

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

Département Génie Minier



Projet de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en génie Minier

Thème:

**Etude des paramètres mécaniques des réservoirs
carbonatés du Sud-Est constantinois.**

Réalisé par :

TAGOUNIT-HAMOU Hassen

ZOUAGHI Anis

Encadré par :

Mme. CHABOU.S

M. BENAMEUR.M

Promotion : 2015

Résumé :

Cette étude concerne huit puits d'exploration traversant des réservoirs carbonatés situés dans le bassin du Sud-Est constantinois, de nombreux problèmes liés à l'aspect géomécanique ont été signalés lors des opérations de forage. Ce travail a pour objectif l'étude des paramètres mécaniques de ces réservoirs. Des essais sur échantillons de carottes ont été réalisés au laboratoire dans le but d'établir de nouvelles corrélations spécifiques à cette région en vue d'une éventuelle modélisation.

Mots clés : Puits, réservoirs carbonatés, Sud-Est constantinois, géomécanique, paramètres mécaniques, essais sur échantillons de carottes, corrélations.

Abstract :

This study covers eight exploration wells through carbonate reservoirs in the South East Constantine basin, many problems related to the geomechanical aspects were reported during drilling operations. This work aims to study the mechanical parameters of these reservoirs. Core samples on trials were conducted in the laboratory in order to establish new specific correlations in this region for a possible modeling.

Key words: Well, carbonate reservoirs, South East Constantine, geomechanics, mechanical parameters, tests on core samples, correlations.

ملخص :

هذه الدراسة تتضمن ثمانية آبار استكشافية تعبر خزانات كربونات تتموقع في حوض جنوب شرق قسنطينة ، تم الإبلاغ عن العديد من المشاكل المتصلة بالجوانب الجيوميكانيكية أثناء عمليات الحفر . يهدف هذا العمل إلى دراسة المعلمات الميكانيكية لهذه الخزانات. أجريت على عينات جوفية على التجارب في المختبر بهدف إنشاء ارتباطات محددة جديدة في هذه المنطقة، لكي يمكن إنشاء نموذج جيوميكانيكي .

الكلمات الرئيسية : آبار، خزانات الكربونات ، جنوب شرق قسنطينة، الجيوميكانيك ، المعلمات الميكانيكية ، اختبارات على عينات ، الارتباط

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A mes très chers parents, pour leurs sacrifices et leurs encouragements, qui n'ont jamais cessé de croire en moi, et sans qui, je n'aurai pas pu en arriver à ce stade...

A mon oncle Mohamed, et à mes deux grand-mères...

A mes amis et à toute ma famille pour leur soutien moral...

A ma défunte tante Faiza, ainsi qu'à mes deux défunts grands-pères...

A toute personne qui m'est chère...

Hassen

*Je dédie ce mémoire à mes chers parents pour leur patience,
leur soutien, leur amour, leurs encouragements et leurs prières
qui m'ont accompagné tout le long de mes études.*

*À la mémoire de mon oncle défunt Mustapha ainsi qu'à
mon oncle Aziz, ma grand-mère et à toute ma famille.*

À ma chère Ibtissem qui n'a jamais cessé de croire en moi.

Anis

Remerciements

Nous voulons tout d'abord, avant d'entamer la présentation de ce mémoire, remercier ALLAH le tout puissant de nous avoir conçu valides et en bonne santé.

Nous adressons également nos vifs remerciements à tous ceux et à celles qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Nous citerons à cet égard, notre encadreur au sein de l'entreprise, M. M.BENAMEUR, Chef de service "Mécanique des Roches" de la division Technologie & Développement de Sonatrach, non seulement de nous avoir proposé ce sujet, mais aussi pour sa bienveillance et son encadrement durant notre stage à Hassi Messaoud, nous remercions aussi toute l'équipe du laboratoire, à savoir : Kamel, Aami Moh, Brahim, Smail et Salim pour leur disponibilité.

Nous remercions également le divisionnaire M. ADJEB, le directeur de la Carothèque Centrale M. BENAMARA ainsi que le chef du département Caractérisation des Réservoirs M. AZZI de nous avoir donné l'opportunité d'effectuer ce travail au sein de l'entreprise Sonatrach.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre promotrice au sein de l'école Dr. S.CHABOU enseignante en géologie à l'ENP pour sa gentillesse, ses orientations et ses précieux conseils, sans oublier Mme. S.BENTAALLA pour sa disponibilité et son attention ainsi que tous nos professeurs du département Génie Minier.

Pour finir, nous remercions les membres du jury de nous avoir fait l'honneur d'accepter et d'examiner notre travail.

Sommaire

Résumé

Introduction générale 01

Chapitre I : Aperçu géologique de la région 04

Chapitre II : Notions de géomécanique 24

Chapitre III : Evaluations des paramètres mécaniques des puits étudiés 47

Chapitre IV : Corrélations entre les différents paramètres mécaniques 94

Conclusion générale 122

Références bibliographiques

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Annexes :

Annexe I : Mesures pétrophysiques

Annexe II : Corrélations par puit

Introduction générale

Introduction générale :

L'épuisement des champs conventionnels pétroliers et gaziers en Algérie conduit les compagnies pétrolières à se tourner de plus en plus vers des gisements autrefois délaissés car leur exploitation est complexe et onéreuse, notamment les réservoirs carbonatés du Sud-Est constantinois.

L'exploitation de ces réservoirs peut poser d'importants problèmes aux ingénieurs de production et de forage, comme les pertes de boue et l'instabilité des parois du puits, qui sont globalement liés à l'aspect géomécanique. On estime qu'à l'échelle mondiale, plus de 70 % de tout le temps perdu pendant les forages est dû à des problèmes géomécaniques.

Pour réduire les coûts et l'impact de ces problèmes au cours du forage, les foreurs recherchent une meilleure compréhension des concepts géomécaniques, qui les aident à réagir plus vite face à ces incidents. Le management du réservoir commence également à bénéficier de la géomécanique, qui devient un outil nécessaire pour une bonne planification des opérations, et la réduction des coûts financiers du développement de ces champs pétroliers. En comparaison avec l'industrie minière, le secteur pétrolier et gazier a été plus lent à reconnaître la valeur de cette discipline. Les raisons en sont assez évidentes : une rupture de la roche dans une mine peut avoir pour conséquence des pertes en vies humaines. Il est rare qu'une rupture de la roche dans un puits de forage ou un réservoir ait des suites fatales.

Pour les forages dans les grands champs du Sud, les ingénieurs ont souvent recours aux diagraphies combinées aux modèles déjà établis et aux corrélations existant dans la littérature pour évaluer les paramètres mécaniques des roches, toutefois, pour les forages d'exploration du Sud-Est constantinois, où la mécanique des roches des formations géologiques est complexe et peu connue, des essais géomécaniques sur des échantillons de carottes ont été réalisés pour mesurer les différents paramètres mécaniques, et établir des corrélations plus spécifiques et plus représentatifs des roches traversées au cours du forage.

L'objectif de ce mémoire proposé par le service Mécanique des roches de la Division Technologie & Développement de Sonatrach, est la connaissance des paramètres mécaniques des réservoirs carbonatés de huit puits, qui sont situés dans le bassin du Sud-Est constantinois, pour établir des corrélations entre ces paramètres, cette étude a été faite suite aux nombreux problèmes rencontrés au cours du forage.

Nous commencerons tout d'abord par une reconnaissance géologique régionale dans le premier chapitre, qui a pour but de décrire le cadre morpho-structural, stratigraphique et l'aspect pétrolier des formations géologiques du bassin.

Le deuxième chapitre portera sur une bibliographie de la géomécanique, Nous verrons d'une manière générale et théorique les principaux paramètres physiques et les équations qui régissent le comportement mécanique des roches.

Ensuite, nous passerons à l'évaluation des paramètres mécaniques des puits étudiés.

Dans le troisième chapitre, nous commencerons tout d'abord par l'analyse des rapports journaliers de forage et des diagraphies, pour identifier les problèmes rencontrés lors de cette opération, ensuite nous effectuerons des essais sur échantillons de carotte réalisés au laboratoire, cette étape constitue la partie la plus importante de notre travail, les résultats des différentes mesures seront résumés dans des tableaux.

Les résultats de ces essais seront utilisés dans le quatrième chapitre pour l'élaboration des corrélations adéquates à la région d'étude.

Enfin, nous terminerons par une conclusion générale qui montrera les résultats de ce travail.

Chapitre I

Aperçu géologique de la région

I.1 Localisation géographique :

Le Bassin du Sud-Est Constantinois se situe dans la partie orientale du Nord de l'Algérie. Il est compris entre les longitudes $7^{\circ} 50'$ – $8^{\circ} 40'$ Est et les latitudes $34^{\circ} 20'$ – $36^{\circ} 40'$ Nord, il correspond à la bordure sud orientale de l'Atlas saharien à environ 578 km au Sud Est d'Alger et à 199 km au Sud Est de la ville de Constantine, sa superficie totale est de $145\,138\text{ km}^2$ et il est limité à l'Est par la frontière algéro-tunisienne (Fig. I.1).

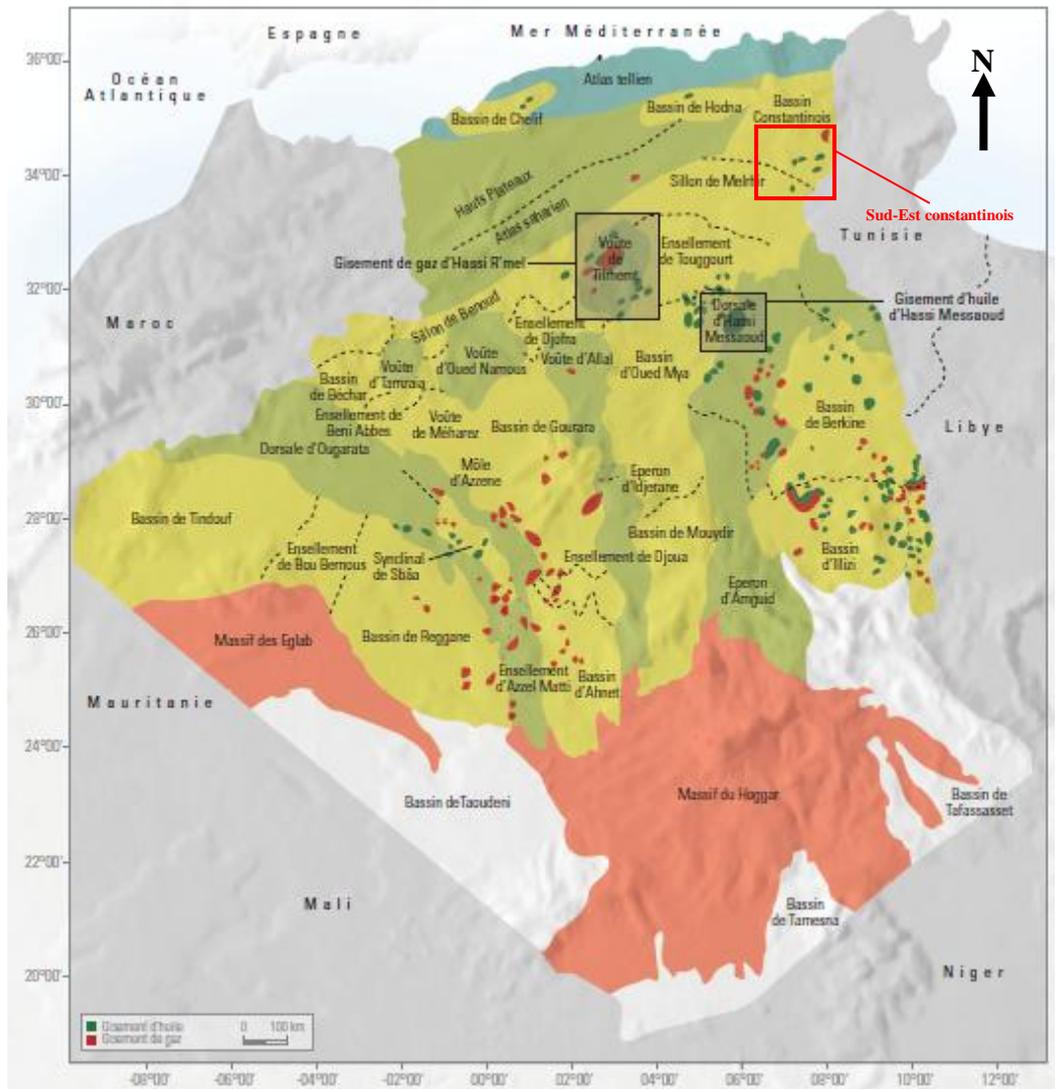


Fig. I.1 : Localisation géographique du bassin du Sud-Est constantinois, (WEC, 2007).

I.2 Cadre géologique général :

Le bassin du Sud-Est Constantinois correspond à la région délimitée par le môle du constantinois au Nord Ouest, la plate-forme saharienne au Sud, l'Atlas Tunisien à l'Est et le bassin du Hodna à l'Ouest (Fig. I.2).

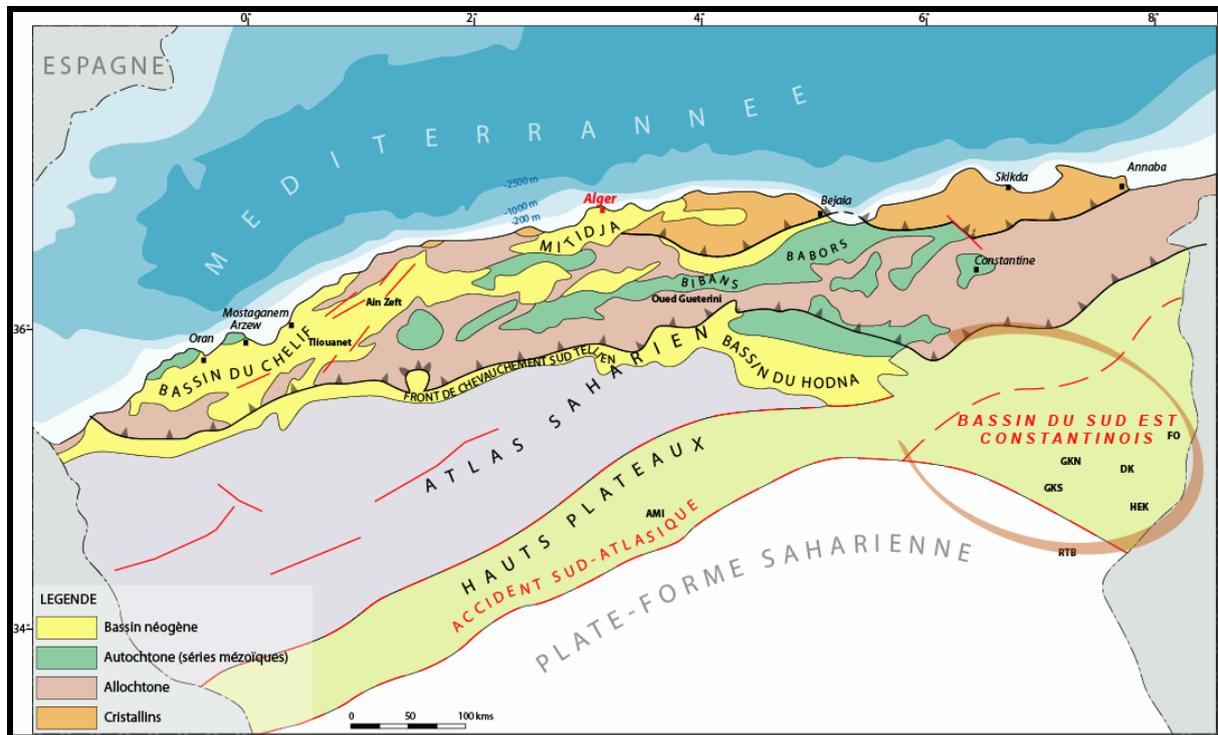


Fig. I.2 : Carte structurale de l'Algérie du Nord, (Sonatrach, 2006 in Bentaalla.S, 2009).

Dans le bassin du Sud-Est Constantinois, les principaux affleurements ont été datés aux : Mio-Plio-Quaternaire, Eocène, Crétacé et Trias (Fig. I.2 et Fig. I.3).

Les terrains du Crétacé Supérieur affleurent largement dans tout le bassin, alors que ceux du Crétacé moyen et inférieur ne sont présents qu'en surface et uniquement dans la partie Septentrionale du bassin.

Des terrains Jurassiques ont été localement reconnus et sont le plus souvent liés aux faciès Triasiques exclusivement diapiriques dans toute la région. Alors que les formations du Mio-Plio-Quaternaire sont essentiellement détritiques.

Les terrains Céno-Mésozoïques sont à grande composante carbonatée (calcaires et marnes) généralement riches en fossiles, donc relativement bien datés, (Bentaalla.S, 2009).

De nombreux travaux ont abouti à des interprétations différentes de la structuration de l'Atlas Saharien Oriental et de ses implications sur sa bordure méridionale; deux concepts seront cités:

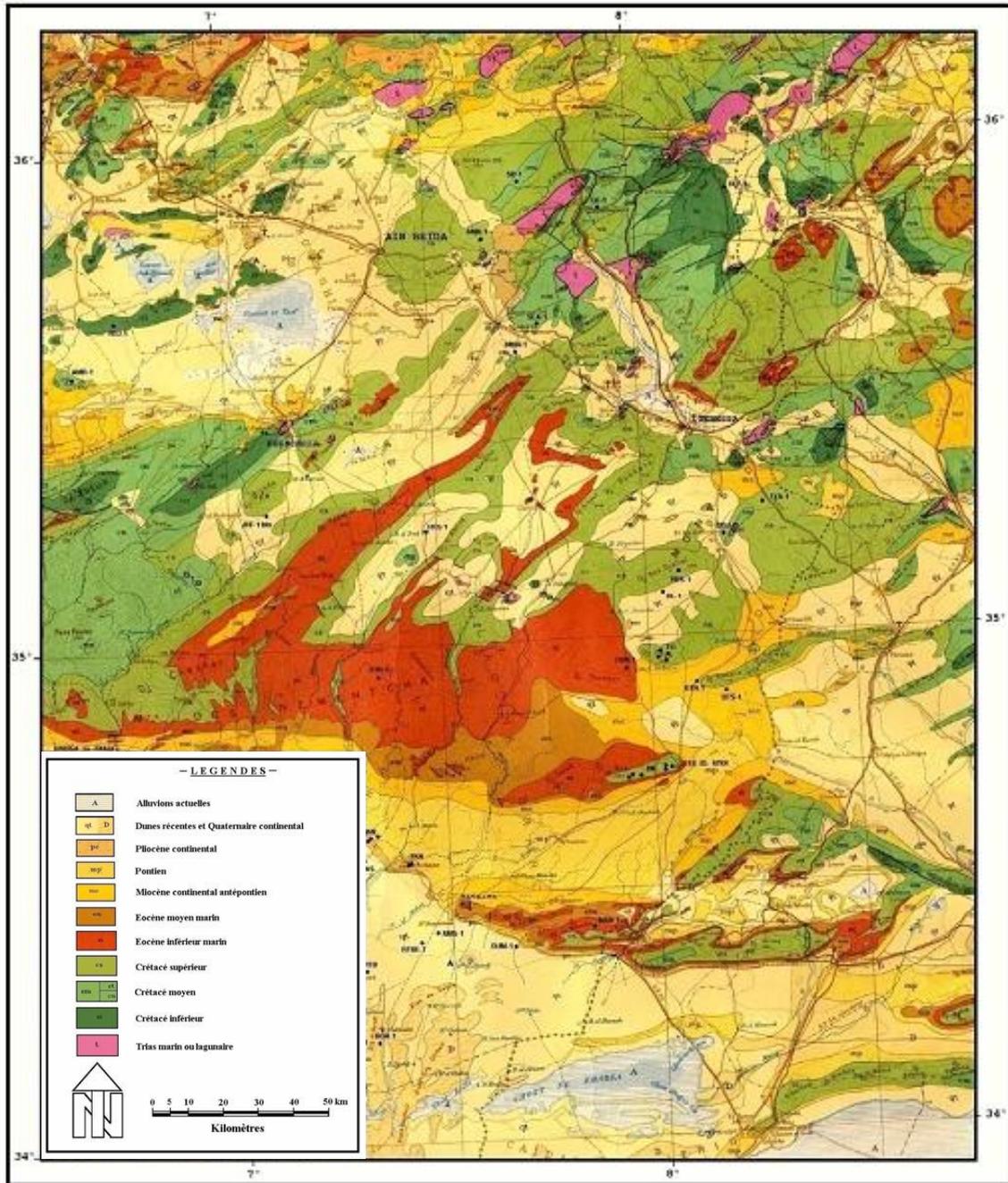


Fig. I.3 : Carte géologique de l'Est de l'Algérie (Carte de l'Algérie du Nord, 1952 *in* Bentaalla.S, 2009).

- Le premier concept fait appel à la réactivation en failles inverses d'anciennes failles hercyniennes et panafricaines (Durand Delga et Fontboté, 1980; Aissaoui, 1984; Zargouni, 1985; Kazi Tani, 1986; Bureau, 1986; Bergheul, 1991; Vially *et al*, 1994 et Bedir, 1995). L'accident sud atlasique se traduit alors par un jeu inverse avec une composante décrochante dextre. Aussi, les plis en échelon sont interprétés comme le résultat de l'accommodation de la déformation de la couverture au dessus d'un décrochement de socle (Aissaoui, 1984; Zargouni, 1985; Kazi Tani, 1986 et Vially *et al*, 1994).
- Le second concept est basé sur l'interprétation de la structure atlasique en plis de rampe (Frizon De Lamotte *et al*, 1989; Ghandriche, 1991 et Addoum, 1995). Selon cette interprétation, tout l'Atlas Saharien Oriental serait un vaste domaine allochtone; le décollement se situerait au niveau du Trias dans les Aurès et les Hamimats, et au niveau du Crétacé plus au Sud. L'expression de ce décollement en surface serait l'accident sud atlasique qui correspond donc au front du domaine allochtone atlasique. (Bentaalla.S, 2009).

I.3 Cadre morpho-structural :

Le bassin du Sud-Est constantinois est bordé par deux accidents majeurs : l'accident Nord Atlasique et l'accident Sud Atlasique.

Sur le plan structural, le bassin du Sud-Est Constantinois est caractérisé par une tectonique très complexe matérialisée par des plissements et une fracturation très intense (Fig. I.4).

Les pièges pétroliers, particulièrement dans les régions méridionales du bassin du Sud-Est constantinois et dans le bassin des Chotts El Melrhir, se sont formés après l'inversion tectonique survenue entre l'Eocène moyen et l'Oligocène, qui a développé une intense fracturation accompagnée de plissements NE-SO, (WEC 2007).

On trouve aussi deux autres familles de failles :

- NO-SE, transversales à décrochement dextre,
- E-O déterminant les flexures sud aurésienne et sud atlasique.

Le système de failles E-O défini le long de l'accident sud atlasique, lui-même décrochant, est composé de plusieurs tronçons en relais, (Bentaalla.S, 2009).

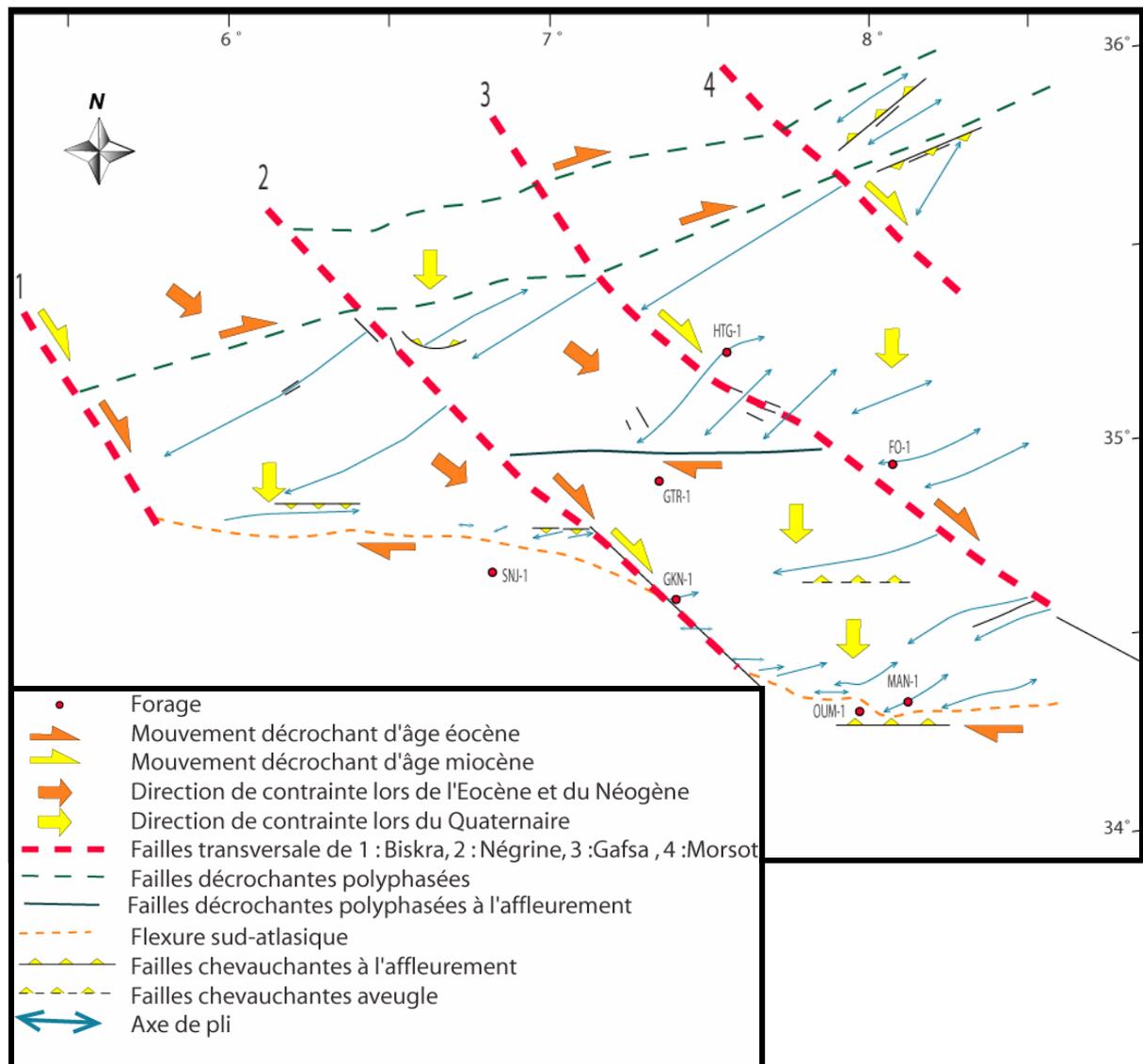


Fig. I.4 : Schéma structural simplifié du Sud-Est constantinois (Sonatrach, 2006 in Bentaalla.S, 2009).

Ces événements tectoniques ont réactivé les accidents profonds, il s'en est suivi un soulèvement d'ensemble accompagné par des remontées d'évaporites du Trias le long d'accidents longitudinaux, induisant une érosion active qui a affecté en quelques endroits les séries du Crétacé inférieur et du Jurassique supérieur. Cette tectonique compressive, en relation avec les dernières phases orogéniques Cénozoïques et Quaternaires, s'est développée dans un réseau de contraintes progressives sub-méridiennes depuis les phases paroxysmales de l'Éocène moyen à l'Oligocène, (WEC, 2007).

Le sillon des Chotts El Melrhir est situé au Sud de la flexure atlasique, il est caractérisé par un domaine relativement stable, plutôt subsident, peu tectonisé et ayant constitué un dépo-centre pour d'épaisses séries du Mio- Plio-Quaternaire.

Dans ce domaine, une intense fracturation syn-sédimentaire, qui traduit un régime distensif, est observable par endroits. Ce régime distensif est lié au cycle alpin précoce (Néocimmérien, Autrichien et Emscherien).

Dès la fin de l'Éocène, la partie septentrionale de cette région a été soumise à un régime compressif en relation avec les dernières phases orogéniques (fin de l'Éocène - Actuel) du cycle alpin tardif, dans un réseau de contraintes progressives subméridiennes qui en ont provoqué l'inversion forte et rapide. Ces déformations ont engendré des plis, des failles et des accidents conjugués (coulissants), en liaison avec les rejets de l'accident sud-atlasique d'une part et de l'accident transverse de Négrine-Béjaia d'autre part, (WEC, 2007).

I.4 Etude stratigraphique :

Notre étude stratigraphique du bassin du Sud-Est constantinois a été basée essentiellement sur les travaux du projet n°22 (Etude du potentiel pétrolier du Nord-Est de l'Algérie : Domaine Tellien; Bassin du Sud-Est constantinois et le Sillon de Melrhir, 2013) du Département Analyse Des bassins, Division Exploration, Sonatrach, ainsi que ceux de Bentaalla.S, 2009.

➤ ***Le Mésozoïque***

Le Trias :

Il affleure en faveur des accidents majeurs NE-SO. Il est constitué d'argiles versicolores, gypseuses, salifères et de grès comprenant des produits de remaniement de différents âges. Ces diapirs ont un impact direct sur le développement de constructions récifales dans la partie nord du bassin au cours du Crétacé.

I.4.2 Le Jurassique :

Il affleure essentiellement à l'Ouest (Monts de Batna, du Hodna et des Aurès), En sub-surface, trois forages pétroliers ont traversé sa partie supérieure : Dj. Takiout (DTK-1), Dj. Taffrent (DTA-1) et Dj. Djahfa (JHF1bis). Il s'agit d'une alternance de marne et de calcaire attribuée au Kimmeridgien, celle ci est surmontée par une barre massive de calcaire et de dolomie, attribuée au Portlandien. Son épaisseur totale est de 1072m environ.

Les séries jurassiques sont plus complètes dans la région de Batna.

En résumé, durant la période jurassique, nous assistons à une installation de vastes plates-formes carbonatées, liées à une importante phase de transgression qui a envahi tout le bassin du Sud-Est Constantinois depuis la fin du Trias jusqu'au Malm. Celle-ci a favorisé une

sédimentation néritique à pélagique, caractérisée par des faciès calcaro-dolomitiques (Fig. I.5 et Fig. I.6).

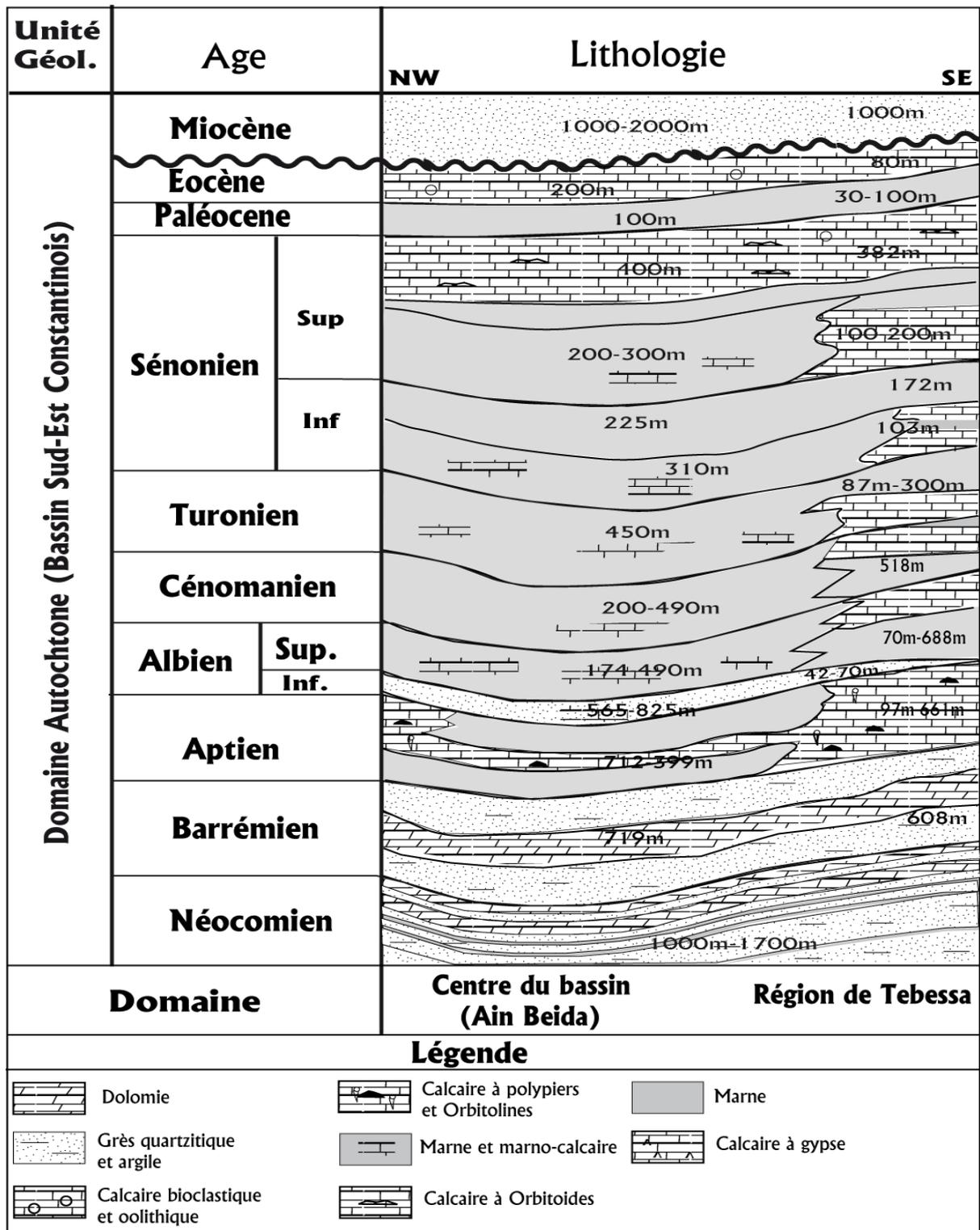


Fig. I.5 : Coupe stratigraphique NO-SE du bassin du Sud Est constantinois (Sonatrach, 2013)

I.4.3 Le Crétacé :

Le Crétacé se subdivise en deux grands cycles sédimentaires, l'un est attribué au Crétacé inférieur qui est généralement caractérisé par des dépôts détritiques et carbonatés. L'autre est d'âge Crétacé supérieur, représenté par des faciès carbonatés de type néritique à mère ouverte.

I.4.3.2 Le Crétacé Inferieur :

a. Le Néocomien : (le Berriasien et le Valanginien-Hauterivien).

- **Le Berriasien** : Il est représenté dans les Aurès par des faciès profonds, il est constitué de séries de 600 m de marnes et calcaires marneux à Calpionelles et Ammonites.
- **Le Valanginien-Hauterivien** : Cette période est connue pour un milieu relativement peu profond par rapport au Berriasien. Elle est représentée par des séries, caractérisées par une masse gréseuse à passées de calcaires et d'argiles, à Dj. Tafrent des Aurès l'épaisseur est de l'ordre de 900 m. Quant à la région du (Ravin bleu) elle atteindra les 1100 à 1200 m il s'agit d'une série essentiellement marneuse à intercalations de calcaires et de bancs gréseux.

Par ailleurs, trois forages pétroliers ont traversé cette série, notamment FDJ-1, JHF-1bis et DEF-1.

b. Le Barrémien :

Il est représenté par un faciès homogène à travers tout le bassin Aurès-Kef. Ceci s'est manifesté par des épandages silico-clastiques, constitués essentiellement de grès quartzitiques. Ceci est du à une activité deltaïque dans les monts des Ksour, liée à une régression généralisée à travers tout le bassin. Cette période connaît une phase transgressive, représentée par une épaisse formation dolomitique.

Sur le plan stratigraphique, seuls les travaux de Guellal et J-M. Villa, 1973, sur le Dj. Bou Arif, ont pu définir l'espèce *Choffatella decipiens* (Barrémien à Aptien inférieur) et *Netrocholina friburgensis* (Barrémien). Au niveau de la zone de Ank Djemel (fig. I.5), le Barrémien est représenté par des argiles et des grès fins à moyens, à laminations obliques planes. Ceci passe à des argiles silteuses à intercalations de marnes et de calcaires argileux, dans la région de Guelb et Souabeh. A Dj. Rgheiss, le Barrémien est constitué de grès massif, oxydés. Le Barrémien a été traversé par plusieurs puits notamment FDJ-1, JHF-1bis, DEF-1, GE-1, SER-1, MKN-1, TYA-1, SB-1, SLA-1, DTK-1 et GTR-1 dont l'épaisseur totale peut dépasser 719 m.

c. L'Aptien :

Cette période a connu un grand développement de constructions récifales à travers tout le bassin du Sud-Est Constantinois et a été traversé par la majorité des forages.

L'Aptien débute assez souvent par une formation marneuse datée Aptien inférieur par des Ammonites.

Au niveau de la région des Aurès, la série aptienne est représentée par 500 à 800 m de calcaires et de dolomies à Orbitolines, à rares intercalations de marnes, à influences récifales et gréseuses par endroit. Vers les régions de Serdiès, Guelb, Souabah et la région de Mesloula (fig. I.5), les dépôts sont composés de marnes et de calcaires marneux à rares passées de grès, pouvant atteindre une épaisseur de 1400m.

d. L'Albien :

Il est subdivisé en deux mégaséquences bien distinctes, l'une est attribuée à l'Albien inférieur, caractérisée par une sédimentation détritique, liée au delta des ksours. L'autre mégaséquence est totalement carbonatée, attribuée à l'Albien supérieur. Par ailleurs des mouvements locaux, liés à la phase autrichienne, ont affecté la région durant cette période, aboutissant localement à l'érosion des faciès gréseux de l'Albien inférieur.

- **L'Albien inférieur et moyen :** Il est représenté par une série argilo-gréseuse à passées de calcaires, déposée dans un milieu peu profond, son épaisseur totale est de 565- 825 m.
- **L'Albien supérieur :** Son épaisseur totale est de 174-490 m, il est constitué d'une série marneuse à intercalations de calcaires marneux néritiques à plate forme externe, attribués au Vraconien marneux. Ceci est surmonté par une série de calcaires à passées marneuses de type néritique, attribués au Vraconien calcaire. Vers les parties septentrionales du bassin (SER-1, GE-1, SB-1), l'Albien supérieur est caractérisé par une sédimentation pélagique à faune planctonique.

I.4.3.2 Le Crétacé moyen et supérieur :

a. Le Cénomaniens :

Il est d'une épaisseur totale variant entre 200 et 513m et affleure largement dans la partie ouest et nord du bassin, il correspond à une période transgressive, permettant l'installation d'un domaine pélagique. Sa limite inférieure est caractérisée par l'apparition de *Rotalipora appeninica*. Quant à sa partie supérieure est datée par les deux espèces R. Greenhornensis et R. Cushmani. Il est, généralement, constitué d'une épaisse série représentée par des marnes gris-noirs, friables, feuilletées, à foraminifères planctoniques et à fines passées de calcaires marneux. Au Sud, aux environs de la région de Tébessa, la partie sommitale s'enrichit en calcaires à huitres au détriment des marnes. Au niveau de la coupe de Mesloula, le Cénomaniens sommital présente plutôt des calcaires fins marneux. La coupe du Dj. Tizi Ala (Oued Mimoun), montre que cette formation admet des niveaux fins de calcite fibreuse dans les marnes.

b. Le Turonien :

La transgression cénomaniennne persiste et atteint son apogée durant cette période et permet de développer un domaine pélagique. La limite inférieure du Turonien est définie par l'apparition des espèces *Helvetoglobotruncana helvetica*, *Fagesia* sp. et *Watinoceras* sp. Le Turonien est représenté à la base, par une masse de calcaire blanchâtre, fin, comportant une microfaune pélagique tels que : les Calcisphères et les grosses Globigérines. Ceci passe au sommet à des marnes à fines intercalations de calcaires marneux et noduleux, à foraminifères planctoniques, décrits au niveau des coupes de Mesloula, de Tizi Ala, et le cas des puits SER-1, AMK-1. L'épaisseur totale du Turonien est de l'ordre de 87 à 450m

c. Le Sénonien Inferieur (Coniacien-Santonien) :

Sur le plan biostratigraphique, le passage Coniacien-Santonien est marqué par l'apparition de l'espèce *Dicarinella assymetrica*, associée à d'autres formes planctoniques telles que : *Globotruncana renzi*, *G. fornicata*, et *Dicarinella concavata*. Il est caractérisé par des séries transgressives, représentées par une alternance de marnes et de calcaires à microfaune pélagique, et connue également par un développement de récifs et de cordons oolithiques au cours de la période coniacienne, à travers les puits DK-1, OUM-1, KM-1 et MAN-1.

Le Coniacien-Santonien est constitué de calcaires à débris d'huîtres et de marnes à Echinodermes et Lamellibranches. A Dj. Manchar (Khenchela), les calcaires du Coniacien, sont de type Grainstone à oolithes et algues (Lithothamniées). Par contre, vers le Nord en direction des régions de Mesloula, Serdiès (SER-1), Amamat Kebir (AMK-1), le Sénonien inférieur est représenté par des calcaires marneux et des marnes. L'épaisseur du Coniacien-Santonien varie de 103 à 310m.

d. Le Sénonien supérieur (Campanien-Maastrichtien) :

Le Campanien est caractérisé par une puissante série de marnes gris-vert, friables à fines passées de calcaires marneux de type marin ouvert. Au niveau de la coupe de Ras Oulmane (Dj. Bardou), les intercalations de calcaires sont constituées de débris d'huîtres et à rares Gastéropodes. En direction de Dj. Foua et Dj. Onk, les dépôts se chargent en calcaire blanc, massif et crayeux.

Le Maastrichtien, par contre, est caractérisé par une formation représentée par des calcaires massifs et crayeux à Inocérames et de nodules de silex, observés au niveau des coupes du Dj. Bardou, Dj. Gouraye et Dj. Bir Salem (région de Tébessa). Au niveau du Djebel Bottena, ces calcaires sont légèrement dolomitiques, vacuolaires, bioturbés et fortement diaclasés. L'épaisseur totale du Sénonien supérieur est de 50 à 387m.

➤ *Le Cénozoïque*

I.4.4 Le Paléocène :

Au Sud-Est de l'Atlas Saharien Oriental, au Dj. Kemakem , le forage traverse un Paléocène de 151 m, constitué de calcaires argileux et de marnes dolomitiques à la base, surmontés de dolomies puis marnes calcaires argileux et se termine par des argiles au sommet. Vers le Nord, au Dj. Darmoun, l'épaisseur du Paléocène atteint 102 m, il débute par une épaisse série marneuse suivie de marnes intercalées de calcaires et des niveaux de calcaires dolomitiques au sommet, en passant par des niveaux phosphatés.

Le passage Dano-montien est marqué par un niveau phosphaté, Il est constitué d'argiles et marnes noires, légèrement gypsifères, à fines passées de calcaires argileux. Son épaisseur ne dépasse pas la centaine de mètres.

I.4.5 L'Eocène :

Le forage du Dj. Kemakem, nous permet de noter la présence d'un Yprésien épais de 96,5 m cet Yprésien est formé de calcaires dolomitiques, dolomies cristallines à passées de calcaires dolomitiques et de calcaires argileux.

En allant vers le Nord, on note 91,5 m d'épaisseur entre l'Yprésien et le Thanétien, la série débute par des marnes puis une épaisse intercalation de marnes, d'argiles, de calcaires et des niveaux dolomitiques au sommet.

Au Dj. Onk, l'Eocène est caractérisé par des dolomies, des calcaires et des phosphates à la base Yprésien, surmontés par le Lutétien gypseux. Cette série se termine par le Priabonien Inférieur deltaïque.

I.4.6 Le Mio-Pliocène :

A Bottena sud, on note 494 m pour le Pliocène formé essentiellement d'intercalations de marnes, d'argiles et de sable fin.

Les formations détritiques reposent directement en discordance sur les terrains de l'Eocène et du Crétacé dans la région des Aurès, des Hamimmats ainsi que dans la région de Bir El Ater.

Ces formations affleurent sur de grandes étendues au niveau de la bordure sud-est du domaine atlasique sur les terrains éocènes.

Correspondant au terme régressif de la série, il est représenté par des formations détritiques pauvres en éléments de datation ayant une épaisseur cumulée de 500 à 1000m. Celles-ci affleurent sur de grandes étendues sur la bordure sud-est du domaine atlasique.

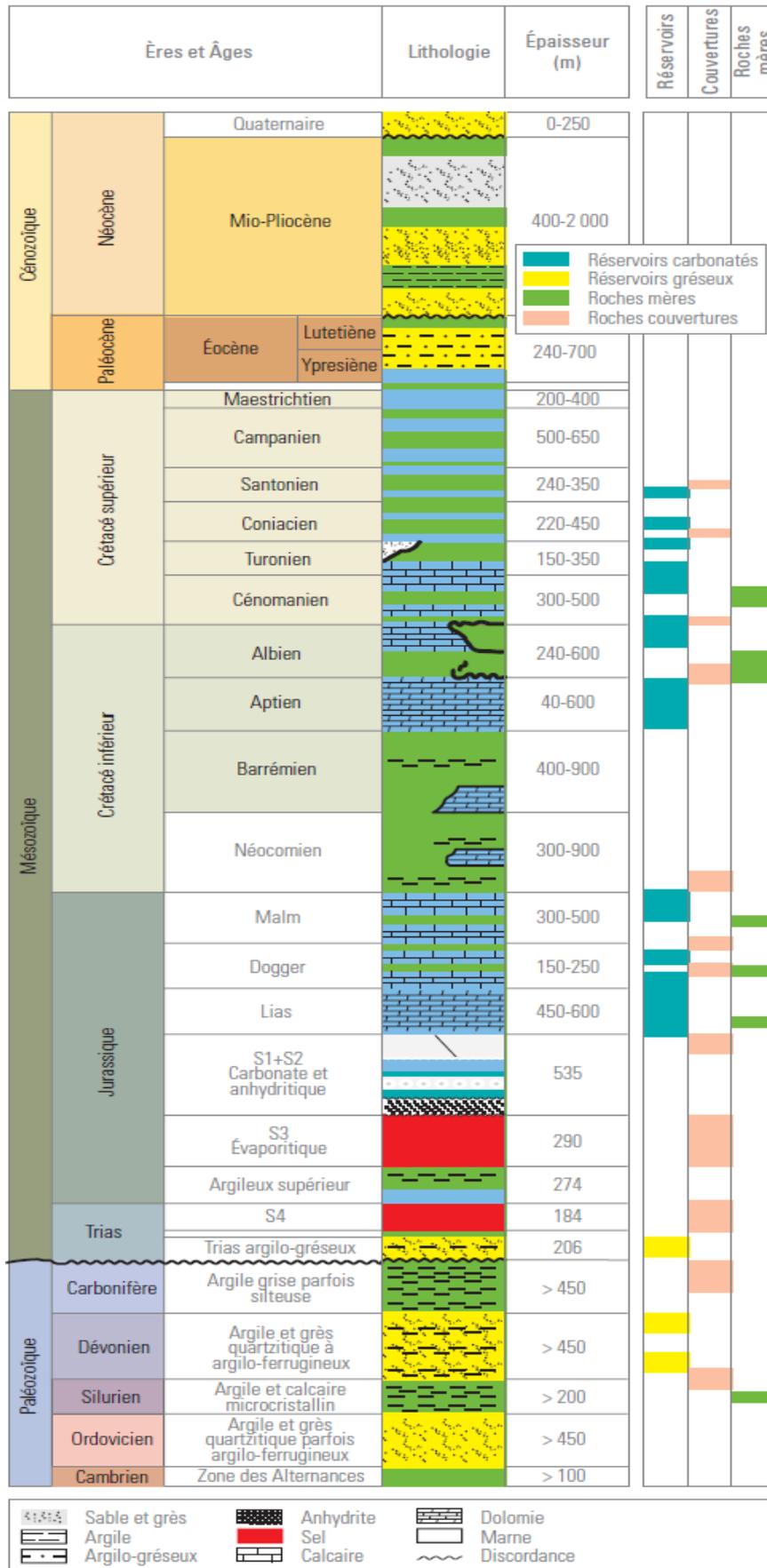


Fig. I.6 : Colonne stratigraphique type du bassin du Sud Est constantinois (WEC, 2007)

I.5 Quelques rappels de géologie pétrolière :

I.4.1 Les pièges:

Le pétrole brut et le gaz naturel se sont formés au cours de millions d'années par la décomposition de végétaux et d'organismes marins, comprimés sous le poids des sédiments. Comme ils sont plus légers que l'eau, ils ont migré pour combler les vides existant dans ces formations sous-jacentes. Ce mouvement vers le haut s'est arrêté lorsqu'ils ont atteint des couches denses imperméables ou des roches non poreuses (Kraus, 1991).

Le pétrole brut est présent, en général, dans des formations géologiques particulières, telles que les anticlinaux, les pièges de faille et les dômes de sel, que l'on trouve sous divers types de terrains et dans des climats très divers (Fig. I.7). En pratique, le lieu d'accumulation appelé "piège" constitue une nouvelle couche imperméable formant le plus souvent une espèce au-dessus de la roche poreuse dans laquelle le pétrole circule. La roche qui contient le pétrole s'appelle "un réservoir" (Khodja, 2008).

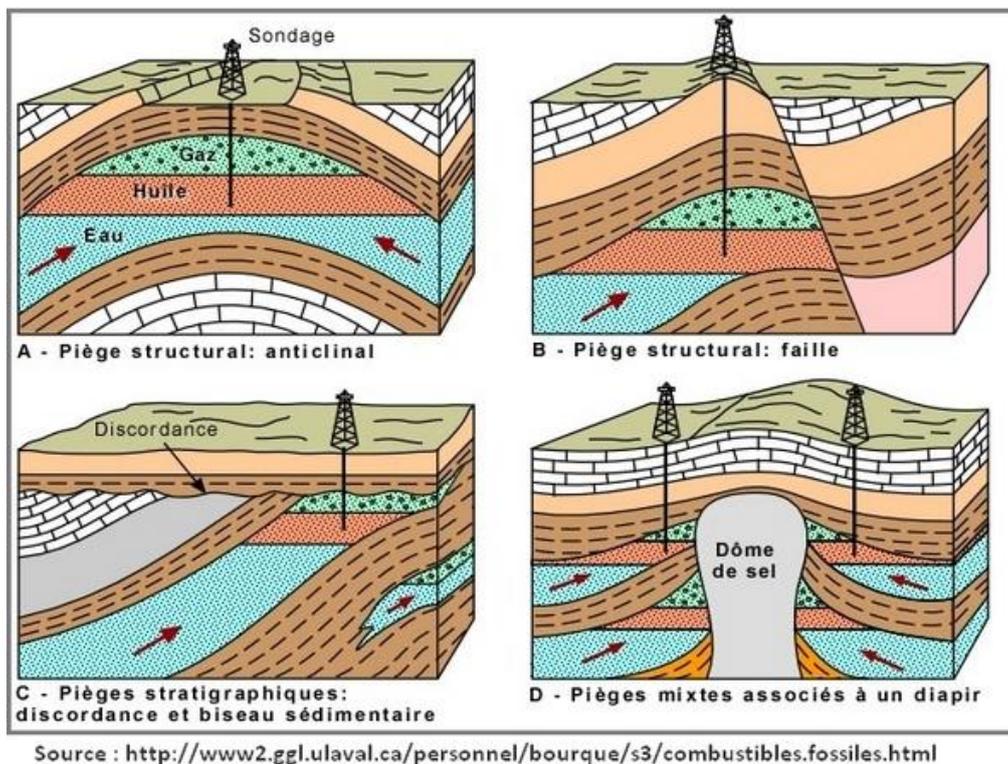


Fig. I.7 : Les différents types de pièges.

I.5.2 La roche-mère :

La roche-mère désigne la roche où se forment des hydrocarbures. Ceux-ci sont issus de la transformation de sédiments riches en matière organique qui se déposent généralement sur les fonds océaniques. À l'échelle des temps géologiques, les sédiments marins s'enfoncent et se solidifient tandis que la matière organique (sous l'effet de l'enfouissement et de la température géothermique) se décompose en hydrocarbures liquides et gazeux.

Généralement, une roche mère de pétrole se dépose dans un bassin anoxique (dépourvue d'oxygène) ce qui explique les conditions favorables à la préservation de la matière organique dans les sédiments. (Haliburton, 2001).

I.5.3 La roche-réservoir:

La roche-réservoir se définit comme une roche où des hydrocarbures s'accumulent. Sous l'effet de la pression, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires (Fig. I.8). Au cours de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en dessous de ce "toit" (appelé roche couverture), au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz conventionnels (Haliburton, 2001).

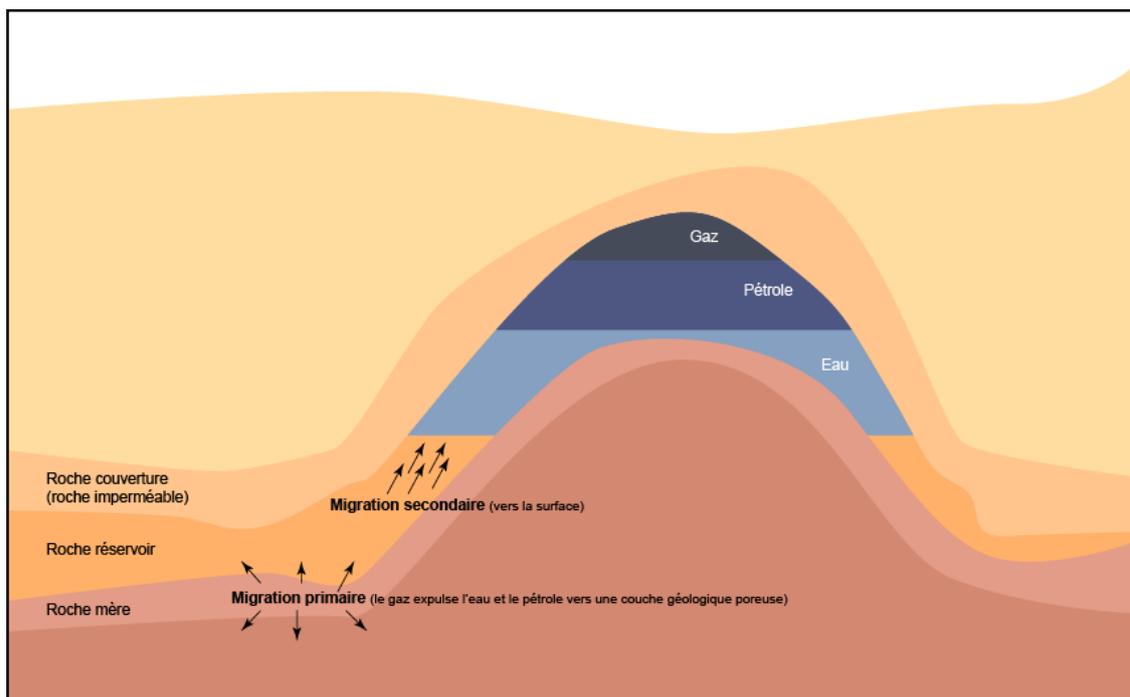


Fig. I.8 : Mise en place d'un gisement d'hydrocarbure.

I.5.4 La roche-couverture:

La roche-couverture assure l'étanchéité des réservoirs, son existence constitue une condition fondamentale pour la formation d'un gisement. Elle bloque la migration des hydrocarbures une fois piégée. Ces caractéristiques d'imperméabilité et de plasticité se rencontrent dans différents types de roches qui sont principalement les argiles, les évaporites et quelques carbonates. (Haliburton, 2001).

I.5.5 Les réservoirs carbonatés:

Plus de 60% du pétrole et 40% du gaz des réserves mondiales sont détenus dans des réservoirs carbonatés. Le Moyen-Orient, par exemple, est dominé par les champs carbonatés, avec environ 70% du pétrole et 90% des réserves de gaz détenus dans ces réservoirs, (Schlumberger, 2009).

Cependant, leur exploitation s'avère difficile et requiert des moyens sophistiqués à cause de leurs caractéristiques petrophysiques, notamment une perméabilité très faible.

Les carbonates sont de nature hétérogène et peuvent présenter différentes propriétés (porosité, perméabilité, débit) la distribution des pores est complexe, les types de pores sont souvent nombreux, leurs tailles et leurs formes peuvent varier très rapidement sur une très courte distance, ce qui rend leur caractérisation difficile. Une approche ciblée est requise pour mieux comprendre la nature de la roche contenant les fluides et les propriétés d'écoulement dans les formations poreuses et souvent fracturées.

Cela implique une compréhension détaillée de la saturation des fluides, perméabilité, texture de la roche, et les systèmes de fractures naturelles à différentes échelles.

Si en Algérie les grands champs productifs se situent dans des formations gréseuses, il ne faudrait pas négliger l'intérêt que peuvent présenter les réservoirs carbonatés. Ces derniers constituent d'ailleurs des objectifs d'exploration dans le Nord du pays, où la tectonique est complexe, mais aussi dans la région sub-atlasique. A l'Est de cette dernière région, les formations carbonatées du Crétacé supérieur se situent en effet à des profondeurs accessibles par forage (WEC, 1995).

I.6 Systèmes pétroliers du bassin du Sud-Est Constantinois (WEC, 2007):

Les systèmes pétroliers du Sud-Est Constantinois et de Chott El Melrhir sont identifiés au Crétacé supérieur et au Jurassique. Pour le Sud-Est Constantinois, il est représenté par les carbonates du Crétacé supérieur.

Ces bassins dont l'épaisseur est supérieure à 10 000 m ont généré et accumulé des hydrocarbures. Les principales découvertes d'huile ont été effectuées dans le Crétacé supérieur de Dj. Onk (1956), Ras Toumb (1977), Guerguitt El-Kihal Nord (1988), Guerguitt El-Kihal Sud (1994), Hassi el Kerma (2001) et de gaz à Dj. Foua (1954). Plusieurs accumulations d'huile non éruptive ont été également mises au jour à Dj. Darmoun (DRN-1, 2000), HCZ-1 (2002) et OSD-1 (2005).

I.6.1 Le Crétacé:

Les meilleures roches mères connues dans le Nord de l'Algérie sont les calcaires argileux et les argiles noires. Les roches réservoirs sont les calcaires oolithiques et les dolomies. Les roches couvertures sont les argiles, les marnes et les anhydrites d'âge essentiellement crétacé qui constituent les systèmes pétroliers de ces bassins.

I.6.1.1 Roches-mères:

Les roches mères potentielles du Crétacé dans le Sud-Est Constantinois sont représentées par les marnes et les argiles du :

- *Vraconien* avec un faciès de marnes, de marno-calcaires et d'argiles, il montre des valeurs de COT qui varient entre 0,61 % et 2,43 % (à 8 % au voisinage de DDN-1) et un PP allant de 0,3 kg HC/tonne de roche à 4,2 kg HC/tonne de roche (à 32 kg HC/tonne de roche au voisinage de DDN-1). Sur le plan de la maturité, le Vraconien est en phase à huile avec un taux de transformation de 80 % au sud de la flexure saharienne ; au nord de la flexure, le Vraconien montre une évolution dans la maturité passant de la zone de la phase à huile à la zone de gaz dans la partie centrale.
- *Cénomanién basal* constitué par des marnes, des argiles et des marnes bitumineuses. Les valeurs mesurées sont réparties selon leur situation géographique de part et d'autre de la flexure saharienne. Au sud de la flexure saharienne, les analyses géochimiques montrent les valeurs suivantes : 0,5 % < COT < 3,25 % et 0,38 < PP < 5,08 kg HC / tonne de roche. Sur le plan de la maturité, le Cénomanién est en phase à huile avec un taux de transformation de 25 %. Au nord de la flexure saharienne, les valeurs obtenues sont : 0,5 % < COT < 2,05 % et 0,3 < PP < 3 kg HC / tonne de roche. La maturité est variable, elle

passage de la phase immature / début de la phase à huile, à la zone de la phase à gaz à condensats.

- *Le Turonien basal* est constitué par des marnes, des calcaires et des marno-calcaires en plaquettes, bitumineux. Au sud de la flexure atlasique, les valeurs varient de : $0,5 \% < COT < 11,5 \%$ et $0,5 < PP < 35 \text{ kg HC / tonne de roche}$. Le degré de maturité de cette zone est en phase à huile. Au nord de la flexure atlasique, les valeurs varient de : $0,5 \% < COT < 8,08 \%$ et $0,45 < PP < 47 \text{ kg HC / tonne de roche}$. La zone est au début de la phase à huile (Fig. I.9 et Fig. I.10).

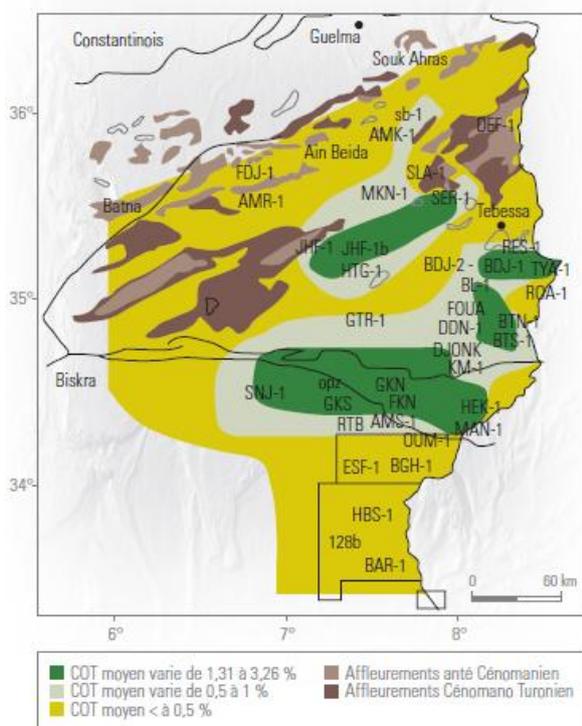


Fig. I.9 : Carte en COT des niveaux
Roches mères du Turonien.

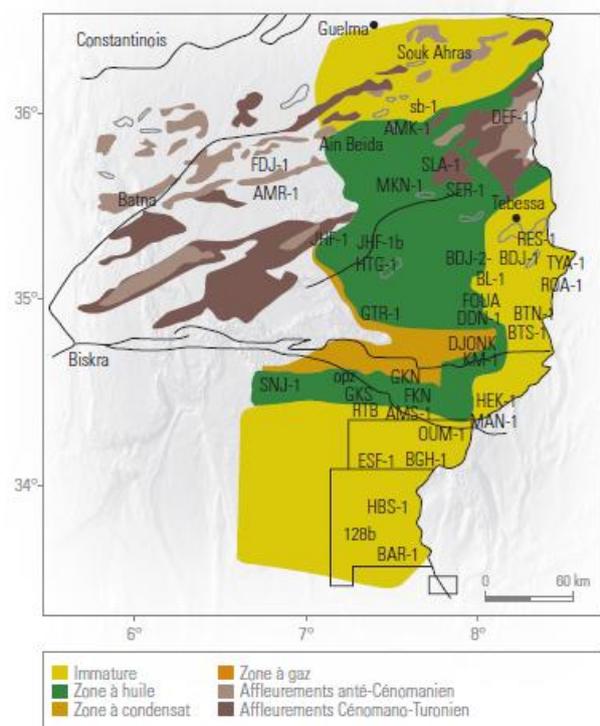


Fig. I.10 : Maturation des niveaux
Roches mères du Turonien

I.6.1.2 Roches-réservoirs:

Les principales roches réservoirs du crétacé sont les séries calcaires du Cénomaniens sommital, les séries calcaires du Turonien basal et les calcaires bioclastiques du Coniacien :

- *Les séries calcaires du Cénomaniens sommital* sont formées par des calcaires oolithiques. Les faciès qui se sont développés appartiennent à une plate-forme proximale à développement de niveaux à haute énergie vers des dépôts de plate-forme distale où l'énergie est nettement modérée. Les caractéristiques pétrophysiques (porosité et

perméabilité) de la matrice mesurées varient dans les intervalles de 10 % à 15 % pour la porosité et de 0,1 mD à 5 mD pour la perméabilité. Ces calcaires cénomaniens produisent des huiles et du gaz à GKN, GKS ainsi que de l'huile non éruptive à HEK-1, DDN-1, OGZ-1 et HCZ-1.

- *Les séries calcaires du Turonien basal* sont représentées par des calcaires bioclastiques. Les caractéristiques pétrophysiques (porosité et perméabilité) varient de 5 % à 10 % pour la porosité et de 0,1 mD à 10 mD pour la perméabilité ; localement la porosité peut atteindre 25 %. L'épaisseur utile des calcaires bioclastiques varie entre 20 et 25 mètres. Ces séries calcaires produisent de l'huile et du gaz à GKN et GKS, de l'huile à RTB-1 et RTB-4 ainsi que de l'huile non éruptive à DDN-1, OGZ-1 et HCZ-1.
- *Les séries calcaires du Coniacien* sont constituées par des calcaires bioclastiques. Les faciès se sont développés dans un environnement marin de plate-forme proximale vers un environnement de plate-forme distale de mer ouverte. Les caractéristiques pétrophysiques (porosité et perméabilité) varient de 3 % à 29 % pour la porosité et de 0,4 mD à 100 mD pour la perméabilité. L'épaisseur utile serait de 10 à 30 m. Ces séries calcaires du Coniacien produisent du gaz à Dj. Foua, de l'huile à Dj. Onk, à RTB-5, HEK-3 ainsi que de l'huile non éruptive à DDN-1, OGZ-1, HEK-1, HCZ-1 et OSD-1.

I.6.1.3 Roches-couvertures:

Les roches couvertures sont :

- Les épaisses séries argilo-marneuses qui recouvrent les réservoirs calcaires du Coniacien.
- Les séries marneuses et anhydritiques du Turonien supérieur qui recouvrent la série calcaire du Turonien basal.
- Les séries argileuses du Cénomaniens-Vraconien qui recouvrent les séries calcaires de l'Albien et de l'Aptien.

I.6.1.4 Les pièges structuraux :

Les pièges rencontrés sont de type structural à mixte. Il s'agit généralement d'anticlinaux de tailles et d'amplitudes appréciables ayant été formés lors de l'épisode compressif Éocène/Oligocène. Leurs directions axiales sont NE-SO et leurs flancs méridionaux sont plus redressés que les flancs septentrionaux. Ils sont souvent affectés par des failles normales ou inverses à rejets plus ou moins importants et ayant différentes directions. Les plis les plus proches de l'accident sud-atlasique peuvent avoir des flancs méridionaux sub-verticaux à verticaux ou être déjetés et chevauchants vers le sud (Fig. I.11).

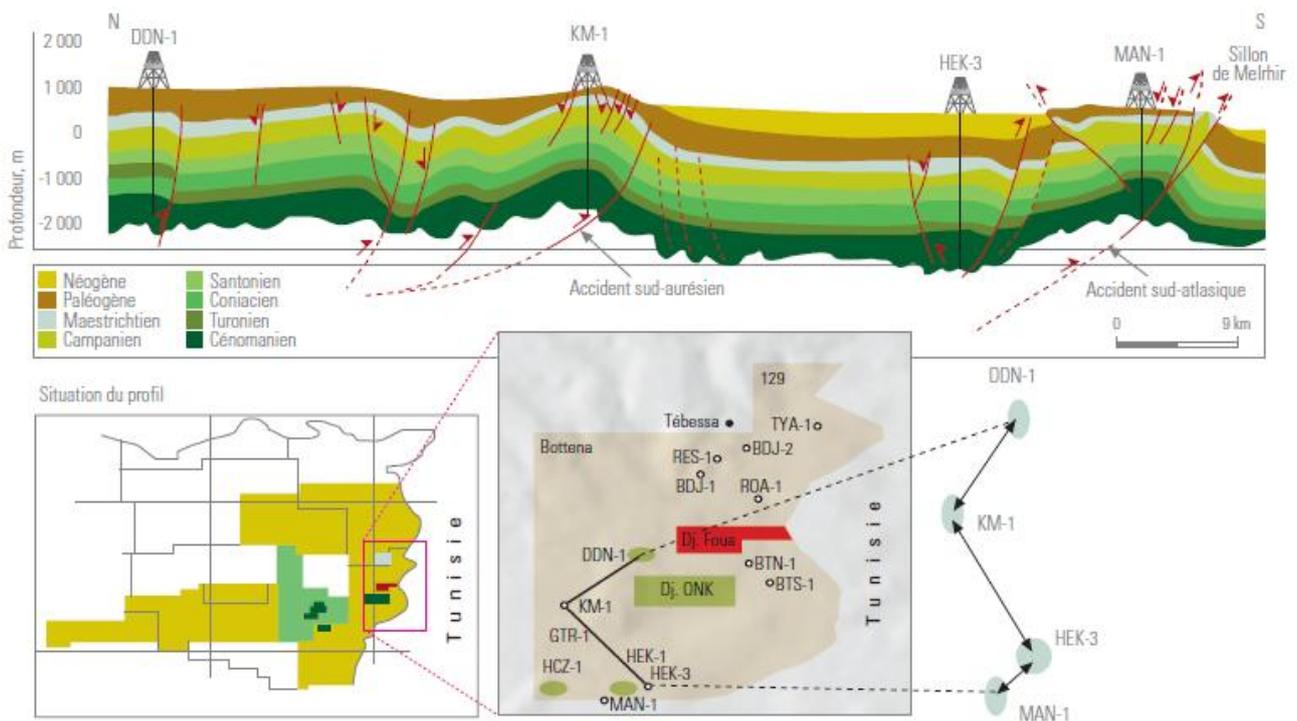


Fig. I.11 : Schéma structural et type de pièges dans le Sud-Est Constantinois et du Nord de l'Algérie.

Conclusion:

Les principales roches réservoirs du Sud-Est Constantinois sont les séries calcaires du Cénomanién sommital, les séries calcaires du Turonien basal et les calcaires bioclastiques du Coniacien

Les récentes découvertes (2000 – 2005) dans les roches réservoirs du Coniacien, du Turonien et du Cénomanién dans le Sud-Est Constantinois au nord et au sud de la flexure atlasique augmentent les chances de découvrir des accumulations en hydrocarbures là où les conditions pour de meilleures productivités de gisement sont réunies.

Une roche mère à potentiel pétrolier excellent et en phase à huile est présente dans le Dogger. La roche réservoir ainsi que le cadre structural qui favorise le développement de pièges sous différentes formes sont également présents. Ces résultats rehaussent l'intérêt pétrolier du Jurassique.

Chapitre II

Notions de géomécanique

II.1 Introduction:

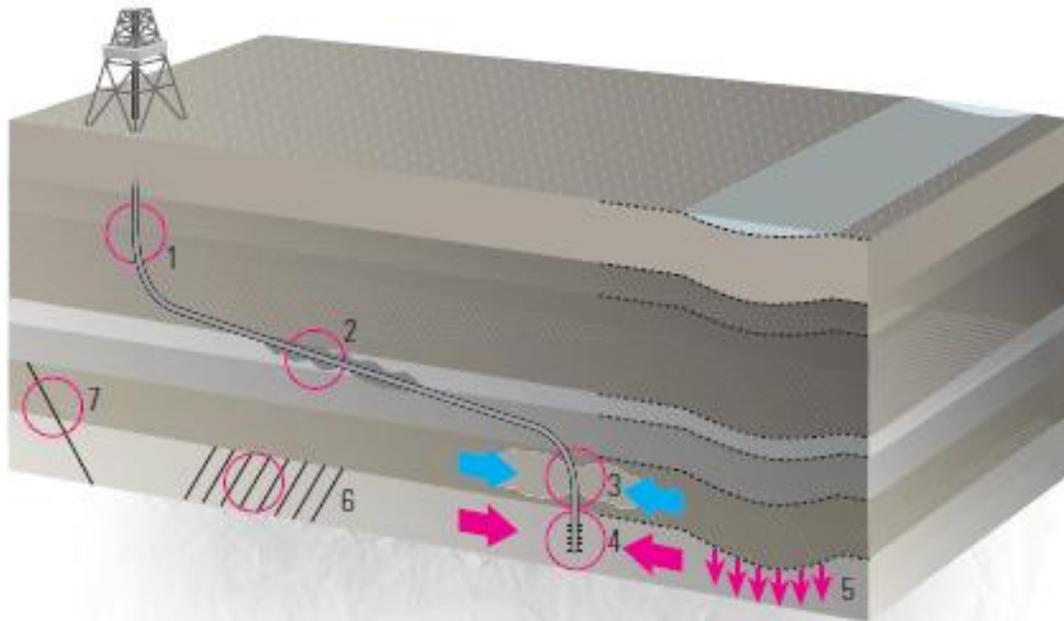
La géomécanique aussi appelée "mécanique des roches" est une discipline quantitative. Comme d'autres branches de la mécanique, elle implique de mesurer et d'estimer la contrainte et d'examiner la façon dont les matériaux géologiques réagissent à cette contrainte (Backer Hughes, 2005). Cependant, en géomécanique, à la différence d'autres branches, 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. En comparaison, un ingénieur mécanicien ne choisirait pas d'ordinaire de travailler avec une poutre fracturée.

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

L'application de la géomécanique a été étendue aux domaines de la production de sable et de la stabilité des puits en cours de forage, ainsi qu'à l'estimation de la pression de formation dans les argiles sus-jacentes.^{1,2} Au cours de la production et de l'épuisement qui s'ensuit, les réservoirs subissent souvent des changements de porosité et de perméabilité, y compris des changements de perméabilité des fractures, tandis que l'état de contrainte dans le champ se modifie. La compaction des réservoirs et l'affaissement associé des terrains morts peuvent activer des failles à mesure que les contraintes changent dans le champ (Fig. II.1). Ces changements peuvent entraîner une connexion d'un bloc adjacent non épuisé ou peuvent isoler ce même bloc (WEC, 2007).

Pour comprendre l'effet de la géomécanique sur les perforations, les puits de forage et les réservoirs entiers, les ingénieurs de champ doivent développer une vue cohérente des contraintes de la terre, de leurs amplitudes et de leurs directions, des propriétés mécaniques de la roche comme les propriétés élastiques et la résistance de la roche, et de la pression des fluides à l'intérieur de la roche.

Ces paramètres sont organisés en un modèle géomécanique MEM (Mechanical Earth Model), qui fournit une source logique d'information pour la planification géomécanique de la construction des puits et de la gestion des réservoirs, cependant, avant l'élaboration d'un modèle, il est primordial d'avoir de bonnes corrélations entre ces différents paramètres.



La géomécanique telle qu'appliquée à l'estimation : des pressions de formation dans les argiles de couverture (1), de la stabilité des puits en cours de forage (2), de la fracturation hydraulique (3), de la production de sable (4), de la compaction des réservoirs, et à l'affaissement associé de la couverture (5), des variations de perméabilité des fractures (6), et de l'activation de failles (7).

Fig. II.1 : Domaines d'utilisation de la géomécanique (WEC, 2007).

II.2 Principes 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 par la réponse d'un matériau comme la roche.

II.2.1 Contrainte:

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.

$$\sigma = \frac{\|\vec{F}\|}{S} \quad (\text{II-1})$$

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. La figure (II.2) illustre deux propositions qui sont généralement vraies concernant les contraintes :

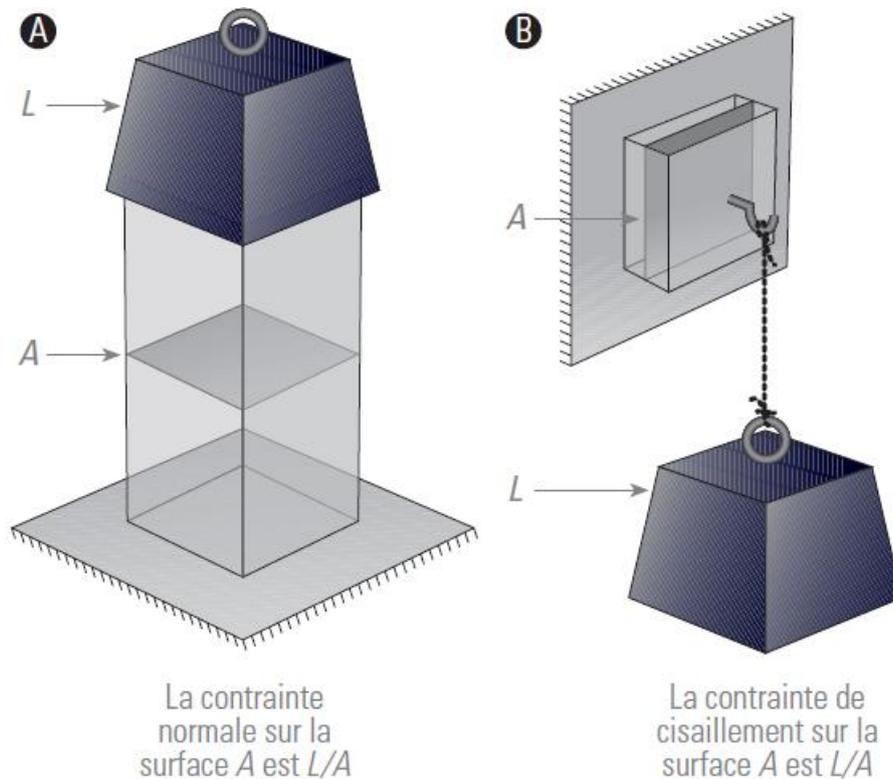


Fig. II.2 : Contrainte normale et contrainte de cisaillement (WEC, 2007).

- les amplitudes relatives du cisaillement et de la contrainte normale agissant sur un plan varient avec l'orientation du plan.
- il existe des orientations de plans sur lesquelles n'agissent que des contraintes normales.

II.2.2 Etat de contrainte en un point :

Pour l'établissement du tenseur des contraintes T , nous aurons besoin de l'expression du vecteur normal \vec{t}_n sur trois facettes perpendiculaires (J.A.Hudson et J.P.Harrison, 1997).

Pour un système de repère donné $(\vec{x}_1, \vec{x}_2, \vec{x}_3)$, \vec{t}_1 , \vec{t}_2 et \vec{t}_3 auront chacun trois composantes: σ_{ij} sur chaque facette de normale \vec{x}_1 , \vec{x}_2 et \vec{x}_3 (Fig. II.3).

Dans σ_{ij} : i représente la normale à la facette considérée et j représente la parallèle sur laquelle on projette le vecteur \vec{t}_i .

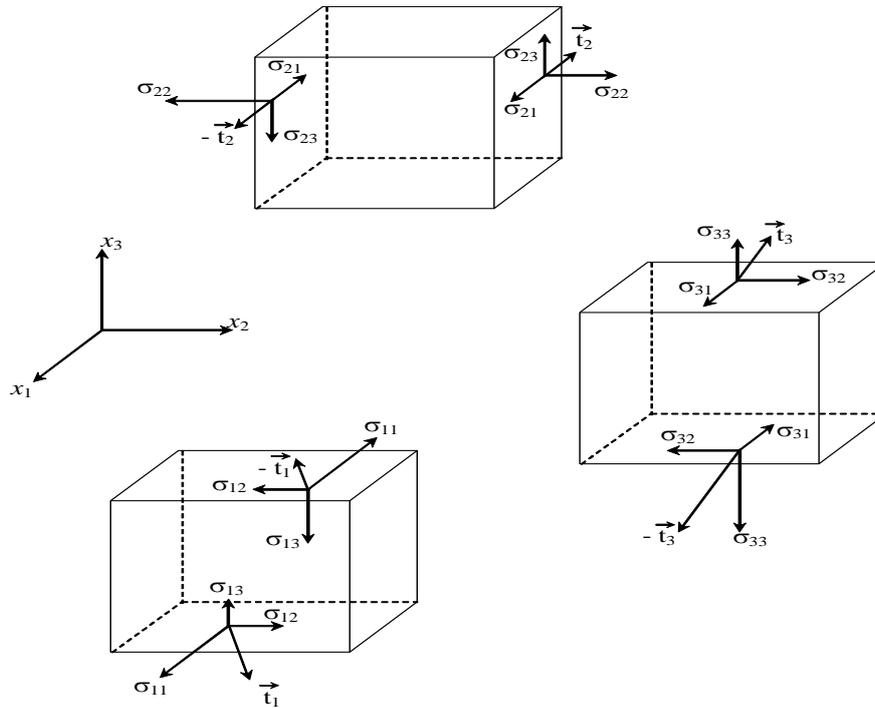


Fig. II.3 : Etat de contrainte sur des facettes perpendiculaires.

On écrit donc :

$$\begin{cases} \vec{t}_1 = \sigma_{11}\vec{x}_1 + \sigma_{12}\vec{x}_2 + \sigma_{13}\vec{x}_3 \\ \vec{t}_2 = \sigma_{21}\vec{x}_1 + \sigma_{22}\vec{x}_2 + \sigma_{23}\vec{x}_3 \\ \vec{t}_3 = \sigma_{31}\vec{x}_1 + \sigma_{32}\vec{x}_2 + \sigma_{33}\vec{x}_3 \end{cases} \quad (II.2)$$

Ou sous la forme indicielle : $\vec{t}_i = \sigma_{ij}\vec{x}_j$

On peut montrer que le vecteur contrainte \vec{t}_n sur n'importe quelle facette de normale $\vec{n}(n_1, n_2, n_3)$ pourrait être déduit en utilisant l'ensemble des σ_{ij} (J.A.Hudson et J. P.Harrison, 1997).

Pour ceci considérons le tétraèdre ci-dessous (Fig. II.4) :

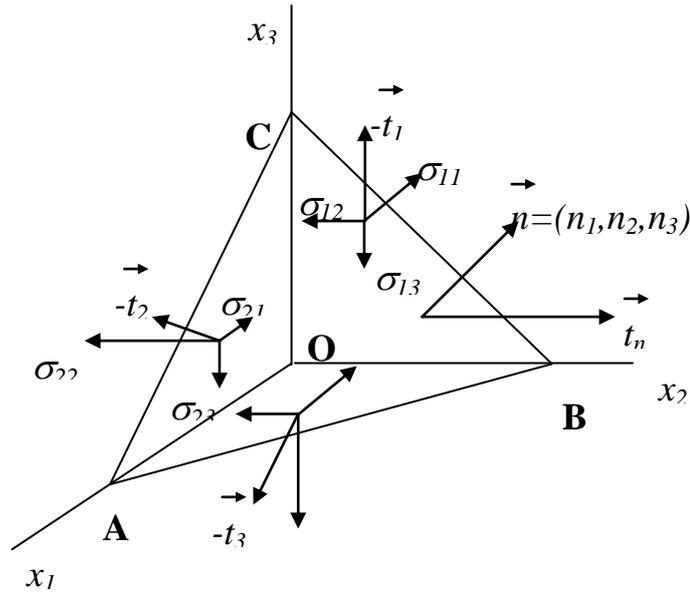


Fig. II.4 : Etat de contraintes sur un tétraèdre

T est appelé tenseur de contraintes, c'est un tenseur qui est représenté sous forme matricielle comme suit :

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix} \tag{II.3}$$

Sur un cube, on peut recenser neuf composantes de contraintes.

Le tenseur T est symétrique (d'après les équations d'équilibre des moments), en d'autres termes : $\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \tag{II.4}$$

II.2.3 Contraintes et directions principales:

L'objectif est de trouver un système de repère dans lequel le tenseur de contraintes s'écrit sous forme diagonale. Ce qui revient à dire que sur les facettes perpendiculaires aux axes de ce

repère, toutes les contraintes de cisaillement sont nulles et nous n'aurons que des contraintes normales (Blès et Feuga, 1996).

Le tenseur des contraintes s'écrit dans le nouveau repère comme suit:

$$T' = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.5})$$

Les contraintes normales, $\sigma_1; \sigma_2; \sigma_3$ seront appelées contraintes principales et les orientations des axes du repère seront dites directions principales.

Par convention on prend : $\sigma_{11} = \sigma_1; \sigma_{22} = \sigma_2; \sigma_{33} = \sigma_3$ Et $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$

On peut montrer que les valeurs des contraintes principales ne sont que les racines du polynôme suivant :

$$\sigma_i^3 + J_1 \sigma_i^2 + J_2 \sigma_i + J_3 = 0 \quad (\text{II.6})$$

J_1, J_2 et J_3 sont des invariants et sont indépendants du système de coordonnées. Ils peuvent être exprimés en fonction des contraintes principales :

$$\begin{cases} J_1 = -(\sigma_{xx} + \sigma_{yy} + \sigma_{zz}) \\ J_2 = \sigma_{xx}\sigma_{yy} + \sigma_{yy}\sigma_{zz} + \sigma_{zz}\sigma_{xx} - \tau_{xy}^2 - \tau_{yz}^2 - \tau_{zx}^2 \\ J_3 = -\sigma_{xx}\sigma_{yy}\sigma_{zz} + \sigma_{xx}\tau_{yz}^2 + \sigma_{yy}\tau_{zx}^2 + \sigma_{zz}\tau_{xy}^2 - 2\tau_{xy}\tau_{yz}\tau_{zx} \end{cases} \quad (\text{II.7})$$

Le point de départ de la plupart des études de géomécanique consiste à décrire l'état de contrainte préexistant ou in situ dans la terre, ce qui demande trois amplitudes et des informations d'orientation. Du fait que dans la plupart des zones d'intérêt une des contraintes principales est verticale, l'état de contrainte in situ peut généralement être spécifié par trois amplitudes et la direction d'une des contraintes horizontales.

Autour du puits de forage, l'état de contrainte peut ne pas être aussi simple, et la spécification complète des composantes est souvent nécessaire.

Les dimensions de la contrainte sont force/aire et, en géomécanique, les contraintes compressives sont représentées par des nombres positifs (dans la plupart des autres domaines de la mécanique, les contraintes de traction se voient attribuer des valeurs positives). Par convention, en mécanique des roches, la contrainte compressive maximale est notée σ_1 , l'intermédiaire σ_2 et la contrainte compressive minimale σ_3 (WEC, 2007).

II.2.4 Cercle de Mohr:

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 (Blès et Feuga, 1996).

Le tenseur des contraintes T s'écrit en 2D dans le repère (x_1, x_2) :

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & 0 \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \tag{II.8}$$

Sur une facette de normal n qui fait un angle θ avec x_1 nous aurons une contrainte normale σ et une contrainte tangentielle τ , voire figure (II.5)

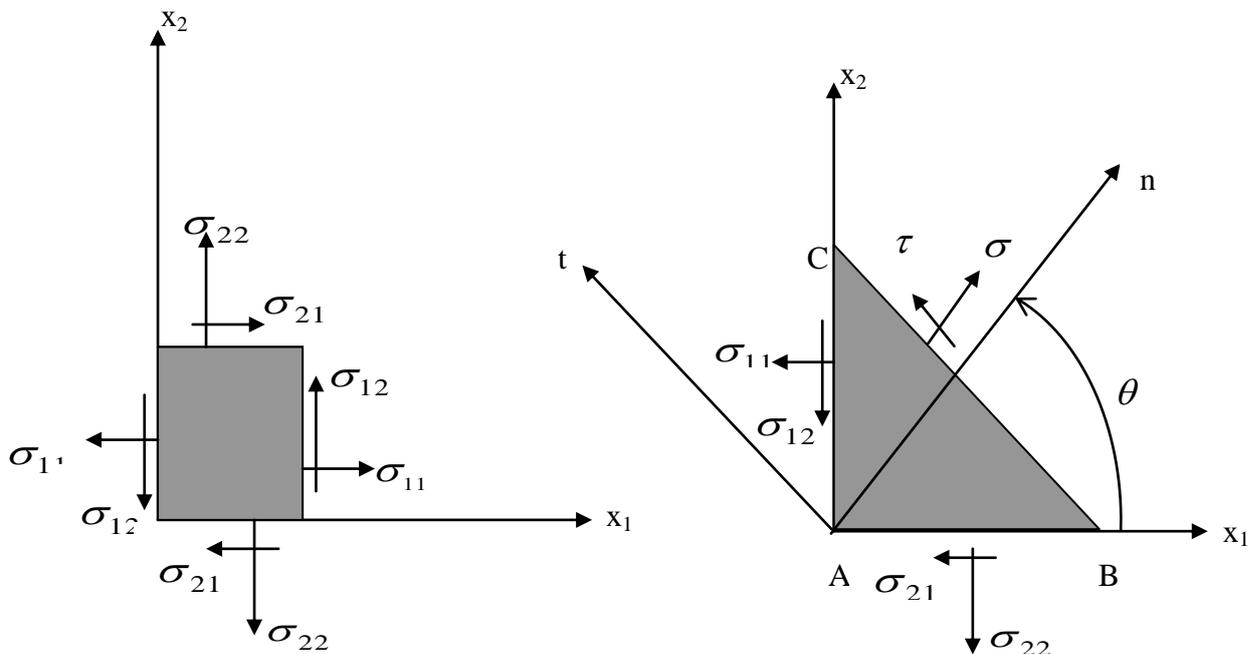


Fig. II.5 : Contraintes normales et tangentielles.

On peut montrer en utilisant les équations d'équilibre des forces de triangle ABC que les contraintes normales σ et tangentielles τ sur la facette BC sont obtenues par les relations suivantes:

$$\begin{cases} \sigma = \sigma_{11} \cos^2(\theta) + 2\sigma_{12} \sin(\theta)\cos(\theta) + \sigma_{22} \sin^2(\theta) \\ \tau = \frac{1}{2}(\sigma_{22} - \sigma_{11})\sin(2\theta) + \sigma_{12} \cos(2\theta) \end{cases} \quad (\text{II.9})$$

A partir de ces deux dernières équations on constate que σ et τ décrivent un cercle dans le repère (σ, τ) de centre $\left(\frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2}, 0\right)$ et de rayon $R = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2}$, c'est le cercle de Mohr.

Si le repère (x_1, x_2) est un repère principal, et le repère (n, t) est un repère quelconque obtenu par rotation d'un angle θ dans le sens trigonométrique positif, alors l'état de contrainte dans le nouveau repère est obtenu par une rotation de 2θ dans le sens négatif sur le cercle de Mohr.

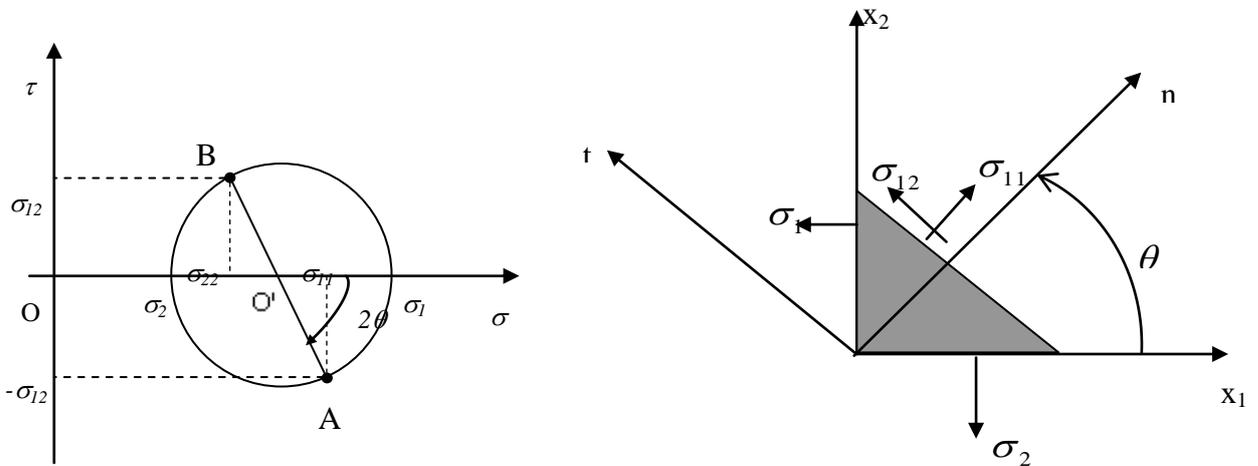


Fig. II.6 : Cercle de Mohr.

Le point A sur le cercle représente l'état de contrainte sur une facette perpendiculaire à \vec{n} et le point B représente l'état de contrainte sur une facette perpendiculaire à \vec{t} .

On peut également déterminer les contraintes principales à partir d'un état de contrainte quelconque par les relations suivantes σ_{ij} (J.A.Hudson et J.P.Harrison, 2000) :

$$\begin{cases} \sigma_1 = \frac{\sigma_{11} + \sigma_{22}}{2} + \sqrt{\left(\frac{\sigma_{11} - \sigma_{22}}{2}\right)^2 + \sigma_{12}^2} \\ \sigma_2 = \frac{\sigma_{11} + \sigma_{22}}{2} - \sqrt{\left(\frac{\sigma_{11} - \sigma_{22}}{2}\right)^2 + \sigma_{12}^2} \end{cases} \quad (\text{II.10})$$

Cela est particulièrement utile pour la MDR, car l'écoulement plastique et la rupture de la roche intacte ou fracturée dépendent de ces quantités. 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. Il peut également être utilisé pour prévoir les niveaux de contraintes sous lesquels une déformation supplémentaire se produira sur une fracture ou une faille préexistante.

II.2.5 Notion de déformation:

II.2.5.1 Etat de déformation en un point:

En un point quelconque de la roche, on peut isoler un élément du matériau de côté dx , dy et dz et voir comment il se déforme, les modes de déformation peuvent être :

- Des allongements ou des raccourcissements du côté dx , dy et dz
- Des distorsions appelés aussi glissements (variation des angles)

Le tenseur des déformations E s'écrit comme suit :

$$E = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \varepsilon_{13} \\ \varepsilon_{21} & \varepsilon_{22} & \varepsilon_{23} \\ \varepsilon_{31} & \varepsilon_{32} & \varepsilon_{33} \end{bmatrix} \quad (\text{II.11})$$

$\varepsilon_{11}, \varepsilon_{22}, \varepsilon_{33}$, Sont des déformations axiales, par exemple: $\varepsilon_{11} = \frac{\partial u_1}{\partial x_1}$ est le taux de variation du déplacement dans la direction x_1 par rapport à une variation de x_1 (Fig. II.7).

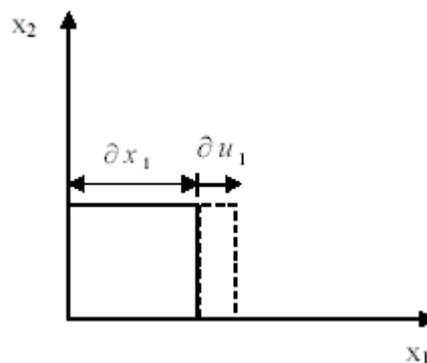


Fig. II.7 : Déformation axiale (Allongement).

D'autre part une déformation comme: $\varepsilon_{12} = \varepsilon_{21}$ est une distorsion comme représentée ci-dessous (Fig. II.8).

Le losange en pointillé représente l'élément après déformation.

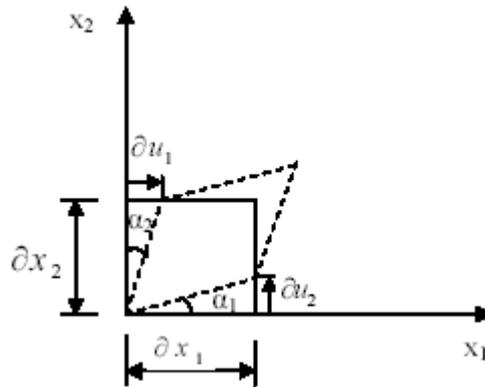


Fig. II.8 : Déformation angulaire (Distorsion).

$$\varepsilon_{12} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_1}{\partial x_2} + \frac{\partial u_2}{\partial x_1} \right) \quad (\text{II.12})$$

Dans l'hypothèse des petites déformations ceci peut s'écrire sous la forme :

$$\varepsilon_{12} = \frac{\tan(\alpha_1) + \tan(\alpha_2)}{2} \cong \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} = \alpha_{\text{moy}} \quad (\text{II.13})$$

Où, α_{moy} est l'angle moyen de la distorsion.

Il convient de noter que seuls les déplacements qui provoquent des déformations génèrent des contraintes. En d'autres termes, dans le cas de mouvement de corps rigide, où les distances entre tous les points restent inchangées, il n'y aura pas de création de déformation ni de contraintes (J.A.Hudson et J.P.Harrison, 2000).

II.2.5.2 Changement de volume:

Pour déterminer le changement de volume provoqué par un tenseur de déformation ε_{ij} , considérons un cube élémentaire (Fig. II.9) Cet élément a comme dimensions initiales δx_1 , δx_2 , δx_3 (Blès et Feuga, 1996).

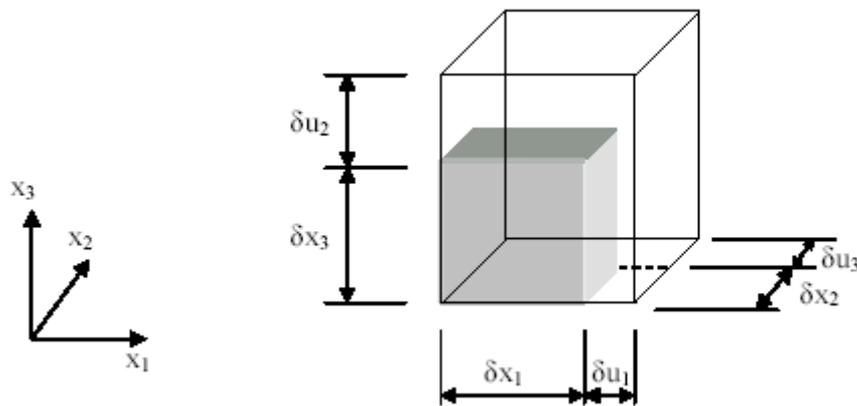


Fig. II.9 : Changement de volume.

Le changement de volume s'exprimera sous la forme suivante :

$$\frac{\Delta V}{V_0} = \frac{V - V_0}{V_0} = \varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33} \quad (\text{II-14})$$

$\frac{\Delta V}{V_0}$ est un changement de volume indépendant du repère de référence.

Remarque : La déformation est une mesure de la variation de la forme d'un matériau en réponse à une contrainte. Les déformations normales se traduisent par un allongement ou un raccourcissement ; les déformations de cisaillement se traduisent par des variations des angles entre des paires de lignes dans le matériau.

La déformation est une quantité tensorielle comme la contrainte. Elle peut être rapportée à différentes orientations d'axes et diagonalisée, tout comme la contrainte. Les méthodes géomécaniques nécessitent rarement de calculer explicitement les déformations car les critères géomécaniques de rupture sont exprimés en termes de contraintes. Elles ne sont mentionnées qu'en relation avec les module élastiques (WEC, 2007).

II.2.6 Élasticité:

Le lien le plus simple entre contrainte et déformation pour un matériau est son comportement élastique, où toute déformation est annulée lors de la suppression de la contrainte appliquée. La forme la plus simple d'élasticité est l'élasticité linéaire isotrope. La linéarité signifie que l'application d'une contrainte double engendre une déformation double, et l'isotropie signifie qu'une contrainte donnée engendre les mêmes niveaux de déformation quelle que soit l'orientation de l'état de contrainte par rapport au matériau (c'est-à-dire que le matériau a le même aspect dans toutes les directions) (WEC, 2007).

La relation typique entre la contrainte $\sigma_{11} = \frac{F}{S}$ et la déformation $\varepsilon_{11} = \frac{\Delta l}{l}$, dite également loi de comportement (Fig. II.10).

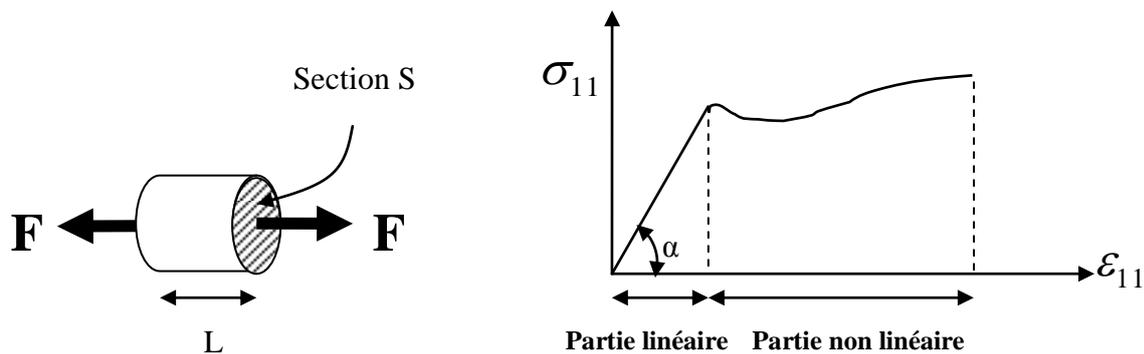


Fig. II.10 : Illustration de loi de comportement.

Si le comportement d'une roche est linéaire, isotrope et élastique, il peut être décrit par deux constantes élastiques bien connues : le module de Young et le coefficient de Poisson (Blès et Feuga, 1996).

II.2.6.1 Module de Young:

Le module de Young relie la contrainte axiale et la déformation axiales.

$$E = \frac{\sigma_{11}}{\varepsilon_{11}} = \operatorname{tg} \alpha \quad (\text{II-15})$$

D'où :
$$\sigma_{11} = E \cdot \varepsilon_{11} \quad (\text{II-16})$$

Cette relation (II-21) est appelée la loi de Hooke où E est le module d'Young (ou module d'élasticité), c'est une propriété physique du matériau.

Si un effort de compression F est appliqué le long de l'axe d'un échantillon de carotte cylindrique (Plug) voir la figure (II.11) dont la section droite est d'aire A et de diamètre D , la contrainte axiale σ_{11} est donnée par F/A (dans ce cas, une contrainte normale et principale).

Si la longueur initiale du cylindre était $L_0 = L + \Delta L$ et que sa nouvelle longueur est L (Compression), la déformation axiale ε_{11} est $(L_0 - L) / L_0$ (en utilisant la convention du signe positif pour la compression) (L.D.Landau et E.M.Lifshitz, 1970). Le module de Young E est calculé par:

$$E = \frac{F}{A} \cdot \frac{L_0}{\Delta L} \quad (\text{II-17})$$

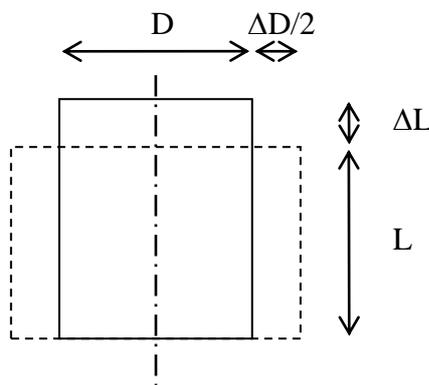


Fig. II.11 : Echantillon cylindrique.

II.2.6.2 Coefficient de Poisson:

Le coefficient de Poisson ν est le rapport de la déformation latérale à la déformation axiale :

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{22}}{\varepsilon_{11}} = -\frac{\varepsilon_{33}}{\varepsilon_{11}} \quad (\text{II-18})$$

Le signe (-) est justifié par le fait que les déformations perpendiculaires à \vec{F} et la déformation parallèle à \vec{F} sont de signes différents (L.D.Landau et E.M.Lifshitz, 1970).

Dans une carotte cylindrique (Fig. II.11) le coefficient de Poisson s'écrit comme suit :

$$\nu = \frac{\varepsilon_{lat}}{\varepsilon_{ax}} = \frac{\Delta D/D}{\Delta L/L} \quad (\text{II-19})$$

La relation (II.21) est la loi de Hooke uniaxiale, pour un système tridimensionnel on trouve la loi de Hooke généralisée suivante :

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{22} \\ \varepsilon_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/E & -\nu/E & -\nu/E \\ -\nu/E & 1/E & -\nu/E \\ -\nu/E & -\nu/E & 1/E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{33} \end{bmatrix} \quad (\text{II-20})$$

II.2.6.3 Compressibilité:

Pour définir le module de compressibilité isotrope K , on considère le cas où une pression isotrope P est appliquée à un milieu continu, c'est-à-dire: $\sigma_{11} = \sigma_{22} = \sigma_{33} = P$ et $\sigma_{12} = \sigma_{13} = \sigma_{23} = 0$.

Le module de compressibilité isotrope K sera défini comme suit:

$$K = \frac{P}{\left(\frac{\Delta V}{V}\right)} = \frac{P}{\varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33}} \quad (\text{II-21})$$

En remplaçant ε_{11} , ε_{22} et ε_{33} dans la relation (II.24) à l'aide des formules (II.23) on trouve:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (\text{II-22})$$

L'inverse du module de compressibilité est défini comme étant le coefficient de compressibilité de la roche C_r (L.D.Landau et E.M.Lifshitz, 1970).

$$C_r = \frac{1}{K} = \frac{3(1-2\nu)}{E} \quad (\text{II-23})$$

II.2.6.4 Limite élastique:

Si on fait une expérience de compression sur un matériau on constate que, tant que les efforts de compression ne dépassent pas une certaine limite, la relation contrainte-déformation reste linéaire. Cependant au delà d'un certain seuil, on constate que la linéarité et la mémoire de la configuration initiale sont perdues: le matériau doit donc être modélisé autrement. La courbe de la figure ci-dessous (Fig. II.12) montre l'allure du comportement d'un matériau dans un essai de compression dans un plan déformation-contrainte (L.D.Landau et E.M.Lifshitz, 1970).

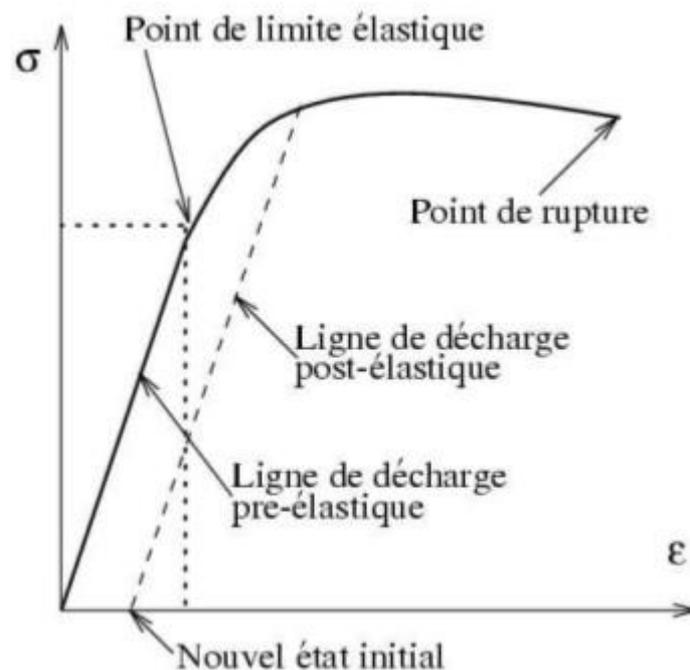


Fig. II.12 : Limite élastique.

On y constate clairement deux types de comportement :

- Tant que l'on reste en dessous du point de limite élastique, le comportement reste élastique linéaire. Quand le chargement redevient nul, l'éprouvette retrouve sa forme initiale.
- Par contre, si le chargement dépasse la limite élastique, et si on décharge ensuite l'éprouvette, on constate que l'on revient à un autre état : le matériau a perdu la mémoire de son état initial et se comporte comme si l'état initial était changé, c'est le comportement plastique (L.D.Landau et E.M.Lifshitz, 1970).

II.2.7 Contrainte effective:

La plupart des roches sont poreuses, leur réponse mécanique est non seulement influencée par les contraintes qui leur sont appliquées, mais également par la pression du fluide à l'intérieur de leurs pores.

Ce type d'approche est basé sur le principe développé par Terzaghi qui suppose que, dans un milieu poreux saturé et non réactif, la contrainte appliquée est égale à la somme de la pression interstitielle supportée par la phase aqueuse P et de la contrainte effective supportée par la phase solide.

Si on est en présence d'un milieu poreux saturé, la résolution des problèmes de mécanique devient un peu plus complexe et nécessiterait l'introduction de l'effet d'une interaction entre le fluide et la matrice solide.

Dans la mesure où le principe de superposition reste valable pour les problèmes d'élasticité linéaire, nous décomposerons le problème de la manière suivante:

- un premier problème de contraintes isotropes s'appliquant sur la matrice.
- un deuxième problème de contraintes s'appliquant sur le milieu considéré sec (Fig. II.13).

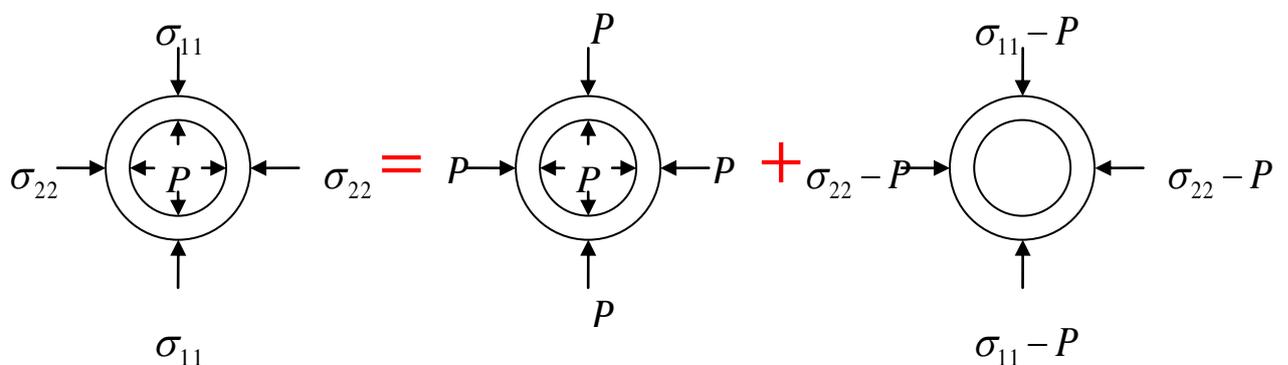


Fig. II.13 : Principe de superposition.

Biot a amélioré la formulation de Terzaghi par l'introduction des coefficients de Biot (α) qui dépendent de la compressibilité du squelette et du milieu :

$$\sigma_{ij} = \sigma'_{ij} + \alpha p \delta_{ij} \quad (\text{II.24})$$

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \\ 0 & \text{si } i \neq j \end{cases} \quad (\text{II.25})$$

σ'_{ij} est dit tenseur de contraintes effectives.

σ_{ij} est le tenseur des contraintes totales.

α est appelé coefficient de Biot relatif aux déformations et qui a pour formule :

$$\alpha = \left(1 - \frac{K_B}{K_M} \right) \quad (\text{II.26})$$

Avec

$$K_M = \frac{E_M}{3(1-2\nu_M)} \quad (\text{II.27})$$

K_M c'est le module de compressibilité de la matrice.

E_M et ν_M sont respectivement le module d'élasticité et le coefficient de Poisson de la matrice.

et

$$K_B = \frac{E_B}{3(1-2\nu_B)} \quad (\text{II.28})$$

K_B : c'est le module de compressibilité isotrope du milieu.

E_B et ν_B sont respectivement le module d'élasticité et le coefficient de Poisson du milieu.

Le coefficient de Biot permet d'avoir une indication sur la proportion par laquelle la pression des pores soulage le squelette d'une partie de la contrainte totale. D'après son expression il peut être déterminé en mesurant les modules de compressibilité isotrope du milieu poreux et celui de la matrice.

II.2.8 Critères de rupture:

Les critères de rupture ont pour objectif de déterminer les conditions globales de résistance pour lesquelles un matériau soumis à des contraintes atteint sa limite d'élasticité.

La mécanique de la rupture a été très largement étudiée dans la littérature et de nombreux critères ont ainsi été établis (Coulomb, 1773; Mohr, 1900, 1914; Griffith, 1924; Jaeger, 1969). Le comportement à la rupture dépendant fortement du type de roche, les critères de rupture prennent donc en compte des paramètres rhéologiques.

La limite de rupture d'un matériau est supposée dépendante des valeurs des contraintes normales principales. Aussi, ces types de critère se présentent sous la forme :

$R = f(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3)$ ou R est la résistance de la roche à la rupture (Laëtitia Macé, 2006).

Deux principaux critères sont couramment utilisés en mécanique des roches et sont appropriés à la modélisation de réservoir (Blès et Feuga, 1996):

- le critère de Mohr-Coulomb est adaptée à une modélisation d'une rupture en cisaillement
- tandis que le critère de Griffith convient plus particulièrement dans le cas d'une rupture en tension.

Ces deux théories supposent que, pour des contraintes principales telles que ($\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$), la contrainte principale intermédiaire σ_2 n'intervient pas lors du processus de rupture.

Le critère de rupture le plus utilisé dans la géomécanique qui est aussi le mieux adapté à notre étude est le critère de Mohr-Coulomb.

II.2.8.1 Critère de Mohr-Coulomb:

Le critère de Mohr-Coulomb se base sur un mécanisme de glissement entre les grains de la roche. Supposons que deux grains ayant entre eux une matière assurant leur cimentation l'un à l'autre (Fig. II.14), sont soumis à un état de contraintes (σ, τ). Le ciment procure une certaine cohésion, qui sera quantifiée par une valeur C . En outre, l'effort normal représenté par la contrainte σ génère une force de frottement entre les grains caractérisée par un angle de frottement interne φ . La condition pour qu'il y ait glissement entre les deux grains est que la force extérieure tangentielle doit être supérieure à la force qui bloque le mouvement (Coulomb, 1776). Ce qui s'exprime en termes de contraintes par :

$$\tau \geq |\sigma \cdot \tan(\varphi) + C| \quad (\text{II.29})$$

σ est positive en compression et négative en traction.

Le critère peut également s'exprimer sous la forme suivante, en fonction de la poussée K_p et de la limite d'élasticité en compression, R_p :

$$f(\sigma) = K_p \sigma_1 - \sigma_3 - R_p \quad (\text{II.30})$$

Avec :

$$K_p = \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \quad \text{et} \quad R_p = \frac{2C \cos \phi}{1 - \sin \phi} \quad (\text{II.31})$$

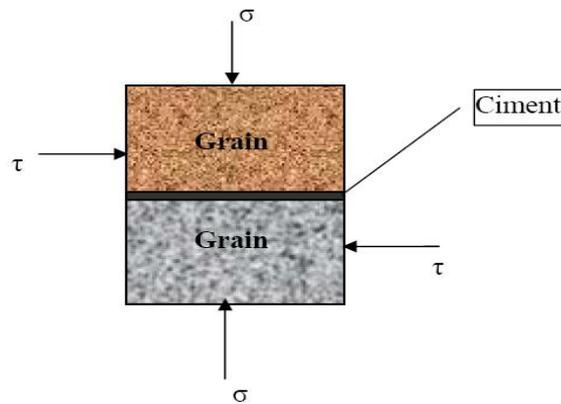


Fig. II.14 : Critère de Mohr-Coulomb.

L'inéquation (II.32) définie ci-dessus caractérise un domaine de stabilité dans lequel les grains ne glissent pas les uns par rapport aux autres. Ce domaine est limité par les deux droites appelées enveloppes de rupture (Fig. II.15).

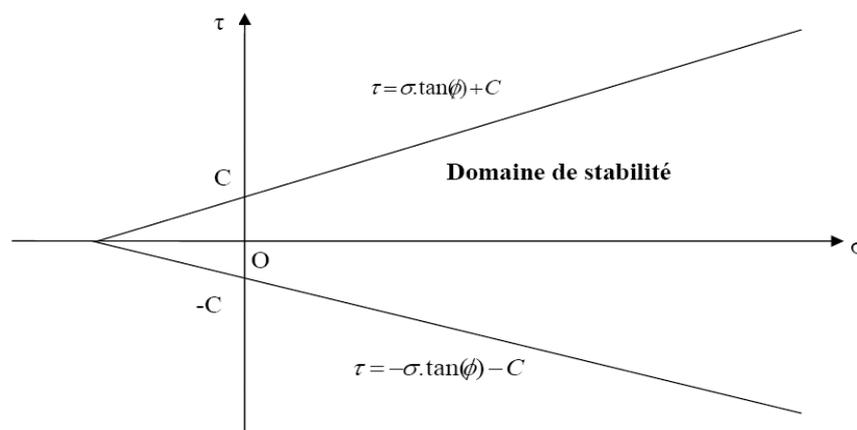


Fig. II.15 : Enveloppe de rupture.

Par symétrie, on peut utiliser une représentation dans un demi plan (σ, τ) . Il suffit théoriquement de tracer deux cercles de Mohr à la rupture C_1 et C_3 pour décrire une droite (la droite est tangente aux deux cercles) et pouvoir déterminer l'enveloppe de rupture. L'état de contrainte représenté par le cercle C_2 est un état stable (Fig. II.16).

Le cercle C_1 représente un cas particulier de l'état de rupture, pour lequel la contrainte principale mineure σ_3 est nulle. Dans ce cas la contrainte principale majeure est appelée résistance à la compression simple UCS (Unconfined Compressive Stress) (J.A.Hudson et J.P.Harrison, 2000).que nous verrons par la suite.

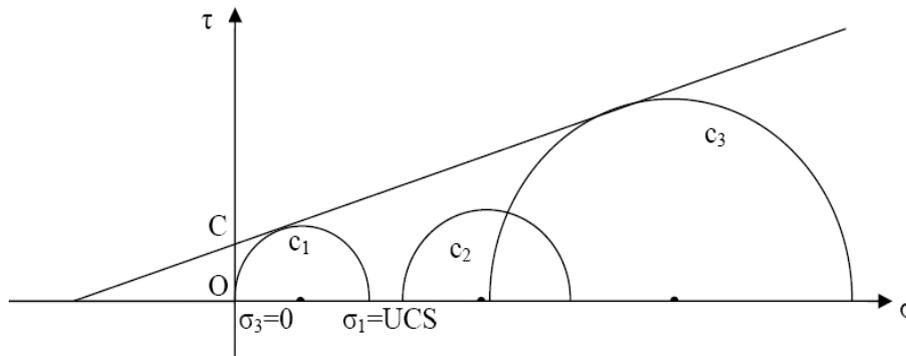


Fig. II.16 : Détermination de l'enveloppe de rupture.

Cette représentation bidimensionnelle peut être généralisée dans le cas d'un état de contrainte tridimensionnel: on trace alors les trois cercles de Mohr correspondants aux trois plans perpendiculaires et on prend en considération le plus grand cercle pour tracer l'enveloppe de rupture (Fig. II.17).

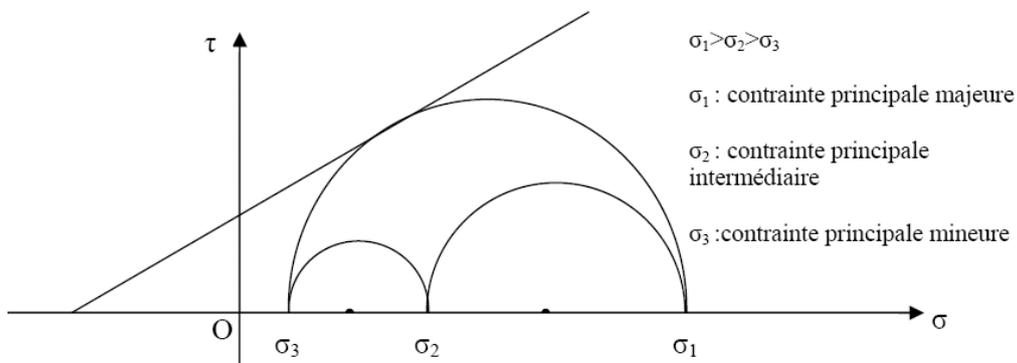


Fig. II.17 : Détermination de l'enveloppe de rupture pour le cas d'un état de contrainte tridimensionnel.

Il est à noter que l'enveloppe de Mohr-Coulomb dépend uniquement des contraintes principales mineure σ_3 et majeure σ_1 (Blès et Feuga, 1996).

Nous avons défini jusque là un critère de rupture relatif au cisaillement entre les grains. On peut également définir un critère de rupture pour la traction. La rupture en traction a lieu quand $R_t \leq -\sigma_3$. Où R_t est définie comme la résistance à la traction de la roche.

Par ailleurs pour un niveau de contrainte très élevé un phénomène d'écrasement des pores a lieu (Collapse). De ce fait, l'enveloppe de rupture ne peut continuer en ligne droite indéfiniment (J.A.Hudson et J.P.Harrison, 2000), voir la Figure. (II.18).

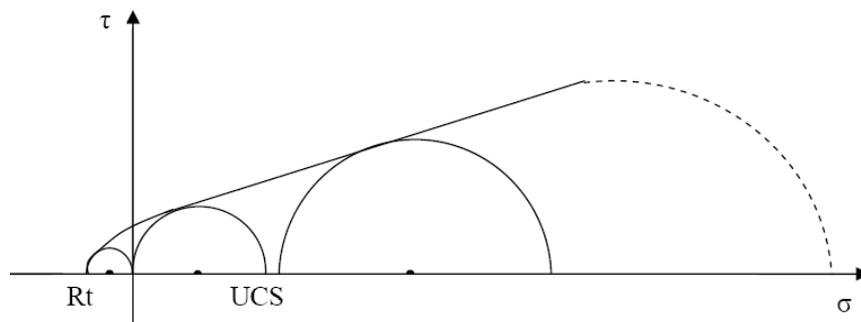


Fig. II.18 : L'enveloppe de rupture tenant compte du phénomène de Collapse.

II.3 Contraintes autour d'un puits de forage :

Lorsqu'une excavation est présente 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 peut conduire par la suite à une instabilité du puits de forage.

La figure (II.19) illustre une distribution des contraintes autour d'un puits de forage.

σ_A (ou σ_H) représente dans ce cas la contrainte horizontale maximale et σ_B (ou σ_h) 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 (WEC, 2007).

Ces ovalisations peuvent être déterminées à l'aide d'imagerie du puits, le caliper et les diagraphies soniques

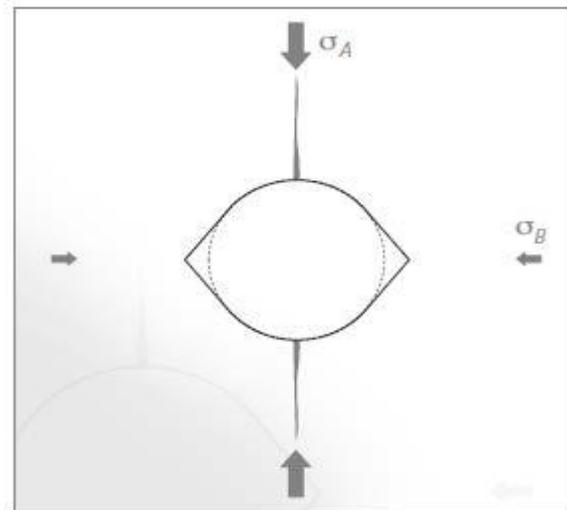


Fig. II.19 : Emplacement des breakout (ovalisations) et des fractures induites par le forage par rapport aux contraintes principales perpendiculaires au puits de forage. Ici, $\sigma_A > \sigma_B$.

(WEC, 2007).

Conclusion:

Les lois de comportement dépendent fortement de la nature physique du milieu considéré ainsi que du phénomène mécanique à l'origine de la déformation, utilisées sous les hypothèses des petites déformations et d'un matériel homogène élastique et isotrope. (Laëtitia Macé, 2006).

Malheureusement, les roches ont tendance à ne pas être des matériaux homogènes isotropes et élastiques linéaires, la stratification et la structure sédimentaire les rendent anisotropes, la présence quasi universelle de fissures et de microfissures les rend non linéaires, et puis, de nombreuses formations sont discontinues, c'est-à-dire qu'elles sont plus ou moins fracturées. La prédiction du comportement (par exemple la fenêtre de poids des boues MW) de roches présentant des discontinuités, de l'anisotropie ou de la non-linéarité nécessite des modèles beaucoup plus complexes et par conséquent, beaucoup plus de données d'entrée.

Chapitre III

Evaluation des paramètres mécaniques des puits étudiés

III.1 Introduction:

Lors d'une opération de forage, les foreurs sont souvent confrontés à des problèmes récurrents pendant la réalisation des puits pétroliers à savoir : les pertes de boue, les éruptions, l'instabilité des parois du puits (coincement de la garniture de forage, cavage excessif du trou, les éboulements, etc.) et les venues de fluide.

Ces problèmes ont généralement une origine géomécanique et sont liés directement aux contraintes *in-situ*, donc pour trouver une solution à ces problèmes, il faudra commencer par étudier les rapports journaliers de forage DDR (*Daily Drilling Report*), Analyser les données diagraphiques (audit des logs acquis) et faire une première estimation des paramètres géomécaniques à l'aide des équations existants dans la littérature, et finalement ce qui est l'objectif principal de notre travail, effectuer des essais sur échantillons de carottes au laboratoire, ces essais permettront d'avoir des résultats plus précis, et les corrélations entre les différents paramètres serviront à les utiliser comme points de calibration pour une éventuelle modélisation.

III.1.1 Localisation géographique des puits étudiés:

Les huit puits étudiés à savoir: NE-1, NE-2, NE-3, SW-1, SE-2, NW-1, NW-2, NW-3 sont situés dans les périmètres de Bottenna et Négrine qui font partie du bassin du Sud-Est constantinois, voir la figure (III.1) :

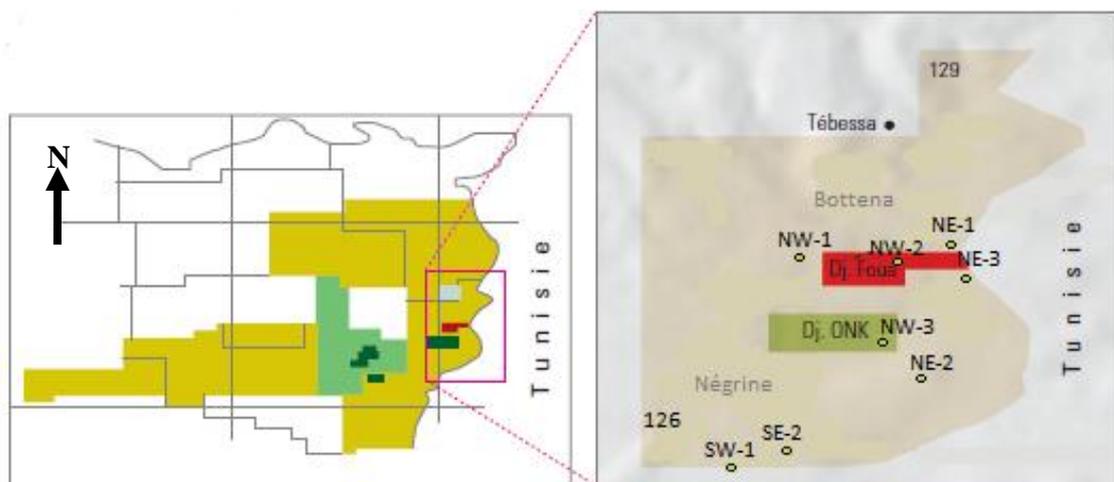


Fig. III.1 : Situation géographique des puits étudiés.

III.2 Analyse des rapports journaliers de forage (DDR):

L'examen des événements de forage permet de fournir des informations précieuses sur les problèmes rencontrés au cours de l'opération, ces problèmes ont souvent une origine géomécanique comme le nombre important de cavage (*Caving*) signalés. En plus des événements de forage, d'autres informations importantes peuvent être déduites à partir de la lecture des DDR comme : les tops sommets des formations, l'estimation de la densité de la boue de forage la MW (Mud Weight) et ECD (Equivalent Circulating Density)

Les événements majeurs remarquables durant les différentes opérations de forage sont :

- Les pertes de boue (Losses)
- Le coincement de l'outil (Stuck)
- Présence de cavage (Caving)
- Elargissement du trou de forage (Reaming/Back Reaming)
- Tirage de la garniture coincé (Overpull)
- Eboulements (Breakout)
- Fractures (Breakdown)

Voir : (Fig. III.2 et Fig. III.3)

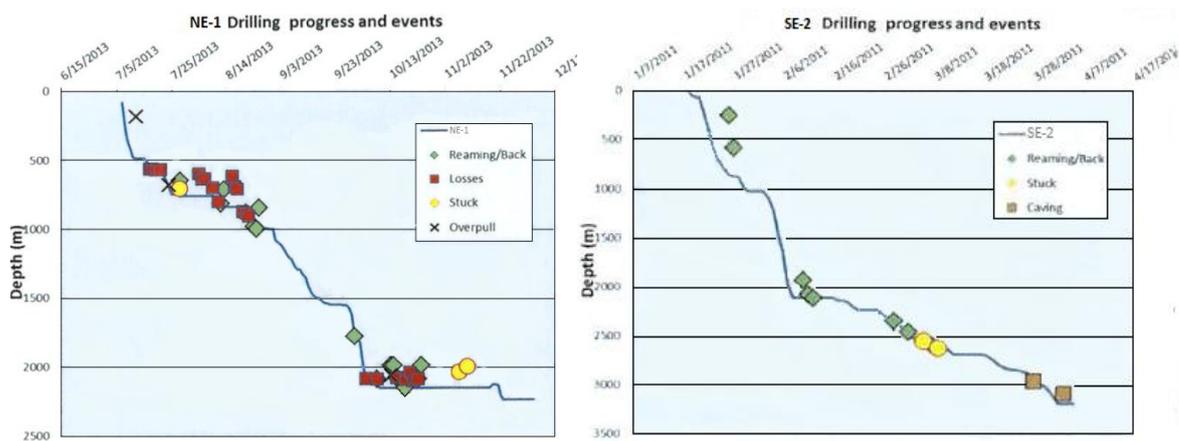


Fig. III.2 : Les événements de forage des puits. NE-1 et SE-2 .

(Sonatrach forage, 2014)

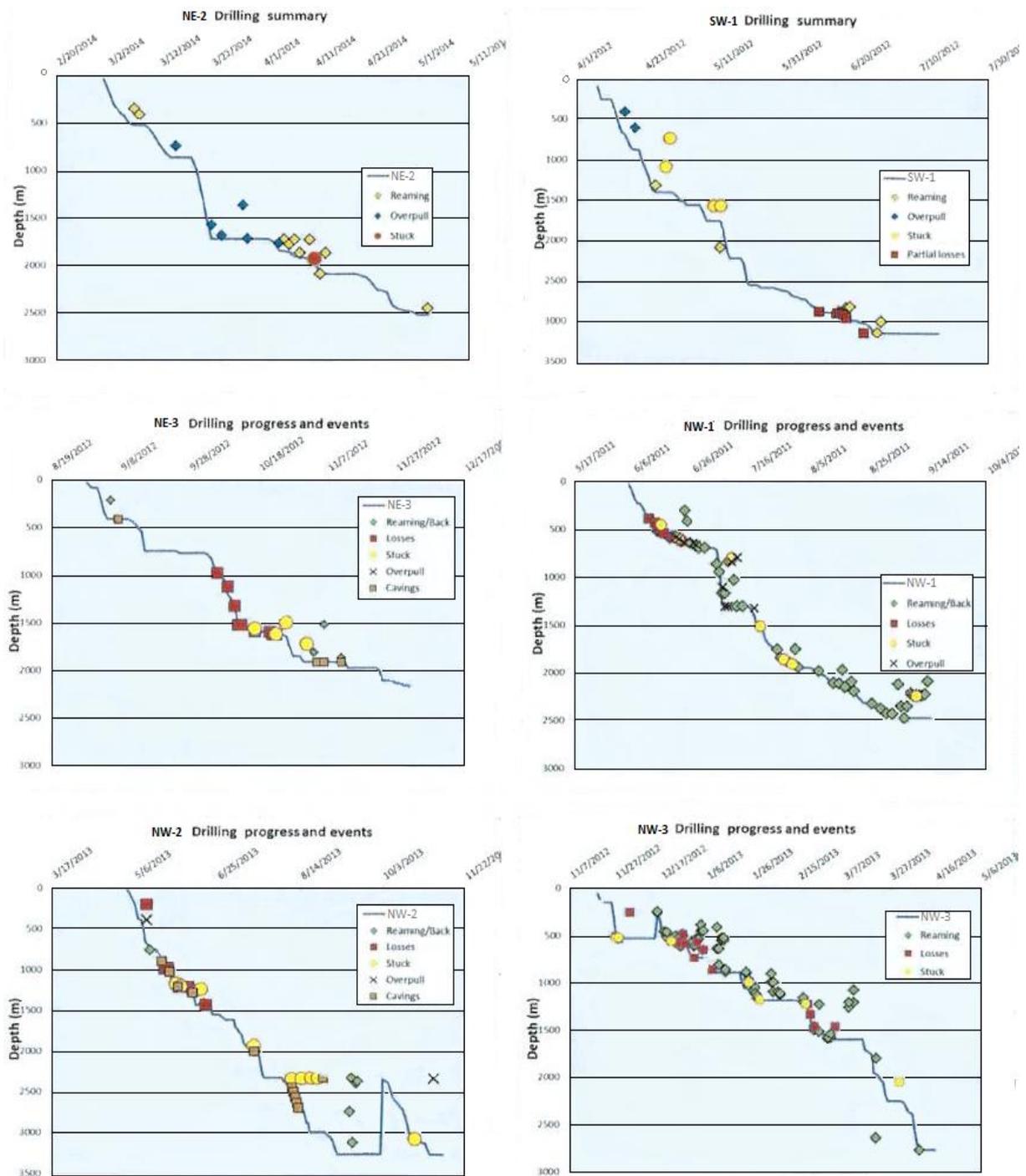


Fig. III.3 : Les événements de forage des puits. NE-2, SW-1, NE-3, NW-1, NW-2 et NW-3.

(Sonatrach forage, 2014)

- Les pertes de boue sont liées généralement à la présence de fractures naturelles. Ainsi, quand la pression de la boue de forage dépasse le gradient de fracture, celles-ci sont rouvertes, causant les pertes. Dans le cas des calcaires karstifiés comme ceux du Maastrichtien, la pression limite qui cause les pertes diminue jusqu'à atteindre la pression de pores des formations.
- L'étude des événements de forage a permis de mettre en évidence deux types de pertes de boue :
 - Une série de pertes rencontrées à des profondeurs de moins de 1000 m-md
 - Une deuxième série de pertes plus profondes (Fig. III.3).

Alors que la deuxième série de pertes est probablement liée à une densité excédant le gradient de fracture, la première série serait liée directement à la pression des pores.

- On remarque aussi une concentration plus élevée des pertes au niveau du périmètre de Botenna dans la partie nord de la zone d'étude, comparées à celles du périmètre de Négrine. Ceci s'expliquerait par une différence de profondeur des sommets des calcaires du Maastrichtien au Cénomaniens, moins importante dans la partie septentrionale de la zone d'étude. Géologiquement, la possibilité de trouver des fractures ouvertes ou bien des karstifications dans les calcaires est plus importante quand ces formations sont moins profondes, à cause de la faible pression verticale exercée par les formations sous-jacentes (Overburden). Ceci est conforme à la distribution des pertes enregistrées dans les périmètres de Botenna et Négrine (Fig. III.3).
- Les pertes de boue rencontrées sont concentrées principalement dans les calcaires, ceci est en relation avec les pressions des pores, le gradient de fracture et la densité de la boue, tandis que les autres événements tels que les *stucks*, les *Overpulls* et les *Reaming/Back Reaming* ont une origine purement géomécanique, ceci est dû principalement aux *Cavings* engendrés par la rupture de la roche sous l'effet des différentes contraintes autour du puits. La figure (III.3) montre la répartition des niveaux de coincement et de *Cavings*, elle montre aussi que presque tous les puits sont affectés par ces événements avec une accentuation remarquée dans la partie nord du périmètre de Botenna.
- Dans l'ensemble du projet, une seule venue de fluide (*Kick*) a été enregistrée, elle a été contrôlée avec une densité de la boue élevée.

III.3 Analyse des données diagraphiques:

III.3.1 Analyse des images de puits (*Borehole Images*):

Des images FMI (*Fullbore formation Micro Imager*) et UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*) ont été acquises au niveau du puits NE-2 dans les sections 8ⁿ/₂ (Fig. III.4) et 6" (Fig. III.6).

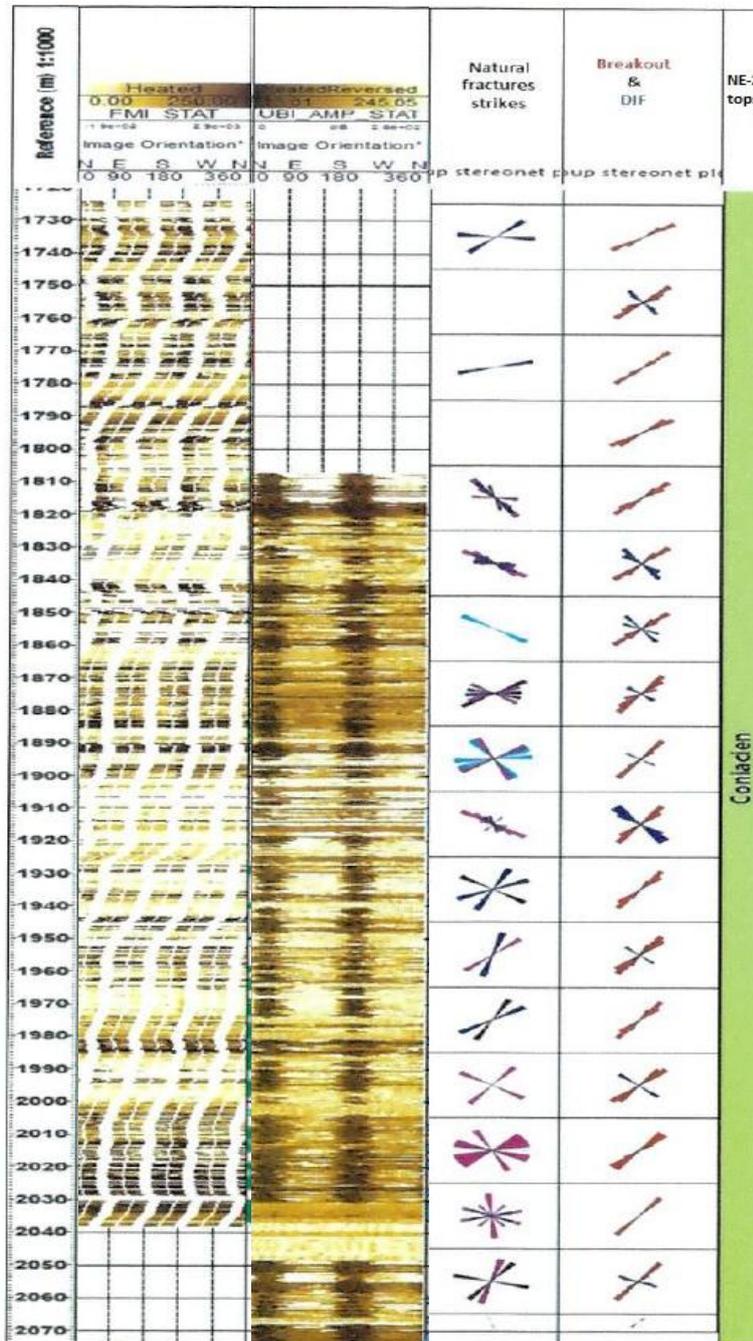


Fig. III.4 : Sommaire de l'interprétation des images FMI-UBI du puits NE-2, 8ⁿ/₂ (Sonatrach expo, 2014).

- Dans la phase 8^{1/2} (Réservoir du Coniacien) les images apparaissent très affectées par les *Breakouts* (Ovulations) dont la rupture est due aux cisaillements de la roche, et aussi par les fractures induites par le forage (Fig. III.4), ces fractures sont produites par la pression de la boue exercée sur les parois du puits, ces deux phénomènes sont un indicateur d'un intervalle de densité de boue (MD) très réduit, car les *Breakouts* sont dus généralement à une faible densité de boue tandis que les fractures induites par le forage sont dues à une forte densité de boue.
- L'orientation des *Breakouts* et des fractures induites par le forage donne une indication sur l'orientation des contraintes horizontales maximales et minimales autour d'un puits vertical (σ_H et σ_h). Ainsi, on remarque dans la Figure (III.5) une orientation NE-SW (N40°) de la contrainte horizontale minimale (σ_h), alors que la contrainte horizontale maximale (σ_H) est orientée NW-SE. Ceci se développe de manière identique tout au long du profil du puits.

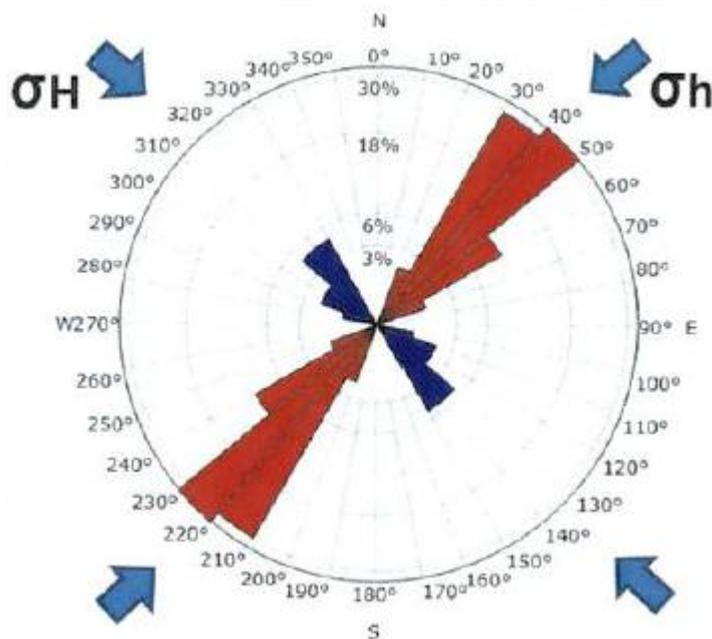


Fig. III.5 : Orientation des breakouts et des fractures induites par le forage dans le puits NE-2 (Sonatrach explo, 2014).

- Dans la phase 6" (réservoir du Turonien-Cenomanien), le puits NE-2 a été affecté par les *breakouts* quasiment tout le long de la section, indiquant une utilisation d'une densité de la boue réduite lors du forage. Ceci est confirmé par l'absence de fractures induites par le forage (Fig. III.6)

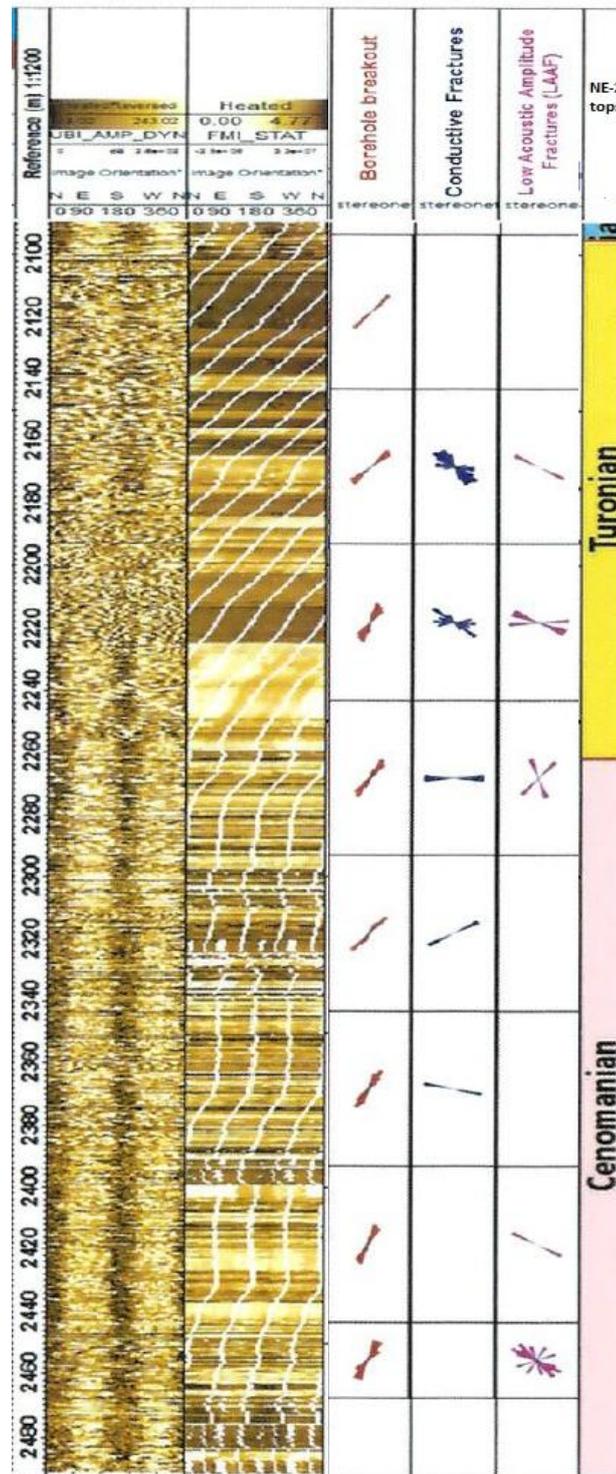


Fig. III.6 : Sommaire de l'interprétation des images FMI-UBI du puits NE-2, 6"

(Sonatrach explo, 2014).

- L'imagerie a été aussi réalisée dans les puits NE-3 et SW-1 utilisant l'outil XRMI, toutefois, une contrainte de confidentialité s'est posée pour l'acquisition des Datas.

III.3.2 Analyse des diagraphies soniques:

Les diagraphies soniques consistent à mesurer en continu les vitesses de propagation des ondes de compressions et de cisaillements (P et S) directement dans le puits.

La diagraphie acoustique a une résolution verticale de quelques centimètres et une investigation latérale centimétrique pour les modes d'interface, décimétrique à métrique pour les modes réfractés, et de la dizaine de mètres pour les modes réfléchis.

Des courbes de vitesses, d'amplitudes peuvent être déduites directement après l'interprétation des logs soniques, ce sont des renseignements d'un grand intérêt pour les géophysiciens, ils demeurent néanmoins incomplets pour le géomécanicien qui s'intéresse principalement aux paramètres géomécaniques des formations, et qui a besoin d'une véritable signature des milieux pour établir de bonnes corrélations.

Les paramètres acoustiques obtenus directement à l'aide des diagraphies soniques sont :

- Les vitesses de propagation
- L'atténuation
- La fréquence.

- Une première estimation des paramètres géomécaniques a été faite, après l'analyse des diagraphies soniques, malheureusement nous n'avons pas pu acquérir les résultats pour cause de confidentialité, néanmoins, les modules élastiques dynamiques (module de Young et coefficient de Poisson) sont déterminés à l'aide de la mesure des vitesses de compression et de cisaillement (ΔT_C et ΔT_S), et cela en utilisant les équations de Gassman [1951] représentées dans le tableau suivant :

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. III.1: Formules de calcul des modules élastiques dynamiques

(Document Schlumberger).

- En l'absence de données de laboratoire des modules élastiques statiques, les corrélations par des paramètres élastiques dynamiques existent et permettent de les estimer (les corrélations de la mer du nord), représentés dans 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. III.2: Passage dynamique/statique (Document Schlumberger).

III.4 Essais sur échantillons de carotte au laboratoire:

Les essais sur échantillons de carotte constituent la partie la plus importante de notre travail. Les mesures diagraphiques consistent à faire des estimations préalables des paramètres mécaniques, tandis que les essais au laboratoire donnent des résultats réels et plus représentatifs des propriétés mécaniques de la roche.

Dans le but de définir les propriétés élastiques et la résistance des roches traversées par les forages et définir l'enveloppe de rupture de Mohr-Coulomb des différentes formations, des essais géomécaniques sur échantillons de carottes ont été menés au laboratoire des roches de la division Technologie & Développement de Sonatrach, au niveau de la carothèque centrale de Hassi-Messaoud (Département Caractérisation des Réservoirs, Service Mécanique des Roches), ce laboratoire dispose d'une large gamme d'équipements permettant de réaliser plusieurs types d'essais afin de décrire le comportement géomécanique des roches à des fins d'applications pétrolières. Toutefois, pour notre étude, les essais à effectuer sont :

- Essai Sonique (mesures acoustiques).
- Essai en compression simple UCS.
- Essai en compression triaxiale.
- Eventuellement des mesures petrophysiques.

Ces essais ont pour objectif de:

- Déterminer la résistance de la roche à la compression simple (UCS)
- Déterminer les paramètres élastiques dynamiques et statiques de la roche : Module de Young dynamique et statique (E_d et E_s) et le coefficient de Poisson dynamique et statique (ν_d et ν_s).
- Déterminer la Cohésion C et l'angle de frottement interne ϕ par des essais triaxiaux conduits à des pressions de confinements différentes.
- Déterminer les paramètres petrophysiques tels que la densité de la roche, la porosité et la perméabilité.
- Etablir des corrélations entre ces différents paramètres.

D'autres essais prévus pour cette étude à savoir : les tests isotropes, le *Scratch Test* (mesures continues sur carottes complètes de la résistance à la compression simple) et l'essai Brésilien dans le but d'établir une corrélation entre l'UCS et la résistance à la traction R_t , mais ils ont été annulés.

Avant de commencer les tests, il faut d'abord prélever et préparer les échantillons.

III.4.1 Prélèvement et préparation des échantillons :

- Avant le prélèvement des échantillons, les carottes sont soigneusement étalées, lavées et séchées dans l'entrepôt, pour les nettoyer et les débarrasser de la boue de forage. Si la boue est à base d'huile, un lavage au gasoil s'impose sinon un simple lavage à l'eau suffit.

- Une fois les carottes lavées et séchées, elles sont conduites à l'atelier pour le prélèvement des échantillons (*Plugging*). Le choix des échantillons (*Plug*) représentatif est principalement conditionné par :
 - L'examen visuel des carottes.
 - Les fiches descriptives des carottes.
 - L'analyse des diagraphies.
 - Eventuellement les mesures pétrophysiques.

Généralement, c'est le client qui précise les côtes sur les carottes où les échantillons doivent être prélevés.



Fig. III.7 : Prélèvement des échantillons de carotte (Plugging).

Cette opération est faite par un technicien spécialisé (Fig. III.7) car un échantillon mal plugué (surfaces non parallèles ou désaxées) peut fausser les résultats lors des tests, les dimensions de l'échantillon sont normalisées afin d'éviter les instabilités (flambage) qui provoquent une rupture prématurée de l'échantillon.

Pour les échantillons destinés aux essais soniques et en compression simple, le prélèvement se fait parallèlement à l'axe de la carotte (échantillons verticaux), tandis que ceux destinés aux essais triaxiaux, le plugging se fait perpendiculairement à l'axe de la carotte (échantillons horizontaux).

Les Plugs sont de diamètre D entre 1" et 1"^{1/2} et de longueur L entre 2" et 3", le rapport L/D doit être égal plus ou moins à 2 d'après (Fairhurst et Hudson, 1999) pour éviter l'effet de l'échelle sur les paramètres à mesurer (Fig. III.8).

Finalement, les surfaces planes des plugs sont rectifiées avec une meule, afin d'aplanir et d'éliminer les ébréchures qui apparaissent aux extrémités des échantillons, pour rectifier le parallélisme des deux surfaces pour une distribution homogène du champ de contrainte sur l'échantillon.

Les Plugs sont ensuite marqués (Numéro de l'échantillon, puits, côte et position : V pour un échantillon prélevé verticalement et H pour l'horizontal) puis placés dans des palataux en bois et envoyé au laboratoire des roches pour les tests.



Fig. III.8 : Echantillon cylindrique (Plug) de carbonate.

III.4.2 Réalisation des essais:

III.4.2.1 Essai Sonique:

L'essai sonique est effectué en premier car il est non destructif, l'objectif de cet essai est de mesurer les paramètres mécaniques dynamiques de la roche (E_d et ν_d) à partir des vitesses de propagation des ondes longitudinale et transversale qui traversent l'échantillon (V_L et V_T) en utilisant un banc d'essai sonique (Fig. III.9).

e. Procédure de l'essai :

L'essai sonique consiste à mesurer le temps de propagation d'une onde à travers un échantillon, sa longueur étant connue, on peut donc calculer la vitesse de propagation $V = L/T$

L'ensemble du matériel étant au préalable calibré sur un échantillon étalon d'aluminium dont les valeurs des vitesses V_L et V_T sont connues.

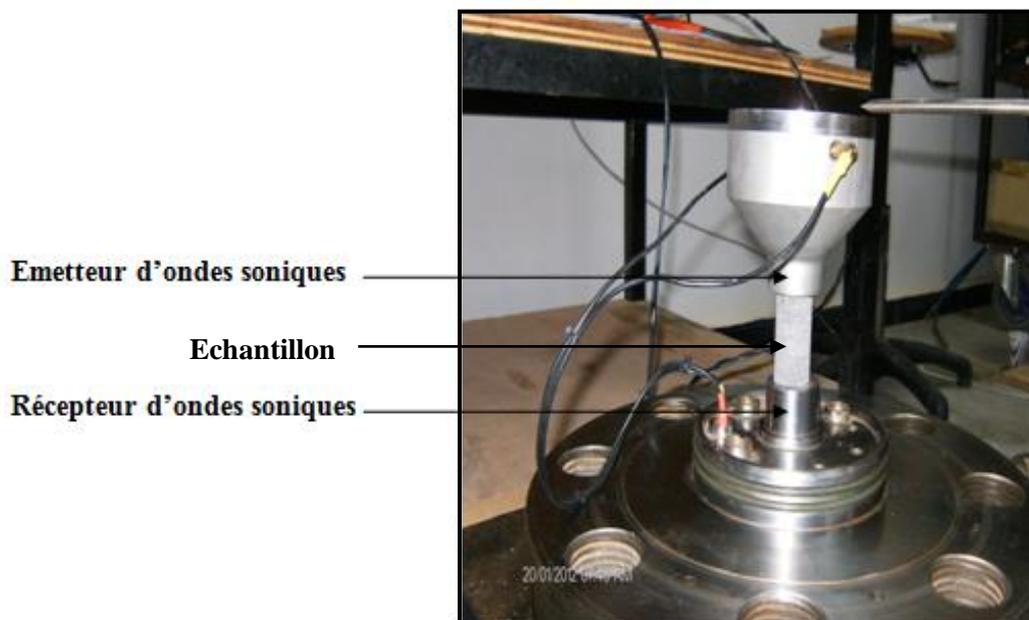


Fig. III.9 : Le banc d'essai sonique

L'échantillon ne demande pas une préparation minutieuse comme dans le cas des essais de compression simple et triaxiales, sauf éventuellement une rectification à la meule pour le parallélisme des surfaces, car ça peut influencer sur les mesures, la cellule est basique, elle comporte un émetteur, un récepteur et des capteurs connectés à un microordinateur, l'échantillon est placé entre l'émetteur et le récepteur (Fig. III.9)., l'onde de compression P est envoyé en premier suivie de l'onde cisaillement S, un logiciel de calcul affiche les signaux et les vitesses de propagation, ensuite les modules dynamiques sont calculés à partir des formules suivantes :

$$E_d = \rho \cdot V_T^2 \frac{(3V_L^2 - 4V_T^2)}{(V_L^2 - V_T^2)} \quad (\text{III-1})$$

$$V_d = 0.5 \cdot \frac{(V_L^2 - 2V_T^2)}{(V_L^2 - V_T^2)} \quad (\text{III-2})$$

f. Résultats de l'essai :

Les résultats obtenus par l'essai sonore sont résumés par puits dans le tableau suivant:

Puits	Formation	Ech N°	Cr N°	Côte (m)	V _L (m/s)	V _T (m/s)	E _d (GPa)	v _d
NE-2	Coniacien	1	2	1980.70	5371	2694	52.23	0.33
	Turonien	2	5	2243.70	5840	2734	54.66	0.36
	Cénomaniens	3	7	2440.45	4574	2181	34.92	0.35
NE-1	Santo/Coniacien	1	1	1085.05	4178	2215	34.46	0.30
	Santo/Coniacien	2		1097.15	3599	1888	25.30	0.31
	Santo/Coniacien	3	2	1110.90	4018	2126	31.84	0.31
	Santo/Coniacien	4	3	1191.17	4071	2302	36.16	0.26
	Santo/Coniacien	5	5	1287.35	4100	2400	38.06	0.24
	Turonien	6	7	1496.37	3312	2137	27.79	0.14
	Turonien	7	11	1586.08	3041	1648	19.19	0.29
	Turonien	8		1593.37	3882	2457	38.01	0.17

	Cénomaniens	9	13	1804.05	4100	2148	32.80	0.31
	Cénomaniens	10		1816.57	3897	2165	32.20	0.28
	Cénomaniens	11		1816.83	----	----	----	----
NE-3	Coniacien	1	3	519.28	3956	2183	32.97	0.28
	Turonien	2	8	1025.78	5219	2784	54.24	0.30
	Cénomaniens	3	9	1234.10	3518	1731	21.68	0.34
	Cénomaniens	4	11	1548.65	5422	2789	55.65	0.32
NW-1	Coniacien	1	1	1334.14	4478	2633	46.05	0.24
	Coniacien	2	3	1544.82	4957	2623	48.92	0.31
	Coniacien	3	4	1684.58	4755	2516	45.07	0.31
	Turonien	4	7	1729.70	5907	2952	62.99	0.33
	Turonien	5		1742.12	4891	2757	51.99	0.27
	Turonien	6	9	1855.33	4768	2938	55.10	0.19
NW-2	Coniacien	1	1	846.22	5004	2712	50.73	0.29
	Turonien	2	7	1584.20	5324	2849	56.74	0.30
	Turonien	3	9	1714.40	4361	2349	38.32	0.30
SE-2	Coniacien	1	2	2139.40	4174	2347	37.88	0.27
	Coniacien	2	3	2229.49	4132	2433	39.84	0.23
	Coniacien	3	4	2308.17	4509	2443	42.09	0.29
	Coniacien	4		2318.55	4456	2472	41.47	0.28
	Coniacien	5	6	2601.75	3452	1974	26.54	0.26
	Turonien	6	10	2813.60	4193	2358	38.09	0.27
	Cénomaniens	7	14	2952.50	4370	2614	45.06	0.22
	Cénomaniens	8	15	2973.52	4029	2373	37.68	0.23
NW-3	Coniacien	1	2	1060.80	4439	2427	40.85	0.29
	Coniacien	2	4	1146.15	4380	2424	40.70	0.28
	Coniacien	3		1157.78	4267	2361	38.72	0.28
	Turonien	4	6	1499.60	4394	2555	41.75	0.24

	Cénomaniens	5	8	1731.88	4218	2537	42.27	0.22
	Cénomaniens	6		1738.50	4031	2314	36.49	0.25
	Cénomaniens	7	9	1956.60	4101	2467	40.34	0.22
	Vraconien	8	10	2019.25	3900	2312	35.49	0.23
	Vraconien	9		2030.52	4244	2436	40.31	0.25
SW-1	Coniacien	1	1	2608.46	4714	2579	46.21	0.29
	Coniacien	2	5	2816.37	3150	1902	23.96	0.21
	Turonien	3	8	2978.28	2984	1716	20.55	0.23
	Turonien	4		2985.30	3085	1947	24.02	0.17
	Turonien	5	9	2991.40	3428	1854	24.46	0.29
	Cénomaniens	6		3007.76	5266	2863	57.32	0.29

Tableau.III.3 : Résultats de l'essai sonique par puits.

- V_L : Vitesse de propagation de l'onde longitudinale [m/s]
 - V_T : Vitesse de propagation de l'onde transversale [m/s]
 - E_d : Module d'Young dynamique [GPa]
 - ν_d : Coefficient de Poisson dynamique
 - ρ : Densité saturée (*Bulk density*)
 - Ech : Echantillon
 - Cr : Carotte
 - ---- : Echantillon endommagé
- On remarque à première vue que les vitesses de propagation longitudinales et transversales (V_L et V_T) ainsi que les modules élastiques dynamiques (E_d et ν_d) sont indépendants de la profondeur, ces paramètres dépendent principalement de la lithologie
- Les paramètres élastiques dynamiques (E_d et ν_d) seront utilisés dans le chapitre suivant pour les corrélations, voici un récapitulatif de leurs gammes de variation ainsi que ceux des vitesses des ondes longitudinales et transversales enregistrées (Tableau. III.4):

Puits	Variation V_L (m/s)	Variation V_T (m/s)	Variation V_L/V_T	Variation E_d (GPa)	Variation ν_d
NE-2	4574 – 5840	2181 – 2734	1,79 – 2,02	34.92 – 52.23	0.33 – 0.36
NE-1	3041 – 4178	1648 – 2457	1,58 – 1,91	19.19 – 38.01	0.14 – 0.31
NE-3	3518 – 5422	1731 – 2789	1,59 – 1,85	21.68 – 55.65	0.28 – 0.34
NW-1	4478 – 5907	2516 – 2952	1,62 – 2,00	45.07 – 62.99	0.19 – 0.33
NW-2	4361 – 5324	2349 – 2849	1,66 – 1,88	38.32 – 56.74	0.29 – 0.30
SE-2	3452 – 4509	1974 – 2614	1,66 – 1,92	26.54 – 45.06	0.22 – 0.29
NW-3	3900 – 4439	2312 – 2555	1,52 – 1,75	35.49 – 42.27	0.22 – 0.29
SW-1	2984 – 5266	1716 – 2863	1,40 – 1,93	20.55 – 57.32	0.17 – 0.29

Tableau. III.4 : Gammes de variation de : V_L , V_T , (V_L/V_T) , E_d et ν_d

- Le rapport (V_L/V_T) est très intéressant à utiliser et permet de différencier nettement grès et calcaire, car le coefficient de poisson de la calcite est très différent de celui du quartz. Dans la littérature, le rapport (V_L/V_T) varie théoriquement entre $\sqrt{2}$ et l'infini dans un milieu isotrope, ce qui correspond à un coefficient de Poisson compris entre 0 et 0.5. En milieu anisotrope, (V_L/V_T) peut être inférieur à $\sqrt{2}$ (descendre jusqu'à 1.3 dans le cas des roches saturées en gaz par exemple). D'une manière générale et schématique, d'après (Gregory 1976, Vassiliev et Al 1962, et Dominico 1977) des valeurs de $(V_L/V_T) > 2$ ($\nu_d > 1/3$) sont souvent caractéristiques de formations non consolidées saturées en eau tandis que des valeurs de $(V_L/V_T) < 2$ ($\nu_d < 1/3$) indiquent plutôt des formations bien consolidées ou bien des sables imprégnés d'hydrocarbures.

III.4.2.3 Essai de compression simple (UCS) :

L'essai de compression simple consiste à appliquer sur un échantillon de carotte cylindrique un chargement uni-axial en rampe jusqu'à la rupture, sans pression de confinement ($P_c = 0$). Le but de cet essai est de mesurer les paramètres élastiques statiques (E_s et ν_s) ainsi que la contrainte critique de rupture (σ_R) communément appelée l'UCS.

Les valeurs des déformations sont mesurées en continue tout au long de l'essai, à l'aide de jauges extensométriques, les courbes de déformations axiales et radiales sont affichées sur l'écran de la cellule, elles seront récoltées à la fin de l'essai sous forme de datas bruts, après avoir été interprétées et traitées, elles serviront au calcul des paramètres élastiques statiques (E_s et ν_s).

Il existe deux systèmes de mesures : le système dit "LVDT" ou bien en utilisant des jauges extensométriques (Fig. III.10 et Fig. III.11). Les jauges extensométriques (*strain gauge*) utilisent le principe de la piézoélectricité, c'est-à-dire : traduire la déformation d'une pièce en variation de résistance électrique (plus les extensomètres s'étirent, plus leurs résistances augmentent). Elles consistent en des spires rapprochées et sont généralement fabriquées à partir d'une mince feuille métallique (quelques microns d'épaisseur) et d'un isolant électrique, que l'on traite comme un circuit imprimé.

Le système LVDT comporte quatre capteurs de déplacement placés le long de l'échantillon pour mesurer les déformations axiales, jumelés à un colier extensomètre pour mesurer les déformations radiales, c'est un système de mesure simple et rapide. Dans notre cas et pour des raisons techniques, il a été décidé d'utiliser les jauges extensométriques pour réaliser les essais triaxiaux et de compression simple.



Fig. III.10 : Jauges extensométriques



Fig. III.11 : Système "LVDT"

a. Préparation et mise en place de l'échantillon:

Avant de procéder à la réalisation des essais, les échantillons doivent être préparés selon les étapes suivantes (Fig. III.12):

- 1- La première opération consiste à l'étalage d'une sous-couche fine sur la surface latérale de l'échantillon, formée par une colle spéciale de type "PC-12", et ce, afin d'éviter tout problème de poinçonnement.
- 2- Après séchage, la sous-couche est polie par du papier abrasif de manière à obtenir une surface d'adhérence lisse et régulière.
- 3- Nettoyage de l'échantillon pour permettre l'accueil des jauges.
- 4- Ensuite on trace trois génératrices longitudinales régulièrement espacées sur l'échantillon (120°) et un trait à mi-hauteur.
- 5- Le collage des jauges se fait à l'aide d'une colle cyanoacrylate monomère de type "KYWOVA CC33A", chacune des jauges longitudinales est placée sur l'intersection d'une génératrice et le trait tracé à mi-hauteur, tandis que les jauges transversales sont placées au niveau de ce trait à mi-distance de deux génératrices, il y en aura six au total.

- 6- Une fois les jauges collées, L'échantillon est couvert par deux bouts de jaquettes en Viton ou en Nitrile et une troisième en collier entre les deux, elles servent à l'étanchéité de l'échantillon et des jauges par rapport à l'huile utilisée pour le confinement dans le cas des tests triaxiaux, ces jaquettes ne sont pas indispensables pour les tests uniaxiaux, mais il est préférable de les utiliser pour contenir les bouts de roches pulvérisées dans le cas d'une rupture en éclatement.
- 7- Séparer les fils conducteurs des jauges apparents et préparer les connecteurs de jauges, les connecteurs utilisés sont de type "SubD15".
- 8- Souder les connecteurs aux fils conducteurs des jauges.
- 9- Finalement, on on couvre les fils des jauges et les points de soudure par la silicone pour éviter tout contact pendant le test.

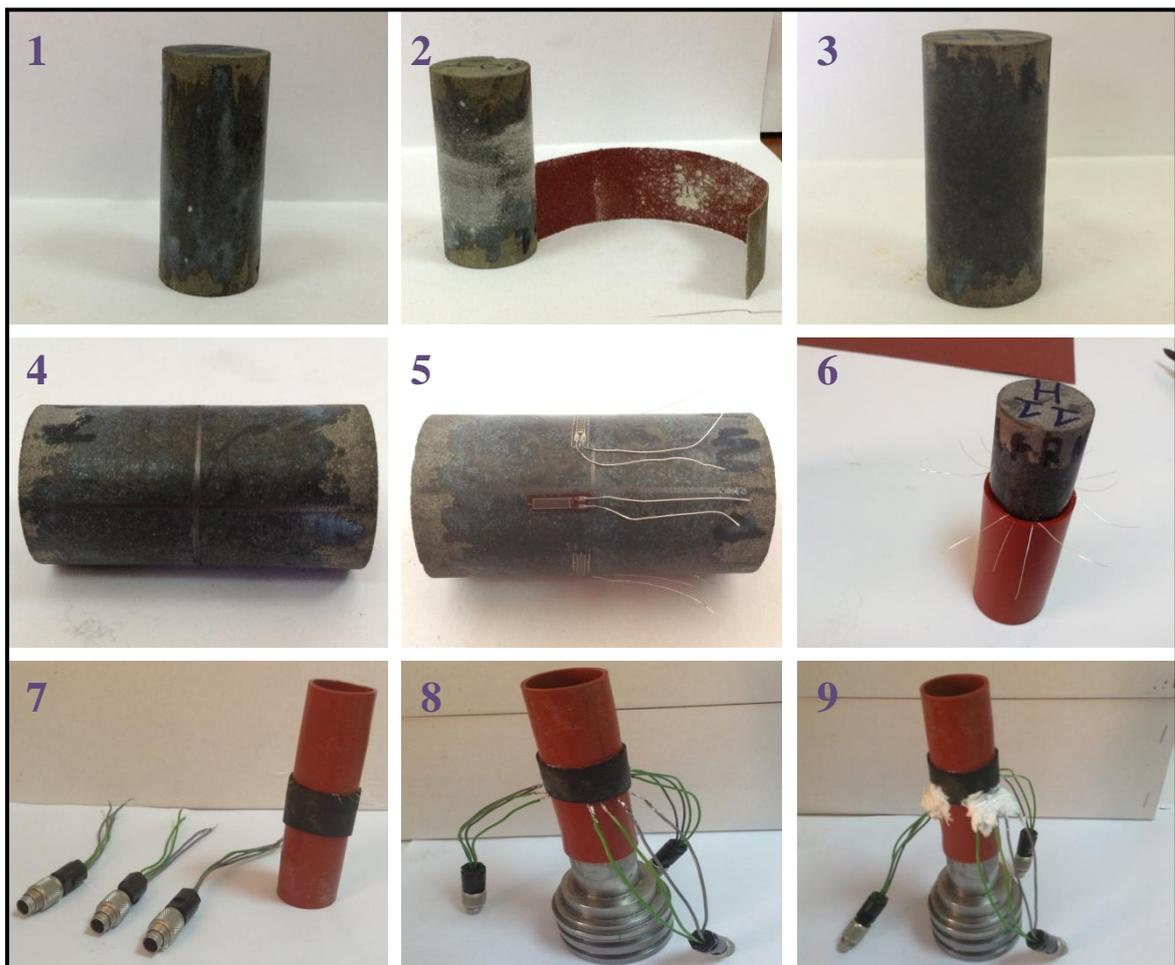


Fig. III.12 : Préparation des échantillons pour les essais uniaxiaux et triaxiaux.

b. Procédure de l'essai:

- L'essai de compression simple est effectué sur un banc triaxial très performant de marque "Top Industrie-2509 0000" (Fig. III.13), le laboratoire en dispose de deux.

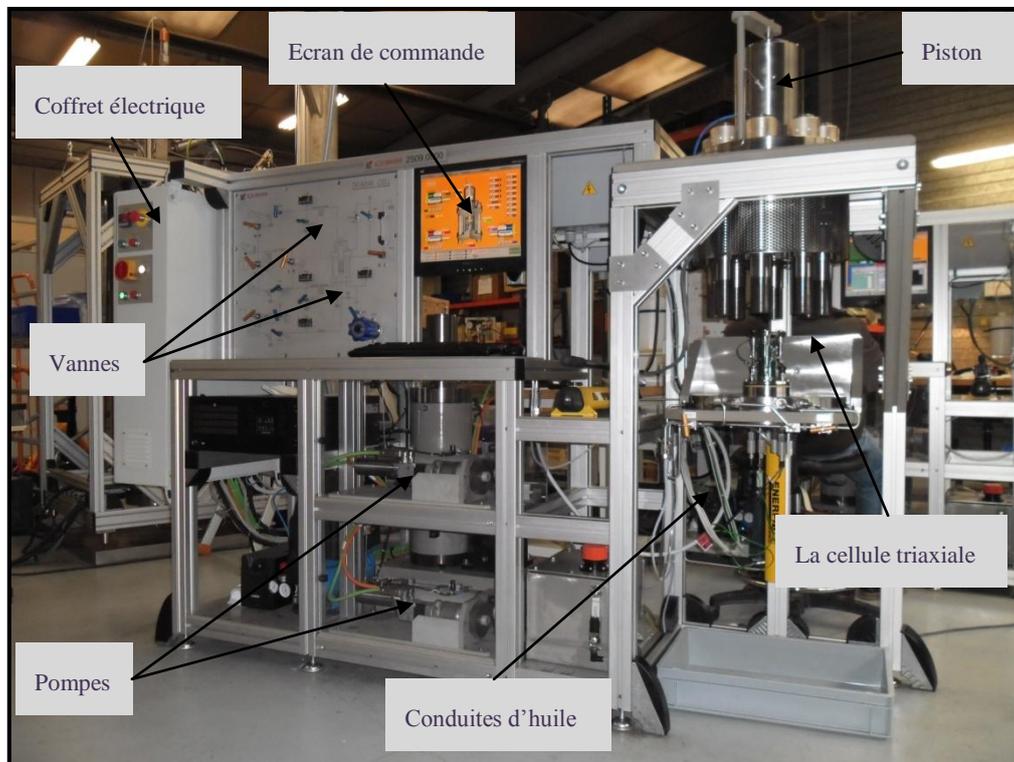


Fig. III.13 : Le banc triaxial.

- Une fois la préparation terminée, on effectue le montage de l'échantillon sur la cellule triaxiale (Fig. III.14). L'échantillon est posé sur l'embase de la cellule de manière à ce qu'il y ait contact entre cette embase et l'extrémité avale de l'échantillon, la jaquette doit serrer l'embase dans le cas d'un essai triaxial pour assurer l'étanchéité, ensuite, on visse les connecteurs de jauges aux fiches de la cellule situés sur l'embase inférieure et on pose délicatement le chapeau supérieur perpendiculairement à l'échantillon de la même manière que l'embase, on serre les goujons afin de jumeler les deux parties en monobloc puis on vérifie que la vanne du trop plein soit fermée et que la pompe de chargement soit remplie. Finalement on renferme la cellule et on ouvre la vanne de chargement axiale jusqu'à ce que le piston bute sur la surface du chapeau, donc de la face supérieure de l'échantillon.



Fig. III.14 : Montage de l'échantillon dans la cellule.

- Dès que le piston touche la partie supérieure de l'échantillon il s'arrête automatiquement, on passe au réglage des différents paramètres de l'essai. Tout d'abord on commence par vérifier les connexions électriques de l'ensemble de la chaîne de mesure à l'aide du logiciel de commande de la cellule "SETTAR", calibrer et tarer les jauges une à une dans l'onglet "Paramètres" du logiciel puis on enregistre (Fig. III.15).

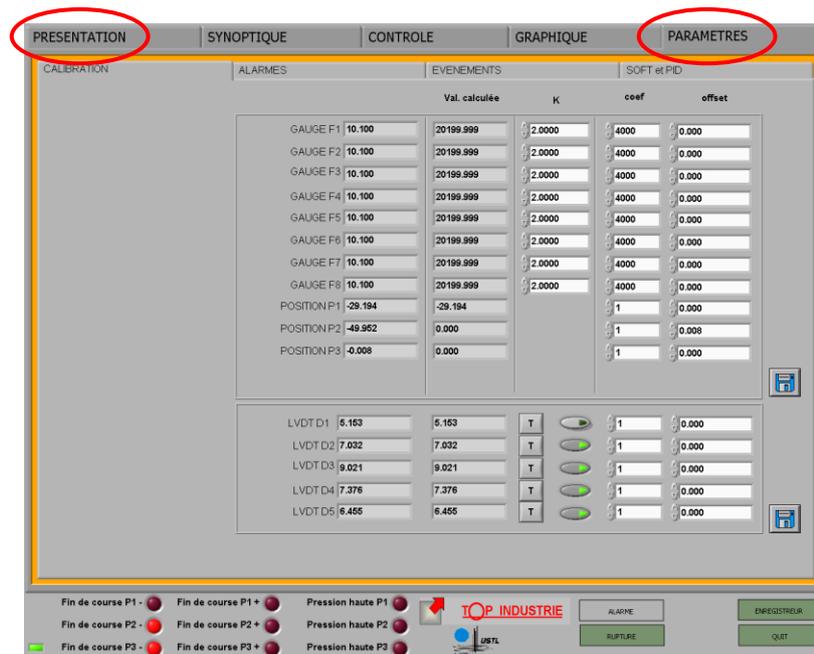


Fig. III.15 : Interface de l'onglet "Paramètres" du logiciel SETTAR.

- Ensuite, on passe à la programmation des consignes à appliquer à la pompe de chargement (P_1) sur l'échantillon dans l'onglet "Contrôle" (Fig. III.16), pour cela on choisit comme type de régulation "Rampe" avec un chargement de 0.3 Bar/min, puis on enregistre.



Fig. III.16 : Interface de l'onglet "Contrôle" du logiciel SETTAR.

Pour l'essai de compression simple, uniquement la pompe de chargement (P_1) est utilisée, La pompe de confinement (P_2) est utilisée pour l'essai triaxial, la pompe de drainage (P_3) sert à la régularisation des pressions de pores (interstitielles).

- Finalement, on lance l'essai, sa durée dépend essentiellement du type de la roche, ensuite on bascule vers l'onglet "Graphique" (Fig. III.17), pour visualiser tous les paramètres du test (pressions, déformation des jauges, température, position des pompes, LVDT, extensomètre, etc.).

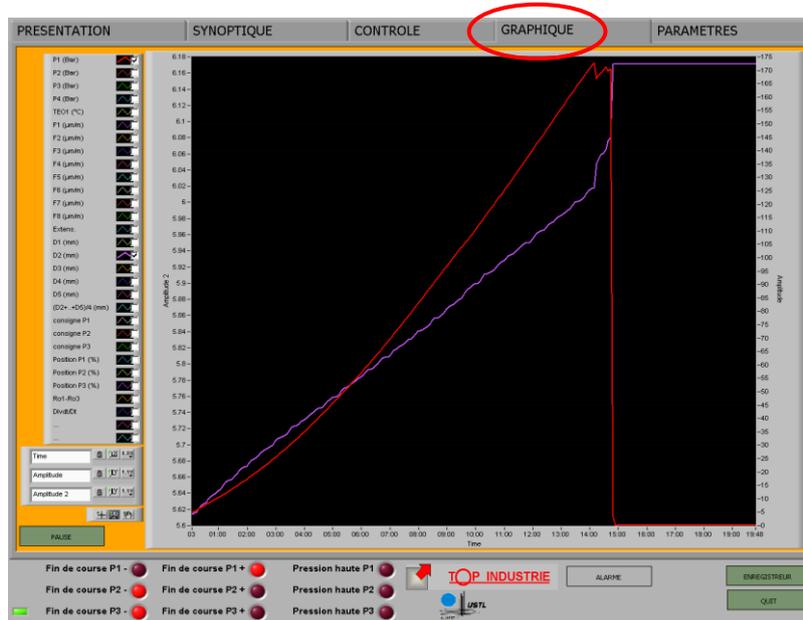


Fig. III.17 : Interface de l'onglet "Graphique" du logiciel SETTAR.

- A la fin de l'essai, un craquement ou une chute brusque de la pression indiquent la rupture de l'échantillon, dès lors, le système s'arrête automatiquement, on purge les lignes de pression et on ouvre la cellule pour récupérer l'échantillon, ensuite, on remplit à nouveau les pompes pour l'essai suivant dans l'onglet "Synoptique" (Fig. III.18).

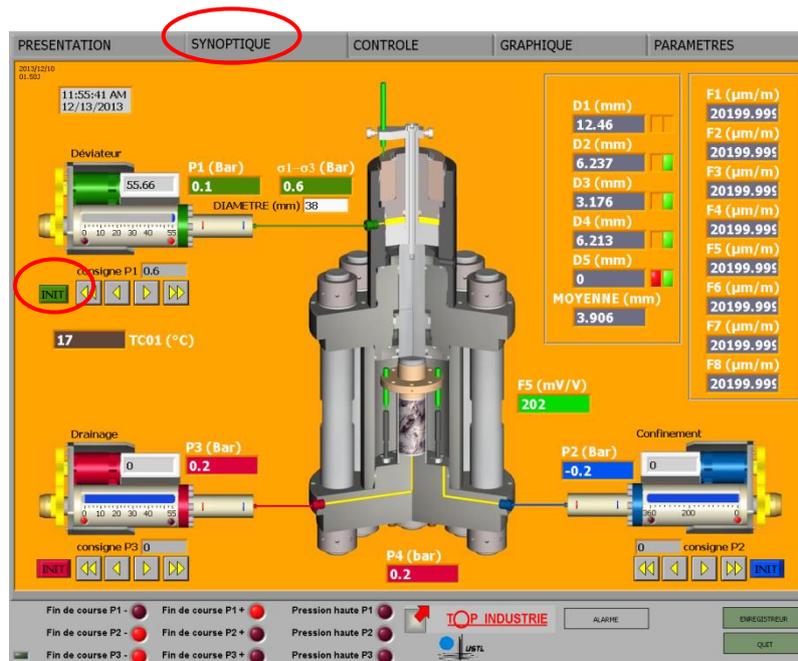


Fig. III.18 : Interface de l'onglet "Synoptique" du logiciel SETTAR.

- A la fin du test, l'échantillon est photographié (Fig. III.19) (clivage de la rupture) puis archivé, les résultats de mesures sont récupérés sous forme de datas bruts pour l'interprétation et le calcul des paramètres élastiques statiques.



Fig. III.19 : Clivage de la rupture d'un échantillon en compression simple
(C11-V2.1593.37m, NE-1).

c. Résultats de l'essai:

- Les datas bruts de mesures sont récupérés (Contrainte axiale du déviateur en plus des réponses en déformations des six jauges placées sur l'échantillon en fonction du temps), pour les traiter et les interpréter sur Excel.

Tout d'abord on trace la courbe linéaire du chargement axial (Fig. III.20), pour vérifier que l'essai s'est déroulé dans de bonnes conditions et qu'il n'y a pas eu de chutes brusques de la pression dues à des fissurations de l'échantillon ou à un éventuel dysfonctionnement de la cellule, et aussi pour déterminer la contrainte de rupture σ_R (UCS), cette dernière est déduite directement par simple lecture des acquisitions enregistrées au cours de l'essai, elle représente la valeur maximale atteinte par la contrainte axiale σ_{ax} (Chargement), dans ce cas de figure, $\sigma_R = 77.74$ MPa.

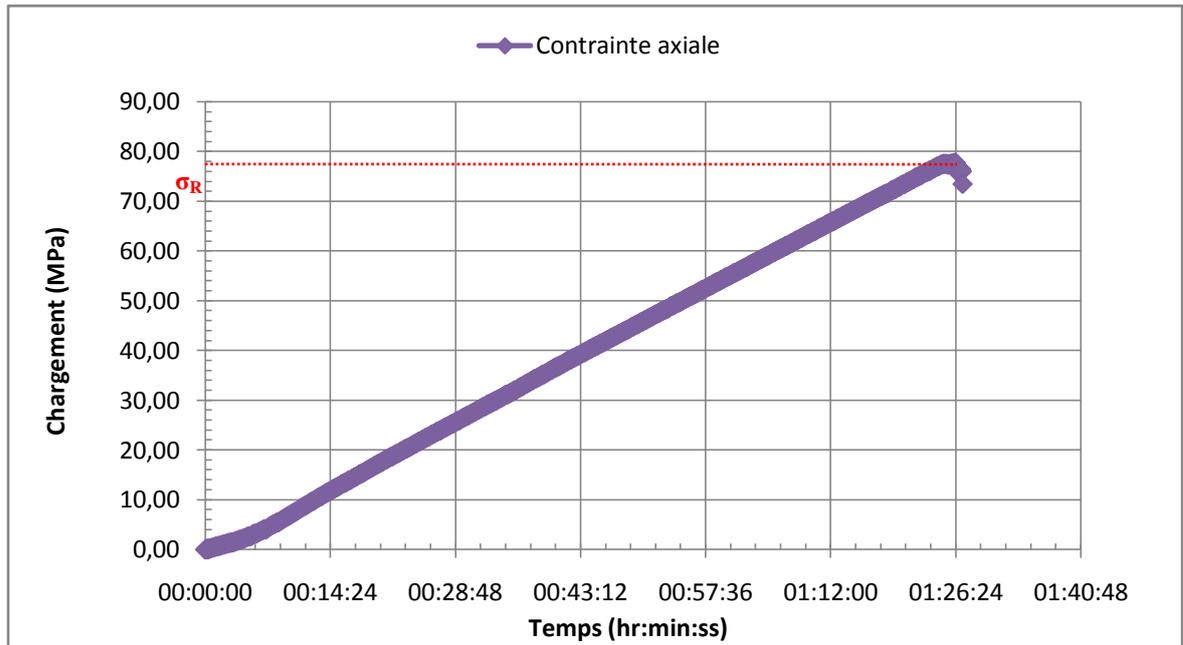


Fig. III.20 : Pressions de chargement en fonction du temps (C1-1V-1085.07m, NE-1)

- Ensuite, on établit les courbes des réponses des jauges en fonction du chargement (Fig. III.21), et ce, en utilisant les données brutes enregistrées au cours de l'essai.

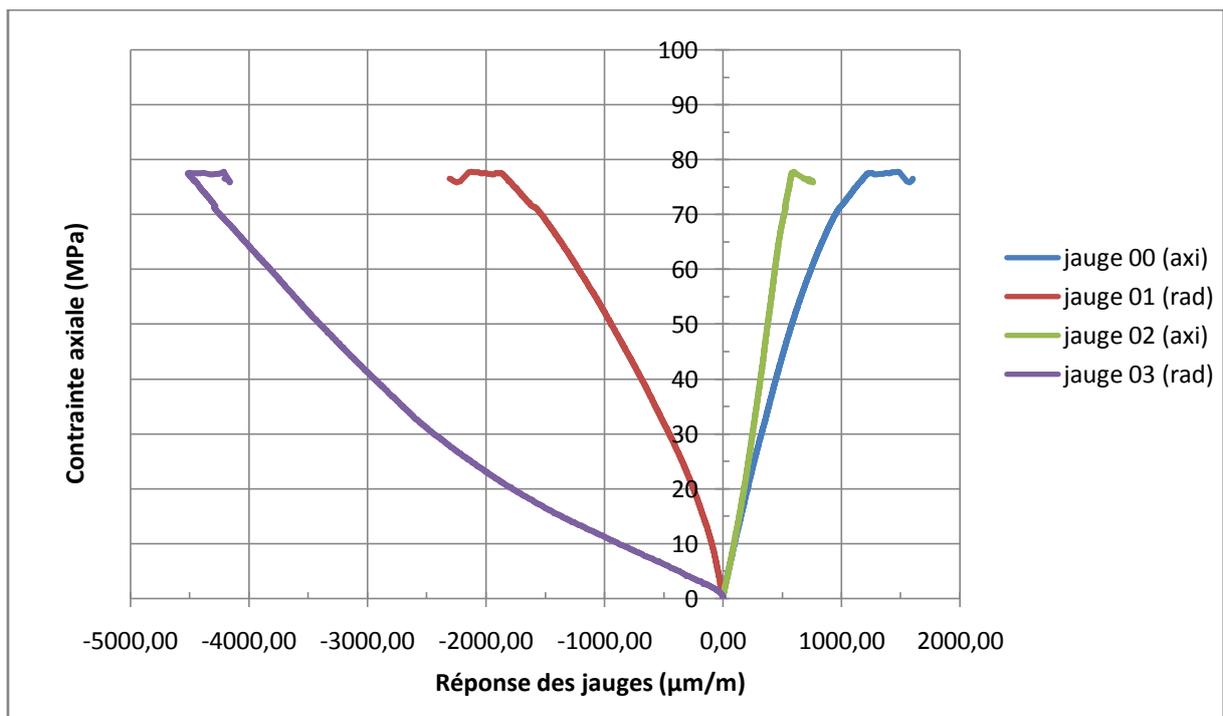


Fig. III.21 : Réponses des jauges en fonction du chargement (C1-1V-1085.07m, NE-1)

Si une courbe de déformation paraît aberrante (dysfonctionnement d'une jauge au cours de l'essai, rupture prématurée, réponse d'une jauge très éloignée par rapport aux autres, etc.) on l'élimine systématiquement. Les résultats sont jugés exploitables si au minimum deux réponses de déformations sont validées, une réponse axiale et une autre radiale.

- On calcule ensuite les déformations axiales, radiales et volumiques : la déformation axiale est égale à la moyenne des réponses des jauges axiales, la même chose pour la déformation radiale, la déformation volumique est égale à la déformation axiale plus deux fois la déformation radiale, et on trace les courbes (Fig. III.22).

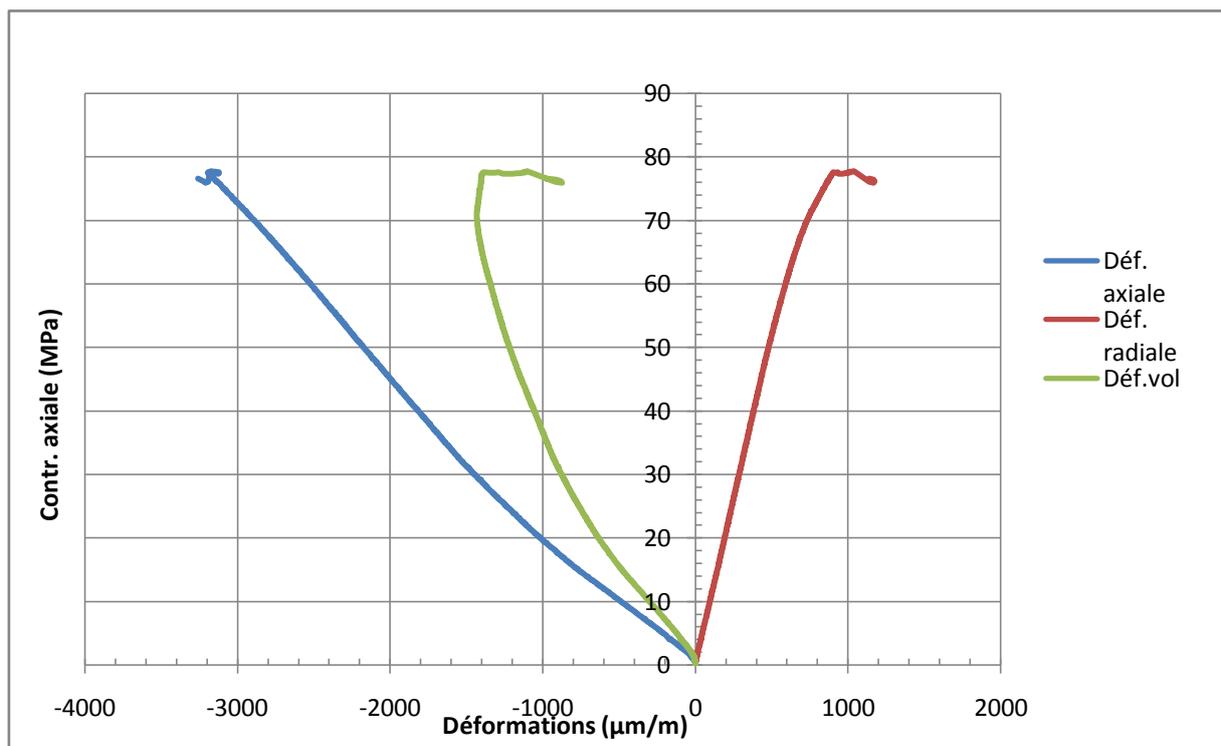


Fig. III.22 : Déformations en fonction du chargement (C1-1V-1085.07m, NE-1)

- Maintenant, on passe au calcul des modules élastiques statiques (E_s et ν_s), ils sont généralement calculés à 50% de la valeur de la contrainte de rupture σ_R (Norme ISRM), mais il arrive qu'à un tel niveau de contrainte, certaines roches présentent déjà un comportement irréversible (plastique), du coup, l'application de la norme devient aberrante, dans ce cas de figure, le calcul se fera dans un intervalle de contraintes correspondant à des déformations élastiques réversibles, le module de Young et le coefficient de Poisson statiques sont alors déterminés à partir des déformations recueillies

- Le module de Young représente le rapport de la variation de la contrainte axiale appliquée sur la variation de la déformation axiale :

$$E_S = \frac{\Delta\sigma_{ax}}{\Delta\varepsilon_{ax}} \quad (\text{III-3})$$

- Le coefficient de Poisson statique est déterminé par le rapport de la variation de la déformation radiale sur la variation de la déformation axiale :

$$\nu_S = -\frac{\Delta\sigma_{rad}}{\Delta\varepsilon_{ax}} \quad (\text{III-4})$$

Puis, on trace les deux graphes de la variation des deux modules élastiques en fonction de la progression du chargement axiale (Fig. III.23 et Fig. III.24) :

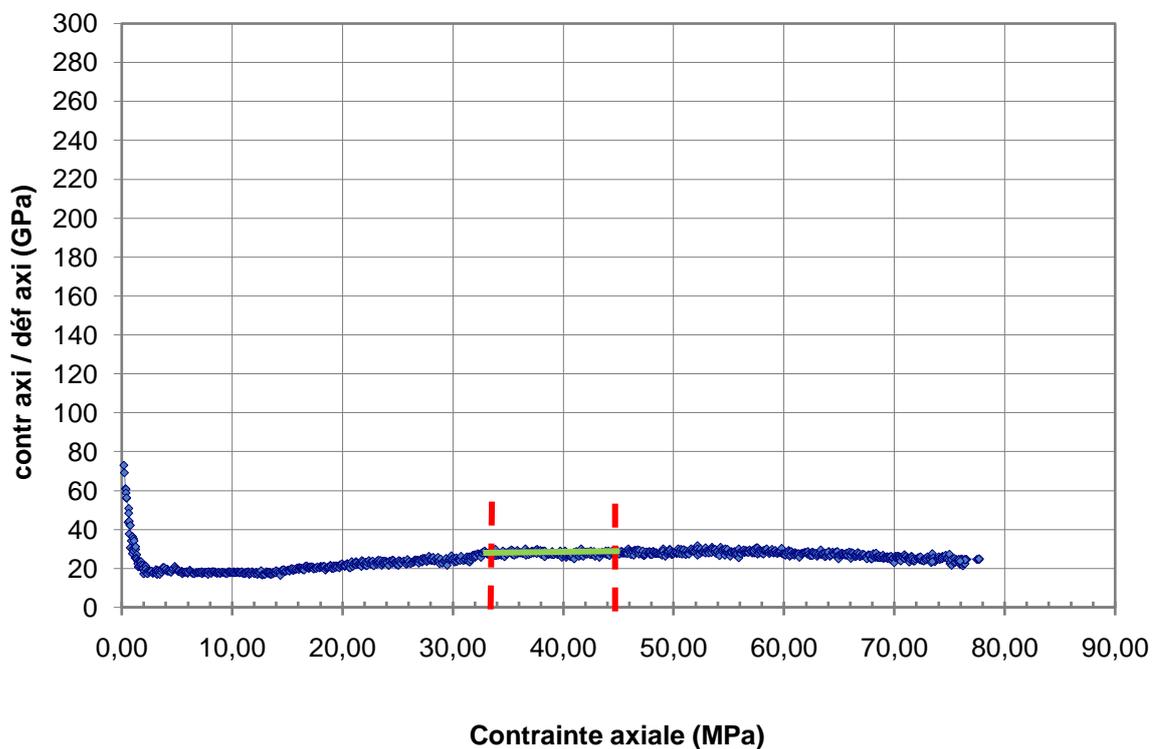


Fig. III.23 : Variations du module de Young (C1-1V-1085.07m, NE-1)

Le module de Young statique (E_S) représente la moyenne dans un intervalle élastique (Fig. III.23), dans ce cas de figure $E_S = 27,83$ GPa.

De même pour le coefficient de Poisson (Fig. III.24), $\nu_s = 0,21$.

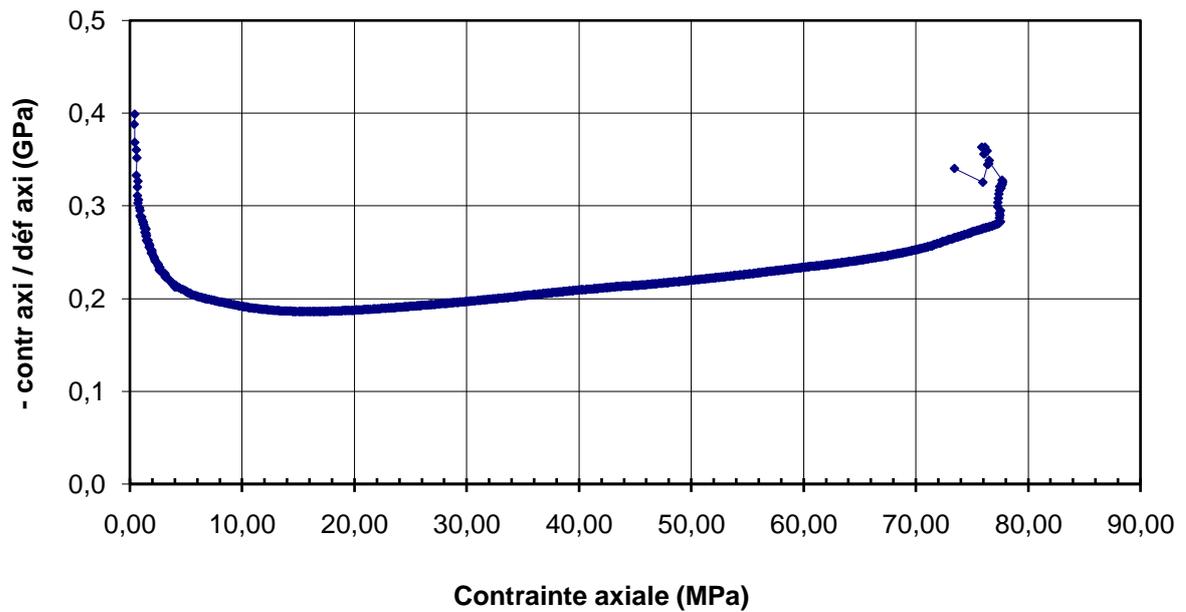


Fig. III.24 : Variations du coefficient de poisson (C1-1V-1085.07m, NE-1)

- Les modules élastiques statiques sont calculés de la même manière pour les autres échantillons, les résultats par puits sont résumés dans le tableau suivant :

Puits	Formation	Ech N°	Cr N°	Côte (m)	UCS (MPa)	E _s (GPa)	ν _s
NE-2	Coniacien	1	2	1980.70	115.75	34.28	0.17
	Turonien	2	5	2243.70	235.81	47.32	0.17
	Cénomanién	3	7	2440.45	74.04	26.75	0.12
NE-1	Santo/Coniacien	1	1	1085.05	77.74	27.83	0.21
	Santo/Coniacien	2		1097.15	53.07	19.59	0.23
	Santo/Coniacien	3	2	1110.90	78.43	28.11	0.17
	Santo/Coniacien	4	3	1191.17	89.08	31.61	0.14
	Santo/Coniacien	5	5	1287.35	104.35	33.69	0.19
	Turonien	6	7	1496.37	81.09	24.42	0.27

	Turonien	7	11	1586.08	45.73	15.95	0.18
	Turonien	8		1593.37	91.92	31.94	0.19
	Cénomanién	9	13	1804.05	77.57	29.41	0.09
	Cénomanién	10		1816.57	----	----	----
	Cénomanién	11		1816.83	----	----	----
NE-3	Coniacien	1	3	519.28	71.90	18.79	0.10
	Turonien	2	8	1025.78	142.22	39.21	0.18
	Cénomanién	3	9	1234.10	30.13	8.71	0.18
	Cénomanién	4	11	1548.65	74.26	27.95	0.19
NW-1	Coniacien	1	1	1334.14	114.24	41.14	0.20
	Coniacien	2	3	1544.82	127.29	43.68	0.16
	Coniacien	3	4	1684.58	119.43	40.18	0.20
	Turonien	4	7	1729.70	199.01	56.23	0.22
	Turonien	5		1742.12	148.26	43.59	0.16
	Turonien	6	9	1855.33	156.40	48.25	0.19
NW-2	Coniacien	1	1	846.22	116.72	35.14	0.14
	Turonien	2	7	1584.20	146.51	43.25	0.16
	Turonien	3	9	1714.40	37.54	18.92	0.22
SE-2	Coniacien	1	2	2139.40	121.40	30.89	0.12
	Coniacien	2	3	2229.49	131.97	32.80	0.21
	Coniacien	3	4	2308.17	134.63	33.71	0.16
	Coniacien	4		2318.55	149.10	35.28	0.23
	Coniacien	5	6	2601.75	67.86	21.61	0.17
	Turonien	6	10	2813.60	135.85	32.17	0.17
	Cénomanién	7	14	2952.50	176.08	39.16	0.16
	Cénomanién	8	15	2973.52	119.85	30.37	0.08
NW-3	Coniacien	1	2	1060.80	123.02	34.46	0.10
	Coniacien	2	4	1146.15	117.96	34.16	0.11

	Coniacien	3		1157.78	111.47	32.93	0.14
	Turonien	4	6	1499.60	135.09	36.09	0.19
	Cénomanién	5	8	1731.88	138.04	36.20	0.24
	Cénomanién	6		1738.50	97.11	29.02	0.16
	Cénomanién	7	9	1956.60	123.82	33.23	0.15
	Vraconien	8	10	2019.25	94.01	28.26	0.16
	Vraconien	9		2030.52	126.10	35.37	0.15
SW-1	Coniacien	1	1	2608.46	113.29	38.11	0.14
	Coniacien	2	5	2816.37	46.17	14.50	0.18
	Turonien	3	8	2978.28	23.30	9.13	0.23
	Turonien	4		2985.30	48.15	15.78	0.22
	Turonien	5	9	2991.40	55.47	18.12	0.14
	Cénomanién	6		3007.76	184.02	52.06	0.18

Tableau.III.5 : Résultats de l'essai en compression simple par puits.

- UCS : Résistance à la compression simple (Contrainte de rupture) [MPa]
 - E_s : Module de Young statique [GPa]
 - ν_s : coefficient de Poisson statique
 - Ech : Echantillon
 - Cr : Carotte
 - ---- : Echantillon endommagé
- Les mesures des paramètres élastiques statiques (E_s et ν_s) seront utilisés dans le chapitre suivant pour les corrélations, voici un récapitulatif de leurs gammes de variation ainsi que ceux de la résistance à la compression simple (UCS) par puits (Tableau.III.6) :

Puits	Variation UCS (MPa)	Variation E_s (GPa)	Variation V_s
NE-2	74.04 – 235.81	26.75 – 47.32	0.12 – 0.17
NE-1	45.73 – 104.35	15.95 – 33.69	0.09 – 0.27
NE-3	30.13 – 142.22	8.71 – 39.21	0.10 – 0.19
NW-1	144.24 – 199.01	40.18 – 56.23	0.16 – 0.22
NW-2	37.54 – 146.51	18.92 – 43.25	0.14 – 0.22
SE-2	67.86 – 176.08	21.61 – 39.16	0.08 – 0.23
NW-3	94.01 – 138.04	28.26 – 36.20	0.10 – 0.24
SW-1	23.30 – 184.02	9.13 – 52.06	0.14 – 0.23

Tableau. III.6 : Gammes de variation de : l'UCS, E_s et V_s

- Si nous comparons ces gammes des modules élastiques statiques avec celles établies par Mestat [1993] pour les roches usuelles (Tableau.III.7), nous remarquons qu'elles correspondent plus ou moins à celles d'un calcaire peu compact à compact, ces deux paramètres sont étroitement liés à la nature pétrographique et au degré de saturation des formations géologiques. Cependant, le module de Young est inversement proportionnel à la porosité, le taux de fissuration et de karstification, ces phénomènes sont souvent observables dans le cas des carbonates du Nord de l'Algérie, ça peut expliquer les nombreux cas de pertes de boue enregistrés durant les forages.

Matériau	Module de Young E (GPa)	Coefficient de Poisson ν
Granite	10 – 80	0.25 – 0.35
Basalte	20 – 70	0.25 – 0.35
Quartzite	30 – 90	0.12 – 0.15
Gneiss	10 – 60	0.25 – 0.35
Schiste	7 – 50	0.15 – 0.20
Calcaire très compact	60 – 80	0.25 – 0.35
Calcaire compact	30 – 60	0.25 – 0.35
Calcaire peu compact	10 – 30	0.25 – 0.35
Calcaire tendre	2 – 10	0.25 – 0.35
Marne	0.05 – 1	0.25 – 0.35
Grès	5 – 60	0.25 – 0.35
Molasse	1.5 – 5	0.25 – 0.35
Marbre	80 – 110	0.27 – 0.3
Gypse	2 – 6.5	0.27 – 0.3

Tableau. III.7 : E_s et V_s pour quelques roches usuelles d'après Mestat [1993]

- Pour la résistance à la compression simple (UCS), selon la classification de l'ISRM (Tableau.III.8), elle est de moyennes à élevée pour l'ensemble des puits.

UCS (MPa)	Terme descriptif
UCS > 200	Très élevée
60 < UCS < 200	Elevée
20 < UCS < 60	Moyenne
6 < UCS < 20	Faible
UCS < 6	Très faible

Tableau. III.8 : Classification de la résistance d'une roche en fonction de son UCS (ISRM)

IV.4.2.3 Essai triaxial:

L'essai triaxial consiste à appliquer sur un échantillon de carotte cylindrique un chargement axial ($\sigma_1 - \sigma_3$) en rampe jusqu'à la rupture comme dans le cas d'une compression simple tout en appliquant en plus une pression radiale constante de confinement autour de l'échantillon (σ_3), cette pression est générée par l'intermédiaire d'une huile remplissant une chambre hermétique où est placé l'échantillon, par cet essai, on essaye d'approcher l'état de contraintes *in-situ* dont la roche est soumise. Cet essai permet de mesurer les modules élastiques statiques (E_s et ν_s), mais il a pour principale but de tracer les cercles de Mohr, pour déterminer la Cohésion C et l'angle de frottement interne φ , pour cela, trois pression de confinement seront appliquées respectivement sur trois échantillons prélevés sur une même cote Les valeurs de ces pressions sont généralement communiquées par le client, elles dépendent principalement des contraintes *in-situ* subies par la roche (Tableau.III.9).

a. Préparation et mise en place de l'échantillon:

La préparation des échantillons pour l'essai triaxial se fait de la même manière qu'en compression simple, sauf qu'il faut relier les jaquettes avec la colle cyanoacrylate pour assurer l'étanchéité, c'est-à-dire, pour que l'huile ne pénètre pas à l'intérieur.

b. Procédure de l'essai:

- L'essai est effectué sur le banc triaxial décrit précédemment. Le montage de l'échantillon se fait de même façon qu'en compression simple puis on redescend le piston de chargement, dès qu'il touche l'échantillon il s'arrête automatiquement, on passe alors au remplissage de la chambre de confinement en ouvrant la vanne de la pompe de confinement (P2) et celle du remplissage et en fermant la vanne de trop plein de la chambre, une conduite jauge transparente nous indique si la chambre est bien remplie d'huile.
- Après avoir vérifié les connexions électriques de la chaîne de mesure, on passe à la programmation des consignes à appliquer à la pompe de chargement (P1) et la pompe de confinement (P2) dans l'onglet "Contrôle" du logiciel SETTAR. Le réglage de la pompe (P1) se fait de la même manière qu'en compression simple sauf ce qui concerne la valeur de la rampe, elle est de 5 bar/min pour l'essai triaxial. Pour la pompe P2, on choisit un type de régulation constant et on choisit la valeur de la pression de confinement, celle qui est programmée pour l'essai (Fig. III.25).

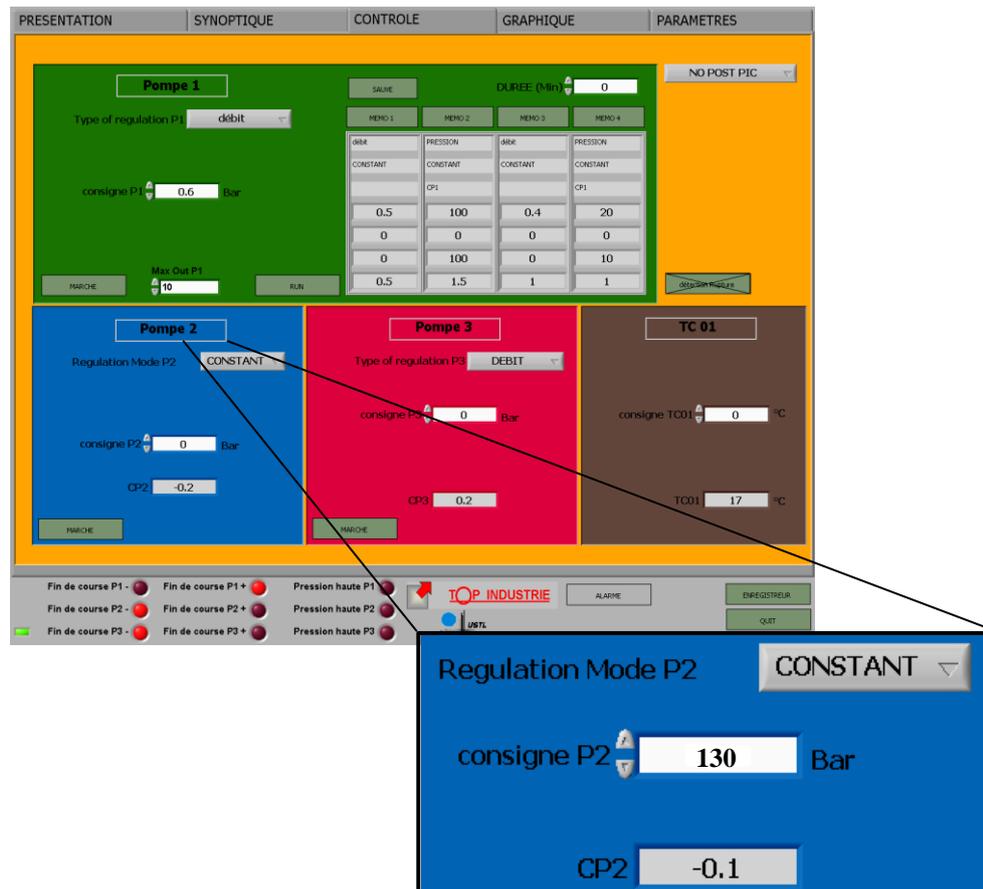


Fig. III.25 : Réglage des consignes de la pompe (P2) dans l'onglet "Contrôle" du logiciel SETTAR.

- En suite, on affiche la courbe de pressurisation dans l'onglet graphique, la pression monte graduellement, dès qu'elle atteint le seuil de la consigne elle, la pompe s'arrête automatiquement. On enregistre et on lance le teste.
- A la fin de l'essai, un craquement ou une chute brusque de la pression indiquent la rupture de l'échantillon, dès lors, il faut arrêter le teste, ouvrir la vanne de trop plein pour purger la pompe de chargement, purger la chambre de confinement, ouvrir la cellule pour récupérer l'échantillon, renfermer les vanne de trop plein et recharger les pompes pour l'essai suivant.
- L'échantillon est photographié (Fig. III.26) (clivage de la rupture) puis archivé, les résultats de mesures sont récupérés sous forme de datas bruts pour l'interprétation et le calcul de la Cohésion C et l'angle de frottement interne φ .



Fig. III.26 : Clivage de la rupture d'un échantillon en essai triaxial
(C8-V6.1738.50 m, NW-3).

c. Résultats de l'essai:

Les résultats des essais triaxiaux effectués sont résumés dans le tableau suivant :

Puits	Formation	Cr N°	Côte (m)	Test N°	P _C (MPa)	σ _R (MPa)	E _S (GPa)	v _S
NE-2	Coniacien	2	1980.70	1	13	205.38	50.89	0.23
				2	25	336.45	53.23	0.19
				3	50	384.64	58.01	0.24
NE-1	Santo/Coniacien	1	1097.15	1	8	157.81	33.75	0.16
				2	15	203.38	35.83	0.15
				3	30	236.63	36.89	0.20
	Santo/Coniacien	2	1110.90	1	7	228.88	47.67	0.21
				2	14	248.06	49.83	0.20
				3	28	295.35	54.67	0.20
	Santo/Coniacien	5	1287.35	1	8	208.69	32.65	0.21
				2	17	245.30	35.38	0.20
				3	34	297.56	38.61	0.19

	Turonien	7	1496.37	1	11	175.58	21.79	0.11
				2	22	216.46	25.12	0.11
				3	44	281.65	29.92	0.14
	Turonien	11	1586.08	1	10	128.01	23.40	0.17
				2	21	172.58	26.04	0.17
				3	41	216.43	29.19	0.19
	Turonien	11	1593.37	1	10	179.59	33.79	0.25
				2	21	258.27	41.03	0.22
				3	42	286.05	43.33	0.21
	Cénomanién	13	1804.05	1	10	187.17	39.8	0.19
				2	20	199.73	41.17	0.21
				3	40	----	----	----
Cénomanién	13	1816.57	1	10	143.34	18.34	0.15	
			2	21	198.55	22.77	0.14	
			3	42	238.81	26.31	0.15	
NE-3	Coniacien	3	519.28	1	3	101.84	23.20	0.17
				2	6	124.32	24.77	0.15
				3	12	150.56	27.67	0.16
	Turonien	8	1025.78	1	7	196.26	43.27	0.25
				2	13	256.65	44.74	0.21
				3	24	285.33	39.80	0.18
	Cénomanién	9	1234.10	1	8	71.27	21.65	0.21
				2	16	90.99	23.05	0.20
				3	32	128.59	25.56	0.17
	Cénomanién	11	1548.65	1	10	180.51	50.88	0.20
				2	20	217.03	56.25	0.22
				3	40	286.22	60.13	0.25
NW-1	Coniacien	1	1334.14	1	8	183.86	----	----
				2	16	186.28	29.26	0.19

	Coniacien	3	1544.82	3	32	233.49	30.59	0.19
				1	10	229.81	52.14	0.20
				2	19	251.60	55.97	0.22
	Coniacien	4	1684.58	3	39	386.85	67.03	0.23
				1	11	244.15	53.92	0.27
				2	22	291.22	57.78	0.20
	Turonien	7	1729.70	3	45	344.81	----	----
				1	12	345.84	66.62	0.27
				2	24	353.84	67.18	0.23
	Turonien	7	1742.12	3	45	431.56	76.60	0.29
				1	11	256.14	42.28	0.17
				2	22	300.11	45.49	0.22
Turonien	9	1855.33	3	43	348.52	47.77	0.23	
			1	11	202.16	31.87	0.19	
			2	24	238.57	34.29	0.28	
NW-2	Coniacien	1	846.22	3	48	314.88	41.22	0.21
				1	5	172.04	34.02	0.18
				2	10	193.94	34.74	0.15
	Turonien	7	1584.20	3	20	----	----	----
				1	10	196.16	35.10	0.15
				2	20	212.12	41.47	0.18
	Turonien	9	1714.40	3	40	263.13	54.17	0.21
				1	12	145.93	24.79	0.21
				2	23	162.82	25.72	0.24
SE-2	Coniacien	2	2139.40	3	47	240.48	26.53	0.24
				1	13	191.68	46.55	0.24
				2	25	229.54	47.63	0.21
	Coniacien	3	2229.49	1	15	238.53	51.56	0.20

				2	30	275.85	53.47	0.21
				3	60	383.77	59.01	0.27
				1	14	264.17	52.99	0.21
	Coniacien	4	2308.17	2	28	318.59	56.43	0.21
				3	58	400.18	61.40	0.21
				1	15	228.65	32.36	0.20
	Coniacien	4	2318.55	2	31	285.13	35.50	0.24
				3	62	381.59	39.83	0.27
				1	15	261.41	40.38	0.20
	Turonien	10	2813.60	2	31	349.00	47.79	0.19
				3	62	436.31	55.41	0.25
				1	15	140.65	42.14	0.28
	Cénomaniens	14	2952.50	2	31	233.29	49.48	0.20
				3	62	466.67	67.19	0.27
				1	15	227.58	53.46	0.20
	Cénomaniens	15	2973.52	2	31	324.40	55.50	0.22
				3	62	469.44	59.93	0.25
				1	13	187.01	26.80	0.19
NW-3	Coniacien	2	1060.80	2	26	242.06	29.13	0.20
				3	52	345.18	32.44	0.21
				1	13	227.95	38.34	0.19
	Coniacien	4	1146.15	2	26	268.65	40.35	0.20
				3	52	367.76	44.02	0.20
				1	15	223.55	28.90	0.20
	Turonien	6	1499.60	2	30	268.51	30.54	0.20
				3	60	366.16	33.86	0.22
				1	12.5	243.42	32.06	0.15
	Cénomaniens	8	1731.88	2	25	303.18	35.57	0.15
				3	50	270.64	42.83	0.16
				1	11.25	226.30	52.91	0.15
	Cénomaniens	9	1956.60	1	11.25	226.30	52.91	0.15

	Vraconien	10	2019.25	2	22.5	293.07	55.11	0.21		
				3	45	405.19	57.70	0.22		
				1	13	173.71	37.26	0.19		
		2	26	224.35	39.52	0.20				
		3	52	294.87	43.62	0.20				
		2	25	297.44	49.69	0.21				
	Vraconien	10	2030.52	1	12.5	215.05	40.68	0.18		
				2	25	297.44	49.69	0.21		
				3	50	326.05	44.19	0.22		
		SW-1	Coniacien	1	2608.46	1	16	223.68	33.28	0.14
						2	32	305.34	41.81	0.16
						3	63	414.28	55.43	0.23
Coniacien	5		2816.37	1	15	135.19	23.08	0.18		
				2	31	185.14	28.64	0.20		
				3	62	273.13	36.23	0.24		
Turonien	8		2978.28	1	15	128.30	26.70	0.22		
				2	31	166.69	31.27	0.20		
				3	62	239.31	36.73	0.18		
Turonien	9		2991.40	1	15	119.53	24.43	0.20		
				2	31	172.06	28.78	0.19		
				3	62	222.85	33.71	0.22		
Cénomaniens	9	3007.76	1	15	292.92	52.28	0.16			
			2	31	343.46	54.68	0.20			
			3	62	490.86	59.16	0.22			

Tableau. III.9 : Résultats des essais triaxiaux.

- Les modules élastiques statiques ont été déterminés de la même manière qu'en compression simple, cependant, le principal but de l'essai triaxial est de déterminer la Cohésion C et l'angle de frottement interne φ en traçant les cercles de Mohr.

- Les trois cercles de Mohr sont tracés dans le plan :contrainte de cisaillement-contrainte normale. (τ, σ) , en utilisant les contraintes de rupture (σ_1) et les pressions de confinement (σ_3) pour chaque essai (Fig. III.27).

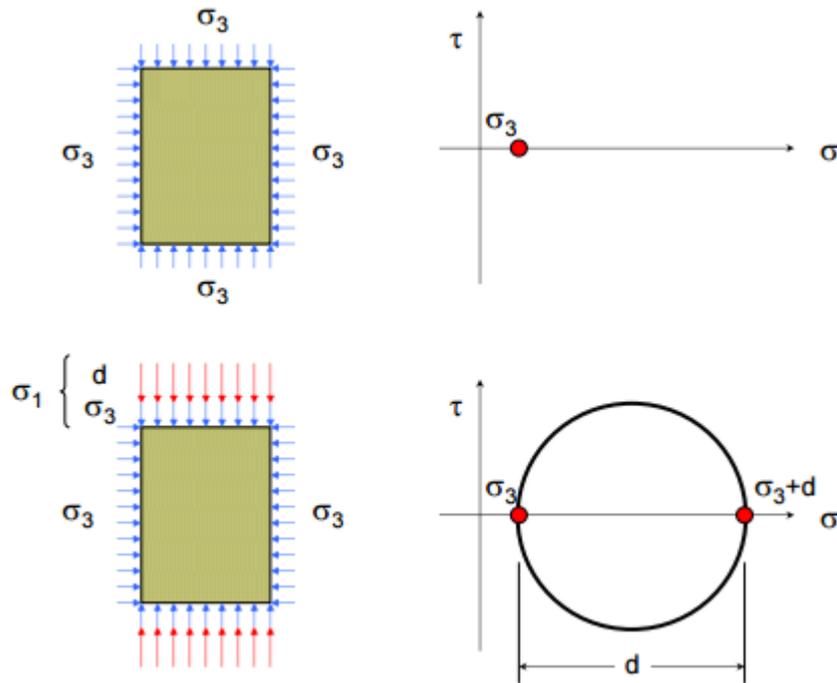


Fig. III.27 : Traçage des cercles de Mohr.

Le diamètre du cercle est : $d = \sigma_1 - \sigma_3$ (III-5)

Son rayon est de $R=d/2$ (III-6)

Le centre du cercle est : $x_0 = (\sigma_1 + \sigma_3) / 2$ et $y_0 = 0$ (III-7)

Nous aurons donc un cercle d'équation :

$$y = \sqrt{R^2 - (x - x_0)^2} + y_0 \quad (III-8)$$

On fait varier x de σ_3 à σ_1 et on dessine les cercles en fonctions de trois pressions de confinement et des trois contraintes de ruptures enregistrées pour chaque essai (Fig. III.28) :

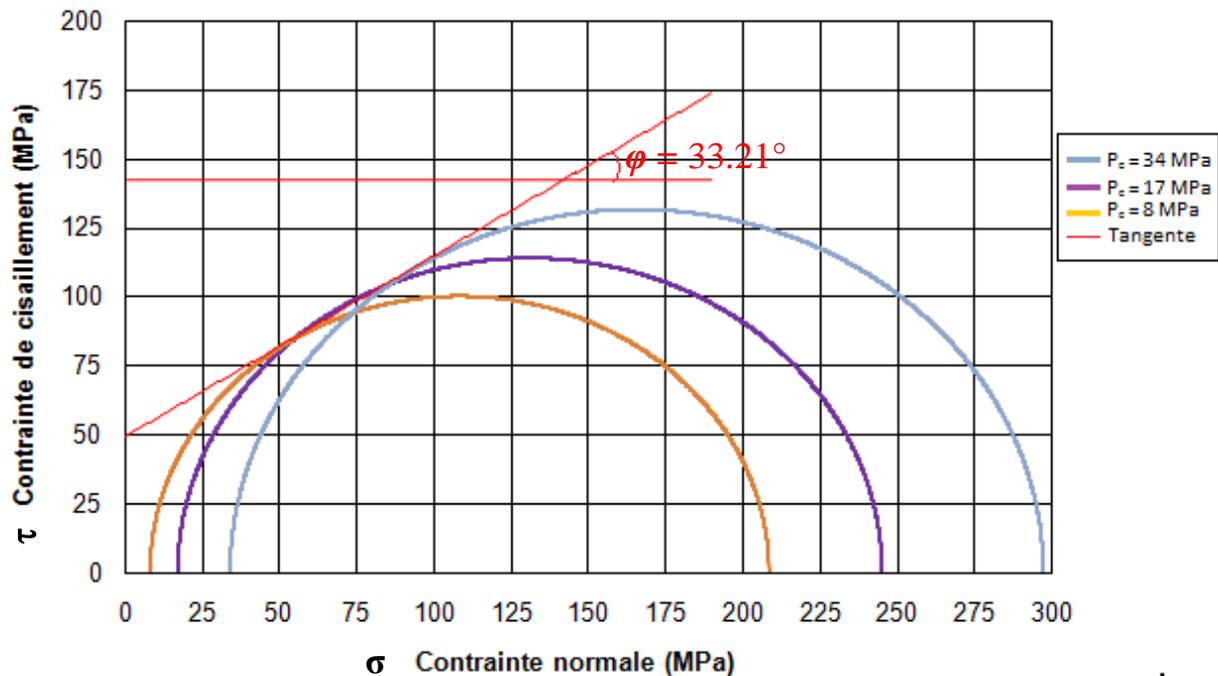


Fig. III.28 : Enveloppe de rupture de Mohr-Coulomb (C5.1287.35 m, NE-1).

La tangente en rouge passe par les trois cercles, elle représente l'enveloppe de rupture de Mohr-Coulomb (décrite en détail dans le Chapitre II), elle est d'équation :

$$\tau = \sigma \cdot \tan(\varphi) + C \quad (\text{III-9})$$

Donc pour le (C5.1287.35 m, NE-1), on retrouve graphiquement $\varphi = 33.21^\circ$ et $C = 49.5$ MPa.

Cette tangente définit un domaine de stabilité dans lequel les grains ne glissent pas les uns par rapport aux autres, φ et C sont calculés de la même manière pour les autres échantillons, les résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Puits	Formation	Cr N°	Côte (m)	φ (°)	C (MPa)
NE-2	Coniacien	2	1980.70	41.37	32.00
NE-1	Santo/Coniacien	1	1097.15	34.55	34.00
	Santo/Coniacien	2	1110.90	33.17	54.00
	Santo/Coniacien	5	1287.35	33.21	49.50
	Turonien	7	1496.37	31.68	39.50

	Turonien	11	1586.08	28.68	30.00
	Turonien		1593.37	32.64	40.00
	Cénomanién	13	1804.05	44.44	19.00
	Cénomanién		1816.57	30.01	33.00
NE-3	Coniacien	3	519.28	43.25	19.00
	Turonien	8	1025.78	40.32	38.00
	Cénomanién	9	1234.10	24.53	17.00
	Cénomanién	11	1548.65	33.97	39.00
NW-1	Coniacien	1	1334.14	35.80	31.00
	Coniacien	3	1544.82	47.30	26.50
	Coniacien	4	1684.58	30.00	61.00
	Turonien	7	1729.70	41.80	44.50
	Turonien		1742.12	29.00	67.00
	Turonien	9	1855.33	31.00	47.00
NW-2	Coniacien	1	846.22	38.68	36.00
	Turonien	7	1584.20	25.65	51.00
	Turonien	9	1714.40	27.49	34.00
SE-2	Coniacien	2	2139.40	33.60	39.00
	Coniacien	3	2229.49	34.50	44.30
	Coniacien	4	2308.17	34.00	57.60
	Coniacien		2318.55	32.20	50.00
	Turonien	10	2813.60	35.00	54.00
	Cénomanién	14	2952.50	44.50	12.50
	Cénomanién	15	2973.52	42.50	35.00
NW-3	Coniacien	2	1060.80	37.50	33.00
	Coniacien	4	1146.15	34.70	47.00
	Turonien	6	1499.60	31.20	50.00
	Cénomanién	8	1731.88	41.18	41.00

	Cénomarien	9	1956.60	42.64	38.00
	Vraconien	10	2019.25	31.98	36.00
	Vraconien		2030.52	29.76	52.00
SW-1	Coniacien	1	2608.46	37.25	40.00
	Coniacien	5	2816.37	29.60	27.00
	Turonien	8	2978.28	24.70	29.00
	Turonien	9	2991.40	35.60	15.20
	Cénomarien		3007.76	38.00	54.50

Tableau. III.10 : Cohésion et angle de frottement interne.

- Pour les essais dont l'un des trois tests à une pression de confinement donnée n'a pas été réalisé ou bien que l'échantillon s'est cassé, nous les avons remplacé par ceux de l'UCS de la même côte (c'est-à-dire que le cercle de Mohr du test perdu a été remplacé par celui à $PC=0$ et σ_R de l'UCS, comme par exemple dans le Tableau (III.10), l'essai #3 de (C13. 1804.05m, NE-1) et ainsi de suite. Pour les côtes dont plus d'un test sur les trois nécessaires a été raté, ils ont été tout bonnement retirés, car ça ne suffit pas pour tracer les cercles de Mohr et calculer la cohésion et l'angle de frottement interne.

- La cohésion et l'angle de frottement interne (C et φ) seront utilisés dans le chapitre suivant pour les corrélations, voici un récapitulatif de leurs gammes de variation par puits :

Puits	Variation φ (°)	Variation C (MPa)
NE-2	41.37 – 41.37	32.00 – 32.00
NE-1	28.68 – 44.44	19.00 – 54.00
NE-3	24.53 – 43.25	17.00 – 39.00
NW-1	29.00 – 47.30	26.59 – 67.00
NW-2	25.65 – 38.68	34.00 – 51.00
SE-2	32.20 – 44.50	12.50 – 57.60
NW-3	29.76 – 42.64	33.00 – 52.00
SW-1	24.70 – 38.00	15.20 – 54.50

Tableau. III.11 : Gammes de variation de la cohésion et angle de frottement interne.

- L'angle de frottement interne φ et la cohésion C varient respectivement entre $24.53^\circ - 47.30^\circ$ et $12.50 \text{ MPa} - 67.00 \text{ MPa}$ sur l'ensemble des puits.
- Nombreux sont les auteurs dont les recherches portent sur le calcul de la cohésion et l'angle de frottement interne des roches, nous regroupons dans un Tableau (III.13) un recueil des valeurs intéressantes de ces paramètres illustrant une large dispersion en fonction de la nature de la roche. Nous remarquons que les valeurs de la cohésion sont élevées pour les roches cristallines et moins fortes pour les roches sédimentaires, les valeurs de l'angle de frottement interne semblent plus aléatoires.

Si nous comparons cette classification avec les résultats obtenus suite aux essais triaxiaux sur l'ensemble des puits, nous remarquons que les valeurs de φ semblent plus élevés que ceux caractérisant les carbonates, c'est du probablement à une forme de grains plus émoussés. Pour la cohésion, ça correspond plus ou moins aux carbonates.

Il faut noter que ce tableau donne une idée générale sur les valeurs de ces paramètres mécaniques lesquelles (doivent être employées) avec précaution. En outre, l'effet d'échelle est un facteur important qu'il ne faut pas négliger.

<i>Description</i>	<i>C (MPa)</i>	<i>ϕ(°)</i>
Berea sandstone	27.2	27.8
Bartlesville sandstone	8.0	37.2
Pottsville sandstone	14.9	45.2
Repetto silstone	34.7	32.1
Muddy shale	38.4	14.4
Stockton shale	0.34	22.0
Edmonton betonic shale	0.3	7.5
Sioux quartzit	70.6	48.0
Texas slate ; loaded		
30° to clivelage	26.2	21.0
90° to clivelage	70.3	26.9
Georgia marble	21.2	25.3
Wolf Camp limestone	23.6	34.8
Indiana limestone	6.72	42.0
Hasmark dolomite	22.8	35.5
Chalk	0.0	31.5
Blaine anhydrite	43.4	29.4
Inada biote granite	55.2	47.7
Stone mountain granite	55.1	51.0
Nevada Test Site basalt	66.2	31.0
Schistose gneiss		
90° to clivelage	46.9	28.0
30° to clivelage	14.8	27.6

Tableau. III.12 : Valeurs représentatives de la cohésion et de l'angle de frottement interne de quelques roches intactes d'après Kulhawy [1975].

Conclusion :

Les résultats des différents essais ont été résumés dans des tableaux. Pour l'essai sonique, les valeurs de $(V_L / V_T) < 2$ et $v_d < 1/3$ nous indiquent que les formations traversés sont bien consolidées. Dans l'essai de compression simple, nous avons trouvé une gamme de valeurs de l'UCS moyenne à élevée pour l'ensemble des puits d'après la classification de l'ISRM, les modules élastiques statiques correspondent à ceux d'un calcaire peu compacte à compacte d'après la classification de Mestat [1993]. Pour l'essai triaxial nous remarquons que les valeurs de ϕ trouvées semblent plus élevées que celles caractérisant les carbonates, c'est dû probablement à une forme de grains plus émoussés, pour la cohésion, ça correspond au aux carbonates d'après Kulhawy.

Des mesures pétrophysiques ont été effectués par le service pétrophysique pour la mesure de la densité, la porosité et la perméabilité, nous utiliserons la porosité pour les corrélations, les résultats nous ont été communiqués, ils sont résumés en Annexe I.

Il faut noter aussi l'absence des données diagraphiques soniques, à partir desquelles ont été estimés les paramètres mécaniques que nous aurions voulu comparer avec les résultats de mesure au laboratoire.

Chapitre IV

Corrélations entre les différents paramètres mécaniques

IV.1 Introduction :

Généralement, les paramètres utilisés pour décrire les propriétés physiques et mécaniques des roches sont de nature très variée et aléatoires, il est très rare que, sur un même site, tous ces paramètres soient mesurés en un nombre de points suffisant pour que l'on puisse juger bien connu l'ensemble du massif rocheux des formations. Habituellement, la reconnaissance géomécanique est limitée au strict minimum, et l'on dispose des valeurs de certains paramètres en certains points et d'autres paramètres en d'autres points. L'ingénieur géomécanicien doit tirer le meilleur parti possible de ces informations éparses pour une éventuelle modélisation représentative du site étudié. C'est dans ce cadre général que l'utilisation de corrélations entre les propriétés physiques et mécaniques des roches peut contribuer efficacement au travail de synthèse du géomécanicien.

Dans ce présent chapitre, sur la base des résultats obtenus après les essais au laboratoire, nous établirons des corrélations pour les huit puits étudiés ainsi que pour les trois principaux réservoirs à savoir : le Coniacien, le Turonien et le Cénomaniens.

IV.2 Corrélation entre DTS et DTC :

Nous utiliserons les valeurs des vitesses de l'onde longitudinale et transversale (V_L et V_T) obtenues lors de l'essai sonique dans le chapitre précédent, toutefois nous allons procéder en terme de :

- DTC : Compressional slowness (lenteur de l'onde de compression), [$\mu\text{s}/\text{ft}$]
- DTS : Shear slowness (lenteur de l'onde de cisaillement), [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

DTC et DTS sont obtenues par les relations suivantes :

$$DTC = 1/V_L \text{ [s/m]} \quad (\text{IV-1})$$

$$DTS = 1/V_T \text{ [s/m]} \quad (\text{IV-2})$$

Avec : 1 mètre = 3,2808399 ft ; et 1 second = $10^6 \mu\text{s}$.

Les résultats en $\mu\text{s}/\text{ft}$ sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Puits	Formation	Ech N°	Cr N°	Côte (m)	V_L (m/s)	V_T (m/s)	DTC ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	DTS ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
NE-2	Coniacien	1	2	1980.70	5371	2694	56.75	113.14
	Turonien	2	5	2243.70	5840	2734	52.19	111.49

	Cénomarien	3	7	2440.45	4574	2181	66.64	139.75
NE-1	Santo/Coniacien	1	1	1085.05	4178	2215	72.95	137.61
	Santo/Coniacien	2		1097.15	3599	1888	84.69	161.44
	Santo/Coniacien	3	2	1110.90	4018	2126	75.86	143.37
	Santo/Coniacien	4	3	1191.17	4071	2302	74.87	132.41
	Santo/Coniacien	5	5	1287.35	4100	2400	74.34	127.00
	Turonien	6	7	1496.37	3312	2137	92.03	142.63
	Turonien	7	11	1586.08	3041	1648	100.23	184.95
	Turonien	8		1593.37	3882	2457	78.52	124.05
	Cénomarien	9	13	1804.05	4100	2148	74.34	141.90
	Cénomarien	10		1816.57	3897	2165	78.21	140.79
	Cénomarien	11		1816.83	----	----	----	----
NE-3	Coniacien	1	3	519.28	3956	2183	77.05	139.62
	Turonien	2	8	1025.78	5219	2784	58.40	109.48
	Cénomarien	3	9	1234.10	3518	1731	86.64	176.08
	Cénomarien	4	11	1548.65	5422	2789	56.22	109.29
NW-1	Coniacien	1	1	1334.14	4478	2633	68.07	115.76
	Coniacien	2	3	1544.82	4957	2623	61.49	116.20
	Coniacien	3	4	1684.58	4755	2516	64.10	121.14
	Turonien	4	7	1729.70	5907	2952	51.60	103.25
	Turonien	5		1742.12	4891	2757	62.32	110.55
	Turonien	6	9	1855.33	4768	2938	63.93	103.74
NW-2	Coniacien	1	1	846.22	5004	2712	60.91	112.39
	Turonien	2	7	1584.20	5324	2849	57.25	106.98
	Turonien	3	9	1714.40	4361	2349	69.89	129.76
SE-	Coniacien	1	2	2139.40	4174	2347	73.02	129.87

	Coniacien	2	3	2229.49	4132	2433	73.77	125.28
	Coniacien	3	4	2308.17	4509	2443	67.60	124.76
	Coniacien	4		2318.55	4456	2472	68.40	123.30
	Coniacien	5	6	2601.75	3452	1974	88.30	154.41
	Turonien	6	10	2813.60	4193	2358	72.69	129.26
	Cénomarien	7	14	2952.50	4370	2614	69.75	116.60
	Cénomarien	8	15	2973.52	4029	2373	75.65	128.45
NW-3	Coniacien	1	2	1060.80	4439	2427	68.66	125.59
	Coniacien	2	4	1146.15	4380	2424	69.59	125.74
	Coniacien	3		1157.78	4267	2361	71.43	129.10
	Turonien	4	6	1499.60	4394	2555	69.37	119.30
	Cénomarien	5	8	1731.88	4218	2537	72.26	120.14
	Cénomarien	6		1738.50	4031	2314	75.61	131.72
	Cénomarien	7	9	1956.60	4101	2467	74.32	123.55
	Vraconien	8	10	2019.25	3900	2312	78.15	131.83
	Vraconien	9		2030.52	4244	2436	71.82	125.12
SW-1	Coniacien	1	1	2608.46	4714	2579	64.66	118.19
	Coniacien	2	5	2816.37	3150	1902	96.76	160.25
	Turonien	3	8	2978.28	2984	1716	102.14	177.62
	Turonien	4		2985.30	3085	1947	98.80	156.55
	Turonien	5	9	2991.40	3428	1854	88.91	164.40
	Cénomarien	6		3007.76	5266	2863	57.88	106.46

Tableau. IV.1: DTS et DTC par puits.

- **DTS Vs DTC pour l'ensemble des puits:**

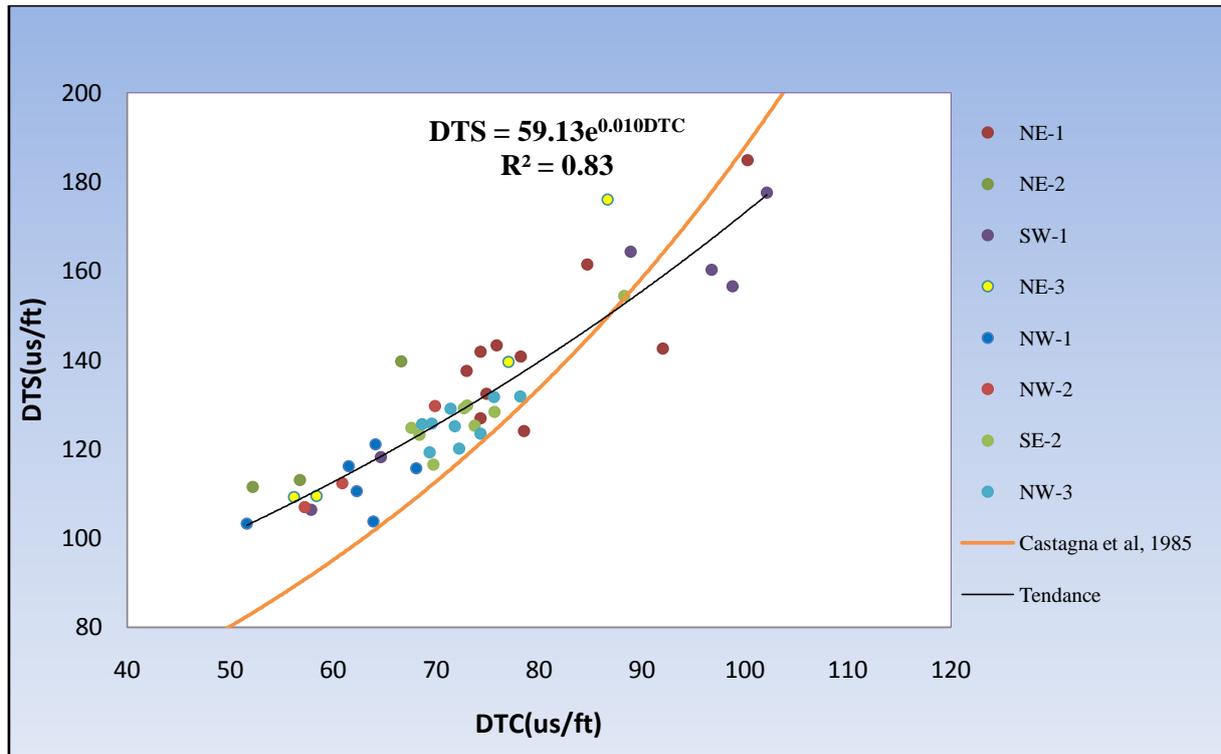


Fig. IV.1 : Relation entre *DTS* et *DTC* mesurés sur échantillons de carottes pour l'ensemble des puits.

- La Figure (IV.1) montre les résultats des mesures acoustiques présent sur différents puits qui sont représentés par des groupes de points, nous permettons ainsi de tracer une courbe de tendance *DTS* en fonction de *DTC* avec un coefficient de corrélation $R^2=0.83$ et suivant la fonction :

$$DTS = 59.13 \cdot e^{0.010DTC} \quad (IV-3)$$

- **DTS Vs DTC pour l'ensemble des réservoirs:**

Les résultats des mesures acoustiques des carottes du Coniacien, Turonien et Cénomaniens sont présentés dans la Figure (IV.2). Ces formations sont représentées dans le même graphe pour vérifier si des tendances distinctes peuvent se dégager en fonction des différentes lithologies.

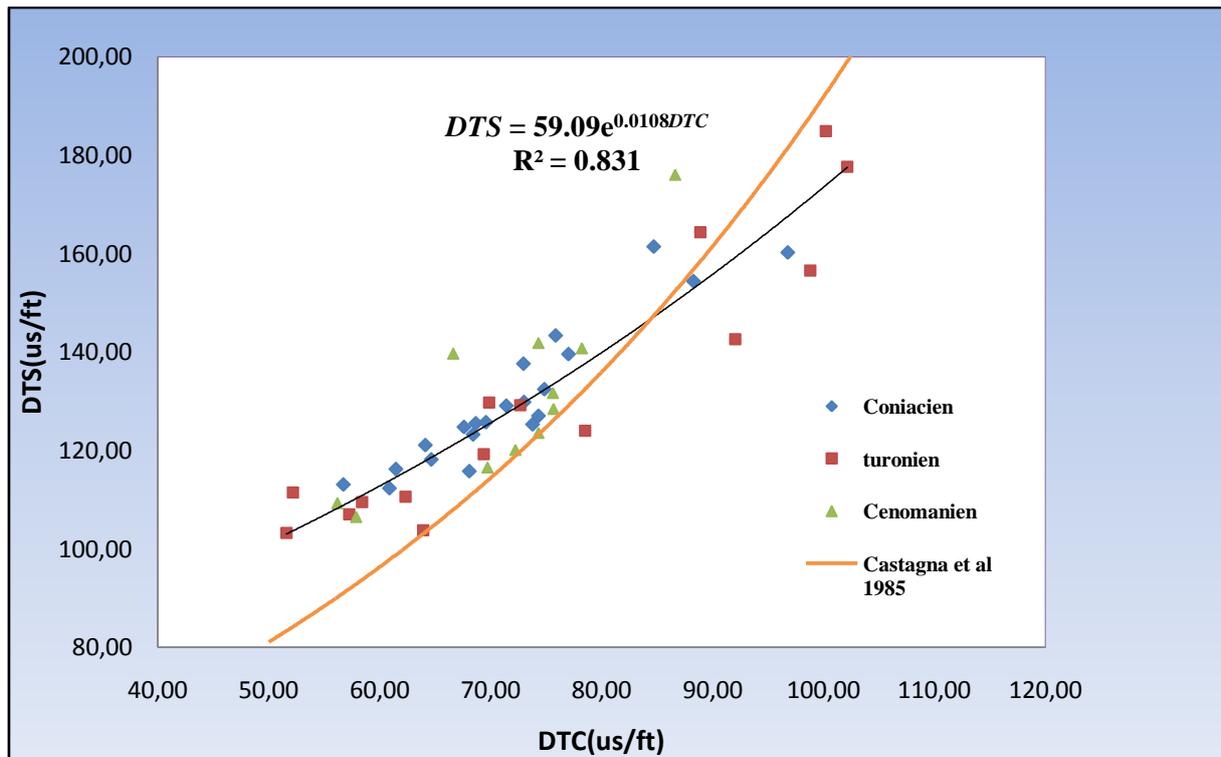


Fig. IV.2 : Relation entre DTS et DTC mesurés sur échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomaniien

- On peut remarquer que les réponses acoustiques des trois formations sont plus ou moins confondues dans un groupe de points étiré permettant de tracer une courbe de tendance DTS en fonction de DTC dont le coefficient de corrélation R^2 est de 0.831 et d'équation :

$$DTS = 59.095 \cdot e^{0.0108DTC} \quad (IV-4)$$

- Même s'il est toujours préférable de construire une corrélation DTS vs DTC locale adaptée à la zone d'étude, la relation de Castagna *et al* [1985] a été ajoutée sur les deux graphiques ci-dessus à titre comparatif. A travers ces graphiques, on remarque que la relation de Castagna a tendance à sous-estimer les valeurs de DTS dans le cas où DTC est inférieure à $82\mu s/ft$, et à les surestimer dans le cas contraire.

IV.3 Corrélation entre le Module de Young statique et dynamique:

Les résultats de E_s , E_d ainsi que le rapport E_s/E_d sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Puits	Formation	Ech N°	Cr N°	Côte (m)	E_d (GPa)	E_s (GPa)	E_s/E_d
NE-2	Coniacien	1	2	1980.70	52.23	34.28	0.66
	Turonien	2	5	2243.70	54.66	47.32	0.87
	Cénomanién	3	7	2440.45	34.92	26.75	0.77
NE-1	Santo/Coniacien	1	1	1085.05	34.46	27.83	0.81
	Santo/Coniacien	2		1097.15	25.30	19.59	0.77
	Santo/Coniacien	3	2	1110.90	31.84	28.11	0.88
	Santo/Coniacien	4	3	1191.17	36.16	31.61	0.87
	Santo/Coniacien	5	5	1287.35	38.06	33.69	0.89
	Turonien	6	7	1496.37	27.79	24.42	0.88
	Turonien	7	11	1586.08	19.19	15.95	0.83
	Turonien	8		1593.37	38.01	31.94	0.84
	Cénomanién	9	13	1804.05	32.80	29.41	0.90
	Cénomanién	10		1816.57	----	----	----
	Cénomanién	11		1816.83	----	----	----
NE-3	Coniacien	1	3	519.28	32.97	18.79	0.57
	Turonien	2	8	1025.78	54.24	39.21	0.72
	Cénomanién	3	9	1234.10	21.68	8.71	0.40
	Cénomanién	4	11	1548.65	55.65	27.95	0.50
NW-1	Coniacien	1	1	1334.14	46.05	41.14	0.89
	Coniacien	2	3	1544.82	48.92	43.68	0.89
	Coniacien	3	4	1684.58	45.07	40.18	0.89
	Turonien	4	7	1729.70	62.99	56.23	0.89
	Turonien	5		1742.12	51.99	43.59	0.84

	Turonien	6	9	1855.33	55.10	48.25	0.88
NW-2	Coniacien	1	1	846.22	50.73	35.14	0.69
	Turonien	2	7	1584.20	56.74	43.25	0.76
	Turonien	3	9	1714.40	38.32	18.92	0.49
SE-2	Coniacien	1	2	2139.40	37.88	30.89	0.82
	Coniacien	2	3	2229.49	39.84	32.80	0.82
	Coniacien	3	4	2308.17	42.09	33.71	0.80
	Coniacien	4		2318.55	41.47	35.28	0.85
	Coniacien	5	6	2601.75	26.54	21.61	0.81
	Turonien	6	10	2813.60	38.09	32.17	0.84
	Cénomanién	7	14	2952.50	45.06	39.16	0.87
	Cénomanién	8	15	2973.52	37.68	30.37	0.81
NW-3	Coniacien	1	2	1060.80	40.85	34.46	0.84
	Coniacien	2	4	1146.15	40.70	34.16	0.84
	Coniacien	3		1157.78	38.72	32.93	0.85
	Turonien	4	6	1499.60	41.75	36.09	0.86
	Cénomanién	5	8	1731.88	42.27	36.20	0.86
	Cénomanién	6		1738.50	36.49	29.02	0.80
	Cénomanién	7	9	1956.60	40.34	33.23	0.82
	Vraconien	8	10	2019.25	35.49	28.26	0.80
	Vraconien	9		2030.52	40.31	35.37	0.88
SW-1	Coniacien	1	1	2608.46	46.21	38.11	0.82
	Coniacien	2	5	2816.37	23.96	14.50	0.61
	Turonien	3	8	2978.28	20.55	9.13	0.44
	Turonien	4		2985.30	24.02	15.78	0.66
	Turonien	5	9	2991.40	24.46	18.12	0.74
	Cénomanién	6		3007.76	57.32	52.06	0.91

Tableau. IV.2: Rapport entre E_S et E_d

- Les modules élastiques statiques et dynamiques présentent une bonne similitude quel que soit le paramètre considéré. Les valeurs statiques sont toujours inférieures aux valeurs dynamiques, celles-ci étant moins sensibles à la présence de fissures. Pour des essais réussis, le rapport entre les modules de Young statique et dynamique est généralement compris entre [0.8 GPa et 0.9 GPa]

- E_s Vs E_d pour l'ensemble des puits :

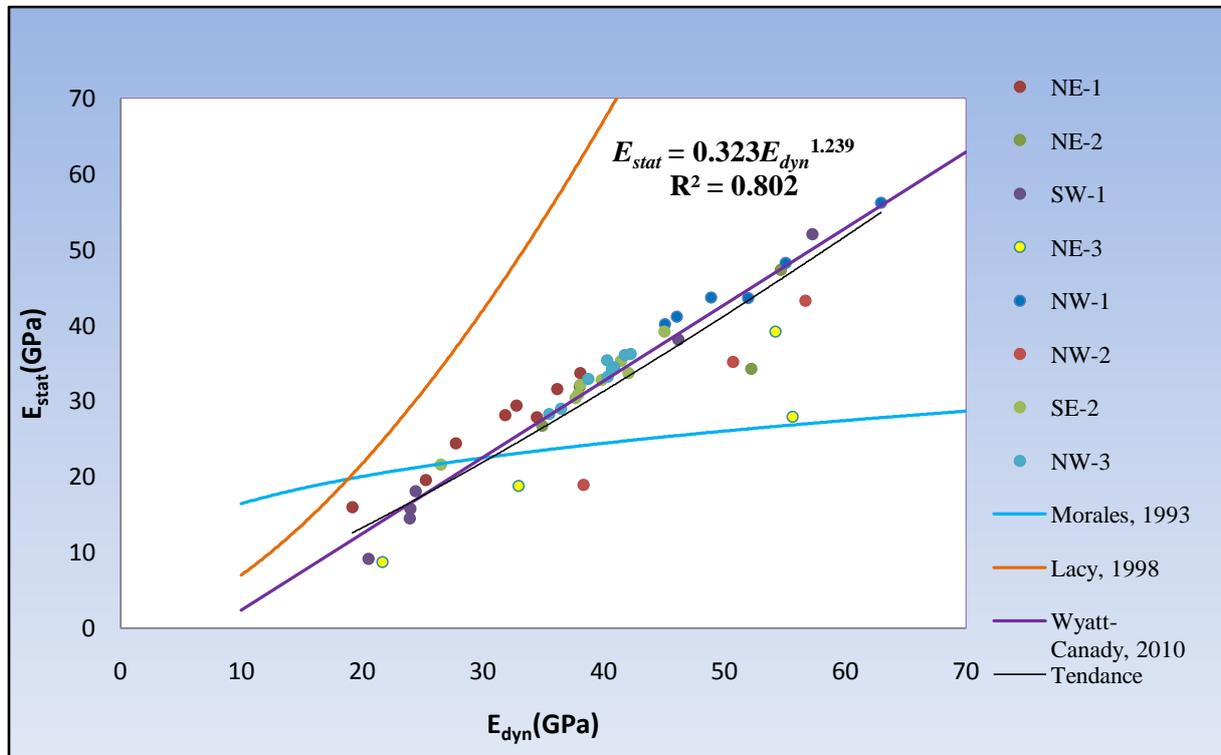


Fig. IV.3 : Relation entre E_s et E_d mesurées sur enchançons de carottes pour l'ensemble des puits étudiés.

- La Figure (IV.3) représente la variation du module de Young statique en fonction du module de Young dynamique pour l'ensemble des puits dont le coefficient de corrélations $R^2=0.802$ et d'équation :

$$E_s = 0.323 \cdot E_d^{1.239} \quad (IV-5)$$

- E_s Vs E_d pour l'ensemble des réservoirs :

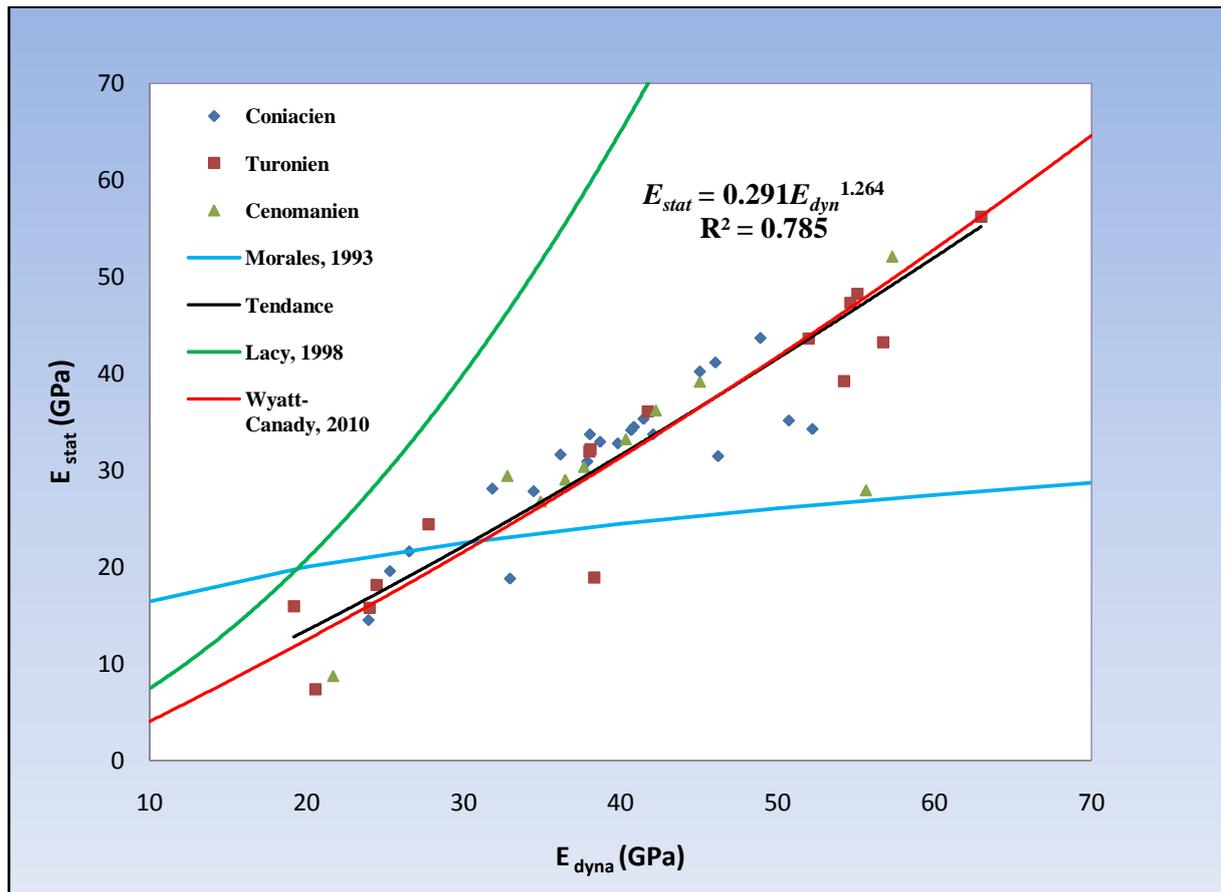


Fig. IV.4 : Relation entre E_s et E_d mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomaniien.

- La Figure (IV.4) représente la variation du module de Young statique en fonction du module de Young dynamique pour l'ensemble des réservoirs dont le coefficient de corrélations $R^2=0.785$. Comme pour les mesures acoustiques, on ne remarque pas de distinction entre les formations carbonatées du Coniacien, Turonien ou Cénomaniien. Les modules de Young statiques et dynamiques semblent être confondus entre eux selon une seule tendance et sont assez bien corrélés suivant la fonction:

$$E_s = 0.2915 \cdot E_d^{1.2646} \quad (IV-6)$$

➤ Les relations du même type de Morales [1993], Lacy [1998] et Wyatt-Canady [2010] ont été ajoutées dans le graphe des deux figures à titre comparatif. Il est à noter que:

- l'équation de Morales est la plus utilisée en Algérie pour calculer l'UCS par corrélation avec le module de Young dans les grès compacts du bassin de Berkine ou de Hassi Messaoud.

- Et les équations de Lacy [1998] et Wyatt-Canady [2010] ont été établies sur des centaines d'échantillons de différentes lithologies.

En comparant les différentes relations sur les deux graphes (Fig. IV.3 et Fig. IV.4), il semble que la relation de Wyatt-Canady [2010] est plus proche de la tendance trouvée dans le cas des carbonates du Sud-Est -Constantinois. La relation de Lacy [1998] a tendance à surestimer les valeurs du module de Young statique tandis que celle Morales [1993] le sous-estime.

Il semble que la différence entre les deux modules de Young statique et dynamique est moins importante dans le cas des carbonates que dans celui des grès du Sud algérien. Cette différence s'expliquerait par une rigidité de la roche plus importante dans les carbonates et par l'influence de la porosité ($E_d \approx E_s$ pour les plus faibles porosités).

L'analyse de ces résultats et l'écart existant entre les courbes de tendance mesurées et celles disponibles en littérature permettent de mettre en évidence l'importance d'une caractérisation spécifique des propriétés mécaniques des roches. En effet, les essais de laboratoire servent à minimiser l'incertitude intrinsèque associée au choix de corrélations non calibrées sur des mesures sur carottes.

IV.4 Corrélation entre la résistance à la compression simple et le module de Young statique:

L'UCS représente la résistance à la compression d'un échantillon de roche non confiné. Ce paramètre est l'un des plus utilisés pour décrire le comportement mécanique d'une roche et il est largement utilisé dans l'industrie du pétrole.

Les mesures de l'UCS indiquent des valeurs assez élevées s'étalant entre 23 et 235 MPa avec une moyenne de 108 MPa.

- **UCS Vs E_s pour l'ensemble des puits :**

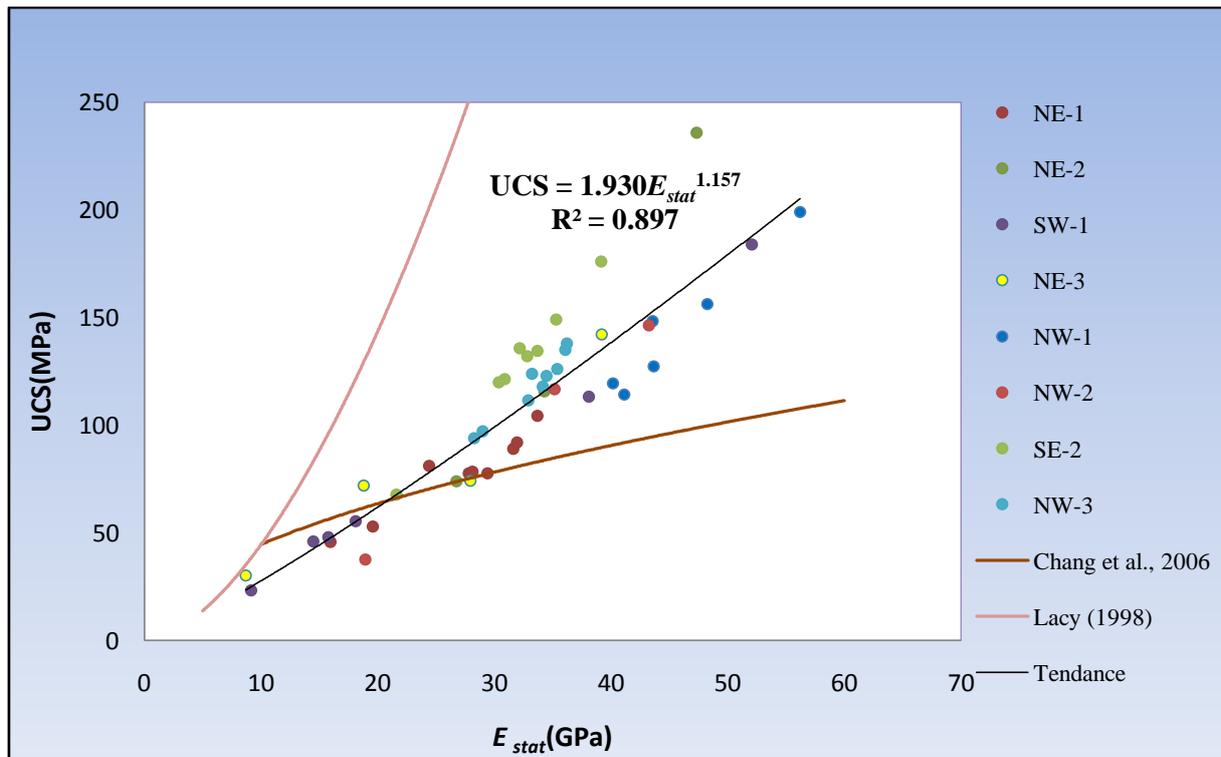


Fig. IV.5 : Relation entre l'UCS et E_s pour l'ensemble des puits étudiés.

- La Figure (IV.5) représente la variation de la résistance à la compression simple et le module de Young statique pour l'ensemble des puits étudiés dont le coefficient de corrélations $R^2=0.897$ et d'équation :

$$UCS = 1.930 \cdot E_s^{1.157} \quad (IV-7)$$

- UCS Vs E_s pour l'ensemble des réservoirs :

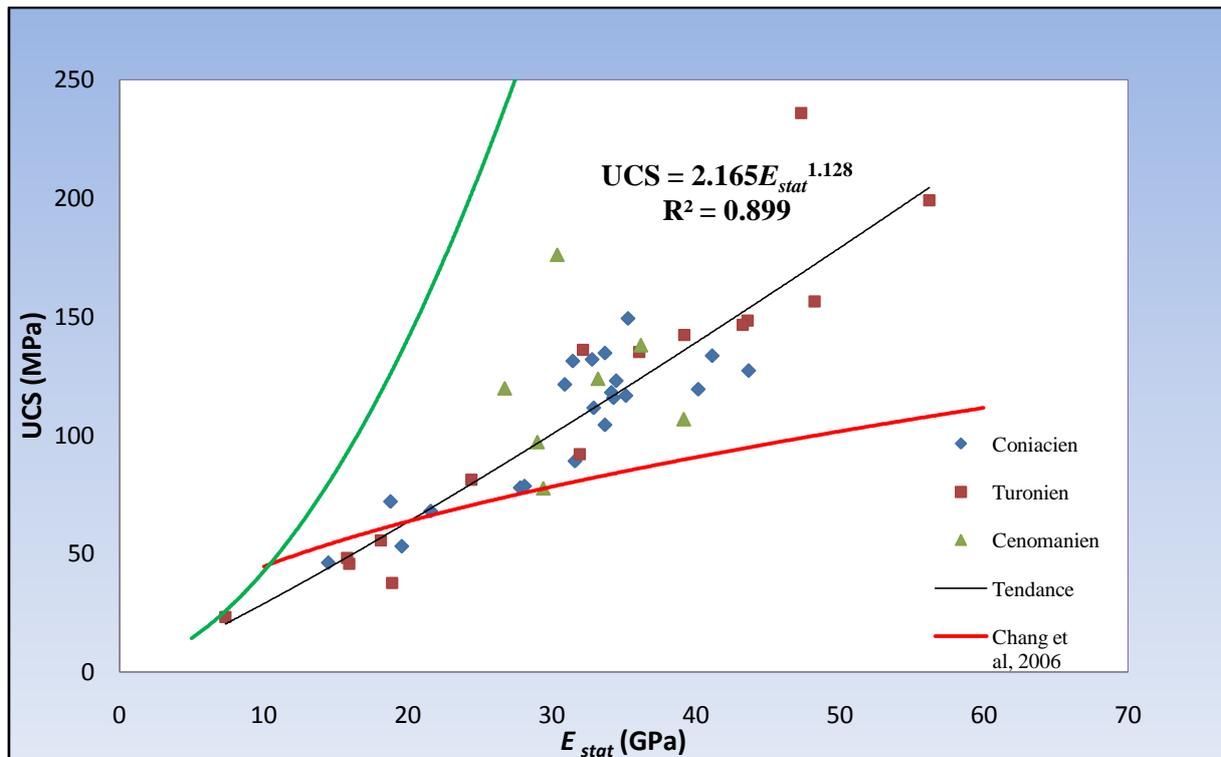


Fig. IV.6 : Relation entre l'UCS et E_s mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomaniens.

- La Figure (IV.6) représente la variation de la résistance à la compression simple et le module de Young statique pour les réservoirs Coniacien, Turonien et Cénomaniens, on constate que la relation entre l'UCS et E_s obtenue est de type puissance avec un coefficient de corrélation $R^2=0.899$ et d'équation :

$$UCS = 2.165 \cdot E_s^{1.128} \quad (IV-8)$$

- Les deux relations de Chang *et al* [2006] et Lacy [1967] ajoutées dans les deux graphiques, ne suivent pas la tendance des mesures expérimentales obtenues et ont tendance soit à surestimer l'UCS pour Lacy [1997] soit à la sous-estimer pour Chang *et al* [2006].

Globalement, il s'avère à travers les corrélations obtenues que les échantillons de carottes provenant des forages du Sud-Est Constantinois présentent des caractéristiques uniques soulignant ainsi l'importance des essais effectués pour l'étude des problèmes de stabilité de puits connus dans la zone d'étude.

IV.5 Corrélation entre la résistance à la compression simple et la DTC):

- UCS Vs DTC pour l'ensemble des puits :

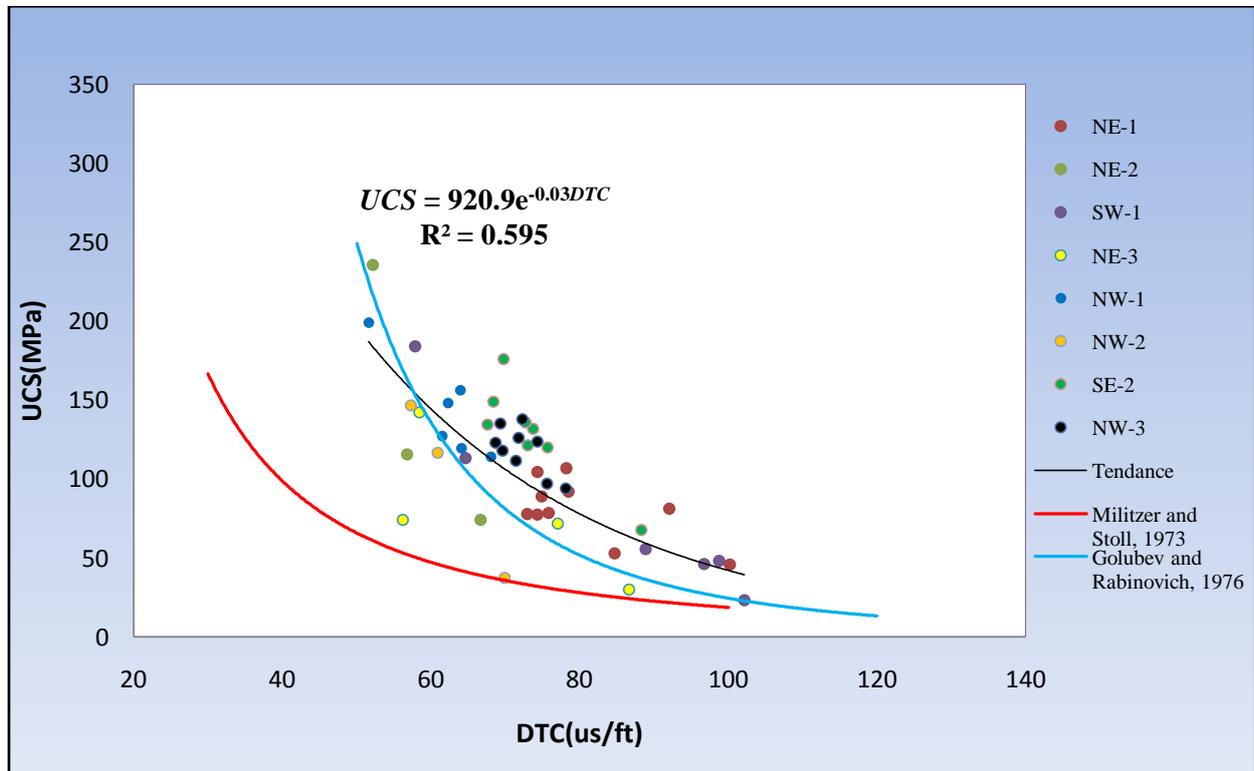


Fig. IV.7 : Relation entre l'UCS et DTC pour l'ensemble des puits étudiés.

La Figure (IV.7) représente la variation de la résistance à la compression simple et la *compressional slowness* pour l'ensemble des puits, on constate que l'UCS est inversement proportionnel au DTC dont le coefficient de corrélation $R^2=0.595$ et d'équation :

$$DTS = 929.90 \cdot e^{-0.030DTC} \quad (IV-9)$$

- UCS Vs DTC pour l'ensemble des réservoirs :

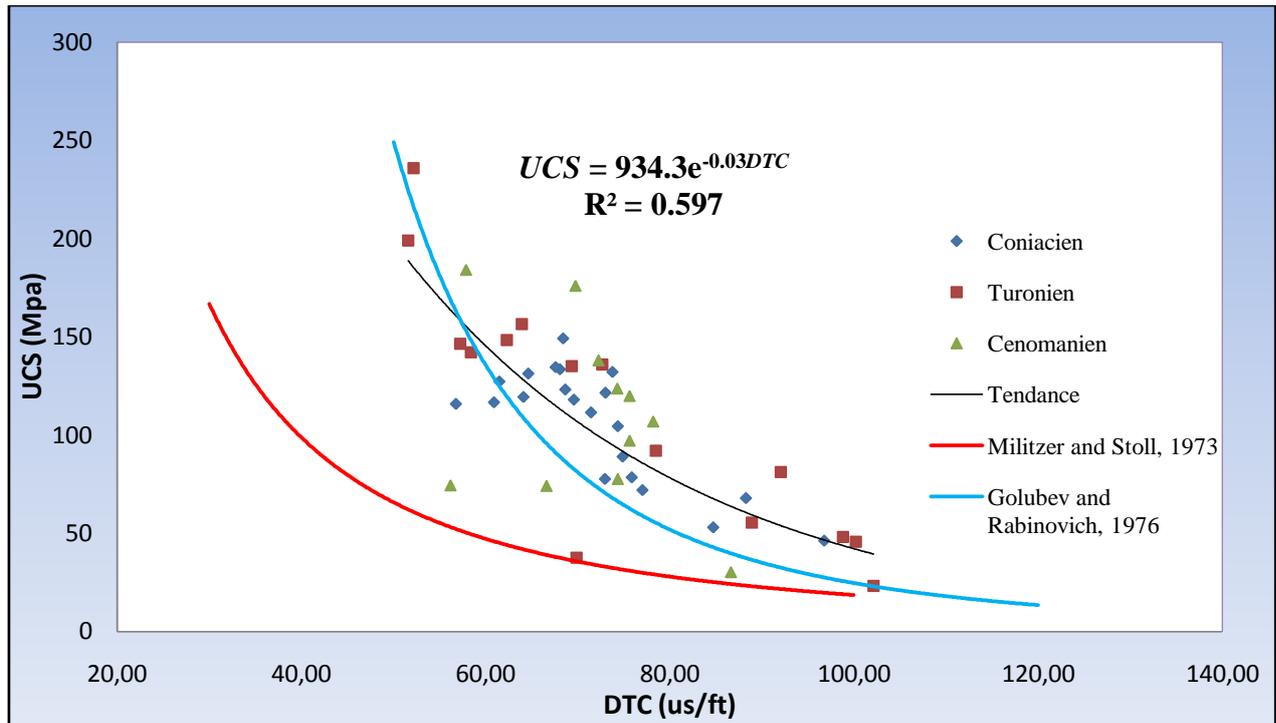


Fig. IV.8 : Relation entre l'UCS et DTC mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomaniens.

- La Figure (IV.8) représente la variation de la résistance à la compression simple et la lenteur longitudinale pour les réservoirs Coniacien, Turonien et Cénomaniens, on remarque que l'UCS est logiquement inversement proportionnelle à la DTC. Cette tendance suit une corrélation puissance avec un coefficient de corrélation. $R^2=0.597$ et d'équation :

$$DTS = 934.30 \cdot e^{-0.030DTC} \quad (IV-10)$$

- Dans un but de comparaison, les relations de Militzer et Stoll [1973] et de Golubev et Roainovich [1976], obtenues dans des carbonates, ont été ajoutées dans les deux graphiques. Si l'équation de Golubev et Roainovich [1976] semble montrer une tendance proche de celle des carbonates du Crétacé supérieur du Sud-Est Constantinois, l'équation

de Militzer et Stoll [1973] s'avère totalement différente et aura tendance à sous-estimer drastiquement l'UCS des carbonates pour des valeurs de DTC inférieur à 70 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

IV.6 Corrélacion entre coefficient de Poisson statique et dynamique:

- ν_s Vs ν_d pour l'ensemble des puits :

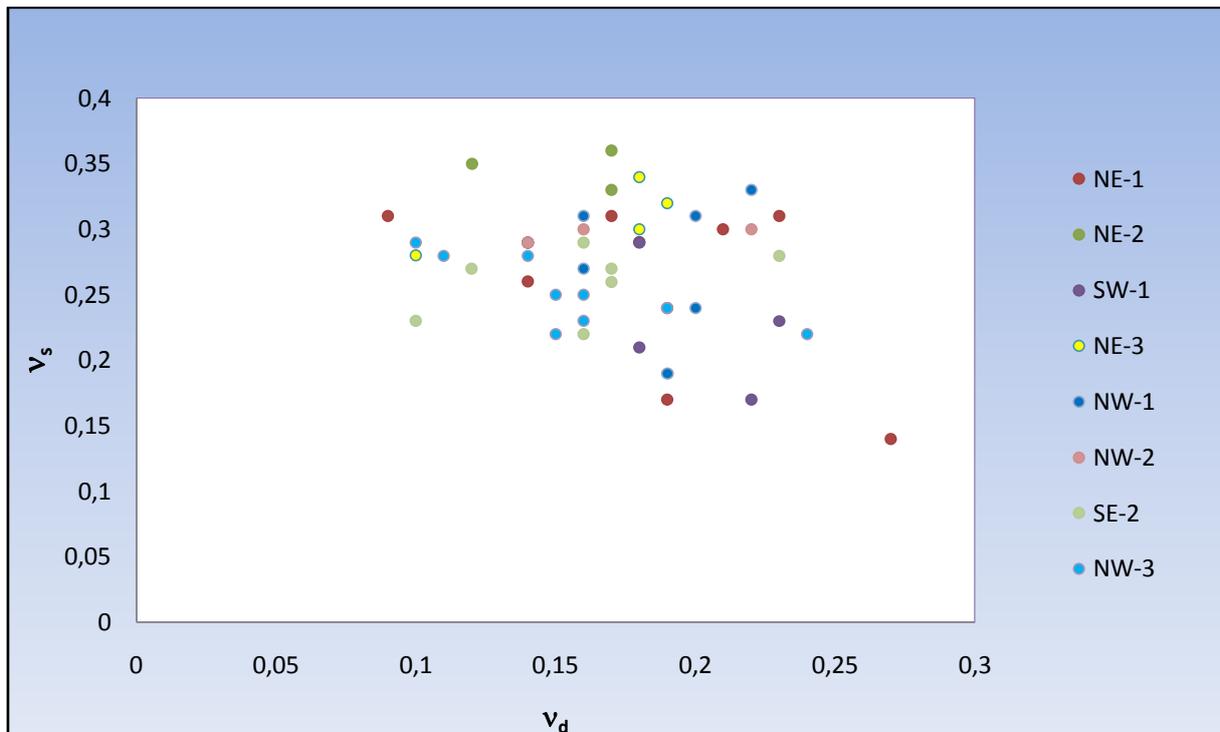


Fig. IV.9 : Relation entre ν_s et ν_d pour l'ensemble des puits étudiés.

- Sur la Figure (IV.9) la distribution de ces valeurs ne permet pas d'avoir une tendance qui nous permet de déduire les deux coefficients statique et dynamique. *in situ* on estime que les coefficients de Poisson sont presque égaux. Les tests sont faits au laboratoire car ces mesures dépendent du niveau d'homogénéité de l'échantillon et de la précision des jauges extenso métriques.

- ν_s Vs ν_d pour l'ensemble des réservoirs :

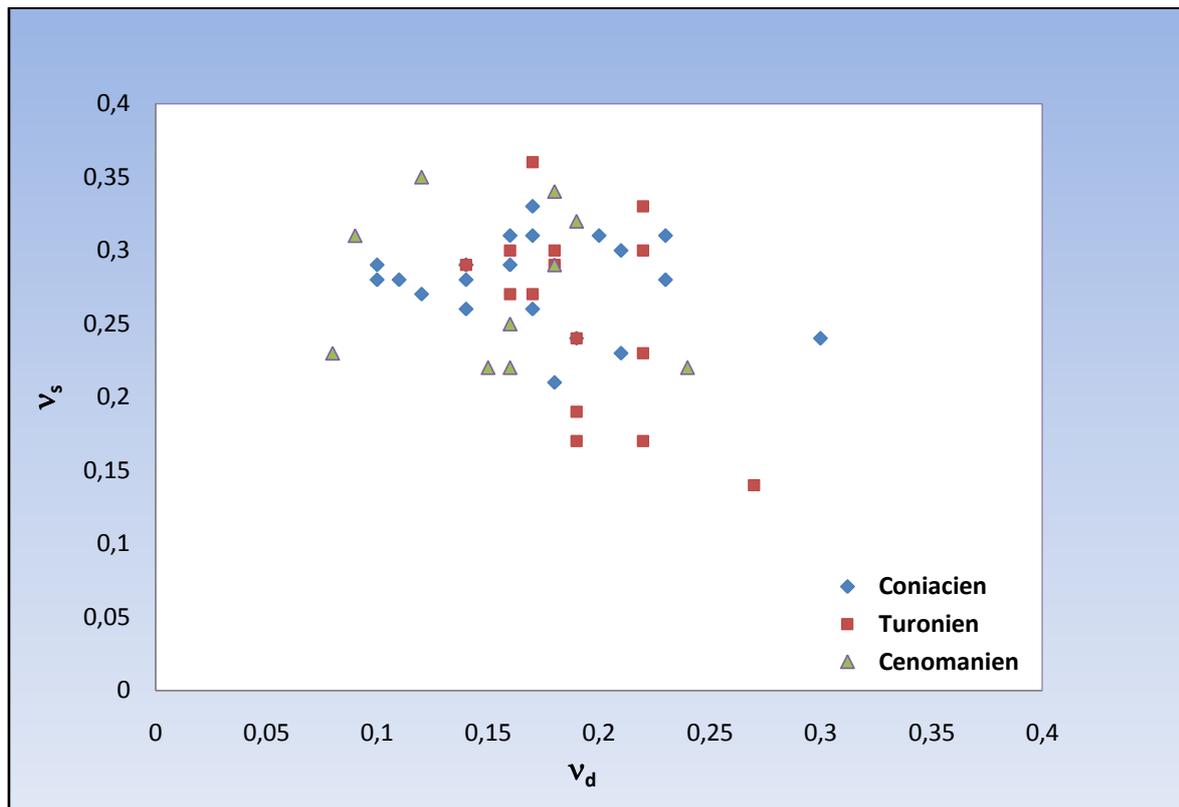


Fig. IV.10 : Relation entre le ν_s et ν_d mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.

- La Figure (IV.10) ne montre pas de tendance selon laquelle une relation entre les deux coefficients dynamique et statique peut être déduite. Ceci n'est pas totalement surprenant car la mesure en laboratoire du coefficient de Poisson est liée à la précision des mesures de déformation axiale et radiale de l'échantillon. Ces mesures sont très délicates à mettre en œuvre et dépendent fortement du niveau d'homogénéité de l'échantillon et de la précision des jauges extensométriques. Des fluctuations importantes peuvent être observées. Néanmoins, sur la base des résultats obtenus les coefficients de Poisson statiques semblent légèrement supérieurs aux dynamiques. Les coefficients de Poisson dynamiques seront décalés de +0.04 à +0.05 lors des corrélations afin de s'approcher des valeurs des coefficients statiques avant de les utiliser par la suite.

IV.7 Corrélacion entre la résistance à la compression simple et la porosité:

- UCS Vs \emptyset pour l'ensemble des puits

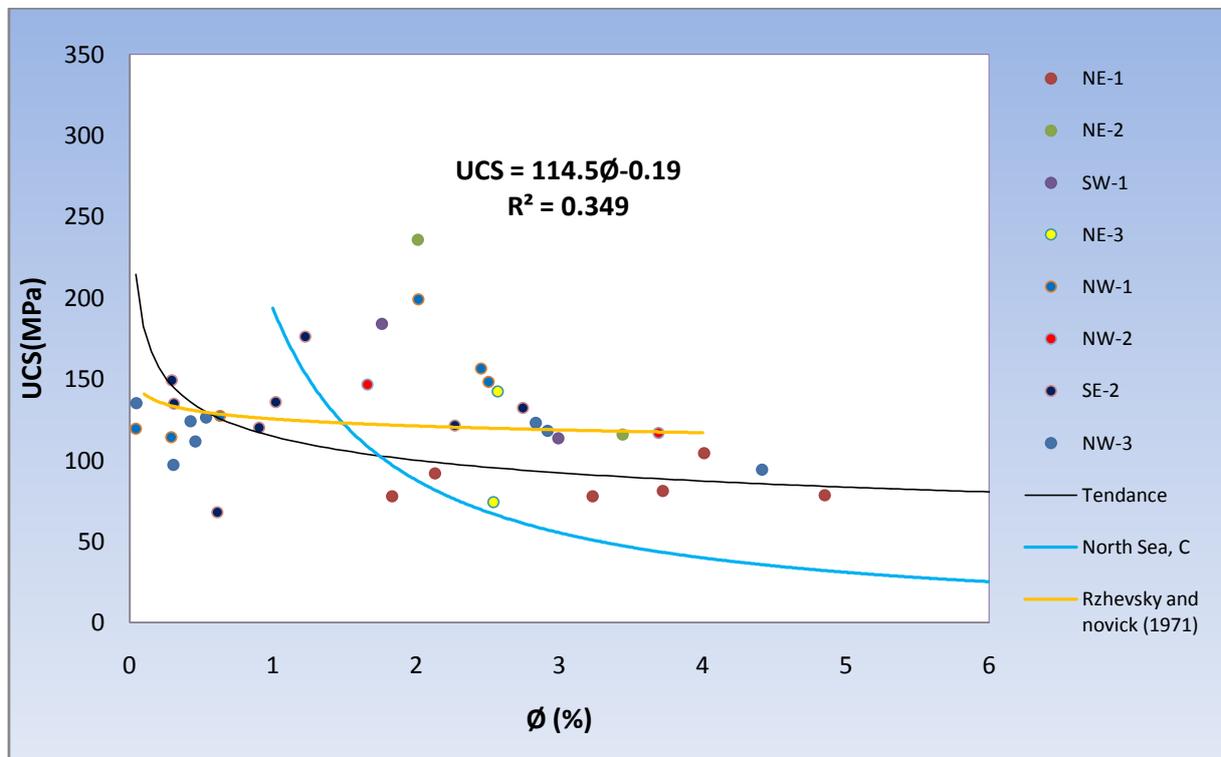


Fig. IV.11 : Relation entre l'UCS vs \emptyset pour l'ensemble des puits étudiés.

- La Figure (IV.11) représente la variation de la résistance à la compression simple et la porosité pour l'ensemble des puits, ces points suivent une tendance dont le coefficient de corrélation $R^2=0.349$ paraît aberrant, donc on ne peut pas établir de corrélation entre l'UCS et \emptyset pour l'ensemble des puits.

- UCS Vs \emptyset pour l'ensemble des réservoirs

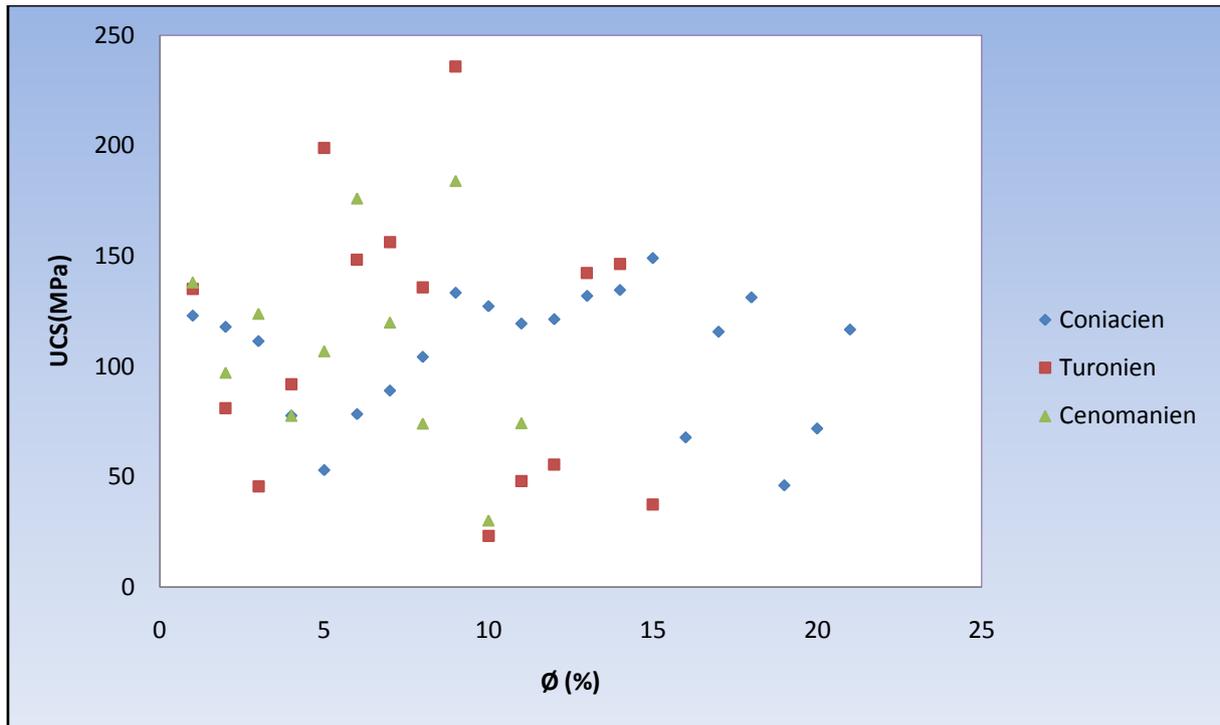


Fig. IV.12 : Relation entre l'UCS vs \emptyset mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.

- La Figure (IV.12) représente la variation de la résistance à la compression simple et la porosité pour les réservoirs Coniacien, Turonien et Cénomanién, la distribution des points est aléatoire, elle ne montre pas de tendance selon laquelle une corrélation entre ces deux paramètres peut être déduite.

IV.8 Corrélation entre le module de Young statique et la porosité:

- E_s Vs \emptyset pour l'ensemble des puits :

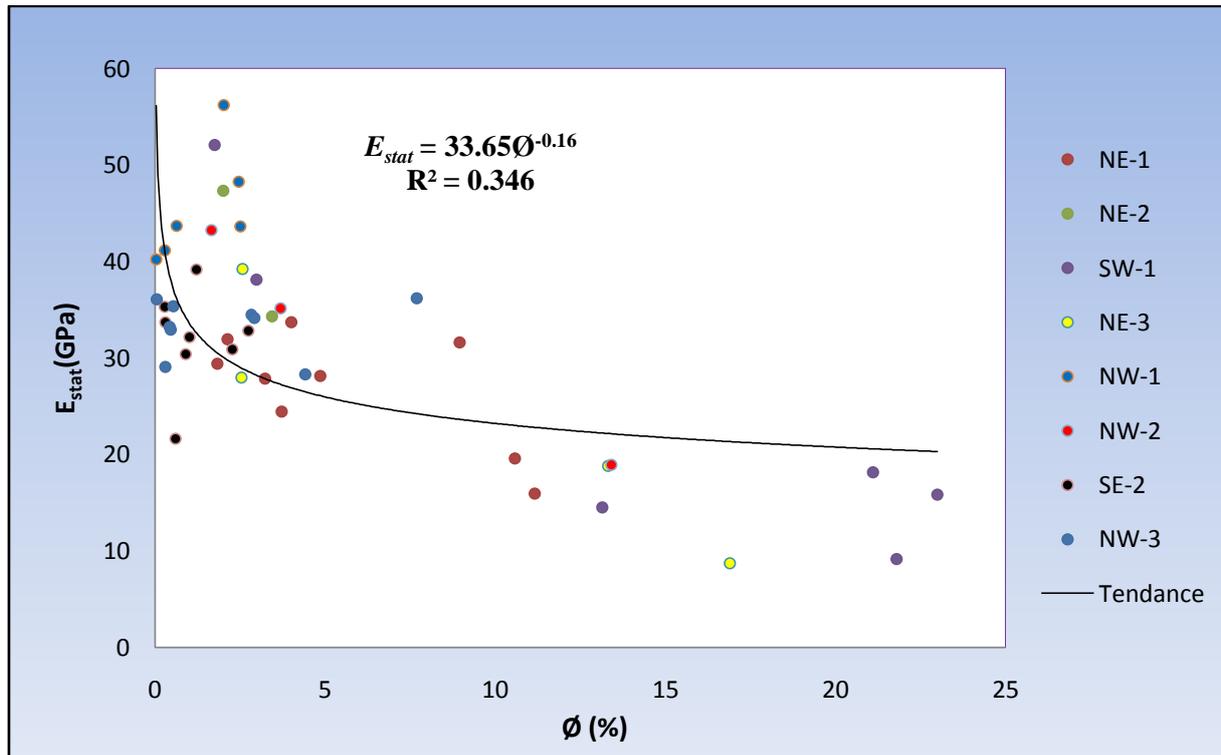


Fig. IV.13 : Relation entre E_s et \emptyset pour l'ensemble des puits étudiés.

- La Figure (IV.13) représente la variation du module de Young statique et la porosité pour l'ensemble des puits, ces points suivent une tendance dont le coefficient de corrélation $R^2=0.346$ paraît aberrant, donc on ne peut pas établir de corrélation entre E_s et \emptyset pour l'ensemble des puits.

- E_s Vs \emptyset pour l'ensemble des réservoirs :

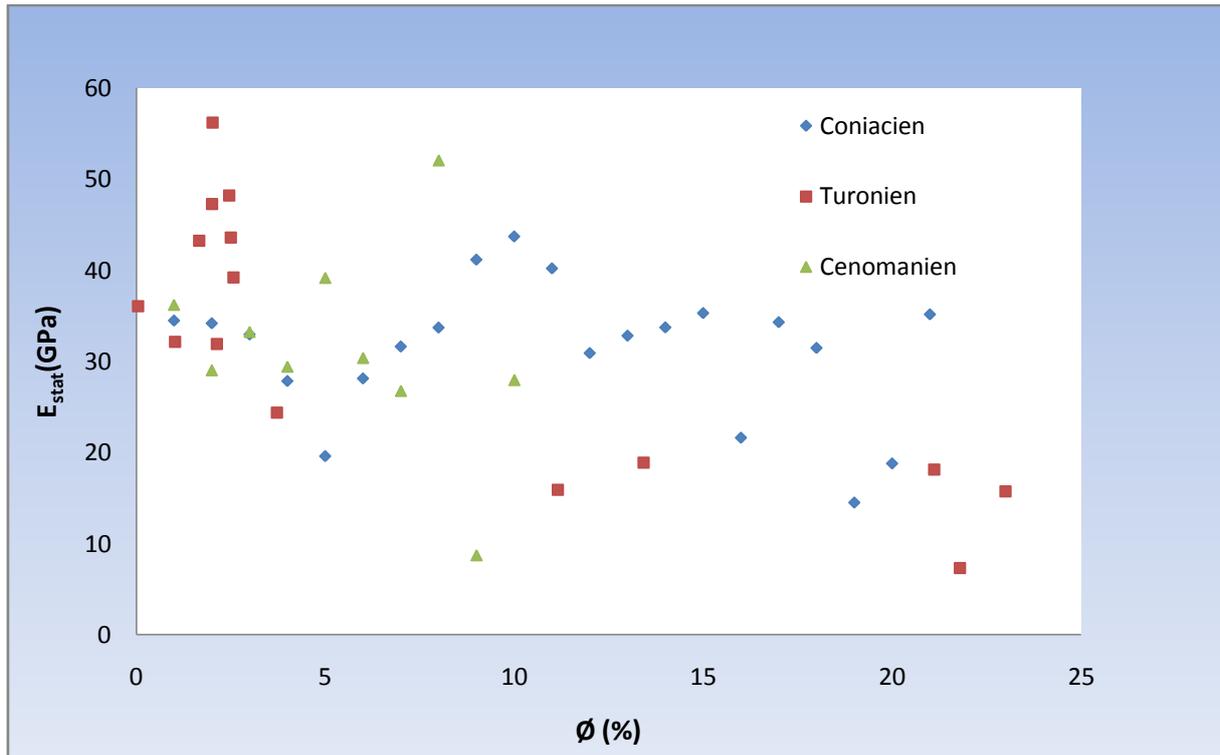


Fig. IV.14 : Relation entre le E_s et \emptyset mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomaniien.

- La Figure (IV.14) représente la variation du module de Young statique et la porosité pour les réservoirs Coniacien, Turonien et Cénomaniien, la distribution des points est aléatoire, elle ne montre pas de tendance selon laquelle une corrélation entre ces deux paramètres peut être déduite.

IV.9 Corrélation entre la cohésion et la porosité:

- C Vs \emptyset pour l'ensemble des puits :

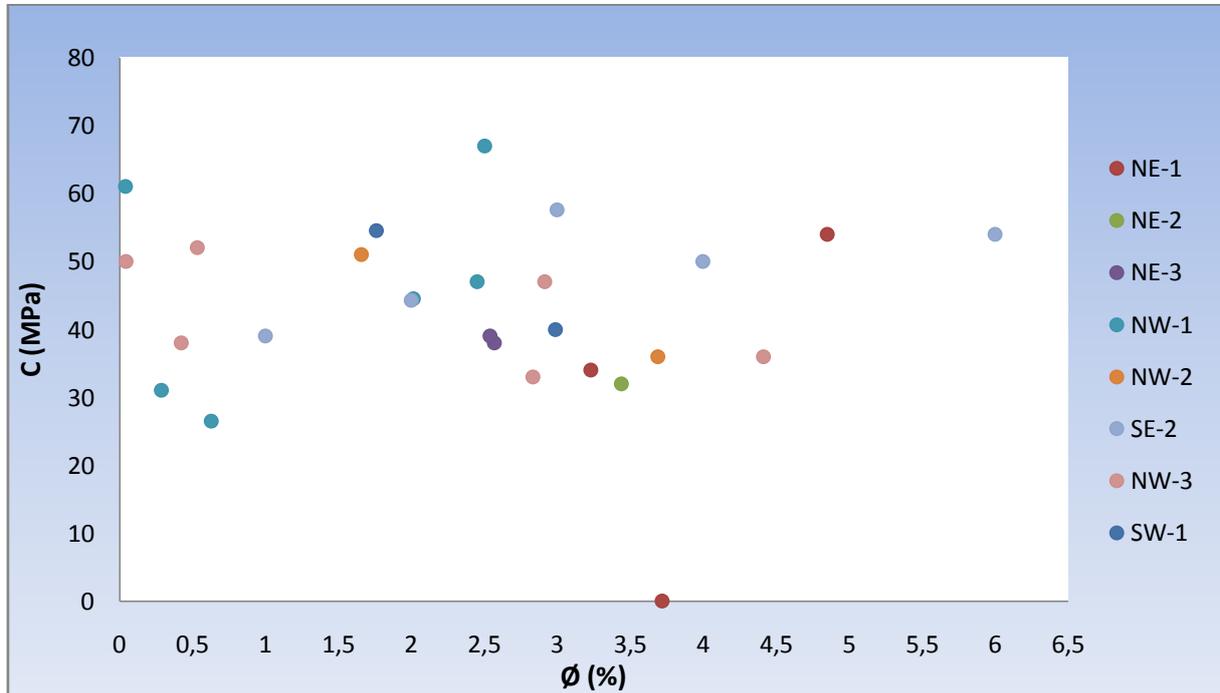


Fig. IV.15 : Relation entre C et \emptyset pour l'ensemble des puits étudiés.

- La Figure (IV.15) représente la variation entre la cohésion et la porosité pour l'ensemble des puits, la distribution des points est aléatoire et ne suit pas une tendance selon laquelle une corrélation peut être déduite.

- C Vs \emptyset pour l'ensemble des réservoirs :

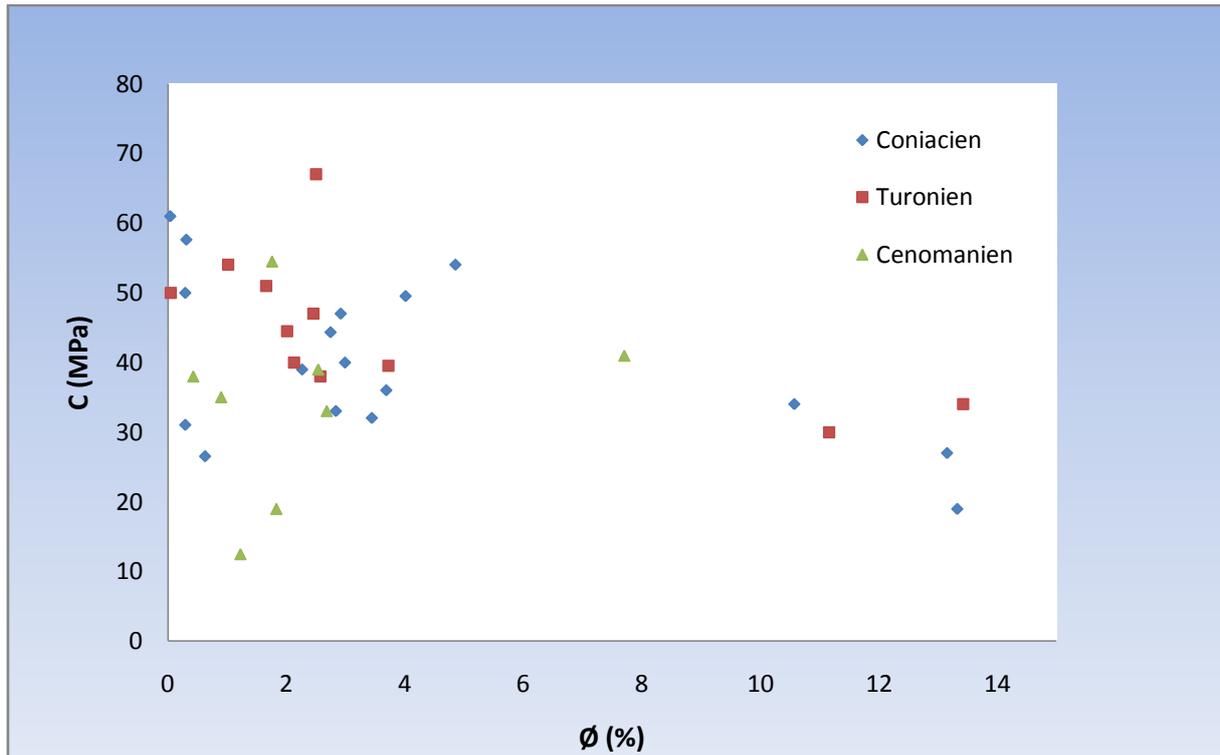


Fig. IV.16 : Relation entre C et \emptyset mesurée sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomaniien.

La Figure (IV.16) représente la variation entre la cohésion et la porosité pour les réservoirs Coniacien, Turonien et Cénomaniien, on ne peut pas établir de corrélation car la distribution des points est aléatoire.

IV.10 Corrélation entre l'angle de frottement interne et la porosité:

- φ Vs \emptyset pour l'ensemble des puits :

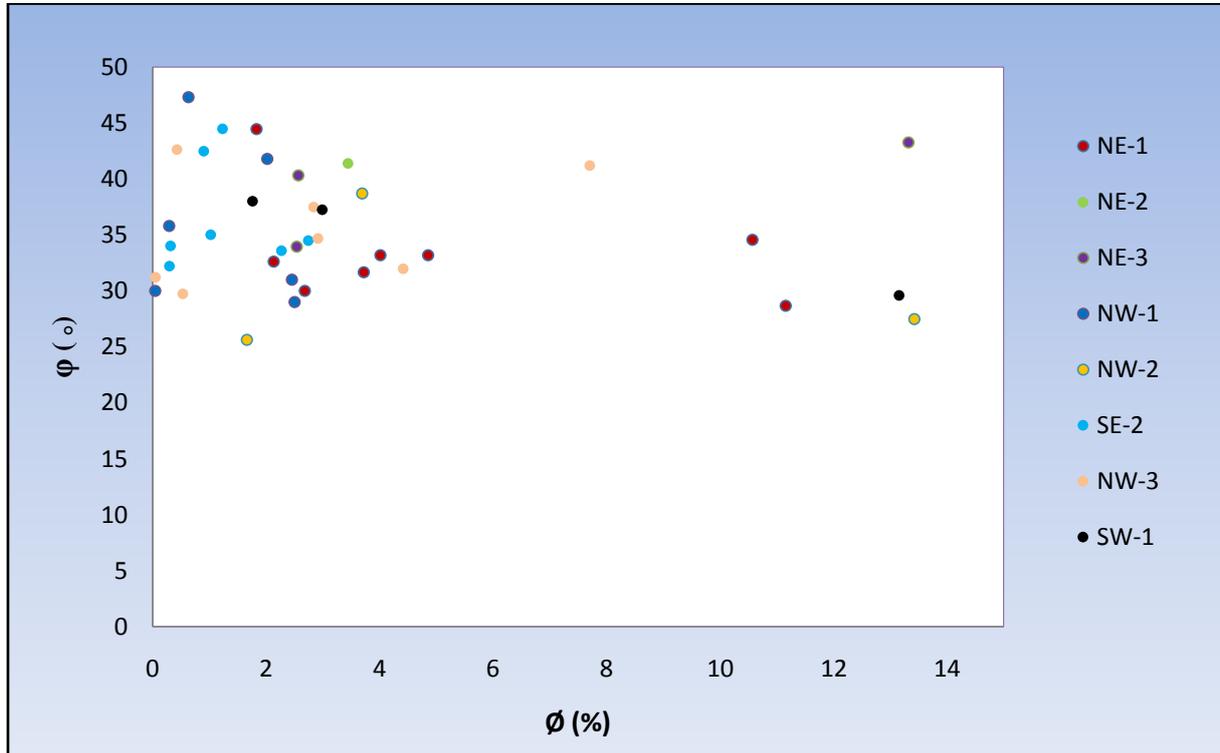


Fig. IV.17 : Relation entre φ et \emptyset pour l'ensemble des puits étudiés.

- La Figure (IV.17) représente la variation entre l'angle de frottement interne et la porosité pour l'ensemble des puits, aucune corrélation entre ces deux paramètres ne peut être déduite de ce graphique vu la distribution des points.

- φ Vs \emptyset pour l'ensemble des réservoirs :

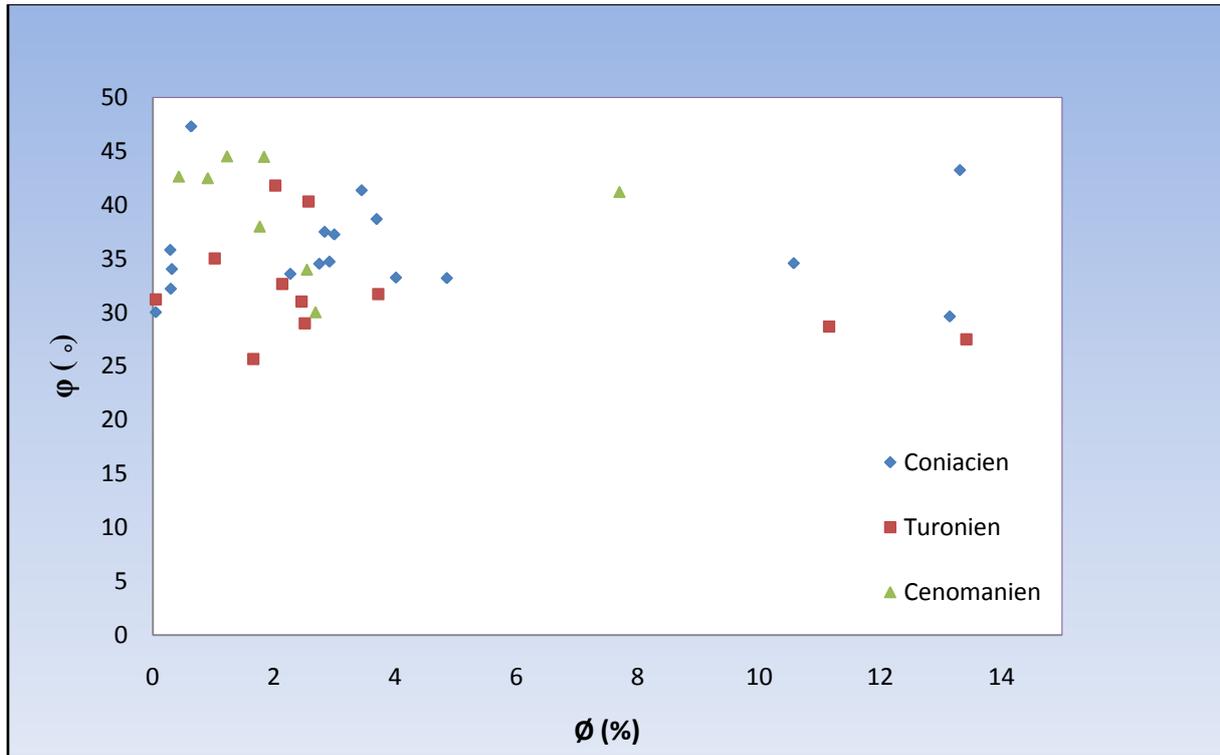


Fig. IV.18 : Relation φ et \emptyset mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomaniien.

La Figure (IV.18) représente la variation entre l'angle de frottement interne et la porosité pour les réservoirs Coniacien, Turonien et Cénomaniien, ces points sont distribués aléatoirement, donc il n'y a pas de corrélation entre ces deux paramètres.

IV.11 Synthèse des corrélations trouvées:

Les différentes corrélations établies sont résumées dans le Tableau suivant :

Relation	Coefficient de corrélation		Expression
	Puits	Réservoirs	
DTS Vs DTC	Puits	R ² =0.830	$DTS = 59.13e^{0.010DTC}$
	Réservoirs	R ² =0.831	$DTS = 59.09e^{0.0108DTC}$
E _s Vs E _d	Puits	R ² =0.802	$E_s = 0.323E_d^{1.239}$
	Réservoirs	R ² =0.785	$E_s = 0.291E_d^{1.264}$
UCS Vs E _s	Puits	R ² =0.897	$UCS = 1.930E_s^{1.157}$
	Réservoirs	R ² =0.899	$UCS = 2.165E_s^{1.128}$
UCS Vs DTC	Puits	R ² =0.595	$UCS = 920.9e^{-0.03DTC}$
	Réservoirs	R ² =0.597	$UCS = 934.3e^{-0.03DTC}$
V _s Vs V _d	Puits	----	$V_s = V_d + 0.04$
	Réservoirs	----	$V_s = V_d + 0.04$
UCS Vs Ø	Puits	R ² =0.349	$UCS = 114.5Ø - 0.19$
	Réservoirs	----	----
E _s Vs Ø	Puits	R ² =0.346	$E_s = 33.65Ø^{-0.16}$
	Réservoirs	----	----
C Vs Ø	Puits	----	----
	Réservoirs	----	----
φ Vs Ø	Puits	----	----
	Réservoirs	----	----

Tableau. IV.3: Synthèse des corrélations trouvées.

- Dans la plus part des cas, on dit qu'une corrélation est bonne si le coefficient $R^2 > 0.95$, une très bonne corrélation équivaut à un $R^2 > 0.99$, cependant, pour les essais géomécaniques au laboratoire, ils comportent souvent un grand nombre d'échantillons, l'anisotropie et l'hétérogénéité des roches rendent leur caractérisation difficile. Ces facteurs font que pour les géomécaniciens pétroliers, cette notion de bonne ou mauvaise corrélation est relative, elle est considérée bonne pour un coefficient $R^2 > 0.60$ et très bonne pour $R^2 > 0.80$, les corrélations trouvées sont résumées dans le Tableau (IV.3)

Les relations usuelles utilisées pour la comparaison sont résumées dans le Tableau (IV.4)

Relation	Expression	Type de relation
Morales [1993]	$\log E_s = 2.137 + 0.6612 \cdot \log E_d$	E_s Vs E_d
Lacy [1997], [1998]	$E_s = 0.0293 \cdot E_d^2 + 0.4533 \cdot E_d$	E_s Vs E_d
	$UCS = 0.2787 \cdot E_s^2 + 1.458 \cdot E_s$	UCS Vs E_s
Wyatt-Canady [2010]	$E_s = \ln(E_d + 1) \cdot (E_d - 2) / 4.5$	E_s Vs E_d
Militzer and Stoll [1973]	$UCS = (7682 / DTC)^{1.82} / 145$	UCS Vs DTC
Golubev and Rabinovich	$UCS = 10^{(2.44 + 109.14 / DTC)} / 145$	UCS Vs DTC
Chang <i>et al</i> [2006]	$UCS = 13.8 \cdot E_s^{0.51}$	UCS Vs E_s
Castagna <i>et al</i> [1985]	$V_p = 1.16 V_s + 1.36$	DTS Vs DTC
Rzhevsky and Novick [1971]	$UCS = 276 \cdot (1 - 3\phi)^2$	UCS Vs ϕ

Tableau. IV.4: Les différentes relations usuelles utilisées pour la comparaison.

Conclusion :

Nous avons établi des graphiques des relations entre les différents paramètres mécaniques pour l'ensemble des puits et pour les réservoirs avec Excel, les graphiques de chaque puits sont présentés en Annexe II.

Les relations entre DTS et DTC, UCS et E_s montrent de très bonnes corrélations, les relations entre E_s et E_d , UCS et DTC présentent des corrélations plutôt bonnes. Pour les relations entre les paramètres mécaniques et la porosité, la distribution des points est aléatoire et ne montre pas de tendance selon laquelle une corrélation peut être déduite. La résistance à la compression simple, le module de Young, la cohésion et l'angle de frottement interne sont généralement inversement proportionnels à la porosité, ce qui n'est pas le cas des carbonates du Sud-Est constantinois, à cause des microfissures, la karstification et la forte hétérogénéité de ces roches.

-

Conclusion générale

Conclusion générale :

Cette étude a concerné huit puits d'exploration situés dans les périmètres de Botenna et Négrine qui font partie du bassin du Sud-Est constantinois, ces forages traversent trois principaux réservoirs à savoir : le Coniacien, le Turonien et le Cénomaniens.

Les karstifications, la forte hétérogénéité et la présence des microfissures rendent ces formations difficiles à caractériser.

L'analyse des DDR et l'imagerie des puits nous a montré que les nombreux problèmes enregistrés au cours des forages ont une origine géomécanique, l'utilisation d'un modèle basé sur des corrélations usuelles entre les paramètres mécaniques pour estimer la densité de la boue et les contraintes horizontales maximales et minimales n'a pas donné de bons résultats.

Des essais au laboratoire ont été effectués dans le but de mesurer ces paramètres mécaniques, les résultats des différents essais ont été résumés dans des tableaux. Pour l'essai sonique, les valeurs de $(V_L / V_T) < 2$ et $v_d < 1/3$ nous indiquent que les formations traversées sont bien consolidées. Dans l'essai de compression simple, nous avons trouvé une gamme de valeurs de l'UCS qui correspondent à une résistance à la compression moyenne à élevée pour l'ensemble des puits d'après la classification de l'ISRM, les modules élastiques statiques correspondent à ceux d'un calcaire peu compact à compact d'après la classification de Mestat [1993]. Pour l'essai triaxial nous remarquons que les valeurs de ϕ trouvées semblent plus élevées que celles caractérisant les carbonates, c'est dû probablement à une forme de grains plus émoussés, pour la cohésion, ça correspond aux carbonates d'après Kulhawy.

Les relations entre DTS et DTC, UCS et E_s montrent de très bonnes corrélations, les relations entre E_s et E_d , UCS et DTC présentent des corrélations plutôt bonnes. Pour les relations entre les paramètres mécaniques et la porosité, la distribution des points est aléatoire et ne montre pas de tendance selon laquelle une corrélation peut être déduite. La résistance à la compression simple, le module de Young, la cohésion et l'angle de frottement interne sont généralement inversement proportionnels à la porosité, ce qui n'est pas le cas des carbonates du Sud-Est constantinois, à cause des microfissures, la karstification et la forte hétérogénéité de ces roches.

Ces corrélations serviront plus tard pour l'élaboration d'un modèle géomécanique MEM pour cette zone d'étude, elles seront utilisées comme points de calibration et permettront d'établir un profil de gradient de pressions local, pour mieux estimer la densité de la boue, et minimiser les risques de pertes et de coincements.

Références bibliographiques:

- Baker Hughes. (2005) Petroleum Related Geomechanics. Baker Atlas.
- Bentaalla, S. (2009) Etude du bassin du Sud Est Constantinois (Stratigraphie, Géologie structurale, Paléogéographie et Occurrences Minérales). Thèse de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger.
- Blès, J-L. et Feuga, B., (1996) La Fracturation des Roches. Editions du B.R.G.M., Orléans.
- Coulomb, C.A., Essai Sur une application des règles de maximis et minimis à quelques problèmes de statique relatifs à l'architecture : de l'imprimerie Royale (1776), Vol. 7.
- Haliburton. (2001) Basic Petroleum Geology and Log Analysis. (inédit)
- Hudson, A., et Harrison, P., (1997) Engineering Rock Mechanics, An Introduction to the Principles, Part. 1. Imperial College of science, Technology and Medicine University of London, UK.
- Hudson, A., et Harrison; P., (2000) Engineering Rock Mechanics, Illustrative Worked Examples, Part. 2. Imperial College of science, Technology and Medicine University of London, UK.
- Khodja, M., (2008) Les fluides de forage: étude des performances et considérations environnementales. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse.
- Kraus. et Richard, S. (1991) La prospection et l'extraction pétrolières. Encyclopédie de sécurité et de santé au travail, 17^{ème} édition.
- Landau, L.D. et Lifshitz, E.M., (1970) Theory of Elasticity. Pergamon Press.
- Mace, L. (2006) Caractérisation et modélisation numériques tridimensionnelles des réseaux de fractures naturelles. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine.
- Schlumberger. (2009) Carbonate Reservoirs, Meeting unique challenges to maximize recovery. (inédit)
- Sonatrach. (2013) Etude du potentiel pétrolier du Nord-Est de l'Algérie : Domaine Tellien, Bassin du Sud-Est constantinois et le Sillon de Melrhir. projet n°22, Département Analyse Des Bassins, Division Exploration. (inédit)
- Well Evaluation Conference Algérie. (1995) Réservoirs carbonatés en Algérie. Sonatrach et Schlumberger.
- Well Evaluation Conference Algérie. (2007) Sonatrach et Schlumberger.

TABLE DES MATIERES

Introduction générale	1
Chapitre I : Aperçu géologique de la région	
I.1 Localisation géographique :.....	5
I.2 Cadre géologique général :.....	6
I.3 Cadre morpho-structural :.....	8
I.4 Etude stratigraphique :.....	10
I.4.1 Le Trias :.....	10
I.4.2 Le Jurassique :.....	10
I.4.3 Le Crétacé :.....	12
I.4.3.1 Le Crétacé Inferieur :.....	12
I.4.3.2 Le Crétacé moyen et supérieur :.....	13
I.4.4 Le Paléocène :.....	15
I.4.5 L'Eocène :.....	15
I.4.6 Le Mio-Pliocène :.....	15
I.5 Quelques rappels de géologie pétrolière :.....	17
I.5.1 Les pièges :.....	17
I.5.2 La roche-mère :.....	18
I.5.3 La roche-réservoir :.....	18
I.5.4 La roche-couverture :.....	19
I.5.5 Les réservoirs carbonatés :.....	19
I.6 Systèmes pétroliers du bassin du Sud-Est Constantinois :.....	20
I.6.1 Le Crétacé :.....	20
I.6.1.1 Roches-mères :.....	20
I.6.1.2 Roches-réservoirs :.....	21
I.6.1.3 Roches-couvertures :.....	22
I.6.1.4 Les pièges structuraux :.....	22
Conclusion :.....	23

Chapitre II : Notions de géomécanique

II.1	Introduction :	25
II.2	Principes de la géomécanique :	26
II.2.1	Contrainte :	26
II.2.2	Etat de contrainte en un point :	27
II.2.3	Contraintes et directions principales :	29
II.2.4	Cercle de Mohr :	31
II.2.5	Notion de déformation :	33
II.2.5.1	Etat de déformation en un point :	33
II.2.5.2	Changement de volume :	34
II.2.6	Elasticité :	36
II.2.6.1	Module de Young :	37
II.2.6.2	Coefficient de Poisson :	38
II.2.6.3	Compressibilité :	38
II.2.6.4	Limite élastique :	39
II.2.7	Contrainte effective :	40
II.2.8	Critères de rupture :	42
II.2.8.1	Critère de Mohr-Coulomb :	42
II.3	Contraintes autour d'un puits de forage :	45
	Conclusion :	46

Chapitre III : Evaluation des paramètres mécaniques des puits étudiés

III.1	Introduction :	48
III.1.1	Localisation géographique des puits étudiés :	48
III.2	Analyse des rapports journaliers de forage (DDR) :	49
III.3	Analyse des données diagraphiques :	52
III.3.1	Analyse des images de puits (<i>Borehole Images</i>) :	52
III.3.2	Analyse des diagraphies soniques :	55
III.4	Essais sur échantillons de carotte au laboratoire :	57

III.4.1 Prélèvement et préparation des échantillons :	58
III.4.2 Réalisation des essais :	60
III.4.2.1 Essai Sonique :	60
III.4.2.3 Essai de compression simple (UCS) :	65
III.4.2.4 Essai triaxial :	81
Conclusion :	93

Chapitre IV : Corrélations entre les différents paramètres mécaniques

IV.1 Introduction :	95
IV.2 Corrélation entre DTS et DTC :	95
IV.3 Corrélation entre les modules de Young statique et dynamique :	100
IV.4 Corrélation entre l'UCS et le module de Young statique :	104
IV.5 Corrélation entre l'UCS et DTC :	107
IV.6 Corrélation entre les coefficients de Poisson statique et dynamique :	109
IV.7 Corrélation entre l'UCS et la porosité :	111
IV.8 Corrélation entre le module de Young statique et la porosité :	113
IV.9 Corrélation entre la cohésion et la porosité :	115
IV.10 Corrélation entre l'angle de frottement interne et la porosité :	117
IV.11 Synthèse des corrélations trouvées:	119
Conclusion :	121

Conclusion générale	123
----------------------------------	------------

LISTE DES FIGURES

Chapitre I : Aperçu géologique de la région

- **Fig. I.1** : Localisation géographique du bassin du Sud-Est constantinois.
- **Fig. I.2** : Carte structurale de l'Algérie du Nord.
- **Fig. I.3** : Carte géologique de l'Est de l'Algérie.
- **Fig. I.4** : Schéma structural simplifié du Sud-Est constantinois.
- **Fig. I.5** : Coupe stratigraphique NO-SE du bassin du Sud Est constantinois.
- **Fig. I.6** : Colonne stratigraphique type du bassin du Sud Est constantinois.
- **Fig. I.7** : Les différents types de pièges.
- **Fig. I.8** : Mise en place d'un gisement d'hydrocarbure.
- **Fig. I.9** : Carte en COT des niveaux
- **Fig. I.10** : Maturation des niveaux
- **Fig. I.11** : Schéma structural et type de pièges dans le Sud-Est Constantinois et du nord de l'Algérie.

Chapitre II : Notions de géomécanique

- **Fig. II.1** : Domaines d'utilisation de la géomécanique.
- **Fig. II.2** : Contrainte normale et contrainte de cisaillement.
- **Fig. II.3** : Etat de contrainte sur des facettes perpendiculaires.
- **Fig. II.4** : Etat de contraintes sur un tétraèdre.
- **Fig. II.5** : Contraintes normales et tangentielles.
- **Fig. II.6** : Cercle de Mohr.
- **Fig. II.7** : Déformation axiale (Allongement).
- **Fig. II.8** : Déformation angulaire (Distorsion).
- **Fig. II.9** : Changement de volume.
- **Fig. II.10** : Illustration de loi de comportement.
- **Fig. II.11** : Echantillon cylindrique.
- **Fig. II.12** : Limite élastique.
- **Fig. II.13** : Principe de superposition.
- **Fig. II.14** : Critère de Mohr-Coulomb.
- **Fig. II.15** : Enveloppe de rupture.
- **Fig. II.16** : Détermination de l'enveloppe de rupture.
- **Fig. II.17** : Détermination de l'enveloppe de rupture pour le cas d'un état de contrainte tridimensionnel.
- **Fig. II.18** : L'enveloppe de rupture tenant compte du phénomène de Collapse.
- **Fig. II.19** : Emplacement des breakout (ovalisations) et des fractures induites par le forage par rapport aux contraintes principales perpendiculaires au puits de forage.

Chapitre III : Evaluation des paramètres géomécaniques des puits étudiés

- **Fig. III.1** : Situation géographique des puits étudiés.
- **Fig. III.2** : Les événements de forage des puits. NE-1 et SE-2.
- **Fig. III.3** : Les événements de forage des puits. NE-2, SW-1, NE-3, NW-1, NW-2 et NW-3.
- **Fig. III.4** : Sommaire de l'interprétation des images FMI-UBI du puits NE-2, 8"1/2.
- **Fig. III.5** : Orientation des breakouts et des fractures induites par le forage dans le puits NE-2.
- **Fig. III.6** : Sommaire de l'interprétation des images FMI-UBI du puits NE-2, 6".
- **Fig. III.7** : Prélèvement des échantillons de carotte (Plugging).
- **Fig. III.8** : Echantillon de carotte cylindrique (Plug).
- **Fig. III.9** : Le banc d'essai sonique
- **Fig. III.10** : Jauges extensométriques
- **Fig. III.11** : Système "LVDT
- **Fig. III.12** : Préparation des échantillons pour les essais uniaxiaux et triaxiaux.
- **Fig. III.13** : Le banc triaxial.
- **Fig. III.14** : Montage de l'échantillon dans la cellule triaxiale.
- **Fig. III.15** : Interface de l'anglet "Paramètres" du logiciel SETTAR.
- **Fig. III.16** : Interface de l'anglet "Contrôle" du logiciel SETTAR.
- **Fig. III.17** : Interface de l'anglet "Graphique" du logiciel SETTAR.
- **Fig. III.18** : Interface de l'anglet "Synoptique" du logiciel SETTAR.
- **Fig. III.19** : Clivage de la rupture d'un échantillon en compression simple.
- **Fig. III.20** : Pressions de chargement en fonction du temps (C1-1V-1085.07m, NE-1).
- **Fig. III.21** : Réponses des jauges en fonction du chargement (C1-1V-1085.07m, NE-1).
- **Fig. III.22** : Déformations en fonction du chargement (C1-1V-1085.07m, NE-1).
- **Fig. III.23** : Variations du module de Young (C1-1V-1085.07m, NE-1).
- **Fig. III.24** : Variations du coefficient de poisson (C1-1V-1085.07m, NE-1).
- **Fig. III.25** : Réglage des consignes de la pompe (P2) dans l'anglet "Contrôle" du logiciel SETTAR.
- **Fig. III.26** : Clivage de la rupture d'un échantillon en essai triaxial (C8-V6.1738.50 m, NW-3).
- **Fig. III.27** : Traçage des cercles de Mohr.
- **Fig. III.28** : Enveloppe de rupture de Mohr-Coulomb (C5.1287.35 m, NE-1).

Chapitre IV : Corrélations entre les différents paramètres mécaniques

- **Fig. IV.1** : Relation entre DTS et DTC mesurés sur échantillons de carottes pour l'ensemble des puits.
- **Fig. IV.2** : Relation entre DTS et DTC mesurés sur échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.
- **Fig. IV.3** : Relation entre E_S et E_d mesurées sur échantillons de carottes pour l'ensemble des puits étudiés
- **Fig. IV.4** : Relation entre E_S et E_d mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.
- **Fig. IV.5** : Relation entre l'UCS et E_S pour l'ensemble des puits étudiés.
- **Fig. IV.6** : Relation entre Relation entre l'UCS et E_S mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.
- **Fig. IV.7** : Relation entre l'UCS et DTC pour l'ensemble des puits étudiés.
- **Fig. IV.8** : Relation entre l'UCS et DTC mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.
- **Fig. IV.9** : Relation entre le V_S et V_d pour l'ensemble des puits étudiés.
- **Fig. IV.10** : Relation entre V_S et V_d mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.
- **Fig. IV.11** : Relation entre l'UCS et \emptyset pour l'ensemble des puits étudiés.
- **Fig. IV.12** : Relation entre l'UCS et \emptyset mesurées sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.
- **Fig. IV.13** : Relation entre E_S et \emptyset pour l'ensemble des puits étudiés.
- **Fig. IV.14** : Relation entre E_S et \emptyset mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.
- **Fig. IV.15** : Relation entre C et \emptyset pour l'ensemble des puits étudiés.
- **Fig. IV.16** : Relation entre C et \emptyset mesurée sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.
- **Fig. IV.17** : Relation entre φ et \emptyset pour l'ensemble des puits étudiés.
- **Fig. IV.18** : Relation entre φ et \emptyset mesurés sur des échantillons de carottes du Coniacien, Turonien et Cénomanién.

LISTE DES TABLEAUX

Tableau. III.1: Formules de calcul des modules élastiques dynamiques.

Tableau. III.2: Passage dynamique/statique.

Tableau. III.3 : Résultats de l'essai sonique par puits.

Tableau. III.4 : Gammes de variation de : V_L , V_T , (V_L/V_T) , E_d et v_d

Tableau. III.5 : Résultats de l'essai en compression simple par puits.

Tableau. III.6 : Gammes de variation de : l'UCS, E_s et v_s

Tableau. III.7 : E_s et v_s pour quelques roches usuelles.

Tableau. III.8 : Classification de la résistance d'une roche en fonction de son UCS.

Tableau. III.9 : Résultats des essais triaxiaux.

Tableau. III.10 : Cohésion et angle de frottement interne.

Tableau. III.11 : Gammes de variation de la cohésion et angle de frottement interne.

Tableau. III.12 : Valeurs représentatives de la cohésion et de l'angle de frottement interne de quelques roches intactes.

Tableau. IV.1: DTS et DTC par puits.

Tableau. IV.2: Rapport entre E_s et E_d .

Tableau. IV.3: Synthèse des corrélations trouvées.

Tableau. IV.4: Les différentes relations usuelles utilisées pour la comparaison.

LISTE DES ABREVIATIONS :

COT : Carbone Organique Total

HC : Hydrocarbure

PP : Potentiel Pétrole

mD : milliDarcy

MEM : Mechanical Earth Model

MDR : Mécanique des roches

DDR : Daily Drilling Report

MD :Mud Density

MW : Mud Weight

ECD : Equivalent Circulating Dencity

md : mesured depth

SG : Specific Gravity

FMI : Fullbore formation Micro Imager

UBI : Ultrasonic Borehole Imager

XRMI : X-Tended Range Micro Imager

P : Première

S : Seconde

UCS : Unconfined Compression Strength

TSTR : Traction Strength Test Resitance

LVDT: Linear Variable Differential Transformer

ISRM : Information and Services Rock Mechanics

DTS : Shear slowness

DTC : : Compressional slowness

Annexes

Annexe I : Mesures pétrophysiques

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 :

- La porosité primaire \emptyset_1 qui apparaît lors de la sédimentation et qui est due au réarrangement des grains.
- La porosité secondaire \emptyset_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 :

$$\emptyset_t = \emptyset_1 + \emptyset_2 = V_p / V_t$$

Avec :

V_p : Volume des pores.

V_T : Volume total de la roche.

- Porosité effective : 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.
- Porosité connectée : elle représente les espaces vides interconnectés.
- Porosité potentielle : elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

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.

La densité :

La densité est le rapport de sa masse volumique à la masse volumique d'un corps pris comme référence. Pour les liquides et les solides, le corps de référence est l'eau pure à 4°C. La densité est notée d .

Les mesures pétrophysiques ont été réalisés par le service pétrophysiques, les résultats nous ont été communiqués et sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Puits	Formation	Ech N°	Cr N°	Côte (m)	Ø (%)	k (mD)	d (gr/cc)
NE-2	Coniacien	1	2	1980.70	3.44	0.027	2.71
	Turonien	2	5	2243.70	2.01	<0.01	2.67
	Cénomanién	3	7	2440.45	----	----	----
NE-1	Santo/Coniacien	1	1	1085.05	3.23	0.005	2.69
	Santo/Coniacien	2		1097.15	10.57	0.077	2.71
	Santo/Coniacien	3	2	1110.90	4.85	0.005	2.70
	Santo/Coniacien	4	3	1191.17	8.96	0.088	2.70
	Santo/Coniacien	5	5	1287.35	4.01	0.005	2.70
	Turonien	6	7	1496.37	3.72	0.005	2.66
	Turonien	7	11	1586.08	11.16	0.016	2.71
	Turonien	8		1593.37	2.13	0.005	2.70
	Cénomanién	9	13	1804.05	1.83	0.026	2.71
	Cénomanién	10		1816.57	2.68	1.632	2.69
	Cénomanién	11		1816.83	2.01	0.011	2.70
NE-3	Coniacien	1	3	519.28	13.32	0.186	2.76
	Turonien	2	8	1025.78	2.57	0.011	2.72
	Cénomanién	3	9	1234.10	16.89	1.180	2.72
	Cénomanién	4	11	1548.65	2.54	0.013	2.74
NW-1	Coniacien	1	1	1334.14	0.289	0.005	2.72
	Coniacien	2	3	1544.82	0.631	0.005	2.73
	Coniacien	3	4	1684.58	0.042	0.004	2.67
	Turonien	4	7	1729.70	2,015	0.005	2.71
	Turonien	5		1742.12	2,504	0.011	2.70

	Turonien	6	9	1855.33	2,452	0.004	2.69
NW-2	Coniacien	1	1	846.22	3.69	0.008	2.70
	Turonien	2	7	1584.20	1.66	<0.01	2.73
	Turonien	3	9	1714.40	13.42	0.076	2.74
SE-2	Coniacien	1	2	2139.40	2.268	0.005	2.71
	Coniacien	2	3	2229.49	2.743	0.005	2.72
	Coniacien	3	4	2308.17	0.309	0.005	2.73
	Coniacien	4		2318.55	0.293	0.005	2.66
	Coniacien	5	6	2601.75	0.609	0.007	2.71
	Turonien	6	10	2813.60	1.020	0.005	2.70
	Cénomanién	7	14	2952.50	1.226	0.004	2.70
	Cénomanién	8	15	2973.52	0.902	0.004	2.71
NW-3	Coniacien	1	2	1060.80	2.833	0.005	2.69
	Coniacien	2	4	1146.15	2.915	0.006	2.71
	Coniacien	3		1157.78	0.456	0.131	2.71
	Turonien	4	6	1499.60	0.047	0.005	2.57
	Cénomanién	5	8	1731.88	7.702	0.005	2.84
	Cénomanién	6		1738.50	0.305	0.004	2.72
	Cénomanién	7	9	1956.60	0.425	0.005	2.72
	Vraconien	8	10	2019.25	4.412	0.052	2.70
	Vraconien	9		2030.52	0.534	0.068	2.71
SW-1	Coniacien	1	1	2608.46	2.99	0.015	2.72
	Coniacien	2	5	2816.37	13.15	0.830	2.77
	Turonien	3	8	2978.28	21.80	53.300	2.86
	Turonien	4		2985.30	23.00	708.000	2.85
	Turonien	5	9	2991.40	21.11	0.010	2.82
	Cénomanién	6		3007.76	1.76	46.700	2.75

Annexe II : Corrélations par puits

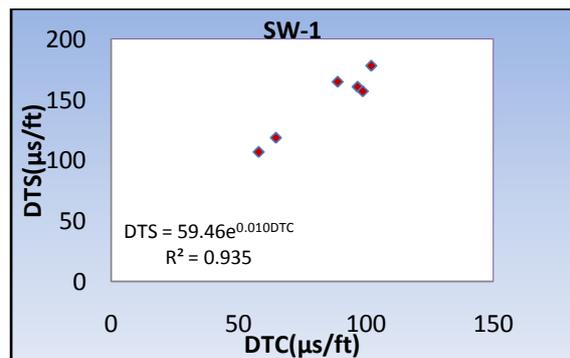
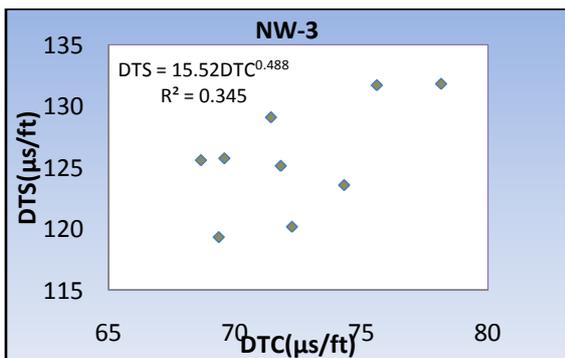
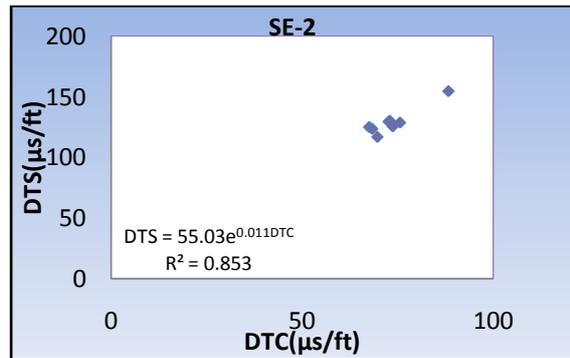
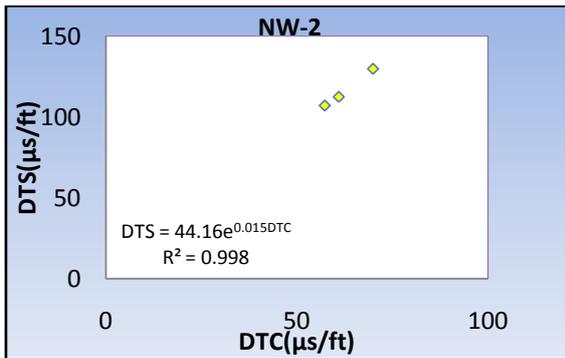
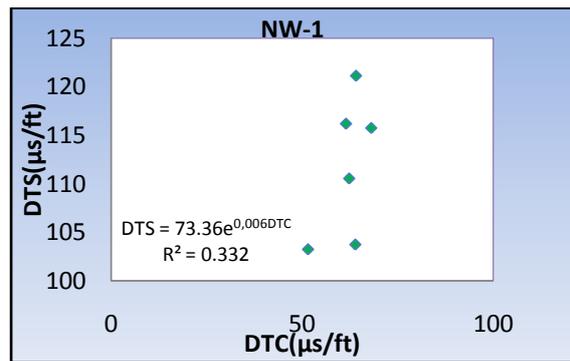
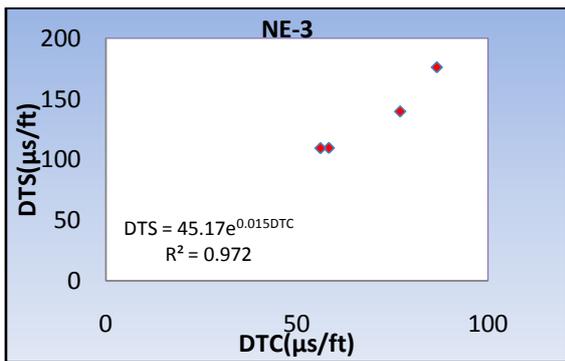
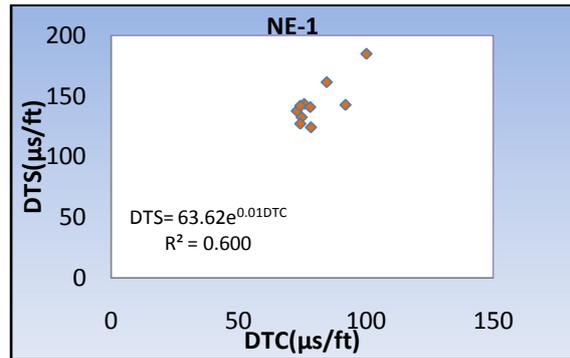
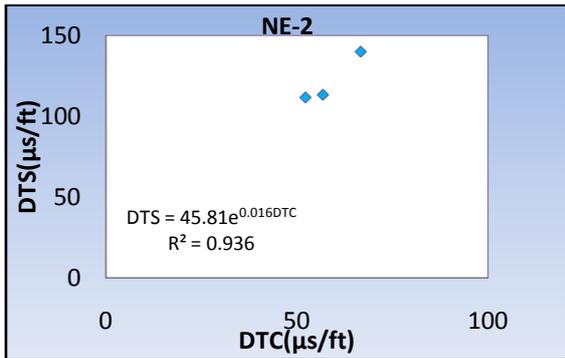
Remarque :

Les corrélations par puits présentées concernent :

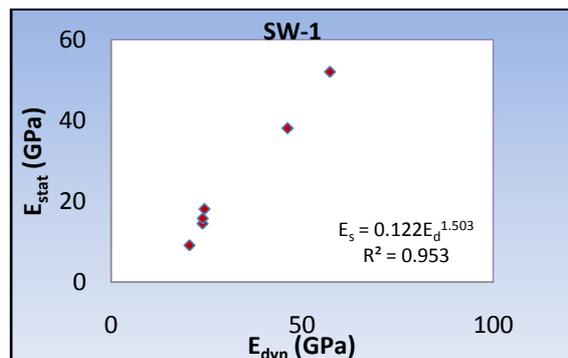
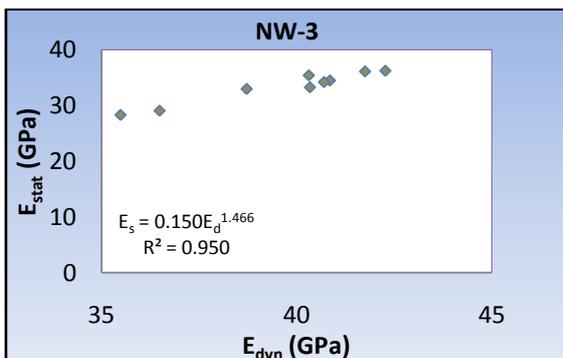
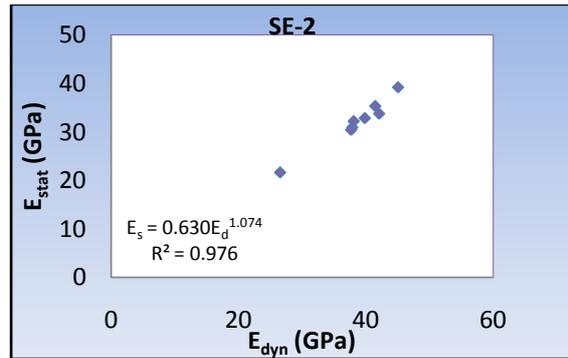
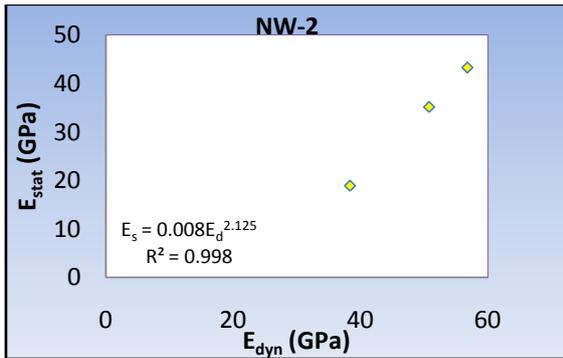
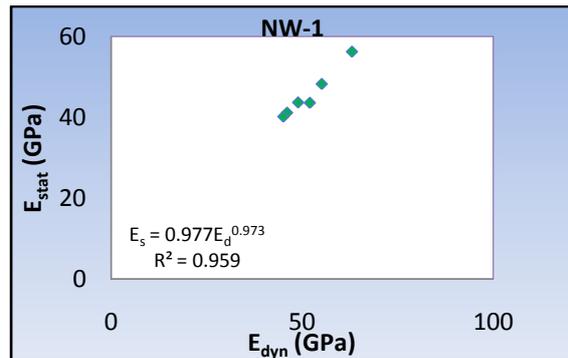
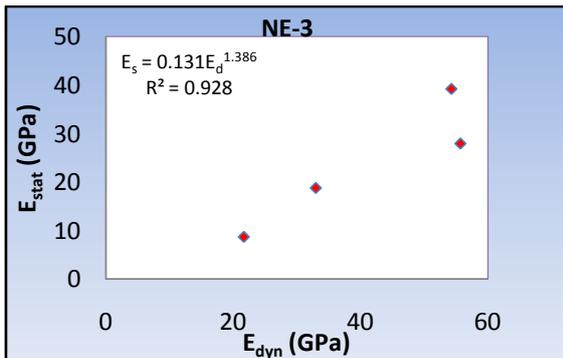
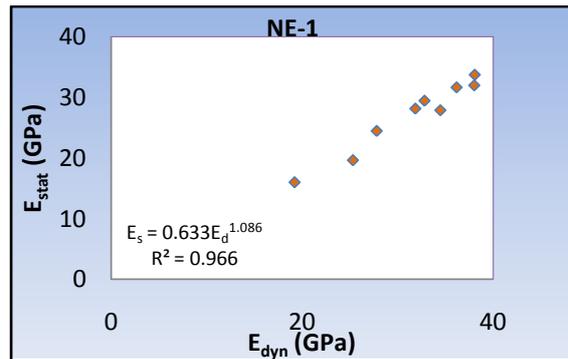
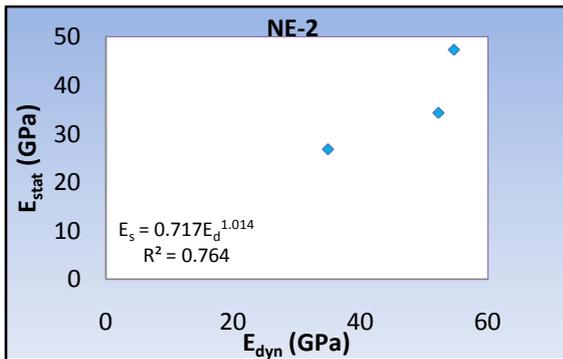
- DTS Vs DTC
- E_s Vs E_d
- UCS Vs E_s
- UCS Vs DTC
- V_s Vs V_d
- UCS Vs \emptyset
- C Vs \emptyset
- φ Vs \emptyset
- E_s Vs \emptyset

Nous remarquons des corrélations positives que nous ne commenterons pas compte tenu du peu d'échantillons représenté.

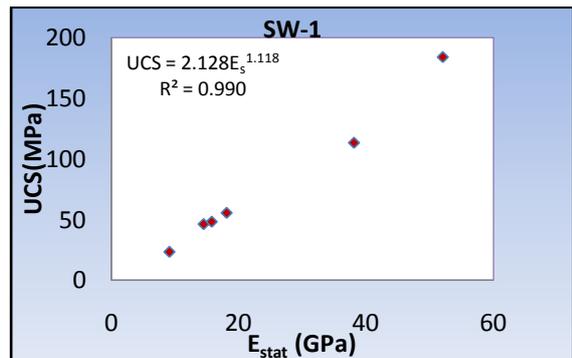
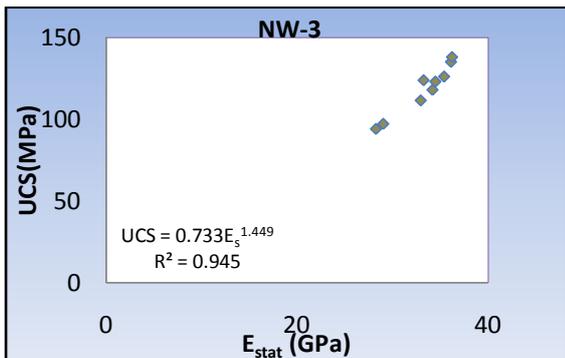
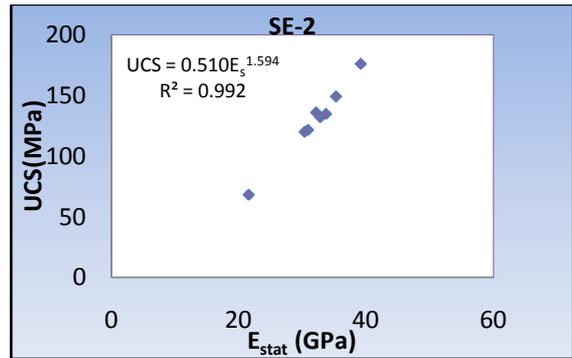
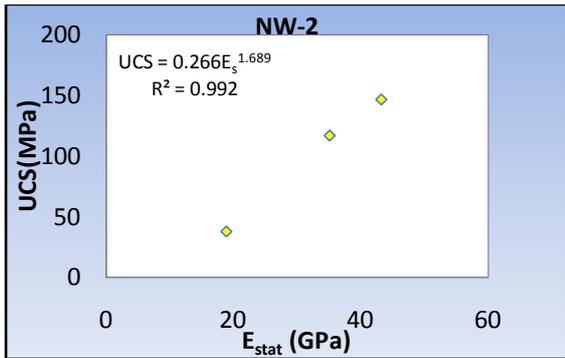
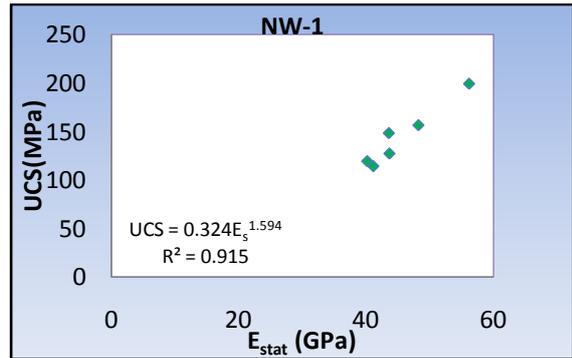
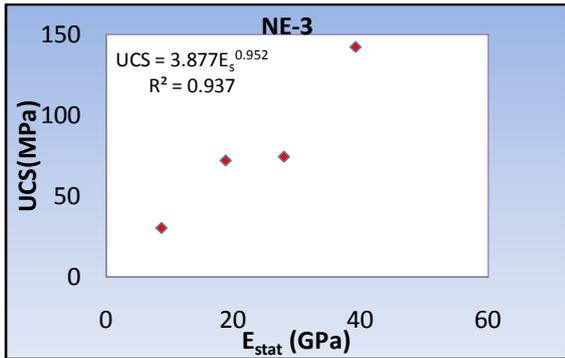
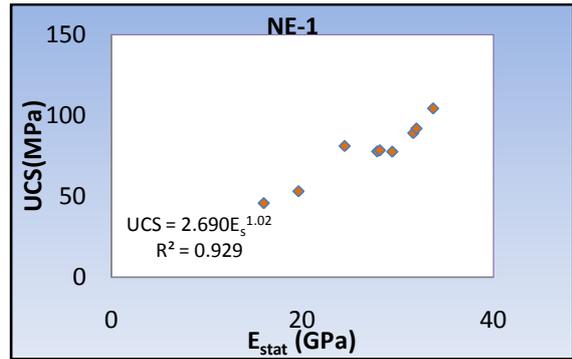
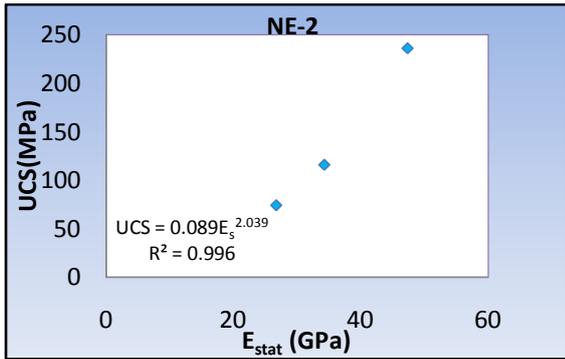
• **DTS Vs DTC:**



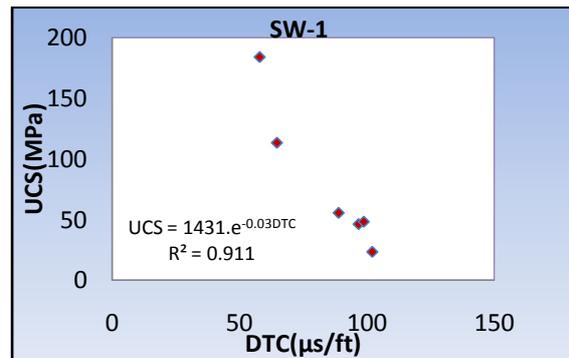
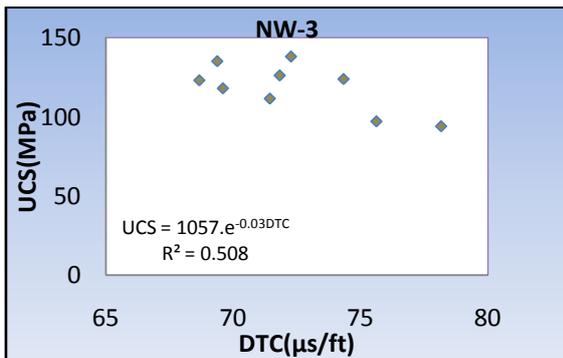
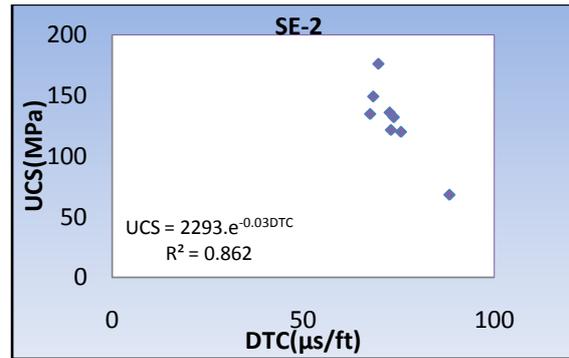
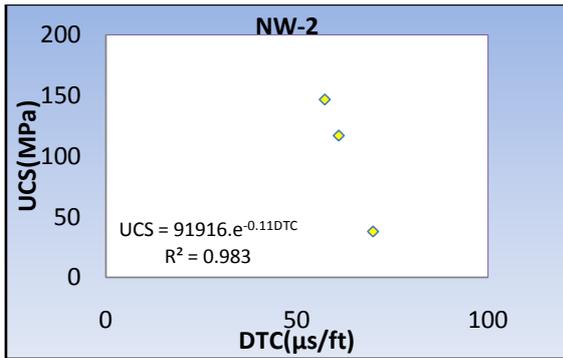
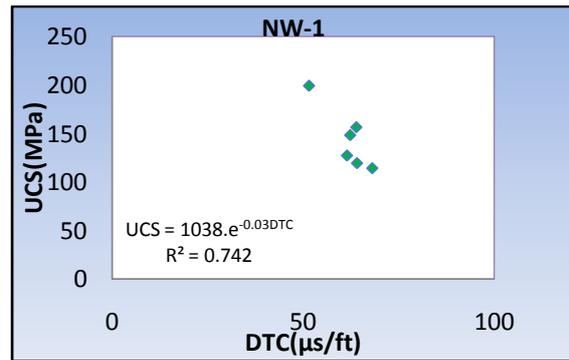
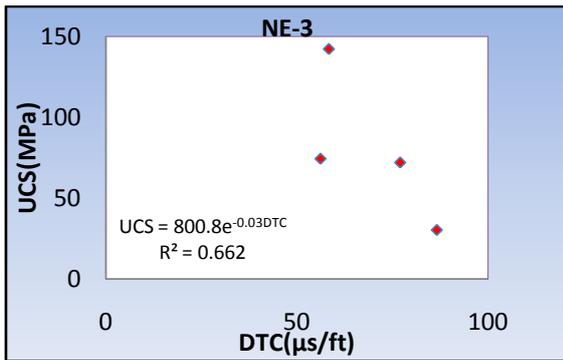
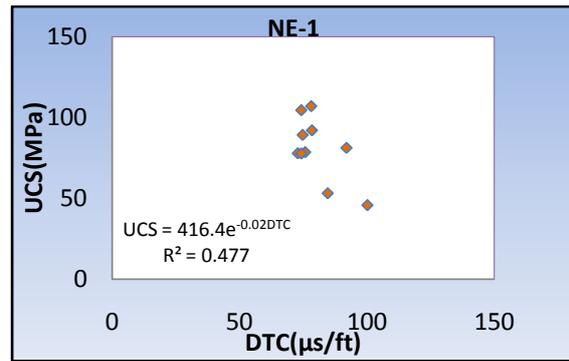
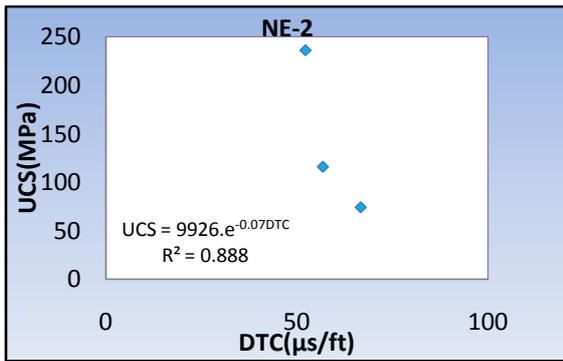
- E_s Vs E_d



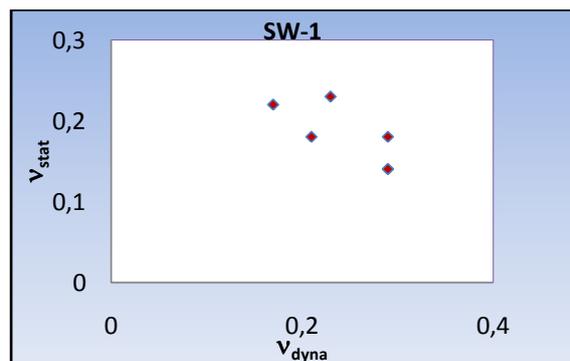
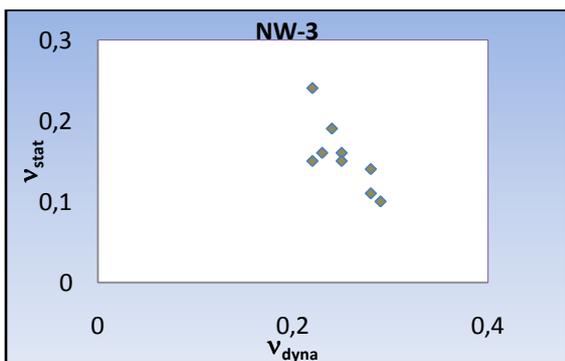
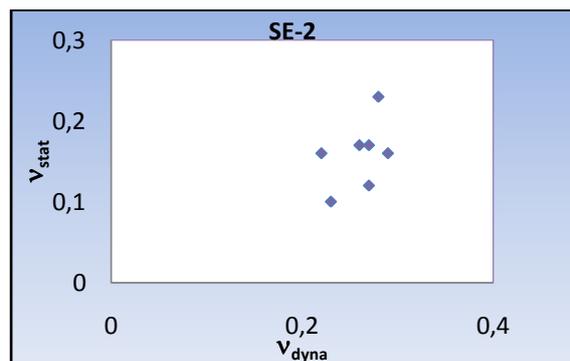
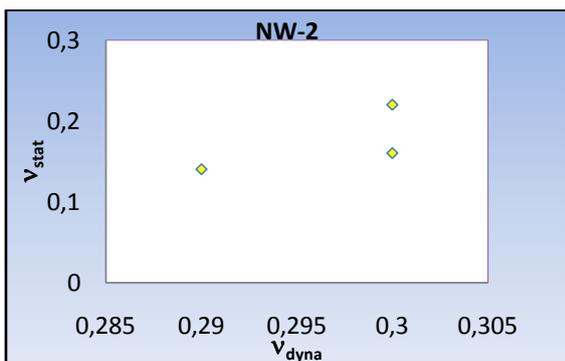
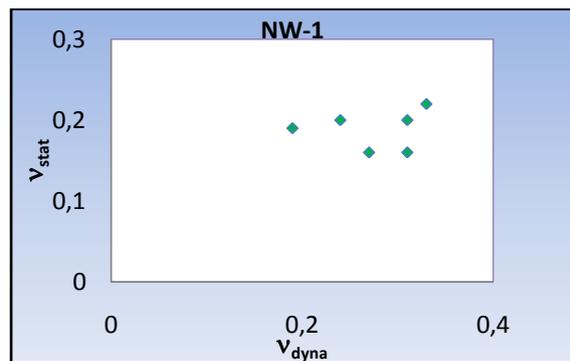
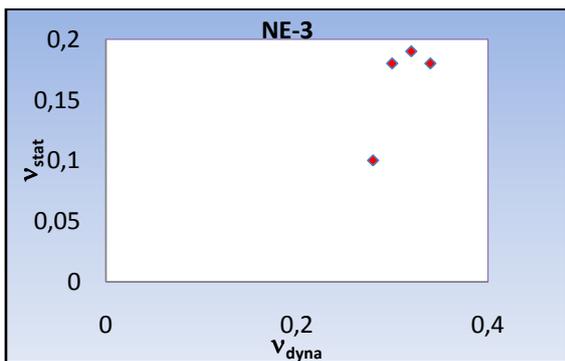
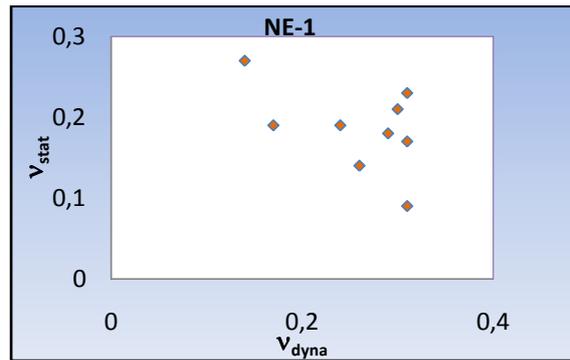
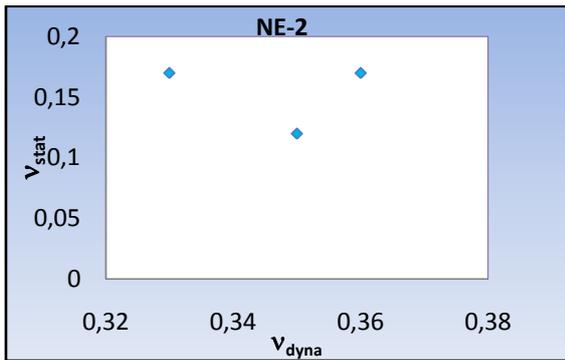
- UCS Vs E_s :



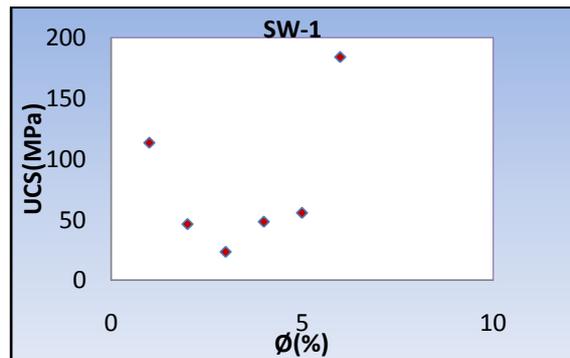
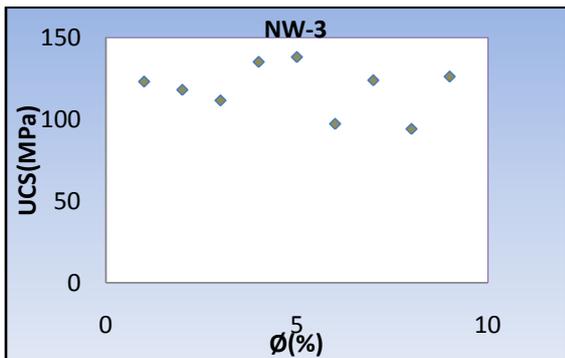
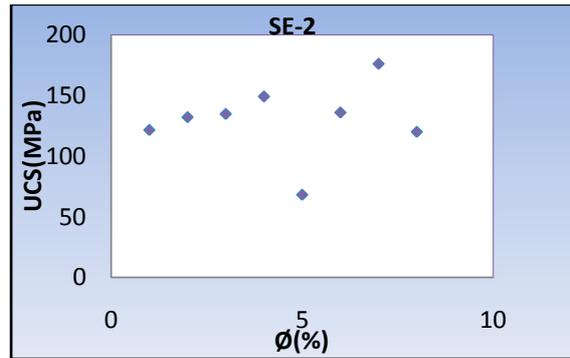
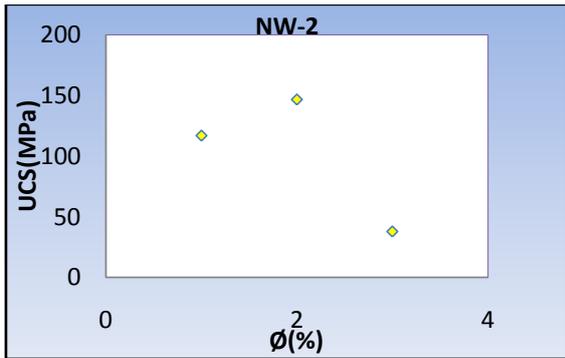
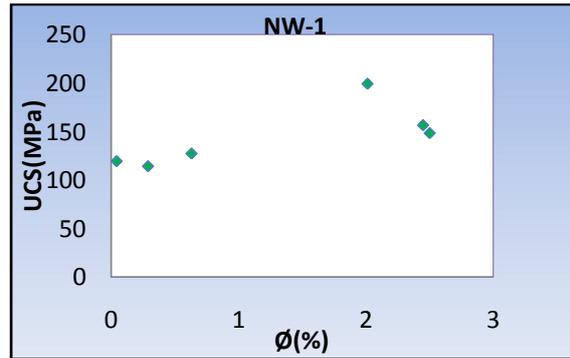
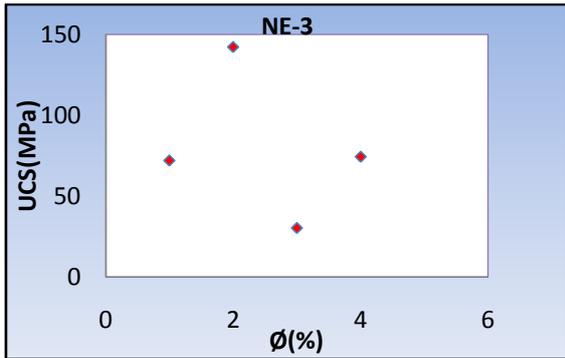
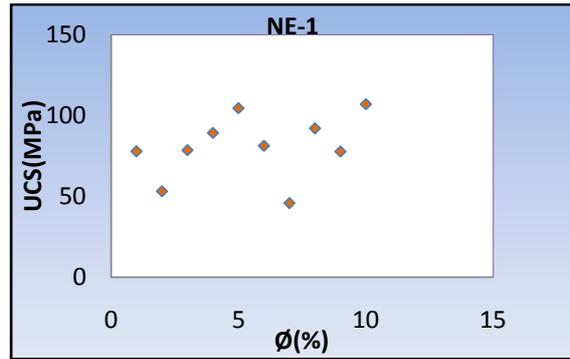
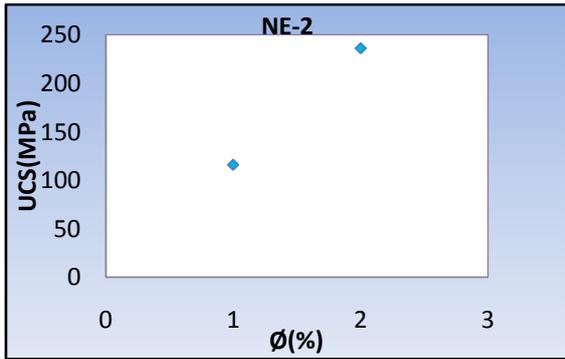
- UCS Vs DTC :



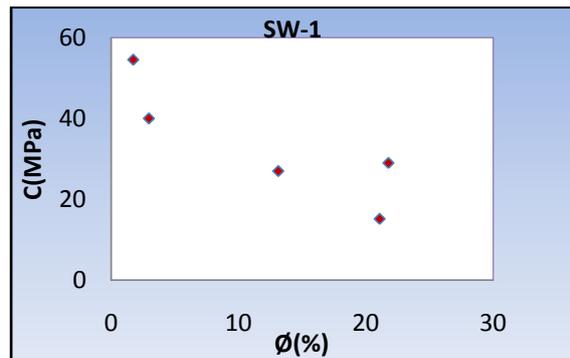
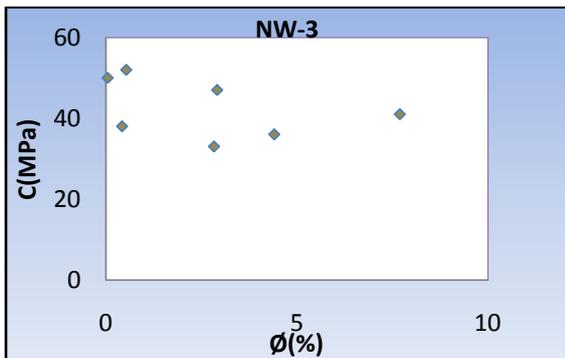
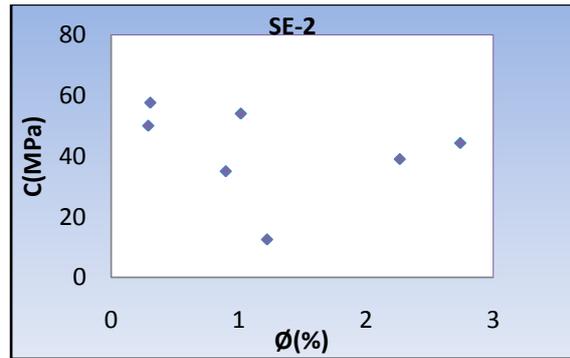
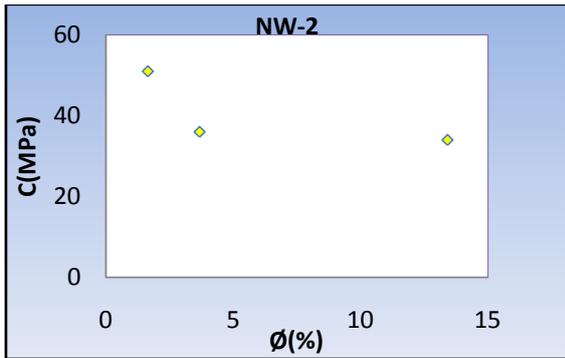
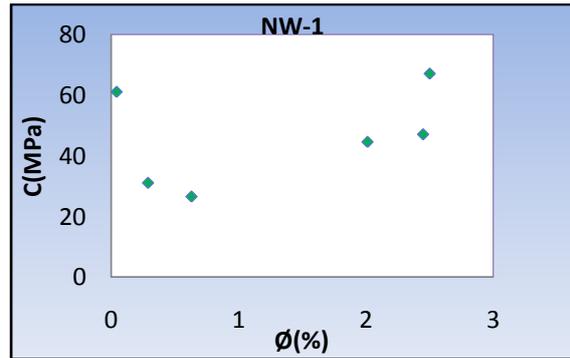
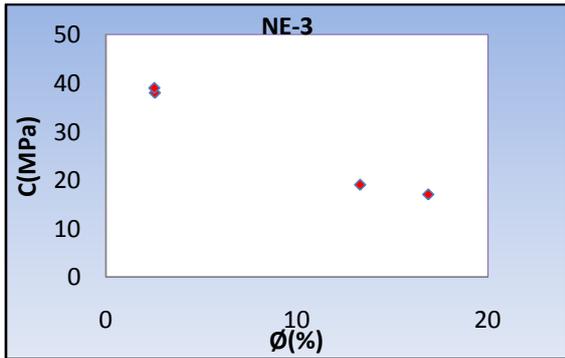
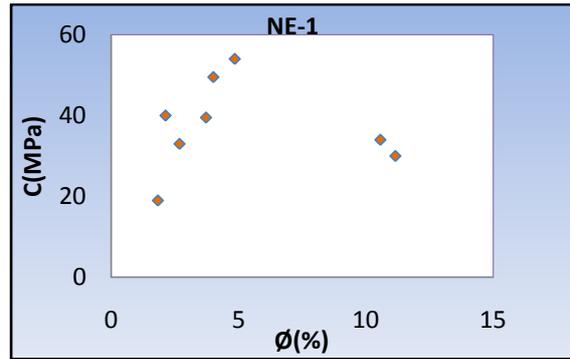
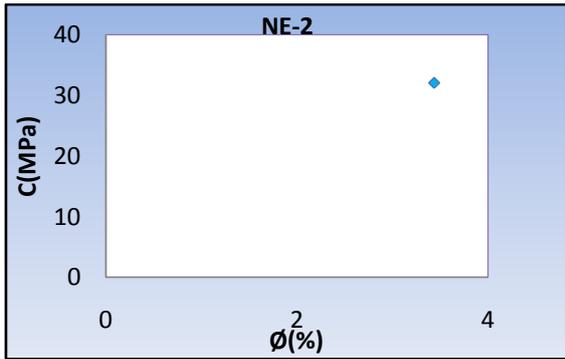
• v_s Vs v_d :



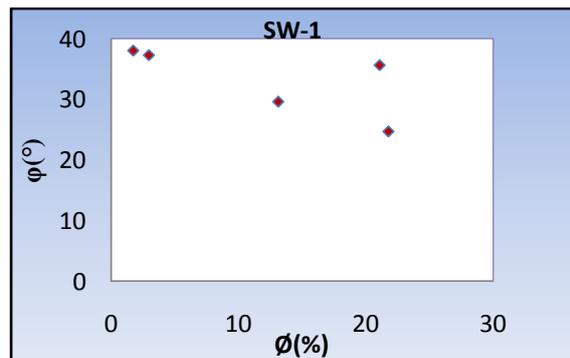
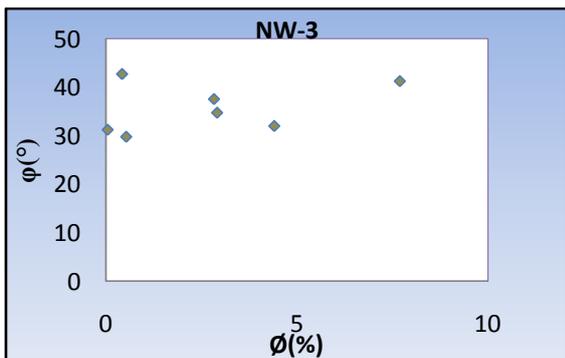
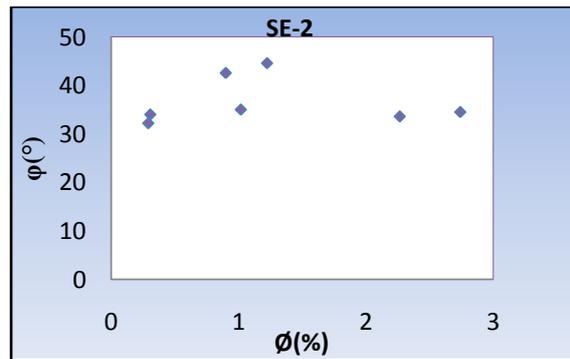
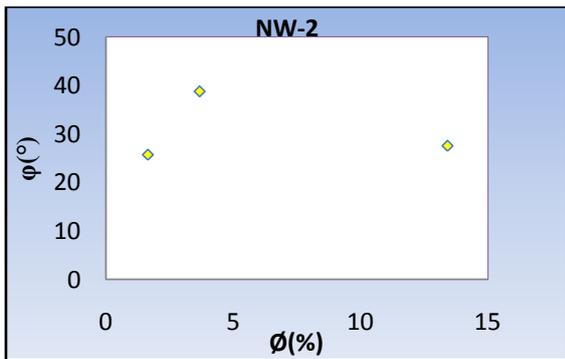
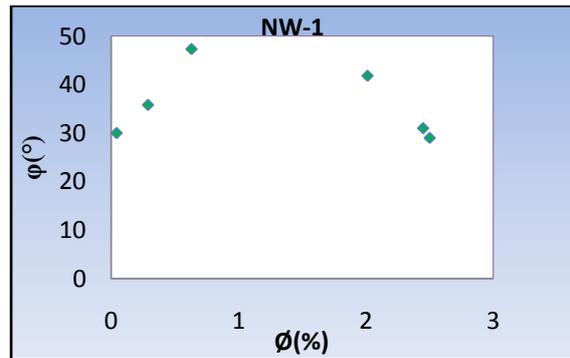
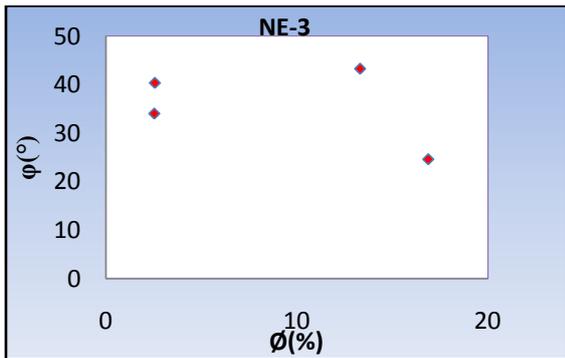
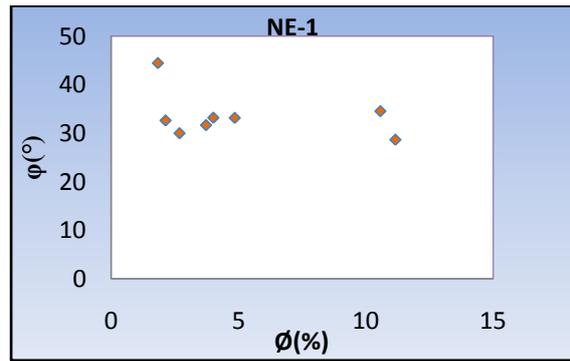
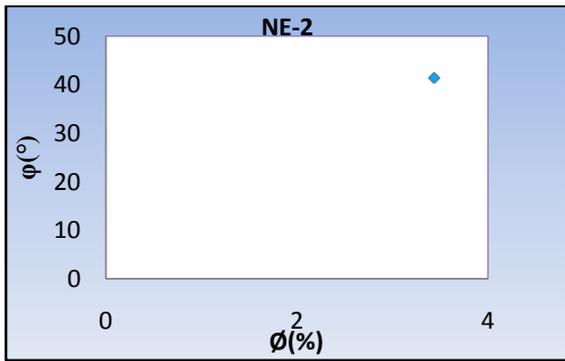
- UCS Vs \emptyset



- C Vs \emptyset :



• ϕ Vs \emptyset :



- E_s Vs \emptyset

