

**UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA**  
**FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET**  
**DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

**Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.**



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE**

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

Option : Géologie Pétrolière

**THEME**

**Etude Sédimentologique et Péetrophysique de  
Réservoir (TAGI) Bloc 402b du Bassin de Berkine**

**Soutenu publiquement par :**

MAHDJOUBI Abderraouf  
MOUANE Anouar

**Devant le jury :**

**Président :** Mr. MERABET.L

**Promoteur :** Mr. LAOUINI.H

**Examineur :** Mr. SATOUH.A

M. A. A Univ. Ouargla

M. A. B Univ. Ouargla

M. C. A Univ. Ouargla

**Année Universitaire : 2015/2016**

# Remerciements

Nous tenons à remercier avant tout Dieu tout puissant de nous avoir donné le courage de terminer nos études.

Nous tenons à remercier en premier lieu et très chaleureusement notre promoteur Mr. LAOUINI.H

Pour avoir accepté de diriger notre travail, pour ses précieux conseils, pour son esprit d'ouverture et sa disponibilité. Grâce à lui, notre travail s'est déroulé dans les meilleures conditions.

Nous remercions aussi tous les travailleurs de société DLCC (Direction Laboratoires & Carothèque Centrale –HMD-)

Nous remercions toutes personnes qui nous ont aidés de près ou de loin.

## Liste des abréviations

- $\mu$**  : Viscosité du fluide ;
- Cg** : Conglomérat à éléments mono-ou polygéniques ;
- Fc** : Argile silteuse à nodules épars de dolomie, slickensides ;
- Fl** : Argile silteuse finement laminée ;
- Fr** : Argile silteuse à traces de racines, spots marmorisation
- Fsr** : Silt argileux à rides de courant ;
- Gms** : Conglomérat massif ;
- K** : Perméabilité ;
- L** : Longueur de l'échantillon ;
- P1** : Pression amont ;
- P2** : Pression aval ;
- Q** : Débit d'écoulement de fluide ;
- S** : Surface de l'échantillon cylindrique ;
- Sh** : Grès à stratification horizontales ;
- Sl** : Grès à stratification oblique plane faiblement inclinées ;
- Sm** : Grès massif ;
- Sp** : Grès à stratification oblique-plane ;
- Sr** : Grès à rides de courant ;
- St** : Grès à stratification oblique en auge et galets Argileux ;
- Stm** : Grès à stratification oblique en auges et galets Argileux ;
- TAGI** : Trias Argileux Gréseux Inferieur
- Vs** : Volume de solide ;
- Vch** : Volume chambre ;
- $v_p$**  : Volume des pores ;
- Vr** : Volume référence ;
- V1** : Volume Initiale ;
- 3D** : A trois dimensions ;
- $(\Delta P)/L$**  : La chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon ;
- mD** :  $10^{-3}$  darcy ;
- Psi** :  $0,07 \cdot 10^5$  P ;

## *Liste des figure*

<b>Fig. 1. 1:</b> Situation géographique du bassin de Berkine.....	2
<b>Fig. 2. 1:</b> carte géologique du bassin de Berkine.....	3
<b>Fig. 3. 1:</b> Localisation des sondages étudiés.....	4
<b>Fig. 4. 1:</b> Colonne stratigraphique du bassin de Berkine.....	5
<b>Fig. 5. 1:</b> Les principales phases tectoniques sur la plate forme saharienne.....	8
<b>Fig. 6. 1:</b> Les éléments tectoniques dans le bassin de Berkine.....	10
<b>Fig. 1. 2:</b> Schéma représente les milieux poreux .....	16
<b>Fig. 2. 2:</b> Présentation graphique de types de porosités .....	17
<b>Fig. 3. 2:</b> Schéma représentant l'ultra Pore 300 configuré pour le grain volume.....	19
<b>Fig. 4. 2:</b> Schéma représentant la pompe volumétrique.....	20
<b>Fig. 5. 2:</b> Equipement de Retort.....	21
<b>Fig. 6. 2:</b> Schéma explique l'application la loi de Darcy.....	22
<b>Fig. 7. 2:</b> Présentation graphique de types de perméabilités.....	23
<b>Fig. 8. 2:</b> Méthode de mesure de perméabilité au Laboratoire sur Echantillon de carottes.....	24
<b>Fig. 9. 2:</b> Schéma de l'équipement minipermeametre.....	25
<b>Fig. 1. 3:</b> Histogramme des fréquences des facies lithologiques, puits SF-2.....	30
<b>Fig. 2. 3:</b> Histogramme des fréquences des facies lithologiques, puits SF-3.....	31
<b>Fig. 3. 3:</b> 2/3018.61m à 3018.74(SF-2) structures sédimentaires frustes avec une légère concentration de pyrite .....	36
<b>Fig. 4. 3:</b> 4/2960.35m à 2960.53m(SF-3) Lithofaciès (Sp/Sl) de direction variable.....	36
<b>Fig. 5. 3:</b> 1/2972.50m à 2972.62m(SF-2) lithofaciès(Cg) Galets "cm" de grés sidertque emballés dans une matrice gréseuse .....	36
<b>Fig. 6. 3:</b> 3/2967.70m à 2968.00m (SF-3) lithofaciès (Sp)les surface oblique plaines sont mal exprimées .....	36
<b>Fig. 7. 3:</b> Histogramme des fréquences des milieux de dépôts, puits SF-2.....	39
<b>Fig. 8. 3:</b> Histogramme des fréquences des milieux de dépôts, puits SF-3.....	39
<b>Fig. 1. 4:</b> Histogrammes de porosité de lithofaciès (Cg).....	42
<b>Fig. 2. 4:</b> Histogrammes de perméabilité de lithofaciès (Cg).....	43
<b>Fig. 3. 4:</b> Histogrammes de porosité de lithofaciès (Sp/Sl).....	44

<b>Fig. 4. 4:</b> Histogrammes de perméabilité de lithofacies (Sp/Sl).....	44
<b>Fig. 5. 4:</b> Histogrammes de porosité de litofacies (Sr).....	45
<b>Fig. 6. 4:</b> Histogrammes de perméabilité de litofacies (Sr).....	46
<b>Fig. 7. 4:</b> Histogrammes de porosité de litofaciès (Sm).....	47
<b>Fig. 8. 4:</b> Histogrammes de perméabilité de litofaciès (Sm).....	47
<b>Fig. 9. 4:</b> Histogrammes de porosité de litofacies (St/Stm).....	48
<b>Fig. 10. 4:</b> Histogrammes de perméabilité de litofacies (St/Stm).....	49
<b>Fig. 11. 4:</b> Histogrammes de porosité de litofacies (Fl).....	50
<b>Fig. 12. 4:</b> Histogrammes perméabilité de litofacies (Fl).....	50
<b>Fig. 13. 4:</b> Histogrammes de porosité de litofacies (Fr).....	51
<b>Fig. 14. 4:</b> Histogrammes de perméabilité de litofacies (Fr).....	52
<b>Fig. 15. 4:</b> (a, b, c & d), présente des graphes de corrélations entre les porosités et perméabilités, des données des carottes.....	55
<b>Fig. 16. 4:</b> Découpage en faciès pétrophysiques.....	59

## Liste des tableaux

<b>Tableau. 1. 1:</b> les principaux réservoirs du bassin de Berkine.....	11
<b>Tableau. 1. 3:</b> Principales caractéristique des lithofaciès et interprétation de milieux de dépôts.....	29
<b>Tableau. 2. 3:</b> Des associations de facies rencontrées dans le puits SF-2.....	37
<b>Tableau. 3. 3:</b> Des associations de facies rencontrées dans le puits SF-3.....	38
<b>Tableau. 1. 4:</b> Une variation du cutoff des perméabilités et porosité d'un lithofaciès à un autre.....	54

---

Remerciements

Résumé

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>I.Généraliti</b>	1
I. 1. Situation géologique et géographique.....	2
I. 1. 1. Cadre géographique .....	2
I. 1. 2. Cadre géologique .....	3
I. 2. Zone d'étude... ..	4
I. 3. Historique du bassin .....	4
I. 4. Stratigraphie de Berkine.....	5
I. 5. Aspect stratigraphique.....	6
I. 5. 1. Le socle .....	6
I. 5. 2. Paléozoïque .....	6
I. 5. 3 Mésozoïque .....	6
I. 5. 4 Cénozoïque.....	7
I. 5. 5. Le Quaternaire .....	7
I. 6. Evolution structural .....	7
I. 6. 1. Cadre structural du bassin de Berkine .....	9
I. 6. 2. Les directions tectonique .....	9
I. 7. Système pétrolier.....	11
I. 7. 1. Roches mères.....	11
I. 7. 2. Réservoirs.....	11

I. 7. 3. Couvertures.....	14
I. 7. 4. Pièges.....	14

## **II.Méthodes de Laboratoires de mesures des propriétés Pétrophysiques**

II. 1. Introduction .....	15
II. 2. Les propriétés pétrophysiques.....	15
II. 2. 1 Porosité.....	15
II. 2. 1. 1. Type de porosité.....	16
II. 2. 2. Porosité totale.....	18
II. 2. 3. Porosité Effective.....	18
II. 2. 4. Méthodes d'évaluation de la porosité .....	18
II. 2. 4. 1. Méthode d'expansion d'hélium par la loi de Boyle.....	19
II. 2. 4. 2. Méthode de déplacement volumétrique.....	20
II. 2. 4. 3. La méthode de sommation des fluides par Retort.....	21
II. 2. 5. Perméabilité.....	22
II. 2. 5. 1. Méthodes d'évaluation de la perméabilité.....	23

## **III. Etude sédimentologique**

III. 1. Introduction.....	26
III. 2. Méthodologie.....	27
III. 3. Description des carottes.....	27
III. 4. Analyse des facies sédimentaires.....	28
III. 4. 1. Tableau des Facies.....	28
III. 4. 2. Fréquences des facies litologiques identifiés sur les carottes.....	30
III. 4. 3. Les facies lithologiques.....	31
III. 4. 3. 1. Facies Cg : Conglomérat.....	31
III. 4. 3. 2. Facies St : Grès à stratifications obliques en auges .....	31
III. 4. 3.3. Facies SL: Grès à stratifications oblique - planes faiblement inclinées .....	32



III. 4. 3. 4. Facies Sm: Grès massif.....	32
III. 4. 3. 5. Facies Sr : Grès à rides de courant.....	33
III. 4. 3. 6. Facies Sp : Grès à stratifications oblique-planes .....	33
III. 4. 3. 7. Facies Stm: Grès à stratifications obliques en auges et galets Argileux .....	34
III. 4.3. 8. Facies Fr : Argile silteuses à traces de racines, spots de marmorisation .....	34
III. 4. 3. 9. Facies Fl : Argile silteuse finement laminée.....	35
III. 4. 3. 10. Facies Fsr : Silt Argileux à rides de courant.....	35
III. 5. Associations de faciès et milieux de dépôts.....	37
III. 6. Conclusion.....	40
<b>IV . Caractéristique du réservoir silico-clastique</b>	
IV . Caractéristique du réservoir silico-clastique.....	41
IV. 1. Contrôle sédimentaire par les propriétés pétrophysiques.....	42
IV. 1. 1. Les histogrammes de perméabilité et la porosité.....	42
IV. 1. 2. Détermination de la relation entre la porosité et la perméabilité.....	52
IV. 1. 2. 1. Méthodologie.....	53
IV. 1. 2. 2. Résultats.....	54
IV. 1. 3. Découpage pétrophysiques .....	55
IV. 1. 3. 1. Méthodologie.....	56
IV. 1. 3. 2. Construction de groupes pétrophysiques.....	57
IV. 1. 3. 3. Résultats.....	59
IV. 1. 4. Conclusion .....	60
<b>Conclusions</b> .....	61
Bibliographie	
Annexe	

## **INTRODUCTION GENERALE**

Dans le domaine pétrolier, les principales données utilisées pour la caractérisation et l'évaluation des formations réservoirs présentent des échelles de résolution différentes: micrométrique à centimétrique pour l'information issue des carottes, décimétrique pour les diagraphies conventionnelles. Les données issues des carottes jouent un rôle important dans la caractérisation des réservoirs, car elles présentent une résolution centimétrique et fournissent des données qui aident au calibrage des logs de la diagraphie conventionnelle. La principale utilisation de ces données aujourd'hui est l'évaluation du potentiel des roches réservoirs d'emmagasiner et drainer les hydrocarbures.

Ce mémoire propose une méthode originale de caractérisation et d'évaluation pétrophysique des formations réservoirs argilo-gréseuses qui ont été rencontrées dans les carottes des puits du bloc 402b du Bassin de Berkine, qui intègrent les faciès lithologiques, et les données carottes.

Mémoire est divisé en quatre grands chapitres :

le premier chapitre vise la généralités du bassin de Berkine

le deuxième chapitre vise à présenter brièvement les définitions de base et les méthodes de mesures des propriétés pétro-physique de laboratoire, notamment la porosité, la perméabilité.

Le troisième chapitre s'appuie sur une description sédiment-logique des faciès des carottes des puits du bloc 402b du bassin de Berkine, pour l'identification des faciès lithologiques et les environnements des dépôts en adoptant la méthode de classification de Miall (1978)

Le quatrième chapitre, vise à introduire les méthodes d'intégrations, des faciès lithologique avec les données des carottes qui servent à évaluer le potentiel des faciès.

# CHAPITRE I

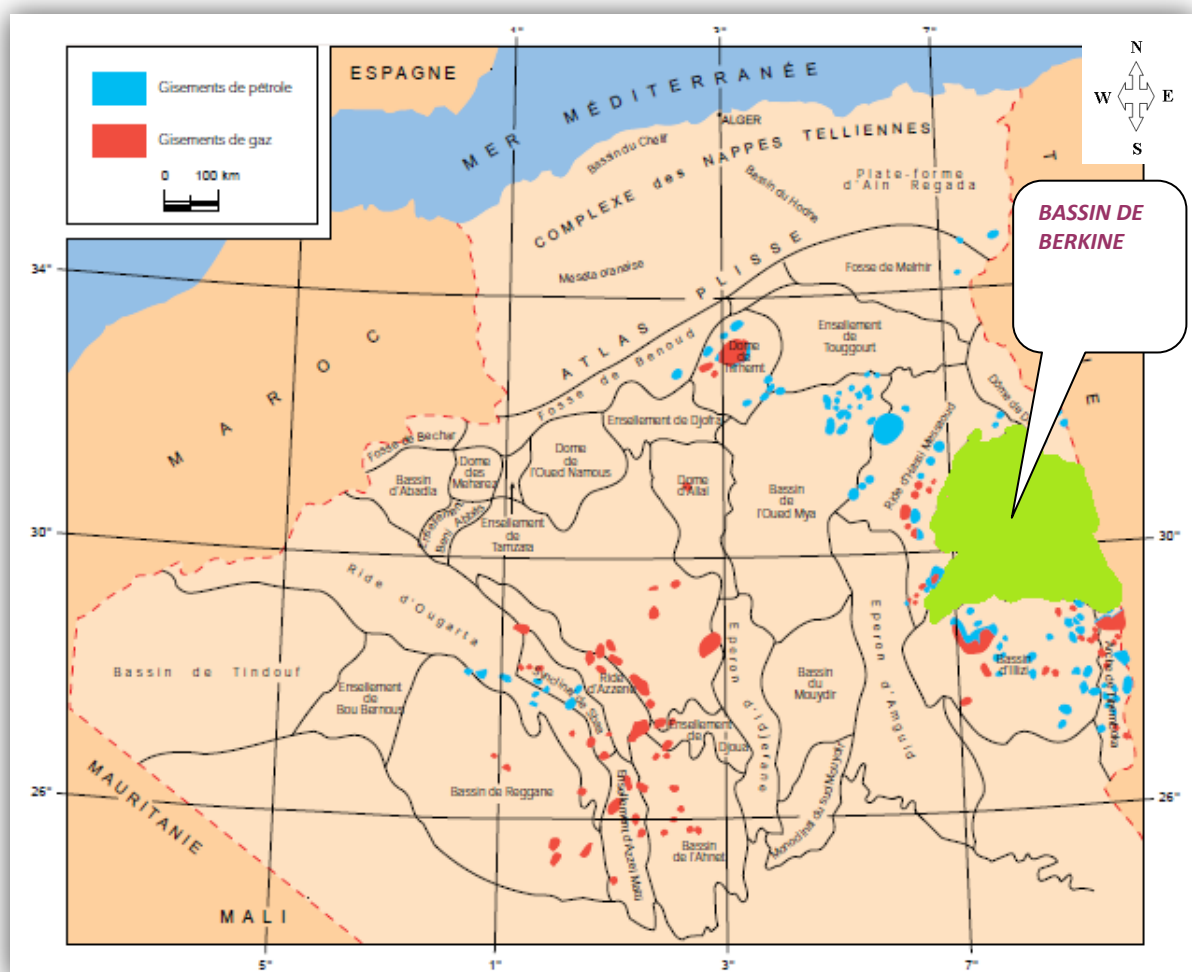
## GENERALITE

## I. Généralités

### I- 1- Situation géographique et géologique :

#### I- 1- 1- Cadre géographique :

Le bassin de BERKINE (ex GHADAMES) se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 31° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss (**Fig. 1. 1**). Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.



**Fig. 1. 1:** Carte de situation géographique du bassin de Berkine (Wec 2007).

### I- 1- 2- Cadre géologique :

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intracratonique (Fig. 2. 1) (Wec 2007), il est situé dans la partie Nord- Est de la plate forme saharienne, sa superficie globale est de 102395 Km<sup>2</sup>.

Le bassin est limité :

Au Nord, par la bordure Sud de la voûte de Dahar.

A l'Est, par le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.

Au Sud, par le môle de d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.

Et à l'Ouest, par le môle d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

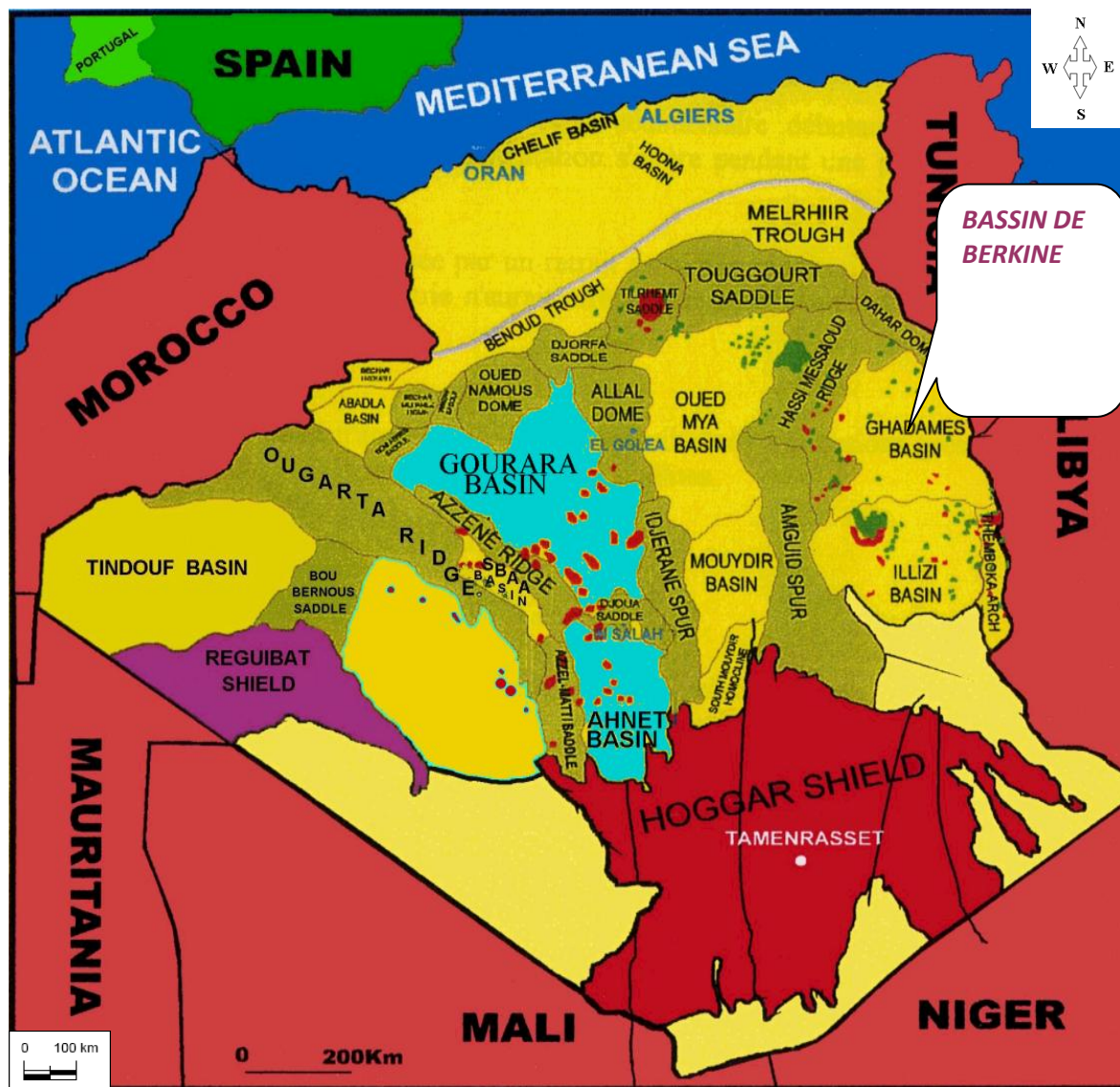
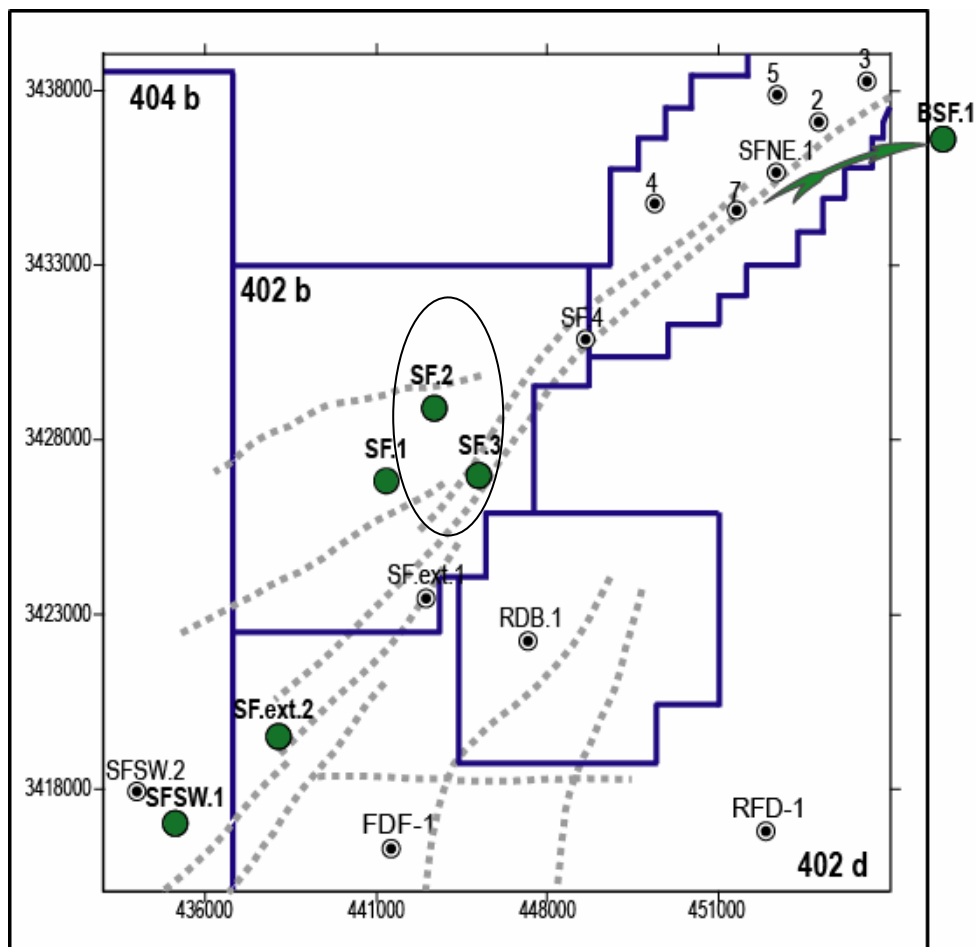


Fig. 2. 1: Carte de situation géologique du bassin de Barkine (Wec 2005).

## I. 2. Zone d'étude

Les sondages étudiés sont situés dans le Bloc 402b du Bassin de Berkine (**Fig. 3. 1**). Le Bloc 402b est affecté par un système de failles d'orientation NE-SW s'étendant sur plusieurs dizaines de kilomètres auxquelles s'ajoutent des failles secondaires de direction NW-SE, engendrant des blocs basculés restreignant l'extension des réservoirs gréseux.



**Fig. 3. 1:** Localisation des sondages étudiés

## I. 3. Historique du bassin

Des activités d'exploration dans le bassin de Berkine ont commencés vers la fin des années 1950 avec la découverte du gaz et du condensât en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs Triasiques, environ 150 puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un important nombre des gisements d'huile et du gaz.

### I. 4. Stratigraphie de Berkine

Le bassin de Berkine montre la série sédimentaire la plus complète (plus de 6 000 m), avec trois cycles sédimentaires : paléozoïque, mésozoïque et cénozoïque (fig. 4. 1)

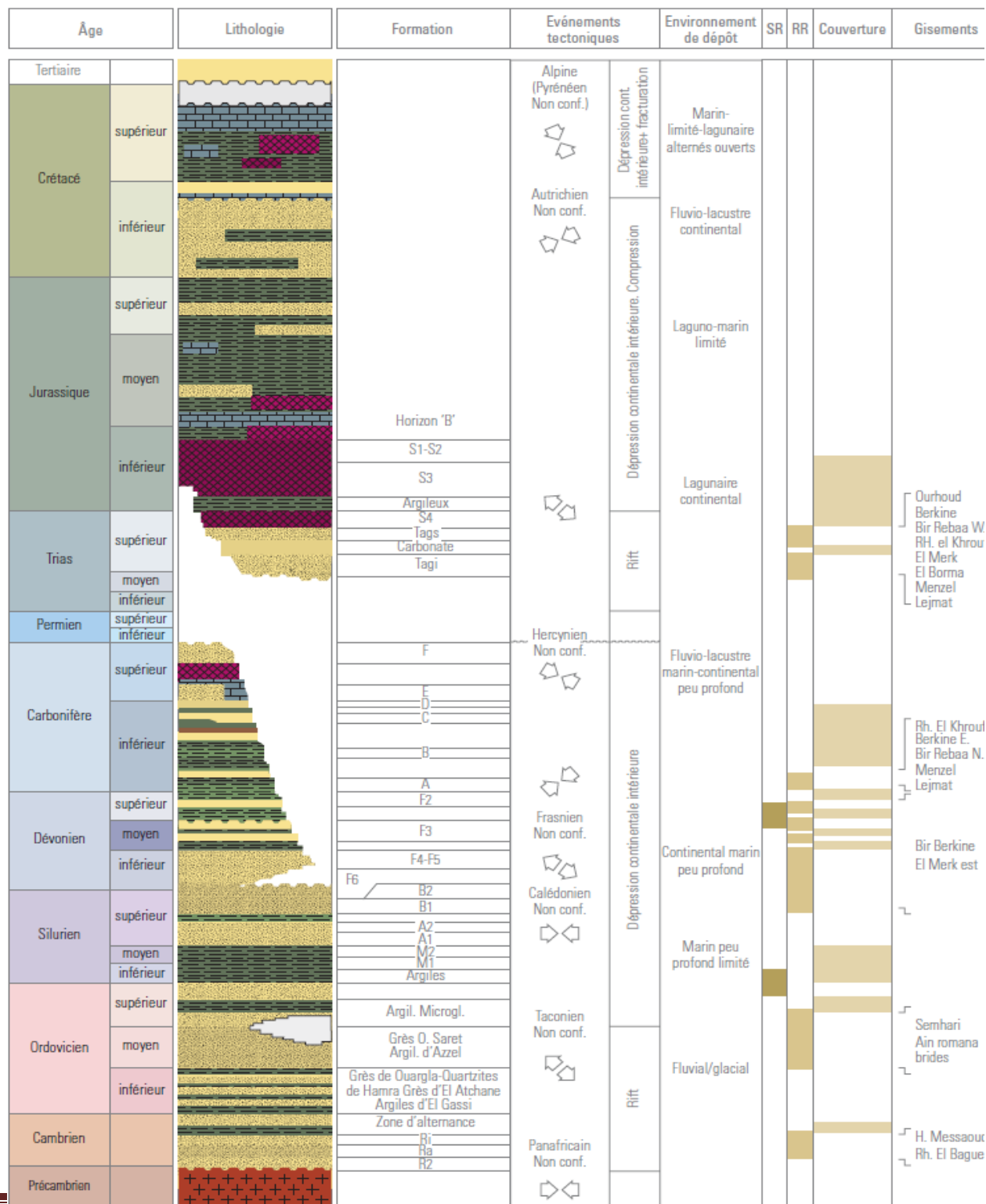


Fig. 4. 1: Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (wec 2007)

### **I. 5. Aspect Stratigraphique**

Implanté sur les bordures occidentales du bassin de BERKINE, les sondages de SIF-FATIMA ont reconnu une colonne stratigraphique constituée essentiellement de dépôts mésozoïques, reposant en discordance majeure sur des terrains d'âge paléozoïque traversés partiellement. Un épandage détritique d'âge tertiaire.

#### **I. 5. 1. Le socle :**

Peu connu, le socle est représenté par un complexe granitique et/ou métamorphique plissée et faillée.

#### **I. 5. 2. Paléozoïque :**

Reconnu sur une épaisseur de 1301m par le sondage SF-1, dont 26 m de sédiments carbonifère (viseen), le reste des formations est attribué au dévonien supérieur (Strunien / Famennien), il est reconnu partiellement au niveau des puits SF-2, SF-3, SF-4, SF-EXT sur des épaisseur, 66m, >54m, >116m, 51m.

##### **I. 5. 2. 1. Dévonien :**

Généralement il est représenté dans la région par son membre supérieur (Strunien / Famennien) reconnu par le sondage SF-1 sur une épaisseur de 1275 m et partiellement sur des épaisseurs de 66m, >54m, >116m, 51m respectivement par les sondages SF-2, SF-3, SF-4, SF-EXT, il est matérialisé par des dépôts argilo-carbonatés à la base (famennien), passant à une sédimentation argilo-gréseuse (famennien supérieur - strunien).

##### **I. 5. 2- 2. Carbonifère :**

Décapé par la discordance hercynienne dans la région, seul le sondage SF-1 a reconnu 26 m de sédiments carbonifère (viseen).

#### **I. 5. 3. Mésozoïque :**

##### **I. 5. 3- 1. Trias :**

Le Trias assez développé dans la région dont l'épaisseur diminue de SF-EXT (254m) vers SF-2 (226m) en passant par (243m) respectivement à SF-1. son épaisseur diminue aussi de SF-3 (272 m) vers (247 m) à SF-4.

Le Trias est représenté dans la région par trois ensembles :

Une partie basale argilo gréseuse constituant le réservoir TAGI, dont l'épaisseur varie latéralement de SF-EXT (100m) vers SF-4 (94m) passant par 97m, 77m, 120m respectivement à SF-1 et SF-2 et SF-3.



Une partie médiane formée de dépôts argilo- carbonatés représentée par le Trias carbonaté et le Trias argileux. Son épaisseur varie de SF-EXT (116m) vers SF-4 (114m) en passant par SF-1(51.5m) et SF-2 (119.5) et SF-3 (113m).

Un ensemble sommital salifère isopaque formant la roche couverture du réservoir TAGI et annonçant un changement du milieu de dépôts.

### **I. 5. 3- 2. Jurassique :**

La puissance du jurassique diminue du S/W vers N/E allant de SF-EXT (1165m) vers SF-4 (1000m) en passant par SF-1(1115m) et SF-2 (1077.5m) et SF-3(1063m).

### **I. 5. 3- 3. Crétacé :**

L'épaisseur de crétacé varie de SF-EXT (1572m) vers SF-4 (1594m) en passant par SF-1(1518.5m) et SF-2 (1550m) et SF-3 (1523m).

Il est représenté à sa base par des formations détritiques d'origine continentale avec une sédimentation marine durant l'aptien et à son sommet par des séries carbonatées avec des intercalations évaporitiques au cours du sénonien.

### **I. 5. 4. Cénozoïque :**

#### **I. 5. 4- 1. Mio-pliocène :**

Le mio- pliocène repose en discordance sur le sénonien carbonaté, il-est représenté par un épandage détritique d'origine continental. Son épaisseur diminue du N/E vers S/W, SF-4 (180m) pour atteindre son minimum à SF-1 (141m) en passant par les puits voisins, mis à part SF-3 qui a une épaisseur de 187m.

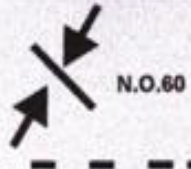
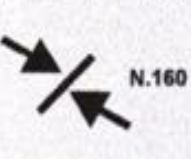
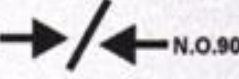




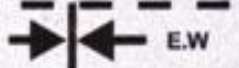
#### **I. 5. 5. Le Quaternaire :**

Ce sont des sables représentant des ensembles dunaires.

### **I. 6. Evolution structural :**

L'évolution tectonique du bassin de BERKINE est liée à la tectonique globale de la plate forme saharienne. D'après la synthèse structurale du Beicip-Franlab (1975), Boudjemaa (1987) et Saifi (2006), la plate forme saharienne a été soumise à plusieurs phases de déformation.

La (**Fig. 5. 1**) résumé des principales phases tectoniques de la plate forme saharienne

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

D'après Boudjemaa (1987) et Beicip -Franlab (1975).

Fig. 5. 1: Les principales phases tectoniques sur la plate forme saharienne

### **I. 6. 1. Cadre structural du bassin de Berkine :**

Le bassin de Berkine est caractérisé par l'opposition très nette entre deux domaines dont le style structural est celui d'une tectonique de socle qui sont :

Le domaine Ouest est fortement structuré, où les accidents présentent des rejets très importants (500m ou plus), et les fermetures verticales des structures peuvent être très gigantesques (900m à Rhourde Nous).

Centre du bassin où la structuration est beaucoup plus faible, avec une remontée monoclinale prononcée vers le Sud.

Les structures affectant la couverture sédimentaire sont associées à des failles profondes ; la plupart des structures sont polyphasées.

### **I. 6. 2. Les directions tectoniques : (Fig. 6. 1)**

**La direction subméridienne :** Elle est surtout sensible au Sud-Ouest du bassin dans le prolongement Nord du mole d'Amguid el Biod ; les accidents et les structures associées à cette direction sont de grande ampleur (faille de Ramade, Hassi chergui/Gassi Touil).

**La direction Nord-Est :** de N30 à N60 et interférant avec le système d'accidents subméridiens dans l'Ouest du bassin; ces failles représentent la principale famille d'accidents dans le centre du bassin et le Nord du bassin. Les structures associées à cette orientation peuvent être de grande ampleur à l'Ouest du bassin (Rhourde El Baguel, Rhourde Adra, , Brides); elles sont de faible dimension dans le centre du bassin (Bir Rebaa Nord).

Des orientations d'importance secondaire ont également été mises en évidence :

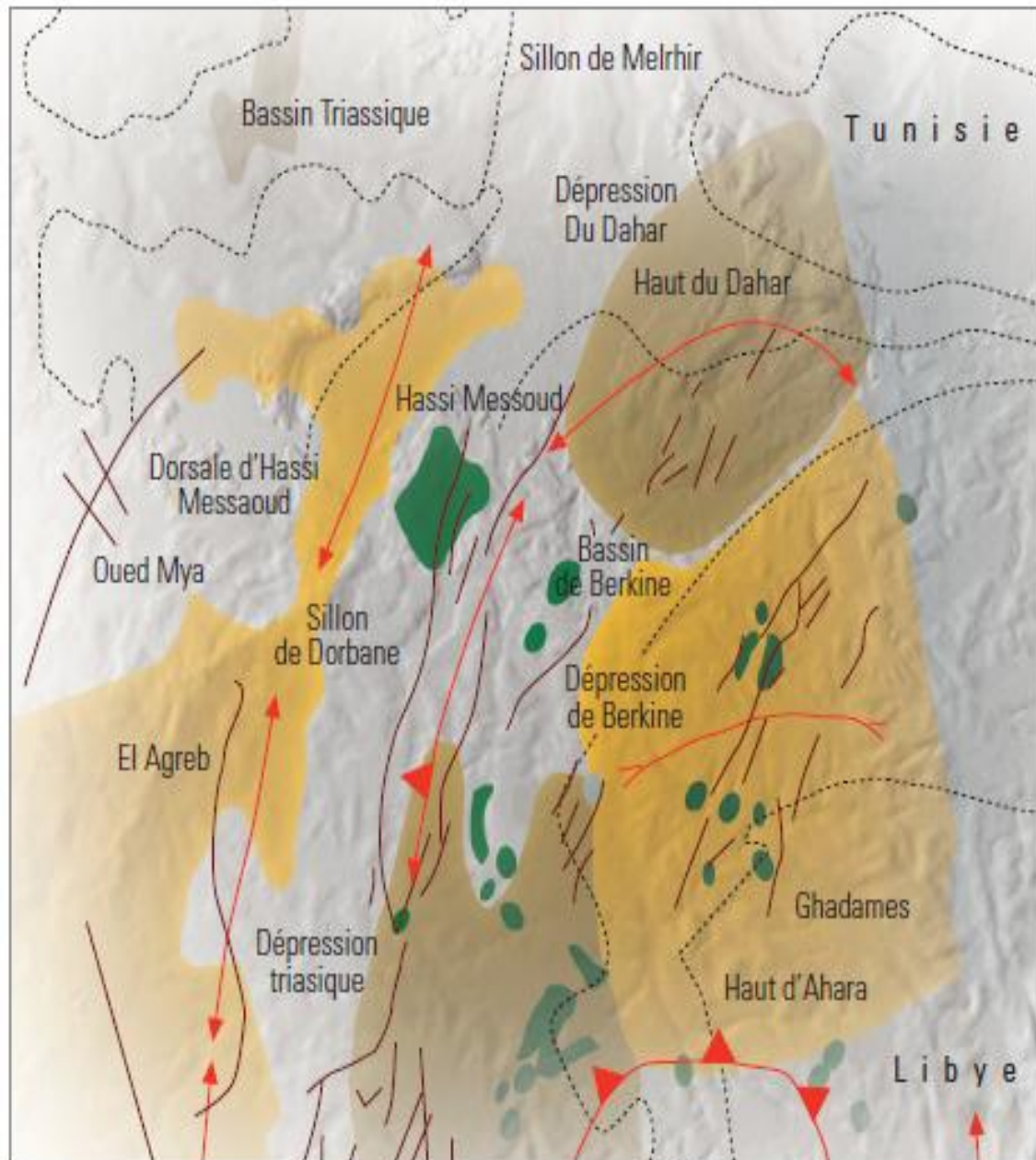
**N70 :** Cette direction se ressent particulièrement dans la région de Rhourde Nous. Tel le trend recoupant le périclinal Nord de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Ledjmet.

**La direction subéquatoriale :** Sensible au Sud-Est sur la mole d'Ahara, et à l'Ouest sur le trend de Tartrat.

**La direction N150 :** Est observable dans le secteur Nord-Est du bassin au niveau des trends de Keskassa, Bir Rebaa, Zemlet El Arbi et Bir Berkine Nord-Rhourde Naga.



Tous les accidents décrits ci-dessus affectent le bassin de Berkine ont pour conséquences la création de dépression au SW et des hauts fonds au NE qui va influencer sur la sédimentation.



**Fig. 6. 1:** Les éléments tectoniques dans le bassin de BERKINE. WEC (2007).

## I. 7. Système pétrolier

### I. 7. 1. Roches mères

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien. Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région. La roche mère frasnienne a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin. Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien (Tableau 1.1).

Tableau. 1. 1: les principaux réservoirs du bassin de Berkine

Roche mère du bassin de Berkine	Epaisseur moyenne	COT
Les argiles radioactives du Silurien	30 - 40 m	3.5 - 17 %
Les argiles radioactives du Frasnien	10 - 30 m	2.5 – 6.6 %

### I. 7. 2. Réservoirs

Les principaux objectifs pétroliers visés dans la région sont les réservoirs :

#### A. TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur)

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au Sud-ouest du bassin. Il correspond à un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne de 100 à 150 m, il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4).

Le TAGS, excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la région de Rhourde En Nouss – Rhourde Chouff - Hassi Chergui Gassi Touil – Rhourde Adra - Brides.

Trias carbonaté-Trias intermédiaire L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

### **B. Trias carbonaté-Trias intermédiaire**

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

### **C. TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)**

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluviatile se développant sur l'ensemble du bassin.

Le TAGI présente deux séquences principales.

Le TAGI inférieur, ou série de comblement, dont les extensions et épaisseurs sont régies par la paléo-topographie post-hercynienne.

Le TAGI moyen à supérieur où domine une « chenalisation » de type méandrique à anastomosé. Les séquences terminales du TAGI supérieur dans les parties centrale et NE du bassin de Berkine sont marquées par le début d'une période transgressive marine de la base du Trias carbonaté.

### **D. Carbonifère**

D'âge strunien à viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond.

Le Carbonifère basal présente une extension restreinte dans la partie centrale et les bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens d'Amguid- Messaoud et du Dahar ayant

servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques. Ces grès sont productifs de gaz à condensat et d'huile à Menzel Lejmat (MLN) et d'huile à Rhourde El Khrouf (RKF).

### **E. Dévonien inférieur**

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

### **F. Ordovicien**

Les quartzites de Hamra et les grès de Ouargla constituent les deux principaux réservoirs de l'Ordovicien. Ils sont essentiellement reconnus à ce jour comme potentiels dans la zone de la dépression SE triasique (gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

### **G. Cambrien**

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par trois unités R1 (Ri, Ra), R2, R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques.

Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane.

Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et oest du bassin de Berkine.

### I. 7. 3. Couvertures

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté.

La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

### I. 7. 4. Pièges

Les pièges sont de deux types : structuraux et stratigraphiques.

Les pièges structuraux sont des pièges liés aux phases compressives hercynienne et autrichienne.

Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, structure polyphasée non faillée

Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nous.

Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère.

Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère).

Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie nord-ouest du bassin où le Dévonien inférieur est biseauté sous les roches éruptives ou sous le Trias.

Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures.

Les plays dans le bassin de Berkine sont au nombre de quatre plays :

Trias

Carbonifère

Siluro-dévonien

Cambro-ordovicien.



**CHAPITRE II**  
**METHODES DE LABORATOIRES DE**  
**MESURE DES PROPRIETES**  
**PETROPHYSIQUE**

## **II. 1. Introduction**

L'étude des propriétés pétro-physique des roches constitue un important objectif dans l'exploration et la production pétrolière du réservoir. En effet, pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysique (porosité, perméabilité, saturation, densité) des Réservoirs à hydrocarbures.

La porosité et la perméabilité sont deux paramètres fondamentaux qui caractérisent un réservoir pétrolier, dépendent essentiellement des milieux de dépôt, la nature des sédiments et la diagenèse, etc. C'est pourquoi ces deux variables ne sont pas corrélables.

Le présent chapitre vise à présenter brièvement les définitions de base et les méthodes de mesures des propriétés pétro-physique de laboratoire, notamment la porosité, la perméabilité, la densité, la saturation en fluides, qui permettent toutefois d'établir une image en 3D de réservoirs à hydrocarbure pour comprendre et prévoir les qualités et la production d'un réservoir.

## **II. 2. Les propriétés pétro-physique**

### **II. 2. 1. Porosité**

La porosité totale d'une roche se définit comme étant le pourcentage du volume des espaces vides (pores ou fissures) par rapport au volume total de la roche. La porosité est calculée à l'aide d'une équation mathématique simple suivante :

$$\Phi = V_p / V_t * 100 = V_p / V_p + V_s * 100$$

$\Phi$  : Porosité exprimée en (%);

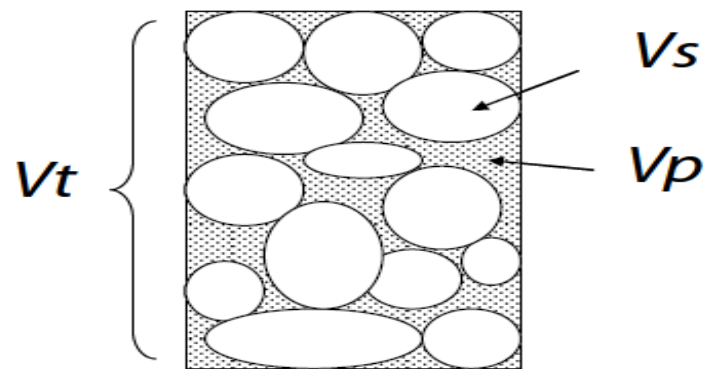
$V_t$  : Volume total de la roche;

$V_p$  : Volume des pores;

$V_s$  : Volume de solide;

La porosité peut être mesurée en utilisant la combinaison de deux ou trois des paramètres ci-dessous (**Fig. 1. 2**) :

- Volume des solides,
- Volume des pores,
- Volume total,



**Fig. 1. 2:** Schéma représente les milieux poreux

En production pétrolière, on s'intéresse particulièrement à la porosité connectée, laquelle prend uniquement en compte les vides connectés entre eux et susceptible de contenir des fluides.

Le vide existant entre les grains et les différents ciments a permis de mettre en évidence quatre types de réseaux poreux (**Fig. 2. 2**) : Intergranulaire ; de dissolution, fissurale et microcristalline .

### **II. 2. 1. 1. Type de porosité :**

#### **II. 2. 1. 1. 1. Intergranulaire :**

Le plus fréquent et le plus important seulement il a été influencé par les différents phénomènes diagénetiques, ces modifications sont dues à la compactions : c'est l'élévation de la pression en fonction de la profondeur. Cette porosité aura tendance de devenir faible et négligeable et sera remplacée par la secondaire de dissolution, de fissuration ou intergranulaire.

#### **II. 2. 1. 1. 2. De dissolution :**

C'est une porosité qui résulte de la dissolution des différents ciments siliceux ou carbonaté elle est très importante dans le niveau gréseux on a montré que la porosité peut augmenter à partir d'une certaine profondeur par augmentation de porosité secondaire. Ceci est expliqué par les différents phénomènes de lessivage de ciment, la dissolution entraîne une bonne caractérisation de réservoir.

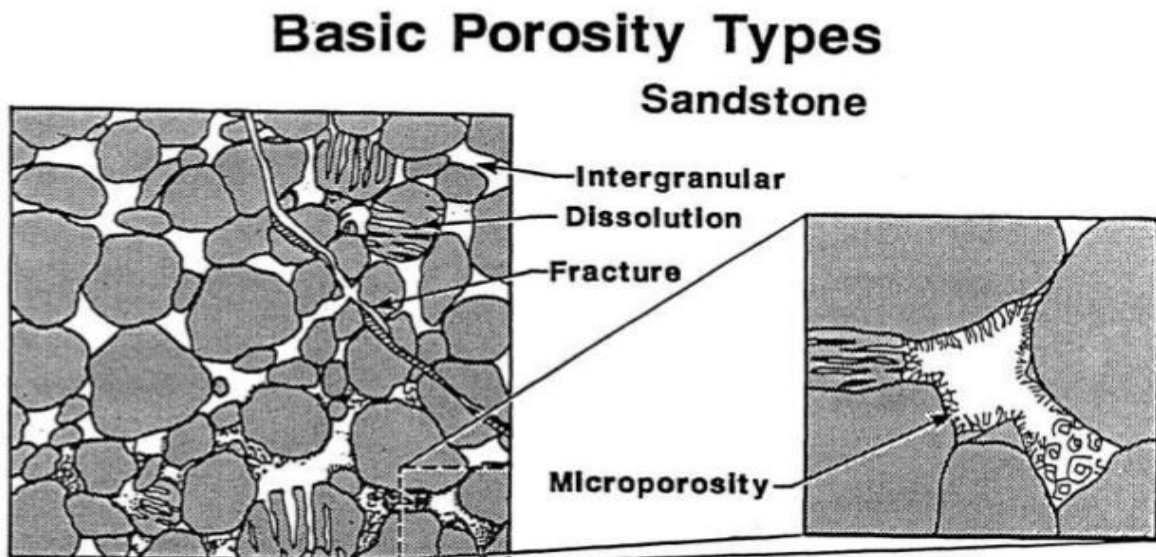
#### **II. 2. 1. 1. 3. Fissurale :**

Ce type est matérialisé par des fissures subhorizontales à horizontales souvent colmatées par un ciment carbonaté ou Argileux, parfois ces fissures sont vides, ce réseau est probablement lié aux nombreux mouvements tectoniques qu'a subit la région. La porosité

fissurale est moins fréquente comparée aux autres porosités. Elle peut contribuer à l'amélioration des qualités des réservoirs seulement

**II. 2. 1. 1. 4. Microcristalline :**

Cette porosité n'est observée qu'au niveau des Argiles de type kaolinite. La porosité microcristalline contribue à l'amélioration des qualités réservoirs mais son envergure reste négligeable par rapport aux autres types de porosité



**Fig. 2. 2:** Présentation graphique de types de porosités

**II. 2. 2. Porosité totale**

La porosité totale est définie comme étant le rapport du volume total des pores sur le volume total d'un matériel qu'une partie des pores soient ou non connectés.

La porosité totale est le volume occupé par tous les fluides dans les espaces poreux connectés ou non connectés de la roche, y compris le volume occupé par de l'eau liée aux Argiles et l'eau de cristallisation.

**II. 2. 3. Porosité Effective**

La porosité totale est définie comme étant le rapport du volume des pores interconnectés sur le volume total du matériel, i.e. elle n'inclut pas les espaces poreux fermés.

## **CHAPITRE II: METHODES DE LABORATOIRES DE MESURE DES PROPRIETES PETROPHYSIQUE**

---

Dans cette définition, la porosité effective n'inclut pas le volume occupé par de l'eau liée aux Argiles et l'eau de cristallisation, et dans certaines approches analytiques, elle n'inclut pas l'eau supplémentaire emprisonnée dans les Argiles schisteuses par les forces capillaires.

### **II. 2. 4. Méthodes d'évaluation de la porosité**

La précision avec laquelle la porosité peut être déterminée est largement en fonction des méthodes utilisées dans cette mesure.

La porosité est déterminée par observation visuelle et mesures au laboratoire. La mesure de porosité au laboratoire nécessite la connaissance du volume total de l'échantillon et soit le volume des pores ou volumes de grains. Le volume total d'échantillon est habituellement mesuré par la méthode de déplacement volumétrique d'un fluide non mouillant, tel le mercure ou par mesure directe d'un échantillon de forme régulière.

Le volume de pores peut être obtenu de diverses façons. Si la composition minéralogique de la roche est connue, le volume des grains peut être calculé à partir de la densité et le poids de l'échantillon; volume des pores est le volume total moins le volume solide.

#### **II. 2. 4. 1. Méthode d'expansion d'hélium par la loi de Boyle**

La méthode la plus précise pour déterminer la porosité est la méthode d'expansion d'hélium. L'échantillon séché est placé dans une chambre de volume connu, le grain volume est calculé à partir du volume de chambre de référence et le système de pression finale par l'équation de la loi fondamentale des gaz parfaits. L'équation des grains volumes suivante dérive de l'équilibre de volume de gaz dans la chambre référence et la chambre à échantillon

$$P_1 V_1 = P_2 (V_r + V_{ch} - V_s)$$

P1 : pression amont ;

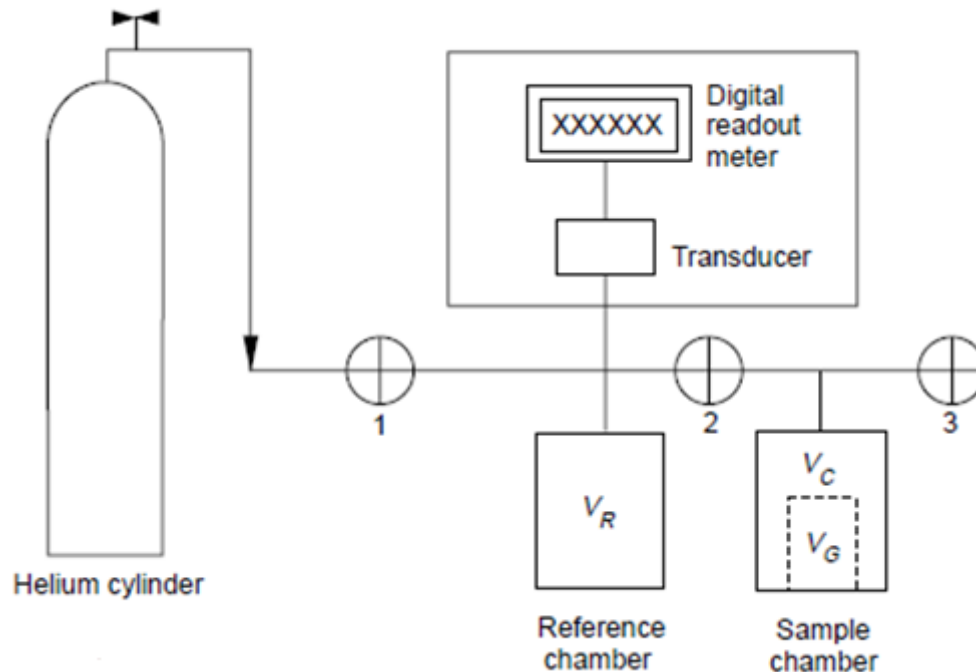
P2 ; Pression aval ;

Vr : Volume référence ;

Vch : Volume chambre

Vs : Volume de solides

Le volume solides dérive de la loi de 'Boyle' appliqué à l'hélium avant et après fermeture des valves (**Fig. 3. 2**) ci-dessous.



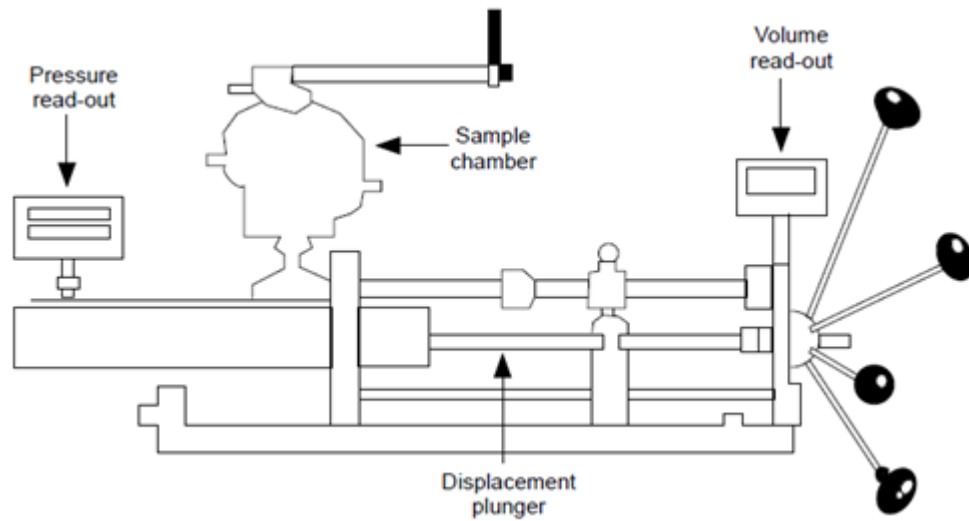
**Fig. 3. 2:** Schéma représentant l'ultra Pore 300 configuré pour le grain volume

#### **II. 2. 4. 2. Méthode de déplacement volumétrique :**

Le principe de base de cette méthode consiste à injecter le mercure dans les pores des échantillons sous des pressions relativement élevées. Un manomètre de lecture de pression est attaché au cylindre pour les lectures de pressions sous laquelle le fluide de mesure a été injecté à l'intérieur des pores. (**Fig. 4. 2**) Montre une courbe typique déduite de cette méthode. Le volume de mercure qui entre dans l'échantillon de carotte est obtenu à l'aide d'un instrument avec une précision supérieure à  $0.01 \text{ cm}^3$ .

Cette méthode permet aussi mesurer le volume total d'un échantillon cylindrique de forme régulière ou irrégulière. Le volume total est obtenu par le déplacement d'un volume de Mercure par immersion d'un échantillon cylindrique dans la cellule. Le volume de Mercure déplacé par l'échantillon est déterminé par gravimétrie (Archimedes' principe).

La mesure du volume total de l'échantillon est obtenu au moyen d'une pompe à Mercure (**Fig. 4. 2**) basée sur la loi d'Archimède à laquelle une chambre en acier inoxydable est attachée.

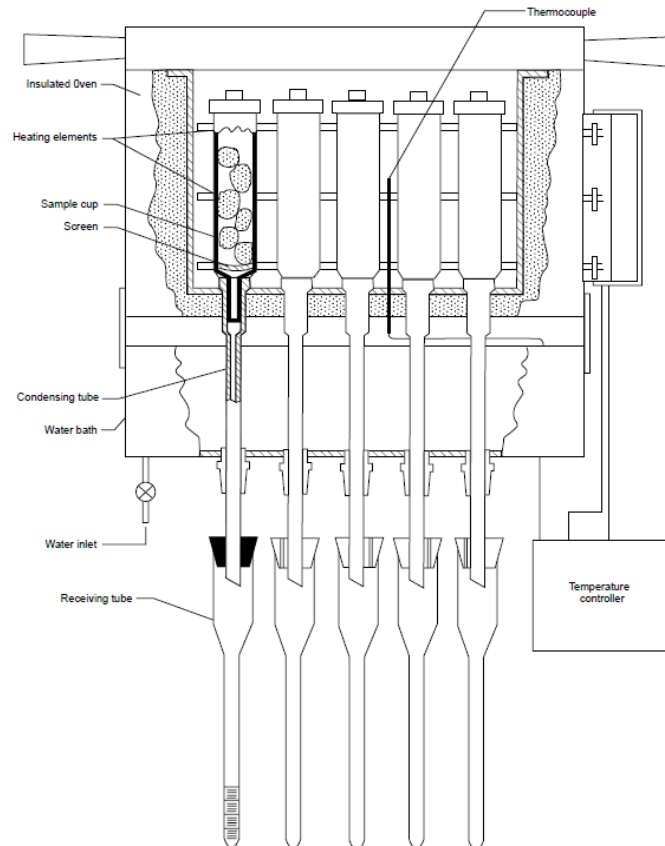


**Fig. 4. 2:** Schéma représentant la pompe volumétrique

### **II. 2. 4. 3. Méthode de sommation des fluides par Retort :**

La méthode de sommation des fluides, est une technique ancienne qui tente d'utiliser les fluides récupérés de l'échantillon pour y mesurer le volume de pores. Elle est inexacte et n'est plus utilisée.

Comme les échantillons n'exigent pas le lavage et le séchage, cette méthode fournit rapidement les données. Le volume de pores est calculé à partir de la somme des volumes des trois fluides récupérés des roches ; huile, eau et gaz. La porosité est déterminée en divisant le volume des pores de la roche par le volume de la roche (**Fig.5. 2**).



**Fig. 5. 2 : Equipement de Retort**

### **II. 2. 5. Perméabilité**

La perméabilité est une mesure de la capacité d'une roche à se laisser traverser par un fluide. L'unité de mesure est le Darcy, qui doit son nom à l'hydrogéologue français qui a examiné l'écoulement de l'eau à travers des lits filtrants dans le but de concevoir une fontaine d'eau publique, dans la cité Dijon en 1856.

La perméabilité est très importante car c'est une propriété de roches qui est liée aux taux auquel les hydrocarbures peuvent être récupérés. Les valeurs varient considérablement, de moins de 0.01 millidarcy (mD) à plus de 1Darcy. Une perméabilité de 0.1 mD, est jugé minimum pour la production de l'huile. Les réservoirs à haut rendement ont souvent des



## CHAPITRE II: METHODES DE LABORATOIRES DE MESURE DES PROPRIETES PETROPHYSIQUE

---

valeurs de perméabilités de l'ordre de darcy. Elle est exprimée par la loi de Darcy (**Fig. 6. 2**) suivante :

$$Q = S. K \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dl}$$

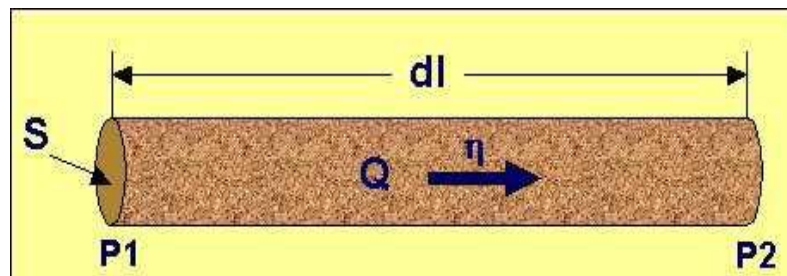
Q : Débit d'écoulement de fluide;

K : Perméabilité ( mD ) ;

$\mu$  : viscosité du fluide;

$(\Delta P)/L$  : la chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon ;

S : Surface de l'échantillon cylindrique;

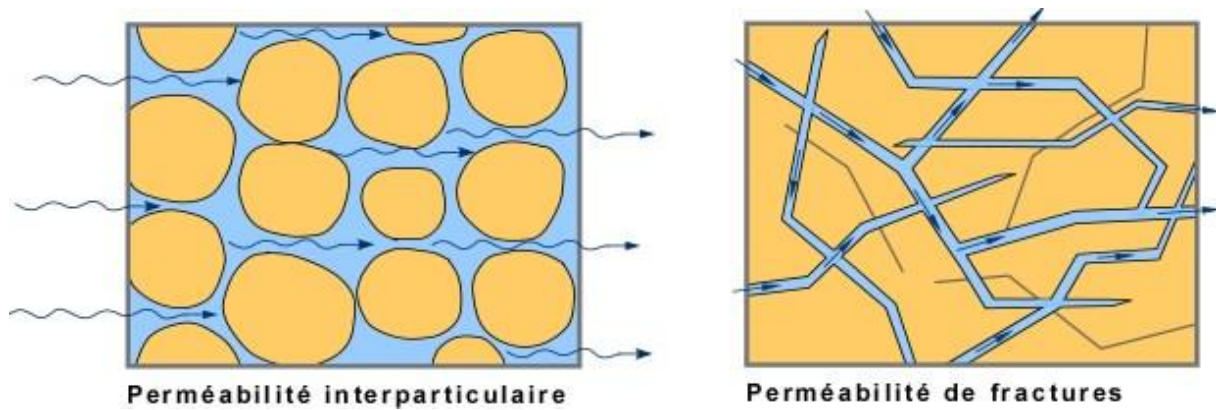


**Fig. 6. 2:** Schéma explique l'application la loi de Darcy

La Loi de Darcy est utilisée pour déterminer la perméabilité, qui est une constant quand les conditions limites suivantes sont remplies.

1. Ecoulement laminaire
2. pas de réactions entre les fluides et la roche
3. Une seule phase présente à 100% dans l'espace poreux
4. fluide Incompressible

Le vide existant entre les grains et les différents ciments a permis de mettre en évidence deux types de perméabilités (**Fig. 7. 2**) : Interarticulaires et fissurés.



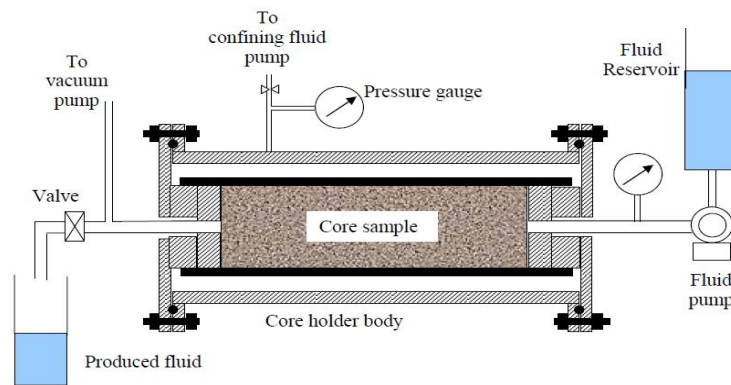
**Fig. 7. 2:** Présentation graphique de types de perméabilités

### **II. 2. 5. 1. Méthodes d'évaluation de la perméabilité :**

La mesure de la perméabilité à l'air s'effectue à l'aide des équipements de laboratoires conçus pour évaluer la perméabilité sur des échantillons cylindriques de tailles variant, entre 1 pouce et 1.5 pouce de diamètre.

Le principe consiste à enfermer un échantillon de forme cylindrique de longueur et diamètre connues dans un manche étanche en caoutchouc (the Hassler Sleeve). Un fluide de viscosité connue est injecté dans l'échantillon de longueur et diamètre connue. Les échantillons sont soit des morceaux de carottes entières généralement 6 pouce de long ou des échantillons cylindriques prélevés sur carottes. La chute de la pression à travers l'échantillon et le débit de l'écoulement du fluide sont mesurés et la perméabilité est calculée par la loi de Darcy (**Fig. 8. 2**).

Normalement, le fluide utilisé est soit l'air ou l'eau salée saturée, quand les débits d'écoulement élevés puissent être maintenus, les résultats sont comparables. A débits d'écoulement faibles, la perméabilité à l'air serait plus élevée que celle de l'eau. Cela est dû au fait que le gaz n'adhère pas aux parois des pores, contrairement au liquide et le glissement des molécules de gaz le long des parois des pores en découle une dépendance apparente à la pression. C'est ce que l'on appelle l'effet Klinkenberg, et est spécialement importante dans les roches à très faibles perméabilité.



**Fig. 8. 2:** Méthode de mesure de perméabilité au Laboratoire sur échantillon de carottes.

Les échantillons sont orientés horizontalement pour éliminer l'effet de la gravité  
La perméabilité peut être mesurée au moyen d'un instrument appelé **miniairpermeameter** (Hurst and Goggin 1995). Cet instrument est conçu pour une utilisation sur site pour des analyses d'urgences, sur des carottes fraîches, slabbées ou entières, et plusieurs valeurs de perméabilités peuvent être obtenues rapidement et économiquement.

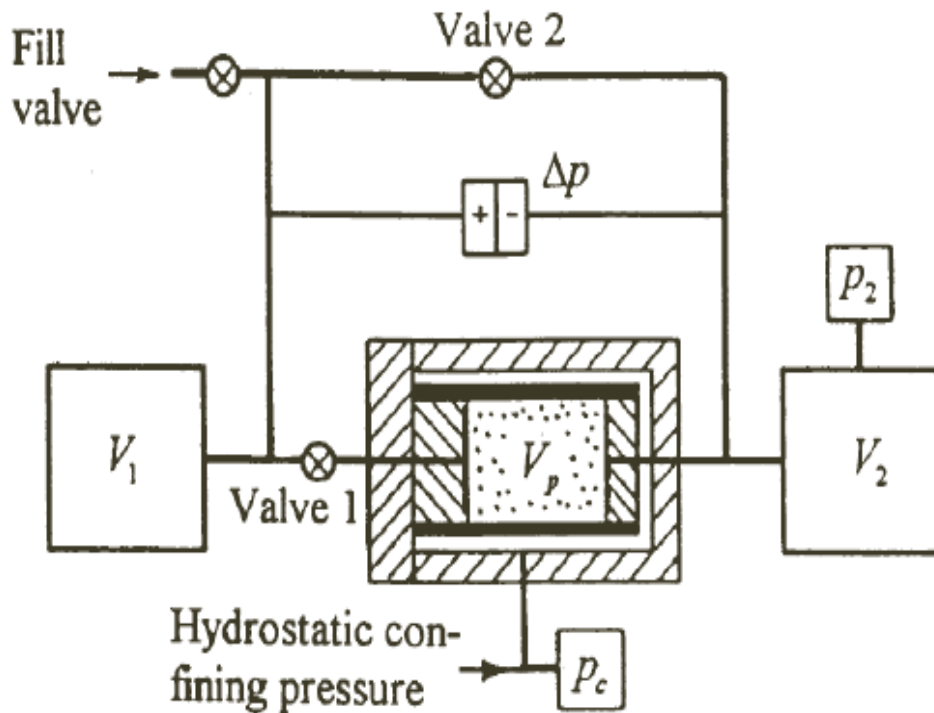


Fig. 9. 2: Schéma de l'équipement miniperméamètre

Cette méthode n'est toutefois pas aussi précise que la méthode Hassler Sleeve. Ce dispositif (Fig. 9. 2) comporte un réservoir, une jauge, une section de tuyau d'air, une sonde ou une buse qui se fixe fermement contre la surface de l'échantillon. La pression et le débit de l'écoulement du gaz sont utilisés pour le calcul de la perméabilité.

La perméabilité devrait être mesurée quand les échantillons sont sous certaines conditions de pression de confinement, de préférence, une pression de confinement équivalente à celle des conditions de réservoir. Ceci est particulièrement important lorsque les échantillons contiennent des microfissures et des stylolites, car dans les conditions atmosphériques ces éléments tendent à être des zones d'écoulement qui se traduisent par des valeurs de perméabilités anormalement élevées.

**CHAPITRE III**  
**ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE**

### III. 1. Introduction

Dans le sud-ouest du bassin de Berkine, le groupement Sonatrach Anadarko exploite différents niveaux réservoirs constitués de dépôts à faciès continentaux. Sous ces dépôts, d'autres réservoirs plus profonds, n'ont pas fait l'objet de travaux approfondis autres que confidentiels, n'étant atteints que par quelques forages carottés. C'est l'étude de ces niveaux probablement triasiques, qui a été réalisée ici grâce à des forages anciens dont les données ont été mises à notre disposition par Sonatrach.

Ce travail a été consacré à l'analyse des faciès rencontrés en carottes. La description précise de ces faciès et leur interprétation en termes de régime hydrodynamique permet de déduire des associations de faciès et milieux de dépôts. Ces milieux de dépôts s'intègrent eux-mêmes à des environnements sédimentaires.

La description des faciès s'est fait selon plusieurs critères : la lithologie, la granulométrie, la nature des grains (dans le cas de conglomérats par exemple), la stratonomie (tailles des bancs, organisations des couches, limites supérieures et inférieures des bancs). La présence d'éléments particuliers (fossiles, charbon...) ainsi que les phénomènes d'ordre chimique, physique et biologique (calcrète, dolocrète, tâche de réduction...) doivent également être notés. Enfin, un des points les plus importants est la reconnaissance des structures sédimentaires.

Ces faciès peuvent être classés en trois grands groupes : 1) les faciès liés à des écoulements gravitaires ; 2) les faciès liés à une dynamique fluviale (chenaux, plaine d'inondation...) ; 3) les faciès modifiés par pédogenèse. De plus, les faciès liés à une dynamique fluviale (ou plutôt hydrodynamique unidirectionnelle) sont eux-mêmes divisés selon le régime d'écoulement qu'ils représentent (notion intégrant la vitesse du courant, la profondeur à laquelle il agit dans une tranche d'eau et le mode de déplacement du sédiment). Sont alors classiquement distingués le haut régime et le bas régime chacun d'eux présentant des structures sédimentaires typiques. Quinze faciès ont ainsi été reconnus et prennent place dans l'une ou l'autre de ces catégories. Chacun de ces faciès fera l'objet d'une description et d'une illustration photographique.

### **III. 2. Méthodologie**

Cette étude s'appuie sur une description des faciès sur les carottes des puits SF-2 et SF-3. La classification de Miall (1978) pour l'identification des faciès a été utilisée. La classification de Wentworth, 1922 (dans Folk, 1980) pour les sédiments non consolidés a été utilisée pour établir les classes granulométriques. Le regroupement en assemblage de faciès s'est parfois appuyé sur les travaux de Miall (1985) dont le (Tableau.1.3) résume les différents assemblages ainsi que les faciès qui leur sont associés.

Le terme faciès est défini comme étant un corps sédimentaire montrant une lithologie et des structures sédimentaires différentes de celles du faciès se trouvant au-dessous ou adjacent.

Un assemblage de faciès regroupe des faciès qui sont génétiquement liés l'un à l'autre, et qui ont une signification environnementale particulière (Walker, 1992).

### **III. 3. Description des carottes**

La description sédimentologique du réservoir silico-clastique du trias argilo gréseux inférieur a fait recours à l'utilisation intégrale des carottes de la base au sommet.

Ces dernières ont été décrites et codifiées en utilisant la terminologie de Miall (1996).

Cette nomenclature s'appuie essentiellement sur la nature lithologique des faciès et les structures sédimentaires associées.

Les lithofaciès génétiquement liés l'un à l'autre ont été ensuite agencés en associations ou familles de lithofaciès définissant un milieu de dépôt particulier.

Les résultats de la description sédimentologique sont proposés sous la forme de fiches de carottes d'échelle 1/100<sup>e</sup> (voir annexe) habillées en environnements de dépôt.

### **III. 4. Analyse des facies sédimentaires :**

Un facies sédimentaire est une unité lithologique distincte, définie par sa couleur, les structures sédimentaires, litages, composition minéralogique et la texture. Il peut se présenter sous forme de bancs ou un ensemble de bancs, formé sous certaines conditions physico-chimique ou mécanique, reflétant des processus ou environnement spécifique (Reading, 1996). La définition et l'identification des facies est purement basée sur des critères descriptifs, mais toute fois les facies sont interprétés dans un contexte génétique.

### **III. 4. 1. Tableau des Facies :**

La description détaillée des carottes a permis d'identifier quinze lithofaciès (Tableau 3.3). L'étude a été limitée aux sondages SF-2 et SF-3, sur la base des attributs sédimentaires physiques et texturaux (structure sédimentaires, lithologie, présence d'éléments tels que les débris charbonneux, nodules carbonatés) remaniés en relation avec la pédogenèse. Les principaux faciès sédimentaires qui ont été identifiés sont : A: Conglomérat, B: Sandstone, C: Siltstone et D: Claystone, qui sont divisés selon les types de structures sédimentaires comme le montre le tableau ci-dessous. Leur répartition interne est souvent décrite au-dessous dans un contexte de dépôts d'amalgames complexes de corps gréseux dans les lits des chenaux ou des dépôts fins dans les plaines d'inondations, issues de matériaux en suspension.



## CONCLUSION GENERALE

**Tableau. 1. 3:** Principales caractéristiques des lithofaciès et interprétation de milieux de dépôts

Code	Lithofaciès	Milieux de dépôts
Fr	Argile silteuse à traces de racines, spots de marmorisation	Plaine d'inondation
Fc	Argile silteuse à nodules épars de dolomie, slickensides	Plaine d'inondation / Sebkha
Fl	Argile silteuse finement laminée	Plaine d'inondation / Lacustre
Fsr	Silt argileux à rides de courant	Levée ou Plaine d'inondation
Fsm	Silt argileux massif	Levée ou Plaine d'inondation
Cg	Conglomérat à éléments mono- ou polygéniques (argileux, dolomie...)	Fond de chenal « Laq » / ou Plug argileux
Gms	Conglomérat massif (Clast-supported / Matrix-supported)	Ecoulement de débris (Débris flow)
St	Grès à stratifications obliques en auges	Chenal fluviatile actif
Stm	Grès à stratifications obliques en auges et galets argileux	Chenal fluviatile actif
Sp	Grès à stratifications oblique-planes	Barre de chenal fluviatile
Sl	Grès à stratifications oblique - planes faiblement inclinées	Barre de chenal fluviatile (inclinaison des foresets inf. à 10°)
Sh	Grès à stratifications horizontales	Levée
Sm	Grès massif	Chenal fluviatile actif
Sr	Grès à rides de courant	Dépôts de Levée ou Crevasses Splays
P	Paléosol	Dépôts pédogénétisés (plaine d'inondation, chenaux...)

La classification de Miall (1978)

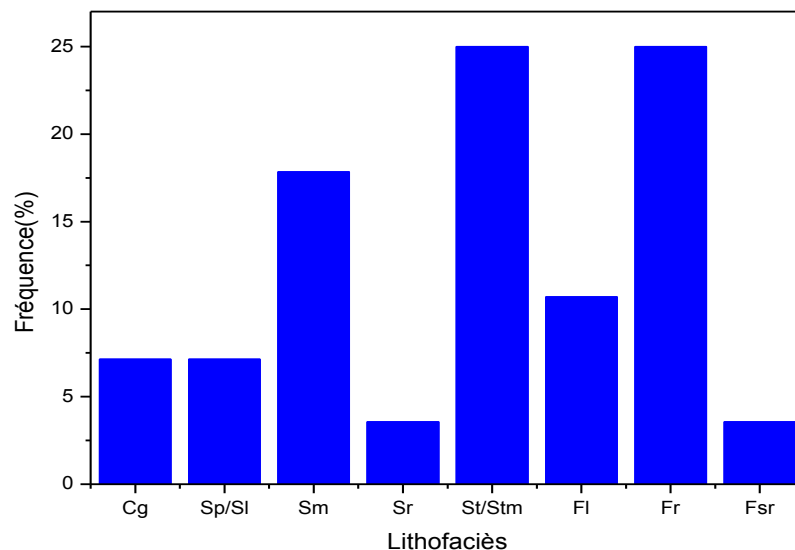
## CONCLUSION GENERALE

---

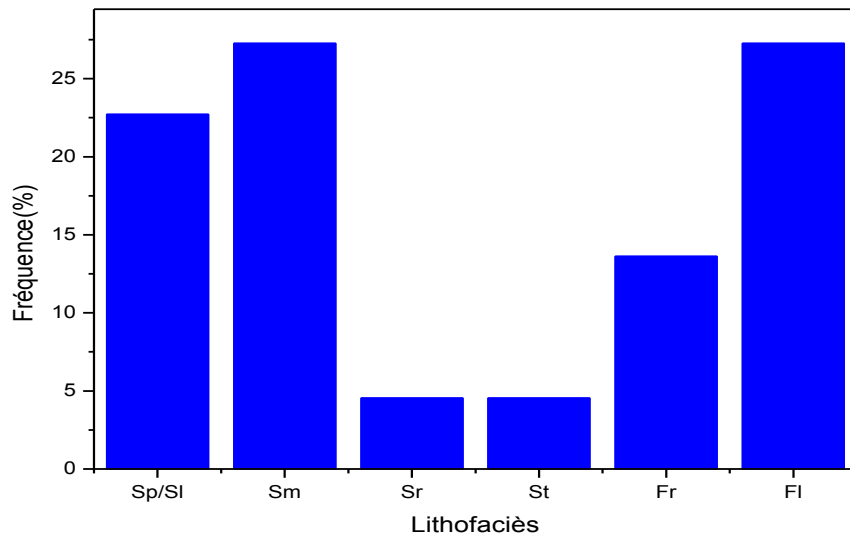
### III. 4. 2. Fréquences des facies lithologiques identifiés sur les carottes

Le pourcentage des facies interprétés par section est présenté dans l'histogramme (**Fig. 1. 3**) issue de la description des carottes du puits SF-2, montre une dominance de facies gréseux à stratifications obliques en auges (St) et Argiles silteuses à traces de racines (Fr). Les grés à stratification obliques planes (Sp/SI), les grés silteux à rides de courants (Sr) et les grés massifs sans structures apparentes (Sm) représentent une partie importante.

La proportion des facies interprétés par section est montré ci- dessus dans le diagrammes (**Fig. 2. 3**) du puits SF-3. montre une dominance de facies Gréseux à stratifications obliques planes (Sp/SI), des grés massifs (Sm) et des Argiles silteuses finement laminées (Fl).



**Fig. 1. 3:** Histogramme des fréquences des facies lithologiques, puits SF2



**Fig. 2. 3:** Histogramme des fréquences des faciès lithologiques, puits SF-3

### III. 4. 3. Les faciès lithologiques

#### III. 4. 3. 1. Faciès Cg : Conglomérat

Faciès Cg est un faciès conglomératique à éléments polygénique ou mono géniques, constitué de nodules sidéritiques et Argileuses et dolomitique, non jointifs de taille millimétrique à centimétrique (**Fig. 3. 3**) emballés dans une matrice gréseuse. L'épaisseur de ces faciès peut atteindre 20 centimètre par endroit.

Faciès Cg se dépose souvent à la base des grès sus-adjacents ou inter-digité avec les bans de grès faciès B, et se présentent presque toujours à la base des surfaces d'érosions.

#### III.4.3.2. Faciès St : Grès à stratifications obliques en auge

##### **Description:**

Succession de séquences gréseuses d'épaisseur pluridécimétriques à base plu ou moins nette; composés par des grès de couleur gris verdâtres, Argileux et friable à structures sédimentaires souvent frustes, sets d'auges mal individualisés passant vers le sommet à des grès assez durs, de couleur gris brunâtres argilo-dolomitique ou même siliceux et pyriteux.

Au sommet de la séquence apparaissent des dépôts de décantation Argileux ou Argileux silteux, peu développés avec traces de pyrite, se débitant le plus souvent en minces plaquettes.

### **Interprétation:**

Miall (1978) interprète ce faciès comme étant le produit de migration de dunes tridimensionnelle, La sédimentation se fait par traction en régime d'écoulement inférieur.

### **III. 4. 3. 3. Facies SL: Grès à stratifications oblique - planes faiblement inclinées**

#### **Description:**

Grès de couleur gris brunâtre assez uniforme à la base et moyennement dur; évoluant à un grès gris verdâtre, Argileux et plus ou moins friable.

Les structures sédimentaires sont formées par des auges et des oblique-planes faiblement inclinées.

Des laminations presque horizontales riches en mouchetures sidéritiques et de petits amas épars de pyrite ( **Fig. 4. 3**) y sont aussi présentes et des trains de rides de courant unidirectionnel assez bien exprimées.

#### **Interprétation:**

Facies SL, grés à laminations plane, peuvent être déposés par les courants de traction à basses fréquences dans la partie supérieure du bas régime de courant d'eau ou déposés par suspension dans un milieu de bas régime. Ces faciès témoignent d'une pénurie en matériaux clastiques quand elle s'est déposée par traction dans la partie supérieur du régime de courant. L'alternance des rides courant et les lits horizontaux indiquent un dépôt de matériel dans une eau de très faible profondeur, ou les luminations horizontales se sont déposées par suspension.

### **III. 4. 3. 4. Facies Sm: Grès massif**

#### **Description:**

Grès assez durs, sans organisation interne apparente, de couleur gris brunâtre à grains fins en forme angulaires à subarrondis, bien triés, durs argilo-dolomitique ou même siliceux ou pyriteux. Ce faciès se présente en bancs d'épaisseurs variant entre 0.5 à 1.50 m, mais les majorités des bancs ont des épaisseurs qui varient entre 0.5 à 0.75 m. Dans la plus part des cas sont isolés ou divisés par des surfaces érosives.

Les bancs minces d'épaisseurs 0.5-0.75 mètre forment parfois des bedsets intercalés entre les dépôts fins de plaines d'inondation.

la base de ce faciès est généralement régulière ou légèrement érodé.

### **Interprétation:**

Déposées sous forme de coulées de débris solides, par glissement ou convolution de masses de sédiments arrachés aux parois meubles des berges des fleuves, causés par les grandes inondations. Les berges meubles de ce segment de rivière sont composées essentiellement de matériaux grossiers résistants. Les structures secondaires ont pu aussi y être détruites par les structures primaires ceci s'explique par le degré de déformation et de bioturbation des grès sans structures apparentes par la déformation d'un sédiment ayant un aspect tendre.

### **III. 4. 3. 5. Facies Sr : Grès à rides de courant**

Grès verdâtre fin à moyen, Argileux; caractérisé par une prédominance de rides de courant. la base de ce facies est plane et irrégulière mais pas érodée, à grains en forme angulaires à subarrondés, bien triés, friables à durs. Au sein de cet ensemble gréseux, existent aussi quelques passées "cm à dcm" d'Argile silteuse gris sombre à structure plaquette.

### **III. 4. 3. 6. Facies Sp : Grès à stratifications oblique-planes**

#### **Description:**

Les séquences sont principalement composées par des grès de couleur grisâtre uniforme, Argileux ou argilo-sidéritique, moyennement durs avec des structures sédimentaires en auges ou oblique-planes faiblement inclinées(**Fig.5.3**) et bien développées.

Les surfaces des oblique-planes sont revêtues d'un drapage Argileux verdâtre et de très fins débris ligniteux.

#### **Interprétation:**

Le facies (Sp) était déposé par un courant de traction unidirectionnel. Les stratifications tabulaires et entrecroisées (**Fig.6.3**), enregistrent la migration du chenal.

La teneur élevée en nodules indique un dépôt par un courant de haute énergie. Les nodules de fonds préservés à la base des bancs des grès suggèrent un arrêt des déplacements par roulement des lits de graviers, ce qui pourrait signifier une chute d'énergie initiale des courants.

Cette interprétation est en partie étayée par la grano-décroissance des grains de plusieurs lits qui se terminent localement par des grès fins à rides de courants.

### **III. 4. 3. 7. Facies Stm: Grès à stratifications obliques en auges et galets Argileux**

Les grès se caractérisent par la présence de fréquentes taches ou mouchetures Sidéritiques brunâtre. Grès gris à gris verdâtre, argilo-dolomitique, peu cohérent et souvent structuré en auges plus rarement en oblique-planes de faible inclinaison.

Les surfaces des auges contiennent parfois de petits galets Argileux et gréseux de taille "mm".

### **III.4. 3. 8. Facies Fr :Argiles silteuses à traces de racines, spots de marmorisation**

#### **Description:**

Ensemble lithologique à dominante Argileuse, composé principalement d'Argile légèrement silteuse de couleur brun rouge, brun foncé par endroits présentant des traces de pédogenèse (spots d'oxydoréduction).

Vers le sommet de cet ensemble, l'Argile devient verdâtre parfois même brunâtres légèrement silteuses, peu indurées se débitant en fins agrégats. avec un léger enrichissement en petits amas pyriteux. Quelques décharges silteuses épisodiques y sont également présentes. Notons aussi la présence de dépôts de marmorisation disséminés dans la matrice.

Ces facies se présentent aussi par endroit en forme d'Argiles gris sombres, silto-gréseuses peu indurées se débitant en petits agrégats irréguliers. Des passées conglomératiques à éléments monogéniques gréseux non jointifs et silto-gréseuses sans structures internes apparentes y sont intercalées.

#### **Interprétation:**

Les Argiles silteuses se sont des retombés issus de la décantation des éléments en suspension qui y exigent de très faibles vitesses d'écoulements de l'eau pour qu'ils soient déposés. Les différentes catégories de couleurs de ces facies reflètent les conditions physico-chimiques du milieu de dépôts. Les Argiles silteuses peuvent avoir été déposées en forme clay drapes au sommet de la levée, dans des flaques d'eau stagnant pendant l'abandon du chenal ou bas niveau d'eau. (Miall, 1996), ou bien être déposée par décantation des matériel en suspension en milieu lacustre.

### **III. 4. 3. 9. Facies Fl : Argile silteuse finement laminée**

#### **Description:**

Argile silteuse de couleur gris sombre ou noire à structure plaquettes ou finement laminée présentant de fréquentes inclusions pyriteuses.

Une ébauche de pédogenèse sous forme de petites protubérances carbonatées s'observe par endroits. Au sein de cet ensemble à dominante Argileuse, existent quelques décharges siltogréseuses à rides de courant.

#### **Interprétation:**

Ce faciès est le résultat d'un dépôt par suspension avec une composante en traction qui produit les laminations parallèles (Miall, 1996). Il peut être donc interprété comme des dépôts de plaine d'inondation.

### **III. 4. 3. 10. Facies Fsr : Silt Argileux à rides de courant**

Argiles silteuses de couleur gris sombre à rides de courant, d'épaisseur pluri-décimétrique, à métriques, très silteuses, et très pyriteuse.

## CONCLUSION GENERALE



**Fig :** Les images de carottes analysent



### III. 5. Associations de faciès et milieux de dépôts :

Les associations de faciès sont des assemblages de faciès spatialement et génétiquement liés. Ces dernières sont distinguées comme les principales composantes d'une succession sédimentaire (Collinson, 1996). Les liens et les regroupements des faciès adjacents, est fondamental pour l'interprétation des environnements de dépôts et leurs successions ( Miall, 1977).

L'étude détaillée des faciès sédimentaires et de leurs relations a permis d'identifier plusieurs associations de faciès, chacune incluant un ou plusieurs lithofaciès précédemment décrits. Ces différentes associations, récurrentes sur l'ensemble des puits étudiés, caractérisent des ensembles sédimentaires, également observés sur tous les puits. Les puits SF-2 et SF-3 , uns des mieux conservés et présentant la plus grande variété de faciès, ont servi dans cet étude de coupe de référence pour présenter les différentes associations de faciès.

La géométrie et les relations entre les différents faciès ont permis d'identifier quatre associations de faciès dans les puits qui ont été décrit (Tab.2.3et Tab.3.3), Chacune d'elles représente un élément géomorphologique.

**Tableau. 2. 3 :** des associations de faciès rencontrées dans le puits SF-2.

Unités	Associations de faciès	Lithofaciès
Unité inférieure	Sebkha	Fl Sr FIFsrFl
Unité inférieure	Plaine d'inondation	Fr
Unité supérieure	Chenaux éphémères isolés dans la plaine d'inondation	SmFsrStm
		St Sm St
		St
		Sm
Unité supérieure	Chenaux actifs et pérennes	Sm
		St
		Sl St Cg
		Sp/Sl St Cg

## CONCLUSION GENERALE

---

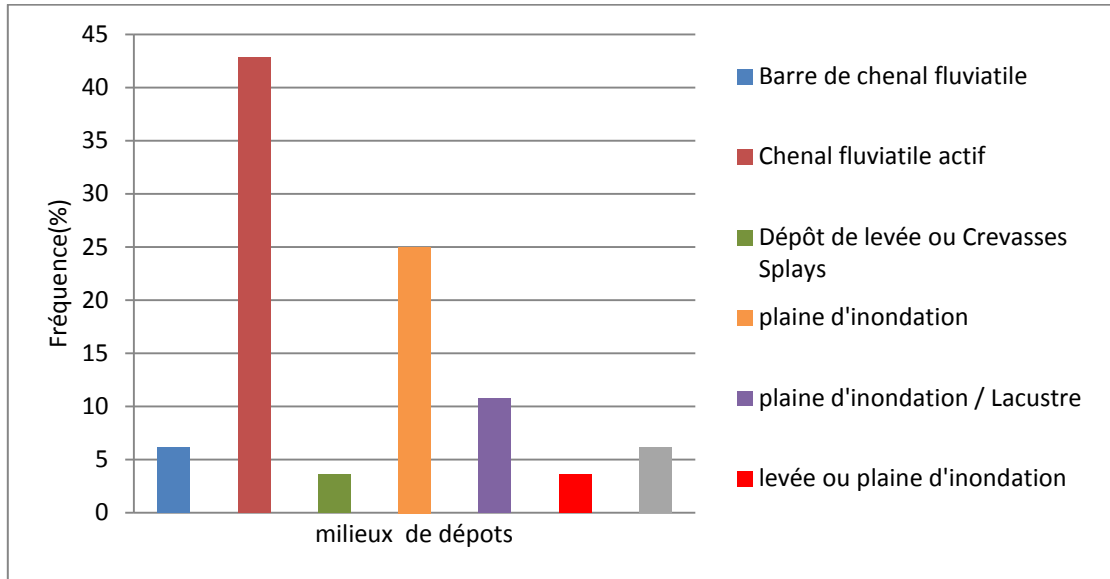
**Tableau. 3. 3** : des associations de facies rencontrées dans le puits SF-3.

Unités	Associations de facies	Lithofacies
Unité inferieur	Plaine d'inondation	Fr
		Fr Sm Fr
		Fl
Unité superieur	Chenaux éphémeres isolés dans la plaine d'inondation	Sr Sp St
		Sm
Unité superieur	Chenaux actifs et pérennes	Sp/SI

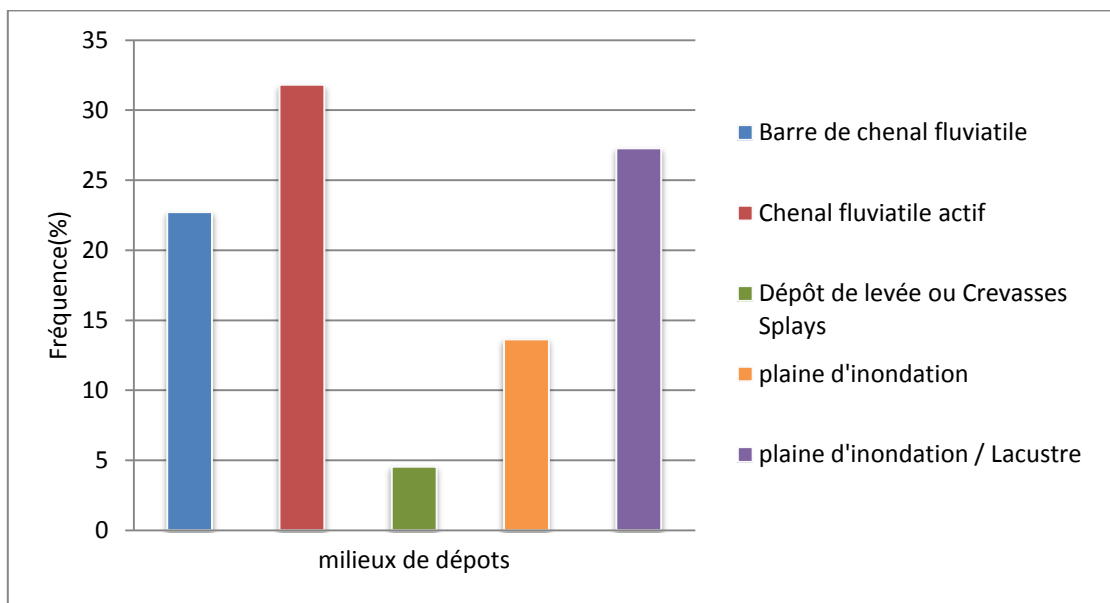
Les codes employés par Miall (1985) pour les associations de faciès dans le milieu fluviatiles. Ces associations de facies issues de l'interprétation détaillée sont : 1) Plaine d'inondation, 2) Chenaux éphémeres isolés dans la plaine d'inondation 3) Chenaux actifs et pérennes 4) Sebkha.

Les histogrammes des fréquences (**Fig. 7. 3** et **Fig. 8. 3**) d'associations de facies déduites à partir des logs des puits localisés dans le bloc 402b, montrent des fréquences élevées de chenaux fluviatiles actifs.

## CONCLUSION GENERALE



**Fig. 7. 3:** Histogramme des fréquences des milieux de dépôts, puits SF-2



**Fig. 8. 3:** Histogramme des fréquences des milieux de dépôts, puits SF-3

### **III. 7. Conclusion**

Dans le Bassin Berkine, les dépôts triasiques rencontrés sur les carottes des puits appartenant au bloc 402b, constituent des niveaux réservoirs à faciès fluviatiles. Jusqu'à présent beaucoup d'étudiés ont été réalisées. Une étude détaillée sur carottes de plusieurs puits a permis la reconnaissance de quinze types de faciès, issues de trois environnements sédimentaires qui se succèdent verticalement : (1) un ensemble de faciès de plaine d'inondation(2) un ensemble de faciès de plaine en Méandre, coiffé par un niveau dolomitique important interprété comme un paléosol, (3) un ensemble de faciès de plaine alluviale à influence gravitaire.

Les études statistiques qui ont été réalisées sur les faciès lithologiques à partir des histogrammes des fréquences, issue des carottes des puits SF-2 et SF-3, montrent une dominance de faciès Gréseux à stratifications obliques en auges (St) et Argiles silteuses à traces de racines, Les grés à stratification obliques planes (Sp/SI), les grés silteux à rides de courants (Sr) et les grés massifs sans structures apparentes (Sm) représentent une partie importante.

Les associations de faciès déduites à partir des logs des puits SF-2 et SF-3, localisés dans le bloc 402b montrent des fréquences de distribution élevées de chenaux fluviatiles actifs.

CHAPITRE IV  
CARACTERISTIQUE DU  
RESERVOIR SILICO-CLASTIQUE

#### **IV. Caractéristique du réservoir silico-clastique**

Les propriétés Pétrophysiques (porosité et perméabilité) des réservoirs silico-clastiques sont influencées par de nombreux facteurs sédimentaires et hydrodynamiques des milieux. Les principaux phénomènes affectant les réservoirs sont généralement la composition initiale, la texture, la granulométrie, le contenu en Argile, l'histoire d'enfouissement et l'histoire diagénétique des sédiments (Pittman et Larese, 1991; Primmer et al., 1997; Worden et al., 1997; Lander et Walderhaug, 1999; Rutter et Wanten, 2000; Milliken, 2001; Ajdukiewicz et Lander, 2010; Taylor et al., 2010).

Les données issues des études sédimentologiques concernant les facies lithologiques et les caractéristiques des corps Gréseux, et les propriétés pétrophysiques sont donc essentielles pour la caractérisation des réservoirs de subsurfaces qui sont déposés dans des situations similaires. Le présent document a pour objet d'intégrer les lithofaciès et les propriétés pétrophysiques des dépôts fluviaux du TAGI, dans le but de caractériser et quantifier le réservoir.

Les propriétés pétrophysiques ont été mesurées au laboratoire sur des échantillons de cylindriques prélevés sur carottes des puits SF-2 et SF-3 représentant des facies lithologiques variables : Lithofaciès A Conglomérat à éléments mono-polygéniques (Cg) de fond de chenal, Lithofaciès B Grès à stratification oblique planes (Sp/SI) de barre de chenal actif, Lithofaciès C Grès à rides de courants (Sr) de dépôts de levée ou crevasses splay, Lithofaciès D Grès massif (Sm) de chenal fluvial actif, Lithofaciès E Grès à stratification oblique en auge (St/Stm) de chenal fluvial actif, F Argile silteuses finement laminée (Fl) de plaine d'inondation, sebkha, Lithofaciès G Argile silteuses à trace de racines (Fr) de plaine d'inondation.

Les résultats des analyses issues de cette étude, montrent des valeurs qui varient d'un facies à un autre. Le facies B enregistre les meilleures valeurs de porosités et de perméabilités. Lithofaciès G présente une large gamme de porosités et de perméabilités allant des faibles aux plus élevées ; porosités varient de 3.67%-21.2% et les perméabilités varient entre 0.65-4.55 Md

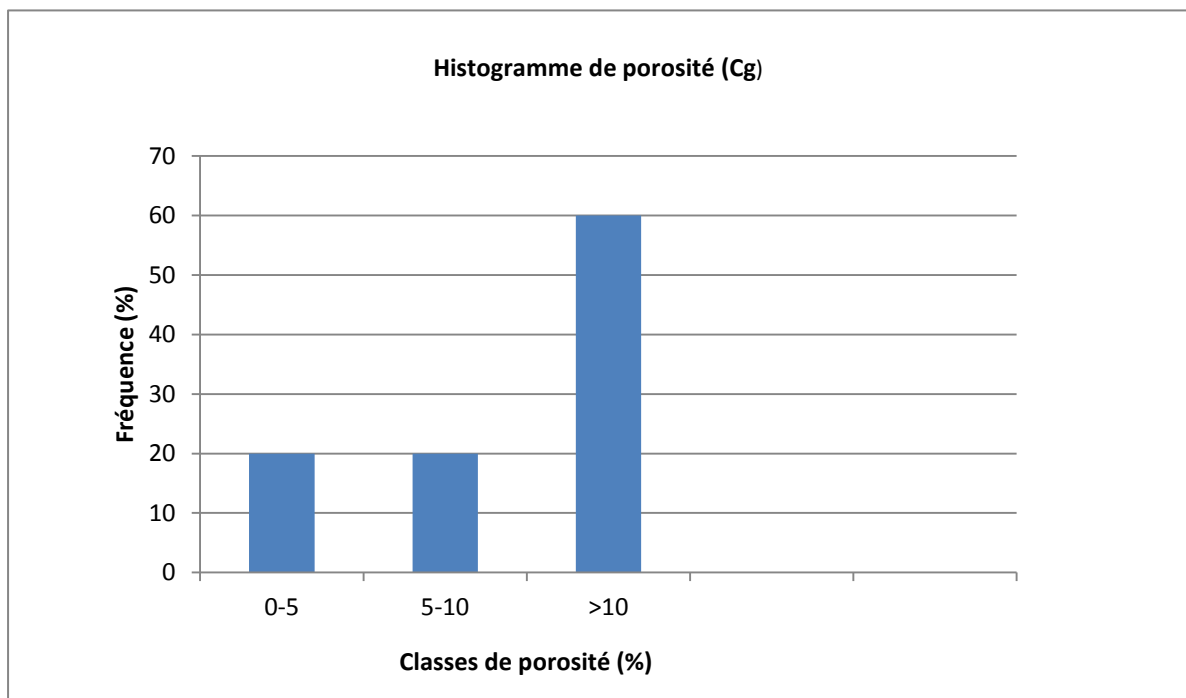
#### IV. 1. Contrôle sédimentaire par les propriétés Pétrophysiques

Deux cent échantillons prélevés sur les carottes des puits SF-2 et SF-3 ont été ensuite analysés au laboratoire. Le choix des échantillons a été basé sur les lithofaciès; Les données de porosités et de perméabilités (voir annexe) ont été déterminées sur différents niveaux lithologiques : lithofaciès A de fond de chenal, Lithofaciès B de barre de chenal actif, Lithofaciès C de dépôts de levée ou crevasses splays, Lithofaciès D de chenal fluviatile actif, Lithofaciès E de chenal fluviatile actif Lithofaciès F de plaine d'inondation, sebkha, Lithofaciès G de plaine d'inondation.

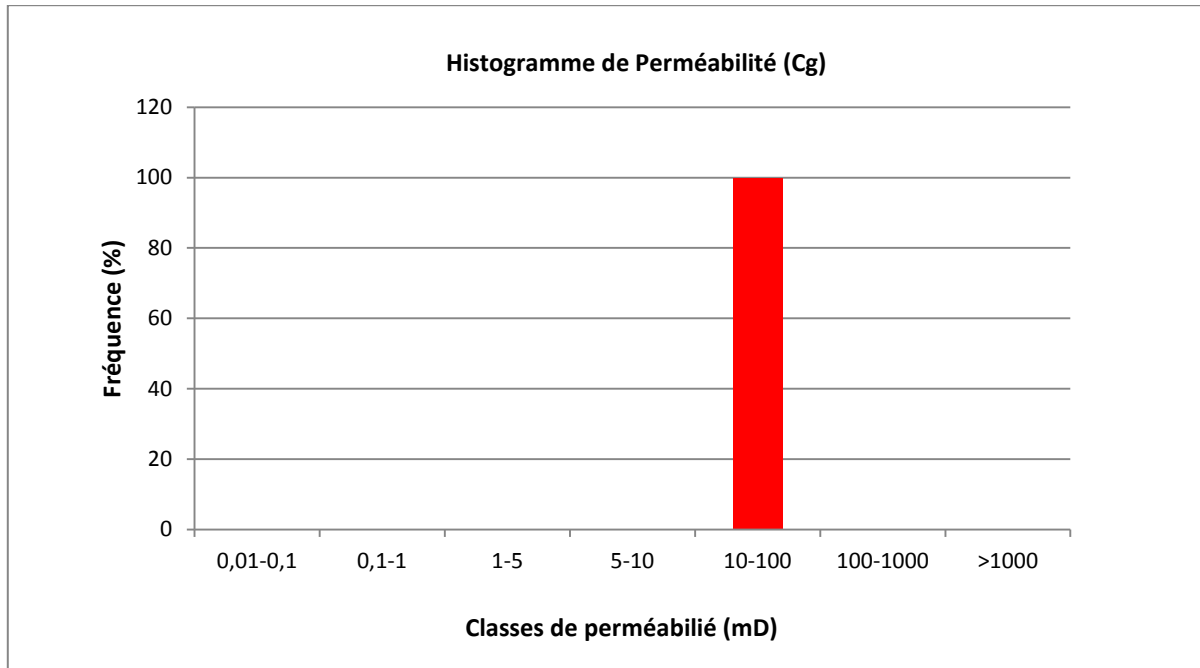
##### IV. 1. 1. Les histogrammes de perméabilité et la porosité :

**IV. 1. 1. 1. Lithofaciès A: Conglomérat à éléments mono-au polygénique (Cg) de fond de chenal :** L'histogramme de porosité du lithofaciès (Cg) montre des valeurs de porosité Min (2.66%) et Max (19.11%), avec du moyenne arithmétique (11.81%) et une classe modal [ $>10\%$ ] dominante présentant (60%), les valeurs de porosités très faibles présentent une population de (20%) et une classe modale de [0-5%]. **Fig.( 1. 4)**

L'histogramme de perméabilité du lithofaciès (Cg) issue des mêmes échantillons montre des valeurs de perméabilités Minimales de (55.04 mD) et Maximale de (77.31 mD), avec une moyenne géométrique de (67.27 mD) et une classe modal dominante de [10-100mD] présente. **Fig.( 2. 4)**



**Fig. 1. 4:** Histogrammes de porosité de lithofacisés (Cg)



**Fig. 2. 4:** Histogrammes de perméabilité de lithofaciès (Cg)

**IV. 1. 1. 2. Lithofaciès B : Grès à stratification oblique planes (Sp/SI) de barre de chenal actif**

Dans ce lithofaciès, un nombre important d'échantillons a été testé (111 plugs) dont les valeurs de porosité varient entre (11.88%) et (27.44%) et la moyenne arithmétique est égale (20.50%). L'histogramme de porosité (unimodal) présente une classe dominante [ $>20\%$ ] représentant 64.86% de nombre total d'échantillons testés, une autre classe intermédiaire [10-15%] et une dernière classe [10-15%] à faible fréquence (3.6%). **Fig.( 3. 4)**

Quant à l'histogramme de perméabilité de ce lithofaciès (Sp/SI), il est aussi de type unimodal. Ce dernier montre l'existence de 4 classes de perméabilité, une classe [100-1000mD] distinguée regroupant (83.78%) de la population, et les autres classes représentent une fréquence très faible (moins de 10%), notamment la classe [5-10mD] qui représente (0.9%) de la population. Les valeurs de perméabilité oscillent entre (6.85 et 3584.98 mD), avec une moyenne géométrique de 315.43mD. **Fig( 4. 4)**



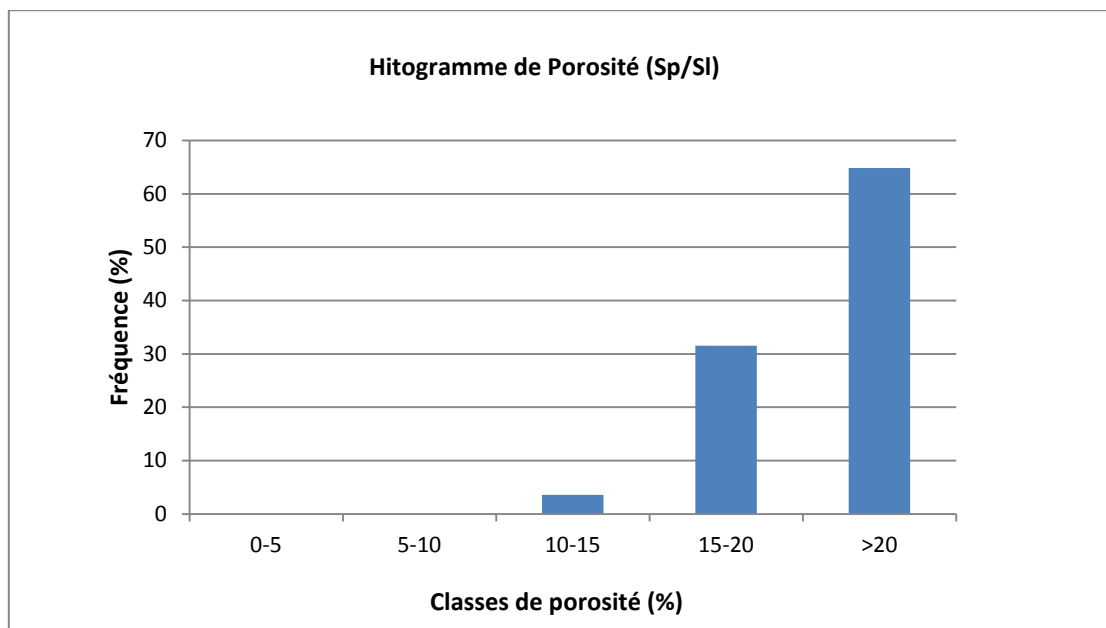


Fig. 3. 4: Histogrammes de porosité lithofaciès (Sp/SI)

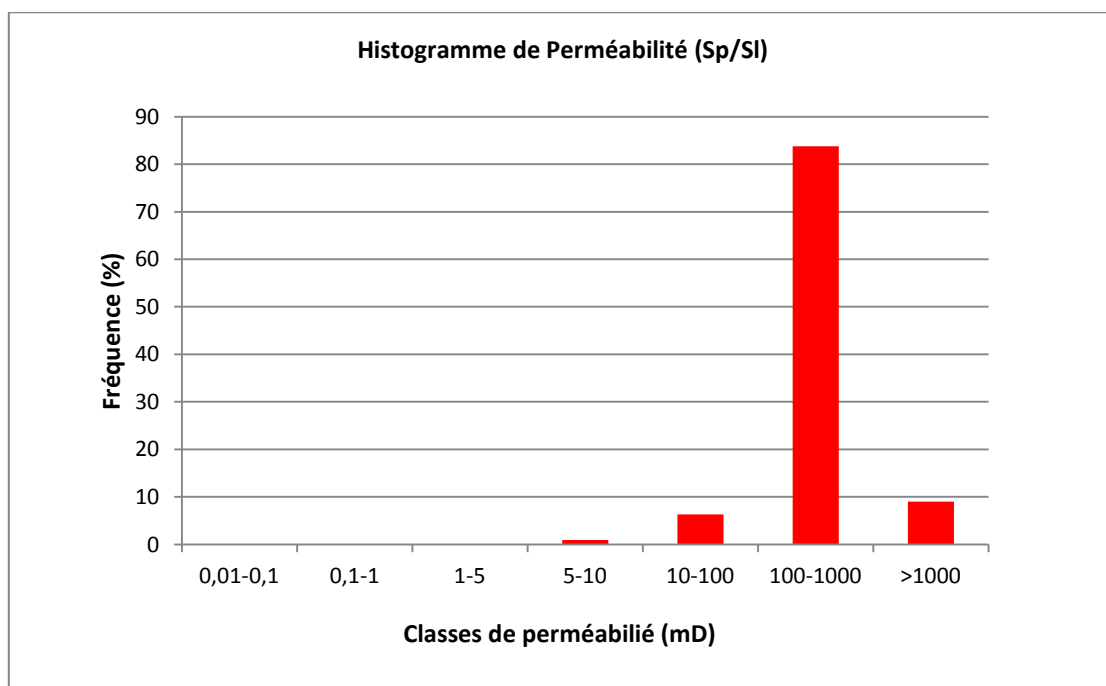
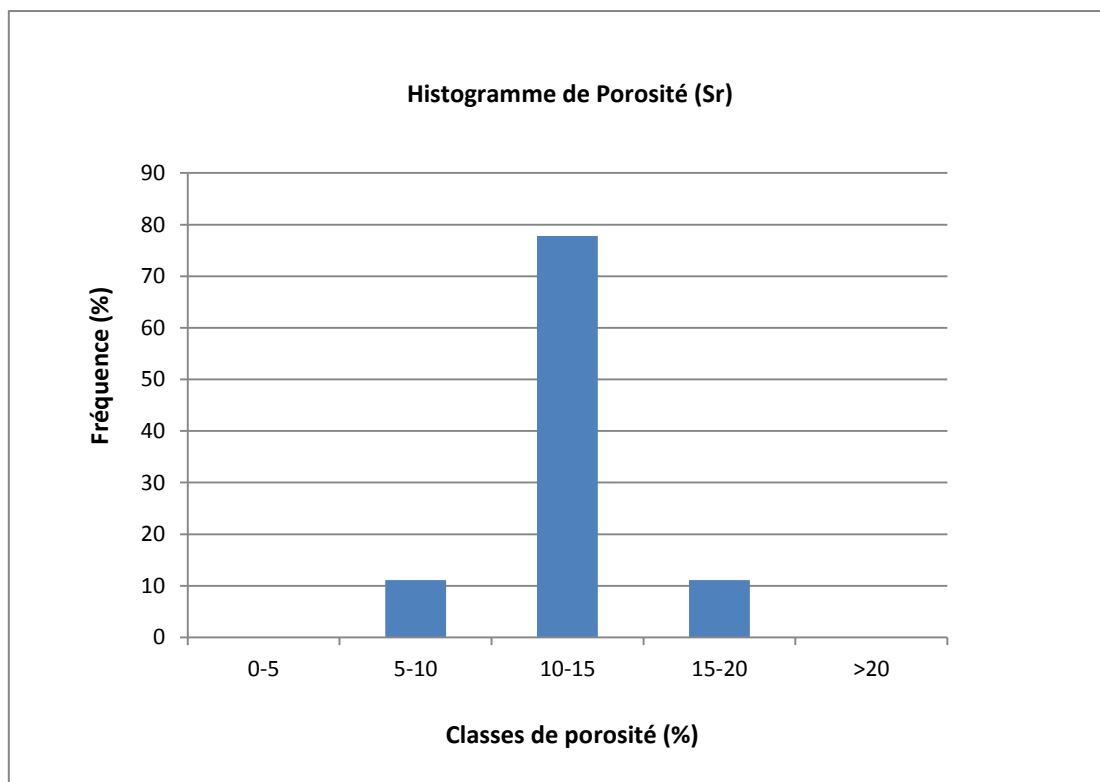


Fig. 4. 4: Histogrammes de perméabilité de lithofaciès (Sp/SI)

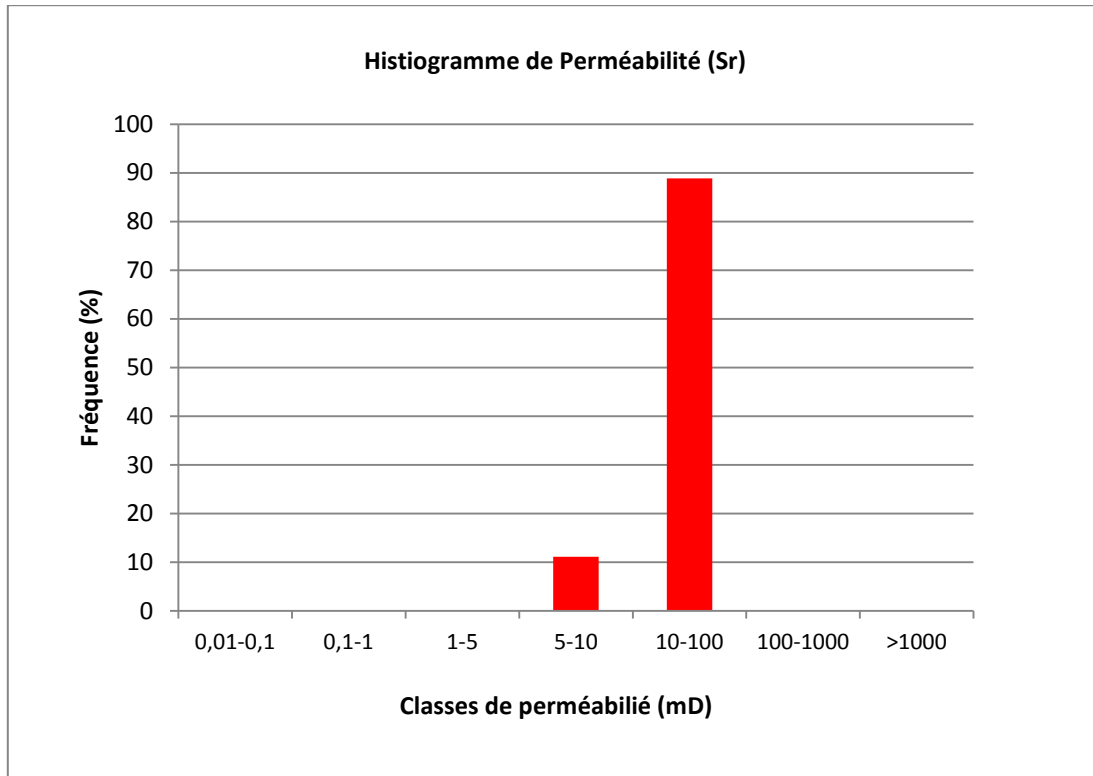
### IV. 1. 1. 3. Lithofaciès C : Grès à rides de courants (Sr) de dépôts de levée ou crevasses splay

Les résultats pétrophysiques obtenus sur neuf échantillons du lithofaciès (Sr), présentent un histogramme de porosité (Sr) unimodal où la classe modale de porosité [10-15%] est dominante avec une fréquence de (77.77%). Les valeurs de porosité varient entre (9.41% et 17.14%) avec une moyenne arithmétique de (12.90%). **Fig.(5. 4)**

L'histogramme unimodal de perméabilité du lithofaciès (Sr) est établi sur le même nombre d'échantillons, présente deux classes modales distinctes, la première classe [10-100 mD] est la plus dominante avec une fréquence de (88.88%), alors que la deuxième définie par l'intervalle [5-10mD] présente (11.11%) de la population. Les valeurs de perméabilité varient entre (9.8 mD et 16.51 mD) correspondant à une moyenne géométrique égale à 13.04mD. **Fig.(6. 4)**



**Fig. 5. 4:** Histogrammes de porosité de lithofaciés (Sr)

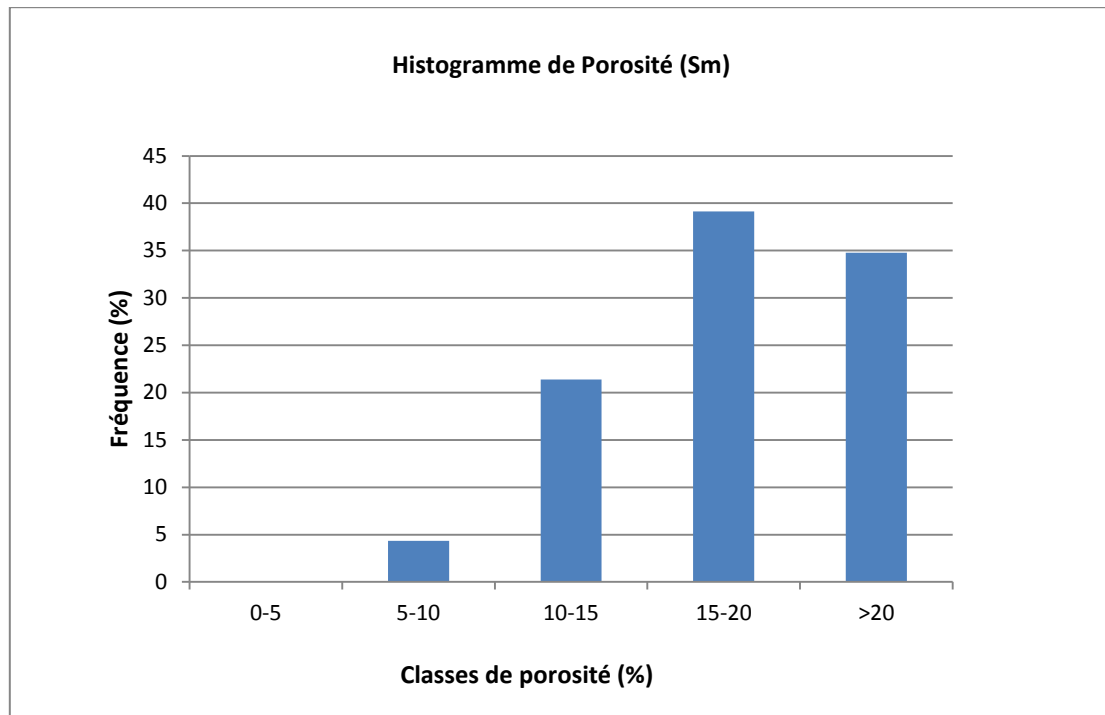


**Fig. 6. 4:** Histogrammes de perméabilité de lithofaciès (Sr)

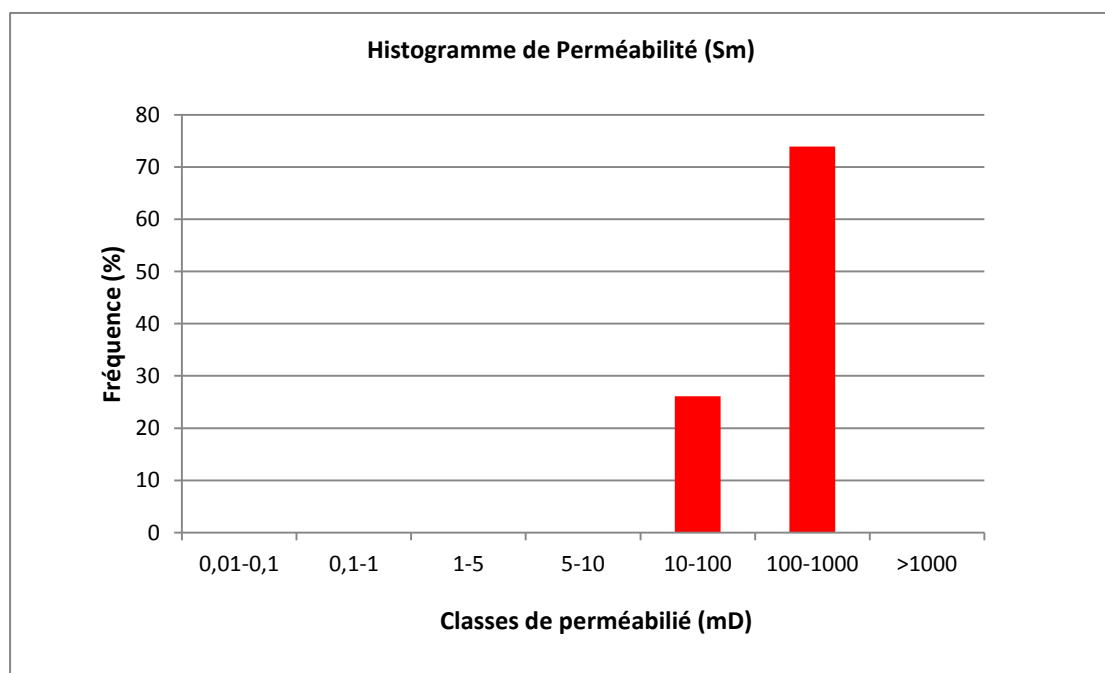
#### IV. 1. 1. 4. Lithofaciès D : Grès massif (Sm) de chenal fluviatile actif

L'histogramme de porosité du lithofaciès (Sm) est unimodal et établi sur la base des mesures pétrophysiques réalisées sur 23 échantillons, montre l'existence de quatre classes de fréquences relativement distinctes, il est dominance par les classes [15-20%] et [>20%], représentant respectivement (39.13%) et (34.78%) de population. Ces mesures ont montré aussi que les valeurs de porosité sont comprises entre (6.27%) et (22.7%), avec une moyenne arithmétique de (17.44%). **Fig.(7. 4)**

L'histogramme de perméabilité du lithofaciès (Sm) est unimodal, caractérisé par deux classes de perméabilité, la classe [100-1000 mD] est dominante représentant (73.91%) de la population, et la deuxième classe [10-100mD] qui couvre (26.08%) de la population. Cependant, les valeurs de perméabilité obtenues varient entre (10.79 mD et 757.94 mD) correspondant à une moyenne géométrique égale à (218.92mD). **Fig (8. 4)**



**Fig. 7. 4:** Histogrammes de porosité de litofaciès (Sm)

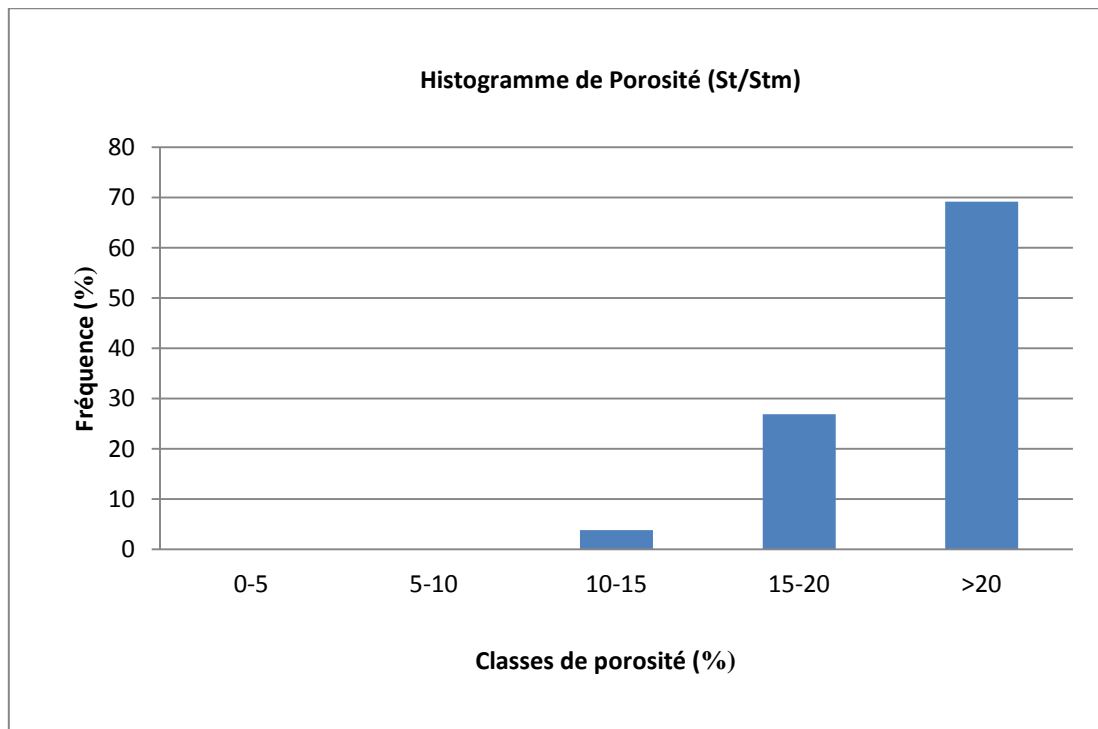


**Fig. 8. 4:** Histogrammes de perméabilité de litofaciès (Sm)

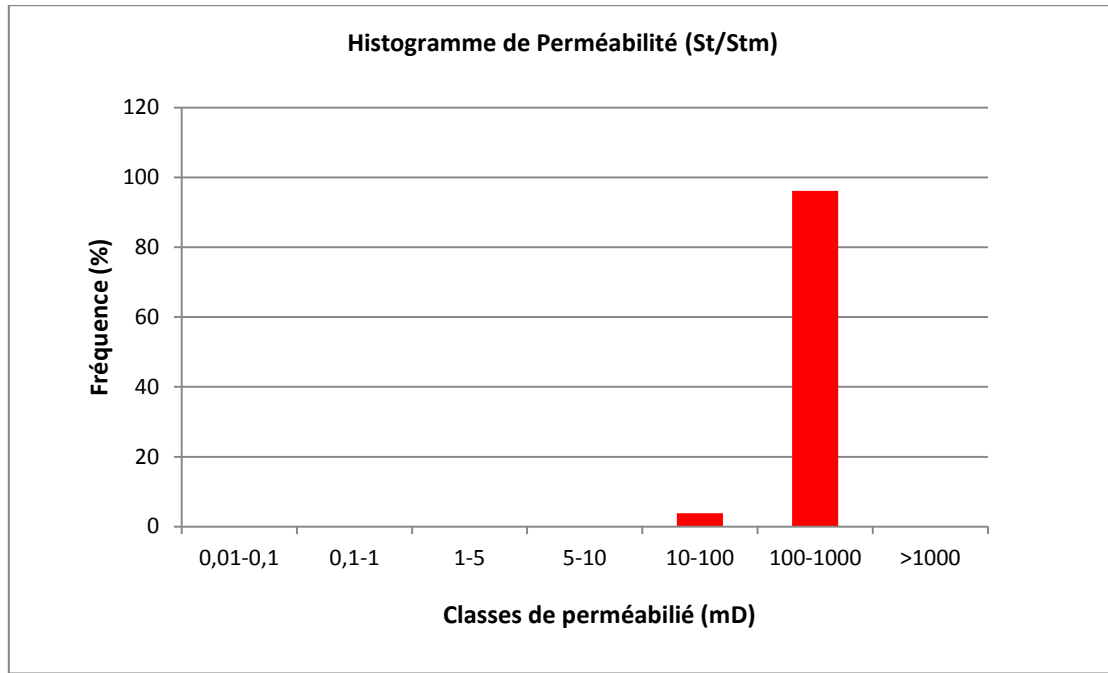
**IV. 1. 1. 5. Lithofaciès E : Grès à stratification oblique en auge (St/Stm) chenal fluvatile actif**

L'histogramme de porosité établi sur 26 échantillons du lithofaciès (St/Stm) est de type unimodal, caractérisé par trois classes de porosité distinctes, une classe dominante [ $< 20\%$ ] représentant (69.23%) de la population, et les deux autres [10-15%] et [15-20%], présentant respectivement (3.84%) et (26.92%) de la population. Les valeurs de porosité mesurées sur ces échantillons se situent ente (11.68%) et (26.03%), avec une moyenne arithmétique égale à (20.48%). **Fig( 9. 4)**

L'histogramme de perméabilité du ce lithofaciès (St/Stm) est également de type unimodal. Sur cet histogramme les valeurs mesurées de perméabilité sont réparties sur deux classes de perméabilité [10-100mD] et [100-1000mD], représentant respectivement (3.84%) et (96.15%) de la population. Les valeurs de perméabilité se situent entre (51.81 mD et 911.35 mD), avec une moyenne géométrique de (135mD). **Fig( 10. 4)**



**Fig. 9. 4:** Histogrammes de porosité de lithofaciès (St/Stm)

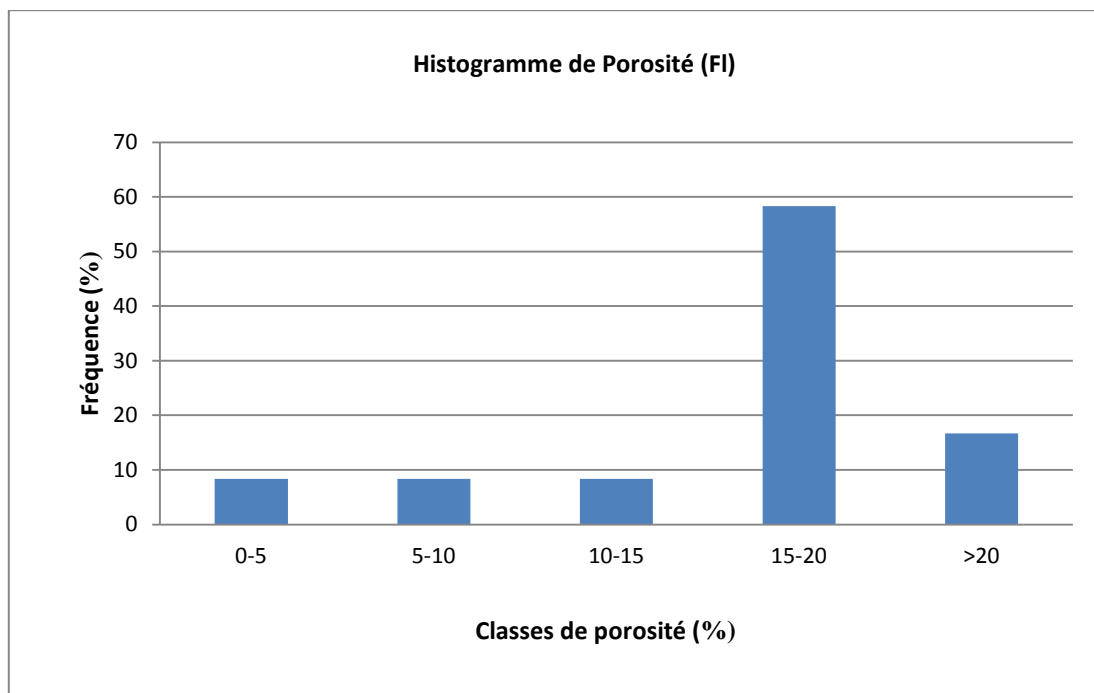


**Fig. 10. 4:** Histogrammes de perméabilité de lithofaciès (St/Stm)

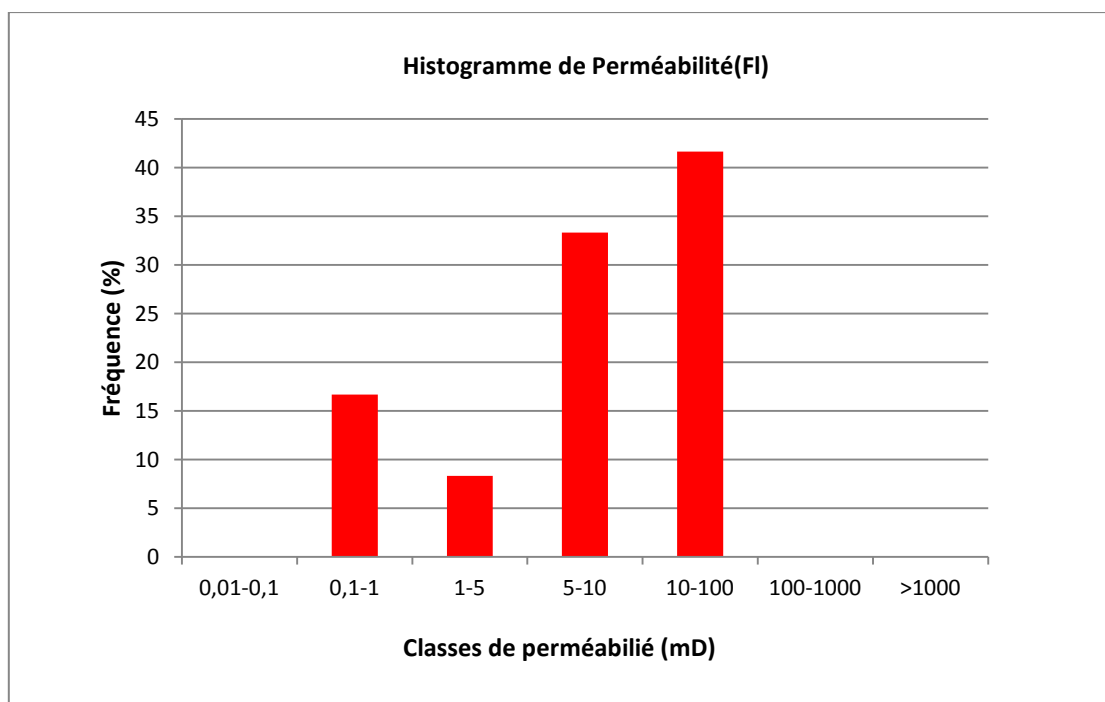
#### **IV. 1. 1. 6. Lithofaciès F : Argile silteuses finement laminée (F1) de plaine d'inondation, lacustre**

L'histogramme unimodal de porosité établi sur la base des résultats de 11 échantillons du lithofaciès (F1), montre l'existence d'une classe dominante [15-20%] correspondant à (58.33%) de la population et d'autres classes d'une faible fréquence, notamment les classes [0-5%], [5-10%] et [10-15%] représentant une fréquence identique de (8.33%). Les valeurs de porosité de cette population varient entre (4.37%) et (20.78%) correspondant à une moyenne arithmétique égale à (14.10%). **Fig( 11. 4)**

Quant à l'histogramme de perméabilité de ce lithofaciès (F1) est aussi de type unimodal, il montre la présence de deux classes de perméabilité dominantes [5-10mD] et [10-100mD], représentant successivement (33.33%) et (41.66%) de la population. Les deux autres classes ont une fréquence faible (moins de 17%). Les valeurs de perméabilité trouvées sont entre (0.03 mD et 50.64 mD), avec une moyenne géométrique de (7.02mD). **Fig( 12. 4)**



**Fig. 11. 4:** Histogrammes de porosité de lithofaciès (FI)

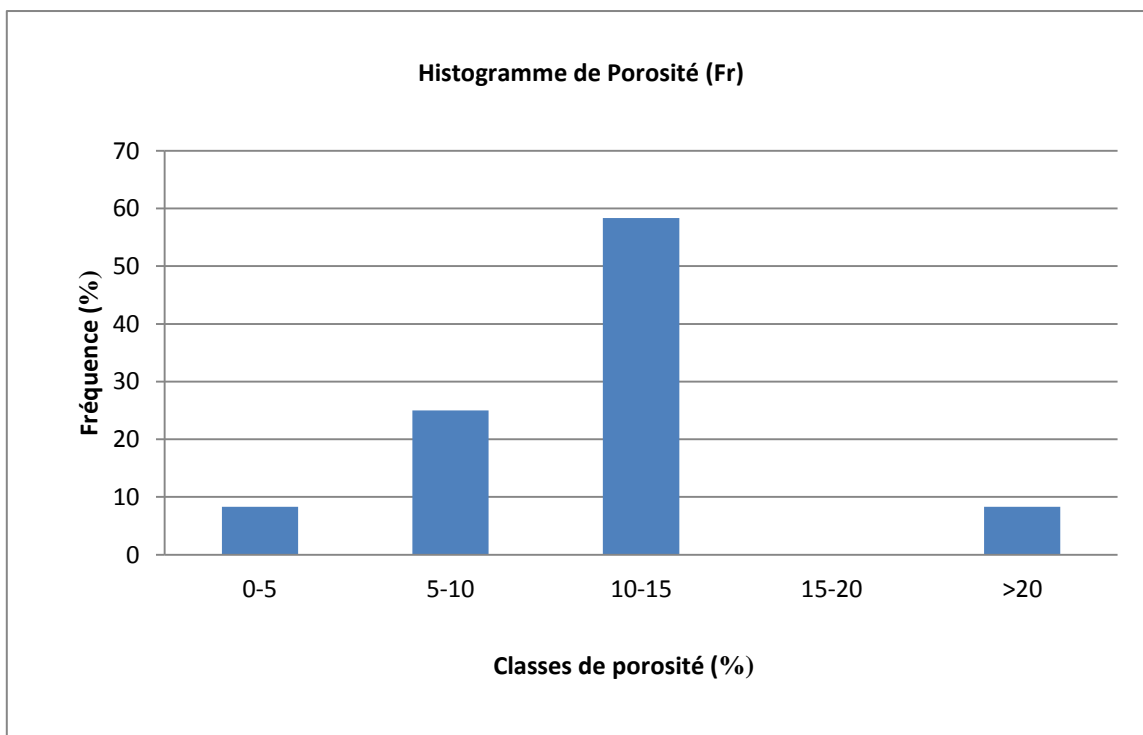


**Fig. 12. 4:** Histogrammes de perméabilité de lithofaciès (FI)

**IV. 1. 1. 7. Lithofaciès G : Argile silteuses à trace de racines (Fr) de plaine d'inondation**

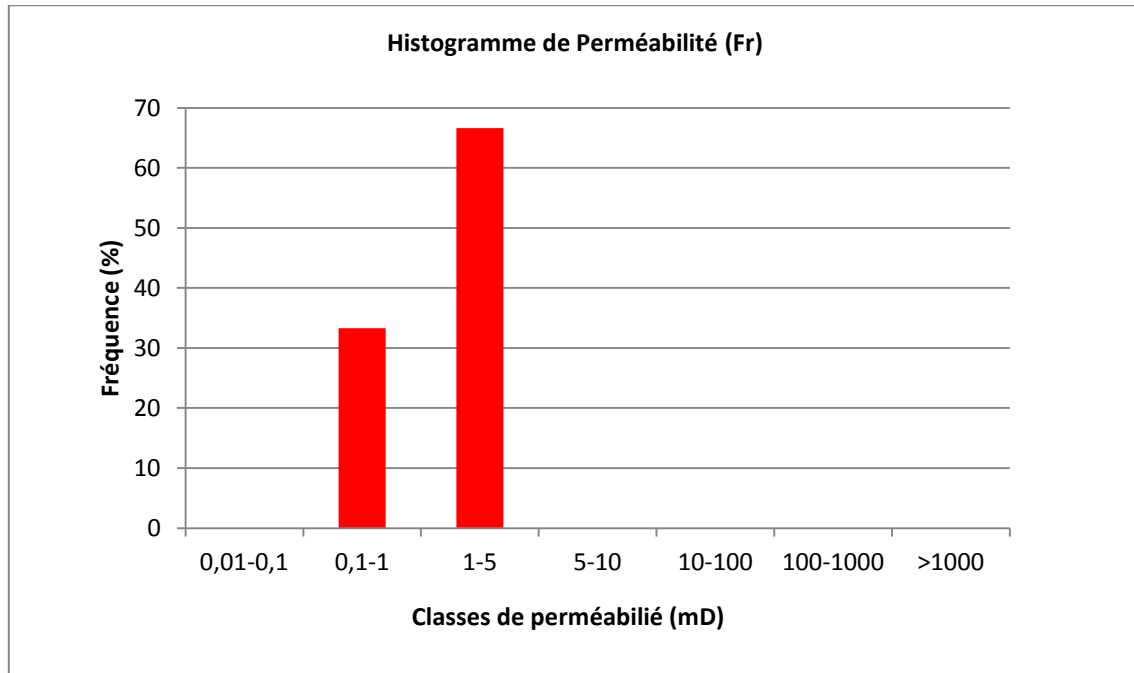
L'histogramme de porosité du lithofaciès (Fr) est unimodal, établi sur la base des mesures pétrophysiques sur 12 échantillons. Cet histogramme présente quatre classes modales de porosité, la classe [10-15%] est la plus dominante avec (58.33%) de fréquence, alors que les autres classes présentent des fréquences moyennes à faibles. Les valeurs de porosité trouvées varient (3.67%) et (21.2%), alors que la moyenne arithmétique de ces porosités est égale à (10.70%). **Fig(13. 4)**

L'histogramme de perméabilité de lithofaciès (Fr) unimodal sur la même des échantillons les valeurs de perméabilité Min (0.79) mD et Max (4.55) mD, avec du moyenne géométrique (1.51%), la classe ou les valeurs oscillent entre [1-5mD] constitue la classe la plus dominante, elle représente (66.66%) des valeurs de perméabilité du réservoir, les valeurs faible perméabilité la classe [0.1-1 mD] elle représente (33.3%).**Fig(14. 4)**



**Fig. 13. 4:** Histogrammes de porosité de lithofaciès (Fr)





**Fig. 14. 4:** Histogrammes de perméabilité de lithofaciès (Fr)

#### IV. 1. 2. Détermination de la relation entre la porosité et la perméabilité

Les graphes de corrélations entre les porosités et les perméabilités sont souvent présentés sous forme de graphe semi-logarithmique, mais généralement avec une pente plus accentuée à des valeurs de porosités faibles. Pour développer les rapports entre les porosités et les perméabilités, le technicien a besoin d'identifier à quel point les réservoirs pourraient être divisés en zone ou lits. La subdivision des données de carottes sur tout l'intervalle du réservoir, devrait toujours être divisée en segments logiques, qui sont fortement influencés par le degré de la maîtrise du géologue aux environnements de dépôts, qui va naturellement tenir en compte de différences majeures existantes dans les tailles des grains, le triage et le facteur minéralogique. Par ailleurs, un réservoir à intervalle suffisamment important peut être subdivisé en intervalles de bancs de 5 à 100 mètres chacun. Une méthode clairement supérieure, serait développée si un réservoir épais est adéquatement divisé, en intégrant tous les intervalles traités dans un seul graphe de regroupement d'analyses. L'intégration de toutes les données issues des carottes dans un seul graphe d'analyse graphique avec différents milieux de dépôts, peut engendrer une sous-évaluation de la perméabilité des roches, issues des intervalles de roches les mieux triées par rapport aux intervalles à triage médiocre. L'identification de la localisation et les valeurs correctes des perméabilités élevées est très important pour la modélisation des modèles d'écoulement.

#### IV. 1. 2. 1. Méthodologie

Les relations empiriques basées sur les données de laboratoire, typiquement exponentielles ou Loi de Puissance, ont été proposées pour décrire les relations entre les porosités et les pour établir des modèles de distribution des paramètres.

La méthode consiste à rassembler les données de carottes mesurées aux laboratoires sur des échantillons de carottes cylindriques, issues de différents faciès lithologiques, dans un graphe semi-logarithmique.

La méthode tente d'y trouver des relations entre la perméabilité ( $k$ ) et la porosité ( $\phi$ ) en intégrant les données de carottes dans un graphe semi-logarithmique. Telles relations peuvent permettre d'estimer et déterminer : (1) les potentialités des réservoirs, (2) identifier l'hétérogénéité du réservoir, (3) prévoir les compartiments non testés, (4) harmoniser les processus diagénetiques, types de pores, minéralogie, et autres attribues qui ont une influence significative sur la distribution de la perméabilité et la porosité.

Cette méthode est basée sur l'analyse de régression linéaire qui consiste à établir un modèle de croissance exponentiel en intégrant les données de porosités, et puis en calcul les moyennes géométriques des valeurs des perméabilités.

Pour que la Loi soit applicable, nous devons dans un premier temps transformer les valeurs des perméabilités en  $\log_{10}$  et Rechercher ensuite le meilleur ajustement de la droite de régression avec les points résiduels. L'étape suivante consiste à calculer les écarts entre chaque les points et la droite de régression.

Un fois reportés sur le graphe semi-logarithmique, La distance par rapport à la ligne de régression des porosités, sera presque assez uniforme.

Cette méthode utilise la fonction standard de déviation des nuages de points résiduels autour des moyens de régression géométriques en adoptant l'équation de régression linéaire :

$$K = a \exp (b * \Phi)$$

$K$  : perméabilité à l'air ;

$a$  : Constant ;

$b$  : la pente ;

$\Phi$  : la porosité;

**IV. 1. 2. 2. Résultats :**

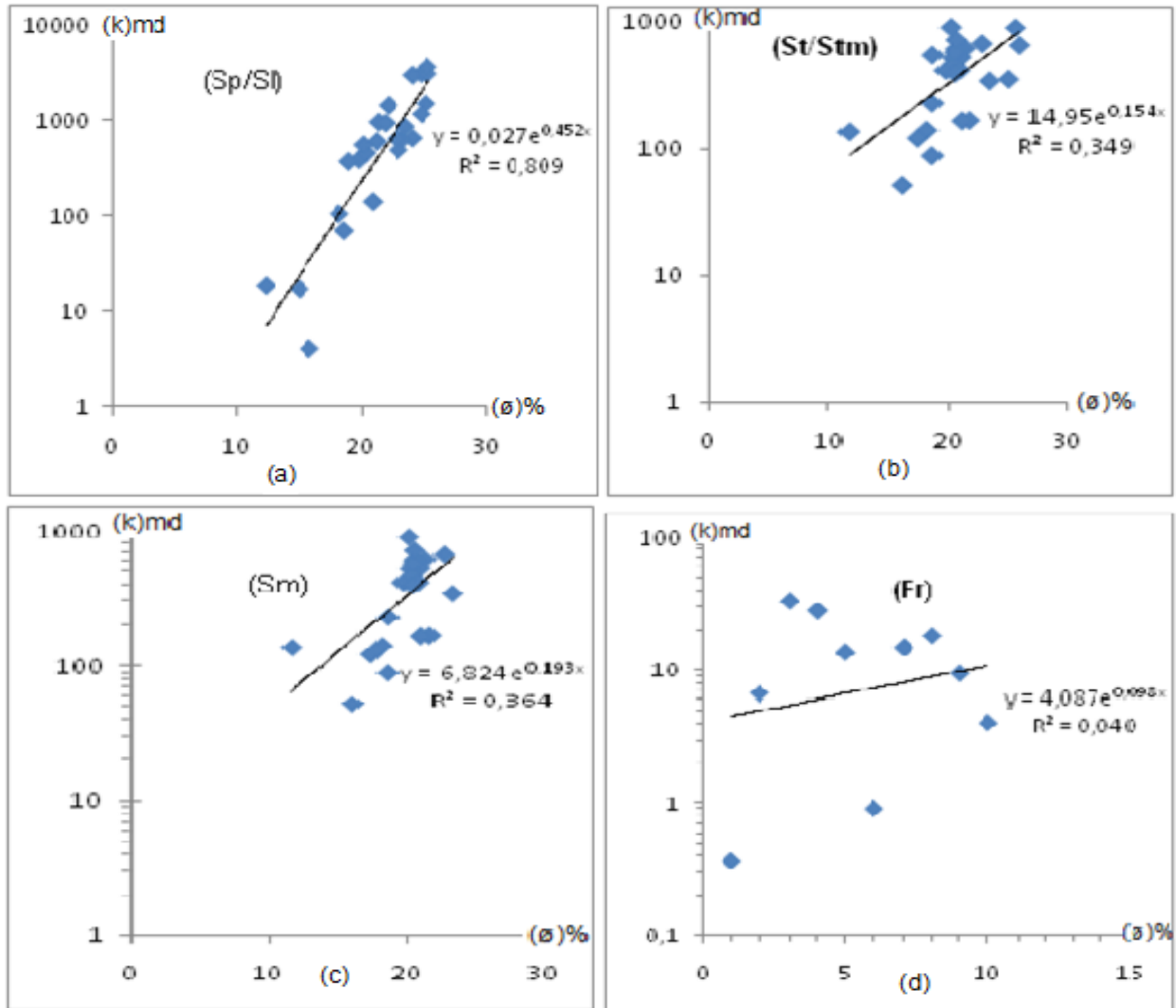
La figure.( 15. 4) (a,b,c & d), présente des graphes de corrélations entre les porosités et perméabilités, issues des analyses de laboratoires et réalisés sur un large nombres d'échantillons de carottes .

Les distributions des nuages de points, montrent en général une tendance de la perméabilité à augmenter avec la porosité, avec une pente plus accentuée à des valeurs de porosités faibles. Les graphes de corrélations, montrent aussi, un large groupe de porosités et de perméabilités ayant des valeurs faibles. Les graphes ci-dessous, montrent aussi, une variation du cutoff des perméabilités et porosité d'un lithofaciès à un autre, (Voir Tableau. 1. 4). Bien qu'une partie de cette distribution peut être expliqué par l'Anisotropie de la perméabilité, due aux attribué structurales tel que la géométrie des pores, la présence de fissures induites ou naturelles qui ont probablement contribué significativement aux variations des perméabilités.

Il en résulte, claire que la porosité n'est que l'une des nombreuses propriétés Petrophysique qui a une influencent directe sur la perméabilité sur des intervalles ou seules les données de porosités sont disponibles.

**Tableau. 1. 4.** Une variation du cutoff des perméabilités et porosité d'un lithofaciès à un autre

lithofaciès	Sp/SI	St/Stm	Sm	Fr
perméabilité cutoff	6.85	51.81	10.79	0.79
porosité cutoff	11.88	11.68	6.27	3.67



**Fig. 15. 4:** (a, b, c & d), présente des graphes de corrélations entre les porosités et perméabilités, des données des carottes

### IV. 1. 3. Découpage pétrophysique

Les réservoirs productifs des hydrocarbures, sont caractérisés par des propriétés fortement variables dues aux combinaisons complexes des effets des sédiments et la diagenèse. Il est donc de plus en plus difficile pour les producteurs de déterminer la relations entre les caractéristiques sédimentologiques et les propriétés pétrophysiques dans la modélisation des réservoirs. L'approche déterministe où les propriétés pétrophysiques qui sont attribués aux cartes de faciès sédimentologiques ont prouvés leurs limites dans ce type de réservoirs car ils ne sont pas assez discriminants en terme de propriétés de réservoirs. Une alternative à cette impasse, consiste à fournir au géologue producteurs une méthode consistante de subdivision des intervalles carottés en groupes pétrophysiques et découvrir avec l'assistance des sédimentologues, les paramètres qui discriminent le comportement

pétrophysiques. Un tel effort d'équipe de travail contribue à la construction d'un modèle de réservoir plus précis (greder et al. 1995, petit et al. 1995).

Dans ce chapitre, nous expliquons comment nous avons obtenu subdivision des intervalles carottés dans une formation lithologique complexe.

#### **IV. 1. 3. 1. Méthodologie**

Cette étude repose sur une description détaillée des carottes (Lithologie, structures sédimentaires, la granulométrie). Bien que seulement deux puits ont été sélectionnés dans cette étude, pour la caractérisation pétrophysiques des lithofaciès qui ont été rencontrés sur carottes.

Pour une évaluation précise, les paramètres pétrophysiques mesurés sur chaque plug doivent être correctement attribués aux facies lithologiques, identifiés sur les carottes et sur les quel les Plugs étaient prélevés. Une calibration de ces échantillons avec les facies sédimentologiques basée uniquement sur la profondeur peut entraîner une évaluation inexacte des facies lithologiques dus à des erreurs de mesure et l'attribution des intervalles carottés aux profondeurs. Seules les données de carottes et les analyses réalisées sur ces carottes étaient utilisés dans cette étude quand il en serait possible d'identifier avec certitude les profondeurs des quel découle chaque échantillons de carottes. Une fois que l'on avait terminé l'étalonnage des échantillons et les facies, les valeurs de porosités et de perméabilités correspondant à chaque facies seraient attribués. Par la suite, la moyenne arithmétique de la porosité et la moyenne géométrique de la perméabilité seraient calculé pour chaque facies lithologique.

De plus, les standards déviations pour la porosité et la perméabilité était aussi calculées et les graphiques de corrélation entre les porosités et les perméabilités étaient établi (**Fig. 16. 4**) Plus le nombre de puits et d'échantillons prélevés sur des niveaux de facies particuliers est important plus les résultats seront précis.

Aux fins du calcul, les valeurs de perméabilités inférieur à 0.01 reportées dans les analyses de carottes étaient déclarés 0.01 mD.

#### **IV. 1. 3. 2. Construction de groupes pétrophysique :**

Les propriétés pétrophysique en occurrence la porosité et la perméabilité mesurée sur les carottes des puits appartenant au bloc 402b du bassin de berkine sont fortement contrôlés par la lithologie, la diagenèse. L'intégration des analyses de carottes et les informations sédimentologiques issues de la description des carottes a permis de mieux comprendre la qualité du réservoir qui contribue à la l'exploration et la production du réservoir. Les formations du TAGI sont informellement subdivisées en quinze lithofaciès incluant plusieurs sublithofaciès. Dans cette étude et après examen détaillé et identification des faciès, nous avons construit des groupes pétrophysiques par l'attribution des valeurs de porosités et de perméabilités des échantillons de carottes que nous avons mesurées au laboratoire qui correspondent à chaque faciès.

##### **IV. 1. 3. 2. 1. Faciès (Sp/SI) :**

C'est le faciès le plus abondant, parmi les faciès lithologiques qui ont été rencontrés dans la formation argilo-gréseuse du trias inférieur (**Fig.16.4**). Textuellement, le groupe de faciès (Sp/SI) est composé de dépôts sableux à granulométrie moyenne à grossier. La répartition spatiale des paramètres pétrophysiques en nuages de points dans le graphe d'analyses des regroupements montre une faiblement dispersés de ces paramètres et des valeurs de porosités et de perméabilités élevées. Possèdent les meilleures qualités et larges distributions.

##### **IV. 1. 3. 2. 2. Faciès (Sm) :**

Grés assez durs, sans organisation interne apparente, à grains fins en forme angulaires à subarrondis, bien triés, durs argilo-dolomitique ou même siliceux ou pyriteux. Le graphe des répartitions spatiales des nuages de points montre clairement une distribution fortement espacée des paramètres. La distribution spatiale des nuages de points montre une faible fréquence de répartition de ce type de faciès et une forte dispersion des paramètres pétrophysiques, indiquant des valeurs de perméabilités et de porosités variables allant des plus élevées aux plus faibles.

Quoique moins propres et les plus fins, les faciès Sm, présentent de bonnes propriétés.

**IV. 1. 3. 2. 3. Faciès (St) :**

Grès de couleur gris verdâtres, Argileux et friable à structures sédimentaires souvent frustes. Le graphe des répartitions spatiales des nuages de points montre clairement une distribution fortement espacée des paramètres. Avec une forte dispersion des paramètres pétrophysiques, indiquant des valeurs de perméabilités et de porosités variables allant des plus élevées aux plus faibles.

Quoique moins propres et frustes, les facies St, présentent de bonnes propriétés

**IV. 1. 3. 2. 4. Facies(Sr) :**

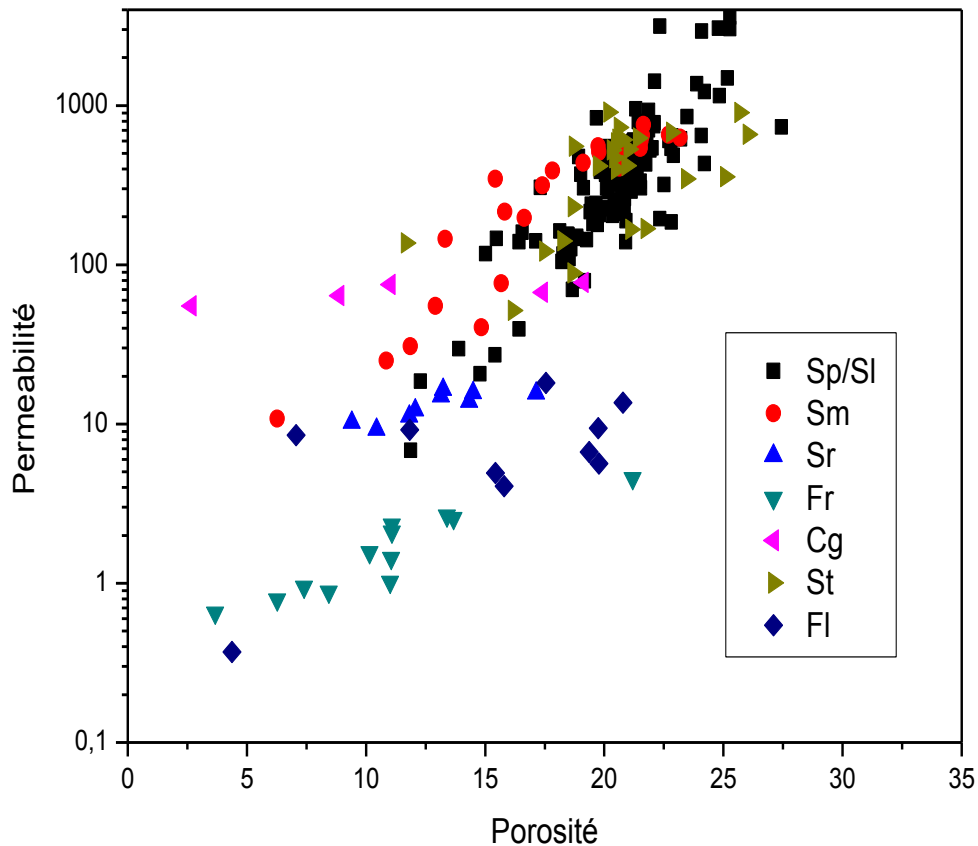
Grès verdâtre fin à moyen, Argileux; à grains de forme angulaires à subarrondis, bien triés, friables à durs. Au sein de cet ensemble gréseux, existent aussi quelques passées "cm à dcm" d'Argile silteuse gris sombre à structure plaquette.

Le graphe des répartitions spatiales des nuages de points montre clairement une distribution fortement espacée des paramètres. La distribution spatiale des nuages de points montre une faible fréquence de répartition de ce type de facies et une forte dispersion des paramètres pétrophysiques, indiquant des valeurs de porosités variables allant des plus élevées aux plus faibles.

**IV. 1. 3. 2. 5. Facies (Fr) :**

Ensemble lithologique à dominante Argileuse, composé principalement d'Argiles légèrement silteuses de couleur brun rouge, présentant des traces de pédogenèse (spots d'oxydoréduction), peu indurées se débitant en fins agrégats, avec un léger enrichissement en petits amas pyriteux.

Dans le graphe les répartitions spatiales des nuages de points montrent clairement une distribution fortement espacée des paramètres et une faible fréquence de distribution de ce type de facies, indiquant des valeurs de porosités et de perméabilités assez faibles.



**Fig. 16. 4:** Découpage en faciès pétrophysiques

#### IV. 1. 3. 3. Résultats

La lithologie joue le rôle le plus important dans le contrôle des qualités des faciès sédimentaires du Trias argilo-gréseux inférieur rencontrés dans les puits du bloc 402b de la région de Berkine. Les faciès à grains fins présentent des valeurs de porosités et des perméabilités faibles, tandis que les faciès à grains grossiers montrent des valeurs relativement élevées. Les faciès du réservoir de mauvaise qualité sont présentés essentiellement par des faciès lithologiques à granulométrie très fines, issus de la décantation des éléments en suspension qui y exigent de très faibles vitesses d'écoulements de l'eau pour qu'ils soient déposés. Bien que ces faciès comprennent des grès très fins, ils sont généralement dominées par des d'argilites et ou par des siltites.

Les Argiles silteuses peuvent avoir été déposées en forme clay drapes au sommet de la levée, dans des flaques d'eau stagnant pendant l'abandon du chenal ou bas niveau d'eau.



(Miall, 1996), ou bien être déposés par décantation des matériaux en suspension en milieu lacustre.

Les facies du réservoir de qualité modérée, en particulier le facies lithologique (Sr), est généralement composé d'une fraction élevée d'Argiles ou de silt.

#### **IV. 1. 4. Conclusion**

Le facteur le plus significatifs qui contrôlent les qualités des roches des différents facies sédimentaires qui ont été identifiés sur les carottes du trias argilo-gréseux, du bloc 402b du bassin de Berkine est principalement la lithologie. Comme prévu et de toute évidence, les facies à grains grossiers montrent des valeurs de porosités et de perméabilités les plus élevées, tandis que les facies à granulométrie fines présentent des qualités médiocres. En conséquence, la caractérisation pétrophysiques, basée sur les données de carottes des facies St, Sp, Sm et Sl, issues des analyses de laboratoires affiche les meilleures qualités de réservoir.

La diagenèse joue aussi un rôle important dans la caractérisation des facies lithologiques rencontrés dans les carottes. La précipitation et la dissolution du ciment carbonaté contrôle la plus part des porosités et perméabilités.

## CONCLUSION GENERALE

---

Le réservoir du Trias Argileux Gréseux Inferieur (TAGI) du Bloc 402b situé au SIF Fatima – Bassin de Berkine, objet de la présente étude, vise à présenter brièvement les définitions de base et les méthodes de mesures des principaux paramètres Pétrophysique de laboratoire, notamment la porosité et la perméabilité, la saturation, la densité qui permettent d'évaluer le réservoirs à hydrocarbure.

La description sédimentologique du réservoir silico-clastique du trias argilo gréseux inferieur a fait recours à l'utilisation intégrale des carottes de la base au sommet en adoptant une nomenclature qui s'appuie essentiellement sur la nature lithologique des faciès et les structures sédimentaires associées.

Les lithofaciès génétiquement liés l'un à l'autre ont été ensuite agencés en associations ou familles de lithofaciès définissant un milieu de dépôt particulier.

Les résultats de la description sédimentologique sont proposés sous la forme de fiches de carottes d'échelle 1/100° habillées en environnements de dépôt.

Les Résultats issues de la description détaillée des carottes a permet d'identifié Quinze litho-faciès définies sur la base des attributs sédimentaires physiques et texturaux (structure sédimentaires, lithologie, présences d'éléments tels que les débris charbonneux, nodules carbonatés remaniés en relation avec la pédogenèse. Les principaux faciès sédimentaires qui ont été identifiés sont : A: Conglomérat, B: Grés, C: Silts et D: Argiles.

Les histogrammes en barre des fréquences de distribution des faciès interprétés par section montrent une dominance de faciès Gréseux à stratifications obliques en auges (St), les grés à stratification obliques planes (Sp/SI), les grés silteux à rides de courants (Sr) et les grés massifs sans structures apparentes (Sm) représentent une partie importante.

Le regroupement des faciès sédimentaires et leurs relations a permis d'identifier plusieurs associations de faciès, chacune incluant un ou plusieurs lithofaciès. Ces différentes associations, récurrentes sur l'ensemble des puits étudiés, caractérisent trois grands ensembles sédimentaires, également observés sur tous les puits. Les puits SF-2 et SF-3 les mieux conservés et présentant la plus grande variété de faciès, ont servi dans cet étude de coupe de référence pour présenter les différentes associations de faciès.

## CONCLUSION GENERALE

---

D'une manière générale, la succession verticale des environnements de dépôts identifiés dans le TAGI et le Trias Carbonaté se subdivisent en deux unités géomorphologiques caractérisées par des associations ou familles de lithofacies particuliers. Ces unités géomorphologiques typiquement fluviale et Playa-lacustre sont classées, de bas en haut :

- a) L'unité inférieure
- b) L'unité supérieure

Les Résultats des analyses des paramètres Pétrophysique qui ont été réalisés au laboratoire sur des échantillons de carottes des puits du bloc 402b au SIF Fatima – Bassin de Berkine montrent des valeurs de porosités et de perméabilités qui varient d'un facies à un autre.

Les lithofacies identifiés à partir de la description des carottes ont été intégrés avec les données de carottes pour la caractérisation et identification des meilleurs niveaux producteurs et le contrôle de la qualité du réservoir, et en fin, l'évaluation quantitative des réserves des meilleurs niveaux producteurs mis en évidence .

# Bibliographie

- [1] **Boudjemaa, A. (1987)**. Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara Nord Orientale ( Algérie). Thèse Doctorat Etat, Paris XI-Orsay, France, 290p.
- [2] **Chaouche .A ( 1992)** : Genèse et mise en place des hydrocarbure dans les bassin d'Erg orientale ( Sahara Algérien). ( Thèse Doctorat. Université Michel de Montaigne-bordeaux 3 en science de la terre).
- [3] **Dahmani. Hacène (2005)** : Etude de la fracturation argileuse par la diffractométrie et les diagraphie spectrométriques dans la série du TAGI du bassin de Berkine. (Mémoire d'ingénieur spécialisé / IAP-C4).
- [4] **Echikh.K (1975)** : Géologie des provinces pétrolières du l'Algérie. SNED.1975.
- [5] **Kadi. B, Mouaici. R ; Lemouari . A (2001)** : Etude du Silurien argilo-gréseux de Berkine et de la province Sud- Est triasique ( Rapport interne SH/CRD).
- [6] **Lucas (1962)** : Transformation des minéraux argileux. Etude sur les argiles du Trias. Mem, cart, geol. Als. Lon. N°23.
- [7] **A.ABIDLI (2011)**: Etude Sédimentlogique et pétrophysique sur le TAGI du bassin BercineThèse d'ingénieur, Université de Mentouri Constantine.
- [8] **A.BENALI ( 1992)**: Synthèse du permis SIF-FATIMA (Bloc 402b).
- [9]**A.CHAOUCHE (1992)** : genèse et mise en place des hydrocarbures dans les bassins de l'erg oriental (SAHARA ALGERIEN)
- [10] **C.SALLE, J.DEBYSER (1976)**: Formation des gisements de pétrole (Etudes des phénomènes géologique fondamentaux).
- [11] **C.E.Ubani, Y.B.Adeboye, A.B. orijil (2012)**. Petroleum and coal ISSN. 1337-7027 Advances-in corings and cove analysis for reservoir formation evaluation.
- [12] **Dr.Sidqi Bu-khamsin (2004)**, professor, department of petroleum engineering, Basic properties of reservoir rocks.
- [13] **George S.Benson posted (2015)**, search and discovery article 41583 estimation of arithmetic permeability from a semi-log porosity/log permeability regression.
- [14] **Phillip-H.Nelson (2007)**.US geological survey, Denver,Colorado; Permeability-porosity relationships-in sedimentary rocks
- [15] **R.COSSE (1988)**:Techniques d'exploitation pétrolière

**[16] URBANSKI ROMN, B.KERMAD ( 1990):** Etude du Trais Argilo-Gréseux Inferieur de la partie Nord Orientale du Bassin de Berkine (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud)

**[17] Y.KHECHINE, R.BOURMOUCHE ET M.AYED (2004):** Analyse pétrophysiques sur carotte du puits SF-3 et SF-2.

## Annexes

COMPANY : **SH/EXP**

WELL NAME: **SF-2**

CORE 1

DEPTH : 2918.00 m to 2926.60 m

RENDEMENT : 100%

CORE : **1 (Horizontal)**

### Analyses conventionnelles des carottes

Sample N°	Depth (m)	Permeability (mD)	Etat	Porosity (%)	M.Spécif. (g/cc)
1	2922.48	0.37		4.37	2.60
2	2922.80	6.98		3.15	2.53
3	2923.00	26.51		3.24	2.50
4	2923.25	39.75		4.50	2.54
5	2923.45	2.22		6.06	2.54
6	2925.00	78.67	F	14.47	2.64
7	2925.50	49.22	F	11.83	2.79

CORE 2

DEPTH : 2968.00 m to 2983.30 m

RENDEMENT : 100%

CORE : **2 (Horizontal)**

### Analyses conventionnelles des carottes

Sample N°	Depth (m)	Perméa- (mD)	Etat	Porosity (%)	M.Spécif. (g/cc)
1	2968.05	539.87		22.8	2.65
2	2968.25	227.97	C	19.93	2.67
3	2968.5	351.47		20.83	2.65
4	2968.75	542.53		22.01	2.64
5	2969	442.26		21.1	2.74
6	2969.25	423.84		21.35	2.64
7	2969.5	6.85		11.88	2.63
8	2969.75	304.07		21.53	2.63
9	2970	218.19		19.78	2.63
10	2970.25	334.94		21.18	2.66
11	2970.75	349.14		21.26	2.63
12	2971	305.97		17.32	2.7
13	2971.25	781.11		22.1	2.64
14	2971.5	154.16		18.48	2.63
15	2971.75	380.05		20.72	2.63
16	2972	335.4		21.51	2.63
17	2972.25	794.85		21.43	2.63
18	2972.5	1224.31		24.2	2.63
19	2972.75	834.52	C	19.67	2.66
20	2973	1372.24		23.89	2.63
21	2973.25	1346.64		23.83	2.64
22	2973.75	4.13		8.87	2.82
23	2974	225.31		19.11	2.65

24	2974.25	188.95		20.92	2.66
25	2974.5	288.84		20.73	2.64
26	2974.75	457.37		21.21	2.64
27	2975	210.72		20.4	2.64
28	2975.25	428.34		21.75	2.64
29	2975.5	651.96		21.8	2.66
30	2975.75	378.08		21.06	2.66
31	2976	0.05		8.21	2.69
32	2976.25	702.14		21.86	2.64
33	2976.5	524.49		21.93	2.65
34	2977	531.63		21.03	2.66
35	2977.25	625.74		21.42	2.64
36	2977.56	610.84		20.79	2.67
37	2977.75	1333.55		21.82	2.66
38	2978	524.65		20.33	2.64
39	2978.25	0.04		2.66	2.9
40	2978.5	295.31	F	11.02	2.78
41	2979	67.06	F	7.4	2.8
42	2979.35	398.2	F	11.09	2.79
43	2980	****			
44	2980.25	****			
45	2980.75	****			
46	2981	103.75		8.44	2.79
47	2981.25	****			
48	2981.55	657.43	F	11.06	2.81
49	2982	0.79		6.27	2.72
50	2982.25	76.29		15.68	2.67
51	2982.5	40.51		14.84	2.72
52	2982.75	18.34		12.91	2.7
53	2983	197.35		16.65	2.72
54	2983.2	390.66		17.83	2.73

**CORE 3**

DEPTH : 2989.00 m to 2991.80 m

RENDEMENT : 100%

CORE : **3 (Horizontal)**

**Analyses conventionnelles des carottes**

Sample N°	Depth (m)	Permeability (mD)	Etat	Porosity (%)	M.Spécif. (g/cc)
1	2989.05	911.35		20.19	2.65
2	2989.25	679.75		22.82	2.63
3	2989.5	230.86		18.69	2.65
4	2989.75	615.57		20.56	2.65
5	2990	417.5		19.75	2.64
6	2990.25	470.3		20.43	2.65
7	2990.75	419.53		20.94	2.65
8	2991	140.98		18.25	2.65
9	2991.2	396.61		20.5	2.65
10	2991.5	580.56		20.51	2.65
11	2991.65	727.7		20.62	2.65

CORE 4  
 DEPTH : 3010.00 m to 3028.58 m  
 RENDEMENT : 100%  
 CORE : 4 (Horizontal)

**Analyses conventionnelles des carottes**

Sample N°	Depth (m)	Permeability (mD)	Etat	Porosity (%)	M.Spécif. (g/cc)
1	3013.4	47.39	F	3.67	2.7
2	3015.5	406.84		20.63	2.68
3	3015.7	315.05		17.4	2.7
4	3016.15	25.07		10.85	2.67
5	3016.5	215.88		15.82	2.65
6	3016.75	30.85		11.86	2.74
7	3017.05	553.44		18.73	2.66
8	3017.3	1293.33		19.85	2.65
9	3017.5	1528.48		21.27	2.65
10	3017.75	****			
11	3018.05	1522.75		20.58	2.69
12	3018.25	39.25		7.73	2.87
13	3018.5	105.27		19.27	2.72
14	3018.75	2467.06		21.2	2.69
15	3019.5	82.25		13.67	2.76
16	3020.05	168.4		21.75	2.65
17	3020.45	51.81		16.18	2.65
18	3020.7	137		11.68	2.69
19	3021.05	88.93		18.68	2.64
20	3021.25	121.94		17.49	2.66
21	3021.5	167.05		21.11	2.64
22	2021.75	345.87		23.45	2.65
23	3022.05	904.97		25.69	2.64
24	3022.25	660.32		26.03	2.65
25	3022.45	356.41		25.09	2.66
26	3023.25	145.22	F	9.35	2.68
27	3025	209.17	C	10.15	2.66
28	3025.2	702.67	F	10.7	2.66
29	3025.5	****			
30	3026	71.05	F	11.08	2.67
31	3026.2	****			
32	3026.5	220.62		13.4	2.78
33	3028.2	243.73		21.09	2.7

F: Fissuré  
 C: Cassé  
 \*\*\*\*: Annulé



COMPANY :SH/EXPLORATION  
WELL NAME : SF-3  
CORE N° : 1  
DEPTH : 2900.00 to 2977.30 m  
CORE : **1 (Horizontal)**

**Analyses conventionnelles des carottes**

Sample N°	Depth (m)	Permeability (mD)	Cas	Porosity (%)	G/Density (g/cc)
1	2940,00	3066,26		24,79	2,65
2	2940,25	1424,54		22,12	2,66
3	2940,50	2943,27		24,09	2,65
4	2940,70	3043,19		25,28	2,65
5	2941,00	3584,98		25,28	2,65
6	2941,25	647,38		24,07	2,65
7	2941,50	643,54		22,84	2,65
8	2194,75	618,00		23,21	2,65
9	2942,00	486,63		22,91	2,65
10	2942,25	387,08		19,83	2,66
11	2942,45	104,71		18,23	2,68
12	2943,05	69,86		18,66	2,67
13	2943,25	139,73		20,90	2,65
14	2943,75	60,67		19,36	2,67
15	2944,00	949,69		22,19	2,66
16	2944,25	509,64		19,78	2,66
17	2944,50	757,94		21,65	2,67
18	2944,85	436,97		19,11	2,67
19	2945,10	346,94	F	15,43	2,68
20	2945,30	40,28		14,84	2,70
21	2945,55	352,17		21,60	2,66
22	2945,75	540,4		21,52	2,65
23	2946,00	654,91		22,70	2,67
24	2946,25	627,67		23,18	2,67
25	2946,70	136,59		20,78	2,68
26	2947,30	598,16		23,80	2,67
27	2947,50	474,83		22,85	2,65
28	2947,70	0,03		7,06	2,68
29	2948,00	45,44		11,85	2,68
30	2948,25	73,81		17,12	2,69
31	2948,80	8,52		14,74	2,65
32	2949,00	18,12		17,55	2,66
33	2949,25	105,44		19,57	2,66
34	2945,50	17,09		15,02	2,66
35	2945,75	4,06		15,79	2,65
36	2950,05	951,01		21,33	2,66
37	2950,30	931,53		21,87	2,66

38	2950,55	1485,66		25,17	2,68
39	2950,75	851,62		23,47	2,67
40	2951,00	635,38		22,78	2,69
41	2951,25	18,54		12,29	2,65
42	2951,50	1156,43		24,83	2,66
43	2951,75	451,95		20,37	2,67
44	2952,00	370,58		19,01	2,66
45	2952,25	595,67		21,20	2,64
46	2952,50	550,94		20,18	2,69
47	2952,75	498,99		21,53	2,66
48	2953,00	370,48		20,05	2,68
49	2953,25	39,64		16,42	2,66
50	2953,50	228,37		20,58	2,66
51	2953,75	319,91		22,51	2,66
52	2954,05	181,09		19,53	2,64
53	2954,30	452,84		19,94	2,65
54	2954,60	213,74		20,46	2,68
55	2955,00	59,74		16,56	2,64
56	2955,25	163,06		18,14	2,66
57	2955,50	304,90		20,09	2,67
58	2955,75	155,55		18,46	2,67
59	2956,00	206,86		19,81	2,65
60	2956,25	215,74		19,41	2,68
61	2956,50	320,83		20,43	2,67
62	2956,75	232,75		20,84	2,67
63	2957,00	109,24		18,53	2,65
64	2957,25	232,37		20,72	2,65
65	2957,50	245,89		20,42	2,64
66	2957,75	185,78		22,81	2,64
67	2958,00	473,78		21,35	2,67
68	2958,25	404,85		21,18	2,64
69	2958,50	604,56		22,72	2,64
70	2958,75	606,28		21,24	2,67
71	2959,00	304,98		19,13	2,66
72	2959,25	528,82		21,44	2,64
73	2959,50	203,91		20,34	2,64
74	2959,75	239,33		19,45	2,67
75	2960,00	362,25		21,15	2,63
76	2960,25	289,65		21,13	2,65
77	2960,50	253,77		20,67	2,65
78	2960,75	179,52		19,71	2,66
79	2961,00	146,47		18,86	2,66
80	2961,25	150,33		18,86	2,66
81	2961,45	143,90		19,26	2,67
82	2961,75	116,54		18,27	2,68
83	2962,00	243,26		19,66	2,69
84	2962,30	141,13		17,13	2,73

85	2962,50	146,48		15,48	2,81
86	2962,75	288,25		20,17	2,68
87	2963,00	225,08		20,12	2,70
88	2963,25	139,27		16,42	2,80
89	2963,50	260,39		20,86	2,68
90	2963,75	134,26		27,44	3,09
91	2964,00	126,04		18,60	2,70
92	2964,25	358,84		21,38	2,66
93	2964,75	79,25		19,17	2,65
94	2966,00	0,24		9,41	2,72
95	2966,30	55,59		17,14	2,69
96	2966,75	2,85		14,34	2,70
97	2967,00	0,28		10,45	2,73
98	2967,40	6,18		11,82	2,69
99	2967,75	1,46		15,24	2,68
100	2968,00	5,68		14,78	2,67
101	2968,25	29,77		13,90	2,68
102	2968,50	4315,95		24,20	2,66
103	2968,75	194,91		22,33	2,65
104	2974,00	600,82	F	10,96	2,72
105	2974,50	478,14		18,92	2,65
106	2976,25	749,06		22,08	2,69
107	2976,55	27,24		15,42	2,66
108	2976,75	3151,74		22,33	2,65
109	2977,05	127,76		18,52	2,66
110	2977,25	504,6		20,83	2,68

F: Fissuré

C: Cassé

\*\*\*:Annulé

Puits Sif Fatima (SF-3)

AGE	FORMATION	Profondeur (m)	LITHOLOGY	MILIEUX DE DEPÔT	LITHOFACIES					
						Numéro de carotte	Natures de hydrocarbure			
T R I A S T A G I		2940		<p>barre de chenal fluviatil</p> <p>plaine d'inondation / lacustre</p> <p>chenal fluviatil actif</p> <p>plaine d'inondation / lacustre</p> <p>chenal fluviatil actif</p> <p>plaine d'inondation / lacustre</p> <p>chenal fluviatil actif</p> <p>plaine d'inondation / lacustre</p> <p>chenal fluviatil actif</p> <p>plaine d'inondation / lacustre</p> <p>chenal fluviatil actif</p>	<p>Sp/SI</p> <p>Fr</p> <p>Sm</p> <p>Fr</p> <p>Sm</p> <p>Fr</p> <p>Sm</p> <p>Fr</p> <p>Sm</p> <p>Fr</p> <p>Fr</p> <p>Sm</p> <p>Fr</p> <p>Fr</p> <p>Sm</p> <p>Fr</p>					
						CR-01				
						2950		barre de chenal fluviatile	Sp/SI	
						2960				
						2970		plaine d'inondation	Fr	
								dépôt de levée ou crevasses splays	Sr	
								barre de chenal fluviatile	Sp	
								chenal fluviatile actif	ST	
								plaine d'inondation	Fr	
								chenal fluviatile actif	Sm	
								plaine d'inondation	Fr	
								barre de chenal fluviatile	Sp/SI	
								2977,32		

		Puits Sif Fatima (SF-2)				
AGE	FORMATION	Profondeur (m)	LITHOLOGY		MILIEUX DE DEPÔT	LITHOFACIES SUMMARY
			Natures de hydrocarbure			
T R I A S	C A R B O N A T E		Dolomite / Evap - Calcaire - Volcanic rocks Mudstone Siltstone V. F. Silt F. Silt M. Silt C. Silt V.C. Silt Congl.			
		2918				
		2920	CR-01		plaine d'inondation/lacustre	FI
		2925			dépôt de levées ou crevasses splays	Sr
		2926,50			plaine d'inondation/lacustre	FI
		2926,50			levées ou plaine d'inondation	Fsr
		2926,50			plaine d'inondation/lacustre	FI
		2968				
		2970			barre de chenal fluviatile (inclinison des forosets inf à 10°)	SI
		2975	CR-02		chenal fluviatile actif	St
		2975			fond de chenal	Cg
		2975			barre de chenal fluviatile	SP / Si
		2980			fond de chenal	Cg
		2980			plaine d'inondation	Fr
		2983,25			chenal fluviatile actif	Sm
		2989	CR-03		chenal fluviatile actif	St
		2991,80				
		3010			plaine d'inondation	Fr
		3015			chenal fluviatile actif	Sm
		3015			levées ou plaine d'inondation	Fsr
		3020	CR-04		chenal fluviatile actif	Stm
		3020			plaine d'inondation	Fr
		3020			chenal fluviatile actif	St
		3025			chenal fluviatile actif	Sm
		3025			chenal fluviatile actif	St
		3025			plaine d'inondation	Fr
		3028			plaine d'inondation	Fr
		3028			chenal fluviatile actif	St
		3028			chenal fluviatile actif	Sm