

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



Schlumberger

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE D'ALGER

Département : Génie Minier.

Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du
diplôme d'ingénieur d'état

Proposé par : *Data Services (DCS)*, Schlumberger

Présenté par :

Imen KHECHAI

**Evaluation pétrophysique et géomécanique
d'un réservoir non conventionnel *tight gas* en
vue d'optimiser la fracturation hydraulique.**

*Cas d'étude:
le bassin de l'Ahnet*

Président du Jury :

Dr S. CHABOU (Enseignante à l'Ecole Nationale Polytechnique, d'Alger)

Examineur :

Dr K. OMRACI (Enseignant à l'Ecole Nationale Polytechnique, d'Alger)

Promoteurs :

Mr O. SALMI (Ingénieur Schlumberger)

Dr N. BOUMBAR (Enseignante à l'Ecole Nationale Polytechnique)

Promotion : 2011/2012

Résumé

Ce travail a concerné un réservoir non conventionnel de type *tight gas* dans la région de Garef El Guefoul située dans le bassin de l'Ahnet, l'étude avait pour but de déterminer les intervalles susceptibles d'être fracturés en vue de l'optimisation de la récupération de l'hydrocarbure en place. Pour cela, nous avons commencé par une évaluation des paramètres pétrophysiques. Par la suite, nous avons construit un modèle géomécanique à une dimension (MEM 1D), en déterminant les paramètres mécaniques de la roche réservoir. La synthèse des résultats obtenus nous a permis de recommander deux zones (*Stage Frac*) pour la fracturation hydraulique.

Mots clés : réservoirs *tight gas*, évaluation pétrophysique, modèle géomécanique MEM (1D), fracturation hydraulique, bassin de l'Ahnet, Garef El Guefoul, Stage Frac.

Summary

This project involved an unconventional reservoir "tight gas" in Garef El Guefoul located in the basin of Ahnet, the study was to determine the intervals which are likely to be fractured in order to optimize recovery of the hydrocarbon in place. For that, we started with an evaluation of petrophysical parameters. Subsequently, we built a geomechanical model in one dimension (1D MEM), determining the mechanical parameters of the reservoir rock. The synthesis of the results allowed us to recommend two areas (Stage Frac) for hydraulic fracturing.

Key words: tight gas reservoirs, petrophysical evaluation, geomechanics model MEM (1D), hydraulic fracturing, the Ahnet basin, Garef El Guefoul, Stage Frac.

ملخص

كانت دراسة هذا المشروع ينطوي على نوع خزان الغاز ضيق غير تقليدية في مجال غارات القفول تقع في حوض احنيت، لتحديد ما قد يكون اصيب بكسر في فترات من أجل تحسين انتعاش الغاز في مكان. لذلك، بدأنا بتقييم المعلمات البتروفيزيائية. بعد ذلك قمنا ببناء نموذج الجيوميكانيكية في بعد واحد وتحديد معالم الميكانيكية للصخور المكنم. سمحت لنا النتائج بتعيين منطقتين (ستاج فراك) للتكسير الهيدروليكي.

الكلمات الدالة: تقييم المعلمات البتروفيزيائية، نموذج الجيوميكانيكية، حوض احنيت، ستاج فراك، غارات القفول، التكسير الهيدروليكي.

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A ma très chère mère pour son soutien, ses sacrifices et ses encouragements, sans qui je n'aurais pas pu arriver à ce stade.

A la mémoire de mon père et de ma tante.

A mes frères Amine et Yacine et à ma sœur Fella,

A mes cousins et cousines ainsi qu'à toute ma famille.

A tous mes amis pour leur soutien moral,

*A mon cher Younes qui n'a jamais cessé de croire en
moi,*

A toute personne qui m'est chère.

Amen

Remerciements

Je voudrais avant d'entamer la présentation de ce mémoire remercier DIEU tout puissant de m'avoir donné la volonté et le courage d'établir ce travail.

J'adresse également mes vifs remerciements à tous ceux et celles qui, directement ou indirectement ont contribué à faciliter mon travail.

Je citerai à cet égard mes deux promoteurs au sein de l'entreprise Schlumberger, O. SALMI et M. BENFRIHA, pétrophysiciens au sein du segment DCS Schlumberger, F.BENSENOUCI, géologue DCS Schlumberger, Dr N. BOUMBAR enseignante de prospection géophysique à l'école Nationale Polytechnique de m'avoir soutenu par leurs orientations, leurs remarques et leurs recommandations, d'avoir tout mis en œuvre pour une réalisation dans de meilleures conditions de travail.

Je remercie également Melle. C. AISSAOUI responsable du recrutement et des relations universitaires Schlumberger NAG de m'avoir donné l'opportunité d'effectuer ce travail au sein de l'entreprise Schlumberger.

Je remercie tout les professeurs du département du Génie Minier pour leur dévouement.

Pour finir, je remercie les membres du jury de m'avoir fait l'honneur d'accepter et d'examiner mon travail.

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	Page 1.
-------------------	---------

Chapitre I : Aperçu géologique de la région

I.1 Situation géographique du bassin de l’Ahnet.....	Page 3.
I.2 Cadre géologique.....	Page 4.
I.3 Aspect pétrolier.....	Page 6.
I.3.1 Roches mères	Page 7.
I.3.2 Roches réservoirs	Page 7.
I.3.3 Roches couvertures.....	Page 8.
I.3.4 Pièges structuraux.....	Page 9.
I.4 Localisation Géographique de la région de Garet El Guefoul.....	Page 10.

Chapitre II : Evaluation pétrophysique des réservoirs gréseux compacts de gaz

II.1 Définition.....	Page 11.
II.2 Les paramètres pétrophysiques.....	Page 11.
II.2.1 Volume d’argiles.....	Page 11.
II.2.2 La résistivité.....	Page 11.
II.2.3 La porosité.....	Page 12.
II.2.4 La perméabilité.....	Page 12.
II.2.5 La saturation.....	Page 13.
II.2.6 La lithologie.....	Page 13.
II.3 Les diagraphies.....	Page 14.
II.3.1 Généralités.....	Page 14.
II.3.2 Les diagraphies qui ont été enregistrées pour l’étude	Page 14.
II.3.2.1 Diagraphie Sonique.....	Page 14.
II.3.2.2 Diagraphie Neutron.....	Page 16.
II.3.2.3 Diagraphie de Densité.....	Page 17.
II.3.2.4 Diagraphie Rayon Gamma.....	Page 19.
II.3.2.5 Diagraphie de Résistivité.....	Page 20.
II.3.2.6 Diagraphie de Spectroscopie.....	Page 21.

Chapitre III : Application a l’étude du puits SY1 du bassin de l’Ahnet

III. Evaluation pétrophysique.....	Page 25.
III.1 Evaluation qualitative.....	Page 28.
III.2 Interprétation de l’analyse ELAN.....	Page 31.
III.3 Conclusion.....	Page 32.

Chapitre IV : Construction d'un modèle géomécanique MEM (1D)

IV.1 Introduction.....	Page 33.
IV.2 Principe de la géomécanique.....	Page 33.
IV.2.1 Contraintes.....	Page 33.
IV.2.2 Cercle de Mohr Coulomb.....	Page 33.
IV.2.3 Régime de contrainte.....	Page 34.
IV.2.4 Contrainte effective	Page 34.
IV.2.5 Réponse d'un matériau.....	Page 35.
IV.2.6 Constantes élastiques statiques et dynamiques.....	Page 35.
IV.3 Contraintes autour des puits de forage.....	Page 36.
IV.4 Mesure de la dureté de la roche (UCS).....	Page 39.
IV.5 Angle de frottement interne.....	Page 40.
IV.6 Mesure de la pression des pores.....	Page 40.
IV.7 La contrainte verticale (overburden).....	Page 41.
IV.8 Les contraintes horizontales maximale et minimale.....	Page 41.
IV.9 Construction d'un modèle géomécanique (MEM 1D).....	Page 42.
IV.10 Analyse de la stabilité des parois du puits.....	Page 44.

Chapitre V : Application à notre puits SY1

V.1 Interprétation du modèle obtenu par le MEM (1D).....	Page 49.
V.2 Interprétation de la « safe mud window ».....	Page 49.
V.2.1 Présence des ovalisations.....	Page 50.
V.3 Contraintes in-situ.....	Page 52.
V.4 Conclusion.....	Page 52.

Chapitre VI : Fracturation hydraulique du puits SY1

VI.1 Introduction.....	Page 53.
VI.2 Principe de la fracturation hydraulique.....	Page 53.
VI.3 Fracturation hydraulique dans les réservoirs tight.....	Page 54.
VI.4 Critères de choix des intervalles de stimulation.....	Page 56.
VI.5 Stimulation du puits SY1.....	Page 57.
VI.5.1 Positionnement des Stage frac.....	Page 57.
VI.5.2 Le gradient de fracturation.....	Page 60.
VI.5.3 La pression de fermeture.....	Page 60.

CONCLUSION.....	Page 62.
------------------------	-----------------

LISTE DES FIGURES

Chapitre I : Aperçu géologique de la région

- **Fig. I.1** : Situation géographique du bassin de l'Ahnet [17].
- **Fig. I.2**: Coupe stratigraphique du bassin de l'Ahnet-Gourara [17].
- **Fig. I.3**: Carte structurale et éléments tectoniques du bassin de l'Ahnet Gourara [17].
- **Fig. I.4** : Le système pétrolier du bassin de l'Ahnet. [3].
- **Fig. I.5** : Dunes et grès dans le plateau de la Tadrart, dévonien inférieur [17].
- **Fig. I.6**: Type de pièges du bassin de l'Ahnet-Gourara [17].
- **Fig. I.7** : Localisation de la région de Garet el Guefoul [3].

Chapitre II : Evaluation des paramètres pétrophysiques

- **Fig. II.1**: Outil Sonic Scanner [2].
- **Fig. II.2** : Représentation des phénomènes de ralentissement et de capture [14]
- **Fig. II.2** : Illustration de la spectroscopie [2].
- **Fig. II.3** : Exemple de log de spectroscopie de capture d'éléments [2].

Chapitre III : Application à l'étude du puits SY1 du bassin de l'Ahnet.

- **Fig. III.1** : Principe de fonctionnement du module ELAN.
- **Fig. III.2**: Logs Triple-combo relatives au puits SY1.
- **Fig. III.3**: Résultats de l'évaluation pétrophysique par ELAN.

Chapitre IV : Construction d'un modèle géomécanique MEM (1D)

- **Fig. IV.1** : Emplacement des breakout (ovalisations) et des fractures induites par le forage par rapport aux contraintes principales perpendiculaires au puits de forage. Ici, $\sigma_A > \sigma_B$.[17].
- **Fig. IV.2** : Vue 3D issue de l'imagerie UBI en comparaison avec l'échantillon de carotte, [2].
- **Fig. IV.3** : Relation UCS avec le module de Young statique (Document Schlumberger).
- **Fig. IV.4** : Présence de pression entre les grains de la roche [2].
- **Fig. IV.5** : Paramètres mécaniques de la roche, [2].
- **Fig. IV.6** : Approche usuelle pour déterminer la magnitude des contraintes responsables des ruptures observées dans les parois du puits, [5].

Chapitre V : Application au puits SY1

- **Fig. V.1**: Schéma de construction d'un modèle géomécanique sur une dimension, [2].
- **Fig. V.2** : Modèle géomécanique MEM (1D) du puits SY1.
- **Fig. V.3** : Exemple d'un résultat obtenu en présence de breakout dans le puits, [2].

Chapitre VI : Fracturation hydraulique du puits SY1

- **Fig. VI.1** : Illustration du processus de stimulation, [17].
- **Fig. VI.2** : Effet du module d'Young sur la fracturation hydraulique, [2].
- **Fig.VI.3** : Effet du contraste entre les contraintes sur la fracturation hydraulique, [2].
- **Fig. VI.4** : Localisation des stage frac à l'aide des paramètres pétrophysiques évalués par ELAN.
- **Fig.VI.5** : Localisation des Stage Frac à l'aide des paramètres géomécaniques évalués par Petrel (Stonefish).
- **Fig. VI.6** : Pression de fermeture exercée sur les fractures créées, [2].

LISTE DES TABLEAUX

Tableau. II : PEF pour différents matériaux, [8].

Tableau. III.1 : Tableau montrant les paramètres reconnus par ELAN, [2].

Tableau. III.2 : Conditions dans le puits SY1, [2]

Tableau. III.3 : Interprétation des résultats de l'évaluation ELAN.

Tableau.IV : Interprétation des traces de fractures par rapport au type d'outil d'acquisition, [2].

Tableau.V. : Interprétation du modèle géomécanique MEM autour du puits SY1.

Tableau.VI.1 : Critères de choix des Stage Frac optimales.

Tableau. VI.2 : Caractéristiques des Stage Frac recommandés.

Tableau.VI.3 : Valeurs des gradients de fracturation et des pressions de fermeture (avant calibration du MEM) dans les deux Stage Frac.

INTRODUCTION

Avec l'exploitation des ressources naturelles pétrolières et gazières conventionnelles qui s'intensifie et l'épuisement de ces dernières, les compagnies pétrolières se tournent vers l'exploitation et la production des réservoirs non conventionnels.

Contrairement aux réservoirs conventionnels faciles à développer, les réservoirs non conventionnels sont difficiles à évaluer et à développer car leurs caractères, et leur distribution ne sont pas encore compris. Ils sont caractérisés par des paramètres pétrophysiques faibles et géomécaniques complexes, dont l'évaluation nécessite des techniques de production adaptées.

Parmi les réservoirs non conventionnels de gaz, on peut citer :

- Les réservoirs compacts de gaz (appelés *tight gas*).
- Le gaz de schiste.
- Le gaz de charbon.

Les réservoirs *tight gas* sont des réservoirs généralement fracturés, ayant subi une très grande transformation physico-chimique. Leurs caractéristiques pétrographiques sont celles d'un grès fortement affecté par les processus diagénétiques, présentant des grains jointifs à très faible porosité, généralement faiblement connectés.

Les propriétés pétrophysiques des réservoirs compacts sont très complexes puisqu'elles demandent une compréhension détaillée de tout le processus géologique à différentes échelles. Les réservoirs gréseux compacts présentent des perméabilités inférieures à 0.1 md et des valeurs de porosité qui ne dépassent pas 10 %. De ce fait, la stimulation de ces réservoirs est nécessaire pour leur production.

L'objectif de ce mémoire proposé par Data Services Schlumberger est d'évaluer un réservoir *tight gas* dans la région de Garet El Guefoul, située dans le bassin d'Ahnet à l'ouest d'In Salah, afin de déterminer les zones candidates à une stimulation optimale du réservoir pour une meilleure récupération de l'hydrocarbure.

L'étude concerne le réservoir situé dans l'Ordovicien (unité IV).

Pour cela, nous commencerons par une évaluation des données pétrophysiques relatives au puits SY1 situé à Garet El Guefoul. Cette évaluation a pour but de connaître la distribution du fluide dans le puits. Nous utiliserons pour cela les différentes diagraphies : de la radioactivité naturelle (GR), de la résistivité, celles de la radioactivité provoquée (porosité neutron / densité, spectroscopie) et celles issues de l'outil SonicScanner (Schlumberger).

Ces données vont nous permettre d'établir un modèle à l'aide du logiciel Geoframe qui nous fournira une évaluation pétrophysique du réservoir.

Par la suite, les données recueillies à partir des diagraphies de densité, rayon gamma et du SonicScanner serviront à évaluer les paramètres mécaniques de la roche réservoir afin d'établir un modèle géomécanique à une dimension (MEM 1D).

Enfin, les résultats de l'évaluation pétrophysique et géomécanique seront utilisés pour déterminer les zones à fracturer pour une optimisation de la productivité du réservoir.

Ce document présente l'essentiel du travail que nous avons réalisé pour l'étude du réservoir à partir des données enregistrées dans le puits SY1 du bassin d'Ahnet. Il est structuré comme suit:

Chapitre I : « Aperçu géologique de la région », consacré à la présentation de l'aspect géologique de la région, comprenant le cadre régional et local.

Chapitre II : « Evaluation pétrophysique des réservoirs », présentant les paramètres pétrophysiques de la roche ainsi que le concept de diagrapie et les principales utilisations des données relatives à chaque type de diagrapie.

Chapitre III : « Application à l'étude du puits SY1 du bassin de l'Ahnet », consacré à l'application de l'étude pétrophysique au réservoir étudié.

Chapitre IV : « Construction d'un modèle géomécanique (MEM, 1D) », présentant les principes de l'étude géomécanique d'un réservoir ainsi que les procédures à suivre pour établir un MEM.

Chapitre V : « Construction d'un MEM au niveau du puits SY1 », consacré à l'application de l'étude géomécanique à notre puits SY1.

Chapitre VI : « Fracturation hydraulique dans le puits SY1 », Ce dernier chapitre récapitule les résultats des deux évaluations pétrophysique et géomécanique afin d'être utilisées dans le design de la fracturation hydraulique au niveau du puits SY1.

I. 1 Situation géographique

Le bassin de l’Ahnet Gourara, situé dans la partie centre-occidentale du Sud algérien, couvre une superficie de 121 164 Km² et constitue l’un des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne les plus prometteurs en gaz sec.

C’est dans cette partie de la plate-forme saharienne que le premier forage d’exploration Berga-1 a été réalisé. Depuis, plus de 50 000 Km de sismique 2D, 1 660 Km² de sismique 3D et 150 forages ont été réalisés. Cet effort consenti essentiellement par la Sonatrach a permis de mettre en évidence 45 accumulations de gaz sec de tailles très variées, de 1 à 250 BCM (billion mètres cube), avec un potentiel prouvé en gaz estimé à 760 BCM (~26 TCF), des réserves possibles de plus de 20 TCF (trillion mètres cube) et des ressources qui s’élèvent à 1 500 BCM (~50 TCF), tous dans les systèmes Cambro-ordovicien, Dévonien inférieur et le Tournaisien.

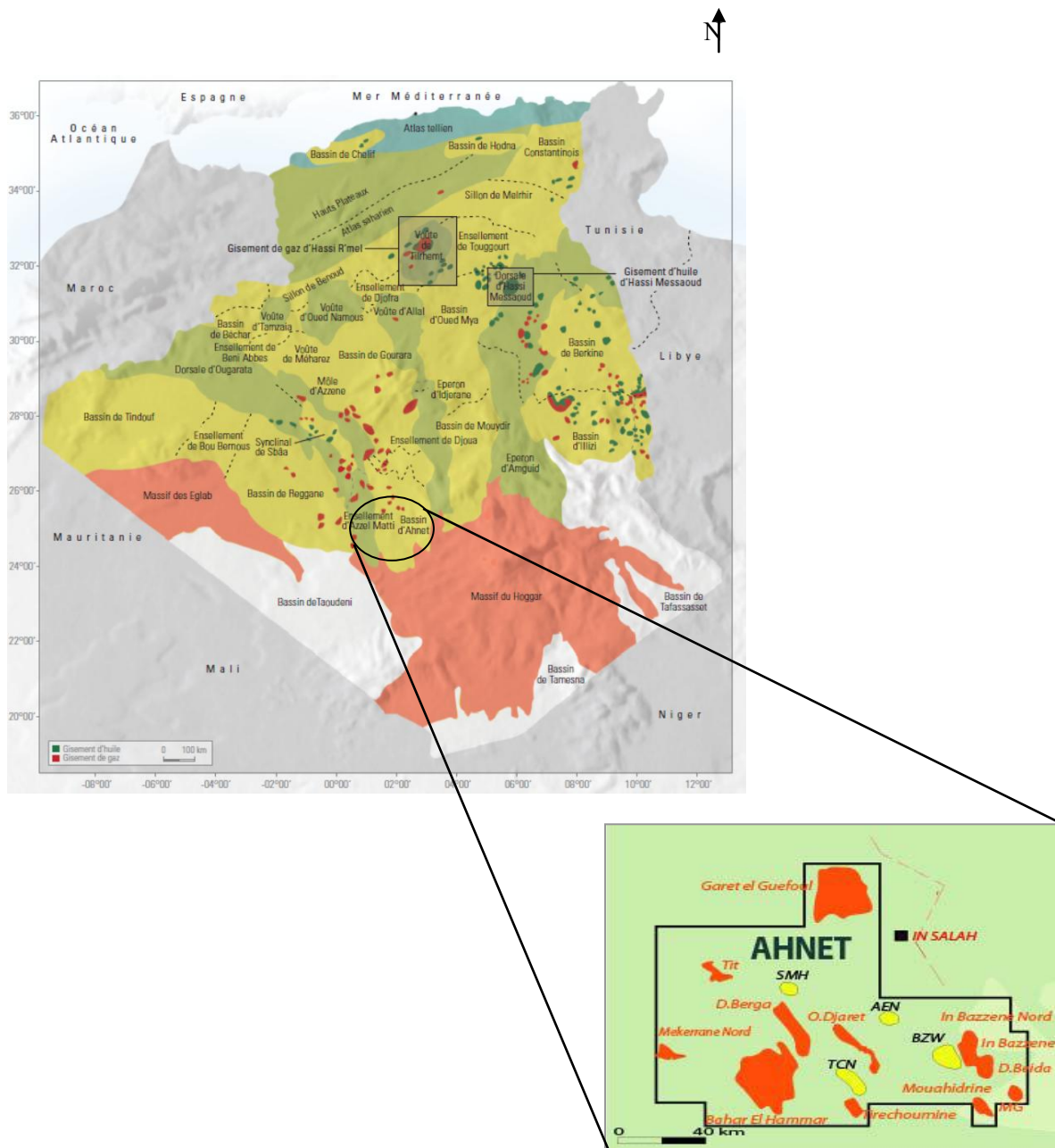


Fig. I.1 : Situation géographique du bassin de l’Ahnet,(WEC 2007).

I.2 Cadre géologique

Le bassin de l’Ahnet Gourara constitue l’un des bassins paléozoïques productifs de gaz qui longent le flanc nord du craton ouest-africain. Il préserve une épaisse série sédimentaire allant du Cambro-ordovicien au Carbonifère, représentée essentiellement par des sédiments clastiques et partiellement carbonatés dans la partie basale du Silurien et dans le Dévonien moyen et supérieur.

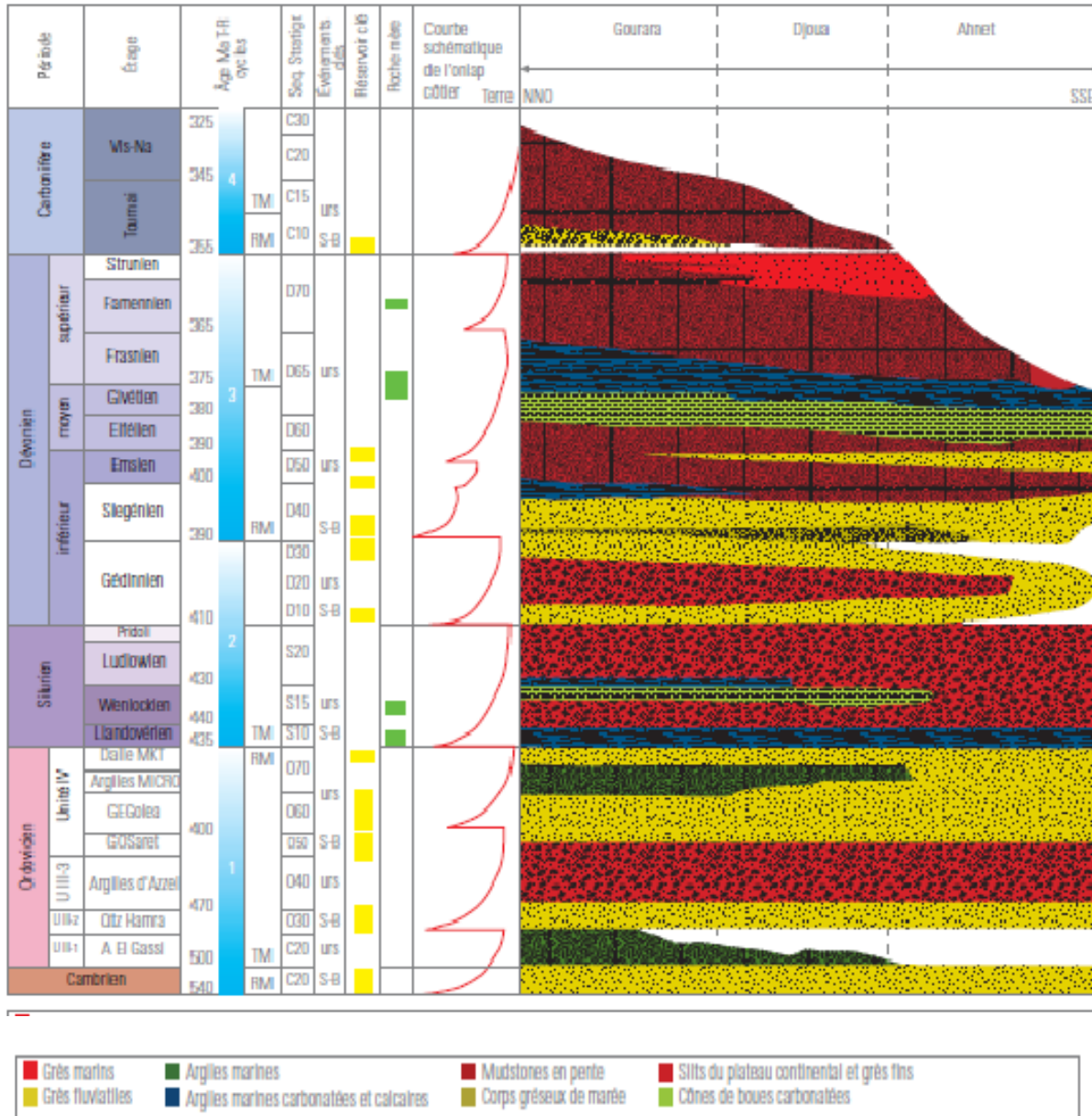


Fig. I.2: Coupe stratigraphique du bassin de l’Ahnet-Gourara, (WEC 2007).

Les déformations dans cette région sont caractérisées par une série de plis liés à des inversions de failles extensives, essentiellement liées à la phase hercynienne. Des compartiments chevauchés déformés par des failles inverses sont aussi observés.

Les plis sont généralement asymétriques et orientés vers le nord-ouest, direction parallèle à la chaîne de l'Ougarta. Les axes structuraux nord-sud sont apparents dans la partie sud du bassin. La voûte de Djoua, élément le plus proéminent, subdivise deux dépressions, l'Ahnet au sud et le Gourara au nord.

De par sa position marginale durant le rifting, au début du Paléozoïque, la région aurait connu le dépôt d'une épaisse série post-rift. Les structures d'âge hercynien ne sont que très légèrement modifiées par les phases postérieures qui ont plissé et réactivé certaines failles, (WEC 2007).

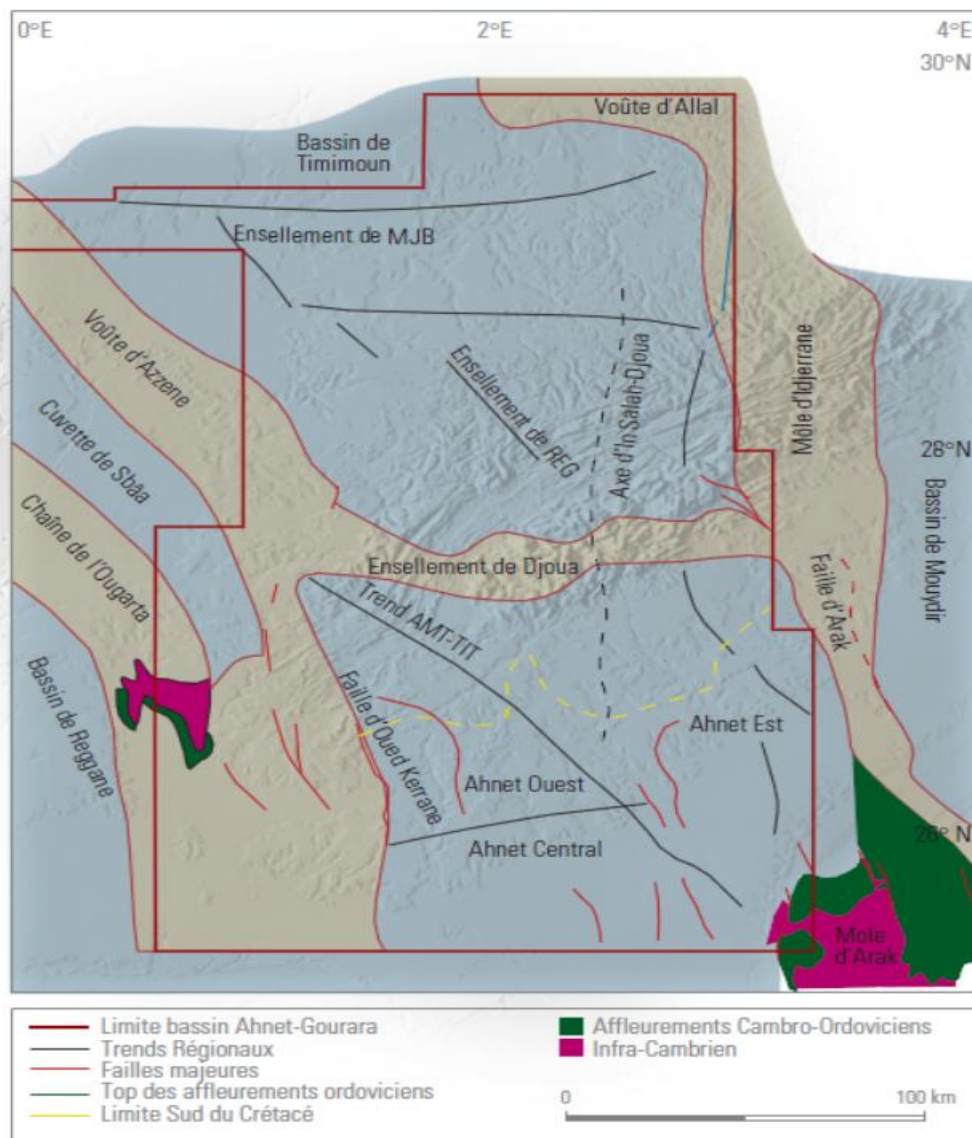


Fig. I.3: Carte structurale et éléments tectoniques du bassin de l'Ahnet Gourara, (WEC 2007).

I.3 Aspect pétrolier

Les données de forages réalisés dans le bassin de l’Ahnet Gourara ont mis en évidence trois systèmes pétroliers productifs de gaz, indépendants sur le plan hydrodynamique :

- Le système cambro-ordovicien, productif de gaz sec dans plusieurs accumulations dont les plus importantes sont Bahar El Hammar et Garet El Guefoul, est composé de trois unités : les quartzites de Hamra, recouvertes par les argiles d’Azzel et Tiferouine, les grès d’Oued Saret et d’El Goléa recouverts par les argiles du Silurien. L’alimentation en hydrocarbures se fait probablement à partir des argiles radioactives du Silurien et accessoirement par les argiles du même âge dont le caractère roche mère se conserve vers la partie supérieure (WEC 2007).
- Le second système, Dévonien inférieur, est composé essentiellement de trois unités, le Gédinnien, le Siegénien et l’Emsien. Ces niveaux réservoirs, qui contiennent plus de 65 % des réserves du bassin, sont recouverts par l’épaisse série argileuse du Dévonien moyen et sont alimentés en hydrocarbures par les argiles du même âge et par celles du Silurien.
- Le troisième système, au nord du bassin, est composé des grès du Tournaisien recouverts et probablement alimentés par les argiles du même âge.

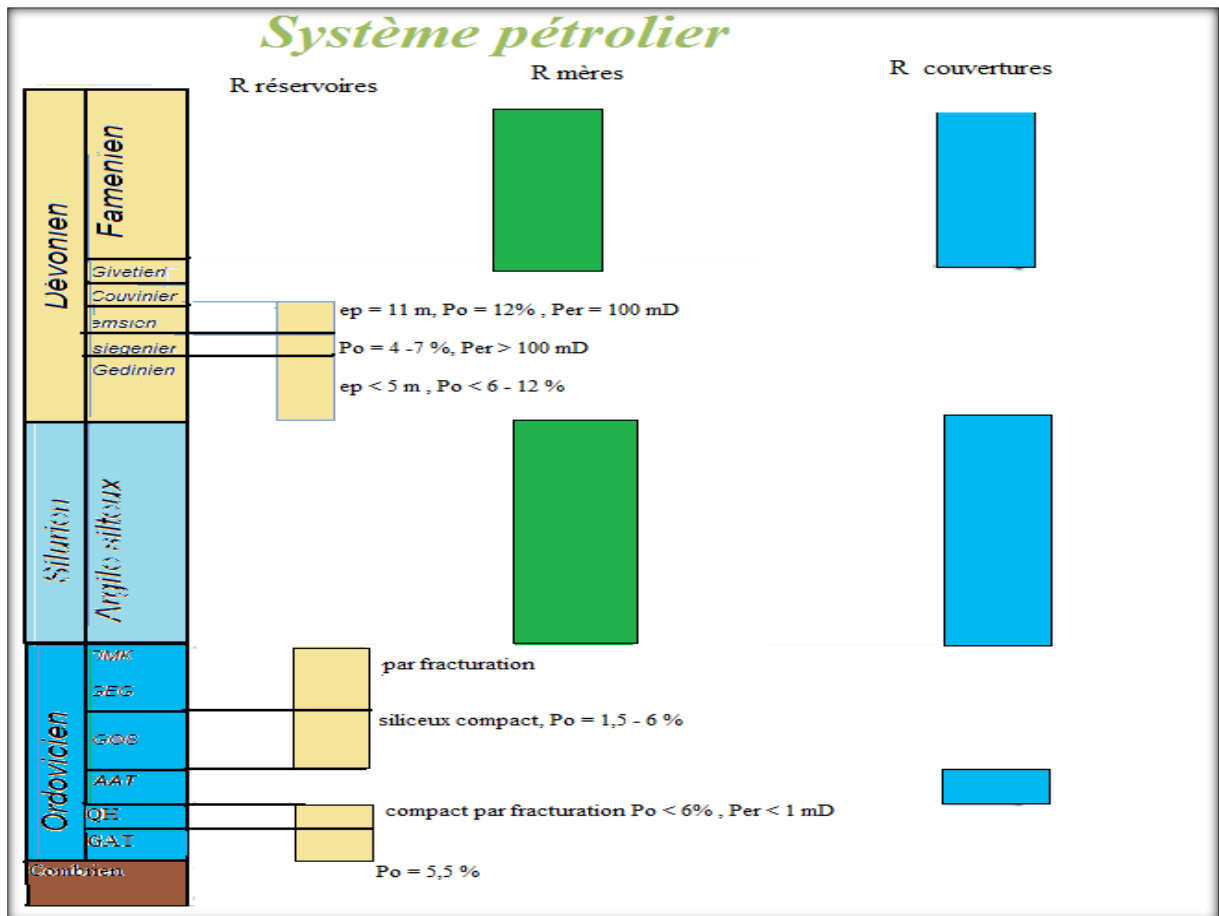


Fig. I.4 : Le système pétrolier du bassin de l’Ahnet, (Document Sonatrach-Exploration).

I.3.1 Roches mères

L'analyse des données géochimiques des différents puits du bassin a révélé que toutes les argiles du Paléozoïque possèdent des qualités roches mères, dont les principales sont les argiles à graptolites noires et radioactives, à la base du Silurien, et la série argilo-carbonatée du Givétien-Frasnien, (WEC 2007).

Les essais de modélisation du bassin ont montré que la matière organique des roches mères du Silurien et du Givétien-Frasnien a atteint sa maturité vers la fin du Dévonien supérieur (360 Ma). La principale phase de génération des hydrocarbures correspond à cette période, qui a vu l'essentiel du potentiel pétrolier réalisé.

Une redistribution des quantités de gaz s'est probablement produite durant le soulèvement hercynien, et la migration des hydrocarbures, qui a débuté à la fin du Dévonien, s'est poursuivie tout au long du Carbonifère jusqu'à la fin du Paléozoïque.

I.3.2 Roches réservoirs

Tous les grès du Paléozoïque peuvent être considérés comme des roches réservoirs potentielles dont les principaux niveaux productifs de gaz sont décrits ci-après, (WEC 2007):

- *Réservoirs de l'Ordovicien*

Les grès d'El Goléa, du type fluvio-glaciaire à marin peu profond, sont fins à grossiers bien cimentés. Cette unité est caractérisée par d'importantes variations de faciès et d'épaisseur. La porosité varie de 5 à 14 %. Les quartzites de Hamra sont du type fluvial à marin peu profond, très fins à grossiers, avec une porosité de 3 à 8 %. La fracturation est le facteur principal qui contrôle les qualités des réservoirs.

- *Réservoirs du Gédinnien*

Le faciès est lié à un environnement de plateau continental dominé par les marées et tempêtes se présentant sous forme de bancs de grès métriques alternés avec des argiles. L'épaisseur des grès utiles varie de 10 à 65 m. Les grès sont constitués de grains fins à moyens, relativement bien classés, à ciment argileux à argilo-siliceux. Les porosités varient de 10 à 15 %. L'environnement de dépôt et la relation chlorite/silice sont les facteurs principaux qui contrôlent les qualités des réservoirs.

- *Réservoirs du Siegénien*

Cette formation est caractérisée par une série gréseuse épaisse et continue, associée à un environnement fluvial avec des influences marines. Ces grès sont fins à moyens et fortement quartzitiques. La distribution des qualités réservoirs est très peu documentée, la porosité pouvant varier de 1 à 20 %. Les qualités réservoirs sont contrôlées par le rapport chlorite / Silice.

- Réservoir de l'Emsien

L'Emsien est représenté par des grès grossiers et même conglomératiques, déposés dans un environnement estuarien. Ce réservoir est d'extension limitée. Les grès utiles peuvent atteindre une épaisseur de 25 mètres et la porosité est de l'ordre de 20 %. Les facteurs clés, pour ce réservoir, sont liés au degré d'enfouissement des sédiments.

- Réservoir du Tournaisien

Les grès du Tournaisien sont caractérisés par un faciès de type fluvio-estuarien à deltaïque. C'est un grès moyen à grossier de plusieurs mètres d'épaisseur, avec des stratifications entrecroisées, obliques et des rides au sommet de la séquence. L'épaisseur des grès propres varie de 2 à 25 m avec des porosités maximales de 24 %. Les perméabilités atteignent 400 mD. Le principal facteur qui contrôle les qualités du réservoir est lié à l'environnement de dépôt.

I.3.3 Roches couvertures

L'épaisse série argileuse du Silurien constitue une excellente roche de couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien. La répartition des pressions potentiométriques montre un système d'écoulement par gravité. Cependant, l'influence des eaux météoriques reste faible.

Les argiles du Dévonien moyen, continues à l'échelle régionale, constituent une excellente roche couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur. À l'échelle locale, les argiles du Dévonien inférieur, qui alternent avec les grès, particulièrement ceux du Gédinnien, constituent une couverture.

Le mode de répartition des pressions potentiométriques de ce réservoir indique une discontinuité des réservoirs et l'absence d'une circulation importante des fluides.

Les argiles du Tournaisien constituent une roche couverture pour le réservoir du Tournaisien. Les pressions potentiométriques diminuent à partir de la dépression de Gourara vers celle de l'Ahnet.



Fig. I.5 : Dunes et grès dans le plateau de la Tadrart, dévonien inférieur, (WEC 2007).

I.3.4 Pièges Structuraux

L'exploration du bassin de l'Ahnet Gourara s'est concentrée dans sa totalité sur les structures de type anticlinal ou anticlinal faillé. Mais les travaux les plus récents ont montré que les pièges peuvent être aussi du type combiné. Ces pièges combinés peuvent être liés aux vallées incisées, biseaux « pinch out » ou barrières de perméabilité. Les pièges à barrières de perméabilité sont possibles mais non encore prouvés à ce jour.

Des pièges plus complexes, comme ceux associés aux blocs affaissés « foot fall », sont possibles mais très peu explorés. Ce type de piège est très fréquent à la périphérie des dépressions, notamment dans l'ensellement de Djoua.

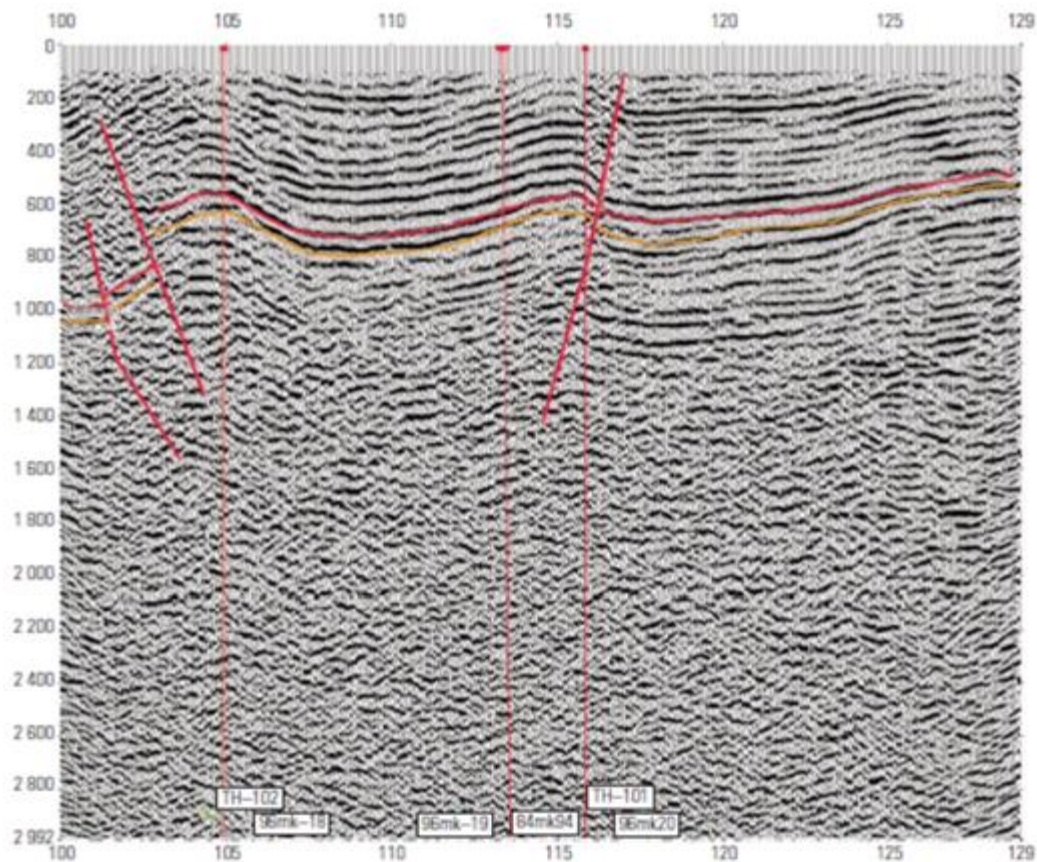


Fig. I.6: Type de pièges du bassin de l'Ahnet-Gourara, (WEC 2007).

I.4 Situation géographique de la région étudiée

La région de Garet El Guefoul est située à 50 Km Ouest de In-Salah.

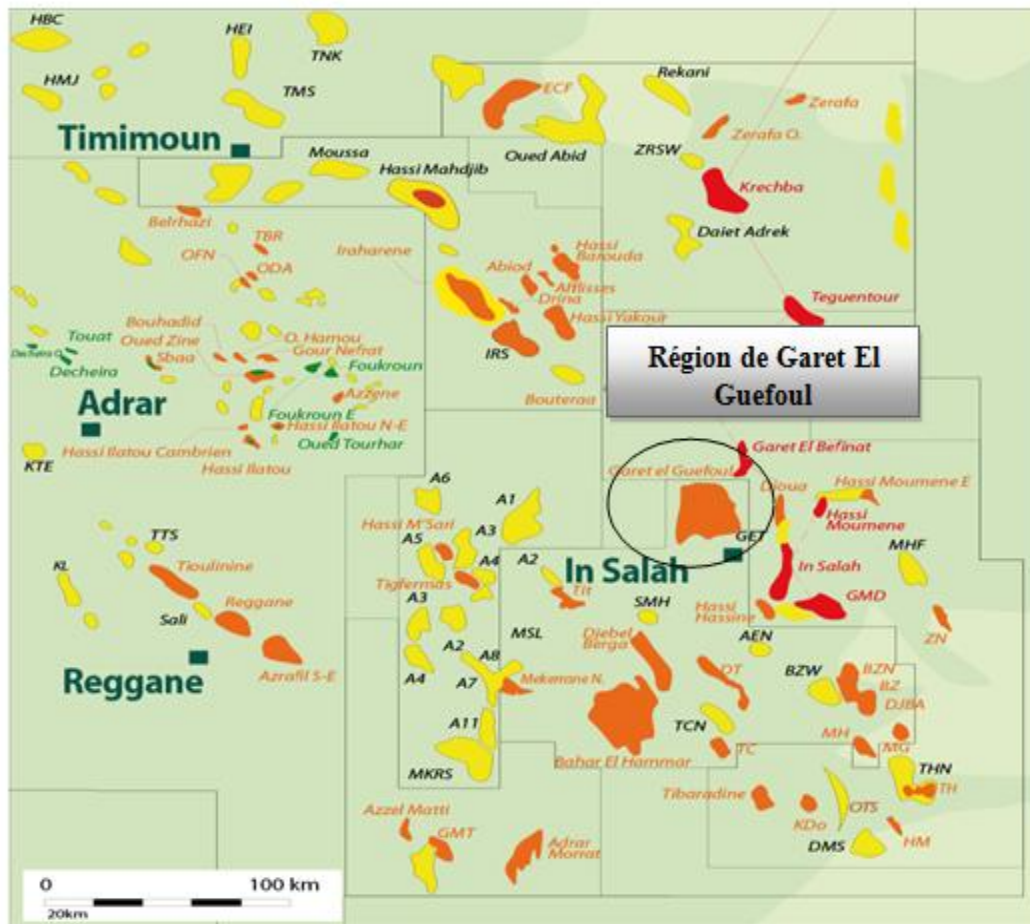


Fig.I .7 : Localisation de la région de Garet el Guefoul, (Document Sonatrach-Exploitation).

II.1 Définition

L'étude pétrophysique d'un réservoir se fait à partir d'opérations de logging. La première étape de l'interprétation des logs (de diagraphies différées) est de déterminer le type de formation enregistrée (nature de roche). L'étape suivante consiste à déterminer les paramètres pétrophysiques tels que le volume d'argile, la résistivité de la roche et de l'eau de la formation, la porosité, la perméabilité et la saturation en eau.

II.2 Les paramètres pétrophysiques

II.2.1 Volume d'argile

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques.

La détermination des paramètres d'argile, consiste en une lecture directe sur le log des diagraphies d'un banc d'argile le plus épais et le plus proche du réservoir.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, (O. Serra, 1985).

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \cdot 100\%$$

- GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.
- GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

Dans notre étude on a utilisé le volume d'argile calculé par la diagraphie de spectroscopie (Voir page 21).

II.2.2 La résistivité

On mesure la résistivité de la roche car cette dernière nous apporte des renseignements essentiels sur la possibilité de présence d'un réservoir susceptible de renfermer des hydrocarbures.

On note, (O. Serra, 1979) :

- R_w : C'est la résistivité de l'eau de formation contenue dans les espaces poreux. Elle varie avec la température et la salinité du milieu. Elle est mesurée en Ohm-mètre par une de ces méthodes :
 - A partir des essais de production des puits voisins.
 - A partir des cartes de salinités régionales.
 - A partir des diagraphies différées[PS].
- R_t : C'est la résistivité de la formation (la zone vierge).
- R_{xo} : C'est la résistivité de la formation envahie.
- R_{mf} : C'est la résistivité du fluide de la zone envahie.

II.2.3 La porosité

C'est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides.

Elle est égale au rapport du volume total des espaces vides existant entre les éléments minéraux de la roche, au volume total de la roche.

La porosité totale englobe (O. Serra, 1979) :

- La porosité primaire ϕ_1 qui apparaît lors de la sédimentation et qui est due au réarrangement des grains.
- La porosité secondaire ϕ_2 qui provient des fractures et des fissures suites à des facteurs de compaction ou à des mouvements tectoniques qui favorisent l'ouverture de la matrice créant ainsi ces fissures secondaires.

Ainsi, la porosité totale de la roche est donnée par la relation :

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 = V_p / V_t$$

Avec :

V_p : Volume des pores.

V_T : Volume total de la roche.

- **Porosité effective ϕ_{eff}** : C'est la porosité accessible aux fluides libres, à l'exclusion de la porosité non connectée, et de l'espace occupé par l'eau adsorbée. C'est une définition spécifique aux diagraphistes. elle est dite :

- ✓ Faible si $\phi_{eff} < 5\%$.
- ✓ Médiocre si $5\% < \phi_{eff} < 10\%$.
- ✓ Moyenne si $10\% < \phi_{eff} < 20\%$.
- ✓ Bonne si $20\% < \phi_{eff} < 30\%$.
- ✓ Excellente si $\phi_{eff} > 30\%$.

- **Porosité connectée ϕ_{co}** : elle représente les espaces vides interconnectés.
- **Porosité potentielle ϕ_{pot}** : elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

II.2.4 La perméabilité

Elle est définie comme étant la capacité de laisser passer un fluide liquide ou gazeux dans une formation. Elle dépend de la taille des grains et de leur dimension. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux.

La perméabilité est notée « K » et est exprimée en « milli Darcy », (D.CHAPPELLIER).

II.2.5 La saturation

La saturation S_w est le pourcentage de l'espace des pores remplies d'eau (saturation en eau). Elle est donnée par (P.L RANDOLPH, et al, document SPE.1984) :

- **La loi d'Archie** :
$$S_w^n = \frac{R_{xo}}{R_t} = \frac{F \cdot R_w}{R_t}$$

Avec $F = a/\phi^m$

Où : a, m et n représentent les paramètres d'Archie :

a : coefficient dépendant de la lithologie « degrés de consolidation de la roche ».

m : facteur de cimentation.

n : exposant de saturation.

La loi d'archie est utilisée dans les formations propre ($V_{sh} < 10\%$).

Dans le cas des formations argilo-greaseuse plusieurs relations ont été établies suivant la nature des argiles. On va citer des relations des argiles totales utilisés, (R.LAGABRIELLE.2007):

- **Simandoux** :
$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\phi^m \cdot S_w^n)}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}}$$

- **Simandoux modifiée** :
$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\phi^m \cdot S_w^n)}{a \cdot R_w (1 - V_{sh})} + \frac{(V_{sh} \cdot S_w)}{R_{sh}}$$

- **Indonesian (Poupon-Leveaux)** :
$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a \cdot R_w}} + \frac{V_{sh}^{(1-V_{sh}/2)}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \cdot S_w^{n/2}$$

Avec :

V_{sh} : Volume d'argile.

R_{sh} : résistivité d'argile

S_{hc} représente la saturation en hydrocarbures. Elle est égale à : $S_{hc} = 1 - S_w$

II.2.6 La lithologie

La détermination de la lithologie de formation va guider notre évaluation et nous aider à mieux comprendre le milieu géologique (réservoir) où les hydrocarbures logent. L'identification de la lithologie représente la phase la plus importante de l'évaluation, car connaissant la lithologie on peut déterminer des milieux susceptibles ou non de renfermer des fluides (eau ou hydrocarbures).

II.3 Les diagraphies

On désigne par la diagraphie ou encore par le terme américain de « Log », tout enregistrement continu en fonction de la profondeur et/ou du temps, d'un paramètre de forage ou d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage, (O.Serra 2000).

Suivant le type de paramètres enregistrés et le moment d'enregistrement, on parle de :

- Diagraphie au cours de forage (M/LWD: Measurement/ Logging while drilling).
- Diagraphie au câble (Wireline logging) ou diagraphie différées.

II.3.1 Généralités

Les diagraphies différées (non instantanées) enregistrent les paramètres physiques à l'aide de sondes descendues au bout d'un câble s'enroulant autour d'un treuil placé dans un camion contenant les appareils d'enregistrement et de contrôle. Pour exécuter ces diagraphies dans de bonnes conditions, il est nécessaire de préparer le puits: le laver par circulation de la boue, éliminer les déblais, stabiliser la température de fonds, etc (R.DESBRANDES, 1982).

II.3.2 Les diagraphies qui ont été enregistrées pour l'étude

II.3.2.1 Diagraphie Sonique

La diagraphie sonique est basée sur l'étude de la propagation des ondes soniques (acoustiques) générées par l'outil de diagraphie dans la formation. On mesure la vitesse de propagation des ondes (P, S, Stoneley,...) à l'aide des temps de trajet et de l'atténuation de ces ondes. La propagation des ondes dépend des propriétés élastiques de la formation.

Le temps de trajet des ondes dans la formation nous donne une estimation de la porosité (primaire) à l'aide de l'équation de Wyllie, (O.Serra, 1979) :

$$\Delta t_{\log} = \Delta t_{ma} (1 - \phi) + \Delta t_f \phi \quad \Longrightarrow \quad \phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Avec :

Δt_{\log} = lecture du sonique, Δt_{ma} = temps de transit dans la matrice, Δt_f = temps de transit dans le fluide

Cette formule est expérimentale et n'est valable que pour des formations propres et consolidées. Dans les formations non consolidées ou les sables non compactés, la formule de Wyllie donne des porosités trop élevées. Dans ce cas, on utilise les formules suivantes, (R. LAGABRIELLE, 2007) :

Formule de Raymer-Hunt-Gardner :

$$\phi = 5/8 \times \left(\frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{\log}} \right)$$

Formule concernant des formations non consolidées :

$$\phi = \left(\frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right) \times 1 / C_p$$

Où : C_p représente le facteur de compaction.

L'outil de mesure utilisée dans notre étude est l'outil **Sonic Scanner** représenté dans la figure ci dessous:

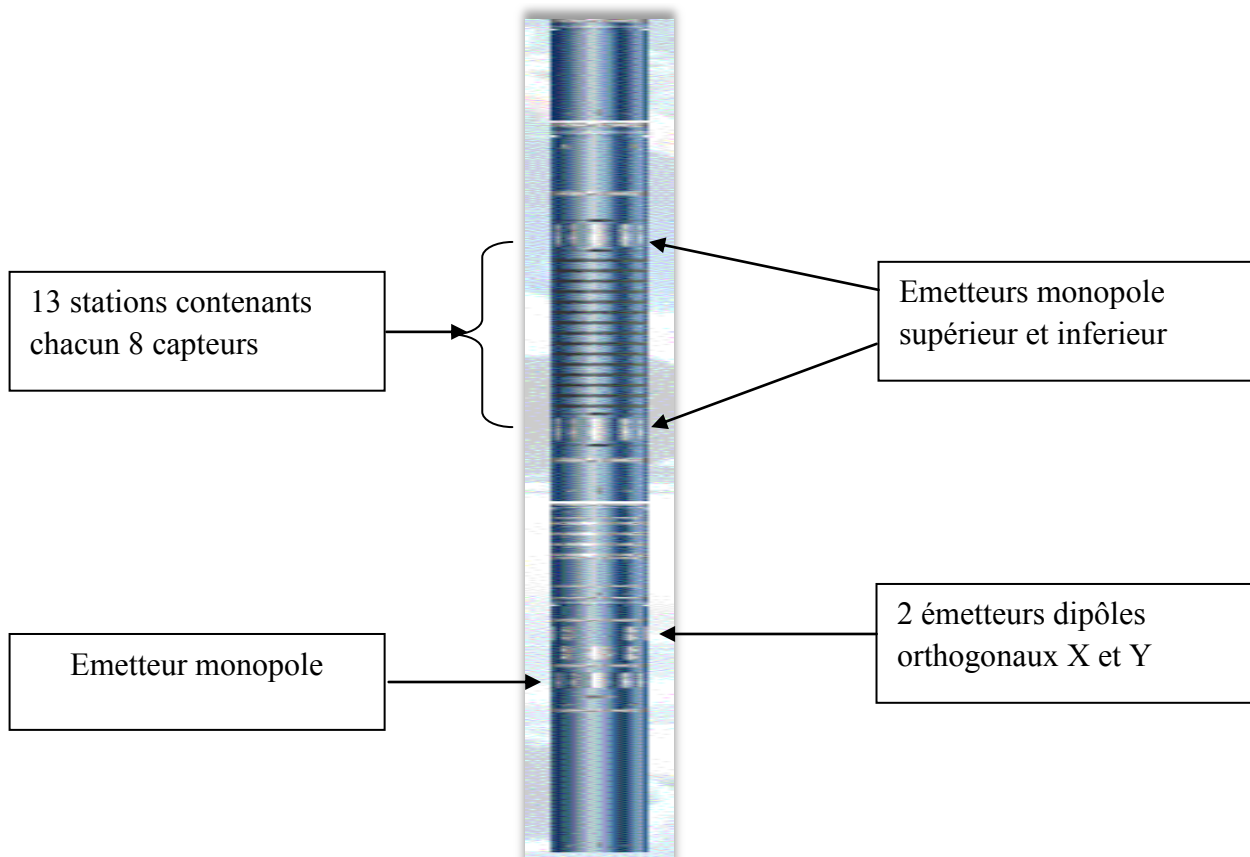


Fig. II.1: Outil Sonic Scanner, (Document Schlumberger).

L'outil Sonic Scanner est constitué par des émetteurs (monopole et dipôle) qui émettent des ondes soniques qui se propagent dans la formation, et 13 stations (composée chacune de 8 récepteurs) qui enregistrent les temps d'arrivée des ondes de compression, de cisaillement, et de Stoneley. Les émetteurs dipôles X et Y nous donnent deux sortes de cisaillement, lent et rapide pour la détection de l'anisotropie suivant deux directions.

L'outil enregistre le ΔT_{CO} (ΔT compression) pour le calcul de la porosité sonique, le ΔT_{SM} (ΔT cisaillement) et Stoneley pour la détection des fractures.

L'outil Sonic Scanner sert à :

- l'identification de l'hétérogénéité à travers la détection de l'anisotropie.
- l'amélioration de l'analyse sismique 3D.
- la détection des fractures.
- la caractérisation du réservoir pour les zones gaz.
- l'optimisation de la fracturation hydraulique.
- l'évaluation de la qualité d'adhérence du ciment.
- l'étude de la stabilité des parois du puits.
- la détermination des paramètres d'élasticité.

II.3.2.2 Diagraphies Neutron

C'est une diagraphie radioactive provoquée, car l'outil de mesure provoque une émission de rayons gamma dans la formation. La mesure consiste à bombarder la formation de neutrons rapides (issus d'une source chimique ou électronique). Les neutrons entrent en collision avec les noyaux de la formation ce qui va entraîner une perte d'énergie et cette perte se fera en 2 phases :

- ***Phase de ralentissement*** : les neutrons sont plus ou moins ralentis selon leurs angles d'incidence et selon que leur masse se rapproche ou non de celle des noyaux rencontrés. Les collisions avec les noyaux d'hydrogène ont un effet prépondérant puisque la masse de ces noyaux est sensiblement la même que celle des neutrons. Ainsi ralentis, les neutrons atteignent l'état épithermique (énergie de 0.1 eV jusqu'à 100 eV) puis thermique dans lequel leur énergie vaut 0.025 eV et leur vitesse 2500 m/s. Si le détecteur compte les neutrons ainsi ralentis on parle alors de log Neutron-Neutron qui permet de définir ***l'indice d'hydrogène IH*** qui mesure la quantité d'hydrogène par unité de volume de la formation, (O.Serra, 1979).

- **Phase de capture** : lorsque l'énergie devient inférieure à 0,025 eV les neutrons thermiques sont finalement capturés par les noyaux de certains éléments, les noyaux de chlore sont les plus efficaces pour capturer les neutrons thermiques. Cette capture s'accompagne d'émission de rayons gamma. On parle alors de log Neutron-Gamma. La porosité du neutron est lue directement à partir du log neutron (APLC) ou (NPHI).

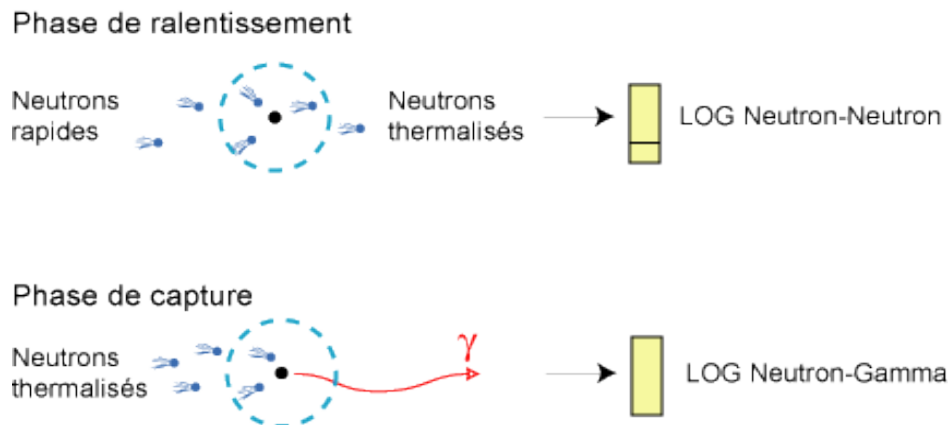


Fig. II.2 : Représentation des phénomènes de ralentissement et de capture, (R.DESBRANDES, 1982).

L'outil de mesure utilisé est l'outil **APS (Array Porosity Sonde)**.

L'APS possède une source électronique pour émettre des neutrons et des détecteurs aux deux stades épithermique et thermique. Il est utilisé dans les formations compactes car il donne, grâce à son détecteur épithermique, une valeur plus précise de l'indice d'hydrogène (HI) et donc une meilleure estimation de la porosité de la roche, (Document Schlumberger).

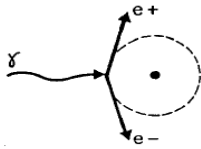
L'outil APS sert à :

- l'évaluation de la formation.
- la détection de gaz (en combinaison avec la densité).
- l'estimation de la porosité.
- l'indication de la lithologie.

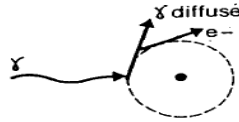
III.3.3 Diagraphie de Densité

La diagraphie de densité est aussi une diagraphie radioactive provoquée, car l'outil émet directement une source de rayons gamma afin de mesurer la densité de la formation.

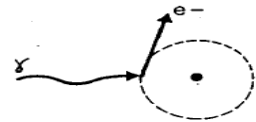
La mesure consiste en l'utilisation d'une source radioactive qui émet des rayons gamma ($Ce\ 137$). Les rayons gamma entrent en collision avec les électrons de la formation ce qui va provoquer une perte d'énergie. L'atténuation se fait selon 3 façons, (O.Serra, 2000) :



Effet production de paire



Effet Compton



Effet photoélectrique

Le récepteur permet de compter le nombre de rayons gamma diffusés qui dépendra du nombre d'électrons orbitaux présents et de l'énergie de la source. Le nombre de rayon gamma diffusé est lié à la densité d'électron de la formation. La mesure de la densité d'électrons est une mesure de la densité apparente de la formation.

C'est l'effet Compton qui est prépondérant lors de la mesure de la porosité à partir de diagraphie de densité. On calcule la porosité comme suit, (O.Serra, 1979) :

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

où ρ_f et ρ_{ma} , respectivement la densité du fluide et celle de la matrice, sont connues. ρ_b représente la densité apparente de la formation

La diagraphie de densité peut également nous fournir des informations sur la lithologie de la formation. Pour cela on aura besoin de mesurer l'effet photoélectrique (PEF) car chaque valeur de PEF correspond à une lithologie spécifique (litho-densité).

$$PEF = (Z / 10)^{3.6}$$

Connaissant le nombre atomique Z on obtiendra alors le PEF et donc la lithologie de la formation. Le tableau suivant donne les valeurs de la PEF pour différents matériaux.

Formation	Densité de la matrice (g/cm ³)	PEF
Grès	2.65	1.8
Calcaire	2.71	5.1
Dolomite	2.85	3.1
Charbon	~ 1.2	0.2
Illite	2.52	3.5
Pyrite	4.99	17

Tableau. II: PEF pour différents matériaux, (Log interpretation charts.2009. Document Schlumberger).

L'outil de mesure utilisé est l'outil **TLD (Three detector lithology density)**.

L'outil bombarde la formation de rayons gamma provenant d'une source (Ce137). Le TLD possède trois détecteurs qui vont mesurer l'intensité des rayons gamma qui est liée à la densité apparente de la formation (RHOB).

L'outil TLD sert à:

- la détermination de la densité de la formation.
- l'identification de la lithologie.
- la vérification du diamètre du puits (grâce au caliper).
- l'estimation de la porosité.
- la détection du gaz (en combinaison avec le neutron).
- l'étude de la compaction.

II.3.2.4 Diagraphie Rayon Gamma

C'est une diagraphie radioactive naturelle, car on mesure la radioactivité naturelle de la formation et plus précisément la concentration des rayons gamma.

La diagraphie à rayons gamma nous permet d'estimer le pourcentage d'argile dans la formation.

Les argiles se montrent le plus souvent fortement radioactives cette particularité peut avoir des causes très diverses, (D.CHAPELIER) :

- S'il s'agit d'argile potassique.
- Si les argiles s'accompagnent de nombreux minéraux accessoires : U, K et Th.
- Argiles à l'origine non radioactives ont absorbé des cations comportant U, Th, ce cas est fréquent.

De plus, certains types de lithologies sont naturellement radioactifs.

Les outils de mesure utilisent un compteur à scintillation constitué d'un cristal (iodure de sodium activé au Thallium) qui émet un photon lumineux lorsqu'il est atteint par un rayon gamma (issu de la formation). Un photomultiplicateur transforme cette photoémission en une impulsion électrique amplifiée pour devenir mesurable. On mesure une impulsion électrique qui est proportionnelle à l'énergie de la radiation gamma incidente. Un spectre gamma ray (U, K, Th) est alors produit et à partir de ce spectre on obtient une diagraphie de rayons gamma. La radioactivité gamma est mesurée en « API » (American Petroleum Institute).

Le log gamma ray apporte quantité d'informations, il met bien en évidence les niveaux imperméables qui sont souvent des bancs d'argiles et qui forment souvent les limites imperméables des réservoirs.

L'outil de mesure utilisé est l'outil **HNGS (Natural Gamma ray Spectrometry)** :

L'outil possède deux détecteurs (BGO) qui mesurent le nombre de GR et les niveaux d'énergie de chacun. Il permet aussi la détermination des concentrations de K, U, et TH radioactifs dans la formation, (Document Schlumberger).

L'outil HNGS sert à :

- la délimitation du réservoir.
- la corrélation de puits a puits.
- l'estimation du potentiel de l'U, K et TH.
- l'analyse de la lithologie.
- l'étude de diagenèse.
- la définition du milieu du dépôt.

II.3.2.5 Diagraphie de Résistivité

La diagraphie de résistivité permet de mesurer la résistivité de la formation R_t et cela en mesurant la résistivité de l'eau présente dans la formation R_w pour estimer la saturation S_w .

La mesure consiste à envoyer via une source un courant électrique dans la formation. Le courant électrique va se propager et une variation de potentiel est créée et mesurée par un récepteur localisé à une distance appelée « espacement » ou « écartement ». La résistivité de la formation est déterminée grâce à cette mesure.

Dans notre étude, l'outil de mesure est un latérolog. Il consiste à obliger le courant à pénétrer dans la formation suivant un fin pinceau de ligne de force parallèles en envoyant de part et d'autre un courant de focalisation à l'aide d'électrodes de garde. Il existe plusieurs dispositifs latérolog mais tous ont le même point de mesure qui est l'électrode centrale A_0 . S'il y a un profil d'invasion, la valeur enregistrée par le latérolog superficiel (LLS) correspond à la valeur de la résistivité de la zone envahie. La valeur enregistrée par le latérolog à plus grande invasion (LLD) correspond à la valeur de la résistivité de la zone vierge qui est aussi influencée par la zone envahie, (O .Serra, 1985).

L'outil de mesure utilisé est l'outil **DLT (Dual Laterolog)**:

L'outil possède 4 paires d'électrodes ($M_1M'_1$, $M_2M'_2$, $A_1A'_1$, $A_2A'_2$) placées symétriquement par rapport à A_0 . Pour la mesure du LLS : les lignes de courant se propagent de A_1 vers A_2 . Pour la mesure du LLD : lignes de courant de A_1 ou A_2 vers la surface. L'outil enregistre les deux résistivités simultanément, (Document Schlumberger).

L'outil DLT sert à :

- la corrélation entre les puits.
- la détermination de R_t et S_w .
- l'analyse de l'invasion.

II.3.2.6 Diagraphie de Spectroscopie

La spectroscopie consiste à déterminer les différentes composantes minéralogiques de la formation et cela en utilisant la radioactivité provoquée pour mesurer les rayons gamma.

Un générateur de neutrons pulsés bombarde la formation par une source chimique (AmBe). La formation réagit à ces neutrons pulsés qui vont connaître les deux phases de ralentissement puis de capture et donc d'émission de rayons gamma dans la formation. Ces rayons gamma seront détectés et mesurés; on obtient ainsi un spectre de rayons gamma. A partir de ce spectre l'outil fournit un spectre des éléments Si, Fe, Ca et S grâce à ce spectre d'éléments, l'outil mesure les concentrations des éléments de la formation.

La teneur des éléments dans la formation étant connue, on obtient alors la minéralogie correspondante grâce à un algorithme qui convertit les teneurs des éléments en minéraux présents dans la formation (pyrite, sidérite, quartz, feldspath, micas,.....). La figure ci-dessous illustre bien les étapes d'enregistrement de l'outil (Document Schlumberger).

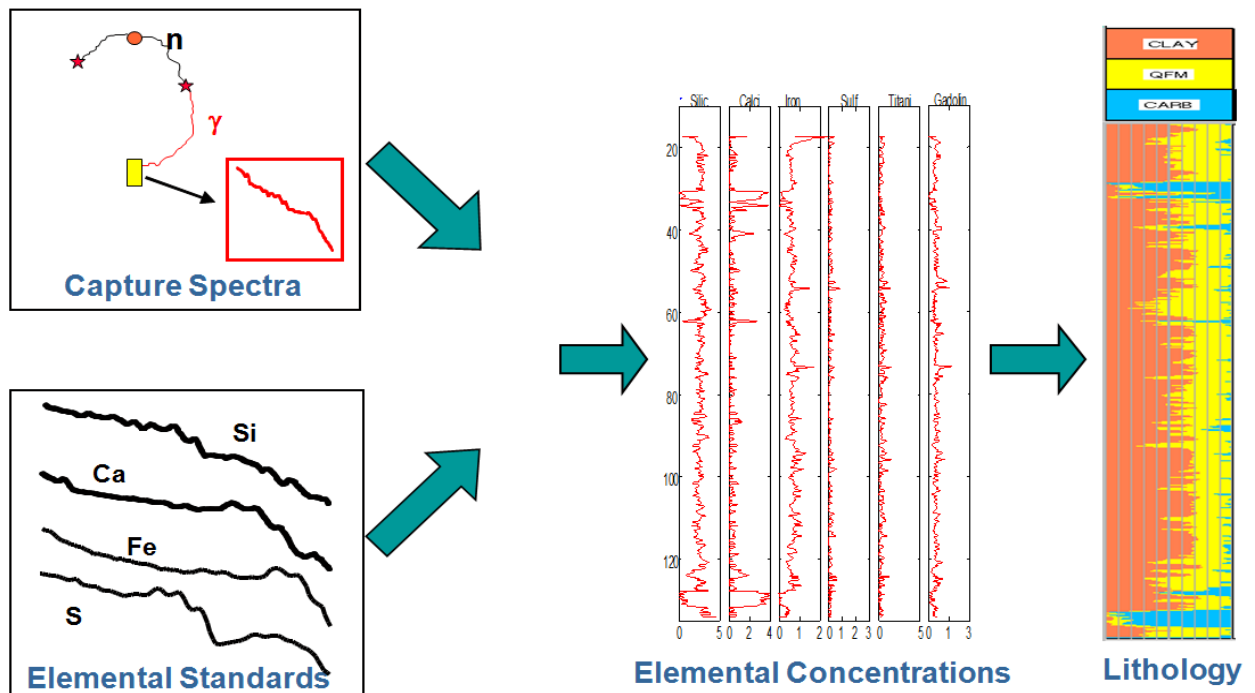


Fig. II.2 : Illustration de la spectroscopie, (Document Schlumberger).

L'approche spectroscopique utilise une technique par laquelle les éléments: silicium, calcium, et le fer peuvent être utilisés pour produire une estimation précise de l'argile. Un algorithme de prédiction de l'argile à partir de ces trois éléments (Si, Ca, Fe) est au cœur de cette technique.

L'outil reconnaît la concentration des éléments : Si, Ca, Fe, Ti, S, Gd principalement mais aussi le Cl, Ba et H. La concentration des carbonates est déterminée à partir du log de concentration du calcium (Calcite+Dolomite). L'anhydrite est déterminée à partir du log de calcium et du soufre. Enfin, le reste de la formation est composé de Q-F-M (quartz, feldspath, mica).

La figure suivante illustre un exemple de diagraphie spectroscopique :

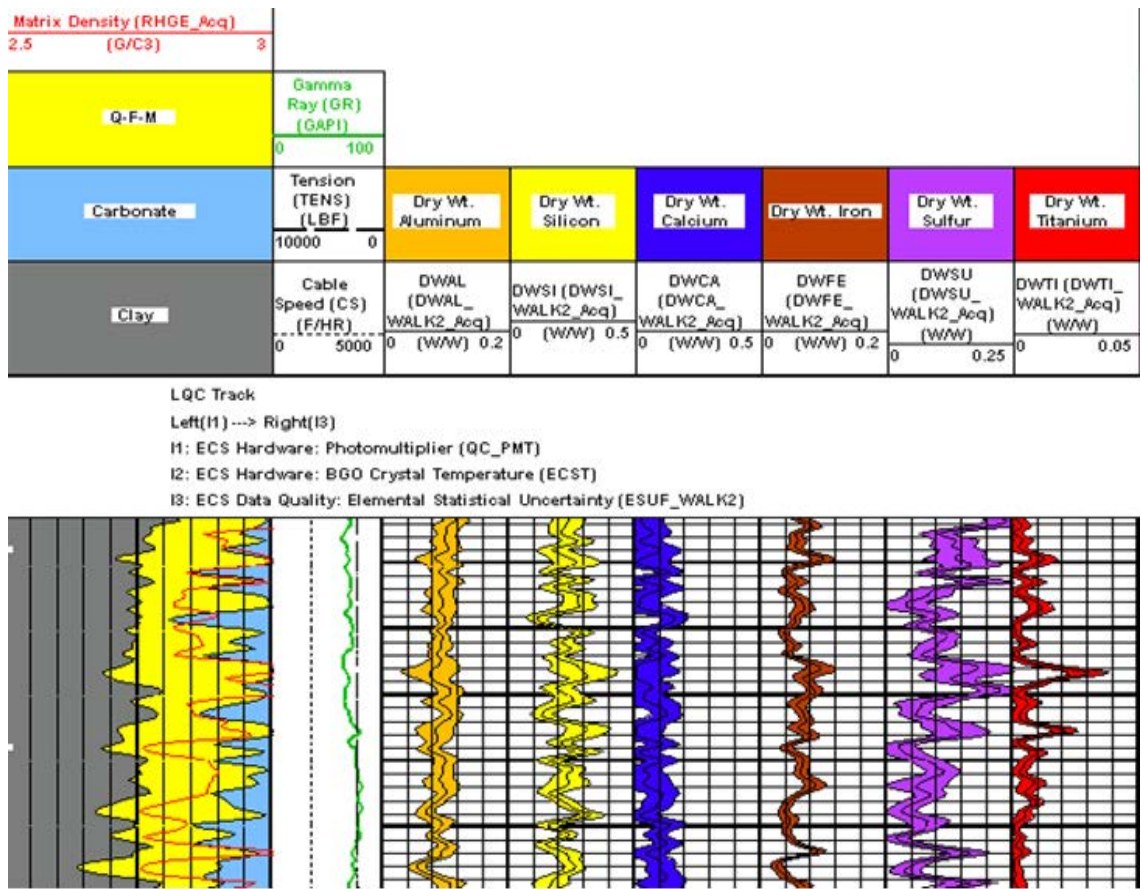


Fig. II.3 : Exemple de log de spectroscopie de capture d'éléments, (Document Schlumberger).

L'outil de mesure utilisé est l'outil de spectroscopie ECS :

L'outil est muni d'un détecteur qui capture les rayons gamma et mesure leur nombre ainsi que leur niveau d'énergie et fourni donc un spectre de rayon gamma afin de déterminer les teneurs des éléments présents dans la formation (Si, Fe, S, Ca, Cl, Gd, Ti, Ba et H). A partir des teneurs des éléments, l'ECS identifie les minéraux présents dans la formation et le type d'argile grâce à un algorithme intégré.

L'outil ECS sert à :

- établir une stratigraphie géochimique pour la corrélation puits à puits.
- la prédiction de la pression des pores à partir des données sismiques.
- la modélisation des propriétés de la roche à partir de l'analyse quantitative de la lithologie.
- l'identification de la minéralogie de la formation.

Pour réaliser notre évaluation, nous utiliserons le logiciel GeoFrame (solver ELAN) conçu par la compagnie Schlumberger pour l'évaluation pétrophysique des réservoirs. Ce logiciel facilite le processus d'interprétation et permet un gain de temps appréciable. Mis en place pour fournir des résultats précis et reproductibles, le programme ELAN nous permet de modéliser les composantes de la formation en utilisant les logs enregistrés pour un modèle déterminé. Le tableau III.1 montre les paramètres utilisés par ELAN pour notre évaluation. La figure suivante illustre le principe de fonctionnement du module ELAN.

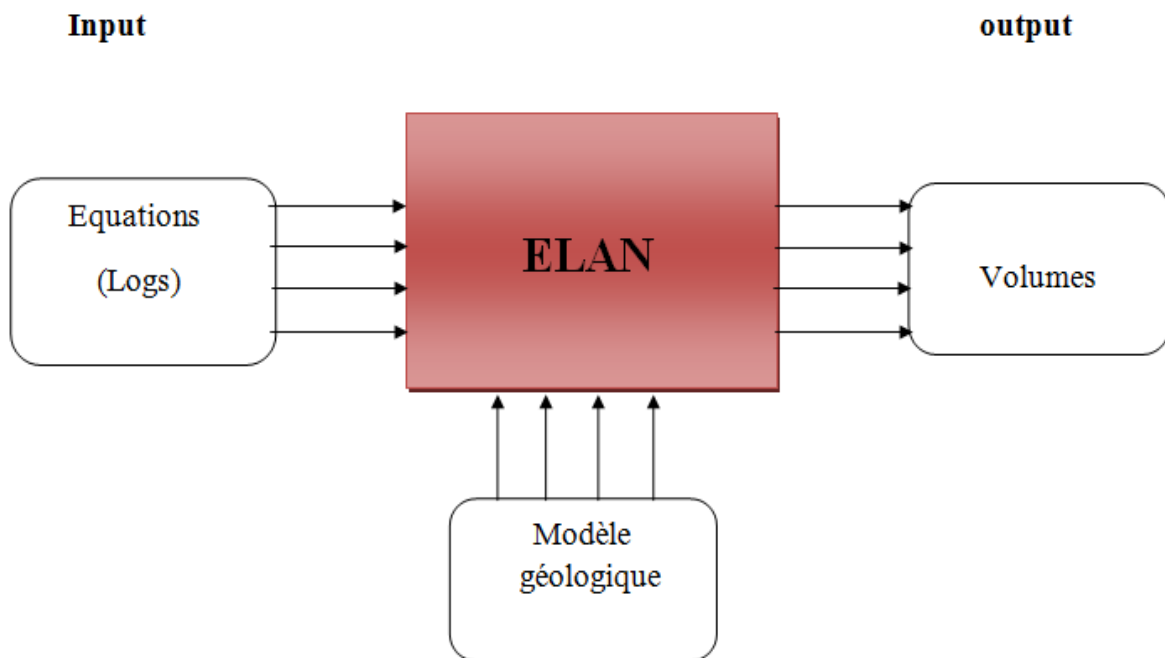


Fig. III.1 : Principe de fonctionnement du module ELAN.

III. Evaluation pétrophysique

L'évaluation pétrophysique s'est faite à partir des données de diagraphies enregistrées au niveau du puits SY1 situé dans le bassin de l'Ahnet. Ces paramètres obtenus sont présentés dans le tableau III.2.

L'intervalle étudié se situe dans les Grès de Goléa. Les diagraphies dites: " Triple-combo logs" enregistrées sont représentées dans la figure. III.2.

- **Interprétation lithologique**

La lithologie autour du puits SY1 est déterminée à partir de l'ECS. En spectroscopie, l'argile est estimée à partir de la concentration des trois éléments Si, Ca et Fe. Les Carbonates (Calcite ou Dolomite) à partir du Ca, quant aux grès, supposés être composés de quartz, de feldspaths et de micas, sont obtenus par soustraction des fractions d'argile et de carbonates selon la relation :

$$Q-F-M = 100 - \text{Carbonates} - \text{Clay}$$

- **Détermination du type de fluide**

La structure géologique du bassin de l'Ahnet où le puits SY1 est situé, bien qu'elle ne soit pas encore pleinement évaluée, est connue par ses accumulations de *tight gas*.

La combinaison entre la porosité épithermique neutron et la porosité densité dans l'intervalle d'enregistrement indique clairement une présence de gaz dans le réservoir.

- **Analyse ELAN**

Un modèle pétrophysique a été construit sur ELAN à l'aide de Triple-combo (diagraphies électriques, radioactives et soniques) et de la spectroscopie.

Le modèle géologique introduit dans le logiciel est composé de gaz, d'eau, d'illite, de quartz, de pyrite et de calcite.

L'équation de calcul de la saturation en eau utilisée est celle de Simandoux, avec les paramètres d'Archie suivants : $n = 2$, $a = 1$ et $m = 1.9$.

La résistivité de l'eau de formation R_w est prise égale à 0.025 Ohm-m.

- Le puits étudié est un puits vertical dont les conditions sont présentées dans le tableau ci-dessous:

Puits	Roche réservoir	Diagraphies enregistrées	Bit size (in)	Type de boue	Densité de la boue (g/cm ³)	Température max (degrés)
Puits SY1	Grès de Golea	SonicScanner, APS, TLD, ECS, HNGS, DLT	8.5	WBM (boue à eau)	1.48	123

Tableau. III.1 : Conditions dans le puits SY1, (Document Schlumberger).

Type de diagraphie	ELAN Mnemonic	Courbe Mnemonic	Outils Wireline
Densité	RHOB	RHOZ	TLD
Sonique	DT	DTCO	SS
Deep Résistivité	CUDC_SIM	LLD	DLT
Shallow Résistivité	CXDC_SIM	LLS	DLT
Neutron porosité	ENPI	APLC	APS
GR	GR	GR	GR_EDTC

Tableau. III. 2 : Tableau montrant les paramètres reconnus par ELAN, (Document Schlumberger).

III.1 Evaluation qualitative

Les diagraphies de la figure III.2 représentent les diagraphies: GR, LLD et LLS, APLC, RHOB, et DTCO appelées aussi: *Triple-Combo logs*.

- *Le log GR*: dans tout l'intervalle étudié, on met en évidence la zone réservoir qui correspond aux faibles valeurs du GR (< 30 API), et les zones imperméables correspondantes aux valeurs élevées du GR (> 30 API).
- *Le log résistivité*: l'outil enregistre la résistivité LLD et LLS (profonde et superficielle respectivement). On remarque un décalage des 2 courbes LLS et LLD au niveau de l'intervalle 2. Ceci nous indique qu'il y a une invasion de la boue dans la formation. La boue utilisée étant de la boue à eau (WBM), ceci va induire une lecture de résistivité de la zone vierge supérieure à celle de la zone envahie (l'eau augmente la conductivité de la zone envahie et donc diminue sa résistivité).
- *Le log de densité apparente RHOB* indique une densité de formation non affectée par les conditions du puits (absence de *washout*: phénomène se produisant lors de l'invasion, ou la boue pénètre dans la zone perméable ce qui va provoquer un élargissement du diamètre du puits).
- *Le log porosité neutron APLC*: l'outil nous donne une lecture directe de la porosité neutron APLC et cela grâce à son détecteur épithermique.
- *Le log DTCO (ΔT_{CO})*: c'est la valeur de la lenteur de compression en $\mu\text{s}/\text{ft}$. Cette valeur est utilisée pour le calcul de la porosité sonique. on utilise aussi le ΔT_{CO} pour avoir une idée sur la compaction (qualitativement).

Un QC est une interprétation qualitative des logs avant de lancer l'analyse ELAN.

On commence par le log GR et résistivités pour identifier les zones réservoirs ainsi: si le GR est élevée et la résistivité est faible ceci nous indique une formation argileuse conductrice (contenant de l'eau) mais si le GR est faible et la résistivité élevée ceci indique une formation susceptible de renfermer des hydrocarbures (roche réservoir de gaz ou d'huile) et c'est cette zone la qui va nous intéresser.

Après avoir identifié les zones réservoirs, on passe à l'interprétation des logs densité et porosité neutron. On sait que la lecture de porosité neutron et de densité dans le gaz est faible donc les zones contenant du gaz seront les zones où on a:

- **Une faible lecture de GR.**
- **Lecture élevée de résistivité.**
- **APLC et RHOB faible (on apercevra un genre de poche).**

Concernant le ΔT_{CO} , on peut confirmer les zones poreuses contenant du gaz, en calculant la porosité sonique et en la comparant avec celle de la densité neutron.

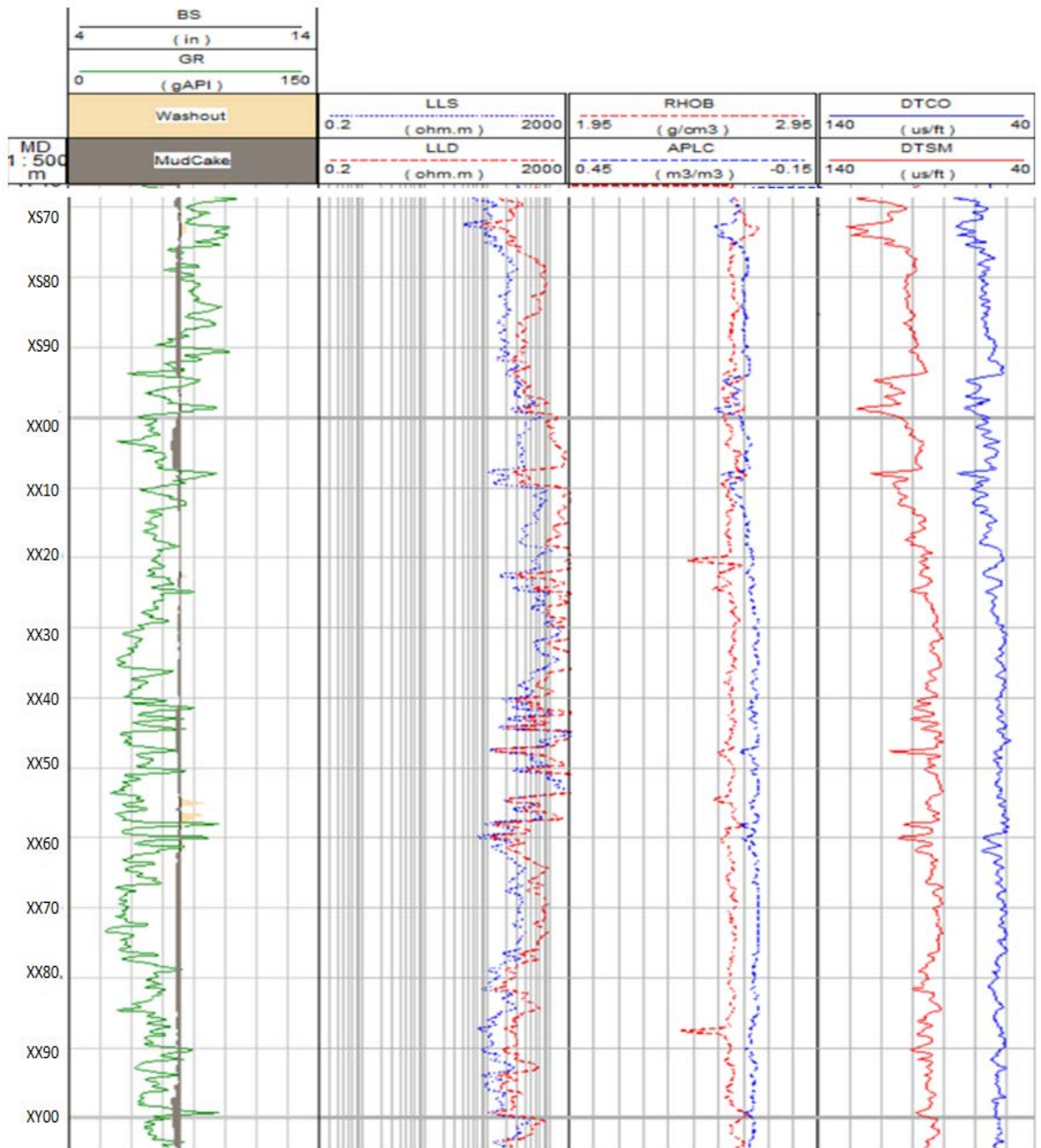


Fig. III.2: Logs Triple-combo relatives au puits SY1, (Document Schlumberger).

- **Interprétation qualitative (QC)**

Les données de diagraphie ont mis en évidence d'importants réservoirs de gaz. Dans l'intervalle étudié, on rencontre une importante accumulation d'hydrocarbures (Gaz) se trouvant à partir de la profondeur de XX00 m jusqu'à XY00 m.

La faible valeur du GR indique qu'on est dans le réservoir de grés et la valeur élevée de la résistivité tout le long de cet intervalle de profondeur (XX00 m –XY00 m) nous informe sur la présence d'hydrocarbures résistifs, et c'est le log de densité et du neutron qui nous renseigne sur le type d'hydrocarbure présent. Ainsi la faible valeur de la densité apparente et de la porosité neutron dans cet intervalle nous indique qu'on a du gaz.

Après avoir identifié les zones réservoirs, il est nécessaire d'identifier la lithologie de la formation (surtout dans le cas des réservoirs compacts) et pour cela on a eu recours à la spectroscopie ECS (Elemental Capture Spectroscopy). Les données de la spectroscopie ECS ont permis l'identification de certaines lithologies telles que: Argile, carbonates et pyrite (en faibles proportions) et une lithologie Q-F-M.

Les données de résistivité, gamma ray, porosité neutron, densité apparente et le ΔT_{CO} ainsi que les données de spectroscopie (la lithologie de la formation), nous permettent de procéder à l'évaluation pétrophysique du réservoir compact à l'aide du solver ELAN (logiciel Geoframe).

Les résultats de l'évaluation pétrophysique par ELAN de notre réservoir sont représentés ci dessous (Fig. III.3) :

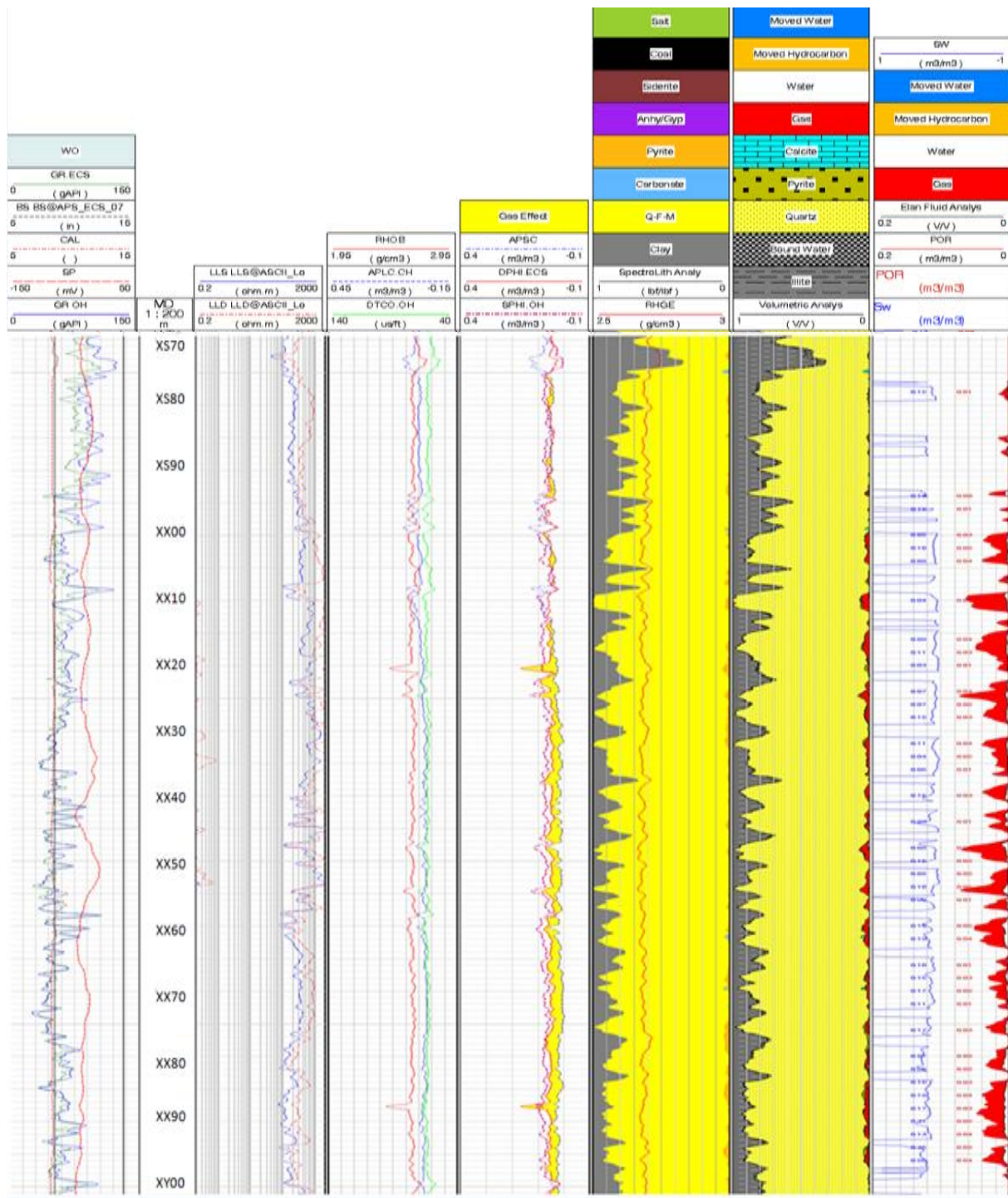


Fig. III.3: Résultats de l'évaluation pétrophysique par ELAN.

III.2 Interprétation de l'analyse ELAN

Après introduction des logs (Triple-combo + ECS) dans le logiciel ELAN, ce dernier nous donne une évaluation pétrophysique du réservoir et ceci en identifiant la lithologie, le volume d'argile, la saturation en eau et en gaz des pores du réservoir ainsi que la porosité effective de la formation à différentes profondeurs.

Les résultats de l'évaluation sont représentés dans le tableau ci-dessous :

<i>Intervalles (m)</i>	<i>Lithologie</i>	<i>Volume d'argile</i>	<i>Saturation en eau</i>	<i>Porosité du réservoir</i>	<i>Fluide prépondérant dans les pores</i>
XS70 – XS77	Composée d'illite, quartz et calcite. L'illite étant l'élément prédominant, cette formation est un banc d'argile (type illite).	> 50%	/	/	Eau (eau adsorbée)
XX00 – XY00	Composée d'illite, quartz et des traces de pyrite et de calcite à certaines profondeurs. L'élément prédominant étant le quartz, cette formation est un grès.	< 30 %	3 -20 %	1 – 5 %	Gaz

Tableau. III.3 : interprétation des résultats de l'évaluation ELAN.

- L'intervalle [XS70 – XS77] est un intervalle représentant une zone non réservoir.
- L'intervalle [XX00 – XY00] est un intervalle correspondant à la zone réservoir.

La porosité évaluée par ELAN est une porosité effective, car l'eau adsorbée est calculée et est représentée au sommet des piques d'argiles. Donc ayant le volume d'argile, l'eau adsorbée et la porosité totale (estimée à l'aide du log neutron, densité et sonique), l'ELAN nous évalue la porosité effective de notre réservoir *tight gas*.

La perméabilité de la roche réservoir est estimée à 0.1 md (perméabilité régionale).

La saturation évaluée par ELAN est la saturation en eau des pores de la formation.

Exemple : à la profondeur XX50 m l'évaluation ELAN nous donne une saturation en eau des pores de 16 %.

Pour le calcul de la saturation en hydrocarbure on utilise la relation suivante:

$$S_{hc} = 1 - S_w \Rightarrow S_{hc} = 1 - 0.16 = 84 \% \text{ de saturation des pores en gaz.}$$

L'évaluation pétrophysique par ELAN montre que les réserves de gaz présents dans la roche sont importantes. A certaines profondeurs, la saturation des pores en gaz peut atteindre 97 %.

III.3 Conclusion

Les résultats de notre évaluation pétrophysique nous ont permis de mettre en évidence un intervalle correspondant à une zone réservoir gréseuse de type *tight gas* où les faibles paramètres pétrophysique ont été estimés grâce à l'évaluation par ELAN. L'analyse de l'intervalle étudié (Grès de Goléa) révèle que la porosité effective de la roche est de l'ordre de 1-5%, la saturation en eau est de l'ordre de 3-20%, alors que le volume d'argile est de l'ordre de 25%.

Les résultats de l'évaluation pétrophysique doivent être combinés avec le modèle géomécanique pour le design d'une future fracturation hydraulique dans le puits SY1.

IV.1 Introduction

La géomécanique est une discipline quantitative. Elle implique de mesurer et d'estimer la contrainte et d'examiner la façon dont les matériaux réagissent à cette contrainte. En géomécanique, les matériaux ne peuvent être choisis. Les foreurs et les ingénieurs de production doivent travailler avec les matériaux en présence, qui peuvent être des formations solides continues, mais peuvent également comprendre des roches fracturées.

Dans l'industrie pétrolière et gazière, les principes géomécaniques ont été appliqués à l'origine dans la fracturation hydraulique lorsque l'ingénieur de stimulation voulait connaître les pressions de puits de forage nécessaires pour fracturer la roche et l'étendue probable de la fracture induite. Contrairement à l'exploitation minière et au génie civil, où le comportement du matériau peut être facilement observé et mesuré, dans l'industrie pétrolière et du gaz l'accès aux données est limité : il est assez difficile de mesurer l'état de contrainte agissant sur un puits de forage ou de la résistance des roches autour des parois du puits. Cela rend la prédiction du comportement géomécanique des puits de pétrole et de gaz plus difficile (WEC, 2007).

IV.2 Principe de la géomécanique

Les concepts de la géomécanique nécessitent une certaine compréhension des contraintes et des déformations, ainsi que de la façon dont celles-ci sont liées à travers la réponse d'un matériau tel que la roche, (J.ROBERT MARSDEN, 1977).

IV.2.1 Contraintes

La contrainte est une force divisée par l'aire sur laquelle la force est appliquée. La force est un vecteur ; elle possède une orientation et une amplitude. De façon analogue, l'aire sur laquelle la force est exercée possède également une orientation et une amplitude, de sorte que la contrainte n'est pas une quantité simple.

IV.2.2 Cercle de Mohr-Coulomb

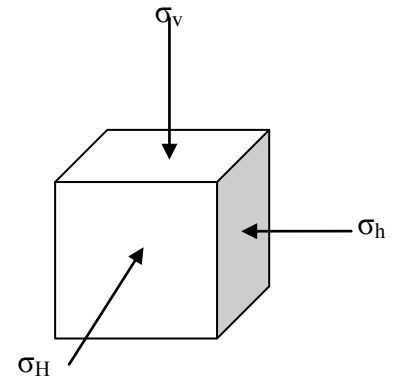
Un diagramme appelé « cercle de Mohr » donne un moyen graphique d'examiner la manière dont les contraintes normales et de cisaillement sur un plan varient avec l'orientation de ce plan. Le cercle de Mohr permet aux ingénieurs de prédire graphiquement quand l'écoulement plastique ou la rupture se produira dans une roche intacte, et l'orientation des plans sur lesquels la rupture surviendra.

Les études géomécaniques commencent généralement par la détermination des trois contraintes principales et leurs orientations. Typiquement, une contrainte principale est verticale et les autres sont horizontales, (J.ROBERT MARSDEN, 1977).

σ_v : représente la contrainte principale verticale (appelée aussi *overburden*).

σ_H : représente la contrainte horizontale majeure.

σ_h : représente la contrainte horizontale mineure.



IV.2.3 Régime de contrainte

On distingue trois régimes de contraintes :

- Régime de contraintes normales si $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$
- Régime de contraintes chevauchant si $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$
- Régime de contraintes décrochant si $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ et c'est le régime qu'on rencontre dans le bassin de l'Ahnet, (Document Schlumberger).

L'autre aspect important de l'état de contrainte en géomécanique pétrolière est la pression interstitielle ou pression des pores (P_p). Là encore, de nombreuses méthodes sont utilisées pour estimer cette pression dans les argiles et pour la mesurer dans les formations perméables.

IV.2.4 Contrainte effective

La contrainte effective pour un processus particulier, comme la déformation élastique ou la rupture, est la combinaison de la contrainte et de la pression interstitielle qui contrôle le processus.

On a par exemple dans le cas d'un processus plastique la relation entre la contrainte totale et la contrainte effective est donnée par (Biot et Willis, 1956) :

$$\sigma' = \sigma - P_p$$

Où :

σ' représente la contrainte effective.

σ représente la contrainte totale.

P_p représente la pression des pores.

IV.2.5 Réponse d'un matériau

Les roches peuvent se déformer de diverses manières lorsqu'elles sont sous contraintes. Elles peuvent se déformer de façon réversible, de sorte que la forme originale est rétablie lorsque les contraintes sont supprimées, ou de façon irréversible. Elles peuvent aussi céder, de sorte que le matériau peut, par exemple, se casser en morceaux. Comme le comportement réel des roches est très complexe, il est généralement représenté par des modèles simplifiés, (J.ROBERT MARSDEN, 1977).

Pour un matériau élastique, c'est-à-dire lorsque le comportement d'une roche est linéaire, isotrope et élastique, il peut être décrit par deux constantes élastiques bien connues: le module de Young (E) et le coefficient de Poisson (ν):

Module d'Young (E) = contrainte uniaxiale appliquée / déformation normale.

Coefficient de Poisson (ν) = déformation latérale / déformation longitudinale.

IV-2-6 Modules élastiques statiques et dynamiques

Les modules statiques sont déterminés au laboratoire, si l'on dispose notamment de carottes. Les modules dynamiques sont déterminés à l'aide de la mesure du sonique (ΔT_{CO} et ΔT_{SM}) et cela en utilisant les équations de Gassmann (1951) représentées dans le tableau ci-dessous :

ν	Coefficient de Poisson	$\epsilon_{\text{laterale}} / \epsilon_{\text{longitudinale}}$	$(3K-2G)/(2G+6K)$
G (GPa)	Module de cisaillement	$\sigma_{\text{appliquée}} / \epsilon_{\text{cisaillement}}$	$92903.05845868 * (\rho_b / \Delta T_s^2)$
E (GPa)	Module d'Young	$\sigma_{\text{appliquée}} / \epsilon_{\text{normale}}$	$2G*(1+\nu)$
K_b (GPa)	Module apparent	$P_{\text{hydrostatique}} / \epsilon_{\text{volumetrique}}$	$92903,05845868 * \rho_b * (1/ \Delta T_c^2) - 4/3 * G$

Tableau. IV.1 : Formules des modules élastiques dynamiques, (Document Schlumberger).

Note: ϵ est une déformation; σ est une contrainte.

En absence de données de laboratoires des modules élastiques statiques, des corrélations par les paramètres dynamiques existent pour les estimer, comme le montre le tableau ci-dessous :

E_{stat}	$E_{\text{stat}} = 0.4145 * E_{\text{dyn}} - 1.0593$
K_{stat}	$E_{\text{stat}} / 3 * (1 - 2 * \nu)$
ν_{stat}	est considéré le même ($\nu_{\text{dyn}} = \nu_{\text{stat}}$)
G_{stat}	$E_{\text{stat}} / 2 * (1 + \nu)$

Tableau. IV.2 : Formules des modules élastiques statiques établies à partir des modules dynamiques, (Document Schlumberger).

IV.3 Contraintes autour des puits de forage

Lorsqu'un trou est présent dans un corps sous contraintes, les contraintes changent autour du trou. Cette propriété appelée « concentration de contraintes », peut être suffisante pour provoquer la rupture de la roche autour du trou et, par la suite, peut conduire à une instabilité du puits de forage.

La figure ci-dessous illustre une distribution des contraintes autour d'un puits de forage :

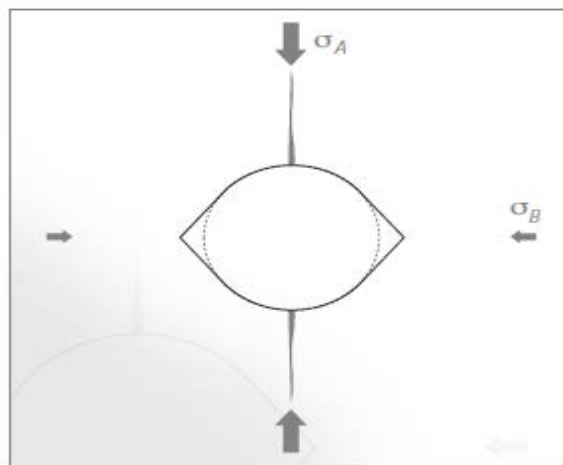


Fig. IV.1 : Emplacement des breakout (ovalisations) et des fractures induites par le forage par rapport aux contraintes principales perpendiculaires au puits de forage. Ici, $\sigma_A > \sigma_B$. (WEC, 2007).

σ_A représente dans ce cas la contrainte horizontale maximale et σ_B représente la contrainte horizontale minimale. Les ovalisations des trous de forage appelées aussi *breakout* apparaissent suivant la direction de la contrainte horizontale minimale et les fracturations induites suivant la direction de la contrainte horizontale maximale. Elles sont perpendiculaire l'une à l'autre.

Ces ovalisations peuvent être déterminées à l'aide de :

- **Diagraphie sonore**

Si on a un outil sonore performant qui enregistre le cisaillement lent dit « slow shear » et le cisaillement rapide dit « fast shear » on obtient l'orientation de ces breakout en faisant correspondre le fast shear avec la contrainte horizontale maximale. On fait une rotation de 90° pour obtenir la direction de la contrainte horizontale minimale et donc des ovalisations.

Remarque : On peut agir ainsi seulement dans le cas d'un puits vertical.

La diagraphie sonore est indispensable à l'étude géomécanique d'un réservoir. L'outil Sonic Scanner (utilisé dans notre étude) nous fournit des informations suivantes:

- présence des fractures ouvertes (ondes de stoneley)
- la stabilité des parois du puits (présence d'ovalisation)
- la direction de la contrainte horizontale maximale (onde de cisaillement rapide)
- l'anisotropie 3D (ondes de cisaillement rapide et lent et l'onde de stoneley).
- en combinaison avec la diagraphie densité, on obtient les modules élastiques dynamiques E , ν , K , G (verticales et horizontales).
- estimation de l'UCS (La résistance à la compression sans confinement) à partir des données sonore.

- **L'imagerie**

L'imagerie des parois de puits a été introduite par Schlumberger au milieu des années 80. Obtenue par des mesures de résistivité très finement échantillonnées, l'imagerie représentait un saut technologique par rapport aux pendagemètres antérieurs. Elle a grandement amélioré la caractérisation géologique des réservoirs et est devenue rapidement indispensable dans les puits d'exploration, de délimitation et même dans beaucoup de puits de développement.

L'imagerie permet une visualisation précise et quasiment instantanée de la stratigraphie, du pendage, de la texture des couches, de la fracturation et de la distribution des principaux faciès. Ces renseignements contribuent à une estimation rapide du potentiel pétrolier d'un puits et permettent de prendre très tôt les décisions économiques qui s'imposent.

L'imagerie est indispensable à l'étude des fractures. Aucun autre outil que l'imagerie ne peut apporter autant d'information sur la fracturation.

Outil d'imagerie	Système de boue	Différenciation des fractures ouvertes par rapport aux fermées	Estimation de l'ouverture des fractures	Fractures ouvertes (naturelles, renforcées, induites)	Fracture cimentée par un ciment non conducteur compact (calcite, quartz...)	Fracture cimentée par un ciment conducteur compact (pyrite...)	Fracture cimentée par un ciment conducteur tendre (argile...)
UBI	Boue à l'huile et boue à l'eau	Oui (en comparant l'image TT à l'image d'amplitude)	Non	Trace noire à la fois sur les images d'amplitude et TT	Trace blanche sur l'image d'amplitude ; aucune trace ou trace blanche sur l'image TT	Trace blanche sur l'image d'amplitude ; aucune trace ou trace blanche sur l'image TT	Trace noire sur l'image d'amplitude ; aucune trace ou trace noire ou blanche floue sur l'image TT
FMI	Boue à l'eau	Non, mais différenciation des fractures conductrices (éventuellement ouvertes) par rapport aux fractures résistives (cimentées)	Oui	Trace noire	Trace blanche	Trace noire	Trace noire
OBMI	Boue à l'huile	Non	Non	Trace blanche	Trace blanche	Trace noire	Trace noire ou aucune trace si le contraste de résistivité est trop faible

Tableau.IV.1 : Interprétation des traces de fractures par rapport au type d'outil d'acquisition, (WEC , 2007).

En fonction de l'outil d'imagerie utilisé, les ovalisations apparaissent clairement sur les données de l'imagerie ainsi on peut orienter la contrainte horizontale mineure suivant les ovalisations et à 90° la contrainte horizontale majeure.



Fig. IV.2 : Vue 3D issue de l'imagerie UBI en comparaison avec l'échantillon de carotte, (Document Schlumberger).

- **Le Caliper (4 arms)** : si le caliper lit une différence de diamètre suivant un axe de direction et aucune différence suivant le second axe cela veut dire qu'il y a présence de breakout suivant l'axe de variation du diamètre.

Note : Rappelons que le caliper est un outil qui enregistre les variations de diamètre du puits de forage appelé aussi « diamètreur » soit par mesure mécanique (bras articulés symétriques reliés au curseur d'un potentiomètre, le déplacement latérale des bras résulte d'une variation du diamètre) soit par mesure acoustique (à l'aide de la mesure du temps de trajet d'une onde acoustique, l'émetteur et le récepteur étant alignés avec l'axe du puits de forage).

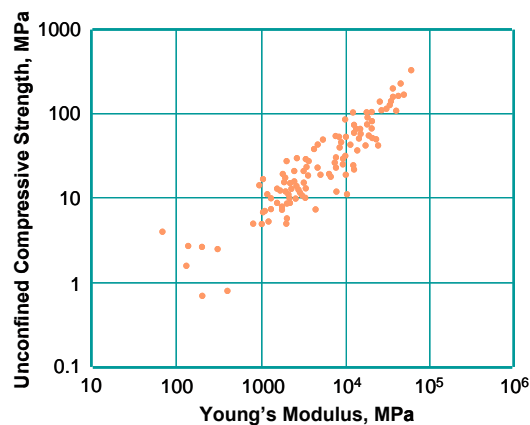
IV.4 Mesure de la résistance a la compression sans confinement (UCS)

L'UCS (Unconfined Compressive Strength) est mesuré au laboratoire à partir d'échantillons de roches cylindriques (carottes) en comprimant l'échantillon entre deux plateaux (essai uniaxial) et en mesurant la charge maximale à laquelle se produit la rupture, (J.ROBERT MARSDEN , 1977).

En l'absence d'échantillons de carottes pour mesurer l'UCS au laboratoire, plusieurs corrélations peuvent être utilisées pour estimer l'UCS en fonction des autres propriétés de la roche.

Exemple: Corrélation du module d'Young statique, (Document Schlumberger):

$$\text{UCS} = 2.28 + 4.1089 \cdot \text{YME.stat (en MPa)}$$



FigIV.3 : Relation UCS avec le module de Young statique (Document Schlumberger).

En pratique on utilise généralement cette corrélation pour mesurer l'UCS en cas d'absence de données de laboratoire.

IV.5 Angle de frottement interne

L'angle de frottement d'une roche (FANG : friction angle) est l'angle de repos à laquelle le matériau est stable. Il est déterminé par le frottement, la cohésion et les formes des grains.

Grâce au log GR, le calcul de l'angle de frottement est possible. L'équation s'écrit sous la forme suivante :

$$\text{FANG} = a + b \cdot \text{GR}$$

Où a et b sont des constantes propres à la compagnie de service pétrolier Schlumberger.

Généralement, quand on connaît la lithologie de la région on peut attribuer un FANG par défaut. Exemple : en Algérie

Pour les argiles la valeur du FANG $\sim 25^\circ$

Pour les grès : FANG aux alentours de $30^\circ - 40^\circ$

IV.6 Mesure de la pression des pores

Les roches telles que le grès sont composées de petits grains, qui sont généralement le quartz. Ces grains sont en contact avec d'autres, et peuvent être cimentés ensemble. Le degré et le type de cimentation ont une grande influence sur la dureté de la roche. Les roches faiblement cimentées sont souvent considérées comme des roches faiblement consolidées.

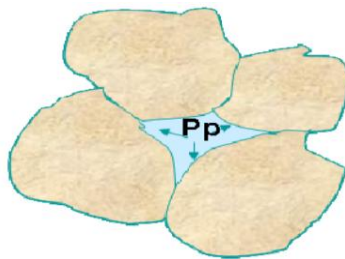


Fig. IV.4 : Présence de pression entre les grains de la roche (J.ROBERT MARSDEN, 1977).

La pression des pores en chaque point agit de la même façon dans toutes les directions, mais la pression peut varier d'un point à un autre.

La pression des pores est mesurée à l'aide d'outils tels que le : XPT, MDT,... les outils sont munis de capteurs permettant la mesure de la pression.

Dans le cas où la pression des pores n'a pas été mesurée à l'aide d'outils, pour l'étude géomécanique, on considère la pression hydrostatique.

Dans notre cas, le gradient hydrostatique est égale à 0.433 psi/ft (soit 0.01 MPa/m) on peut alors calculer la pression des pores comme suit :

$$PP \text{ [MPa]} = \text{gradient hydrostatique [MPa/m]} \times \text{profondeur [m]}$$

IV.7 La contrainte verticale (overburden)

Connaissant le gradient de la contrainte verticale qui est considéré égale à 1.11 psi/ft (dans les grés de faible porosité, de l'ordre de 5%), on peut calculer la contrainte verticale ainsi :

$$\sigma_v \text{ [MPa]} = 0.025 \text{ [MPa/m]} \times \text{profondeur [m]}$$

IV.8 Les contraintes horizontales minimale et maximale

Un réservoir peut subir une multitude d'événements géologiques tels que la fracturation et le changement thermique. Il en résultera des déformations dans la direction horizontales X et Y. Les deux déformations ϵ_h et ϵ_H représentent les déformations dans la direction des contraintes horizontales mineure et majeure respectivement. Les équations de calcul de σ_H et σ_h (d'après le modèle *poroélastique* des contraintes horizontales) sont présentés ci-dessous, (Document Schlumberger) :

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_H$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_H + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_h$$

Où σ_H et σ_h représentent les contraintes horizontales maximale et minimale respectivement, σ_v est la contrainte verticale (overburden), α représente la constante élastique de Biot (= 1), P_p représente la pression des pores.

- **Gradient de fracturation**

Le gradient de fracturation correspond à la pression nécessaire pour faire propager une fracture loin des parois du puits. Il ne doit pas être confondu avec la pression nécessaire pour engendrer une fracture sur les parois du puits. Le gradient de fracturation (Frac GRAD) est obtenu d'après la relation suivante, (Document Schlumberger) :

$$\text{FracGRAD [psi/ft]} = \sigma_h \text{ [psi]} / \text{profondeur [ft]}$$

IV.9 Construction d'un modèle géomécanique (MEM 1D)

Le modèle géomécanique (MEM) est une description explicite de l'état de contrainte, de la pression interstitielle et des propriétés mécaniques des roches constituant le sous-sol. Il peut comprendre uniquement la partie réservoir, comme il peut s'étaler sur les formations constituant les terrains morts.

Le MEM inclut des détails de la structure géologique, comme les failles et les toits de formations, ainsi que des détails de la constitution des roches, telles les zones fracturées ou les roches à comportement mécanique anisotrope.

Il fournit des informations pour les calculs géomécaniques associés à de nombreux aspects de la construction des puits, par exemple les limites de stabilité de parois de puits pendant le forage, les seuils d'instabilité des sables pendant la production, ou les paramètres géomécaniques nécessaires à la réalisation des opérations de stimulation, (WEC, 2007).

Au cours de la déplétion d'un champ d'hydrocarbures, le MEM peut être utilisé pour estimer les changements provoqués dans l'état de contrainte par la diminution de la pression de réservoir. Ces changements de contraintes peuvent mener à une compaction du réservoir, ce qui peut affecter la perméabilité. Il peut également causer un affaissement dans les formations sus-jacentes, ou encore provoquer l'activation de failles et de fractures.

La construction du MEM puise ses données dans un certain nombre de sources. Celles-ci comprennent des données de diagraphie provenant :

- de puits, comme des mesures soniques, de rayons gamma, de densité apparente, de pression de formation et d'imagerie de puits ;
- des rapports de forage ;
- de cartographies structurales : géologique et sismique ;
- des carottes.

Le MEM peut être construit le long d'une seule dimension, ou dans un espace tridimensionnel. Le modèle à une dimension (1D) ne définit les variations des paramètres géomécaniques que sur un seul axe. Typiquement, cet axe est soit vertical, soit curviligne suivant le profil du puits. Ce modèle suppose que les paramètres géomécaniques sont latéralement constants et est souvent utilisé pour la modélisation géomécanique d'un seul puits de forage. Les modèles tridimensionnels sont utilisés pour représenter des données multi-puits ou bien là où les variations géologiques ou géomécaniques sont importantes.

Les résultats fournis par le MEM 1D sont les paramètres mécaniques de la roche à savoir, (Document Schlumberger) :

- La contrainte verticale σ_v .
- Les contraintes horizontales maximale et minimale.
- La direction des contraintes.
- Pression des pores.
- UCS (unconfined compression strength)
- Angle de frottement interne.
- Modules élastiques:
 - Module d'Young E_{dyn} et E_{stat}
 - Coefficient de Poisson ν_{dyn} et ν_{stat}
 - Module de cisaillement G_{dyn} et G_{stat}
 - Module apparent K_{dyn} et K_{stat}

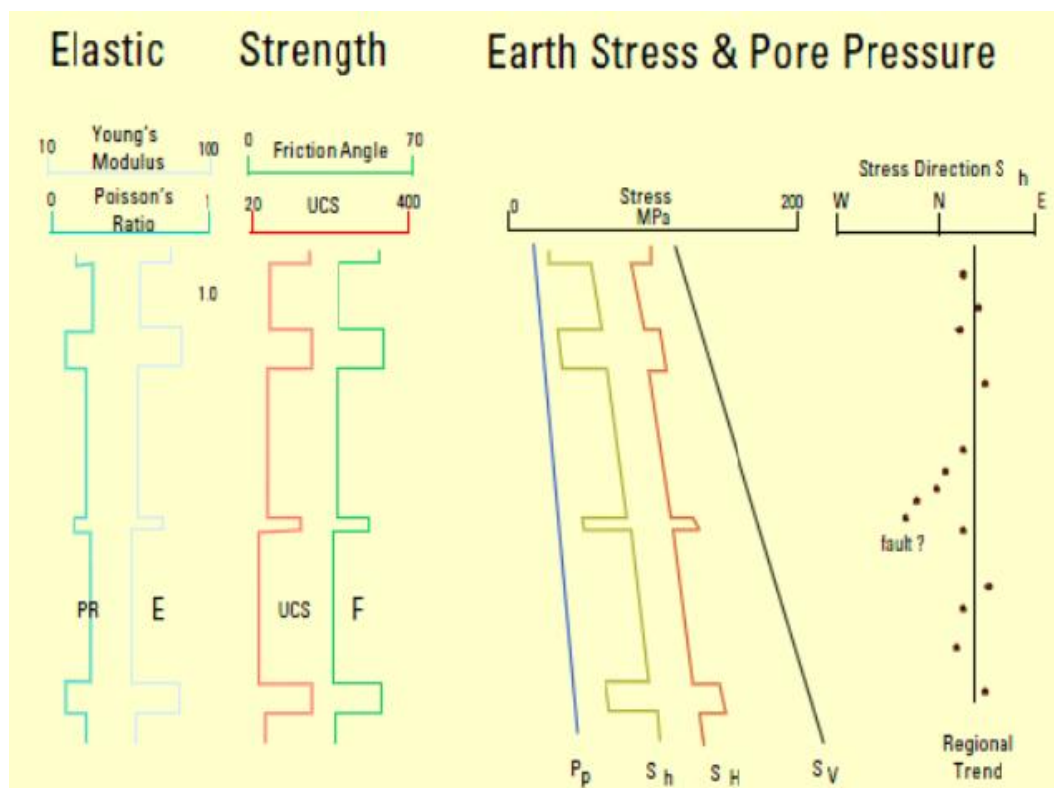


Fig. IV.5: Paramètres mécaniques de la roche, (Document Schlumberger).

Grâce à la détermination de ces paramètres mécaniques de la roche, le MEM 1D fournit une analyse de stabilité des parois du puits.

- **Procédures à suivre lors de la construction d'un modèle géomécanique (MEM 1D)**

Les procédures sont établies à l'aide du logiciel Petrel (Stonefish) comme suit :

Phase 1: procéder au zonage.

Phase 2: établir la stratigraphie mécanique.

Phase 3: calcul des modules d'élasticité.

Phase 4: calcul des paramètres de dureté de la roche.

Phase 5: calcul de la pression des pores.

Phase 6: calcul de la contrainte verticale σ_v .

Phase 7: calcul de la contrainte horizontale minimale et maximale.

Phase 8: définir la direction des contraintes horizontales σ_H de σ_h .

Phase 9: analyse de la stabilité des parois du puits.

IV. 10 Analyse de la stabilité des parois du puits

L'analyse de la stabilité des parois du puits est l'une des principales applications de la géomécanique au domaine pétrolier, car le forage d'un puits présentant le minimum de dommages possible est l'objectif de toutes les compagnies de services pétroliers.

Au début, la roche est soumise à un état de contrainte in situ en équilibre. Quand une partie de cette roche est soumise à un forage d'un puits, cet équilibre est perturbé. Les contraintes vont se redistribuer et donneront un état de contrainte provoquant des ruptures autour des parois du puits.

Des ruptures (résultantes des ovalisations présentes dans le puits) sont fréquentes et/ou des fractures induites par le forage peuvent être aussi observées.

L'analyse de la stabilité du puits est une simulation des ruptures (ruptures par traction et cisaillement) qui endommagent les parois du puits. Cela permet la comparaison des ruptures simulées avec les ruptures réelles détectées par le caliper ou l'imagerie à travers les parois du puits et additionnellement, enregistrées dans le rapport de forage.

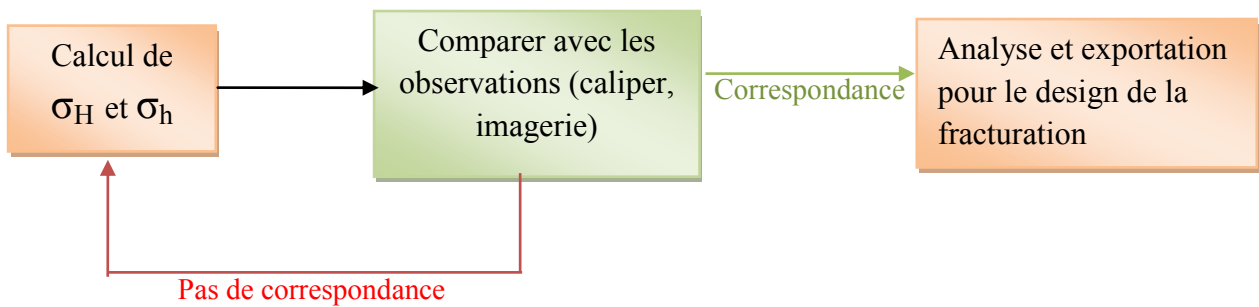


Fig. IV.6 : Approche usuelle pour déterminer la magnitude des contraintes responsables des ruptures observées dans les parois du puits.

Quand la simulation de la stabilité des parois du puits correspond aux observations, les contraintes et les paramètres calculés sont valides. Dans ce cas, l'analyse finale peut être effectuée, la fenêtre de boue appelée aussi « *the safe mud window* » peut être extraite pour le diagramme de forage et les résultats peuvent être exportés pour le design de la fracturation hydraulique.

La fenêtre de boue nous donne une valeur de la densité de boue *limite* qui ne cause ni fractures induites par le forage ni ovalisations.

V. Evaluation géomécanique du réservoir d'étude

Pour la réalisation du modèle géomécanique de notre réservoir, on utilisera le logiciel Petrel (Stonefish) développé par Schlumberger.

- **Les données disponibles:**

Les données suivantes ont été utilisées pour la caractérisation géomécanique:

- GR, gamma ray.
- RHOB, densité apparente.
- Caliper.
- ΔT_{SM} et ΔT_{CO} (delta-t cisaillement et delta-t compression).

- **Technique de caractérisation géomécanique:**

Les résultats de l'étude géomécanique seront représentés sur un modèle MEM.

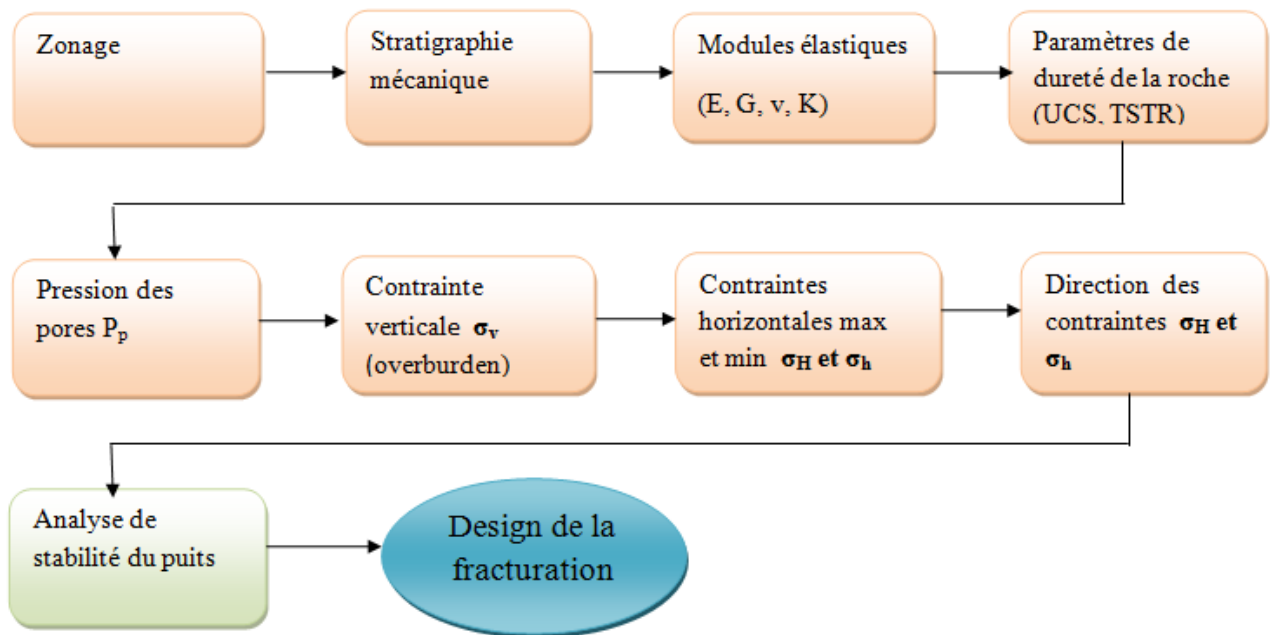


Fig. V.1: Schéma de construction d'un modèle géomécanique sur une dimension, (document Schlumberger).

- **Identification de la stratigraphie mécanique:**

Pour cela nous avons besoin des données de diagraphie gamma ray (GR). On identifie la stratigraphie mécanique de la formation en différenciant la partie argileuse de la partie gréseuse.

$V_{sh} > 30\% \Rightarrow$ Argiles.

$V_{sh} < 30\% \Rightarrow$ Grès.

- **Calcul des propriétés élastiques et de la résistance de la roche**

Les propriétés élastiques sont déterminées à l'aide des données de diagraphie sonore. Grâce aux équations de Gassman (1951), on calcule les modules élastiques dynamiques (E_{dyn} , G_{dy} , K_{dyn} , ν_{dyn}) puis grâce aux valeurs des modules élastiques dynamiques on peut obtenir les modules statiques dont on a besoin pour l'évaluation géomécanique. En ce qui concerne les propriétés de résistance de la roche (UCS, TSTR), elles sont déterminées grâce à des équations en fonction des modules élastiques statiques et plus précisément le module d'Young statique. La détermination du FANG se fait grâce aux données du GR.

- **Calcul des pressions des pores et des contraintes (σ_v , σ_H et σ_h)**

En raison de l'absence de données de mesure de pression, on a considéré la pression des pores hydrostatique. Elle est calculée à l'aide du gradient hydrostatique qui est de 0.433 psi/ft.

Les contraintes horizontales sont déterminées grâce à des équations dérivées du critère de Mohr-Coulomb. La contrainte verticale est déterminée grâce au gradient de la contrainte verticale.

- **Direction des contraintes**

La direction des contraintes a été estimée selon la direction des contraintes d'un puits voisin où l'imagerie UBI a été effectuée. Ceci a donné une orientation de la contrainte horizontale minimale NE-SW (N050). Comme il s'agit d'un puits vertical on fait une rotation de 90° pour obtenir la direction de la contrainte horizontale maximale. Cette direction est donc NW-SE (N140).

- **Stabilité des parois du puits**

On analyse la stabilité du puits après calibration des données issues du MEM (1D) par l'imagerie où le caliper. Dans notre cas nous avons utilisé les données réelles du caliper.

❖ Toutes ces données ont été traitées à l'aide du logiciel Petrel (Stonefish). Le résultat de la modélisation est présenté ci-dessous (figure 4):

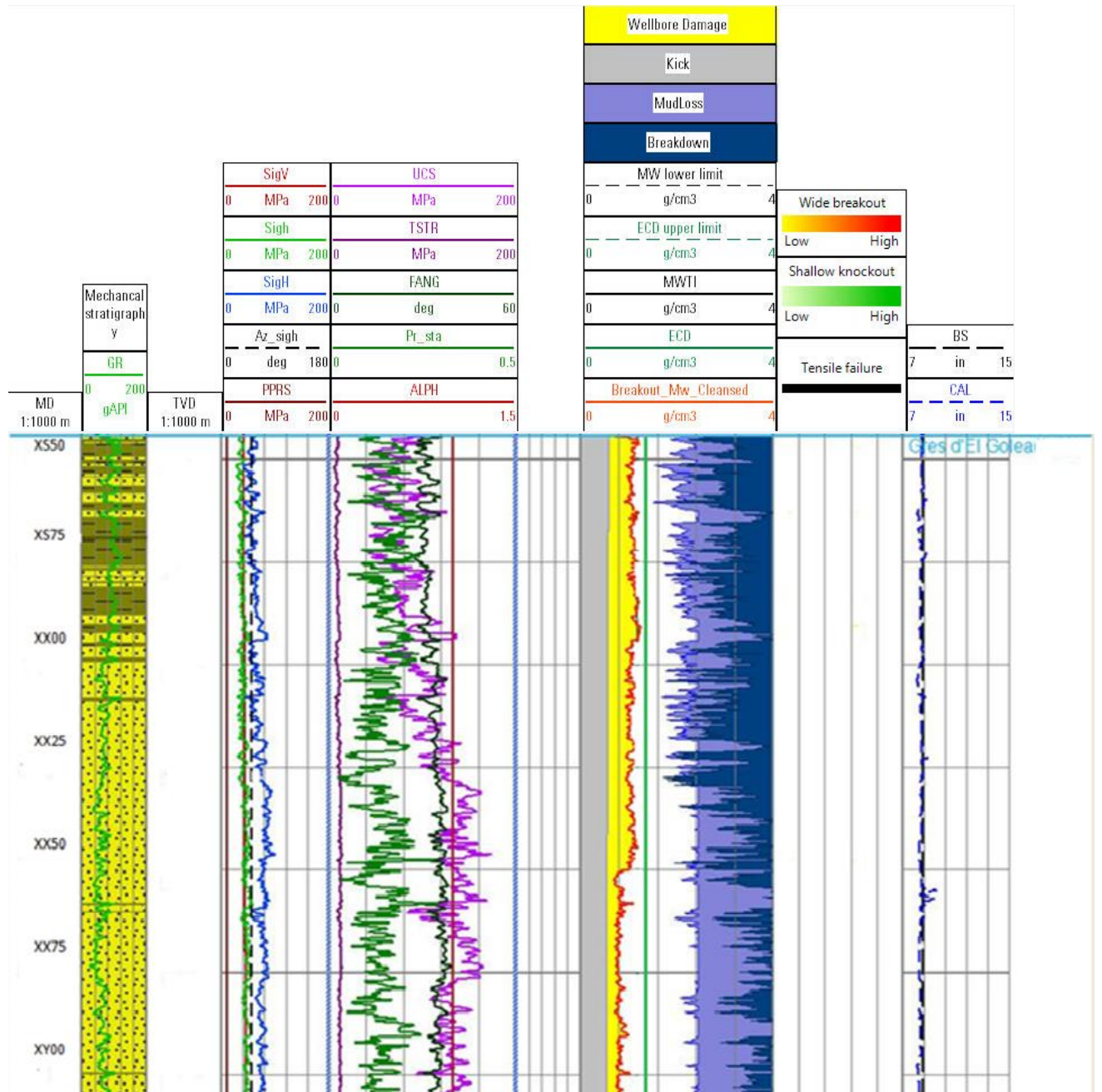


Fig. V.2 : Modèle géomécanique MEM (1D) du puits SY1.

V.1 Interprétation du modèle obtenu par le MEM (1D)

Le modèle géomécanique (1D) représenté ci-dessus donne une évaluation géomécanique de l'état de contrainte autour du puits. Les résultats de l'évaluation géomécanique du réservoir sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Intervalles (m)	Stratigraphie mécanique	FANG	UCS	Coefficient de Poisson	Module d'Young
XS70 – XS77	Un banc d'argile	< 30°	Faible	Elevé	Faible
XX00 – XY00	Grès	> 35°	Elevé	Faible	Elevé

Tableau.V.1 : Interprétation du modèle géomécanique MEM autour du puits SY1.

Remarque: l'intervalle [XS77-XX00] m représente des séquences des formations argileuses et gréseuses (mince banc d'argile suivi d'une mince couche gréseuse pouvant contenir une quantité minime de gaz).

V.2 Interprétation de la « safe mud window » fournie par l'analyse de la stabilité du puits SY1

La densité de boue utilisée au cours du forage est le facteur le plus important contrôlant la stabilité du puits. Si la densité de boue est trop faible (pression hydrostatique inférieure à la pression dynamique); des breakout peuvent apparaître sur les parois du puits et causer des endommagements. Si c'est l'inverse (la densité de boue est trop élevée) ; des fractures induites peuvent être observées sur les parois du puits aussi.

Les breakout et les fractures induites peuvent causer des pertes de boue dans la formation (mud Loss) et de ruptures. C'est pour cela que la détermination de la densité de boue de forage optimale est indispensable.

L'ECD (densité circulaire équivalente) représente la densité de boue utilisée pour forer le puits SY1 qui est égale à 1.48 g/cm^3 .

La densité limite de boue est représentée en rouge. Elle nous permet de choisir la bonne valeur de la densité de boue qui évite à la fois les phénomènes d'ovalisation qui ont lieu lorsque la densité de la boue est inférieure à cette valeur critique limite, et les fractures induites qui peuvent se produire lorsque la densité est supérieure à cette valeur critique. De plus cette valeur limite de la densité varie en fonction de la profondeur. Lors du forage on doit choisir une densité de boue qui ne produit ni ovalisation ni fracture et cela sur toute la longueur du puits.

L'aspect économique doit également être pris en compte car une densité trop élevée signifie un coût élevé de l'opération de forage.

On voit bien que l'ECD (droite verte) est la densité optimale pour forer le puits SY1 car la courbe ne passe pas par les zones de dommages et de ruptures (breakout, mud loss,...). Donc le puits SY1 a été foré avec une bonne densité et à moindre coût.

V.2.1 Présence des ovalisations

La simulation de la stabilité du puits SY1 nous informe sur la présence ou non d'ovalisations tout le long de l'intervalle étudié. En callant ces résultats avec les données réelles du caliper on voit bien que ce dernier ne lit aucune variation de diamètre du puits (ce qui aurait été le cas si il y avait présence des ovalisations).

- ❖ Le puits SY1 est un puits stable dépourvu de *breakout* (ovalisations) et de fractures induites ainsi que de washout. En effet, on peut apercevoir sur la fenêtre des ovalisations (fig.V.2) l'absence totale d'ovalisation.

La figure qui suit montre un exemple de résultat obtenu dans le cas d'ovalisation.

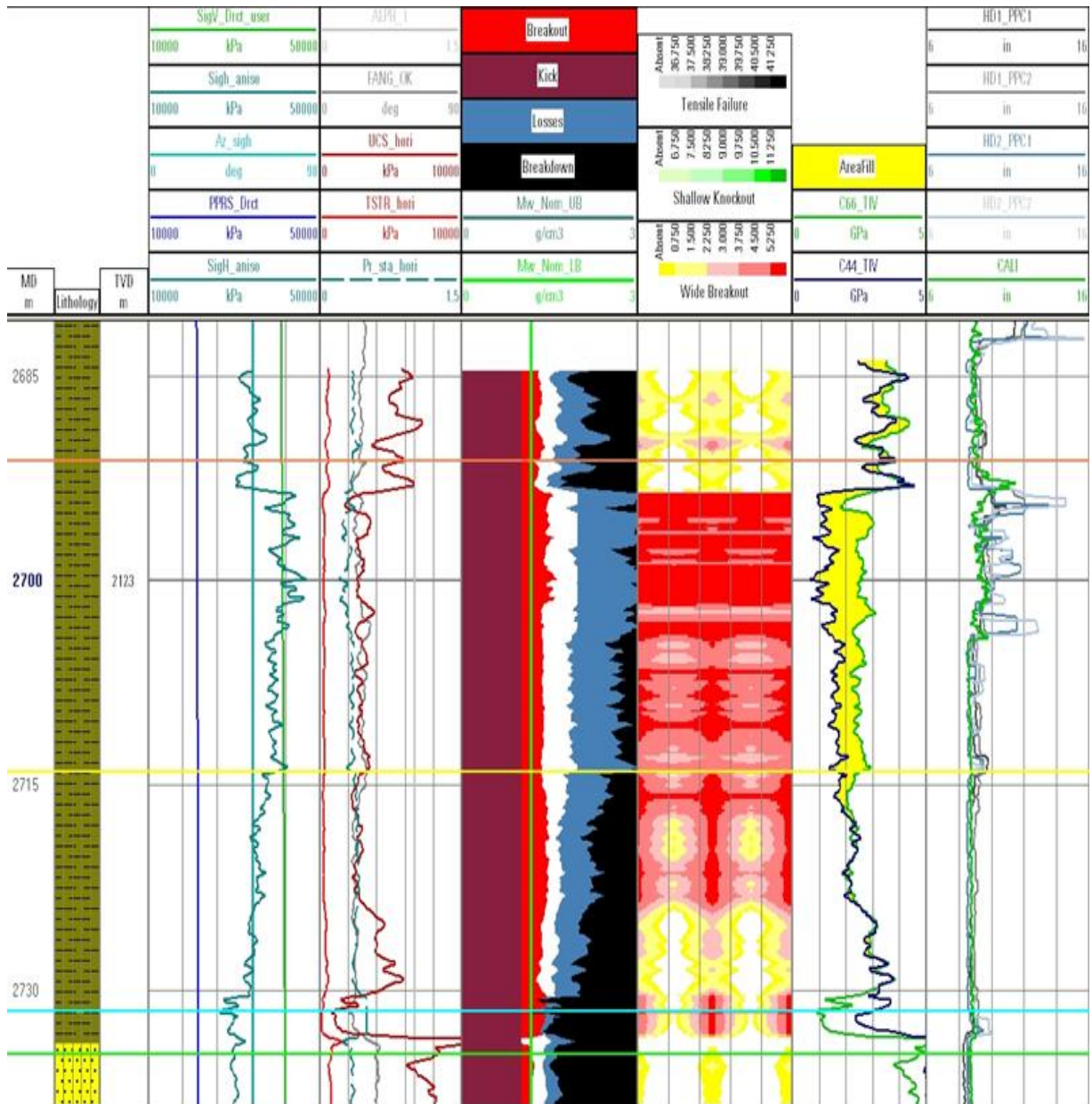


Fig.V.3 : Exemple d'un résultat obtenu en présence de breakout dans un puits, (Document Schlumberger).

V.3 Contraintes in-situ

Au dessus de la zone réservoir (banc d'argile dans l'intervalle XS70 – XS77 m), le contraste entre les contraintes in situ est faible (en observant les courbes des contraintes). Dans la zone réservoir [XX00–XY00] m, le contraste entre les contraintes change d'une profondeur à une autre. Mais généralement, on observe un contraste élevé le long de la zone réservoir.

V.4 Conclusion

Le logiciel Petrel (Stonefish) nous a permis de calculer les paramètres mécaniques nécessaires à la construction du modèle géomécanique (MEM). Ces grandeurs ont également été calculées à l'aide du logiciel Excel. Elles sont présentées en annexe. Au niveau du réservoir, on obtient des valeurs élevées pour le module d'Young et l'UCS et des valeurs relativement faibles pour le coefficient de Poisson. Ces résultats sont conformes à ceux observés dans les réservoirs *tight gas*.

Ces paramètres, à savoir, le module d'Young, le coefficient de Poisson, le profil de la pression, et l'UCS montrent que le puits SY1 est un puits stable. C'est-à-dire qu'on n'observe ni washout, ni ovalisation et ni fracture induite.

Tous ces résultats seront utilisés pour le design de la fracturation hydraulique. Ces grandeurs ont également été calculées à l'aide du logiciel Excel. Elles sont présentées en annexe.

VI.1 Introduction

L'Algérie se trouve dans une position particulière dans le sens où elle possède une vaste base de réserves potentielles bloquées dans des réservoirs peu perméables (tight).

Par la combinaison d'une perméabilité de matrice de l'ordre du micro Darcy et de la présence irrégulière de fractures naturelles dues à une activité tectonique soutenue, une telle formation peut passer d'un état ultra-tight à un état de perméabilité suffisante pour la récupération du fluide grâce à la stimulation, (WEC, 2007).

La stimulation est une méthode chimique ou mécanique utilisée pour augmenter la capacité d'écoulement du fluide de production des puits. L'objectif de la fracturation hydraulique est (L.E.ELKINS, 1978) :

- d'augmenter la productivité
- d'interconnecter les perméabilités de la formation.
- d'améliorer la récupération du fluide.

La fracturation hydraulique est utilisée dans l'industrie pétrolière depuis le début des années 1950 pour augmenter la productivité des zones pétrolifères gazéifères et aquifères. A la fin des années 1970, d'importantes opérations de fracturation hydraulique ont été exécutées, où plus de 500 tonnes d'agent de soutènement ont été mises en place en un seul traitement.

Au milieu des années 1980, les premières études de fracturation ont révélé que l'accroissement de productivité était souvent beaucoup plus faible que prévu en raison de performances inadéquates du fluide ou de l'équipement, ou encore d'une modélisation inexacte de l'impact de la stimulation par fracture.

A partir du milieu des années 1980, la technologie des fluides et les performances de l'équipement se sont suffisamment améliorées pour permettre d'importants traitements de fracturation hydraulique (principalement dans les champs gaziers nord-américains). La concurrence entre opérateurs pour mettre en place avec succès le plus grand traitement de fracturation a culminé durant cette période, de sorte que la mise en place de volumes d'agent de soutènement dépassant le demi-million de livres en un seul traitement de fracturation est devenue courante, consacrant la fracturation comme un outil utile pour l'amélioration de la productivité des puits (WEC, 2007).

VI.2 Principe de la fracturation hydraulique

La fracturation implique le pompage de fluide à un débit suffisant pour surmonter la capacité de la roche à diffuser le liquide à travers ses espaces interstitiels (cet espace peut être considéré comme étant la combinaison de la porosité de la matrice et des fractures naturelles), (S.A HOLDITCH, K.Y. BOGATCHEV, 2008).

Si le débit entrant dans une unité de roche est supérieur à sa capacité à diffuser hors de l'unité, la pression s'élève à l'intérieur de la masse rocheuse. Elle continue à s'élever jusqu'à ce que la contrainte effective dépasse la pression de fracturation de la roche, qui est une combinaison de sa contrainte minimale in situ et de l'amplification de la pression due à son inélasticité. Parvenue à ce point, la roche cède et une fracture est créée. Une fois la pression hydraulique dissipée, la fracture est normalement maintenue ouverte par l'introduction d'un matériau de soutènement appelé *Proppant* présentant une conductivité élevée sous contrainte dans les phases de fluide du traitement. Cette fracture crée jusqu'au puits un cheminement conducteur destiné à dépasser largement la perméabilité existante de la région proche du puits de forage.

Ainsi la perméabilité de la roche augmente ce qui va conduire à une meilleure récupération du fluide.

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à augmenter la perméabilité de la roche et cela en créant des fractures. En pompant un fluide dans la formation, on crée une fracture qui va se propager dans la formation. La longueur, l'épaisseur et l'orientation de la fracture dépendent des paramètres mécaniques de la roche. Cette opération a pour but de connecter les perméabilités dans la formation.

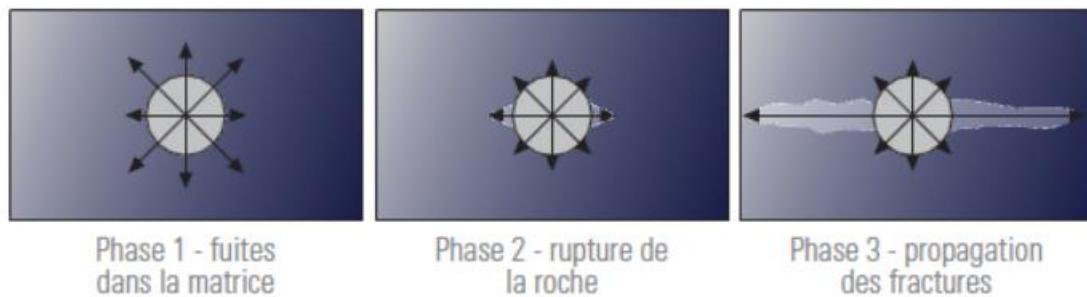


Fig. VI.1 : Illustration du processus de stimulation, (WEC, 2007).

VI. 3 Fracturation hydraulique dans les réservoirs *tight*

Les réservoirs *tight gas* sont des réservoirs possédant de faibles paramètres pétrophysiques. Le recours à la stimulation est indispensable pour pouvoir produire et récupérer le maximum de fluide contenu dans les pores. Pour effectuer la fracturation hydraulique, en plus des paramètres pétrophysiques, les paramètres mécaniques de la roche doivent être déterminés, (R. AGUIULERA, T.G. HARDING, 2008) :

- Coefficient de Poisson.
- Module d'Young.
- Les contraintes *in-situ* ($\sigma_H, \sigma_v, \sigma_h$).
- UCS.
- Gradient de fracturation.

Les contraintes *in-situ* représente le facteur le plus important contrôlant la fracturation hydraulique ; les contraintes affectent les paramètres de la fracturation : orientation, épaisseur de la fracture, longueur...etc.

Les effets du module d'Young ainsi que les contraintes *in situ* sur la fracturation hydraulique sont illustrés sur les figures suivantes :

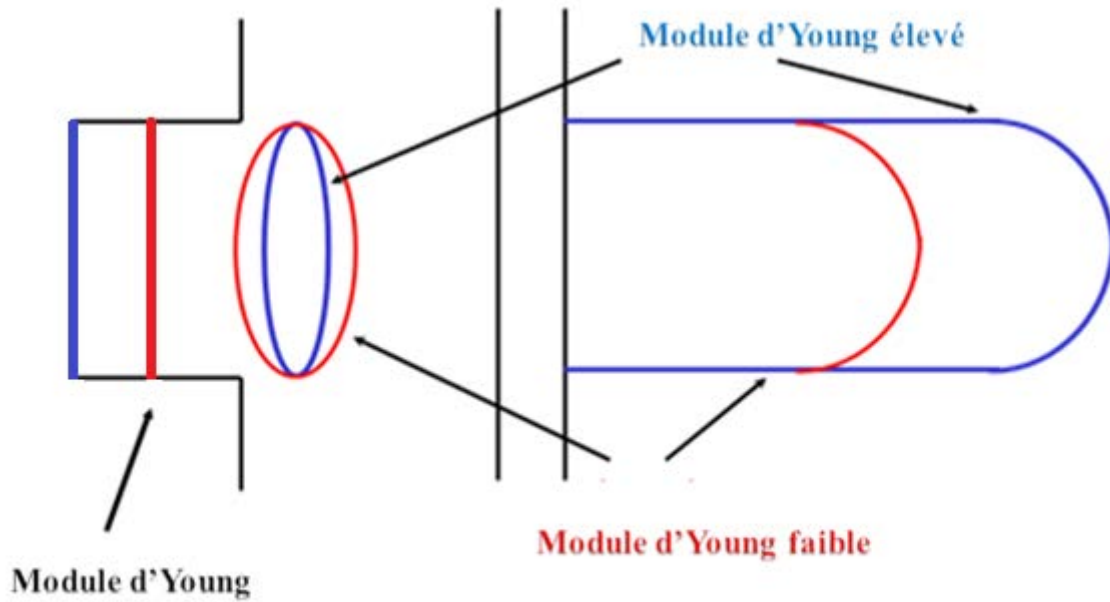


Fig. VI.2 : Effet du module d'Young sur la fracturation hydraulique, (Document Schlumberger).

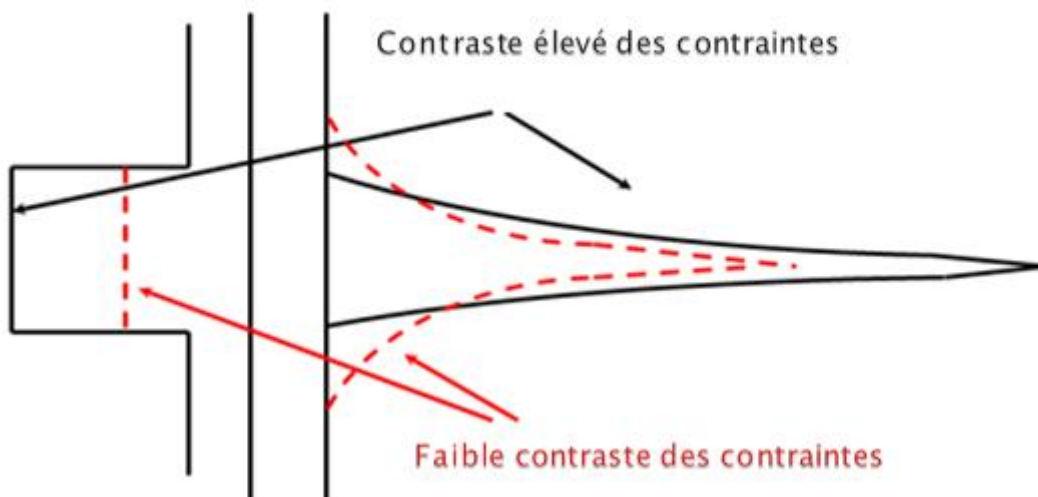


Fig.VI.3 : Effet du contraste entre les contraintes sur la fracturation hydraulique, (Document Schlumberger).

VI.4 Critères de choix des intervalles de stimulation

Le choix des intervalles candidats à la fracturation hydraulique se fait après évaluation des paramètres pétrophysiques et géomécaniques du réservoir. Pour qu'une zone puisse être soumise à la stimulation hydraulique, ses paramètres doivent présenter les caractéristiques suivantes :

Paramètres	Etat
Porosité effective	Elevée
Saturation en eau (des pores)	Faible (ce qui veut dire que la saturation de l'hydrocarbure est élevée dans une porosité effective élevée)
Coefficient de Poisson	Elevé
Module d'Young	Elevé (pour augmenter la longueur de la fracture).
Contraintes in-situ	Contraste entre les contraintes in-situ élevé (pour augmenter la longueur de la fracture dans la formation).
UCS	Elevé

Tableau.VI.1 : Critères de choix des Stage Frac optimales.

VI.5 Stimulation du puits SY1

Le réservoir étudié a besoin d'être stimulé pour pouvoir récupérer l'hydrocarbure en place (gaz). Les études pétrophysique et géomecanique vont nous aider à déterminer les profondeurs où la stimulation doit être effectuée.

On appelle « Stage frac » les intervalles de fracturation hydraulique.

VI.5.1 Positionnement des Stage frac

D'après les critères de choix des Stage Frac cités précédemment, les zones à fracturer sont définies et présentées dans le tableau ci-dessous. Les figures (VI.4, VI.5) montrent les zones à stimuler.

Stage frac	Porosité effective	Saturation en eau	Module d'Young	Contraste des contraintes	Coefficient de Poisson	UCS
XX15-XX28	5 %	8 %	Elevé	Elevé	Elevé dans la zone réservoir	Elevé
XX70 - XX80	4 à 5 %	17 %	Élevé	Elevé	Elevé dans la zone réservoir	Elevé

Tableau. VI.2 : Caractéristiques des Stage Frac recommandés.

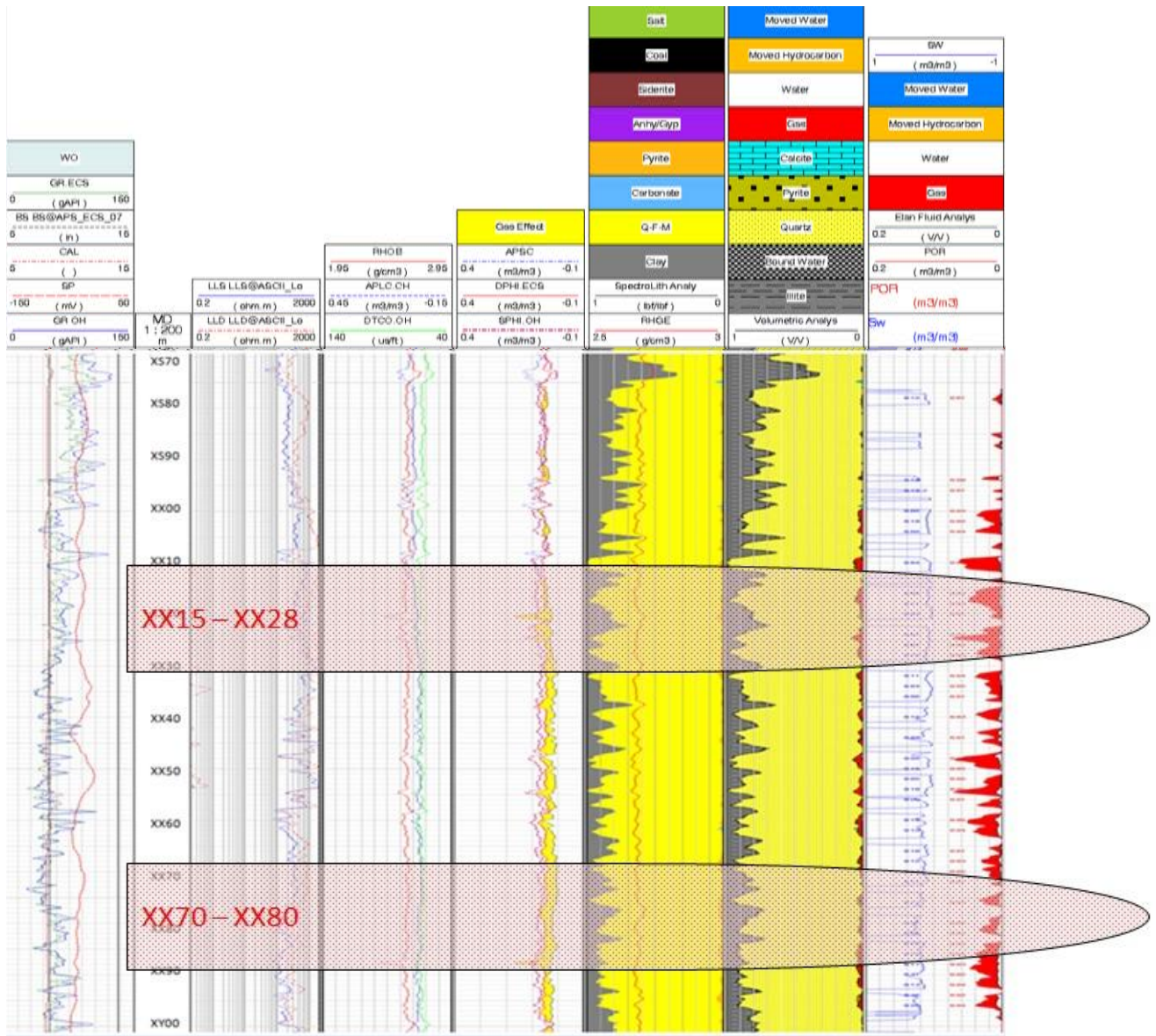


Fig. VI.4 : Localisation des Stage frac à l'aide des paramètres pétrophysiques évalués par ELAN.

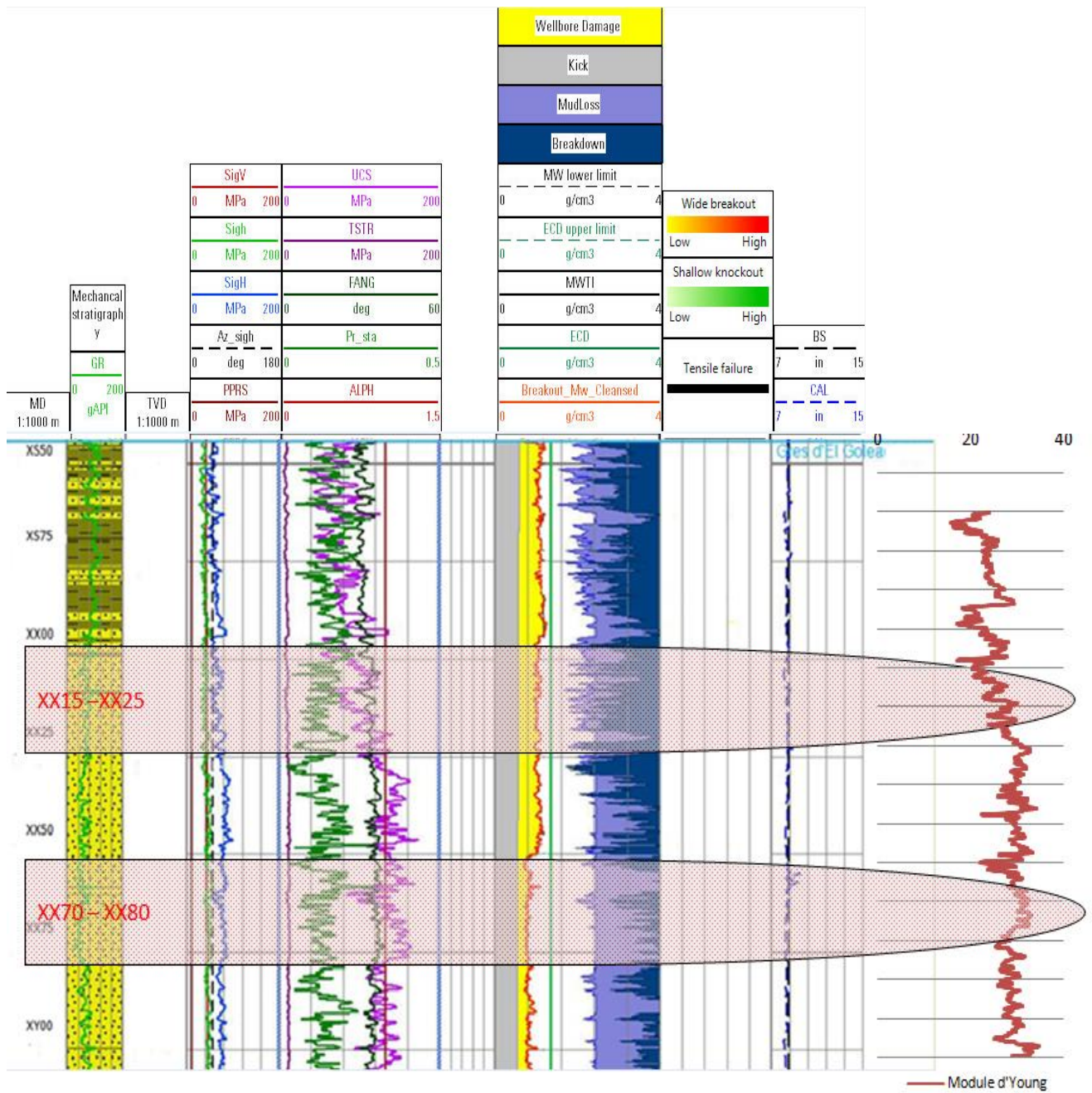


Fig.VI.5 : Localisation des Stage Frac à l'aide des paramètres géomécaniques évalués par Stonefish.

VI.5.2 Le gradient de fracturation

Le gradient de fracturation qui correspond à la pression nécessaire pour propager les fractures créées a été calculé à l'aide du logiciel Excel, (voir annexe). Il est élevé (de l'ordre de 1 psi/ft) dans les deux stage frac recommandés. Ceci va induire à la création de fractures horizontales.

Note : Gradient de fracturation < 0.8 psi/ft : création d'une fracture verticale.

Gradient de fracturation > 1 psi/ft : création de fracture horizontale.

VI.5.3 La pression de fermeture

La fracturation hydraulique s'effectue suivant la direction de la contrainte horizontale majeure σ_H . La contrainte mineure σ_h est donc perpendiculaire à la direction de la fracture créée et aura tendance à exercer une pression de fermeture (Fig.VI.6).

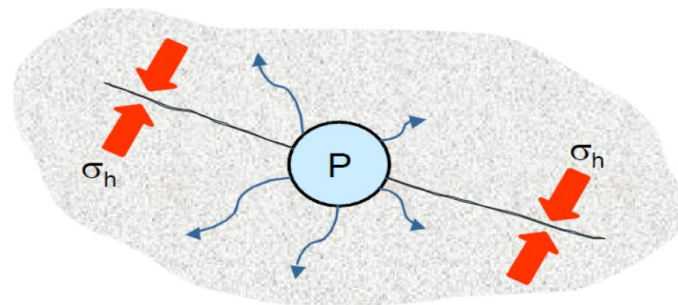


Fig. VI.6 : Pression de fermeture exercée sur les fractures créées, (Document Schlumberger).

Les valeurs du gradient de fracturation ainsi que celles de la contrainte horizontale mineure sont obtenues grâce aux calculs établis sur Excel.

Les résultats sont représentés dans le tableau ci dessous :

Stage frac	Gradient de fracturation (Psi/ft)	Pression de fermeture (psi)
Stage Frac 1	0.91 – 1.10	5532 - 6681
Stage Frac 2	0.94 – 1.11	5897 - 6189

Tableau.VI.3 : Valeurs des gradients de fracturation et des pressions de fermeture (avant calibration du MEM) dans les deux Stage frac.

La pression de fermeture sert en outre à déterminer le type de *proppant* à utiliser pour maintenir la fracture ouverte et donc d'optimiser l'opération de fracturation.

Conclusion Générale

Cette étude a concerné un puits situé dans un réservoir Ordovicien (GEG) productif de gaz du champ d'Ahnet. Ce réservoir de type *tight gas* se trouve dans la région de Garet El Guefoul, à l'ouest de In Salah. L'étude avait pour but de déterminer les zones candidates à une stimulation optimale du réservoir pour une meilleure récupération de l'hydrocarbure. En effet, le réservoir est caractérisé par une perméabilité régionale de l'ordre de 0,1mD d'où la nécessité de le fracturer pour augmenter la production du puits.

Pour connaître les zones à fracturer ou les *Stage Frac*, on doit déterminer aussi bien les paramètres pétrophysiques que les paramètres géomécaniques.

L'évaluation de paramètres pétrophysiques a permis de mettre en évidence un intervalle correspondant à une zone réservoir gréseuse de type *tight gas* caractérisée par de faibles paramètres pétrophysiques. En effet, l'analyse, faite par ELAN, des Grès de Goléa révèle que la porosité effective de la roche est de l'ordre de 1 à 5%, la saturation en eau est de l'ordre de 3 à 20%, alors que le volume d'argile est de l'ordre de 25%.

Le logiciel Petrel (Stonefish) nous a permis de calculer les paramètres mécaniques nécessaires à la construction du modèle géomécanique (MEM). Au niveau du réservoir, on obtient des valeurs élevées pour le module d'Young et l'UCS et des valeurs relativement faibles pour le coefficient de Poisson. Ces résultats sont conformes à ceux observés dans les réservoirs *tight gas*.

Ces paramètres, à savoir, le module d'Young, le coefficient de Poisson, le profil de la pression, et l'UCS montrent également que le puits SY1 est un puits stable. C'est-à-dire que l'on n'observe ni washout, ni ovalisation et ni fractures induites.

Les résultats de l'évaluation pétrophysique sont combinés avec le modèle géomécanique obtenu pour le design d'une future fracturation hydraulique dans le puits SY1.

Nous montrons que les zones optimales pour la fracturation sont les zones correspondantes aux deux *Stage Frac*.

BIBLIOGRAPHIE

- [1]- D. Chapellier. Diagraphies acquifères.
- [2]- Documents Schlumberger.
- [3]- Document Sonatrach-Exploration.
- [4]- H. Askri et al, Géologie de l'Algérie.
- [5]- J. ROBERT MARSDEN. Mars 1977. AN INTRODUCTION TO NEAR- WELLBORE ROCK MECHANICS.
- [6]- Lawrence J. Pekot, et al, document SPE. 1999. Tight Sand Evaluation Applied to the Medina Group of Chautauqua County, NY.
- [7]- L. E. Elkins, Consultant, document SPE. 1978. THE TECHNOLOGY AND ECONOMICS OF RECOVERY FROM TIGHT SANDS.
- [8]- Log interpretation charts. 2009. Document Schlumberger.
- [9]- Oberto SERRA. 2000. « Diagraphie : Aquisition & Application ».
- [10]- Oberto SERRA. 1979. « Diagraphie différées, base de l'interprétation Tome 01 : Acquisition des données diagraphiques ».
- [11]- Oberto SERRA. 1985 « Diagraphies différées, base de l'interprétation Tome 02 : Interprétation des données diagraphiques ».
- [12]- P.L. Randolph, et al, document SPE. 1984. Porosity and Permeability of Tight Sands.
- [13]- R. AGUILERA, T.G. HARDING. 2008. State-of- the- Art Tight Gas Sands Characterization and Production Technology.
- [14]- R. DESBRANDES. 1982. Diagraphie dans les sondages
- [15]- Richard LAGABRIELLE. 2007. Diagraphie et geophysique de forage.
- [16]- S.A Holditch, K.Y. Bogatchev, document SPE. 2008. Developing Tight Gas sand Adviser for Completion and Stimulation in Tight Gas Sand Reservoirs worldwide.
- [17]- Well Evaluation Conférence Algérie 2007.

Annexe

Elastics moduli				Rock strenght			Friction angle	Pore pressure			Stress				Frac grad
G	K	poisson	Edyn Gpa	Esta	UCS Mpa	TSTR Mpa	FANG	GradientPP	PP Mpa	SigV Mpa	Sigh Mpa	SigH Mpa	Sigh Psi	depth ft	Frac grad
22,42	21,24	0,11	49,76	19,57	82,67	8,27	28,08	0,01	18,10	45,25	34,60	52,23	5017,32	6027,48	0,83
22,76	20,02	0,09	49,52	19,47	82,27	8,23	28,47	0,01	18,10	45,26	33,11	51,01	4801,14	6028,50	0,80
24,07	29,23	0,18	56,66	22,42	94,42	9,44	28,43	0,01	18,11	45,28	41,67	60,73	6042,78	6031,03	1,00
23,03	21,41	0,10	50,85	20,02	84,53	8,45	27,54	0,01	18,12	45,30	34,56	52,69	5010,79	6033,57	0,83
22,84	19,95	0,09	49,60	19,50	82,40	8,24	27,41	0,01	18,12	45,30	33,02	50,98	4787,32	6034,59	0,79
25,88	28,41	0,15	59,55	23,63	99,36	9,94	27,49	0,01	18,13	45,32	40,50	61,03	5872,68	6037,12	0,97
26,37	29,28	0,15	60,84	24,16	101,55	10,15	27,61	0,01	18,13	45,33	41,15	62,09	5966,31	6037,63	0,99
26,77	28,30	0,14	61,07	24,25	101,93	10,19	27,97	0,01	18,14	45,35	40,16	61,43	5823,11	6040,17	0,96
27,75	28,82	0,14	63,02	25,06	105,26	10,53	27,89	0,01	18,14	45,35	40,36	62,43	5852,64	6040,68	0,97
28,37	31,80	0,16	65,60	26,13	109,65	10,96	28,13	0,01	18,15	45,37	42,86	65,46	6214,06	6043,72	1,03
27,68	28,36	0,13	62,65	24,91	104,64	10,46	28,10	0,01	18,15	45,38	39,97	61,98	5795,62	6044,23	0,96
28,72	28,01	0,12	64,21	25,56	107,29	10,73	28,17	0,01	18,16	45,40	39,34	62,20	5704,57	6047,27	0,94
28,09	26,71	0,11	62,41	24,81	104,21	10,42	28,25	0,01	18,16	45,40	38,28	60,61	5550,02	6047,78	0,92
26,34	24,06	0,10	57,90	22,94	96,53	9,65	28,22	0,01	18,17	45,42	36,18	57,05	5246,17	6050,32	0,87
26,18	27,61	0,14	59,68	23,68	99,57	9,96	28,21	0,01	18,17	45,43	39,73	60,51	5761,51	6050,83	0,95
25,68	22,34	0,08	55,70	22,03	92,79	9,28	27,81	0,01	18,18	45,45	34,59	54,91	5016,23	6053,87	0,83
25,52	25,72	0,13	57,53	22,79	95,91	9,59	27,68	0,01	18,18	45,45	38,16	58,37	5532,69	6054,38	0,91
28,91	35,85	0,18	68,35	27,27	114,34	11,43	27,83	0,01	18,19	45,47	46,08	69,15	6681,76	6056,92	1,10
29,92	37,53	0,19	70,92	28,34	118,72	11,87	27,94	0,01	18,19	45,48	47,20	71,11	6844,12	6057,42	1,13
28,17	40,23	0,22	68,53	27,34	114,64	11,46	28,11	0,01	18,20	45,50	49,37	71,85	7158,51	6060,47	1,18
28,77	38,75	0,20	69,18	27,62	115,75	11,57	28,14	0,01	18,20	45,50	48,27	71,24	6999,44	6060,98	1,15
27,68	34,80	0,19	65,63	26,15	109,71	10,97	28,01	0,01	18,21	45,52	45,51	67,57	6599,63	6063,51	1,09
29,25	33,04	0,16	67,75	27,02	113,31	11,33	28,02	0,01	18,21	45,53	43,78	67,11	6348,48	6064,02	1,05
27,88	23,47	0,07	59,92	23,78	99,97	10,00	28,00	0,01	18,22	45,55	35,05	57,18	5082,43	6067,07	0,84

27,58	21,63	0,05	58,06	23,01	96,82	9,68	27,95	0,01	18,22	45,55	33,10	54,96	4799,17	6067,57	0,79
29,09	25,55	0,09	63,27	25,17	105,68	10,57	28,31	0,01	18,23	45,57	36,84	59,99	5342,40	6070,11	0,88
29,95	27,19	0,10	65,72	26,18	109,86	10,99	28,33	0,01	18,23	45,58	38,24	62,11	5545,43	6070,62	0,91
30,14	36,22	0,17	70,79	28,28	118,50	11,85	27,76	0,01	18,24	45,60	46,22	70,31	6702,33	6073,66	1,10
29,52	36,03	0,18	69,56	27,78	116,41	11,64	27,90	0,01	18,24	45,60	46,19	69,76	6696,92	6074,17	1,10
27,88	24,13	0,08	60,38	23,97	100,76	10,08	27,54	0,01	18,25	45,62	35,80	57,93	5190,57	6077,22	0,85
29,61	25,44	0,08	64,01	25,47	106,94	10,69	27,29	0,01	18,25	45,63	36,58	60,15	5303,74	6077,72	0,87
29,55	29,18	0,12	66,28	26,41	110,81	11,08	27,98	0,01	18,26	45,65	40,34	63,89	5848,90	6080,26	0,96
29,40	27,82	0,11	65,23	25,98	109,02	10,90	28,03	0,01	18,26	45,65	39,08	62,50	5666,09	6080,77	0,93
31,24	27,61	0,09	68,06	27,15	113,84	11,38	28,11	0,01	18,27	45,67	38,30	63,23	5553,03	6083,81	0,91
31,22	26,50	0,08	67,25	26,82	112,47	11,25	28,04	0,01	18,27	45,68	37,17	62,06	5389,14	6084,32	0,89
31,93	24,93	0,05	67,12	26,76	112,25	11,22	28,36	0,01	18,28	45,70	35,24	60,70	5109,67	6086,86	0,84
32,49	25,09	0,05	68,08	27,16	113,89	11,39	28,37	0,01	18,28	45,70	35,21	61,14	5105,52	6087,37	0,84
33,60	28,87	0,08	72,62	29,04	121,61	12,16	28,14	0,01	18,29	45,72	38,85	65,73	5633,61	6090,41	0,92
33,66	27,96	0,07	72,06	28,81	120,66	12,07	28,14	0,01	18,29	45,73	37,90	64,82	5495,93	6090,92	0,90
31,82	37,54	0,17	74,44	29,79	124,70	12,47	28,46	0,01	18,30	45,75	47,04	72,51	6820,64	6093,46	1,12
32,68	35,37	0,15	74,95	30,01	125,59	12,56	28,46	0,01	18,30	45,75	45,11	71,28	6541,51	6093,96	1,07
34,42	37,91	0,15	79,26	31,80	132,92	13,29	28,83	0,01	18,31	45,77	46,88	74,49	6797,64	6097,01	1,11
34,52	37,08	0,14	79,04	31,70	132,55	13,25	28,87	0,01	18,31	45,78	46,18	73,88	6696,31	6097,52	1,10
33,76	36,98	0,15	77,65	31,13	130,17	13,02	28,55	0,01	18,32	45,80	46,26	73,32	6707,16	6100,05	1,10
32,46	39,06	0,17	76,25	30,55	127,80	12,78	28,53	0,01	18,32	45,80	48,14	74,15	6980,09	6100,56	1,14
32,39	32,81	0,13	73,11	29,24	122,44	12,24	28,66	0,01	18,33	45,82	43,00	68,91	6234,70	6103,61	1,02
32,26	32,04	0,12	72,45	28,97	121,32	12,13	28,56	0,01	18,33	45,83	42,33	68,13	6137,66	6104,11	1,01
33,18	32,82	0,12	74,45	29,80	124,73	12,47	28,76	0,01	18,34	45,85	42,81	69,38	6208,13	6107,16	1,02
33,27	31,26	0,11	73,67	29,48	123,40	12,34	28,79	0,01	18,34	45,85	41,35	67,97	5995,88	6107,67	0,98
34,20	30,08	0,09	74,40	29,78	124,64	12,46	29,21	0,01	18,35	45,87	39,95	67,33	5792,66	6110,20	0,95
34,22	31,53	0,10	75,38	30,19	126,31	12,63	29,22	0,01	18,35	45,88	41,35	68,76	5996,30	6110,71	0,98
33,54	37,21	0,15	77,37	31,01	129,70	12,97	29,14	0,01	18,36	45,90	46,54	73,43	6748,51	6113,25	1,10
32,62	38,30	0,17	76,22	30,54	127,75	12,77	28,98	0,01	18,36	45,90	47,58	73,72	6899,36	6113,76	1,13
31,59	38,92	0,18	74,59	29,86	124,97	12,50	28,48	0,01	18,36	45,90	48,22	73,52	6992,18	6114,26	1,14

31,31	29,23	0,11	69,22	27,63	115,82	11,58	28,01	0,01	18,37	45,92	39,99	64,99	5799,10	6116,80	0,95
31,90	31,55	0,12	71,57	28,61	119,83	11,98	28,10	0,01	18,37	45,93	42,03	67,53	6093,99	6117,31	1,00
29,28	42,50	0,22	71,43	28,55	119,59	11,96	28,53	0,01	18,38	45,95	51,05	74,45	7401,67	6120,35	1,21
29,77	38,34	0,19	70,95	28,35	118,76	11,88	28,52	0,01	18,38	45,95	48,09	71,88	6972,87	6120,86	1,14
29,84	39,67	0,20	71,57	28,61	119,82	11,98	28,46	0,01	18,39	45,97	49,05	72,91	7112,54	6123,40	1,16
30,47	37,32	0,18	71,86	28,73	120,32	12,03	28,57	0,01	18,39	45,98	47,22	71,59	6847,31	6123,91	1,12
32,12	31,56	0,12	71,94	28,76	120,46	12,05	29,01	0,01	18,40	46,00	42,01	67,69	6091,87	6126,95	0,99
30,62	30,83	0,13	69,01	27,54	115,45	11,55	29,04	0,01	18,40	46,00	41,74	66,18	6052,30	6127,46	0,99
30,96	33,80	0,15	71,14	28,43	119,10	11,91	28,17	0,01	18,41	46,02	44,29	69,03	6422,71	6130,50	1,05
29,06	35,41	0,18	68,45	27,31	114,50	11,45	28,28	0,01	18,41	46,03	46,01	69,20	6671,36	6131,01	1,09
29,45	37,00	0,19	69,82	27,88	116,84	11,68	27,68	0,01	18,42	46,05	47,18	70,70	6840,98	6133,55	1,12
30,75	36,65	0,17	72,09	28,82	120,71	12,07	28,00	0,01	18,42	46,05	46,69	71,28	6770,37	6134,06	1,10
25,46	37,66	0,22	62,33	24,78	104,08	10,41	28,05	0,01	18,43	46,07	48,23	68,47	6993,58	6137,10	1,14
25,40	38,34	0,23	62,42	24,81	104,23	10,42	27,61	0,01	18,43	46,08	48,70	68,89	7061,19	6137,61	1,15
33,21	39,41	0,17	77,78	31,18	130,39	13,04	28,64	0,01	18,44	46,10	48,45	75,07	7025,19	6140,15	1,14
31,69	41,12	0,19	75,64	30,29	126,75	12,68	28,53	0,01	18,44	46,10	49,94	75,32	7241,25	6140,65	1,18
34,25	31,60	0,10	75,47	30,22	126,47	12,65	28,24	0,01	18,45	46,12	41,53	68,96	6021,83	6143,70	0,98
34,06	35,84	0,14	77,60	31,11	130,09	13,01	28,64	0,01	18,45	46,13	45,41	72,71	6583,90	6144,21	1,07
32,46	38,46	0,17	75,99	30,44	127,36	12,74	28,93	0,01	18,46	46,15	47,86	73,86	6940,17	6146,74	1,13
33,48	43,03	0,19	79,76	32,00	133,77	13,38	28,83	0,01	18,46	46,15	51,12	77,99	7412,94	6147,25	1,21
32,92	31,98	0,12	73,53	29,42	123,16	12,32	28,86	0,01	18,47	46,17	42,27	68,61	6129,55	6150,30	1,00
33,00	32,06	0,12	73,71	29,49	123,46	12,35	28,72	0,01	18,47	46,18	42,33	68,73	6137,13	6150,80	1,00
21,91	38,94	0,26	55,35	21,88	92,20	9,22	27,74	0,01	18,48	46,20	49,41	66,73	7163,97	6153,34	1,16
26,58	32,87	0,18	62,81	24,98	104,91	10,49	27,97	0,01	18,48	46,20	44,57	65,71	6462,69	6153,85	1,05
30,16	27,82	0,10	66,46	26,49	111,12	11,11	28,39	0,01	18,49	46,22	39,10	63,14	5670,04	6156,89	0,92
30,66	28,28	0,10	67,57	26,95	113,01	11,30	28,21	0,01	18,49	46,23	39,41	63,87	5714,62	6157,40	0,93
30,99	33,23	0,14	70,93	28,34	118,73	11,87	28,64	0,01	18,50	46,25	43,91	68,68	6366,92	6160,45	1,03
29,75	37,07	0,18	70,41	28,13	117,85	11,79	28,59	0,01	18,50	46,25	47,30	71,07	6858,42	6160,95	1,11
32,89	29,53	0,09	71,95	28,76	120,47	12,05	27,88	0,01	18,51	46,27	39,99	66,28	5798,32	6163,49	0,94
33,25	28,44	0,08	71,77	28,69	120,16	12,02	28,07	0,01	18,51	46,28	38,77	65,35	5622,29	6164,00	0,91

33,62	27,45	0,07	71,62	28,63	119,91	11,99	28,67	0,01	18,52	46,30	37,64	64,51	5457,10	6167,04	0,88
33,51	26,60	0,06	70,80	28,29	118,51	11,85	28,78	0,01	18,52	46,30	36,77	63,55	5331,61	6167,55	0,86
34,27	32,10	0,11	75,82	30,37	127,07	12,71	28,97	0,01	18,53	46,32	42,09	69,54	6103,41	6170,09	0,99
34,35	30,86	0,09	75,17	30,10	125,95	12,60	29,04	0,01	18,53	46,33	40,88	68,39	5927,97	6170,60	0,96
32,38	29,87	0,10	71,35	28,51	119,45	11,94	29,14	0,01	18,54	46,35	40,50	66,38	5873,22	6173,64	0,95
30,88	30,57	0,12	69,30	27,67	115,95	11,60	28,91	0,01	18,54	46,35	41,61	66,26	6032,87	6174,15	0,98
29,23	41,74	0,22	71,09	28,41	119,01	11,90	28,67	0,01	18,55	46,37	50,78	74,14	7363,67	6176,69	1,19
29,48	39,47	0,20	70,81	28,29	118,53	11,85	28,71	0,01	18,55	46,38	49,18	72,74	7130,73	6177,19	1,15
30,46	42,00	0,21	73,59	29,44	123,26	12,33	28,68	0,01	18,56	46,40	50,86	75,23	7374,35	6180,24	1,19
31,35	39,99	0,19	74,57	29,85	124,94	12,49	28,48	0,01	18,56	46,40	49,32	74,43	7152,06	6180,75	1,16
31,69	36,47	0,16	73,71	29,50	123,47	12,35	29,08	0,01	18,57	46,42	46,57	71,92	6752,09	6183,79	1,09
32,43	39,68	0,18	76,45	30,63	128,13	12,81	29,20	0,01	18,57	46,43	48,95	74,93	7097,74	6184,30	1,15
27,09	41,83	0,23	66,85	26,65	111,78	11,18	28,29	0,01	18,58	46,45	51,05	72,65	7402,30	6186,83	1,20
24,33	47,48	0,28	62,33	24,78	104,09	10,41	27,79	0,01	18,58	46,45	54,29	73,63	7871,55	6187,34	1,27
30,84	37,50	0,18	72,62	29,04	121,62	12,16	28,51	0,01	18,59	46,47	47,56	72,23	6896,77	6190,39	1,11
31,24	40,85	0,20	74,68	29,89	125,11	12,51	28,77	0,01	18,59	46,48	50,00	75,01	7250,42	6190,89	1,17
23,52	27,89	0,17	55,08	21,77	91,73	9,17	28,42	0,01	18,60	46,50	41,31	59,90	5990,10	6193,43	0,97
22,42	27,94	0,18	53,06	20,93	88,29	8,83	27,98	0,01	18,60	46,50	41,66	59,35	6041,05	6193,94	0,98
31,24	32,13	0,13	70,78	28,28	118,47	11,85	28,33	0,01	18,61	46,52	43,02	67,98	6237,92	6196,98	1,01
30,23	37,90	0,18	71,63	28,63	119,93	11,99	28,33	0,01	18,61	46,53	48,00	72,16	6959,42	6197,49	1,12
26,89	22,19	0,07	57,46	22,76	95,78	9,58	27,77	0,01	18,62	46,55	34,45	55,75	4995,03	6200,03	0,81
27,35	22,60	0,07	58,47	23,17	97,50	9,75	28,08	0,01	18,62	46,55	34,74	56,42	5036,86	6200,54	0,81
31,62	35,85	0,16	73,31	29,33	122,78	12,28	28,73	0,01	18,63	46,57	46,15	71,45	6691,46	6203,58	1,08
32,77	30,54	0,10	72,40	28,95	121,24	12,12	28,88	0,01	18,63	46,58	41,15	67,35	5966,51	6204,09	0,96
31,56	30,05	0,11	70,13	28,01	117,37	11,74	28,39	0,01	18,64	46,60	41,04	66,25	5950,40	6206,63	0,96
32,35	33,63	0,14	73,49	29,40	123,09	12,31	28,20	0,01	18,64	46,60	44,12	70,00	6396,86	6207,13	1,03
31,51	31,27	0,12	70,76	28,27	118,44	11,84	28,91	0,01	18,65	46,62	42,20	67,38	6119,56	6210,18	0,99
31,59	29,80	0,11	70,04	27,97	117,21	11,72	28,92	0,01	18,65	46,63	40,80	66,04	5916,22	6210,69	0,95
30,50	34,72	0,16	70,78	28,28	118,47	11,85	28,54	0,01	18,66	46,65	45,49	69,86	6595,38	6213,73	1,06
29,81	36,57	0,18	70,33	28,09	117,71	11,77	28,30	0,01	18,66	46,65	47,12	70,93	6831,80	6214,24	1,10

34,19	29,52	0,08	74,00	29,62	123,97	12,40	28,52	0,01	18,67	46,67	39,76	67,13	5765,12	6216,78	0,93
35,10	30,55	0,08	76,14	30,50	127,61	12,76	28,82	0,01	18,67	46,68	40,52	68,64	5875,36	6217,28	0,95
31,80	32,08	0,13	71,70	28,66	120,05	12,00	28,74	0,01	18,68	46,70	42,92	68,34	6222,81	6220,33	1,00
31,97	30,73	0,11	71,22	28,46	119,23	11,92	28,77	0,01	18,68	46,70	41,61	67,17	6033,99	6220,84	0,97
34,18	32,72	0,11	76,06	30,47	127,47	12,75	28,93	0,01	18,69	46,72	42,89	70,27	6219,02	6223,37	1,00
34,25	34,45	0,13	77,17	30,93	129,36	12,94	28,93	0,01	18,69	46,73	44,44	71,89	6443,94	6223,88	1,04
32,38	37,75	0,17	75,54	30,25	126,59	12,66	28,94	0,01	18,70	46,75	47,63	73,56	6905,86	6226,93	1,11
31,99	36,95	0,16	74,47	29,81	124,76	12,48	28,84	0,01	18,70	46,75	47,06	72,67	6824,02	6227,43	1,10
32,81	39,63	0,18	77,14	30,91	129,30	12,93	28,88	0,01	18,71	46,77	49,04	75,33	7110,32	6229,97	1,14
33,99	32,36	0,11	75,52	30,24	126,55	12,66	29,11	0,01	18,72	46,80	42,64	69,86	6183,04	6233,52	0,99
33,83	32,55	0,11	75,37	30,18	126,29	12,63	29,08	0,01	18,72	46,80	42,86	69,95	6214,59	6234,03	1,00
34,56	36,13	0,14	78,62	31,53	131,83	13,18	28,94	0,01	18,73	46,82	45,89	73,61	6653,69	6237,08	1,07
34,45	36,07	0,14	78,39	31,43	131,44	13,14	29,38	0,01	18,73	46,83	45,86	73,49	6650,30	6237,58	1,07
34,04	38,50	0,16	78,87	31,63	132,26	13,23	29,22	0,01	18,74	46,85	47,97	75,28	6956,21	6240,12	1,11
33,66	38,30	0,16	78,10	31,31	130,94	13,09	29,04	0,01	18,74	46,85	47,89	74,88	6944,05	6240,63	1,11
33,55	31,72	0,11	74,41	29,78	124,66	12,47	28,95	0,01	18,75	46,87	42,20	69,05	6118,52	6243,67	0,98
34,10	32,19	0,11	75,60	30,28	126,68	12,67	28,94	0,01	18,75	46,88	42,48	69,79	6159,93	6244,18	0,99
34,00	38,21	0,16	78,66	31,55	131,90	13,19	28,83	0,01	18,76	46,90	47,77	75,04	6927,11	6246,72	1,11
33,85	38,62	0,16	78,59	31,52	131,78	13,18	28,86	0,01	18,76	46,90	48,14	75,29	6980,39	6247,23	1,12
30,88	32,98	0,14	70,61	28,21	118,19	11,82	28,15	0,01	18,77	46,92	44,06	68,74	6388,97	6250,27	1,02
32,05	29,67	0,10	70,70	28,24	118,33	11,83	28,23	0,01	18,77	46,93	40,67	66,28	5897,75	6250,78	0,94
30,10	31,20	0,14	68,32	27,26	114,29	11,43	28,77	0,01	18,78	46,95	42,69	66,70	6189,71	6253,32	0,99
29,70	31,87	0,14	67,98	27,12	113,71	11,37	28,64	0,01	18,78	46,95	43,39	67,08	6290,88	6253,82	1,01
27,42	37,69	0,21	66,20	26,38	110,67	11,07	27,63	0,01	18,79	46,97	48,51	70,36	7033,71	6256,87	1,12
27,69	31,71	0,16	64,35	25,61	107,52	10,75	27,57	0,01	18,79	46,98	43,77	65,81	6346,40	6257,38	1,01
29,87	31,96	0,14	68,33	27,26	114,30	11,43	28,18	0,01	18,80	47,00	43,45	67,29	6299,70	6259,91	1,01
30,19	31,79	0,14	68,79	27,45	115,09	11,51	28,24	0,01	18,80	47,00	43,21	67,31	6266,04	6260,42	1,00
28,27	26,99	0,11	62,86	25,00	104,98	10,50	27,98	0,01	18,81	47,02	39,26	61,75	5693,40	6263,47	0,91
28,69	25,30	0,09	62,45	24,83	104,29	10,43	28,06	0,01	18,81	47,03	37,39	60,19	5421,13	6263,97	0,87
29,66	28,59	0,11	66,12	26,35	110,54	11,05	27,85	0,01	18,82	47,05	40,41	64,05	5859,91	6267,02	0,94

32,06	26,25	0,07	68,34	27,27	114,33	11,43	27,91	0,01	18,82	47,05	37,22	62,80	5397,13	6267,53	0,86
31,56	28,58	0,10	69,21	27,63	115,80	11,58	27,95	0,01	18,83	47,07	39,82	65,02	5774,04	6270,06	0,92
30,85	29,93	0,12	68,89	27,49	115,25	11,53	27,93	0,01	18,83	47,08	41,36	65,98	5996,63	6270,57	0,96
33,26	32,31	0,12	74,28	29,73	124,44	12,44	28,69	0,01	18,84	47,10	42,93	69,55	6224,71	6273,62	0,99
33,52	33,86	0,13	75,61	30,28	126,70	12,67	28,78	0,01	18,84	47,10	44,27	71,12	6419,81	6274,12	1,02
32,24	27,42	0,08	69,48	27,74	116,27	11,63	29,18	0,01	18,85	47,12	38,44	64,18	5573,36	6276,66	0,89
31,20	28,84	0,10	68,79	27,46	115,09	11,51	29,11	0,01	18,85	47,13	40,22	65,12	5831,49	6277,17	0,93
29,17	29,27	0,13	65,69	26,17	109,81	10,98	28,25	0,01	18,86	47,15	41,26	64,50	5982,51	6280,21	0,95
27,95	32,23	0,16	65,04	25,90	108,70	10,87	28,25	0,01	18,86	47,15	44,24	66,49	6414,26	6280,72	1,02
27,25	34,02	0,18	64,53	25,69	107,83	10,78	28,25	0,01	18,86	47,16	45,86	67,56	6650,21	6281,23	1,06
31,14	31,21	0,13	70,11	28,00	117,34	11,73	28,08	0,01	18,87	47,17	42,52	67,40	6165,57	6283,26	0,98
30,53	33,55	0,15	70,26	28,07	117,60	11,76	28,02	0,01	18,87	47,18	44,76	69,15	6490,59	6283,77	1,03
26,29	39,81	0,23	64,64	25,74	108,03	10,80	28,02	0,01	18,88	47,20	50,24	71,17	7284,20	6286,81	1,16
26,40	38,53	0,22	64,47	25,66	107,73	10,77	28,02	0,01	18,88	47,20	49,36	70,38	7157,91	6287,32	1,14
30,98	38,74	0,18	73,38	29,36	122,90	12,29	28,45	0,01	18,89	47,22	48,89	73,68	7089,26	6290,36	1,13
30,99	39,64	0,19	73,76	29,51	123,55	12,35	28,39	0,01	18,89	47,23	49,56	74,36	7186,29	6290,87	1,14
27,56	43,24	0,24	68,19	27,20	114,06	11,41	28,27	0,01	18,90	47,25	52,38	74,37	7595,56	6293,41	1,21