



Université d'Oran2 MB
Faculté des sciences de la Terre et de l'Univers

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

**Pour l'obtention du diplôme de
Master en Hydrogéologie**

Contexte hydrogéologique et hydrochimique des nappes aquifères de la région
de Tin Fouyé -Tabankort "TFT" (wilaya d'Ilizi, Algérie)

Présenté par OURAHMANE Chawki Zakaria

Soutenu le 30 juin 2024, devant le jury composé de :

Présidente :	MEBROUK Naima	Pr.	Université Oran 2 MB
Encadreur :	HASSANI Moulay Idriss	Pr.	Université Oran 2 MB
Examinatrice :	ABLAOUI Halima	MAA	Université Oran 2 MB

Année 2023/2024

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier avant tout Dieu tout puissant de m'avoir donné le courage de terminer mes études.

Je voudrais exprimer ma reconnaissance sincère au Professeur HASSANI Moulay Idriss pour son encadrement exceptionnel, ses suggestions constructives et son assistance continue. Sa générosité et son expertise ont joué un rôle crucial dans l'aboutissement de cette étude.

Je souhaite remercier sincèrement Monsieur BENKHANA Nabil, chef du Service de Géologie, pour les facilités accordées. Mes remerciements s'adressent aussi à l'ensemble du personnel de SONATRACH, divisions EP (Engineering & Production) et Sécurité à TFT, pour leur accueil chaleureux, leur gentillesse et leur serviabilité manifestés lors du stage de fin d'études. Durant les deux semaines de stage, j'ai eu l'occasion d'être associé à leur travail et d'acquérir de nouvelles connaissances et compétences.

Je remercie les membres du jury Pr MEBROUK et Dr ABLAOUI qui m'ont fait l'honneur d'accepter le jugement de ce travail.

Je tiens également à remercier mes parents pour les conseils et les encouragements qu'ils n'ont toujours prodigué ainsi que pour leur soutien tant moral que financier.

Ma sincère reconnaissance à mes enseignants du département au sein de la faculté des sciences de la Terre et l'Univers de l'Université Oran 2.

Résumé

Le bassin géologique d'Illizi, situé dans le Sahara algérien est une région majeure de recherche pétrolière depuis les années 1950 ; marquée par des découvertes notables comme celle à effectuer dans le secteur Tin Fouyé - Tabankort. L'ensemble du secteur se caractérise par la présence simultanée d'importants gisements pétroliers et de ressources non négligeables en eau souterraine. L'activité pétrolière a accru ses interactions avec le milieu naturel, en particulier avec les eaux souterraines locales qui constituent par ailleurs l'unique source d'approvisionnement en eau pour satisfaire les divers usages : industrie, besoins domestiques et irrigation. Après présentation de la synthèse hydrogéologique et du contexte environnemental de la région, la présente contribution a détaillé le contexte hydrochimique à travers le traitement d'analyses d'eau échantillonnée au niveau de sept forages hydrauliques de la région. Les volets relatifs à la potabilité et l'aptitude de ces eaux à l'irrigation ont été traités.

Mots clés : Bassin d'Illizi, Tinfouyé-Tabankort, gisements hydrocarbures, forage pétrolier, bourniers, eau souterraine, hydrochimie, impacts environnementaux.

Abstract

The Illizi geological basin, located in the Algerian Sahara, has been a major oil exploration region since the 1950s, marked by notable discoveries such as the one in the Tin Fouyé - Tabankort sector. The entire sector is characterized by the simultaneous presence of significant oil deposits and considerable underground water resources. Oil activities have increased their interactions with the natural environment, particularly with local groundwater, which is the only source of water supply for various uses: industry, domestic needs, and irrigation. After presenting the hydrogeological synthesis and the environmental context of the region, this contribution detailed the hydrochemical context through the analysis of water samples taken from seven hydraulic boreholes in the region. The aspects related to the potability and suitability of these waters for irrigation were addressed.

Keywords : Illizi Basin, Tin Fouyé-Tabankort, hydrocarbon deposits, oil drilling, mud pits, groundwater, hydrochemistry, environmental impacts.

ملخص

يقع حوض إليزي الجيولوجي في الصحراء الجزائرية وهو منطقة رئيسية للبحث عن النفط منذ الخمسينيات. يشتهر باكتشافات ملحوظة مثل تلك التي تم إجراؤها في قطاع تن فويا - تابانكورت. يتميز هذا القطاع بوجود رواسب نفطية هامة ومصادر غير قليلة من المياه الجوفية. زادت الأنشطة النفطية من تفاعلها مع البيئة الطبيعية، خاصة مع المياه الجوفية المحلية التي تعتبر المصدر الوحيد للمياه لتلبية الاحتياجات المختلفة: الصناعة، الاحتياجات المنزلية والري. بعد تقديم ملخص هيدروجيولوجي والسياق البيئي للمنطقة، تناولت هذه المساهمة السياق الهيدروكيميائي من خلال معالجة تحاليل المياه المأخوذة من سبع آبار مائية في المنطقة. تم معالجة الجوانب المتعلقة بصلاحية هذه المياه للشرب ومدى ملاءمتها للري.

: حوض إليزي، تين فوي-تابانكورت، رواسب الهيدروكربونات، الحفر النفطية، المياه الكلمات المفتاحية الجوفية، الهيدروكيميا، التأثيرات البيئية.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre 1 : Présentation générale du bassin d'Ilizi et de la région TFT

Introduction	3
I. Situation géographique	3
II. Différents gisements d'hydrocarbures de la région TFT	5
II.1 Gisement de TFTOrdo	6
II.2 Gisement de Tin Fouyé (TFY)	7
II.3 Gisement d'Amassak (AMA)	7
II.4 Gisement de Djoua	8
II.5 Gisement de Tamendjelt (TAM)	8
II.6 Gisement de Hassi Mazoula Nord (HMZ Nord)	8
II.7 Gisement de Hassi Mazoula Sud (HMZ Sud)	8
II.8 Gisement de Hassi Mazoula B (HMZ-B)	8
III. Historique du développement de la région	9
IV. Les différentes structures de la direction régionale TFT	9
Conclusion	10

Chapitre 2 : Cadre géologique du bassin d'Ilizi

Introduction	12
I. Cadre géologique général	13
II. Cadre géologique régional	13
III. Lithostratigraphie du bassin d'Ilizi	15
IV. Structure et tectonique du bassin	20
V. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Ilizi	21
VI. Evolution géodynamique du bassin d'Ilizi	22
Conclusion	23

Chapitre 3 : Contexte hydrogéologique de la région de TFT

Introduction	25
I. Les principales ressources en eau souterraine du bassin d'Ilizi.	25
I.1. La nappe du Cambro-Ordovicien	26
I.2. La nappe du Dévonien inférieur	26
I.3. La nappe du Carbonifère	27
I.4. La nappe du Lias	28
I.5. L'aquifère du Continental Intercalaire (CI)	28
I.6. La nappe du Turonien	29
I.7. L'aquifère du Complexe Terminal (CT)	29
I.8. Les nappes d'Inféro-flux	29
Conclusion	29

Chapitre 4 : Contexte et risques environnementaux dans la région TFT

Introduction	31
I. Caractéristiques du milieu physique de la région TFT	31
II. Risques environnementaux liés aux forages pétroliers dans la région TFT ...	33
II.1 Notions de forage pétrolier et de fluide de forage	33
II.1.1 Le forage pétrolier	33
II.1.2 La boue de forage.....	35
II.2 Impacts environnementaux des fluides de forage des bourbiers et traitement des déblais de forage	37
II.2.1 Impact environnemental des fluides de forage	38
II.2.1.1 Activité de forage	38
II.2.1.2 Opérations de production sur puits	38
II.2.1.3 Opérations de traitement des hydrocarbures	39
II.2.2 Influences des déblais et bourbiers sur l'environnement.....	39
II.2.3 Management environnemental des boues de forage et des bourbiers	40
III.2.3.1 Le waste ségrégation et pit liner	41
III.2.3.2 Le traitement par solidification/stabilisation (S/S) offline.....	43
Conclusion.....	46

Chapitre 5 : Caractérisation hydrochimique des eaux souterraines de la région TFT

Introduction	48
I. Puits échantillonés	48
II. Etude des paramètres physico-chimiques	51
II.1 Potentiel hydrogène (pH).....	51
II.2 La dureté (titre hydrométrique TH)	52
II.3 L'alcalinité	52
II.4 Minéralisation	53
III. Etude des paramètres chimiques (éléments majeurs)	53
III.1 La balance ionique	55
III.2 Cations	56
III.3 Anions	57
IV. Etude des rapports caractéristiques	58
V. Etude du faciès hydrochimique des eaux analysées	58
V.1 Représentation par diagramme de Schoeller-Berkaloff	60
V.2 Représentation par diagramme de Piper	62
VI. Etude de la composition chimique en éléments majeurs, mineurs et indicateurs de pollution au regard de l'usage domestique de l'eau des forages hydrauliques étudiés.....	63
VI.1 Etude des paramètres chimiques à valeurs limites	64
VI.2 Etude des paramètres physico-chimiques à valeurs indicatives.....	65
VII. L'aptitude des eaux à l'irrigation	66
VII.1 Diagramme de RIVERSIDE	67
Conclusion.....	69
 CONCLUSION GENERALE	 70

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Situation géographiques des champs d'hydrocarbures.	4
Figure 2 : Situation et limites administratives de la wilaya d'Illizi (wilaya + dairas). ...	4
Figure 3 : Les périmètres de la région TFT (Sonatrach).	5
Figure 4 : Opération de gaz-lift de forage à Amassak (Cliché Ourahmane C.Z., 2024). 7	7
Figure 5 : Structure organisationnelle de la direction régionale de TFT.	10
Figure 6 : Carte des bassins sédimentaires du Sahara algérien.	12
Figure 7 : Coupe géologique sud/nord du bassin d'Illizi (S.Galeazzi & al. 2010)	15
Figure 8 : Colonne lithologique du bassin d'Illizi (Sonatrach/exploration).	19
Figure 9 : Carte structurale de l'orientale Hoggar à partir de données aero-magnetique (Bournas, 2003).	20
Figure 10 : Schéma structural du bassin d'Illizi (Sonatrach/exploration).	22
Figure 11 : Extension géographique du Système Aquifère du Sahara Septentrional (SASS).	25
Figure 12 : Coupe synthétique des principales nappes des formations du Primaire et du Secondaire du bassin d'Illizi.	27
Figure 13 : Les composants d'un appareil de forage rotatif.....	34
Figure 14 : Appareil de forage dans la région de TinFouyé-Tabenkort (Puits TFNW 7).....	34
Figure 15 : Blow out preventers (BOP) au niveau du puits TFNW 7.	35
Figure 16 : Circuit de la boue de forage.	36
Figure 17 : Boue de forage s'écoulant vers le bac de décantation : puits TFNW 7.	37
Figure 18 : Action des polluants dans le sol.	40
Figure 19 : Pyramide d'actions pour le management environnemental des boues de forage.....	41
Figure 20 : Exemple de Wet pit (Sonatrach).....	42
Figure 21 : Exemple de Dry pit (Sonatrach).	42
Figure 22 : Schéma de fonctionnement d'un skimmer.	43
Figure 23 : Schéma de fonctionnement d'une unité de Stabilisation/Solidification.	44
Figure 24 : Traitement par solidification/stabilisation du bournier du puits "TFN2" (cliché O.C.Z mai 2024).	44

Figure 25 : Fosse d'évacuation de rejets stabilisés : puits "TFN2" (cliché OCZ, 2024).	45
Figure 26 : Carte de localisation des forages hydrauliques : points de prélèvement des eaux analysées (aout 2021).	48
Figure 27 : Exemple de fiche d'analyse physico-chimique d'eau échantillonné au niveau d'un forage hydraulique : cas du forage TFRW1. (Source DP/SH)	50
Figure 28 : Représentation graphique des échantillons sur graphique de Schoeller-Berkaloff	59
Figure 29 : Représentation graphique des faciès hydrochimiques sur diagramme de Schoeller-Berkaloff.	61
Figure 30 : Représentation graphique des eaux des sept forages sur le diagramme de Riverside	68

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Les champs découverts dans la zone TFT.	6
Tableau 2 : Localisation et profondeur des principales nappes d'eau souterraine exploitées au niveau du bassin d'Illizi (source ANRH & SH).	26
Tableau 3 : Données météorologiques de la région de TFT	32
Tableau 4 : Valeurs des paramètres physico-chimiques des eaux échantillonnées....	50
Tableau 5 : Classification des eaux en fonction de la dureté (en° F).....	51
Tableau 6 : Résultats de l' analyse des cations et anions majeurs (mg/l).	53
Tableau 7 : Résultats de l' analyse des cations et anions majeurs en r (méq/l).....	54
Tableau 8 : Pourcentages d'erreurs des analyses des eaux des puits étudiés.....	54
Tableau 9 : Rapport caractéristiques des eaux des puits objet d'étude.	57
Tableau 10 : Formules caractéristiques des faciès hydrochimique des eaux échantillonnées.	58
Tableau 11 : Résultats des analyses chimiques en r (%).	60
Tableau 12 : Paramètres chimiques et physico-chimiques (extrait l) relatifs à la qualité de l'eau de consommation humaine) (JORADP, 2014).	62
Tableau 13 : Teneurs en paramètres chimiques à valeurs limites des eaux échantillonnées au niveau des sept forages.	63
Tableau 14 : Teneurs en paramètres physico-chimiques, à valeurs indicatives en relation avec la structure naturelle des eaux, au niveau des sept forages.	65
Tableau 15 : Valeurs du SAR des eaux des puits du secteur d'étude.	66

INTRODUCTION GENERALE

L'eau est une ressource vitale dont l'importance ne peut être sous-estimée. Dans de nombreuses régions à travers le monde, le changement climatique associé à l'augmentation des populations et de leurs besoins socio-économiques rend la ressource en eau de plus en plus rare et de plus en plus vulnérable aux contraintes environnementales. A cause de son faible taux de renouvellement l'eau souterraine est plus particulièrement affectée par les effets en cours. A cet effet, la gestion durable de cette ressource précieuse est vitale, plus particulièrement dans les régions semi-arides et arides du globe. Cela est le cas en Algérie.

Le bassin d'Illizi, située en zone saharienne au sud-est du pays, présente des caractéristiques géologiques et hydrogéologiques favorables lui permettant de disposer de nombreux gisements d'hydrocarbures parallèlement à la présence de ressources en eau souterraine non négligeables.

Depuis plusieurs décennies, au cœur du bassin d'Illizi, la région de Tin Fouyé – Tabankort (TFT) a été le théâtre d'une intense activité d'exploration et d'exploitation pétrolière accentuant les impacts et interactions entre les activités d'extraction des hydrocarbures et le ressources en eau souterraine. Cette dernière constitue par ailleurs la seule source d'approvisionnement en eau pour les différents usages, essentiellement industriels et AEP.

Les opérations de foration des innombrables forages de prospection et d'exploitation d'hydrocarbures ont en premier généré une quantité considérable de déblais, constitués notamment de débris de roches, d'huiles, de fluides de forage, souvent à fort dosage en additifs chimiques ; le tout dirigé vers des bourbiers implantés à proximité des plateformes de forage. Parallèlement, au niveau des différents centres de production et d'exploitation des gisements, les divers process industriels produisent divers types d'effluents liquides, de déchets spéciaux dangereux et autres rejetés en fin de process dans d'autres types de bourbiers. Le tout présente un danger permanent de contamination des sols, des eaux naturelles, de la biodiversité et autres milieux environnementaux. A cet effet, l'étude et la bonne connaissance des ressources naturelles locales sont nécessaires en vue de leur préservation. Celle des ressources en eau souterraine locales dans leur contexte hydrogéologique et hydrochimique est une contribution à cela.

Chapitre 1

Présentation générale du bassin d'Ilizi et de la région TFT

Introduction:

Au cours des années cinquante, le bassin géologique d'Illizi a fait l'objet de nombreuses pétrolières recherches pétrolières qui ont été couronnées dès l'année 1956 par la découverte d'Edjeleh. Depuis lors, les explorateurs ont foré 413 puits pour chercher du pétrole et du gaz, et 281 puits pour évaluer ce qu'ils ont trouvé, avec succès dans environ 23 % des cas. Il y a été découvert 54 secteurs où il y avait du pétrole et 44 où il y avait du gaz. Parmi ces secteurs, Tin Fouyé, Tabankort, Zarzaitine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah.

Au sein du bassin d'Illizi, "Tin Fouyé – Tabankort", souvent appelé "TFT" correspond à un champ pétrolier regroupant plusieurs gisements. Ce nom est par ailleurs porté par une direction de production (DP) régionale de la société nationale algérienne d'hydrocarbures SONATRACH. Cette direction régionale a été créée en 1976 dans le cadre d'une réorganisation du secteur pétrolier en Algérie.

I. Situation géographique :

Le bassin d'Illizi constitue l'un des grandes provinces pétrolifère et gazière de l'Algérie. Il est situé dans le Sud-Est du Sahara algérien. Il s'étend sur environ 108 424 km², entre les latitudes 26° 30' et 29° 30' Nord, les longitudes 6° et 10° Est. Il est limité au Nord par le bassin de Berkine, à l'Est par le môle de Tihemboka, au Sud par les affleurements du Tassili N'Ajjer et à l'Ouest par la dorsale d'Amguid El Biod qui le sépare du bassin de Mouydir. Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est, mais la plus grande partie se trouve en Algérie. (Figure 1)

Le bassin d'Illizi s'étend en grande partie au sein des limites administratives de la wilaya d'Illizi. Cette dernière est délimitée :

- au nord par la wilaya d'Ouargla,
- à l'ouest par la wilaya d'In Salah,
- au nord-est par la Tunisie,
- à l'est par la Libye,
- au sud par la wilaya de Djanet.

La wilaya est structurée en quatre dairas : Illizi, In Aménas, Bord Omar Driss et Deb Deb.
 (Figure 2)

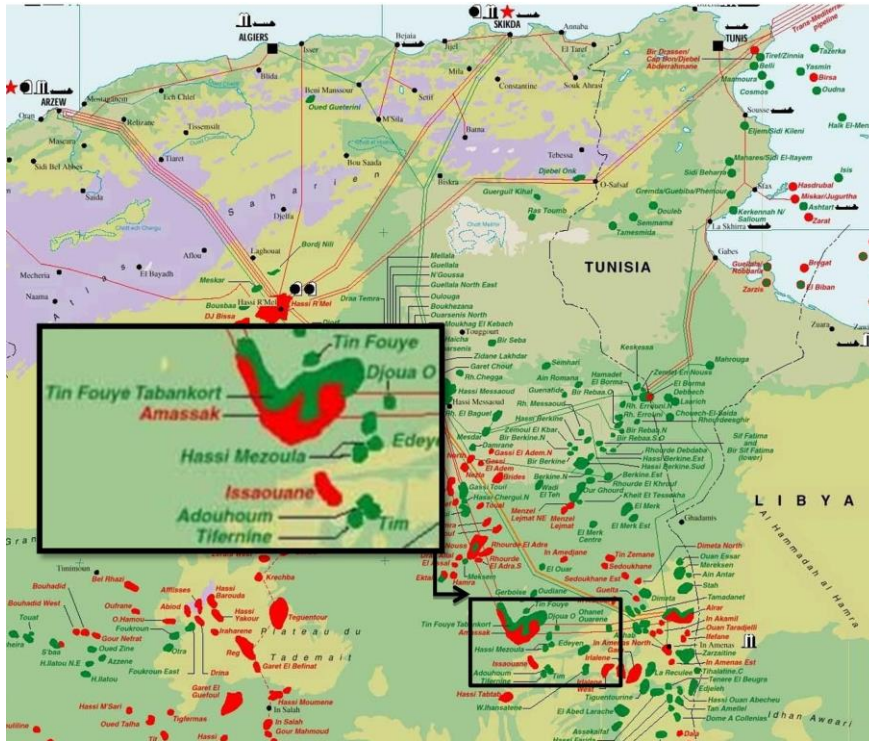


Figure 1 : Situation géographiques des champs d'hydrocarbures ; cartouche : détail de la région de Tin Fouyé Tabankort. (Source Sonatrach).

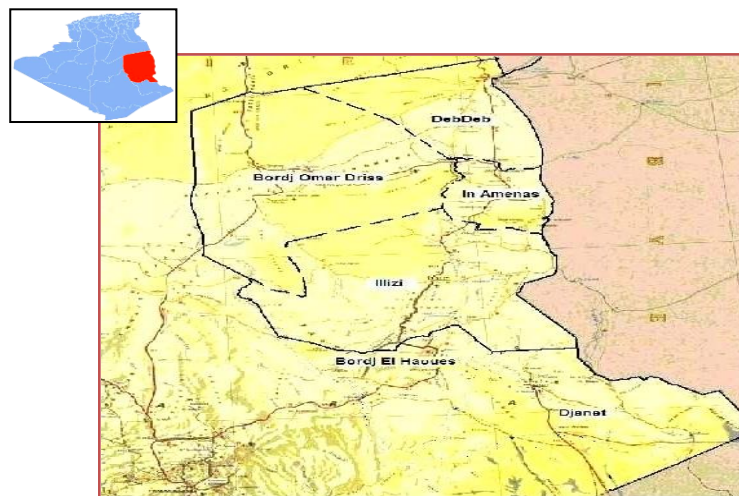


Figure 2 : Situation et limites administratives de la wilaya d'Illizi (wilaya + dairas)

Plus spécifiquement, le champ pétrolier TFT se trouve au nord-ouest du bassin d'Illizi, soit à environ 1300 km au sud-est de la capitale, à environ 500 km au sud-est de Hassi Messaoud et à 300 km au nord-ouest d'In Amenas.

Le champ TFT s'étend sur une superficie de 4 000 km². Il est délimité par les coordonnées cartographiques :

$$X1 = 310.000 \quad Y1 = 3110.000.$$

$$X2 = 400.000 \quad Y2 = 3190.000.$$

II. Différents gisements d'hydrocarbures de la région TFT

En terme de capacité de production d'huile, au niveau national, le champ pétrolier de TFT est le deuxième plus grand champ après celui de Hassi Messaoud.

Différentes méthodes sont utilisées pour extraire l'huile dans la région de TFT, y compris la récupération primaire (à travers des puits éruptifs) et la récupération secondaire (via le gas-lift, l'injection d'eau pour maintenir la pression et le pompage électrique). Les gisements d'hydrocarbures de la région TFT sont groupés en deux secteurs. (Figures 3 et 4).

- Le **secteur Nord** regroupe les gisements : TFT Ordovicien, TFT Dévonien, TAM, AMA et Djoua.

- Le **secteur Sud** regroupe : TFY, HMZ Nord, HMZ Sud et HMZ-B

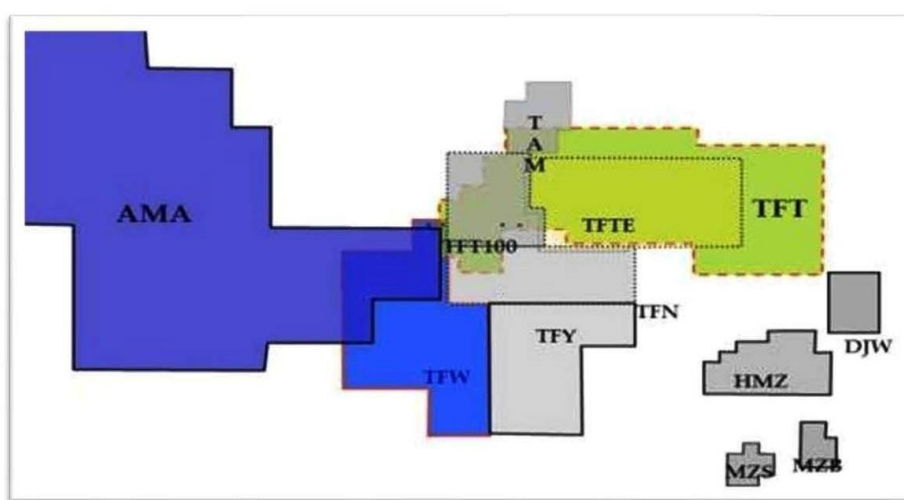


Figure 3 : Les périmètres de la région TFT (Sonatrach).

Les différents champs pétrolifères ont été découverts et mis en service à différentes périodes (Tableau 1)

Tableau 1 : Les champs découverts dans la zone TFT.

CHAMPS	DATE DE DECOUVERTE	DATE DE MISE EN SERVICE
SECTEUR SUD		
TIN-FOUYE	1961	1963
HASSI-MAZOULA-S	1963	1966
HASSI-MAZOULA-B	1966	1967
TIN-FOUYE NORD	1966	1966
HASSI-MAZOULA-N	1958	1965
SECTEUR NORD		
TFT ZONE 100	1966	1967
DJOUA OUEST	1966	1968
TFT ORDOVICIEN	1967	1968
TFT ZONE EST	1968	1968
TAMENDJELT	1970	1974
AMASSAK	1970	1974

II.1 Gisement de TFTOrdo :

Le gisement de TFT Ordo est constitué de deux réservoirs: le Dévonien et l'Ordovicien. L'Ordovicien est le principal. Ce réservoir est une colonne d'huile sous forme d'un anticlinal surmonté par le gaz cap au sud et l'huile au nord, le toit du réservoir Ordovicien forme un monoclinal de direction Est-Ouest et de pendage nord. Le Dévonien est un réservoir d'huile à une profondeur de 1200 m, il est non éruptif, exploité par gas-lift. Le gisement s'étend sur 7 à 15 km du nord au sud et 25 km d'est en ouest pour une profondeur moyenne de 2200 m. Il produit la plus grande partie de la production de la région et représente en effet 55% des réserves en place de la région de TFT. Son exploitation a commencé en novembre 1958. Jusqu'en 1975, les puits forés étaient en nombre de 52, dont 49 producteurs et la surface embrassé par les forages ne présentait que 40% de la surface de gisement TFT. La production d'huile en 1974 avait atteint 2 634 000 tonnes. En raison de la diminution de la pression de gisement conduisant à

l'épuisement de l'énergie du réservoir, le projet de maintien de pression fut introduit en 1980. Les résultats ont commencés à se manifester à partir de 1984 où il a été produit 2 751 651 tonnes, 4 976 886 tonnes en 1991, 4 410 176 tonnes en 1994 et 3 504 200 tonnes en 1998. [4] [5]

II.2 Gisement de Tin Fouyé (TFY) :

Le gisement de Tin Fouyé est situé au sud du gisement TFTOrdo. Il se présente comme une zone haute, extrêmement complexe, composée de différentes. Il recouvre une aire de 306 km² et représente 22 % des réserves en place de la région. Le forage dans ce gisement a été mis en évidence au niveau du réservoir dévonien F6. Le réservoir dévonien est exploité par gas-lift.

II.3 Gisement d'Amassak (AMA) :

Le gisement d'Amassak est situé à 30 km à l'Ouest Nord-Ouest du gisement de TFT. Il représente 10% des réserves en place de la région de TFT, le réservoir ordovicien se présente comme une monoclinale pente vers le nord-est et recoupé par plusieurs accidents subméridiens. Ces accidents jouent le rôle de limite de compartiments de l'accumulation d'huile. Les réserves d'huile sont situées dans l'unité 4-3 de l'ordovicien (2000 m). Pour leur exploitation on utilise les deux techniques MP (maintien de pression) et gas-lift.



Figure 4 : Opération de gaz-lift de forage à Amassak (Cliché Ourahmane C.Z., 2024).

II.4 Gisement de Djoua :

Le gisement de Djoua est situé à 25 km à l'Est Sud-Est de TFT. Il se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord/Ouest - Sud /Est affecté par une faille de même direction. Il produit de l'huile principalement par 3 puits parmi les forés dans le réservoir F6 (l'unité C1 du dévonien 1500 met AV- III et M1-X du Gothlandien, 1600 m), elle se fait par des pompes électriques immergées.

II.5 Gisement de Tamendjelt (TAM) :

Le gisement de Tamendjelt est situé à environ 6 km au Nord-Ouest du gisement de TFT. Il se présente sous forme de deux unités structurales majeures, séparé par un grand accident composé d'une série de failles en relais. L'huile de son réservoir F6 Dévonien est exploitée par gas-lift.

II.6 Gisement de Hassi Mazoula Nord (HMZ Nord) :

Le réservoir Dévonien F6 se présente comme anticlinal aplati et légèrement allongé du Sud Sud-Est au Nord Nord-Est (SSE-NNE). Il est lié à l'accident majeur MAZOULA-BELOUDA. L'exploitation du F6 se fait par pompage électrique.

II.7 Gisement de Hassi Mazoula Sud (HMZ Sud) :

Le gisement de HMZ Sud a une superficie de 5,2km². Il se présente sous forme d'un anticlinal limité par deux failles à l'Est et à l'Ouest dont les rejets sont de l'ordre de 100 m. Seul le réservoir F6 produit de l'huile par pompage électrique.

II.8 Gisement de Hassi Mazoula B (HMZ-B) :

Le gisement de HMZ-B à une aire de 4,4 km². Il se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord-Sud et dont le flanc oriental est faillé. Il y a été mis en évidence de l'huile dans le réservoir F6 et du gaz dans le réservoir ordovicien. La production se fait par pompage électrique.

III. Historique du développement de la région

Le réservoir de TFT Ordovicien, d'une profondeur de 2000 m, est le principal contributeur à la production de la région de TFT. Son exploitation a débuté en novembre 1968, et jusqu'en 1975, 52 puits ont été forés, dont 49 étaient productifs. Cependant, ces puits ne couvraient que 40% de la surface totale de TFT. En 1974, la production d'huile a atteint 2 634 000 tonnes.

À mesure que la pression du gisement diminuait, entraînant un épuisement de l'énergie du réservoir, des mesures de maintien de pression ont été mises en place en 1980 pour le réservoir TFT Ordovicien. Les effets de ces mesures ont commencé à se manifester à partir de 1984.

Après la mise en service de l'injection d'eau à TFT, les puits d'huile proche des injecteurs d'eau sont envahis par l'eau, au fur à mesure que le front d'eau avance. Cette situation a entraîné l'arrêt de la production des puits d'huile à des pourcentages d'eau moyens de 40%. Pour cela et afin de maintenir en éruption les puits d'huile le plus longtemps possible, un réseau Gaz-lift a été installé.

En 1987, un autre projet est entré en service dans le but d'augmenter le taux de récupération à plus de 25% et de capturer les gaz torchés, avec la construction d'une usine de traitement de gaz.

Différentes techniques de récupération d'huile ont été déployées dans la région de TFT, comprenant la récupération primaire (par des puits éruptifs) et la récupération secondaire (via le Gaz- lift, l'injection d'eau pour le maintien de pression et le pompage électrique).

IV. Les différentes structures de la direction régionale TFT

La direction régionale de Tin Fouyé Tabankort (TFT), fait partie de la division production de l'entreprise SONATRACH. Elle est chargée de la production du pétrole des champs de TFT et de la gestion de toutes les divisions qui lui sont rattachées. La structure organisationnelle de la direction régionale de TFT reflète l'ampleur et la complexité des opérations, avec différentes divisions dédiées à l'ingénierie, à l'exploitation, à la maintenance, à la sécurité, aux ressources humaines et à d'autres aspects essentiels de la gestion des champs pétroliers (Figure 5).

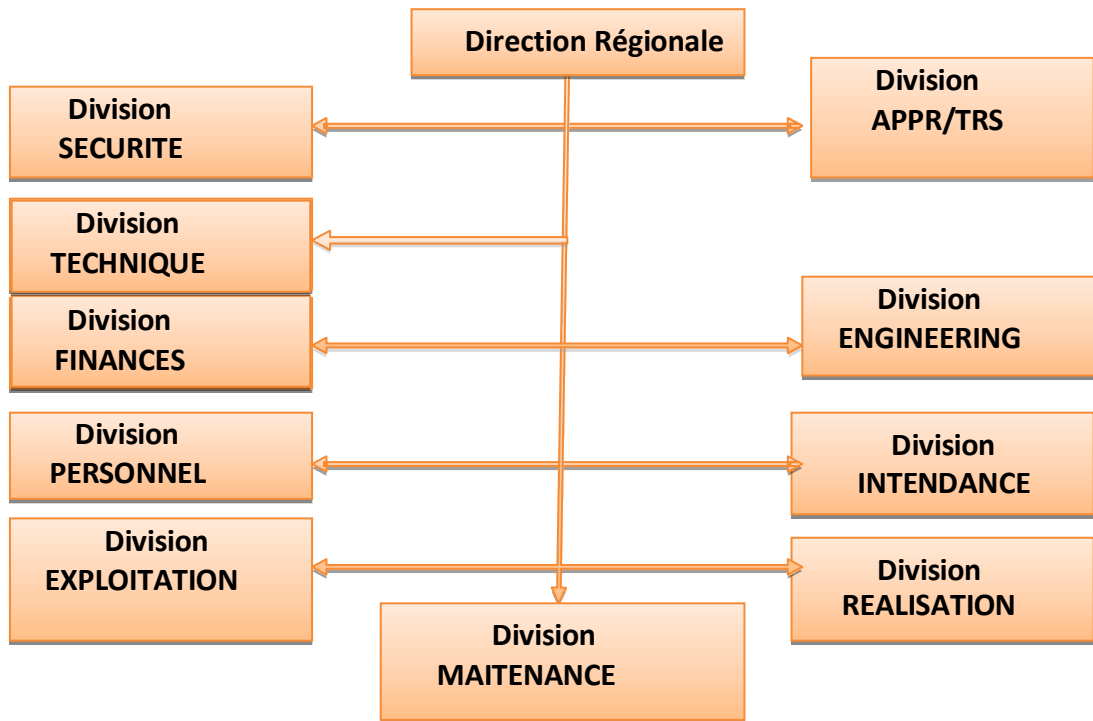


Figure 5 : Structure organisationnelle de la direction régionale de TFT.

Conclusion

La région de Tin Fouyé Tabankort (TFT) dans le bassin d'Ilizi en Algérie présente un potentiel significatif en termes de production de pétrole et de gaz. Depuis les premières découvertes dans les années 1950 et 1960, le champ a connu un développement constant, avec l'exploitation de plusieurs gisements dans la région. Grâce à des techniques d'extraction variées telles que le gas-lift, l'injection d'eau pour maintenir la pression et le pompage électrique, la région a pu maintenir une production stable malgré les défis rencontrés, tels que la diminution de la pression des réservoirs et l'intrusion d'eau dans certains puits. L'histoire de la région témoigne des efforts continus pour maximiser la récupération des ressources et améliorer les processus de production. Des projets tels que le maintien de pression, l'injection d'eau et la construction d'usines de traitement de gaz ont été mis en œuvre pour répondre à ces défis.

Chapitre 2

Cadre géologique du bassin d'Ilizi

Introduction

Le bassin d'illizi constitue l'un des grands bassins sédimentaires du Sahara algérien (Figure 6). Il constitue une région géologiquement complexe qui attire l'attention des géologues depuis plusieurs décennies. Son histoire géologique longue et diversifiée remontant à des millions d'années et caractérisée par une série d'événements tectoniques et géodynamiques. La caractérisation des aspects clés de sa géologie nécessite des études de son cadre géologique régional, de sa structure géologique, de sa couverture sédimentaire, ainsi que de son évolution géodynamique dans le temps. La compréhension des aspects de sa géologie permet de mieux comprendre son potentiel en termes de ressources naturelles tel le pétrole, le gaz et les ressources en eau souterraine.

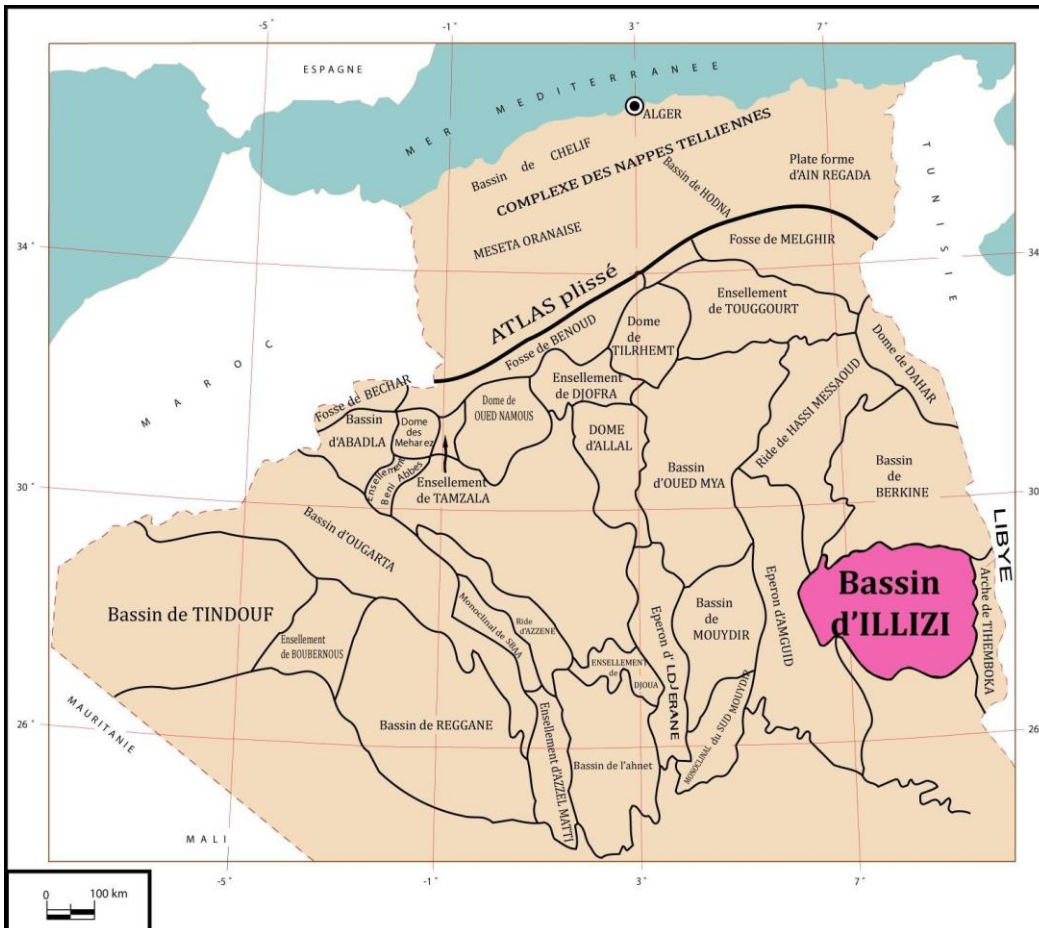


Figure 6 : Carte des bassins sédimentaires du Sahara algérien. [1]

I. Cadre géologique général

Le bassin d'Illizi est un bassin de type intracratonique, formé par des mouvements géologiques anciens qui se sont réactivés à l'époque du Paléozoïque. Il est recouvert par des couches de roches sédimentaires d'une épaisseur moyenne de 3000 m, qui se sont déposées au cours du Paléozoïque et du Mésozoïque.

À l'est du bassin, près de la frontière algéro-libyenne, se trouve une structure géologique appelée la mole de Tihemboka, qui le sépare du bassin de Hamra en Libye. À l'ouest, la dorsale d'Amguid El Biod marque la limite avec le bassin de Mouydir. Au nord, la frontière avec le bassin de Berkine correspond à une zone où le socle rocheux remonte, formant ce qu'on appelle la mole d'Ahara.

Au nord du bassin, on trouve des roches datant du Crétacé qui forment le plateau de Tinhert. Dans la partie sud-est du bassin, on observe des dépôts du Carbonifère et du Mésozoïque. Le sud du bassin, le long du massif du Hoggar, est caractérisé par la présence de formations rocheuses anciennes du Paléozoïque.

Le sud-ouest du bassin est couvert par des cordons de dunes orientés sud-est - nord-ouest, provenant du vaste désert d'Issaouane, ainsi que par les dunes de l'Erg Bourarhet, qui s'étendent au centre du bassin jusqu'à la frontière avec la Libye.

II. Cadre géologique régional

La géologie du bassin se caractérise par la présence de roches anciennes du Paléozoïque au sud et des roches plus récentes du Mésozoïque au Cénozoïque au nord.

Sur le plan géologique, les mouvements qui ont affecté ce bassin vont principalement dans les directions nord-sud, ainsi que dans les orientations nord-est - sud-ouest et nord-ouest - sud-est. Les principales caractéristiques géologiques du bassin d'Illizi sont les suivantes :

- Le môle d'Ahara, situé au nord et s'étirant d'est en ouest.
- La voûte de Tin-Fouyé, dans le nord-ouest.
- Le môle de la Tihamboka à l'est.

En général, la partie centrale du bassin d'Illizi est distinguée par une dépression, située entre le môle d'Amguid el Biod à l'ouest et le môle de la Tihamboka à l'est.

La couverture géologique du bassin peut être divisée en deux grande sparties

- **Le socle cristallin**

Il s'agit de roches anciennes datant du Précambrien, visibles principalement à Djanet et Bordj Omar Driss. Ce socle comprend deux séries de roches métamorphiques séparées par une importante discordance :

- Le Suggarien : des schistes très métamorphosés.
- Le Pharusien : des conglomérats, quartzites, schistes et méca-schistes.

- **La couverture sédimentaire**

Cette couverture est composée principalement de roches sédimentaires qui se superposent au socle cristallin. On trouve successivement :

- - Le Paléozoïque : comprenant le Cambro-Ordovicien, le Silurien, le Dévonien et le Carbonifère.
- - Le Mésozoïque : comprenant le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

Dans certaines régions comme In Aménas et Stah, une partie spécifique de la couverture sédimentaire, appelée série de Zarzaitine, regroupe le Jurassique et le Trias. À Ohanet et Stah, une autre partie, nommée série de Taouratine, englobe le Malm, le Barrémien et l'Albien. Parfois, ces deux séries s'assemblent pour former ce qu'on appelle localement le Continental Intercalaire.

III. Lithostratigraphie du bassin d'Illizi

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophyllienne set volcanique.

La coupe lithologique type du bassin d'Illizi 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 (Figure 7). La lithostratigraphie des séries Paléozoïques Tassilienne a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et al, (1963,1971), Dubois (1967) et Biju-Duval et al (1968).

Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires. La série stratigraphique type du bassin d'Illizi épaisse de plus de 3000 m est la suivante :

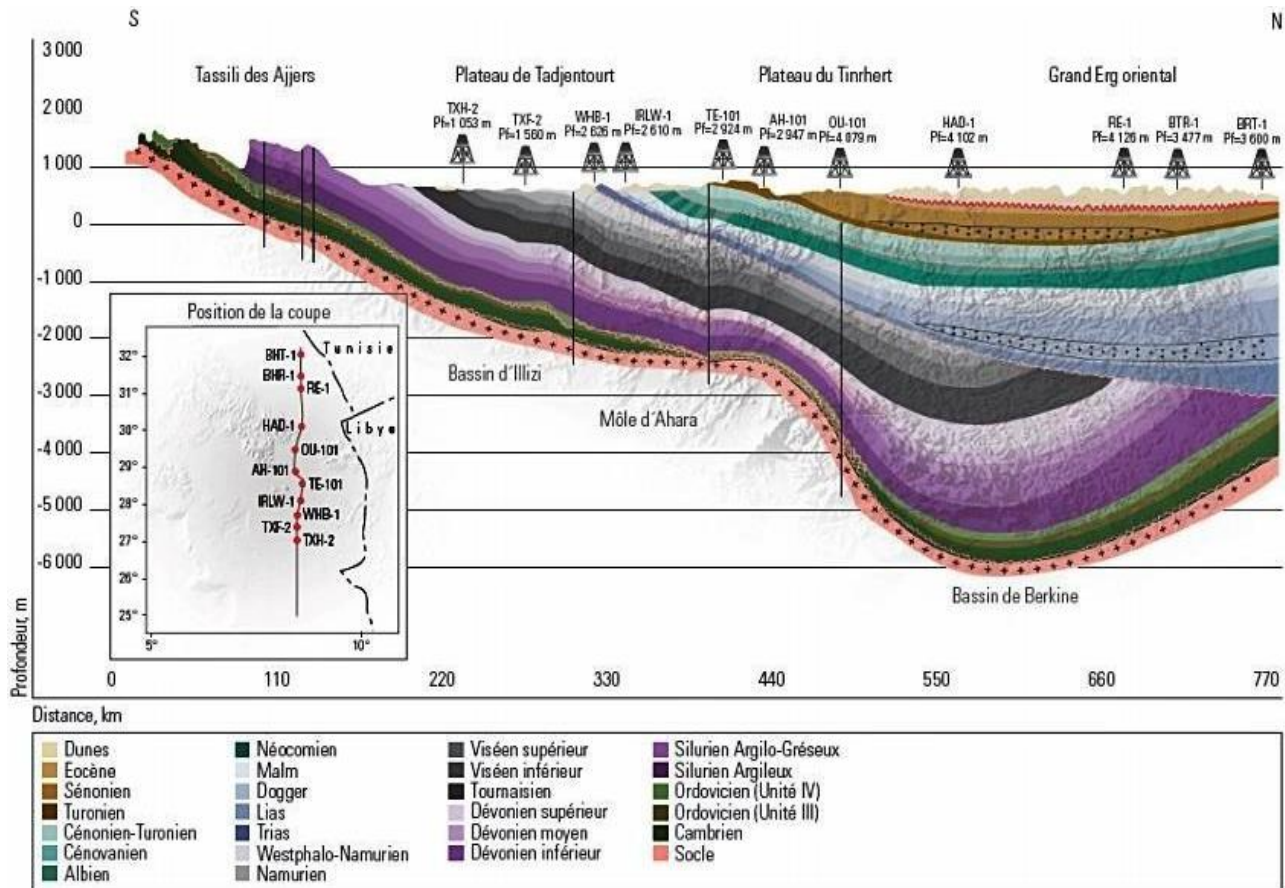


Figure 7 : Coupe géologique sud/nord du bassin d'Illizi (S.Galeazzi & al. 2010)

Cambrien

Le Cambrien est une période de l'histoire de la Terre. Dans cette région, on trouve principalement des couches de roches formées de sable et de gravier.

- **L'unité I**, appelée conglomérats d'EI Moungar, est assez épaisse (environ 300m) et est principalement constituée de gros grains de sable mélangés à des cailloux. Elle représente les dernières traces de roches provenant de montagnes anciennes.

- **L'unité II** a une épaisseur d'environ 200 à 300 m. On y trouve des couches de sable moyennes à grossières, souvent inclinées, avec quelques gros cailloux et des galets de quartz. Vers le haut de cette unité, le sable devient plus fin et contient parfois de la silice, avec des couches minces d'argile. Ces couches montrent des signes d'activité biologique ancienne. On estime que ces roches datent du Cambrien.

Ordovicien

Dans cette région, l'Ordovicien est divisé en quatre parties :

- **L'unité III-1** est variable en épaisseur et datant du Trémadoc. Elle est composée d'alternance de sable fin incliné et de cailloux d'argile avec parfois des couches de limon. On y trouve aussi des traces d'activité biologique ancienne.

- **L'unité III-2** est principalement faite de sable fin à grossier avec beaucoup de silice. Dans un environnement marin peu profond, ce sable peut se transformer en roche très dure.

- **L'unité III-3** varie en épaisseur de 40 à 200 m. Elle est constituée de sable contenant du mica et de l'argile ou de la silice. On y trouve parfois des traces de tunnels d'organismes anciens.

- **L'unité IV**, d'une épaisseur moyenne de 100 à 300 m, est composée de sable et d'argile déposés par des glaciers anciens. Elle repose sur l'unité III-3 en discordance.

Silurien:

Le Silurien est composé de plusieurs couches de roches :

- La formation de l'Oued Imirhou est principalement faite d'argile contenant des fossiles. Elle mesure environ 300 m d'épaisseur.
- La zone de Passage, d'une épaisseur d'environ 100 m, est constituée de couches alternées de sable, d'argile et de limon inclinées.
- La barre Inférieure est une couche de sable incliné d'environ 30 m d'épaisseur.
- Le talus à Tigillites est une couche de sable argileux alternant avec de l'argile silteuse et des terriers, d'une épaisseur de 40 à 50 m.

Dévonien :

Le Dévonien est divisé en plusieurs parties:

- La Barre Moyenne est faite de sable fin à grossier incliné sur environ 50 m.
- Les Trottoirs sont constitués d'alternance de sable et d'argile, indiquant un environnement fluvio-estuarien.
- La Barre Supérieure est principalement faite de sable et d'une épaisseur de 80 à 100 m

Carbonifère :

Le Carbonifère est une série de roches argileuses et sableuses avec des roches calcaires et des sédiments continentaux. Cela inclut différentes formations telles que le Tournaisien, le Viséen, le Westphalien et la série de Tiguentourine.

Trias, Jurassique, Malm :

Le Trias est caractérisé par des alternances de sable argileux et d'argile, surmontées de roches carbonatées. Le Jurassique est principalement constitué d'argile sableuse avec du sable et du calcaire dolomitique. Le Malm est une transition vers le Crétacé, avec des sables, des grès et des argiles.

Barrémien, Albien :

Le Barrémien est composé de sable, de sable argileux et d'argile, d'une épaisseur d'environ 300 m. L'Albien est principalement sableux et argilo-sableux, avec des épaisseurs variant selon les régions.

Cénomaniens, Turonien, Sénonien :

Le Cénomaniens est caractérisé par des dépôts marins d'argile et de gypse. Le Turonien est majoritairement calcaire, tandis que le Sénonien est constitué de calcaire, de dolomite et de sédiments argileux, avec parfois du sel gemme.

Eocène :

L'Eocène est constitué principalement de calcaires dolomitiques d'une épaisseur de 50 à 100 m

Mio-Pliocène :

Le Mio-Pliocène est reconnu dans le nord-ouest de la wilaya (Région de Rhourd Nouss) par des forages pétroliers et hydrauliques. Il se présente en un ensemble détritique composé par sables siliceux et des passages d'argiles et de grès. Il s'amincit vers le sud et disparaît sur le plateau de Tinhert. Le Complexe Terminal regroupe le Turonien, le Sénonien, l'Eocène et le Mio-Pliocène.

Ces couches de roches et de sédiments forment une histoire géologique complexe de la région, reflétant les changements environnementaux à travers les âges.

Ces couches de roches et de sédiments forment une histoire géologique complexe de la région, reflétant les changements environnementaux à travers les âges.

ERE	ETAGES	SOUS ETAGES	UNITES LITHOLOGIQUES	LITHOLOGIE	DESCRIPTION		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN			Alternance de calcaire compact, gypse massif et argile, dolomie microcristalline au sommet		
		TURONIEN	CALCAIRE MARNE		Calcaire argileux et mames		
			CENOMANIEN		ARGILE A GYPSE	Argile et gypse blanc massif	
		IN AKAMIL			Argile indurée et calcaire avec gypse		
		ALBIEN	TAOURATINE SUPERIEUR		Alternance d'argiles et de grès. Traces de gypse		
		APTIEN	TAOURATINE MOYEN		Dolomie argileuse		
		BARREMIEN	TAOURATINE INFERIEUR		Intercalation de grès, d'argiles, de siltstones et de sable avec des traces de pyrite et de lignite		
					Alternance d'argile, de sable grossier et grès. Traces de gypse		
		NEOCOMIEN					
		JURASSIQUE	MALM			Alternance d'argile, de sable grossier et grès. Presence de carbonates	
			DOGGER		ZARZATINE SUP	Argile localement sableuse et gris fin à moyen	
					ZARZATINE MOY	Grès argilo-carbonaté et argile	
			LIAS			Argile pateuse et alternance de grès avec bancs d'anhydrite et de dolomie	
		PALEOZOIQUE	SILURIEN		KEUPER	ZARZATINE INF	Argile et grès avec passées d'anhydrite et de sel
						LUDLOVIEN	RESERVOIR F6
E(1,2)	Alternance de grès et d'argiles						
A	Argile et grès						
M2							
WENLOCK LANDOVERY	ARGILES A GRAPTOLITES			Argiles et fines passées de grès. Presence de calcaire *Roches éruptives autour par endroits			
ORDOVICIEN	ASHGILL			UNITE IV	Grès siliceux durs parfois quartzitiques et fines passées d'argile		
	CARADOC LIANVHIN			UNITE III-3	Argiles avec fins bancs de grès Roches éruptives locales		
	ARENIG			UNITE II-2	Grès siliceux durs et nodules d'argiles		
	TREMADOC			UNITE II-1	Argiles et passées de grès		
CAMBRIEN	UNITE II	Grès siliceux dur et raes passées d'argiles conglomérat de base					
PRECAMBRIEN	SOCLE CRISTALLIN		Roches éruptives et métamorphiques				

Figure 8 : Colonne lithologique du bassin d'Illizi (Sonatrach/exploration).

IV. Structure et tectonique du bassin

Le bassin d'Illizi ne représente qu'une entité de la plateforme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins intracratoniques stables de type synéclyse qui se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est en Ouest : les bassins de Kufra et de Murzuk (Libye), du Mouydir, de l'Ahnet, de Sbaa, de Reggane et de Tindouf (Algérie). L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'Illizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart panafricains (600 Ma). Au Nord, cette région est recouverte par le plateau Crétacé supérieur de Tinhert. A son extrême sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar.

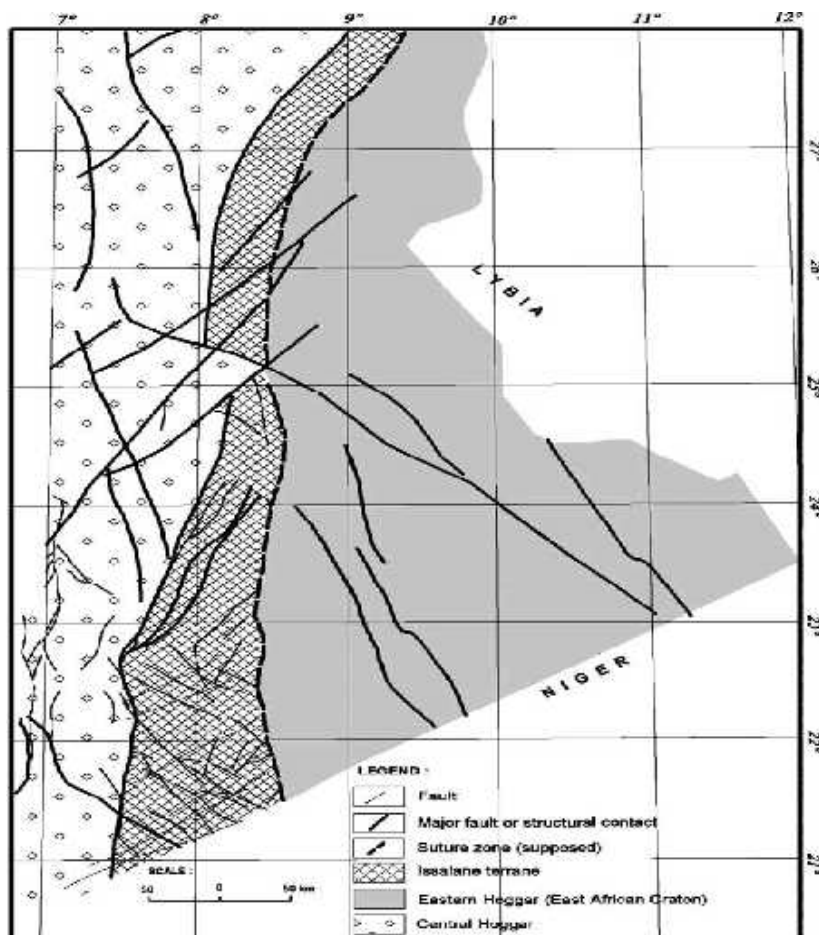


Figure 9 : Carte structurale de l'orientale Hoggar à partir de données aero-magnétique (Bournas, 2003).

V. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi est une zone géologique avec des caractéristiques spécifiques. Il est formé de divers éléments tels que des bombements et des plis, qui créent des dépressions et des creux. Ces éléments sont séparés par plusieurs axes majeurs, qui vont d'Ouest en Est :

- ✓ L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Est.
- ✓ L'axe de Tan Elak.
- ✓ L'axe d'Essaoui Méllene.
- ✓ L'axe passant par Maouar Tin Tayart.
- ✓ L'axe de Fadnoun.
- ✓ L'axe de la Tihamboka.

Les principales directions des axes vont du nord au sud et sont accompagnées de failles importantes, issues de mouvements tectoniques passés. Ces mouvements ont eu lieu à différentes époques et ont causé des compressions, des extensions et des mouvements latéraux. Les structures géologiques, comme les plis, sont souvent liées à ces failles. En examinant la structure du bassin trois régions principales :

- À l'ouest, la région d'Amguid El Biod, entre les dépressions d'Oued Miya - Mouydir à l'ouest et le pli de Tin Tayart à l'est.

- Au centre, le bassin d'Illizi lui-même, moins structuré, avec le pli d'Ahara au milieu, entre les trends précédents et la zone d'accidents de Fadnoun.

- À l'est, le pli de Tihamboka, entre le trend de Fadnoun et la frontière Algéro-Libyenne. Cette région présente un style structural différent, avec des directions de failles variées. Cette région montre un style structural différent du précédent, il est caractérisé par trois directions de failles : méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs NW-SE à WNW-ESE et E-SW pour les accidents secondaires. C'est au sein de ce contexte particulier de cette région que se présente place notre zone d'étude puis qu'elle se situe dans le permis In Amenas qui correspond en gros au môle de Tihamboka. Les épaisseurs de toutes les séries paléozoïques diminuent sur sa partie centrale la plus haute.

Du Sud au Nord, se présentent les structures locales de : Dômes à Collenias, Tan Amellel, Edjeleh, Tihalatine et Zarzaitine.

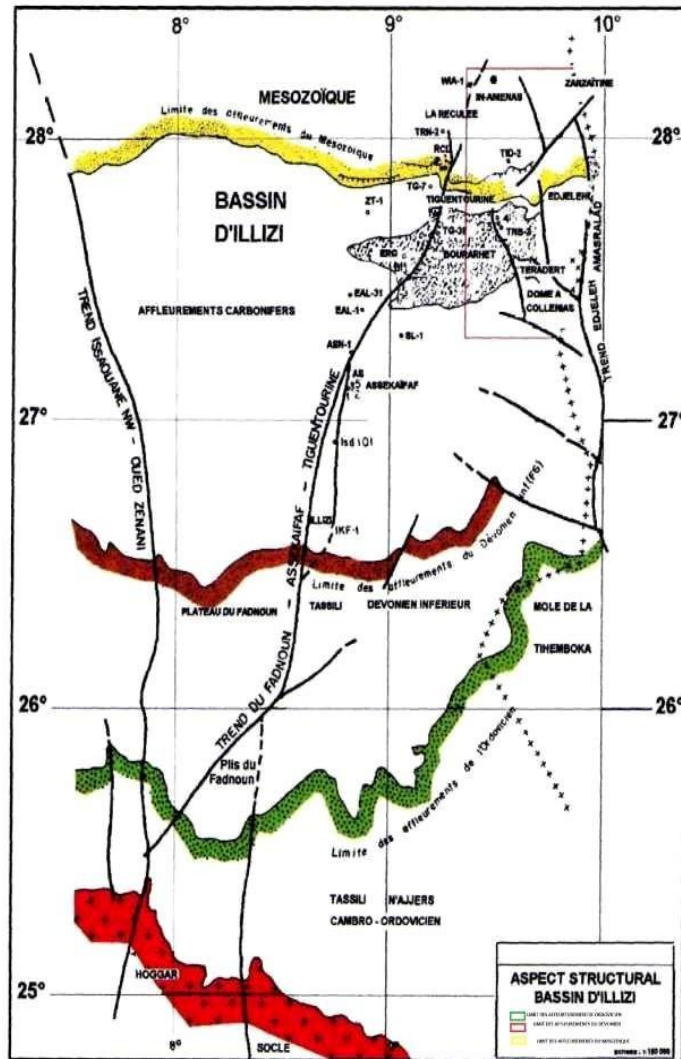


Figure 10 : Schéma structural du bassin d'Ilizi (Sonatrach/exploration).

VI. Evolution géodynamique du bassin d'Ilizi

L'évolution géodynamique du bassin d'Ilizi a été marquée par plusieurs événements tectoniques importants tout au long de son histoire géologique :

Pendant la transition entre le Précambrien terminal et le Cambrien inférieur, il y a eu un événement panafricain.

À la fin de l'Ordovicien, il y a eu une phase tectonique nommée la phase tectonique du Silurien supérieur. Au début du Dévonien, il y a eu la phase calédonienne, suivie de la phase frasinienne vers la fin du Dévonien supérieur. Pendant le Carbonifère et le Permien, le bassin a été affecté par la phase hercynienne. Au début du Crétacé inférieur, spécifiquement au cours de l'Aptien, il y a eu la phase autrichienne. Au cours du Tertiaire, de l'Eocène à l'Oligocène, il y a eu la phase pyrénéenne.

Ces différentes phases tectoniques (compressives et d'intensives) se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires (Aliiev et al., 1971 ; Becipe 1975 ;Boudjemaa A., 1987 ; Aiouna A., 1995 ; Skender M.S. et Arab M., 1996; Echikh K., 1998 ; Boumaghar H., 1998, etc.).

Conclusion

Le bassin d'Illizi présente un intérêt géologique majeur, attirant l'attention des chercheurs depuis de nombreuses années. Sa situation géographique stratégique à la frontière sud-est de l'Algérie en fait une région d'importance tant géologique que géopolitique. Cette zone, caractérisée par une histoire géologique complexe remontant à des millions d'années, a été le théâtre de divers événements tectoniques et géodynamiques qui ont façonné son paysage actuel.

La compréhension des différents aspects géologiques du bassin d'Illizi, tels que son cadre géologique régional, sa structure, sa couverture sédimentaire et son évolution géodynamique est cruciale pour évaluer son potentiel en ressources naturelles, notamment en pétrole et en gaz.

La lithostratigraphie du bassin d'Illizi fournit des informations précieuses sur les différentes couches rocheuses qui le composent, permettant ainsi aux chercheurs de reconstruire son histoire géologique et d'identifier les structures clés qui ont influencé sa formation et son développement.

Chapitre 3

Contexte

hydrogéologique

de la région de TFT

Introduction

En dépit de son aridité le Sahara renferme d'importantes réserves d'eaux douces souterraines d'origine essentiellement fossile, c'est-à-dire, très faiblement alimentée par rapport à leur volume. Dans la région TFT, différents niveaux et systèmes aquifères ont été recoupés à des profondeurs variables par de nombreux forages pétroliers et forages hydrauliques. Selon les cas, essentiellement leurs caractéristiques hydrochimiques, les eaux sont exploitées pour différents usages : industriels, domestiques (sanitaires) et irrigation. Concernant l'usage industriel, dès le début de la décennie 1980 dans le cadre du maintien de pression des gisements pétroliers des unités de production (puits producteurs) et d'injection d'eau (puits injecteurs) ont été mise en service.

I. Les principales ressources en eau souterraine du bassin d'Ilizi.

Le contexte hydrogéologique du bassin d'Ilizi se détermine en sa partie septentrionale par l'extension du réservoir aquifère du Continental Intercalaire (CI) et de celui du Complexe Terminal (C.T). Ces deux grands ensembles constituent le grand Système Aquifère du Sahara Septentrional (SASS) qui s'étend sur près de 1.000.000 km² à travers trois pays : Algérie, Tunisie et Libye. (Figure 11).

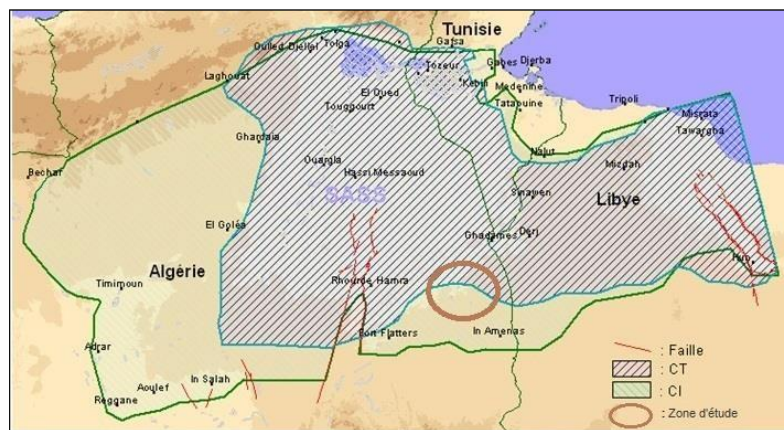


Figure 11 : Extension géographique du Système Aquifère du Sahara Septentrional (SASS).

Les parties centrales et méridionales du bassin d'Illizi sont également concernées par des nappes telles celles du Cambro-ordovicien du Dévonien inférieur, du Carbonifère et du Lias dans lesquels se distinguent plusieurs horizons aquifères. Par ailleurs, de quelques nappes d'nféro-flux s'étendent le long des oueds de la région.

Les principales ressources en eau exploitées au niveau du bassin d'Illizi sont identifiables à des profondeurs variables (Tableau 2 & Figure 12).

Tableau 2 : Localisation et profondeur des principales nappes d'eau souterraine exploitées au niveau du bassin d'Illizi (source ANRH & SH).

N°	Nom de nappe	Localisation	Profondeur (m)
1	Cambro-Ordovicien	Tin Alkoum ; Djanet ; Tarat	100-400
2	Dévonien Inférieur	Illizi ; Issendjel ; Lahdeb Lahrach	350-1450
3	Carbonifère	InAménas ; Ohanet	800-1100
4	Lias	Nord Tin Fouyé-Tabankort ; Est BOD*	600-1200
5	Continental Intercalaire (C.I)	DebDeb ; BOD*	400-1000
6	Turonien	Ouest BOD* ; Nord-est InAménas	200-400
7	Complexe Terminal (C.T)	Rhourd Nouss ; El Hamra	250-400
8	Inféro-Flux	Remplissage alluvionnaire des oueds	15-70

BOD : Bordj Omar Driss*

I.1 La nappe du Cambro-Ordovicien

Au sud du bassin d'Illizi, la nappe des formations gréseuses du Cambro-ordovicien est exploitée à Bordj El Haoues et à Djanet. Dans le secteur de Djanet, cette nappe est exploitée par de nombreux puits à des profondeurs variant de 140 à 400 m et des débits de 10 à 35 l/s.

I.2 La nappe du Dévonien inférieur

La nappe du Dévonien est exploitée à Illizi et ses environs. La nappe est présente à des profondeurs variant de 350 à 1450 m. Le niveau de l'eau varie selon les secteurs la région. Elle peut jaillir naturellement au nord et à l'est d'Illizi. Environ 36 puits ont été forés, produisant entre 8 et 32 l/s. Certains puits sont inopérants.

I.3 La nappe du Carbonifère

Située dans la région d'In Aménas, la nappe du Carbonifère est utilisée principalement à des fins industrielles, notamment pour l'injection. Elle est exploitée à des profondeurs variant de 800 à 1100 m. Elle présente un niveau d'eau statique variant entre 200 et 300 m. Dans le secteur au sud-est de Bordj Omar Driss, la nappe peut être recoupée à seulement 190 m de profondeur. Les eaux présentent une minéralisation totale de 2.8 g/l.

AGE	ETAGES	LITHOLOGIE	DESCRIPTION	PROF	Formation hydrogéologique	
C R E T A C E	Turonien		Calcaire, Marne	500	Sixième nappe	
	Cénomanién		Argile avec passées de calcaire et de gypse			
	Albien		Grés, sable et argile			
	Aptien					
	Barrémien		Sable avec passées d'argile et de calcaire			
	Néocomien + Malm		Intercalation entre sable et d'argile Traces de lignite			
	J U R A S S I Q U E	Dogger		Sable, silt, grés et argile Présence de lignite	1000	
		Lias		Alternance de sable et de grés Présence de dolomie		Quatrième nappe
		CARB	Viséen + Tour	Argile, grés		Troisième nappe
		D E V O N I E N	Moyen et Supérieur		Argile, grés Argile avec présence de silt	
Inférieur			Argile, grés		Deuxième nappe	
G O T H L A N D I E N			Grés, argile et silt	1500		
			Grés, silt			
			Argile, grés			
			Grés, argile			
			Argile avec passées de grés au sommet			
C A M B O R D O			Grés hétérométrique	2000	Première nappe	
			Argilo-gréseux			

Figure 12 : Coupe synthétique des principales nappes des formations du Primaire et du Secondaire du bassin d'Illizi.

I.4 La nappe du Lias

L'aquifère de la série du Jurassique, constituant ce qui est appelé "nappe du Lias", est composé d'une alternance de sables et grès, avec présence de dolomie. Les niveaux carbonatés de la série sont fréquemment karstifiés et renferment des niveaux séparés par des formations perméables ou semi-perméables. La nappe produit une eau abondante à des profondeurs variant de 600 à 1200 m. L'épaisseur de cette formation varie entre 200 et 300 m selon les secteurs. Dans la région de TFT, cette nappe du Lias est exploitée dans le cadre du projet maintien de pression du gisement. Plus d'une dizaine de puits producteurs d'eau d'une capacité totale de 21 000 m³/jour sont exploités. Les eaux sont injectées dans le gisement à travers une vingtaine de puits injecteurs.

I.5 L'aquifère du Continental Intercalaire (CI)

L'aquifère du Continental Intercalaire (CI) constitue une nappe d'eau fossile, c'est-à-dire, très faiblement alimentée par rapport à son volume. Associé aux aquifères du Turonien et du Complexe terminal (CT), l'aquifère CI constitue la composante essentielle du grand Système Aquifère du Sahara Septentrional (SASS) (Figure 11).

Dans le bassin d'Illizi, les étages hydrogéologiques constituant le Continental Intercalaire sont représentés par les niveaux : Barrémien, Aptien et Albien. Le Continental Intercalaire, est capté par 162 forages dont 103 seulement sont exploités, à des profondeurs moyennes de 400 à 500 m à T.F.T, Ohanet et Bordj Omar Driss et de 800 à 1200 m à Rhourd Nouss et au Nord de Deb Deb. Les eaux de cet aquifère sont jaillissantes à Rhourd Nouss, Bordj Omar Driss, Tabankort, Zemelet, Mederba et au Nord de Deb Deb tandis qu'elles sont exploitées par pompage à Tinfouyé, Ohanet, Sud de Deb Deb et de Stah.

Dans la région TFT, ce sont essentiellement les niveaux aquifères du Barremien et de l'Albien qui sont exploités au nord de l'axe Est-Ouest : Bordj Omar Driss – In Aménas. La nappe barrémienne est captée à des profondeurs variantes de 373 à 742 m. celle de l'Albien est captée à des profondeurs variant de 256 à 330 m.

Les eaux de la nappe baremienne sont exploitées pour usages domestique et industriels (tels que l'eau anti-incendie et autres utilités).

I.6 La nappe du Turonien

La nappe du Turonien est exploitée au Nord-est d'In Aménas jusqu'à Ouest de Bordj Omar Driss. A base de calcaires, cette nappe est localement fissurée. Sa profondeur varie entre 200 à 400 m. L'épaisseur moyenne est de l'ordre de 80 m reposant sur un substratum imperméable du Cénomanién anhydritique. Le résidu sec est de plus de 6 g/l.

I.7 L'aquifère du Complexe Terminal (CT)

Ce système aquifère se compose par la nappe des calcaires sénoniens et la nappe des sables du Mio-Pliocène. La nappe des sables est composée de couches alternées de sable et d'argile. Elle s'étend à la limite nord-ouest de la wilaya d'Illizi. Elle est captée à des profondeurs variant de 160 à 300 m. et exploitée par pompage à Rhourd Nouss et El Hamra. Elle est très sollicitée pour l'A.E.P et l'irrigation. Le débit des puits varie de 5 à 17 litres par seconde. Les eaux présentent une minéralisation variant de 1.2 à 2.9 g/l.

I.8 Les nappes d'Inféro-flux

Les nappes inféro-flux jalonnant les cours d'eau principaux de la région sont exploitées par des puits dans le secteur d'Illizi. La nappe d'Inféro-flux de l'Oued Illizi présente une épaisseur moyenne de 25 m. Son niveau de l'eau varie entre 2 et 10 m avec des débits captés variantes 2 à 16 l/s.

Conclusion

Dans la région Tin Fouye – Tabankort, il apparaît que ce sont essentiellement les niveaux aquifères du Barremien et de l'Albien qui semblent présenter les meilleures conditions d'exploitabilité pour la satisfaction différents usages (industriels & domestiques). Ce sont ces eaux qui sont préférentiellement captées par divers forages hydrauliques implantés dans cette région. Leur caractéristiques physico-chimiques seront étudiées en chapitre 5.

Chapitre 4

Contexte et risques environnementaux dans la région TFT

Introduction

Le bassin de géologie et la région de TFT se prévalent de la présence simultanée d'importants gisements pétroliers et de ressources non négligeables en eau souterraine. La foration et l'exploitation des nombreux puits pétroliers additionnés de l'augmentation de l'activité industrielle (exploitation des gisements, etc.) a accru les interactions de cette dernière avec le milieu naturel. Entre autres, la nécessité de disposer de ressources en eau souterraine pour les différents usages (industrie et usages domestiques) présente à double risque aussi bien en termes de risques de surexploitation qu'en termes de risques de contamination de ces nappes d'eau souterraine non renouvelables. Plus globalement, les risques environnementaux sont susceptibles d'affecter l'ensemble des milieux naturels (faune, couverture végétale, etc.). A cet effet, l'ensemble des écosystèmes doivent faire l'objet d'études soutenues afin d'assurer leur préservation et protection.

I. Caractéristiques du milieu physique de la région TFT

Contexte topographique

En surface la région de TFT présente une topographie assez variée. Au Sud, s'étendent les dunes de l'erg d'Issaouane. Au Nord, deux falaises traversent la région d'Est en Ouest :

- La falaise de la dalle dolomitique sommitale du Turonien pouvant atteindre une cinquantaine de mètres
- Plus au sud, la falaise des calcaires cenomano-turonien de plus de 100 mètres de dénivelée à l'Est, un peu plus faible à l'Ouest.

Données climatiques

La région de TFT se caractérise par un climat hyperaride. Quelques données météorologiques sont disponibles (Tableau 3)

Tableau 3 : Données météorologiques de la région de TFT

Paramètre climatique	Valeurs
Pluviométrie moyenne annuelle	10 mm
Pluviométrie extrême annuelle	110 mm
Température moyenne max.	45°C
Température moyenne min.	1°C
Température maximale extrême	50°C à l'ombre
Température minimale extrême	-6°C
Humidité minimale	Stable à 18 %
Humidité maximale	Stable à 49 %
Vent dominant	Nord-est
Vitesse maximale rafale du vent	100 Km/h
Vitesse moyenne rafale du vent	60 à 80 Km/h
Pression du vent en hauteur (10 m):	156,3 Kg/m ²

Comme dans les autres régions sahariennes, la région se caractérise par des épisodes de vents de sable. Dans la région des vents violents peuvent soulever le sable et les particules de poussières jusqu'à une hauteur d'environ de 100 m au-dessus du sol. Ce vent du sable peut durer pendant plusieurs heures et peut réduire la visibilité jusqu'à, parfois, 15 m.

Réseau hydrographique

Dans la région, le réseau hydrographique est constitué principalement par des oueds très souvent à sec. Quelques oueds : Tifistt, Tamenguelt, In Tellet, etc. L'orientation générale des oueds de direction Sud-est /Nord-ouest:

Faune

La région de TFT n'a pas fait l'objet d'études faunistique. Il ne peut être donnée une liste exhaustive d'espèces d'animaux vivant au niveau des différents champs de TFT. Néanmoins, il est plus que probable de rencontrer certaines espèces communes de cette région du Sahara, à l'exemple des Lézards communs, Vipères à cornes, Gerboises, Chacal (Fennec), Gazelle dorcas, Dromadaire, Lièvre, Plusieurs espèces d'oiseaux tels le canard Colvert, le Lorient, la Huppe, la Tourterelle, le Faucon, le Corbeau ec.

Flore

La flore est représentée par des strates herbacées de type dunaire, apparentés à une variété d'Alfa. Autour de certain bourbiers se rencontrent parfois des herbes fraîches. Suite aux chutes de pluies plus ou moins importantes, l'eau peut stagner pendant quelque temps dans quelques dépressions avec repousse de quelques herbes. Il également à signaler le rôle écologique et esthétiques des espaces verts au sein des bases de vie de SONATRACH qui par leur présence contribuent sans aucun doute, à la diversité des espèces végétales qui peuvent constituer des lieux de repos, de refuge et de nourritures pour les oiseaux migrateurs.

Zones habitées

Au regard de la situation des champs de TFT dans un milieu désertique, les seules habitations existantes sont principalement les nombreuses bases de vie de la Sonatrach et des prestataires ainsi que les lieux de vie des populations autochtones.

II. Risques environnementaux liés aux forages pétroliers dans la région TFT

En relation avec la recherche et l'exploitation des gisements d'hydrocarbure, les risques environnementaux sont à appréhender dès les opérations dès le creusement des forages pétroliers rotatifs faisant usage des fluides (ou boue) de forage. Ces derniers doivent être gérés selon une approche environnementale adéquate.

II.1 Notions de forage pétrolier et de fluide de forage

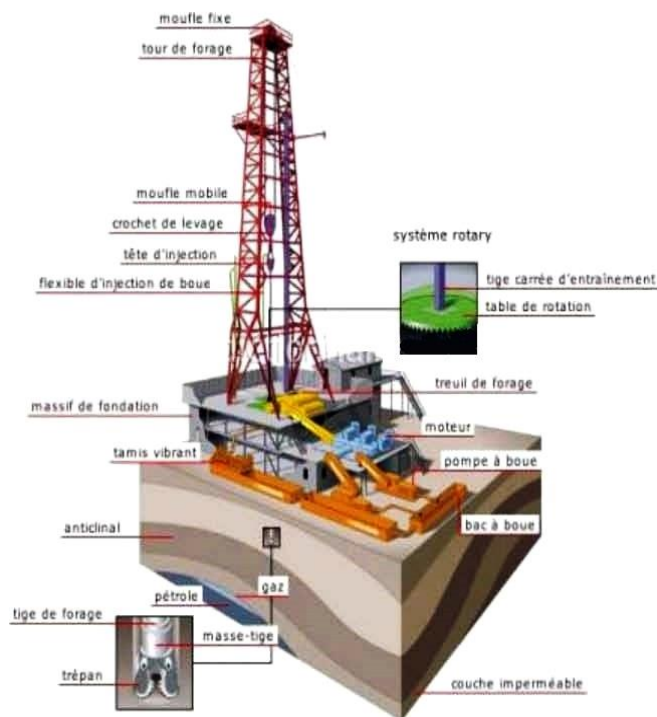
II.1.1 Le forage pétrolier

On appelle "Forage Pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. Son implantation est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire.

Suivant leurs buts, les forages se classent en deux catégories :

- Forage d'exploration : recherche d'un gisement.
- Forage de développement : mise en production du gisement

Le forage pétrolier implique généralement l'utilisation d'une foreuse rotative pour percer un trou dans le sol, souvent à des profondeurs considérables, jusqu'à atteindre les gisements de pétrole ou de gaz (figures 13 et 14).



(a)



(b)

(a) Figure 13 : Les composants d'un appareil de forage rotatif.

(b) Figure 14 : Appareil de forage dans la région de TinFouyé-Tabenkort (Puits TFNW 7).

L'appareil de forage, ou plus globalement, le chantier de forage est constitué d'un ensemble regroupant :

- * La production d'énergie primaire ;
- * Les magasins de stockage des produits consommables ;
- * L'installation de traitement des rejets ;
- * Les camps ;
- * La tour de forage ;
- * Le pompage et les bacs.

Parmi les dispositifs installés à la tête de puits se trouvent les Blow out préventeurs (BOP) qui sont des dispositifs installés à la tête de puits pour empêcher les fluides et les gaz de s'échapper involontairement du puits de forage (Figure 15).



Figure 15 : Blow out preventers (BOP) au niveau du puits TFNW 7.

II.1.2 La boue de forage

En cours de foration, une boue de forage est injectée pour nettoyer le trou et en conditionner la paroi, lubrifier le trépan et équilibrer la pression de la formation traversée. La boue de forage correspond à une suspension d'un solide dans un liquide. Ce liquide peut être l'eau, l'huile ou une émulsion huile-eau. Les caractérisations de la boue (densité et rhéologie) peuvent être variables avec l'ajout des additifs de sa composition. Depuis quelques années, de boues à base de produits synthétiques (esters, éthers ou polyalphaoléfinés) se sont généralisées. Il semblerait que cette sorte de boue soit peu toxique pour le milieu environnant et de biodégradabilité élevée. L'environnement difficile des opérations de forage souterrain a encouragé les initiatives de recherche et développement en vue de concevoir des boues de forage innovantes pouvant jouer plusieurs rôles importants : stabilisation des formations, refroidissement, etc. La majeure partie de la boue utilisée dans une opération de forage est recyclée en continu (Figure 16).

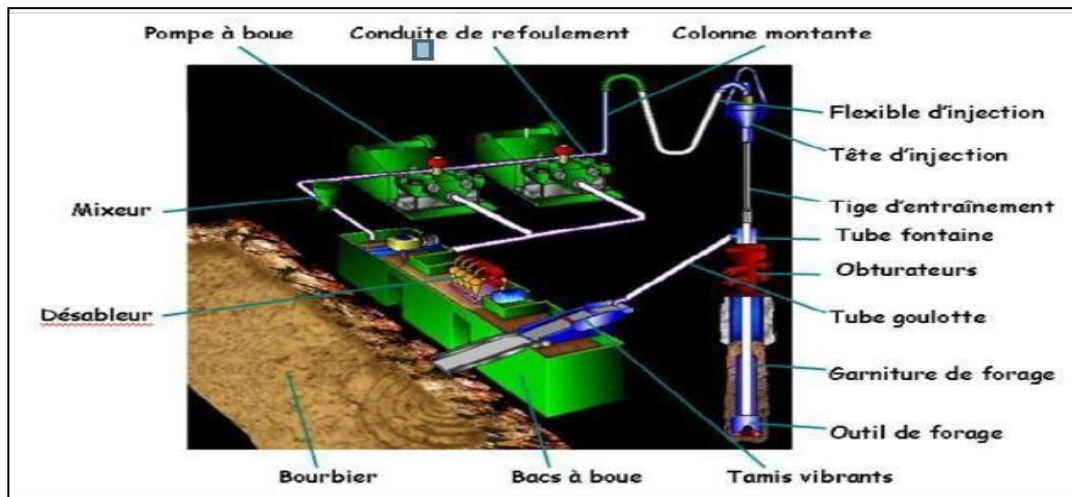


Figure 16 : Circuit de la boue de forage.

- La boue est mélangée et conservée dans le bassin de décantation;
 - Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits;
 - La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où le trépan est entrain de forer la formation rocheuse ;
 - La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan ;
 - La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits.
- Pendant l'opération de forage, la boue est aspirée à partir des bacs actifs à l'aide d'une pompe hydraulique. Le fluide injecté à l'intérieure tige passe par des orifices de l'outil et remonte jusqu'à la surface à travers l'espace annulaire. La boue chargée des déblais (cuttings) est ensuite dirigée vers le Mudbox ensuite vers les tamis vibrants (shaleshakers) à travers une grande conduite appelée la goulotte (flowline). Les tamis retiennent les particules grossières et font passer la boue dans les bacs de décantation (Figure 17) ensuite par des hydrocyclones pour éliminer le sable (desander) et le silt (desilter). Enfin, la boue traitée retourne dans les bacs actifs pour un autre pompage.



Figure 17 : Boue de forage s'écoulant vers le bac de décantation : puits TFNW 7.

La production de déblais de forage est un processus crucial dans l'industrie pétrolière et gazière. La compréhension et la gestion de ces déblais sont essentiels pour optimiser les opérations de forage, la sécurité des activités d'extraction et au final assurer les gestion environnementale de ces déblais.

II.2 Impacts environnementaux des fluides de forage des bourbiers et traitement des déblais de forage

Tout le long de leur cheminement, les fluides de forages pétroliers et gaziers sont susceptibles de générer des impacts environnementaux. Ces derniers peuvent être significatifs et concerner la qualité des sols, des eaux souterraines et des écosystèmes locaux. A cet effet, le traitement de ces fluides de forage est essentiel dans l'industrie pétrolière et gazière pour minimiser leurs impacts environnementaux. Après usage, les boues de forage finissent leur parcours dans les bourbiers. Un plan de gestion environnemental rigoureux est donc nécessaire, incluant des méthodes de traitement biologique, thermique et physico-chimique, pour assurer une gestion durable et conforme aux réglementations environnementales.

II.2.1 Impact environnemental des fluides de forage

En contexte pétrolier, les fluides de forage peuvent impacter le milieu nature au cours de trois types d'activité.

II.2.1.1 Activité de forage

Parmi les couches géologiques traversées par les fluides de forage, on rencontre les différents aquifères qui risquent une contamination sérieuse par infiltration de ces fluides, soit :

- 1- A partir de la surface par les rejets et liquides de forage (boue de forage, cutting, etc.) déversés, dans la plupart des cas, directement sur le sol sans aucune protection, ainsi que les rejets solides et liquides domestiques, déversés dans des fosses non conformes et non protégées ;
- 2- En cours de forage, la contamination se traduit par le contact de deux fluides de caractéristiques rhéologique différentes (mélange du fluide de la formation traversée et la boue de forage en question) ;
- 3- Une mauvaise cimentation peut provoquer des pertes du laitier de ciment dans les formations et une venue de fluide de formation ;
- 4- Par infiltration des hydrocarbures en développement ;
- 5- Le stockage non conforme des produits chimiques utilisés pour les différents fluides peut provoquer une contamination des sols donc des aquifères de surface.

II.2.1.2 Opérations de production sur puits

Lors des opérations de production : extraction des hydrocarbures et leur acheminement vers les centres de production ; des risques majeurs de pollution et de contamination des aquifères (de surface et autres) peuvent survenir :

- 1- Lors des déversements d'hydrocarbures volontaires en surface : dégorgement des puits ou lors d'opérations de snubbing de work - over, etc. ;
2. Des fuites d'hydrocarbures dues aux détériorations et à la corrosion des tubages et casing;
3. Des résidus de pertes de fracturation, d'acidification, etc. pendant les opérations spéciales ;

4. Des rejets de produits de pertes issues de l'opération d'évaluation du réservoir ;
5. Des rejets de produits utilisés pour l'entretien des puits et des installations de production. Les hydrocarbures produits passent d'abord par des séparateurs (huile/gaz) et sont débarrassés des eaux résiduelles pour être acheminés vers des bacs de stockage. Les rejets générés proviennent des eaux de décantation, des slopes et également des fuites d'hydrocarbures dues aux défaillances des bacs.
6. Lors de l'acheminement des hydrocarbures par canalisations, des déversements et fuites peuvent survenir, ce qui induit forcément une pollution de sol et des aquifères peu profonds. De plus, l'empiétement de ces canalisations peut gêner jusqu'à l'évolution naturelle du système écologique.

II.2.1.3 Opérations de traitement des hydrocarbures

Une activité qui consiste à transformer la matière première (pétrole brut, gaz) en plusieurs produits finis, en lui faisant subir un certain nombre de traitement physiques et chimiques, induit des rejets qui peuvent entraîner une contamination des sols et des aquifères :

- Rejets des produits de traitement ;
- Déversements et fuites d'hydrocarbures sur la surface ;
- Opération de torchage du gaz qui provoque une importante pollution atmosphérique et des nuisances sur la santé.

II.2.2 Influences des déblais et bourbiers sur l'environnement

Le rejet des boues de forage en pleine nature est considéré comme un vecteur de pollution; et il faut compter de longues périodes pour constater leur dégradation. En fin de parcours, les fluides de forage mixés aux cuttings constituent des déblais fortement pollués qui sont dirigés les bourbiers. Ces derniers se trouvent ainsi fortement contaminés par des hydrocarbures (gasoil ou pétrole, provenant de la boue à base d'huile) et des métaux lourds (provenant principalement des additifs de la boue).

Les déblais risquent de contaminer le sol et le sous-sol par les actions présentées (Figure 18).

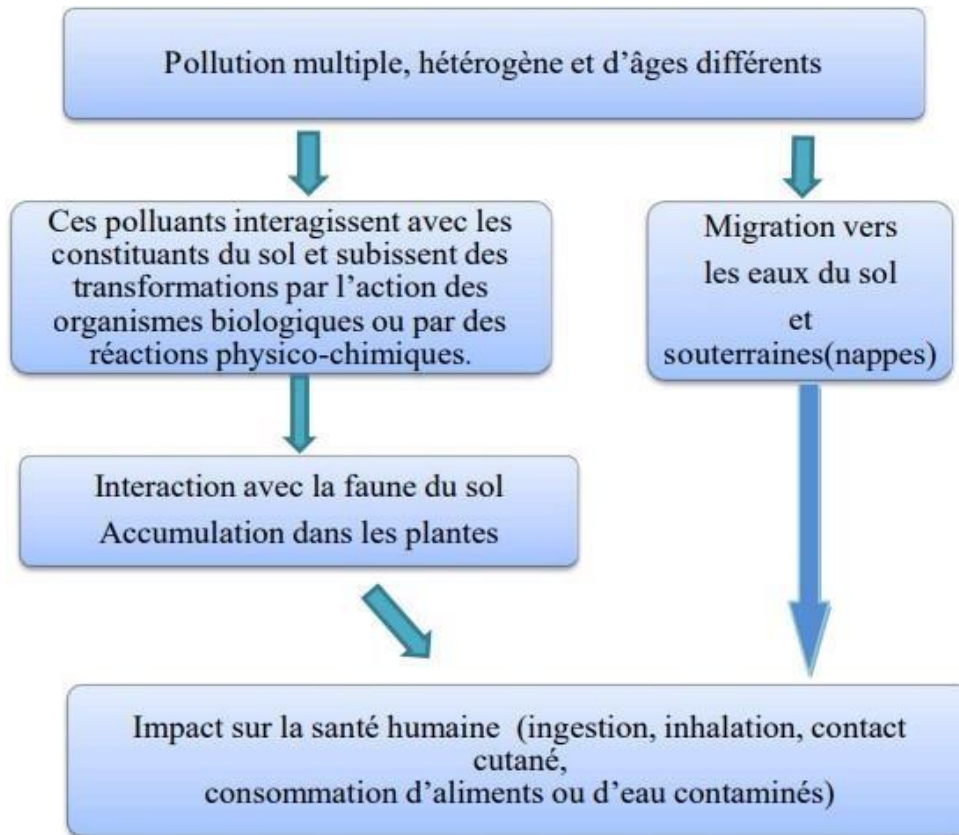


Figure 18: Action des polluants dans le sol.

II.2.3 Management environnemental des boues de forage et des bourbiers

Afin de parer aux risques de pollution générés par les fluides de forage et les bourbiers, un management environnemental de gestion des aléas générés s'avère incontournable et se décline à travers le système "Waste management" mis en œuvre dans la région étudiée. Ainsi la gestion de fluides usés, d'eaux huileuses et de déblais de forage passe par toute une démarche environnementale (figure 19) qui intègre :

- L'aménagement du site et de l'appareil de forage ;
- La protection des eaux de surface et souterraines ;
- Le choix des fluides de forage ;
- La réduction des volumes d'effluents à la source :

- L'économie d'eau ;
- Le recyclage des fluides ;
- La séparation "solides/liquides".
- Traitement des déblais ;
- La mise en place de procédures opératoire adaptées ;
- La sensibilisation et la formation du personnel

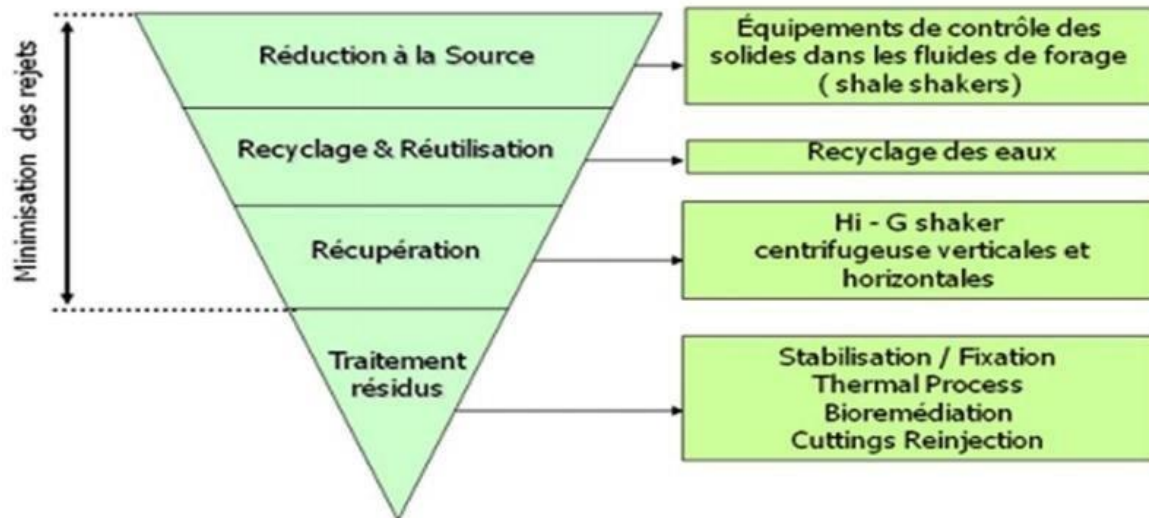


Figure 19 : Pyramide d'actions pour le management environnemental des boues de forage (Sonatrach).

II.2.3.1 Le waste ségrégation et pit liner

La récupération des rejets de forage se fait dans une grande excavation, compartimentée en trois borbiers :

- Water Waste pit : destiné pour les rejets issus du forage par une boue à base d'eau,
- Wet Waste pit : destiné pour les rejets issus du forage par une boue à base d'huile (wet cuttings) (figure 20)
- Dry Waste pit : stockage de déblais traités par le "dryer". (figure 21)

Les deux borbiers "dry pit" et le "wet pit" doivent être couverts d'une géo-membrane étanche en Polyéthylène Haute Densité (HDPE), fabriquée en une seule pièce



Figure 20 : Exemple de Wet pit (Sonatrach).



Figure 21 : Exemple de Dry pit (Sonatrach).

Les composants du "waste management system"

Ils se composent de trois parties majeures :

1. Drying process (séchage des déblais de forage) : Les équipements utilisés pour cette prestation sont :

- Dryer (Centrifugeuse verticale),
- Centrifugeuse horizontale,
- Auger (Vis-convoyeuse),
- Three side tank,
- Catch tank,
- Pompes et flexibles.

2. Le recyclage et la réutilisation des eaux : Les équipements utilisés sur site pour le recyclage d'eau et la réutilisation d'eau "Water Reuse" est un "skimmer" qui se divise en trois compartiments :

- Pompe diaphragme,
- Débitmètres,
- Pompe de transfert.

L'eau usée est récupérée depuis le corral à l'aide de la pompe diaphragme, transférée vers le "skimmer" où la séparation des phases s'effectue par le phénomène de décantation mécanique (figure 22).

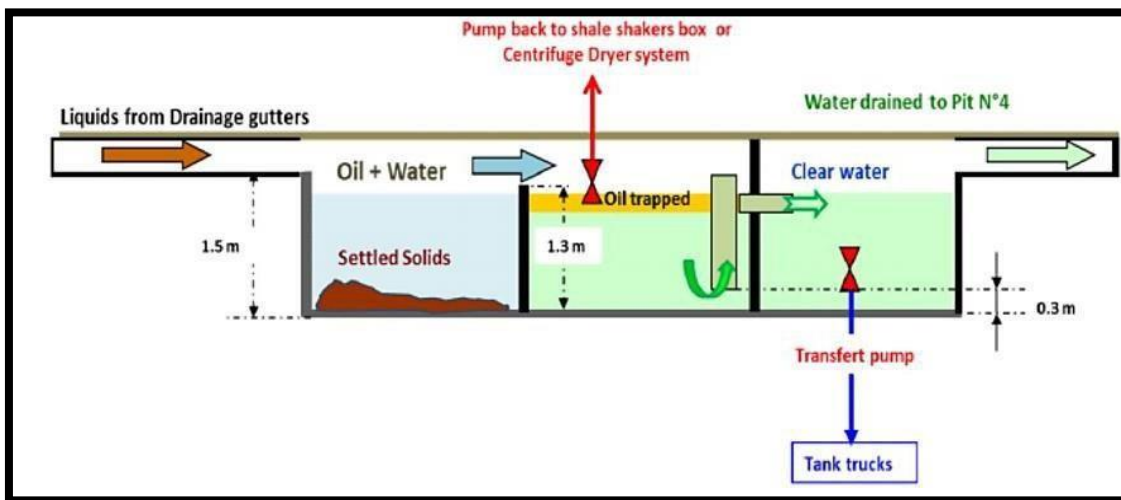


Figure 22 : Schéma de fonctionnement d'un skimmer.

Il est obtenu au final :

- ✓ des solides décantés dans le premier compartiment,
- ✓ de l'huile emprisonnée dans le deuxième compartiment,
- ✓ de l'eau claire dans le troisième compartiment pour réutilisation "water reuse" (arrosage plateforme, nettoyage, etc.)

III.3.3 Le traitement par solidification/stabilisation (S/S) offline :

Le traitement des déblais "cuttings" et boue de forage est l'étape la plus importante au regard du volume de ces rejets qui constituent l'impact environnemental négatif le plus significatif. Différentes méthodes de traitement sont utilisées en off-line. Le procédé de traitement appliqué

actuellement par la compagnie Sonatrach consiste à traiter les déblais se trouvant dans le borbier par la technique solidification/stabilisation (figure 23).

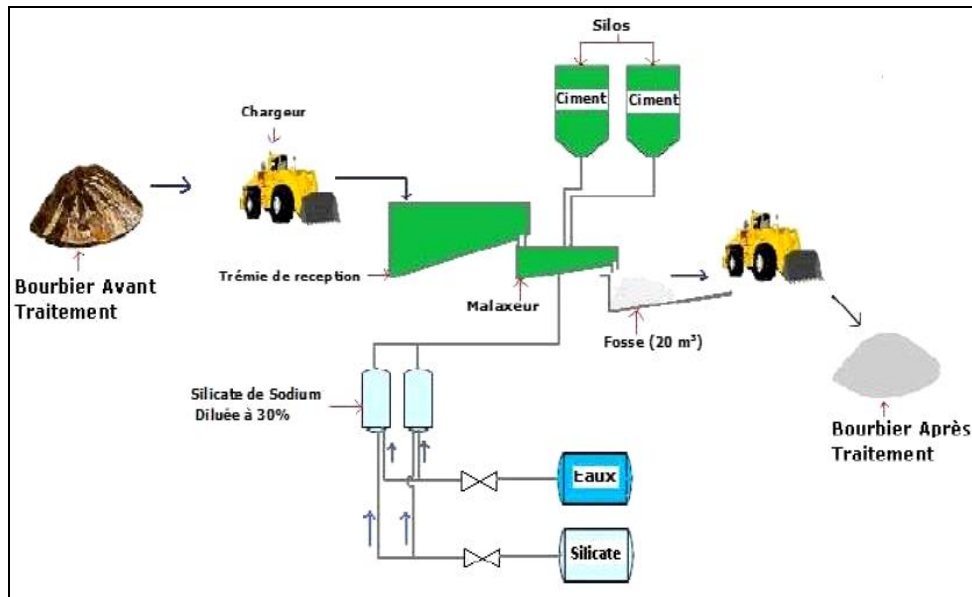


Figure 23 : Schéma de fonctionnement d'une unité de Stabilisation/Solidification.

Cette technique permet de traiter et réutiliser en toute sécurité les déchets contaminés accumulés dans le borbier. L'opération consiste à solidifier les déblais de forage par encapsulation grâce à l'usage d'un liant hydraulique (eau, ciment et silicates). Le tout se trouve transformé en une forme consolidée.



Figure 24 : Traitement par solidification/stabilisation du borbier du puits "TFN2" (cliché O.C.Z mai 2024).

En début d'opération, les déblais accumulés dans le borbier sont convoyés par un camion vers une unité de traitement. A ce niveau, les déblais sont acheminés vers une trémie de malaxeur à travers une grille pour éliminer les gros éléments; ensuite les déblais sont déversés dans le mixeur où s'effectue le mélange avec ciment-silicate-eau. Le mélange est mixé environ 15 minutes puis évacué à l'aide d'un convoyeur afin de l'éloigner du site. En fin d'opération, les rejets solides sont jetés dans une fosse (figure 25).



Figure 25 : Fosse d'évacuation de rejets stabilisés : puits "TFN2" (cliché OCZ, 2024).

Conclusion

La région de Tin Fouyé - Tabankort (TFT) présente un contexte hydrogéologique et hydrochimique complexe, influencé par les activités pétrolières. Les forages pétroliers et les fluides de forage engendrent des risques environnementaux significatifs, notamment par la contamination des nappes aquifères et la dégradation des sols. Les déblais et les bourbiers constituent des sources majeures de pollution. Des techniques de gestion comme le waste ségrégation, le pit liner, et la solidification/stabilisation (S/S) sont essentielles pour atténuer ces impacts. Une approche rigoureuse de ces pratiques peut minimiser les effets néfastes et protéger les ressources naturelles de la région..

Chapitre 5

**Caractérisation
hydrochimique
des eaux souterraines
de la région TFT**

Introduction

Dans la région Tin Fouyé – Tabankort, les niveaux aquifères du Barrémien et de l'Albien présentent les meilleures conditions d'exploitabilité pour la satisfaction différents usages : industriels (maintien de pression des gisements pétroliers par injection d'eau, approvisionnement en eau des activités industrielles, etc.), alimentation en eau domestique des agglomérations humaines (bases vies, etc.) et eau destinée à l'irrigation. Ces eaux sont captées par divers forages hydrauliques implantés dans la région (voir chapitre 4). A cet effet, la connaissance et le suivi des caractéristiques hydrogéochimiques de ces eaux sont de première importance. Dans le cadre du contrôle régulier de la qualité physico-chimique des eaux de consommation et des eaux des puits de la région de TFT, une équipe de la Division Laboratoire de Sonatrach - In Aménas a effectué du 22/08/2021 au 01/09/2021 une campagne d'échantillonnage suivie de l'analyse de l'eau de nombreux forages hydrauliques de la région TFT. Dans ce qui suit, nous traiterons les quelques résultats d'analyse hydrochimique dont nous avons pu disposer.

I. Puits échantillonnés

Les échantillons d'eau prélevée et analysée ont concerné sept (07) puits se situant dans le champ de TFT Ordo (04 puits), le champ Tin Fouyé (02 puits) et le champ de Tifernine (01 puits). (Figure 26)

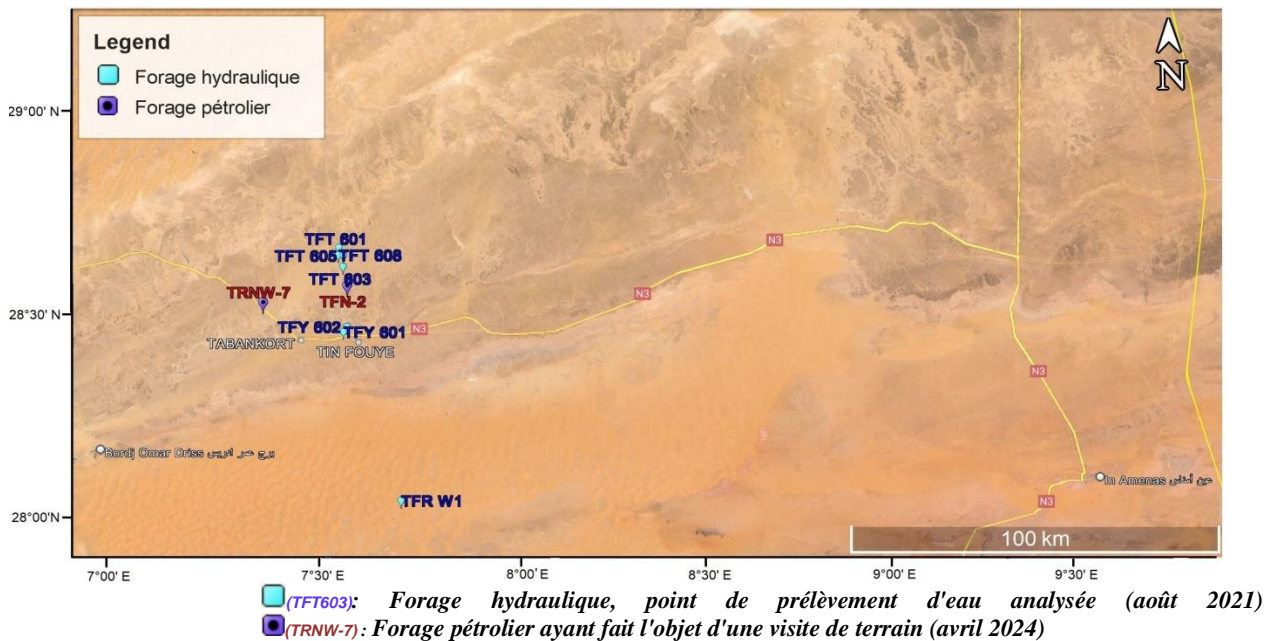


Figure 26 : Carte de localisation des forages hydrauliques : points de prélèvement des eaux analysées (août 2021).

Champ **TFT ORDO**

- Puits **TFT 601** : Latitude 28°36'35.71" Nord ; Longitude 7°30'38.89" Est
- Puits **TFT 603** : Latitude 28°35'51.91" Nord ; Longitude 7°30'30.30" Est
- Puits **TFT 605** : Latitude 28°36'48.50" Nord ; Longitude 7°30'52.11" Est
- Puits **TFT 608** : Latitude 28°36'43.54" Nord ; Longitude 7°30'45.70" Est

Champ **TIN FOUYE**

- Puits **TFY 601** : Latitude 28°25'12.89" Nord ; Longitude 7°30'46.86" Est
- Puits **TFY 602** : Latitude 28°25'58.95" Nord ; Longitude 7°31'24.12" Est

Champ **TIFERNINE**

- Puits **TFRW1** : Latitude 27°59'26.06" Nord ; Longitude 7°39'58.90" Est

- Les échantillons d'eau au niveau des puits du secteur TFT Ordo (601, 603, 605 et 608) et du TFY (601 & 602) correspondent aux eaux de la nappe du Barrémien.
- L'échantillon d'eau prélevée au niveau du puits TFR W1 correspondrait (communication orale) à celui de la nappe de l'Albien.

Les résultats des analyses physico-chimiques et hydrochimiques de l'eau des puits sont présentés à l'exemple de la fiche d'analyse du TFRW1 (Figure 27).

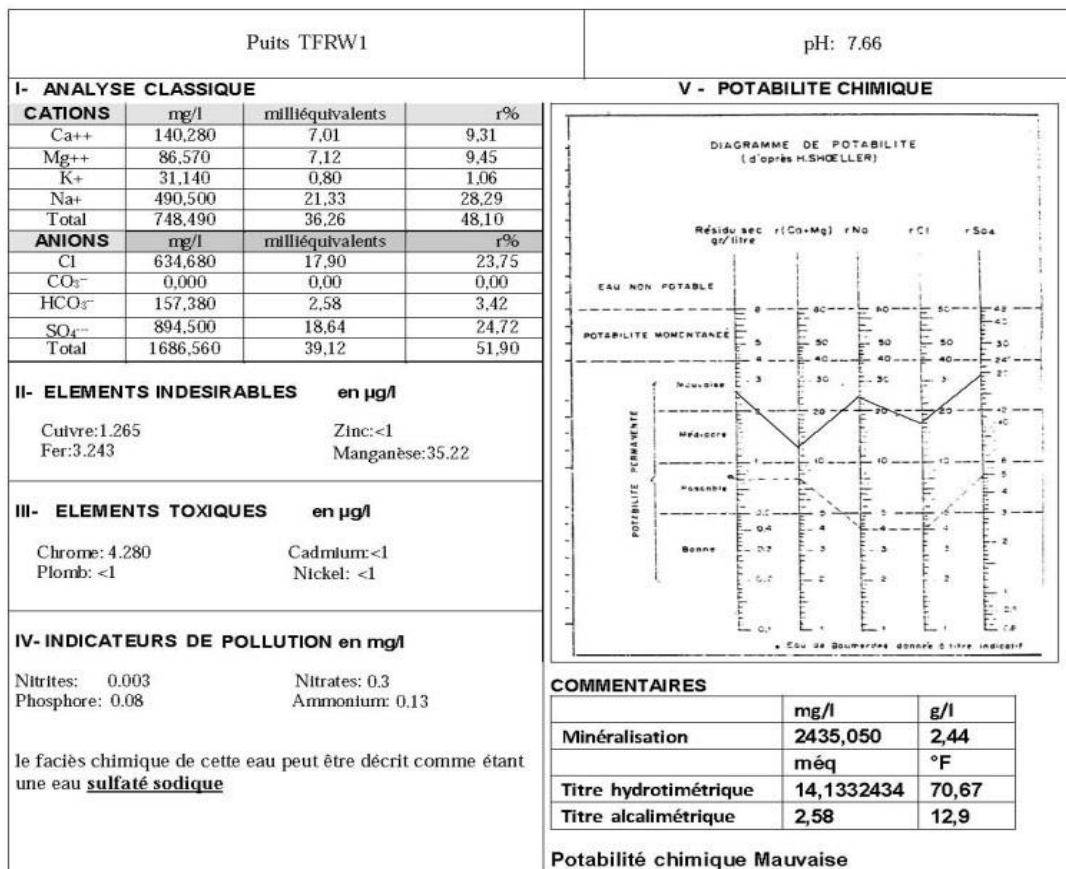


Figure 27 : Exemple de fiche d'analyse physico-chimique d'eau échantillonné au niveau d'un forage hydraulique : cas du forage TFRW1. (Source DP/SH).

Les résultats de l'analyse physico-chimique des eaux des différents puits échantillonnés sont présentés au tableau 4.

Tableau 4 : Valeurs des paramètres physico-chimiques des eaux échantillonnées.

Puits	Ph	TH (F°)	TA (F°)	Min. (mg/l)
TFT 601	7.66	26.33	37.85	842.47
TFT 603	7.1	26.95	31.55	747.33
TFT 605	7.9	26.35	10.65	510.7
TFT 608	7.54	25.3	10.2	477.24
TFY 601	7.87	25.45	13.55	547.11
TFY 602	7.88	27.15	10.9	559.43
TFRW 1	7.66	70.65	12.9	2435.05

II. Etude des paramètres physico-chimiques

II.1 Potentiel hydrogène (pH)

Le pH (potentiel hydrogène) est une mesure de l'acidité ou de la basicité d'une solution aqueuse. Il est défini comme le logarithme négatif de la concentration en ions hydrogène (H⁺) dans une solution : $\text{pH} = -\log [\text{H}^+]$

Le pH est une échelle logarithmique allant de 0 à 14, où :

- Un pH de 7 est considéré comme neutre (par exemple, l'eau pure).
- Un pH inférieur à 7 indique une solution acide.
- Un pH supérieur à 7 indique une solution basique (ou alcaline).

Toutes les valeurs de pH de ces puits se situent entre 7.1 et 7.9, indiquant que l'eau de ces puits est neutre à légèrement basique.

II.2 La dureté (titre hydrométrique TH)

La dureté de l'eau fait référence à la concentration de sels minéraux dissous, principalement de calcium et de magnésium, présents dans l'eau. Elle est souvent mesurée en degrés français (° F) ou en milliéquivalents par litre (méq/l). Plus la concentration de ces minéraux est élevée, plus l'eau est dite "dure". Cette dureté peut influencer divers aspects comme la formation de dépôts calcaires, l'efficacité des détergents, et parfois même le goût de l'eau.

Tableau 5 : Classification des eaux en fonction de la dureté (en ° F).

Dureté (F°)	0 à 3	3 à 15	15 à 30	>30
Eau	très douce	douce	dure	très dure

Les puits TFT et TFY montrent une dureté de l'eau dans la plage de "eau dure" (15 à 30 °F) à l'exception du puits TFRW 1 qui présente une eau très dure (70,65°F). Par rapport aux autres eaux échantillonnées, les eaux de ce puits présentent par ailleurs les plus fortes teneurs en ions calcium (7,01 méq/l), magnésium (7,12 méq/l) ainsi que la plus forte minéralisation (2435, mg/l).

II.3 L'alcalinité

L'alcalinité de eau est liée à la présence de bases fortes CO_3 et OH et de bases faibles HCO_3 . Elle est toujours en relation directe avec le pH. On distingue :

- le titre alcalimétrique complet (TAC) : il représente la somme des bases fortes et faibles.
- le titre alcalimétrique (TA) : il concerne les bases fortes, lorsque le pH est supérieur à 8,3

Relativement aux eaux des forages étudiés, les échantillons de TFT 601 et TFT 603 présentent les valeurs les plus élevées respectivement : 37,85 °F et 31,55 °F. Le puits TFT 608 présente l'alcalinité la plus faible : 10, 2 °F ; soit la capacité de neutralisation des acides la moins élevée.

II.4 Minéralisation

La minéralisation est la concentration totale de substances dissoutes dans l'eau, principalement les sels minéraux. Elle est souvent exprimée en mg/l (milligrammes par litre) ou g/l (grammes par litre).

La minéralisation des eaux de la majorité des puits varie de 477,24 mg/l (TFT 608) à 559,43 (TFY 602)

Les puits TFT 603 et TFT 601 présentent des minéralisations plus élevée, respectivement 747.33 et 842,47 mg/l.

Le puits TFR W1 présente la minéralisation la plus élevée : 2435.05 mg/l. La forte minéralisation des eaux de ce puits captant nappe albienne pourrait être s'expliquer par la présence des traces gypsifères signalées dans le niveau albien (unité lithologique : Touratine supérieur). (voir Figure 9 - Chap II : colonne lithologique du bassin d'Illizi).

III. Etude des paramètres chimiques (éléments majeurs)

L'analyse chimique a concerné les cations et anions majeurs :: Ca⁺⁺, Mg⁺⁺, Na⁺, K⁺ et Cl⁻, HCO₃⁻, CO₃⁻, SO₄⁻², NO₃⁻. (Tableau 6)

Tableau 6 : Résultats de l'analyse des cations et anions majeurs (mg/l).

Puits	CATIONS (mg/l)				ANIONS (mg/l)				
	Ca	Mg	K	Na	Cl	SO4	HCO3	CO3	NO3
TFT 601	64.32	24.92	17.53	44.36	67.37	162.2	130	0	0.1
TFT 603	60.12	28.94	17.57	44.42	67.37	144	384.91	0	0.1
TFT 605	68.33	24.07	17.69	43.43	63.82	155.2	130.54	0	0.2
TFT 608	59.11	25.53	17.45	41.6	70.91	138.2	124.44	0	0.1
TFY 601	59.71	25.65	18.99	48.42	63.82	165.1	165.42	0	0.1
TFY 602	64.32	26.87	19.04	64.45	70.91	181.1	132.74	0	0.4
TFRW 1	140.3	86.57	31.14	490.5	634.7	894.5	157.38	0	0.3

Nous procédons en premier au contrôle de précision et de qualité des analyses chimiques réalisées, par établissement de la balance ionique. Cette démarche est un préalable indispensable à toute présentation des résultats d'analyse et interprétation.

III.1 La balance ionique

La balance ionique fait référence à l'équilibre des charges électriques positives et négatives dans une solution aqueuse. En d'autres termes, c'est l'équilibre entre les ions positifs (cations) et les ions négatifs (anions) présents dans l'eau ou toute autre solution. Cette balance est cruciale pour maintenir la stabilité chimique et électrique de la solution. .

Le calcul de la balance ionique s'effectue par la formule suivante :

$$e\% = \frac{|\sum(r+) - \sum(r-)|}{\sum(r+) + \sum(r-)} \times 100$$

e% étant le pourcentage d'erreur.
r : relative en méq/l

Pour le calcul des pourcentages d'erreurs, nous traiterons les valeurs des cations et des anions en méq/l (Tableau 7)

Tableau 7 : Résultats de l'analyse des cations et anions majeurs en r (méq/l).

Puits	CATIONS (méq/l)					ANIONS (méq/l)				
	Ca	Mg	K	Na	Total	Cl	CO3	HCO3	SO4	Total
TFT 601	3,22	2,05	0,45	1,93	7,64	1,90	0,00	2,13	3,38	7,41
TFT 603	3,01	2,38	0,45	1,93	7,77	1,90	0,00	6,31	3,00	11,21
TFT 605	3,42	1,98	0,45	1,89	7,74	1,80	0,00	2,14	3,23	7,17
TFT 608	2,96	2,10	0,45	1,81	7,31	2,00	0,00	2,04	2,88	6,92
TFY 601	2,99	2,11	0,49	2,11	7,69	1,80	0,00	2,71	3,44	7,95
TFY 602	3,22	2,21	0,49	2,80	8,72	2,00	0,00	2,18	3,77	7,95
TFR W1	7,01	7,12	0,80	21,33	36,26	17,90	0,00	2,58	18,64	39,12

Une analyse est considérée comme :

- très bonne si : $e\% \leq 2$
- acceptable si : $2 < e\% < 5$
- mauvaise si : $e\% > 5$

Les valeurs de pourcentage d'erreur pour chaque échantillon sont portées au tableau 8 :

Tableau 8 : Pourcentages d'erreurs des analyses des eaux des puits étudiés.

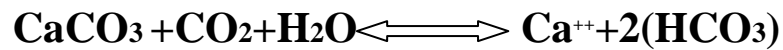
Puits	Total des cations ($\Sigma r+$)	Total des anions ($\Sigma r-$)	Erreur relative (e%)	Qualité de l'analyse
TFT 601	7.64	12.85	25.4270	Mauvaise
TFT 603	7.77	11.21	18.1243	Mauvaise
TFT 605	7.74	7.17	3.8229	Acceptable
TFT 608	7.31	6.92	2.7406	Acceptable
TFY 601	7.69	7.95	1.6624	Très bonne
TFY 602	8.72	7.95	4.6190	Acceptable
TFR W1	36.26	39.12	3.7941	Acceptable

III.2 Cations

Calcium (Ca²⁺) :

Le calcium est un cation métallique divalent (Ca²⁺) présent dans les eaux souterraines et de surface. Il est essentiel pour de nombreuses fonctions biologiques et joue un rôle important dans la composition minérale des eaux.

Sa présence résulte principalement de l'infiltration des eaux à travers des formations carbonatées. La dissolution qui s'en suit est favorisée par le gaz carbonique provenant de l'atmosphère et du sol.



Cette équation montre comment le calcaire se dissout dans l'eau contenant du dioxyde de carbone, libérant des ions calcium et bicarbonates.

Concernant notre secteur d'étude, les puits TFT 601, TFT 603, TFT 605, TFT 608, TFY 601 et TFY 602 captant la nappe barrémienne présentent des concentrations en calcium variant de 60 à 68 mg/l. Le puits TFR W1 captant la nappe albienne présente une concentration en calcium beaucoup plus élevée de l'ordre de 140 mg/l. Cette concentration plus élevée en calcium peut être expliquée comme signalé plus haut à la présence de traces de gypse au sein des alternances de grès et d'argiles de la formation albienne (voir figure 8 – Chap 2)

Magnésium (Mg²⁺) :

Le magnésium est un cation métallique divalent (Mg²) présent dans les eaux. Les puits TFT et TFY captant la nappe du Barrémien présentent des concentrations de Mg variant de 24 à 29 mg/l. Les eaux du puits TFR W1 présentent une concentration de Mg de l'ordre de 86 mg/l.

Sodium (Na⁺) :

Le sodium est un cation métallique monovalent (Na) souvent présent en quantités significatives dans les eaux salines et certaines eaux souterraines. Il est essentiel pour l'équilibre osmotique et joue un rôle dans le goût de l'eau.

Dans le secteur d'étude, les concentrations en sodium des puits varient de 41 à 64 mg/l au niveau des forages TFT 601, TFT 603, TFT 605, TFT 608, TFY 601 et TFY 602. Au niveau du puits TFR W1 la valeur est de 490 mg/l.

Potassium (K^+)

Le potassium est un cation métallique monovalent (K^+) présent dans les eaux, bien que généralement en concentrations plus faibles que le sodium. Dans le secteur étudié, les concentrations de potassium sont assez similaires dans tous les puits, variant de 17.45 mg/l (TFT 601) à 31.14 mg/l (TFRW1).

III.3 Anions

Chlorures (Cl^-) :

Le chlorure est un anion souvent présent dans les eaux souterraines et de surface sous forme de sel ($NaCl$). Il est important pour l'équilibre électrolytique et peut influencer le goût de l'eau. Dans le secteur étudié, les concentrations en chlorure varient de 63.82 mg/l (TFT 605) à 634.68 mg/l (TFR W1).

Bicarbonates (HCO_3^-)

Le bicarbonate est un anion présent dans les eaux, principalement sous forme de bicarbonate de calcium ($Ca(HCO_3)_2$) ou de bicarbonate de magnésium ($Mg(HCO_3)_2$). Il est impliqué dans la chimie tampon de l'eau et peut affecter son alcalinité. Les concentrations en bicarbonate des eaux des puits étudiées varient de 124.44 mg/l (TFY 608) à 384.91 mg/l (TFT 603).

Sulfates (SO_4^{2-})

Le sulfate est un anion présent dans les eaux, souvent sous forme de sulfate de calcium ($CaSO_4$) ou de sulfate de magnésium ($MgSO_4$). Les niveaux de sulfate des eaux étudiés varient de 138.2 mg/l (TFT 608) à 894.5 mg/l (TFR W1).

IV. Etude des rapports caractéristiques

L'étude des rapports caractéristiques concerné les rapports suivants : SO_4/Cl ; Na/Cl ; et Mg/Ca . Les résultats obtenus sont représentent au tableau 9.

Tableau 9 : Rapport caractéristiques des eaux des puits objet d'étude.

Puits	r (SO_4/Cl)	r (Na/Cl)	r (Mg/Ca)
TFT 601	2.41	0.66	0.39
TFT 603	2.14	0.66	0.48
TFT 605	2.43	0.68	0.35
TFT 608	1.95	0.59	0.43
TFY 601	2.59	0.76	0.43
TFY 602	2.55	0.91	0.42
TFR W1	1.41	0.77	0.62

Le rapport $\text{SO}_4^{2-}/\text{Cl}^-$

Les valeurs du rapport $\text{SO}_4^{2-}/\text{Cl}^-$ sont supérieurs à l'unité pour l'ensemble des eaux : les sulfates dominant les chlorures. Les eaux des puits implantés à Tin Fouyé se signalent par les rapports les plus élevés, suggérant une source de sulfates plus dominante au niveau de cette zone.

Le rapport Na^+/Cl^-

Les résultats obtenus montrent une dominance du sodium sur les chlorures pour l'ensemble des échantillons en particulier au TFR W1.

Le rapport $\text{Mg}^{2+}/\text{Cl}^-$

La dominance du calcium sur le magnésium est assez nette sur l'ensemble des points d'eau, et de façon plus marquée au TFR W1.

V. Etude du faciès hydrochimique des eaux analysées

Les faciès et sous-faciès hydrochimiques des eaux échantillonnées ont été définis par exploitation de leurs teneurs en milliéquivalent/l (Tableau 7). Ils ont été déterminés de façon numérique par établissement des formules caractéristiques (Tableau 10) ainsi que par représentation graphique sur diagramme de "Schoeller-Berkaloff" (Figure 28) et sur diagramme de Piper (Figure 29).

Tableau 10 : Formules caractéristiques des faciès hydrochimique des eaux échantillonnées.

Puits	formule caractéristique		Facies hydrochimique
TFT 601	SO ₄ > HCO ₃ > CL+NO ₃	Ca > Na+K > Mg	Sulfaté calcique
TFT 603	HCO ₃ > SO ₄ > CL+NO ₃	Ca > Na+K > Mg	Bicarbonaté calcique
TFT 605	SO ₄ > HCO ₃ > CL+NO ₃	Ca > Na+K > Mg	Sulfaté calcique
TFT 608	SO ₄ > HCO ₃ > CL+NO ₃	Ca > Na+K > Mg	Sulfaté calcique
TFY 601	SO ₄ > HCO ₃ > CL+NO ₃	Ca > Na+K > Mg	Sulfaté calcique
TFY 602	SO ₄ > HCO ₃ > CL+NO ₃	Ca > Na+K > Mg	Sulfaté sodique
TFR W1	SO ₄ > CL+NO ₃ > HCO ₃	Na+K > Mg > Ca	Sulfaté sodique et chloruré

V.1 Représentation par diagramme de Schoeller-Berkaloff :

Le diagramme de Schoeller-Berkaloff est utilisé pour comparer les compositions chimiques de plusieurs échantillons d'eau. Les concentrations des ions sont représentées sur une échelle logarithmique afin de faciliter la comparaison.

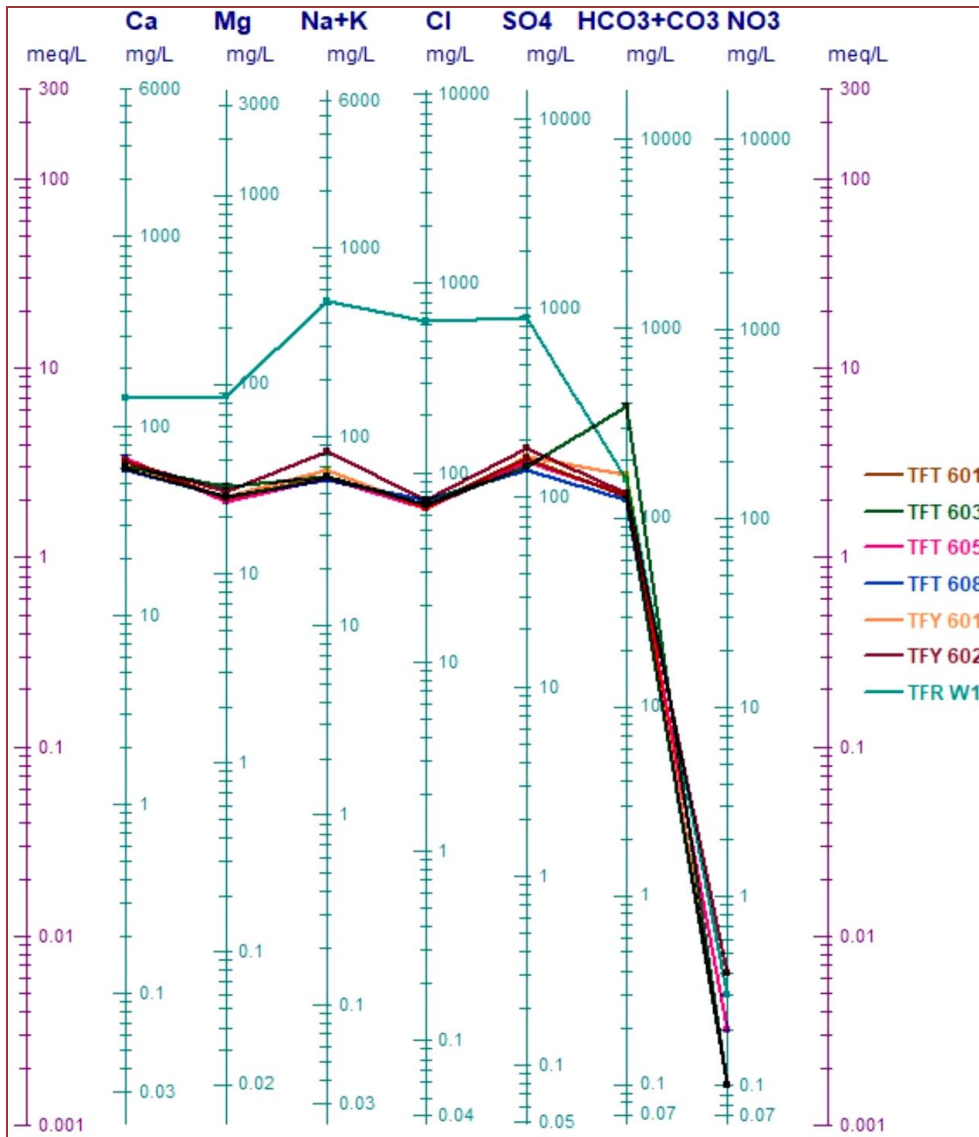


Figure 28 : Représentation graphique des échantillons sur graphique de Schoeller-Berkaloff.

Le diagramme fait bien ressortir le faciès bicarbonaté calcique de TFT 603 et le faciès sulfaté sodique TFR W1.

V.2 Représentation par diagramme de Piper :

Cette méthode consiste à représenter sur deux triangles les pourcentages des quantités en réactions (r %) de chaque cation et anion (tableau 11). Les deux points sont reportés sur un losange en un seul point qui représente la famille chimique de l'eau (Figure 29)

Tableau 11 : Résultats des analyses chimiques en r (%).

Puits	CATIONS r%					ANIONS r%				
	Ca	Mg	K	Na	Total	Cl	CO3	HCO3	SO4	Total
TFT 601	21,36	13,61	2,99	12,81	50,77	12,62	0,00	14,16	22,45	49,23
TFT 603	15,84	12,54	2,37	10,18	40,93	10,01	0,00	33,25	15,81	59,07
TFT 605	22,91	13,27	3,04	12,66	51,89	12,07	0,00	14,35	21,68	48,11
TFT 608	20,77	14,75	3,14	12,71	51,38	14,05	0,00	14,34	20,23	48,62
TFY 601	19,09	13,49	3,11	13,46	49,15	11,51	0,00	17,34	21,99	50,85
TFY 602	19,30	13,26	2,93	16,81	52,30	12,00	0,00	13,06	22,64	47,70
TFR W1	9,31	9,45	1,06	28,29	48,10	23,75	0,00	3,42	24,72	51,90

Le diagramme de Piper présente l'avantage de pouvoir regrouper et de visualiser un grand nombre d'analyses. Les résultats obtenus concernant non échantillons d'eau confirment les faciès et sous-faciès déjà signalés (Figure 29).

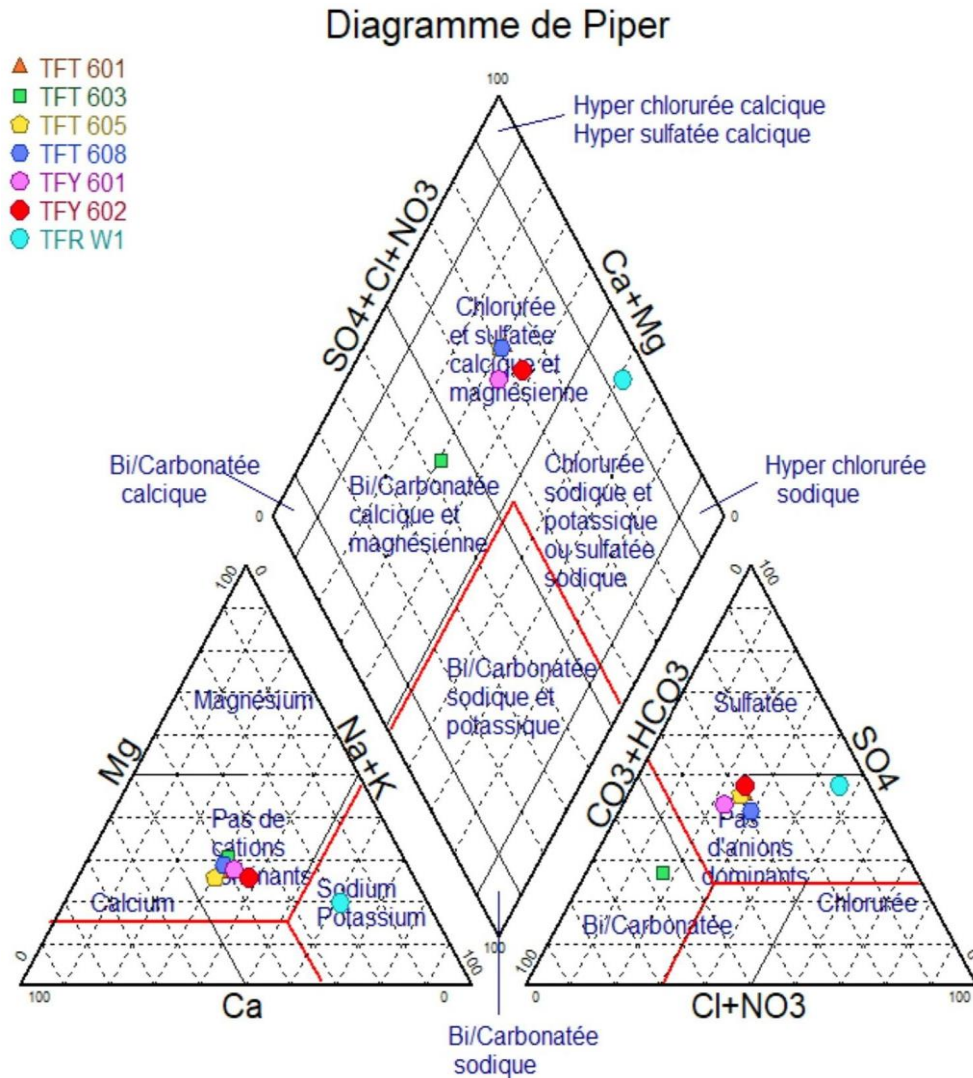


Figure 29 : Représentation graphique des faciès hydrochimiques sur diagramme de Piper.

Relativement aux faciès hydrochimiques, il ressort ainsi que quatre grandes catégories de faciès se dégagent :

- Le faciès **bicarbonaté calcique** caractérisant les eaux du puits de TFT 603 (nappe du Barrémien).
- Le faciès **sulfaté calcique** caractérisant les eaux des puits TFT 601, TFT 605, TFT 608 et TFY 601 (nappe du Barrémien).

- Le faciès **sulfaté sodique** caractérisant les eaux du puits TFY 602 (nappe du Barrémien).
- Le faciès **sulfaté sodique et chloruré** caractérisant les eaux du puits le plus minéralisé (2435.05 mg/l) du secteur d'étude : TFR W1 (nappe de l'Albien).

Une interprétation plus poussée de ces résultats nécessiterait des données plus fournies : coupes hydrogéologiques des forages, plus d'échantillons analysés pour traitement statistique, paramètres analysés (température, profondeur de prélèvement, etc.) etc.

VI. Etude de la composition chimique en éléments majeurs, mineurs et indicateurs de pollution au regard de l'usage domestique de l'eau des forages hydrauliques étudiés.

Les sept forages hydrauliques étudiés étant exploités pour la satisfaction de besoins en eau domestique dans la zone d'étude, il importe d'étudier le volet relatif à leur potabilité. En Algérie la norme de potabilité est définie par le décret exécutif n° 14-96 du 04 mars 2014 relatif à la qualité de l'eau de consommation humaine. Ce décret définit, entre autres, un groupe de paramètres chimiques avec valeurs limites et un groupe de paramètres physico-chimiques avec valeurs indicatives. Nous présentons en tableau 12 la liste des paramètres dont nous disposons des valeurs d'analyse d'eau au niveau des sept forages étudiés.

Tableau 12 : Paramètres chimiques et physico-chimiques (extrait 1) relatifs à la qualité de l'eau de consommation humaine) (JORADP, 2014).

Groupe de paramètres	Substances	Unité	Valeurs
Paramètres chimiques (Valeurs limites)	Ammonium	mg/l	0,5
	Nitrates	mg/l	50
	Nitrites	mg/l	0,2
	Cadmium	µg/l	3
	Chrome total	µg/l	50
	Cuivre	mg/l	2
	Nickel	µg/l	70
	Plomb	µg/l	10
	Zinc	mg/l	5

Paramètres physico-chimiques en relation avec la structure naturelle des eaux (Valeurs indicatives)	Alcalinité (TA)	mg/l CaCO ₃	65 (valeur minimale)
	Calcium	mg/l	200
	Chlorure	mg/l	500
	Concentration en ions hydrogène	Unité pH	6,5 - 9
	Dureté (TH)	mg/l en CaCO ₃	500
	Fer total	mg/l	0,3
	Manganèse	ug/l	50
	Phosphore	mg/l	5
	Potassium	mg/l	12
	Sodium	mg/l	200
	Sulfates	mg/l	400

VI.1 Etude des paramètres chimiques à valeurs limites

Les paramètres chimiques à valeurs limites des eaux échantillonnées au niveau des sept forages sont présentés au tableau 13.

Tableau 13 : Teneurs en paramètres chimiques à valeurs limites des eaux échantillonnées au niveau des sept forages.

Puits	Paramètres chimiques								
	NH ₄ (mg/l)	NO ₃ (mg/l)	NO ₂ (mg/l)	Cd (ug/l)	Cr (ug/l)	Cu (mg/l)	Ni (ug/l)	Pb (ug/l)	Zn (mg/l)
TFT 601	0.23	0.1	0.016	1.035	4.278	3.953*	<1	2.862	<1
TFT 603	0.07	0.1	0.003	1.252	4.823	1.573	<1	3.028	<1
TFT 605	0.92*	0.2	0.004	1.31	4.415	1.267	<1	3.318	<1
TFT 608	0.24	0.1	0.002	1.316	4.514	<1	<1	<1	<1
TFY 601	0.13	0.1	0.003	<1	4.28	1.265	<1	<1	<1
TFY 602	0.09	0.4	0.2	<1	4.294	<1	1.5	<1	<1
TFR W1	0.04	0.3	0.07	<1	4.565	<1	<1	<1	<1
Normes	0.5	50	0.2	3	50	2	70	10	5

Concernant les composés ammonium (NH₄), nitrates (NO₃) et nitrites (NO₂), ils peuvent provenir de diverses sources, telles que les engrais agricoles, les eaux usées domestiques et les rejets industriels. Dans la zone d'étude, es résultats montrent que les eaux des puits TFT 603, TFT 608, TFY 601, TFY 602, et TFR W1 respectent les normes de potabilité pour tous les

paramètres analysés. Seules les eaux du forage TFT 605 présentent une teneur en ammonium (NH₄) dépassant légèrement les valeurs limites (0.92 mg/l pour une limite de 0.5 mg/l).

Les éléments tels le cuivre et le zinc sont des substances qui, bien qu'elles ne soient pas nécessairement toxiques à faibles concentrations, peuvent altérer la qualité de l'eau et la rendre impropre à certaines utilisations. Ces éléments peuvent provenir de la corrosion des canalisations, des activités minières, ou d'autres sources anthropiques et naturelles. Dans la zone d'étude, toutes les valeurs des métaux restent en dessous des valeurs limites à l'exception du cas du puits TFT 601 qui présente une concentration en cuivre (Cu) qui dépasse la norme : 3.953 ug/l contre une valeur limite de 2 ug/l.

Concernant les éléments toxiques tels le chrome (Cr), cadmium (Cd), plomb (Pb) et le nickel (Ni), ce sont des substances qui, même à très faibles concentrations, peuvent avoir des effets nocifs sur la santé humaine et l'environnement. Ces métaux lourds sont souvent associés à des activités industrielles et peuvent s'accumuler dans les organismes vivants, causant divers problèmes de santé. Les valeurs des éléments toxiques analysés dans les échantillons d'eau de la zone étudiée restent inférieures aux valeurs limites.

VI.2 Etude des paramètres physico-chimiques à valeurs indicatives

Les teneurs en paramètres physico-chimiques, à valeurs indicatives en relation avec la structure naturelle des eaux, sont présentées en tableau 14.

Tableau 14 : Teneurs en paramètres physico-chimiques, à valeurs indicatives en relation avec la structure naturelle des eaux, au niveau des sept forages.

Paramètres physico-chimiques en relation avec la structure naturelle des eaux												
Puits	TA (mg/l CaCO3)	Ca (mg/l)	Cl (mg/l)	Ph	TH (mg/l CaCO3)	Fe (mg/l)	Mn (ug/l)	P (mg/l)	K (mg/l)	Na (mg/l)	SO4 (mg/l)	Minéralisation* (mg/l)
TFT 601	378.5	64.32	67.37	7.66	263.3	0.096	42.26	0.03	17.53	44.36	162.2	842.47
TFT 603	315.5	60.12	67.37	7.1	269.5	0.012	15.28	0.08	17.57	44.42	144	747.33
TFT 605	106.5	68.33	63.82	7.9	263.5	0.010	17.93	0.32	17.69	43.43	155.2	510.77
TFT 608	102	59.11	70.91	7.54	253	0.010	16.86	0.34	17.45	41.6	138.2	477.24
TFY 601	135.5	59.71	63.82	7.87	254.5	0.003	35.22	0.08	18.99	48.42	165.1	547.11
TFY 602	109	64.32	70.91	7.88	271.5	0.087	16.29	4.68	19.04	64.45	181.1	559.43
TFR W1	129	140.28	634.68	7.66	706.5	0.111	21.03	0.16	31.14	490.5	894.5	2435.05
Normes	65 (val. min.)	200	500	6.5 - 9	500	0.300	50	5	12	200	400	2100*

* Ne disposant pas des valeurs de la conductivité à 20 °C dans les fiches d'analyse, ce sont les valeurs de la minéralisation qui sont portés sur le tableau. La norme algérienne étant de 2800 µS/cm (voir tableau IV.8) cela équivalerait pour un facteur de conversion de 0,758 à approximativement 2100 mg/l

Il apparaît que majoritairement, la plupart des paramètres analysés ne dépassent pas les normes de potabilité (hors paramètres microbiologiques et autres paramètres non analysés).

Comme attendu, du fait de leur contexte hydrogéologique particulier les eaux du puits TFR W1 présentent des teneurs au-delà des normes de potabilité.

Remarquons par ailleurs, que les teneurs en potassium (K) présentent systématiquement des valeurs dépassant la norme pour l'ensemble des échantillons analysés ! Cela pourrait découler d'une imperfection de mesure de ce paramètre).

Synthèse

De façon générale, les eaux puits des champs TFT ORDO et TIN FOUYE à quelques éléments près semblent généralement conformes aux normes de potabilité en termes de paramètres physico-chimiques et chimiques (hors paramètres microbiologiques et autres paramètres non analysés).

Les eaux du puits TFR W1 du champ TINFERNINE présentent des niveaux élevés pour la majorité des paramètres chimiques et physico-chimiques, rendant ces eaux non potable sans traitement adéquat.

VII. L'aptitude des eaux à l'irrigation

Dans la région TFT, les eaux exploitées au niveau des forages hydrauliques en plus de leurs usages pour des besoins domestiques servent également à l'arrosage des espaces verts au niveau des bases de vie et à l'irrigation de petites parcelles agricoles autour des regroupements humains. L'aptitude des eaux pour ces usages doit faire référence à la qualité de l'eau en termes de ses caractéristiques physiques, chimiques et biologiques, et à sa capacité à être utilisée sans causer de dommages aux cultures, au sol ou à l'environnement.

A cet effet, le Sodium Adsorption Ratio (SAR) est un indicateur clé d'évaluation du rôle de la minéralisation de l'eau pouvant affecter la structure et la perméabilité du sol ainsi que la croissance des plantes. L'aptitude des eaux à l'irrigation par rapport au SAR se réfère à l'évaluation de la qualité de l'eau pour l'irrigation agricole en fonction de la proportion de sodium par rapport au calcium et au magnésium dans l'eau. Le sodium est un élément des bases alcalines et alcalino-terreuses. Il joue un rôle important dans le maintien de la perméabilité des sols pour l'irrigation. A cet effet le SAR est utilisé pour évaluer le risque de dispersion des sols sodiques.

La formule pour calculer le SAR est la suivante :

$$SAR = \frac{Na^+}{\sqrt{\frac{(Ca^{2+} + Mg^{2+})}{2}}}$$

où les concentrations de Na^+ , Ca^{2+} et Mg^{2+} sont exprimées en milliéquivalents par litre (még/l).

Les valeurs du SAR relatives aux eaux des forages étudiés sont présentées au tableau 15.

Tableau 15 : Valeurs du SAR des eaux des puits du secteur d'étude.

Puits	SAR
TFT 601	1.19
TFT 603	1.18
TFT 605	1.15
TFT 608	1.14
TFY 601	1.32
TFY 602	1.7
TFR W1	8.02

VII.1 Diagramme de RIVERSIDE :

Ce diagramme permet en rapport et visualise les valeurs du SAR de chaque échantillon d'eau en fonction de sa minéralisation exprimée par la conductivité. Le diagramme de Riverside (Fig.32) comporte les subdivisions suivantes :

Zones de SAR (pouvoir alcalinisant)

- Faible 1. S.A.R <13 : eaux utilisées avec peu de danger d'alcalinisation des sols
Moyen 2. 13 < S.A.R < 22 : eaux pouvant provoquer un danger d'alcalinisation
Fort 3. S.A.R > 22 : eaux présentant un danger d'alcalinisation très fort

Zones de Conductivité :

- 0 - 250 $\mu\text{S/cm}$: Faible salinité.
250 - 750 $\mu\text{S/cm}$: Salinité modérée.
750 - 2250 $\mu\text{S/cm}$: Salinité élevée.
2250 - 5000 $\mu\text{S/cm}$: Très haute salinité.
> 5000 $\mu\text{S/cm}$: Salinité excessive.

Après calcul du SAR et déduction de la conductivité des sept échantillons d'eau, les couples de valeurs sont reportés sur le diagramme de Riverside. (Figure 30)

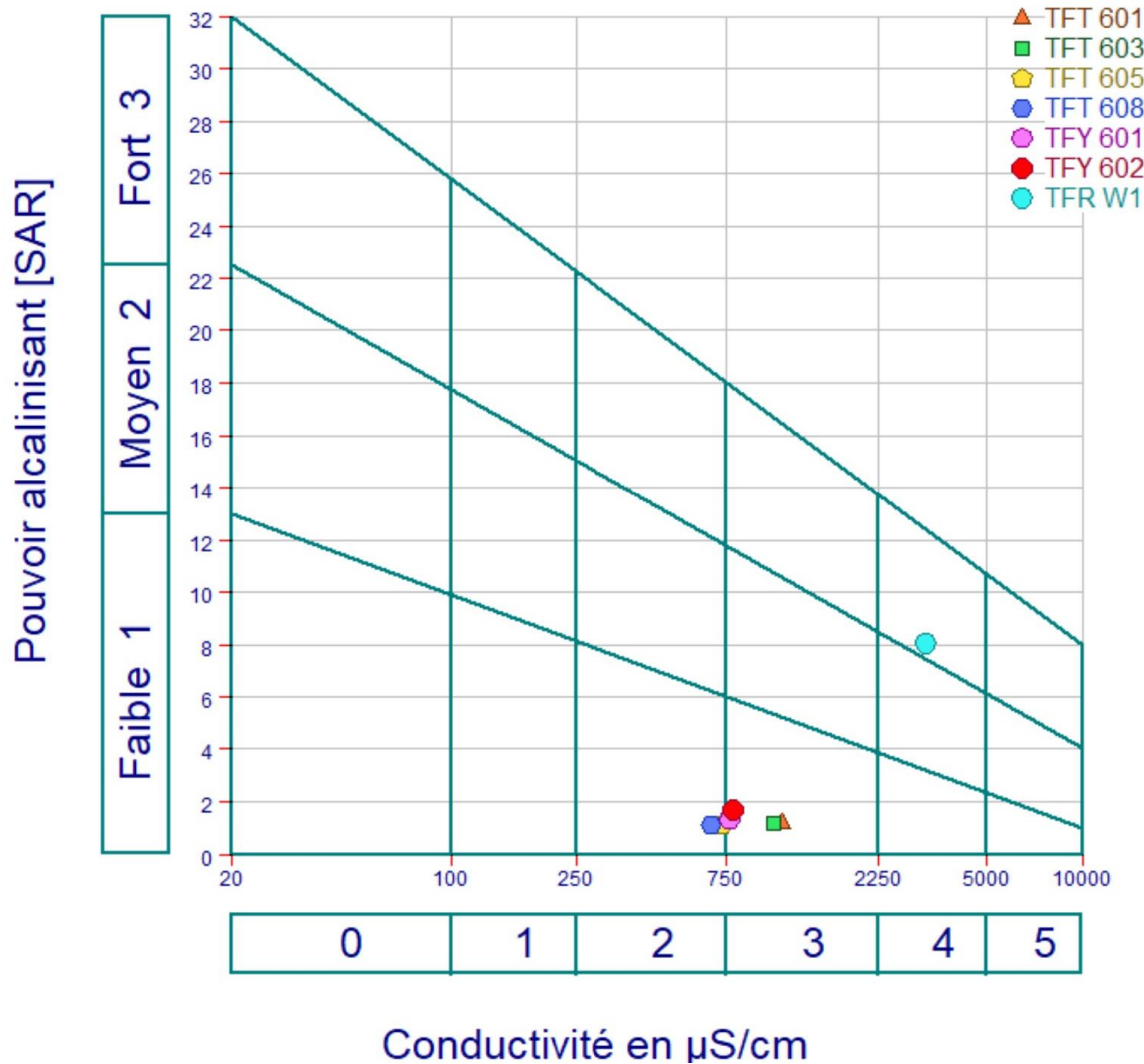


Figure 30 : Représentation graphique des eaux des sept forages sur le diagramme de Riverside.

D'après le diagramme, on constate que :

- la majorité des échantillons d'eau de TFT 605, TFT 608, TFY 601 et TFY 602 présentent de faibles SAR (1) et un niveau de salinité à la limite entre moyen (2) et fort (3),
- les échantillons d'eau de TFT 601 et TFT 603 présentent de faibles SAR (1) et un niveau de salinité fort (3),
- l'échantillon d'eau de TFR W1 présente un fort niveau de SAR (3) et un fort niveau de salinité (4).

Ce sont les eaux de TFR W1, et un peu moins ceux de TFT 601 et TFT 603, qui nécessitent le plus de précautions pour leur utilisation pour l'irrigation.

Conclusion :

L'étude hydrochimique des eaux souterraines de la région de TFT révèle une qualité globalement acceptable pour la majorité des puits, conforme aux normes algériennes pour la consommation et l'utilisation quotidienne. Les puits des champs TFT Ordo et Tin Fouyé montrent des valeurs physico-chimiques et chimiques dans les limites acceptables, indiquant une eau potable. Cependant, le puits TFR W1 présente des concentrations élevées de solides dissous, de minéraux et d'éléments indésirables, rendant son eau non potable sans traitement approprié.

L'aptitude à l'irrigation des eaux est également variée, avec la plupart des puits montrant une salinité et un SAR faibles, adéquats pour l'irrigation agricole. Toutefois, le puits TFR W1 affiche des niveaux de salinité et de SAR plus élevés, nécessitant des précautions spéciales.

En somme, la qualité de l'eau souterraine dans la région est largement influencée par les conditions géologiques locales, avec une attention particulière nécessaire pour les sources présentant des contaminations plus élevées. Une surveillance continue et des traitements adéquats sont essentiels pour assurer la sécurité et la qualité de l'eau pour tous les usages.

Conclusion générale

La région de Tin FouyéTabankort (TFT) dans le bassin d'Illizi en Algérie est un site majeur pour la production de pétrole et de gaz, avec une histoire d'exploitation remontant aux années 1950. Grâce à des techniques d'extraction avancées telles que le gas-lift, l'injection d'eau et le pompage électrique, la région a réussi à maintenir une production stable malgré les défis, notamment la diminution de la pression des réservoirs et l'intrusion d'eau. Le développement continu de la région comprend des projets visant à maximiser la récupération des ressources et à améliorer les processus de production, témoignant de l'engagement à surmonter les obstacles techniques.

Les activités de forage dans cette région génèrent des boues de forage, qui contiennent diverses substances chimiques ou colloïdales. Ces boues, sans traitement adéquat, posent des risques environnementaux significatifs, incluant la pollution des sols, des eaux souterraines et des aquifères, ainsi que des impacts sur la faune et la flore. Les teneurs en huile des rejets de boues, bien qu'inférieures aux limites maximales conventionnelles, restent préoccupantes. Des analyses granulométriques et minéralogiques révèlent une composition complexe, incluant des oxydes de fer, du quartz et de la calcite.

Un plan de management environnemental efficace pour les boues de forage comprend la réduction à la source, le recyclage et la réutilisation des fluides et des fractions solides, ainsi que des traitements adaptés pour minimiser les rejets. Ce plan doit être intégré et proactif, aligné sur les politiques HSE (Hygiène, Sécurité et Environnement) des entreprises, et conforme aux restrictions légales. la gestion des boues de forage à TFT doit être stratégique et méthodique, visant à protéger l'environnement tout en optimisant les performances économiques et opérationnelles de l'industrie pétrolière et gazière.

Références bibliographiques

Adda, M. (2013). CARACTERISATION HYDROCHIMIQUE ET POLLUTION DES EAUX SOUTERRAINS EN CONTEXTE URBAIN : CAS DE L'AGGLOMERATION ORANIASE (ALGERIE). Mémoire, Université Mohamed Ben Ahmed. Oran 2.

Azzi, M. (2018). "Interprétation sismique structurale au toit de Devonien F2; Silurien F6 – M1 et l'Ordovicien de la région nord-est (Bassin d'Illizi)". Mémoire, Université KasdiMerbah. Ouargla.

Belgacem, R. (2019). Caractérisation des eaux de gisement de Hassi Messaoud et gestion des déchets de forage pour la préservation de l'environnement. Mémoire de master, Université Saad Dahleb, Blida.

Bendekliche, N. (2020). Etude bibliographique des problèmes de dépôts minéraux dans l'industrie pétrolière. Mémoire, Université M'Hamed Bougara. Boumerdes.((gisements))

Bournas, N., Galdeano, A., Hamoudi, M., & Baker, H., (2003). Interpretation of the aeromagnetic map of Eastern Hoggar (Algeria) using the Euler deconvolution, analytic signal and local wavenumber methods. Journal of African Earth. Sciences 37, 191–205.

Cheraitia, Z., Mostefaoui, Z., & Zaafour, M. T. (2016). Caractérisation structurale et pétrophysique de réservoir Ordovicien de Tin Fouyé-Tabankort De bassin d'Illizi. Mémoire, Université Kasdi Merbah. Ouargla.

Fatah, S. (2019). Rapport de Stage. Mémoire. Université de Boumerdes.

Guerfi; S., & Hambli; A. (2022). Valorisation des boues issues du processus de forage pétrolier. Cas du complexe pétrolier de Tin Fouye Tabankort. Mémoire de master, Université Badji Mokhtar, Annaba.

Joradp (2014) : Décret exécutif n°14-96 du 4 mars 2014 modifiant et complétant le décret exécutif n° 11-125 du 22 mars 2011 relatif à la qualité de l'eau de consommation humaine.

Khadraoui, A. (2016). Etude Hydrogéologique de la région d'Illizi. Mémoire, Université Kasdi Merbah. Ouargla.

Khadraoui, A. (2016). Etude Thermodynamique et Maintenance de la Turbine à gaz MS5002C. Mémoire, Université Kasdi Merbah. Ouargla.

Khene, F. (2021). Contrôle de la qualité physico-chimique des eaux de consommation de la région de TFT. SONATRACH Division Production Direction Régional FTFT BP 66 Wilaya Illizi.

Merabet, M. & Belabed, M. (2020). Traitement par nanofiltration des eaux d'injection de Lias : application à la récupération assistée des hydrocarbures dans le gisement de TFT. Mémoire; École Nationale Polytechnique.

Observatoire du Sahara et du Sahel (s.d)."Le SASS." Système Aquifère du Sahara Septentrional (SASS). à l'adresse <https://sass.oss-online.org/fr/le-sass>

Populationdata.net. (2017). Maghreb hydrocarbures. à l'adresse <https://www.populationdata.net/cartes/maghreb-hydrocarbures/>

Ragdi; M., & Haddad; O. (2018). Rapport de Fin de Stage. Mémoire.

Sadoun, I., Amamra, M. A., Korichi, O., Zelaci, M. S., & BenYamma, Y. (2023). Simulation et optimisation de fonctionnement du ballon de séparation D-104/B au niveau de l'UTGA. Mémoire, Université Echahid Hamma Lakhdar, d'El-Oued.

Selman, K. (2016). L'impact des forages pétroliers sur le Continental Intercalaire dans la région d'Illizi. Mémoire, Université Kasdi Merbah. Ouargla.

Sonatrach/exploration : divers documents

Wikipédia. (2024). Wilaya d'Illizi. à l'adresse https://fr.wikipedia.org/wiki/Wilaya_d%27Illizi