

N° d'ordre : /DSTU/2013

MEMOIRE

Présenté

à

L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMCCEN

FACULTE DES SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA VIE ET SCIENCES DE LA
TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Pour obtenir

LE DIPLÔME DE MASTER ACADEMIQUE

Spécialité

Géo-Ressources

Par

BELDJILALI Wafaa

KHELDOUN Afaf



**CONTRIBUTION A L'ETUDE DE QUELQUE GISEMENTS PETROLIERS DANS
LE SUD-EST ALGERIEN.**

Soutenu le 09 Septembre, devant les membres du jury :

M ^f Mohamed KACEMI, Maître assistant (A), Univ. Tlemcen	Président
M ^f Abderrezak BOUDJEMA, Maître assistant (A), Univ. Tlemcen	Encadreur
M ^{me} Sabrina GUETTAIA, Maître assistante (A), Univ. Tlemcen	Co-Encadreur
M ^f Abdelkader BELMOUHOU, Maître assistant (A), Univ. Tlemcen	Examineur
M ^f Abdelkader BOUCIF, Maître assistant (A), Univ. Tlemcen	Examineur

DEDICACES

Je dédie ce travail

A mon très cher père.

A ma très chère mère qui a tout soufferte.

A mes sœurs: Ibtissame, Imane, Amel, chahrazed.

A mon frère: Mohamed Aness.

A toute la famille Beldjilali et la famille Moussaoui.

A tous mes amis(es) chacun (e) à son nom, Et tous ceux que j'aime.

BELDJILALI Wafaa

DEDICACES

Je dédie ce travail

À mon très cher père.

À ma très chère mère.

À mes sœurs: Sabrina, Bouthayna, Israa

À mon frère: Mohammed Amine.

À Le fils de ma sœur : Ibrahim El Khalil.

À son mari : Salmi Ahmed.

À mon oncle : Chouli Abd El Kader.

À ma tante : Kheldoun Wassila.

À toute la famille Kheldoun et la famille Chouli.

À tous mes amis(es) chacun (e) à son nom, Et tous ceux que j'aime.

Kheldoun Afaf

Remerciements

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout, au Dieu tout puissant, qui nous a aidé à réaliser ce travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie professionnelle et personnelle.

Nous souhaitons tout d'abord ,remercier nos encadreurs, Monsieur BOUDJEMA Abdelrezaq et Madame BOUDJEMA Sabine, d'avoir accepté de diriger ce mémoire et de leur patience durant la période de l'encadrement.

Nos remerciements vont aussi à:

M^R. KACEMI.M, pour l'honneur qu'il nous a fait de présider le jury.

M^R.BELMOUHOU.B.A, et M^R.BOUCIF.A d'avoir accepté d'examiner ce travail.

Tous nos remerciements vont aussi à monsieur ZIMANI Mohamed pour son aide précieuse, lors de notre stage.

Nous remercions nos familles, pour leur aide, ainsi que tous ce qui nous ont soutenu et aidé tout le long de cette étude et toutes les personnes qui ont contribué directement ou indirectement à ce travail.

Et enfin, nos excuses vont à toutes personnes, si nous avons oublié de citer leurs noms.

RESUME

Dans ce travail, nous nous intéressons à l'étude de quelques bassins: GIDE Hassi Messaoud, In amenas, Bassin d'Illizi, qui se situent dans la partie Est du Sahara.

Le champ de Hassi Messaoud, est considéré comme l'un des plus grands gisements au monde, par sa dimension et ses réserves importantes. Il s'étend sur une superficie d'environ 4200 km², produisant de l'huile dans le réservoir du Cambro-ordovicien. Il se présente comme un vaste dôme anticlinal, orienté Nord Nord Est- Sud Sud Ouest, situé dans la partie centrale du bassin triasique, à environ 650 km au Sud- Sud- Est d' Alger et à 350 km de la frontière tunisienne.

Le sous- bassin de Berkine qui représente une vaste dépression intra-cratonique, d'âge paléozoïque, dont le socle se trouve à 600 m de profondeur, il occupe la partie Nord- Est du erg oriental, avec une superficie de 102.395 km² environ.

Le bassin d'Illizi qui embrasse plusieurs champs, étudiés dans ce travail, comme In Amenas, Edjeleh, Zarzaitine, Tin Fouyé Tabankort et Rhourde Nous.

Aussi, notre étude est basée sur la détermination des caractéristiques de chaque bassin, du point de vue géologique, structural, les horizons réservoirs, ainsi que la qualité et le potentiel des hydrocarbures de chaque réservoir étudié.

Mots clés : Ride de Hassi Messaoud, le bassin triasique, le bassin de Berkine, le bassin d'Illizi, caractéristiques physiques des hydrocarbures.

ABSTRACT

In this work we feel concerned with the study of some bassins located in the southern region of the Algerian Sahara.

Among which:

Hassi messaoud which considered as one of the biggest field of petroleum in the world covering an area of 4200 km², producing petroleum from its storing reservoir that appears curved oriented North East and East South to the West as far as 650 km South South East of Algeria and 350 km from the Tunisian boarders.

Berkine bassin represents a low land from antrakratonic, formed in the dimpast, with a rocky base that is formed 600 m depth. This bassin takes the North East Erg of the big Erg with a surface of 102395 m².

Illizi bassin with contains many of the fields that we studied in this domain such as Ain Amenas, Edjeleh, Zarzaitine, Tin Fouye Tabankort, and Rhourid Nouss.

Our study also regards the aspects of each bassin apart and this from its geographic location, and its geological formation and how it was formed, knowing the quantity of gas, petroleum and oil that can produce, and even the characteristics of each lequid; pressure; volume; heat condensation.

Keys words: Hassi Messaoud rid Triassic basin, Berkine basin, Illizi basin, physical characteristics of fioul.

SOMMAIRE

Dédicaces.

Remerciements

الملخص

Résumé.

Abstract.

CHAPITRE I : GENERALITES

1. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA ZONE D'ETUDE	1
2. HISTORIQUE DES DECOUVERTES DES HYDROCARBURES.....	3
3-ASPECT ECONOMIQUE	5

CHAPITRE II : ASPECT GEOLOGIQUE ET STRUCTURAL

1. GENERALITES	6
2. TECTONIQUE	8
La phase panafricaine	9
La phase calédonienne	9
La phase hercynienne	10
3. LITHOSTRATIGRAPHIE DE LA PLATE-FORME SAHARIENNE	10
La province occidentale.....	10
La province centrale (triasique).....	10
La province orientale	10
1) LE PALEOZOÏQUE	12
2) LE MESOZOÏQUE.....	13
3) LE CENOZOÏQUE	14
4. ROCHE MERE	14

CHAPITRE III: IDENTIFICATION DES RESERVOIRS PETROLIERS

INTRODUCTION.....	16
1-RIDE DE HASSI MESAOUED	17
- Champ de Hassi Messaoud	17
1- Situation géographique	17
2- L'histoire de la découverte	18
3- Contexte géologique	19
3.1. Sur le plan structural	20
3.2. Sur le plan stratigraphique	20
- Haoud Berkaoui	27
1. Situation géographique	27
2. L'histoire de la découverte	27
3. Contexte géologique	27
3.1. Sur le plan structural	27
3.2. Sur le plan stratigraphique	27
SYNECLISE GHADAMESE ILLIZI.....	28
-Bassin de Berkine.....	29
1). Situation géographique.....	29
2). L'histoire de la découverte.....	30
3). Contexte géologique.....	30
3.1. Sur le plan stratigraphique	30
- Bassin d'Illizi.....	34
1) Situation géographique	34
2) Contexte géologique	34
2.1. Sur le plan stratigraphique.....	35

-Bassin Tin Fouyé Tabankorte	40
1) Situation géographique	40
2) L'histoire de découverte	40
3) Contexte géologique	40
3.1. Sur le plan structural	40
3.2. Sur le plan stratigraphique	41
-Bassin In Aménas	47
1) Situation géographique	47
1.1. Champ Zarzaitine.....	47
1.1.1. Situation géographique	47
1.1.1. L'histoire de la découverte	47
1.1.3. Situation géographique	48
1.1.3.1. Sur le plan structural.....	48
1.1.3.2. Sur le plan stratigraphique	48
1-2.Champ Edjeleh	53
1.2.1. Situation géographique	53
1.2.2. L'histoire de la découverte	53
1.2.3. Contexte géologique	53
1.2.3.1. Sur le plan structural.....	53
1.2.3.2. Sur le plan stratigraphique	54
-Bassin de Rhourde Nous.....	58
1). Situation géographique.....	58
2). Contexte géologique.....	58
2.1. Sur le plan structural	59

CHAPITRE IV: CARACTERISTIQUES DES FLUIDES

INTRODUCTION.....	63
<i>Haoud Berkaoui</i>	63
Bassin d'Illizi.....	65
<i>Champ d'In Aménas</i>	65
- <i>Champ Zarzaitine</i>	68
- <i>Champ Edjeleh</i>	73
- <i>Champ d'Ohanet</i>	74
- <i>Champ Rhourde Nouss</i>	80
Conclusion générale.....	84
Bibliographie	86
Liste des abréviations	
Liste des figures	
Liste des tableaux	

CHAPITRE I

GENERALITES

1. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA ZONE ETUDE :

L'Algérie est le plus grand pays d'Afrique et du monde arabe. Par sa superficie (2 381 741km²). Elle comprend quatre grands domaines, formés du Nord au Sud par (**Fig. 01**):

- l'Atlas tellien (ou le Tell), constitué de reliefs escarpés et de plaines littorales dont les plus riches en l'Algérie sont la Mitidja au centre, le Chélif à l'Ouest et le Seybouse à l'Est ;
- les Hauts Plateaux semi-arides, sont parsemés de dépressions désertiques et de lacs salés marécageux, les chotts (Chergui, Hodna) ;
- l'Atlas saharien, qui forme une longue suite de reliefs, orientés NE - SO s'étendant de la frontière marocaine à celle de la Tunisie ;
- le Sahara, qui recèle l'essentiel des ressources en hydrocarbures, est un désert formé de grandes étendues de dunes (Erg Oriental et Erg Occidental), de plaines caillouteuses (regs) et parsemé d'oasis. Le massif des Eglab à l'Ouest et le massif du Hoggar à l'Est forment, pratiquement, la limite méridionale du Sahara algérien.

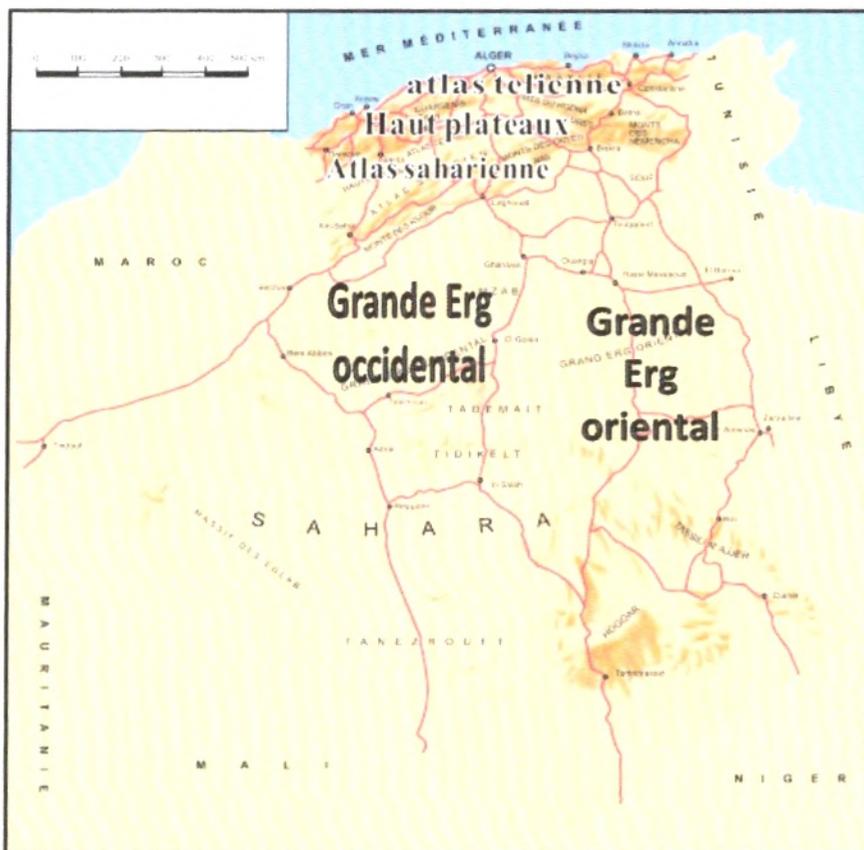


Fig. 01: les quatre grands pays en Algérie. (ASKRI et al, 1995)

Avec un volume initial en place de 16 milliards de mètres cubes équivalent-pétrole découvert depuis 1948, date de la première découverte commerciale à Oued Guétérini, près de Sidi Aissa, en pleine zone des nappes, l'Algérie occupe le troisième rang parmi les pays producteurs de pétrole en Afrique et le 12ème rang dans le monde.

Une grande partie de ces réserves a déjà été produite surtout pour le pétrole. Les ressources ultimes, générées migrées puis piégées dans les différents bassins sédimentaires, tout au long de leur histoire géologique, sont loin d'avoir été toutes explorées et encore moins découvertes.

L'analyse de l'historique des découvertes depuis 1948, de la répartition des hydrocarbures à travers les provinces pétrolières, et de la répartition stratigraphique des accumulations connues, permet d'établir une classification des provinces et des objectifs. Il permet également une approche assez originale du potentiel en hydrocarbures du futur.

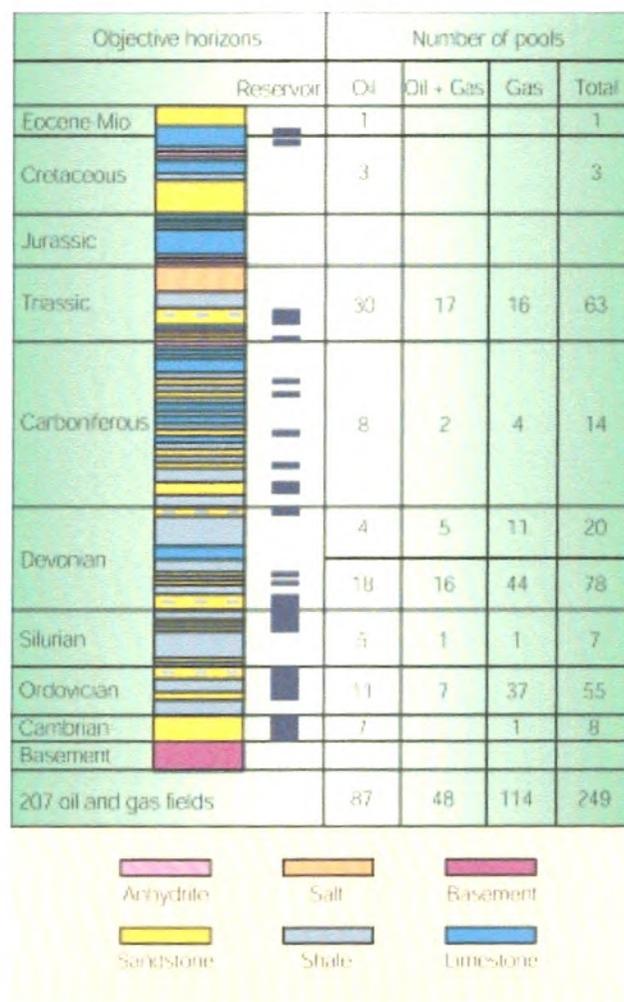


Fig.02 : Répartition des gisements dans les horizons Stratigraphiques (Sonatrach)

- Les réserves en hydrocarbures découvertes en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huile et de gaz, dont 73 sont situés dans le bassin d'Illizi, 57 dans les bassins du Sahara Central, 34 dans les bassins de Ghadamès – Rhourde Nouss, et 31 dans le bassin de Oued Mya . Il y a 249 niveaux stratigraphiques producteurs dans ces gisements, dont 105 Pour le Siluro-Dévonien, 63 pour le Trias et 55 pour l'Ordovicien (**Fig.02**).

- Sur les réserves initiales en place prouvées d'environ dix milliards deux cents millions de mètres cubes d'hydrocarbures liquides, seuls 25% d'entre elles sont considérés récupérables

avec les procédés d'exploitation actuels. La moitié de ces réserves d'huile récupérables a déjà été produite. Environ 400 autres millions de mètres cubes d'huile sont aujourd'hui considérés comme réserves probables et possibles, (ATTAR, M., HAMMAT, M. 2003).

La presque totalité des réserves découvertes à ce jour se situe dans la partie Est du Sahara, cette partie qui fait l'objet de notre étude, dénommée aussi « L'Erg Oriental » recèle un potentiel important soit en hydrocarbure ou en gaz, elle est limitée, au Nord par la flexure Sud-atlasique, au Sud par les effleurements paléozoïques des tassilis, en bordure du massif cristallin du Hoggar, à l'Est par les frontières tunisiennes et libyennes, et à l'Ouest par le môle d'Amguid-El-Biod et le méridien deux degrés Est, recèle presque la totalité des réserves découvertes, jusqu'à nos jours.

Si nous analysons cette répartition géographique sur la base d'un découpage du domaine minier en plusieurs provinces pétrolières plus ou moins homogènes, nous constatons ce qui suit (Fig. 03):

- 67% des réserves initiales en place en huile et en gaz sont renfermées dans les provinces de Oued Mya et de Hassi Messaoud, où sont situés les deux gisements géants de Hassi R'mel (gaz) et Hassi Messaoud (huile).

- Le bassin d'Illizi occupe la 3^{ème} position avec 14% des réserves initiales en place ;

- Puis viennent les bassins de Rhourde Nouss (9%), Ahnet Timimoun (4%), et enfin de Ghadamès qui ne contiennent pour le moment que 3% des réserves. (ASKRI, H et al.1995).

2. HISTORIQUE DES DECOUVERTES DES HYDROCARBURES :

C'est vers la fin du 19^{ème} siècle qu'ont commencé les premiers travaux d'exploration en Algérie dans le bassin du Cheliff (fig.04) sur la base d'indices de surface. Les premiers puits sont peu profonds et certains indices ont même été exploités par simple creusement de galeries.

Ce n'est qu'en 1948 que la première découverte commerciale fut faite à Oued Guétérini, à 150 kilomètres au sud d'Alger, dans un contexte géologique et pétrolier très

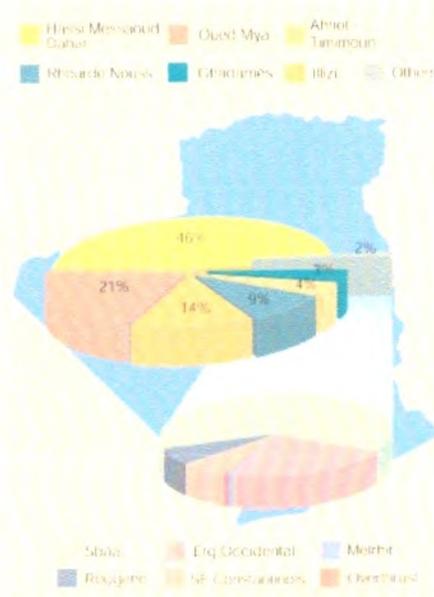


Fig.03 : Répartition spatiale des hydrocarbures en Algérie

complexe jusqu'à nos jours, puisque ce tout petit gisement produit toujours sans avoir été épuisé.

La deuxième découverte significative fut enregistrée en 1953 à l'extrême sud du Sahara avec un débit de gaz sec à partir d'un forage implanté sur une structure de surface : Berga. Une autre structure de surface fut forée plus tard en 1956 à Edjeleh où l'on obtint un débit d'huile.

Au cours de la même année, fut réalisée la plus importante découverte d'huile en Algérie, à Hassi Messaoud, sur une structure décelée alors par la sismique réfraction.

Les efforts de recherche se sont alors accrus très rapidement. Les concepts, les méthodes et les moyens ont évolué au fur et à mesure pour permettre la découverte de plus de 16 milliards de mètres cube équivalent pétrole en place. Mais le sous-sol algérien, peu exploré, est loin d'avoir révélé tous ses secrets ou toutes ses richesses. Les récentes découvertes d'huile dans le bassin de l'Erg oriental (Ghadamès) et de gaz dans le bassin de Timimoun le prouvent.

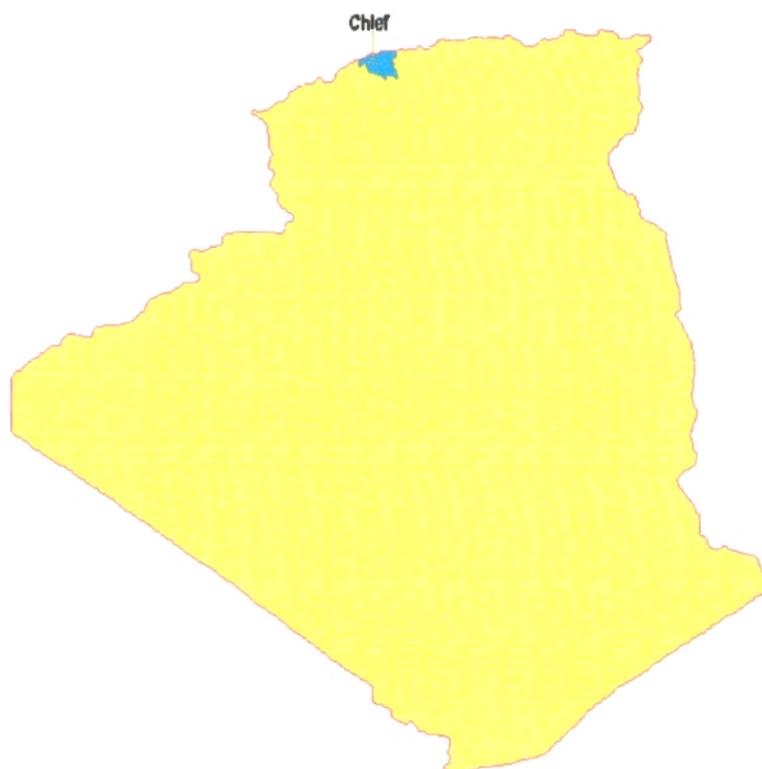


Fig.04: Situation géographique de Chleff.

3-ASPECT ECONOMIQUE :

Près de 60% des recettes du pays et 97% de ses exportations, les hydrocarbures sont la principale richesse du pays. L'Algérie figure parmi les plus grands producteurs des hydrocarbures par (555 millions de barils en 1999, 17^{ème} rang mondial) et celle de gaz naturel (80.3 milliards de m³ en 2001, 5^{ème} rang mondial).

L'exportation du gaz naturel liquéfié dans des navires- citernes vers les Etats-Unis et d'autres marchés étrangers. Il est également transporté depuis l'Algérie vers Naples, en Italie, par le gazoduc transméditerranéen.

L'économie de l'Algérie est fortement dépendante des hydrocarbures : Ceux- ci ont constitué en 1998, 23 % du PIB, 96 % des exportations de l'Algérie et 58 % des recettes budgétaires. Si ces chiffres varient d'une année sur l'autre selon l'évolution du prix du pétrole, aucun progrès n'a été accompli ces trente dernières années pour desserrer cette contrainte. Un changement de 1 dollar induit une variation de 700 millions de dollars des exportations et de 500 millions de dollars de recettes budgétaires.

Cependant, ce poids des hydrocarbures n'est pas seulement un handicap. Il faut souligner quatre points qui constituent des atouts de l'Algérie dans ce domaine :

Le prix de l'extraction des hydrocarbures en Algérie est relativement faible, environ 4 dollar par baril pour le pétrole brut de plus, la proximité de l'Algérie de son principe client (l'Europe), son formidable potentiel de réserves de gaz et sa capacité à exporter simultanément du gaz à l'état gazeux et du gaz naturel liquéfié, donnent à ce pays un avantage comparatif par rapport à la plupart des autres bassins pétroliers du monde.

CHAPITRE II

ASPECT GEOLOGIQUE ET STRUCTURAL

1. GENERALITES :

La plate forme saharienne s'étend une superficie de deux millions de km², elle couvre 84 % de la surface de l'Algérie (OUALI, S .2006). Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. On distingue d'Ouest en Est (fig. 05):

- ❖ les bassins de Tindouf et de Reggane;
- ❖ le bassin d'Abadla,
- ❖ le bassin d'Ahnet – Timimoun;
- ❖ les bassins du Mouydir et de l'Aguemour - Oued Mya;
- ❖ La synéclyse d'Illizi-Ghadamès.

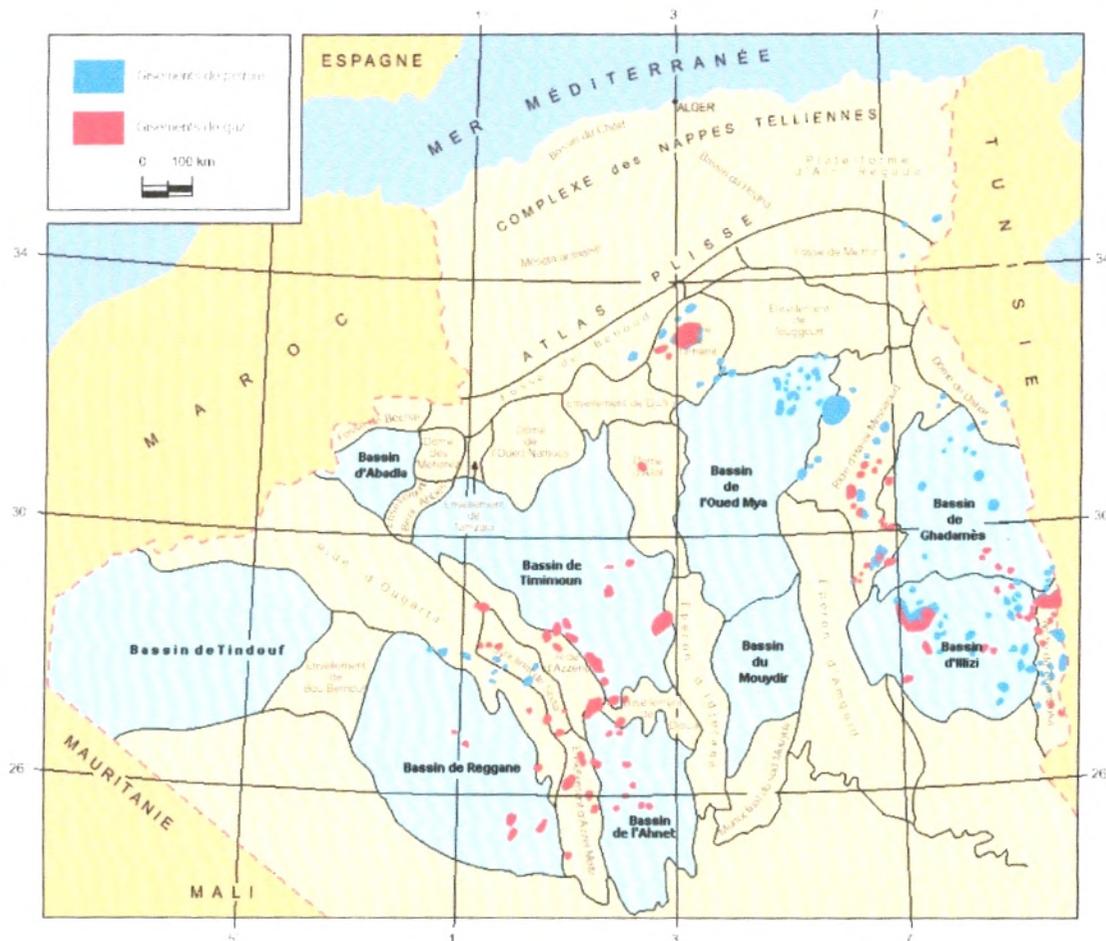


Fig. 05: les bassins structuraux.(Sonatrach)

Le but de ce chapitre est de conclure la géodynamique, et la lithostratigraphie de la partie Est de la plate forme saharienne (zone d'étude), (**fig. 06**).

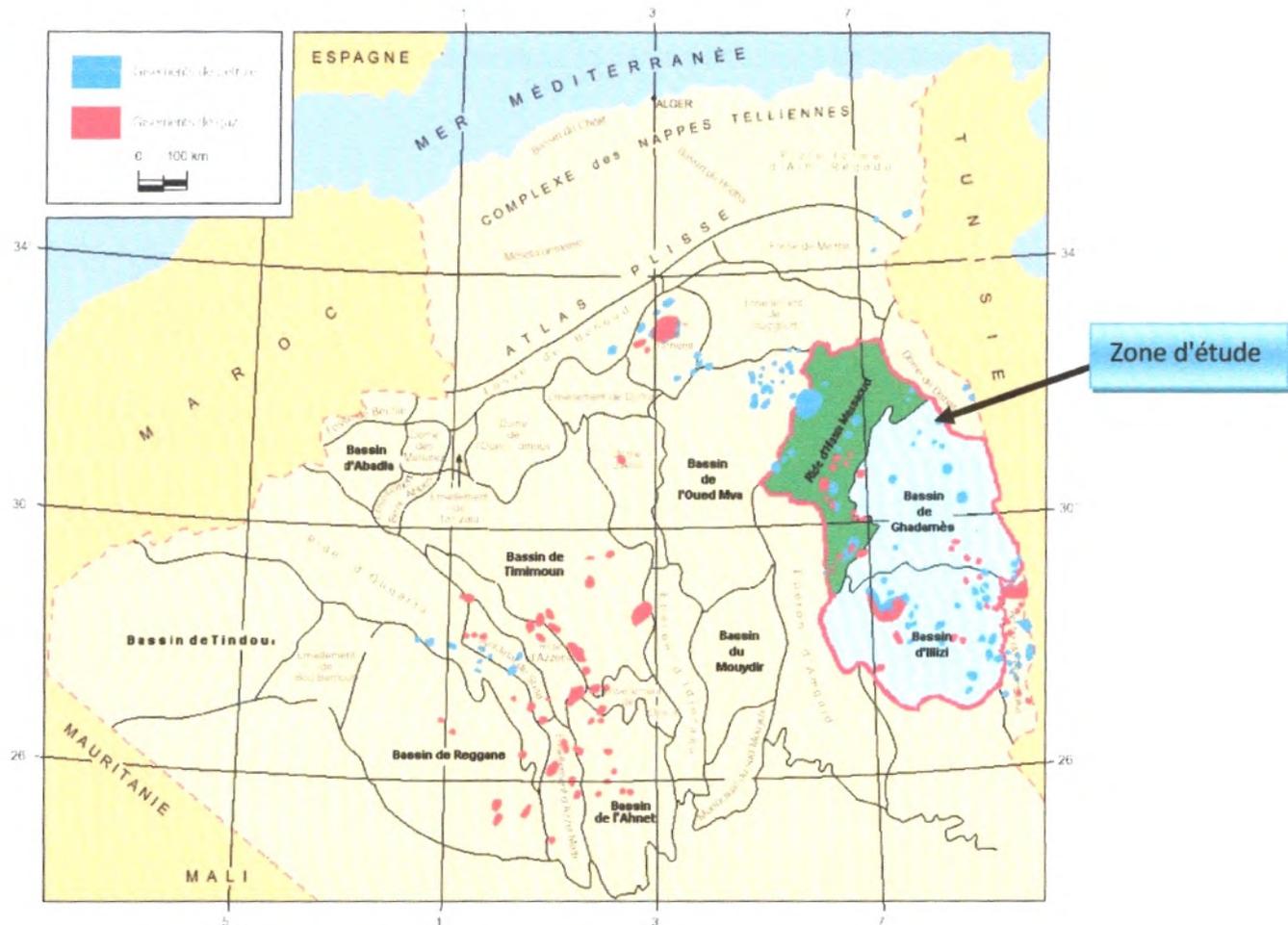


Fig. 06: situation géographique de la zone d'étude.(Sonatrach)

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne. Son évolution est influencée par la présence de bouclier parfois très vieux, comme le bouclier Reguibat, qui a acquis sa stabilité entre 1 800 et 2 000 MA, et de bouclier plus jeune comme celui de Touareg, résultant de la phase panafricaine, qui date d'environ 500 MA (WEC .2007).

Le trait structural majeur est la présence de grandes failles sub-méridiennes verticales, soulignées par de puissantes bandes de mylonites. Ces accidents sub-méridiens sont décalés par un réseau de failles conjuguées. Les accidents du socle d'orientation N-S, NE-SO et NO-SE sont au moins d'âge panafricain tardif. Ce réseau de fracturation jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration et la sédimentation de la plate-forme saharienne.

Plusieurs phases tectoniques ont modelé la plate-forme saharienne, à savoir :

- ✓ La compression taconique ;
- ✓ La compression calédonienne ;
- ✓ Les mouvements hercyniens ;
- ✓ Les événements méso-cénozoïques (phases Autrichienne);
- ✓ Les différents événements tectono-sédimentaires du dévonien ;
- ✓ La distance cambro-ordovicienne.

2. TECTONIQUE :

Le territoire du Sahara Algérienne est du point de vue tectonique lié à la partie occidentale de la dalle nord-africaine et limité, au sud, par les bordures des boucliers de Reguibat (massif Yetti-Eglab) et de Touareg (massif de Hoggar), et au nord, par la zone de profond accident sud-atlasique, séparant la plate forme précambrienne de l'épi hercynienne active au mésozoïque (Atlas saharienne et Tunisienne).

Le socle de " la plate-forme saharienne " est constitué, principalement par des roches fortement disloquées, métamorphisées et granitisées, explorées dans certaines régions par les sondages qui affleurent dans la région des massifs d'Yetti, Eglab du Hoggar dans la partie axiale de l'Anti-Atlas, et probablement des chaînes d'Ougarta.

La couverture de la plate forme du Sahara algérienne peut être divisée en trois étages géo structuraux constitués par le protérozoïque supérieur ou l' infracambrien, le paléozoïque et le mésozoïque, séparés par les discordances angulaires et stratigraphiques présentes (ALIEV M, et al.1971).

L'étage inférieur infracambrien ne se présente évidemment que dans les régions ouest du Sahara Algérienne, Sa structure n'est pratiquement pas étudiée.

Presque partout dans le Sahara, les sédiments paléozoïques du cambrien au carbonifère supérieur reposent, sur le socle ou sur les sédiments de l'étage infracambrien.

L'épaisseur et l'étendue stratigraphique du paléozoïque sont considérablement variables. Dans la partie nord-est du Sahara, cet ensemble est fortement érodé localement (aux sommets des anciens bombements) jusqu'à la base Cambrienne. L'étage géo structural paléozoïque est affecté par les plissements de plate forme, dont le caractère et l'intensité sont très variables, suivant les différentes zones tectoniques.

Les roches du complexe Méso cénozoïque qui constituent l'étage géo structural supérieur du territoire envisagé reposent avec une nette discordance angulaire, et stratigraphique sur les sédiments du paléozoïque et dans certains cas, sur les formations infracambriennes. Les sédiments Méso cénozoïques sont les plus développés dans la partie nord-est du Sahara dans les limites de la province Triasique, où ils sont caractérisés par l'épaisseur et l'étendue stratigraphique maximales.

A l'est de la dorsale complexe se situe le synéclise Est-Algérien occupant également une partie des territoires de Tunisie et de Libye. Sur le plan régional, le synéclise se caractérise par une architecture en gradins. Dans ses limites, se dessinent trois grands gradins structuraux plongeant successivement vers le Nord. Le gradin sud contigu au massif de Hoggar représente un grand talus monoclinal d'Illizi sud. Il se situe entre les môles d'Amguid et de Tihemboka. La couverture sédimentaire y est peu épaisse (de 1000 à 1500 m). La surface du socle a un pendage doux vers le Nord. Au gradin central du synéclise Est-algérien, sont liés la demi-dépression d'Illizi central, le môle structural de Zarzaitine-Alrar (à l'Est) et la demi-voûte de Tin Fouyé (à l'ouest). Cette dernière est séparée de la zone horst-anticlinale de djebel Essaoui-Melen-Rhourde Nous par le sillon de flatters. Le gradin nord, qui est le plus abaissé du synéclise est-algérien forme la dépression de Rhadamès où l'épaisseur de la couverture sédimentaire dépasse 700 m.

Les principales phases tectoniques qui ont structuré la plate-forme saharienne sont:

➤ **La phase panafricaine :**

Au cours de cette période, des accidents profonds sub-méridiens sont provoqués par une collision continentale entre le craton Ouest-africain et le bloc Est-africain.

Les grandes failles subméridiennes ont joué un rôle important dans la structuration et la sédimentation de la plate forme saharienne. Cette phase prend fin au cours du Cambrien et elle sera suivie d'une érosion intense.

➤ **La phase calédonienne :**

La phase distensive du Cambro-ordovicien; l'environnement paléogéographique Cambro-ordovicien est influencé par une instabilité tectonique qui se matérialise par des variations d'épaisseurs et de faciès, de part et d'autre des accidents sub-méridiens, dont l'exemple le plus remarquable est celui du môle de Fom Belrem.

➤ **La phase hercynienne :**

Les mouvements sont divisés en précoces et majeurs (paléozoïque terminal).

Les mouvements hercyniens précoces ont en général, une influence sur la sédimentation. Dans la région orientale (Illizi), on remarque aussi l'individualisation de certaines structures appuyées sur des accidents orientés nord-ouest-sud-est.

Les mouvements hercyniens majeurs ont par contre, joué un rôle majeur dans la structuration des différents bassins de la plate-forme saharienne et dans la distribution des roches réservoirs. Le résultat est bien visible sur l'écorché pré-mésozoïque de la région de Hassi Messaoud.

3. LITHOSTRATIGRAPHIE DE LA PLATE-FORME SAHARIENNE :

La plate forme saharienne comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au paléozoïque en plusieurs bassins sédimentaires, séparés par des zones hautes.

Actuellement ces bassins appartiennent à trois provinces pétro-gazetières (**fig. 07**), de l'Ouest en Est:

La province occidentale:

Elle comprend les bassins de Tindouf, Reggane, Ahnet-Timimoun, Béchar, Mouydir et la cuvette de Sbâa. Ces bassins sont à remplissage essentiellement Paléozoïque (Cambrien au Namurien) et le Mésozoïque y est peut développer. La puissance de la couverture sédimentaire varie de 3500 m (Reggane) à 8000 m (Tindouf).

La province centrale (triasique):

Elle présente la partie septentrionale de la plate forme saharienne, englobe les bassins de Mouydir et de l'Aguemour-Oued-Mya, comblée par une puissante série sédimentaire (5000m à Oued Mya) dont le paléozoïque est souvent érodé, le Mésozoïque est présent du Trias au Crétacé et le Cénozoïque est représenté par du Mio-Pliocène.

La province orientale:

Elle rassemble les bassins de Berkine et d'Illizi. La série sédimentaire est complète, dont l'épaisseur est supérieure à 6000m dans le bassin de Berkine et va du Cambrien à l'actuel (GHARBI, A .2011).

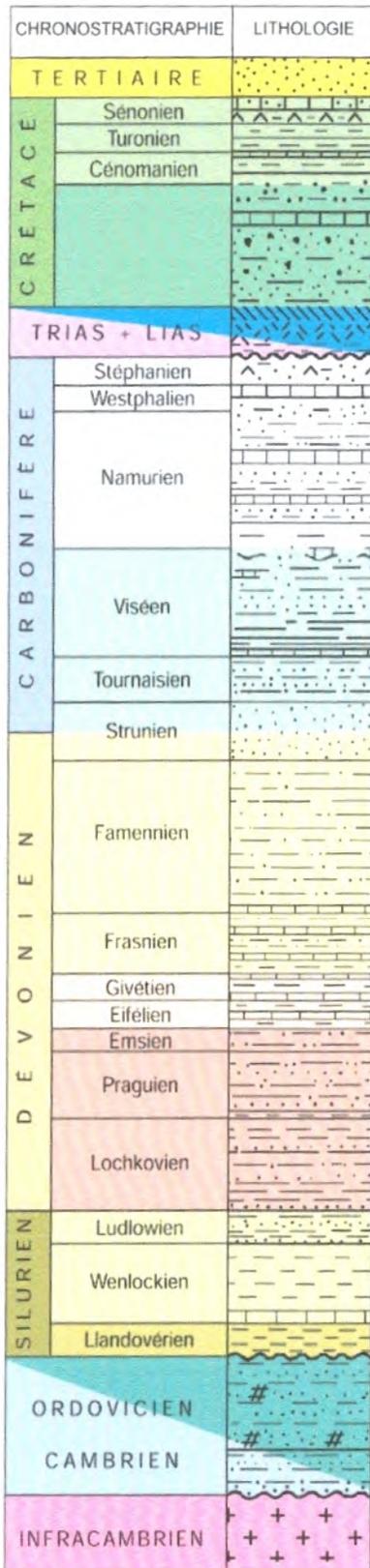


Fig. 07

La stratigraphie de la province occidentale

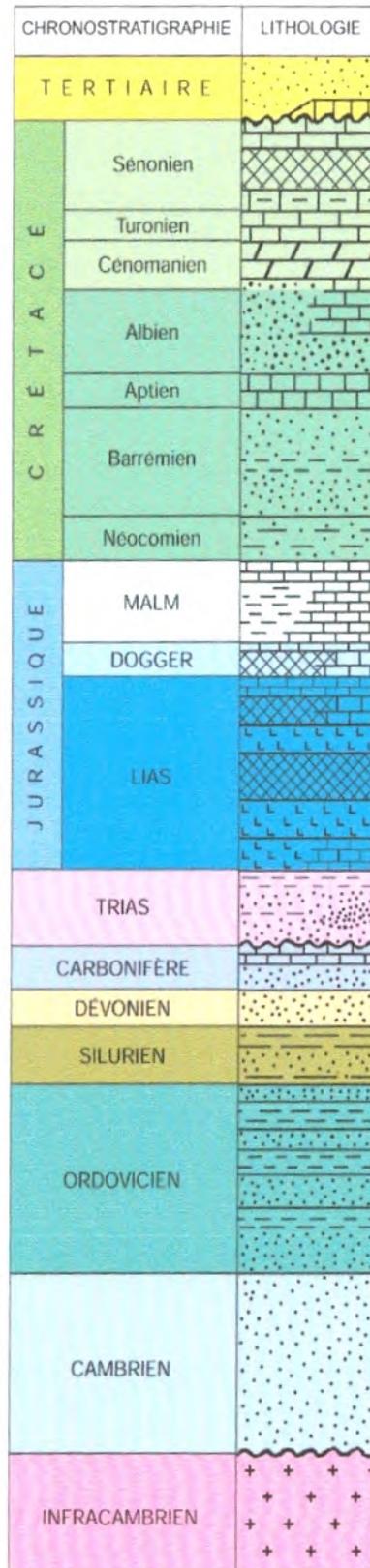


Fig. 07

La stratigraphie de la province triasique

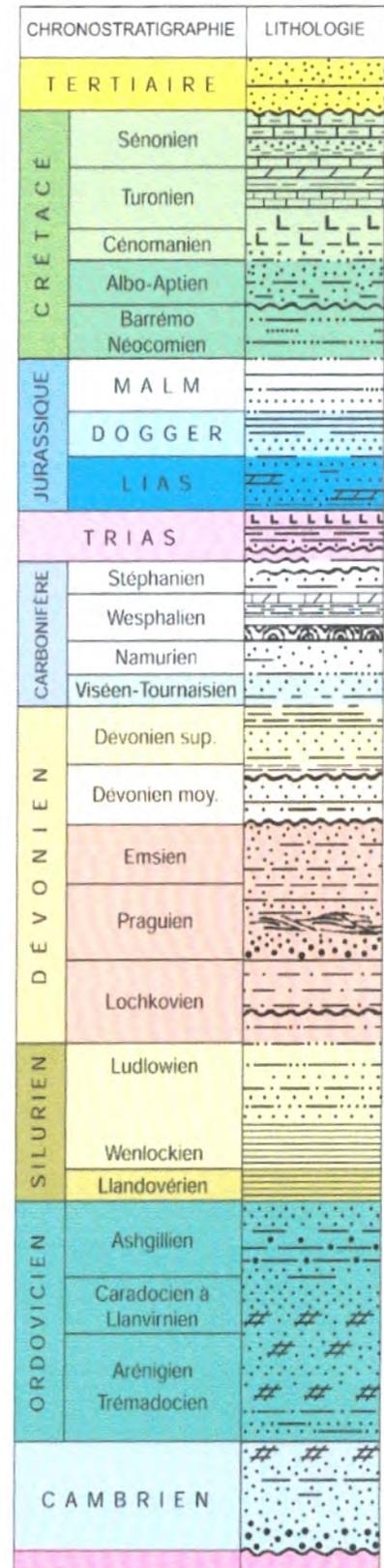


Fig. 07

La stratigraphie de la province orientale

1) LE PALEOZOÏQUE :

Cambrien :

Les dépôts cambriens reposent sur le socle cristallin et sont représentés par des grès et des quartzites à passées conglomératiques dans la province triasique, où ils sont le mieux connus, ces dépôts constituent des réservoirs, divisés en unités R3, R2, Ra et Ri. Dans les autres régions, ces dépôts sont subdivisés en unités ou formations d'épaisseur moyenne de 300m (Hassi Messaoud).

Ordovicien :

Il constitue un ensemble (500m), allant du trémadoc à l'ashgill. Les coupes les plus complètes se situent dans les dépressions de l'oued Mya et de Timimoun. Les dépôts proximaux (fluviatiles) s'agencent autour des régions émergées et forment les falaises du Tassili interne. Les dépôts marins se rencontrent au nord en sub surface et dans ce qui est devenu les chaînes de l'Ougarta. Des traces de glaciation ont été décelées dans l'Ordovicien terminal.

Silurien :

Cette période est caractérisée par une sédimentation terrigène fine, argileuse en milieu marin. Cette série d'apparence homogène (environ 600m) est représentée par des argiles noires à graptolites et des argiles à passées gréseuses et rares bancs carbonatés. Les argiles noires sont un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plate-forme saharienne.

Dévonien :

Dévonien inférieur :

Ces dépôts, essentiellement argilo-gréseux, présentent des faciès très variés;

- Le lochkovien est représenté par des sédiments argilo-gréseux d'une puissance

Maximum de 850m dans le sud ouest de la dépression de l'oued Mya. Ils se réduisent en direction du nord-est et peuvent être absents dans le bassin d'Illizi.

- Le praguien, plus développé que le lochkovien, est surtout gréseux à variations

De faciès tant latéraux que verticales. Dans le bassin d'Illizi, il peut être discordant sur différents niveaux siluriens. Les plus fortes épaisseurs ont été enregistrées dans les régions nord de la dépression de Tindouf (340m à 400m) et dans la coupe type de l'Ougarta (350m à 400m).

- L'Emsien, argilo-calcaire à gréseux, termine le dévonien inférieur. Dans les régions occidentales, sa limite inférieure est à la base d'un banc calcaire appelé "Muraille de Chine".

Dévonien moyen et supérieur :

La coupe stratigraphique du dévonien moyen et supérieur est caractérisée par des lacunes de sédimentation. Les dépôts ont été les plus touchés par l'érosion frasnienne ou famennienne et pré-Mésozoïque.

Le dévonien moyen, dont l'épaisseur varie de 100m à 250m, est moins développé que la série précédente. Dans les régions ouest, il est à faciès argilo-carbonaté et évolue, vers l'est, à des argiles à passées marneuses et calcaires avec des bancs de grès (réservoir F3).

Le dévonien supérieur est d'extension identique au dévonien moyen. Dans les régions occidentales, il atteint 1700m sous un faciès argilo-carbonaté tandis que, dans les régions orientales, ses dépôts argilo-silteux n'atteignent que 900m environ. La paléontologie distingue le Frasnien, le Famennien et le Strunien. Cet étage constitue le réservoir F2. Dans les zones hautes, il peut être érodé.

Carbonifère :

Le carbonifère correspond au cycle sédimentaire paléozoïque final. On peut l'observer dans les domaines occidentaux et orientaux, séparés par le môle d'Amguid-El Biod-Messaoud d'où les dépôts sont absents. Les faciès varient, de marin profond jusqu'à continental. De même, les épaisseurs varient de 900m à l'Est, pour atteindre 2800 m à l'ouest, le maximum de dépôt ,5000m environ, se situe dans le sillon de Béchar. Dans les autres régions, les dépôts dépendent de l'importance de la lacune pré-mésozoïque.

2) LE MESOZOIQUE :

Trias :

Le Trias transgressif; discordant sur les formations paléozoïques est représenté par des dépôts argilo-gréseux et lagunaires (sel et anhydrite). La série gréseuse constitue de bons réservoirs, notamment dans le champ de Hassi R`mel.

Jurassique :

Le Jurassique, largement développé dans la province triasique, est composé de sédiments marins et lagunaires. Il débute par un niveau dolomitique caractéristique et omniprésent, appelé horizon B.

Crétacé :

Le Crétacé est présent partout sur la plate-forme Saharienne. Il comporte des faciès grés-argileux à la base évoluant vers un pôle essentiellement carbonaté au sommet.

1) LE CENOZOÏQUE :

Le Cénozoïque est représenté par une série de dépôts détritiques, d'environnements très différenciés et d'âge Mio-Pliocène.

4. ROCHE MERE :

La couverture sédimentaire de l'Algérie comprend un certain nombre de niveaux roches mères, réparties du Paléozoïque au Cénozoïque, soit: l'Ordovicien, le Silurien, le Dévonien (Strunien, Famennien et surtout le Frasnien), le Carbonifère, le Jurassique (en particulier, le Kimméridgien), le crétacé inférieur et supérieur (l'Albien et surtout le passage Cénomanién-Turonien), l'Eocène et le Miocène. Ils correspondent à des phases transgressives majeures.

Les principaux niveaux roches mères susceptibles d'être la source des hydrocarbures, mis en évidence dans les différents réservoirs de la couverture sédimentaire sont:

- Le Silurien inférieur;
- Le Frasnien inférieur;
- Le passage Cénomanién-Turonien.

Le Silurien est le principal niveau roche mère dans le bassin Amguid-Hassi Messaoud, grâce à un niveau basal d'argile radioactives gris noir à noires très riche en matière organique. Quelques régions en sont dépourvues, par suite de l'érosion hercynienne.

Les bassins d'Illizi et de Berkine présentent essentiellement deux roches mères, à savoir le Silurien et le Frasnien. Dans le bassin d'Illizi, le dépôt des argiles radioactives Frasnienne est contrôlé par la paléo-topographie, existant au début du Frasnien. L'épaisseur maximale se trouve vers le nord-est du Tinhert et le sud-ouest de la plate-forme d'Illizi. Un amincissement des épaisseurs est à noter vers l'est (môle de Tihemboka). Le Frasnien possède

une bonne richesse en matière organique sur tout le bassin (2,4 à 10% de COT). Les valeurs de COT (carbone organique total) initial excèdent les 7% au nord du môle d'Ahara et vers la partie sud-occidentale du bassin d'Illizi.

Conclusion :

L'étude géologique et structurale nous à permis de déduire les évènements qui ont marqué la plate forme saharienne. En générale , l'Algérie est subdivisée en trois provinces: Est, Nord et Ouest, le mouvement principal responsable de la déformation et de la structuration du Sahara orientale est le mouvement hercynien, avec une série sédimentaire presque complète ,qui s'étale depuis le cambrien jusqu'à l'actuel, avec une sédimentation épaisse de 6000 m. aussi ,l'étude géologique dans les bassins orientales de l'Algérie, a décelé que le silurien et le frasnien sont les deux formations responsables de la production des hydrocarbures.

CHAPITRE III

IDENTIFICATION DES RESERVOIRS PETROLIERS

Généralement le domaine minier en Algérie est subdivisé en trois provinces : Est, Ouest et Nord. La province Est comprend les bassins d'Illizi, Berkine et le môle d'Amguid-Messaoud où se trouve l'huile (Hassi Messaoud) et le gaz (Hassi R'mel).

L'ensemble des bassins d'Illizi, Oued Mya, Berkine et Amguid-Hassi Messaoud constitue un vaste domaine, de près de 493 632 km². Les ressources piégées dans les différents bassins sédimentaires, tout au long de leur histoire géologique, sont loin d'avoir été toutes explorées et découvertes. Les bassins de Hassi Messaoud, Illizi et Oued Mya sont essentiellement paléozoïques.

Quant au bassin de Berkine, son histoire géologique est plus complexe puisqu'il a été moins soumis à l'érosion hercynienne que les secteurs qui l'entourent et plus subsident au Mésozoïque. La quasi-totalité des réserves découvertes, à ce jour, se situe dans la partie est du Sahara, où les plus grands gisements en huile et gaz sont situés à Hassi Messaoud et Hassi R'mel.

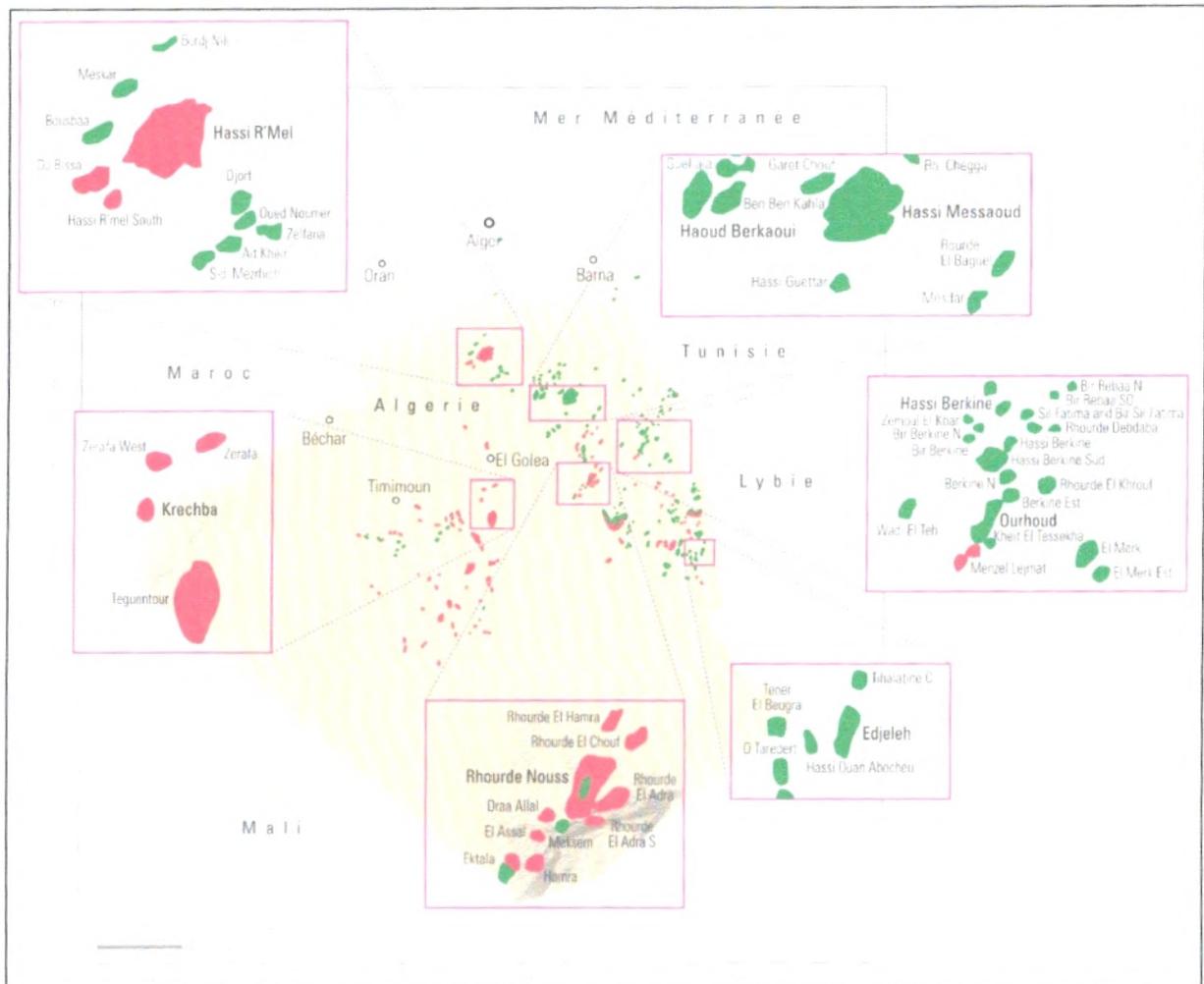


Fig. 08: situation géographique des bassins étudiés (WEC, 2007).

1-RIDE DE HASSI MESSAOUD :

Elle se compose de Hassi Messaoud et Haoud Barkaoui :

➤ Champ de Hassi Messaoud :

1- Situation géographique:

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements au monde, il contribue par, plus de 50% de la production algérienne, (YAHIAOUI, L. 2010). Il se situe à 650 km au Sud-Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, et à 80 km à l'Est de Ouargla. La concession du champ de Hassi Messaoud, dont la superficie est de l'ordre de 4200 km². (Fig. 9), (SID ROUHOU, H.2011).

En coordonnées Lambert est :

X : 790. 000 – 840. 000 Est

Y : 110. 000 – 150. 000 Nord

En coordonnées géographiques :

- Au Nord , par la latitude 3215.
- Au Sud, par la latitude 3130.
- A l'Ouest ,par la longitude 540.
- A l'Est, par la longitude 635.

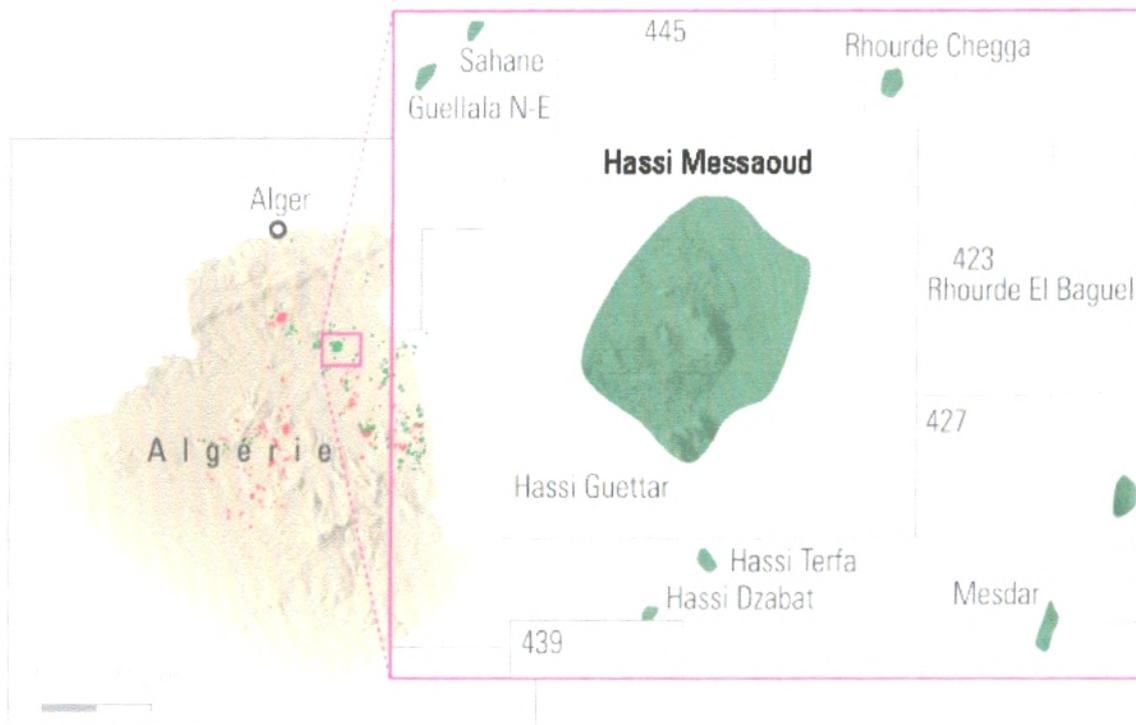


Fig. 9: Situation géographique de Hassi Messaoud (WEC, 2007).

2-L'histoire de la découverte :

Le gisement de Hassi Messaoud fut découvert le 16 janvier 1956 par la société nationale de la recherche pétrolière en Algérie (SN REPAL), le premier sondage de Hassi Messaoud a rencontré une accumulation d'huile dans le réservoir cambrien Ra, à 3338 m de profondeur.

En 1957, la compagnie française du pétrole en Algérie (C.F.P.A) à la suite de l'obtention de la partie septentrionale du champ confirmait ce résultat, par le forage OM1, situé à environ 7Km au Nord Ouest du puits MD1.

Le champ de Hassi Messaoud a été divisé en deux concessions distinctes, attribuées à la C.F.P.A pour la partie Nord et, la partie Sud à la SN.REPAL à laquelle revient la paternité de la découverte.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation depuis la découverte du gisement de Hassi Messaoud, plusieurs travaux lui ont été et lui sont encore consacrés.

En 1960, Millot et al. Ont étudié l'évolution des grés cambro-ordoviciens du Sahara central.

En 1963, A.Tillous et J.Malenfer ont détaillé les aspects stratigraphiques, structuraux et réservoirs.

Dans la même année, Montadert apporta les premières réflexions d'ordre sédimentologiques, applicables aux réservoirs de Hassi Messaoud.

En 1970, A. Balduchi et G. Pommer ont précisé la structure de Hassi Messaoud , en la plaçant dans un contexte régional.

En 1971, S.Beuf et al, ont établi une synthèse de l'évolution sédimentologique et paléogéographique du paléozoïque inférieur du Sahara.

En 1972, J.Gautier, D.Massa et al. Ont étudié la fracturation du réservoir du champ, retraçant ainsi les grandes phases tectoniques qui affectaient la région.

En 1979, L'IFP a réalisé plusieurs travaux qui ont abouti à la délimitation, dans le champ de Hassi Messaoud, de 25 zones productives.

Il existe également des rapports internes de la SONATRACH, on peut citer l'étude réalisée par R.Kerdali et N.Hadibi sur les quartzites de Hamra ,en novembre **1996**.

Une étude sédimentologique du cambro-ordovicien du gisement de Hassi Messaoud fait par Ait Ali et Hammouche ,en 1997.

Une étude sur l'influence de la mise en place des intrusions intra-cambriennes sur les qualités réservoirs, dans le secteur Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud à été réalisée par O.Bendjeda, en 1998.

Une caractérisation sédimentologique diagénétique et pétrophysique du cambro-ordovicien du gisement de Hassi Messaoud faite par Amirouche, en 2000.

Une étude sédimentologique et diagénétique du cambrien du secteur Nord-Est de Hassi Messaoud faite par A.Mostefai, en 2007. (YAHIAOUI, L.2010).

3- Contexte géologique:

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie ; il est limité :

- A l'Ouest, par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud, par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord, par la structure Djammâa- Touggourt.
- A l'Est, par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès (SOUMAA, I.2012).

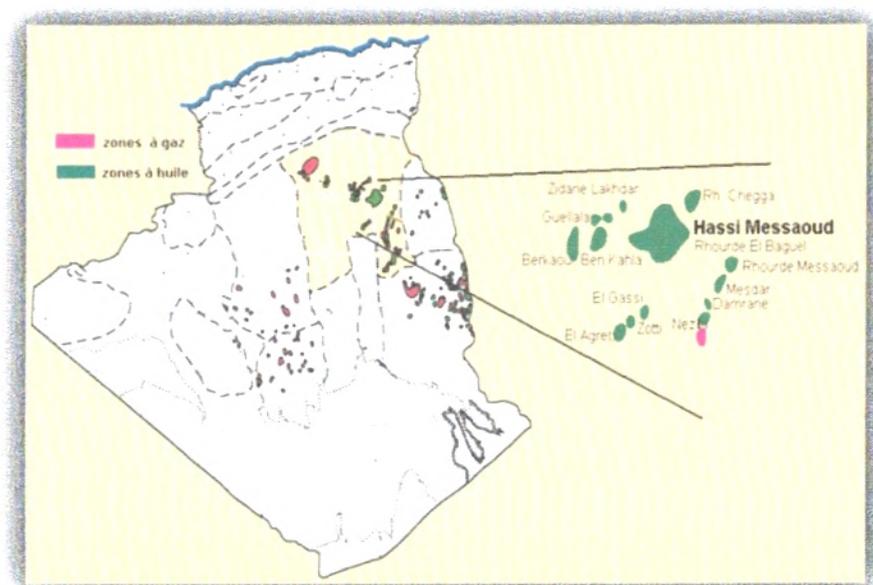


Fig. 10: répartition des zones pétrolifères et gazéifères.(Soumaâ,2012)

3.1. Sur le plan structural:

Le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal, largement hérité de la phase orogénique hercynienne, dont le paroxysme s'est produit à la fin du paléozoïque. Il correspond au prolongement, vers le Nord du môle d'Amguid-El Biod.

3.2. Sur le plan stratigraphique :

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud repose sur le socle, à environ 4393m d'épaisseur. Elle est marquée par l'absence du Silurien, Dévonien, Carbonifère et Permien; elle est de ce fait incomplète. La discordance hercynienne est manifestement plus accentuée au centre de la structure, où les dépôts argilo-gréseux et salifères du Trias reposent directement sur le cambrien. En allant vers la périphérie, cette discordance tronque des termes ordoviciens, de plus en plus récents (KHIATI.2012).

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est représentée de haut en bas par les formations suivantes :

1) CÉNOZOÏQUE

1.1 Mio-pliocène (e = 240 m)

Présent sur toute la superficie du champ, il est constitué par :

- Sable blanc avec fines passées d'argile brun-rouge, tendre à pâteuse,
- Calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore,
- marne gris-brun, fortement sableuse.

Ces terrains, formant un recouvrement continental essentiellement sableux, se sont mis en place par l'intermédiaire de chenaux (grande disparité de leur granulométrie horizontale et verticale). Ils sont non consolidés et leur porosité est très importante, ce qui entraîne des pertes partielles ou totales et des risques d'éboulement lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène, par une surface d'abrasion.

1.2 Éocène (e = 120m) :

Constitué de :

- argile brun-rouge, fortement sableuse,
- marne et fines passées d'anhydrite blanche,
- calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

Ces deux couches renferment un complexe aquifère à la limite de sa potabilité.

2) MÉSOZOÏQUE :

2.1 Crétacé :

2.1.1 Sénonien: constitué de deux niveaux :

- Carbonaté (e = 107m):

Il est constitué de calcaires blancs à blanc-beige, micro-cristallins et durs, de dolomies grises à gris-clair, parfois cristallines et dures et d'anhydrites blanches, pulvérulentes et parfois massives.

- Lagunaire : niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire:

La première anhydritique, d'une épaisseur moyenne de 219m, est composée d'anhydrite blanche, cristalline, de dolomie moyennement dure, de marne et de calcaire argilo-dolomitique.

La deuxième salifère, d'une épaisseur moyenne de 140m, est constituée de sel massif blanc transparents à translucides à traces d'anhydrite.

2.1.2 Turonien (e = 70 à 120m) :

Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux.

Il contient un aquifère représenté par des eaux à odeur sulfurée, utilisé pour l'injection. Ces eaux sont produites par pompage et utilisées pour le maintien de pression par injection d'eau. Leur salinité est de 210 g/l et leur densité est de 1,13.

2.1.3 Cénomaniens (e = 145m):

Constitué par des bancs d'anhydrites blanches, transparentes, micro-cristalline et dures, de marnes argileuses grises à gris-verdâtre et carbonatées par endroits, de dolomies grises à gris-brun, cryptocristallines et dures, puis d'un banc de calcaire blanc, tendre, micro-cristallin.

2.1.4 Albien (e = 350m):

Il est représenté par des grés et sables fins avec intercalations d'argile silteuse.

Il renferme un aquifère d'eau douce, utilisé pour l'injection et les besoins généraux.

2.1.5 Aptien (e = 25m):

Représenté par des calcaires blancs à gris-blanc, parfois beiges, micro-cristallins et durs et de dolomies blanches à beiges, cristallines et dures à moyennement dures. Les deux bancs encadrent un niveau argileux.

2.1.6 Barrémien (e = 280m) :

Représenté par des grès blancs à beiges, parfois gris-blanc, fins à moyens, localement grossiers, friables et silico-argileux, de dolomies grises, cristallines et dures et d'argiles versicolores, silteuses, tendres à indurées et légèrement carbonatées.

2.1.7 Néocomien (e = 180m) :

Représenté par des argiles grises à gris-vert, localement brun-rouge, silteuses et légèrement dolomitiques et de grès blancs, translucides, friables, très fins à fins, sub-arrondis et silico-argileux.

2.2 Jurassique :

2.2.1 Malm (e = 225m) :

Constitué d'anhydrites blanches, beiges, pulvérulentes, rarement micro-cristallines et dures, d'argiles rouge-brique à grises, tendres à indurées et silteuses, de calcaires gris-blanc à gris, cristallins et moyennement durs, de dolomies grises à gris-blanc, micro-cristallines et dures.

Il contient un aquifère d'eau potable de salinité de 30 g/l.

2.2.2 Dogger :

Représenté par deux niveaux :

- Argileux: Argiles brun-rouge, grises à gris-vertes, silteuses et tendres à indurées et de calcaires blancs à gris-blancs, tendres et crayeux (e = 105m).
- Lagunaire: Anhydrites blanches, pulvérulentes, massives et dures à moyennement dures, de calcaires gris à gris-blanc, argileux et tendres à moyennement durs, d'argiles gris-clair à gris-foncé, parfois brun-rouge, tendres et indurées, de silts blancs à gris-clair, tendres et de marnes gris-vert à grises, tendres (e = 210m).

2.2.3 Lias :

D'une épaisseur de 300m, il est représenté par cinq niveaux :

- LD₁ : argiles gris-clair à gris-vert, parfois brun-rouge, tendres, indurées et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, argileux, tendres à moyennement durs, de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures et d'anhydrites blanches, pulvérulentes et cristallines (e = 65m).
- LS₁ : sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et durs, d'anhydrites massives, blanches, pulvérulentes, tendres à dures, d'argiles brun-rouge, parfois grises, tendres et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris-beige, micro-cristallins et tendres (e = 90m).
- LD₂ : argiles brun-rouge, rarement grises, tendres et pâteuses et de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures renfermant des eaux chlorurées calciques (e = 55m).
- LS₂ : sels massifs blancs et rosâtres, transparents à translucides et d'argiles brun-rouge, tendres, indurées et légèrement carbonatées (e = 60m).
- LD₃ : argiles gris-clair, tendres à indurées et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, micro-cristallins, argileux et durs (e = 30m).

2.3 Trias :

Représenté par quatre niveaux :

- Salifère : subdivisé en trois horizons :

- TS₁ : d'une épaisseur de 46m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.
- TS₂ : sels blancs, rosâtres, massifs et transparents, argiles grises à gris-foncé ou brun-rouge, silteuses, tendres à indurées et anhydrites blanches à gris-beige, massives et pulvérulentes (e = 189m).
- TS₃ : sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et argiles brun-rouge, rarement grises, silteuses, pâteuses et indurées (e = 202m).

Les horizons TS₂ et TS₃ sont le siège de manifestations d'argiles fluantes.

- Argileux : Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet (e = 113m).

- Gréseux : grès gris-clair à gris, rarement blancs, très fins à fins, friables et argileux, argiles brun-rouge, rarement grises, silteuses, tendres à indurées et quelques traces de glauconie. Il se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leur réponses diagraphiques ($e = 35\text{m}$).
- Éruptif : andésites blanches, vertes, localement altérées, multicolores et dures, grès gris-blanc, isométriques, siliceux à silico-argileux et parfois quartziques ainsi que des argiles brun-rouge à gris sombre, indurées et silteuses ($0 < e < 92\text{m}$).

Les terrains du Trias argilo-gréseux (TAG) sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position où l'on se trouve sur le champ.

Le Trias repose en discordance directement sur le Cambrien, au centre de la structure et sur l'Ordovicien, au niveau des zones périphériques.

3) PALÉOZOÏQUE :

3.1 Ordovicien :

Dans sa représentation la plus complète il est constitué de quatre termes :

- Les quartzites d'Hamra : ($e = 12$ à 75m) quartzites localement grossières, présentant parfois des intercalations argileuses.
- Les grès d'El Atchane : ($e = 25\text{m}$) grès fin à ciment argileux, bitumineux. Productifs sur Omj 76.
- Les argiles d'El Gassi : ($e = 50\text{m}$) argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires, glauconieuses ou carbonatées, présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.
- Zone des Alternances : ($e = 20\text{m}$) argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grès moyens à fins.

3.2 Le Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés. On y distingue trois litho-zones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

- Litho-zone Ri : correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grès quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur, par une surface d'abrasion ($e = 50\text{m}$).

- Litho-zone Ra : représente le réservoir principal. Dans sa partie supérieure et moyenne (e = 20 à 60m), il est formé de grés quartzites, , moyens à grossiers, à ciment silico - argileux (kaolinite),localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de siltstones argileux(e = 100 à 120m).
- Litho-zone R2 : est constitué de grés quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, anisométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silt. (e = 100m)
- Litho-zone R3 : repose sur l' Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c'est une série de comblement d'une épaisseur moyenne de 300 m, elle se compose de grés grossiers à microconglomérats feldspathique, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grés ferrugineux, et des intercalations d'argiles silteuses. Le "R3"ne présente aucun intérêt pétrolier.

3.3 L'infra-cambrien :

Unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage Omg47 à une profondeur de 4092 m. Il est composé de grés argileux, de couleur rouge (e = 45m).

4) LE SOCLE :

Rencontré aux environs de la profondeur de 4000m, il est constitué essentiellement de granite porphyroïde, de couleur rose à deux micas.

ERE	SYST	ETAGES	Ep moy	DESCRIPTION		
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>	240	Sable, calcaire, marnes sableuses		
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN				
		CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite		
		ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marnes, dolomie		
		SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite		
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marnes, dolomie		
		ALBIEN	350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grès, dolomie		
	NEOCOMIEN	180	Argile, marnes, dolomie, grès			
	JURASSIQUE	MALM	225	Argile, marnes, calcaire, grès et traces d'anhydrite		
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marnes dolomitiques avec fines passées de grès	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marnes dolomitiques, marnes grises	
		L I A S	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marnes	
		TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3			202	Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Grès, argile		
	ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>		0-92	Andésites altérées		
	PALEOZOIQUE		ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolites	
ZONE DES ALTERNANCES		20		Alternance de grès et argile. Présence de tigillites		
CAMBRIEN		R1	50	Grès isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
		R3	300	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN		45	Grès argileux rouges			
S O C L E				Granite porphyroïde rose		

Fig. 11: Colonne stratigraphique de Hassi Messaoud.(Sonatrach)

➤ Haoud Berkaoui:

1. Situation géographique:

La région de Haoud Berkaoui représente l'une des dix principales zones productrices des hydrocarbures algériens. Il fait partie du Bloc 438c et constitue avec les structures de Benkahla et Guellala un pôle principal de la dépression de l'Oued Mya (Fig. 12). La température du fond de la région de Haoud Berkaoui est 100.0°C avec un contact gaz-huile près de -3320m.

Elle se situe à environ 800 km au Sud- Est de la capitale Alger, à 100 km au Nord- Ouest de Hassi Messaoud et à 30 km à la wilaya d'Ouargla. Elle s'étend du Sud- Est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt (Fig. 13). (SEKIOU.A et al ,2012).

2. l'histoire de la découverte

Le gisement de Haoud Berkaoui a été découvert en 1965 par le puits OK101 et produit dans les grès de la série argilo-gréseuses triasique inférieure. Récemment, de nouvelles découvertes ont été faites à l'Ouest du champ, ainsi que dans le réservoir le plus profond des quartzites de Hamra.

3. Contexte géologique :

3.1. Sur le plan structural :

La structure de Haoud Berkaoui est un vaste anticlinal allongé dans la direction Nord-Sud, elle présente deux culminations séparées par une faille majeure qui a un rejet de 150 m dans la partie central. Les deux culminations sont affectées par deux d'autres failles secondaires, (WEC, 2007).

3.2. Sur le plan stratigraphique :

Le champ de Haoud Berkaoui traverse les terrains paléozoïques et Méso-Cénozoïques. Le Paléozoïque repose sur le socle granitique, formé de bas en haut par le Cambrien,

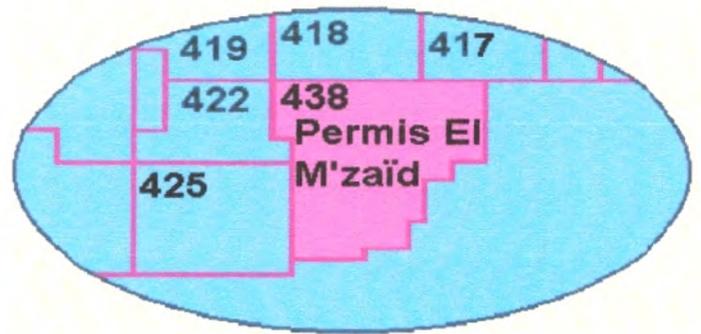


Fig. 12: Bloc 438(WEC2007).



Fig. 13: Situation géographique de HBK.

l'Ordovicien, le Silurien et le Dévonien. Le Mésozoïque, discordant sur les dépôts paléozoïques et d'épaisseur moyenne de 3200 m est subdivisé en trois grandes séries : le Trias, le Jurassique et le Crétacé (**fig. 14**), (WEC, 2007).

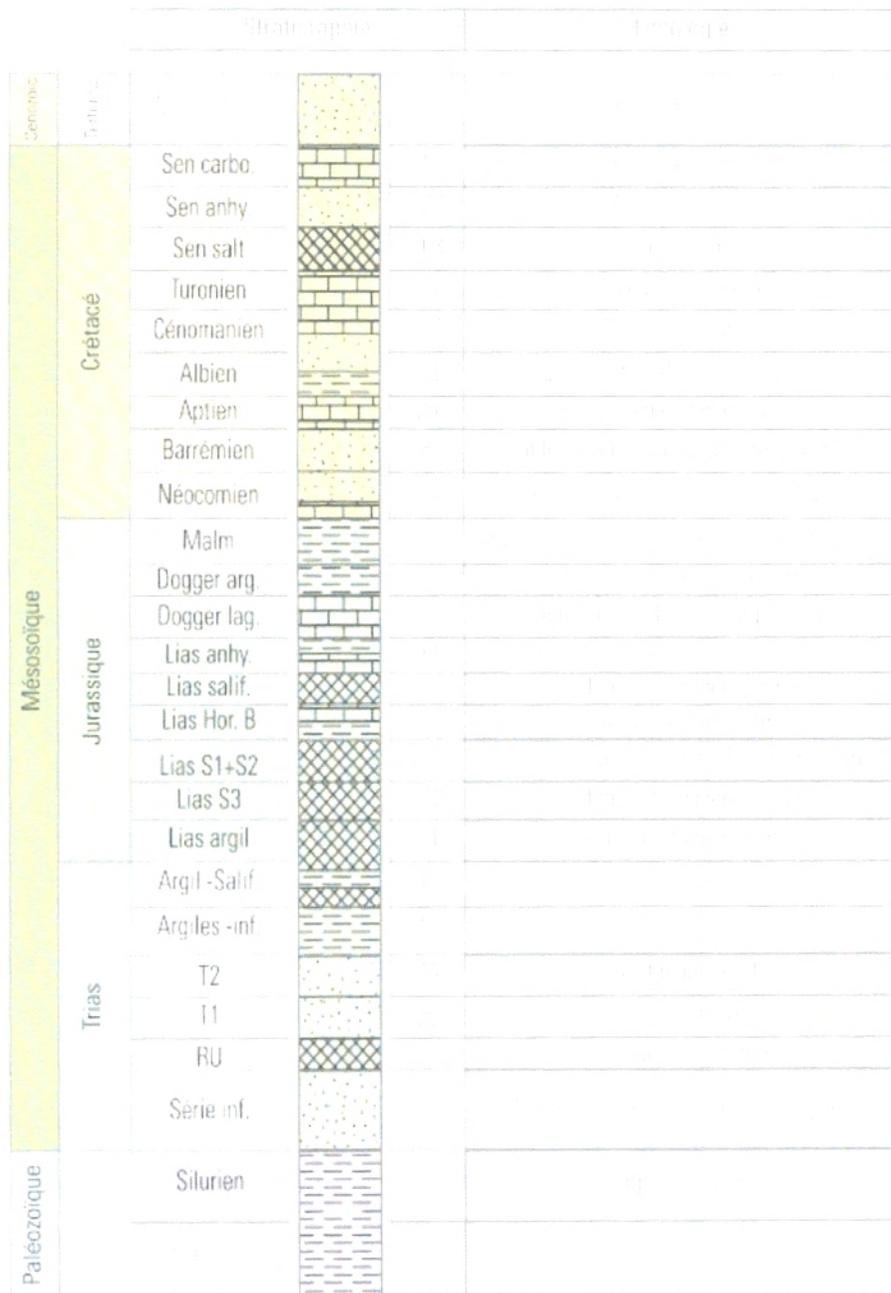


Fig. 14: série stratigraphique de Haoud Berkaoui(WEC2007).

SYNECLISE GHADAMES-ILLIZI :

Elle est limitée, à l'Ouest par la dorsale d'Amguid-El-Biod et à l'Est par le môle de Tihemboka et les confins tuniso-libyens. Dans le bassin de Ghadamès, la couverture



Fig. 16: situation géographique du bassin de Berkine (WEC, 2007).

2).L'histoire de la découverte :

Le champ de Hassi Berkine a été découvert en janvier 1995 par l'association Sonatrach/Anadarko, par le forage du puits HBNS-1b. Il a été mis en exploitation en 1998. À ce jour, une soixantaine de puits ont été forés sur la structure de HBNS.

3). Contexte géologique :

Le bassin de Berkine est limité au Nord par les structures Est-Ouest Djemaa Touggourt et le môle de Dahar, au Sud par le môle d'Ahara et la zone haute d'El Ouar, d'orientation Est-Ouest, à l'Est par une série de blocs de socle mise en évidence par gravimétrie, à l'Ouest par le sillon de Dorbane et ses prolongements méridionaux (une série de bourrelets ; Rhourde Nouss ; Gassi Touil et Rhourde Baguel).(**fig.17**),(GHARBI, A .2011).

3.1. Sur le plan stratigraphique

En se basant sur le travail réalisé par BOUDJEMA (1987), nous avons pu résumer la série stratigraphique du bassin de Berkine comme suit :

A. Le paléozoïque:

- Le Cambrien : Il comprend des grès grossiers à stratification oblique avec

Conglomérats et microconglomérats à la base (Lithozone R3) suivis par grès moyens à grossiers, très argileux à passées d'argiles (Lithozone R2), par des grès fins à grossiers à

intercalations d'argilites (lithozone Ra), par des quartzites et des grès fins à moyens, avec des passées d'argiles et de silts, contenant des grains de glauconites et des tigilites (Lithozone RI). L'ensemble se termine par une alternance d'argiles, de silts et de grès fins à glauconies.

➤ L'Ordovicien : représenté par 250 m d'épaisseurs, l'Ordovicien est essentiellement détritique. Il est constitué d'argiles noires bitumineuses (Argiles d'EL Gassi) surmontées par :

-des grès ou parfois par des conglomérats et des passées de silts et d'argiles noires (Grès d'El Atchane) ;

-par des quartzites compacts (Quartzites de Hamra) ;

-par des grès fins à moyens quartziques (Grès d'Ouargla) ;

-par des argiles noires, silteuses et micacées à minces passées de silts argileux ;

-par des grès fins à moyens argileux et quartziques, dolomitiques et micacés, à intercalations d'argiles micro conglomératiques ;

Et enfin, la série ordovicienne se termine par les grès de Ramade dont la base est constituée de grès quartziques et fines passées d'argiles auxquels font suite des grès quartziques de la dalle M'kratta.

➤ Le Silurien : Il comprend des faciès essentiellement argileux (Argiles à Graptolithes, constituées d'argiles grises à noires, riches en graptolithes avec des grains de quartz fins avec quelques passées de grès blancs à gris sombres fins, avec présence de pyrite). Ils sont surmontés par des faciès qualifiés d'argiles-gréseux (alternance d'argiles grises silteuses à silto sableuses tendres, rarement carbonatées et de grès gris à clairs, fins à moyens sub arrondis, généralement bien classés en silico-argileux et moyennement durs).

➤ Le Dévonien : Il comprend de bas en haut, la succession Lithostratigraphique suivante :

-des argiles gréseuses à faciès très variables (Dévonien inférieur) ;

-des argiles gréseuses moins développées et présentant quelques variations par rapport aux faciès sous-jacents (Dévonien moyen) ;

-des argiles gris noires à brunes foncées, avec des intercalations de calcaires argileux et gréseux (Dévonien supérieur).

- Le Carbonifère : Il est formé essentiellement de calcaires admettant vers le sommet des passées gypseuses.

B. Le Mésozoïque :

- Le Trias : Il est subdivisé en quatre membres lithologiques et qui sont dans l'ordre ascendant :
 - Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) : Il s'agit en général de dépôts conglomératiques rouges à brunes et de grés et d'argiles ;
 - Trias Argilo-Carbonaté (TAC) : Bien que son nom fait allusion au carbonates, il est constitué essentiellement d'argiles de couleur brune rouges, rarement gris-verte à éléments fins à moyens, devenant grossiers vers la base, avec intercalations d'argiles grisâtres à gris vertes et brunâtres indurées, siliceuses et feuilletées ;
 - Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) : Il est formé essentiellement d'argiles rouges à gris-vertes tendres à indurées, siliceuses à tendre feuilletées passant souvent à des argiles siliceuses gris vertes, moyennement dures ;
 - Trias S4 : Il s'agit d'une alternance des sels blancs translucides, parfois jaunes, rosâtres massifs et d'argiles grises à gris vertes, parfois brunes, siliceuses, tendres à indurées.
- *Le Jurassique* : Il est constitué de :
 - Jurassique inférieur : Ce sont des argiles brunes-rouges, à gris verdâtres tendres avec des niveaux d'anhydrites blanches, passant à des argiles brunes et grises verdâtres, tendres à indurées, avec des niveaux d'anhydrites (Lias S3). Il est à noter que le Lias anhydritique est constitué d'une alternance blanchâtre et de sels ainsi que des argiles salifères et tendres.
 - Jurassique moyen : Il est formé d'argiles siliceuses carbonatées, admettant des intercalations de grés gris blancs très fins argileux, localement dolomitiques et de calcaires dolomitiques beiges argileux et de traces de lignites et d'anhydrites. Cet ensemble est surmonté d'argiles siliceuses tendres avec des intercalations de silts bruns argileux et de grés très fins, argileux avec des passées de calcaires-argileux.
 - Jurassique supérieur : Il est représenté par une alternance d'argiles versicolores dolomitiques, de calcaires argileux et de grés fins à moyens, montrant la présence des traces de lignite et de pyrite avec des passées d'anhydrites blanches.

- Le Crétacé : Litho-stratigraphiquement, nous distinguons de bas en haut la succession suivante :

-Crétacé inférieur : Il comprend à la base de grès blancs, fins, carbonatés avec des intercalations d'argiles carbonatées et des passées de calcaires gris argileux, devenant des argiles à intercalation de grès fins carbonatés (Néocomien). Cette variété de faciès est surmontée de grès blancs à gris clairs, fins à grossiers à intercalation d'argiles brunes rouges à gris-vertes, de nature sableuse carbonatée (Barrémien). Vers le sommet, le Barrémien est recouvert de calcaires blancs micro cristallins, argileux avec des passées de dolomies et d'argiles gris-vertes carbonatées (Aptien), sur lesquels se déposent de grès gris-blancs fins à moyens, parfois grossiers argileux peu consolidés (Albien).

-Crétacé supérieur : Il comprend une suite lithologique composée d'abord d'une alternance d'argiles gris-vertes, de sels blancs et de calcaires blancs (Cénomaniens) suivi de calcaires blancs, gris, argileux à intercalations de marnes (Turonien), de sels à intercalation d'argiles et d'alternance de calcaires parfois dolomitiques, blancs à beiges, de dolomies gris-claires à beiges, d'anhydrites blanches (Sénonien).

C. Le Cénozoïque :

- Le Mio-Pliocène : Il est constitué de sables roux et blancs, à grains moyens à grossiers, arrondis, bien classés avec des passées de grès beiges et blancs, à grains fins, arrondis, à ciment carbonaté. Notons également la présence d'argiles rouges-briques sableuses.
- Le Quaternaire : Il est représenté généralement par les sables.

3.2. Sur le plan structural:

Le Bassin de Berkine est caractérisé par l'opposition très nette de deux domaines dont le style structural est celui d'une tectonique de socle. Le domaine ouest fortement structuré, où les accidents présentent des rejets très importants (500 m ou plus) (les fermetures verticales des structures peuvent être très gigantesques : 900 m à Rhourde Nouss) et le centre du bassin où la structuration est beaucoup plus faible, avec une remontée monoclinale prononcée vers le sud (WEC, 2007).

➤ Bassin d'Illizi :

1) Situation géographique :

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie Sud-Est du Sahara algérien, entre 26°30' et 29°30' de l'altitude Nord et entre 6 et 10 degré de longitude Est. Il s'étend sur une superficie de 108 424km². Présentant une longueur Nord-Sud d'environ 700 km et une largeur Est-Ouest qui dépasse 300 km (SONATRACH. 2007).

2) Contexte géologique :

Du point de vue géologique, le bassin d'Illizi correspond à un bassin de plateforme stable. La couverture sédimentaire d'une épaisseur moyenne de 3000 m est essentiellement constituée de dépôts paléozoïques. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'Illizi est limité au Nord par le bassin de Berkine, à l'Est par le môle de Tihemboka, au Sud par le massif du Hoggar, et à l'Ouest par la dorsale d'Amguid El Biod. A l'Est, le môle de Tihemboka, situé près de la frontière Algéro-Libyenne, sépare le bassin d'Illizi du bassin de Hamra (Libye). A l'Ouest, la dorsale d'Amguid El Biod le sépare du bassin du Mouydir. Au Nord, la limite entre les bassins d'Illizi et de Berkine correspond à une remontée du socle connue sous le nom du môle d'Ahara.

La couverture sédimentaire dans le bassin d'Illizi est représentée essentiellement par des terrains d'âge Paléozoïque, enfouis au centre de la cuvette et affleurant au Sud-Est et sur sa marge méridionale où ils forment les Tassilis. L'épaisseur de la couverture sédimentaire paléozoïque augmente grossièrement du Sud (1000 m à 1500 m) vers le Nord (1500 m à 2000 m).

Les dépôts du Mésozoïque sont à l'inverse érodés dans la moitié Sud et affleurent au centre du bassin formant une succession de falaises, orientées Est-Ouest. Ils reposent en discordance sur les terrains Paléozoïques et leur épaisseur est d'environ 1000 m. Les dépôts tertiaires se développent principalement dans la partie Nord-Ouest du bassin, au niveau de la Hamada de Tinrhert et sont relativement réduits dans le reste du bassin.

Quant aux dépôts quaternaires, ils sont représentés par les dunes qui marquent la limite méridionale du grand erg oriental.

La couverture sédimentaire du bassin d'illizi repose sur un socle cristallo-métamorphique d'âge Précambrien qui serait de même nature que celui du Hoggar.

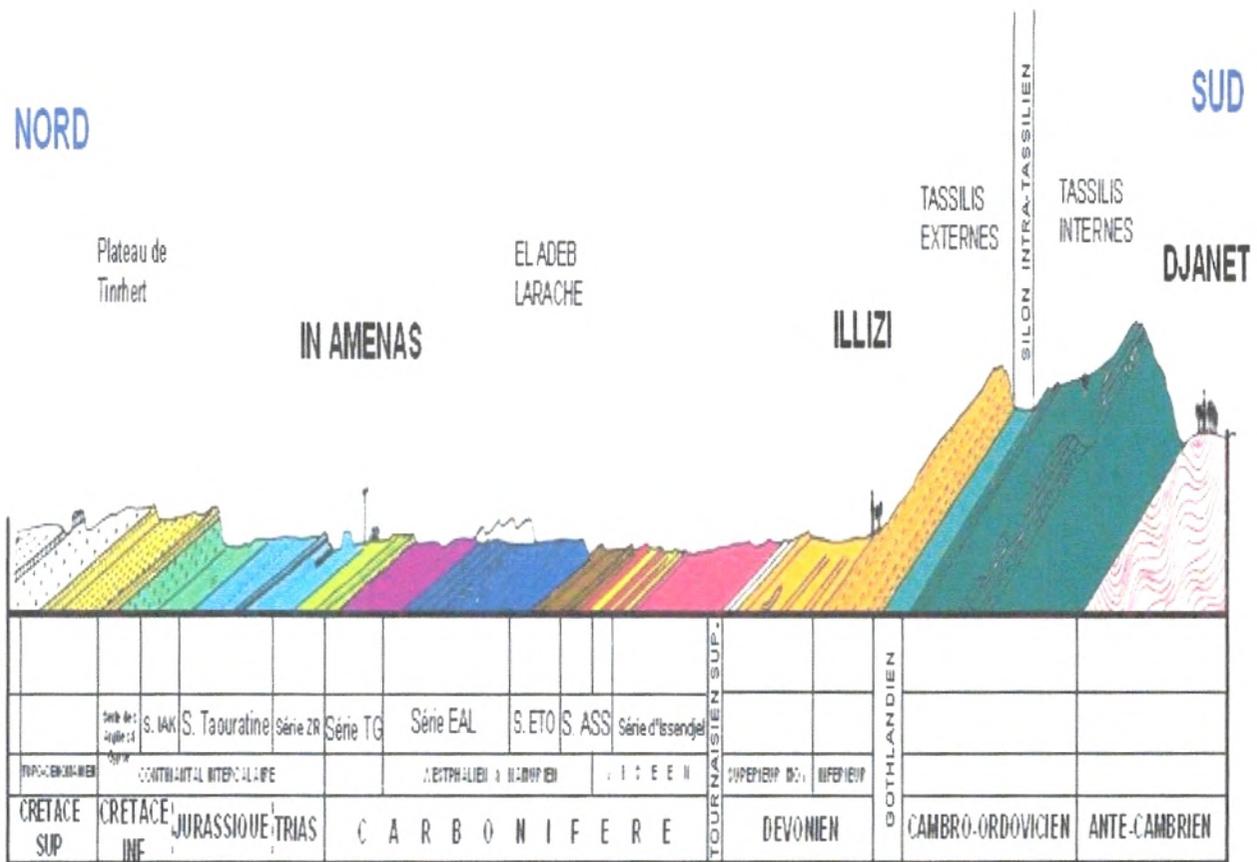


Fig. 17: Coupe géologique du bassin d'illizi.(Sonatrach)

3.1. Sur le plan Stratigraphique :

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

La coupe lithologique type du bassin d'illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique, allant du Cambrien au Paléogène, dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La litho stratigraphie des séries paléozoïques Tassilienne a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et Al, (1963, 1971), Dubois (1967) et Biju -Duval et Al (1968).

Le découpage litho stratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi, épaisse de plus de 3 000 m est la suivante :

Le Cambrien :

Il est constitué par une succession de formations détritiques, essentiellement gréseuses.

- L'unité I : (conglomérats d'EI Moungar), épaisse de 300 m, est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine.
- L'unité II : sa puissance est de l'ordre de 200 à 300m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-Silteux ; Ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

Ordovicien :

A l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités.

- L'unité III-1: son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux Silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.
- L'unité III-2 : formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.
- L'unité III-3 : elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux à Scolithos alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.
- L'unité IV : son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :

1. L'unité IV-2 qui est une série de comblement des paléotopographies, façonnés par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés.
2. L'unité IV-3 appelée dalle terminale est essentiellement gréseuse.

Le Silurien :

Le Silurien est composé de bas en haut par les formations suivantes :

- ✓ Formation de l'Oued Imirhou , formée d'argiles à graptolites, d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses ; caractérisée par une série condensée, appelée argiles radioactives, très fossilifère et très riche en matière organique, d'une épaisseur de plus de 30 m.
- ✓ Zone de passage (unité M), formant le réservoir basal du F6, épais d'environ 100m. Cette unité est constituée d'alternance des grés, d'argile et de silt ; les grés sont fins à moyens ,à stratifications obliques.
- ✓ Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 ; il s'agit de grés fins à moyens, à stratifications obliques, d'une épaisseur moyenne de 30 m.
- ✓ Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6 ; son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileux, associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

Le Dévonien :

A l'échelle de la région d'étude, il est représenté en général par le Dévonien inférieur, d'une puissance de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

- ✓ La barre moyenne (unité C1) au réservoir F6 d'âge Gédidinien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.
- ✓ Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 d'âge Gédidinien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances des grés et d'argile silteuses, soulignant un environnement fluvio estuarien.
- ✓ La barre supérieure (unité C3) ; d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique.

Le dévonien moyen et supérieur qui correspond aux séries de Tin-Meras et de Gara Mas Melouki ne sont représentés d'une manière générale que par le réservoir F2, appelé formation d'Irheme d'âge Strunien. Ce sont de grés fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre 40 à 70 m.

Le Carbonifère :

Dans le bassin d'Illizi le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo-gréseuse (de 100m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

- Le Tournaisien argilo-gréseux.
- Le Viséen argilo-gréseux, caractérisé par l'existence de deux chenaux régionaux B₂ B₁₂
- Le Westphalien, représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire, avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- La série de Tigentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

Age	Lithologie	Nomenclature de Sub-surface (Sonatrach)	Nomenclature des affleurements	Discontinuités majeures
Mio-Plioc.		Mio-Pliocène	Mio-Pliocène	Pyrénéenne
Crétacé		Série de calcaire Argile à Gypse Série d'In Akamil	Série de calcaire Argile à Gypse Série d'In Akamil	Autrichienne
		Taouratine supérieur	Taouratine supérieur	
		Taouratine moyen	Taouratine moyen	
Jurassique		Taouratine inférieur	Taouratine inférieur	Hercynienne
		Zarzaitine supérieur	Zarzaitine supérieur	
		Zarzaitine moyen; salifère	Zarzaitine moyen; salifère	
Trias		Zarzaitine inférieur	Zarzaitine inférieur	Hercynienne
Carbonifère		Formation de Tiguentourine	Formation de Tiguentourine	
		Westphalien F	Formation d'El Adeb Larach	
		Westphalien Namurien E Namurien D	Formation de l'Oued Oubarkat	
		Viséen C	Formation d'Assekaïfaf	
		Viséen B Tournaisien A	Formation d'Issendjel	
Dévonien		F2	Formation d'Ilirène	Frasnienne
		F3	Formation de Tin Meras	
		F4 F5	Formation d'Orsine	Caledonienne
		Unité C3	Barre supérieure	
		Unité C2	Trotoirs	
		Unité C1	Barre moyennne	
Silurien		F6	Barre à Nigrites	Taconique
		B	Barre inférieure	
		A	Formation d'Atalaitafa	
		M	Formation de l'Oued Imirhou	
Cambro-Ordovicien		Silurien argileux		
		Unité IV	Formation de Tamadjert	Taconique
		Unité III.3	Formation d'In Tahouite	
		Unité III.2	Banquette	
		Unité III.1	Vire du Moufflon	
	Unité II	Formation de Tin Taradjelli	Pan-Africaine	
PCmb		Socle		

Fig. 18 : Coupe stratigraphique du bassin d'Illizi.(Sonatrach)

➤ Bassin Tin Fouyé Tabankort :

1) Situation géographique :

Le champ de Tin Fouyé-Tabankort (TFT) est situé à environ 450 km au SSE de Hassi Messaoud et 300 km au Nord –Ouest d'In-Amenas, soit dans la partie occidentale (NO) du bassin d'Illizi. L'extension de l'accumulation est délimitée à l'Est et à l'Ouest par deux accidents majeurs, au Nord par l'aquifère et au Sud par un gaz-cap. Avec une superficie de 1500km² et des dimensions de 50 km de l'Ouest vers l'Est, 47 km de Sud vers le Nord (MEHANI, B .2011). Ce champ contient une température du fond, estimée par 90⁰C, avec un contact Gaz-Huile près de -1559m et un contact Huile-eau près de -1641m.

Géographiquement, cette région est limitée par le grand erg occidental au Nord et la région d'In-Amenas au Sud. Le gisement s'étend approximativement sur 25 km d'Est en Ouest et 7 km à 15 km du Nord au Sud.

2) L'histoire de la découverte :

Le gaz-cap de Tin Fouyé-Tabankort a été découvert en 1961 par le sondage TFE-1. L'huile n'a été rencontrée qu'en 1965 dans le forage TFE-7. La production a débuté en mai 1967 avec un pic de 21950 m³/j, atteint en 1977. Un maintien de pression par injection d'eau à la périphérie a été mis en œuvre en 1980. Il a permis de stabiliser le GOR à des valeurs acceptables. (SOUSSI, S.2003)

3) Contexte géologique :

3.1 Sur le plan structural :

Le gisement de Tin Fouyé-Tabankort fait partie d'un anticlinorium complexe, d'extension régionale et comportant des structures alignées le long d'accidents majeurs. Il fait partie du domaine interne de la synclise d'Illizi-Ghadamès.

Le réservoir est recoupé par des failles d'orientation diverses qui délimitent des compartiments d'orientation sub-méridienne. Les rejets sont très variables et peuvent dépasser cent mètres le long des accidents majeurs. Ces failles sont généralement sub-verticales, de type normal et parfois inverse.

Les limites du gisement sont:

- La limite Nord est indiquée par le gisement d'huile de TFT, cependant il existe une relation entre le gisement de gaz de Tin Fouyé et le gisement d'huile de TFT, tous les deux productifs dans les réservoirs Ordovicien, unité IV. Le gaz de Tin Fouyé représente le gaz-cap du gisement d'huile de TFT.
- La limite Est est indiquée par les ensellements régionaux, séparant Tin Fouyé Est ,des gisements de Hassi Mazoula.
- La limite Ouest est la faille d'Issaouane- Tin Fouyé Tabankort ,de direction sub-méridienne. (SOUSSI, S .2003)

3.2 Sur le plan stratigraphique :

La série stratigraphique du champ de Tin Fouyé - Tabankort est représentée de haut en bas, par les formations suivantes (**fig. 19**) (e = épaisseur moyenne) :

1) MESOZOÏQUE :

1.1 Crétacé :

1.1.1 Sénonien (e = 120 m) :

Constitué d'alternance de dolomie gris-verdâtre, moyennement dure, calcaire, de gypse blanc et translucide et d'argile gris-verdâtre à brun rouge, tendre à plastique, légèrement calcaire.

1.1.2 Turonien (e = 80 m):

Il est composé, au sommet de calcaire gris-beige, cryptocristallin silteux, localement crayeux et argileux, puis de marne verte à gris-verdâtre, tendre, légèrement silteuse et d'argile verte à brun-rouge, tendre et plastique.

1.1.3 Cénomaniens (e = 176 m):

Représenté, au sommet de calcaire gréseux blanc et jaunâtre puis de marne gris-verdâtre, tendre, légèrement silteuse et d'argile grise à gris-verdâtre, et rouge-brun, tendre à plastique, feuilletée, localement dolomitique gypsifère.

1.1.4 Albien (e = 71 m):

Constitué de grès gris-clair, fin, siliceux, légèrement carbonaté ,avec des intercalations d'argile rouge à verte, plastique, localement indurée.

Les grès de l'Albien constituent un réservoir aquifère.

1.1.5 Aptien (e = 28 m):

Représenté par des argiles carbonatées, rouge-brun, plastique et de dolomie micro-cristalline compacte, beige, gréseuse.

1.1.6 Barrémien (e = 296 m) :

Il est représenté par des grès gris, moyens, silico-carbonatés et de sables grossiers à micro-conglomératiques, avec des passées d'argile rouge brique, légèrement carbonatée et de calcaire jaune, tendre.

Il constitue également un réservoir aquifère.

1.1.7 Néocomien + Malm (e = 188 m)

Composés d'intercalations de sable blanc, translucide, parfois rosâtre, moyen à grossier et d'argile versicolore, légèrement silteuse. A signaler, présence de lignite à la base de la série.

La limite entre Néocomien et Malm n'a pas pu être distinguée, puisque le Malm fait partie du Jurassique.

1.2 Jurassique :

1.2.1 Dogger (e = 195 m) :

Représenté par un empilement de sable blanc parfois rosâtre, fin à moyen, de silt versicolore, de grès blanc moyen à grossier, siliceux, pyriteux et d'argile brune, grise, verte, pâteuse. A signaler, la présence de lignite.

1.2.2 Lias (e = 195 m):

Caractérisé par une alternance de niveaux de sable blanc, translucide, moyen, sub-arrondi, de grès blanc, moyen à grossier, silteux, pyriteux, devenant micro-conglomératique par endroits. A signaler, la présence de petites passées de dolomie blanche, compacte, massive.

Il constitue un réservoir aquifère utilisé pour l'eau d'injection.

1.3 Trias (e = 30 m):

Composé de grès blanchâtre à verdâtre, fin à très fin, parfois moyen, induré, siliceux, anguleux à sub-arrondi, pyriteux avec passées de dolomie gris-blanchâtre à beige, micro-cristalline, dure, gréseuse, pyriteuse. Fines passées d'argile versicolore.

2) PALEOZOÏQUE :

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

2.1 Carbonifère (Viséen + Tournaisien) (e = 47 m) :

Constitué d'argile grise à gris-noir, indurée, par endroit légèrement silteuse, très finement micacée, renfermant quelques passages de grès gris à beige-brun, silico-argileux, moyennement dur.

2.2 Dévonien :

2.2.1 Dévonien Supérieur :

- Le Strunien (RÉSERVOIR "F2") (e = 65 m) :

Complexe argilo-gréseux ,formé de grès gris à beige, très fin à fin argilo-siliceux, très cimenté, peu poreux avec de l'argile noire, finement gréseuse, schisteuse et micacée. Présence d'oolithes noires et vertes disséminées.

- Série argileuse (e = 154 m) :

Cette série est représentée par des argiles noires, schisteuses et micacées, admettant de fines intercalations de grès siliceux blanc. Présence vers le bas de bancs de calcaire marneux blanchâtre à gris-clair et de dolomie cristalline blanche à verdâtre.

Elle est limitée à sa base par la discordance frasnienne.

2.2.2 Dévonien Inférieur :

- Unité C3 - I (e = 10 m) :

Composée de grès grossier, friable, siliceux, gris-clair à fines passées d'argile. Présence de rares graviers de quartz et d'inclusions de pyrite.

- Unité C2 - II (e = 25 m) :

Formée d'un complexe argilo-gréseux : argile silteuse, grise, micacée, feuilletée et silts verdâtres à tâches ferrugineuses. Rares passées de grès gris clair, fin. Présence de nodules de pyrite.

- Unité C1 – III (e = 15 m) :

Constituée de grès beige et gris clair, hétérométrique, friable, siliceux, parfois kaolinitique admettant des passées d'argile grise, finement micacée. Présence de petites fissures obliques regarnies de pyrite.

2.3 Gothlandien :

2.3.1 Gothlandien argilo-gréseux :

- Unité B2 – IV-V (e = 60 m) :

Ensemble grés-argileux à grès, soit moyen à grossier kaolinitique moyennement cimenté, soit fin siliceux, compact, à la base, en petits bancs et en lentilles dans une argile gris-clair, schisteuse.

- Unité B2 – VI (e = 17 m)

Formée de grès blanc, moyen à grossier siliceux et compact.

- Unité B1 – VII (e = 74 m)

Ensemble argilo-gréseux avec alternances irrégulières de grès gris-clair siliceux à argilo-siliceux parfois friable, et d'argile grise à brune sableuse. On note par ailleurs la présence de passées de silt blanc à gris-vert, tendre.

- Unité A – VIII (e = 100 m)

Ensemble grés-argileux, avec des grès gris-clair siliceux à kaolinitique, avec des passées argileuses, souvent importantes et des silts.

- Unité M2 – IX (e = 64 m) :

Constituée d'argile noire schisteuse, admettant des intercalations de grès très fins siliceux et présentant des traces de pyrite.

- Unité M1 – X (e = 56 m) :

Formée de grès blanc fin siliceux, légèrement carbonaté. Passées d'argile noire et grise, indurée, localement micacée.

Les unités C3 à M1 forment le réservoir "F6".

2.3.2 Gothlandien argileux (e = 195 m):

Représenté par de l'argile noire à gris-noir schisteuse, finement micacée, admettant au sommet des passées argilo-gréseuses, formées de grès fin siliceux bien cimenté.

2.4 Cambro-ordovicien :

- Unité IV – 3 (e = 15 m) :

Constituée de grès hétérométrique siliceux, beige sub-anguleux à sub-arrondi, parfois peu cimenté, admettant de très rares et fines lamelles d'argile noire, schisteuse et micacée. Cette unité est représentée principalement de dépôts d'origine glaciaire.

- Unité IV – 2 (e = 14 m) :

Complexe argilo-gréseux avec de l'argile noire, schisteuse fortement micacée, et du grès mal classé, fin moyen à grossier, gris blanc, siliceux à inclusions kaolinitiques. Présence importante de silt.

- Unité III – 3 (e = 17 m) :

Composée de grès brun-beige, très fin micacé, moyennement dur, compact avec quelques joints de silts argileux bitumineux. Présence d'alternance d'argile noire, schisteuse et tigillites.

- Unité III – 2 (e = 27 m) :

Constituée par des grès quartzitiques fins à grossiers, à joints stylolitiques et tigillites.

3) LE SOCLE :

Formé de roches éruptives verdâtres, avec veines ou veinules de quartz blanc laiteux et fractures subverticales, reposant sur une roche éruptive noire ou gris noir (gabbro), avec fines veinules rouge-vif.

ERE	SYST	ETAGES	NOMENCLATURE A L'AFFLEUREMENT	EPmoy	DESCRIPTION		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	ARGILO-GYPSEUX	120	Alternance de dolomie calcaire, gypse et argile.		
		TURONIEN	CALCAIRE	81	Calcaire, marne et argile.		
			MARNEUX				
		CENOMANIEN	DALLE CALCAIRE	176	Argile avec passées de calcaire et de gypse.		
			IN-AKAMIL				
		ALBIEN	TAOURATINE SUPERIEUR	71	Grès, argile.		
		APTIEN	TAOURATINE MOYEN	28	Argile carbonatée, passées de dolomie		
	BARREMIEN	TAOURATINE INFÉRIEUR	296	Grès et sable avec passées d'argile et de calcaire.			
	NEOCOMIEN + MALM		108	Intercalations de sable et d'argile. Traces de lignite.			
	JURASSIQUE	DOGGER	ZARZAITINE SUPERIEUR ET MOYEN	195	Sable, silt, grès, argile. Présence de lignite et pyrite		
		LIAS		99	Alternance de sable et de grès. Présence de dolomie et pyrite		
		TRIAS	discordance hercynienne	ZARZAITINE INFÉRIEUR	30	Argile, grès.	
	PALESOZOIQUE	CARBO-NIFERE	VISEEN & TOURNAISIEN	SÉRIE DES GRÈS D'ISSENDJEL	47	Argile, grès.	
DEVONIEN		SUP	STRUNIEN RESERVOIR "F2"	SÉRIE DE LA GARA MAS-MELLOUKI	65	Argile, grès.	
			SERIE ARGILEUSE		154	Argile avec présence de silt, passées de calcaire	
		INF	UNITE C3 - I	BARRE SUPERIEURE	10	Grès, argile, Pyrite	
			UNITE C2 - II	TROTTOIRS	25	Argile, silt, grès.	
			UNITE C1 - III	BARRE MOYENNE	15	Grès, argile.	
GOTHLANDIEN		GOTHLANDIEN ARGILO-GRESEUX	UNITE B2 - IV-V	RESERVOIR "F6"	TALUS A	60	Grès, argile.
			UNITE B2 - VI		17	Grès.	
			UNITE B1 - VII		74	Grès, argile.	
			UNITE A - VIII	BARRE INFÉRIEURE	100	Grès, silt, argile.	
			UNITE M2 - IX	FORMATION D'ATAFAITAF	54	Argile, grès.	
			UNITE M1 - X		56	Grès, argile.	
		GOTHLANDIEN ARGILEUX		195	Argile avec passées de grès au sommet.		
CAMBRO-ORDOVIEN	UNITÉ IV - 3	"COMPLEXE TERMINAL" OU "FORMATION DE TAMADJERT"	15	Grès.			
	UNITÉ IV - 2		24	Argilo-gréseux.			
	UNITÉ III - 3	FORMATION D'IR TAHOUITE	17	Grès, argile. Tigillites.			
	UNITÉ III - 2	"QUARTZITE D'HAMRA" OU "BANQUETTE"	25	Grès quartzitique. Tigillites.			
SOCLE					Roches éruptives (gabbro).		

Fig. 19 : Coupe stratigraphique du bassin TFT.(Sonatrach)

➤ Bassin In Amenas:

1) Situation géographique :

La région d'In Amenas, située à 1600 km au Sud-Est d'Alger, à 820 km d'Ouargla et à 240 km au Nord-Nord-Est du chef lieu de la wilaya d'Illizi, elle est constituée de champs pétroliers et gazéifiées (**fig. 20**) et caractérisée par une température du fond de 105⁰C et contact Gaz-huile près de -1407m, elle se compose par deux champs, champ Zarzaitine et champ Edjeleh.



Fig. 20: Situation géographique d'In Amenas.
(Soussi,2003)

1.1. Champ Zarzaitine :

1.1.1 Situation géographique :

Le champ de Zarzaitine est situé à 30 km à l'Est d'In Amenas, près de la frontière Algéro-Libyenne. (SOUSSI, S .2003), la zone de carbonifère à eau de ce champ est constituée par une température de fond, près de 57.9⁰C.

1.1.2 L'histoire de la découverte :

Le champ de Zarzaitine à été découvert en 1957 par le puits ZR-1 dans les réservoirs du Dévonien Inferieur, à la profondeur de 1270 m et fut mis en production, en 1960.

1.1.3 Situation géologique :

1.1.3.1 Sur le plan structural :

Le champ de Zarzaitine se présente comme un vaste monoclinal, il est affecté par une faille d'orientation Nord-Ouest, dans le flanc Ouest. Le flanc Est se présente comme un vaste monoclinal simple, à pendage faible.

1.1.3.2 sur le plan stratigraphique :

La série du champ Zarzaitine représente, de bas en haut, comme suivant:

1) *LE SOCLE* :

Il s'agit d'une roche granitique altérée, de couleur verdâtre, à quartz feldspath et biotite.

2) *PALEOZOÏQUE* :

2.1 Carbonifère :

2.1.1 Stéphano-Autunien :

- La série de Tiguentourine (e = 180 m) :

Constituée d'argile brun-rouge, rarement vert pâle, tendre à indurée. On note la présence de petits niveaux de gypse blanchâtre.

2.1.2 Westphalien :

- la série d'El Adeb Larache correspondant à :

-La Série Calcaire (e = 50 m) composée de :

- Calcaire gris-clair à blanchâtre,
- Calcaire marneux,
- Calcaire gréseux, oolithique et calcaire dolomitique.

On note dans cet ensemble, quelques intercalations de marne ocre jaune.

- La Série Marno-Calcaire (e = 50 m) :

Marne bariolée, grise, tendre, avec des intercalations de marne-calcaire, jaunâtre, brun-rouge, grise à gris-foncé.

- La Série Argilo-calcaire (e = 90 m) :

Argile noire, tendre à plus ou moins indurée à fines passées de grès calcaire, gris et de calcaire cristallin gris- beige.

2.1.3 Namurien (e = 300 m):

- Ensemble argilo-gréseux, comprenant le réservoir "A" et la série des réservoirs "B" (B0 à B10). Composé d'argile grise à noire, tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée, avec passées de grès gris-clair, fin à très fin, souvent argileux, localement calcaire.

Le réservoir "A" constitue un aquifère utilisé ,comme eau d'injection.

2.1.4 Tournaisien-Viséen correspondant à la Série d'Issendjel et renfermant la série des réservoirs B11, B12 et B14 et les réservoirs "D" (D0 à D8) (e = 520 m)

- Ensemble argilo-gréseux ,comprenant les niveaux B11, B12 et B14 :

Argile grise à gris-foncé, tendre, parfois noire, indurée, silteuse, feuilletée, légèrement micacée, avec passées de grès gris-clair à gris-foncé, fin à très fin, silico-argileux, friable à moyennement dur, par endroits à ciment calcaire.

- Série argileuse :

Argile grise à gris-noir, indurée avec quelques intercalations de grès gris-clair à gris-foncé, fin à très fin, argileux à argilo-siliceux.

- Ensemble argilo-gréseux comprenant les niveaux D0 à D8 :

Argile grise à gris-foncé, parfois noire, tendre, silteuse, micacée, feuilletée, parfois schisteuse, avec passées de grès gris-clair à blanc, parfois sombre, fin à très fin, silico-argileux, moyennement dur à friable ou bancs de grès, parfois francs, gris-sombre à gris, fin à très fin, micacé, siliceux à silico-argileux, souvent friable, localement dur, à ciment calcaire.

- Série argileuse :

Argile gris-foncé à noire, indurée, silteuse, micacée, feuilletée avec fines passées de grès gris-clair à sombre à la base, fin à très fin, silico-argileux.

2.2 Dévonien :

2.2.1 Supérieur à moyen (e = 110 m) :

- Réservoir "F2" :

Complexe argilo-gréseux, composé d'argile gris-foncé à noire, indurée, silteuse, micacée, localement pyriteuse à pseudo-oolithes, ferrugineuses par endroits et de grès gris-foncé, argilo-siliceux à gris-brun, ferrugineux, fin à très fin, d'aspect lenticulaire.

- Série argileuse :

Argile gris-foncé à gris-noir, indurée, silteuse, micacée, feuilletée, localement schisteuse, présence de minces bancs de calcaire gris à gris-blanc, argileux.

2.2.2 Inférieur (e = 90 m) :

- Réservoir "F4" :

Grès blanc à gris-clair, fin à très fin, moyennement consolidé, siliceux à silico-argileux, avec des passées d'argile grise à gris-clair, tendre à indurée, silteuse, légèrement feuilletée.

- Série argileuse intermédiaire :

Argile gris-foncé à gris-noir, indurée, silteuse, finement micacée, feuilletée avec des inclusions de pyrite.

- Réservoir "F6" (e=15m) :

Grès gris-beige, fin à grossier, siliceux, hétérogène, devenant à la base fin à très fin, dur, à ciment argilo-siliceux. Argile brunâtre à grise, micacée et indurée.

2.3 Gothlandien:

2.3.1 Gothlandien argileux (e = 220 m):

Représenté par de l'argile grise à noire, schisteuse, indurée à passées de grès gris-brun, très fin, silico-calcaire. On note la présence de pyrite. Argile noire radioactive à la base.

2.4 Cambro-ordovicien :

2.4.1 Unité IV (e = 160 m):

- Unité IV – 4 :

Constituée de grès gris à gris-beige, siliceux, compact vers le sommet, passant à un ensemble argileux vers la base, avec présence de grains de quartz.

- Unité IV – 3 :

Composée de grès gris à gris sombre, fin à moyen, argilo-siliceux, compact admettant de fines intercalations de grès gris-noir et de films d'argile noire, avec inclusions de grains de quartz.

- Unité IV – 2 :

Ensemble argilo-gréseux : argile noire à gris-foncé, silteuse, indurée avec alternances de grès très fin à fin ,gris-beige à gris-foncé, argilo-siliceux ou silico-argileux gris-brunâtre et devenant parfois moyen à grossier, gris-clair à gris-beige, siliceux à silico-quartzitique. Nombreux grains de quartz.

- Unité IV – 1 :

Grès fin à moyen, beige siliceux, très compact, parfois à tendance quartzitique.

2.4.2 Unité II (e = 180 m) :

Grès gris-clair, siliceux, parfois quartzitique, fin à moyen avec nombreux grains de quartz grossiers et arrondis.

3) MESOZOÏQUE :

3.1 Trias faisant partie du continental intercalaire (e = 200 m) :

Représenté par la Série de Zarzaitine : argile brune, parfois gris-noir à verte, localement dolomitique, tendre à indurée, parfois pâteuse. Sable translucide, fin à moyennement grossier, arrondi à sub-anguleux, avec de fines passées de grès fin à moyen, dur et siliceux.

ERE	SYS	ETAGE	SERIE		RESERVOIR	EP moy	DESCRIPTION	
			SERIE D'EL ADEB LARACHE	SERIE CALCAIRE				
P A L E O Z I Q U E	C A R B O N I F E R E	WESTPHALIEN		SERIE CALCAIRE		50	Calcaires multicolores gréseux, oolithiques	
				SERIE MARNOCALCAIRE		50	Marne bariolée avec intercalations marnes-calcaire	
				SERIE ARGILOCALCAIRE		90	Argile noire à fines passées de grès gris-clair et de calcaire cristallin	
		NAMURIEN	SERIE D'ISSENDJEL	RESERVOIRS "B"		RESERVOIR "A"	250	Ensemble argilo-gréseux Argile grise, nûrée, silteuse avec passées de de grès gris-clair, fin, argileux, localement calcaire
						B0		
						B2		
						B4		
						B6		
						B8		
						B10		
	B11							
	B12							
	B14							
	TOURNAISIEN - VISEEN	SERIE D'ISSENDJEL	RESERVOIRS "D"		D0	480	Argile gris-foncé à noire, indurée avec intercalations de grès Ensemble argilo-gréseux Argile grise parfois noire, silteuse, micacée, parfois schisteuse avec passées de grès fin à moyen à ciment argilo-siliceux Argile gris-foncé à noire, indurée avec intercalations de grès	
					D2			
					D4			
D6								
D8								
DEVONIEN	SUPERIEUR MOYEN	Réservoir "F2"		90	Argile gris foncé à noire et de grès fin à très fin Série argileuse			
	INFERIEUR	Réservoir "F4"				70	grès blanc poreux à niveaux d'argile grise Argile noire silteuse. Inclusions de pyrite	
GOTHLANDIEN	ARGILEUX			220	Argile gris-clair, schisteuse. Argile noire radioactive à la base			
CAMBRO-ORDOVICIEN	UNITE - IV	IV - 4		180	Argilo-gréseux			
		IV - 3			Grès			
		IV - 2			Alternance argile-grès			
		IV - 1			Grès			
	UNITE - III			70	Grès			
UNITE - II			220	Grès				
		SOCLE			Roches granitiques			

Fig. 21: Série stratigraphique du champ de Zarzaitine.(Sonatrach)

Champ d'Edjeleh :

1.2.1 Situation géographique :

Le champ est situé dans le bloc 241, dans la partie Sud-Est du bassin d'Illizi, à environ 50 km au Sud-Est d'In Amenas (**fig. 22**). Localisé sur le haut-fond de Tihemboka, il s'étend sur une superficie d'environ 30km², (WEC, 2007). Ce champ contient une température du fond estimée par 41.7°C, avec un contact gaz huile +156 m et un contact huile-eau+85 m.

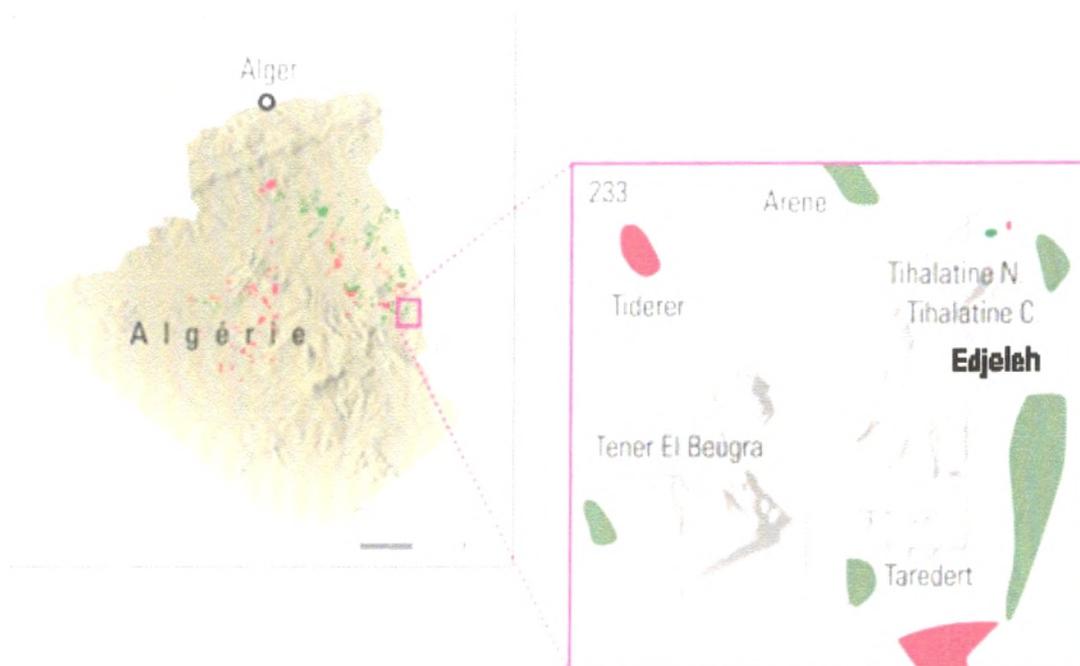


Fig. 22: Situation géographique du gisement Edjeleh (WEC, 2007).

1.2.2 L'histoire de la découverte :

Le gisement a été découvert en 1956, puis mis en exploitation quelques années plus tard. La présence d'hydrocarbures dans ce gisement a été confirmée dans six niveaux réservoirs, superposés et distincts. Ces réservoirs producteurs sont représentés par des formations gréseuses, d'âges carbonifères (D2, D4 et D6), dévonien (F2 et F4) et Cambro-ordovicien.

1.2.3 Contexte géologique :

1.2.3.1 sur le plan structural :

Le champ d'Edjeleh est un anticlinal situé sur la culmination axiale d'une structuration régionale, de direction Nord-Sud, il est séparé par deux culminations structurales, le dôme

Nord et le dôme Sud, la séparation d'Edjeleh est le résultat d'un soulèvement dans le socle, créant sur le côté Est, une faille normale longitudinale, coupant les couches du Dévonien et du Carbonifère qui s'étendent entre la crête de l'anticlinal et la faille inverse (WEC .2007).

1.2.3.2 sur le plan stratigraphique :

La série stratigraphique du champ d'Edjeleh est représentée de haut en bas, par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne), (**fig. 23**).

1) PALEOZOÏQUE :

1.1 Carbonifère :

1.1.1 Westphalien :

- la série d'el Adeb Larache correspondant à :

La Série Calcaire (e = 50 m) composée de :

- Calcaire gris-clair à blanchâtre,
- Calcaire marneux,
- Calcaire gréseux, oolithique et calcaire dolomitique.

On note dans cet ensemble quelques intercalations de marne ocre jaune.

- La Série Marno-Calcaire (e = 50 m) :

Marne bariolée, grise, tendre, avec des intercalations de marne-calcaire, jaunâtre, brun-rouge, grise à gris-foncé.

- La Série Argilo-calcaire (e = 90 m) :

Argile noire, tendre à plus ou moins indurée ,à fines passées de grès calcaire, gris et de calcaire cristallin gris- beige.

1.1.2 Namurien (e = 250 m) :

- Ensemble argilo-gréseux, comprenant la série des réservoirs "B" (B0 à b10)

Composé d'argile grise à noire, tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée avec passées de grès gris-clair, fin à très fin, souvent argileux, localement calcaire.

Tournaisien-Visée, correspondant à la série d'issendjel et renfermant la série des réservoirs B11, B12 et B14 et les réservoirs "d" (d0 à d8) (e = 480 m).

- Ensemble argilo-gréseux comprenant les niveaux B11, B12 et B14 :

Argile grise à gris-foncé, tendre, parfois noire, indurée, silteuse, feuilletée, légèrement micacée, avec passées de grès gris-clair à gris-foncé, fin à très fin, silico-argileux, friable à moyennement dur, par endroits à ciment calcaire.

- Série argileuse :

Argile grise à gris-noir, indurée avec quelques intercalations de grès gris-clair à gris-foncé, fin à très fin, argileux à argilo-siliceux.

- Ensemble argilo-gréseux comprenant les niveaux D0 à D8 :

Argile grise à gris-foncé, parfois noire, tendre, silteuse, micacée, feuilletée, parfois schisteuse avec passées de grès gris-clair à blanc, parfois sombre, fin à très fin, silico-argileux, moyennement dur à friable ou bancs de grès parfois francs, gris-sombre à gris, fin à très fin, micacé, siliceux à silico-argileux, souvent friable, localement dur à ciment calcaire.

- Série argileuse :

Argile gris-foncé à noire, indurée, silteuse, micacée, feuilletée avec fines passées de grès gris-clair à sombre à la base, fin à très fin, silico-argileux.

1.2 Dévonien :

1.2.1 Supérieur à moyen (e = 90 m) :

- Réservoir "F2" :

Complexe argilo-gréseux, composé d'argile gris-foncé à noire, indurée, silteuse, micacée, localement pyriteuse à pseudo-oolithes ferrugineuses par endroits et de grès gris-foncé, argilo-siliceux à gris-brun, ferrugineux, fin à très fin, d'aspect lenticulaire.

- Série argileuse :

Argile gris-foncé à gris-noir, indurée, silteuse, micacée, feuilletée, localement schisteuse, présence de minces bancs de calcaire gris à gris-blanc, argileux.

1.2.2 Inférieur :

- Réservoir "F4" (e = 50 m) :

Grès blanc à gris-clair, fin à très fin, moyennement consolidé, siliceux à silico-argileux avec des passées d'argile grise à gris-clair, tendre à indurée, silteuse, légèrement feuilletée.

- Série argileuse intermédiaire (e = 25 m) :

Argile gris-foncé à gris-noir, indurée, silteuse, finement micacée, feuilletée avec des inclusions de pyrite.

1.3 Gothlandien:

1.3.1 Gothlandien argileux (e = 220 m):

Représenté par de l'argile grise à noire, schisteuse, indurée à passées de grès gris-brun, très fin, silico-calcaire. On note la présence de pyrite. Argile noire radioactive à la base.

1.4 Cambro-ordovicien :

1.4.1 Unité IV (e = 180 m) :

- Unité IV – 4 :

Constituée de grès gris à gris-beige, siliceux, compact vers le sommet passant à un ensemble argileux vers la base, avec présence de grains de quartz.

- Unité IV – 3 :

Composée de grès gris à gris sombre, fin à moyen, argilo-siliceux, compact admettant de fines intercalations de grès gris-noir et de films d'argile noire, avec inclusions de grains de quartz.

- Unité IV – 2 :

Ensemble argilo-gréseux : argile noire à gris-foncé, silteuse, indurée avec alternances de grès très fin à fin gris-beige à gris-foncé, argilo-siliceux ou silico-argileux gris-brunâtre et devenant parfois moyen à grossier gris-clair à gris-beige, siliceux à silico-quartzitique. Nombreux grains de quartz.

- Unité IV – 1 :

Grès fin à moyen, beige siliceux, très compact, parfois à tendance quartzitique.

1.4.2 Unité III (e = 70 m) :

Alternance régulière de niveaux argilo-gréseux à tigillites.

1.4.3 Unité II (e = 220 m) :

Grès gris-clair, siliceux, parfois quartzitique, fin à moyen avec nombreux grains de quartz grossiers et arrondis.

2) LE SOCLE :

Il s'agit de roches granitiques altérées, de couleur verdâtre, à quartz, feldspath et biotite.

ERE	SYS	ETAGE	SERIE	RESERVOIR	EP moy	DESCRIPTION		
MESO-ZOIQUE	TRIAS	CONTINENTAL INTERCALAIRE <i>discordance hercynienne</i>	SERIE DE ZARZAITINE		200	Alternance de sable et d'argiles multicolores, légèrement dolomitiques		
		STEPHANO-AUTUNNIEN	SERIE DE TIGUENTOURINE		180	Argile brun-rouge avec bancs de gypse		
	WESTPHALIEN		SERIE D'EL ADEB LARACHE	SERIE CALCAIRE		50	Calcaires multicolores gréseux, oolithiques	
				SERIE MARNO-CALCAIRE		50	Marne bariolée avec intercalations marne-calcaire	
				SERIE ARGILO-CALCAIRE		90	Argile noire à fines passées de grès gris-clair et de calcaire cristallin	
	NAMURIEN		SERIE D'ISSENDJEL		RESERVOIR "A"		Ensemble argilo-gréseux Argile grise, mûrie, silteuse avec passées de grès gris-clair, fin, argileux, localement calcaire	
					B0	300		
					B2			
					B4			
					B6			
					B8			
					B10			
					B11			520
					B12			
					B14			
					RESERVOIRS "B"			520
					D0			
					D2			
D4								
D6								
D8								
RESERVOIRS "D"		520						
D0								
D2								
D4								
D6								
D8								
TOURNAISIEN	VISEEN	SERIE D'ISSENDJEL		RESERVOIR "A"		Argile gris-foncé à noir, indurée avec intercalations de grès Ensemble argilo-gréseux Argile grise parfois noire, silteuse, micacée, parfois schisteuse avec passées de grès fin à moyen à ciment argilo-siliceux Argile gris-foncé à noir, indurée avec intercalations de grès		
				B0	300			
				B2				
				B4				
B6								
B8								
B10								
B11	520							
B12								
B14								
RESERVOIRS "B"		520						
D0								
D2								
D4								
D6								
D8								
RESERVOIRS "D"		520						
D0								
D2								
D4								
D6								
D8								
DEVONIEN	SUPERIEUR MOYEN		Réservoir "F2"		110	Argile gris foncé à noir et de grès fin à très fin Argile noire, silteuse		
			Série argileuse					
	INFERIEUR		Réservoir "F4"		90	grès blanc poreux à niveau d'argile grise Argile noire silteuse. Inclusions de pyrite Grès - argile		
			Série argileuse					
		Réservoir "F6"						
GOTHLANDIEN	ARGILEUX				220	Argile gris-clair, schisteuse. Argile noire radioactive à la base		
CAMBRO-ORDOVICIEN	UNITE - IV		IV - 4		160	Argilo-gréseux		
			IV - 3			Grès		
			IV - 2			Alternance argile-grès		
			IV - 1			Grès		
	UNITE - II					180	Grès	
SOCLE						Roches granitiques		

Fig. 23: série stratigraphique du champ d'Edjeleh.(Sonatrach)

➤ Bassin de Rhourde Nouss :

1)- Situation géographique :

La région de Rhourde Nouss (RN) est située à 230 km au Sud-Est du champ de Hassi Messaoud (**fig. 24**). Cette région se compose par une température de fond, près de $100\text{m}^0\text{c}$, et un contact gaz-huile, près de-2444 m.

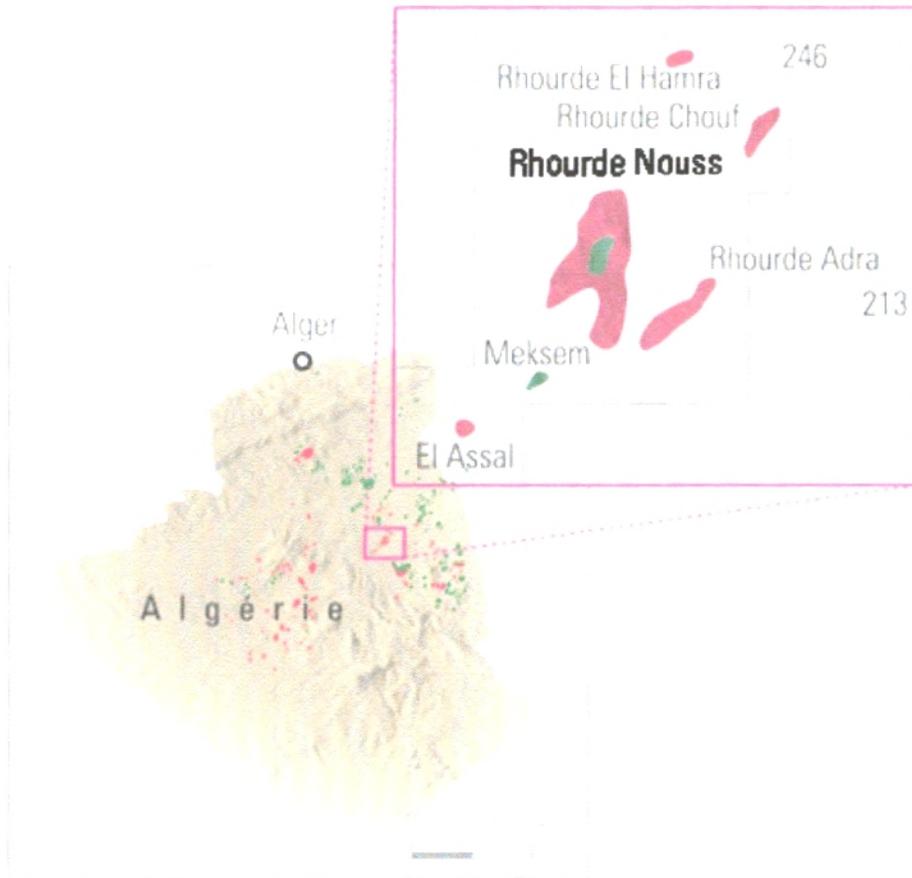


Fig.24: situation géographique de Rhoure Nouss (WEC 2007).

2)- Contexte géologique :

La région de Rhourde Nouss se situe en bordure sud du bassin Triasique et culmine sur le horst Rhourde Nouss-Essaoui Mellane, qui est une extension du môle d'Amguid vers l'Est. La limite de ce dernier est la faille de Ramade, qui a un rejet de 2000 mètres. Rhourde Nouss se situe au Nord-Ouest du bassin d'Illizi, à l'Ouest du bassin de Berkine et au Sud-Est du sillon de Marfag.

Cette région est caractérisée par la présence de treize accumulations, comportant jusqu'à une dizaine de réservoir. Ces réservoirs peuvent être divisés en trois principaux groupes: le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS), le Trias intermédiaire-Trias argilo-gréseux inférieur-Silurien (infra-TAGS) et l'Ordovicien. Le gaz à condensat est le fluide le plus important; il fait de cette zone la deuxième région gazière d'Algérie. L'huile est représentée principalement sous forme d'anneaux, avec des épaisseurs variant de quelques mètres à quelques dizaines de mètres.

2.1. Sur le plan structural :

L'histoire structurale de la région de Rhourde Nouss a une relation directe avec celle du môle d'Amguid. Elle a d'ailleurs subi d'intenses transformations à travers les âges géologiques et façonné, à son tour, une bonne partie de la plate-forme saharienne. Elle est caractérisée par une grande mobilité et a fortement joué lors des différentes phases tectoniques, notamment au cours de la phase autrichienne du Crétacé.

Deux directions structurales sont dominantes dans la région:

La direction N-S qui correspond à l'orientation de la faille de Ramade et de la structure de Hamra au Sud;

La direction NE-SO qui est dominante et est soulignée par une série d'accidents, allant jusqu'au bassin de Berkine, à l'Est. (WEC. 2007).



Fig. 25 : coupe stratigraphique de la région Rhourde
 Nouss.(Wec, 2007)

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons étudié la province Est du Sahara ,qui comprend :

➤ **La ride de Hassi Messaoud :**

Elle se compose par le champ de Hassi Messaoud et le bassin de Haoud Barkaoui.

1- Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud représentant presque 50% de la production algérienne, il se présente en dôme anticlinale et occupe la partie centrale de la province triasique.

2- Haoud Barkaoui :

Il se présente par un vaste anticlinal et par de culmination séparée par une faille majeure.

➤ **Synéclise Ghadamèe-Illizi**

Se compose par le bassin de Berkine et le bassin d'Illizi.

1- Bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est un bassin intra-cratonique, représente la partie la plus affaissée de synéclise Est saharienne où le socle est rencontré à la côte absolue 7500 m, le bassin couvrant des portions de trois pays: l'Algérie orientale, la Libye occidentale et le Sud de la Tunisie.

2- Bassin d'Illizi :

❖ Tin foyé tabankort :

Le gisement de Tin foyé tabankort est représenté par un anticlinal, séparé par des failles majeures inverses et parfois normales.

❖ Bassin In Amenas :

Il se compose par deux champs, champ Zarzaitine et champ Edjeleh.

- ✓ Champ Zarzaitine: se présente comme un vaste monoclinale, il est affecté par une faille d'orientation Nord-Ouest, dans le flanc Ouest. Le flanc Est se présente comme un vaste monoclinale simple , à pendage faible. Il contient une température du fond, près de 57.9⁰C.
- ✓ Le champ d'Edjeleh est un anticlinal situé sur la culmination axiale d'une structuration régionale de direction Nord-Sud, il est séparé par deux culminations structurales, et s'étend sur une superficie de 30km².

❖ Bassin de Rhourde Nous

La région de Rhourde Nous est située dans le Sud du bassin triasique, cette région est caractérisée par la présence de 13 accumulations, comportant jusqu'à une dizaine de réservoirs.

CHAPITRE IV

Caractéristiques des fluides

Le pétrole et le gaz sont des ressources naturelles, formés au cours des âges géologiques, à partir de matières organiques dans les profondeurs du sol.

C'est après la seconde guerre mondiale, que cette richesse devient l'énergie dominante, accédant ainsi au statut de produit stratégique par excellence.

Durant ces cinquante dernières années, elle est devenue un élément quasi indispensable de la vie quotidienne.

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression au monde. En effet, elle représente la cinquième de la consommation énergétique mondiale.

En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit, font l'une des sources d'énergie les plus fiables connues à ce jour. Actuellement, il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole.

Pour l'Algérie, le secteur des hydrocarbures est un domaine crucial, car il représente la partie essentielle de ses revenus.

Dans ce chapitre, nous analysons les caractéristiques des fluides de chacun des bassins suivants :

- *Haoud Berkaoui:*

Cinq études de laboratoire ont été faites par CFP(A) sur des échantillons monophasiques de Haoud Berkaoui. La première a été faite sur des échantillons de fond prélevés du puits OKJ-20 pendant que le puits débitait. Cela était possible, puisque le fluide était très sous-saturé comme l'avait indiqué la première étude. Cette technique semblait valable puisque toutes les compositions sont probablement dues à des problèmes analytiques. Seul le premier échantillon du puits OKJ-20 à été analysé complètement.

Il a été supposé que la pression du point de bulle du fluide de réservoir initial était de $190,0 \text{ kg/cm}^2$ à 100°C , la température au niveau du contact huile-eau. A cette pression, le GOR était $182.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$. La viscosité à la pression du point de bulle était de 0.293 centpoise.

Tableau. 1: Essais de libération différentielle, champ de Haoud Berkaoui (Zone Trias inférieur, Huile).

Pression kg/cm ² absolu	Densité de l'huile GM/CC	GOR dissous m ³ /m ³	Densité du gaz (air=1)
600.0	0.6792		
516.0	0.6678		
500.0	0.6659		
450.0	0.6601		
400.0	0.6536		
350.0	0.6461		
300.0	0.6362		
250.0	0.6276		
200.0	0.6148		
190.0(PB)	0.6120	182.2	0.815
180.0	0.6167	172.8	0.813
170.0	0.6215	163.5	0.811
160.0	0.6262	154.3	0.809
150.0	0.6309	145.3	0.808
140.0	0.6356	136.4	0.808
130.0	0.6403	127.7	0.809
120.0	0.6451	118.9	0.810
100.0	0.6546	101.6	0.818
80.0	0.6644	84.3	0.833
60.0	0.6747	66.7	0.864
40.0	0.6862	48.0	0.930
20.0	0.7014	27.0	1.105
1.0	0.7592	0.0	1.660

Bassin d'Ilizi:

- *Champ d'In Amenas:*

Il n'y avait qu'une quantité limitée de données de laboratoire disponibles pour l'évaluation des propriétés du fluide de réservoir de la zone de gaz du Dévonien F-4 d'In Amenas. Des échantillons de liquide et de gaz ont été prélevés du puits IA-1 par SOFREP, le 10 Avril 1963.

Aucune donnée n'a été présentée concernant la méthode utilisée pour conditionner le puits avant l'échantillonnage, mais le drawdown de pression n'était que de 12 kg/cm^2 , cette valeur étant assez basse pour donner des échantillons représentatifs. Les échantillons ont été analysés et recombinaés suivant un rapport de $8840,5 \text{ m}^3$ de gaz de séparateur par m^3 de liquide de stockage. Il est à noter qu'un travail de laboratoire de bonne qualité aurait dû résoudre le problème de cette différence de composition, avant de présenter les résultats.

Il a été supposé que le fluide de réservoir était saturé aux conditions au niveau du contact gaz-huile (- 1407 m), soit $195,9 \text{ kg/cm}^2$ absolu et 105°C . La composition du fluide de réservoir utilisée dans la simulation était la composition moyenne présentée dans le tableau 3. Cette composition a résulté en un GOR calculé de $9024,3 \text{ m}^3$ de vapeur de séparateur par m^3 de liquide de stockage ; qui est en assez bon accord avec le rapport de 8840,5 mesuré sur champ.

Les valeurs de liquide rétrograde calculées à l'aide du programme mathématique de simulation montrent que le système du fluide de réservoir est très pauvre. L'accumulation maximum de liquide n'était que de 0,41% du volume poreux d'hydrocarbures. Les résultats des calculs pour la zone de gaz du Dévonien F-4 d'In Amenas sont considérés être représentatifs. Il est à noter, cependant, qu'il existe très peu de données expérimentales avec lesquelles les données calculées peuvent être calées.

Tableau. 2: Propriétés de la phase gazeuse, champ d'In Amenas (zone Dévonien F-4, gaz).

Pression Kg/cm ² Absolu	Densité GM/CC
195.9	
190.0	0.1516
180.0	0.1471
170.0	0.1392
160.0	0.1313
150.0	0.1233
140.0	0.1152
130.0	0.1070
120.0	0.0988
110.0	0.0907
100.0	0.0825
90.0	0.0664
80.0	0.0585
70.0	0.0506
60.0	0.0430
50.0	0.0355
40.0	0.0281

Tableau. 3 : Propriétés du liquide rétrograde, champ d'In Amenas
(Zone Dévonien F-4, gaz).

Pression kg/cm ² absolu	Densité GM/CC
195.9	0.6189
190.0	0.6226
180.0	0.6285
170.0	0.6337
160.0	0.6385
150.0	0.6428
140.0	0.6469
130.0	0.6509
120.0	0.6549
110.0	0.6590
100.0	0.6633
90.0	0.6680
80.0	0.6731
70.0	0.6787
60.0	0.6849
50.0	0.6918
40.0	0.6995

Tableau. 4: Volume relatif, Champ in Amenas
(Zone, Carbonifère à, Eau).

Pression Kg/cm ² Absolu	Température °C	Densité du gaz (air=1)	Densité de l'huile GM/CC
70.0	30.0	0.6847	0.5894
30.0	30.0	0.7404	0.6195
10.0	30.0	0.9439	0.6400
0.7	37.8	1.4498	0.6939

• *Champ de Zarzaitine*

1)- Evaluation de la propriété des fluides de réservoir, Champ de Zarzaitine (Zone, Carbonifère à, Eau).

Un échantillon de fond d'eau a été recueilli du puits ZR-618 le 21 Juin 1964. Les relations pression-volume de l'eau ont été présentées dans l'étude ERAP 1.8446/64.

La pression du point de bulle de l'échantillon d'eau était 10 kg/cm² à 57.9°C. Les données de laboratoire semblent raisonnables, et les résultats corrigés sont présentés dans les tableaux suivants.

Tableau. 5: Volume relatif, Champ Zarzaitine,
(Zone, Carbonifère à, Eau).

Pression kg/cm ² absolu	Densité GM/CC
120.0	1.0022
110.0	1.0026
100.0	1.0030
90.0	1.0034
80.0	1.0038
70.0	1.0043
60.0	1.0047
56.0	1.0049
50.0	1.0051
40.0	1.0055
30.0	1.0059
20.0	1.0064
10.0 (PB)	1.0068

Tableau. 6: Essai de libération différentielle, Champ de Zarzaitine (Zone Carbonifère B-4; Huile).

Pression Kg/cm ² Absolu	Densité de l'huile GM/CC	GOR dissous m ³ /m ³	Densité de gaz (air=1)
120.0	0.7138		
110.0	0.7128		
100.0	0.7118		
90.0	0.7108		
80.0	0.7098		
70.0	0.7087		
60.0	0.7076		
50.0	0.7065		
45.0 (PB)	0.7060	63.0	0.668
40.0	0.7097	57.4	0.676
30.0	0.7168	46.5	0.698
20.0	0.7237	36.0	0.742
10.0	0.7311	24.7	0.858
1.0	0.7750	0.0	1.500

✚ ZR F2HUILE :

Les propriétés thermodynamiques de l'huile du dévonien F-2 de Zarzaitine sont présentées comme suit :

Des échantillons de séparateur prélevés le 25 Juin 1961 ont été utilisés pour cette étude. Le drawdown de la pression de fond pendant l'échantillonnage était modéré, 9kg/cm², et le GOR de production était 129.5 m³ de gaz de séparateur par m³ de liquide de séparateur. Les produits de séparateur ont été mélangés suivant ce rapport, et la pression du point de bulle du fluide recombinaison était 185kg/cm² à 81°C. Puisque cette pression était beaucoup plus élevée que la pression de fond, la pression de point de bulle a été ajustée à 111,6 kg/cm² par extraction de gaz. Les propriétés du fluide ajusté ont été mesurées. Il semble que la recombinaison, l'ajustage, et les analyses ont été faits correctement.

Tableau. 7: Essais de libération différentielle, Champ Zarzaitine (Zone Dévonien F-2, Huile).

Pression kg/cm ²	Densité de l'huile GM/CC	GOR dissous m ³ /m ³	Densité du gaz (air=1)
200.0	0.7122		
180.0	0.7099		
160.0	0.7076		
140.0	0.7054		
120.0	0.7030		
110.0 (PB)	0.7019	94.0	0.692
100.0	0.7069	85.6	0.693
90.0	0.7123	77.4	0.695
80.0	0.7175	69.5	0.698
70.0	0.7226	61.8	0.703
60.0	0.7276	54.3	0.712
50.0	0.7325	46.9	0.724
40.0	0.7375	39.6	0.743
30.0	0.7424	32.3	0.775
20.0	0.7477	24.7	0.837
1.0	0.7713	0.0	1.400

 ZR F-4 GAZ-CAP:

Les propriétés thermodynamiques du gaz de gaz cap du dévonien F-4 sont présentées ci-après. La seule étude disponible était S N REPAL 5309, datée du 30 juillet 1968.

Les échantillons de gaz et de liquide de séparateur utilisés dans cette étude ont été prélevés du puits ZR-1, le 30 mai 1968.

Les échantillons de gaz et de liquide de séparateur utilisés dans cette étude ont été prélevés du puits ZR-1, le 30 mai 1968. La pression de fond en débit était 70.8 kg/cm²

pendant l'échantillonnage, et la pression statique avant l'échantillonnage était 75 kg/cm^2 . Puisque ces pressions sont beaucoup plus basses que la pression initiale de 116 kg/cm^2 , il est probable que le gaz produit était un peu plus pauvre que le gaz de gaz-cap initial. Cela n'est pas considéré important puisque la teneur du gaz en liquide est très basse.

⚡ ZR F-4 HUILE :

Treize études de fluide de réservoir étaient disponibles à cette évaluation. Les fluides analysés dans ces études ont été prélevés à deux séparateurs recombinaison et ont été utilisés dans les premières analyses et des échantillons de fond ont été analysés dans les trois études faites en 1963. Toutes ces études ont été faites par ERAP.

Il semble que l'échantillonnage de gaz et de liquide de séparateur a été bien fait. L'échantillon de fond provenant de ZR-103 était sous-saturé de 10 kg/cm^2 . Les méthodes de recombinaison utilisées au laboratoire pour l'analyse des fluides provenant des puits ZR-2 (1958), ZR-7, ZR-13, et ZR-17 étaient douteuses. Aucune composition n'a été présentée dans l'étude de ZR-37. Il a été conclu que ces analyses ne représentaient pas le fluide de formation, et leur évaluation n'a pas été continuée.

La composition moyenne, qui devrait représenter l'huile de réservoir initiale à travers le champ, y est également présentée. Puisque le dévonien F-4 est un réservoir à gaz-cap, la phase liquide de formation ainsi que celle de gaz étaient saturées aux conditions initiales au niveau du contact gaz-huile, soit à 116 kg/cm^2 les propriétés du fluide de réservoir ont été corrigées et complétées.

Tableau. 8: Essais de libération différentielle, Champ Zarzaitine
(Zone Dévonien F-4, Huile).

Pression kg/cm ² absolu	Densité de l'huile GM/CC	GOR dissous m ³ /m ³	Densité du gaz (air=1)
200.0	0.7073		
180.0	0.7052		
160.0	0.7030		
140.0	0.7008		
120.0	0.6984		
116.0 (PB)	0.6979	92.6	0.715
110.0	0.6995	88.2	0.715
100.0	0.7041	80.9	0.716
90.0	0.7088	73.8	0.718
80.0	0.7133	66.8	0.722
70.0	0.7177	59.9	0.728
60.0	0.7222	53.1	0.737
50.0	0.7267	46.3	0.752
40.0	0.7312	32.5	0.774
30.0	0.7359	32.5	0.811
20.0	0.7410	25.1	0.883
1.0	0.7751	0.0	1.300

- *Champ d'Edjeleh*

Il y avait neuf études disponibles pour l'évaluation des propriétés du fluide de la zone du carbonifère d'Edjeleh. Toutes les études de laboratoire ont été faites par ERAP sur des fluides de réservoir recombinaés à partir d'échantillons de gaz et liquide de séparateur. La composition moyenne 18 échantillons provenant des divisions D-2, D-4, et D-6, la composition du fluide provenant de la zone B-12 n'a pas été utilisée dans la moyenne. Cela était dû au fait qu'elle

était très différente de celle des fluides des autres divisions et aussi parce qu'elle semblait être de mauvaise qualité, comme l'avaient indiqué les basses valeurs des constituants intermédiaires. Les fluides de réservoir des divisions D-2, D-4, et D-6 étaient très semblables en ce qui concerne leurs compositions et d'autres propriétés déterminées au laboratoire, telles que la pression du point de bulle, la densité de l'huile résiduelle, et le GOR de solution.

Il a été supposé que l'huile du carbonifère était saturée aux conditions initiales au niveau du contact gaz-huile (+156 m), soit 33.0 kg/cm² absolu et 41.7°C. A ces conditions de pression et de température, le facteur volumétrique différentiel était 1.073m³ de gaz par m³ d'huile résiduelle. La viscosité de l'huile saturée était 2.60 centipoises. Les données présentées sont considérées comme étant une bonne représentation du comportement du fluide provenant des zones D-2, D-4, et D-6 du carbonifère. Ces données ne sont pas valables pour le fluide du réservoir carbonifère B-12.

Tableau. 9: Essais de libération différentielle, Champ Edjeleh (Zone Carbonifère, Huile).

Pression kg/cm ² absolu	Densité de l'huile GM/CC	GOR dissous m ³ /m ³	Densité du gaz (air=1)
70.0	0.8216		
60.0	0.8209		
50.0	0.8202		
33.0 (PB)	0.8183	23.2	0.620
30.0	0.8195	21.3	0.622
20.0	0.8231	15.4	0.637
10.0	0.8273	9.5	0.674
1.0	0.8399	0.0	1.000

• *Champ d'Ohanet:*

Pour l'étude d'IFP, les produits de séparateur ont été recombinaés suivant un GOR de production de 153 m³ de gaz par m³ de liquide de séparateur. Le mélange ainsi obtenu avait un point de bulle à 189,5 kg/cm² à 93°C. Cette pression aurait dû être 223,5 kg/cm², qui sont la pression initiale au niveau du contact gaz-huile.

Tableau. 10 : Essais de libération différentielle, Champ OHANET (Zone Dévonien F-6, Huile).

Pression kg/cm ² Absolu	Densité de l'huile GM/CC	GOR dissous m ³ / m ³	Densité du gaz (air=1)
300.0	0.6190		
280.0	0.6161		
260.0	0.6130		
240.0	0.6099		
223.5 (PB)	0.6071	240.3	0.810
200.0	0.6264	203.3	0.800
180.0	0.6409	177.2	0.793
160.0	0.6537	154.6	0.788
140.0	0.6653	134.4	0.785
120.0	0.6761	115.9	0.786
100.0	0.6863	98.6	0.791
80.0	0.6962	82.1	0.804
60.0	0.7062	65.8	0.831
40.0	0.7167	49.2	0.889
20.0	0.7298	30.0	1,044
1.0	0.7674	0.0	1,400

Tableau. 11 : Essai de libération, champ Ohanet (zone dévonien F-6, huile).

Pression kg/cm ² Absolu	GOR dissous m ³ / m ³
300.0	
280.0	
260.0	
240.0	
223.5(PB)	218.3
200.0	185.1
180.0	161.4
160.0	140.7
140.0	122.0
120.0	104.8
100.0	88.8
80.0	73.4
60.0	58.2
40.0	42.8
20.0	25.2

- **Tin Fouyé Tabankort :**

- ✚ **TFT ORD HUILE:**

- Contenu :

Ce volume contient un sommaire des propriétés des fluides, provenant de plusieurs réservoirs de la région de Tin Fouyé. Le contenu est donné ci- suit :

Deux évaluations sont présentées pour la zone d'huile de l'Ordovicien de Tin Fouyé Tabankort ainsi que pour la zone de gaz de l'Ordovicien de Tin Fouyé. Pour chaque zone, les données présentées dans la première évaluation représentent les propriétés du fluide au niveau du contact gaz-huile. La deuxième évaluation présente les propriétés du fluide aux conditions initiales de pression et de température au milieu de chaque zone.

➤ Evaluation des propriétés des fluides de réservoir (champ de Tin Fouyé Tabankort, zone d'huile de l'Ordovicien. juillet, 1977) :

Des échantillons de gaz et de liquide de séparateur ont été prélevés du puits TFE-2, le 6 Février 1966. Avant l'échantillonnage, le puits avait débité pendant deux jours à $8,6 \text{ m}^3$ d'huile de séparateur. La pression de fond en débit était 189 kg/cm^2 , seulement 10 kg/cm^2 au-dessous de la pression statique initiale. De bons échantillons ont été recombinaés suivant un GOR de 177, 2 m^3 de gaz par m^3 d'huile de séparateur. La pression du point de bulle de ce mélange était $235,6 \text{ kg/cm}^2$. Les propriétés de ce fluide ajusté ont alors été mesurées. Les compositions du gaz et du liquide de séparateur sont raisonnables, mais celles du gaz enlevé et du fluide de réservoir ne le sont pas. En générale, les propriétés volumétriques semblent raisonnables.

Les échantillons de fond prélevés le 2 novembre 1969 du puits TFTE-2 ont été analysés par géopétrole. La pression du point de bulle obtenu était $191,7 \text{ kg/cm}^2$ à 80°C . Cette étude était de bonne qualité quoique la composition du fluide de réservoir n'ait pas été présentée et les analyses aient été faites 80°C et non à 90°C .

SONATRACH a analysé les échantillons prélevés le 20 Février 1975 du puits TFT-46. Le GOR de production était 155 m^3 de gaz par m^3 d'huile de stockage et la pression de fond en débit était $154,8 \text{ kg/cm}^2$.

Cette pression était considérablement plus basse que la pression de fond initiale de $199,3 \text{ kg/cm}^2$. Du fluide de réservoir a été obtenu en mélangeant du gaz et du liquide de séparateur suivant le GOR de production.

La pression du point de bulle du mélange ainsi obtenu était $199,5 \text{ kg/cm}^2$. Une étude de déplétion a été faite avec ce fluide recombinaé ; les résultats étaient de bonne qualité. Les compositions du gaz et du liquide de séparateur sont correctes, mais celle du fluide de réservoir a été mal calculée ; elle semble avoir été basée sur un GOR d'à peu près $11 \text{ m}^3/\text{m}^3$. La composition corrigée est présentée dans le tableau 12 et est considérée correcte.

Un programme mathématique a été utilisé pour corriger et compléter les données de laboratoire. Les résultats sont présentés ci-après. La pression du point de bulle du fluide a été fixée à $199,3 \text{ kg/cm}^2$ à 90°C , qui sont les conditions initiales au niveau du contact gaz-huile. Les résultats de cette évaluation sont en accord avec la plupart des données de laboratoire et sont considérés représenter l'huile de l'Ordovicien.

Tableau. 12: Essais de libération différentielle, champ
Tin Fouyé Tabankort (zone Ordovicien, huile).

Pression Kg/cm ² Absolu	Densité de l'huile GM/CC	GOR dissous m ³ /m ³	Densité du gaz (air=1)
250.0	0.6523		
240.0	0.6509		
230.0	0.6495		
220.0	0.6481		
210.0	0.6466		
199.3(PB)	0.6450	184.7	0.785
190.0	0.6504	172.9	0.781
180.0	0.6574	161.1	0.777
170.0	0.6641	150.2	0.774
160.0	0.6703	140.0	0.770
150.0	0.6762	130.4	0.768
140.0	0.6818	121.4	0.766
130.0	0.6871	112.7	0.765
120.0	0.6923	104.4	0.765
110.0	0.6972	96.4	0.765
100.0	0.7021	88.7	0.767
90.0	0.7068	81.2	0.771
80.0	0.7115	73.8	0.777
70.0	0.7161	66.5	0.785
60.0	0.7207	59.3	0.798
50.0	0.7254	52.1	0.817
40.0	0.7301	44.9	0.847
30.0	0.7352	37.4	0.896
20.0	0.7408	29.2	0.987
1.0	0.7722	0.0	1.500

Tableau. 13 : Essais de libération éclair, champ
Tin Fouyé Tabankort (zone Ordovicien, huile).

Pression Kg/cm ² absolu	GOR dissous m ³ /m ³
250.0	
240.0	
230.0	
220.0	
210.0	
199.3(PB)	168.9
190.0	158.0
180.0	147.0
170.0	136.9
160.0	127.3
150.0	118.3
140.0	109.7
130.0	101.6
120.0	93.7
110.0	86.2
100.0	78.9
90.0	71.7
80.0	64.7
70.0	57.9
60.0	51.1
50.0	44.3
40.0	37.4
30.0	30.4
20.0	22.9

- Champ de Rhourde Nouss

Ce rapport présente les propriétés physiques de fluide de réservoir du gaz cap du trias supérieur de rhourde nouss. Deux études PVT ont été analysées pour cette évaluation.

L'étude PVT de RN-2, géopétrole 150, semble être la meilleure étude disponible. La pression du point de rosée observée, 283,0 kg/cm², est assez proche de la pression de formation initiale de 297,6 kg/cm². Pendant l'échantillonnage, la pression de formation en débit était 281,8 kg/cm². La composition du fluide de réservoir provenant de cette étude a été utilisée avec la composition provenant de la zone d'huile, géopétrole 242, pour calculer les valeurs K. L'étude PVT NO.115 de géopétrole était faite avec des fluides de RN-3. Le puits débitait à 215,4 kg/cm² pendant l'échantillonnage ; cette pression était beaucoup plus basse que la pression statique de 297,6 kg/cm². Le fort soutirage a certainement causé une condensation rétrograde importante aux environs du puits et les données de cette étude ne peuvent pas être considérées comme étant représentatives.

Tableau.14 : Composition de la phase gazeuse, champ de Rhourde Nouss, (zone Trias supérieur, gaz cap).

Pression absolue	kg/cm ²	Densité GM/CC
	297,6	,6373
	280,0	,6446
	260,0	,6534
	240,0	,6615
	220,0	,6690
	200,0	,6761
	180,0	,6330
	160,0	,6900
	140,0	,6972
	120,0	,7043
	100,0	,7120
	80,0	,7206
	60,0	,7303
	40,0	,7418

Tableau.15 : propriété des produits de séparation, champ de Rhourd Nouss, (zone trias supérieur; gaz cap).

Pression kg/cm ² absolu	température °C	Densité de gaz (air=1)	Densité de l'huile GM/CC
70.0	30.0	,6466	,6617
30.0	30.0	,6836	,6862
10.0	30.0	,8203	,7011
7	37.8	1,1629	,7328

✚ RN SUP HUILE :

De toutes les études de laboratoire analysées au cours de cette évaluation, l'étude de géopétrole 242 a produit les meilleures données, et est considérée assez représentative du fluide de réservoir. Les données ont été corrigées pour les besoins de cette évaluation. Toutefois, tous les échantillons disponibles ont été considérés pour le développement de propriétés représentatives du fluide.

La composition initiale de la phase d'huile du réservoir à 297.6 kg/cm² se trouve dans le tableau. Cette composition a été utilisée avec la composition provenant du gaz cap.

Tableau.16 : Séparation en surface, champ Rhourd Nouss, (Zone Trias Supérieur).

Pression kg/cm ² absolu	Température °C	Densité GM/CC	GOR m ³ /m ³		Densité du gaz (air=1)
			étage	totale	
20.0	70.0	,7724	179.9	193.2	,710
5.0	70.0	,7792	9.1		,938
1.0	50.0	,10306	4.2		1.362

Le GOR de solution est 203.9m³ par m³ d'huile résiduelle. Les mesures de la viscosité du liquide pendant une déplétion différentielle étaient médiocres dans toutes les études et température du point de bulle a été adoptée comme représentative des meilleures données disponibles. La variation de la viscosité avec la pression a été calculée à partir de la corrélation de Steil-Thodos.

Interprétation de la densité en fonction de la variation de la pression :

Vu le manque de données de densité, soit pour les huiles ou celles des gaz, nous étions obligés d'interpréter les graphes par intervalle de pressions.

Sur l'intervalle de 600Kg/cm^2 à 200Kg/cm^2 , la densité d'Huile pour l'échantillon n° 4 est proche de celle du n°5 et sont fortement corrélés sur l'intervalle de variation de pression, la densité de ces deux derniers sont supérieurs par rapport à l'échantillon n°1 et le n° 7.

Le graphe nous montre aussi que la densité de l'échantillon n°01 est inversement proportionnelle à la densité de l'échantillon n°07.

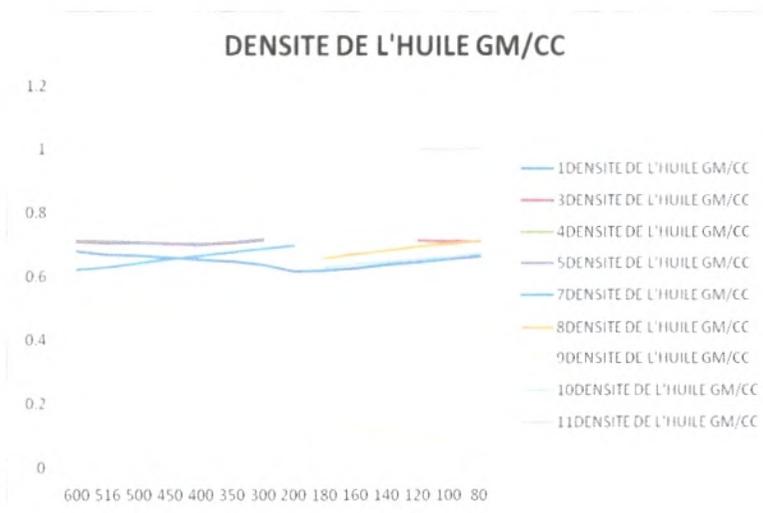
Sur l'intervalle de pression qui varie entre 180Kg/cm^2 à 100Kg/cm^2 , la densité d'Huile pour l'échantillon n° 8 est supérieure par rapport aux autres échantillons analysés, sur le même intervalle (Fig. n°26), notons plus que les échantillons n°1, n°7, n°8 sont fortement corrélés sur cet intervalle et inversement proportionnels avec celle de l'échantillon n°09.

Sur l'intervalle de pression qui varie entre 100Kg/cm^2 à 80Kg/cm^2 , la densité d'Huile pour l'échantillon n° 11 est supérieure par rapport aux autres échantillons analysés, sur le même intervalle (Fig. n° 26), notons plus, que les échantillons n°1, n°7, n°8 sont fortement corrélés sur cet intervalle et inversement proportionnels avec celle de l'échantillon n°09.

A travers cette interprétation graphique, nous pouvons qualifier les échantillons n°03, n°04, n°05, n°11 comme des fluides lourds, dont la proportion des gaz à libérer est faible. Après la diminution de la pression, par contre le fluide de l'échantillon n°01 et n°09 contient une proportion importante de gaz qui était libérée après relâchement de la pression, l'échantillon n°01 est qualifié comme de la gazoline, car la densité est inversement proportionnelle à la pression.

L'augmentation de la densité au cours de la diminution de la pression sur l'intervalle 180Kg/cm^2 à 80Kg/cm^2 , nous a permis de déduire l'existence d'une quantité de la gazoline dans les échantillons n°01, n°07, n°08 et n°09.

Fig. 26 : Densité de l'huile pour différents échantillons.



Conclusion

La transformation de la matière organique dans la profondeur du sol à travers des conditions différentes conduit à la formation du gaz et du pétrole.

Le gaz et le pétrole sont des ressources importantes dans la vie quotidienne, dans ce chapitre nous avons étudié les caractéristiques et les propriétés des fluides des réservoirs de quelques bassins à travers la température, la pression, la densité, et le rapport gaz- huile (GOR).

Les études menées ont été faites par CFP(A) sur le champ de Haoud Berkaoui et ont montré que la pression de PB est 190.0 kg/cm^2 à une température de fond, près de 100°C . Et le GOR (PB) est de $182.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Sur le champ d'In Amenas, les études ont été faites par SOFREP et ont montré que la valeur de GOR est égale à $9024,3 \text{ m}^3$ et le contact gaz-huile est de -1407 m .

La pression (PB) de champ Zarzaitine, étudiée par ERAP est de 10 kg/cm^2 à 57°C et le GOR (PB) est près de $63.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Toutes les études de laboratoire de champ d'Edjeleh ont été faites par ERAP sur des fluides de réservoir. Il a été supposé que l'huile du carbonifère était saturée aux conditions initiales au niveau du contact gaz-huile ($+156 \text{ m}$), soit 33.0 kg/cm^2 absolu et 41.7°C à ces conditions de pression et de température.

Pour le champ d'Ohanet les études menées ont été faites par IFP, le GOR de production est de 153 m^3 de gaz par m^3 de liquide de séparateur, le contact gaz-huile est de -1774 m , et -1793 m pour le contact, huile-eau ; soit $223,5 \text{ kg/cm}^2$ absolu et $93,0^\circ\text{C}$, pour la pression initiale et la température de fond.

La pression de fond de champ TFT était 189 kg/cm^2 , puis était recombinaison suivant un GOR à PB $168,9 \text{ m}^3$ de gaz par m^3 de liquide de séparateur, et à température de fond 90°C , le contact gaz-huile -1559 m et huile-eau -1641 m .

La température de fond pour la zone de Trias Supérieur d'un gaz cap et d'huile du champ de rhoude nous est 100°C pour les deux, la pression initiale $297,6 \text{ kg/cm}^2$ absolu pour la zone de Trias Supérieur d'un gaz cap et 297.6 kg/cm^2 absolu pour la zone de Trias Supérieur d'huile et le contact gaz-huile -2444 m pour les deux zones, le contact gaz-eau, pour la zone de Trias supérieur, huile est -2478 m .

Les analyses des fluides des différents échantillons ont montré que les fluides de cette région sont caractérisés comme moyennement légers, avec la présence de la gazoline dans les échantillons n°01, n°07, n°08 et n°09.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Parmi les grands domaines composant l'Algérie, le Sahara, il couvre 84% de la surface du pays et se compose de deux grands ensembles de dunes: l'Erg oriental et l'Erg occidental.

La presque totalité des hydrocarbures sont situés dans le grand Erg oriental, il est limité au Nord, par la flexure Sud-atlasique, au Sud, par les affleurements paléozoïques du tassili, en bordure du massif cristallin du Hoggar, à l'Est, par les frontières tunisiennes et libyennes, et à l'Ouest, par le môle d'Amguid-El-Biod.

L'étude géologique et structurale nous a permis de déduire les événements qui ont marqué la plate forme saharienne. En générale , l'Algérie est subdivisée en trois provinces: Est, Nord et Ouest, le mouvement principal responsable de la déformation et de la structuration du Sahara orientale est le mouvement hercynien, avec une série sédimentaire presque complète ,qui s'étale depuis le cambrien jusqu'à l'actuel, avec une sédimentation épaisse de 6000 m. aussi ,l'étude géologique dans les bassins orientales de l'Algérie, a décelé que le silurien et le frasnien sont les deux formations responsables de la production des hydrocarbures.

La région d'étude est constituée par les plus importants bassins des hydrocarbures, ils contribuent à l'augmentation de l'économie algérienne et qui sont:

➤ **La ride de Hassi Messaoud :**

Elle se compose par le champ de Hassi Messaoud et le bassin de Haoud Barkaoui.

1- Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud qui contribue avec presque 50% de la production algérienne, il se présente en dôme anticlinal et occupe la partie centrale de la province triasique.

2- Haoud Barkaoui :

Il se présente par un vaste anticlinal et par des culminations, séparées par une faille majeure.

➤ **Synéclise Ghadamès-Illizi :**

Il se compose par le bassin de Berkine et le bassin d'Illizi.

1- Bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est un bassin intra-cratonique, il représente la partie la plus affaissée de synéclise Est saharienne, où le socle est rencontré à la côte absolue 7500 m, le bassin couvrant des portions de trois pays: l'Algérie orientale, la Libye occidentale et le Sud de la Tunisie.

2- Bassin d'Illizi :

❖ Tin fouyé tabankort :

Le gisement de Tin fouyé tabankort est représenté par un anticlinal, séparé par des failles majeures inverses et parfois normales.

❖ Bassin In Amenas :

Il se compose par deux champs, champ Zarzaitine et champ Edjeleh.

✓ Champ Zarzaitine: se présente comme un vaste monoclinal, il est affecté par une faille d'orientation Nord-Ouest dans le flanc Ouest. Le flanc Est se présente comme un vaste monoclinal simple, à pendage faible. Il contient une température du fond, près de 57.9⁰C.

✓ Le champ d'Edjeleh est un anticlinal situé sur la culmination axiale d'une structuration régionale, de direction Nord-Sud, il est séparé par deux culminations structurales, il s'étend sur une superficie de 30km².

❖ Bassin de Rhourde Nouss :

La région de Rhourde Nouss est située dans le Sud du bassin triasique, cette région est caractérisée par la présence de 13 accumulations, comportant jusqu'à une dizaine de réservoirs.

Dans ce travail nous avons présenté aussi les différentes caractéristiques des fluides de chaque bassin : la densité, la viscosité, GOR et la pression.

Les analyses des fluides des différents échantillons ont montré que les fluides de cette région sont caractérisés comme moyennement légers, avec la présence de la gazoline dans les échantillons n°01, n°07, n°08 et n°09.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- ALIEV, M., et al. (1971).** Structure géologique et perspectives en pétrole et en gaz du Sahara Algérien. Tome1. PP 91-96.
- ASKRI, H., et al. (1995).** Géologie de l'Algérie- contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de recherche et Développement.PP17;23 ,44. fig. 1,2.
- ATTAR, M., HAMMAT, M. (2003).** Le potentiel en hydrocarbure de l'Algérie- contribution de SONATRACH Division Exploration. Schlumberger WEC Sonatrach. Fig. 1et 2. PP2-4 et9.
- BOUDJEMA, A. (1987).** Evolution structurale du bassin pétrolier "Triasique" du Sahara Nord oriental (Algérie).
- GHARBI, A. (2011).** Cartographie des Biseaux Stratigraphiques du Gédinnien de la Zone Nord -Ouest du Bassin de Berkine en Utilisant l'Inversion Sismique (InterWell-Easy Trace), thèse .Magister, Université M'HAMED BOUGUERRA BOUMERDES, PP39.
- GHENIM, A. (2012).** Evaluation pétro physique et essai de modélisation exemple du réservoir triasique d'ourhoud (Bassin de Berkine, Sahara orientale, Algérie). Mémoire.Master académique, Université des sciences de la nature et de la vie et des sciences de la terre et de l'univers.Tlemcen. PP7;9 et 11.
- KHIATI, M., MALLEM, A. (2012).** Evaluation de L'opération de Multi-Stage Frac par l'Analyse et l'Interprétation des Essais du Puits, Application aux Champs Hassi Messaoud. Thèse.Magister. Université KASDI MERBAH, OUARGLA. PP19.
- MEHANI, B., BELAID, Y. (2011).** Etude de Système de Commande de Lancement et de Système de Commande de Vitesse d'Une Turbine A Gaz MS5002C. Thèse.Magister, Université KASDI MERBAH, OUARGLA. PP12.
- OUALI, S. (2006).** Etude géothermique du Sud de l'Algérie, thèse.Magister, Université M'HAMED BOUGUERRA BOUMERDES, PP19.
- RAPPORT SONATRACH. (1977).** Evaluation des Propriétés des Fluides des Réserves de Hassi Messaoud.
- RAPPORT SONATRACH. (1977).** Evaluation des Propriétés des Fluides de Réserves – Région de Rhoudé Nouss- Hassi R'mel -Est , Hassi Messaoud -Ouest, Hassi Messaoud- Est.
- RAPPORT SONATRACH. (1977).** Evaluation des Propriétés des Fluides des Réserves -In Aménas. Tome 1.
- RAPPORT SONATRACH. (1977).** Evaluation des Propriétés des Fluides des Réserves-In Aménas .Tome 2.

- **RAPPORT SONATRACH. (1977).**Evaluation des Propriétés des Fluides des Réserves-In Amenas. Tome 3.
- RAPPORT SONATRACH.(2007).**Activité Amont-Division ,Centre de Recherche et de Développement.PP4.
- **SEKIOU, A., et al. (2012).**Traitement Matriciel par Acidification du Puits OKN 722 (Champ de Haoud Berkaoui). Mémoire.Ingéniorat. Université KASDI MERBAH. OURGLA. PP16-17.
- SID ROUHOU, H. (2011).**Etude Empirique et Corrélative des Propriétés PVT du Pétrole Algérien. Thèse.Magister, Université KASDI MERBAH ,OUARGLA. PP67.
- SONATRACH et Schlumberger. (2007)-** Well Evaluation Conference "WEC". Hilton Alger. Algérie.
- SOUMAA, I., HAFSI, T. (2012).**Appareil de Forage, Etude et Dimensionnement Cas: Champ Hassi Messaoud. Thèse.Magister . Université KASDI MERBAH .OUARGLA.PP16.
- SOUSSI, S. (2003).**Direction Régionale de Forage- Hassi Messaoud.
- YAHIAOUI, L. (2010).**Analyse Complexe et Evaluation des Programmes des puits En Short Radius et Horizontaux à Hassi Messaoud .Aspect Géologique et Application Dans la partie Sud. Thèse. Doctorat, Université M'HAMED BOUGUERRA BOUMERDES. PP16-21.

LISTE DES ABREVIATIONS

C.F.P.A: Compagnie Française du Pétrole en Algérie

C.O.T: Carbone Organique Total.

E: Epaisseur.

GOR : Rapport Gaz Huile.

MD.1: Messaoud 1.

NE – SO : Nord Est- Sud Ouest

NO : Nord Ouest.

NS : Nord Sud

P.I.B : Produit Interieur Brute.

PVT : Pression Volume Température.

RN-2 : Rhourde Nouss- 2

SN.REPAL: Société National des Recherches Pétrolière en Algérie.

T.A.C : Trias Argilo-Carbonaté

T.A.G : Trias Argileux Gréseux.

T.A.G.I : Trias Argilo-Gréseux Inférieur

T.A.G.S : Trias Argilo-Gréseux Supérieur

TFT: Tin Fouyé Tabankort.

ZR: Zarzaitine.

LISTE DES FIGURES

Fig.01: les quatre grands pays en Algérie.

Fig.02 : Répartition des gisements dans les horizons Stratigraphiques.

Fig.03 : Répartition spatiale des hydrocarbures en Algérie.

Fig.04: Situation géographique de Chleff.

Fig. 05: Les bassins structuraux.

Fig. 06: Situation géographique de la zone d'étude.

Fig. 07: la stratigraphie de la province occidentale, Triasique et orientale.

Fig. 08 : Situation géographique des bassins étudiés.

Fig. 09 : Situation géographique du gisement de Hassi Messaoud.

Fig. 10: Répartition des zones pétrolifères et gazifères.

Fig. 11: Colonne stratigraphique de Hassi Messaoud.

Fig. 12: Bloc 438.

Fig. 13 : Situation géographique de Haoud Berkaoui.

Fig. 14: Série stratigraphique de Haoud Berkaoui.

Fig. 15: Situation géographique de synéclise Ghadamèse- Illizi.

Fig. 16: situation géographique du bassin de Berkine.

Fig. 17: Carte géologique du bassin d'Illizi.

Fig. 18 : Coupe stratigraphique du bassin d'Illizi.

Fig. 19 : Coupe stratigraphique du bassin TFT.

Fig. 20: Situation géographique d'In Amenas.

Fig. 21: Série stratigraphique du champ de Zarzaitine.

Fig. 22: Situation géographique du gisement.

Fig. 23: Série stratigraphique du champ d'Edjeleh.

Fig. 24: Situation géographique du bassin Rhourde Nous.

Fig. 25 : Coupe stratigraphique de la région Rhourde Nous.

Fig. 26 : Densité de l'huile pour différents échantill

LISTE DES TABLEAUX

Tableau. 1: Essais de libération différentielle, champ de Haoud Berkaoui (Zone Trias inférieur, Huile).

Tableau. 2: Propriétés de la phase gazeuse, champ d'In Amenas (zone Dévonien F-4, gaz).

Tableau. 3 : Propriétés du liquide rétrograde, champ d'In Amenas

Tableau. 4: Volume relatif, Champ in Amenas (Zone, Carbonifère à, Eau).

Tableau. 5: Volume relatif, Champ Zarzaitine, (Zone, Carbonifère à, Eau).

Tableau. 6: Essai de libération différentielle, Champ de Zarzaitine (Zone Carbonifère B-4; Huile).

Tableau.7: Essais de libération différentielle, Champ Zarzaitine (Zone Dévonien F-2, Huile).

Tableau. 8: Essais de libération différentielle, Champ Zarzaitine

Tableau. 9: Essais de libération différentielle, Champ Edjeleh (Zone Carbonifère, Huile).

Tableau.10 : Essais de libération différentielle, Champ OHANET (Zone Dévonien F-6, Huile).

Tableau.11 : Essai de libération, champ Ohanet (zone dévonien F-6, huile).

Tableau.12: Essais de libération différentielle, champ Tin Fouyé Tabankort (zone Ordovicien, huile).

Tableau.13 : Essais de libération éclair, champ Tin Fouyé Tabankort (zone Ordovicien, huile).

Tableau.14 : Composition de la phase gazeuse, champ de Rhourde Nouss, (zone Trias supérieur, gaz cap).

Tableau.15 : propriété des produits de séparation, champ de Rhourd Nouss, (zone trias supérieur; gaz cap).

Tableau.16 : Séparation en surface, champ Rhourd Nouss, (zone Trias Supérieur).