien** : (env. 150 m)

- Partie supérieure: Argile gris-vert et brun rouge, silteuse, localement dolomitique avec rares passées d'anhydrite blanc pulvérulente;
- Partie moyenne: intercalations de Grès gris blanc, fin, argileux, bien classé et d'Argile gris-vert à brun rouge, silteuse, tendre;
- Partie inférieure: Sable blanc et gris-vert argileux, moyen à grossier, mal classé, mal-consolidé quartzeux.

➤ **Aptien** : [repère sismique régional] (env. 30 m)

Calcaire dolomitique gris-blanc à beige et dolomie beige, microcristalline, argileuse dure.

➤ **Barrémien** : (env. 350 m)

Grès et sable mal classé, plus ou moins induré, granulométrie de fin à grossier avec plus ou moins de rares intercalations d'argile et d'argile silteuse brun rouge.

➤ **Néocomien** : (env. 280 m)

Prédominance d'argile et argile silteuse gris verdâtre à rouge, tendre à indurée présence de niveaux plus ou moins épais de sable et grès quartzeux fin à grossier minces passées de dolomie microcristalline beige et possible présence de lignite.

3) **Jurassique**

➤ **Malm** : [partie supérieure et inférieure: repère sismique régional] (env. 250 m)

- Partie supérieure: représenté par des intercalations d'anhydrite blanche tendre, de calcaire dolomitique gris, dur, et des minces lits de marne gris tendre, plus ou moins dolomitique;
- Partie moyenne: alternance d'argile gris verte et brune, silteuse sableuse, indurée et devenant marne dolomitique, parfois sableuse tendre à indurée avec des niveaux plus ou moins épais de grès quartzeux blanc, fin à moyen présence de niveaux de calcaire argileux beige et anhydrite blanche.
- Partie inférieure: intercalations de calcaire, calcaire dolomitique, marne à marne dolomitique et anhydrite.

➤ **Dogger argileux** :(env. 100 m)

Prédominance d'argile bariolée (brune rouge, grise verdâtre, ocre, grise, sombre, noire) silteuse-sableuse, légèrement dolomitique; intercalations de calcaire dolomitique blanc à brun clair, parfois argileux, tendre à mi-dur, grès quartzeux fin à très fin et rares minces niveaux d'anhydrite pulvérulente.

➤ ***Dogger lagunaire*** : (env. 190 m)

Alternance d'argile bariolée silteuse-sableuse légèrement dolomitique, anhydrite blanche cristalline et pulvérulente, calcaire dolomitique blanc à brun clair parfois argileux et oolitique, dur à mi-dur.

Banc d'anhydrite blanc massif, pulvérulent parfois induré cristallin avec de minces intercalations d'argile gris verte et/ou noire et de dolomie et/ou calcaire dolomitique argileux, blanc, beige et gris.

➤ ***Lias anhydritique*** : (env. 200 m)

Prédominance d'anhydrite blanche, massive avec minces intercalations d'argile bariolée, calcaire dolomitique blanchâtre crayeux et niveaux, parfois épais, de sel massif translucide.

➤ ***Lias salifère*** : (env. 60 m)

Alternances de sel massif translucide, parfois jaunâtre, et minces niveaux d'argile rouge brune, parfois verdâtre, localement dolomitique.

➤ ***Lias – horizon « B »*** : [repère sismique régional] (env. 20 m)

Calcaire dolomitique, gris blanchâtre, tendre à mi-dur, avec à la base de fines couches d'anhydrite blanchâtre à rouge brique et de marne grise.

➤ ***Lias S1+S2*** : (env. 270 m)

- Partie supérieure: prédominance de sel blanc à translucide avec des intercalations, parfois épaisses, d'anhydrite blanche, massive et niveaux d'argile salifère.
- Partie inférieure: alternances d'anhydrite blanc-massive et sel blanc rosâtre; présence d'argile brune rouge à grise verte et de dolomie microcristalline, grise, friable.

➤ ***Lias S3*** : (env. 210 m)

Sel massif blanc à rosâtre, translucide, avec de fines passées d'argile bariolée, salifère mi-dure, rares et de minces passées d'anhydrite.

➤ ***Lias argilo-salifère*** : (env. 80 m)

Prédominance d'argile salifère et silteuse avec de très minces niveaux de sel vers la partie supérieure; prédominance d'argile bariolée vers la partie inférieure.

4) **Trias**

➤ ***Trias S4*** : (env. 50 m)

Prédominance de sel blanc jaunâtre à rougeâtre, translucide. Présence d'argile rougeâtre finement silteuse, feuilletée vers la partie inférieure.

➤ ***Trias argilo-salifère*** : (env. 60 m)

Argile salifère bariolée, parfois silteuse, avec des inclusions d'anhydrite.

➤ ***Trias argilo-carbonaté*** : (env. 100 m)

Prédominance d'argile brun-rougeâtre et vert claire, mi-dure, localement marneuse, avec des intercalations plus ou moins rares de nodules jusqu'à de minces niveaux de dolomie blanches à gris quartzeux, fin à silteuse, avec matrice argileuse.

➤ ***Trias argilo-gréseux inférieur (T.A.G.I.)*** : (env. 10 m)

Argile et argile-silteuse gris verte à rouge brune, avec des intercalations de grès quartzeux à ciment argileux, plus ou moins induré, fin à grossier en banc ou en minces niveaux.

5) **Dévonien Inférieur**

➤ ***Siégenien / Formation TADRART*** : (env. 120 m)

Grès quartzeux fin à grossier à micro conglomérat à ciment siliceux avec rares intercalations de minces couches d'argile grise.

P. 403 d – RAPPORT DE SYNTHESE STRATIGRAPHIE

AGE	ETAGES/FMS.	LITHOLOGIE	OBJ.	
MESOZOIQUE	TERTIAIRE	MIO-PLIOCENE	SABLE (Calcaire)	
	CRETACE	CARBONATE	CALCAIRE (Marne-Argile)	
		SENONIEN	ANHYDRITIQUE	ANHYDRITE (Calcaire-Argile)
		SALIFERE	SEL	
		TURONIEN	ANHYDRITE	
		CENOMANIEN	ANHYDRITE, MARNE (Calcaire)	
		ALBIEN	SABLE, (Grès-Argile)	
		APTIEN	DOLOME, CALCAIRE	
	BARREMIEN	ALTERNANCE GRES - ARGILE		
	NEOCOMIEN	ARGILE, CARBONATES		
	JURASSIQUE	MALM	ARGILES AVEC INTERCALATIONS DE GRES ET CALCAIRE	
		DOGGER	ARGILEUX LAGUNAIRE	ARGILE - MARNE (Silt)
			ANHYDRITIQUE	ARGILE, GRES, DOLOME, ANHYDRITE à la base
		LIAS	HORIZON "B"	ANHYDRITE
S1 + S2			SEL	
S3			CALCAIRE	
ARGILO-SALIFERE	SEL (Anhydrite)			
TRIASIQUE	SALIFERE	SEL		
	ARGILO-SALIFERE	ARGILE et SEL		
	ARGILO-CARBONATE	ARGILE		
PALEOZOIQUE	T.A.G.I.	FAMMENIEN	GRES et ARGILE	
		Arg. rad. Frasnien	ARGILE et GRES	
	DEVONIEN	SUP.	Arg. rad. Frasnien	ARGILE
		INF.	BIFELIEN - GIVETIEN	
			NIVEAU B	GRES
			NIVEAUX de C à F	ARGILE et GRES
	SILURIEN	NIVEAU G	GRES	
		TADRART	GRES	
	ORDOVICIEN	S. Argilo-greux	ARGILE et GRES	
		S. Argileux Hot Shales	ARGILE	
CAMBRIEN		GRES et ARGILE		
		GRES et ARGILE		

Figure I.3 : Stratigraphie du périmètre 403 montrant la lithologie des formations qu'on rencontre dans le champ ZEK [3]

I.3.2. Cadre Structural [2]

L'interprétation sismique a confirmé la présence d'un système de failles principales à orientation NE/SW dans le secteur lié au trend d'« El Borma ». Au niveau du Dévonien ce système de failles détermine des blocs basculés à l'intérieur desquels il y a les pièges qui sont l'objectif pétrolier de ce périmètre.

La plupart des failles étaient actives pendant le mésozoïque; probablement elles se sont formées à partir d'un ancien système de failles hercyniennes.

L'évolution structurale de cette partie du bassin de Berkine, au temps de la phase tectonique hercynienne, a produit une importante érosion de la série paléozoïque. Cela est confirmé par les puits de ZEK où la discordance hercynienne assure le contact entre le Trias-Argilo-Gréseux Inf. (TAGI) et la formation de Tadrart.

I.3.3. Evolution Tectonique [2]

Les principales phases de déposition de la région sont les suivantes:

1. Déposition d'une série (Formation de Tadrart, Dévonien inf.) de milieu d'arrière-plage ou littoral (grès quartzeux à stratification entrecroisée), avec rares intercalations d'argiles, silt et sable fin qui représentent de rapides et soudains évènements transgressifs ; ces intercalations deviennent toujours plus importantes vers la partie supérieure de la formation, ce qui témoigne du début d'une transgression marine régionale (peut-être causée par une phase tectonique d'extension) qui détermine un approfondissement maximal dans le Dévonien supérieur (argiles radioactives du Frasnien).
2. Régression régionale pendant le Dévonien supérieur et le Carbonifère.
3. Phase compressive hercynienne, ayant une direction de serrage probable NE/SW, compatible avec des structures de plissement ou d'inversion de direction WNW/ESE; érosion successive d'un substratum déjà partiellement déformé.
4. Phase extensionnelle du Trias supérieur /Lias inférieur, avec la formation du réseau de failles normales de direction NE/SW et NW/SE, responsable de la formation de « horst » et blocs basculés; déposition contemporaine de séries continentales et salifères dans les bassins restreints.
5. Phase de compression et légère transgression éo-alpine (autrichienne) et inversion structurale le long de quelques plans de faille d'âge mésozoïque.
6. Extension tertiaire.

I.3.4. Sédimentologie [3]

La formation Tadrart est une formation continentale de littoral majoritairement gréseuse dont les grès ont été déposés sous forme de dunes éoliennes et de dépôts fluviaux. On y relève également des dépôts d'inter-dunes de qualité réservoir plus mauvaise (lacustres ou fluviaux). Il y a donc une forte interaction entre le

déroulement des corps de chenaux et l'action du vent, qui forment ces dépôts. A cause des conditions climatiques et tectoniques, l'énergie du system était très élevée : les niveaux pélitiques sont rares (non sédimentés ou érodés par les événements successifs), mais où ils sont présentes ils montrent une bonne continuité. La Tadrart représente donc le Low System Tract de la séquence dépositionnelle.

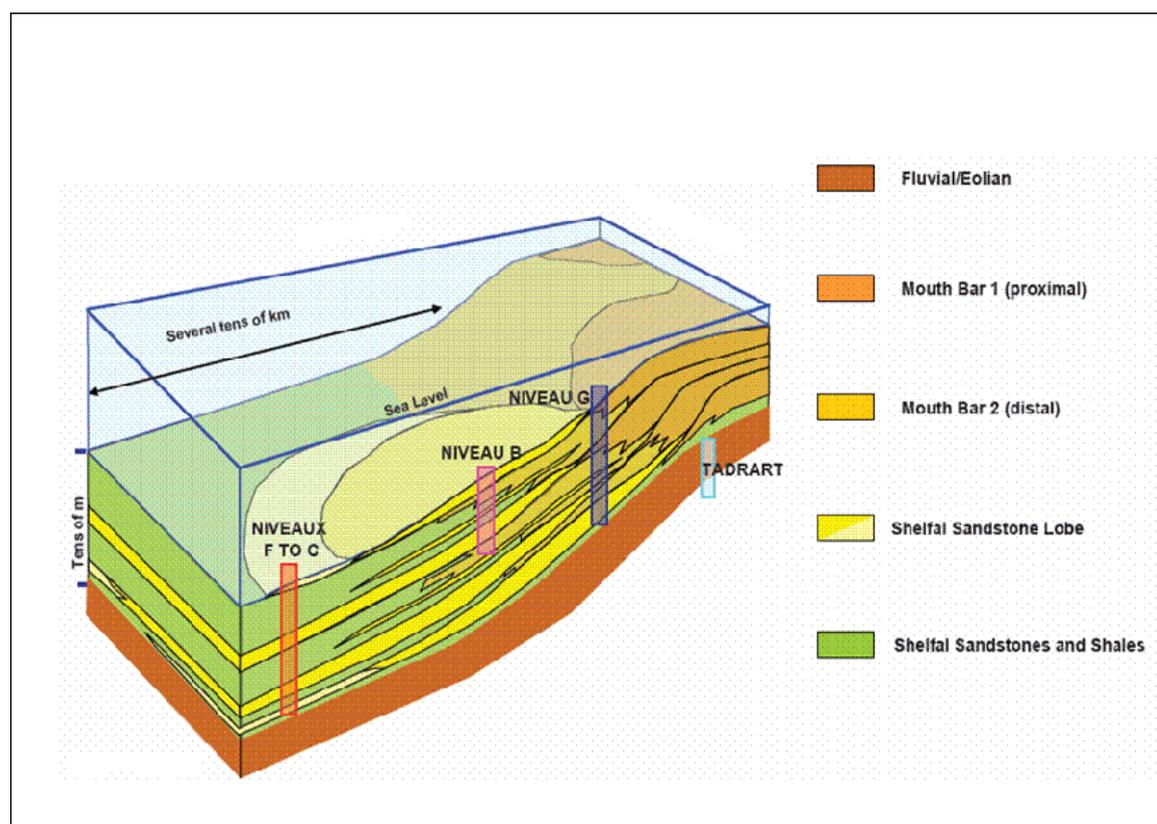


Figure I.4: Schéma sédimentologique des niveaux dévoniens

I.4. Le Système pétrolier de la région d'étude [1]

Les études réalisées dans la région montrent que les principaux réservoirs sont le Trias argilo gréseux de la province triasique. Ces réservoirs gréseux renferment des réserves importantes d'hydrocarbures.

Mais les découvertes d'huile de ces dernières années démontrent l'importance aussi des réservoirs du Dévonien inférieur (Emsien, Siegénien et Gedinnien) dans les régions Bir Berkine et Rhourd Messaoud et surtout Bir Rebaa Nord (BRN) où on trouve le champ de ZEK.

L'exploration pétrolière est orientée actuellement vers la caractérisation de ces réservoirs potentiels.

La génération et migration des hydrocarbures dans la région est prouvée par les découvertes des puits, qui ont trouvé la Formation de Tadrart du Dévonien inférieur minéralisé en huile.

I.4.1. Roche Mère [3]

La roche mère remonte probablement à l'âge Silurien basal - Dévonien inférieur (Argiles radioactives). Le système pétrolier du Silurien basal - Dévonien Inférieur a subi une phase de génération et de migration d'huile probablement au Carbonifère, juste avant l'orogénèse hercynienne. Ce système est plus actif à l'Ouest (zone de Rhourde Nouss).

I.4.2. Roche Couverture [4]

Les argiles et les épaisses séries évaporitiques du Trias constituent les couvertures principales des réservoirs du Dévonien Inférieur dans cette partie du bassin du fait de la grande érosion des formations du Dévonien supérieur et inférieur.

I.4.3. Roche Réservoir [4]

Les principaux réservoirs du Dévonien Inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluvatile (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid-Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère.

Dans la région d'étude (champ ZEK), la formation de Tadrart est le principal réservoir pétrolier (figure I.5).

I.4.4. La Migration [2] [3]

Les voies de migration et les systèmes de charge des pièges dans la région sont complexes et difficiles à établir avec précision pour chaque cas, néanmoins il est reconnu que les hydrocarbures se sont mis en place à la faveur de deux mécanismes :

1. Verticalement à la faveur de failles.
2. A travers les formations gréseuses ayant servi de drains.

Dans le cas du réservoir Tadrart du champ de ZEK on suppose que le centre de déposition du bassin, où la roche mère a généré, se trouve au SSE, entre la zone de BBK et REC. Donc la structure de ZEK, se trouve en position favorable le long de la direction de migration des hydrocarbures. La migration s'est produite à travers les allures des failles qui mettent en communication la roche mère et le réservoir.

I.4.5. Type de Trappe

Les pièges sont de deux types [5]: structuraux et stratigraphiques.

- **Les pièges structuraux :** sont des pièges liés aux phases compressives hercyniennes et autrichiennes. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, qui est polyphasée et non faillée. L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nouss.
- **Les pièges stratigraphiques :** sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère). Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie nord-ouest du bassin où le Dévonien inférieur se biseaute sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures.

En particulier, dans le champ de ZEK la fermeture des pièges qui détermine l'accumulation des hydrocarbures à ZEK 1, ZEK 4H et ZEK 5 est obtenue par [2] :

1. Pendage vers le Nord-Est (du côté de ZEK 1).
2. Une faille principale NE/SW vers l'est et le sud-est.
3. Pendage vers l'ouest.
4. Pendage vers le nord.

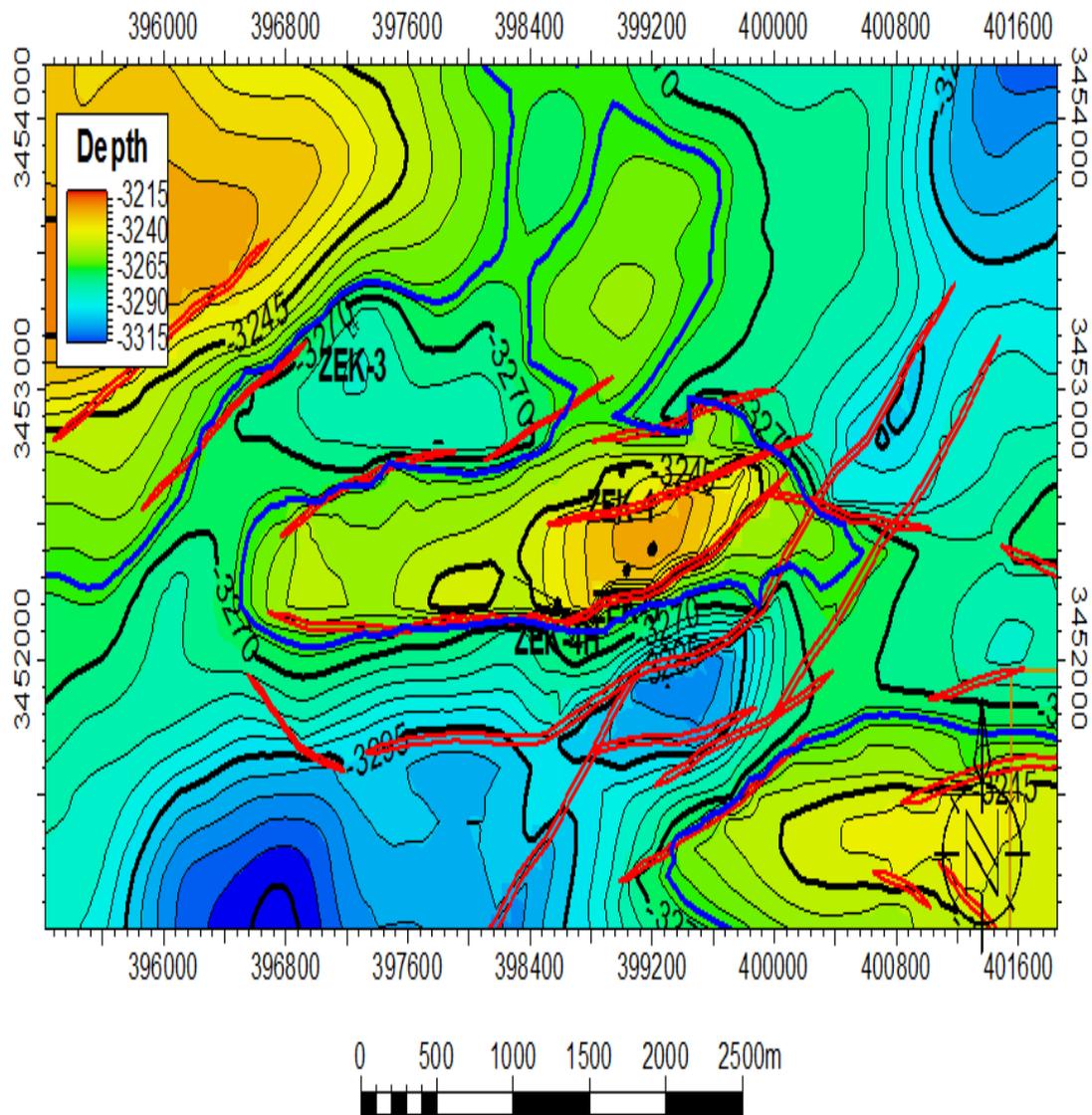


Figure I.5: Champ de ZEK - Carte en Isobathes au toit Tadrart
(Logiciel Petrel)

Chapitre II

Interprétation sismique

II.1. La sismique [6]

La sismique est une méthode de prospection qui permet de visualiser les structures géologiques en profondeur grâce à l'analyse des échos d'ondes sismiques. Il ne faut pas la confondre avec la sismologie, qui est l'étude des séismes .

Les ondes sismiques étudiées peuvent avoir des causes naturelles (tremblement de terre) ou artificielles (camion vibreur, explosif, canon à air, etc.) Dans tous les cas, elles suivent les mêmes lois que les ondes lumineuses.

II.2. L'acquisition sismique [7]

L'acquisition de données sismiques concernant un champ pétrolier onshore ou offshore est réalisée au moyen d'une technique appelée sismique réflexion. Le but est d'explorer le sous-sol en profondeur. La sismique réflexion est une technique de mesure indirecte qui consiste à enregistrer en surface à l'aide de capteurs des échos issus de la propagation dans le sous-sol d'une onde sismique provoquée par une forte vibration (dynamite, canon à air, ...). Ces échos sont générés par des interfaces sédimentaires qui correspondent à un changement assez brutal des propriétés physiques (densité, élasticité) du sous-sol et qui, de ce fait, réfléchissent les ondes sismiques.

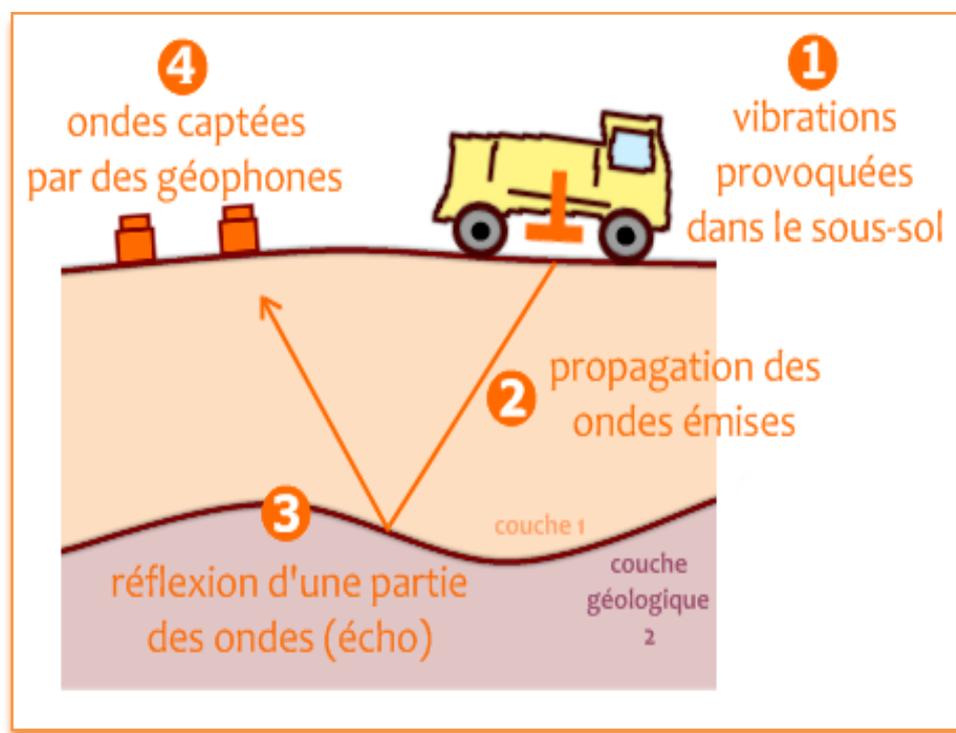


Figure II.1 : La sismique réflexion. [6]

Deux propriétés fondamentales sont enregistrées par les capteurs : l'amplitude de l'onde réfléchie et la durée du trajet de l'onde. Ainsi, à chaque position de récepteur est enregistré un signal qui représente l'amplitude de la réflexion en fonction du temps. Ce signal s'appelle une **trace**. Il constitue les colonnes d'une image sismique.

L'image 3D est assimilable à une matrice 3 dimensions appelée **bloc sismique**. Les coordonnées latérales de ce bloc sont relatives à la position géographique des capteurs et les coordonnées verticales sont relatives au temps de retour de l'onde. Enfin, les valeurs associées à chaque cellule (voxel) de cette matrice sont représentatives de l'**amplitude** de la réflexion en ce point.

Selon les trois directions du bloc sismique, les coupes 2D effectuées dans un bloc sismique portent des noms différents : **Inline** ou **Crossline** pour des coupes latérales du bloc et **time slice** pour une coupe horizontale.

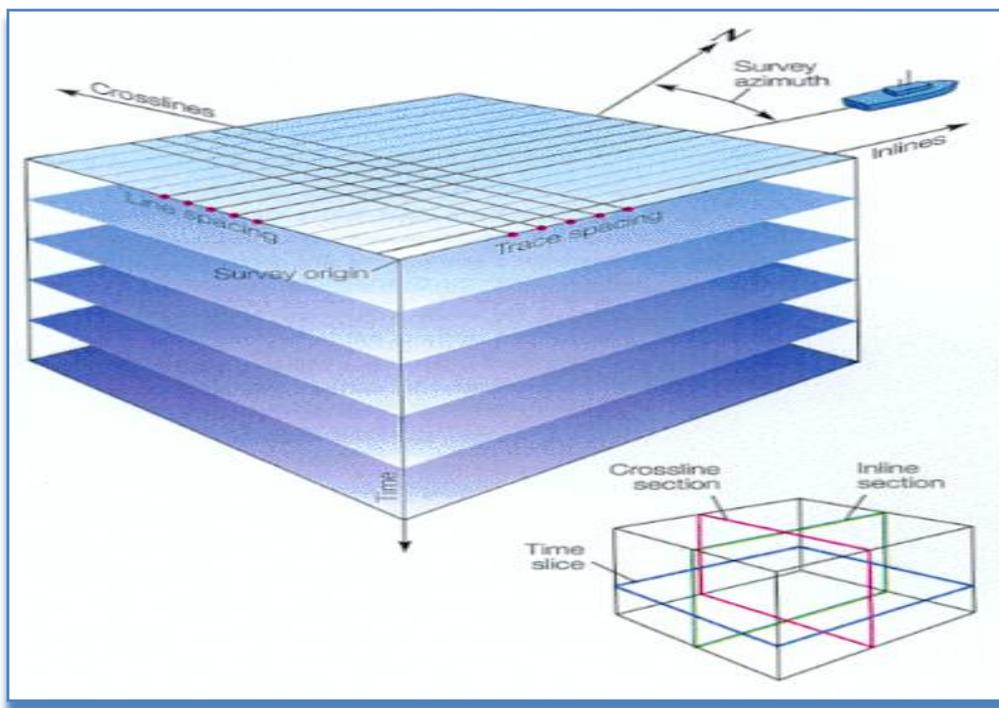


Figure II.2 : Structure d'un bloc sismique. [7]

Un bloc sismique est représentatif d'un champ pétrolier de plusieurs dizaines à plusieurs milliers de kilomètres carrés. Il s'étend en profondeur sur quelques kilomètres. Le pas latéral entre deux voxels est environ de 10 à 50 mètres. La longueur de l'onde envoyée dans le sous-sol ne permet pas de détecter des différences de milieu dans des couches de moins de 7,5 mètres d'épaisseur dans les meilleures conditions.

II.3.L'image sismique [7]

L'image sismique est le résultat de l'acquisition sismique. Elle est structurée selon ses colonnes que l'on appelle aussi trace. De par la nature de l'onde, une trace (colonne de l'image) est constituée en fonction du temps d'une alternance entre plage d'amplitudes positives et négatives. C'est la valeur absolue de cette amplitude qui représente réellement l'intensité de la réflexion.

Chaque ligne noire ou blanche correspond à un **réflecteur** qui représente une interface sédimentaire (généralement un horizon). Il s'agit en fait de plages d'amplitudes de même signe latéralement connexes.

Bien que la dimension verticale soit initialement exprimée en temps (en secondes), il est aussi possible de la convertir en profondeurs (en mètres) afin que les relations de distance entre les différents éléments de l'image soient plus proches de la réalité. Pour cela, il est nécessaire de connaître les vitesses de propagation des ondes dans les milieux traversés. En effet, si l'on connaît la vitesse de propagation d'une onde dans un milieu et le temps qu'elle a mis pour le traverser, on peut en déduire l'épaisseur de ce milieu. Un **bloc temps** est donc légèrement trompeur par rapport à la réalité. Cependant, la transformation en **bloc profondeur** est une opération lourde car elle nécessite des temps de calcul très importants.

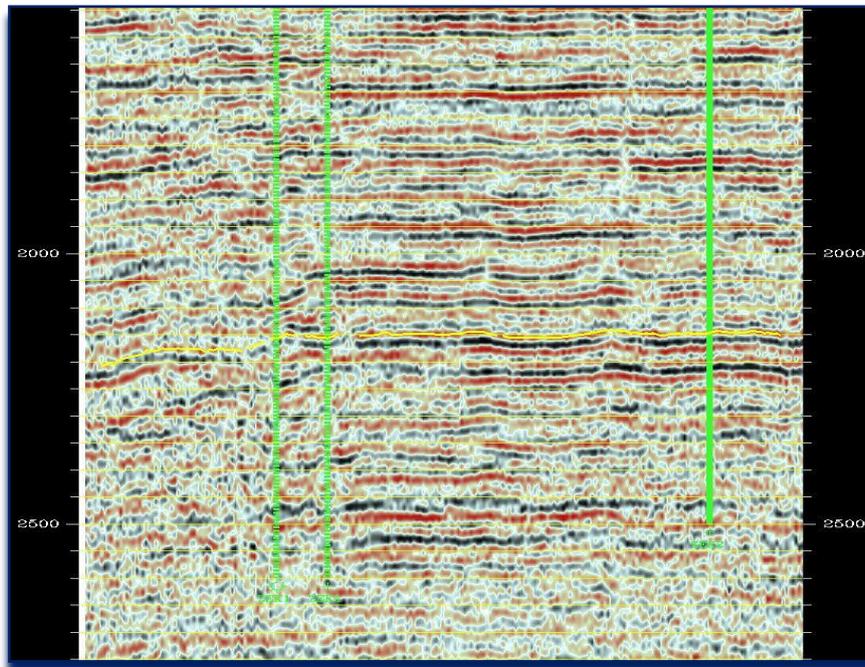


Figure II.3: Une image sismique

II.3.1. Les marqueurs aux puits [7]

Parallèlement aux données sismiques, l'interpréteur dispose généralement d'une collection de puits (en vert sur la figure II.3) qui montrent chacun différentes successions de marqueurs. Ces derniers résultent de l'interprétation des logs de puits. Les marqueurs signalent généralement des horizons d'intérêt pour le modèle structural final. Il importe donc de repérer les réflecteurs sismiques qui correspondent à chacun d'entre eux. Toutefois, dans la mesure où les marqueurs sont identifiés dans les sondages en fonction de leur profondeur, ce repérage n'est possible qu'à la condition que ces profondeurs sont au préalable converties en temps ou qu'à l'inverse les données sismiques temps soient converties en données profondeur.

Par ailleurs, les profondeurs figurant sur une coupe sismique "profondeur" ne sont en fait que des profondeurs approximatives sur la base d'un calcul à partir de la coupe temps correspondante. Ce calcul s'appuie en effet sur des vitesses de propagation des ondes estimées. Ce n'est qu'en comparant cette coupe profondeur avec les données provenant des marqueurs aux puits qu'il est possible de rétablir des profondeurs réelles.

II.4. L'interprétation sismique

L'interprétation sismique permet à partir de données sismiques et de données de puits, de reconstruire un modèle du sous-sol géologiquement cohérent. Cette interprétation est à la base de la construction d'un modèle structural.

Une interprétation sismique 3D est une opération qui nécessite couramment plusieurs mois de travail. Selon [Clark, 1998], l'interprétation sismique représente la majeure partie du travail d'un géophysicien.

Une interprétation sismique classique se décompose en deux étapes majeures:

1. L'extraction d'objets d'intérêts par picking et tracking
2. L'assemblage de ces objets au sein d'un modèle structural.

II.4.1. Le picking et le tracking

Le picking est une opération qui vise à pointer manuellement un objet d'intérêt à l'aide de la souris. Il est généralement effectué sur une section 2D de l'image sismique.

Le tracking (en 3D) ou autopicking (en 2D) est un algorithme dont le but est d'étendre la sélection faite lors du picking sur l'ensemble de l'image sismique. On trouve une bonne illustration de cet algorithme dans [Dorn, 1998].

L'objet sismique le plus simple à « picker » et à « tracker » est le réflecteur. Il correspond soit à des fragments d'une ou plusieurs "interfaces sédimentaires". Par ailleurs, en fonction de la plus ou moins bonne qualité de l'image sismique, il n'est pas toujours simple de tracker tel ou tel réflecteur. Par exemple, sur la figure II.4, quels réflecteurs de l'image représentent une même interface sédimentaire ? L'image a) ? L'image b) ? L'émergence de ces questions démontre qu'il n'est pas possible d'établir une correspondance directe et automatique entre réflecteur et horizon. A l'inverse l'identification d'un ou plusieurs horizons à partir d'une image ou d'un bloc sismique résulte dans tous les cas d'une décision motivée de l'interpréteur. C'est donc une opération d'interprétation qui ne saurait se résumer à une simple lecture de l'image mais qui nécessite au contraire un raisonnement basé sur l'image et sur une connaissance du domaine.

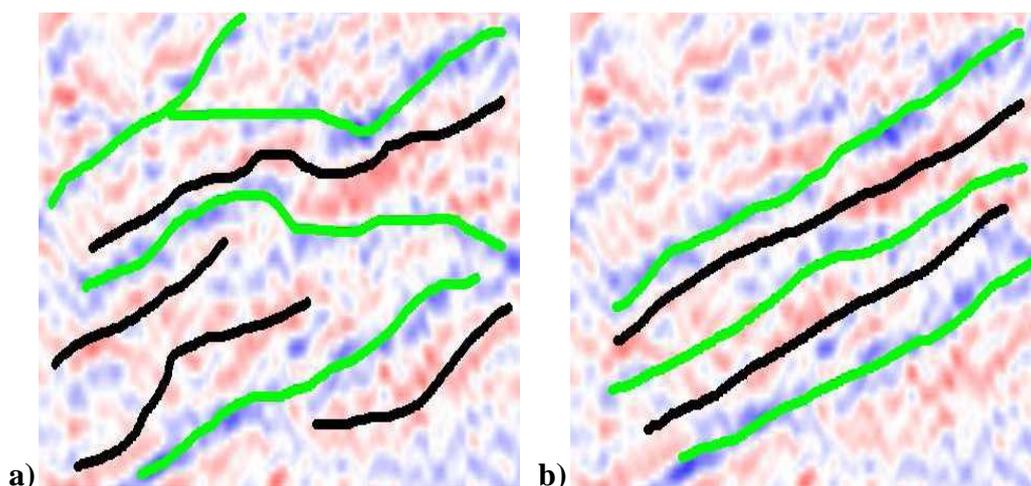


Figure II.4: Schéma d'un algorithme d'autopicking simple.

II.4.2. Horizon [7]

Dans le domaine de la géologie pétrolière, les interfaces sédimentaires sont généralement désignées comme des horizons. Ces surfaces séparent des couches sédimentaires, qui sont regroupées, à plus grande échelle, en unités sédimentaires (encore appelées unités stratigraphiques). Les horizons sont généralement de **grande taille** (plusieurs kilomètres carrés) et sont souvent horizontaux ou faiblement inclinés. Leur forme peut être plane ou plus ou moins intensément plissée. Deux horizons peuvent donc être comparés en fonction de leurs âges relatifs.

Du fait de leur plus ou moins grande horizontalité, les horizons sont dans la plupart des cas de bons réflecteurs des ondes acoustiques. Pour cette raison, ils sont donc généralement identifiables de manière aisée sur les images sismiques.

Un horizon peut être continu sur l'ensemble de sa surface. A l'inverse, du fait des accidents tectoniques qui l'affectent, il peut éventuellement être découpé en plusieurs morceaux.

Les horizons sont généralement disposés parallèlement les uns aux autres mais sous l'effet de divers facteurs liés aux particularités des environnements de dépôt ou à la tectonique locale, il arrive que cette propriété ne soit pas respectée.

Conscients que la terminaison des interfaces sédimentaires relativement les unes aux autres renseignent sur le mode de dépôt des strates et éventuellement sur les événements ultérieurs qui les ont affectées.

II.4.3. Faille [7]

Une faille est une surface géologique quasi-plane qui déconnecte un ensemble d'horizons. Sur une image sismique, une faille correspond à une zone localement plane souvent bruitée créant une déconnection et un décalage non négligeable de l'ensemble des réflecteurs qui la touchent.

Grâce à notre précédente interprétation, nous disposons d'horizons appartenant à l'image sismique. Ceux-ci sont identifiés en dépit de leurs déconnections potentielles grâce aux marqueurs aux puits placés des deux côtés de la faille et aussi grâce au fait que la déconnection engendrée par une faille s'atténue jusqu'à s'annuler sur ses bords. De ce fait un horizon, peut être étendu des deux côtés de la faille si sa déconnection s'annule à un endroit de sa surface. Enfin, grâce aux fusions de réflecteurs, nous sommes en mesure de répercuter les déconnections observées sur un horizon sur ses voisins chronologiques.

Nous concentrons l'étude visuelle de l'image sismique sur les déconnections de réflecteurs. Celui-ci s'efforce de détecter des miroirs de failles puis des bords de faille sur une surface triangulée correspondant un horizon.

Pour cela, la surface triangulée est tout d'abord lissée puis une analyse de la variation des normales des triangles par rapport au plan moyen de l'horizon est opérée en vue de localiser les zones de déconnection.

II.5. Applications au champ de ZEK

II.5.1.L'interprétation sismique

A partir des données sismiques disponibles sur la zone de ZEK, on a interprété les images sismiques en utilisant le logiciel GEOQUEST, l'objectif principal étant d'avoir des cartes en profondeurs des différents horizons interprétés.

On a « picker » dans le domaine du temps plusieurs niveaux repérés, parmi lesquels les horizons sismiques suivants ont fait l'objet de cartographie en temps et en profondeurs:

- près du toit de l'Aptien;
- près du toit Lias Salifère;
- Trias « S4 » ;
- près du toit Fm. Tadrart (Discordance Hercynienne);
- près du toit de l'Ordovicien.

Cette interprétation nous a permis aussi d'avoir le détail des failles, à l'aide du logiciel GEOQUEST, les failles sont obtenues systématiquement après le « picking » des horizons.

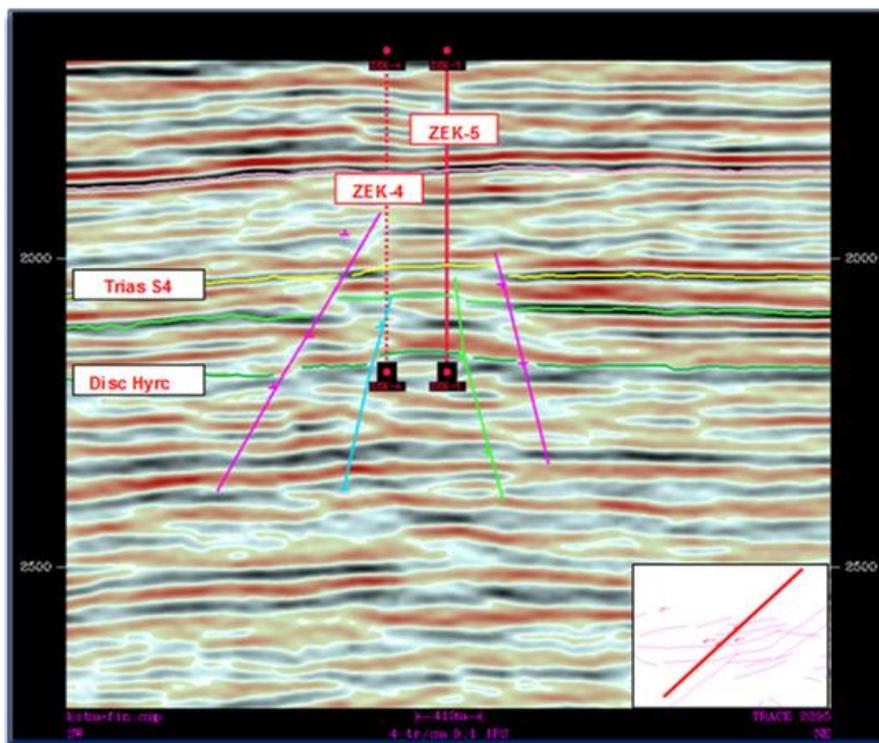


Figure II.5 : Section sismique interprétée de la région de ZEK

II.5.1.1. Conversion Temps/Profondeur et Cartographie

La mise en profondeur a été générée en utilisant la méthode de « layer cake » (Figure II.6) avec la vitesse d'intervalle des puits.

Le principe de la méthode est d'estimer une vitesse de tranche pour chaque couche interprétée.

- Pour les intervalles Surface-Aptien et Aptien-Lias Anhydritique, on a utilisé les fonctions linéaires de vitesse d'intervalle générées avec les vitesses d'intervalle des puits.
- Pour les intervalles Lias Anhydritique-Trias « S4 » et Trias « S4 »-Discordance Hercynienne, on a utilisé les cartes de vitesses d'intervalle générées à partir de celles des puits.
- Les cartes en profondeur obtenues ont été enfin calées aux locations des puits.

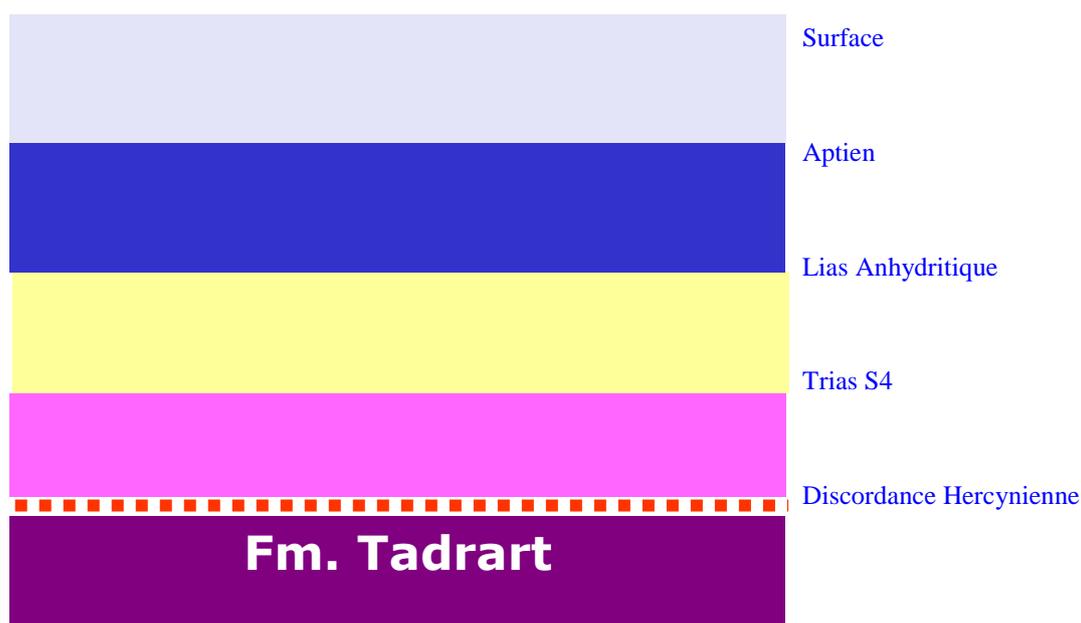


Figure II.6: Conversion en profondeur Schématisation de "layer cake" utilisée

La conversion en profondeur en utilisant les fonctions linéaires des vitesses d'intervalle générées avec les vitesses d'intervalle des puits.

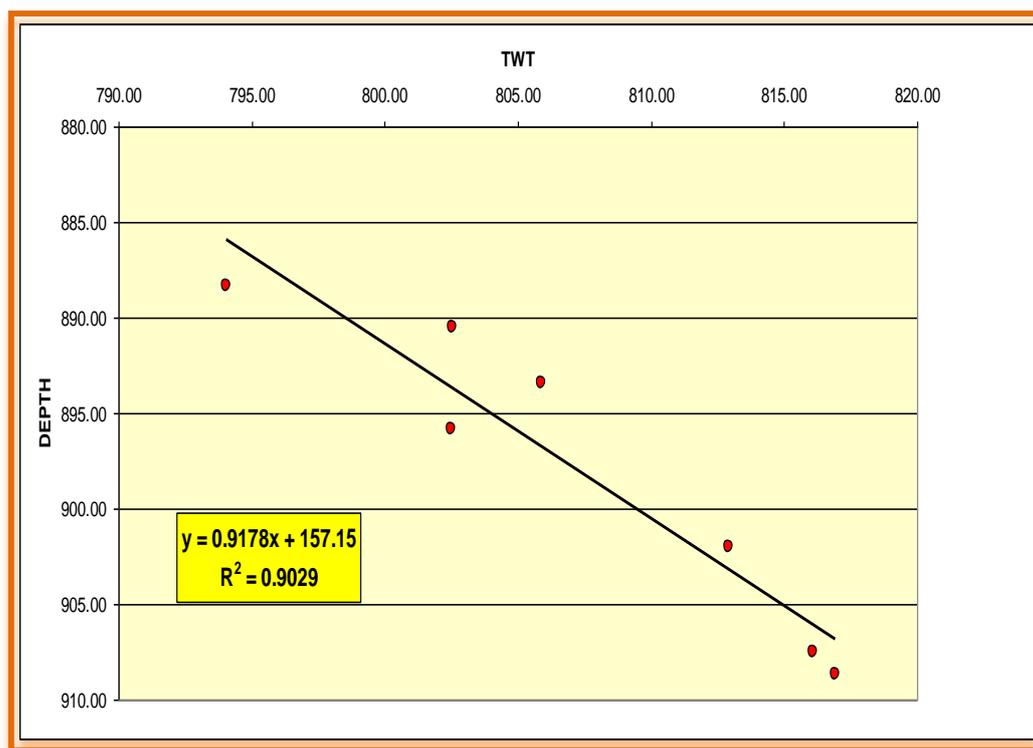


Figure II.7: Conversion en profondeur vitesses d'intervalle Surface-Aptien

Puits	Aptien (m)	TWT Aptien (ms)	Vel (m/ms)	Vitesse (m/s)
REC-01	893,4	805,88	1,108	2217,20
REC-02H	890,5	802,53	1,109	2219,23
REC-3_ Pilo	895,85	802,51	1,116	2232,62
ZEK -01	907,5	816,08	1,112	2224,04
ZEK -02	888,3	794,06	1,118	2237,36
ZEK -03	902	812,93	1,109	2219,13
ZEK -04	908,64	816,9	1,112	2224,60

Tableau II.1: Vitesse d'intervalle Surface-Aptien

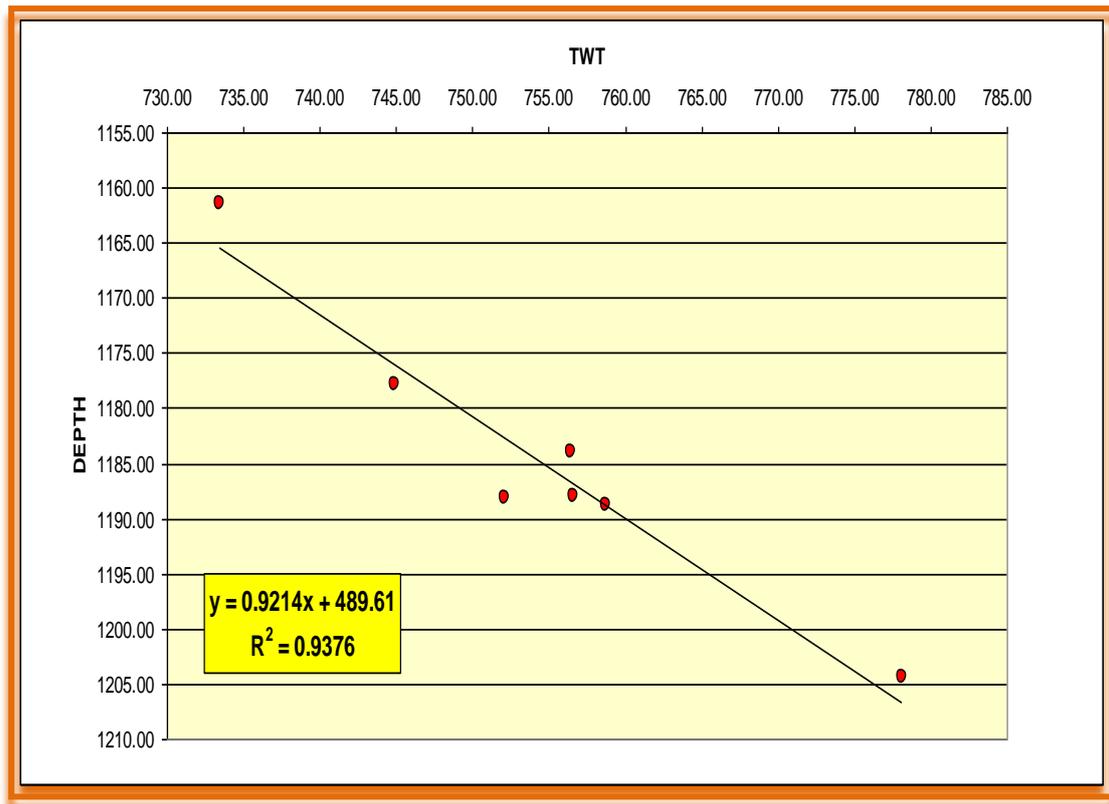


Figure II.8: Conversion en profondeur vitesses d’intervalle Aptien-Lias Anhydritique

Puits	Aptien (m)	TWT Aptian (ms)	Lias (m)	TWT Lias (ms)	Delta Prof (m)	Delta TWT (ms)	Vitesse (m/s)
REC01	893,4	805,88	2081,4	1562,46	1188	756,58	3140,44
REC 02H	890,5	802,53	2074,5	1558,98	1184	756,45	3130,41
REC-3P	895,85	802,51	2084	1554,62	1188,15	752,11	3159,51
ZEK -01	907,5	816,08	2096,3	1574,79	1188,8	758,71	3133,74
ZEK -02	888,3	794,06	2066,08	1538,95	1177,78	744,89	3162,29
ZEK -03	902	812,93	2063,39	1546,38	1161,39	733,45	3166,92
ZEK -04	908,64	816,9	2113	1595	1204,36	778,1	3095,64

Tableau II.2: Vitesse d’intervalle Aptien-Lias Anhydritique

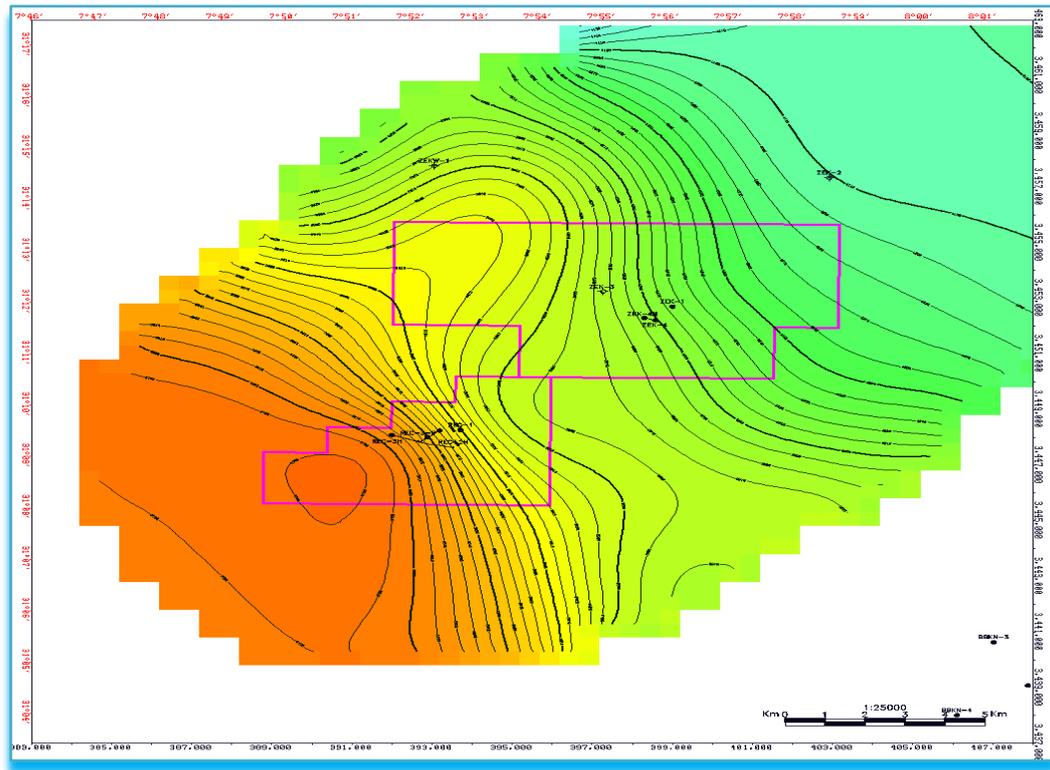


Figure II.9: Cartes des vitesses d'intervalle Lias Anhydritique-Trias S4

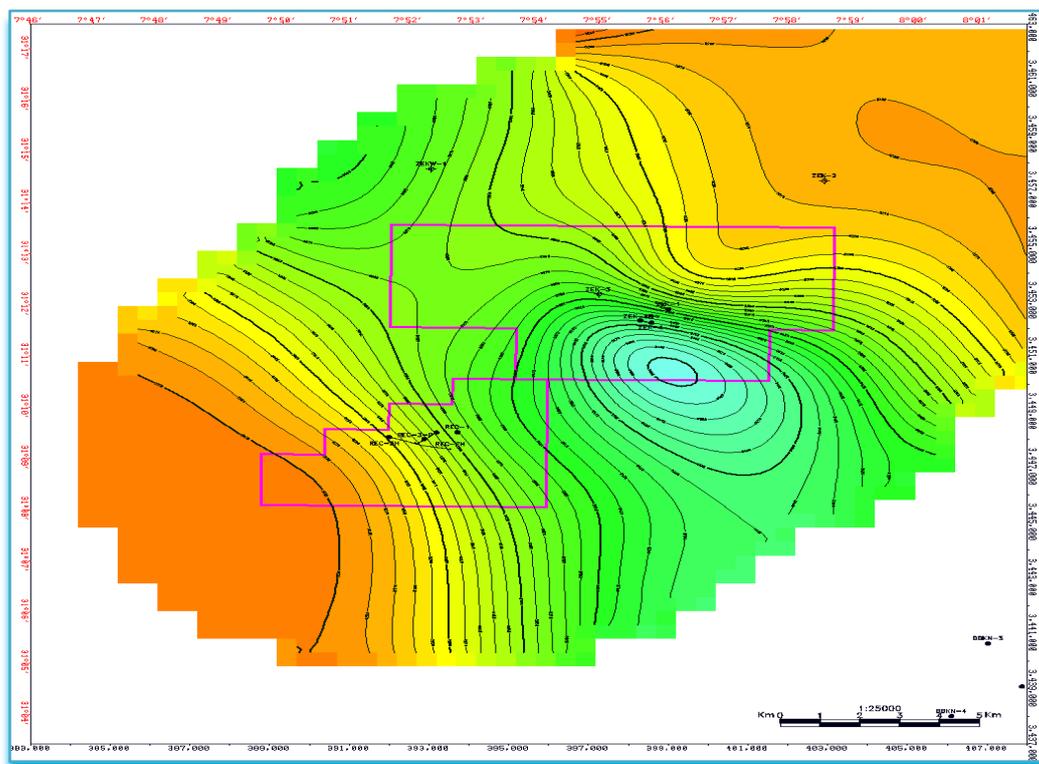


Figure II.10: Cartes des vitesses d'intervalle Trias S4 -Discordance Hercynienne

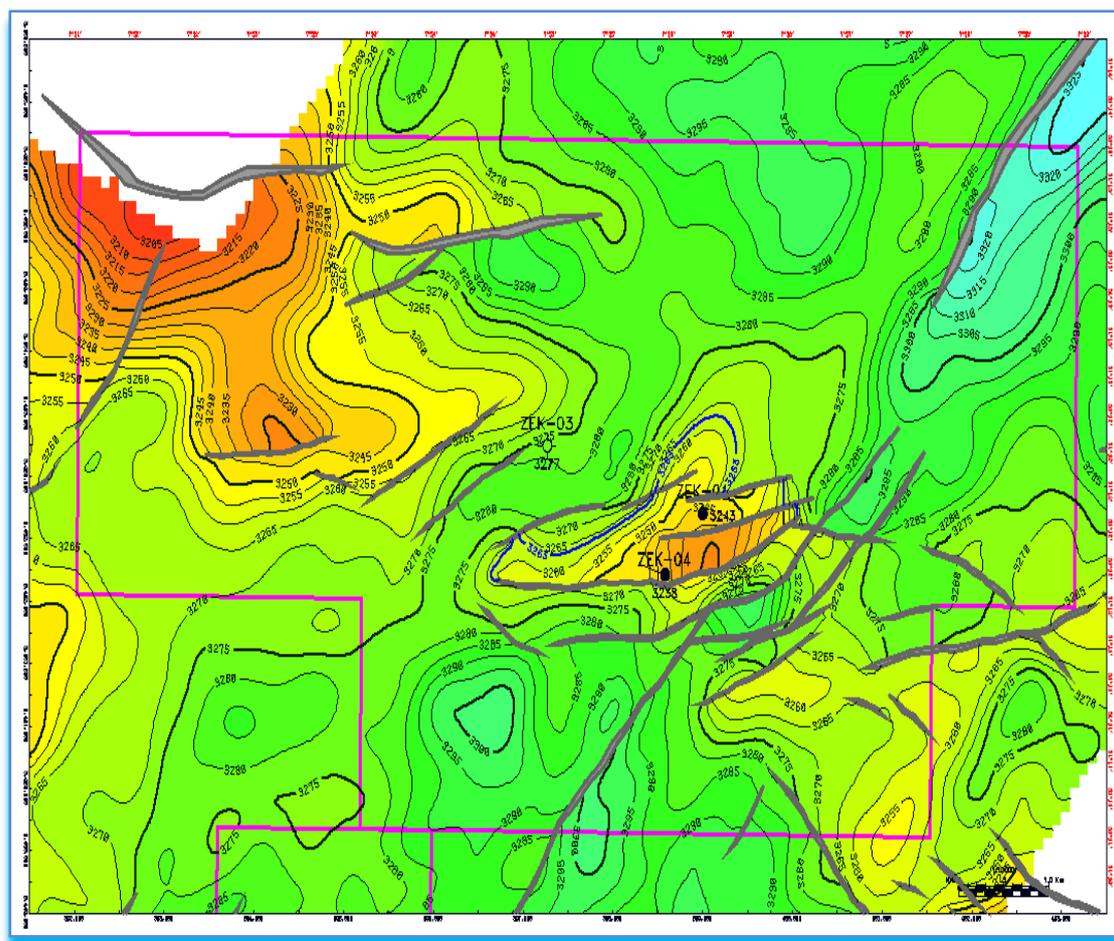


Figure II.11: Cartes en profondeur Discordance Hercynienne

II.5.1.2. Mise à jour des cartes en profondeur

Même si on ne dispose pas d'une interprétation sismique, la mise à jour de la carte en profondeur est faite après le forage de nouveau puits, donc les cartes en profondeur du toit interprété sont calées à la donnée du puits. Dans le champ de ZEK, après le forage du puits ZEK5 en n'ayant pas des données sismiques additionnelles, on a obtenu la mise à jour des cartes en profondeur à partir du calage des nouvelles données du puits. Cette carte a été utilisée comme base de travail pour la construction du modèle structural.

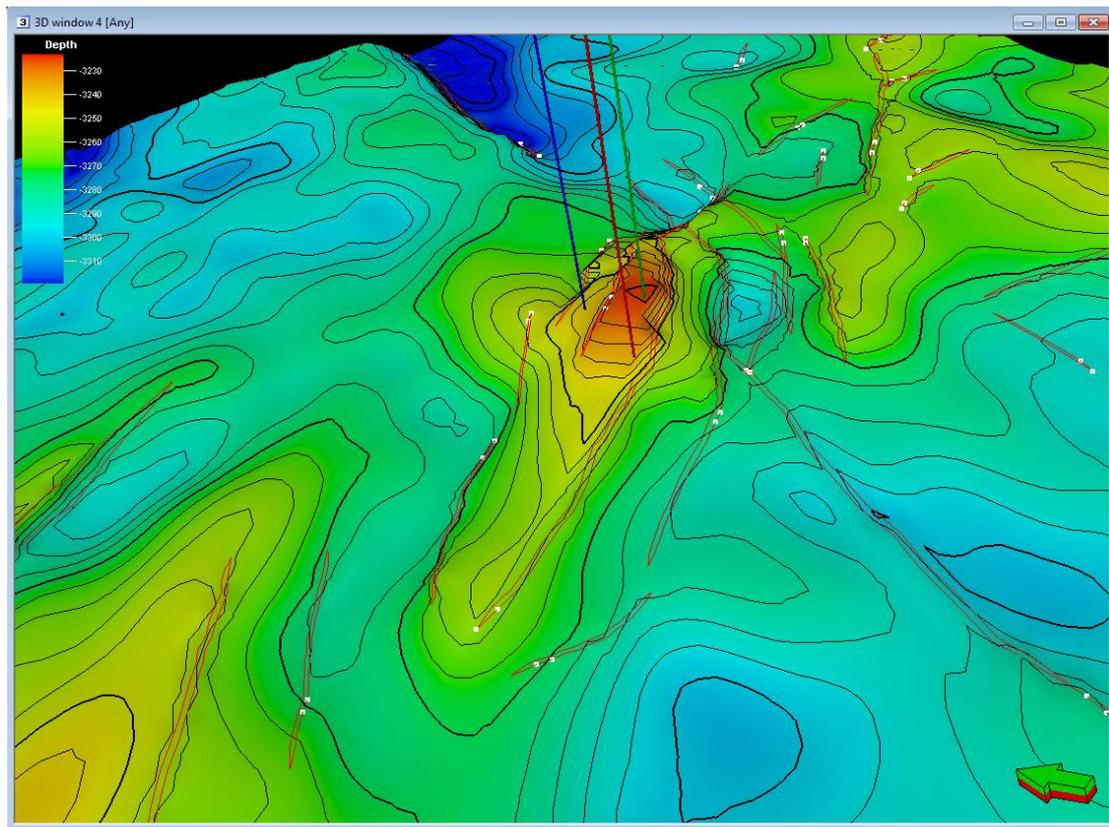


Figure II.12: Carte structurale de la formation Tadrart (Logiciel Petrel)

II.5.2. Conclusion

L'interprétation sismique constitue une étape de base dans l'étude du modèle structural, elle permet la résolution verticale du sous-sol et la détermination des pièges (faille, structure anticlinal). Pour le champ de ZEK, on a constaté qu'il dispose d'une structure anticlinale avec un système de failles vers la direction nord-est qui piège les hydrocarbures (voir la zone au milieu de la Figure II.12).

Chapitre III

Présentation des diagraphies

III.1. Introduction

La formation d'accumulation d'hydrocarbures obéit à des lois naturelles dites complexes parce que fonction de nombreux paramètres. C'est pour mieux connaître ces lois, que des techniques géophysique sont constamment perfectionnées et enrichies pour satisfaire les exigences de la recherche pétrolière moderne. Parmi ces dernières techniques, les diagraphies occupent une place toute particulière.

Les diagraphies sont des techniques qui apportent immédiatement des informations inédites, en permettant notamment une différenciation qualitative des différentes unités lithologiques, la connaissance des fluides présentant dans la formation et donc une évaluation de sa porosité.

Aussi, elles rendent possible les corrélations puits à puits, donc le suivi d'un horizon lithologique entre les sondages, et une image en trois dimensions de la géologie du sous-sol. C'est pourquoi elles revêtent une telle importance et qu'on ne peut plus concevoir de nos jours de synthèse géologique sans exploitation des données diagraphique.

Une diagraphie ("well log" en anglais) consiste à mesurer, après avoir effectué un forage, les caractéristiques des roches traversées, à l'aide de différentes sondes. D'une manière générale, on appelle diagraphie tout enregistrement d'une caractéristique d'une formation géologique traversée par un sondage en fonction de la profondeur. Il existe des diagraphies instantanées: les caractéristiques de la formation sont alors enregistrées pendant le forage. Il existe également des diagraphies différées, les caractéristiques de la formation étant enregistrées après le forage.

Les outils de mesures sont alors connectés à un câble électrique (Wikipédia, encyclopédie libre, 2006)

III.2. Le rôle des diagraphies [10]

La diagraphie permet d'avoir des informations très importantes aussi bien quantitative que qualitatives sur :

-L'estimation de certains paramètres géométriques, physico-chimiques et hydrodynamiques telles que :

- épaisseur des couche, la porosité et la minéralisation...etc;
- L'évaluation du pourcentage d'argile dans les formations perméables ;
- La détermination des formations perméables et imperméables ;

- Localisation des zones de perte de boue ou de venue d'eau ;
- Le contrôle de la cimentation ;
- Et enfin, l'établissement de l'assemblage des logs pour la corrélation entre eux afin d'arriver à définir et caractériser les différents réservoirs dans la région d'étude.

III.3. Classification des diagraphies

Lors des interprétations diagraphiques, les caractéristiques enregistrées sont des paramètres physiques des différentes formations traversées, mesurées par des outils appropriés descendus au bout d'un câble dans le trou de forage.

III.4. Facteurs parasites influençant la mesure des diagraphies [10]

- ❖ La constante de temps, la vitesse d'enregistrement, le temps mort et l'épaisseur des bancs.
- ❖ Le trou de sonde : cette influence va jouer de:
 - Nature de fluide de forage : l'influence du fluide va dépendre de la salinité et de la densité de la boue.
 - Diamètre du trou.
 - Position de l'outil dans le trou : centré ou excentré.
 - Présence d'un tubage.
 - L'influence de l'invasion.
 - L'influence de la colonne de boue.
 - Présence de mud-cake.

III.5. Description des outils de diagraphie

III.5.1. Diagraphie de résistivité [10]

III.5.1.1. Définition

Selon leur principe de fonctionnement, les outils de résistivité sont classés en deux grandes catégories :

- Les outils à induction (courant induit).
- Les outils à latérolog (courant conduit).

L'utilisation de l'induction ou de latérolog dépend des particularités des sondages (la nature de la boue et sa salinité ainsi que la salinité de l'eau de formation).

Application

- La détermination des différentes résistivités R_t (la zone vierge) et R_{xo} (la zone lavée).
- La détermination des différentes saturations.
- La détermination de la nature du fluide de la formation traversé par le forage.
- La détermination de la porosité utile.
- La détermination de la température.

III.5.1.2. Principe de mesure

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre dans la formation et enregistrant la différence du potentiel (D.D.P) par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source dite : espacement. C'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, que plusieurs outils sont définis :

- **Les Macro dispositifs**

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge R_t .

- **Les Micro dispositifs**

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{xo} .

III.5.1.3. La polarisation spontanée [11]**III.5.1.3.1. Définition**

Il consiste en l'enregistrement en fonction de la profondeur de la différence de potentiel entre une électrode fixe placée en surface appelée électrode de POISSON prise comme référence, et une électrode mobile se déplaçant dans le puits de forage. Ce potentiel se crée sans source de tension. Ce potentiel est dû principalement à déséquilibre ionique créé entre l'eau de formation et la boue de forage par les formations argileuses.

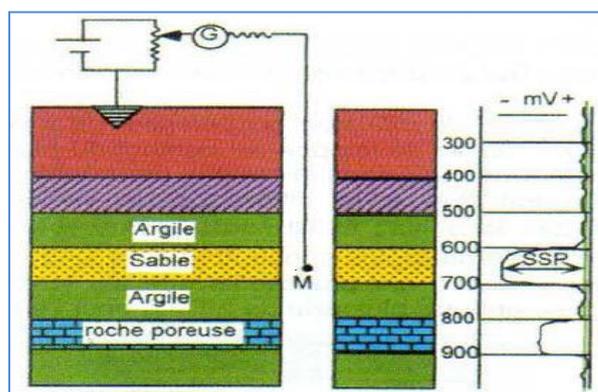


Figure III.1: Origine de la PS

III.5.1.3.2. But de la polarisation spontanée

- Délimitation des zones perméables et celles imperméables.
- Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w à l'aide de la formule suivant : $P_{ss} = -K_c \text{Log} (R_{mf}/R_w)$.

$$K_c = 61 + 0.133 T^{\circ}\text{F}$$

R_{mf} : résistivité du filtrat de boue

La PSS étant la valeur théorique prise entre les deux lignes de base, entre LBA et LBS – voir la figure suivante (Figure III.2).

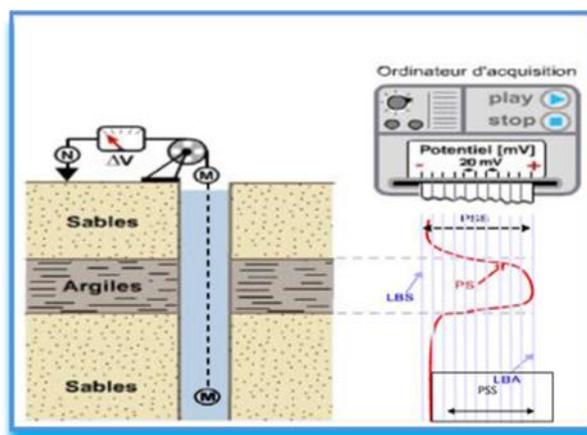


Figure III.2: Le principe de mesure de PS

III.5.2. Diagraphie de radioactivité naturelle

III.5.2.1. Définition [10]

Ces diagraphies mesurent la radioactivité naturelle des formations traversées par le forage. A cet effet, le capteur d'une sonde aux rayons Gamma est un détecteur à scintillation à l'iodure de sodium ou à l'iodure de césium. Cette radioactivité naturelle est liée aux trois familles des isotopes des éléments radioactifs U^{238} , Th^{232} , K^{40} .

III.5.2.2. Diagraphie rayonnement gamma "GR" [13]

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un capteur à scintillation descendu au bout d'un câble, les rayons gamma naturels émis par les formations traversées par le forage, son symbole est le GR et son unité est l'API.

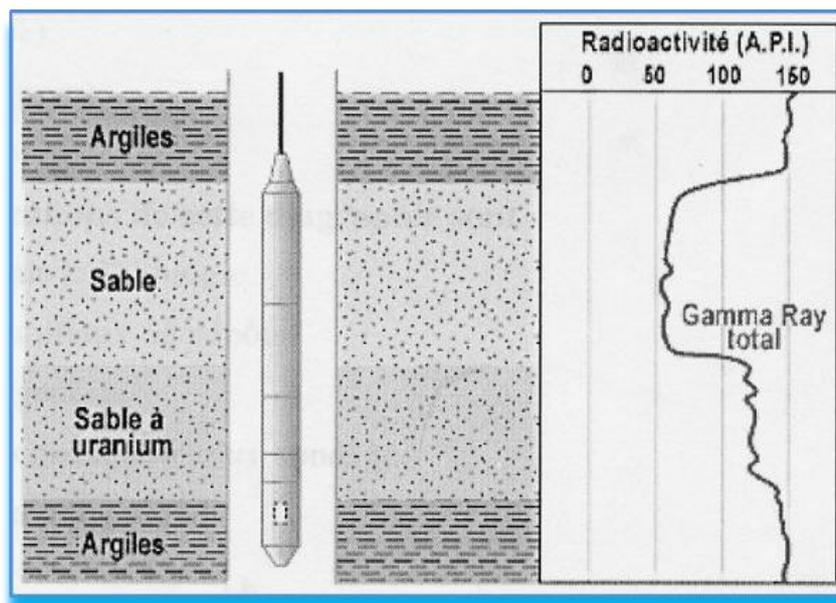
Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence des trois éléments radioactifs : le Potassium, le Thorium et l'Uranium dans les roches sédimentaires.

Les facteurs influençant la mesure sont : la vitesse d'enregistrement, la constante du temps, le taux de comptage, le temps mort, la boue, le tubage, le ciment et les épaisseurs des bancs. Elle est enregistrée pour tous les puits d'études.

Application:

- La corrélation de puits à puits.
- L'évaluation des volumes et du type d'argiles (Vsh).
- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- la délimitation des zones réservoirs (perméables) et celles imperméables. Pour cela, il est nécessaire de fixer une valeur limite dite (GR cut-off).

$$GR_{\text{cut-off}} = V_{\text{Sh cut-off}} \cdot (GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}) + GR_{\text{min}}. \quad Tq: 30\% < V_{\text{Sh cut-off}} < 45\%.$$



Document DESBRANDE R (1982)

Figure III.3 : Schéma de principe de mesure de gamma ray.

III.5.2.3. Spectrométrie des rayons gamma [12]

Elle permet l'enregistrement des concentrations spécifique des pics des éléments radioactifs ^{40}K , ^{232}Th , ^{238}U , ainsi que l'énergie de radiation du Th+K. c'est ainsi que cinq courbes sont mesurées. Il s'agit du SGR (énergie totale en API), GCR (énergie de Th+K en API), U (concentration de l'uranium en PPM), Th (concentration de Thorium en PPM) et K (concentration de Potassium en PPM).

Application:

- Identification des minéraux, particulièrement, argileux.
- Une meilleure évaluation du volume et du type d'argile.
- Une corrélation de puits à puits.
- La localisation des minéraux riche en uranium.

III.5.3. Diagraphie de porosité

Pour l'estimation de la porosité utile des réservoirs (ϕ_u), on distingue trois outils aux principes de fonctionnement distincts :

- La Sonique.
- La Densité.
- Le Neutron.

III.5.3.1. Diagraphie de densité [13]

On soumet la formation à un rayonnement Gamma émis par une source spéciale ^{60}Co ou ^{137}Cs . Les rayons Gamma sont des particules sans masse, se propageant à la vitesse de la lumière. Ces photons Gamma incidents entrent en collision avec la matière. Trois types d'interaction peuvent se produire, suivant l'énergie du photon incident :

Application:

- Détermination une porosité densité indispensable à l'interprétation moderne.
- La comparaison du neutron, densité et résistivité permet une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau.

- Détection de la présence de gaz dans la zone envahie car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité densité anormalement haute.
- Identification minéralogique des argiles, principalement par la combinaison LDT et NGS.

III.5.3.2. Diagraphie sonique [10]

Ces diagraphies sont basées essentiellement sur la mesure de temps de propagation d'une onde acoustique, le long des parois du puits, pour calculer la distance Emetteur-Récepteur. A propos des ondes acoustiques

- Détermination de la porosité.
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies.
- Evaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.
- Estimation de la porosité secondaire.

III.5.3.3. Diagraphie de neutron (indice d'hydrogène) [10]

A l'aide de sources appropriées on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 2.5 et 6 MeV.

Grâce à leur vitesse initiale élevée (14.000 Km/s), les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement leur énergie.

L'hydrogène est l'élément dont le pouvoir de ralentissement est le plus fort. Comme cet élément se trouve présent dans de nombreuses substances, la mesure traduit essentiellement la concentration de la formation en atomes d'hydrogènes. Les substances qui en contiennent le plus sont l'eau et les liquides.

La mesure de l'indice d'hydrogène dépend en quelque sorte et surtout du nombre d'atomes d'hydrogène par l'unité de volume dans la formation.

Les courbes neutrons enregistrés sont en échelle qui varie entre 0,45 et 0,15m³/m³.

La porosité neutron est déduite de l'équation précédente et elle est donnée en unité porosité (Porosity unit PU).

On remarque toujours dans cette équation que la saturation est donnée dans la zone lavée, car l'outil à un rayon d'investigation très voisin de la zone en question et sa définition verticale est égale à l'écartement entre les détecteurs.

Application:

- L'évaluation de la porosité des roches de réservoirs.
- Combiné avec d'autres outils, il permet d'identifier la lithologie.
- Combiner avec le LDT pour les poches de gaz.
- Evaluation de la densité des hydrocarbures.
- Bon critère de corrélation de puits à puits.

III.6.Evaluation des paramètres pétrophysiques

III.6.1.Introduction

L'objectif principal d'une campagne de diagraphie consiste à identifier la nature de la formation (minéralogie et lithologie) et des fluides s'y trouvant.

Le but de cette étude est l'évaluation des paramètres pétrophysiques de réservoir TADRART de la structure de ZEK afin de déterminer la nature des fluides, pour cela on a utilisé cinq puits appartenant à cette structure.

Dans ce chapitre, notre étude portera sur l'interprétation diagraphique qui sera divisée en deux grandes parties :

- ✓ Interprétation qualitative.
- ✓ Interprétation quantitative.

III.6.2. Notions générales

III.6.2.1. Composition de la roche [12]

La roche est composée d'un contenant qui est représenté par les éléments solides et d'un contenu qui est le fluide.

III.6.2.1.1. La matrice

Les diagraphistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice :

- **Matrice simple** : Elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : Calcaire, Quartz).

- **Matrice complexe** : Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente (exemple : grès à ciment calcaire).
- **Matrice Propre** : Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

III.6.2.1.2. Les grains

On appelle grain, élément de petite taille arrondi ou anguleux faisant partie d'une roche meuble consolidée.

III.6.2.1.3. Le ciment

On distingue par ciment, toute matière liant des éléments figurés entre eux et conduisant à des roches sédimentaires compactes.

III.6.2.1.4. Les argiles

On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phylliteux, alumino-silicatés et hydratés. Les argiles se distinguent par des réponses caractéristiques aux outils de diagraphies. Leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir.

III.6.2.1.5. Les fluides

L'arrangement des grains laisse généralement des espaces vides « pores et canalicules » qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de nature différente « eau, gaz, huile et bitume ». Le pourcentage de ces fluides dépend de pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité.

III.6.2.1.6. Les faciès

On entend par faciès, l'ensemble des caractères lithologiques et paléontologiques d'une couche ou d'une unité sédimentaire, résultant des conditions géographiques, climatiques, physico-chimiques et biologiques, qui régnaient dans le milieu où s'est effectué le dépôt du sédiment.

III.6.3. Les paramètres pétrophysiques

III.6.3.1. La porosité [13]

La porosité est la propriété que possède une roche de présenter des vides, pores et fissures. Elle est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche. Elle est exprimée en pourcentage et désignée par la lettre Φ . Dans les formations peu consolidées, la porosité dépend de la distribution et de la taille des grains.

III.6.3.1.1. Les différents types de porosité [13]

a. La porosité totale Φ

C'est le rapport du volume total des espaces « vides » non occupés par des solides (pores, fissures, cavités et fractures) existant parmi les éléments minéraux de la roche sur le volume total de celle-ci. Elle est donnée par la formule suivant :

$$\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2 = (V_p / V_t) * 100 = (V_t - V_s) * 100 / V_t$$

V_p : Volume total des pores.

V_s : Volume de la partie solide.

V_t : Volume total de la roche.

La porosité totale incluse :

➤ La Porosité primaire (Inter granulaire Ou Inter cristalline) Φ

Elle correspond aux vides des grains (ou particules). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques.

➤ La porosité secondaire Φ_2 : C'est une porosité de cavité produite par dissolutions, ou une porosité de fissure et de fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique. Cette porosité se rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques.

b. La porosité connectée

Elle est égale au pourcentage du volume total des vides reliés entre eux dans la roche. Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés, c'est à dire quand les fluides ne peuvent y circuler.

c. La Porosité effective ou utile Φ_U

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau absorbé et celle liée aux argiles. C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. En 1956, le VORSEN a classé la porosité comme suit :

- ✓ Faible si : $\Phi < 5\%$.
- ✓ Médiocre si : $5\% < \Phi < 10\%$.

- ✓ Moyenne si : $10\% < \Phi < 20\%$.
- ✓ Bonne si : $20\% < \Phi < 30\%$.
- ✓ Excellente si : $\Phi > 30\%$.

d. La porosité potentielle

Elle a exactement la même définition que la porosité connectée avec la condition que la section des canalicules soit supérieure à une limite au-dessous de laquelle les fluides ne peuvent circuler. En effet, elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

e. La porosité résiduelle

C'est le rapport du volume des pores qui ne communiquent pas entre eux au volume total de l'échantillon.

NB : la porosité totale est aussi une somme de la porosité effective et résiduel.

f. Porosité apparente

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphistes observent avant toute correction en particulier des effets des argiles qui ont comme on le sait une porosité importante mais non utile.

III.6.3.1.2. Méthodes du calcul des différentes porosités [13]

a. Porosité sonique

Elle est calculée à partir de la relation de Wyllie, qui est donnée par :

$$\Delta t = \Phi_f + \rho_{ma} (1 - \Phi) + \Delta t_{ma}$$

$$\Phi_s = (\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Δt_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés .

Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

Δt_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{sc} = \Phi_s - V_{sh} \cdot \Phi_{ssh}$$

Φ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.

b. Porosité neutron

On bombarde la formation par des neutrons rapides. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\text{Log}\Phi_n = A_n + B$$

Elle doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\Phi_{nc} = \Phi_{ncal} - V_{sh}\Phi_{nsh}$$

Tel que :

$$\Phi_{ncal} = \Phi_n + 0,04$$

Φ_{nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

c. Porosité de densité

La densité globale de la formation est donnée par :

$$\rho_b = \rho_f \Phi_d + \rho_{sh} V_{sh} + \rho_{ma} (1 - \Phi_d - V_{sh})$$

$$\Phi_d = (\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

Avec :

ρ_f : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_{sh} : Densité des argiles.

V_{sh} : Volume d'argile.

Φ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

On admet comme densité de matrice ρ_{ma} :

- Grés=2.65 g/cm³.
- Calcaire=2.71 g/cm³.
- Dolomie=2.87 g/cm³.
- Argile de 2.7 à 3 g/cm³.

La porosité de densité doit être corrigé de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - V_{Sh} \Phi_{dSh}$$

Avec :

Φ_{dSh} : Porosité densité des argiles.

III.6.3.2. La résistivité [13]

La résistivité d'une formation exprime son degré d'opposition au passage d'un courant électrique. Son unité est le « Ohm.m ». La résistivité d'une roche dépend de :

- ✓ La résistivité propre de l'eau de formation envahissant les pores et de la quantité de cette eau dans la roche.
- ✓ La texture de la roche (mode de répartition des pores, des argiles et des minéraux conducteurs).

a. Détermination de la résistivité de la formation

Le paramètre de base R_t permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs d'où par la suite la saturation en hydrocarbure S_{hc} .

Elle est lue sur le log résistivité des différents puits.

b. Détermination de la résistivité de l'eau de formation

La détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w peut se faire par plusieurs méthodes :

- A partir des essais de production des puits voisins.
- A partir des cartes de salinités régionales.
- A partir des diagraphies différées [PS].

c. Relation entre porosité et résistivité [13]

Comme la démontré ARCHIE, dans les zones poreuses aquifères propres, la résistivité des formations R_0 est reliée à celle de l'eau interstitielle R_w , par la relation :

$$R_0 = F_R R_w.$$

R_0 : résistivité de la formation saturée 100% d'eau.

R_w : résistivité de l'eau de formation.

F_R : le facteur de formation d'après la résistivité, qui dépend de la texture de la roche.

III.6.3.3. La saturation [12]

La saturation est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est désignée par la lettre « S » et puisque c'est un rapport, elle est sans dimension, elle est cependant exprimée en %.

On a plusieurs types de saturation :

$S_W = V_W / V_P$: Saturation en eau de la zone vierge.

$S_{HC} = V_{HC} / V_P$: Saturation en huile.

$S_G = V_G / V_P$: Saturation en gaz.

Avec : $S_W + S_{HC} + S_G = 100\%$ et $V_W + V_{HC} + V_G = V_P$

Tel que :

V_W : Volume de l'eau.

V_{HC} : Volume d'huile.

V_G : Volume de gaz.

V_P : Volume des pores.

❖ Relation entre résistivité et saturation [12]

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores :

La partie du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures S_{HC} , est déterminée après le calcul de la saturation en eau de formation S

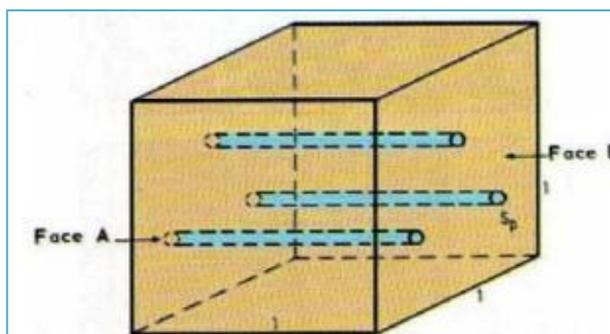


Figure III.4: Forme cylindrique des Pores

$$(S_w)^n = R_{xo} / R_t = (F \cdot R_w) / R_t$$

Avec : $n=2$

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre $V_{sh} < 10\%$:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w}$$

III.6.3.4. Le facteur de formation [12]

C'est la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse totalement saturée en eau à la résistivité de l'eau qui l'imprègne : $F_R = R_0 / R_w$.

Il est lié directement à la forme des pores connectés, plus la circulation du fluide existé est facile, plus ce facteur est petit et le contraire.

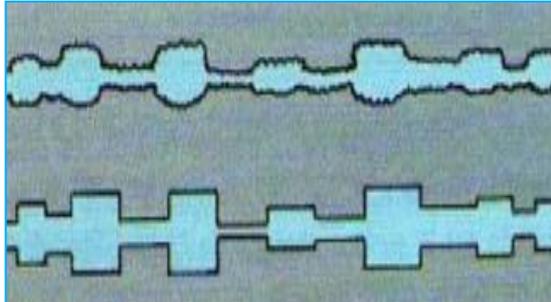


Figure III.5 : Forme variable des pores

Si les vides étaient constitués par des canaux cylindriques parallèles, R_0 serait inversement proportionnelle à la porosité.

Dans le cas d'un cube de volume unité contenant des pores représentés par des tubes cylindrique parallèle de section S des pores (figure III.4), le facteur de formation est faible.

Dans le cas d'une variation réelle de section le long du trajet du courant ou les pores sont représentés par des rectangles (figure III.5), le facteur de formation est important.

Le facteur de formation d'une formation sans argile peut être donné par la formule suivante :

$$F_R = a / \varnothing^m$$

a: facteur dépendant de la lithologie et variant entre 0.6 et 2.15.

m: facteur de cimentation ou tortuosité, dépendant du type de sédiment.

III.6.3.5. La perméabilité

C'est la capacité de laisser passer les fluides dans une formation, elle dépend de la taille et de la dimension des grains. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux. La perméabilité est désignée par la lettre « **K** » et elle s'exprime en « **milli darcy** ».

III.6.4. Détermination du volume d'argile [11]

Certain auteurs préfèrent utiliser l'indice d'argilosité I_{sh} relié plutôt à l'effet de l'argile qu'à son volume. La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques. On détermine V_{sh} à l'aide de plusieurs indicateurs qui donnent chacun une valeur. La valeur minimale est retenue comme étant probablement la plus vraisemblable.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, on distingue :

➤ **Gamma naturel**

Dans cette étude, on utilise la formule suivante pour le calcul de volume d'argile :

$$(V_{sh} \%)_{GR} = (GR_{lu} - GR_{min} / GR_{max} - GR_{min}) * 100$$

- ✓ GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.
- ✓ GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

➤ **Neutron**

$$(V_{sh} \%)_N = \Phi_N / \Phi_{Nsh}$$

- ✓ Φ_{Nsh} : La lecture neutron dans les argiles.

➤ **Résistivité [10]**

$$R_t = R_{sh} / (R_{sh})^b \text{ avec : } b = 0.5 \text{ à } 1$$

Si : $0.5 < (R_{sh} / R_t) < 1$, $(V_{sh})_R = R_{sh} / R_t$

Si : $(R_{sh} / R_t) < 0.5$, $(V_{sh})_R = (R_{sh} / R_t)^{0.5}$

- ✓ R_{sh} : Résistivité de l'argile.
- ✓ R_t : Résistivité de la zone vierge.

❖ **Le Vshcut-off**

C'est la valeur maximale de pourcentage de volume d'argile, pour la quelle on ne considère plus la formation comme réservoir. Cette valeur est prise entre 30% et 40% du volume d'argile.

Modular formation Dynamics Tester

III.7. MDT

Les différents composants de l'outil MDT -Modular Dynamic Tester- disponibles aujourd'hui ainsi que leurs utilisations dans l'industrie pétrolière conduite principalement par la compagnie Sonatrach en Algérie. Quelques exemples sont discutés. [11]



Figure III.6 : Module Dynamique Tester

III.7.1. La configuration de l'outil

Le MDT est représenté par un ensemble de modules (d'où son nom "Modular"), ce qui permet la reconfiguration de l'outil sur le site (well site) en fonction des besoins d'acquisition.

Il est important de connaître le fonctionnement et l'utilité de chaque module indépendamment pour comprendre le choix des modules pour la couverture d'un job donné.

III.7.2. Le module Single Probe

Le module Single Probe est utilisé pour les mesures de pression dans la formation. Une valeur approximative de la mobilité du fluide au voisinage du probe peut être calculée à partir des données acquises. Un nombre important de caractéristiques du module est détaillé dans ce qui suit

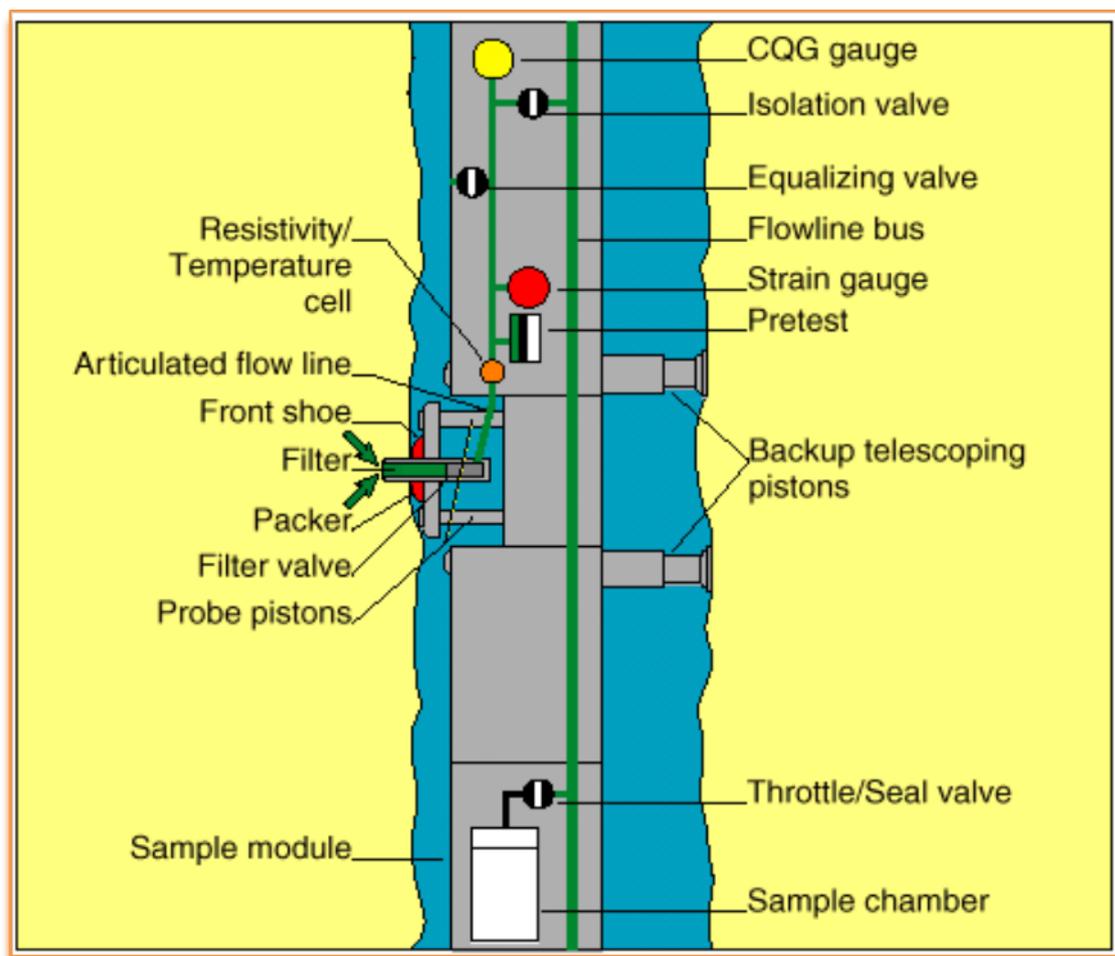


Figure III.7: Module Single Probe

III.7.3. La mesure de pression

Le manomètre à quartz du MDT - CQG (compensated quartz gauge) donne une réponse dynamique rapide avec une grande précision sur les mesures. Un autre manomètre est aussi utilisé, c'est le manomètre à jauge de contrainte (Strain gauge).

III.7.4. Evaluation des contacts des fluides

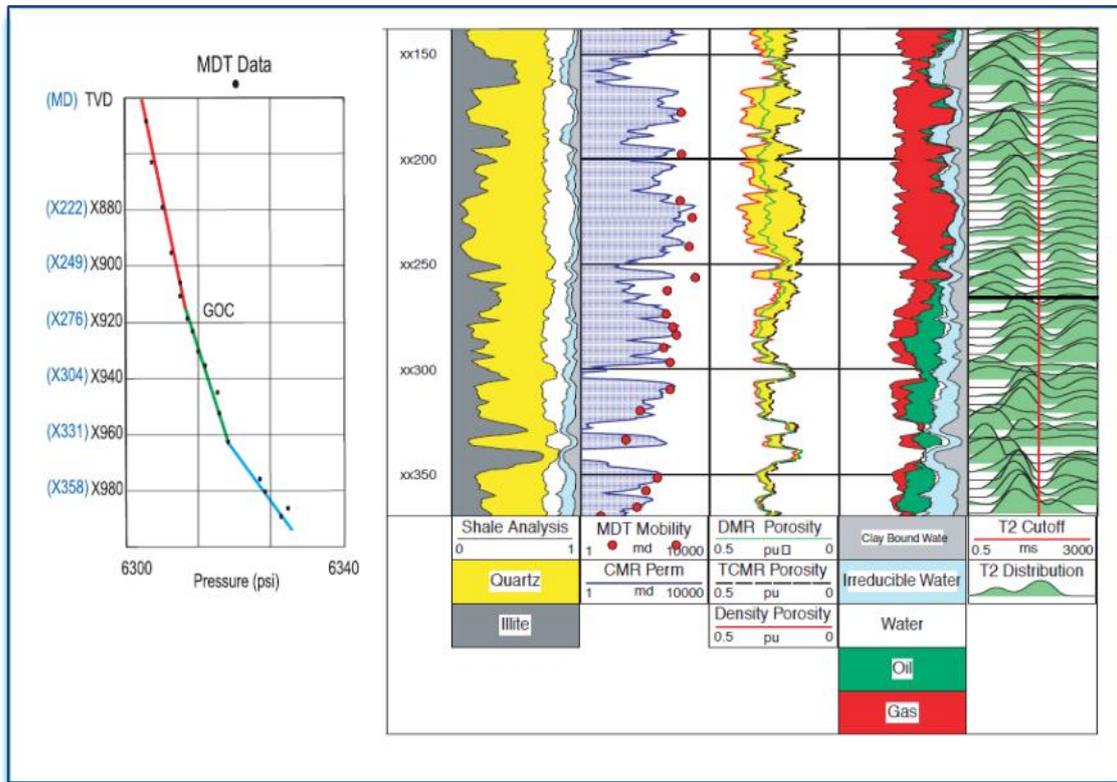


Figure III.8 : Profil de pression

III.7.5. Interprétation des profils de pression

On construit ce profil de pression pour évaluer le contact de fluide est pour déterminer les gradients de pression, nous alignons le maximum de points passant par la même droite. L'intersection des gradients de pression correspond à différentes profondeurs, et nous renseigne sur les contacts possibles.

III.7.6. Application [14]

Pour L'interprétation des données de pressions des puits de ZEK dont les valeurs de pression en fonction de profondeur (figure de profile de pression)

a donné les résultats suivants :

- Un gradient de **0.7 kg/cm² /10m** correspond à de huile pour le puits ZEK5 et ZEK4H
- Un gradient de **1,2 kg/cm² /10m** correspond à de l'eau pour le puits ZEK1

➤ Évaluation des contacts

Deux fluides ont été détecté (huile et eau).

Le contact « huile-eau » est estimé à une profondeur de (- 3261m).

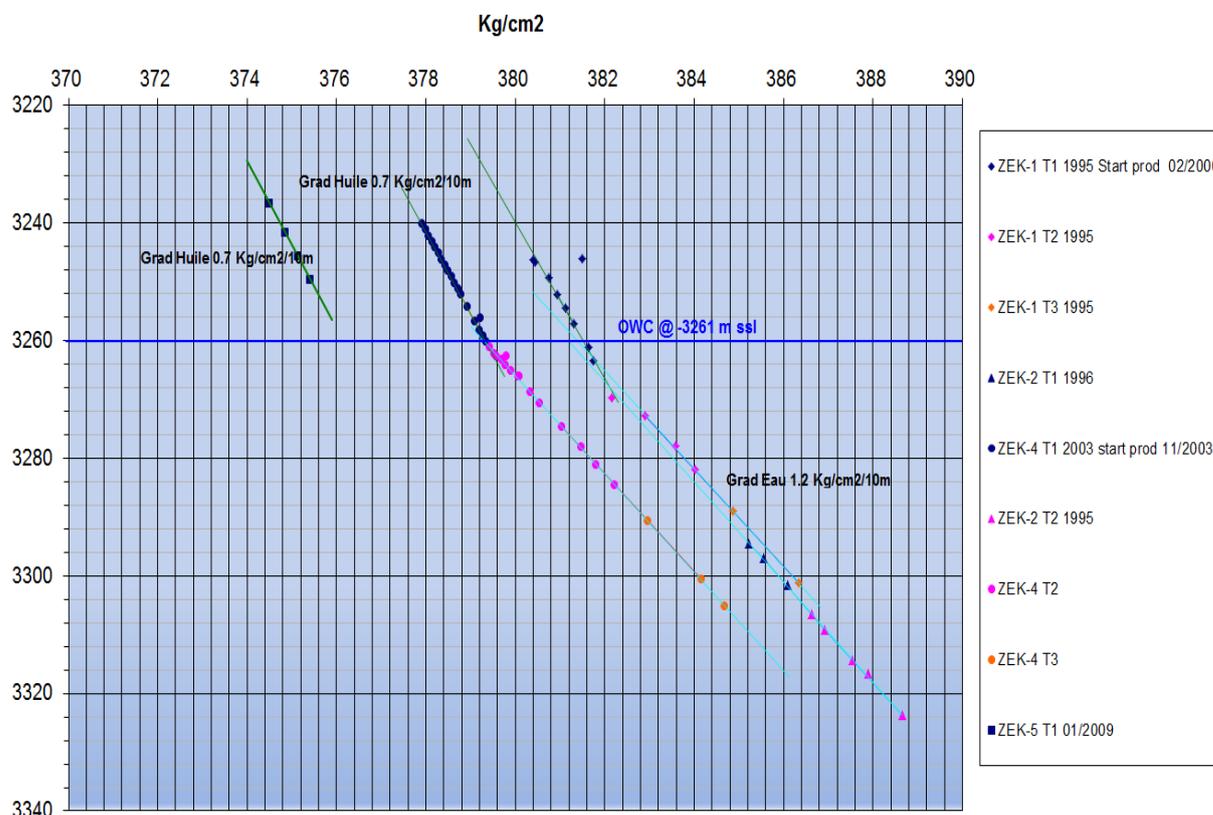


Figure III.9 : Mesures de pression MDT du champ de ZEK [14]

III.8. Analyse des résultats des diagraphies [14]

Nous allons procéder à une analyse globale des informations recueillies par les diagraphies.

III.8.1. Analyse régionale

On peut dire que notre étude faite pour quelques puits, nous a permis la reconnaissance de quelques paramètres géologiques caractéristiques de notre réservoir.

Donc notre formation composée par deux composants minéralogique

- Trias Argilo Carbonaté: **ILLITE – DOLOMITE.**
- Fm. Tadrart: **QUARTZ – ILLITE.**

Ces modèles minéralogiques représentent suffisamment la lithologie complexe de la matrice rocheuse de ce réservoir.

On a une résistivité variante entre 1-3 ohm*m dans les niveaux argileux des Formations T.A. Carbonaté et T.A.G.I, et environ de 8 - 10 ohm*m dans les niveaux argileux du Dévonien Inférieur.

II.8.2. Sélection des paramètres pour l'analyse pétrophysique

Les paramètres d'analyse pétrophysiques ont été sélectionnés en utilisant des crossplots, et en prenant en considérations les valeurs du manuel des propriétés physiques des roches et des fluides. Ces valeurs sont en accord avec les paramètres utilisés dans l'interprétation pétrophysique antérieure du champ.

<i>Fm. T.A.G.I.- TADRART</i>	<i>Densitégr/cm</i>	<i>Neutron %</i>	<i>Résistivité ohm.m</i>	<i>Acoustique µsec/ft</i>	<i>Gamma Ray GAPI</i>
<i>ILLITE</i>	2,89	0,12	-----	75	130
<i>DOLOMITE</i>	2,58	0,24	1-10	85	150
<i>SILT</i>	2,65	-0.0695	-----	55.5	130

Tableau.III.1 : ZEK 5. Paramètres utilisés en Elan Plus dans le modèle pétrophysique de la Formation Tadrart

III.8.3. Analyse locale

Dans cette partie, l'analyse des résultats concerne les paramètres pétrophysiques calculés à partir des données diagraphiques (les log des puits voir Figure III.12) et en appliquant les cut-off suivants:

Fm. Tadrart Cut-off VCL > 30% - Cut-off PHI <9% - Cut-off SW > 70%

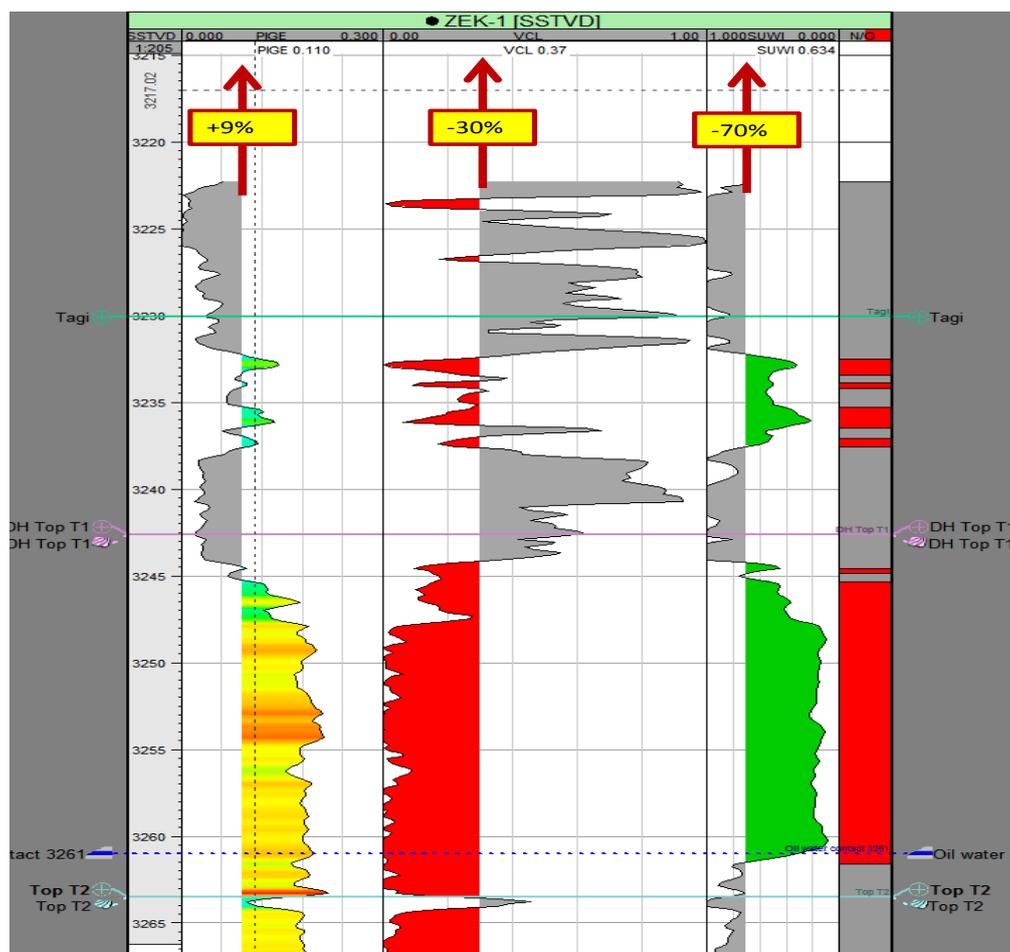


Figure III.10: Cut-off de la formation Tadrart

• Puits ZEK5

Au niveau de ce sondage, l'épaisseur totale de ce réservoir Pour le niveau T1 est de **23,3 m**, il se situe entre les côtes (-3230,00 m et -3253,4 m)

- ❖ La saturation en eau de formation (S_w) est estimée à **15,6%**.
- ❖ Net sand **18,28 m**.
- ❖ Net pay **17,94 m**.
- ❖ Porosité Moyenne **18,00%**
- ❖

Pour le niveau T2 l'épaisseur est de **21,6m**, il se situe entre les côtes (-3253,4 m et -3275,0 m)

- ❖ La saturation en eau de formation (S_w) est estimée à **40,5%**.
- ❖ Net sand **17.13 m**.
- ❖ Net pay **6.4 m**.
- ❖ Porosité Moyenne **17,1%**

Fin de forage: 17/01/2009

RT = 181.9 m
GL = 172.9 m

ZEK 5
Fm. TADRART

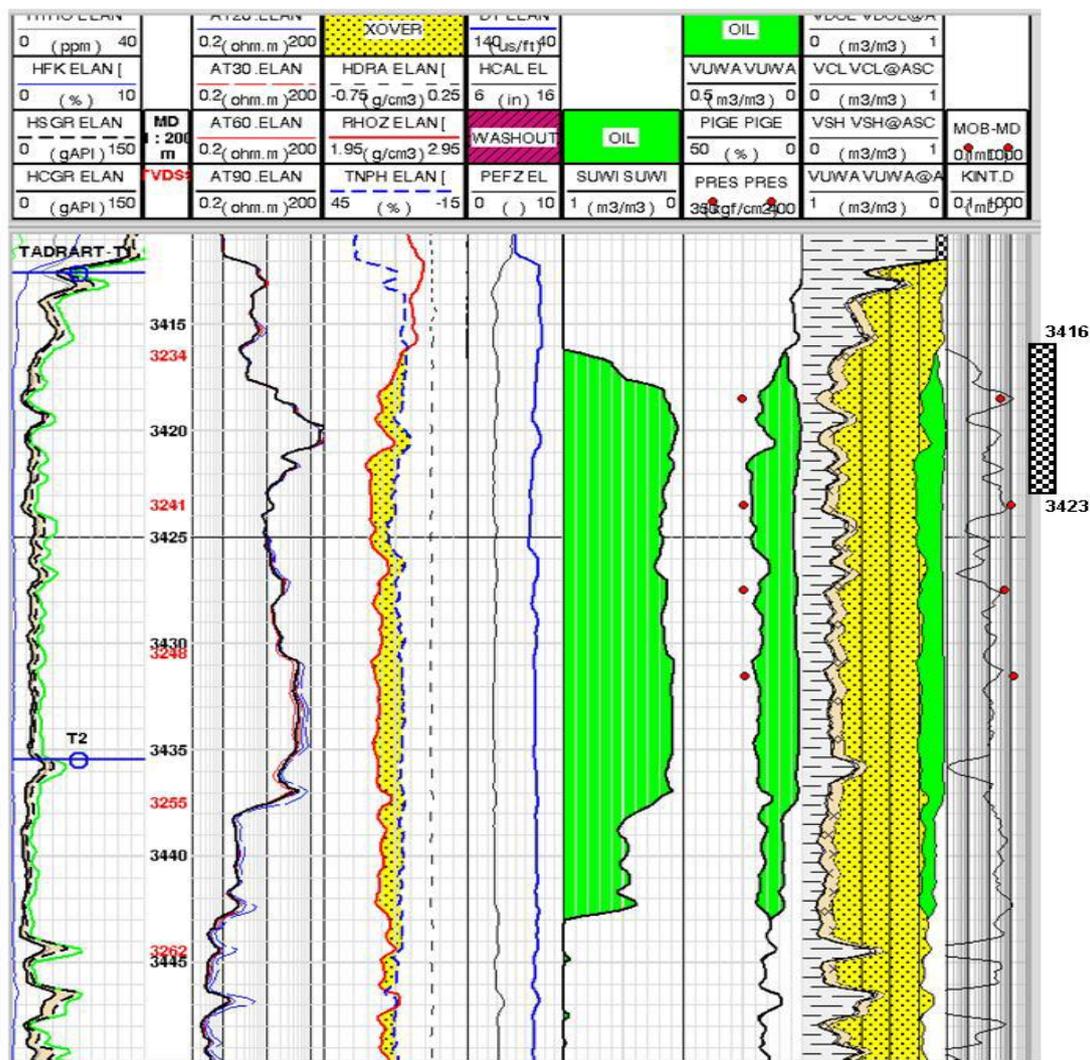


Figure.III.11 : ZEK 5 - Analyse Pétrophysiques de la Fm Tadrart

III.8.4. Contacts fluides

Les types de contact et les profondeurs relatives pour les puits de ZEK, tirés par les diagraphies :

ZEK-4 profondeur contact -3263 (m. NM)

ZEK-5 profounder contact-3261 (m. NM)

L'analyse des diagraphies est douteuse pour le puits ZEK-5 (trou pilot), car on pourrait remonter l'OWC jusqu'à -3263 m N.M, où on enregistre une première chute des valeurs de résistivité, 1.5 mètres plus haut par rapport à la définitive chute de la résistivité. la remontée du FWL à ZEK-5 est compatible avec plus de trois années de production par ZEK-4H.

Compte tenu des doutes dans l'interprétation des diagraphies du puits ZEK-5, on a choisi de prendre la profondeur de -3261 m N.M.

Les mesures par MDT montrent le FWL à la profondeur de -3261 m N.M, ces résultats obtenus avec le MDT concordent parfaitement avec ceux des diagraphies.

Le MDT est estimé à une profondeur de 3261 m. Cette différence de 2m n'est pas suffisante pour affirmer que les résultats ne coïncident pas.

Au cours de cette étude, l'outil MDT nous donne l'intervalle correspondant à chaque fluide ainsi que son gradient et sa densité.

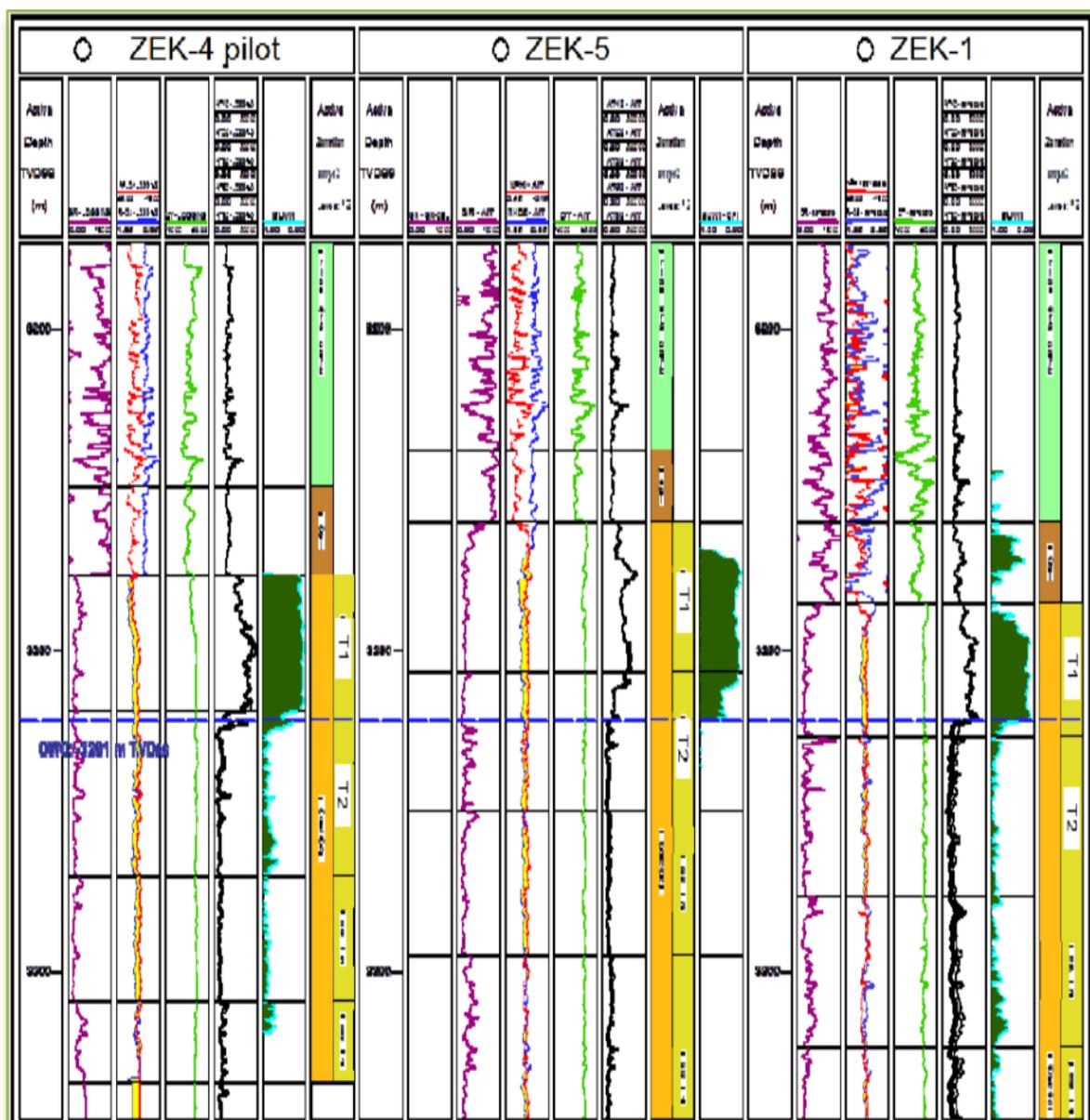


Figure III.12 : log ZEK-1, ZEK-4, ZEK-5

III.10. Application sur les carottes [15]**III.10.1. Description lithologique et observations**

PUITS: ZEK 4 Pilot hole; Formation Tadrart de -3414 m à -3424,5 m

- ✓ **-3414-3415 m:** Argile gris-vert, tendre à indurée, silteuse.
- ✓ **-3416 m:** Grés quartzeux blanc à beige, fin à moyen, sub anguleux à sub arrondi, moyen à bien consolidé, ciment siliceux localement pyriteux
- ✓ **-3417-3419,7 m:** Grés quartzeux brun, fin à moyen, sub anguleux à sub arrondi, bien consolidé rarement friable, ciment siliceux.

PUITS: ZEK 4 Pilot hole

<i>N</i>	<i>Profondeur</i>	<i>Perméabilité</i>	<i>Porosité</i>	<i>G/Densité</i>
	<i>(m)</i>	<i>(mD)</i>	<i>(%)</i>	<i>(g/cc)</i>
1	3414,19	0,08	4,10	2,77
2	3415,00	5,57	11,94	2,71
3	3415,20	100,74	17,96	2,67
4	3415,50	1317,28	22,11	2,62
5	3415,75	1469,59	23,35	2,63
6	3416,00	1878,14	24,03	2,63
7	3416,25	815,43	22,19	2,64
8	3416,50	1541,04	24,24	2,63
9	3416,75	818,95	23,36	2,64
10	3417,00	866,88	23,88	2,64
11	3417,25	556,01	24,86	2,64
12	3417,50	993,68	23,67	2,63
13	3415,75	172,21	17,10	2,64
14	3418,00	796,12	22,75	2,63
15	3418,25	1573,43	24,32	2,63

16	3418,50	590,98	24,61	2,63
17	3418,75	830,38	24,79	2,64
18	3419,05	1300,93	24,61	2,64
19	3419,20	1472,45	22,83	2,65
20	3419,70	741,58	21,81	2,64

Tableau III.2: Données pétrophysiques sur les carottes**III.10.2. Spectral Log Gamma Core**

Intervalle de profondeur : 3414,00 à 3419.70 m

Echelle :1/200 pour un pas de foot.

SPECTRAL GAMMA-RAY MEASUREMENT Well: ZEK-4 H Core 1					
Prof	K (%)	U (ppm)	Th (ppm)	GR tot (API)	GR – U (API)
3414,00	0,0294	0,00	4,72	43,10	43,10
3414,30	0,0270	0,76	4,20	43,80	33,10
3414,61	0,0026	0,05	0,60	9,80	9,10
3414,91	0,0006	0,00	0,11	1,10	1,10
3415,22	0,0053	0,00	1,63	15,50	15,50
3415,52	0,0045	0,00	1,59	14,80	14,60
3415,83	0,0006	0,00	0,20	1,10	1,10
3416,13	0,0005	0,00	0,33	1,80	1,80
3416,44	0,0006	0,00	0,12	2,10	2,10
3416,74	0,0005	0,03	0,07	1,80	1,40
3417,05	0,0003	0,04	0,22	2,80	2,00
3417,35	0,0004	0,06	0,22	2,20	1,20
3417,66	0,0007	0,02	0,26	2,10	1,90
3417,96	0,0024	0,10	0,72	10,50	9,30
3418,27	0,0057	0,07	1,57	16,20	15,50

3418,42	0,0057	0,00	1,73	15,30	15,30
3418,73	0,0011	0,00	0,38	5,60	5,60
3419,03	0,0006	0,03	0,11	1,50	1,00
3419,34	0,0008	0,02	0,28	4,60	4,40
3419,64	0,0023	0,00	0,62	9,20	9,20

Tableau III.3: Mesures des GAMMA –RAY

Chapitre IV

Modèle statique

IV.1. Modèle Géologique

La modélisation géologique s'intéresse à la représentation du sous-sol sur ordinateur. Elle date des années 80 et a été rendue possible grâce aux progrès de la Conception Assistée par Ordinateur (CAO) et de l'informatique graphique.

La modélisation géologique est particulièrement utilisée dans le domaine de l'exploration pétrolière où le nombre de données et les volumineux calculs effectués nécessitent l'emploi d'ordinateurs. Dans ce cas, les modèles géologiques utilisés (earth models) sont de plusieurs types. Ils peuvent concerner soit des gisements, et donc des réservoirs individuels (modèles de réservoirs) soit des bassins dans leur ensemble (modèles de bassin) [7].

La modélisation statique (géologique) du réservoir est réalisée au fur à mesure de l'acquisition des données lors du développement du champ. Le modèle décrit les propriétés du réservoir et il ne tient pas en compte des données production. Cette modélisation est complexe car le spécialiste ne disposant d'information que sur une infime partie du gisement qu'il étudie. Ces informations proviennent généralement de mesures sur **carottes**, de **diagraphies**, ou de la **sismique** du champ pétrolier afin d'évaluer l'ensemble des caractéristiques non plus à quelques endroits donnés mais sur l'ensemble du réservoir [17].

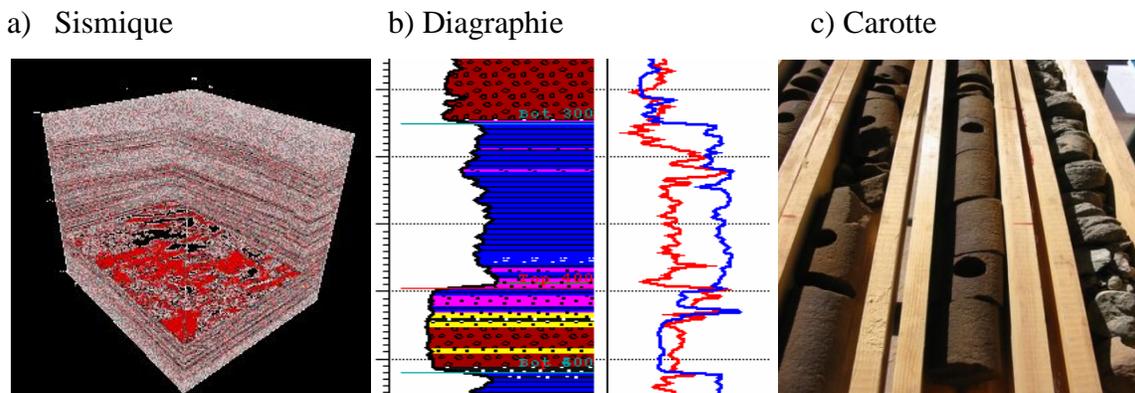


Figure IV.1: Données nécessaires pour construire un Modèle Statique [17].

Cette étape de modélisation est très importante, car la qualité de simulation du comportement d'un réservoir est fortement liée au réalisme du modèle géologique. Pour cette raison, il est indispensable de savoir intégrer des données de natures différentes (sismique, diagraphie, mesure de carotte ...) dès cette première étape de modélisation [18].

IV.2. Etape de la construction du modèle géologique

Comme nous pouvons le voir sur la figure IV.2 ci dessous, plusieurs earth models sont utilisés lors de la chaîne de traitements de l'exploration pétrolière :

- **Le modèle structural** : Un modèle structural est un assemblage de surfaces géologiques [19] [20] qui correspondent à des limites d'unités stratigraphiques, à des failles, à des chevauchements voire à des arrangements plus complexes (réseaux de failles, chenaux, cheminée). Un tel géo modèle résulte d'une interprétation géologique, qui permet d'identifier les objets présents et de préciser leurs relations spatiales et chronologiques.

Le modèle structural est une étape essentielle de la chaîne de traitements de l'exploration pétrolière. Il est un des résultats essentiels pour la suite de la modélisation. C'est le **squelette** sur lequel pourront être construits les modèles futurs.

- **Le modèle stratigraphique** : est une extension du modèle structural obtenue par ajout de maillages volumiques. Ceux-ci permettant de discrétiser finement les volumes délimités par les surfaces géologiques. Il est souhaitable que les maillages se moulent autant que faire se peut sur la structure des couches sédimentaires présentes au sein des volumes géologiques. Par exemple, si les dépôts sont disposés de manière parallèle, le maillage sera fortement régulier [7].
- **Le modèle de propriétés géologiques** : permet de remplir le modèle stratigraphique avec des propriétés pétro-physiques, telles que des porosités (proportion d'espaces libres dans la roche) ou des perméabilités (proportion d'espaces libres connectés dans la roche), utiles pour effectuer ensuite des simulations d'écoulement. [7].

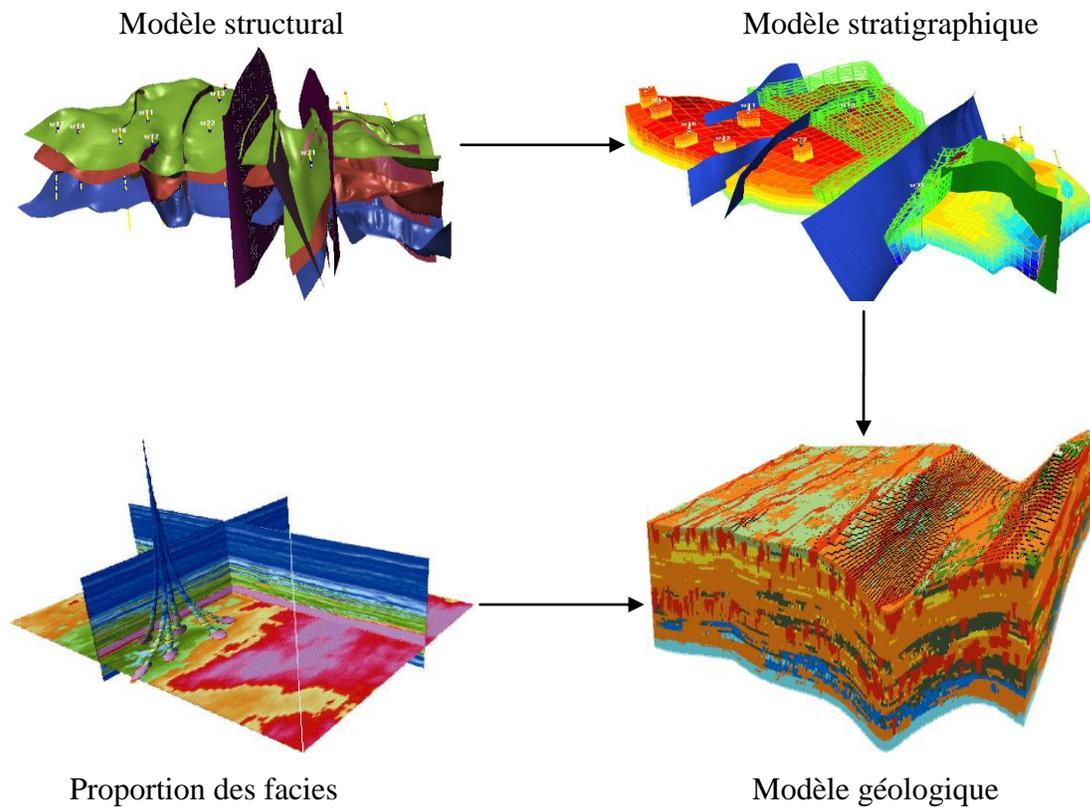


Figure IV.2: Le workflow de la modélisation géologique d'un gisement [17]

IV.3. Modèle Statique du champ de ZEK

IV.3.1. Introduction

Le modèle statique du champ de ZEK (réservoir Tadrart) a été construit à partir des résultats analytiques et des interprétations réalisées par les puits du champ de ZEK. Les corrélations litho-stratigraphiques et les interprétations pétrophysiques ont été revues et validées.

À partir de ce cadre stratigraphique, différents Rock- Type par réservoir ont été définis à l'aide du logiciel TIGRESS et avec le support de l'interprétation sédimentologique. Ensuite, un modèle statique 3D a été construit à l'aide du logiciel PETREL en intégrant les interprétations de la sismique, sédimentologique et pétrophysiques disponibles. Enfin la construction de ce modèle va nous permettre de calculer le volume d'huile en place dans le réservoir.

La construction du modèle géologique de ZEK est réalisée en deux étapes principales :

- Modélisation structurale de l'enveloppe de réservoir Tadrart, incluant le maillage final.
- Simulation des faciès ou rock-types suivi de la modélisation des propriétés pétrophysiques par rock-type et par unité.

IV.3.2. Modélisation structurale et stratigraphique

IV.3.2.1. Méthodologie [21]

La construction du modèle structural a été réalisée de manière classique au travers des étapes suivantes :

1. Modélisation des plans de faille.
2. Modélisation du réseau de failles (intersections des failles entre elles).
3. Modélisation des principales surfaces géologiques interprétées dans la sismique et convertis en profondeur.
4. Insertion des horizons géologiques dans les intervalles créés, à partir des marqueurs géologiques interprétés aux puits.
5. Construction de la grille 3D.

IV.3.2.2. Modélisation des failles

-Toutes les failles ont été modélisées avec des « pillars » de types linéaires (c'est à dire comme des droites définies par deux points), à partir de failles repositionnées en profondeur comme les montre les deux figures IV.3 et IV.4.

-Les failles antithétiques n'ont pas été modélisées comme s'appuyant sur les failles majeures associées afin d'éviter au maximum les problèmes lors de la construction de la grille 3D.

-Tous les « pillars » des failles ont été prolongés jusqu'à l'horizon S4 vers le haut et jusqu'au mur du Tadrart vers le bas afin de contrôler exactement la position des failles et la grille 3D sur toute la hauteur du modèle.

-Les failles prolongées artificiellement et ne devant pas affecter certains horizons ont été désactivées pour ces mêmes horizons lors de leur modélisation.

-Les intersections latérales entre failles ont été simplifiées dans certains cas.

-Certaines distorsions n'ont pu être évitées dans des zones où les failles du modèle imposent des directions opposées sur des petites distances, comme dans la zone de la crête du compartiment principal de ZEK.

En tout, on peut résumer que dans le modèle géologique, six failles ont été prises en considération suivant une orientation NE-SW liées à la direction du système de faille de la région « El Borma »

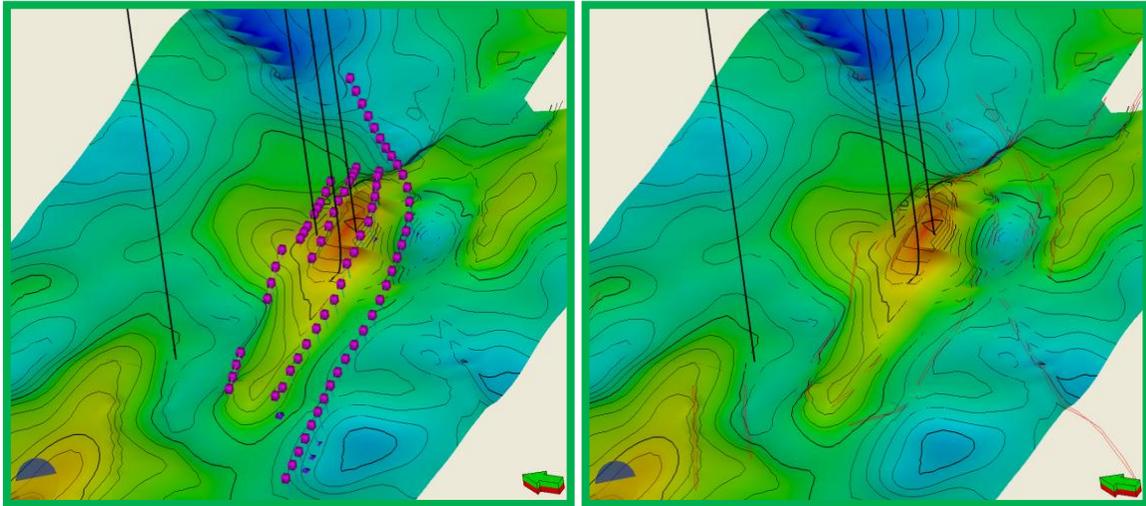


Figure IV.3: Carte du réseau des failles modélisé **Figure IV.4:** Carte du réseau des failles

IV.3.2.3. Modélisation des surfaces géologiques

La modélisation des horizons géologiques se décompose en deux étapes:

- Modélisation des quatre horizons principaux pour lesquels on dispose d'une interprétation de la sismique (voir l'interprétation sismique), les cartes de ces horizons modélisés guideront la modélisation lors de l'étape suivante de l'ensemble des autres horizons géologiques. Les filtres appliqués aux cartes en profondeur autour des failles ont été adaptés en fonction des données de chaque horizon et des éditions réalisées pour une modélisation optimale des horizons principaux.

- Les horizons intermédiaires ont ensuite été insérés. L'insertion de ces surfaces par méthode « conforme » ou par l'emploi d'une épaisseur constante pour mieux éviter les biseaux non-désirés n'a pas donné de résultats satisfaisants. En effet, la plupart des couches sont considérées comme continues sur le champ de ZEK, aucun puit n'ayant marqué une absence, bien que certaines couches soient effectivement d'épaisseurs très réduites par endroits.

- Le réservoir de la formation Tadrart du champ de ZEK a été découpé en sous-niveaux (« Zone » T1, T2,, T8) dans tous les puits du champ.

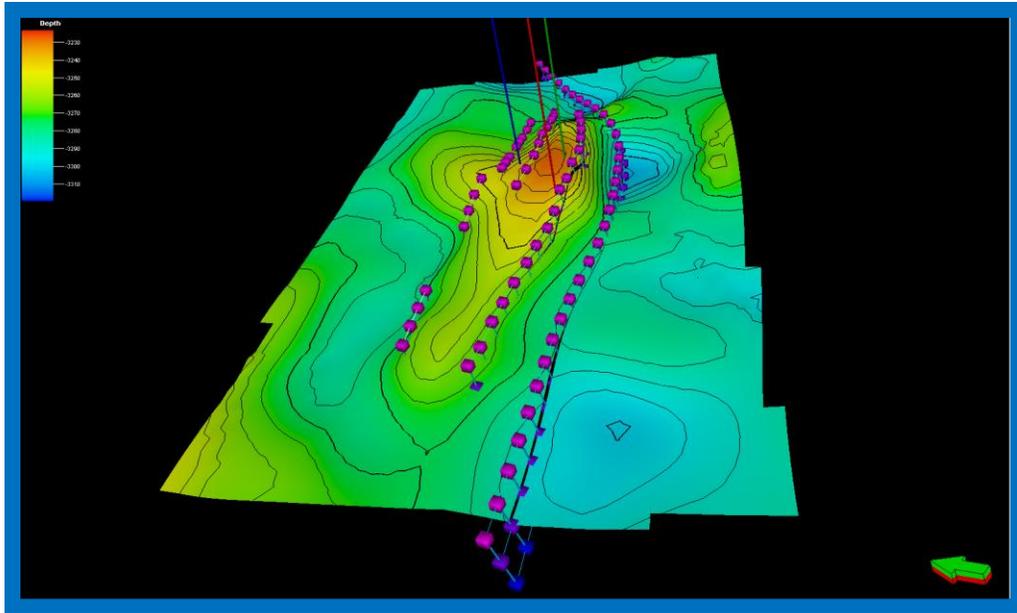


Figure IV.5: Carte modélisée du toit réservoir Tadrart du champ de ZEK

IV.3.2.4. Construction de la grille 3D

A partir de l'interprétation des horizons sismiques et les surfaces géologique on a démarré la construction du model structural en réalisant la modélisation 3D des failles et le calage de la carte de la discordance Hercynienne (surface d'érosion qui dans cette partie du Bassin de Berkine coïncide avec le top du réservoir Tadrart), de cette façon en obtient un modèle de la grille 3D du réservoir.

a) La dimension des mailles

La variabilité des structures géologiques est, en général, plus fine verticalement qu'horizontalement. Cette anisotropie spatiale impose l'anisotropie de discrétisation, la dimension horizontale de maille est souvent supérieure à sa dimension verticale. La maille d'un modèle géologique en 3D peut être d'ordre de 100m, 100m et 1m en X, Y, Z)

b) Découpage horizontal

La grille 3D finale obtenue a une résolution moyenne de 100m par 100m sur le plan horizontal selon une orientation dans la direction Nord-Est, donnée par les failles présentant une orientation similaire comme la montre la figure IV.6 ci-dessous.

c) Découpage vertical

Une fois obtenue la séquence verticale des faciès dans chaque puits (détaillé dans le chapitre), on a partagé chaque sous-niveau (zone) de la TADRART dans un numéro de « layer » (couches à épaisseur constantes pour chaque zone) suffisant pour ne pas perdre

la fine description en faciès, le réservoir TADRART a été découpé en plusieurs zones mais dans la construction de notre modèle on a pris en compte T1 et T2, les autres zones sont totalement au dessous du contact huile-eau.

Le découpage des zones T1 et T2 est réalisé on respectant le nombre total des cellules pour que le logiciel Petrel ne trouve pas un problème dans la simulation.

Puisque il ne s'agit pas d'un grand champ de point de vue superficielle, on a découpé les deux zones TADRART T1 et T2 en plusieurs sous-couches pour avoir une bonne précision en termes des valeurs pétro-physique de chaque cellule au niveau des puits.

Le découpage des zones T1 et T2 est résumé dans le tableau suivant :

Tadrart zone	Nombre des couches
T1	28
T2	36

Tableau IV.1: Découpage vertical de la grille du réservoir Tadrart

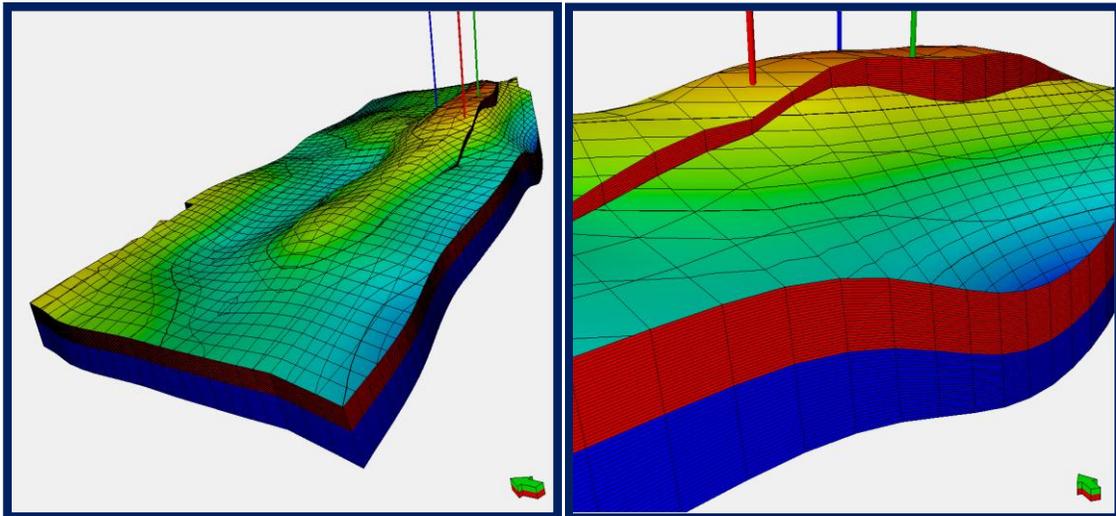


Figure IV.6: Carte de la grille 3D avec le découpage vertical final (Logiciel Petrel)

IV.3.3. Modélisation des propriétés pétro-physiques

La modélisation des propriétés pétro-physiques est obtenue après la construction finale de la grille 3D, dans ce modèle, on importe les propriétés des roches et les principales variables d'intérêt sont la porosité, la perméabilité et la saturation en eau. Ces propriétés sont définies sur les mailles traversées par les puits et ensuite distribués par les méthodes stochastiques.

IV.3.3.1. Méthodologie [22]

Les principales méthodes de la modélisation des propriétés pétrophysiques sont les méthodes de la distribution géostatistique en utilisant des algorithmes stochastiques.

Deux méthodes en été utilisées pour ce modèle :

- ❖ Simulation Séquentielle d'Indicatrices (SIS) : pour les propriétés Rock-Type (ou facies), exploitant les résultats de la classification des diagraphies.
- ❖ Simulation Séquentielle Gaussienne (SGS) : cette méthode est utilisée dans la distribution de la porosité, les corrélations porosité- perméabilité sont ensuite appliquées. La saturation en eau est également dérivée d'une formule empirique appliquée à la porosité.

IV.3.3.2. Individuation des facies

D'abord il faut expliquer que la distinction des divers facies à l'intérieur de la Formation TADRART a été faite pour essayer de caractériser les zones où les valeurs de perméabilité sont insuffisantes pour pouvoir les considérer « facies réservoir »; la valeur minimum de perméabilité acceptable a été fixée à 3 mD, à laquelle correspond une valeur de porosité de 8% (voir le crossplot perméabilité on fonction de la porosité « k_{core} vs ϕ_{core} » ci-dessous).

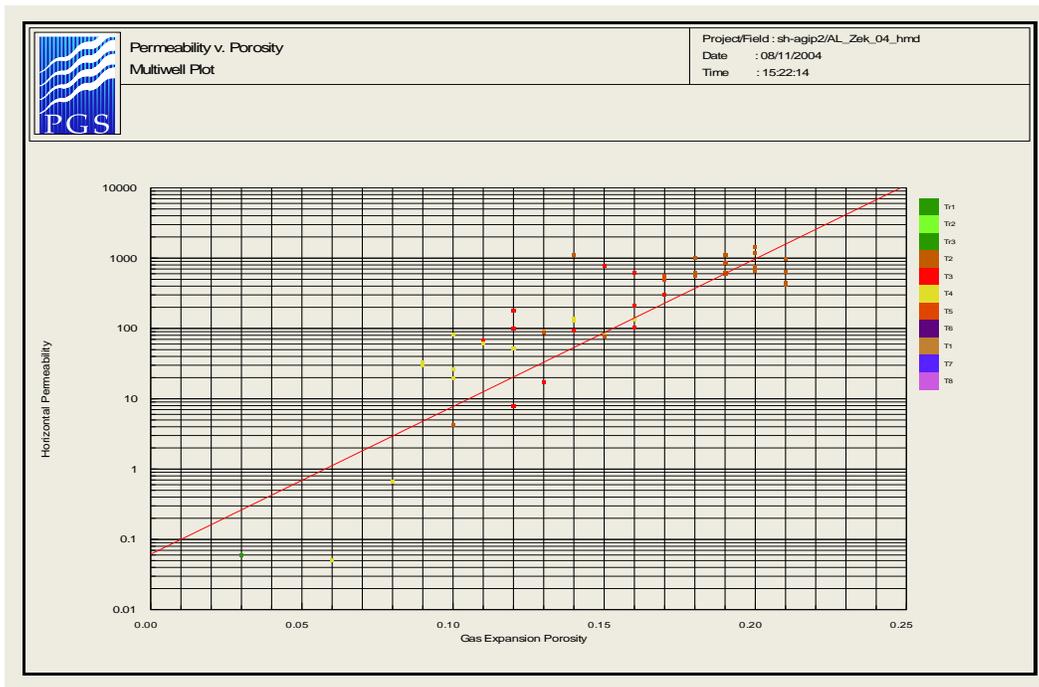


Figure IV.7: Cross plot Perméabilité (K-core) VS Porosité (ϕ -core)

En examinant le cross plot volume d'argile en fonction de la porosité «VCL-PHI» (**Figure IV.8**) on peut voir comment les valeurs de porosité sont dispersées surtout en correspondance de basses valeurs de volume d'argile; c'est parce-que presque dans la totalité de son épaisseur, la Formation Tadrart montre des valeurs de volume d'argile comprises entre 0 et 15%, et la porosité est comprise entre le 9% et le 14%, à l'exception de sa partie supérieure dans la zone de ZEK4 où on trouve la porosité supérieure à 20%. Dans le but d'isoler le faciès n'ayant pas les caractéristiques de réservoir (faciès argile) on a appliqué un Cut-off max. de volume d'argile (0.30) et min. de PHI (0.09); les autres faciès ont été distingués en « grès moyen » et « grès grossier » sur la base des valeurs de porosité ($0.09 < \text{PHI} < 0.14 \rightarrow$ grès moyen; $\text{PHI} > 0.14 \rightarrow$ grès grossier).

Dans le crossplot « VCL vs PHI » ci-dessous on peut observer la totalité des points par les courbes CPI des puits ZEK1, ZEK3 et ZEK4 à l'intérieur de la Tadrart.

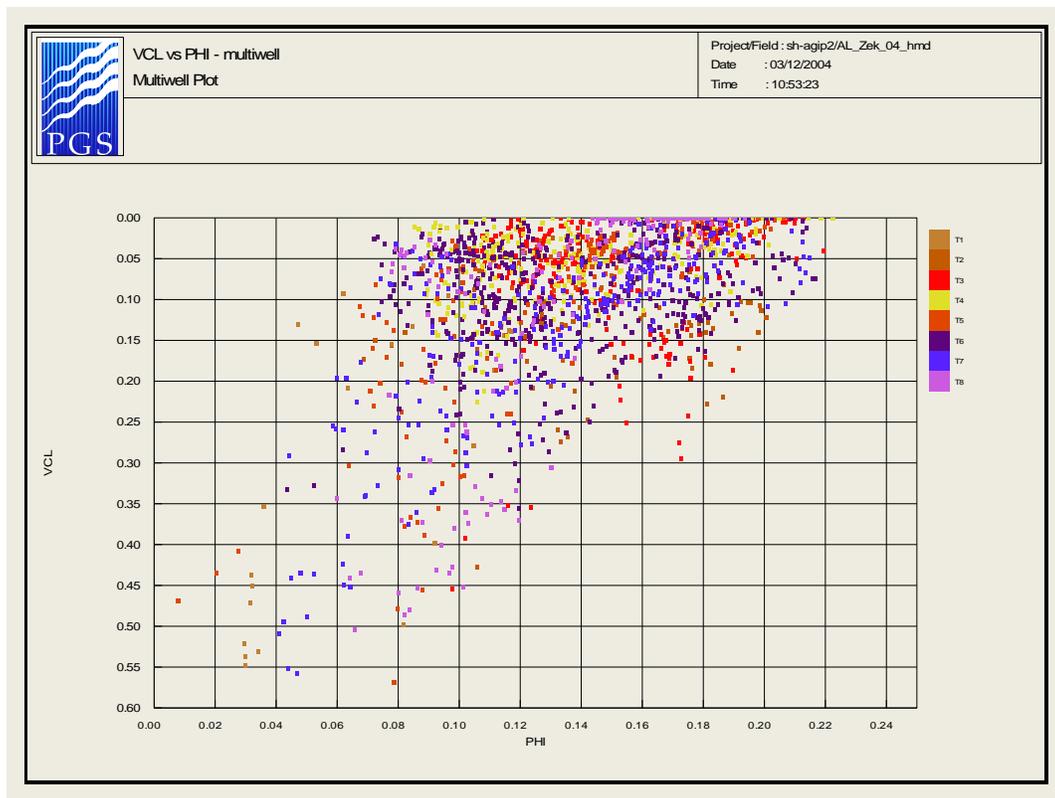


Figure IV.8: Cross plot Volume d'Argile (VCL) VS Porosité (phi)

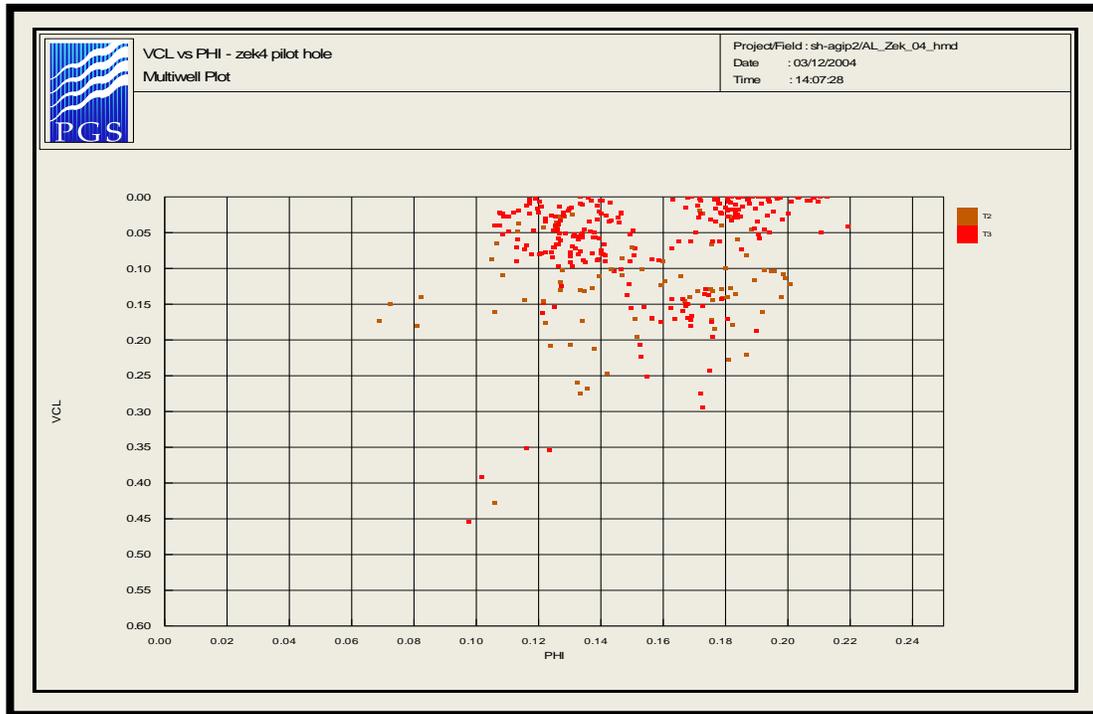


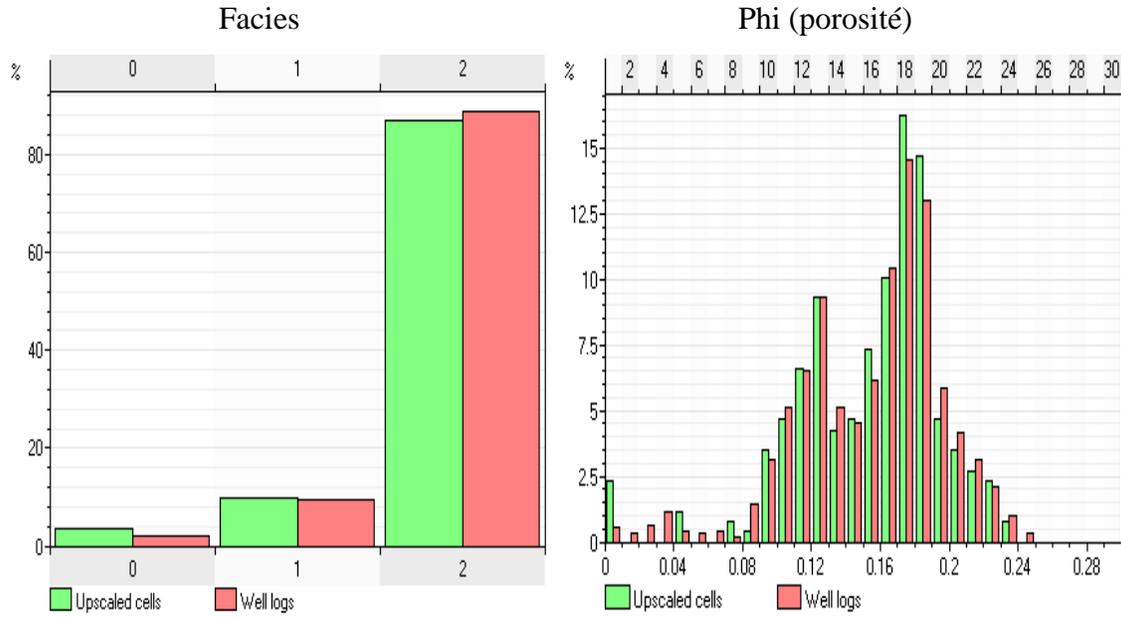
Figure IV.9: Cross plot Volume d'Argile (VCL) VS Porosité (phi) (ZEK -4)

IV.3.3.3. Log upscaling

Cette étape consiste à affecter une valeur aux cellules traversées par les puits en calculant une moyenne des valeurs des courbes se trouvant localisée dans chacune de ces cellules. Ces valeurs serviront ensuite de données primaires aux algorithmes de remplissage de la grille et seront honorées par ces algorithmes.

La méthode choisie a nécessité « l'upscaling » de deux courbes, l'une de type discret (Rock Types), pour laquelle on a utilisé la méthode consistant à affecter à une cellule le facies y étant le plus fréquemment rencontré, et l'autre, la porosité, de type continue, pour laquelle on a utilisé une moyenne arithmétique des différentes valeurs du log de la porosité traversé par la cellule.

Les figures suivantes montrent les fréquences des différents paramètres pétrophysiques avec une comparaison entre les Log des puits et « l'upscaling » des cellules traversées par ces puits.



(0: argile, 1: grès moyen, 2: grès grossier)

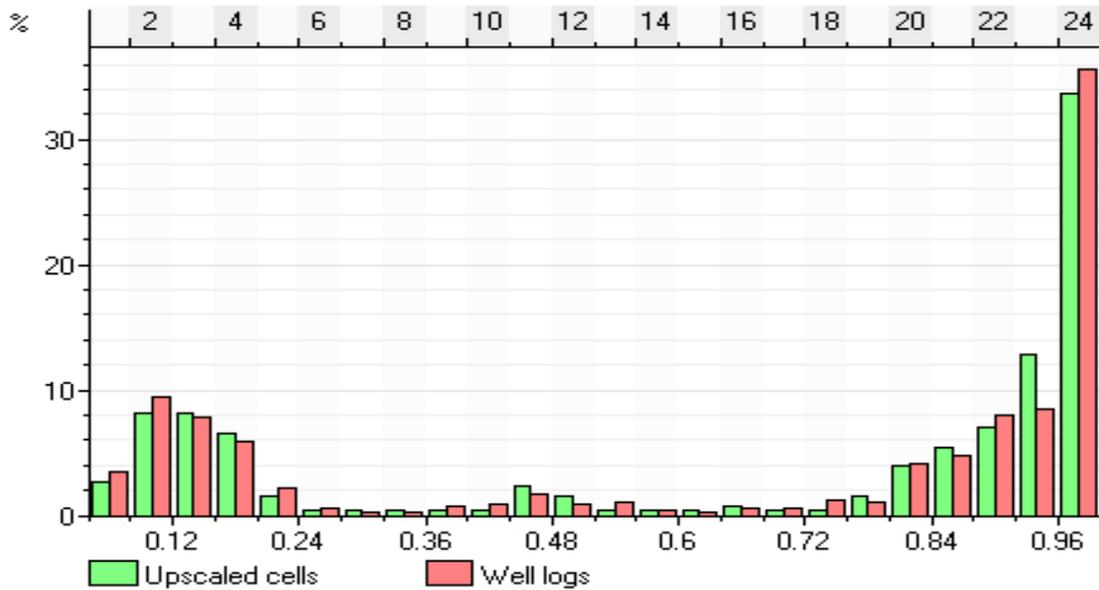


Figure IV.10: Histogramme de Comparaison entre log puit et log upscaling
(Facies, Porosité, Saturation en eau) (Logiciel Petrel)

On voit sur cette comparaison que il n'y pas une grande différence entre les logs des puits et l'upscaling, ceci est due au meilleur découpage des zones de la formation et à l'homogénéité du réservoir Tadrart en terme des faciès.

IV.3.3.4. Modélisation des faciès (Rock Types)

A l'aide du logiciel Petrel, on a modélisé la distribution des trois faciès du réservoir (argile, grès moyen et grès grossier) en 3D dans la formation Tadrart. Cette modélisation a suivi une méthodologie géostatistique basée sur l'algorithme « Séquentiel Indicator Simulation » qui permet d'utiliser une variable continue, dans le cas de la porosité, pour obtenir la distribution d'une variable discrète (faciès) définie à travers des seuils. La distribution des indicateurs est guidée par un variogramme qui exprime l'auto-corrélation spatiale de la variable, c'est à dire la distance des points d'observation entre laquelle les variations sont prévisibles.

La simulation des faciès a été basée sur les données des puits disponibles :

Coupes lithologiques: sur carottes (information directe).

Diagraphies des puits : la corrélation entre les différents puits (information secondaire relativement précise).

La grille utilisée pour cette simulation est de 100 X 100 mètres sur le plan horizontal. L'épaisseur des couches en vertical est égale à l'épaisseur des sous-niveaux détaillés dans le paragraphe (IV.3.2.4).

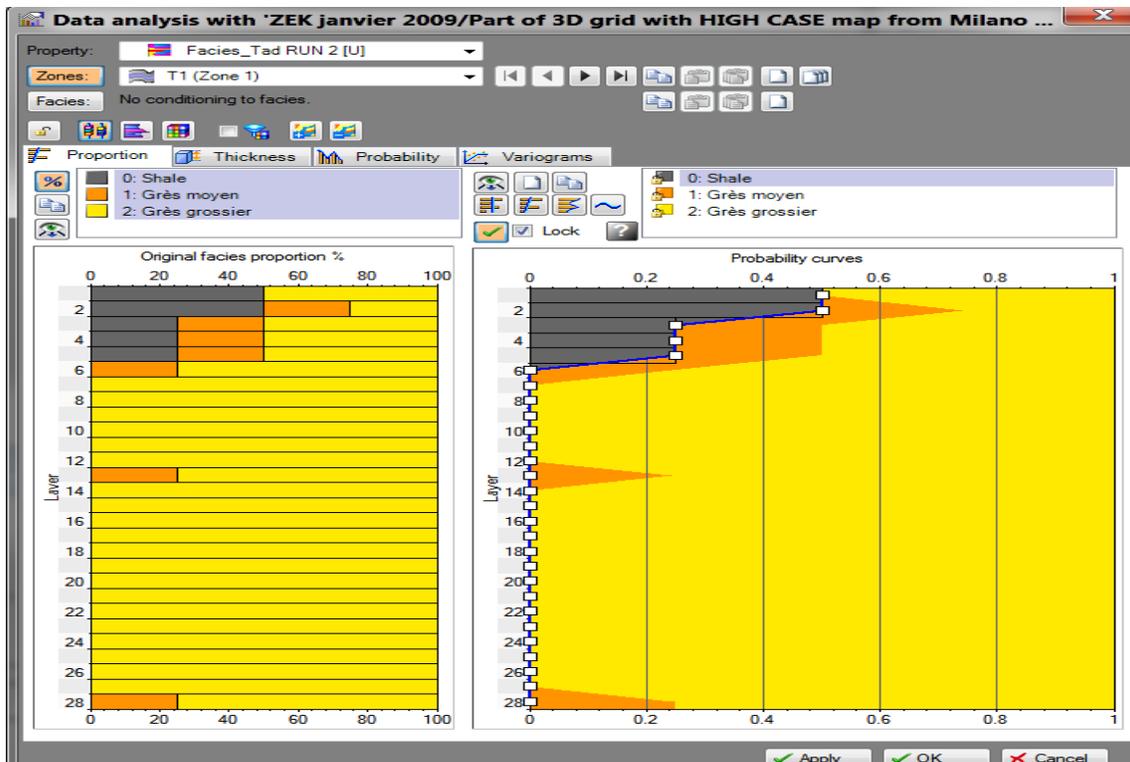


Figure IV.11: la distribution des faciès dans les sous-niveaux de la zone T1

Au départ, seulement les cellules traversées par les puits sont peuplées par les données facies obtenue pas l'analyse sédimentologique et les carottes et les logs des puits.

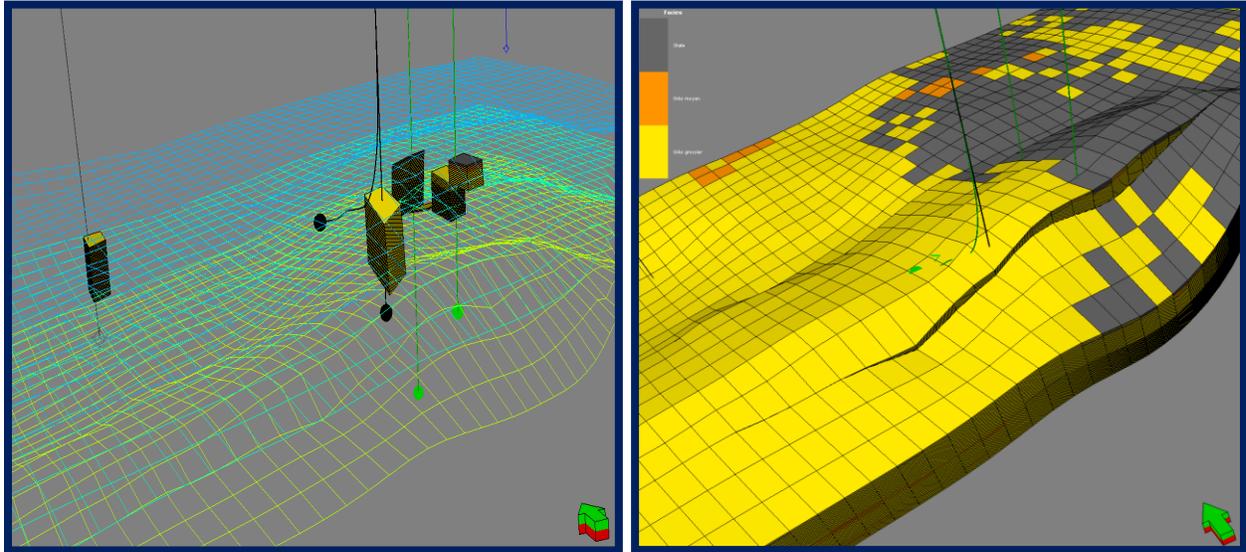


Figure IV.12: Modèle avant la distribution des faciès **Figure IV.13:** Modèle de la distribution des faciès

IV.3.3.5. Modélisation de la porosité

La porosité a été modélisée à partir de la distribution de faciès en utilisant l'algorithme géostatistique « Séquentiel Gaussian Simulation ». Cette technique permet de reconstruire la distribution spatiale d'une variable continue sur la base de sa distribution statistique.

A l'aide du logiciel Petrel, en utilisant l'application « Petrophysical modeling », on a modélisé la distribution horizontale de la porosité dans chaque couche (layer) du modèle.

Dans chaque unité, nous avons appliqué une Simulation Séquentielle Gaussienne (SGS) appliquée indépendamment à chaque faciès pour modéliser la porosité, en respectant les distributions des valeurs observées aux puits.

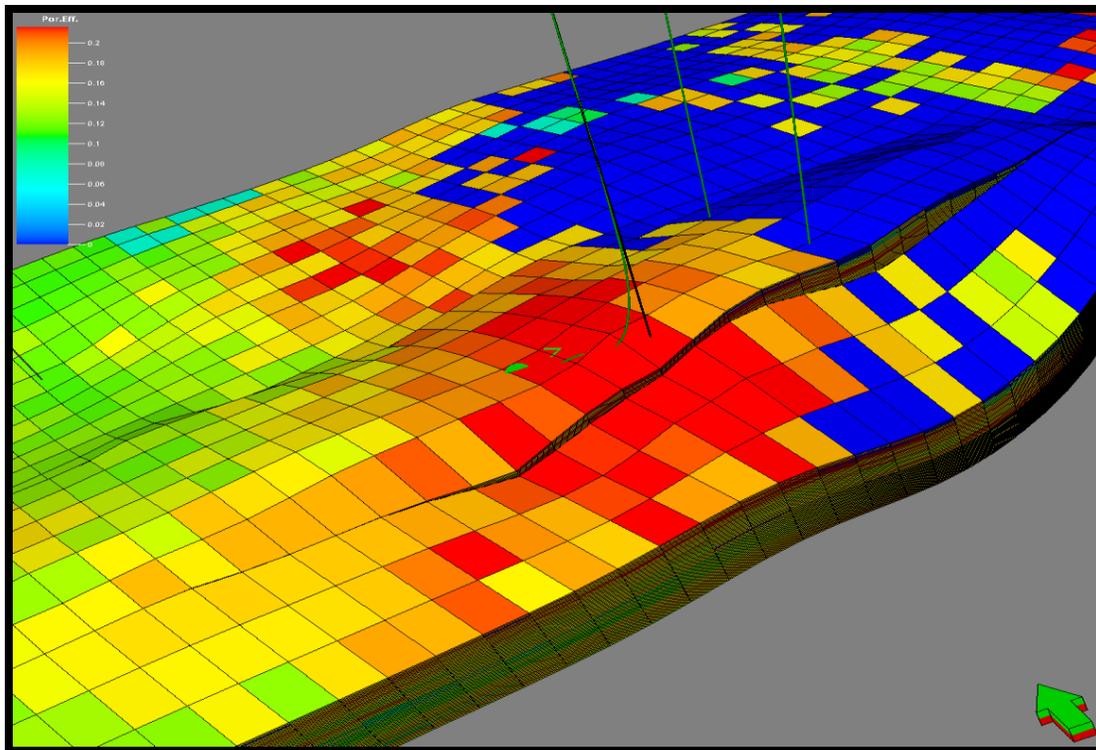


Figure IV.14: Modèle de la distribution de la porosité

IV.3.3.6. Modélisation de la perméabilité

La perméabilité a été déterminée à partir de la corrélation k_{core} vs ϕ_{core} selon la relation linéaire suivante:

$$\text{Log } K = a \cdot \text{PHI} + b$$

- PHI : Porosité
- b : constante
- a : coefficient
- k : perméabilité

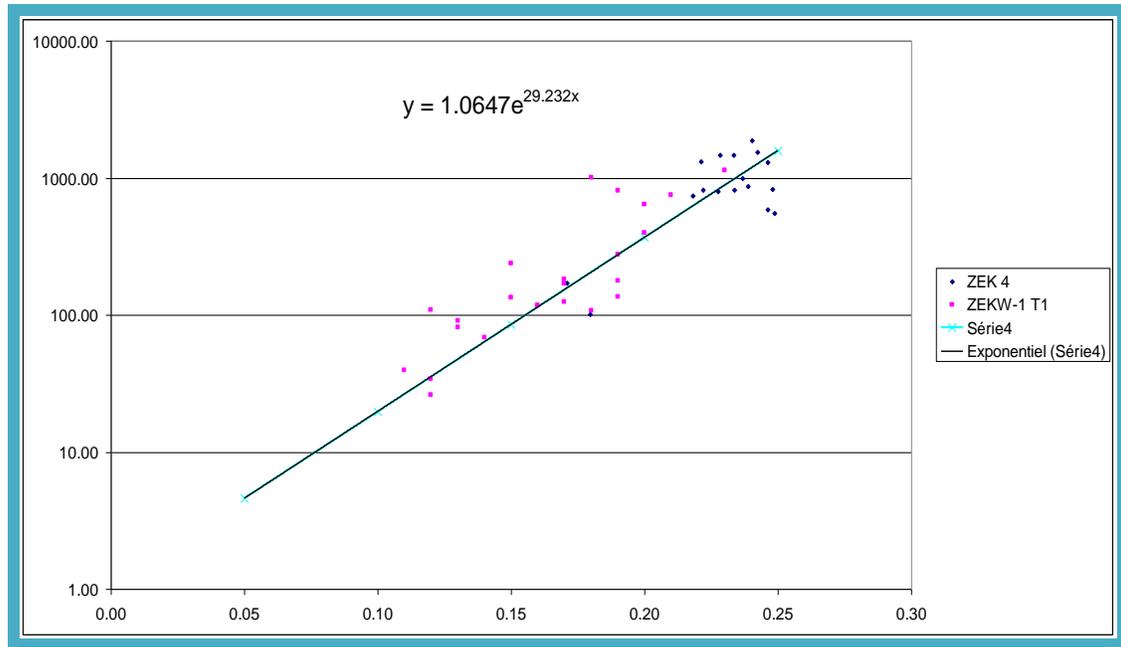


Figure IV.15: Corrélation Perméabilité (K) VS Porosité (PHI)

Cette corrélation a été appliquée dans le modèle de la distribution de la porosité précédemment obtenue, en donnant directement une valeur de perméabilité à chaque cellule à fin d'avoir un modèle de la distribution.

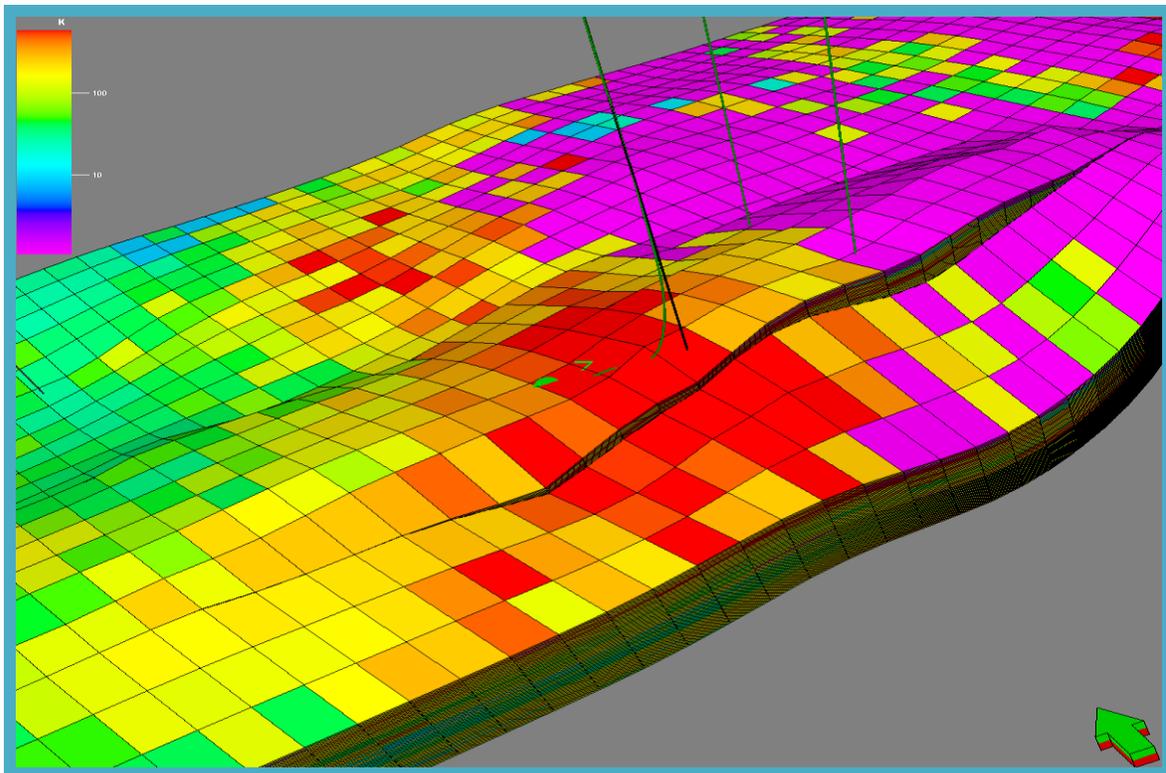


Figure IV.16: modèle de la distribution de la perméabilité

IV.3.3.7. Modélisation de la saturation en eau

Dans le but d'obtenir des valeurs de SW dans toute l'épaisseur de la formation Tadrart, on a d'abord examiné la saturation en eau par les courbes « Computer Processed Interpretation » CPI des puits ZEK1 et ZEK4. On n'a pas pris en considération le puit ZEK3 parce qu'il est totalement minéralisé à l'eau. Le graphe ci-dessous a été réalisé sur la base des données CPI de Porosité et la saturation en eau des puits ci-dessus nommés.

Dans le graphe ci dessous on a activé un filtre de profondeur dans le but d'isoler les points proches au contact huile-eau (points noirs).

Les points bleus sont les moins profonds, les rouges les plus profonds (mais toujours bien au-dessus de la zone de transition et du contact huile-eau). En excluant la zone où les valeurs de SW sont comprises entre le 10% et le 20% sans avoir aucune corrélation avec la porosité, on a concentré l'attention sur les points bleus dans la zone centrale du graphe qui s'alignent grosso modo en suivant la corrélation:

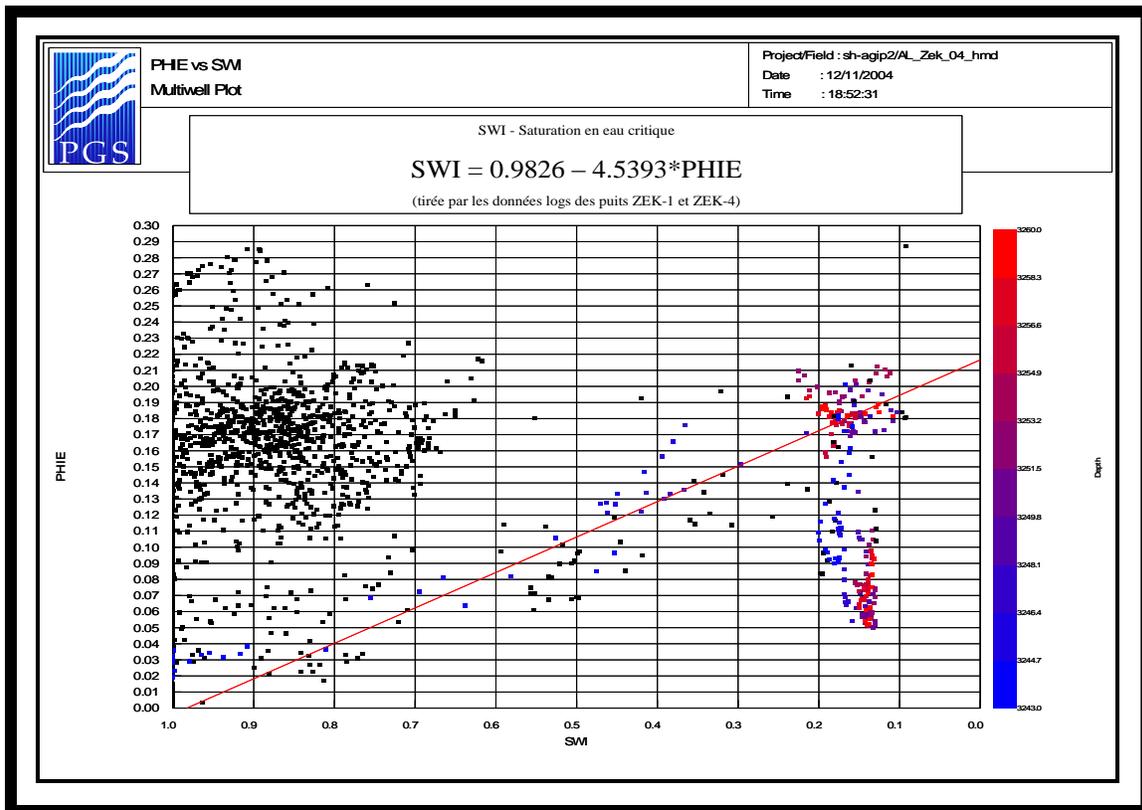


Figure IV.17: Cross plot Porosité (phi) VS Saturation SW (données CPI)

Cette corrélation a été appliquée dans le modèle de la distribution de la porosité précédemment obtenue, en donnant directement une valeur de perméabilité à chaque cellule à fin d'avoir un modèle de la distribution.

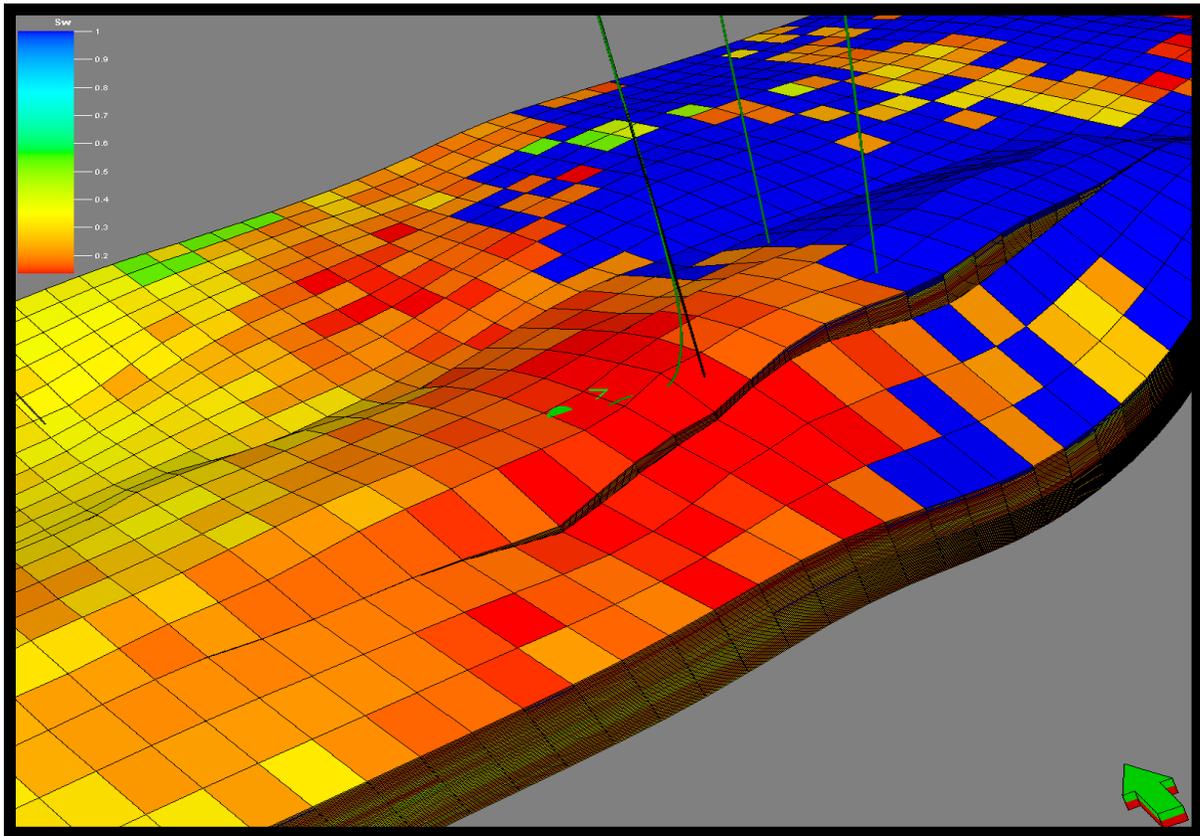


Figure IV.18: Modèle de la distribution de la saturation en eau.

IV.3.4. Contact Fluides

Après la modélisation structurale et pétrophysique, on a ajouté à notre modèle le contact huile /eau (OWC), ce contact est tiré à partir des diagraphies des différents puits de ZEK (détaillé dans le chapitre précédent).

La dernière analyse a enregistré une remonté du niveau de contact, cette remontée est due à l'aquifère actif du champ et aussi à la production d'huile durant ces dernières années.

- modèle 2009 avec un niveau de contact OWC à -3263 m
- modèle 2012 avec un niveau de contact OWC à de -3261 m

IV.3.5. Le calcul de volume d'huile en place

La modélisation structurelle et pétrophysique nous a permis de calculer le volume d'huile en place dans le réservoir en appliquant la formule suivante :

$$\text{Volume d'huile en place} = \frac{[BV \times NTG \times PHI \times (1 - SW)]}{BO}$$

- ✓ PHI : Porosité.
- ✓ BV : Volume apparent.
- ✓ NTG : Net a brut.
- ✓ SW : saturation d'eau.
- ✓ BO : Le facteur de volume.

Le facteur de volume BO est le rapport du volume d'huile aux conditions réservoir sur le rapport du volume d'huile aux conditions standards, ce facteur a été déterminé à partir des données PVT

Facteur de volume	[Rm3/Sm3]
BO	1.3

A l'aide du logiciel Petrel on a calculé les volumes à l'intérieur du modèle. Dans ce calcul, en ayant appliqué tout d'abord la distinction entre faciès « réservoir » (grès moyen et grès grossier) et faciès « non-réservoir » (argile), on a appliqué une valeur constante de NTG=1, donc le « Net Volume » coïncide apparemment avec le « Bulk Volume » (c'est pour cette raison qu'on donnera seulement la valeur du « Bulk Volume » et du « Net Pore Volume »). Le « Net Pore Volume » a été calculé en imposant à l'image de porosité un Cut-off minimum de 0.09, c'est à dire on a considéré seulement les cellules de la grille où la porosité est égale ou supérieure au 9% (faciès réservoir).

Dans le modèle de 2009 avec le OWC de -3263 m (NM) le résultat de volume d'huile en place était à $3,7.10^6 \text{ m}^3$, alors qu'en 2012 suite à la remonté de l'aquifère, on a enregistré une diminution de volume d'huile avec une valeur de $3,2.10^6 \text{ m}^3$.

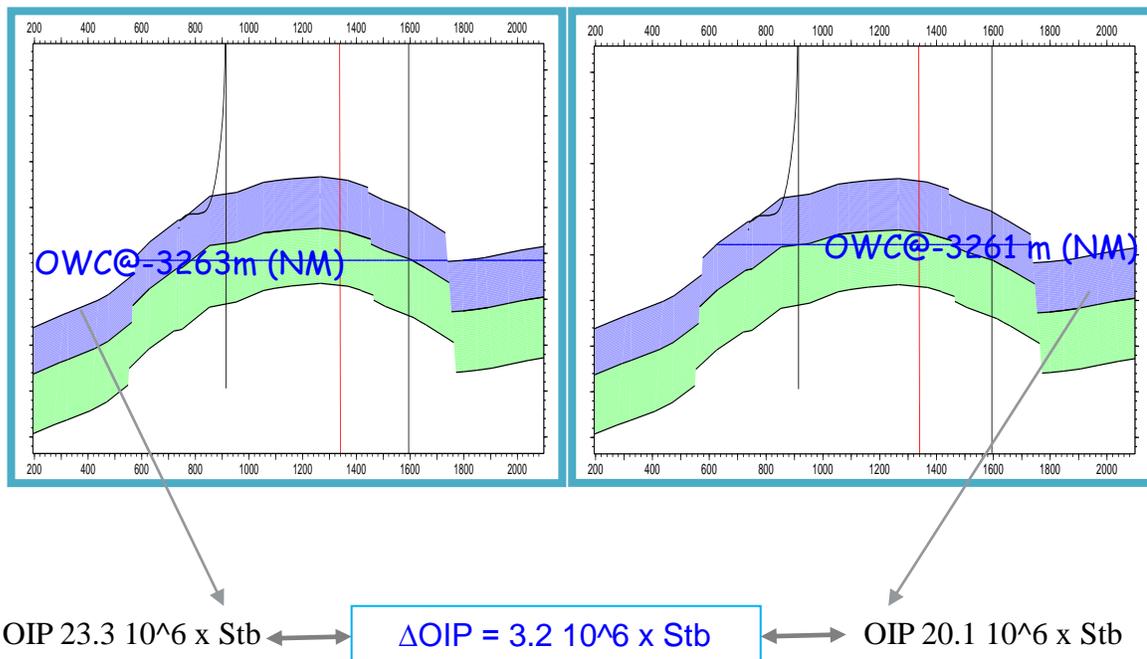
Les deux tableaux suivant résument cette comparaison des calculs de volume d'huile originale en place.

BV (10^6 m^3)	PHI	1-SW	STOOIP (10^6 sm^3)
37	16.29	79.76	3.7
32	16.29	79.76	3.2

Tableau IV.2: Calcul de volume d'huile en place

MODEL	STOOIP (10^6 SM^3)	STOOIP (10^6 BBL)
2009 (OWC :-3263 m (NM))	3.7	23.3
2012 (OWC :-3261 m (NM))	3.2	20.1

Tableau IV.3: Résultat Volume d'huile en Place



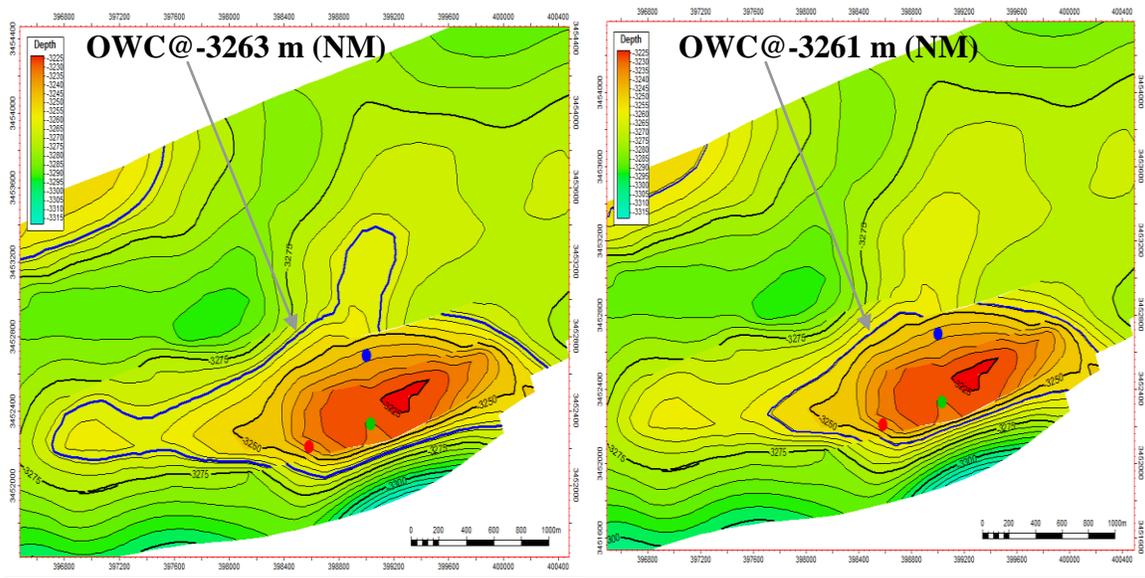


Figure IV.19: comparaison entre deux cartes structurales avec différent contact (owc)

Conclusion
Et
Recommandation

Conclusion et recommandation

Notre travail nous a permis de nous familiariser avec les différentes étapes de la construction du modèle géologique statique du champ de ZEK, et de l'étudier.

Les résultats de cette étude nous permettent de conclure que le modèle statique du champ de ZEK dispose d'une structure favorable qui piège les hydrocarbures avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques sur tout le champ, la porosité étant de l'ordre de 10-20 %, tandis que la perméabilité arrive à des centaines de milli-Darcy jusqu'au Darcy. Donc, la formation Tadrart montre une haute qualité réservoir.

Mais, d'après le nouveau calcul du volume d'huile en place et en le comparant avec la valeur du dernier volume calculé, on trouve une importante diminution du volume qui est due à la nappe aquifère active. Pour cela, on recommande l'installation d'une pompe ESP qui permettra d'améliorer le facteur de récupération durant les prochaines années.

On peut également dire que le champ devra cesser de produire dans les années prochaines à cause du (OWC), ceci permettra de récupérer le maximum d'huile et augmenter la production.

Bibliographie

- **Bates R. L., Jackson J. A.**, Glossary of geology (3rd Edition), American Geological Institut, Alexandria, Virginia, **1987**. [20]
- **BEN MAMAR, M** ; «Estimation des fluides du fond dans l'Ordovicien de champ de Nezla-sud avec l'apport de l'outil testeur de formation XPT» ; PFE G. Minier ENP d'Alger, 70 pages, **2011**. [12]
- **Beucher, H** ; « Intégration d'information sismiques pour la simulation de réservoirs». PhD thesis, École Nationale Supérieure des Mines de Paris, **1998**. [18]
- **Clark, D** ;«Seismic interpretation in the 1990s». The Leading Edge, Vol. 17, No. 6, p. 793-794, **June 1998**. [8]
- **Dorn, G** ;« Modern 3-D seismic interpretation ». The Leading Edge, Vol. 17, No. 9, p. 1262-1272, **September 1998**. [9]
- **Eni Algeria Exploration**; «PERIMETRE 403 d: Zemoul El Kbar rapport de synthèse»,**2004**. [3]
- **Eni Exploration & Production Division**; «PERIMETRE 403 : Etude De Gisement Des Champs DE ROM ET ZEA »,**2007**. [21]
- [Foucault, 2005] Foucault A., Raoult J. F., Dictionnaire de géologie, Masson, 6ème edition, Paris, France, **2005**. [19]
- **GROUPEMENT SONATRACH-AGIP** ; « Champ: ROM Main et ZEA Etude de Réservoir Périmètre 403», **2010**. [22]
- **GROUPEMENT SONATRACH-AGIP**; «Puits ZEK5 Analyse Pétrophysique des diagraphies, **2009**. [14]
- **GROUPEMENT SONATRACH-AGIP** ; «Interprétation Sismique Perimètre403»,**2009**. [16]
- **GROUPEMENT SONATRACH-AGIP**; « ZEK Etude de gisement », **2004**. [2]
- **GROUPEMENT SONATRACH-AGIP**; « Rapport de carotte ZEK 4H»,**2004**. [15]
- **GROUPEMENT SONATRACH-AGIP**; «Rapport final Puits ZEK 3», **1997**. [4]
- **HACINE, R** ; «DIAGRAPHIES» ; IAP, Boumerdes, **2010**. [11]

- **IRATNI, Y** ; «Evaluation du réservoir T.A.G.I de la structure de ait hamouda dans le bassin de Berkine en utilisant les diagraphies différées » ; PFE, Université M'hamed Bougara, Boumerdes, **2009**. [10]
- **lien internet** : «<http://fr.wikipedia.org/wiki/Sismique>» [6]
- **Scheidt, C** ; « Analyse statistique d'expériences simulées : Modélisation adaptative de réponses non-régulières par krigeage et plans d'expériences». Thèse Doctorat l'Université Louis Pasteur Strasbourg I, 234 pages, **2006**. [17]
- **SERRA, O** ; «Diagraphies différées (base de l'interprétation – tome 1)»,**1979**. [13]
- **SONATRACH / SCHLUMBERGER**; «ALGERIA WEC»,**2007**. [5]
- **SONATRACH**; « Monographie de Berkine document »,**1992**. [1]
- **Verney, P** ; «Interprétation géologique de données sismiques par une méthode supervisée basée sur la vision cognitive ». Thèse Doctorat l'Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, P183, **2009**. [7]

ملخص :

في هذا الموضوع نقدم النموذج الجيولوجي الثابت لحقل ZEK. يتم هذا النموذج عبر الحصول على بيانات من قياس سجلات الآبار، نواة الحفر، وكذلك الموجات الزلزالية.

تم بناء هذا النموذج في ثلاثة أبعاد عبر برنامج Petrel لهذا بدأنا بتفسير المعلومات القادمة من الدراسة الزلزالية وذلك بتحليل العناصر البتروفيزيائية للآبار عن طريق السجلات ونواة الحفر.

كل هذه المعلومات تسمح لنا بتأسيس نموذج ثابت ثلاثي الأبعاد عبر خطوتين أساسيتين :

- النمذجة الهيكلية والطبقية للخزان تتضمن تكوين الشبكة وتحديد التلامس بين الماء والنفط
- محاكاة أنواع الصخور متنوعة بنموذج الخصائص البتروفيزيائية.

في الأخير بناء هذا النموذج سمح لنا بحساب كمية النفط الموجودة في الخزان.

الكلمات المفتاحية: النموذج الثابت (الجيولوجي) ثلاثي الأبعاد، حقل ZEK، الدراسة الزلزالية، العناصر البتروفيزيائية، السجلات نواة الحفر، برنامج Petrel، كمية النفط في الخزان

Résumé :

Dans ce travail, nous présentons un modèle géologique statique du champ de ZEK réalisé au fur et à mesure de l'acquisition des données provenant des diagraphies, carottes de sondage, et de la sismique.

Le modèle géologique a été construit en trois dimensions avec le logiciel Petrel. Pour cela, on a commencé par l'interprétation sismique puis on a étudié les paramètres pétrophysiques des différents puits disponibles à partir des données des carottes et diagraphies.

Ces informations nous ont permis d'établir le modèle statique 3D en passant par deux étapes principales :

- modélisation structurale et stratigraphique du réservoir, incluant le maillage final et la définition des contacts.
- Simulation des faciès ou types de la roche suivie de la modélisation des propriétés pétrophysiques.

Enfin, la construction de ce modèle nous a permis de calculer le volume d'huile en place dans notre réservoir.

Mots-clés : Modèle géologique statique 3D - Champ de ZEK - Interprétation sismique - Propriétés pétrophysiques – Diagraphie – Carotte - Logiciel Petrel - Volume d'huile en place.

Abstract:

In this study, we present the geological static model for the ZEK field, carried out as and when the acquisition of data usually come from logging, carrots, and seismic.

The geological model was constructed in three dimensions with Petrel software.

For this we started with the seismic interpretation, and studied the petrophysical parameters of the various wells available from logging and core data.

All this information it allow us to establish the static 3D model via two main steps:

- Structural modeling and stratigraphic reservoirs, including the final mesh and the definition of contacts.
- Simulation of facies or rock types of the subsequent fit petrophysical properties.

The construction of this model allows us to calculate the volume of oil in place in our reservoir.

Keywords: 3D Geological Static model, ZEK field, seismic interpretation, petrophysical properties, Logging, drill core, Petrel software, oil volume in place.