



**DEPARTEMENTS DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
MEMOIRE DE FIN D'ETUDE**

En vue de l'obtention de diplôme de Master
Option : Hydrogéologie

TITRE :

**Etude hydrogéologique, hydrochimique et l'impact
du gaz de schiste sur la nappe Albienne (région In Salah)**

Présenté par :

L'étudiant : Ben Cherif Ahmed

L'étudiant : Messaoudi Abdelkader

Soutenu devant le jury le: 30/5/2021

Mr. HAMI.KHELIFA	MCA	C.U.Tindouf	Président
Mr. ZEROUAL.IBRAHIM	MCA	C.U.Tindouf	Examineur
Mr. TALHI.ABDELKARIM	MCA	C.U.Tindouf	Examineur
M ^{me} . DJELLOULI DELLA.K	MAA	C.U.Tindouf	Rapporteur

Année universitaire : 2020/2021

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciement

Nous tenons à remercier :

Avent tout

Allah le tout puissant de nous avoir donné le courage et la volonté d'accomplir ce travail

Tout particulier

Notre encadreur, madame DJELLOULI DELLA Kheira, pour nous avoir encadré, dirigé et conseillé, et pour avoir mis à notre disposition tous les moyens nécessaires à l'accomplissement de ce travail.

Également

Les membres du jury qui nous font le grand honneur d'évaluer ce travail.

Employés de bureau ANRH d'Adrar

Enfin

Tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin, que ce soit par leur amitié, leurs conseils ou leurs soutiens moraux, trouveront dans ces quelques lignes l'expression de nos remerciements les plus vifs.

Dédicace

A :

Mes très chers parents

Mes très chers frères. A mes très chères sœurs. A toute ma grande famille.

Mon collègue pour ce travail.

Tous mes très chers amis sans exception.

Mon encadreur : Madame. DJELLOULI DELLA.K, pour toute sa bonté et sa patience pour la réalisation de ce travail.

Toute la promotion de Master hydrogéologie 2020/2021.

Dédicace

Pour mon très cher père et ma très cher mère

Chers frères. Chères sœurs. À toute ma famille

Mon collègue MESSAOUDI,

Tous mes très chers amis sans exception.

Mon encadreur : Madame. DJELLOULI DELLA.K, pour toute sa bonté et sa patience pour la
réalisation de ce travail

Qu'Allah les récompensent bien.

SOMMAIRE

Liste de figures.....	I
Liste de tableau.....	II
Liste des abréviations.....	III
Introduction général.....	1
Chapitre I : Généralité sur la région d'étude	
I.1.Situation géographique.....	3
I.2. Géomorphologie et topographique du site.....	3
I.3. Réseau hydrographique.....	4
I.4 La géologie de région d'étude (IN SALAH).....	4
I.4.1 la Lithostratigraphie de la zone d'étude.....	6
I.4.1.1 Le Paléozoïque.....	6
I.4.1.1.1 Le Dévonien.....	6
I.4.1.1.1.1 Le Dévonien inférieur.....	6
I.4.1.1.1.2 Le Dévonien supérieure.....	6
I.4.1.1.2 Carbonifère.....	7
I.4.1.1.3 le mésozoïque.....	7
I.4.1.1.3.1 Le Crétacés inférieur (continentale intercalaire).....	7
I.4.1.1.3.1.1 Le Crétacé supérieure.....	7
I.4.1.1.3.1.1.1 Le Cénomaniens.....	7
I.4.1.1.3.1.1.2 Le Turonien	7
I.4.1.1.3.1.1.3 Le Sénonien.....	7
I.4.1.1.4 Le Quaternaire.....	7
I.5 Contexte climatologique de la région.....	8
I.5.1. La température.....	8
I.5.2 Les précipitations.....	10
I.5.3. Diagramme Ombrothermique de GAUSSEN.....	10
I.5.4 Le vent.....	11
I.5.5 L'ensoleillement.....	12
I.5.6 Hummidité.....	13
I.6. Climagramme d'Emberger.....	13
Chapitre: II. Etude Hydrogéologique	
II.2 Hydrogéologie régionale.....	16
II.2.1 Système Aquifère du Sahara Septentrional.....	16
II.2.2 Formation du Continental Intercalaire (CI).....	16
II.3 Hydrogéologie de la zone d'étude	18
II.3.1 La nappe du Continental Intercalaire dans la région d'étude.....	19
II.3.1.1 La géométrie de l'aquifère CI dans la région d'étude.....	19
II.3.1.2 Epaisseur du Continental Intercalaire.....	19
II.3.1.2.1 La carte d'épaisseur.....	19
II.3.1.3 Caractéristique de la nappe CI.....	20

II.3.1.3.1 Les coupes lithologiques.....	20
II.3.1.4 Alimentation du Continental Intercalaire (CI).....	21
II.4 Piézométrie et gradient hydraulique.....	22
II.4.1 La piézométrie du système aquifère du (CI).....	22
II.4.2 Carte piézométrique de la zone d'étude.....	22
II.4.3 Les exutoires.....	23
II.5 Paramètres hydrodynamiques de la nappe du Continental Intercalaire.....	23
II.5.1 Transmissivité T.....	23
II.5.2 Coefficient d'Emmagasinement S.....	24
II.6 L'exploitation des eaux dans la région d'In Salah.....	24
Chapitre III : Etude hydrochimique	
III.2 Paramètres organoleptique.....	26
III.2.1 la couleur.....	26
III.2.2 L'odeur.....	26
III.2.3 Le Gout.....	26
III.3 Paramètres physiques.....	27
III.3.1 Potentiels d'hydrogène (pH).....	27
III.3.2 Conductivité électrique (CE).....	28
III.3.3 La dureté (TH).....	29
III.3.4 Résidu sec (RS).....	29
III.3.5 La minéralisation.....	30
III.4 Paramètres chimiques.....	31
III.4.1 Balance ionique.....	31
III.4.2 Etude des cations.....	32
III.4.2.1 Calcium (Ca^{++}).....	32
III.4.2.2 Magnésium (Mg^{2+}).....	33
III.4.2.3 Sodium (Na^+).....	33
III.4.2.4 Potassium (K^+).....	34
III.4.3. Etude Des Anions.....	34
III.4.3.1.Chlorures Cl^-	34
III.4.3.2 Bicarbonates (HCO_3^-).....	35
III.4.3.3 Les sulfates.....	35
III.4.4 Les paramètres de pollution.....	36
III.4.4.1 Nitrates NO_3^-	36
III.5 Faciès géochimique.....	36
III.5.1 Les formules ioniques et faciès chimiques des eaux.....	36
III.5.2 Diagramme de Piper.....	36
III.5.3 Diagramme de Schoeller-Berkaloff.....	37
III.6 Etude des rapports caractéristiques.....	39
III.6.1 Rapport $\text{SO}_4^{2-}/\text{Cl}^-$	39

III.6.2 Rapport Mg^{2+}/Ca^{2+}	39
III.6.3 Rapport Na^+/Cl^-	40
III.7 Qualité des eaux d'irrigation.....	40
III.8 Potabilité des eaux de la nappe de continental intercalaire.....	41
Chapitre IV/ gaz de schiste et son impact sur l'environnement	
Partie I : Généralité sur le gaz de schiste.....	43
I.2 Définition du gaz de schiste.....	34
I.3 Les réserves internationales du gaz de schiste.....	43
I.3.1 Classement des réserves importants.....	44
I.4 Processus de production du gaz de schiste.....	45
I.4.1 Les travaux préliminaires.....	45
I.4.2 L'exploration et la fracturation.....	45
I.4.3 La production.....	46
I.4.4 La distribution.....	47
I.4.5 La fermeture définitive.....	47
I.5 Principe de la fracturation hydraulique.....	47
I.5.1 Le forage	48
I.5.2 Fracturation hydraulique.....	48
I.5.2.1 Le fluide de fracturation : pressions, volumes d'eau injectés.....	49
I.5.2.2 Les agents de soutènement.....	50
I.5.2.3 Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation.....	50
I.5.3 Puits multilatéraux.....	50
I.6 Les techniques alternatives (Christian BATAILLE, Jean-Claude LENOIR, 2013).....	51
I.6.1 La fracturation par arc électrique.....	52
I.6.2 La fracturation par procédé thermique.....	52
I.6.3 La fracturation pneumatique.....	52
I.6.4 Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives.....	52
Partie II : Généralité sur gaz de schiste en Algérie.....	55
II.2 La réglementation algérienne.....	55
II.3 Projet d'explorations.....	56
II.3.1 Gaz de schiste : forage de 4 puits en Algérie.....	56
II.4 Les réservoirs algériens.....	57
II.5 Présentation de bassin Ahnet.....	57
II.5.1 Contexte géologique.....	57
II.5.2 Propriétés de Réservoir (zone prospective).....	58
II.5.2.1 Formation Silurien Tanezrouft.....	58
II.5.2.2 Formation Frasnien Dévonien.....	58
II.6 Comparaison du gaz de schiste Ahnet Frasnien (Algérie) avec les principaux US Shales Gas (résultats préliminaires).....	59

Partie III : Etude des impacts environnementaux (L'environnement et l'aquifère) liés aux développements du gaz de schiste en Algérie.....	60
III.2 Approche préliminaire d'évaluation des impacts environnementaux.....	60
III.2.1 Synthèse des impacts environnementaux.....	60
III.2.1.1 Contamination des eaux souterraines.....	61
III.2.1.2 Contamination de sol.....	61
III.2.1.3 Consommation d'eau.....	61
III.2.1.4 Les eaux usées.....	61
III.2.1.5 Pollution de l'air.....	61
III.2.1.6 Bruits.....	61
III.2.2 pollutions potentielles des aquifères profonds.....	62
III.2.3 Grille d'évaluation.....	63
III.2.4 Evaluation préliminaire des impacts selon le cycle de vie du développement d'un puits de gaz de schiste.....	64
III.2.4.1 Identification du site et préparation.....	64
III.2.4.2 Well conception, le forage, la cimentation et tubage.....	65
III.2.4.3 Technique de la fracturation hydraulique.....	66
III.2.4.4 Well complétion, la gestion des eaux usées.....	67
III.2.4.5 Well production.....	68
III.2.5 Synthèse des résultats.....	69
Conclusion générale et perspective	
Bibliographie	
Annexes	

LISTE DE FIGURES

N	Figures
1	Figure. I.1 : La situation géographique de la région étude (In Salah)
2	Figure I.2 : Carte topographique de la région étude (CI)
3	Figure. I.3 : Extension géologie du SASS et zone étudiée à In Salah (OSS.2003)
4	Figure. I.4: Carte géologie de la région In Salah (ANRH. Ouargla)
5	Figure I.5 : Litho stratigraphie de bassin occidental (Sonatrach et Schlumberger.2001)
6	Figure I.6 : Variations moyennes annuelles des températures (2008-2017).
7	Figure I.7 : Variations des températures moyennes mensuelles (2008-2017)
8	Figure I.8 : précipitation moyenne mensuelle de période (2008-2017).
9	Figure I.9 : Diagramme pluvio-thermique de GAUSSEN
10	I.10 : Vitesses moyennes annuelles de vent en m/s (2008-2017)
11	Figure I.10 : Vitesses moyennes mensuelle de vent en m/s (2008-2017)
12	Figure I.11 : Moyennes mensuelles d'ensoleillement en heure /jour (2008-2017).
13	Figure I.12 : moyennes mensuelles d'humidité relative de l'air en %.
14	Figure I.12 : Position de la région d'In Salah dans le
15	Figure I.13 : Position de la région d'In Salah dans le diagramme d'Emberger.
16	Figure II.1: Carte des épaisseurs du CI (OSS, 2003).
17	Figure II.2 : Carte des ressources en eau souterraines (Continental Intercalaire et Complexe Terminal).
18	Figure II.3: bassin occidentale de le SSAS.
19	Figure II.4 : Carte de substratum de CI dans l région d'étud (ANRH DRSO-ADRAR)
20	Figure II.5 : Carte N°1 d'épaisseur de CI dans la région d'étude. (ANRH.ADRAR)
21	Figure II.6 : Coupe Lithostratigraphique de la région d'étude. (<i>in</i> Ben karroum et El maallam, 2010).
22	Figure II.7 : log stratigraphique synthétique du sahara sud-ouest Septentrional (Sonatrach, 2001 <i>in</i> Ben karroum et El maallam, 2010)
23	Figure II.8 : Le Sens d'écoulement de zone d'étude.
24	Figure.II.9 : carte piézométrique de la région d'étude.
25	Figure IV.1: Localisation des réserves internationales de gaz de schiste (EIA, 2013).
26	Figure IV.2: Architecture type puits de "Gaz Shale" dans les Marcellus Shale (USA).
27	Figure IV.3: Fracturation hydraulique (Mirova, 2012)
28	Figure IV.4: Les composantes du fluide de fracturation (ANCRE, 2012)
29	Figure IV.5: Les agents de soutènement dans le fluide de fracturation
30	Figure IV.6: Puits multilatéraux
31	Figure IV.7 : le bassin d'Ahnet à In Salah
32	Figure IV.8 : Positionnement de ressources algériennes
33	Figure IV.9: Plan de bassin d'Ahnet (le schiste de Silurien Tanezrouft) (EIA, 2013).
34	Figure IV.10: Plan de bassin d'Ahnet (le schiste de frasnien) (EIA, 2013).
35	Figure IV.11 : Présentation schématique des différent impacts environnementaux
36	Figure IV.12: cycle de vie de production de gaz de schiste.

LISTE DE TABLEAUX

N	Tableau
1	Tableau I.1 : Températures moyennes annuelles (2008-2017)
2	Tableau I.2 : les données de température moyennes mensuelle (2008-2017)
3	Tableau I.3 : précipitation de pluies mensuelles (mm), (2008-2017)
4	Tableau I.4 : la vitesse moyenne mensuelle des vents (2008-2017).
5	Tableau I.5 : Moyennes mensuelles d'ensoleillement en heure /jour (2008-2017).
6	Tableau I.6 : moyenne annuelle de l'humidité relative de l'air en % (2008-2017).
7	Tableau II.1 : Caractéristiques du système aquifère du Sahara septentrional. (Source (OSS, 2003)).
8	Tableau II.2 : Les données des forages de la région d'étude (ANRH 2020).
9	Tableau III.1 : Paramètres physiques
10	Tableau III.2 : Classification des milieux des eaux naturelle par rapport au PH
11	Tableau III.4 : histogramme les résultats de résidu sec en (mg/l) dans les eaux.
12	Tableau III .3 : Classification des eaux par rapport à la dureté totale
13	Tableau III.5 : Paramètre chimie
14	Tableau III.6 : Valeur des balances ioniques sur les analyses chimiques de chaque forage.
15	Tableau III.7 : Formule et faciès chimique des eaux de la nappe du continental intercalaire.
16	Tableau III.8 : La valeur des rapports.
17	Tableau IV.1 : Liste des plus grandes ressources de gaz de schiste (EIA, 2013)
18	Tableau IV.2 : Processus des travaux préliminaires
19	Tableau IV.3 : Processus d'exploration.
20	Tableau IV.4 : Processus de la production.
21	Tableau IV.5 : Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique à la base d'eau (Christian BATAILLE, Jean-Claude LENOIR,2013).
22	Tableau IV.6 : grille d'évaluation des impacts (DeMong et al. 2010)
23	Tableau IV.7 : les niveaux de risque
24	Tableau IV.8 : les impacts lies à l'identification du site et préparation
25	Tableau IV.9 : les impacts lies à well conception, le forage, la cimentation et tubage.
26	Tableau IV.10 les impacts lies à la fracturation hydraulique.
27	Tableau IV.11 : les impacts lies au Well complétion, la gestion des eaux usées.
28	Tableau IV.12 : les impacts lies au Well production.
29	Tableau IV.13 : résumé de l'évaluation préliminaire

LISTE DES ABREVIATIONS

A.N.R.H : Agence Nationale des Ressources Hydrauliques.

C.T : Complexe Terminal

C.I : Continental Intercalaire ;

CE: Conductivité électrique

°F: degré française.

OSS : l'Observatoire du Sahara et du Sahe

ONM : l'Office National de la Météorologie

OMS : Organisation Mondiale de la Santé

PH : Potentiel d'Hydrogène ;

S.A.S.S : Système Aquifère du Sahara Septentrional

SAR: Sodium Absorption Ratio

RS : Résidu sec

TAC : Titre Alcalimétrique Complet ;

TH : Titre Hydrotimétrique ;

UNT : unités néphelométrique

UCV : unité colorimétrique vraie

ملخص :

تقع منطقة عين صالح في تيديكلت على ارتفاع 200 متر ، وتقع في الحد الجنوبي للحوض الغربي ، في نتوءات ثقل كوبية. من خلال هذه الدراسة وضحا الخصائص الفيزيائية والكميائية للمياه الجوفية التي تتأثر بالطبيعة المناخية والجيومورفولوجية والجيولوجية والتي تتميز بأرضية طينية تؤثر على جودة المياه وكذا تغذية الحوض الجوفي بوتيرة ضعيفة. وتعتبر هضبة تادميت المصدر المهم لتغذيتها. ان التنوع الهيدروجيولوجي والهيدروكيميائي انتج مياه اكثر معدنية وملوحة مما يجعلها غير صالحة للشرب ومصدر جيد للسقي. ان استغلال الغاز الصخري في المنطقة يشكل تهديد لجودة ومنسوب المياه الجوفية.

RESUME :

La région d'in Salah est située au Tidikelt a une altitude de plus 200 mètre, elle est située en limite sud du bassin occidental, dans les affleurements du CI.

Grâce à cette étude, nous avons clarifié les caractéristiques physiques et chimiques des eaux souterraines qui sont affectées par la nature climatique, géomorphologique et géologique, qui se caractérise par un terrian argileux qui affecte la qualité de l'eau, ainsi que de recharger le bassin souterrain à un faible rythme. le plateau Tadmait est une source importante de sa nutrition.

La diversité hydrogéologique et hydrochimique a produit plus d'eau minérale et saline, la rendant impropre à la consommation et une bonne source d'arrosage.

L'exploitation du gaz de schiste dans la région constitue une menace pour la qualité et le niveau des eaux souterraines.

SUMMARY :

The region of In Salah is located in Tidikelt at an altitude of 200m, it is located at the southern limit of the western basin, in the outcrops of the CI.

Through this study, we have clarified the physical and chemical characteristics of groundwater that are affected by the climatic, geomorphological and geological nature, which is characterized by a clayey terrian that affects the quality of the water, as well as recharging the basin underground at a low rate. The Tadmait plateau is an important source of its nutrition.

The hydrogeological and hydrochemical diversity produced more mineral and saline water, making it unfit for consumption and a good source of watering.

The exploitation of shale gas in the region poses a threat to the quality and level of groundwater.

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Introduction :

Le Sahara septentrional s'étend d'Ouest à Est entre l'Algérie, la Tunisie et la Libye, est l'un des plus grands déserts au monde. Les hydrogéologues ayant mené des investigations dans les régions désertiques reconnaissent qu'elles recèlent d'énormes réserves d'eaux souterraines, mais deux principales thèses émergentes quant à l'alimentation des nappes sahariennes. Certains s'accordent à dire que leurs eaux sont héritées de périodes plus humides, alors que pour d'autres, ces nappes peuvent encore être actuellement alimentées lorsque certaines conditions sont réunies.

Le Sahara Algérien qui s'étend sur les 2/3 de la superficie du pays avec plus de 2 millions de Km², recèle d'importantes ressources en eau souterraines emmagasinées dans les deux grands aquifères du Continental Intercalaire (CI) et du Complexe Terminal (CT).

La région d'In Salah fait partie du sous bassin hydrogéologique occidental du continental intercalaire et constitue son limite Sud-Est.

L'objectif de ce mémoire est d'étudier l'hydrogéologie, l'hydrochimie et l'impact de l'exploitation du gaz de schiste sur la nappe du Continental Intercalaire de la région d'In Salah. Elle s'articule autour des quatre chapitres suivant:

- Chapitre I/ Généralités sur la zone d'étude.

- 1- géomorphologie : Exposé la situation géographique et géomorphologie et les relief de la région d'étude
- 2- La Géologie de la région d'étude : on a présenté la géologie régionale et la description de la colonne stratigraphique locale.
- 3- climatologie : nous avons défini les différents caractères des climatique: températures, précipitation, le vent et l'indice d'aridité de la région d'étude.

- Chapitre II/ hydrogéologie, dans lequel nous avons déterminé le système Aquifère du Sahara Septentrional, hydrogéologie de la zone d'étude, piézométrie, gradient hydraulique, paramètres hydrodynamiques, formation et les caractéristiques du continental Intercalaire.
- Chapitre III/ hydrochimie, dans ce chapitre nous avons exposé nos résultats, les analyses hydrochimique de 17 forages pour confirmé le qualité des eaux.
- Chapitre IV/ gaz de schiste et son impacte sur l'environnement, au ce chapitre on à 3 parties suivants:

Partie 1/ Généralité sur le gaz de schiste, cette partie explique:

- Les réserves internationales de gaz de schiste.
- les principes mondiaux de l'exploitation
- les déférentes techniques de l'expoitation

partie 2/ Généralité sur le gaz de schiste en Algérie, ici on présenté l'expérience Algérienne en l'exploitation du gaz de schiste, généralité sur le réservoir de Ahnet (au région d'étude)

INTRODUCTION GENERALE

partie 3/Etude des impacts environnementaux (L'environnement et l'aquifère) liés aux développements des gaz de schiste en Algérie; Dans cette partie, nous expliquons le risque du gaz de schiste ainsi que le degré de risque pour les eaux souterraines à chaque étape de l'exploitation.

À travers ce qui précède, la question suivante nous vient à l'esprit

Problématique :

L'exploitation du gaz de schiste est entrée en action dans certains pays du monde et en Algérie également en raison des énormes réserves qui ont été découvertes, mais bientôt plusieurs manifestations ont eu lieu dans certains pays, comme les États-Unis et l'Algérie, dénonçant et exigeant le gouvernement pour arrêter immédiatement le processus de production de gaz de schiste, car ils savaient à quel point il est dangereux pour l'environnement et la réserve d'eau souterraine, qui est considérée comme un nerf de la vie est surtout dans les zones désertiques comme In Salah, en Algérie.

Ce qui nous incite à poser les questions suivantes:

- ✓ Existe-t-il des contrôles surveillant le processus d'exploitation pour garantir la sécurité de l'environnement?
- ✓ Quels sont les risques liés à l'exploitation du gaz de schiste et dans quelle mesure sont-ils dangereux?
- ✓ Comment l'exploitation du gaz de schiste affecte-t-elle les eaux souterraines
- ✓ Le gouvernement algérien a-t-il été sage dans cette décision

Nous essaierons de répondre à ces questions dans nos recherches.

GENERALETE SUR LA ZONE D'ETUDE

Chapitre I : généralité sur la région d'étude

I.1.Situation géographique :

La région wilaya In Salah se situe à 700 Km de la wilaya de Tamanrasset et 400 Km au Sud Est de la wilaya d'Adrar, Nord de Tassili externe

Elle est limitée

- Au Sud Est par Amguid.
- A l'Ouest la commune d'Aulef el arabe.(Adrar)
- Au Nord El golia.

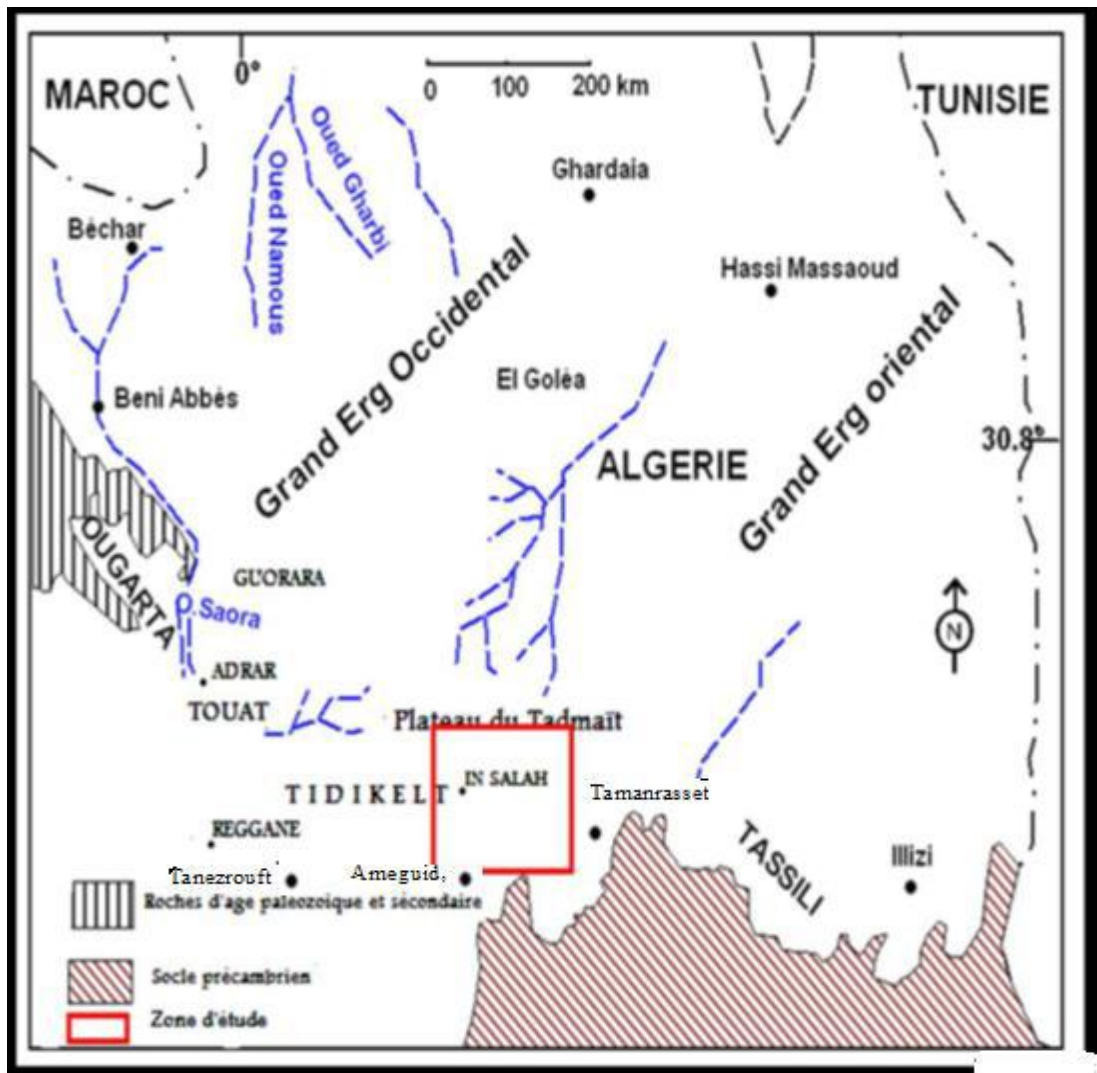


Figure. I.1 : La situation géographique de la région étude (In Salah)

I.2. Géomorphologie et topographique du site :

Le secteur d'étude fait partait d'une grande zone allongée sensiblement, orientée SO-NE elle renferme trois traits morphologiques (ANRH 2007):

- a) **Plateau de Tademaït** : il limite la zone d'étude au nord et au Nord-Ouest.
- b) **Reg** : Surface plane couvert de gravier, sable et de débris des roches, il est limité vers le nord par le plateau de Tademaït, vers le sud par la dépression et vers l'Est le massif du primaire.

Il se caractérise par une altitude maximum de 450m au niveau du pied du plateau de Tademaït et une altitude minimum de 400m au sud vers In Salah, avec une pente oscille entre 1 % à 2 % et un pendage de NW -SE.

c) **Sebkha** : Se localise au niveau des palmeraies, c'est une dépression fermée qui évolue dans le cadre de système endoréique.

I.3. Réseau hydrographique :

Les ravinements ensablés forme le système hydrographique qui traverse le secteur d'étude, ils entaillent les regs, ces derniers sont irrégulièrement alimentés par des pluies locales.

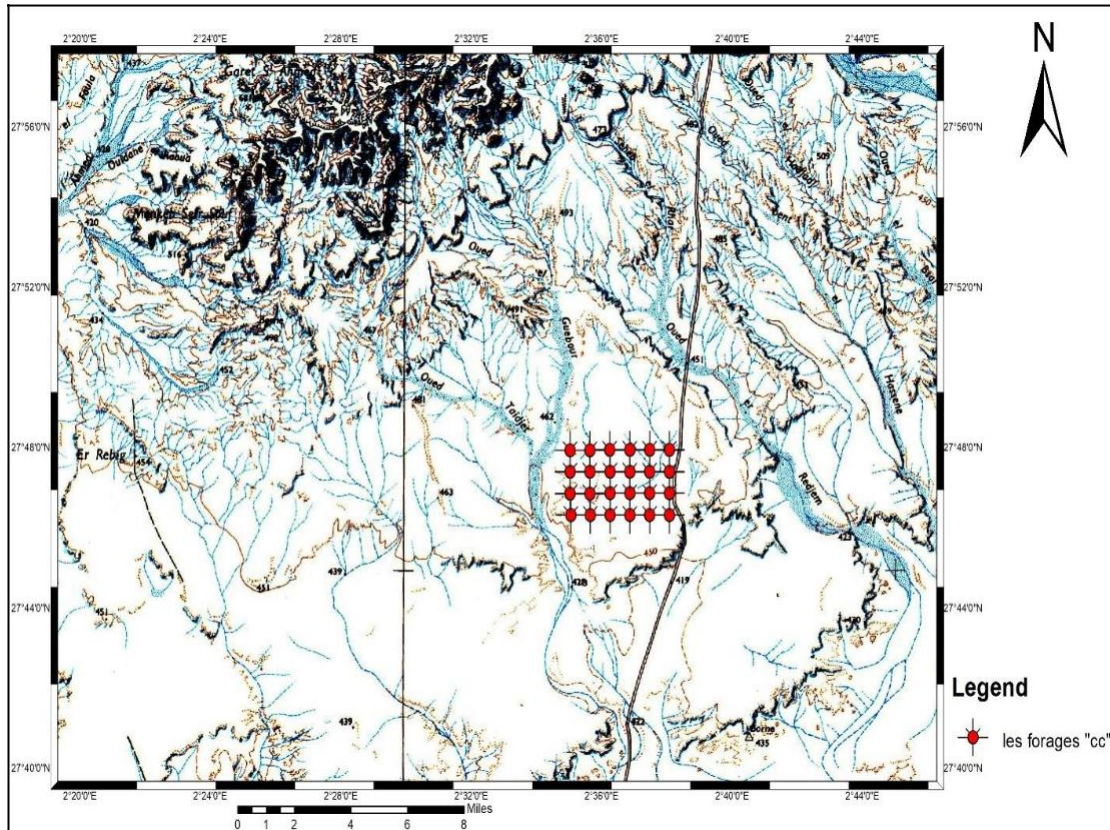


Figure I.2 : Carte topographique de la région étude.

I.4 La géologie de région d'étude (IN SALAH) :

L'histoire géologique de l'Algérie s'inscrit dans une longue évolution géodynamique. Dans son état actuel, l'Afrique du Nord correspond à une zone ayant subi plusieurs phases de déformation et de sédimentation depuis le Précambrien. La géologie de la partie septentrionale de l'Algérie est marquée par l'empreinte de l'orogénèse alpine (domaines tellien et atlasique). Le linéament majeur du pays correspond à la flexure sud-atlasique qui sépare l'Algérie alpine au Nord de la plate-forme saharienne au Sud, constituée pour l'essentiel de terrains du Précambrien et du Paléozoïque. Cette plate-forme a peu évolué depuis la fin du Paléozoïque et correspond à un domaine carbonique relativement stable (Fabre, 1976 ; Ries, 2003).

Le but de l'étude géologie c'est la détermination de la lithologie d'aquifère de continental intercalaire(CI) dans la région d'étude.

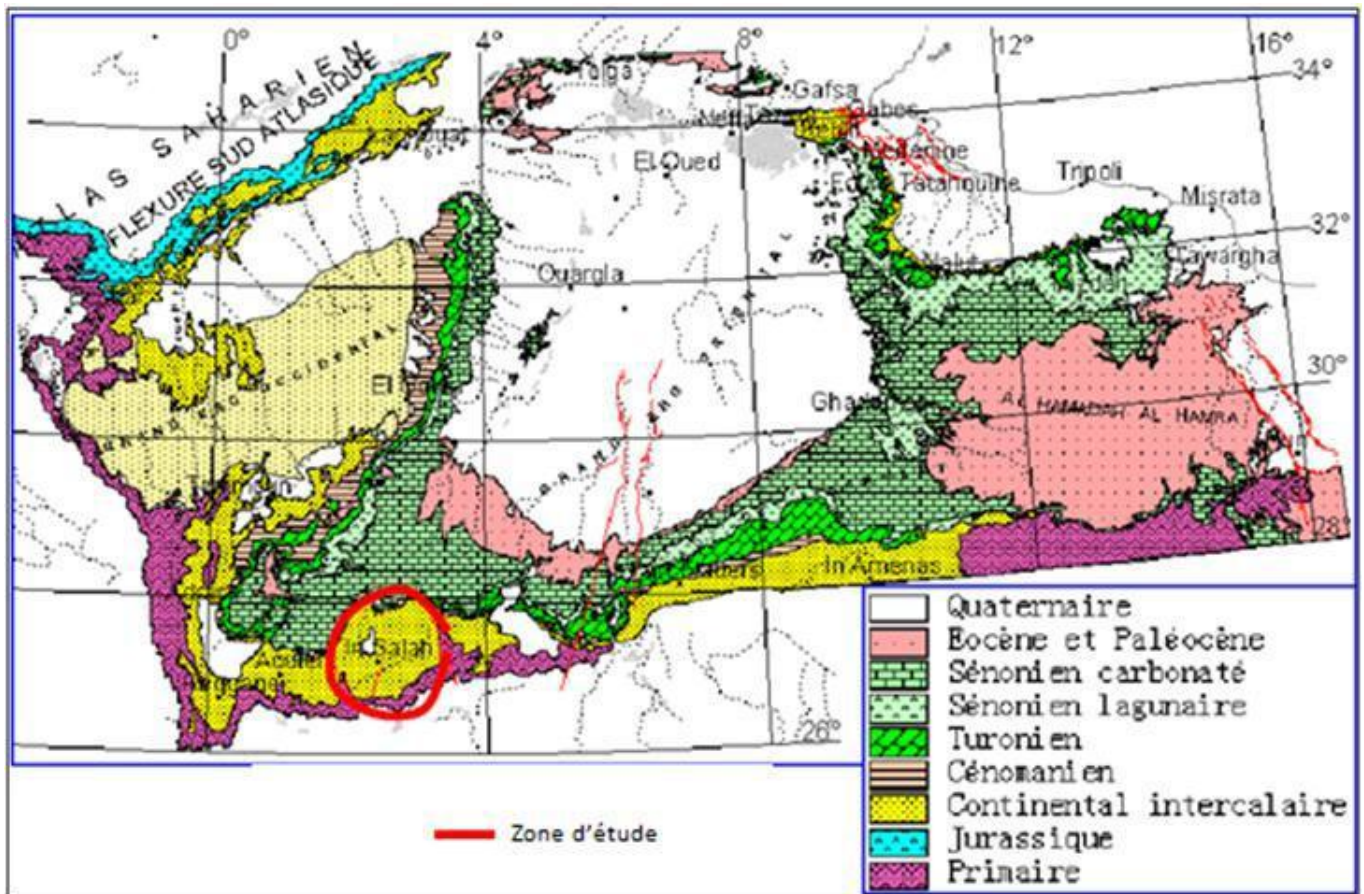


Figure. I.3 : Extension géologique du SASS et zone la étudiée In Salah (OSS.2003)

La zone d'étude est intégrée dans l'ensemble de la plateforme saharienne.

Cette dernière est relativement stable (peu déformée) et caractérise par la présence de terrains primaires qui sont affectée par des plissements, ils sont surmontés par les séries du continental intercalaire (crétacé supérieure) se terminant par des formations du tertiaire continental.

La couverture de la plateforme saharienne est constituée par le Protérozoïque supérieur ou l'Infracambrien, le paléozoïque et le mésozoïque.

La zone est située au Nord du bassin de l'Ahnet, ce dernier s'est formé pendant le Silurien, mais son évolution s'est transformée en un élément tectonique indépendant, puis s'est poursuivie jusqu'à la fin du Paléozoïque où cette dépression a été bien structurée et individualisée.

Il existe une importante érosion des séries paléozoïque qui se trouvaient dans une position haute. La discordance hercynienne matérialise cette surface d'érosion et sépare ainsi. Les séries paléozoïques de séries mésozoïques.

Sur la majeure partie du bassin de l'Ahnet, la couverture sédimentaire est représentée par les séries paléozoïques. La sédimentation essentiellement détritique est liée à des environnements très variés (continentale, glaciaire, marin et marin littoral).

Au mésozoïque, elle est surtout continentale et marine.

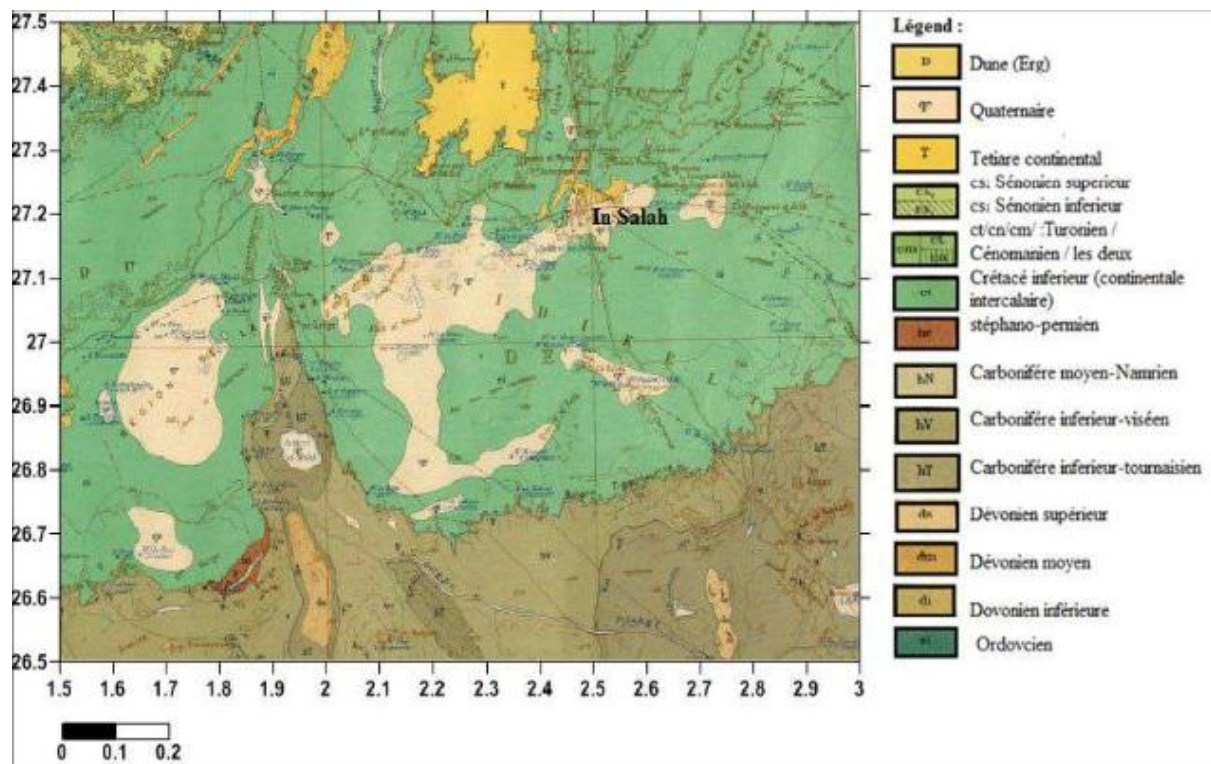


Figure. I.4: Carte géologique de la région In Salah (ANRH. Ouargla)

I.4.1 la Lithostratigraphie de la zone d'étude:

la détermination de lithostratigraphie de la région est suivie et liée entre la carte géologique d'In Salah et les informations fournies par les forages et les coupes géologiques. Le log lithostratigraphique des formations géologiques sera comme suit :

I.4.1.1 Le Paléozoïque :

Les sédiments du paléozoïque sont largement développés dans le Sahara. Mais dans la zone d'étude on remarque que le paléozoïque est profond et moins affleurant par rapport à d'autres régions au sud de la zone d'étude et aux terrains du bassin de l'Ahnet et cela est dû à l'élargissement du continental intercalaire.

I.4.1.1.1 Le Dévonien :

I.4.1.1.1.1 Le Dévonien inférieur:

Il est généralement constitué par des argiles gréseuses avec des passages de grès au sommet (zone de passage).

- il est par des argiles plus au moins silteuses et micacées, des grès fins à très fins essentiellement quartzique ou siliceux quartzique compacte.
- constituée à la base par des argiles silteuses et au sommet par un banc de grès propre, fin et moyen (réservoir hydrocarbure).

I.4.1.1.1.2 Le Dévonien supérieur :

Il est caractérisé essentiellement par la présence d'argiles schisteuses et argiles versicolores dans tous les niveaux.

- A la base, on trouve des argiles schisteuses riches en matière organique surmontées par des argiles gréseuses, quelques graviers et gypses
- Au milieu, il y a un ensemble gréseux à stratification variée, avec un mélange de gravier ou d'argile et gypse.

I.4.1.1.2 Carbonifère

Caractérisé par une importante présence du Viséen, en général les forages d'eau montrent que cet âge est constitué essentiellement par des formations imperméables argileuses avec intercalations des faciès gréseux. Donc :

- A la base ; on remarque les passages argilo-gréseux plus ou moins épais
- Au milieu, on observe quelques blocs de calcaires associés avec les argiles, graviers fins et gypses
- les sommets sont formés par des grès fins, sables fins, gyps, des poches continentales et argiles plastiques.

I.4.1.1.3 le mésozoïque :

Discordant sur le Paléozoïque, il est représenté par les dépôts salifères du Trias et argilo-gréseux du Crétacé. Le Mésozoïque est développé dans les zones les plus déprimées des bassins sahariens, principalement dans le Sahara septentrional.

I.4.1.1.3.1 Le Crétacé inférieur (continentale intercalaire) :

La continentale intercalaire dans la zone d'étude est d'épais et large à cause de son affleurement important sur le paléozoïque.

Les logs des forages d'exploitation et de reconnaissance montrent que la continentale intercalaire dans la zone d'étude est constituée de la base au sommet par les formations suivantes :

- une série d'épaisseur variant de 20 à 90m. Elle est constituée par des Sables fins argileux.
- Des séries de grès à gravier fin parfois siliceux, et des intercalations d'argiles gréseuses, avec une épaisseur variant de 15 à 150m.
- une série de 20 à 200 m d'argiles rouges légèrement sableuses, avec la présence de minces niveaux de calcaire dur.
- mélange épais 30 à 120m des formations gréseuses avec le gravier moyen et des intercalaires de (calcaire siliceux ou quartzique durs, gravier fin siliceux sable grossier et grès argileux).
- des bancs gréseux durs à très durs de 5 à 150 m d'épaisseurs avec des sables siliceux et argiles limoneuses. (Belhamdo2013)

I.4.1.1.3.1.1 Le Crétacé supérieure :

I.4.1.1.3.1.1.1 Le Cénomaniens:

Le Cénomaniens constitue la couverture sédimentaire du continental intercalaire. La zone d'étude est constituée par la dolomie finement cristallisée et argile plastique brun et rouge.

I.4.1.1.3.1.1.2 Le Turonien:

D'épaisseur variant de 70 à 120 m, il est formé d'alternance de calcaires dolomitiques et crayeux.

La zone d'étude est constituée par la Dolomie et craie dolomitique bariolée.

I.4.1.1.3.1.1.3 Le Sénonien:

Épais de 465 m il s'agit d'une sédimentation marno-calcaire. La zone d'étude est constituée par :

Sénonien supérieur : Calcaire, calcaire à silex et argile.

Sénonien inférieur : Argile à gypse, calcaire à silex rubané et grès.

I.4.1.1.4 Le Quaternaire :

Le quaternaire est le résultat de la destruction des roches par les phénomènes naturels (érosion – l'écoulement à cause de la température). Il est caractérisé essentiellement par l'alluvion argileuse sableuse. Les dépôts du Quaternaire sont formés de couches de sables d'épaisseurs de 0 à 20m

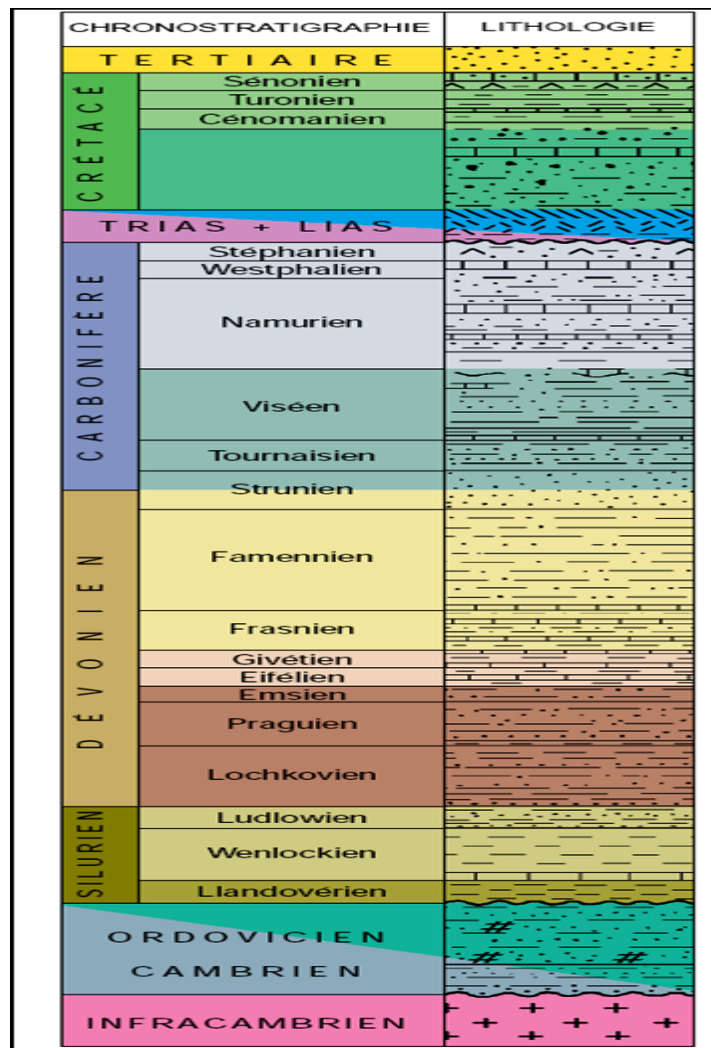


Figure I.5 : Litho stratigraphie du bassin occidental (Sonatrach et Schlumberger.2001)

I.5 Contexte climatologique de la région :

La région d'in Salah est caractérisée par un climat sec et aride, particulièrement contrasté. L'aridité s'exprime non seulement par des températures élevées en été et par la faiblesse des précipitations, mais surtout par l'importance de l'évaporation due à la sécheresse de l'air. Ces paramètres hydro-climatiques ont une grande importance pour toute étude hydrogéologique ; car ils ont une influence sur le comportement hydraulique et surtout le bilan hydrique des aquifères.

Pour mieux caractériser le climat de notre secteur d'étude, nous allons analyser quelques paramètres climatologiques (vitesse du vent, P, T°, C, etc.), en utilisant les données de la station météorologique ONM de In Salah est située à l'Aéroport (7Km de la ville de In Salah). Les données utilisées se rapportent à la période allant de 2008 à 2017, soit 10 années d'observations

I.5.1. La température :

La température est un facteur important qui conditionne l'hydro-climatologie d'une région. Pour notre étude nous avons pu disposer des données moyennes mensuelles et annuelles de la station d'In Salah qui sont représentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau I.1 : Températures moyennes annuelles (2008-2017)

Année	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
T max	34.37	34.67	36.2	34.5	34.38	34.81	35.23	34.73	35.38	34.65
T moy	26.68	26.52	27.85	26.76	26.42	26.6	27.16	26.83	27.36	26.91
T min	18.98	18.66	19.51	19.05	18.44	18.38	19.04	18.88	19.36	19.12

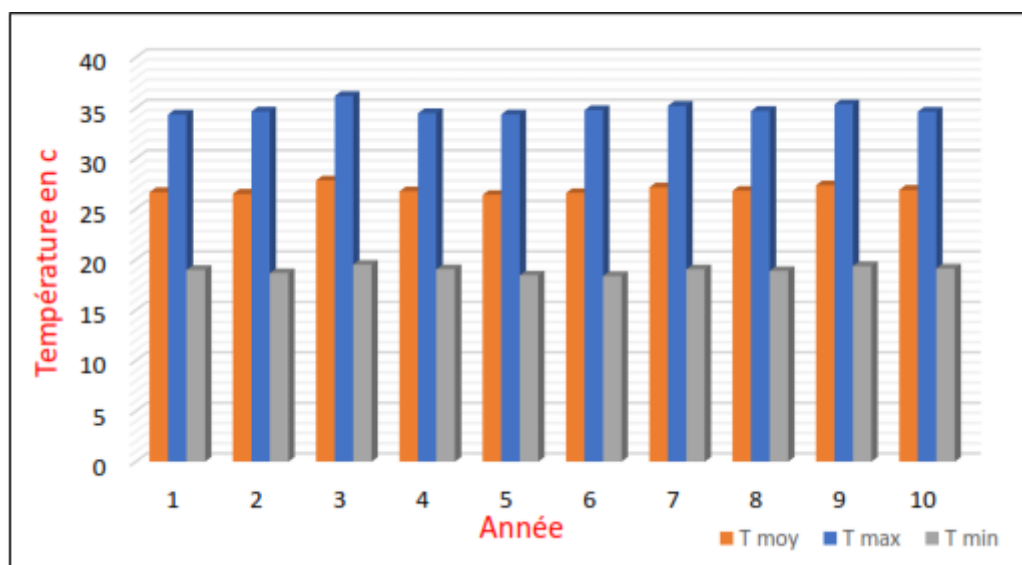


Figure I.6 : Variations moyennes annuelles des températures (2008-2017).

Tableau .I.2: les données de température moyennes mensuelle (2008-2017)

Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug
34.49	28.27	20.44	15.91	14.55	17.46	21.65	26.82	31.75	35.74	38.28	37.49

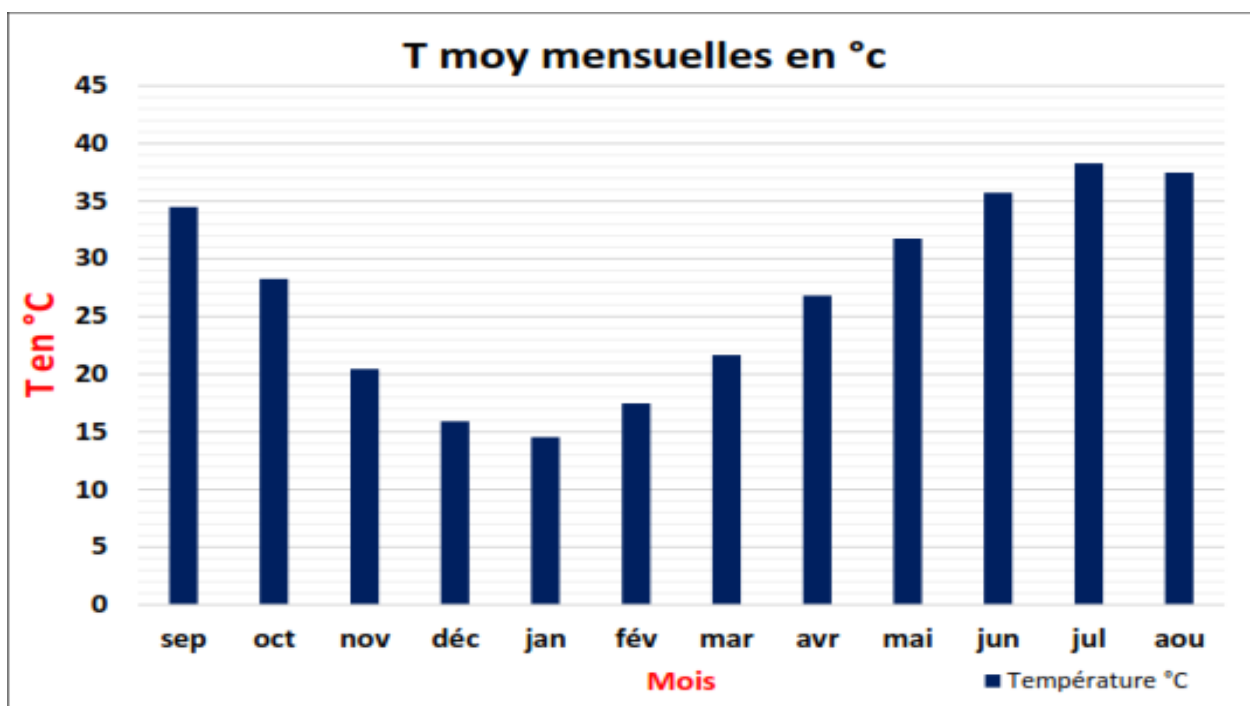


Figure .I.7 : Variations des températures moyennes mensuelles (2008-2017)

L'analyse de l'histogramme des températures moyennes mensuelles montre que le mois le plus chaud est Juillet avec une température moyenne de l'ordre de 38.28°C, alors que le mois le plus froid c'est le mois de Janvier avec une température moyenne de l'ordre de 14.55°C, la température moyenne mensuelle est de l'ordre de 27 °C.

I.5.2 Les précipitations

La connaissance de la pluviométrie de la région est très difficile à étudier à cause de l'irrégularité des précipitations d'une part, et l'absence des stations pluviométriques d'autre part.

Tableau I.3 : précipitation de pluies mensuelles (mm), (2008-2017)

Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug
1.41	1.61	1.46	1.03	1.81	0.9	2.15	0.02	0.69	2.86	0.05	0

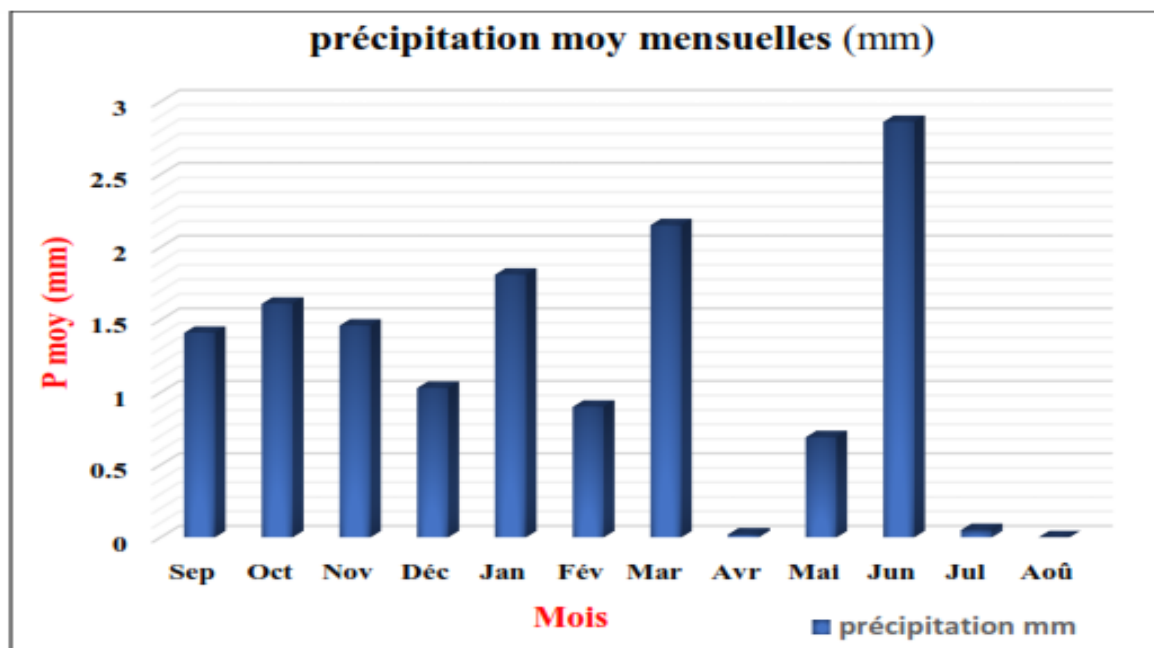


Figure I.8 : précipitation moyenne mensuelle de période (2008-2017).

L'analyse de l'histogramme des variations interannuelles des précipitations figure I.8, sur une période de 10 ans, montre que le mois février est la plus arrosée avec des précipitations moyennes de l'ordre de 2.86 mm et que l'moi avril est la plus sèche avec aucune précipitation, les précipitations moyenne interannuelles sont de 1.17 mm.

I.5.3. Diagramme Ombrothermique de GAUSSEN :

Un mois sec est défini, selon Bagnouls et Gausсен (1953, 1957) comme celui ayant un total pluviométrique (moyenne en millimètres) égal ou inférieur au double de la température ($P \leq 2T$). Ainsi, on constate que la saison sèche s'étale sur plusieurs mois secs consécutifs.

Le diagramme de Gausсен permet de mettre en évidence une saison sèche qui s'étale sur tous les mois de l'année. Donc le bilan hydrologique dans notre région d'étude est déficitaire durant toute l'année.

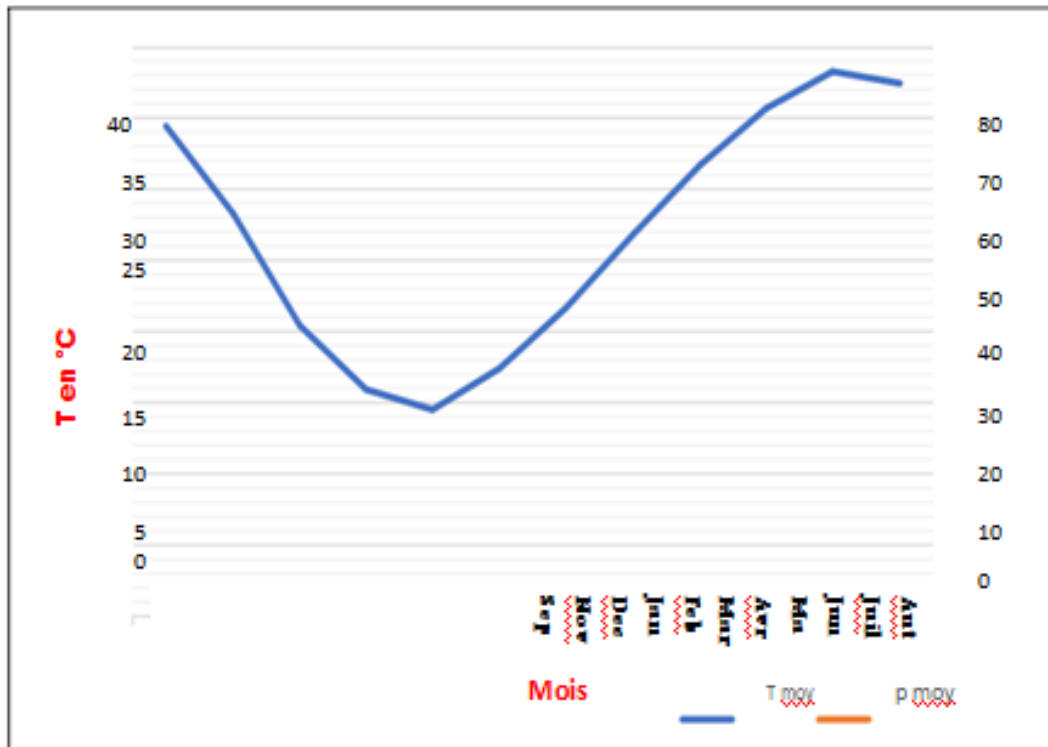


Figure I.9 : Diagramme pluvio-thermique de GAUSSEN

I.5.4 Le vent :

Notre zone d'étude est l'une des régions les plus exposées au vent dans le Sahara algérien. Ces vents sont particulièrement violents. La figure représente les moyennes annuelles de la vitesse du vent enregistré durant la période 2008 à 2017.

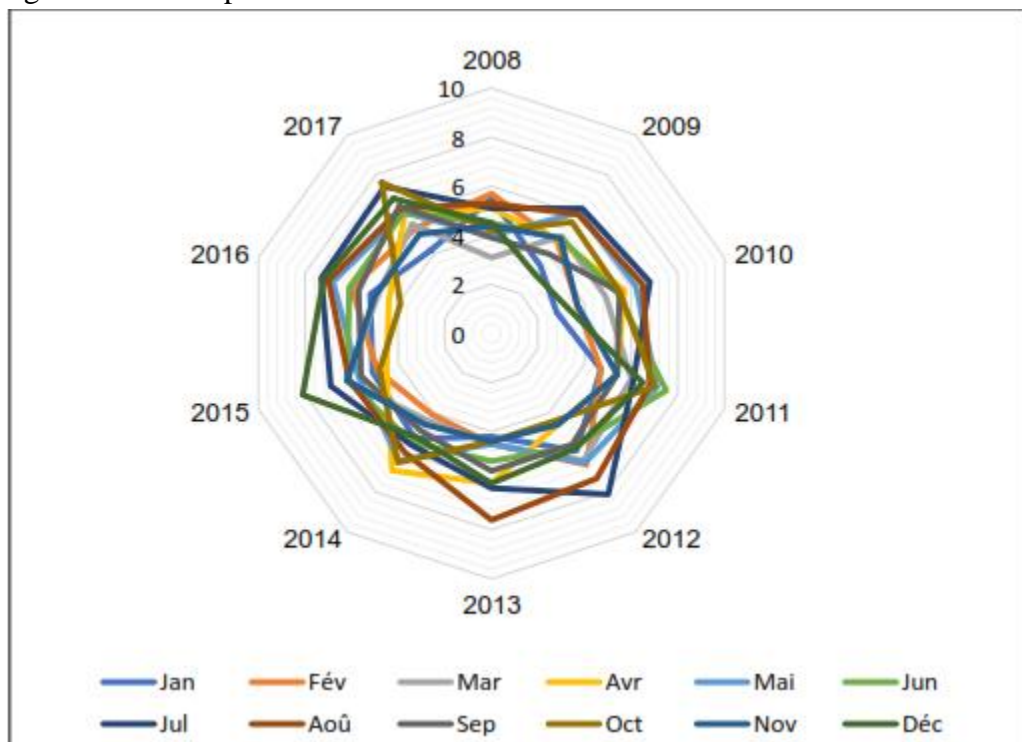


Figure I.10 : Vitesses moyennes annuelles de vent en m/s (2008-2017)

Nous remarquons que le vent est faible en 2008 par rapport aux autres années.

La figure (Figure I.10) représente les moyennes mensuelles de la vitesse du vent enregistré durant la période 2008 à 2017

Tableau I.4 : la vitesse moyennes mensuelle des vents (2008-2017).

Sep	Oct	Nov	Déc	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû
5.26	5.39	4.81	5.65	4.63	5.01	5.08	5.34	5.94	5.7	6.59	6.49

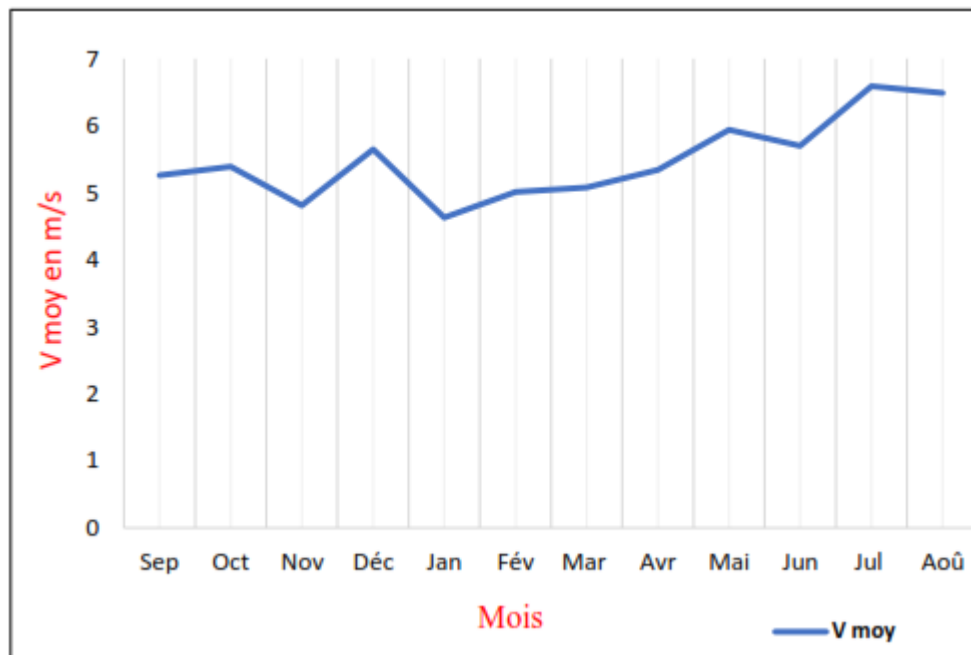


Figure I.10 : Vitesses moyennes mensuelle de vent en m/s (2008-2017)

En peut dire que la vîtes du vent augmente dans le période de (Jun, juil., aout) en été.

I.5.5 L'ensoleillement

C'est la période durant laquelle le soleil a brillé sur le sol, notons qu'il existe deux expressions de l'insolation.

Tableau I.5 : Moyennes mensuelles d'ensoleillement en heure /jour (2008-2017).

Sep	Oct	Nov	Déc	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû
11.34	11.78	11.13	11.06	11.37	10.7	11.8	12.35	13.18	13.18	14.43	13.92

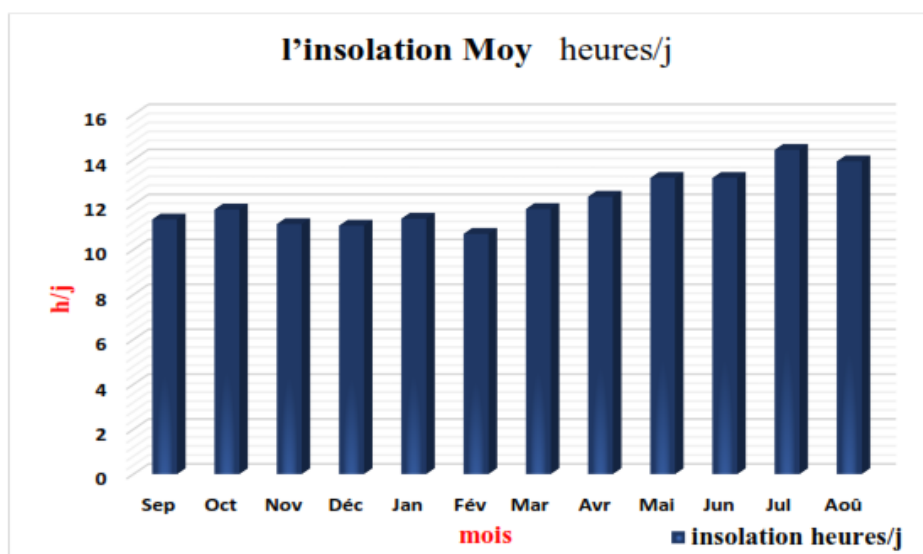


Figure I.11 : Moyennes mensuelles d'ensoleillement en heure /jour (2008-2017).

D'après le graphe (figure I.9), l'insolation journalière est supérieure à 10 h/j pendant toute l'année. Ces valeurs montrent une augmentation de l'insolation de 10.7 h/j au mois de février jusqu'à 13.18 h/j au mois de Juillet.

L'insolation est faible pendant les mois froids et, forte durant les mois chauds. L'insolation est importante dans la région d'In Salah puisqu'elle excède 10.5 heures par jour pendant plus de 10 mois de l'année.

I.5.6. Humidité :

La moyenne annuelle de l'humidité dans la région de In Salah ne dépasse guère 33.83%. Les moyennes mensuelles de l'humidité sont au-dessous de la médiane (50 %).

Tableau I.6 : moyenne annuelle de l'humidité relative de l'air en % (2008-2017).

Sep	Oct	Nov	Déc	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû
17.53	23.08	28.24	33.83	32.02	24.61	20.6	16.03	14.32	12.7	11.3	13.21

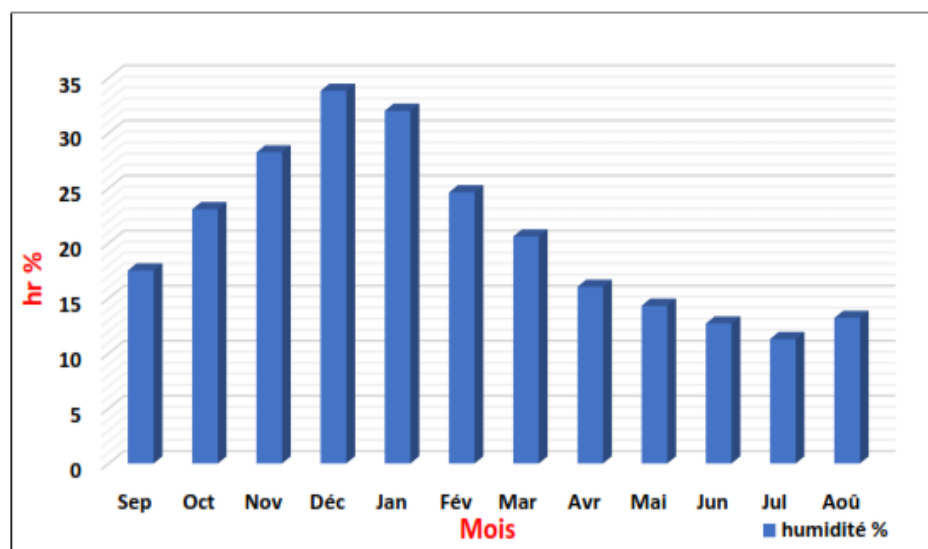


Figure I.12 : moyennes mensuelles d'humidité relative de l'air en %.

Les fortes valeurs de l'humidité sont enregistrées durant la saison d'hiver et la valeur maximale moyenne enregistrée est celle du mois de décembre qui est de l'ordre de 33.83%.

Les faibles valeurs caractérisant la saison la plus chaude où l'on trouve que l'humidité relative de l'air ne dépasse pas les 25 % et la valeur minimale moyenne est celle du mois de juillet qui est de l'ordre de 11.3 %.

I.6. Climagramme d'Emberger :

Pour déterminer les climats, L. Emberger a proposé la détermination d'un quotient pluviométrique Q², qui dépend des précipitations moyennes annuelles et des moyennes de températures minima et maxima, respectivement du mois le plus froid et le plus chaud qui permet de positionner une station sur un diagramme, il propose donc la formule suivante :

$$Q^2 = \frac{P}{\frac{(M + m)}{2} (M - m)} \times 1000$$

Avec :

P : Précipitation moyenne annuelle (mm)

M : Moyenne des maxima du mois le plus chaud (en degré Kelvin)

m : moyenne des minima du mois le plus froid (en degré Kelvin)

$p = 1.17, M = 27.06, m = 10.38$

$Q^2 = 0.24$

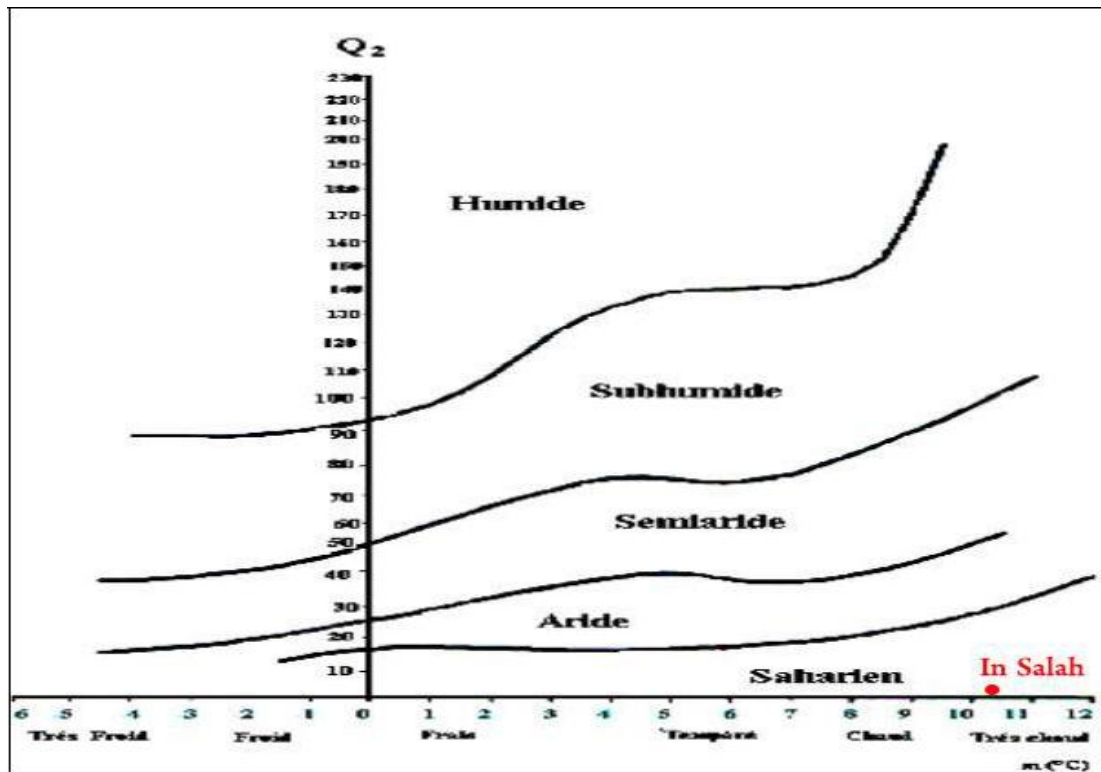


Figure I.12 : Position de la région d'In Salah dans le diagramme d'Emberger

Donc le secteur d'étude fait partait d'une grande zone allongée sensiblement, orientée SO-NE elle renferme trois traits morphologiques : Plateau de Tademaït, Reg, Sebkh.

En fin nous pouvons dire que La région d'étude est caractérisée par un climat saharien de type hyper aride. Les précipitations annuelles sont très faibles, et La température moyenne mensuelle est trop élevée durant toute l'année, et elle est de 27°C.les vents sont particulièrement violents.

Conclusion :

La région d'In Salah est l'une des plus grandes oasis du Sahara algérien, qui se situe à 700 Km au Nord de la wilaya de Tamanrasset et 400 Km au Sud -Est de la wilaya d'Adrar ; localisée à la limite sud du bassin occidental d'Ahnet.

La région d'étude est connue pour son climat hyper aride, caractérisé par une période sèche durant toute l'année, avec une pluviométrie moyenne interannuelle très faible de l'ordre de 0,93mm et une température moyenne interannuelle de 26,87°C sur une période de calcul de 20 ans.

ETUDE HYDOGEOLOGIQUE

Chapitre: II. Etude Hydrogéologique

II.1 Introduction :

L'objet de ce chapitre est l'étude des caractéristiques hydrogéologiques (piézométrie et paramètres hydrodynamiques de la nappe).

Notre région d'étude fait partie du bassin du Grand Erg Occidental, qui englobe dans sa majeure partie la nappe du Continental Intercalaire (CI), cette dernière désigne dans l'histoire stratigraphique, un épisode continental intercalé entre deux cycles sédimentaires marins (Kilian, 1931) :

- à la base, le cycle du Paléozoïque qui achève l'orogénèse hercynienne,
- au sommet, le cycle du Crétacé supérieur, résultat de la transgression cénomaniennne.

II.2 Hydrogéologie régionale

II.2.1 Système Aquifère du Sahara Septentrional :

Il couvre une grande extension régionale. Sa superficie totale couvre plus d'un million de km² (soit 700 000 km² en Algérie, 80 000 km² en Tunisie et 250 000 km² en Libye. Ce système aquifère présente une configuration géométrique et géologique complexe, il désigne la superposition de deux principales couches aquifères profondes.

Tableau II.1 : Caractéristiques du système aquifère du Sahara septentrional.(Source (OSS, 2003)).

SASS	Superficie	1.000.000 km ²
	Réserves théorique	60.000 Milliard de m ³
	Complexe Terminal	Recharge : 600 Mm ³ /an Toit/Sol : 100 à 400 m Salinité : 2 à 5 g/L
	Continental Intercalaire	Recharge : 300 Mm ³ /an Toit/Sol : 50 à 2300 m > 800m sur 60% du réservoir Epaisseur utile : 50-1000m Salinité : 1 à 4,5 g/L Température : 25°C à 70°C.

II.2.2 Formation du Continental Intercalaire (CI) :

C'est la plus étendue et la plus profonde, elle est limitée au Nord par l'Atlas saharien, à l'Ouest par l'axe Béchar-Reggane et au Sud par l'axe Reggane- Aïn Amenas. A l'Est, il se prolonge au-delà des frontières algéro-libyenne et algéro-tunisienne.

Le confinement des aquifères n'est pas toujours continu. En effet, les deux aquifères peuvent être en contact sur une distance de quelques kilomètres puis être isolés par une éponte (couche non aquifère) sur le reste du dépôt. Dans ce contexte, les variations des pressions liées à l'exploitation d'un aquifère peuvent générer des transferts entre les deux aquifères.

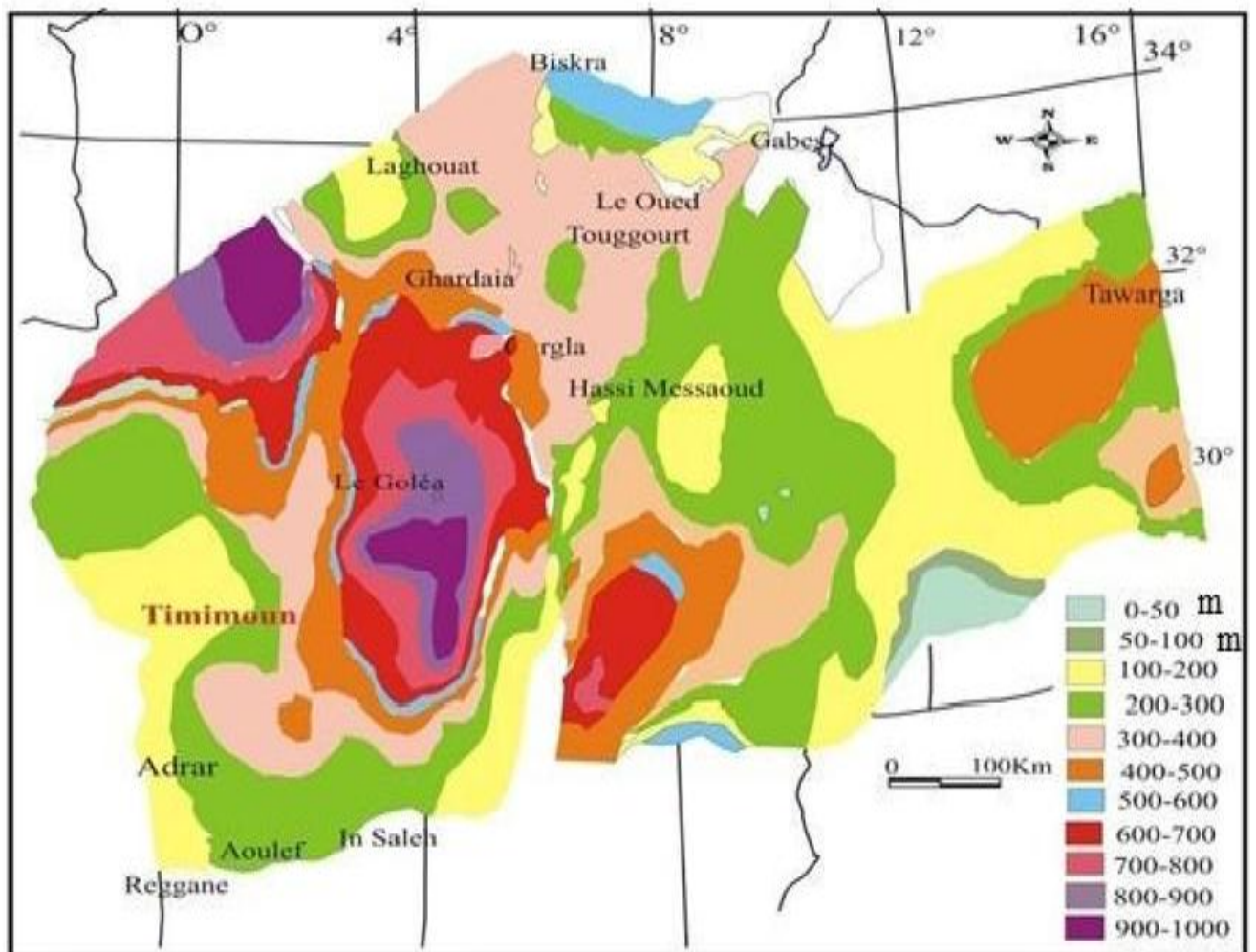


Figure II.1: Carte des épaisseurs du CI (OSS, 2003).

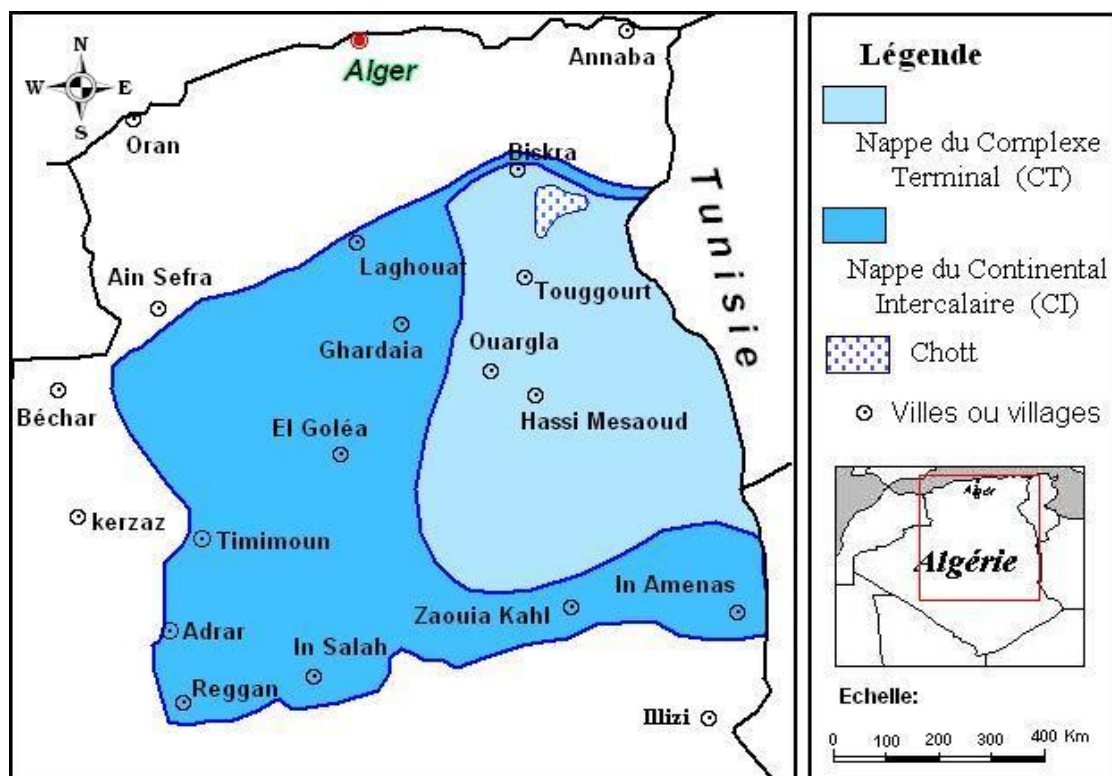


Figure II.2 : Carte des ressources en eau souterraines (Continental Intercalaire et Complexe Terminal).

Le SASS peut être subdivisé en trois bassins :

- le Bassin occidental, comprenant le secteur des foggaras au Sud, le Grand Erg Occidental et l'Atlas Saharien au Nord (Algérie).
- le Bassin central, limité à l'ouest par la dorsale du M'Zab et à l'Est par le plateau de la Hamada el Hamra (Algérie, Tunisie, Libye)
- le Bassin oriental caractérisé par l'effondrement du graben de Hun (Algérie, Libye)

Les affleurements du CI et du CT, correspondant à des zones de nappe libre, sont respectivement en vert clair et en hachuré (Sénonien carbonaté, Eocène et Paléocène). La zone d'In Salah est située en limite sud du bassin occidental, dans les affleurements du CI.

II.3 Hydrogéologie de la zone d'étude :

La région d'In Salah est située à la limite sud du Bassin occidental du Système aquifère du Sahara Septentrional (SASS) dans les affleurements du Continental Intercalaire (CI).

L'ensemble géologique qui renferme la nappe d'eau dans la région d'in Salah est constitué par une alternance des formations détritiques continentale.

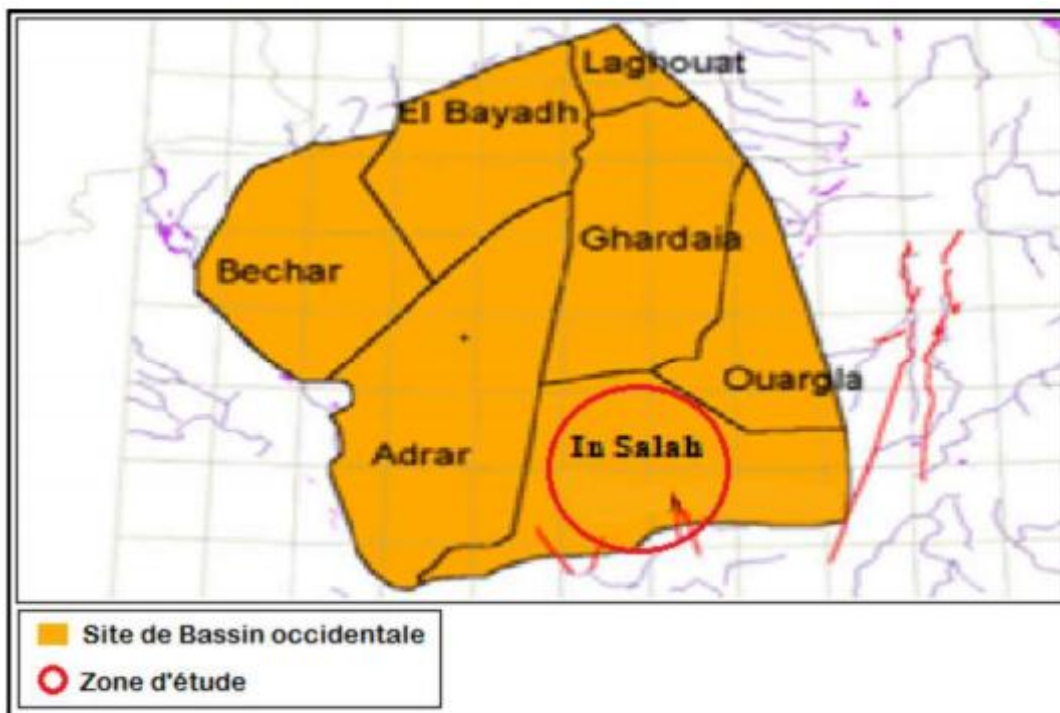


Figure II.3: bassin occidentale de le SASS.

- Au nord de la commune d'In Salah les formations aquifères débutent par des Matériaux grossiers (alluvion) du quaternaire qui surmontent une épaisse couche (305 m) constituée de grés argile, gravier et sable du crétacé inférieur.
- Au centre de la commune d' In Salah on remarque un changement du faciès lithologique, ainsi qu'une réduction de l'épaisseur. La formation dominante est le gré tendre et l'argile rouge sableuse. Vers le sud est le pourcentage des matériaux fins deviant plus important et l'argile rouge sableuse constitue la formation la plus dominante, l'épaisseur de la nappe d'eau dans cette zone ne dépasse guère 50 m.

II.3.1 La nappe du Continental Intercalaire dans la région d'étude

II.3.1.1 La géométrie de l'aquifère CI dans la région d'étude :

Le toit du substratum du primaire montre dans l'ensemble un prolongement du mur du réservoir utile du sud vers nord, la profondeur maximum du toit des formations primaire se localise au Nord-Ouest et à l'Ouest du périmètre d'étude et qui atteint 700 à 800 m de profondeur, par contre les profondeurs minimums se localisent le long des affleurements de la formation carbonifère et oscillent entre 50 à 100 m. Le toit du substratum dans la zone d'étude est entre 300 et 400 m de profondeur.

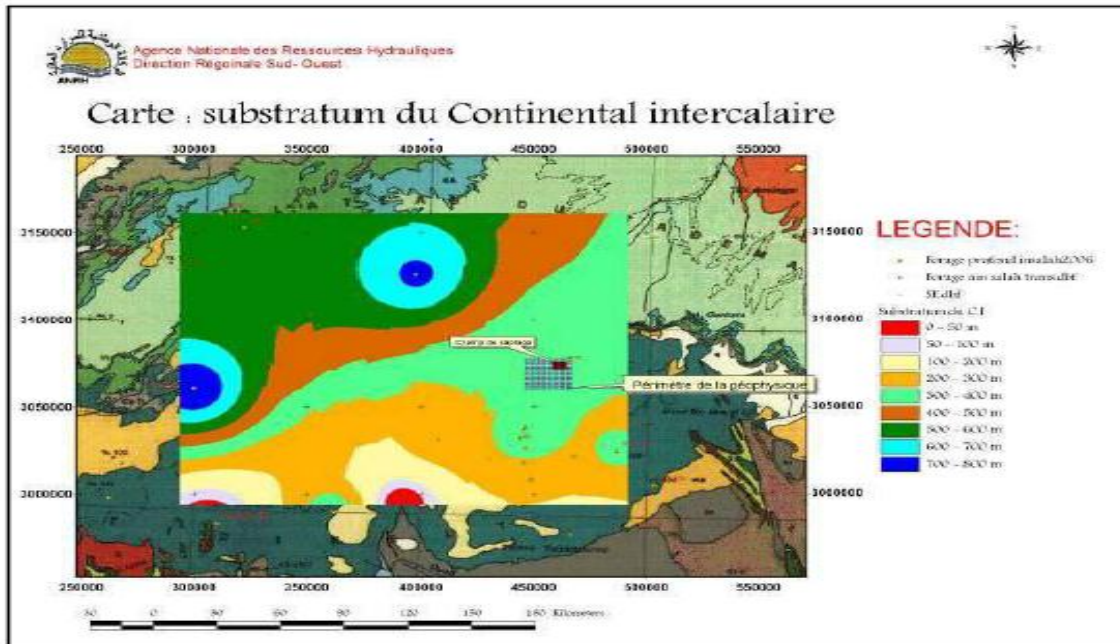


Figure II.4 : Carte de substratum de CI dans l région d'étude (ANRH-DRSO-ADRAR)

II.3.1.2 Epaisseur du Continental Intercalaire :

II.3.1.2.1 La carte d'épaisseur :

La carte d'épaisseur confirme les résultats des coups géologique, l'épaisseur totale du cadre physique de zone d'étude continental intercalaire dans la zone d'étude varie entre 250 et 500 m et l'épaisseur de CI dans le champ captant varie entre 300 m et 400 m.

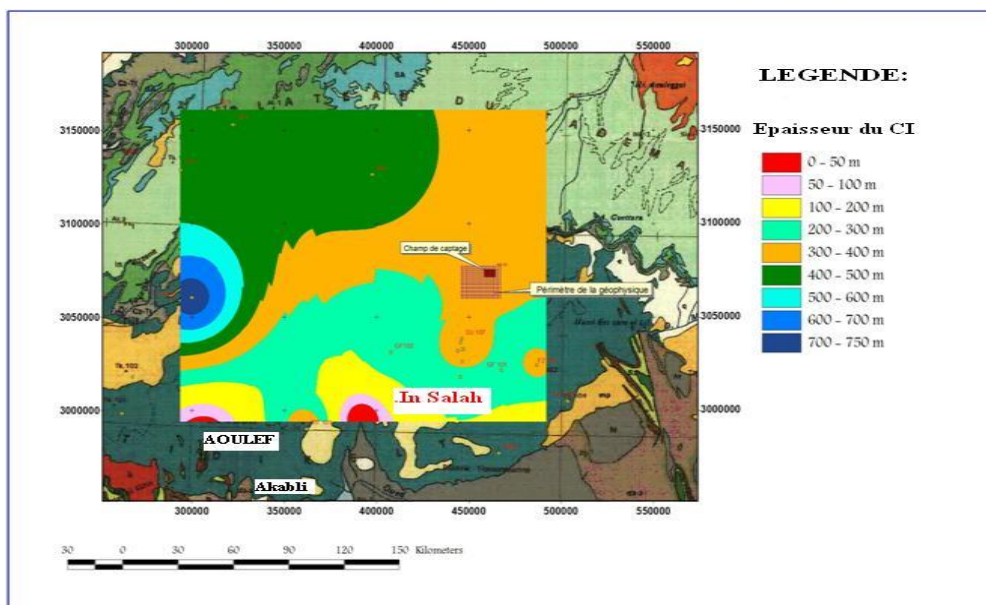


Figure II.5 : Carte N°1 d'épaisseur de CI dans la région d'étude. (ANRH.ADRAR)

II.3.1.3 Caractéristique de la nappe CI :

II.3.1.3.1 Les coupes lithologiques :

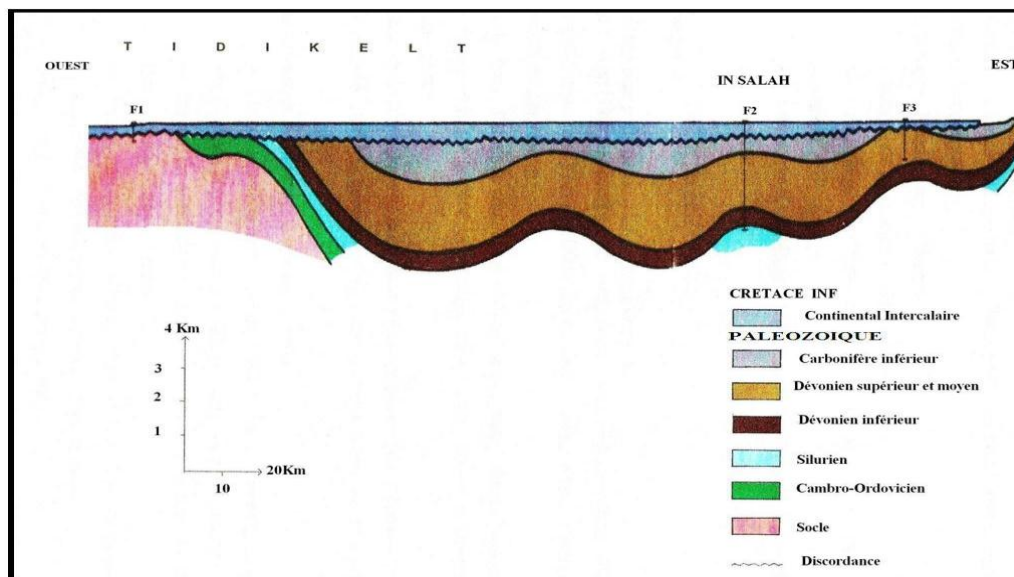


Figure II.6 : Coupe Lithostratigraphique de la région d'étude. (in Ben karroum et El maallam, 2010).

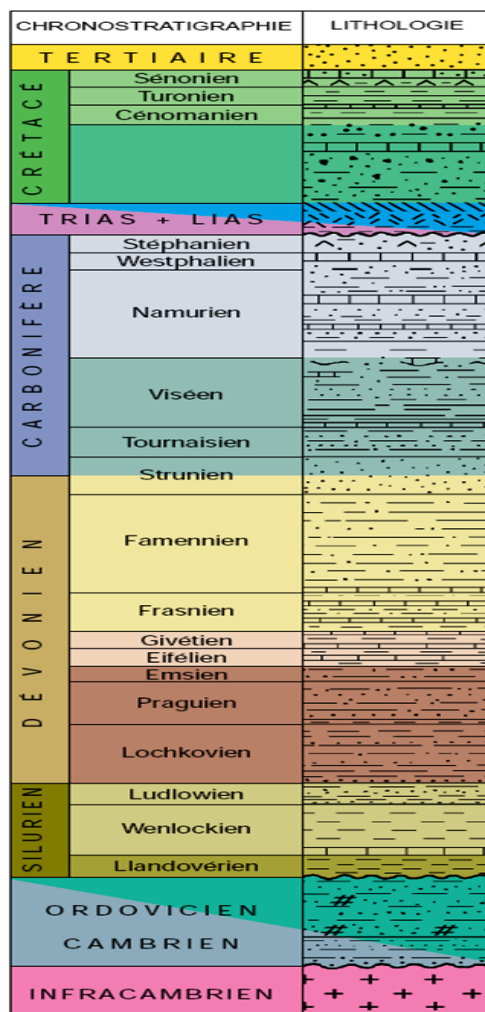


Figure II.7 : log stratigraphique synthétique du sahara sud-ouest Septentrional (Sonatrach, 2001 in Ben karroum et El maallam, 2010)

II.4 Piézométrie et gradient hydraulique

II.4.1 La piézométrie du système aquifère du (CI) :

La carte piézométrique a pour but de représenter la configuration de l'aquifère et de schématiser la fonction conduite du réservoir et le comportement hydrodynamique de l'aquifère, elle traduit la morphologie de la surface d'eau de la nappe à une époque déterminée.

II.4.2 Carte piézométrique de la zone d'étude :

La mesure du niveau des eaux souterraines est d'une importance fondamentale dans l'hydrogéologie. Le niveau des eaux souterraines de l'aquifère peut être utilisé pour plusieurs raisons, et la construction d'une carte piézométrique qui est nécessaire afin de connaître l'extension de l'aquifère, la direction et la vitesse de l'écoulement des eaux souterraines, ainsi que leur zones d'accumulation.

Tableau II.2 : Les données des forages de la région d'étude (ANRH 2020).

Commune	Longitude	Latitude	Z_Altitude	Niveau_PZ
F1	2.433333333	27.40833333	313	313
F2	2.455555556	27.46666667	325	325
F3	2.675	27.31666667	337.5	337.5
F4	2.510833333	27.25361111	268	268
F5	2.491388889	27.19277778	285	285
F6	2.480277778	27.20027778	297	314.44
F7	2.494722222	27.18527778	287	287
F8	2.485833333	27.19666667	278	278
F9	2.469722222	27.20916667	260	260
F10	2.339722222	27.21777778	288	273.61
F11	2.439722222	27.2075	259	259
F12	2.370833333	27.20555556	275	275
F13	2.43	27.20055556	260	260
F14	2.468888889	27.17944444	276	275.19
F15	2.496388889	27.20194444	284	266.99
F16	2.503333333	27.19666667	294	294

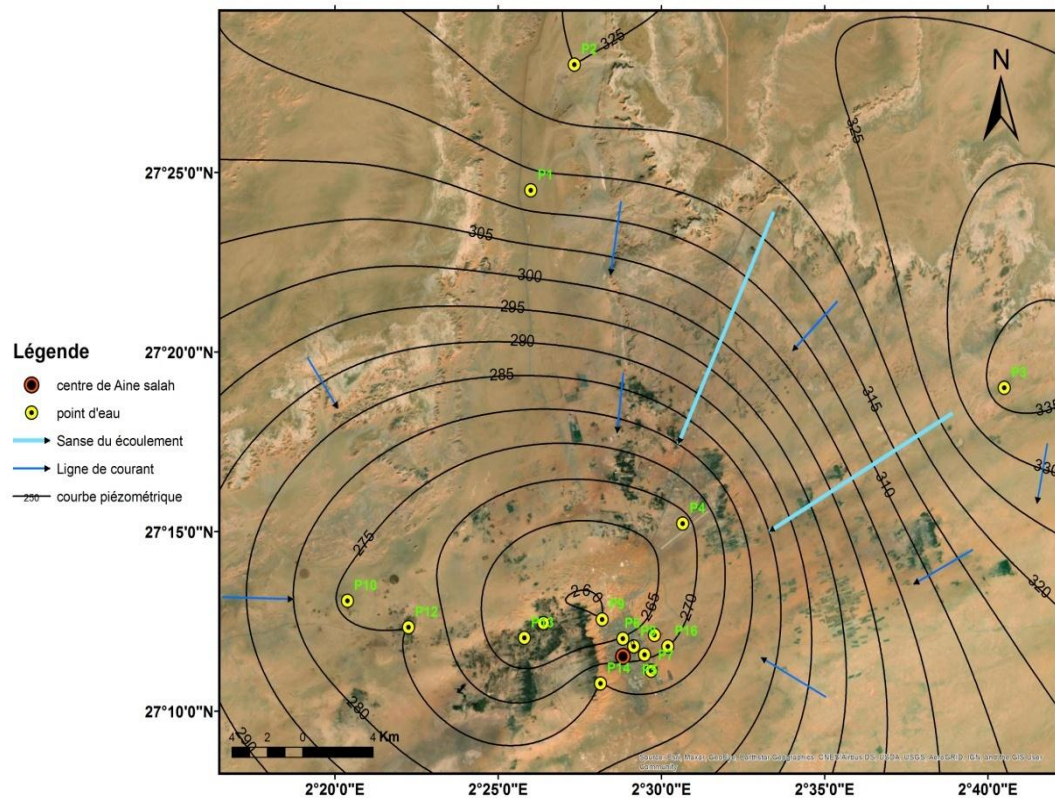


Figure.II.9 : la carte piézométrique de la région d'étude.

Interprétation :

Tout d'abord, la carte de zone d'Ain Saleh, est un bassin qui recueille de l'eau, et il est probable qu'il contient des puits artésiens.

A partir de cette carte, nous remarquons que la zone d'Ain Saleh est une zone de basse altitude, ce qui rapproche le niveau de l'eau, et aussi explique la présence du foggaras et des puits traditionnels.

L'analyse de la carte montre que dans le nord et l'est de la région, il y a des zones d'alimentation.

La direction de l'écoulement de l'eau provient de plusieurs directions du nord, l'est et l'ouest de la région.

II.4.3 Les exutoires :

Ils sont constitués de :

- Foggaras : longues galeries drainantes, fonctionnant sous un faible rabattement et utilisant la topographie locale pour permettre l'écoulement libre de l'eau vers des points bas (cas du bassin occidental),
- Sebkhass : vastes étendues humides et salines, surfaces évaporantes dont le débit total n'est pas négligeable.
- les puits (traditionnelles – forages).

II.5 Paramètres hydrodynamiques de la nappe du Continental Intercalaire :

II.5.1 Transmissivité T :

A partir des résultats des essais de pompage (Benhamza, 2013) réalisé sur les différents forages de la région d'étude, on voit qu'il n'y a pas une grande variation des valeurs de la transmissivité dans le Continental Intercalaire de l'ordre de 0.01 à 0.08 m²/s, ce qui implique qu'il n'y a pas de changement latéral de faciès notable.

II.5.2 Coefficient d'Emmagasinement S :

Cette nappe s'est chargée au cours des périodes pluviales du quaternaire. Actuellement, elle reçoit une faible recharge, surtout à partir du piémont de l'Atlas saharien : la quantité d'eau tombante annuellement sur les affleurements du Crétacé inférieur.

Le volume d'eau emmagasiné dans le CI a été évalué à 50 000 milliard m³ correspondant en théorie, à un débit fictif continu de 1000 m³/s pendant 2000 ans.

Le manque de piézomètres d'observation lors des essais de pompage (Benhamza, 2013) réalisés dans la région d'étude ne permet pas de calculer le coefficient d'emmagasinement.

Devant ce cas, nous avons pris les résultats de l'OSS (2002) qui donnent un coefficient d'emmagasinement de 0.05 dans la partie où la nappe est libre, et entre 0.005 et 0.0004 dans la partie où la nappe est captive.

II.6 L'exploitation des eaux dans la région d'In Salah:

Si la pluie et les eaux superficielles manquent dans la région d'In Salah, les eaux souterraines sont en revanche largement distribuées.

Ceci est un petit résumé des procédés utilisés en vue de l'exploitation de ces dans la région du Tidikelt, et notamment dans la région d'In Salah.

- Les puits : d'une profondeur moyenne de 3m, minima 1m, maxima 6m50. Avec un débit moyen et une eau parfois saumâtre.
- Les sources : Entre In Salah et Foggaret Ezzoua, elles sont du nombre de 4 : El Aouina, Ain Embarek, Ain Kebira, Ain Benate. A l'ouest d'In Salah, on compte 4 aussi : Ain en Neba. Ain El Hamir, Ain Nmil, ain Gouinbi. Bien d'autres existent mais sont comblées.
- Les feggaguirs : Les foggaras sont des galeries souterraines, celles de la région sont implantées en bordure du plateau du Tademaït et puisent dans la nappe du Crétacé inférieur, elles drainent l'eau de la nappe qui est située en certains endroits entre 10 et 20 mètres de profondeur. Le débouché de chaque galerie est à une côte inférieure à celle du point où elle pénètre dans la nappe, sa conduite est jalonnée de puits d'aération. On obtient de cette façon un écoulement continu, l'eau des feggaguir sort à une température moyenne de 25°. La profondeur moyenne de la foggara est de 10, 15 à 20m.
- Les puits artésiens : Il existe des nappes artésiennes au-delà des feggaguir. Le tout premier coup de sonde au Tidikelt a été donné dans l'oasis de Foggaret Ez Zoua où l'eau a jailli en janvier 1902 à la grande joie de la population. En 1910, on en comptait déjà 22 dans notre secteur d'étude, dont 9 à In Salah. A la suite de ce succès les sondages se sont succédé.

Conclusion :

La région d'in Salah est située au Tidikelt a une altitude de 200m, elle est située en limite sud du bassin occidental, dans les affleurements du CI.

Elle est caractérisée par climat aride, elle est la précipitation annuelle très faible et rare, (14.8mm). La température moyenne mensuelle est très élevée durant toute l'année (13.8- 37.4°C) et la température moyenne annuelle est (26.0°C).L'évaporation de la région très élevée, moyenne mensuelle (166-551mm) et moyenne annuelle (4120mm/an). De période 1981-2012. (BELHAMDOU.N.2013)

Le déficit variant au toute l'année par ce qu'il y a peu de précipitation et l'évaporation très élevée a cause de température élevée.

Les rares pluies qu'atteint le sol, ont rapidement séchées par la haute température

Donc n'existe pas une vraie alimentation superficielle de aquifère et cette faible alimentation influe directement sur la profondeur du niveau piézométrique surtout en présence de nombreux points de captage c'est à dire l'alimentation des réservoirs souterrains est pratiquement nulle d'où l'intérêt de bien gérer leurs exploitation.

La géologie de la zone très variée et très importante de CI, Le Mésozoïque (crétacés inférieur) qui est couvre la grande partie de la région d'étude (center de le zone), Le Mésozoïque (crétacés supérieur) est couvre Nord de zone, Sud de plateau Tademaït et le paléozoïque est couvre Sud de la région d'étude et Nord du Hoggar.

L'hydrogéologie de la zone d'étude est très importante dans le SSAS selon sa situation de l'aquifère de SSAS.

L'alimentation de la région est partout de plateau Tademaït (Nord vers le Sud ou vers le Sud-est), elle est infiltrée par la pluie de la zone affleurement par ce que zone perméable.

La zone d'étude c'est un exutoire de SSAS par les forages et les foggaras (artificiels) et les Sebkhass (naturel). C'est-à-dire l'exploitation des nappes sans utilisation rationnelle de la ressource en eau, qui est très faiblement renouvelable (voire fossile) risque de la nappe du Continental Intercalaire (Albien).

ETUDE HYDROCHIMIQUE

Chapitre : III/ hydrochimie

III. 1 Introduction :

Les analyses de l'eau sont nécessaires pour étudier la composition hydrogéologique des eaux souterraines en plus de gérer ses ressources en eau. Ainsi, nous obtenons des informations sur la nature de l'environnement qui contient cette eau souterraine et l'étendue des pouvoirs de cette eau à boire. Irrigation et ainsi de suite.

La région d'Ain Saleh dans laquelle nous cherchons à étudier les eaux souterraines est une étude scientifique. Ainsi que l'exactitude de la qualité de l'eau et le suivi des changements physiques et chimiques de l'eau qui l'affectent directement. Pour ce faire, des analyses physiques et chimiques ont été réalisées dans le laboratoire ANRH d'ADRAR pour expliquer en détail et élucider chaque composant.

III. 2 Paramètres organoleptiques :

Les caractères organoleptiques sont des paramètres qui doivent être appréciés au moment du prélèvement : certaines odeurs peuvent, par exemple, disparaître pendant le transport, ou l'aspect de l'échantillon se modifier au cours du transport et du stockage (apparition d'une coloration, de précipité, etc.).

III.2.1 la couleur:

La couleur de l'eau potable est généralement due à la présence de matière organique colorée (principalement des acides humiques et fulviques) provenant de l'humus dans le sol, ainsi que de substances minérales qui sont incluses dans les composants du sol.

La couleur est fortement influencée par la présence de fer et d'autres métaux, soit sous forme d'impuretés naturelles, soit sous forme de produits de corrosion. Elle peut aussi résulter d'une contamination par les effluents industriels et être le premier signe d'une situation dangereuse.

Une couleur est environ 15 UCV (unité colorimétrique vraie). Elle est généralement acceptable (Directive de la qualité pour l'eau de boisson OMS).

III.2.2 L'odeur:

L'eau potable doit être inodore, non seulement au moment de l'échantillonnage, mais également après une période de 10 jours dans un récipient en verre scellé à une température de 26 ° C. En fait, toute odeur est un signe de contamination ou de présence de matière organique en décomposition.

L'odeur due à la présence simultanée dans l'eau de plusieurs produits peut être plus intense que la somme des odeurs dues à chaque constituant.

III.2.3 Le Gout:

D'une façon générale, il est bien difficile de porter un jugement sur la qualité d'une eau la seule évaluation de la saveur.

En dehors de la salinité, une saveur désagréable peut révéler la présence de substance indésirable dont il importerait de préciser l'origine. C'est le cas en particulier de certaines saveurs amères, douces et sucrées décelables à la dégustation et de goût imputable à des concentrations très faibles de substances fortement sapides.

Une eau dont la turbidité inférieure à 5 NTU est généralement jugée acceptable par les consommateurs.

Les eaux de la région d'In Salah présentent une turbidité inférieure à la valeur acceptable 5UNT (unités néphelométrique), et on peut dire que 5 UNT est le maximum des eaux analysées dans cette région.

III.3 Paramètres physiques

Tableau III.1 : Paramètres physiques

FORAGE	PH	Cond (ms/cm)	Residu sec (mg/l)	TH (°F)	TAC (°F)	Minéralisation (mg/L)
IN1	6.58	1.68	1060	11	2	1043
IN2	6.72	2.99	1900	45	2	1854
IN3	6.81	4.12	2630	103	8	2554
IN4	6.98	3.38	2110	82	10	2096
IN5	7.01	3.71	2400	96	9	2300
kIN6	7.09	3.86	2410	90	12	2393
IN7	7.15	4.14	2600	96	13	2567
IN8	7.2	3.41	2140	76	7	2114
IN9	7.2	3.21	1980	82	10	1990
IN10	7.25	3.83	2420	93	12	2375
IN11	7.25	3.54	2280	88	11	2195
IN12	7.25	3.79	2420	98	12	2350
IN13	7.25	2.73	1700	52	2	1693
IN14	7.25	3.02	1940	83	12	1872
IN15	7.28	1.75	1100	40	111	1087
IN16	7.28	3.31	1980	65	11	2052
IN17	7.28	3.6	2210	96	10	2232

III.3.1 Potentiel d'hydrogène (pH) :

Le pH mesure la concentration d'une solution aqueuse en ions oxonium H_3O^+ et le degré d'acidité ou de basicité d'une solution. $PH : -\log[H_3O^+]$ où $[H_3O^+]$ est la concentration molaire en ions oxonium H_3O^+ exprimée en moles par litre.

Tableau III.2 : Classification des milieux des eaux naturelle par rapport au PH

pH < 6.2	Acidité forte (présence des acides minéraux ou organiques dans les eaux naturelle)
pH = 7	Milieu neutre
7 < pH < 7.25	Neutralité approchée (majorité des eaux de surface)
6.2 < pH < 8	Majorité des eaux souterraines
pH = 8	Alcalinité forte, évaporation intense

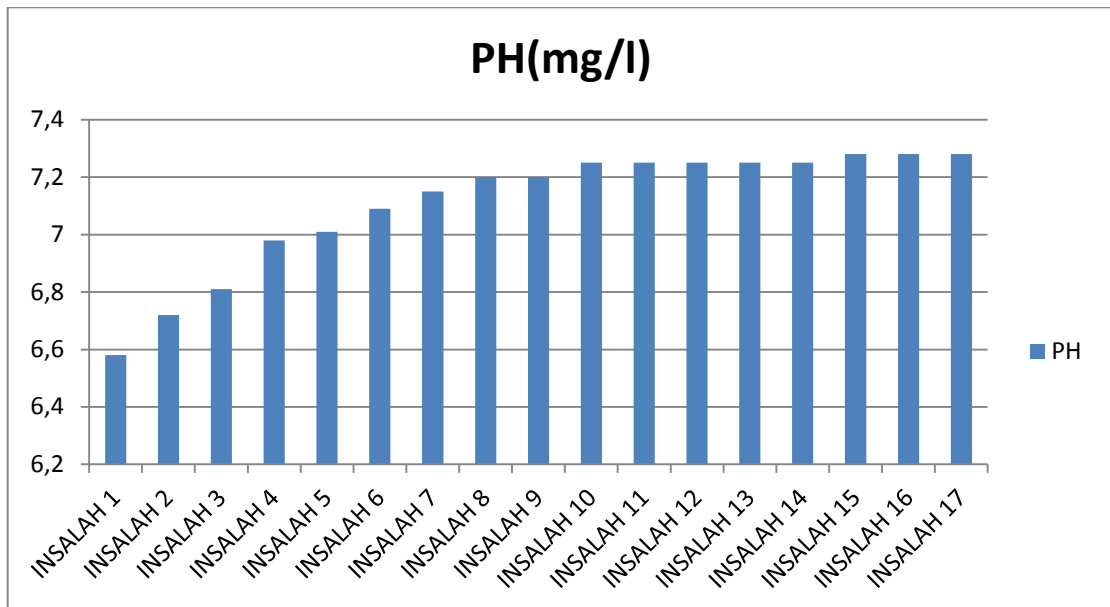


Figure III.1 : histogramme les résultats de PH de région étude.

Dans notre zone d'étude, les valeurs de pH varient entre 6,90 et 7,25 indiquant la neutralité de ces eaux dans une large mesure.

III.3.2 Conductivité électrique (CE) :

La conductivité électrique d'une eau est la conductance d'une colonne d'eau comprise entre deux électrodes métalliques de 1 cm² de surface et séparées l'une de l'autre de 1 cm. Elle est l'inverse de la résistivité électrique.

L'unité de conductivité est le siemens par mètre (S/m). Elle s'exprime généralement en micro ou mël Siemens par centimètre ($\mu\text{S} / \text{cm}$).

La conductivité électrique est un moyen important d'investigation en hydrogéologie.

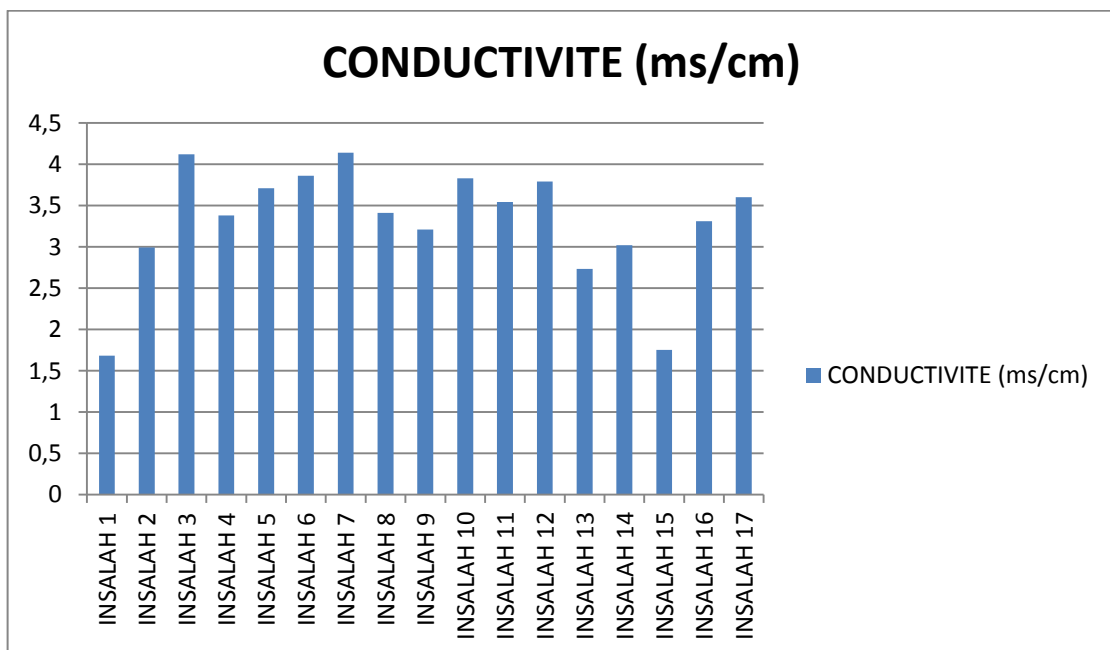


Figure III.2 : histogramme les résultats de concentrations en conductivité (mS /cm).

Le diagramme montre la conductivité électrique de chaque eau de puits, on note qu'il y a une valeur de conductivité importante dans les puits

III.3.3 La dureté (TH) :

Titre hydrotimétrique TH, représente la somme des concentrations en calcium (Ca²⁺) et magnésium (Mg²⁺), on distingue le TH total, qui est la somme de TH calcique et TH magnésique.

$$TH = (rCa + r Mg) \text{ méq/l}$$

$$TH = (rCa + r Mg) \times 5 \text{ } ^\circ F$$

Le tableau suivant présente la potabilité en fonction de la dureté.

Tableau III .3 : Classification des eaux par rapport à la dureté totale.

La dureté (°F)	0-7	7-22	22-32	32-54	54 <
Qualité	Douce	Modérément douce	Peu douce	Dure	Très dure

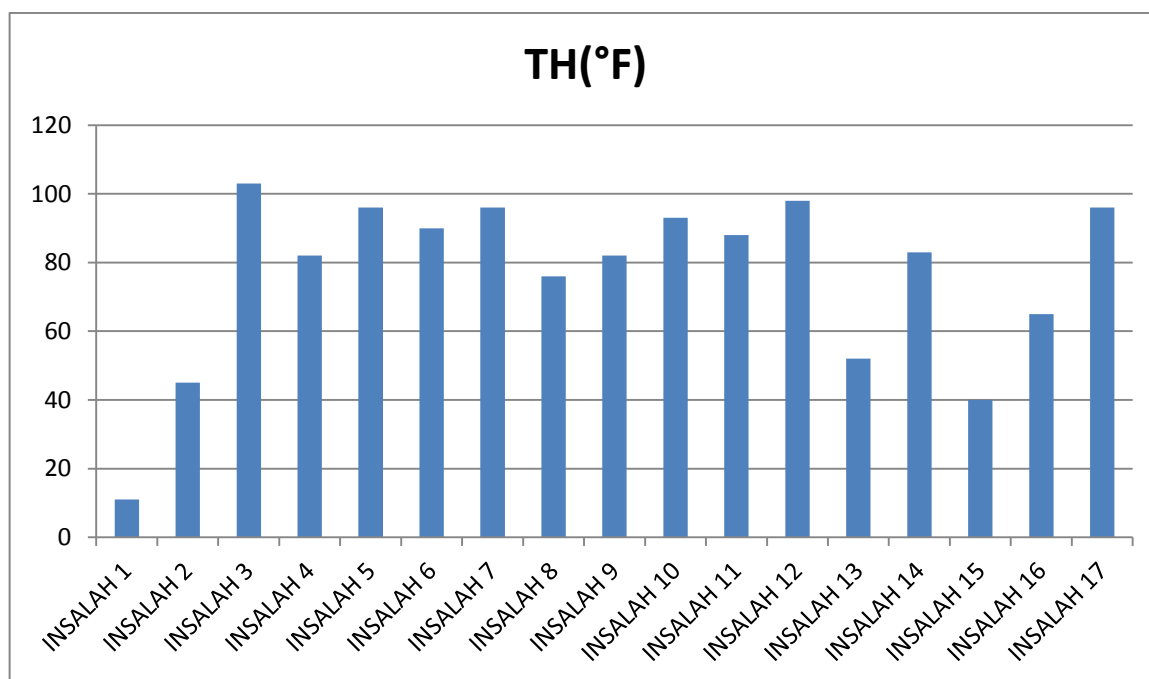


Figure III.3: histogramme les résultats de concentrations en dureté en (°F).

Remarque : Notez que la qualité de l'eau est très dure.

III.3.4 Résidu sec (RS) :

Le résidu sec exprime la totalité des sels dissous dans l'eau et des matières minérales et organiques en suspension. Ses valeurs permettent comme la conductivité, d'apprécier la minéralisation totale de l'eau.

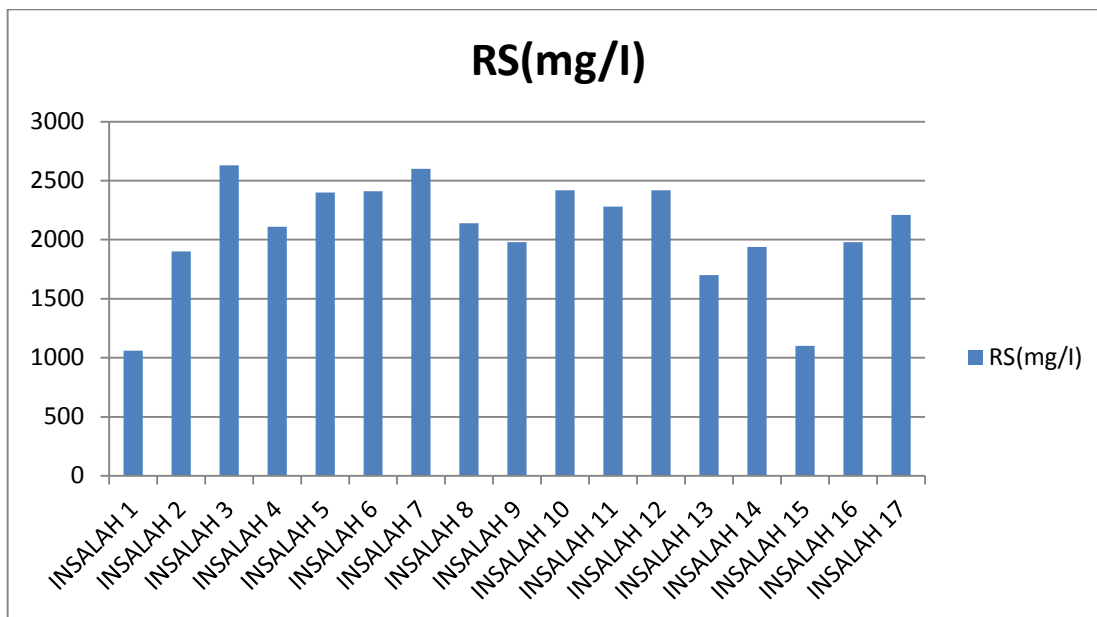


Figure III.4 : histogramme les résultats de concentrations en Résidu sec (RS)

Les résultats ont montré que les valeurs de résidus secs autour de la zone d'étude ont été observées. Nous notons que les valeurs de ces résultats vont de (1000 à 2500 mg/l) .

III.3.5 La minéralisation

Il existe deux méthodes pour déterminer la minéralisation de l'eau, soit par conduction électrique (méthode rapide), soit par la teneur en ions dissous obtenue en combinant les concentrations d'anions et de cations.

Tableau III.4. : histogramme les résultats de résidu sec en(mg/l) dans les eaux.

Conductivité(μS/cm)	CE <100	100<CE <200	200<CE <333	333<CE <666	666<CE <1000	CE≥1000
Minéralisation (mg/l)	Très faible	Faible	Moyenne	Moyenne	Importante	Elevée

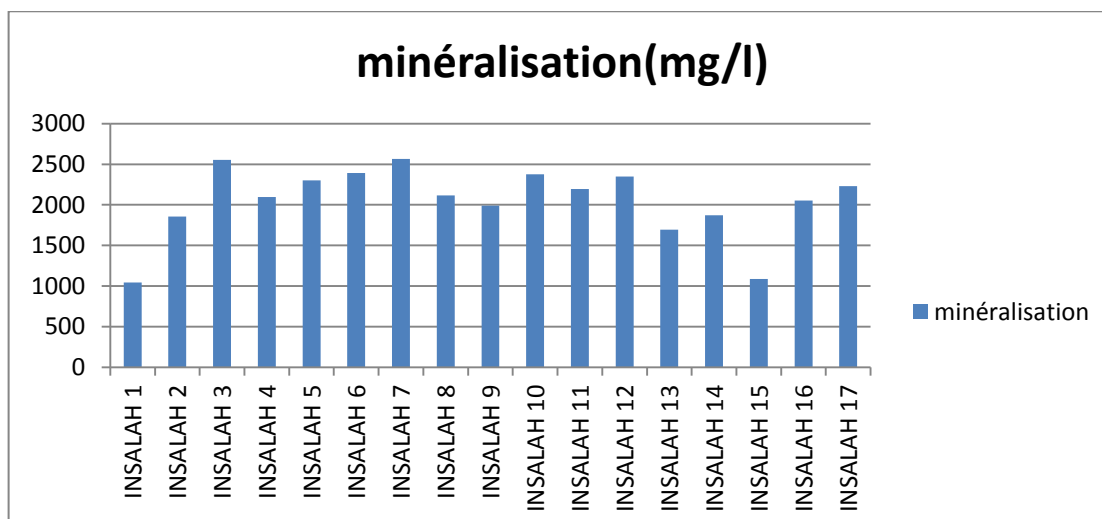


Figure III.5 : histogramme les résultats de concentrations en minéralisation

III.4 Paramètres chimiques :

Tableau III.5 : Paramètre chimie.

FORAGE	Unité	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	NO ₃ ⁻
Forage 1	(mg/l)	22	14	300	19	500	102	24	1
	(méq/l)	1.1	1.17	13.63	0.5	14.28	2.12	0.38	0.016
Forage 2	(mg/l)	43	84	450	58	850	240	24	1.8
	(méq/l)	2.15	7.00	20.45	1.5	24.28	5.00	0.38	0.02
FORAGE 3	(mg/l)	152	163	490	45	975	650	101	7
	(méq/l)	7.6	13.58	22.27	1.18	27.85	13.54	1.62	0.11
FORAGE 4	(mg/l)	165	103	360	35	600	730	119	42
	(méq/l)	8.25	8.58	16.36	0.92	17.14	15.20	1.91	0.67
FORAGE 5	(mg/l)	200	114	420	42	645	800	113	23
	(méq/l)	10	9.50	19.09	1.10	18.42	16.66	1.82	0.37
FORAGE 6	(mg/l)	198	101	450	42	800	698	149	19
	(méq/l)	9.9	8.42	20.45	1.10	22.85	14.54	2.40	0.30
FORAGE 7	(mg/l)	186	124	480	40	745	800	162	14
	(méq/l)	9.3	10.33	21.81	1.05	21.28	16.66	2.61	0.22
FORAGE 8	(mg/l)	147	97	410	27	630	713	79	17.5
	(méq/l)	7.35	8.08	18.63	0.71	18	14.85	1.27	0.28
FORAGE 9	(mg/l)	144	116	350	36	520	800	125	52
	(méq/l)	7.2	9.67	15.90	0.94	14.85	16.66	2.01	0.83
FORAGE 10	(mg/l)	181	119	400	48	700	712.5	149	20
	(méq/l)	9.05	9.92	18.18	1.26	20	14.84	2.40	0.32
FORAGE 11	(mg/l)	144	129	380	30	560	850	131	36
	(méq/l)	7.2	10.75	17.27	0.78	16	17.70	2.11	0.58
FORAGE 12	(mg/l)	174	136	390	42	600	850	149	47
	(méq/l)	8.7	11.33	17.72	1.10	17.14	17.70	2.40	0.75
FORAGE 13	(mg/l)	82	79	405	32.4	680	357.5	27	10.5
	(méq/l)	4.1	6.58	18.40	0.85	19.42	7.44	0.43	0.16
FORAGE 14	(mg/l)	165	103	340	30	450	850	140	16
	(méq/l)	8.25	8.58	15.45	0.78	12.85	17.70	2.25	0.25
FORAGE 15	(mg/l)	86	46	182	24	350	225	134	3
	(méq/l)	4.3	3.83	8.27	0.63	10	4.68	2.16	0.04
FORAGE 16	(mg/l)	151	69	390	28	630	560	128	21
	(méq/l)	7.55	5.75	17.72	0.73	18	11.66	2.06	0.33
FORAGE 17	(mg/l)	151	69	390	28	630	560	128	21
	(méq/l)	10.4	9.17	15.81	0.86	14.42	19.27	2.01	0.62

III.4 1 Balance ionique

La qualité des analyses testées par la balance ionique, permet de déterminer le pourcentage d'erreur à l'aide de la relation suivante :

$$BI \% = \left[\frac{\sum \text{cations} - \sum \text{anions}}{\sum \text{cations} + \sum \text{anions}} \right] \times 100$$

A partir du calcul du pourcentage d'erreur si :

BI % < 5% bonne analyse

5% < BI % < 10% analyse acceptable

BI % > 10% mauvaise analyse

Tableau III.6 : Valeur des balances ioniques sur les analyses chimiques de chaque forage.

Forage	BI%	Analyses	Forage	BI%	Analyses
F1	1	bonne analyse	F10	1	bonne analyse
F2	2	bonne analyse	F11	1	bonne analyse
F3	2	bonne analyse	F12	1	bonne analyse
F4	1	bonne analyse	F13	4	analyse acceptable
F5	3	analyse acceptable	F14	0	bonne analyse
F6	0	bonne analyse	F15	0	bonne analyse
F7	2	bonne analyse	F16	0	bonne analyse
F8	1	bonne analyse	F17	0	bonne analyse
F9	1	bonne analyse			

Les résultats d’analyse d’eau montrent un pourcentage d’erreur relativement inférieur à 5% pour l’ensemble des échantillons, ce qui confirme la fiabilité des données.

III.4.2 Etude des cations

III.4.2.1 Calcium (Ca⁺⁺)

La teneur en calcium est directement liée à la nature géologique des terres traversées par l’eau. L’ion calcium est obtenu principalement par attaque du dioxyde de carbone dissous sur les roches calcaires (dolomite), ou par simple dissolution sous forme de sulfate à l’état de gypse.

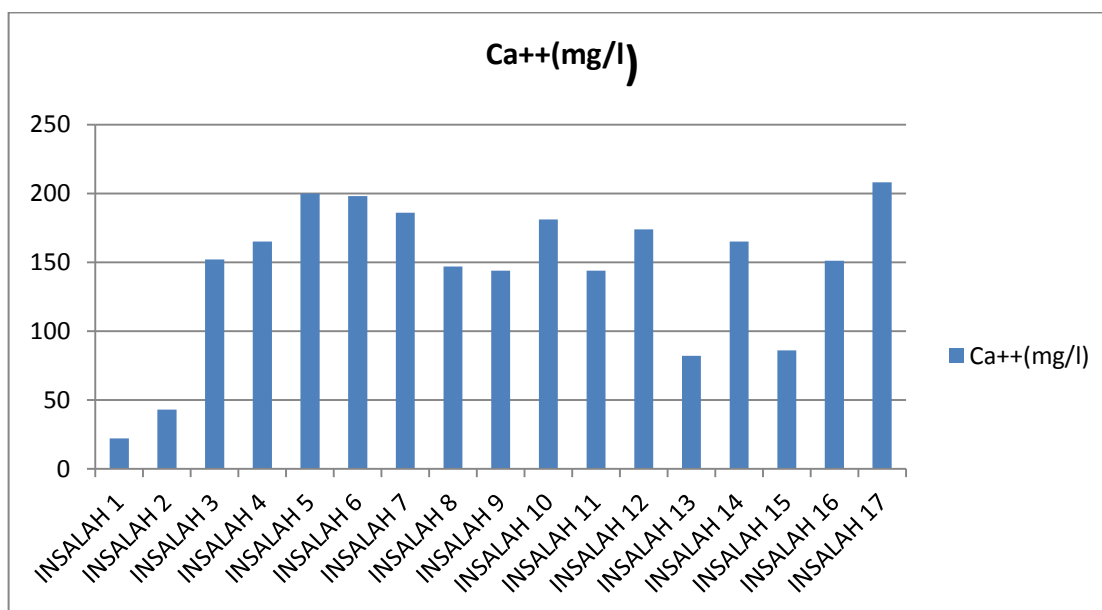


Figure III.6 : histogramme des concentrations en calcium en (mg /l).

III.4.2.2 Magnésium (Mg^{2+}) :

Le magnésium est l'un des éléments les plus répandus dans la nature, il constitue environ 2.1% de l'écorce terrestre. Il constitue un élément significatif de la dureté de l'eau. A partir d'une concentration de 100mg/l et pour des sujets sensibles, le magnésium donne un goût désagréable à l'eau. S'ils ne provoquent pas de phénomènes toxiques (sauf chez les personnes résultats des insuffisances rénales), les sels de magnésium, essentiellement les sulfates, peuvent avoir un effet laxatif à partir de 400mg/l.

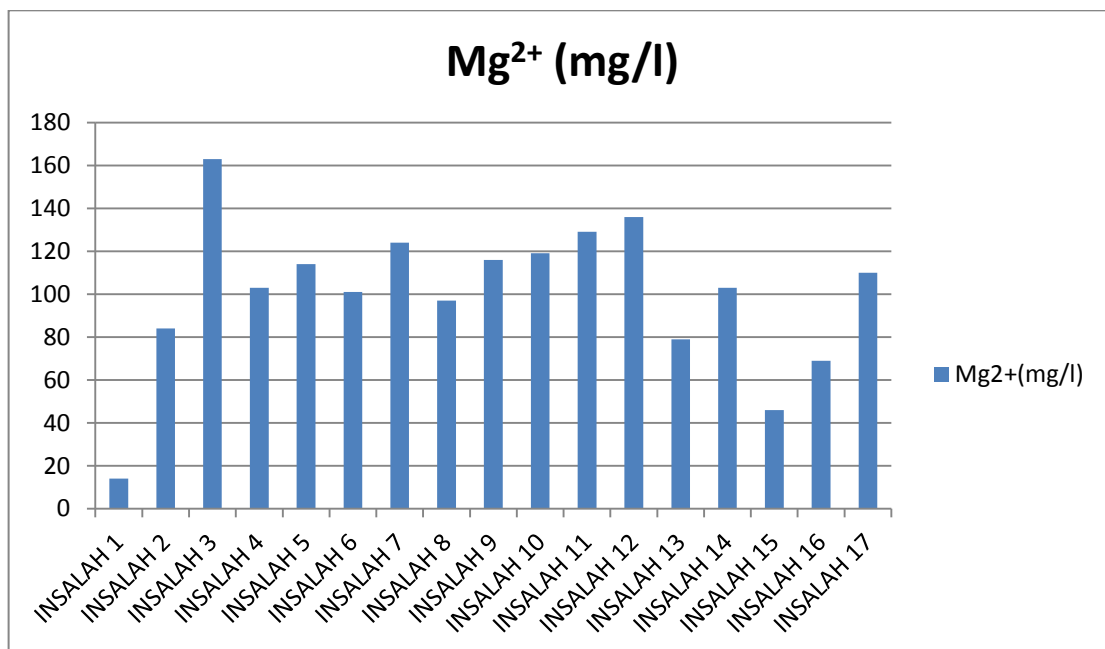


Figure III.7 : Histogramme des concentrations en Magnésium Mg^{2+} (mg/l).

III.4.2.3 Sodium (Na^+) :

Le sodium est, après le chlore, le deuxième élément le plus abondant dissous dans l'eau de mer. Les sels de sodium les plus importants trouvés dans la nature sont le chlorure de sodium (sel de roche), le carbonate de sodium (soude), le borate de sodium (borax), le nitrate de sodium et le sulfate de sodium. Les sels de sodium sont trouvés dans l'eau de mer, les lacs salés, les lacs alcalins et dans l'eau de source minérale.

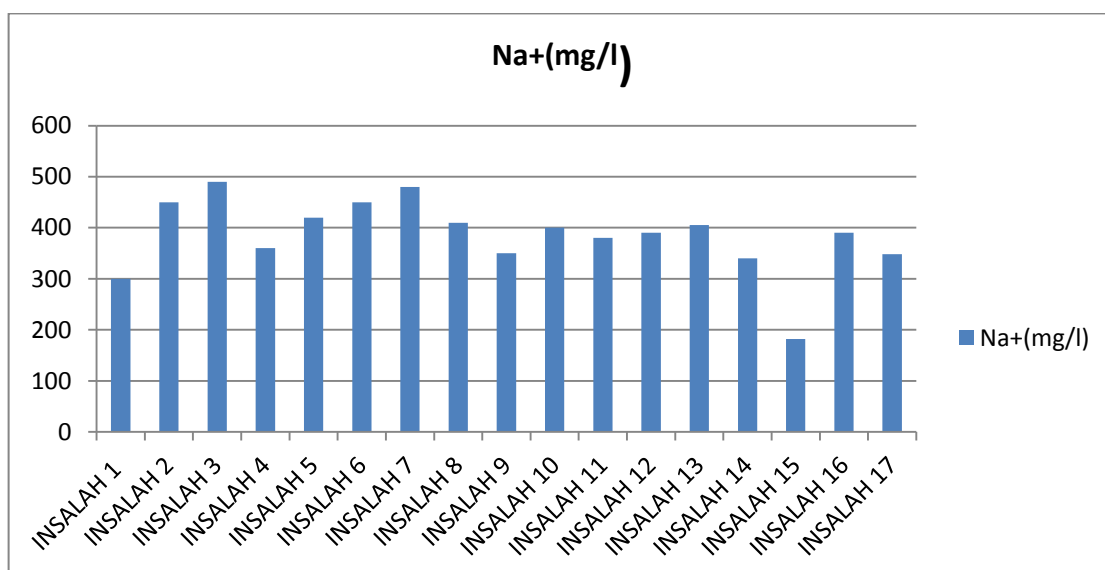


Figure III.8 : Histogramme des concentrations en Sodium Na^+ (mg/l).

III.4.2.4 Potassium (K⁺)

Le potassium est un élément chimique de numéro atomique 19, symbole K⁺ (du mot latin kalium). C'est un minéral alcalin doux, blanc métallique, légèrement bleuté, naturellement associé à d'autres éléments de l'eau de mer et de nombreux minéraux. Il s'oxyde rapidement au contact de l'air et réagit violemment avec l'eau. Il est chimiquement similaire au sodium.

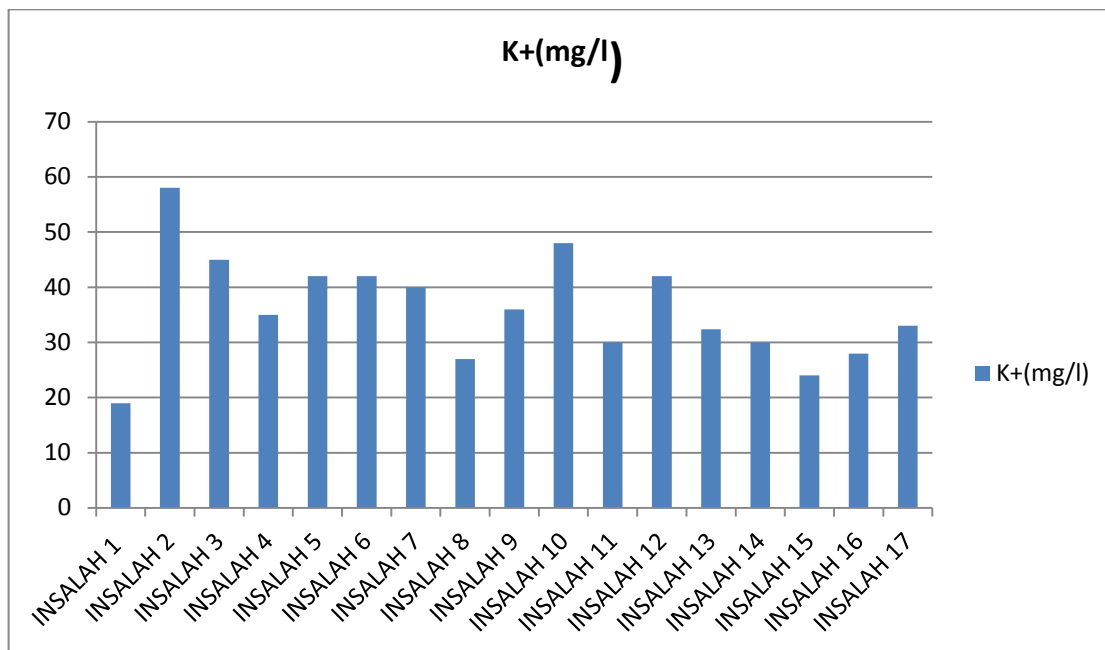


Figure III.9 : Histogramme des concentrations en Potassium K⁺(mg/l)

III.4.3. Etude des anions :

III.4.3.1. Chlorures Cl⁻

Le chlore est indispensable à l'équilibre hydrique de l'organisme et il est présent naturellement à faible dose dans les eaux minérales. Cependant, une pollution industrielle peut l'enrichir accidentellement, jusqu'à des concentrations impropres à la consommation.

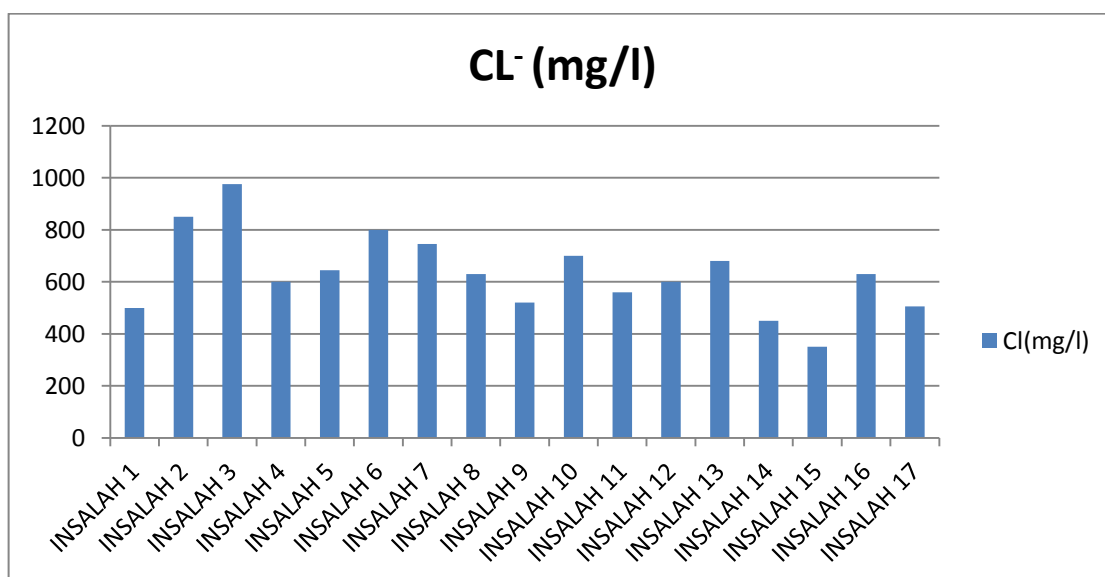


Figure III.10: histogramme des concentrations de Chlore en(mg /l).

III.4.3.2 Bicarbonates (HCO_3^-)

Le bicarbonate ou l'hydrogénocarbonate sont les sels de l'acide carbonique, et nous les obtenons en neutralisant cet acide avec une base. L'ion de ces sels est aussi parfois appelé «ion hydrogénocarbonate».

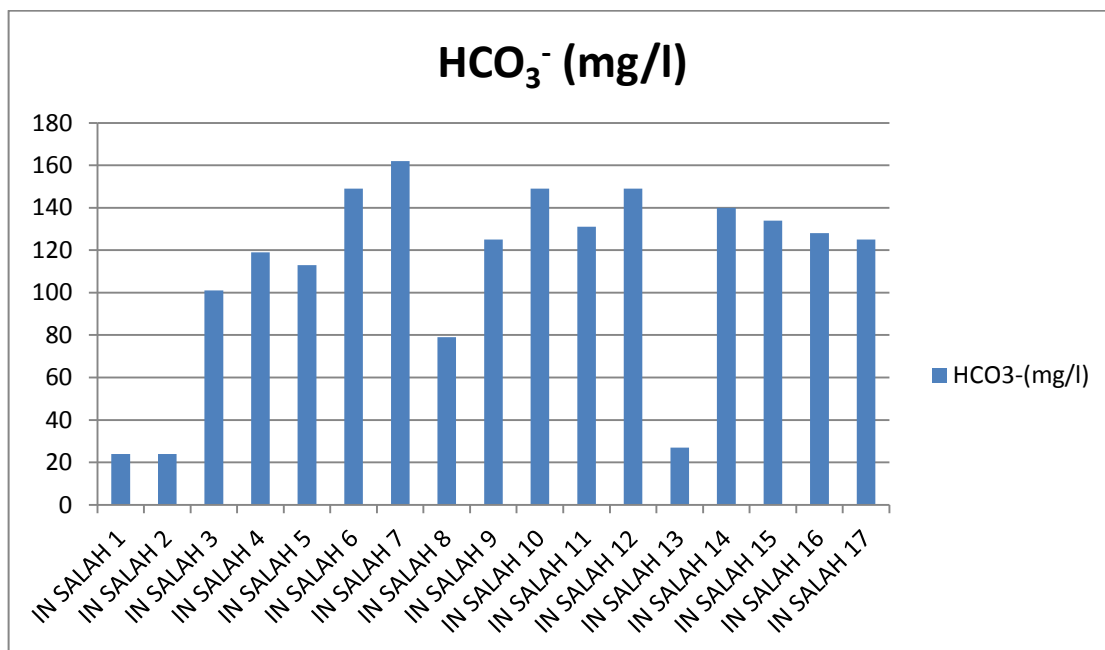


Figure III.11 : histogramme des concentrations de Bicarbonates en(mg /l).

On a le bicarbonate est équilibre jus qu'a forte de l'eau de cette région a cause de dissolution des minérale carbonaté (la nature lithologie de la nappe de la région) dans l'eau avec existe de CO_2 .

III.4.3.3 Les sulfates

La teneur en sulfate (SO_4^{2-}) dans l'eau est liée aux composés alcalins de la minéralisation. Selon l'intolérance des consommateurs, l'excès de sulfates dans l'eau est de l'ordre de 400mg/l.

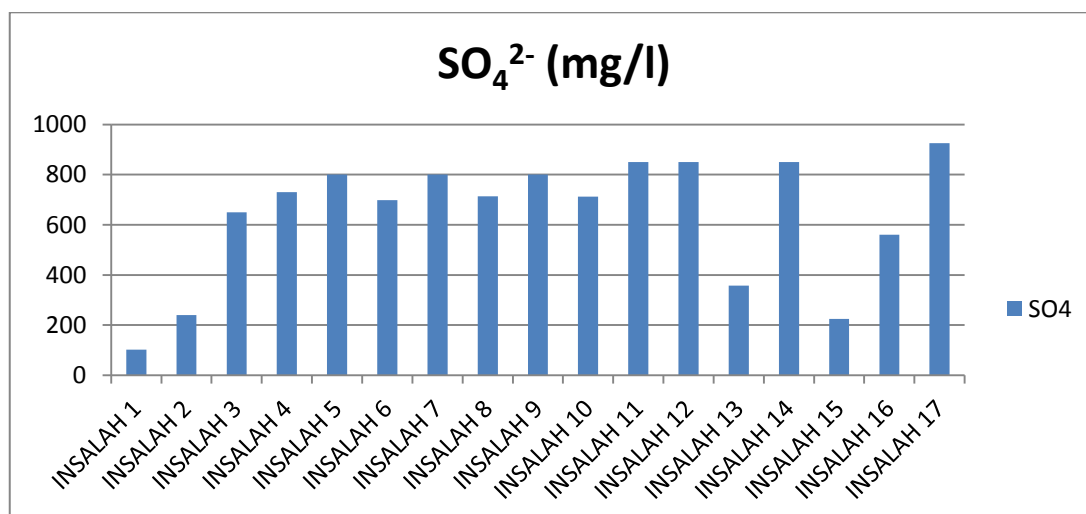


Figure III.12 : histogramme des concentrations de Sulfates en(mg /l).

III.4.4 Paramètres de pollution :

III.4.4.1 Nitrates NO₃⁻ :

Ils représentent la forme la plus oxygénée de l'azote, c'est une forme très soluble. L'ion nitrate est la forme oxydée de l'azote, les sources naturelles de nitrate sont principalement la pluie et les interactions avec le sol et la végétation (Jacques.B, 2008), L'origine artificielle des nitrates sont les contaminations par des engrais et les rejets domestiques. La concentration de nitrate varie de 0 à 52 (mg / L).

La zone d'étude étant principalement de nature agricole et industrielle , la présence de nitrates dans ces eaux sera naturelle et éventuellement d'origine humaine.

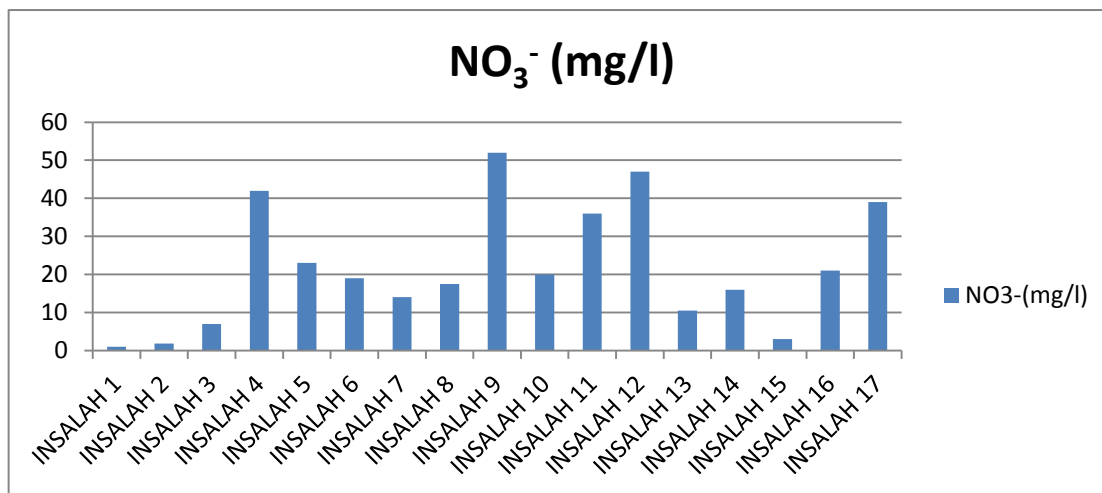


Figure III.13: histogramme des concentrations de Nitrates en(mg /l).

III.5 Faciès géochimique

III.5.1 Les formules ioniques et faciès chimiques des eaux de la zone d'étude :

Le tableau suivant présente les formules ioniques et les caractéristiques chimiques des analyses d'eau des puits que nous avons étudiés.

Tableau III.7 : Formule et faciès chimique des eaux de la nappe du continental intercalaire.

Faciès chimique	Formule caractéristique	FORAGE
Chloruré sodique	$r\% Cl^- > r\% SO_4^{2-} > r\% NO_3^-$ $r\% Na^{++} + K^+ > r\% Mg^{++} > r\% Ca^{++}$	F1.F2.F3.F5.F6..F7.F8.F10. F13.F15
Sulfaté sodique	$r\% SO_4^{2-} > r\% Cl^- > r\% NO_3^-$ $r\% Na^+ + Ca^{++} > r\% Mg^{++} > r\% k^+$.F9.F11.F12 F14.F17.

- Chlorurés sodique et Sulfaté sodique.

III.5.2 Diagramme de Piper:

Le diagramme de Piper est essentiel dans la représentation graphique hydro chimique, il est nécessaire et par conséquent, il est Plus utilisé. Il se compose de deux triangles qui représentent la distribution des anions et que Les cations, respectivement, et le diamant représentent la distribution industrielle des ions

Pionnier. Ce graphe permet de classer et d'étudier les faces chimiques de l'eau L'évolution spatio-temporelle de la chimie de l'eau ou de l'aquifère.

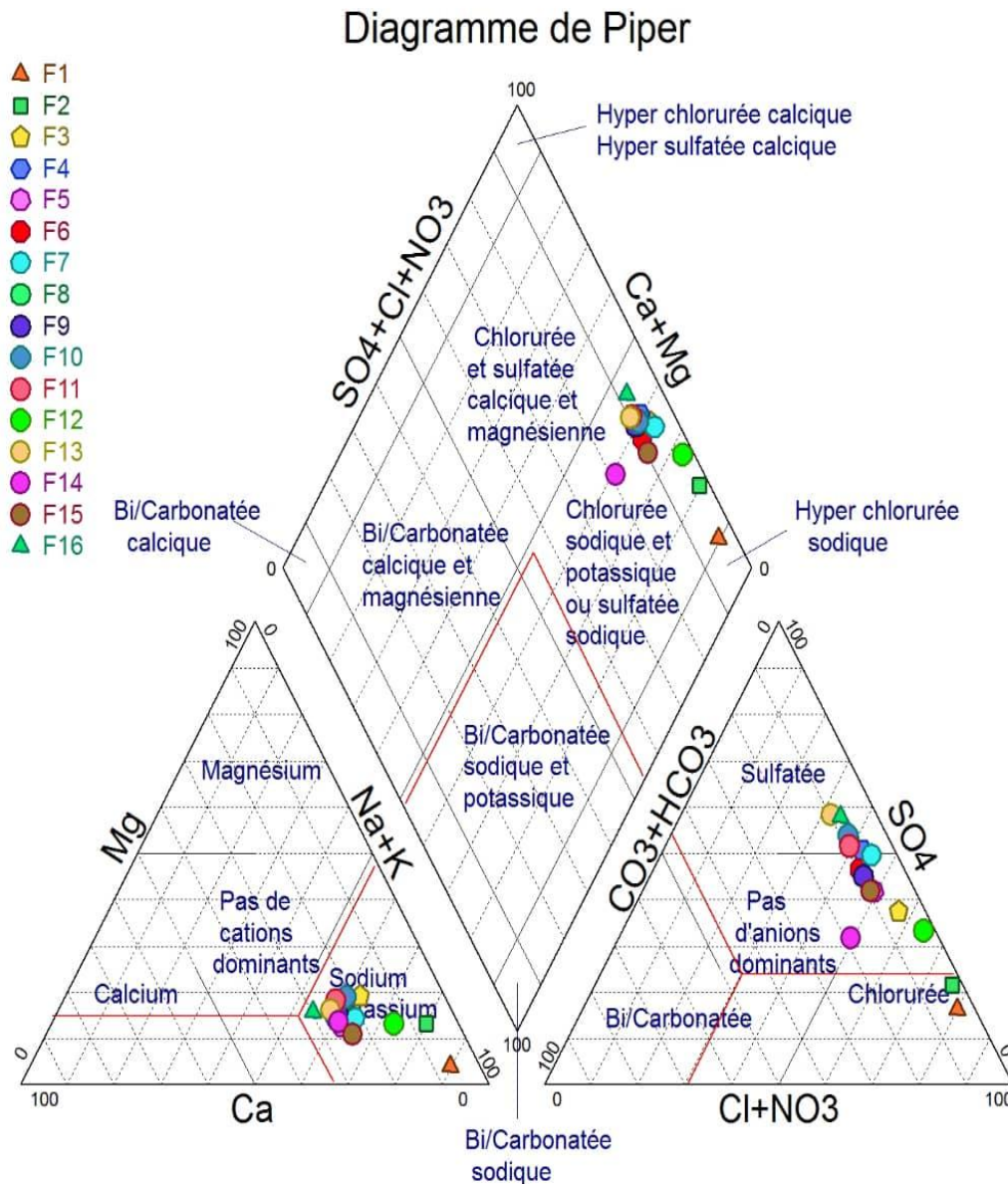


Figure III.14 : diagramme de Piper de région étude

- Chlorurés sodique et potassique ou sulfatée sodique

III.5.3 Diagramme de Schoeller-Berkaloff :

Le diagramme de Schoeller Berkaloff perm et la représentation de plusieurs analyse ssur le même graphique. Il ya superposition des droites obtenues si les concentrations sont identiques et décalage relatif des droites les unes au dessus des autres dans le cas contraire.

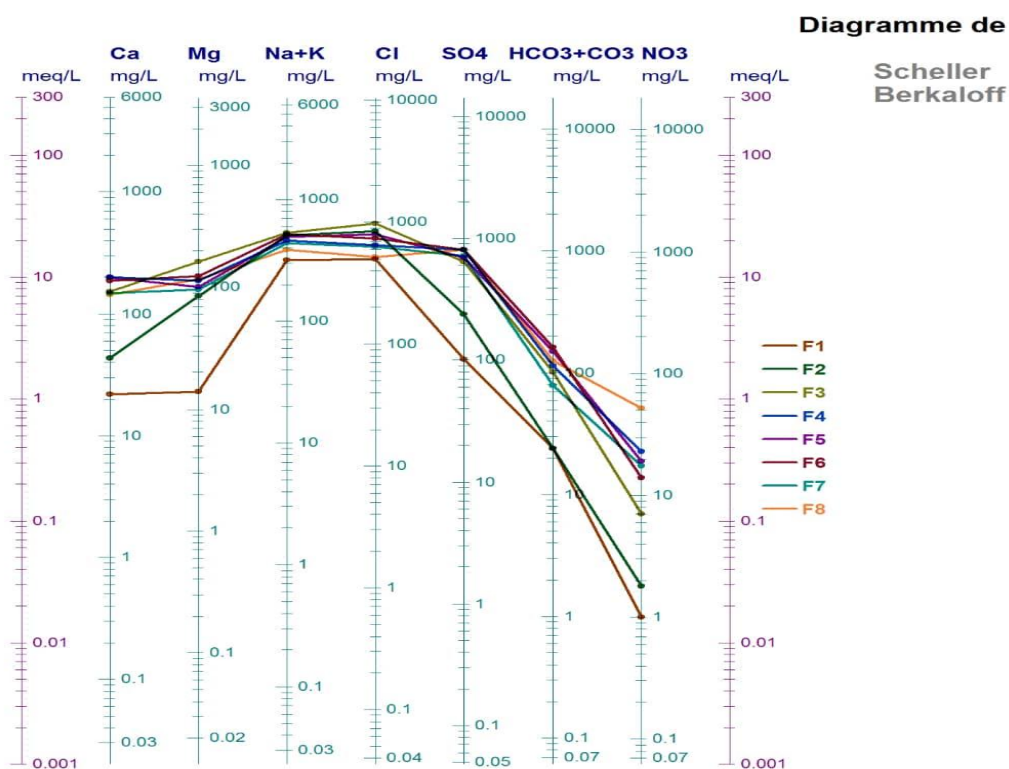


Figure III.15: Le diagramme de Schoeller Berkaloff des eaux des forages d’In Salah

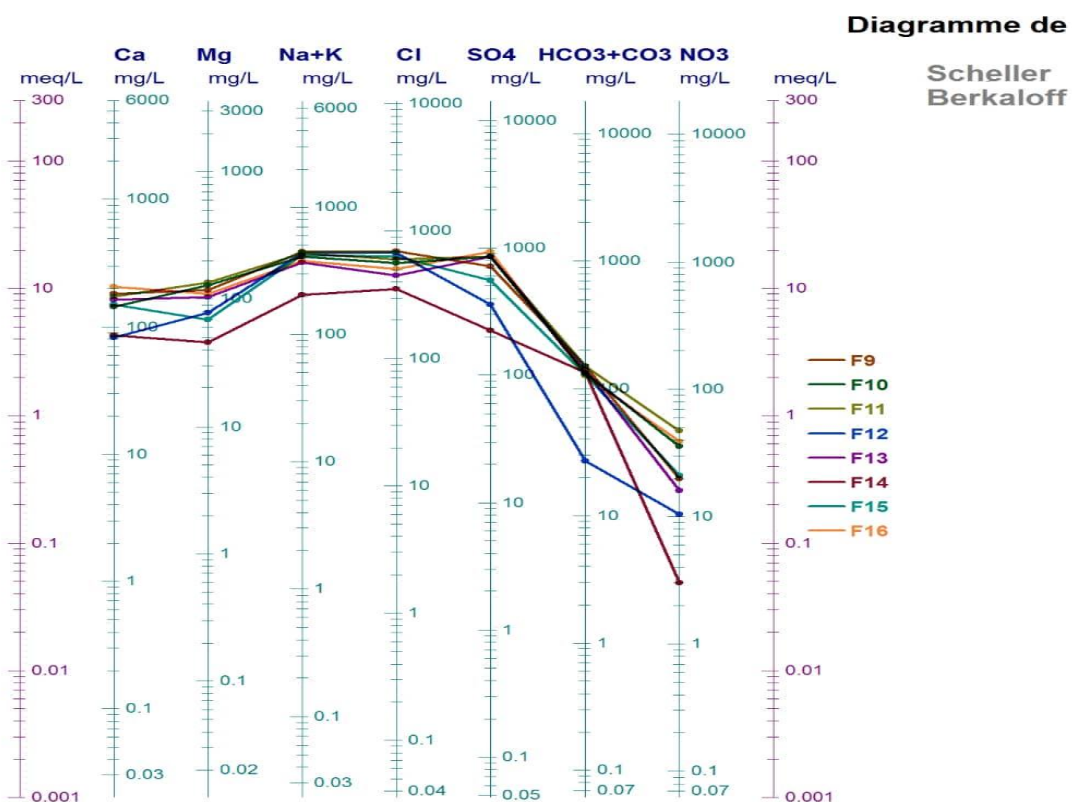


Figure III.16: Le diagramme de Schoeller Berkaloff des eaux des forages d’In Salah

D'après ces deux graphiques, le faciès géochimique des puits sont :

- Faciès sulfaté sodique
- Faciès chloruré sodique

III.6 Etude des rapports caractéristiques

L'étude des rapports caractéristiques les plus courants en hydrochimie permet de préciser le milieu de provenance des eaux souterraines et de comparer leur concentration en éléments chimiques. L'étude a concerné les rapports suivants : $\text{SO}_4^{2-}/\text{Cl}^-$, Na^+/Cl^- et $\text{Mg}^{2+}/\text{Ca}^{2+}$.

Les résultats obtenus sont représentés dans le (tab.8)

Tableau III.8 : La valeur des rapports .

Forage	r ($\text{SO}_4^{2-}/\text{Cl}^-$)	r ($\text{Mg}^{2+}/\text{Ca}^{2+}$)	r (Na^+/Cl^-)
F1	0,15	1,06	0,95
F2	0,21	3,26	0,84
F3	0,49	1,79	0,80
F4	0,89	1,04	0,95
F5	0,90	0,95	1,04
F6	0,64	0,85	0,89
F7	0,78	1,11	1,03
F8	0,83	1,10	1,04
F9	1,12	1,34	1,07
F10	0,74	1,10	0,91
F11	1,11	1,49	1,08
F12	1,03	1,30	1,03
F13	0,38	1,61	0,95
F14	1,38	1,04	1,20
F15	0,47	0,89	0,83
F16	0,65	0,76	0,98
F17	1,34	0,88	1,10

III.6.1 Rapport $\text{SO}_4^{2-}/\text{Cl}^-$

Ce rapport est inférieur à 1 aux forages 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8,10,13,15,16 Il montre une concentration élevée des Chlorures. Les autres forages présentent un rapport supérieur à l'unité, montrant la prédominance de SO_4^{2-} dans ces eaux, liée plus souvent au lessivage des terrains argileux et à la dissolution du gypse.

III.6.2 Rapport $\text{Mg}^{2+}/\text{Ca}^{2+}$:

Ce rapport est inférieur à 1 aux forages 5, 6, 15, 16,17. Cela traduit la prédominance du calcium sur le magnésium, dû à la dissolution du massif carbonaté (Carbonifère). Les autres points présentent un rapport supérieur à l'unité, ce qui implique la prédominance du Mg^{2+} , qui provient du lessivage du faciès gypseux.

III.6.3 Rapport Na^+/Cl^-

Ce rapport est inférieur à 1 aux forages 1, 2, 3, 4,6,10,13,15,16. Il montre une concentration élevée des Chlorures. Les autres points présentent un rapport supérieur à l'unité, ce qui détermine la prédominance du Chlorure sur le sodium.

III.7 Qualité des eaux d'irrigation

Les eaux superficielles et souterraines peuvent être utilisées aussi bien pour l'A.E.P que pour l'irrigation ou l'industrie. Pour l'irrigation, en raison de l'effet de leurs éléments minéraux sur les végétaux, la méthode du taux d'absorption du sodium mis au point en 1969 par le Geological Survey a été appliquée. Cette méthode fait intervenir la salinité et le risque d'alcalinisation des sols. Le S.A.R donné par la formule :

$$\text{SAR} = \text{Na} / \sqrt{((\text{Ca} + \text{Mg}) / 2)}$$

la concentration de chaque ion est exprimées en méq/L. selon le taux d'absorption de sodium (S.A.R), on a la classification suivante (tab.7) :

- $\text{SAR} < 10$: eau à faible danger d'alcalinisation des sols, (eaux excellentes).
- $10 < \text{SAR} < 18$: eau avec un danger d'alcalinisation assez appréciable (eaux bonnes).
- $18 < \text{SAR} < 26$: eau avec un danger d'alcalinisation important (eaux convenables).
- $\text{SAR} > 26$: eaux présentant un danger d'alcalinisation trèsfort(eaux médiocres).

Le tableau.9. ci-dessous permet de voir après le calcul de S.A.R que la majorité des eaux de la nappe de notre région sont excellentes pour l'irrigation et qui peuvent être utilisée avec peu de risque d'alcalinisation des sols. La nature et le pourcentage des éléments chimiques dissous dans l'eau présentent une influence sur le type de culture pratique.

Tableau. III.9 : Etude de la qualité de l'eau

Forage	SAR	Qualité de l'eau	Forage	SAR	Qualité de l'eau
F1	12,81	eau bonnes	F10	5,9	eau excellente
F2	9,56	eau excellente	F11	5,77	eau excellente
F3	6,84	eau excellente	F12	5,6	eau excellente
F4	5,64	eau excellente	F13	7,97	eau excellente
F5	6,11	eau excellente	F14	5,33	eau excellente
F6	6,76	eau excellente	F15	4,1	eau excellente
F7	6,96	eau excellente	F16	6,87	eau excellente
F8	6,71	eau excellente	F17	5,06	eau excellente
F9	5,48	eau excellente			

III.8 Potabilité des eaux de la nappe de continental intercalaire

Tableau. III.10 : Les paramètres des qualités des eaux.

Forage	Ca ²⁺ (mg/l)	Mg ²⁺ (mg/l)	Na ⁺ (mg/l)	K ⁺ (mg/l)	CL ⁻ (mg/l)	SO ₄ ²⁻ (mg/l)	NO ₃ ⁻ (mg/l)	PH	CE (μS/cm)	RS (mg/l)	Remarque
Normes	200	150	250	15	600	400	50	6.5-8.5	2800	2000	POTABLE
IN 1	22	14	300	19	500	102	1	6.58	1680	1060	N.POTABLE
IN2	43	84	450	58	850	240	1.8	6.72	2990	1900	N.POTABLE
IN3	152	163	490	45	975	650	7	6.81	4120	2630	N.POTABLE
IN4	165	103	360	35	600	730	42	6.98	3380	2110	N.POTABLE
IN5	200	114	420	42	645	800	23	7.01	3710	2400	N.POTABLE
IN6	198	101	450	42	800	698	19	7.09	3860	2410	N.POTABLE
IN7	186	124	480	40	745	800	14	7.15	4140	2600	N.POTABLE
IN8	147	97	410	27	630	713	17.5	7.2	3410	2140	N.POTABLE
IN9	144	116	350	36	520	800	52	7.2	3210	1980	N.POTABLE
IN10	181	119	400	48	700	712.5	20	7.25	3830	2420	N.POTABLE
IN11	144	129	380	30	560	850	36	7.25	3540	2280	N.POTABLE
IN12	174	136	390	42	600	850	47	7.25	3790	2420	N.POTABLE
IN13	82	79	405	32.4	680	357.5	10.5	7.25	2730	1700	N.POTABLE
IN14	165	103	340	30	450	850	16	7.25	3020	1940	N.POTAE
IN15	86	46	182	24	350	225	3	7.28	1750	1100	N.POTABLE
IN16	151	69	390	28	630	560	21	7.28	3310	1980	N.POTABLE
IN17	208	110	348	33	505	925	39	7.28	3600	2210	N.POTABLE

Conclusion :

L'étude hydro chimique des eaux du champ de captage que nous avons mené, a montré qu'on a des eaux chargées ; notamment en élément du chlorure et sodium.

Ces paramètres ne posent aucun problème de santé publique, mais donnent une saveur à l'eau qui peut ne pas être appréciée par des consommateurs n'ayant pas l'habitude de cette eau. Pour les ouvrages la qualité chimique des eaux du champ de captage doit être prise en considération afin d'éviter une dégradation future de ces équipements.

Pour le consommateur de ces eaux, nous recommandons de traiter les eaux par filtrage conditionné afin de les rendre un peu appréciables à l'usage domestique .la forte minéralisation est due à la géologie du terrain et à la formation, la région possède des terrains argileux, Gypseux surtout les couches supérieur du sol, elles peuvent atteindre par fois 3à 4 m de profondeur.

La comparaison entre les résultats des mesures hydro chimiques et les normes Algériennes de l'eau potable montre que tous les eaux sont non potables parce que Les résultats d'analyses physicochimiques montrent que les eaux de la nappe de continentale intercalaire de la région d'In Salah sont caractérisées par pH neutre et une conductivité moyenne a élevée avec une grande augmentation de concentration de quelque éléments chimiques tels que : (Na⁺, K⁺, Cl⁻, SO₄²⁻ et NO₃⁻) et une dureté très élevée qui mène la minéralisation de l'eau dépassant la norme.

Le calcul du S.A. R a confirmé que les eaux du secteur étudié sont excellentes pour l'irrigation. Mais nécessitant de traitement avant leurs utilisations pour l'alimentation en eau potable.

**GAZE DE SCHISTE ET LEUR IMPACT SUR
L'ENVIRENNEMENT**

Chapitre IV. Le Gaz de schiste et son impact sur l'environnement

Titre I : Généralité sur le gaz de schiste

I.1 Introduction :

Le gaz de schiste est un gaz naturel retenu à grande profondeur dans certains schistes des bassins sédimentaires. Il n'est donc pas retenu sous une couche imperméable, comme c'est le cas pour les gisements dits « conventionnels » de gaz ou de pétrole, mais emprisonné dans la roche elle-même. Pour l'en extraire, il faut opérer une fracturation de cette roche, obtenue par injection d'eau sous pression, mélangée à quelques additifs (on parle d'hydrofracturation, ou fracturation hydraulique, ou fracking).

L'exploitation de ces gisements est coûteuse et présente des risques pour l'environnement, dans le sous-sol, dans les nappes phréatiques et en surface. La concentration en gaz est plus faible que dans les gisements conventionnels mais les zones concernées sont plus étendues.

I.2 Définition du gaz de schiste

Le gaz de schiste (gaz Shale) est principalement du méthane piégé dans des roches argileuses ayant une forte teneur en matière organique et qui ont été fortement enfouies. Si l'enfouissement a été très important, on a du gaz "sec" (méthane), si l'enfouissement a été moindre on a des gaz "humides" (éthane, butane, propane).

Le potentiel de production du gaz de schiste est d'autant plus important que la roche-mère a été initialement riche en matière organique, que son enfouissement a été suffisant, et que la composition minéralogique permette une fracturation naturelle ou artificielle efficace.

Depuis quelques années, une forte activité d'exploration et de production de gaz de schiste s'est développée dans les bassins sédimentaires américains grâce aux améliorations techniques et à la baisse des coûts du forage horizontal et de la fracturation hydraulique. (IFPEN, 2012) Ce type de gaz non-conventionnel pourrait connaître un développement dans d'autres parties du monde.

L'exploitation de ces gisements est coûteuse et présente des risques pour l'environnement, dans le sous-sol, dans les nappes phréatiques et en surface. La concentration en gaz est plus faible que dans les gisements conventionnels mais les zones concernées sont plus étendues.

IV.3 Les réserves internationales du gaz de schiste :

La figure couvre les formations de schiste les plus prometteuses dans un groupe de 41 pays qui démontrent un certain niveau relativement promesse à court terme et qui ont une quantité suffisante de données géologiques pour l'évaluation des ressources. La figure montre la localisation de ces bassins et les régions analysées. La légende de la carte indique deux couleurs différentes sur la carte du monde qui correspond à l'étendue géographique de cette évaluation (EIA, 2013):

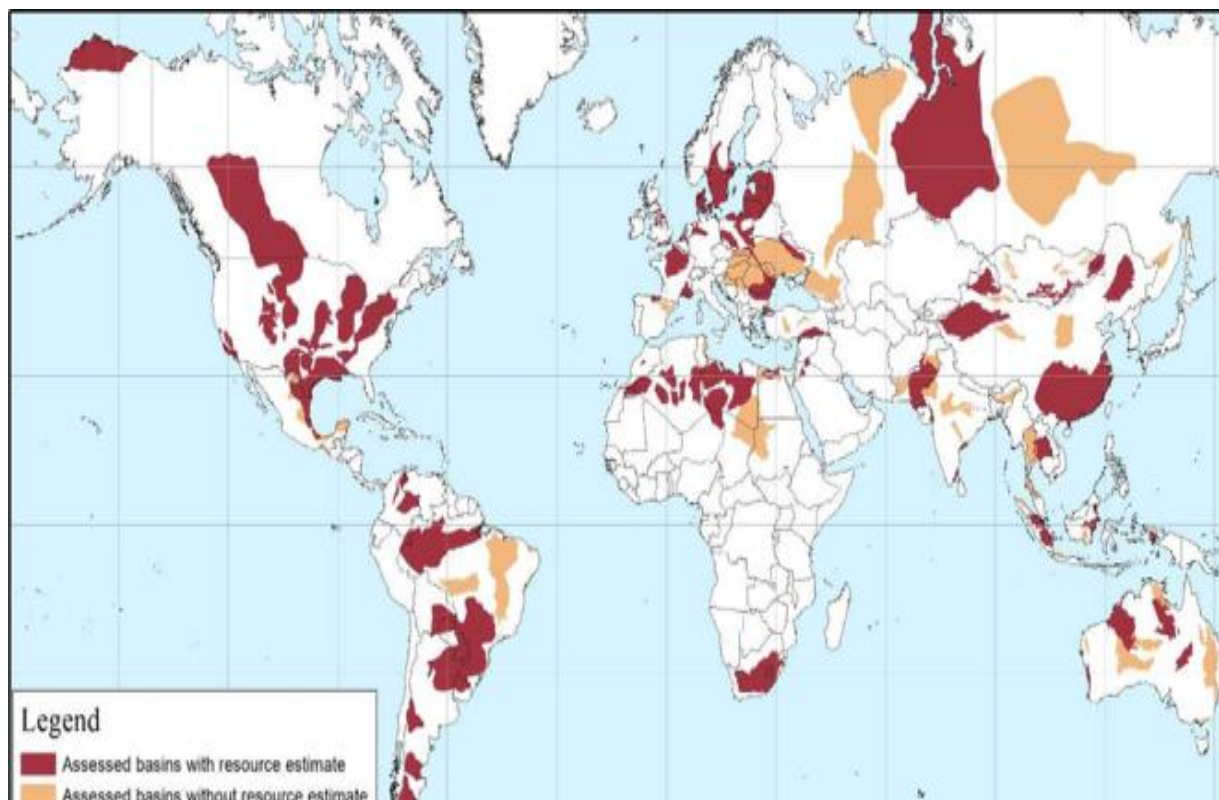


Figure IV.1: Localisation des réserves internationales de gaz de schiste (EIA, 2013).

- zones colorées rouges représentent l'emplacement des bassins avec des formations de schiste pour lesquels des estimations des ressources techniquement récupérables ont été fournies. Formations de schiste potentiels couvrent rarement un bassin entier.
- zones colorées jaune représentent l'emplacement des bassins qui ont été examinés, mais pour lequel de schiste estimations de ressources n'ont pas été fournies, principalement en raison de l'absence de données nécessaires pour effectuer l'évaluation.
- Les zones de couleur blanche n'ont pas été évaluées.

I.3.1 Classement des réserves importants :

Une liste des 10 pays détenant les plus grandes ressources de gaz de schiste sur la base d'évaluation des ressources de schiste dans 41.

Tableau IV.1: Liste des plus grandes ressources de gaz de schiste (EIA, 2013)

Rang	pays	Gaz de schiste (billion de pieds cubes)
1	Chine	1,115
2	Argentine	802
3	Algérie	707
4	U.S.A	665 (1,161)
5	Canada	573
6	Mexique	545
7	Australie	437
8	Afrique du Sud	390
9	Russie	285
10	Brésil	245
	Total mondial	7,299 (7,795)

I.4 Processus de production de gaz de schiste

I.4.1 Les travaux préliminaires :

Activités menant au choix du site. La plupart de celles-ci ont peu d'impacts environnementaux car, à l'exception des levés sismiques et de la préparation des sites, elles n'ont pas lieu sur le terrain (van Durme et coll., 2012).

Tableau IV.2 : Processus des travaux préliminaires

Processus	Détails
Modèle géologique à Autorisation	Exclus, car concerne principalement du travail de bureau et des prises de mesures sur le terrain. Impacts considérés négligeables.
Préparation du site	Occupation et transformation de l'usage des terres incluses.
	Infrastructure et opérations de la machinerie incluses (combustibles et émissions).
	Production et transport des matériaux pour la construction de la route et du site inclus.

I.4.2 L'exploration et la fracturation :

Cette étape inclut le forage, la complétion, la fracturation et les essais de production. Les résultats de ces travaux sont essentiels pour la prise de décision de passer de la phase exploratoire - un ou deux puits par site afin de trouver les endroits les plus productifs - à la phase développement (CIRAIG, 2013).

Tableau IV.2: Processus d'exploration

Exploration	
Processus	Détails
Arrivée des équipements	Inclut les infrastructures des équipements passifs (réservoirs, roulotte, torchère) le transport de tous les équipements (passifs et actifs) nécessaires au forage. et à la complétion.
Forage (2 puits d'exploration)	Inclut les infrastructures et l'opération de la foreuse et des autres équipements au diesel (génératrices, moteur, chaudière) sur site (combustibles et émissions).
	Production des composantes et transport du liquide de forage inclus.
	Inclut les infrastructures et l'opération des pompes pour les boues de forage (combustibles et émissions).
	Production et transport des matériaux pour le puits (tuyaux d'acier et ciment de coffrage) inclus. Note : il est considéré que 5 % des puits en exploration ne seront jamais exploités, basé sur les évaluations de (Gonzalez et coll. 2012).

Torchère	Émissions de combustion du gaz naturel incluses. Note : le gaz émis lors de la phase de forage se retrouve en émissions fugitives, mais lors des essais de production, il est envoyé à la torchère.
Traitement des boues et déblais de forage	Transport des boues de forage et déblais du site au lieu de gestion.
	Gestion des boues et déblais par enfouissement.
Fermeture temporaire	Exclue. Considérée sans impact supplémentaire.
Complétion	Comprend les étapes.
Préparation pour la fracturation	Production et transport des explosifs et de la solution acide inclus.
	Inclut l'infrastructure et l'énergie nécessaires au pompage de la solution acide (combustibles et émissions).
	Production et transport du liquide de fracturation inclus.
	Inclut l'infrastructure et l'énergie nécessaires au pompage du liquide de fracturation inclus (combustibles et émissions).
Essais de production	Durant cette étape, le gaz naturel est extrait du sol. Aucun autre impact considéré que ceux liés aux émissions fugitives. et au gaz envoyé à la torchère.
Eaux de reflux	Transport par camion des eaux de reflux du site à l'usine de traitement.
	Traitement (station de traitement des eaux usées municipale ou industrielle, la modélisation ne permettant pas de faire la distinction).
	Inclut les émissions de polluants à l'eau de surface, en considérant une efficacité de traitement de 50% par rapport à la caractérisation des eaux de reflux.
	Note : une proportion des liquides injectés (de forage, de fracturation et la solution acide) restent dans le sol.
Émissions fugitives	Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape d'exploration sont incluses.

I.4.3 La production :

Une fois les étapes de forage, de fracturation et de reflux effectuées, le puits est mis en production. La production initiale des puits non conventionnels est élevée - cette période dure de l'ordre de quelques mois à une ou deux années - pour ensuite baisser jusqu'à un certain niveau de productivité stable durant le reste de la vie du puits. Cette évolution est due au fait que la productivité d'un puits est limitée par la géométrie de la zone accessible (au maximum la zone fracturée), (van Durme et coll., 2012). par la quantité d'hydrocarbures contenus, par l'efficacité de leur mobilisation et notamment l'efficacité de

l'opération de fracturation. De plus, il faut considérer l'affaissement des fractures et leur obstruction progressive. L'étape de production comprend le traitement et la pressurisation du gaz.

Tableau IV.4: Processus de la production

Production	
Processus	Détails
Station de compression	Les compresseurs permettent de pressuriser le gaz (de 100 -200 Psi au puits à 900 Psi à la sortie de la station). L'infrastructure et l'opération des compresseurs au gaz naturel sont incluses.
	Principales émissions de combustion des compresseurs incluses (CO ₂ , NO _x , particules, SO _x , CO).
Séparation (eau liquide)	Exclu car considérée non nécessaire vu la pureté du gaz de schiste au Québec (van Durme et coll. 2012).
Déshydratation	Production et transport du triéthylène glycol inclus, de même que l'émission à l'air d'une partie du triéthylène glycol. Le reste est considéré ré-circulé.
	Énergie pour le traitement du gaz : il est considéré que le gaz naturel est utilisé pour produire l'électricité nécessaire. La combustion du gaz en turbine et les émissions qui y sont liées sont considérées.
Pressurisation	Inclut à l'étape (station de compression).
Fracturation d'appoint	Exclu car peu fréquent (van Durme et coll., 2012). Une analyse de sensibilité sur le nombre de fracturations a cependant été réalisée (sous-section 0) et peut inclure les fracturations d'appoint.

I.4.4 La distribution :

Cette phase du processus industriel porte sur la transmission du gaz à partir des unités de traitement jusqu'aux consommateurs. À cette étape, les émissions fugitives de méthane sont la responsabilité du distributeur et sont identiques à celles ayant lieu lors de la distribution du gaz naturel conventionnel.

I.4.5 La fermeture définitive :

S'applique aux puits qui n'est plus productifs ou qui ne l'ont jamais été. Les opérations de fermeture peuvent être simples s'il n'y a pas de fuite par les tubages, les événements ou la migration dans le sol. Dans le cas contraire, les travaux nécessaires pour apporter les correctifs sont plus laborieux (van Durme et coll., 2012).

I.5 Principe de la fracturation hydraulique

Avant de pouvoir procéder à l'extraction de gaz de schistes, il est indispensable de préparer le puits avec deux étapes distinctes, complémentaires et indispensables : le forage et la fracturation hydraulique (Gabriel Marty, 2011).

I.5.1 Le forage :

A la différence d'une poche de gaz conventionnel, l'emploi d'un puits vertical n'est pas adapté à l'exploitation des gaz de schistes. En effet, ces gaz étant disséminés au sein de la formation de schiste, il est nécessaire de fracturer la roche à plusieurs endroits ; il est donc important d'avoir la plus grande surface de contact possible entre le puits et la roche afin d'assurer le drainage d'un volume de gaz suffisamment important. Dans ces conditions, sauf en présence d'une épaisseur de schistes importante, un puits vertical ne couvrira pas une surface suffisante. On a alors recours à la technique du forage directionnel pour creuser un puits horizontal.

Ce type de forage, relativement récent - le premier date du début des années 1990, consiste à orienter progressivement le trépan (tête de forage) afin de creuser dans la direction souhaitée. Dans le cas des gaz de schistes, on effectue dans un premier temps un forage vertical jusqu'à atteindre le début de la formation de schiste - généralement entre 2000 m et 3000 m, (Gabriel Marty, 2011) plus profond que pour un gisement de gaz conventionnel - puis on tourne de façon à creuser un puits horizontal dans la formation. Le forage continu ensuite à l'horizontale sur une distance comprise entre 1 km et 2 km.

Afin d'éviter l'effondrement du puits creusé, diriger efficacement le fluide de fracturation et éviter les contaminations des sources d'eau rencontrées, il est nécessaire de réaliser un tubage. Cela consiste à descendre dans le puits plusieurs tubes creux emboîtés les uns dans les autres et liés par du ciment (Figure IV.2).



Figure IV.2: Architecture type puits de "Gaz Shale" dans les Marcellus Shale (USA).

I.5.2 Fracturation hydraulique :

L'objectif de la fracturation hydraulique est simple : fissurer la roche-mère non poreuse pour permettre la libération et l'extraction des molécules d'hydrocarbure qui s'y trouvent emprisonnées.

Les principes du procédé utilisé sont aussi bien connus : introduire au contact de la roche-mère un fluide sous haute pression (plusieurs centaines de bar) afin d'engendrer la création d'une fracture (ou l'ouverture d'une fracture préexistante), accroître la dimension de la fracture et créer des fissures tout autour, introduire des agents de soutènement (généralement du sable ou des « proppants » en céramique) pour éviter la refermeture des fissures et récupérer par pompage les fluides de fracturation en excès. Les opérations complexes de fracturation (variation de la pression, des débits, de la composition des différentes strates du fluide de fracturation,...) dépendent des caractéristiques de la roche à fracturer.

Les fractures et les fissures créées dans la roche-mère sont généralement une longueur de quelques dizaines de mètres et peuvent atteindre 100 m. Les opérateurs sont capables de générer des fissures pouvant atteindre quelques centaines de mètres. Le processus de fracturation est piloté depuis la surface par un opérateur en agissant sur la pression et le débit du fluide de fracturation injecté (Gabriel Marty, 2011).

L'opérateur applique un protocole préalablement défini. Le développement de la fracturation peut être contrôlé en temps réel en utilisant un dispositif de micro-sismique qui détecte et visualise la position des fissures créées.

L'expérience et le tour de main des opérateurs de fracturation ont une grande influence sur l'efficacité des travaux et donc le pourcentage du gisement récupérable.

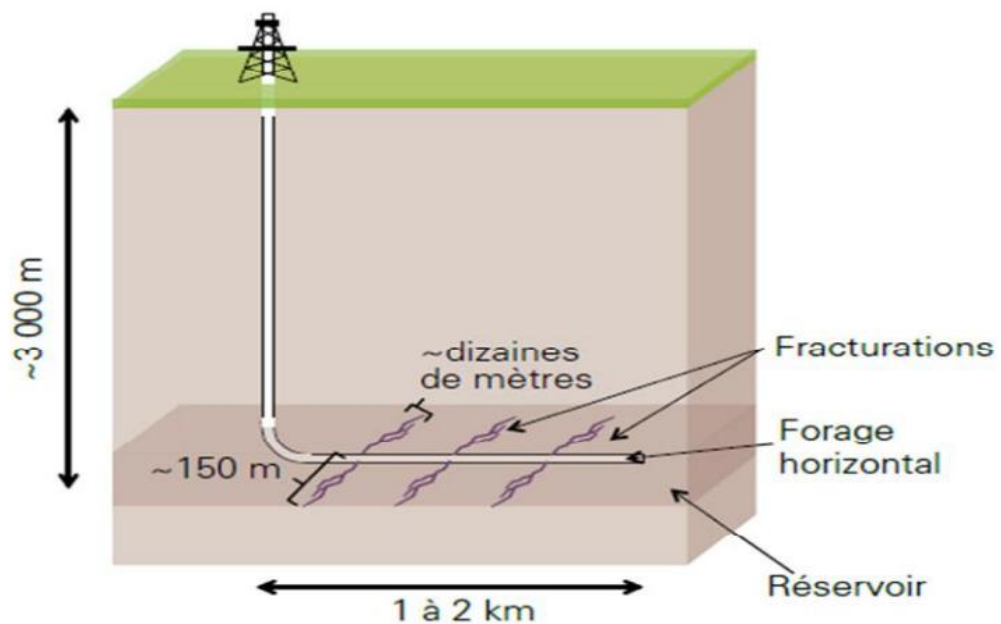


Figure IV.3: Fracturation hydraulique (Mirova, 2012)

I.5.2.1 Le fluide de fracturation : pressions, volumes d'eau injectés :

Le fluide de fracturation est constitué essentiellement d'eau. (IFPEN, 2012) la quantité d'eau nécessaire au forage et à la fracturation d'un puits de gaz de roche-mère serait comprise entre 10 000 m³ et 20 000 m³ (soit à peu près la consommation mensuelle d'une ville de 2000 habitants).

Ce volume se décompose de la manière suivante : 1000 m³ à 2000 m³ d'eau seraient nécessaires pour le forage d'un puits, chaque fracturation requiert l'usage d'environ 1500 m³ à 2000 m³ d'eau et chaque drain fait l'objet de 8 à 10 fracturations en moyenne sur la base d'un drain de 1000 m environ.

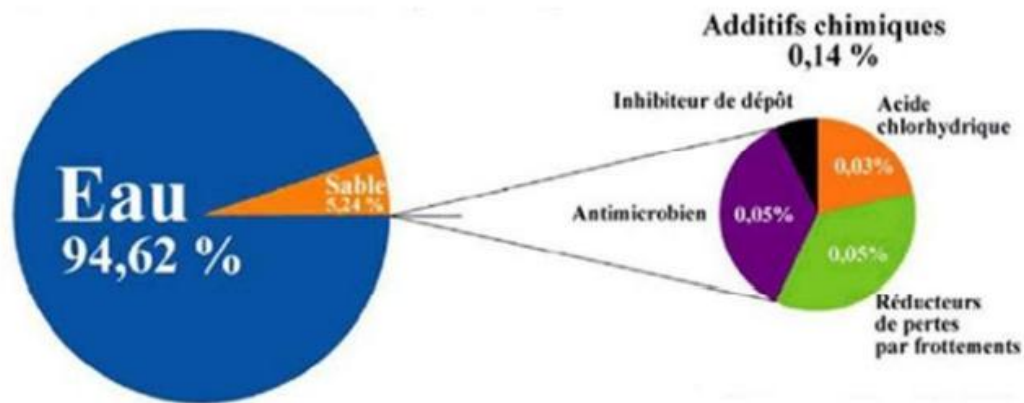


Figure IV.4: Les composantes du fluide de fracturation (ANCRE, 2012)

I.5.2.2 Les agents de soutènement :

Un sable quartzeux propre, de granularité assez uniforme, est souvent employé :

C'est un matériau trouvé couramment dans les sablières pour béton par exemple. Dans le cas de grandes profondeurs et de fortes contraintes, une matière plus dure est nécessaire et on utilise des billes de céramique. Pour 15 000 m³ d'eau utilisés dans un puits, 800 à 900 m³ de sable sont nécessaires.



Figure IV.5: Les agents de soutènement dans le fluide de fracturation

I.5.2.3 Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation :

Ils ne représentent que 0.5% à 2% en volume, l'ajout d'un cocktail de produits chimiques est indispensable au procédé, afin de modifier les propriétés mécaniques et chimiques du fluide, notamment pour s'adapter aux contraintes spécifiques du terrain et améliorer l'efficacité du procédé de fracturation (Figure 5). A ce titre, la composition exacte du fluide varie d'un puits à l'autre.

I.5.3 Puits multilatéraux :

Afin d'optimiser un site de forage, il est aujourd'hui possible de réaliser plusieurs forages directionnels à partir d'un seul site. Cette technique, appelée « puits multilatéraux » (multi-well pad en anglais), permet également d'augmenter la quantité de gaz extraite par un seul site. Elle permet de réduire les coûts et le nombre de sites d'exploitation.

Avec cette technique, il est possible de réaliser jusqu'à une vingtaine de forages à partir d'un seul site. En pratique, les puits multilatéraux comptent généralement entre 6 et 8 puits.

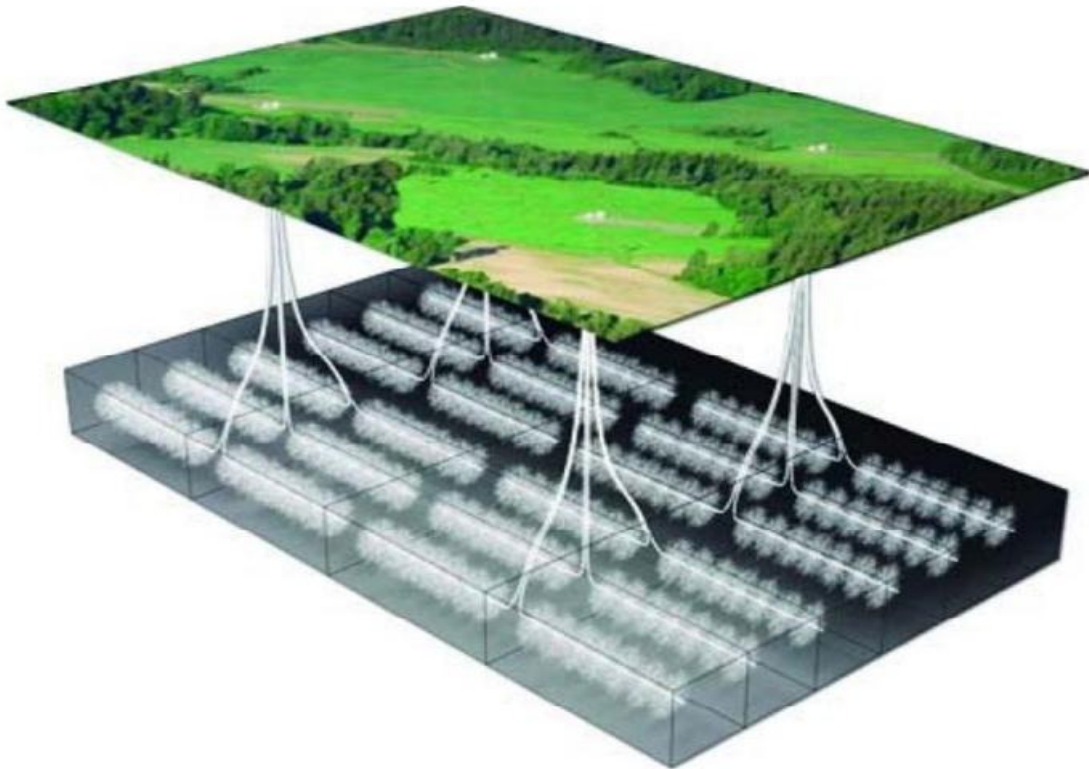


Figure IV.6: Puits multilatéraux

I.6 Les techniques alternatives (Christian BATAILLE, Jean-Claude LENOIR, 2013):

I.6.1 La fracturation par arc électrique :

La fracturation par arc électrique consiste à passer d'une sollicitation statique de la roche à une sollicitation dynamique, afin de fragmenter le matériau de manière à créer un réseau très dense - plutôt que très étendu - de fissures. (Chen, W, 2010) Cette technique a notamment été étudiée au Laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs.

Le chargement appliqué à la roche est une onde de pression générée par une décharge électrique entre deux électrodes placées dans le puits de forage, rempli d'eau.

La durée d'émission de cette onde est de l'ordre de la centaine de microsecondes. Cette onde est transmise à la roche par le fluide présent dans le puits. Elle crée une microfissuration dont la densité décroît lorsqu'on s'éloigne de ce puits.

Cette technologie présente d'indéniables atouts : elle implique l'utilisation d'une quantité réduite d'eau, ne nécessite pas l'ajout d'additifs, et provoque des fissures denses mais peu étendues. Néanmoins, Total, qui a commandé les recherches sur la fracturation par arc électrique et déposé deux brevets à ce sujet en mars 2011, considère que ce n'est pas pour le moment une alternative viable à la fracturation hydraulique, notamment car elle ne permet de stimuler que la proximité immédiate du puits.

Cette technique aurait toutefois un intérêt pour d'autres applications.

I.6.2 La fracturation par procédé thermique :

Des procédés de chauffage ont déjà été utilisés par l'industrie pétrolière pour améliorer le taux de récupération des huiles ou pour accélérer la maturation de la matière organique, dans le cas des schistes bitumineux par exemple.

La fracturation par effet thermique consiste à chauffer la roche à partir soit de vapeur (sans fracturation), soit d'un chauffage de type électrique. D'après le rapport précité de l'ANCRE, ces procédés pourraient être adaptés à l'extraction de gaz non conventionnels.

D'une part, ce chauffage permet de déshydrater la roche, ce qui conduit à une rétraction et donc à une fissuration de celle-ci. L'espace libéré par l'eau augmente la porosité et donc la perméabilité de la roche, L'expulsion de l'eau favorise celle des hydrocarbures.

D'autre part, le chauffage a pour effet d'augmenter la maturation du kérogène ou de favoriser la transformation d'hydrocarbures lourds en hydrocarbures légers.

Les verrous scientifiques à lever avant d'utiliser à grande échelle cette technologie sont considérables, s'agissant notamment des réponses à apporter aux enjeux environnementaux. Leur développement nécessiterait un effort important de recherche.

Par ailleurs, dans le cas de l'utilisation de chauffage électrique, le bilan énergétique de l'opération devrait être analysé. Le rapport de l'ANCRE suggère l'idée d'utiliser les énergies renouvelables ou nucléaire non employées, aux coûts très bas puisque « perdues », permettant ainsi leur valorisation par récupération des gaz non conventionnels et stockage de la chaleur.

I.6.3 La fracturation pneumatique :

La fracturation pneumatique consiste à injecter de l'air comprimé dans le puits pour désintégrer la roche-mère grâce à des ondes de choc. Ces ondes de choc sont générées par des dispositifs tels que des pistolets à air comprimé. Ce type de technologie est développé, par exemple, par la société américaine ARS Technologie.

On peut mentionner aussi, au titre de la fracturation pneumatique, une technologie de fracturation faisant usage d'hélium. L'hélium est liquide au moment de son injection, mais la fracturation est provoquée par la forte expansion du gaz lors de son réchauffement dans le sous-sol, raison pour laquelle nous rangeons cette technologie dans la catégorie de la fracturation pneumatique. Elle se rapproche toutefois de la deuxième catégorie de techniques alternatives : celles fondées sur des liquides sous pression autres que l'eau.

I.6.4 Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique à la base d'eau :

Tableau IV.5: Avantages et inconvénients des principales techniques alternatives à la fracturation hydraulique à la base d'eau (Christian BATAILLE, Jean-Claude LENOIR, 2013).

Principe	Avantages	Inconvénients
Multi-drain : forer une multitude de petits drains latéraux à partir d'un puits pour augmenter la surface de contact.	- Faible usage d'eau - Absence d'additifs	- Le nombre de drains à forer serait trop élevé dans le cas des HNC.

Flambage : enlever un volume de roche pour créer par effondrement limité en profondeur des fractures.	- Faible usage d'eau -Absence d'additifs.	- Pas de retour d'expérience.
Découpe : créer mécaniquement des fissures dans la roche.	- Faible usage d'eau - Absence d'additifs.	- Au stade de la R&D.
Explosifs conventionnels: Mise à feu d'un ergol qui libère du gaz à haute pression, ce qui permet la facturation de la roche	- Absence d'eau -Absence d'additifs - Méthode commercialisée (groupe Expro) .	- Difficulté de stimuler un large volume de réservoir - Risques d'explosion en surface Toxicité des résidus.
Facturation électrique-Arc : créer une onde acoustique dans le puits à proximité du réservoir, à l'aide d'un arc électrique.	- Faible usage d'eau - Absence d'additifs	- Au stade de la R&D - Ne permet de stimuler que la proximité immédiate du puits donc insuffisamment efficace.
Autre procédé dit MPP : envoyer des pulses de pression à partir du puits pour désagréger la roche		
Fracturation au méthanol ou au diesel	- Pas d'usage d'eau -Faible nombre d'additifs -Technique Opérationnelle.	- Risques en surface (déversement. explosion) - Risque de contamination en cas de perte d'étanchéité du puits.
Stimulation au propane	- Pas d'usage d'eau - Faible nombre voire absence d'additifs - Peu ou pas de réaction avec le substrat - Technique opérationnelle	- Infrastructures supplémentaires en surface - Risques en surface (explosion) - Risque de contamination en cas de perte d'étanchéité du puits.
Usage d'hélium cryogénies comme fluide de base : forte expansion du gaz lors de son réchauffement dans le sous-sol	- Pas d'usage d'eau.	- Au stade de la R&D - Coûts - Approvisionnement - Ne permet pas l'emploi de proppant.
Usage d'azote comme fluide de base.	- Pas d'usage d'eau - Faible nombre d'additifs - Déjà appliqué	- Restriction de profondeur - Faible volume de réservoir stimulé - Ne permet pas l'emploi de proppant - Besoin de 'one; capacités de compression.
Usage de CO2 comme fluide de base.	- Pas d'usage d'eau - Faible nombre d'additifs - Déjà appliqué	- Faible volume de réservoir stimulé Possible limitation de température - Coût du CO2 - Dégagement de CO2 - Usage de glycol - Risque de réaction avec le substrat (H2S par exemple).

<p>Usage de mousse (émulsion stable entre eau et un gaz : CO2 ou azote).</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Réduire la quantité d'eau - Améliorer le transport du proppant - Meilleure pénétration dans la formation. 	<ul style="list-style-type: none"> - Besoin d'additifs (surfactants...) - Besoin en transports plus importants infrastructures plus importantes - Nécessite l'usage de CO2 (émissions) - Coût du CO2 - Risque de réaction du CO2 avec le substrat H2S (par exemple) - Besoin de fortes capacités de compression (azote) - Risques associés à un stockage de gaz en surface.
<p>facturation pneumatique (air comprimé).</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Pas d'usage d'eau. 	<ul style="list-style-type: none"> - Transport d'air comprimé dans le cas de l'hélium : gaz rare.

Conclusions :

On a présenté dans cette partie une revue générale sur les hydrocarbures non conventionnels, les réserves internationales,

Une présentation aussi sur la technologie de fracturation hydraulique avec différente étapes avec le processus de production de gaz de schistes

Cette revue nous permet de comprendre aspect technologies d'exploitation de gaz de schiste afin de nous permettre de faire une étude sur les réserves de gaz de schiste on Algérie qui sera l'objet de le partie suivante.

Titre II : Généralité sur gaz de schiste en Algérie

II.1 Introduction :

Le département américain de l'Energie a révisé son estimation des réserves techniquement récupérables de gaz de schiste de l'Algérie qu'il situe actuellement à 19.800 milliards de m³ contre une évaluation de 6.440 milliards de m³ faite en 2011, soit plus que le triple de son estimation d'il y a deux années.

Dans son rapport mondial réactualisé sur les réserves de gaz et de pétrole de schiste de 42 pays, le département de l'Energie présente une étude technique et géologique détaillée ainsi qu'une cartographie sur les réserves des hydrocarbures non conventionnels de l'Algérie.

Cette étude indique que l'Algérie est dotée de sept (7) bassins renfermant le gaz de schiste.

Il s'agit des bassins de Mouydir, Ahnet, Berkine-Ghadames, Timimoun, Reggane et de Tindouf dont il estime pour chacun les réserves techniquement récupérables.

On va présenter en détaille ces réserves dans ce partie.

Nous traiterons également de l'effet de l'exploitation du gaz de schiste sur la réserve d'eau souterraine (nappe phréatique) de la zone d'étude (in Salah).

II.2 La réglementation algérienne :

L'Algérie a donné son accord pour exploiter les ressources non-conventionnel officiellement dans la nouvelle Loi n° 13-01 du 19 Rabie Ethani 1434 correspondant au 20 février 2013 modifiant et complétant la loi N° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures publier au journal officiel.

Dans le cas d'hydrocarbures non conventionnels, le contrat de recherche et d'exploitation comprend deux périodes :

une période de recherche fixée à onze (11) ans maximum à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat, sous réserve des dispositions des articles 37 et 42 ci-dessous, avec une phase initiale de trois (3) ans.

Cette phase initiale est désignée comme première phase de recherche. Elle est suivie d'une deuxième et d'une troisième phase de recherche, qui ont chacune une durée de deux (2) ans.

A ces trois phases, vient s'ajouter une phase dite pilote d'une durée maximale de quatre (4) ans qui pourra proroger l'une des dites phases de recherche. La dite phase pilote sera accordée au contractant par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

une période d'exploitation d'une durée de :

- Trente (30) ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non-conventionnels liquides ;
- Quarante (40) ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels gazeux.

II.3 Projet d'explorations

L'Algérie réalise son premier forage dans le bassin d'Ahnet à In Salah. Le groupe SONATRACH vient de forer son premier puits de gaz de schiste (shale gas) dans le bassin d'Ahnet, situé au sud d'In Salah, qui sera suivi de deux autres. "Nous venons d'entamer le forage du premier puits gaz de schiste en Algérie, appelé Ahnet 1 qui va nous permettre d'approfondir davantage nos données sur nos réserves gazières non conventionnelles et d'établir les techniques de forage adéquates à ce type d'extraction de gaz", a déclaré M.Chikhi lors d'un point de presse international, animé en marge de la Conférence mondiale du gaz le 06/06/2012.

Une étude récente, réalisée le mois passé sur une superficie de 180.000 km² ont fait état d'un potentiel énorme de gaz de schiste dépassant plus de 600 millions m³ par kilomètre carré, ce qui signifie que plus de 2.000 milliards de m³ peuvent être récupérés.

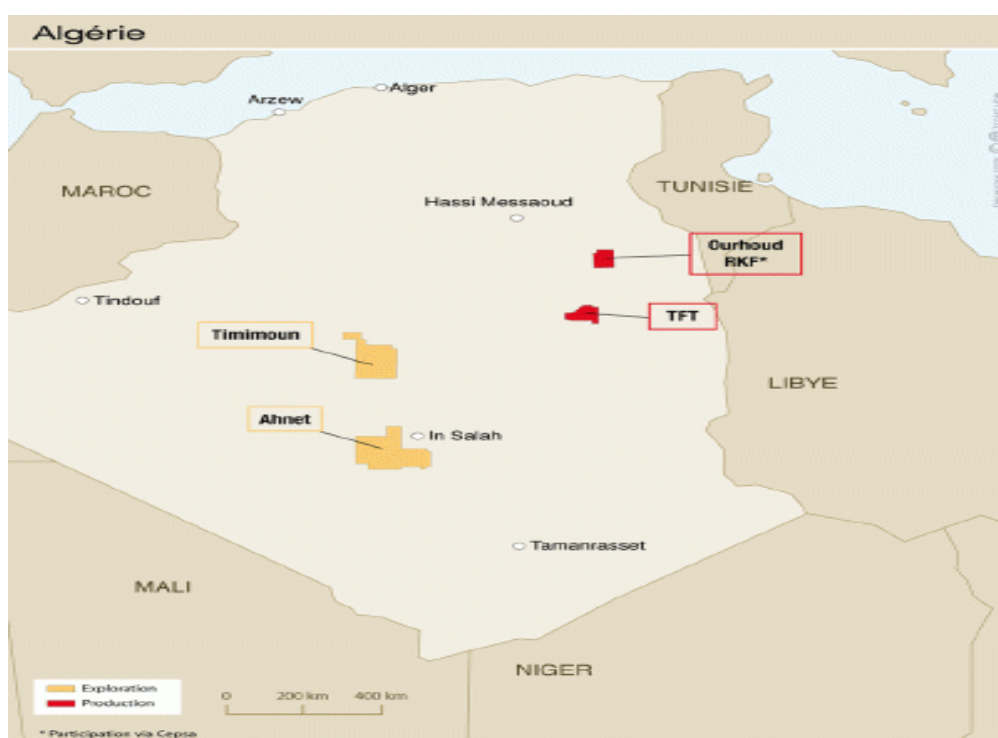


Figure IV.7 : le bassin d'Ahnet à In Salah

II.3.1 Gaz de schiste : forage de 4 puits en Algérie

L'aventure de l'exploration du gaz de schiste en Algérie commence dès cette année. Le groupe SONATRACH compte forer quatre puits d'exploration de ce gaz non conventionnel dans les bassins d'Illizi et d'Ahnet, au sud d'In Salah.

Suite à l'autorisation accordée par le Conseil des ministres à SONATRACH de mener un programme de forage de 11 puits étalés sur 7 à 13 ans, la compagnie publique d'hydrocarbures compte forer durant cette année quatre puits d'exploration de ce gaz non conventionnel dans les bassins d'Ahnet et Illizi. Ces puits font partie des 117 puits que SONATRACH compte forer avec ses propres moyens en 2014, a appris aujourd'hui l'APS auprès du groupe pétrolier.

II.4 Les réservoirs algériens :

Les bassins de l'Algérie tiennent deux formations de gaz de schiste significatif, le Silurien Tanezrouft et le Dévonien Frasnian.

L'Algérie contient sept bassins de ces gaz de schiste sont: les bassins de Ghadamès (Berkiné) et Illizi bassins en est de l'Algérie; les bassins de Timimoun, Ahnet et NOYDIR en centre de l'Algérie; et les bassins de Reggane et de Tindouf, dans le sud-ouest Algérie, figure II.1

Notre étude basé sur bassin de Ahnet région in salah.

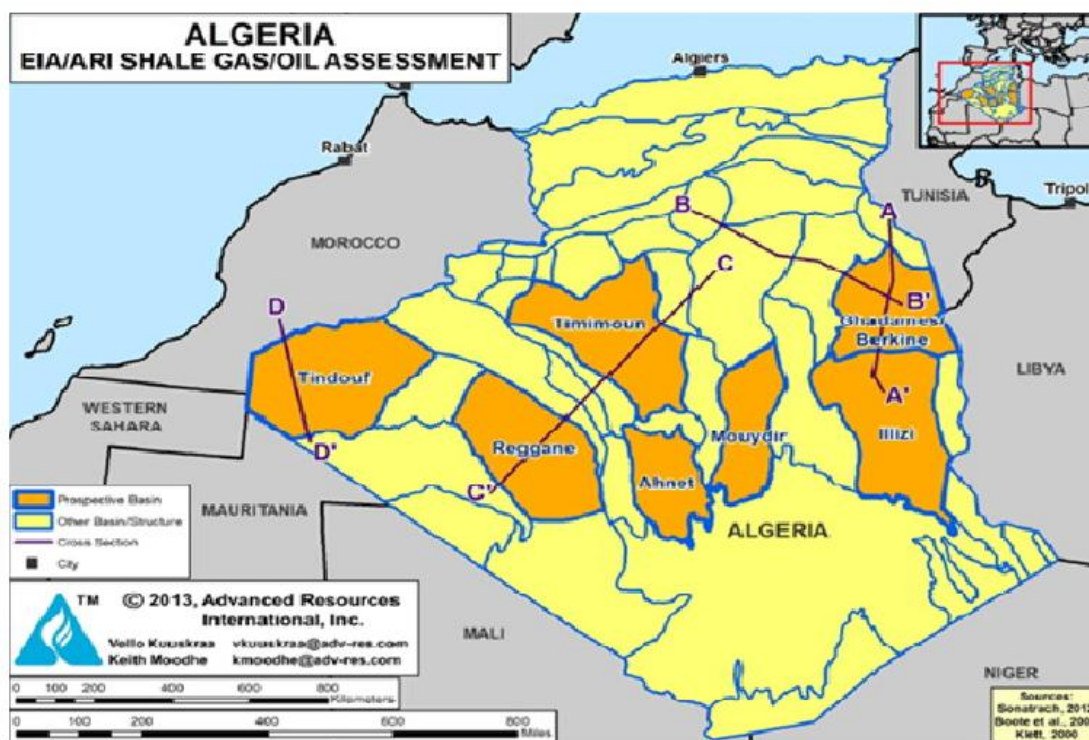


Figure IV.8 : Positionnement de ressources algériennes

II.5 Présentation de bassin Ahnet

II.5.1 Contexte géologique :

Le bassin de l'Ahnet est situé dans la plate-forme Saharienne, au sud du bassin de Timimoun à l'ouest du bassin Mouydir, et le nord du Bouclier Hoggar.

Le bassin d'Ahnet est un bassin de direction nord-sud qui contient (plus de 3 000 pieds) de sédiments du Paléozoïque y compris les schistes du Silurien et du Dévonien organiques riches. Les structures dans le bassin prennent la forme des grands anticlinaux et dômes formés à la suite de la compression tectonique, comme indiqué sur le nord à la section sud, figure (EIA, 2013).

II.5.2 Propriétés de Réservoir (zone prospective).

II.5.2.1 Formation Silurien Tanezrouft :

La profondeur des schistes de Tanezrouft varie de 6000 à 10,500ft, en moyenne 8 000 pieds. L'épaisseur du schiste varie de 150 à 500 pieds, avec une moyenne de 330 pieds avec une nette élevée au taux brut. La COT du schiste varie de 1,5% à 4%. La maturité thermique de schiste Tanezrouft du bassin de l'Ahnet dans la fenêtre de gaz sec ($R_0 > 1,3\%$).

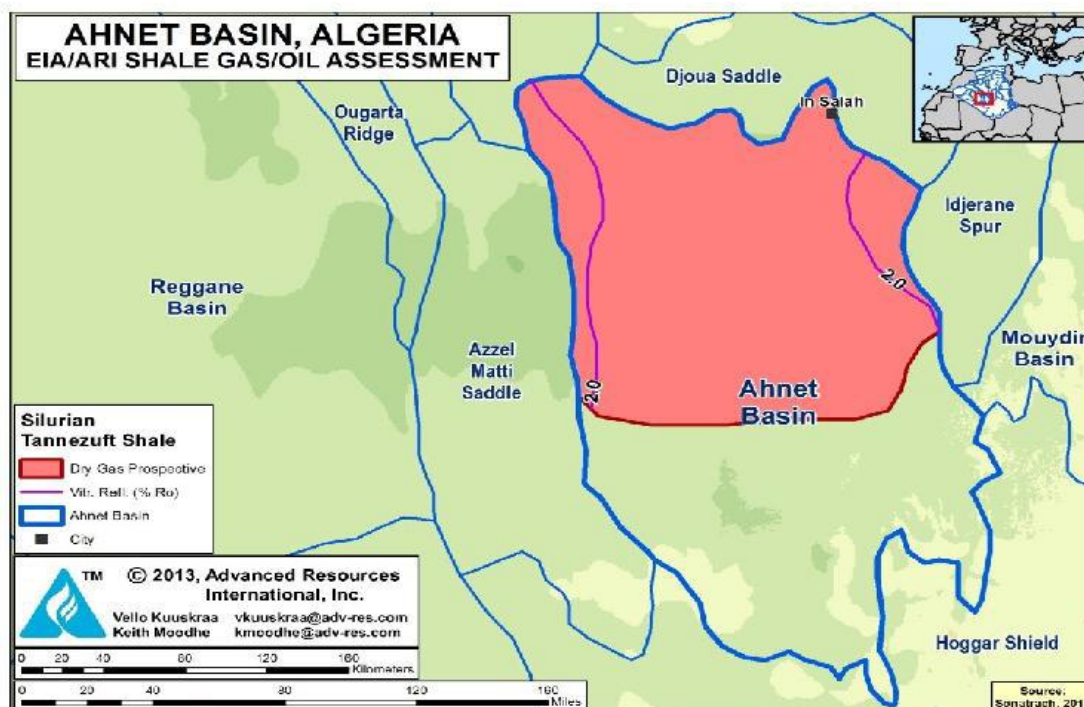


Figure IV.9: Plan de bassin d'Ahnet (le schiste de Silurien Tanezrouft) (EIA, 2013).

II.5.2.2 Formation Frasnien Dévonien :

La profondeur des schistes Frasnien varie d'environ 3300 à 9500 pieds, en moyenne 6000 pieds, avec le gaz mouillé / condensats zone moins profonde et la zone sèche de gaz profond. L'épaisseur brute du schiste varie de 60 à 275 pieds, avec un net d'environ 54 pieds de la zone de gaz sec et 248 pieds du gaz condensats zone humide. Le TOC va de 3% à 4% et est principalement de type III sujettes gaz kérogène (EIA, 2013).

La maturité thermique de la zone prospective de schiste du Frasnien est sur le mouillé gaz / condensats et de gaz sec fenêtres ($R_0 > 1,0\%$). Évaluations pétro-physiques du Schiste Frasnien indiquent porosité de 6% et une faible saturation en eau dans le quartier prospective approfondie de la Bassin d'Ahnet.

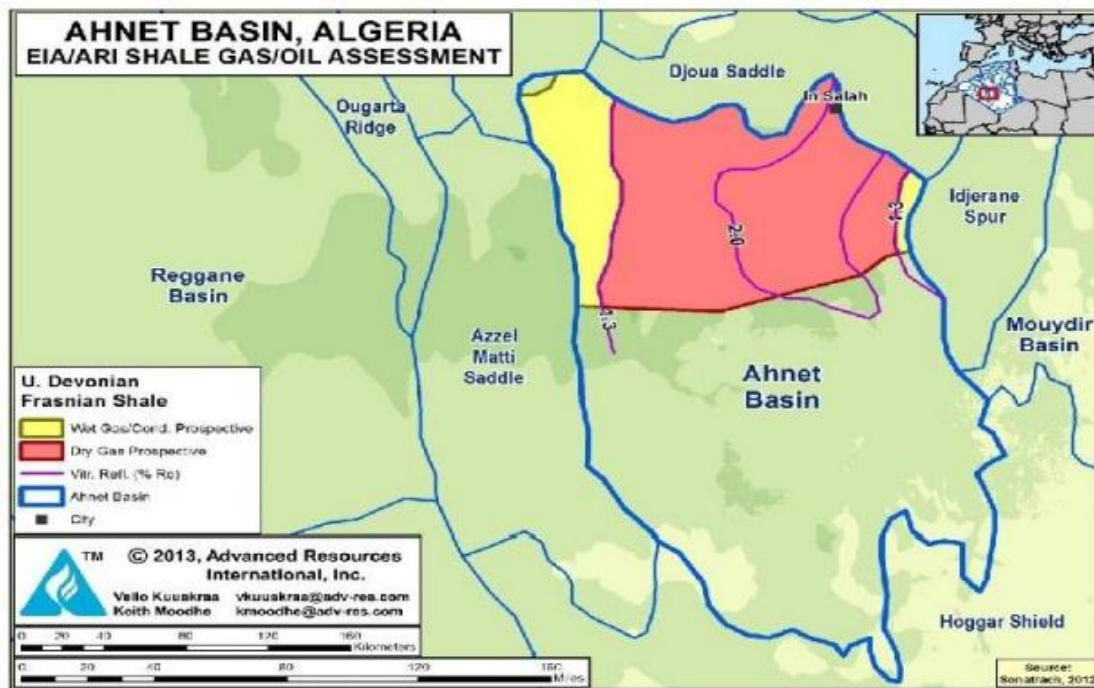


Figure IV.10: Plan de bassin d’Ahnet (le schiste de frasnien) (EIA, 2013).

II.6 Comparaison du gaz de schiste Ahnet Frasnien (Algérie) avec les principaux US Shales Gas (résultats préliminaires) :

Selon SONATRACH Une enquête préliminaire a été réalisée sur toutes les données disponibles dans certains nouveaux puits forés dans les zones prospectives visant à la fois le schiste Silurien et Frasnien. Ces puits (3zones) ont été principalement mises en œuvre pour les objectifs conventionnels dans les réservoirs de grès afin d’Évaluation les Formations Silurien et frasniens de gaz de schiste de puits dans le Gourara et Ahnet bassins indiquent que la bonne qualité du réservoir est présente sur une grande surface et la comparaison peut être faite pour les gisements de gaz de schiste aux États-Unis (le schiste de Barnett et Haynesville) (Mohamed, 2012).

Selon les estimations préliminaires du total GIP dans les schistes chaudes frasniens d'un puits du bassin d'Ahnet indiquent un potentiel de 65 milliards de pieds cubes / mi² (25 milliards de pieds cubes / km²) et l'épaisseur du réservoir net 230 m, perméabilité moyenne 292 ND (Mohamed, 2012).

Conclusion :

Une revue a été présentée sur les réservoirs des gaz de schiste en Algérie selon des études réalisé soit par SONATRACH ou par EIA.

L’Algérie a engagé d’évaluer ces ressources après l’accord de parlement sur la loi 13/01 relative aux hydrocarbures.

Ces études et la comparaison va nous fournir une base de donnée à évaluer les impacts environnementaux dans le troisième partie.

Titre III : Etude des impacts environnementaux (L'environnement et l'aquifère) liés aux développements des gaze de schiste en Algérie

III.1 Introduction :

La tentative d'exploitation du gaz de schiste dans la région d'Ain Saleh a fait sensation dans l'opinion publique en raison du danger de son extraction sur l'environnement ainsi que sur les eaux souterraines. on va évaluer préliminairement les impacts environnementaux potentiels liés au cycle de vie de développement de gaz de schiste en Algérie suivant une démarche méthodologique qui base sur des données disponible sur les gisement algérien et la réglementation applicables dans ce domaine.

III.2 Approche préliminaire d'évaluation des impacts environnementaux :

Dans cette étude on utilise une approche préliminaire d'identifier et d'évaluer les risques environnementaux les plus importants. L'étude a été établie principalement sur l'expérience de l'Amérique du Nord, où la fracturation hydraulique a été largement pratiquée depuis le début des années 2000, La revue de la littérature, la discussion avec les consultants, des études géologiques et universitaires en Algérie et en Amérique du Nord ont été prises. Enfin, les résultats ont été mis dans le contexte algérien.

Dans ce contexte, on va étudier les impacts associées à l'extraction de gaz de schiste par la différence entre les événements de surface et sous-surface, et aussi par la reconnaissance de la différence entre les événements déterministes (activités qui sont prévues et certain de se produire), et les événements probabilistes (accidents qui ne sont pas planifiées et incertain sur un site).

Événements probabilistes, par leur nature que les accidents ne peuvent être éliminés complètement. Ils conduisent inévitablement à des impacts négatifs sur l'environnement, même si les plans, les pratiques et les règlements sont fabriqués parfaitement. Événements probabilistes peuvent être abordés dans au moins deux façons différentes. Les premières études d'impact environnemental, portent généralement sur ces questions par la minimisation et les mesures d'atténuation. Une deuxième est de limiter le rythme et l'ampleur (échelle) de développement en général.

Événements déterministes tels que le retrait de l'eau pour le procédé de fracturation hydraulique, le traitement et / ou de l'élimination des eaux usées (reflux et fluides produits) et les produits chimiques.

L'évaluation qualitative de ces impacts a été faite par l'élaboration des critères (grille d'évaluation) pour évaluer la gravité et la probabilité des impacts qui peuvent se produire.

Chaque problème potentiel a été considéré par rapport à ces critères dans la mesure est permise par les informations disponibles. Il faut donc prendre en compte que les données sur les risques qui sont publiées dans la présente étude sont préliminaires et devront être bonifiées avec le temps

Comparaison avec le gaz conventionnel, les risques et les impacts de l'extraction seront faites sur la base d'unité d'énergie extraite. Dans les limites de cette étude sur les gaz des schistes (non conventionnel), il n'est pas possible de développer cette analyse, et en outre les données sur l'ampleur des impacts et leur fréquence ne sont pas disponibles ou suffisamment robuste. En particulier, il n'y a pas d'indication claire du volume de gaz susceptibles d'être recouvrable des puits de gaz de schiste.

III.2.1 Synthèse des impacts environnementaux :

A partir de la littérature et les études réaliser sur les impacts environnementaux en lien avec l'exploration et exploitation du gaz de schiste on va faire un prés-sélectif des impacts communs entre

différentes études et expériences dans nos études qui seront l'objet d'évaluation pour chaque cycle de vie de développement de gaz de schiste.

III.2.1.1 Contamination des eaux souterraines :

Trois types de polluants peuvent être considérés (AEA, 2012)

- Les additifs chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique
- Les hydrocarbures de roche-mère
- Les substances présentes dans la roche-mère

La contamination des eaux peut être favorisée par la création d'un chemin différentiel au cours des opérations de forage ou par des incidents se traduisant par le déversement de liquides sur le sol (huile de moteur, adjuvants de fracturation, effluents...). Les risques de contamination varient considérablement d'un milieu à un autre.

III.2.1.2 Contamination de sol :

Ces événements sont les déversements dans lequel une substance de forage a été renversée sur une surface autre que l'eau. Ces déversements ont souvent eu lieu sur l'aire de forage lui-même.

Le type le plus commun de fluide déversé était le carburant diesel. D'autres liquides déversés boue de forage inclus, fluide de fracturation, les eaux usées (BAPE, 2011).

III.2.1.3 Consommation d'eau :

La fracturation hydraulique requiert de grandes quantités d'eau. Un consensus de toutes les parties s'opère sur les quantités utilisées : de 10 000 à 20 000 m³ (AEA, 2012) d'eau par forage.

Cette quantité représente 4 à 8 piscines (olympiques) ou la consommation annuelle de 300 à 600 individus.

III.2.1.4 Les eaux usées :

Les eaux de fracking qui remontent (flow back) sont stockées dans des bassins de décantation à ciel ouvert, à proximité ou sur le site même. Ces bassins sont des bacs doubles rétention et le site est lui-même revêtu d'une double membrane imperméable.

Les eaux de forages qui remontent sont stockées sur site ou exportées hors du site pour être traitées ou simplement stockées.

Ces eaux peuvent contenir des « éléments chimiques résidents » (métaux lourds et/ou éléments radioactifs naturellement présents dans les couches cibles qui remontent avec les boues de forage) (AEA, 2012) ce qui pose par ailleurs des problèmes d'émissions de volatils.

III.2.1.5 Pollution de l'air :

Il existe plusieurs sources potentielles d'émissions atmosphériques des opérations de fracturation hydraulique, y compris le dégagement gazeux de méthane à partir de reflux avant que le puits est mis en production, les émissions provenant des moteurs de la circulation des camions et diesel utilisés dans les équipements de forage et de la poussière provenant de l'utilisation de chemins de terre (BAPE, 2011).

III.2.1.6 Bruits :

Les sources de bruits sont les mouvements de camions pendant les phases d'un puits de construction et de développement, ces bruits sont temporaires et le bruit émis par les machines et les pompes.

Ces mouvements peuvent être réduits par l'utilisation de pipelines temporaires pour le transport de l'eau.

III.2.2 pollutions potentielles des aquifères profonds :

Le principe même de la fracturation hydraulique est d'injecter de l'eau sous très haute pression, pression très largement supérieure à la pression lithostatique. La surpression fournie par le compresseur devra être très supérieure à 5.10^7 Pa dans le cas d'un forage de 3000 m. À 1000 m de profondeur, dans le tube de forage, la pression interne sera supérieure à 6.10^7 Pa (la pression communiquée par le compresseur –supposé en surface- augmentée de la pression des 1000 m d'eau de forage), alors que la pression lithostatique ne sera que de $2,5.10^7$ Pa à l'extérieur du tube. Un formidable écart de pression de $3,5.10^7$ Pa ! Cette surpression est normalement accommodée par le tubage multiple et la cimentation du puits. Cependant, à la moindre fuite dans le tubage du puits entre le compresseur et la couche imperméable cible, de l'eau et ses additifs se dispersera irrémédiablement dans les roches environnantes, avec tous les risques de pollutions des nappes phréatiques profondes que cela comporte. La chute de pression anormale liée à une fuite entraînerait un arrêt rapide de l'injection, ce qui limiterait le volume d'eau "perdue", limitant, sans l'empêcher, la pollution.

La fracturation hydraulique est une technique lourde. La direction de propagation des fractures est influencée par le champ de contraintes local, par les anisotropies de la roche (plans de stratification, fractures pré-existantes...). Maîtriser la direction et la longueur des fractures sera très difficile, même si l'on peut suivre depuis la surface cette propagation grâce à des écoutes de microsismique. Qu'il y ait une fracture qui sorte du niveau cible imperméable, ou rejoigne inopinément une faille ou zone de fracture pré-existantes (perméables) qui avait échappé à la vigilance des géologues, et d'énormes quantités d'eau polluée par les additifs se disperseront irrémédiablement dans les roches environnantes, avec tous les risques de pollutions des nappes phréatiques profondes que cela comporte. Du gaz pourra aussi s'échapper et rejoindre roches et nappes phréatiques voisines.

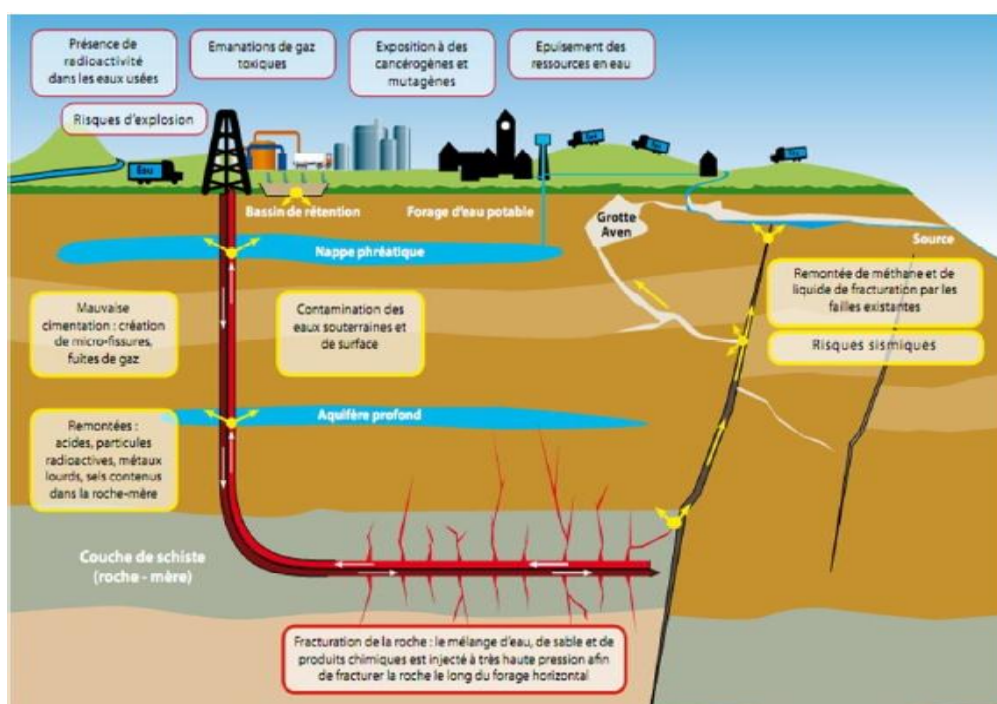


Figure IV.11 : Présentation schématique des différents impacts environnementaux

III.2.3 Grille d'évaluation :

Cette grille fournit une base utile pour la hiérarchisation qualitative des impacts dans le contexte du développement du gaz de schiste. A été adopter par AEA (American Environment Agencé) pour évaluer les impacts de la fracturation hydraulique.

Tableau IV.6: grille d'évaluation des impacts (DeMong et al. 2010)

Conséquences		1	2	3	4	
		Probabilité				
		RARE	OCCASIONNEL	POSSIBLE	FREQUENT	pas de données permettant une évaluation
1	MINIME - Conséquences de sécurité publique minimales -Émanations planifiées ou non qui ne résultent pas en dépassements des normes environnementales - Slight	BAS	BAS	BAS	MODERE	NON CLASSABLE
2	MINEUR - Conséquences de sécurité publique mineures -Émanations planifiées ou accidentelles qui pourraient conduire à un dépassement des directives environnementales dans la région immédiate du point d'émission mais ne devraient pas résulter en des conséquences importantes pour l'environnement et la santé. - Minor		MODERE	MODERE	ÉLEVÉ	
3	MODÉRÉ - Conséquences sécurité publique localisées -Émanations ou événements conduisant à un dépassement des directives environnementales dans la région immédiate du point d'émission; conséquences sur les personnes présentes dans le secteur du site à cause du bruit, des odeurs ou du trafic. - Modéra»	MODERE	ÉLEVÉ	ÉLEVÉ	TRES ELEVE	
4	MAJEUR - Conséquences sécurité publique majeures -Émanations en continu et dépassements des normes environnementales; dégradation permanente d'un habitat protégé. - Major	MODERE	ÉLEVÉ	TRES ELEVE	TRES ELEVE	
5	CATASTROPHIQUE - Conséquences sécurité publique catastrophiques, i.e. événements causant une pollution pouvant conduire à des préjudices pour la santé des membres du public sur un secteur important à cause de la contamination des sources d'approvisionnement d'eau potable; accident résultant en pertes de vie ou blessures sérieuses pour des membres du public ou les travailleurs. - Catastrophique	ÉLEVÉ	TRES ELEVE	TRES ELEVE	TRES ELEVE	
Pas de données permettant une évaluation						

Les probabilités ont été classées selon ce qui suit (DeMong et al. 2010) (AEA, 2012):

RARE: Jamais rencontré dans l'histoire de l'industrie de l'extraction des gaz; on ne prévoit pas le rencontrer dans un avenir prévisible lorsque l'on prend en compte les connaissances actuelles et les contrôles existants sur l'exploitation des gaz de schistes.

OCCASIONNEL: Rencontré rarement dans l'industrie de l'extraction des gaz; pourrait probablement se produire dans un avenir prévisible si la gestion et les contrôles sont moindres que les meilleures pratiques.

POSSIBLE: Rencontré plusieurs fois dans l'industrie de l'extraction des gaz; des conséquences de courte durée pourraient survenir avec l'utilisation de la technologie de fracturation.

FRÉQUENT: Rencontré plusieurs fois par année sur un site ou au sein de l'entreprise; des conséquences à longs termes pourraient survenir avec l'utilisation de la technologie de fracturation.

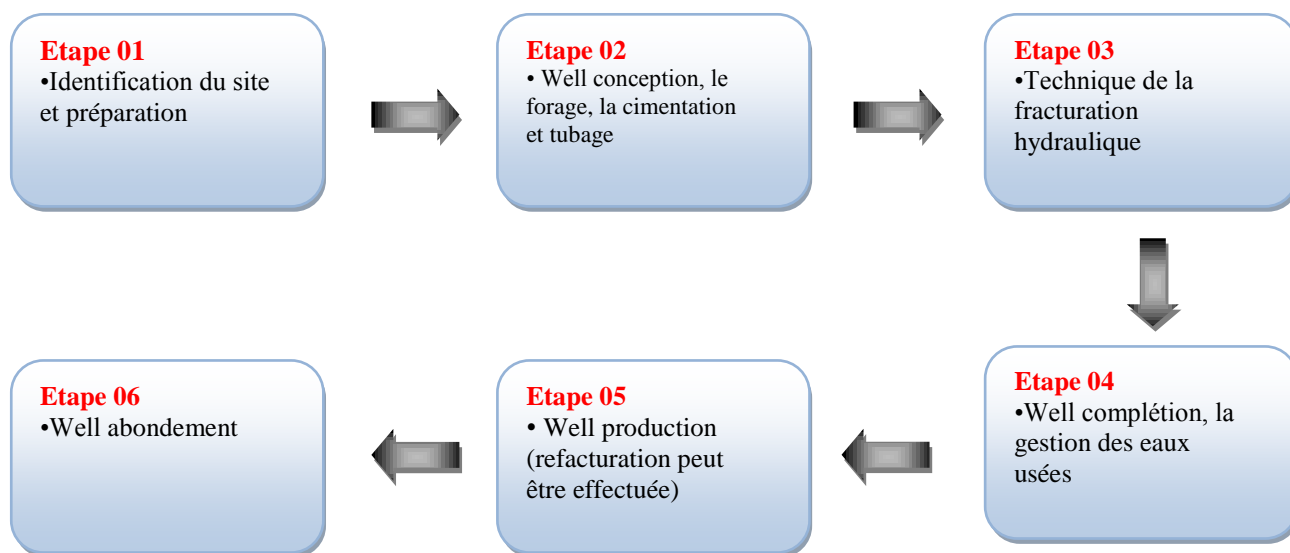
La combinaison des conséquences et des probabilités conduit à la caractérisation des risques (impacts). Le tableau III.2 présente les niveaux de risques établis par (DeMong et al. (2012).

Tableau IV.7 : les niveaux de risque

	Risque très élevé
	Risque élevé
	Risque modéré
	Risque bas

III.2.4 Evaluation préliminaire des impacts selon le cycle de vie du développement d'un puits de gaz de schiste :

Cette section décrit évaluation des impacts environnementaux selon le cycle de vie de développement d'un puits de gaz de schiste (dans cette étude on a pris un puits dans la région d'AHNET vu la comparaison faite par Mr KACED) bien pendant les phases de forage, fracturation, essais de production et de développement commercial, basé sur les six étapes suivantes (AEA, 2012) :



- Figure IV.12: cycle de vie de production de gaz de schiste.

II.2.4.1 Identification du site et préparation :

Les activités de préparation se composent principalement de défricher et niveler une zone de taille adéquate et la préparation de la surface pour soutenir le mouvement d'équipement lourd, Routes d'accès au site doivent être conçus et construits. La superficie du site d'emplacement de puits est généralement jusqu'à 1 hectare avec d'autres terres exigences nécessaires pour les routes d'accès au site, les pipelines et autres infrastructures.

Tableau IV.8 : les impacts lies à l'identification du site et préparation

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	Contamination des Eaux souterraine	Non classé			
2	Contamination de sol	-Déchet solide -Déversement des huiles des engins	Rare	Mineur	
3	Consommation d'eau	-Travaux de construction	Rare	Minime	
4	Les eaux usées	Non classé			
5	Pollution de l'air	-Emission des engins	Rare	Minime	
6	Bruits	-Déplacement des engins	Occasionnel	Minime	

Analyse des résultats :

Cette étape ne présente pas des impacts dangereux parce que elle est limité par une courte duré.

Nous notons également aussi à travers le tableau qu'il n'y a aucun danger pour l'aquifère à ce stade.

III.2.4.2 Well conception, le forage, la cimentation et tubage :

Au fur et à mesure que le trépan fixé à l'extrémité de la tige de forage creuse un chemin dans la roche, la boue de forage est pompée dans le trou qui est foré. La boue refroidit le trépan et exerce une pression pour maintenir l'intégrité du trou, prévient l'intrusion d'eau et de gaz potentiellement présent dans les formations rocheuses traversées et sert à extraire les déblais de forage.

Cimentation : Le ciment est pompé entre le tubage et les formations intermédiaires pour isoler le puits de forage à partir de la roche environnante, agir comme une barrière à la migration vers le haut à travers cet espace, et fournir un appui sur le carter intermédiaire.

Torchère : Pendant le forage des puits, les torchères sont des équipements de sécurité. Elles servent à évacuer, loin de la foreuse, toute venue de gaz («gas show, gas kick») afin d'assurer la sécurité des travailleurs en brûlant le gaz naturel émis. Plus tard, dans la phase d'essais de production, on peut remplacer la torchère initiale par un incinérateur à flamme invisible.

Boues/déblais : Les déblais (roches concassées) sont générés à l'étape du forage. Ils consistent en de petits fragments de roches broyés par le trépan. Ces fragments sont entraînés vers la surface par l'action du fluide de forage. Les déblais enduits de fluide de forage doivent être caractérisés et éliminés dans un lieu conforme à la réglementation ou valorisés (AEA, 2012).

Tableau IV.9 : les impacts liés à well conception, le forage, la cimentation et tubage.

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	Contamination des eaux souterraine	-Boue de forage -Déversement -Fuite (migration) -Mauvaise cimentation -Mauvaise tubing	Occasionnel	Mineur	
2	Contamination de sol	-Déversement -Les eaux usées -Déchets solide (boue)	Fréquent	Mineur	
3	Consommation d'eau	-Travaux de forage	Fréquent	Minime	
4	Les eaux usées	-Rejet des opérations de forage	Occasionnel	Minime	
5	Pollution de l'air	-Gaz Torchée -Fuite de gaz -Les eaux usées	Occasionnel	Minime	
6	Bruits	-Les machines -Les engins -Trafic	Occasionnel	Minime	

Analyse des résultats :

A ce stade de l'exploitation du gaz, on constate que cela a un risque modéré sur l'aquifère.

La consommation d'eau est classé comme élevé suite à une estimation de 5905 m³ avec une durée de forage estimé 80 jrs.

III.2.4.3 Technique de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique réfère au processus par lequel un fluide est injecté dans les puits sous haute pression pour ouvrir ou créer des fractures dans les formations rocheuses afin de libérer le gaz et ainsi améliorer la productivité de ces puits. Le fluide de fracturation est composé à 90 % d'eau, 9,5 % de sable et de 0,5 % d'additifs chimiques. (AEA, 2012).

Le sable a pour fonction d'empêcher que les fractures formées ne se referment (agent de soutènement en charge) sous les contraintes exercées par la masse rocheuse Les additifs chimiques ont des fonctions multiples (voir chapitre 1 pour la liste des produits.

chimique) qui peuvent entrer dans la formulation des fluides de fracturation et décrit leur fonction

Les opérations de fracturation hydraulique sont réalisées le plus souvent à plus de 2 kilomètre de profondeur, selon les caractéristiques des gisements algérien soit bien en dessous des réserves potentielles d'eau potable.

Tableau IV.10 les impacts lies à la fracturation hydraulique.

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	Contamination des eaux souterraine	-Migration par des fractures	Occasionnel	Modéré	
		-Migration par déversement	Rare	Modéré	
		-Fuite sur tubage	Occasionnel	Majeur	
		-Migration de gaz par de vieux puits	Possible	Majeur	
		-Eruption accidentel de puits	Possibles	Catastrophique	
2	Contamination de sol	-Déversement des produits chimique	Occasionnel	Modéré	
		-Déversement des eaux usées (bassin de rétention/accident	Occasionnel	Modéré	
		-Eruption accidentel de puits	Possibles	Catastrophique	
3	Consommation d'eau	-Mélange utilisé pour la fracturation	Possibles	Modéré	
4	Les eaux usées	-Flow back de fracturation	Occasionnel	Modéré	
5	Pollution de l'air	-Les fuites -Les eaux usées -Transport (trop de camion) -Les pompes	Occasionnel	Mineur	
6	Bruits	-Les pompes -Les engins -Les machines	Occasionnel	Modéré	

Analyse des résultats :

Le tableau nous montre que cette étape consomme de grandes quantités d'eau, et c'est pour:

- Déversement des produits chimique
- Déversement des eaux usées (bassin de rétention/accident
- Eruption accidentel de puits.

Nous notons qu'à ce stade nous avons un grand risque dû à la Migration de gaz par de vieux puits et à l'éruption accidentel de puits.

Il est également probable que cela se produise des Migration par des fractures ou Fuite sur tubage.

Ces risques mentionnés constituent une menace sur l'aquifère au cette phase.

III.2.4.4 Well complétion, la gestion des eaux usées :

On entend par complétion les activités effectuées suite au forage et ayant pour but la mise en production du puits. L'exploitant qui veut compléter un puits doit fournir un programme de complétion. Ce programme décrit les équipements (tubage de production) ainsi que les travaux de perforation et de stimulation qui seront effectués dans le puits.

Au cours des premiers jours (ou premières semaines) suivant la fin du processus de fracturation, la pression dans le puits diminue et une partie du fluide de fracturation (appelée reflux), pouvant varier de 20 à 50 % (AEA, 2012) de ce qui a été injecté, remonte à la surface par le puits avec le gaz et est canalisé vers le séparateur (eau - gaz). À la fin de cette étape, le gaz sortant du puits peut entraîner de l'eau sous forme vapeur qu'il faut enlever à l'étape du traitement des gaz.

Certains schistes contiennent de l'eau qui va alors remonter avec les eaux de reflux et qu'on appelle « eau de formation » ou « eau de production ».

Ces eaux usées contiennent, outre les produits chimiques initialement ajoutés, des contaminants naturellement présents dans les couches géologiques et libérés lors de la fracturation, notamment des sels, des métaux et potentiellement des éléments radioactifs.

Tableau IV.11 : les impacts liés au Well complétion, la gestion des eaux usées.

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	Contamination des eaux souterraine	-Migration par des fractures -Migration par déversement -Fuite sur tubage	Occasionnel	Modéré	
2	Contamination de sol	-Déversement des eaux usées (bassin de rétention/accident -Eruption accidentel de puits	Occasionnel	Modéré	
3	Consommation d'eau	Non classé			
4	Les eaux usées	-Flow back de fracturation	Possibles	Modéré	
5	Pollution de l'air	-Les fuites de gaz -Les eaux usées	Occasionnel	Mineur	
6	Bruits	-Transport	Rare	Mineur	

Analyse des résultats :

On remarque que est susceptible de se produire des contaminations Contamination des eaux souterraine et les aquifères a cause de :

- Migration par des fractures
- Migration par déversement
- Fuite sur tubage

Dans cette étape on n'est pas besoin d'eau il y a que des eaux usées.

III.2.4.5 Well production :

Avant la production de gaz peut commencer, l'infrastructure de pipeline doit être développé pour recueillir le gaz naturel pour le transfert de l'infrastructure existante du pipeline de gaz naturel.

Une fois que le puits est connecté à la canalisation principale de gaz, le gaz peut être déshydraté, et ensuite transmis au système de collecte. L'entretien et la surveillance continue est nécessaire pour confirmer que le processus de production de gaz progresse de façon satisfaisante sans effets sur l'environnement ou nocifs pour la santé.

Tableau IV.12 : les impacts lies au Well production.

N	Impacts	Causes	Probabilité	Gravité	classement des risques
1	Contamination des eaux souterraine	-Migration par des fractures -Fuite sur tubage	Occasionnel	Modéré	
2	Contamination de sol	Non classé			
3	Consommation d'eau	Non classé			
4	Les eaux usées	-Flow back	Rare	Minime	
5	Pollution de l'air	-Fuites de gaz -Gaz torché	Occasionnel	Mineur	
6	Bruits	Non classé			

Analyse des résultats :

Dans cette étape reste la contamination des eaux souterraines/les aquifère le plus important avec la pollution de l'aire.

III.2.5 Synthèse des résultats :

Tableau IV.13 : résumé de l'évaluation préliminaire

N	Impacts	Identification du site et préparation	Well conception, le forage, la cimentation et tubage	Technique de la fracturation hydraulique	Well complétion, la gestion des eaux usées	Well production	Well abondement
1	Contamination des eaux souterraine						
2	Contamination de sol						
3	Consommation d'eau						
4	Les eaux usées						
5	Pollution de l'air						
6	Bruits						

Interprétation des résultats :

Dans cette analyse, nous nous limiterons à clarifier l'impact du gaz de schiste sur les eaux souterraines, et consommation d'eau pour l'exploitation. nous tirerons tous nos données du tableau III.8. de tableau:

au les deux phases de l'exploitation (Technique de la fracturation hydraulique - Well complétion, la gestion des eaux usées) un grand risque sur les nappes soutériens (nappe CI) a cause des menaces que montré dans les tableaux III.5, III.6 et III.7.

Dans les deux étapes de (Well conception, le forage, la cimentation et tubage - Technique de la fracturation hydraulique), l'eau est consommée en quantités importantes, ce qui peut entraîner un épuisement de la réserve d'eau souterraine, qui est une source de cette eau.

Conclusion :

L'énorme réserve de gaz de schiste, qui a été découverte dans la plupart des pays du monde, dont l'Algérie, avec la troisième plus grande réserve, a poussé la salive des gouvernements à poursuivre l'exploitation de cette ressource vitale, malgré ce que les études ont prouvé sur son danger pour l'environnement, en particulier les eaux souterraines. Comme ces études sont encore en cours de développement afin d'atteindre des technologies plus sûres et plus respectueuses de l'environnement.

Malgré les réglementations mondiales qui contrôlent le processus d'exploitation du gaz de schiste, nous sommes toujours confrontés à plusieurs risques environnementaux catastrophiques lors de son extraction.

Nous avons prouvé à quel point il est dangereux d'exploiter le gaz de schiste dans ce dont nous avons discuté précédemment, mais certains gouvernements, comme les États-Unis, dont l'Algérie, ont commencé à en produire.

De notre point de vue, on voit que l'Algérie, qui fait partie des pays exportateurs de gaz conventionnel, a pris des mesures hâtives pour se lancer dans l'exploitation de cette ressource compte tenu de la présence de plusieurs alternatives énergétiques.

CONCLUDION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Conclusion général :

L'objectif de cette étude hydrogéologique et hydrochimique était de la reconnaissance des ressources en eaux souterraines et leur qualité dans la région d'In Salah et l'impact de la production du gaz de schiste sur les eaux souterraines et l'environnement dans cette zone.

En effet du climat aride, qu'est caractérisé par le déficit variant au tout long de l'année par les faibles précipitation et l'évaporation très élevée a cause de température élevée, n'existe pas une vraie alimentation superficielle de l'aquifère et cette faible alimentation influe directement sur la profondeur du niveau piézométrique surtout en présence de nombreux points de captage c'est à dire l'alimentation des réservoirs souterrains est pratiquement nulle d'où l'intérêt de bien gérer leurs exploitation.

La géologie de la zone est affleurement de continental intercalaire qu'est constituée par des Sables fin argileux, grés à gravier fin parfois siliceux, et des intercalations d'argiles gréseuses, calcaire dur, quartzique durs, gravier fin siliceux sable grossier et sables siliceux et argiles limoneuses.

L'hydrogéologie de la zone d'étude est très important dans le SSAS selon son situation de l'aquifère de système aquifère du sahara septentrional (SSAS).

L'alimentation réelle de la région est de plateau Tademaït (Nord vers le Sud).

La zone d'étude c'est un exutoire de SSAS par les forages et les puits (traditionnelles, foggaras) et les Sebkhass (naturel).

D'après les données hydrochimiques (ANRH-ADRAR-2020). On peut dire, que l'eau de cette région est d'être car elle présente un TH = 100F° et une minéralisation qui dépasse 2567 mg/l, qui est dû à la géologie du terrain et les réaction d'altération eau-roche. Forte minéralisation est due à la géologie du terrain et à la formation, la région étudiée possède des terrains argileux, surtout les couches supérieur du sol, elles peuvent atteindre par fois 3 à 4 m de profondeur.

Le problème de qualité des eaux de la région est la forte salinité due a la dissolution des sels minéraux

Grâce à notre étude précédente, il nous est apparu clairement que l'exploitation du gaz de schiste représente une menace inévitable pour les eaux souterraines, car elle est susceptible de provoquer une contamination dangereuse des aquifères par les produits utilisés dans la fracturation des roches.

Perspectives :

- Réalisation d'une station de traitement des eaux avant la distribution au réseau.
- Surveillance permanente de l'évolution de la salinité du sol.
- Reconsidérer le dossier de l'exploitation du gaz de schiste dans le bassin d'AHNET afin de préserver la seule source d'eau dans la région.

Références bibliographiques

ANRH. ADRDR., les données de paramètres physico-chimiques des puits In salah. 2020

ABDERRAHMANI. O., Contribution et analyse hydrogéologique et hydrochimique de Oued ezzine oued Ghozala 'Nord -Est de la wilaya d'Adrar.

BEN HAMMADI ABDERRAHMENE. (2018)., Etude hydrogéologie et concept de fonctionnement du champ de captage d'eau d'In Salah.

BELHAMDOU.N. (2013). ; Etude hydrogéologique, hydrochimique de la nappe du continentale intercalaire de la région In Salah.

BELHAMDO . (2013) : Etude hydrogéologique et hydrochimique de la nappe continentale intercalaire de la région d'In Salah.

BENHAMZA M., (2013). Aperçu hydrogéologique et hydrochimique sur le système de captage traditionnel des eaux souterraines « foggara » dans la région d'Adrar, Mém, Magister, U. B. M. Annaba

HADJ FATEH I. et ROUAS D., (2013) .Etude hydrogéologique et hydrochimique de la nappe du Continental Intercalaire de la région de Touat (wilaya d'Adrar), Mém, Ing, Ourgla, 122p

Killan C., (1931). Les principaux complexes continentaux du Sahara. C.R. Soc. Géol. Fr. Paris.

OSS.(2003) : Système d'aquifère de Sahara septentrional une conscience de bassin.

Pierre Thomas. (2011)., Le gaz de schiste : géologie, exploitation, avantages et inconvénients. P12

RAHMOUNI SOFIANE. (2015)., Etude des impacts environnementaux du gaz de schiste. ANRH-DRSO, 2004, Situation géographique et géomorphologie et coupe hydrogéologie de la nappe d'In Salah, Rapport de mission d'inventaire In Salah.

RAHMOUNI SOFIANE (2015). Etude des impacts environnementaux du gaz de schiste.

REGGADI ELKHALIFA et BAYAOUI DAOUD. (2016) Etude hydrogéologique et hydrochimique de la nappe du continentale intercalaire la région Touat. Master en Géologie. Tamanrasset.

SAIS ZAKI HICHAM et TOUATI AHMED TIDJANI. (2017)., Etude hydrochimique des forages d'eau de continental intercalaire d'In Salah destinés à l'AEP de la ville de Tamanrasset.

UNESCO, (1972). Etude des ressources en eau du Sahara septentrional.

Plaquette 5. Utilisation des modèles pour l'établissement des programmes d'exploitation. 340p.

ZAGHTOU A., (2011). Etude hydrogéologique et hydrochimique des eaux de la nappe du continental intercalaire dans la région d'Adrar (Touat) MAGISTER, 143.

Sites :

<https://fr.wikipedia.org/wiki/Phosphate>

https://www.doctissimo.fr/html/sante/analyses/ana_equil_ions21.htm

<https://en.wikipedia.org/wiki/Potassium>

ANNEXES

Tableau des données (paramètres chimique)

FORAGE		Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	CL ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	NO ₃ ⁻
Forage 1	(mg/l)	22	14	300	19	500	102	24	1
	(méq/l)	1.1	1.17	13.63	0.5	14.28	2.12	0.38	0.016
Forage 2	(mg/l)	43	84	450	58	850	240	24	1.8
	(méq/l)	2.15	7.00	20.45	1.5	24.28	5.00	0.38	0.02
FORAGE 3	(mg/l)	152	163	490	45	975	650	101	7
	(méq/l)	7.6	13.58	22.27	1.18	27.85	13.54	1.62	0.11
FORAGE 4	(mg/l)	165	103	360	35	600	730	119	42
	(méq/l)	8.25	8.58	16.36	0.92	17.14	15.20	1.91	0.67
FORAGE 5	(mg/l)	200	114	420	42	645	800	113	23
	(méq/l)	10	9.50	19.09	1.10	18.42	16.66	1.82	0.37
FORAGE 6	(mg/l)	198	101	450	42	800	698	149	19
	(méq/l)	9.9	8.42	20.45	1.10	22.85	14.54	2.40	0.30
FORAGE 7	(mg/l)	186	124	480	40	745	800	162	14
	(méq/l)	9.3	10.33	21.81	1.05	21.28	16.66	2.61	0.22
FORAGE 8	(mg/l)	147	97	410	27	630	713	79	17.5
	(méq/l)	7.35	8.08	18.63	0.71	18	14.85	1.27	0.28
FORAGE 9	(mg/l)	144	116	350	36	520	800	125	52
	(méq/l)	7.2	9.67	15.90	0.94	14.85	16.66	2.01	0.83
FORAGE 10	(mg/l)	181	119	400	48	700	712.5	149	20
	(méq/l)	9.05	9.92	18.18	1.26	20	14.84	2.40	0.32
FORAGE 11	(mg/l)	144	129	380	30	560	850	131	36
	(méq/l)	7.2	10.75	17.27	0.78	16	17.70	2.11	0.58
FORAGE 12	(mg/l)	174	136	390	42	600	850	149	47
	(méq/l)	8.7	11.33	17.72	1.10	17.14	17.70	2.40	0.75
FORAGE 13	(mg/l)	82	79	405	32.4	680	357.5	27	10.5
	(méq/l)	4.1	6.58	18.40	0.85	19.42	7.44	0.43	0.16
FORAGE 14	(mg/l)	165	103	340	30	450	850	140	16
	(méq/l)	8.25	8.58	15.45	0.78	12.85	17.70	2.25	0.25
FORAGE 15	(mg/l)	86	46	182	24	350	225	134	3
	(méq/l)	4.3	3.83	8.27	0.63	10	4.68	2.16	0.04
FORAGE 16	(mg/l)	151	69	390	28	630	560	128	21
	(méq/l)	7.55	5.75	17.72	0.73	18	11.66	2.06	0.33
FORAGE 17	(mg/l)	151	69	390	28	630	560	128	21
	(méq/l)	10.4	9.17	15.81	0.86	14.42	19.27	2.01	0.62

Tableau des données (paramètres physique)

FORAGE	PH	Cond (ms/cm)	Residu sec	TH (°F)	TAC (°F)	Minéralisa (mg/L)
IN1	6.58	1.68	1060	11	2	1043
IN2	6.72	2.99	1900	45	2	1854
IN3	6.81	4.12	2630	103	8	2554
IN4	6.98	3.38	2110	82	10	2096
IN5	7.01	3.71	2400	96	9	2300
IN6	7.09	3.86	2410	90	12	2393
IN7	7.15	4.14	2600	96	13	2567
IN8	7.2	3.41	2140	76	7	2114
IN9	7.2	3.21	1980	82	10	1990
IN10	7.25	3.83	2420	93	12	2375
IN11	7.25	3.54	2280	88	11	2195
IN12	7.25	3.79	2420	98	12	2350
IN13	7.25	2.73	1700	52	2	1693
IN14	7.25	3.02	1940	83	12	1872
IN15	7.28	1.75	1100	40	111	1087
IN16	7.28	3.31	1980	65	11	2052
IN17	7.28	3.6	2210	96	10	2232