

MEMOIRE

Présenté

à



L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMEN
FACULTE DES SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA VIE ET SCIENCES DE LA
TERRE ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Pour obtenir

LE DIPLÔME DE MASTER PROFESSIONNEL

Spécialité

Géo-Ressources

par

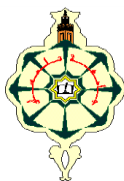
Abdallah AKKARI et Ibrahim CHERIFI

**APPROCHE INTEGREE DES TACHES GEOLOGIQUES ET DES
SYSTEMES DE MONITORING DANS LES FORAGES PETROLIERS :
CAS DU CHAMP DE BIR SEBAA (BASSIN DE L'OUED MYA)**

Soutenu le 30 septembre 2026 devant les membres du jury :

Fatiha HADJI, MC (A), Univ. Tlemcen
Abbas MAROK, Professeur, Univ. Tlemcen
Kamar Eddine BENSEFIA, MC (A), Univ. Tlemcen

Président
Encadrant
Examineur



MEMOIRE

Présenté

à



L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMCCEN
FACULTE DES SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA VIE ET SCIENCES DE LA
TERRE ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Pour obtenir

LE DIPLÔME DE MASTER PROFESSIONNEL

Spécialité

Géo-Ressources

par

Abdallah AKKARI et Ibrahim CHERIFI

**APPROCHE INTEGREE DES TACHES GEOLOGIQUES ET DES
SYSTEMES DE MONITORING DANS LES FORAGES PETROLIERS :
CAS DU CHAMP DE BIR SEBAA (BASSIN DE L'OUED MYA)**

Soutenu le 30 septembre 2026 devant les membres du jury :

Fatiha HADJI, MC (A), Univ. Tlemcen
Abbas MAROK, Professeur, Univ. Tlemcen
Kamar Eddine BENSEFIA, MC (A), Univ. Tlemcen

Président
Encadrant
Examineur

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	6
RESUME	7
ABSTRACT	8

Premier chapitre : INTRODUCTION GENERALE

I. OBJECTIFS DU MEMOIRE	9
II. METHODOLOGIE	9
A. DATA utilisé	9
B. Traitement des données	9
III. PRESENTATION GENERALE DU BASSIN D'ETUDE	9
A. Cadre géographique	9
B. Cadre géologique	10
1. Au plan structural	10
2. Au plan stratigraphique	10
2.1. Le Paléozoïque	11
2.2. Le Mésozoïque	11
2.3. Le Cénozoïque	14
IV. PRESENTATION DU CHAMP PETROLIER DE BIR SEBAA	14
A. Contexte géographique	14
B. Contexte géologique	15
1. Le Cambrien	15
2. L'Ordovicien	15
3. Le Silurien	15
4. Le Trias	16
5. Le Jurassique	17
6. Le Crétacé	17
7. L'Eocène	17
8. Le Mio-Pliocène	17
V. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER DU CHAMP DE BIR SBAA	17
A. La roche mère	17
B. La roche réservoir	17
1. Réservoir principal	17
2. Réservoir secondaire	18

C. La roche couverture	18
D. La migration	18
E. Les pièges	18

Deuxième chapitre : **CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES**

I. INTRODUCTION	19
II. RESULTATS ET INTERPRETATION	19
A. Cartes en isopaques	19
1. Réservoir principal (Ordovicien)	20
2. Réservoir série inférieure (Trias)	21
B. Cartes en isobathes	21
1. Réservoir principal (Ordovicien)	22
2. Réservoir série inférieure (Trias)	23
III. CONCLUSION	23

Troisième chapitre : **MONITORING DU Puits BRSN-1**

I. INTRODUCTION.	24
II. METHODOLOGIE	24
A. Collecte des données	24
1. Données géologiques	24
1.1. Les cuttings du forage	24
1.2. Le carottage	24
B. Analyse des données	24
1. Description des cuttings	24
2. Description des chips	25
3. Résultats obtenus	25
3.1. Cuttings de la zone d'alternance	25
3.2. Cuttings de l'Ordovicien	25
3.3. Chips des carottes	25
C. Évaluation des performances	26
1. Indicateurs de performance pour le réservoir ordovicien	26
2. Indicateurs de performance pour le réservoir du Trias « série inférieure »	26
3. Comparaison des résultats avec les puits en production du Bloc 433a	26

Quatrième chapitre : **APPORT DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE (IA)**

I. INTRODUCTION	27
II. METHODOLOGIE	27
III. RESULTATS ET INTERPRETATION	28
A. Courbes diagraphiques	28
1. Enregistrement diagraphique type 1 : de 14 à 1000 m	28
2. Enregistrement diagraphique type 2 : de 885 à 999 m	29
3. Enregistrement diagraphique type 3 : de 0 à 2500 m	30
4. Enregistrement diagraphique type 4 : de 2400 à 3500 m	31
5. Enregistrement diagraphique du puits complet : de 0 à 3520 m	32
B. Description des cuttings	32
1. Cuttings de la zone d'alternance	33
1.1. Description au laboratoire	33
1.2. Description par l'IA	33
C. Description des chips	34
1. Chips de la carotte de l'Ordovicien	34
2. Chips de la carotte du Trias « série inférieure »	35
1.1. Chips argileux	35
1.2. Chips gréseux	35
IV. CONCLUSION	36
CONCLUSION GENERALE	37
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	38
LISTE DES FIGURES	39
LISTE DES TABLEAUX	41

DEDICACES

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail :

***A ma très chère mère,** qui m'a donné l'élan nécessaire pour arriver là où je suis et aller encore plus loin, inshallah*

***A mon frère et mes sœurs,** Benaïssa, Asile et Achouak*

***A mes plus proches amis,** Mohamed, Fathi, Bouzid, Amine, Ibrahim, Imad Eddine, Dhiaa, Anes, Siradj, Mostefa et Salah.*

***A la mémoire de mon cher grand-père,** Maitar AKKARI, un homme d'exception, une âme pure qui a quitté ce monde mais qui a laissé une empreinte inoubliable dans nos vies.*

Abdallah AKKARI

C'est avec un réel plaisir que je dédie ce modeste travail :

***A mes chers parents,** dont les sacrifices sans fin, les prières bienveillantes et l'amour inconditionnel ont tracé le chemin de notre réussite.*

***A ma famille** pour leur soutien indéfectible, leurs encouragements constants et leur présence chaleureuse à chaque étape de notre parcours.*

***À mes amis,** Yahia, Abdelghani, Ibrahim, Ayoub, Abdelillah, Abdallah, Sif Eddine et Alpha Tahirou.*

***À l'ami de la famille,** El Hadj Noureddine Boumedini.*

***A Monsieur Mohamed ANDALOUSSI,** pour ses conseils avisés, son accompagnement continu et sa présence éclairante tout au long de ce parcours.*

À tous ceux qui nous sont chers et qui ont, de près ou de loin, contribué à la réalisation de ce projet.

Ibrahim CHERIFI

REMERCIEMENTS

REMERCIEMENTS

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude envers Allah le Tout-Puissant de nous avoir accordé la force, la patience et le courage nécessaires pour mener à bien ce projet d'étude.

Nous adressons nos remerciements les plus sincères et notre profonde reconnaissance à notre encadrant, le Professeur **Abbas MAROK** pour son suivi rigoureux, ses conseils avisés, sa bienveillance constante et l'immense savoir qu'il a su nous transmettre tout au long de cette recherche. Son expertise académique et ses qualités humaines ont été déterminantes dans la concrétisation de ce travail.

Nous tenons également à exprimer notre gratitude aux membres du jury Madame **Fatiha HADJI** (Maître de Conférences A) et **Kamar Eddine BENSFEIA** (Maître de Conférences A), qui nous font l'honneur d'évaluer ce travail.

Nos remerciements s'adressent tout particulièrement à Monsieur **Mustapha BENADLA** (Maître de Conférences A) pour ses précieux conseils, ses encouragements soutenus et son accompagnement constant.

Nous exprimons notre reconnaissance à l'ensemble du corps enseignant du parcours **Géo-ressources** pour la qualité de la formation dispensée et leur disponibilité tout au long de notre cursus.

Nous tenons à adresser nos vifs remerciements aux ingénieurs de la **SONATRACH** pour leur collaboration fructueuse, leur encadrement sur le terrain et la mise à disposition de leurs compétences techniques. Nous citons particulièrement : **Abdelatif BRAHMA** et **Adel AIT SAMADI** (Superviseurs Géologues), **Hassen DAHMANI** (Ingénieur Géologue), **Abdelmouman BEZZOUZA** et **Mohammed Abdelkamel MESSAI** (Data Ingénieurs) et Omar **KHALDI** (Mud Logger)

Que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail trouvent ici l'expression de notre respect et de notre gratitude.

Enfin, nous ne pouvons pas terminer cette page sans remercier nos amis (es) de la promotion Géo-Ressources pour leur soutien.

RESUME

RESUME

Dans le présent travail, un suivi d'un nouveau puits pétrolier Bir Sebaa Nord-1 (BRSN-1) situé dans le champ de Bir Sebaa (Bassin d'Oued Mya) a été réalisé pour évaluer sa production par rapport aux puits environnants. Ainsi, l'interprétation des cartes en isopaques et en isobathes, élaborées pour les réservoirs de l'Ordovicien et du Trias à partir de neuf (09) puits, montre l'existence d'une relation parfaite entre la structure tectonique du champ étudié et les variations spatiales des épaisseurs des deux réservoirs. Cette situation nous laisse supposer que le puits BRSN-1, objet de notre étude, peut être un puits à forte production, à l'image des puits BRS-1 et BRS-5.

Par ailleurs, le monitoring du puits BRSN-1 a été consacré à la surveillance géologique, basée sur la collecte et l'analyse des données (cuttings et carottes). Les résultats obtenus viennent confirmer de manière solide le potentiel pétrolier recherché.

Enfin, l'intégration d'algorithmes de l'intelligence artificielle (IA) a permis de réaliser des courbes diagraphiques (Gamma-Ray et Résistivité) et de décrire les cuttings et chips provenant du puits BRSN-1. Ceci, confirme encore une fois que l'intelligence artificielle s'impose aujourd'hui comme un outil remarquable dans le traitement et l'interprétation des données dans le domaine des géosciences.

Mots-clés : Bir Sebaa, Isopaques, Isobathes, Monitoring, Diagraphie, Cuttings, Chips, Intelligence Artificielle.

ABSTRACT

ABSTRACT

In this study, a monitoring program was conducted on a new oil well, Bir Sebaa North-1 (BRSN-1), located in the Bir Sebaa field (Oued Mya Basin), to assess its production in comparison with neighbouring wells. The interpretation of the isopach and isobath maps, compiled for the Ordovician and Triassic reservoirs based on nine (09) wells, reveals a strong correlation between the tectonic structure of the studied field and the spatial variations in the thicknesses of the two reservoirs. This situation leads us to assume that well BRSN-1, the subject of our study, may be a high-yielding well, similar to wells BRS-1 and BRS-5.

Furthermore, the monitoring of the BRSN-1 well focused on geological surveillance, based on the collection and analysis of data (cuttings and cores). The results obtained provide strong confirmation of the sought oil potential.

Finally, the integration of artificial intelligence (AI) algorithms has enabled the generation of logging curves (Gamma-Ray and Resistivity) and the characterisation of cuttings and chips from the BRSN-1 well. This confirms once again that artificial intelligence is now establishing itself as a remarkable tool for data processing and interpretation in the field of geosciences.

Key-words: Bir Sebaa, Isopachs, Isobaths, Monitoring, Logging, Cuttings, Chips, Artificial Intelligence.

Premier chapitre : **INTRODUCTION GENERALE**

Premier chapitre : INTRODUCTION GENERALE

I. OBJECTIFS DU MEMOIRE

Dans le cadre d'un stage de Mise en Situation Professionnelle (MSP) consacré à la réalisation du projet de fin d'études, un suivi d'un nouveau forage pétrolier BIR SEBAA NORD 1 (BRSN-1) situé dans le bloc 433a (Bassin d'Amguid-Messaoud) a été réalisé pour atteindre les objectifs suivants :

- établir des cartes en isopaques et en isobathes pour mettre en valeur les puits les plus producteurs en matière d'hydrocarbures. Par rapport au puits étudié ;
- effectuer une surveillance géologique basée sur la collecte et l'analyse des données (cuttings et carottes) ;
- développer des codes Python spécialement géologiques pour réaliser des courbes diagaphiques et décrire des cuttings et des chips.

II. METHODOLOGIE

A. DATA utilisé

Les DATAS de neuf (09) puits utilisés ici proviennent du Département Amguid Messaoud (Division d'exploration de Hassi Messaoud). Il s'agit des DATA Las, des carottes de forages ainsi que certains logs diagaphiques.

B. Traitement des données

Les différents traitements des DATA ont été réalisé par le logiciel Surfer pour établir les cartes en isopaques et en isobathes. Par ailleurs, nous avons pu intégrer des algorithmes d'IA sur la base des DATA provenant du puits BRSN-1 dans la fabrication des courbes diagaphiques et dans l'interprétation des données géologiques (e.g. Cuttings et chips).

III. PRESENTATION GENERALE DU BASSIN D'ETUDE

A. Cadre géographique

Le bassin pétrolier d'Oued Mya objet de la présente étude est limité au Nord par l'ensellement de Touggourt et le Dôme de Tinhert, au Sud par le bassin du Mouydir, à l'Est par le môle d'Amguid-El Biod-Hassi Messaoud, et enfin à l'Ouest par le dôme d'Allal et la dorsale d'Idjerane (Fig. 1).

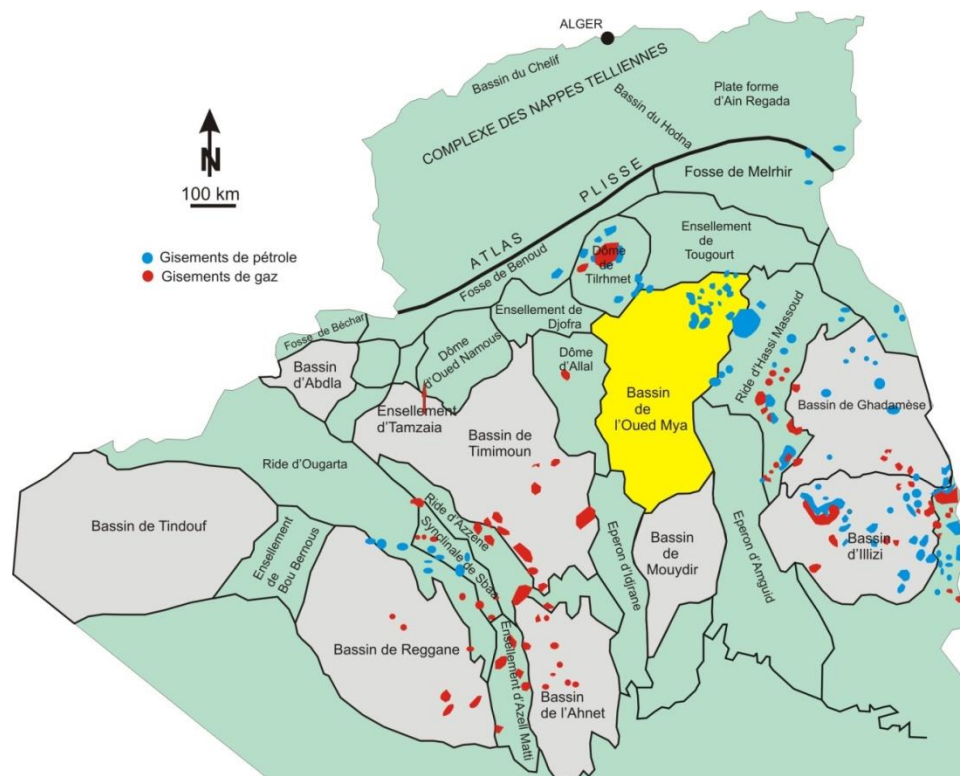


Fig. 1 : Situation générale du bassin d'Oued Mya
(In WEC Algérie, 2007, modifiée).

B. Cadre géologique

1. Au plan structural

Au plan structural, le bassin d'Oued Mya correspond à une dépression renfermant une épaisse série sédimentaire avec une variation spectaculaire d'épaisseurs qui varie entre 400 m dans la partie sud et 6000 m dans la partie nord. Cette dépression dissymétrique affectée par des trends structuraux parallèles SW-NE et des failles orientées NS et NE-NW (ALIEV *al.*, 1971) et le résultat de plusieurs orogénèses tectoniques sur un substratum déjà fracturé (BOUDJEMA, 1987). A noter qu'à la fin du Paléozoïque-début du Mésozoïque, le bassin d'Oued Mya a subi un basculement vers le NE provoquant ainsi un changement de pendage régional et dans lequel s'est formé la grande vallée triasique

2. Au plan stratigraphique

D'après les travaux géologiques consultés dans ce travail (ALIEV *al.*, 1971 ; BOUDJEMA, 1987, BROQUET & HAMEL, 1991 ; BEICIP, 1992, WEC, 2005 ; FABRE, 2005), la série stratigraphique type du bassin d'Oued Mya peut être comme suit (Fig. 2) :

Au-dessus du socle granitique associé aux roches volcaniques, les premiers dépôts sédimentaires attribués au Paléozoïque sont constitués dans l'ordre ascendant par la succession suivante :

2.1. Le Paléozoïque

Il comprend la succession suivante :

-le Cambrien : il est composé de conglomérats et de quartzites à passées d'argiles.

-l'Ordovicien : ce réservoir pétrogazifère est constitué des formations géologiques suivantes, avec de bas en haut :

**les argiles d'El Gassi* (Epaisseur de 60 à 160 m) : ce des argiles noires, parfois verdâtres, carbonatées glauconieuses riches en brachiopodes, graptolites et trilobites. Le faciès admet çà et là des passées de siltstone et de grès.

**les grès d'El Atchane* (Epaisseur de 9 à 134 m) : c'est une alternance d'argiles et d'argilites, de grès quartzitiques localement conglomératiques et glauconieux à graptolites. Nous soulignons la présence parfois de passées de roches éruptives.

**les Quartzites de Hamra* (Epaisseur de 79 à 192 m) : ce faciès développé dans les parties centrale, sud et Sud-Est du bassin d'Oued Mya est constitué de grès, de grès quartzitiques et de quartzites à ciment argilo-siliceux.

**les grès d'Ouargla* (Epaisseur de 80 à 120 m) : selon le découpage lithostratigraphique d'ALIEV *al.* (1971, « *les grès d'Ouargla* » font partie de l'unité géologique appelée « *Hassi Touareg* ». Ils sont suivis par « *les argiles d'Azzel* » et « *les grès d'Oued Saret* ».

**les argiles micro-conglomératiques* (Epaisseur = 80 m) : il s'agit d'argiles à éléments de quartz et parfois de roches éruptives.

**les grès de Ramade* (Epaisseur moyenne = 10 m) : ce sont des grès quartzitiques à passées d'argiles passant vers le haut à des grès quartzitiques (*Dalle de M'Kratta*).

-le Silurien radioactif (Unité IV de la province triasique) : il est représenté par des argiles radioactives à intercalations de grès.

-le Dévonien inférieur (Epaisseur moyenne = 7 m) : ce sont des argiles silteuses à passées de grès et de siltstones.

2.2. Le Mésozoïque

Lithostratigraphiquement, cet intervalle chronologique est constitué de :

-le Trias : chronologiquement, il comprend de bas en haut :

**la série inférieure* (Epaisseur moyenne = 45 m): essentiellement silico-clastique à la base passant à des faciès argilo-gréseux vers le sommet.

**les roches éruptives* (Epaisseur moyenne = 15 m): Parfois, elles surmontent *la série inférieure*.

**les niveaux T1 et T2* (Epaisseur moyenne = 20 m): ce sont les principaux réservoirs du bassin. Ils sont constitués de grès, des argiles silteuses et d'une alternance d'argiles silteuses.

**le niveau argilo-salifère* (Epaisseur moyenne = 70 m): il est constitué d'un terme argilo-gréseux admettant parfois quelques passées d'argiles silteuses à la base suivi d'un terme moyen « argiles inférieures » et se termine par un terme supérieur « argiles salifères S4 » à intercalations de sel.

-le Jurassique : il est composé de :

**Lias* : il est représenté à la base par un niveau d'argiles supérieures (Epaisseur moyenne = 70 m) souvent salifères à intercalations d'argiles suivi par deux niveaux successifs d'argiles parfois salifères (S3 et S1 + S2) et se termine par un horizon marneux salifère dans certains endroits « Horizon B » et par un niveau essentiellement salifère associé des passées d'argiles, de dolomies, de calcaires et de marnes.

**Dogger* (Epaisseur moyenne = 140 m) : le faciès est composé d'anhydrite massive à des intercalations d'argiles, de dolomies cristallines, de sels massifs et de marnes grises surmontées par un niveau argileux à passées de calcaires et de marnes

**Malm* (Epaisseur moyenne = 210 m) : c'est un ensemble de grès, d'argiles silteuses, de calcaires dolomitiques et de dolomies cristallines fissurées

-le Crétacé : nous relevons la succession lithostratigraphique suivante :

**Néocomien* (Epaisseur moyenne = 150 m) : il correspond essentiellement à des argiles sableuses et gypseuses à passées de grès argileux et de dolomies.

**Barrémien* (Epaisseur moyenne = 370 m) : ce sont des sables à passées de grès vers le haut. Notons la présence parfois des intercalations des argiles sableuses et de dolomies.

**Aptien* (Epaisseur moyenne = 25 m) : c'est un faciès constitué de marnes dolomitiques à intercalations de dolomies.

**Albien* (Epaisseur moyenne = 550 m) : il correspond à une épaisse série sédimentaire caractérisée par la présence d'un ensemble gréseux, argileux et carbonaté, avec des intercalations de marnes et d'argiles plastiques.

ÈRE	SYST	ÉTAGES		Epmoy	DESCRIPTION	
M E S O Z O I Q U E	C R É T A C É	MIO-PLIOCÈNE discordance alpine		30	Sable, grès et argile	
		SÉNONIEN	CARBONATÉ	140	Calcaire dolomitique et marne	
			ANHYDRITIQUE	200	Anhydrite massive,calcaire, dolomie, argile et marne	
			SALIFÈRE	170	Sel massif, anhydrite et argile	
			TURONIEN	70	Calcaire crayeux	
		CÉNOMANIEN	145	Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne		
		ALBIEN	550	Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base		
		APTIEN	25	Dolomie et marne		
		BARRÉMIEN	370	Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et mame		
		NÉOCOMIEN	150	Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite		
	J U R A S S I Q U E	DOGGER	MALM		210	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne
			ARGILEUX	140	Argile indurée	
			LAGUNAIRE	100	Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse	
		L I A S	ANHYDRITIQUE		250	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile
			SALIFÈRE	55	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
			HORIZON "B"	25	Marne, argile dolomitique	
			S1 + S2	230	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
			S3	210	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique	
			ARGILES SUPÉRIEURES	70	Argile plastique salifère	
			T R I A S	S4		50
	ARGILES INFÉRIEURES			20	Argile silteuse	
	T2			20	Grès fin argilo-silteux	
	T1			20	Grès argileux	
	ROCHES ÉRUPTIVES			15	Andésite altérée	
	SÉRIE INFÉRIEURE discordance hercynienne			45	Grès fin à moyen	
P A L E O Z O I Q U E	DÉVONIEN INFÉRIEUR		7	Argile noire silteuse avec intercalations de grès fins		
	SILURIEN RADIOACTIF		60	Argile noire radioactive et fossilifère		
	O R D O V I C I E N	DALLE DE M'KRATTA		10	Grès quartzitiques	
		ARGILES MICRO-CONGLOMÉRATIQUES		80	Argile noire microconglomératique	
		GRÈS DE OUED SARET		50	Argile noire à intercalations de siltstone et grès fins	
		ARGILES D'AZZEL		50	Argile noire, silteuse avec passées de grès	
		GRÈS D'OURGLA		110	Argile silteuse avec intercalations de grès glauconieux ou de siltstone	
		QUARTZITES DE HAMRA		10	Quartzite et grès quartzitique fin à moyen, à tigillites	
		GRÈS D'EL ATCHANE		45	Grès fin glauconieux à intercalation argileuse	
		ARGILES D'EL GASSI		11	Argile noire silteuse glauconieuse, fossilifère à passées grés-argileuse	
	CAMBRIEN	GRÈS DE MESSAOUD			Grès blanc à gris-blanc, fin à moyen, quartzitique	
	SOCLE				Éléments de granite fracturé, ferromagnésiens	

Fig. 2 : Série stratigraphique type du bassin d'Oued Mya (d'après WEC, 2005).

**Cénomanién* (Epaisseur moyenne = 145 m): ce sont essentiellement des argiles à intercalations d'anhydrites, de sel, de marnes dolomitiques et de calcaires.

**Turonien* (Epaisseur moyenne = 70 m) : il est essentiellement carbonaté (calcaires et de passées de calcaires argileux).

**Sénonien salifère* (Epaisseur moyenne = 170 m) : ce sont des sels massifs, d'anhydrites et de quelques passées d'argiles.

**Sénonien anhydritique* (Epaisseur moyenne = 200 m) : il s'agit d'anhydrites, de dolomies et d'argiles.

**Sénonien carbonaté* (Epaisseur moyenne = 140 m): ce sont de dolomies, localement fossilifères avec des intercalations de marnes dolomitiques et d'anhydrites.

2.3. Le Cénozoïque

Il comprend les dépôts Mio-Pliocène constitués de grès et des intercalations de calcaires gréseux et de sables.

V. PRESENTATION DU CHAMP PETROLIER DE BIR SEBAA

A. Contexte géographique

Avec une superficie initiale de 6 472 km², le champ pétrolier de Bir Sebaa est situé au Nord-Est du gigantesque champ pétrolier de Hassi Messaoud (HMD). Découvert en 1997, le champ est constitué principalement des blocs 416b et 433a (Fig. 3).

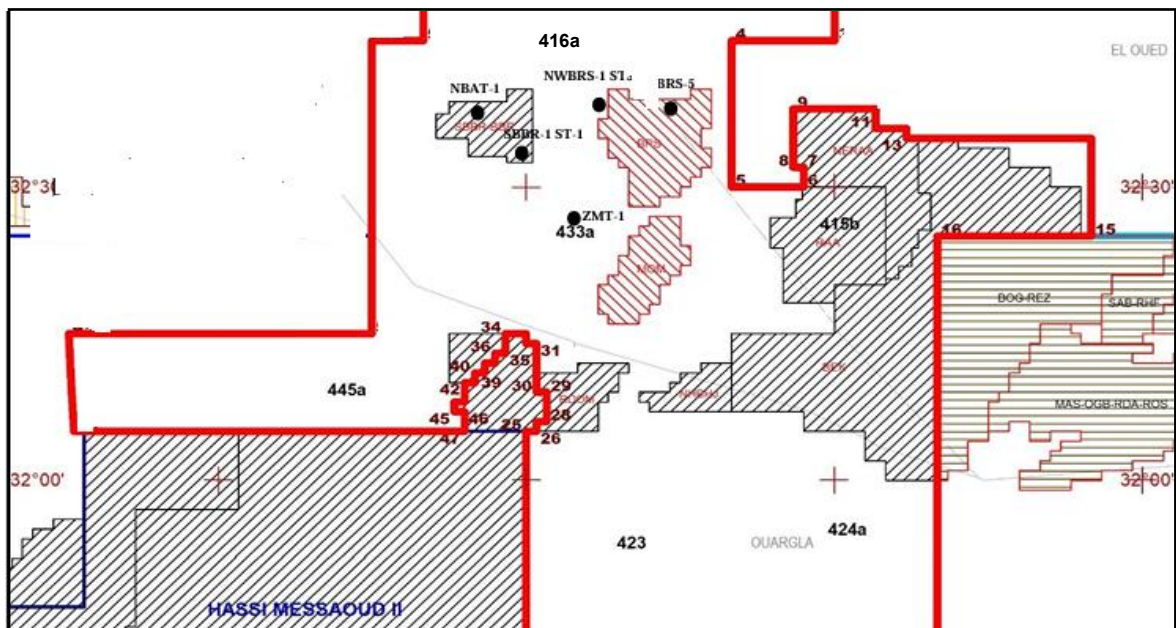


Fig. 3 : Limitation du champ de Bir Sebaa.

B. Contexte géologique

La stratigraphie type du champ de Bir Sebaa peut être résumée comme suit (Fig. 4) :

1. Le Cambrien

Avec une épaisseur maximale de 298 m, cet intervalle géologique correspond au premier réservoir pétrolier du champ de Bir Sebaa. Il constitue ainsi la continuité du réservoir principal Hassi Messaoud. Sur le plan lithostratigraphique, le Cambrien se distingue par la présence de quatre (04) unités (Ra, Ri, R2 et R3), avec de bas en haut :

**Unité Ra* : il s'agit des grès à grains moyens à grossiers, avec des fines passées d'argiles.

**Unité Ri* : ce sont des grès à grains fins à moyens, compacts, admettant des passées d'argiles indurées.

**Unité R2* : c'est une unité essentiellement quartzitique, à grains moyens avec des lits à grain grossiers. Vers le nord, l'unité devient à prédominance d'argiles.

**Unité R3* : à la fin du Cambrien, l'unité R3 se distingue par son faciès quartzitique, avec la présence de microconglomérats. Vers le nord du bloc 416a, le faciès est caractérisé par la présence d'argiles.

Il est important de souligner l'existence d'une variation spectaculaire des épaisseurs et faciès. Ainsi vers le nord du champ de Bir Sebaa, les forages réalisés montrent l'absence des deux unités, à savoir R2 et R3.

2. L'Ordovicien

**Ordovicien inférieur* : il est caractérisé par trois principales formations reposant parfois sur l'unité appelée « Zone des alternances ». Il s'agit de la Formation El Gassi (essentiellement des argiles admettant parfois des niveaux gréseux) suivie par la Formation Atchane (Grès et argiles) et celle de la Formation quartzitique de Hamra (Grès massifs avec parfois de passées d'argiles). Cette dernière constitue le principal réservoir.

**Ordovicien moyen* : il se distingue par la présence de la Formation d'Ouargla. (Grès à grains fins et à passées d'argiles).

**Ordovicien supérieur* : il est constitué essentiellement d'un faciès microconglomératique à la base passant des grès inter-stratifiés avec siltstones minces et argilites (Formation M'kratta). Notons que dans certains puits, les dépôts conglomératiques sont absents.

3. Le Silurien : c'est la formation argileuse radioactive. Elle est la principale roche source pour cette région.

4. Le Trias

Discordant sur le Paléozoïque, le Trias est connu par ses réservoirs producteurs. Il est compris :

*La série inférieure (SI) : elle est constituée d'argilites, de siltstones, de grès et de dolomites. Cette série est marquée par la présence de roches éruptives.

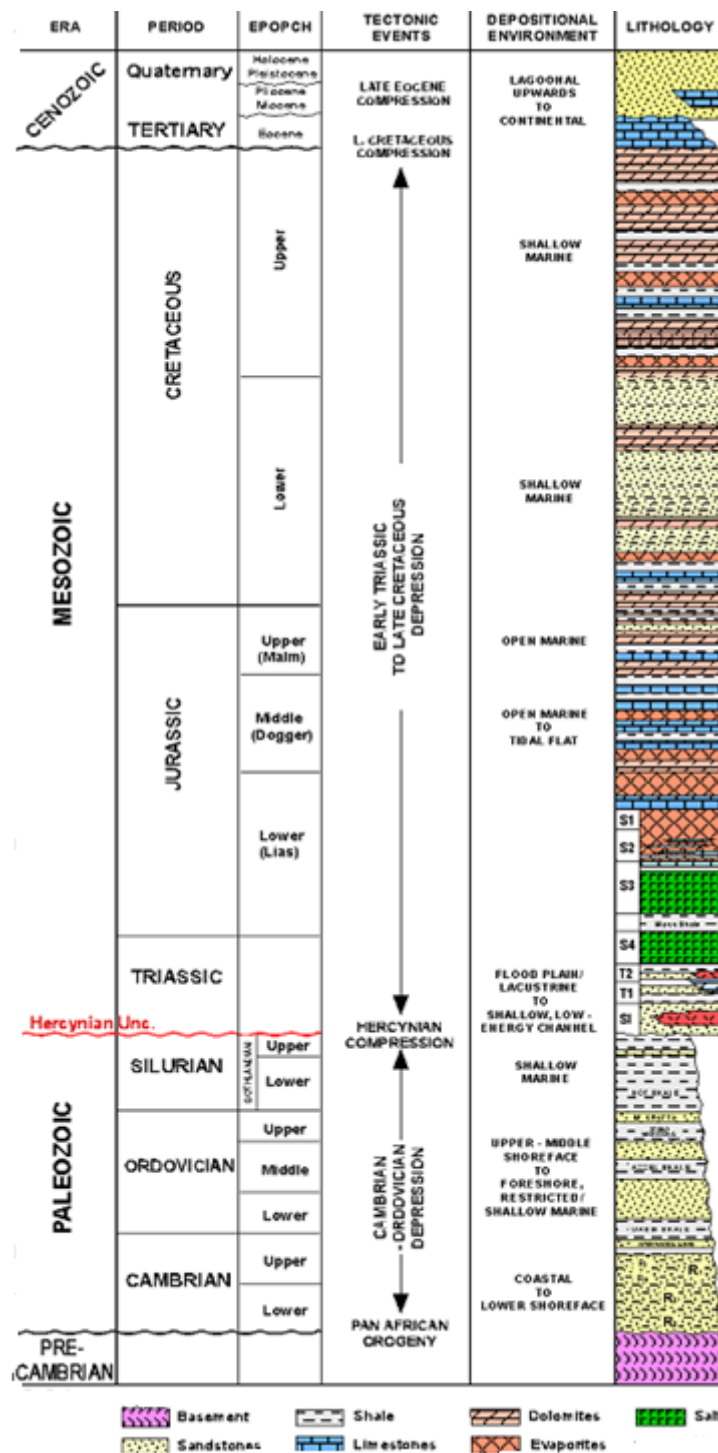


Fig. 4 : Série stratigraphique type du champ de Bir Sebaa (d'après FDR - BRS Field, 2007).

*Niveaux T1 et T2: ne dépassant guère les 60 mètres d'épaisseur, les deux niveaux correspondent le plus souvent à des dépôts de dolomies avec la présence de niveaux gréseux et argileux.

*Trias argileux inférieur : surmonté par les argiles salifères (S4), l'intervalle argileux inférieur se distingue par la présence de calcaires dolomitiques, d'argilites massives avec parfois des lits d'halite déposés dans un environnement transgressif.

*Argiles salifères (S4) : ce dernier niveau triasique comprend des dolomies à la base passant à des sels alternants avec des grès.

5. Le Jurassique

La série jurassique est composée principalement des évaporites admettant des bancs de calcaires, de dolomies et quelques passées d'argilites et de grès (Lias). Cet ensemble est suivi des bancs de calcaires dolomitiques avec des lits d'anhydrites et de grès (Dogger). Le Jurassique se termine par les dépôts de calcaires, de dolomites et parfois de grès (Malm).

6. Le Crétacé

Alors que le Crétacé inférieur est marqué par les dépôts d'argilites avec des dolomies et d'anhydrites, le Crétacé supérieur est constitué essentiellement de calcaires dolomitiques et argileux, avec la présence parfois de niveaux gréseux.

7. L'Eocène : ce sont généralement des dépôts de calcaires et de grès passant latéralement à des dépôts d'argiles avec des passées évaporitiques.

8. Le Mio-Pliocène : il s'agit de sables, avec parfois de dépôts d'argiles.

VI. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER DU CHAMP DE BIR SEBAA

Dans ce rappel, nous allons essayer de donner un résumé sur les caractéristiques du système pétrolier du champ de Bir Sebaa, à savoir : la roche mère, la roche réservoir, la roche couverture, la migration et enfin les pièges.

A. La roche mère

Dans le bassin d'Oued Mya, les argiles radioactives du Silurien constituent la principale roche mère.

B. La roche réservoir

Le champ de Bir Sebaa se distingue par la présence de deux réservoirs appartenant à l'Ordovicien et au Trias. Il s'agit dans l'ordre ascendant :

1. Réservoir principal

Ce réservoir principal correspond à la Formation quartzitique de Hamra (Ordovicien inférieur).

2. Réservoir secondaire

En plus du réservoir Cambrien (Ra et Ri) considéré comme secondaire dans le Nord du champ de Bir Sebaa, le Trias avec les niveaux lithologiques (SI, T1 et T2) est un réservoir secondaire producteur.

C. La roche couverture

Pour le réservoir principal (Quartzites de Hamra), la couverture est constituée des argiles triasiques (SI).

D. La migration

D'après les travaux réalisés dans ce champ pétrolier, la migration de l'huile du Silurien vers le réservoir de l'Ordovicien s'effectue le long de la discordance hercynienne. Dans le cas du réservoir triasique (T1 et SI), la migration des hydrocarbures de la roche mère du Silurien se fait par l'intermédiaire des accidents.

E. Les pièges

Principalement, il s'agit des pièges formés par un anticlinal ou par une ou plusieurs failles.

Deuxième chapitre : **CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES**

Deuxième chapitre : CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES

I. INTRODUCTION

A partir des données provenant de neuf (09) (Fig. 5), des cartes en isopaques et en isobathes ont été élaborées à l'aide du Surfer, dans le but de suivre les variations spatio-temporelles des deux réservoirs étudiés (Ordovicien et Trias). L'interprétation de ces cartes, tant en ce qui concerne les épaisseurs que les profondeurs, permet de préciser l'architecture structurale de la zone considérée.

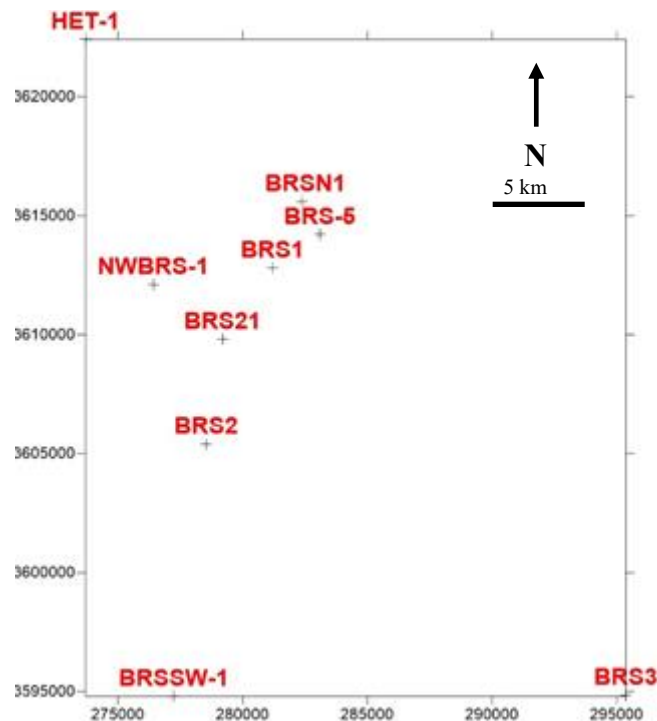


Fig. 5 : Emplacement des puits sélectionnés.

II. RESULTATS ET INTERPRETATION

A. Cartes en isopaques

A partir des épaisseurs enregistrées dans les réservoirs de l'Ordovicien et du Trias (Tabl. 1), nous avons pu établir des cartes en isopaques qui nous permettront d'interpréter la relation entre les variations des épaisseurs et la structure de la zone.

Puits	Epaisseurs du réservoir ordovicien	Epaisseurs du réservoir triasique (SI)
BRSN-1	47 m	87 m
NWBRS-1	40 m	117 m
HET-1	37 m	112 m
BRS-21	42 m	204 m
BRS-1	50 m	106 m
BRS-3	49,5 m	138.5 m
BRS-2	24 m	200 m
BRSSW-1	55 m	117 m
BRS-5	48 m	87 m

Tabl. 1 : Epaisseurs calculées pour les réservoirs de l'Ordovicien et du Trias.

1. Réservoir principal (Ordovicien)

La carte en isopaques du réservoir principal de l'Ordovicien (Fig. 6) montre que les épaisseurs sont importantes dans le SW (BRSSW-1 = 55 m) et dans le NE (BRSN-1 = 47 m, BRS-5 = 48 m, BRS-3 = 49,5 et BRS-1 = 50 m), avec la plus faible épaisseur enregistrée dans le puits BRS-2 = 24m. Cette répartition spatiale des épaisseurs constitue une réponse à la structure faillée du bloc exploité, avec des compartiments élevés et d'autres affaissés.

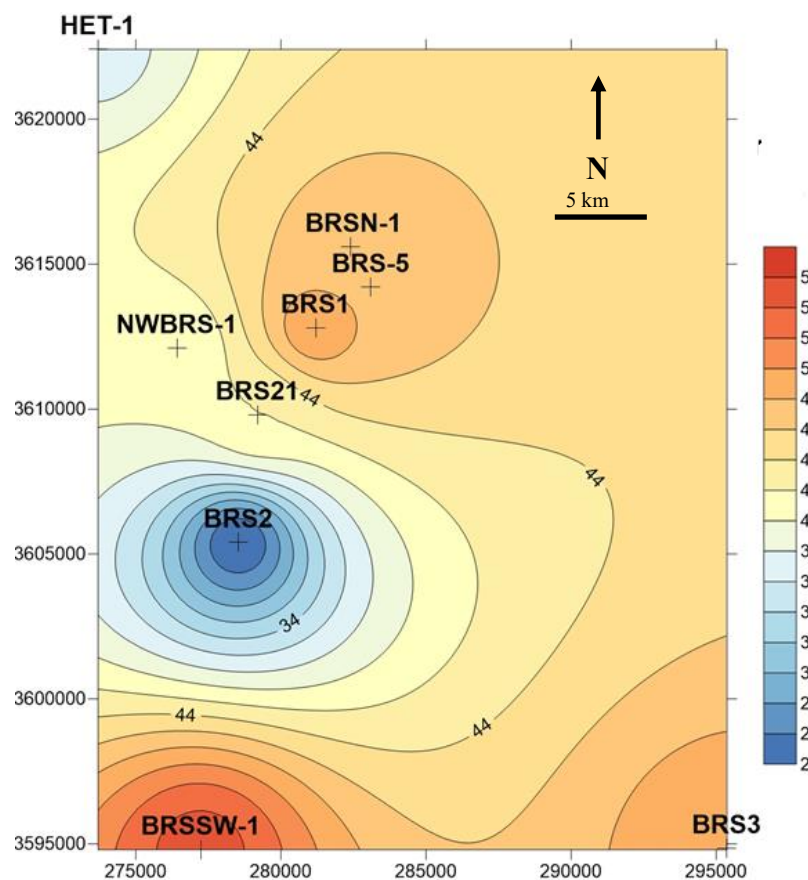


Fig. 6 : Carte en isopaques du réservoir principal (Ordovicien).

2. Réservoir série inférieure (Trias)

A la différence du réservoir précédent, la carte en isopaques du Trias (Fig. 7) « série inférieure » montre des épaisseurs nettement plus importantes, comprises entre 87 et 204 m. L'épaisseur maximale (200 et 204 m) est enregistrée dans les puits BRS-2 et BRS-21, alors que la minimale (87 m) est observée dans les puits BRSN-1 et BRS-5. Dans cette optique, nous constatons que les épaisseurs du réservoir (SI) sont relativement faibles dans les puits marqués par de fortes épaisseurs du réservoir principal de l'Ordovicien et vice versa.

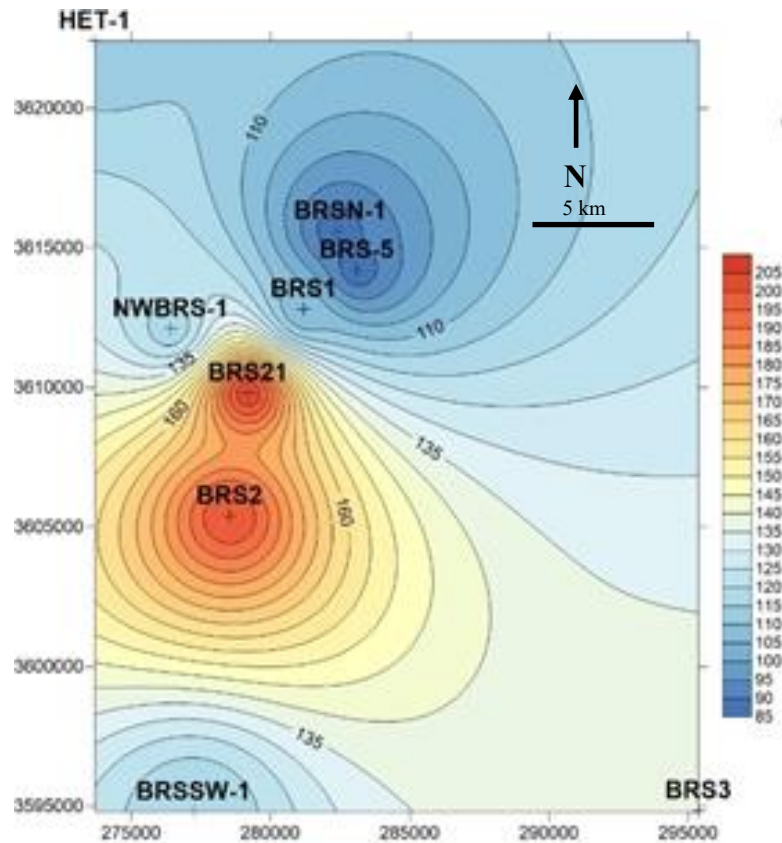


Fig. 7 : Carte en isopaques du réservoir SI (Trias).

B. Cartes en isobathes

A travers les neuf (09) puits sélectionnés, nous constatons que les profondeurs des deux réservoirs restent relativement stables (Tabl. 2). Ainsi, nous distinguons des zones moins profondes au Nord (puits : HET-1, BRSN-1, BRS-5, BRS-1 et NWBRS-1) et relativement plus profondes au Sud (BRSSW-1, BRS-2 et BRS-3) guidées principalement par le jeu de failles.

Puits	Profondeurs du réservoir ordovicien	Profondeurs du réservoir triasique (SI)
BRSN-1	3797 m	3710 m
NWBRS-1	3782 m	3665 m
HET-1	3860 m	3720 m
BRS-21	3942 m	3615 m
BRS-1	3826 m	3688 m
BRS-3	4052.5 m	3786 m
BRS-2	4100 m	3802 m
BRSSW-1	4151 m	3718 m
BRS-5	3794 m	3707 m

Tabl. 2 : Profondeurs calculées pour les réservoirs de l'Ordovicien et du Trias.

1. Réservoir principal (Ordovicien)

La carte en isobathes élaborée pour le réservoir principal de l'Ordovicien (Fig. 8) montre clairement une zone moins profonde au Nord, représentée par les puits : HET-1, BRSN-1, BRS-5, BRS-1 et NWBRS-1 et une zone relativement plus profonde au Sud (puits : BRSSW-1, BRS-2 et BRS-3). Entre les deux zones, le puits BRS-21 est marqué par une profondeur de 3942 m.

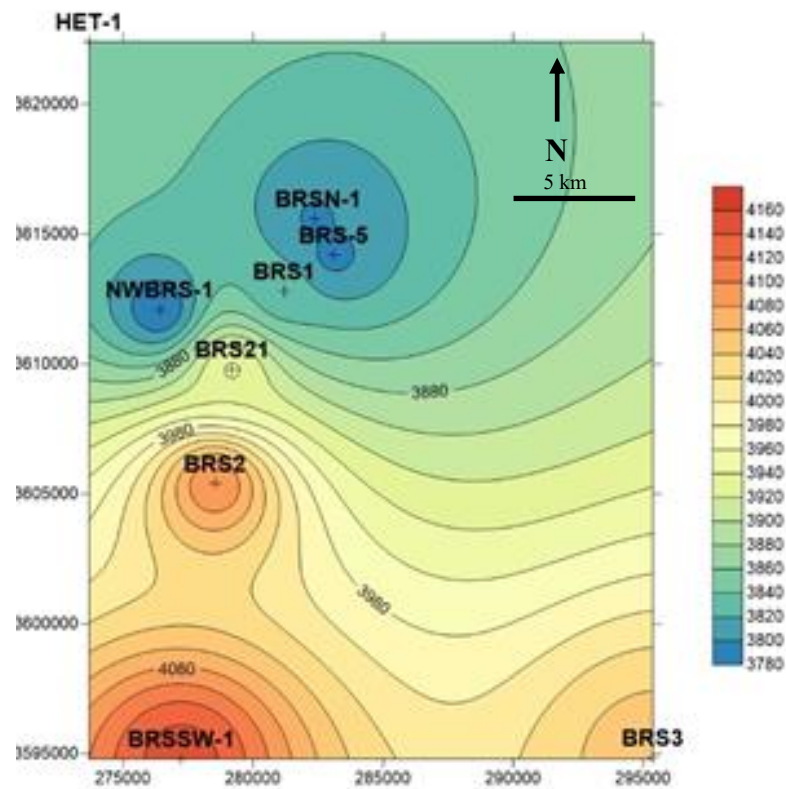


Fig. 8 : Carte en isobathes du réservoir principal (Ordovicien).

2. Réservoir série inférieure (Trias)

Pour ce réservoir secondaire triasique, le schéma global de la carte en isobathes ne change que relativement au Nord (Fig. 9). La zone du Sud reste toujours la plus profonde avec les mêmes puits (BRSSW-1, BRS-2 et BRS-3). Par contre, le puits BRS-21 intègre la zone du Nord et devient le moins profond (3615m).

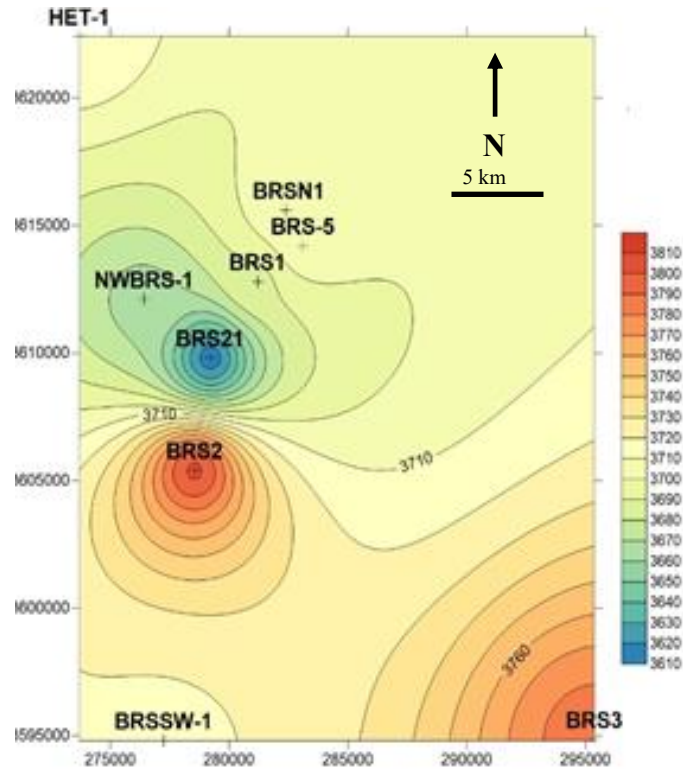


Fig. 9 : Carte en isobathes du réservoir triasique (SI).

III. CONCLUSION

A partir des différentes cartes élaborées dans ce chapitre, nous pouvons conclure que le puits BRSN-1, en cours d'exploitation, présente un potentiel important en matière d'huile, de par son emplacement dans le bloc nord du champ. Ce dernier se distingue par l'importance des épaisseurs de son réservoir principal de l'Ordovicien. Cette conclusion sera confirmée par les résultats obtenus dans le chapitre suivant.

Notons également que les cartes en isopaques et en isobathes ont permis de mettre en valeur l'importance du contrôle tectonique sur l'évolution spatio-temporelle des réservoirs.

Troisième chapitre : **MONITORING DU Puits BRSN-1**

Troisième chapitre : **MONITORING DU Puits BRSN-1**

I. INTRODUCTION

Par définition, le monitoring consiste à surveiller un puits pétrolier et évaluer son efficacité sur le plan débit et taux de production du réservoir. Il consiste également à la surveillance des impacts environnementaux. Dans le cas de notre étude, nous nous sommes intéressés essentiellement à la surveillance géologique du puits BRSN-1 selon un standard validé par l'entreprise. Ceci dans le but d'obtenir le maximum d'informations géologiques.

Notons que cette opération a été réalisée d'abord sur le chantier lors de notre stage de mise en situation professionnelle.

II. METHODOLOGIE

La méthodologie utilisée repose sur la collecte et l'analyse des données (cuttings et carottes).

A. Collecte des données

Lors de l'exécution du forage, la collecte des données est un paramètre important à prendre en considération afin d'identifier les formations géologiques traversées y compris la roche réservoir.

1. Données géologiques

1.1. Les cuttings du forage

Les cuttings (ou déblais) sont les fragments des roches broyés par le trépan au cours d'un forage. Ils sont remontés en surface par le fluide de forage.

1.2. Le carottage

Dans l'industrie d'huile et de gaz, les carottes constituent une étape importante pour étudier les caractéristiques pétrophysiques et sédimentologiques du réservoir, ainsi que les propriétés du fluide.

B. Analyse des données

1. Description des cuttings

La description des cuttings consiste à définir un ensemble des paramètres pétrographiques de la roche (e.g. nature, dureté, couleur et texture).

2. Description des chips :

En plus de la description par le microscope, nous pourrions également faire passer les chips au fluoroscope.

3. Résultats obtenus

3.1. Cuttings de la zone d'alternance

Cette zone d'alternance commence à partir de 3969 m pour atteindre le top du Cambrien situé à 3989 m. C'est une zone caractérisée par des argiles de couleur rouge à gris foncé, indurées admettant des passées de grès, à grains très fins à fins (Fig. 10).



Fig. 10 : Cuttings de la zone d'alternance.

3.2. Cuttings de l'Ordovicien

Ce sont essentiellement des grès gris clair, à grains fins à très fins (Fig. 11), compacts, avec de rares passées d'argiles indurées.



Fig. 11 : Grès de l'Ordovicien.

3.3. Chips des carottes

La carotte étudiée est extraite du réservoir triasique « série inférieure ». La description des chips sous le microscope montre la présence de grès de couleur grisâtre à et blanchâtre, avec une porosité visuelle légèrement faible.

Par ailleurs, la description des chips de la carotte de l'Ordovicien indique que les grès sont de couleur blanchâtre, durs et compacts à grains fins à très fins, avec une porosité visuelle faible. Notons que sous le fluoroscope, il n'existe aucun indice sur la présence d'hydrocarbure.

C. Évaluation des performances

1. Indicateurs de performance pour le réservoir ordovicien :

L'analyse intégrée des cartes en isopaques et en isobathes réalisées par le logiciel « Surfer », nous a permis d'avoir plus d'informations sur le potentiel pétrolier du réservoir ordovicien au niveau du puits Bir Sebaa Nord-1. Ce dernier occupe une position culminante favorable sur le toit de l'Ordovicien, s'inscrivant parfaitement dans la continuité du haut structural nord, formé avec les puits producteurs BRS-5 et BRS-1. La carte en isopaques montre une épaisseur du réservoir ordovicien de 47 m au niveau de BRSN-1. Une telle épaisseur est légèrement inférieure aux épaisseurs du même bloc et qui peut atteindre 50 m (BRS-1). Cette combinaison d'une fermeture structurale haute et d'une puissance de réservoir stable et adéquate confirme d'excellents indicateurs de performances pour le réservoir.

2. Indicateurs de performance pour le réservoir du Trias « série inférieure »

Une première interprétation des informations données dans le tableau ci-après montre que les ressources d'huile escomptées varient entre un minimum garanti de 2.18 millions de m^3 (P90) et un maximum optimiste de 4.87 millions de m^3 (P10), avec une estimation médiane (P50) de 3.31 millions de m^3 .

A noter que la probabilité de succès géologique (POS) est de l'ordre de 21%. Ce qui donne une moyenne risquée de 0.72 millions de m^3 .

Prospect	Réservoir	Fluide	Ressources d'huile escomptées (Millions de m^3)				POS	Risky Mean
			P90	P50	P10	Mean		
BRSN-1	Trias SI	Huile	2.18	3.31	4.87	3.44	21	0.72
Total			2.18	3.31	4.87	3.44	21.00	0.72

Tabl. 3 : Ressources en place estimées de Bir Sebaa Nord-1.

3. Comparaison des résultats avec les puits en production du Bloc 433a

Le puits BRSN-1 objet de la présente étude présente une analogie parfaite avec les puits producteurs de sa proximité immédiate. Il partage la même position de haute structurale 3794 m à 3800 m, ainsi qu'une épaisseur du réservoir similaire (entre 47 et 50 m pour l'Ordovicien) et (87 à 106 m pour le Trias). Cette continuité spatiale témoigne fort bien de l'extension du réservoir vers le Nord. Vers le centre du bloc, les puits BRS-21 et BRS-2 gardent les épaisseurs maximales du réservoir (24 et 42 m dans l'Ordovicien 200 et 204 m et dans le Trias). Reste à souligner ici que le BRSN-1 bénéficie d'un contexte structural haut très stable, moins complexe et favorable à l'accumulation des hydrocarbures.

A l'inverse des zones périphériques Sud, caractérisées par un enfoncement structural prononcé 4100 m (BRS-2) et 4151 m (BRSSW-1) et un amincissement net des couches (24 m à BRS-2). Le puits BRSN-1 conserve des caractéristiques structurales supérieures.

Quatrième chapitre : **APPORT DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE (IA)**

Quatrième chapitre : APPORT DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE (IA)

I. INTRODUCTION

Aujourd'hui, l'intelligence artificielle (IA) s'impose comme un levier technologique majeur dans plusieurs domaines liés aux géosciences en accélérant le traitement des données et en optimisant les modèles prédictifs du sous-sol. Dans ce dernier chapitre, nous avons opté pour l'intégration d'algorithmes d'IA dans l'interprétation des données géologiques du puits BRSN-1.

II. METHODOLOGIE

La méthode utilisée ici consiste à la création des codes Python spécialement géologique pour réaliser des courbes diagrammiques et décrire des cuttings ou des chips. Ainsi, l'intégration des plateformes entres elles est considérée comme l'étape la plus importante pour obtenir des résultats fiables et plus proches aux plateformes : **Lasio et Gempy, Google Colab, curvenote, Tensorflow**. Notons que le code Python a pour objectif l'installation et l'intégration des plateformes et la réalisation des courbes diagrammiques (Fig. 12).



```
[2] !pip install

from google.colab import files
import lasio
import matplotlib.pyplot as plt

uploaded = files.upload()
filename = list(uploaded.keys())[0]

las = lasio.read(filename)
df = las.df()

fig, axes = plt.subplots(figsize=(8, 6))

axes[0].plot(df['GR'], df.index, color='red')
axes[0].set_xlabel('Gamma Ray (API)')
axes[0].set_xlim(0, 150)
axes[0].grid(True)

res_curve = 'ILD' if 'ILD' in df.columns else 'Resistivity'
axes[1].plot(df[res_curve], df.index, color='blue')
axes[1].set_xlabel('Resistivity (ohm-m)')
axes[1].set_xscale('log')
axes[1].grid(True)

plt.gca().invert_yaxis()
axes[0].set_ylabel('Depth (m)')
fig.suptitle(f'Well Logs: {las.well}')

plt.tight_layout()
plt.show()
```

Collecting lasio
Downloading lasio-0.32-py3-none-any.whl (1.1 MB)
Requirement already satisfied: numpy in /usr/local/lib/python3.10/dist-packages (1.24.3)
Downloading lasio-0.32-py3-none-any.whl (1.1 MB)
Installing collected packages: lasio
Successfully installed lasio-0.32

Fig. 12 : Code Python (installation, intégration des plateformes et réalisation des courbes diagrammique).

III. RESULTATS ET INTERPRETATION

A. Courbes diagraphiques

Dans le présent travail, et en fonction des données disponibles, nous nous sommes limités à la réalisation des courbes diagraphiques de type Gamma Ray et résistivité. Etant donné que les contenus des fichiers « Las » varient d'un fichier à l'autre, les valeurs sont enregistrées et les paramètres sont calculés selon les profondeurs.

1. Enregistrement diagraphique type 1 : de 14 à 1000 m

Les deux courbes diagraphiques fabriquées par l'IA peuvent être interprétées comme suit :

-la courbe de Gamma-Ray (GR) en vert montre des pics élevés correspondant à des faciès argileux à silteux. Par contre, les faibles valeurs traduisent l'existence une variété de roches, comme les grès, les calcaires, les dolomies ou les évaporites (anhydrites, sels).

-la courbe de la Résistivité (Rs) en rouge est marquée par des fortes résistivités (pics vers la droite) évoquant la présence de roches denses, compactes (e.g. anhydrites, dolomies massives et bancs de calcaires). Les faibles valeurs de la résistivité correspondent généralement à des formations poreuses saturées en eau salée (conductrice) ou à des niveaux argileux. (Fig. 13).

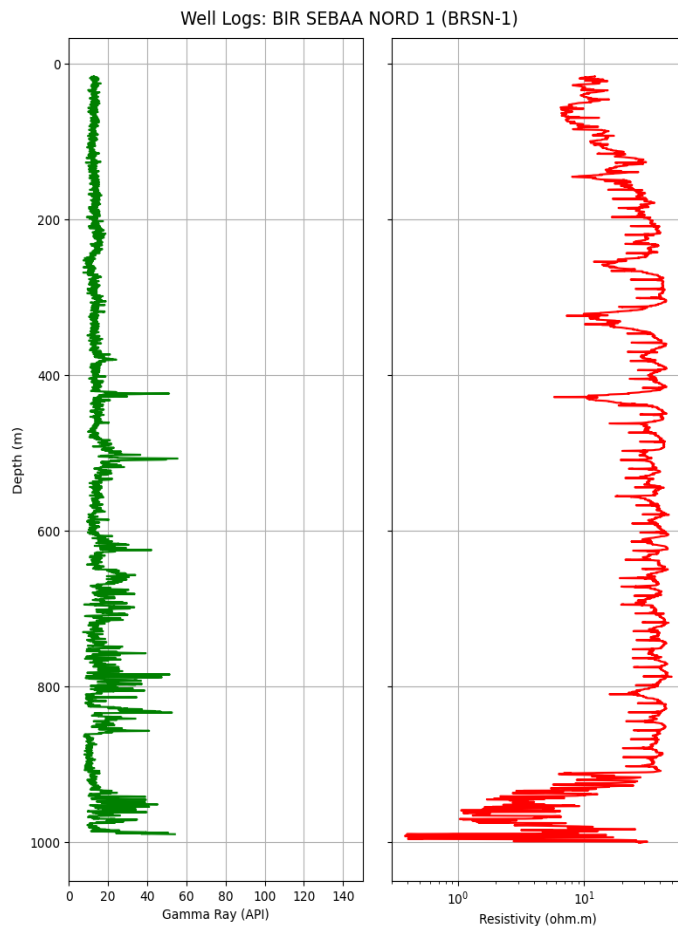


Fig. 13 : Enregistrement diagraphique (GR, Rs) de type 1.

2. Enregistrement diagraphique type 2 : de 885 à 999 m

A la différence des enregistrements précédents, et pour le même puits, nous constatons que l'excursion des deux courbes (GR, Rs) est plus claire et nous donne plus de détail sur les caractéristiques pétrophysiques et géologique, en particulier sur la formation du Cénomanién et de la base du Turonien. Ainsi, les jeux diagraphiques évoquent une alternance sédimentaire composée principalement d'argiles grises et d'anhydrites blanches, de dolomies et de marne. (Fig. 14).

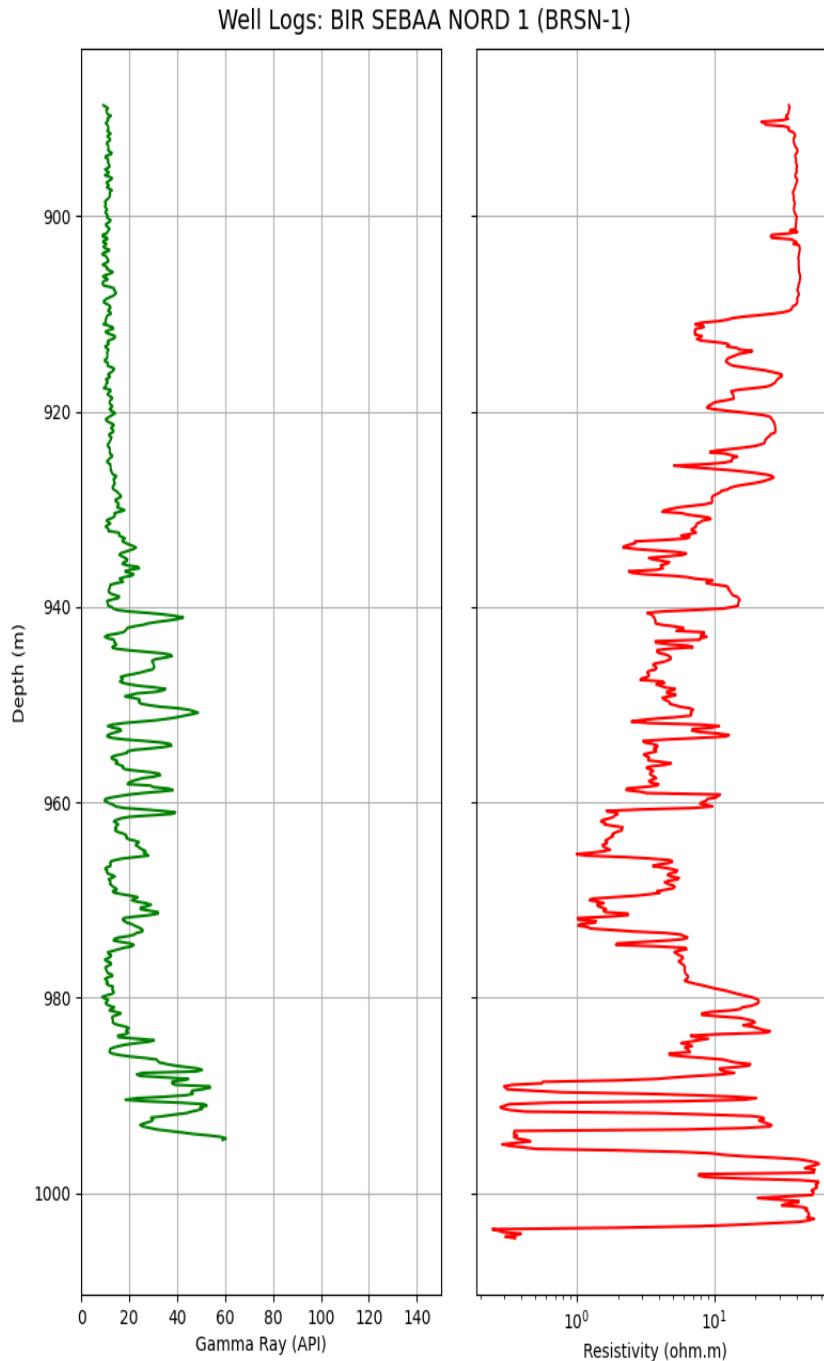


Fig. 14 : Enregistrement diagraphique (GR, Rs) de type 2.

3. Enregistrement diagraphique type 3 : de 0 à 2500 m

A cette profondeur, le programme de l'IA nous offre des enregistrements condensés et très difficiles à interpréter à cause du grand nombre des mesures levées d'une part et de l'échelle de résolution de l'IA d'autre part (Fig. 15). Dans cet intervalle, les roches sont généralement extrêmement hétérogènes, caractérisées par une alternance complexe de formations silico-clastique, carbonatées et évaporitiques (sables, argiles, dolomies, calcaires et anhydrites) au sein de la couverture méso-cénozoïque.

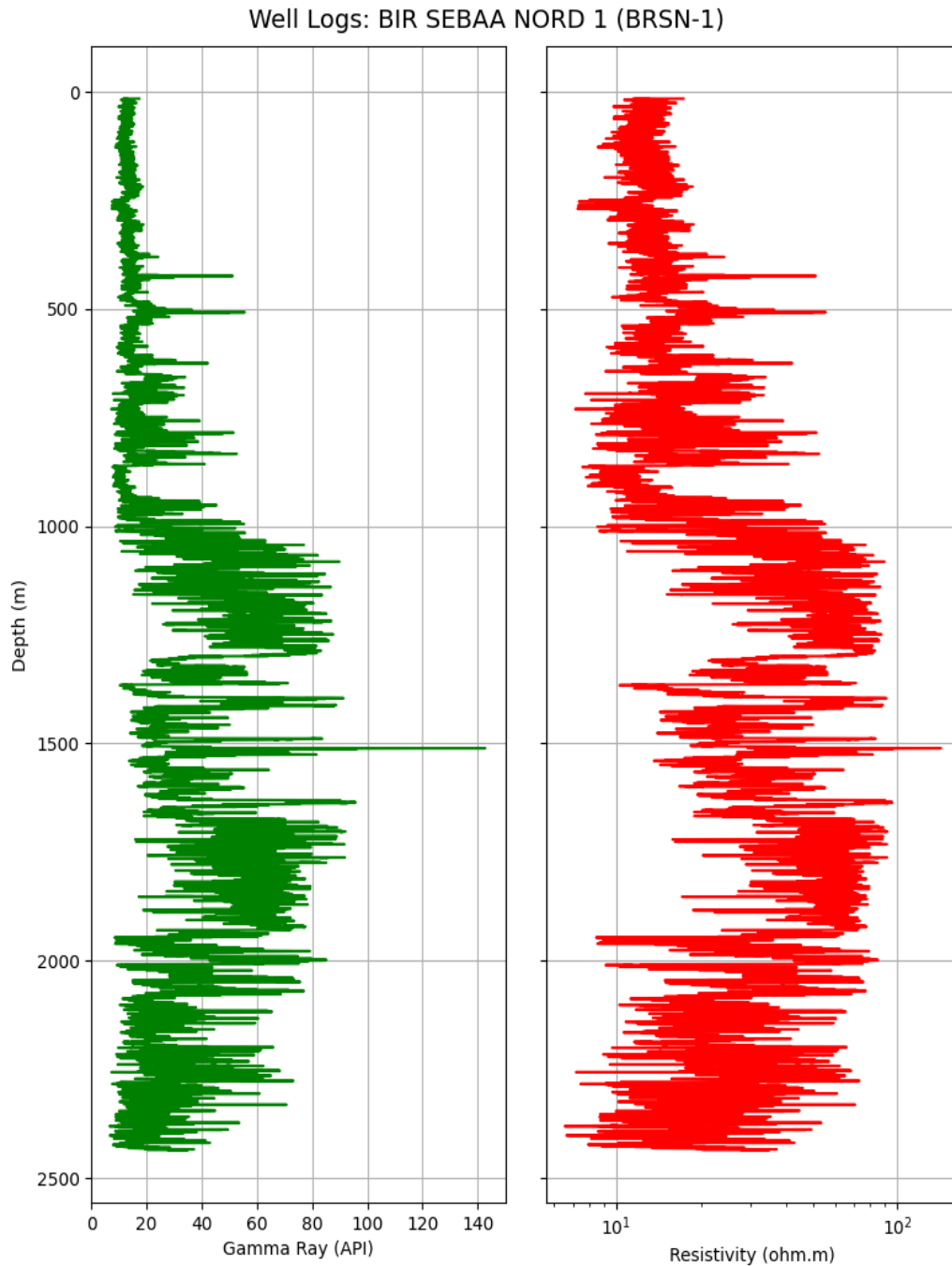


Fig. 15 : Enregistrement diagraphique (GR, Rs) de type 3.

4. Enregistrement diagraphique type 4 : de 2400 à 3500 m

A cet intervalle de profondeur, l'excursion des courbes (GR-Rs) montre une grande similitude (Fig. 16). Ceci correspond géologiquement au Trias argileux inférieure.

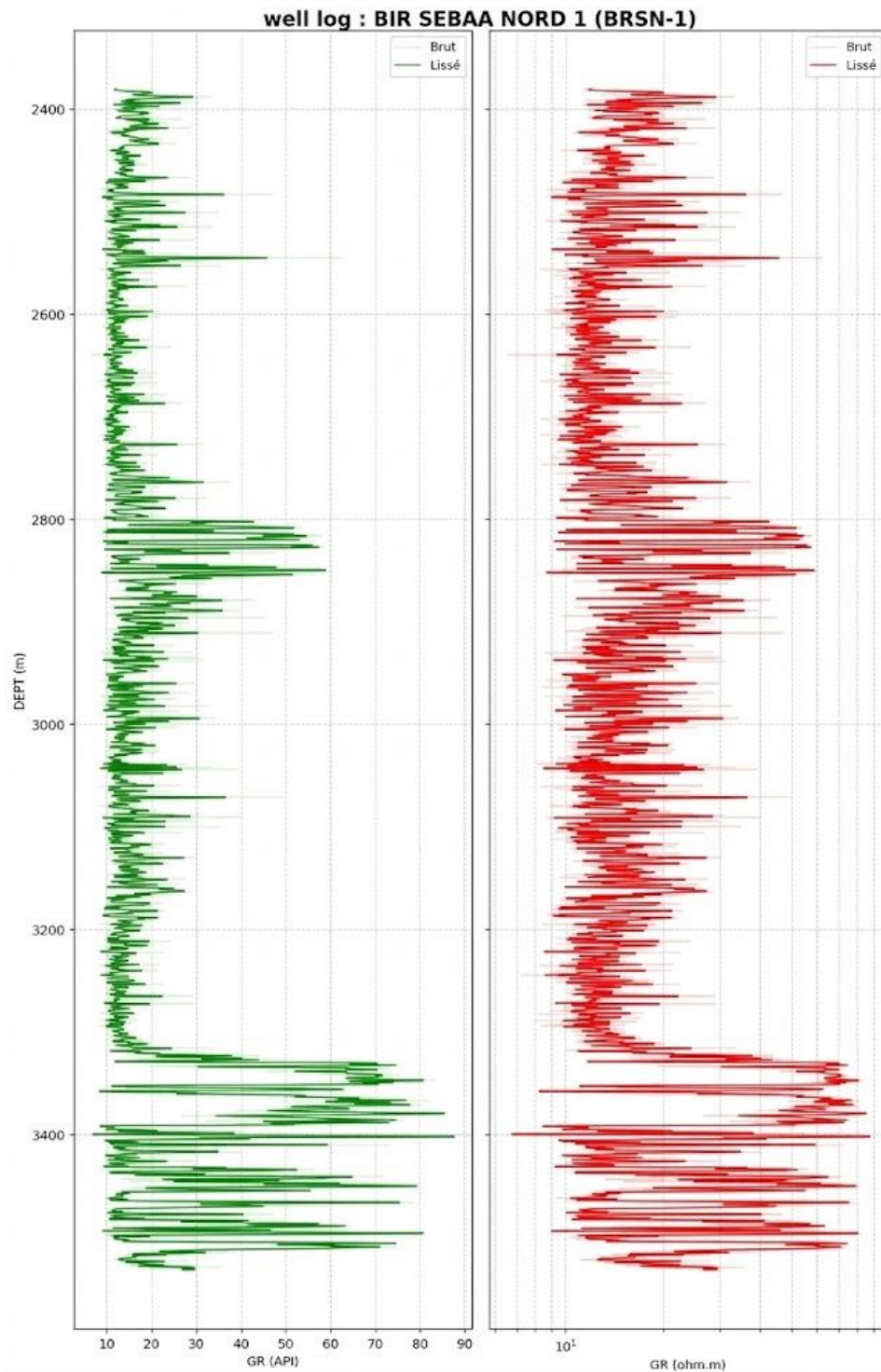


Fig. 16 : Enregistrement diagraphique (GR, Rs) de type 4.

5. Enregistrement diagrammique du puits complet : de 0 à 3520 m

Après un traitement diagrammique intervalle par intervalle, nous avons obtenu un enregistrement complet du puits considéré avec des jeux permettant de distinguer les différentes formations géologiques allant du Trias au Mio-Pliocène. (Fig. 17).

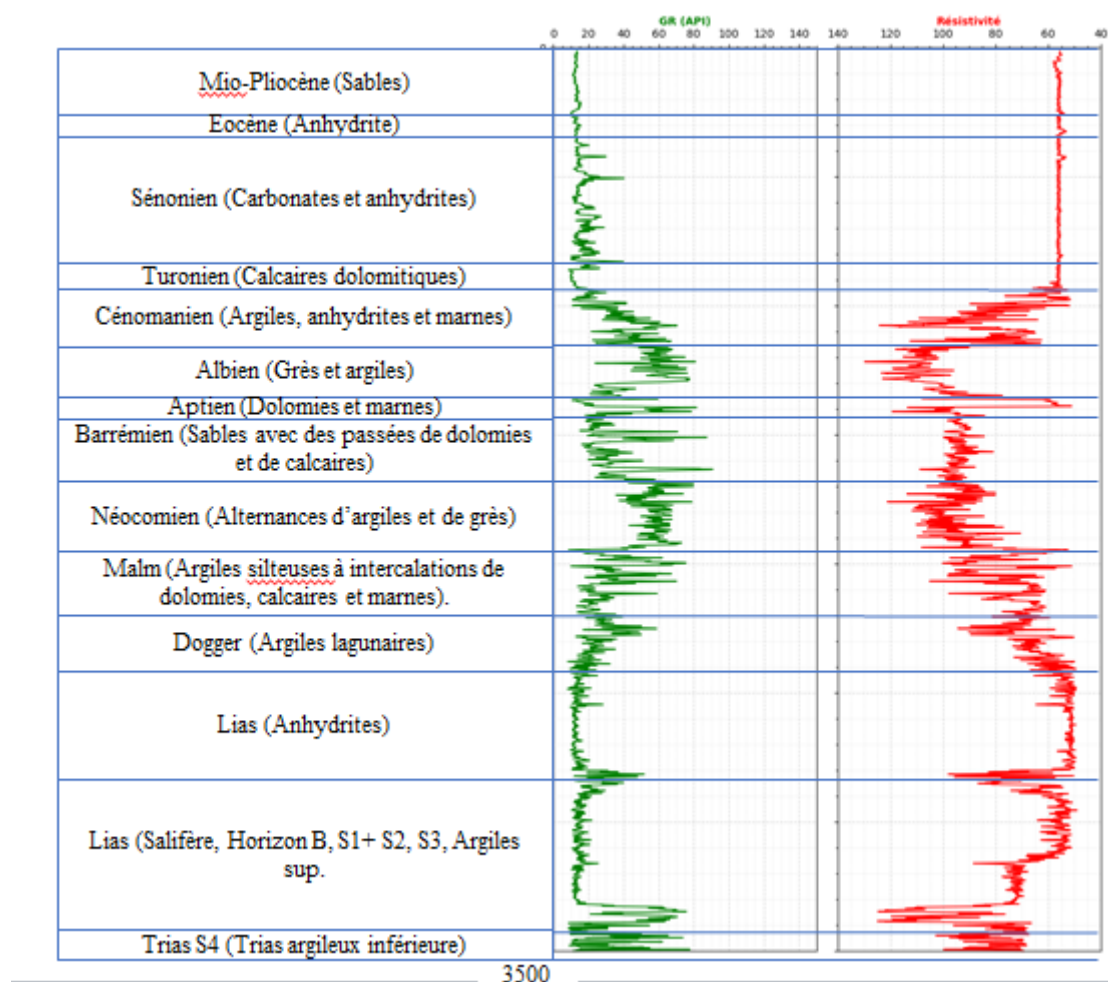


Fig. 17 : Enregistrement diagrammique (GR, Rs) du puits BRSN-1.

B. Description des cuttings

Cette description concerne la nature de roche, sa texture, sa couleur et la taille des grains dans le cas des roches silico-clastiques. Il est important de souligner ici que la présentation de la zone de forage et son contexte géologique est nécessaire pour obtenir un résultat fiable et exploitable.

Il est à noter qu'une plateforme qui fonctionne à l'aide d'un code Python facilite la description des déblais de manière instantanée et rapide (Fig. 18).

```

# =====
# DESCRIPTION D'ÉCHANTILLON DE CUTTINGS
# =====

import pandas as pd
from IPython.display import display

# Initialisation du registre
if 'registre_cuttings' not in globals():
    registre_cuttings = []

# @title Paramètres de l'Échantillon { run: "first-execution" }

Type_de_Roche = "Grès" # @param ["Grès", "Calcaire", "Argilite", "Siltstone", "Dolomie", "Anhydrite", "Autre"]
Couleur = "Gris clair" # @param {type:"string"}
Taille_des_Deblais = "Moyen (0.25 - 0.5 mm)" # @param ["Gros (> 1.0 mm)", "Moyen (0.25 - 0.5 mm)", "Fin (0.0625 - 0.25 mm)", "Tr"]
Structure = "Massive, friable, sub-anguleuse" # @param {type:"string"}
Type_de_Mineral = "Quartz" # @param ["Quartz", "Calcite", "Dolomite", "Argiles", "Feldspath", "Pyrite", "Gypse / Anhydrite", "Aut"]

# Création du dictionnaire
echantillon = {
    "Type de Roche": Type_de_Roche,
    "Couleur": Couleur,
    "Taille des Déblais": Taille_des_Deblais,
    "Structure": Structure,
    "Type de Minéral": Type_de_Mineral
}

# Ajout et affichage sous forme de tableau
registre_cuttings.append(echantillon)
df_registre = pd.DataFrame(registre_cuttings)

display(df_registre)

```

Fig. 18 : Code Python pour la description du cutting.

1. Cuttings de la zone d'alternance

1.1. Description au laboratoire

L'échantillon étudié provient du cutting de l'Ordovicien. Il se distingue par les caractéristiques pétrographiques suivantes :

- Nature de la roche : grès, avec présence d'argiles ;
- Couleur : gris clair ;
- Taille des grains : elle varie entre 0.5 et 3 mm ;
- Texture et morphologie : hétérométrique, avec des débris millimétriques à des éléments allongés plus grossiers.

1.2. Description par l'IA

Le programme développé pour l'intelligence artificielle a donné les informations pétrographiques suivantes :

- Nature de la roche : grès, avec présence de quelques fragments de roches et d'argile sombre ;
- Couleur : gris clair ;
- Taille des grains : il s'agit de grains de taille moyenne à fin, relativement homogènes ;
- Texture et morphologie : grains arrondis à sub-arrondis.

En somme, la description visuelle ou celle réalisée par l'IA du cutting de l'Ordovicien. (Fig. 19) comparée aux données et à l'interprétation trouvées dans la littérature, évoque un mélange hétérogène silico-clastique correspondant à un environnement sédimentaire de type fluvatile chenalisé.



Fig. 19 : Echantillon du Cutting de l'Ordovicien.

C. Description des chips

Il s'agit ici du même principe précédent concernant la description des cuttings, à savoir le développement d'un code Python contenant des entrées pour décrire le chips selon les besoins et les données recherchées par le géologue (e.g. Nature de la roche et sa couleur, la taille des grains, la structure, la porosité et l'indice des hydrocarbures (Fig. 20).

```
# =====
# CODE DE DESCRIPTION LITHOLOGIQUE ET PÉTROPHYSIQUE DES CHIPS
# =====

import pandas as pd

# Define column structure for geological chips description
colonnes_chips = [
    "Type_de_Roche",
    "Couleur",
    "Taille_des_Grains",
    "Structure",
    "Porosite",
    "Indice_Hydrocarbure",
]

# Create empty DataFrame
df_chips = pd.DataFrame(columns=colonnes_chips)

# Display empty table in Google Colab
display(df_chips)
```

Fig. 20 : Code Python pour la description du chips.

1. Chips de la carotte de l'Ordovicien

La description par l'IA de l'échantillon gréseux (Fig. 21) provenant du réservoir de l'Ordovicien, nous a donné les informations pétrophysiques suivantes :

- Nature de la roche : grès ;
- Couleur : grise clair ;
- Taille de grains : grains fins à moyens ;
- Texture : moyennement consolidé ;
- Porosité : porosité inter-granulaire très faible, témoignant de l'existence d'un réservoir très compact.

-Indice d'hydrocarbure : pas de traces directes d'huile.



Fig. 21 : Echantillon du chips grès gris clair (Réservoir Ordovicien).

2. Chips de la carotte du Trias « série inférieur »

2.1. Chips argileux :

La description des chips argileux de la carotte du Trias SI (Fig. 22) (Profondeur : 3709- 3727m) par l'IA a donné les résultats suivants :

- Nature de la roche : argile indurée ;
- Couleur : brunâtre à verdâtre, avec des nuances de couleur rouge ;
- Taille des grains : grains très fins ;
- Texture : compacte et indurée sous l'effet de probablement de la compaction ;
- Porosité : matrice argileuse imperméable avec une porosité nulle ;
- Indice d'hydrocarbure : résultat Néant, aucun indice d'hydrocarbures.

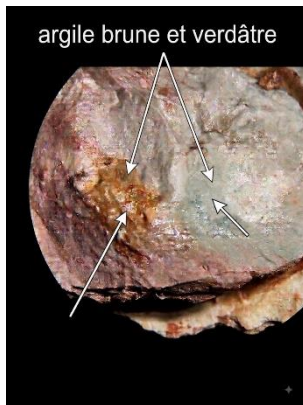


Fig. 22 : Echantillon du chips Trias SI type 1.

2.2. Chips gréseux :

Pour la même carotte, la description des chips gréseux (Fig. 23) montre les caractéristiques suivantes :

- Nature de roche : grès ;
- Couleur : clair à blanchâtre, avec de légères nuances plus sombres dans la matrice ;
- Taille des grains : grains fins à moyens ;
- Texture : Très compacte et consolidée ;
- Porosité : très faible indiquant une faible perméabilité ;
- Indice d'hydrocarbure : pas de traces visibles d'hydrocarbures.



Fig. 23 : Echantillon du chips Trais SI type 2.

IV. CONCLUSION

L'approche par l'intelligence artificielle, a bien montré son apport dans le domaine des géosciences, en particulier dans la diagraphie et la description des carottes. Dans le cas des données « Las » des deux méthodes diagraphiques (GR et Rs), l'application des algorithmes avancés nous a permis d'analyser, de corriger les anomalies et de lisser les courbes diagraphiques. Nous avons également relevé les bons résultats obtenus dans la description des déblais (cuttings) et des chips.

En somme, si l'intelligence artificielle s'impose comme un assistant remarquable pour le traitement automatisé des données numériques et le tracé des courbes, elle ne saurait remplacer l'expertise visuelle et le sens critique du géologue face à la réalité matérielle des roches.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Au terme de ce mémoire, nous essayons de résumer ici les principaux résultats obtenus.

-sur le plan de la dynamique sédimentaire : l'élaboration des cartes en isopaques et en isobathes pour neuf (09) puits sélectionnés dans le champ de Bir Sebaa a permis de mettre en évidence la relation entre les variations des épaisseurs et des profondeurs des réservoirs de l'Ordovicien (Quartzites de Hamra) et du Trias (Série inférieure) et le jeu de la tectonique locale et/ou régionale. Par ailleurs, l'analyse des cartes a également révélé l'importance du puits BRSN-1 en matière de production d'huile par rapport aux puits environnants.

-sur le plan monitoring : le monitoring du puits BRSN-1, objet de la présente étude a été consacré essentiellement à la surveillance géologique. Cette dernière consiste à décrire des cuttings et des chips pour confirmer l'importance du puits en matière de production.

-sur l'apport de l'Intelligence Artificielle (IA) : cette approche utilisée dans la diagraphie (e.g. Gamma-Ray et Résistivité) et la description à la fois des carottes, des cuttings et des chips a été un outil indispensable pour confirmer les résultats obtenus précédemment.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ALIEV M.M., AIT LAOUSSINE N., BENALICHERIF A., SEIFOUL-MOULUKOV R.B., CHIKHALIBEILI E.CH., VYSSOTSKY V.I. & SAID A. (1971)- Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz des Atlas algériens. *Docum. Sonatrach.*, Tome 1 et 2, 275 p.

BEICIP (1992)- Rapport inédit.

BOUDJEMA A. (1987)- Evolution structural du bassin pétrolier “triasique” du Sahara Nord oriental (Algérie). *Thèse Doct. d’Etat*, Univ. P et M. Curie – Paris (France), n°220, 259 p., 53 fig.

BROQUET P & HAMEL A. (1991)- Les grès du gisement du gaz d’Hassi R’Mel (Algérie). Contexte stratigraphique, sédimentologique, paléogéographique et application de la thermoluminescence. *Bull. soc. Géol. France*, n°162 (3), pp. 563-573.

FABRE J. (2005)- Géologie du Sahara occidental et centrale. *Mus. Roy. Afri. Centr. Tervuren African Géoscience collection*, vol. 108, 572 p.

WEC (Well Evaluation Conferences) (2005)- Rapport inédit.

WEC (Well Evaluation Conferences) (2007)- Rapport inédit.

LISTE DES FIGURES

LISTE DES FIGURES

Fig. 1	Situation générale du bassin d'Oued Mya (<i>In</i> WEC Algérie, 2007, modifiée).	10
Fig. 2	Série stratigraphique type du bassin d'Oued Mya (d'après WEC, 2005).	13
Fig. 3	Limitation du champ de Bir Sebaa.	14
Fig. 4	Série stratigraphique type du champ de Bir Sebaa (d'après FDR - BRS Field, 2007).	16
Fig. 5	Emplacement des puits sélectionnés.	19
Fig. 6	Carte en isopaques du réservoir principal (Ordovicien).	20
Fig. 7	Carte en isopaques du réservoir SI (Trias).	21
Fig. 8	Carte en isobathes du réservoir principal (Ordovicien).	22
Fig. 9	Carte en isobathes du réservoir triasique (SI).	23
Fig. 10	Cuttings de la zone d'alternance.	25
Fig. 11	Grès de l'Ordovicien.	25
Fig. 12	Code Python (installation, intégration des plateformes et réalisation des courbes diagraphique).	27
Fig. 13	Enregistrement diagraphique (GR, Rs) de type 1.	28
Fig. 14	Enregistrement diagraphique (GR, Rs) de type 2.	29
Fig. 15	Enregistrement diagraphique (GR, Rs) de type 3.	30
Fig. 16	Enregistrement diagraphique (GR, Rs) de type 4.	31
Fig. 17	Enregistrement diagraphique (GR, Rs) du puits BRSN-1.	32
Fig. 18	Code Python pour la description du cutting.	33
Fig. 19	Echantillon du Cutting de l'Ordovicien.	34
Fig. 20	Code Python pour la description du chip.s	34

Fig. 21	Echantillon du chips grès gris clair (Réservoir Ordovicien).	35
Fig. 22	Echantillon du chips Trias SI type 1.	35
Fig. 23	Echantillon du chips Trais SI type 2.	36

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES TABLEAUX

Tabl. 1	Epaisseurs calculées pour les réservoirs de l'Ordovicien et du Trias	20
Tabl. 2	Profondeurs calculées pour les réservoirs de l'Ordovicien et du Trias	22
Tabl. 3	Ressources en place estimées de Bir Sbaa Nord-1	26

MEMOIRE DE MASTER

Type de Master : Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géo-Ressources

Titre du mémoire : Approche intégrée des tâches géologiques et des systèmes de monitoring dans les forages pétroliers : Cas du champ de Bir Sebaa (Bassin de l'Oued Mya)

Auteurs : Abdallah AKKARI et Ibrahim CHERIFI

Abstract

In this study, a monitoring program was conducted on a new oil well, Bir Sebaa North-1 (BRSN-1), located in the Bir Sebaa field (Oued Mya Basin), to assess its production in comparison with neighbouring wells. The interpretation of the isopach and isobath maps, compiled for the Ordovician and Triassic reservoirs based on nine (09) wells, reveals a strong correlation between the tectonic structure of the studied field and the spatial variations in the thicknesses of the two reservoirs. This situation leads us to assume that well BRSN-1, the subject of our study, may be a high-yielding well, similar to wells BRS-1 and BRS-5.

Furthermore, the monitoring of the BRSN-1 well focused on geological surveillance, based on the collection and analysis of data (cuttings and cores). The results obtained provide strong confirmation of the sought oil potential.

Finally, the integration of artificial intelligence (AI) algorithms has enabled the generation of logging curves (Gamma-Ray and Resistivity) and the characterisation of cuttings and chips from the BRSN-1 well. This confirms once again that artificial intelligence is now establishing itself as a remarkable tool for data processing and interpretation in the field of geosciences.

Key-words: Bir Sebaa, Isopachs, Isobaths, Monitoring, Logging, Cuttings, Chips, Artificial Intelligence.