

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.o



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

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

Option : Géologie Pétrolière

L'impact des forages pétroliers sur le Continental Intercalaire dans la région d'Illizi

Soutenu publiquement par :

M^{elle}. SELMAN Kelthoum

Le 04/06/2016

Devant le jury :

Président	M ^r . MERABET. L	Université d'Ouargla
Examinatrice	M ^{elle} . BEGUIRET. L	Université d'Ouargla
Encadreur	M ^m . SAHRI. L	Université d'Ouargla
Promoteur	M ^r . MEDJANI. F	Université d'Ouargla

Année universitaire : 2015/2016

Dédicaces

A :

- + Mes parents : source de mon courage et mon inspiration.*
 - + A mon grand père ; et ma grand-mère*
 - + A mes frères et sœurs ;*
 - + A mes oncles et tantes ;*
 - + A toute ma famille ;*
 - + Ainsi que tous mes amis sans exception.*
 - + A mes camarades de 2eme Master année GP.*
 - + Mes professeurs de la Géologie pétrolière.*
- Je dédie ce travail*



Remerciements

Je tiens à remercier avant tout Dieu.

Tout puissant de m'avoir donné le courage de terminer mon études.

*Je tiens à remercier en premier lieu très chaleureusement mon promoteur Mm : **SAHRI Laila.***

Pour avoir accepté de diriger mon travail, pour se précieux conciles, et sa disponibilité, grâce a elle mon travail s'est déroulé dans les meilleurs conditions

Je tiens remercier tous particulièrement messieurs les jurys, d'avoir bien voulu assister au jury et critiquer ce mémoire.

Je tiens à remercier aussi tous les enseignants du département de géologie à l'université de KASDI MERBAH OUARGLA Mr : DJIDEL, Mr: MEDJANI.F et Mr: ZAROUKI.H

Il m'est aussi agréable de remercie toute personne qui a aidé a la réalisation de ce travail

Mr : FADELLA Mohend Chef Service de Géologie TFT.

Mr : Ben yahia Mahmoud Superviseur Géologie à TFT.

Mr Rabai Abd Arrahmanne Géologue à TFT.

Mr Berahal Madjid Chef Service Mesure et Contrôle.

Mr Bousbaa Zouhir Chef Service de Technique Puits.

Enfin, je tiens à remercier tous les amis et les collègues qui m'on aide et encouragés pour réalisé ce mémoire.

Sommaire

Liste des figures.....	A
Liste des tableaux.....	B
Liste des mots	C
Introduction Générale.....	1

Chapitre I : Des Généralités

I. Le Continentale Intercalaire.....	2
II.1 Forage pétrolier.....	2
II.2 Forage hydraulique.....	3

Chapitre II : Géologie régionale et géologie locale

I. Cadre régionale.....	6
I.1 Situation géologique.....	7
I.2 Litho stratigraphique.....	8
II. Cadre local (champ TFT).....	10
II.1 Situation géographique.....	10
II.2 Situation géologique.....	11
II.3 Aperçut structurale.....	11
II.4 Litho stratigraphique.....	13

Chapitre III : La nappe Continentale Intercalaire (CI)

Introduction.....	18
I. Le continental Intercalaire.....	19
II. Situation géographique.....	19
III. Litho stratigraphie de la nappe CI	19
IV. Tectonique du Continental Intercalaire	22
V. Modalité de l'écoulement de la nappe du Continentale Intercalaire	23
VI. Alimentation.....	24
VII. Description des coupes géologiques.....	24
Conclusion.....	26

Chapitre IV:

Impact des forages pétrolier sur le CI et leurs solutions

Introduction.....	28
I. Les fluides de forage.....	28
I.1. Définition de la boue de forage.....	28
I.1.1. Types de boue.....	28
I.1.1.1. La boue à d'eau WBM	28
I.1.1.2. La boue à l'huile OBM	28
I.1.2. Composition de boue	29

Sommaire

I.1.3	Programme fabrication de boue.....	33
I.1.3.1.	Composition.....	33
I.1.3.2.	Propriétés.....	34
I.1.3.2.1.	La densité de la boue de forage	35
I.1.3.2.2.	Filtration.....	35
I.1.4.	Principales Fonctions de la Boue	36
I.1.5.	Impact des travaux pétroliers sur les eaux au niveau d'aquifère	37
I.2.	Cimentation des puits de pétrole	38
I.2.1.	Les opérations de la cimentation	38
I.2.2.	La cimentation a pour but.....	39
I.2.3.	La cimentation et leur protection à les aquifères.....	39
II.	La fracturation hydraulique	39
III.	Eau de séparation (production)	40
IV.	Autres impacts des travaux pétroliers	41
V.	Méthode de traitement de la pollution	42
	Les techniques recommandées pour ce traitement.....	44
VI.	Les mesures d'abandon des puits de pétrole	44
Conclusion	46

Chapitre V:

Etude statistique des éléments chimiques des eaux d'Albien d'Illizi

Introduction.....	48	
I.	Théorie des Méthodes statistiques.....	48
I.1.	Analyse de données monovariée.....	48
I.2.	Analyse de données bivariée.....	48
I.3.	Analyse de données multivariées	49
I.4.	Logiciel utilisés	50
II.	Résultats et discussions.....	51
II.1.	Analyse statistique monovariée.....	53
II.1.2.	Les paramètres Chimiques	53
II.1.2.1	Les sulfates SO_4^{2-}	53
II.1.2.2	Les chlorures Cl^-	54
II.1.2.3	Bicarbonates HCO_3^-	54
II.1.2.4	Les nitrate NO_3^-	54
II.1.2.5	Le calcium Ca.....	55

Sommaire

II.1.2.6	Le magnésium Mg^{2+}	55
II.1.2.7	Le sodium Na^+ (mg/l)	56
II.1.2.8	Le potassium K^+	56
II.2	Statistique bivariée.....	57
II.3	Analyse de données multivariées	58
II.3.1	L'analyse en (ACP)	59
II.3.2	Classification hiérarchique.....	62
	Conclusion.....	64
	Conclusion générale	65
	Bibliographique.....	D

Liste des figures








Figure. I.1	compositions d'un appareille de forage pétrolier.....	3
Figure .I.2	composition d'un appareille de forage hydraulique.....	4
Figure .II.1	Situation géographique de la région d'Illizi.....	6
Figure .II.2	Situation géographique de bassin d'ILLIZ.....	7
Figure .II.3	Log stratigraphique et lithologique du bassin.....	9
Figure .II.4	Situation géographique de TFT.....	11
Figure .II.5	Coupe géologique de TFT	12
Figure. II.6	Séries des failles du TFT.....	12
Figure. II.6	. Log stratigraphique et lithologique du TFT.....	16
Figure .III.1	Extension géographique du système aquifère CI et CT en Algérie (UNESCO, 1972).....	18
Figure. III.2	Coupe stratigraphique du forage de TFT (DC DP SH).....	21
Figure .III.3	Coupe hydrogéologique synthétique de Sahara septentrionale (UNESCO 1972)....	22
Figure .III.4	carte piézométrique de référence du CI (OSS, 2003).....	23
Figure. III.5	Coupe géologique régional (TFT) DC DP SH.....	25
Figure .IV.1	Circulation du la boue de forage.....	36
Figure .IV.2	Déblais de forage enrobés par des quantités considérables de fluide de forage.....	38
Figure .IV.3	Bourbiers de l'eau de séparation.....	40
Figure .IV.4	Bourbiers de décantation de l'eau de séparation.....	41
Figure .IV.5	les éjections de la sonde.....	42
Figure .IV.6	Unité de Solidification.....	43
Figure.IV.7	Les déblais de forage après le traitement.....	43

Figure.V.1	Situation géographique des puits (2,4 et 5).....	51
Figure.V.2	Situation géographique de puits1.....	51
Figure .V.3	Situation géographique des puits (3, T1, T2 et T3).....	52
Figure.V.4	Représentation des variables sur le cercle de corrélation (plan axe 1, axe 2), d'Albien.....	59
Figure.V.5	Représentation des individus sur le cercle de corrélation (plan axe 1- axe 2) d'Albien.....	61
Figure .V.6	(C.A.H) des variables (éléments chimiques).....	62
Figure .V.7	C.A.H des observations (forages).....	63

Liste des Tableaux

Tableau IV.1	compositions de boue pour la phase 12(1/4).....	34
Tableau IV.2	propriétés de la boue pour la phase 12(1/4).....	34
Tableau IV.3	les mesures d'atténuations prise par SONATRACH.....	45
Tableau V. 1	les normes de CI Algérienne.....	52
Tableau V.2	statistique monovariée (descriptives)	53
Tableau V. 3	variation des concentrations du sulfate.....	53
Tableau V.4	variation des concentrations du chlorure.....	54
Tableau V.5	variation des concentrations du bicarbonate.....	54
Tableau V.6	variation des concentrations du nitrate.....	55
Tableau V.7	variation des concentrations du calcium.....	55
Tableau V.8	variations des concentrations du magnésium.....	55
Tableau V.9	variation des concentrations du sodium.....	56
Tableau V.10	Variations des concentrations du potassium.....	56
Tableau V.11	Matrice de corrélation du l'albien.....	57
Tableau V.12	les factures (F1 à F6) des variables.....	58
Tableau V.13	codages des forages.....	60

Liste des abréviations

-  **TFT** : Tin Fouyé Tabankort.
-  **CI** : Continentale Intercalaire.
-  **CT** : Complexe Terminale.
-  **SASS** : Système Aquifère de Sahara Septentrionale.
-  **OMS** : Observation Mondiale de la Santé.
-  **ACP** : Analyse en Composantes Principales
-  **CAH** : Classification ascendante hiérarchique

INTRODUCTION GENERALE

Dans le but d'explorer les réservoirs pétroliers dans les meilleures conditions, la plupart des opérateurs utilisent des fluides de forage, ces derniers peuvent provoquer un effet sur l'environnement en surface et en sub-surface à cause de sa composition et leurs dosage en additifs chimiques.

La région d'Illizi renferme un nombre de forages pétroliers et hydrauliques. Dont une éventuelle interférence entre eux peut avoir lieu, sachant que les deux traversent un grand réservoir d'eau (continental intercalaire).

L'objectif global de cette étude est de déterminer la distribution des teneurs des éléments chimiques majeurs des eaux de la nappe du CI, et d'essayer de les interpréter dans l'objectif de chercher leurs sources probables et de connaître est ce qu'il y'a une influence de l'industrie pétrolière sur la qualité des eaux. Et cela à la base d'une étude statistique monovariée, bivariée et multivariée par dépendance à (les paramètres chimiques), pour connaître l'origine de pollution (source).

A cet effet, l'étude sera présentée sous 5 chapitres principaux :

- Des Généralités.
- Contexte hydrogéologique de CI.
- Contexte géologique de la région d'Illizi.
- Les impacts de forage pétrolier sur la nappe CI dans la région d'Illizi et leurs solutions proposées.
- Etude statistique des éléments chimiques des eaux de l'Albien à l'Illizi.

Et enfin, une conclusion générale qui sera à notre appréciation le fruit de notre étude.

Chapitre I Généralités

I.1. généralité de continental intercalaire (CI):

C'est une nappe qui est partagée entre trois pays maghrébins : l'Algérie, la Tunisie et la Libye. La partie algérienne du Continental Intercalaire couvre 600 000 Km². Elle stocke un volume d'eau considérable, estimé à 50 000 milliards m³ environ.

Cette nappe est plus connue sous la dénomination d' « Albien », nom de l'étage géologique qui renferme la couche aquifère supérieure du « Continental Intercalaire », qui est la plus exploitée. Le terme de Continental Intercalaire, par contre, désigne l'ensemble des couches détritiques qui se sont déposées au Mésozoïque inférieur au Sahara, entre deux cycles marin.

Le Continental Intercalaire (CI) occupe l'intervalle stratigraphique compris entre la base du Barimien et le sommet de l'Albien. Le réservoir du Continental Intercalaire est considérable du à son extension (sur plus de 600000 Km² et à son épaisseur moyenne de plusieurs centaines de mètres. L'intérêt majeur de ce système aquifère et qu'il est constitué par de grandes quantités d'eau, qui ont été stockées au cours des périodes pluvieuses du quaternaire et peuvent être maintenant exploitées.

I. 2. Définition de la nappe CI :

Le terme 'Continental Intercalaire ', d'après Kilian, (1931) désigne un épisode continental localisé entre deux cycles sédimentaires marins :

- A la base, le cycle du paléozoïque qui achève l'orogénèse hercynienne
- A u sommé, le cycle du crétacé supérieur résultats de la transgression cénomanien

II. Définition de forage (pétrolier et hydraulique)

II.1. Le forage pétrolier

Le forage pétrolier c'est l'ensemble des opérations permettant de forer les roches poreuses et perméables du sous-sol susceptible de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux.

L'implantation d'un forage est des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire ceci nous permet de nous faire une idée des effets de forage pétrolier sur la nappe CI(Albien) qui traverse.

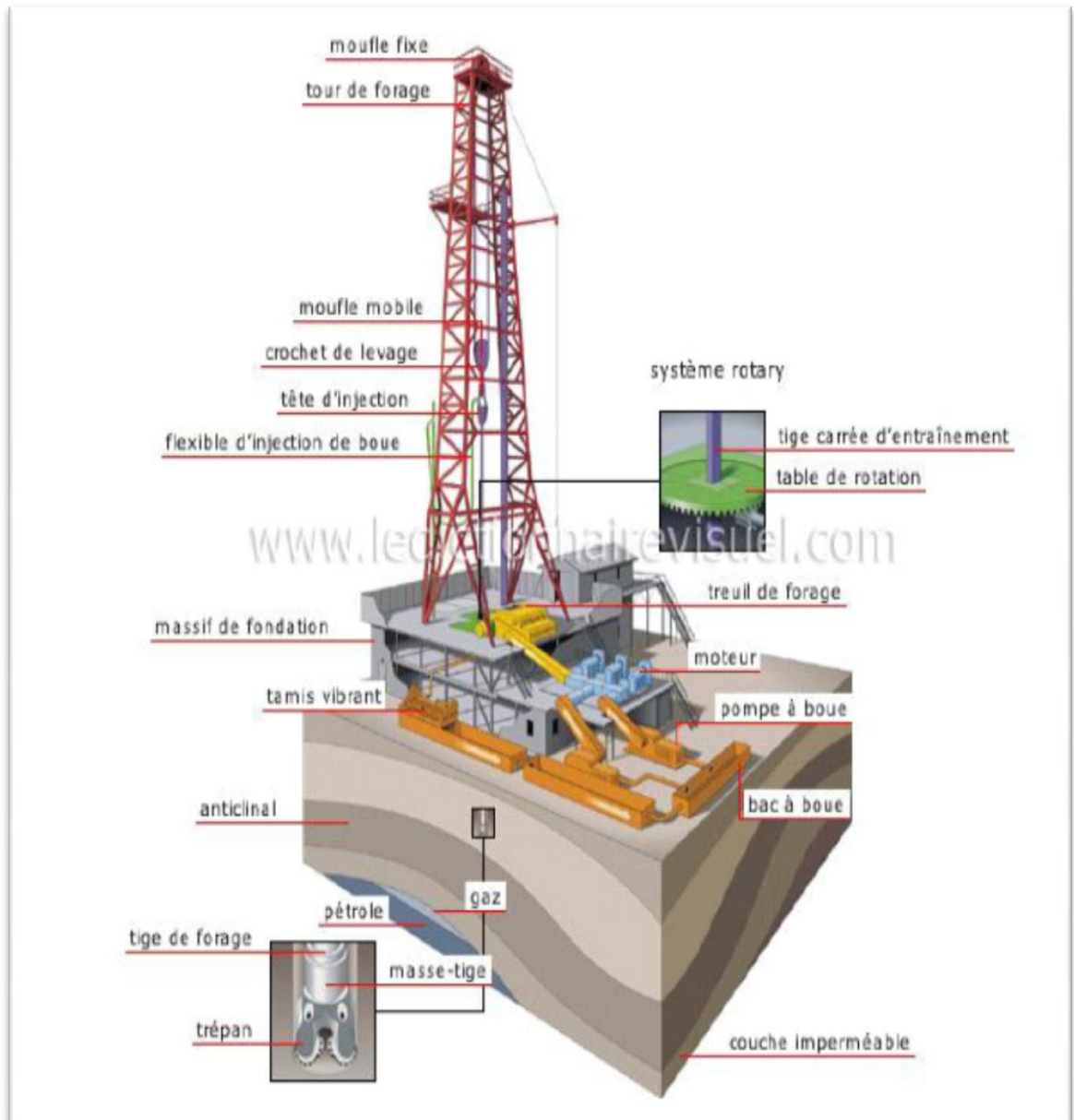


Figure (1) : compositions d'un appareil de forage pétrolier (Bouselsa.B 2013).

II.2. Le forage hydraulique :

Un forage d'eau est destiné à permettre l'extraction de l'eau contenue dans une formation aquifère. C'est pourquoi, quelle que soit la méthode de forage retenue, l'équipement comporte toujours une colonne d'exploitation maintenant le terrain dans la partie supérieure non aquifère proprement dit.

Il ne faut pas perdre de vue que l'exploitation doit se faire dans les meilleures conditions possibles, tant du point de vue qualitatif :

- ✚ Pas pollution de l'eau au droit de l'ouvrage.

- + Pas d'entraînement des éléments solides

Que de point de vue qualitatif :

- + Obtention de plus forte débit compatible avec les caractéristiques de l'aquifère.
- + Recherche de plus fort débit spécifique possible (débit par unité de rabattement).

Trois éléments essentiels constituent l'équipement de forage d'exploitation :

- + Les tubages pleins (ou aveugles).
- + Les crépines ou tubages perforés.
- + Le massif filtrant. **(Bouselsa.B 2013)**

Chapitre II Contexte géologique

1. Cadre régional

I.1. Situation géographique

La région d'illizi est situé dans la partie Sud- Orientale du Sahara Algérien, il est considéré comme l'une des plus grandes provinces pétro-gazéifères de l'Algérie, cette province couvre une surface considérable de l'ordre de 100.000km² (**Figure II.1**), et contient plusieurs champs pétro-gazéifères. Il s'étend entre la latitude 29° et 26°30' et les longitudes 6°et 10°.

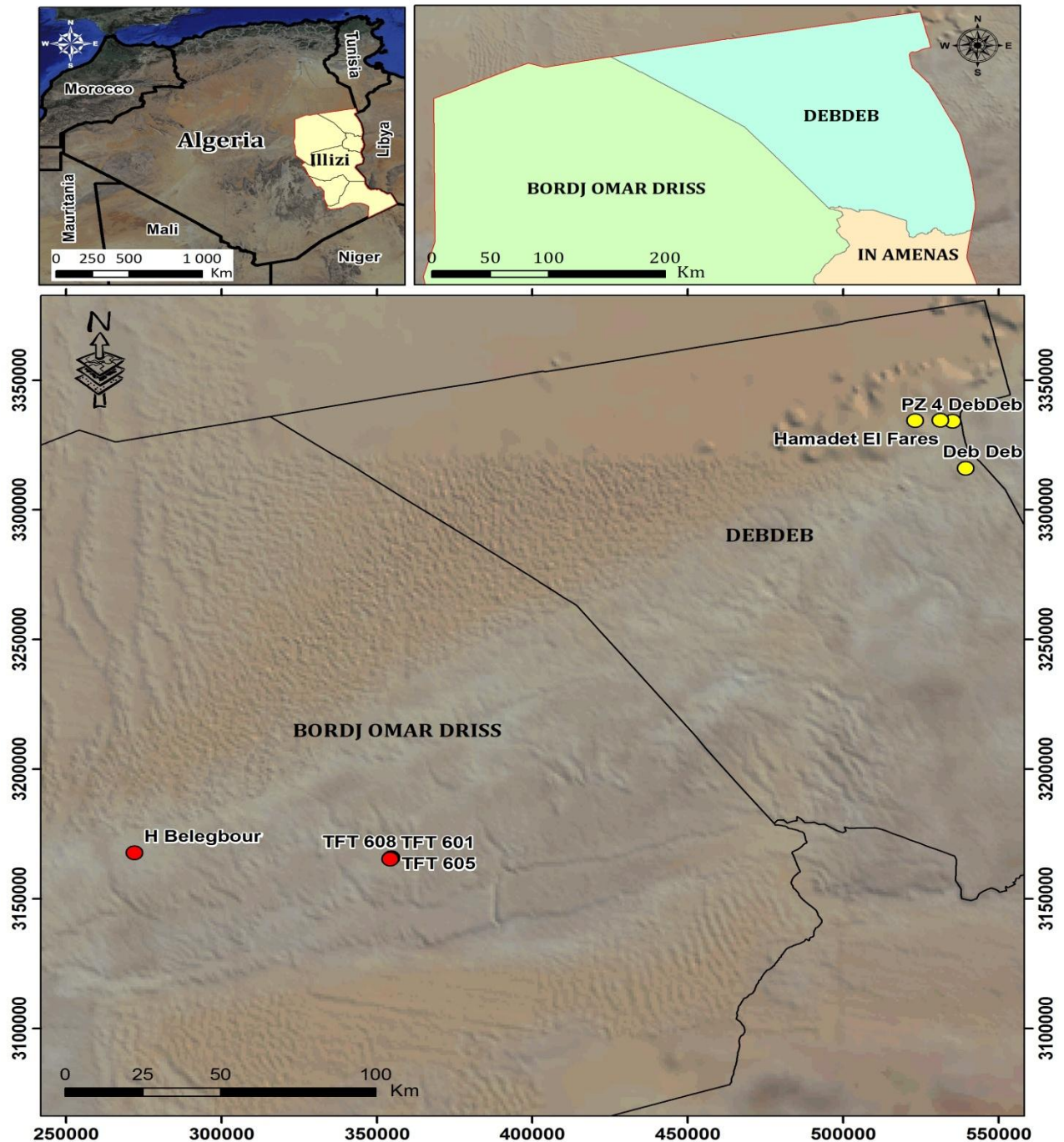


Figure II.1 : Situation géographique de la région d'illizi.

I.2. Situation géologique

Bassin d'illizi fait partie de la synclise Est Algérien, il est bordé :

- Au Nord par la dépression de Berkine.
- A l'Est par le môle de Tihemboka (frontière Libyenne).
- Au Sud par le massif cristallo-métamorphique du Hoggar.
- A l'Ouest par le môle d'Amguid-El Biode .(Figure II.2)

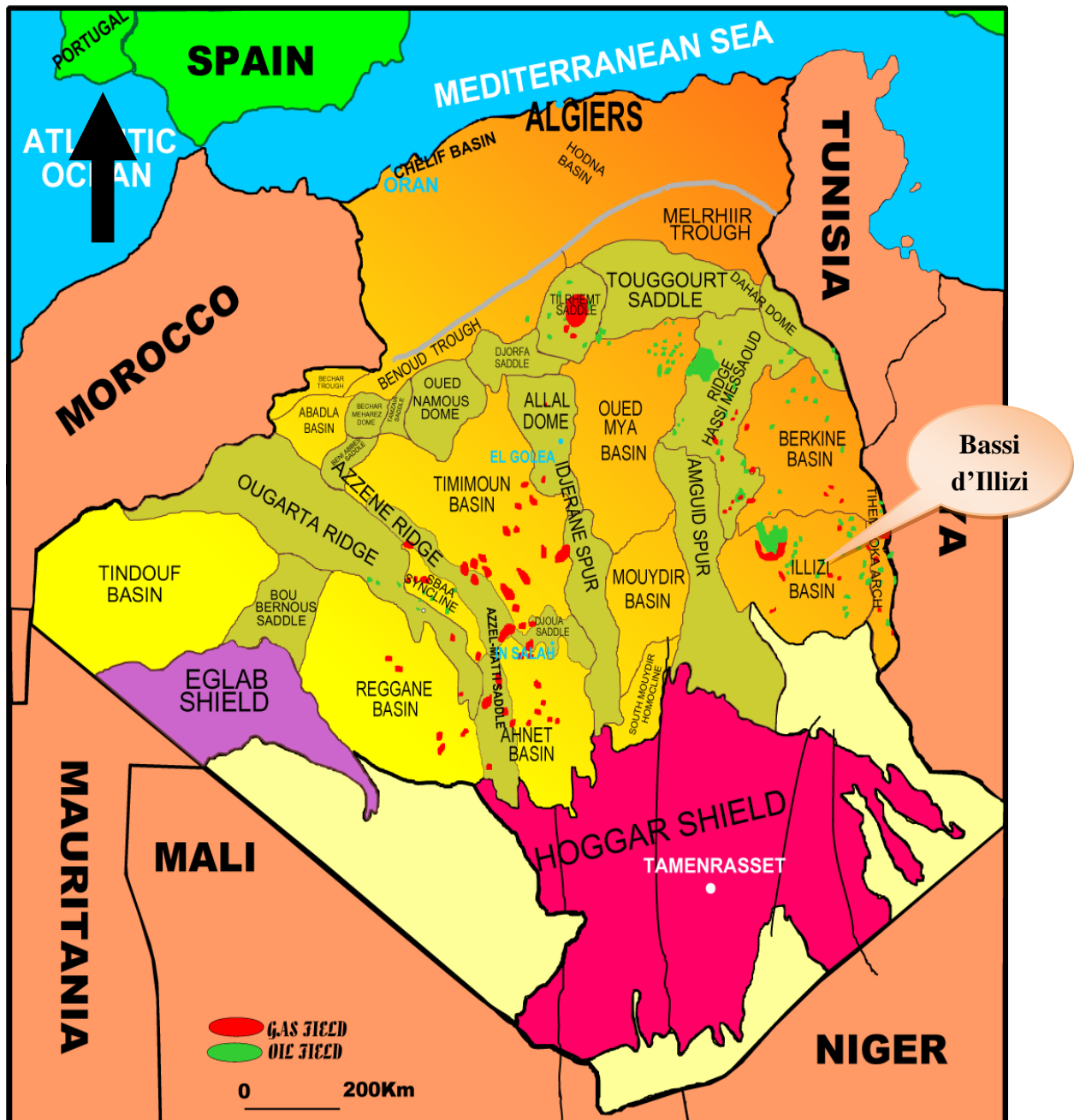


Figure II.2: Situation géologique du bassin d'illizi (document Sonatrach 2009).

I.3. Lithostratigraphique

La couverture sédimentaire du bassin d'Ilizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcaniques.

La coupe lithologique type du bassin d'Ilizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements. Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

La série stratigraphique type du bassin d'Ilizi épaisse de plus de 3000 m est la suivante. (**Figure II.3**).

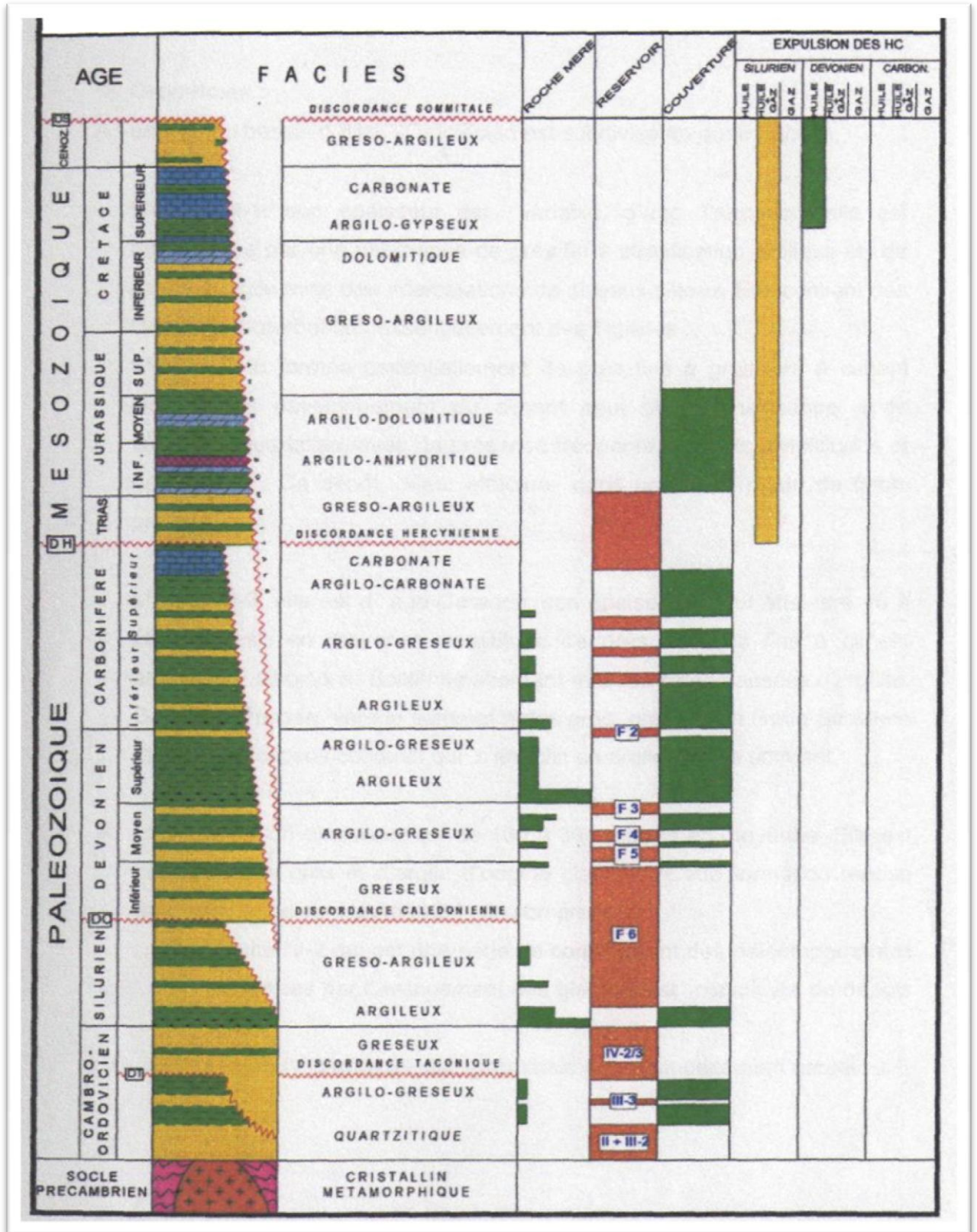


Figure II.3: Log stratigraphique et lithologique du bassin d'illizi (document Sonatrach 2006).

II. Cadre locale

La région TFT est divisée en deux secteurs : le secteur sud et le secteur nord, le secteur nord regroupe les champs du TFT Ordovicien et Dévonien (TAM, AMA, DJOUA) Le secteur sud comprend, les champs de Tin-fouyé et Mazoula.

Le gisement de TFT a deux réservoirs productifs : le Dévonien et l'Ordovicien, ce dernier est le principal gisement, il a été découvert en 1967.

II.1. Situation géographique

La région de Tin Fouyé Tabankort est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d' Illizi, plus précisément à 300 km au Nord - Ouest d' In-Amenas, à 500 km au Sud-est de Hassi – Messaoud sur la route national N°3, à 1300Km d'Alger et dépend administrativement de la Wilaya d' Illizi.

➤ Superficie et coordonnées Lambert :

Superficie : 4000Km² environ

Coordonnées Lambert :

	1	2
X	3100Km	4000Km
Y	3110Km	3900K m

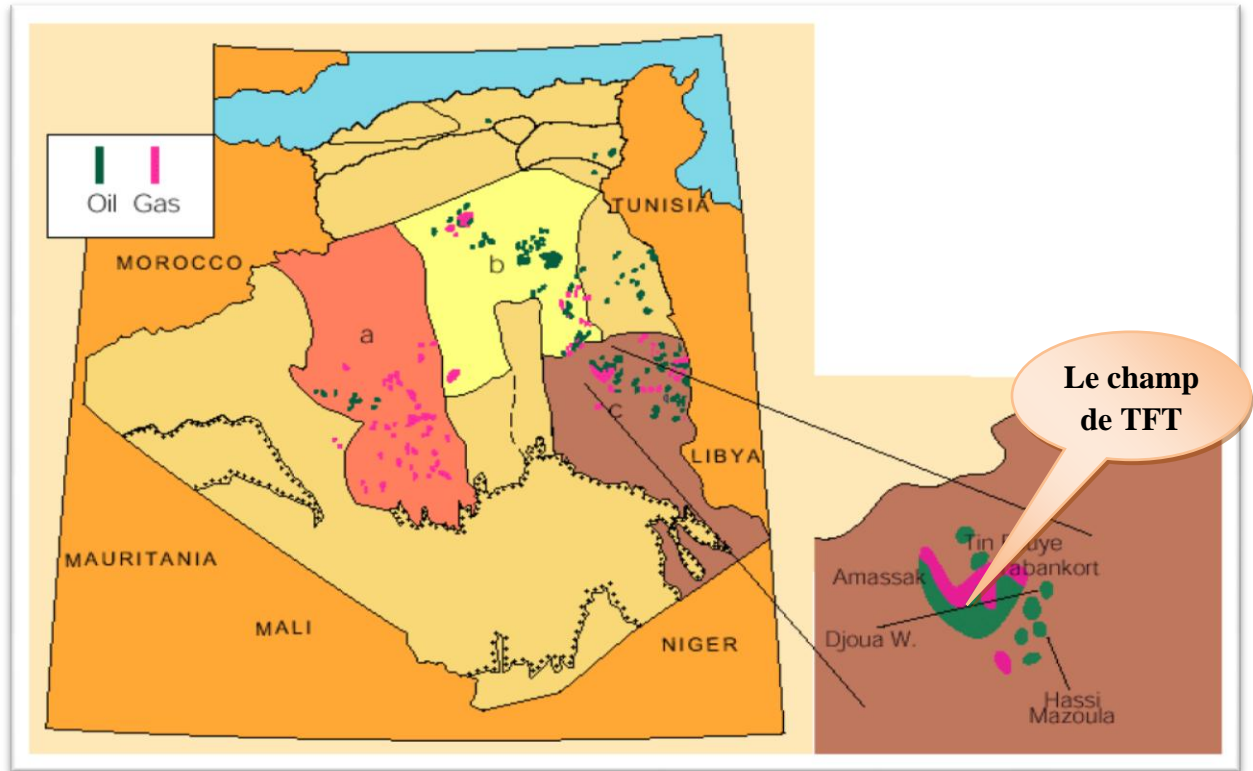


Figure II.4 : Situation géographique de TFT (document Shlumberger 2010)

II.2. Situation géologique

Etymologiquement, TFT puise son origine dans dialecte Touareg, elle se définit comme "rivière digues", signification plausible au regard du relief et configuration de la région.

II.3. Aperçut structurale

Le gisement de Tin Fouyé Tabankort fait partie d'un anticlinorium complexe d'extension régionale et comportant des structures alignées le long d'accidents majeurs.

Il se présente comme un système de compartiments longitudinaux, délimité par des failles transversales par rapport à la direction Est – Ouest du monoclin.

Le toit du réservoir forme un monoclin de direction Est –Ouest et de pendage Nord, la régularité du monoclin est aussi affectée par une série de failles direction Nord –Ouest à Nord Nord – Ouest et Nord – Est à Nord Nord –Est.

Ces failles dont le rejet atteint 50 à 60m ont été mises en évidence dans la Partie Ouest de la structure. Dans la partie Est le rejet est de 20 à 30 m. Elles sont généralement sub-verticales, de type normal et parfois inverse (**Figure II.6**).

Quant au mur, il est constitué par les séries argilo- gréseuses de l'unité IV-2 (ensemble inférieur).

Le réservoir principal dans la région est l'ordovicien qui est divisé en plusieurs unités, les plus importantes sont IV-3 et IV-2 appelés complexe terminal.

Ce complexe est constitué par des dépôts mis en place sous un régime glaciaire ce qui explique les importantes variations de faciès, d'épaisseur, de lithologie et de caractéristiques pétro physiques.

L'analyse de la carte en isobathe au toit de l'Ordovicien et au mur de la couche productrice prouve que le gisement a une structure divisée en blocs (Figure II. 5 et 6).

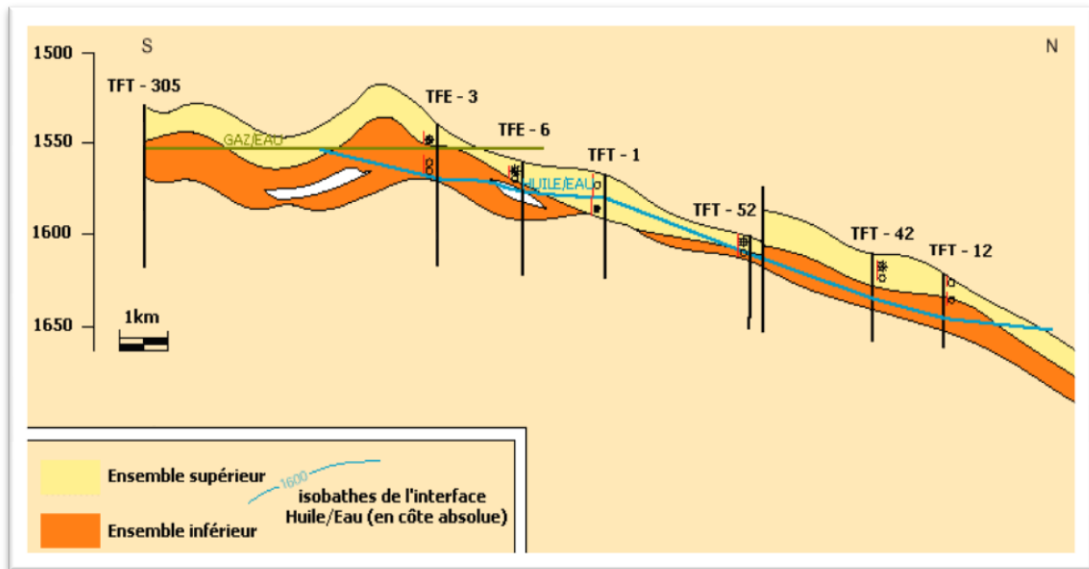


Figure II.5: Carte en isobathe au toit de l'Ordovicien et au mur (Document Shlumbger 2010)

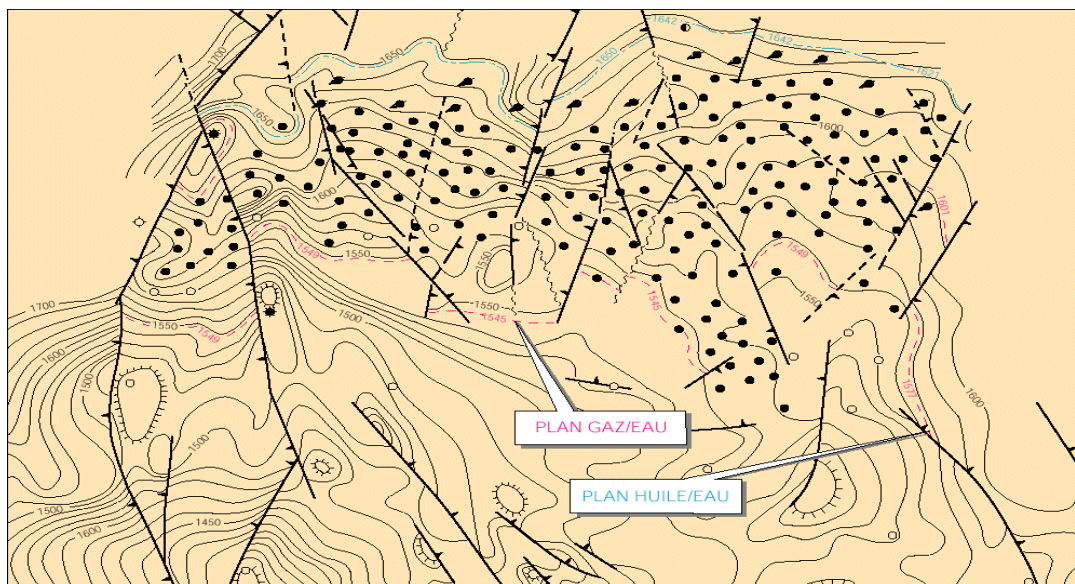


Figure II.6: Carte en isobathe avec séries des failles du TFT (Document Shlumbger 2010)

II.4. Lithostratigraphique de TFT

La coupe stratigraphique type du champ de TFT se compose d'une série sédimentaire allant du Cambro-ordovicien gréseux au Turonien calcaire.

L'étude des coupes des puits forés dans la région montre une certaine régularité dans la disposition des couches sur toute l'étendue du champ. On remarque néanmoins dans certaines zones que le Paléozoïque est profondément entamé par la discordance Hercynienne, il ne reste que quelques mètres du Carbonifère et de même pour le réservoir F6 complètement ou partiellement érodé à son sommet.

Donc la série stratigraphique du champ de TFT est représentée du bas vers le haut par les formations suivantes :

II.4.1. Le paléozoïque

Le premier horizon paléozoïque sous la discordance Hercynienne est le Carbonifère, représenté par le Viséen et le Tournaisien.

II.4.1.1 L'Ordovicien

↗ L'Unité IV-3 : (e : 16 m)

Elle est représentée par une intercalation de niveaux d'argiles grises, fortement silteuses, indurées, micacées et de grès gris-blanc à gris beige, silico-argileux, moyen à grossier, sub-arrondi, friable, localement pyriteux, devenant micro-conglomératique, sub-arrondi à sub-anguleux, siliceux, moyennement dur.

↗ Le Gothlandien

↗ Le Gothlandien Argileux :(e:195 m)

Cet ensemble est représenté par une argile gris-foncé, devenant parfois noire, silteuse, micacée. On note par ailleurs, la présence vers le sommet de quelques passées de grès gris-blanc, fin à très fin, silico-argileux

↗ Le Gothlandien Argilo-Gréseux (Réservoir F6).

↗ L'unité M-1 -X : (e : 56 m)

C'est une superposition de niveaux de grès gris-blanc, fin à très fin, silico-argileux, friable pyriteux, séparés par des passées d'argile gris-claire à noire, tendre, localement micacée

❖ L'unité M-2 -IX : (e : 64 m)

Cette unité est représentée par une argile gris clair, indurée, finement micacée, présentant des traces de pyrite, avec des passées grès blanc, fin à très fin, silico-argileux, friable.

❖ L'unité A –VIII : (e : 100 m)

C'est une superposition de niveaux métriques de grès à gris -blanc, fin à moyen, silico-argileux, friable, localement pyriteux, riche en dragées de quartz.

Ces niveaux sont séparés par des passées de silt blanc à gris-vert, tendre.

❖ L'unité B-1 VII : (e : 74 m)

Cette unité est représentée par une succession rythmique de niveaux de grès gris-clair à blanc, fins à très fins, siliceux et d'argile gris -clair, légèrement silteuse, tendre, devenant rouge-brique vers la base; On note par ailleurs la présence de passées de silt blanc à gris-vert, tendre.

❖ L'unité B-2 VI : (e : 17 m)

Elle est caractérisée par une superposition de niveaux de grès blanc, moyen à grossier, sub-arrondi à arrondi, moyennement consolidé, séparés par des passées d'argiles gris -foncé, silteuses, finement micacées.

❖ L'unité B-2 IV-V : (e : 60 m)

C'est une succession rythmique de niveaux de grès gris clair, moyen à grossier, silico-argileux et d'argile gris -foncé, silteuse, indurée, finement micacées.

II.4.1.2 C/Le Dévonien

La série dévonienne est marquée par la disparition des termes du Dévonien Moyen.

❖ Le Dévonien Supérieur**❖ La Série Argileuse : (e : 154 m)**

Cet intervalle est représenté par une argile gris-foncé à noire, silteuse, finement micacée et de silt blanc, tendre.

❖ Le Strunien (Réservoir F2) : (e : 65 m)

C'est un ensemble d'argile gris-noir, silteuse, indurée, micacée où s'intercalent quelques niveaux métriques de grès brun, moyen à grossier, silico-argileux, pyriteux.

❖ Le Dévonien Inférieur :(Réservoir F6)**❖ L'unité C-1 -II: (e : 15 m)**

C'est une superposition de niveaux de grès blanc, moyen, à grossier, bien classé, siliceux, riche en dragées de quartz, séparés par des passées d'argile gris-foncé,

❖ L'unité C-2 -II : (e : 25 m)

Cette unité est représentée par une intercalation de niveaux métriques de grès blanc, fin à très fin, friable, mal cimenté, intercalés à de fines passées d'argile gris-foncé,

❖ L'unité C-3-I : (e : 25 m) Elle est essentiellement gréseuse**II.4.1.3 Carbonifère****☞ Viseen & Tournaisien : (e : 47 m)**

Ces deux formations sont représentées par une intercalation de niveaux métriques d'argile gris-foncé à noire, silteuse, renfermant quelques passages de grès gris à beige-brun, moyen à grossier,

ERE	SYST	ETAGES	NOMENCLATURE A L'AFFLEUREMENT	EPmoy (m)	DESCRIPTION		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	ARGILO-GYPSEUX	120	Alternance de dolomie calcaire, gypse et argile		
		TURONIEN	CALCAIRE	81	Calcaire, marne et argile		
			MARNEUX				
		CENOMANIEN	DALLE CALCAIRE	176	Argile avec passées de calcaire et de gypse.		
			IN-AKAMIL				
		ALBIEN	TAOURATINE SUPÉRIEUR	71	Grès, argile.		
		APTIEN	TAOURATINE MOYEN	28	Argile carbonatée, passées de dolomie		
	BARREMIEN	TAOURATINE INFÉRIEUR	296	Grès et sable avec passées d'argile et de calcaire.			
	NEOCOMIEN + MALM						
	JURASSIQUE	DOGGER	ZARZAITINE SUPÉRIEUR ET MOYEN	195	Sable, silt, grès, argile. Présence de lignite et pyrite		
		LIAS					
		LIAS	ZARZAITINE INFÉRIEUR	30	Argile, grès.		
	PALEOZOIQUE	TRIAS	discordance hercynienne				
CARBO-NIFERE		VISEEN & TOURNAISIEN		SÉRIE DES GRÈS D'ISSENDJEL	47	Argile, grès.	
DEVONIEN		SUP	STRUNIEN RESERVOIR "F2"		SÉRIE DE LA GARA MAS-MELLOUKI	65	Argile, grès.
			SÉRIE ARGILEUSE			154	Argile avec présence de silt, passées de calcaire
		INF	discordance frasienne				
			UNITE C3 - I	BARRE SUPÉRIEURE	10	Grès, argile. Pyrite	
			UNITE C2 - II	TROTTOIRS	25	Argile, silt, grès.	
		UNITE C1 - III	BARRE MOYENNE	15	Grès, argile.		
		GOTHLANDIEN	GOTHLANDIEN ARGILO-GRÉSEUX	UNITE B2 - IV-V	RESERVOIR "F6"	TALUS A	60
UNITE B2 - VI				TIGILLITES		17	Grès.
UNITE B1 - VII				BARRE INFÉRIEURE		74	Grès, argile.
UNITE A - VIII						100	Grès, silt, argile.
UNITE M2 - IX				FORMATION D'ATAFAITAFA		54	Argile, grès.
UNITE M1 - X				56		Grès, argile.	
GOTHLANDIEN ARGILEUX			195	Argile avec passées de grès au sommet.			
CAMBRO-ORDOVICIEN	UNITÉ IV - 3	"COMPLEXE TERMINAL" OU "FORMATION DE TAMADJERT"		15	Grès.		
	UNITÉ IV - 2			24	Argilo-gréseux.		
	UNITÉ III - 3	FORMATION D'IR TAHOUITE		17	Grès, argile. Tigillites.		
	UNITÉ III - 2	"QUARTZITE D'HAMRA" OU "BANQUETTE"		25	Grès quartzitique. Tigillites.		
SOCLE					Roches éruptives (gabbro).		

Figure II.7 : log stratigraphique et lithologique de TFT (document SONATRCH 2010)

Chapitre III Contexte
hydrogéologie

Introduction

Le système aquifère du Sahara septentrional (SASS) (Figure II.1) s'étend sur une vaste zone dont les limites sont situées en Algérie, Tunisie et Lybie. Ce bassin renferme une série de couches aquifères qui ont été regroupées en deux réservoirs appelés : le Continental Intercalaire et le Complexe Terminal. L'aquifère choisie pour faire l'étude est celui de la nappe continentale intercalaire, exactement dans l'Albien.

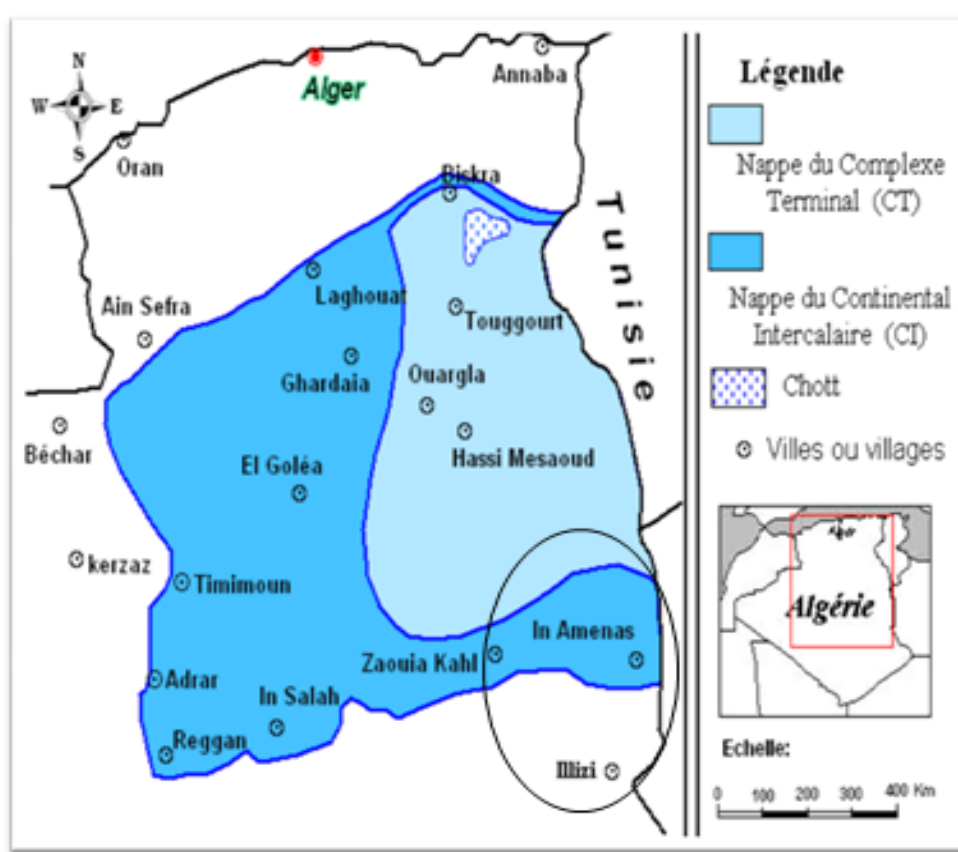


Figure II.1 : Extension géographique du système aquifère CI et CT
(UNESCO, 1972)

I. Le Continental Intercalaire

En géologie, le Continental Intercalaire désigne les formations continentales qui se sont déposées entre le cycle marin du Paléozoïque clôt par l'orogénèse hercynienne et la transgression marine du Cénomanién. Elle couvre une large période du Trias à l'Albien. En hydrogéologie la nappe du Continental Intercalaire, plus souvent dite nappe albienne correspond à un niveau plus réduit. Elle est définie par les formations continentales du

Crétacé inférieur comprises entre le Néocomien et le Cénomanién qui sont constituées de sables, de grès avec des intercalations d'argiles.

La base est constituée de terrains primaires du Paléozoïque, très accidentée par l'orogénèse hercynienne. Le toit est formé le plus souvent par les dépôts du Crétacé supérieur à savoir le

Cénomanién argileux et le Turonien et parfois par les terrains tertiaires ou quaternaires.

II. Situation géographique:

La nappe albienne se situe dans le bassin du Sahara septentrional. Elle s'étend sur une superficie de 650 km². Les grès du Continental Intercalaire existent sur presque la totalité de l'aire ainsi définie soit en affleurement soit en profondeur.

Les limites géographiques de la nappe telles qu'elles sont mises en évidence sur la carte sont :

- Au Nord la ligne de Crête de l'Atlas saharién (passant de Biskra à Bechar)
- A l'Ouest, la ligne (Bechar- Adrar -Reggane).
- Au Sud la ligne (In Salah - In Aménas).
- A l'Est les frontières algero-tunisienne et algero-libyenne.

III. Lithostratigraphie de la nappe CI :

La nappe CI est représentée les étages géologique (Albien, Aptien, Barrémien) elle est constituée des séries sédimentaires suivants :

III.1. Barremien :

L'intervalle I: de 373 à 660m

Grés transparent, friable, grossier à très grossier, avec passées d'argile verte à marron, plastique, sableuse fines passées des grés gris claire à blanc, très fin à fin à ciment carbonaté et présence de dolomie beige à vert claire, traces de pyrite.

L'intervalle II : de 660 à 742m .

Intercalations d'argile verte à marron, sableuse par fois pâteuse, carbonatée, avec grés transparent friable, grossier à très grossier et fines passées de dolomie beige à verte, traces de pyrite.

III.2. Aptien : 330 à 374m à épaisseur moyenne de 28 m

Argile verte à marron, plastique, par fois sableuse, dolomitique.

III. 3. Albien : à épaisseur moyenne de 71m. Il est essentiellement constitué de grés faibles à ciment argileux et d'argiles sableux. Les grés et lessables sont fins à très fins passant parfois à des pélites, Les argiles souvent pélitiques sont de couleur grise ou verdâtre.

L'intervalle I : de 256,5 à 292 m barres

Intercalations d'argile verte à marron, pâteuse et de grés marron à beige fin à moyen, traces de pyrite

L'intervalle II : de 292 à 330m

Grés friable, gris à ciment carbonaté, avec passées d'argiles verte à marron, pâteuse, rarement pyriteuse

Cette formation albienne présente les caractéristiques suivantes :

- ✚ épaisseur croissante d'est en ouest.
- ✚ teneurs élevées en éléments clastiques.
- ✚ les teneurs en carbonates décroissantes d'est en ouest depuis les valeurs supérieures à 10% jusqu'à des valeurs proches de zéro.

L'albien se présente comme une série très épaisse.

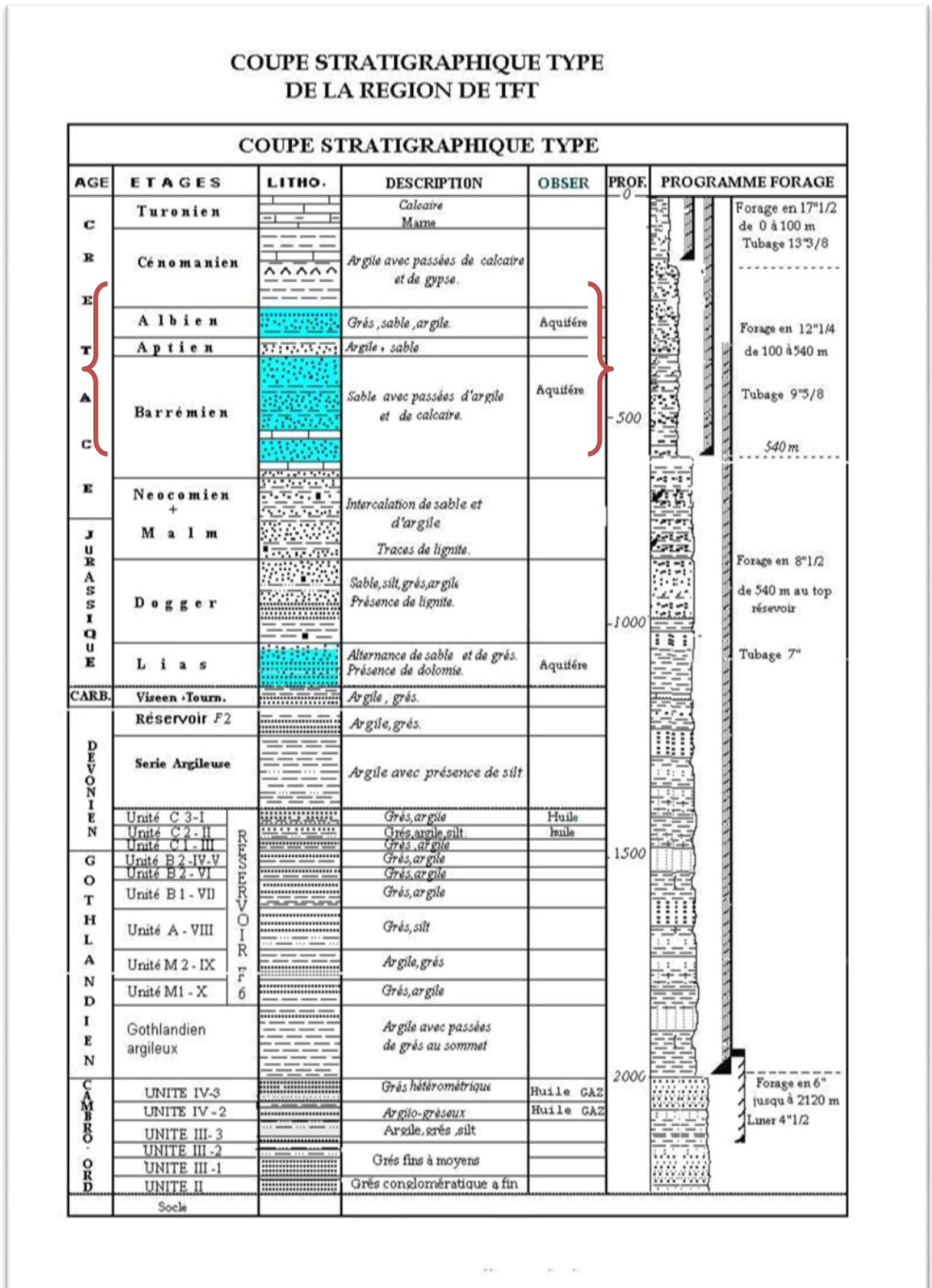


Figure III.2 : Coupe stratigraphique du forage de TFT (DC SH 2009)

IV. Tectonique du Continental Intercalaire:

Les failles de la dorsale d'Amguid (Cf. Figure.7a, et Figure. 6b) sont à l'origine d'une drainance verticale, préalablement signalée, des eaux du CI vers la nappe du CT (Guendouz, 1985, Edmunds et al, 2003 ; Moulla et al, 2002 ; Guendouz et al, 2003), ce qui explique l'anomalie piézométrique observée sur la carte. (Nezli 2009).

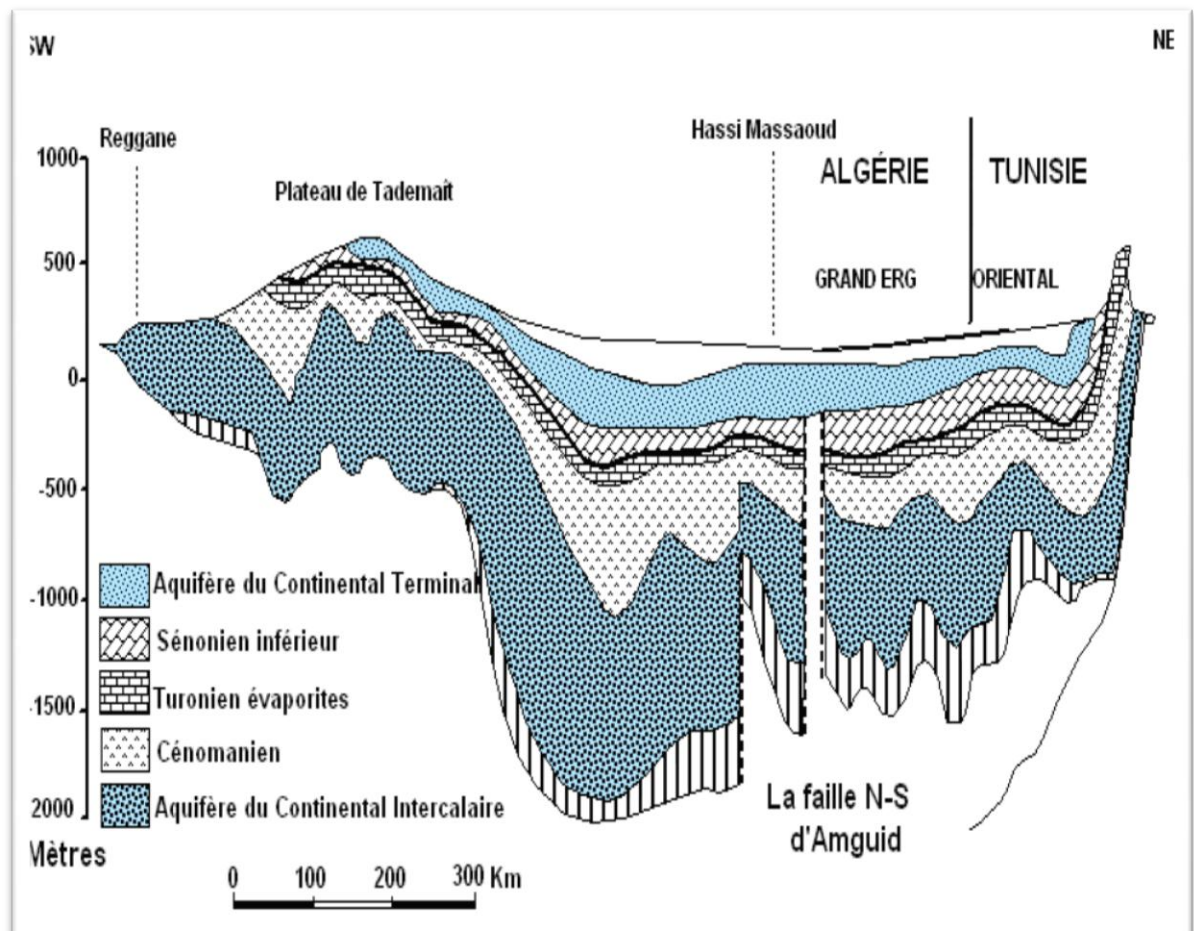


Figure III.3 : Coupe hydrogéologique synthétique de Sahara septentrionale (UNESCO 1972).

VI. Alimentation

La nappe du Continental Intercalaire est une nappe fossile c'est-à-dire qu'elle est faiblement alimentée par rapport à son volume. Les conditions d'alimentation restent toujours mal connues vu son extension importante et l'accès difficile dans certaines régions.

La recharge actuelle de la nappe du Continental Intercalaire s'effectue principalement par infiltration des eaux de ruissellement des oueds qui descendent des massifs montagneux de l'Atlas saharien au Nord, des monts du Dahar à l'Est de la Tunisie et des Oueds de l'extrémité occidentale du Tademaït. Pendant les années exceptionnellement humides, une alimentation faible s'effectue directement par infiltration des précipitations sur les zones d'affleurement du réservoir et dans le grand Erg occidental. En 1961 A. Cornet estimait cette alimentation à 25 m³/s.

VII. Description des coupes géologiques

La coupe au dessous est orientée Nord-Ouest, Sud-Est. Elle va de Tamengelette vers Mazola, nous remarquons la formation de l'Albien (sable et argile) profond au niveau de forage TAM13 et TAM507 par rapport au niveau de forage MAZB2 la formation et MAZS, et aussi nous remarquons l'affleurement de l'Albien vers Mazola, leur épaisseur est 100m. Le Barimien est constitué de formations ayant des lithologies différentes (grès et sable avec passées d'argile et de calcaire), leur épaisseur est considérable (plus que 200m), et le Cenomanien, Turonien et Senonien sont érodés vers Mazola par ce que les couches sont inclinées.

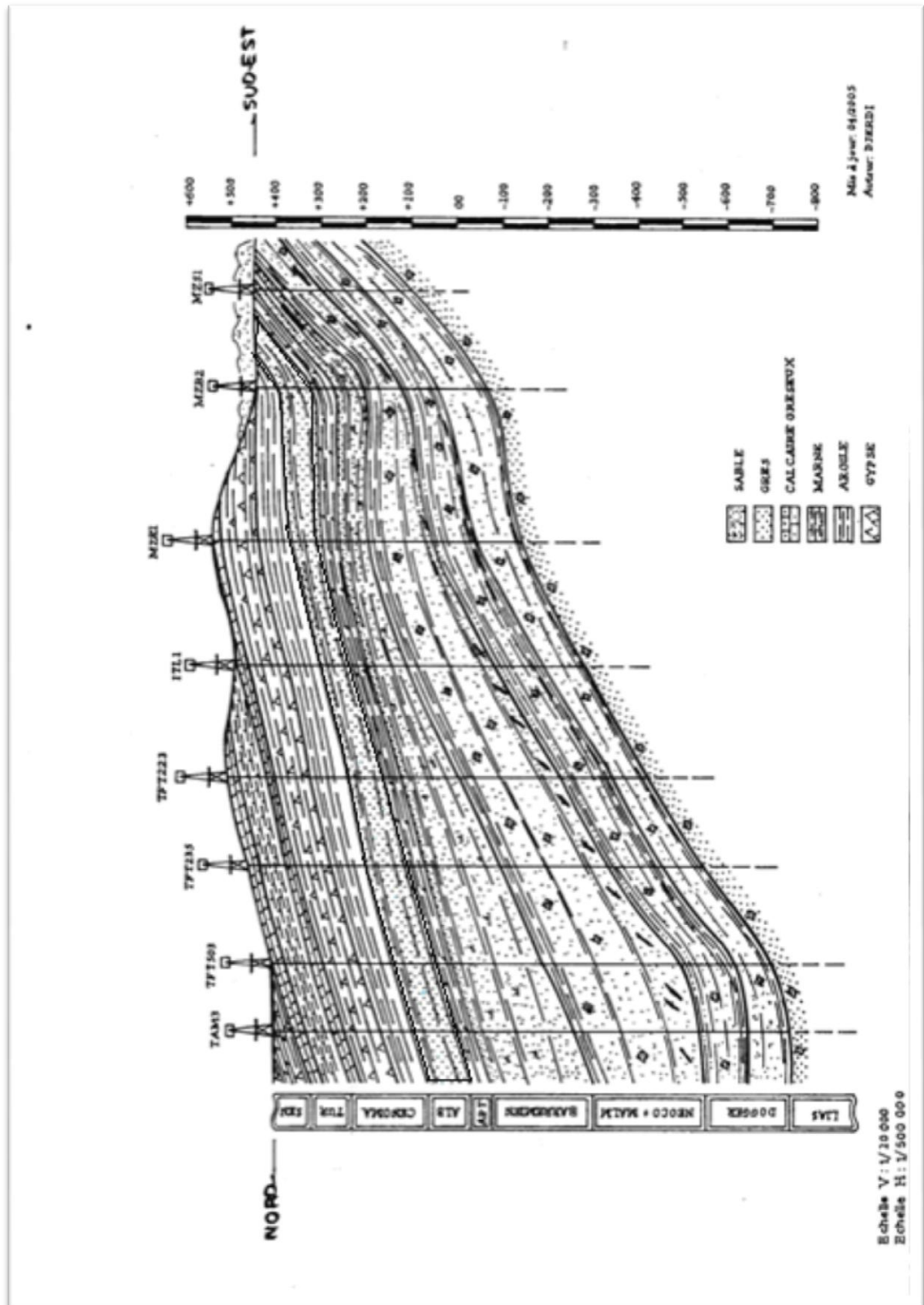


Figure III.5: Coupe géologique régional (TFT) DC DP SH.

CONCLUSION :

Le Système Aquifère du Sahara Septentrional (SASS) regroupe deux énormes réservoirs d'eaux souterraines ; le Complexe Terminal (CT) et le Continental Intercalaire(CI). Ce dernier est plus connu sous la dénomination d'« Albien », nom de l'étage géologique qui renferme la couche aquifère supérieure du « Continental Intercalaire», qui est la plus exploitée, mais cette couche par les forages pétroliers qui sont traversé il est pollué avec le temps.

Chapitre IV Impact des
Forages Pétroliers Sur
la nappe C1

Introduction

Le forage de puits de développement ou l'exploration des hydrocarbures pour un forage conventionnels et non conventionnels nécessite plusieurs types de fluide parmi les quels (forage, fracturation,) dans leurs composition qui contiennent plusieurs substance chimiques qui sont connu pour le risque qu'elles présentent pour la pollution et l'endommagement des soles et les sous sol par la filtration et le rejet de ces derniers.

I. Les fluides de forage

I.1. Définition de la boue de forage

Est une suspension d'un solide dans un liquide, se liquide peut être l'eau-huile ou émulsion huile-eau les caractérisations de la boue (densité et rhéologie) peut être variable avec l'ajout des additifs sa composition.

I.1.1. Types de boue

I.1.1.1. La boue à d'eau WBM

Durant le forage des puits de pétrole sur le champ de TFT on utilise généralement de la boue à base d'eau. La boue à base d'eau est un mélange spécial d'argile (Bentonitique) d'eau et les additifs chimiques injectés à l'intérieur du puits à travers la tige de forage et pour refroidir le trépan rotatif, rapide, lubrifier l'outil de forage qui tourne dans le puits et remontée les déblais de roche vers la surface, la boue de forage peut être faite à base d'eau.

I.1.1.2. La boue à l'huile OBM

Les fluides a base d'huile contenant +5% d'eau sont appelés boue de forage en émulsion inverse; avec moins de 5% d'eau on a une boue a l'huile, ces fluides sont souvent désignés par OBM «Oil- Based - Muds ».

La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le GAZOIL actuellement la législation relative a la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huile minérale ou synthétiques. Des agents émulsifiants mouillants sont alors utilisé pour favorisé la stabilité de l'émulsion.

Les propriétés rhéologique de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents, viscosifiant (Argile oryonophils), des agents réducteur de filtrat (composés asphaltique, polymers) avec les fluides a base d'huile on constante une amélioration de performances de forage. À TFT les boues a base d'huile sont utilisées pour traverser les formations du Néocomien+Malm jusqu' au fond.

I.1.2. Composition de boue

1. Colloïdes argileux

+ Les bentonites

Les bentonites sont des argiles sodiques du type montmorillonite qui présentent la propriété de gonfler dans l'eau douce en absorbant de grandes quantités d'eau.

+ Les attapulgites

Les attapulgites sont des argiles du type Sépiolite qui présentent la propriété de se disperser et de rester en suspension en milieu salé. Cette propriété est employée pour augmenter la viscosité et les gels des boues salées (> 35 g/l de Na Cl). Cependant, ces argiles ne présentent aucune capacité à réduire le filtrat.

2. Colloïdes organiques :

+ L'amidon

L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat. Son emploi exige cependant que l'une de ces trois conditions soit satisfaite :

- pH > 12
- présence anti-ferment
- salinité supérieure à 200/250 g/l.

+ La C.M.C (Carboxy Méthyl Cellulose)

Les C.M.C. abréviation de carboxyméthyle cellulose, sont classées en trois catégories, fonction de la viscosité qu'elles confèrent au fluide :

- basse viscosité
- moyenne viscosité
- haute viscosité

3. Les fluidifiants et défloculants

+ Les lignosulfonates :

Les lignosulfonates de ferrochrome fonctionnent pratiquement, dans toutes les boues à base d'eau. Ces produits possèdent la particularité de se comporter, comme un fluidifiant entre 2 et 8 g/l de concentration, et comme un inhibiteur de gonflement et de dispersion des argiles à des doses plus élevées.

4. Les additifs minéraux

+ La soude caustique (Na OH)

La soude est employée pour :

- accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue, 3 à 5 Kg/m³ pour les boues à l'eau de mer
- augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat)

+ Le carbonate de soude (Na₂ CO₃)

Le carbonate de soude est employé pour:

- accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue
- précipiter le calcium

+ Le bicarbonate de soude (Na HCO₃)

Le bicarbonate de soude est employé lors des reforages de ciment pour précipiter la chaux libérée par le ciment.

+ Le gypse (Ca SO₄)

Le gypse est employé pour :

- Fabriquer les boues au gypse (utilisés lors du forage de gypse ou d'anhydrite). La solubilité du gypse est de 2,14 g/l en eau douce à la température de 20 °C. Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles.
- Traiter les contaminations à base de carbonate.

+ La chaux éteinte Ca (OH) 2

La chaux éteinte est employée pour

- augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau (ceci entraîne une augmentation de filtrat) ;
- pour fluidifier certains types de boues salées saturées en Na Cl)
- pour débicarbonater les boues contaminées par le gaz carbonique (CO₂)-

Le sel (Na Cl)

Le chlorure de sodium est employé pour confectionner des boues salées saturées, lorsque l'on doit forer dans des zones salifères.

Le chlorure de calcium (Ca Cl₂)

Le chlorure de calcium est employé lorsque l'on désire confectionner des boues contenant une concentration en calcium dans le filtrat plus élevée que celle que peut fournir le gypse. Il est utilisé pour certaines boues à émulsion inverse.

5. Les produits organiques spéciaux

les anti-ferments

Ces produits sont utilisés pour empêcher ou stopper la fermentation des colloïdes organiques (amidons, gommés, etc..) en milieu non stérile. On utilise en général des dérivés phénoliques. Doses d'emploi : 0,5 à 1,5 kg/m³.

Les anti-mousses

Ces produits favorisent le dégazage de la boue. Il en existe une infinité. Citons:

- le stéarate d'alumine
- les alcools supérieurs (octylique, etc...).

Les agents de décoincement

Les statistiques montrent que 70 à 80 % des coincements sont des coincements par pression différentielle.

Les anti-frictions et extrême-pression

Ces produits ont été mis au point pour réduire l'usure des outils, de la garniture, des pièces en mouvement, des pompes, etc.

Les anti-corrosions

Les boues aérées, les boues salées saturées et en général les boues à pH inférieur à 10 corrodent à la longue les parties métalliques avec lesquelles elles sont en contact. Pour réduire la corrosion, on ajoute parfois dans la boue des produits anti-corrosion. Citons : le chromate de soude, le bichromate de potassium, etc.... et les dérivés d'amines grasses.

6. Les alourdisants

La barytine ou sulfate de baryum (Ba SO₄ - densité : 4,2)

C'est l'alourdisant le plus couramment utilisé.

La barytine, plus communément appelée baryte, ne doit pas contenir d'argile ni de sel soluble.

Le carbonate de calcium (Ca CO₃ - densité : 2,7)

Il est aussi employé comme alourdisant dans les fluides ayant une faible viscosité parce qu'il ne sédimente pas facilement.

7. Les colmatants

Les produits colmatants naturels ou synthétiques sont en nombre considérable. Ils sont classés de la façon suivante

Colmatants granulaires

De par leur forme anguleuse et leur répartition granulométrique, ils agissent en bloquant en profondeur les fissures. Ils ont une grande résistance mécanique aux pressions différentielles. On emploie des produits durs et calibrés (les coquilles de noix).

Les granulométries utilisées sont les suivantes

- produit brut tout venant.
- de 1,6 à 5 mm Gros.
- de 0,5 à 1,6 mm Moyen.
- de 0,16 à 1,6 mm Fin.

Colmatants fibreux

Leur but est de "tisser une trame" autour des colmatants granulaires. Ils ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des fibres sous l'influence des pressions différentielles). Citons :

- les fibres de bois.
- de cannes à sucres.
- cellulosiques.

Colmatants lamellaires

Colmatants gonflants

Ils permettent d'obtenir très vite un fluide à très haute viscosité. Citons : les gommés, qui à l'aide d'un catalyseur, fournissent une gelée extrêmement visqueuse.

Colmatants à "prise"

Injectés liquides, ils deviennent au bout d'un certain temps rigides. Citons : le ciment, le plâtre, etc...

Programme fabrication de boue :

La phase 12(1/4) :

1. Composition

Tableau IV.1 : compositions de boue pour la phase 12(1/4)

Les Produits	d =1,05 R H/E=90/10 (L'unité est kg/m ³)
Gas-oil	735
NaCl	81
Atapulgite	10
VISCOSIFIANT (AVOIL VS)	12
Emulsion Primaire et Secondaire	11
catalyseur d'émulsion (Lime)	30
Réducteur filtrat	4

Propriétés:**Tableau IV.2:** propriétés de la boue pour la phase 12(1/4)

Densité	1.05
Viscosité March (second)	50-55
Yield point (lb /100Ft ²)	12-14
Viscosité plastique	Minimum possible
Gels (10sec /10min)	8-10
FL.HT.HP 250°F/500psi, 30min	<4
NaCl °°/eau	26%
Stabilité électrique (volts)	<900
Pb (cc 0.1 H ₂ SO ₄)	14.8-18.5
Huile / eau	85/15-90/10
Salinité °° volume	17-20

La densité de la boue de forage :

La densité est un paramètre important des boues de forage, elle doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les venues (eau, huile, gaz), par conséquent les éruptions ce pendant elle ne doit pas dépasser la résistance des parois du puits pour ne pas les fracturer et ne pas risquer et provoquer une perte de boue au cours de la circulation. Pour l'alourdissement de la boue, la barite (BaSO₄) à été utilisée. La pression exercée par la boue sur les parois du puits et donnée par l'expression suivante $P = Hc \cdot d / 10.2$ (Kgf /cm²). hc. Pour diminuée autant que possible l'invasion du fluide dans les milieux poreux un produit de filtration de faible épaisseur appelé cake, et formé sur les parois du trou foré.

Filtration:

Le filtrat dans un forage à un impact positif il faut avoir un filtrat neutre en surface pour le maintien des sables et une augmentation de la vitesse d'avancement un filtrat minimiser pour ne pas contaminer la couche aquifère (le CI).

Les problèmes rencontrés pour les champs de développement à TFT bassin d'illizi plusieurs puits présentent des problèmes des pertes de circulation (fluides de forage) qui sont localisés au niveau de l'Albien. Ces pertes de boue dus a la filtration contaminent la nappe Albienne, par les agents chimiques contenus dans la boue de forage et dans les laitiers de ciment.

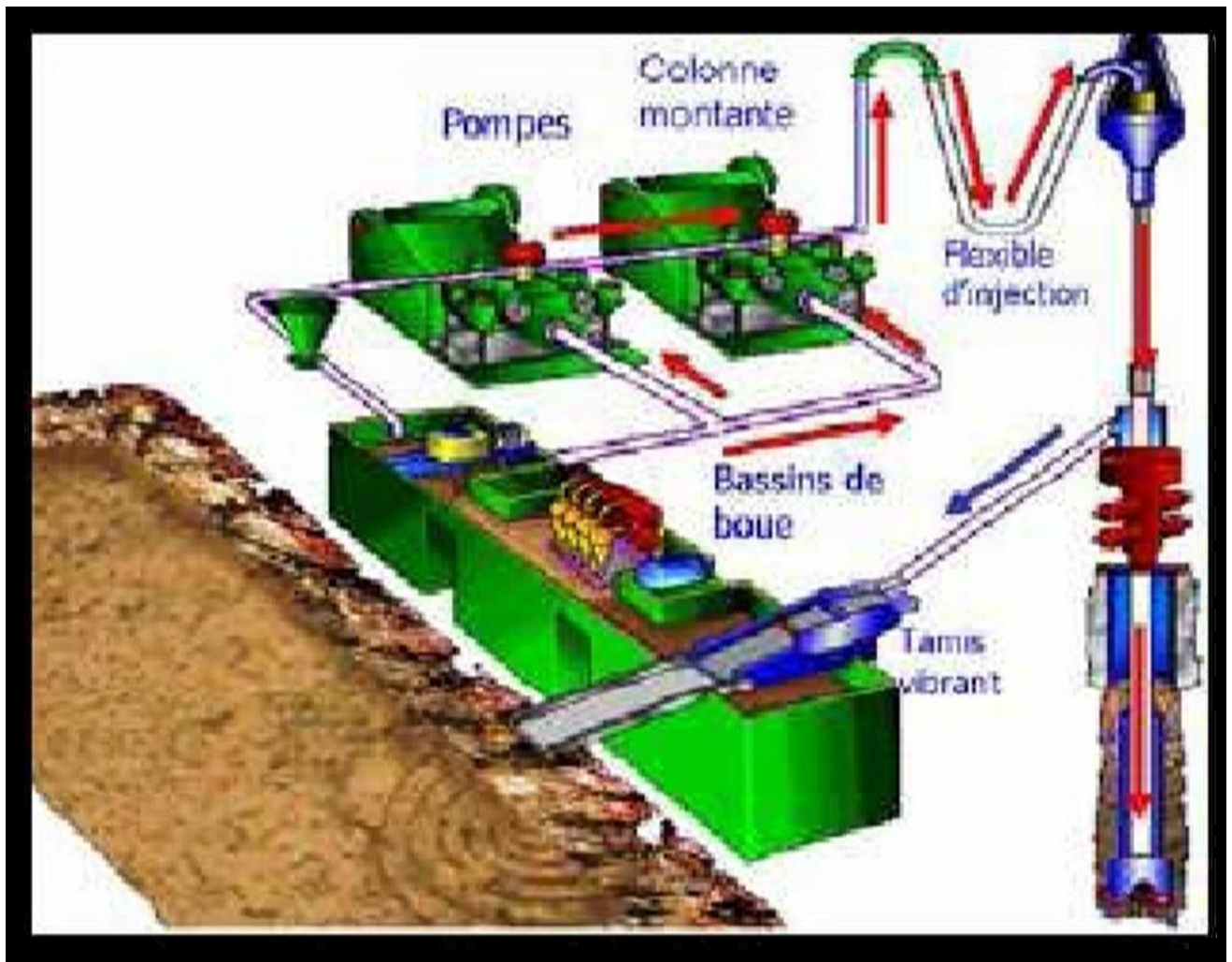


Figure IV.1 : Circulation de la boue de forage (Document SONATRACH 2010).

Principales Fonctions de la Boue

➤ Garder les parois du trou de forage

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide (l'aquifère) la boue crée un film sur les parois du trou ce film est appelé le cake.

Le dépôt du cake permet de consolider et réduire la perméabilité des parois du puits.

➤ Contrôlé les pressions

La différence entre la pression hydrostatique de la boue (la densité nécessaire) et la pression de fond de puits.

➤ Transport des déblais fins en surface

La boue doit le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface.

Impact des travaux pétroliers sur les eaux au niveau d'aquifère

Les forages pétroliers au champ de TFT ils exploitent les réservoirs d'hydrocarbures du dévonien, du l'ordovicien, et traversent donc l'aquifère (l'Albien), les réservoirs producteurs d'hydrocarbures renferment aussi des saumures associées.

Les impacts sont liées à :

- Une connexion via les annulaires entre les niveaux producteurs d'hydrocarbures et les saumures associées et les niveaux aquifères sus-jacents quand ces derniers sont a plus faible pression.
- La mise en contamination de la nappe aquifère de qualité et /ou de pression différente.
- En surface, l'infiltration de substances des annulaires ou du forage lui-même.
- Le développement des bactéries sulfato-réductrices ou pathogènes ou niveau du massif filtrant et/ ou des crépines.
- La présence de la boue au droit des formations poreuses et perméables exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de la nappe aquifère peut nuire à la future mise en contamination des formations aquifères.
- Les déblais de forage enrobés par des quantités considérables des fluides de forage.

- Les pertes par enrobage sont essentiellement dues au phénomène d'adsorption, interactions liquides-liquide et solide. Sont transporter par le fluide de forage et rejeter du tamis vibrant vers le bournier.

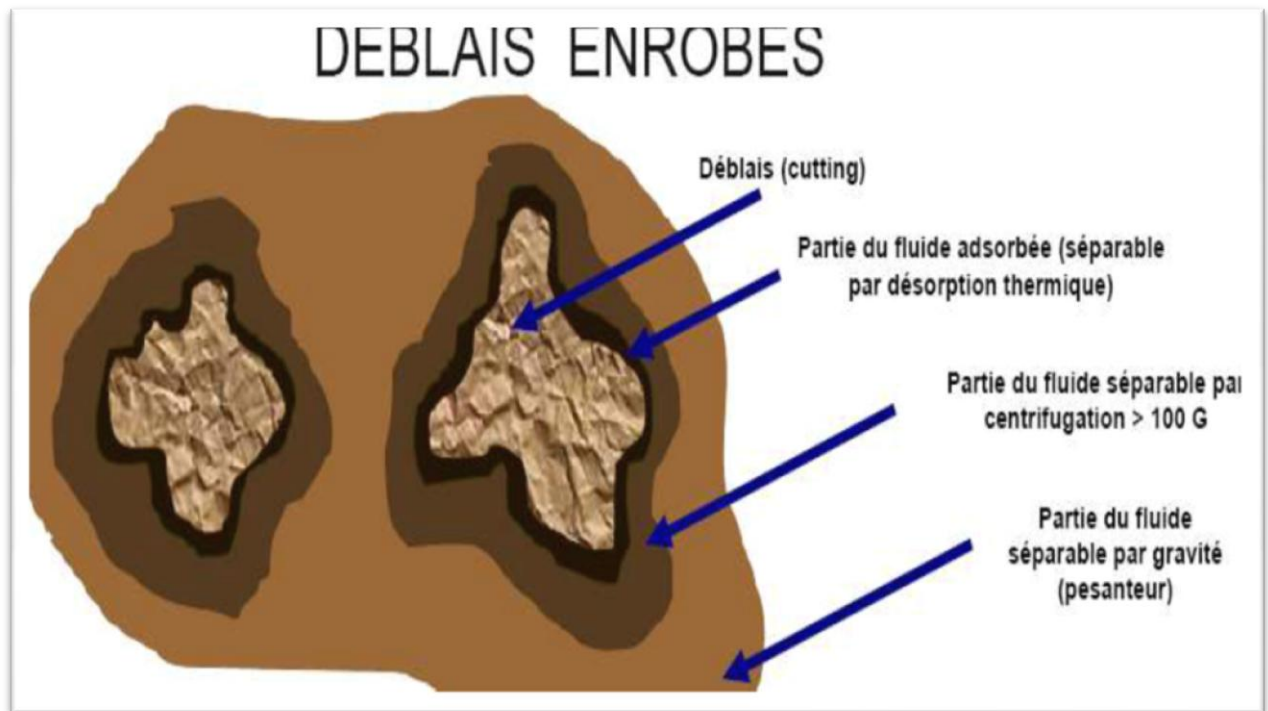


Figure IV.2: Déblais de forage enrobés par des quantités considérables de fluides de forage (Document SONATRACH 2010).

Cimentation des puits de pétrole

La cimentation du tubage d'un puits de pétrole est une opération capitale pour la préservation de l'eau souterraine et la longévité des installations, la cimentation du tubage est d'isoler les différentes formations géologique et d'empêcher toute migration (eau, huile, gaz) d'une formation à une autre, le ciment est injecter à partir de la surface pour atteindre le fond sous une pression convenable nécessaire pour remonté le ciment par l'annulaires espace entre le tubage et les parois du puits, mais toute fois la pression d'injection doit être limité pour ne pas fracturé la formation et éviter les pertes de ciments dans la formation (contamination des aquifères).

Les opérations de la cimentation

Sous le terme « cimentation », on regroupe trois types d'opération :

- ❖ Cimentation des annulaires.
- ❖ Le squeeze.
- ❖ La pose de bouchons de ciment.

La cimentation a pour but

- Eviter les infiltrations d'eau de puis la surface.
- Elle vise à obturer l'espace compris entre le tubage et les parois du puits. Sur toute la profondeur du puits.
- Un control de qualité de la cimentation doit être effectué (CBL) et (VDL).
- Elle permet aussi de protéger la colonne du tubage contre la corrosion.
- Elle ancre définitivement le tubage au terrain.
- Dans le calcul du volume du ciment injecté, le volume théorique de laitier majoré pour tenir compte des hors profils (caves).

La cimentation et leur protection à les aquifères

- ❖ Empêcher toute migration de fluide (eau, huile, gaz), d'une formation vers une autre.
- ❖ Eliminer le contact des fluides de la zone productive avec toute formation instable ou solubles.
- ❖ Empêcher toute contamination des nappes d'eau potable sus-jacentes.
- ❖ Fermer une zone aquifère ou toute autre zone contenant un fluide que l'on vent isoler du reste du forage

La fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est un procédé au moyen duquel un agent fluide, sont à exercer une pression susceptible d'engendrer la création des fissures ou d'élargir des fissures existants dans les roches pétrolifères. La fracturation a pour objet de permettre au drainage du pétrole ou de se faire plus facilement entre la formation qui les renferme et le puits de forage, il s'agit d'une procédé

que l'on désigne du nom de «stimulation», ce procédé à nos jours est utilisé afin de pouvoir atteindre un taux de production rentable.

La fracturation hydraulique consiste à pomper un certain volume de fluide (eau) dans le puits (vertical, horizontal), ce fluide est généralement accompagné de produits additifs (inhibiteurs, surfactants, neutralisants de bactéries), ainsi que les agents de soutènement (sable).

Ce procédé présente un impact direct sur les niveaux aquifères profonds pendant une et une surveillance et un contrôle, des opérations de traitement par fracturation est assuré par des spécialistes sur place, une fois les traitements par fracturations achevés, les fluides de fracturation refluent vers la surface, ou ils sont soumis à un traitement permettant de les utiliser pour d'autres puits.

Eau de séparation (production)

La production de pétrole de chaque puits est reliée à un manifold par un réseau de collecte, le pétrole ainsi produit est un mélange d'huile, d'eau et gaz, l'ensemble est acheminé vers un centre de séparation. Ce mélange arrive au centre par pipe avec une certaine pression à cet endroit le mélange subit une séparation triphasique par gravité elle est faite à 1/3 de la pression en tête du manifold. L'huile et le gaz sont récupérés alors que l'eau de séparation divise dans un borbier à l'air libre.

Les séparations contiennent un certain volume d'huile on trouve ainsi des molécules d'eau enroulées par des pellicules d'huile.

Cette eau polluée avec le temps peut atteindre les profondeurs et contaminer les niveaux aquifères de la région de même que le borbier (bassins d'eau de séparation).



Figure IV.3 : bourbiers de l'eau de séparation

Les recommandations faite et de reprendre l'eau versée dans le bourbier (dans les bacs) pour un autre traitement de séparation clôturé les bourbiers.



Figure IV.4 : bourbiers de décantation de l'eau de séparation

Autres impacts des travaux pétroliers

- Les boues de forage à base d'eau contenant de la bentonite, des polymères solubles à l'eau de type (cellulose poly anioniques)
- Les éjections de la sonde constituées par les effluents lourds des vibrations, dés sableurs et centrifugeuse qui sont un mélange de boue et de déblais provenant des terrains traversés.
- Les eaux de lavage de l'appareil de forage.

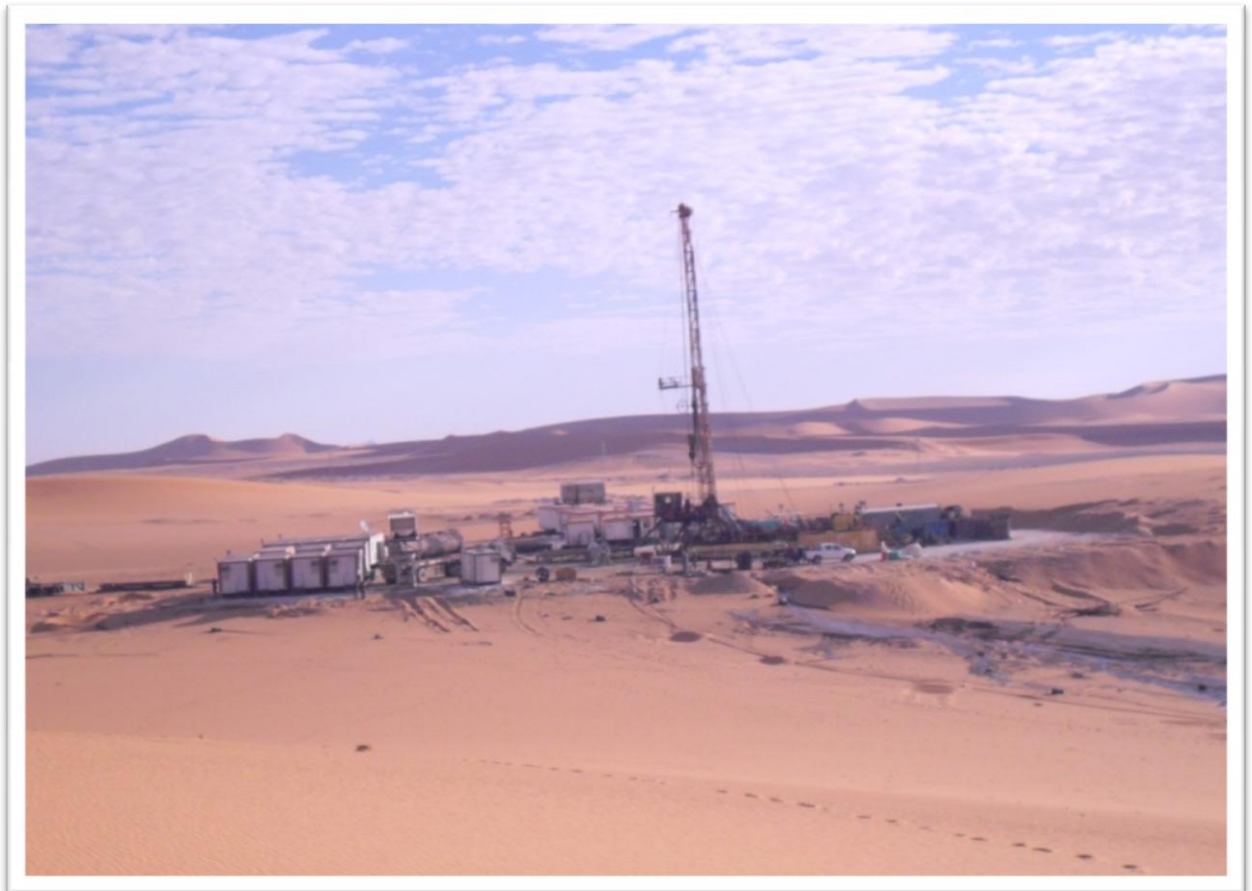


Figure IV.5: les éjections de la sonde

Méthode de traitement de la pollution

Dans le domaine de l'exploration pétrolière une panoplie de produit chimique est employée dans la formation des boues de forage. Ces composés de nature différents et dont la toxicité et la biodégradation sont mal défini.

Sont ce pendant sont déversés dans la nature. En plus des hydrocarbures, des boues a base d'huile ainsi que d'une variété d'autres produits et additifs (polymères). Ces rejets sont généralement stocker dans des bourbiers.

❖ Traitements le rejet des effluents serrant réalisent comme suivant :

A sortes de la goulotte de la boue chargée des déblais, elle est récupérée conduit vers un moteur compacteur ; le mélange broyé et réduire en poudre, séché, séparé, le liquide isolé dans un bac de décantation, la partie solide (poudre) récupéré stocké utilise dans autre secteurs.



Figure IV.6 : Unité de Solidification



Figure IV.7 : Les déblais de forage après le traitement
(Document SONATRACH 2010).

Les techniques recommandées pour ce traitement

Chaque une de les technique sont critiquées a cause d'efficacité :

- Réduction des déchets de forage.
- Recyclage de la boue de forage.
- Traitement sur site (posse, décharge).
- Procédés physique et chimique (élimination des huiles).
- Procédés biologique, revêtement, compostage.
- Traitement par inertage (solidification des liquides).
- Traitement thermique (une source de chaleur qui séparé l'huile et l'eau).
- Traitements biologique (dégradation d'huile par un micro-organisme).

Les mesures d'abandon des puits de pétrole

Ces mesures concernent essentiellement les procédures de fermeture définitive de puits par bouchage du réservoir et du cuvelage à l'aide de bouchons de ciment (BC) d'une hauteur +50m avant de procéder à cette opération il est indispensable de connaître parfaitement l'état du tubage.

Sa fermeture d'un puits représente une série d'opérations destinées à maintenir l'isolation des différents niveaux aquifères et pour se faire des barrières doivent être disposées selon les recycles précisés :

- Interdire toute possibilité de fuite des effluents vers la surface.
- Prévenir toute pollution et protéger l'utilisation future des aquifères
- Empêcher la circulation des fluides entre niveaux géologique.

Tableau IV.3 : les mesures d'atténuations prise par SONATRACH (document SONATRACH 2010).

Source de pollution	Impacts possible	mesure d'abondant
Des hydrocarbures et des lubrifiants	Contamination des soles et des nappes aquifères	Mise en place des films plastiques de protection sur les lieux de travaille
Produits chimiques	Contamination des soles et des nappes aquifères	Aménagements
Hydrocarbures	Air, sol, sous sol, aquifère	Mise en place des films en plastique de protection sur les lieux des travaux
Boue de forage	Personales, sous sol, aquifère	Récupération et recyclage
Eaux usées	contamination des soles et des aquifères	Traitement de la fosse à la film des travaux
Déblais de forage	Contamination des soles et des nappes aquifères	Séparation du liquide solides, (cutting) et le solide broyage, séchage, compaction liquide (eaux de boue + huile) séparation par décantation

Conclusion

Dans les activités de production pétrolière en plus des pertes de circulation des fluides (boue, laitier de ciment et fluide de fracturation...), en tant que collecteur des produits liquide et solide issus du puits du forage représente une grande source de pollution et de danger. L'importance des émanations de gaz issus du borbier. De prise plusieurs décennies des fluides OBM (boue a huile) sont largement utilisées sur le champ de TFT.

Les fluides de forage (OBM, WBM) se chiffrant en 1 centaine de m³ par jour peuvent s'infiltrer, contaminer et polluer les eaux sous terraines. L'analyse des cuttings issus des borbiers a montré la prédominance du gazoil comme principale source de pollution. Les améliorations sont en exécution comme le traitement des solides de forage et beaucoup d'autres proportions sont enregistrés comme la réduction du boue de phase et de système émulsionnés avec proportion de phase dispersé E/H (40/60).

Chapitre V Etude statistique
des éléments physico-
chimiques des eaux de
l'Albien (Illizi)

Introduction

L'étude statistique des éléments chimiques majeurs des eaux souterraines apporte des renseignements utiles sur les échanges possibles entre l'eau et leur encaissant. Pour cela plusieurs méthodes ont été utilisées.

I. Théorie des Méthodes statistiques

Trois types d'approches statistiques (monovariée, bivariée et multivariée) ont été utilisés.

I.1. Analyse de données monovariée

Ce traitement permet de déterminer les paramètres statistiques de la distribution des variables étudiées, et de résumer graphiquement les caractéristiques essentielles de la distribution de chaque variable. Cette analyse permet d'évoquer l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données. Le coefficient de variation, l'allure générale de l'histogramme et/ou du graphe de probabilité permettraient d'apprécier l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données ainsi que la loi de distribution des variables.

I.2. Analyse de données bivariée

Le traitement statistique bivarié consiste à étudier deux variables aléatoires simultanément et de déterminer la relation qui existe entre eux. Il existe plusieurs paramètres quantifiant cette relation. Le coefficient de corrélation linéaire simple qui est calculé à l'aide de la formule suivante:

$$\rho = \text{cov}(x, y) / \sigma_x \sigma_y$$

Où ρ : coefficient de corrélation simple de la population

x et y : variables ; σ_x et σ_y : écart type des variables x et y

$\text{Cov}(x, y)$: covariance de variables x et y ;

Rappelons que $\text{cov}(x, y) = E(xy) - E(x).E(y)$, il est estimé par

$$R_{x/y} = \frac{\overline{XY} - \overline{X}\overline{Y}}{S_x \cdot S_y}$$

Avec \overline{X} et \overline{Y} : teneurs moyennes des variables X et Y .

S_x et S_y : écarts types de l'échantillon statistique des variables X et Y .

Les coefficients de corrélation linéaires simples peuvent être regroupés dans un tableau récapitulatif appelé "matrice de corrélation". Notons que la valeur d'un coefficient de corrélation varie entre -1 et +1.

La signification de ce dernier dépend du nombre d'individus utilisés pour son calcul.

Une façon empirique de calculer la signification c'est de calculer la valeur de :

$$R_{signif} = \frac{2}{\sqrt{n-1}}$$

Où n est le nombre des données utilisées.

I.3. Analyse de données multivariées

I.3. 1. L'analyse en Composantes Principales (ACP)

Il existe plusieurs méthodes statistiques qui permettent de résumer l'information contenue dans une matrice de données. Parmi celles-ci, l'Analyse en Composantes Principales (ACP). Cette technique permet de réduire le nombre de variables et de détecter une structure dans les relations entre variables, ce qui revient à ordonner les variables. Par conséquent, l'ACP est utilisé comme une méthode de synthèse des données, ou de détection de structure (Tessier, 2003).

✓ Principe de l'ACP

L'ACP consiste à remplacer une famille de variables par de nouvelles variables de variance maximale, non corrélées deux à deux et qui sont des combinaisons linéaires des variables d'origine. Ces nouvelles variables, appelées composantes principales, définissent des plans factoriels qui servent de base à une représentation graphique plane des variables initiales. L'interprétation des résultats se restreint généralement aux deux ou trois premiers plans factoriels, sous réserve que ceux-ci expliquent la majeure partie de la variance du nuage des variables initiales.

✓ Conditions d'utilisation de l'ACP

L'utilisation de l'ACP implique une stratégie déterminée d'analyse de données. En tout premier lieu, il convient de sélectionner les échantillons (observations) et les variables éléments chimique, paramètre pétrophisique, taille ...) que nous voulons exploiter conformément à l'objectif fixé. Une fois la thématique de l'analyse définie, la

matrice de données constituée (tableau des données d'entrées) est contrôlée au regard de divers critères. (Tessier, 2003) .

- 1- La forme de la matrice doit être telle que le nombre d'observations n soit supérieur au nombre de variables p .
- 2- La matrice ne doit pas comporter de valeurs manquantes et l'ordre de grandeur des variables doit être examiné.
- 3- Les variables doivent être continues.
- 4- Les relations éventuelles entre les variables doivent être de type linéaire.

I.3.2. L'analyse de classification hiérarchique

Cette méthode consiste à définir un critère d'agrégation des classes qui peut être défini par la mesure du degré de ressemblance ou de dissemblance qui existerait entre les échantillons (TEMPL 2008). Il existe plusieurs mesures pour évaluer la distance ou le degré de ressemblance entre les échantillons. La distance euclidienne demeure la mesure de similarité la plus utilisée. Les partitions sont représentées par un arbre de classification ou un «dendrogramme». Le nombre de classes obtenues dépend du niveau de la coupure de l'arbre choisi « phenon line ». Les critères d'agrégation sont utilisés pour la détermination des classes et reviennent à rassembler les échantillons suivant plusieurs méthodes. En comparant les solutions trouvées par les différentes méthodes, la méthode de Ward semble avoir donné les résultats les plus pertinents (CLOUTIER et al., 2008).

Une méthode de classification hiérarchique ascendante (CHA), a été réalisée par ce programme qui consiste à classer " p " variables, " n " observations, par construction d'une matrice de distances entre les variables et les observations. On définit ensuite une règle de calcul de distances entre les groupements disjoints de variables ou d'observations. Les deux groupements dont la distance est la plus faible (selon ce critère) se réunissent et on réitère le processus jusqu'au regroupement complet de classes (Saporta, 1990). On peut représenter la classification ascendante hiérarchique par un dendrogramme ou arbre de classification. (Nezli, 2009).

- Logiciel utilisés

Excel : traitement les données.

Statistica.v6.1 : Nous nous sommes aidés de ce logiciel afin de déterminer les paramètres statistiques de nos données physicochimiques. Il s'agit de coefficient de corrélation, les valeurs max, min, ainsi que l'écart type.

II. Résultats et discussions

L'étude basée essentiellement sur le traitement statistique des analyses chimiques des différents forages réalisées par l'agence nationale des ressources hydriques (le nombre des forages utilisé 16) (ANRH), et SONATRACH (DP).

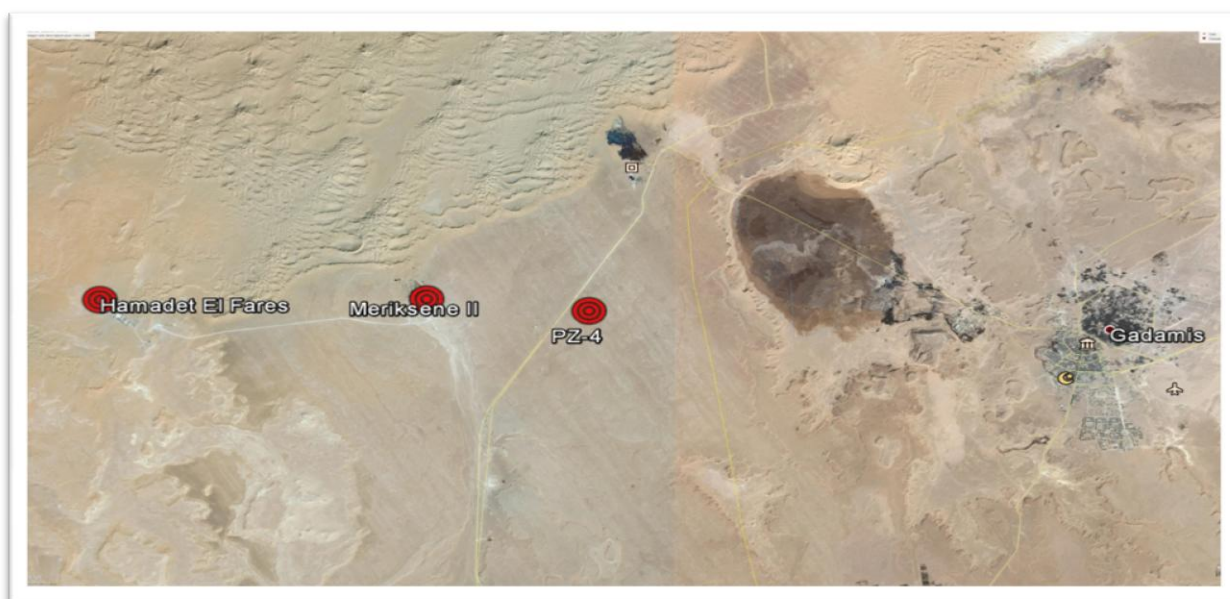


Figure V.1 : situation géographique des puits (2,4 et 5).



Figure V.2 : situation géographique de puits 1+

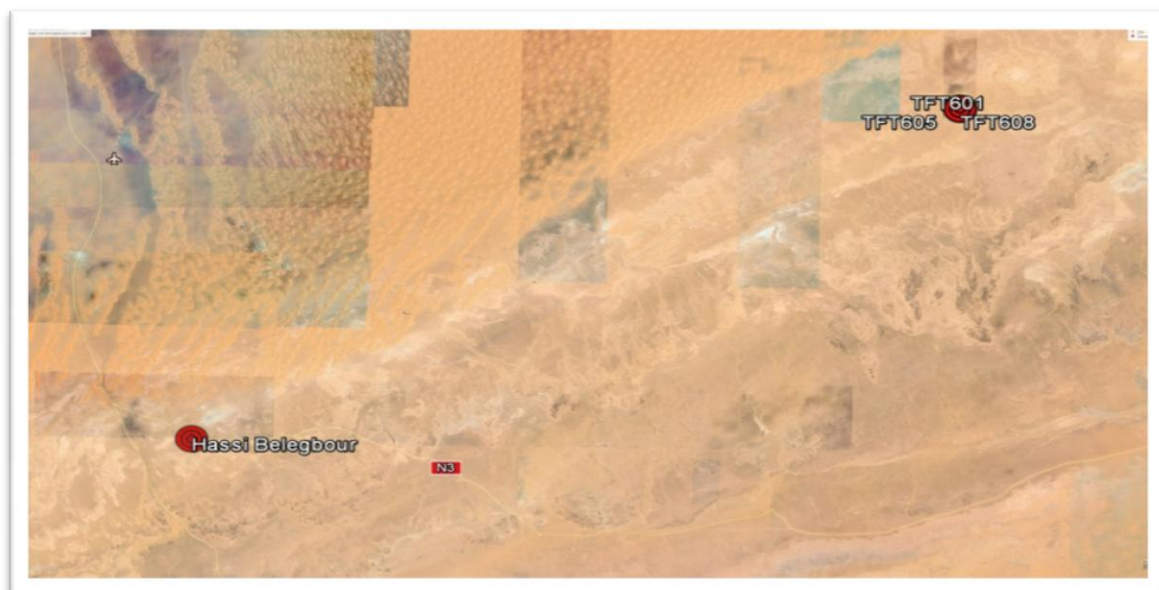


Figure V.3 : situation géographique des puits (3, T1, T2 et T3)

II.1. Analyse statistique monovariée

Tableau V.2 : statistique monovariée (descriptives)

	N Actifs	Moyenne	Variance	Ecart-type	2ect+M
Ca⁺⁺	16	137.375	17810	133.453	404.281
Mg⁺⁺	16	89.544	4461	66.792	223.128
Na⁺	16	417.375	456720	675.811	1768.997
K⁺	16	28.063	730	27.022	82.107
Cl⁻	16	669.375	1346848	1160.538	2990.451
SO₄⁻⁻	16	511.469	416717	645.536	1802.541
CO₃⁻	16	89.125	10678	103.334	295.793
HCO₃⁻	16	97.031	11868	108.941	314.913
NO₃⁻	16	2150.719	32613316	5710.807	13572.333

II.1.2. Les paramètres Chimiques

Tableau V.1 : les normes de CI Algérienne.

Substance	La norme (mg/l)
Ca	75 – 200
Mg	150
Na	200
K	20
Cl	200 – 500
SO4	200 – 400
NO3	50

II.1.2.1. Les sulfates SO4²⁻

La présence des ions sulfatés dans l'eau est liée principalement à la dissolution des formations gypseuses, selon la relation :

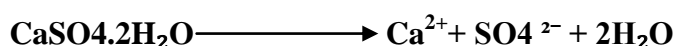


Tableau V.3 : variation des concentrations du sulfate

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type
SO4	16	511.469	2.140.00	5.300.000	2463.00	416717	645.536

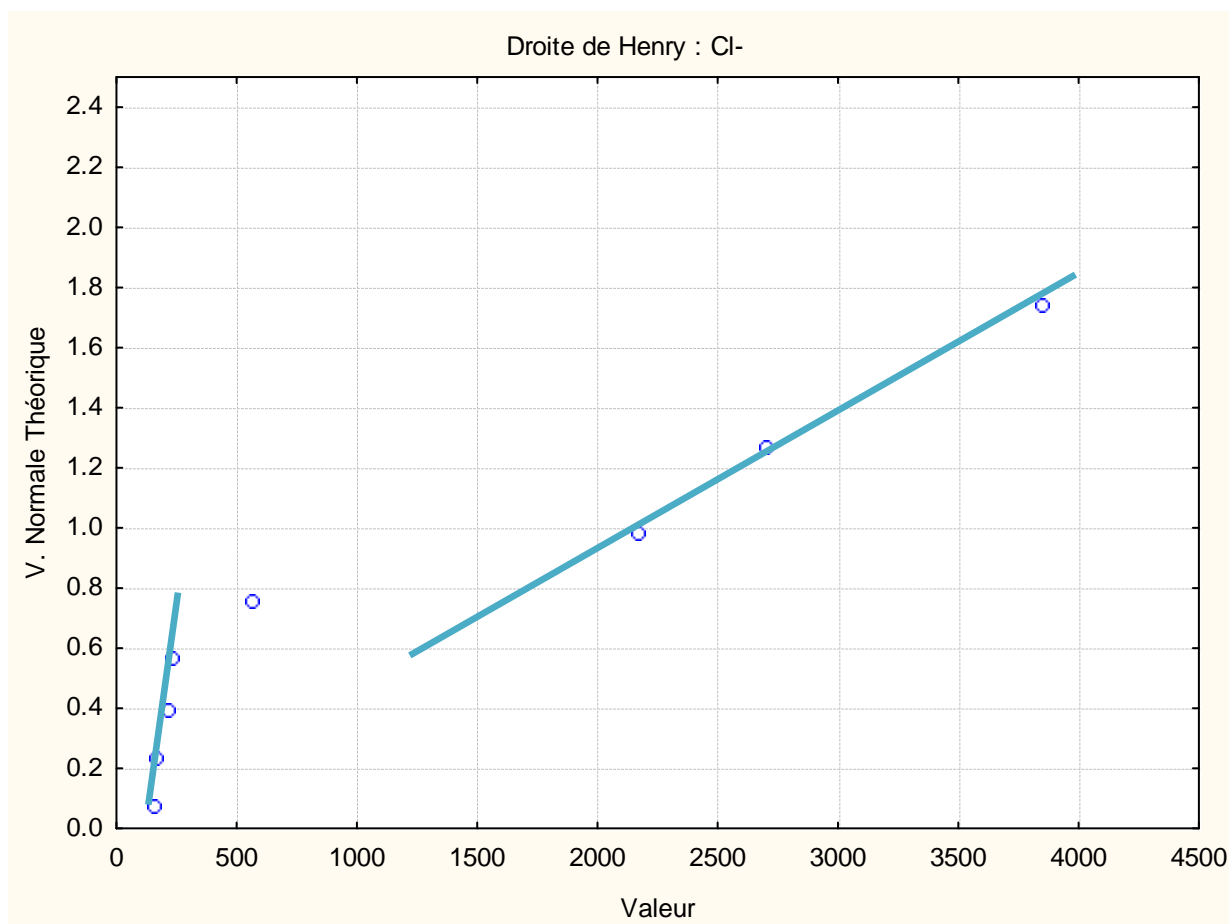
On remarque la moyenne (511.469 mg/l) supérieur a la norme de CI (200 – 500 mg/l) et La variance (416717) est supérieure à double écart type plus la moyenne donc la distribution de cet élément est hétérogène. Il a plusieurs origines

II.1.2.2 Les chlorures Cl-

L'ion chlorure possède des caractéristiques différentes de celles des autres éléments, il n'est pas adsorbé par les formations géologiques, Les chlorures rencontrés en grande quantité dans les eaux souterraines proviennent de la dissolution et lessivage des terrains salifères.

Tableau V.4 : variation des concentrations du chlorure

	N Actif	Moyenne	Médiane	Mode	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type
Cl	16	669.375	1.280.00	8.600.00	6.500.00	3850.00	134684	1.160.53



On remarque la moyenne (669.375 mg/l) supérieur a la norme de Cl (200-500) et La variance (1346848) est supérieure à double écart type plus la moyenne (2990.451).et le droite de henry (cl) est divisé par deux populations. Donc la distribution de cet élément est hétérogène c'est-a-dire il y a plusieurs origines de cet élément.

II.1.2.3. Bicarbonates HCO₃⁻

La présence des bicarbonates dans l'eau est due à la dissolution des formations carbonatées et par les eaux chargées en gaz carbonique. La somme des équations de dissolution est donnée comme suit :

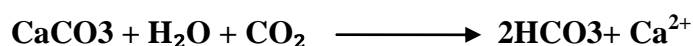


Tableau V.5 : variation des concentrations du bicarbonate

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Mode	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type
HCO ₃	16	97.031	461.50	0.0000	0.0000	295.85	11868	108.9

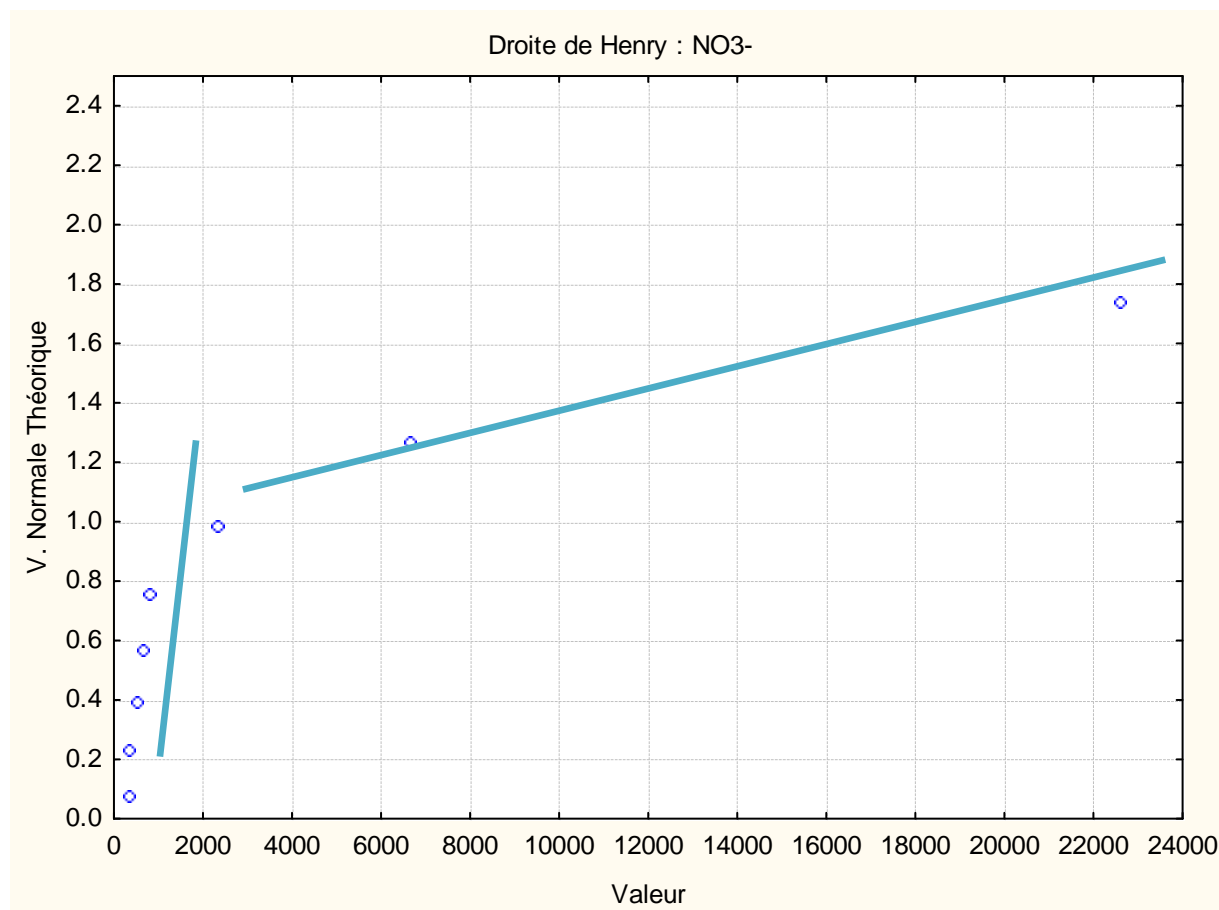
On remarque La variance (11868) est supérieure à double écart type plus la moyenne (314.913) donc la distribution de cet élément est hétérogène. Il a plusieurs origines

II.1.2.4. Les nitrate NO₃⁻

Ils proviennent essentiellement de l'azote organique du sol (par l'intermédiaire des bactéries) des engrais chimique ainsi que les engrais chimiques ainsi que les eaux usées.

Tableau V.7 : variation des concentrations du nitrate

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Mode	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type
NO ₃	16	2150.719	1760	0	0	22624.00	32613316	5.710.807



On remarque la moyenne (2150.719 mg/l) supérieur a la norme de CI (50 mg/l) et La variance (13572.333) est supérieure à double écart type plus la moyenne. et le droite de henry (NO_3^-) est divisé par deux populations. Donc la distribution de cet élément est hétérogène c'est-a-dire il y a plusieurs origines de cet élément.

II.1.2.5. Le calcium Ca

La présence des ions Ca^{2+} dans les eaux est liée principalement à la dissolution des formations carbonatées (CaCO_3) ainsi que les formations gypseuses (CaSO_4) selon les équations suivantes :



Tableau V.7 : variation des concentrations du calcium

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Mode	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type
Ca⁺⁺	16	137.375	767.50	Multiple	2.600.00	412.50	17810	133.453



On remarque la moyenne (137.375 mg/l) supérieur a la norme de CI et La variance est supérieure à double écart type plus la moyenne et le droite de Henry (**Ca**) est divisé par deux populations. Donc la distribution de cet élément est hétérogène c'est-à-dire il y a plusieurs origines de cet élément.

II.1.2.6. Le magnésium Mg²⁺

Cet élément provient de la dissolution des formations carbonatées à fortes teneurs en magnésium en l'occurrence ; la Dolomite selon la relation suivante :

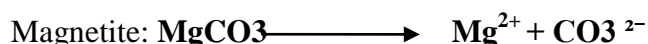


Tableau V.8 : variations des concentrations du magnésium

	N Actif	Moyenne	Médiane	Mode	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type
Mg ⁺⁺	16	89.544	592.000	Multiple	2.700.000	225.00	4461	66.792

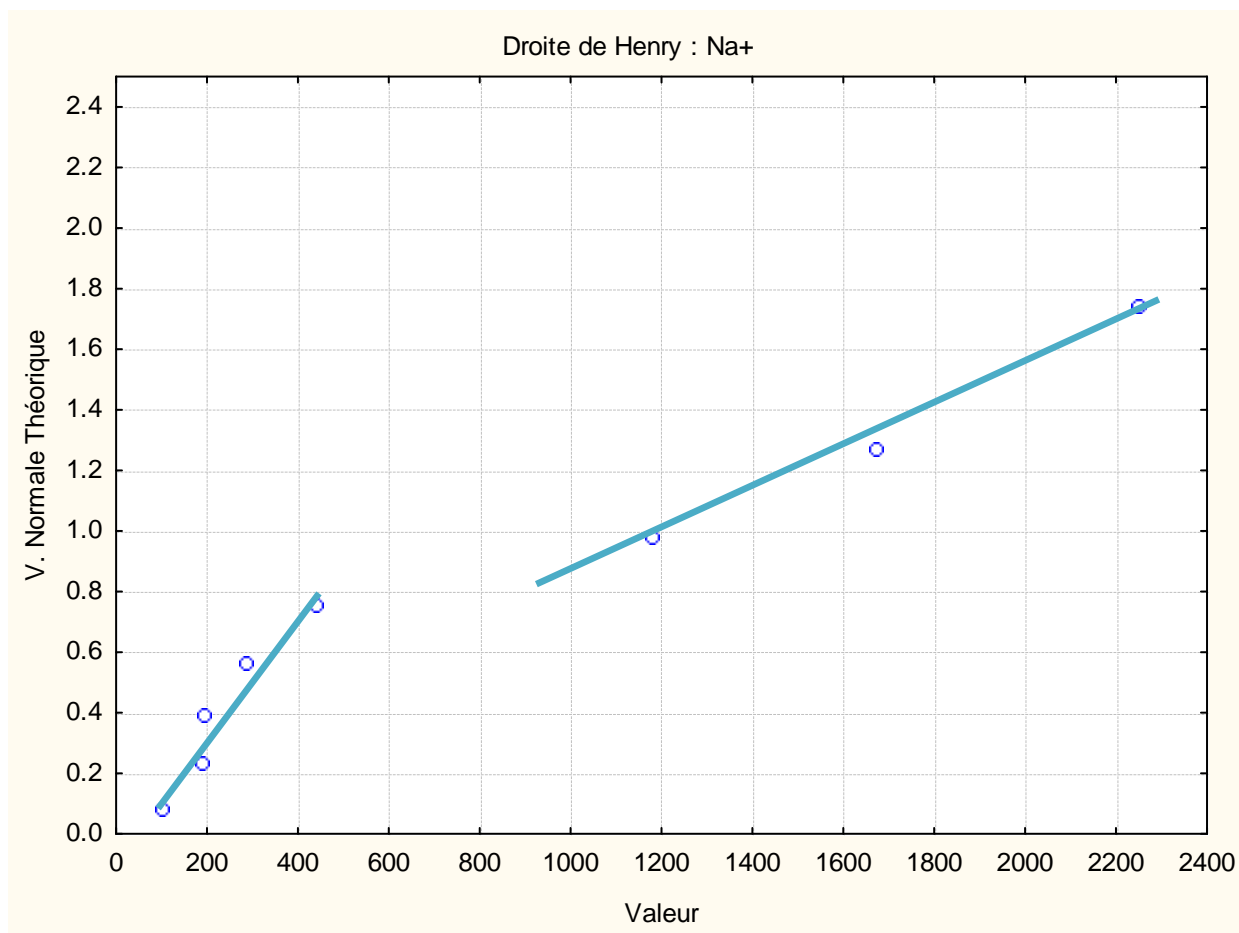
On remarque la moyenne (89.544 mg/l) inférieur a la norme de CI (150 mg/l) et La variance (4461) est supérieure à double écart type plus la moyenne (223.128) donc la distribution de cet élément est hétérogène. Il a plusieurs origines

II.1.2.7. Le sodium Na⁺

L'existence de cet élément est liée principalement par la dissolution d'Halite. Selon la relation suivante : $\text{Na Cl} \longrightarrow \text{Na}^+ + \text{Cl}^-$.

Tableau V.9 : variation des concentrations du sodium

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Mode	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type
Na	16	417.375	870.000	Multiple	1.300.000	2250.00	456720	675.811



On remarque la moyenne (417.375 mg/l) supérieur à la norme de CI (200 mg/l) et La variance (456720) est supérieure à double écart type plus la moyenne (1768.997) et le droite de henry (Na^+) est divisé par deux populations. Donc la distribution de cet élément est hétérogène c'est-a-dire il y a plusieurs origines de cet élément.

II.1.2.8. Le potassium K⁺

Il provient essentiellement des évaporites en l'occurrence la Sylvite (KCl). Il provient aussi de l'altération des argiles potassiques. $KCl \longrightarrow K^+ + Cl^-$

Tableau V.10 : Variations des concentrations du potassium

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Mode	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type
K⁺	16	28.063	210.000	4.000.00	300.000	101.00	730	27.022

On remarque la moyenne (28.063 mg/l) supérieur à la norme de CI (20 mg/l) et La variance (730) est supérieure à double écart type plus la moyenne (82.107) donc la distribution de cet élément est hétérogène. Il a plusieurs origines.

II.2. Statistique bivariée

➤ Matrice de corrélation

Tableau V.11 : Matrice de corrélation du l'albien.

	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺	K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻⁻	CO ₃ ⁻	HCO ₃ ⁻	NO ₃ ⁻
Ca ⁺⁺	1,00								
Mg ⁺⁺	0,81	1,00							
Na ⁺	0,98	0,74	1,00						
K ⁺	0,73	0,38	0,75	1,00					
Cl ⁻	0,98	0,72	0,99	0,69	1,00				
SO ₄ ⁻⁻	0,51	0,62	0,50	0,58	0,39	1,00			
CO ₃ ⁻	-0,05	0,36	-0,07	-0,64	-0,04	-0,09	1,00		
HCO ₃ ⁻	0,20	-0,16	0,16	0,68	0,15	0,01	-0,85	1,00	
NO ₃ ⁻	0,41	0,69	0,40	-0,09	0,39	0,23	0,65	-0,45	1,00

Les éléments corrélés sont : Ca^{++} , (Mg^{++} , Na^+ , K^+ , Cl^-), Mg^{++} , Na^+ , (SO_4^{--} , Cl^- , NO_3^-), Na^+ (K^+ , Cl^- , SO_4^-), K^+ , (Cl^- , CO_3^- , HCO_3^-), CO_3^- , (HCO_3^- , NO_3^-).

✚ (Ca, Mg, Na, SO4, Cl, K). Cette relation se traduit par les coefficients de corrélation. Les liens significatifs peuvent être probablement attribués à des origines communes de ces éléments des faciès commun).

II.3. Analyse de données multivariées

Tableau V.12 les factures (F1 à F6) des variables

	Fact. 1	Fact. 2	Fact. 3	Fact. 4	Fact. 5	Fact. 6
Ca⁺⁺	0.968334	0.025115	0.093028	0.132238	0.129425	0.125237
Mg⁺⁺	0.80591	-0.392082	0.277716	-0.061843	0.118399	-0.307138
Na⁺	0.912394	-0.025384	-0.005974	-0.354357	-0.185128	0.068127
K⁺	0.548005	-0.29803	-0.730735	0.25653	-0.003961	0.077238
Cl⁻	0.85861	-0.037236	-0.019129	-0.454322	-0.228079	0.044967
SO4⁻⁻	0.782456	0.082752	0.32933	0.414578	0.308839	0.061438
CO3⁻	-0.164387	-0.942405	0.171209	0.052334	-0.13196	-0.118579
HCO3⁻	0.210205	0.703118	-0.591255	-0.150622	0.172253	-0.230315
NO3⁻	0.051659	-0.853197	-0.460601	0.218747	-0.013102	-0.008186

Les facteurs 1 et 2 sont les plus corrélés avec les éléments chimiques. Pour cela ACP sera réalisé par rapport ces deux facteurs ou les pourcentages sont : 46.89% et 27.20% la somme est de 74.09%.

II.3.1. L'analyse en (ACP)

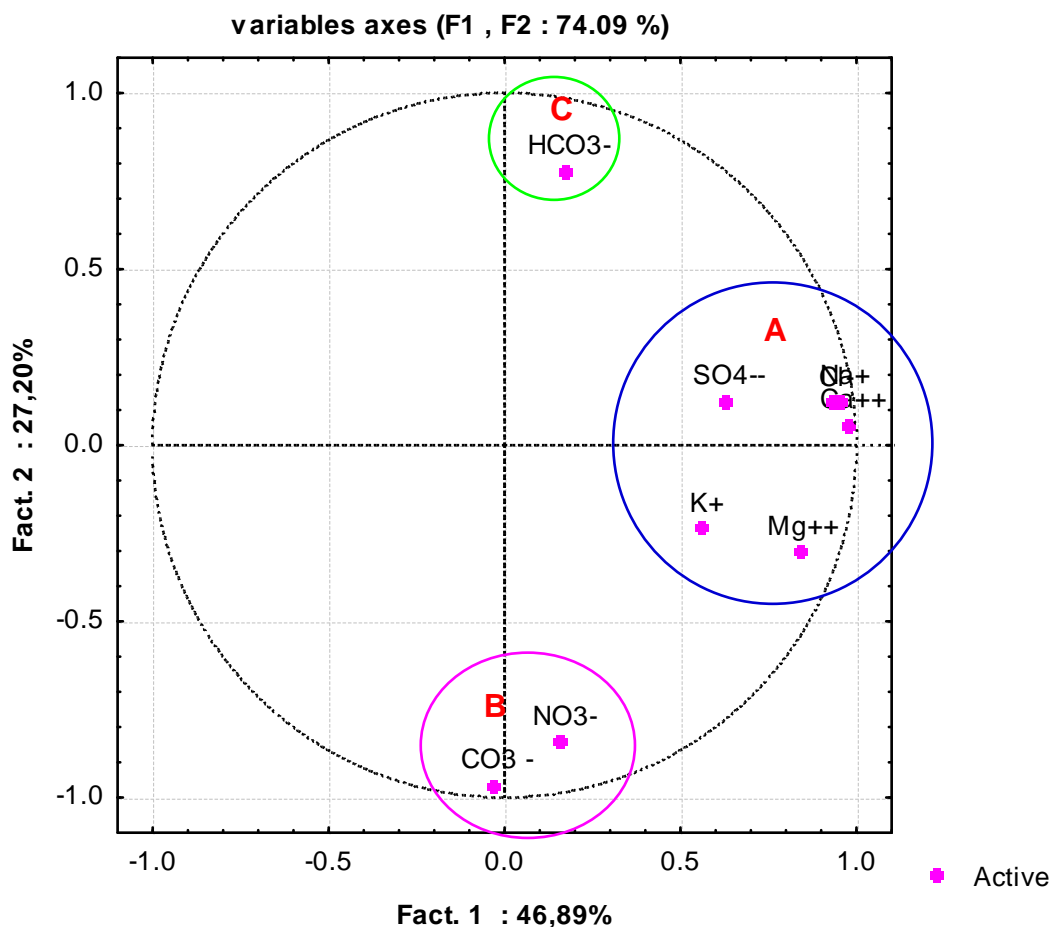


Figure V.4 : représentation des variables sur le cercle de corrélation (axe F1, F 2).

Dans notre cas on a deux axes principaux :

- Le premier axe F1 est corrélé avec K^+ ; Mg^{++} et Ca^{++} , Na^+ , Cl^- , SO_4^{--} dans la zone (A), tandis que le reste des éléments ne sont pas représentatives. Les faciès chimiques (chlorure sodique magnétique sulfaté) dominant ont été bien mise en évidence par l'ensemble de la zone (A). Donc le facteur F1 présente l'axe des minéralisations de la nappe.
- Le deuxième axe F2 est corrélé positivement CO_3^- et NO_3^- dans la zone (B) et corrélé négativement avec HCO_3^- dans la zone (C). Donc le facteur F2 présente l'axe de dissolution et oxydoréduction.

Pour réaliser l'ACP des individus la nomenclature des sondages a été codé suivants le tableau V.13 :

Tableau V.13 : codages des forages

Forages	Code
Deb Deb	1
PZ 4 DebDeb	2
H Belegbour	3
Meriksene II Deb Deb	4
Hamadet El Fares	5
Puits 1 Bordj El Houas	6
Puits 2 Bordj El Houas	7
ZR 650 In Amenas	8
H7 In amenas	9
Al607 In Amenas	10
Deb Deb 07	11
Zhun 102 Illizi	12
Meriksene AEP	13
TFT 605	T1
TFT 608	T2
TFT 601	T3

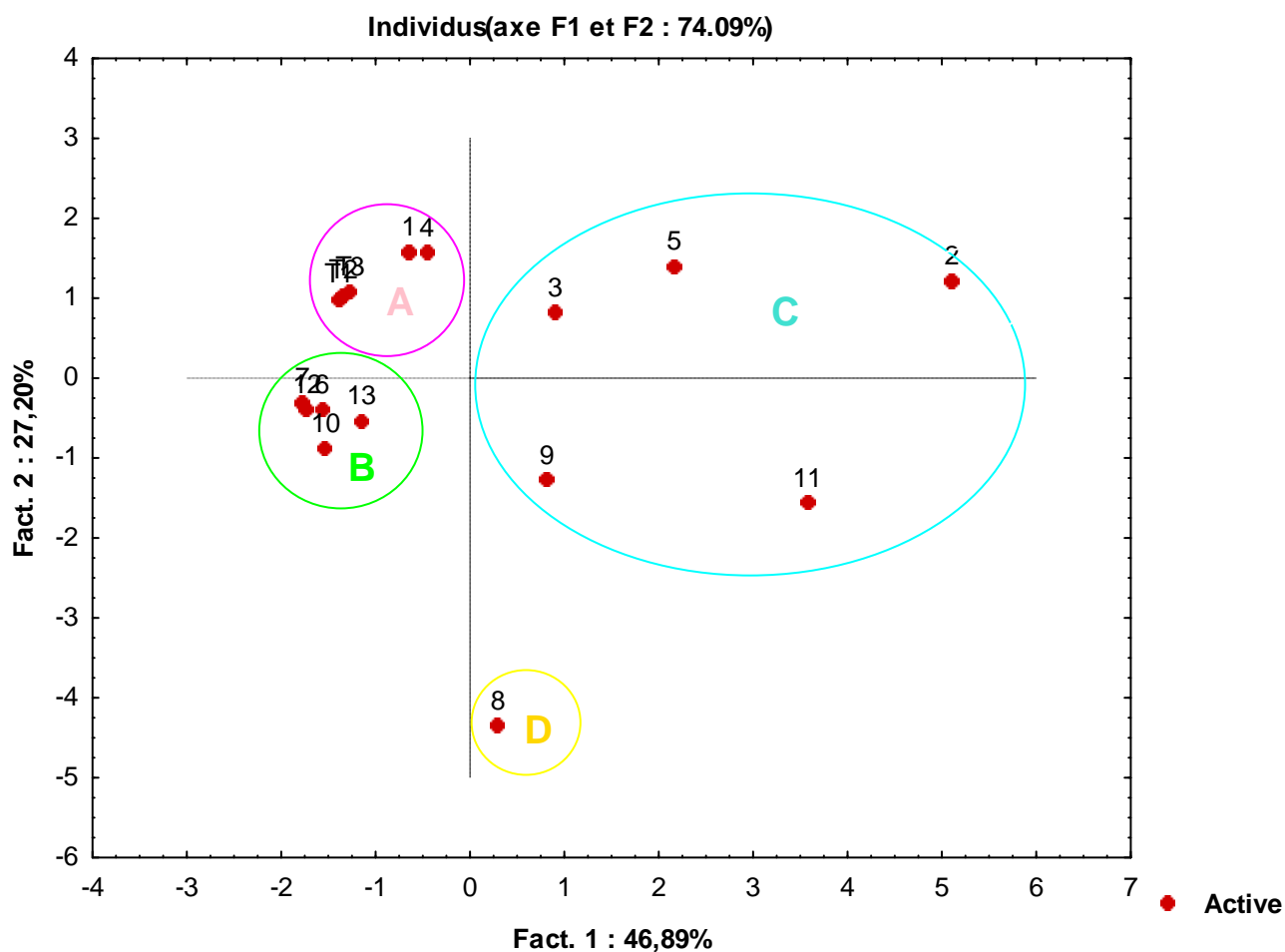


Figure V.5 : Représentation des individus (par rapport aux deux facteurs F1; F2).

- **La classe A et La classe B** : sont représentée par les sondages d'eau même éthologie comme les forages (T1, T2, T3, 1 et 4) et (6, 7, 12, 13 et 10).

Donc ces regroupements des forages dans les deux classes précédentes les sondages (T1, T2, T3, 1 et 4) ce sont des forages Albo-Barrémien (Grés, Argiles et Sables) situé à TFT et les sondages (6, 7, 12, 13 et 10) ce sont des forages barrémien (Argiles et Sables avec passées d'Argiles et Calcaires) situé à Deb Deb. Cela confirme que la lithologie de chaque classe reflète un faciès géologique au niveau aquifère du Continental intercalaire.

- **La classe C** : est représentée par les forages (11, 3, 9, 5 et 2), ce regroupement c'est des sondages d'Albien (Grés et Argiles) situé à Deb Deb 7, H7 In amenas, H Belegbour, Hamadet El Fares, PZ 4 DebDeb

- **La classe D** : est représentée par les forages d'eau qu'il est traversé la série Trias (série Zarzaitine inférieure) (Argiles et Grés) de notamment le forage 8 situé à (ZR 650 In Amenas) (la formation) se posons qui indique une pollution

II.3.2. Classification hiérarchique

La classification hiérarchique ascendante des éléments majeurs fait ressortir deux (2) classes Figure (23).

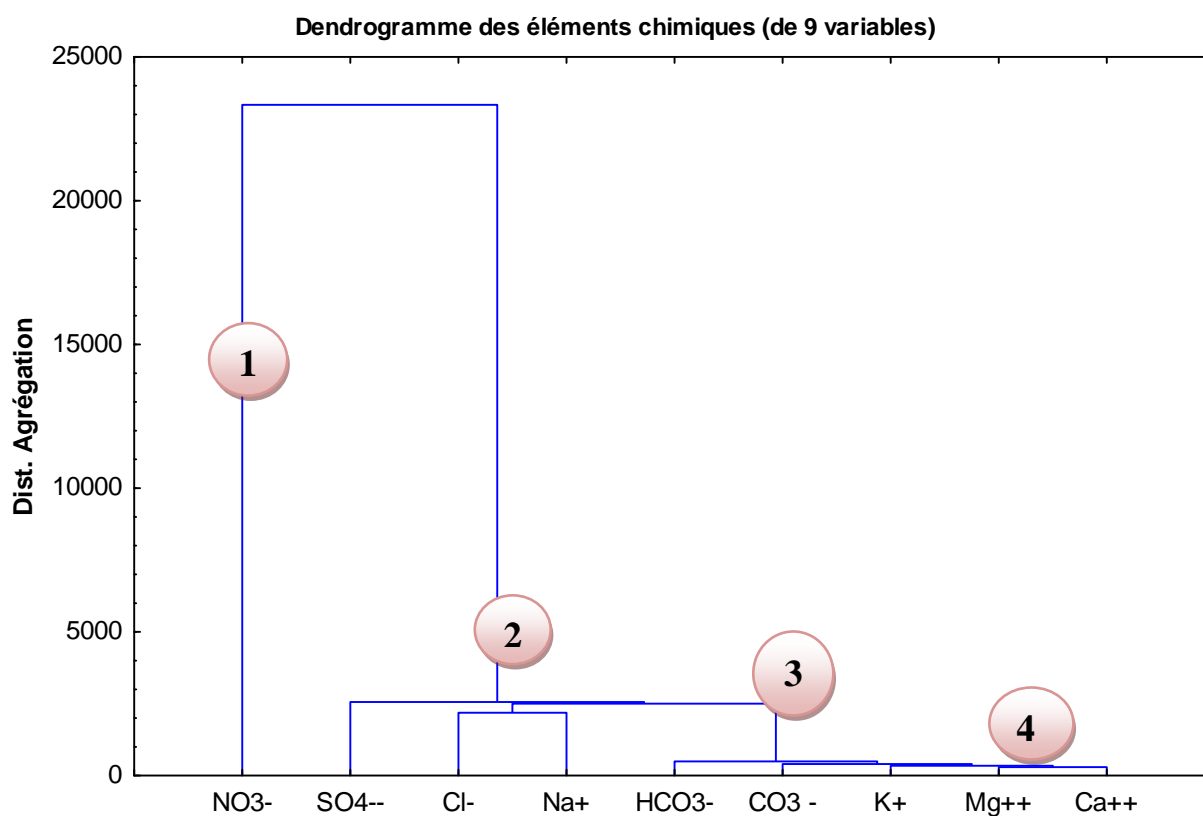


Figure V.6 : Classification ascendante hiérarchique des variables (éléments chimiques)

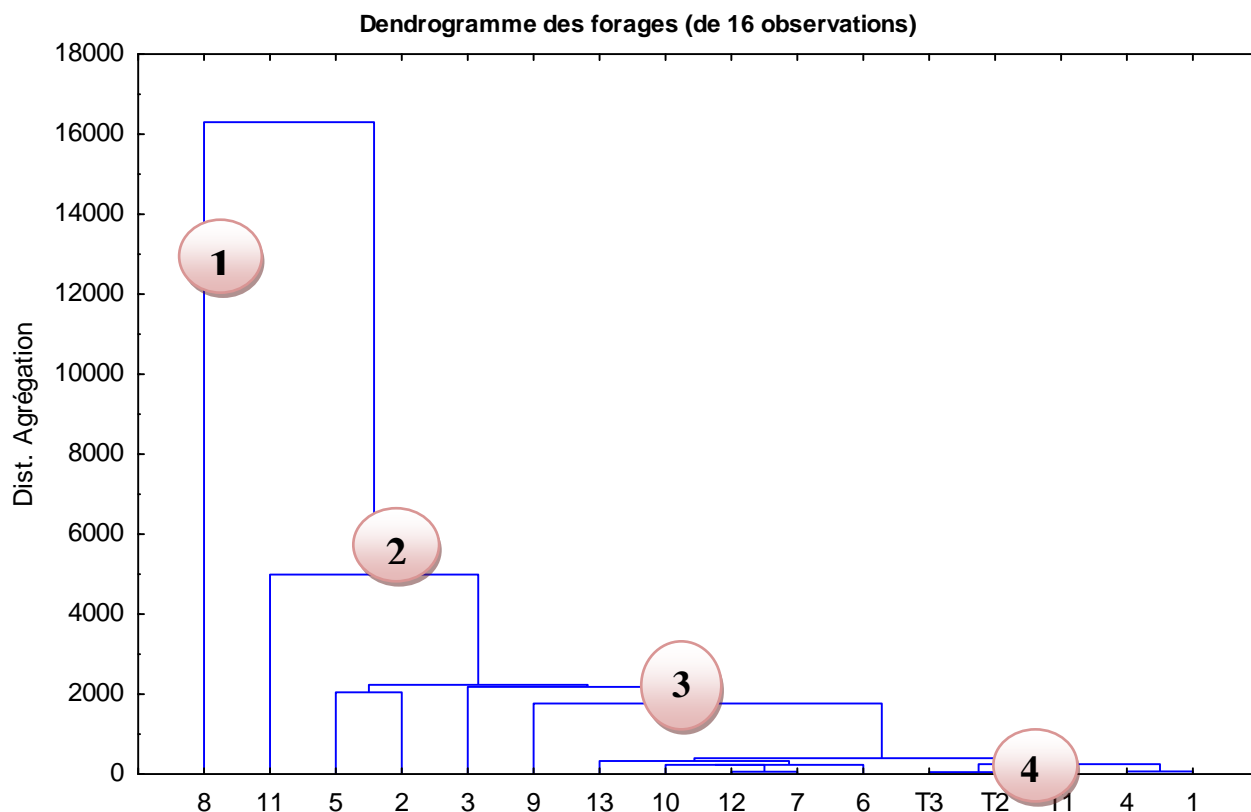


Figure V.7 : C.A.H des observations (forages)

La première classe regroupe les forages où les eaux sont caractérisées par les nitrates et donc de fortes organistique. Ce sont des eaux où les éléments de pollution se rapprochent, c'est tout à fait évident puisque cette zone est caractérisée par activité agricole.

La deuxième classe est celle des eaux à dominance des minéraux évaporitiques, ce sont des forages situant au niveau de région d'Ilizi la plupart des cas, en fait, la lithologie dans ces régions est caractérisée par l'abondance des formations.

La troisième classe qui représente une minorité des forages, se caractérise par des eaux où les carbonates présentent un facteur en commun, ceci peut être expliqué par la contribution des minéraux carbonatés existant dans ces régions plus que les autres, à l'enrichissement des eaux.

Une autre explication peut être lancée aussi, c'est un apport supplémentaire de ces éléments en provenance de la nappe du Barrémien carbonaté sous-jacente et peut-être les fluides de forage qui contient des produits carbonatés.

La quatrième et la dernière classe englobe des forages situant au niveau de TFT dans la région d'Ilizi,

Conclusion :

Cette étude statistique nous permis d'édifie un petit aperçu sur la qualité chimique de l'eau, dans la région d'Ilizi par une analyse statistique concernant la nappe Continental Intercalaire (Albien).

L'analyse statistique présente :

- ✚ Presque la majorité des éléments chimiques qui sont dépassé les normes de CI
- ✚ La variance est toujours supérieure à double écart type plus la moyenne, donc la distribution de cet élément est hétérogène. Il a plusieurs origines (lithologie) et proposition anthropique (l'impact des activités pétrolière)

Conclusion générale

La région d'Illizi occupe la partie basse au Nord-Est du Sahara. Elle s'étend entre la latitude 29° et 26°30' et les longitudes 6° et 10°, elle est bordée au Nord par wilaya d'Ouargla, Sud – Ouest wilaya de Tamanrasset et à l'Est par la frontière libyenne. Dans cette région les ressources en hydrocarbures sont suffisantes mais les activités pétrolières affectées par la composition chimique de la qualité de l'eau souterrain signifient la pollution des aquifères.

L'étude géologique et hydrogéologie permet de distinguer deux ensembles des aquifères, post paléozoïques, importants : le Continentale Intercalaire et le Complexe Terminal.

Le Continentale Intercalaire est défini par deux niveaux grésos-sableux, aquifères : l'Albien et le Barrémien, séparés par une couche semi-perméable d'âge Aptien, et recouvert par une couche argilo-marneuse et argileuse à évaporites, d'âge Cénomani.

Sur le plan tectonique, les grands accidents subméridiens et verticaux déterminent un cloisonnement dans le Continentale Intercalaire, qui ne déforme pas la continuité lithologique mais favorise la communication avec les formations sus-jacentes.

Dans les activités de production pétrolière en plus des pertes de circulation des fluides (boue, laitier de ciment et fluide de fracturation...), Les fluides de forage (OBM, WBM) se chiffrant en 1 centaine de m³ par jour peuvent s'infiltrer, contaminer et polluer les eaux souterraines (le CI), à cause de la composition de ce fluide et de leurs dosages des additifs chimiques par filtration des fluides.

Il n'existe pas de méthode permettant de contrôler la pollution applicable directement sur les aquifères, mais le suivi chimique des nappes d'eau souterraine apparaît comme la méthode la mieux adoptée pour détecter une pollution et déterminer son origine.

L'étude statistique des éléments chimiques majeurs des eaux souterraines apporte des renseignements utiles sur les échanges possibles entre l'eau et leur encaissant. Pour cela plusieurs méthodes ont été utilisées : Méthodes statistiques la présente que ; la majorité des éléments chimiques qui sont dépassés les normes de CI et la variance est toujours supérieure à double écart type plus la moyenne, donc la

distribution de cet élément est hétérogène. Il a plusieurs origines (lithologie) et proposition anthropique (l'impact des activités pétrolière).

BIBLIOGRAPHIE

- ✚ **LABRAG. Y et GUENOUI. M (2013)** : les boues de forage pétrolier et leurs considérations sur l'environnement Université de Ouargla. (Mémoire)
- ✚ **DOUCHE. M et YOUNSI. H (2011)** : Impact de l'activité humaine sur la nappe phréatique Université de Ouargla. (Mémoire)
- ✚ **SERRAOUI. A et SERRAY. A (2011)**: Etude de potentiel hydraulique du Continental Intercalaire dans la région de Touggourt. (Mémoire)
- ✚ **BENTRIOU. A** : L'impact des fluides de forage sur les sols et les sous sols , Laboratoire ressources minérales et énergétiques Faculté des hydrocarbures et de la chimie, Université de Boumerdes. Email ab_bentriou@yahoo .fr
- ✚ **M.DADDOU (2006)** : .Les boues de forage.
- ✚ **KHODJA. M (2008)** : Ingénieur en Génie des procédés chimiques à l'Université des sciences et de Technologie Houari Boumediene d'Alger – Algérie, Master Géosciences Environnement et Risque, Université Louis Pasteur Strasbourg – France (Les fluides de forage : étude des performances et considérations environnementales).
- ✚ **HASSAN. A (2005)** : Colloque international sur les ressources en eau souterraines au Sahara (CIRESS) exploitation des ressources hydrauliques dans l'activité pétrolière.
- ✚ **J.F. Vernoux avec la collaboration de M. Degouy, H. Mchard de Garamont, R.Galin (2002)** : Etude bibliographique sur le suivi des risques en gendres par les forages profonds sur les nappes d'eau souterraine du bassin Siene-Normandie.
- ✚ **Nezli.I (2009)** : Thèse Approche hydrogéochimique à l'étude des aquifères de la basse vallée de l'Oued M'ya (Ouargla)
- ✚ **Bouselsal .B (2013)** : Technique de forage

- ✚ **Tessier, L., (2003) :** Transport et caractérisation des matières en suspension dans le bassin versant de la seine : identification de signatures naturelles et anthropiques. Thèse doctorat, Ecole Nationale Des Ponts Et Chaussées. 262 pp.

Résumé

Impacts des forages pétroliers sur la nappe CI dans la région d'Ilizi

La nappe continentale intercalaire couvre la majeure du territoire saharien septentrional. Sont situées en Algérie, Tunisie, Libye. Le CI généralement représenté la nappe d'Albienne. Dans le champ TFT (bassin d'Ilizi) la majorité de forage pétrolier traversé la nappe d'Albienne donc les activités pétroliers sont possible contaminé ce aquifère. En utilisant l'étude statistique monovariée, bivariée et multivariée par dépendance à (les paramètres chimiques), pour connaissance l'origine de pollution (source).

Les mots clés : forage, boue, pollution, nappe, continentale intercalaire, statistique

Abstract

Impacts of oil drilling on IC table in the region of Ilizi

The intermediate continental table covers most of the northern Sahara territory. It is located in Algeria, Tunisia and Libya. CI generally represented the sheet of Albian. In the TFT field (Ilizi basin) the majority of oil drilling through the sheet of Albian therefore petroleum activities can be contaminated aquifer. Using univariate statistical study by dependence (physical-chemical parameters), to determine the water quality and knowledge to cause pollution (source).

Key words: drilling, mud continental intercalary ,pollution, statistics

ملخص

أثار التنقيب عن النفط على القاري المحشور في منطقة اليزي

تشمل الطبقة المائية للقاري المحشور معظم أراضي الصحراء الشمالية . و تقع في الجزائر ، تونس ، ليبيا. تتمثل الطبقة القارية المحشورة عموما في Albian (حوض اليزي)، الغالبية العظمى من التنقيب عن النفط من خلال Albian الأنشطة النفطية يمكن أن تكون ملوثة للمياه الجوفية. باستخدام التحليل الإحصائي وحيد المتغير، متغيرين و متعدد المتغيرات (المعطيات الكيميائية) ، يمكن معرفة أصل التلوث (المصدر) .

كلمات البحث: الحفر، الطين، التلوث، الطبقة المائية، القاري المحشور، الإحصاءات