

Ecole Nationale Polytechnique
Département : GENIE MINIER

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

PROJET DE FIN D'ETUDE

en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état
en GENIE MINIER

THEME

EVALUATION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

AU NIVEAU DU TAGI

DANS LE BASSIN DE BERKINE

Volume 1

+ ANNEXE

Proposé par :

M^r : A.DJADOUN

Etudié par :

KARA SAMY

Dirigé par :

M^{me} : N.BOUMBAR
M^r : A.DJADOUN

Promotion 1997/1998

Je voudrais partager avec vous ce sentiment incomparable que l'on ressent quand l'espoir renaît et que l'intelligence des hommes et leur ténacité dépasse la magie et "fait parler les pierres" pour faire jaillir des entrailles de la terre les trésors qui feront le bonheur de nos enfants et leur assureront chaleur et énergie.

a la mémoire de mon grand père

a mes parents

a ma nièce Hana

a ma sœur et mes deux frères

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

REMERCIEMENTS

Au terme de ce travail je tiens vivement à exprimer ma gratitude à ceux qui de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire. Qu'ils se trouvent ici toute notre reconnaissance.

Tout d'abord je remercie Mme **S.Chabou** d'avoir accepté de présider ce jury.

Monsieur **A.Djadoun** et Mme **N. BOUMBAR** qui ont accepté de m'encadrer. Ils ont suivi, examiné et dirigé avec patience et rigueur mon travail. Leurs conseils et leurs esprit de synthèse, et leurs sympathie m'ont été très bénéfiques pour la réalisation de ce travail, qu'ils trouvent ici l'expression de ma gratitude.

Mes remerciements a monsieur **R.BRACENE** pour son encouragement, son soutien moral, et d'avoir accepté de participer à ce jury et d'examiner mon mémoire, trouve ici ma reconnaissance.

Mes remerciements vont également à tout le personnel du Département Evaluation de la Division Exploration pour leur aide:

A Mr **CHEBOUROU**, Chef du Département Evaluation qui m'a pris en charge au sein de sa structure et pour le bon accueil qu'il m'a réservé.
A Mr **CHIBAH** pour son suivi et son aide.

A Mr **KHABER.A** Chef du Département géophysique à Hassi Messaoud et Mr **FERHATIS**, Chef de District V pour leur aide et encouragement.

Je remercie les enseignants du Département Génie – Minier pour l'enseignement qu'ils m'ont prodigué.

Je ne saurai exprimé assez ma reconnaissance et les mots ne sauront exprimé suffisamment assez toute ma gratitude à mes parents qui m'ont continuellement encouragé tout au long de mes études. A eux je dédie ce mémoire.

GLOSSAIRE



* Symboles :

a : constante dans la relation $F-\Phi$
BHC : diagraphie d'addition de ciment
C : salinité
CNL : diagraphie de neutron pulsé
DIL : double induction log
DLL : double latérolog.
DRHO : correction de la densité
d : diamètre
F : facteur de formation
FDC : diagraphie de densité compensée
H,h : épaisseurs
K : perméabilité
MSFL : diagraphie de microfocalisation
Sphérique.
M : constante dans la relation $F-\Phi$
n : constante dans la relation $Sw-Rt$
NGS : spectromètre de rayon gamma
NGT ; diagraphie de rayon gamma naturel
NPHI : porosité neutron
Pe : potentiel photo électrique
PS : potentiel spontané
R : résistivité
S : saturation
SFL : diagraphie de focalisation sphérique
 ΔT : temps de parcours
RHOB, ρ : densité
 Φ : porosité

• Abréviations :

BBK : Bir Berkine
BBKN : Bir Berkine Nord
CGR : rayonnement gamma corrigé
GR : rayonnement gamma
PSS polarisation spontané statique.
ROM : Rhourde Messaoud
TAGI : Trias argilo-gréseux inférieur

* Indices :

a : apparent
b : global
c : carotte
D : densité
d : profondeur
e : équivalent
f : fluide
g : gaz
h : hydrocarbure
IL : de l'induction
i : invasion
LL : du latérolog
lu : lu sur log
m : boue
ma : matrice
max : maximum
mc : dépôt de boue
mf : filtrat de boue
min : minimum
N : de diagraphie neutron
r : résiduel
S : de diagraphie sonique
Sh : argile
t : vrai, non contaminé
w : eau
xo : zone balayée par invasion
Cor : corrigé

Sommaire



INTRODUCTION	1
I. Généralités sur le bassin de Berkine	2
1. Situation géographique :	2
2. Cadre Tectonique (pl 3) :	2
3. Aspects Lithostratigraphiques (pl 4).....	6
3.1 Paléozoïque	6
3.1.1 <i>Cambro-Ordovicien</i>	6
3.1.2 <i>Silurien</i>	6
3.1.3 <i>Dévonien</i>	6
3.1.4 <i>Carbonifère</i>	7
3.2 Mésozoïque	7
3.2.1 <i>Trias</i> :	7
3.2.2 <i>Jurassique</i>	7
3.2.3 <i>Crétacé</i>	7
3.3 Cénozoïque.....	7
4. Aspect structural ^(*) (pl 5)	9
5. Aspects pétroliers	9
5.1 Roches mères et roches couvertures.....	9
5.1.1 <i>Roche mère</i>	9
5.1.2 <i>Roches couvertures</i>	9
5.2 Réservoirs.....	9
5.2.1 <i>Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur*</i> (T.A.G.I).....	11
5.2.2 <i>Détermination de la lithologie des puits étudiés*</i>	11
II. Evaluation pétrophysiques des sondages	13
1. Acquisition des données	13
1.2 Les données des puits étudiées.....	13
Tableau -II.1- Données des six forages	14
1.2. Lecture des enregistrements (logs de diagraphies)	15
2. Détermination des paramètres pétrophysique.....	15
2.1 Calcul des paramètres de la matrice	15
2.2 Le calcul du volume d'argile.....	16
2.4 Estimation des porosités.....	17
2.5 La correction des porosités (Φ_u)	20
2.6 Estimation de la porosité utile (Φ_u)	20
2.7. Calcul du facteur de formation (F).....	20
2.8 Estimation de la température de formation :	21
2.9 Calcul des résistivités	21
2.9.1 <i>Estimation de la résistivité de l'eau de formation (R_w)</i>	21
2.10 Calcul des saturations (Sw)	22
2.11 Estimation de la perméabilité (K)	22
2.12 Etablissement des cross plots de lithologie et de minéralogie	22
3. Interprétation des diagraphies :	23
3.1 Interprétation qualitative	23
3.2. Interprétation quantitative :	23

III Etude statistique	29
1. Analyse des données :	29
2. Homogénéité des données :	29
3. Etude de la distribution :	29
3.1 La porosité	31
3.2 La perméabilité	31
3.3 La saturation	31
4 Conclusion	31
Conclusion générale :	45

Problématique

L'importance des hydrocarbures dans l'économie impose à la recherche le développement de techniques d'approche de plus en plus performantes pour répondre à des questions de plus en plus précises.

En Algérie, dans la plateforme saharienne, l'importance des réservoirs du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) peu exploités, dans le bassin de Berkine a amené la Sonatrach à développer des travaux (Boudjatit.M, Zemouri.E, 1996 et Boualem.A, 1997).

Notre étude est une contribution sur une partie du réservoir TAGI du bassin de Berkine. Dans ce cadre, la minéralogie et la lithologie (argile) ont de très grandes influences sur la détermination des paramètres pétrophysiques.

L'évaluation à l'échelle régionale exige l'établissement des cartes qui indiqueront les régions possédant de bonnes caractéristiques pétrophysiques.

INTRODUCTION

La découverte des hydrocarbures a donné naissance à une nouvelle méthode qui permet l'étude des réservoirs délimités par les méthodes sismiques. Cette méthode est connue sous le nom de *diagrapie*.

La recherche de nouveaux réservoirs productifs et l'avancement technologique a donné lieu à une évolution très rapide des diagrapies. Cette recherche nécessite une collaboration entre géologues et géophysiciens.

Les réservoirs du **Trias Argilo-Gréseux Inférieur** représente l'un des objectifs les plus prospectifs dans le bassin de *Berkine*, bassin peu exploité pendant les années précédentes en raison de son inaccessibilité.

Dans le cadre de notre travail, nous nous sommes proposés d'effectuer une étude diagrapique de six puits situés dans une région du bassin de Berkine, au niveau du Trias Argilo-Gréseux inférieur. Le but de cette étude réside dans la compréhension de certaines particularités relatives aux aspects pétrophysique, par l'utilisation des différentes méthodes de diagrapies.

Dans un premier temps, nous avons accompli l'étude théorique qui consiste, d'une part à connaître les différentes méthodes et les outils de ces diagrapies utilisés dans les six forages, d'autre part à déterminer les paramètres pétrophysiques.

Ensuite, nous avons appliqué ces méthodes aux six forages proposés pour une évaluation pétrophysique, après un aperçu géologique de la région.

En fin nous avons passé d'une interprétation d'une échelle de forage à une interprétation régionale après avoir effectué une étude statistique des données obtenues qui a permis ce passage. Cette étape a permis aussi la détermination des réserves.

Cette démarche conduit à une meilleure définition de la lithologie, de la minéralogie et les fluides du réservoir TAGI, ainsi que ces caractéristiques pétrophysiques.

CHAPITRE I

BASSIN DE BERKINE

I. Généralités sur le bassin de Berkine

1. Situation géographique :

Le bassin de Berkine est situé dans la partie Sud Est du Sahara algérien. Il est limité entre par les coordonnées suivantes :

- Longitude : **5° 50' et 10 ° Est**

- Latitude : **25° et 32° Nord**

La zone d'étude est localisée au Sud du bloc 403 et au nord du blocs 404b du district V (découpage SONATRACH).

La région est délimitée par les latitudes 30°54' 31° 15' Nord et les longitudes 7° 50' et 8° 15' Est (pl. 1).

Les forages étudiés sont : BBK#1, BBK#2, BBKN#1, BBKN#2, ROM#1 et ROM#2 (pl. 2)

2. Cadre Tectonique :

Le bassin de Berkine (pl. 3) est situé au nord du bassin d'Illizi. Il est limité :

- Au nord par les structures de Djemaa – Touggourt
- et par le mole de Dahar
- A l'ouest par l'axe structural Agreb – Messaoud.
- Au Sud par le môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- A l'est, il se prolonge vers les territoires Tunisien et Libyen.

La structuration dans ce bassin résulte des différentes phases tectoniques de nature compressive et distansive depuis le paléozoïque qui ont affecté la région Sud - Est du Sahara.

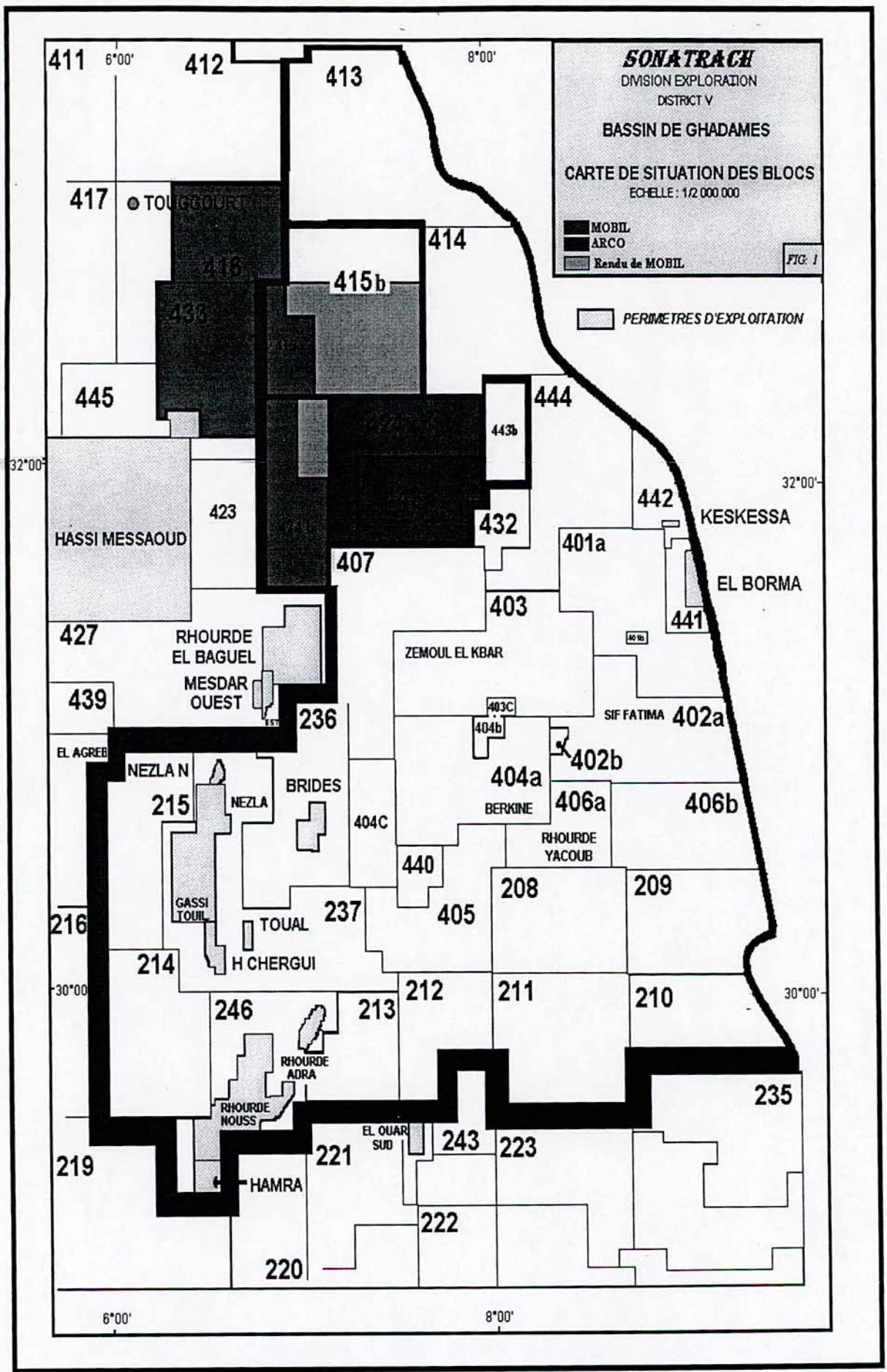


Planche-II.2

Figure : Carte de situation des sondages

Permis : BERKINE
Blocs : 404B ET 403
District : V, SH-DXP

Echelle 1/200 000

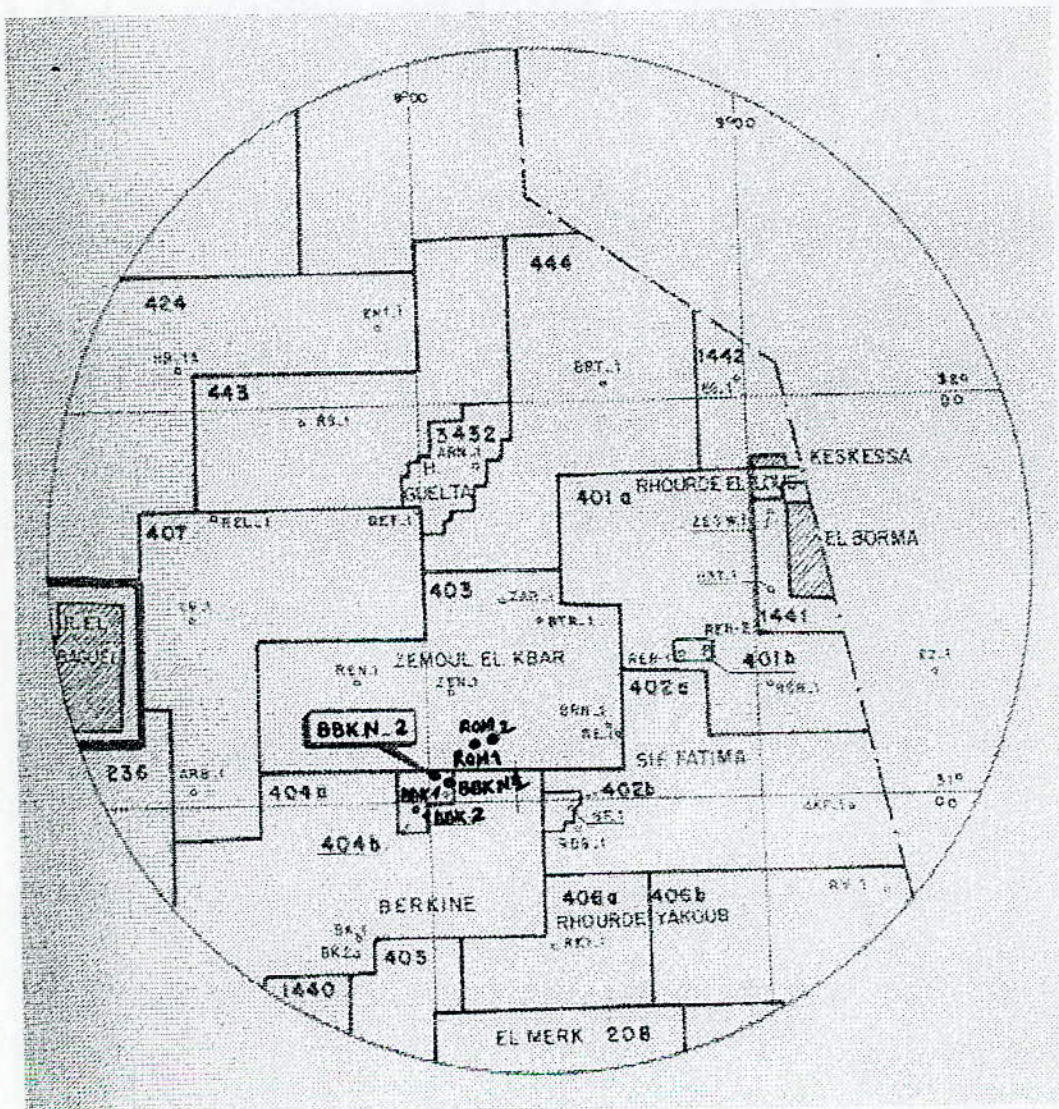


Planche -2.b-

3. Aspects Lithostratigraphiques* (pl.4)

La colonne lithostratigraphique type résumée se présente comme suit:

3.1 Paléozoïque

3.1.1 Cambro-Ordovicien

La surface infra-tassilienne est envahie par un éponge sablo-fluviale en tresses ou des litages obliques.

Une sédimentation argilo-gréseuse, avec présence de grès quartzitique et quartzites, caractérise la dernière phase de l'ensemble Cambro-Ordovicien.

3.1.2 Silurien

Des argiles à graptolites (argiles noires fossilifères) composent la partie inférieure qui correspond à une transgression glacio-eustatique généralisée.

Le Silurien moyen marque un retour de la sédimentation détritique provenant du Sud Est ; il s'agit du Silurien argilo-gréseux.

Les puissantes séries détritiques du Dévonien inférieur sont alimentées par l'érosion de vaste régions situées au sommet du Silurien.

3.1.3 Dévonien

3.1.3.1 Dévonien inférieur gréseux

Il est constitué de grès moyens en bancs massifs à litage oblique. Il représente le deuxième épandage fluviale du Paléozoïque inférieur de la plate forme Saharienne.

3.1.3.2 Dévonien inférieur argilo-gréseux (Emsien)

Il est représenté par une série argilo-gréseuse à faune marine marquant le début d'une transgression qui se poursuit durant le Dévonien moyen et supérieur.

3.1.1.2 Dévonien moyen et supérieur

Il est caractérisé par des dépôts essentiellement argileux intercalés de niveaux carbonatés fossilifères.

3.1.4 Carbonifère

Il est constitué à la base d'une série argilo - sableuse à la base devenant argilo - gréseuse avec passé de calcaires dolomitiques vert le sommet.

3.2 Mésozoïque

Deux épisodes salifères s'intercalent dans les séries supérieures carbonatées et marines au niveau du Trias et à la base du Sénonien.

3.2.1 Trias :

Il est transgressif et discordant sur les termes du Paléozoïque. Le Trias est représenté par des sédiments continentaux (grès, argiles) entrecoupés coulées d'andésite, et des sédiment lagunaires (sel, anhydrite) servant d'excellentes couvertures aux réservoirs du Trias détritiques qui est partout présent et qui produit du gaz et du pétrole. Le Trias est subdivisé en* :

S1+S2 : représenté par des anhydrites.

S3 : représenté par les sels.

S4 : représenté par des calcaires et les sels

Grès argileux : représenté par des grès et d'andésite. c'est dans cette partie qui correspond au T.A.G.I et T.A.G.S.

3.2.2 Jurassique

Largement développé dans la province triasique, il est composé de sédiments lagunaires et marins. Il débute par un banc dolomitique caractéristique , il est présent partout dans le bassin.

3.2.3 Crétacé

Il se retrouve dans toute l'étendue du bassin. Sa partie inférieure comporte des faciès continentaux tandis que sa partie supérieure est composée essentiellement de carbonates, de sédiments argileux d'origine marine littorale et de dépôt lagunaire.

3.3 Cénozoïque

Il est marqué par une reprise de la sédimentation détritique qui annonce une régression généralisée sur toute la plate forme Saharienne.

COLONNE STRATIGRAPHIQUE BASSIN DE BERKINE

AGE	LITHOLOGY	FORMATION	TECTONIC EVENTS	DEP. ENVIRONM.	SR	RR	SEAL	FIELDS
TERTIARY								
CRETACEOUS	UPPER		ALPINE (PYRENEAN) UNCONF. [↕]	altering open marine-restricted-lagoonal				
	LOWER		AUSTRIAN UNCONF. [↕]	continental fluvio-lacustrine				
JURASSIC	UPPER							
	MIDDLE			restricted lagoonal-marine				
	LOWER	HORIZON 'B' S1 - S2 S3 Argileux S4 TAGs Carbonate TAGI	[↕]	lagoonal continental				QOUBBA EL BIAR BIR REBAA W. RH. EL KHROUF EL MERK EL BORMA MENZEL LEJMAT
TRIASSIC	UPPER							
PERMIAN	MIDDLE							
	LOWER							
CARBONIFEROUS	UPPER	F	HERCYNIAN UNCONF. [↕]	shallow marine-continental fluvio-lacustrine				RH. EL KHROUF BERKINE E. BIR REBAA N. MENZEL LEJMAT
	LOWER	E D C B A						
DEVONIAN	UPPER	F2	FRASNIAN UNCONF. [↕]	shallow marine				BIR BERKINE EL MERK EST
	MIDDLE	F3						
	LOWER	F4 - F5						
SILURIAN	UPPER	F6 B2 B1	CALEDONIAN UNCONF. [↕]	continental				
	MIDDLE	A2 A1		restricted shallow marine				
	LOWER	M2 M1 Argiles						
ORDOVICIAN	UPPER	Argil. Microgl.	TACONIAN UNCONF. [↕]	fluvial/glacial				SEMHARI AIN ROMANA BRIDES
	MIDDLE	Gres O. Saret Argil. d'Azuel						
	LOWER	Gres d'Orangla Gres de Karama Gres d'El Archane Gres d'El Gaid Zone d'intercalation						
CAMBRIAN		R1 R2	PANAFRICAN UNCONF. [↕]					H. MESSAOUD RH. EL BAGUEL
PRE-CAMBRIAN								

4. Aspect structural^(*) (pl 5)

Le bassin a été profondément affecté par les événements tectoniques suivants :

- Phase distensive au cambro-ordovisien
- Phase de compression tectonique et sédimentations glacières
- Phase de compression calédonienne
- La phase de distension au dévonien inférieur
- Mouvement tectonique aux dévonien moyen et supérieur

Au Sud Est du bassin, la série Paléozoïque est la plus complète, occupant ainsi la zone la plus affaissée ; vers le Nord Ouest l'érosion est de plus en plus intense est atteint le socle Précambrien.

L'évolution structurale, au cours des Mésozoïques est Cénozoïque, montre l'existence de plusieurs phases tectoniques affectant certaines zones du bassin ; ces phases se traduisent par le jeu de blocs basculés qui ont eu un rôle important dans la distribution des réservoirs du Trias

5. Aspects pétroliers

5.1 Roches mères et roches couvertures

La connaissance de la roche mère et des roches de couvertures nous permet d'avoir une connaissance de l'accumulation de l'huile et de la qualité des réservoirs

5.1.1 Roche mère

Les principales roches mères sont les argiles radioactives du Silurien et les argiles du Dévonien supérieur (Frasnien).

Les argiles de l'Ordovicien et du Carbonifère ont également des caractéristiques de roches mères mais leur extension spatiale est moindre.

5.1.2 Roches couvertures





Pour les réservoirs triasiques, leur étanchéité est assurée par une épaisse série évaporitique d'âge trias à jurassique.

5.2 Réservoirs

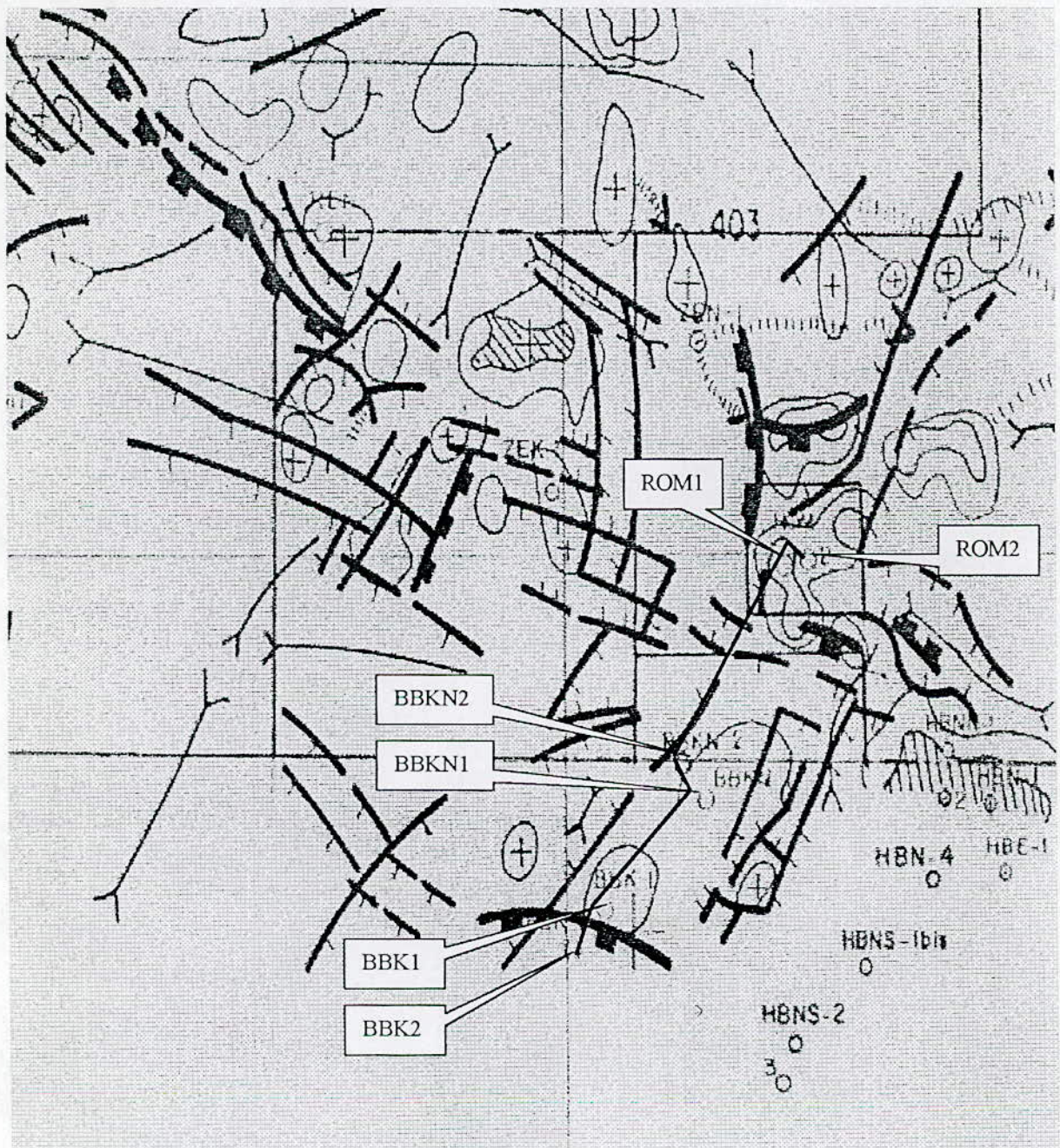
Dans la partie Nord Ouest de la plate forme Saharienne, le Trias en particulier recèle d'importantes ressources de huiles et de gaz. Les faciès réservoirs sont du type fluviatile à deltaïques à influence marine. Le Trias est divisé en une séquence de base *Argilo-gréseuse (TAGI)*, un Trias médian carbonaté et une séquence supérieure argilo-gréseuse (TAGS).

CLASSIFICATION STRUCTURALE DES PROSPECTS A LA DISCORDANCE HERCYNienne

LEGENDE /

-  AXE BAS
-  AXE SYNCLINAL
-  FAILLE OU ACCIDENT
-  STRUCTURE SISMIQUE BIEN DEFINIE

ECHELLE 1/500000



Fait par : R-ZIOU, 1998
SH-DXP-D5

CHAPITRE II

EVALUATION PETROPHYSIQUE DES SONDAGES

5.2.1 *Le Trias Argilo - Gréseux Inférieur** (T.A.G.I)

Les principales découvertes ont été réalisées dans la région de Rhourde Nouss, Gassi Touil, Nezla, El Borma, Keskesa, Wad-Teh, Haoud Berkaoui. L'épaisseur des réservoirs varie entre 15 à 75 m et peut atteindre 150 m dans la région de Berkine et 100 m dans la région d'El Borma.

Ces variations sont à l'image de la morphologie du soubassement du Trias inférieur qui repose en discordance sur le Paléozoïque.

Par le passé, ne présentait le TAGI d'intérêt pétrolier, ce n'est que récemment que des travaux ont montré l'importance de ce réservoir qui peut contenir d'importantes accumulations d'hydrocarbures.

Ce réservoir est caractérisé par une épaisseur moyenne de 55m et une lithologie constituée d'argiles silteuses finement intercalées de grès dont la couleur varie du gris verdâtre fin au gris clair.

Les grès sont fins à très fins, subanguleux à subarrondis anguleux. Enfin des traces de carbonate rare, de pyrite et de grès blancs sont également décrits.

5.2.2 *Détermination de la lithologie des puits étudiés**

Les rapports de sondages et les logs habillés, réalisés par SONATRACH, ont permis une connaissance de la lithologie dans les forages des blocs 403 et 404b.

Forage Bir Berkine N°1 (BBK#1) (19m)

BBK#1 a traversé tous les dépôts sédimentaires jusqu'au socle Précambrien à une profondeur de 3194 m. Il a rencontré le T.A.G.I entre 3297m et 3316m., composé de grès à grains fins à stratifications obliques, parfois argileux, surmontant un banc métrique d'argile vert clair.

Forage Bir Berkine N° 2 (BBK#2) (28m)

BBK#2 a atteint le socle Précambrien à une profondeur 3761 m. Il a traversé le T.A.G.I entre 3286.5m et 3314.5 m composé de grès de couleur grise beige à grise verte et de taille moyenne à fine, devenant grossier vers la base, silico - argileux moyennement dur avec passées, intercalation et nodules d'argile grise à gris - vert et brunâtre indurée, silteuse et feuilletée.

Forage Bir Berkine Nord N° 1 (BBKN#1) (29.4 m):

Profond de 3719m, le T.A.G.I est rencontré entre 3284m et 3313.4m. Ce dernier est composé de grès gris - beige de taille fine à moyenne, localement grossier et bitumineux, micacé, à stratification oblique. Ces grès sont intercalés d'argile gris - vert indurée, silteuse ligniteuse, pyriteuse et des galets mous.

Forage Bir Berkine Nord N° 2 (BBKN#2) (36 m) :

Il a atteint le socle Précambrien à une profondeur sondeur 3801m. Il a recoupé le T.A.G.I entre 3352m et 3388m. Ce dernier est composé de grès gris beige, fin à moyen, moyennement dur, avec passées d'argiles grises indurées, silteuses, pyriteuses, feuilletées.

Forage Rhourde Messaoud N° 1 (ROM#1) (33.5m):

Il a atteint le socle a une profondeur sondeur de 3972m. le forage a traversé le T.A.G.I entre 3249m et 3282.5m, composé de grès quartzeux fins à très fins gris clairs à blancs argileux peu a bien consolidés avec des intercalations d'argile à prédominance gris-vert silteuse localement brun-rouge et tendre.

Forage Rhourde Messaoud N° 2 (ROM#2) (29m):

ROM# a atteint le socle Précambrien à une profondeur de 3951 m. Il a traversé le T.A.G.I entre 3235m et 3264m. Le T.A.G.I est composé d'argile gris-vert silteuse. A la base ,des niveaux de grès quartzeux, fin a très fin, argileux beige a gris-blanchâtre

II. Evaluation pétrophysiques des sondages

Notre étude a porté sur le réservoir de Trias Argilo-Gréseux Inférieur (T.A.G.I) du gisement de Berkine.

Pour une bonne évaluation des forages, les données utilisées sont :

- Les logs de diagraphies,
- Les logs habillés,
- Les rapports de fin de sondages et les rapports géologiques.
- Les cartes de position, structurales et tectoniques.

Les étapes suivies sont :

- La vérification et la lecture des enregistrements (log).
- La détermination de tous les paramètres et l'établissement de tableaux récapitulatifs.
- L'établissement des cross plots
- L'interprétation des données de chaque forage.
- L'interprétation régionale .

1. Acquisition des données

1.2 Les données des puits étudiées*

Les données des forages ont été extraites des rapports de fin de sondage, des logs et des colonnes lithostratigraphiques des forages.

Ces données ont été reportées dans le tableau II.1.

Les hauteurs utiles (hu) et les hauteurs totales (ht) sont représentées graphiquement

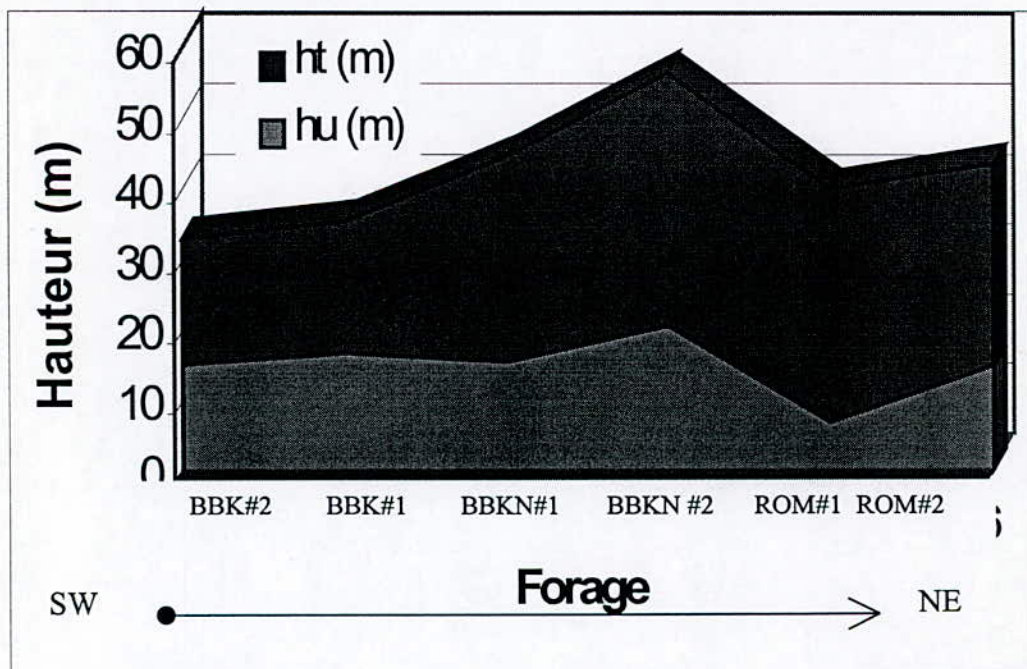


Fig.

Forages	Côtes réservoir m	Hauteur utile (Hu), m	Hauteur totale (Ht),m	Coordonnées de LAMBERT	
				X	Y
Bir Berkine#1 BBK#1	3297 – 3316	16.4	19	402769	3430970
Bir Berkine#2 BBK#2	3286,5 – 3314,5	14.8	18	399732.6	3428970
Bir Berkine Nord #1 BBKN#1	3284 – 3313,4	15.3	29.4	409732.6	3436892
Bir BerkineNord #2 BBKN#2	3352 – 3388	20.5	36	407685.9	3438747
Rhourde Messaoude #1 ROM #1	3249 – 3282,5	6.7	33.5	419830	3449219
Rhourde Messaoude #2 ROM #2	3235 – 3264	14.6	29	410833	3449717

Tableau -II.1- Données des six forages

La figure précédente montre : les épaisseur relativement importante du T.A.G.I dans le puits BBKN#2. Elle diminue vers les autres puits. Cette configuration, compte tenu du mode de dépôt du Trias permet de déduire que le puits BBKN#2 se situe dans l'axe d'un chenal et que les autres puits se trouvent dans les rives. Vraisemblablement, la direction du chenal est NW-SE

Les paramètres de boue, tirés de l'en-tête des logs des diagraphies de chaque forage sont reportés sur le tableau **II.2** .

1.2. Lecture des enregistrements (logs de diagraphies)

Les diagraphies enregistrées sont effectuées par Schlumberger et Aldia. Les données sur les réservoirs sont obtenues par un ensemble de jeu de log de diagraphies, à l'échelle 1/200, constituées de :

- GR – BHC
- FDC – CNL
- DLL- MSFL
- DIL – SFL
- L'AIT

L'étude de la section repeat et des calibrations ont montré la fiabilité des enregistrements.

La lecture des données est faite chaque 0.2 m., ce qui a donné un très grand nombre de mesures.

L'enregistrement par l'outil composé de CNL-LDL-GR du forage ROM#1 n'a commencé qu'après le réservoir T.A.G.I.

Les résultats des données obtenus sur les enregistrements des forages BBK#1, BBK#2, BBKN#1, BBKN#2, ROM#1 et ROM#2 sont portés respectivement sur les tableaux **II.12 à 17** (Annexe IV).

2. Détermination des paramètres pétrophysique

2.1 Calcul des paramètres de la matrice

Les paramètres de la matrice ρ_{ma} et ΔT_{ma} sont déterminés à l'aide du cross plot Sw-15* . Ce dernier nous permet d'avoir une idée sur la nature de la matrice ainsi que sur la nature des fluides contenus dans le réservoir.

Les densités de la matrice ρ_{ma} des forages BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2 et ROM#2 sont déterminées à l'aide des cross plots des figures **II.1 à 5** (Annexe IV).

Forages		BBK#1	BBK#2	BBK#N1	BBK#N2	ROM#1	ROM#2						
Type de fluides		Huile	Huile	Bentonitique	Huile	Huile	Huile						
Densité G/cc ³		1.25	1.24	1.26	1.23	1.45	1.35						
Viscosité S		42	50	40	43	50	48						
.ph		10	-	9.5	9.5	9.5	-						
T°	BHT	31	97	-	112	26	101	-	107	18	106	-	96
R _m	R _m	.411	1.85	-	-	.27	.166	-	-	.527	.164	-	-
T°	BHT	22	97	-	112	30	101	27	107	20	106	-	96
R _{mf}	R _{mf}	.412	.154	-	-	.328	.138	1.67	.631	.31	.101	-	-
T°	BHT	22	97	-	112	29	101	24	107	25	106	-	96
R _{mc}	R _{mc}	.786	.294	-	-	.522	.216	1.53	1.52	.707	.258	-	-

Tableau -II.2- Paramètres de boue

Les temps de parcours de la matrice ΔT_{ma} des forages BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2, ROM#1 et ROM#2 sont déterminés par les cross plots des figures II.6 à 11 (Annexe IV).

Les résultats obtenus sont portés dans le tableau II.9.

2.2 Le calcul du volume d'argile

On a calculé le volume d'argile d'après la formule suivante :

$$V_{sh} = \frac{CGR_{lu} - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}} \times 100$$

Les valeurs de CGR utilisées sont portées dans le tableau II.10

Pour le forage BBKN#1, on a utilisé les valeurs du SGR à cause de la non disponibilité de CGR.

Les valeurs de Vsh calculées ont été portées dans les tableaux récapitulatifs II.12 à 17 (annexe IV), qui correspondent respectivement aux forages BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2, ROM#1 et ROM#2.

Ce paramètre est utilisé pour la correction des porosités.

2.3 Détermination des paramètres d'argile

Les paramètres d'argile ont été lus sur les logs de diagraphies en face d'un banc argileux épais et non cavé.

Les valeurs des paramètres d'argile déterminées sont reportées dans le tableau II.11. Ces paramètres ont été utilisés dans la correction des porosités.

2.4 Estimation des porosités

La porosité est le paramètre le plus important dans l'évaluation des réservoirs. Pour avoir la valeur de la porosité la plus proche de la valeur réelle, on calcule la porosité qui correspond à chaque outil utilisé puis on la corrige des effets d'argile. A la fin il s'agit de choisir la porosité la plus proche de la porosité carotte si elle est disponible, si non il y a lieu de prendre la porosité de l'outil le moins influencé par les effets d'environnements du forage.

Forages	DT_{ma} $\mu s/ft$	ρ_{ma} g/cc
Bir Berkine N°1 BBK#1	52	2.65
Bir Berkine N°2 BBK#2	52	2.66
Bir Berkine Nord N°1 BBK#N1	52	2.64
Bir Berkine Nord N°2 BBK#N2	51.5	2.65
Rhourde Messaoud N°1 ROM#1	51.5	-
Rhourde Messaoud N°2 ROM#1	52.5	2.64

Tableau -II.9- Les paramètres de la matrice

Forages	CGR _{min} (API)	CGR _{max} (API)
Bir Berkine 1 BBK#1	125	30
Bir Berkine 2 BBK#1	122	30
Bir Berkine Nord1 BBK#N1	115	30
Bir Berkine Nord 2 BBK#N2	155	15
Rhourde Messaoud 1 ROM#1	115	55
Rhourde Messaoud 2 ROM#2	148	49.5

Tableau -II.10- Les valeurs du GAMMA RAY

Forages	ρ_{sh} (RHOB _{sh}) g/cc ³	ΔT_{sh} μs/ft	Φ_{Nsh} (NPHI _{sh}) %	R _{sh} Ω.m
Bir Berkine 1 BBK#1	2.4	110	15	3.95
Bir Berkine 2 BBK#1	2.64	80	22.5	3
Bir Berkine Nord1 BBK#N1	2.28	71.5	27	3.5
Bir Berkine Nord 2 BBK#N2	2.86	75	18.5	3.2
Rhourde Messaoud 1 ROM#1	-	93.5	-	2
Rhourde Messaoud 2 ROM#2	2.45	90	30	2

Tableau -II.1- Paramètres d'argile

2.4.1 calcul de la porosité densité (Φ_D)

A l'aide des données obtenues par l'outil LDL (les valeurs de densité), on a calculé la porosité densité à l'aide de la formule suivante :

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

ρ_{ma} : densité de la matrice.

ρ_{lu} : la densité mesurée.

ρ_f : la densité du fluide de la boue.

avec : $\rho_f = 1 \text{ g/cm}^3$ pour une boue douce (huile, bentonitique).

$\rho_f = 1.1 \text{ g/cm}^3$ pour une boue salée.

Les valeurs de porosité densité calculées sont portées dans les tableaux récapitulatifs **II.12 à 17** (annexe **IV**), qui respectivement correspondent respectivement aux forages BBK#1, BBK#2, BBKN#1, BBKN#2 et ROM#2.

2.4.2 Le calcul de la porosité neutron (Φ_N)

La diagraphie neutron donne directement la valeur de porosité neutron mais sur une échelle étalonnée dans le calcaire. Pour obtenir les valeurs de la porosité sur l'échelle des grès (qui représente le cas traité) nous avons rajouté **4%**.

Les valeurs de la porosité neutron calculées sont portées les tableaux récapitulatifs **II.12 à 17** (Annexe IV) qui correspondent aux forages respectivement BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2 et ROM#2.

2.4.3 Le calcul de la porosité sonique Φ_S

A l'aide des données obtenues par l'outil BHC (les valeurs du temps de parcours), la porosité sonique a été calculée en utilisant la formule suivante :

$$\Phi_S = \frac{\Delta t_{ma} - \Delta T_{lu}}{\Delta t_{ma} - \Delta T_f}$$

Δt_{ma} : temps de parcours dans la matrice.

Δt_{lu} : temps de parcours mesuré.

Δt_f : le temps de parcours dans le fluide de la boue.

Avec : $\Delta T_f = 189 \text{ } \mu\text{s/ft}$ pour une boue douce.

$\Delta T_f = 185 \mu\text{s}/\text{ft}$ pour une boue salée.

Les valeurs de la porosité sonique calculées sont consignées dans les tableaux récapitulatifs II.12 à 17 (Annexe IV), qui correspondent aux forages respectivement BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2 et ROM#2.

Remarque : Etant donnée le nombre important de points de lectures, et par conséquent la complexité du cross plots $\Phi_N - \Phi_D$ obtenu, la porosité Φ_{ND} n'a pas été calculée.

2.5 La correction des porosités (Φ_u)

La correction des porosités des effets d'argile est nécessaire, car la porosité des argiles n'est pas considéré comme une porosité utile.

Les corrections des porosités ont été effectuées à l'aide des formules suivantes :

$$\phi_{DC} = \phi_{D \text{ lue}} - \phi_{D \text{ sh}} \cdot V_{sh}$$

$$\phi_{NC} = \phi_{D \text{ lue}} - \phi_{N \text{ sh}} \cdot V_{sh}$$

$$\phi_{SC} = \phi_{D \text{ lue}} - \phi_{S \text{ sh}} \cdot V_{sh}$$

Les valeurs de porosités corrigées calculées sont reportées dans les tableaux récapitulatifs II.12 à 17 (Annexe IV), qui correspondent aux forages respectivement BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2 et ROM#2.

2.6 Estimation de la porosité utile (Φ_u)

L'absence de données carottes, les mauvaises conditions du trou et la présence de minéraux lourds, font que la porosité sonique peut être considérée comme étant proche de la porosité utile

2.7. Calcul du facteur de formation (F)

Les grains de la matrice varient d'une taille moyenne à fine, pour cela, le facteur de formation a été déterminé en utilisant la formule suivante :

$$F = 0.62 / \Phi^{2.16}$$

Les valeurs du facteur de formation ont été porté sur les tableaux récapitulatifs.

2.8 Estimation de la température de formation :

La température de formation est estimée à partir des données BHT et de la profondeur du réservoir. Les résultats sont reportés dans le tableau II.12. ces résultats seront utilisés pour le calcul de la résistivité de l'eau de formation.

Forages	BHT (°C)	Températures de formation °C	Profondeur finale du puits .m	Rw (ohm.m)
Bir Berkine 1 BBK#1	97	87.5	3794	0.015
Bir Berkine 2 BBK#1	112	91.5	3761	0.014
Bir Berkine Nord1 BBK#N1	101	84	3719	0.014
Bir Berkine Nord 2 BBK#N2	107	98	3801	0.0135
Rhourde Messaoud 1 ROM#1	106	93.5	3972	0.014
Rhourde Messaoud 2 ROM#2	96	82.5	3951	0.016

Tableau II.12 Les Valeurs de la température de formation

2.9 Calcul des résistivités

2.9.1 Estimation de la résistivité de l'eau de formation (R_w)

Le calcul de la résistivité de l'eau de formation prend en compte la salinité régionale (320 g/l). Connaissant la température de formation le cross plot Gen-9, donne directement R_w à partir de ces paramètres.

Les valeurs de R_w calculées de chaque forage sont représentées dans le tableau II.12.

2.9.2 Calcul des résistivités de la zone vierge et de la zone lavée (R_t, R_{xo})

Les valeurs de résistivité utilisées pour l'interprétation sont déduites des courbes des outils MSFL et DLL ou bien SFL et DIL par les abaques Rint-9a et Rint-2c corrigés par les abaques Rcor-10 et Rcor-7 (Annexe III).

Pour les forages BBK#1, BBKN#2 et BBK#2, BBKN#1, ROM#2 on a utilisé les données des enregistrements effectués respectivement par l'outil DLL-MSFL, AIT et SFL-DIL .

On avait aucun choix pour la sélection des outils de résistivité.

Les valeurs de résistivités calculées sont portées dans les tableaux récapitulatifs **II.12** à **17** (Annexe IV) qui correspondent aux forages respectivement BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2 et ROM#2.

2.10 Calcul des saturations (Sw)

Les saturations en eau sont calculées par la formule d'Archie pour une valeur de $V_{sh} < 45\%$:

$$(S_w)^2 = F \frac{R_w}{R_t}$$

Pour $V_{sh} > 45\%$, on utilise la formule (Simondoux modifiée, déc.1963).

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{sh} S_w}{R_{sd}} + \frac{\Phi^{2.15} S_w^2}{(1-V_{sh}) R_w}$$

Les valeurs de la saturation calculées sont portées sur les tableaux récapitulatifs **II.12** à **17** (Annexe IV) qui correspondent au forages respectivement BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2 et ROM#2.

2.11 Estimation de la perméabilité (K)

On a calculé la valeur de la perméabilité a l'aide de la formule (Wyllie et Rose, 1950):

$$K^{1/2} = 250 \phi^3 / S_{wir}$$

Avec K : perméabilité (md)

ϕ : porosité utile

S_{wir} : saturation en eau irréductible, elle est estimée a 3% pour cette région

Les valeurs de la perméabilité calculées sont portées dans les tableaux récapitulatifs **II.12** à **17** (Annexe IV) qui correspondent aux forages respectivement BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2, ROM#1 et ROM#2.

2.12 Etablissement des cross plots de lithologie et de minéralogie

L'établissement des cross plots nécessitent les mesures prises et les valeurs de M et N calculées suivant les formules données au paragraphe II.3.2.3.2 et le rapport Th/K.

les valeurs trouvées sont portées dans les tableaux récapitulatifs.

Dans le cas présent, la détermination de la lithologie ou de la minéralogie exige la superposition de l'abaque modifié (joint hors texte dans le mémoire) et le cross plot correspondant.

Les cross plots de lithologie sont présentés dans les figures **II.18,a**, à **21,f** (Annexe IV), correspondant aux cross plots $\rho-\Phi_N$, $\rho-\Delta T$, $\rho-P_e$ et $\Phi_N-\Delta T$. (a, b, c, d, e, f correspondent aux forages BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2, ROM#1 et ROM#2)

Les cross plots de minéralogie sont présentés dans les figures **II.22a** à **25f** (Annexe IV), représentant les cross plots M-N plot, Pe-Th, Pe-Th/K et TH-K. (a, b, c, d, e, f des forages BBK#1, BBK#2, BBKN #1, BBKN#2, ROM#1 et ROM#2)

3. Interprétation des diagraphies :

L'interprétation des diagraphies comporte plusieurs étapes en particulier :

- La recherche de toutes les données disponibles sur les forages à interpréter.
- La détermination des paramètres pétrophysiques.
- L'établissement des cross-plots.

3.1 Interprétation qualitative

Les courbes du caliper, de la courbe de densité et de la courbe de correction de densité (DRHO) montrent que :

- BBK#2, ROM#2 et BBK#N2 présentent de bonnes conditions de trou dans l'ensemble.
- BBK#1 présente de très mauvaises conditions (rugosité, cavage) de trou, on observe de grandes cavités. Les conditions s'améliorent entre [3003, 3010.5] m.
- BBK#N1 et ROM#1 présentent des cavités entre les côtes 3002.5 m à 3004.8 m , 3012.5m à 33015.8m et 3270 m à 3267 m.

L'influence du cavage et de la rugosité sur certains outils de diagraphie, ainsi que l'état des puits ont conditionné l'évaluation et l'interprétation réalisées dans le cadre de ce travail.

3.2. Interprétation quantitative :

3.2.1 l'interprétation des données :

Pour faire une interprétation cohérente, nous avons considéré la combinaison de toutes les diagraphies.

Cette interprétation concerne le réservoir T.A.G.I de chaque forage.

Forage Bir Berkine 1 (BBK#1) :

L'interprétation qualitative et les courbes de NGS (fig II.27.a Annexe IV) que le réservoir est composé par:

- Un banc gréseux de porosité de 8.74 %, une perméabilité de 1.5 mdarcy et une argilosité de 27%.
- Un banc argileux vers la base qui constituent le mur du réservoir.

La séparation entre les courbes de CGR et SGR indique la présence d'uranium. Généralement ces minéraux s'accumulent plutôt dans les fractures, ce qui traduit donc la présence de fracture.

Les cross plots de lithologie indiquent que la matrice est gréseuse et ceux de minéralogie montrent la présence de minéraux argileux intrastratifiés, des micas et des silicates.

Les résistivités (R_t, R_{xo}) (fig.VI.26,a Annexe IV) et les saturations, montrent la présence d'hydrocarbures (huile) entre 3307,5 à 3310 m et un plan d'eau entre 3297 à 3300m .

Le forage Bir Berkine 2 (BBK#2) :

Les courbe de NGS (fig.II.27.b Annexe IV) montrent que le TAGI se compose de deux bancs argileux séparés par un banc gréseux de porosité 8.62 %, de perméabilité 1.95 mdarcy et une argilosité de 18.68 %.

Les cross plots de lithologie montrent une matrice complexe. Tandis que

Les cross plots de minéralogie ont permis la détection de l'Illite, des micas, de la montmorillonite et des silicates.

Les résistivités (fig II.26,b Annexe IV) et les saturations indiquent que le TAGI est aquifère dans ce forage. Ce résultat est confirmé les cross plots de la détermination de ρ_{ma} et ΔT_{ma} .

Forage Bir Berkine Nord 1 (BBKN#1) :

Les courbes de NGS (fig. II.27.c Annexe IV) montrent que le réservoir (TAGI) est différent de celui qui a été par les forages BBK#2) BBK#1.

Il est composé de bancs gréseux séparés par des bancs argileux. Ces derniers ont des incidences sur la détermination des saturations.

Les cross plot de lithologie indiquent une matrice complexe

Les cross plots de minéralogie montrent la présence de glauconite, de l'illite, de la montmorillonite, des micas, des minéraux argileux intrastratifiés. Les grandes valeurs de la P_e indiquent aussi la présence de minéraux lourds.

Les résistivités (fig VI.26,c Annexe IV) indiquent la présence d'hydrocarbures (du gaz entre 3284.7 à 3286.2 m et de l'huile entre 3287.8 à 3289.8m et entre 3002.2 à 3005.5m).

Les grandes valeurs de la P_e traduisent la présence des minéraux lourds dans les foliaires des argiles, attestées par les fortes valeurs de R_t .

Par contre les saturations indiquent le contraire des résistivités à cause de la grande influence des intercalations d'argile.

Entre 3005.2m et 3007.2 m les niveaux gréseux sont aquifères.

Bir Berkine Nord 2 (BBKN#2) :

Les courbes de NGS (fig.II.27.d Annexe IV) indique la présence de plusieurs bancs gréseux avec des intercalations d'argile. Ces niveaux sont séparés par des bancs argileux plus épais.

Les diagraphies ont données des porosités moyennes de 6.67 %, une perméabilité de 1.35 mdarcy et une argilosité de 38.83 % pour l'ensemble du réservoir. La matrice est complexe. Cette complexité est dû à l'existence des intercalations d'argile des carbonates etc...

Les cross plots de minéralogie nous a permis la détection des minéraux représentés par l'illite, les silicates, les micas, la glauconite, la montmorillonite et des minéraux argileux intrastratifiés.

Comme à BBKN#1, les valeurs élevées du P_e indiquent la présence des minéraux lourds,

saturations montrent un réservoir aquifère, confirmé par les résistivités (fig II.26,c Annexe IV).

Les faibles valeurs de Φ_N , ΔT et Φ_u ainsi que les grandes valeurs de R_t traduisent une zone compactée entre 3372.5 à 3374.2 m

Forage Rhourde Messaoude 1 (ROM#1) :

Les courbes de NGS (fig. II.27.e Annexe IV) montrent la présence de minces bancs gréseux intercalés dans des argiles. Dans cette zone le TAGI change de faciès.

Les enregistrements de LDL-CNL n'ont pas été effectués à cause de la grande argilosité du réservoir.

Les cross plot DT- R_t montrent la présence d'hydrocarbure entre 3271.8 et 3272.2 m et de l'eau salée (320g/l) entre 3259 et 3262.2 m.

Les des cross plots de minéralogie montrent la présence d'illite et de minéraux argileux intrastratifiés.

Les résistivités (figure II.26,e Annexe IV) sont faibles, ce qui suppose la présence d'hydrocarbure, mais en réalité ces faibles valeurs sont à relier à la prédominance des argiles.

Les rares bancs gréseux détectés entre 3252 à 3262 m, 3271 à 3275m et 3278 à 3280.4m sont supposés aquifères.

f- Forage Rhourde Messaoude 2 (ROM#2) :

Les courbes de NGS (figure **II.27.f** Annexe IV) mettent en évidence à la base un banc un banc gréseux de 0.5m et d'un autre banc gréseux plus épais présentant une porosité de 5.92%, une perméabilité de 2.11 et une argilosité de 21.99%).

Le sommet du réservoir est constitué par un grand banc argileux.

La matrice est complexe et les cross plots de minéralogie indiquent la présence de silicate, d'illite, des micas, glauconite et de biotite.

Les saturations ont été influencées par les intercalations d'argile.

Les faibles valeurs (fig. **II.26,f** Annexe IV) de CGR et de DT traduisent la présence de d'un banc gréseux aquifère où à hydrocarbure. Les faibles valeurs de la P_e , R_t et de Φ_N suggèrent la présence d'hydrocarbure, qui n'a pas été confirmé par les saturations à cause de l'influence des intercalations d'argile. Le banc traversé par le forage entre 3248.5 et 3250m est aquifère.

Forages	V _{sh} %	Porosité %	Saturation %	Perméabilité .mdarcy	Hu	Observation
Bir Berkine 1 BBK#1	35.37	0.35 - 44	8.89 - 100	0.02 - 26.97	16.4	HC
Bir Berkine 2 BBK#1	40.71	2.3 - 31.4	5.3 - 100	0.33 - 16.05	14.8	EAU
Bir Berkine Nord1 BBK#N1	43.64	9.8 - 9.54	19.67 - 100	0.28 - 10.54	15.3	HC
Bir Berkine Nord 2 BBK#N2	38.83	1.3 - 14	6.16 - 100	0.13 - 5.1	20.5	EAU
Rhourde Messaoud 1 ROM#1	57	-	-	-	6.7	-
Rhourde Messaoud 2 ROM#2	37.69	48.4 -	4.48 -100	0.03 - 10.03	14.6	HC

**PRINCIPAUX RESULTATS DE L'INTERPRETATION
QUANTITATIVE DES DIAGRAPHIES DES FORAGES ETUDIES**

Tableau VI.13

CHAPITRE III

ANALYSE DES DONNEES

III Etude statistique

Actuellement les méthodes statistiques sont appliquées dans de nombreux domaines où on doit traiter des données sous forme de variables quantitatives et qualitatives mesurant des phénomènes naturels. Ces méthodes sont basées sur le traitement des informations et la mise en évidence des caractéristiques de l'observation à étudier.

L'étude statistique consiste à traiter les données sous forme de tableaux, de graphes et de résumés analytiques.

En général, il est indispensable de traiter une série d'observations par les statistiques de base tels que la moyenne arithmétique, la moyenne géométrique, la médiane et l'écart type. Ces indicateurs permettront le passage de l'analyse d'un échantillon à une population.

1. Analyse des données :

Pour le passage d'une évaluation à l'échelle du puits à une évaluation à l'échelle régionale, des paramètres pétrophysiques, Φ , S_w , K , une analyse statistique est préférable pour le choix des valeurs les plus représentatives. Cette analyse permet aussi la vérification de la fiabilité des données obtenus.

Les valeurs de la porosité, de la perméabilité et de la saturation varient de 0.11 à 44.4 % pour la porosité, de 0.02 à 27 mdarcy pour la perméabilité et de 5.29 à 100% pour la saturation.

L'analyse statistique est basée sur la construction d'histogrammes, qui vont déterminer la nature de la distribution. Le calcul des valeurs de kurtosis et de skewness a été effectué pour l'étude de l'homogénéité et la symétries des données.

Les calculs de la moyenne arithmétique, la moyenne géométrique, du maximum, du minimum, médiane, kurtosis et skewness (cf. annexe V) sont représenté dans le tableau **III.1**.

Les logiciels **Statistica 5** et **Origine 4.0** ont été utilisés, pour l'élaboration d'histogrammes et de plots ainsi que pour le calcul des valeurs statistiques.

2. Homogénéité des données :

Les petites valeurs de l'écart type (tableau **III.1**) nous montrent qu'il n'y a pas de valeurs extrêmes ce qui indique la non dispersion autour de la moyenne, ce qui confirme l'homogénéité des données.

Puits	Porosité (%)							
	m-arth	m-géo	e-type	min	max	mediane	kurtosis	skeweness
BBK#1	9,52	6,52	13,85	0,35	44,4	6,92	3,8	1,95
BBK#2	8,25	7,43	4,45	2,37	31,4	7,22	9,58	7,66
BBK#N1	10,604	10,33	10,07	9,81	9,54	9,27571	9,01	7,43
BBK#N2	6,67	6,03	2,77	1,26	14,1	6,75	-0,03	8,66
ROM#2	10,17	8,9	4,35	0,11	21,1	10,16	-0,84	7,43
Puits	Perméabilité (mdarcy)							
	m-arth	m-géo	e-type	min	max	mediane	kurtosis	skeweness
BBK#1	3,44	1,52	13,86	0,02	27	1,66	7,68	2,7
BBK#2	2,37	1,85	2,25	0,33	16,1	1,77	17,5	9,75
BBK#N1	2,73	2,03	1,96	0,28	10,5	2,23	1,53	10
BBK#N2	1,67	1,35	1	0,13	5,1	1,6	1,06	9,65
ROM#2	4,47	3,8	2,11	0,03	10	4,41	-0,84	9,76
Puits	Saturation (%)							
	m-arth	m-géo	e-type	min	max	mediane	kurtosis	skeweness
BBK#1	22,65	61,57	22,65	8,89	100	55,45	-1,57	0,02
BBK#2	70,47	62,96	26,14	5,29	100	67,36	-0,39	-0,6
BBK#N1	82,9	77,61	24,14	19,7	100	100	0,42	-1
BBK#N2	80,87	74,53	24,34	6,16	100	93,28	0,85	1,26
ROM#2	75,89	73,82	17,32	48,4	100	77,55	-1,24	0,12

Tableau III.1 Caractéristiques des paramètres pétrophysiques

3. Etude de la distribution :

La construction des histogrammes (fig. III.1 à III.15) pour chaque paramètre permet la détermination de la nature de la distribution qui caractérise ce paramètre.

Pour un paramètre donné, on remarque que la loi de la distribution (fig. III.1 à III.30) reste identique sur l'ensemble des six puits.

Les figures de III.1 à III.30 de distribution des données de puits sont les mêmes pour les mêmes paramètres, cela est du fait que l'allure des courbes est la même.

3.1 La porosité

Pour la porosité (fig. III.1, III.7, III.13, III.19 et III.25), on remarque que les valeurs de la médiane de la distribution sont proche des valeurs de la moyenne. Les valeurs de kurtosis et de skewness confirment cette observation (tab. III.1).

Les figures montrent que la porosité suit une loi symétrique normale.

3.2 La perméabilité

Pour la perméabilité (fig. III.2, III.8, III.14, III.20 et III.26), on constate qu'elle suit une loi log normale. Les valeurs de la médiane de la distribution sont proches des valeurs de la moyenne géométrique (tableau III.1).

3.3 La saturation

Pour la saturation (fig. III.3, III.9, III.15, III.21 et III.27), l'étude est plus complexe. on constate que les petites valeurs ont la même allure que les grande valeurs et que les valeurs de la médiane sont proches des valeurs de la moyenne arithmétique, confirmée par les valeurs de kurtosis et skeweness.

Les figures montrent que la saturation suit une lois symétrique normale.

4 Conclusion

La saturation et la porosité on une même distribution qui différent de la distribution de la perméabilité.

Les données calculées sont homogènes, ce qui nous permet de faire une interprétation régionale.

Les moyennes arithmétiques calculées des saturations et des porosités sont les plus représentatives pour un puits donné.

La moyenne géométrique de la perméabilité est la plus représentative pour un puits donné.

BBK#1

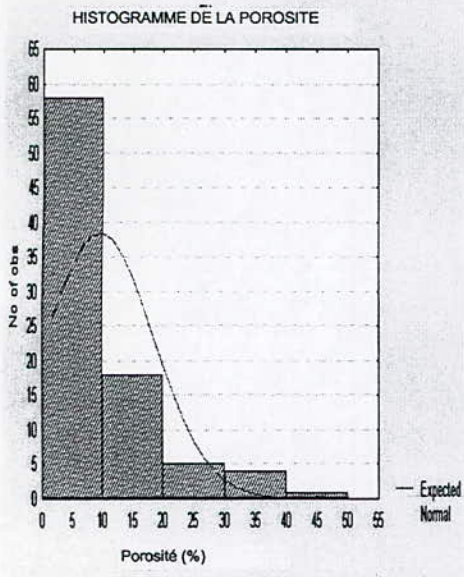


Figure V,1

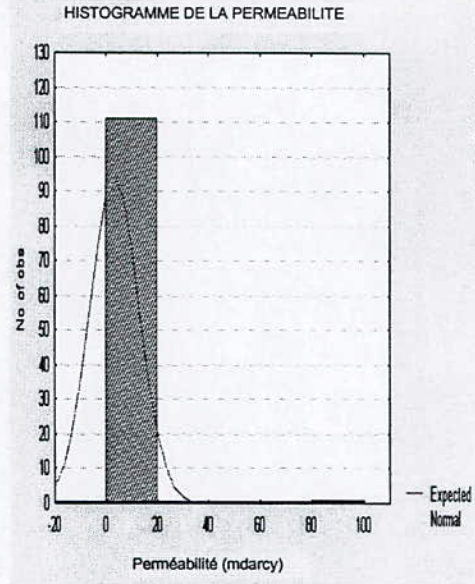


Figure V,2

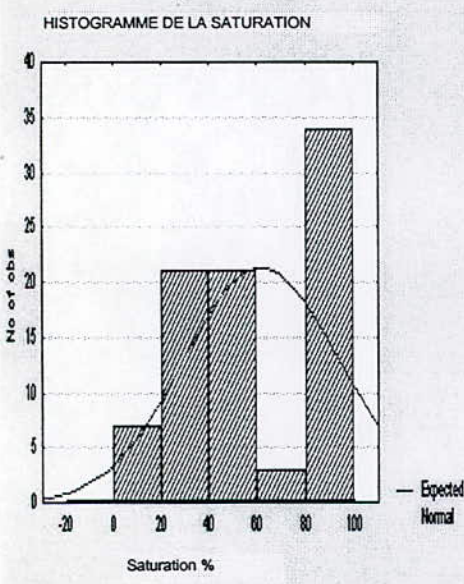


Figure V,3

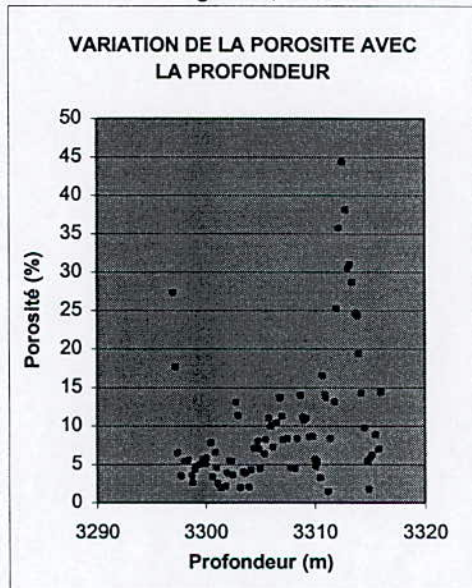


Figure V,4

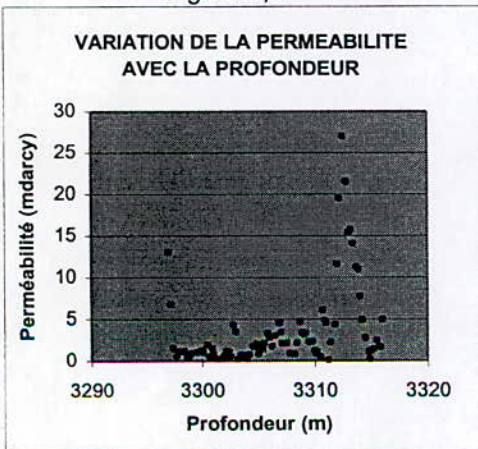


Figure V,6

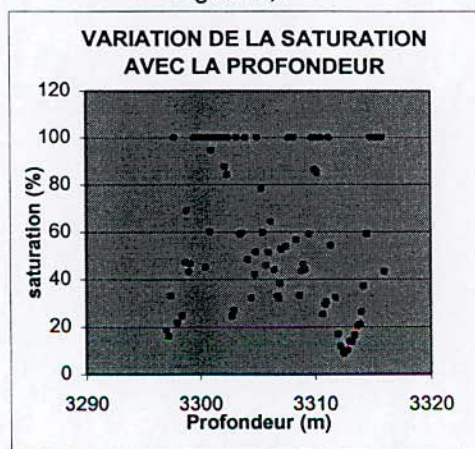


Figure V,7

BBK#2

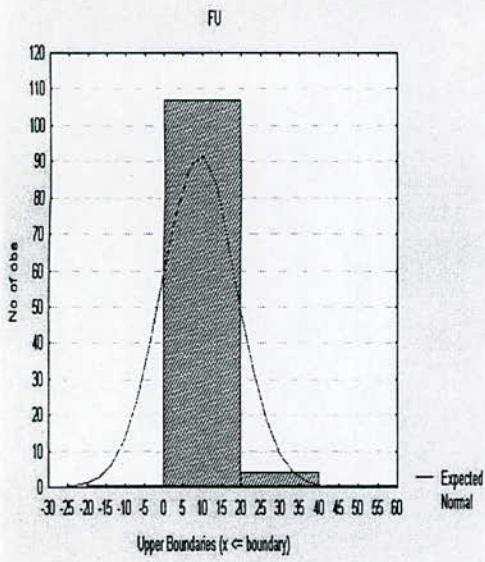


Figure V,8

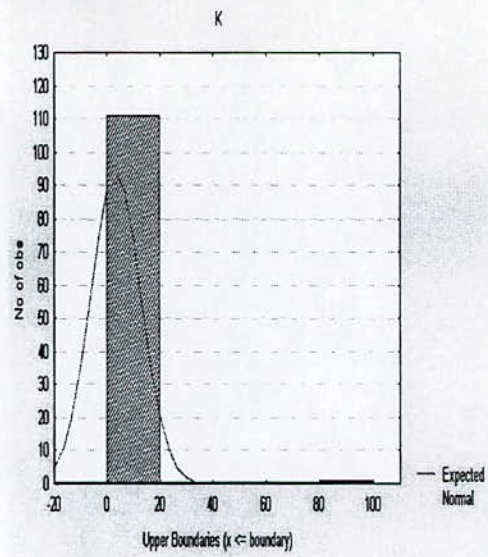


Figure V,9

Feuil24

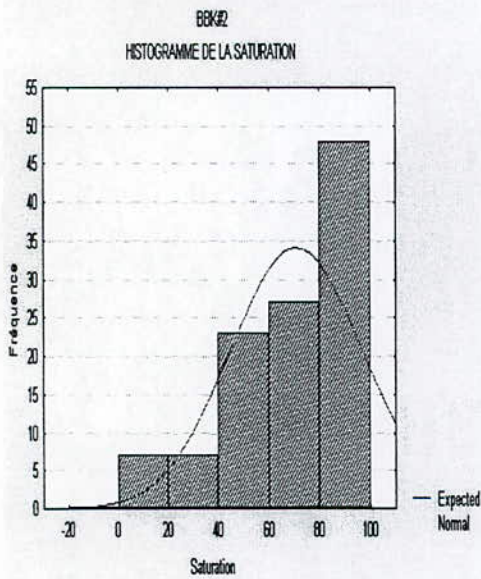


Figure V,10

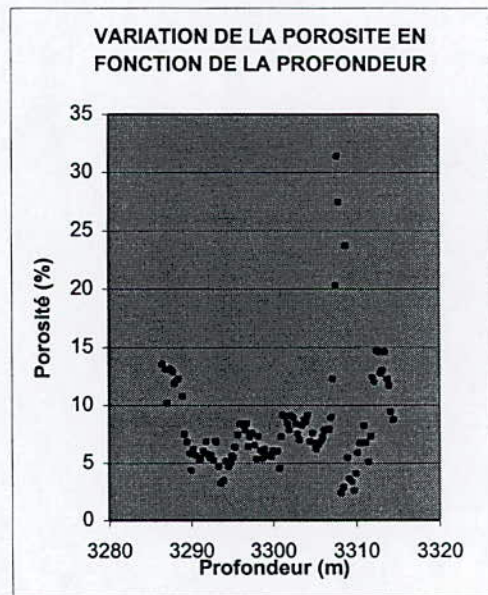


Figure V,11

Page 32

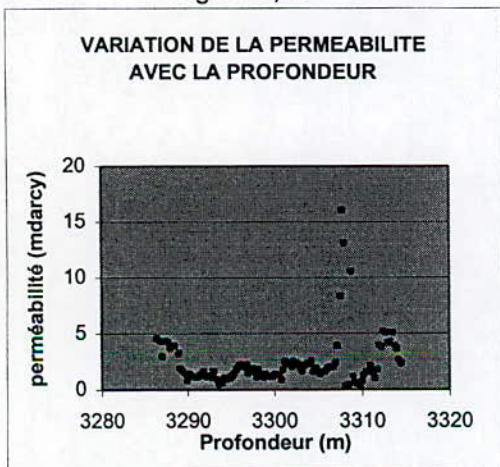


Figure V,12

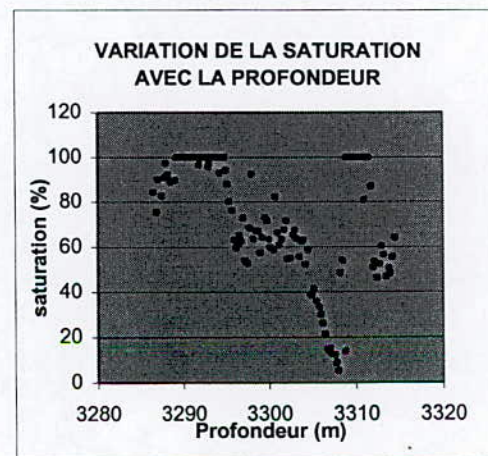


Figure V,13

BBK#N1

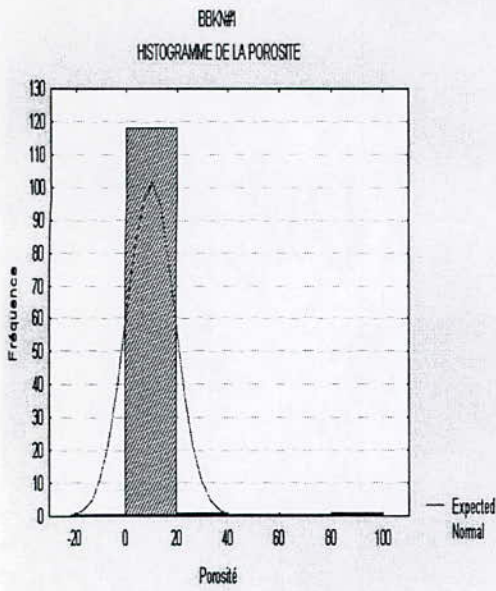


Figure V,13

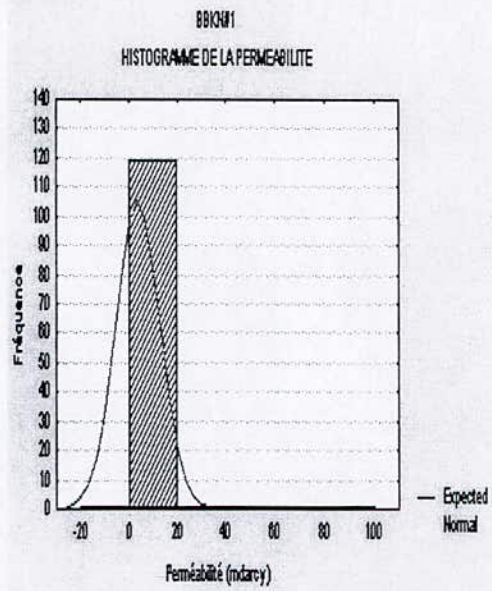


Figure V,14

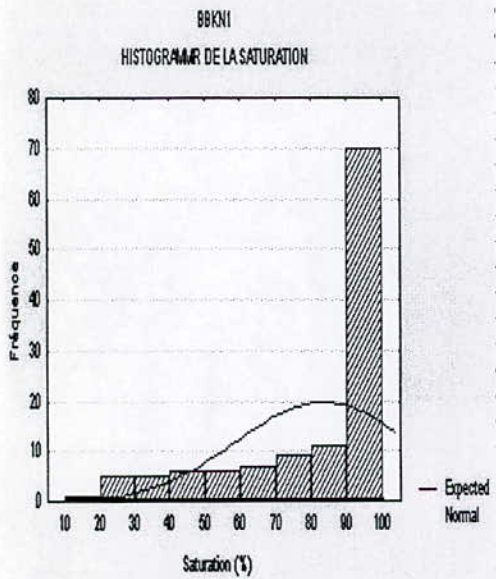


Figure V,15

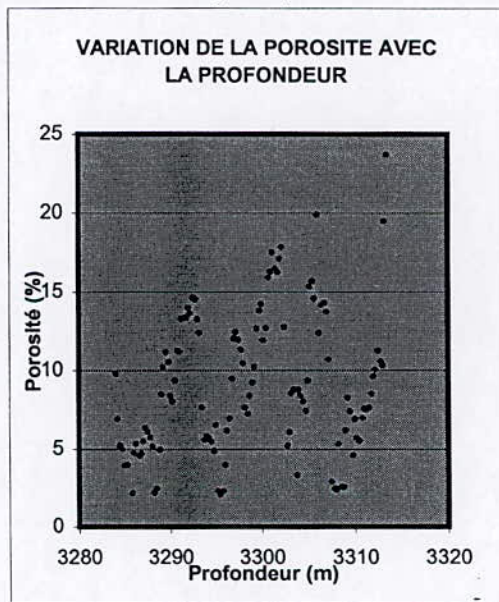


Figure V,16

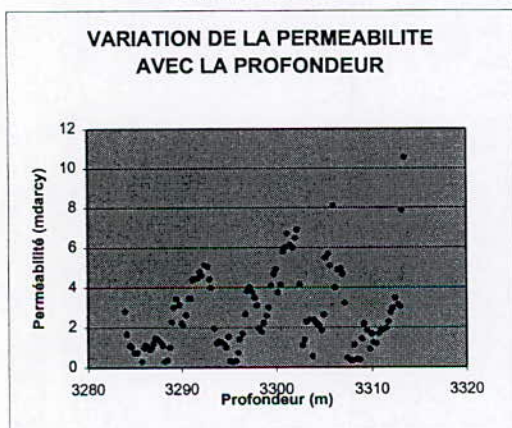


Figure V,17

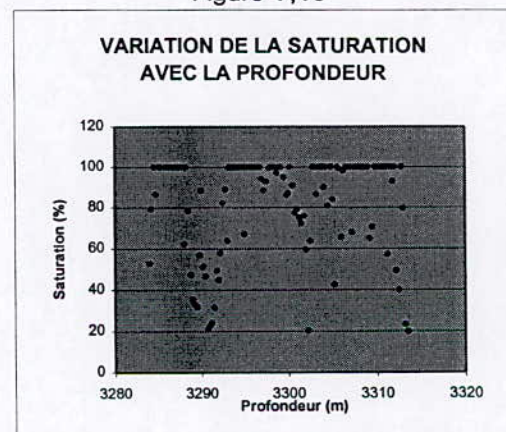


Figure V,18

BBK#N2

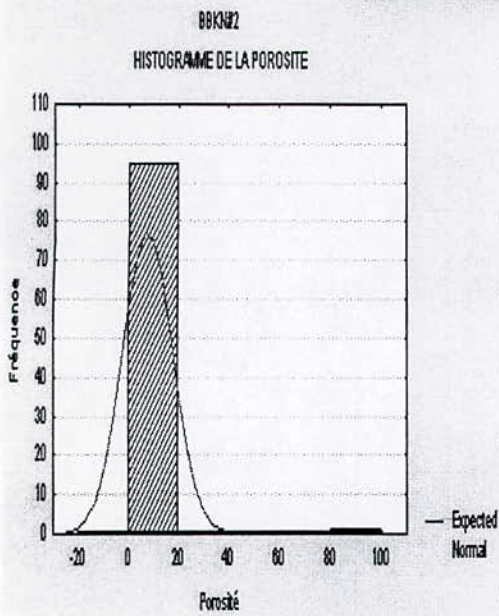


Figure V,19

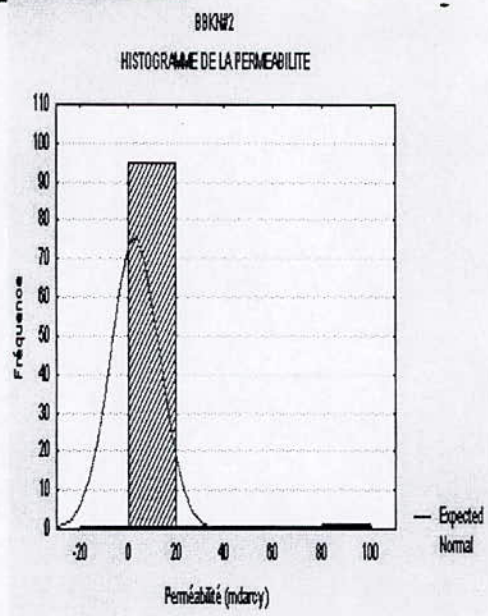


Figure V,20

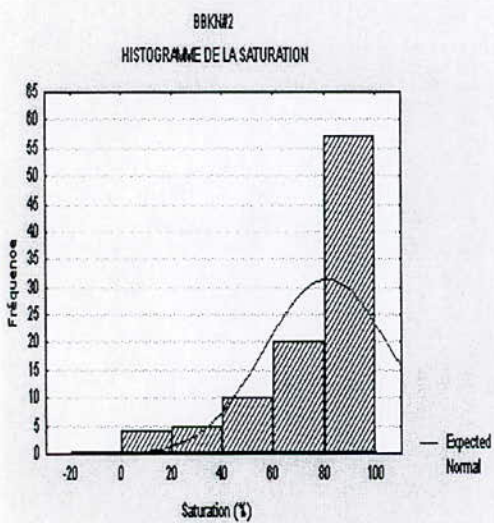


Figure V,21

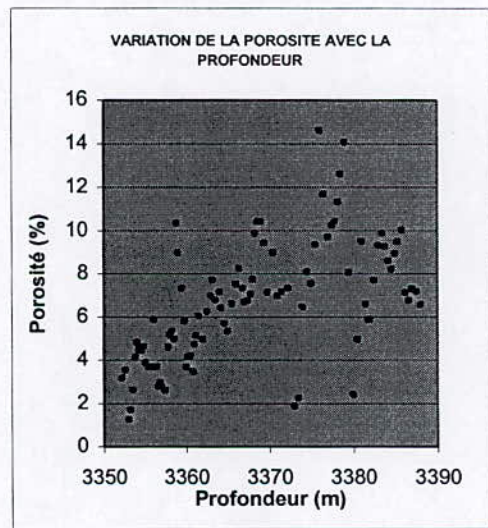


Figure V,22

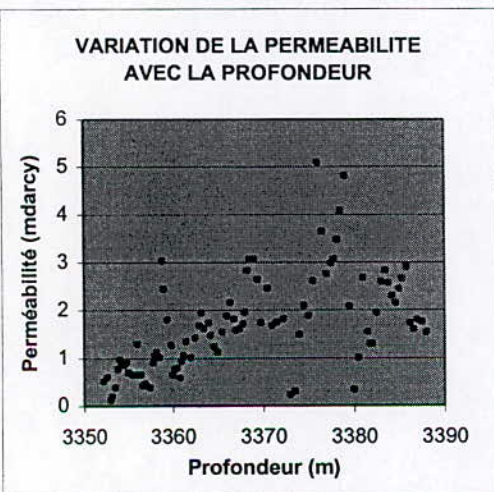


Figure V,23

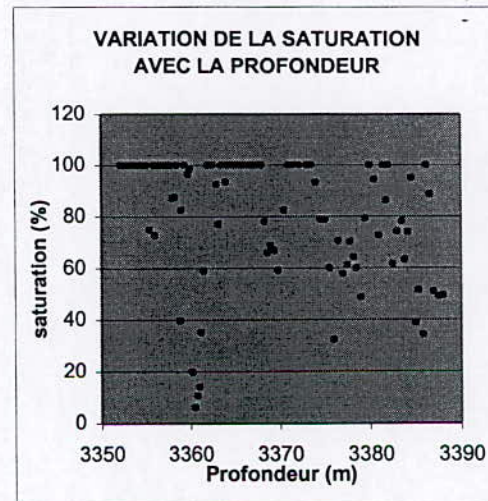


Figure V,24

ROM#2

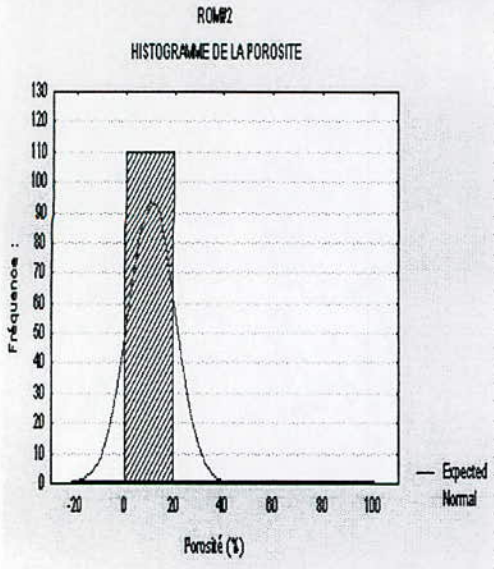


Figure V,25

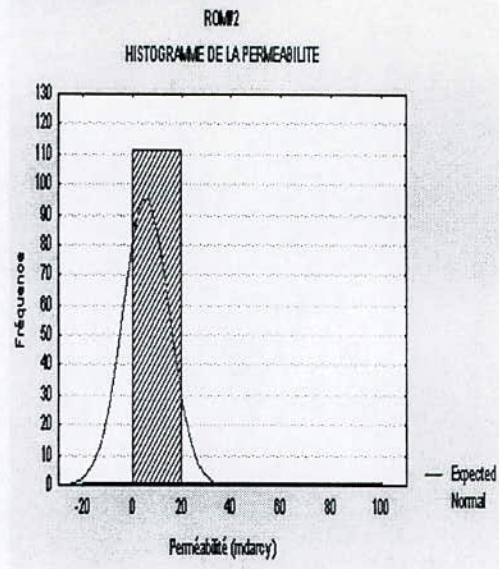


Figure V,26

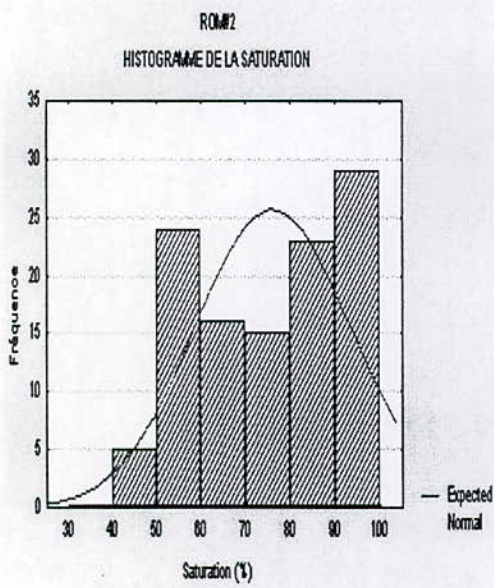


Figure V,27

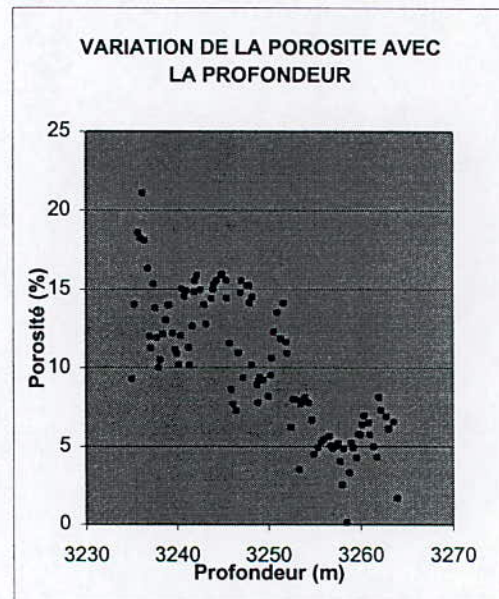


Figure V,28

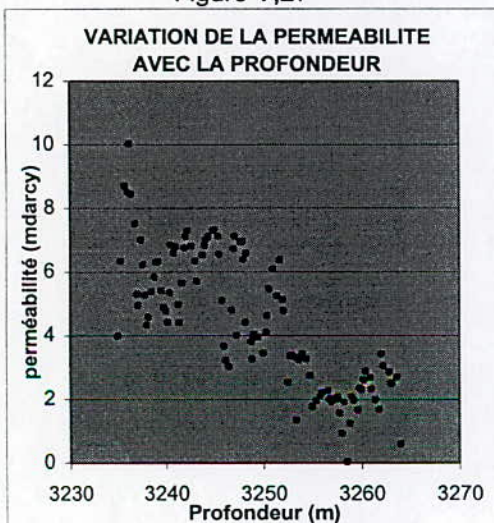


figure V.29

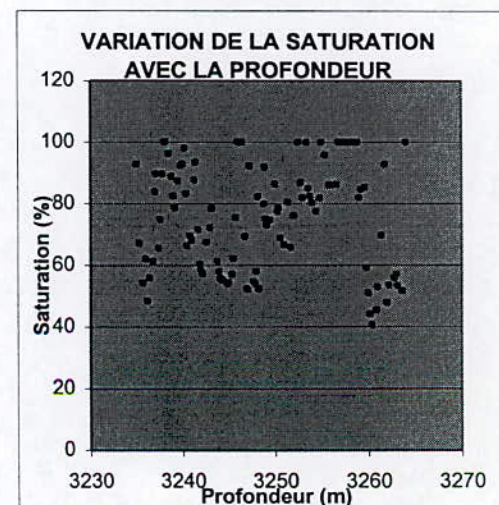


figure V.30

CHAPITRE IV

ETUDE DU RESERVOIR

VI Etude du réservoir

Ce chapitre développe l'interprétation sur toute la région (champ) forages d'étude.

Pour une évaluation et une description complète du réservoir sur les six puits les cartes suivantes ont été réalisées:

- Carte en isopathe de la discordance hercynienne (fig. **IV.1 a,b**).
- Carte en isopathe du toit du TAGI (fig. **IV.2 a,b**).
- Carte en isopathe du Zs (fig. **IV.3.a,b**).
- Carte en isopaque de la hauteur utile (fig. **IV.4**).
- Carte en isopaque de la hauteur totale (fig. **IV.5**).
- Carte en isopaque des réserves TAGI. (fig **IV.6 a,b**).
- Carte en isoporosité du réservoir TAGI. (fig. **IV.7**).
- Carte en isoperméabilité du réservoir TAGI. (fig. **IV.8**).
- Carte en isosaturation du réservoir TAGI. (fig **IV.9**).
- Carte en isovolume d'argile du réservoir TAGI. (fig. **IV.10**).

1. Structure du réservoir

La structure du réservoir a été déterminé par les cartes en isopathes et en isopaques (fig. **IV.1a,b**, **IV.2,a,b** , **IV.3** et **IV.4**.)

La cartographie en 3D de la discordance hercynienne et du toit du TAGI (fig. **IV.1.a** et **IV.2.b**) a permis d'avoir une idée sur la morphologie du réservoir.

La cartographie de la discordance hercynienne, du toit du TAGI et 3D de Zs (fig. **IV.1.b** , **IV.2.b** et **IV.3**) donne une idée sur l'accessibilité du réservoir sa profondeur.

La cartographie de la hauteur totale (fig. **IV.4**) a permis de suivre la variation de l'épaisseur du réservoir.

Ces cartes permettent de retenir les points suivants:

- La structure du réservoir n'est pas pénéplaine. Ce dernier se trouve à des faibles profondeurs vers le Nord par rapport au Sud.
- Les lignes en isopathe de la discordance hercynienne ainsi que celles du toit du TAGI, se resserrent entre les forages BBKN#1 et BBKN#2. Ce resserrement peut être du à une faille,

2. Cartographie des paramètres pétrophysiques

La cartographie des paramètres pétrophysiques permet de distinguer les zones de bonnes et de mauvaises caractéristiques pétrophysiques à l'échelle régionale.

2.1 L'argilosité :

La cartographie de la variation du volume d'argile (fig.IV.6) est basée sur la moyenne arithmétique (tab IV.1.).

La diminution du volume d'argile est du Nord-Est vers le Sud-Ouest.

On remarque la grande variation du volume d'argile entre les forages ROM#1 et ROM#2 est assez élevée, mais en considérant tous les forages cette variation n'est pas importante . Par ailleurs, les zones de faible argilosité se situent vers le Sud-Est.

2.2 La porosité :

La carte d'isoporosité (fig. IV.7) est basée sur les moyennes arithmétiques. (tab. IV.1).

La porosité varie peu mais elle diminue légèrement vers BBKN#2, où le réservoir se retrouve à plus profond.

Ces faibles variations sont dues à l'uniformité de la lithologie (cross plots) et de l'argilosité (fig.IV.10).

2.3 La perméabilité :

La carte d'isoperméabilité (fig.IV.8) est basée sur les moyennes géométriques (tab. IV.1).

On remarque une détérioration linéaire de la perméabilité du Nord-Ouest vers le Sud-Est, sauf vers la région centrale où le réservoir se trouve à des profondeurs plus grandes (vers les puits BBKN#1 et BBKN#2), où le réservoir présente de bonnes perméabilités.

2.4 La saturation

La carte d'isosaturation (fig.IV.9) est basée sur les moyennes arithmétiques(tab.IV.1.).

La distribution de la saturation est quelconque dans l'ensemble du réservoir.

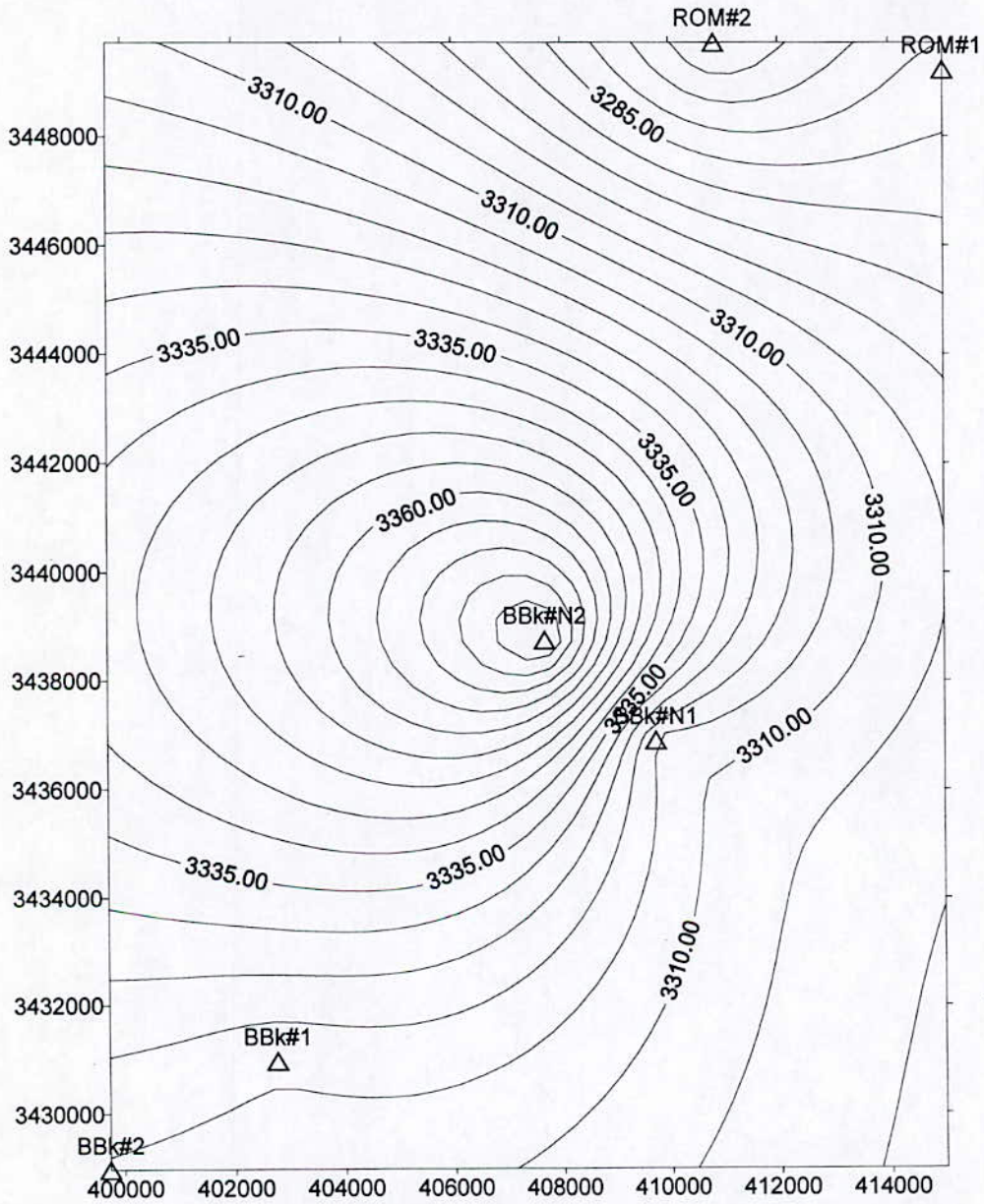
Les zones Nord et Est présentent une importante saturation. Le maximum est atteint à l'Est de BBKN#2. La région Sud-Ouest présente de faible saturation et les valeurs minimales se retrouvent dans le forage BBK#1.

Forages	X	Y	Zs m	Hu m	Ht m	Toit .m	Φ %	K mdarcy	Sw %	Vsh %	Hu* Φ m	HD m
Bir Berkine#1 BBK#1	402769	3430970	186	16.4	19	3297	9.52	1.52	51.45	35.37	156.16	3316
Bir Berkine#2 BBK#2	339732.6	3428970	182.26	14.8	18	3286.5	8.25	1.85	62.96	40.71	122.11	3314.5
Bir Berkine Nord #1 BBKN#1	409732.6	3436892	187.5	15.3	29.4	3284	9.1	2.03	77.61	43.64	139.22	3313.5
Bir BerkineNord #2 BBKN#2	407685.9	3438747	196.21	20.5	26	3352.2	6.67	1.35	74.53	38.84	136.67	3388
Rhourde Messaoude #1 ROM #1	414983	3449219	194.5	6.7	33.5	3249	-	-	-	56.99	-	3282.5
Rhourde Messaoude #2 ROM #2	410833	3449717	194.5	14.6	29	3235	10.17	3.8	73.83	37.69	148.50	3264

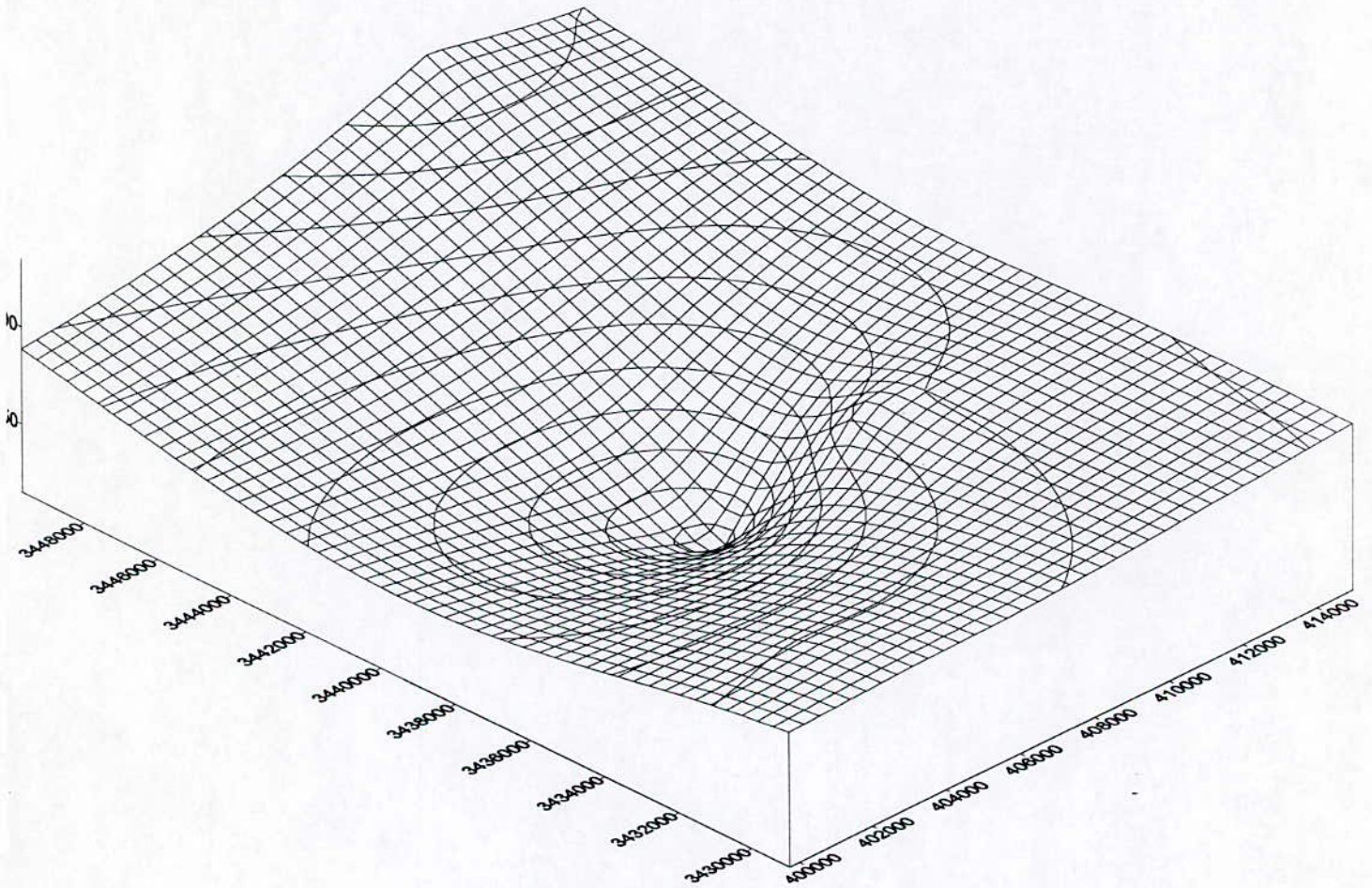
Tableau : IV.1 Caractéristique du réservoir

Forages	X	Y	Zs m	Hu m	Ht m	Toit M	Φ %	K mdarcy	Sw %	Vsh %	Hu*Fu m	HD m
Bir Berkine#1 BBK#1	402769	3430970	186	16.4	19	3297	9.52	1.52	51.45	35.37	156.16	3316
Bir Berkine#2 BBK#2	339732.6	3428970	182.26	14.8	18	3286.5	8.25	1.85	62.96	40.71	122.11	3314.5
Bir Berkine Nord #1 BBKN#1	409732.6	3436892	187.5	15.3	29.4	3284	9.1	2.03	77.61	43.64	139.22	3313.5
Bir BerkineNord #2 BBKN#2	407685.9	3438747	196.21	20.5	26	3352.2	6.67	1.35	74.53	38.84	136.67	3388
Rhourde Messaoude #1 ROM #1	414983	3449219	194.5	6.7	33.5	3249	-	-	-	56.99	-	3282.5
Rhourde Messaoude #2 ROM #2	410833	3449717	194.5	14.6	29	3235	10.17	3.8	73.83	37.69	148.50	3264

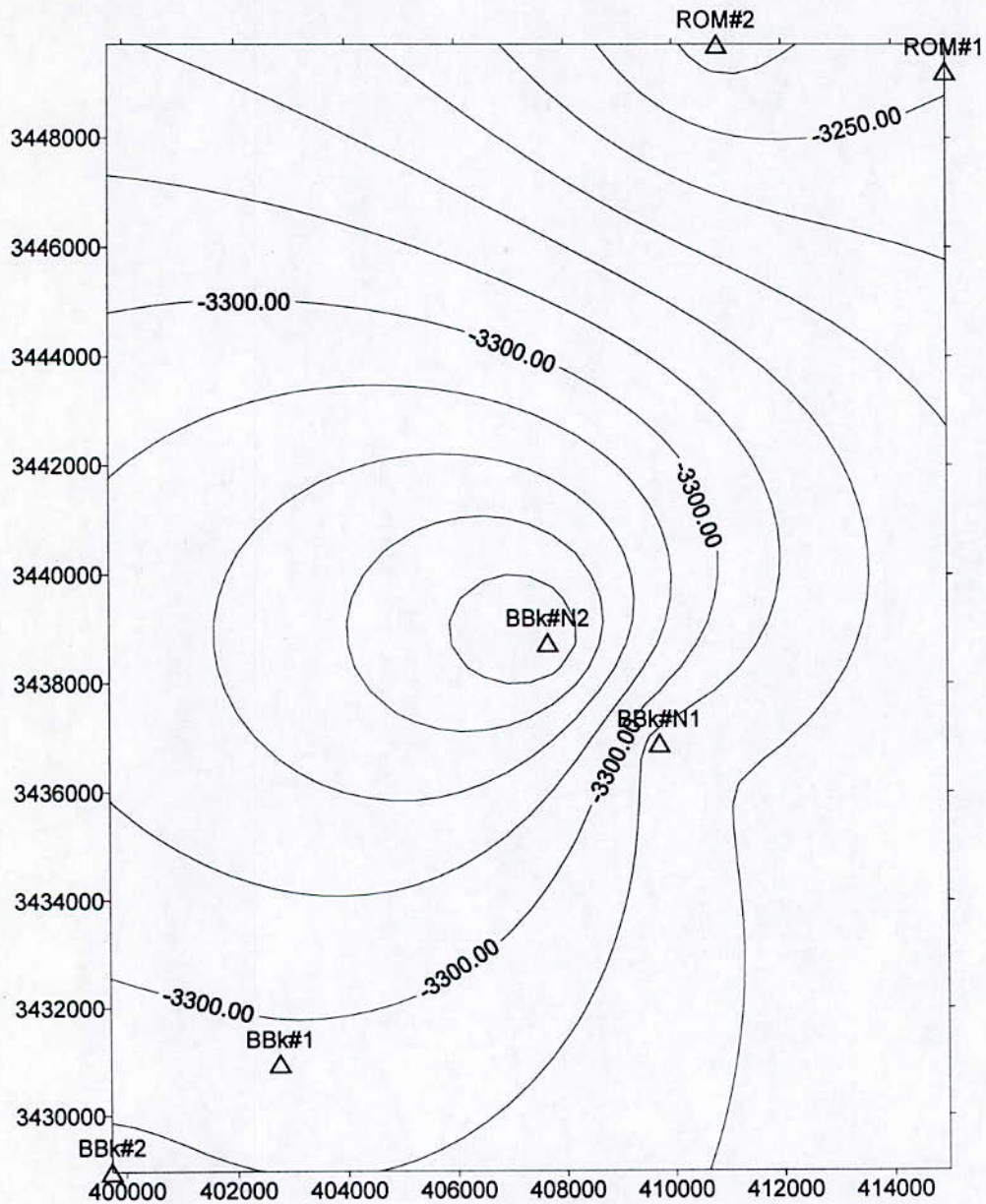
Tableau : IV.1 Caractéristique du réservoir



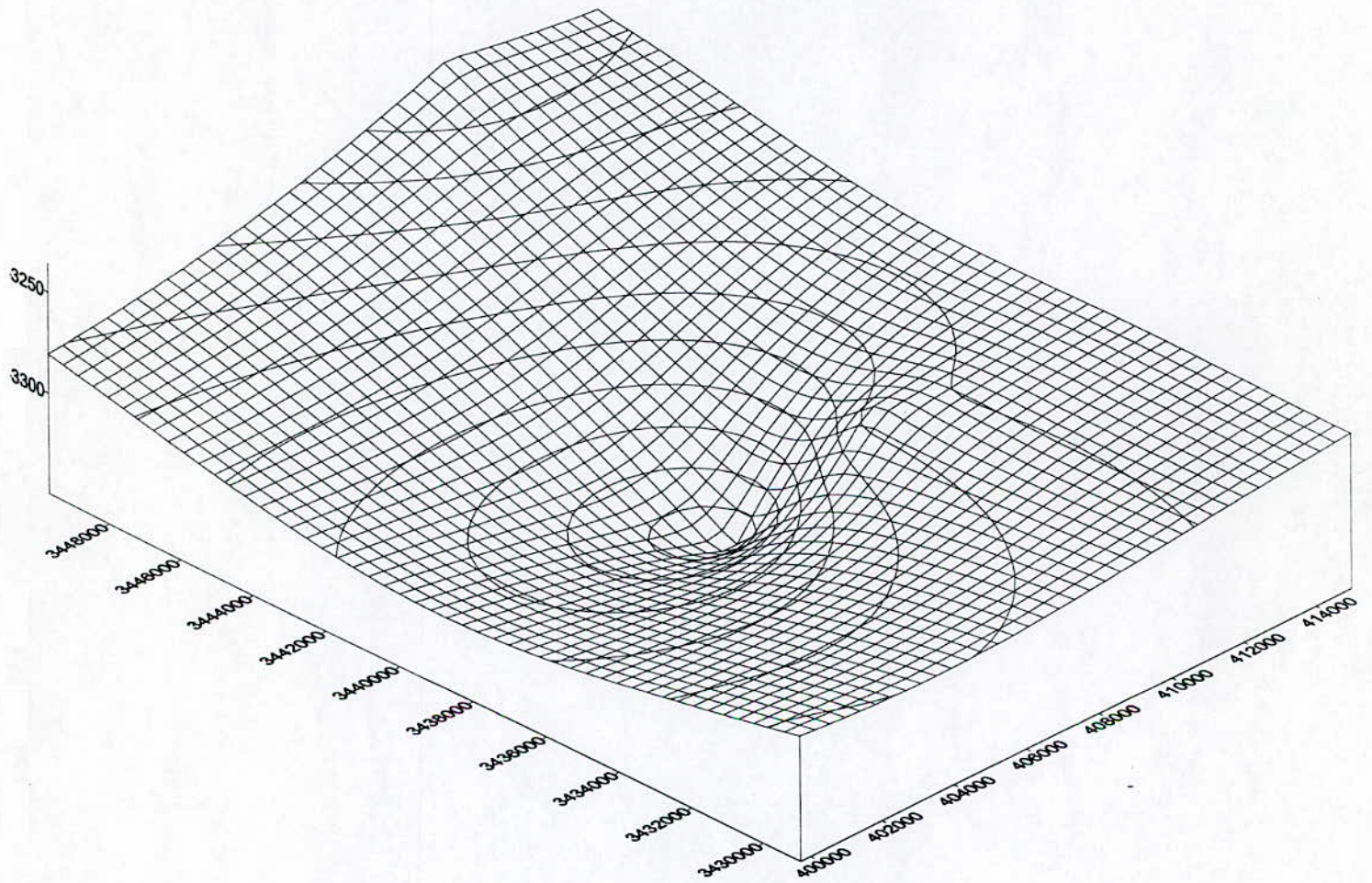
ISOPATH DE LA DISCORDANCE HECYNIENNE (m)
figure IV.1,a



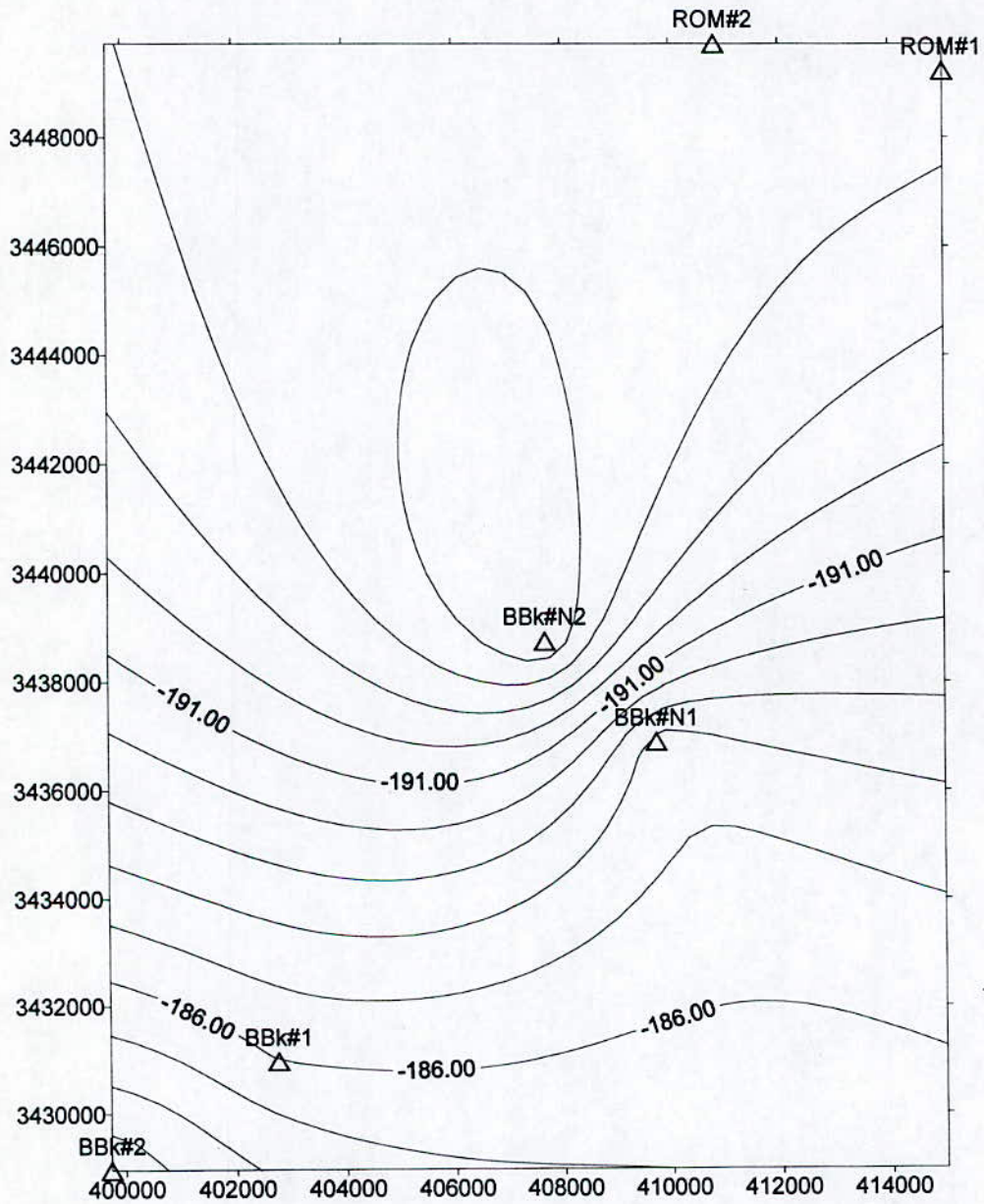
**Topographie de le discordance hercynienne
figure IV.1,a**



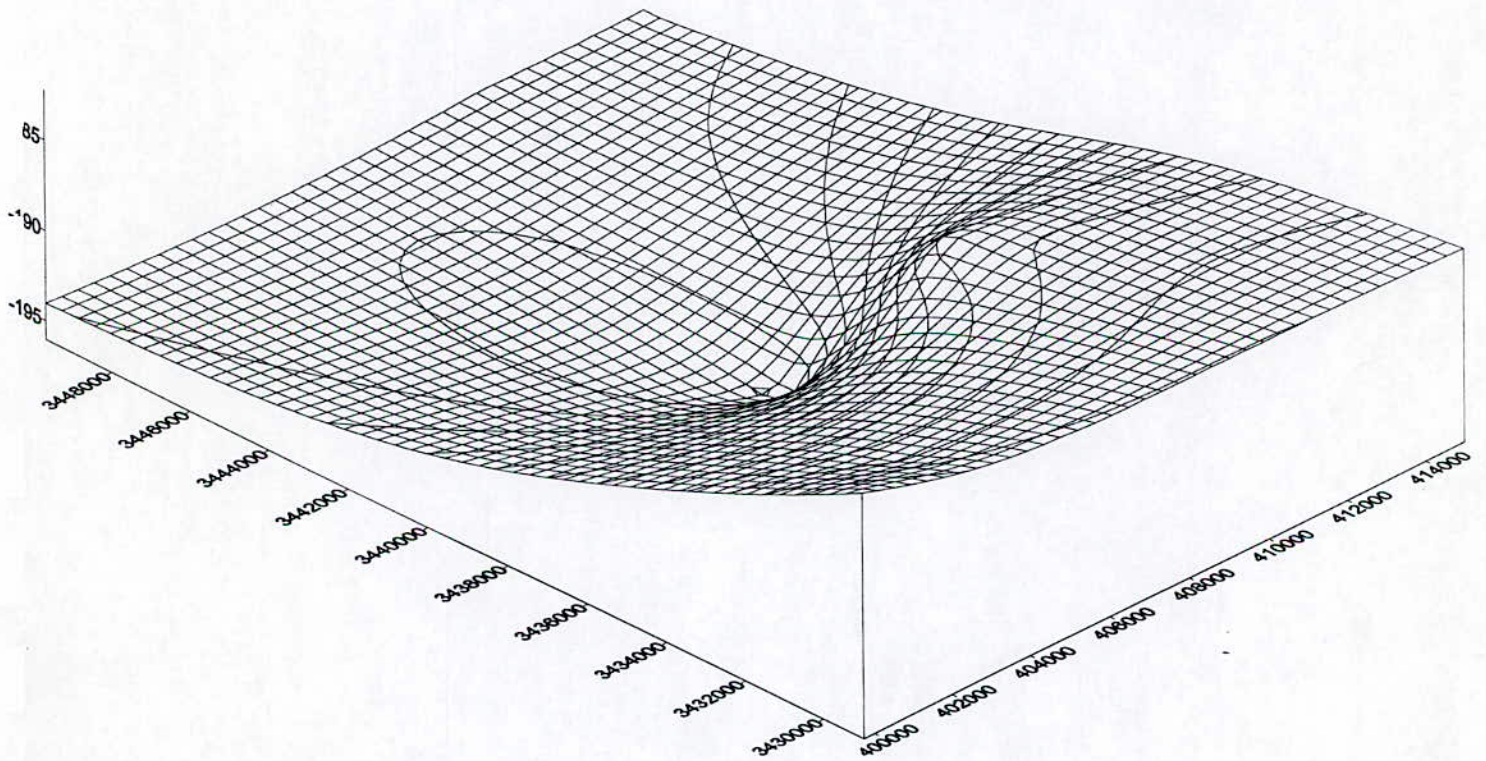
ISOPATH DU TOIT DU TAGI (m)
figure IV.2,a



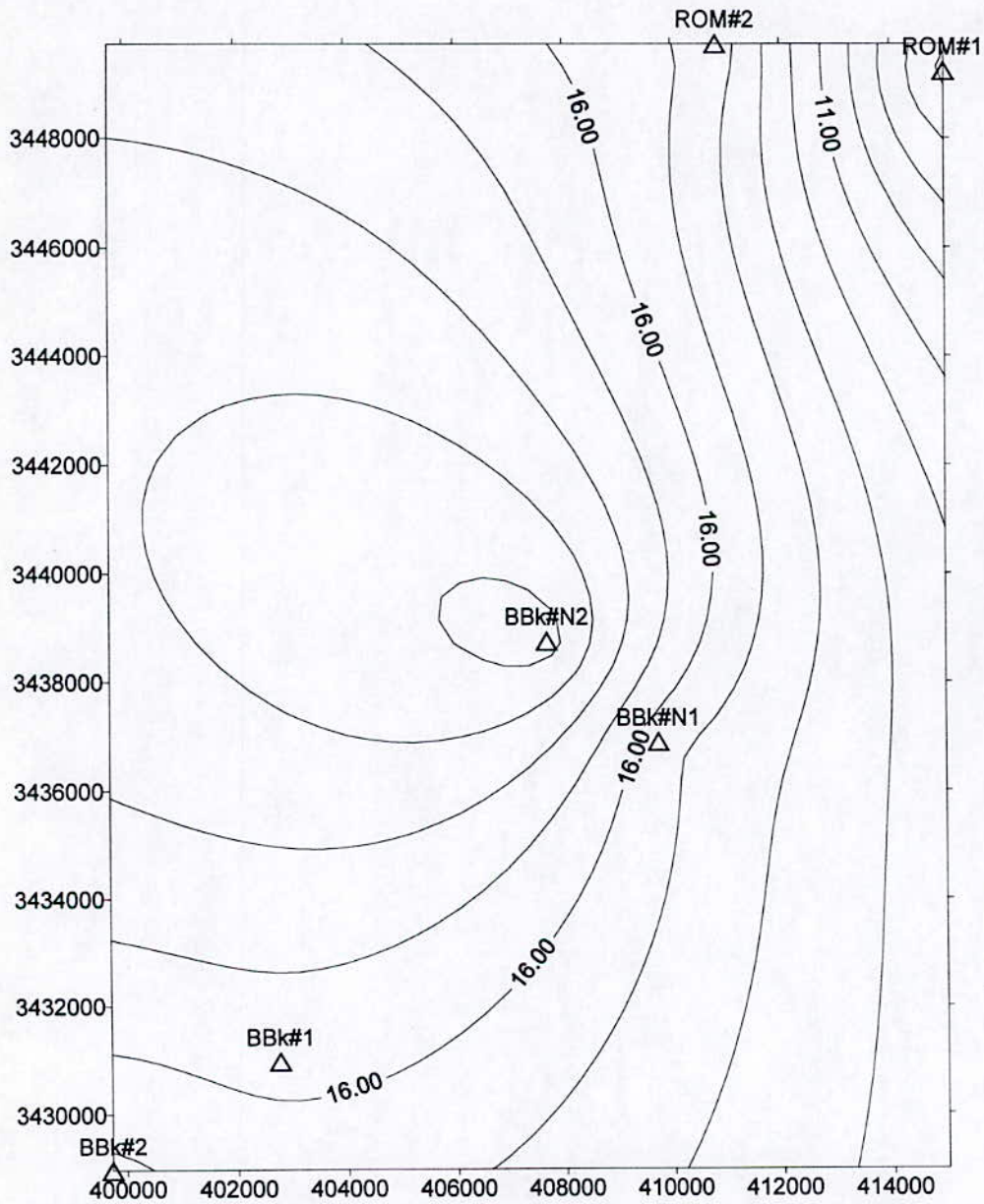
**Topographie du toit du réservoir TAGI
figure IV.2,b**



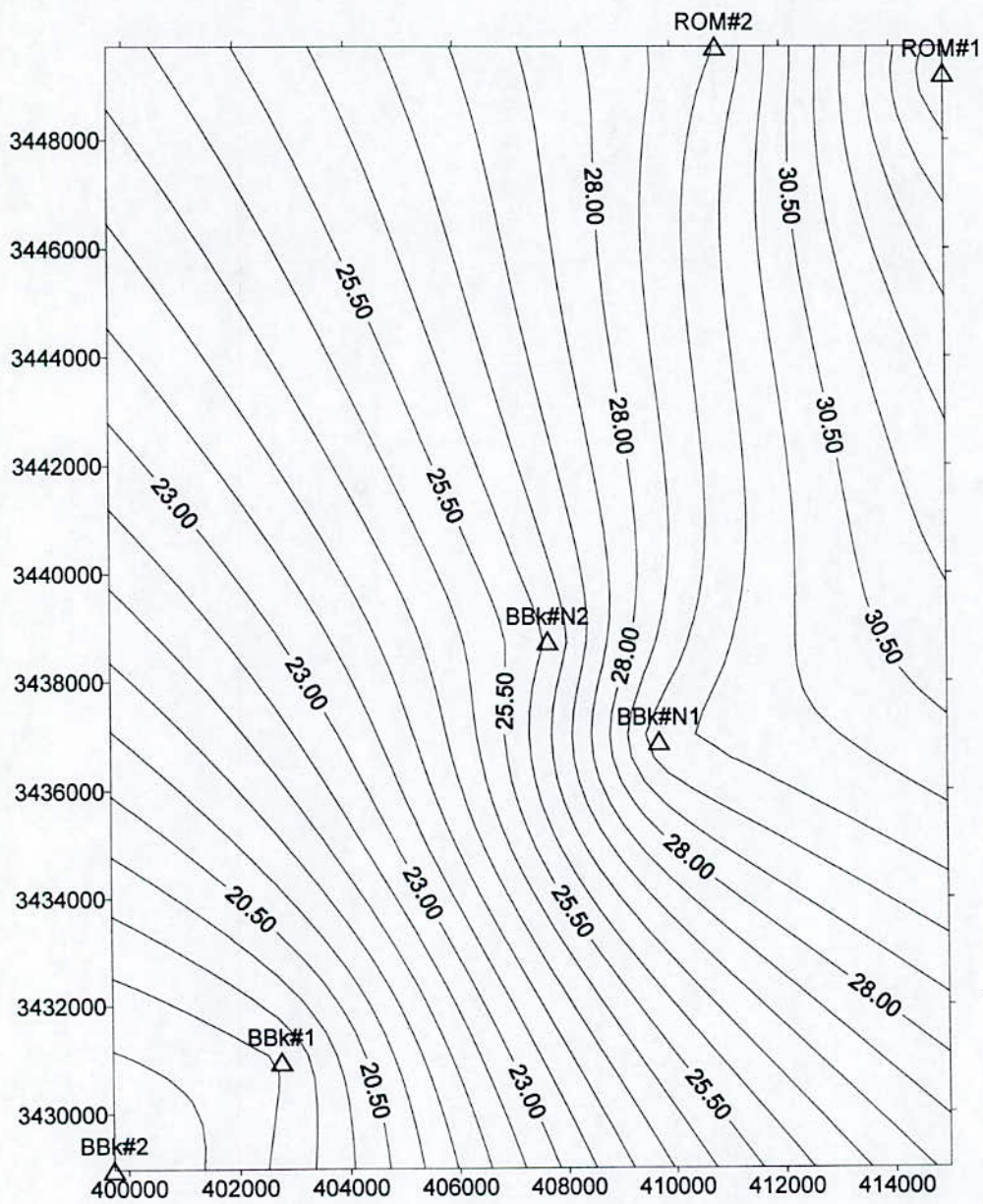
**La topographie du sole
figure IV.3,a**



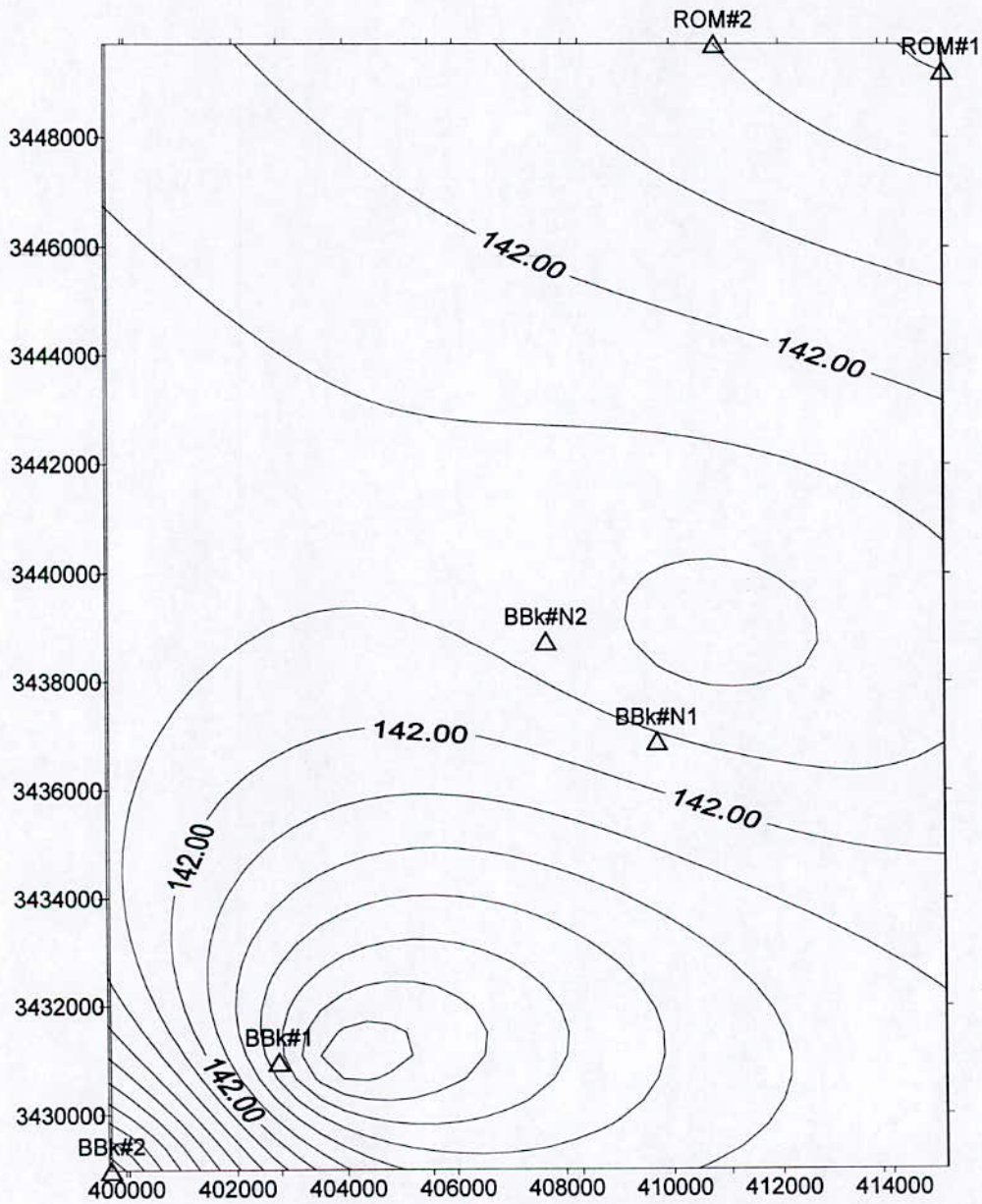
**Topographie du sole
figure IV.3,b**



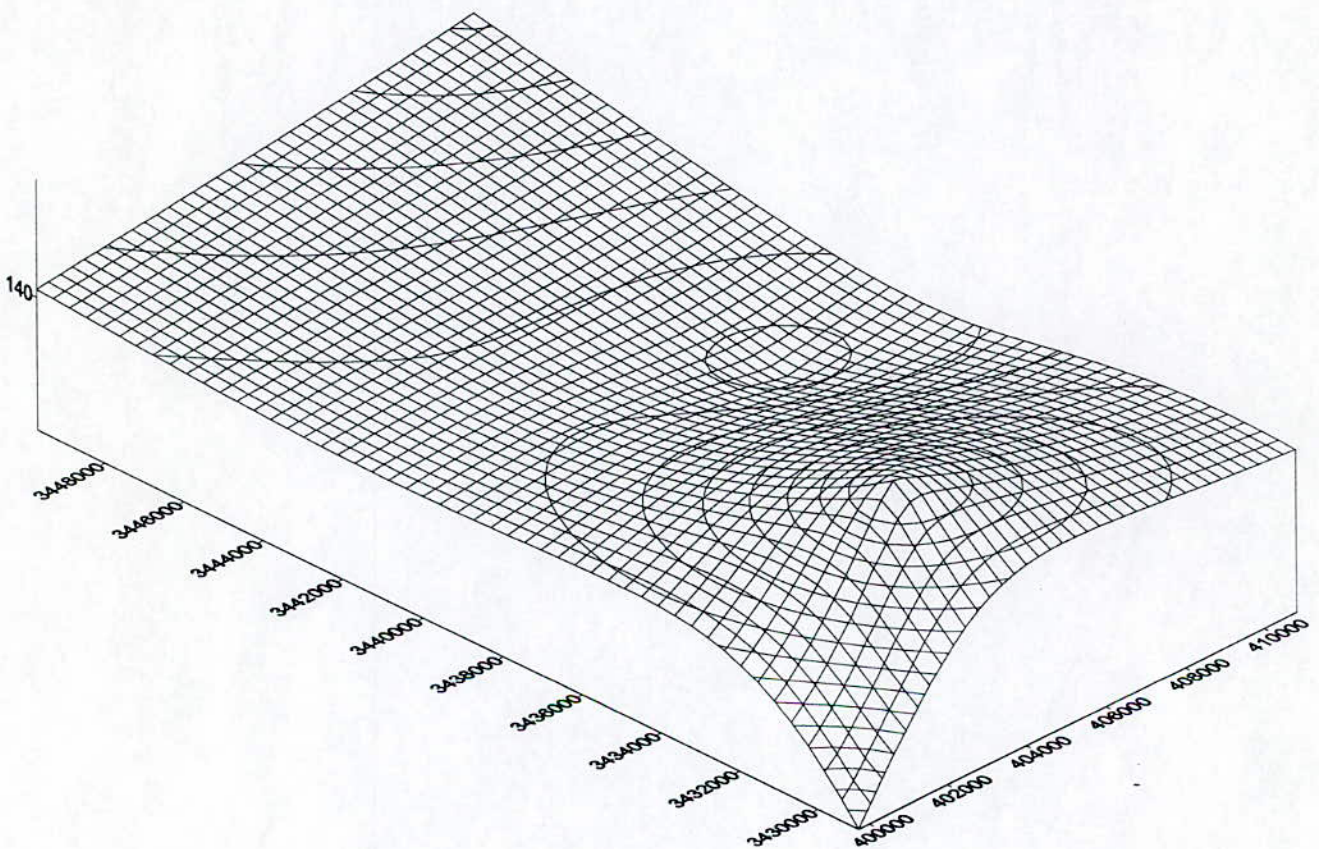
ISOPAQUE DE LA HAUTEUR UTILE(Hu) m
figure IV.4



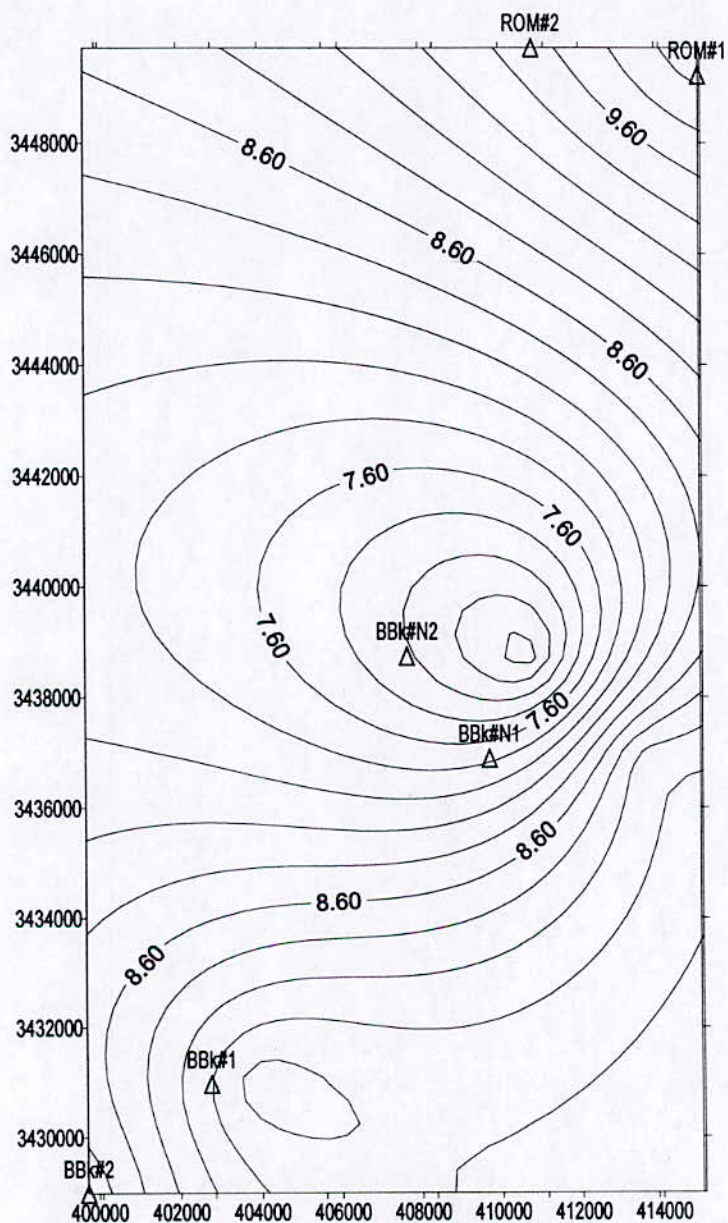
ISOPAQUE DE LA HAUTEUR TOTALE (Ht) m
figure IV.5



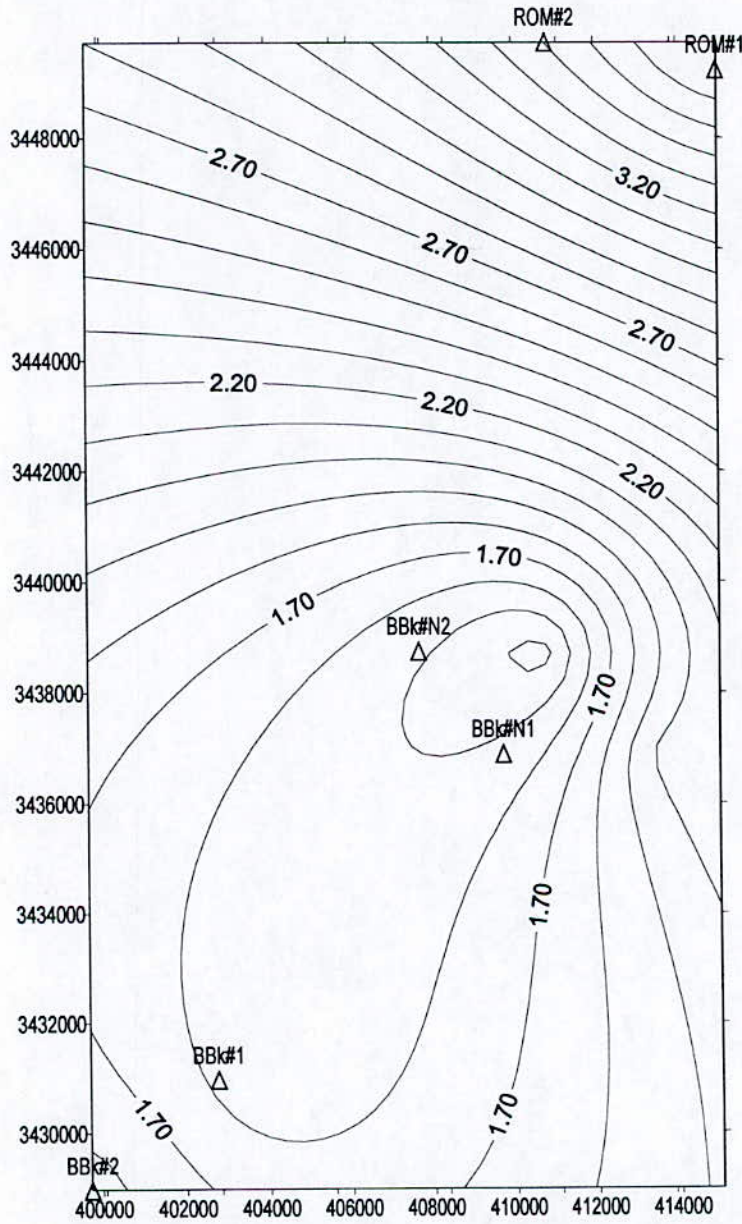
ISOPAQUE DES RESERVES DU T.A.G.I
figure IV.6,a



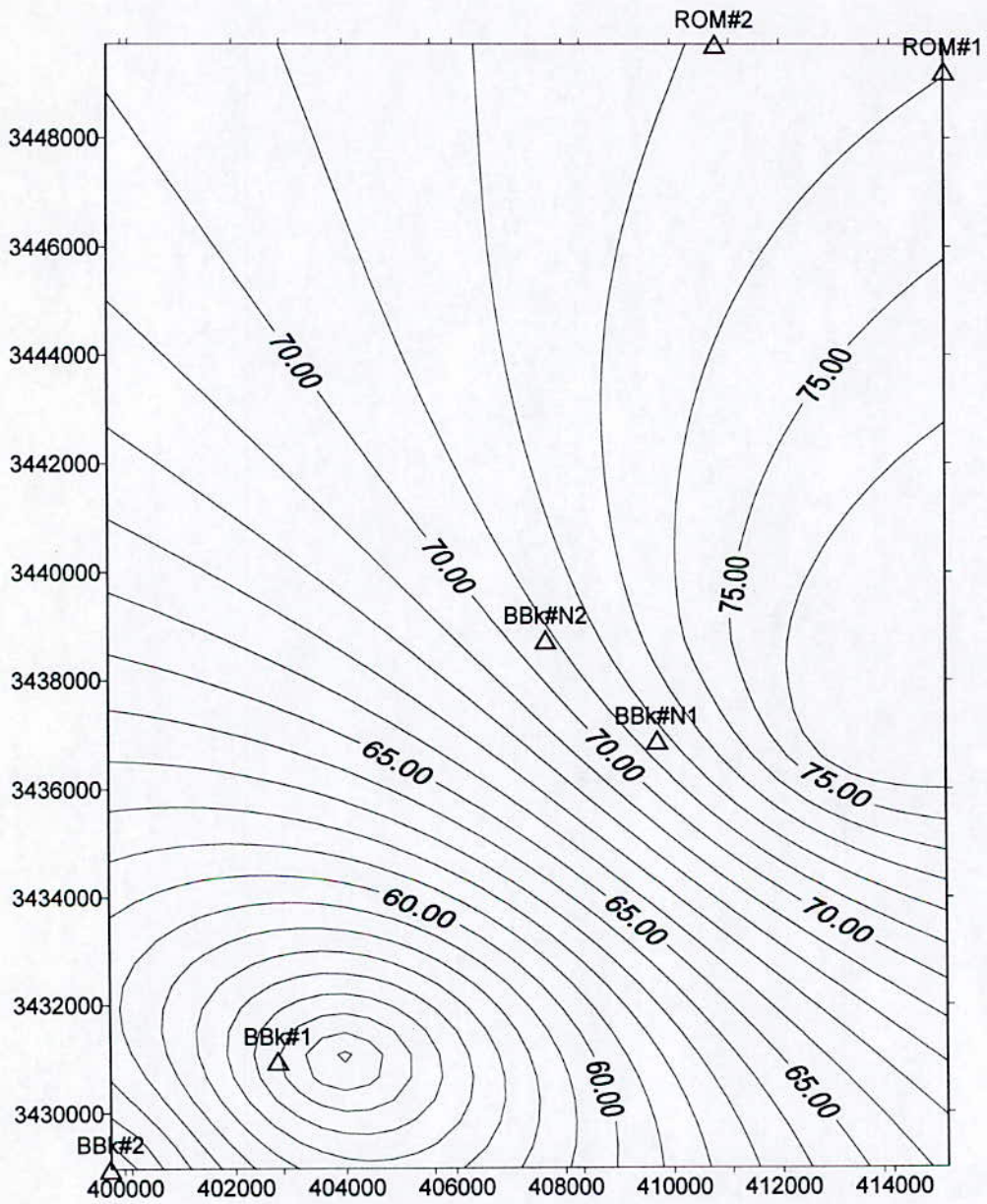
**schématisation des réserves
figure IV. ,b**



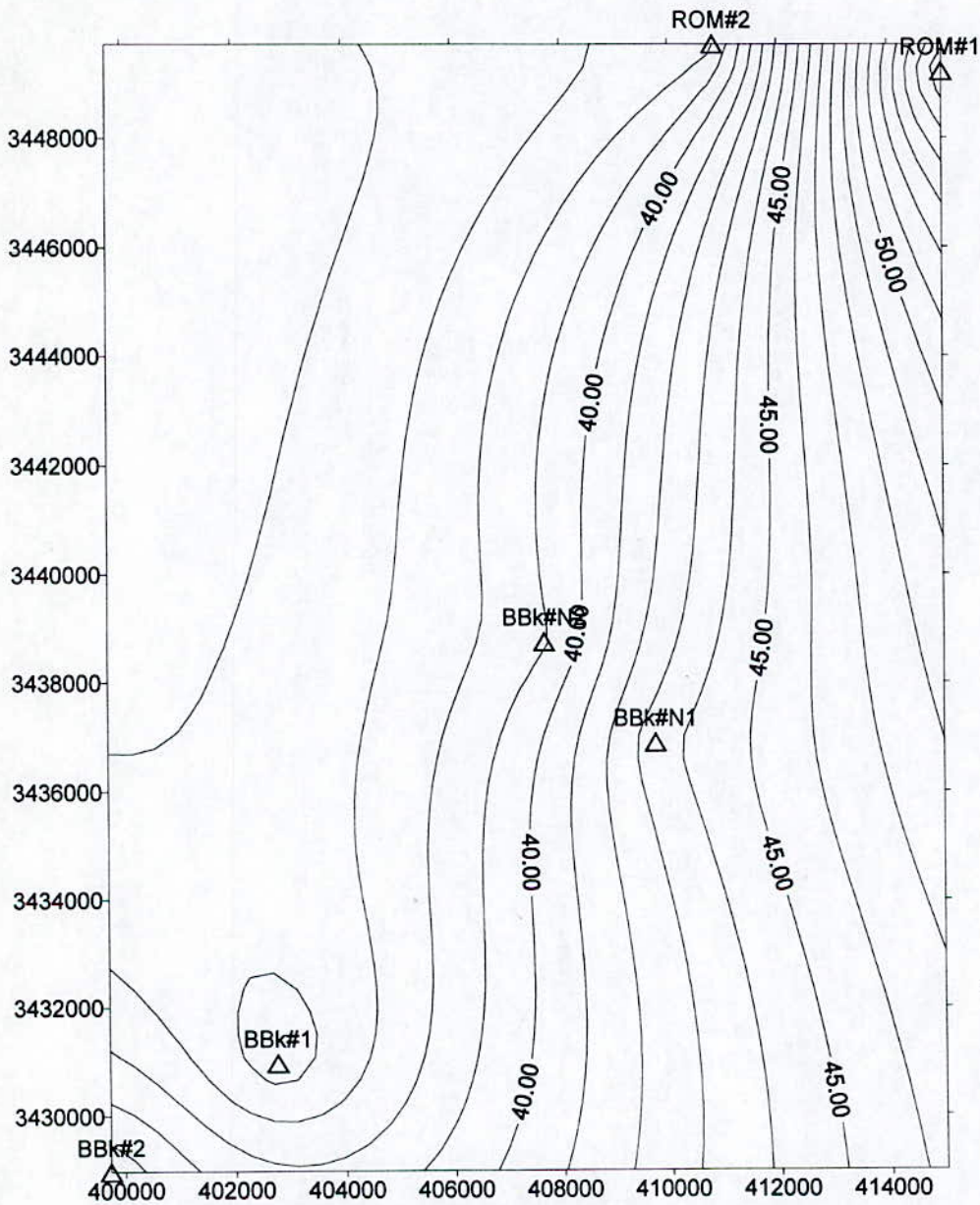
ISOPOROSITE DU RESERVOIR T.A.G.I
figure IV.7



ISOPERMEABILITE DU RESERVOIR T.A.G.I
figure IV.8



ISOSATURATION DU T.A.G.I
figure IV.9



ISOVOLUME D'ARGILE
figure IV.10

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale :

L'évaluation des paramètres pétrophysiques relatives aux différents sondages et à la région d'étude permet de retenir les points suivants :

- La structure du réservoir se présente sous forme de horst et graben. Il constitue un bon piège pour les hydrocarbures.
- Le réservoir est caractérisé par de bon paramètres pétrophysiques, une porosité de 7 à 9 %, une perméabilité de 2 à 4 mdarcy et une hauteur utile de 6 à 20m.
- La présence de minéraux lourds dans le réservoir.
- Les intercalations d'argile influent sur la détection des hydrocarbures.
- Le réservoir est caractérisé par les mêmes minéraux.

Les forages BBK#1, BBKN#1 et ROM#2 sont productifs d'hydrocarbures.

BIBLIOGRAPHIE

- SERRA.O, 1986 : Fundamentals of well-log interpretation Tome 1
The acquisition of logging data
- SERRA.O, 1986 : Fundamentals of well-log interpretation Tome 2
Interpretation of logging data.
- DESBRANDES.R, 1982 : Diagraphies dans les sondages.
- BESKOPYLNVI.V, 1984 : Classification des prospectus méthodes
d'évaluation des Ressources en hydrocarbure
- SCHLUMBERGER, 1979 : WEC 1979.
- SCHLUMBERGER, 1995 : WEC 1995.
- SCHLUMBERGER, 1989 : log interpretation charts.
- SCHLUMBERGER, 1989 : Log interpretation principes \ application
- BEDJAOUI.C, 1996 : Evaluation des puits et détermination des paramètres
critiques de porosité et perméabilité au niveau du
TAGI du bassin de Gadamas.
Mémoire d'ingénieur
- Boualem.A, 1997 : Particularités des réservoirs TAGI dans le bassin de
Gadames
- BOUDOUR.A, CHEBATA.M, 1998 : Interprétation structurale au toit du
TAGI et et du salifère 4 (blocs : 441 et 401) bassin de Gadames
- BOUDJATIT.M, ZEMOURIE , 1996 :Distribution des propriétés
pétrophysiques dans le réservoir Triassique (TAGI) du bassin de Gadames.
- Distribution régionale et statistique des paramètres de réservoirs (porosité et
perméabilité) rapport final.
- RAPPORT CHANTIER DE FIN DE FORAGE. SONATRCH. District 5.

Bir Berkine # 1

Bir Berkine # 2

Bir Berkine Nord # 1

Bir Berkine Nord # 2

Rhourde Messaoud # 1

Rhourde Messaoud # 2