

RÉPUBLIQUE ALGERIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA - BOUMERDES



FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DÉPARTEMENT DE GÉOPHYSIQUE, GÉNIE PARASISMIQUE ET DE
PHÉNOMÈNES ALÉATOIRES

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES
EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER EN GEOPHYSIQUE

FILIERE: Science et technologie des hydrocarbures.

OPTION: Géophysique pétrolière.

Thème :

**Modélisation géomécanique 1D pour résoudre les
problèmes d'instabilité des parois du puits**

Cas d'étude: réservoir compact de l'ordovicien, bassin d'Illizi

Réalisé par :
HAMADOUCHE Cherifa

Soutenu le 04 /07/2022 Devant le jury composé de :

- | | | | |
|------------------------------|------------|----------|---------------|
| • Mr. FRAHTIA Jallel | professeur | FHC-UMBB | Président. |
| • Mr. DJEDDI Mabrouk | Professeur | FHC-UMBB | Promoteur. |
| • Mme. ALIOUANE Leila | Professeur | FHC-UMBB | Examinatrice. |
| • Mr. ELLADJ Said | Professeur | FHC-UMBB | Examineur. |
| • Mr. BAUCHE Rafik | MC-A | FHC-UMBB | Examineur. |

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier DIEU le tout puissant et miséricordieux, qui m'a donné la force et la patience d'accomplir cette modeste contribution.

Au terme de ce travail, je voudrai, tout d'abord, témoigner ma profonde reconnaissance à mon promoteur Mr. DJEDDI Mabrouk, chargé du suivi de mon mémoire, pour avoir accepté de m'encadrer. Je lui exprime toute ma gratitude pour la confiance qu'il m'a prodigué, ses encouragements, ses précieux conseils et sa disponibilité.

Je tiens à remercier chaleureusement Mr. CHEGROUCHE Farid, Directeur Conception et Développement à ENAGEO Boumerdes pour avoir accepté de me diriger, pour son soutien et ses précieuses directives tout au long de la réalisation de ce travail.

Je remercie vivement Mr. GRINI, ingénieur forage, de m'avoir encadrée, aidée et d'avoir consacré son temps pour la réalisation de mon mémoire.

Je voudrai aussi remercier Madame HAYATE et Monsieur SAADI, ingénieurs géophysiciens à l'ENAGEO, pour leur aide et leur gentillesse.

Je désire enfin remercier les membres du jury qui me font le grand honneur d'évaluer ce travail.

Chérifa

Dédicace :

A mes chers parents ;

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon Respect, mon Amour éternel et ma Considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon éducation et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne pour toujours Inchallah.

A mon cher époux jean phillipe ;

Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon amour et mon attachement à toi. Depuis que je t'ai connu, tu n'as cessé de me soutenir et de m'épauler. Tu me voulais toujours le meilleur. Ton amour ne m'a procuré que de la confiance et de la stabilité. Tu as partagé avec moi les meilleurs moments de ma vie dans les moments les plus difficiles, tu étais toujours à mes côtés, Je te remercie de ne m'avoir jamais déçu. Aucun mot ne pourrait exprimer ma gratitude, mon amour et mon respect. Je remercie le bon dieu qui a croisé nos chemins et qu'il nous procure santé et longue vie Inchallah

TABLE DES MATIERES

Introduction générale	1
Chapitre I : Introduction a la géo-mécanique	3
I. 1 Modélisation géo-mécanique-Mechanical earth model- (MEM) :.....	4
I.2 Notions élémentaires de contrainte et déformation.....	5
I. 2. 1 - Contrainte :.....	5
I. 2. 2 Déformations :.....	9
I. 3 Propriété élastiques et mécaniques des roches :.....	11
I. 3. 1 Le Module de Young Dynamique (Ed) :.....	11
I. 3. 2 Le coefficient de Poisson (ν) :.....	13
I. 3. 3 Le module de rigidité $[G/\mu]$:	14
I. 3. 4 Module d'incompressibilité de la roche $[K]$:	15
I. 3. 5 Angle de frottement interne $[\varphi]$:.....	16
I. 3. 6 La Cohésion $[C]$:.....	16
I. 3. 7 Résistance à la compression simple $[UCS]$:.....	17
I. 3. 8 Résistance à la traction $[R_t]$:	18
I. 3. 9 La pression des pores :	19
Chapitre II : Méthodologie de calcul d'une étude géo-mécanique.....	20
II.1 Méthodologie pour l'établissement des paramètres géo-mécanique:	21
II.2 Les Diagraphies :	23
II. 2. 1 Diagraphies Nucléaires	23
a. Diagraphie naturelle	23
b. diagraphie densité	25
c. Diagraphies de Neutron	27
II.2.2 Diagraphies acoustiques 'sonique' :	28
II.2.3 Le caliper (Diamètre) :	29
II.2.4 L'imagerie :.....	31
II.3 Corrélations de calcul des propriétés mécaniques de la roche :.....	32
II.3.1 Module élastique (Module de YOUNG) :	33
II.3.2 Coefficient de poisson :	34

II.3.3 Module de cisaillement G et le module d'incompressibilité K :	34
II.3.4 Constante poro-élastique $[\alpha]$:	35
II.3.5 La résistance à la compression simple UCS :	35
II.3.6 Résistance à la traction :	35
II.3.7 Angle de friction (angle de frottement interne) :	38
II.4 : PROFIL DE STRESS :	38
II.4.1 Contrainte verticale :	39
II.4.2 Contraintes horizontales :	39
II.4.3 Directions des contraintes horizontales :	41
II.4.4 Pression de pore Pp :	42
Chapitre III : Wellbore stability.....	43
III.1 Contrainte autour d'un puits :	44
III.2 Contraintes en coordonnées cylindriques :	44
III.3 Critères de ruptures des matériaux rocheux :	46
III.3.1 Critère de mohr-Coulomb :	47
III.3.2 Critère de Hoek-Brown :	48
III.3.3 Critère de Mogi-Coulomb :	49
III.4 Instabilités et forage :	50
III.4.1 Description des modes de forage :	50
III.4.2 Influence de la boue sur la stabilité :	51
III.4.2. 1. Boue de forage :	51
• Breakout BO :	52
III.4.2.2 effet de mud cake.....	53
III.4.2.3 effet de la temperature.....	55
Chapitre IV Cas d'étude	59
1 Situation géographique de bassin d'illizi.....	60
2 - Géologie du bassin d'illizi	61
3 Litho-stratigraphie du bassin D'Illizi :	61
3.1 Le Cambrien:	61
3.2 Ordovicien:	62
3.3 Le Silurien :	62
3.4 Le Dévonien :	63
3.5 Le Carbonifère:.....	63
I Modélisation géo-mécanique :	66

1 Well overview :	66
2 Workflow d'une modélisation géo-mécanique1D :.....	66
3 Chronologie d'une étude MEM1D :.....	68
4. Etude GEOMECANIQUE de PUITTS (A)	69
II Analyse des instabilités de parois :	85
Conclusion et recommandations	89

Liste des figures :

Figure I-1: (a) type de contraintes (b) nombre de contraintes sur petit cube.....	6
Figure I-2: modèles de failles selon le régime de stress.....	9
Figure I-3: comportement des matériaux soumis à des efforts.....	11
Figure I-4: (a) déformation de compression, (b) déformation de tension T	13
Figure I-5: la déformation angulaire	16
Figure I-6: compression volumétrique d'une roche sous une tension hydrostatique.	17
Figure I-7: courbe contrainte déformation axiale, transversale et volumique.	18
Figure I-8: différents essais de traction	20
Figure II-1: Méthodologie d'une étude géomécanique.	24
Figure II-2: Détermination des contraintes horizontales selon les fractures induites et l'ovalisation du puits ...	32
Figure II-3: L'orientation des contraintes horizontales.....	33
Figure II-4: fractures enregistrées par les outils d'imagerie	34
Figure II-5: Processus de caractérisation mécanique des formations	35
Figure II-6: La résistance à la compression simple UCS	38
Figure II-7: Essai brésilien sur presse mécanique	40
Figure II-8: Breakout et fractures induites dans le champ de contraintes.	44
Figure III-1: contraintes en coordonnées cylindriques.....	46
Figure III-2: Variation des contraintes principales effectives autour d'un puits vertical en fonction de l'azimut.	47
Figure III-3: Critère de rupture Mohr-Coulomb.	49
Figure III-4: Le modèle de rupture empirique de Hoek-Brown	50
Figure III-5: Critère de rupture de Mogi-Coulomb.....	51
Figure III-6: Fenêtre de densité de boue.....	52
Figure III-7: Représentation schématisée de la croissance de Breakout.....	53
Figure III-8: Effet du mud cake	55
Figure III-9: Changement de la température avec la profondeur	56
Figure III-10: Influence de la température sur la contrainte tangentielle.	56
Figure III-11: Test de leak-off test.....	58
Figure IV-1: coordonnées UTM de bassin d'Ilizi.	61
Figure IV-2: Coupe géologique sud/nord de bassin d'Ilizi.	62
Figure IV-3: Coupe litho stratigraphique de bassin d'Ilizi.	65
Figure IV-4: Schéma fiche de complétion du puits (A).....	67

FigureIV-5: Work-flow d'une Etude Géomécanique	68
FigureIV-6: Résultats d'interprétation des données de diagraphe.	71
Figure IV-7: Les logs des paramètres mécaniques dynamiques.	74
Figure IV-8: Cross plot entre E statique en fonction de E dynamique et.	75
FigureIV-9: Log des paramètres statiques.....	76
Figure IV-10:Log presentatif Es calibréavec core data	77
FigureIV-11: cross plot Emoral's en fonction de Estat.....	78
FigureIV-12: log representant corrélation moral'st.....	80
Figure IV-13: Cross plot UCD en fonction de Es	80
Figure IV-14:log representantles lesparametres de la resistance a la rupture	82
FigureIV-15:Data frac test.....	82
Figure IV-16: resultats de mini frac.	83
Figure IV-17: log d'évaluation l'état de contraintes.....	85
Figure IV-18: Representation des régimes de failles selon l'état de contrainte.	86
Figure IV-19 : représentation de l'orientation des contraintes horizontales.....	86
Figure IV-20 : safe mud window.....	86
Figure IV-21 : log représentant wellbore stabilité.....	87

Liste des tableaux :

Tableau 1: les principales sources d'informations utilisées pour construire un (MEM)	5
Tableau 2: modèles de failles selon le régime de stress.....	8
Tableau 3: valeurs de module de young et le coefficient de poisson pour quelques roches	15
Tableau 4: classification de la résistance d'une roche en fonction de la valeur de la résistance en compression simple	19
Tableau 5: valeurs de résistances à la traction de certaines eoches.....	20
Tableau 6: Mesures des paramètres mécaniques dynamiques.....	72

Introduction générale :

Les projets de construction des puits modernes sont techniquement et économiquement complexes. Afin de finaliser le puits dans le temps et dans les limites du budget ; le temps non productif (**NPT**) qui est associé à **la perte de circulation, kicks** (venue), à **l'instabilité du puits de forage** et aux régimes de **pression interstitielle anormale** doit être minimisé. Ces problèmes sont fortement liés au régime de stress dans la région. En effet, une bonne connaissance du régime de stress dans la zone d'intérêt permet d'atténuer le retard causé par les problèmes mentionnés ; par conséquent, les coûts et les risques sont réduits.

La stabilité du puits de forage est une préoccupation majeure dans les opérations de forage. C'est la principale cause de temps non productif pendant les opérations de forage et coûte chaque année à l'industrie pétrolière et gazière plus de 6 milliards de dollars dans le monde (SPE review, SPE-UK, 2005). Avec la demande croissante d'énergie (pétrole et gaz), les opérations de forage évoluent vers des environnements de plus en plus difficiles. Avec plus de puits à forer dans des conditions de haute pression et de haute température, l'industrie s'attend à ce que des problèmes de stabilité de puits de forage plus graves se produisent. Bien que la stabilité des puits de forage soit étudiée (expérimentalement et théoriquement) depuis de nombreuses années, elle reste l'un des défis majeurs pour l'industrie pétrolière et gazière en raison de la nature complexe des formations forées. Par conséquent, une meilleure compréhension de la stabilité des puits de forage est d'une importance capitale pour l'industrie pétrolière et gazière

Les roches souterraines sont soumises à une condition de contrainte équilibrée avant le forage d'un puits. Cet équilibre sera perturbé lors du forage d'un puits. Bien que le fluide de forage puisse supporter partiellement la surface du puits de forage, la présence d'un puits de forage peut entraîner la redistribution des contraintes autour du trou de forage. Si la concentration de contrainte dépasse la résistance de la roche, une défaillance dans la région proche du puits de forage se produit.

L'instabilité du puits de forage est principalement fonction de la façon dont les roches réagissent à la concentration de contraintes induites autour du puits de forage au cours de diverses activités de forage. En considérant différents mécanismes de rupture entre la formation et l'interaction du fluide de forage, plusieurs modèles majeurs de puits de forage ont

été présentés au cours des soixante-dix dernières années. Ces modèles prennent en compte les effets mécaniques, chimiques, hydrauliques ou thermiques entre le fluide de forage et la formation, ou couplent deux ou plusieurs effets dans un modèle. L'effet temps est également pris en compte dans certains modèles.

Le présent travail a comme objectif d'établir une méthodologie pour l'analyse de la stabilité des parois de puits vertical. Celle-ci est basée sur la formulation théorique d'une part, et d'autre part sur l'expérience et l'état de l'art acquis à la suite des nombreux problèmes de stabilité survenus pendant le forage.

Nous commençons dans le premier chapitre par un rappel des bases de la géomécanique. Ensuite, dans le deuxième chapitre nous aborderons une étape importante de la compréhension de la méthodologie de calcul d'une étude géo-mécanique.

Nous présenterons dans le troisième chapitre le problème de la stabilité des parois de puits. Nous verrons l'effet du forage lui-même dans la perturbation de l'état de contrainte in situ, ainsi que les effets secondaires apportés par le fluide de forage en termes de maintien des parois et d'échange thermique. En résumé, dans cette partie, nous établirons la distribution des contraintes pour les différents types de perturbation autour du trou ainsi que les critères et les modes de ruptures au niveau des parois.

Dans le quatrième chapitre, nous verrons les considérations pratiques à prendre en compte pour résoudre le problème de stabilité. Car si, dans le chapitre précédent, nous avons établi la théorie que nous utiliserons, celle-ci nécessitera un ensemble de paramètres caractérisant les conditions in situ et les propriétés intrinsèques de la roche. Ces dernières constituent le sujet de toute une corrélation entre la réalité de la roche in situ et les expériences de laboratoire. Nous présenterons les principaux moyens aidant à la caractérisation des conditions initiales auxquelles sont soumises les roches.

Dans cette partie, les équations et méthodes présentées sont appliquées aux données d'un puits on-shore et un modèle géomécanique **MEM** pour ce puits est construit. Le processus de modélisation est décrit et les résultats sont présentés.

Enfin, le processus, les résultats et les problèmes rencontrés sont discutés. L'étude se termine par une conclusion sur les inconvénients et les avantages potentiels du MEM en général.

Chapitre I :

Introduction à la géomécanique :

Introduction :

La géo-mécanique pétrolière est la discipline qui intègre la mécanique des roches à la géophysique et la géologie pour quantifier la réponse de la roche aux changements de Stress (contraintes), Pression du réservoir (pore pressure) et la Températures de formation.

Elle applique les principes de la mécanique des roches pour prédire la rupture de matériaux poreux, granulaires, hétérogènes et anisotropes sous des conditions de contraintes et de températures élevées. C'est la mécanique des matériaux complexes en condition de contraintes difficiles.

I.1 Modélisation géo-mécanique-Mechanical earth model-(MEM) :

Un modèle géomécanique (MEM) est une représentation numérique de l'état des contraintes et des propriétés mécaniques de la roche pour une section stratigraphique spécifique dans un champ ou un bassin. Un modèle géomécanique (MEM) est un ensemble de données (mesures et modèles) représentant les propriétés mécaniques des roches, des fractures ainsi que les contraintes, pressions et températures qui agissent sur la formation en profondeur. Les ingénieurs et les géo-scientifiques l'utilisent pour comprendre comment les roches se déforment et comment parfois elles arrivent à la rupture, en réponse au forage et à l'opération de production. Chaque point de données dans un MEM est référencé à son espace 3D, ses coordonnées et l'heure du prélèvement de l'échantillon. Les roches se déforment de diverses manières en réponse au stress. Certaines roches, comme le granit, sont raides et solides ; certaines, comme les mudstones, sont molles et faibles; et certaines, telles que les sels, peuvent s'écouler avec suffisamment de temps.

Un modèle géo-mécanique(MEM) fournit des informations sur le comportement mécanique et la résistance en utilisant les relations entre les propriétés de la roche, les déformations induites et les conditions ambiantes. En raison du tissu stratifié des roches ou de la présence de fractures, les propriétés des roches sont souvent anisotropes ; leurs propriétés n'étant pas les mêmes dans toutes les directions, comme ce serait le cas pour un milieu isotrope.

➤ Construire un modèle géo-mécanique(MEM) :

Pour construire et calibrer un MEM, les géo-scientifiques caractérisent le réservoir et la contrainte litho-stratigraphique (**overburden**), puis utilisent des mesures de surveillance et des techniques de modélisation. Les mesures proviennent de diverses sources telles que les données sismiques, les diagraphies de puits, les données d'image et les mesures in situ de la température, de la pression et des contraintes. D'autres sources constituent les données de déblais et les données d'essais mécaniques en laboratoire sur des échantillons de carottes (tableau : I.1).Des connaissances provenant de bases de données externes, telles que la carte des contraintes mondiales **World Stress Map** - une compilation des contraintes tectoniques actuelles - peuvent également être incluses dans les MEM. Les données sont intégrées pour dériver les différents éléments du MEM, essentiellement les propriétés mécaniques, la

pression interstitielle et l'amplitude et l'orientation des contraintes principales maximales, intermédiaires et minimales.

Sources des données de MEM	Facies et types des Roches	La géologie structurale	Constitutive Propriétés	Paramètres de résistance des roches	Contraintes et pression intertielle
Log Petrophysique	X				(Pp)
Log densité	X				Sv
Log imagerie	X	X			AzSh and (Shmin)
Log sonic	X	X	X	X	AzSh, (Sh), (SH) et (Pp)
stress tests					Sh et (SH)
pressure tests					Pp
Les essais sur les carottes	X		X	X	
Le poids de boue de forage					Pp
donnés sismique structurale 3D	X	X			
Régionale data base	X				AzSh

Tableau : (I.1) Les Principales sources d'informations utilisées pour construire un (MEM) (Sv) : contrainte verticale ; (Sh) : contrainte horizontale minimale ; (SH) : contrainte horizontale maximale ; (AzSh) : l'azimut de la contrainte horizontale minimale ; (Pp) : pression des pores.

I.2 Notions élémentaires de contrainte et de déformation :

I.2.1 - Contrainte :

Définition

Lorsqu'une roche (solide) est soumise à de faibles contraintes, elle se déforme et reprend sa forme initiale quand la contrainte cesse. La déformation est réversible, c'est un comportement élastique. La contrainte se définit comme étant une force appliquée à une

certaine unité de surface. C'est une propriété ponctuelle (un tenseur) .On distingue deux types de contraintes (figure I.1)

- Les contraintes normales σ
- Les contraintes de cisaillement

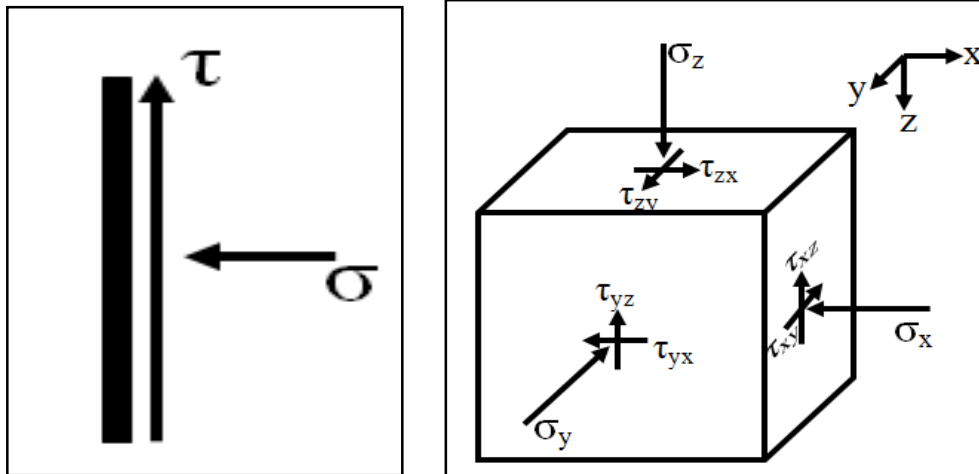


Figure I.1 : (a) type de contraintes ; (b) nombre de composantes de contrainte sur un petit cube

Il existe 9 composantes de contrainte sur un petit cube (fig1.b) dont :

- 3 contraintes normales, $\sigma_{xx}, \sigma_{yy}, \sigma_{zz}$
- 6 contraintes tangentielles (contraintes de cisaillement) $\tau_{xy}, \tau_{yx}, \tau_{xz}, \tau_{zx}, \tau_{yz}, \tau_{zy}$

Les contraintes de cisaillement qui se correspondent sont égales

$$\tau_{xy} = \tau_{yx} = \tau_{xz} = \tau_{zx} = \tau_{yz} = \tau_{zy}$$

On peut donc représenter les composantes des contraintes à l'aide d'une matrice.

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}$$

- Une contrainte est homogène à une pression ; elle s'exprime donc en Pa (unité SI) ou en bar, et leurs multiples (en général en géologie, kbar et GPa, 1 GPa = 10 kbar)
- Une contrainte, contrairement à une pression, est un vecteur.

I.2.1.1 Contrainte en place (in situ) :

La connaissance des contraintes in situ en termes d'intensité et d'orientation permet de prédire l'allure de la redistribution des contraintes après le forage. Elle permet également de planifier à priori le meilleur profil pour le puits à réaliser.

Les formations sont soumises à différentes contraintes qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en état de compression.

I.2.1.2 Contraintes principales :

Les contraintes principales sont des contraintes normales résultantes dans trois plans perpendiculaires dans lesquels les composantes de la contrainte de cisaillement se réduisent à zéro. Les trois plans perpendiculaires définissent les axes principaux de la contrainte avec les contraintes normales uniquement (Kearey et al. 2002).

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix}$$

Elles représentent les contraintes maximales, intermédiaires et minimales désignées par σ_1 ; σ_2 et σ_3 et sont perpendiculaires les unes aux autres (Fjaer et al., 2008).

Pour tout état de contrainte induite dans une formation rocheuse, comme lors d'un forage, les contraintes normales maximales et minimales se produisent sur les plans de contrainte principaux orientés parallèlement et perpendiculairement à la paroi du puits de forage (Harrison et Hudson, 2000). Une contrainte principale préexistante dans une zone (in situ) est généralement normale à la surface de la Terre ; les deux autres contraintes principales agissant dans un plan approximativement horizontal.

Pour analyser l'état de la contrainte en profondeur, les magnitudes des contraintes principales sont considérées comme étant :

S_v , la contrainte verticale,

S_{Hmax} , la contrainte horizontale principale maximale

S_{hmin} , la contrainte horizontale principale minimale. (Zoback, 2010).

➤ Contrainte verticale

Elles sont principalement attribuables au poids même des formations recouvrant la zone cible, de la surface jusqu'à la base. Autrement dit, c'est le poids des sédiments qui repose sur la formation. Elles sont appliquées perpendiculairement à la surface de stress de la roche.

➤ **Contraintes horizontales**

Une contrainte horizontale est une contrainte de cisaillement appliquée le long de la surface d'un plan. Les deux contraintes principales horizontales sont : la contrainte horizontale maximale **S_{Hmax}** et la contrainte horizontale minimale **S_{hmin}** perpendiculaires à la contrainte verticale **S_v** . Leurs amplitudes relatives sont liées au contexte tectonique qui produit des systèmes de failles différents.

Selon la classification des contraintes tectoniques d'Anderson (Zoback, 2010), le système de failles actif dans une région, peut être normal, inverse ou décrochant en fonction de l'amplitude et l'orientation des trois principales contraintes résumées dans le tableau 2 et illustrées dans la figure 5.

Modelés de failles	contraintes		
	S1	S2	S3
NORMALE	S_v	S_{Hmax}	S_{hmin}
INVERSE	S_{Hmax}	S_{hmin}	S_v
DECROCHANT	S_{Hmax}	S_v	S_{hmin}

Tableau 1.2: Modèles de failles selon le régime de stress (Zoback, 2010)

I.2.1.3 Régime de stress

L'amplitude des trois contraintes détermine le régime de stress qui produit trois différents modèles de failles :

- Régime normale $S_v > S_{Hmax} > S_{hmin}$
- Régime inverse $S_{Hmax} > S_{hmin} > S_v$
- Régime décrochant $S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$

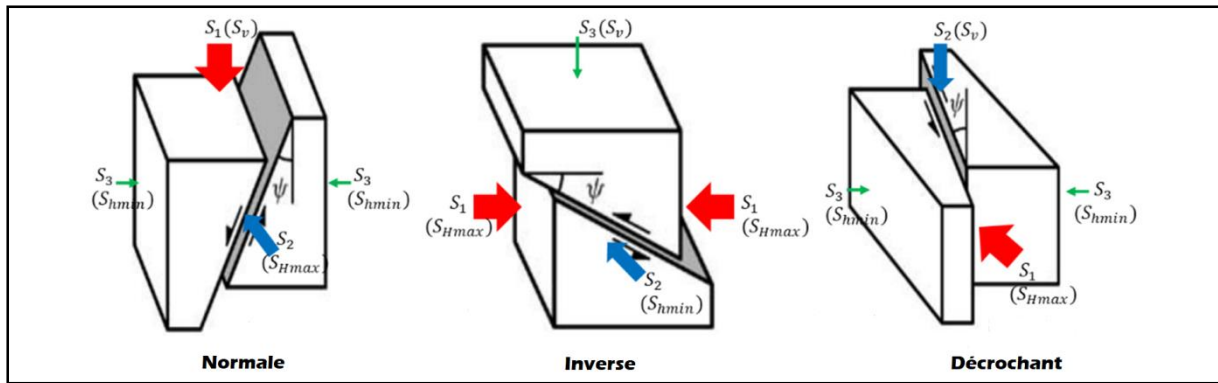


Figure (I.2) : Modèles de failles selon le régime de stress (Fjaer et al, 2008)

I.2.2 Déformations :

Définition :

Les déformations sont des déplacements par unité de longueur causées par les contraintes. La relation entre déformation et contrainte est souvent linéaire et la transmission des ondes sismiques dans le sous-sol est permise par cette propriété élastique des roches.

Les déformations dans la direction de contrainte entraînent toujours des déformations dans les autres directions.

La figure 2 montre le domaine d'élasticité linéaire OA de la courbe contrainte - déformation. Il se caractérise par :

- Une relation de proportionnalité entre la contrainte appliquée et la déformation du matériau.
- Une réversibilité de la déformation lorsqu'on relâche la force, le matériau revient à son état initial.

Pour de très petites déformations, la courbe contrainte-déformation est linéaire, avec une pente E (module d'Young). La relation de proportionnalité E entre la contrainte δ et la déformation ϵ est :

$$\delta = E \cdot \epsilon$$

E s'appelle module d'Young. Il représente la pente de la courbe OA dans le domaine d'élasticité

L'unité du module d'Young E est la même que celle d'une contrainte (force par unité de surface, F/S). Comme les déformations sont sans unité, alors l'unité en système international d'une pression est le Pascal ($Pa = \text{Newton}/m^2$).

Il y a également d'autres unités tel que :

le méga-Pascal ($1MPa = 10^6 Pa$)

le giga-Pascal ($1GPa = 10^9$)

le $kgf/mm^2 = 9.81 N/mm^2$

le *pound per square inch* ($= 6.895 \cdot 10^3 Pa$)

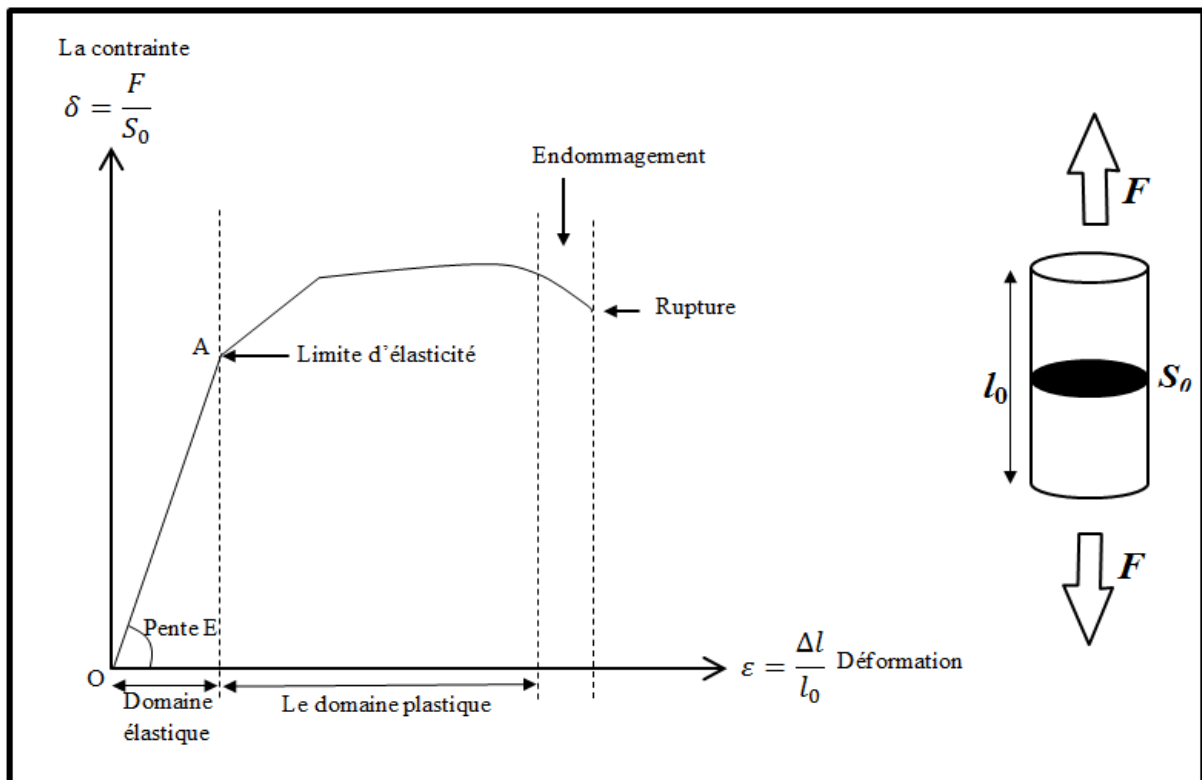


Figure (I.3) : comportement des matériaux soumis à des efforts.

• Rhéologie

Contrainte et déformation sont reliées par des lois physiques : les lois rhéologiques ; la rhéologie est l'étude des relations entre ces deux grandeurs.

I.2.2.1 Modes de déformation des matériaux terrestres :

N'importe quel matériau peut se déformer de deux façons différentes :

- De façon élastique (*elastic deformation*), c'est-à-dire avec une déformation instantanée et réversible (la déformation disparaît lorsque la contrainte est relâchée).
- De façon plastique (*plastic deformation*), c'est-à-dire avec une déformation non-réversible, généralement non-instantanée.

Dans les deux cas, au-delà d'une certaine quantité de déformation, le corps se casse (rupture).

I.3 Propriété élastiques et mécaniques des roches :

La mécanique des roches a été définie par (the U.S National Committee For Rock Mechanics) **USNC/RM** dans les termes suivants : "La mécanique des roches est la science théorique et appliquée du comportement mécanique des roches ; c'est la branche de la mécanique qui s'intéresse à la réponse des roches aux champs de force de leur environnement physique" (Judd, 1964).

Les propriétés mécaniques sont associées aux mouvements des particules de matériaux ; c'est-à-dire aux déformations. Une roche est un corps qui subit non seulement des déformations élastiques et réversibles, mais aussi des déformations inélastiques (Plastiques, visqueux, élasto-plastique, visco-élasto-plastiques) qui dépendent du temps et sont partiellement irréversibles. Le type de déformation dépend en partie des propriétés des minéraux constituant la roche et des caractéristiques pétrographiques de la roche. Ils résultent de la fermeture des pores et des fissures présents dans la roche, ou du glissement le long des fissures,

Pour caractériser le comportement mécanique des roches et des masses rocheuses, nous utilisons quelques paramètres mécaniques choisis, tels que :

- la résistance de compression (ucs).
- la résistance de traction (R_t).
- la résistance en cisaillement (tensile).

Toutes ces résistances exprimées en termes des modules d'élasticité et coefficient de Poisson.

I.3.1 Le Module Dynamique de Young (E_d) :

Les propriétés élastiques des matériaux sont définies par des constantes élastiques permettant d'établir une relation entre la contrainte qui leur est appliquée et la déformation

engendrée. En 1676, le physicien anglais Robert Hooke (1635- 1703) a établi une relation linéaire de proportionnalité entre les contraintes et les déformations ; relation que l'on peut exprimer par les constantes élastiques déterminées comme suit :

Tout matériau isotrope soumis à une faible contrainte (force appliquée par unité de surface, F/S_0) subit un raccourcissement (ou un allongement)

Le module d'Young E s'exprime par la relation :

$$E = \frac{F/S_0}{\Delta l/l_0} = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad \text{soit :} \quad \sigma = E \cdot \varepsilon$$

F : force appliquée

S_0 : section initiale

Δl : Allongement (ou raccourcissement) du matériau sous l'action de la traction ou de la compression

l_0 : Longueur initiale

E : module d'Young

σ : contrainte

ε : déformation

Ainsi, une tension T appliquée sur les faces perpendiculaires d'un parallélépipède rectangle produit un allongement Δl des arêtes parallèles à l'axe de la tension T . Le rapport Tension/Allongement par unité de longueur l est le module d'allongement ou module d'Young E défini par :

$$E = \frac{T}{\Delta l/l}$$

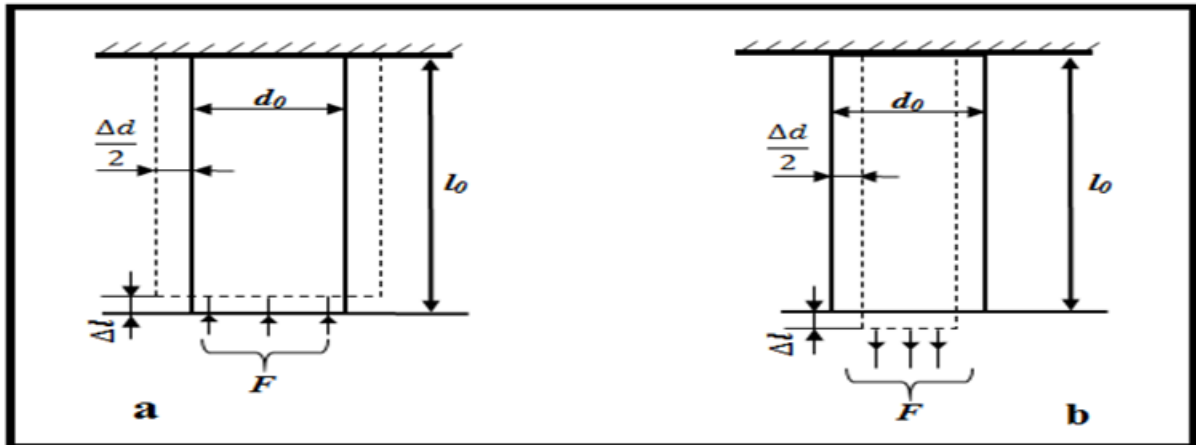


Figure (I.4) : (a) déformation de compression, (b) déformation de tension T

I.3.2 Le coefficient de Poisson (ν) :

C'est le mathématicien français Siméon Denis Poisson (1781-1840) qui a mis en évidence analytiquement ce paramètre caractérisant comme le coefficient d'Young, une propriété intrinsèque du matériau, appelé depuis le coefficient de Poisson.

La tension qui provoque l'allongement Δl s'accompagne d'une contraction relative $\frac{\Delta d}{d_0}$ des arêtes perpendiculaires à la direction de la tension figure(I.4). Le rapport de la contraction latérale à la dilatation longitudinale est le coefficient de Poisson ν . Celui-ci est défini par :

$$\nu = \frac{\Delta d / d_0}{\Delta l / l_0}$$

$\Delta d / d_0$: Variation des dimensions transverses

Δd : rétrécissement (ou allongement de l'épaisseur(diamètre)).

d_0 : épaisseur initiale (diamètre initial).

Le coefficient de Poisson est défini par le rapport entre le rétrécissement latéral et l'allongement longitudinal quand un matériau est soumis à une force de traction (dans le domaine élastique). Ainsi, il permet de caractériser le rétrécissement du matériau perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué.

Le coefficient de Poisson (grandeur sans unité) est théoriquement égal à **0.25** pour un matériau parfaitement isotrope. Il est habituellement compris entre **0.20** et **0.30** et ne dépasse pas **0.50**.

Le tableau (I.3) renferme les valeurs du module d'Young et du coefficient de Poisson pour quelques roches (Mestat 1993). Il ressort que les roches tendres se caractérisent par le module d'Young faible notamment pour la marne et le calcaire alors que les roches dures comme le granit et le marbre possèdent des valeurs assez élevées. Le coefficient de Poisson est sans unité, dans la plupart des cas il est égal à **0.25**

Il est toujours inférieur ou égal à **0.50**. S'il est égal à **0.50**, le matériau est parfaitement incompressible.

Matériau	Module de Young E (GPa)	Coefficient de poisson(ν)
Granit	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	0.27-0.30
Gypse	2-6.5	0.27-0.30

Tableau(I.3) : valeurs de module de Young et le coefficient de poisson pour quelques roches

I.3.3 Le module de rigidité [G/ μ] :

Le module de rigidité (G), caractérisant la résistance de la roche au changement de forme, est le premier paramètre de Lamé, appelé aussi module de cisaillement. Il s'exprime

comme étant le rapport entre la contrainte de cisaillement (τ) et la déformation angulaire engendrée (γ); comme suit :

$$G = \frac{\tau}{\gamma}$$

Avec : $\tau = F/A$

$$\gamma = x/h = \tan \theta$$

Où A : Section parallèle à la force F

Le coefficient de cisaillement (rigidité) est nul dans les milieux fluides. C'est grâce à cette propriété que l'on a pu déduire que le noyau externe de la terre est liquide. Il peut servir également pour fournir des informations sur l'état de la fracturation des matériaux. Il est lié aux autres paramètres élastiques par :

$$G = \mu = \frac{1}{2} \frac{E}{(1+\nu)} = \frac{3K-2}{2(1+\nu)}$$

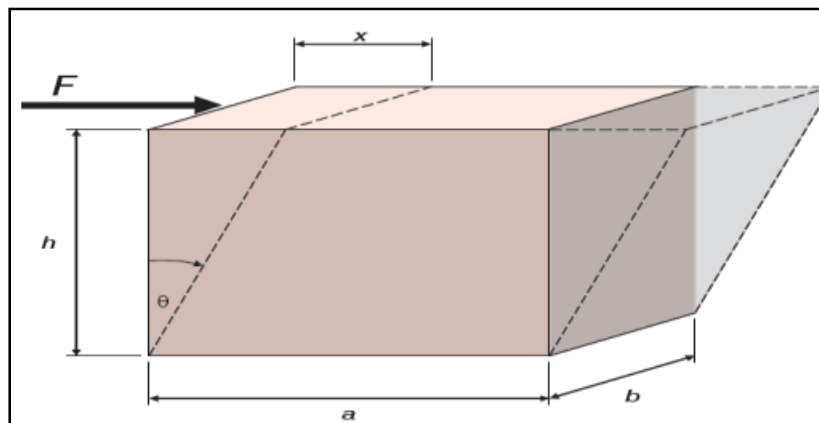
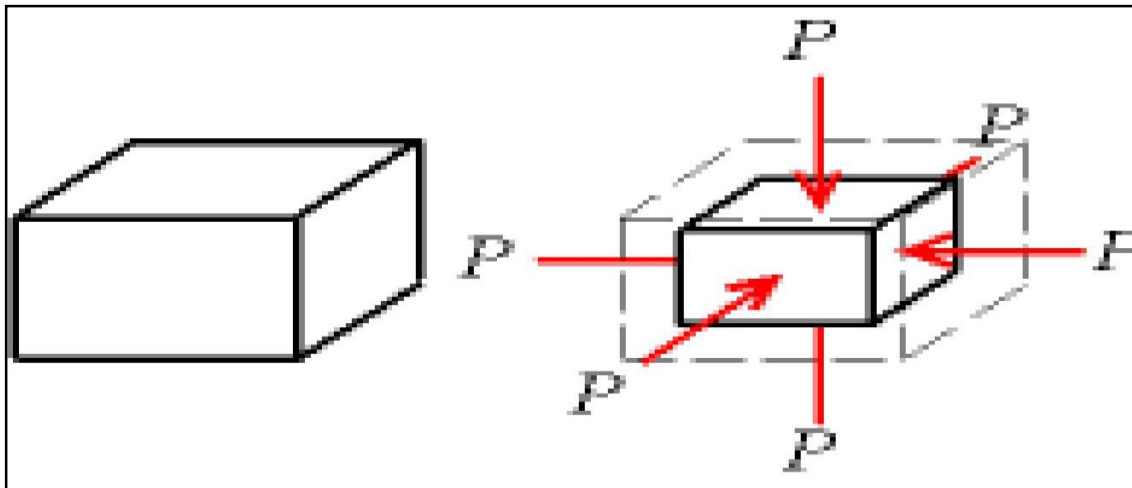


Figure (I.5) : La déformation angulaire

I.3.4 Module d'incompressibilité de la roche [K] :

Ou **module volumétrique (K)** est une propriété physique qui caractérise la compressibilité d'un matériau. Il décrit la relation de proportionnalité entre la variation de la pression et le changement de volume (Figure III.10). Il est exprimé par la relation suivante :

$$K = \frac{\text{pression hydrostatique}}{\text{déformation volumétrique}}$$



Figure(I.6): Compression Volumétrique d'une Roche Sous une Tension Hydrostatique.

Il peut être aussi exprimé par rapport au module de Young et au coefficient de Poisson par l'expression suivante :

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)}$$

L'inverse du module d'incompressibilité est défini comme étant le module de compressibilité de la roche

$$C_b = \frac{1}{K} = \frac{3(1-2\nu)}{E}$$

I.3.5 Angle de frottement interne $[\varphi]$:

L'angle de frottement interne correspond à l'angle formé naturellement par un matériau mis en tas, par rapport à l'horizontale. Il dépend du type de sol et plus particulièrement de l'émoussé de ses grains : plus ces derniers sont anguleux, plus l'angle de frottement interne sera élevé. Ainsi, cet angle sera nettement plus élevé dans le cas de graviers que pour un sol à forte teneur en argiles.

I.3.6 La Cohésion $[C]$:

C'est la résistance au cisaillement sous contrainte normale nulle, et la résistance propre de la structure (liaisons physico-chimiques). Elle est obtenue par la relation suivante :

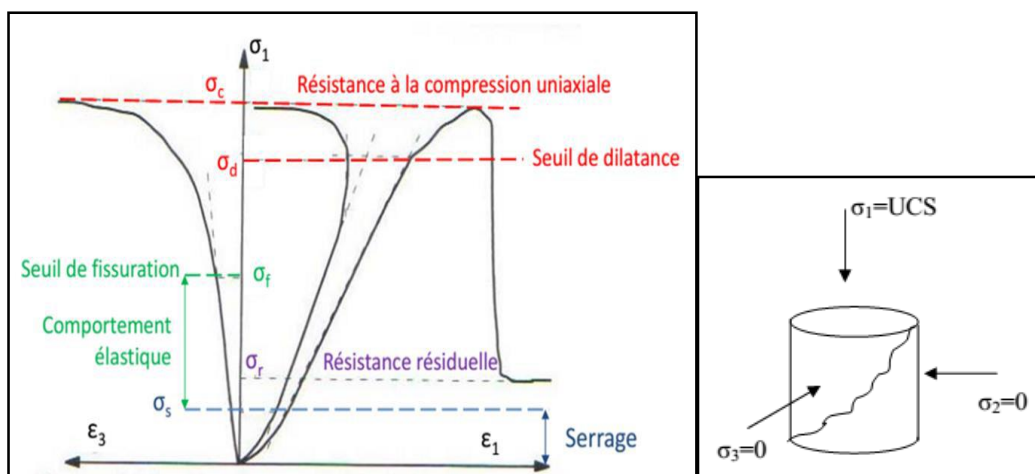
$$\tau = C + \sigma \tan \varphi$$

I.3.7 Résistance à la compression simple [UCS] :

Il consiste à comprimer un échantillon de roche de forme cylindrique entre deux plateaux parallèles d'une presse rigide. Il est alors soumis à une pression axiale croissante jusqu'à sa rupture. La pression de rupture représente sa résistance à la compression. La résistance à la compression est donnée comme suite :

$$UCS = P_{max}/S$$

Au cours de l'essai, un enregistreur permet de relever l'évolution de la contrainte axiale grâce à un capteur de force ou de pression, ainsi que celle des déformations soit par des capteurs de déplacement soit par des jauges de déformation.



Figure(I.7) : Courbe contrainte-déformations axiale, transversale et volumique

Le tableau ci-dessous indique différentes valeurs d'UCS des différents types de roches :

TYPE DE ROCHE	UCS (bar)
Marne	25 à 50
calcaires tendres	100 à 200
grès peu consolidés	300 à 400
grès consolidés	600 à 700
grès très consolidés	>1000
calcaires durs et très consolidés	1500 à 2000

Tableau(I.4): Classification de la résistance d'une roche en fonction de la valeur de la résistance en compression simple.

I.3.8 Résistance à la traction [R_t] :

Cette grandeur, très influencée par la fissuration de la roche, présente toujours une dispersion importante. L'estimation de la résistance à la traction peut être déterminée au laboratoire par un essai de traction direct souvent très difficile à réaliser ou à partir d'un essai dit « brésilien ». Ce dernier essai se base sur le fait que la compression d'un échantillon dans une direction engendrera des contraintes de traction dans le plan perpendiculaire si celui-ci est libre en mouvement.

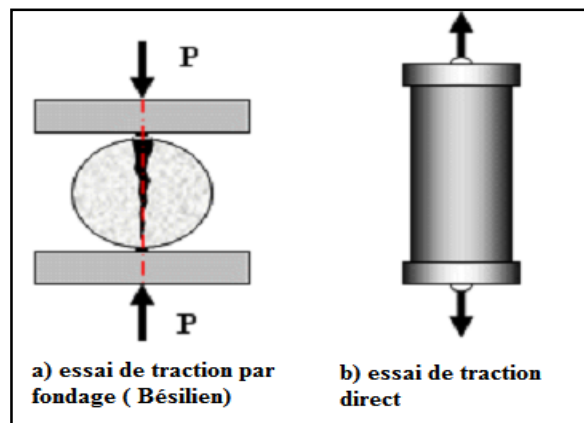


Figure (I.8) : Différents essais de traction

Par ailleurs, la résistance à la traction peut être estimée sur site (in situ) à partir d'un essai de micro-fracturation à double cycle. Le principe réside dans le fait qu'un premier cycle de la micro-fracturation atteint son maximum de pression après avoir créé une fracture méridienne.

Type de roche	Rt (bar)	
	Essai brésilien	Essai traction
Grès consolidés	30 à 50	3 à 10
Calcaires tendres	10 à 15	Négligeables
Calcaires durs	100 à 150	15 a 30

Tableau(I.5) : Valeurs de résistances à la traction de certaines roches

I.3.9 La pression des pores :

Par définition, c'est la pression exercée par les fluides interstitiels au sein d'une formation. On peut l'obtenir à partir de l'outil MDT. En l'absence de ce dernier, on peut l'estimer à partir du gradient hydrostatique par la formule suivante :

$$P_p = \text{GRAD}(P_p) * \text{TVD}$$

Où : TVD = Profondeur Verticale Réelle.

Conclusion

La connaissance des propriétés mécaniques de la roche et du tenseur des contraintes, y compris l'orientation et la magnitude des contraintes in situ, a de nombreuses implications dans différents aspects de l'exploration et de la production pétrolières. En particulier, ces paramètres géo-mécaniques contrôlent l'écoulement des fluides dans les réservoirs à fractures naturelles, la stimulation des fractures hydrauliques et la stabilité des parois de puits de forage dont ce dernier fait l'objet de notre étude.

Chapitre II

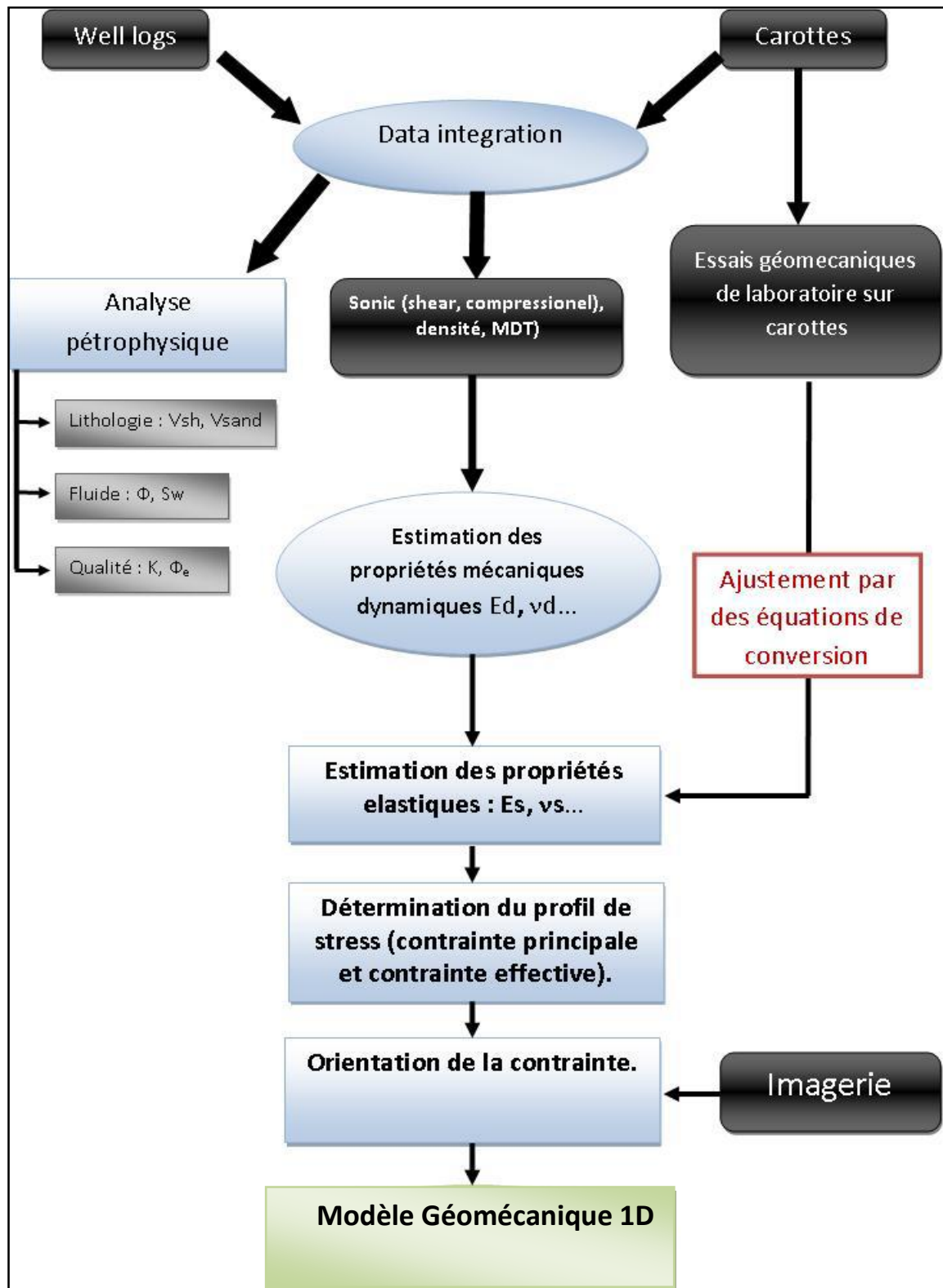
Méthodologie de calcul d'une étude géomécanique :

Introduction:

La réalisation d'une étude géo-mécanique repose sur l'analyse des informations issues des mesures des diagraphies et de carottes, ceci va permettre d'identifier la qualité du réservoir et ses caractéristiques pétro-physiques. L'estimation des propriétés mécaniques dynamiques (Module de Young et Coefficient de Poisson) se fait par les mesures des ondes de compression et cisaillement en utilisant les équations de Gasmann. Le passage au régime statique nécessite l'utilisation des formules de conversion obtenues par plusieurs corrélations. Une fois les valeurs des propriétés mécaniques statiques sont disponibles, on procède alors à la réalisation du profil de stress qui consiste à estimer les contraintes horizontales en utilisant un modèle poro-élastique ainsi que leurs distribution en fonction de la profondeur et leur orientation à l'aide de l'imagerie.

II.1 Méthodologie pour l'établissement des paramètres géo-mécanique:

Les étapes suivies pour l'élaboration d'une étude géo-mécaniques ont décrites dans le schéma ci-dessous (Figure II.1) :



Figure(II.1) : Méthodologie d'une étude géo-mécanique

La détermination de la fenêtre de boue est capitale dans toute étude de stabilité des parois de puits. Sa détermination est basée sur la caractérisation de certains paramètres

élastiques indispensables pour le calcul des contraintes horizontales afin d'établir un modèle géomécanique.

De ce fait, pour réaliser un modèle géomécanique ou MEM (Mechanical Earth Model) on se sert des données **des diagraphies** et des résultats des **essais mécaniques sur carottes**.

II.2 Les Diagraphies :

Les diagraphies différées sont des enregistrements continus de paramètres physiques. La mesure se présente sous forme d'une courbe qui montre les variations du paramètre physique en fonction de la profondeur. Le phénomène mesuré peut être naturel ou provoqué. Les outils utilisés peuvent être centrés dans le puits ou appliqués contre la paroi du trou. Les outils ont des profondeurs d'investigation et des pouvoirs de résolution très variables. Pour l'étude géomécanique on utilise les diagraphies suivantes :

II.2.1 Diagraphies Nucléaires

Les diagraphies nucléaires peuvent être enregistrées en trou ouvert ainsi qu'en trou tubé, puisque les rayons Gamma ou les neutrons traversent, suivant leur énergie, une épaisseur plus ou moins importante d'un matériau en fonction de sa nature (densité).

On regroupe sous le nom de diagraphies nucléaires :

- Le log de radioactivité gamma naturel.
- Le log densité (gamma-gamma).
- Le log neutron.

a. Diagraphies de radioactivité gamma naturel

Ces diagraphies mesurent l'énergie des rayonnements gamma naturel émises par la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans des formations traversées par un forage.

Les principaux radioéléments présents dans les formations géologiques sont :

- Potassium (K40)
- Thorium (Th 232)
- Uranium (U 238)

Ces diagraphies nucléaires englobent deux types de mesures :

➤ Diagraphies Gamma ray

Elle nous permet d'enregistrer l'énergie totale des rayonnements Gamma naturels des formations. La réponse de l'outil est fonction de la concentration en poids du minéral radioactif et aussi de cette formation, l'équation suivant traduit cette relation :

$$GR = \frac{A * \rho * V}{\rho_b}$$

GR : Radioactivité globale mesuré

ρ_b : Densité globale de la formation

ρ : Densité de l'élément radioactif

V : Pourcentage de l'élément radioactif

A : Facteur de proportionnalité correspondant à l'activité radioactive.

➤ Spectrométrie des rayonnements gamma naturels

Elle permet l'enregistrement, en plus de l'énergie totale des rayons gamma, de l'énergie spécifique des différent éléments radioactif ainsi que l'énergie de radiation de thorium plus potassium (**Th+K**). Les sondes utilisées sont **NGS** et **HNGS**.

- **NGS (Naturel Ray spectrometry)** : Elles permettent d'enregistrer cinq courbes :
- **SGR**: enregistrement de la radioactivité totale (API).
- **CGR**: enregistrement de l'énergie de TH+K.
- **K** : concentration en potassium en %.
- **TH** : concentration en potassium en ppm.
- **U**: concentration en uranium en ppm.

HNGS (High Natural Gamma Ray Spectrometry): Utilise le même principe que le NGS, cependant en plus des cinq courbes elle utilise les rayons gamma dont le niveau d'énergie est supérieur à 500 Kev, ainsi elles éliminent la sensibilité de la boue et donnent des valeurs de mesure liées directement à la formation.

Application :

- Identification des formations poreuses et perméables de celles imperméables.
- Identification de la lithologie.
- Le calcul de volume d'argile.

Le volume d'argile à un point 'x' se calcule à l'aide d'un indicateur classique d'argile qui est basé sur les valeurs du 'Gamma Ray' de la façon suivante :

$$V_{sh}(x) = \frac{GRx - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

b. Diagraphies de densité (gamma-gamma) :

C'est l'outil qui permet de mesurer la densité de la formation. C'est une méthode de diagraphie qui permet de mesurer la radioactivité provoquée. Le principe consiste à soumettre une formation géologique à un bombardement par un rayonnement gamma généré par une source radioactive contenant du césium 137. Le rayonnement gamma incident sans masse (ondes électromagnétiques) généré par la source susmentionnée entre en collision avec les atomes et perd de son énergie selon 3 effets :

- **Effet photoélectrique** : A l'issue de ce phénomène, toute l'énergie du rayon gamma est transmise à l'électron (absorption totale).
- **Effet Compton** : lors de l'interaction du rayon gamma incident avec la matière, une partie de l'énergie incidente est diffusée dans toutes les directions et l'autre partie est carrément transmise à l'électron.
- **Effet de production de paires** : Dans ce dernier cas, l'interaction du rayon gamma avec la matière donne naissance à un négaton (e^-) et un positon (e^+). Il en résulte (sans entrer dans le détail) que l'atténuation du rayonnement gamma dans la formation est profondément liée à la densité électronique qui est elle-même étroitement liée à la densité de la formation géologique.

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique qui intéressent les diagraphies de densité. Le premier permet de mesurer la densité globale de la formation et le deuxième de mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique.

Il existe plusieurs sondes de mesure parmi lesquelles :

LDT (Litho Density Tool) : elle permet, en plus de l'enregistrement de la densité globale ρ_b (gr /cc), de mesurer le facteur d'absorption photoélectrique P_e qui est donné par la relation suivante :

$$P_e = \left(\frac{Z}{10} \right)^{3.6}$$

Avec Z : Le numéro atomique.

Application :

- Calcul de la porosité densité Φ_D .
- Détermination de la lithologie.
- Détermination de la zone à gaz (en la combinant aux diagraphies neutrons).
- Détection des minéraux lourds.
- Détermination de la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité.

La densité comme la vitesse est une grandeur petro-physique très importante qui caractérise un milieu. C'est un paramètre physique qui varie en fonction de la nature des milieux géologiques. Elle est liée aux facteurs tels que : porosité, perméabilité, compressibilité, modules d'élasticité, nature des fluides contenus dans la roche et bien d'autres. La densité des roches varie avec la profondeur, sous l'effet de la compaction. Celle-ci (compaction) expulse l'eau des milieux géologiques qui deviennent de plus en plus denses et de moins en moins poreux. Pour un matériau géologique, la densité totale ρ_b vaut :

$$\rho_b = \rho_{ma}(1 - \Phi_D) + \Phi_D * \rho_f$$

La porosité densité donc sera calculée par la formule suivante :

$$\Phi_D(\%) = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} * 100$$

Φ_D : Porosité densité.

ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_f : Densité de fluide.

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{sh} * \Phi_{Dsh}$$

V_{sh} : Volume d'argiles dans le niveau considéré.

Φ_{Dsh} : Porosité densité des argiles.

c. Diagraphies de Neutron

A l'aide d'une source appropriée (Américium-Béryllium), on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons à haute énergie (4Mev). Ils vont entrer, de ce fait, en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement de leur énergie pour atteindre, dans un premier temps, le stade épithermique (0.4-10ev) et, dans un second temps, celui des neutrons thermique (0.025ev). Dans chacun de ces niveaux d'énergie, une sonde a été élaborée, la plus utilisée dans le stade thermique est :

➤ **CNL (compensated neutron log) :**

Elle mesure la densité des neutrons thermiques d'énergie égale à 0.025ev. Mais pour diminuer les effets de trou, elle comprend deux détecteurs. Le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutron).

Application

- Mesure de la porosité neutron Φ_N
- Différenciation des zones à gaz, des zones à huile ou à eau.
- Définition de la lithologie en combinant avec d'autres diagraphies.
- Analyse sédimentologie, spécialement pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle.
- Les corrélations entre puits.

La porosité neutron est donnée directement sur l-e log diagraphie NPHI et corrigée de l'effet des argiles par la relation suivante :

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{sh} * \Phi_{Nsh}$$

- Φ_{Nsh} : Porosité neutron lue en face d'un banc argileux.

Après avoir calculé les porosités corrigées neutron et densité, on peut déterminer la porosité effective en utilisant l'une des formules suivantes :

$$\phi_e = \begin{cases} \frac{\phi_{NC} + \phi_{DC}}{2} & \text{si } |\phi_{DC} - \phi_{NC}| < 5\% \text{ (gaz)} \\ \frac{2\phi_{NC} + 7\phi_{DC}}{9} & \text{si } |\phi_{DC} - \phi_{NC}| > 5\% \text{ (huile, eau)} \end{cases}$$

II.2.2 Diagrammes acoustiques 'sonique' :

Les diagrammes acoustiques (carottage continu de vitesse-CCV-log sonique) sont apparues dans les années 1957-59. Elles mesurent, instantanément et en continu dans le trou de forage, à l'aide d'une sonde constituée d'un dispositif émetteurs - récepteurs spécial, la vitesse de tranche successive des formations géologiques de quelques mètres d'épaisseur. La source d'émission des ondes acoustiques engendre **une impulsion de pression** qui est transmise au fluide dans le trou rempli de fluide et ensuite aux formations géologiques. Elle génère généralement une énergie mécanique (**ondes acoustiques de hautes fréquences plus élevées que celles des ondes de la sismique de surface**). Le système récepteur enregistre le temps mesuré en microsecondes par pied par un log acoustique qui est le temps mis par une onde pour parcourir une certaine distance, proportionnel à l'inverse de la vitesse. Les ondes acoustiques (sonores) constituent une déformation qui se propage dans un milieu élastique. Quand on soumet un matériau à une déformation, on provoque au sein de celui-ci des contraintes entraînant la propagation d'une onde élastique (mécanique). L'agitation se transmet de proche en proche dans le milieu matériel sous forme d'une onde mécanique (transfère de l'énergie sans transfert de matière). Les ondes qui se déplacent au sein du matériau sont appelées ondes de volume (**P** et **S**). Les ondes acoustiques se propagent avec des vitesses finies, déterminées par les caractéristiques des matériaux traversées. L'analyse et le traitement des enregistrements du champ d'ondes total issu d'un log acoustique permet de déterminer les vitesses de propagation des différentes ondes et certains paramètres pétrophysiques, acquérir des informations lithologiques et mécaniques, mesurer les vitesses des formations (en compression et cisaillement), calculer les modules d'élasticité (mesure dynamique), évaluer la porosité et appréhender la perméabilité et bien d'autres.

Le "Sonic" est le seul outil qui répond aux propriétés élastiques de la formation. Les deux types d'ondes d'intérêt pour l'estimation des constantes élastiques d'un milieu sont les ondes de compression (ondes P) et les ondes de cisaillement (ondes S).

Les sondes de diagraphie acoustique utilisent deux récepteurs qui enregistrent le temps de propagation entre les deux récepteurs, divisé par la distance entre eux (temps d'intervalle) qui est donné en microsecondes par pied. La sonde la plus utilisée est :

- **BHC (Bore Hole Compensated)** : L'outil est muni de quatre bras qui permettent de le maintenir centré dans le trou, il est constitué de deux émetteurs, l'un en haut, l'autre en bas et quatre récepteurs couplés deux par deux avec chaque émetteur, pour réduire l'effet de trou. L'émetteur envoie un train d'onde d'une fréquence moyenne de 20 à 40 KHZ. L'outil mesure le temps écoulé (Δt_1 et Δt_2) entre la détection de la première arrivée au niveau des deux paires de détecteurs, et le temps Δt enregistré est une moyenne des deux mesures.

La formule qui permet d'obtenir la porosité sonique est la suivante :

$$\phi_s(\%) = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} * 100$$

ΔT_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés.

ΔT_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

ΔT_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

La porosité corrigée de l'effet d'argiles est donnée comme suit :

$$\text{Avec : } \begin{cases} \phi_{sc} = \phi_s - V_{sh} * \phi_{ma} \\ \phi_{ssh} = \frac{\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} \end{cases}$$

ϕ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.

ΔT_{sh} : Temps de parcours de l'onde sonique en face un niveau argileux.

II.2.3 Le caliper (Diamètre) :

Le caliper est un instrument qui permet de mesurer le diamètre du trou. L'orientation des contraintes principales peut être déterminée à l'aide du caliper à quatre ou six bras. En

outre, quand il est muni de quatre ou six bras, il pourra mesurer le diamètre dans deux ou trois orientations différentes. Ce qui permettra d'avoir une idée sur la forme du trou.

On détermine généralement un diamètre maximal et un diamètre minimal. Trois situations peuvent se présenter. Soit, les deux diamètres ont la dimension de l'outil ; dans ce cas, le trou est dit « in gauge ». Soit, un diamètre est égal au diamètre de l'outil et l'autre est plus grand que ce dernier et le trou est dit « ovalisé ». Enfin, si les deux diamètres sont plus grands que le diamètre de l'outil, le trou est dit « cavé ».

Le « cavage » peut être le résultat d'une grande vitesse du fluide de forage dans l'annulaire trou-tiges ou d'une réaction combinée chimique et mécanique. Cependant, l'ovalisation est plus susceptible d'être causée par les contraintes tectoniques qui s'exercent sur la formation. Par conséquent, pour l'analyse de l'orientation des contraintes principales, il ne faudrait prendre en compte que les zones ovalisées. Cette ovalisation, si elle a lieu, est orientée dans le sens de la contrainte principale mineure (voir figure 3.4).

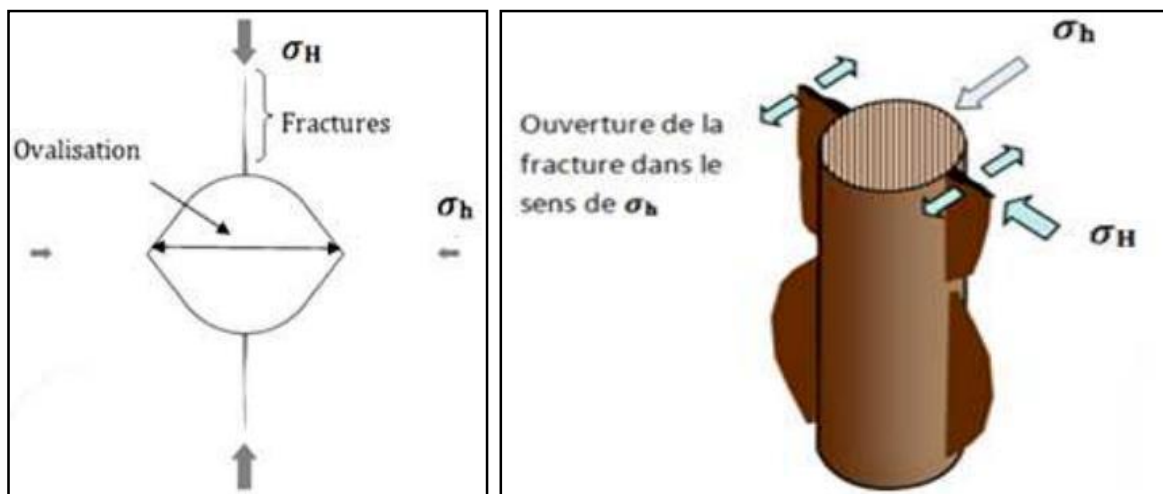


Figure II.3 : Détermination des contraintes horizontales selon les fractures induites et l'ovalisation du puits (Schlumberger et Sonatrach, 2007).

La détermination des directions principales est basée sur une analyse statistique de l'occurrence de l'ovalisation qui est représentée sous forme de rosace (voir figure II.4). Celui-ci indique la fréquence des ovalisations sur des intervalles d'azimuts en forme de secteurs. Cette représentation permet de visualiser l'orientation prédominante des ovalisations.

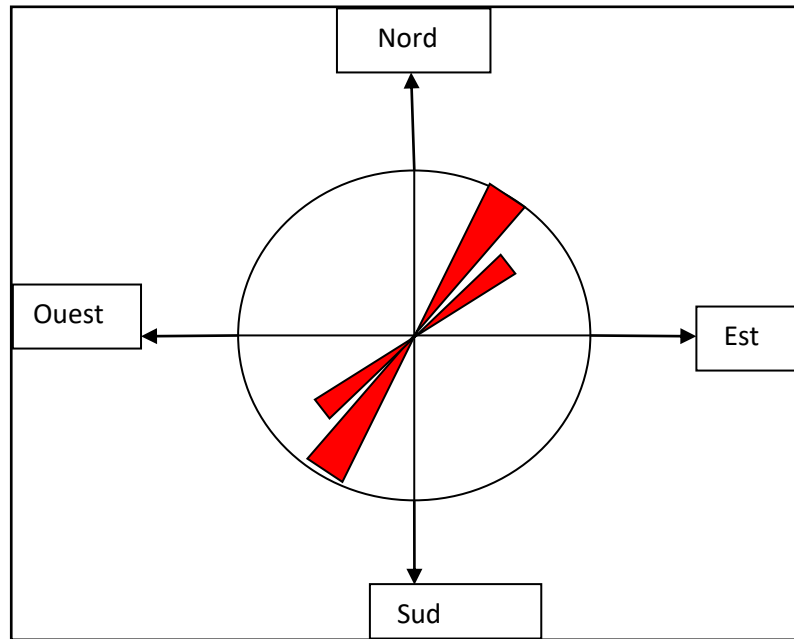


Figure II.4 L'orientation des contraintes horizontales

II.2.4 L'imagerie :

Les diagraphies d'imagerie visent à fournir des informations géologiques fines aux abords immédiats du trou de forage. L'image du puits est drivée soit d'une mesure de Micro-résistivité, soit d'une mesure Acoustique, selon le type d'outil utilisé.

- **UBI (Ultrasonic Borehole Imager) :**

C'est un outil très performant qui permet d'obtenir une visualisation correcte de la surface du puits de forage ; autrement dit, une véritable échographie (image acoustique) de la formation géologique. L'outil est constitué d'un transducteur à grande résolution qui fournit des images acoustiques en puits ouvert même si la boue de forage est à base d'huile

- **OBMI (OIL-Base Micro imager Tool) :**

L'outil OBMI, issu de la dernière technologie de Schlumberger, permet d'avoir une image électrique de micro résistivité dont des puits forés avec une boue à base d'huile et assure une fiabilité de mesure très élevée. Il permet d'enregistrer cinq mesures avec une vitesse d'enregistrement de 3600 ft/h. Il peut aussi être combiné avec d'autres outils tel que l'UBI qui peuvent être assemblés durant la même descente.

L'avantage principal de l'imagerie est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical, et au Top du trou dans un puits horizontal. L'imagerie permet aussi de :

- La représentation complète du trou par image 360°.
- La détermination de pendage.

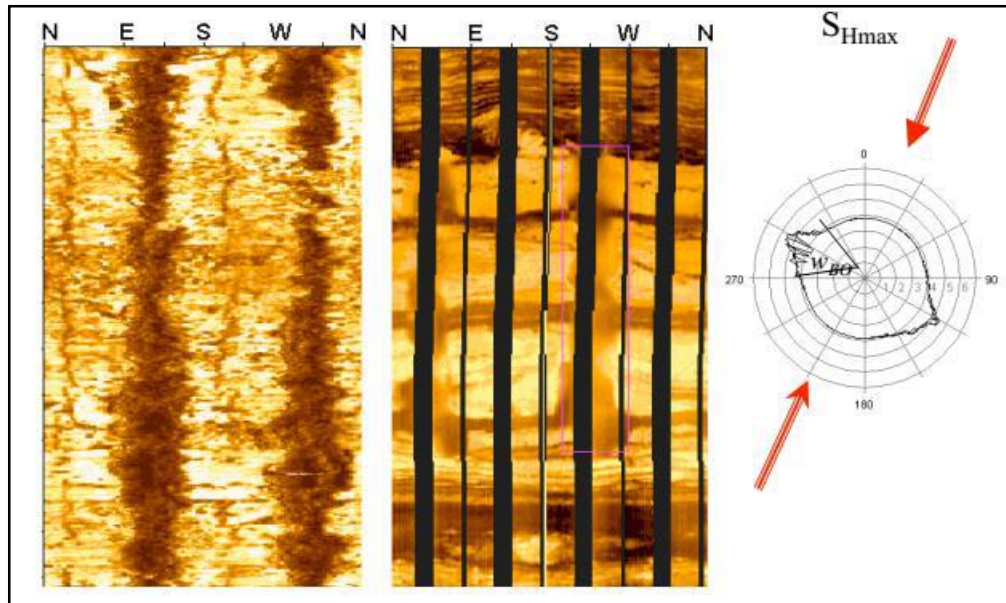


Figure (II.5) : Fractures enregistrées par les outils d'imagerie (Document Schlumberger).

- La détection des fractures et les failles, ainsi que leurs.

La figure (II.5) représente une image d'un outil UBI montrant une ovalisation SE-NO avec des ruptures en cisaillement représentées par les grandes rainures sombres sur l'image dans les directions S-E et N-O. On constate également des fissurations en traction qui sont représentées par deux fractures verticales, à mi-distance entre les ruptures en cisaillement. Dans ce cas, nous pouvons conclure que la contrainte horizontale maximale est orientée dans la direction SO-NE.

II.3 Corrélations de calcul des propriétés mécaniques de la roche :

Dans ce qui suit nous présentons les corrélations les plus utilisées pour estimer les propriétés des roches à partir des diagraphies en procédant selon l'organigramme suivant :

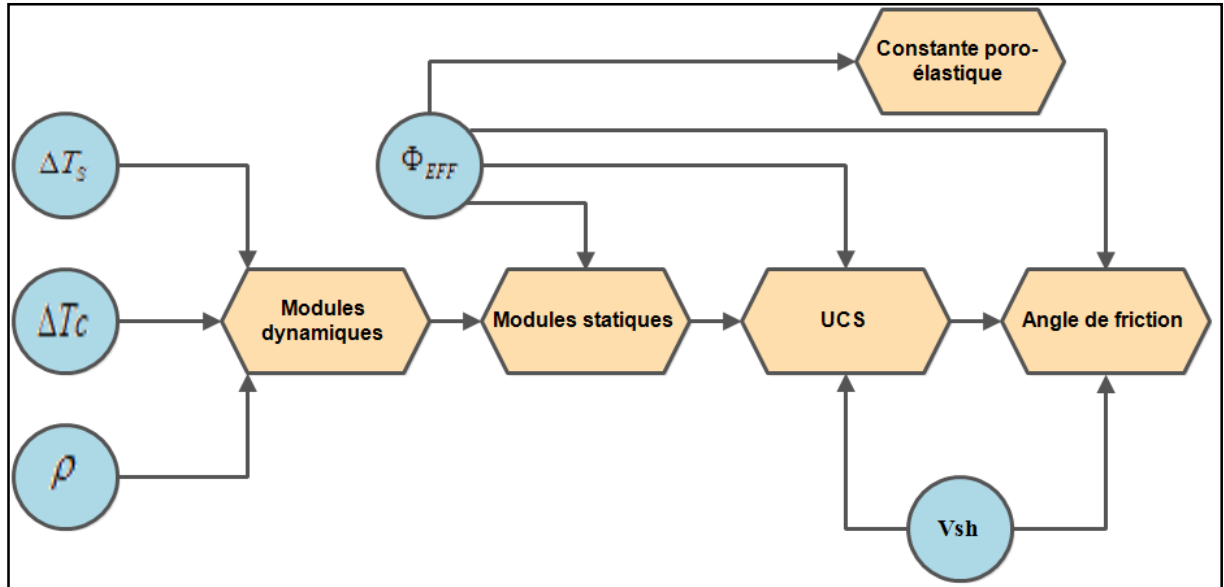


Figure (II.6) : Processus de caractérisation mécanique des formations

II.3.1 Module élastique (Module de YOUNG) :

La réponse élastique de la roche diffère selon le type de chargement : statique, comme le cas d'un appareil triaxial, ou dynamique pour une diagraphe acoustique. Les roches paraissent plus rigides quand il s'agit de chargement dynamique. Ceci conduit à la définition de deux types de module de Young.

- **Module élastique dynamique :**

On détermine le module de Young dynamique avec la combinaison entre les enregistrements de diagraphe sonique et densité, par :

$$E_d = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}$$

- **Module élastique statique :**

L'obtention des mesures statiques est assurée par des corrélations que l'on détermine en comparant les propriétés élastiques statiques et les propriétés élastiques dynamiques.

D'une façon générale, les corrélations sont de la forme suivante :

$$static = (A * Dynamic^\alpha) * B$$

D'où :

Statique : la propriété élastique statique.

Dynamique : la propriété élastique dynamique correspondante.

A et B : des constantes déterminées.

α : Constante de Biot, elle est généralement prise égale à 1.

Pour le passage du module de Young dynamique au module de Young statique, plusieurs équations sont disponibles dans la littérature :

Pour les argiles et les grès [D'après Fuller (Schlumberger) 1996] :

$$E_{stat} = 0.032 E_{dyn}^{1.623}$$

Pour les roches carbonatées, les évaporites et les sels (D'après Yale et al. 1994) :

$$E_{stat} = 0.713 E_{dyn} + 2.8808$$

Les équations les plus utilisées en Algérie sont : l'équation de (Morales) :

$$\log E_{stat} = 2.137 + 0.6612 \log E_{dyn}$$

II.3.2 Coefficient de Poisson :

La détermination de coefficient de Poisson nécessite de connaître les vitesses de propagation des ondes Vp (primaire) et Vs (secondaire), sa formule est écrite comme suit :

$$\nu = \frac{(V_p^2 - V_s^2)}{2(V_p^2 + V_s^2)}$$

II.3.3 Module de cisaillement G et le module d'incompressibilité K :

Le module de cisaillement est obtenu en fonction de la vitesse des ondes de cisaillement par la relation suivante :

$$G = \mu = \frac{E_{dyn}}{2(1 + \nu)} = \frac{\left(\frac{\rho_b}{\Delta T_s^2}\right) \left(\frac{3\Delta T_s^2 - 4\Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2}\right)}{2\left(1 + \frac{1}{2} \frac{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2}\right)} = \frac{\rho_b}{(\Delta t_s)^2} = \rho_b V_s^2$$

$$K = \frac{E_{dyn}}{3(1-2\nu)} = \frac{(\frac{\rho_b}{\Delta T_s^2})(\frac{3\Delta T_s^2 - 4\Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2})}{3(1 - \frac{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2})} = \rho_b \left(\frac{1}{(\Delta T_c^2)} - \frac{4}{3\Delta T_s^2} \right)$$

$$= \rho_b (V_c^2 - \frac{3}{4} V_s^2)$$

Avec :

G, K : [MPsi],

ρ : Densité globale de la formation [g/cm³],

$\Delta t_c, \Delta t_s$: temps de transit de l'onde sonique de compression et cisaillement respectivement [μ s/ft].

II.3.4 Constante poro-élastique [α] :

La constante poro-élastique ou le coefficient de Biot sera déterminé suivant la corrélation de Krief, qui utilise la porosité effective (Φ_e) des roches considérées en fraction :

$$\alpha = 1 - [1 - \Phi_e]^{\frac{3}{1-\Phi_e}}$$

$$0 < \alpha < 1$$

II.3.5 La résistance à la compression simple UCS :

C'est la résistance d'un échantillon de roche sous compression, non confiné et drainé, c'est un élément clé pour décrire le comportement mécanique d'une roche.

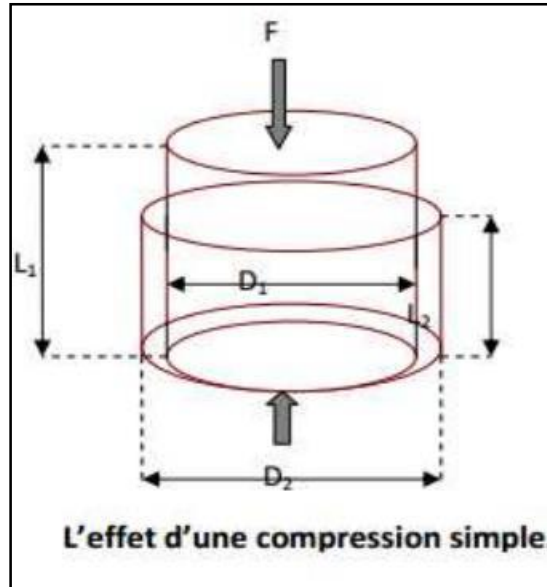


Figure II.7 : La résistance à la compression simple UCS

Il existe différents types de corrélation pour déterminer l'UCS, le choix de la corrélation dépend de la fiabilité, ainsi que la disponibilité des données et la lithologie de la formation.

a. Corrélation de Plumb :

La corrélation de Plumb utilise le module de cisaillement. Elle est valable pour les roches supportées par des grains et pour une gamme de porosité de 0 à 40 %.

$$\log(UCS) = 0.09 - 0.191 \log(G_{dyn}) + 0.581 \log(G_{dyn}^2)$$

Il existe une autre corrélation entre le module de Young statique et la résistance à la compression simple (Plumb 1994) qui s'écrit :

$$UCS = 2.280 + 4.1089 E_{stat}$$

b. Corrélation de Coates et Denno :

La corrélation de Coates et Denno (1981) pour l'UCS est donnée en fonction du volume d'argile (V_{sh}) et de module de Young statique :

$$UCS = E_{stat} (0.0058V_{sh} + 0.0045(1 - V_{sh}))$$

c. Corrélation de Brie :

Cette corrélation se base sur le module de cisaillement dynamique et sur la lithologie. Elle peut s'exprimer sous deux formes :

- Roche supportée par des grains (Grain Supported) :

$$UCS = 5.6 * 10^{-3} * G_{Refgs} * \left(\frac{G_{dyn}}{G_{Refgs}} \right)^{1.6}$$

- Roche supportée par des argiles (Clay Supported) :

$$UCS = 12 * 10^{-3} * G_{Refcs} * \left(\frac{G_{dyn}}{G_{Refcs}} \right)^{1.6}$$

G_{dyn} : Module de cisaillement dynamique [GPa] ;

G_{refgs} = 38,98 GPa référence du module de cisaillement pour « grain supported »

G_{refcs} = 20,0 GPa référence du module de cisaillement pour « clay supported »

II.3.6 Résistance à la traction :

La résistance des roches à la traction est généralement beaucoup plus faible que celle à la compression. Elle est souvent prise égale à une fraction de cette dernière variant de 5% à 15%. Sa détermination se fait généralement :

- Soit par essais de traction (peu pratique) ;
- Soit par essais de compression diamétrale (essai « brésilien »). Cet essai est réalisé sur une éprouvette cylindrique grâce à deux plateaux, on applique un effort le long des deux génératrices diamétralement opposées jusqu'à la rupture (Figure III.12). Ceci permet d'obtenir la résistance à la traction **Rt**.



Figure (II.8) : Essai Brésilien sur Presse Mécanique (ULG)

II.3.7 Angle de friction (angle de frottement interne) :

L'angle de frottement interne est un paramètre très difficile à estimer à travers les logs. Il existe cependant une corrélation linéaire entre ce dernier et le log du gamma ray. Cette corrélation s'écrit sous la forme suivante :

- Pour les formations Argiles-Grès :

$$\varphi_f^\circ = 30 - \frac{30 - 25}{110 - 20} (GR - 20)$$

- Pour les formations Argiles-Carbonate :

$$\varphi_f^\circ = 38 - \frac{38 - 10}{110 - 20} (GR - 20)$$

L'angle de friction peut être calculé aussi à partir des corrélations de Gholkar et Plumb proposées en 1996, et qui utilise le volume d'argile et la porosité effective.

$$\varphi_f^\circ = 26,5 - 37,4(1 - \Phi_{eff} - V_{sh}) + 62,1 \cdot (1 - \Phi_{eff} - V_{sh})$$

II.4 : PROFIL DE STRESS :

Le profil de stress est un élément nécessaire pour comprendre le comportement et la stabilité du puits de forage. Il contient des informations sur :

- La contrainte verticale (OBP : Over Burden Pressure).
- La pression des pores (PP : Pores Pressure).
- Les contraintes horizontales minimale et maximale (σ_h et σ_H) ainsi que leurs orientations.

Le profil de stress va être calibré à l'aide des données réelles **du Leak-Off Test (LOT)** et des données de **la micro fracturation**.

II.4.1 Contrainte verticale :

La détermination de la contrainte verticale s'effectue généralement à l'aide de la diagrapie de densité des puits voisins. En supposant une stratification horizontale des couches à forer, la contrainte verticale s'obtient par la relation suivante :

$$\sigma_v = \int_0^H \rho(z) \cdot g \cdot dz$$

Où : $\rho(z)$ est la densité de la formation en fonction de la profondeur.

En cas d'absence de diagrapie, on peut estimer approximativement la contrainte verticale en utilisant la coupe lithologique de la région et les tables de densité des roches.

L'utilisation d'un gradient de 22.6206 kPa/m a donné des résultats similaires à ceux qui sont donnés par l'intégrale.

II.4.2 Contraintes horizontales :

L'estimation des contraintes horizontales s'effectue à partir de l'utilisation des différents modèles de calcul :

a. Méthode du gradient de contrainte :

Le gradient de la contrainte horizontale n'est pas forcément continu le long du puits, car ce dernier dépend des mouvements tectoniques des plaques qui exercent des contraintes horizontales sur les roches sédimentaires. Donc, elles varient d'une zone à une autre. Ainsi, d'une couche à une autre couche, dépendant de la raideur des roches et ses élasticités qui sont caractérisées par le module de Young et le coefficient de Poisson, Il faudra définir pour chaque zone un point de référence (**TVD₀**) au niveau duquel on devra déterminer les deux contraintes horizontales correspondantes σ_{h0} et σ_{H0} .

Les expressions des deux contraintes sont données par les relations suivantes :

$$\sigma_h = \text{grad}(\sigma_h) \cdot (TVD - TVD_0) + \sigma_{h0}$$

$$\sigma_H = \text{grad}(\sigma_H) \cdot (TVD - TVD_0) + \sigma_{H0}$$

b. Modèle de contrainte Mohr-Coulomb :

Le modèle de contrainte Mohr-Coulomb représente l'enveloppe linéaire qui est obtenue par le rapport entre la contrainte de cisaillement d'un matériau et la contrainte normale, il se base sur les critères de rupture de la roche, donc il fait intervenir les paramètres suivants :

- L'angle de frottement interne ϕ_f ;
- Pression des pores P_p ;
- La contrainte verticale σ_v .

L'expression de la contrainte horizontale selon ce modèle est donnée par :

$$\sigma_h = \left(\frac{1}{\tan \gamma}\right)^2 * \sigma_v + \left(1 - \left(\frac{1}{\tan \gamma}\right)^2\right) * P_p$$

$$\text{Avec : } \gamma = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi_f}{2}$$

$$\sigma_H = \eta * \sigma_h$$

Où : η : facteur tectonique.

c. Modèle de déformation Poro-élastique :

Le modèle poro-élastique des déformations horizontales (Fjaer et Al., 1992) prend en considération les effets tectoniques. L'application de ce modèle nécessite la connaissance des paramètres suivants :

- Le module de Young statique et le coefficient de Poisson statique (E, ν) ;
- La contrainte verticale (σ_v) ;
- La pression des pores (P_p) ;
- La constante de Biot (α) ;
- La déformation dans la direction de la σ_h (ϵ_x) ;

- La déformation dans la direction de la σ_H (ϵ_Y).

Telles que les contraintes horizontales s'écrivent sous la forme :

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

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

II.4.3 Directions des contraintes horizontales :

Deux méthodes peuvent être utilisées pour déterminer les directions des contraintes horizontales in situ dans les forages verticaux :

- La première est basée sur l'analyse des breakouts, tel que ceux-ci se forment à différentes profondeurs lorsque la pression des contraintes de compression dépasse la résistance de la roche. L'axe défini par le breakout correspond à l'azimut de la contrainte horizontale minimale.
- La seconde méthode utilise les traces de fracturation hydraulique induites par le forage (ruptures en traction). Leur azimut est un indicateur fiable des directions de la contrainte horizontale maximale, figure (II.9).

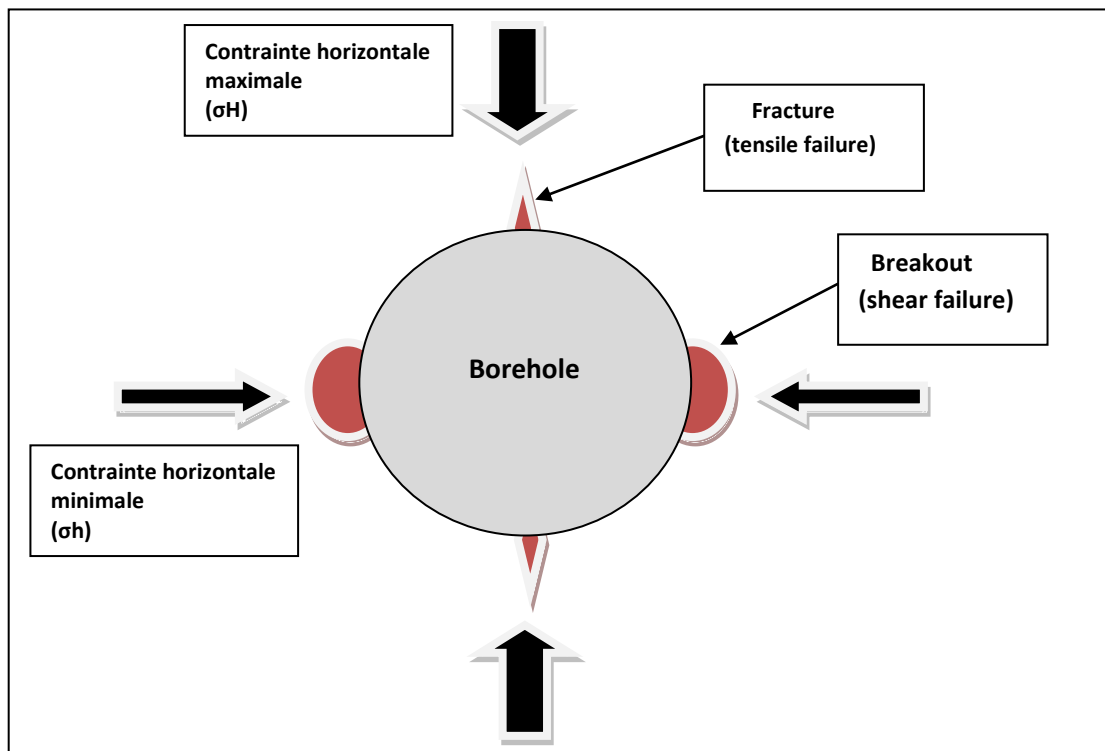


Figure (II.9) : breakout et fractures induites dans le champ de contraintes.

II.4.3 Pression de pore P_p :

C'est un facteur très important pour déterminer les autres paramètres géo-mécaniques ainsi que le mud window afin de forer dans un état stable.

$$P_p = \text{grad}(P_p) \cdot \text{TVD}$$

La pression des pores est un paramètre très important pour l'analyse de la stabilité des parois du puits, car d'une part elle influe sur les contraintes effectives qui s'appliquent sur la matrice de la roche, et d'autre part la connaissance du profil de la pression de pores représente un élément clé pour le contrôle des venues (KICKS).

Chapitre III

Stabilité des parois du puits « Wellbore stability » :

Introduction :

L'instabilité des puits de forage est l'un des défis les plus critiques qui apparaissent continuellement dans les opérations de forage et de production. Elle peut être regroupée en deux catégories : l'instabilité mécanique et l'instabilité physico-chimique.

L'instabilité d'origine mécanique se réfère à la situation où il y a un effondrement (collapse, breakout) ou une défaillance (fracturation, breakdown, loss) dans le puits en raison des contraintes, de l'érosion, des pressions et de l'action du train de tiges. L'instabilité physico-chimique implique des interactions entre les fluides de forage et la formation qui entraînent un gonflement ou une dispersion de la formation.

L'analyse de la stabilité des parois permet de prévenir les ruptures du type fragile et les déformations plastiques excessives de la roche du fait des contraintes mécaniques ou des déséquilibres chimiques. Dans ce chapitre, nous nous concentrerons sur les problèmes de stabilité des puits de forage associés à la défaillance mécanique des formations entourant un puits de forage.

III.1 Contrainte autour d'un puits :

Les formations souterraines sont toujours soumises à des contraintes, principalement les contraintes litho-statiques et les contraintes tectoniques. Lorsqu'un puits est foré dans une formation, le matériau solide sous contrainte est enlevé ; la paroi du trou de forage n'étant alors soutenue que par la pression du fluide dans le trou.

Comme cette pression de fluide ne correspond généralement pas aux contraintes in situ de la formation, il y aura une redistribution des contraintes autour du puits. Cela peut conduire à des contraintes déviatoriques supérieures à ce que la formation ne peut supporter et une défaillance peut en résulter. La connaissance des contraintes autour d'un puits est donc essentielle pour discuter des problèmes de puits.

III.2 Contraintes en coordonnées cylindriques :

Pour examiner les contraintes dans la roche entourant un trou de forage, nous devons exprimer les contraintes et les déformations en coordonnées cylindriques.

Les contraintes en un point P identifié par les coordonnées r, θ, z , sont notées $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \tau_{r\theta}, \tau_{rz}$ et $\tau_{\theta z}$. Les contraintes dans un plan perpendiculaire à l'axe z sont indiquées dans la Figure. (III.1.a). Les relations entre les contraintes en coordonnées cylindriques et cartésiennes sont les suivantes :

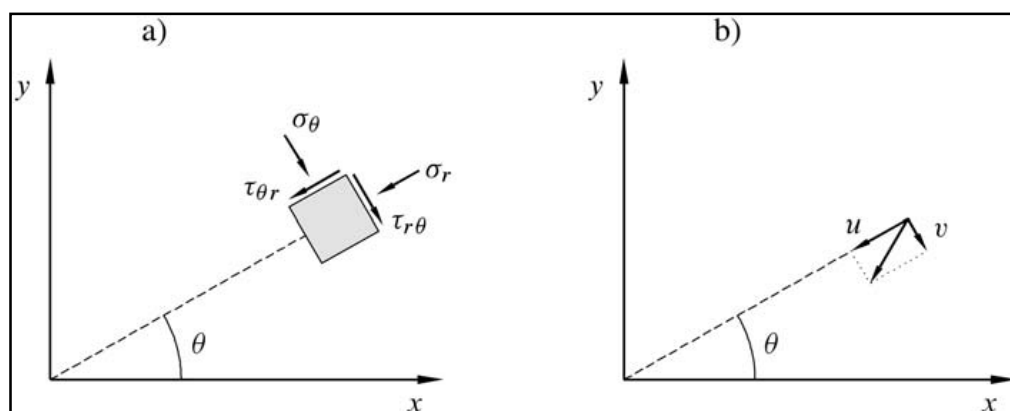


Figure (III.1) : Contraintes en coordonnées cylindriques.

$$\sigma_r = 1/2 (\sigma_x + \sigma_y) + 1/2 (\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + \tau_{xy} \sin 2\theta \dots\dots (3.1)$$

$$\sigma_\theta = 1/2 (\sigma_x + \sigma_y) - 1/2 (\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - \tau_{xy} \sin 2\theta \dots\dots (3.2)$$

$$\sigma_z = \sigma_z \dots\dots (3.3)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{1}{2} (\sigma_y - \sigma_x) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta \dots\dots\dots (3.4)$$

$$\tau_{rz} = \tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta \dots\dots\dots (3.5)$$

$$\tau_{\theta z} = \tau_{yz} \cos \theta - \tau_{xz} \sin \theta \dots\dots\dots (3.6)$$

Avec :

$$\sigma_x = (\sigma_H \cos a^2 + \sigma_h \sin a^2) \cos i^2 + \sigma_v \sin i^2$$

$$\sigma_y = (\sigma_H \sin a^2 + \sigma_h \cos a^2)$$

$$\sigma_z = (\sigma_H \cos a^2 + \sigma_h \sin a^2) \sin i^2 + \sigma_v \cos i^2$$

Et :

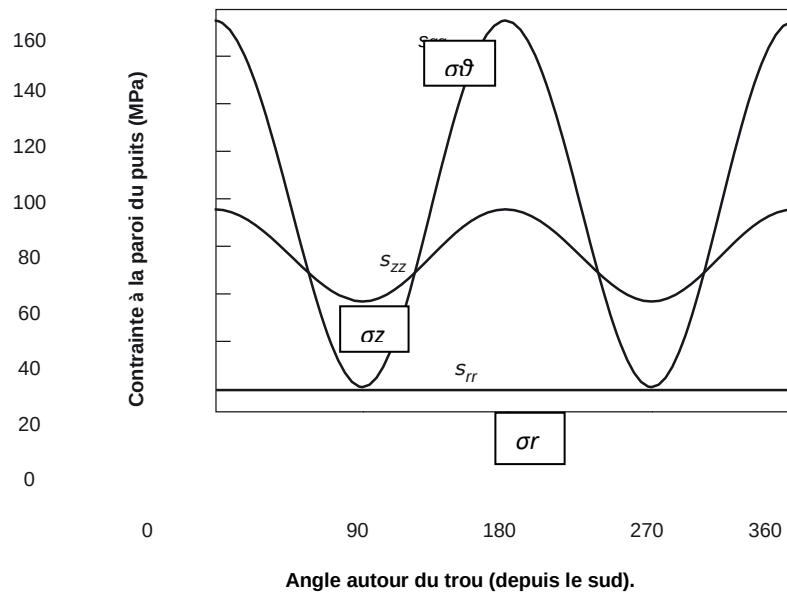
$$\tau_{yz} = 0.5(\sigma_H - \sigma_h) \sin 2a \sin i$$

$$\tau_{xy} = 0.5(\sigma_H - \sigma_h) \sin 2a \cos i$$

$$\tau_{xz} = 0.5(\sigma_H \cos a^2 + \sigma_h \sin a^2 - \sigma_v) \sin 2i$$

Dans un champ de contraintes horizontales anisotropes ($\sigma_H \max > \sigma_h \min$), des concentrations de contraintes circonférentielles maximales σ_θ sont observées sur les parois du puits dans la direction de la contrainte horizontale minimale $\sigma_h \min$ (Figure 2.2.11).

On peut donc voir que des breakouts se produiront dans ces zones, en fonction de la dureté de la roche.



Figure(III.2) : Variation des contraintes principales effectives autour d'un puits vertical en fonction de l'azimut [Zoback et al. 2003]

Tout critère de rupture par compression peut être appliqué pour estimer la rupture par (collaps) effondrement : Mohr Coulomb, qui ne tient pas compte de la contrainte intermédiaire, Von Mises, Drucker, Prager, etc... [McLean et Addis, 1990].

III.3 Critères de ruptures des matériaux rocheux :

Les critères de rupture spécifient l'état de contrainte des points de rupture. Pour comprendre un phénomène de rupture, un critère spécifique et compatible doit être appliqué. Alors que certains matériaux, comme le sable, se rompent en cisaillement, d'autres, comme l'argile, peuvent céder en raison d'une déformation plastique. Il existe plusieurs mécanismes qui peuvent provoquer des problèmes d'instabilité au niveau du puits et à proximité du puits et entraîner la rupture de la formation rocheuse. Certains sont décrits ci-dessous :

- Rupture par traction entraînant la rupture de la formation (tensile)
- Rupture par cisaillement sans déformation plastique appréciable (shear)
- Déformation plastique pouvant entraîner un effondrement des pores (pore collapse)
- Érosion ou rupture cohésive
- Rupture par fluage, qui peut provoquer un trou étroit pendant le forage. (Creep failure)
- L'effondrement des pores ou la rupture complète, qui peut se produire pendant la production

De nombreux critères empiriques ont été développés pour prédire la rupture des roches et de la formation. Il est essentiel de comprendre l'interprétation physique de ces critères avant de les appliquer aux problèmes liés au forage et à la construction de puits.

Il faut choisir les critères appropriés pour un problème donné. En général, les critères de ruptures sont utilisés pour créer des enveloppes de défaillances séparant habituellement les régions stables et instables ou sûres et défaillantes.

Dans ce qui suit, Trois critères de rupture ont été considérés dans cette étude, à savoir les critères de **Mohr-Coulomb**, **Hoek-Brown** et **Mogi-Coulomb** ; qui ont été développés pour l'analyse de la défaillance des roches, en particulier dans les applications de forage du pétrole et du gaz.

III.3.1 Critère de Mohr-Coulomb :

Ce critère met en relation la rupture par cisaillement avec la contrainte appliquée, la friction et la cohésion du matériau. Le modèle suppose que la contrainte principale intermédiaire σ_2 n'a pas d'effet sur la force de rupture et que la rupture dépend de la contrainte principale maximale σ_1 et de la contrainte principale minimale σ_3 .

La rupture en compression se produit lorsque la contrainte de cisaillement maximale dépasse la cohésion de la formation et la force de frottement. (Alidi, 2017). L'état de contrainte en un point peut être présenté graphiquement à l'aide du cercle de Mohr tracé dans plan des contraintes normale et de cisaillement. Dans le système de coordonnées principales, les contraintes de cisaillement se réduisent à zéro et les contraintes normales sont les contraintes maximales et minimales. Les contraintes normales sont les contraintes effectives principales maximales et minimales. Dans ce système, les contraintes normales et celles de cisaillement sont exprimées en termes de contraintes principales maximales et minimales comme suit : (Jaeger et al, 2007):

$$\sigma = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\theta$$

$$\tau = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin 2\theta$$

En traçant un cercle de Mohr illustré dans la Figure (III.2) à l'aide des contraintes principales effectives maximales et minimales, une ligne tangente au cercle, donnée par l'équation (a) (Azar et Samuel, 2007), définit le critère de rupture de Mohr-Coulomb :

$$\tau = \pm(c + \sigma \tan \theta) \dots \dots (a)$$

C : la cohésion de matériau « la résistance au cisaillement sous contrainte normale nulle »

τ : est la contrainte de cisaillement,

σ : contrainte normale effective agissant sur les matériaux rocheux,

ϕ : angle de frottement interne.

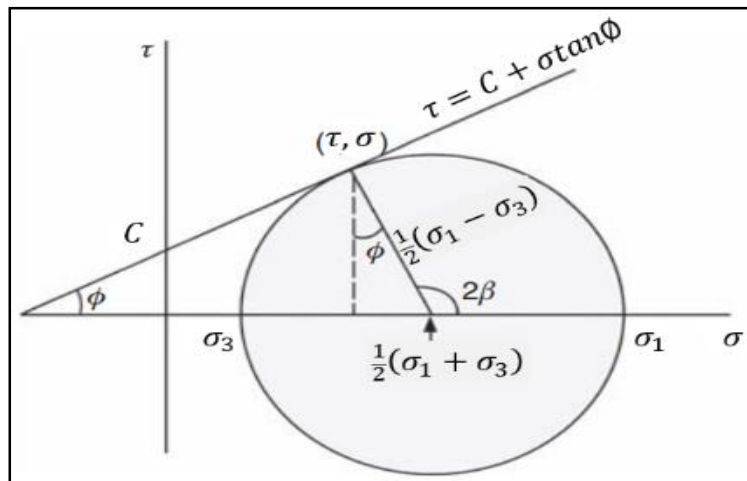


FIGURE III.3: critère de rupture Mohr-Coulomb (Mitchell and Miska, 2011)

Le gradient de la ligne droite est égal à la contrainte normale effective et son point d'intersection donne la valeur de la contrainte de cisaillement lorsque la contrainte normale est nulle.

Le cercle de Mohr développé a un diamètre égal à la différence entre les contraintes effectives maximales et minimales à la rupture (Mitchell et Miska, 2011).

La valeur de la contrainte de cisaillement qui survient lorsque la contrainte normale est réduite à zéro définit la cohésion du matériau C , la contrainte de cisaillement minimale nécessaire pour initier la rupture. La force de cohésion C , définit la résistance du joint (degré de cimentation du matériau). L'angle entre la ligne et la contrainte normale reflète l'angle de frottement interne (Mitchell et Miska, 2011).

III.3.2 Critère de Hoek-Brown :

Ce critère, introduit par Hoek et Brown [1980], est entièrement empirique et s'applique généralement aux réservoirs naturellement fracturés. Le critère, tel qu'illustré à la figure 5.5, est basé sur des données d'essais triaxiaux et s'exprime par l'équation suivante :

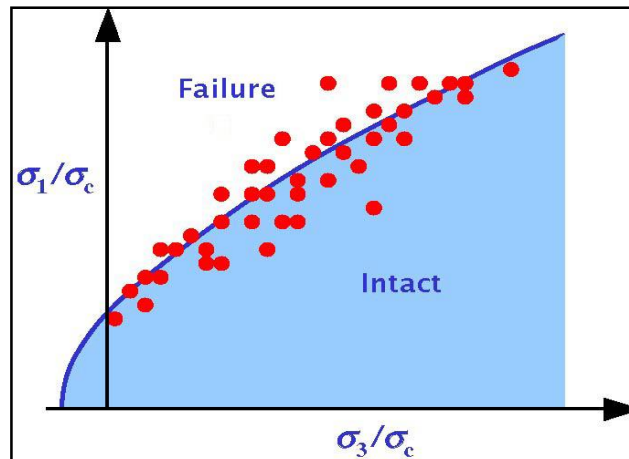


Figure (III.4) : Le modèle de rupture empirique de Hoek-Brown utilisant les données des essais triaxiaux.

$$\sigma_1 = \sqrt{I_f \sigma_c \sigma_3 + I_i \sigma_c^2}$$

Où : I_f est l'indice de frottement, σ_c est le paramètre de contrainte de fissure et I_i est l'indice d'intégrité.

Ces deux indices sont des propriétés dépendant du matériau. Ce critère correspond raisonnablement à la rupture fragile mais il donne de mauvais résultats pour la rupture ductile, il est donc utilisé pour la rupture dans les formations naturellement fracturées. Les paramètres I_f , I_i et σ_c sont mesurés en laboratoire.

III.3.3 Critère de Mogi-Coulomb :

Le critère de rupture de Mogi-Coulomb a été introduit pour la première fois par Al-Ajmi et Zimmerman [2006], après avoir effectué un examen approfondi de l'état des roches et avoir établi des essais de ruptures sur plusieurs types de roches. Al-Ajmi et Zimmerman ont trouvé que le critère de Mohr-Coulomb sous-estimait la résistance de la roche. En argumentant que la contrainte principale intermédiaire affecte la rupture, ils ont montré que le critère dit de Mogi-Coulomb donnerait le meilleur ajustement.

Le critère de Mogi-Coulomb peut être formulé de la même manière que le critère de Mohr-Coulomb, comme suit :

$$\tau_{oct} = k + m\sigma_{oct}$$

Où τ_{oct} et σ_{oct} sont les contraintes de cisaillement et normales octaédriques, définies comme suit :

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2}$$

$$\sigma_{oct} = \frac{1}{3}(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$$

Tel que : k et m sont des constantes du matériau rocheux qui peuvent être évaluées à partir du l'intercepte et la pente de l'enveloppe de rupture qui résulte de la représentation graphique de τ_{oct} en fonction de σ_{oct} .

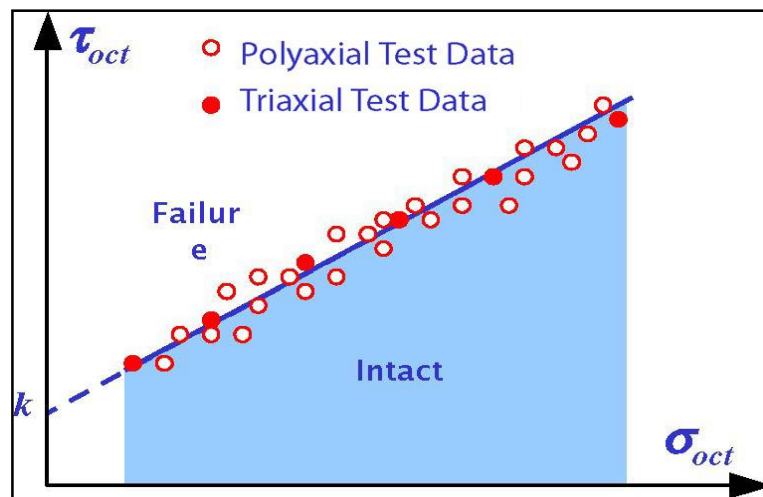


Figure (III.5) : Critère de rupture de Mogi-Coulomb pour les données d'essai triaxial et polyaxial.

III.4 Instabilités et forage :

III.4.1 Description des modes de forage :

Deux modes de forage peuvent être utilisés : **OBD** (Over Balanced Drilling) et **UBD** (Under Balanced Drilling). L'OBD est une procédure utilisée pour forer des puits où la pression de la boue est supérieure à la pression des pores. La plupart des puits sont forés selon cette méthode. Dans le cas de l'UBD, la pression de la boue est inférieure que la pression des pores et la production a lieu pendant le forage.

III.4.2 Influence de la boue sur la stabilité :

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés qui permettent le bon déroulement du forage, assurent la stabilité des parois du puits, favorisent ou, tout au moins, ne réduisent pas les possibilités de produire des hydrocarbures pour cela on doit choisir une fenêtre de boue adéquate.

III.4.2. 1. Boue de forage :

La boue de forage est conçue pour jouer plusieurs fonctions .Le choix du type de boue (à base d'eau, d'huile ou synthétique) dépend de la nature et des propriétés des roches et des sédiments géologiques traversés par le forage. Elle doit posséder des propriétés lui permettant d'optimiser plusieurs fonctions. Elle sert à refroidir et lubrifier l'outil de forage grâce à la transmission de l'énergie hydraulique de la surface vers les outils profonds, maintenir les déblais (cuttings en anglais) en suspension, remonter les déblais résultant de la destruction de la roche pendant le forage, jouer un rôle d'équilibrage des pressions sur les parois du puits de forage afin de maintenir les parois en place et d'éviter les éruptions (arrivées de fluides). La boue de forage et les déblais qui remontent du puits fournissent des indications sur la nature des terrains traversés et des indices probables des fluides (hydrocarbures etc.), Elle permet d'éviter la corrosion et l'usure du matériel et la contamination des formations renfermant des hydrocarbures, le dépôt d'un cake imperméable, l'apport de renseignements sur le sondage et bien d'autres. Le puits de pétrole et de gaz est constitué de plusieurs niveaux forés à différents diamètres, du plus grand au plus petit, de haut en bas. Les niveaux sont généralement tubés pour éviter les effondrements et les contacts avec les terrains. Selon la consistance, la couche productrice peut être couverte ou non par un tubage. Effet de la densité de la boue « fenêtre de forage » :

La technique de forage classique consiste à forer en surpression (overbalanced) ; C'est-à-dire que la pression exercée par la boue dans le puits (p_b) doit être supérieure à la pression des fluides contenus dans les formations traversées (P_p). Toute violation de cette règle conduit à une intrusion de fluides de formation (eau, huile ou gaz) dans le puits, phénomène que l'on appelle venue (kick). Cette venue, si elle n'est pas contrôlée, peut aboutir à une éruption (blowout). A contrario, la pression exercée par la boue ne doit pas être trop forte ; d'une part, parce que cela réduit la vitesse d'avancement du forage et, d'autre part, parce que la pression ne doit pas dépasser celle de la fracturation (p_{frac}) de la roche et conduire à des pertes de boue dans les terrains (circulation loss), qui peuvent être extrêmement dommageables pour la qualité des aquifères sensibles traversés et/ou pour la sécurité du puits.

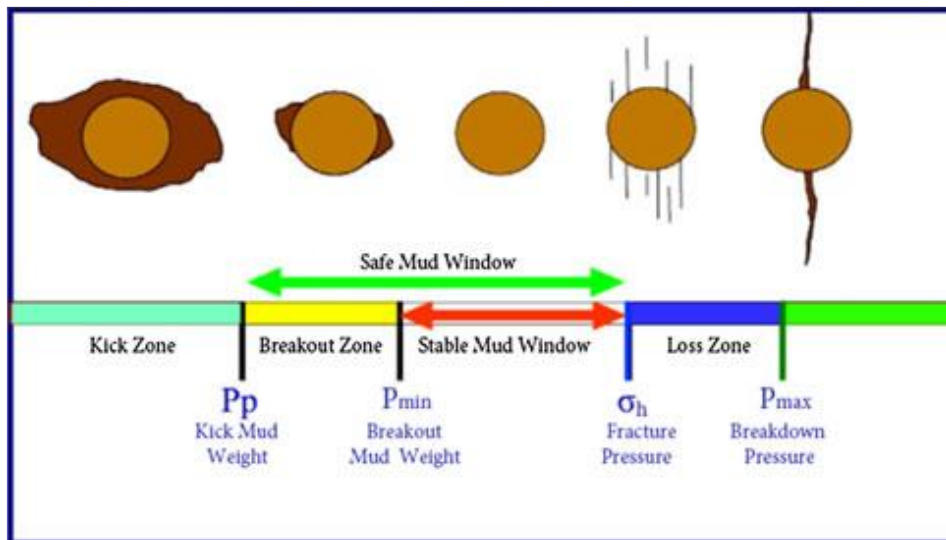


Figure (III.6) : Fenêtre de densité de boue

L'art du forage consiste donc à maintenir la pression de boue dans une fenêtre de poids de boue de forage (mud weight window), que nous appellerons de manière raccourcie fenêtre de forage (boue), délimitée d'un côté par (P_p) et de l'autre par (P_{frac}). (Figure III.6).

Breakout BO :

Alors, qu'est-ce qu'un puits stable ?

Comme l'illustre la figure (III.7), il ne doit pas nécessairement s'agir d'un puits dans lequel aucune défaillance ne se produit lorsque les Breakouts de puits de forage apparaissent, mais ne s'élargissent pas. D'où, un Breakout avec une largeur limitée, $\leq 60^\circ$ dans l'exemple de la figure (III.2a), produit une zone de rupture de taille limitée.

Des milliers de puits quasi-verticaux ont été étudiés dans lesquels des BO de cette taille sont présents mais aucun problème significatif de stabilité du puits de forage n'a été constatée.

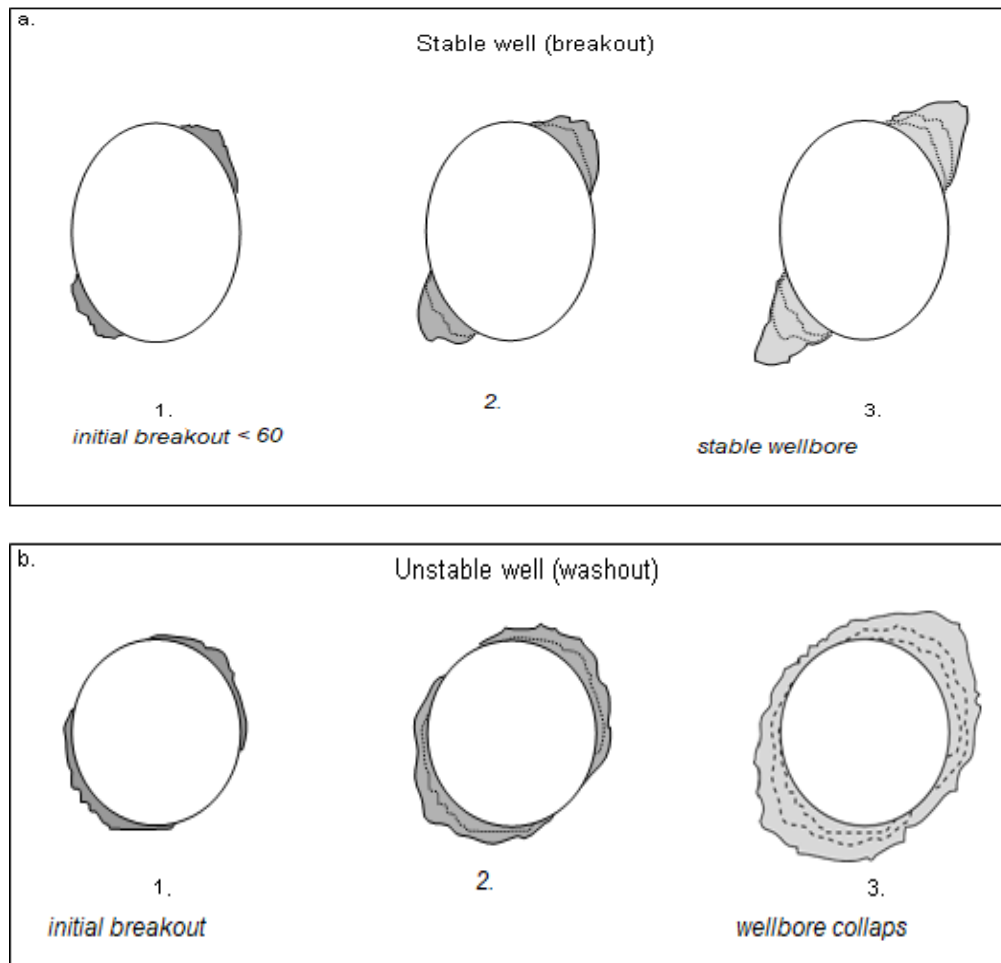


Figure (III.7) : (a) Représentation schématique de la croissance de breakout lorsque la taille initiale de breakout est relativement petite ($<60^\circ$) et (b) lorsqu'elle est relativement grande ($\sim 120^\circ$).

III.4.2.2 Effet de Mud cake :

Parmi les principales fonctions du fluide de forage, le maintien des parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement qui permet aussi de contrôler l'intrusion des fluides des formations poreuses traversées.

Du fait de cette différence de pression, le fluide va filtrer dans les formations perméables et déposer un film sur la paroi appelée "mud cake ". Ce dernier permet de réduire la perméabilité des parois et d'isoler le fluide de la formation. Le fluide de forage joue donc un rôle déterminant dans la résolution du problème de stabilité des parois du puits par sa densité mais également par sa capacité à former une barrière limitant les transferts de fluides entre l'espace annulaire et la formation. Donc, une pression hydrostatique suffisante et un cake de filtration de bonne qualité assurent le maintien des parois du puits, mais une filtration

importante et un "cake" épais entraînent un certain nombre de problèmes qui peuvent être considérés comme un effet secondaire.

Un "cake" de filtration épais entraîne :

- Une augmentation de « surge » et « swab pressure » sous l'effet de réduction du diamètre du trou.
- Un risque de coincement par pression différentielle.
- Une difficulté d'effectuer les opérations de cimentation.
- Une difficulté pendant la descente du tubage et risque de coincement.

Connaissant ces problèmes, il est indispensable de contrôler la filtration des fluides de forage en agissant sur leurs propriétés rhéologiques et de choisir un compromis de telle manière à assurer la stabilité des parois du puits et éviter les problèmes causés par la filtration importante.

Pour mieux comprendre l'effet du "cake", supposons qu'il vienne à disparaître, la pression des pores en paroi augmente jusqu'à atteindre la pression hydrostatique du puits. La pression radiale effective qui est la différence entre la contrainte radiale totale et la pression des pores (Cas de l'hypothèse de Terzaghi) s'annule. Simultanément, la contrainte tangentielle diminue. Ceci provoquera une translation du cercle de Mohr vers la gauche (figure III.8) s'approchant de l'état Instable.

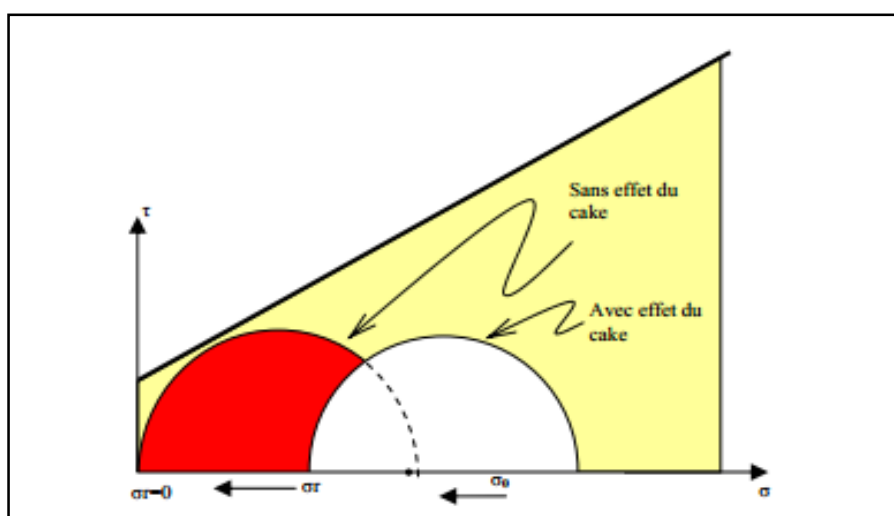


Figure (III.8) : Effet du Mud cake

III.4.2.3 Effet de la température :

Le changement du régime thermique provient généralement du changement de la température du fluide de forage qui, en variant par rapport à la température de formation, provoque une perturbation de l'état de contrainte. Les changements commencent à se faire sentir à partir d'une certaine profondeur quand la différence entre la température de surface et celle de la formation devient relativement importante.

En comparant l'effet de la pression du fluide de forage à l'effet de la température, on constate que le premier agit sur les contraintes tangentielle et radiale et que le second agit sur les contraintes tangentielle et axiale. Par ailleurs, on remarque que l'augmentation de la température a le même effet qu'une diminution de la densité.

La circulation de la boue de forage joue un rôle important dans le changement du régime thermique. Cette agit de sorte que le fond du trou soit refroidi par rapport à la température de la formation et que la partie supérieure soit réchauffée par rapport à celle-ci. Il existe par conséquent un point neutre où la température de la boue est égale à la température de la formation. Au-dessus de ce point, la formation est réchauffée et, en dessous, elle est refroidie. (figure III.9).

La température de la boue a une influence sur les contraintes autour du puits telles que ces derniers seront réduits avec le phénomène de refroidissement de la boue ; ce qui contribue à la stabilité des parois.

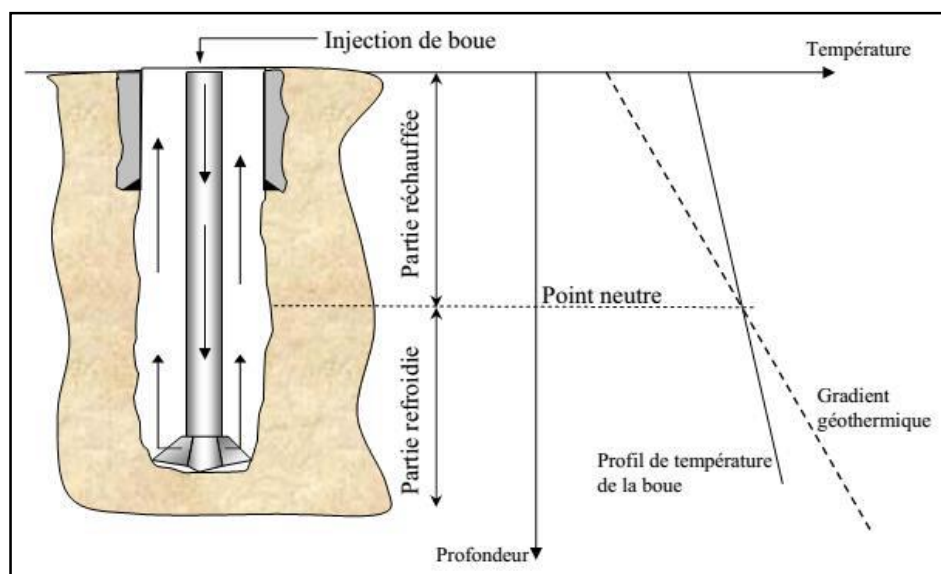


Figure (III.9) : Changement de la température avec la profondeur

Pendant la manœuvre de remontée, la circulation de la boue est arrêtée. Donc, la température de la formation retrouve sa valeur ambiante. Les contraintes tangentielles augmentent en dessous du point neutre et diminuent au-dessus de celui-ci. A la fin de la manœuvre de descente et après le démarrage de la circulation, la boue froide se déplaçant dans le puits inverse.

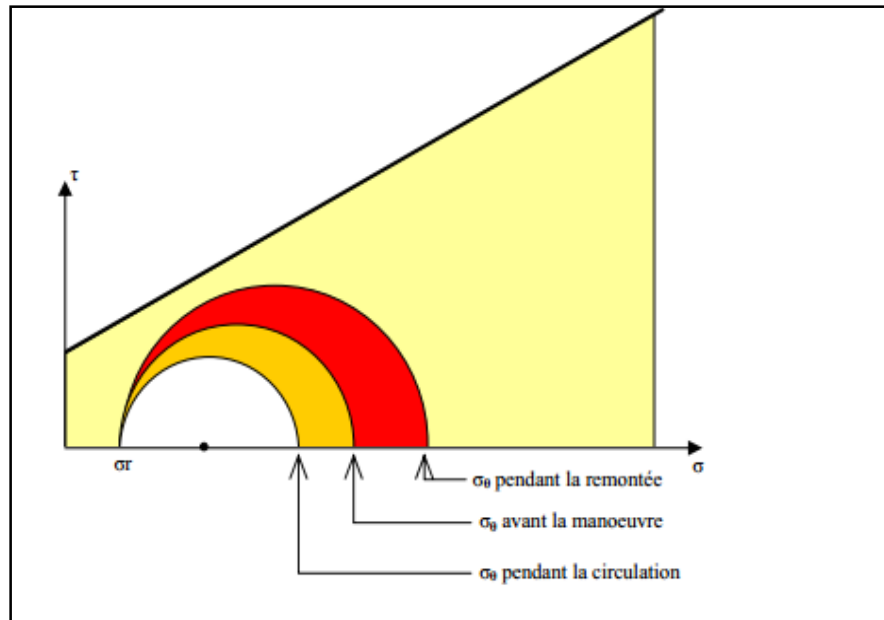


Figure (III.10) : Influence de la température sur la contrainte tangentielle.

➤ Leak-off test (LOT) :

Il est essentiel, avant de forer chaque phase, de connaître la pression de fracturation (p_{frac}) de la formation que l'on s'apprête à forer. La pression de fracturation indique au foreur la valeur de pression à ne pas dépasser en fond de puits afin d'éviter toute perte de circulation. Indirectement, elle indique aussi la pression de pore que les formations traversées ne devront pas dépasser afin de ne pas risquer, en cas de venue (kicks), de provoquer une éruption sous le sabot du dernier cuvelage posé.

Cette pression de fracturation est déterminée par un test appelé essai de pression dans le découvert ou plus couramment **leak-off test (LOT)**.

Le terme "Leak off test" s'applique à tous les essais de pompage de pression dont l'objectif est d'évaluer la résistance à la rupture de l'unité rocheuse située immédiatement sous un nouveau tubage dans un puits (Bell 1990).

Ces essais sont réalisés pour connaître le poids maximal admissible de la boue qui peut être utilisé sans risque d'endommager un puits en provoquant des fractures hydrauliques (Engelder 1993 ; Jørgensen & Fejerskov 1998).

Les essais de pression de pompage sont subdivisés en trois types : Formation Integrity Tests (**FIT**), Leak- Off Test (**LOT**) et Extended Leak-Off Tests (**XLOT**).

Chacun de ces trois types d'essais se déroulent de manière similaire d'où la différence réside dans le nombre de cycles de pompage et le point d'arrêt du pompage.

La technique consiste à forer plusieurs mètres sous la base du sabot de tubage et de pomper la boue de forage dans le trou de forage tout en surveillant les pressions de la pompe de surface pour des indications de rupture de la formation.

Pendant l'essai, le puits est fermé et du fluide est pompé dans le puits de forage pour augmenter progressivement la pression que subit la formation. À une certaine pression, le fluide pénètre dans la formation ou s'échappe, soit en empruntant des chemins perméables dans la roche, soit en créant un espace en fracturant la roche. Les résultats de (LOT) déterminent la pression ou le poids maximal de la boue qui peut être appliquée au puits pendant les opérations de forage afin de maintenir un petit facteur de sécurité à l'effet de permettre des opérations de contrôle du puits en toute sécurité.

La figure ci-dessous représente les étapes suivantes :

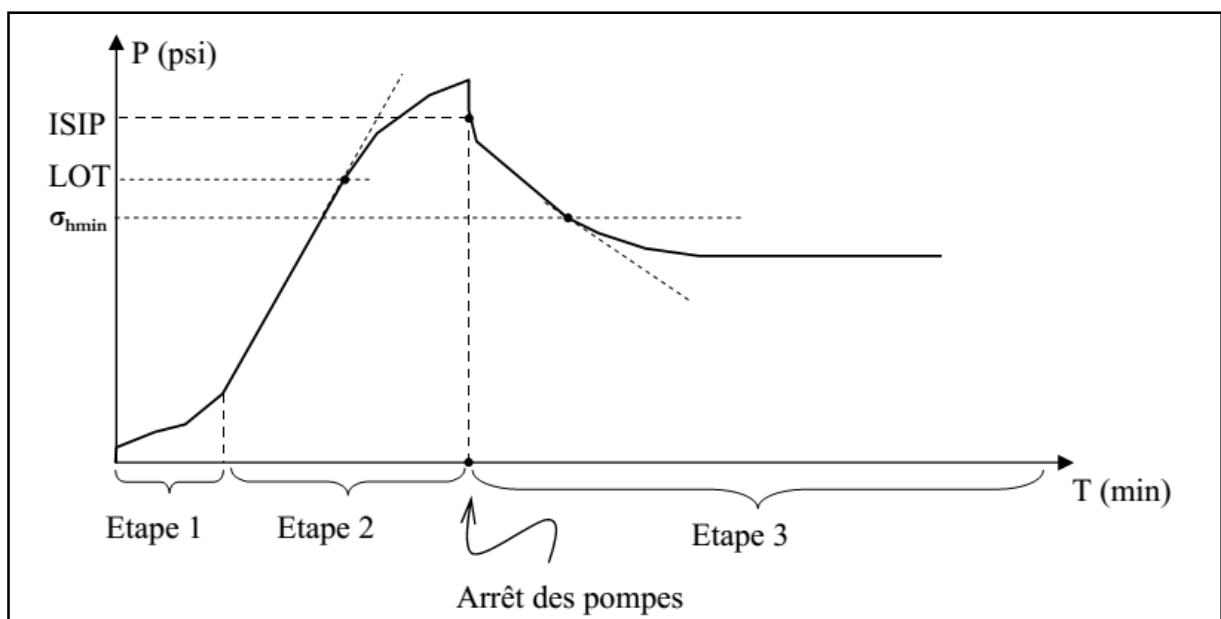


Figure (III.11): Test de leak-off test

- L'étape 1 : correspond à une phase transitoire liée au mode de démarrage des pompes et dans laquelle le débit n'est pas constant ; d'où, sa non linéarité.
- L'étape 2 : correspond à l'augmentation de pression avec l'augmentation du volume injecté à débit constant. Cette partie est approximativement linéaire jusqu'à l'atteinte du point d'injection (LOT) où le taux d'augmentation de la pression diminue à cause de la pénétration du fluide dans la formation. Cette valeur est généralement utilisée pour limiter la densité du fluide de forage.
- L'étape 3 : correspond à l'arrêt des pompes. On constate une chute brusque de la pression jusqu'à une valeur appelée ISIP (Initial shut-in pressure).

On constate ensuite une dissipation de la pression correspondant à un taux presque constant d'envahissement de la formation par le fluide qui a pour effet de refermer progressivement la fracture.

La contrainte horizontale mineure (σ_h) est obtenue quand le taux de décroissance de la pression s'écarte de la courbe de dissipation théorique. Cela est supposé avoir lieu à la fin de la fermeture de la fracture induite.

➤ **Breakdown Test (Test d'Injectivité) :**

Ce test est effectué dans le but de casser la formation et vérifier sa capacité d'absorption. Il consiste à pomper, à l'aide de la pression, l'eau traitée à partir de la surface qui traverse les perforations dans la formation et engendre ainsi la création d'une fracture qui se propagera dans le réservoir.

➤ **Data Frac (Mini Frac) :**

C'est une fracture hydraulique à très petite échelle induite uniquement pour mesurer la contrainte à une profondeur particulière ; généralement, à une profondeur spécifique par des perforations dans un tubage cimenté. Cette opération consiste à rouvrir les fractures initialement créées durant le Breakdown Test en injectant dans la formation une solution gélifiée qui va servir de moyen de transport pour le proppant durant la phase du traitement principal.

Chapitre IV : Cas d'étude.

A-Cadre géologique de bassin d'Illizi

Introduction :

Le bassin d'Illizi, d'une superficie de 108424Km², est le siège d'un effort d'exploration assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte d'Edjeleh. Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23 %.

On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) tels que ceux de Tin Fouyé, Zarzaïtine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah. Au cours de son histoire, le bassin d'Illizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire paléozoïque .

1 Situation géographique de bassin d'illizi

Le bassin d'Illizi (Figure IV.01) est situé dans la partie Sud-est du Sahara algérien, entre 26° 30' et 29°30' de l'altitude Nord et entre 6° et 10° d de longitude Est. Il s'étend sur une superficie de 108 424km². Présentant une longueur Nord-Sud d'environ 700 km et une largeur Est Ouest qui dépasse 300 km (SONATRACH. 2007).

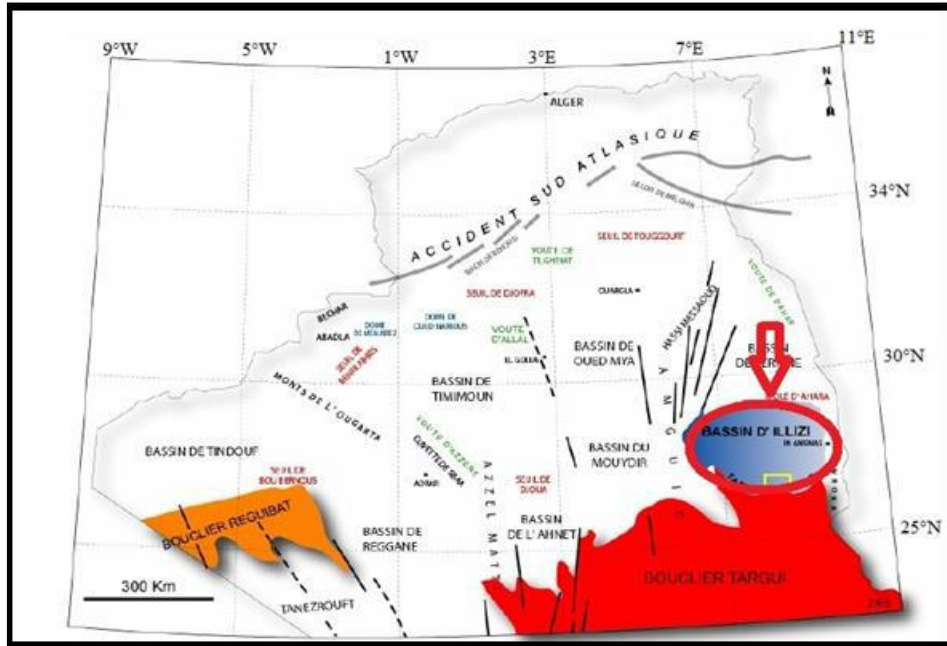


Figure IV.1 : Coordonné UTM de Bassin d'Illizi (SONATRACH 2007)

2 Géologie du bassin d'Illizi

Du point de vue géologique (Fig.IV.02), le bassin d'Illizi correspond à un bassin de plateforme stable. La couverture sédimentaire d'une épaisseur moyenne de 300 m est essentiellement constituée de dépôts paléozoïques. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

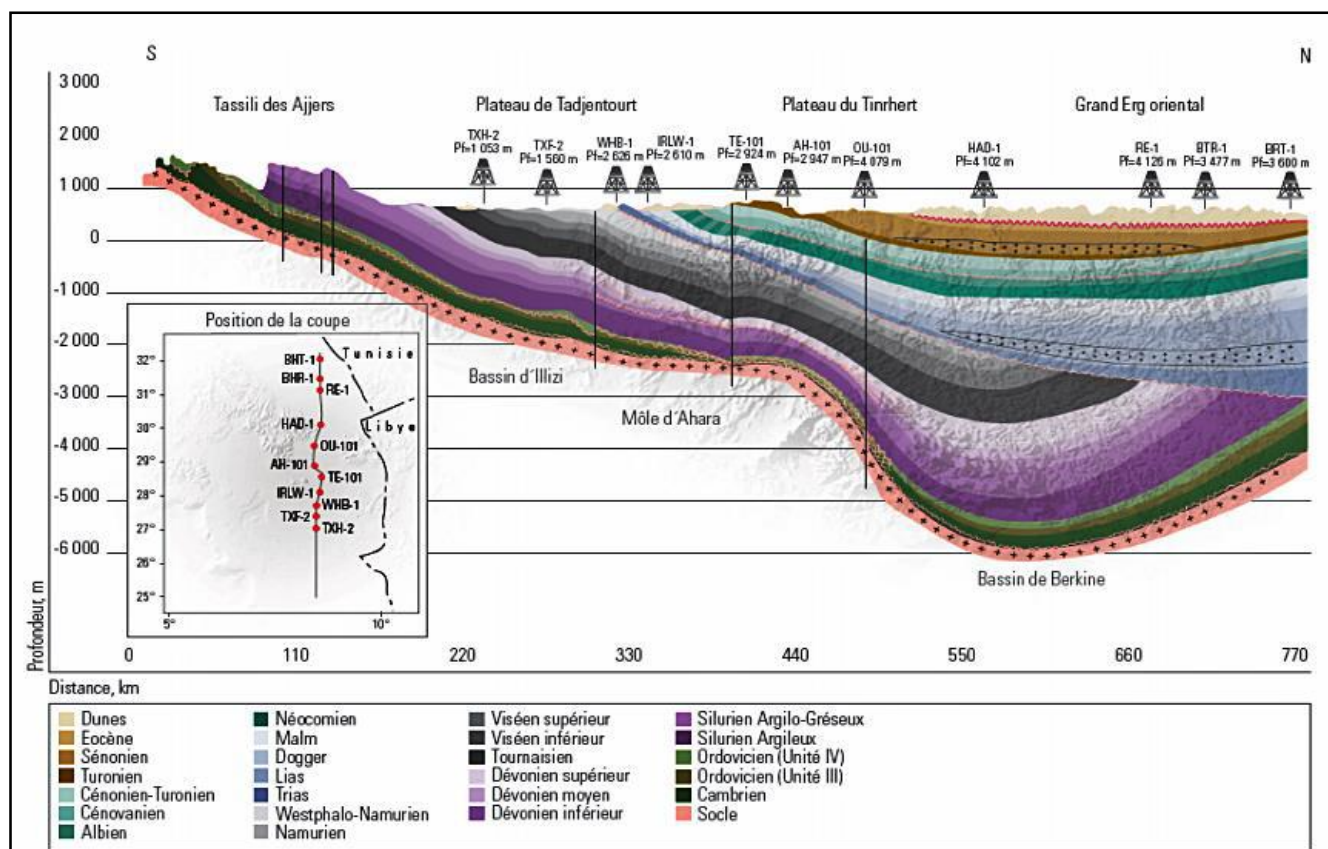


Figure IV.2 Coupe géologique sud/nord de bassin d'Illizi(S. Galeazzi & al., (2010))

3 Litho stratigraphie du bassin D'Illizi :

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

La coupe lithologique (figure IV.2) type du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire Globalement détritique, allant du Cambrien au Paléogène, dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La litho stratigraphie des séries Paléozoïques Tassilienne Le découpage litho stratigraphique est principalement basée sur une description morphologique des séries sédimentaires.

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

3.1 Le Cambrien:

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

A- L'unité I :

Conglomérats d'EI Moungar, épaisseur de 300 m, est principalement formée de lentilles de grés conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine.

B- L'unité II :

Sa puissance est de l'ordre de 200 à 300m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-Silteux ; Ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien

3.2 Ordovicien:

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

A- L'unité III-1:

Son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux Silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.

B- L'unité III-2 :

Formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.

C- L'unité III-3 :

Elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux à Scolithos alternant avec de rares passées d'argilite; Cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.

D- L'unité IV :

Son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend:

➤ L'unité IV-2 :

Qui est une série de comblement des paléo-topographies, façonnés par l'avancement des glaciers sont constituée de dépôts variés.

➤ 2. L'unité IV-3 :

Appelée dalle terminale. Elle est essentiellement gréseuse.

3.3 Le Silurien :

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

A-Formation de l'Oued Imirhou :

Formée d'argiles à graptolites, d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations Silteuses ; caractérisée par une série condensée, appelée argiles radioactives, très fossilifère et très riche en matière organique, d'une épaisseur de plus de 30 m.

B-Zone de passage (unité M) :

Formant le réservoir basal du F6 , épais d'environ 100 m . Cette unité est constituée d'alternance des grés, d'argile et de sut; les grés sont fins à moyens, à stratifications obliques.

C-Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 :

Il s'agit de grés fins à moyens, à stratifications obliques, d'une épaisseur moyenne de 30 m.

D-Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6 :

Son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileux, associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères

3.4 Le Dévonien :

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

A-La barre moyenne (unité C1)d'âge Géddinien :

Présente une épaisseur d'environ 50 m . Elle est constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.

B-Les trottoirs (unité C2) d'âge Géddinien :

Son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances des grés et d'argile silteuses, soulignant un environnement Fulvio estuarien.

C-La barre supérieure (unité C3) ; d'âge Siégénien :

Elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100 m .

3.5 Le Carbonifère:

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

Cette série englobe:

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

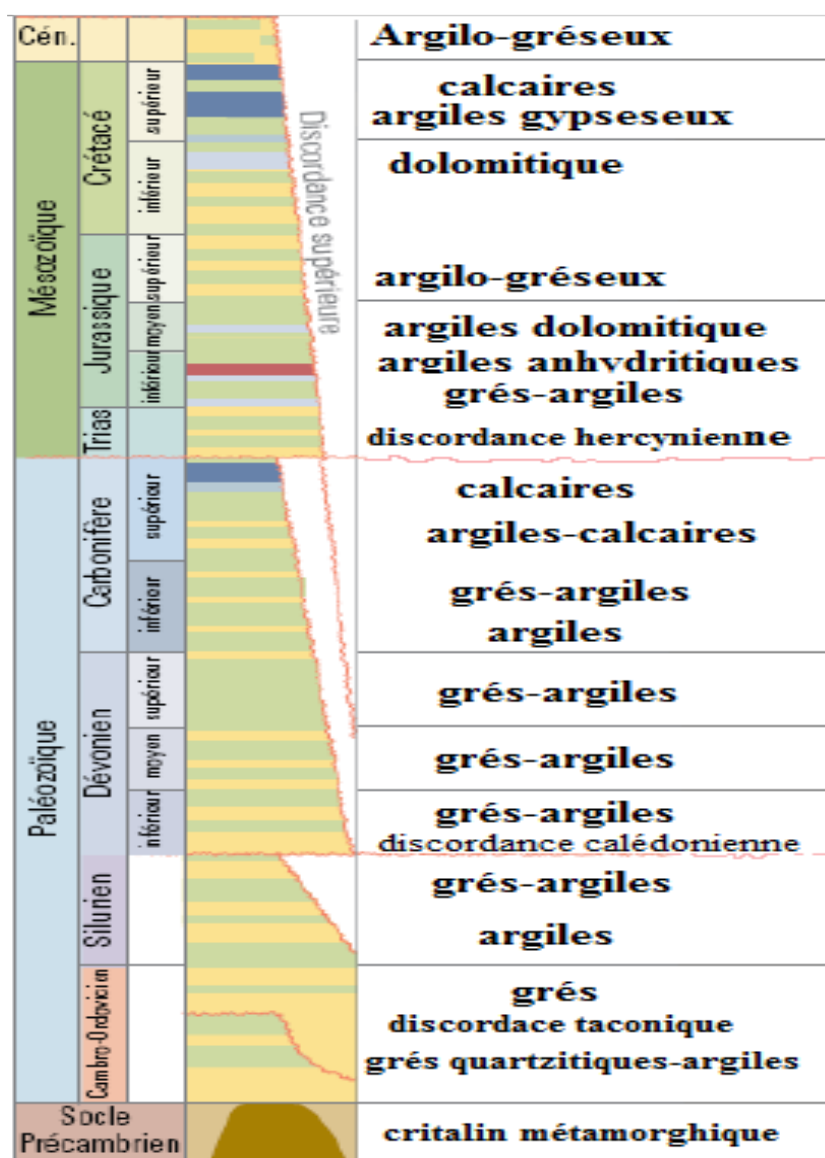


Figure IV.3 Coupe litho stratigraphique de Bassin d'Illizi (SONATRACH 2007)

B-application et résultats :

Introduction :

L'objectif principal d'une modélisation géomécanique est l'estimation des paramètres de résistance de la roche et développer un modèle numérique des états de contraintes, Le but de ce travail est de minimiser les risques liés au forage de puits en se basant sur ces critères pour avoir une stabilité de puits optimale afin d'augmenter le taux de production. (Traitent les problèmes d'instabilités des parois du puits (A) et par conséquent d'optimiser les opérations de forage sur le champ)

L'approche théorique conjuguée avec les considérations pratiques présentées dans les Chapitres précédents sera appliquée sur le puits (A) de l'unité IV de l'ordovicien dans le bassin d'ILLIZI qui a fait l'objet de notre étude, pour résoudre des problèmes réels de stabilité de parois de Puits.

I Modélisation géomécanique:

1 Well overview:

Notre puits est un puits d'exploration vertical onshore, situé au Nord du bassin d'Illizi avec une profondeur de 3.723 m.

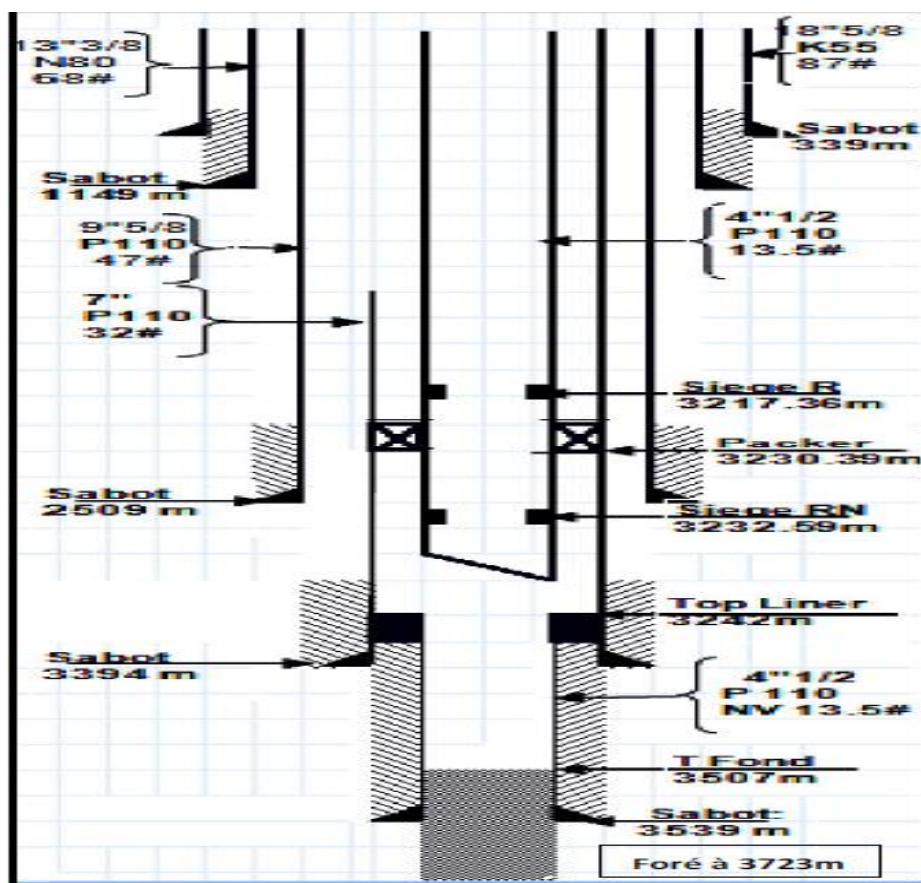
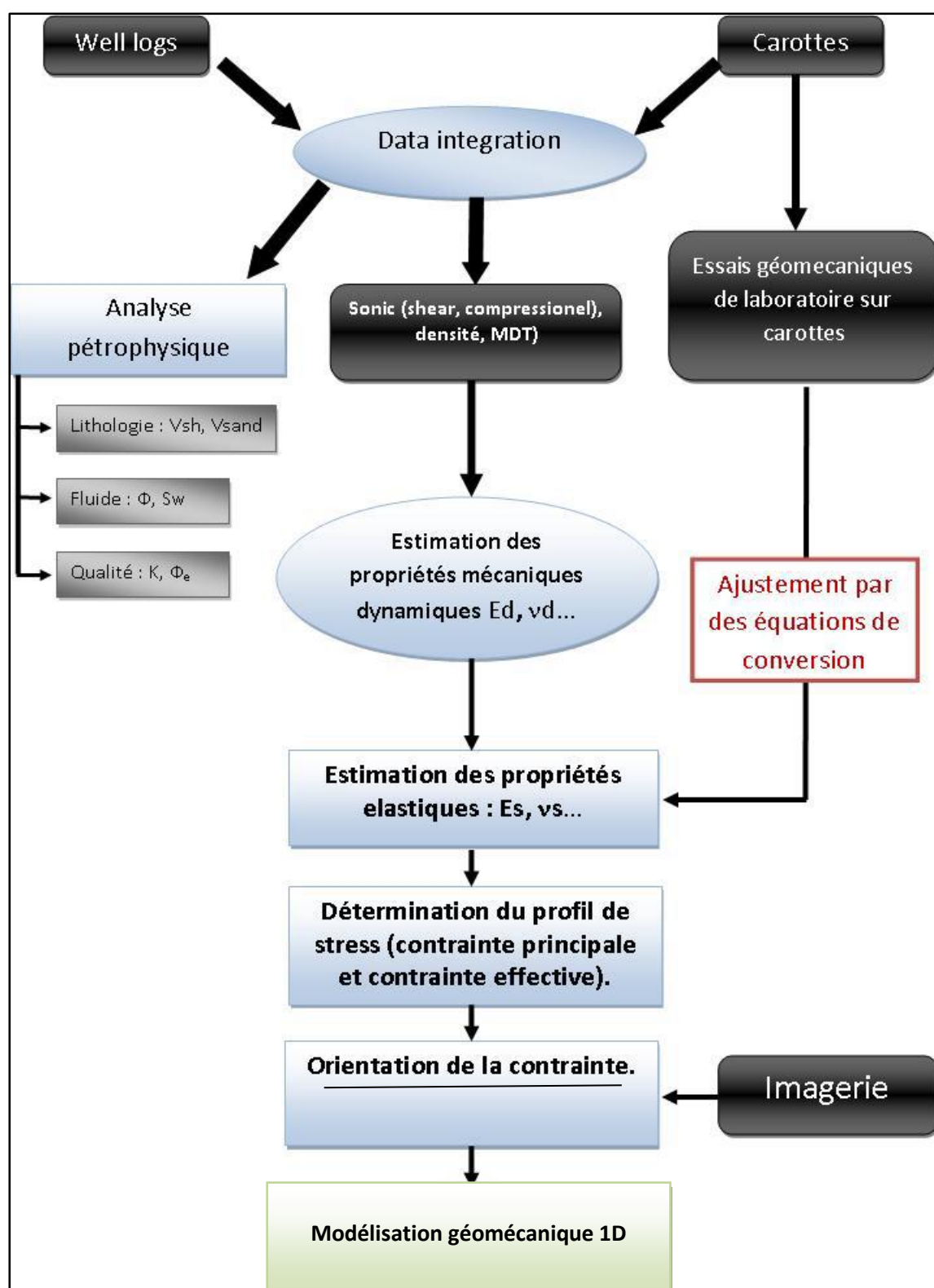


Figure IV.4 : Schéma Fiche de Complétion du Puits (A)

2 Work-flow d'une modélisation géomécanique 1D :

La méthode et le workflow pour construire le modèle géomécanique pour le puits vertical (A) de l'unité IV de l'ordovicien sont illustrés sur (la figure IV.5). Le développement d'un modèle géomécanique (MEM) est essentiel pour la résolution des problèmes de stabilités des parois de puits. Le MEM est une description des forces, des contraintes et des pressions en fonction de la profondeur, référencée à une colonne stratigraphique. Le MEM résultant consistait, entre autres données, en des profils continus des informations et paramètres de mécanique des roches suivants :



Figure(IV.5) : Work-flow d'une Etude Géo-mécanique

3 Chronologie d'une étude MEM1D :

La construction du Modèle géomécanique du puits(A) dans le réservoir de l'unité IV de l'ordovicien a été réalisée par étapes :

- Chargement des données des enregistrements de diagraphie,
- Chargement des interprétations pétro physiques,
- simuler les propriétés mécaniques de la formation
- L'état de contraintes ainsi que la pression des pores sont calculés et introduits dans le modèle.
- Calage du modèle par rapport aux données de forage ou de fracturation hydraulique.

Les données utilisées pour cette étude sont classées en deux groupes :

- **Données de simulation :**

Les données nécessaires pour la simulation sont :

- Porosité Effective (Phie)
- Volume d'Argile (Vsh)
- Densité de la formation (Rhob)
- Temps de vol des ondes de compression (DTCO)
- Temps de vol des ondes de cisaillement (DTSM)
- Azimut de la contrainte mineure (ou majeure)
- Trajectoire du puits et sa complétion (vertical)

- **Données de calage:**

Les données nécessaires pour le calage sont :

- Valeurs de contrainte horizontale mineure (MDT/MINI FRAC/LEAK OF TEST)
- Tests de laboratoire
- Géométrie du trou (Caliper)
- Rapport de fin forage
- Rapport(s) de fracturation hydraulique (calibrer shmin /break down)

Les données de calages sont utilisées pour la calibration des résultats obtenus lors de la simulation.

4. Etude GEOMECHANIQUE de PUITTS (A)

L'étude Géomécanique comprend :

- a- Informations au puits,

- ❖ Log diagraphie
- ❖ pétrophysique
- ❖ Core data

b-mécanique stratigraphique

c-Caractérisation mécanique,

1 _ propriété élastiques :

- ❖ Module de Young
- ❖ Coefficient de poisson
- ❖ Module de cisaillement
- ❖ Module d'incompressibilité

2 _ résistance à la rupture :

- ❖ U_{cs}
- ❖ R_t

3 _ l'angle de frottement interne

d- Evaluation de l'état de contrainte.

- ❖ pression de pores
- ❖ contrainte verticale
- ❖ contraintes horizontales

1. Informations au puits :

Pour cette première phase nous introduisons les données suivantes :

- ☐ Les données qui proviennent directement des enregistrements des diagraphies :

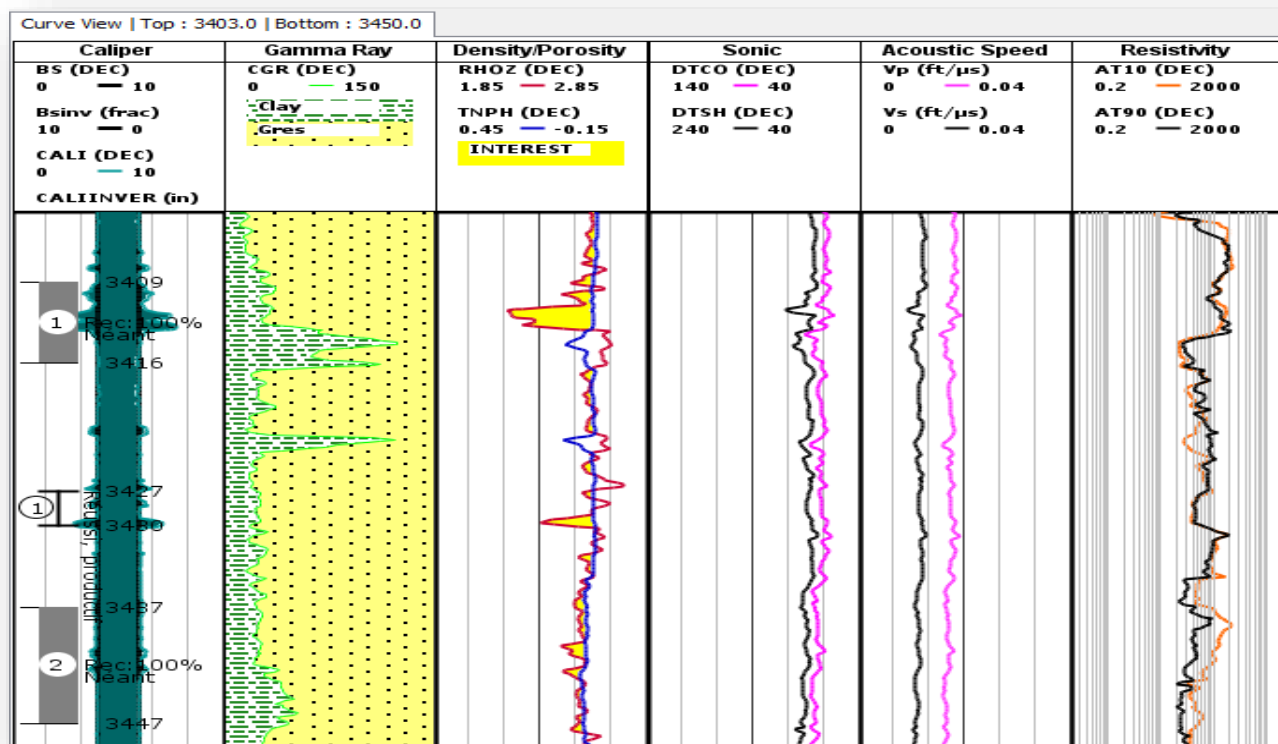
GR, caliper, Δt_c , Δt_s , la densité ρ_b et le diamètre de l'outil (bit size).

- ☐ Les données provenant des interprétations des diagraphies:

Porosité effective Φ_e , volume d'argile V_{sh} . Le simulateur que nous avons utilisé permet de générer les courbes des données introduites pour pouvoir les visualiser de façon à pouvoir les valider et détecter toute source d'erreur, ou de défaillance des enregistrements.

Les Tops de formation permettent d'évaluer et de délimiter les propriétés mécaniques ainsi que l'état de contrainte par formation traversée lors du forage.

Les données de puits (A) relatives à l'unité étudiée, à savoir l'unité IV de l'ordovicien est représentée sous forme d'un log composite comme on peut le voir sur la figure (IV.6).



Figure(IV.6) : Résultats d'interprétation des données de diagraphe conventionnelles au niveau du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien

Commentaire :

L'interprétation des données de diagraphe nous montre que la formation de l'unité IV de l'ordovicien présente un comportement gréseux, du fait que les caractéristiques petrophysiques sont médiocres, aussi que, Les valeurs de Gamma Ray sont faibles et les courbes de macro_ résistivité et micro résistivité sont superposés. Ce qui démontre la dominance gréseuse dans tout le réservoir, cependant il existe quelques intercalations très minces d'argile. Les valeurs de porosité sont inférieures à 5% et confirment la compaction du réservoir

❑ Les données provenant des analyses sur carottes :

Deux carottes ont été prélevées au niveau de l'unité IV de l'ordovicien, correspondants à la carotte n°01 prise dans l'intervalle (3409m - 3418m), et la carotte n°2 prise dans l'intervalle (3437m_3447m). Une étude géomécanique au laboratoire a été réalisée au niveau du laboratoire mécanique des roches à la Division « Technologie et développement/Sonatrach/

boumerdes» afin de calibrer les résultats obtenus par les enregistrements soniques sur les paramètres élastiques du réservoir. Ces données seront exploitées pour l'élaboration du design de propagation de la fracture et l'optimisation des densités de boues à utiliser dans forages futurs. Des essais de compression simple et triaxiaux sont effectués sur les deux carottes, les résultats sont représentés dans : (tableaux : IV.1)

Les paramètres mesurés sont :

- Scratch test (UCS).
- les paramètres dynamiques (V_p , V_s , E_d).
- les paramètres statiques (E_s , ν_s).
- résistance à la traction « Tensile Strength » (RT).

Ech N°	Cr N°	Côte (m)	V_L (m/s)	V_T (m/s)	E_d (GPa)	ν_d
1	1	3409.74	4123.20	2764.14	43.73	0.09
2		3410.81	3958.12	2644.68	38.88	0.10
3		3411.37	4408.32	2932.24	47.84	0.10
4		3412.00	4111.02	2842.19	42.35	0.04
5		3413.10	4409.17	2944.44	46.39	0.10
6		3414.36	5009.46	3292.91	61.36	0.12
7		3415.64	4927.37	3278.81	60.03	0.10
8		3416.38	5519.62	3760.84	77.09	0.07
9	2	3437.54	3756.48	2511.56	35.82	0.10
10		3438.00	4465.85	2834.91	44.98	0.16
11		3439.14	3794.74	2496.73	34.78	0.12
12		3440.88	3881.20	2587.47	36.90	0.10
13		3441.00	4742.99	2890.09	50.11	0.20
14		3442.46	4438.10	2820.87	47.02	0.16
15		3443.00	4846.89	2694.15	47.20	0.28
16		3444.75	4916.59	2981.76	54.97	0.21
17		3445.65	4623.98	3023.16	52.47	0.13

Tableau (IV.1) : Mesures des paramètres mécaniques dynamiques et soniques au niveau de laboratoire

2. Stratigraphie mécanique :

Le découpage mécanique de ce puits nous indique que tout le long de réservoir la matrice est supportée par des grains (réservoir gréseux), un volume d'argile inférieur à 35%

3. Caractérisation Mécanique :

La caractérisation mécanique est une évaluation des propriétés mécaniques des couches traversées par le forage, ayant une influence sur la stabilité des parois du puits, cette caractérisation consiste à déterminer :

- Les propriétés élastiques, E, μ
- La résistance à la rupture (UCS, RT)
- L'angle de frottement interne (φ)

i. Propriétés élastiques

Les paramètres élastiques peuvent être déterminés soit par des essais en laboratoire sur des carottes, appelés mesures statiques, soit par les diagraphies acoustiques. Ces mesures sont dites dynamiques en raison de la fréquence de chargement et de déchargement à laquelle la roche est soumise. Les mesures dynamiques sont plus importantes que les mesures statiques, et ce pour plusieurs raisons. Bien qu'il existe des liens observables entre les deux méthodes, en règle générale, la mesure statique est requise car elle caractérise plus étroitement la réponse de la roche pendant la charge dans un réservoir ou un puits de forage.

La détermination des paramètres élastiques dynamiques, consiste à évaluer le module de Young (E) ainsi que le coefficient de Poisson (ν) à partir des logs soniques (DTCO & DTS) et la densité de formation, en utilisant les équations de Gassmann ;

$$\checkmark \quad E_d = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}$$

$$\checkmark \quad \nu = \frac{(V_p^2 - V_s^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)}$$

$$\checkmark \quad G = \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2}$$

$$\checkmark \quad K = \rho_b \left(\frac{1}{\Delta t_c^2} - \frac{4}{3\Delta t_s^2} \right)$$

Tel que :

Ed : module de Young dynamique

Vd : coefficient de poisson dynamique

G : module de cisaillement dynamique

K : module d'incompressibilité

ρ_b : Densité de la formation

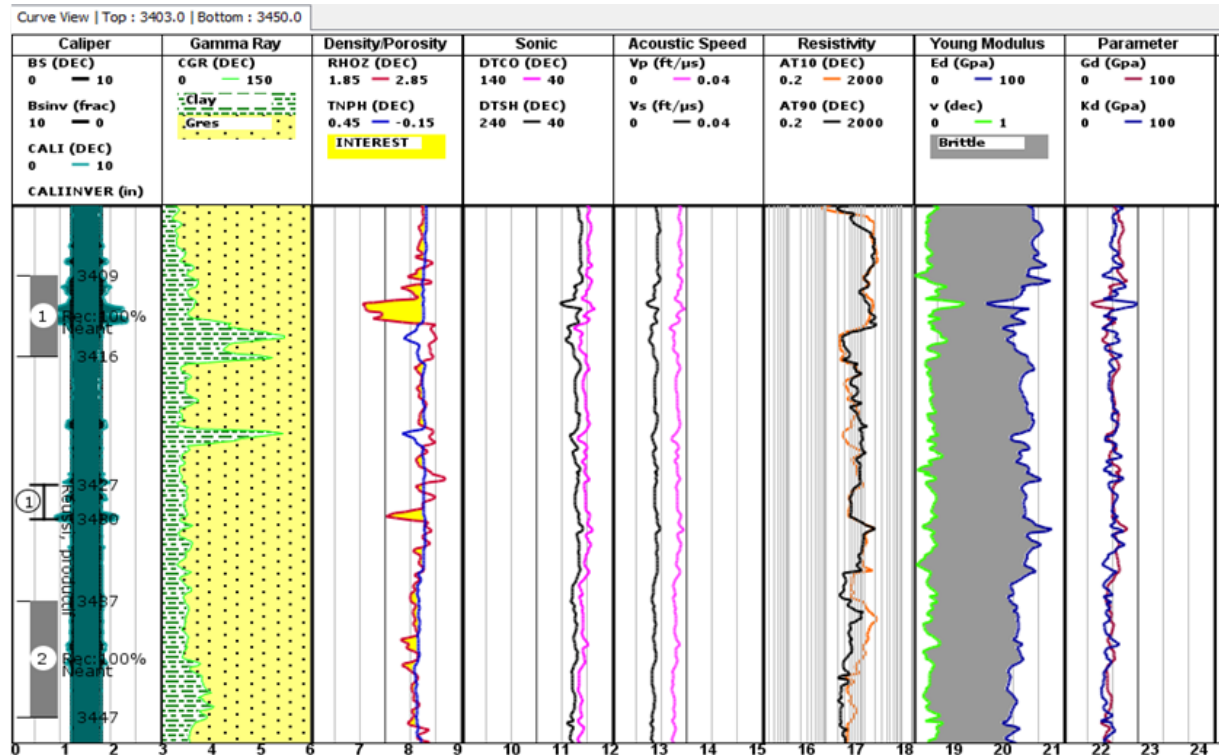
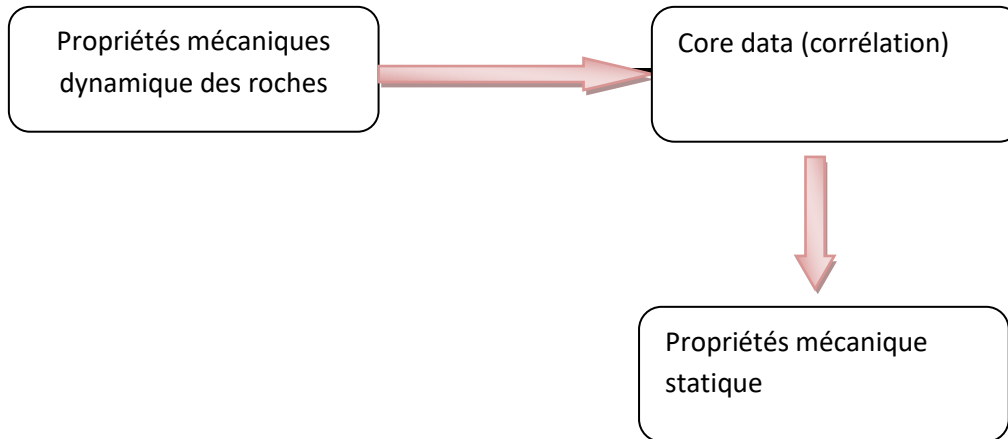


Figure IV.7 : Les logs des paramètres mécaniques dynamiques.

Vu que les propriétés élastiques obtenues par ces équations sont surestimées et sont nommés « dynamique » car la roche montre un comportement plus rigide (non drainé). Les propriétés dynamiques étant non représentatives, leurs conversions du régime dynamique au régime statique est essentielle.

➤ **passer de regime dynamique au regime statique**



Pour réaliser cette conversion, on apporte une corrélation avec les résultats issus des essais de labo sur les données Sonic afin d'estimer les paramètres mécaniques statiques.

La présence des données de carottes nous permet d'avoir une formule de conversion qui servira comme passage du régime dynamique au régime statique, elle est sous la forme suivante :

$$E_s = a \cdot E_d + b$$

Un cross plot été réalisé sur Excel afin de simuler les coefficients a et b.

Tel que :

$$E_s = 0,9378 \times E_d - 4,3521$$

Avec un coefficient de détermination $R^2 = 0,9453$ ce qui signifie qu'un bon ajustement a pu être obtenu.

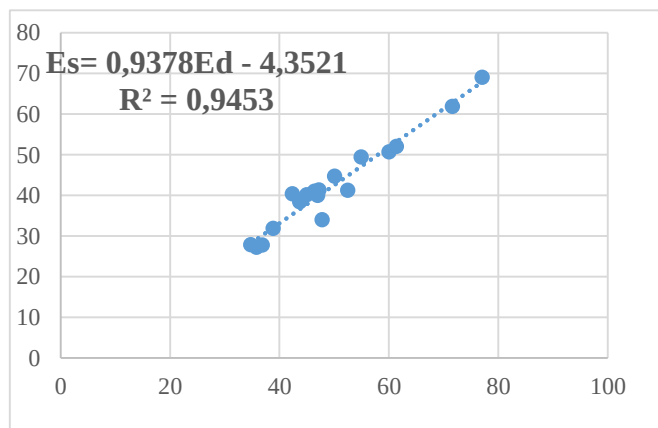


Figure IV.8 : Cross plot Es en fonction de Edyn

Les valeurs des core data de module de young statique, ont été introduites dans le simulateur et donner le log suivant :

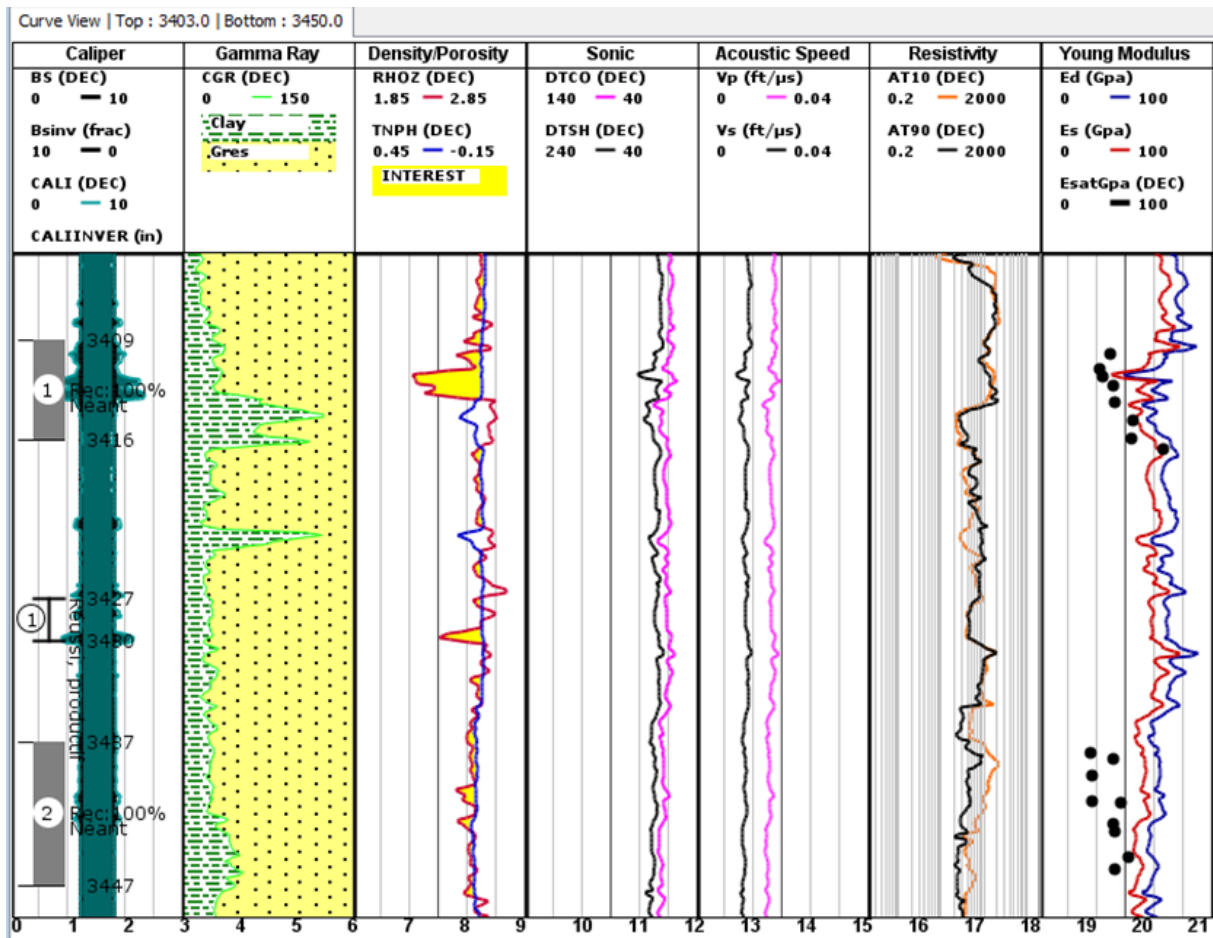


Figure IV.9 : log des paramètres élastiques statiques.

Discussion :

- Après la conversion, la valeur du module de Young statique a tendance à diminuer et présente un écart important avec le module de Young dynamique, d'où la nécessité de faire la conversion.
- On remarque un décalage remarquable entre les valeurs de module de Young statique calculées et celles obtenues des essais de labo « core data », et pour avoir des valeurs plus ajustées on doit leur apporter une calibration.
- Les coefficients de Poisson dynamique et statique sont considérés comme identiques dans le cas d'étude sur le champ A : en effet, les coefficients de Poisson dynamique

et statique ne sont pas très différents sous une pression élevée d'après un certain nombre de publications analysées (King, 1969),

- Les paramètres élastiques varient en fonction de la lithologie, l'allure des graphes mettant en évidence ces variations. Le module de Young augmente considérablement en face des formations gréseuse par contre le coefficient de poisson montre des valeurs faibles ce qui signifie bien la dureté du réservoir compact gréseux.

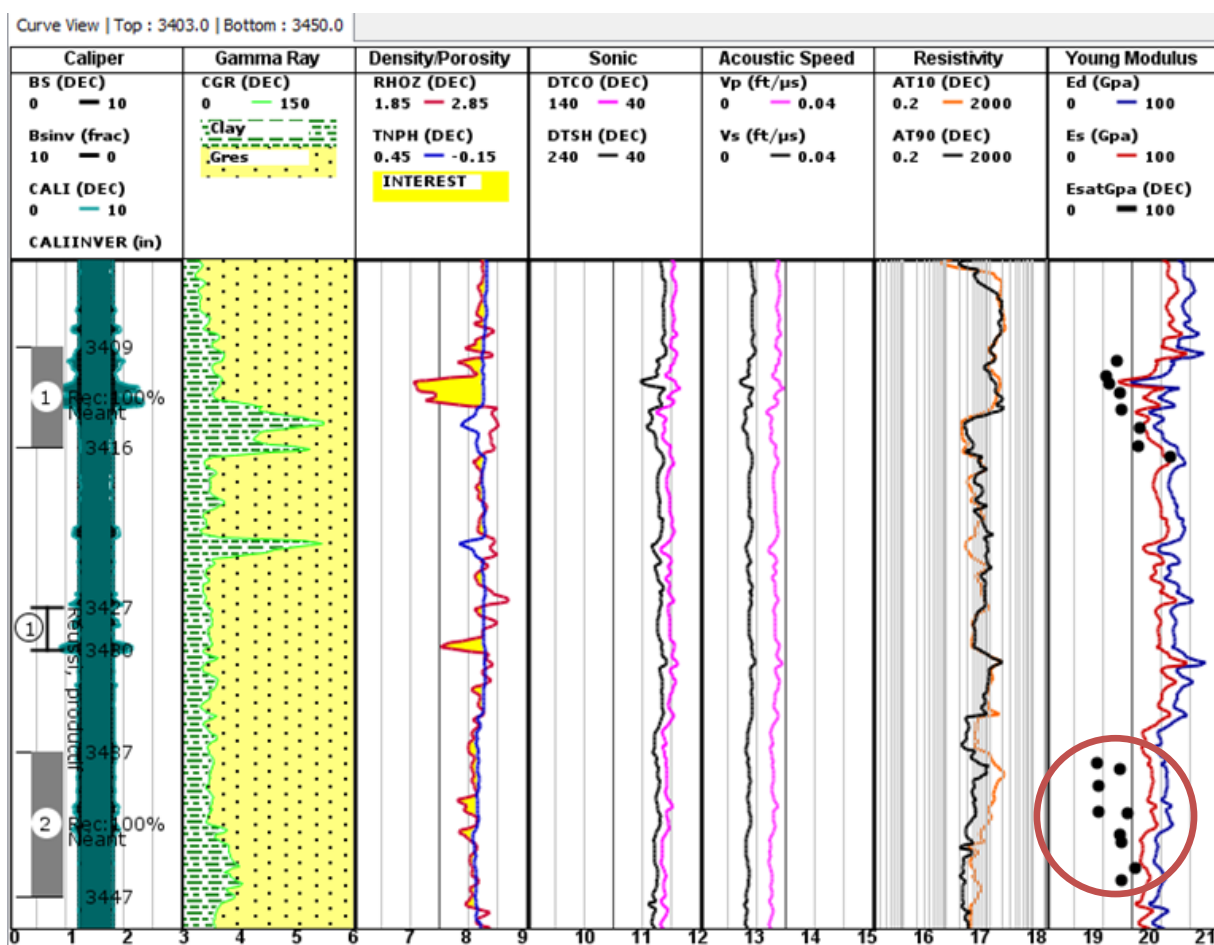


Figure (IV.10) : log représentatif des valeurs de Estat calibrées avec core data

Après la calibrations de log Estat avec les core data, on remarque une incohérence entre les diagraphies et les données de deuxième carotte au niveau de puits (certaines valeurs sont erronées). Et cela peut arriver à cause de plusieurs raisons au moment de forage.

Et pour avoir encore une bonne estimation de Estat, on a utilisé la corrélation de morals :

$$EsMorals = 1.2691 * Es - 12.629$$

Avec: $R^2 = 0.949$

(corrélation de moral's Pour une matrice supportée par des grains)

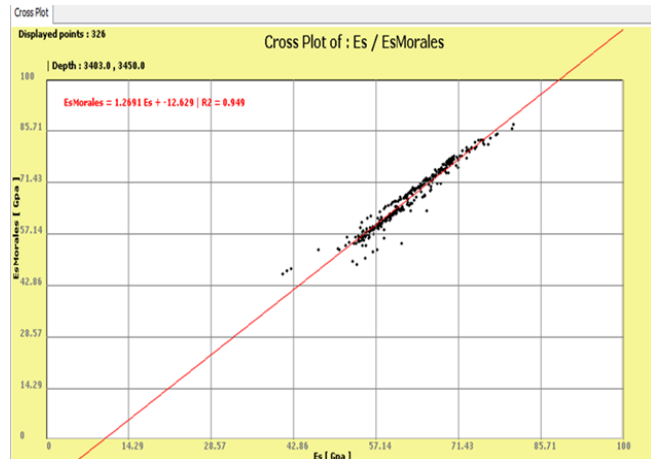


Figure (IV.11) : cross plot Emoral's en fonction de Es

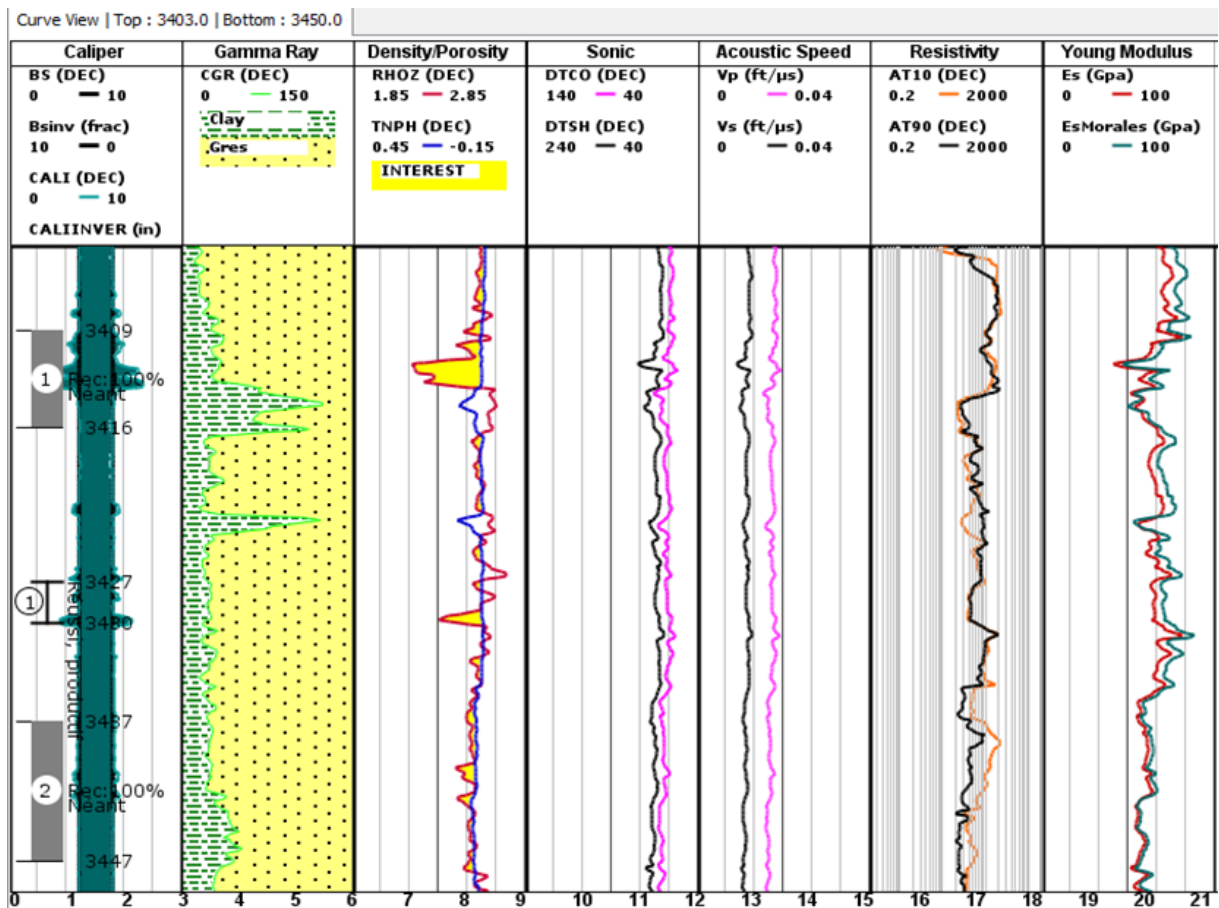


Figure (IV.12) : log représentant la corrélation de moral's

Le log présente une Excellente corrélation entre le module de young statique et le celui de Emoral's. Ce qui implique que nos estimations sont parfaites.

ii. Résistance à la rupture. UCS :

La résistance à la compression simple (UCS) est calculée à partir de plusieurs corrélations Faisant intervenir différentes données comme :

- Le module de Young (E),
- Le coefficient de poisson (p),
- Le volume d'argile (Vsh)
- La porosité effective (Φ_e).

Le choix des corrélations données lors d'une simulation sera basée sur la fiabilité des Données (degré de validité), et de la lithologie de la formation ainsi que ses caractéristiques pétrophysiques.

Pour avoir un bon résultat, on a utilisé une formule de passage ;

$$\text{UCS} = a \cdot E_s + b$$

Les valeurs de a et b sont calculés par une simple corrélation avec les données de E_s .

$$\text{UCS} = 4.6513E_s - 25.111$$

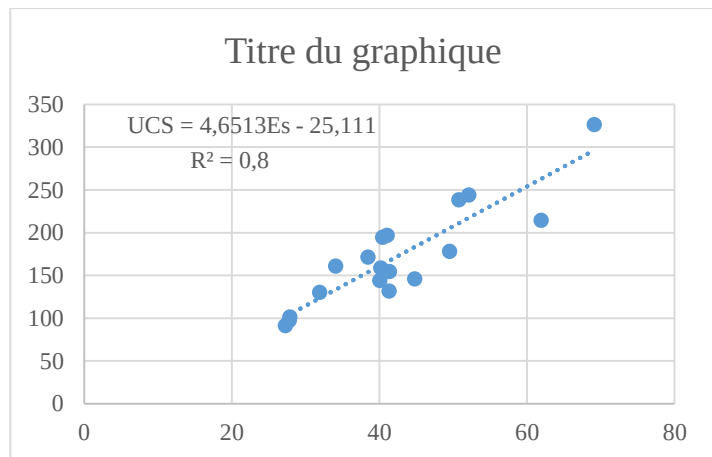


Figure (IV.13) : cross plot UCS en fonction de E_s

Tensile (résistance à la traction) :

- La résistance à la traction, elle est prise comme étant un rapport de la résistance à la compression simple

$$R_t = \text{UCS}/12$$

iii. Angle de frottement (FANG) :

L'angle de frottement interne (ϕ) est calculé à partir d'une corrélation qui prend en Considération le log gamma ray.

$$\Phi = 40 - 0.16 * \text{CGR}$$

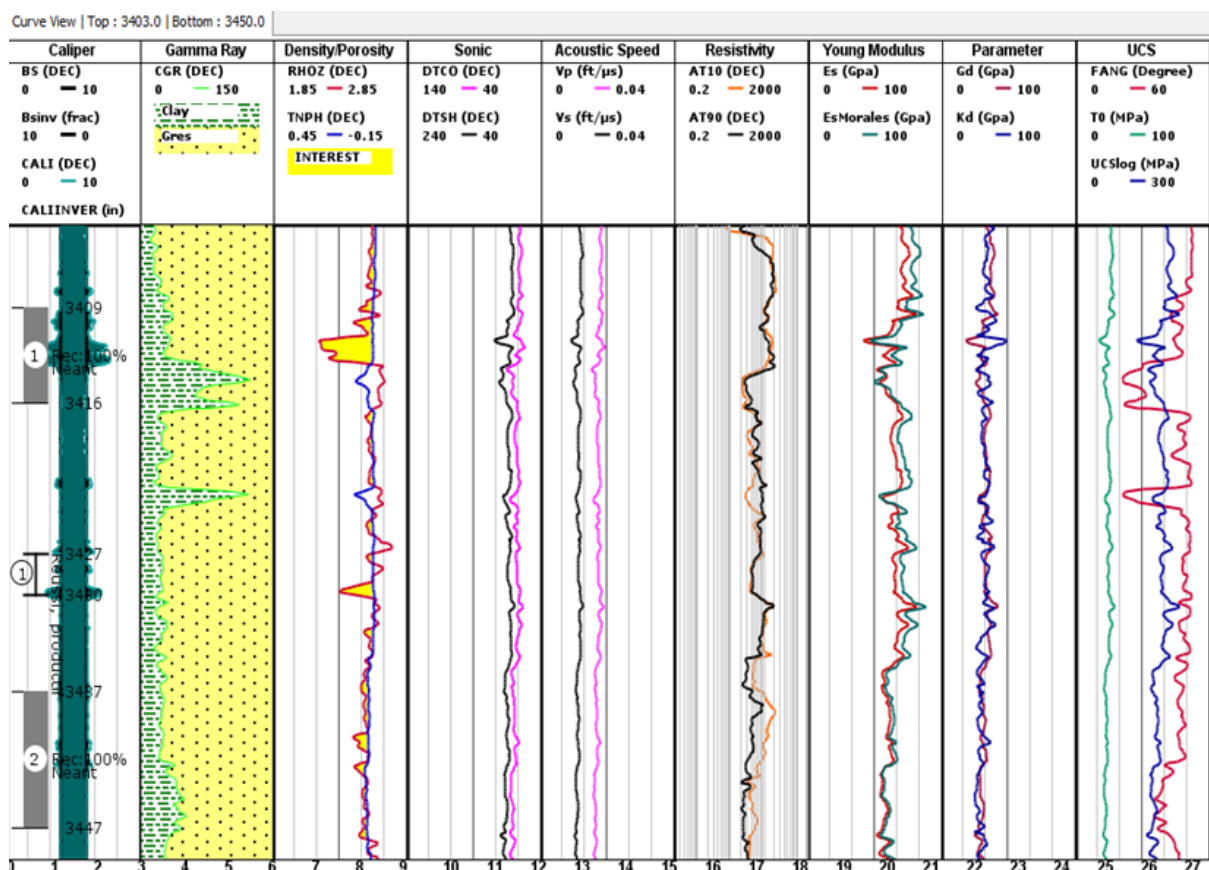


Figure (IV.14) : log représentant les paramètres de la resistance a la repture

Commentaire :

- Le log Ucs présente des valeurs importantes d'une moyenne de 200 Mpa. Ceci nous informe que la formation résiste à la compression. Egalement pour le log tensile qui manifeste des valeurs qui varient entre (102 Mpa devant les grés et 61.59 Mpa devant les argiles) ; ce qui signifie que la formation résiste à la traction.
- Pour l'angle de frottement (FANG), le log oscille entre 20.5° devant les argiles et 50° devant les grés. il mentre des valeurs sup devant les grés.

A partir de tous ces résultats un profil de stress a été établi reliant tous les paramètres élastiques.

4. Evaluation de l'Etat de Contrainte:

c-1- Contrainte verticale :

Comme nous l'avons vu précédemment, en théorie, la contrainte verticale sera dérivée à partir des données du log densité. Dans ce cas, la réalité est que les mesures de densité n'ont pas été acquises sur toute la profondeur. Par conséquent, un compromis a dû être fait. La densité équivalente du gradient Sv provenant du programme de forage a été ajoutée au fichier de données. Ces données ont été acquises à partir de plusieurs puits de compensation, de sorte que la fiabilité est considérée comme assez élevée. Lorsque des mesures de densité étaient disponibles, elles ont été utilisées, sinon la contrainte a été calculée en utilisant le gradient 0.022.

$$Sv = \text{depth} * 0.022$$

c-2- Pression de pore :

Un test DST effectué à une profondeur de 3.441.29 m, a donné une valeur de

Pression de réservoir = 3500 psi qui nous a permis d'estimer la pression des pores, en calculant le gradient comme suit :

$$\text{Gradient} = \frac{3500 * 0.006895}{3441.29} = 0.00701 \text{ Mpa/m}$$

$$Pp = \text{Depth} * 0.007012$$

$$1\text{psi} = 0.006895 \text{ MPA}$$

c-3- Contraintes horizontales

La contrainte horizontale mineure est calculée à partir du critère de rupture Poro-Elastique. Elle est estimée entre **6.558 et 58.534 MPA**.

On calcule d'abord la contrainte tectonique depuis le Mini Frac Test comme suit :

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} * \sigma_v + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha Pp + \sigma_t$$

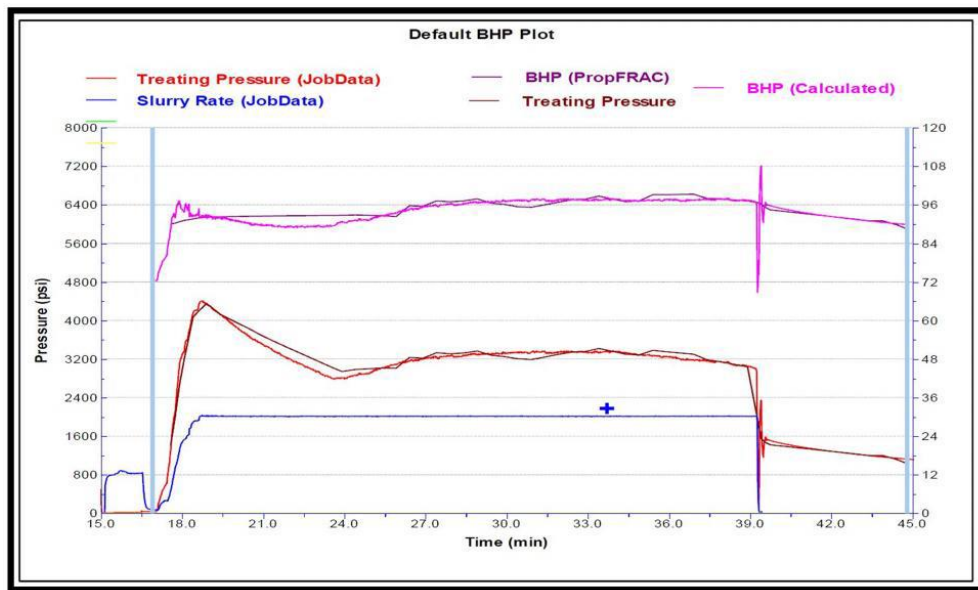


Figure (IV.15) : Data frac test

DataFRAC* Summary		
Treated Water	200.3	bbl
Acid 15% HCl	93.6	bbl
Linear fluid volume and type WF140	237.3	bbl
Cross-linked fluid volume and type YF140HTD	428.6	bbl
Rate	30.0	bpm
ISIP Surface	2,696	psi
ISIP Bottom hole	6,404	psi
Average treating pressure	3,188	psi
Maximum treating pressure	4,388	psi
Total friction of WF140 @ 30 bpm	1,639	psi
Closure pressure	5,850	psi
Net Pressure	554	psi
Efficiency	16.8	%
Fracture Gradient	0.520	Psi/ft
Leak off coefficient	8.7E-3	Ft / min ^0.5
Spurt	2.0	Gal/100ft^2

Figure (IV.12) : résultats de Mini Frac Test

Closure pressure = 5850psi = σ_h

Fracture gradient = 0.520 psi/ft

A une profondeur de 3429m, $\sigma_h = 5850\text{psi}$, $E = 47.4012\text{.mpa}$ $\nu = 0.12$

$S_v = 75.438 \text{ mpa}$, $P_p = 24.046 \text{ mpa}$, $\alpha = 1$

Par un simple calcul on aura :

$$\sigma_t = (5850 * 0.006895) - \left(\frac{\nu}{1-\nu} * \sigma_v + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha P_p \right)$$

$$\sigma_t = 1320 \text{ Psi} = 9.1014 \text{ MPA}$$

La contrainte horizontale majeure est aussi calculée à partir du critère de rupture Poro-Elastique, on s'appuyant sur le modèle de M.Zoback, les valeurs obtenues oscillent entre 20.29 et 128.52 MPA.

$$\sigma_H = (\sigma_h - P_p) * 3.1 + P_p$$

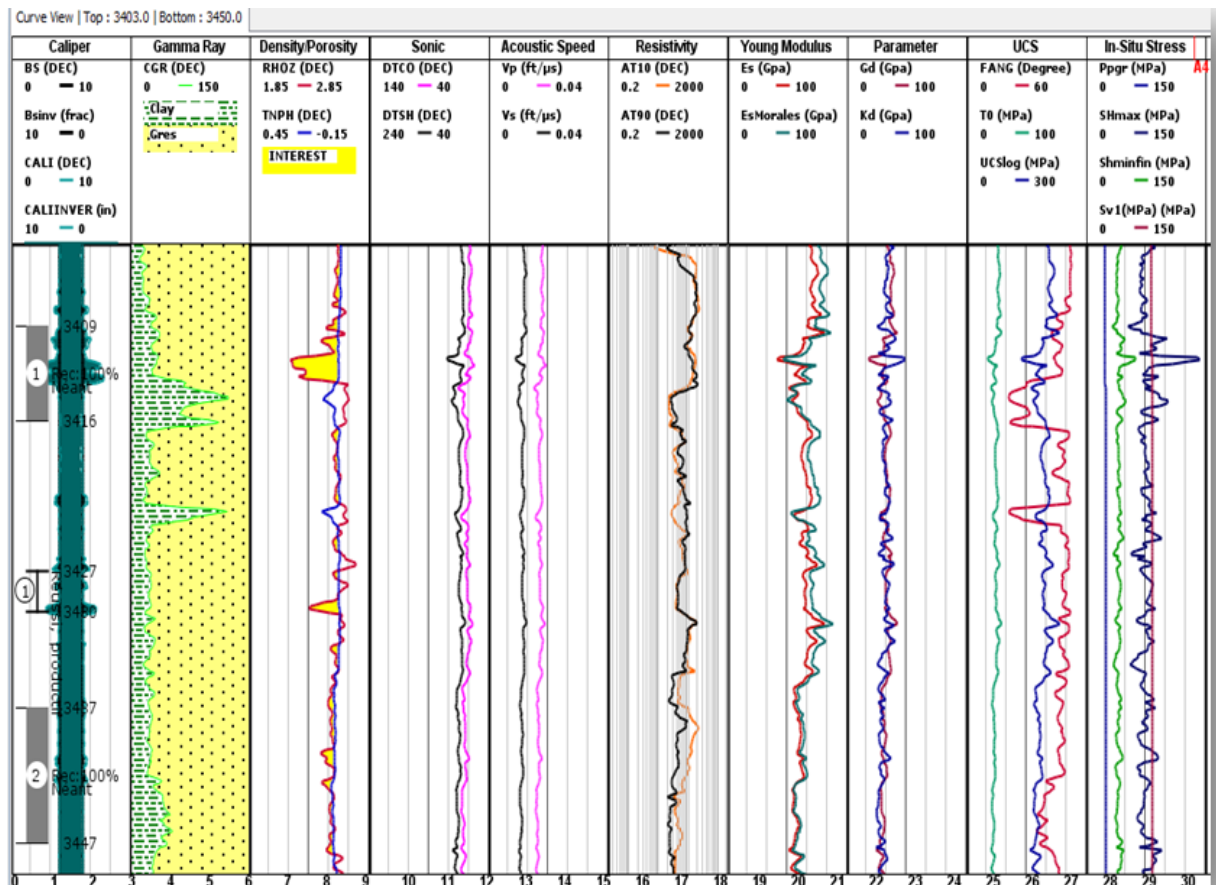
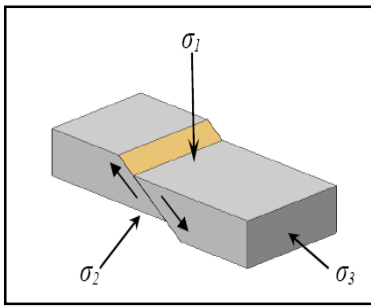


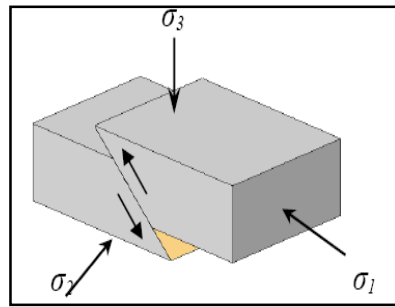
Figure (IV.17) : log d'évaluation l'état de contraintes

le régime de stress qui règne en ce puits, d'après l'évaluation de l'état de contrainte, $\sigma_h < \sigma_v < \sigma_H$ est un régime décrochant.



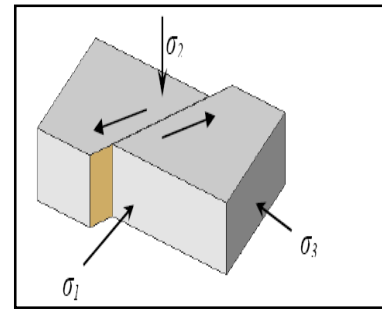
Faille normale

$$\sigma_v < \sigma_h < \sigma_v$$



Faille Inverse

$$\sigma_v < \sigma_h < \sigma_h$$



Faille décrochante

$$\sigma_h < \sigma_v < \sigma_h$$

Figure (IV.18) : Représentation des régimes de failles selon l'état de contrainte

c-4- Orientation des contraintes :

Selon l'interprétation des résultats des outils OBMI et UBI, d'un offset well les fractures induites lors du forage ont **un pendage de 120°** avec **une direction SE-NW**. Cette direction correspond à l'orientation de la contrainte horizontale majeure. **La direction de la contrainte horizontale mineure est NE-SW** qui est déduite à partir Des breakouts interprétés à partir de l'imagerie UBI (Voir figure IV.14).

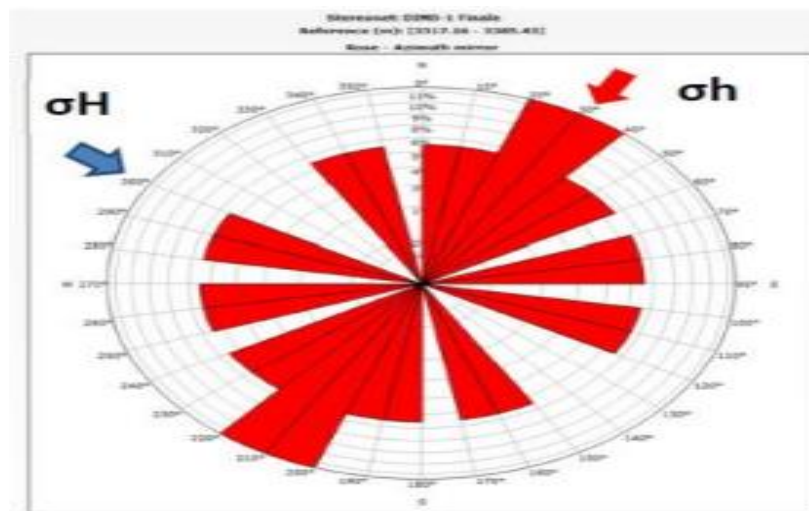


Figure (IV.19) : Représentation de l'orientation de la contrainte horizontale majeure et mineure

4.2 Interprétation des résultats du model géomécanique

L'analyse de profil de stress en face l'Ordovicien montre dans l'unité IV :

Les paramètres élastiques varient en fonction de la lithologie ; l'allure des graphes mettant en évidence ces variations. Celles-ci sont causées par la différence de rigidité des différents matériaux.

Le module de Young augmente considérablement en face du réservoir , confirmant son caractère plastique.

Le U_{cs} et le tensile présentent des valeurs importantes devant les grés. Ceci nous informe que la formation résiste à la compression et à la traction.

Le régime de stress est principalement décrochant. Ceci est corroboré par les magnitudes des contraintes ($\sigma_h < \sigma_v < \sigma_H$).

II Analyse des instabilités de parois :

Les éléments d'un modèle géomécanique, à savoir l'état de contrainte du puits de forage, la pression et les propriétés mécaniques de la roche sont utilisées pour étudier la stabilité d'un forage. La première étape pour prédire la pression de rupture consiste à acquérir et à analyser les données disponibles, y compris la diagraphie des puits et les données de base.

Le puits a été sélectionné dans la « cible réservoir » pour lequel toutes les données de diagraphie et de carottage disponibles ont été extraites. La suite des données de diagraphie de puits disponibles pour le puits A sont illustrées à la figure 2. Toutes les données pétrophysiques du réservoir.

Mécanismes de rupture

Les mécanismes de rupture qui peuvent éventuellement causer l'instabilité d'un puits au cours du forage ou même en production sont généralement :

a - Rupture par cisaillement

b - Rupture par traction.

Lorsque la densité de la boue est très élevée, elle peut causer des ruptures par traction aux parois du puits, entraînant dans un premier temps des pertes de boue et si cette densité de boue est plus élevée que la valeur de la contrainte, loin du puits ; ceci provoquera une fracturation hydraulique du réservoir.

Inversement, lorsque la densité de la boue est très faible, des ruptures par compression peuvent être observées, entraînant ainsi des ruptures par cisaillement aux abords du puits. Ceci engendrera des cavages, des éboulements ou carrément un collapse du puits (figure IV.16).

Il est important de noter que dans notre cas, nous nous intéressons uniquement aux ruptures des formations causées par des effets mécaniques. Les phénomènes (physico-chimiques de la boue, outil de forage, ...etc.) ne sont pas pris en considération.

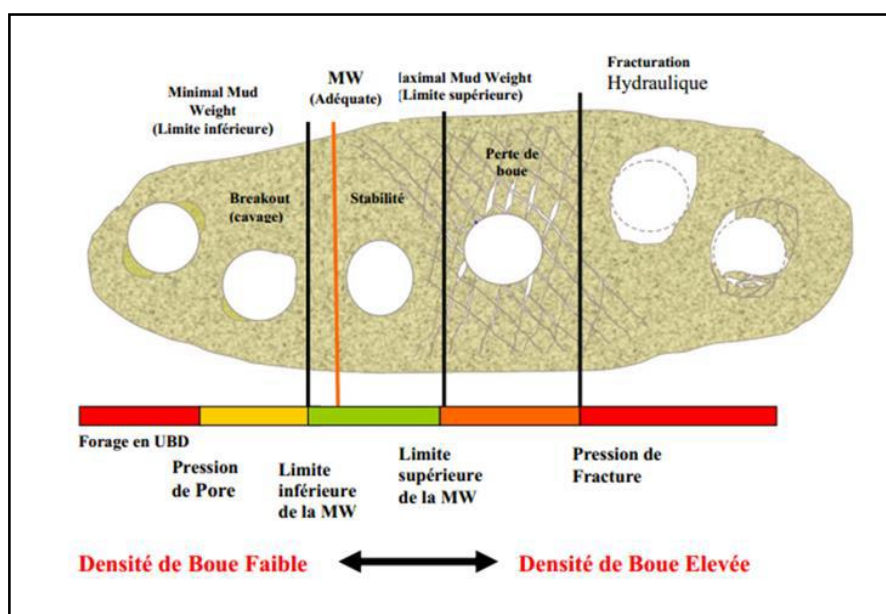


Figure (IV.20) : safe mud window

Un intervalle de densité de boue (densité minimale et densité maximale) pour le forage d'un puits stable a été calculé par le critère de Mohr Coulomb et présenté sur le log (figure IV.17 : Borehole stability), sur lequel sera reporté :

1. Géométrie du trou (cavage, mud cake).
2. Mud window (densité minimale et maximale de la boue de forage).
3. Rapport de contraintes

La limite inférieure de la densité de boue de forage a été déterminée, à un seuil au-dessous duquel se produit une rupture en cisaillement (Break-out et collapse des parois).

L'autre limite supérieure a été aussi déterminée, à un seuil au-dessus duquel se produit une rupture en traction (Perte en circulation « loss », fracturation hydraulique) (figure IV.16).

D'où :

- **BO**: break out
- **BD**: break down
- **N** : Nombre de fraction

$$BO = \frac{3SH - Sh - Pp * (1 - N) - UCS}{1 + N}$$

$$BD = 3Sh - SH - Pp + T$$

$$N = \frac{1 + \sin(FANG * 0.017)}{1 - \sin(FANG * 0.017)}$$

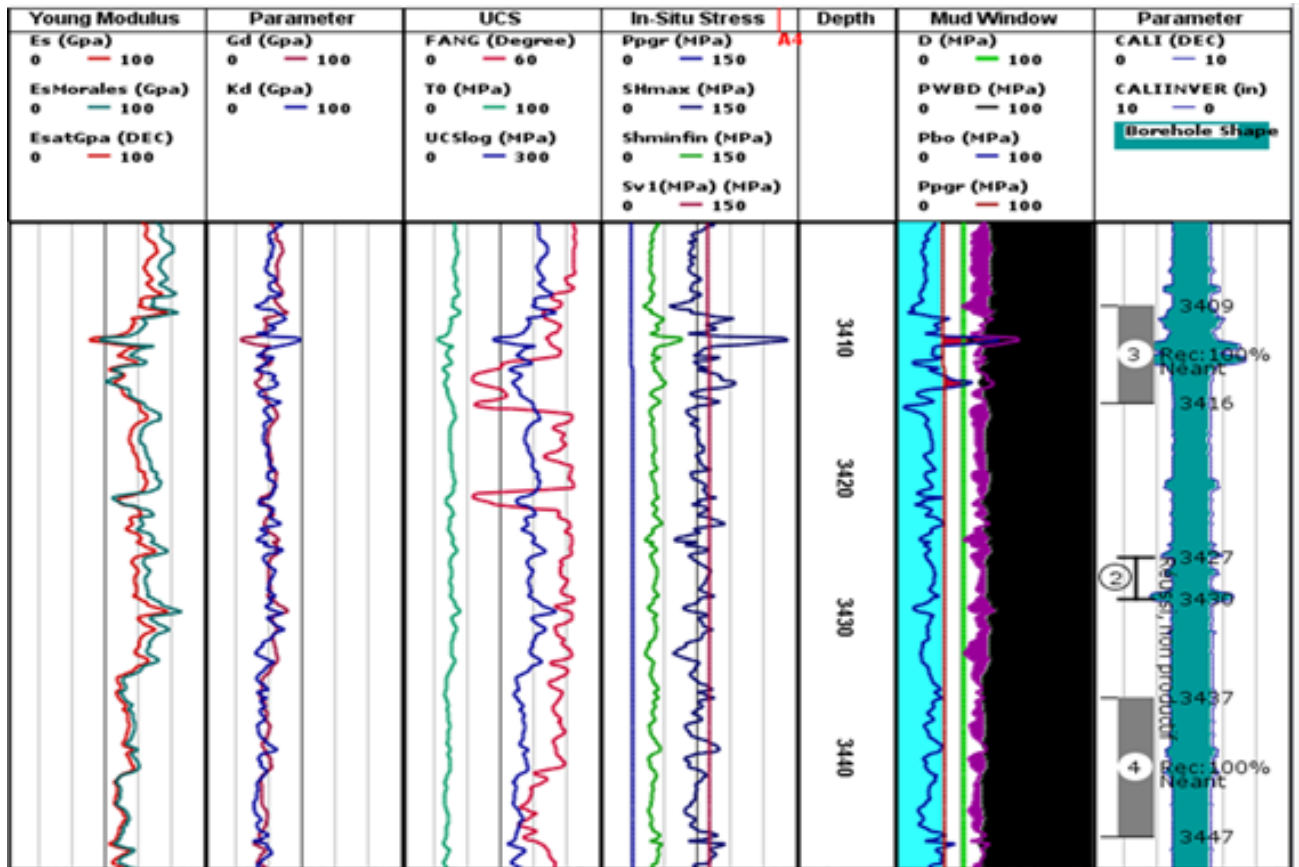


Figure (IV.21): log of wellbore stability de puits (A)

Commentaires sur la fenêtre de boue

Les contraintes ont été déterminées en utilisant la méthode poro-élastique et sur la base de données pétrophysiques. Le résultat de cette méthode montre que le puits de forage affecté par ces contraintes est plus en moins stable, sans défaillance grave et étendue.

Il existe par ailleurs quelques cavages au niveau des profondeurs : 3.410 m et 3.440 m, détectés par le caliper. Ce sont les opérations de carottage qui sont à l'origine de ces cavages.

La fenêtre de boue a été déterminée sur la base du profil des contraintes estimées. Cette fenêtre de boue a montré que :

- Dans la profondeur de 3.400 m, la pression de la boue utilisée n'est pas appropriée et provoque des défaillances limitées (breakout).
- La limite supérieure de la densité de boue (breakdown) dans l'unité IV de l'ordovicien est d'un ordre de 1.75g/cc.
- Les breakouts dans la partie 3.400 m générés par un déséquilibre de l'état de contrainte et une augmentation probable dans la magnitude de l'état de contrainte d'une part, d'autre part il y a un effet de contraste important entre des couches minces des argiles et les grès dans l'ordovicien.
- Les zones Argileuses restent stables en raison de leurs homogénéités.

Il a été recommandé dans cette étude d'augmenter la densité de boue à 1.85 g/cc afin de réduire ou d'éviter la formation des breakouts.

La fenêtre de densité de boue pour que le puits soit foré en toute sécurité est entre 1.85 g/cc et 1.9 g/cc.

CONCLUSION :

Les réservoirs compacts, de l'Ordovicien du bassin d'Illizi, Présentent des caractéristiques pétro-physiques très souvent médiocres, mais en contrepartie, ils renferment de grandes réserves en hydrocarbure. Ce potentiel semble être une alternative aux ressources conventionnelles qui ne cessent de diminuer. et afin d'exploiter ces réservoirs au moins coûts possible, une étude géomécanique a été faite, cette dernière nous a permis de :

- 1 - Construire un Modèle Géomécanique dans le réservoir de l'Ordovicien
- 2 - Analyser la stabilité des parois,
- 3 - Déterminer l'intervalle de densité de boue (Mud Window) en dehors duquel se produit une rupture par cisaillement (break-out, collapse) ou rupture par traction (perte de boue ou fracturation hydraulique).

L'étude géomécanique est une étape primordiale qui se place en amont pour l'analyse de stabilité des parois d'un puits. C'est grâce aux propriétés mécaniques (module de Young et coefficient de Poisson) du réservoir, qu'un profil de stress a été établi. Le bilan de ce dernier a fortement facilité l'analyse de stabilité des parois de puits (A) ; tel que la densité de boue (Safe mud weight window) recommandé pour forer dans cette région est de 0.85sg à 0.9sg afin d'éviter les cavages qui peuvent être causés par les coincements de la garniture ou des outils de logging et pour maintenir les parois du puits plus stable.

Recommandation :

La densité de boue (Safe mud weight window) recommandé pour forer dans cette région est de 1.85g/cc à 1.9g/cc afin d'éviter les breakout et les cavages qui peuvent être causés par les coincements de la garniture ou des outils de logging et pour maintenir les parois du puits plus stable.

Dans la conception d'un puits stable, il suffit d'augmenter le poids de la boue (et/ou de modifier la trajectoire du puits) pour limiter la largeur initiale de breakout à un niveau acceptable.

En cours de forage des zones argileux, les problèmes liés à la géo-mécanique sont plus ou moins faibles ; donc, il est nécessaire de faire le bon choix des paramètres de forage surtout les paramètres hydrauliques afin de prévenir les pertes de boue en face de ces formations.

Il est important en cours de forage des zones gréseux de maintenir le nettoyage du trou pour éviter le pack-off ou le stuck bit.

- ❖ Faire les différents enregistrements nécessaires le long des puits de délinéation du champ pour pouvoir étudier les paramètres mécaniques des formations au-dessus du réservoir.
- ❖ Utiliser l'imagerie pour déterminer l'orientation des contraintes majeure et mineure, car ces orientations sont très importantes pour l'opération de fracturation et le choix de la trajectoire des puits déviés surtout lorsque ces puits sont destinés pour forer en UBD.
- ❖ Faire une étude géo-mécanique avant de forer les puits afin de prédire les problèmes avant les rencontrer et appliquer les données de l'étude sismique avec le modèle 1D pour la construction des modèles géo-mécanique 3D pour élaborer des programmes de forage plus adéquats aux futurs puits dans cette région afin de minimiser le cout de forage.
- ❖ Utiliser un caliper multi bras orienté pour déterminer la forme du puits (ovalisation, cavage, restriction...), en plus l'orientation des contraintes en cas d'absence de l'imagerie.
- ❖ Bien choisir la rhéologie et les caractéristiques de la boue (densité, viscosité...), surtout en cas de présence des argiles en utilisant des polymères ou bien la boue à base d'huile.

Eviter de traverser une faille pendant le forage, car les caractéristiques géo-mécanique des roches peuvent être changées et causer des instabilités aux parois des puits

ANNEXE :

Les Valeurs des paramètres mécaniques statiques et dynamiques calculées et celles des carottes :

profondeur Ed	Edy	Ed core	Es	Es core	UCS	UCS core
m	Gpa	Gpa	Gpa	Gpa	Mpa	Mpa
3409.74	82.48545839	43.73	53.66405298	38.43	224.59151041	171.54
3409.7976	78.62388134	-999	50.94799662	-999	211.95913228	-999
3409.95	71.16118225	-999	45.69913002	-999	187.54665372	-999
3410.1024	73.01559395	-999	47.00342226	-999	193.61291693	-999
3410.2548	73.45879578	-999	47.31514698	-999	195.0627486	-999
3410.4072	71.58239829	-999	45.99538104	-999	188.92451722	-999
3410.5596	72.07495628	-999	46.34180436	-999	190.53573208	-999
3410.712	70.31102322	-999	45.10118874	-999	184.76562883	-999
3410.81	69.92955252	38.88	44.83288416	31.89	183.51774423	130.18
3410.8644	69.46660167	-999	44.50728	-999	182.00335928	-999
3411.0168	67.16257365	-999	42.88666782	-999	174.46589203	-999
3411.1692	63.02447563	-999	39.97620552	-999	160.92933187	-999
3411.3216	49.97718663	-999	30.79936362	-999	118.2478402	-999
3411.37	49.23687211	47.84	30.27869706	34.06	115.82622003	160.94
3411.474	48.49044241	-999	29.75362284	-999	113.38409983	-999
3411.6264	55.03761622	-999	34.35859596	-999	134.80182981	-999
3411.7788	64.77599114	-999	41.2080996	-999	166.65887124	-999
3411.9312	76.8445497	-999	49.69650252	-999	206.13843322	-999
3412	72.88972857	42.35	46.91489394	40.42	193.20117171	194.76
3412.0836	69.12985105	-999	44.27039172	-999	180.90159189	-999
3412.236	68.77795014	-999	44.0229063	-999	179.7505372	-999
3412.3884	66.39961646	-999	42.35005866	-999	171.97012283	-999
3412.5408	64.06248214	-999	40.70628282	-999	164.3249214	-999
3412.6932	67.41116024	-999	43.06156752	-999	175.27935054	-999
3412.8456	70.23867177	-999	45.0502662	-999	184.5287881	-999
3412.998	73.82985388	-999	47.57613672	-999	196.27661188	-999
3413.1	73.94420534	46.39	47.65659996	41.03	196.65084641	196.72
3413.1504	74.0097126	-999	47.70264594	-999	196.86500627	-999
3413.3028	66.48336986	-999	42.4089525	-999	172.24403808	-999
3413.4552	60.11061764	-999	37.9267374	-999	151.39725565	-999
3413.6076	58.91134592	-999	37.0831863	-999	147.47389948	-999
3413.76	64.30234795	-999	40.87499304	-999	165.10959263	-999
3413.9124	67.22468953	-999	42.9303693	-999	174.66914761	-999
3414.0648	67.26161454	-999	42.95634636	-999	174.78996692	-999
3414.2172	65.19125714	-999	41.50013052	-999	168.01710705	-999
3414.36	63.68161944	61.36	40.43835336	52.09	163.07878148	244.18
3414.3696	62.17676224	-999	39.37995228	-999	158.15615805	-999
3414.522	61.38872047	-999	38.8256187	-999	155.57795257	-999
3414.6744	63.24038496	-999	40.12803534	-999	161.63549237	-999
3414.8268	65.30889316	-999	41.58293826	-999	168.40224585	-999
3414.9792	66.80529502	-999	42.6354312	-999	173.29739051	-999

3415.1316	66.43824964	-999	42.37725486	-999	172.09661235	-999
3415.284	66.7735625	-999	42.61311156	-999	173.19358187	-999
3415.4364	67.89501699	-999	43.40189514	-999	176.8622143	-999
3415.5888	69.45806803	-999	44.50127808	-999	181.97544435	-999
3415.64	70.69780425	60.03	45.37324452	50.74	186.03096026	238.56
3415.7412	71.89823521	-999	46.21754586	-999	189.95780579	-999
3415.8936	74.37830159	-999	47.96185386	-999	198.0705823	-999
3416.046	75.79285636	-999	48.95676588	-999	202.69791811	-999
3416.1984	75.89435669	-999	49.02822624	-999	203.03028024	-999
3416.3508	75.93456778	-999	49.05645402	-999	203.16156765	-999
3416.38	76.09447437	77.09	49.16899002	69.09	203.68497258	326.46
3416.5032	76.23460416	-999	49.2675528	-999	204.14338807	-999
3416.6556	77.68915806	-999	50.29059882	-999	208.90157511	-999
3416.808	79.61827495	-999	51.64740786	-999	215.21209396	-999
3416.9604	79.4707025	-999	51.5435934	-999	214.7292529	-999
3417.1128	79.82841221	-999	51.79520514	-999	215.89949911	-999
3417.2652	76.76693723	-999	49.64192256	-999	205.88458183	-999
3417.4176	74.12867968	-999	47.7862977	-999	197.2540706	-999
3417.57	72.8707423	-999	46.90157718	-999	193.13923546	-999
3417.7224	72.3312145	-999	46.52204952	-999	191.37405232	-999
3417.8748	71.51384935	-999	45.94717812	-999	188.70032544	-999
3418.0272	70.99044184	-999	45.57899784	-999	186.98791895	-999
3418.1796	70.79639385	-999	45.44254794	-999	186.35329047	-999
3418.332	70.17748861	-999	45.00722118	-999	184.32858571	-999
3418.4844	69.97096536	-999	44.86195596	-999	183.65295717	-999
3418.6368	69.93475315	-999	44.83654158	-999	183.53475489	-999
3418.7892	70.12948324	-999	44.97346038	-999	184.17156423	-999
3418.9416	71.21400111	-999	45.7362669	-999	187.71937735	-999
3419.094	72.14894101	-999	46.39385226	-999	190.77780686	-999
3419.2464	72.22237747	-999	46.44552504	-999	191.01813696	-999
3419.3988	72.43704429	-999	46.59651084	-999	191.72037192	-999
3419.5512	73.46594813	-999	47.3202111	-999	195.08630183	-999
3419.7036	74.07284309	-999	47.74700388	-999	197.07131505	-999
3419.856	73.95077035	-999	47.66119518	-999	196.67221878	-999
3420.0084	75.22289085	-999	48.55595016	-999	200.83372419	-999
3420.1608	75.15694802	-999	48.50952906	-999	200.61781966	-999
3420.3132	74.82363388	-999	48.27507906	-999	199.52739271	-999
3420.4656	74.77741252	-999	48.24263118	-999	199.37647762	-999
3420.618	75.23113765	-999	48.56176452	-999	200.86076678	-999
3420.7704	75.34929731	-999	48.6448536	-999	201.24721409	-999
3420.9228	78.84320714	-999	51.10226472	-999	212.67663321	-999
3421.0752	78.58010672	-999	50.91723678	-999	211.81606826	-999
3421.2276	78.14123264	-999	50.60851302	-999	210.38019406	-999
3421.38	78.30495492	-999	50.72367486	-999	210.91581177	-999
3421.5324	79.68325652	-999	51.69307872	-999	215.42450913	-999
3421.6848	79.34642881	-999	51.45619044	-999	214.32274174	-999
3421.8372	78.80142648	-999	51.07291158	-999	212.54011176	-999
3421.9896	78.68155797	-999	50.98860336	-999	212.14799423	-999
3422.142	77.62667466	-999	50.246616	-999	208.69701102	-999

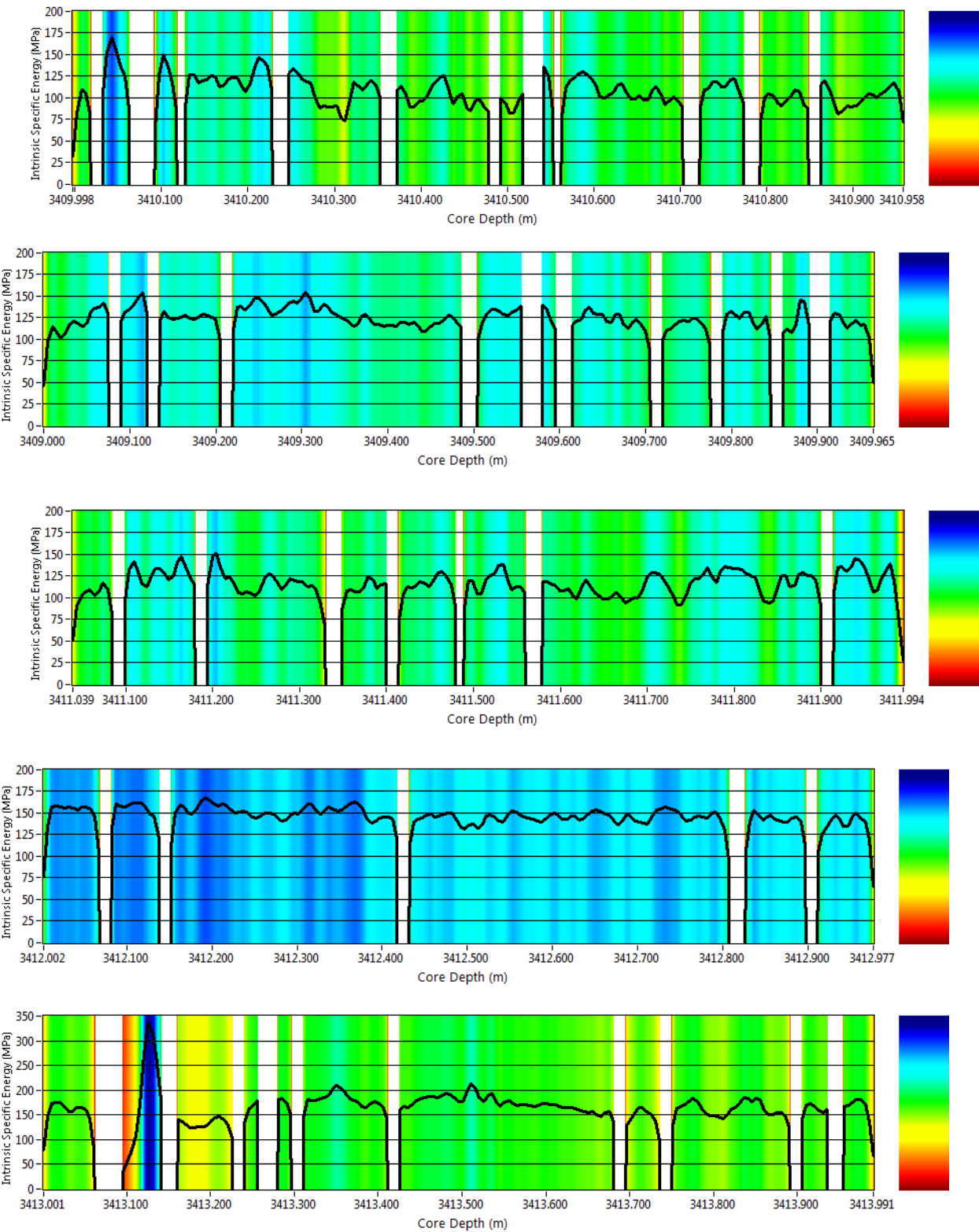
3422.2944	77.07809716	-999	49.86080508	-999	206.90260443	-999
3422.4468	75.13723283	-999	48.49564962	-999	200.55326638	-999
3422.5992	70.48878217	-999	45.22619748	-999	185.34704448	-999
3422.7516	65.91497362	-999	42.00916836	-999	170.38464204	-999
3422.904	63.88032655	-999	40.57808556	-999	163.72867594	-999
3423.0564	64.37916031	-999	40.92901032	-999	165.360827	-999
3423.2088	66.21809527	-999	42.22242408	-999	171.3764944	-999
3423.3612	72.16680894	-999	46.40641878	-999	190.83625375	-999
3423.5136	74.7234692	-999	48.20465028	-999	199.19982845	-999
3423.666	75.46548977	-999	48.72653598	-999	201.62711884	-999
3423.8184	76.2774662	-999	49.29765618	-999	204.28339889	-999
3423.9708	76.52416453	-999	49.47114918	-999	205.09031484	-999
3424.1232	71.18569236	-999	45.71638554	-999	187.62690915	-999
3424.2756	69.76860585	-999	44.7196917	-999	182.9912861	-999
3424.428	70.98422674	-999	45.57468396	-999	186.9678551	-999
3424.5804	71.64466689	-999	46.0391763	-999	189.12820897	-999
3424.7328	71.59225611	-999	46.00232076	-999	188.95679385	-999
3424.8852	68.53336314	-999	43.85082	-999	178.95016382	-999
3425.0376	68.03554616	-999	43.50073926	-999	177.3219383	-999
3425.19	72.15792983	-999	46.40013552	-999	190.8070303	-999
3425.3424	74.66126002	-999	48.16085502	-999	198.9961367	-999
3425.4948	75.55474547	-999	48.78936858	-999	201.91935327	-999
3425.6472	76.40045591	-999	49.38412134	-999	204.68554835	-999
3425.7996	76.18721021	-999	49.23416712	-999	203.98811128	-999
3425.952	74.39980177	-999	47.97704622	-999	198.14124197	-999
3426.1044	77.60348715	-999	50.23029828	-999	208.6211173	-999
3426.2568	79.77017302	-999	51.75422328	-999	215.70889248	-999
3426.4092	82.9790634	-999	54.01122654	-999	226.20621464	-999
3426.5616	84.07788808	-999	54.78406752	-999	229.80069804	-999
3426.714	80.87986085	-999	52.53475422	-999	219.33914188	-999
3426.8664	75.46225676	-999	48.72428526	-999	201.61665074	-999
3427.0188	73.01431268	-999	47.00248446	-999	193.60855522	-999
3427.1712	71.72991502	-999	46.09910172	-999	189.4069221	-999
3427.3236	71.18931341	-999	45.7189176	-999	187.63868576	-999
3427.476	71.80718286	-999	46.15349412	-999	189.65990115	-999
3427.6284	72.68970437	-999	46.77422394	-999	192.54691554	-999
3427.7808	73.88495945	-999	47.61486786	-999	196.45675042	-999
3427.9332	75.21343089	-999	48.54929178	-999	200.80275607	-999
3428.0856	74.72852631	-999	48.20821392	-999	199.21640294	-999
3428.238	74.04921577	-999	47.73040482	-999	196.99411282	-999
3428.3904	73.11211643	-999	47.07131898	-999	193.92870458	-999
3428.5428	72.67338959	-999	46.762689	-999	192.49326654	-999
3428.6952	72.64793777	-999	46.7448708	-999	192.41039409	-999
3428.8476	72.70424874	-999	46.78444596	-999	192.59445816	-999
3429	73.58123973	-999	47.40123702	-999	195.46315338	-999
3429.1524	73.5748789	-999	47.39682936	-999	195.44265335	-999
3429.3048	73.66792017	-999	47.46219402	-999	195.74666439	-999
3429.4572	74.14697736	-999	47.79914556	-999	197.313826	-999
3429.6096	73.89289941	-999	47.62049466	-999	196.48292066	-999

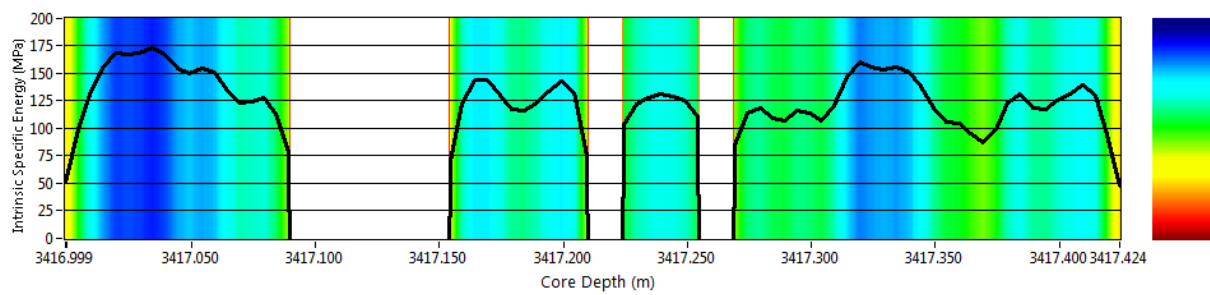
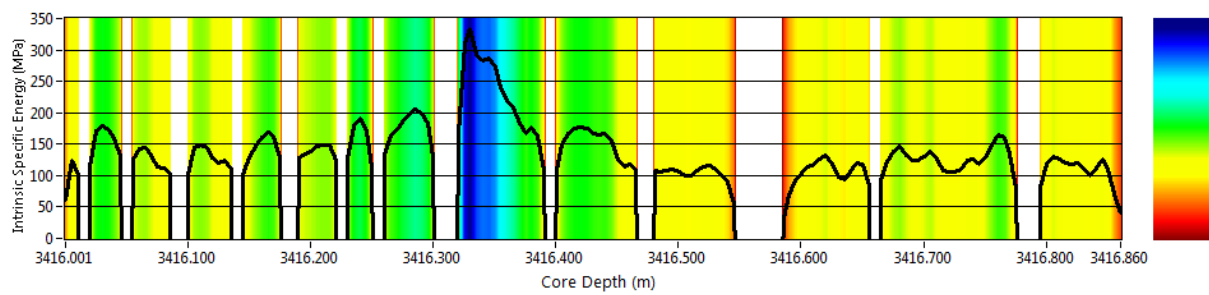
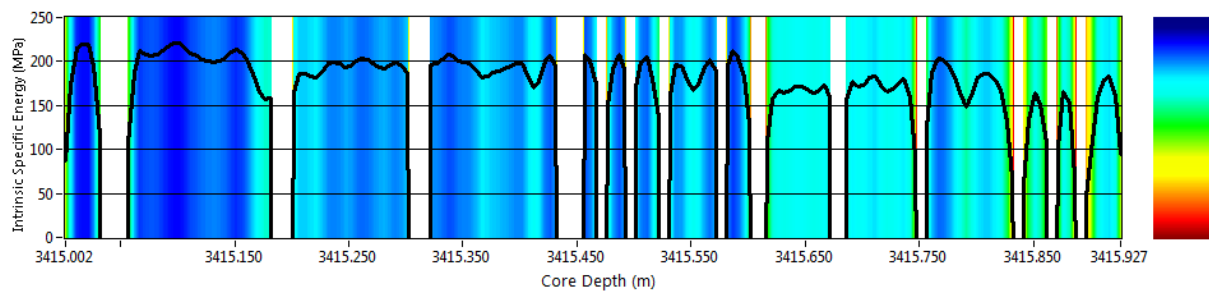
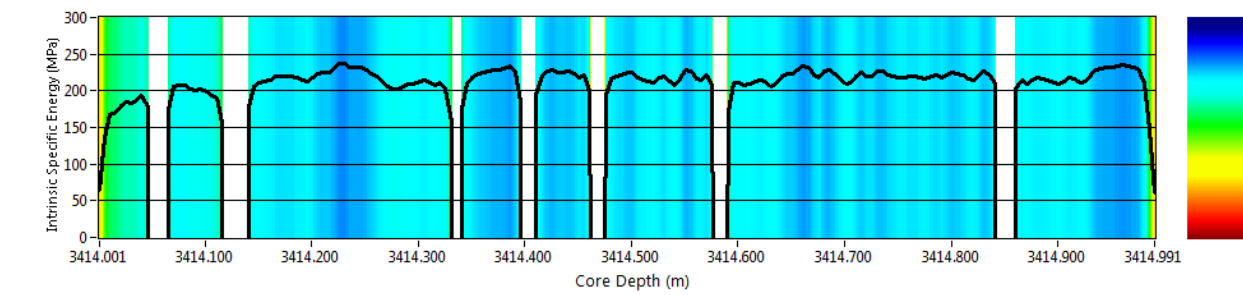
3429.762	72.56228798	-999	46.68457026	-999	192.12993628	-999
3429.9144	74.97188617	-999	48.37936242	-999	200.01241462	-999
3430.0668	77.27517459	-999	49.99941192	-999	207.54726484	-999
3430.2192	79.26490349	-999	51.39889086	-999	214.05624139	-999
3430.3716	79.93183201	-999	51.86797842	-999	216.23796763	-999
3430.524	81.54382355	-999	53.00177862	-999	221.51127236	-999
3430.6764	86.83754088	-999	56.72512596	-999	238.82856084	-999
3430.8288	91.17195722	-999	59.7737262	-999	253.00760056	-999
3430.9812	88.12887714	-999	57.63338526	-999	243.05287484	-999
3431.1336	77.75968037	-999	50.34020844	-999	209.13230945	-999
3431.286	74.64127911	-999	48.1468818	-999	198.93114725	-999
3431.4384	74.87338929	-999	48.310059	-999	199.69008441	-999
3431.5908	76.89788051	-999	49.73401452	-999	206.31290153	-999
3431.7432	77.86135386	-999	50.4116688	-999	209.46467159	-999
3431.8956	80.09298258	-999	51.98126466	-999	216.76486193	-999
3432.048	83.33472694	-999	54.2613378	-999	227.36948211	-999
3432.2004	84.26993006	-999	54.91911072	-999	230.42878396	-999
3432.3528	80.96595461	-999	52.5953361	-999	219.6209082	-999
3432.5052	78.43718659	-999	50.81670462	-999	211.34849319	-999
3432.6576	77.25881137	-999	49.98787698	-999	207.49361583	-999
3432.81	76.33227595	-999	49.33619976	-999	204.46266508	-999
3432.9624	75.42001382	-999	48.694557	-999	201.47838461	-999
3433.1148	74.48288702	-999	48.03547116	-999	198.41297637	-999
3433.2672	75.68860263	-999	48.8835237	-999	202.35726873	-999
3433.4196	74.64412307	-999	48.14885118	-999	198.94030684	-999
3433.572	73.84423205	-999	47.58626496	-999	196.32371833	-999
3433.7244	73.46753188	-999	47.32124268	-999	195.0910997	-999
3433.8768	73.05956629	-999	47.03436966	-999	193.75685329	-999
3434.0292	75.78878695	-999	48.95395248	-999	202.68483298	-999
3434.1816	78.31944119	-999	50.73389688	-999	210.96335439	-999
3434.334	80.48009599	-999	52.25360178	-999	218.03150188	-999
3434.4864	80.88116581	-999	52.53569202	-999	219.34350359	-999
3434.6388	77.67225696	-999	50.27868876	-999	208.84618142	-999
3434.7912	74.75047025	-999	48.22368762	-999	199.28837112	-999
3434.9436	73.21346935	-999	47.14259178	-999	194.26019437	-999
3435.096	71.66702377	-999	46.05493134	-999	189.20148566	-999
3435.2484	69.60035801	-999	44.60134134	-999	182.44083857	-999
3435.4008	66.64642236	-999	42.52364544	-999	172.77747494	-999
3435.5532	64.02440016	-999	40.67946174	-999	164.20017655	-999
3435.7056	63.73550535	-999	40.47624048	-999	163.25499447	-999
3435.858	63.98586066	-999	40.65235932	-999	164.0741232	-999
3436.0104	65.01842078	-999	41.37859164	-999	167.45182972	-999
3436.1628	65.79071443	-999	41.9217654	-999	169.97813088	-999
3436.3152	65.67926777	-999	41.8434591	-999	169.61392827	-999
3436.4676	65.93444356	-999	42.02286024	-999	170.44832298	-999
3436.62	62.38050604	-999	39.52324812	-999	158.82262701	-999
3436.7724	63.17331482	-999	40.080864	-999	161.41609846	-999
3436.9248	63.26542056	-999	40.14566598	-999	161.71749247	-999
3437.0772	64.68411178	-999	41.14348518	-999	166.35834957	-999

3437.2296	65.15522981	-999	41.47480992	-999	167.89934094	-999
3437.382	67.53515513	-999	43.14878292	-999	175.68498936	-999
3437.5344	68.30380113	-999	43.68942462	-999	178.19951391	-999
3437.54	68.24644195	35.82	43.64900544	27.23	178.0115243	91.18
3437.6868	68.18634324	-999	43.60680444	-999	177.81524745	-999
3437.8392	66.2618337	-999	42.25318392	-999	171.51955841	-999
3437.9916	67.97473359	-999	43.45797558	-999	177.12304442	-999
3438	68.48818759	44.98	43.81902858	40.18	178.80230193	158.81
3438.144	68.99940504	-999	44.17867488	-999	180.47501687	-999
3438.2964	69.5328295	-999	44.55379488	-999	182.21969999	-999
3438.4488	69.03845462	-999	44.20605864	-999	180.60237873	-999
3438.6012	68.92708283	-999	44.12775234	-999	180.23817613	-999
3438.7536	69.25757888	-999	44.36023296	-999	181.3194435	-999
3438.906	69.87158806	-999	44.79208986	-999	183.32800994	-999
3439.0584	69.79456928	-999	44.73788502	-999	183.07590323	-999
3439.14	69.76266432	34.78	44.7154716	27.86	182.97165841	101.32
3439.2108	69.72937779	-999	44.6920266	-999	182.86261572	-999
3439.3632	69.60350804	-999	44.60349828	-999	182.4508705	-999
3439.5156	69.06302051	-999	44.22340794	-999	180.68307033	-999
3439.668	68.80685647	-999	44.04316278	-999	179.84475009	-999
3439.8204	68.37575246	-999	43.73997204	-999	178.43460996	-999
3439.9728	68.56263844	-999	43.8714516	-999	179.04612139	-999
3440.1252	67.40163549	-999	43.05481536	-999	175.24794624	-999
3440.2776	66.21558974	-999	42.22064226	-999	171.36820715	-999
3440.43	66.91825883	-999	42.71486286	-999	173.66682716	-999
3440.5824	70.1507537	-999	44.98846518	-999	184.24135155	-999
3440.7348	72.09612785	-999	46.35671538	-999	190.60508323	-999
3440.88	70.76364979	36.9	45.41947806	27.78	186.24599246	97.34
3440.8872	69.37722327	-999	44.44435362	-999	181.71068869	-999
3441	68.90635386	50.11	44.11321644	44.77	180.17056966	146.11
3441.0396	68.36689668	-999	43.73378256	-999	178.40582269	-999
3441.192	69.57001905	-999	44.5799595	-999	182.34139163	-999
3441.3444	70.36302101	-999	45.13776294	-999	184.93573543	-999
3441.4968	70.593722	-999	45.30000234	-999	185.69031088	-999
3441.6492	71.55045238	-999	45.97287384	-999	188.81983623	-999
3441.8016	71.52712765	-999	45.95646234	-999	188.74350634	-999
3441.954	72.73223494	-999	46.80413976	-999	192.68605402	-999
3442.1064	72.33098153	-999	46.52186196	-999	191.37317998	-999
3442.2588	70.79319428	-999	45.44029722	-999	186.34282237	-999
3442.4112	68.2255401	-999	43.63437576	-999	177.94348166	-999
3442.46	66.70455861	47.02	42.56453352	40.03	172.9676454	144.26
3442.5636	65.22136062	-999	41.5213248	-999	168.11568164	-999
3442.716	64.54636304	-999	41.04661044	-999	165.90778516	-999
3442.8684	63.50156723	-999	40.31175036	-999	162.48995092	-999
3443	62.74280285	47.2	39.77804838	41.34	160.00770302	154.47
3443.0208	61.99585846	-999	39.25269282	-999	157.56427431	-999
3443.1732	63.03788997	-999	39.98558352	-999	160.97294895	-999
3443.3256	63.66354704	-999	40.42569306	-999	163.01989842	-999
3443.478	63.71968702	-999	40.46517444	-999	163.20352632	-999

3443.6304	63.88144503	-999	40.57892958	-999	163.73260148	-999
3443.7828	63.47956783	-999	40.29627666	-999	162.41798275	-999
3443.9352	63.37282766	-999	40.22115888	-999	162.06860995	-999
3444.0876	63.09722479	-999	40.02731562	-999	161.16704495	-999
3444.24	62.80605251	-999	39.8225001	-999	160.21444797	-999
3444.3924	62.38446177	-999	39.52596774	-999	158.83527596	-999
3444.5448	61.61574774	-999	38.98532604	-999	156.32075141	-999
3444.6972	62.4344004	-999	39.56113524	-999	158.99884	-999
3444.75	63.15263482	54.97	40.0663281	49.5	161.34849199	178.3
3444.8496	63.8683887	-999	40.56973914	-999	163.68985674	-999
3445.002	65.23451378	-999	41.53060902	-999	168.15886255	-999
3445.1544	66.22289066	-999	42.22580016	-999	171.39219654	-999
3445.3068	66.84888984	-999	42.66609726	-999	173.44001836	-999
3445.4592	67.51072382	-999	43.1315274	-999	175.60473394	-999
3445.6116	68.40944641	-999	43.76369838	-999	178.54496117	-999
3445.65	68.31065633	52.47	43.6942074	41.29	178.22175862	131.64
3445.764	68.21069035	-999	43.6238724	-999	177.89463053	-999
3445.9164	66.73790479	-999	42.58797852	-999	173.0766881	-999
3446.0688	66.84343422	-999	42.66225228	-999	173.42213535	-999
3446.21	66.33012528	71.61	42.30119928	61.9	171.74287785	214.53

Résultats des Essais de labo sur carotte N° 01 (3409_3418)





Résultats des Essais de labo sur carotte N° 01 (3437_3446)

