



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU

FACULTE DES SCIENCES BIOLOGIQUES ET DES SCIENCES AGRONOMIQUES

DEPARTEMENT DES SCIENCES GEOLOGIQUES

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

Pour l'obtention d'un Master Académique

Option : **Bassins Sédimentaires**

THEME

**CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE
ET PETROPHYSIQUE DU NIVEAU
DOLOMITIQUE D2 DE HASSI R'MEL**

Présenté par :

AIT SLIMANI Mohamed

BEGGACHE Mahrez

Soutenu le 13/12/2017, devant le jury composé de :

Mr. KARDACHE R.	MCA/UMMTO	Président
Mr. AMROUCHE F.	MAA/UMMTO	Promoteur
Mr. BOUDJAKDJI H.	C.D./PED	Co-promoteur
Mr. ACHOUI M.	MAA/UMMTO	Examineur

Promotion 2016/2017

REMERCIEMENTS

Ce mémoire de Master est le résultat d'un travail de plusieurs mois, et toute personne ayant contribué, de près ou de loin, à son élaboration, mérite d'être remerciée.

Tout d'abord, nous remercions l'ensemble de la division PED/SONATRACH, qui nous a bien accueilli et ouvert ses portes pour effectuer notre stage.

Nous adressons un merci chaleureux pour notre encadreur à la Sonatrach, **Mr. Habib BOUDJAKDJI**, pour la grande partie de son temps qu'il a consacré pour nous, pour son orientation, ses précieuses informations, et surtout, sa gentillesse éminente. Comme nous tenant aussi à remercier ses collègues du département de géophysique, **Mme NASSINE** et **Melle SALHI**.

Nous remercions vivement notre promoteur à l'université **Mr. Farid AMROUCHE** pour ses précieux conseils, ses corrections et ses critiques qui ont été favorables pour la qualité de notre travail.

Nos remerciements, s'adressent aussi, aux membres de jury composé de **Mr. KARDACHE** et **Mr. ACHOU** pour leur volonté d'examiner notre travail.

Nous tenons, aussi, à remercier par leurs noms, **Mr. AHMED ZAID**, **Melle KACI** et **Mr BOUKHEDIMI**, ainsi que tous les autres enseignants et administrateurs qui ont contribué à notre formation.

Et, on ne peut pas laisser passer cette occasion sans avoir, vivement, remercier nos camarades de la section pour tous les bons moments, l'enthousiasme et l'esprit de famille qui nous uni.

Dédicaces

*Au terme de mes études, j'ai le grand honneur et le plaisir,
de dédier ce travail,*

*A mon cher papa Arezki et ma chère maman Fazia,
parce que sans eux, je ne serai pas l'homme, fier de lui-
même, que je suis aujourd'hui.*

A mes frères, mes sœurs et aussi mes proches.

Une dédicace, pleine d'amour, à ma chère Dina.

Je le dédie aussi, à Mokî, Joseph, Lilia et Fairouz.

A tous mes amis et camarades géologues.

« La réussite se mérite »

Mohamed AITSLIMANI

Dédicaces

Pour chaque début il ya une fin, et ce qui est beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

Arrivé au terme de la fin de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A la femme de ma vie qui à énormément souffert pour faire de moi ce que je suis et qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi ; Ma très chère Mère.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes chères frères et sœurs (Madjid, Halim, Fariza, Kahina, Samia, Wassila et lynda) et leurs conjoints, qui ont toujours était présent a mes cotés.

A mes meilleurs amis chacun à son nom, surtout : Nacer, Karim, Aissa, Abdou, AGhilas,

Et tous ceux que j'aime.

BEGGACHE Mahrez

Résumé

Après la détection, par le carottage et les différentes diagraphies, du niveau dolomitique D2 dans le champ de Hassi R'Mel, une étude pétrophysique et sédimentologique a été réalisée afin de caractériser les propriétés réservoir de ce niveau.

L'étude a été focalisée sur la partie Nord-Est de Hassi R'Mel où les épaisseurs du D2 sont plus importantes. Des graphes de porosité et de perméabilité, ainsi que, les résultats de l'étude menée par F. BESSA et al. en 1999, ont démontré que les propriétés réservoir sont plus améliorées à la base de ce repère dolomitique. Comme, on a pu déceler, grâce aux données carotte et lames minces, une porosité vacuolaire qui occupe la partie Nord du champ et une porosité de fracturation occupant la partie Nord-Est où les valeurs d'épaisseurs sont plus élevées.

Les résultats de ces études, suspectent la présence d'un potentiel en hydrocarbures dans la partie Nord-Est de D2 du champ de Hassi R'Mel, que son exploitation, vu les caractéristiques de ce repère dolomitique, nécessite un forage horizontal.

Mots clés :Diagraphie, étude pétrophysique, sédimentologie, propriétés réservoir, porosité, perméabilité, hydrocarbure, forage horizontal.

Abstract

After detecting the dolomitic D2 level in the Hassi R'Mel field by coring and the various logs, a petrophysical and sedimentological study was carried out to characterize the reservoir properties of this level.

The study focused on the Northeastern part of Hassi R'Mel where the thicknesses of D2 are more important. Porosity and permeability graphs, as well as the results of the study conducted by F. BESSA and al. in 1999, demonstrated that the reservoir properties are more improved at the base of this dolomitic landmark. Since, thanks to the core data, it has been possible to detect a vacuolar porosity occupying the northern part of the field and a fracturing porosity occupying the North-East part where the thickness values are higher.

The results of these studies, suspecting the presence of a hydrocarbon potential in the D2 of the northeastern part of the Hassi R'Mel field, that are exploited, given the characteristics of this dolomitic landmark, requires horizontal drilling.

Key words: logging, petrophysical study, sedimentology, reservoir properties, porosity, permeability, hydrocarbon, horizontal drilling.

Sommaire

Remerciements

Dédicaces

Résumé

Abstract

Chapitre I : Généralités sur le champ de Hassi R'Mel

Introduction générale	1
Problématique	2
1. Cadre géographique	3
2. Cadre géologique.....	4
3. Historique de la découverte.....	6
3.1. Les principales étapes de l'exploration de Hassi R'Mel.....	6
3.2. Les principales étapes du développement de Hassi R'Mel.....	7
4. Histoire géologique	8
4.1. Évolution générale des bassins et leur remplissage.	8
4.2. Évolution paléo-structurale régionale	10
4.2.1. Cycle panafricain	12
4.2.2. Cycle calédonien	12
4.2.3. Cycle hercynien	12
4.3. Évolution paléo structurale locale	13
5. Stratigraphie	15
5.1. Le socle Précambrien	15
5.2. Paléozoïque	15
5.2.1. Cambrien	15

5.2.2. L'Ordovicien	16
5.3. Le Mésozoïque	16
5.3.1. Trias	16
5.3.2. Jurassique	17
5.3.3. Crétacé	17
5.4. Le Cénozoïque	17
6. Migration et piégeage des hydrocarbures	19
6-1- Roche mère	19
6-2- Roche réservoir	19
6-3- Roche couverture.....	19
6-4- Migration	19

Chapitre II : La détection du D2

1. Introduction	21
2. Mise en évidence du D2	21
2.1. Par les diagraphies	21
2.1.1. Le Gamma Ray	21
2.1.2. Le sonique	22
2.1.3. L'imagerie.....	22
2.2. Le carottage	26
3. Variation des épaisseurs du D2	29
3.1. Les profils de corrélation	29
Corrélation diagraphique N-S.....	30
Corrélation diagraphique E-W.....	31
3.2. Interprétation des profils de corrélation.....	32
4. Conclusion.....	32

Chapitre III : Étude Pétrophysique et Sédimentologique

A- Étude pétrophysique

1. Introduction	35
2. Rappels.....	35
2.1. Porosité	35
2.2. Perméabilité	37
3. Interprétation des graphes de porosité et perméabilité	38
Sondage HR-173	39
Sondage HR-175	40
Sondage HR-201	42
Sondage HR-202	43
Sondage HR-204	45
Sondage HR-216	46
Conclusion	58

B- Aperçu sédimentologique

1. Introduction	51
2. Rappels sur les carbonates	51
3. Les cycles sédimentaires	52
3.1. Découpage du D2 en cycles	53
4. Lithologie et structures sur carottes.....	56
4.1. Description de lithologie	56
4.2. Les structures	58
5. Données de lames minces	60
6. Description des carottes	62
7. Conclusion	63

Chapitre IV : Possibilité d'un forage horizontal dans le D2

1. Introduction	64
2. Procédés de forage dirigé	65
3. Les objectifs du forage dirigé	67
4. Domaine d'application du forage dirigé	67
4.1. Réservoirs fracturés.....	67
4.2. Réservoirs multi-couches	68
4.3. Réservoirs à basses perméabilité	68
4.4. Formations non consolidées	68
5. Les inconvénients du forage dirigé	68
5.1. Coûts additionnels	68
5.2. Risques opératoires	69
6. Forage dirigé à Hassi R'Mel	69
7. Conclusion	70

Conclusion générale et perspectives	71
--	-----------

Références bibliographiques

Liste des figures

Annexes

Chapitre I

**Généralité sur le champ de Hassi
R'Mel**

INTRODUCTION GENERALE

L'histoire géologique des bassins sédimentaires algériens s'inscrit dans le processus de géodynamique globale de la tectonique des plaques qui a structuré l'Algérie en deux domaines : l'Algérie alpine au Nord et la plate-forme saharienne au Sud.

Appartenant au Craton Nord Africain, la PFS comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire phanérozoïque. Les épaisseurs des séries (1000 à 8000m), leur nature, les déformations tectoniques et la subsidence, ont modelé ce domaine saharien en un certain nombre de bassins répartis dans la province occidentale, la province orientale et la province triasique. Ces bassins sahariens sont devenus l'objet d'études essentielles de notre pays vu qu'ils recèlent l'essentiel des ressources énergétiques notamment les hydrocarbures.

L'aventure de l'exploration pétrolière en Algérie remonte au dernier quart du 19ème siècle. Depuis, le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, n'a cessé de montrer ses richesses, à travers son développement dans le Sahara et aujourd'hui dans le Nord.

La création de la SONATRACH en 1963, constitue dans cette grande aventure, un moment fondateur, puisque, depuis cette date, la société est devenue le moteur du développement des richesses du sous-sol algérien.

Le champ de HASSI R'MEL, qui est un champ essentiellement gazier, se confère un intérêt particulier en matière d'exploitation en hydrocarbures en Algérie et dans le monde. Il produit essentiellement à partir de trois niveaux gréseux du trias en l'occurrence le (A-B-C).

Néanmoins, un autre niveau pourrait être considéré comme un réservoir potentiel qui est le *niveau dolomitique « D2 »* d'âge Hettangien. Ce niveau qui marque le passage Trias-Lias est considéré comme un repère marquant de toute la province triasique.

Des études diagaphiques, dans la région Nord-Est du champ, ont pu démontrer des qualités pétrophysiques, de porosité et de perméabilité, acceptables qui peuvent qualifier ce niveau dolomitique de réservoir pouvant contenir des hydrocarbures.

Après chaque découverte d'un gisement à potentiel d'hydrocarbures, les gens se dirigent vers des techniques d'exploitations. Ces dernières dépendent des caractéristiques en même temps de la formation et des fluides qui les contiennent, cela détermine la valeur et l'intérêt de cette découverte du point de vue de rentabilité économique.

L'exploitation de ces réserves nécessite des techniques complexes et très perfectionnées tel le forage. Ce dernier diffère, selon certaines conditions et caractéristiques, en un forage vertical, en type S, en type J et horizontal.

Problématique :

De part son degré de fracturation, son épaisseur et sa position stratigraphique, le niveau domotique D2 du champ de Hassi R'Mel, peut il contenir un potentiel en hydrocarbure ? Quelle est la méthode la plus appropriée pour son exploitation ?

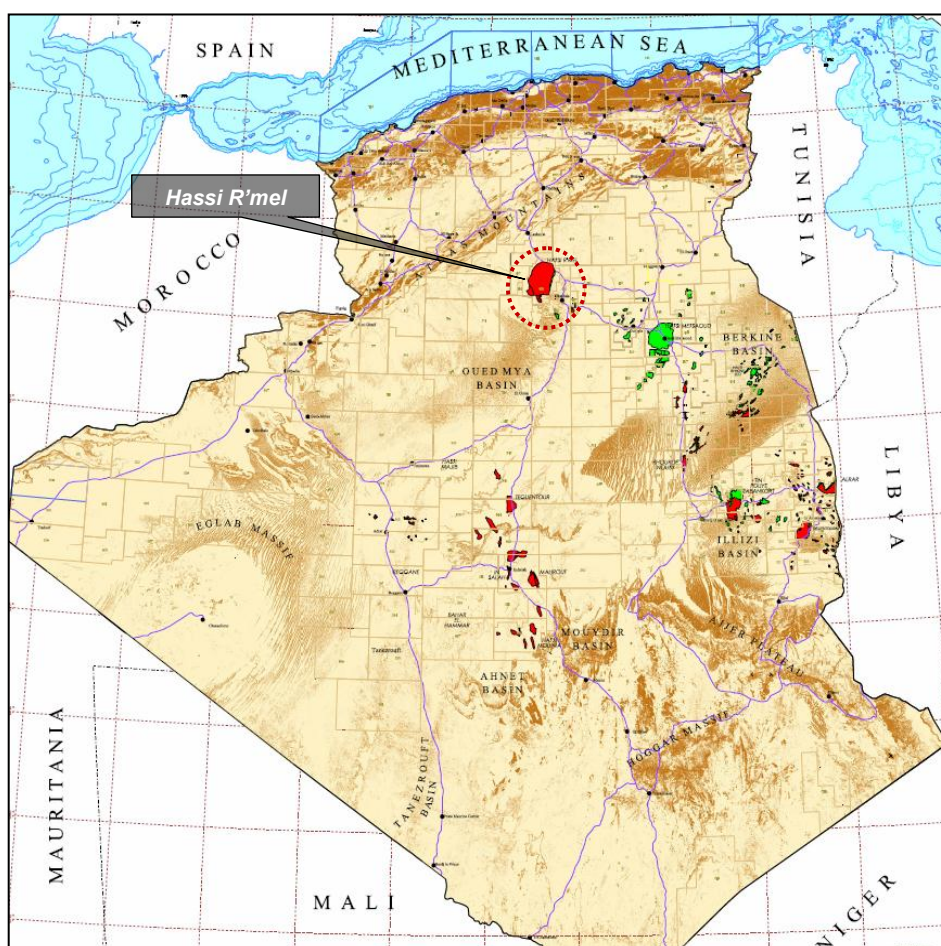
C'est sur ces questions que nous vous proposons des réponses, par l'intervention d'une étude pétrophysique et sédimentologique de quelques sondages qui ont traversé ce niveau.

1. Cadre géographique

Hassi R'Mel, porte du désert se trouve, à 550km au sud d'ALGER et à 100km au sud de la ville de LAGHOUAT (fig. 01), elle est comprise entre les méridiens 2°55' et 3°50' Est et les parallèles 33°15' et 33°45' Nord. Il fait un climat sec de faible pluviométrie de 140mm/an et une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver. Les amplitudes thermiques sont importantes variant entre -5°C en hiver et 45°C en été, les vents dominants sont de direction Nord-Ouest. Le champ de Hassi R'Mel s'étend sur 70km x 50km.

La région de Hassi R'Mel est située au nord de la plate-forme saharienne, à une altitude de 750 m du niveau de la mer, le paysage est constitué d'un vaste plateau rocailleux.

Le champ de Hassi R'Mel appartient à la province triasique, il possède l'un des plus importants gisements de gaz naturel et une fraction de pétrole dans sa partie Est (Anneau d'huile). Ce champ comprend environ 500 puits.



**Figure I-01 : Cadre géographique du champ de Hassi R'Mel
(Synthèse PED SONATRACH)**

2. Cadre géologique

Avec une dimension de l'ordre de 3500 Km² et un pendage structural d'environ 0.573° soit une dénivelée de 10m/km, cette structure se présente comme un anticlinal elliptique (dôme) allongé dans la direction NNE-SSW, greffé sur un relief paléozoïque érodé jusqu'au niveau de l'ordovicien et du Cambrien. En réalité la structure regroupe plusieurs petites structures, elle est composée par des culminations et des dépressions limitées par des accidents (failles) d'orientation variable et les plus importantes sont les failles subméridiennes. Ce champ se trouve sur la voûte de Tilghemt, il est limité :

- Au Nord par les chaînes de l'Atlas Saharien.
- À l'Ouest par le bassin de Béchar.
- À l'Est par les zones hautes de Djemaa –Touggourt.
- Au Sud le Bassin d'Oued Mya.

Cette structure plonge en pente douce vers le Nord en direction de la flexure Sud – Atlasique, se prolonge vers le Sud-West par la petite structure anticlinale de Djebel Bissa et vers le Sud par celle de Hassi R'mel Sud. Toutes les failles observées sont des failles normales.

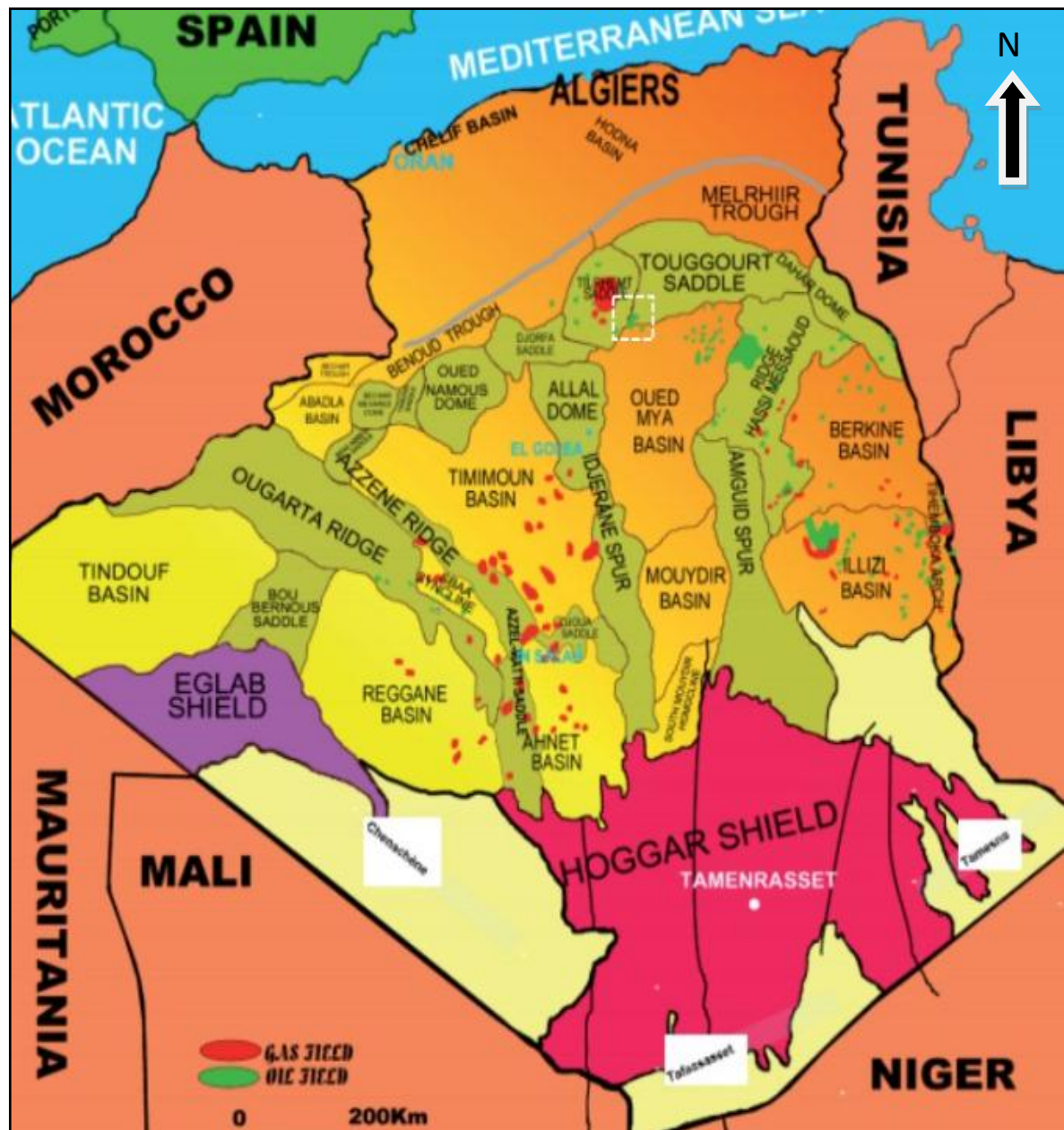


Figure I-02 : Cadre géologique du champ de Hassi R'Mel (WEC_French. 2007)

3. Historique de la découverte

3.1. Les principales étapes de l'exploration de Hassi R'Mel

Une large campagne sismique déclenchée en 1952, non loin du BORDJ-NILITILGHEMT, a permis de déclarer une zone pouvant marquer un anticlinal. Cette campagne a été suivie d'un premier sondage **Berriane-1** implanté à l'Est de la structure qui a révélé la présence d'un niveau réservoir dans les sédiments argilo-grésos-salifère reposant sur les terrains paléozoïques érodés, surmontés par une série carbonatée.

Ces sédiments argilo-salifères et gréseux furent attribués au Trias. C'est ainsi que **S.N. Repal** entreprit en 1956 son premier sondage d'exploration. Ce dernier mit en évidence l'existence d'un gaz humide sous une très forte pression dans les grès du Trias à une profondeur de 2123m. Le sondage fut implanté sur le sommet d'un anticlinal.

Les sondages qui s'en suivent ont permis d'étudier avec précision les faciès des niveaux géologiques.

De 1957 à 1960 les puits HR2, 3,4, ...9 furent forés.

La **C.F.P.A**, voulant déterminer l'extension des réservoirs vers le Sud, avait implanté des sondages de délimitation AE1, AE2, AF1, AF2 et AF3 ou seuls, les puits AF1 et AF2 implantés au Sud de **GHARDAIA** ont rencontré le réservoir. Le puits HR8 réalisé en 1958 fut le premier à avoir rencontré des indices d'huile dans le gisement, ce qui a permis la découverte d'une accumulation d'huile dans le flanc Est de la structure (puits HR38).

Dans les années 70-80 d'autres puits implantés à l'Est et Hassi R'Mel Sud mettaient en évidence la présence d'une accumulation d'huile connue sous le nom **anneau d'huile**.

Par la suite, la **SONATRACH** a élargi le programme de développement du gisement par l'implantation des puits à travers toute la structure. Parallèlement à cette action, des forages de reconnaissance sont lancés dans la prospection de la zone périphérique du gisement.

Les enregistrements diagaphiques nous ont permis de découper le réservoir en trois niveaux argileux d'épaisseur variable.

Actuellement, le champ est en plein développement, il compte plus de 450 puits producteurs de gaz et d'huile avec ceux puits injecteurs.

3.2. Les principales étapes du développement de Hassi R'Mel

Trois étapes importantes ont marquées le développement du champ de Hassi R'Mel :

1^{ère} étape :

1961 : Réalisations d'une petite unité de traitement de gaz de 1,3 milliards de Stm^3/an . Cette réalisation coïncide avec la construction de la première usine de liquéfaction de gaz en 1964.

1969 : Cette capacité de traitement est importée à 4 milliards de Stm^3/an .

2^{ème} étape : La capacité de traitement du champ de Hassi R'Mel atteint 14 milliards de Stm^3/an après la nationalisation des hydrocarbures en 1971.

3^{ème} étape : (1975-1980) Cette période a permis de concrétiser un plan de développement qui concerne l'ensemble du champ de Hassi R'Mel en mesure de répondre aux besoins énergétiques à moyen et à long terme ainsi qu'aux besoins de nos partenaires.

Ce Plan a permis également de doter Hassi R'Mel d'un modèle d'exploitation en mesure d'optimiser la récupération de différents produits.

- La capacité de traitement a été portée à 94 milliards de Sdm^3/an .
- Réalisation de trois complexes de traitement de 20 milliards Stm^3/an de capacité unitaire.
- Le forage de 350 puits producteurs gaz.
- Le forage de 53 puits injecteurs gaz.
- La réalisation de réseaux de collectes et de dessertes de 1000 Km haute pression enterrées.
- La réalisation de deux stations de réinjection de gaz d'une capacité unitaire de 600 000 EV.
- La réalisation des centres de traitement d'huile CTH1, 2, 3, 4 et Sud de capacité $2200 \text{ m}^3/\text{j}$.
- La réalisation d'un réseau routier de 400 km.

4. Histoire géologique

Symétriquement à la formation des chaînes de montagnes par compression, il y a des structures de distension, certaines étant à l'origine des océans. On distingue, selon leurs formes et leurs dimensions, deux grands types de structures de distensions : les *rifts*, avec les *fossés* qui leur sont liés, et les *bassins*.

Les uns et les autres sont des lieux privilégiés d'accumulation des sédiments ; ils jouent un rôle essentiel dans la formation des gisements de combustibles fossiles (pétrole, gaz, charbon) et occupent une fraction importante de la surface du Globe.

4.1. Évolution générale des bassins et leur remplissage

➤ Au Paléozoïque

L'évolution des bassins sédimentaires intra-cratoniques de la plate-forme saharienne s'inscrit dans celle du contexte géodynamique général du continent africain (Bumby et Guiraud, 2005). Les colonnes sédimentaires des bassins de la plate-forme saharienne sont des témoins de l'évolution géodynamique au cours du Phanérozoïque. Beaucoup de structures géologiques du continent africain sont héritées de la structuration panafricaine fini-protérozoïque dont les linéaments contrôlent la distribution des champs de contraintes au cours du Phanérozoïque (Guiraud et Bosworth, 1999). Ces zones de sutures sont réactivées à plusieurs reprises pendant le Phanérozoïque. Depuis la fin du Précambrien, le continent africain a subi des phases d'extension se traduisant par l'individualisation de bassins sédimentaires et par la formation de rifts intracontinentaux.

Les zones en compression se limitent au domaine atlaso-tellien et à la chaîne varisque plissée du Cap (Afrique du Sud), situés tous deux en bordure du continent africain.

Le cycle panafricain a été suivi d'une phase d'érosion intense qui nivelle toutes les structures et reliefs antérieurs (Caby, 1968). Cette phase de pénéplanation conduit à l'individualisation de la discordance infra-tassilienne (Beuf *et al.* 1971), dont la surface plane est affectée pente très douce orientée vers le Nord. Cette disposition structurale va contrôler l'essentiel des apports sédimentaires dans les bassins paléozoïques.

D'une manière générale, les bassins sédimentaires paléozoïques de la plate-forme saharienne se développent dans un régime en extension, favorable à leur subsidence variable suivant les régions. Après le cycle panafricain, au Paléozoïque inférieur, le régime extensif, induit par l'effondrement gravitaire post-orogénique et l'érosion importante qui l'accompagne (formation de la pénéplaine infra-tassilienne), est favorable à la formation et à l'évolution des bassins sédimentaires dont la structuration se calque sur l'ancien domaine orogénique (Coward et Ries, 2003). L'ensemble se développe au niveau d'une très vaste marge bordant au Sud la Paléotéthys qui sépare la bordure septentrionale du Gondwana de la Laurentia.

L'héritage tectonique panafricain influence l'individualisation de plusieurs bassins de plate-forme. L'ensemble de ces bassins se développe le long de l'ancienne suture panafricaine entre les cratons de l'Afrique de l'Ouest et du Sahara oriental. L'orientation globalement nord-sud des structures panafricaines influence également la distribution des

sédiments dans les bassins dont les apports se font, selon la même orientation, du Sud vers le Nord.

Outre le contrôle tectonique de l'évolution des bassins, les variations du niveau de mer contrôlées par l'évolution du climat, jouent un rôle majeur dans l'évolution de la sédimentation. D'origine eustatique, les transgressions majeures se produisent au Cambrien inférieur, à l'Ordovicien inférieur, au début du Silurien, au Dévonien moyen et supérieur et, enfin, au Carbonifère inférieur et supérieur (Carr, 2002 ; Bumby et Guiraud, 2005). Ces transgressions se traduisent généralement par le passage de dépôts fluviatiles au Sud à des dépôts marins peu profonds au Nord, c'est-à-dire vers la Paléotéthys. Les zones de sédimentation les plus profondes du Paléozoïque sont aujourd'hui reconnues dans le domaine plissé du Haut-Atlas occidental au Maroc (Coward et Ries, 2003). La migration vers le Nord du Gondwana permet le développement d'un inlandsis en Afrique de l'Ouest à l'Ordovicien supérieur. La poursuite de la dérive vers le Nord s'accompagne de la disparition de l'inlandsis et d'une remontée eustatique importante au cours du Silurien.

Au début du Dévonien, une régression marine générale, dans le nord de l'Afrique, conduit à l'accumulation des séries fluviatiles, alors qu'une nouvelle transgression se traduit par les dépôts carbonatés du Dévonien moyen à supérieur. Les niveaux eustatiques sont ensuite importants au cours du Carbonifère et se traduisent par une sédimentation marine peu profonde, qui passe vers le Nord à des plates-formes carbonatées (Guiraud et Bosworth, 1999).

Les événements épirogéniques qui se produisent ensuite au cours du Méso-Cénozoïque ne modifient que peu les structures formées auparavant.

➤ **Au Mésozoïque**

Au début du Mésozoïque, les reliefs formés par l'orogénèse varisque sont aplanis. Cependant, quelques grandes fractures sub-méridiennes vont rejouer et d'autres se créer. Les dernières 70 millions d'années, c'est-à-dire en gros, le Crétacé, sont dans le monde, caractérisés par « a global plate reorganization, widespread rifting, continental break-up, rapid spreading and global magmatism » (Anderson, 1994). De la Mauritanie à la Libye, nous retrouverons des contrecoups de ces réarrangements. Alors qu'au Paléozoïque le Hoggar paraît subsident, et qu'au Sud, le bouclier nigerian est plutôt une zone haute, au Mésozoïque le mouvement s'inverse : le bouclier Touareg commence à s'esquisser et le Sud s'affaisse (Claret et Tempère, 1965). De grands fossés se forment et que selon Black, ils se situeraient sur une lithosphère délamainée et traduiraient le rejeu de vieilles zones mobiles panafricaines. Il s'en crée aussi sur le craton ouest-africain ou à cheval sur les deux domaines.

Au cours du Crétacé, la mer va recouvrir la plus grande partie du Sahara central et s'avancer sur le Sahara occidental. Elle évacuera ces régions au début du Tertiaire. Les dépôts terrigènes et chimiques offrent de remarquables exemples d'une sédimentation d'une plate-forme stable. Ces couches demeurées horizontales, peuvent être bien étudiées dans les gorges ou les falaises bordant les dépressions.

Les terrains mésozoïques n'y affleurent pas, mais on dispose des données des nombreux sondages pétroliers. Une synthèse en a été faite (Busson, 1971) : elle décrit un bon exemple de formation d'une couverture sédimentaire sur une pénéplaine tantôt émergée, tantôt submergée par une faible tranche d'eau. Nulle part nous ne trouverons de traces de tectonique salifère, malgré la puissance de ces formations.

Dans l'histoire de ce continent deux événements extérieurs vont s'inscrire :

- ✓ La séparation de l'Afrique avec les Amériques, d'abord au Nord puis au Sud. Cette séparation se manifeste par des distensions à l'intérieur de la plaque et la montée des magmas basaltiques, surtout au Sahara occidental. Au milieu du Jurassique, l'Afrique a une façade maritime du Maroc jusqu'à la Sierra Leone. Au milieu du Crétacé, l'Atlantique sud s'est formé et le golfe de Guinée finit de s'ouvrir.
- ✓ La rotation de plaque africaine dans le sens inverse des aiguilles d'une montre. Cette rotation aura pour effet un rétrécissement de la Téthys, qui devient la Méditerranée, fermée à l'Est par la collision de l'Arabie avec l'Eurasie, tandis que se forme la chaîne alpine sur ses deux bords. La naissance de l'Atlas crée ainsi une zone haute au Nord du Sahara tandis qu'au Sud apparaît le Hoggar.

La séparation puis la rotation de l'Afrique s'accompagnent d'un jeu de linéaments, en distension ou en compression suivant les régions, et de montée de magmas profonds. (Guiraud et Bosworth, 1997 ; Wilson et Guiraud, 1998).

Les trois richesses les plus remarquables aujourd'hui nous paraissent :

- ✓ Les grès triasiques du Bas-Sahara, comme magasins potentiels d'hydrocarbures.
- ✓ Les grès continentaux, surtout ceux de la première moitié du Mésozoïque, réputés pour leurs nappes aquifères que l'on groupe sous le nom de « nappe du continental intercalaire ».
- ✓ Des diamants. On connaît depuis longtemps des alluvions quaternaires diamantifères en bordure du Golfe de Guinée ; on en a signalé en Mauritanie et dans le Sud-Ouest algérien. Leurs roches-mères seraient des kimberlites et/ou des lamproïtes dont certaines seraient d'âge Crétacé (vers 90-100 Ma).

4.2. Évolution paléo-structurale régionale

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne, son évolution est influencée par la présence de boucliers parfois très vieux, comme le bouclier Reguibat, qui a acquis sa stabilité entre 1 800 et 2 000 MA, et de boucliers plus jeunes comme le bouclier Touareg résultant de la phase panafricaine, qui date d'environ 500 MA.

Le trait structural majeur est la présence de grandes failles subméridiennes verticales. Ces accidents subméridiens sont décalés par un réseau de failles conjuguées. Les accidents du socle, d'orientation N-S, NE-SW et NW-SE, sont au moins d'âge panafricain tardif.

Ce réseau de fracturation jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration et la sédimentation de la plate-forme saharienne. Le schéma structural actuel du bassin de Oued Mya est le résultat de plusieurs phases tectoniques, dont les plus importantes sont

la panafricaine, l'hercynienne, l'extension Trias-Crétacé, l'autrichienne et la phase majeure alpine. Ces phases tectoniques ont modelé la plateforme saharienne, à savoir :

- La distension cambro-ordovicienne,
- La compression taconique,
- La compression calédonienne (tectono-sédimentaires du Dévonien),
- Les mouvements hercyniens,
- Les événements méso-cénozoïques (phases Autrichienne et Alpine).

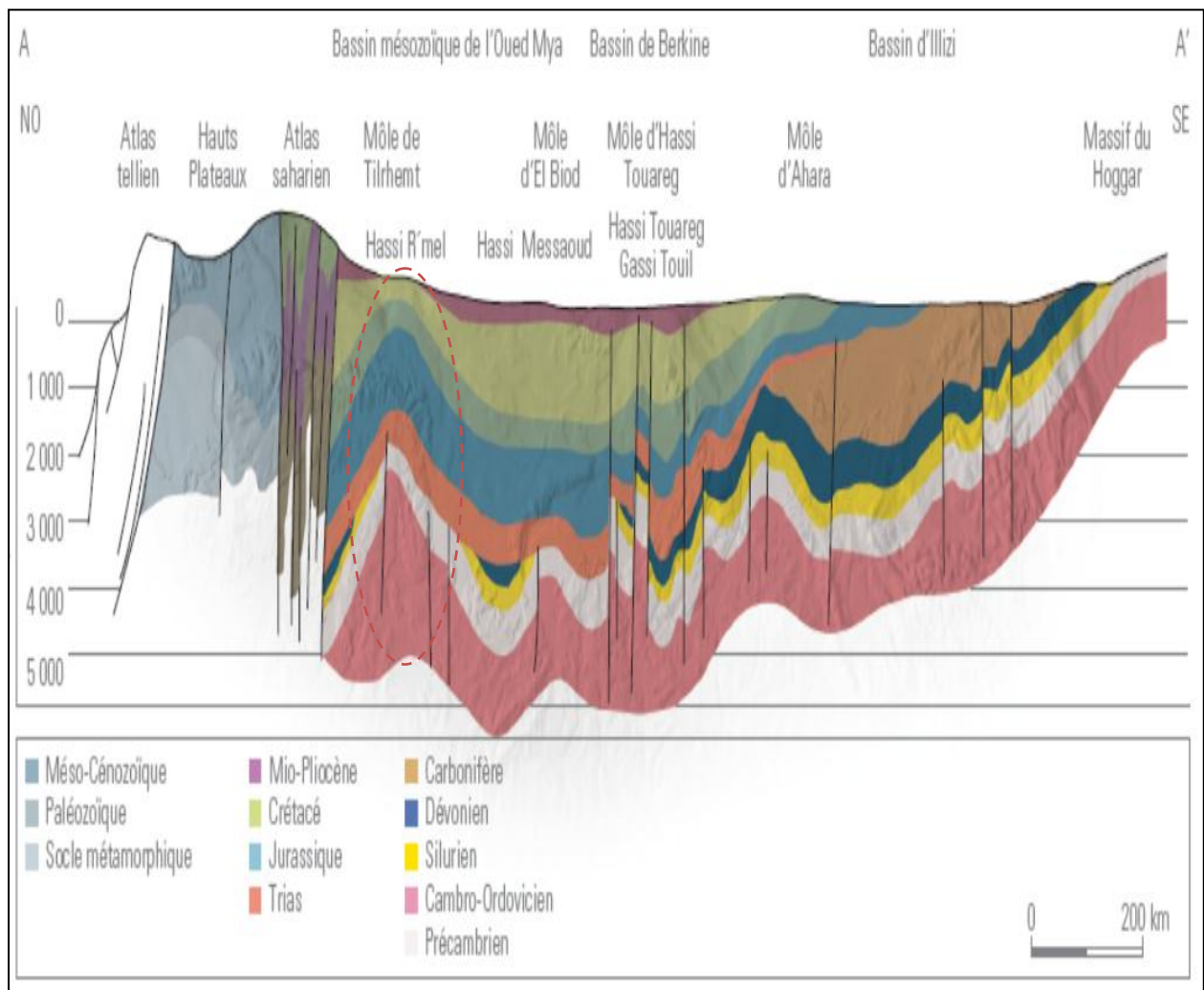


Figure I-03 : Coupe structurale à travers les unités de la plate-forme saharienne (WEC-French. 2007).

La tectonique du champ de Hassi R'Mel s'inscrit dans le cadre de la tectonique globale de la plate-forme Saharienne, celle-ci a subi une structuration qui s'est effectuée aux cours des cycles tectoniques suivants :

4.2.1. Cycle Panafricain :

Cette tectonique est interprétée comme étant le résultat d'une collusion entre deux blocs, le craton Ouest-Africain rigide à l'Ouest et le bloc Est Africain à l'Est, cette collision a engendré de grandes failles subméridiennes et qui sont les responsables des structures majeures Indjrane-M'Zab.

4.2.2. Cycle Calédonien :

Une extension a eu lieu au Cambro-Ordovicien, mettant en place la première série sédimentaire du paléozoïque inférieur, le Cambrien est marqué par une sédimentation détritique littorale à continentale sur toute la plate-forme.

✓ A l'Ordovicien, la mer transgresse sur l'ensemble du continent, ces dépôts sont argilo-gréseux, cette transgression est succédée par l'installation d'une calotte glaciaire surtout l'Afrique centrale.

✓ Au Silurien, la fonte généralisée de la calotte glaciaire à la fin de l'Ordovicien a provoqué une grande transgression qui va affecter l'ensemble de la plate-forme saharienne, ce qui a permis le dépôt d'une épaisse série argileuse riche en matière organique suivi par une autre argilo-gréseuse à carbonatée vers la fin du Silurien.

✓ La fin de Silurien et le début du Dévonien inférieur sont marqués par les mouvements calédoniens de compression Est-Ouest qui ont provoqué l'énergie de la structure en voûte de Tilghemt.

Les mouvements épirogéniques sont suivis par une période d'érosion et dépôts, c'est-à-dire une régression généralisée. Cette régression est succédée par une transgression (Gédinien – Siéginien) progressive, ce qui a permis le dépôt des argiles de Emsien.

Les mouvements tectoniques calédoniens tardifs de la région ont contribué au soulèvement relatif de la région (rajeunissement du relief), ceci est vérifié par les dépôts détritiques relativement grossiers de Dévonien.

4.2.3 Cycle Hercynien :

Avec notamment ses déformations sublatitudinales et à la suite de laquelle la dorsale Djemaa - Touggourt est née, laquelle se trouve à l'intersection de la dorsale Idjrane - M'Zab dont est la terminaison septentrionale et de la dorsale Djemaa - Touggourt.

La carte structurale au mur du D2 (repère stratigraphique isochrone dans la région) montre que le champ de Hassi R'Mel forme un vaste anticlinal plongeant en pente douce vers le Nord, l'Est et l'Ouest, vers le Nord-Ouest. Cette pente est perturbée par des failles, vers le Sud apparaissent des petites structures anticlinales.

- Le champ de Djebel Bissa au Sud-Ouest.
- Le champ de Hassi R'Mel au Sud.

Et une Troisième au Sud-Est située au Nord Est de Hassi R'Mel Sud (HR-93b, HR-153, HR-64) ; L'anticlinal de failles d'orientation sub-conjuguées.

L'un subméridien est hérité des mouvements panafricains et semble avoir joué durant toutes les phases suivantes.

L'autre, sublatitudinal, dû aux mouvements alpins atlasiques, surtout ces deux réseaux de faille et toute la structure de Hassi R'Mel sont liés aux mouvements du socle lui-même qui a entraîné la couverture sédimentaire dans sa déformation au cours de toutes les phases tectoniques qui l'ont affecté dans le cycle Alpin on trouve :

Au Trias : Après la phase finale du cycle hercynien qui a contribué au soulèvement et l'érosion de la région, une phase distensive NE-SW au Trias provoque l'ouverture de la Téthys, la mer monde la région avec une faible tranche d'eau, ce qui a provoqué le dépôt d'une importante série salifère (évaporitique) Trias - Lias.

Au Jurassique : Pendant cette période l'affaissement s'accroît, suivi d'une transgression généralisée, ce qui a provoqué le dépôt de l'argilo-carbonaté.

Au Crétacé : Durant le Barrémo-Néocomien, la mer commence à se retirer vers l'Est laissant ainsi la formation des lagunes donnant une sédimentation évaporitique et détritique continentale.

La phase Autrichienne a contribué au retrait total de la mer Néocomienne. Cette phase est interprétée par Robinourz et Larque (1979) comme étant le résultat d'un blocage en cours de rotation des deux plaques : l'Africaine et Sud Américaine.

Durant l'Aptien, une transgression marine engendre les dépôts carbonatés rapidement suivie par une importante régression, à l'Albien on assiste de nouveau à un retour des épandages détritiques.

Durant le Cénomaniens et le Turonien, la configuration de la structure du champ de Hassi R'Mel commençait à se définir, la sédimentation est de type argilo-gréseuse.

Au Cénozoïque : Le Cénozoïque est marqué par la prédominance de processus d'érosion et l'accumulation des dépôts continentaux.

La régression de la mer a été suivie par des périodes de fluctuation de niveau de la mer, traduisant l'installation des dépôts détritiques et Carbonatés du Miocène.

4.3. Évolution paléo-structurale locale

La structure de Hassi R'Mel se trouve sur la voûte de Tilghemt qui fait partie du prolongement Nord de l'axe structurale Indjran-M'Zab.

Il s'agit d'une voûte (môle) de direction Est - Ouest, à cœur granitique dont les flancs sont formés par des séries sédimentaires d'âge paléozoïque. Elle a été créée grâce à une forte phase tectonique de compression dont le cycle hercynien, qui a provoqué le soulèvement et l'érosion des séries sédimentaires jusqu'au Cambro-Ordovicien avec un réseau de

failles de direction Nord-Sud, Nord-Est, Sud-Ouest, Nord-Ouest, Sud-Est. Ces failles (fractures) ont un moyen à faible rejet. La voûte de TILGHEM est entourée par de nombreux bassins sédimentaires et des mûles qui sont constitués par des failles dans la partie centrale et méridionale. Ces failles ont un rôle important dans la sédimentation et la structuration des gisements dans toute la plate-forme saharienne.

D'après les différentes cartes en isobathes au toit du Dogger, Lias Anhydritique et du repère dolomitique D2 du champ, montrent que la structure est constituée par la juxtaposition d'une série d'anomalies (éléments) structurales, de formes et de tailles différents témoignant d'une histoire complexe. On peut distinguer trois zones, en fonction de leurs caractères structuraux :

a) Zone Sud : Cette zone présente des structures anticlinales et synclinales de dimensions variables et l'orientation de celle-ci est suivant la direction NE-SW, cette direction est en réalité la direction des accidents (failles) affectant cette zone. Il est à noter que ce type de structures existent aussi dans l'extrémité Sud de la zone ; structure Hassi R'Mel Sud et Djebel Bissa. Ce sont des plis engendrés par les décrochements (Failles à rejets vertical), c'est-à-dire des plis d'entraînement. On remarque dans cette zone, un rapport (relation) entre l'épaisseur du sel et l'ampleur des structures. Le fluage des sels accentue les rejets des failles, et vu l'épaisseur importante du sel, donc la série salifère a joué un rôle important dans la structure de la zone.

b) Zone Centre : Du point de vue structural, elle est plus haute et moins complexe que la zone précédente. Cette zone forme un plateau affecté par de faibles déformations, les flancs Est et Ouest sont marqués par des chutes structurales (flexures) qui assurent la fermeture de gisement de parts et d'autres.

c) Zone Nord : Cette zone est très complexe du point de vue tectonique. Elle se situe à la limite méridionale de la flexure Sud-Atlasique dont elle a été particulièrement affectée lors des phases tectoniques récentes (voir Isobathes du A). La structure de cette zone apparaît comme étant une succession de gradins (Horst et Grabens) limités par des accidents (failles) qui assurent la fermeture du champ. Il est à noter que la structure de cette zone est complètement chamboulée, ce qui pose problème dans l'identification des réflecteurs sismiques (zone sourde).

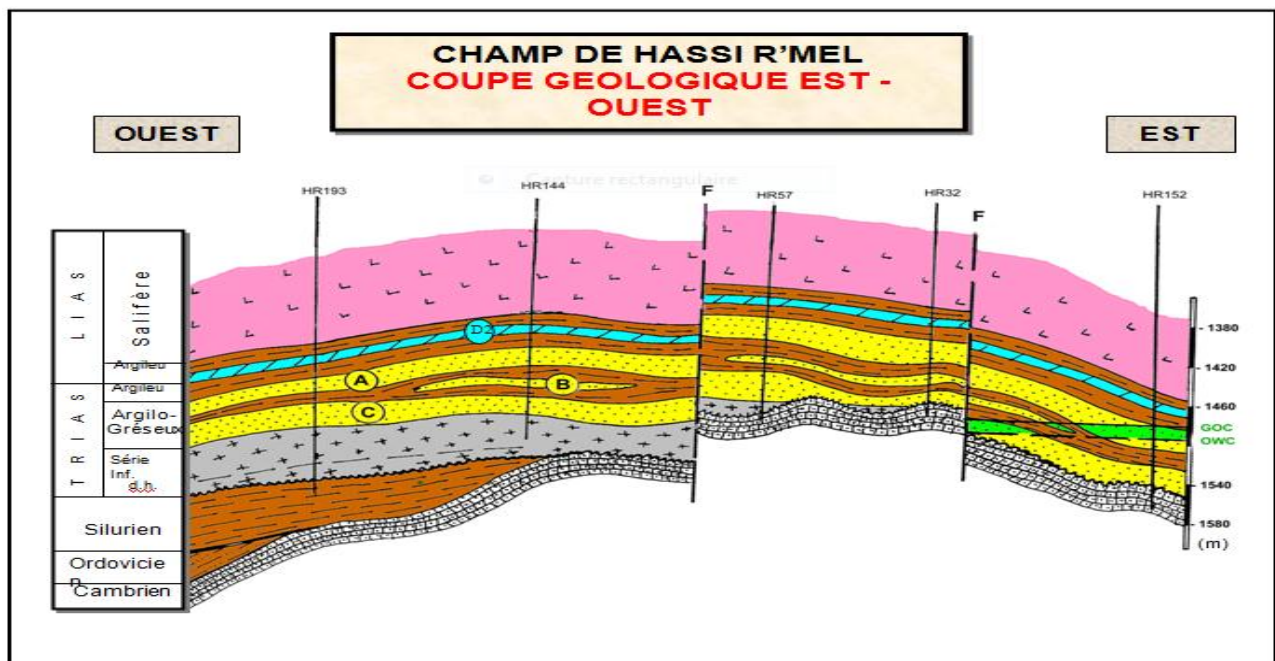


Figure I-04 : Coupe géologique Est-Ouest du champ de Hassi R'mel (synthèse PED SONATRACH).

5. Stratigraphie

La couverture sédimentaire de la région de Hassi R'Mel est essentiellement méso-cénozoïque, son épaisseur varie entre 2000 et 2300 m.

5.1. Le socle précambrien

Constitué de grands éléments granitiques fracturés, de couleur rose, orange et d'éléments de roches volcaniques.

5.2. Paléozoïque

5.2.1. Cambrien

Le cambrien est identifié par sa position entre le socle cristallin à la base et les dépôts fins d'origine marine de l'Ordovicien. Il est constitué par une séquence grano-décroissante représentée par des niveaux gréseux hétérogènes fins à grossiers recoupés par des passées argilo-silteuses ; ces matériaux ont été subdivisés en quatre lithozones.

Zone R3 : Constituée de grès très grossier à conglomératique, très argileux et ne présente aucun intérêt pétrolier.

Zone R2 : Grès anisométrique, argileux, d'une épaisseur moyenne de 100 m elle est considérée comme un réservoir secondaire.

Zone Ra : Grès quartzite anisométrique, son épaisseur varie entre 0 et 120 m. Cette zone est elle même subdivisée en trois grands ensembles granulométriques qui sont :

- Zone grossière inférieure
- Zone fine médiane
- Zone grossière supérieure

Zone Ri : Elle est constituée de grés quartzites isométriques, généralement massifs, fins à moyens, bien classés, le ciment est argileux siliceux avec des passées argilo-silteuses, on note la présence abondante de tigillites.

5.2.2. L'Ordovicien

L'ordovicien se présente en une méga séquence issue de la première influence marine dans la région. Il est présent pratiquement dans la partie Ouest du champ, il est entièrement détritique, on trouve, de haut en bas, les termes suivant :

- **Zone des alternances** : D'une épaisseur moyenne de 20 m, cette zone présente une alternance de bancs de quartzite fin, isométrique et de niveau d'argile indurée.
- **Les argiles d'El Gassi** : Ce sont des grés fins à très fins, argileux, de couleur gris-sombre, le ciment est de nature argileuse. Ils ont une épaisseur moyenne estimée à 20m.
- **Les quartzites de Hamra** : Comme son nom l'indique, elles sont constituées de grés quartzitiques fins à moyens, de couleur gris-clair, on note parfois la présence d'intercalations argileuses. l'épaisseur moyenne de cet horizon est de 75 m.
- **Les grés de Ouargla** : Il est constitué de grés fin, silico-quartzitique intercalé de silt et d'argile, avec une épaisseur moyenne de 50 m.

Les autres dépôts paléozoïques sont, presque, tous étaient érodés dans toute la plateforme saharienne. Certains affleurements apparaissent à des endroits divers.

5.3. Mésozoïque

Les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur les dépôts paléozoïques.

5.3.1. Trias

Les dépôts triasiques de Hassi R'Mel sont représentés par les séries inférieures, le Trias argileux gréseux (TAG) et le trias argileux, ils reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien, cet ensemble est surmonté par une importante couverture salifère d'âge Lias.

a) Série inférieure : Elle est composée d'une alternance de grés à passées argileuses, faiblement carbonatées, d'argiles brunes, rouges, parfois feuilletées et d'argiles siliceuses. La série renferme un épisode d'épanchement volcanique, qui s'intègre dans la série inférieure.

b) Trias Argilo- gréseux (TAG) : C'est un ensemble constitué par la superposition des trois niveaux A, B et C, avec des grés fins à moyens, à l'exception du niveau C qui présente des grés grossiers.

- ✓ **Niveau C** : Il est représenté par des grés fins à moyens, localement grossiers très peu cimentés, à conglomérat, galets, quartz et à débris charbonneux.
- ✓ **Niveau B** : Il est représenté par des grés très argileux, anhydritique, il est plus développé notamment dans la zone centrale du champ.
- ✓ **Niveau A** : Il est représenté par des grés fins à très fins, localement argileux à forte cimentation anhydritique.

c) Trias Argileux : Il est subdivisé dans sa partie médiane par un banc dolomitique appelé D2, et qui le décompose en Trias Argileux Inférieur et Trias Argileux Supérieurs. Ce D2 marque le passage Trias-Lias.

L'ensemble comprend une alternance de sel massif, rosâtre et d'argile brunâtre plastique.

5.3.2. Jurassique

Le jurassique comprend quatre formations lithologiques, qui se distinguent de bas en haut par :

- Un Lias constitué de quatre ensembles lithologiques distincts :
 - Le Lias salifère,
 - Le Lias anhydritique,
 - Le Lias carbonaté.
 - Le Lias marneux.
- Un Dogger constitué de deux formations :
 - Le Dogger lagunaire,
 - Le Dogger argileux.
- Un Malm composé de grés et d'argile versicolore à bancs de lignite et de calcaire cristallin.

5.3.3. Crétacé

Composé d'une part d'un continental intercalaire (Albien-Aptien-Barrémien-Néocomien) constitué essentiellement de grés fin à grossiers friable, à ciment carbonaté à passées d'argiles, et d'autre part, par un complexe Cénomani, Turonien, Sénonien représenté essentiellement par des calcaires à silex et dolomie vacuolaire.

5.4. Cénozoïque :

Le cénozoïque repose en discordance sur les formations mésozoïques, il est représenté par les formations mio-pliocène qui représentent une croûte calcaire et une série argilo – gréseuse.

Sys	EP moy		ETAGES		STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CRETACE	TER	100	MIO-PLIOCENE Discordance Alpine			Croûte calcaire et série argilo-gréseuse	
		40	SENONIEN			Calcaire à silex	
		40	TURONIEN			Dolomie vacuolaire	
		100	CENOMANIEN			Calcaire et argile	
		460	ALBIEN			Grès fins, friables, à passées d'argile	
APTIEN				Marnes et grès			
BARREMIEN				Grès fins à grossiers, à ornement carbonaté			
NEOCOMIEN				Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite			
JURASSIQUE		600	MALM			Carbonates grès et argile	
		220	DOGGER	ARGILEUX		Calcaire dolomitique et argile.	
				LAGUNAIRE		Calcaire dolomitique et argile.	
		510	LIAS	130	MARNEUX		Marnes et calcaire.
				CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.	
				80	ANHYDRITIQUE		Anhydrite massive à passées d'argile.
				150	SALIFERE I		Sel massif avec une passée dolomitique "D1"
		150		SALIFERE II & III		Sel à passées d'argile.	
		15		ARGILEUX SUPERIEUR		Argile plastique avec une passée dolomitique. "D2"	
		TRIAS	200	TRIAS	ARGILEUX INFERIEUR		Sel massif et Argile brun-chocolat
ARGILO-GRESEUX	A				Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.		
	B						
	C						
30	SERIE INFERIEURE Disc. Hercynienne			Andésite, argile et passées de grès argileux.			
PALEOZOIQUE		22	DEVONIEN			Argile à passées de grès	
		100	SILURIEN			Argile noire à graphites	
		128	CAMBRO-ORDOVICIEN			Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen,, gris-blanchâtre à lits d'argile Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques	
SOCLE PRE-CAMBRIEN						Grands éléments de granite fracturé, rose, orange, ferrugineux	

Figure I-05 : Colonne stratigraphique de la région de Hassi R'mel (synthèse Hassi R'mel SONATRACH).

6. Migration et piégeage des hydrocarbures

Trois facteurs ont joué un rôle majeur dans la distribution et le piégeage des hydrocarbures dans cette région :

- Les niveaux réservoirs constitués par les grès du trias.
- La couverture salifère Lias-trias.
- La tectonique Hercynienne-Alpine et son rôle présumé dans les migrations des hydrocarbures.

6.1 Roche mère

Les argiles à graptolites du Silurien radioactif constituent la roche mère principale du bassin. Ces argiles présentent de très bons paramètres géochimiques avec des teneurs en carbone organique total initial d'une valeur moyenne de 11 %. Cette excellente roche mère est en phase à huile à l'est du périmètre et en phase à gaz humide et condensât au sud.

Elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies. Malgré l'érosion de ces argiles dans cette partie du bassin d'Oued Mya, elles auraient alimenté nos réservoirs à partir de zones lointaines.

La migration des hydrocarbures a dû se produire sur de longues distances. Les argiles d'El Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien constituent des roches mères secondaires. Des analyses géochimiques ont été effectuées sur quelques puits du bassin d'Oued Mya.

6.1. Roche Réservoir

Les principaux réservoirs dans le bassin d'Oued Mya sont constitués par les grès fluviaux du Trias qui incluent l'unité série inférieure (centre du bassin et sud de Hassi R'mel), l'unité « A » et l'unité « B ».

Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra (Ordovicien) considérés comme objectif secondaire depuis la récente découverte d'huile dans les structures avoisinantes.

6.2. Roche Couverture

La couverture régionale des réservoirs triasiques est constituée par les évaporites du Trias (salifère S4) et du Lias (niveaux S3 à S1). Pour les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par les séries argileuses intercalées.

6.3. Migration

La génération et l'expulsion s'est faite depuis le Crétacé supérieur (études de Boote et.al, 1998, citées dans l'étude sismique de Western Geco en 2001). L'alimentation des réservoirs s'est faite par les failles préexistantes pendant l'orogénèse autrichienne et/ou par migration latérale le long des drains constitués par les niveaux perméables.

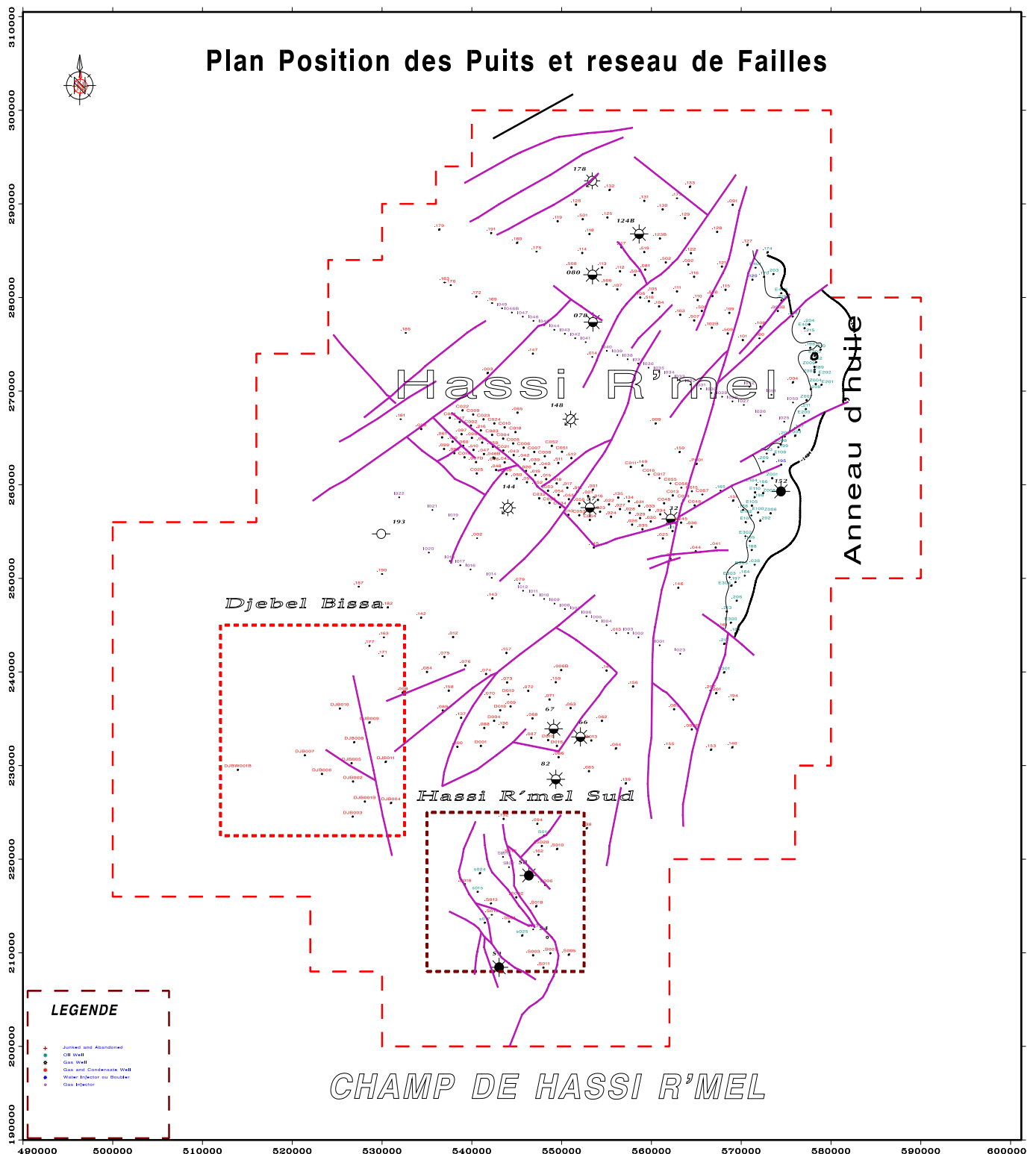


Figure I-06 : Plan position des puits et réseaux de failles (synthèse PED SONATRACH).

Chapitre II

La détection du D2

1. Introduction

Etant donné que le niveau dolomitique D2 représente un marqueur litho stratigraphique, corrélable sur toute la province triasique du Nord au Sud, Nous allons aborder les différents outils et méthodes utilisées dans la région de Hassi R'Mel, afin de déterminer la nature et l'épaisseur de cette formation, ainsi que, les proportions relatives de ses principales composantes solides et fluides.

La mise en évidence de ce repère s'est faite à l'aide de plusieurs méthodes et outils, dont on compte, les diagraphies et le carottage.

2. Mise en évidence du D2

2.1. Par les diagraphies

Les diagraphies sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Elles permettent l'enregistrement en continu des variations des paramètres physiques et pétrophysiques en fonction de la profondeur. Le premier enregistrement a été réalisé en 1926 par les frères Conrad et Marcel, Schlumberger.

L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits (ouvert ou tubé) et on distingue dans ce cas deux types de diagraphies :

- Les diagraphies instantanées : réalisées pendant le forage.
- Les diagraphies différées : réalisées à la fin du forage.

Elles rendent, aussi possible, les corrélations de puits à puits, donc, le suivi des horizons lithologiques entre les sondages, et fournissent une image en trois dimensions des structures géologiques. C'est pourquoi, elles revêtent une importance qu'on ne peut plus ignorer de nos jours pour une synthèse géologique.

Les diagraphies traduisent en effet un état de fait qu'on ne peut changer. Elles établissent, en quelque sorte, un constat incontournable. Elles sont donc la signature du terrain.

2.1.1. Le Gamma Ray (diagraphie nucléaire)

L'outil Gamma-Ray mesure l'intensité du rayonnement gamma émis spontanément des formations géologiques. Cette radioactivité naturelle des couches est due à la désintégration de certains éléments contenus dans la composition chimique de certains minéraux de roches. Les principaux éléments sont : le Potassium (K), le Thorium (Th) et l'Uranium (U), contenus généralement dans les argiles.

Cette diagraphie indique donc, la teneur en argile d'une formation.

Cette mesure peut s'effectuer à travers un tubage d'acier. Elle s'exprime en unités API dans une échelle qui varie de 0 à 150.

2.1.2. Le sonique (diagraphie acoustique)

Le log sonique est basé sur l'étude de la progression, dans les roches, des ondes acoustiques générées par l'outil de diagraphie, qui apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées. L'émetteur génère dans le fluide une onde de compression qui donne naissance dans la formation à une onde de compression (onde P) et une onde de cisaillement (onde S). Ce temps de propagation des ondes sonores est en fonction du type de la roche, de sa porosité et de son degré de compaction. Il s'exprime habituellement en micro seconde/pied ($\mu\text{S/P}$).

Dans la pratique, le log sonique mesure le temps de transit **DT** entre deux récepteurs, des ondes longitudinales envoyées dans la formation.

La profondeur d'investigation du sonique n'est pas très élevée, c'est un outil qui mesure dans la zone lavée.

Les principales informations tirées de cette diagraphie sont la porosité (sonic) et la nature lithologique. En plus de ces informations, le sonique est un excellent log de corrélation.

2.1.3. L'imagerie

Au milieu des années 80, la société pétrolière Schlumberger a introduit à l'industrie pétrolière la technique d'imagerie des parois des puits en effectuant des mesures très serrées de résistivité électrique. En profitant de l'avancée technologique, cette technique est rapidement évoluée pour devenir un outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers.

L'imagerie est une échographie de la formation, Elle nous offre la possibilité, contrairement aux autres diagraphies de visualiser concrètement la surface des parois du puits.

Les outils d'imagerie, tout comme ceux des diagraphies classiques, se basent sur les mêmes principes fondamentaux de la physique à savoir les mesures de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique et la propagation des ondes acoustiques dans un milieu et enregistrement des valeurs de temps et d'amplitude de l'onde réfléchie.

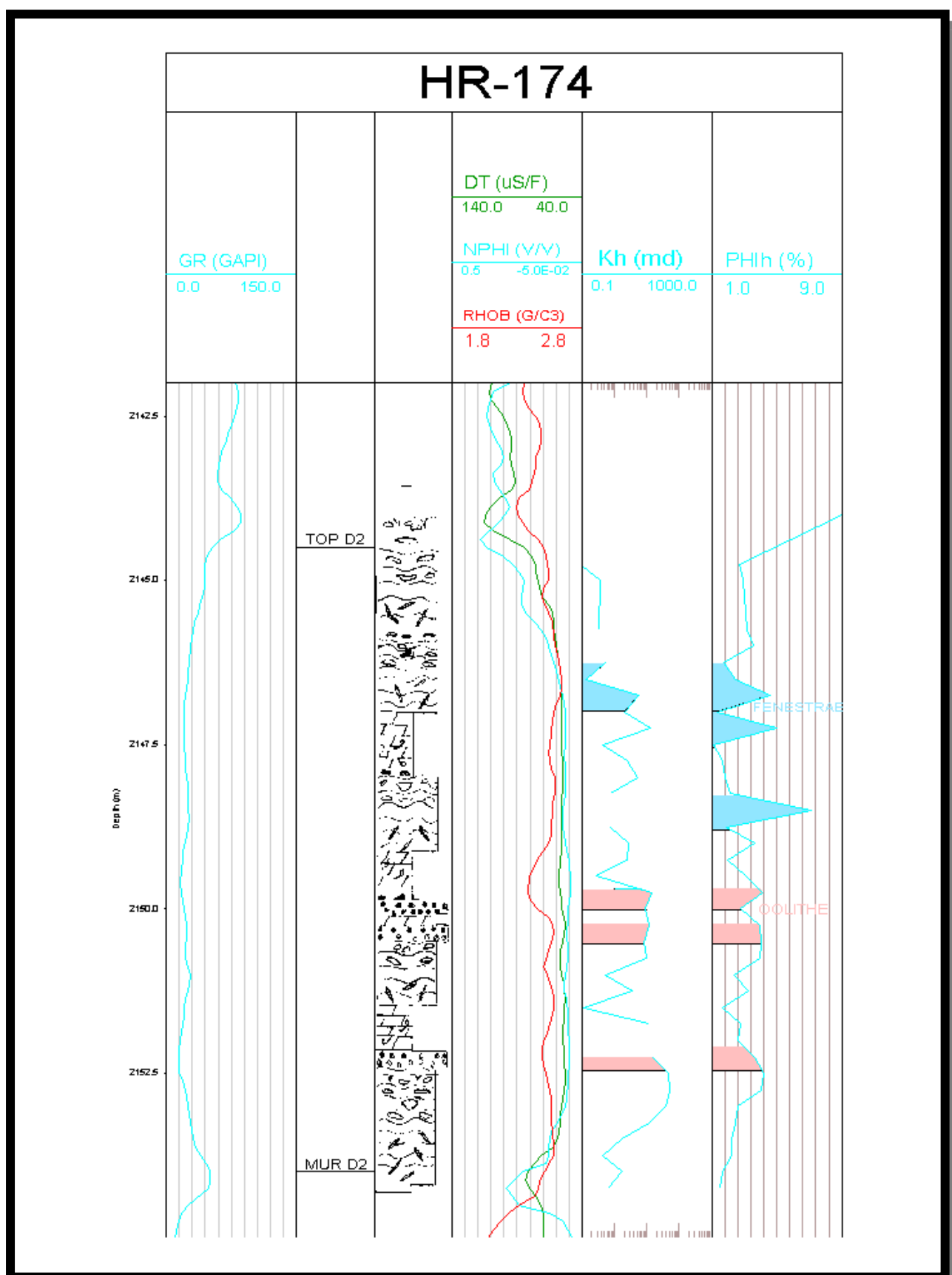


Figure II.01 : Log composite type du puits HR-174

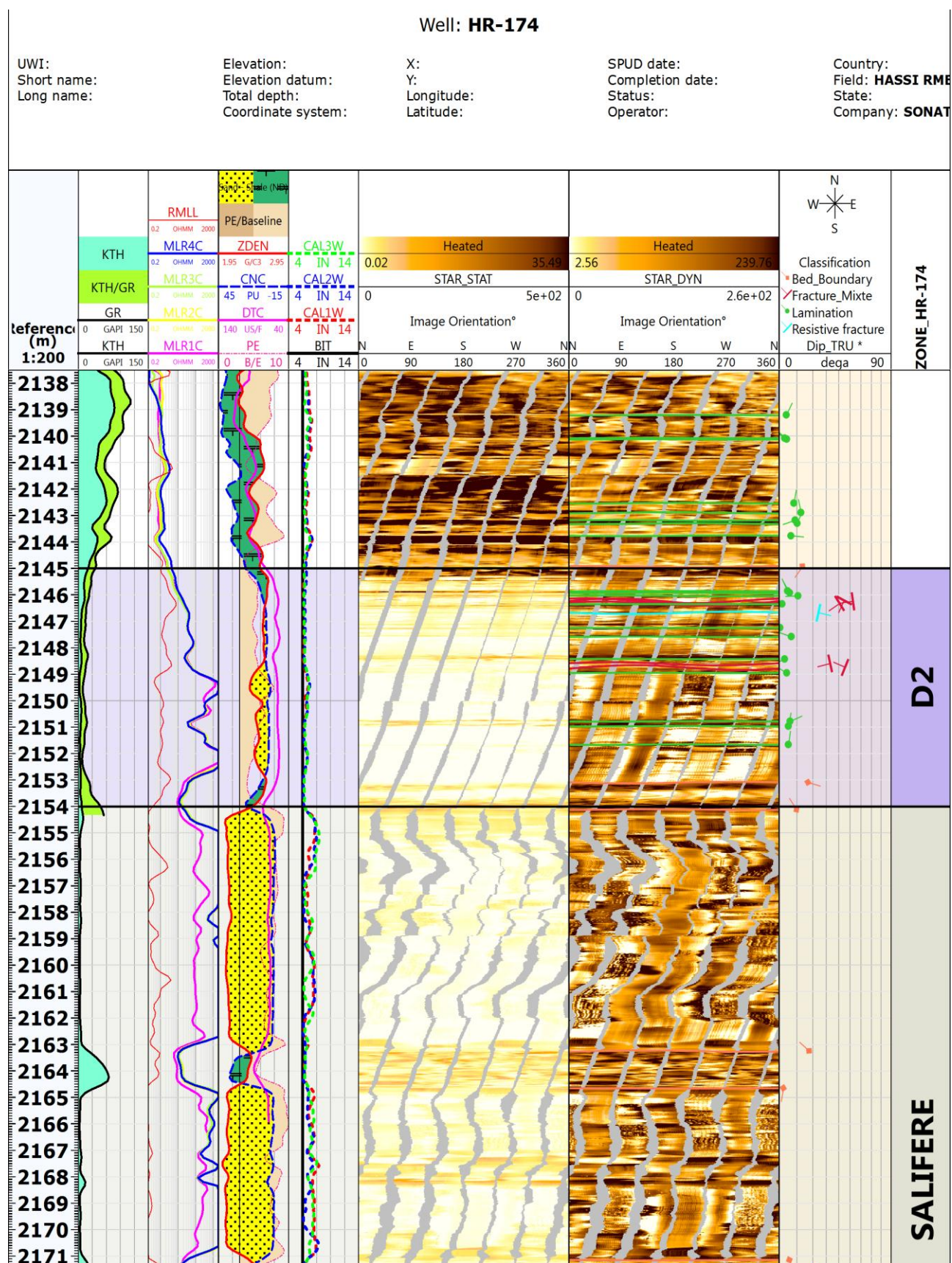


Figure II-02 : Imagerie du puits HR-174

➤ **Interprétation du log composite type du niveau D2 dans le puits HR-174**

Ce log diagraphique du puits HR-174 montre, de 2145 m à 2154 m, un taux très faible de radioactivité ($GR < 40$ GAPI), donc, une faible teneur en argiles.

On peut voir aussi, que le log sonique marque des valeurs très basses et une faible conductivité ($40 \mu S/F < DT < 80 \mu S/F$).

Les informations de cet intervalle indiquent un milieu d'une nature lithologique compacte (calcaire ou dolomie).

Comme, on remarque une porosité qui augmente aux environs de 5% et 7%, et une perméabilité qui atteint les 60 md, dans les endroits à forte concentration en oolithes et fenestraes.

De part et d'autre de cet intervalle, on remarque une augmentation brusque des GAPI, dans le log Gamma-Ray, dépassant les 65 GAPI. Cela indique le passage vers une formation à grande teneur en éléments radioactifs, ce qui peut être une argile ou une évaporite radioactive.

Le log composite du puits HR-174 montre que les différents faciès du D2 ne sont pas détectables sur les enregistrements électriques.

➤ **Interprétation de l'imagerie du niveau D2 dans le puits HR-174**

Le puits HR-174, situé au Nord-Est du champ de Hassi R'Mel, est le seul puits où la méthode d'imagerie a été pratiquée.

L'interprétation faite à l'aide du logiciel « Tech log », a permis la lecture directe des diagraphies, montrant une différence de contraste entre, la formation comprise entre 2145 m et 2154 m de profondeur, et ses deux formations couvertures. Cela, peut être interprété, en termes de nature lithologique de ces formations, car, on peut déduire la présence d'une formation compacte (calcaire ou dolomie), située dans l'intervalle 2145 m – 2154 m, bordée, de part et d'autre, par une couverture qu'on présume être argileuse ou salifère.

Cette méthode a bien montré la différence de contraste entre le niveau dolomitique D2 et la couverture salifère inférieure, ainsi que la couverture supérieure qui est argileuse. Cette différence de contraste a dévoilé la dureté et la compaction du niveau dolomitique par rapport aux deux autres couvertures.

Mais, sur ce log d'imagerie, on peut apercevoir deux colonnes : une colonne statique et une autre dynamique montrant plus de détails fractures et laminations). L'interprétation de ce puits, montre l'existence de Six fractures naturelles. Elles sont observées sur les intervalles suivants de l'unité D2 :

- ✓ De 2146m à 2147m : Trois fractures mixtes et Une fracture résistive.
- ✓ De 2148.5m à 2149m : Deux fractures mixtes.

2.2. Par le carottage

La carotte de forage sert d'échantillon pour déterminer la teneur du minerai, mais aussi pour apporter des informations géologiques importantes au géologue.

Les carottes de plus gros diamètre fournissent de meilleures informations et plus de matériel pour l'analyse. Elles peuvent nous fournir plusieurs informations sur : la tectonique (fissuration, failles..), l'environnement de dépôt, la diagenèse, la faune (datation) etc.

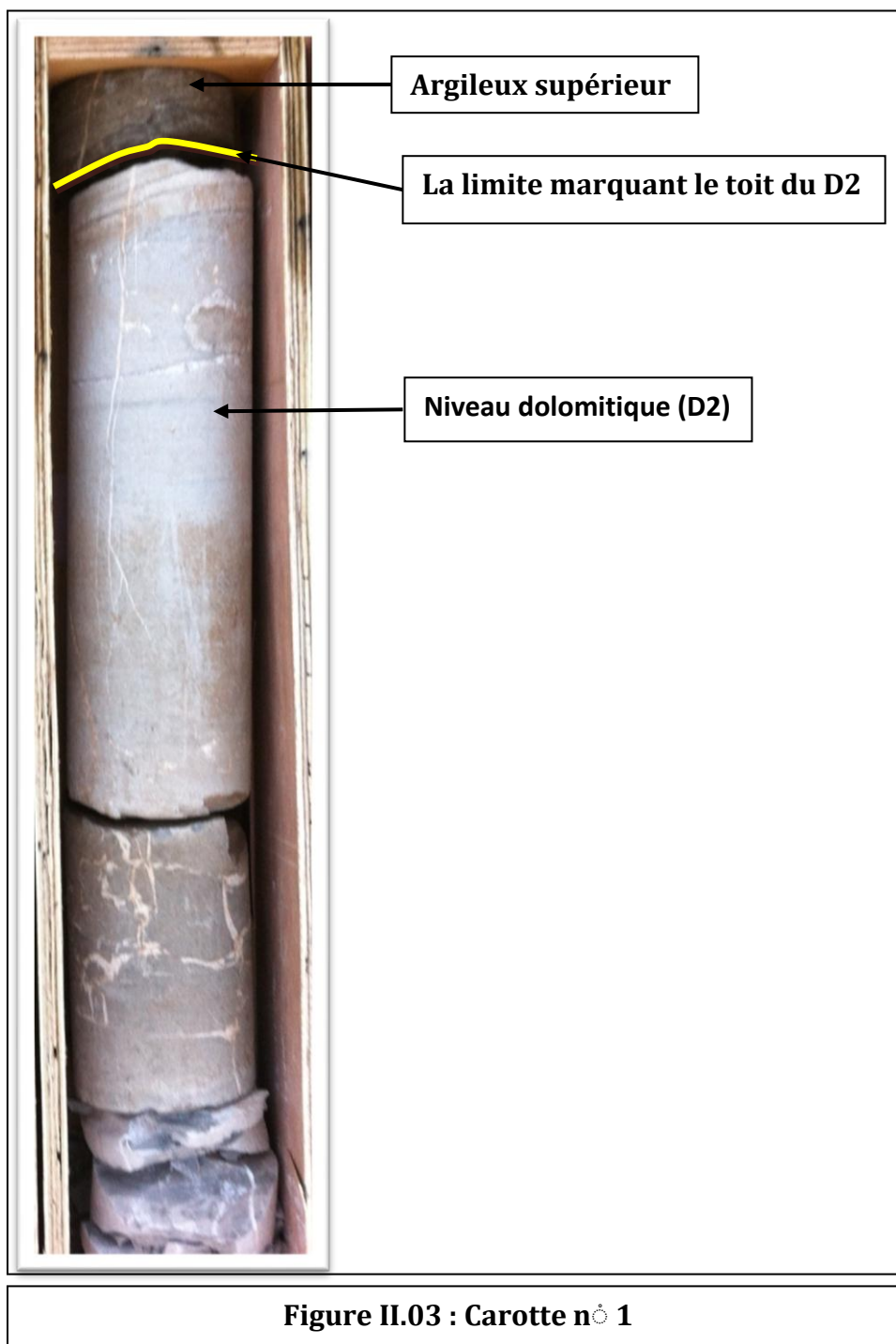
Les carottes prélevées des puits HR172, HR173, HR174, HR182, HR194, HR202, HRC006, HRC015 et HRS010, indiquent la présence d'un banc dolomitique épais de quelque mètres seulement et qui présente des caractéristiques qui peuvent le qualifier de réservoir.

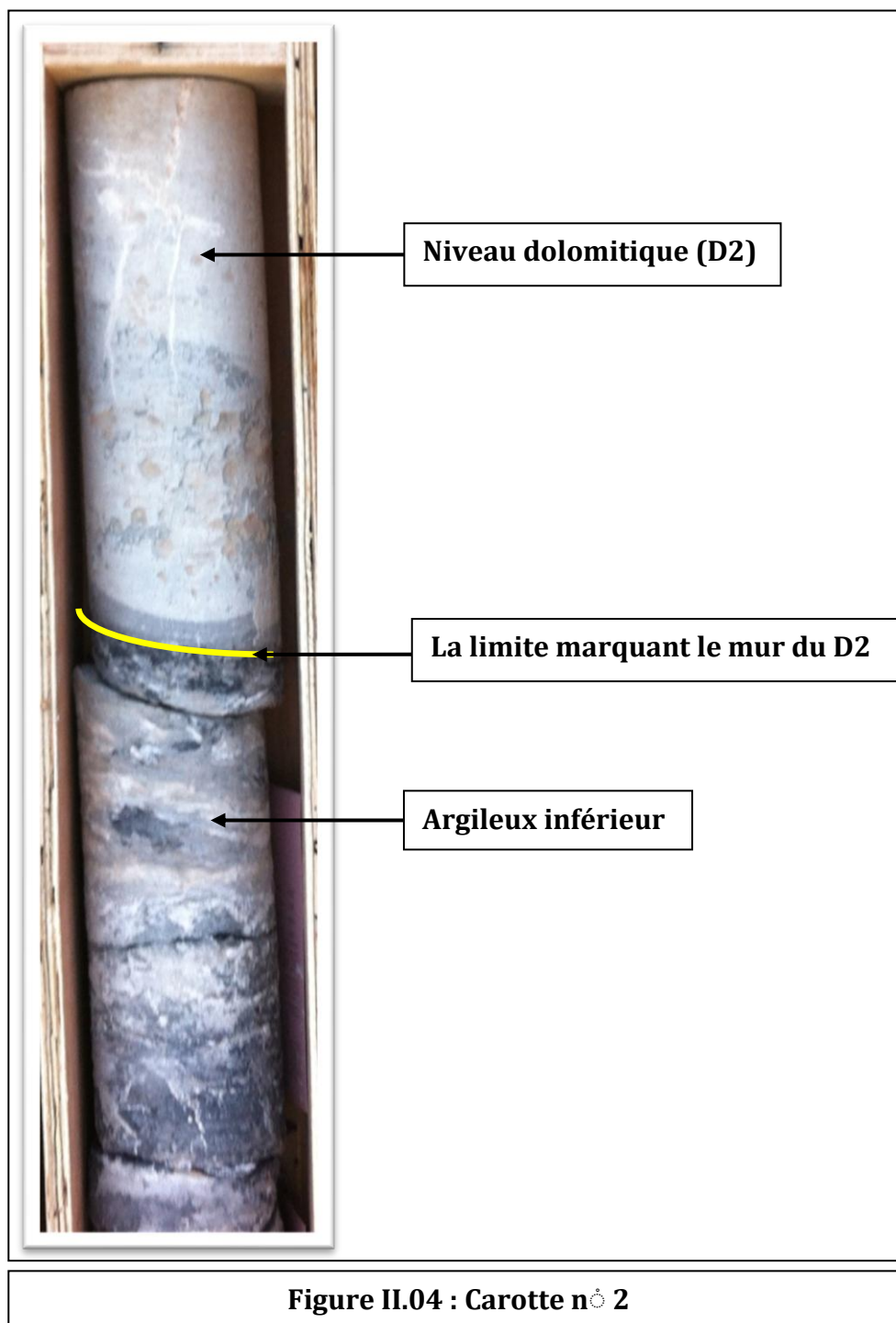
✓ Carotte n° 1 :

La carotte montre clairement le niveau dolomitique, compacté, déposé dans le supratidal en contact avec des conditions continentales, pour passer, après une transgression marine, à un milieu de dépôt très profond, marqué par les dépôts très fins de l'argileux supérieur.

✓ Carotte n° 2 :

La carotte nous montre le passage de l'argileux inférieur, déposé dans un milieu profond, vers le niveau dolomitique D2 déposé dans un milieu peu profond (dépôt carbonaté).





3. Variation des épaisseurs du D2

Notre travail suit une procédure, qui a pour but, la détermination de zones bien développées, en termes d'épaisseur, et qui s'avèrent importantes pour l'emmagasinement d'hydrocarbures.

Pour cela on a établis des profils de corrélations entre les enregistrements diagraphiques de quelques sondages.

3.1. Les profils de corrélation

- ✓ **Corrélation Nord-Sud** : HR-178, HR-175, HR-216 et HR-S31
- ✓ **Corrélation Est-Ouest** : HR-179, HR-216 et HR-202

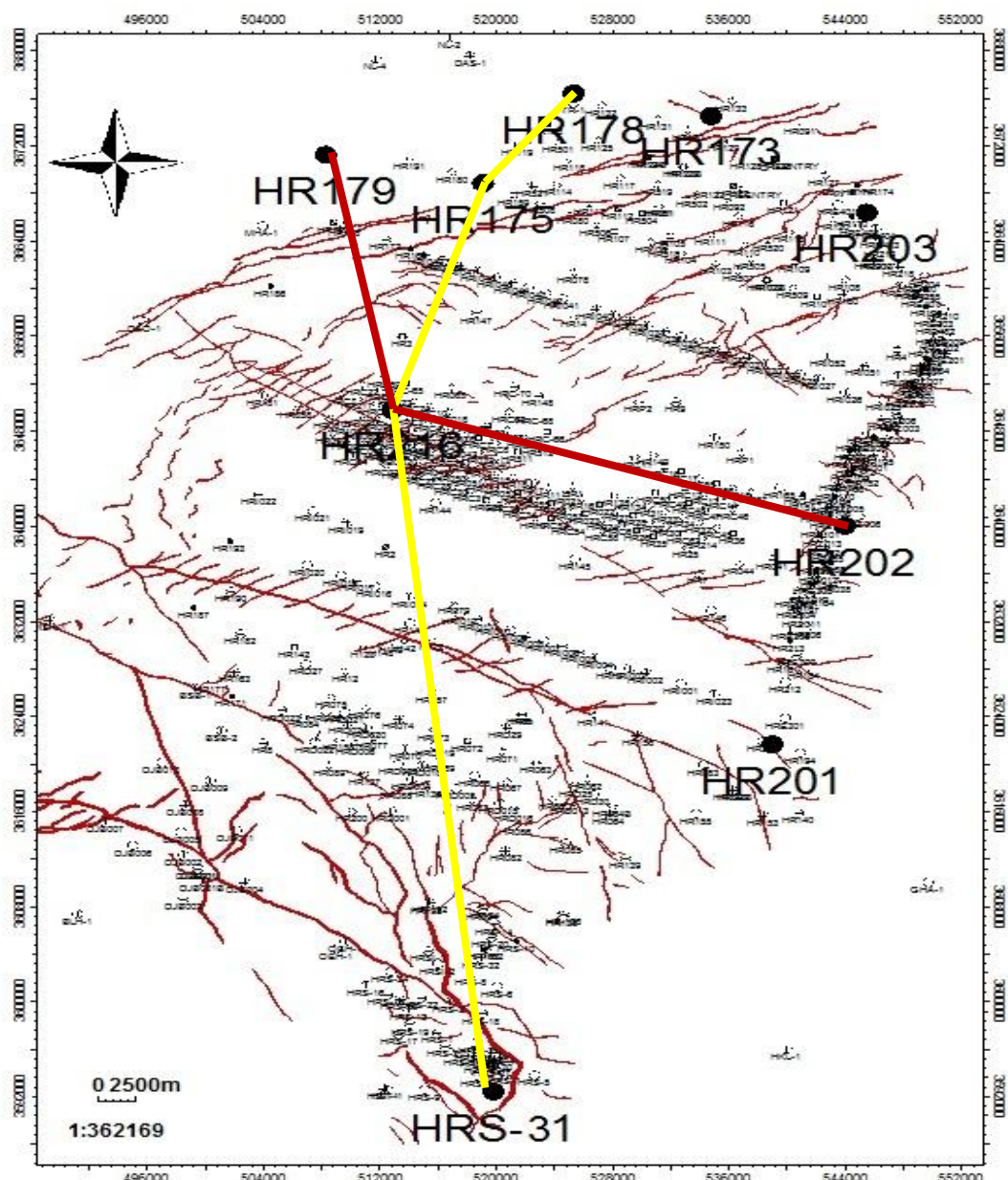


Figure II-05 : Carte de positionnement des puits à corréler

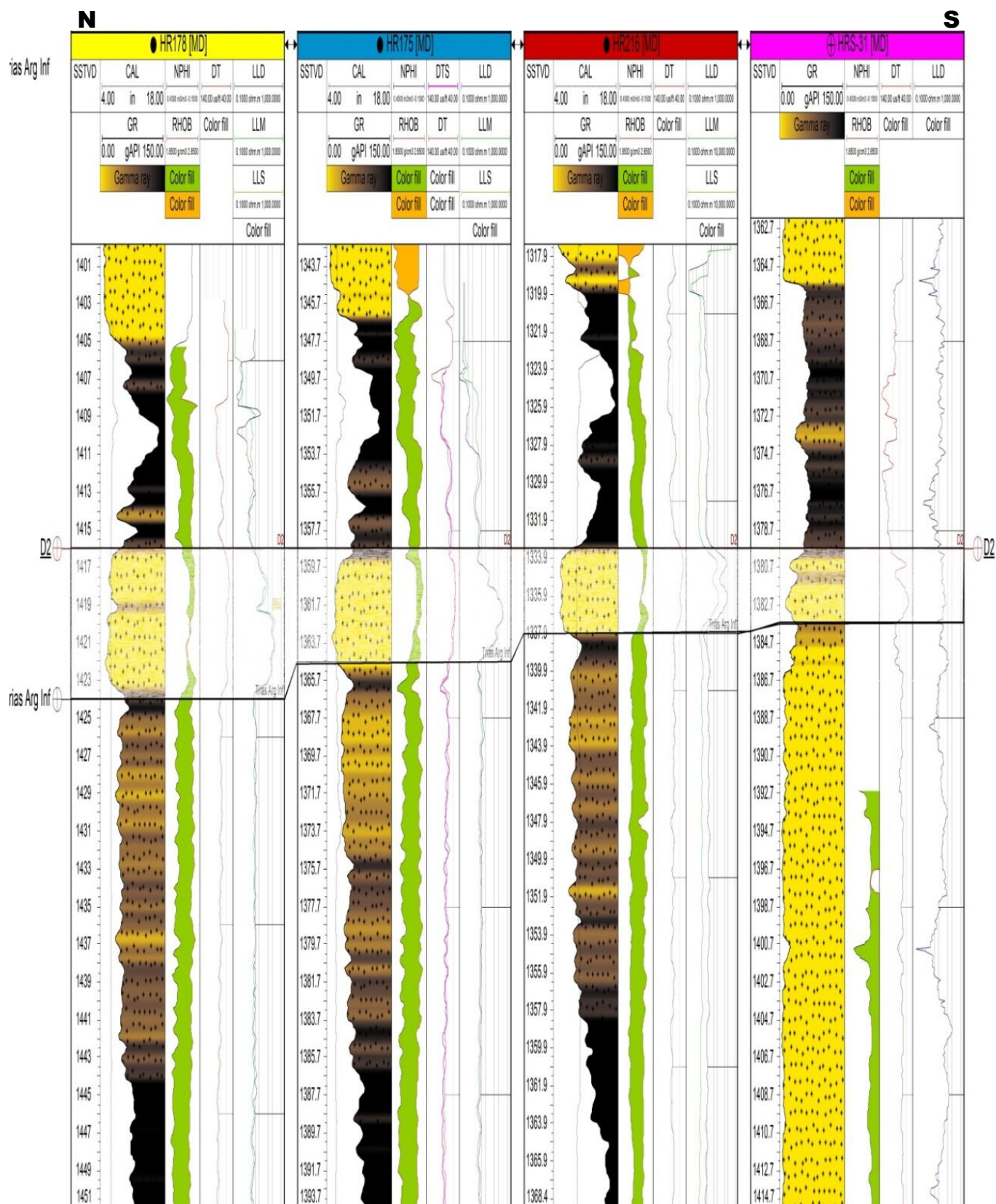


Figure II-06 : Corrélation diagraphique N-S montrant la variation des épaisseurs du D2

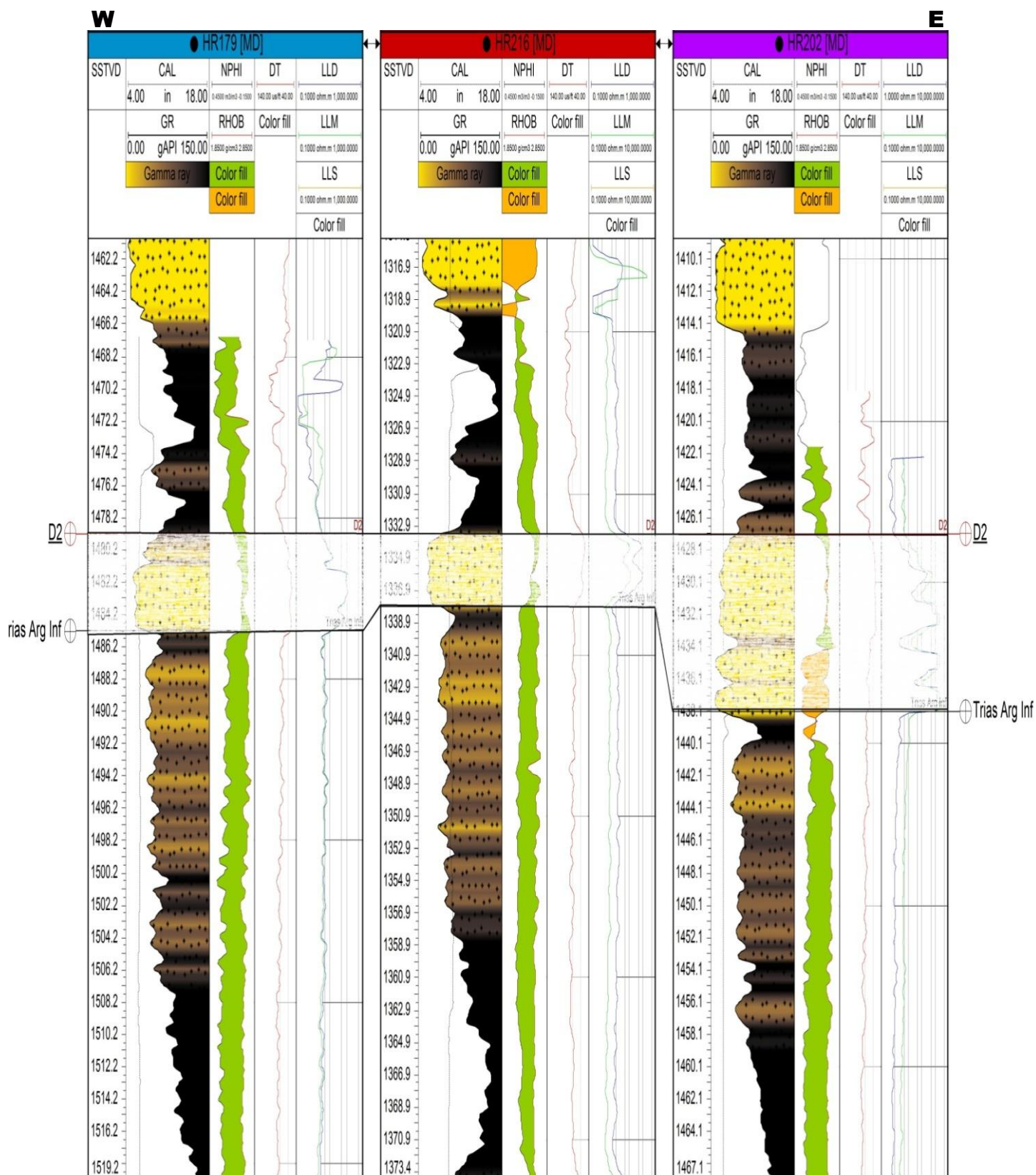


Figure II-07 : Corrélation diagraphique E-W montrant la variation des épaisseurs du D2

3.2. Interprétation des profils de corrélation

➤ Profil de la coupe N-S

La corrélation Nord-Sud, représentée sur la *figure II-06*, montre un amincissement considérable de l'épaisseur du niveau dolomitique D2, en allant du Nord vers le Sud du champ.

Cela, on peut nettement l'apercevoir, avec l'épaisseur du D2 qui avoisine les 9m dans le puits HR-178 dans le Nord, et qui se dégrade progressivement vers le centre, où on note une épaisseur de 5 à 6m dans le puits HR-216, pour qu'elle s'amincisse jusqu'à 3m dans le puits HR-31 au Sud.

➤ Profil de la coupe E-W

Le profil de corrélation entre les puits E-W, représenté sur la *figure II-07*, montre une variation de l'épaisseur du D2 en allant de l'Est vers l'Ouest du champ.

On remarque une importante épaisseur de ce repère, qui atteint les 11m, dans le puits HR-202 à l'Est, qui marque une diminution progressive en allant vers le centre du champ où on note une épaisseur de 5m dans le puits HR-216. Mais, cette épaisseur, prend une légère élévation vers l'Ouest, où on note une épaisseur de 6m dans le puits HR-179.

4. Conclusion

Des méthodes diagraphiques et le carottage, ont pu mettre en évidence, la présence d'un niveau compact, qui s'étal dans tout le champ de Hassi R'Mel, et qui est aussi, considéré comme étant un repère stratigraphique corrélable dans toute la province triasique. Il s'agit bien, du niveau dolomitique D2, d'âge hettangien, et qui se situ entre deux couvertures, l'Argileux Supérieur et l'Argileux Inférieur, qui se remplacent parfois par le salifère triasique ou liasique.

Les corrélations diagraphiques, entre les différents puits dans le champ de Hassi R'Mel, ont montré une variabilité plus ou moins uniforme, des épaisseurs du D2. Quoique, les interprétations montrent des épaisseurs importantes dans la région Nord et la région Est du champ.

La carte en isopaque, représenté dans la *figure II-08* ci-dessous, montre l'extension régionale du D2, ainsi que, la variation latérale de son épaisseur qui, s'avère être importante et prend une élévation progressive vers la région Nord-Est du champ où elle atteint, par endroits, les 12m.

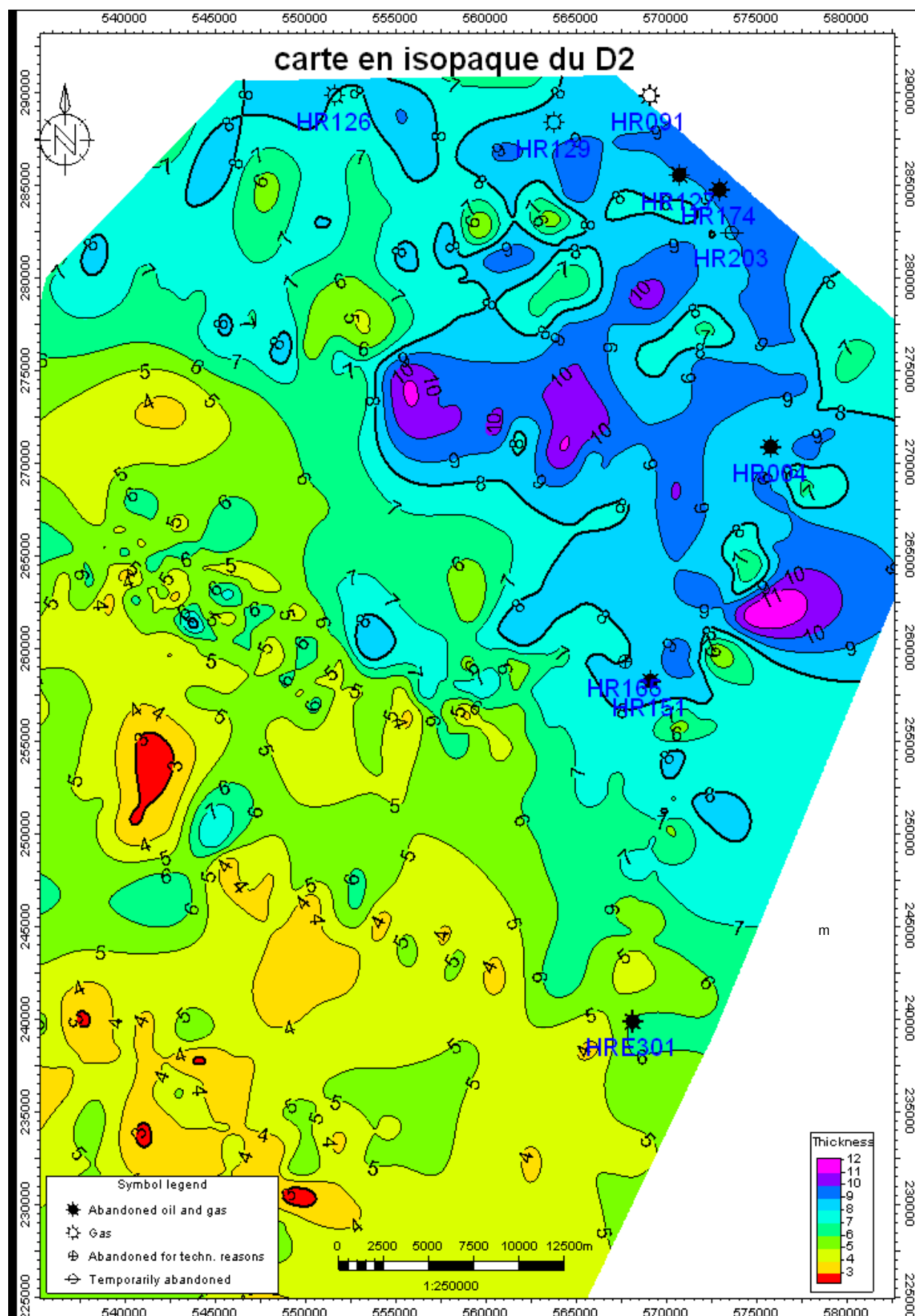


Figure II-08 : Carte en isopaque du D2

Chapitre III

**Étude Pétrophysique
Et Sédimentologique
Du D2**

-A-

Étude

pétrophysique

1. Introduction

La Plate-forme Saharienne a fait l'objet de la quasi-totalité des travaux de recherche pétrolière en étant le siège de nombreux réservoirs liés au Paléozoïque et au Mésozoïque. Ces réservoirs ont été classés par type de porosités et par des fourchettes de porosité effective, haute au-dessus de 18%, moyenne entre 18% et 12%, faible de 12% à 6% et enfin très faible en dessous de 6%.

Pour que le système pétrolier fonctionne, les roches doivent avoir des propriétés physiques particulières. Et, la connaissance de ces caractéristiques physiques est très fondamentale dans l'étude d'un réservoir. Ces paramètres entrent dans la détermination de la production optimale des puits, des quantités de fluides et leur circulation à travers les pores pour aboutir au calcul des réserves en place et exploitables du gisement.

Pour la roche mère, il faut une roche riche en matière organique (un haut niveau de COT et une maturation thermique adéquate).

Pour les roches de réservoir et de couverture, ce sont les propriétés physiques de la porosité et de la perméabilité qui sont importantes. Cela dit, la roche réservoir doit être poreuse et perméable, tandis que la roche couverture doit être imperméable.

La définition du réservoir D2 renferme à la fois :

- La couverture : fermeture qui est assurée par la série d'argiles supérieures et les argiles inférieures.
- Les qualités pétrophysiques (capacité de stockage Φ et de production K).
- L'accumulation naturelle des hydrocarbures.

2. Rappels

2.1. Porosité

C'est la capacité d'une roche réservoir à contenir des fluides. C'est le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche, elle s'exprime en pourcentage (%).

La formule : $\Phi = V_V/V_T$

Φ : Porosité

V_V : Volume des vides

V_T : Volume total des pores

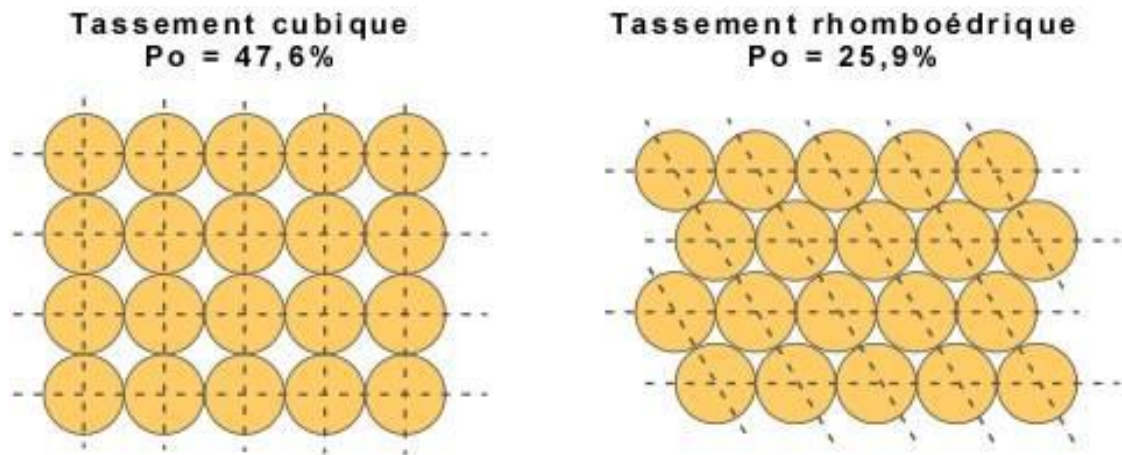


Figure III-01 : La différence de porosité entre un tassement cubique et un tassement rhomboédrique (document INRS centre Eau Terre Environnement).

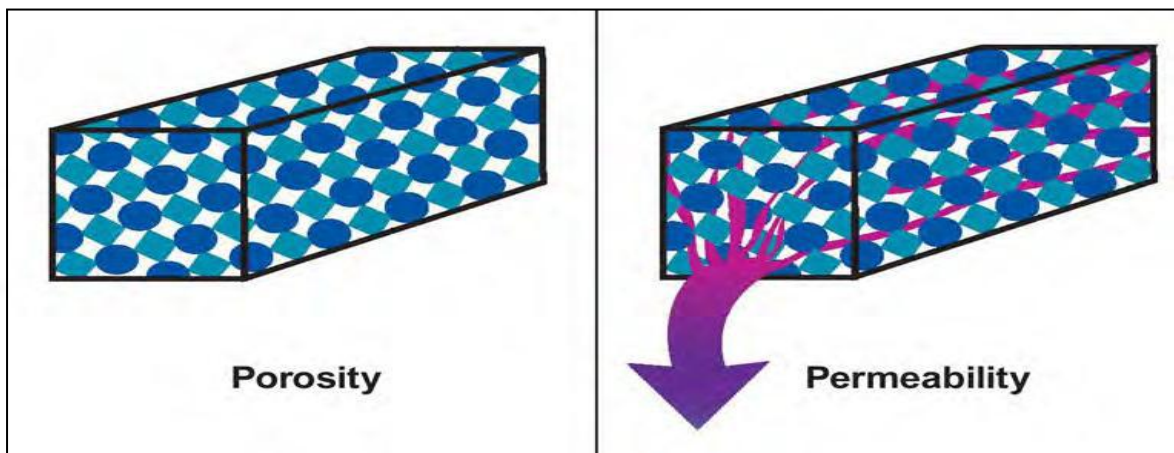


Figure III-02 : Relation entre porosité et perméabilité (document INRS, Centre Eau, Terre, Environnement).

Comme on peut distinguer entre une porosité dite « utile », où les pores sont connectés, ce qui permet la circulation des fluides, et une porosité dite « résiduelle » où les vides ne sont pas communiqués entre eux.

La porosité est classée comme :

Faible : $\Phi < 5\%$

Médiocre : $5\% < \Phi < 10\%$

Moyenne : $10\% < \Phi < 20\%$

Bonne : $20\% < \Phi < 30\%$

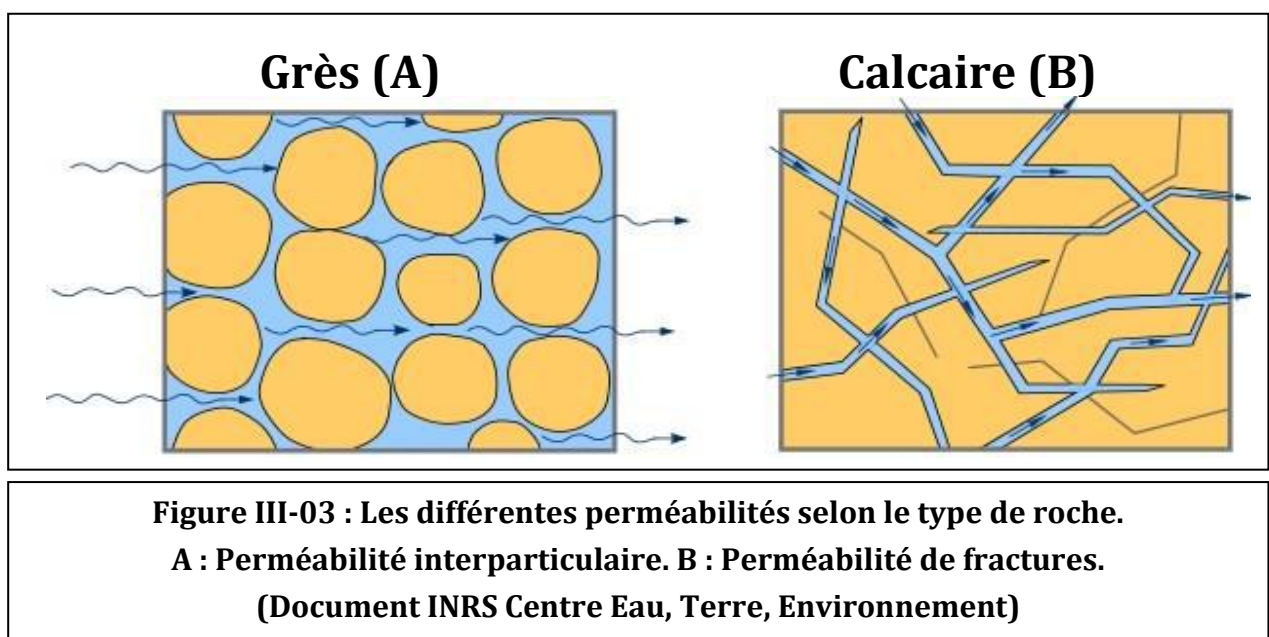
Très bonne : $\Phi > 30\%$

2.2. Perméabilité

C'est la capacité d'une roche à laisser circuler les fluides à travers ses pores. La perméabilité (K) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers une section (S) de roche et de longueur (dl) à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage.

$$\text{La formule : } Q = K \times S \cdot dP / \mu \cdot dl$$

L'unité de mesure utilisée en pratique est le milli Darcy (mD).



La perméabilité est classée comme :

Très faible : $K < 1$ md

Faible : $1 < K < 10$ md

Médiocre : $10 < K < 50$ md

Moyenne : $50 < K < 200$ md

Bonne : $200 < K < 500$ md

Excellente : $K > 500$ md

3. Interprétation des graphes de Porosité et de perméabilité

Le niveau dolomitique D2 de la région de Hassi R'Mel est tectoniquement complexe et peu étudié, l'analyse des mesures de porosité et de perméabilité, effectuées sur les puits (HR-173, HR-175, HR-201, HR-202, HR-204, HR-216) dans cette région, montre qu'elles sont plus ou moins compacte au sommet, pour s'améliorer en allant vers la base.

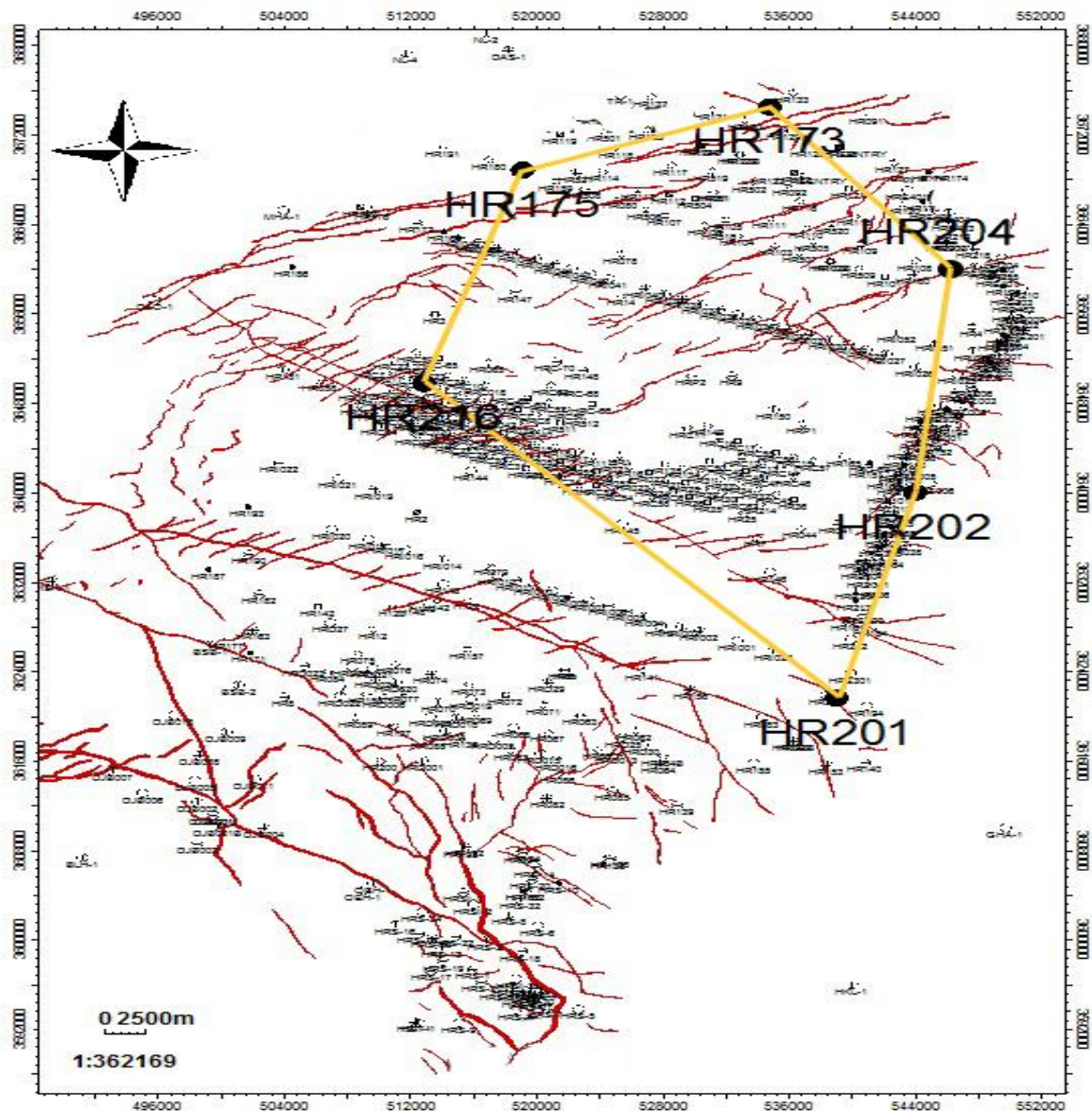
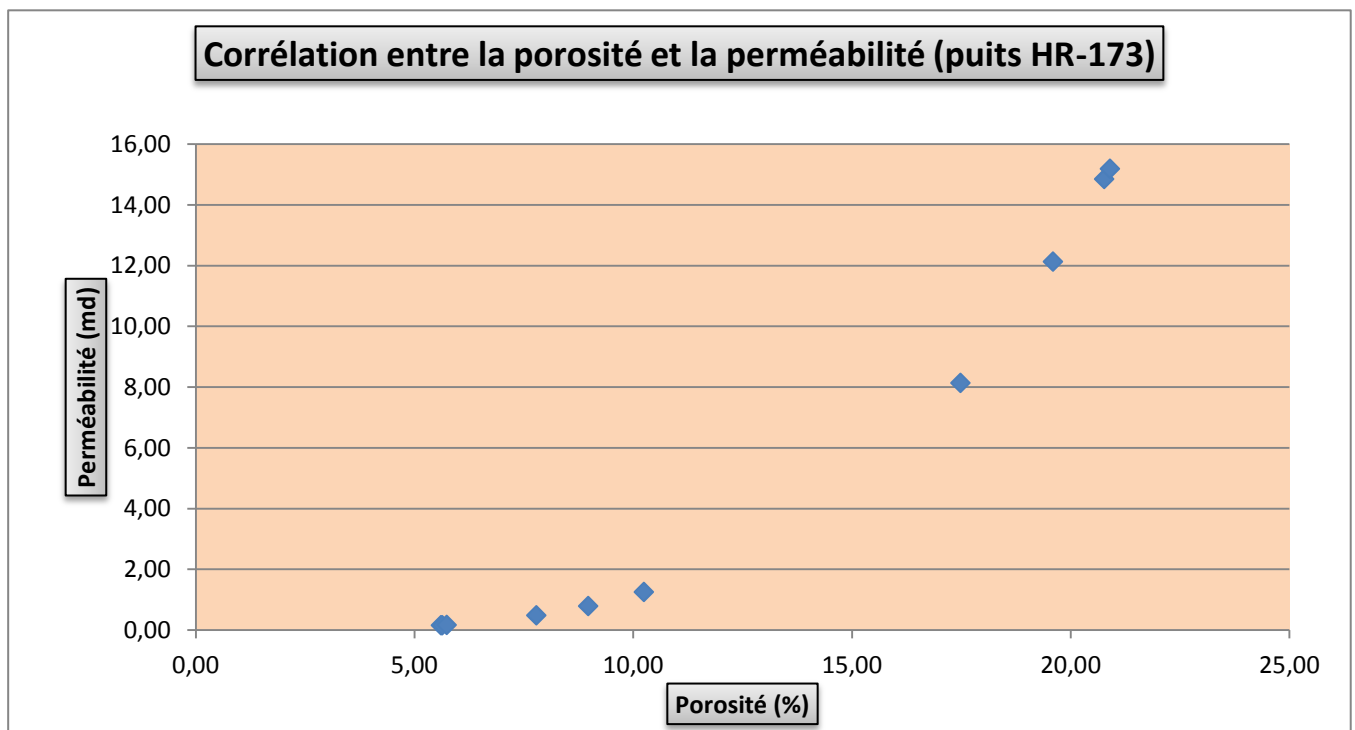
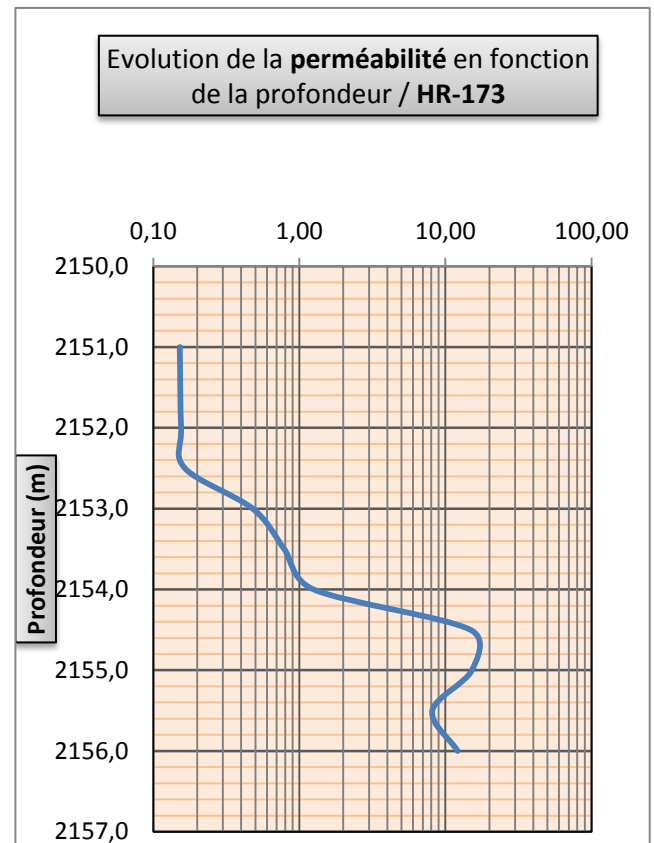
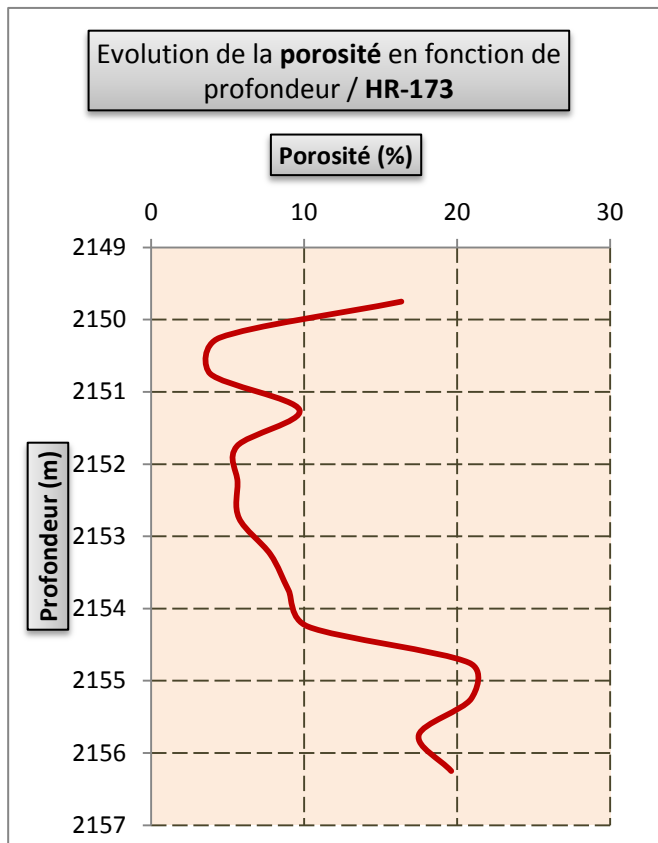
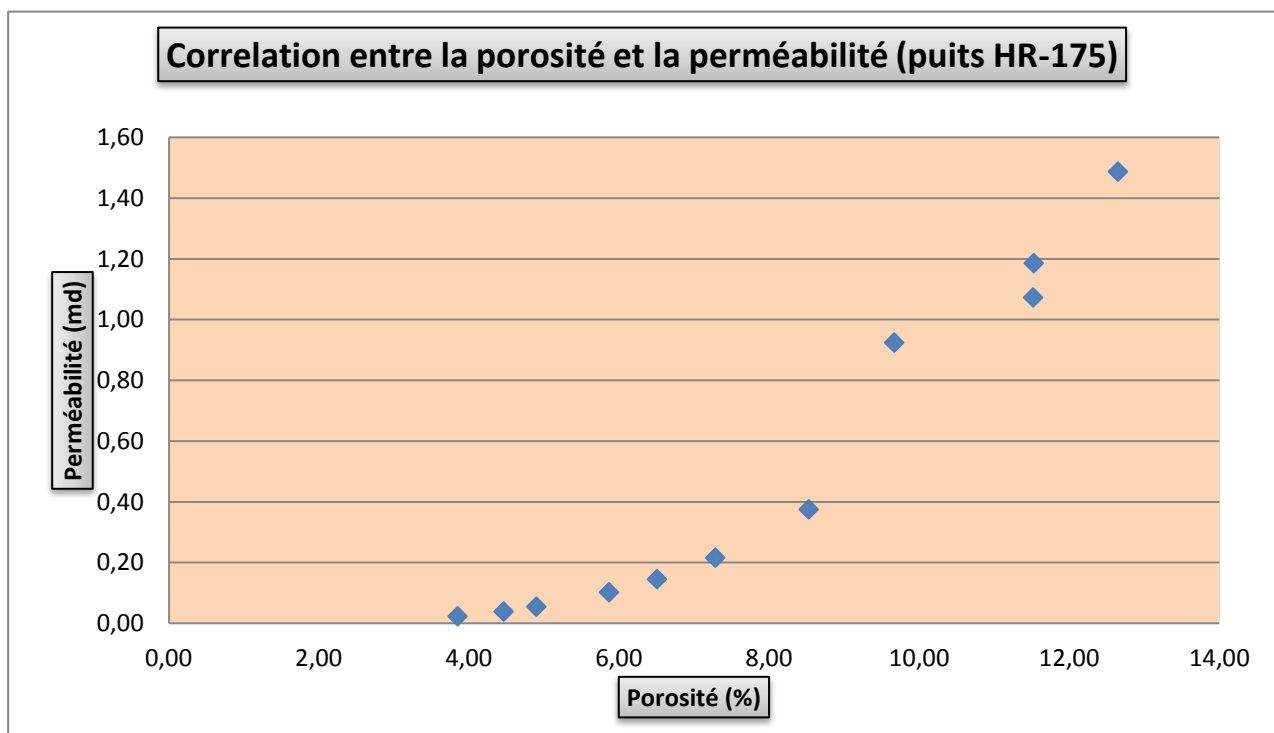
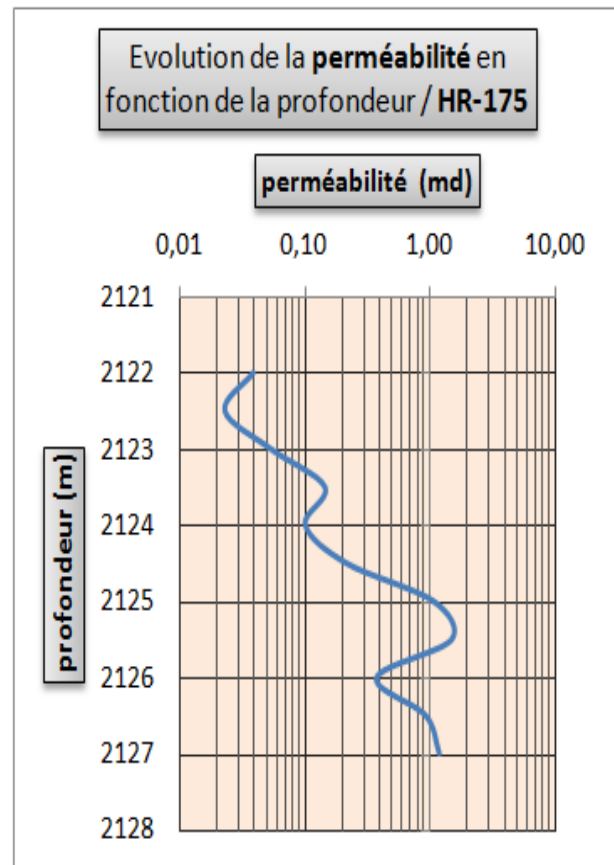
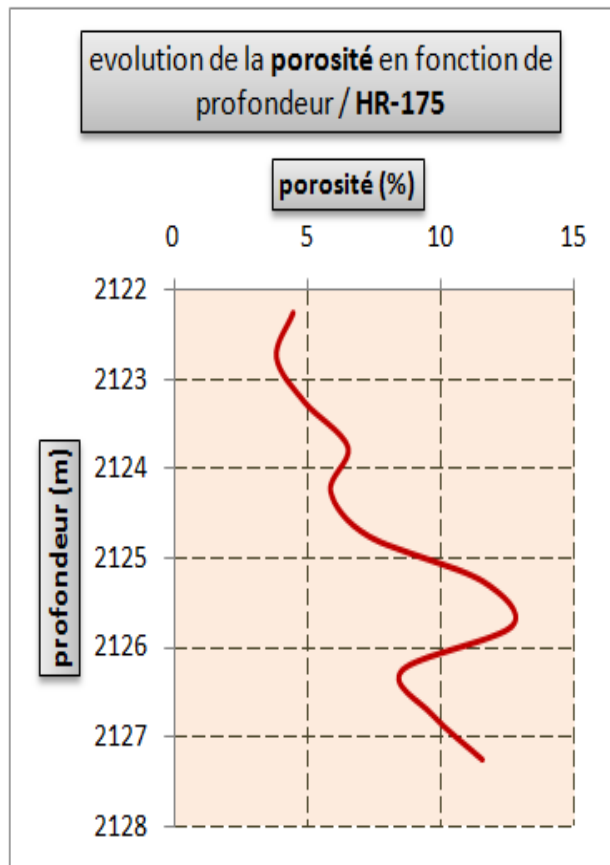


Figure III-04 : Carte de positionnement des puits étudiés.





➤ **Sondage HR-173**

Ce puits est situé dans l'extrémité nord du champ.

Le graphe montre une grande amélioration des propriétés pétro physiques en passant du sommet du banc à sa base.

A 2151 m de profondeur, marquant le haut du banc, on note une mauvaise porosité inférieure à 5% avec également une perméabilité qui ne dépasse pas 0,2 md.

Ces propriétés prennent une amélioration excessive à partir de 2154 m de profondeur pour noter une très bonne porosité de 22% et une perméabilité de 19 md.

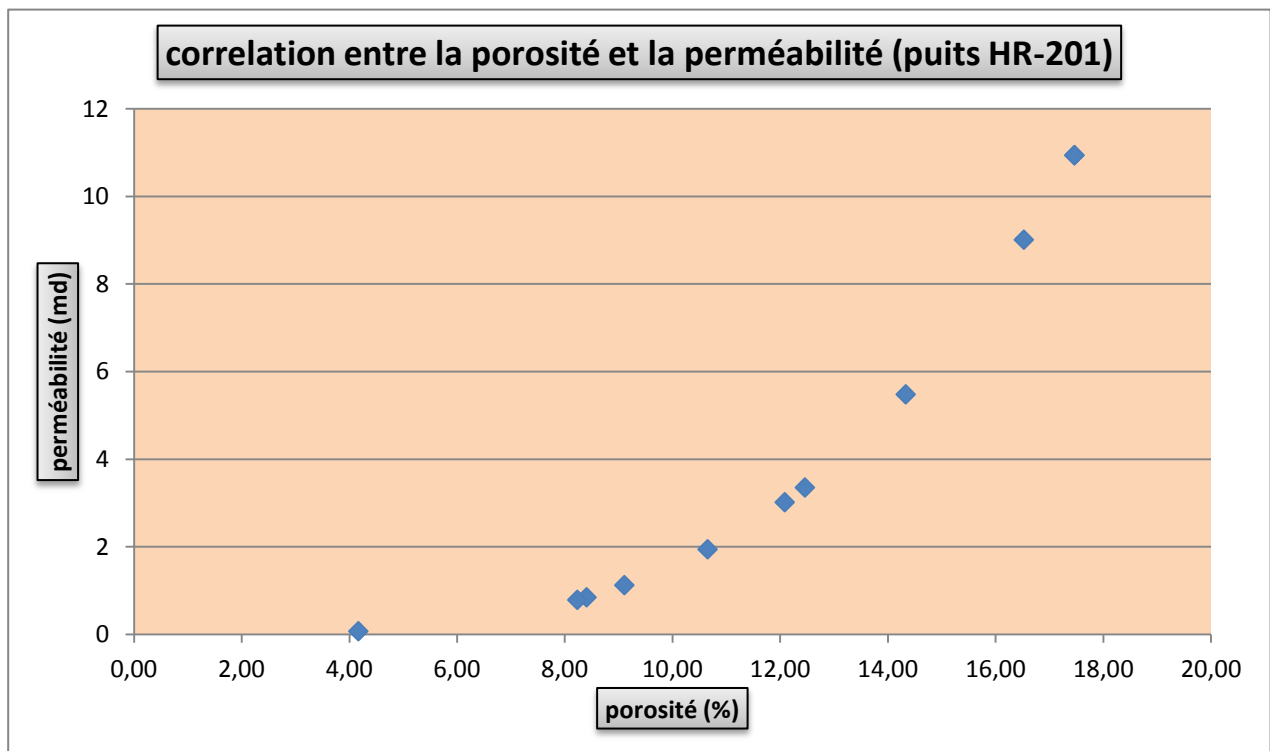
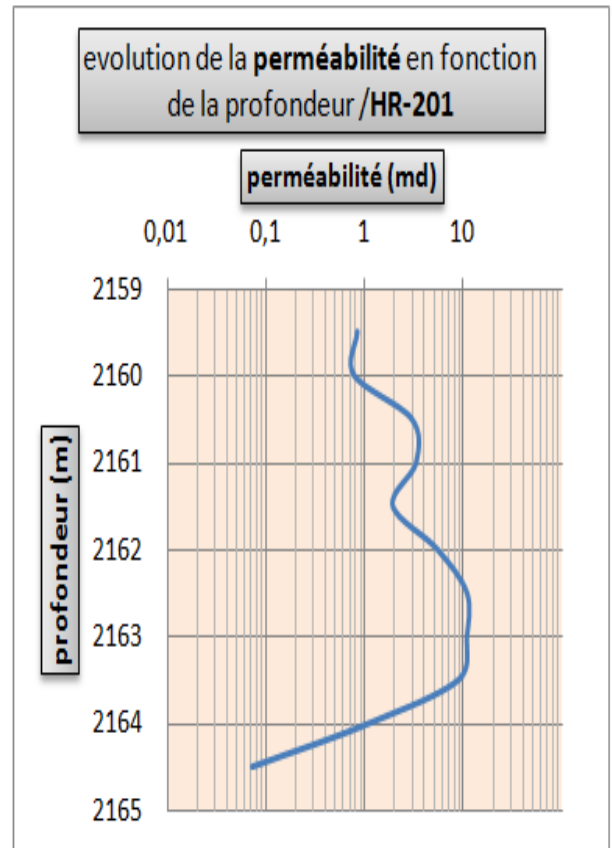
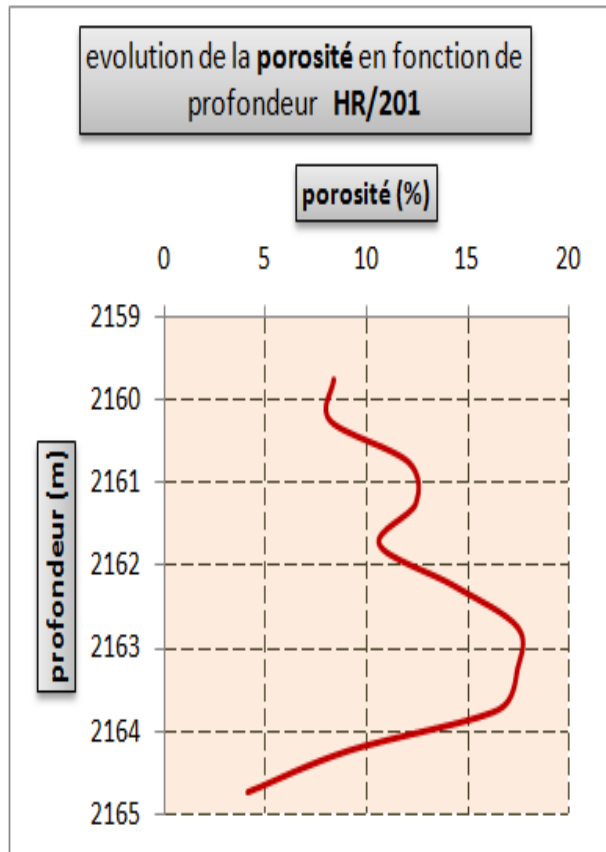
D'après le plote de ce puits, concernant le nuage de points, nous constatant que la corrélation entre les deux propriétés est constante et linéaire, c'est-à-dire que plus la porosité augmente et plus la perméabilité augmente aussi, néanmoins les valeurs restent faible avec un maximum de perméabilité de 20md.

➤ **Sondage HR-175**

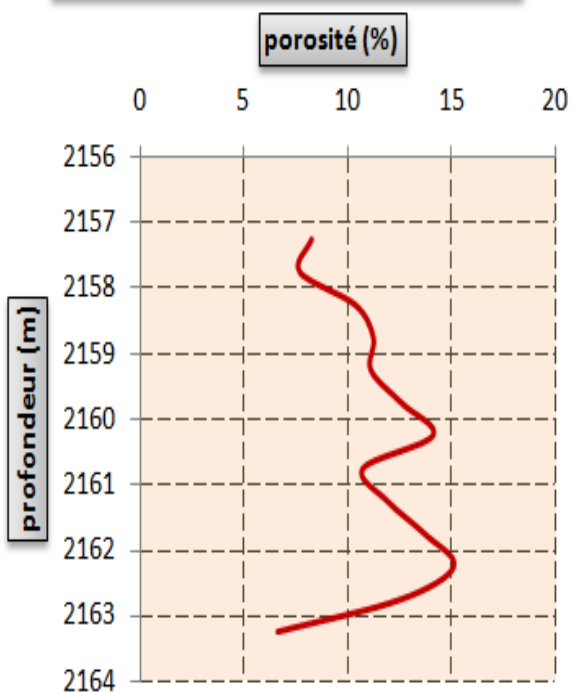
Ce puits est situé vers le N-NW de la région de Hassi R'Mel.

Les graphes montrent une porosité et une perméabilité avec des valeurs de 4% et 0,4 md respectivement, à une profondeur qui avoisine les 2122 m. Ces valeurs s'améliorent progressivement jusqu'à 2125 m de profondeur où on note une porosité moyenne de 13% et une perméabilité assez faible de 1,1 md.

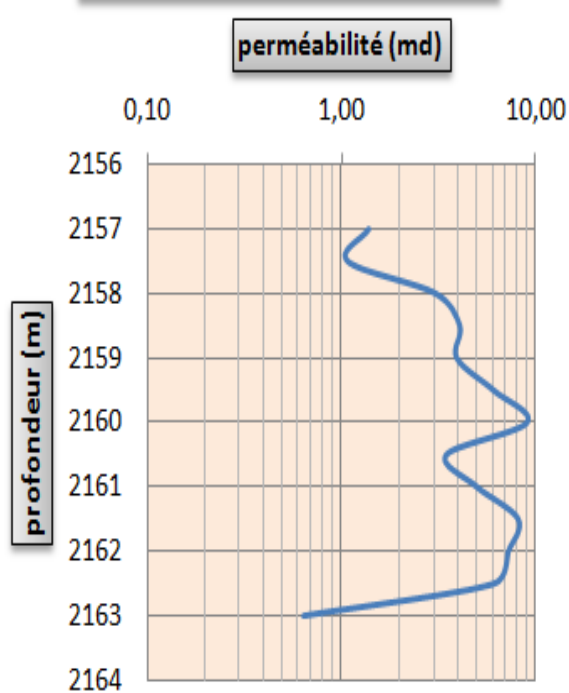
Dans le graphe de corrélation, on constate qu'on a une évolution de la perméabilité avec la porosité, donc les pores sont connectés entre elles. On remarque une bonne porosité qui frôle les 13% vers la base.



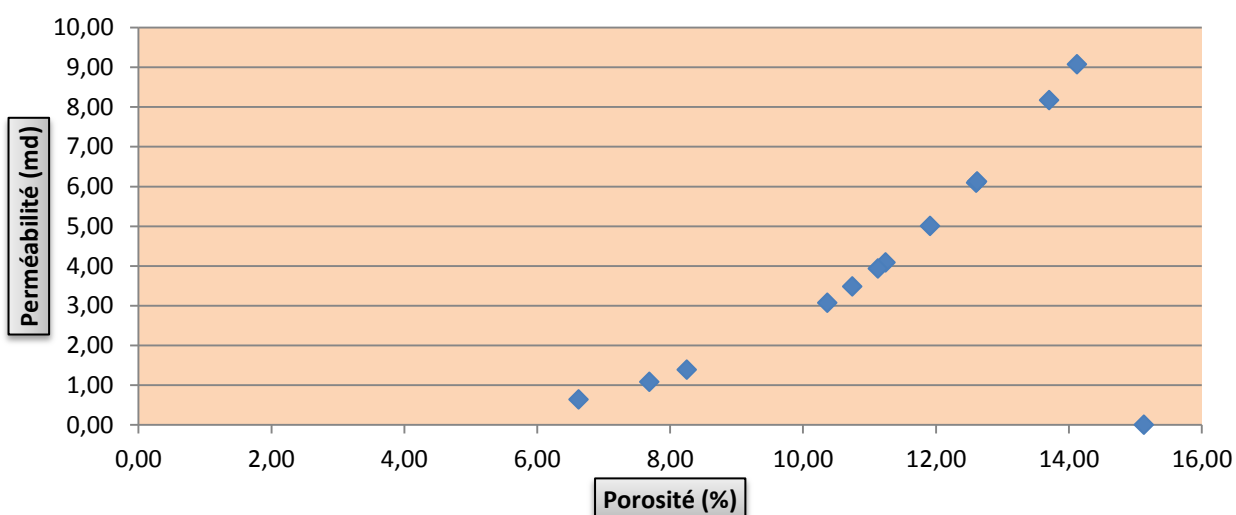
evolution de la **porosité** en fonction de
profondeur/ HR-202



evolution de la **perméabilité** en
fonction de la profondeur HR-202



Corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits HR-202)



➤ **Sondage HR-201**

Ce puits est situé vers le sud-est, possédant de bonne propriété pétro physiques en allant vers la base est surement affecté par des fissurations.

Au sommet du banc, à 2160 m de profondeur, le graphe nous montre une très mauvaise porosité de 5% avec une perméabilité équivalente de 0,9 md. Ces propriétés progresse en s'améliorant jusqu'à 2163 m de profondeur où on note une bonne porosité de 18% et une. Perméabilité de 10 md, On constate cependant que les pores sont connectées entre elles. La porosité dans ce cas est dite connectée vers la base.

Concernant le nuage de points de ce puits, nous constatant que la corrélation entre les deux propriétés est constante et linéaire, c'est-à-dire que plus la porosité augmente, la perméabilité augmente aussi, néanmoins les valeurs restent bonne avec une perméabilité de 11md et une porosité de 18%.

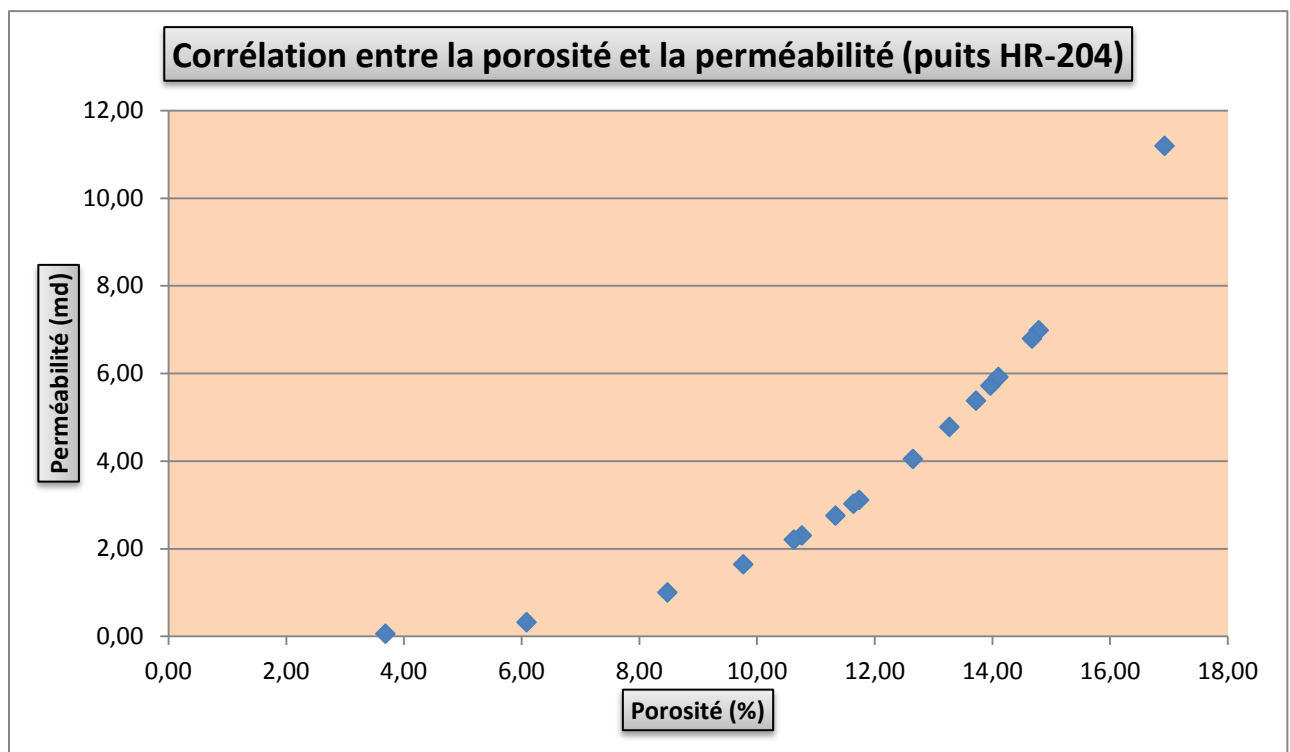
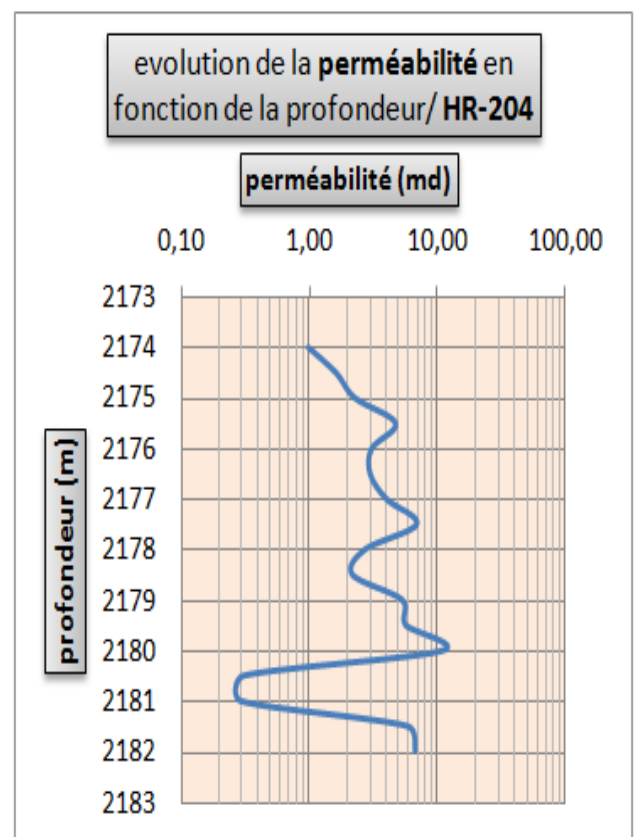
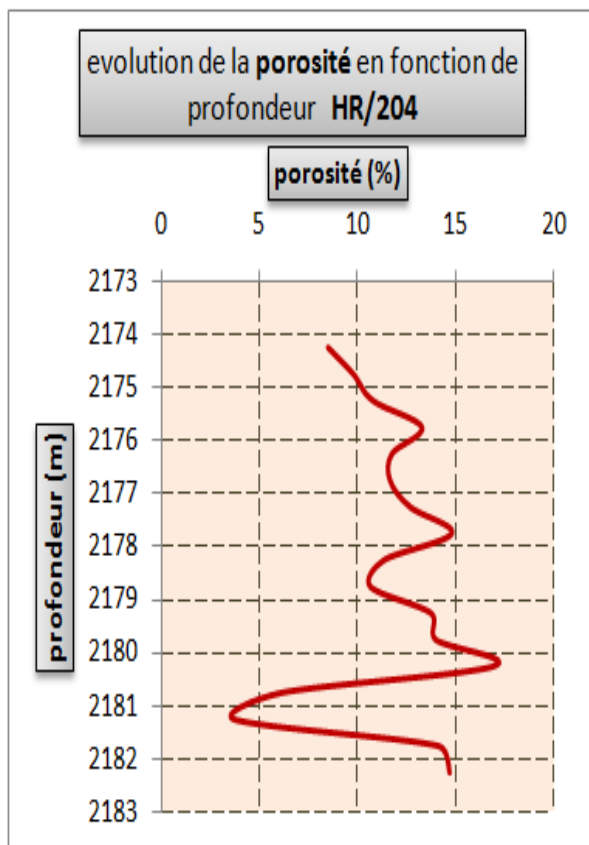
➤ **Sondage HR-202**

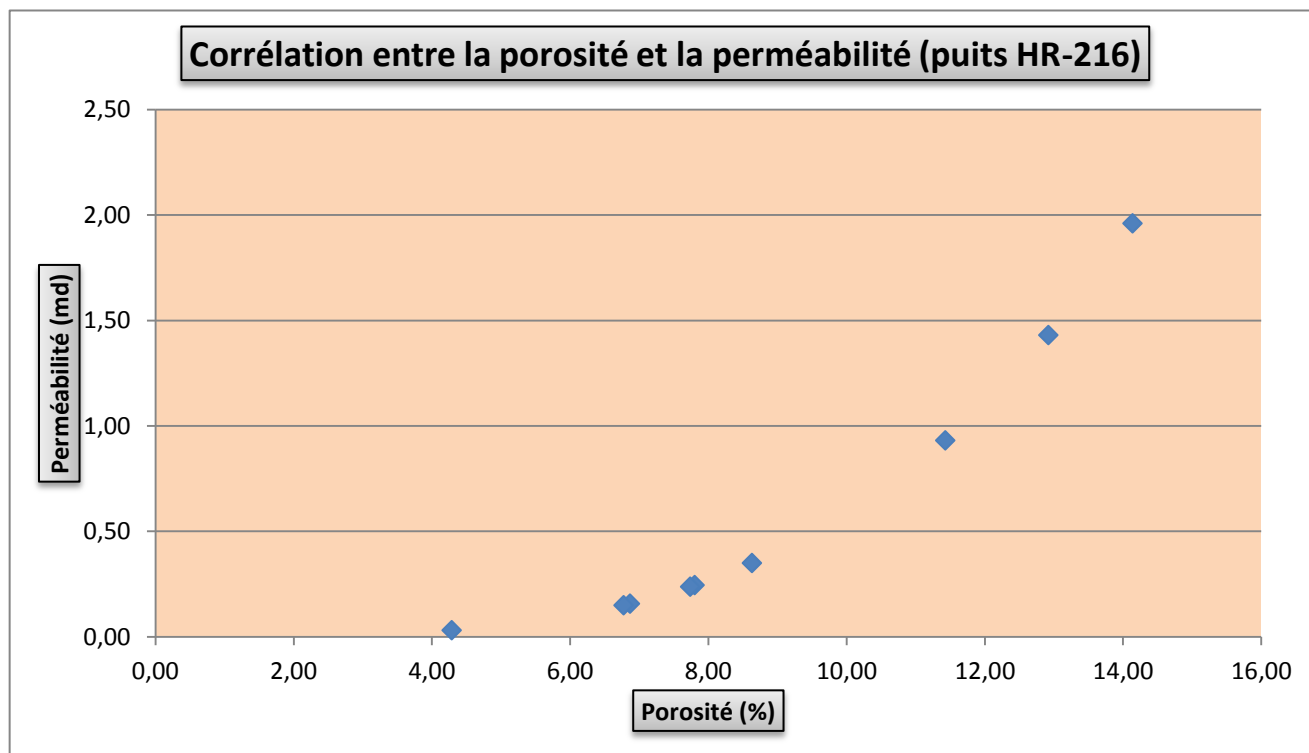
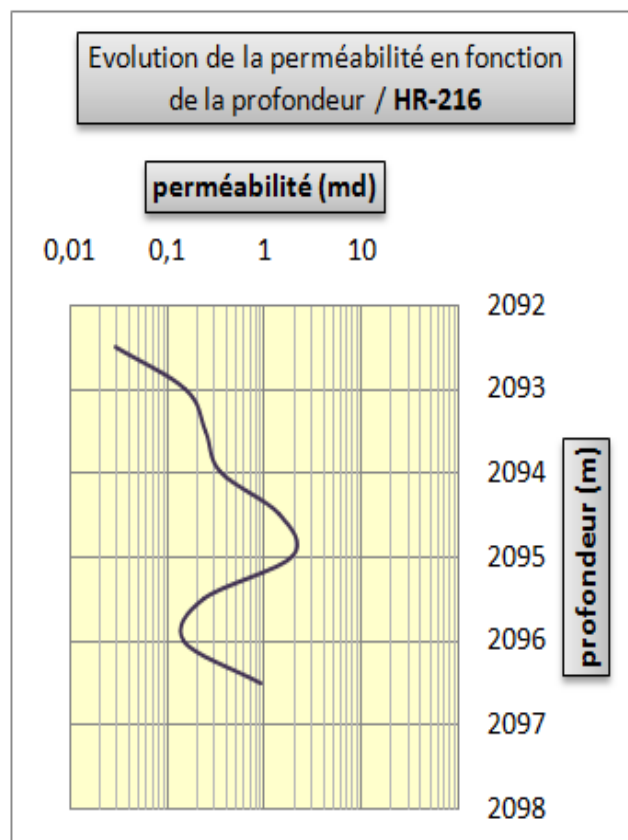
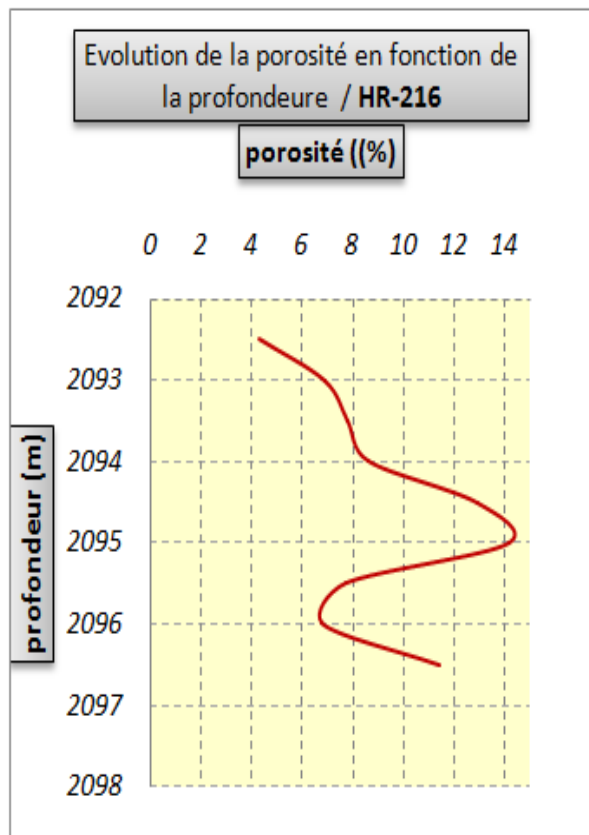
Situé dans l'extrémité sud, la porosité de ce puits est médiocre sur le coté sommitale, atteignant a certaine profondeur les valeurs de 1.5md. Vers la partie basale on a une augmentation de qualité pétro physique d'une perméabilité qui atteint les 9md et une porosité de 15%.

A partir du graphe, la partie sommitale présente une mauvaise porosité ainsi qu'une faible perméabilité à une profondeur de 2157 m.

En allant vers la base du réservoir, la porosité s'améliore à une profondeur de 2161 m, tandis que la perméabilité reste constante.

D'après le plote, Le nuage de points nous renseigne sur une augmentation de la perméabilité en fonction de la porosité, on constate donc que les propriétés sont constante et linéaire.





➤ **Sondage HR-204**

Ce puits est situé à l'Est du champ de Hassi R'mel. Comme les puits précédents on remarque que ce puits comporte de bonnes propriétés pétrophysiques dans sa partie basale.

Dans ce puits, on note une porosité médiocre de 8% à 2174 m de profondeur, qui marque le sommet du banc, avec l'équivalent d'une perméabilité faible de 1md.

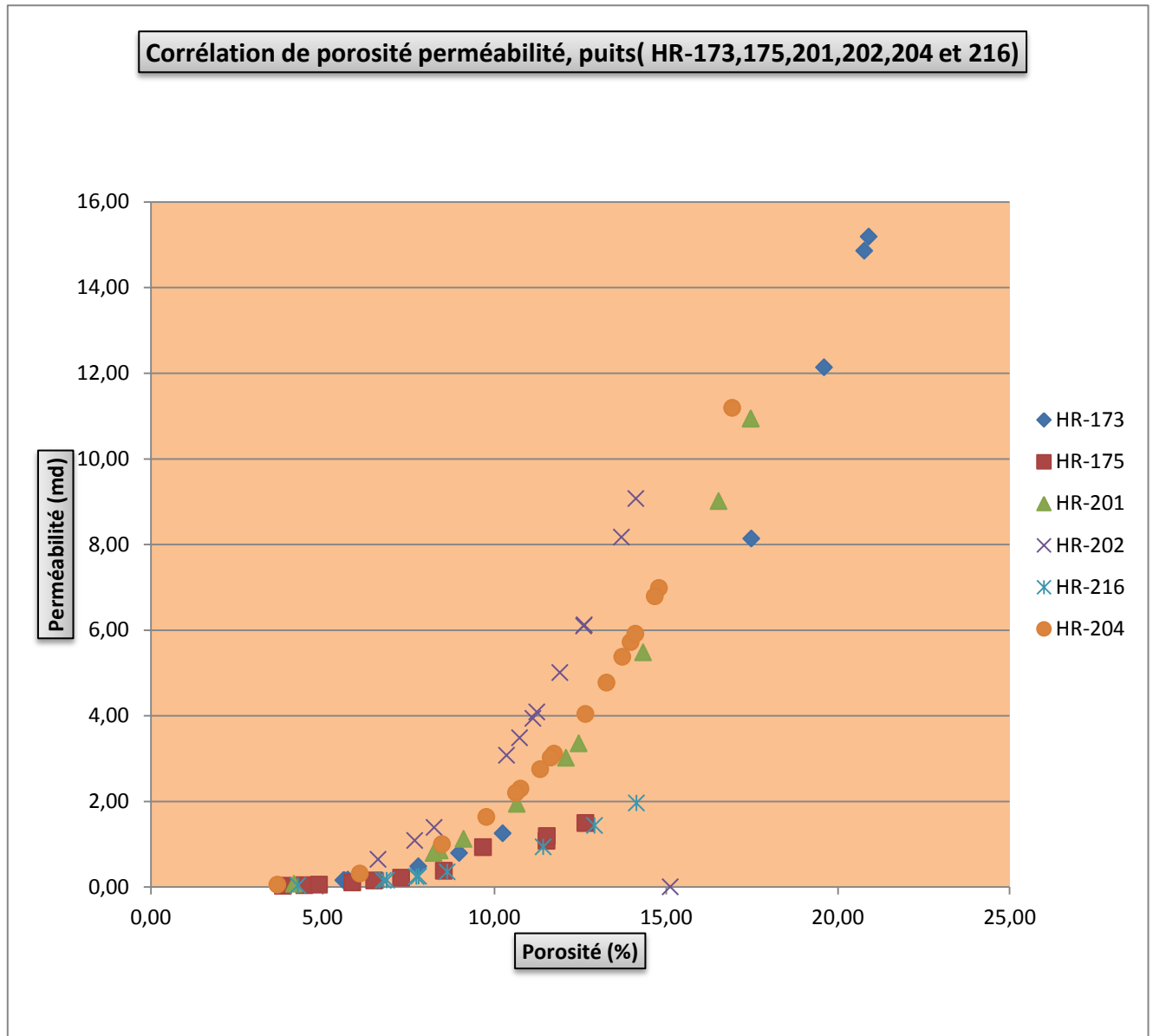
L'amélioration de ces propriétés se remarque vers la base du banc, à 2180 m de profondeur, où on note une bonne porosité de 17% et une perméabilité qui atteint les 10 md.

D'après l'analyse de la plote qui corrèle la porosité et la perméabilité de ce puits, on remarque un nuage de points constant et linéaire comme les puits précédents, mais les valeurs s'améliorent légèrement avec une porosité qui atteint les 18%. Ce qui qualifie ce puits d'un bon réservoir.

➤ **Sondage HR-216**

Le puits HR-216 se situe au centre du champ, à 2092,5 m de profondeur, qui marque le sommet de ce réservoir, les propriétés pétro physiques sont médiocres avec des valeurs de porosité et de perméabilité qui égalent respectivement à 4% et 0,02 md. Mais, ces propriétés s'améliorent légèrement vers la base, où on note, vers 2095 m de profondeur, une porosité de 14% dite moyenne, et une perméabilité de 1,1 md. Cela ne suffit pas pour qu'on puisse qualifier ce puits de bonnes propriétés pétro physiques.

Dans le graphe de corrélation, on constate qu'on a une évolution de la perméabilité avec la porosité, On a une perméabilité médiocre qui est de 2md.



Interprétation du plote porosité perméabilité

D'après le plote de corrélation, entre les données de porosité et celle de la perméabilité, on peut déduire que les perméabilités augmentent en fonction que la porosité augmente, le nuage de points montre deux familles de porosité physique du niveau dolomitique D2. Une famille présente de meilleures caractéristiques vers le Nord-est (HR-202) et une autre avec des propriétés moins bonnes au Sud. Cette constatation vient confirmer les conclusions précédentes faites à partir des corrélations diagrammiques.

4. Conclusion

Les dolomies du D2 sont caractérisées essentiellement par une porosité secondaire, généralement moyenne au NE et au centre du gisement où elle varie de 10% à 20% et elle est inférieure à 5% au sud.

La perméabilité est médiocre dans l'anneau d'huile où elle atteint les 27 md et elle est faible dans le reste du gisement (1 à 10 md).

L'analyse des mesures de porosité et de perméabilité à partir des graphes représentant les puits HR-173, HR-175, HR-201, HR-202, HR-204 et HR-216, montrent nettement la tendance de ces propriétés pétrophysiques à s'améliorer en passant du sommet du banc à sa base. Cela nous amène à dire, que ces dolomies possèdent une partie sommitale plus compacte, avec des caractéristiques pétrophysiques médiocres, ainsi qu'une partie basale, avec des qualités plus améliorées (porosité moyenne, qui varie de 10% à 20%).

Cette différenciation dans les qualités pétrophysiques de ce réservoir, peut-être due à une différence diagénétique ou à une porosité secondaire (de fracturation) plus importante dans sa partie basale.

On remarque aussi, à partir des graphes, que l'évolution de la perméabilité suit celle de la porosité. De ce fait, on déduit que les pores sont interconnectés ; la porosité est dite connectée.

-B-

Aperçu

sédimentologique

1. Introduction

La couverture sédimentaire de la région de Hassi R'Mel est essentiellement Méso-Cénozoïque, son épaisseur varie entre 2000m et 2300m. Le Lias de cette série stratigraphique présente une série marneuse de 130 m, et une série carbonatée d'environ 110 m d'épaisseur.

L'Hypothèse classique, du milieu où les épaisses couches de sel Triasique ont pu s'accumuler, serait dans d'immenses lagunes côtières sursalées, incomplètement séparées de la mer franche par un cordon de dunes ou une lagune de terre (Fabre, 2005). Cette hypothèse suppose un très faible apport d'eaux douces venues du continent et une forte évaporation, c'est-à-dire un climat chaud et sec, ceci est cohérent avec ce qu'envisagent les paléomagnéticiens et les paléomatologues (Tardy, 1993).

Sur le plan sédimento-génétique, le modèle est compatible avec l'existence d'un seuil qui barre le bassin évaporitique et le sépare de la mer franche (Kazi-tani, 1999, Fabre, 2005). Ce seuil est progressivement inondé lors des hausses eustatiques et alimente en saumures les bassins (bull'seye= l'œil de bœuf : bassin fermé). L'alimentation franche est permise au maximum eustatique et donne lieu aux horizons carbonatés dont le niveau dolomitique D2.

Notre étude du niveau dolomitique D2, de la série carbonatée, dont l'épaisseur varie de 8 à 12 m, est basée sur l'analyse de trois carottes prélevées dans les sondages HR-174, HR-202 et HRC6 ainsi que la description de quatre lames minces afin de déterminer le type de porosité dans la région étudiée.

2. Rappels sur les Carbonates

Les roches sédimentaires carbonatées forment un vaste groupe caractérisé par la présence de plus de 50% de carbonate de calcium : l'aragonite (métastable, dissoute ou recristallisée en calcite pendant la diagenèse), la calcite (CaCO_3) ou la dolomie (contient plus de 40% de MgCO_3 , c'est un minéral secondaire qui remplace la calcite ou l'aragonite), elles peuvent avoir 3 origine :

- Biochimique (les plus fréquentes)
- Biogénique
- Chimique

Elles se déposent sous le processus de précipitation suivant :

$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}_2\text{CO}_3$ solubilisation du CO_2

$\text{H}_2\text{CO}_3 \rightleftharpoons \text{H}^+ + \text{HCO}_3^-$ équilibre des carbonates

$\text{Ca}^{2+} + 2\text{HCO}_3^- \rightleftharpoons \text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$

Elles suivent le processus diagénétique suivant :

- **Compaction** mécanique et chimique (diminution de la porosité).
- **Cimentation** : précipitation d'un ciment (nouvelle phase minérale dans la porosité)
⇒ lithification (induration du sédiment).
- **Remplacement** : dissolution d'une phase minérale et précipitation d'une nouvelle phase à sa place (de même nature ou non).
- **Recristallisation** : modification de la taille des cristaux d'un élément figuré, d'une matrice ou d'un ciment.

Pour les plates-formes carbonatées, l'action des facteurs du milieu (morphologie, hydrodynamisme, salinité, oxygénation) est à l'origine de la différenciation des environnements au sein des plates-formes :

- Un milieu supratidal : très épisodiquement envahi par les hautes marées de vives eaux (sebkha, étangs côtiers).
- Un milieu intertidal : correspondant à la zone de balancement des marées. Les conditions écologiques sont extrêmement difficiles (variations de température, d'insolation, de salinité, de pH, de chimisme des eaux).
- Un milieu subtidal : La faune et la flore y sont variées. Aux faciès carbonatés et évaporitiques peuvent s'ajouter des faciès enrichis en silice, phosphates, oxydes de fer.

La barrière isole ensuite, la plate-forme interne de la plate-forme externe où l'environnement est beaucoup plus stable et homogène, en liaison avec le milieu océanique. Les organismes pélagiques deviennent prépondérants et les sédiments sont généralement fins, situés sous la zone d'action des vagues.

3. Les cycles sédimentaires

Sédimentation et roches sédimentaires marines (les plus courantes), se forment sur de longues périodes. Si les dépôts peuvent faire plusieurs centaines de mètres, la roche qui en résulte n'est pas homogène. Elles montrent des couches ou strates, témoins de cycles sédimentaires.

Un cycle sédimentaire désigne la période comprise entre une transgression marine et la régression marine qui la suit. Un cycle sédimentaire n'indique pas obligatoirement l'existence de mouvements orogéniques et, de ce fait, les couches de deux cycles sédimentaires successifs peuvent être concordantes.

Les cycles sédimentaires sont en fait d'une extrême variété tant par leur extension que par leur période : de microcycles élémentaires comme les varves (Facteurs climatiques), on passe aux mégacycles qui définissent les étages, voire même les systèmes.

On distingue :

- Des cycles de 1ers ordres supérieurs à 50 millions d'années, ils sont dûs à la fragmentation de la terre.
- Des cycles de 2èmes ordres de 3 à 50 millions d'années, ils sont liés à la vitesse d'ouverture des océans.
- Des cycles de 3èmes ordres de 0,5 à 3 millions d'années, ils sont liés aux variations climatiques.
- Des cycles de 4èmes ordres de 10 000 à 500 000 ans, (cycle de Milenclovich) des cycles de 5 et 6èmes ordres, à l'échelle de l'année (varves) ou journaliers (stromatolithes, marées).

Tous ces cycles sont emboîtés les uns dans les autres. Ils se caractérisent par une phase d'accumulation intense puis une phase d'accumulation réduite voire nulle.

3.1. Découpage du D2 en cycles

Une étude sédimentologique faite par *Fadhila BESSA et al en 2001*, où elle a fait une description des microfaciès, en se basant sur l'analyse des lames minces pour 14 puits à travers tout le champ, a permis de faire un découpage stratigraphique qui montre les cinq cycles sédimentaires du niveau dolomitique D2.

La **figure III-5**, montre que le cycle C1 et le cycle C2 ont de bonnes qualités. Et cela, correspond parfaitement aux résultats des graphes de porosité et de perméabilité qui montrent l'amélioration de ces propriétés en allant du sommet du banc vers sa base.

Le tableau de la **figure III-6**, décrit le cycle C2, considéré comme idéal, on montrant la nature de ses microfaciès, leurs environnements de dépôts, ainsi, que les différents éléments sédimentaires et figurés qu'ils contiennent. Cela, afin de déduire les types de porosité que présentent ces microfaciès.

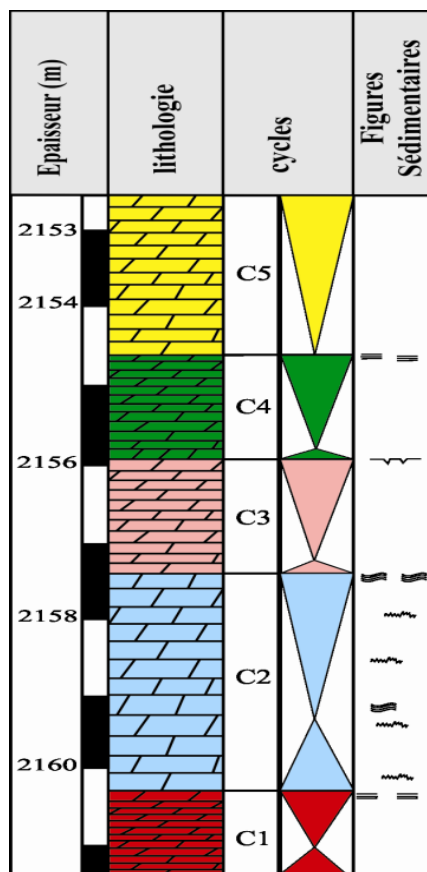
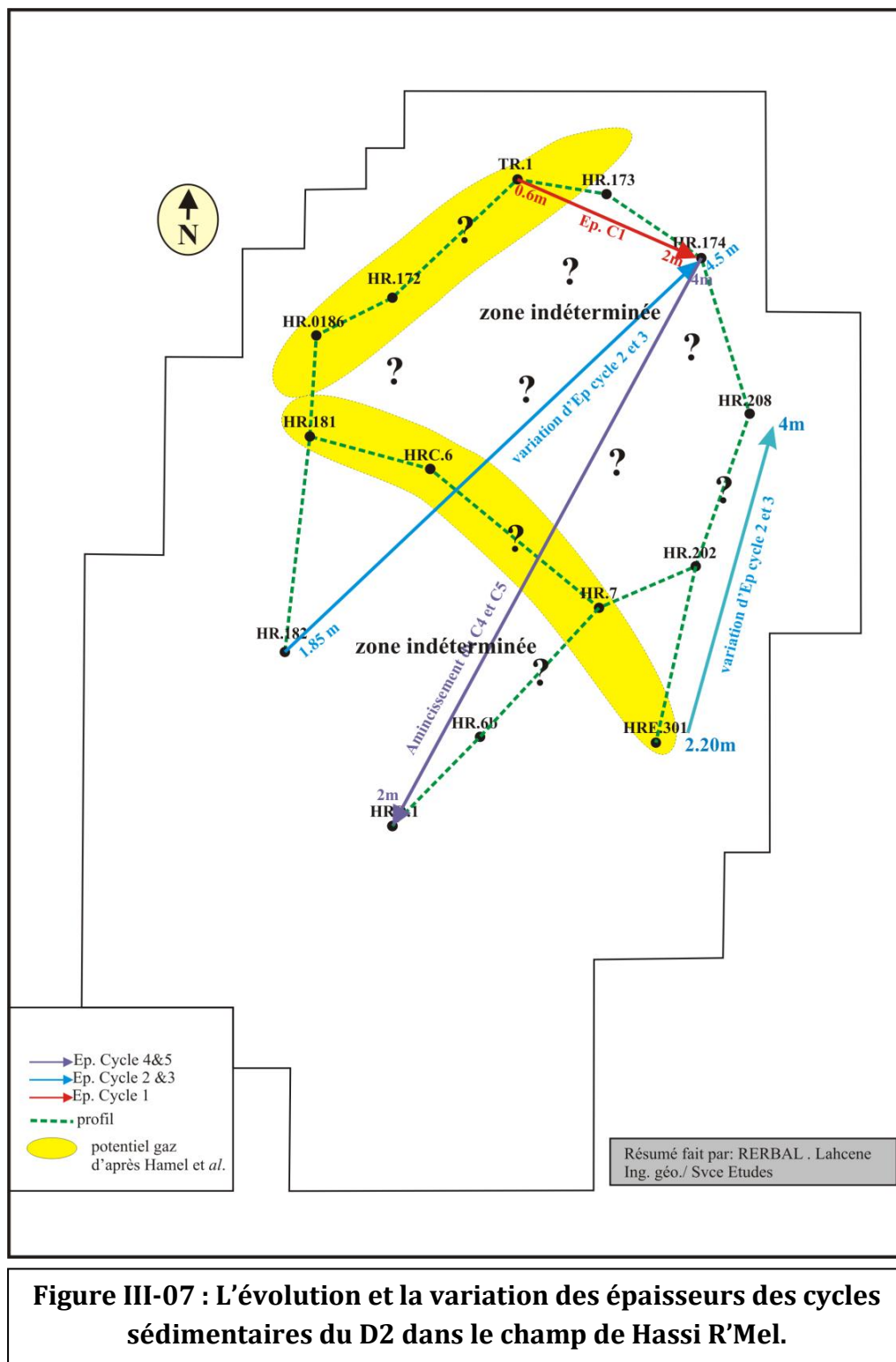


Figure III-05 : Les cinq cycles sédimentaires du D2.

cycle	Nature du microfaciès	Type de ϕ	Φ %	K_{md}	Eléments figurés	Eléments sédimentaires	Environnement du dépôt
Cycle idéal du pétrofaciès 0.30 m à 1.00 m	(C) Dolo-packstone	Vacuolaire	5.66	0.67	-Algal mat (algue) -Nodules & cristaux prismatiques d'anhydrite -Vacuoles de sel, anhydrite, de la calcite et dolomite recristallisée.	-Laminations planes ou légèrement ondulées. -birds eyes. -mud-cracks centimétriques. -dalle redressée (teepees)	Intertidal - Supratidal
	(B) Dolo-mudstone à Dolo-wackstone	Intragranulaire (microporosité)	2.55	0.19	-Débris d'organismes épars très fin (ostracode?). -Pellet partiellement dissout. -Lithoclastes recristallisés. -Crystaux d'anhydrites.	Laminaire vers le sommet	Supratidal
	(A) Oo-pellectoïdal Dolo-packstone à Dolo-grainstone	Intercristaline à Intergranulaire	9.62	1.85	-Oolithes, pellets. -Lithoclastes centimétriques	festons (onlap-off lap)	Intertidal - Supratidal

Figure III-06 : Tableau montrant les propriétés du cycle idéal (C2)

D'après BESSA et al., les cycles sédimentaires C1 et C2, en se basant sur un cut-off de 5 à 6 % (données log), renferment des niveaux très poreux. Ce qui déduit deux larges zones, s'étendant de **HR-301** à **HR-181** et de **HR-181** à **HR-173**, pouvant être comme potentielles.



4. Lithologie et structures sur carottes

L'étude du puits vertical carotté, au champ de Hassi R'Mel, a permis d'observer différentes figures et structures, qui sont parfois sédimentaires, parfois tectonique, utiles pour la compréhension des phénomènes diagénétiques qui ont participé à la génération d'une porosité secondaires ou à l'amélioration, ainsi que la détérioration de la porosité initiale.

Les intervalles qui sont décrit sur ce puits sont entre 2092-2183m.

4.1. Description de lithologie

Le réservoir du niveau dolomitique (D2) est constitué exclusivement de dolomie grise compacte à des passages légèrement argileux, salifère par endroit et de calcaire cristallin compacte. La couleur de ces facies est a dominance gris a gris beige pour les dolomies et de couleur verdâtre pour les argiles. C'est une formation compacte et dure.

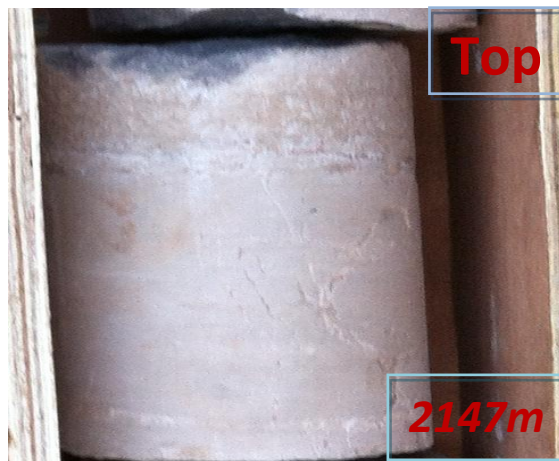


Figure III-08 : Echantillon de carotte montrant les dolomies du D2 de couleur grise.



Figure III-09 : Echantillon de carotte montrant les argiles feuilletées, brun chocolat par endroit.

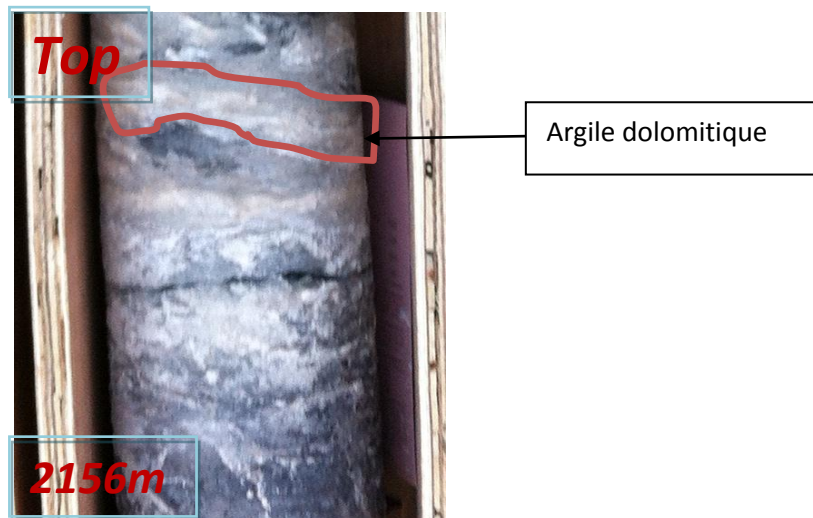


Figure III-10 : Echantillon de carotte montrant les dolomies du D2 intercalé par des argiles dolomitique brun clair.



Figure III-11 : Echantillon de carotte montrant les argiles noirâtre, indurées et feuilletées légèrement salifères.

4.2. Les structures

Parmi les structures sédimentaires et tectoniques présentes dans les faciès carottés du niveau dolomitique D2, on peut citer :

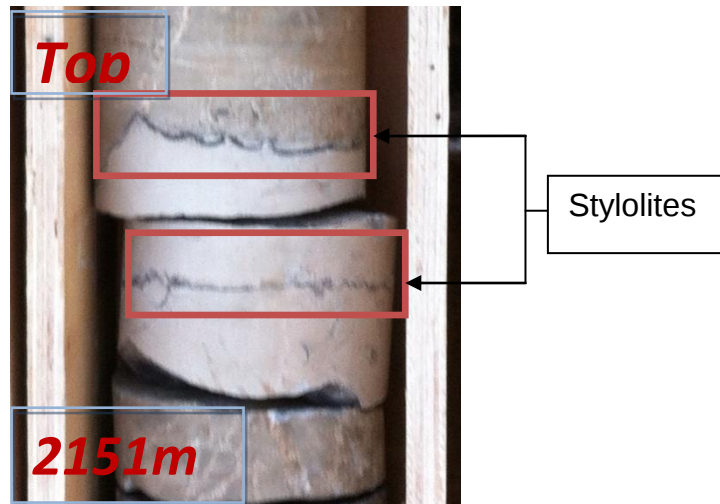


Figure III-12 : Echantillon de carotte montrant les stylolites.

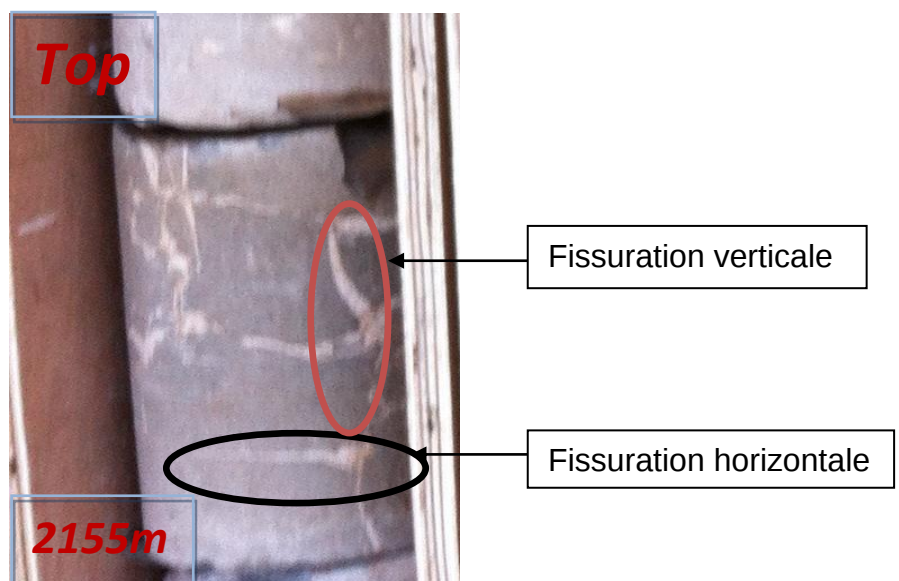


Figure III-13 : Echantillon de carotte montrant des fissures horizontales et verticales colmatées par de la calcite.

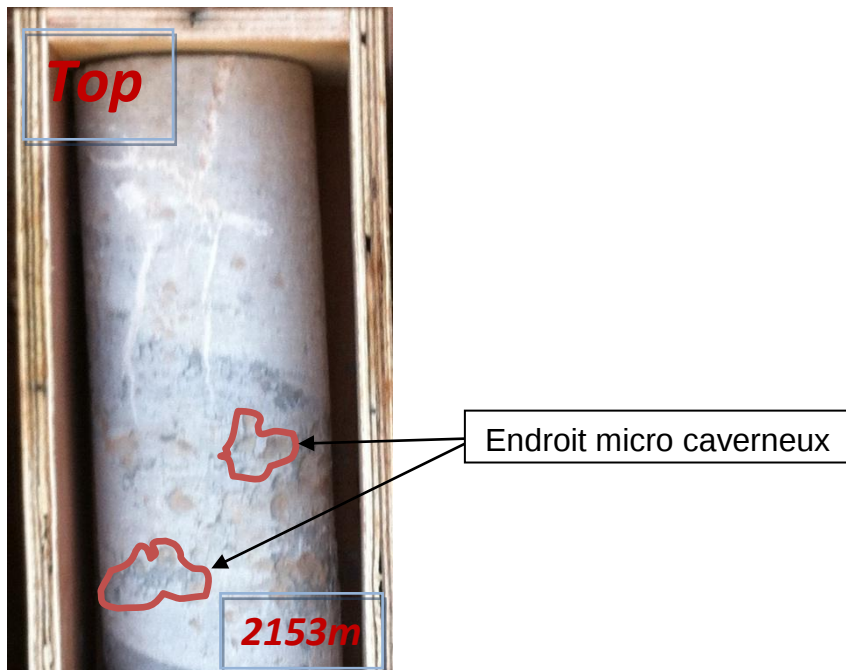


Figure III-14 : Echantillon de carotte montrant un calcaire gris beige, micro caverneux par endroit (Présence de fissures subverticales colmatées par de la calcite)

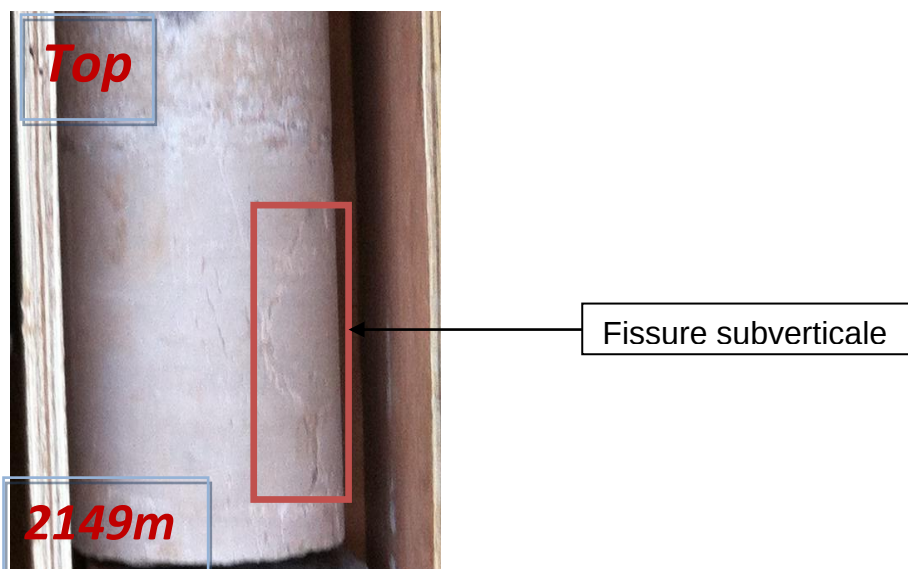
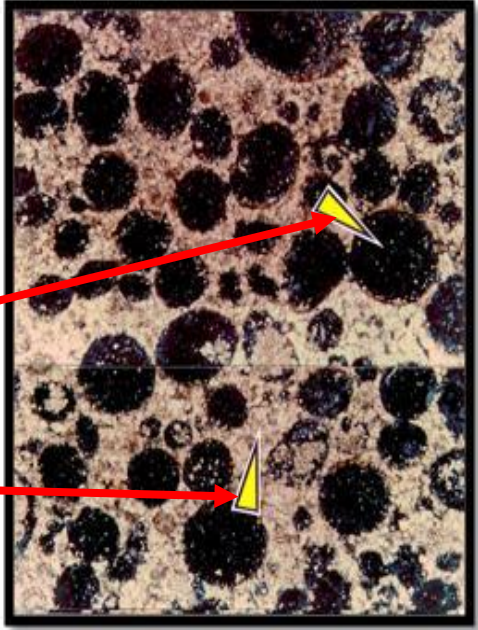
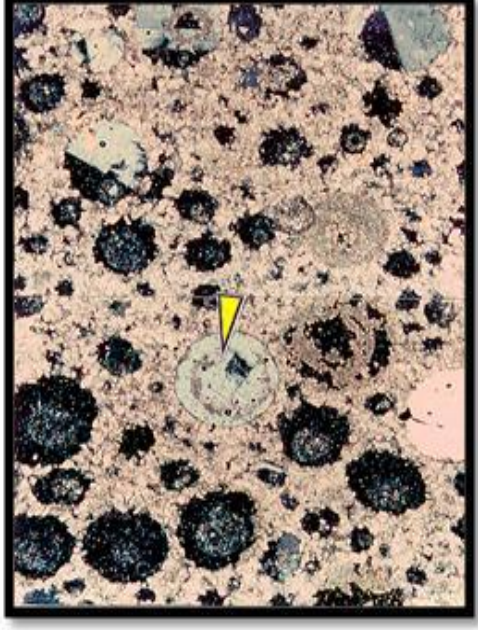
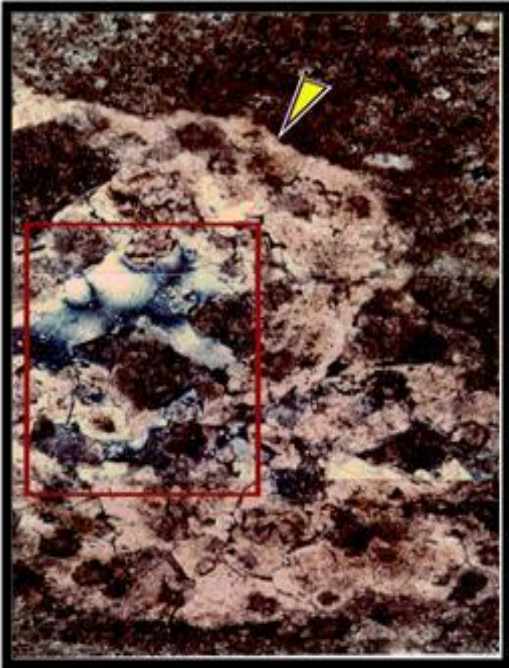
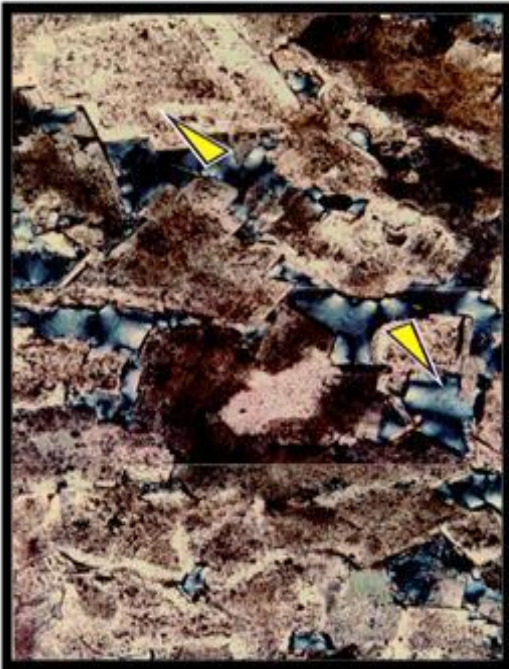


Figure III-15 : Echantillon de carotte montrant la présence de fissure subverticale.

5. Données de lames minces

A partir de quelques photos de lames minces, fournies par la Sonatrach, dont on ne pourra pas citer les noms de carottes d'où elles étaient prélevées pour des raisons de confidentialité, on a pu faire le lien entre leur description et les résultats obtenus précédemment, à noter que, ces lames mince appartiennent à la partie basale du D2.

Description	Lame mince
Profondeur : 2147.40 Porosité interparticulaire résultant d'une dissolution partielle ou totale des Oopectiides. Développement de calcite en frange dans l'espace intergranulaire.	
Profondeur : 2186.55m Dissolution partielle ou totale des allochems	

Description	Lame mince
Profondeur : 2085.85m Vacuole (ou fenestrea) partiellement dissoute	
Profondeur : 2146.50m Vacuole ou fenestrea millimétrique montrant une dissolution des cristaux zonés de dolomite processus de dédolomitisation	

6. Description des carottes

➤ Carotte HR-174

La carotte du puits HR-174, prélevée dans le Nord-Est du champ, indique une épaisseur de 11m pour le « D2 ». De 2141,40 m à 2152 m de profondeur, on retrouve une dolomie gris-verdâtre à grise, compacte, légèrement argileuse avec des micro-cavernes et quelques fissures par endroit, et on remarque aussi, de 2148,40 m à 2148,80 m, des inclusions de sel. Ce repère dolomitique est bordé, d'en haut, par le Trias Argileux Supérieur, représenté par une argile brun-chocolat, plastique à indurée et feuilletée avec des inclusions de sel rosâtre, et d'en bas, par le Trias Argileux Inférieur, représenté par une argile noirâtre, indurée et feuilletée, et aussi, le salifère qui présente un sel blanc massif à translucide avec des inclusions de nodules d'argile verdâtre à la base. (Voir annexe 2).

➤ Carotte HR-202

La carotte du sondage HR-202, retirée à l'Est de Hassi R'Mel, montre une épaisseur de 8,1 m pour le niveau dolomitique « D2 » que, son toit et son mur, se limitent respectivement entre 2152,20 m et 2160,30 m. Dans cette intervalle, on retrouve un calcaire gris-beige, compact, micro-caverneux par endroit, intercalée par des passées d'argiles verdâtres, indurées, carbonatées, et à la base, on retrouve une dolomie gris-beige.

D'en dessus, ce repère est recouvert par l'Argileux Supérieur qui, montre une argile brunâtre à gris-verdâtre, plastique à indurée localement et carbonatée de 2150 m à 2151 m de profondeur avec un plan de friction lustré.

D'en dessous, on retrouve l'Argileux Inférieur représenté par une argile noirâtre, indurée et feuilletée légèrement salifère. (Voir annexe 2).

➤ Carotte HR-C6

La carotte du puits HR-C6, prélevée au centre du champ Hassi R'Mel, indique une épaisseur de 6 m seulement pour le repère dolomitique D2, qui va de 2067 m de profondeur à 2073 m, et dans lequel, on marque un calcaire gris-beige, cristallin, compact, dur et dolomitique par endroit. On marque aussi, la présence de plusieurs fissures ainsi que des stylolites. Ce D2 est bordé par les deux couvertures, l'Argileux Supérieur, présentant une argile carbonatée, gris-verdâtre, brun-chocolat par endroit, plus ou moins indurée, et l'Argileux Inférieur, présentant une argile gris-verdâtre à vert-sombre, brun-chocolat par endroit, plus ou moins indurée et à plans de frictions lustrés par endroit. (Voir annexe 2).

7. Conclusion

La partie Nord-Est du D2, qui représente la zone la plus importante de point de vue d'épaisseur, montre une amélioration de porosité et de perméabilité en allant du toit au mur du D2. Cette partie basale, contenait les deux cycles C1 et C2 qualifiés par le découpage, comme ayant de bonnes qualités réservoir.

Au Nord-Est et au centre du gisement, on marque une porosité moyenne qui varie de 10% à 20%, alors que, la perméabilité est faible dans cette région (1 à 10 mD) et elle dépasse rarement les 20 mD.

La description de ces lames minces, montre la présence d'une porosité dite : vacuolaire, au centre du champ de Hassi R'Mel, à la partie basale du D2. Cette porosité est due à un phénomène diagénétique, qui est la dissolution, partielle ou totale, des organismes et des allochèmes contenus dans le sédiment, ou, au processus de dédolomitisation avec la dissolution des cristaux.

On se basant sur les descriptions de carottes et l'étude des lames minces prélevées sur notre région d'étude, on a distingué deux types de porosité :

- Une porosité vacuolaire qui occupe la partie centrale et la partie Nord du champ.
- Une porosité de fracturation qui occupe la partie Est et Nord-Est du champ.

Chapitre IV

**Possibilité d'un forage horizontal
Dans le D2**

1. Introduction

Les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans le monde, et jusqu'à maintenant le seul moyen et la seule méthode pour extraire et exploiter ces sources d'énergie c'est le forage. Le forage pétrolier permet d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. Son implantation est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles peuvent déceler avec certitude la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

Pour cela plusieurs techniques, procédures et méthodes ont été élaborées à travers le temps afin de résoudre les nombreux problèmes liés aux forages et à la récupération des hydrocarbures.

Dans la plupart du temps, les puits sont forés avec les formes suivantes :

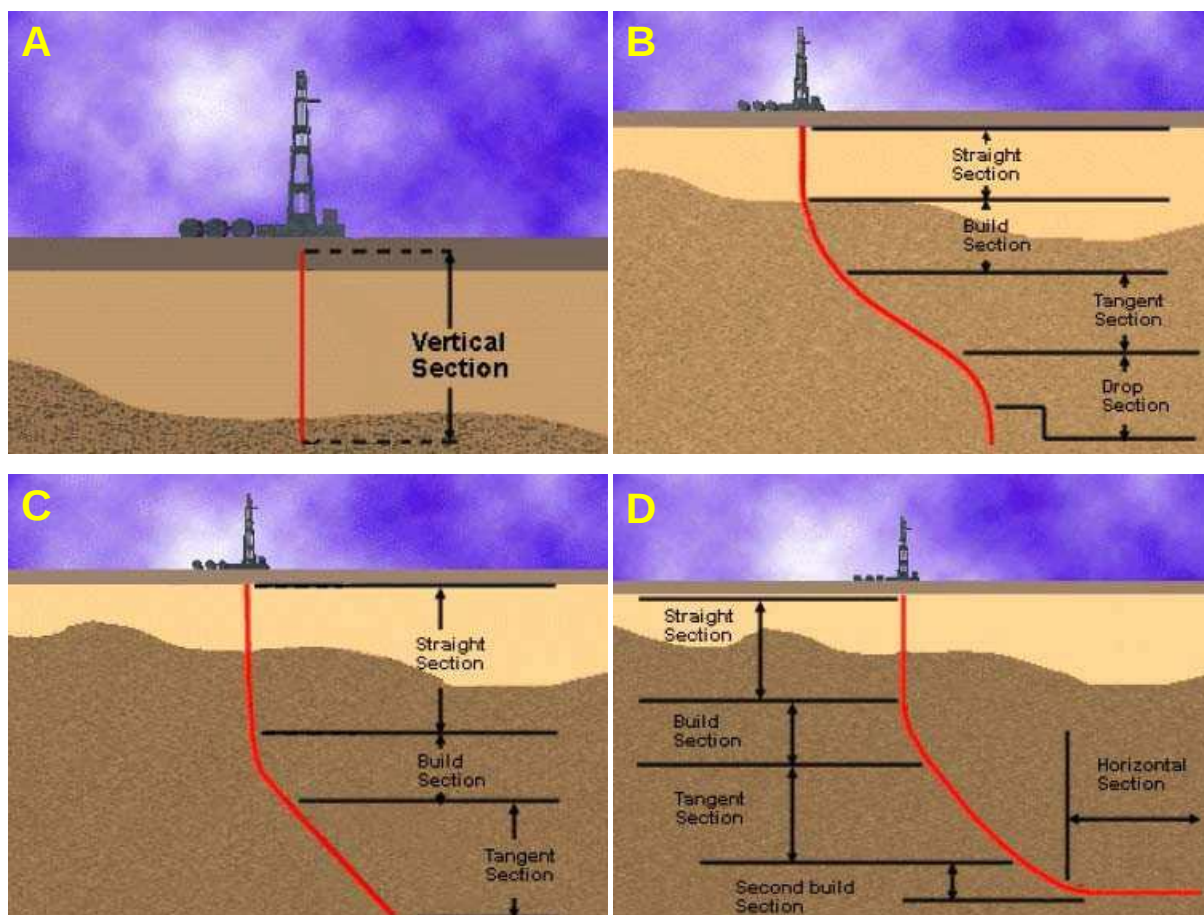


Figure IV-01 : Types de forage (A : Vertical, B : Type S, C : Type J, D : Horizontal).

2. Procédés de forage dirigé (horizontal)

Il n'est pas toujours possible d'implanter l'appareil de forage sur la verticale de l'objectif, en particulier lorsqu'un gisement se trouve sous un lac, un relief ardu, une mer. Parfois aussi, des forages commencés verticalement doivent être déviés, l'objectif étant décalé. Dans tous ces cas, on a recours à la technique du forage dirigé. De plus, pour développer un gisement à terre ou en mer, il est souvent plus économique de réaliser une grappe de puits déviés à partir d'un même emplacement, distants seulement de quelques mètres, plutôt que de faire plusieurs forages verticaux. Enfin, dans certains cas, la productivité des puits pourra être améliorée par des drains horizontaux. Ainsi, la plupart des forages de développement sont maintenant des forages dirigés qui, suivant le champ, peuvent aller jusqu'à l'horizontale.

Le profil d'un forage dirigé comporte trois phases :

- Une partie verticale réalisée suivant les techniques de forage classique.
- Une partie courbe, au cours de laquelle la déviation est amorcée à l'aide d'outil déviateurs, puis augmentée aussi régulièrement que possible de 0,5 à 1 degré par 10 m en modifiant les paramètres de forage jusqu'à une valeur comprise entre 25 et 40 degrés.
- Une partie inclinée, mais droite en direction de l'objectif, l'inclinaison étant maintenue constante par l'utilisation de stabilisateurs placés entre les masses-tiges.

L'outil déviateur le plus courant est le raccord coudé de 1 à 2 degrés placé au-dessus d'une turbine de forage ou d'un moteur volumétrique et qui oblige celle-ci à se déplacer par rapport à la verticale. Le contrôle de l'orientation du trou est réalisé à l'aide de capteurs placés au-dessus du trépan, qui mesurent l'azimut et l'inclinaison du trou.

Les mesures sont transmises en surface par l'intermédiaire de la boue de forage et/ou par le biais de pulsation de pression. Ces outils permettent de connaître constamment l'inclinaison et l'azimut en cours de forage.

Avant de forer la partie horizontale d'un puits, il est préférable de réaliser un trou pilote à 45° d'inclinaison avec une possibilité du carottage. Ce qui va nous permettre la reconnaissance du réservoir en détails (contacts inter-fluides) et de choisir avec précision la trajectoire du puits.

Le niveau actuel de la technique du forage dirigé permet d'atteindre avec précision de l'ordre de quelques mètres, un objectif situé à 4000 m et décalé verticalement de plus de 1000 m par rapport à l'emplacement.

Le forage horizontal est un exercice beaucoup plus coûteux et complexe que les forages conventionnels. En général, les statistiques montrent qu'il est nécessaire de majorer le budget d'un puits vertical de 30 à 40 % pour obtenir le budget d'un puits horizontal.

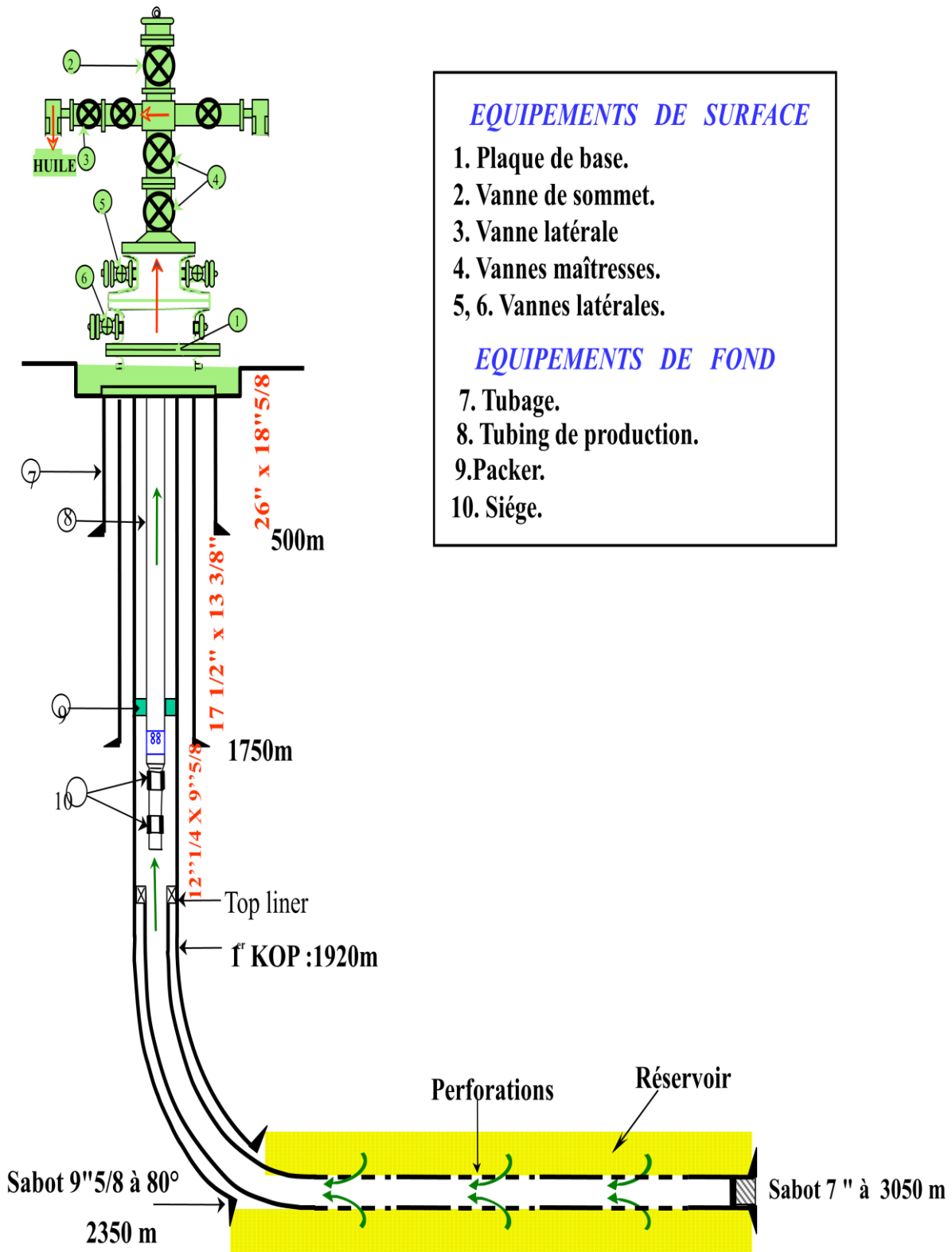


Figure IV-02 : Forage d'un puits d'huile horizontal.
(Présentation SONATRACH, PED)

3. Les objectifs du forage dirigé

Les objectifs recherchés lors d'un forage horizontal sont en général une combinaison de plusieurs facteurs à savoir :

- ✓ Obtenir une longueur optimale de la liaison couche-trou.
- ✓ Augmenter l'efficacité et la productivité du puits.
- ✓ Limiter le nombre de puits à forer sur un champ.
- ✓ Pour résoudre un problème particulier de production tel que (Anisotropie de la perméabilité ; Isolation de la formation ; Effet de cône de l'aquifère ou de l'anneau de gaz lors de la production ; Une géométrie particulière de réservoir ou de l'emplacement de surface ; et Piètre de la production des puits conventionnels).

4. Domaines d'application du forage dirigé

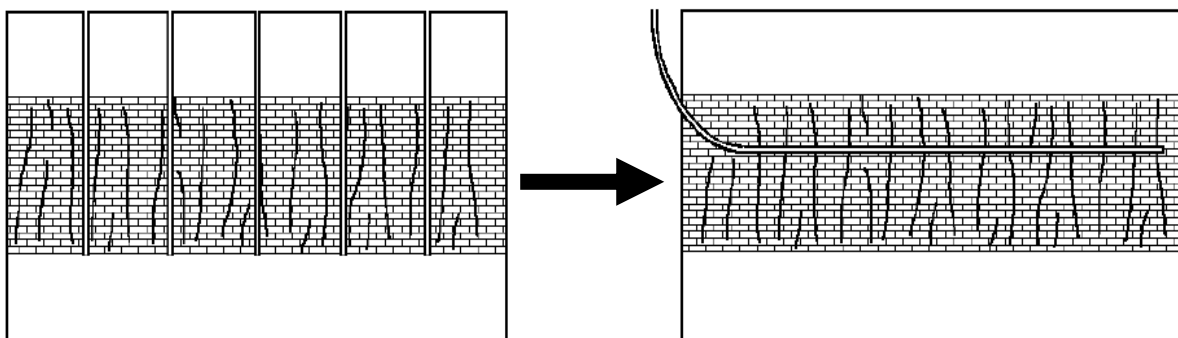
Le forage horizontal permet le développement de champs qui n'auraient pu être exploités commercialement autrement.

Dans la pluparts des réservoirs, le forage horizontal permet d'augmenter la production et d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau. Et voici quelques exemples de l'utilisation du forage horizontal :

4.1. Réservoirs fracturés

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal.

Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.



**Figure IV-03 : Forage dirigé dans un réservoir fracturé.
(MAAMERI Walid, 2012)**

4.2. Réservoirs multi-couches

Dans la plus part des réservoirs multi-couches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

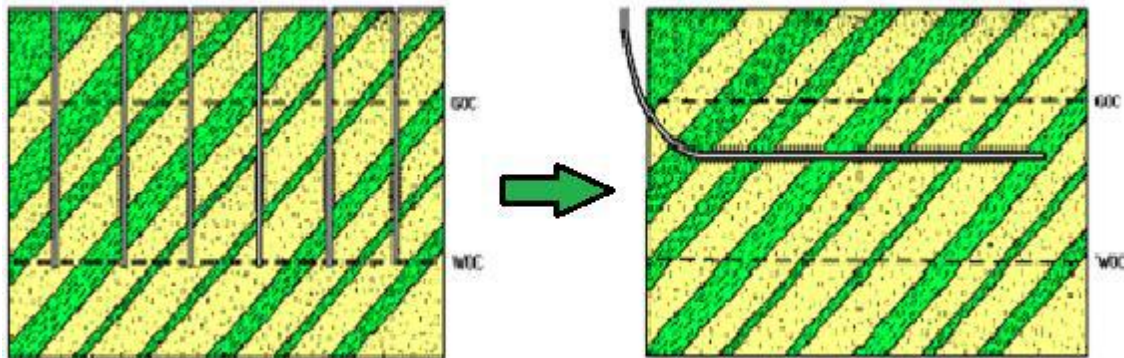


Figure IV-04 : Forage horizontal dans un réservoir multi-couches. (LARIBI Walid, 2014)

4.3. Réservoirs à basse perméabilité

Le puits horizontal dans de tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique. Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages, car il est plus facile de forer un long drain horizontal plutôt que de créer une fracture équivalente.

4.4. Formations non consolidées - Contrôle des sables

La production des sables présente un sérieux problème dans les puits à grands débit car elle dépend des forces de viscosité à la paroi. Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable.

5. Inconvénients du forage dirigé

5.1. Coûts additionnels

Il est évident qu'un forage horizontal a un coût plus élevé qu'un forage vertical ou peu dévié. Les coûts additionnels sont dus à deux facteurs principaux :

- Les puits horizontaux sont plus longs, donc, nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluide, etc.
- Le coût des services de forage dirigé n'est pas négligeable en particulier par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD.

Le coût additionnel d'un forage horizontal par rapport à un forage vertical dépend essentiellement de la profondeur du réservoir et de sa position, on shore or offshore.

Un puits foré dans un réservoir on shore peu profond sera comparativement plus cher qu'un puits foré offshore dans un réservoir profond dont le surcoût pourrait ne pas dépasser 20 à 30%.

5.2. Risques opératoires

Par rapport aux puits verticaux ou peu déviés les puits horizontaux représentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires.

- Pour atteindre la cible : Le forage horizontal n'est pas un problème en lui même, la difficulté réside plus à atteindre une cible ayant quelquefois une tolérance verticale réduite.
- Le nettoyage du puits : Un bon nettoyage du puits est indispensable au succès d'un forage horizontal. Le fluide doit :
 - assurer le transport des déblais entre le front de taille et la surface,
 - éviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées du puits,
 - une élimination efficace des solides est également nécessaire.
- Le comportement des formations : Le comportement des formations peut être très différent lorsqu'elles sont forées à haute inclinaison, en particulier leur stabilité.
- L'endommagement des formations.
- L'évaluation du potentiel de production.

6. Forage dirigé à Hassi R'Mel

Cette technique de forage est utilisée dans le gisement d'huile à faible hauteur utile par rapport à la superficie du champ, c'est le cas du champ de Hassi R'Mel. Elle résulte de la méthode du forage dirigé (dévié), qui consiste à la pénétration de la couche productrice (réservoir) horizontalement, grâce au développement des outils de déviation et de mesure (MWD et LWD) pendant le forage, qui permettent le suivi en temps réel de la trajectoire du profil théorique du puits.

Le premier forage horizontal en Algérie a été réalisé à Hassi R'Mel (HRZ-009) en 1992.

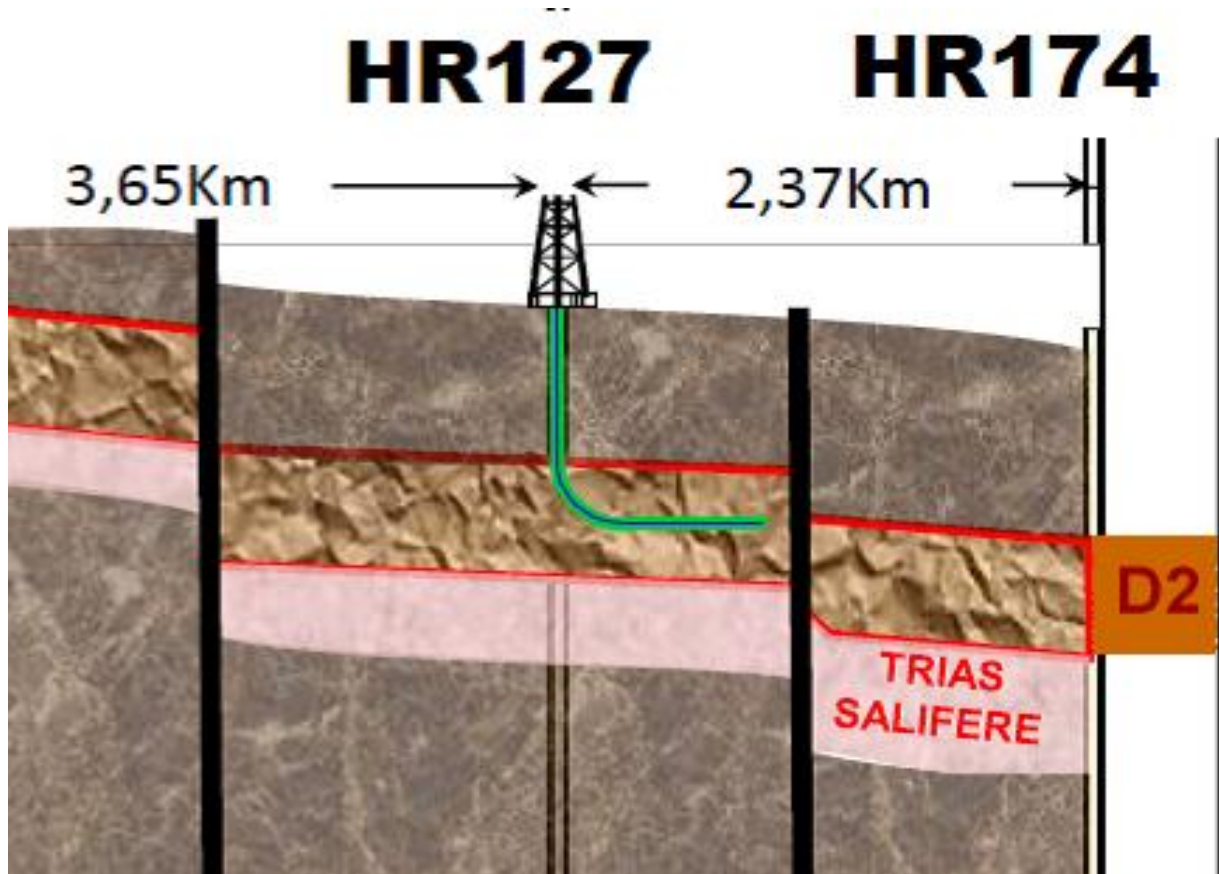


Figure IV-05 : Exemple d'un forage horizontal recommandé pour le puits HR-127

7. Conclusion

Le forage horizontal reste toujours un domaine en développement et expansion, malgré son coût qui est plus cher que le forage vertical. Ces diverses applications et son rendement en général élevé, le rendent un domaine intéressant et méritant plus de recherche.

Le niveau dolomitique « D2 » possède toutes les caractéristiques qui requièrent un forage horizontal, bien-que c'est un réservoir fracturé, d'une petite épaisseur et avec une faible perméabilité.

Conclusion générale et perspectives

Le niveau dolomitique D2 représente un bon marqueur litho-stratigraphique corrélable à l'échelle de tout le bassin Triasique, du nord au sud et de l'Est à l'Ouest. Son épaisseur, ainsi que, ses propriétés pétrophysiques varient d'un secteur à l'autre. Ces fluctuations sont d'ordre diagénétiques et sédimentaires.

Le D2 est bordé à sa limite supérieure par, le Trias Argileux Supérieur, représenté par une argile plastique, qui peut constituer une barrière imperméable favorable à une accumulation d'hydrocarbures dans ce niveau.

Plusieurs techniques peuvent nous informer sur l'existence de ce niveau, telle que la prospection sismique, les diagraphies différées, ainsi que les cuttings recueillis durant le forage.

Les signaux des diagraphies différées, enregistrées aux abords de ce niveau, montrent bien son extension. A partir de plusieurs corrélations diagraphiques de certains puits, on a pu mettre en évidence son étendu latérale à travers le champ de Hassi R'Mel, avec une variation d'épaisseur en allant vers le sud, qui montre une diminution progressive de cette dernière vers. Cette constatation a été confirmée à l'aide d'une carte en isopaque réalisée pour ce niveau.

Les graphes de distribution des porosités et des perméabilités, montrent que ces dernières, ont tendance à s'améliorer vers la base du niveau dolomitique. Cela, nous a amené à dire, que ces dolomies possèdent une partie sommitale plus compacte avec des caractéristiques pétrophysiques médiocres. Les cross plots réalisées, laissent apercevoir une bonne corrélation entre ces deux paramètres.

A partir de la description des carottes et l'analyse des lames minces, deux types de porosités ont été distingués pour le D2 :

- Une porosité vacuolaire qui occupe la partie centrale et la partie Nord du champ.
- Une porosité de fracturation qui occupe la partie Est et Nord-Est du champ.

La description des carottes, a montré que le D2 est compacte, avec des passages légèrement argileux, salifère par endroit. Le faciès est de type dolomitique avec la présence de fissurations verticales à sub-verticales et horizontales et de joints stylolitiques.

La faible épaisseur, la basse perméabilité, ainsi que la fracturation du D2, nous pousse à recommander un forage horizontal, afin de mieux apprécier les caractéristiques géométriques et pétrophysiques de ce niveau (en tenant compte de la rentabilité).

Une interprétation moderne et fiable du D2, nécessite une grande variété de données de différentes natures et origines, avec une acquisition des données diagraphiques, d'imagerie, ainsi qu'une description pétrographique de lames minces de ce niveau.

Références bibliographiques

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

AKKOUCHE M. 2007, Thèse de doctorat : Application de la datation par fission à l'analyse de la thermicité de bassins à potentialités pétrolières.

ALLEGRE C. et **DARS R.**, livre 2009, La géologie : Passé, présent et avenir de la terre.

BEN YUCEF A. SONATRACH, rapport interne.

BESSA F. et **MOKHTARI N.** 2001, SONATRACH, division production, science géologie.

BESSA F. 2001, Caractérisation des propriétés du réservoir D2 du champ de Hassi R'Mel.

BEYFET et **al.** 1971

BOUDJAKDJI M. S.M.H. 2001, Impacte de la fissuration sur les propriétés pétrophysiques du réservoir ordovicien (Quartzites de HAMRA) dans le permis Hassi D'zbat, Université de Boumerdes.

BOUGEOIS L. ST3-Polytech Paris UPMC, les roches carbonatées, 6 mai 2015, Université de la Sorbonne.

BOOTE et **al.** 1998, citées dans l'étude sismique de Western Geco en 2001.

BUMBY et **GUIRAUD**, 2005

CABY, 1968

CARR, 2002

COWARD et **RIES**, 2003

DEVLEESCHOUWER X. Cours de sédimentologie (GEOL-F-204), classification des roches sédimentaires, université libre de Bruxelles (ULB).

Dictionnaire géologique, 2015, 8ème édition.

Document SONATRACH, 1996, Exploration.

Document SONATRACH, 1981, CRD.

FABRE J. 2005, Géologie du Sahara occidental et central.

FABRE J. 2010, Évolution du Sahara occidental et central du précambrien à nos jours.

GANDARD F. JT Colmar, 30 septembre 2014, Creusez l'idée du sans tranchée, le forage horizontal dirigé.

GUIRAUD R. 1973, Évolution post triasique.

GUIRAUD et **BOSWORTH**, 1999

HAFSI F. 2015, Etude géologique et pétrophysique de réservoir serie inferieur de Haoud Barkaoui. Ouregla.

INRS / centre – Eau Terre Environnement, université d'avant-garde.

LARBI W. 2014, Mémoire de fin d'étude : Contrôle suivi de la trajectoire du forage horizontal. Université Kasdi Merbah de Ouargla.

MAMMERI W. 2012, Mémoire de fin d'étude : Optimisation des paramètres d'un forage horizontal. Université Kasdi Merbah de Ouargla.

ROBINOURZ et **LARQUE**, 1979

SEPTFONTAINE M. 1985, Milieux de dépôts et foraminifères de la plate-forme carbonatée du Lias.

SERANNE M. Conférence : Les bassins sédimentaires, archives de la terre, ressources du futur. Université de Montpellier.

Société EMUNDS + STAUDINGER, 2010, division of Thyssen Krupp Bauservice, rapport interne, forage horizontal.

SONATRACH, Synthèse Hassi R'Mel.

ZEDDOURI A. 2013, Les applications de l'imagerie de puits à l'évaluation des réservoirs pétroliers.

Liste des figures

Liste des figures

Chapitre I

Figure I-01 : Cadre géographique du champ de Hassi R'Mel	3
Figure I-02 : Cadre géologique de Hassi R'Mel	4
Figure I-03 : Coupe structurale à travers les unités de la plate-forme saharienne.....	11
Figure I-04 : Coupe géologique Est-Ouest du champ de Hassi R'Mel	15
Figure I-05 : Colonne stratigraphique de la gérions de Hassi R'Mel	18
Figure I-06 : Plan position des puits et réseaux de failles	20

Chapitre II

Figure II-01 : Log composite type du puits HR-174	23
Figure II-02 : Imagerie du puits HR-174	24
Figure II-03 : Carotte n1.....	27
Figure II-04 : Carotte n2.....	28
Figure II-05 : Carte de positionnement des puits à corrélér	29
Figure II-06 : Corrélration Diagraphique N-S montrant la variation des épaisseurs du D2....	30
Figure II-07 : Corrélration Diagraphique E-W montrant la variation des épaisseurs du D2...	31
Figure II-08 : Carte en isopaque du D2	33

Chapitre III

Figure III-01 : La différence de porosité entre un tassement cubique et un tassement rhomboédrique	36
Figure III-02 : Relation entre porosité et perméabilité	36
Figure III-03 : Les différentes perméabilités selon le type de roche A : Perméabilité interparticulaire. B : Perméabilité de fractures.....	37
Figure III-04 : Carte de positionnement des puits étudiés.....	38
Figure III-05 : Les cinq cycles sédimentaires du D2.....	54
Figure III-06 : Tableau montrant les propriétés du cycle idéal C2	54
Figure III-07 : L'évolution et la variation des épaisseurs des cycles sédimentaires du D2....	55
Figure III-08 : Echantillon de carotte montrant les dolomies du D2 de couleur grise.....	56
Figure III-09 : Echantillon de carotte montrant les argiles feuilletées	56

Figure III-10 : Echantillon de carotte montrant les dolomies du D2 intercalées par des argiles dolomitiques bruns claires	57
Figure III-11 : Echantillon de carotte montrant les argiles noirâtres, indurées et feuilletées légèrement salifères.....	57
Figure III-12 : Echantillon de carotte montrant les stylolites.....	58
Figure III-13 : Echantillon de carotte montrant des fissures horizontales et verticales colmatées par de la calcite.....	69
Figure III-14 : Echantillon de carotte montrant un calcaire gris beige, micro caverneux par endroit (Présence de fissure subverticale colmaté par de la calcite)	59
Figure III-15 : Echantillon de carotte montrant la présence de fissure subverticale	59

Chapitre IV

Figure IV-01 : Types de forage (A : Vertical, B : Type S, C : Type J, D : Horizontal)	64
Figure IV-02 : Forage d'un puits d'huile horizontal.....	66
Figure IV-03 : Forage dirigé dans un réservoir fracturé.....	67
Figure IV-04 : Forage horizontal dans un réservoir multi-couches.....	68
Figure IV-05 : Exemple d'un forage horizontal recommandé pour le puits HR-127.....	70

Annexes

Annexe 1 : Tableaux des puits HR-175, HR-201, HR-202, HR-204, HR-216, HR173

HR- 175		
Profondeur (m)	(Φ) porosité %	(K) perméabilité (md)
2122	4.47	0.04
2122.5	3.85	0.02
2123	4.90	0.05
2123.5	6.51	0.15
2124	5.87	0.10
2124.5	7.29	0.22
2125	11.52	1.07
2125.5	12.65	1.49
2126	8.53	0.37
2126.5	9.67	0.92
2127	11.53	1.19

HR-201		
Profondeur (m)	(Φ) porosité %	(K) perméabilité (md)
2159.5	8.41	0.846
2160	8.24	0.787
2160.5	12.09	3.013
2161	12.46	3.352
2161.5	10.66	1.938
2162	14.34	5.477
2162.5	17.47	10.93
2163	17.47	10.93
2163.5	16.53	9.008
2164	9.11	1.119
2164.5	4.17	0.073

HR-202		
Profondeur (m)	(Φ) porosité %	(K) perméabilité (md)
2157	8.25	1.38
2157.5	7.69	1.08
2158	10.36	3.07
2158.5	11.24	4.08
2159	11.12	3.93
2159.5	12.6	6.09
2160	14.12	9.07
2160.5	10.74	3.48
2161	11.91	5.00
2161.5	13.71	8.17
2162	15.13	/
2162.5	12.62	6.12
2163	6.62	0.64

HR-204		
Profondeur (m)	(Φ) porosité %	(K) perméabilité (md)
2174	8.48	1.00
2174.5	9.77	1.63
2175	10.77	2.29
2175.5	13.27	4.77
2176	11.74	3.11
2176.5	11.64	3.02
2177	12.66	4.04
2177.5	14.79	6.98
2178	11.34	2.75
278.5	10.36	2.20
2179	13.73	5.37
2179.5	13.97	5.71
2180	16.93	11.19
2180.5	6.09	0.31
2181	3.69	0.05
2181.5	14.11	5.91
2182	14.68	6.79

HR-216		
Profondeur (m)	(Φ) porosité %	(K) perméabilité (md)
2092.5	4.29	0.03
2093	6.87	0.16
2093.5	7.80	0.24
2094	8.63	0.35
2094.5	12.92	1.43
2095	14.14	1.96
2095.5	7.74	0.24
2096	6.67	0.15
2096.5	11.43	0.93

HR-173		
Profondeur (m)	(Φ) porosité %	(K) perméabilité (md)
2149.5	16.35	/
2150	4.48	/
2150.5	3.86	/
2151	9.69	/
2151.5	5.61	0.15
2152	5.64	0.16
2152.5	5.74	0.16
2153	7.79	0.48
2153.5	8.98	0.79
2154	10.25	1.25
2154.5	20.77	14.85
2155	20.91	15.19
2155.5	17.49	8.14
2156	19.61	12.13

Annexe 2 : Descriptions de carotte des puits HR-174, HR-202, HRC-6

SOCIÉTÉ : sonatrach		CAROTTE 18 m en		SONDAGE HR-174	
PAYS OU PERMIS : ALGERIE		RECUPERE 18 m soit 100 %		CAROTTE n° 1	
CHAMP OU STRUCTURE : HASSI R'MEL		DATE d'extraction de la carotte :		TETE : 2141,40 m	
		CAROTTIER (type et φ) : C20 5 3/32		BOUE : D : 4,61	
				V : 60	
				PIED : 2152,30 m	

Côtes Echelles	N°	Figuré	Ind	Fis	Per	Age	Description lithologique – Mesures diverses – Remarques – Observations
2140						T.A. Sup	2137 - 2141,40 m : Argile brun chocolat, plastique à indurée, feuilletée, localement gris-verdâtre dolomitique. Plus des inclusions de sel rosâtre.
2141							2141,40 - 2152 m
2142							- Dolomie gris-verdâtre, compacte, légèrement argileuse, à grise, micro-caverneuse, légèrement fissurée par endroit.
2143							- Inclusions de sel (2148,40 - 2148,80 m).
2144							
2145							
2146							2152 - 2152,30 m :
2147							Argile noirâtre, indurée, feuilletée.
2148							2152,30 - 2155 m :
2149							Sel blanc massif à translucide, à inclusions de nodules d'argile verdâtre à la base.
2150							↳ Épaisseur du "D2" : 11 m
2151							↳ Échelle : 1,5 cm → 1 m
2152							
2153							

SOCIETE: sonatrach		CAROTTE 18 m en		SONDAGE HR 202	
PAYS OU PERMIS: ALGERIE		RECUPERE 18 m soit 100 %		CAROTTE n° 1	
CHAMP OU STRUCTURE: HASSI R'MEL		CAROTTIER (type et ϕ): C20 5 21/32		BOUE: salée, saturée D: 1,53 / V: 65 / S: 315	
				TETE: 2149 m PIED: 2167 m	

Côtes Echelles	N°	Figuré	Ind	Fis	Per	Age	Description lithologique – Mesures diverses – Remarques – Observations
2152						Argileux sup	- Argile brunâtre à gris-verdâtre, plastique à indurée localement et carbonstée (2150-2151 m), à plan de friction lustrée.
2152,20							<u>2152,20 – 2160,30 m</u>
2153						"D2"	- Calcaire gris-beige, compact microcaverneux par endroits.
2154							- Dolomie gris-beige à la base.
2155							- Passées d'argiles verdâtres, indurées, carbonstées.
2156							<u>↳ Repère "D2"</u>
2157							→ Toit: 2152,20 m
2158							→ Mur: 2160,30 m
2159							→ ép: 8,1 m
2160							
2160,30							<u>2160,30 – 2161 m:</u>
2161						T. S. argifère	Argile noirâtre, indurée et feuilletée, légèrement salifère.
							<u>2161 – 2165 m:</u> Sel massif, blanchâtre à rosâtre, translucide.

ech: 2cm → 1m

SOCIETE : sonatrach		CAROTTE 18 m en		SONDAGE HR HRC6	
PAYS OU PERMIS ALGERIE		RECUPERE 18 m soit 100 %		CAROTTE n° 01	
CHAMP OU STRUCTURE HASSI R'MEL		DATE d'extraction de la carotte : 03-03-93		TETE : 2063 m	
		CAROTTIER (type et φ) C20 8 15/32		PIED : 2081 m	
		BOUE : salée, saturée D: 1,54 / V: 55 / S: 315			

Côtes Echelles	N°	Figuré	Ind	Fis	Pen	Age	Description lithologique – Mesures diverses – Remarques – Observations
2067						Argileux Sup.	2063 - 2067 m: Argile carbonatée, gris-verdâtre, brun-chocolat par endroits, ± indurée.
2068						REPÈRE DOLOMITIQUE "D2"	2067 - 2073 m Calcaire gris à gris-beige, cristallin, compact, dur, dolomitique par endroits.
2069							L> Repère "D2" → Toit : 2067 m → Plur : 2073 m → Ép : 6 m
2070							
2071							
2072						Argileux Inf.	2073 - 2081 m Argile gris-verdâtre à vert-sombre, brun-chocolat par endroits ± indurée, à plans de friction lustrée par endroits, plastique.
2073							
2074							

Ech: 2,5 cm → 1 m