



1^{ères} Journées Nationales d'Etudes de la **Géologie** et **Engineering Réservoir**

Boumerdès - ALGERIE

17 - 18 Juin 2002

Organisées par :

**L'Association des Anciens Elèves
L'Association Nationale des Diplômés de l'INH**

AAE - AND / INH

**Recueil de Communications
GEOLOGIE RESERVOIR**

Sponsors



JUNE GER 2002



Recueil de Communications



Mots du Président

■ ■ ■ Le Mot du Président

L'intérêt de la géologie et de l'engineering réservoir a augmenté exponentiellement ces dix dernières années. Cette évolution s'explique en Algérie par les découvertes et l'exploitation de nouveaux gisements en association avec les partenaires étrangers, par les problèmes que posent certains gisements anciens, ainsi que par l'évolution de la technologie dans le domaine.

Beaucoup de réservoirs ont des composants diagénétiques qui affectent directement leurs caractéristiques pétrophysiques en particulier les réservoirs argilo-gréseux.

"Gonflement des argiles par les fluides de forage.

"Migration des fines et colmatage pendant l'exploitation.

"Endommagement des réservoirs lors de l'injection de l'eau ou du gaz pour le maintien de pression

Le but de ce séminaire n'est pas de résoudre les problèmes liés à la géologie et à l'engineering réservoir mais de créer une dynamique de recherche et de développement

BENMAMMERI Mabrouk

REMACHE Salah

Sommaire



Sessions Orales



EVOLUTION TECTONO-SEDIMENTAIRE DES RESERVOIRS ALBO-APTIENS A TRAVERS LE BASSIN SUD-EST CONSTANTINOIS ET LE SILLON MELRHIR

A.ABDERRAHIM - Z.AMIA - F.BELFAR, N.HAOUI



GEOMETRIE ET DYNAMIQUE DES BASSINS TRIASIQUES DE L'ATLAS SAHARIEN OCCIDENTAL ET DES HAUTS PLATEAUX (ALGERIE)

Farid BELFAR



CONTROL ON DIAGENETIC PROCESSES AND RESERVOIR QUALITY

M. S BENZAGOUTA, F. NEZZAL, R.MARMI, B.R. TURNER



USING PRESSURE ANALYSIS ,WIRELINE LOGGING AND CORE ANALYSIS FOR BETTER UNDERSTANDING OF THE GEOLOGICAL MODELS (CASE OF BERKINE BASIN TAGI RESERVOIR)

M.BOUDJATIT, F. DJETTOU



CONSEQUENCES DES PROBLEMES DE FORAGE ET DE COMPLETION SUR RESULTATS DES Puits D'EXPLORATION

Fethi ELAROUCI



POTENTIEL DE GAZ ASSOCIE AUX RESERVOIRS A BASSE RESISTIVITE DU GEDINNIEN DU BASSIN DE L'AHNET

Fethi ELAROUCI



ETUDE DE DEVELOPPEMENT DE L'ANNEAU D'HUILE DU GISEMENT DE GAZ D'ALRAR

A. GUEDDOUD, REKAIBA



SYSTEMATIC GEOSTATISTICAL APPROACH TO RAPID RESERVOIR DEVELOPMENT AT HASSI-MESSAOUD FIELD APPLIED TO ZONE 1

KENNEDY, G.LONNIE , Lynda HACENE LHADJ, Madani MESSAOUD, Salah MEKMOUCHE



DETERMINATION DES PROPRIETES RHEOLOGIQUES D'UN MATERIAU UTILISE DANS LE SYSTEME DE BOUE UTILISE POUR LE FORAGE DE LA PHASE 17th/2 DE LA REGION DE HASSI-MESSAOUD

N.KHERFELLAH - K.BEKKOUR - BENHADID



SELECTION D'UN DESIGN D'ACIDIFICATION : APPLICATION AU CHAMP DE HASSI-R'MEL

Malika KHODJA - Nadia ALEM



Evolution et inter-action entre les argiles et les hydrocarbures du R2 dans le secteur Nord Est de Hassi Messaoud

Lynda HACENE LHADJ, LONNIE, KENNEDY



RESERVOIRS PRODUCTIFS D'HYDROCARBURES AVEC DE BASSES POROSITES - APPORT DE L'IMAGERIE ET DES TESTS

Abdenour MERABET, Fethi ELAROUCI



Sessions Posters



GEOLOGIE ET POTENTIEL PETROLIER DU BASSIN S-E CONSTANTINOIS- ALGERIE

A.GACI



IDENTIFICATION AND GEOLOGICAL STUDY OF AQUIFERS IN THE VALLEY OF OUED ABDI (AURES, ALGERIA).

H. HABANI, Z. AMIA, M. BERGHEUL

Comité Scientifique

■■■ Président

□ M.MAZIGHI

■■■ Membres

- A.MAZZOUZI
- N.ZERAIBI
- K.GHIMOUZ
- A.DEGHMOUM
- A.BARKAT
- BOUNOUA
- B.BENRABAH
- K.ZELLOUF
- A.KHELLAF

Comité d'Organisation

- M.BENMAMMERI
- S.REMACHE
- S.FENDI
- R.HACINE
- H.BOUTAIBA
- H.YADER





COMMUNICATIONS



Sessions Orales



COMMUNICATIONS



Sessions Orales



EVOLUTION TECTONO-SEDIMENTAIRE DES RESERVOIRS ALBO-APTIENS A TRAVERS LE BASSIN SUD EST CONSTANTINOIS ET LE SILLON MELRHIR

A.Abderrahim, Z.Amia, F.Belfar, N.Haoui

Résumé :

L'atlas saharien oriental est un bassin intracratonique, qui s'est individualisé dès le Trias, suite à l'ouverture de la tethys. Il a fonctionné en régime distensif depuis le trias jusqu'à l'Eocène moyen, régit par des failles synsédimentaires de direction principale Nord Est-Sud Ouest, souvent jalonnées par des manifestations diapiriques donnant naissance à des aires paléogéographiques bien distinctes : des hauts fonds au Nord Ouest et Sud Est du sillon aurésien, à sédimentation essentiellement néritique à récifale, ayant parfois de bonnes caractéristiques pétrophysiques de réservoir, bordant une zone centrale, « le Sillon Aurès – Kef », très subsidente, à sédimentation pélagique, caractérisée par de puissantes séries argilo-carbonatées, à influences détritiques au Crétacé inférieur (Barrémien et Albien inférieur).

Les réservoirs, d'âge Aptien et Albien dans cette région sont représentés généralement par de vastes dalles carbonatées témoignant d'un milieu subtidal à barrière interne à tendance épisodique supratidal, constituées de calcaires ou de calcaires construits et de dolomies. Il s'agit de calcaires Wackstones à Packstones organogènes parfois Grainstones oolithiques et de Dolosparites. Ceux-ci sont souvent fissurés parfois colmatés, affectés par de nombreux phénomènes diagénétiques tels que : Les stylolithes ; souvent soulignés par de la matière organique ou de l'argile ; la dolomitisation, la dissolution et enfin la recristallisation.

Du point de vue tectonique, les différentes phases ayant affecté cette région ont abouti au développement de structures allongées selon une direction principale Nord Est - Sud Ouest et Est Nord Est – Ouest Sud Ouest. Ces structures sont affectées par des accidents majeurs décrochant d'une part de direction Nord Ouest – Sud Est tels que la faille de Gafsa et celle de Negrine et d'autre part de direction Nord Est – Sud Ouest tels que les failles d'El Outaya- Batna- Souk Ahras et celle de Khenchela- Bizerte les quelles sont jalonnées par des pointements triasiques.

Ce présent travail a pour objectif l'étude de l'évolution tectono-sédimentaire des séries carbonatées de l'Albo-Aptien.

- I- INTRODUCTION.
- II- SITUATION GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE.
- III- EVOLUTION PALEOGEGRAHIQUE.
- IV- STRATIGRAPHIE ET PALEOGEGRAPHIE DE L'ALBO-APTIEEN A TRAVERS LE SUD EST CONSTANTINOIS.
- V- REPARTITION DE L'ALBO-APTIEEN A TRAVERS LE SUD EST CONSTANTINOIS.
- VI- ASPECT STRUCURAL DE L'ALBO-APTIEEN.
- VII- IMPACT DE LA FRACTURATION SUR LA SEDIMENTATION DE L'ALBO-APTIEEN.
- VIII-CONCLUSION

I-INTRODUCTION

La présente note a pour objet l'étude des réservoirs Albo-Aptiens du point de vue paléogéographique et l'impact de la fracturation sur la répartition spatio-temporelle de ces mêmes réservoirs à travers le bassin Sud Est Constantinois.

II- SITUATION GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE

Du point de vue géographique, le bassin Sud Est Constantinois fait partie du domaine Nord oriental de l'Algérie, il est délimité (fig.-1) :

Au Nord par les latitudes 34° et 36° N.

A l'Ouest par la longitude 06° E.

Et à l'Est par la frontière Algero-Tunisienne.

Géologiquement parlant la région d'étude comprend deux domaines géologiques bien distincts (fig.-2) :

Au Nord l'Atlas saharien.

Au sud, la retombée septentrionale de la plate forme saharienne ou sillon de Melrhir.

Ces deux domaines sont séparés par « l'accident sud atlasique », qui est matérialisé par une série de flexures profondes de direction Est-Ouest et à plongement Nord, ce trait tectonique majeur constitue une limite structurale très nette entre le domaine alpin intensément plissé au Nord et la plate forme hercynienne au Sud.

III- EVOLUTION PALEOGEOGRAPHIQUE

A l'époque de la distension triasique, le bassin Sud Est Constantinois correspondait à une vaste plate forme accidentée de quelques hauts fonds et rides émergées. Les dépôts sont d'abord détritiques, puis la transgression marine s'avancant vers le Sud a permis le dépôt de carbonates, suivis par des évaporites correspondant à une amorce du retrait de la mer.

Au jurassique inférieur (LIAS) on assiste à un retour de la mer et à l'installation sur l'ensemble de l'Algérie du Nord-Est, d'une plate forme carbonatée néritique. Au dogger inférieur, la tendance transgressive se poursuit encore, cependant qu'une amorce de régression se fait sentir au dogger supérieur et s'affirme durant le callovo-oxfordien ; périodes qui voient les dépôts détritiques revenir progressivement dans le domaine considéré, en provenance des zones méridionales.

Le Jurassique supérieur correspond à une nouvelle pulsion transgressive avec les régions du Hodna et le Môle de Aïn-M'lila sont caractérisées par une plate forme calcaire néritique.

Au Néocomien, la mer amorce de nouveau un retrait, qui se confirme au Barremien. Durant ces périodes, une masse importante de matériels détritiques est drainée vers le Nord par des systèmes fluviodeltaïques, seules les zones hautes précédentes (Hodna-Môle de Aïn-M'lila) ne sont pas atteintes par les détritiques et gardent une sédimentation carbonatée néritique.

A l'Aptien on enregistre une nouvelle transgression qui envahit tout le domaine et s'étale même sur la plate forme saharienne, dans le Sud Est Constantinois, les faciès carbonatés néritiques sont prédominants, en particulier les faciès récifaux qui peuvent être en relation avec des poussées diapiriques contemporaines.

L'Abien inférieur voit une dernière reprise des dépôts continentaux suite à une amorce de la régression.

A l'Albien supérieur, la mer revient, et la transgression continuera, avec des périodes de stabilisation suivies de reprise, durant tout le crétacé supérieur, qui se caractérise par l'absence totale de détritiques sur l'ensemble de la région d'étude.

Et durant toute cette période crétacée, les faciès calcaires (notamment récifaux, souvent en liaison avec des poussées diapiriques) sont fréquents (Cenomanien-Turonien - Santonien et Campanien).

La période Tertiaire correspond d'abord à une nouvelle pulsion transgressive, suivie assez rapidement par une période de stabilisation, puis de tendance au retrait de la mer, se traduisant par des dépôts carbonatés d'abord, puis évaporitiques, sans doute en réponse aux prémisses de la première phase de compression de l'Eocène moyen.

L'Eocène supérieur et l'Oligocène correspondent surtout, dans le Sud Est Constantinois à des périodes de structuration et d'érosion dont les produits vont alimenter, entre autre les < flyschs numidiens > du sillon tellien septentrional.

Au Miocène, la mer revient et occupe les dépressions en bordure des reliefs atlasiques déjà embauchés. C'est au cours de cette période, que se mettent en place par phases successives, les édifices allochtones dans les zones telliennes, pendant que les reliefs atlasiques s'affirment.

Le Pliocène quant à lui, est une période régressive, amorcée déjà au Messinien, caractérisée par des dépôts continentaux, ainsi que ceux du Quaternaire ancien lesquels seront repris par une ultime phase de compression, visible surtout dans les zones orientales de l'Algérie du Nord Est.

IV- STRATIGRAPHIE ET PALEOGEOGRAPHIE DE L'ALBO-APTIEN

Le crétacé inférieur d'une manière générale est marqué par une régression dès le Néocomien, se poursuivant jusqu'à l'Albien inférieur qui a permis l'épandage d'un complexe détritique, suite à une importante activité deltaïque, située plus au sud ouest. Ce complexe admet cependant un épisode transgressif composé surtout par des calcaires et des dolomies observés dans le Barrémien moyen, l'Aptien et à l'Albien supérieur aux abords du sillon Aurès-Kef.

La sédimentation est par contre néritique à faciès essentiellement de haute énergie sur les zones hautes (Môle de Aïn-M'lila) passant latéralement à une sédimentation à tendance argileuse avec des marno-calcaires et des marnes parfois bitumineuses et des calcaires et marnes noires dans le centre du bassin.

En effet, les corrélations lithostratigraphiques (fig. 3, 4, 5) à travers le bassin Sud Est Constantinois et le sillon de Melhrir, montrent également de remarquables variations latérales de faciès et d'épaisseurs surtout au cours de la période aptienne et albienne. Les formations d'âge Aptien sont généralement caractérisées par des calcaires fossilifères et des dolomies, admettant des intercalations d'anhydrite (milieu confiné) dans le sillon de Melhrir (OUM-1) avec des épaisseurs très réduites. Vers la région de Tébessa (Dk-1, BTN-1 et BDJ-2), le développement de carbonates est plus important. Par contre, au nord-est du bassin (SER-1, DEF-1 et GE-1), ces faciès se chargent progressivement de marnes au détriment des calcaires ce qui dénote un léger approfondissement affectant cette zone durant l'Aptien. Quant à l'Albien, la sédimentation est différente de celle de l'Aptien, dans la mesure où nous pouvons distinguer deux principales formations; l'une est à tendance continentale, caractérisée par des grès, des argiles à passées de calcaire, de dolomies et de marnes attribuée à l'Albien inférieur, au niveau duquel nous observons un hiatus ou une réduction d'épaisseur présents essentiellement au niveau des puits BDJ-2, BTN-1, DK-1 et à JHF-1bis. Quant à la seconde, elle est plutôt marine et représentée par des marno-calcaires observés dans la majorité des puits tels que, DTK-1, DTA-1, JHF-1bis, HTG-1, AMR-1, MKN-1 et GE-1 hormis les régions sud et sud-est et le sillon de Melhrir où nous rencontrons des calcaires bioclastiques et des dolomies (OUM-1, MAN-1, DK-1, BTN-1 et BDJ-2) attribués à l'Albien supérieur.

IV-1 L'APTIEN

La carte de faciès (fig. 6) montre qu'à l'époque aptienne trois (03) domaines paléogéographiques préexistaient, aussi observe-t-on du Sud au Nord :

- Un domaine supratidal à intertidal (milieu lagunaire confiné) recouvrant le bassin de Melhrir, et formé essentiellement par des dolomies primaires, admettant des passées anhydritiques en certains endroits, ayant les paramètres suivants : porosité variant de 3 à 11.26 %, perméabilité allant de 0.1 à 1.28 md, observées dans le puits HBS-1.
- Un domaine intertidal à subtidal supérieur, recouvrant les régions de Tébessa, Khenchela, Batna, et Oum el Bouaghi, formé essentiellement par des calcaires Wackstones à Packstones organogènes parfois Grainstones oolithiques et de Dolosparites. Ce domaine comprend également le môle Constantinois où des faciès récifaux à para récifaux ont été observés. La qualité des paramètres pétrophysiques, laquelle est tributaire des effets de la diagenèse reste moyenne dans la mesure où la porosité oscille entre 4 et 12% avec une perméabilité allant de 3.41 à 34.02 md.
- Un domaine subtidal inférieur à plate forme externe, recouvrant la partie nord-est du bassin Sud Est Constantinois, formé par des marnes et des mudstones à wackstones à faunes benthique et pélagique ayant une porosité dépassant rarement les 2%. Néanmoins, les faciès algaires et récifaux liés aux diapirs, ont mis en évidence des porosités variant de 6 à 14%.

D'autre part les courbes de subsidence (fig. 7, 8, 9, 10), montrent que le bassin Sud Est Constantinois à cette époque est caractérisé par un approfondissement rapide et variable du substratum qui a permis la mise en place d'une importante sédimentation carbonatée néritique à récifale passant à un faciès de plus en plus marneux à influence pélagique au centre du bassin.

IV-2 L'ALBIEN

La carte de faciès (fig. 11), montre quatre (04) domaines paléogéographiques bien distincts, aussi observe t-on du Sud au Nord :

- Un domaine supratidal à intertidal recouvrant l'extrême sud du sillon de Melrhir et formé par des dolomies à passées anhydritiques. Les paramètres pétrophysiques des ces dernières s'avèrent intéressants avec des porosités allant de 5 à 23.24% et des perméabilités variant entre 0.1 et 18 md (HBS-1).
- Un domaine intertidal à subtidal supérieur, formé par des calcaires essentiellement wackstone à Packstones, à bioclastes et à oolithes ainsi que des calcaires dolomitiques. Par contre, au niveau du Môle de Ain M'lila, les dépôts sont réduits et de type récifale à para-récifal. Quant aux qualités réservoirs, elles demeurent bien développées dans les récifs (14%).
- Un domaine subtidal inférieur à plate forme externe recouvrant l'extrême Nord du sillon de Melrhir et incluant la région de Tébessa et formé par des calcaires Packstones, micritiques et des marnes à faunes benthique et pélagique. Quant à la qualité de ces réservoirs, elle est moyenne à bonne dans la mesure où la porosité peut atteindre dans le puits RTB-1, 18.8% et une perméabilité de l'ordre de 68 md .
- Un domaine de plate forme externe pélagique occupant les régions de Khenchela, Batna, Oum El Bouaghi, et de Aïn-Beida, intégrant également le domaine des Sellaoua, Il est représenté par des faciès essentiellement marneux et mano-calcaire. Pour ce domaine, les paramètres pétrophysiques deviennent médiocres vu l'intensité de la diagenèse. Hormis, les quelques valeurs enregistrées à BDJ-2 et à TYA-1 (porosité 9.81%, perméabilité 2.91md).

Par ailleurs, les courbes de subsidence (fig.7, 8, 9, 10), montrent que deux phases de sédimentation caractérisent l'Albien ; l'une à l'Albien inférieur et la seconde à l'Albien supérieur :

Durant la période Albien inférieur on note une subsidence faible favorisant un régime régressif, détritique avec cependant quelques intercalations de calcaires oolithiques et fossilifères sur une épaisseur d'une cinquantaine de mètres.

A l'Albien supérieur on note une réactivation de la subsidence dans un régime transgressif où le faciès est généralement marno-calcaire.

V-ASPECT STRUCURAL DE L'ALBO-APTIEN.

- L'interprétation structurale par le biais des lignes sismiques a montré l'existence de réseaux de failles divers et une évolution latérale de faciès à travers le bassin Sud-Est Constantinois et le sillon de Melrhir des formations albo-aptiennes.
C'est ainsi que sur les lignes sismiques 73 AB 08 -1, 2 et A montrent une diminution d'épaisseur de l'Albo-Aptien du nord vers le sud et l'existence de failles normales d'orientation NW-SE et de failles inverses d'orientation NE-SW.
- Concernant la région de Tébessa les lignes sismiques 84 DK 01 et 91 DB 05 montrent une diminution d'épaisseur du nord vers le sud. Mais aussi une zone subsidente entre les puits SER-1 et BDJ-2.. L'Aptien est essentiellement carbonaté, par contre l'Albien inférieur est à tendance argilo-gréseuse. Quant à l'Albien supérieur, il est plutôt marno-calcaire. Les sections 84 DB 09, 78 DB 12, 80 DB 15 et 79 DB 02 montrent que l'Albo-Aptien est pratiquement isopaque et affecté par un réseaux de failles normales de direction NE-SW et NW-SE.
- Le profil 90 NG 01 qui se trouve à cheval entre le sillon Melrhir et le bassin Sud Est Constantinois montre que la jonction entre les deux domaines se fait par le biais d'une faille profonde, inverse et à plongement nord, dénommée accident sud atlasique. Nous notons aussi une réduction d'épaisseur du nord vers le sud des séries Albo-Aptiennes.

VIII- CONCLUSION

L'analyse paléogéographique et des courbes de subsidence au cours de l'Aptien et de l'Albien montrent l'existence de trois phases de sédimentation successives :

La 1^{ère} est d'âge Aptien, caractérisée par une extension active liée au jeu de failles normales où la subsidence a atteint son paroxysme au centre du bassin (puits MKN-1), par contre en bordure de bassin le substratum se trouve à une profondeur plus ou moins modérée (puits JHF-1bis). Dans la région des chotts (puits OUM-1) et dans l'Atlas central (puits DTK-1), l'affaissement du substratum reste modéré d'où la faible épaisseur de l'aptien, cette phase est qualifiée de syn-rift.

La 2^{ème} est d'âge Albien inférieur où on note un ralentissement de la subsidence. Ce ralentissement s'y fait de manière différentielle selon que l'on soit au centre du bassin (puits MKN-1) ou alors en bordure (puits JHF-1bis). Durant cette phase on enregistre des phénomènes de surrection suivi d'une érosion de l'Albien inférieur dus à la phase Autrichienne, par contre dans les régions des chotts et de l'Atlas central, la subsidence demeure active, cette phase est qualifiée de post-rift.

La 3^{ème} phase quant à elle, d'âge Albien supérieur, est de courte durée, et on enregistre au cours de celle-ci une reprise de la subsidence.

Sur le plan structural, l'interprétation de l'ensemble des sections sismiques a montré que les formations de l'Albo-Aptien sont affectées par un réseau de failles normales dites failles synsédimentaires d'orientation NW-SE et NE-SW, lesquelles ont morcelé le bassin Sud-Est Constantinois en blocs basculés selon une direction principale N-S avec probablement un dépôt centre situé au alentour des régions de Serdiès (SER-1), Selsala (SLA-1) et Meskiana (MKN-1). Nous notons aussi la réactivation de failles inverses d'orientation NE-SW qui peuvent être issues d'un héritage de la phase Autrichienne.

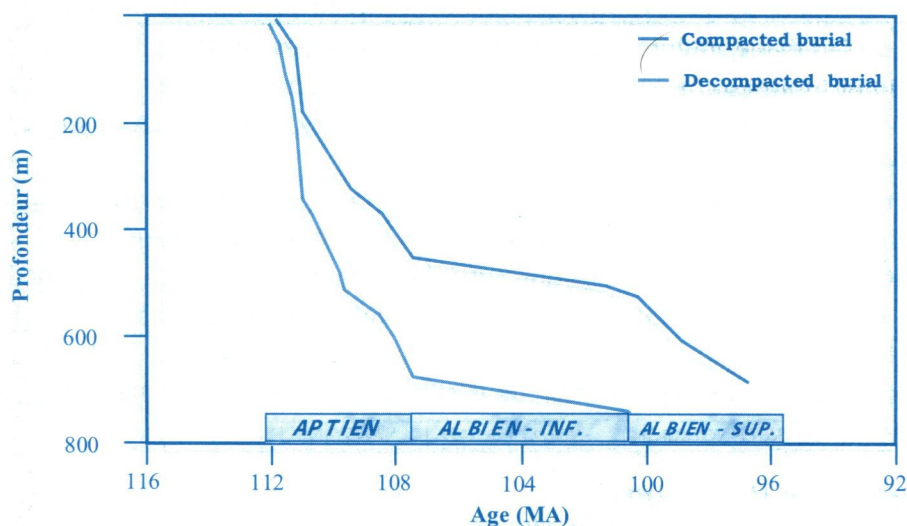


FIG. : Courbe de subsidence de l'Albo-Aptien du forage JHF-1Bis

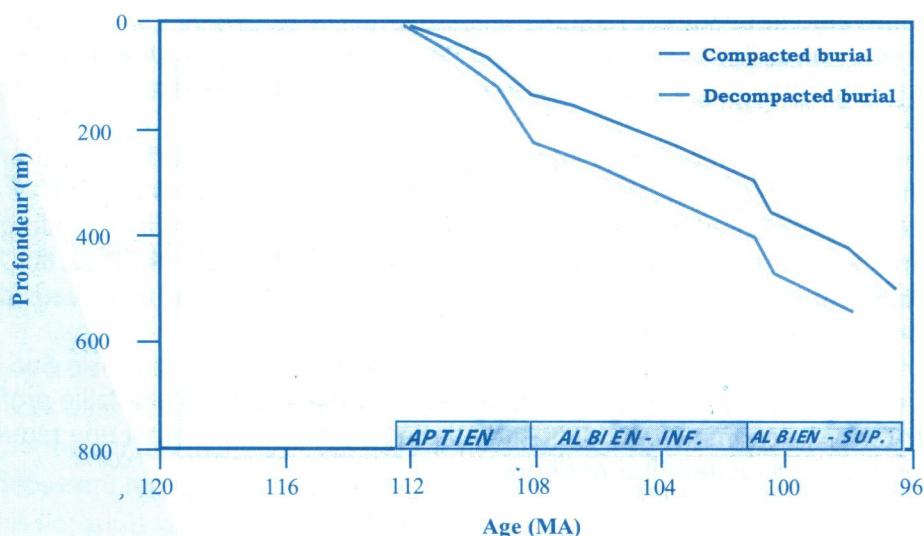


FIG. : Courbe de subsidence de l'Albo-Aptien du forage DTK-1

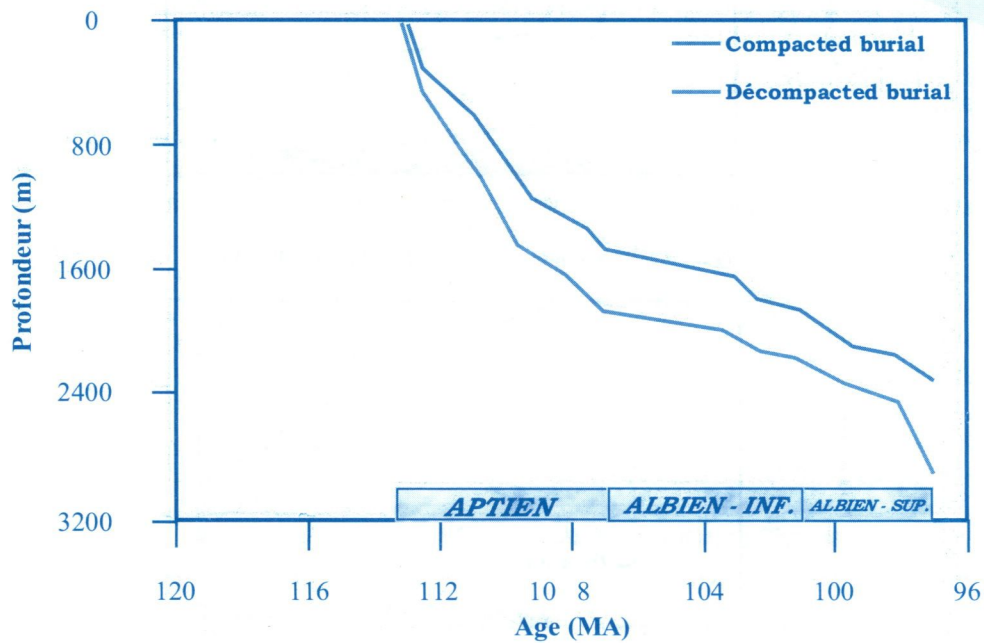


FIG. : Courbe de subsidence de l'Albo-Aptien du forage MKN-1

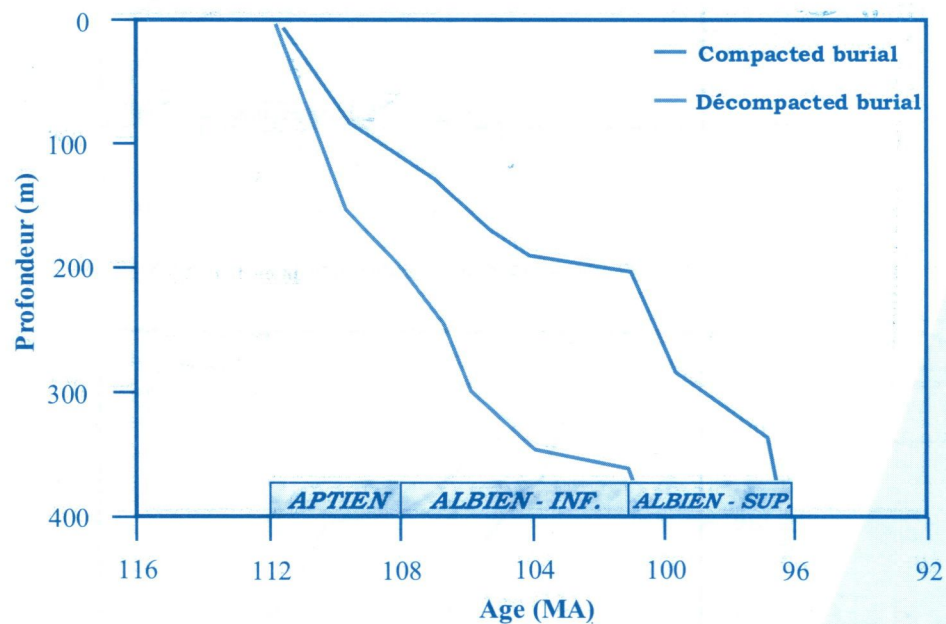


FIG. : Courbe de subsidence de l'Albo-Aptien du forage OUM-1

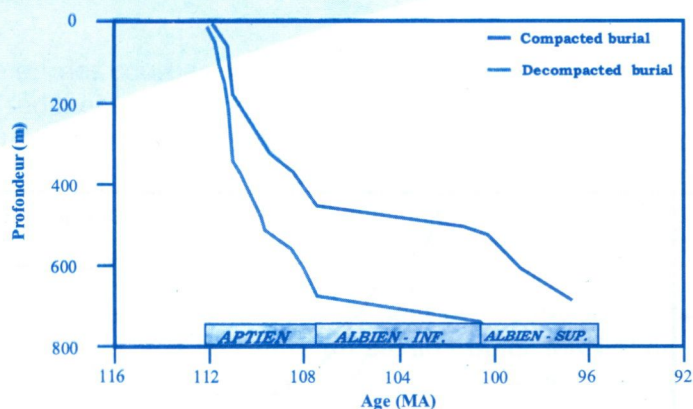


FIG. : Courbe de subsidence de l'Albo-Aptien du forage JHF-1Bis

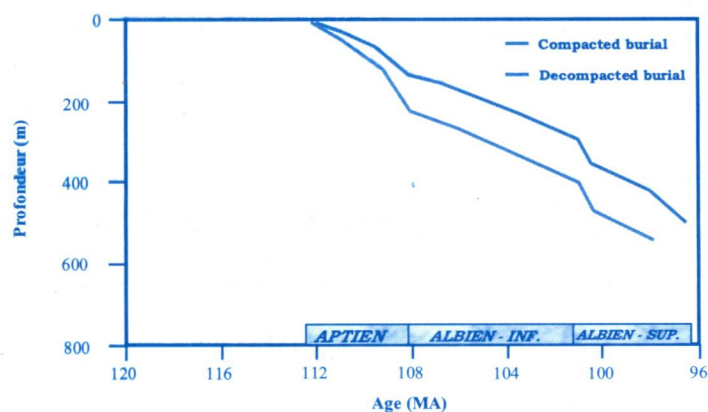


FIG. : Courbe de subsidence de l'Albo-Aptien du forage DTK-1

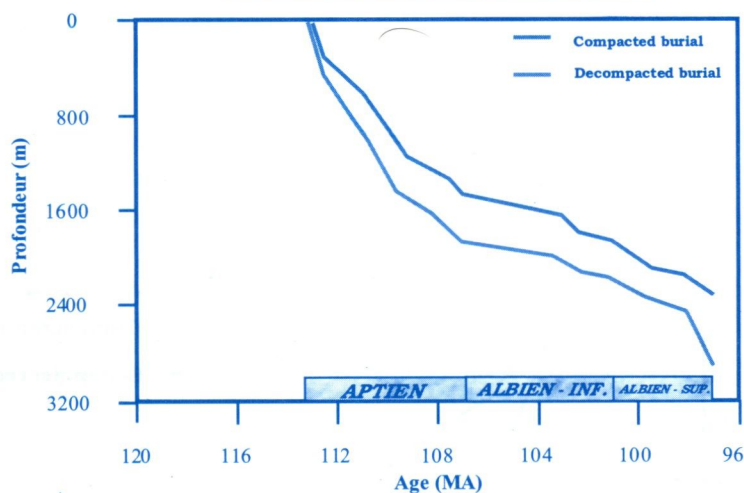


FIG. : Courbe de subsidence de l'Albo-Aptien du forage MKN-1

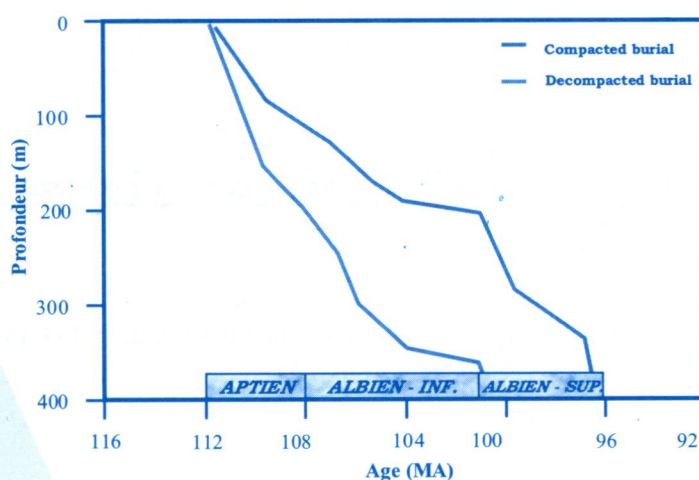


FIG. : Courbe de subsidence de l'Albo-Aptien du forage OUM-1

ACHACHE

INTRODUCTION

Toute décision d'exploration implique des considérations de risque et d'incertitude.

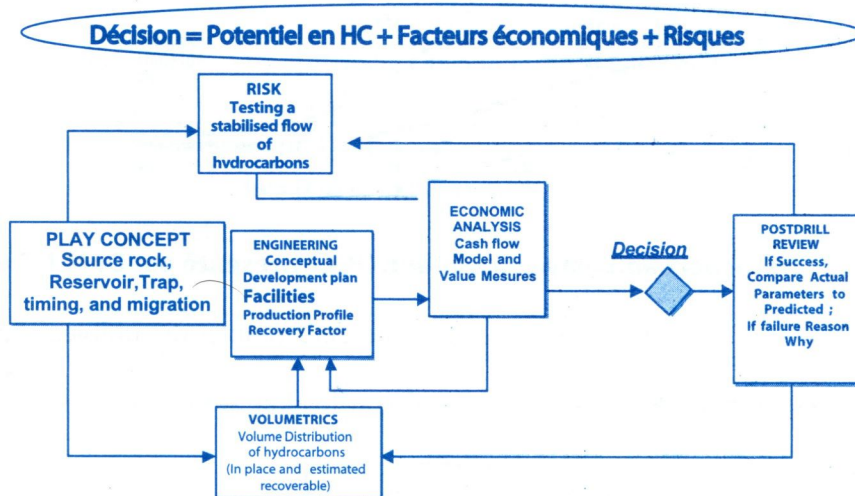
* Le concept de risque dans l'exploration pétrolière peut signifier la probabilité qu'un prospect contienne des hydrocarbures (**risque géologique**) ou la probabilité qu'il contienne des hydrocarbures au delà du seuil économique (**risque économique, risque commercial**).

* La décision d'exploration revient beaucoup plus à la stratégie économique qu'à l'évaluation technique passant par :

- Identification du prospect à forer
- Mesure de valeurs
- Implémentation et gestion des prospects d'exploration

□ Phase conceptuelle

Cette phase intègre aussi bien les facteurs économiques que le facteur risque.



Phase analytique

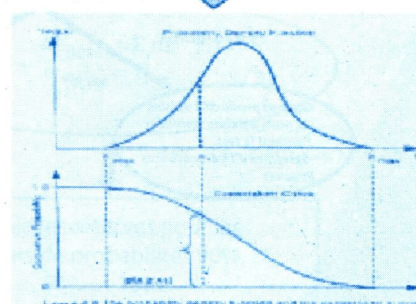
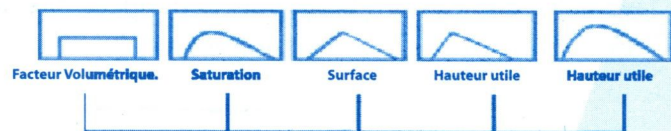
- Analyse du risque par la simulation de Monté Carlo
- Méthode des trois points
- Arbre de décision

Analyse du risque par la simulation de Monté Carlo

- " Modélisation déterministe
- " Analyse de sensibilité
- " Modélisation probabiliste - Simulation de Monté Carlo
- " Evaluation du risque

Evaluation du Risque

1ère étape: Estimation Volumétrique:



2ème étape: Risque Géologique

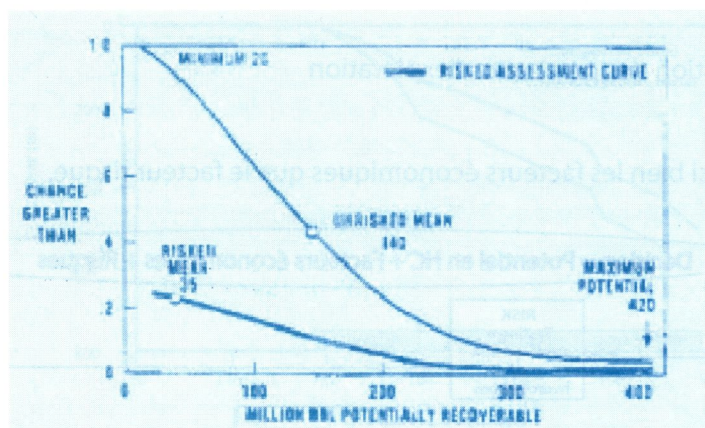
Il s'agit de partager le risque en plusieurs composantes :

- Source (P1)
- Réservoir (P2)
- Piège (P3)
- Couverture (P4)

La probabilité de succès géologique, P_g :

$$P_g = P1 * P2 * P3 * P4$$

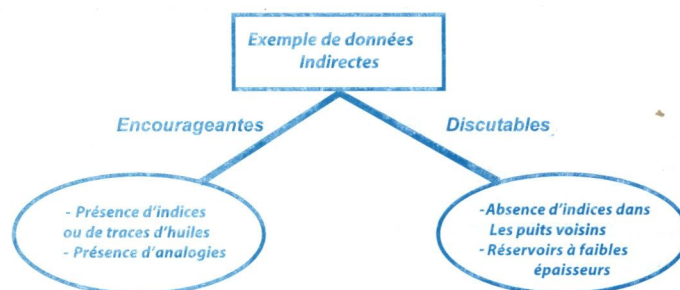
La courbe risquée:



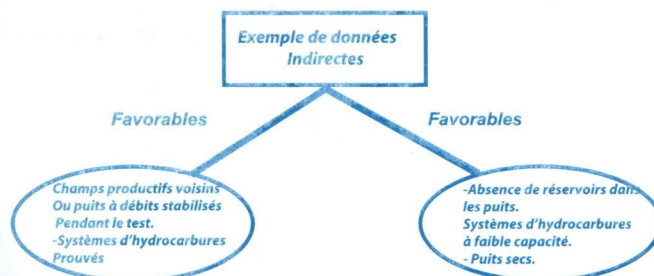
Source : (Prospect and play assessment, OGCI, présenté par Dr M.I. Treesh)

* Les facteurs de risque peuvent être caractérisés comme défavorables, discutables, neutres, encourageants ou favorables.

* Les critères encourageants ou discutables sont basés sur les données indirectes qui appuient ou non le modèle.



Les critères favorables ou non sont basés sur les données directes qui tendent à confirmer ou infirmer le modèle



Une caractérisation du risque a permis la classification de celui-ci en cinq(5) catégories.

Pg \ Risque	Risques				
	Risque très faible	Risque faible	Risque modéré	Risque élevé	Risque très élevé
Pg	0.5–0.99	0.25–0.5	0.125–0.25	0.063–0.125	0.01–0.063

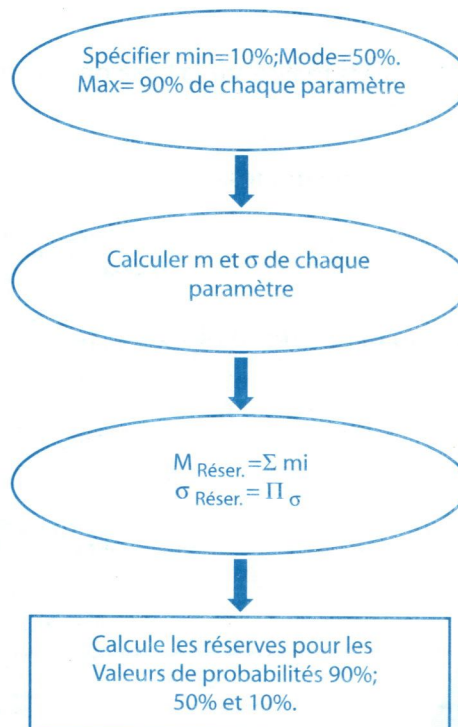
Le tableau suivant résume les différents jugements qualitatifs en fonction des probabilités d'occurrence.

Probabilité d'occurrence	Facteurs de risque
< 0.3	Facteurs de risque contient des éléments non favorables
0.3 – 0.5	Au moins un élément discutable .
0.5	Eléments inconnus ou données non définitives.
0.5 – 0.7	Majorité des éléments encourageants à favorables.
> 0.7	Tous les éléments sont favorables.

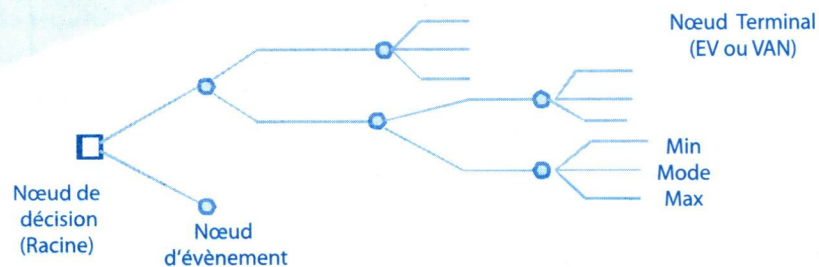
ANALISE DU RISQUE EN EXPLORATION PETROLIERE

(Prospects)

Etude de cas



Arbre de décision Construction d'un arbre de décision



Calcul d'un arbre de décision:

Un arbre de décision est évalué à partir de la fin de l'horizon, des nœuds terminaux à la racine.

Comparaison des trois Méthodes

	Distribut. paramètres	Présentation Des résult.	Analyse de décision	Analyse Risque	Analyse Économ.
SMC (REP)	Distribution Probabilités	Distribution De prob.	Optimiser une variab. de décision	Développée	Limitée
MTP (PTP)	Rang des Valeurs	Distribution prob. (m; s)	Optimiser une variab. de décision	Limitée	Presque inexistante
Arbre de décision	Valeur moyenne	Valeurs de VAN ou Moy.	Analyse de Décisions séquentielles	Développée	Environ. Eco. Complexes et Analyse Port. Projets.

Etude de cas

" Situation du prospect BKO

Le prospect Berkaoui Ouest (BKO) est situé à l'Ouest du champ de Berkaoui dans le bloc 438 du bassin de Oued Mya.

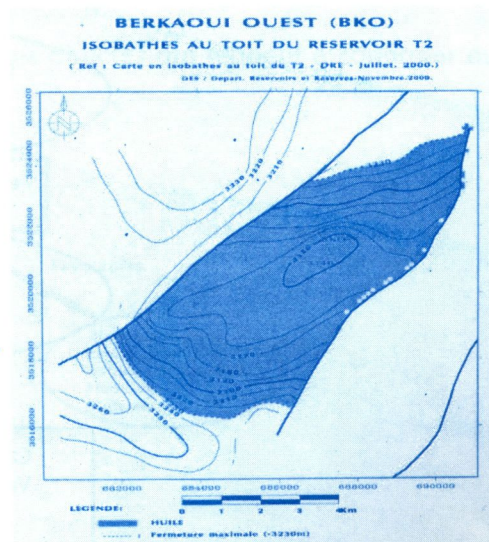
" Estimation des ressources

Le calcul des ressources en place a été réalisé sur la base de la carte en isobathes au toit du T2 établi par DRE en juillet 2000.

" Evaluation du risque:

Détermination des taux de succès géologiques

Carte en Isobathes au toit du réservoir T2



Détermination des taux de succès géologiques

Facteur de risque	Prob.d'occurrence		Jugements qualitatifs
	Série inf.	T1	
Roche mère Maturation Migration – Timing	80%	80%	Tous les éléments sont appuyés et sont encourageants à favorables
Caractéristiques de réservoirs	70%	60%	Eléments au moins Encourageants à favorables
Piège	70%	70%	Tous les éléments sont au moins encourag. à favorables
Couverture	100%	100%	Tous les éléments sont bien appuyés et encourageants à favorables.
Total	39.2%	33.6%	Risque géologique faible

Récapitulatif des principaux résultats
Résultats d'estimation des ressources d'hydrocarbures:

Réservoirs	P90 (10 ⁶ m ³)	P50 (10 ⁶ m ³)	P10 (10 ⁶ m ³)	Moyenne (10 ⁶ m ³)	Taux de Succès	Moy.risquée (10 ⁶ m ³)
T1	5.98	8.44	11.5	8.64	33.6%	2.90
Série inf.	22.3	29.3	37.1	29.6	39.2%	11.6
Total	28.28	37.74	48.6	38.24	13.17%	5.04

Résultats de découverte (Bilan 2001):

Réservoirs	Prouvé (10 ⁶ m ³)	Probable (10 ⁶ m ³)	Possible (10 ⁶ m ³)
Trias "T1" (Banc perméable)	0.43	2.35	1.67
Trias "T1" (Banc à faible perméab.)	-	0.80	6.25
Série inf.	Aquifère		
Total	3.58		7.92

Risque individuel et risque groupé:

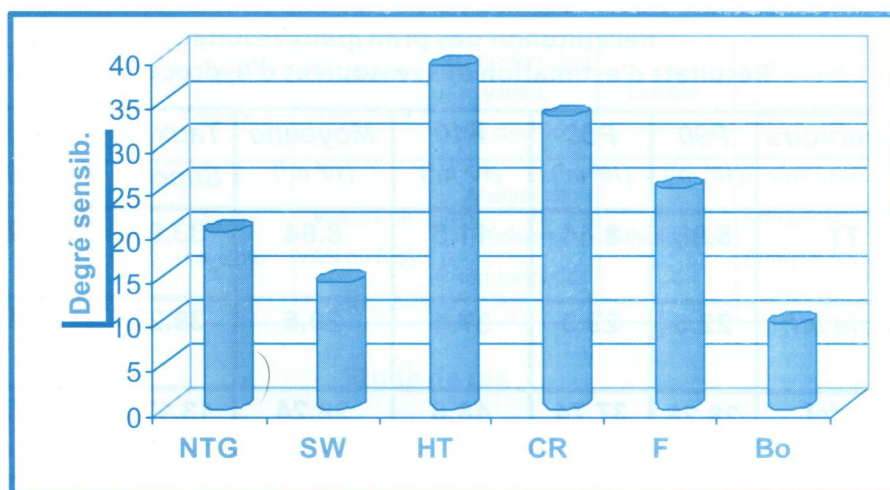
Les réservoirs potentiels sont le T1 et la Série inf. Les différentes probabilités associées se résument comme suit:

Réservoirs	Proba.de succès	Prob. d'échec
T1	33.6%	66.4%
Série inf.	39.2%	60.8%
Total	13.17%	40.4%

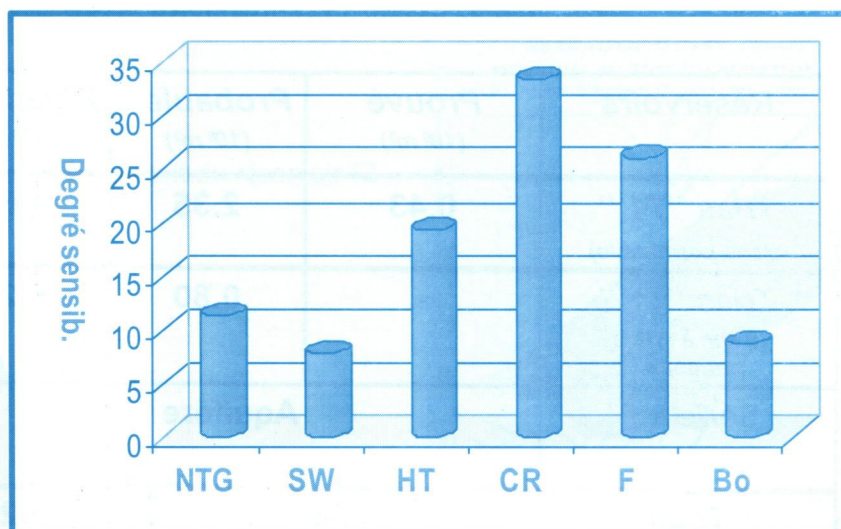
Analyse de sensibilité

Une analyse complémentaire de sensibilité va permettre de cerner les éléments les plus incertains dans le calcul des réserves.

Réservoir T1:



Réservoir Série Inférieure:



Calcul du taux d'incertitude

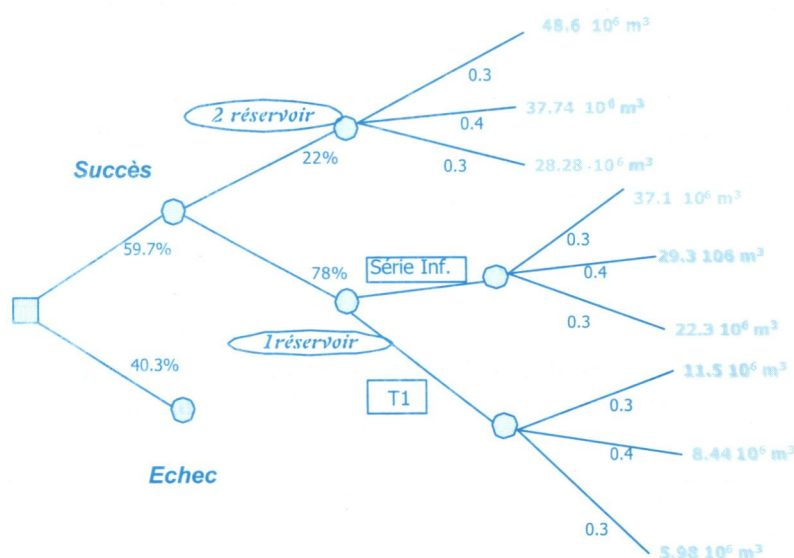
La représentation mathématique de l'incertitude dans les réserves est définie à partir de la courbe d'expectative. Ce taux est donné par la formule :

$$\% \text{ Incertitude} = \frac{\text{Max} - \text{Min}}{2M} * 100\%$$

Réservoir T1: % Incertitude = 31.94%;
Résultat escompté = $2.90 + 1 = 3.90 (10^6 \text{m}^3)$

Réservoir Série Inf.: = 25 % Incertitude %;
Résultat escompté = $11.6 \pm 2.9 (10^6 \text{m}^3)$

Arbre e décision



Résultats:

	Deux réservoirs produisent	Série Inf. produit	T1 produit
Moyenne des réserves (10^6 m^3)	5.02	7	1.74

Phase communication - interprétation des résultats

La décision d'entreprendre ou non une exploration mécanique est tributaire de certains critères de rentabilité.

L'évaluation de cette rentabilité s'effectue en trois(03) phases :

€ **1ère Phase :** collecte des informations

€ **2ème Phase:** détermination des cash flow prévisionnels

€ **3ème Phase :** choix des critères d'appréciation de la rentabilité économiques d'un investissement, à savoir:

- 1- Critère du revenu actualisé (VAN)
- 2- Le taux de rentabilité interne (TRI)
- 3- L'enrichissement relatif en capital (ERC)
- 4- La durée de récupération du capital (POT)

Conclusion

Cette approche quantitative du risque est souvent renforcée par une analyse complémentaire permettant de:

- ☐ gérer le facteur risque
- ☐ déterminer les arbitrages possibles pour corriger les situations défavorables, au moyen de:
 - l'analyse de sensibilité
 - stratégies consistantes pour gérer les risques géologiques et techniques et le risque de portefeuille de projets.

Toutefois il importe d'insister sur la nécessité de recenser et d'analyser les échecs des efforts d'exploration et d'identifier correctement le risque critique.

Détermination des Probabilités d'occurrence des facteurs de risque en fonction des jugements qualitatifs

Caractérisation du risque	N. Favorable	Discutable	Neutre	Encourageant	Favorable
Source :					
1.Capacité de stockage					
2.Maturation					
3.Migration- Timing					
Caracté. Réservoir:					
1. Présence					
2. Qualité					
Piège:					
1. Caractérist. Piège, Hauteur, fermeture..					
2. Autres					
Couverture:					
1.Type de couverture					
2. Autres					

**GEOMETRIE ET DYNAMIQUE DES BASSINS TRIASIQUES
DE L'ATLAS SAHARIEN OCCIDENTAL ET DES HAUTS PLATEAUX (ALGERIE)
Farid-BELFAR**

Mots clés :

zone préatlasique, Trias, stratigraphie séquentielle, dynamique sédimentaire, rifting triasique, géométrie des bassins, tectonique salifère,

L'étude des séries triasiques de la zone préatlasique et des Hauts Plateaux entreprise dans ce travail avait pour objectif de reconstituer la géométrie et la dynamique des bassins.

L'analyse stratigraphique basée sur les méthodes modernes de la stratigraphie séquentielle dans la série de référence du forage NAS#1 a permis de définir les séquences et les prismes sédimentaires qui sont bien caractérisés, ces derniers s'intégrant dans quatre (04) mégaséquences.

Une bonne corrélation s'établit avec la charte eustatique de Vaïl (1987); quatre (04) supercycles eustatiques sont mis en évidence à savoir : le UAA2, UAA3, UAA4 et le UAB1, respectivement d'âge Ladinien- Carnien, Carnien, Norien, et Rhaetien- Infralias.

Mais ailleurs (Dans d'autres forages) l'image que l'on perçoit est perturbée par la tectonique distensive; de nombreux marqueurs sont observés, permettant de conclure à une géométrie en blocs basculés, celle ci résulte de la phase de rifting au Trias supérieur qui s'amortit à la fin du Norien.

Les corrélations établies entre les principaux sondages ont permis de distinguer deux bassins à géométrie probablement losangique orientés NE-SW, limités au NW par l'Accident Sud Mésétien et au SE par l'Accident Nord Atlasique; ces bassins sont séparés par une ride E-W (L'axe entre CC#1 et GME #1) situé probablement dans le seuil de Tadjerouna. Plus au Nord un autre bassin s'individualise (BCH#1), il est peu subsident par rapport aux deux autres, limité par la zone haute de DOG#1.

L'analyse des courbes de subsidence permet de distinguer :

- * Un 1^{er} stade ante-rift, caractérisé par une période passive de non dépôt allant du Trias inférieur au Trias moyen. Elle correspond à une période passive d'altération et d'évolution géochimique dont la durée est de 17 Ma environ (Trias inférieur et moyen).
- * Un 2^{ème} stade syn- rift, caractérisé par une extension, pure, diachrone d'âge Carnien- début Norien; il se dessine des hémigrabens plus au moins communiquants et à subsidence différentielle, la durée de cette dernière est de 9 Ma.
- * Un 3^{ème} stade post- rift caractérisé par une stabilité tectonique où les formations terminales de la série triasique Rhaetien- Infralias sont assez homogènes, ce qui traduit que la plupart des bassins étaient coalesçants lors d'un on- lap téthysien.

L'approche géophysique par l'analyse sismo- tectonique des profils sismiques réflexion, des ensembles triasiques enfouis en subsurface et calibrés grâce aux données de forages qui ont atteint ces séries, ont permis de visualiser la structuration de ces bassins et l'évolution halocinetique. Ainsi on peut identifier d'une manière générale que ces bassins sont caractérisés par :

- * La réactivation d'accidents anciens du socle paléozoïque donnant naissance à des failles normales, limitant les demi- horsts et les demi- grabbens, ceci implique que les bassins mésozoïques sont individualisés à partir du Trias.
- * Le fluage précoce et polyphasé du matériel évaporitique du Trias. Ainsi, on remarque que le mouvement du matériel triasique de l'Atlas Saharien Occidental et des Hauts Plateaux est synchrone de la phase de rifting du cycle alpin; il débute au Jurassique inférieur dans un contexte distensif, il se poursuit au Jurassique moyen et supérieur dans un régime transtensif, par contre, au Crétacé inférieur on assiste à une période de quiescence qui succède à la phase compressive néocimérienne; celle ci précède un mouvement accentué tardif du matériel évaporitique qui arrive en surface. Les coupes sismo- tectoniques dessinées à travers différents domaines ont permis de distinguer
- * une zone haute qui correspond aux Hauts Plateaux où les séries mésozoïques sont réduites et assez isopaques, et un domaine atlasique (sillon atlasique PP) où la tectonique est assez importante dessinant des blocs bassins qui perdurent jusqu'à la fin du Crétacé.

- * Le matériel évaporitique du Trias est localement très réduit, voire absent, ceci suite au déplacement de la matière, ce qui permet aux carbonates du Lias de reposer directement sur le sous-bassement des évaporites; néanmoins cela peut correspondre à un non-dépôt.
- * Le cas de non-dépôt peut être décrit sur le domaine mesétien, où le Lias repose directement sur les termes du Paléozoïque; cette caractéristique de non-dépôt peut être généralisée à l'ensemble du domaine mesétien, qui dès le Trias se comporte en bloc résistant à la subsidence et ultérieurement au plissement.

Du point de vue pétrolier, plusieurs indices d'hydrocarbures soient répertoriés aux abords immédiats de certains appareils diapiriques et on remarque qu'autour de ces dispositifs les faciès sont de haute énergie et qui peuvent constituer de bons réservoirs, par contre dans les zones nourricières, les faciès sont relativement plus profonds condition favorable de au développement de roche mère.

PROBLEMATIQUE ET OBJECTIF DU TRAVAIL

Malgré les nombreux travaux entrepris par différents auteurs dans le domaine atlasique de la période allant de 1850 à nos jours; les séries triasiques de ce vaste domaine géologique n'ont pas été étudiées; le sujet traité ici porte sur la géométrie et la dynamique des bassins triasiques de l'Atlas Saharien Occidental et les Hauts plateaux (Fig.1), ainsi que de leurs remplissage; les objectifs sont les suivants :

1) La stratigraphie : Cette partie consiste à :

- a) Etablir un nouveau découpage par les méthodes modernes de la stratigraphie séquentielle, et sur la base des critères séquentiels, des diagraphies et des discontinuités; ces dernières sont de nature pédogénétique liées aux variations eustatiques.
- b) Revoir et établir avec précision les datations des séries d'âge triasique de l'Atlas Saharien Occidental et les Hauts plateaux, à partir des données palynologiques.
- c) La comparaison des séquences ainsi dégagées avec la charte de Vail et Haq (1987).
- d) Corréler les cycles eustatiques et par conséquent les différents cortèges sédimentaires identifiés dans le sondage NAS#1 (pris comme référence) avec d'autres sondages, et ceci dans le but de dessiner la géométrie des corps sédimentaires dans un vaste domaine où les données de sondages sont dispersées.
- e) La reconstitution géométrique des bassins triasiques, en liaison avec la phase de rifting qui a marqué cette période; elle sera décrite par les corrélations.

2) La géodynamique :

Cette partie consiste à reconstituer les différentes étapes, et les modalités d'ouverture des bassins triasiques de l'Atlas Saharien Occidental, ainsi que leur géométrie. Pour cela plusieurs problèmes devaient être résolus, il s'agit :

- a) Des mécanismes et évolution de la subsidence; essai de quantification et modélisation de ce facteur.
- b) Géométrie de ces bassins dans un contexte géodynamique régional à partir de l'établissement des coupes sismo- tectoniques.

LA STRATIGRAPHIE SEQUENTIELLE : APPLICATION AUX SERIES TRIASIQUES DE L'ATLAS SAHARIEN ET DES HAUTS PLATEAUX

L'analyse stratigraphique basée sur les méthodes modernes de la stratigraphie séquentielle dans la série de référence du sondage NAS#1 a permis de définir les séquences et les prismes sédimentaires qui sont bien caractérisés, ces derniers s'intégrant dans quatre (04) mégaséquences. (Fig.2)

Une bonne corrélation s'établit avec la charte eustatique de Vail (1987); quatre (04) supercycles eustatiques sont mis en évidence à savoir : le UAA2, UAA3, UAA4 et le UAB1, respectivement d'âge Ladinien-Carnien, Carnien, Norien, et Rhaétien- Infralias. (Tableau ci dessus)

Ages	Supercycles eustatiques	Cycles du 3 ^{eme} ordre	Durée (Ma)
Rhaétien- Infralias	UAB1		5Ma
Norien	UAA4	UAA4a, UAA4b, UAA4c	9Ma
Carnien	UAA3	UAA3a, UAA3b	8Ma
Ladinien	UAA2		> 5Ma

Mais ailleurs (Dans d'autres sondages) l'image que l'on perçoit est perturbée par la tectonique distensive; de nombreux marqueurs sont observés, permettant de conclure à une géométrie en blocs basculés, celle ci résulte de la phase de rifting au Trias supérieur qui s'amortit à la fin du Norien.

CORRELATIONS DES SERIES TRIASIQUES A TRAVERS LES FORAGES TRIASIQUES DE L'ATLAS SAHARIEN ET DES HAUTS PLATEAUX

Les corrélations diagraphiques établies sur la base des données palynologiques à travers les sondages de l'Atlas saharien Occidental et les Hauts plateaux sont entreprises afin de mettre en évidence la géométrie des bassins, pour cela deux profils ont été choisis.

Interprétation du profil de corrélations entre les sondages EBD#1, CC#1, GME#1 NAS#1 (Fig.3)

- Deux zones subsidentes, l'axe de la première se situerait à EBD#1 et l'autre est à NAS#1.
- Une zone haute à CC#1 et GME#1; où la série triasique est réduite avec absence des évaporites à GME#1, de plus le contact Trias – Paléozoïque est visible. Il s'agit donc d'un haut-fond de direction E-W. Dans cette zone on remarque pour la période allant du Ladinien au Norien, qu'à CC#1 seul le supercycle UAA4 existe; les Supercycles UAA3 et UAA2 sont absents; par contre à GME#1 on a uniquement le UAA2 et le UAA3, le reste est absent (cf. Stratigraphie). Le supercycle UAB1 est repérable dans les deux cas.

Ceci traduit un basculement de blocs vers le SE qui accompagne le dépôt des cortèges sédimentaires correspondant au supercycle UAA2 et UAA3 à GME#1; la zone de CC#1 reste stable. Puis on assiste à une inversion de basculement; c'ad vers l'WNW qui accompagne le dépôt du Trias à CC#1, pendant que le substratum à GME#1 reste stable.

De telles constatations conduisent à définir deux bassins subsidents à géométrie losangique limités au SE par l'ANA, et au NW par l'Accident Sud Mésétien et séparés par une ride E-W

L'évolution géodynamique de ces bassins s'est effectuée donc dans un cadre général en extension dans lequel apparaissent cependant des mouvements coulissants.

Interprétation du profil de corrélations entre les sondages NAS#1, DOG#1, CED#1 et BCH#1 : (fig. 4)

Plus à l'Est vers les sondages DOG#1, CED#1 et BCH#1, de telles géométries (Profil précédent) ne peuvent être mises en évidence, mais vue la répartition des faciès et les variations des épaisseurs, on remarque qu'à partir de CED#1, vers le NE (BCH#1), la subsidence est plus ou moins importante, dessinant un petit graben à BCH#1, limité au SW par la zone haute DOG#1.

Les corrélations ainsi établies entre les principaux sondages ont permis de distinguer deux bassins à géométrie probablement losangique orientés NE-SW, limités au NW par l'Accident Sud Mésétien et au SE par l'Accident Nord Atlasique; ces bassins sont séparés par une ride E-W. Plus au Nord un autre bassin s'individualise (BCH#1), il est peu subsident par rapport aux deux autres, limité par la zone haute de DOG#1.

ANALYSE DE LA SUBSIDENCE ET RIFTING TRIASIQUE

Le jeu triasique des grands accidents tardi- hercyniens, dans un contexte distensif, est responsable de l'individualisation de bassins type rift. Ils sont comblés par des argiles salifères où s'intercale un complexe basaltique, ces argiles comportent une semelle de détritique parfois grossier et montrent divers types d'intercalation. Ce début de remplissage essentiellement détritique interrompu par des périodes de pédogenèse, traduit l'instauration de plaines d'inondation alimentées par des produits de démantèlement de reliefs résiduels et drainés par un système fluvial dense et complexe. Ce type de dépôt dénote d'un climat tropical chaud et rubéfiant et un régime rhéostatique; quant au développement des évaporites, il relève d'un confinement tectonique et une hausse eustatique.

Cette sédimentation est syntectonique; elle atteste de la mobilité du tréfonds et de l'activité des bordures suite à la réactivation du cadre structural préétabli. Ainsi l'établissement et l'analyse des courbes de subsidence s'avère nécessaire pour mettre en évidence la naissance et l'évolution de ces bassins.

L'analyse et la modélisation de la subsidence au cours du Trias montrent une phase discontinue allant du Trias moyen? (Ladinien) au Trias supérieur (Rhaétien- Infralias).

Les courbes de subsidences correspondantes montrent un maximum d'enfoncement durant la période allant de 332Ma à 223Ma (Carnien- Norien), tandis que les phases antérieures et postérieures à cet intervalle sont caractérisées par des valeurs de subsidence soit nulles ou plus en moins faibles à modérées; ainsi on peut subdiviser l'histoire géodynamique de ces bassins en trois stades. (fig. 5)

1^{er} stade: Ante- rift

Il est caractérisé par une période passive de non-dépôt allant du Trias inférieur au Trias moyen; cependant on note localement le dépôt des altérites cas du sondage GME#1; et ailleurs se développent des profils d'altération d'épaisseur égale à 20m; ces derniers sont décrits par R. Aït Ouali et A. Nedjari (1996) dans le Trias de la plate forme saharienne et ils témoignent d'événements majeurs de la tectonique externe tels que la rupture de cycles climatiques et phases de ralentissement de la subsidence; leurs durée correspond ici au Trias moyen et supérieur, donc ils ont des valeurs de formation mais sont des phases passives.

2^{eme} stade: syn- rift

Cet épisode est caractérisé par une extension active; ainsi les failles normales synsédimentaires N45 à N50 sont très développées, leurs mouvements conjugués avec les accidents normaux N70 à N90 cas de la ride Est- Ouest où sont implantés les sondages CC#1 et GME#1, ainsi que la zone de CED#1 et DOG#1 à permis de délimiter des hémigrabens plus ou moins communiquants et à subsidence différentielle.

Cette fracturation est responsable de la mise en place des roches volcaniques; soit franches cas de DOG#1 et CC#1 (non datées) ou intercalées dans les niveaux détritiques cas du sondage EBD#1.

Le maximum de rifting triasique est d'âge Carnien- Norien où la subsidence atteint son maximum ce qui se traduit par l'importance du confinement dynamique et les dépôts des sels dans les axes des bassins (EBD#1 et NAS#1).

3^{eme} stade: post- rifting

Après un épisode évaporitique de 8 Ma, les formations terminales de la série triasique Rhaetien et Infralias ? sont assez homogènes ce qui traduit que la plupart des bassins sont scellés lors d'un on- lap téthysien.

INTERPRETATION SISMIQUE : INITIATION DES BASSINS MESOZOIQUES A PARTIR DU TRIAS ET TECTONIQUE SALIFERE

Le caractère extrusif et la rareté des affleurements triasiques dans l'Atlas Saharien ont toujours posés un problème pour l'accès aux études géologiques de surface de ces séries; c'est ainsi que les études fragmentaires de surface n'ont pas pu mettre en évidence la structuration des bassins triasiques et leurs remplissages sédimentaires surtout que le Trias constitue le tréfonds et le substratum évaporitique sur lequel s'est effectuée toute l'évolution des bassins et des structures atlasiques.

Ainsi, l'approche géophysique par l'analyse sismo- tectonique des rares profils sismiques - réflexion, des ensembles triasiques enfouis en subsurface et calibrés aux données de forages qui ont atteint ces séries, ont permis de visualiser la structuration de ces bassins et l'évolution halocinetique.

L'interprétation des sections sismiques des campagnes AK/MG/DG à travers les quelles on peut identifier les séries méso-cénozoïques (à partir du Trias) montre une structuration des bassins mésozoïques à partir du Trias. Le socle paléozoïque est fracturé par des failles normales actives limitant des horsts et des grabbens; dessinent ainsi des blocs basculés à subsidence différentielle. (Fig.6)

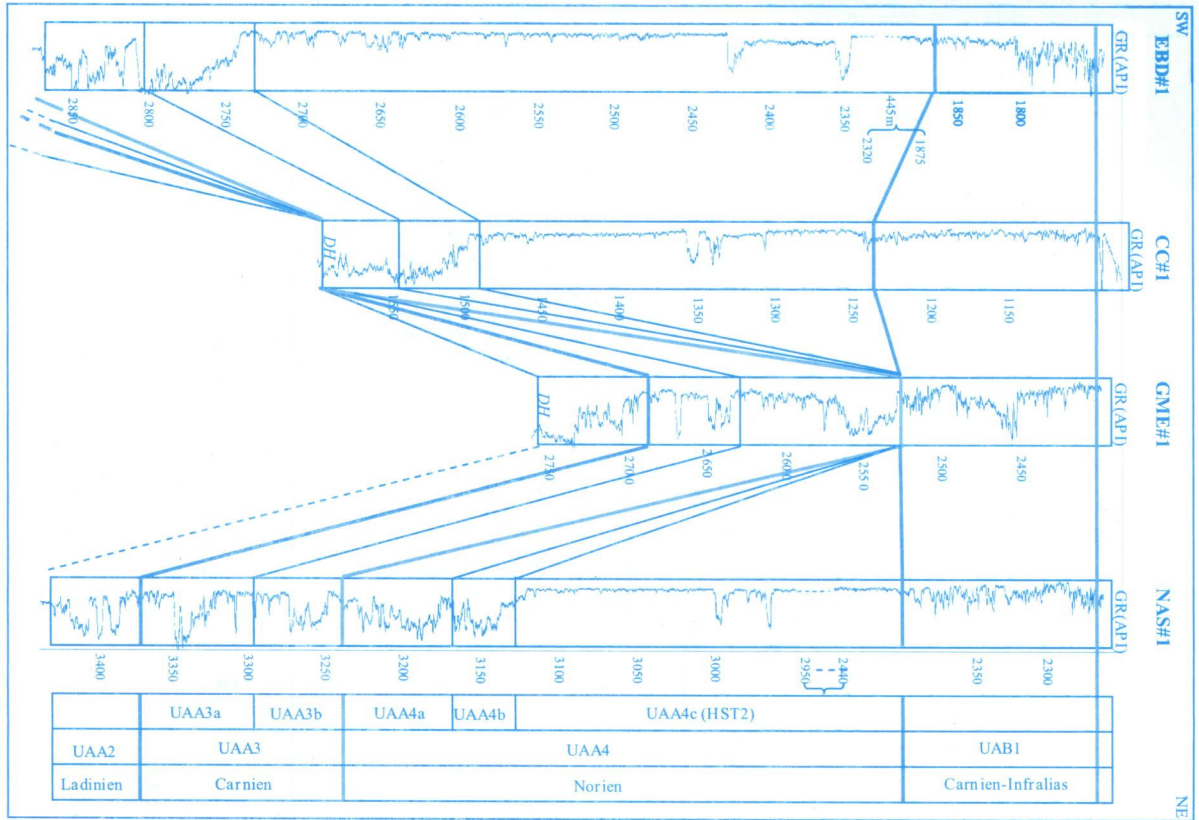


fig. 3 - Corrélations diagaphiques à travers les sondages EBD#1, CC#1, GME#1 et NAS#1.

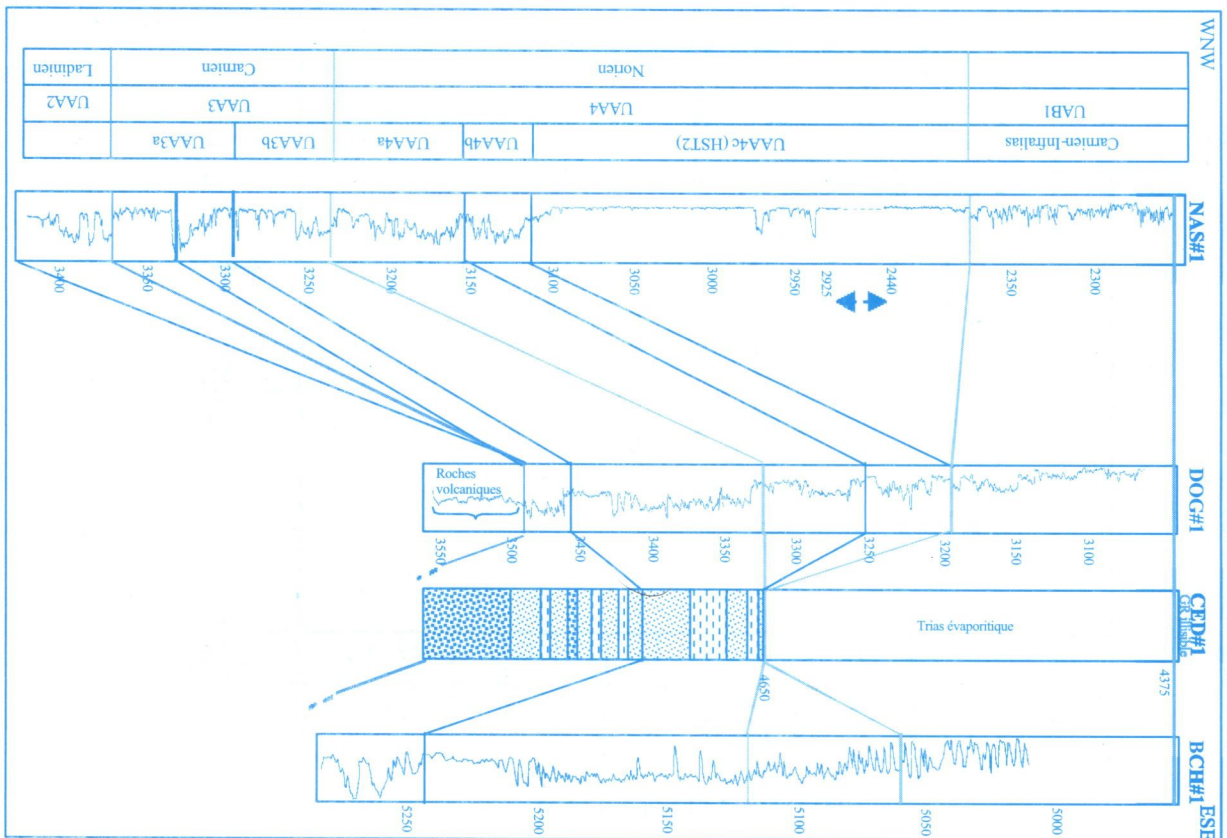


fig. 4 - Corrélations diagaphiques à travers les sondages NAS#1; DOG#1, CED#1 et BCH#1.

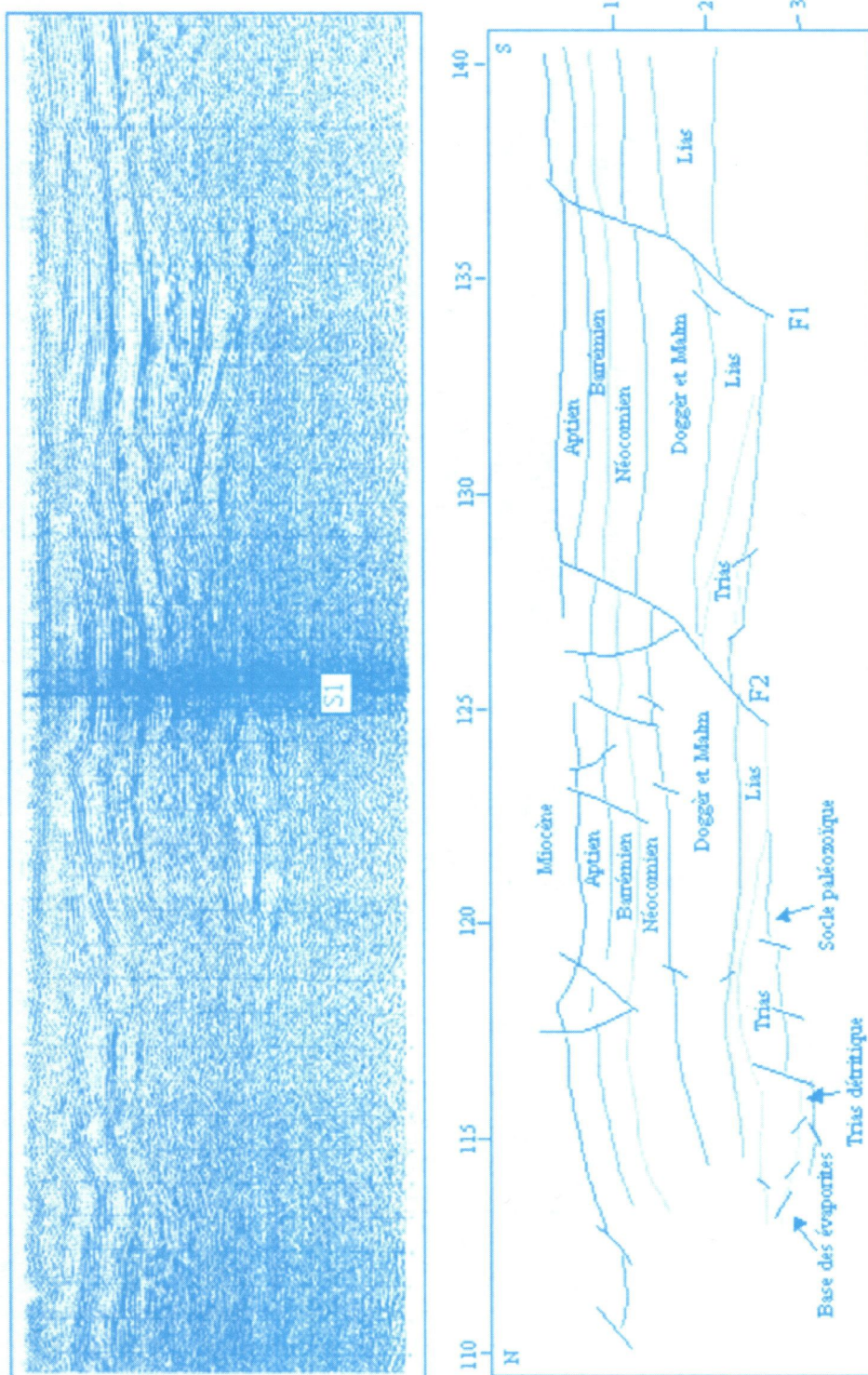


Fig.6. Interprétation de la section S1, montrant une structure en blocs basculés depuis le Trias.

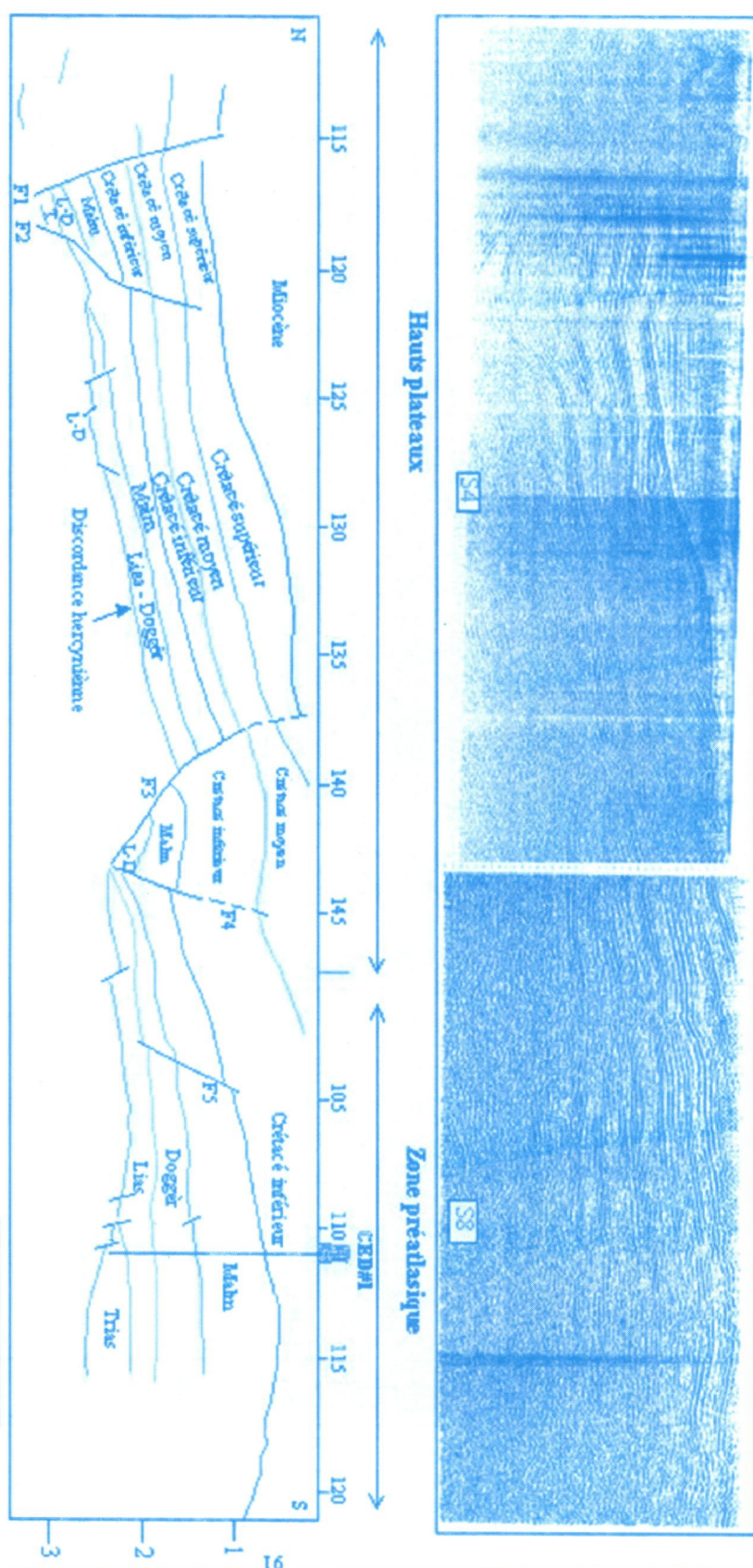
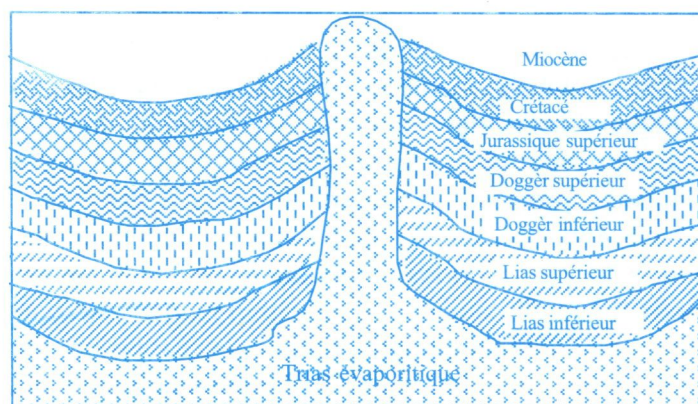
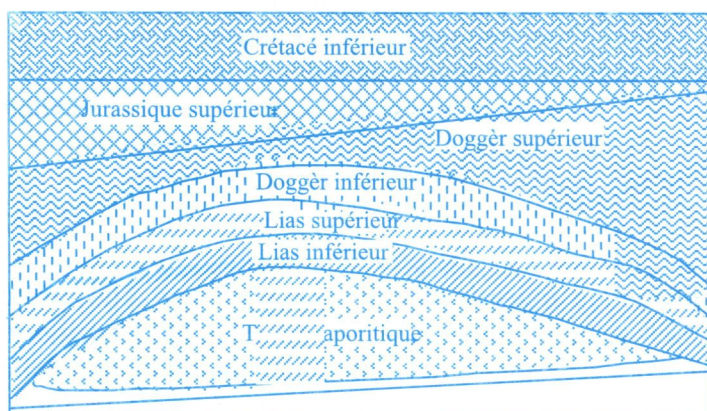


Fig. 7 Coupe sismo-tectonique passant par la zone préatlasique et les Hauts plateaux

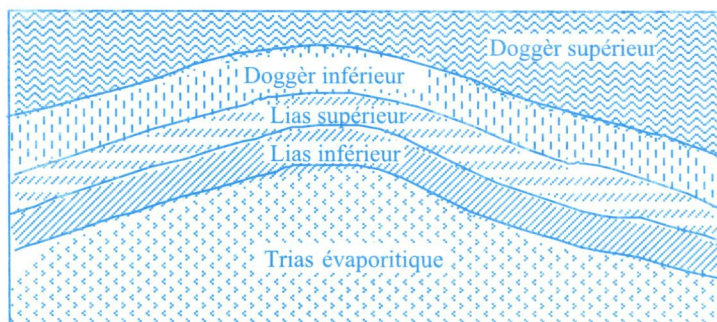




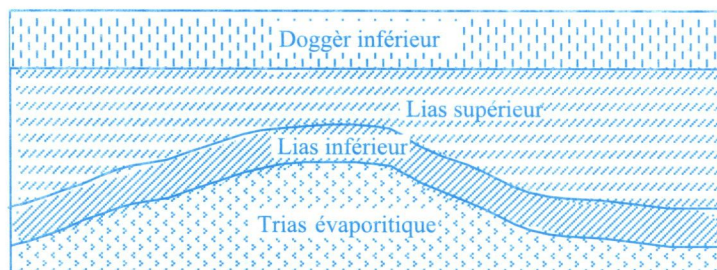
Mobilisation tardive du matériel triasique.



Période d'inactivité du Jurassique.



Période de quiescence au Doggèr inférieur et de mobilité au Doggèr supérieur.



Variations d'épaisseurs des dépôts du Lias supérieur.



Sédimentation calme, le niveau liasique et évaporitique demeure isopaque.

fig. 8 - Principales périodes de mobilisation du matériel évaporitique du Trias



CONTROL ON DIAGENETIC PROCESSES AND RESERVOIR QUALITY

M. S Benzagouta, F. Nezzal, R Marmi and B.R. Turner

Abstract :

Reservoir heterogeneities is one of the most important factor to consider when evaluating reservoir potential. Reservoir evaluation may prove disappointing when knowledge of sandbodies is poor. One of the most important parameters controlling reservoirs is clay minerals. Clay minerals constitute mainly a considerable amount of the total rock composition in the sandstone reservoirs. The presence of such minerals has a significant influence on diagenetic processes and reservoir quality. Within reservoirs from the north sea as well as the Algerian Sahara (e.g. Ahnet Bassin), the fining upward sequences are a significant source of clay minerals. These clays are found as coating bridges, and pore filling which are mainly ascribed to the alternating sandstone mudstone beds. The emplacement of clays within sandstone can also be related to the type of sandstone grains and their texture. The distribution of clay as a coating on detrital grains is relatively better developed within coarse sandstone than finer ones. This can be explained by the ability of circulating intergranular pore solutions to transport mud from shale to sandstone beds. Experimental work has been done in that way by different authors. Therefore, pores are needed to allow such a process to be accomplished. The occurrence of clay in the north sea reservoirs as well as some Algerian reservoirs is also related to the type of environments and also the type of transport. The presence of mudclasts is mainly related to the temporary influence of bedload transport. As has been characterised from facies interpretation, reservoirs, from the north and leading possibly to some of the Algerian reservoirs, the sandstones were deposited by a system of channels and associated flood plains. These fining upward sequences are mainly characterised by erosion surfaces, the presence of which may explain not only the supply of mudclasts but also their contribution towards clay mineral formation. The presence of clay minerals in the north sea reservoirs as well as other worldwide reservoirs is mainly related to alteration, replacement and pore filling. Such aspects of occurrence have lead mainly to a reduction in petrophysical characteristics. More effects of clay diagenesis can be considered through their ability in inhibiting postdepositional diagenetic events. However, despite their effects on damaging and filling pores, clay minerals are sometimes useful in limiting the overgrowth of certain minerals and consequently preserving the initial porosity and permeability.

Key Words : Control- Heterogeneities- Reservoirs- Alteration- Replacement - Pore filling.



IMPACT OF CLAY MINERALS ON DIAGENETIC PROCESSES AND THEIR CONTROLE ON RESERVOIR QUALITY

M. S Benzagouta, F. Nezzal, R Marmi and B.R. Turner

1. Introduction

Clay minerals constitute a maximum of a few percent of the total rock composition of the average Buchan Field sediments (Northern North Sea). However, their presence has a significant influence on diagenetic processes and reservoir quality. Clay minerals may be allogenic or authigenic (Blatt & al.,1972) ; Futchbauer and Muller, 1970 ; Wilson and Pittman, 1977), but authigenic clay minerals are much more abundant than allogenic clay minerals. Wilson and Pittman (1977) explain the paragenesis of clays by distinguishing syndepositional clay, introduced during deposition, from postdepositional clay, which corresponds to clay minerals precipitated from pore solutions. In the Buchan Field, syndepositional clay is represented mainly by mudclasts or rip-up clasts and a few biogenic pellets, whereas authigenic clays occur in different forms as clay rims, pore filling, (fracture and vugs) and replacement (Fig. 1).

The aim of this paper is to describe clay mineral types in order to provide more information on clay minerals within the mudrock as well as sandstone in the Buchan Field. A qualitative knowledge of clay mineral types in the Buchan Field can also be useful for provenance determination. The study of clay minerals in the Buchan Field is also intended to provide information on the burial history of the formation, clay paragenesis and their influence on porosity and permeability.

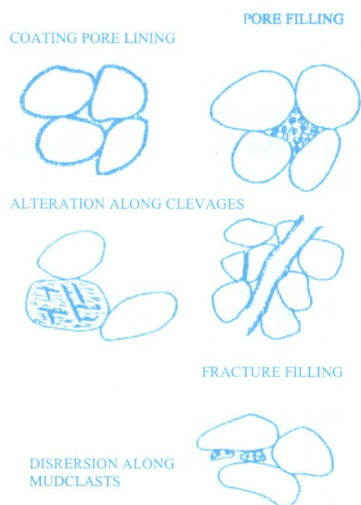


Figure 1. type of clay occurrence in the Buchan field sandstone reservoir (modified from Pittman, 1977)

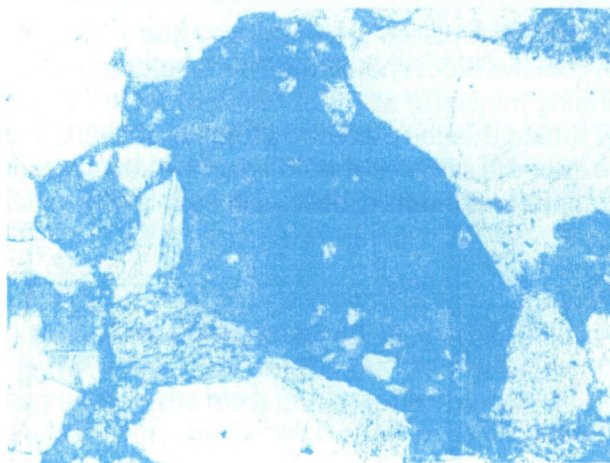


Figure 2. Photomicrograph showing in situ partial dissolution of mudclasts. Such dissolution is considered to be one of the main sources for authigenic clay precipitation, and the creation of microporosity.

2. Method of analysis.

The only technique which has been used for clay mineral analysis in the Buchan Field is X Ray Diffraction. To obtain satisfactory results, the following procedure has been used (after Carroll, 1970):

1. 10gm offinely ground rock powder is placed in a glass beaker and mixed with 5ml of Calgon (dispersive agent);
2. 50ml of distilled water is added, and the mixture is thoroughly stirred;
3. The slurry is then made up to 100 ml in a measuring cylinder and then thoroughly mixed;
4. The solution is allowed to settle for approximately 8 hrs in order to separate the < 2 micron fraction from larger grain sizes;
5. Pipette off the top 50 ml of liquid and centrifuge for 10 mins at 4000 rpm;
6. Remove the water and place the sediment into a petridish. Thoroughly mix the sediment to avoid any preferential size arrangement as a result of centrifuging;
7. Pipette an amount onto a glass slide to produce a very thin film when dry;
8. Finished slides should be run from $2^{\circ} 2\theta$ to $40^{\circ} 2\theta$: the range where diagnostic peaks of clay minerals occur;

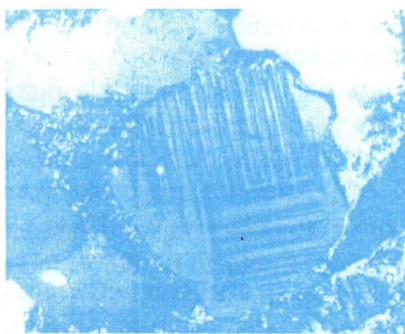


Figure 3. Luminescence light photomicrograph of illite, present as fibrous patches and coating on the detrital feldspar.

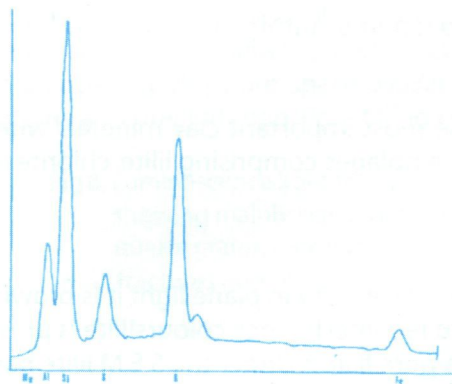
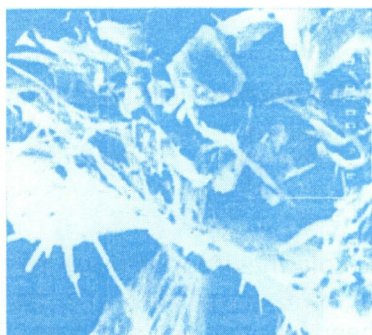


Figure 4. Under the S.E.M. illite occurs bridging and filling pores between detrital grains, thereby reducing permeability by inhibiting free fluid flow. The S.E.M. photography coupled with E.D.A.X. analysis confirm the impurity of illite by the presence of Mg and Fe.

9. Slides should be placed in a preheated glycolating chamber and kept in an oven at 60°C for 1 hr.
10. When cool the slides should then be xrayed from 2° 2 theta to 16° 2 theta. thus covering the range of expanding minerals;
11. Slides should then be placed in a furnace at 550°C for 1 hr and;
12. When cool the samples should again be xrayed from 2° 2 theta to 16° 2 theta and any changes in peak shape and intensity observed.

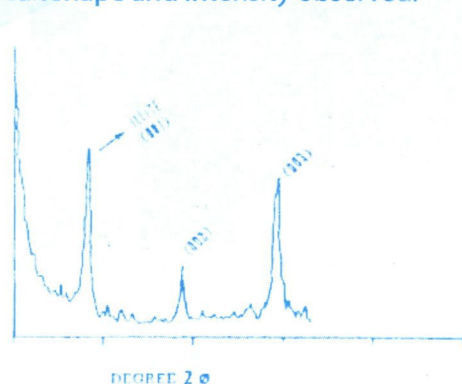


Figure 5. X-ray diffraction trace The 10 Angstrom reflections confirm the presence of illite.

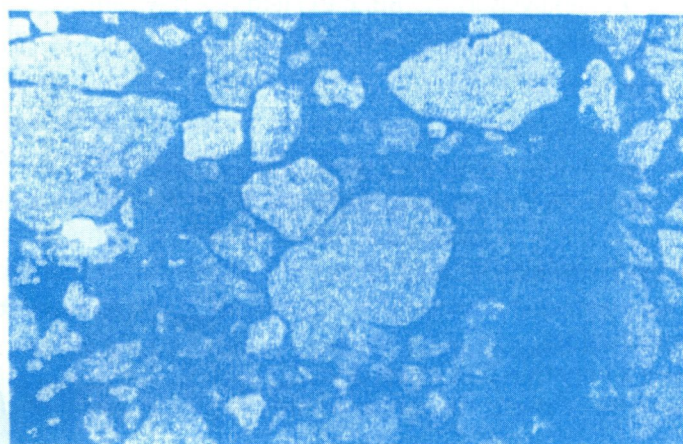
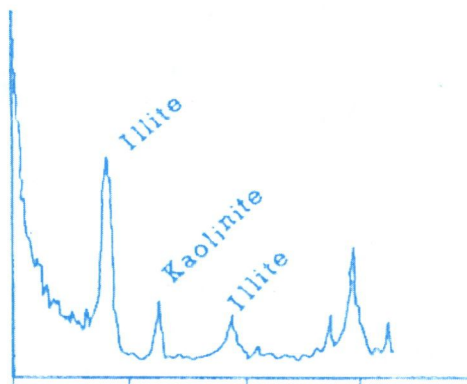


Figure 7. Photomicrograph showing clay rims (dark) coating detrital grains, except where detrital grains are in contact with one another.

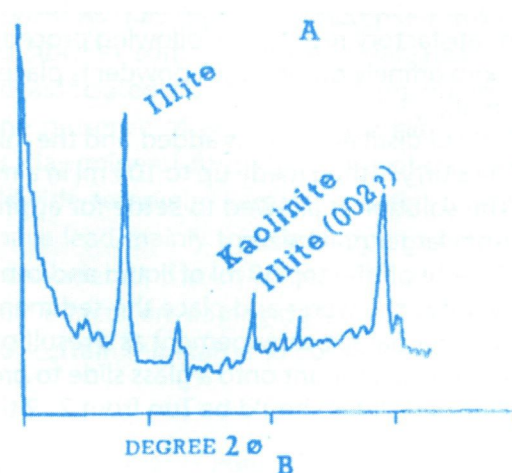


Figure 6. Identification of kaolinite has been via the 14 Angstrom reflection, which no longer occurs at 550° C.

3. Clay mineral description.

3.1. Allogenic clay.

3.1.1. Mudclasts.

From the Buchan Field sediments examined in hand specimen, and in thin section, mudclasts are seen to be present in different forms. They are variable in size (1 to 3 cms), and appear to be deformed owing to the effect of intergranular pressure. As described previously, mudclasts in the Buchan Field are the result of erosion as well as flocculation. Similar description has been well evocated by Latreche (1987) in Illizi Basin (Algeria). Injection of blue dye epoxy reveals that the mudclasts show partial in situ dissolution which has produced an ineffective porosity. With the availability of pore spaces, such dissolution can be a possible source for the later precipitation of authigenic clays (Fig. 2).

3.2. Authigenic clay.

Authigenic clays form the most important clay minerals within the Buchan Field sandstone as well as Illizi Basin. They consist of assemblages comprising illite, chlorite and kaolinite.

4. Clay identification.

4.1. Illite.

Illite is the dominant clay species, and in plane light it is brown to colourless; under crossed polars, illite shows first order yellow to red interference colours. Illite is present as fibrous patches, as a coating on detrital minerals (Fig. 3), and as a pore filling. Under the S.E.M illite has been found to occur as pore fillings or bridging pores between detrital quartz grains (Fig. 4). X-ray diffraction shows that the 10 Angstrom reflection corresponds to the main illite peak (001) (Fig. 5).

4.2. Kaolinite.

Owing to the fine crystal size of this clay, and contained impurities, petrographically kaolinite has been very difficult to recognise. Similarities with other clays have resulted in confusion in distinguishing kaolinite from chlorite, illite and rock fragments. In the Buchan Field, most kaolinite is found within a mixed clay matrix. However, some individual grains have been identified as filling pores. They occur as vermicular stacks characterised by simple linear fibres which are accentuated by alteration to iron oxides. In this study the main tool for the recognition of kaolinite has been X.R.D. Identification of kaolinite has been via the 14 Angstrom peak (001) (Fig. 6), which no longer occurs at 550°C.

4.3. Chlorite

Chlorite occurs as plates which encrust detrital grains, as plates attached to detrital grains along their longest dimension, or as a honeycomb (Wilson and Pittman, 1977). In the Buchan Field, chlorite is present mainly as a matrix pore filling, or fracture filling and it forms the most important constituent of the matrix. In the study area individual grains have not been detected either by the X.R.D study or by S.E.M examination.

5. Clay mineral occurrence.

Clay minerals, as discussed previously, occur in two forms. Prior to deposition, they consist principally of mudclasts (rip-up), floccules or biogenic pellets. Authigenic clays are characterised by the neoformed or regenerated clays. They form by precipitation from pore fluids or by reactions between preexisting minerals and diagenetic fluids (Fig. 2). In the Buchan Field and also Illizi Bassin (Algeria) (Latreche, 1987), clays are predominantly authigenic. In relation to detrital minerals and other components, clay minerals have four styles of occurrence.

5.1. Pore linings or clay rims.

This style comprises clays surrounding detrital minerals, and they are generally less than 3 to 5 microns in size. These clays are well developed within the sublitharenite sandstones. They occur as coatings on detrital grains, except where detrital grains are in contact with one another. With regard to petrophysical characteristics, clay rims are more frequent where intergranular porosity is better developed.

The presence of clay rims is also related to types of grain contact; thin sections showing more compaction and sutured to interpenetrating grain contacts are characterised by less clay rims than samples where floating to tangential grain contacts are dominant (Fig. 7). In some thin sections the clay rims surrounding detrital minerals are of a considerable thickness (>5 microns). This type of clay mineral also totally or partially fills pore spaces. Similar occurrence has been revealed in Baher el Hammar (Ahnet Bassin, Algeria) by Khebbab & Nacer (1999). Such an occurrence suggests that paragenetically, clays coating detrital grains formed at a relatively early stage, whereas pore filling clay formed later. A similar distribution has been described by Pittman (1977) as the "principle of superposition of cement". Formation of clay rims around detrital minerals before any other authigenic mineral phase is explained by the fact that circulating solutions contain clay particles which are attracted by detrital minerals rather than remaining freely circulating within the pore spaces. Under these conditions, precipitation has occurred around initial detrital grains prior to pore space occlusion by other minerals or cements. Microscopic examination of clay has shown that most clay rims comprise illite. S.E.M petrography coupled with EDAX analysis confirms the presence of Mg and Fe in illite clay rims. Such a composition not only demonstrates the impurity of these minerals but also shows that they were subject to oxidation. Moreover, thin section examination has also revealed that some clay minerals have been found normal to the detrital minerals. Such an orientation can only be accounted for by detrital mineral rotation during compaction (Wilson and Pittman, 1977).

5.2. Pore filling clays.

As described previously, pore filling clays may postdate the formation of clay rims on detrital grains. They form one of the most frequent types of clay found in the Buchan Field sediment. Occurrence of clay pore fills is related to rock type; their presence is also influenced by the pore space available (again influenced by lithology) which can be linked to circulating solutions and precipitation. Pore filling clays

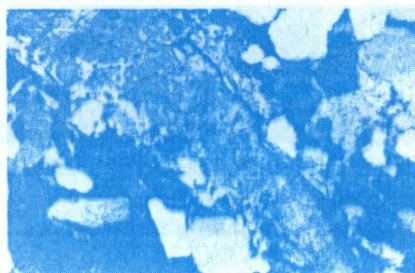


Fig 8. Luminescence light thin section photomicrograph showing mainly clay sediments together with fine quartz grains, rock fragments and cement, filling fractures and consequently keeping it open.

show a disturbed texture, where crystal laminae occur orientated in different directions. (Wilson and Pittman, 1977). This demonstrates non-preferential circulating solutions and clay precipitation. Similar to mudclasts, pore filling clays include rock fragments as well as some iron oxides. S.E.M analysis demonstrates that most of this material is illite. This type of clay also constitutes the most important means of intergranular porosity reduction. From thin section examination, pore filling clays show an abundant dissolution microporosity, although most of the pores are not interconnected.

5.3. Replacement.

Clay minerals occur replacing detrital minerals as well as carbonate cement. Replacement is most commonly partial; only rarely total. Most replacement by clays does not affect the detrital mineral textures, which are well preserved. Despite replacement by clay, detrital minerals and carbonate cements preserve their optical properties (e.g. most of feldspars still have recognisable twinning and cleavages). Some replacement in feldspars just affects in situ host grains (e. g. in-place kaolinisation, Pettijohn, 1987). Replacement of micas by authigenic clay is not as important as with feldspars. In the Buchan Field, mica replacement by clay occurs mainly on the margins of the mineral, with bent muscovite flakes showing alteration to fibrous and radiating clays along outer margins.

In the Buchan Field rock fragments are also altered and replaced by authigenic clay. This has commonly led to the formation of matrix, whereby individual clay grains are very difficult to distinguish. Alteration of rock fragments to clays is evidenced by relics of rock fragments supported within the clays. Buchan Field thin section analysis shows that the effects on host minerals of replacement by clays is strongly developed. However, a large difference in the degree of replacement exists between micas, feldspars and rock fragments. (compared to feldspars and rock fragments the degree of replacement of micas is less important). This confirms not only the instability of feldspars and rock fragments, but also their significant contribution towards clay mineral formation.

5.4. Fracture filling.

Clay minerals also occur within the Buchan Field sediments filling fractures. These filled fractures occur mainly within quartz grains. Their importance depends on fracture size, which is mainly controlled by the size of host grains. Clay filling fractures are found in close spatial association with pore filling clay. Fracture filling clays must postdate pressures which caused the detrital grains to fracture. Brought in by intergranular pore pressure, this type of clay is mainly formed from circulating pore solutions. Moreover, together with fine-grained sandstone, clays fill fractures, and are also responsible for the preservation of the fracturing system: the abundance of polycrystalline quartz with clay and rock fragments, and a low cement content can not only affect the distribution of stresses but also in the preservation of opened fractures (Fig. 8). Evidence for the preservation of opened to half-opened fractures is shown through the auth. genesis as well as the freshness of fracture contents.

6. Origin of clay

As defined by many investigators, clay minerals can be derived from numerous sources. Mortland et al (1978), Velde (1979) have listed a number of different possible source areas for clay minerals :

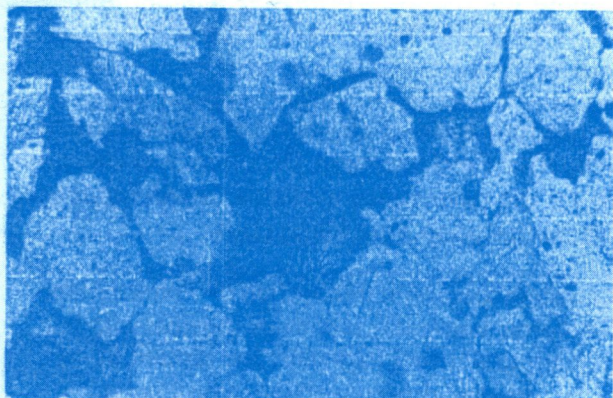


Figure 9a. Photomicrograph showing near total dissolved feldspar altered to authigenic clay on its edges.

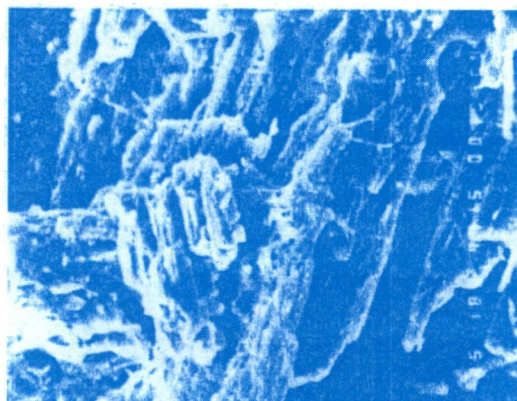


Figure 9b. S.E.M. photo showing fibrous (whiskery) clay minerals extending outward from the host grain edges (feldspar) towards the intergranular spaces.

1. Solid minerals such as tectosilicates, inosilicates, or glass;
2. From ions in aqueous solution which are later precipitated. This precipitation is mainly controlled by the pH of the solution which may change from one point to another in a considered time;
3. Clay minerals are also supplied from colloidal phases and;
4. They can also originate from preexisting clay minerals during weathering and alteration.

In the Buchan Field, clay minerals appear to be supplied and their presence controlled by two processes :

1. Weathering as a mechanical process resulting principally in the disintegration of preexisting sediments and;
 2. Chemical transformation, which is a process based on diagenetic changes. This process deals mainly with preexisting clay minerals and leads automatically to authigenic clay mineral formation.
- Evidence for the occurrence of such processes is the alteration and transformation of unstable minerals such as feldspars and rock fragments and the relatively more stable minerals such as muscovite, as well as preexisting clay minerals and mudclasts.

6.1. Mudclasts and preexisting clay.

As described previously, evidence for the supply of detrital clays is shown by the dissolution of material such as mudclasts as well as dispersion of preexisting clays. The internal disturbance of preexisting clay as well as mudclasts is often ascribed to processes of bioturbation and pore solution. Such processes are responsible for the transport of clay from the host mineral to the interstices by pore solutions (Howard, 1969 and Howard & al., 1972). In the Buchan Field, aspects of disturbance as well as bioturbation are well noticed through some of the thin section photomicrographs (Fig. 2). Similar features have been announced in Bahar el Hammar (Aigeria) by Khebbab and Nacer (1999). Development of such aspects has been found mainly related to samples where intergranular porosity is developed. Such relations constitute an important criteria to show that pore solution is an important agent responsible for the dissolution as well as transport and deposition of penecontemporaneous clay. Moreover, in the Buchan Field as well as some other reservoirs (Latreche, 1987 and, Khebbab & Nacer, 1999), the effect of pore solution is also joined by bioturbation, which also results in the reworking and removal of clay from preexisting clay to be deposited later. Evidence for such features may be based on the internal structure of mudclasts which present a certain degree of disturbance. However, in the Buchan Field pore solution and bioturbation are not the only factors responsible for the supply of clay. Support is also provided from the mechanical instability of clay, which in the Buchan Field is mainly increased by the effect of compaction (Hawkins, 1978).

6.2. Feldspar diagenesis.

In the Buchan Field, feldspar alteration and dissolution constitutes one of the main sources for clay formation. Evidence for such a mode of supply is demonstrated by the relationship between host grains and the authigenic clay minerals. These are found in situ within feldspar minerals as well as along grain fracture (Fig. 9a). Such genetic relationships between the host mineral (feldspar) and the authigenic clay is confirmed by S.E.M photomicrographs which show clay minerals extending outward from the host grain edges towards the intergranular spaces (Fig. 9b). Moreover, S.E.M pictures show leaching of feldspars. Such aspects not only show the later diagenetic overgrowth, but also illustrate host mineral kaolinisation and illitisation (Benzagouta, 1991). Such processes have been thoroughly studied by Bjorlykke & al. (1979). These authors found that feldspar kaolinisation and illitisation are mainly controlled by the type of pore solution. This pore water is responsible for the release of Ca^{++} and Al^{++} from plagioclase as well as K^{+} from potassium feldspar. With a high $\text{Na}^{+}/\text{H}^{+}$ ratio in the solution, the stability field for kaolinite formation is attained. Merino (1975) found that feldspar kaolinisation is reached with a $\text{Na}^{+}/\text{H}^{+}$ ratio ranging from 50 to 80.

In the Buchan Field, leaching of feldspars and their dissolution is not only responsible for kaolinite and illite formation, but also results in the creation of secondary porosity. In explaining the process of feldspar kaolinitisation, we are faced with a problem concerning the availability and movement of pore waters. Formation of kaolinite from feldspars requires a continuous removal of ions and consequently a significant volume of water (Bjorlykke, 1984). In the Buchan Field such conditions are harder to attain because of the reduction in porosity and permeability characteristics. Various papers on kaolinisation have been published by Millot (1970), Grim (1968), Dunoyer de Segonzac (1970), Hawkins (1978) and Velde (1979).

In the Buchan Field as well as elsewhere the main reactions which led to kaolinisation can be established as follows :



Based on the above process and feldspar alteration in the source area, kaolinite as well as illite may be detrital in origin. Moreover, examination of equations (1) and (2) indicates that hydrolysis of feldspar, which led to its kaolinisation, is related to the availability of carbon dioxide (CO₂). The main source for carbon dioxide is organic matter. Macroscopic and microscopic examination of samples from the Buchan Field has revealed the presence of organic matter within shaley sediments, as well as individual particles intermixed in with detrital constituents. The presence of iron oxide, altering and coating the different grains, is possible evidence for the generation of carbon dioxide.

Carbon dioxide generation in the Buchan Field may be related to the oxidation and thermal degradation of kerogen, as expressed below :



Oxidation, and release of organic carbon dioxide, is mainly related to the uplift of the area as well as the presence of unconformities, for example, the Cimmerian unconformity, and erosional surfaces. Such movements bring material from the subsurface to be exposed to the effects of alteration and oxidation. An identical process under similar conditions has been described by Shanmugan (1985) to explain CO₂ contribution in the kaolinisation of feldspar.

6.3. Mica diagenesis.

In the Buchan Field, the generation of clays can also be attributed to some extent to the presence of K-micas (see previous paragraph). Micas, and particularly muscovite, are subject to folding as well as leaching on their surfaces. Such effects result in bent and squeezed micas where the mineral is altered to fibrous clays. Similar to feldspar, mica transformation to clay minerals is mainly controlled by acidic solutions responsible for leaching of the host minerals (Hawkins, 1978) as well as burial depths (Futchbauer; 1967; Hower & al, 1976; Eslinger and Sellars, 1981). In common with feldspar kaolinisation, mica transformation to clays is related to deep burial conditions. However, to the degree of mica alteration in the Buchan Field and its contribution towards clay mineral formation is relatively minor.

6.4. Clay alteration.

Formation of clay minerals is not only related to tectonic effects but is also connected with the change of aqueous solutions under burial conditions. The chemical composition of porewaters is subjected to changes with depth. Variation in pore water composition is due to an increase of pressure and temperature during burial which accentuates the chemical attack on minerals. This development is characterised by more significant effects on preexisting sediments and unstable minerals. With increasing depth, conditions progressively favour the more stable clay minerals. Based on thin section analysis, coupled with X.R.D results and S.E.M examination, most clay in the Buchan Field consists of illite. Illite occurs mainly as an authigenic mineral and rarely as a detrital mineral. The presence of illite at such depths of burial is related to the increase of pressure and temperature with depth. Support for such relations comes from Greensmith (1983) who found that illite formation corresponds with depths greater than 2000 m. At such depths, the diagenetic conditions are relatively important, corresponding to the illite conversion from smectite as well as other preexisting minerals (Yu-Chi Yau & al, 1987).

6.5. Smectite alteration.

In the Buchan Field, derivation of illite from smectite can be deduced from X.R.D analysis which shows a superposed reflection of I/S (Illite/Smectite). Burial conditions are the main factor responsible for such a diagenetic transformation. When subject to temperatures greater than 60°C, smectite becomes unstable and can alter to illite as well as chlorite and quartz (Hower, 1976). Transformation of smectite to illite and chlorite is not only ascribed to the type of porewater, but in common with other styles of alteration it also depends on the availability of porosity and permeability. Such conditions create more dissolution and consequently a greater supply of K and Al (YuchiChyi Yau & al, 1987). Support for similar processes comes from experimental work by Hower (1976), Eberl (1978a,b) and Roberson and Lahann (1980). These authors found that porewaters are the main factor in promoting dissolution of smectite, and precipitation of illite and chlorite. Moreover, Hoffman and Hower (1979) found that the generation of chlorite and illite is also related to the presence of shale where the supply of K and Al is high.

6.6. Kaolinite.

Hower and Hower (1979) found that under conditions similar to the Buchan Field reservoir (120° to 150°C), kaolinite becomes unstable. With K + provided from k-feldspar and k-muscovite dissolution, kaolinite alters to illite according to the following set of reactions (Hower, 1976).

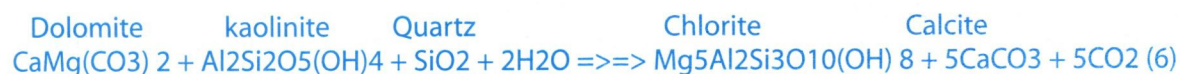


Such transformations are not only related to burial conditions but also porewater types and the degree of chemical attack. Effects resulting from such factors create a tendency towards mineralogical stabilisation of the system. In the Buchan Field, and according to the abundance of types of clay, illite appears to be the most stable, and so the final mineral to appear during burial.

In the Buchan Field, transport of ions responsible for authigenic clay mineral precipitation is not only ascribed to circulating water and its chemistry, but also to the availability of porosity and permeability.

6.7. Carbonates.

Other sources of clay generation are available in the Buchan Field, such as the presence of carbonate cement (Bjorlykke, 1984). In common with feldspar, calcite, and particularly dolomite, show evidences of leaching. Some clay minerals are altering, replacing or coating dolomite which itself is corroded. Such a relation can be ascribed to diagenesis. Generation of such authigenic minerals isolated within dolomite crystals is attributed to the interaction between host minerals and circulating solutions. These solutions can lead to the precipitation of authigenic clay, dissolution of dolomite, and the generation of calcite cement (Equation 6). As pointed out by Hutcheon & al (1980), with the presence of CO₂ in addition to preexisting clay minerals such as kaolinite, Mg-chlorite is formed. Formation of chlorite by such processes is mainly related to burial depths as well as high temperatures (200°C). According to Hutcheon & al (1980), the association of dolomite with clay minerals can be established as follow.



Hydrolysis of kaolinite in relation to dolomite (Equation 6) is not only a source for the dissolution of clay minerals, but also a source for the generation of inorganic carbon dioxide. The quantity of inorganic CO₂ released can be related to the availability of dolomite as well as kaolinite. In many basins the release of CO₂ from kerogen is insufficient to explain the observed leaching of feldspar as well as carbonate (Bjorlykke, 1984).

In the Buchan Field, clay mineral reactions are one of the mechanisms that may account for the release of CO₂, which is mainly controlled by the conditions of burial (2 to 4 kms). Such burial depths were achieved within the Buchan Field. Moreover, such chemical reactions not only contribute to clay formation, but can also be a very useful mechanism for the increase of secondary porosity (Surdam & al. 1984).

7. Conclusion.

Within the Buchan Field reservoir, the fining-upward sequences are a significant source of clay minerals. The presence of clay as coatings bridges, and pore filling, is mainly ascribed to the alternating sandstone mudstone beds. The emplacement of clay within sandstones can also be related to the type of sandstone grains and their texture. The distribution of clay as a coating on detrital grains is relatively better developed within coarse sandstones than finer ones. Similar relationships have been confirmed by Houseknecht & al. (1989) by experimental work. They found that the development of clay as a coating on detrital grains was more common within coarse rather than fine sediments. This can be explained mainly by the ability of circulating intergranular pore solutions to transport mud from shale to sandstone beds. Therefore, pores are needed to allow such a process to be accomplished. In Illizi Basin Latreche (1987) confirms that the control of the amount of clay is mainly due to the type of sequences. The occurrence of clay in the Buchan Field is also related to the type of environment and also the type of transport. The presence of mudclasts is mainly related to the temporary influence of bedload transport. As has been characterised from facies interpretation (Benzagouta, 1991, Benzagouta et al., 2000), the Buchan Field sandstones were deposited by a system of channels and associated flood basins. The fining-upward sequences in the Buchan Field are characterised by erosion surfaces, the presence of which may explain not only the supply of mudclasts but also their contribution towards clay mineral formation.

The presence of clay minerals in the Buchan Field is mainly related to alteration, replacement and pore filling. Such aspects of occurrence have led mainly to a reduction in petrophysical characteristics. Their presence also contributes to an increase in irreducible water by the creation of microporosity. More effects of clay diagenesis can be considered through their ability in inhibiting postdepositional diagenetic events. However, despite their effect on damaging and filling pores, clay minerals are useful in limiting the overgrowth of certain minerals and consequently preserving the initial porosity and permeability.

8. References:

- Benzagouta, M.S., F.Nezzal and R.Marmi.**, 2000, Clay minerals: significant influence on diagenetic processes and reservoir quality, *Seminaire International sur la Géologie Pétrolière*. Sonatrach, (C.R.D), Boumerdes, 2000.
- Benzagouta, M.S.**, 1991, Petrophysical controls on sandstone reservoir characteristics in the Buchan Oilfield. Northern North Sea, unpublished Ph.D Thesis (Newcastle upon Tyne, University, U.K)
- Bjorlykke, K.**, 1979, Cementation of sandstone : jou, sed, pet, 49: 1358-1359.
- Bjorlykke, K.**, 1984, Formation of Secondary Porosity : How important is it ? *Ame. Ass. Petr1. Geol*, 34 : 21-44.
- Blatt & al.**, 1972, *Origin of Sedimentary Rocks*. Prentice-Hall, New Jersey, 1.1,2.1,9.9 : 634.
- Caroll, D.**, 1970, A guide to the X-ray identification. *Geol. Soc. Am. Asso. Pet. Geol. Pub*, 126: 80.
- Denoyer de Segonzac, G.**, 1970, The transformation of metamorphism : A review. *Sedimentology*, 15 : 281-346.
- Eberl, D.**, 1978a, The reaction to montmorillonite to mixed-layer clay: The effect of interlayer alkali and alkaline earth cations: *Geochim, Cosmochim. Acta*, 42: 1-17.
- Eberl, D.**, 1978b, Reaction series for dioctahedral smectites : *Clays Clay Minerals*, 26 : 327-340.
- Eslinger, E.**, and Sellars, B., 1981, Evidence for the formation of illite from smectite during burial metamorphism in the Belt Supergroup, Clark Fork, Idaho. *Jou. Sed. Pet*, 51 : 203-216.
- Futchbauer, H and H. Muller**, 1970, *Sediment Petrologie*. E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart : 770.
- Futchbauer, H**, 1967, Influence on different types of diagenesis on sandstone porosity. *Proceed, 7th World Petrol. Congress*. 2 : 353-369.
- Greensmith, J.T.**, 1981, *Petrology of the Sedimentary Rocks*. Sixth edition. In. George Allen and Unwin : 241.
- Grim, R. E.**, 1978, *Clay Mineralogie*, 2nd Ed, New York; McGraw-Hill : 596.
- Hawkins, P.J. , 1978, Relationship between diagenesis, porosity reduction and oil emplacement in late carboniferous sandstone reservoirs, Bothamsall Oilfield, E Midlands, *Geol. Soc. London*, 135 : 7-24.
- Hoffman, J and J. Hower, J**, 1979, Clay Mineral Assembly, as low grade metamorphic Geothermometers, Application to the thrust faulted disturbed belt of Montana, U.S.A. *S.E.P.M.*, 26: 35-79.
- Howard, J.D.**, 1969, Radiographic examination of variations in Barrier Island Facies, Sapelo Island, Georgia: *Trans Gulf Coast. Ass. Geo. Soc*, 19: 217-232.
- Howard & al.**, 1972, Georgia Coastal Region, Sapelo island, U.S.A., *Sedimentology and Biology* 5, Physical and biogenic sedimentary structures of the Nearshore Shelf: *Senckenberg-Giana Martima*, 4 : 81-123.
- Hower & al.**, 1976, Mechanism of burial metamorphism of argillaceous sediments, mineralogical and chemical evidence. *Geol. Soc. Am. Bull.*, 87: 725-737.
- Houseknecht & al.**, 1989, Intergranular pressure solution in four quartzose sandstone, *Jou. Sed. Pet*, 58 : 228-246.
- Hutcheon & al.**, 1980, Diagenesis of Cretaceous Sandstones of the Kootenay Formation at Elk Valley (Southeastern British Columbia) : *Geochemica et Cosmochimica Acta*, 44: 1425-1436.
- Khebbab, O and W. Nacer**, 1999, Effects de la fracturation et de la diagenèse sur les propriétés de réservoirs du Cambro-Ordovicien de la structure de Bahar el Hammar (Bassin de l'Ahnnet), Sahara algérien central. *Memoire d'ingenieur en geologie structurale*, Dept de Geologie, Université de Constantine, 156pp, 16pl.phot.
- Latreche, S.**, 1987, *Stratigraphie, Sedimentologie et Geochemie de la formation d'Illirene (Devonien-Carbonifere)*, Bassin d'Illizi (Sahara algérien, oriental). Doctorat de l'Université d'Aix-Marseille III, 302pp.
- Merino, E.**, 1975, Diagenesis in Tertiary Sandstone from Kettleman North Dome, California, Interstitial solutions: Distribution of aqueous species at 100°C and chemical relation to the diagenetic mineralogy. *Geochem et Cosmochim. Acta*, 39 : 1629-1645.
- Millot, G.**, 1970, *Geology of Clays*. Springer-Verlag New York: 429.
- Mortland, M.M. and V.C. Farmer**, 1978, *International Clay Conference. Development in Sedimentology Vol. 27*. Elsevier, Amsterdam. 662pp.
- Pittman, E.D.**, 1977, Authigenic clays in sandstones: Recognition and influence on reservoir properties and palaeoenvironment analysis. *Jou. Sed. Pet*, 47: 3-31.
- Pettitjohn, J.F.**, 1987, *Sand and Sandstone*, New York, Springer-Verlag. Inc: 618.
- Roberson, H.E and H.E. Lahann**, Smectite to illite conversion rates: effects of solution chemistry: *Clay minerals*, 28: 129-135.
- Shanmugan, G.**, 1985, Significance of secondary porosity in interpreting sandstone provenance. In G.G. Zuffa (ed). *Provenance of arenites*. Reidel Publishing Company: 115-137.
- Surdam, R.C., S.W. Boase, L.J. Crossey**, 1984, The chemistry of secondary porosity. In "Clastic Diagenesis" (D.A. Mc Donald and R.C. Surdam, Eds). *Bull. Am. Asso. Pet. Geol. Mem*, 37, 127-150.
- Velde, B.**, 1979, *Clays and clay minerals in nature and synthetic systems*. New York. Elsevier : 218.
- Wilson, M.D and E.D. Pittman**, 1977, Authigenic clays in sandstones : Recognition and influence on reservoir properties and palaeoenvironmental analysis. *Jou. Sed. Pet*, 47: 3-31.
- Yu-Chi Yau, and Donald. R. Peacor**, 1987, Smectite-Illite reaction in saltation sea shales: A transmission and analytical electron microscopy study. *Jou. Sed. Pet*, 57 : 335-342.



USING PRESSURE ANALYSIS, WIRELINE LOGGING AND CORE ANALYSIS FOR BETTER UNDERSTANDING OF THE GEOLOGICAL MODELS (CASE OF BERKINE BASIN TAGI RESERVOIR)

M.Boudjatit and F. Djettou

Abstract

In many places throughout the world hydrocarbons are being found in vertically stacked reservoirs. The Triassic reservoir might belong to a discontinuous sedimentary system, so reservoir characteristics may differ locally. To take care of clearing up and determining different levels with different flow units and hydrocarbon water contacts in the same reservoir using well logs, RFT, MDT, Well Test and core data analysis; This discontinuity of reservoirs seriously affects the estimation of reserves. The best to do is to study and try to understand reservoir problems.

Examples will be shown demonstrating that the TAGI presented as multi layer system with different flow units and different water contacts, has a regional hydrogeologic system.

This hydrogeological system can have a local variation which can be interpreted as compartmentalized blocks.

All these methods allow a better geological model understanding in petroleum Exploration and Production, then a better reservoirs evaluation (Reserves estimation, completion cost and economic impact).

Setting

The Berkine basin lies over roughly 100 000 Km² in Algeria territory, located in south-eastern Algeria with the central Sahara Desert, adjacent to Tunisia international border and contains a thick Palaeozoic classic dominated sedimentary sequence, it is bordered in North by the structural high of Djemaa Touggourt– mole of Dahar, to west by the El biod /Hassi Messaoud mole, and south by the Ahara flexure. Further to the East, it stretches to Tunisia and Libya. The petroleum targets were the exploration of structures highlighted by seismic acquired in 1956. The triassic reservoir in Berkine basin was classified as secondary objective until the last decade. The Devonian (in central basin) and the cambro-Ordovician (in the Berkine borders) were still the primary objectives. The triassic reservoir also as main objective in Berkine basin was shown by Rhoud El khrouf (RKF-1 –1992).

Methodology and objectives

Thirteen 13 Wells were selected for detail analysis out of more than 100 total wells drilled in Berkine basin. The wells study were chosen using several criteria including adequate geographic distribution of the wells over the basin. Wells representative of TAGI with more than one oil water contact. Availability of a full modern log of porosity, routine core analysis (porosity permeability) and mainly the MDT, RFT data. Objectives of the study are to characterise the reservoir and understand the geological model by determining different levels with different flow units and hydrocarbon water contact in the same reservoir, means that these levels are separated by flow barrier.

Flow Units

Understanding complex variation in pore geometry within different litho facies is the key to improve reservoir description and development. The Hydraulic flow unit can be defined as the representative elementary volume of the total reservoir rock within which the geological and petrophysical properties that affect fluid flow are internally consistent and predictably different from properties of other rock volumes.

The concept of Reservoir Quality Index (RQI), was introduced as a function of permeability and porosity:

$RQI (\mu m) = 0.0314 * (K/\phi_e)^{1/2}$, Where K in mD and ϕ in fraction.

$\phi_z = (\phi_e / 1 - \phi_e)$

Based on Karman and Kozeny Equation, A log - log plot of RQI VS ϕ_z will give sets of samples lying on straight lines with unit slope. Each set of samples correspond to a Hydraulic flow unit.

Why Wireline Testing ?

Formation pressure measurements taken within a well can be plotted versus true vertical depth to produce a pressure profile. The resulting pressure profile is extremely valuable in analysing virgin and developed reservoirs. In virgin reservoirs, pressure profiles can be combined with geology, cores, seismic and conventional logs to develop a static model of the reservoir. Pressure profile in development wells can offer an understanding of fluid movement within the reservoir. These profiles combined with the production history, and



measurements from well testing are used to model the dynamic reservoir pressure –crucial for optimising recovery .

Vertical profiles are obtained to Determine:

- Fluid type
- Formation fluid density in situ
- Salinity of water than the resistivity of water R_w
- Fluid contact level
- Bubble point pressure
- Hydraulic communication between wells.
- The completion strategy
- Characterise reservoir heterogeneities
- Characterise vertical and horizontal barriers
- Recognise the layers to be really tested able to flow (in order to minimise the cost of test operation)

CONCLUSION

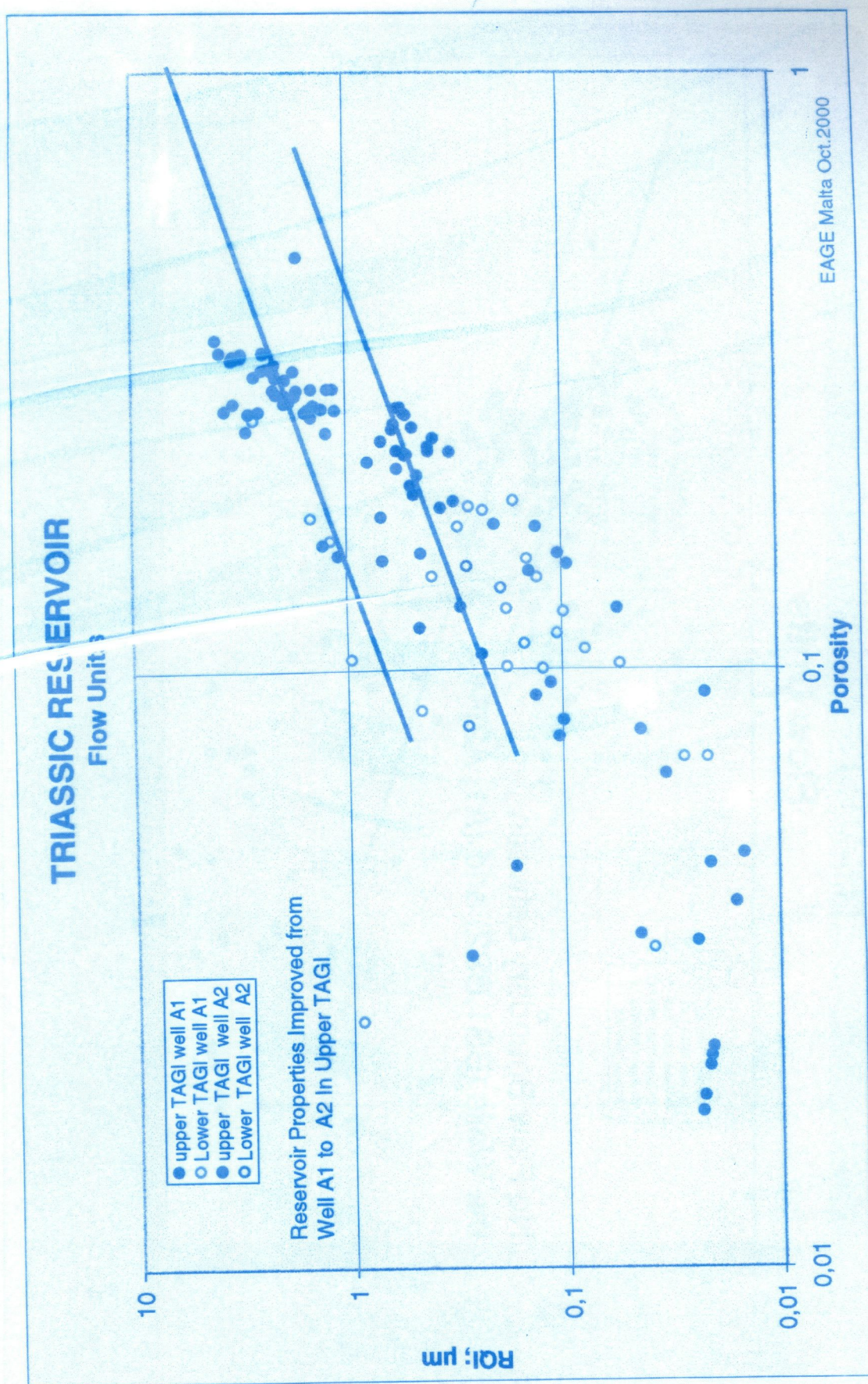
ALL EXAMPLES WERE SHOWN DEMONSTRATED:

THAT THE TAGI IN BERKINE BASIN PRESENTED AS MULTI LAYER SYSTEM WITH DIFFERENT OIL WATER CONTACTS.

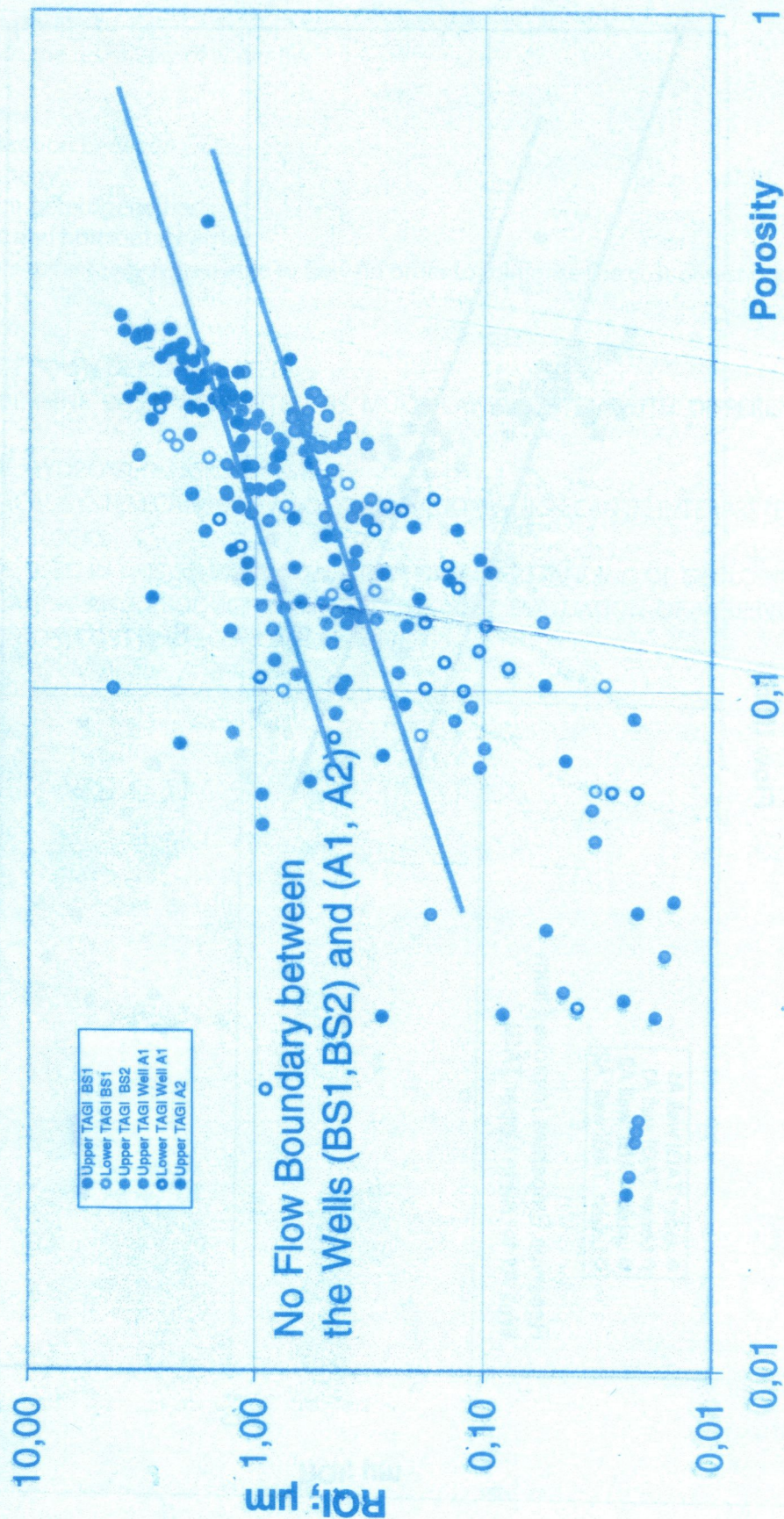
TAGI HAS A REGIONAL HYDRO GEOLOGICAL SYSTEM

THIS HYDROGEOLOGICAL SYSTEM CAN HAVE A LOCAL VARIATION WHICH CAN BE INTERPRETED AS. COMPARTIMENTALISED BLOCKS.

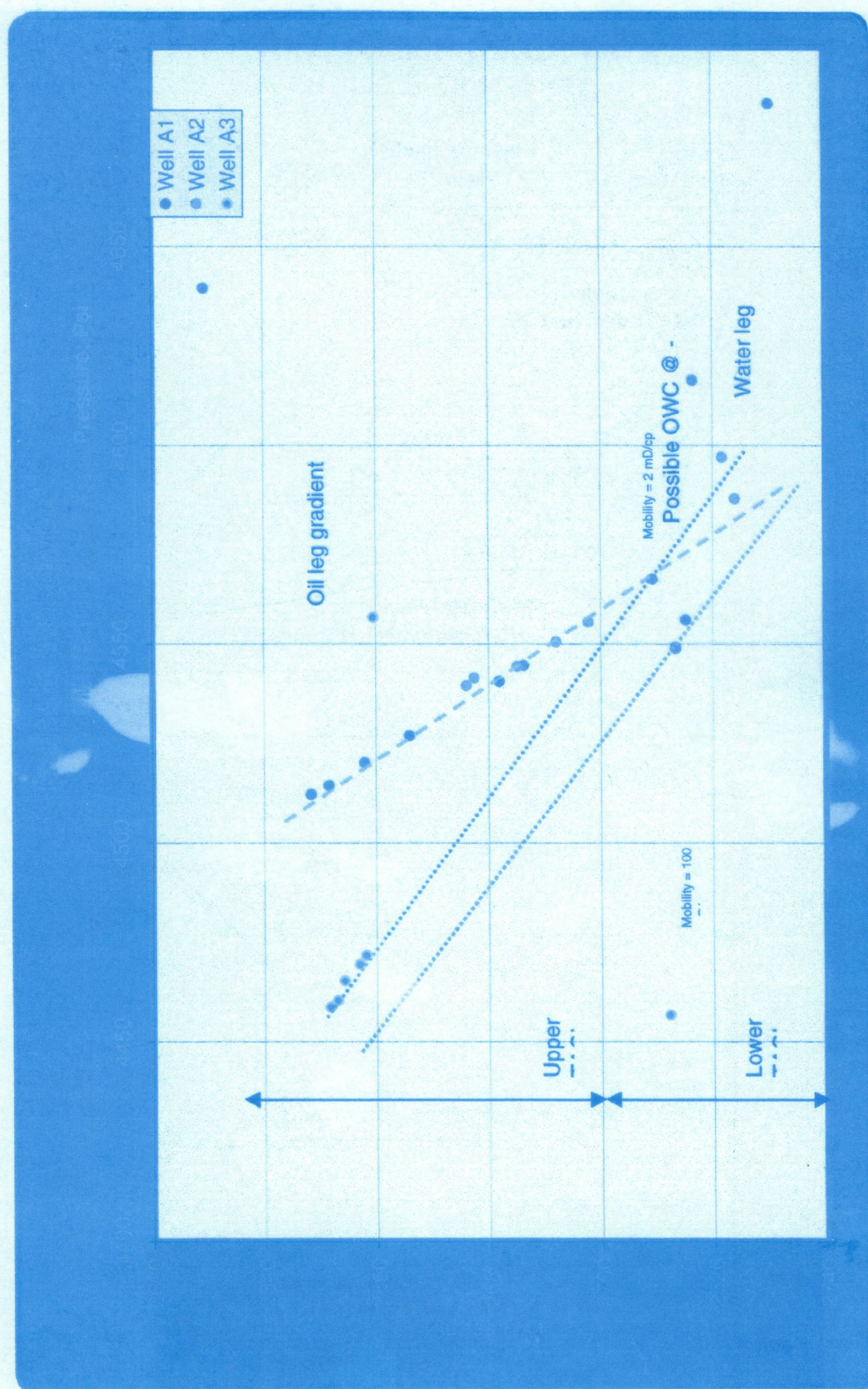
ALL THESE METHODS USED IN THIS STUDY ALLOW A BETTER UNDERSTANDING OF GEOLOGICAL MODEL IN PETROLEUM EXPLORATION AND PRODUCTION WHERE THE BEST EVALUATION OF RESERVOIRS (RESERVE ESTIMATION, COMPLETION, COST AND ECONOMICAL IMPACT.



TRIASSIC RESERVOIR Flow Units



EAGE Malta Oct.2000

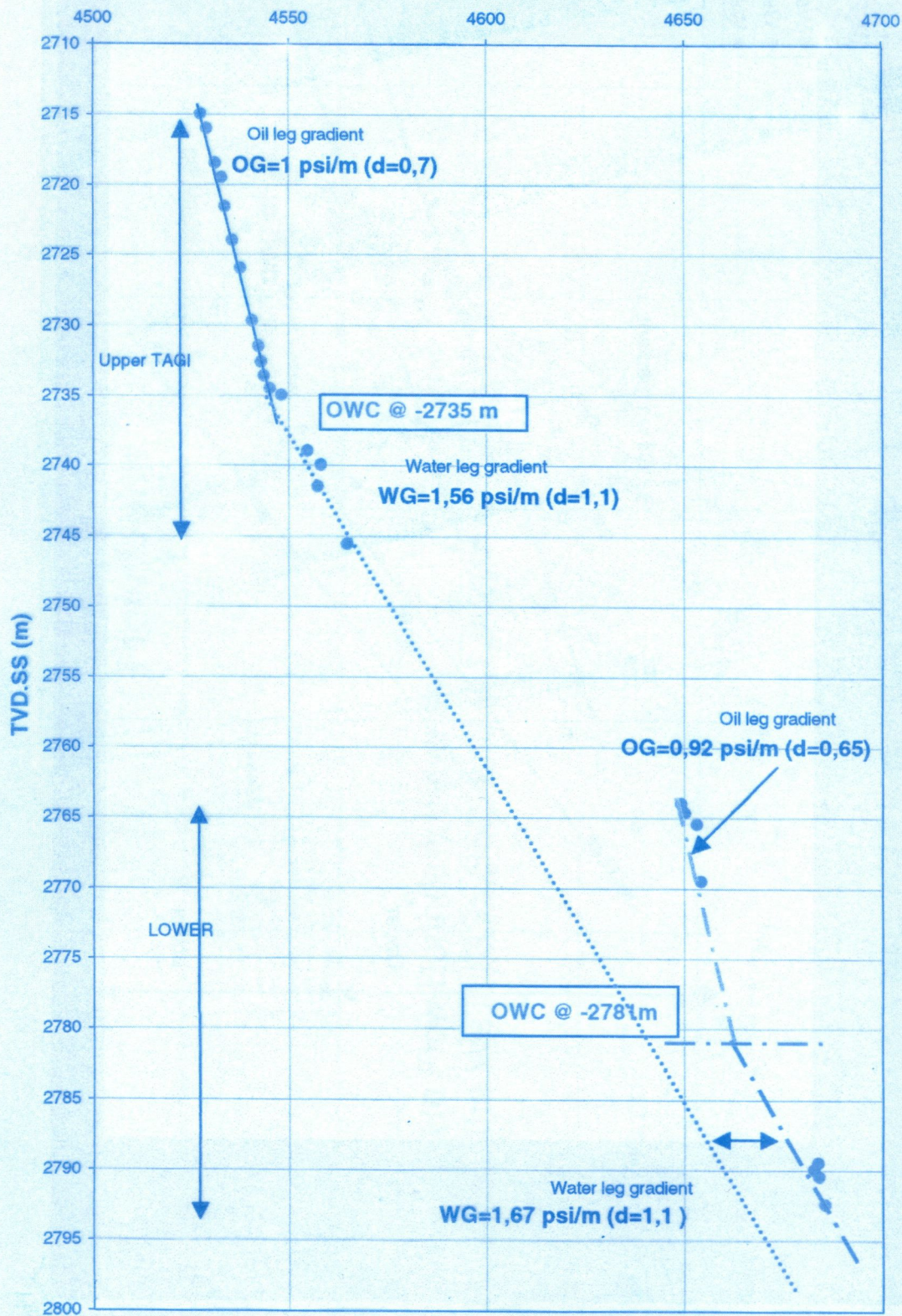


TRIASSIC RESERVOIR

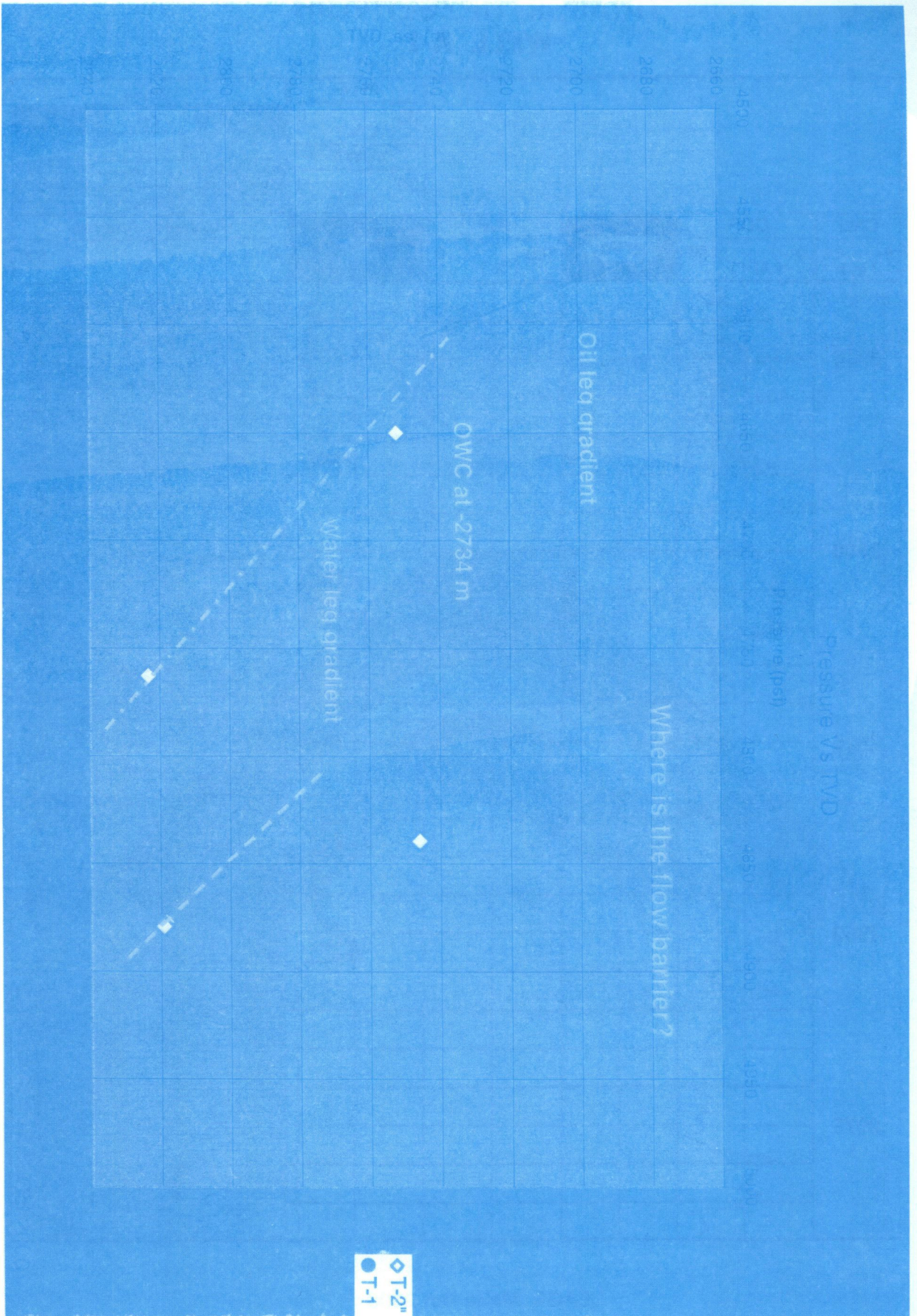
PRESSURE vs DEPTH

TW-1

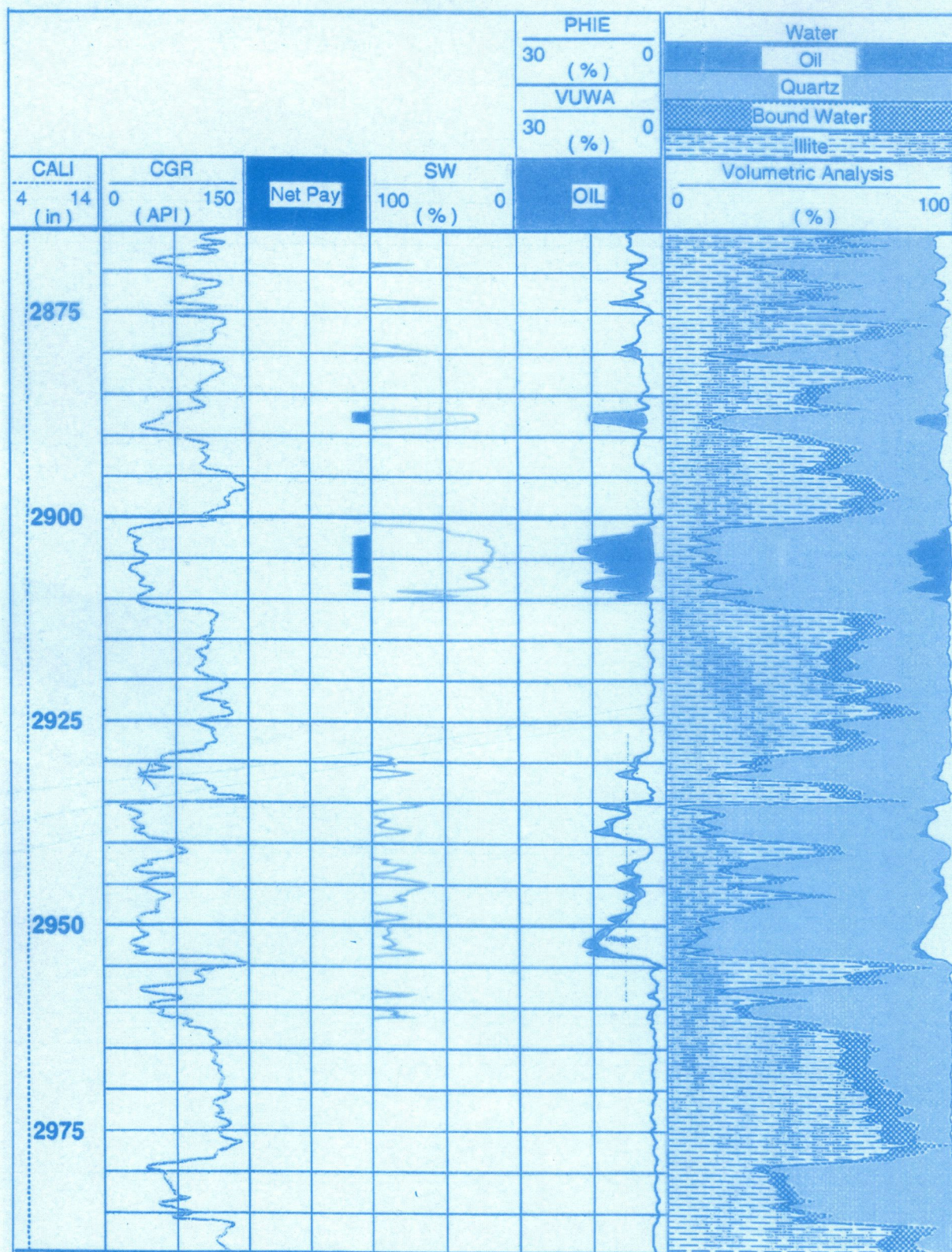
Pressure (psi)



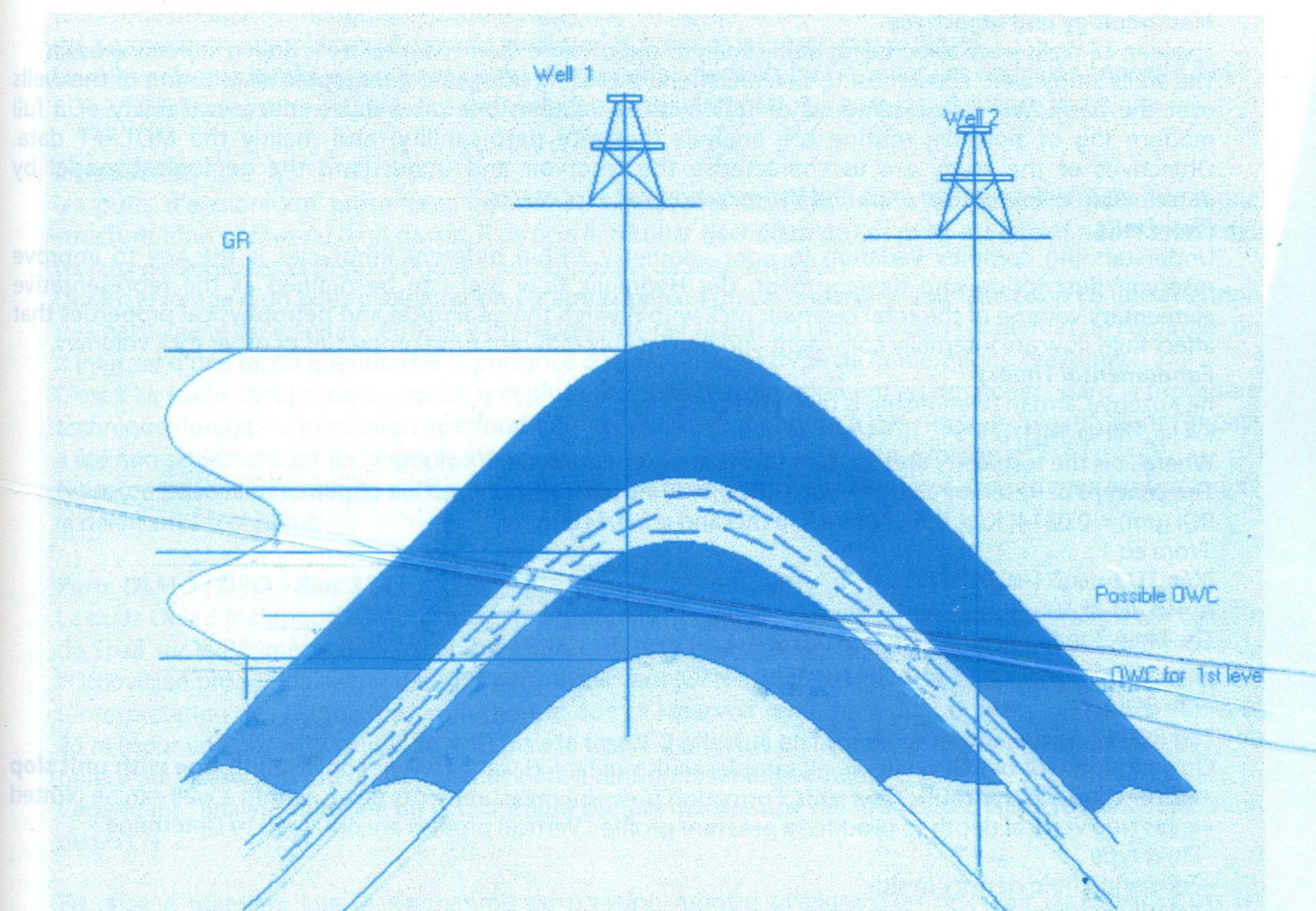
EAGE Malta Oct 2000



TRIASSIC RESERVOIR WELL A-1



EAGE Malta Oct.2000





**PRESSURE ANALYSIS, WIRELINE LOGGING AND CORE ANALYSIS
FOR BETTER UNDERSTANDING THE GEOLOGICAL MODELS
(CASE OF BERKINE BASIN TAGI RESERVOIR)
F. Djettou and M. Boudjatit**

INTRODUCTION

- How to identify the different layers with different flow units and their hydrocarbon water contacts, using well logs, RFT, MDT, Well Test and core data analysis.
- Discontinuity of reservoirs seriously affects the estimation of reserves.
- The TAGI reservoir is an example of multi layer system with different flow units and different oil water contacts.
- Hydrogeological system can have a local variation which can be interpreted as compartmentalized blocks. The methodology used in the study allows a better understanding of a geological model in petroleum Exploration and Production, then a better reservoirs evaluation (Reserves estimation, completion cost and economic impact).

Methodology and objectives

Thirteen 13 Wells were selected for detail analysis out of more than 100 total wells drilled in Berkine basin. The wells study were chosen using several criteria including adequate geographic distribution of the wells over the basin. Wells representative of TAGI with more than one oil water contact. Availability of a full modern log of porosity, routine core analysis (porosity permeability) and mainly the MDT, RFT data. Objectives of the study are to characterise the reservoir and understand the geological model by determining different flow units and hydrocarbon water contacts.

Flow Units

Understanding complex variation in pore geometry within different lithofacies is the key to improve reservoir description and development. The Hydraulic flow unit can be defined as the representative elementary volume of the total reservoir rock within which the geological and petrophysical properties that affect fluid flow are internally consistent and predictably different from properties of other rock volumes.

Fundamental Theory

The Kozeny-Carman relationship is given by:

$$K = (\phi_e^3 / (1 - \phi_e)^2) [1 / (2\tau^2 S_{gv}^2)] \quad (1)$$

Where, τ is the tortuosity and S_{gv} is the surface area per unit grain volume.

The concept of Reservoir Quality Index (RQI), was introduced as a function of permeability and porosity.

$$RQI (\mu m) = 0.0314 (K / \phi_e)^{1/2}, \text{ Where } K \text{ in mD and } \phi \text{ in fraction.}$$

From eq 1 :

$$(K / \phi_e)^{1/2} = (\phi_e / (1 - \phi_e)) [1 / (2\tau S_{gv})]$$

$$\phi_z = (\phi_e / (1 - \phi_e))$$

The Flow Zone Indicator FZI (μm), is given by:

$$FZI = 1 / (2\tau S_{gv})$$

$$FZI = RQI / \phi_z$$

$$\text{Log } RQI = \text{Log } \phi_z + \text{Log } FZI$$

On a log-log plot of RQI versus ϕ_z all samples with similar FZI values will lie on **straight line with unit slope** and constitute a **Hydraulic flow unit**. Formation pressure measurements taken within a well can be plotted versus true vertical depth to produce a pressure profile. Vertical profiles are obtained to Determine :

- Fluid type
- Formation fluid density in situ
- Salinity of water than the resistivity of water R_w
- Fluid contact level
- Bubble point pressure
- Hydraulic communication between wells.
- The completion strategy
- Characterise reservoir heterogeneities
- Characterise vertical and horizontal barriers
- Recognise the layers to be really tested able to flow (in order to minimise the cost of test operation).

CONCLUSION

All Examples were shown demonstrated:

- That the TAGI in berkine basin presented as multi layer system with different oil water contacts.
- TAGI has a regional hydro geological system
- This hydrogeological system can have a local variation Which can be interpreted AS compartmentalised blocks.
- All these methods used in this study allow a better understanding of geological model in petroleum exploration and production WHERE the best evaluation of reservoirs (Reserve estimation, completion, cost and economical impact).

CONSEQUENCES DES PROBLEMES DE FORAGE ET DE COMPLETION SUR RESULTATS DES PUITS D'EXPLORATION

Fethi Elarouci

Abstract :

Les puits d'exploration présentent un intérêt capital lors de l'évaluation du potentiel pétrolier d'une structure, d'un permis ou d'un bassin. A ce titre le résultat découlant de ces puits est décisif pour l'avenir des travaux géologiques et géophysiques à entreprendre dans cette région.

C'est à ce stade, tant précis et capital, que plusieurs puits d'exploration ont eu des échecs dans la procédure technique (forage – cimentation –perforation – test -...) ayant aboutit à des résultats négatifs dont l'impact a été non seulement sur les réserves mais aussi sur les zones et les réservoirs explorés.

Le sujet présente quelques un de ces puits d'exploration négatifs forés durant ces dernières années (OLM-1, BLR-2, HTF-3) avec mise en évidence de la relation du résultat pétrolier avec la défaillance technique.

Introduction

les puits d'exploration présentent un intérêt capital lors de l'évaluation du potentiel pétrolier d'une structure, d'un permis ou d'un bassin. A ce titre le résultat découlant de ces puits est décisif pour l'avenir des travaux géologiques et géophysiques à entreprendre dans cette région.

Durant le forage d'un puits d'exploration, l'étape appelée « phase réservoir » doit faire l'objet d'une attention très particulière où résultat pétrolier y est représenté par le test du puits, ce dernier permet de confirmer ou d'infirmer d'une façon quantitative la présence d'hydrocarbures (type de fluide, débits, pressions,...).

C'est à ce stade, tant précis et capital, que plusieurs puits d'exploration ont eu des échecs dans la procédure technique (forage – cimentation –perforation – test -...) ayant aboutit à des résultats négatifs dont l'impact a été non seulement sur les réserves mais aussi sur les zones et les réservoirs explorés.

Nous présentons ici quelques un de ces puits négatifs forés durant ces dernières années, avec explication de la défaillance technique.

Puits OLM-1 (DRO – Bloc 354)

Le puits Ouled Mahmoud (OML-1) a été foré durant l'année 2000 dans la partie septentrionale de la Cuvette de Sbaâ sur le Périmètre Belrhazi au bloc 354. L'objectif principal de ce puits était l'exploration des grès de l'Ordovicien productifs de gaz dans les puits avoisinant (OFN-1, BLR-101, ODA-1).

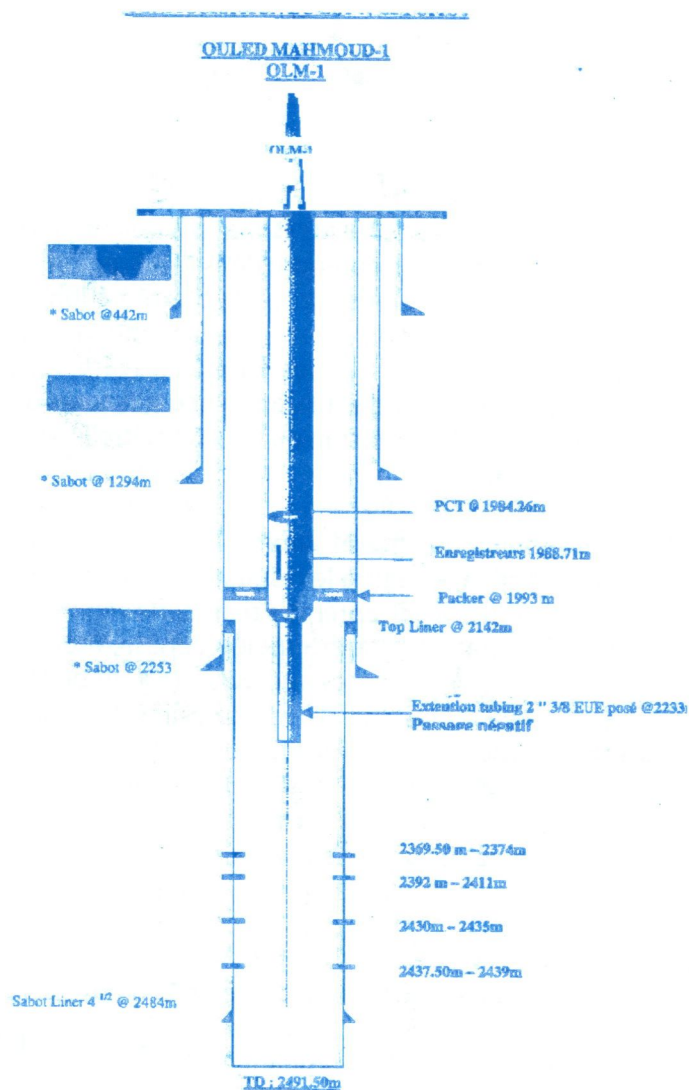
L'interprétation des diagraphies avait montré que ce réservoir renfermait du gaz avec une hauteur utile de 25 m (pour une porosité cut off de 4 %). Mais le test N°2 effectué en face de ce réservoir s'est avéré « sec ». Ce puits a été classé sans intérêt pétrolier et a été abandonné définitivement.

Cependant l'analyse détaillée de la procédure du test montre une défaillance technique durant l'opération du DST N°2.

En effet, à première vue le diagramme de pression montre « l'allure d'un réservoir compact » mais les conditions avec lesquelles ce test a été réalisé laissent douter sur la validité de ce résultat . En effet :

- Lors de la descente du train de test celui-ci a coincé au top du liner 4 ½", soit à la cote 2142 m.
- Le packer a été ancré à la profondeur 1993 m soit à plus de 440 m de la dernière cote perfos
- Le poids du tampon d'eau (h=130 m) et celui de la boue s/packer totalisent une contre pression de 65 kg/cm² (925 psi)
- D'où à l'ouverture de la vanne de fond, la zone perforée a été soumise a cette contre pression
- Celle-ci aurait gêner considérablement le démarrage du puits.

Rappelons que ce même réservoir à OFN-1 (situé à 18 km de ce puits de OLM-1), a donné un débit de gaz de 22 000 m³/h (DST N°5), la dénivelée entre les cotes perfos et le packer pour ce test n'était que de 15 m.



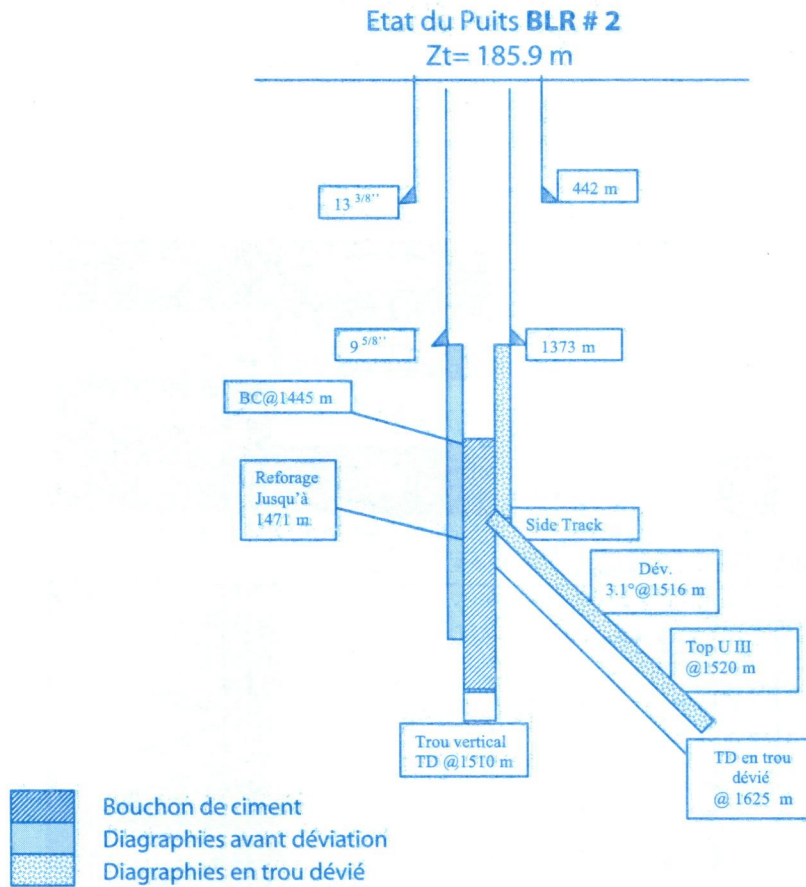
NB : Hauteur boue s/packer : 377 m soit 44.50 kgf/cm²
 Hauteur du tampon d'eau réelle 130m soit 13 kgf/cm²
 Contre pression (boue s/packer + wc) 57.50 kgf/cm²

Puits BLR-2 (DRO - Bloc 354)

Le puits BLR-2 est un puits d'exploration, foré dans le bloc 354 durant l'année 2001, au Nord du périmètre Belrhazi dans la cuvette de Sbaa. Le but de ce sondage est de mieux cerner et de délimiter l'accumulation de gaz dans le réservoir Ordovicien déjà prouvée par test sur le puits BLR-101, celui-ci a été foré en 1963, sur la même structure. Le puits BLR-2 a été implanté à une distance de 9 km.

Après le forage de la phase 8 1/2" jusqu'à la profondeur 1510 m et l'enregistrement de diagraphies, un coincement est survenu dans le puits dans « la partie réservoir » et un BHA a été laissé au fond du trou. L'instrumentation pour repêcher le poisson a échoué.

De ce fait, un bouchon de ciment a été fait jusqu'à la cote 1445 m. Ce dernier a été reforé jusqu'à la profondeur 1471 m, d'où un side track (trou dévié) a été effectué à partir de cette cote (voir schéma du puits) jusqu'à la profondeur 1625 m (TD).

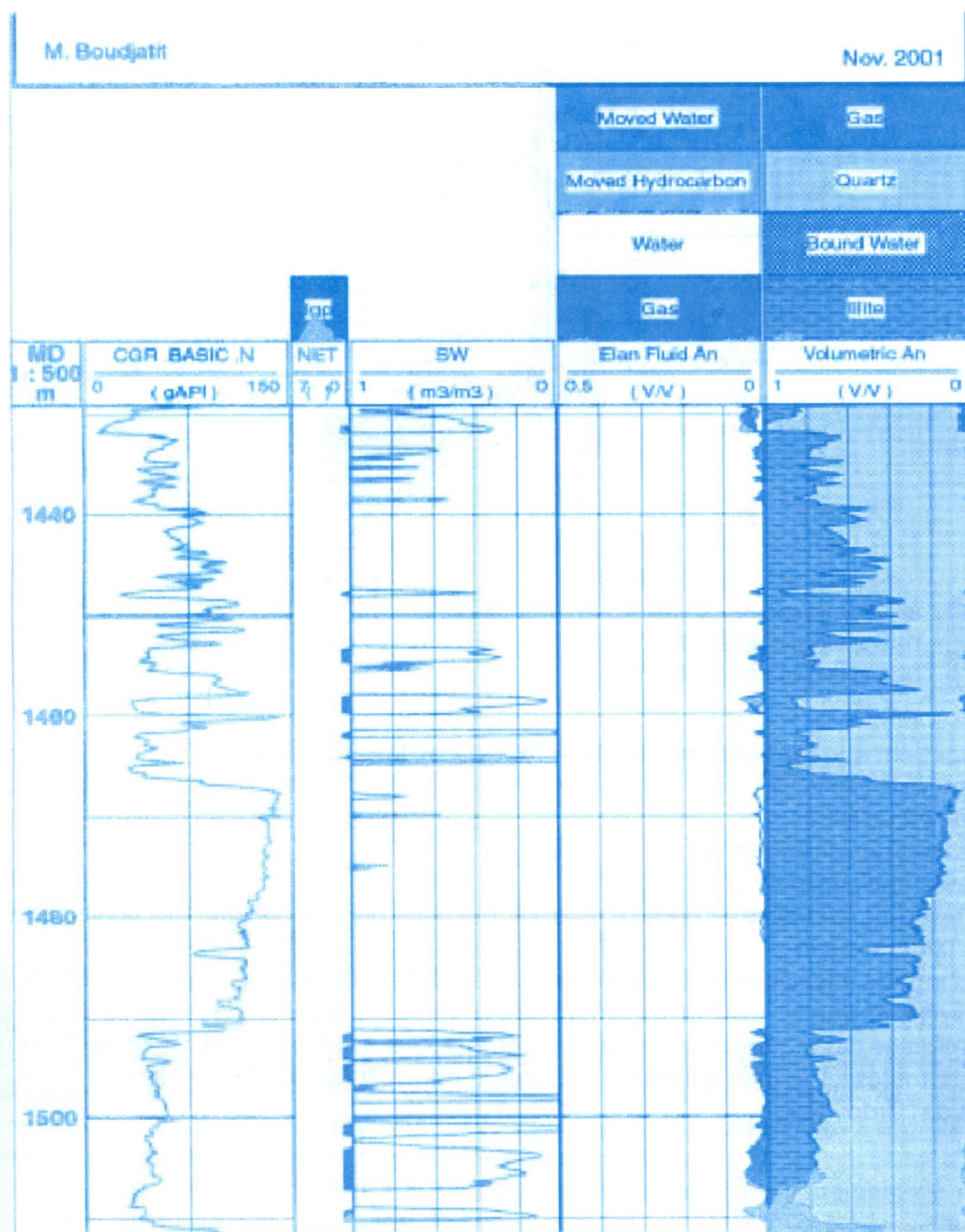


Les diagraphies montrent que l'ordovicien (1429-1465 m), est a hydrocarbures avec :

- Saturation moyenné de $S_w=24\%$;
- Porosité moyenne est de 6% ;
- Net pay = 4.5 m avec porosité cutoff de 5%
= 9 m avec une porosité cut off de 3%

Suite à cela deux tests ont été effectués dans ce réservoir qui n'ont données qu'une très faible productivité de gaz à travers le Tampon d'eau.

L'analyse des tests montre effectivement l'allure « compacte » des zones testées , mais vu les conditions du puits, il est fort probable que ce résultat ne reflète pas la véritable réponse de réservoir à cause de la cimentation et le reforage des meilleurs bancs compris entre 1453 et 1467 m qui ont été cimentés et reforés, le ciment a colmaté toutes les fissures existantes qui sont le principal facteur de drainage d'hydrocarbures dans les réservoirs de l'Ordovicien.



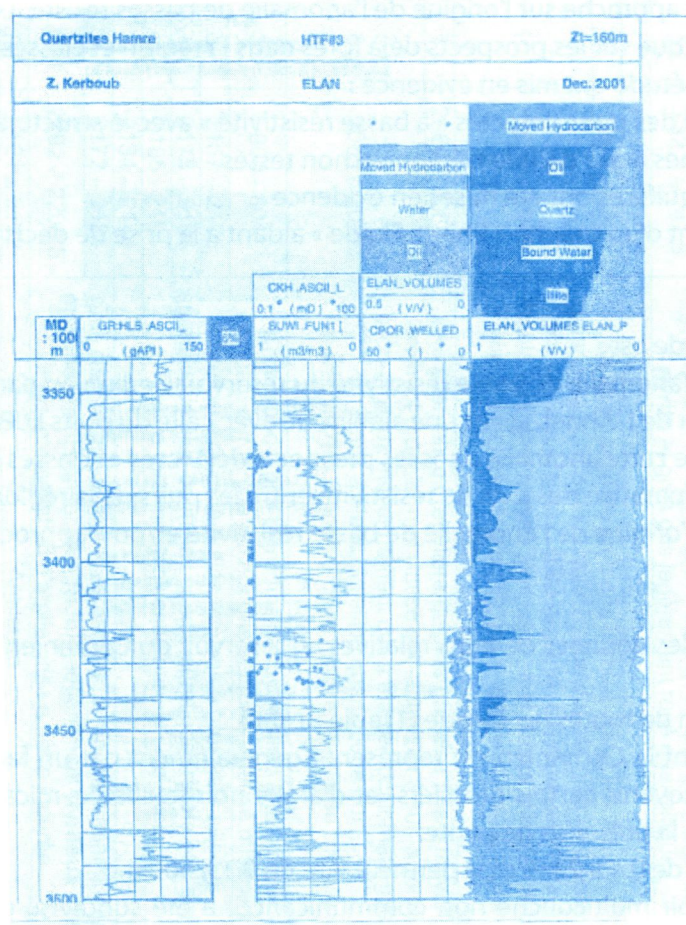
Puits HTF-3 (DRE – Bloc 427)

Le gisement Hassi Tarfa est situé au centre du bloc 427 (permis Hassi D'Zabat, bassin d'Oued Mya). Le puits de découverte HTF-1 réalisé en 2000 a mis en évidence une accumulation d'huile dans le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) dont les réserves sont estimées à plus de 200 millions de m³.

Trois puits de délinéations ont été effectués depuis, dans le but de délimiter l'extension du réservoir dans cette structure ; ce sont les puits HTFN-1, HTF-2 et HTF-3. Les deux premiers ont confirmés le résultat du puits de découverte par des débits d'huile en surface, tandis que le puits HTF-3, bien qu'ayant les mêmes caractéristiques pétrophysiques, n'a pu débiter en surface.

Le tableau suivant résume les résultats de tous les puits de la structure

Puits	moy.	K _{moy}	Net pay	Pression de réservoir	Débits d'huile
HTF-1	6 %	0.6 – 3 md	52 m	6648 psi	10.9 m ³ /h
HTFN-1	6.5 %	0.02 – 3.5 md	58 m	6700 psi	6 m ³ /h
HTF-2	6.5 %	0.2 md – 6 md	53 m	6277 psi	6.35 m ³ /h
HTF-3	6 %	0.03 – 5 md	22 m	6669 psi	Sec (?)



Nous remarquons que le puits HTF-3 présente des propriétés pétrophysiques similaires aux autres puits de la structure, d'autant plus que la perméabilité carotte varie de 0.03 à 38 md (matrice) et atteint 133 md (fissures). Le test N°1 ayant effectué deux ouvertures en débit de plus de 13 heures chacune n'a mis en évidence que 4 m³ d'huile en Circulation Inverse. L'interprétation quantitative de ce test donne (après utilisation de toutes les méthodes) une perméabilité moyenne « k = 0.1 md » ce qui n'est pas compatible avec les mesures physiques de carottes dont la fréquence de perméabilité est comprise entre 1 et 10 md. Ceci nous emmène à dire que le résultat « négatif » du puits HTF-3 reste douteux puisqu'il ne reflète pas l'image réelle du réservoir. En effet durant la complétion du puits une erreur a été enregistrée durant la pose du bouchon de ciment posé à 3428 m, celui ci a couvert la zone ayant les meilleurs propriétés pétrophysiques soit entre 3424 – 3439 m. Même après reforage de cette zone, les fissures qui sont le principal facteur de drainage d'hydrocarbures dans ce type de réservoirs ont été colmatées, d'où l'huile ne pouvait débiter en surface, et la perméabilité calculée par test n'est en fait qu'une « perméabilité » d'un réservoir cimenté.



POTENTIEL DE GAZ ASSOCIE AUX RESERVOIRS
A BASSE RESISTIVITE DU GEDINNEN DU
BASSIN DE L'AHNET
Fethi Elarouci

Le bassin de l'Ahnet est très connu par son potentiel gazier où se rencontrent plusieurs champs : Gour Mahmoud (GMD), En Bazzen (BZ, BZN), Djebel Beida (DJBA), In Salah (IS), etc..

Des réserves importantes de gaz en place ont été mises en évidence dans cette région, mais qui sont mal évaluées et/ou non encore explorées.

Le Gedinnien, l'un des principaux réservoirs dans cette région, se caractérise par sa faible résistivité même quand il est saturé en gaz. Ce phénomène a été observé à DJBA-1 où le Gedinnien basal se présente comme un excellent réservoir avec une porosité variant de 10.9 à 28.8 % et une épaisseur utile de 7 m. Ce réservoir a produit 9670 m³/h de gaz.

Le sujet présente une approche sur l'origine de l'anomalie de basses résistivité similaire à celle de DJBA-1 par une recherche analytique sur les prospects déjà forés dans la région et classés sans intérêt pétrolier.

Les résultats de cette étude ont mis en évidence :

- Une relation des puits détectés « à basse résistivité » avec la structuration.
- Plusieurs zones à gaz dans le Gédinnien non testés
- Des zones aquifères ont été mises en évidence
- Etablissement d'un graphe « Phi-Rt-Fluide » aidant à la prise de décision de test.

1. Introduction

L'objectif de cette étude est :

- Rechercher l'anomalie de basse résistivité du réservoir Gedinnien dans la région Nord du bassin de l'Ahnet, ayant une similitude avec celle du puits DJBA-1
- Recherche de cette anomalie dans les prospects déjà forés et classés sans intérêt pétrolier.
- Analyse comparative des logs de résistivité entre les puits de la région
- Déterminer l'origine de l'anomalie de basse résistivité et/ou l'approcher.

2. Observations

A l'issue de l'analyse des données de puits relatives au réservoir du Gédinnien de la région, il ressort :

Observation 1 :

D'après la compilation de toutes les carottes (Tableau III-a)

- Lithologiquement le Gédinnien est représenté généralement par un faciès argilo- gréseux : alternance de grès fins à moyens, parfois grossiers et d'argile noir feuilletée, micacée et friable. Dans quelques carottes on note la présence de pyrite.
- La porosité varie de 0.4 à 23 % et la perméabilité de 0.1 à 600 md
- C'est un réservoir multicouche non communicant. Il a été subdivisé en trois niveaux : partie basale, partie médiane et partie sommitale.

Les réservoirs potentiels se développent dans les parties médiane et basale

Partie basale :

C'est le principal réservoir où les cortèges sédimentaires sont aisément corrélables (BZ-1, BZN-1, DJBA-1)

Partie médiane :

Correspond à un niveau transgressif qui a produit du gaz à BZN-1 avec des porosités de 14%,

Partie sommitale :

Correspond à un dépôt marin de haut niveau marqué par une succession de cortèges transgressifs et régressifs indiquant des fluctuations du niveau marin.

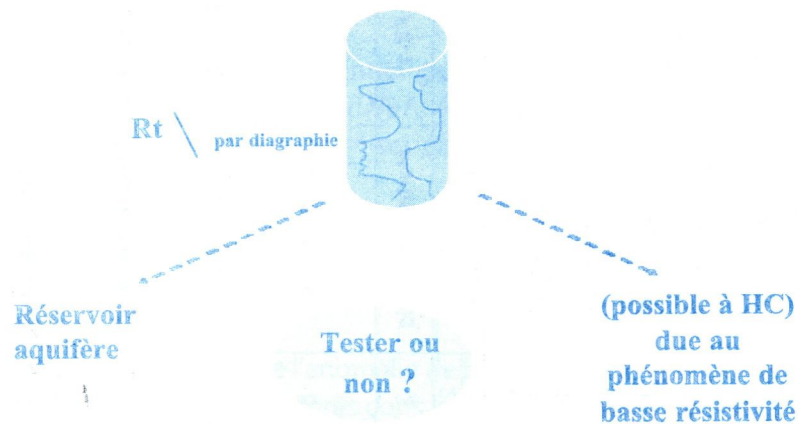
Ce niveau a produit du gaz à GMD-3 avec des porosités de 9%

Tableau III-a

Carottes dans le Gédinnien (Bassin de l'Ahnet)

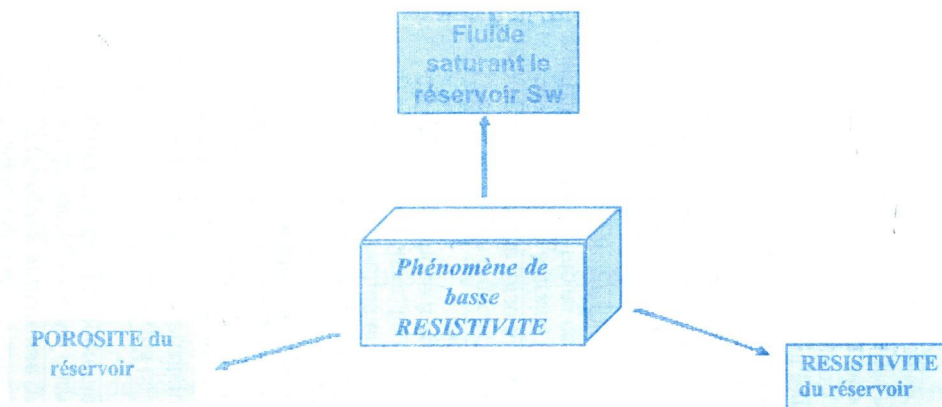
Puits	Réservoirs du Gédinnien	Carottes		
		N°	Intervalles	Description
SMH-1	Partie sommitale	12	1812 – 1821	Grès gris blanc à gris clair friable , fin à moyen avec inclusion d'argiles schisteuse gris foncé à noire.
	Partie sommitale	5	732.3 – 741.5	Argile noire brillante gréseuse dure avec quelques nodules de pyrite et grès gris légèrement rosé quartzitique
ZN-1	Partie médiane	12	834.2 – 836.9	Une alternance de grès gris blanc à blanc fins à moyen subanguleux, siliceux à quartzitique dur, de grès gris noir à gris sombre argileux, silico-argileux, moyennement dur à friable rarement moyen à grossier, mal classé silico-argileux friable à la base et d'argile gris e tendre silico-sableuse feuilletée silteuse micacée
	Partie médiane	9	1885 – 1889	
GMD-2	Partie médiane	10	1896 – 1913	
GMD-3	Partie médiane	7	2060 – 2068.5	Une alternance irrégulière de grès gris clair fins à moyen rarement grossier mal classé sub-anguleux à sub-arrondi silico-argileux moyennement dur à friable, localement gris blanc à blanc, fin silico quartzitique dur et d'argile gris foncée à noire tendre feuilletée silteuse micacée
	Partie basale	8	2069 – 2087	
FZ-1	Partie sommitale	3	800 - 804	Grès blanc à gris blanc fins à moyen silico quartzitique compact dur, argile grise à gris sombre, silteuse micacée.
	Partie basale	22 23 24	2167 – 2175 2175 – 2184 2185 - 2194	grès gris beige à grains moyens à grossiers siliceux quartzitique plus ou moins conglomératique friable et d'argile noire fortement micacée parfois schisteuse.
IS-2	Partie médiane	13	2134 – 2144	grès clairs à gris sombre, véritable fin à moyen, subanguleux moyennement consolidé à friable , légèrement pyriteux avec fines intercalation d'argile grise à noire indurée.
	Partie basale	14	2172 – 2184	
ISS-1	Partie médiane	15	2192 – 2203.5	Argileuse
	Partie basale	14	2121 – 2132	
BZ-1	Partie basale	15	2200 – 2203.8	Alternance de grès et d'argile noire silteuse feuilletée légèrement pyriteuse
	Partie basale	18	1400.7 – 1402.7	Grès à grains fins à moyen parfois grossier et mal consolidé, micacé avec fines intercalations d'argile noire gréseuse, micacée avec quelques nodules de pyrite
MG-101	Partie médiane	5	308 - 313	présence «d'oolithes ferrugineux noirs

Problématique



Formule d'Archie $S_w = (a R_w / \phi^m R_t)^{1/2}$

* Cerner l'anomalie de basse résistivité d'après les données existantes:



Graphique Phi-Rt-Fluide

- * En supposant a , m , et R_w constants pour un même réservoir et une même région
- * Ploter sur un graphique semi-log
 - les mesures de **porosité**
 - les mesures de **résistivité R_t**
 - en face des zones ayant produits du **gaz** (rouge) et de **l'eau** (bleu)



Tableau III-a (suite & fin)

Puits	Réservoirs du Gedinnien	Carottes				
		N°	Intervalles	Description	Φ(%)	K (md)
DTS-1	Partie sommitale	5	1985 – 1993	Grès gris blanc à beige, fin à moyen silico argileux à argileux moyennement consolidé à friable et argile grise à grès noir siltreuse micacée indurée.	0.47 à 13.41	< 0.1 – 0.12
	Partie médiane	6	2021 – 2023.5	Grès gris blanc à gris brun fins à très fins silico-argileux à siliceux avec passage de grès moyen à grossier parfois à très grossier	1.59 – 2.41	0.1
		7	2023.5 – 2024.3	Grès blanc à gris-blanc très fins silico argileux compact	0.88 – 1.52	< 0.1 – 3.95
		8	2024.3 – 2025.5	Complexe argilo-gréseux d'argile noire siltreuse micacée siltreuse feuilletée et de grès gris balnc à gris sombre très fin à fin localement moyen siliceux compact.	0.82 – 0.85	0.1
	Partie basale	9	2025.5 – 2030	Grès gris et gris blanc fin à très fin localement moyen siliceux à silico quartzitique compact dur. Joints et nodules d'argile noire feuilletée. Quelques fissures s -v ouvertes	0.63 – 1.95	< 0.1 – 72.9
		10	2032 – 2040	Argile gris noire à noire siltreuse micacée feuilletée et grès gris sombre fins à grossier siliceux bien consolidé.	1.19 – 3.89	< 0.1 – 1.93
		11	2045 – 2047.5	Grès balnc à gris blanc fin à moyen et grossier à très grossier à la base, subanguleux à subarrondi siliceux bien consolidé à friable vers la base. Présence de fissures s -v ouvertes	1.79 – 23.31	< 0.1 – 609.74
		12	2047.5 – 2048.5	Grès gris fin à moyen subarrondi moy. Classé, siliceux à silico argileux, friable	Bonnes à très bonnes	
	Partie sommitale	13	2048.5 – 2055.5	Complexe grès-argileux de grès gris gris blanc fin à très fin, localement moyen, siliceux à silico-quartzitique compact et argile gris noire à noire indurée siltreuse micacée feuilletée. Abondantes fissures verticales ouvertes parfois fermées remplies d'argile	Faibles	
		6	1245 – 1254	-	4.45 – 19.6	0.1 – 14.8
ANTW-1	Partie sommitale	3	566 – 566.7	-	1.03 – 15.2	0.01 – 86.8

NB : L'élément commun rencontré pratiquement sur toutes les carottes réside dans la **friabilité** de ce faciès (surtout vers la base) ce qui a souvent provoquée des difficultés de carottage ainsi que des bouchages au cours des tests.

Cette caractéristique (ayant une relation avec le type d'argile) pourrait être à l'origine du phénomène de basses résistivité de ce réservoir

Observation 2 :

Les résultats pétroliers du Gédinnien dans la région d'étude, montrent la présence de trois réservoirs pouvant être saturés par des **fluides différents** et non communicants (voir tableau III-b et tableau III-c)

Tableau III-b : Trois réservoirs différents dans le Gédinnien

Réservoirs Puits	Réservoirs du Gedinnien						Obs.
	Partie basale		Partie Médiane		Partie sommitale		
	Gaz	Eau	Gaz	Eau	Gaz	Eau	
DJBA-1	TC-05	-	-	TC-03			
BZ-1	Non testé *		Non testé			TF-04	* Basse Rt
BZN-1			TF-07				
IS-1	TF-07			TF-06			
IS-2	TF-14					TF-08	
ISS-1	TC-12					TF-09	
MHF-1			TC-01				
ZN-1	Non testé *			TF-02			* Basse Rt
FZ-1	Non testé *		Non testé (aquifère par diag.)				* Basse Rt
SMH-1	Non testé *					TF-03	* Basse Rt
HH-1	TC-03		Non testé (aquifère par diag.)				

Observation 3 :

Les réservoirs du Gedinnien ont donné des débits de gaz importants dans plusieurs puits de la région avec des **basses résistivités** (voir tableau III-d)

Tableau III-d : Puits ayant produit du gaz avec des basses résistivités

Puits	Valeur moy. de Rt	Partie du réservoir	Tests
DJBA-1	4.5	Basale	TC-05 9670 m3/h
IS-1	6	Basale	TF-07 240 000 m3/j
IS-2	5	Basale	TC-14 8917 m3/h
ISS-1	2	Basale	Tf-10 96 000 m3/j
BZN-1	3	Médiane	Tf-07 106 000 m3/j
MHF-1	1	Médiane	TC-01 fable quantité de gaz
GMD-1	6	Médiane + basale	TC-03 12 367 m3/h
GMD-3	13	Sommitale	TC-04 8188 m3/h

Observation 4 :

Dans plusieurs puits de la région, les réservoirs du Gedinnien n'ont pas été testés à cause de la présence des basses Résistivités (voir tableau III-e) (N.T: non testé)

Puits	Partie du réservoir		
	Basale	Médiane	sommitale
BZ-1	N.T	N .T	eau
BZN-1	N.T	gaz	N.T
GMD-2	N.T	N.T	N.T
HH-2	N.T	N.T	-
FZ-1	N.T	-	-
DTS-1	N.T	N.T	-
ZN-1	NT	Eau	Sec
SMH-1	N.T	N.T	Eau

Observation 5 :

En prenant les puits ayant effectivement donné des hydrocarbures avec des basses résistivités (confirmation par test) à savoir, DJBA-1, IS-1-2, ISS-1, GMD-1-2, BZN-1 et MHF-1, et les puits non testés mais qui présentent aussi une anomalie de basse résistivité: BZ-1, FZ-1, ZN-1, nous pouvons remarquer que tous ces puits sont situés dans une même zone (**coté Est de la région d'étude**) et pourraient avoir une relation avec l'image structurale de la région notamment la faille majeure Nord-Sud (voir carte III-f)

NB : Les puits DTS-1, HH-2 et SMH-1 situés géographiquement et structurellement à part, laissent supposer que la basse résistivité qui caractérise le Gédinnien, est beaucoup plus due à l'aquifère qu'au « phénomène de basse résistivité ».

Observation 1 :

D'après la compilation de toutes les carottes (Tableau III-a)

Lithologiquement le Gédinnien est représenté généralement par un faciès argilo-gréseux : alternance de grès fins à moyens, parfois grossiers et d'argile noir feuilletée, micacée et friable. Dans quelques carottes on note la présence de pyrite. La porosité varie de 0.4 à 23 % et la perméabilité de 0.1 à 600 md. C'est un réservoir multicouche non communicant. Il a été subdivisé en trois niveaux : partie basale, partie médiane et partie sommitale. Les réservoirs potentiels se développent dans les parties médiane et basale

Observation 2 :

Les résultats pétroliers du Gédinnien dans la région d'étude, montrent la présence de trois réservoirs pouvant être saturés par des fluides différents et non communicants (voir tableau III-b et tableau III-c).

Observation 3 :

Les réservoirs du Gédinnien ont donné des débits de gaz importants dans plusieurs puits de la région (DJBA-1, IS-1, IS-2, ISS-1, BZN-1, MHF-1, GMD-1 et GMD-3) **avec des basses résistivités** (voir tableau III-d).

Observation 4 :

Dans plusieurs puits de la région (BZ-1 BZN-1 GMD-2 HH-2 FZ-1 DTS-1 ZN-1 SMH-1), les réservoirs du Gédinnien **n'ont pas été testés** à cause de la présence des basses Résistivités (voir tableau III-e).

Observation 5 :

Les puits affectés par le phénomène de basse résistivité et ceux qui ne l'ont pas sont situés respectivement à l'Est et à l'Ouest de la région d'étude .

Ces deux zones sont séparées par une faille majeure Nord Sud

D'où la distribution spatiale des puits à basse résistivité pourrait avoir une relation avec l'image structurale de la région.

Approche analytique

D'après la formule d'Archie $Sw = (aR_w / \phi^m R_t)^{1/2}$

Le calcul de la saturation en eau Sw pourrait être erronée dans le cas d'un phénomène de basse résistivité. D'autre part Sw est une fonction de la porosité, celle-ci pourrait aussi masquer la basse résistivité. D'où pour cerner cette anomalie d'après les données existantes: Un Graphique Φ - R_t -Fluide des zones testées des puits de la région a été établi et a mis en évidence deux zones bien distinctes : zone à GAZ et zone à EAU. L'application du graphique dans les puits non testées a montré que les puits non testés (BZ-1, BZN-1, GMD-2 et SMH-1) sont à GAZ, et les puits non testés (HH-2, FZ-1, SMH-1 (partie sup.) et DTS-1) sont à EAU.

Conclusion

La carte en isobathes à la base du Gédinnien a été pour la 1^e fois réalisée.

Les réserves de gaz en place réévaluées sont estimées à 38 Milliards de m³

Deux nouveaux prospects ont été mis en évidence totalisant près de 6 Milliards de m³ de gaz en place (mean).

Le Gédinnien basal est affecté par le phénomène de basse résistivité sur tous les puits de la région à des degrés plus ou moins importants. Le phénomène de basse résistivité existant dans le bassin de l'Ahnet a une origine géologique : vue l'existence des causes pouvant être à l'origine de ce phénomène à savoir :

- le caractère friable du Gédinnien en relation avec le type d'Argile

la relation des puits détectés « à basse résistivité » avec la structuration.

D'après le graphe Phi-Rt-Fluide :

Plusieurs zones à gaz dans le Gédinnien n'ont pas été testées sur les puits :

BZ-1, BZN-1, GMD-2 et SMH-1 totalisant un volume de gaz de plus de 20 109 de m³

- Des zones à eau (non testées) dans ce réservoir ont été mises en évidence à HH-2, FZ-1, SMH-1 (partie sup.) et DTS-1



ETUDE DE DEVELOPPEMENT DE L'ANNEAU D'HUILE DU GISEMENT DE GAZ D'ALRAR

A. Gueddoud, Rekaiba

SOMMAIRE

INTRODUCTION

I- Présentation du champ

II- Description géologique

1. Aspect Structural
2. Aperçu Stratigraphique

III- Présentation de l'anneau d'huile

Analyses des essais du puits NAL 103

IV- Engineering

1. Caractéristiques Péetrophysiques Du Réservoir
2. PVT
3. Perméabilités Relatives
4. Volume en Place

V- Modèle réservoir

1. Simulateur Utilisé
2. Description Du Modèle Utilisé
3. Calage Du Modèle et Performance Du Réservoir
4. Les Cas prévisinels
5. Hypothèse Retenues

VI- Résultats de production des différents cas étudiés

VII- Conclusions et Recommandations

VIII- Annexes

INTRODUCTION

Ce papier présente les résultats de l'étude de simulation de l'anneau d'huile d'Alrar. Le but de cette étude est d'optimiser un plan de développement et un schéma d'exploitation de cet anneau d'huile.

I Présentation du champ

Le gisement d'Alrar est situé dans le bassin d'Illizi, à 100 km au Nord d'In Aménas.

Le gisement d'alrar a été découvert en 1961 et a mis en évidence des accumulations de gaz humide dans le réservoir Dévonien F3, à une profondeur moyenne de 2600m.

L'anneau d'huile d'Alrar a été mis en évidence en 1969, par le forage du puits NAL 103 dans le réservoir dévonien F3 dans la partie nord du champ d'Alrar. Ce puits a rencontré le contact gaz/huile à 1948m/Nm.

En 1970, le forage du puits NAL 106 a permis de situer le contact huile/eau à 1958m/Nm et limiter ainsi l'anneau d'huile une hauteur de 10m.

Le réservoir Dévonien F3 est un piège du type mixte (stratigraphique et structural), sous la forme d'un monoclinal faillé.

Le gisement de gaz a été développé et mis en production en 1984 avec une injection de gaz périphérique.

II- DESCRIPTION GEOLOGIQUE

1. Aspect structural

Le réservoir dévonien F3 d'Alrar Est et Ouest est un piège du type mixte (stratigraphique et structural), il se présente sous la forme d'un monoclinal faillé à pendage Nord Nord Est, Sud Sud Ouest allongé dans la direction Nord Nord Est, Sud Sud Est. La carte structurale au toit du Dévonien F3 est représentée par la figure n°2.

La structure est limitée :

- à l'Est par la frontière libyenne.
- au Nord par l'aquifère.
- au Sud et à l'Ouest par la disparition des grès du F3

La structure du F3 est compartimentée par plusieurs accidents Nord Sud

Les deux gisements Est et Ouest sont séparés par une faille moyenne non étanche de rejet 100m, passant entre ALB 1 et AL 510 (ex AL 2).

Le compartiment d'Alrar Ouest et DAIA ZARET est la suite du gisement d'Alrar vers l'Ouest.

Le pendage du réservoir F3 est faible, la profondeur au toit du réservoir varie entre 2500m et 2650m.

L'altitude de la surface varie assez peu, la valeur moyenne est de 700m au dessus du niveau de la mer.

2. Aspect stratigraphique

Le réservoir F3 est bien défini en diagraphie, la limite supérieure est nette sur l'ensemble des logs. La limite inférieure, bien marquée par le Neutron et le Sonique est parfois moins tranchée sur le Gamma Ray et la PS du fait des développements argileux se produisant à la base du réservoir.

Les analyses des sondages du réservoir F3 ont révélé l'existence de cinq niveaux superposés qui sont de haut en bas :

- 1- Grès hétérométriques brun foncés, moyens à grossiers, peu consolidés à ciment argilo-silicieux peu développé: l'épaisseur moyenne est de 25m
- 2- Grès brun foncés, fins à moyens, plus consolidés que les précédents à inclusion carbonatées fréquents, formant par endroit le ciment prédominant: l'épaisseur moyenne est de 4m
- 3- Grès quartzitique blancs, fins à moyens, compacts à joints argilo-carboneux stylolitiques
- 4- Grès calcaires fins et calcaires argileux très finement gréseux à petites lentilles irrégulières de calcaire fossilifère : l'épaisseur est de 0,5 m
- 5- Argiles noires compactes à ptéropodes, petites lamellibranches et brachiopodes, l'épaisseur est de 10m environ

III PRESENTATION DE L'ANNEAU D'HUILE

L'anneau d'huile d'Alrar a été mis en évidence en 1969, par le forage du puits NAL 103 dans le réservoir dévonien F3 dans la partie nord du champ d'Alrar. Ce puits a rencontré le contact gaz/huile à 1948m/Nm.

En 1970, le forage du puits NAL 106 a permis de situer le contact huile/eau à 1958m/Nm et limiter ainsi l'anneau d'huile à une hauteur de 10m.

L'anneau d'huile a été traversé par 5 puits seulement (NAL 103,106,107,110 et 111).

Les puits NAL 107,110,111 ont rencontré de l'huile dans des grès de caractéristiques pétrophysiques moyennes (porosité 12% et perméabilité 100md).

NAL 103 a rencontré l'huile dans les grès de mauvaises caractéristiques pétrophysiques, a été complété, perforé et testé, les résultats sont mentionnés ci dessous.

Dans les années 1990, lors du développement du champ d'Alrar Ouest, cet anneau d'huile a été rencontré par les puits AL 39,46 et 49 forés à l'ouest du gisement.

Les puits AL 46 et 49 qui ont rencontré l'huile dans les grès de mauvaises caractéristiques pétrophysiques ont été perforés et testés. AL 39 s'est révélé aquifère.

Les puits AL 46 et 49 ont produit de l'huile avec de très faible débit et de pressions de tête.

Les opérations réalisées en 1998 sont:

1- Test de longue durée avec échantillonnage sur le puits NAL 103 du 14/05/98 au 21/05/98. Les résultats du test sont:

deuxième : 1" débit huile = 100 m³/j GOR = 1 60 m³/ m³ Eau ≈ 0% P_{tête} = 3.5 bars

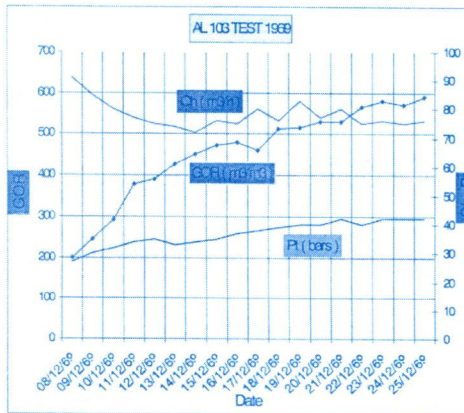
2- RST sur les puits : NAL 103 107 et 111

Les interprétations de ces mesures ont montré que les contacts initiaux gaz/huile et huile/eau n'ont pas changé.

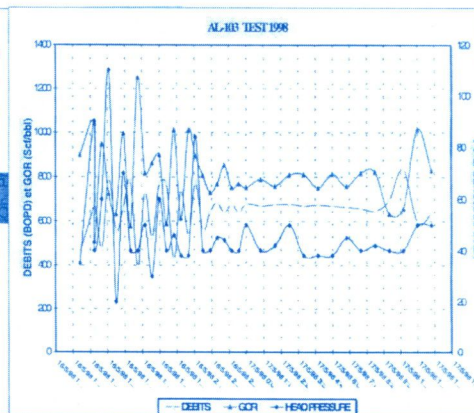
1- Analyse des essais du puits NAL 103

Deux tests de longue durée ont été effectués sur NAL 103, dont les résultats sont :

Premier test



Deuxième test



Résultat du premier essai

Un test de production de 20 jours a été réalisé en décembre 1969 dont les résultats sont :

- Duse: 25/64, soit 9.9mm
- Débit d'huile: 75 m³/j, le débit d'huile n'a jamais dépassé 90 m³/j, enfin d'essai, il s'est stabilisé à 70 m³/j.
- % Eau: 0
- GOR: a été constamment croissant de 200 m³/m³ à 585 m³/m³ en fin d'ouverture.
- Pression tête : a été constamment croissante de 27 bars à 42 bars en fin de débit.
- La pression en débit non stabilisée oscillait autour de 82 bars pour une pression statique de 224 bars, soit une Dp appliquée au puits de 128 à 142 bars.
- IP : calculé en fin d'ouverture : 0.55 m³/j/bars.

Résultat du deuxième essai

Un test de 7 jour a été réalisé en mai 1998 sur 3 duses 64/64, 12/64 et 8/64 Les résultats sur la duse 64/64 sont :

- Débit d'huile: 107 m³/j
- % Eau: 0
- GOR: varie entre 133 et 180 m³/m³
- Pression tête : 3 à 5 bars

L'analyse des résultats des deux tests effectués sur NAL 103, montre que ces tests seuls ne suffisent pas pour étudier le développement de cet anneau d'huile.

Le choix de ce puits pour les deux tests à l'époque répondait à un seul critère pratique (puits déjà complété et perforé).

NAL 111 et 107 semblent être des meilleurs candidats pour un test d'appréciation pour cette étude.

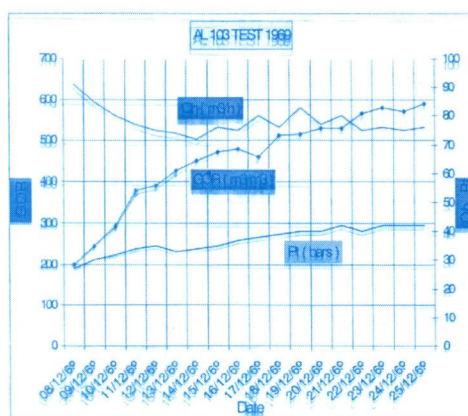
Il faudrait réétudier l'opportunité de reprendre et de tester un des deux puits NAL 107 ou 111, présentant de meilleures caractéristiques pétrophysiques.

Se basant sur les résultats de schlumberger les résultats de tests de NAL 103, des diagraphies des puits NAL 107, 110 et 111, nous avons réalisé une étude réservoir par simulation numérique, afin d'étudier un plan de développement, et d'exploitation de cet anneau d'huile.

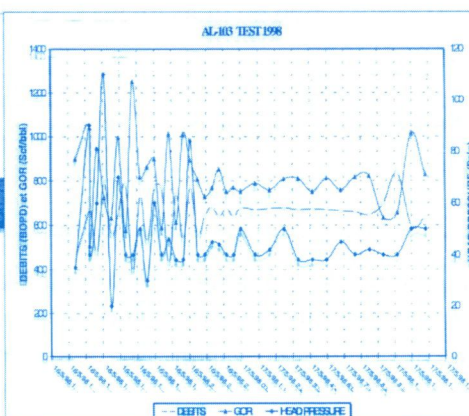
1- Analyse des essais du puits NAL 103

Deux tests de longue durée ont été effectués sur NAL 103, dont les résultats sont :

Premier test



Deuxième test



Résultat du premier essai

Un test de production de 20 jours a été réalisé en décembre 1969 dont les résultats sont :

- Duse: 25/64, soit 9,9mm
- Débit d'huile: 75 m³/j, le débit d'huile n'a jamais dépassé 90 m³/j, enfin d'essai, il s'est stabilisé à 70 m³/j.
- % Eau: 0
- GOR: a été constamment croissant de 200 m³/m³ à 585 m³/m³ en fin d'ouverture.
- Pression tête : a été constamment croissante de 27 bars à 42 bars en fin de débit.
- La pression en débit non stabilisée oscillait autour de 82 bars pour une pression statique de 224 bars, soit une Dp appliquée au puits de 128 à 142 bars.
- IP : calculé en fin d'ouverture : 0,55 m³/j/bars.

Résultat du deuxième essai

Un test de 7 jour a été réalisé en mai 1998 sur 3 duses 64/64, 12/64 et 8/64 Les résultats sur la duse 64/64 sont :

- Débit d'huile: 107 m³/j
- % Eau: 0
- GOR: varie entre 133 et 180 m³/m³
- Pression tête : 3 à 5 bars

L'analyse des résultats des deux tests effectués sur NAL 103, montre que ces tests seuls ne suffisent pas pour étudier le développement de cet anneau d'huile.

Le choix de ce puits pour les deux tests à l'époque répondait à un seul critère pratique (puits déjà complété et perforé).

NAL 111 et 107 semblent être des meilleurs candidats pour un test d'appréciation pour cette étude.

Il faudrait réétudier l'opportunité de reprendre et de tester un des deux puits NAL 107 ou 111, présentant de meilleures caractéristiques pétrophysiques.

Se basant sur les résultats de Schlumberger les résultats de tests de NAL 103, des diagaphies des puits NAL 107, 110 et 111, nous avons réalisé une étude réservoir par simulation numérique, afin d'étudier un plan de développement, et d'exploitation de cet anneau d'huile.

IV- ENGINEERING

1 Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs

- 30 à 40% de la partie inférieure du réservoir F3 est nettement argileuse et compacte que la partie supérieure. A cet effet les grès du réservoir F3 ont été divisés en 2 parties : partie supérieure représentant le sommet et partie inférieure, la base.

- L'épaisseur utilisée est déterminée en utilisant les Cut Off de 50% de saturation en eau et 10% de teneur en argile, les valeurs moyennes sont:

	EST		OUEST		TOTAL	
	Supérieure	Inférieure	Supérieure	Inférieure	Supérieure	Inférieure
Ø(%)	13,1	5,6	10,7	6,4	11,9	6,2
Su (%)	11,2	26,5	13,4	27,2	9,6	20
Hu (%)	15,6	7,9	12,1	5,9	19,3	7

Une dégradation significative de la qualité du réservoir à la base du réservoir.

Pour une fiabilité de l'étude de l'anneau d'huile la partie supérieure et la partie inférieure ont été subdivisées en 12 couches suivant les valeurs de perméabilité et de porosité de chaque couche.

2. PVT

Pour le gaz l'étude PVT AL 3, réalisée en Septembre 1977 a été introduite dans le simulateur. Basée sur un compte rendu de toutes les pressions et températures initiales, il a été conclu que les pressions et températures initiales pour ALRAR Est sont respectivement de 234.4 Kg/cm² et 130 °C à la côte de référence 1948 m/Nm.

Pour l'huile, l'étude PVT de NAL 103 réalisée en Mai 1998 a été utilisée. Les résultats de cette étude sont résumés dans des tableaux, et représentés sous forme de graphes.

Les données de réservoir et de fluides requises pour l'étude sont :

CARACTERISTIQUES	ALRAR EST	ALRAR OUEST
Elévation moyenne Zs/Nm (m)	705	700
Côte de référence m/Nm	-1820	-1820
Pression initiale Kg/cm ²	234,5	234,5
Pression de rosée Kg/cm ²	234,4	234,4
Température du réservoir °C	130	130
Contact gaz/huile m/NM	-1948	-1948
Contact huile/gaz m/Nm	-1958	-1958
Saturation en eau moyenne %	15.0	8,5
Facteur de volume initial Boi m3 RES/m3/std	1.59	1.59
Facteur de volume initial Bgi m3 RES/m3/std	0,00543	0,00543
Viscosité (Cp)	0.25	0.25
Facteur de compressibilité initial Z	0,879	0,879
Densité huile (g/cm3)	0.64	0.64

3. Perméabilité Relative

Les mesures effectuées au laboratoire sur quatre (04) échantillons de carotte prélevés sur AL 531 et NAL 102 ont été utilisés pour développer les corrélations de perméabilités relatives. Les résultats des analyses de ces échantillons ont été premièrement plottés dans la corrélation des courbes de perméabilité de roche et saturation d'hydrocarbure.

Les courbes sont dénormalisées en utilisant les saturations d'eau initiales et les saturations d'hydrocarbures résiduelles suivantes :

	Saturation d'eau Initiale(%)	Saturation résiduelle d'hydrocarbure(%)
ALRAR EST	15.0	25.0
ALRAR OUEST	8.5	26.9

Les saturations résiduelles d'hydrocarbures pour chaque secteur sont obtenues à partir de corrélations de la perméabilité et la saturation résiduelle d'hydrocarbures développées à partir des quatre (04) échantillons mentionnés ci dessus. La perméabilité moyenne dans chaque secteur est utilisée avec cette corrélation pour obtenir les saturations résiduelles ci dessus.

Les saturations initiales d'eau pour chaque secteur sont obtenues à partir des données pétrophysiques.

4- Volume en place

Les volumes d'huile, en place du réservoir F3, des deux champs, donnés par le modèle de simulation d'Alrar sont:

4-1 Volume d'huile en place

Champ	Réserves en place 10^6 m^3
Est	25,49
Ouest	5,90
Total	31,39

V- MODELE RESERVOIR

Les principaux objectifs de cette simulation sont :

- Réévaluation des réserves d'huile.
- Etudes des performances des puits sur une période de 20 ans.
- Optimisation d'un plan de développement.
- Optimisation d'un schéma d'exploitation.

1. Simulateur utilisé

Le simulateur utilisé pour la modélisation du gisement d'ALRAR HUILE est un modèle numérique appelé SIMBEST II, c'est un simulateur type BLACK OIL qui est utilisé pour 1 étude des gisements d'huile.

2. Description du modèle utilisé

Un système de quadrillage de 40 X 35 avec 12 layers soit un système global a été initialisé avec un total de 16800 cellules actives. Les dimensions de base des mailles varient de 300 X 300m à 1400 X 1400 m dans les zones les plus éloignées de l'aquifère. Le modèle a incorporé au total 84 puits, 59 puits pour Alrar Est, et 25 puits pour Alrar Ouest. Les deux accumulations d'huile et de gaz ont été incorporés dans le modèle.

Dans l'étude de simulation précédente de la zone à gaz, les deux unités du réservoir Dévonien F3 avaient été introduites comme des strates discrètes, donnant ainsi un système de deux couches. Pour un meilleur contrôle de la distribution des propriétés pétrophysiques, des intervalles de perforation et du déplacement ascensionnel des fluides, le réservoir a été subdivisé en douze (12) layers dans ce modèle.

3. Calage du modèle et Performance

La performance du réservoir Dévonien F3 est historiquement calé depuis l'origine juillet 1965 jusqu'à Décembre 2000.

L'opération du Cyclage de gaz a débuté en décembre 1984 sur ALRAR EST.

L'exploitation d'Alrar Ouest a commencé en Novembre 1997, en déplétion naturelle.

La méthode de Carter Tracy est utilisée dans le modèle pour simuler les influx d'eau, avec un faible coefficient d'influx. L'aquifère a été considéré faiblement actif comme celui des champs avoisinants (Stah et Merksen).

4. Les Cas Prévisionnels

Cinq (5) cas prévisionnels ont été étudiés :

Cas (1) - Cas sans investissement (l'exploitation de l'anneau huile avec la recomplétion des quatre puits existants AL 103,107,110,111). (tableau n°1, figure n°9)

Cas (2) - Reprise des trois puits existants NAL 103,107 et 110 en side track. (tableau n°2, figure n°10)

Cas (3) - Forage de cinq nouveaux puits verticaux, en plus de recomplétions des puits exigeants.

Cas (4) - Cas mixte cas 2 plus cas 3 (tableau n°4, figure n°12)

Cas (5) - Cas (1) plus la conversion de 8 puits injecteurs de gaz de la dorsale Nord est (puits proche du contact gaz huile en puits producteurs huile AL 516,517,518,519,520,521,522 et 534), (tableau n°5, figure n°13)



SYSTEMATIC GEOSTATISTICAL APPROACH TO RAPID RESERVOIR DEVELOPMENT AT HASSI-MESSAOUD FIELD APPLIED TO ZONE

Kennedy, Lonnie G., Lynda Hacene Lhadj, Madani Messaoud, Salah Mekmouche.

Abstract

Hassi-Messaoud is a premier oil field in Algeria producing from Cambrian-Ordovician sandstone sediments in a classic faulted anticline. Zone 1B is on the southwestern flank of the field and has good reserve potential but has historically been plagued by a high occurrence of dry holes and severe production problems. Good permeability wells are excellent producers but wells with moderate or poor permeability are often much poorer than typical for the field.

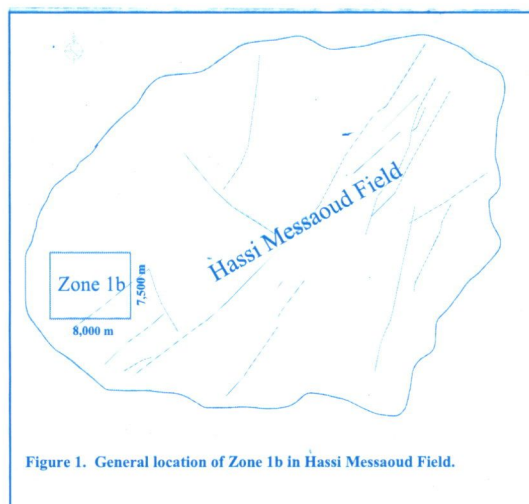


Figure 1. General location of Zone 1b in Hassi Messaoud Field.

Classical mapping approaches were inadequate to improve drilling and production problems. Therefore, a systematic study was completed on Zone 1B based on geostatistical modeling. Models of oil saturation, porosity and structure were made. Oil in place maps did not correspond to historical production trends so emphasis was given to modeling permeability as the critical petrophysical property.

A method was developed to correct abundant core permeability data by cross-correlating permeability with initial production data before modeling. A limit function was developed that describes oil recovery (R_f) as a function of permeability based on observed field data. Interestingly, zones of fracture-enhanced permeability were apparent after applying this equation as a transform of permeability. Combining R_f with prior models facilitated a model of recoverable oil in place that correlates wells with historical production. Removing the volume of produced oil from each well resulted in obvious areas of exploitable reserves that could be developed via short radius from existing wells, new horizontal wells and new vertical wells. Approximately 20-million m^3 oil production is expected.

Introduction

Hassi Messaoud Field (HMD), Algeria was discovered in 1956 and has been in continuous development since. Structurally, the field is simple, consisting of essentially a slightly faulted asymmetrical anticline with a northeast to southwest axial trend. Production is from a series of Cambrian to Ordovician sandstone reservoirs called "Drains" which are, in ascending order, D5, D4, D3, D2, Inter Drain (ID), D1, Zone de Passage (ZPG), D1, and R2. Permeability and porosity are low, typically less than 10 mD and 10% respectively. Production is from solution gas drive.

Aerially, HMD has been subdivided into 26 areas of common production/reservoir characteristics called Zones. This study concerns Zone 1B which is located on the western edge of the field (Figure 1). This zone has been plagued by a high occurrence of dry holes and severe production problems including water coning, well bore materialization, and asphaltene deposition. Conversely, many wells have had excellent production, realizing more than 1-million m^3 oil. The study area has 52 total wells: 8 gas injectors, 23 closed wells, 6 dry holes, 11 producing wells, and 4 existing short radius wells. Thus, only 21% of the wells actually produce in this zone.

Short radius is a recently applied technique employed to realize production from otherwise dry vertical wells. This study was originally performed to investigate the potential for short radius drilling in dry or closed wells in the zone, however, its application to reservoir development and management were obvious at the conclusion.

Overview of Methods

Much subsurface data exists in digital form from bore hole geophysics and abundant core data. Core plugs were taken throughout the Drains in 0.25 m increments for almost all wells. Three-dimensional geostatistical modeling was used for this study (GridStat, 1999).

A relatively simple modeling approach was used employing the Kriging and conditional simulation methods. Emphasis was given to data quality and analyses. Overall, the procedure for reservoir characterization follows a logical path consisting of 1) production analyses, 2) structural modeling, 3) porosity modeling, 4) oil saturation modeling, 5) permeability modeling, 6) summary reservoir characterization 7) reservoir development assessment.

It is observed that at HMD production is normally independent of porosity and, to a large extent, oil saturation. Well production is strongly correlated with permeability both as a function of rate and ultimate yield. Porosity and oil saturation contribute to reservoir volume and hydrocarbons in place, however, the ability to produce the reservoir is fundamentally dependent on permeability alone. Unfortunately, errors are inherent in both core or pressure transient determination of permeability. So, considerable effort is given to permeability analyses and data correction as described below.

Production Analyses

Past well performance is evaluated as a key indicator of reservoir characteristics and numerous analyses are made. An initial production map was made early in the modeling effort (Figure 2). Here, the average monthly oil production for the first year is mapped across the study area. Strong trends of good and weak initial production are evident across the study area, which suggests an underlying northeast to southwest permeability orientation. Thus, any subsequent permeability modeling must mirror initial production.

Structural Modeling

The structure of Zone 1b is practically monoclinial with a north-south trend dipping down towards the west. All drains exhibit similar structural configuration at successive depths. One fault is present in the southeastern corner of the study area. Production is independent of structure except with respect to increasing reservoir thickness towards the west.

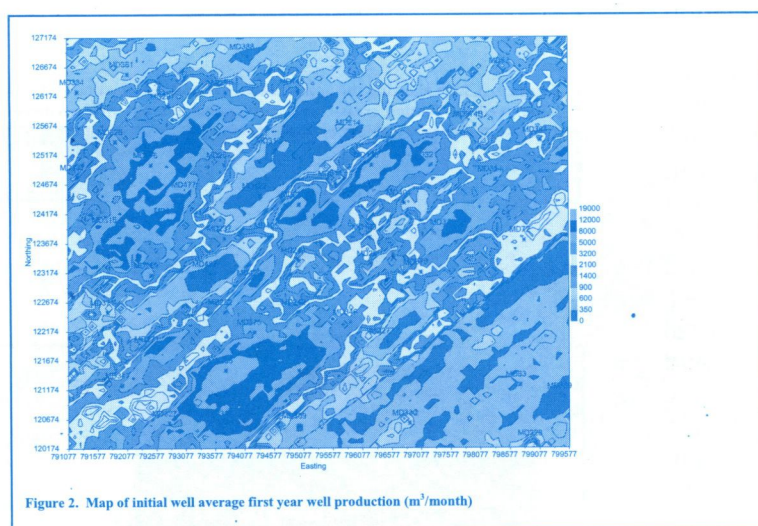


Figure 2. Map of initial well average first year well production (m³/month)

Porosity and Oil Saturation modeling

After modeling, three northeast to southwest trends of good porosity (>6%) were observed. Curiously, these lateral trends of good or bad porosity extend vertically throughout the entire reservoir, a phenomenon that has been observed in many other zones of HMD. The vertical continuity of porosity throughout several hundred meters of reservoir thickness and across drains suggests a diagenetic as opposed to depositional origin. Oil saturation is normally >80% and is oriented north-south in response to structural dip with an oil/water contact at -3365 m.

Individual porosity and oil saturation models are not shown for brevity, however, both of those three-dimensional models were combined by matrix multiplication and summed vertically through the grid to create an original hydrocarbon thickness map (Figure 3).

This map shows the theoretical thickness of in-place hydrocarbon ranged from 2 to 16 m across the study area as a function of increasing saturated reservoir thickness towards the west and porosity development. From Figure 3, assuming a formation volume factor of 1.2 and 15% recovery, this zone can produce an estimated 56 million m³ oil with 32 million m³ exploitable reserves.

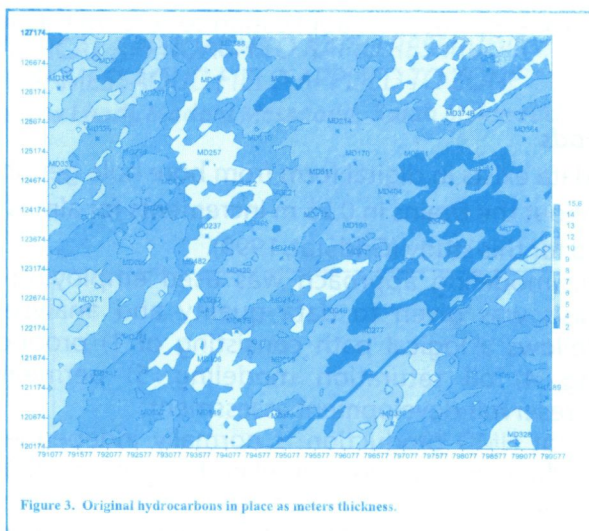


Figure 3. Original hydrocarbons in place as meters thickness.

Permeability modeling

As a primary analyses tool for quality assurance, average core permeability (K or Kh) is cross-correlated against initial well production (m³/month). When all core data are incorporated in the well-by-well average the resulting statistical correlation with production is extremely poor. However, systematically cutting high core permeability data up to a cutoff of 150 mD yields an improved correlation ($R^2 > 65\%$) against production (Figure 4). After conditioning, core data corresponds with historical well production. Geostatistical analysis indicates a N52° trend for permeability with geometric anisotropy of 1:2.85:16 between the principal, secondary, and vertical axis of the correlation ellipse. The conditional simulation approach was used to generate 50 realizations. An example of the average permeability through D4 is shown on Figure 5.

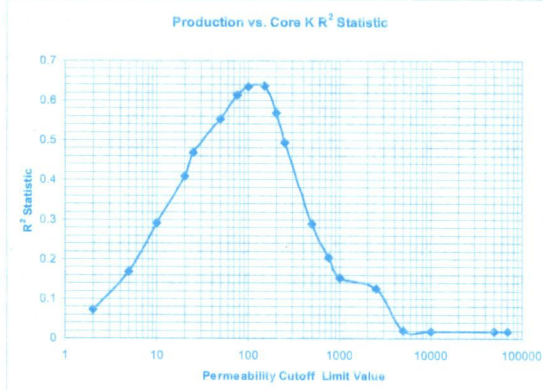


Figure 4. Chart showing the optimization of the R^2 correlation statistic for initial well production cross-correlated against average well permeability with successive permeability cut-off limits.

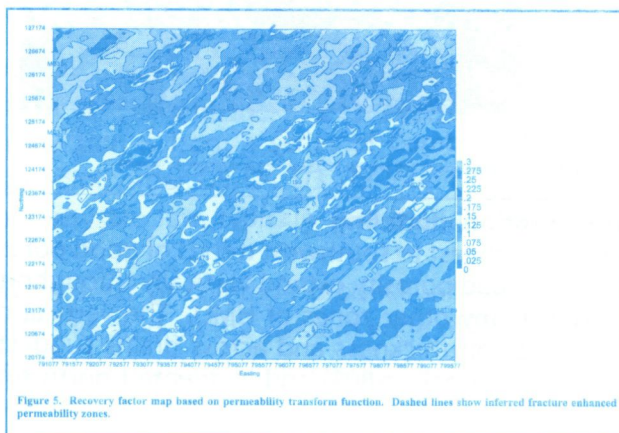


Figure 5. Recovery factor map based on permeability transform function. Dashed lines show inferred fracture enhanced permeability zones.

summary Reservoir chracterization

Given the ultimate oil recovery data from decline curve analyses and the hydrocarbon in place from porosity and hydrocarbon saturation modeling it is possible to estimate well-by-well recovery factors. At HMD, hydrocarbon recovery is a function of permeability according to:

$$\text{Equation 1. } R_f = ((k-A) * R_{fmax}) / (k + k_s - A)$$

Where: R_f = recovery factor (0 – 1), R_{fmax} = maximum recovery factor (0.65), A = minimum productive permeability (0.50), k_s = half R_f slope factor (3.5 mD) Equation 1 describes a limit function where oil recovery is zero when permeability is 0.5 mD but approaches 0.65 for increasing permeability values. Although the variables may change slightly from zone to zone, the form of this equation appears to empirically describe production characteristics at HMD.

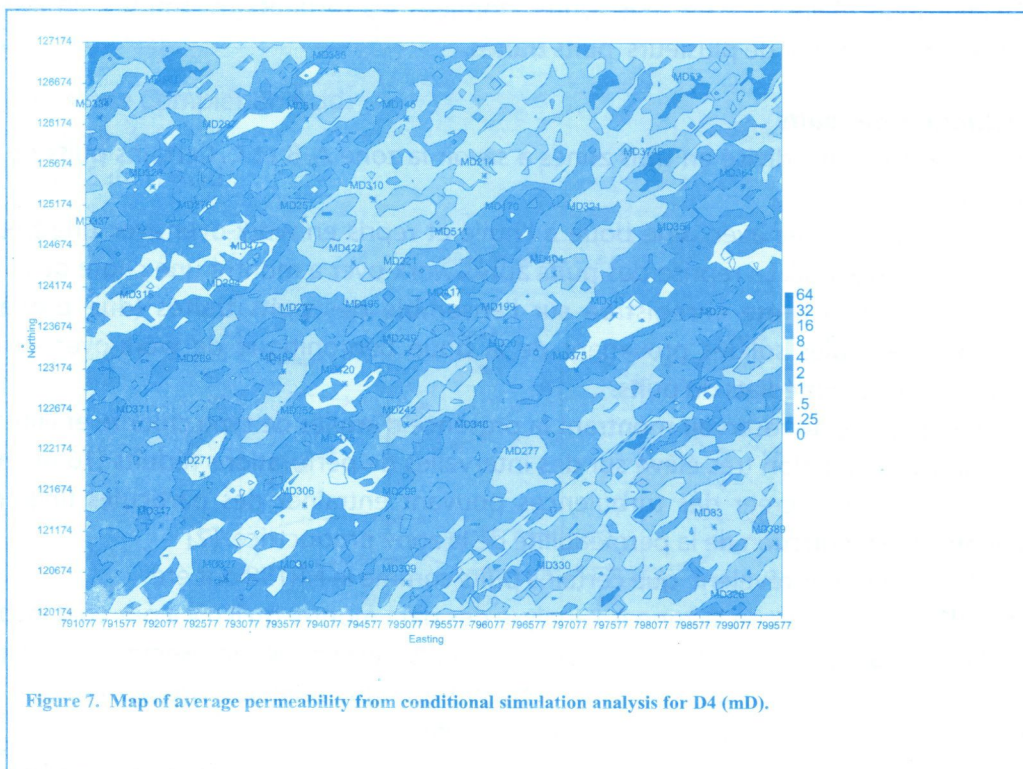


Figure 7. Map of average permeability from conditional simulation analysis for D4 (mD).

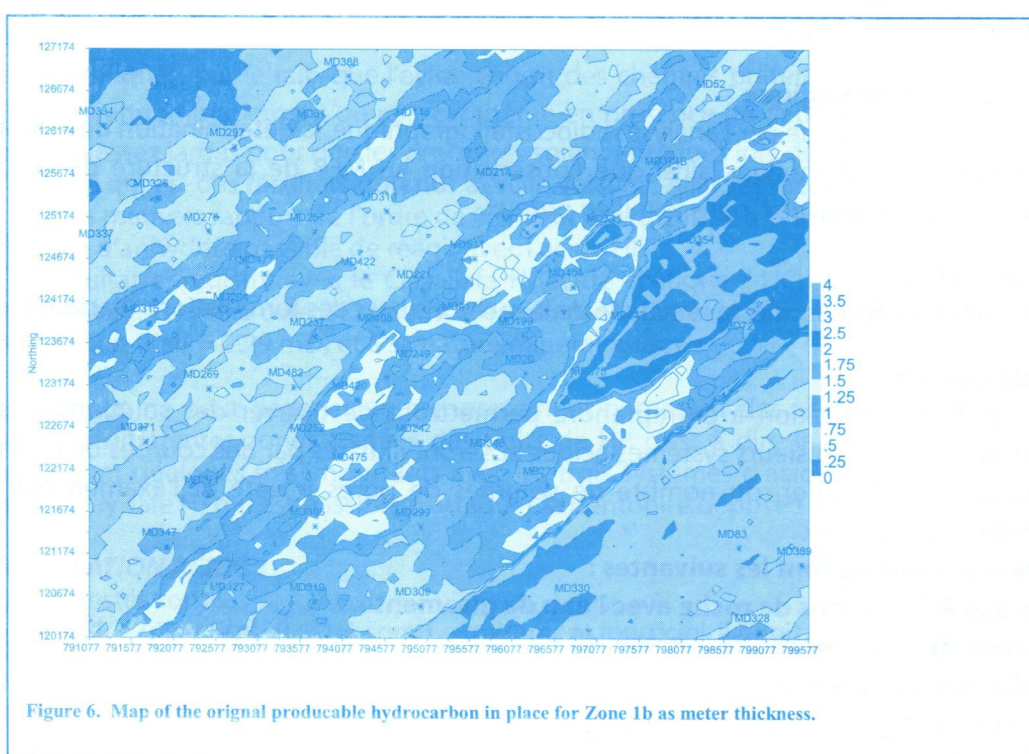


Figure 6. Map of the original producible hydrocarbon in place for Zone 1b as meter thickness.



**SELECTION D'UN DESIGN D'ACIDIFICATION :
APPLICATION AU CHAMPS DE HASSI-R'MEL
KHODJA MALIKA - ALEM NADIA**

I- PROBLEMATIQUE

Certains puits du champ de Hassi R'mel ont enregistré une baisse de productivité après des opérations de work-over. Des sociétés de service ont été saisies afin de procéder à des opérations d'acidification. Les opérations d'acidification réalisées, n'ont pas toutes donné les résultats escomptés, en particulier au niveau de la zone A du réservoir de plusieurs puits traités.

Aperçu sur la situation des puits

Le réservoir de Hassi-R'mel est divisé en trois zones à savoir la zone A, B et C. Certains puits ne présentant pas toutes les zones.

La majorité des puits a été forée avec une boue à l'huile et repris en work-over avec une boue salée de densité variant entre 1.30 à 1.60. La reprise des puits après work-over a montré une chute de la production et une forte valeur du skin a été enregistrée sur l'ensemble des puits traités (dûe probablement à l'envahissement des particules solides provenant de la boue bentonitique de work-over au niveau des perforations et aux abords immédiats du puits).

D'autres part, la minéralogie du réservoir montrant la présence d'argiles de type chlorite et illite à caractère dispersif et le débit de production très élevé sur des intervalles de perforations réduits (16 m en moyenne) peut lors de la sortie du gaz créer des turbulences pouvant entraîner des particules fines d'argiles et contribuer également à la réduction de la perméabilité de la zone productrice. [2]

Certaines données de chantiers révèlent que certains puits comme le HR158 ont été acidifiés sans problème au niveau de la zone A, l'analyse des data montre qu'il n'y a pas eu d'incompatibilité entre l'acide et la minéralogie car il s'avère que pour ce puits, cette zone est exempte d'anhydrites et de dolomies. Cette information pourrait confirmer l'hypothèse qui relie les problèmes des opérations d'acidification à une mauvaise sélection de la nature des acides.

II METHODOLOGIE ET PROCEDURE EXPERIMENTALE

Cette étude a comporté les étapes suivantes :

II.1 Caractérisation minéralogique

La caractérisation minéralogique par l'analyse radiocristallographique, la détermination de la teneur en ions ferreux et ferriques des échantillons ainsi que l'observation au MEB de la structure de la roche et la distribution des minéraux argileux dans le milieu poreux.

II.2 Tests de solubilité

Ces tests permettent d'appréhender la réactivité de la roche vis à vis des formulations d'acides testées

II.3 Test d'acidification

Les différents tests d'acidification à entreprendre permettront de trouver des solutions à la mauvaise réponse de certains puits à plusieurs systèmes acides et seront illustrés par des courbes de perméabilité de chaque fluide testé en fonction du nombre de volumes de pores injecté et l'examen par le MEB de l'amélioration du milieu poreux.

Les étapes de la procédure sont les suivantes :

1- Saturation des échantillons de roche avec l'eau de gisement

2- Détermination de la perméabilité initiale (Ki) :

3- Injection des solutions acides:

Les solutions sont envoyées en trois séquences :

- **Le préflush** généralement composé de HCl à 7.5 ou 15%, qui a pour rôle essentiel de préparer la matrice rocheuse en dissolvant éventuellement les carbonates présents dans la matrice afin d'éviter une éventuelle

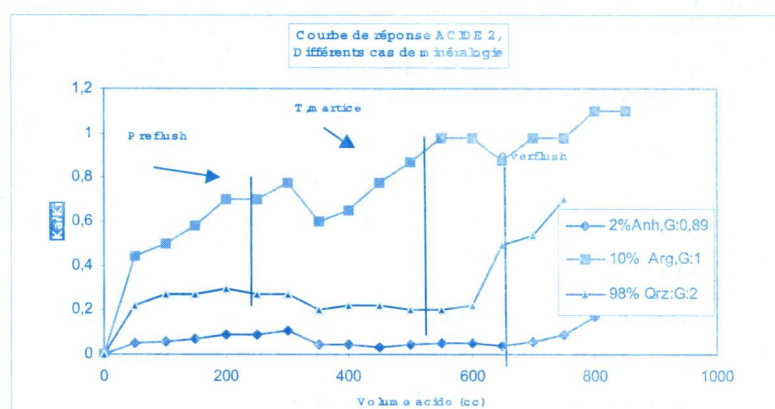
2- Résultats des tests d'acidification

Puits	Cote (m)	Kair (mD)	Ki (mD)	Kf (mD)	%C	Kf a (mD)	Kr1 Kfa/kf	Kr2 Kfa/ki	Acide
ZONE A									
HR11	2111.40	88.36	33.0	10.9	66.9	69.1	6.3	2.1	S.C
HR20	2103.85	73.47	22.4	8.6	61.6	40.6	4.7	1.8	S.C
HR11	2123.30	420.2	380.9	105.8	71.4	420.2	3.97	1.1	Volc.
HR28	2150.90	67.32	10.45	5.09	51.3	18.34	3.6	1.75	Volc.
HR11	2121.60	2.29	0.95	0.38	60	25.6	67.3	26.9	C.S.H
ZONE C									
HR60	2169.65	3169	960.5	405.3	57.8	1039	2.56	1.1	S.C
HR60	2165.40	3408.5	1051	429.5	59.1	939	2.2	0.9	Volc

S.C : Sandstone Complétion Acid.

Volc : Volcanic Acid.

C.S.H : Clay Safe H Acid.



3- Discussion des résultats

Les résultats d'acidification avec les systèmes acides de la FORMULATION 2 montrent que :

- Les rapports de restauration pour le système SANDSTONE COMPLETION, sont bons malgré la minéralogie critique de certains échantillons traités, notamment la présence d'anhydrite et d'argiles dispersibles. Pour l'échantillon de HR11 à la cote 2111.40m. , le gain de restauration est de 2.1. Cela peut s'expliquer par le fait que l'acide choisit des chemins préférentiels pour traverser l'échantillon. S'il y a eu endommagement ou pas, car même en présence de dépôts de CaF_2 , l'acide a pu créer des passages assez larges pour que les précipités soient entraînés lors de l'overflush.
- Pour ce qui est des résultats obtenus avec le Volcanic Acid, les rapports de restauration sont moyens et le plus mauvais rapport de l'ordre de 0.8, peut être attribué à la minéralogie de l'échantillon, c.a.d, la présence d'anhydrite passible de réagir avec l'acide HF.
- Le résultat enregistré avec le Clay Safe H (acide acétique / HCl) est inattendu (26.9 de gain) sur l'échantillon HR11 à la cote 2121.60 m, il est du probablement aux caractéristiques pétrophysiques de l'échantillon (Kair = 2.29 mD) et à sa nature minéralogique .

En conclusion, on ne peut dégager un comportement particulier des acides testées avec les échantillons provenant des différentes zones traitées des puits de HR c'est à dire les zones A, B, et C car les taux de restauration sont quelques fois importants avec les trois systèmes d'acides même celui ne renfermant pas d'acides HF (Clay safe H) qui est passible d'attaquer la bentonite déposée par la boue de work-over.

III-3. FORMULATION ACIDE 3

Les systèmes testés sont :

- Le MSR 12-3 et le MSR 6-1.5 comme traitement matriciel. Il s'agit d'un mélange d'acide HCl et HF respectivement 12% HCl /3% HF et 6% HCl/1.5%HF.
- Le MSR 100 HCl 7.5% comme preflush et overflush.

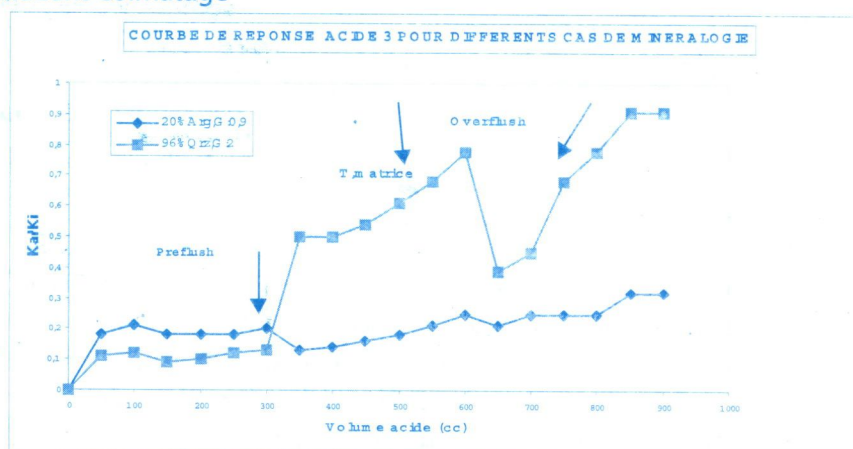
2- Résultats de l'analyse RX

Puits	Cote (m)	Qtz %	Arg %	Illit. %	Chl %	Anh. %	Dol. %	Fel %
ZONE A								
HR28	2161.60	80	6	*		14	-	Tr
HR61	2124.40	90	2	0.6	1.4	3	-	5
HR61	2147.80	93	2	0.5	1.5	1	-	4
HR20	2098.75	53	39	19.5	19.5	3	Tr	5
HR24	2162.45	80	10	1	9	2	1	4
HR81	2238.35	78	13	10.4	2.6	8	-	1
ZONE C								
HR61	2164.70	95	3	0.3	2.1	tr	-	2
HR60	2186.85	95	2	0.6	1.4	tr	-	3
HR28	2215.20	98	2	0.3	1.7	-	-	-

3- Résultats des tests d'acidification

Puits	Cote (m)	Kair (mD)	Ki (mD)	Kf (mD)	%C	Kfa (mD)	Kr1 Kfa/kf	Kr2 Kfa/Ki	Acide
ZONE A									
HR28	2161.60	324.9	35	19	46.4	16.5	0.9	0.5	MSR 12-3
HR61	2124.40	144.24	27	13	51.9	55.1	4.3	2.1	MSR 12-3
HR61	2147.9	57.13	8.1	4.06	49.8	3.7	0.91	0.5	MSR 12-3
HR20	2098.75	18.19	4.0	1.3	67.5	6.0	4.6	1.5	MSR 12-3
HR24	2162.45	258.36	71.5	27.7	61.3	121		1.7	MSR 6-1.5
HR81	2238.35	129.83	39	*	*	65.6	-	1.7	MSR 6-1.5
ZONE C									
HR61	2164.70	152.12	25.4	9.4	62.9	135.5	14.4	5.3	MSR 12-3
HR60	2186.85	3344.2	980.25	410.6	58.1	20.7	0.05	0.02	MSR 12-3
HR28	2215.20	999.64	293.5	71	75.8	3	0.03	0.01	MSR 12-3

* Le test a été effectué sans colmatage



3- Discussion des résultats

Les résultats d'acidification avec le MSR12-3, ne semble pas donner de valeurs de gain de perméabilité très importantes étant donné les valeurs enregistrées 0.02, 0.01 et 0.5 avec les échantillons HR61, HR28 et HR60 respectivement aux cotes 2147.60, 2186.85 et 2215.20 m. Cela semble lié à la minéralogie des échantillons étant donné la présence de feldspaths et à l'incompatibilité avec les acides ayant généré un endommagement.

Les valeurs de gain variant de 1.5 à 5.3 relatives aux échantillons présentant un faible pourcentage argileux HR20, 2098.75m, HR61 2164.70m, confirment la réactivité de l'acide avec les argiles en présence, étant donné la température du test (85°C, représentative de celle qui règne dans les puits de HR) (85°C) et passible d'engendrer des réactions entre HCl et la chlorite, menant à sa dissolution. [3]

L'observation au MEB de certains échantillons après acidification montre la formation d'un précipité sphérique obstruant les pores et limitant la porosité, (Photo N°1, HR61 N°10). Cela permet de comprendre la mauvaise réponse à l'acide. En effet, ces composés sont formés après contact de HCl avec la chlorite formant ainsi des fluosilicates d'aluminium. De même que la présence d'anhydrite conduit après son hydratation par l'acide à la formation de gypse qui limite également la porosité. (photo N°3, HR61 N°10). [4]

D'autres part la formulation HCl/HF 6-1.5% qui présente une concentration moindre en HF semble donner de meilleurs résultats sur les échantillons ne présentant pas un fort pourcentage d'argiles comme c'est le cas pour les échantillons HR24 et HR81 aux cotes 2162.24 et 2238.35 m.. Cela est vérifié par l'allure des courbes de réponse à l'acide qui montrent une ascendance pour les 03 étapes preflush, traitement de matrice et overflush.

Il serait donc opportun afin d'éviter la réactivité avec les argiles sensibles de type chlorite de travailler avec cette formulation et de remplacer l'acide HCl du preflush par un acide organique plus faible.

IV. CONCLUSION

Concernant les opérations d'acidification avec les trois systèmes acides sur le champ de Hassi R'mel, il s'avère que certains puits ne donnent pas les résultats escomptés et que d'autres produisent pendant un certain temps et enregistrent à nouveau un déclin.

Les résultats des tests d'acidification montrent dans l'ensemble la bonne réponse au système Acide 1 car s'avère que sa nature retardée n'attaque pas les argiles et réduit considérablement les réactions secondaires entre HF et les minéraux en présence. Il serait donc judicieux de travailler avec une formulation d'acide retardé comme traitement de matrice combiné avec un preflush à base d'acide organique plus faible que HCl pour inhiber la réactivité de certaines argiles en présence de cet acide étant donné la température qui prévaut dans les puits de HR.

D'autres part, des mesures de PLT ont été effectuées après 06 mois et ont montré que tous les niveaux A, B et C répondent avec une augmentation de production de 15 % par rapport à l'initial. Il semblerait que l'endommagement créé suite aux opérations d'acidification ait disparu et que les dépôts ont été balayés au fur et à mesure de la production.

On recommande des opérations de nettoyage (clean out) juste après les opérations de work-over en face des perforations ou bien l'utilisation combinée d'un preflush à base d'acide organique et une solution de NH_4Cl et d'acide retardée pour le traitement matriciel.

Nomenclature

Kair : Perméabilité à l'air, (mD)
 Ki : Perméabilité initiale au soltrol 130, (mD)
 Ka : Perméabilité à l'acide, (mD)
 Kf1 : Perméabilité au Soltrol 130 après acidification, (mD)
 Kf2 : Perméabilité au Soltrol 130 après inversion du sens de balayage (mD).
 Qtz : quartz
 Arg : argiles
 Illi : Illite
 Chl : chlorite.
 Anh : anhydrite
 ol : dolomite
 Fel : feldspath.

V. BIBLIOGRAPHIE

- 1- R.I. Thomas. « Matrix treatment Employs New acid system for stimulation and control of fines migration in sandstones formations. 1981.
- 2- Toni Ezeukwu. « Fines migration control in high water- cut Nigerian oil wells. Problems and solutions », SPE paper 39482. 1998.
- 3- M.A.Buijse. M.S. van Domelen. « Novel application of emulsified acids to matrix stimulation of heterogeneous formations » SPE paper 1998.
- 4- A.B.M. Simanjuntak and Al. « ESEM Observations coupled with coreflood tests improve matrix acidizing Designs », SPE paper 27405. 1994.



CARACTERISATION DE RESERVOIR

M.LOUNISI

I- INTRODUCTION :

Le bloc 403a est situé dans la partie Nord du bassin de Berkine qui s'étend sur l'Algérie orientale à l'Ouest, la Libye occidentale à l'Est et le sud de la Tunisie au Nord. Le périmètre 403a se trouve à environ 250 km à l'E.S.E. de la ville de Hassi Méssaoud. Ce bloc appartient à la commune d'El Borma qui est situé à quelques kilomètres de la frontière Algéro-tunisienne. En surface, il est couvert d'immenses dunes de sable qui lui confèrent son caractère des zones à accès difficile et constituant le Grand Erg Oriental.

Le bassin de Berkine, dans sa configuration actuelle résulte de la superposition d'un bassin paléozoïque et d'un bassin mésozoïque. Il représente la zone la plus affaissée de la plate-forme saharienne, avec une couverture sédimentaire pouvant atteindre les 7000 m.

Dans ces limites géologiques, au Nord il est limité par le môle de Dahar, à l'Ouest par le prolongement structurale vers le nord du Môle d'Amguid-El Biod qui correspond au trend structural majeur Gassi-Touil - Rhourde El Baguel. Au Sud, par le flanc nord du môle d'Ahara et à l'Est par le bassin de Syrte, avec une série de faille et de fossés en gradin de direction NO-SE.

Les résultats de l'exploration ont mis en évidence l'accumulation des hydrocarbures dans des réservoirs paléozoïques et mésozoïques.

Dans la formation paléozoïque, les objectifs pétrolifères sont localisés dans les niveaux gréseux du Dévonien Inférieur, dont les principaux sont représentés par le Niveau B (Emsien) et le complexe Niveau G (Emsien) + Formation Tadrart (Siégénien). Le Silurien est composé d'une manière prédominante par des argiles avec l'existence d'une portion basale fondamentale et hautement radioactive, qui représente l'une des intervalles de roche mère principale du bassin. Les séries du Dévonien Moyen et Supérieur sont compris dans un paquet d'argile silteuse dont l'argile frasnienne fortement radioactive constitue un deuxième intervalle de roche mère majeur de la région.

Dans la formation mésozoïque les réservoirs sont constitués par les grès du Trias Argileux-Gréseux Inférieur. Le T.A.G.I. est composé par les unités "1+2" qui sont parfois en contact entre eux et formant un seul corps réservoir gréseux et parfois deux corps tout à fait isolés. Les grès de l'unité 3 constituent la partie basale du T.A.G.I. qui sont en contact direct avec les argiles du Frasnien. Le Trias Supérieur et le Jurassique constituent un bassin évaporitique comprenant une séquence anhydritique, salifère et carbonatée. Le Crétacé est représenté par une marge continentale, caractérisée par un mélange de séquences sableuses, argileuse, salifères et carbonatées. La séquence est surmontée par environ une centaine de sédiments continentaux faiblement consolidés du Tertiaire et enfin par du sable dunaire du Quaternaire.

I-1- STRUCTURE DE BRSW :

Le champ de BRSW est situé dans le permis Zemoul El Kbar, à la limite sud-est du Périmètre 403a, au sud du Permis d'exploitation BRN. En fonction de la nouvelle ré interprétation sismique de la région, la forme structurale la plus représentative au "niveau G" est la suivante.

La structure BRSW est un pli allongé en direction SO-NE. Le compartiment central est affecté par une faille normale importante de direction SO-NE. Cette faille fait partie d'un système structural composé par une faille principale de décrochement d'importance régionale, (celle d'El Borma), affaisse le compartiment d'extension probablement productif du gisement situé au nord-ouest.

Pendant les phases tectoniques, le champ de BRSW se traduit par le jeu de blocs basculés faillés qui a eu un rôle important aux piègeages et à l'accumulation des hydrocarbures dans les réservoirs du paléozoïque et du mésozoïque.

I-2- RESERVOIR "NIVEAU G" (Dévonien Inf., Emsien):

Il s'agit de grès quartzeux fins à moyen, gris-verts, organisés dans un bien évident cycle de type "fining-upward". La partie basale plus gréseuse est épaisse d'environ une vingtaine de mètre. Elle est couverte par des alternances grès-argiles qui passent vers le sommet à des dépôts franchement argileux. La limite supérieure de cette unité est donc transitionnelle, tandis que son mur (c'est à dire le contact avec le toit de la Fm. De Tadrart) est le début du cycle "fining upward" et est bien reconnaissable sur diagraphies de Gamma Ray et du Sonic.

Bien qu'elle ait une épaisseur et une position stratigraphique différente, le mode de superposition de faciès sédimentaire de cette unité est similaire à celui du niveau "B". C'est à dire que les grès basals sont affectés par des structures sédimentaires qui indiquent un milieu côtier. Elle change stratigraphiquement vers le haut par des dépôts plus distincts jusqu'à arriver à une plate-forme externe dépourvue d'apports clastiques grossiers.

La présence de chamosite autigène dans la matrice a été détectée d'après les analyses radiocristallographiques effectuées auprès de Sonatrach-C.R.D. Elle est due, d'une manière typique, aux effets de la transgression marine. Cette dernière affecte d'une façon négative les caractéristiques pétrophysiques, notamment la perméabilité. Cette unité est toujours présente et très bien corrélante entre les puits. Sa variation latérale concernant l'épaisseur totale utile à l'échelle du gisement devrait être négligeable.

I-3- RESERVOIR Fm. "TADRART" (Dévonien Inf Siégénien):

La Fm. "Tadrart" est caractérisée par des grès moyens / grossier à stratification entrecroisée d'arrière plage et littorale et constitue le réservoir principal du champ de BRSW, avec de meilleures caractéristiques pétrophysiques. La porosité moyenne de cette formation est de 13%, tandis que la perméabilité moyenne est comprise entre 5 et 500 md. La Fm. "Tadrart" est constituée par une grande maturité minéralogique. Les grains de quartz représentent généralement plus de 95% des composants de la structure. Les dimensions des grains sont moyennes à grossier, le triage est généralement bon et les grains sont bien arrondis.

II- Cluster Analysis:

II-1- INTRODUCTION:

L'étude statique du Dévonien Inférieur (Niveau "G" + Formation "Tadrart") du champ de BRSW a été effectué en utilisant le concept de faciès comme base pour la caractérisation du réservoir. Les faciès représentent des unités élémentaires du réservoir. Ils sont déterminés à travers une analyse d'ensemble ou "Cluster Analysis" à base de logs diagraphiques en accord avec les données des propriétés pétrophysiques des carottes.

L'algorithme du "Cluster Analysis" opère par un groupement de données de logs dans une hiérarchie de rangé successive des classes, sur la base de leur ressemblance statistique. Pendant la phase de caractérisation, les faciès sont comparés avec soin par des informations d'ordre qualitative et quantitative recueillies à partir des carottes (description lithologique, des carottes, mesures physiques, et interprétation sédimentologique).

Le résultat de l'intégration de toutes ces informations constitue une base de donnée synthétique, où l'élément de base est la "classe" qui représente comme étant la nouvelle variable du réservoir.

Une fois la base de données synthétique a été créée, les données des logs peuvent être analyser en utilisant la procédure adéquate pour reconstruire aussi une distribution verticale des classes au niveau de chaque puits. L'approche de l'analyse du "Cluster Analysis" élabore les données de tous les puits simultanément, en produisant des classes qui ont la même signification dans les différents puits. L'avantage avec cette approche est la capacité d'obtenir un profil continu de perméabilité pour tous les puits dépourvus de données carottes.

II-2- PRESENTATION DE LA METHODOLOGIE:

La caractérisation du réservoir doit être concentrer sur la description et la quantification de l'hétérogénéité du réservoir qui contrôle l'écoulement des fluides. L'objectif pour reconstruire l'hétérogénéité du réservoir est de définir des sous-ensembles homogènes du point de vue paramètres pétrophysiques.

A cet effet, il est indispensable d'effectuer une série d'opération, afin de procéder à une analyse pétrophysique :

- 1- Analyse préliminaire et traitement des données.
- 2- Traitement statistique.
- 3- Caractérisation des classes.

La première étape de cette méthode est de concevoir une base de donnée des paramètres réservoirs dont laquelle toutes les données brutes de différentes sources (description lithologique, analyse sédimentologique et paramètres pétrographiques) sont intégrées.

Les mesures diagraphiques, qu'elles soient en trou ouvert ou tubé, sont affectées de paramètres indésirables lors de l'interprétation quantitative des formations. Ces paramètres peuvent même affecter les mesures de façon considérables lors du traitement statistique, d'où la nécessité d'éliminer ces facteurs parasites par une correction des effets d'environnement.

c) Données disponibles :

Puits carottés dans le Niveau "G" : BRSW-1, BRSW-2 et BRSW-5

Puits carottés dans la Fm. "Tadrart" : BRSW-1, BRSW-2 et BRSW-5.

d) Qualité des logs :

L'interprétation quantitative des diagraphiques a été réalisée par AGIP/LOGE en utilisant le programme ELAN. L'interprétation a été calibrée sur les mesures de données carottes. Par ailleurs, on constate une anomalie caractérisée par un écart dans le "shift" horizontal du puits BRSW-2.

Le C.P.I. du puits BRSW-3 n'est pas fiable dans certaines zones à cause de mauvaise qualité du diamètre du trou, dont la présence des caves influe sur les paramètres pétrophysiques dans l'interprétation diagraphique.

II-2-2- TRAITEMENT STATISTIQUE:

Les données d'entrées du traitement statistique sont la lecture des logs-clés à travers tous les puits.

Le traitement statistique commence par création d'une matrice de donnée dans laquelle un certain nombre d'attribut pour une série d'objet est collecté. Dans le cas de donnée de log les objets sont représentés par les profondeurs relativement associés aux échantillons des données de logs clé. Quant aux attributs sont les mesures des données de log clés correspondantes. Une fois la matrice de donnée est créée, une fonction de standardisation est appliquée, dont le but d'obtenir une nouvelle matrice à laquelle toutes les données sont indépendantes des unités de lectures et peuvent avoir des influences égales durant le processus d'analyse statistique.

Les données contenues dans la matrice standardisée sont **traitées dans le but de calculer une mesure de similarité** entre elles. La similarité est exprimée quantitativement par un **"coefficient similarité"** lequel est calculé entre chaque couple d'échantillons. Dans l'algorithme du **"Cluster Analysis"** d'Agip le **"coefficient de similarité"** est la moyenne des distances euclidienne entre 2 points dans un espace à n dimension. Le plus petit est la distance euclidienne entre 2 points, le plus grand est leur similarité. Les résultats du calcul du coefficient de similarité sont alors stockés dans une matrice de ressemblance. A cette étape le processus du **"clustering"** commence par trouver dans la matrice de ressemblance le couple avec la plus petite distance euclidienne (les 2 objets les plus similaires). Les points sont donc fusionnés et le premier groupe (**cluster**) est défini, le processus est récursif et continu jusqu'à ce que tous les objets soient grouper selon leurs distances statistiques. Les résultats du traitement du **"Cluster"** peuvent être représenter dans un **"dendrogramme"** (Fig. 1). Un graphique particulier sur lequel les classes s'étalent en fonction de leurs distances statistiques. Le **"dendrogramme"** permet d'identifier le nombre de classe préliminaire en fonction du découpage de la structure hiérarchique.

II-2-3- LA CARACTERISATION DES CLASSES:

La disponibilité des carottes permet la caractérisation de chaque classe en se basant particulièrement sur la description sédimentologique détaillée à partir des carottes (lithologie, structure sédimentaire et granulométrie). L'approche du **"Cluster Analysis"** permet d'élaborer simultanément les données en produisant des classes qui ont la même signification dans les différents puits. L'information géologique dérivée des carottes sera donc attribuée à chaque classe, ainsi que pour les puits dépourvus de carottes. Il est nécessaire d'identifier un nombre minimal de classe pour décrire les lithotypes présent dans le réservoir. La comparaison entre les log-faciès et l'analyse des données de carotte, permettent l'attribution aux lithotype un sens pétrophysique. En outre, la caractérisation des classes permet de reconstruire un profil de perméabilité synthétique et de mettre en évidence la présence des faciès non productifs.

- PHASE D'AGREGATION:

Jusqu'à présent on s'est référé qu'aux puits clés (BRSW-1, BRSW-2 et BRSW-5) dans le but de compléter la base de donnée. Les données des autres puits (BRSW-3, BRSW-4 et BRSW-6) du même gisement **peuvent être** aussi agréger. Donc il est nécessaire de vérifier que les classes résultantes sont statistiquement **consistantes** en ayant un sens lithologique et pétrophysique, reconnus dans les puits clés. Après la phase d'**agrégation**, la base de donnée du gisement est devenue complète cohérente et représentative à travers l'aire du réservoir.

III- DETERMINATION DES PETROFACIES:

Un découpage de 24 classes a été choisi à partir du **"dendrogramme"**, afin d'identifier le maximum de faciès, de telle manière à décortiquer l'hétérogénéité lithologique et les paramètres pétrophysiques du réservoir d'une manière plus détaillée. L'utilisation de l'algorithme de groupage permet de varier le nombre de classe en prenant en considération la lithologie du réservoir et les caractéristiques pétrophysiques. La stabilité statistique sera donc établie en fonction de la comparaison entre les différents paramètres pétrophysiques par l'établissement des graphes à multivariables caractérisés par:

- * Des histogrammes de porosité CPI et carottes (Fig. 2)
- * Des histogrammes de perméabilité (Fig. 3)
- * Des crossplots entre Neutron (NPHI) et Densité (RHOB) (Fig. 4).

Le but est d'arriver à obtenir un sous-ensemble homogène appelé **"faciès"**, qui résulte par un paquet de sédiment caractérisé par une lithologie statistique homogène. Pendant la phase de **caractérisation**, les faciès sont comparés avec soins par des informations d'ordre qualitative et quantitative **recueillies à partir des carottes** (analyse spéciale des carottes, description lithologiques et interprétation **sédimentologique**). Initialement le groupement des différentes classes a permis de dégager 11 faciès, puis un second regroupement a permis de réduire encore la quantité de faciès au nombre de 08, sur la base de leurs ressemblances statistiques (Fig. 5,6 et 7). Une fois la base de données synthétique a été créée, les données

Souvent, la qualité de l'information diffère d'un puits à un autre, en conséquence les données significatives appartenant à des puits qui ont la série de donnée complète (puits clés) et représentatives, sont statistiquement traitées en utilisant le "Cluster Analysis".

Le processus statistique représente la base fondamentale de la méthodologie. Théoriquement, les logs et les carottes doivent être traités ensembles. Par absence de carottage continu, les données d'entrée sont donc réduites par rapport aux données logs. Pour des raisons pratiques, l'algorithme du "Cluster Analysis" procède par grouper les données logs dans un ordre hiérarchie successif des classes sur la base de leurs similarités statistiques. Durant la phase de caractérisation les log-faciès sont soigneusement comparés et associés à des informations quantitatifs et qualitatifs dérivés des carottes (routine et étude spéciale des carottes, description lithologique et interprétation sédimentologique) et d'autres données peuvent être aussi prises en compte (test de perméabilité). L'intégration de toutes ces informations de nature différentes (logs, mesures carottes, description lithologique, interprétation sédimentologique) est le résultat d'une création d'une "base de donnée synthétique" où l'élément de base sur lequel la nouvelle variable du réservoir est la "classe".

Une fois que la base de donnée synthétique a été créée, les données de log appartenant aux puits non carottés peuvent aussi être traités en utilisant une procédure adéquate (Agrégation) dans le but de reconstruire la distribution verticale des classes.

II-2-1- ANALYSE PRÉLIMINAIRE ET TRAITEMENT DES DONNEES:

a) Base de donnée du réservoir - correction des données et homogénéisation:

L'analyse des données préliminaires a une importance particulière dans cette méthodologie, du moment que l'approche statistique va être utilisée dans la caractérisation du réservoir. La base de donnée doit contenir des informations homogènes, comparable avec tous les puits au niveau du champ. Les données logs de différents outils de mesures d'un puits, prendront part du même processus statistique. L'étape cruciale du traitement préliminaire des données de log est présentée par l'application des corrections des effets d'environnement. Ceci assure la congruence entre les courbes de logs des différents puits.

La remise en côte précise des carottes ("depth matching") est la plus importante étape à réaliser. La disponibilité de bonne qualité de donnée de carotte, à travers une corrélation précise du "depth matching" avec les données CPI est extrêmement importante pour une caractérisation pétrophysique correcte des classes.

La remise en côte a été effectuée en faisant varier les porosités carottes dans le sens vertical par rapport aux porosités CPI. La précision sur la corrélation sera donc obtenue, jusqu'à ce que l'allure des points de porosités tende à être confondue.

b) Sélection des données:

Souvent les meilleurs candidats pour l'analyse statistique sont les courbes de log, à cause de leurs caractéristiques (quantité, et la continuité des données).

Certaines courbes sont les plus adaptées aux choix du processus d'analyse pétrophysique. Parmi elles, peuvent donner des renseignements en terme de composition et la texture de la roche et le contenu en fluides.

Seulement les courbes de log (log clé) sont sélectionnées et traitées par l'algorithme du "Cluster Analysis". A cet effet, les courbes GR, NPHI, RHOB, DT ont été choisis et les plus souvent utilisés pour la caractérisation pétrophysique du réservoir.

La sélection des puits qui vont contribuer comme données d'entrée pour le "Cluster Analysis" doit satisfaire les conditions suivantes :

- " Avoir un jeu de "logs clés" de bonne qualité.
- "Avoir un nombre suffisant de carotte à travers le réservoir.
- "Les caractéristiques du réservoir doivent être considérables et représentatives.

Dans le cas des puits non carottés (pseudo-puits clés) ayant un jeu de log clé de bonne qualité peuvent être utilisés dans le processus du traitement statistique.

des logs "hors puits clés" peuvent être analysés en utilisant la procédure adéquate pour construire aussi une distribution verticale dans une hiérarchie de rangée successive des nouvelles classes ou groupes au niveau de chaque puits.

Enfin, le groupement de faciès à partir de 24 classes a permis d'identifier 08 groupes, qui résulte par l'ensemble de caractères lithologiques et pétrophysiques statistiquement homogènes (Tab.1) :

❑ **Faciès - Groupe 1:**

Argile grise noire indurée feuilletée silteuse et micacée, parfois pyriteuse et fossilifère, avec traces de terriers, présence de miroir de friction et de passées films.

❑ **Faciès - Groupe 2:**

Grès brun rouge argileux ferrugineux, fin, subarrondi, moyennement classe, micacé, dur, bien consolidé avec nombreux galets, films et nodules d'argile noire feuilletées micacées. Stratification horizontale.

❑ **Faciès - Groupe 3:**

Grès gris vert à vert très fin, argileux ferrugineux, micacé, dur, bien consolidé avec nombreux galets, films et nodules d'argile noire indurée feuilletée micacée. Stratification horizontale ondulée. Stratification horizontale ondulée.

❑ **Faciès - Groupe 4:**

Grès quartzeux, gris-beige subanguleux à subarrondi mal classe, ciment siliceux dur et compact à légèrement friable, passant avec profondeur à grès conglomératique.

❑ **Faciès - Groupe 5:**

Grès gris sombre à noir et gris verdâtre fin à moyen très micacé, dur bien consolidé, argileux avec films, lamines, veinules et galets d'argile noire indurée silteuse et micacée.

❑ **Faciès - Groupe 6:**

Grès gris clair grossier à microconglomératique, localement fin à moyen, mal classe, dur, siliceux à silico-argileux avec films et galets d'argile noire fonce.

❑ **Faciès - Groupe 7:**

Grès gris clair fin à moyen, poreux, siliceux à silico-quartzitique par endroit, dur, bien consolidé, moyennement classe.

❑ **Faciès - Groupe 8:**

Grès gris beige à beige moyen à grossier, quartzitique subanguleux à subarrondi, mal classe, dur et compact. Ciment siliceux rarement argileux localement friable micacé avec rares films d'argile et nodules d'argile gris fonce. Présence de rares fractures.

L'identification d'un nombre minimale de classes (groupes) permet de décrire les lithotypes, devenus le caractère fondamental du réservoir, leurs empilements verticales, leurs distributions horizontales par rapport aux emplacements des puits et leurs organisations spatiales, représentent l'information de base pour construire l'architecture interne du réservoir.

En fonction du degré d'hétérogénéité du réservoir (Niveau "G" + Fm. "Tadrart"), un pas de "décritisation" d'un demi-mètre (0.5 m) a été défini. Ce pas a été soigneusement choisi afin de conserver l'hétérogénéité lithologique du réservoir, en préservant le maximum de détail en substituant l'hiérarchie du pas de chaque rangé du groupe par un pas respectivement constant.

Cette phase de décritisation est exigée pendant la procédure de la phase de simulation.

L'étape suivante est de caractériser les lithotypes par leurs propriétés pétrophysiques, en assignant à chacun d'eux un ensemble de distribution des paramètres spécifiques qu'on appelle "pétrofaciès".

La corrélation K_{CORE} vs ϕ_{CORE} (Fig.8 et 9) a permis de déterminer la perméabilité selon la relation linéaire suivante :

$$\text{Log } K = a \phi + b$$

ϕ : Porosité

K: Perméabilité

a: Coefficient

b: Constante.

Le caractère pétrofaciès est défini, en intégrant les paramètres pétrophysiques, telles que la porosité minimale, maximale, moyenne, standard déviation et enfin les paramètres d'équation (a et b) pour en déduire la perméabilité (Tab. 2).

IV- APPLICATIONS :

L'usage de la méthode du "Cluster Analysis" permet la réalisation des courbes de proportion appliquée dans **l'analyse géostatistique**. Cette méthode d'analyse géostatistique est basée sur la distribution des faciès associés aux caractères pétrophysiques, permet une intégration proche entre le modèle statique et le modèle dynamique.

L'utilisation du logiciel "**HERESIM**" (**H**eterogeneity **R**eservoir **S**imulation) appliqué pour le cas des réservoirs Niveau "G" + Fm. "Tadrart", procède par une analyse de distribution spatiale des faciès basée par une approche géostatistique, qui est un outil indispensable pour la réalisation d'une simulation à haute résolution.

HERESIM utilise des courbes de proportion qui représentent des données d'entrée principales à introduire dans le processus de simulation. En effet, ces courbes permettent de montrer la disposition des séquences verticales des dépôts sédimentaires et leurs distributions latérales à l'échelle du champ. En outre, ce sont des outils d'analyse statistique qui permettent de voir l'organisation spatiale des faciès constituant le réservoir.

Le Niveau "G" + Fm. "Tadrart" du champ de BRSW constituent un type de réservoir où l'hétérogénéité des paramètres pétrophysiques et lithologiques, rendent la prédiction sur la performance du champ extrêmement difficile. A cet effet, une série d'opération a été effectuée afin de définir la géométrie interne du réservoir et enfin arrivée à l'étape de la modélisation.

La première étape était donc de briser l'hétérogénéité en un sous-ensemble homogène appelé "faciès", qui résulte par un paquet de sédiment caractérisé par une lithologie et propriétés pétrophysiques statistiquement homogènes. L'étape suivante est de caractériser les faciès par leurs propriétés pétrophysiques, en assignant à chacun d'eux un ensemble de distribution des paramètres spécifiques (porosités, perméabilités) qu'on appelle "pétrofaciès".

L'analyse spatiale de faciès est déterminée non seulement par des courbes de proportion, mais aussi à travers un variogramme. Ce dernier est une fonction qui décrit le comportement d'une variable dans l'espace, qui donne des informations au sujet de l'orientation du corp-faciès et sa dimension. Afin de conserver l'hétérogénéité lithologique du modèle réservoir, un pas de "décritisation" de 0.5 m a été choisi, afin de ne pas perdre les détails dus à un changement d'échelle, lors de la phase de simulation.

Le programme de simulation définit pour chaque pétrofaciès une fonction mathématique de distribution cumulative représentative. La première étape consiste à préserver la structure lithologique, pendant que la seconde permet la reconstruction de l'hétérogénéité pétrophysique à l'intérieur de chaque faciès. Ainsi, la distribution des propriétés pétrophysiques sera donc plus contrôlée et reflète bien la réalité.

Par conséquent les layers géostatistiques du niveau "G" + Fm. "Tadrart", avec les caractéristiques pétrophysiques relativement homogènes sont groupés pour obtenir des layers dynamiques résultants par des contrastes maximums des propriétés pétrophysiques dans un profil vertical.

V- CONCLUSIONS :

L'approche de l'analyse du "Cluster Analysis" a pour avantage de reconstruire une distribution lithologique verticale au niveau de chaque puits et la capacité d'obtenir un profil continu de perméabilité pour tous les puits dépourvus de données carottes (Fig. 10 et 11). L'application de la technique de "Cluster Analysis" représentent des données d'entrée principales à introduire dans le processus d'analyse géostatistique. Les courbes de proportions fournissent des informations considérables d'intérêt géologique. Qualitativement, ils permettent de résoudre des problèmes de corrélation, mettre en valeur des séquences stratigraphiques et de décrire mieux l'environnement sédimentaire. Quantitativement, ce sont des outils idéals pour construire un modèle géologique en reproduisant l'hétérogénéité des différents lithotypes constituant le réservoir, en agissant à chacun d'eux un ensemble de distribution des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité). En outre, elles sont utilisées dans le modèle de simulation stochastique pour reproduire l'aspect cyclique de sédimentation en préservant par contre la structure lithologique, afin que ces paramètres réservoirs reflètent bien les conditions actuelles du gisement. L'objectif est de construire un modèle géologique du réservoir en intégrant toutes les données disponibles pour but d'améliorer la compréhension du réservoir et de pouvoir contrôler les mouvements des fluides courants.

Estimation des Réserves

Elle consiste à effectuer les estimations quantitatives des facteurs volumétriques qui seront par la suite multipliés entre eux pour déterminer le potentiel pétrolier d'un réservoir donné.

Volume d'hydrocarbures = $f_1 \times f_2 \times f_3$

Ces facteurs sont essentiellement représentés par :

- la surface du gisement
- l'épaisseur du réservoir
- la capacité de stockage (K, Phi)
- La saturation en hydrocarbures (1-Sw)
- Bo ou Bg
- La forme du gisement
- Le remplissage

A Sonatrach Exploration, le calcul volumétrique est effectué essentiellement au moyen de deux méthodes :

- La Méthode Probabiliste pour le calcul des ressources des prospects
- La Méthode Déterministe pour le calcul de réserves d'une découverte ou/et des gisements non développés.

Méthode Probabiliste

Évaluation par une approche probabiliste non seulement des réserves d'Hc en place , mais aussi des paramètres de calcul eux même.

Elle est utilisée pour l'estimation des ressources des prospects (distribution aléatoire des paramètres)

Elle permet aussi de minimiser l'écart entre les prévisions et les réalisations en termes de volumes d'hydrocarbures en place .

- Méthode Monté Carlo
- Méthode des Trois Points

Le calcul des ressources des prospects au niveau de la Division Exploration est réalisé à la Direction Études & Synthèse (Département Réservoirs & Réserves)qui est une structure " neutre " , non impliquée directement dans la génération et présentation du prospect.

Ce calcul est fait au moyen de la méthode dite de Monté Carlo, rendu possible grâce à l' acquisition du programme REP (Reserves Evaluation Programme) développée par Logicom et qui est utilisée par de nombreuses compagnies.

Méthode des Trois Points

Cette méthode n'exige ni itérations ni hypothèses pour les distributions des paramètres .

Le logiciel " Three Point Programme " permet le calcul des réserves avec cette méthode.

Il est utilisé par les différentes directions régionales lors de l'évaluation de prospects.

Méthode Déterministe

Cette méthode - par définition - consiste en l'estimation de la valeur moyenne ou modale des réserves en place par une simple association de paramètres fixés, tels que vus précédemment.

C'est avec cette méthode que sont calculées les réserves des gisements d'hydrocarbures découverts et non développés .

DEFINITIONS

A Sonatrach Exploration, la définition et la classification des différentes catégories de réserves d'hydrocarbures en place se fait conformément à l'arrêté ministériel du 11 juillet 1988 relatif à l'inventaire périodique des réserves nationales d'hydrocarbures liquides et gazeux..

Évaluation des ressources d'un Prospect

par la méthode probabiliste

1. L'introduction de la surface (min, mod, max) est fonction de :

- La certitude sur la fermeture ou des coefficients de remplissage des gisements proches

1. Les paramètres du réservoir:

- Les valeurs min, mod, et max des paramètres du réservoir (hauteur totale, Net/Gross, Porosité et Saturation en eau) sont déterminés par analogie aux puits de la région.

Ces composantes majeures sont aux nombre de 4 (ou 5) selon les auteurs:

- Roche mère (P1)
- Réservoir (Phi, K) (P2)
- Piège (P3)
- Timing & Migration (P4)

$$Pg = P1 * P2 * P3 * P4$$

Ces composantes majeures sont éclatées en sous éléments dépendants d'une multitude de paramètres quantifiables, entrant dans la chaîne du processus d'exploration :

* A: Roche mère

- 1 Puissance et Capacité de Charge (épaisseur, extension, richesse ,etc)
- 2 Maturité

* B: Réservoir

- 1 Présence (lithologie, distribution, model de dépôt, etc)
- 2 Qualité (extension, continuité, épaisseur, Phi, K, fissures, etc)

* C : Piège

- 1 Définition (nombre de lignes sismiques de controle, qualité sismique utilisée, intégration d'autres outils d'investigation ,etc)
- 2 Caractéristiques (type, fermeture, compartimentation par failles, etc)
- 3 Couverture
- " Coiffant le réservoir (lithologie, épaisseur, continuité, etc)
- " Fermeture contre faille (type de faille, rejet, timing de jeu, lithologies en contact, etc)

* D : Timing & Migration

- 1 Timing (réservoir, seal, piège, génération/expulsion, gradients géothermiques, etc)
- 2 Migration (direction, conduits, connexion ,distances horizontale/verticale, etc)
- 3 Préservation (tectonique post piègeage, biodegradation, hydrodynamisme, etc)

Division Exploration

Utilisation de la Méthode Probabiliste dans le calcul des réserves

* Cas d'une découverte avec un seul puits

1. La surface (km²)

* **P90**

- Un rayon de 1 km +ODT test (cas huile)

- Un rayon de 2km + GDT (cas gaz)

* **P50**

- ODT diagraphies (huile)

- GDT diagraphies (gaz)

* **P10**

- Contact hydrocarbures / eau ou spilt point

2- Hauteur totale (m)

3- Porosité moyenne (%)

4- Saturation en eau (%)

P90: Prouvé, P50 : prouvé + probable, P10: prouvé + probable + possible

o Du puits foré ou des des puits proches qui se trouvent à des distances raisonnables (étude de contexte géologique)

3- Facteur de correction géométrique (%)

P90: Prouvé, P50 : prouvé + probable, P10: prouvé + probable + possible

o Utilisation du diagramme Hauteur totale/ Amplitude de la structure Vs facteur de correction

5- Facteur volumétrique d'huile ou de gaz (Bo ou Bg stm³/m³)

" Pour l'huile le Bo est estimé en fonction de :

* La densité d'huile en °API

* La densité du gaz par rapport à l'air (air=1)

* Le GOR

* La température de la formation

* La pression de la formation

* Le calcul du Bo se fait comme suit :

$$Bo = 1.05 + 0.0028 * GOR$$

où GOR = Gas Oil Ratio (m³/m³)

* Le Bo est donné aussi après analyses PVT

" Pour le gaz, le facteur volumétrique est estimé en fonction de :

* La densité du gaz par rapport à l'air(air=1)

* La température de la formation

* La pression de la formation

* % en CO₂

* % en Azote

* % en H₂S

* Le calcul de Bg se fait comme suit :

$$Bg = 1 / (273 + T_{st}) / (273 + T_R) (P_R / P_{st} * Z)$$

Où:

T_{st} = Température standard (de surface : 15°C)

T_R = Température du réservoir (°C)

P_R = Pression du réservoir (Kg/cm²)

P_{st} = Pression standard (1.033 Kg/cm²)

Z = Facteur de compressibilité du gaz

DEFINITIONS

A SATURATED

ENVIRONMENT

DEFINITIONS

DEFINITIONS

DEFINITIONS

DEFINITIONS

DEFINITIONS

DEFINITIONS

* Cas d'une découverte avec plus d'un puits forés

1. Surface (km²):

- P90:

" ODT test (Cas huile)

" GDT test (Cas gaz)

- P50:

" ODT diagraphies (cas huile)

" GDT diagraphies (cas gaz)

- P10:

" Contact hydrocarbures / Eau ou split point

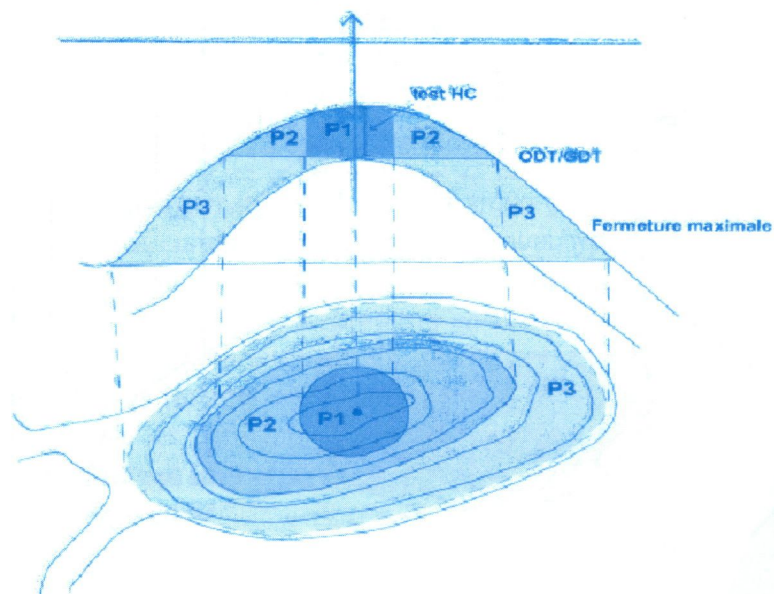
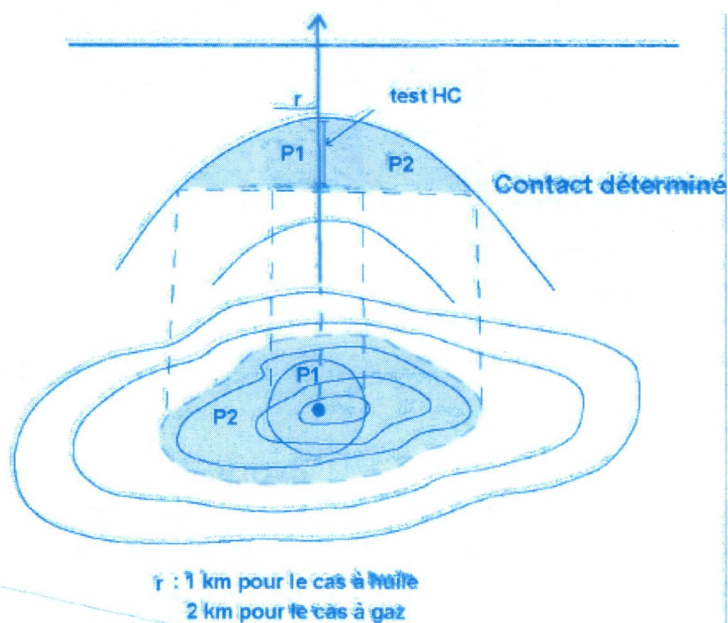
2. Hauteur utile (m), Net/Gross, Porosité et Saturation d'hydrocarbures

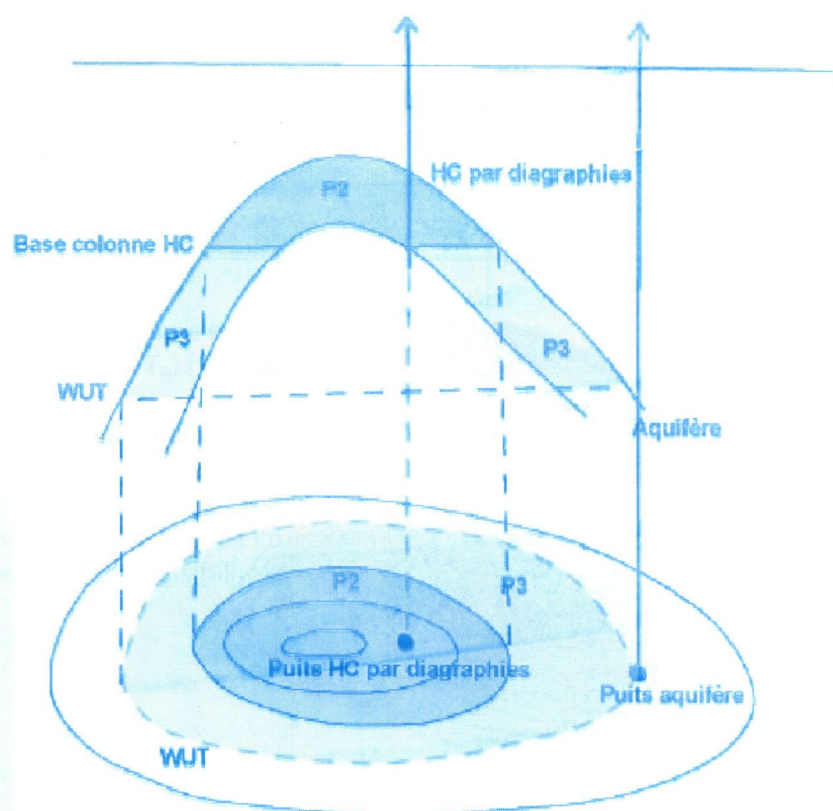
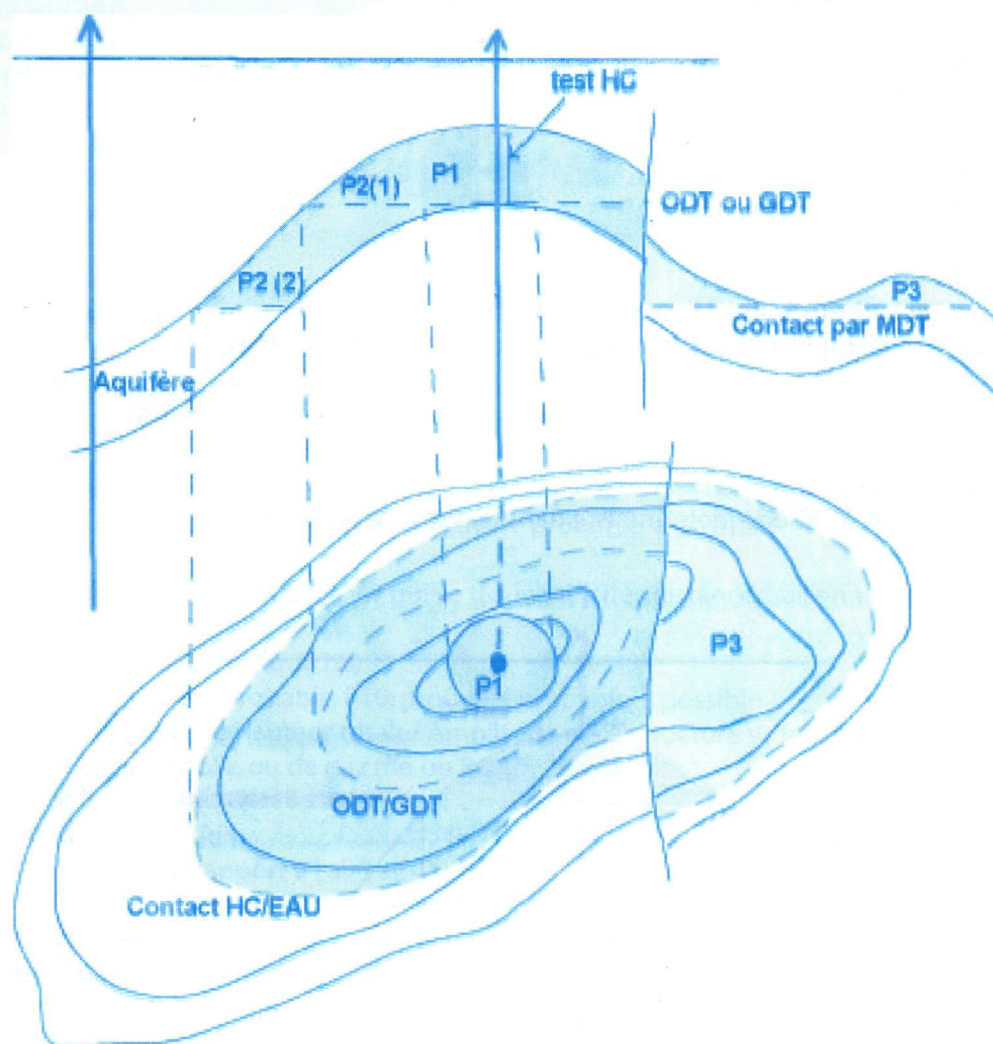
- P90 (P1), P50 (P1+P2), P10 (P1 +P2+P3)

" Détermination de ces paramètres à partir des puits forés sur la structure.

Division Exploration

Utilisation de la Méthode déterministe dans le calcul des réserves







EVOLUTION ET INTER-ACTION ENTRE LES ARGILES ET LES HYDROCARBURES DU R2 DANS LE SECTEUR NORD EST DE HASSI MESSAOUD

Lynda HACENE LHADJ, Co-auteur : Lonnie Kennedy,

Introduction

Le champ de Hassi-Messaoud est situé au Sud-Est algérien, limité au NW par le gisement de Ouargla, Guellaba et Haoud-Berkaoui ; au SW par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb ; au SE par les gisements de Rourde-El-Baguel et Mesdar et à l'Est par le gisement de Berkine. Fig 1

Choix du secteur

Le secteur qui a été choisi dans le cadre de cette étude est intermédiaire entre les zones 8, 9, 10, l'appendice de la zone 13 et l'interzone 6, 8, 10, 12 et l'appendice de la zone 13. Les raisons de ce choix sont les suivantes : Fig 2

- Nombreux puits où le R2 est atteint par forage ;
- Ces puits présentent des caractéristiques intéressantes ;
- Certains puits sont bons producteurs au niveau du R2 ;
- La pénétration en forage dans le R2 dépasse le repère C.

Aspect sédimentologique

Le réservoir R2 est subdivisé en deux parties : Le R2ab et le R2c. La description de carotte a montré un Cambrien exclusivement formé de grès à granulométrie variable caractérisant un faciès détritique. Le ciment est généralement argileux et les stratifications sont souvent bien développées. La fissuration est quasiment absente. On constate deux lithologies qui diffèrent plus ou moins : Celle du R2ab de couleur gris sombre avec plus de stratifications obliques et entrecroisées par rapport au grès de couleur gris clair et avec moins de stratifications.

Caractéristiques générales du réservoir R2ab

La particularité du réservoir R2ab est de présenter des argiles interstitielles de nature kaolinique ou illitique selon des pourcentages qui seront définis ultérieurement. Les films argileux et les intercalations interstitielles argileuses ont une répartition irrégulière. Par rapport au Ri et Ra, le R2 est caractérisé par sa granulométrie particulière qui engendre une porosité et une perméabilité conséquente.

La porosité

Les grès du R2 étant grossiers, très grossiers à microconglomératiques, l'espace intergranulaire est appréciable, impliquant de bonnes valeurs de porosités.

La perméabilité

Le R2 est connu comme ayant une matrice argileuse et argilo-gréseuse à dominante argileuse. De façon générale, les argiles sont définies comme étant des phyllosilicates hydratés se présentant avec une structure en feuillets superposés. Au niveau du R2, les principaux minéraux sont : la Kaolinite, l'Illite, secondairement de la Smectite, la Dickite... La Kaolinite qui se présente en vermiculites tapisse généralement les espaces poreux. L'Illite qui est la plus commune au niveau du R2 présente les caractéristiques minéralogiques proches de celles des micas. Sa texture en filaments prend les espaces intergranulaires et les bordures internes des pores. Pour cela, les perméabilités peuvent en être affectées. Ce qui peut constituer un argument positif en rapport avec les barrières de perméabilités en relation avec les minéraux argileux, principalement l'Illite, au niveau du R2.

Milieux de dépôts :

Introduction

Les études sédimentologiques faites à ce jour sur le réservoir de Hassi-Messaoud ont avancé quelques informations relatives aux types d'environnements sédimentaires correspondant aux différents niveaux de ce réservoir, montrant des phases d'apports gréseux entrecoupées de phases calmes à faciès argilo-silteux, comblant les irrégularités topographiques.

Proposition de modèle de faciès

Dans le cas de roches silicoclastiques, la distinction entre milieu « marin » et « non marin » est souvent arbitraire surtout dans les grès dépourvus de fossiles. La subdivision qui s'imposera dans cette étude est surtout d'ordre morphologique car l'attribution d'un grès à un milieu continental est surtout basé sur les structures sédimentaires. Le domaine continental est surtout caractérisé par des grès de type chenal, barrière,...Chose qui est difficilement remarquable au niveau du réservoir de Hassi-Messaoud, principalement le R2.

Séquences

La séquence fondamentale présente un affleurement vers le haut. Elle montre des dépôts de remplissage de chenal (accrétions latérales) suivis par des dépôts fins correspondants à un probable débordement de rivière sur la plaine lors des inondations (accrétions verticales). Les dépôts trainés de fond de lits couvrent une surface érosive à peu près horizontale et sont surmontés par des sables à stratifications obliques. Des stratifications horizontales peuvent aussi apparaître à différents niveaux. Les argiles et les silts représentent l'accrétion verticale durant la période d'inondation.

Structures sédimentaires des grès du R2 et type de réseaux fluviaux correspondants

Les structures sédimentaires du R2 sont assez restreintes. Au cours de la sédimentation, les différentes formes d'accumulations tel que les dunes, les bancs de sables, le remplissage de chenaux...évoluent sans cesse et la fossilisation se fera dans la zone la plus déprimée du réseau d'écoulement : Ainsi, un piégeage de sédiments sera assuré. Les formes les plus fréquentes et les plus régulièrement distribuées sont constituées de chenaux à fond très plat, correspondant à une phase d'érosion et remplis de sables déposés en feuillets à stratifications obliques moulant la forme du chenal. Ces formes ont été initialement décrites sous le nom de "gouttière" [O. de Charpal et al, 1962 ; O. Gabriel et al, 1968]. Les chenaux ont des dimensions comprises entre quelques mètres et plusieurs centaines de mètres de longueur. A l'affleurement, la largeur est cinq à dix fois supérieure à la profondeur. La longueur est environ dix fois supérieure à la largeur. On peut les assimiler au "trough cross bedding" des auteurs anglo-saxon (stratifications obliques arquées). Chaque chenal est creusé dans le sédiment préalablement déposé et sa surface d'érosion est nette, souvent quartzifiée. Une accumulation de quelques centimètres d'argiles, de siltstones ou de grès fins en garnit parfois le fond. Le remblaiement est un grès dont les feuillets, constitués alternativement par un sable grossier et un sable plus fin, représentent à l'état fossilisé les stades successifs d'avancée du talus en mouvement qui a comblé le chenal.

Les mouvements des courants

Les mécanismes de l'érosion due au courant sont divers mais bien connus dans les réseaux fluviaux : Des chenaux sont creusés lorsqu'il y a concentration du courant principal entre les berges généralement à sec ; des creusements de forme allongée en cigare ou gouttière se produisent sur les terrasses des fleuves en période de crue lorsque la turbulence du courant forme des tourbillons qui se déplacent d'amont en aval. Enfin, lors de la baisse des eaux, le ruissellement entraîne l'érosion régressive des bancs de sable et des terrasses qu'il creuse selon des bras de décrues. Ceci se remarque nettement sur carotte où l'on constate l'emboîtement des sections de chenaux, observé par les stratifications obliques (couramment appelées entrecroisées), soulignées par un fin lit argileux qui témoigne d'une incessante migration latérale au cours de chaque écoulement. Le rapprochement peut se faire avec l'affleurement en surface structurale dans les grès de base du Cambro-Ordovicien du Tassili n'Ajers.

Reconstitution d'ensemble du réseau fluvial du R2 :

L'analyse des épandages détritiques du Ra et R2 au secteur NE de Hassi Messaoud a montré des conditions de transport et d'accumulations de sédiment par des systèmes fluviaux proches l'un de l'autre en raison de la forme générale des corps gréseux. On a pu définir ainsi que les grès du R2 étaient à l'origine un réseau fluvial méandriforme en grande majorité (quelques passages en tresse et anastomosé selon le relief) avec une forte charge de fond et des variations régionales minimales. Il est donc indispensable de replacer ce réseau dans le cadre paléogéographique dans lequel il s'est développé, en tenant compte des distances régionales et locales sur lequel on peut l'identifier en fonction de sa géométrie, ses caractéristiques pétrographiques et dans la mesure du possible, son orientation, définissant le sens de l'écoulement. Les dépôts de base de la formation des Ajjers se sont largement étendus sur la surface parfaitement aplanie qu'est la pédiplaine infratassilienne. La localisation exacte de leur source n'est pas connue mais le sens d'écoulement généralisé amène à situer l'amont. Fig 3

Signification paléogéographique

De l'ensemble du drainage dans des régions de l'Afrique situées nettement au sud des zones les plus méridionales étudiées, s'étendant jusqu'aux forages nord sahariens. Leur extension est donc considérable puisque les structures des dépôts ont des caractères similaires (granulométrie, minéralogie...). Ce système de drainage, par extrapolation à celui du Tassili doit être très homogène sur plusieurs milliers de kilomètres, sans que l'on puisse mettre en évidence des plaines côtières, une frange littorale, des estuaires ou des deltas. Partout, les conditions de drainage restent analogues.

Le réseau classique méandriforme/anastomosé, appliqué au R2 du secteur d'étude peut avoir, par extrapolation régionale des phénomènes de drainages identifiés au Tassili (El-Moungar), trois environnements paléogéographiques possibles :

- Les cônes alluviaux ;
- Les plaines périglaciaires ;

- Les écoulements des régions semi-arides.

- a) Le premier cas doit être rejeté en raison de la planéité de la topographie, mais doit être pris en considération car il peut être appliqué au R3. Ceci étant, des études approfondies doivent être réalisées sur cette partie du réservoir afin d'en accentuer la mise en valeur des milieux de dépôts.
- b) Le deuxième cas doit être rejeté car, à ce jour, il n'y a eu aucune preuve de glaciation à cette époque et les figures caractéristiques des glaciations ne sont pas observables sur le faciès du R2 (tel que les moraines de fonte à blocs de granites qui indiquent le faciès type de glaciation de l'Ordovicien supérieur de l'Ahnnet, ou d'autres faciès types tel que les stratifications ondulées qui indiquent théoriquement la présence d'une calotte glaciaire).

Il est donc probable que le transport des sables se soit fait en conditions semi-aride, témoignant d'un écoulement saisonnier avec des périodes de crues et décrues, ce qui explique la présence de séquences positives et négatives (ces dernières étant très rares). Il apparaît qu'un tel système est donc aggradant puisque les dépôts se développent sur des épaisseurs et des surfaces importantes, se prolongeant sur de longues durées. Cette aggradation de dépôts correspond non pas à une transgression marine mais à une transgression de sédiments continentaux. Elle est d'ailleurs complexe car les dépôts sont probablement diachrones (bien que l'absence de faune ne permet pas de le préciser avec certitude). On peut même émettre l'hypothèse du prolongement du déplacement de la frange fluviale du Tassili, irrégulièrement en sens opposé des apports. Cependant, pour confirmer cette hypothèse, il aurait fallu avoir le maximum de données sur les orientations. Cela aurait même pu amener à démontrer un recul de sources d'apports ou une invasion marine, progressive et fluctuante, selon que les bilans de transport continentaux étaient positifs ou non.

Aspect minéralogique

Afin de confirmer les hypothèses citées ci-dessus, il est nécessaire d'établir une étude pétrographique au niveau du R2. Dans ce contexte, l'étude qui a été réalisée sur Omp35b a montré le peu de variations d'ensemble des caractères minéralogiques latéralement et verticalement. Le quartz forme la majeure partie du sédiment, de 75% à 80% en moyenne. Le reste se répartit entre l'argile cristallisée primaire ou secondaire, représentée par la kaolinite, l'illite, les hydromicas, les feldspaths et les minéraux lourds résistants (zircon,

tourmaline...). Le ciment est soit siliceux par nourrissage, soit argileux. Ce sont d'après des études effectuées au niveau d'autres manteaux sableux du crâton nord américain (par P.E. Potter et W.A. Pryor, 1961) les mécanismes de transport qui sont responsables de cette pauvreté du cortège minéralogique plutôt que l'existence d'une zone stable.

Interprétations

L'apport des quelques études antérieures effectuées sur le R2 associées à l'observation des carottes ont permis de réaliser le modèle géologique cité et en apporter certaines explications. En effet, malgré l'absence de témoins de datation, on peut établir une évolution et un parallèle entre les grès du R2 de Hassi-Messaoud et ceux de l'unité d'El-Moungar. Le R2 et l'unité d'El-Moungar se développant à la base des séries du Tassili et de Hassi-Messaoud, sont considérés comme les milieux les plus continentaux, caractérisés par la présence de système fluvatile. Dans ce cas, le R2 se développe en système tresse/anastomosé/méandriforme. Compte tenu de ces rappels, il est possible de proposer la synthèse suivante : Fig 4

- Le D1 : Grès grossiers à stratifications arquées et/ou obliques (through cross beddings) à base microconglomératique, correspondant à du fluvatile anastomosé et en tresse (ce dernier cas est le plus courant).
- La bosse siliceuse : Correspond à un phénomène diagénétique régional ayant une origine saisonnière et/ou climatique, où les conditions de pH, de température, de pression et de chimisme de l'eau ont en changé les paramètres.
- Le R2ab : Ayant pour caractéristique un faciès formé de séquences rythmiques, allant du système méandriforme, anastomosé et en tresse. Ceci indique un changement de pente, donc de sens d'écoulement de chenaux. En effet, le système méandriforme a un écart entre les deux berges allant jusqu'à 120° d'ouverture alors que le système en tresse et anastomosé a une ouverture de 60 à 70°. Les dépôts qui en résultent forment une nappe gréseuse discontinue et sans aucune véritable barrière latérale de perméabilité. Il est fort probable qu'il y est eu une variation de pente au niveau du R2 expliquant l'existence de ces dépôts en système méandriforme et anastomosé particulièrement. Ce changement de pente peut être en rapport avec l'inversion tectonique du Caradoc reconnue au Tassili. Cependant, le nombre de forages complets (atteignant le R2 et le R3) restent très insuffisant pour pouvoir réellement avancer cette théorie.
- Le R3 : Qui se développe à la base de la série peut être considéré comme le milieu le plus continental, se développant probablement en milieu de cônes alluviaux.

Etude des argiles

Une série argileuse homogène subit au cours de son enfouissement une évolution minéralogique par effet diagénétique et ce, en fonction de la profondeur. Les minéraux évoluent avec la profondeur pour atteindre une structure de micas et de chlorite (à 4000m environ) sans les effets de pression.

Durant ces différentes transformations, le ciment du grès du R2 évolue. La kaolinite, qui est à l'origine un ciment des sables dans des conditions paléogéographiques, peut évoluer en illite sous l'effet des eaux concentrées alors que les eaux acides (nappes d'eaux douces, altérations avec les eaux météoriques au cours d'une phase d'émersion) peut kaoliniser des silicates et des minéraux argileux.

Effets des argiles

Pour l'évaluation des réservoirs, il est nécessaire de distinguer d'abord les effets des argiles, si bien négatifs que positifs.

Les effets positifs

- Rôle de couverture dans les réservoirs ;
- Rôle de roche mère (foyer d'accumulation des hydrocarbures) ;
- Conserve ses propriétés diagénétiques ;
- Rôle de liant (assure une bonne cohésion de la roche) ;
- Rôle de catalyseur (accélérant le processus de maturation de la matière organique) ;
- Plasticité : Elle permet à la roche de conserver ses propriétés couvertures à l'issue des déformations structurales ;

Les effets négatifs :

- Rôle de liant mais réducteur de paramètres pétrophysiques dans le réservoir ;
- Réduction de la mobilité des fluides due aux grandes forces capillaires et de fortes valeurs de pression de fluides interstitiels ;
- Grande capacité d'échange cationique (couramment appelé C.E.C) pour certains minéraux tel que la smectite, apte à se gonfler, ce qui a des conséquences sur le trou de forage, provoquant des cavages et fait souvent coincer les garnitures ;
- Les mécanismes d'expulsion : Le déplacement d'une phase (huile ou gaz) dans un milieu argileux mouillé par l'eau se heurte aux lois de la capillarité et en principe, le déplacement est impossible.

Les principaux paramètres contrôlant les qualités réservoir :

Influence de la granulométrie

Les grès du R2 sont caractérisés par une granulométrie variable, allant de moyennement classés à mal classés, ainsi que par une morphoscopie sub-arrondie à sub-anguleuse. Dans ce cas, la granulométrie contrôle étroitement la perméabilité puisqu'elle intervient dans la connexion des pores. Il est à noter que l'extrême variabilité granulométrique du R2 dans le secteur d'étude laisse penser qu'il est probable que ce soit l'un des facteurs qui assure des résultats de perméabilités satisfaisants malgré l'existence d'obstacles qui seront décrits ultérieurement.

Influence des argiles

Par sa teneur et sa nature, l'argile influe directement sur les qualités du réservoir R2. En effet, il est connu que le R2 est caractérisé par une prédominance de l'illite par rapport à la kaolinite. Cependant, les teneurs des deux types d'argiles peuvent varier par rapport au repère C (au dessus ou en dessous du repère C) et selon les paramètres diagénétiques déjà cités.

La kaolinite :

Caractérisée par un empilement de cristaux tabulaires et bien cristallisés. Par cet effet, elle laisse subsister une bonne connexion entre pores. Son volume est sensé être moins important que celui de l'illite.

L'illite :

Minéral argileux d'aspect fibreux, ses fibres chevelues et serrées les unes aux autres diminuent considérablement les qualités réservoir, donc la communication entre pores, ce qui affecte la perméabilité.

Au niveau du R2 :

Deux cas se présentent : Celui au dessus du repère C et celui en dessous.

Au dessus du repère C :

- Le pourcentage des argiles sur les logs pétrographiques, matérialisé par de l'illite avec un taux de 90% en moyenne, les smectites avec 10% en moyenne et le tout représentant le 100% en argiles.
- Le pourcentage de kaolinite : En effet, celui-ci diminue considérablement pour laisser place aux argiles. A ceci, on constate que :
- Le taux d'argiles est de 50% en moyenne.
- Le taux de kaolinite est de 50% en moyenne.
- Au niveau des pics radioactifs, les argiles recouvrent la kaolinite.

En dessous du repère C :

Graduellement, on constate que les argiles avec les mêmes taux cités plus haut ont tendance à recouvrir la kaolinite.

Interprétation :

Ce recouvrement s'explique par quatre cas de nature diagénétiques:

- La formation de l'illite I à partir du sédiment originel ;
 - L'altération des feldspaths et silicates en kaolinite, ceci grâce aux eaux acides (nappes d'eau douce et eau météorique durant les émergences) ;
- L'altération des micas en chlorites ;
- La formation de l'illite à partir de la transformation de la kaolinite (cette dernière se transforme en illite avec la présence d'eaux concentrées).

A partir de ces observations, on peut avancer que la partie la plus adéquate à produire de l'huile par rapport à l'argilosité dans le secteur est celle du R2ab. Non seulement, la nature des argiles y est plus apte, connectant les pores par rapport à celle du R2c mais aussi, on a constaté qu'effectivement, les perméabilités évoluaient en fonction de plusieurs facteurs et en fonction de ce recouvrement des argiles par rapport à la kaolinite.

Interprétation :

Si le puits est situé près d'une faille et principalement d'un réseau de failles, le taux de silice secondaire conserve approximativement le même volume. Paradoxalement, si le puits est situé loin d'une faille ou d'un réseau de failles, le taux d'argiles augmente sensiblement par rapport à la kaolinite, ce qui implique :

- Pour les puits loins des failles, l'argilosité sera marquée par la présence d'illite principalement sous le repère C ;
- Pour les puits proches des failles, le taux de silice sera sensiblement important sous le repère C.

Concernant la structure du secteur d'étude, elle est sous forme de horsts au SE, héritée des mouvements de déformations du socle. Ce réseau de failles de direction NE-SW influence la productivité des puits car la position structurale des horizons producteurs en rapport avec les accidents locaux et régionaux font partie des facteurs responsables de la déviation probable du sens d'écoulement des hydrocarbures.

Influence de la diagénèse

La diagénèse influe énormément sur les caractéristiques pétrophysiques du réservoir, soit positivement ou négativement. Ceci a été observé au niveau des points suivants :

- Le ciment siliceux a été observé et évalué sur le réservoir R2ab et R2c, montrant qu'il était plus important au niveau de ce dernier lorsque les puits sont aux abords des failles ;
- La formation du ciment siliceux, précoce ou tardive, est souvent néfaste pour les qualités réservoir, occupant les porosités intergranulaires et ceci a théoriquement lieu lorsque la morphoscopie est sub-anguleuse. Il est à signaler que le phénomène de pression-dissolution diminue la perméabilité (en agissant sur le volume des vides) mais que, son importance est beaucoup moins importante dans le R2 par rapport au Ra ou encore au Ri.

Implication de ces différents résultats sur le réservoir :

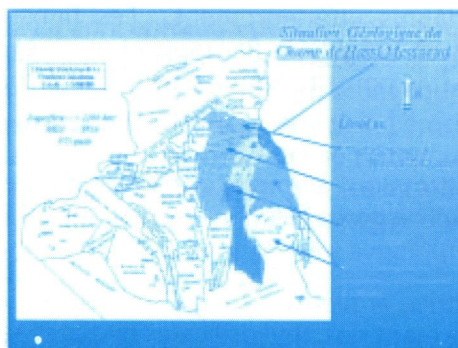
Le phénomène d'altération des argiles a tendance à être ralenti par l'arrivée des huiles. En effet, les argiles authigènes ne continueront pas leurs transformations, ce qui peut être probablement l'une des raisons pour lesquelles le réservoir R2C contient plus d'illite que le réservoir R2ab. Autrement dit, si l'on prend l'aspect théorique de la venue des hydrocarbures, donc suivant la gravité, le phénomène d'altération sera bloqué lorsque la partie en question du réservoir sera saturé de ces hydrocarbures en question. Les caractéristiques des argiles avancées sont hydrophiles contribuant à maintenir le plan d'eau



EVOLUTION ET INTER-RELATION ENTRE LES ARGILES ET LES HYDROCARBURES DU RÉSERVOIR R2 DANS LE SECTEUR NE DE HASSI-MESSAOUD

Lynda HACENE LHADJ, Ahmed MAZARI,

Résumé – Le réservoir R2 au niveau du champ de HMD a toujours été sujet à problèmes de production vu que sa nature est à matrice argilo-silteuse et dominante argileuse. Les paramètres diagénétiques sont les principaux responsables de ces problèmes, ce qui fait varier les pourcentages des constituants argileux rendant le réservoir poreux et non perméable. Cette étude tentera d'éclairer le problème et de proposer des solutions locales, surtout au niveau du secteur NE du champ où le réservoir R2 est situé juste sous la discordance hercynienne et donc comme le principal réservoir de cette partie du champ et il est important de savoir comment en exploiter ces capacités.



INTRODUCTION

Le champ de Hassi-Messaoud est situé au Sud-Est algérien, limité au NW par le gisement de Ouargla, Guellaba et Haoud-Berkaoui ; au SW par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb ; au SE par les gisements de Rourde-El-Baguel et Mesdar et à l'Est par le gisement de Berkine.

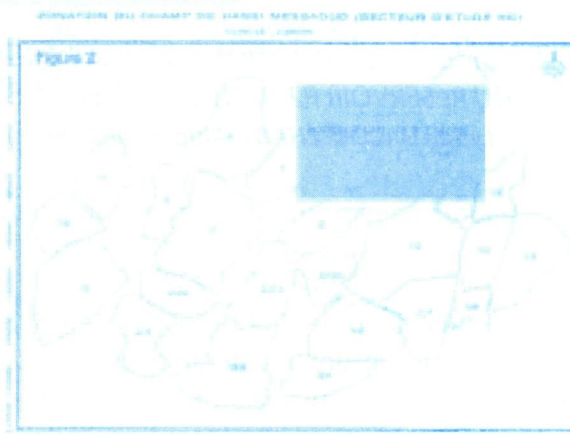
CHOIX DU SECTEUR

Le secteur qui a été choisi dans le cadre de cette étude est intermédiaire entre les zones 8, 9, 10, l'appendice de la zone 13 et l'interzone 6, 8, 10, 12 et l'appendice de la zone 13. Les raisons de ce choix sont les suivantes :

- Nombreux puits où le R2 est atteint par forage ;
- Ces puits présentent des caractéristiques intéressantes ;
- Certains puits sont bons producteurs au niveau du R2 ;
- La pénétration en forage dans le R2 dépasse le repère C.

ASPECT SEDIMENTOLOGIQUE

Le réservoir R2 est subdivisé en deux parties : Le R2ab et le R2c. La description de carotte a montré un Cambrien exclusivement formé de grès à granulométrie variable caractérisant un faciès **détritique**. Le ciment est généralement argileux et les stratifications sont souvent bien développées. La fissuration est **quasiment** absente. On constate deux lithologies qui diffèrent plus ou moins : Celle du R2ab de couleur gris sombre avec plus de stratifications obliques et entrecroisées par rapport au grès de couleur gris clair et avec **moins** de stratifications.



CARACTERISTIQUES GENERALES DU RESERVOIR R2AB

La particularité du réservoir R2ab est de présenter des argiles interstitielles de nature kaolinitique ou illitique selon des pourcentages qui seront définis ultérieurement. Les films argileux et les intercalations interstitielles argileuses ont une répartition irrégulière. Par rapport au Ri et Ra, le R2 est caractérisé par sa granulométrie particulière qui engendre une porosité et une perméabilité conséquente

LA POROSITE

Les grès du R2 étant grossiers, très grossiers à microconglomératiques, l'espace intergranulaire est appréciable, impliquant de bonnes valeurs de porosités.

LA PERMEABILITE

Le R2 est connu comme ayant une matrice argileuse et argilo-gréseuse à dominante argileuse. De façon générale, les argiles sont définies comme étant des phyllosilicates hydratés se présentant avec une structure en feuillets superposés. Au niveau du R2, les principaux minéraux sont : la Kaolinite, l'illite, secondairement de la Smectite, la Dickite et d'autres minéraux. La Kaolinite qui se présente en vermiculites tapisse généralement les espaces poreux. L'illite qui est la plus commune au niveau du R2 présente les caractéristiques minéralogiques proches de celles des micas. Sa texture en filaments prend les espaces intergranulaires et les bordures internes des pores. Pour cela, les perméabilités peuvent en être affectées. Ce qui peut constituer un argument positif en rapport avec les barrières de perméabilités en relation avec les minéraux argileux, principalement l'illite, au niveau du R2.

MILIEUX DE DÉPÔTS :

1.1. Introduction

Les études sédimentologiques faites à ce jour sur le réservoir de Hassi-Messaoud ont avancé quelques informations relatives aux types d'environnements sédimentaires correspondant aux différents niveaux de ce réservoir montrant des phases d'apports gréseux entrecoupées de phases calmes à faciès argilo-silteux, comblant les irrégularités topographiques.

1.2. Proposition de modèle de faciès

Dans le cas de roches silicoclastiques, la distinction entre milieu « marin » et « non marin » est souvent arbitraire surtout dans les grès dépourvus de fossiles. La subdivision qui s'imposera dans cette étude est surtout d'ordre morphologique car l'attribution d'un grès à un milieu continental est surtout basé sur les structures sédimentaires. Le domaine continental est surtout caractérisé par des grès de type chenal ou barrière, chose qui est difficilement remarquable au niveau du réservoir de Hassi-Messaoud, principalement le R2.

1.3. Séquences

La séquence fondamentale présente un affleurement vers le haut. Elle montre des dépôts de remplissage de chenal (accrétions latérales) suivis par des dépôts fins correspondants à un probable débordement de rivière sur la plaine lors des inondations (accrétions verticales). Les dépôts traînés de fond de lits couvrent une surface érosive à peu près horizontale et sont surmontés par des sables à stratifications obliques. Des stratifications horizontales peuvent aussi apparaître à différents niveaux. Les argiles et les silts représentent l'accrétion verticale durant la période d'inondation.

1.4. Structures sédimentaires des grès du R2 et type de réseaux fluviaux correspondants

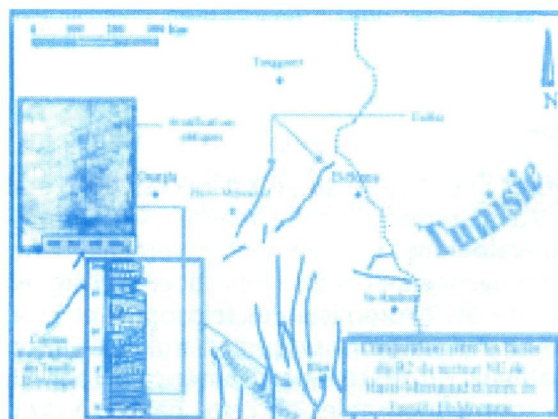
Les structures sédimentaires du R2 sont assez restreintes. Au cours de la sédimentation, les différentes formes d'accumulations tel que les dunes, les bancs de sables, le remplissage de chenaux évoluent sans cesse et la fossilisation se fera dans la zone la plus déprimée du réseau d'écoulement. Ainsi, un piégeage de sédiments sera assuré. Les formes les plus fréquentes et les plus régulièrement distribuées sont constituées de chenaux à fond très plat, correspondant à une phase d'érosion et remplis de sables déposés en feuillets à stratifications obliques moulant la forme du chenal. Ces formes ont été initialement décrites sous le nom de "gouttière" [O. de charpal et al, 1962 ; O. Gabriel et al, 1968]. Les chenaux ont des dimensions comprises entre quelques mètres et plusieurs centaines de mètres de longueur. A l'affleurement, la largeur est cinq à dix fois supérieure à la profondeur. La longueur est environ dix fois supérieure à la largeur. On peut les assimiler au "trough cross bedding" des auteurs anglo-saxon (stratifications obliques arquées). Chaque chenal est creusé dans le sédiment préalablement déposé et sa surface d'érosion est nette, souvent quartzifiée. Une accumulation de quelques centimètres d'argiles, de siltstones ou de grès fins en garnit parfois le fond. Le remblaiement est un grès dont les feuillets, constitués alternativement par un sable grossier et un sable plus fin, représentent à l'état fossilisé les stades successifs d'avancée du talus en mouvement qui a comblé le chenal.

1.5. Les mouvements des courants

Les mécanismes de l'érosion due au courant sont divers mais bien connus dans les réseaux fluviaux. Des chenaux sont creusés lorsqu'il y a concentration du courant principal entre les berges généralement à sec ; des creusements de forme allongée en cigare ou gouttière se produisent sur les terrasses des fleuves en période de crue lorsque la turbulence du courant forme des tourbillons qui se déplacent d'amont en aval. Enfin, lors de la baisse des eaux, le ruissellement entraîne l'érosion régressive des bancs de sable et des terrasses qu'il creuse selon des bras de décroches. Ceci se remarque nettement sur carotte où l'on constate l'emboîtement des sections de chenaux, observé par les stratifications obliques (couramment appelées entrecroisées), soulignées par un fin lit argileux qui témoigne d'une incessante migration latérale au cours de chaque écoulement. Le rapprochement peut se faire avec l'affleurement en surface structurale dans les grès de base du Cambro-Ordovicien du Tassili n'Ajers.

1.6. Reconstitution d'ensemble du réseau fluvial du R2 :

L'analyse des épandages détritiques du Ra et R2 au secteur NE de Hassi Messaoud a montré des conditions de transport et d'accumulations de sédiment par des systèmes fluviaux proches l'un de l'autre en raison de la forme générale des corps gréseux. On a pu définir ainsi que les grès du R2 étaient à l'origine un réseau fluvial méandriforme en grande majorité (quelques passages en tresse et anastomosé selon le relief) avec une forte charge de fond et des variations régionales minimales. Il est donc indispensable de replacer ce réseau dans le cadre paléogéographique dans lequel il s'est développé, en tenant compte des distances régionales et locales sur lequel on peut l'identifier en fonction de sa géométrie, ses caractéristiques pétrographiques et dans la mesure du possible, son orientation, définissant le sens de l'écoulement. Les dépôts de base de la formation des Ajjers se sont largement étendus sur la surface parfaitement aplanie qu'est la pédiplaine infratassilienne. La localisation exacte de leur source n'est pas connue mais le sens d'écoulement généralisé amène à situer l'amont.



1.7. Signification paléogéographique

De l'ensemble du drainage dans des régions de l'Afrique situées nettement au sud des zones les plus méridionales étudiées, s'étendant jusqu'aux forages nord sahariens. Leur extension est donc considérable puisque les structures des dépôts ont des caractères similaires (granulométrie, minéralogie...). Ce système de drainage, par extrapolation à celui du Tassili doit être très homogène sur plusieurs milliers de kilomètres, sans que l'on puisse mettre en évidence des plaines côtières, une frange littorale, des estuaires ou des deltas. Partout, les conditions de drainage restent analogues.

Le réseau classique méandriforme/anastomosé, appliqué au R2 du secteur d'étude peut avoir, par extrapolation régionale des phénomènes de drainages identifiés au Tassili (El-Moungar), trois environnements paléogéographiques possibles :

- Les cônes alluviaux ;
 - Les plaines périglaciaires ;
 - Les écoulements des régions semi-arides.
- a) Le premier cas doit être rejeté en raison de la planéité de la topographie, mais doit être pris en considération car il peut être appliqué au R3. Ceci étant, des études approfondies doivent être réalisées sur cette partie du réservoir afin d'en accentuer la mise en valeur des milieux de dépôts.
- b) Le deuxième cas doit être rejeté car, à ce jour, il n'y a eu aucune preuve de glaciation à cette époque et les figures caractéristiques des glaciations ne sont pas observables sur le faciès du R2 (tel que les moraines de fonte à blocs de granites qui indiquent le faciès type de glaciation de l'Ordovicien supérieur de l'Ahnnet, ou d'autres faciès types tel que les stratifications ondulées qui indiquent théoriquement la présence d'une calotte glaciaire).

Il est donc probable que le transport des sables se soit fait en conditions semi-aride, témoignant d'un écoulement saisonnier avec des périodes de crues et décrues, ce qui explique la présence de séquences positives et négatives (ces dernières étant très rares). Il apparaît qu'un tel système est donc aggradant puisque les dépôts se développent sur des épaisseurs et des surfaces importantes, se prolongeant sur de longues durées. Cette aggradation de dépôts correspond non pas à une transgression marine mais à une transgression de sédiments continentaux. Elle est d'ailleurs complexe car les dépôts sont probablement diachrones (bien que l'absence de faune ne permet pas de le préciser avec certitude). On peut même émettre l'hypothèse du prolongement du déplacement de la frange fluviatile du Tassili, irrégulièrement en sens opposé des apports. Cependant, pour confirmer cette hypothèse, il aurait fallu avoir le maximum de données sur les orientations. Cela aurait même pu amener à démontrer un recul de sources d'apports ou une invasion marine, progressive et fluctuante, selon que les bilans de transport continentaux étaient positifs ou non.

1.8. Aspect minéralogique

Afin de confirmer les hypothèses citées ci-dessus, il est nécessaire d'établir une étude pétrographique au niveau du R2. Dans ce contexte, l'étude qui a été réalisée sur Omp35b a montré le peu de variations d'ensemble des caractères minéralogiques latéralement et verticalement. Le quartz forme la majeure partie du sédiment, de 75% à 80% en moyenne. Le reste se répartit entre l'argile cristallisée primaire ou secondaire, représentée par la kaolinite, l'illite, les hydromicas, les feldspaths et les minéraux lourds résistants (zircon, tourmaline). Le ciment est soit siliceux par nourrissage, soit argileux. Ce sont d'après des études effectuées au niveau d'autres manteaux sableux du crâton nord américain (par P.E. Potter et W.A. Pryor, 1961) les mécanismes de transport qui sont responsables de cette pauvreté du cortège minéralogique plutôt que l'existence d'une zone stable.

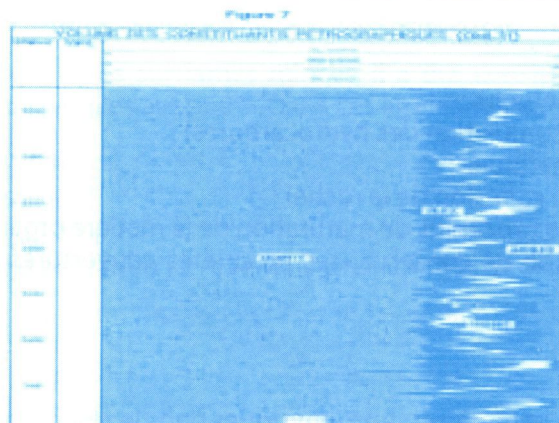


Figure 4 : Constituants pétrographiques du R2 à OML31

1.9. Interprétations

L'apport des quelques études antérieures effectuées sur le R2 associé à l'observation des carottes ont permis de réaliser le modèle géologique cité et en apporter certaines explications. En effet, malgré l'absence de témoins de datation, on peut établir une évolution et un parallèle entre les grès du R2 de Hassi-Messaoud et ceux de l'unité d'El-Moungar. Le R2 et l'unité d'El-Moungar se développant à la base des séries du Tassili et de Hassi-Messaoud, sont considérés comme les milieux les plus continentaux, caractérisés par la présence de système fluviatile. Dans ce cas, le R2 se développe en système tresse/anastomosé/méandrique. Compte tenu de ces rappels, il est possible de proposer la synthèse suivante.

- Le D1 : Grès grossiers à stratifications arquées et/ou obliques (through cross beddings) à base microconglomératique, correspondant à du fluviatile anastomosé et en tresse (ce dernier cas est le plus courant).
- La bosse siliceuse : Correspond à un phénomène diagénétique régional ayant une origine saisonnière et/ou climatique, où les conditions de pH, de température, de pression et de chimisme de l'eau ont en changé les paramètres.
- Le R2ab : Ayant pour caractéristique un faciès formé de séquences rythmiques, allant du système méandrique, anastomosé et en tresse. Ceci indique un changement de pente, donc de sens d'écoulement de chenaux. En effet, le système méandrique a un écart entre les deux berges allant jusqu'à 120° d'ouverture alors que le système en tresse et anastomosé a une ouverture de 60 à 70°. Les dépôts qui en résultent forment une nappe gréseuse discontinue et sans aucune véritable barrière latérale de perméabilité. Il est fort probable qu'il y est eu une variation de pente au niveau du R2 expliquant l'existence de ces dépôts en système méandrique et anastomosé particulièrement. Ce changement de pente peut être en rapport avec l'inversion tectonique du Caradoc reconnue au Tassili. Cependant, le nombre de forages complets (atteignant le R2 et le R3) restent très insuffisant pour pouvoir réellement avancer cette théorie.
- Le R3 : Qui se développe à la base de la série peut être considéré comme le milieu le plus continental, se développant probablement en milieu de cônes alluviaux.

1.10. Etude des argiles

Une série argileuse homogène subit au cours de son enfouissement une évolution minéralogique par effet diagénétique et ce, en fonction de la profondeur. Les minéraux évoluent avec la profondeur pour atteindre une structure de micas et de chlorite (à 4000m environ) sans les effets de pression.

Durant ces différentes transformations, le ciment du grès du R2 évolue. La kaolinite, qui est à l'origine un ciment des sables dans des conditions paléogéographiques, peut évoluer en illite sous l'effet des eaux concentrées alors que les eaux acides (nappes d'eaux douces, altérations avec les eaux météoriques au cours d'une phase d'émersion) peut kaoliniser des silicates et des minéraux argileux.

1.11. Effets des argiles

Pour l'évaluation des réservoirs, il est nécessaire de distinguer d'abord les effets des argiles, si bien négatifs que positifs.

Les effets positifs :

- Rôle de couverture dans les réservoirs ;
- Rôle de roche mère (foyer d'accumulation des hydrocarbures) ;
- Conserve ses propriétés diagénétiques ;
- Rôle de liant (assure une bonne cohésion de la roche) ;
- Rôle de catalyseur (accélérant le processus de maturation de la matière organique) ;
- Plasticité : Elle permet à la roche de conserver ses propriétés couvertures à l'issue des déformations structurales.

Les effets négatifs

- Rôle de liant mais réducteur de paramètres pétrophysiques dans le réservoir ;
- Réduction de la mobilité des fluides due aux grandes forces capillaires et de fortes valeurs de pression de fluides interstitiels ;
- Grande capacité d'échange cationique (couramment appelé C.E.C) pour certains minéraux tel que la smectite, apte à se gonfler, ce qui a des conséquences sur le trou de forage, provoquant des cavages et fait souvent coincer les garnitures ;
- Les mécanismes d'expulsion : Le déplacement d'une phase (huile ou gaz) dans un milieu argileux mouillé par l'eau se heurte aux lois de la capillarité et en principe, le déplacement est impossible.

Les principaux paramètres contrôlant les qualités réservoir sont cités ci-dessous.

1.12. Paramètres pétrographiques

L'hétérogénéité latérale et verticale du réservoir due à la très rapide succession d'unités élémentaires à bonnes caractéristiques pétrophysiques et d'autres unités à mauvaises caractéristiques pétrophysiques est contrôlée par certains paramètres lithologiques qui sont :

- La granulométrie, la morphoscopie et le classement des grains ;
- La nature et la teneur des argiles ;
- La diagénèse subie par les grès.

1.13. Influence de la granulométrie

Les grès du R2 sont caractérisés par une granulométrie variable, allant de moyennement classés à mal classés, ainsi que par une morphoscopie sub-arrondie à sub-anguleuse. Dans ce cas, la granulométrie contrôle étroitement la perméabilité puisqu'elle intervient dans la connexion des pores. Il est à noter que l'extrême variabilité granulométrique du R2 dans le secteur d'étude laisse penser qu'il est probable que ce soit l'un des facteurs qui assure des résultats de perméabilités satisfaisants malgré l'existence d'obstacles qui seront décrits ultérieurement.

1.14. Influence des argiles

Par sa teneur et sa nature, l'argile influe directement sur les qualités du réservoir R2. En effet, il est connu que le R2 est caractérisé par une prédominance de l'illite par rapport à la kaolinite. Cependant, les teneurs des deux types d'argiles peuvent varier par rapport au repère C (au dessus ou en dessous du repère C) et selon les paramètres diagénétiques déjà cités.

1.1.1. La kaolinite :

Caractérisée par un empilement de cristaux tabulaires et bien cristallisés. Par cet effet, elle laisse subsister une bonne connexion entre pores. Son volume est sensé être moins important que celui de l'illite.

1.1.2. L'illite :

Minéral argileux d'aspect fibreux, ses fibres chevelues et serrées les unes aux autres diminuent considérablement les qualités réservoir, donc la communication entre pores, ce qui affecte la perméabilité.

1.15. Résultats :

D'après les études qui ont été faites sur lames minces, il a été constaté qu'au niveau du Ra, le taux de kaolinite l'emporte sur celui des argiles avec 60%. Dans ces argiles se positionnent en moyenne :

- Les smectites avec un taux de 5% ;
- L'illite avec un taux de 80% ;
- La chlorite avec un taux de 10% ;
- De la kaolinite en phase d'altération (en éventail) avec un taux de 5%.

1.16. Au niveau du R2 :

Deux cas se présentent : Celui au dessus du repère C et celui en dessous.

1.1.3. Au dessus du repère C :

La longueur moyenne des réservoirs traversés par carottage où les lames minces ont été réalisées est de 50m. A cet effet, quatre puits ont été analysés :

- Oml13 ;
- Oml31 ;
- Omp35bis ;
- Omp37.

Un phénomène particulier a été souligné en fonction de l'observation des lames minces. Celui-ci est en relation avec les volumes des minéraux argileux caractérisés par :

- Le pourcentage des argiles sur les logs pétrographiques, matérialisé par de l'illite avec un taux de 90% en moyenne, les smectites avec 10% en moyenne et le tout représentant le 100% en argiles.
- Le pourcentage de kaolinite : En effet, celui-ci diminue considérablement pour laisser place aux argiles. A ceci, on constate que :
- Le taux d'argiles est de 50% en moyenne.
- Le taux de kaolinite est de 50% en moyenne.
- Au niveau des pics radioactifs, les argiles recouvrent la kaolinite.

1.1.4. En dessous du repère C :

Graduellement, on constate que les argiles avec les mêmes taux cités plus haut ont tendance à recouvrir la kaolinite.

1.1.5. Interprétation :

Ce recouvrement s'explique par quatre cas de nature diagénétiques:

- La formation de l'illite I à partir du sédiment originel ;
- L'altération des feldspaths et silicates en kaolinite, ceci grâce aux eaux acides (nappes d'eau douce et eau météorique durant les émersions) ;
- L'altération des micas en chlorites ;
- La formation de l'illite à partir de la transformation de la kaolinite (cette dernière se transforme en illite avec la présence d'eaux concentrées).

A partir de ces observations, on peut avancer que la partie la plus adéquate à produire de l'huile par rapport à l'argilosité dans le secteur est celle du R2ab. Non seulement, la nature des argiles y est plus apte, connectant les pores par rapport à celle du R2c mais aussi, on a constaté qu'effectivement, les perméabilités évoluaient en fonction de plusieurs facteurs et en fonction de ce recouvrement des argiles par rapport à la kaolinite.

1.17. Influence des phénomènes tectoniques

Les mouvements tectoniques peuvent affecter le réservoir favorablement ou négativement.

Favorablement par la création de drains artificiels par l'intermédiaire de fissures et de fractures et négativement par le colmatage de ces fissures empêchant toute connexion entre pores ou encore, intense silicification aux abords des failles. De ce fait, à partir des observations de lames minces (résultats études pétrographiques) et des résultats de l'Elan, il a été constaté les faits suivants :

1.18. Cas de Omp37 et Oml31

Le phénomène d'augmentation du taux d'argiles par rapport à la kaolinite est atténué sur ces deux puits aux abords de failles - donc tectonisé - Le taux de silice secondaire augmente sensiblement au dépend de celui des argiles ne recouvrant pas la courbe de kaolinite (comme ceci peut être constaté à Oml13).

1.19. Cas de Oml13 et Omp35bis

Oml13 est situé à 3.048Km de la faille d'Oml422 recoupant la principale faille du champ de Hassi-Messaoud, de direction NNE-SSW. Quant à Omp35bis, il est situé à 1.020Km de la faille en question. Ces deux puits sont donc considérés loin du système de failles. On y note le bon recouvrement de la courbe argiles (avec de l'illite à 80% en moyenne) sur celle de la kaolinite.

1.20. Interprétation :

Si le puits est situé près d'une faille et principalement d'un réseau de failles, le taux de silice secondaire conserve approximativement le même volume. Paradoxalement, si le

puits est situé loin d'une faille ou d'un réseau de failles, le taux d'argiles augmente sensiblement par rapport à la kaolinite, ce qui implique :

- Pour les puits loins des failles, l'argilosité sera marquée par la présence d'illite principalement sous le repère C ;
- Pour les puits proches des failles, le taux de silice sera sensiblement important sous le repère C.

Concernant la structure du secteur d'étude, elle est sous forme de horsts au SE, héritée des mouvements de déformations du socle. Ce réseau de failles de direction NE-SW influence la productivité des puits car la position structurale des horizons producteurs en rapport avec les accidents locaux et régionaux font partie des facteurs responsables de la déviation probable du sens d'écoulement des hydrocarbures.

1.21. Influence de la diagénèse

La diagénèse influe énormément sur les caractéristiques pétrophysiques du réservoir, soit positivement ou négativement. Ceci a été observé au niveau des points suivants :

- Le ciment siliceux a été observé et évalué sur le réservoir R2ab et R2c, montrant qu'il était plus important au niveau de ce dernier lorsque les puits sont aux abords des failles ;
- La formation du ciment siliceux, précoce ou tardive, est souvent néfaste pour les qualités réservoir, occupant les porosités intergranulaires et ceci a théoriquement lieu lorsque la morphoscopie est sub-anguleuse. Il est à signaler que le phénomène de pression-dissolution diminue la perméabilité (en agissant sur le volume des vides) mais que, son importance est beaucoup moins importante dans le R2 par rapport au Ra ou encore au Ri.

EVALUATION DES PRINCIPAUX PARAMÈTRES DE PRODUCTION

1.22. L'interface huile/eau (huile/eau)

Le R2 étant un réservoir avec ciment à dominante argileuse, il est donc connu qu'il doit automatiquement garder en réserve de l'eau. C'est donc un réservoir où les saturations en eau sont assez important par rapport au réservoir Ra et Ri. Le nombre de puits où ont été faits les ELANS est insuffisant pour avoir de bons résultats.

Cependant, il est possible de donner une approche concernant l'interface huile/eau. Cette approche se résume au points suivants :

- Il a été constaté que la fluctuation de l'interface huile/eau varie probablement avec le rejet de faille. En effet, plus le rejet est grand, plus l'interface huile/eau est haute structuralement, parfois au dessus du repère C.
- Par rapport au nombre de puits étudié, 28% d'entre eux ont l'interface huile/eau sous le repère C ; 42.85% ont l'interface huile/eau sous le repère C et 28% des puits ont l'interface huile/eau au repère R250 (repère C). On notera que la saturation de l'interface qui a été prise en considération est de 65%.
- Ceci montre que l'interface huile/eau est variable. Aussi, l'augmentation des saturations en eau (S_w) se faisait le plus souvent à partir du repère C, avec un taux pouvant atteindre les 15%.
- On peut conclure que l'interface huile/eau se situe en moyenne à 4m sous le repère C, c'est à dire à 40m sous le toit du R2.

CONCLUSIONS

Le secteur NE du champ de Hassi-Messaoud présente certaines caractéristiques géologiques qu'il est important de noter. Ces caractéristiques se résument comme suit :

- Erosion d'une bonne partie des drains du Ra;
- Réservoir de nature très argileuse ;
- Prédominance de la Kaolinite sur l'Illite au niveau du R2ab ;
- Prédominance de l'Illite au niveau du R2c ;
- Augmentation du taux de Silice secondaire dans les puits situés près des failles ;
- Situation du plan d'eau à 40m sous le toit du repère C en moyenne ;
- Caractéristiques pétrophysiques très hétérogènes tout le long du réservoir R2, se matérialisant par une bonne porosité et une perméabilité médiocre.

RECOMMANDATIONS

Il serait intéressant d'initier un certain nombre d'étude en relation étroite avec le taux d'argiles existant au niveau du réservoir R2. Ces études se résument à :

- Approche diffractométriques des argiles du R2 ;
- Etude détaillée au microscope optique du réservoir R2 dans le secteur afin d'affiner les résultats diagénétiques qui ont pu être initiés auparavant ;
- Comparaison minéralogique des grès du R2 du secteur NNE du champ de HMD avec ceux du secteur SW du même champ.

Concernant la production, il serait intéressant de programmer des reprises de puits en Short-Radius en ayant comme principale cible le R2ab, ce dernier ayant les caractéristiques pétrophysiques les plus intéressantes et ayant le moins de chances possibles d'être en rapport avec le plan d'eau.



Réservoirs productifs d'hydrocarbures avec de basses porosités

Apport de l'imagerie et des Tests Communication

Abdenour Merabet, Fethi Elarouci

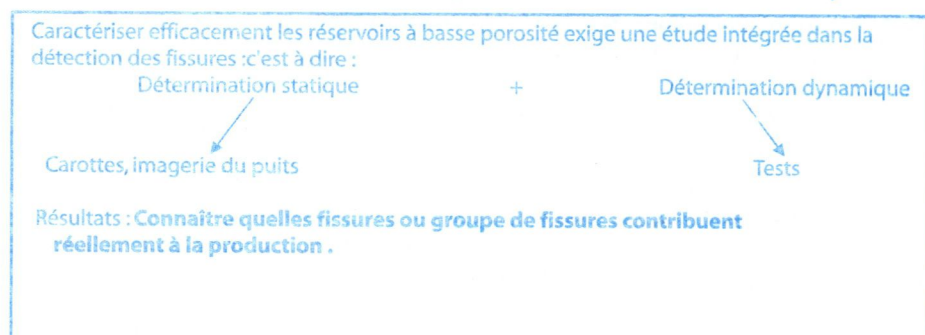
Abstract :

les réservoirs à basse porosité sont caractérisés par la présence des fissures, et constituent une bonne partie des réserves mondiales d'hydrocarbures. En Algérie ces réservoirs sont généralement appréciables dans le Cambro – Ordovicien et produisent de l'huile et du gaz.

Cependant la détection des fissures dans ce type de réservoir reste primordiale du fait qu'elle a une incidence directe sur la productivité des puits (augmentation de la perméabilité) Ce travail présente une nouvelle approche de caractérisation de ces réservoirs représentée par une analyse simultanée de l'imagerie du puits par les outils FMI –UBI, ainsi que l'interprétation des tests dans ce type de réservoirs. L'intégration de ces deux techniques a permis une quantification de ces réservoirs tant statique que dynamique. L'application de cette technique est présentée dans le champ de Bahar El-Hammar et plus particulièrement dans le réservoir Quartzites de Hamra.

1. Introduction

Les réservoirs à basse porosité sont caractérisés par la présence de fissures. Ces réservoirs constituent une bonne partie des réserves mondiales d'hydrocarbures. Leur détection reste primordiale du fait qu'elle a une relation directe avec la productivité des puits (augmentation considérable de la perméabilité).



A partir des carottes : Description visuelle d'un échantillon du réservoir (représentatif ?) aux conditions de surface (décompression des pores et ouverture des fractures fermées)

A partir de l'imagerie : permet la détection des fractures in situ sur les parois du trou (Fractures resistives , fractures conductives, fractures ouvertes , fermées , Breakout, fractures induites).

A partir des tests des puits : Les réservoirs fracturés sont généralement caractérisés par le modèle du système à double porosité, cependant plusieurs autres modèles peuvent refléter ce type de réservoir à savoir : modèle fissuré homogène, modèle fissuré anisotrope, modèle fissuré composite ...etc (lequel choisir ?)

2. Types de fractures déterminées par l'imagerie du puits

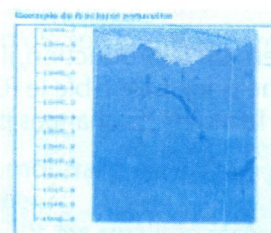
Fracture ouverte :

Ce type de fractures augmente sensiblement la perméabilité parallèle au plan de la fracture, cette perméabilité est fonction de l'ouverture initiale, de la rugosité et de la contrainte appliquée à la surface de la fracture.

Sa trace sur l'image du puits (FMI) est une sinusoïde continue de couleur sombre (ou fracture conductive).

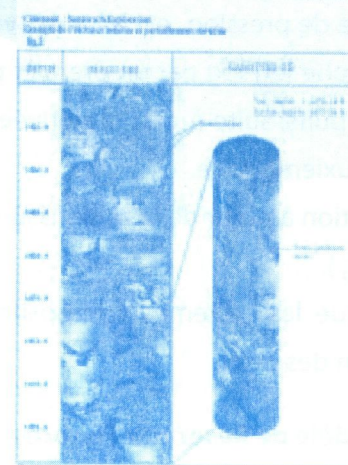
Fracture cimentée :

Elle est considérée comme une barrière de perméabilité dont l'effet dépend du degré de remplissage par cristallisation. Elle est perçue sur les images du puits (FMI) comme une fracture résistive



Fracture partiellement ouverte :

Ces fractures sont originellement fermées mais se sont réouvertes au niveau du forage par la modification de l'état des contraintes provoquées par celui-ci. Elles sont représentées sur les images du puits par une sinusoïde ayant une partie visible de couleur sombre, le reste est fermée ou colmatée.



Fractures induites :

Ce sont des fractures provoquées au cours du forage par l'effet de la contrainte maximale dans le trou de forage ainsi que par l'effet de température. Elles sont perçues sur les images par deux lignes parallèles. Ce type de fractures est pratiquement présent dans tous les puits.

3. Types de fractures déterminées par les tests de puits

a) Modèle de réservoir à double porosité (ou modèle de Warren & Root)

C'est le modèle le plus généralement utilisé et le plus classique, il suppose que le réservoir fissuré possède deux milieux poreux; un milieu fissures et un milieu matrice dont chacun est caractérisé par des propriétés géométriques, des porosités et des perméabilités très différentes

b) Modèle Homogène d'un Réservoir Fissuré:

Ce modèle considère que les propriétés du réservoir sont constantes. Les fissures et la matrice agissent dans un seul et unique système, d'où la production du fluide dans un tel réservoir est exprimée simultanément par les deux éléments. Le comportement de ce type de réservoir est représenté soit:

- par un réservoir très fissuré ($w = 80$ à 90%) avec une matrice insignifiante
- par un réservoir fissuré mais où les fluides sont contenus principalement dans les fractures, la matrice ayant dans ce cas une perméabilité très faible

L'interprétation de test pour ce type de réservoir est représentée alors par un modèle homogène du fait que la variation de pression n'est causée que par un seul système; le problème qui se pose dans ce cas est: comment peut-on savoir si nous sommes dans un type de réservoir homogène intergranulaire (matriciel) ou un type de réservoir homogène fissuré. Nous ne pouvons trancher sur ce point qu'en se référant aux digraphies ou à la description / analyse des carottes.

En général ce type de réservoir (homogène fissuré) présente une grande productivité au niveau du puits mais les réserves sont minimales.

c) Modèle Composite d'un Réservoir Fissuré :

Il existe des réservoirs fissurés localement et donc peuvent être considérés comme étant composés de deux zones ou régions:

- zone à forte flow capacity $k_f h_f$ due à l'existence de fissures.
- zone à faible flow capacity $k_m h_m$ due à l'absence de fissures.

La réponse de pression et de sa dérivée dans ce cas reflète un modèle appelé radial composite représenté sur un graphe log-log par un premier plateau de la dérivée de pression mettant en évidence la zone fissurée près d'un puits; suite à cela la dérivée de pression reflète un autre plateau horizontal supérieur montrant ainsi la deuxième zone.

La production à partir de la zone fissurée reflète un flow capacity supérieure à celle de la zone non fissurée ($k_1 h_1 > k_2 h_2$).

A noter que les systèmes composites sont généralement provoqués par les différentes méthodes de stimulation des puits.

d) Modèle de Réservoir Fissuré Anisotrope:

Suite à un événement géologique quelconque, certains réservoirs présentent des réseaux de fissuration orienté suivant une direction déterminée donnant lieu à un écoulement préférentiel des fluides dans ce type de réservoir. La perméabilité est de ce fait plus importante dans une direction ($K_{\max}$) que dans l'autre ($K_{\min}$); ce sont les réservoirs fissurés anisotropes. Un test effectué sur un seul puits ne peut déterminer l'anisotropie d'un réservoir. L'unique façon de la caractériser est

le Multiple Well Test (MWT) qui permet d'effectuer des tests d'interférence. Cette technique exige l'existence d'un puits émetteur (active well) dont on fait varier le débit, et un ou plusieurs puits d'observation testés séparément. L'interprétation de ce type de test permet de déterminer $K_{\max}$ et

$K_{\min}$ ainsi que les principaux axes d'orientation de ces perméabilités. Pour cela un minimum de trois puits d'observation est exigé. Ces puits ne devant pas être alignés pour la détermination correcte des paramètres.

d) Réservoirs Fracturés:

Contrairement aux réservoirs fissurés, les réservoirs fracturés sont provoqués (induits) soit:

- Artificiellement; c'est le cas de la fracturation hydraulique dans un puits.
- Naturellement; par l'intermédiaire d'un accident majeur (faille ou système de failles).

Dans ce type de réservoir les puits peuvent produire à grand débit

La réponse de pression et de sa dérivée représentée sur un graphe log-log donne pour ce type de réservoir les régimes suivants:

- Ecoulement linéaire dans les fractures (ce type d'écoulement est toujours masqué par l'effet de capacité du puits)
- Ecoulement bilinéaire (formation-fracture) caractérisé par une pente 0,25.
- Ecoulement linéaire dans la formation caractérisé par une pente 0,5.
- Ecoulement pseudo-radial caractérisé par la stabilisation de la dérivée de pression.



COMMUNICATIONS



Sessions Posters

JINEGER 2002



GEOLOGIE ET POTENTIEL PETROLIER DU BASSIN S-E CONSTANTINOIS- ALGERIE

A.GACI

Résumé :

L'atlas saharien oriental ou "bassin du S.E.Constantinois" constitue en Algérie l'élément méridional de la chaîne orogénique alpine, séparé de la retombée septentrionale de la plate-forme saharienne par une ligne tectonique majeure qui est "l'accident sud atlasique". Ce domaine intracratonique est bordé au nord par une plate-forme néritique relativement stable et par les nappes de charriage de la zone tellienne, intensément tectonnée.

La structure actuelle du bassin du S.E.Constantinois est le résultat de la surimposition de phases distensives et d'épisodes de rifting du Trias jusqu'à l'Eocène moyen, suivies par une inversion tectonique en compression depuis la fin de l'Eocène jusqu'au Pléistocène. Cette région a été le siège d'une intense subsidence au cours du mésozoïque, favorisant le dépôt d'épaisses séries marines, surmontées par les formations détritiques continentales

Sur le plan tectonique, cette région extrêmement complexe montre une succession de structures, dissymétriques en échelon, de direction NE-SW, ENE-WSW et E-W, intensément fracturées et comportant parfois des déversées et affectées par une intense disharmonie. De nombreux diapirs triasiques se développent à la faveur d'accidents majeurs de direction NE-SW et / ou à l'intersection des accidents NE-SW et NW-SE qui témoignent d'une forte activité hallokinétique au cours du Mésozoïque et du Cénozoïque, résultat d'un régime distensif, accompagné d'une subsidence très active. Les premières manifestations diapiriques ont eu lieu probablement à l'Aptien et ont pu jouer au cours des différentes phases distensives postérieures.

Cette évolution tectono-sédimentaire a engendré l'installation de plates-formes carbonatées au Jurassique, au Crétacé et à l'Eocène, intercalées d'épaisses séries argilo-marneuses riches en matière organique.

Sur le plan pétrolier, le bassin du S.E.Constantinois présente un intérêt certain pour l'exploration et la recherche des hydrocarbures. Les accumulations d'huile mises en évidence dans les gisements de Dj. Onk, Rass Toub, Guerguitt El Kihal Nord et Sud et du gaz à Dj. Foua et les résultats positifs enregistrés en 2000-2001, témoignent de l'existence d'un important potentiel pétrolier.

Les travaux d'exploration ont prouvé la richesse des roches mères cénomano-Turonniennes et vraconiennes ainsi que le développement des réservoirs carbonatés dans le coniacien, le Turonien, le cénomanien et l'Albo-Aptien.

Les travaux de géophysique, montrent la présence de plusieurs types de pièges d'hydrocarbures, dont le timing et les conditions de conservation sont favorables pour l'accumulation de quantités variables d'hydrocarbures.



IDENTIFICATION AND GEOLOGICAL STUDY OF AQUIFERS IN THE VALLEY OF OUED ABDI (AURES, ALGERIA).

H. HABANI, Z. AMIA and M. BERGHEUL

Summary :

The study area is approximately located at 80 Km to the South of Batna (South East of Algiers) and 25 Km to the North North West of Arris. This area is characterised by a North East – South West orographical direction :

- **Djebel Mahmel to the North East.**
- **Djebel Bous and Djebel Azreg to the South West.**

THE Aures massif constitutes the oriental part of the Atlasic domain. The stratigraphy consists of shally carbonates of Jurassic and Upper Cretaceous age; the lower Cretaceous and Tertiary deposits are essentially terrigenous. The anticlines and synclines are the results of the Atlasic phase (end of Lutetian) with a North East–South West direction.

To the South, towards the South Atlasic Fault, we notice a diminution of the structures dimension and a change in their direction which becomes East – West. The fault population can be divided into four majors directions :

North – South , North East – South West, North West – South East and East – West. They are dextral (N–S, E–W and NW–SE) or sinistral (NE–SW) strike – slip faults which have been active at least from the Emscherian phase until the Miocene.

On the borders of the Aures, there are several facies changes. Near the region of Oued Abdi and the North West flank of Djebel Azreg, we observe an invasion of the Cretaceous & Tertiary marls by sandstones and carbonates. Thus allows us to define the superposition of the following reservoirs :

- Upper Jurassic carbonates.
- Turonian carbonates.
- Maastrichtian carbonates.
- Lower Eocene carbonates particularly, the Landinian.
- Sandstones and conglomerates relative to continental Miocene and Oligocene formations.

The reservoirs are interbedded with shales, marls and gypsum levels. These latter do not allow communication with reservoirs. However, there may be conducts between these reservoirs such as faults and unconformities (particularly the Miocene unconformity observed through the study area).

Résumé :

La région étudiée , se situe approximativement à 80 Km au sud de Batna , et à 25 Km à l'Ouest Nord Ouest d'Arris.

Du point de vue morphologique, elle est caractérisée par une seule direction orographique Nord Est - Sud Ouest :

- Djebel Mahmel au Nord Est.
- Djebel Bous et DJ. Azreg au Sud Ouest .

Le massif de l'Aurès constitue la partie orientale de la chaîne atlasique .

Du point de vue stratigraphique , il est caractérisée par les dépôts argilo - Carbonatés du Jurassique et Crétacé supérieur, à détritique au Crétacé Inférieur . les sédiments tertiaires , sont essentiellement détritiques .

Sur le plan structural, les structures anticlinales et synclinales résultent pour l'essentiel de la phase atlasique (fini Lutétien). Vers le sud, en direction de l'accident sud atlasique, on constate une diminution de l'altitude et la dimension des plis ainsi qu'une inflexion de leur direction qui devient Est-Ouest.

En ce qui concerne les cassures, quatre directions majeures ont été identifiées : Nord - Sud, Nord Est - Sud Ouest, et Est - Ouest. Ces directions correspondent à des accidents décrochants dextres et / ou senestres, ayant joué au moins à partir de la phase Emshérienne jusqu'à la phase Miocène.

Dans les confins de l'Aurès, les variations de faciès sont nombreuses ; à l'approche de la région de Oued Abdi et du flanc nord ouest du djebel Azreg, on observe une invasion de l'ensemble de la série Crétacé et Tertiaire par des grès et des carbonates, ainsi que des éléments détritiques aux dépens des niveaux argilo-marneux. Ceci nous amène à définir l'éventualité de superposition des réservoirs suivants :

- les carbonates Jurassique supérieur (Portlandien) .
- les carbonates du Turonien .
- les carbonates du Maestrichtien .
- les carbonates de l'Eocène inférieur, particulièrement le Landinien.
- les grès et les conglomérats, se rapportant à divers horizons de l'Oligocène et du Miocène continental

Ces réservoirs en question, sont intercalés de niveaux argilo-marneux gypseux et gréseux. Ces derniers, ne facilitent pas souvent le drainage vers les zones réservoirs. Toutefois, on peut penser qu'il puisse exister des dispositifs pouvant assurer l'intercommunication des réservoirs cités précédemment, par l'intervention dans le domaine étudié de plusieurs phases tectorogéniques accompagnées et suivies de phénomènes d'érosion plus ou moins intenses : il s'agit des accidents tectoniques cités précédemment et des discordances ayant marqué la région (notamment celle du Miocène observable dans la région étudiée).



REMERCIEMENTS

Nous remercions monsieur le ministre de l'énergie et des mines et président directeur général de la sonatrach pour son sponsor et sa confiance en notre initiative.

Nous sommes particulièrement redevables à nos sponsors à savoir :

SONATRACH

ENSP

ENTP

ENAFOR

SHLUMBERGER

WESTERN-ATLAS

Sans leur contribution efficace nos premières journées de géologie et d'engineering réservoir n'auraient pu voir le jour et atteindre leurs objectifs.

En particulier nous exprimons notre gratitude à M. Herzallah directeur des relations extérieurs de Sonatrach, ainsi qu'à M. Harbi directeur de la communication Sonatrach pour nous avoir soutenu.

Nous tenons à remercier Mme le recteur de l'université de Boumerdes pour avoir bien voulu mettre à notre disposition la salle de conférence de l'université dans le cadre de l'inauguration de ces journées.

Nos pensées vont en ce moment, à celles et ceux qui ont consenti beaucoup de leur temps, de leur énergie et même de leurs moyens personnels, particulièrement

Mlle Fendi Souhila

M. Hacine Rachid

Nous ne pourrions oublier tous celles et ceux qui, de près ou de loin ont contribué à faire de ces journées une réalité. Nous leur disons merci.

**L'ASSOCIATION DES
 ANCIENS ELEVES
 &
 L'ASSOCIATION NATIONALE
 DES DIPLOMES DE L'INHC**

**CALENDRIER DES ACTIVITES SCIENTIFIQUES ET TECHNIQUES DE L'ANDI/AAEI
 2002-2005**

No	JOURNÉES SCIENTIFIQUES ET SEMINAIRES	DATES
01	1 ^{eres} journées du traitement, stockage et transport des hydrocarbures en collaboration avec SONATRACH/branche transport	10 - 15 février 2003
02	1 ^{eres} journées du forage et de la maintenance des puits en collaboration avec SONATRACH /Amont/ division forage/GTP/ENTP/ENAFOR/ENSP/	26, 27 et 28 Mai 2003
03	1 ^{eres} journées du raffinage et de la pétrochimie en collaboration avec SONATRACH /Aval	7, 8 et 9 Octobre 2003
04	1 ^{eres} journées de la chimie industrielle et pharmaceutique en collaboration avec SAIDAL/LPA	20,21 et 22 Décembre 2004
05	1 ^{eres} journées de la mécanique en collaboration avec l' ENMTP /GERMAN/PMO/GENISIDER	15 ?16 ET 17 Mars 2003
06	1 ^{eres} journées de l'économie pétrolière en collaboration avec SONATRACH/Commerciale	21,22 et 23 Juin 2004
07	1 ^{eres} journées de l'exploration géologique et géophysique en collaboration avec SONATRACH/Amont	4,5 et 6 Octobre 2004
08	1 ^{eres} journées de l'automatique et de l' électronique digitale et de puissance en collaboration avec SONATRACH et SONEGAS	22 , 23 ET 24 Décembre 2003
09	1 ^{eres} journées de géologie et d'engineering réservoirs en collaboration avec SONATRACH /Amont	14,15 et 16 Mars 2005