

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU
FACULTE DES SCIENCES BIOLOGIQUES ET DES SCIENCES AGRONOMIQUES
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de fin d'Etudes

Présenté pour l'obtention du diplôme de :

Master

Domaine : sciences de la terre et de l'univers

Filière : géologie

Spécialité : hydrogéologie

Thème

**ETUDE D'HYDROGEOLOGIE PETROLIERE DES RESERVOIRS
PALEOZOÏQUE (DEVONIEN ET CARBONIFERE) DANS LE SUD DU
BASSIN DE GOURARA DES (CONCESSION ZERFA II)**

Par :

BACHATENE Dehbia et BEN SI SAID Aldjia

Proposé par : Sontrach/ Exploration

Encadré par : Mr. ABDESSELAM Malek

Mme. AHMED YAHIA Ikram

Soutenu publiquement le 16/06/ 2025 devant la commission d'examen composée de :

Mr. BRAHMI Boualem	MAA	UMMTO	Président
Mr. ABDESSELAM Malek	Maître de conférences	UMMTO	Promoteur
Mme. AHMED YAHIA Ikram	Ingénieur géologue	SH/EXP	Co- Promoteurice
Mr. ACHOUI Mhend	MAA	UMMTO	Examineur

Année universitaire : 2024/2025

Remerciements

Nous remercions avant tout notre dieu ALLAH d'avoir nous donner la force pour accomplir ce travail.

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer notre plus profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.

Nous remercions notre promoteur Monsieur **ABDESSELAM Malek**, pour sa disponibilité, ses conseils avisés et son accompagnement et ses orientations pertinentes, son exigence scientifique et son aide tout au long de ce travail.

Nos remerciements les plus sincères s'adressent également à notre encadrant de la Division Exploration-Boumerdès Madame **AHMED YAHIA Ikram** de nous avoir proposé ce travail, et pour son encadrement durant notre stage de mise en situation professionnelle, sa disponibilité, ses encouragements, pour son accueil chaleureux, et son aide tout au long de ce travail.

Nous remercions vivement Monsieur **BELLABIOD Sofiane** Chef de département Analyse des Bassins et la société nationale Sonatrach, qui nous a offert l'opportunité de découvrir le monde professionnel de près en nous confiant ce sujet de fin d'études.

Nous remercions vont aussi à l'ensemble des enseignants du **Département des Sciences Géologiques**, particulièrement nous enseignants de **la spécialité Hydrogéologie**, grâce à leurs enseignements théoriques et pratiques qui nous a permis d'acquérir le savoir-faire nécessaire pour réaliser notre projet de fin d'étude.

Enfin, je remercie du fond du cœur ma famille, pour leur amour, leur soutien moral et matériel, leur patience et leurs encouragements constants tout au long de mon parcours universitaire.

Remerciement et Dédicace

Je voudrais tout d'abord exprimer ma profonde gratitude envers mon pays et ma patrie, l'**Algérie**, pour toutes les opportunités et les facilités qui nous ont été offertes depuis notre naissance jusqu'à ce jour. Je remercie également mes parents et ma famille, qui ont travaillé dur, veillé tard et m'ont toujours soutenu avec dévouement.

J'adresse toute ma reconnaissance à l'ensemble des enseignants et professeurs qui m'ont accompagné tout au long de mon parcours scolaire, de l'école primaire jusqu'à l'enseignement supérieur. Aujourd'hui, je rends hommage à toutes celles et ceux qui ont contribué à mon éducation et à ma formation, et plus particulièrement aux enseignants du **Département des Sciences Géologiques**.

Je remercie tout spécialement les encadreurs de ce mémoire, **Madame AHMED YAHIA.I** et **Monsieur ABDESSELAM.M**, pour leur accompagnement et leurs précieux conseils.

Mes remerciements s'adressent également à **la société nationale Sonatrach**, qui nous a offert l'opportunité de découvrir le monde professionnel de près en nous confiant ce sujet de fin d'études.

Enfin, je tiens à remercier chaleureusement mes collègues, mes amis, ainsi que toutes les personnes qui m'ont soutenu, de près ou de loin, et qui ont contribué, d'une manière ou d'une autre, à l'aboutissement de ce travail.

BEN SI SAID ALDJIA

Dédicace

*Je dédier ce modeste travail pour les personnes les plus chères dans
ma vie :*

A ma grand-mère maternelle « Telfouche Yamina »

A mes très chers parents, à ma mère

A ma petite sœur Yasmine

A mon mari

A mes amies et ma meilleure amie Tassadit

BACHATENE Dehbia

Résumé

Ce travail a consacré l'étude de l'hydrogéologie pétrolière dans le Sud du bassin de Gourara (Concession Zerafa II).

L'hydrogéologie pétrolière, joue un rôle essentiel dans l'étude de la migration, du piégeage et de la conservation des hydrocarbures. Elle fournit des informations clés sur la continuité des réservoirs et l'influence des eaux météoriques. Elle devrait être intégrée dans toute l'exploration pétrolière.

La concession Zerafa II située au Sud-Est du bassin de Gourara qui fait partie de la plateforme saharienne. Cette région est caractérisée par une structuration faible, influencé par l'orogénèse hercynienne, ce qui a modifié la configuration des réservoirs paléozoïques. L'objectif principal est d'évaluer le potentiel en pièges subtils identifiés dans les formations carbonifères et dévoniennes et d'analyser la nature de la couverture des pièges stratigraphiques et déterminer les risques d'infiltration des eaux du Continental Intercalaire qui est en contact direct avec les réservoirs paléozoïques.

La méthodologie adoptée repose sur une analyse intégrée combinant les données géologiques, structurales, sédimentologiques, hydrodynamiques et hydrochimiques. Les résultats montrent que la couverture mésozoïque, composée de trois séries, du Jurassique argileux, du Lias anhydritique et du Continental Intercalaire, assure globalement une bonne étanchéité, particulièrement dans les zones Sud et Ouest. En revanche, dans les zones, Nord et Nord-Est les série du Jurassique et de Lias disparaissent et le Continentale Intercalaire repose directement sur les réservoirs paléozoïques ce qui favorise les échanges avec les eaux douces.

L'ensemble des analyses hydrochimiques et hydrodynamiques dans les régions Zerafa et Zerafa Ouest sont identifiées à haut risque d'infiltration d'eaux douce de Continental Intercalaire, tandis que à Teguentour Est et Oued Saret le réservoir pétrolier est préservée grâce à la couverture argileuse et les anhydrites du Continental intercalaire lagunaire.

Mots clés : Hydrochimie, Hydrodynamique, Hydrogéologie pétrolier, continentale intercaler, réservoir pétrolier, couverture, risque d'infiltration.

ملخص

هذا العمل الموقر في إطار الدراسة الهيدروجيولوجيا النفطية في جنوب حوض فورارا امتياز زرافة II حيث تلعب الهيدروجيولوجيا النفطية دورا اساسيا في دراسة هجرة النفط ومعرفة أماكن الاحتجاز وحفظ الهيدروكربونات. فهي توفر معلومات مهمة حول استمرارية المخازن البترولية وتأثير المياه الجوفية عليهم. مما يتطلب دمجها في جميع عمليات الاستكشاف النفطي.

يقع امتياز زرافة II في جنوب شرق حوض فورارا الذي يعد جزءًا من منصة الصحراء الكبرى ، حيث تتميز هذه المنطقة بتكوين هيكلي ضعيف متأثرا بالأوروجين الأرسيني مما أدى إلى تعديل تكوين المخازن الفالبوزية.

الهدف الرئيسي من الدراسة هو تقييم الاحتمال في الاحتجازات الدقيقة المحددة في التكوينات الكربونية والديفونية ، وتحليل طبيعة غطاء الكمان طبقة وتحديد مخاطر تسرب مياه طبقات متداخلة قارية التي تتلامس مباشرة مع مخزون النفط الفالبوزي .

اعتمدت المنهجية على تحليل متكامل يجمع بين البيانات الجيولوجية، الهيكلية، الرسوبية، الهيدروديناميكية و الهيدروكيميائية

تُظهر النتائج أن الغطاء الاستراتيجي المعروف بالحيل الميسوزوي، المكون من ثلاث طبقات: الطين الجوراسي، الأنهدريت اللياسي، و طبقات متداخلة قارية يوفر بشكل عام عدم نفاذية جيدة، خاصة في المناطق الجنوبية والغربية. بالمقابل، في المناطق الشمالية والشمالية الشرقية، تختفي طبقات الجوراسي واللياسي، وتقع طبقات متداخلة قارية مباشرة على المخازن الفالبوزية، مما يعزز التبادل مع المياه العذبة ..

بناءً على التحليلات الهيدروكيميائية و الهيدروديناميكية، تُحدد منطقتا زرافة وزرافة الغربية بأنها ذات خطر مرتفع من تسرب المياه العذبة من طبقات متداخلة قارية ، بينما في تيجونتور الشرقية، وادي سارت يتم حفظ المخزن النفطي بفضل الغطاء الطيني و الأنهدريت الطبقات المتداخلة القارية البحرية .

الكلمات المفتاحية:

، خطر تسرب المياه، الغطاء الاستراتيجي، المخازن البترولية، طبقات متداخلة قارية، الهيدروجيولوجيا النفطية الهيدروكيميائية، الهيدروديناميكية،

Abstract

This study focuses on petroleum hydrogeology in the southern part of the Gourara Basin (Zerafa II concession). Petroleum hydrogeology plays a vital role in the study of hydrocarbon migration, trapping, and preservation. It provides essential information on reservoir continuity and the influence of meteoric waters and should be integrated into all petroleum exploration activities.

The Zerafa II concession is located in the southeastern part of the Gourara Basin, which is part of the Saharan Platform. This region is characterized by weak structural deformation influenced by the Hercynian orogeny, which has altered the configuration of the Paleozoic reservoirs. The primary objective is to assess the potential of subtle traps identified in Carboniferous and Devonian formations, analyze the nature of the sealing cover of stratigraphic traps, and determine the risks of freshwater infiltration from the Continental Intercalaire aquifer, which is in direct contact with the Paleozoic reservoirs.

The methodology adopted is based on an integrated analysis combining geological, structural, sedimentological, hydrodynamic, and hydrochemical data. The results indicate that the Mesozoic cover, composed of three series the clay-rich Jurassic, the anhydritic Lias, and the Continental Intercalaire generally ensures good sealing, particularly in the southern and western zones. In contrast, in the northern and northeastern areas, the Jurassic and Lias series disappear, and the Continental Intercalaire lies directly on the Paleozoic reservoirs, facilitating exchanges with fresh water.

Based on hydrochemical and hydrodynamic analyses, the Zerafa and Zerafa West regions are identified as high-risk areas for freshwater infiltration from the Continental Intercalaire. In contrast, in the Teguentour East and Oued Saret areas, the petroleum reservoirs are preserved due to the protective clay and anhydrite layers of the lagonal Continental Intercalaire.

Keywords: Hydrochemistry, Hydrodynamics, Petroleum Hydrogeology, Continental Intercalaire, Petroleum Reservoir, Seal, Infiltration Risk.

Table des matières

Remerciements.....	i
Remerciement et Dédicace	ii
Dédicace.....	iii
Résumé.....	iv
ملخص.....	v
Abstract	vi
Table des matières.....	vii
Liste des figures	x
Liste des tableaux.....	xi
Liste des abréviations.....	xii
Introduction générale :	1
Méthodologie et approche :	2
Chapitre. I : Généralités	6
I.1. Cadre géologique régional :.....	4
I.1.1Le domaine septentrional :	5
I.1.2. Le domaine saharien :.....	5
I.1.2.1. Les socles précambriens :	5
I.1.2.2. La Plate-forme Saharienne :	7
I.2. Cadre géologique local :	10
I.2.1. Situation de la zone d'étude :	11
I.2.2. Cadre géographique :.....	12
I.3. Aperçu structural et litho-stratigraphique de la zone d'étude :.....	14
I.3.1Aspect structural :.....	15
I.3.1.1. Différentes phases de structuration du bassin:	15
I.3.1.1.1Cycle Pan-Africain -Caledonien:.....	15
I.3.1.1.2. Cycle Hercynien :	15

I.3.1.1.3- Cycle Alpin :	16
I.3.2. Aspect sédimentaire :	20
I.3.2.1. Paléozoïque:.....	20
I.3.2.1.1.Cambro-Ordovicien:	20
I.3.2.1.2.Silurien.....	21
I.3.2.1.3. Dévonien :	21
I.3.2.1.4. Carbonifère :	23
I.3.2.2. Mésozoïque :	24
I.3.2.2.1. Jurassique :	24
I.3.2.2.2. Crétacé :	24
I.4. Aspect pétrolière :	27
I.4.1. Historique des Travaux de Prospection Pétrolière	27
I.4.2. Intérêt pétrolier de la région de l'Ahnet-Gourara :	28
I.4.3. Système pétrolier de la zone d'étude :	28
I.4.3.1. Roche mère :	28
I.4.3.2. Roche réservoir :	28
I.4.3.3. Roches couvertures :	29
Chapitre II : Configuration structurale générale et aspect sédimentologique de la zone d'étude concession Zerafa II.	30
II.1.Configuration structurale générale des pièges stratigraphiques du Paléozoïque (sous la discordance hercynienne dans la Concession Zerafa II):	30
II.1.1.Ecorché géologique et schéma structural sous la discordance hercynienne :	30
II.1.2. Transects sismiques régionaux :	33
II.2. Aperçu sédimentologique de la couverture mésozoïque :	37
II.2.1.La répartition spatiale de la couverture des réservoirs du Tournaisien et Siegenien/Gédinnien :	37
II.2.2. La nature lithologique de la couverture mésozoïque :	40
II.2.2.1. Le Lias anhydritique :	40

II-2-2.2. Le Jurassique :	40
II.2.2.3. Le Continental intercalaire :	40
II.2.3.Corrélation stratigraphique de la couverture mésozoïque :	44
II.2.4.Corrélation litho-stratigraphique de la couverture mésozoïque :	47
II.2.4.1.Corrélation litho-stratigraphique du Jurassique argileux / Lias anhydritique :	47
II.2.4.2 Corrélation litho-stratigraphique du complexe Continental intercalaire :	47
Chapitre III : Hydrodynamisme Et Hydrochimie.	51
III.1.Définition des réservoirs et aspect pétrolier de Zerafa II:.....	52
III.2. Hydrodynamisme :	57
III.2.1.Diagramme Pression-Profondeur de la concession Zerafa II :	57
III.3.Hydrochimie :	62
III.3.1.Diagramme Salinité -Profondeur de la concession Zerafa II :	62
III.3.2.Classification des eaux de formation :	67
III.3.3. Analyse hydrogéologique :	69
Chapitre IV : Intégration Des Résultats	77
IV.1. Intégration des résultats :	78
IV.1.1. Première zonation : (Oued Saret,Zerafa,Teguentour Est).	78
IV.1.2. Deuxième zonation : (zone perspective).....	78
Conclusion générale :.....	82
Bibliographie.....	A
Définitions.....	C
Annexes.....	E

Liste des figures

Figure 1 : Les unités géologique d'Algérie et des bassins sahariens (wec, 2007).	4
Figure 2. : Subdivision du bouclier Touareg en 25 terranes (Liègeois. 2019).	7
Figure 3 : Carte géologique d'Algérie (wec, 2007).	9
Figure 4 : Situation géologique du bassin de Gourara. Sh 2014.	10
Figure 5 : Situation de la zone d'étude de la concession Zerafa II.	11
Figure 6 : Plan de position des puits de la concession Zerafa II sur une carte du domaine minier de l'asset ouest (sh/2024) dans le bassin de Gourara.	13
Figure 7 : Les différentes phases tectoniques reconnues de la concession Zerafa II.	17
Figure 8 : Coupe schématique régionale Ouest-Est des réservoirs Tournaisien, Dévonien inférieur et l'Ordovicien à travers le périmètre Zerafa.	18
Figure 9 : Carte des éléments structuraux du bassin de l'Ahnet-Timimoun (Barret et al., 1994).	19
Figure 10: Coupe stratigraphique type de la concession Zerafa II (bassin de Gourara) (SH/2014).	26
Figure 11: Ecorché géologique à la discordance hercynienne de la concession Zerafa II. SH/2024.	32
Figure 12: Coupe sismique Sud-Nord à travers la concession Zerafa II.	34
Figure 13 : Coupe sismique Ouest-Est à travers la concession Zerafa II.	35
Figure 14 : Carte de distribution de la couverture mésozoïque de la concession Zerafa II.	39
Figure 15 : Carte de faciès du Lias anhydritique de la concession Zerafa II.	41
Figure 16: Carte de faciès du Jurassique (Dogger et Malm) de la concession Zerafa II.	42
Figure 17 : Carte de faciès de Continental intercalaire de la concession Zerafa II.	43
Figure 18 : Corrélation stratigraphique nord-sud de la couverture mésozoïque de la concession Zerafa II.	45
Figure 19 : Corrélation stratigraphique est-ouest de la couverture mésozoïque au Nord de la concession Zerafa II.	46
Figure 20: Corrélation litho-stratigraphique Est - Ouest de la couverture mésozoïque au Nord de la concession Zerafa II.	48
Figure 21 : Corrélation litho-stratigraphique Nord-Sud de la couverture mésozoïque de la concession Zerafa II.	49
Figure 22: Carte des résultats pétroliers de la concession Zerafa II.	56
Figure 23 : Diagramme pression/profondeur de la concession Zerafa II.	58

Figure .24 : Diagramme Pression/Profondeur du Tournaisien.de la concession Zerafa II	59
Figure .25 : Diagramme Pression/Profondeur du Siegenien.de la concession Zerafa II.....	60
Figure 26: Diagramme Pression/Profondeur du Gédinnien.de la concession Zerafa II.....	61
Figure 27: Diagramme salinité-profondeur de la concession Zerafa II.	63
Figure 28: Diagramme salinité /profondeur de Tournaisien de la concession Zerafa II.....	64
Figure 29 : Diagramme salinité /profondeur siégénien.de la concession Zerafa II.....	66
Figure 30 : Carte hydrogéologique et hydrochimique de réservoir tournaisien de la concession Zerafa II.....	70
Figure 31 : Carte hydrogéologique et hydrochimique de réservoir siegeniende la concession ZerafaII.....	72
Figure 32 : Carte hydrogéologique et hydrochimique de réservoir Gédinnien de la concession Zerafa II.....	74
Figure 33 : Carte hydrogéologique et hydrochimique de réservoir Emsien de la concession Zerafa II.....	75
Figure 34 : Carte de zonation finale (écorché à la DH +lithofaciès de la couverture sur DH + risque d'infiltration des eaux du ci avec les réservoirs carbonifères et dévoniens.	81

Liste des tableaux

Tableau.1 : Les coordonnées géographiques de la Zerafa.	12
Tableau 2 : Tableau d'inventaire des résultats pétroliers de concession Zerafa II.	55
Tableau 3: Principaux faciès chimiques des différents réservoirs de la concession Zerafa II.	68

Liste des abréviations

- ❖ **CI** : Continentale Intercalaire ;
- ❖ **C.R.E.P.S** : la compagne de recherches et d'exploitation de pétrole au Sahara ;
- ❖ **DST**: Drilling(drill) Stem Tests;
- ❖ **DH** : Discordance Hercynienne ;
- ❖ **HC** : Hydrocarbures ;
- ❖ **IEB** : Indice d'échange de base ;
- ❖ **MDT** : Modular Dynamic Testing ;
- ❖ **mD**: milliDarcy ;
- ❖ **PSI**: Pound per square inch.

Introduction générale :

L'hydrogéologie pétrolière constitue un outil indispensable devant être intégrée dans toute exploration pétrolière. Elle sert, entre autres, à apporter des informations importantes pour certains aspects relatifs à la caractérisation des réservoirs.

Souvent négligée, cette discipline prend de plus en plus l'ampleur. Parmi les aspects de l'exploration que cette discipline contribue à mieux comprendre, nous citerons le piégeage des hydrocarbures, la détermination des voies de migration, la continuité des réservoirs, l'influence des eaux météoriques et les conditions de conservations des hydrocarbures.

Ce dernier point constitue le but du présent travail, à savoir :

- Le type et degré de confinement des eaux de formation en relation avec les conditions de préservation des hydrocarbures.

La concession de Zerafa II, se trouve au Sud-Est de la dépression de Gourara. Cette dernière est marquée par une remontée structurale de tout le Paléozoïque vers la voûte d'Azzéne. Le bassin de Gourara se caractérise par un faible degré de structuration. Cette région, à l'image de tout le bassin de Gourara, a été affectée principalement par l'orogénèse hercynienne.

Cette dernière a engendré une configuration structurale anormale au Nord et Nord-Est de la concession de Zerafa II, d'où les pièges stratigraphiques des réservoirs paléozoïques sous la discordance hercynienne qui sont dépourvus de couvertures sédimentaires qui assure l'étanchéité des réservoirs pétroliers, et où le Continental Intercalaire vient reposer directement sur les réservoirs pétroliers du Paléozoïque. Cela pourra provoquer des échanges des eaux douces avec les eaux de gisement, ce qui pourra éventuellement causer la dégradation des réservoirs pétroliers et détériorer la conservation des hydrocarbures.

C'est dans cette optique que cette étude a été initiée, par raison d'évaluer le potentiel en pièges subtils dans les formations carbonifères et dévoniennes de la partie Nord et Nord-Est de la concession de Zerafa II, et dans le but de montrer la nature de la couverture des pièges stratigraphiques et de montrer les risques d'infiltration des eaux douce du Continental Intercalaire dans les réservoirs pétroliers.

Méthodologie et approche :

Pour mieux comprendre la répartition, la nature et l'extension latérale de la couverture mésozoïque sur la discordance hercynienne des pièges stratigraphiques et montrer les risques d'infiltration des eaux du Continental Intercalaire dans les réservoirs pétroliers et évaluer son efficacité, nous nous sommes basés sur les anciens travaux de Sonatrach sur le bassin de Gourara et également sur les données existantes des puits notamment celles des nouveaux puits :

Pour ce faire, nous avons adopté la démarche suivante :

- **Construction d'une data base** : préparation des tableaux des formations stratigraphiques des puits de la zone d'étude, des tableaux des informations sur la couverture existante (faciès, épaisseur) et des tableaux sur les différentes salinités des réservoirs, les analyses chimiques des eaux, les pressions des DST ;
- **Réalisation des cartes de faciès** : carte de répartition d'éventuelles couvertures sur la DH, ainsi que les cartes de faciès du Jurassique, Lias, et le Continental Intercalaire et en incluant les réponses diagraphiques de chaque faciès ;
- **Réalisation des corrélations** : quatre profils de corrélation N/S et E/W ont été établies pour connaître l'évolution de l'épaisseur de la couverture et les aires de disparition de cette couverture sur la DH ;
- **Réalisations du tableau d'inventaire des résultats pétroliers** : un tableau récapitulatif et une carte ont été réalisés des différents résultats des DST dans les différents réservoirs étudiés ;
- **Hydrodynamisme souterrain** : des diagrammes de pressions/profondeurs de chaque réservoir ont été établi avec les interprétations ;
- **Hydrochimie** : des diagrammes de salinités/profondeurs ont été établis avec les interprétations ; un tableau des classifications chimiques des eaux avec les interprétations ;
- **Hydrogéologie pétrolière** : des cartes hydrogéologiques et hydrochimiques ont été déduits afin de définir le type et le degré de confinement des eaux de formation en relation avec les conditions de préservation des hydrocarbures.
- **Intégration des résultats** : suite aux résultats obtenus les différents chapitres, une zonation de la zone perspective à risque minime voire absent de la couverture des

pièges stratigraphiques qui assure l'étanchéité des réservoirs pétroliers des risques d'infiltration ;

- **Conclusion générale.**

Chapitre. I : Généralités

I.1. Cadre géologique régional :

L'Algérie appartient à la région Nord et Nord-Ouest de l'Afrique et présente deux grands ensembles géologiques distincts :

- Le domaine saharien (méridional au Sud) : Il est formé d'anciens socles précambriens comme le Hoggar et l'Eglab, recouverts par un ensemble de roches plus récentes appelée la dalle saharienne.
- le domaine septentrional (au Nord ou Algérie alpine) : elle comprend l'Atlas saharien au Sud et l'Atlas tellien au Nord, séparés par les hauts plateaux.

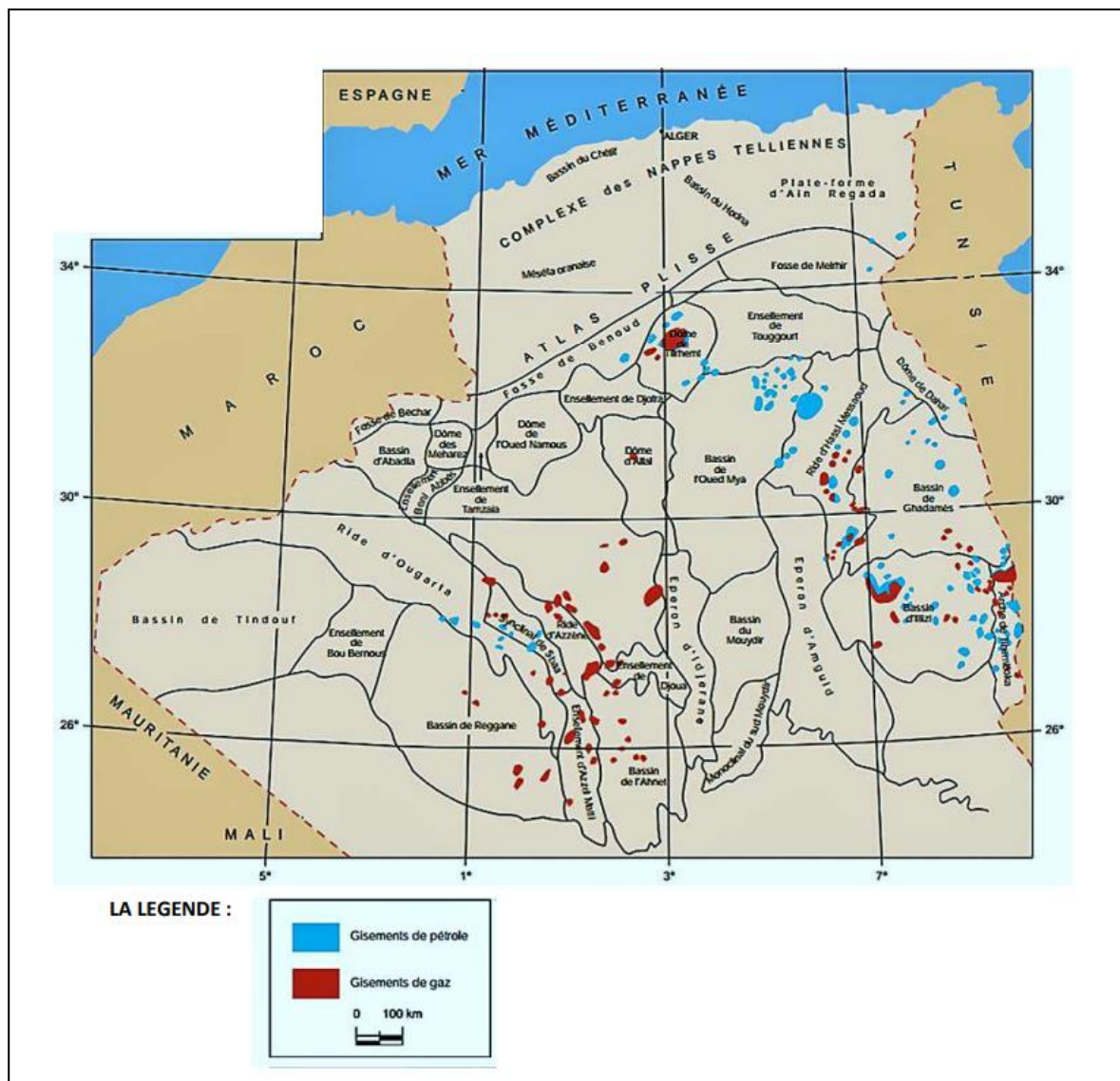


Figure 1 : Les unités géologique d'Algérie et des bassins sahariens (wec, 2007).

I.1.1 Le domaine septentrional :

L'Atlas saharien se prolonge au Maroc (Haut Atlas) et vers l'Est en Tunisie (Atlas tunisien). L'Atlas tellien est plus complexe et trouve des équivalents au Maroc (Rif et Pré-Rif) et en Tunisie (Kroumirie et Nefza). Entre ces deux grands ensembles Atlasiques se trouvent les Hautes Plaines, qui vont de la Meseta oranaise à l'Ouest jusqu'à la chaîne du Hodna à l'Est. Un accident géologique majeur, l'Accident Sud Atlasique (ASA), traverse cette région et sépare les deux domaines. Il s'étend d'Agadir au Maroc à la Tunisie (Gabès), en passant par l'Algérie (Biskra, Laghouat...).

I.1.2. Le domaine saharien :

Le Sahara algérien correspond à une vaste plate-forme géologique peu déformée, recouverte de roches sédimentaires principalement d'âges Paléozoïque à Cénozoïque.

Deux grands socles précambriens affleurent en certains endroits : Le Hoggar (centre du Sahara) et le socle Eglab-Yetti (ou dorsale Réguibat, à l'Ouest)

I.1.2.1. Les socles précambriens :

Ces socles, vieux de plusieurs milliards d'années, sont parmi les parties les plus anciennes du continent africain. Ils sont restés relativement stables et n'ont subi que peu de déformations depuis l'ère panafricaine (pour le Hoggar) et éburnéenne (pour l'Eglab).

a) Le socle Eglab-Yetti (dorsale Réguibat) : Ce socle s'étend sur environ 1 500 km d'Est en Ouest. Il est bordé au Nord par le bassin de Tindouf et au Sud par celui de Taoudenni. Il est principalement composé de formations anciennes déformées avant l'événement panafricain.

b) Le Hoggar (chaîne panafricaine): Situé au cœur du Sahara, le Hoggar est une immense région montagneuse entourée de vastes déserts. Il se prolonge au Mali (Adrar des Iforas) et au Niger (Aïr). Le Hoggar est structuré par de grands cisaillements N-S, qui délimitent trois grands domaines structuraux : le Hoggar occidental, le Hoggar central, le Hoggar oriental. ces domaines diffèrent sur les plans structural, lithologique, magmatique et géochimique (Lelubre ,1952 ; Bertrand et Caby ,1978). En raison des difficultés à corréliser les blocs au sein d'un même domaine géologiques ,Black et al,1994 ont subdivisé le bouclier Touareg en 23 terranes

en s'inspirant des recherches menées dans l'Air au Niger .plus tard , Liégeois,2019 a ajouté deux terranes , Aouilène et Afora , portant le total à 25 terranes

- **Le Hoggar occidental (chaîne pharusienne)** il est composé de trois blocs : le môle d'In Ouzzal (archéen) encadré par deux rameaux protérozoïques (Ouest et Est), constitués de séries volcano-sédimentaires superposées par une discordance (Lelubre, 1952, Caby, 1970). Le rameau occidental a connu une ouverture océanique vers 800 Ma, suivie d'une subduction vers l'est, et d'une collision avec le craton ouest-africain entre 630–600 Ma, entraînant la formation de nappes et du bassin de Gourma.
- **Le Hoggar central (polycyclique)** Délimité par les failles du 4°50 à l'ouest et du 8°30 à l'est, il se prolonge au sud par le massif de l'Air. Il est composé de terrains précambriens polycycliques, et de sept terranes dont : Laouni, Azrou-n-Fad, Tefedest, Egéré-Aleksod, Assodé-Issalane, Serouénout et Tazat (Black et al, 1994). Les cinq premiers (LATEA) partagent une structure archéenne et éburnéenne commune, et seraient issus d'un microcontinent ancien. Ce dernier aurait été pris en tenaille entre les cratons ouest-africain et est-saharien, puis fragmenté par des cisaillements majeurs durant la phase post-collisionnelle, avec formation de grands batholites granitiques.
- **Le Hoggar oriental (chaîne tiririnienne)** : Il est considéré comme une succession de domaines juvéniles panafricains alternant avec des terranes formés de roches d'âges variés, archéens et /ou éburnéens plus ou moins remobilisés au Panafricain (Black et al, 1994). Il représenterait la partie présumée du craton Est saharien (Liégeois et al, 2003). Ce domaine est situé entre l'accident 8°30' et la limite Est du Hoggar. Il serait formé d'Ouest en Est par la juxtaposition de trois terranes : Aouzegueur, Edembo, et Djanet (Fezaa et al, 2010 et 2012).

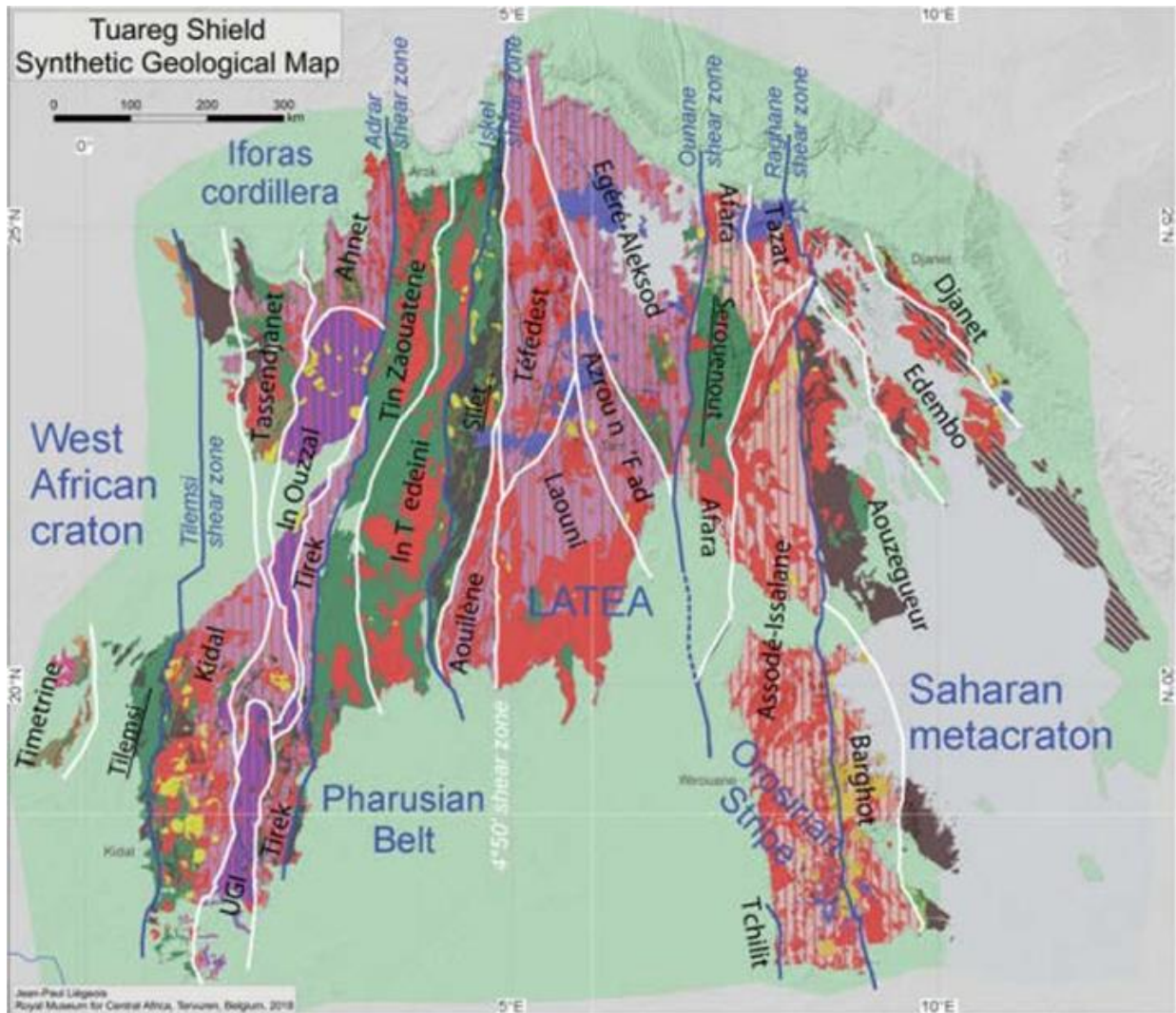


Figure 2. : Subdivision du bouclier Touareg en 25 terranes (Liégeois. 2019).

I.1.2.2. La Plate-forme Saharienne :

La Plate-forme saharienne situé au Sud de l'Algérie alpine, fait partie du Craton Nord-Africain et se compose d'un socle précambrien recouvert par une série sédimentaire transgressive d'âge phanérozoïque. Cette structure tectonique délimite plusieurs bassins sédimentaires où la lithostratigraphie varie en fonction des conditions de dépôt et de subsidence.

La Plate-forme Saharienne se compose de plusieurs bassins structurés au Paléozoïque :

Figure 3

- **Les bassins de Tindouf et de Reggane** situés sur les bordures Nord et Nord-Est du bouclier Reguibat. La couverture sédimentaire atteindrait 8000 m dans le bassin de

Tindouf et 6500 m dans celui de Reggane. Dans cette zone peu explorée, les formations paléozoïques pourraient renfermer des hydrocarbures liquides et gazeux;

- **Le bassin de Béchar** limité au Nord par le Haut Atlas, au sud et à l'ouest par la chaîne d'Ougarta. Sa couverture sédimentaire atteint 8000 m. Le Paléozoïque inférieur est représenté par des séries détritiques et des récifs carbonifères ;
- **Le bassin d'Ahnet-Gourara** limité au Nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'Ouest par la chaîne d'Ougarta, au Sud par le bouclier Touareg et à l'Est par la dorsale d'Idjerane-Mzab. La couverture serait en moyenne de 4000 m d'épaisseur. L'Ordovicien et le Dévonien inférieur sont matérialisés par des séries gréso-argileuses dans le Sud et dans le Nord dans la cuvette de Sbâa, dont de l'huile a été découverte dans la totalité du Paléozoïque ;
- **Les bassins du Mouydir** et de l'Aguemour-Oued Mya sont limités à l'Ouest par la dorsale d'Idjerane-Mzab et à l'Est par la dorsale Amguid-El Biod. Au Sud, les sédiments paléozoïques affleurent dans le Mouydir, au Nord, dans la dépression d'Aguemour-Oued Mya, comblée par une puissante série paléozoïque et méso-cénozoïque (5000 m à Oued Mya), et d'importants gisements d'hydrocarbures ont été mis en évidence dans le Cambrien (Hassi Messaoud) et le Trias (Hassi Rmel);
- **La synclise d'Illizi-Ghadamès** est limitée à l'Ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod et à l'Est par le môle de Tihemboka et les confins tuniso-libyens. Dans le bassin de Ghadamès, la couverture sédimentaire est supérieure à 6000 m et renferme des gisements d'hydrocarbures dans le Paléozoïque et le Trias.

D'un point de vue pétrolier, on distingue quatre grandes provinces en Algérie :

- La province Orientale : riche en gisements de pétrole et de gaz, avec un potentiel important pour de nouvelles découvertes.
- La province triasique (Central): majoritairement gazéifère, bien que de récentes découvertes d'huile indiquent un potentiel prometteur.
- La province Occidentale : considéré comme une région à gaz, mais encore peu exploré.
- La province Nord: mal connu pétrolifèrement en raison d'une géologie complexe, avec quelques gisements de petites tailles, ainsi que l'off shore

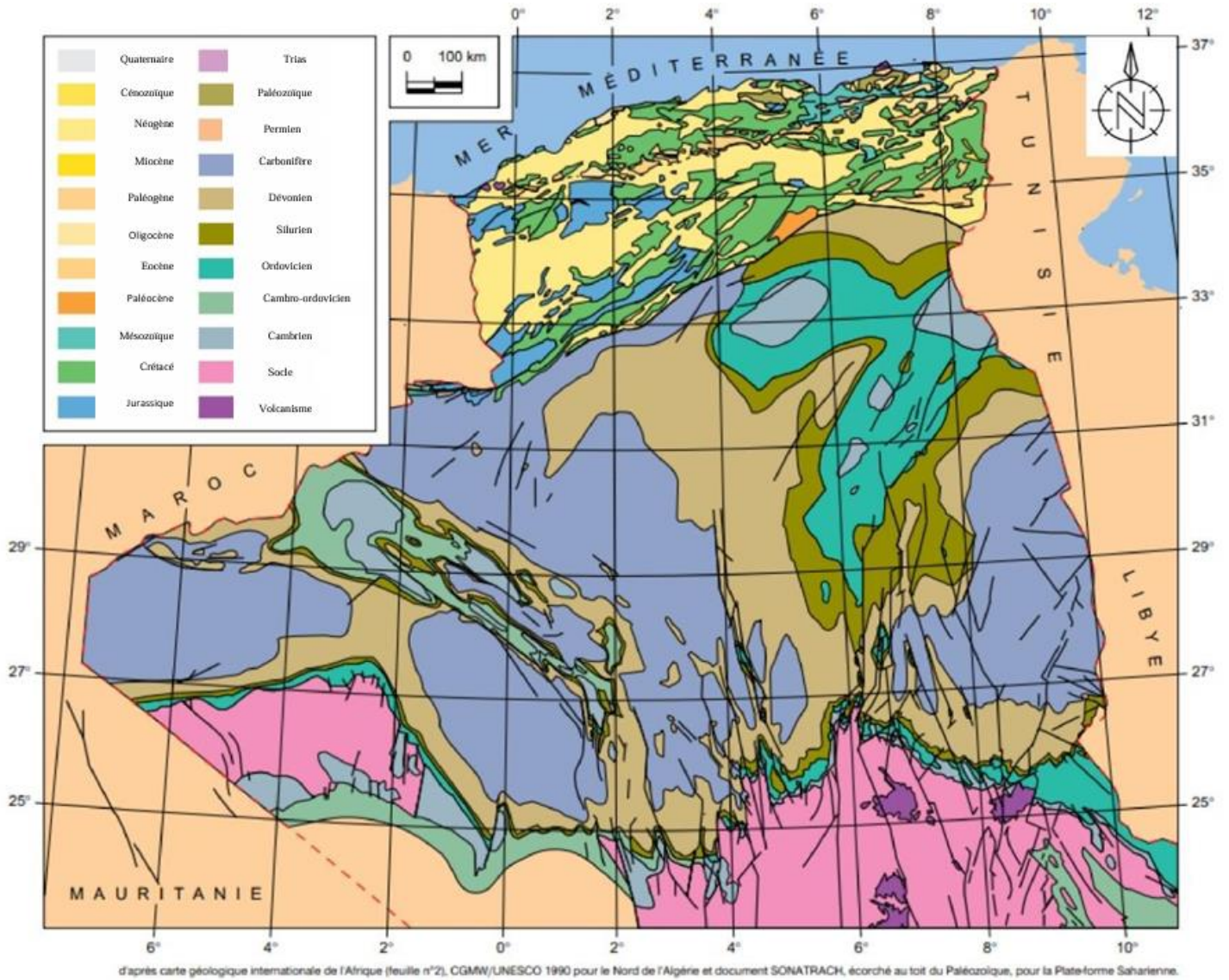


Figure 3 : Carte géologique d'Algérie (wec, 2007).

I.2. Cadre géologique local :

La zone d'étude, la concession Zerafa II, est située au Sud du bassin de Gourara qui fait partie de la plateforme saharienne, l'une des grandes unités structurales du grand Erg occidental. (Figure 4).

Le bassin de Gourara est limité :

- Au Nord par : les voûtes d'Oued Namous et de Meharez ;
- A l'Est par : la voûte d'Allal, le séparant de la dépression d'Oued Mya ;
- A l'Ouest par : la chaîne d'Ougarta qui le sépare des bassins de Tindouf et de Reggane ;
- Au Sud par : le bassin de l'Ahnet Est, le môle d'Idjerane, le séparant du Mouydir au Sud ;
- Au Sud des bassins de l'Ahnet et Mouydir, se situe le bouclier Touareg (Massif du Hoggar) avec ses anciennes zones relativement crotonisées lors de l'orogénèse panafricaine (560-600 Ma) au début des temps Cambriens.

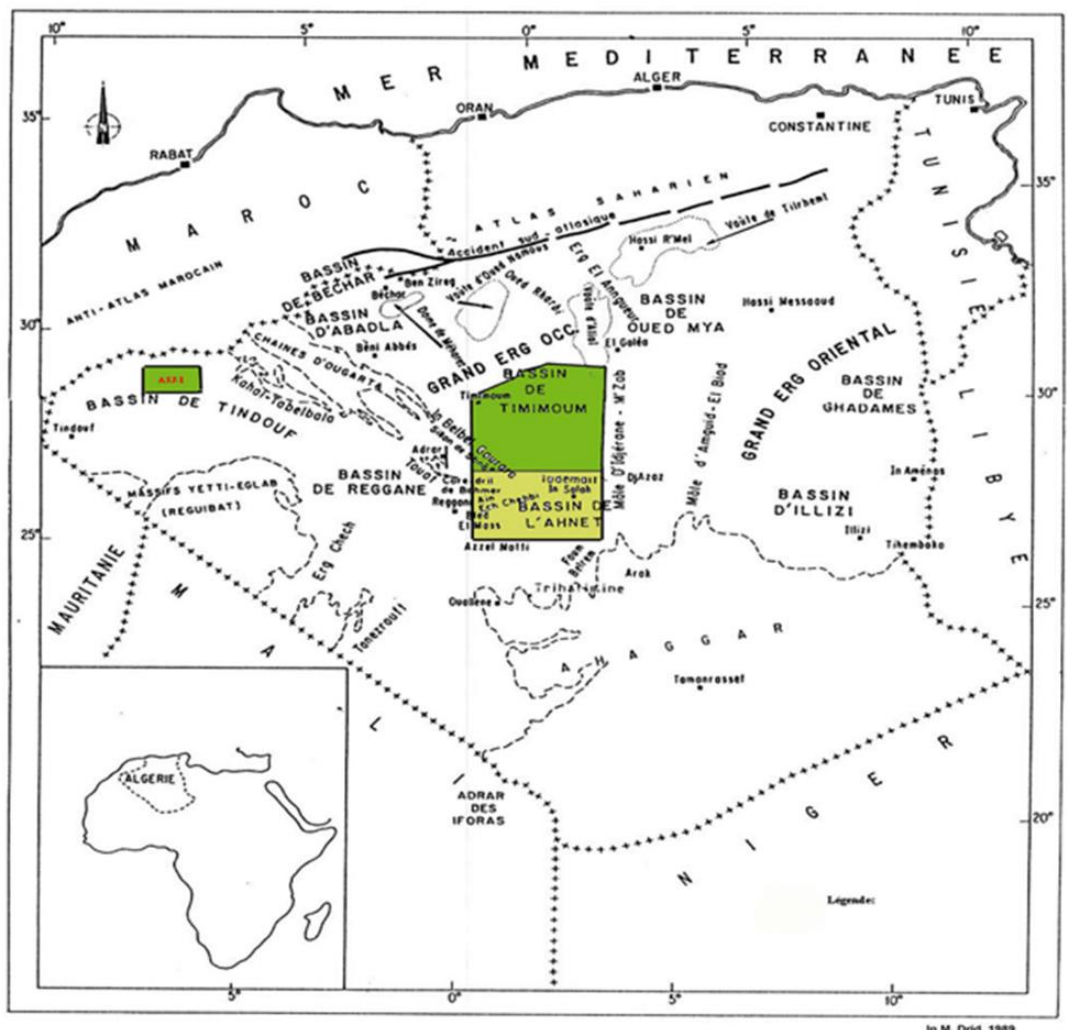


Figure 4 : Situation géologique du bassin de Gourara. Sh 2014.

I.2.1. Situation de la zone d'étude :

La concession Zerafa II fait partie du domaine Sud-Est du bassin de l'Ahnet Gourara., et couvre administrativement trois (03) wilayas : Adrar à l'Ouest, Ghardaïa à l'Est et Tamanrasset au Sud. Les villes proches de ce périmètre sont : El Goléa au Nord, In Sallah au Sud et Timimoun à l'Ouest (Figure 5).

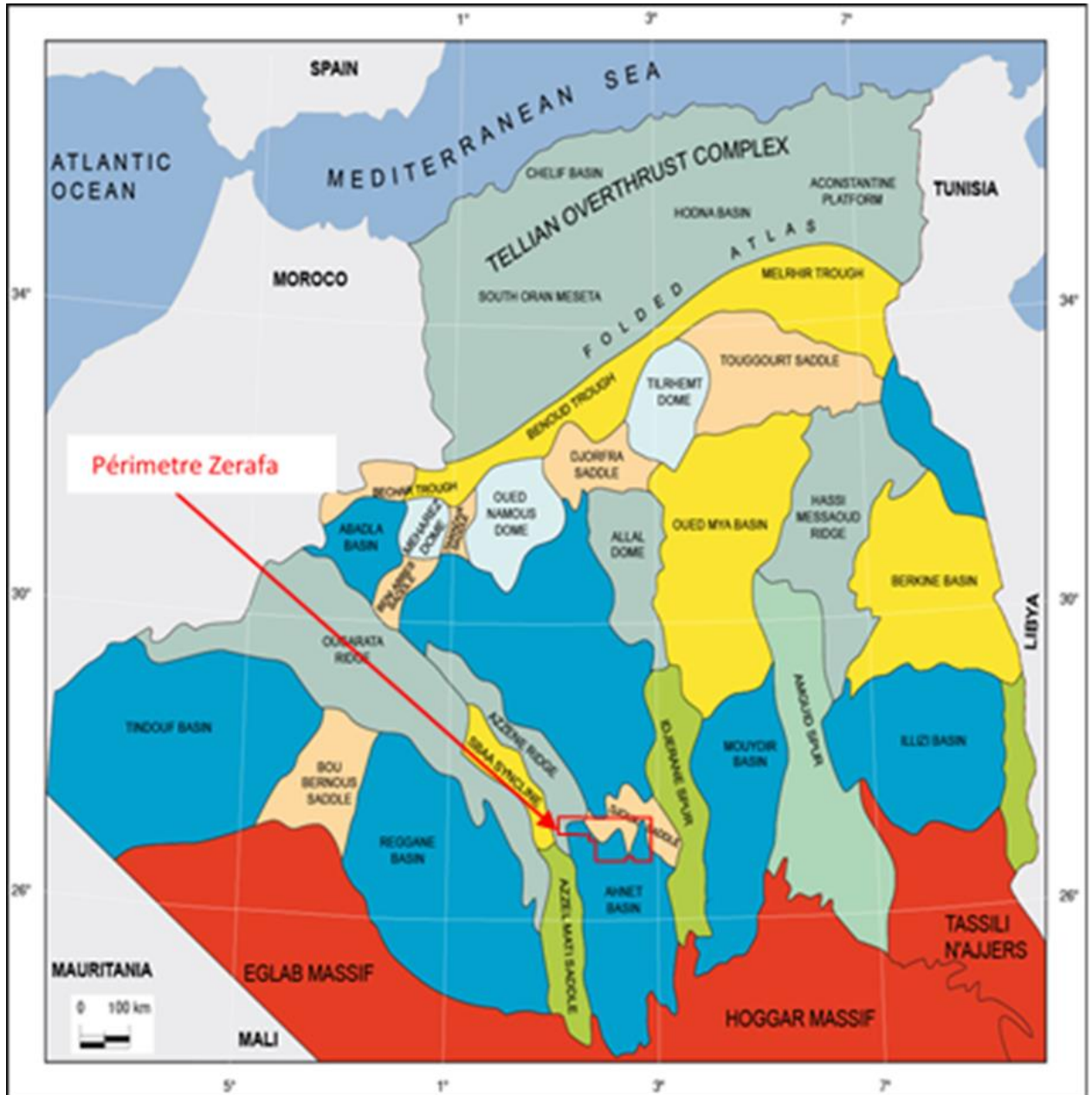


Figure 5 : Situation de la zone d'étude de la concession Zerafa II.

I.2.2. Cadre géographique :

La concession Zerafa II est située dans la partie Nord Est du bassin Gourara.

Elle est composée des blocs 322b, 345,346, couvrant une superficie de 22 873.14km².

Elle est délimitée par les coordonnées géographiques suivantes :

Sommets	Longitude DD:MM:SS	Latitude DD:MM:SS
1	0:45:00 E	29:50:00 N
2	3:00:00 E	29:50:00 N
3	3:00:00 E	28:35:00 N
4	1:40:00 E	28:35:00 N
5	1:40:00 E	29:10:00 N
6	1:30:00 E	29:10:00 N
7	1:30:00 E	29:20:00 N
8	0:45:00 E	29:20:00 N

Tableau.1 : Les coordonnées géographiques de la Zerafa.

La concession couvre une surface de topographie variable. Elle est caractérisée par des grandes falaises recoupées par des Oueds avec des dénivelées dépassant 100m par endroit. L'axe des falaises passe du Nord vers le Sud, en passant par les structures de Djebel Semani, Oued el Abid et Jokka. Le côté Nord-Ouest du périmètre est traversé dans sa grande partie par des cordons dunaires sur les structures de Ramedj, Erg-Chouiref et Sbaa el Hamar. (Figure 6)

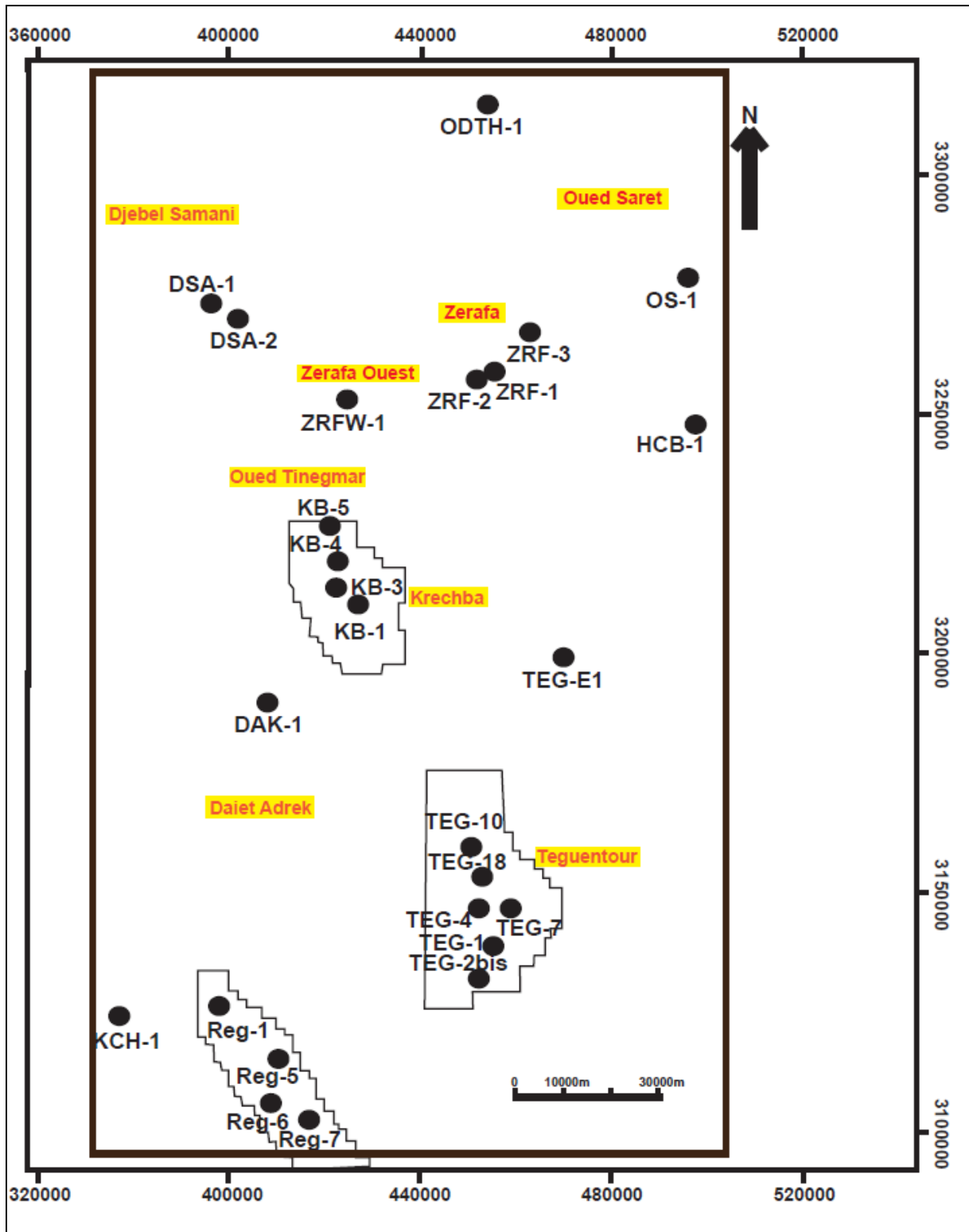


Figure 6 : Plan de position des puits de la concession Zerafa II sur une carte du domaine minier de l'asset ouest (sh/2024) dans le bassin de Gourara.

I.3. Aperçu structural et litho-stratigraphique de la zone d'étude :

Le bassin de Gourara est une vaste dépression tectonique composée principalement de formations sédimentaires du Paléozoïque et du Mésozoïque. La concession Zerafa II se situe au Sud-Est de cette dépression, où l'on observe une remontée structurale du Paléozoïque vers la route d'Azzéne.

Contrairement au bassin de l'Ahnet, qui se trouve à la jonction des cratons Ouest et Est-africain, le bassin de Gourara présente une structuration relativement faible. Comme toute la région, il a été influencé par l'orogénèse hercynienne. Certaines structures ont subi des directions vers Nord-Ouest, suivant la direction ougartienne, sous l'effet de différentes phases tectoniques.

La remontée régionale s'oriente globalement vers le Nord et le Nord-Est, où l'épaisseur de la couverture sédimentaire peut atteindre 5000m. Cette évolution géologique complexe a permis la préservation des dépôts du Paléozoïque (du Cambrien au Carbonifère) et du Mésozoïque (Crétacé), marqué par une importante discordance hercynienne régionale bien visible.

La couverture sédimentaire se compose de deux principales séries distinctes :

- La série Paléozoïque : avec une épaisseur comprise entre 2500m et 5000m
- La série Mésozoïque : dont l'épaisseur varie de quelques mètres à 1000m.

Les dépôts Paléozoïques, qui renferment les hydrocarbures, sont essentiellement détritiques à l'exception de quelques niveaux carbonatés présents dans le Silurien, et le Dévonien. Dans cette partie du bassin ; la production de gaz provient principalement du Dévonien inférieur (Emsien, Siégénien et Gédinnien) et à un degré moindre pour le Carbonifère (grès du Tournaisien) avec un potentiel prouvé dans la région.

I.3.1 Aspect structural :

La structure actuelle du bassin de Gourara s'est formée principalement à la fin du Paléozoïque et au début du Mésozoïque, à la fin du cycle hercynien.

I.3.1.1. Différentes phases de structuration du bassin:

I.3.1.1.1 Cycle Pan-Africain -Caledonien:

- **Phase cadomienne:** Elle correspond à une période d'émersion suivie d'une importante érosion et pénéplanation (R. FURON, 1968).
- **Phase sarde:** cette phase se caractérise par deux périodes d'émersion, suivies de deux importantes phases d'érosion. La première érosion a entraîné des discontinuités de ravinement, tandis que la seconde s'est produite après les dépôts des séries transgressives du Tremadocien supérieur et de l'Arenig inférieur.
- **Phase taconique:** Elle est marquée par une nouvelle émersion et par des mouvements épirogéniques, suivis de glaciations et de ravinements importants (S. BEUF et al. 1968).
- **Phase ardennaise:** c'est la principale phase calédonienne, survenue à la fin du Silurien. Elle se caractérise par une régression marine et a entraîné des mouvements épirogéniques positifs durant tout le dévonien inférieur jusqu'à la transgression marine emsienne.

I.3.1.1.2. Cycle Hercynien :

La fin du Dévonien et au début du Carbonifère, les structures géologiques ont connu un renforcement important, accompagné de l'érosion des zones les plus élevées. Ainsi dans le bassin de Gourara, les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Paléozoïque, du Carbonifère, du Dévonien et parfois même sur le Silurien et l'Ordovicien.

Les différentes phases observées durant ce cycle sont :

- * **phase bretonne :** caractérisée par une discontinuité difficile à observer.

* **Phase erzgebirgienne**: c'est la première phase majeure du cycle hercynien, datée du Namurien inférieur. Elle est marquée par une émergence importante et l'apparition de quelques plissements.

* **Phase asturienne** : correspondant à la surrection et au plissement de l'Ougarta. Cette phase s'est étendue à l'ensemble de l'Afrique du Nord. Elle est considérée comme, le premier responsable de la plupart des grandes structures actuelles du bassin qui sont de direction (NW-SE).

Les importantes surrections du cycle Hercynien sont le résultat des rejeux d'anciens accidents profonds du socle (S. BEUF et al; 1968 J.M. FREULON, 1964; J. FOLLOT, 1953; etc.).

I.3.1.1.3- Cycle Alpin :

Durant ce cycle la couverture sédimentaire secondaire et tertiaire, a fossilisé les déformations post-hercyniennes de la plate-forme saharienne (J. FABRE, 1976). Ces déformations sont principalement liées à la séparation Afrique-Amérique et de la formation de la chaîne alpine en Algérie du Nord.

Dans la région étudiée (Zerafa), les formations les plus récentes sont datées du Crétacé supérieur (Turonien). Toutes les déformations post-hercyniennes, seront attribuées aux premières phases alpines ciméro-autrichiennes (L.OUDJEDI, 1990).

- Deux grands axes structuraux ont contribué à la formation des bassins de l'Ahnet et Gourara (SH-BEICIP, 1980) :

L'axe foug Belrem : il représente le prolongement septentrional du môle d'Arak, qui sépare le bassin de l'Ahnet en deux sous bassins : L'Ahnet oriental, à l'Est et L'Ahnet central, à l'Ouest

Le môle d'Idjerane : structure positive depuis le Dévonien, il sépare les bassins de l'Ahnet-Gourara du Mouydir.

Ces axes sont caractérisés par une mobilité tectonique durant la sédimentation du Paléozoïque. Durant cette période, ils ont joué le rôle de zones surélevées, probablement par le biais de rejeux d'anciens accidents du socle.

D'après BOUDJAMA et BEICIP, Modifié par B.KADI (1992).


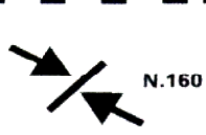
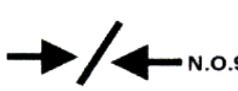





ERES		EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60	
	PALEOGENE	EOCENE	TERTIAIRE ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	JURASSIQUE TRIAS	PHASE AUTRICHIENNE	 N.O.90	Jeu en inverse sur les accidents NO.90	
			(ALPIN PRECOCE)			
PALEOZOIQUE		PERMIEN	PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE	
	CARBONIFERE	VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 N.O.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW	
	DEVONIEN	Superieur	SILURIEN	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Moyen				
		Inferieur				
		ORDOVICIEN	CALEDONIEENNE	 E.W ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")	
		CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	 E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)	

Figure 7 : Les différentes phases tectoniques reconnues de la concession Zerafa II.

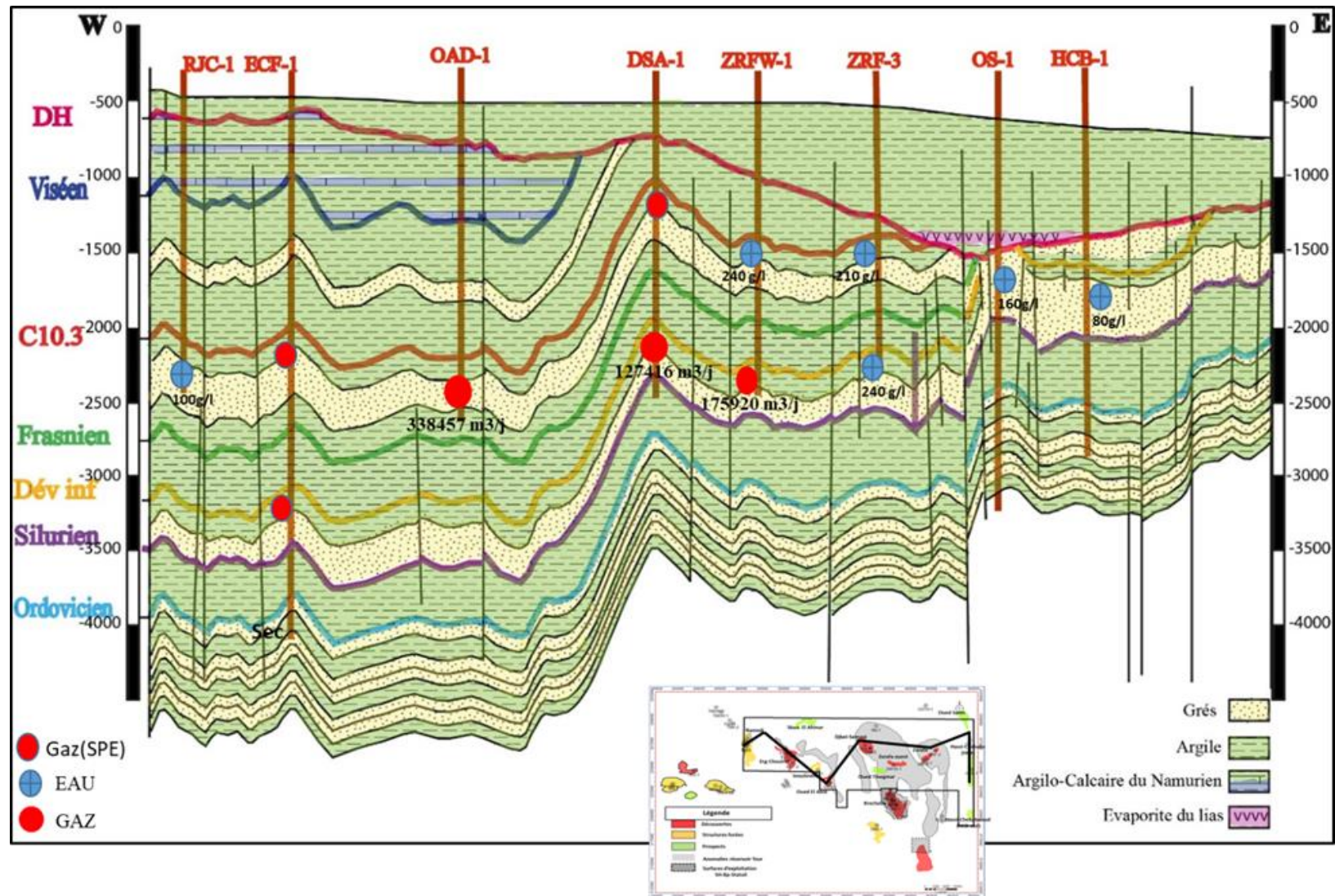


Figure 8 : Coupe schématique régionale Ouest-Est des réservoirs Tournaisien, Dévonien inférieur et l'Ordovicien à travers le périmètre Zerafa.

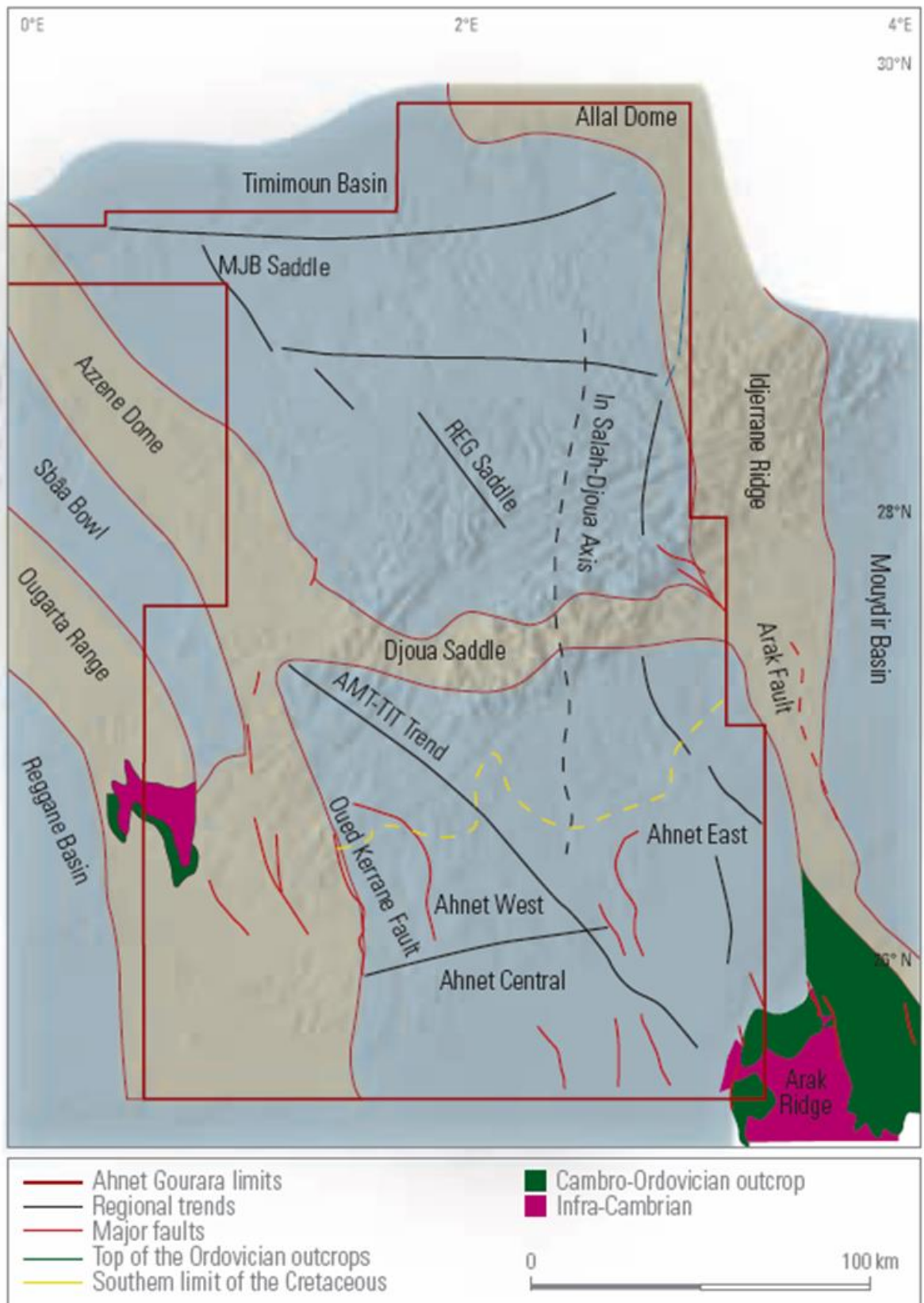


Figure 9 : Carte des éléments structuraux du bassin de l'Ahnet-Timimoun (Barret et al., 1994).

I.3.2. Aspect sédimentaire :

Dans le bassin de Gourara, les forages les plus profonds n'ont atteint que le Cambrien. La série stratigraphique qui sera présentée ne comprendra donc que les formations post-cambriennes, avec une attention particulière pour les périodes siluro-dévonniennes.

Dans la région de Zerafa particulièrement, les sondages n'ont atteint que le Silurien (Figure 10).

I.3.2.1. Paléozoïque:

I.3.2.1.1. Cambro-Ordovicien: ≥ 580 m

Quatre ensembles ont été distingués dans le **Cambro-Ordovicien**:

L'unité I : Correspond à la formation de Mercimine, composée de quartzites et de grès quartzitiques, avec de fines couches d'argiles.

L'unité II : équivalente à la formation d'Ariche El-Megta, elle est constituée des grès quartzitiques et des quartzites à stratifications obliques.

Selon (S. BEUF et al, 1968), ces deux unités correspondraient à des dépôts fluviaux.

L'unité III: regroupe plusieurs formations de faible épaisseur :

- Argiles d'El-Gassi : noires, silteuses et micacées, Grès d'El Atchane : avec des intercalations d'argiles micacées et pyriteuses.
- Quartzites de Hamra : accompagné de fines couches d'argiles noires micacées.
- Argiles de Tiferouine : alternant avec des grès argileux consolidés.
- Argiles d'Azzel : intercalées avec des grès fins, argileux et pyriteux.
- Grès de Oued Saret : légèrement dolomitique et argileux.

Les dépôts de cette unité sont attribués généralement à un complexe marin transitionnel.

L'unité IV : correspond à plusieurs formations :

- Grès d'El-Goléa : caractérisés par un ciment silto-argileux et des intercalations d'argiles.

- Argiles micro-conglomératiques : silteuses, contenant des galets de quartz et des passées de pyrite.
- Grès de Ramade : présentant des stratifications obliques

Ce complexe argilo-gréseux conglomératique a été attribué à une sédimentation périglaciaire et glaciaire (S. BEUF et al, 1968).

I.3.2.1.2. Silurien : $\geq 385\text{m}$

Dans le bassin de Gourara le Silurien est subdivisé en deux unités lithologiques.

- A la base, des argiles marines à Graptolites.
- Au sommet, une série argilo-silteuse appelée "zone de passage".

Les dépôts du Silurien sont essentiellement marins francs, avec une tendance légèrement régressive à la fin du Silurien supérieur correspondant à une zone de passage

Le Silurien est composé d'argiles gris foncé carbonatées et d'argiles grises indurées, silteuses et légèrement micacées, de fines couches de grès noirs, moyenne, dure et argileux, et de quelques niveaux calcaires avec des nodules de pyrite.

Le sommet de Silurien est délimité par : La présence d'une haute radioactivité du membre argilo-carbonaté à scyphocrinuselegans Zanker et de la palynozone dite H (GLAZOUNOV, 1989), et l'apparition de monograptusuni formis Bribyl (87).

Ces niveaux sont des repères stratigraphiques importants pour la corrélation dans la région étudiée.

I.3.2.1.3. Dévonien :

Le Dévonien est bien représenté dans la région de Zerafa et se divise, du bas vers le haut, en trois séries : le Dévonien inférieure, moyenne et supérieur.

➤ Dévonien inférieur :

Le Dévonien inférieur argilo-gréseux, correspond à un cycle transgressif qui va se poursuivre au cours du Dévonien moyen et supérieur et à une sédimentation marine à littorale (S. BEUF et al, 1968 ; SH-BEICIP, 1982).

Cette formation s'épaissit vers le Nord et le Nord-Ouest du bassin, avec une épaisseur maximale au centre. À l'Est et le Sud-Est du bassin de Gourara. Elle est subdivisée en trois unités principales :

- La série des alternances gédinnienne-siégénienne.
- La barre siégénienne ou “barre quartzitique”.
- Le Dévonien inférieur argilo-gréseux, correspondant à l'Emsien.

- Série des alternances :

Dans la région de Zerafa, la limite entre le Gédinien et le Siégénien est très délicate à retrouver, souvent placée à partir des études palynologiques.

- **Gédinnien:** (210 à 226 m d'épaisseur) : composé d'argiles pâteuses silteuses , de grès fins consolidés et de quelques passées de siltstones.
- **Siégénien** : (324 à 414 m d'épaisseur) : constitue d'alternances d'argiles noires silteuses micacées et carbonatées, de grès blancs fins, parfois quartzitiques, avec des intercalations d'argiles et de siltstones.

Les travaux de J. DELFAUD (1973-1974) attribuent à cette série gédinnienne-siégénienne un caractère sédimentaire. Les données palynologiques de (SH-BEICIP, 1981) les stratifications obliques, confuses des passées de fouissage, bioturbations, tigillites..., indiquent que cette série se serait déposée dans un environnement marin à margino-littoral, ce qui est en concordance avec les travaux de terrain de (S. BEUF et al, 1968).

- **Barre quartzitique** : Elle est constituée de grès moyens a grossiers à la base, devenant progressivement plus fins vers le sommet, avec des stratifications obliques. L'ensemble est fortement quartzitique.

Le dépôt serait fluviatil (S. BEUF et al. 1968-1971).

- **Emsien:** (43 à 57 m d'épaisseur) : L'Emsien est caractérisé par des siltstones compacts, des argiles noires et de fines couches de grès et de calcaires. Sa partie inférieure forme un banc calcaire de 15 à 20 m d'épaisseur, connu à l'échelle du bassin, sous le nom de Muraille de Chine.

➤ **Dévonien moyen** : (36 à 115 m d'épaisseur) :

Le Dévonien moyen est subdivisé en deux niveaux :

- **Couvinién** : Alternance de marnes grises plastiques, d'argiles feuilletées, et de bancs calcaires noirs, très argileux.
- **Givetien**: calcaire noir fossilifère, très argileux.

Le Dévonien moyen est caractérisé par des dépôts marins de haute énergie (A MOUSSINE-POUCHKINE, 1972).

➤ **Dévonien supérieur** :

- **Frasnien** : (75 à 155,5 m d'épaisseur) : il présente au sommet un banc de calcaire gris-blanc, tendre à noirs dur et argileux, avec des intercalations d'argiles noirs feuilletées et pyriteuses. La base est composée de calcaires noirs très argileux, intercalés d'argiles.
- **Famenien**: (454,5 à 465 m d'épaisseur) : constitué d'argiles gris foncé à noires, indurées, silteuses et micacées, avec des intercalations de grès gris-beige argileux et siliceux, ainsi que de calcaires blancs
- **Strunien** : (173 à 216m d'épaisseur) :
 - Partie supérieure : composées d'argiles gris-noir indurées, silteuses et micacées, avec des intercalations de grès gris clair siliceux quartzitiques et de siltstones compacts et micacés,
 - Partie inférieure : alternance irrégulière de grès gris blanc fins siliceux, avec des passées de pyrite, de fossiles et, par endroits, de dolomies

La formation du Dévonien supérieur est franchement marine (J.FABRE, 1976).

I.3.2.1.4. Carbonifère :

Le Carbonifère est marqué par une sédimentation essentiellement marine. Il est divisé en deux unités principales :

- **Tournaisien** : (89 à 182,5 m d'épaisseur) : est constitué d'une alternance de grès gris-brun siliceux argileux et d'argiles gris-foncées indurées, fossilifères avec des passées de dolomies et de calcaires. Sa base est marquée par un banc de grès avec de fines intercalations d'argiles.

- **Viséen:**(à 232 m d'épaisseur) : est composé d'argiles noires à gris-noire indurée, silteuses avec couches fines de calcaire dolomitique localement argileux.

Toute la partie supérieure du Carbonifère est érodée, et les forages dans la région, n'ont rencontrés que le Tournaisien et le Viséen. Dans la structure de Zerafa, le Viséen est complètement érodé au niveau des puits ZRF-2, ZRF-1 et ZRF-3, par contre il est de 232 m d'épaisseur dans le ZRF-W-1.

L'effet érosif de la discordance hercynienne est ainsi beaucoup plus important dans la partie Est de la structure (voir les coupes géologiques SW-NE et W-E).

Les épaisses séries du Dévonien supérieur et du Carbonifère inférieur jouent un rôle très important dans l'enfouissement des séries sous-jacentes, avec ce que cela indique sur le plan de la diagenèse des réservoirs et de la maturation de la matière organique des roches mères.

I.3.2.2. Mésozoïque :

Cette ère commence par le Jurassique qui est en discordance sur le Carbonifère inférieur. Le Trias est absent à l'échelle de tout le bassin (C. KILLIAN, 1937).

I.3.2.2.1. Jurassique : de 207,5 à 229 m d'épaisseur

Il se divise en trois formations stratigraphiques :

- **Lias :** composé d'argiles verdâtres, et d'anhydrite blanche friable.
- **Dogger :** formé d'argiles brun-rouges légèrement carbonatées avec présence de dolomies et de pyrite.
- **Malm :** caractérisé par une alternance irrégulière d'argiles et de grès avec du sable par endroit.

I.3.2.2.2. Crétacé :

Dans la région de Zerafa II, l'épaisseur du crétacé varie entre 685.5 et 824 m. il se divise en deux périodes : le Crétacé inférieur et le Crétacé supérieur.

➤ **Crétacé inférieur : "Continental Intercalaire"**

- **Barrémien-Néocomien :** Composé principalement de sables ocres et roux, avec de fines couches d'argiles et de grès à ciment argilo-carbonaté.

- **Aptien** : Constitué d'argile dolomitique à marnes grises.
 - **Albien** : formé de grès et de siltstone avec des intercalations d'argiles silteuses.
- **Crétacé Supérieur** : il est subdivisé en deux unités stratigraphiques :
- **Le Cénomanién** : composé d'argiles silteuses, dolomitiques avec la présence de grès et de siltstone.
 - **Le Turonien** : constitué de calcaires microcristallins et argileux avec passées de marnes grises et tendres.

Les séries du Mésozoïque ne présentent aucun intérêt pétrolier, mais d'excellents réservoirs aquifères, au niveau du Continental Intercalaire (Crétacé inférieur) (OUDJEDI 1990).

Ses formations les plus récentes rencontrées sont attribuées aux derniers dépôts laguno-marins avant le retrait définitif de la mer sur l'ensemble du bassin.

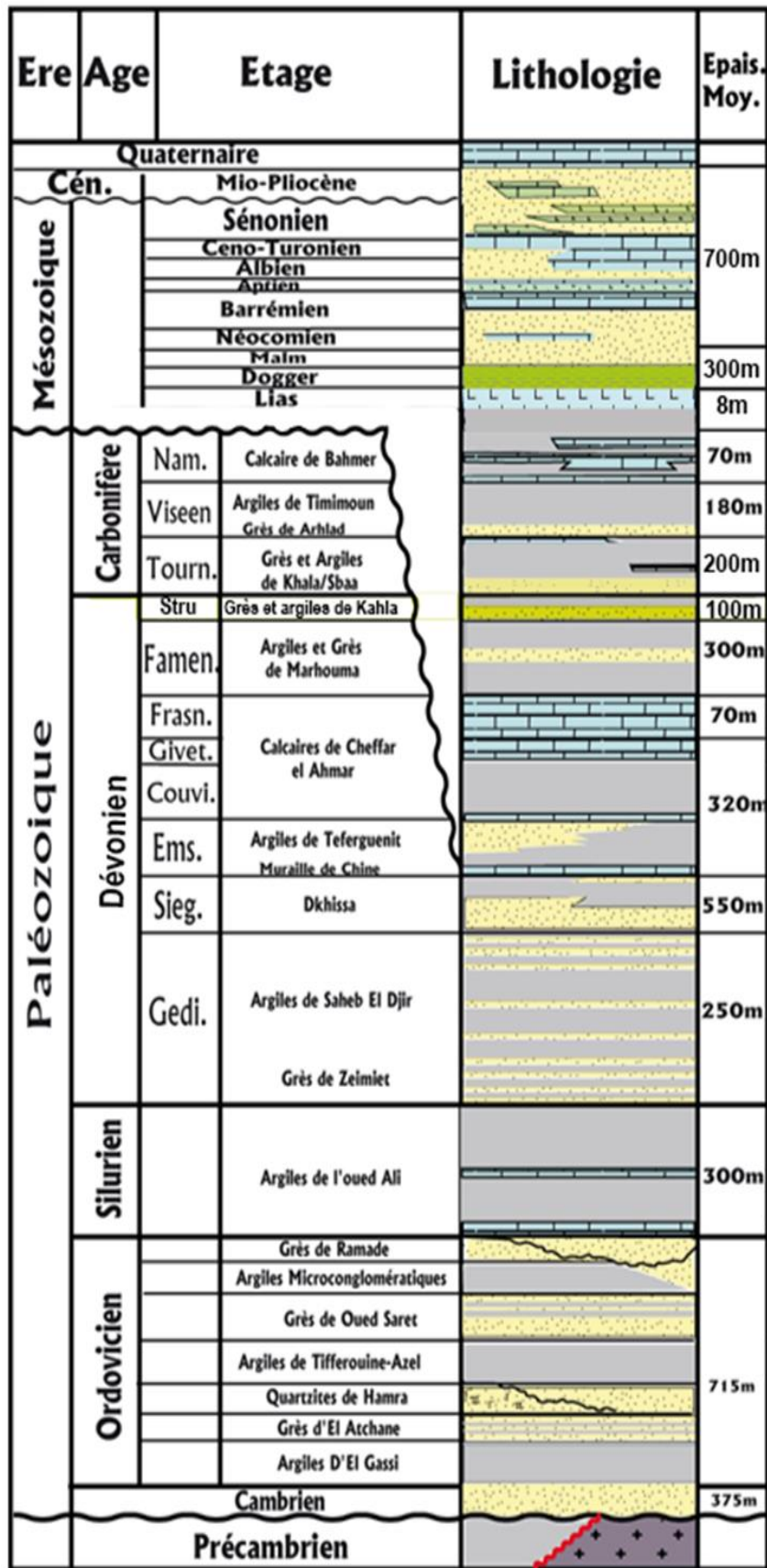


Figure 10: Coupe stratigraphique type de la concession Zerafa II (bassin de Gourara) (SH/2014)

I.4. Aspect pétrolière :

I.4.1. Historique des Travaux de Prospection Pétrolière

a) . Bassin de l'Ahnet-Gourara :

- **1908** : GAUTIER propose la première esquisse géologique de la région.
- **1900-1931** : Études géologiques par FLAMANT et HAUG sur les fossiles, levés topographiques réalisés par BOUCART et MONOD.
- **1952-1959** : Découverte d'hydrocarbures à Djebel Berga en 1953 par C.R.E.P.S, marquant la présence d'hydrocarbures dans la région.
- **1959-1971** : Ralentissement des explorations en raison de la découverte d'autres gisements et des problèmes logistiques.
- **1971-présent** : Réactivation des explorations par Sonatrach après la nationalisation des hydrocarbures. Réalisation de cinq forages profonds :
 - **Gf-1 (1973)** : 2482 m, faible débit de gaz.
 - **Gf-2 (1990-1991)** : 2791 m, productif (228.500 m³/j).
 - **Gf-3 (1991)** : 2506 m, productif (224.000 m³/j).
 - **Gf-4 (1992)** : 2575 m, résultats limités.
 - **Gf-5 (2006)** : 2780 m, faible débit de gaz.

b) Concession de Zerafa II :

- **En 1951** : Début de l'exploration avec des travaux gravimétriques.
- **1955** : Découverte de la structure de Kerboub grâce à un levé gravimétrique, suivi du premier forage (KE-1) dans le Carbonifère, arrêté dans le Viséen.
- Un total de 32 forages a été réalisé sur diverses structures (Krechba, Teguentour Est, etc.), mettant en évidence des accumulations de gaz dans les réservoirs du Tournaisien et du Dévonien inférieur, avec des débits atteignant parfois 400.000 m³/j et des indices de gaz dans les réservoirs de l'Ordovicien.

I.4.2. Intérêt pétrolier de la région de l'Ahnet-Gourara :

Les forages réalisés dans le bassin de l'Ahnet-Gourara ont identifié trois systèmes pétroliers de gaz distincts sur le plan hydrodynamique :

- **Système Cambro-Ordovicien** : Ce système produit du gaz sec avec des accumulations notables à Bahar El Hamar et Garet El Guefoul. Il comprend trois unités, les quartzites de Hamra : recouvertes par les argiles d'Azzel et Tiferouine, et les Grès d'Oued Saret et d'El Goléa : également recouverts par des argiles du Silurien.
Les hydrocarbures proviennent probablement des argiles radioactives du Silurien et des argiles du même âge, qui conservent leurs propriétés de roche mère en partie supérieure.
- **Système Dévonien inférieur** : Composé des unités Gédinnien, Siegénien et Emsien, ce système abrite plus de 65 % des réserves du bassin. Ces niveaux sont recouverts par une série argileuse du Dévonien moyen et alimentés en hydrocarbures par les argiles du même âge et celles du Silurien.
- **Système Tournaisien** : Cette partie Nord du bassin est constituée de grès qui sont recouverts et nourris par des argiles du même âge.

I.4.3. Système pétrolier de la zone d'étude :

I.4.3.1. Roche mère :

L'analyse géochimique des puits a montré que toutes les argiles du Paléozoïque possèdent des qualités de roche mère. Les argiles à graptolites noires du Silurien, et la série argilo-carbonatée du Givétien-Frasnien sont les principales. Elle atteignant leur maturité et une migration active après la structuration influencée par le soulèvement hercynien et les autres manifestations de la phase hercynienne.

I.4.3.2. Roche réservoir :

Tous les grès du Paléozoïque peuvent être considérés comme potentiellement réservoir et productifs de gaz :

- **Ordovicien** : Les grès d'El Goléa, fluvioglaciaux à marins peu profonds, présentent une porosité de 5 à 14 %. Les quartzites de Hamra affichent une porosité de 3 à 8 %, avec la fracturation influençant leur qualité de réservoir.
- **Gédinnien** : Cette formation, définie par des bancs de grès et d'argiles dans un environnement de plateau continental, offre une épaisseur de 10 à 65 m et des porosités de 10 à 15 %.
- **Siégénien** : Ce système, fluvial avec influences marines, a une porosité variable (1 à 20 %).
- **Emsien** : Comprend des grès grossiers, parfois conglomératiques, ayant une porosité d'environ 20 %, mais son extension est limitée.
- **Tournaisien** : Grès fluvi-estuariens à deltaïques dont l'épaisseur varie de 2 à 25 m, avec des porosités pouvant atteindre 24 %.

I.4.3.3. Roches couvertures :

Les argiles du Silurien représentent une excellente couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien. À l'échelle régionale, les argiles du Dévonien moyen fournissent une bonne couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur. Localement les argiles du Dévonien inférieur jouent également ce rôle. Les argiles du Tournaisien assurent une couverture pour le réservoir sous-jacent du même nom.

En conclusion, le bassin de l'Ahnet-Gourara présente un intérêt pétrolier significatif grâce à la diversité de ses systèmes pétroliers, à la qualité de ses roches mères et réservoirs, ainsi qu'à l'efficacité des roches couvertures.

**Chapitre II : Configuration
structurale générale et aspect
sédimentologique de la zone d'étude
concession Zerafa II.**

Introduction :

Durant ce chapitre nous allons présenter : la configuration structurale actuelle ainsi que le concept général des pièges stratigraphiques du Dévonien et du Carbonifère, en s'appuyant sur l'écorché géologique sous la discordance hercynienne et les transects sismiques. On va examiner aussi la lithologie, l'étendue et la répartition spatiale de la couverture mésozoïque.

II.1. Configuration structurale générale des pièges stratigraphiques du Paléozoïque (sous la discordance hercynienne dans la Concession Zerafa II):

- **Introduction :**

La région d'étude a connu deux phases tectoniques compressives majeures qui sont la phase hercynienne et la phase alpine. Ces dernières se sont succédées et superposées dans le temps pour structurer la couverture sédimentaire paléo-mésozoïque et lui conférer le schéma structural actuel.

Dans ce qui suit nous allons montrer la configuration structurale actuelle ainsi que le concept général des pièges stratigraphiques du Dévonien et du Carbonifère.

II.1.1. Ecorché géologique et schéma structural sous la discordance hercynienne :

L'écorché géologique à la discordance hercynienne (Figure 11) réalisé à partir des données de puits et calibré parfois avec les données sismiques, montre que les formations géologiques du Paléozoïque qui affleurent sous la discordance hercynienne sont principalement celles du Dévonien, dans l'extrême partie orientale à Oued Saret (extrême Sud de la voute d'Allal), et celles du Carbonifère dans la partie centrale et occidentale à Zerafa, Krechba, Erg chouiref et l'Erg (Sud de la dépression de Gourara).

Nous remarquons que les formations du Paléozoïque inférieur (Silurien, Ordovicien et Cambrien) sont totalement absentes sur notre zone d'étude, ils se localisent à l'extrême Nord Est de la voute d'Allal (pourtour Ouest de Hassi R'Mel, selon un écorché sous DH /SH-2021).

La carte montre que les séries paléozoïques sont déformées par une intense phase hercynienne. Elles sont structurées comme suit :

- Principalement, les réservoirs de Tournaisien/Strunien et du Siegenien/Gedinnien qui sont mis en évidence comme pièges stratigraphiques sous la discordance hercynienne notamment dans la partie Nord et Nord-Est de la zone d'étude.
- Un anticlinal à cœur essentiellement Siegenien (Dévonien inférieur) à Oued Saret, il est orienté Nord-Sud, sa fermeture orientale forme la voute d'Allal, et l'ensellement de Djofra.
- L'anticlinal de Krechba, à cœur Viséen orienté NE-SW.
- L'anticlinal de Teguentour, à cœur Viséen orienté Nord-Sud.
- L'anticlinal de Ramedj, à cœur Namurien orienté NW-SE.
- Et le grand anticlinal de l'Erg à cœur essentiellement Famennien orienté NW-SE.

Nous avons plusieurs structures anticlinales dans la partie centrales à Erg Chouiref, elles sont généralement d'orientation NW-SE.

Un demi-synclinal localisé vers l'extrême Nord-Ouest de la zone d'étude à Tinerkouk, il est largement ouvert vers le Nord (dépression de Gourara et Guern el Guessa). Il est à cœur Namurien. Sur cette structure, vers le Nord, un nombre important de forages d'exploration a été implanté par Sonatrach. C'est sur son flanc oriental que nous avons la fameuse découverte de Hassi Ba Hamou dans le Strunien.

Plusieurs failles ont participé à la structuration de cette zone d'étude elles sont essentiellement situées au Nord et Nord-Est, l'une à la structure de Zerafa orienté Est-Ouest et l'autre au mole d'Oued Saret orienté Nord-Sud.

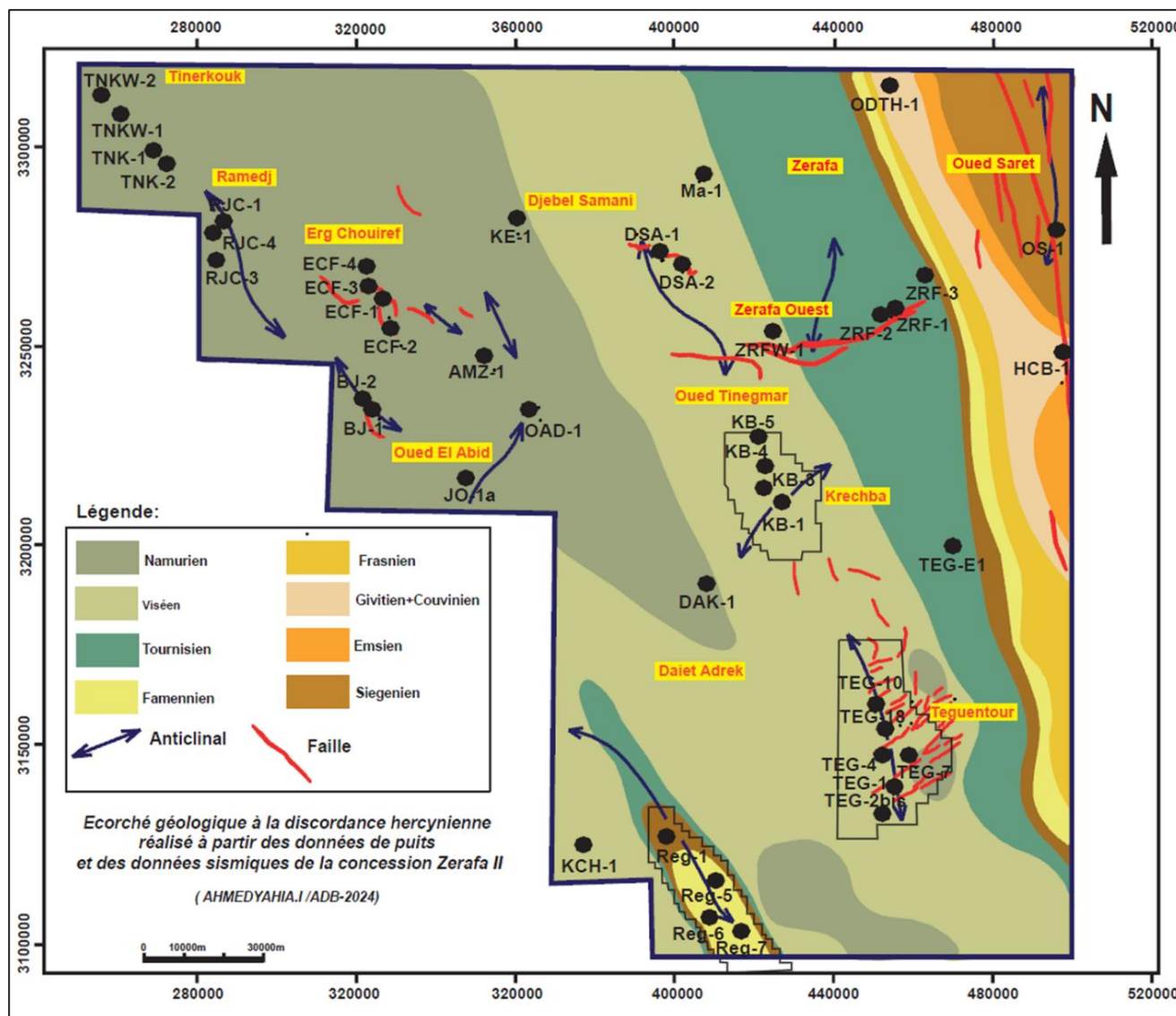


Figure 11: Ecorché géologique à la discordance hercynienne de la concession Zerafa II. SH/2024.

II.1.2. Transects sismiques régionaux :

Pour mieux comprendre l'architecture structurale actuelle en profondeur de notre zone d'étude et de tous les éléments structuraux qui lui sont associés tel que les failles, les plis, les discordances et surtout les biseaux stratigraphiques (top lap) résultant de l'érosion hercynienne, nous avons exploité et utilisé plusieurs transects sismiques accomplies dans des travaux antérieurs. Ces transects illustrent parfaitement et clairement les importantes unités tectoniques qui constituent notre zone d'étude et les biseaux stratigraphiques (top lap) du Dévonien et du Carbonifère, les principaux objectifs de notre étude, (Figure 12 et Figure 13).

Le transect sismique (Figure 12) illustre une épaisse couverture sédimentaire méso-cénozoïque relativement non déformée discordante sur un Paléozoïque assez structuré par la phase hercynienne.

- Au Sud nous observons un large synclinal à cœur Carbonifère (Namurien) faiblement déformé.
- Plus au Nord, nous avons l'anticlinal paléozoïque du môle d'Oued Saret tronqué par la discordance hercynienne formant ainsi des biseaux stratigraphiques essentiellement des séries supérieures du Paléozoïque notamment le Carbonifère.

Le transect sismique (Figure 13) montre une couverture sédimentaire mésozoïque assez réduite à l'Ouest (bassin de Gourara) qui s'épaissit progressivement vers l'Est (môle d'Oued Saret), elle est très peu déformée et repose en discordance sur les formations plissées du Paléozoïque.

Cette coupe montre un Paléozoïque qui forme une succession de structures anticlinales paléozoïques et très érodée par la discordance hercynienne. Cette érosion a engendré des biseaux stratigraphiques (top-lap) bien distincts des séries du Carbonifère et du Dévonien notamment le Tournaisien et le Siegénien.

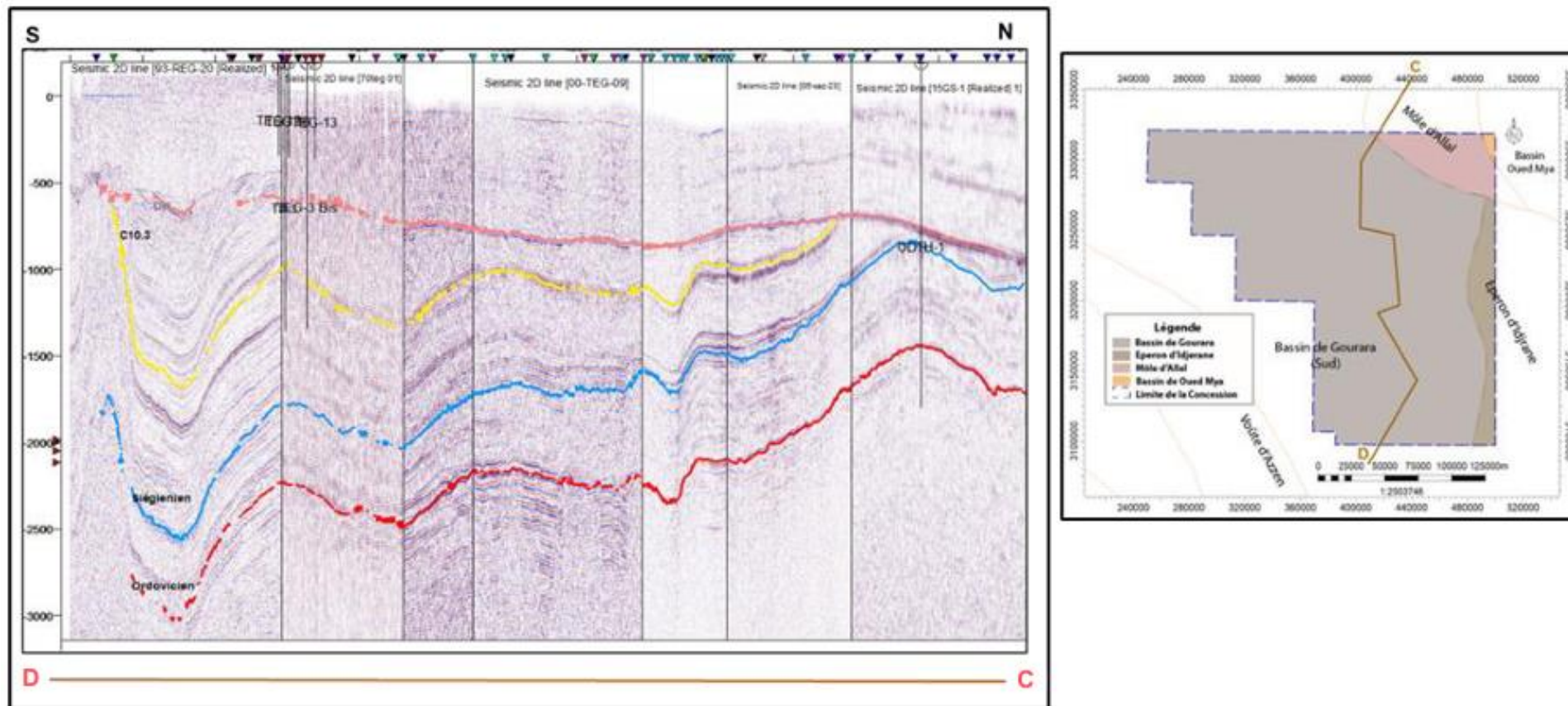


Figure 12: Coupe sismique Sud-Nord à travers la concession Zerafa II

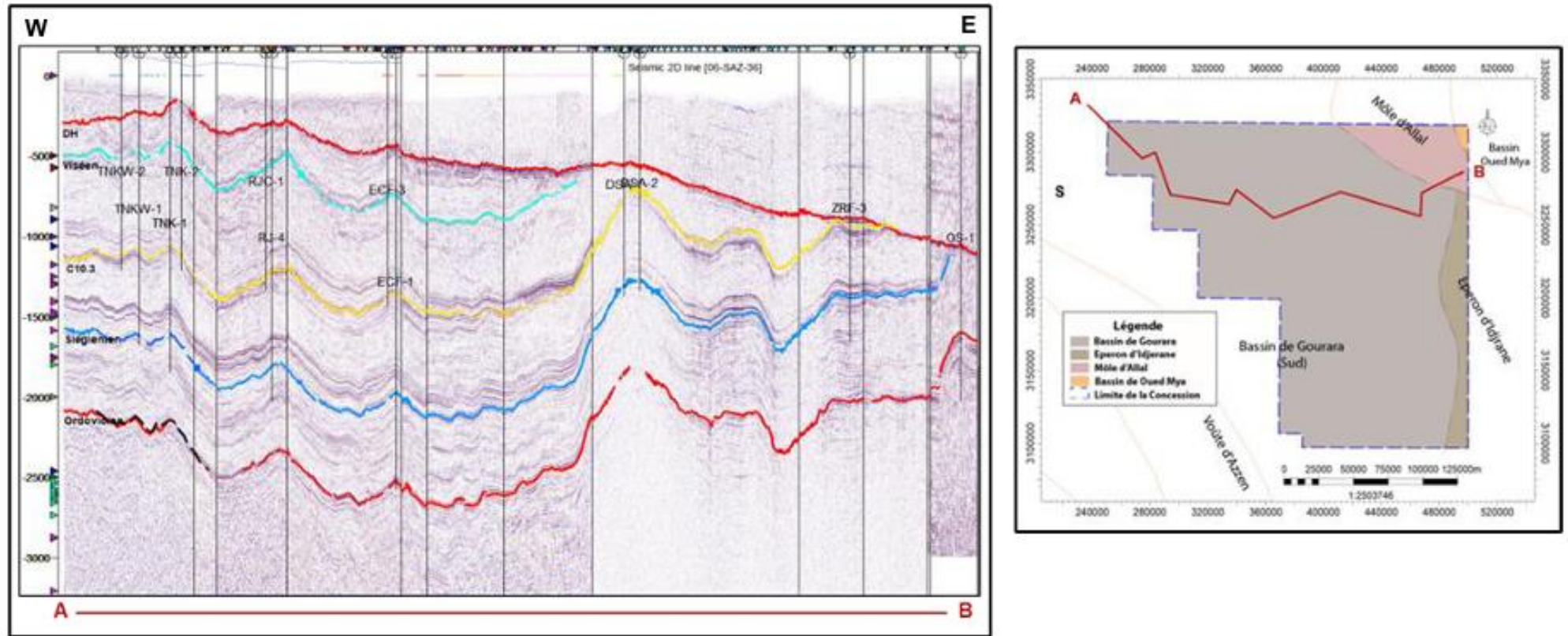


Figure 13 : Coupe sismique Ouest-Est à travers la concession Zerafa II.

La phase hercynienne allant du Fin Dévonien jusqu'au Trias est très perceptible dans la région d'étude, elle s'est exprimée par la génération de plusieurs structures (Failles et plis), par le soulèvement des grandes unités tectoniques (les voutes, ensellements) et par une intense érosion (érosion hercynienne).

Le môle d'Oued Saret ainsi que la voute d'Allal et l'ensellement de Djofra plus au Nord ont été affecté intensément par l'érosion hercynienne atteignant parfois le Silurien (MZR-1 et HAL-1). Cette érosion a généré sur les flancs de ces unités (voutes et ensellements) des troncatures importantes (biseaux stratigraphiques) bien perceptibles (top-lap) sous la discordance hercynienne.

II.2. Aperçu sédimentologique de la couverture mésozoïque :

Dans cette partie nous allons montrer la répartition spatiale de la couverture mésozoïque, sa nature lithologique et son extension de la concession Zerafa

II.2.1. La répartition spatiale de la couverture des réservoirs du Tournaisien et Siegenien/Gédinnien :

Dans le cadre de cette étude, nous visons à mettre en évidence l'étendue de la couverture, en nous basant sur les nouvelles données provenant des puits. De manière générale, le Mésozoïque se révèle être la principale couverture sur les formations du Paléozoïque (Figure 14). Cette couverture se compose de trois ensembles lithostratigraphiques bien distincts :

- **Le Jurassique** : il constitue la principale couverture sur toute la partie occidentale de la zone d'étude. il est représenté par :
 - **Le Lias anhydritique** : il constitue la principale couverture à Zerafa et Zerafa Ouest. Ce dernier est largement développé dans la partie Nord centrale de la zone d'étude, tels que ZRF-1, ZRF-2 et ZRFW-1.
 - **Le jurassique argileux** : (Dogger et Malm), il s'étend du Nord-Ouest au Sud-Ouest, il présente des limites bien définies, notamment à Djebel Samani et de Daïet Adrek et la région de REG, tels que les puits : DSA-1, DSA-2, DAK-1, KCH-1, REG-1 et REG-6.

Cette disposition change plus à l'Est et au Sud-Est de la zone d'étude où la couverture jurassique s'amincit et se traduit par une réduction progressive en épaisseur des niveaux argileux pour disparaître complètement vers le môle d'Oued Saret, tels que OS-1.

Malgré la disparition des séries argileuses du Jurassique et des niveaux anhydritiques du Lias, les niveaux argilo-anhydritique du Continental intercalaire au contact direct avec les réservoirs Tournaisien et Siegenien/Gedinnien, continuent à assurer la couverture de ces réservoirs, tels que le puits TEGE-1.

- **Le Crétacé inférieur :**
 - **Le Continental Intercalaire :** Cet ensemble se développe particulièrement dans le Sud-Est et l'Est de la zone d'étude. Il repose directement sur le Paléozoïque, tels que les puits : TEG-2BIS, TEG-bis-3, KB-4 et KB-5.
 - **Le Continental Intercalaire lagunaire :** est bien développé dans la partie Nord - Est à Oued Saret tels que OS-1 et HCB-1 avec des limites plus incertaines avec le Lias à l'Ouest.

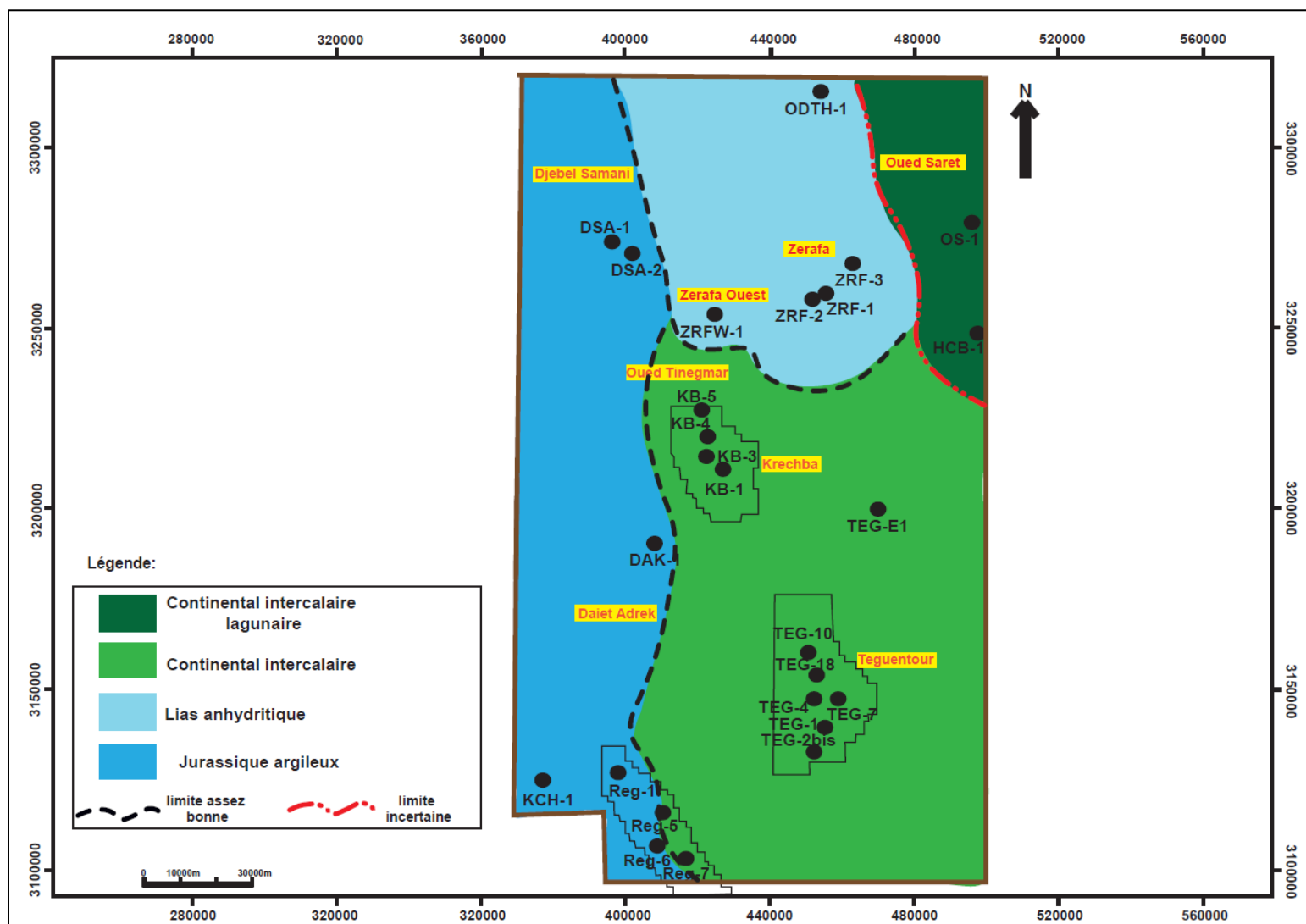


Figure 14 : Carte de distribution de la couverture mésozoïque de la concession Zerafa II.

II.2.2. La nature lithologique de la couverture mésozoïque :

II.2.2.1. Le Lias anhydritique :

Il s'agit d'une alternance d'anhydrite et de dolomies, parfois constitué principalement d'anhydrite massive avec la présence de gypse et calcaire en couche fine et intercalation d'argile (ZRF-1, ZRF-2, ZRF-3, ZRFW-1, ODT-1). (Figure 15)

II-2-2.2. Le Jurassique :

Le Jurassique est principalement constitué d'argile, avec des occurrences d'anhydrite, ainsi que la présence de gypse, de dolomies ainsi que de calcaires en passées. On y trouve également des intercalations de calcaires, de grès et de dolomies (Figure 16).

II.2.2.3. Le Continental intercalaire :

Ce complexe qui repose directement sur la discordance hercynienne suite à la disparition totale du Lias et du Jurassique, il est représenté dans cette région par deux ensembles bien distincts :(Figure 17)

- **Le Continental intercalaire gréseux** : Il s'agit de Grès grossiers à moyens, parfois argileux, avec la présence d'anhydrite, de calcaires, de dolomies, d'argile et de gypse en couches fines on y trouve également des intercalations d'argiles, de dolomies et de calcaires.

Cette disposition change latéralement vers l'extrême Est de Krechba et passe à des argiles silteuses intercalées par des dolomies et des gypses qui dépassent parfois 25m.

- **Le Continental intercalaire lagunaire** : On la retrouve autour du puits OS-1 et TEG-E1, il est constitué principalement par des argiles silteuses, avec des couches fines s de Gypse et d'anhydrite. On observe notamment des intercalations de dolomies.

A Oued Saret, il est principalement composé d'anhydrite massive, avec des couches fines de dolomies et de gypse, ainsi que des intercalations d'argiles.

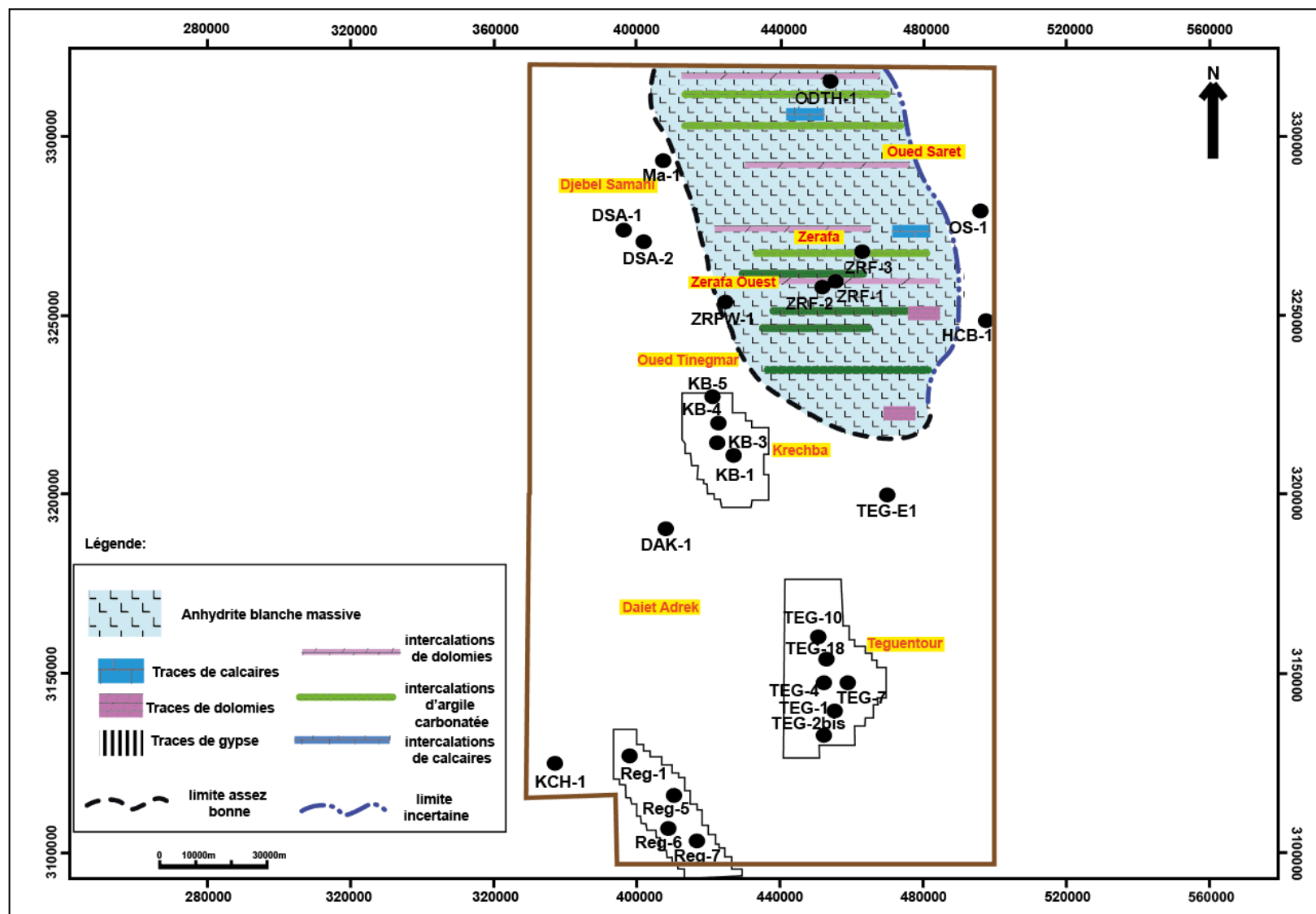


Figure 15 : Carte de faciès du Lias anhydritique de la concession Zerafa II.

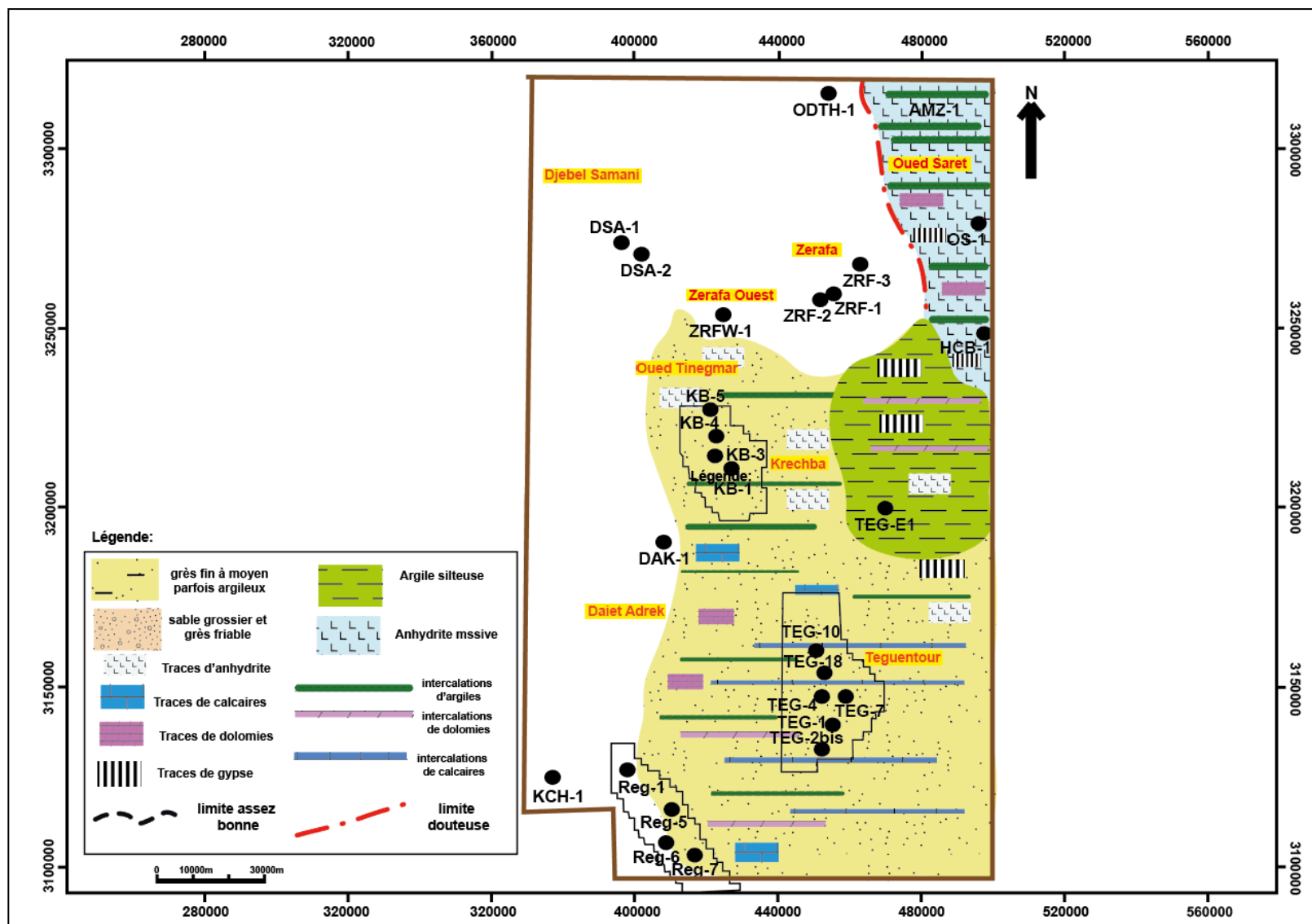


Figure 17 : Carte de faciès de Continental intercalaire de la concession Zerafa II.

II.2.3. Corrélation stratigraphique de la couverture mésozoïque :

Les corrélations stratigraphiques permettent de mettre en évidence l'étendue de la couverture mésozoïque dans la région d'étude. Pour cela, deux profils de corrélations ont été réalisés :

Le premier profil s'étend du Nord au Sud, traversant les zones de Zerafa et Teguentour .il concerne 7 puits : ODTH-1, ZRF3, ZRF-1, ZRF-2, TEGE-1, TEG-7, TEG-1. (Figure 18)

Le deuxième profil s'étend d'Est en Ouest, en passant par Oued Saret et Zerafa jusqu'à Djebel Samani à l'Ouest. Il concerne 5 puits : OS-1, ZRF- 1, ZRF-2, ZRFW-1, DSA-1. (Figure19).

Ces profils montrent que toutes les séries du Mésozoïque, Lias, Jurassique et le Continental Intercalaire) sont en continuités à l'échelle régionale, ce qui permet d'interpréter leur répartition dans toute la zone d'étude.

Lias : cette formation présente une continuité latérale d'Est en Ouest et du Nord au Sud, avec une épaisseur d'environ 100 m. Elle est bien développée dans la région de Zerafa, en particulier au niveau des puits (ZRF-1, ZRF-2, ZRF-3, ZRFW-1, ODTH-1).

Cependant, elle s'amincit progressivement vers le centre de Zerafa et tend à disparaître en se dirigeant vers le Sud-Ouest. Cette couverture est marquée par une épaisse couche d'anhydrite blanche massive avec d'intercalation de dolomie, comme observé dans les puits (ZRF- 1, ZRF-2 ZRF-3, ZRFW-1, ODTH-1).

Jurassique (Dogger et Malm) : est une deuxième couverture plus épaisse repose au-dessus du Lias. Elle présente une continuité latérale d'Est en Ouest du Nord au Sud, avec une épaisseur qui pouvant dépasser 150 m.

Dans certaines zones où le Lias disparaît, notamment au Nord –Est à Oued Saret et au Sud à Teguentour aux niveaux des puits : OS-1, TEGE-1 TEG-1 et TEG-7, le Continental Intercalaire repose directement sur les réservoirs tournaisiens.

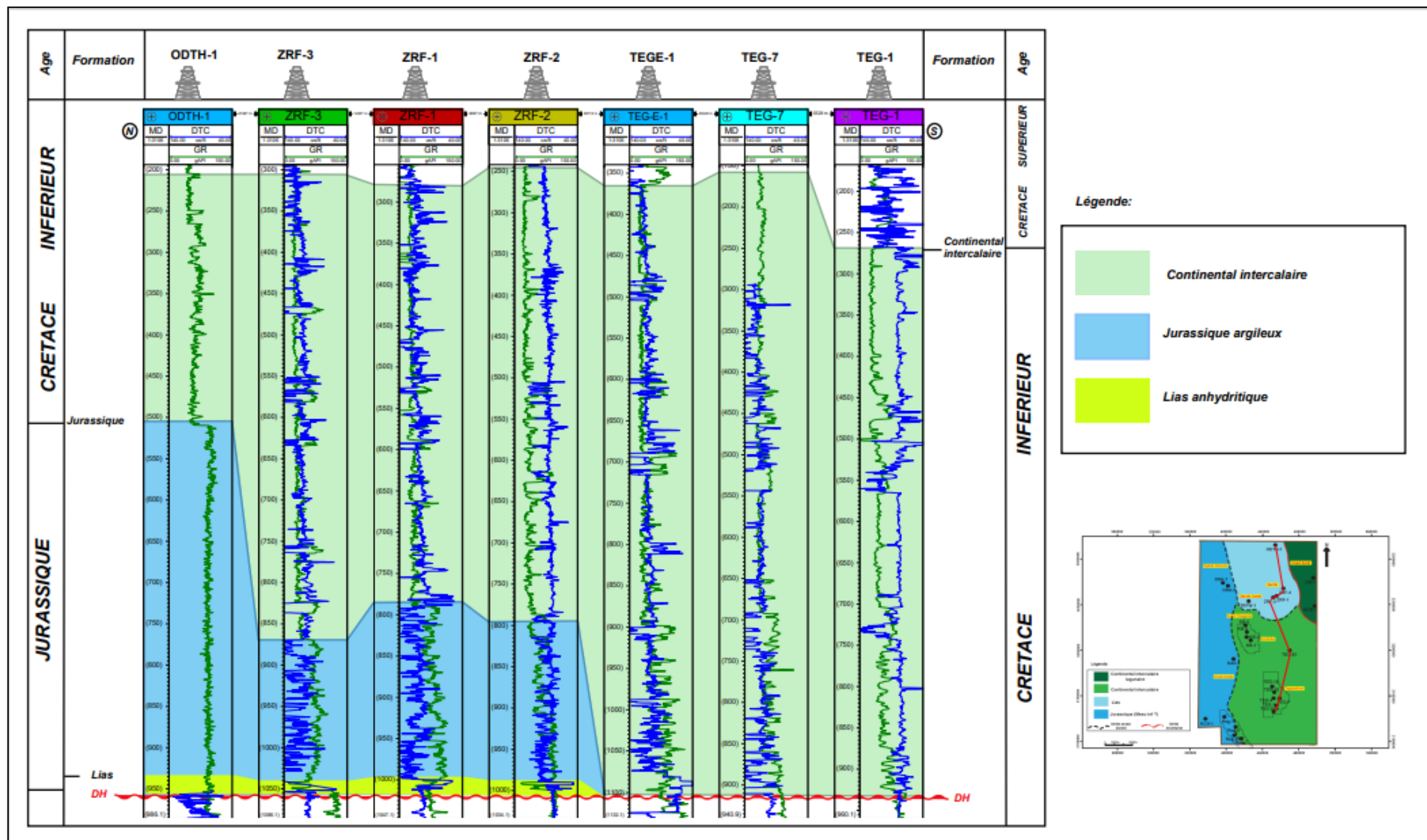


Figure 18 : Corrélation stratigraphique nord-sud de la couverture mésozoïque de la concession Zerafa II.

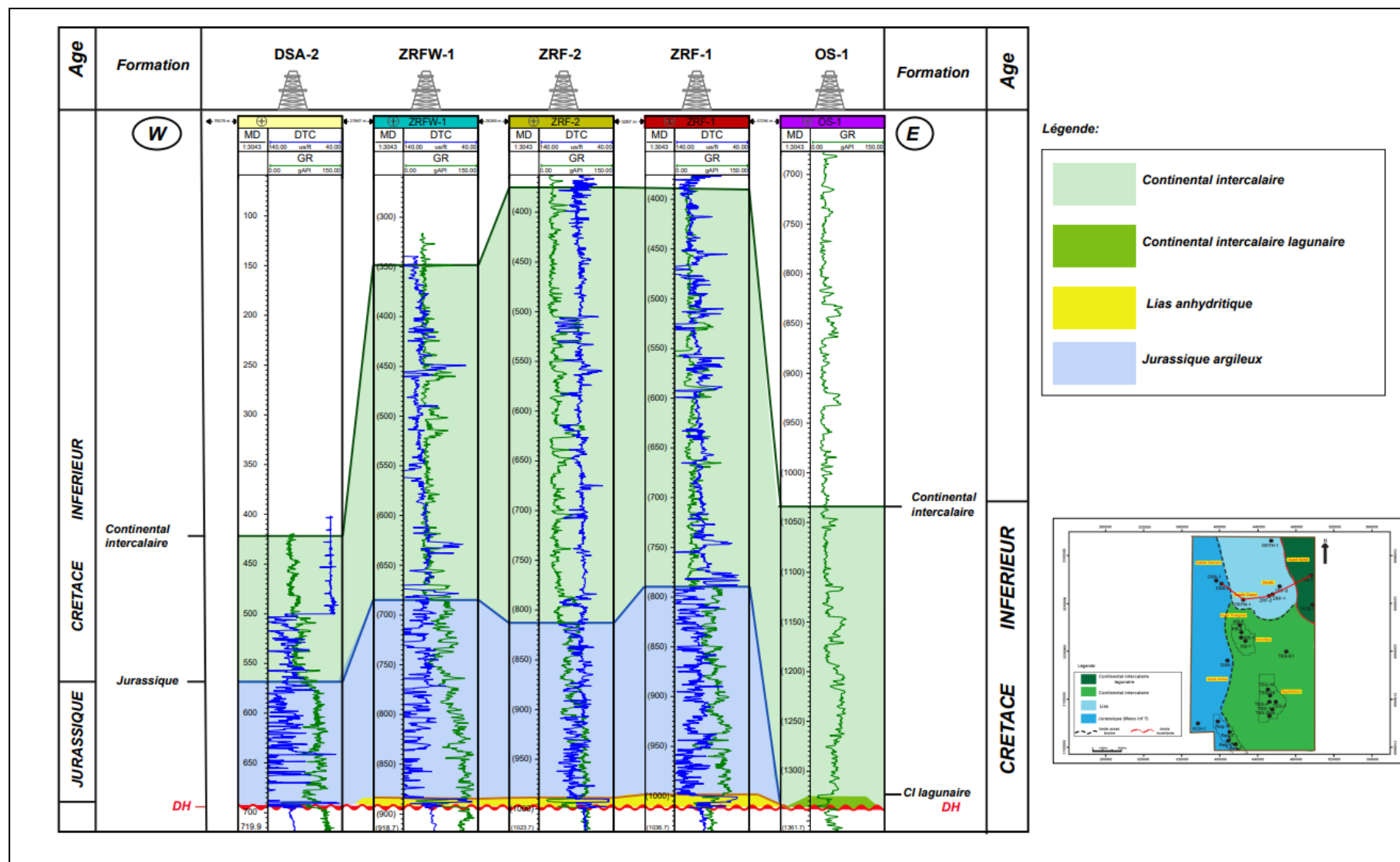


Figure 19 : Corrélation stratigraphique est-ouest de la couverture mésozoïque au Nord de la concession Zerafa II.

II.2.4. Corrélation litho-stratigraphique de la couverture mésozoïque :

Deux profils de corrélations ont été établis, le premier Nord-Sud et l'autre Ouest-Est. Ces profils ont pour objectif de vérifier l'étendue des dépôts argileux et évaporitiques de la couverture jurassique/liasique et de mieux cerner le changement latéral des faciès du Continental intercalaire vers le môle d'Oued Saret et de Teguentour.

II.2.4.1. Corrélation litho-stratigraphique du Jurassique argileux / Lias anhydritique :

Ce profil s'étend plus à l'Ouest à Ramedj jusqu'au môle d'Oued Saret à l'Est et concerne 5 puits : DSA-2, ZRFW-1, ZRF-2, ZRF-1 et OS-1. (Figure 20).

L'étendue des dépôts du Jurassique argileux dans cette région montre une certaine continuité latérale et une relative isopacité. Ces dépôts tendent à s'amincir au centre de Djabel Samani et Zerafa, les dépôts du Lias anhydritiques s'individualisent dans cette région avec des épaisseurs qui ne dépassent pas 15m notamment au niveau des puits ZRF-1 et ZRFW-1.

Suite à la disparition totale du complexe Jurassique/Liasique, le Continental intercalaire repose directement sur la discordance hercynienne et passe localement à des anhydrites massives carbonatées avec des épaisseurs qui ne dépassent pas 3m.

II.2.4.2 Corrélation litho-stratigraphique du complexe Continental intercalaire :

Un deuxième profil s'étend du Nord de Zerafa jusqu'au Teguentour au Sud et concerne les puits : ODT-1, ZRF-3, ZRF-1, ZRF-2, TEGE-1, TEG-7 et TEG-1. (Figure 21)

Ce niveau est représenté principalement par des grès et des sables associés à des niveaux d'argiles et de carbonates qui s'étend latéralement sur toute la concession avec une épaisseur assez homogène d'environ 600m.

Ce complexe devient discordant sur la discordance hercynienne et qui passe latéralement à des argiles silteuses à Teguentour Est. Ce changement de faciès peut également constituer une roche couverture plus puissante et plus étanche

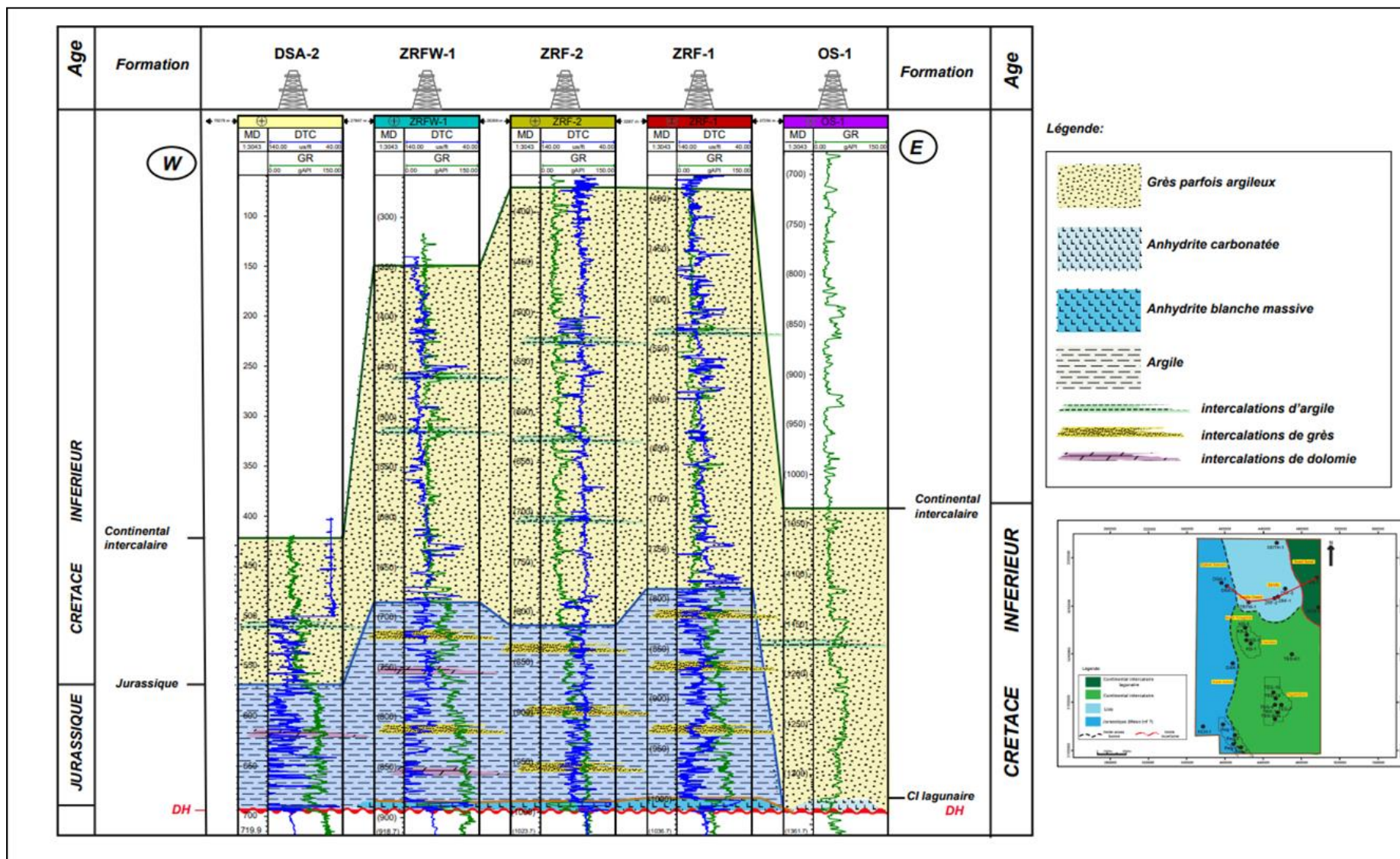


Figure 20: Corrélation litho-stratigraphique Est - Ouest de la couverture mésozoïque au Nord de la concession Zerafa II.

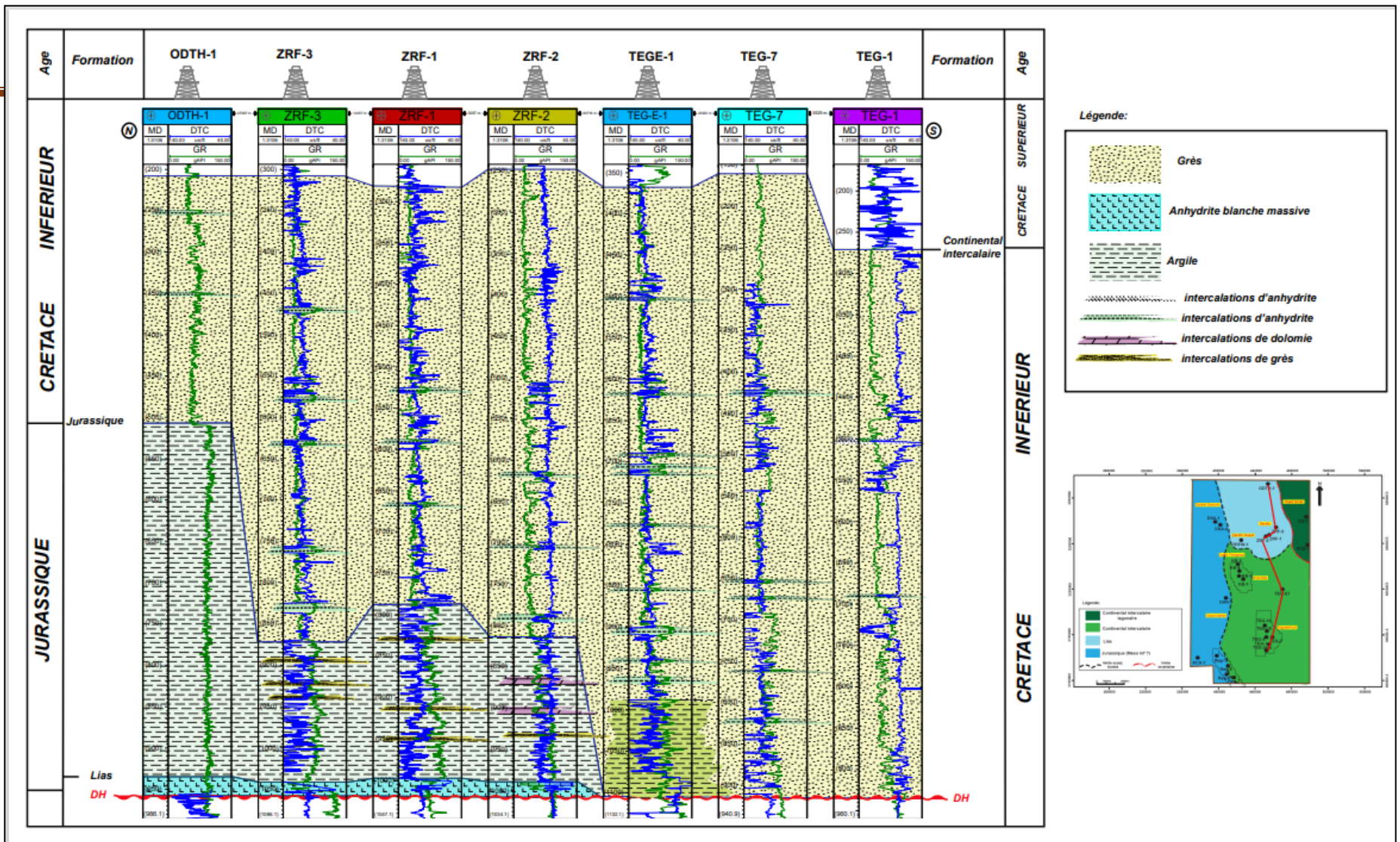


Figure21 : Corrélation litho-stratigraphique Nord-Sud de la couverture mésozoïque de la concession Zerafa II.

- **Conclusion :**

La couverture mésozoïque est bien développée dans la zone d'étude, reposant principalement sur les réservoirs paléozoïques (Tournaisien, Siégénien/Gédinnien). Elle est constituée de trois grands ensembles : le Lias anhydritique le Jurassique argileux, et le Continental intercalaire. Ces formations présentent une bonne continuité régionale, bien confirmée par les profils de corrélation N-S et E-W. Vers l'Est et le Sud, le Jurassique et le Lias disparaissent progressivement vers le Sud de la zone d'étude d'où le Continental intercalaire vient reposer directement sur les réservoirs paléozoïque. Enfin, la nature lithologique de ces formations, marquée par la présence d'argiles, d'anhydrite et de grès, garantit une efficacité variable mais globalement satisfaisante pour piéger les hydrocarbures dans la région.

Chapitre III : Hydrodynamisme Et Hydrochimie.

• Introduction :

L'hydrogéologie pétrolière est une discipline clé dans la compréhension des systèmes pétroliers. Elle se situe à la croisée de l'hydrogéologie et la géologie pétrolière. Elle joue un rôle essentiel dans la compréhension de la migration, la continuité des réservoirs, le rôle de la couverture et l'influence des eaux météoriques et les conditions de conservations des HC.

L'objectif de ce chapitre est de définir le type et le degré de confinement des eaux de formation en relation avec les conditions de préservation des HC.

III.1.Définition des réservoirs et aspect pétrolier de Zerafa II:

En 1955 la structure de Kerboub, décelée par levé gravimétrique qui a fait l'objet d'un premier forage dans la région (KE-1) dont l'objectif d'explorer le Carbonifère. Le forage a été arrêté dans le Viséen. Depuis, 32 forages ont été réalisés dans cette région repartis sur les structures de Krechba, Teguentour Est, Zerafa, Zerafa Ouest, Oued Saret, Mac Mahon, Rekani, Erg Chouiref, Ramedj, Djebel Semani, Oued El abid et Hassi chebaba.

La carte ci-dessous résume les résultats pétroliers des forages réalisés (Figure 22) :

➤ Le Tournaisien :

Le Tournaisien représente : (Tableau.2)

- 3 puits sur l'ensemble des 8 puits qui ont montré DST / MDT production huile et/ou gaz, à savoir ; DSA-1, DSA-2, et KB-2.
- 2 puits sur l'ensemble des 8 puits non testé à cause du réservoir argileux ou compact, à savoir ; ZRF-1 et TEG-2bis.
- 5 puits sur l'ensemble des 11 puits aquifères avec DST ou MDT productif d'eau, à savoir ; TEGE-1, TEG-2bis, ZRF-2, ZRF-3.

Ce réservoir offre la possibilité de développement de pièges mixtes et stratigraphiques.

Les grès du Tournaisien se caractérisent par des qualités réservoirs assez hétérogènes, moyennes à bonnes. La valeur moyenne des grès utiles est de l'ordre de 20m. La porosité moyenne est de 7-9% et parfois peuvent atteindre 15%. Les perméabilités varient entre 0.08 et 1md et atteignent des valeurs assez importantes (124md à ZRFW-1 ; 37md à KB-5).

➤ **Dévonien Inférieur :**

Le Dévonien représente : (Tableau.2)

- 7 puits sur l'ensemble des 8 puits qui ont montré DST / MDT production huile et/ou gaz, à savoir ; DSA-1, DSA-2, ZRF-1 et ZRF-3.
- 2 puits sur l'ensemble des 8 puits non testé à cause du réservoir argileux ou compact, à savoir ; ZRF-1 et ZRF-2.
- 10 puits sur l'ensemble des 11 puits aquifères avec DST ou MDT productif d'eau, à savoir ; TEG-2bis, ZRF-2, ZRF-3 et ZRFW-1.

Les niveaux gréseux du Dévonien Inférieur sont caractérisés par leur discontinuité et leur extension latérale limitée, essentiellement liée au mode de dépôt. Les qualités pétrophysiques de ces réservoirs peuvent être très variables d'une zone à l'autre.

Sur l'axe de Zerafa, la porosité varie entre 2% et 15%, la perméabilité entre 0.4 et 1.2md. On note que ces caractéristiques s'améliorent vers l'Est du périmètre Zerafa.

➤ **Emsien :**

L'Emsien représente : (Tableau.2)

- 1 puits sur l'ensemble des 8 puits qui ont montré DST / MDT production huile et/ou gaz, à savoir ; TEG-2bis.
- 3 puits sur l'ensemble des 8 puits non testé à cause du réservoir argileux ou compact, à savoir ; ZRFW-1 et KB-4 et ZRF-1.
- Aucun puits aquifère à l'Emsien.

Les grès de l'Emsien s'épaississent vers la partie Ouest de ce périmètre notamment à Erg Chouiref et Ramedj, disparaît complètement vers la partie Est.

➤ **L'Ordovicien :**

L'Ordovicien représente : (Tableau.2)

- 1 puits sur l'ensemble des 8 puits qui ont montré DST / MDT production huile et/ou gaz, à savoir ; DSA-1.
- 2 puits sur l'ensemble des 8 puits qui ont montré des indices huile ou gaz ou fluorescence pendant forage ou sur cuttings/carottes/diagraphies, à savoir ; ODT-1 et OS-1

- 1 puits sur l'ensemble des 11 puits non testé à cause du réservoir argileux ou compact, à savoir ; OS-1.

Ses grès sont des quartzites, signe d'un fort enfouissement et d'une diagenèse avancée. Ceci donne des caractéristiques réservoirs très médiocres, les porosités mesurées ne dépassant pas 4%. Seule la fracturation peut améliorer ces réservoirs.

Chapitre III : Hydrodynamisme Et Hydrochimie

TEST: DST - MDT production huile et/ou gaz						Non testé, argileux ou compact, aucun indice						TEST: DST ou MDT production d'eau/					
	Tournisien	Emsien	Siégénien	Gédinnien	Combro-ordo		Tournisien	Emsien	Siégénien	Gédinnien	Combro-ordo		Tournisien	Siégénien	Gédinnien	Combro-ordo	salinité g/l
DSA-1	1		1		1	ODTH-1					1	ODTH-1		1	1		\
DSA-2	1		1	1		DSA-1						ZRFW-1	1	1			140\180 g/l
ZRFW-1				1		ZRFW-1		1				KB-5	1	1	1		185\250\225 g/l
KB-5	1			1		KB-4		1				KB-4		1			40-120 g/l
TEG-2BIS		1				TEG-2BIS	1					REG-5		1			225 g/l
ZRF-1			1			ZRF-2				1		TEG-2BIS		1	1		230 g/l
ZRF-3			1			ZRF-1	1	1	1			TEGE-1	1				100 g/l
OS-1			1	1		OS-1					1	ZRF-2	1	1	1		220\320\195 g/l
												ZRF-1			1		\
												ZRF-3	1	1			160-170\170-240 g/l
												OS-1		1	1	1	\
8	3	1	5	4	0	8	2	3	0	0	2	11	5	9	6	1	

Tableau 2 : Tableau d'inventaire des résultats pétroliers de concession Zerafa II.

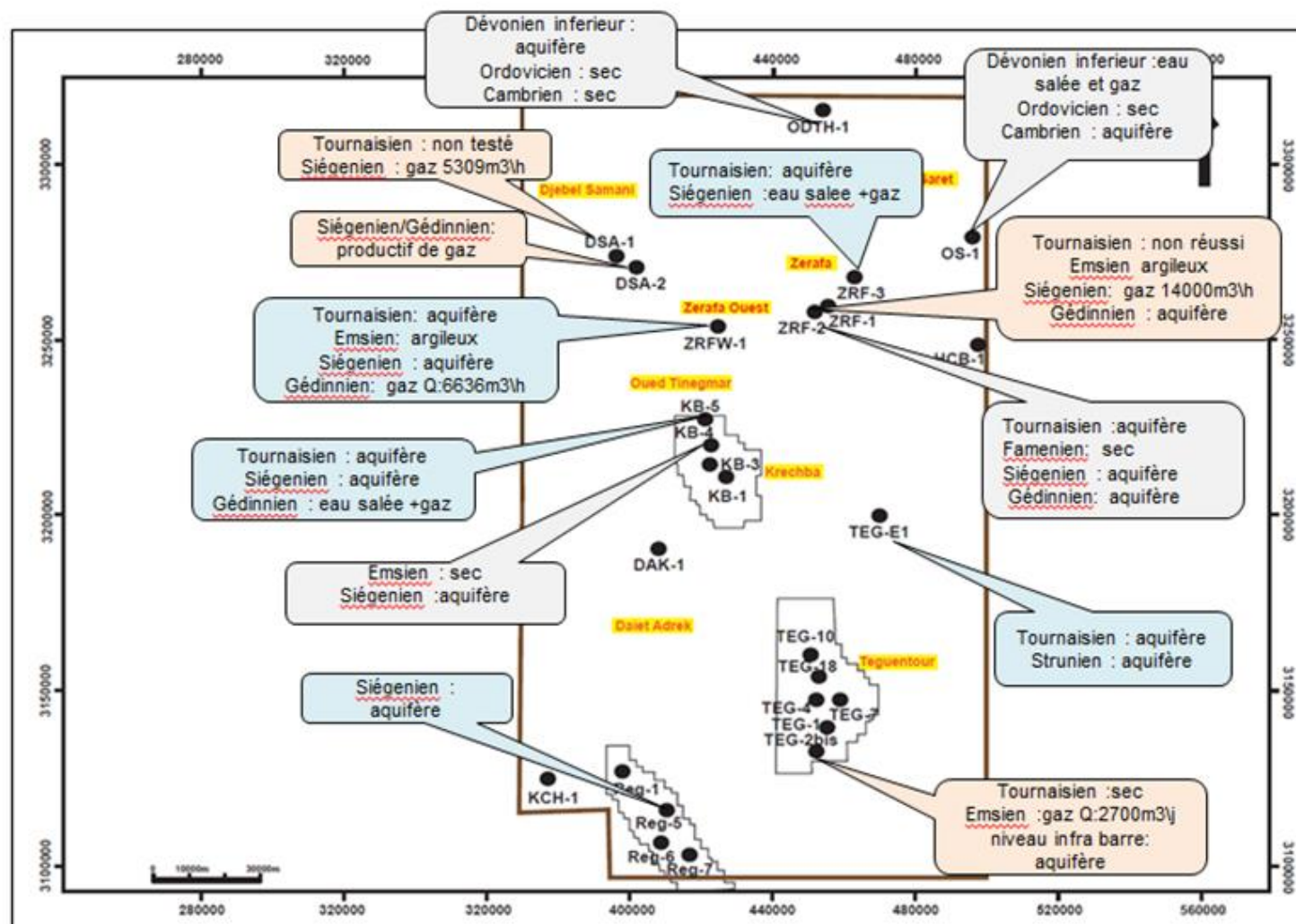


Figure 22: Carte des résultats pétroliers de la concession Zerafa II

III.2. Hydrodynamisme :

Cette partie de l'étude va nous permettre de mieux comprendre le régime hydrodynamique, la continuité des réservoirs et les conditions de conservation des hydrocarbures.

III.2.1. Diagramme Pression-Profondeur de la concession Zerafa II :

Le diagramme pression /profondeur (Figure 23) englobant tous les réservoirs paléozoïques de la concession Zerafa II. Les conditions hydrodynamiques diffèrent considérablement dans les diverses régions ce qui a été marqué par de grands changements de gradients de pressions et de potentiels (400 à 4 500 Psi).

Il montre une évolution régionale linéaire, s'alignant relativement sur une droite ($y = 0,4836x + 231,05$) dont le coefficient de corrélation est de 0,83 (83%) attestant d'un régime hydrodynamique normal et stable favorable à l'existence des hydrocarbures.

Les valeurs de pression varient entre 400 Psi à la profondeur (-600m) dans le puits (TEGE-1) et 4500 Psi à la profondeur (--2600m) dans le puits KB-4.

L'évolution de la pression se fait du Nord au Sud, du Djebel Semani, jusqu'au Teguentour.

Par ailleurs, nous remarquons des points qui s'écartent du trend régional, attestant de l'hétérogénéité locale des différents réservoirs paléozoïques. À Krechba, Zerafa Ouest et Teguentour on a constaté des pressions anormales dont les potentiels varient entre 1600psi à ZRFW-1 et 4500psi à KB-6.

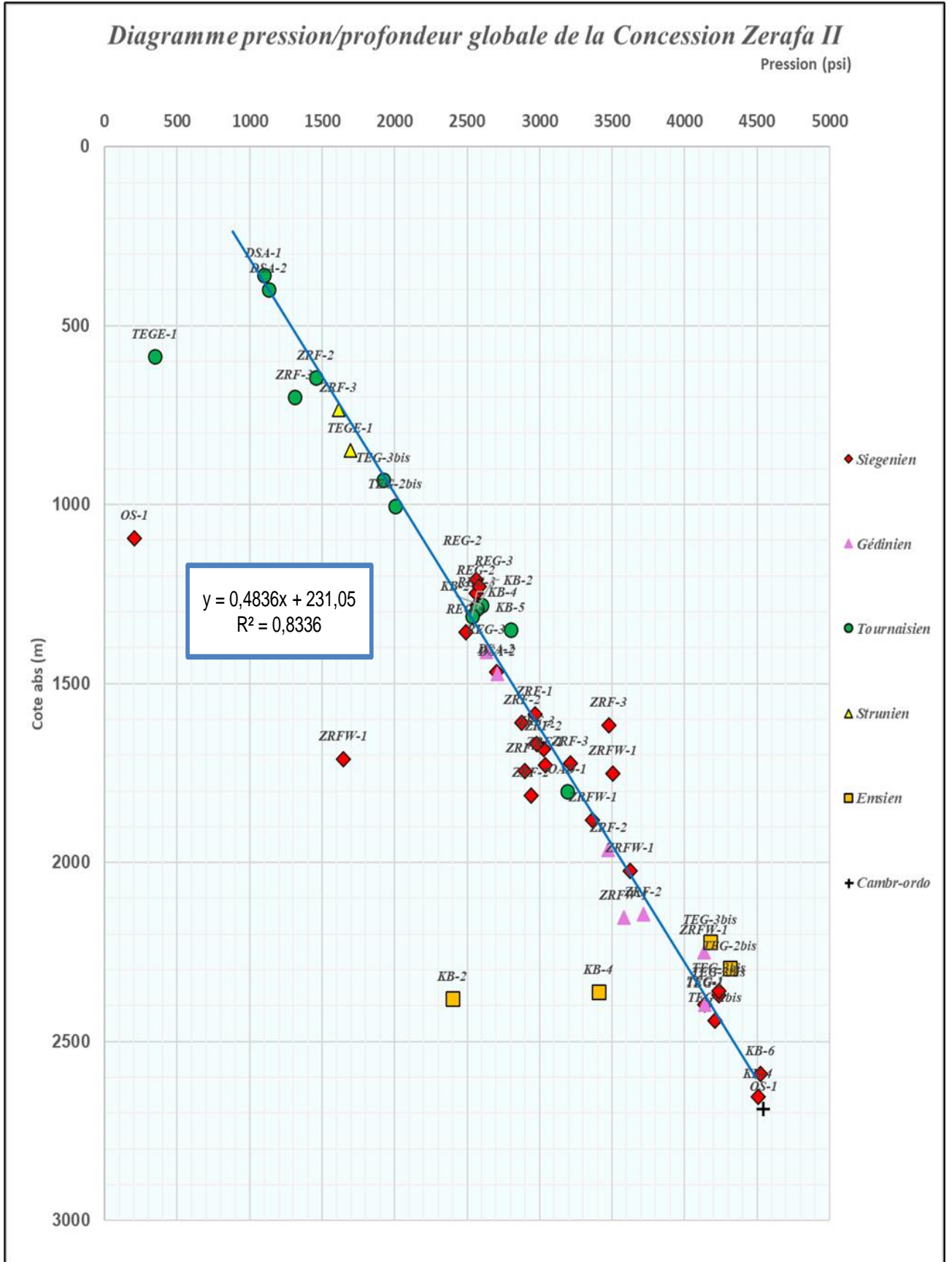


Figure 23 : Diagramme pression/profondeur de la concession Zerafa II.

Dans le détail, les diagrammes Pression/Profondeur des différents réservoirs s'établissent comme suit :

- **Diagramme pression/Profondeur du Tournaisien (Figure 24)**

L'évolution de la pression se fait du Nord au Sud, du Djebel Semani, Zerafa jusqu'au Teguentour et Krechba.

Représente une vaste zone plus au moins homogène dans les limites Est de laquelle le complexe est caractérisé par les faibles potentiels (400 Psi) à TEGE-1.

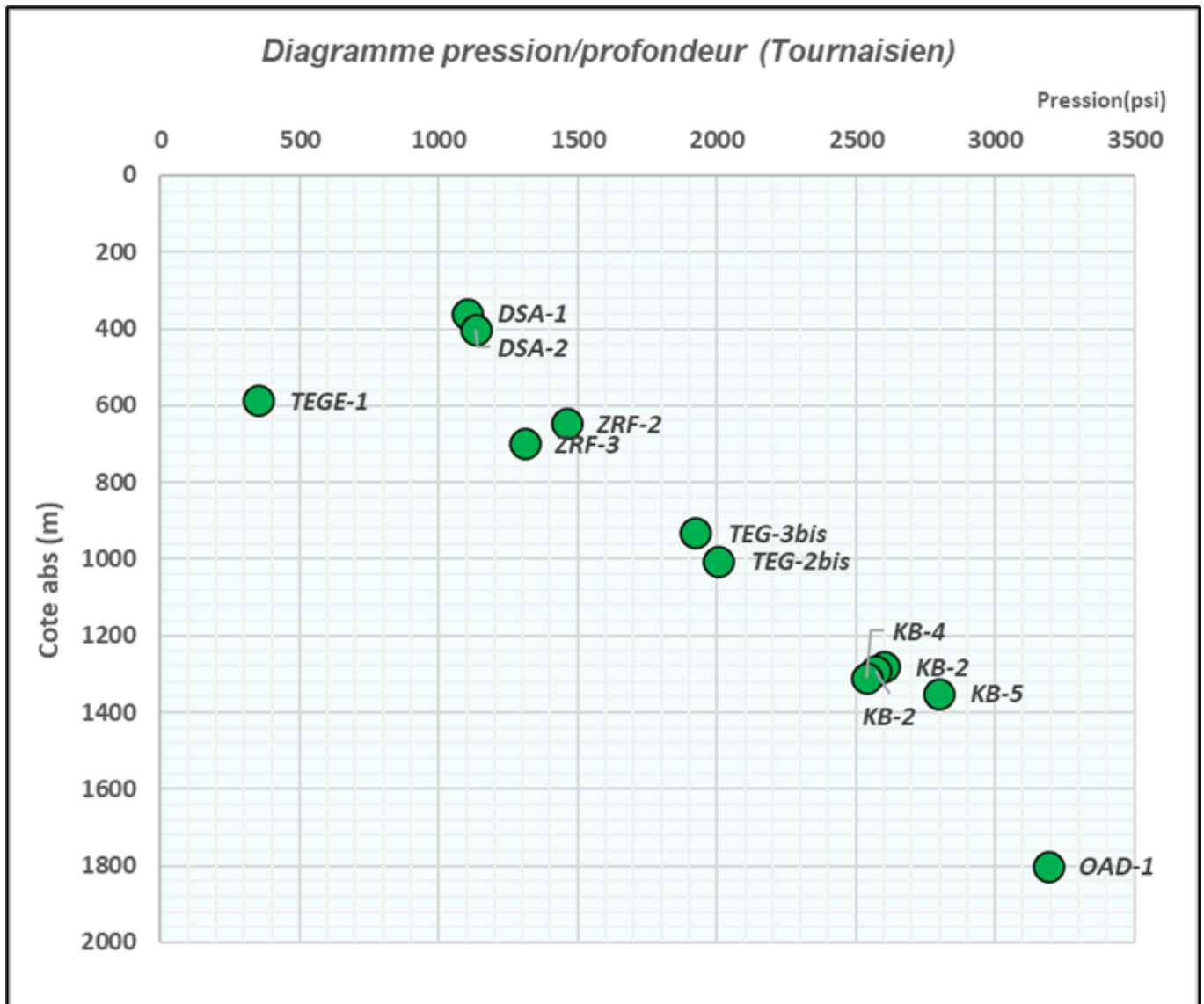


Figure .24 : Diagramme Pression/Profondeur du Tournaisien.de la concession Zerafa II

- **Diagramme pression/Profondeur du Siegenien : (Figure 25)**

L'évolution de la pression se fait du Sud au Reg vers le Nord à Teguentour, Krecheba et Zerafa.

L'hétérogénéité de ce réservoir est plus manifeste, vue la variation latérale des qualités réservoirs, où il est plus difficile de couche fine r des trends locaux, contrairement au réservoir Tournaisien où les alignements locaux se dessinent. A noter, que tous les tests secs montrent des pressions non stabilisées inférieures à la pression normale hydrostatique.

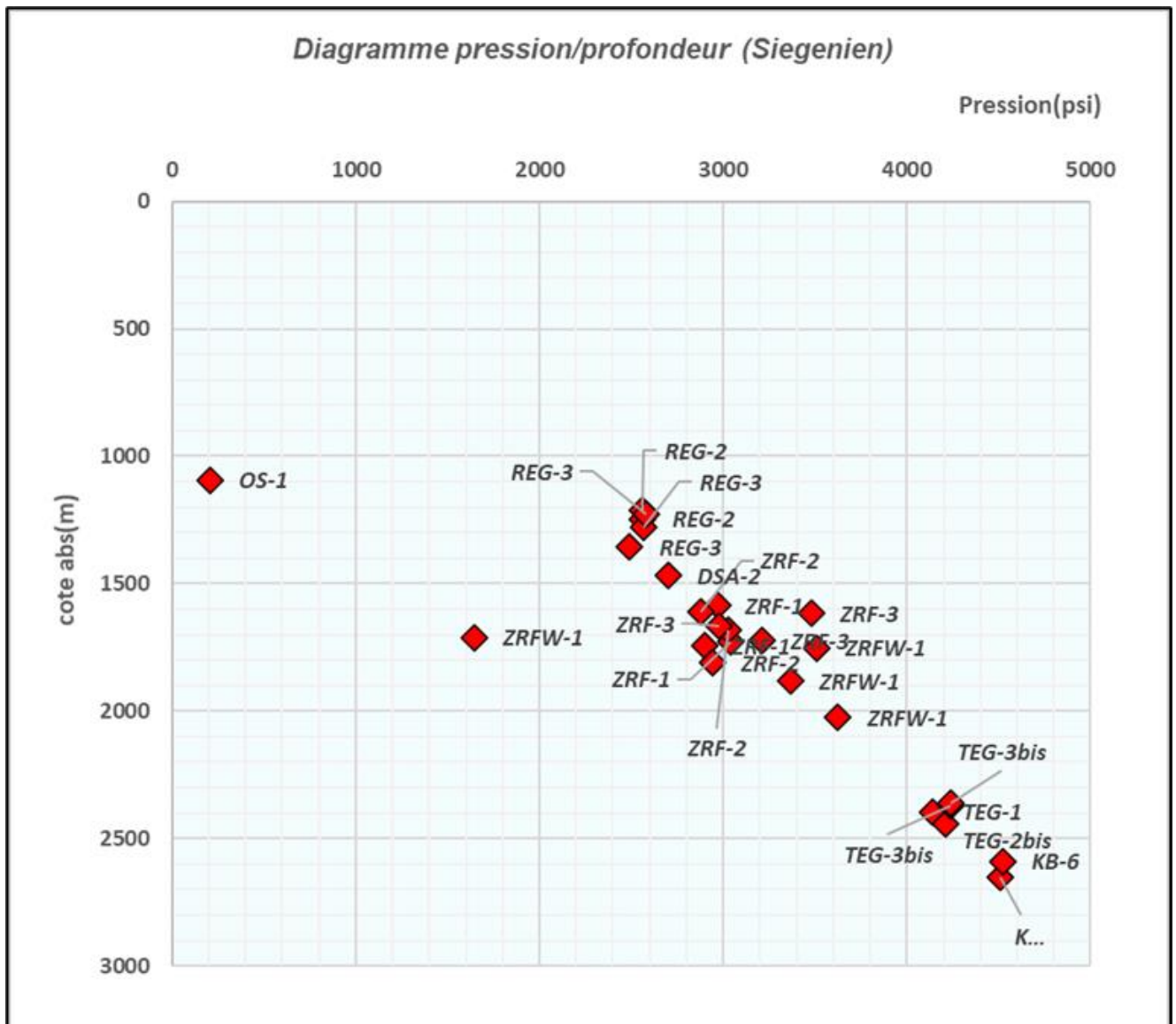


Figure .25 : Diagramme Pression/Profondeur du Siegenien.de la concession Zerafa II

- **Diagramme pression/Profondeur du Gedinnien : (Figure 26)**

Les faibles pressions sont enregistrées au Nord à Djebel Samani et les fortes valeurs sont au Sud à Teguentour. Ce réservoir est hétérogène par la présence de plusieurs trends de pression.

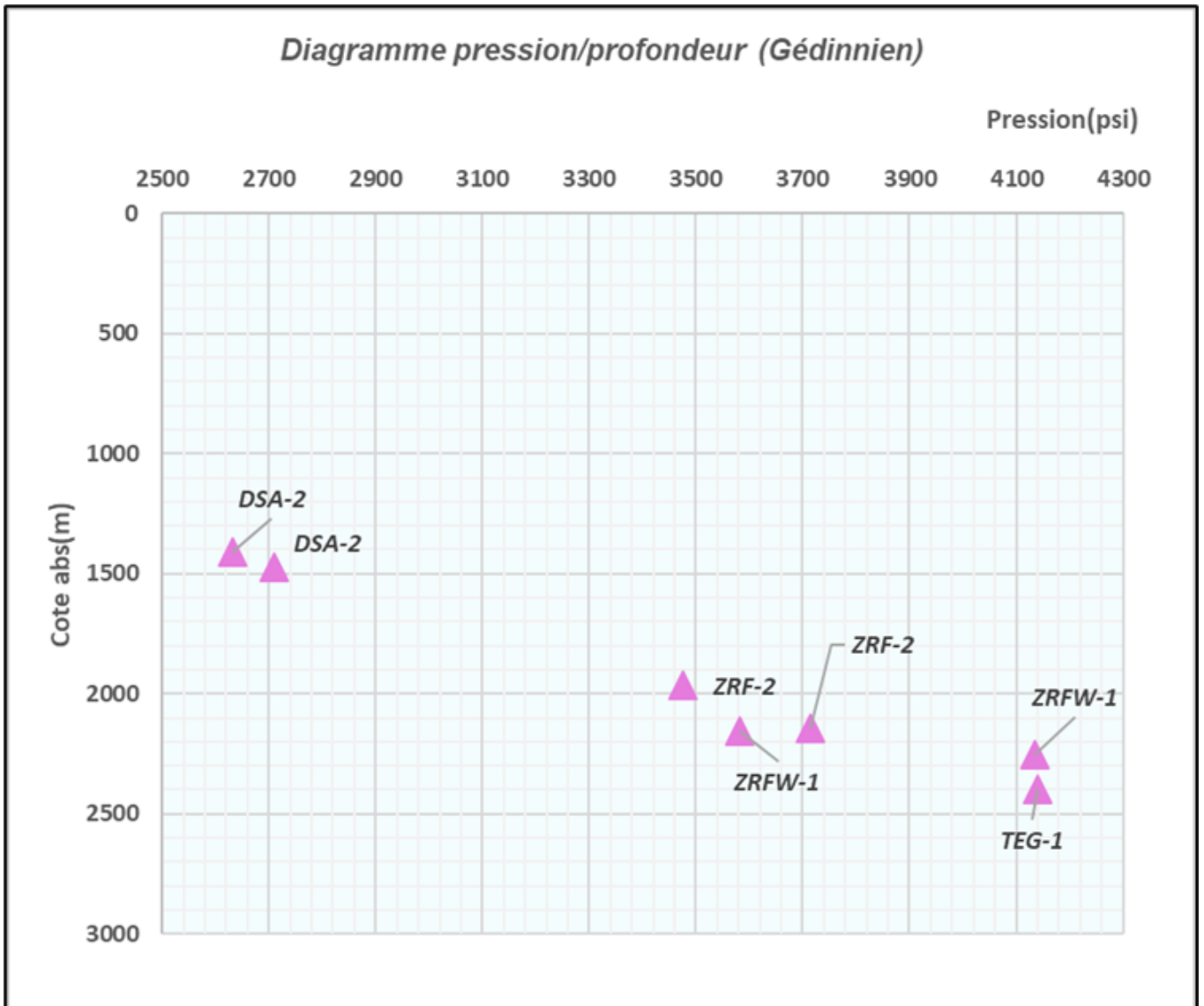


Figure 26: Diagramme Pression/Profondeur du Gédinnien.de la concession Zerafa II

III.3.Hydrochimie :

La salinité d'une eau est la somme de sels qu'elle contient en solution dans une quantité donnée d'eau. Elle est exprimée en g/l.

La salinité des formations sédimentaires croit en général avec la profondeur. On admet que le temps de contact et de séjour ou encore les différents mécanismes envisagés sont responsables de l'augmentation de la teneur en sels ; tels que la mise en solution, les échanges de base (IEB) et la filtration saline.

Les cartes et les diagrammes de salinité contribuent à la connaissance de la minéralisation des eaux de gisement qui est un paramètre clef dans l'évaluation des réservoirs pétroliers. (Calcul de la saturation en hydrocarbure).

III.3.1.Diagramme Salinité -Profondeur de la concession Zerafa II :

La salinité varie d'une valeur minimale de 2.7g/l enregistrée à (1000m) dans le puits ZRF-3 jusqu'au une valeur maximale de 263g/l prise à (3000m) dans le puits KB-5.

Le diagramme de salinité vs profondeur des réservoirs paléozoïques (Figure 27) montre une augmentation de salinité assez complexe du Nord vers le Sud, qui traduit une hétérogénéité des réservoirs (échange de base différents) que l'on retrouve sur la figure 27.

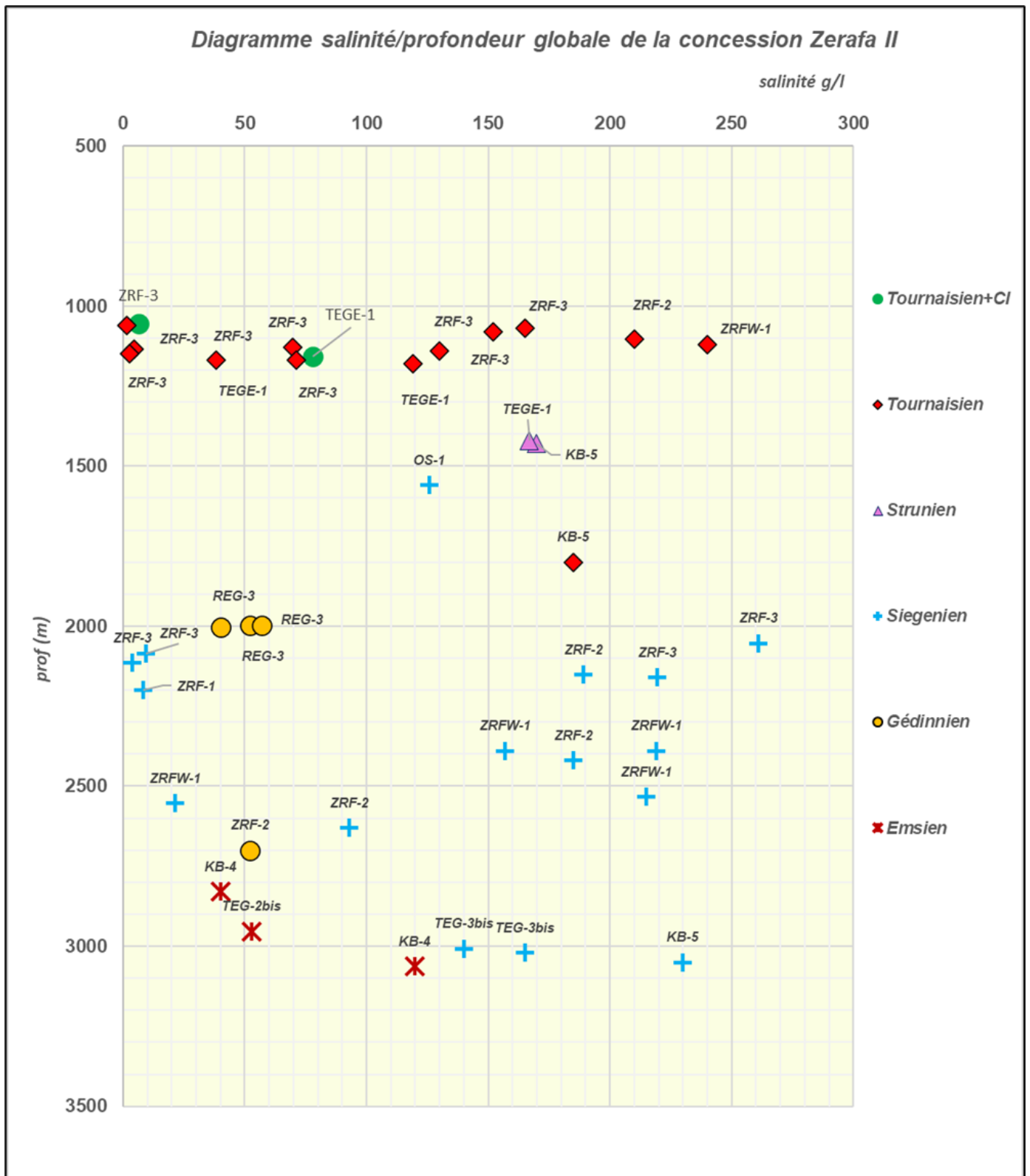


Figure 27: Diagramme salinité-profondeur de la concession Zerafa II.

• **Diagramme salinité-profondeur du Tournaisien :**

Le diagramme salinité /profondeur de réservoir Tournaisien (Figure 28) représente une augmentation régulière de la salinité en allant du Nord (ZRF-3) au Sud (TEGE-1 et KB-5).

La salinité minimale 2.72g/l est enregistrée à ZRF-3 et la valeur maximale est de 240 g/l enregistré dans le puits ZRFW-1.

Ce diagramme traduit une hétérogénéité du réservoir bien illustré dans les mesures pétrophysiques du Tournaisien. Cette hétérogénéité se manifeste par des valeurs de salinités différentes aux mêmes profondeurs.

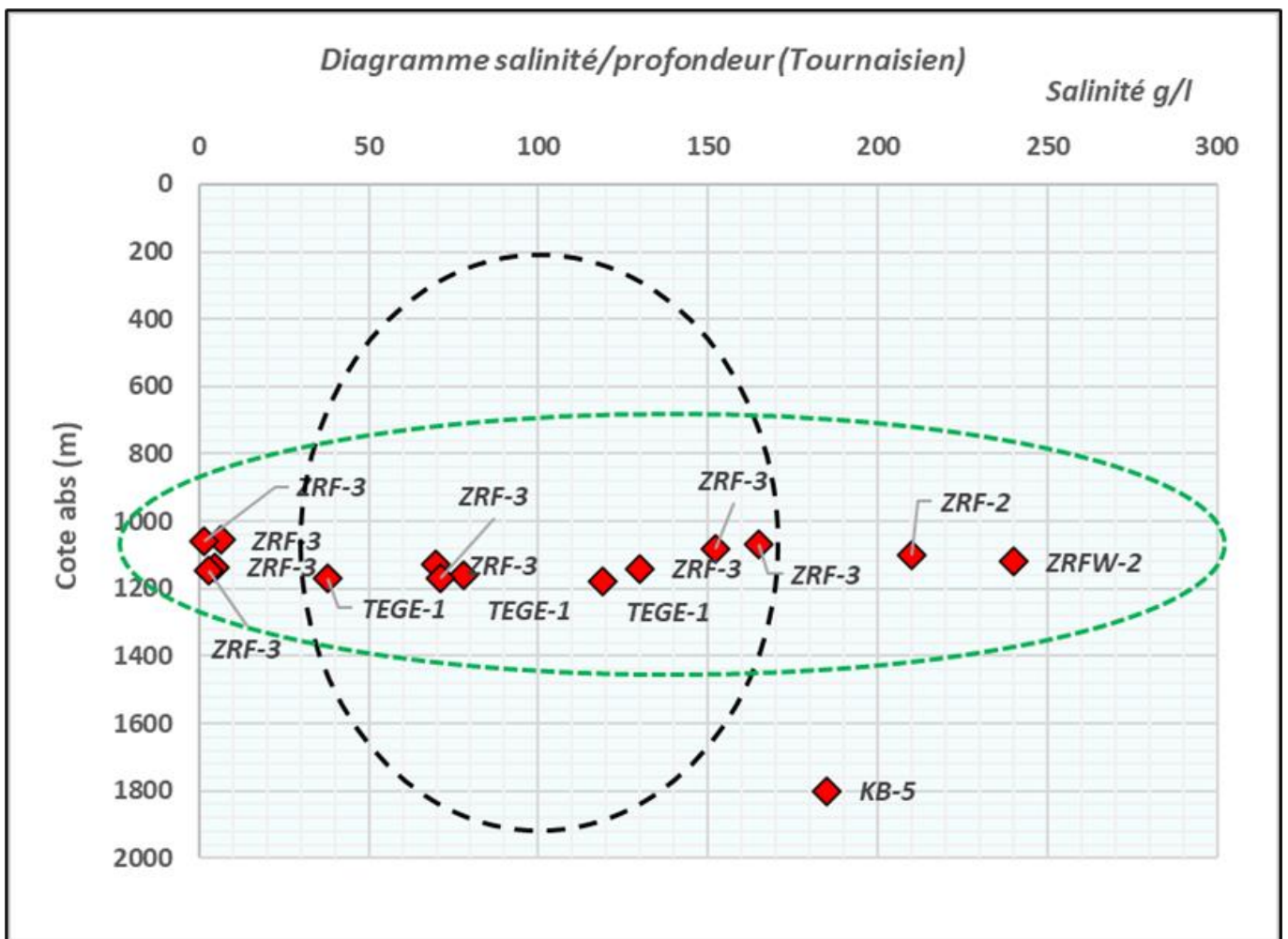


Figure 28: Diagramme salinité /profondeur de Tournaisien de la concession Zerafa II

- **Diagramme salinité-profondeur du Siégénien :**

Le diagramme salinité/profondeur (Figure 29) de Siégénien montre une évolution à différents trends de salinité de Nord vers le Sud.

D'après le diagramme salinité/ profondeur de Siégénien on distingue 4 quatre trends de salinité tel que 3 trends montrent des salinités presque identiques à différentes profondeurs de direction Nord–Est Sud-Ouest, et le 4 quatrième trend présent des salinités différentes aux même profondeurs.

- Trend 1 : la salinité minimale est de 3,34 g/l enregistré à (2130 m) dans le puits ZRF-3, et la valeur maximale est de 21,45 g/l enregistré à (2560 m) dans le puits ZRFW-1.
- Trend 2 : la salinité varie de 125 -140 g/l enregistrera la profondeur de 1580 m dans OS-1 et 3000 m a TEG -3bis.
- Trend 3 : une variation de salinité et de profondeur tel que la salinité varie de 185 g/l a 260 g/l ; et la profondeur minimale 2080m enregistrer dans le puits ZRF-3 et la valeur maximale est de 3080m dans le puits KB-5.

Le diagramme de salinité /profondeur de réservoir Siégénien indique une hétérogénéité et complexité du réservoir siégénien (compaction et présence des silts) et détérioration des caractéristiques pétrophysiques.

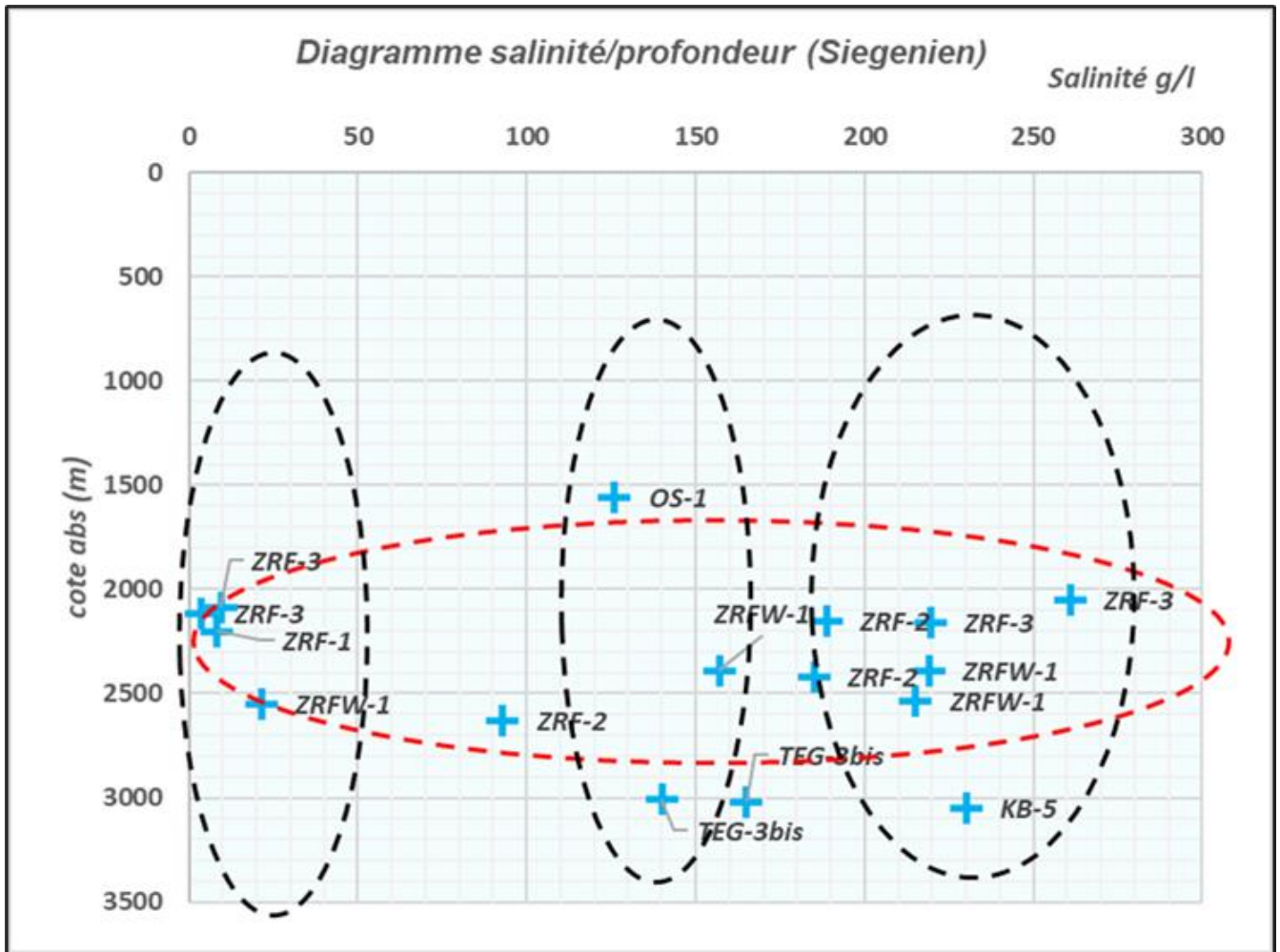


Figure 29 : Diagramme salinité /profondeur siégénien.de la concession Zerafa II

III.3.2. Classification des eaux de formation :

La composition chimique d'une eau souterraine ainsi que la salinité peuvent subir les effets de plusieurs phénomènes au cours de leurs trajets souterrains tels que la concentration par évaporation ou par dissolution, échange de base, réduction des sulfates capables de modifier partiellement et parfois totalement l'aspect chimique de l'eau.

Ces modifications peuvent rendre compte du degré d'évolution ou de confinement d'une eau. C'est l'une des raisons pour laquelle nous avons adopté la classification de Souline et nous basons sur l'indice échange de base ($I_{EB} = \frac{(r_{Cl} - (r_{Na} + r_{K}))}{r_{Cl}}$), les rapports caractéristiques (r_{Na}/r_{Cl}), $r_{(Na-Cl)}/r_{SO_4}$, $r_{(Cl-Na)}/r_{Mg}$, la filtration saline et la réduction des sulfates.

Cette classification, nous a permis de distinguer trois (03) catégories bien distinctes.

- Eau météorique (Eau douce), influencée par les conditions de surface.
- Eau mixte (mélange eau Hydrocarbonatée Sodique Et Chlorurée Magnésienne).
- Eau connée ou fossile Chlorurée Calcique.

D'après les résultats des analyses chimiques des eaux de la concession Zerafa II, on constate la prédominance du faciès Chlorurée Calcique dans les réservoirs Tournaisien/Strunien, Siegenien, Emsien et Gedinnien, montrant un degré de confinement dans les différents réservoirs, à priori favorable pour l'accumulation et conservation des hydrocarbures. (**Voir tableau.3**).

Puits	IEB	rNa/rCl	r(Na-Cl)/rSO4	r(Cl-Na)/rMg	Salinité(g/l)	Faciès chimique	Caractère	Formation
ZRF -3	-0,96	1,94	1,54	-13,10	5,32	bicarbonatée sodique	eau douce	Tournaisien
ZRF -3	0,74	0,25	-105,67	1,75	165,9	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	0,75	0,25	-22,83	1,69	152,6	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	0,19	0,80	-0,49	0,63	4,7	chlorurée magnésienne	eau connée	
ZRF -3	0,75	0,25	-140,56	1,95	132,1	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	0,75	0,24	-22,49	1,73	69,83	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	0,75	0,25	-113,47	1,86	200	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	0,78	0,21	-134,54	1,83	214,65	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	-1,03	1,99	1,72	-21,98	2,72	bicarbonatée sodique	eau douce	
ZRF -3	0,75	0,24	-24,46	1,60	71,62	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	0,79	0,19	-167,34	2,01	214,15	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	0,74	0,25	-665,02	1,84	239,48	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	-0,39	1,37	4,35	-2,17	6,3	bicarbonatée sodique	eau mixte	
ZRF -3	0,97	0,02	-715,00	2,54	263,08	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	-0,57	1,51	0,78	-1,16	4,8	sulfatée sodique	eau mixte	
TEGE-1	0,43	0,57	-22,74	3,03	72	chlorurée calcique	eau connée	
TEGE-1	0,50	0,50	-61,18	3,04	119	chlorurée calcique	eau connée	
TEGE-1	0,46	0,53	-34,75	2,80	105	chlorurée calcique	eau connée	
TEGE-1	0,25	0,69	-7,99	2,62	38,1	chlorurée calcique	eau connée	
KB-5	0,51	0,48	-25,11	7,63	185	chlorurée calcique	eau connée	
TEGE-1	0,48	0,52	-137,92	2,92	170	chlorurée calcique	eau connée	
TEGE-1	0,44	0,55	-135,10	2,71	167	chlorurée calcique	eau connée	
TEG-2BIS	0,55	0,45	-1538,41	7,89	53,00	chlorurée calcique	eau connée	
TEG-3BIS	0,53	0,47	-1626,16	4,21	52,00	chlorurée calcique	eau connée	
KB-4	0,54	0,46	-1685,54	12,22	120	chlorurée calcique	eau connée	
KB-4	0,66	0,34	-3531,96	6,17	40	chlorurée calcique	eau connée	
ZRFW-1	0,47	0,53	-232,67	4,08	157,5	chlorurée calcique	eau connée	
ZRFW-1	0,49	0,51	0,00	3,92	219,5	chlorurée calcique	eau connée	
ZRFW-1	-0,32	1,32	2,44	-9,18	21,45	bicarbonatée sodique	eau mixte	
ZRFW-1	0,55	0,44	0,00	4,26	215	chlorurée calcique	eau connée	
ZRFW-1	0,55	0,45	0,00	4,75	241	chlorurée calcique	eau connée	
ZRFW-1	-0,29	1,29	2,82	-8,99	38,95	bicarbonatée sodique	eau mixte	
ZRF -3	-1,50	2,44	0,84	-11,70	3,84	bicarbonatée sodique	eau douce	
ZRF -3	0,01	0,98	0,00	1,00	110,4	chlorurée calcique	eau mixte	
ZRF -3	0,52	0,47	0,00	24,39	187,5	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	0,55	0,44	-5352,06	8,06	261	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	0,51	0,48	0,00	12,93	259,3	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	-0,39	1,37	0,00	-2,17	9,56	chlorurée magnésienne	eau mixte	
ZRF -3	-4,92	2,37	0,81	/	3,34	sulfatée sodique	eau douce	
ZRF -3	0,33	0,65	-26,68	14,65	75,3	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF -3	0,57	0,42	0,00	3,87	219,4	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF-2	0,51	0,48	-25,03	7,61	189,02	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF-2	0,50	0,49	-30,21	3,17	93,36	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF-2	0,74	0,26	-532,53	2,94	185	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF-2	0,74	0,25	-88,25	1,74	/	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF-2	0,42	0,56	-1,59	2,51	1,3	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF-1	-10,35	11,29	10,83	-10,57	3,4	bicarbonatée sodique	eau douce	
KB-5	0,55	0,44	-5359,58	8,09	230	chlorurée calcique	eau connée	
REG-3	0,35	0,52	-0,92	0,95	57	chlorurée calcique	eau connée	
REG-3	0,42	0,56	-1,59	2,53	40	chlorurée calcique	eau connée	
REG-3	0,27	0,63	-0,87	0,86	42	chlorurée calcique	eau connée	
ZRF-2	0,50	0,49	-30,31	3,19	52	chlorurée calcique	eau connée	
REG-2BIS	0,33	0,66	-940,64	4,83	62	chlorurée calcique	eau connée	

Tableau 3: Principaux faciès chimiques des différents réservoirs de la concession Zerafa II.

III.3.3. Analyse hydrogéologique :

L'analyse des conditions hydrogéologiques, compte tenu des critères déjà exposés, permet d'évaluer les complexes carbonifères et dévoniens de la façon suivante :

- **Le réservoir Tournaisien/Strunien dans la partie Nord et Nord-Est de la concession,** la région d'Oued Saret, Zerafa, Krechba et Teguentour Est, la minéralisation est relativement haute dans la majeure partie Est de la concession (OS-1 et TEGE-1) et dans la partie limitrophe du Krechba (KB-5). (Figure 30).

Cette conservation des saumures saturées est bonne parce que les réservoirs sont bien recouverts par les séries imperméables.

D'après les données existantes, les eaux du complexe CI sont principalement chlorurées-calciques. Leur composition chimique est à prédominance chlorurée calcique ou chlorurée magnésienne, et ce en fonction du rapport rNa/rCl qui varie entre 0.25 et 0.97. La teneur en sulfates est très faible ou nulle.

Le coefficient de métamorphisme (degré de fermeture hydrique) $r(Cl-Na) / rMg$ a des valeurs moyennes à hautes (0.63 à 7.63).

Tous les indices des eaux témoignent d'un régime stable et des conditions favorables pour l'existence des hydrocarbures.

Sur l'axe Zerafa la minéralisation diminue atteignant les valeurs minimales de 2.72g/l à 5.32 g/l dans le puits ZRF-3, cette diminution est due à l'échange avec les eaux douces du Continental intercalaire. On distingue des eaux bicarbonatées sodiques et ce en fonction du rapport rNa/rCl qui est de valeur 1.94 et 1.99. Le coefficient de métamorphisme est de (-21.98 et -13.10) ce qui montre l'absence de la fermeture hydrique. Cet échange s'effectue suivant les accidents tectoniques et les séries du Lias qui n'assurent pas souvent la couverture imperméable des réservoirs.

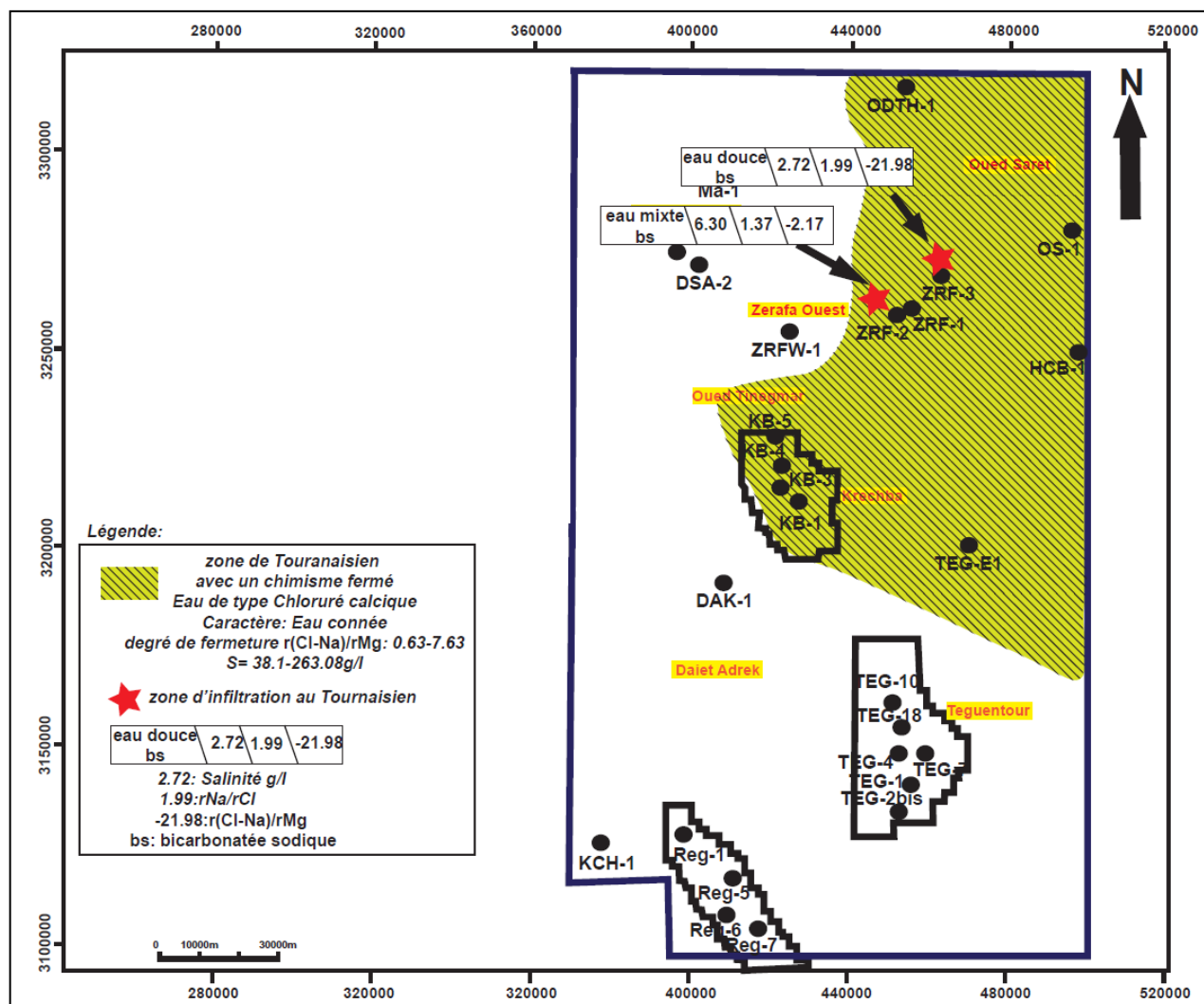


Figure 30 : Carte hydrogéologique et hydrochimique de réservoir tournaisien de la concession Zerafa II.

- **Le réservoir Siégénien dans la partie Nord de la concession**, est caractérisé par la détérioration des propriétés pétrophysiques et par la diminution des épaisseurs effectives des réservoirs poreux. (Figure 31).

Ces réservoirs sont généralement caractérisés par une forte minéralisation supérieure à 140g/l. Les profondeurs considérables des réservoirs dans cette région et la présence de la couverture de l'Emsien-Famennien et des écrans tectoniques permettent de qualifier les conditions hydrogéologiques d'assez favorables pour la migration et la conservation des hydrocarbures.

Vers le côté d'Oued Saret, et vu l'influence des accidents tectoniques de grande amplitude et de grande extension, le Siégénien se retrouve en contact direct avec le complexe CI où les séries sus-jacentes du Viséen ne peuvent plus servir tant que couverture, où les séries salifères du CI lagunaire servent d'écrans pour ces réservoirs.

La situation hydrochimique dans les dépôts du Siégénien n'est pas claire peu de données. D'après le degré de minéralisation à OS-1 (126g/l), nous pouvons constater que ce complexe n'a pas subi une grande influence des eaux d'infiltration.

Les eaux du complexe CI sont principalement chlorurées-calciques, leur composition chimique est à prédominance chlorurée calcique ou chlorurée magnésienne, et ce en fonction du rapport r_{Na}/r_{Cl} qui varie entre 0.25 et 0.65, la teneur en sulfates est très faible ou nulle.

Le coefficient de métamorphisme (degré de fermeture hydrique) $r_{(Cl-Na)}/r_{Mg}$ a des valeurs hautes (1 à 14.65). Ce fort métamorphisme indique que les réservoirs sont bien recouverts par des couches imperméables.

Sur l'axe Zerafa dans les puits ZRF-3, ZRFW-1 et ZRF-1, on distingue un changement de la composition chimique de l'eau. Le faciès devient bicarbonaté sodique et sulfaté sodique, le coefficient de métamorphisme varie de (-10.57 à 1), qui représente des eaux mixtes et douces et cela témoigne des échanges avec les eaux douces du Continental intercalaire.

Il se pourrait que ces échanges d'eau entre ce complexe et les autres horizons ont eu lieu à la faveur des failles et des fractures bien répandues dans la zone.

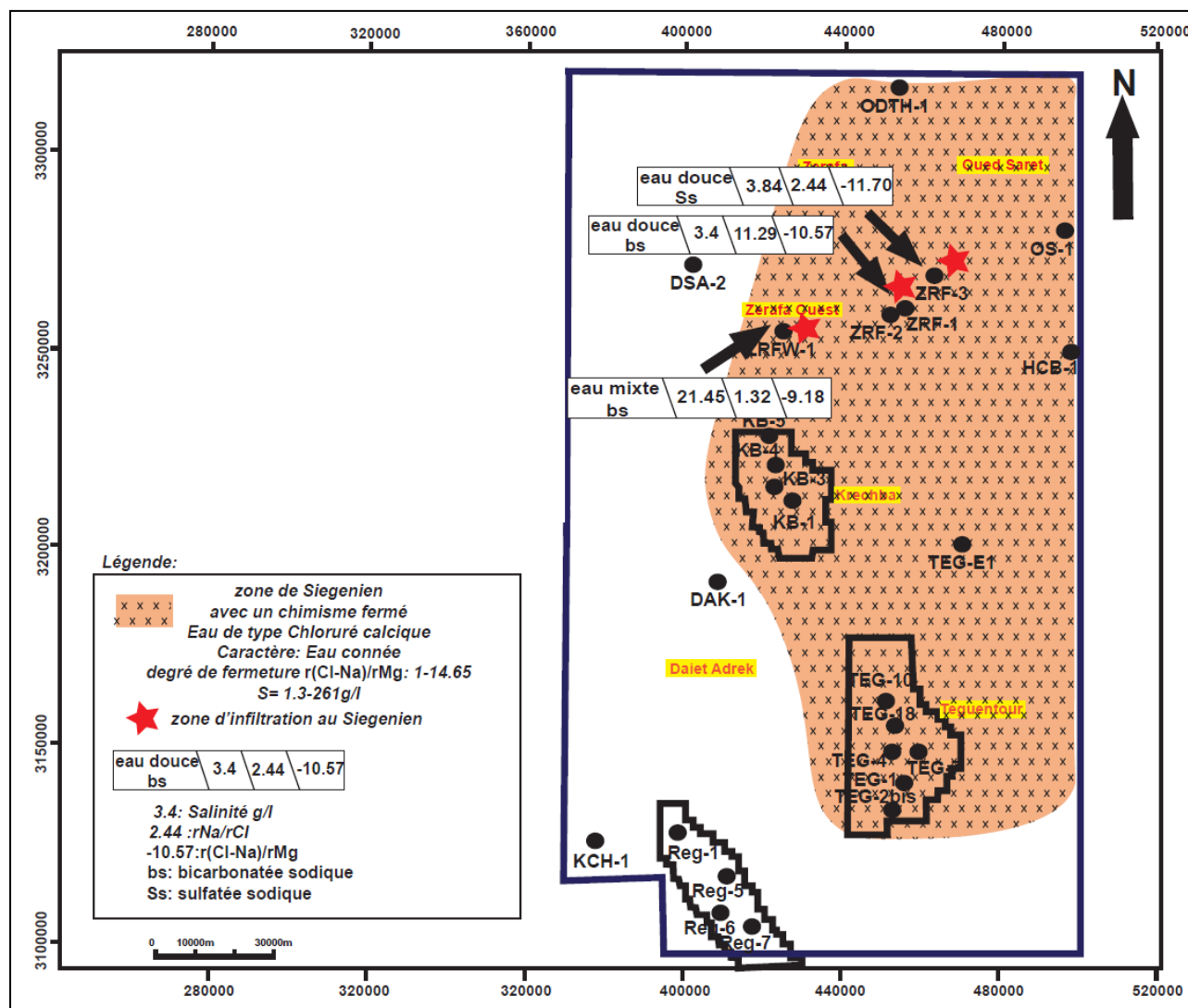


Figure 31 : Carte hydrogéologique et hydrochimique de réservoir siegeniende la concession Zerfaïl.

- **Les réservoirs gédinniens et emsiens** sont les moins étudiés dans la zone d'étude, ils renferment des séries peu épaisses de grès total effectif.

Ces réservoirs sont variables et difficiles à corrélés sur les coupes de puits. Les caractéristiques pétrophysiques sont médiocres et leur perméabilité est très faible. Les débits d'eau sont faibles lors des tests. Les pressions de couche s'équilibrent lentement ce qui montre une basse productivité des puits. Les propriétés réservoirs sont relativement meilleures sur le flanc sud de la concession. (Figure 32) et (Figure 33).

En général, les réservoirs sont bien couverts par des couches imperméables dont l'épaisseur atteint 400m.

Les eaux sont moyennement minéralisées (40 à 70 g/l), la minéralisation ne varie presque pas avec la profondeur.

Les eaux ont un caractère conné, elles sont faiblement sulfatées, à faible teneur en chlorures de calcium $r_{Na}/r_{Cl} = 0,43$, et fortement métamorphisées ($r_{(Cl-Na)}/r_{Mg}$ varie entre 0,95 à 12,22. Ce fort métamorphisme indique que les réservoirs sont bien couverts par des couches imperméables. La minéralisation relativement faible n'est pas dans ce cas l'indice de l'influence des eaux d'infiltration. Elles sont probablement conditionnées par les facteurs génétiques.

Tous les indices des eaux témoignent d'un régime stable et des conditions favorables pour l'existence des hydrocarbures.

.

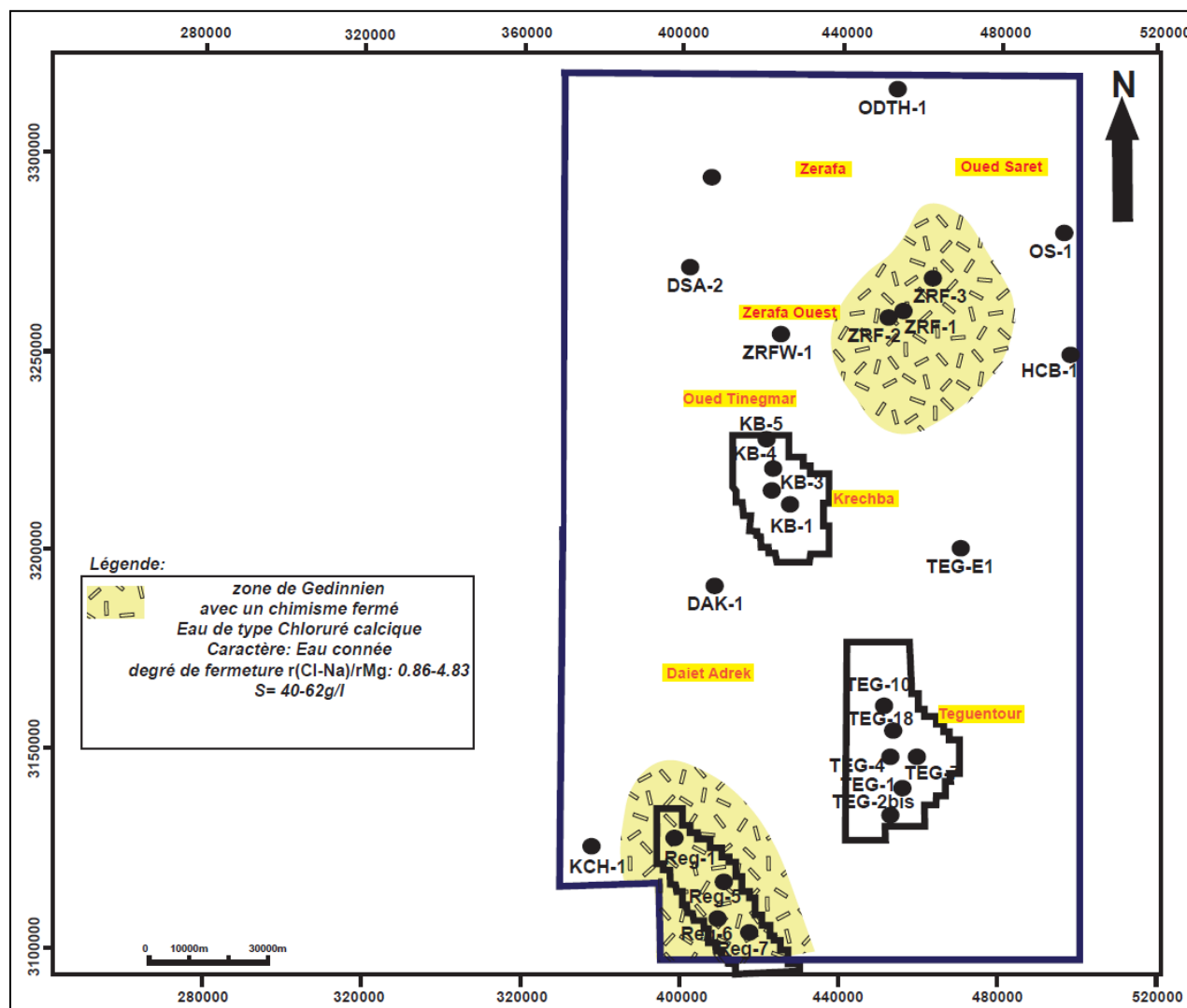


Figure 32 : Carte hydrogéologique et hydrochimique de réservoir Gédinnien de la concession Zerafa II.

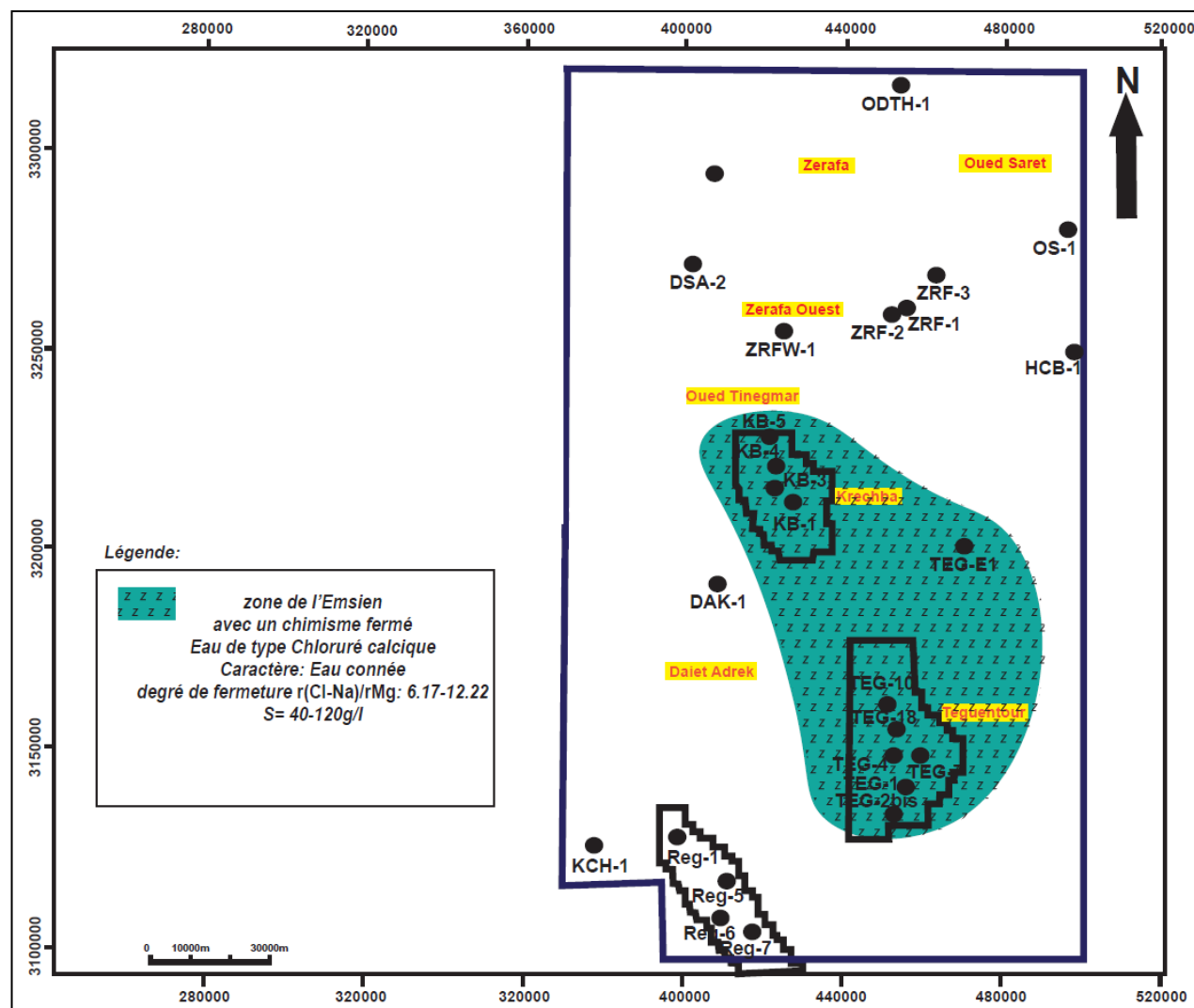


Figure 33 : Carte hydrogéologique et hydrochimique de réservoir Emsien de la concession Zerafa II

Conclusion

Les diagrammes pression /profondeur montrent que la concession Zerafa II est soumise à un régime hydrodynamique normal et stable, favorable à l'existence des hydrocarbures avec des hétérogénéités locale.

Les faciès chimiques des eaux sont à prédominance Chlorurée-Calcique dans les réservoirs paléozoïques. Le coefficient de métamorphisme moyen à haut, montrent un degré de confinement dans les différents réservoirs et des conditions favorables pour l'accumulation et la conservation des hydrocarbures.

Dans les réservoirs Tournaisien et Séigénien dans la région Zerafa, le faciès chimique des eaux est bicarbonatée-sodique et le coefficient de métamorphisme < 7 , ce qui montre l'absence de la fermeture hydrique et l'échange avec les eaux douces du Continental intercalaire.

Chapitre IV : Intégration Des Résultats

IV.1. Intégration des résultats :

Une planche regroupant les principaux résultats a été réalisée (Figures suivantes)

Cette partie du projet est intégrée afin de faciliter la lecture des principaux résultats obtenus dans cette étude, et de mettre en évidence la répartition finale des zones à haut risque d'infiltration des eaux douces et les zones perspectives à risques minime voire nulle.

IV.1.1. Première zonation : (Oued Saret,Zerafa,Teguentour Est).

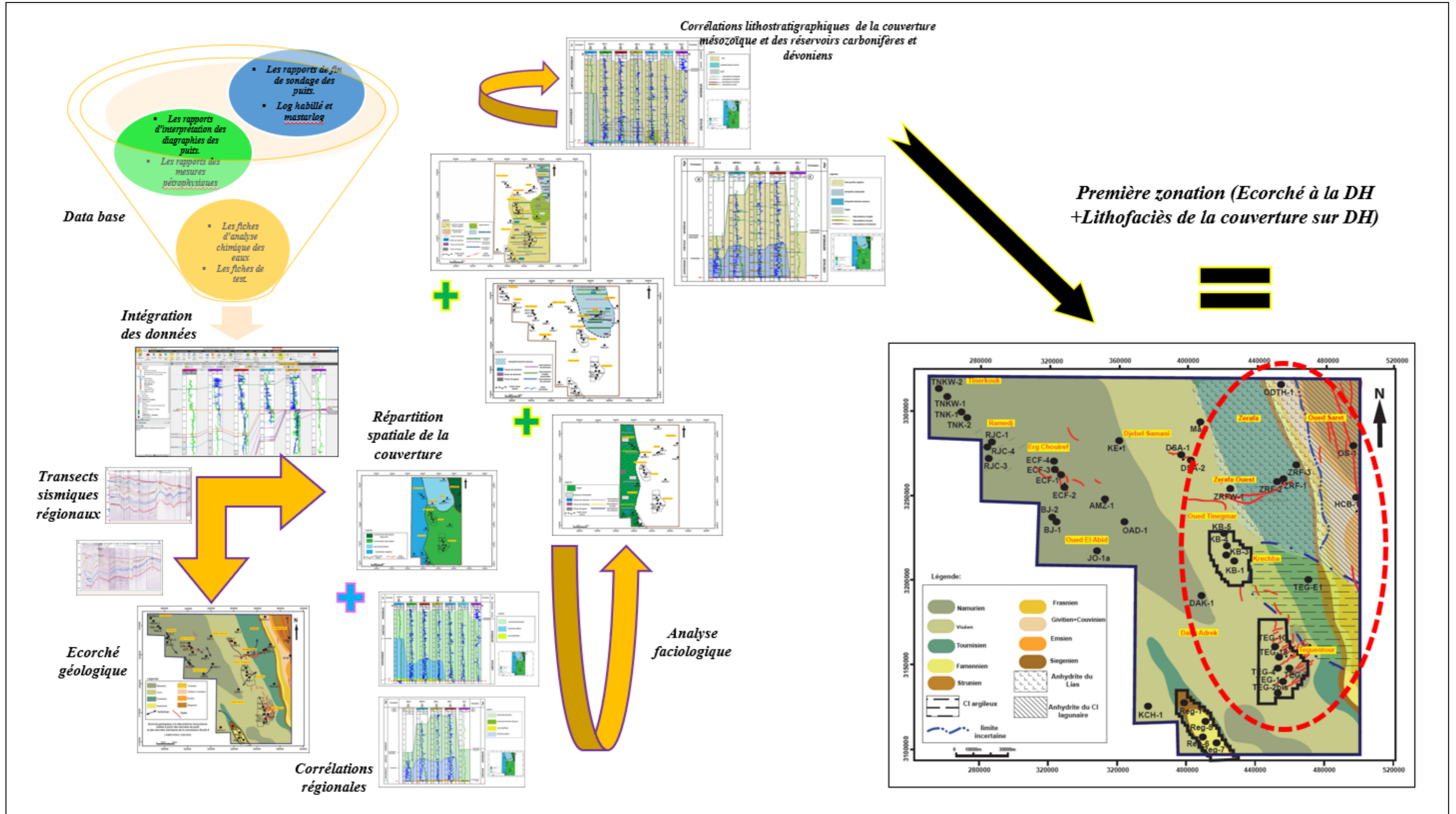
Résultats de superposition de l'écorché géologique à la DH de la zone d'étude et la nature lithologique de la couverture mésozoïque sur DH, cette zonation nous a permis de mettre en évidence la première zone d'intérêt (Oued Saret, Zerafa et Teguentour Est).

IV.1.2. Deuxième zonation : (zone perspective).

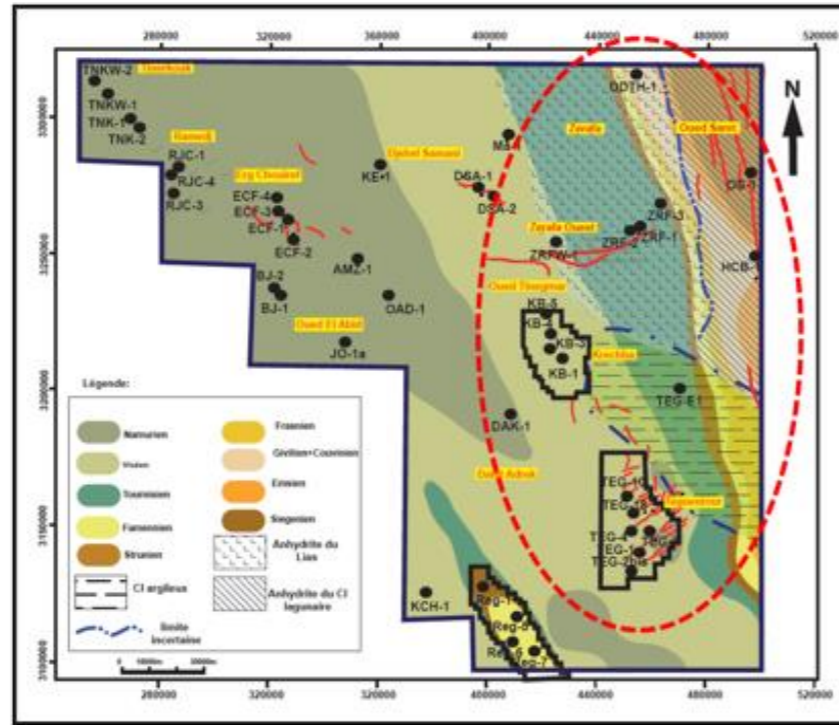
Après avoir zoner la première zone d'intérêt, une étude d'hydrogéologie pétrolière a été abordée et a permis de mieux cerner la première zonation ;

- Zone perspective à risque minime voire nulle d'infiltration des eaux (Oued Saret et Teguentour Est).
- Zone perspective à haut risque d'infiltration des eaux du CI (Zerafa et Zerafa Ouest).

Intégration des résultats :



Première zonation

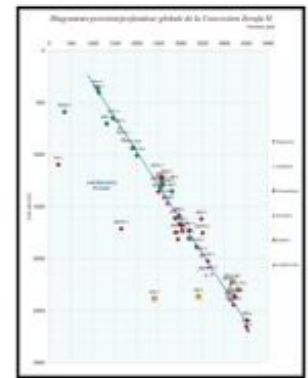
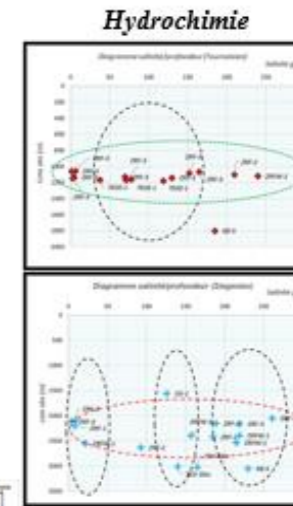
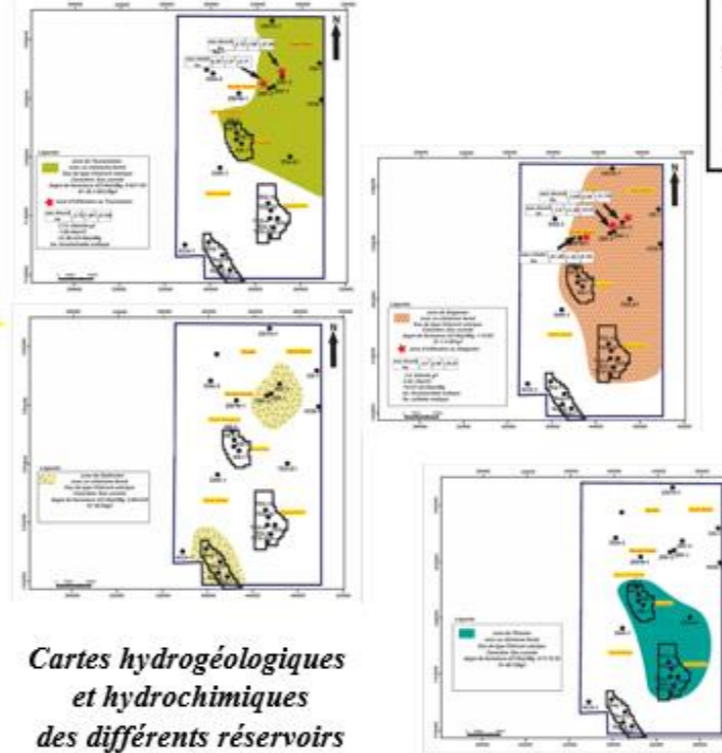


TEST: DST - HST production huile 40/60 gpy					Données, origine ou statut, aucun indice					TEST: DST ou HST production d'eau/							
	Fourmies	Emmen	Ségnetes	Gélinnes	Combronde		Fourmies	Emmen	Ségnetes	Gélinnes	Combronde		Fourmies	Ségnetes	Gélinnes	Combronde	autres g/l
DSA-1	1					ODTH-1						ODTH-1					1
DSA-2	1					DSA-1						ZRF-1					247030 g/l
ZRF-1						ZRF-1						ZRF-1					187250223 g/l
KB-1						KB-1						KB-1					40-230 g/l
TYG-2B1						TYG-2B1						TYG-3					229 g/l
ZRF-1						ZRF-1						TYG-2B1					230 g/l
ZRF-1						ZRF-1						ZRF-1					100 g/l
OS-1						OS-1						ZRF-1					220100293 g/l
												ZRF-1					1
												ZRF-1					180-210020-240 g/l
												OS-1					1

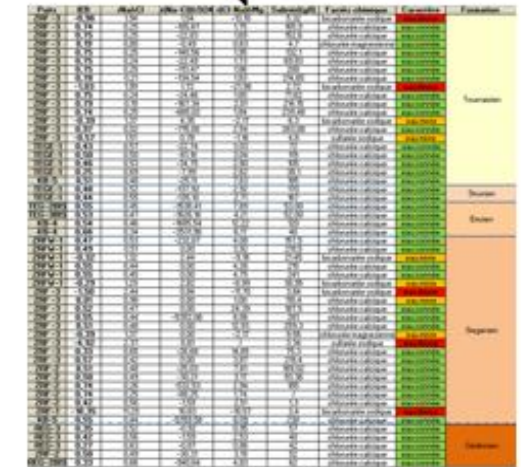
Résultats pétroliers



Deuxième zonation



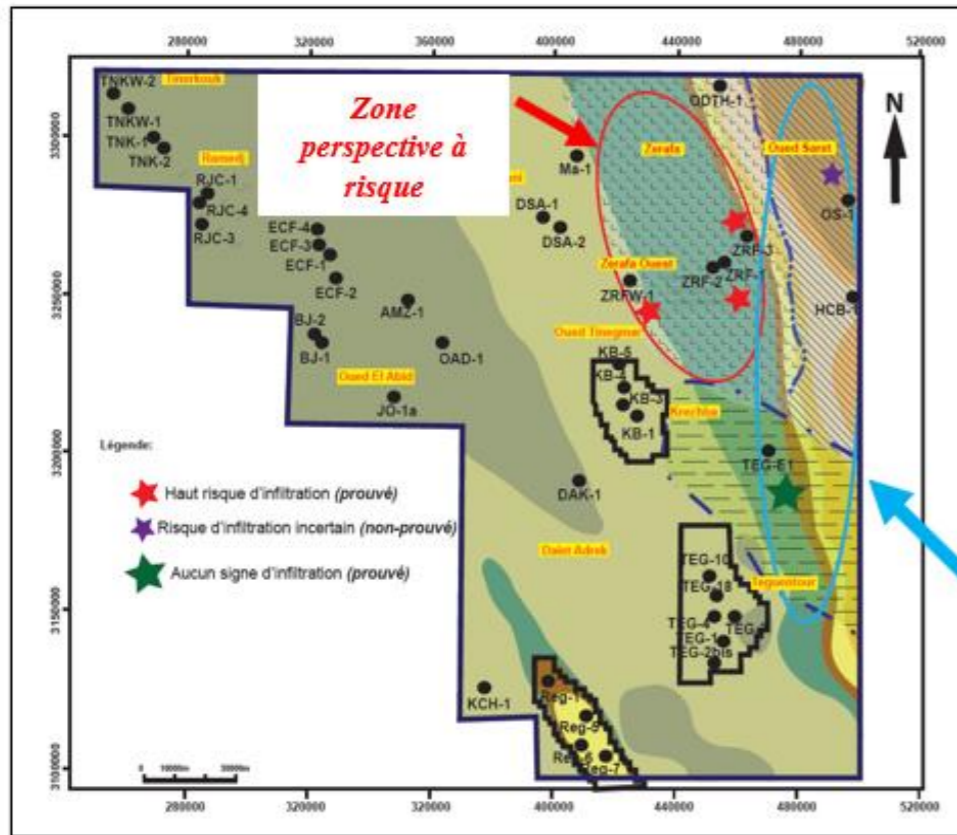
Hydrodynamisme



Principaux facies chimiques des différents réservoirs

Zonation finale (Ecorché à la DH + Lithofaciés / Electrofaciés de la couverture sur DH + Risque d'infiltration des eaux du CI avec les réservoirs carbonifères et dévoniens)

Zone perspective



Zone perspective

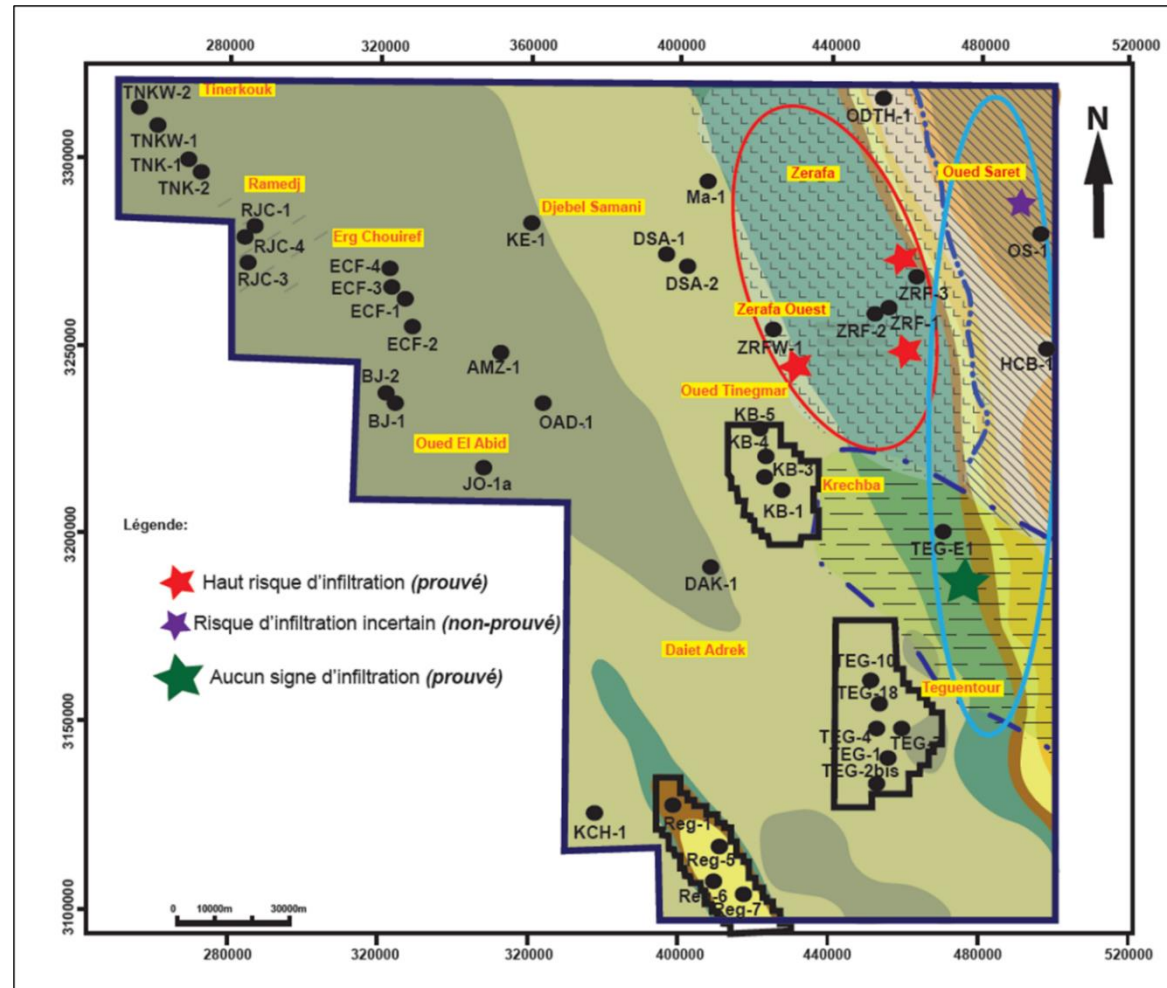


Figure 34 : Carte de zonation finale (écorché à la DH + lithofaciès de la couverture sur DH + risque d'infiltration des eaux du ci avec les réservoirs carbonifères et dévoniens.

Conclusion générale :

Ce travail de fin d'études s'est inscrit dans le cadre de l'étude de l'hydrogéologie pétrolière dans le Sud-Est du bassin de Gourara (concession Zerafa II).

L'objectif principal de cette étude était d'évaluer le potentiel en pièges subtils cartographiés dans les formations carbonifères et dévoniennes de la partie Nord et Nord-Est de la concession Zerafa II, et dans le but de montrer la nature de la couverture des pièges stratigraphiques et de prouver les risques d'infiltration des eaux du Continental Intercalaire dans les réservoirs pétroliers.

De point de vue structural ; L'écorché géologique, à la discordance hercynienne, montre des formations géologiques du Dévonien dans l'extrême partie orientale à Oued Saret (extrême Sud de la voute d'Allal) et celles du Carbonifère dans la partie centrale et occidentale à Zerafa, Krechba, Erg chouiref et l'Erg (Sud de la dépression de Gourara).

La phase hercynienne s'est exprimée par la génération de plusieurs structures (Failles et plis), par le soulèvement des grandes unités tectoniques (les voutes et ensellements) et par une intense érosion atteignant parfois le Silurien (MZR-1 et HAL-1) et a généré, sur les flancs de ces unités (voutes et ensellements), des troncatures importantes (biseaux stratigraphiques) bien perceptibles (top-lap).

Sur le plan sédimentologique, les corrélations stratigraphiques montrent une certaine continuité latérale des séries du Dévonien inférieur à moyen et du Dévonien Supérieur d'Est en Ouest et du Nord au Sud et une relative isopacité dans la région, avec une épaisseur pouvant atteindre 400m à TEG-1 et TEG-4. Ces séries tendent à disparaître au niveau des môles (Sud du môle d'Allal et Oued Saret) et constituent un biseau stratigraphique régional (cas du réservoir Tournaisien et Siégénien), contrôlé latéralement par les argiles du Strunien et du Famennien dans les directions Est, Ouest et Nord. L'importance de ce biseau est aussi vérifiée par la couverture qui est assurée par les argiles du Jurassique, les évaporites du Lias et du CI lagunaire et parfois par les argiles du Viséen, cas des puits ZRFW-1. Cette disposition change plus à l'Est et au Sud-Est de la zone d'étude où la couverture jurassique s'amincit et se traduit par une réduction progressive des niveaux argileux pour disparaître complètement vers le môle d'Oued Saret à Teguentour. La couverture anhydritique du Lias est développée sur la région de Zerafa avec quelques intercalations des niveaux argileux et argilo-gréseuses avec des épaisseurs de quelque mètre (ZRF-2, ZRF-3 et ZRFW-1), excepté le puits ZRF-1 qui

a parfois un niveau anhydritique à moins d'un mètre avec un faciès gréseux et dolomitique plus au moins développé.

Les niveaux argilo-anhydritique du Continental intercalaire lagunaire qui s'étend sur le long du môle d'Oued Saret sont en contact direct avec les réservoirs Tournaisien et Sieginien/Gedinnien. Vers le Sud de la zone d'étude cette couverture argileuse s'amincit et disparaît ensuite complètement pour qu'on retrouve le CI gréseux connu régionalement.

L'analyse des conditions hydrogéologiques et l'étanchéité de cette couverture compte tenu des critères déjà exposés, permet d'évaluer les complexes carbonifères et dévoniens de la façon suivante :

- Du point de vue hydrodynamique les diagrammes pression /profondeur montrent que la zone d'étude est soumise à un régime hydrodynamique normal et stable, favorable à l'existence des hydrocarbures. Les valeurs dépression varient entre 400 Psi à 600m de profondeur dans le puits (TEGE-1) et 4500 Psi à 2600mde profondeur à KB-4 ; avec des hétérogénéités locales
- Du point de vue hydrochimie : L'ensemble des diagrammes de salinités montrent qu'il n'existe pas de relation entre la variation de salinité et la profondeur du gisement, ce qui renforce l'hypothèse des risques d'infiltration d'eaux du CI.

Les faciès chimiques des eaux sont à prédominance Chlorurée-Calcique dans les réservoirs de la région.

Le coefficient de métamorphisme moyen à haut, montre un degré de confinement dans les différents réservoirs et des conditions favorables pour l'accumulation et la conservation des hydrocarbures.

Le réservoir Tournaisien/Strunien dans la partie Nord de la concession, à Zerafa la minéralisation diminue et le faciès chimique des eaux est bicarbonatée-sodique. Le coefficient de métamorphisme est inférieure à 7, ce qui prouve l'absence de la fermeture hydrique et l'échange avec les eaux douces du Continental intercalaire. Cet échange s'effectue suivant les accidents tectoniques et les séries du Lias qui n'assure pas souvent la couverture imperméable des réservoirs.

Le réservoir Sieginien dans la partie Nord de la concession. Sur la région Zerafa dans les puits ZRF-3, ZRFW-1 et ZRF-1, la minéralisation diminue et le faciès est bicarbonatée sodique a sulfatée sodique, qui représente des eaux mixtes et douces et témoigne d'échange avec les eaux douces du Continental Intercalaire. Il se pourrait que ces échanges d'eau aient eu lieu à la faveur des failles et des fractures bien répandus dans la zone.

Conclusion générale

A cause du manque des analyses chimiques ; la situation hydrochimiques dans les dépôts du Siegenien n'est pas claire, d'après le degré de minéralisation à OS-1 (126g/l), ce complexe ne semble pas avoir subi une influence considérable des eaux d'infiltration.

Nous pouvons constater finalement que la région de Zerafa et Zerafa Ouest présentent des zones à risque d'infiltration des eaux du Continental intercalaire, là où les réservoirs pétroliers sont parfois dépourvus de couvertures imperméables et efficaces et à cause des accidents tectoniques.

Ces réservoirs ont subi une grande influence des eaux du Continental intercalaire ce qui présente une possibilité de dégradation des hydrocarbures.

Dans la région de Teguntour-Est et Oued Saret le réservoir pétrolier du Paléozoïque reste préservé des infiltrations des eaux du Continental Intercalaire grâce à l'efficacité de la couverture mésozoïque constituée principalement par les argiles et les anhydrites du Continentale intercalaire lagunaire.

Bibliographie

Abizar .J, Aoudjehout .A.2016. *La géo-mécanique au service de la fracturation hydraulique : exemple des réservoirs compacts de l'ordovicien (bassin d'Illizi, Algérie)*[mémoire de fin d'études].Tizi Ouzou : université Mouloud Mammeri

Ahmed Yahia I., Boudour N 2024*Etude de la distribution et l'extension de la couverture Jurassique des biseaux tournaisiens de la region Nord et Nord-Est de la concession Zerafa II.* Sonatrach, division exploration, département analyse des bassins.

Aitabbas S, Mebarkia M, Kherroubi M, Lardjoun O, Slimani K. 2019. *Synthèse sur le périmètre de recherche Zerafa, bassin : Ahnet-Gourara.*Sonatrach division exploration

Alouane F. 2015. *Hydrogéologie pétrolière du bassin de l'Ahnet : mise au point sur les réservoirs cambro-ordoviciens et dévoniens inférieurs.* Sonatrach, division exploration, département analyse des bassins.

Askri H, Belmecheri A, Benrabah B, Boudjema A, Boumendjel K, Daoudi M, Drid M, Ghalem T, Docca AM, Ghandriche H, Ghomari A, Guellati N, Khennous M, Lounici R, Naili H, Takherist D, Terkmani M. [date inconnue]. *Géologie de l'Algérie et du sud :* contribution de Sonatrach - division exploration, centre de recherche et développement, et division petroleum engineering et développement.

Babou.K.2011.*Etude sédimentologique du réservoir Tournaisien (c10.2) dans le périmètre Zerafa, bassin de l'Ahnet-Gourara* [mémoire de fin d'études]Boumerdes : université M'hamed Bougara.

BEUF S, BIJU-DUVAL, DECHARPAL O.1966.*Une séquence directe de la structure du bouclier africain : bassins de l'Ahnet et du Mouydir au Paléozoïque .*Publ Serv Géol Algérie .Bull 38

BEUF S, BIJU-DUVAL B, ROGNON R, BENNACEF A.1971. *Les Grès Du Paléozoïque Inférieur Au Sahara Paris (Fr) :* Technip ; Publ Inst Fr Pétrole Coll Sci Tech Pétrole.No .18

Castany G, Margat J. 1977.*Dictionnaire français d'hydrogéologie.* Orléans (Fr) : bureau de recherches géologiques et minières.

HAMIS A. 2021: *Le béryl Géologie, minéralogie et géochimie des gisements dans la région de Laouni (Hoggar central, Algérie)* [thèse de doctorat]. Alger : université des sciences et de la technologie Houari Boumedienne

Sonatrach, Schlumberger. 2007. *Well evaluation conference – Algeria 2007.*

Zerioul a. 1993. *Essai d'approche du milieu de dépôt du dévonien inférieur de la région zerafa (bassin de Timimoun)* [mémoire de fin d'études]. Boumerdès : institut algérien du pétrole.

Sonatrach. *rapports de fin de sondage des puits.* Document interne.

Sonatrach. *Logs habillés.* Document technique interne.

Sonatrach. *Rapports d'interprétation des diagraphies des puits.* Rapport interne.

Sonatrach. *Fiches d'analyses des eaux des puits.* Données internes.

Sonatrach. *fiches de tests.* Fiches techniques internes.

Sonatrach. *masters logs.* Données techniques internes.

Définitions

❖ **Classification de Souline (1948)** : la classification se base sur certains rapports caractéristiques, on trouve 4 types d'eaux :

- $R1 = (rNa - rCl) / rSO4$

$R1 < 1$ ➡ eau sulfaté sodique

$R1 > 1$ ➡ eau bicarbonate sodique

- $R2 = (rCl - rNa) / rMg$

$R2 < 1$ ➡ eau chlorurée magnésien

$R2 > 1$ ➡ eau chlorurée calcique

❖ **Coefficient de métamorphisme** : le coefficient de métamorphisme $r = r(Cl + Na) / Mg$ est utilisé comme indicateur de l'évolution géochimique des eaux de formation. Il aide à comprendre l'origine, l'histoire, et l'interaction eau-roche dans les réservoirs souterrains.

Ce ratio permet d'évaluer le niveau de circulation, d'échange ionique, et de maturité des eaux souterraines (notamment dans les aquifères profonds liés aux réservoirs d'hydrocarbures)

Ce coefficient permet de :

- Couche fine r l'évolution des eaux de formation
- Distinguer les eaux d'origine marine, météorique ou mixte
- Évaluer l'interaction chimique entre eau et roche
- Indiquer le degré de confinement ou de circulation.

❖ **DST** : signifie **Drill Stem Test**, en français **essai au tube de forage**.

Une DST est un test de formation effectué pendant ou après le forage d'un puits, il fournit des informations précieuses sur la capacité de production du puits. Il sert pour évaluer le potentiel productif d'un réservoir (pétrole, gaz, ou eau). Il permet de déterminer :

- La pression du réservoir (pression initiale, pression de fermeture...)
- La perméabilité et la porosité de la roche réservoir
- Le type de fluide (huile, gaz, eau) et ses caractéristiques (composition, viscosité...)
- Le débit de production possible du puits sans stimulation.

❖ **Eau connée (eau fossile)**: eau piégée par un sédiment, ou par un magma extrusif, au stade de leur autogenèse est conservée de puis par la roche aquifère dont elle a donc le même âge.

❖ **MDT** : signifie Modular formation Dynamics Tester.

Le MDT est un outil de test de formation utilisé pendant un carottage électrique pour mesurer la pression des fluides, prélever des échantillons et évaluer la perméabilité de la roche-réservoir sans avoir à faire un dst complet.

- Pression du réservoir à différents niveaux
- Gradients de pression (permettent d'identifier des contacts gaz/huile/eau)
- Perméabilité locale
- Propriétés des fluides (composition, densité, viscosité)

❖ **rNa /rCl** : Ce rapport caractéristiques indique Le caractère de l'eau

- 0,35-0,85 ➡ eau connée
- 0,87-1,8 ➡ mixte
- 1,8-2,5 ➡ eau douce

❖ **Pression vierge**: la pression vierge (ou pression initiale) d'un réservoir est la pression naturelle qui règne dans la formation avant toute production d'hydrocarbures.

❖ **Systèmes pétroliers** : un système pétrolier conventionnel est composé essentiellement des éléments suivants :

- **Roche mère** : roche dans laquelle se sont formés des hydrocarbures (ceux-ci pouvant migrer ultérieurement dans une autre roche, dite alors roche réservoir) (Alain f., Raoult j.-f., 2010).
- **Roche réservoir** : roche suffisamment poreuse et perméable pour pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Ces roches (calcaires, dolomies, grès) ont un intérêt économique, si leurs volumes sont suffisants, et si elles sont recouvertes par des couches imperméables interdisant aux fluides de s'en échapper.
- **Roche couverture** : c'est une roche non perméable qui couvre le réservoir pour empêcher les hydrocarbures de dismigrer (suintement des hydrocarbures en surface).
- **Piège** : c'est la structure qui renferme les hydrocarbures, il est soit structural (anticlinal, contre faille,...) ou stratigraphique (récif, chenal, biseau stratigraphique,...) ; les pièges sont déterminés par l'interprétation des coupes sismiques et l'élaboration des coupes équilibrées.
- **Le timing** : c'est le rapport entre le temps de migration des hydrocarbures et le temps de formation du piège, on parle d'un timing favorable lorsque la migration se fait parallèlement ou après la formation de la roche réservoir et on parle d'un timing défavorable lorsque la migration se fait avant la formation de piège.

Annexes

Ce document est la propriété de SONATRACH, il ne peut être reproduit ou communiqué sans son autorisation

Annexe 1 : Tableau des faciès lithostratigraphiques de la couverture Mésozoïque

puits	la roche couverture	la description
DSA-1	jurassique	Argile
DSA-2	Jurassique	Argile brun rouge , pâteuse , avec à la base un niveau d'anhydritique.
HCB-1 St-1	Lias	Anhydrites blanche, massive et argiles gris verdâtre, gris clair, silteuse, tendre à indures.
KB-1	Continental intercalaire	grès argile dolomies anhydrite
KB-4	IDEM	
ODTH	Lias	Argiles anhydrite et dolomie microcristallines
OS-1	Continental intercalaire	CI en contact direct avec le siegienien.La base de CI est Anhydrite massive, argilites
REG-3	Continental intercalaire	La base du CI ; argile grise et rouge, silteuse à sableuse , parfois carbonatée passant par endroit à silstone bien rose . passées de dolomie gris , microcristalline , dure compacte , traces de pyrite
REG-5	jurassique	
TEG-2BIS	Continental intercalaire	argile
TEG-3 BIS	Continental intercalaire	Sables et graviers à intercalation de grès et d'argile .
TEGE-1	Continental intercalaire	Le mur de CI : argile et grès c.c.d avec passées de dolomie, grise à beige , microcristalline .le CI est en contact direct avec le réservoir Tournaisien
ZRF-1	Lias	Anhydrite blanche et grise , argile gris verte carbonatée et dolomie beige microcristalline.
ZRF-2	Lias	Représenté par de l'argile verte et brun rouge indurée et passées de l'anhydrite blanche et grise , dure .
ZRF-3	Lias	Anhydrite blanche cristalline dure à pulvérulente et dolomie, banc de calcaire.
ZRFW-1	Lias	anhydrite blanche pulvérulente, argile gris verdâtre gypsifère et pyrite.

Annexe 2 : Les tableaux des analyses hydrochimiques

puits	Na+ (mg/l)	Na+(meq/l)	K+ (mg/l)	K+(meq/l)	Ca++(mg/l)	Ca++(meq/l)	Mg++(mg/l)	Mg++(meq/l)	Ba++(mg/l)	Ba++(meq/l)	Sr++(mg/l)	Sr++(meq/l)	Fe++(mg/l)	Fe++(meq/l)
ZRFW-1	28750	1250	300	7,69	17635	881,75	3271	272,58	/	/	/	/	75,3	2,69
ZRFW-1	46000	2000	450	11,54	30561	1528,05	5885	490,42	1087	15,83	820	18,72	878	31,36
ZRFW-1	7400	321,74	45	1,15	200	10	102	8,5	/	/	/	/	0	0
ZRFW-1	36800	1600	350	8,97	32365	1618,25	5618	468,17	853	12,42	980	22,37	308,7	11,03
ZRFW-1	40250	1750	300	7,69	35972	1798,6	5472	456	1223	17,81	1180	26,93	636	22,71
ZRFW-1	7380	320,87	45	1,15	94	4,7	95	7,92	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	1246	54,17	23	0,59	25	1,25	24	2	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	381,8	16,6	26,7	0,68	27,5	1,38	57,9	4,83	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	14114	613,65	586	15,03	16834	841,7	12400	1033,33	/	/	/	/	/	/
ZRF -3	13844	601,91	593	15,21	16653	83265	12890	1074,17	/	/	/	/	/	/
ZRF -3	1097,1	47,7	43,5	1,12	443	22,15	443	19,25	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	11320,6	492,2	555	14,23	14860	743	9278	773,17	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	5853,5	254,5	317	8,13	7455	372,75	5520	460	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	17112	744	688	17,64	21243	1062,15	14568	1214	/	/	/	/	17	0,61
ZRF -3	14450	628,26	668	17,13	21493	1074,65	15188	1265,67	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	618,7	26,9	17,5	0,45	32,9	1,65	7,3	0,61	/	/	/	/	/	/
ZRF -3	6449,2	280,4	290	7,44	7284,5	364,23	6530	544,17	/	/	/	/	/	/
ZRF -3	12702	552,26	1450	37,18	22986	1149,3	13692	1141	/	/	/	/	/	/
ZRF -3	22673,4	985,8	880	22,56	26513	1325,65	19011	1584,25	/	/	/	/	101	3,61
ZRF -3	20999	91,26	880	22,56	27144	1357,2	16963	1413,58	/	/	/	/	80	2,86
ZRF -3	41705	1813,26	810	20,77	1147	57,35	413	34,42	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	11500	500	330	8,46	4649	232,45	/	/	/	/	/	/	51	1,82
ZRF -3	36000	1565,22	1392	35,69	31422	1571,1	876	73	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	45519	1979,09	1925	49,36	40320	2016	3745	312,08	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	50261	2185,26	1955	50,13	43366	2168,3	2189	182,42	/	/	/	/	200	7,14
ZRF -3	1318	57,3	45	1,15	79	3,95	85	7,08	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	1120,1	47,3	1,21	71	3,55	29,5	2,46	2,46	/	/	/	/	254	9,07
ZRF -3	18018	783,39	572	14,67	8136	406,8	340	28,33	/	/	/	/	0	0
ZRF -3	39408	1713,39	1485	38,08	34108	1705,4	7223	601,92	/	/	/	/	0	0
ZRF-2	33378	1451,22	1220	31,28	27665	1383,25	2438	203,17	/	/	/	/	/	/
ZRF-2	16086	699,39	498	12,77	10424	521,2	2736	228	/	/	/	/	/	/
ZRF-2	19926	866,35	549	14,07	34218	1710,9	10324	860,33	/	/	/	/	/	/
ZRF-2	12362	537,48	275	7,05	14118	705,9	10956	913	/	/	/	/	/	/
ZRF-2	230	10	15	0,38	265	13,25	38	3,17	/	/	/	/	/	/
ZRF-1	779	33,87	7	0,18	40	2	35	2,92	/	/	/	/	13	0,46
TEGE-1	16200	704,35	272,5	6,99	7675	383,75	2116	176,33	/	/	/	/	15,9	0,57
TEGE-1	22400	973,91	375	9,62	14068	703,4	3843	320,25	/	/	/	/	24	0,86
TEGE-1	19200	843,78	330	8,46	10842	542,1	3149	262,42	/	/	/	/	22	0,79
TEGE-1	8700	378,26	1290	33,08	2735	136,75	792	66	/	/	/	/	0	0
TEGE-1	36000	1565,22	690	17,69	17936	896,8	6019	501,58	/	/	/	/	21,8	0,78
TEGE-1	38000	1652,17	730	18,72	18116	905,8	5946	495,5	/	/	/	/	44,2	1,58
TEG-2BIS	41600	1808,7	1150	29,49	33447	1672,35	3411	284,25	/	/	/	/	847	30,25
TEG-2BIS	41600	1808,7	1600	41,03	31866	1593,3	3385	282,08	/	/	/	/	900	32,14
REG-3	345	15	156	4	280	14	180	15	/	/	/	/	/	/
REG-3	347,3	15,1	97,5	2,5	240	12	156	13	/	/	/	/	14	0,5
KB-4	35000	1521,74	250	6,94	22124	1106,2	1313	109,42	/	/	/	/	53	1,89
KB-4	29000	1260,87	230	5,9	20120	1006	1483,5	123,63	/	/	/	/	/	/

puits	OH-(mg/l)	OH-(meq/l)	CO3--(mg/l)	CO3--(meq/l)	HCO3-(mg/l)	HCO3-(meq/l)	SO4--(mg/l)	SO4--(meq/l)	Cl- (mg/l)	Cl-(meq/l)
ZRFW-1	0	0	0	0	410	6,72	229,6	4,78	83856	2362,14
ZRFW-1	0	0	0	0	698	11,44	0	0	139169	3920,25
ZRFW-1	0	0	0	0	4257	69,79	1533	31,94	8652	243,72
ZRFW-1	0	0	0	0	432	7,082	0	0	127645	3595,63
ZRFW-1	0	0	0	0	599,6	9,83	0	0	138991	3915,24
ZRFW-1	0	0	0	0	4136	67,8	1212	25,25	8864	249,69
ZRF -3	0	0	1,92	0,064	443	7,26	817	17,02	993	27,97
ZRF -3	0	0	0	0	320	5,25	344	7,17	/	/
ZRF -3	0	0	0	0	314	5,15	821	17,1	85933	2420,65
ZRF -3	0	0	0	0	327	5,36	3827	79,73	85983	2422,06
ZRF -3	0	0	0	0	302,8	4,96	1195,2	24,9	2127	59,92
ZRF -3	0	0	0	0	103,5	1,7	514	10,71	70914	1997,58
ZRF -3	0	0	0	0	250	4,1	1695	35,31	37229	1048,7
ZRF -3	0	0	0	0	144	2,36	953	19,85	106371	2996,37
ZRF -3	0	0	0	0	136	2,23	827	17,23	104598	2946,42
ZRF -3	/	/	125	4,17	246	4,03	374	7,79	479	13,49
ZRF -3	0	0	0	0	210	3,44	1704	35,5	40775	1148,59
ZRF -3	/	/	/	/	64	1,05	658	13,71	101052	2846,54
ZRF -3	0	0	0	0	0	0	210	4,375	138282	3895,27
ZRF -3	0	0	0	0	0	0	241	5,02	130659	3680,54
ZRF -3	0	0	0	0	730	11,97	0	0	65595	1847,75
ZRF -3	0	0	0	0	1544	25,31	1646	34,29	35352	714,14
ZRF -3	0	0	0	0	258	4,23	0	0	118780	3345,92
ZRF -3	0	0	0	0	11,3	0,19	22,6	0,47	159557	4494,56
ZRF -3	0	0	0	0	0	0	0	0	161329	4544,48
ZRF -3	0	0	163	5,43	1265	20,74	0	0	1489	41,94
ZRF -3	0	0	0	0	674	11,05	1628	33,92	709	19,97
ZRF -3	0	0	0	0	1060	17,38	747	15,56	42548	1198,54
ZRF -3	0	0	0	0	27	0,44	0	0	143601	4045,1
ZRF-2	0	0	10	0,33	243	3,98	2963	61,73	106371	2996,37
ZRF-2	0	0	0	0	561	9,2	1150	23,96	50526	1423,27
ZRF-2	0	0	0	0	258	4,23	228	4,75	120553	3395,86
ZRF-2	0	0	0	0	510	8,36	862	17,96	75346	2122,42
ZRF-2	0	0	19	0,63	198	3,25	241	5,02	638	17,97
ZRF-1	7	0,41	7	0,23	169	2,77	137	2,85	106	3
TEGE-1	/	/	/	/	506,3	8,3	1127,6	23,49	43967	1238,51
TEGE-1	/	/	0	0	284	4,66	765	15,94	69191	1949,04
TEGE-1	/	/	0	0	373	6,11	1014	21,13	56022	1578,08
TEGE-1	/	/	/	/	1103	18,08	1040	21,67	19572	551,32
TEGE-1	/	/	0	0	181,2	2,97	510,3	10,63	107612	3031,32
TEGE-1	/	/	/	/	226,9	3,72	477,4	9,95	106371	2996,37
TEG-2BIS	/	/	0	0	0	0	70	1,46	143600	4045,07
TEG-2BIS	/	/	/	/	/	/	61	1,27	137395	3870,28
REG-3	/	/	/	/	152,7	2,5	756,3	15,76	1063,7	29,96
REG-3	/	/	/	/	225,4	3,7	616	12,83	1673	52,76
KB-4	/	/	/	/	45	0,74	45	0,94	98483	2774,17
KB-4	0	0	/	/	38	0,62	22	0,46	86870	2447,04

G