

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université de KASDI Merbah Ouargla
Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers
Département Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



MEMOIRE
Pour obtenir le Diplôme du Master
Option: *Forage*

Présenté Par :
BOUZENNADA Bilal
KRIKRA Rida
LAIB Oussama

Titre :

Analyse de la stabilité des parois d'un puits
foré en UBD au niveau du champ de Hassi Messaoud
Cas d'étude du puits : OMNZ 833

Soutenue le : 11/06/2024

Jury :

Président	MCB	BOUKSANI Mohamed	UKMO
Examineur	MCB	CHOUICHA Samira	UKMO
Encadrant	MCB	REZAIGUIA Issam	UKMO

Année universitaire: 2023/2024

Remerciements

Nous tenons à remercier en premier lieu ALLAH.

Notre encadrant qui nous a donné la puissance, la patience, la volonté et l'énergie pour achever ce travail.

Nous adressons nos vifs remerciement aux membres de jury de notre soutenance qui nous feront l'honneur de juger notre travail ;

Nous tenons à remercier les responsables de l'ENTP, SONATRACH, pour nous avoir accueilli dans leurs services et pour leurs précieux conseils, ainsi que toute l'aide qu'ils nous ont apporté sur le plan scientifique et humain ;

Il nous est agréable aussi de remercier infiniment Mrs le chef département pour leurs aides ; Nous tenons a remercié nos camarades de notre promotion ;

Enfin, nous adressons nos remerciements à tous les personnels de TP169 et à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

DÉDICACE

Nous dédient ce modeste travail à :

*Nos parents et nos familles qui nous
ont soutenu et encouragé pour
terminer ce travail*

Nos familles

Tous Nos amis,

*Notre encadrant : **REZAIGHIA Issam***

*Tous ceux qui ont aidé de près ou de
loin pour la réalisation de ce
modeste travail.*

Abstract:

The stability of wellbore walls is a critical challenge in the oil and gas industry, particularly in horizontal drilling and underbalanced drilling techniques. This thesis aims to develop a robust methodology for analyzing wellbore wall stability in deviated wells, combining theoretical knowledge and field experience.

The thesis focuses on the Hassi Messaoud field, a Cambrian sandstone reservoir known for its rigidity. Simulations revealed that underbalanced drilling is feasible in this area despite moderate anisotropy of in-situ stresses.

The analysis led to specific recommendations for safe and efficient underbalanced drilling in the Hassi Messaoud field regarding keeping Draw Down at a moderate value, precisely estimating pore pressure and drilling along the minimum horizontal stress.

The thesis contributes to understanding and managing wellbore wall stability in underbalanced drilling, providing valuable tools for drilling engineers to optimize drilling operations and reduce wall instability risks, leading to a safer and more efficient oil and gas industry.

Keywords: wellbore wall stability, horizontal drilling, underbalanced drilling, Hassi Messaoud field, Draw Down, drilling direction, Mohr-Coulomb criterion.

Resumé :

La stabilité des parois d'un puits forés est un défi critique dans l'industrie pétrolière et gazière, en particulier pour les techniques de forage horizontal et en underbalance. Cette thèse vise à développer une méthodologie robuste pour analyser la stabilité des parois de puits déviés, en combinant les connaissances théoriques et l'expérience de terrain.

La thèse se concentre sur le champ de Hassi Messaoud, un réservoir de grès cambrien reconnu pour sa rigidité. Les simulations ont révélé que le forage en underbalance est réalisable dans cette zone malgré une anisotropie modérée des contraintes in situ.

L'analyse a conduit à des recommandations spécifiques pour un forage en underbalance sûr et efficace dans le champ de Hassi Messaoud : maintenir un Draw Down modéré, estimer précisément la pression des pores et forer dans la direction de la contrainte horizontale mineure.

Ce travail contribue à la compréhension et à la gestion de la stabilité des parois de puits forés en underbalance, en fournissant des outils précieux aux ingénieurs de forage pour optimiser les opérations et réduire les risques d'instabilité des parois, contribuant ainsi à le développement de l'industrie pétrolière.

Mots-clés : stabilité des parois de puits, forage horizontal, forage en underbalance, champ de Hassi Messaoud, Draw Down, direction de forage, critère de Mohr-Coulomb.

ملخص

يعدّ استقرار جدران الآبار تحديًا جوهريًا في عملية انشاء ابار المحروقات، خاصة في تقنيات الحفر الأفقي والحفر منخفض الضغط، تهدف هذه الأطروحة إلى تطوير منهجية قوية لتحليل استقرار جدران الآبار المنحرفة، وذلك بالجمع بين المعرفة النظرية والخبرة الميدانية. تركز هذه الأطروحة على حقل حاسي مسعود، وهو مكن من الحجر الرملي الكامبري المعروف بصلابته. وأظهرت المحاكاة أن الحفر منخفض الضغط ممكن في هذه المنطقة على الرغم من الاعتدال في تباين الإجهادات الأرضية. قاد التحليل إلى توصيات محددة لحفر آمن وفعال منخفض الضغط في حقل حاسي مسعود: الحفاظ على معدل فرق ضغط معتدل، وتقدير ضغط المسام بدقة، والحفر بالاتجاه الذي يقلل الإجهاد الأفقي. تساهم هذه الأطروحة في فهم وإدارة استقرار جدران الآبار في الحفر منخفض الضغط، حيث توفر أدوات قيمة لمهندسي الحفر لتحسين عمليات الحفر وتقليل مخاطر عدم استقرار الجدران، مما يؤدي إلى تطوير مجال استخراج المحروقات.

الكلمات المفتاحية: استقرار جدران الآبار، الحفر الأفقي، الحفر منخفض الضغط، حقل حاسي مسعود، فرق الضغط، اتجاه الحفر، معيار مور، كولومب.

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS

DÉDICACE

RESUME

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

NUMONCLATURE

INTRODUCTION GENERALE 1

CHAPITRE I : GENERALITES (Forage Horizontal, UBD et La stabilité des parois des puits)

I.1. Introduction	3
I.2. Forage horizontal	3
I.2.1. Les avantages des puits horizontaux	3
I.2.2. Les inconvénients des puits horizontaux	4
I.2.3 Méthodologie de forage horizontal	5
I.3. Forage en Under-balance (UBD) pour des performances accrues des puits horizontaux	6
I.3.1. Forage en over-balance (OBD) (forage conventionnel)	6
I.3.2. Forage en Under-balance (UBD)	7
I.3.2.1. Mise en œuvre de l'UBD	8
I.3.2.2. Avantages de l'UBD dans les puits horizontaux	9
I.4. Stabilité des parois du puits	9
I.4.1. Facteurs influençant la stabilité des parois	9
I.4.2. Stabilité des parois d'un puits en forage (Considérations mécaniques)	10
I.4.2.1. Contrôle de la stabilité mécanique des parois d'un puits	10
I.4.2.2. Défis à la stabilité mécanique	10
I.4.2.3. Conséquences de l'instabilité mécanique	10
I.4.2.4. Densité de boue et ECD	11
I.4.2.4.1. Densité de boue (MW)	11
I.4.2.4.2. Densité équivalente de circulation (ECD)	12
I.4.2.4.3. Filtre Cake de boue et les Formations Perméables	12

I.4.2.4.3.1. Impact de la Perméabilité sur le filtre cake	12
I.4.2.5. Inclinaison et Stabilité des Parois d'un Puits	13
I.4.2.6. L'influence de La Température	13
I.4.2.6.1. Différence de la température	13
I.4.2.6.2. Fluctuations de la BHT et stabilité des parois d'un puits	14
I.4.3. Stabilité chimique en forage	14
I.4.3.1. Facteurs affectant la stabilité chimique	14
I.4.3.2. Maintien de la stabilité chimique	15
I.4.4. Défis de stabilité du puits en Forage en UBD pour les puits horizontaux :	15

CHAPITRE II : GENERALITES SUR LA MECANIQUE DES ROCHES

II.1. Notions de contrainte	19
II.1.1. Contrainte	19
II.1.2. Etat de Contrainte en un point	21
II.1.3 : Contraintes et directions principales	23
II.1.4 : Cercle de Mohr	25
II.1.5 : Equations d'équilibre d'un point dans un milieu continu	26
II.2 : Notion de déformation	28
II.2.1 : Etat de déformations en un point	28
II.2.2 : Changement de volume	30
II.2.3 : Les équations de compatibilité	31
II.3 : Elasticité linéaire	33
II.4 : Bilan des équations de mécanique des milieux continus	35
II.5 : Propriétés poro-élastiques	36
II.6. Critères de rupture (de Mohr Coulomb)	38
II.7. Modes de rupture	40

CHAPITRE III : PROPRIETES MECANQUES DE LA ROCHE

III.1. les propriétés mécaniques de la roche	42
III.2. Estimation des propriétés mécaniques	42
III.3. Corrélations de calcul	42
III.3.1 les propriétés mécaniques de la roche	44
III.3.2 Les diagraphies	44
III.3.3 corrélation de calcul	44

CHAPITRE IV : ANALYSE DE LA STABILITE DES PAROIS D'UN PUIT

IV.1. Etat de contraintes autour d'un puits	48
a)- Puits vertical	48
b) - Puits dévié	52
IV.2. Situation avant forage	53
IV.2.1. Les contraintes In Situ	54
IV.2.2. Estimation des contraintes	54
IV.2.3. Orientation des contraintes	56
IV.2.4. Pression des pores	57
IV.3. Situation après forage	58
IV.3.1. Effet de la densité de boue	59
IV.3.2. Effet thermique de la boue	61
IV.3.3. Effet de la pression interstitielle de la roche	64
IV.3.4. Effet des forces d'écoulement	65
IV.3.5. Effet de profil de puits	66

CHAPITRE V : ETUDE DE CAS DU PUIT OMNZ 833

V-1. Introduction	68
V-2. Le réservoir de Hassi Messaoud	70
V-3. Déroulement de la phase 6'' du puits OMNZ 833	71
V-4. Elaboration d'un programme de calculs de stabilité	72
V-4.1. Principe de fonctionnement	72
V-4.2. Utilité du programme	73
V-5. Méthodologie de l'analyse	75
V-5.1. Les contraintes in situ	75
V-5.2 Caractéristiques mécaniques du Cambrien	78
V-5.3. Analyse des intervalles de densité (draw down) assurant la stabilité	80
V-5.4. Analyse et choix de la trajectoire optimale de point de vue stabilité	88
a) Forage dans le sens de la contrainte horizontale mineure	89
b) Forage horizontal dans le sens de la contrainte majeure	90
V-5.5. Conclusion	94
CONCLUSION GENERALE	96
REFERENCES	98

LISTE DES FIGURES

Fig. I.1	Maximisation du contact du puits avec la formation productive	4
Fig. I.2	Accumulation des déblais dans le forage horizontal	4
Fig. I.3	Illustration du profil d'un puits horizontal	6
Fig. I.4	Forage en over-balance	7
Fig. I.5	UBD vs. OBD -forage conventionnel	8
Fig. I.6	Méthodes d'injection du gaz	9
Fig. I.7	L'intervalle de la densité de la boue	12
Fig. I.8	Mécanisme du coincement par pression différentiel	13
Fig. I.9	Le gonflement de l'argile et la migration des fines à proximité du puits de forage	16
Fig. I.10	Intervalle de stabilité dans les Puits OBD (Vert) et UBD (Rouge)	17
Fig. II.1	Élément de roche en équilibre	19
Fig. II.2	Etat de contraintes sur des facettes perpendiculaires	21
Fig. II.3	Etat de contraintes sur un tétraèdre	22
Fig. II.4	Contraintes normale et tangentielle	24
Fig. II.5	Principe du cercle de Mohr	25
Fig. II.6	Etat de contrainte d'un parallélépipède	26
Fig. II.7	Déformation axiale (allongement)	28
Fig. II.8	Déformation angulaire (distorsion)	29
Fig. II.9	Changement de volume	30
Fig. II.10	Illustration de la loi de comportement	32
Fig. II.11	Détermination du coefficient de Poisson	33
Fig. II.12	Principe de superposition	35
Fig. II.13	Principe de critère de Mohr-Coulomb	38
Fig. II.14	Enveloppe de rupture	38
Fig. II.15	Détermination du l'enveloppe de rupture	39
Fig. II.16	Détermination du l'enveloppe de rupture pour le cas	39

	tridimensionnel	
Fig. II.17	Enveloppe de rupture tenant compte le phénomène de collapse	40
Fig. III.1	Essai sonique	42
Fig. III.2	Détermination de l'UCS	45
Fig. III.3	Détermination de C et j	46
Fig. IV-1	Cas d'un puits vertical	49
Fig. IV-2	Rotation d'un angle θ	49
Fig. IV-3	Cas d'un puits dévié	51
Fig. IV-4	Système de contraintes possible	53
Fig. IV-5	Log de densité	54
Fig. IV-6	Déroulement du Leak off test	55
Fig. IV-7	Forme du trou d'après le caliper	57
Fig. IV-8	Représentation des contraintes principales	59
Fig. IV-9	Le changement du cercle de Mohr due au forage	59
Fig. IV-10	Effet de l'augmentation de densité	60
Fig. IV-11	Effet de l'augmentation excessive de densité	61
Fig. IV-12	Fenêtre de stabilité	61
Fig. IV-13	Allures des gradients géothermiques	63
Fig. IV-14	Changement des contraintes durant une remontée	64
Fig. IV-15	Profil de la pression de gisement à l'abord du puits	65
Fig. IV-16	Domaine de stabilité en fonction de l'inclinaison	67
Fig. V-1	Coupe lithologique du puits OMNZ 833	69
Fig. V-2	Imagerie dans deux puits de même zone	75
Fig. V.3	Courbes obtenues d'après les valeurs des Estat et UCS	76
Fig. V-4	Coefficient de Poisson statique calculé suivant la profondeur MD PUITS OMNZ 833	77
Fig. V-5	Situation du puits par rapport aux drains	78
Fig. V-6	Profondeur maximale du cavage en fonction du DD dans ID	79
Fig. V-7	Largeur maximale du cavage en fonction du DD dans ID	80

Fig. V-8	Illustration des ovalisations dans l'ID	80
Fig. V-9	Profondeur maximale du cavage en fonction du DD dans D1	81
Fig. V-10	Largeur maximale du cavage en fonction du DD dans D1	82
Fig. V-11	Illustration des ovalisations dans le D1	82
Fig. V-12	Profondeur maximale du cavage en fonction du DD dans R2	83
Fig. V-13	Largeur maximale du cavage en fonction du DD dans R2	84
Fig. V-14	Imagerie de la phase 6" simulée par SONATRACH-DF	86
Fig. V-15	Log du caliper	86
Fig. V-16	Les imageries	87
Fig. V-17	Forage dans le sens des contraintes majeure et mineure	88
Fig. V-18	Profondeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte mineure	89
Fig. V-19	La largeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte mineure	90
Fig. V-20	Profondeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte majeure	91
Fig. V-21	La largeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte majeure	92
Fig. V-22	Le sens du forage	93

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II-1	Coefficient de Biot pour quelques roches	36
Tableau V-1	Contraintes horizontales minimales	73
Tableau V-2	Contraintes horizontales maximales	73
Tableau V-3	Contraintes principales en place	73
Tableau V-4	Propriétés mécaniques des formations traversées	77
Tableau V-5	Les différentes valeurs de draw-down avec les profondeurs maximales du cavage en pourcentages	92
Tableau V-6	Les Valeurs de DD avec les pourcentages de cavages du puits OMNZ 833	94

NOMENCLATURE

Symbole	Description
α	Angle d'Inclinaison du Puits
α	Coefficient de Biot (influence de la pression interstitielle)
β	Azimut du Puits
BHT	Température de Fond de Trou (température au fond du puits)
BOP	Obturateur de Sécurités (vannes pour sceller le puits en cas d'urgence)
Cb	Compressibilité de la Roche
c	Cohésion (résistance au cisaillement à contrainte normale nulle)
Δt_P	Temps de Parcours de l'Onde P (inverse de la vitesse de l'onde P)
Δt_S	Temps de Parcours de l'Onde S (inverse de la vitesse de l'onde S)
DST	Test de Tige de Forage
E	Module de Young (rigidité de la roche)
eij	Composantes du Tenseur de Déformation (déformation)
e11, e22, e33	Composantes de Déformation Normale
e12, e13, e23	Composantes de Déformation de Cisaillement
Fe	Porosité Effective
F	Force (action qui cause la contrainte)
GR	Rayonnement Gamma
GRmax	Valeur Maximale du Rayonnement Gamma
GRmin	Valeur Minimale du Rayonnement Gamma
H	Profondeur Vertical
HPHT	Haute Pression Haute Température (puits à P & T élevées)
i	Vecteur Unitaire dans la direction x
J1, J2, J3	Invariants de Contrainte (valeurs scalaires du tenseur de contrainte)
j	Vecteur Unitaire dans la direction y
K	Module de Bulk (résistance au changement de volume)
K'	Module de Bulk du Milieu Poreux
K0	Module de Bulk du Fluide
k	Vecteur Unitaire dans la direction z
KOP	Point de Déviation (profondeur où le puits dévie)
λ	Premier Paramètre de Lamé (constante d'élasticité)
MD	Profondeur Mesurée (longueur du puits le long de l'inclinaison)
μ	Second Paramètre de Lamé (constante d'élasticité)
μ	Orientation des Contraintes Principales
MW	Masse Volumique de la Boue (poids par unité de volume)
n	Vecteur Normal (perpendiculaire à la surface)
ρ	Masse Volumique
R	Rayon du Cercle de Mohr (utilisé dans l'analyse des contraintes)
R0	Rayon du Puits

Rt	Résistance à la Traction (résistance à l'arrachement)
σ	Contrainte (force par unité de surface)
σ'	Tenseur de Contrainte Effective (contrainte sur le squelette rocheux)
σ_e	Tenseur de Contrainte Déviatrice (contrainte moins la pression hydrostatique)
σ_H	Contrainte Horizontale Maximale
σ_h	Contrainte Horizontale Minimale
σ_v	Contrainte Principale Verticale
$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$	Contraintes Principales (maximum, intermédiaire, minimum)
S	Surface (limite où agit la contrainte)
T	Tenseur de Contrainte (représente la contrainte dans toutes les directions)
τ_{max}	Contrainte de Cisaillement Maximale
τ_{min}	Contrainte de Cisaillement Minimale
TVD	Profondeur Vertical Véritable (distance verticale de la surface à un point)
Vp	Vitesse de l'Onde P (vitesse de l'onde sismique)
Vs	Vitesse de l'Onde S (vitesse de l'onde sismique)
Vsh	Volume d'Argile
ν	Coefficient de Poisson (rapport entre la déformation latérale et la déformation axiale)
α	Angle de Frottement (résistance interne au cisaillement)
ECD	Densité de Circulation Équivalente (pression pendant la circulation)
OBD	Forage en Overbalance
UBD	Forage en Underbalance

INTRODUCTION

GENERALE

INTRODUCTION GENERALE:

L'exploitation du pétrole et du gaz naturel, piliers de l'économie mondiale, repose sur des forages complexes et coûteux. Un défi majeur réside dans l'instabilité des parois du puits qui entraîne des coincements d'outils, des rétrécissements du trou, des fractures et des pertes de circulation. Ces problèmes se traduisent par des retards considérables, des coûts exorbitants et des dommages environnementaux potentiellement graves.

Cette thèse s'attaque à ce défi en se concentrant sur le forage horizontal, une technique de pointe permettant d'atteindre des réservoirs difficiles d'accès. Cependant, le forage horizontal présente lui-même des défis spécifiques en matière de stabilité des parois. L'objectif principal est donc d'établir une méthodologie robuste pour l'analyse de la stabilité des parois de puits déviés, en combinant des connaissances théoriques solides et l'expérience acquise sur le terrain.

Les cinq chapitres suivants explorent en profondeur les différents aspects de la stabilité des parois de puits. Le premier chapitre pose les bases de la compréhension du forage horizontal et de ses avantages pour l'exploitation de réservoirs complexes. Il présente également les problèmes liés au forage en overbalance, une technique conventionnelle, et introduit le forage en Underbalance comme une solution efficace pour atténuer ces problèmes. Les défis inhérents au forage horizontal et en Underbalance seront également examinés, mettant en exergue la nécessité d'une analyse approfondie de la stabilité des parois. Ce chapitre définit la notion de stabilité des parois de puits, en explorant les différents facteurs qui l'influencent et les types de défaillances possibles.

Le deuxième chapitre se concentre sur les principes de base de la mécanique des roches, essentiels pour comprendre les mécanismes de déformation et de rupture des formations géologiques lors du forage.

Le troisième chapitre détaille les techniques permettant d'estimer les paramètres mécaniques des roches, des données cruciales pour l'analyse de la stabilité des parois de puits.

Le quatrième chapitre approfondit l'analyse de la stabilité des parois de puits en présentant les différentes approches théoriques et numériques utilisées pour évaluer le risque de défaillance des formations géologiques.

Enfin, le dernier chapitre présente une étude de cas concrète pour illustrer

l'application de la méthodologie développée dans le cadre de la thèse. Elle portera sur l'analyse de la stabilité des parois de puits horizontaux forés en Underbalance, technique permettant de limiter les risques d'instabilité.

En conclusion, cette thèse vise à apporter une contribution significative à l'amélioration de la compréhension et de la gestion de la stabilité des parois de puits, en particulier dans le contexte du forage horizontal. La méthodologie proposée, basée sur une synergie entre théorie et pratique, permettra aux ingénieurs en forage d'anticiper et de prévenir les défaillances des formations géologiques, contribuant ainsi à une industrie pétrolière et gazière plus sûre et plus efficace.

CHAPITRE I

GENERALITES

CHAPITRE I : GENERALITES

I.1. Introduction :

Le forage horizontal est devenu un outil indispensable dans l'industrie pétrolière et gazière, permettant l'extraction de ressources provenant de réservoirs auparavant inaccessibles. Développé à la fin du 20ème siècle, il a révolutionné l'accès aux puits de forage. Cependant, ces puits présentaient des défis uniques, en particulier le maintien de leur stabilité.

Le forage Under-balance (UBD), introduit dans les années 1990, s'est imposé comme une solution. En abaissant intentionnellement la pression dans le puits de forage, l'UBD a permis de résoudre les problèmes de stabilité et d'améliorer la production dans les puits horizontaux.

Ce chapitre explorera l'interaction entre le forage horizontal, l'UBD et la stabilité des parois dans ces forages, en examinant les avantages et les défis de cette combinaison dynamique.

I.2. Forage Horizontal :

Le forage horizontal est un type de forage dirigé qui dévie significativement (souvent plus de 80 degrés) de la verticale pour atteindre plus des réserves des hydrocarbures.

I.2.1. Les Avantages Des Puits Horizontaux :

Par rapport aux puits verticaux traditionnels, les puits horizontaux offrent plusieurs avantages :

- ▶ **Accès aux réservoirs difficiles :** Permet d'atteindre des réserves inaccessibles depuis la surface en raison de leur emplacement ou des formations sus-jacentes.
- ▶ **Meilleure récupération dans les réservoirs fracturés:** Intersecte plus de fractures naturelles, améliorant la productivité du puits.
- ▶ **Drainage et contact amélioré du réservoir :** Permet la récupération de zones plus vastes du réservoir par rapport aux puits verticaux, et donne accès à des formations minces ou stratifiées pour une production plus efficace (Voir Figure I-1)

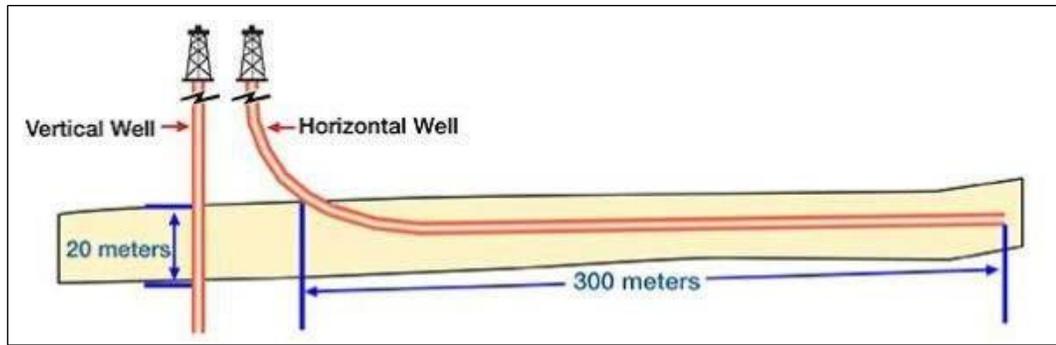


Fig. I-1 : Maximisation du contact du puits avec la formation productive (petroshine)

- ▶ **Application aux ressources non conventionnelles** : Joue un rôle crucial dans l'extraction des ressources des formations de gaz de schiste et de pétrole de schiste.

I.2.2. Inconvénients du forage horizontal :

- **Fatigue des tiges de forage** : Le forage horizontal soumet les tiges de forage à des contraintes en raison des changements de direction et des variations de poids, ce qui augmente le risque de fatigue et de rupture. Cela entraîne des retards et des coûts supplémentaires.
- **Difficultés de nettoyage** : Contrairement aux puits verticaux, l'élimination des débris de roche dans les puits horizontaux est difficile. Les débris se déposent (voir Figure I-2, pouvant bloquer le flux de fluide et augmenter le risque d'effondrement.

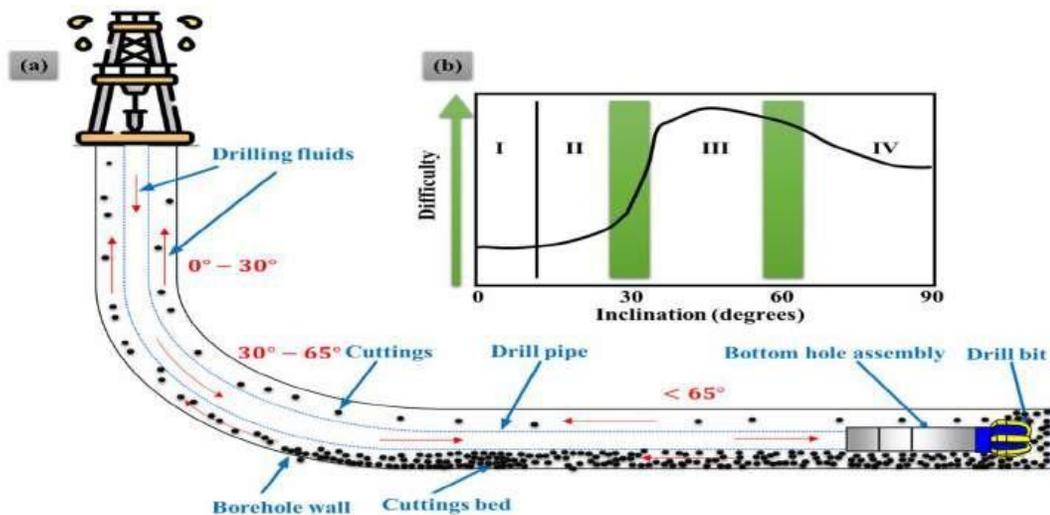


Fig. I-2: Accumulation des déblais dans le forage Horizontal

- **Contrôle complexe de la trajectoire du puits** : Maintenir la direction souhaitée dans un puits horizontal est plus délicat que dans les puits verticaux en raison de l'influence minimale de la gravité. Cela nécessite des techniques avancées et des outils spécialisés, ce qui augmente le temps et le coût.
- **Coûts accrus** : Le forage horizontal est plus coûteux que le forage vertical. L'équipement spécialisé, le personnel qualifié et les mesures nécessaires à la réussite du forage contribuent à des coûts de projet plus élevés.
- **Instabilité du puits de forage** : La cavité plus large créée par les puits horizontaux peut entraîner une instabilité des formations environnantes, en particulier dans les roches faibles. Ce risque nécessite des fluides de forage spéciaux et des conceptions de tubage, ajoutant de la complexité et des coûts.

I.2.3. Méthodologie de forage horizontal

1. **L'initiation (KOP)** : Commence par un forage vertical jusqu'à une profondeur d'initiation de la déviation (point de déviation). (Voir Figure I-3)
2. **Déviations** : Un moteur de fond de trou à mécanisme d'orientation est introduit. Le flux de boue de forage alimente le moteur, permettant à l'outil de forage de dévier de l'orientation du train de forage et de créer une trajectoire incurvée.
3. **Section horizontale** : Une fois l'angle désiré atteint, le forage se poursuit dans une direction quasi-horizontale à l'intérieur du réservoir jusqu'à atteindre l'extrémité cible.

Le forage de puits horizontaux est une technique essentielle pour maximiser la récupération d'hydrocarbures dans des scénarios difficiles.

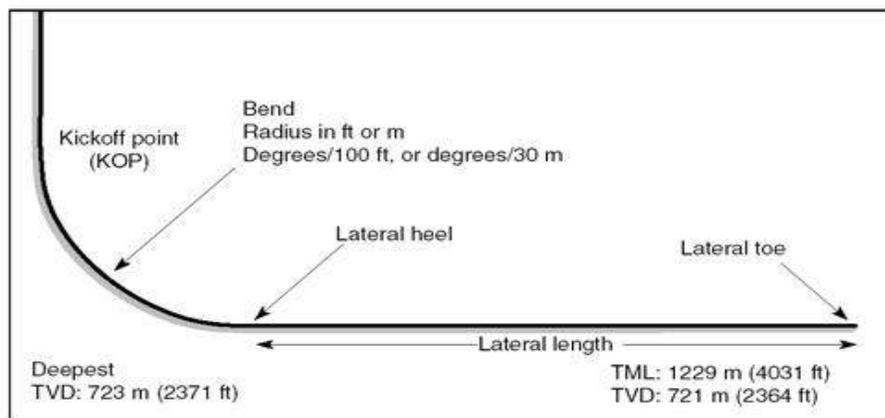


Fig I-3 : Illustration du profil d'un puits horizontal (T. R. Carr et al. 2003)

I.3. Forage en Under-balance (UBD) pour des performances accrues des puits horizontaux

Le forage horizontal présente des défis uniques par rapport aux puits verticaux. L'exposition prolongée aux fluides de forage peut entraîner des dommages importants à la formation, entravant la productivité du puits. Le forage en Under-balance (UBD) offre une solution prometteuse par rapport à la méthode conventionnelle du forage « over-balance » en maintenant la pression de fond de trou inférieure à la pression de la formation.

I.3.1. Forage en over-balance (OBD) (forage conventionnel) :

Le forage en over-balance (OBD) est une méthode de forage classique où la pression du fluide de forage (boue) dans le puits de forage est maintenue supérieure à la pression des fluides de formation tout au long du processus de forage. Ceci est réalisé en ajustant la densité de la boue pour créer une colonne de pression hydrostatique qui contrebalance la pression de formation (voir Figure I-4) et empêche l'effondrement des parois du puits. L'OBD privilégie la stabilité du puits de forage, mais peut entraîner des dommages à la formation en raison de l'invasion de boue.

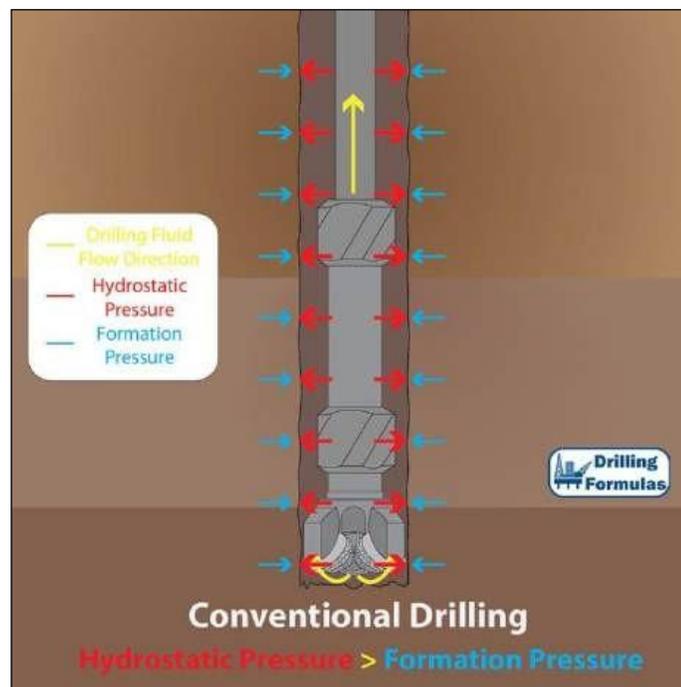


Fig. I-4: Forage en over-balance

Défis du forage en over-balance de pression(OBD) dans les puits horizontaux :

- **Dommages à la formation** : Le forage en équilibre de pression force le filtrat de boue dans la formation, colmatant les pores et réduisant la perméabilité. Ces dommages sont particulièrement préjudiciables dans les puits horizontaux en raison du temps d'interaction plus long avec les fluides de forage.
- **Zones productives cachées** : Une pression de boue élevée peut masquer des zones potentiellement productives, entravant la caractérisation du réservoir.
- **Perte de circulation et collage différentiel** : Une pression de boue élevée peut entraîner une perte de circulation (perte de fluide dans la formation) et un collage différentiel (collement du train de forage dû à un déséquilibre de pression).

I.3.2. Forage en Under-balance (UBD) :

Le forage en Under-balance (UBD) est une technique relativement nouvelle par rapport à l'OBD, où la pression du fluide de forage dans le puits est maintenue inférieure à la pression des fluides de formation. Cela permet aux fluides de formation, y compris les hydrocarbures, de s'écouler dans le puits pendant le forage. L'UBD offre des avantages tels que des dommages à la formation minimisés et des vitesses de forage plus rapides, mais présente le défi de gérer l'instabilité du puits de forage en raison du support de pression réduit.

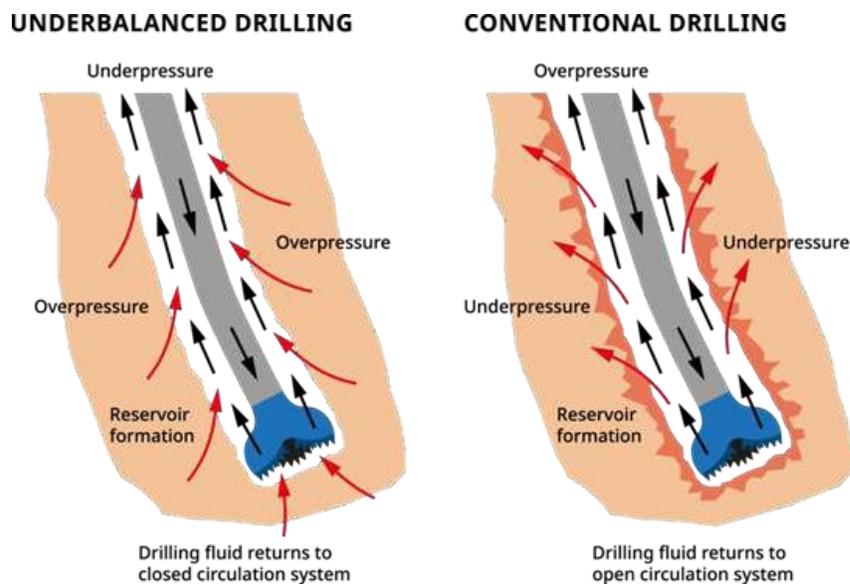


Fig. I-5 : UBD vs. OBD -forage conventionnel-

Lorsque l'on compare le forage en UBD au forage conventionnel, il devient rapidement évident qu'un afflux de fluides de formation doit être contrôlé pour éviter les problèmes de contrôle du puits. Dans le cas du forage en UBD, les fluides du puits sont renvoyés dans un système fermé à la surface pour contrôler le puits. Lorsque le puits coule, le système BOP reste fermé pendant le forage, alors que dans le cas du forage conventionnel, les fluides retournent dans un système ouvert lorsque le puits est ouvert à l'atmosphère (Figure I.5).

I.3.2.1. Mise en œuvre de l'UBD

Le forage UBD utilise des équipements spéciaux spécifiquement en surface, les principaux systèmes de surface utilisés dans le forage UBD :

- a) **Système de choke (avec manifold)** - Contrôle la pression dans le puits en régulant le débit dans l'annulus.
- b) **Système de séparation (y compris potentiellement un séparateur à deux étages)** - Sépare le gaz, les liquides et les solides du fluide de retour de puits.
- c) **Dispositif de contrôle rotatif (RCD)(BOP rotatif)** Agit comme la barrière de puits principale tout en permettant la rotation du train de forage.
- d) **Systèmes d'injection de gaz-mud (Mud-Gas Injection Systems)** - Injecte du gaz dans le fluide de forage pour atteindre la pression de fond de trou souhaitée. Il existe trois méthodes principales :
 - a. Technique conventionnelle (Drill String Injection)
 - b. Through a parasite string (Par une ligne parasite)
 - c. Through a concentric casing (Micro-annulus entre deux colonnes de casing)

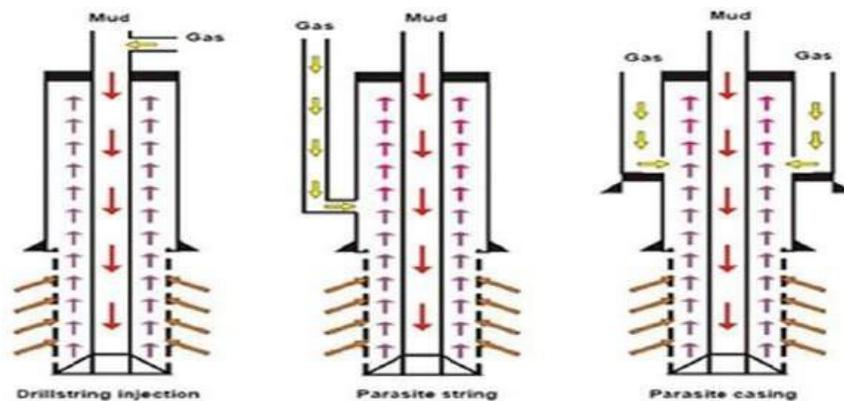


Fig. I-6 Méthodes d'injection du gaz (Eck-Olsen, 2003)

I.3.2.2. Avantages de l'UBD dans les puits horizontaux :

Malgré une planification et une exécution méticuleuses nécessaires, l'UBD offre des avantages substantiels qui se traduisent par des améliorations significatives des performances et de la production des puits.

- ▶ **Réduction des dommages à la formation :** L'UBD minimise l'invasion du filtrat de boue, préservant l'intégrité de la formation et pouvant conduire à une productivité de puits plus élevée.
- ▶ **Caractérisation du réservoir en temps réel :** L'afflux de fluides de formation pendant l'UBD permet l'identification en temps réel des zones productives, optimisant le placement du puits.
- ▶ **Élimination des pertes de circulation et du coincement par pression différentiel:** La pression plus faible dans l'UBD minimise le risque de ces problèmes.
- ▶ **Forage plus rapide:** L'UBD accélère considérablement le forage en réduisant la friction entre le trépan et la roche, ce qui se traduit par des puits achevés plus rapidement et des coûts d'exploitation réduits
- ▶ **Nettoyage amélioré du puits et réduction des coûts de complétion :** L'UBD assure un nettoyage continu du puits, éliminant efficacement les débris de forage et réduisant le risque de blocage. Cela permet d'achever le forage plus rapidement et réduit les coûts de complétion liés aux techniques de nettoyage et de stimulation coûteuses.

I.4. Stabilité des parois du puits :

La stabilité du puits désigne la capacité d'un trou de forage à conserver sa forme et sa taille pendant les opérations de forage, de complétion et de production.

I.4.1. Facteurs influençant la stabilité des parois :

Plusieurs facteurs influencent la stabilité des parois des puits, notamment :

- a) **Conditions de contraintes in situ** (forces agissant sur la formation rocheuse)
- b) **Pression des pores** (pression des fluides dans les pores de la roche)
- c) **Trajectoire du puits** (inclinaison et azimut)
- d) **Propriétés de la roche** (élasticité, résistance, anisotropie)
- e) **Propriétés du fluide de forage** (pression, interaction avec la formation)
- f) **Effets thermiques** (changements de température)

I.4.2. Stabilité des parois d'un puits en forage (Considérations mécaniques)

La stabilité des parois d'un puits repose sur le contrôle des contraintes agissant sur la paroi du puits :

- **Contrainte tangentielle** : Pression interne qui peut provoquer un effondrement.
- **Contrainte axiale** : Tension ou compression le long de l'axe du puits de forage.
- **Contrainte radiale** : Pression externe qui empêche les décollements et les chutes de roche.

I.4.2.1. Contrôle de la stabilité mécanique des parois d'un puits

Plusieurs aspects du forage influencent la stabilité mécanique :

- **Densité de boue et ECD (Equivalent Circulating Density)** : Pression par le fluide de forage due au pression hydrostatique plus les pertes de charges à cause de l'écoulement.
- **Filtre cake de la boue** : Couche mince de solides de boue déposée sur la paroi du puits de forage qui minimise la perte de fluide dans la formation.
- **Trajectoire du puits de forage** : Conception du tracé du puits tenant compte des contraintes in-situ.
- **Pratiques de forage** : Techniques de taux de pénétration, nettoyage du trou et manipulation des tiges.

I.4.2.2. Défis à la stabilité mécanique

Certains facteurs ne peuvent pas être contrôlés par les pratiques de forage :

- **Conditions in-situ défavorables** : État de contrainte préexistant dans la formation.
- **Formations défavorables** : Formations faibles, fracturées ou réactives.
- **Trajectoire de puits contrainte** : Options de tracé de puits limitées.

I.4.2.3. Conséquences de l'instabilité mécanique

L'instabilité mécanique peut entraîner une réaction en chaîne de problèmes :

- ⊠ Blocage de la colonne de forage, du tubage ou des outils de diagraphie.
- ⊠ Nettoyage inefficace du trou.
- ⊠ Couple et phénomènes de stick-slip élevés : Complications de frottement pendant le forage.
- ⊠ Ruptures de train de forage dues à des contraintes excessives.

I.4.2.4. Densité de boue et ECD :

La densité de boue (MW) et la densité équivalente de circulation (ECD) sont des facteurs critiques pour la stabilité des parois d'un puits lors du forage.

I.4.2.4.1. Densité de boue (MW):

- La densité de boue (MW) correspond à la pression hydrostatique du fluide de forage.
- Une densité de boue plus élevée :
 - Augmente la contrainte radiale (vers l'extérieur), contrecarrant l'effondrement de la formation.
 - Diminue la contrainte tangentielle (serrant vers l'intérieur).
- Un choix judicieux de la densité de boue est essentiel :
 - Une densité trop faible peut entraîner un effondrement.
 - Une densité trop élevée peut provoquer des fractures.

La Figure I-7 définit visuellement la fenêtre de pression de boue sécuritaire pour le forage. Un effondrement du puits se produit si la pression de boue descend en dessous de la ligne de pression d'effondrement (bleu), tandis que dépasser la ligne de pression de fracture (rouge) signifie des fractures de formation induites. Cette fenêtre sert de guide le choix de la pression de boue appropriée afin d'assurer la stabilité du puits pendant les opérations de forage.

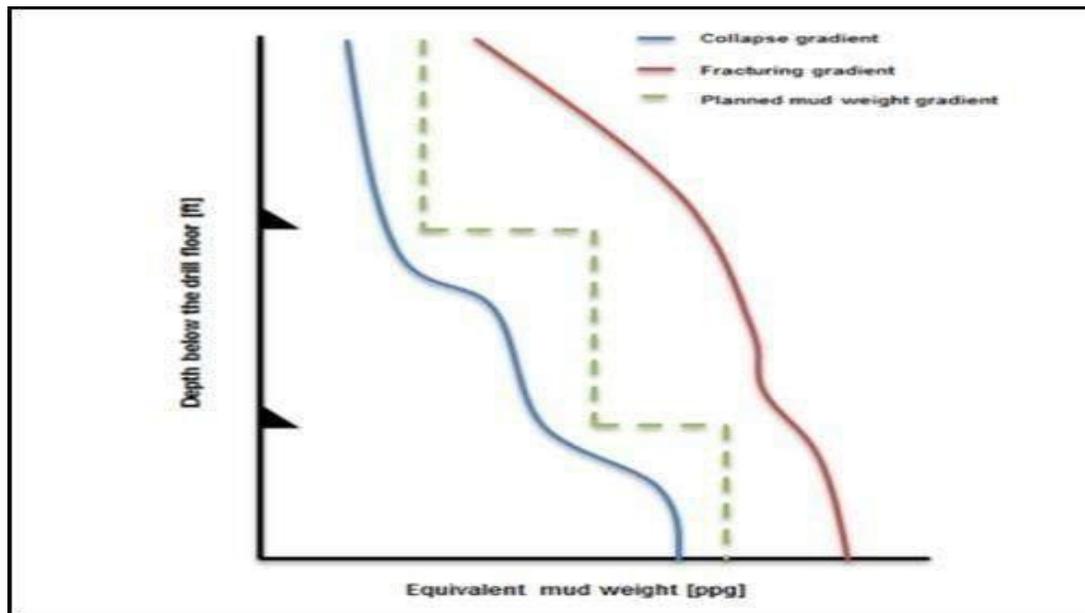


Fig. I-7 L'intervalle de la densité de la boue

I.4.2.4.2. Densité équivalente de circulation (ECD) :

- La densité équivalente de circulation (ECD) tient compte des variations de pression pendant la circulation du fluide de forage (ajout ou retrait de tiges).
- La gestion de l'ECD est essentielle pour prévenir les défaillances causées par la pression. Une ECD élevée peut augmenter à la fois la contrainte radiale et la contrainte tangentielle, pouvant potentiellement provoquer un effondrement ou des fractures.

I.4.2.4.3. Filtre Cake de boue et les Formations Perméables

Le filtre cake de boue, une fine couche déposée sur la paroi du puits de forage, est particulièrement important pour la stabilité des parois d'un puits dans les formations perméables. L'état idéal du filtre cake est :

- ▶ Fin et à faible perméabilité.
- ▶ Minimise la perte de fluide vers la formation, en maintenant le différentiel de pression et la contrainte radiale effective pour la stabilité du puits de forage.
- ▶ Empêche le collage/coincement différentiel du train des tiges. (Figure I-8)

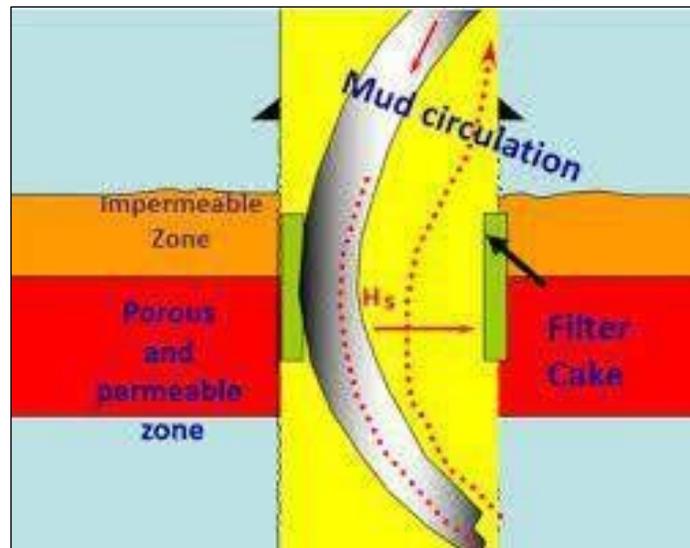


Fig. I-8 Mécanisme du coincement par pression différentiel

I.4.2.4.3.1. Impact de la Perméabilité sur le filtre cake:

- ▶ Dans les formations très perméables, un bon filtre cake est essentiel. Un filtre cake de mauvaise qualité permet à la pression interstitielle d'augmenter, réduisant la contrainte effective et pouvant conduire à la défaillance du puits de forage.

- ▶ Composition de la boue et qualité du Filtre Cake :
- ▶ Les boues à base d'huile (OBM) créent généralement des filtres cake plus fins et plus efficaces.
- ▶ Les boues à base d'eau (WBM) peuvent former des cakes plus épais, bénéfiques au départ, mais pouvant restreindre l'écoulement et augmenter l'ECD.

I.4.2.5. Inclinaison et Stabilité des Parois d'un Puits

L'inclinaison du puits de forage affecte de manière significative la répartition des contraintes et la stabilité :

✕ **Puits de Forage Vertical :**

- Répartition uniforme des contraintes.
- Contrainte tangentielle constante autour du puits de forage.

✕ **Puits de Forage Dévié :**

- Répartition inégale des contraintes.
- Contrainte tangentielle la plus élevée perpendiculaire à la contrainte horizontale maximale (côté le plus faible).
- Risque accru de décollements (élargissement de sections du puits de forage).

I.4.2.6. L'influence de La Température

Une température élevée en fond de trou (BHT) peut subtilement affecter la stabilité des parois d'un puits par le biais de la contrainte tangentielle.

I.4.2.6.1. Différence de la température:

- ❑ Boue plus froide : Contraction de la roche, pouvant réduire la contrainte tangentielle de compression. Dans les puits HPHT (haute pression et haute température), un refroidissement excessif peut même induire une rupture par traction.
- ❑ Gestion de la température de la boue : Le chauffage/refroidissement peut résoudre des problèmes spécifiques de stabilité des parois d'un puits, mais il faut être prudent.
- ❑ Boue plus chaude : Expansion de la roche, pouvant augmenter la contrainte tangentielle et provoquer un éclatement ou une rupture par cisaillement.

I.4.2.6.2. Fluctuations de la BHT et stabilité des parois d'un puits :

- Les opérations de forage elles-mêmes peuvent entraîner des variations de la BHT (température en fond de trou) :
 - Refroidissement et réchauffement : Pendant les pauses de circulation (par exemple, les allers-retours), la zone proche du puits de forage se refroidit, puis se réchauffe lorsque la circulation reprend.
 - Fluctuations de la contrainte tangentielle : Ces variations de BHT imitent les pics de pression, impactant la contrainte tangentielle et pouvant provoquer une rupture par traction ou par cisaillement.
- Dans les puits à haute pression et haute température (HPHT), la gestion des fluctuations de la BHT devient critique pour la stabilité des parois d'un puits.

I.4.3. Stabilité chimique en forage :

Les formations argileuses sont sensibles aux dommages causés par l'eau présente dans les fluides de forage. La stabilité chimique vise à atténuer ce problème en empêchant les interactions négatives entre le fluide et l'argile.

I.4.3.1. Facteurs affectant la stabilité chimique

- Invasion de fluide : Lorsque le fluide de forage pénètre dans l'argile en raison des différences de pression entre le puits de forage et la formation.
- Propriétés de l'argile : Les minéraux argileux, courants dans les argiles, peuvent s'affaiblir lorsqu'ils sont exposés à l'eau.

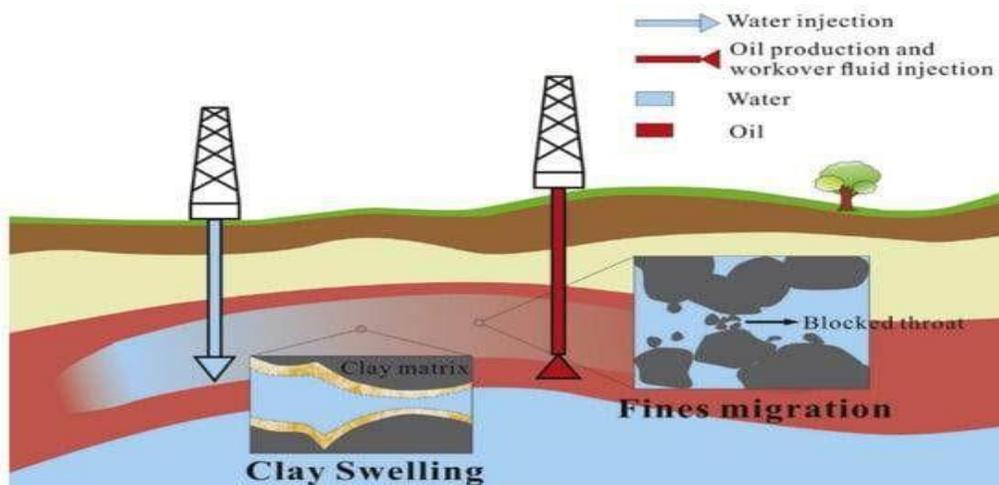


Fig. I-9 Le gonflement de l'argile et la migration des fines à proximité du puits de forage

- ⊠ Osmose : Mouvement de l'eau entre le fluide de forage et l'eau de formation causé par un déséquilibre de salinité. Cela peut entraîner un gonflement de l'argile.
- ⊠ Diffusion de pression : Augmentation progressive de la pression interstitielle près du puits de forage, ce qui peut déstabiliser davantage la formation.

I.4.3.2. Maintien de la stabilité chimique

- ⊠ Analyse des argiles : Comprendre la composition spécifique de l'argile permet de choisir des fluides de forage appropriés qui minimisent les interactions.
- ⊠ Inhibition : Des additifs spéciaux sont utilisés dans les fluides de forage pour réduire l'interaction entre le fluide et les minéraux argileux. Des exemples d'inhibiteurs comprennent des polymères qui enrobent les particules d'argile et les protègent de l'exposition à l'eau.
- ⊠ Contrôle de la salinité : Équilibrer la salinité du fluide de forage avec l'eau de formation minimise le transfert d'eau par osmose et réduit le gonflement de l'argile.
- Ces mesures permettent d'assurer la stabilité chimique du puits de forage en minimisant les effets négatifs des fluides de forage sur les formations argileuses

I.4.4. Défis de stabilité du puits en Forage en UBD pour les puits horizontaux :

- ⊠ **Pression réduite du puits** : Contrairement au forage en (OBD) où la pression de la boue aide à soutenir la paroi du puits, l'UBD utilise une pression inférieure à la pression de formation. Cela peut entraîner un effondrement du puits, en particulier dans les formations faibles.

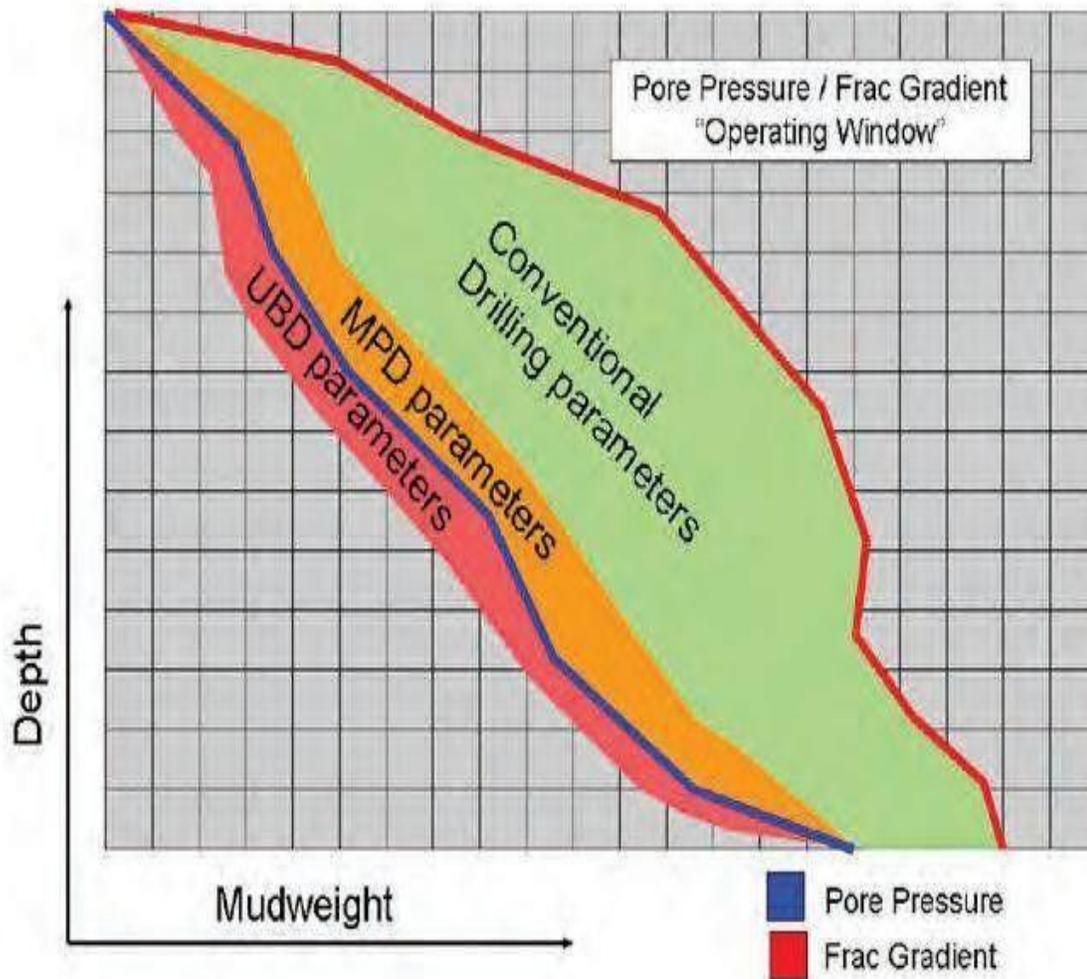


Fig. I-10 : Intervalle de stabilité dans les Puits OBD (Vert) et UBD (Rouge)

- ✦ **Intervalle de stabilité étroit** : Dans les réservoirs déplétés, la différence de pression entre la formation et la pression d'effondrement peut être minimale. en UBD, de légères variations de pression peuvent alors provoquer l'effondrement du puits.
- ✦ **Fluctuations de pression** : Le maintien d'une pression de fond de trou (BHP) stable est crucial en UBD. Des fluctuations dues à des facteurs comme l'afflux de gaz ou des variations dans les opérations de forage peuvent compromettre la stabilité du puits.

- # **Grande vitesse annulaire** : La vitesse élevée du fluide de circulation en UBD peut éroder la paroi du puits, entraînant un délavage et un possible effondrement.
- # **Instabilité des schistes** : Les schistes sont particulièrement sensibles à l'instabilité en raison de leur structure en feuillets et de leur sensibilité aux fluides de forage à base d'eau.

L'UBD offre des avantages significatifs dans les puits horizontaux en minimisant les dommages à la formation et en améliorant la caractérisation du réservoir. Cependant, une analyse et une planification minutieuses de la stabilité du puits sont essentielles en raison du risque d'effondrement du puits et de la complexité accrue des opérations d'UBD par rapport à l'OBD.

CHAPITRE II

NOTIONS DE

MECANIQUE DES

ROCHES

CHAPITRE II : NOTIONS DE MECANIQUE DES ROCHES

La mécanique des roches est une discipline de la mécanique des milieux continus qui étudie des processus mécaniques qui se produisent dans la croûte terrestre. Elle a un très grand champ d'applications dans le domaine pétrolier, tels que l'analyse de la stabilité des parois, la fracturation hydraulique, le comportement mécanique des formations profondes, l'affaissement du sol en surface, les problèmes de production des sables et la formation des nouvelles failles ou fractures.

L'analyse de la stabilité des puits nécessite la compréhension des notions fondamentales de la mécanique des milieux continus et des milieux poreux. Ceci émane du fait que les définitions des états de rupture et de stabilité se basent sur des manipulations mathématiques de grandeurs physiques telles que les contraintes et les déformations.

La mécanique des milieux continus est l'étude du comportement des matériaux quand ils sont soumis à des sollicitations extérieures. On entend par sollicitations extérieures les effets pouvant avoir des influences sur les propriétés du matériau.

Nous présentons dans ce chapitre, les notions fondamentales de la mécanique des milieux continus, que nous trouvons indispensables pour la compréhension des distributions de contraintes autour du puits et leurs impacts sur la stabilité de celui-ci.

II.1. Notions de contrainte et état de contrainte en un point :

II.1.1. Contrainte :

Considérons l'élément en équilibre représenté ci-dessous soumis à une force F appliquée de part et d'autre de l'élément sur la section S .

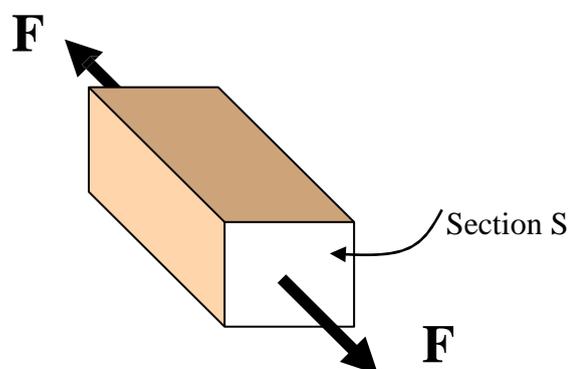


Fig. II.1 : Elément de roche en équilibre

Le concept de contrainte σ est défini par la manière la plus simple comme étant le rapport de la force F à la surface de a section S :

$$\sigma = \frac{\|\vec{F}\|}{S} \tag{II-1}$$

La contrainte sera donc une force par unité de surface.

Ceci est dans le cas d'une force \vec{F} également répartie sur la surface plane S .

Dans le cas général, un vecteur contrainte t est obtenu par la division de la résultante des forces ΔF qui s'applique sur un élément de surface infinitésimal ΔS contenant le point M considéré :

$$\vec{t} = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \left(\frac{\Delta \vec{F}}{\Delta S} \right) = \frac{d\vec{F}}{dS} \tag{II-2}$$

Le vecteur contrainte t dépendra donc de la normale à la surface S au point M et que nous noterons t_n .

II.1.2. Etat de Contrainte en un point :

Pour l'établissement du tenseur des contraintes T , nous aurons besoin de l'expression du vecteur normal t_n sur (03) facettes perpendiculaires.

Pour un système de repère donné $(\vec{x}_1, \vec{x}_2, \vec{x}_3)$, t_1, t_2 et t_3 auront chacun (03) composantes:

σ_{ij} sur chaque facette de normale x_1, x_2 et x_3 voir (fig. II.2).

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

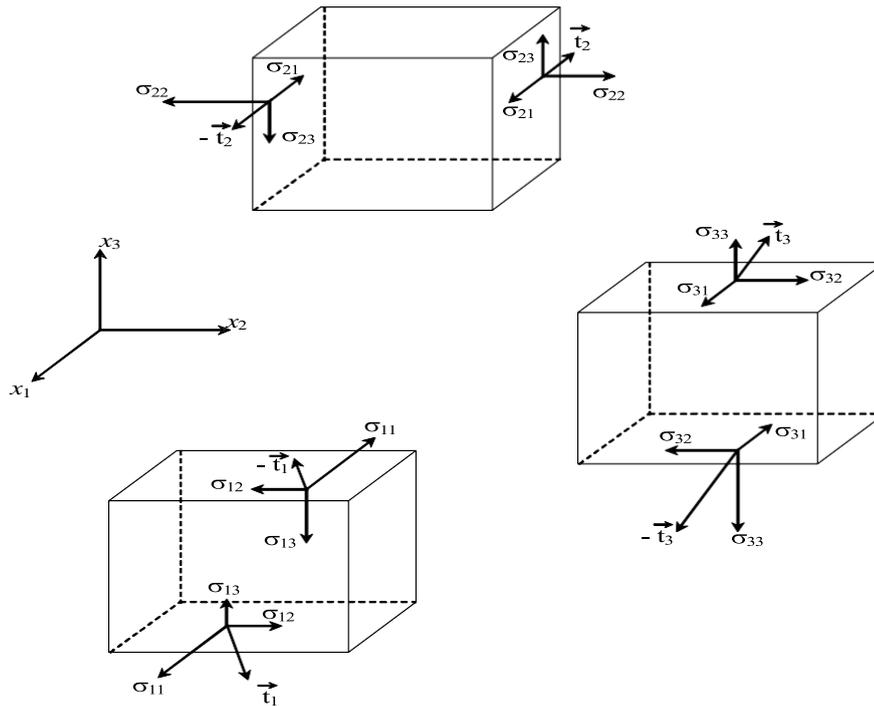


Fig. II.2 : Etat de contraintes sur des facettes perpendiculaires

On écrit donc

$$\begin{cases}
 \vec{t}_1 = \sigma_{11}\vec{x}_1 + \sigma_{12}\vec{x}_2 + \sigma_{13}\vec{x}_3 \\
 \vec{t}_2 = \sigma_{21}\vec{x}_1 + \sigma_{22}\vec{x}_2 + \sigma_{23}\vec{x}_3 \\
 \vec{t}_3 = \sigma_{31}\vec{x}_1 + \sigma_{32}\vec{x}_2 + \sigma_{33}\vec{x}_3
 \end{cases} \quad (II.3)$$

Ou sous la forme indicielle : $t_i = \sigma_{ij} x_j$

On peut montrer que le vecteur contrainte t_n sur n'importe quelle facette de normale $n(n_1, n_2, n_3)$ pourrait être déduit en utilisant l'ensemble des σ_{ij}

Pour ceci considérons le tétraèdre ci-dessous (fig. II. 3) :

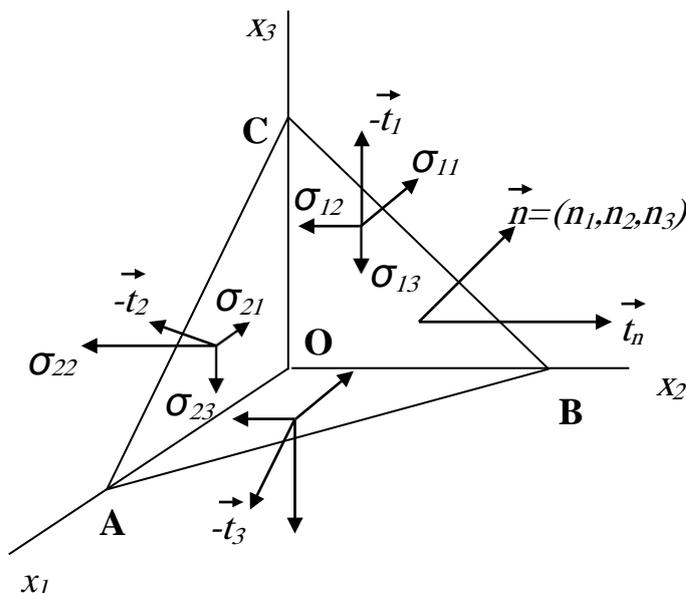


Fig. II.3 : Etat de contraintes sur un tétraèdre

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

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix} \tag{II.4}$$

Sur un cube, on peut recenser neuf (09) composantes de contraintes.

On peut montrer en utilisant les équations d'équilibre des moments que le tenseur T est symétrique (Voir paragraphe II.1.5), en d'autres termes : $\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$

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

II.1.3 : Contraintes et directions principales :

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

axes de ce repère toutes les contraintes de cisaillement sont nulles et nous n'aurons que des contraintes normales.

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

$$T' = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \tag{II.5}$$

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

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

Et que : $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$

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

$$\sigma^3 + J_1 \sigma^2 + J_2 \sigma + J_3 = 0 \tag{II.6}$$

Ou sous forme matricielle : $\text{Det}(T - \lambda I) = 0$

Avec :

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

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

$$\begin{cases} J_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 \\ J_2 = -\sigma_1\sigma_2 - \sigma_2\sigma_3 - \sigma_1\sigma_3 \\ J_3 = \sigma_1 \times \sigma_2 \times \sigma_3 \end{cases} \quad (\text{II.8})$$

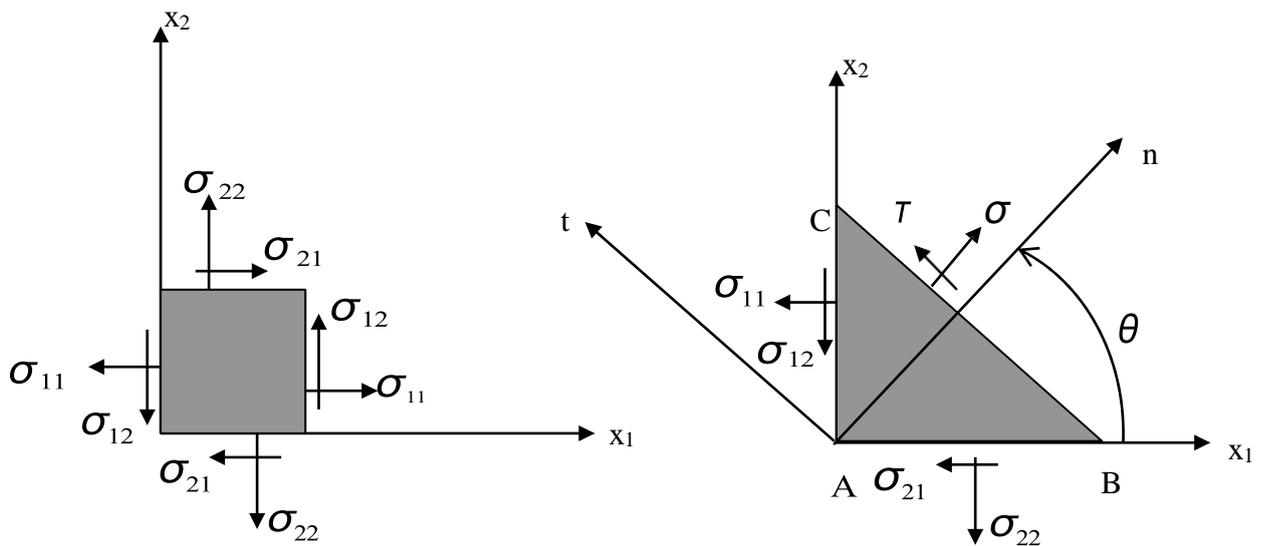
II.1.4 : Cercle de Mohr :

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

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & 0 \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \tag{II.9}$$

Sur une facette de normal n qui fait un angle θ avec x_1 nous aurons une contrainte normale σ et une contrainte tangentielle τ . (Voir figure II.4)

On peut montrer en utilisant les équations d'équilibre des forces de triangle ABC (figure I.4) que les contraintes normales σ et tangentielles τ sur la facette BC sont obtenues par les relations suivantes:



FigII.4 : Contraintes normale et tangentielle

$$\left\{ \begin{aligned} \sigma &= \sigma_{11} \cos^2(\theta) + 2\sigma_{12} \sin(\theta) \cos(\theta) + \sigma_{22} \sin^2(\theta) \\ \tau &= -(\sigma_{22} - \sigma_{11}) \sin(\theta) \cos(\theta) + \sigma_{12} (\cos^2(\theta) - \sin^2(\theta)) \end{aligned} \right. \tag{II.10}$$

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

cercle de Mohr.

Si le repère (x_1, x_2) est un repère principal, et le repère (n, t) est un repère quelconque obtenu par rotation d'un angle θ dans le sens trigonométrique positif, alors l'état de contrainte dans le nouveau repère est obtenu par une rotation de 2θ dans le sens négatif sur le cercle de Mohr. Voir (fig. II.5)

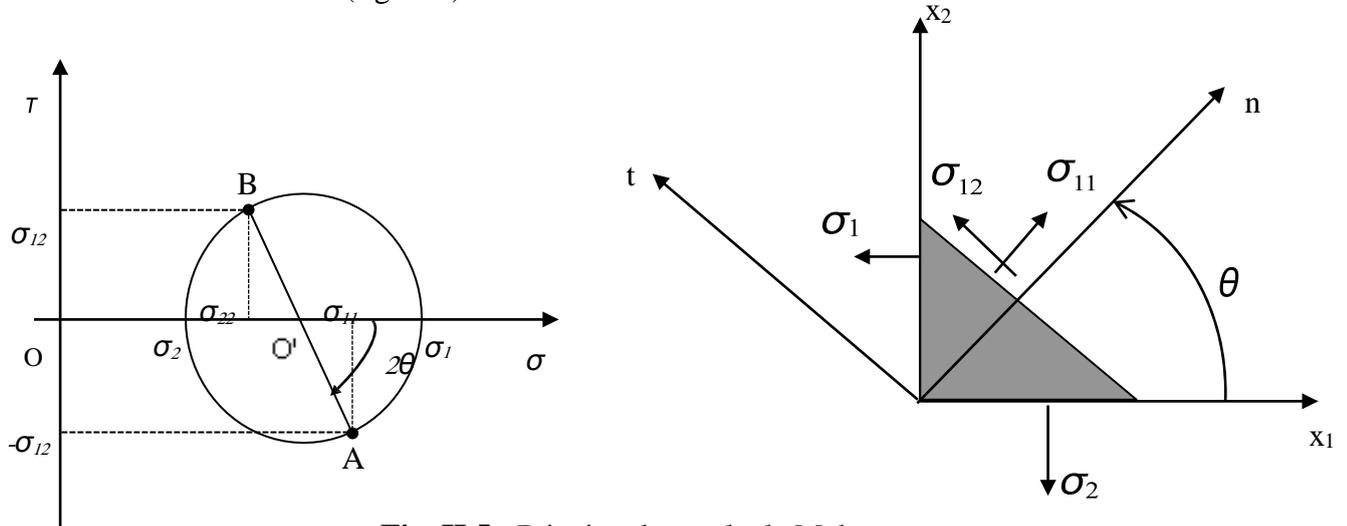


Fig. II.5 : Principe du cercle de Mohr

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

On peut également déterminer les contraintes principales à partir d'un état de contrainte quelconque par les relations suivantes :

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

II.1.5 : Equations d'équilibre d'un point dans un milieu continu :

Considérons l'état d'équilibre d'un élément infiniment petit découpé au voisinage d'un point ayant la forme d'un parallélépipède rectangle et ayant les dimensions dx_1, dx_2 et dx_3

Les équations d'équilibres en statiques de cet élément s'écrivent de la façon suivante :

$$\begin{cases} \sum F_{.x1} = 0 \\ \sum F_{.x2} = 0 \\ \sum F_{.x3} = 0 \end{cases} \quad (II.12)$$

$$\begin{cases} \sum M_{.x1}(F) = 0 \\ \sum M_{.x2}(F) = 0 \\ \sum M_{.x3}(F) = 0 \end{cases} \quad (II.13)$$

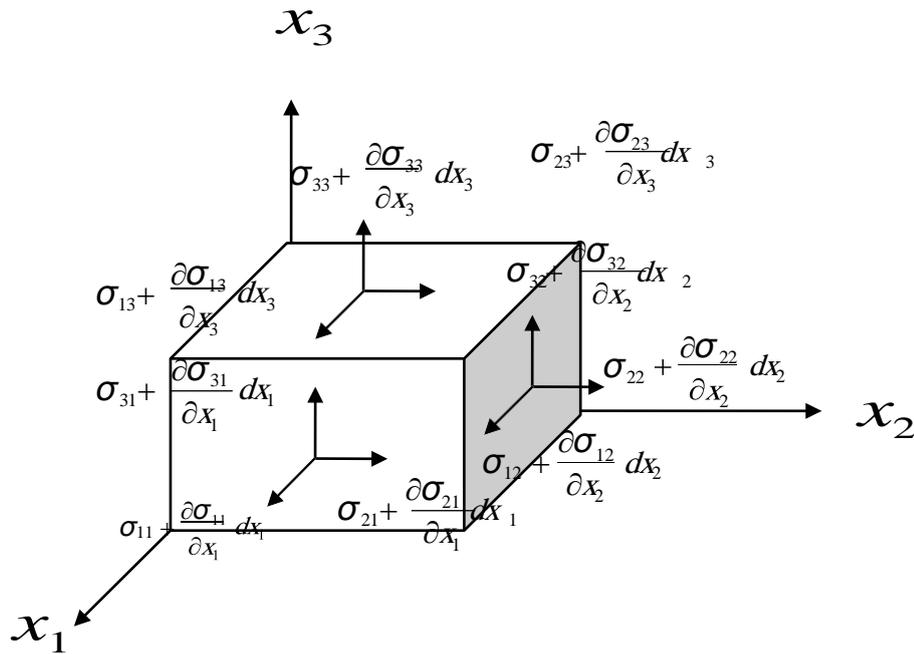


Fig. II.6 : Etat de contrainte d'un parallélépipède

Développons en premier temps celles qui sont pour les forces :

L'équation d'équilibre suivant la direction x_1 s'écrit en négligeant les forces de volume:

$$\left(\begin{array}{c} \partial\sigma_{11} \\ \partial\sigma_{12} \\ \partial\sigma_{13} \end{array} \right) \cdot dx_3 \cdot dx_2 + \left(\begin{array}{c} \partial\sigma_{21} \\ \partial\sigma_{22} \\ \partial\sigma_{23} \end{array} \right) \cdot dx_3 \cdot dx_1 + \left(\begin{array}{c} \partial\sigma_{31} \\ \partial\sigma_{32} \\ \partial\sigma_{33} \end{array} \right) \cdot dx_2 \cdot dx_1 = 0 \quad (II-14)$$

$$\left(\frac{\partial\sigma_{11}}{\partial x_1} + \frac{\partial\sigma_{12}}{\partial x_2} + \frac{\partial\sigma_{13}}{\partial x_3} \right) \cdot dx_3 \cdot dx_2 \cdot dx_1 = 0 \Rightarrow \frac{\partial\sigma_{11}}{\partial x_1} + \frac{\partial\sigma_{12}}{\partial x_2} + \frac{\partial\sigma_{13}}{\partial x_3} = 0 \quad (II-15)$$

De la même manière pour les deux autres directions nous obtenons le système suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \sigma_{11}}{\partial x_1} + \frac{\partial \sigma_{12}}{\partial x_2} + \frac{\partial \sigma_{13}}{\partial x_3} = 0 \\ \frac{\partial \sigma_{21}}{\partial x_1} + \frac{\partial \sigma_{22}}{\partial x_2} + \frac{\partial \sigma_{23}}{\partial x_3} = 0 \\ \frac{\partial \sigma_{31}}{\partial x_1} + \frac{\partial \sigma_{32}}{\partial x_2} + \frac{\partial \sigma_{33}}{\partial x_3} = 0 \end{array} \right. \quad (II-16)$$

Ceci peut se généraliser en prenant en considération les forces de volume que l'on notera sous forme indicelle : f_i

Les équations d'équilibre en statique s'écrivent alors :

$$\sigma_{ij,j} + f_i = 0 \quad (II-17)$$

j : signifie une dérivation par rapport à x_j

Développons maintenant les équations d'équilibres des moments :

L'équation d'équilibre des moments par rapport à la direction x_1 s'écrit :

$$\left(-\sigma_{22} \frac{\partial \sigma_{22}}{\partial x_2} dx_2 + \sigma_{22} \frac{\partial dx_2}{\partial x_2} dx_1 \cdot \frac{dx_3}{2} + \left(\sigma_{33} + \frac{\partial \sigma_{33}}{\partial x_3} dx_3 - \sigma_{33} \right) \frac{\partial dx_3}{\partial x_3} dx_1 \cdot \frac{dx_2}{2} + \left(\sigma_{31} + \frac{\partial \sigma_{31}}{\partial x_1} dx_1 - \sigma_{31} \right) \frac{\partial dx_1}{\partial x_1} dx_2 \cdot \frac{dx_3}{2} \right. \\ \left. - \left(\sigma_{21} + \frac{\partial \sigma_{21}}{\partial x_1} dx_1 - \sigma_{21} \right) \frac{\partial dx_1}{\partial x_1} dx_2 \cdot \frac{dx_3}{2} + \left(\sigma_{32} + \frac{\partial \sigma_{32}}{\partial x_2} dx_2 - \sigma_{32} \right) \frac{\partial dx_2}{\partial x_2} dx_1 \cdot \frac{dx_3}{2} - \left(\sigma_{23} + \frac{\partial \sigma_{23}}{\partial x_3} dx_3 - \sigma_{23} \right) \frac{\partial dx_3}{\partial x_3} dx_1 \cdot \frac{dx_2}{2} \right) = 0 \quad (II-18)$$

Par simplification de (I-18) et utilisation des équations (I-16), nous obtenons :

$$\frac{\partial \sigma_{32}}{\partial x_2} = \frac{\partial \sigma_{23}}{\partial x_3} \quad (II-19)$$

De la même manière pour les deux autres directions nous obtenons le système suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \sigma_{32}}{\partial x_2} = \frac{\partial \sigma_{23}}{\partial x_3} \\ \frac{\partial \sigma_{13}}{\partial x_3} = \frac{\partial \sigma_{31}}{\partial x_1} \\ \frac{\partial \sigma_{12}}{\partial x_2} = \frac{\partial \sigma_{21}}{\partial x_1} \end{array} \right. \quad (II-20)$$

D'après le système (I-20), nous pouvons écrire :

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ji} \quad (II-21)$$

II.2 : Notion de déformation

II.2.1 : Etat de déformations en un point :

En un point quelconque de la roche, on peut isoler un élément du matière de coté dx , dy

et dz et voir comment il se déforme.

Les modes de déformation peuvent être :

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

Le tenseur des déformations E s'écrit :

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

$\epsilon_{11}, \epsilon_{22}, \epsilon_{33}$, Sont des déformations axiales. Par exemple :

$\epsilon_{11} = \frac{\partial u_1}{\partial x_1}$ Est le taux de variation du déplacement dans la direction x_1 par rapport à une

variation de x_1 . (Voir figure II-7)

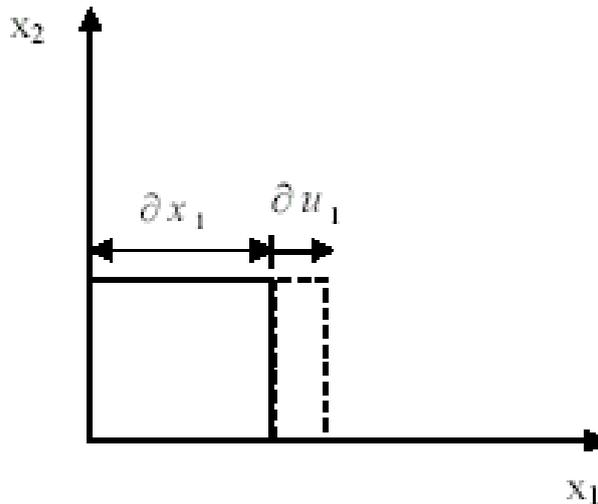


Fig. II.7 : Déformation axiale (allongement)

D'autre part une déformation comme : $\epsilon_{12} = \epsilon_{21}$ est une distorsion comme représenté ci-dessous.

Le losange en pointsillés représente l'élément après déformation.

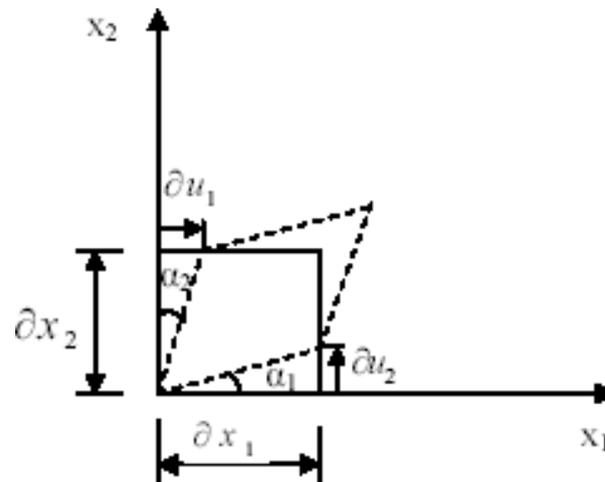


Fig. II.8 : Déformation angulaire (distorsion)

$$\epsilon_{12} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_1}{\partial x_2} + \frac{\partial u_2}{\partial x_1} \right) \quad (\text{II-23})$$

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

$$\epsilon_{12} = \frac{\tan(\alpha_1) + \tan(\alpha_2)}{2} \cong \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} = \alpha_{\text{moy}} \quad (\text{II-24})$$

Où, α_{moy} est un angle moyen de distorsion.

Enfin, il est à noter que seuls les déplacements qui provoquent des déformations génèrent des contraintes. En d'autres termes, dans le cas de mouvement de corps rigide, où les distances entre tous les points restent inchangées, il n'y aura pas de création de déformation ni de contraintes.

II.2.2 : Changement de volume :

Pour déterminer le changement de volume provoqué par un tenseur de déformation ϵ_{ij} , considérons le cube élémentaire montré sur la figure (II.9). Cet élément a comme dimensions initiales $\delta x_1, \delta x_2, \delta x_3$.

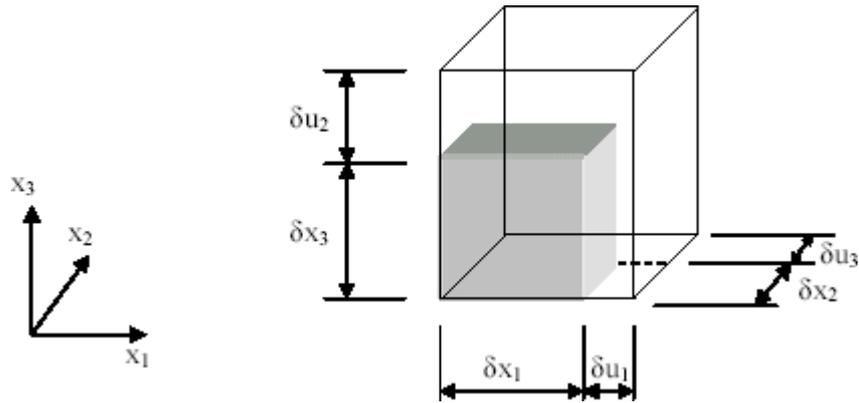


Fig. II.9 : Changement de volume

Le volume initial avant déformation est :

$$V_0 = \delta x_1 \cdot \delta x_2 \cdot \delta x_3 \tag{II-25}$$

Après déformation le volume devient :

$$V = (\delta x_1 + \delta u_1)(\delta x_2 + \delta u_2)(\delta x_3 + \delta u_3) \tag{II-26}$$

Sachant que :

$$\epsilon = \frac{\delta u_i}{\delta x^i} \tag{I-27}$$

On peut écrire :

$$V = \delta x_1 \cdot \delta x_2 \cdot \delta x_3 (1 + \epsilon_{11})(1 + \epsilon_{22})(1 + \epsilon_{33}) \tag{II-28}$$

Dans la mesure où on considère l'hypothèse de petites déformations on néglige les termes d'ordre supérieur à 1 et on trouve :

$$V = V_0 (1 + \epsilon_{11} + \epsilon_{22} + \epsilon_{33}) \tag{II-29}$$

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

$$\frac{\Delta V}{V_0} = \frac{V - V_0}{V_0} = \epsilon_{11} + \epsilon_{22} + \epsilon_{33} \tag{II-30}$$

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

II.2.3 : Les équations de compatibilité :

Les déformations sont des dérivées du champ de déplacement. L'existence de ce dernier implique que les composantes du tenseur de déformation doivent vérifier certaines relations entre elles. Ces relations sont appelées équations de compatibilité.

Considérons par exemple les déformations suivantes :

$$\epsilon_{11} = \frac{\partial u_1}{\partial x_1}, \quad \epsilon_{22} = \frac{\partial u_2}{\partial x_2}, \quad \epsilon_{12} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_1}{\partial x_2} + \frac{\partial u_2}{\partial x_1} \right)$$

En différenciant ces expressions deux fois comme suit :

$$\frac{\partial^2 \epsilon_{11}}{\partial x_2^2} = \frac{\partial^3 u_1}{\partial x_1 \partial x_2^2} \tag{II-31}$$

$$\frac{\partial^2 \epsilon_{22}}{\partial x_1^2} = \frac{\partial^3 u_2}{\partial x_2 \partial x_1^2} \tag{II-32}$$

$$\frac{\partial^2 \epsilon_{12}}{\partial x_1 \partial x_2} = - \frac{1}{2} \left(\frac{\partial^3 u_1}{\partial x_1 \partial x_2^2} + \frac{\partial^3 u_2}{\partial x_2 \partial x_1^2} \right) \tag{II-33}$$

Nous pourrions écrire la relation suivante :

$$\frac{\partial^2 \epsilon_{11}}{\partial x_2^2} + \frac{\partial^2 \epsilon_{22}}{\partial x_1^2} = 2 \frac{\partial^2 \epsilon_{12}}{\partial x_1 \partial x_2} \tag{II-34}$$

De la même manière nous trouvons les deux autres relations, nous trouvons ainsi les équations de compatibilités suivantes :

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{\partial^2 \epsilon_{11}}{\partial x_2^2} + \frac{\partial^2 \epsilon_{22}}{\partial x_1^2} &= 2 \frac{\partial^2 \epsilon_{12}}{\partial x_1 \partial x_2} \\ \frac{\partial^2 \epsilon_{11}}{\partial x_3^2} + \frac{\partial^2 \epsilon_{33}}{\partial x_1^2} &= 2 \frac{\partial^2 \epsilon_{13}}{\partial x_1 \partial x_3} \\ \frac{\partial^2 \epsilon_{22}}{\partial x_3^2} + \frac{\partial^2 \epsilon_{33}}{\partial x_2^2} &= 2 \frac{\partial^2 \epsilon_{23}}{\partial x_2 \partial x_3} \end{aligned} \right. \tag{II.35}$$

Trois autres équations peuvent être obtenues comme montrer ci-dessous :

A partir des définitions des déformations on peut écrire les relations suivantes,

$$\frac{\partial^2 \epsilon_{11}}{\partial x_2 \partial x_3} = \frac{\partial^3 u_1}{\partial x_1 \partial x_2 \partial x_3}$$

$$\frac{\epsilon_{23}}{\partial x_1} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial^2 u_2}{\partial x_3 \partial x_1} + \frac{\partial^2 u_3}{\partial x_2 \partial x_1} \right)$$

$$\frac{\epsilon_{12}}{\partial x_2} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial^2 u_1}{\partial x_3 \partial x_2} + \frac{\partial^2 u_3}{\partial x_1 \partial x_2} \right)$$

$$\frac{\epsilon_{13}}{\partial x_2} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial^2 u_1}{\partial x_3 \partial x_2} + \frac{\partial^2 u_3}{\partial x_1 \partial x_2} \right)$$

$$\frac{\partial^2}{\partial x_3^2} = \frac{\partial}{\partial x_3} \left(\frac{\partial}{\partial x_3} \right)$$

$$\frac{\partial^2}{\partial x_3^2} = 2 \left(\frac{\partial}{\partial x_2 \partial x_3} \quad \frac{\partial}{\partial x_1 \partial x_3} \right)$$

—

—

—

Les quatre équations ci-dessus conduisent à l'écriture de la relation suivante :

$$\frac{\partial^2 \epsilon_{11}}{\partial x_2 \partial x_3} = \frac{\partial}{\partial x_1} \left(\frac{\partial \epsilon_{11}}{\partial x_1} - \frac{\partial^2 \epsilon_{23}}{\partial x_1} + \frac{\partial^2 \epsilon_{13}}{\partial x_2} + \frac{\partial^2 \epsilon_{12}}{\partial x_3} \right) \quad (II.36)$$

De la même manière on peut arriver aux relations suivantes

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial^2 \epsilon_{11}}{\partial x_2 \partial x_3} = \frac{\partial}{\partial x_1} \left(\frac{\partial \epsilon_{11}}{\partial x_1} - \frac{\partial^2 \epsilon_{23}}{\partial x_1} + \frac{\partial^2 \epsilon_{13}}{\partial x_2} + \frac{\partial^2 \epsilon_{12}}{\partial x_3} \right) \\ \frac{\partial^2 \epsilon_{22}}{\partial x_1 \partial x_3} = \frac{\partial}{\partial x_2} \left(\frac{\partial \epsilon_{22}}{\partial x_2} - \frac{\partial^2 \epsilon_{23}}{\partial x_2} - \frac{\partial^2 \epsilon_{13}}{\partial x_2} + \frac{\partial^2 \epsilon_{12}}{\partial x_3} \right) \\ \frac{\partial^2 \epsilon_{33}}{\partial x_1 \partial x_2} = \frac{\partial}{\partial x_3} \left(\frac{\partial \epsilon_{33}}{\partial x_3} - \frac{\partial^2 \epsilon_{23}}{\partial x_3} + \frac{\partial^2 \epsilon_{13}}{\partial x_2} - \frac{\partial^2 \epsilon_{12}}{\partial x_3} \right) \end{array} \right. \quad (II.37)$$

Les équations (II.20) et (II.37) sont les équations de compatibilité qui garantissent l'existence du champ de déplacement duquel dérive le tenseur des déformations E.

Enfin, il est à noter que même au nombre de six les équations de compatibilité n'ont que trois degrés d'indépendance.

II.3 : Elasticité linéaire

Un corps a un comportement élastique si la relation entre les déformations qu'il subit aux contraintes qui lui sont appliquées est unique. Ceci sous-entend une relation réversible.

La relation typique entre la contrainte $\sigma_{11} = \frac{F}{S}$ et la déformation $\epsilon_{11} = \frac{\Delta l}{l}$, dite également

loi de comportement.

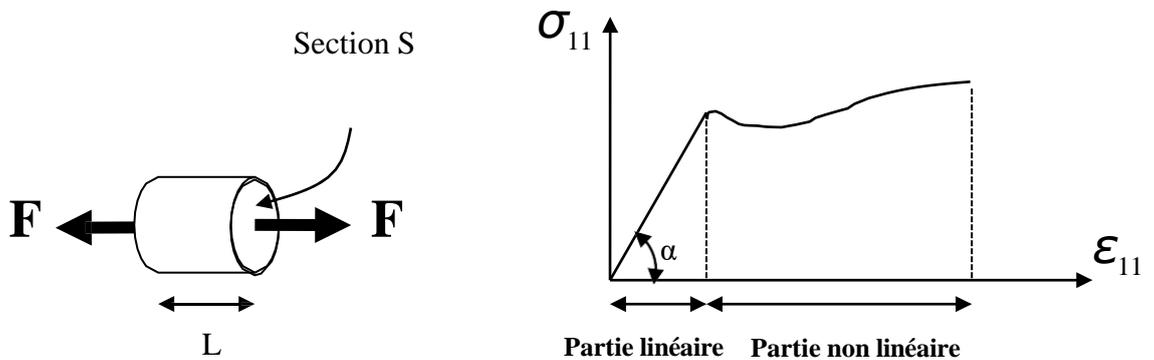


Fig. II.10 : illustration de la loi de comportement

La loi de comportement est dite élastique linéaire dans le cas où la relation (σ - ε) s'écrit :

$$\sigma_{11} = E \cdot \varepsilon_{11} \quad (\text{II.38})$$

Cette relation est appelée la loi de Hooke où E est le module d'Young (ou module

d'élasticité), c'est une propriété physique du matériau.

$$E = \frac{\sigma_{11}}{\varepsilon_{11}} = tg\alpha \tag{II.39}$$

11

On définit le coefficient de poisson ν comme étant le rapport des déformations dans le plan perpendiculaire à la force F à la déformation parallèle à celle-ci.

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{22}}{\varepsilon_{11}} = -\frac{\varepsilon_{33}}{\varepsilon_{11}} \tag{II.40}$$

Le signe (-) est justifié par le fait que les déformations perpendiculaires à F et la déformation parallèle à F sont de signes différents.

Dans une carotte cylindrique le coefficient de Poisson s'écrit :

$$\nu = \frac{\varepsilon_{lat}}{\varepsilon_{ax}} = \frac{\Delta D/D}{\Delta L/L} \tag{II.41}$$

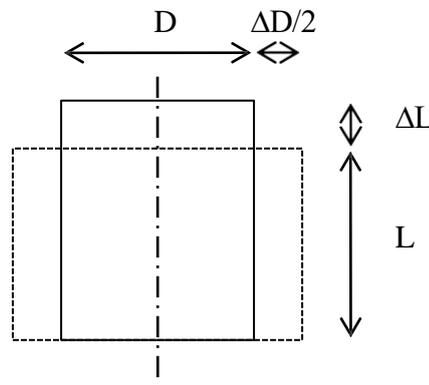


Fig. II.11 : Détermination du coefficient de Poisson

La relation (I.38) est la loi de Hooke uniaxiale, pour un système tridimensionnel on trouve la loi de Hooke Généralisée suivante :

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{22} \\ \varepsilon_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/E & -\nu/E & -\nu/E \\ -\nu/E & 1/E & -\nu/E \\ -\nu/E & -\nu/E & 1/E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{33} \end{bmatrix} \tag{II.42}$$

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

= $\sigma_{13} = \sigma_{23} = 0$).

Le module de compressibilité isotrope K sera défini comme suit:

$$K = \frac{P}{\left(\frac{\Delta V}{V}\right)} = \frac{P}{\varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33}} \quad (\text{II.43})$$

En remplaçant ε_{11} , ε_{22} et ε_{33} dans la relation (I.43) à l'aide des formules (II.42) on trouve:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (\text{II.44})$$

L'inverse du module de compressibilité est défini comme étant le coefficient de compressibilité de la roche C_r ,

$$C_r = \frac{1}{K} = \frac{3(1-2\nu)}{E} \quad (\text{II.45})$$

II.4 : Bilan des équations de mécanique des milieux continus :

La résolution d'un problème de mécanique de milieux continus dans un repère cartésien se ramène à la détermination d'une solution au système d'équations suivantes :

- Les équations d'équilibre (II.16)
- Les équations de compatibilité donc le degré d'indépendance est égal à 3 :
(II.20) et (II.37)
- Les équations obtenues par la loi de comportement (contrainte déformation) :
(II.42)

Nous aurons donc 12 équations à 12 inconnues qui sont :

- 6 contraintes : σ_{ij}
- 6 déformations : ε_{ij}

Quant aux déplacements ils peuvent être obtenus par l'intégration du champ de déformation et l'utilisation des conditions aux limites qui garantissent l'unicité du champ de déplacement.

II.5 : Propriétés poroélastiques

II.5.1 : Contrainte effective :

Ce type d'approche est basé sur le principe développé par Terzaghi qui suppose que,

dans un milieu poreux saturé et non réactif, la contrainte appliquée est égale à la somme de la pression interstitielle supportée par la phase aqueuse P avec la contrainte effective supportée par la phase solide.

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

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

- Un premier problème de contraintes isotropes s'appliquant sur la matrice.
- Un deuxième problème de contraintes déviatoires s'appliquant sur le milieu considéré sec.

Problème initial = Problème isotrope + problème en milieu sec

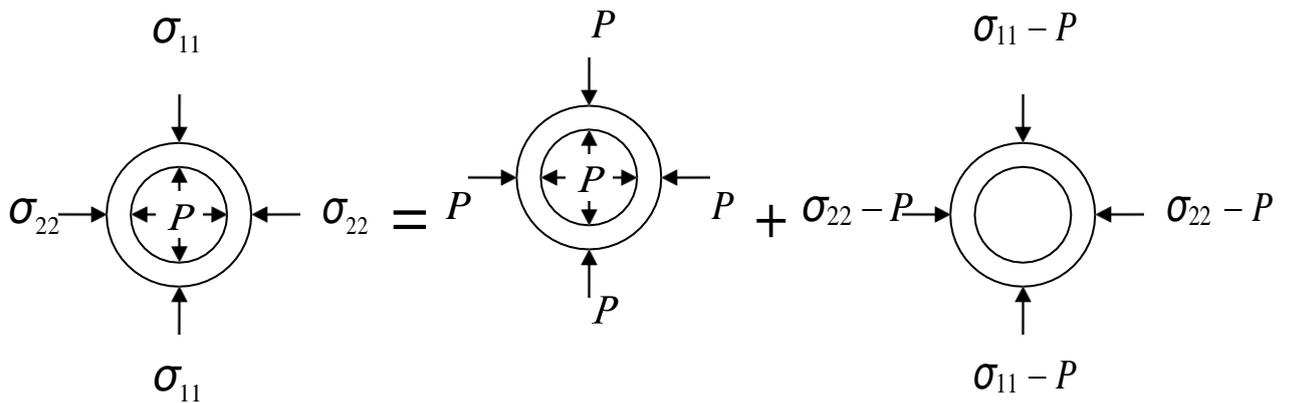


Fig. II.12 : Principe de superposition

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

$$\sigma_{ij} = \sigma'_{ij} + \alpha p \delta_{ij} \tag{II.46}$$

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \\ 0 & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

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

σ_{ij} Est le tenseur des contraintes totales.

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

$$\sigma = \left(\begin{array}{c} K_B \\ 1 - \frac{K_B}{K_M} \end{array} \right) \quad (\text{II.47})$$

$$\text{Avec} \quad K_M = \frac{E_M}{3(1-2\nu_M)} \quad (\text{II.48})$$

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

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

$$\text{Et :} \quad K_B = \frac{E_B}{3(1-2\nu_B)} \quad (\text{II.49})$$

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

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

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

On constate que ces deux tenseurs de contraintes totales et effectives ne diffèrent que pour les éléments diagonaux. On remarque également que si K_B est du même ordre que K_M alors le coefficient de Biot α tend vers zéro ; en d'autres termes si la roche est presque compacte (quartzites, calcaire, argile très compacte,...) la contrainte effective reprise par la matrice solide sera presque égale à la contrainte totale sans qu'il ait contribution du fluide à la reprise des contraintes.

Par contre, si le module de compressibilité est faible (cas des sables silts, craies) devant celui de la matrice (quartz, calcite) le rapport de K_B et K_M devient négligeable et α se rapproche de 1.

Cela justifie la définition de Terzaghi appliquée en mécanique des sols, car le module de compressibilité d'un sol est toujours beaucoup plus faible que celui des grains solides qui le constituent.

A titre d'illustration on représente dans le tableau ci-dessous les valeurs de α pour des roches quartzitiques.

Tableau II-1 : Coefficient de Biot pour quelques roches

Roche (ou sol)	B
Sable lâche	0.9987
Sable dense	0.9968
Grès quartzite	0.58
Quartzite	0.08
Agrégat de quartz	≈0

II.6. Critère de rupture (Critère de Mohr-Coulomb):

Les matériaux se rompent principalement en cisaillement ou en traction. La rupture en traction ne se produit que si l'une des contraintes principales diminue en deçà de la résistance à la traction. Cependant, celle provoquée par le cisaillement est le résultat d'une certaine combinaison critique des contraintes.

Le critère de rupture le plus adapté aux roches est le critère de Mohr-Coulomb qui se base sur un mécanisme de glissement entre les grains de la roche. Supposons que deux grains ayant entre eux une matière assurant leur cimentation l'un à l'autre, sont soumis à un état de contraintes (σ, τ). Le ciment procure une certaine cohésion, qui sera quantifiée par une valeur C . En outre, l'effort normal représenté par la contrainte σ génère une force de frottement entre les grains caractérisée par un angle de frottement ϕ .

La condition pour qu'il y ait glissement entre les deux grains est que la force extérieure tangentielle doit être supérieure à la force bloquant le mouvement. Ce qui s'exprime en terme de contraintes :

$$\tau \geq |\sigma \cdot \tan(\phi) + C| \quad \text{II-50}$$

σ étant positive en compression et négative en traction.

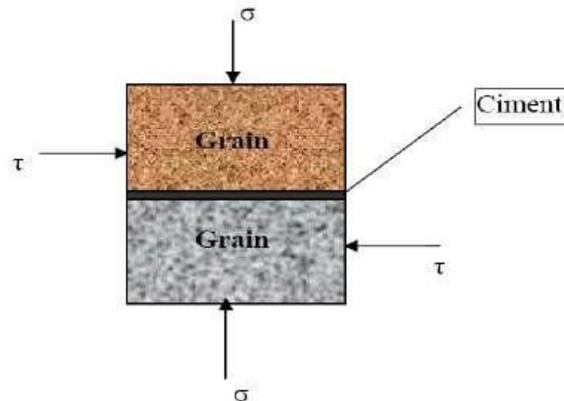


Fig. II.13 : Principe de critère de Mohr-Coulomb

Par conséquent, l'inéquation définie ci-dessus caractérise un domaine de stabilité dans lequel les grains ne glissent pas les uns par rapport aux autres. Ce domaine est limité par les deux droites appelées enveloppes de rupture.

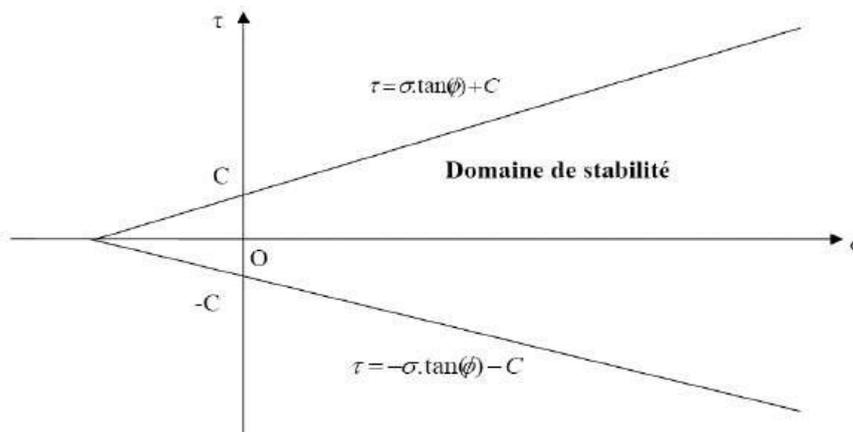


Fig. II-14 : Enveloppe de rupture.

Du fait de la symétrie, on peut utiliser une représentation dans un demi plan (σ, τ) . Il suffit théoriquement de tracer deux cercles de Mohr à la rupture $c1$ et $c3$ (la droite est tangente aux deux cercles) pour pouvoir déterminer l'enveloppe de rupture. L'état de contrainte représenté par le cercle $c2$ est un état stable.

Le cercle $c1$ représente un cas particulier de l'état de rupture, pour lequel la contrainte principale mineure σ_3 est nulle. Dans ce cas la contrainte principale majeure est appelée résistance à la compression simple UCS (unconfined compressive stress).

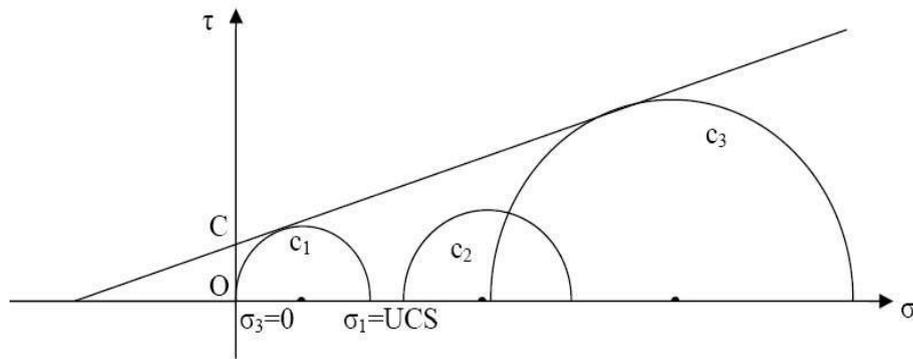


Fig. II-15 : Détermination de enveloppe de rupture

Cette représentation bidimensionnelle peut être généralisée dans le cas d'un état de contrainte tridimensionnel : on trace les 3 cercles de Mohr correspondant aux trois plans perpendiculaires et on prend en considération le plus grand cercle pour tracer l'enveloppe de rupture.

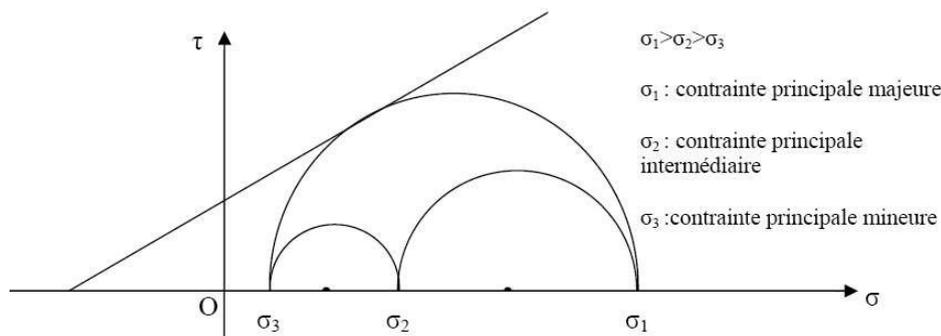


Fig. II-16 : Détermination de enveloppe de rupture pour le cas tridimensionnel

Il est à noter que l'enveloppe de Mohr-Coulomb dépend uniquement des contraintes principales mineure σ_3 et majeure σ_1 .

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

Par ailleurs pour un niveau de contrainte très élevé un phénomène d'écrasement des pores a lieu. De ce fait, l'enveloppe de rupture ne peut continuer en ligne droite indéfiniment.

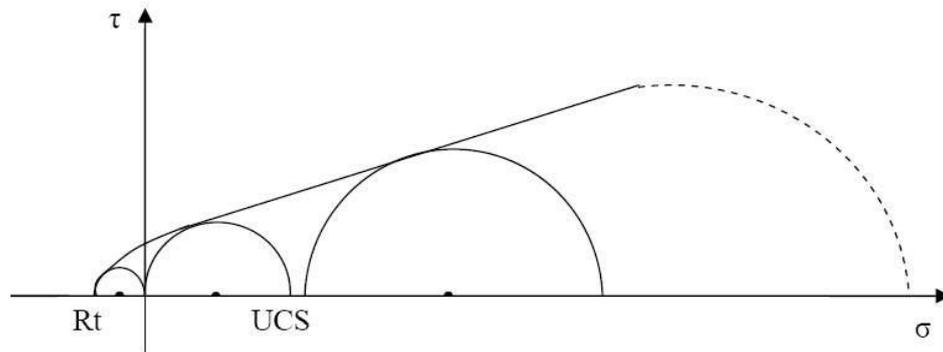


Fig. II-17 : Enveloppe de rupture tenant compte le phénomène de collapse.

II.7. Modes de rupture :

Les modes de ruptures sont les configurations avec lesquelles se développent les fractures quand le critère de rupture est satisfait. On a constaté que la roche pouvait se rompre selon les modes suivants, fonction du niveau de contraintes auquel elle est soumise

a- Rupture en véritable traction correspondant au tout début de courbe intrinsèque où la contrainte mineure descend en deçà de la résistance à la traction.

b- Rupture par cisaillement. C'est la zone où l'on voit apparaître des plans de cisaillement conjugués. Induits par le critère de Mohr-Coulomb.

c- Dans le cas où le niveau des contraintes est très élevé les roches poreuses subissent une déformation irréversible qui est associée à l'écrasement des pores et au glissement des grains les uns par rapport aux autres. Ce mode de rupture est appelé rupture par écrasement des pores (collapse).

CHAPITRE III

PROPRIETES

MECANIQUES DE LA

ROCHE

CHAPITRE III : PROPRIETES MECANIQUES DE LA ROCHE

III.3.1. Les propriétés mécaniques des roches :

Un échantillon de roche placé dans un ensemble de contraintes pendant une durée de temps donnée se déforme jusqu'à sa rupture, en passant par les phases élastique et plastique. Ces phases dépendent des caractéristiques mécaniques de chaque type de roche. Les caractéristiques mécaniques d'une roche sont :

- Module d'Young (E)
- Module de cisaillement (G)
- Coefficient de Poisson (ν)
- Module de compressibilité de la roche (K)
- Résistance à la compression simple UCS (Unconfined Compressive Strength)
- Résistance à la traction (R_t)
- Angle de frottement interne (ϕ)
- Cohésion (C)

III.3.2. Estimation des propriétés mécaniques des roches :

L'estimation des propriétés de la roche peut être effectuée soit au laboratoire de mécanique des roches soit par mesures in situ.

Cependant, les échantillons prélevés à partir des carottes pour être analysés au laboratoire représentent rarement la réalité de la roche, à cause des techniques de prélèvement et du transport qui altèrent l'état de contrainte. Par ailleurs, la mesure des propriétés in situ n'est pas une tâche facile, elle nécessite des appareils de mesure spéciaux, généralement très coûteux, et des opérateurs très qualifiés.

Il existe un troisième moyen pour estimer les caractéristiques de la formation. Ce dernier repose sur des corrélations entre les propriétés de la roche et les logs de diagraphie tel le sonic, densité, porosité...

1) Les essais effectués au laboratoire :

Les modules statiques sont nécessaires dans les études des roches, par contre les modules dynamiques ne sont pas couramment utilisés pour leurs calcul suggèrent qu'on admette comme hypothèse que la roche est parfaite (parfaitement élastique, homogène et

isotrope), ce qui n'est pas le cas pour les formations géologiques.

Dans la mesure où nous pouvons convertir les modules dynamiques en modules statiques, les techniques des tests dynamiques fourniront des résultats beaucoup plus exacts.

- **Les essais soniques :**

Cet essai consiste à placer un échantillon cylindrique dans une cellule triaxiale spéciale munie de deux transducteurs ultrasoniques pour l'onde P et S (Fig.III.1). L'échantillon est soumis à un essai acoustique par transmission directe, qui consiste à émettre une onde ultrasonique. On détermine le temps d'arrivée de la première onde (l'onde longitudinale dite élastique) et la seconde onde (l'onde transversale de cisaillement).

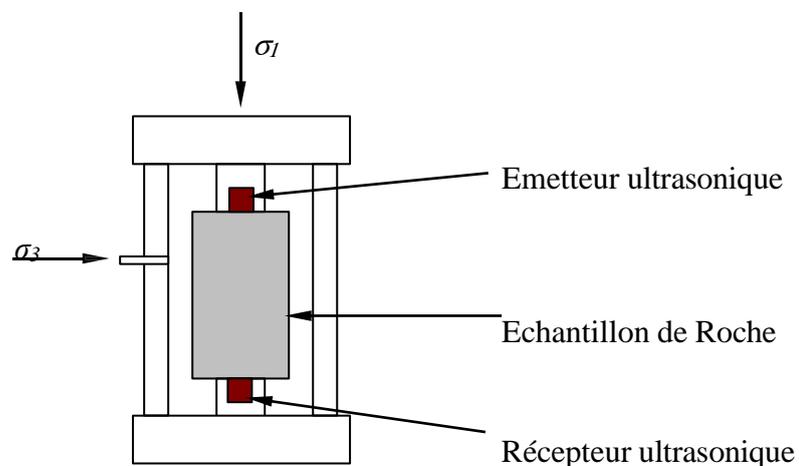


Fig.III-1. Essai sonique.

- **L'essai triaxial :**

L'essai consiste à placer un échantillon de roche cylindrique dans une cellule et le soumettre à un système de contraintes géostatiques à savoir : charge axiale, pression de couche ou interstitielle, et une pression de confinement.

On fait croître la charge axiale sur l'échantillon et on relève les courbes contraintes-déformations. La mesure des déformations est assurée par des jauges collées à l'échantillon.

- **L'essai de compression simple :**

L'essai consiste à placer un échantillon de roche cylindrique dans une cellule uniaxiale. Il est alors soumis à une pression axiale croissante jusqu'à sa rupture. La pression de rupture représente sa résistance à la compression.

- **L'essai de traction indirecte (essai Brésilien) :**

On exerce une compression suivant deux génératrices diamétralement opposées de l'éprouvette de roche jusqu'à sa rupture.

2) Les diagraphies :

Une diagraphie est un enregistrement continu des variations d'un paramètre physique en fonction de la profondeur.

Les diagraphies sont très utiles pour faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

La détermination des caractéristiques mécaniques d'une roche (E_{stat} , ν_{stat} , G , K , UCS , Rt , ϕ , C) nécessite un certain nombre d'enregistrements directs comme la densité de la roche, les diagraphies soniques (δT_s , δT_p), et d'interprétations des diagraphies, comme l'apport d'argile V_{sh} et la porosité effective Φ_e .

Donc les diagraphies nécessaires sont :

- Diagraphies soniques pour mesurer les vitesses V_p et V_s .
- Diagraphie de densité.
- Diagraphie de porosité.
- Diagraphie de Gamma Ray pour estimer V_{sh}

III.3. Corrélation de calcul :

Dans ce qui suit nous présentons les corrélations les plus utilisées pour estimer les propriétés des roches à partir des diagraphies.

1. Module d'Young :

L'expérience a montré que la réponse élastique de la roche diffère selon le type de chargement : statique comme le cas d'un appareil triaxial ou dynamique pour une diagraphie acoustique. On a constaté que les roches paraissent plus rigides quand il s'agit de chargement dynamique. Ceci nous conduit à la définition de deux types de module d'Young :

- **Module d'Young Dynamique :**

On détermine ce module en utilisant la diagraphie sonore donnant la vitesse (ou la lenteur) des ondes P de compression et des ondes S de cisaillement. Son expression est donnée par :

$$E_{dyn} = \frac{\rho_b V^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)^2} \quad (III.1)$$

Où:

E_{dyn} : Le module de Young dynamique.

ρ_b : La densité de la roche (bulk density)

V_p : Vitesse des ondes de compression

V_s : Vitesse des ondes de cisaillement.

$$V_p = 1/\delta T_p \cdot 0.3048 \cdot 10^3 \text{ [Km/s]} \quad (III.2)$$

$$V_s = 1/\delta T_s \cdot 0.3048 \cdot 10^3 \text{ [Km/s]} \quad (III.3)$$

Avec:

δT_p : C'est la lenteur de l'onde de compression [$\mu s/ft$]

δT_s : C'est la lenteur de l'onde de cisaillement [$\mu s/ft$]

• **Module d'Young Statique :**

La conversion du module de Young dynamique en module statique peut être effectuée en utilisant les corrélations suivantes :

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

$$E_{stat} = 0.032 E_{dyn}^{1.623} \quad (III.4)$$

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

$$E_{stat} = 0.713 E_{dyn} + 2.8808 \quad (III.5)$$

Il existe une autre corrélation établie par Coates et Denno (1981) et qui prend en compte en plus du module de Young dynamique la compressibilité globale de la roche C_b et qui s'écrit sous la forme :

$$E_{stat} = E_{dyn} \left[\frac{0.0868}{C_b} \right] \cdot 10^{-6} \quad (III.6)$$

2. Module de cisaillement :

Le module de cisaillement est obtenu en fonction de la vitesse des ondes de cisaillement

par la relation suivante :

$$G_{dyn} = \rho \cdot V_{bs}^2 \quad (III.7)$$

3. Coefficient de Poisson :

Il peut être obtenu en utilisant le module de Young et le module de cisaillement :

$$\nu = \frac{E_{dyn}}{G_{dyn}} - 1 \quad (III.8)$$

4. Module de compressibilité de la roche:

$$K = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (III.9)$$

5. Résistance à la compression simple UCS (Unconfined Compressive Strength) :

C'est la résistance de la roche à un effort de compression uni axial, qui reste libre d'effort dans le plan perpendiculaire (Voir fig. II.2).

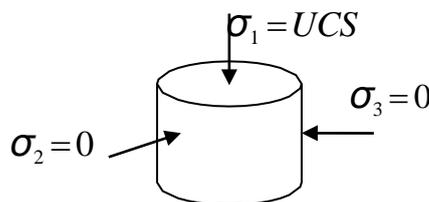


Fig. III.2 : Détermination de UCS

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

$$UCS = 2.280 + 4.1089 E_{stat} \quad (III.10)$$

Où : E_{stat} en GPa et l'UCS en MPa

D'autre part, la corrélation de Coates et Denno (1981) pour la résistance à la compression simple est donnée en fonction de l'apport en argile Vsh et de module statique de Young. Elle s'écrit comme suit :

$$UCS = E_{stat} (0.008Vsh + 0.0045(1-Vsh)) \quad (III.11)$$

Où : E_{stat} et l'UCS en MPa et Vsh en fraction.

Une autre corrélation a été développée par Lal's (1999) qui s'applique uniquement pour les argiles

$$UCS = 2C \tan(45 + \phi/2) \quad (III.12)$$

C : Cohésion en MPa

ϕ : Angle de frottement interne en radians.

6. 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 argile- grès :

$$\phi = 30^\circ - \frac{30 - 25}{110 - 20} (\gamma_{ray} - 20) \quad (\text{III.13})$$

Pour les formations argiles -carbonates:

$$\phi = 38^\circ - \frac{38 - 25}{110 - 20} (\gamma_{ray} - 20) \quad (\text{III.14})$$

Avec ϕ en degrés

Pour les argiles (Lal's, 1999):

$$\phi [\text{rad}] = \sin^{-1} (V_p - 1) (V_p + 1) \quad (\text{III.15})$$

7. Cohésion C :

La cohésion C est obtenue par la relation suivante:

$$T = C + \sigma \text{tg} \phi \quad (\text{III.16})$$

T : Contrainte de cisaillement [MPa]

σ : Contrainte normale [MPa]

C : Cohésion [MPa]

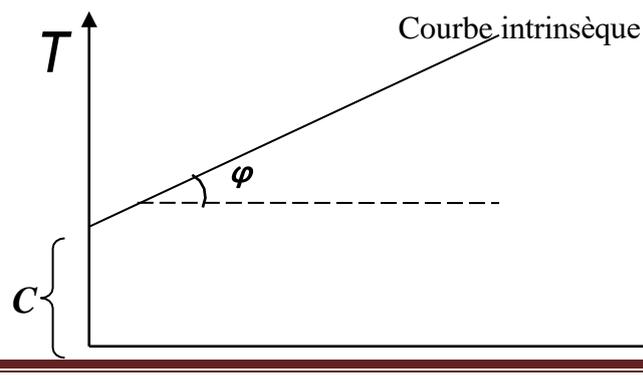


Fig. III.3. Détermination de C et ϕ

8. 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%.

L'estimation de la résistance à la traction peut être déterminée au labo par un essai de traction direct, qui est souvent très difficile à réaliser, où 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.

9. Pourcentage en volume d'argile (V_{sh}) :

Pour l'évaluation du pourcentage d'argile, il faut que la série contienne un véritable banc d'argile et une zone de grès propre qui serviront de référence.

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 :

$$V_{sh}(x) = \frac{GR(x) - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (\text{III-17})$$

- $GR(x)$: valeur du 'Gamma Ray' lue devant un niveau réservoir considéré.
- GR_{max} : valeur du 'Gamma Ray' lue devant le banc d'argile.
- GR_{min} : valeur lue devant la zone de sable propre.

10. Détermination de la constante poro-élastique :

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

$$\sigma = 1 - \left[1 - \Phi_e \left(\frac{3}{1 - \Phi_e} \right) \right] \quad (\text{III-18})$$

CHAPITRE IV
ANALYSE DE LA
STABILITE
DES PAROIS D'UN
PUITS

CHAPITRE IV: ANALYSE DE LA STABILITE DES PAROIS D'UN PUIT

Le chapitre précédent constitue l'ensemble des éléments nécessaires à la résolution de la majorité des problèmes de mécanique des milieux continus. Dans la mesure où la stabilité des puits n'en constitue qu'un cas particulier, nous présenterons dans cette partie l'application des méthodes de la mécanique des milieux continus pour apporter un élément de réponse à ce type de problèmes.

Nous avons toutefois procédé par progression en commençant par l'analyse du cas le plus simple de puits verticaux vides forés en milieux compacts pour arriver enfin à l'étude des puits déviés dans des milieux poreux.

Nous avons considéré par ailleurs l'effet du fluide de forage et des écoulements sur la stabilité des puits.

IV.1. Etat de contrainte autour d'un puits :

IV.1-1. Etat de contrainte autour d'un puits vertical :

Toute perturbation géométrique au sein d'un milieu continu modifie la distribution des contraintes initiales. Cette modification est plus ressentie près de la perturbation qu'aux régions lointaines.

Soit un puits vertical de rayon r_0 foré dans une roche assimilée à un milieu continu. La roche est soumise à l'infini (zone non perturbée) au tenseur de contrainte qui s'écrit dans le repère (e_1, e_2, e_3) sous la forme suivante :

$$T_{e_1 e_2 e_3} = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad (\text{IV-1})$$

Pour un état de déformations planes on a :

$$\sigma_3 = \nu \cdot (\sigma_1 + \sigma_2) \quad (\text{IV-2})$$

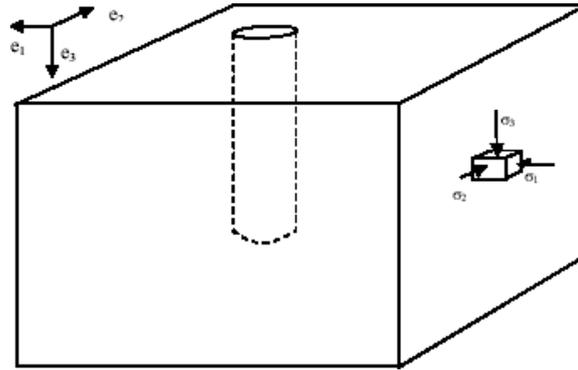


Fig. IV-1 : Cas d'un puits vertical.

Notre but est de rechercher de la distribution des contraintes autour du puits. Ainsi posé, le problème sera difficile à résoudre. Toutefois une expression des contraintes en coordonnées cylindriques permettra une expression plus simple des conditions aux limites et facilitera la résolution.

L'expression du tenseur contrainte est donnée dans le repère cylindrique (e_r, e_θ, e_z) par :

$$T_{r,\theta,z} = R \cdot T_{e_1, e_2, e_3} \cdot R^t \tag{IV-3}$$

Où R est la matrice de rotation autour de l'axe Z d'un angle θ . Elle est donnée par l'expression ci-dessous :

$$R = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{IV-4}$$

Fig. IV-2: Rotation d'un angle θ

Ce qui nous permis de trouver :

$$\begin{aligned}
 \left[\begin{matrix} \sigma_{rr} & \sigma_{r\theta} & \sigma_{rz} \end{matrix} \right] &= \left[\begin{matrix} \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \cos(2\theta) & -\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \sin(2\theta) & 0 \end{matrix} \right] \\
 T_{r\theta z} = \left[\begin{matrix} \sigma_{\theta r} & \sigma_{\theta\theta} & \sigma_{\theta z} \end{matrix} \right] &= \left[\begin{matrix} -\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \sin(2\theta) & \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} - \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \cos(2\theta) & 0 \end{matrix} \right] \\
 \left[\begin{matrix} \sigma_{zr} & \sigma_{z\theta} & \sigma_{zz} \end{matrix} \right] &= \left[\begin{matrix} 0 & 0 & \sigma_3 \end{matrix} \right]
 \end{aligned} \tag{IV-5}$$

Où : $\sigma_{zz} = \nu \cdot (\sigma_{rr} + \sigma_{\theta\theta}) = \nu \cdot (\sigma_1 + \sigma_2)$ (IV-6)

Après une série des démonstrations (Réf : Rock mechanics) ; on aura les expressions des contraintes autour du puits dans le repère cylindrique comme suit :

$$\sigma_{rr} = \frac{\sigma + \sigma}{2} \left(1 - \frac{(r)^2}{(r)^2} \right) + \frac{\sigma - \sigma}{2} \left(1 + 3 \frac{(r)^4}{(r)^2} - 4 \frac{(r)^0}{(r)^2} \right) \cos(2\theta) \tag{IV-7}$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{\sigma + \sigma}{2} \left(1 + \frac{(r)^2}{(r)^2} \right) - \frac{\sigma - \sigma}{2} \left(1 + 3 \frac{(r)^4}{(r)^2} - 4 \frac{(r)^0}{(r)^2} \right) \cos(2\theta) \tag{IV-8}$$

$$\sigma_{r\theta} = -\frac{\sigma - \sigma}{2} \left(1 - 3 \frac{(r)^2}{(r)^2} - 2 \frac{(r)^0}{(r)^2} \right) \sin(2\theta) \tag{IV-9}$$

Sachant que la transformation du repère cartésien au repère cylindrique s'est effectuée par une relation autour de l'axe Z et que celui-ci était un axe principal dans le repère original, alors il le restera dans le repère cylindrique, d'où :

$$\sigma_{zr} = \sigma_{z\theta} = 0 \tag{IV-10}$$

Nous avons pour ce problème en tout point la relation suivante :

$$\sigma_{zz} = \nu \cdot (\sigma_{rr} + \sigma_{\theta\theta}) \tag{IV-11}$$

Et la contrainte verticale avant forage :

$$\sigma_3 = \nu \cdot (\sigma_1 + \sigma_2) \tag{IV-12}$$

Ce qui nous permis de trouver :

$$\sigma = \sigma - 4\nu \frac{\sigma - \sigma}{2} \frac{(r)^2}{(r)^2} \cos(2\theta) \tag{IV-13}$$

$$z z \quad 3 \quad 2 \quad (r)$$

On peut démontrer que dans le cas général où le tenseur des contraintes initiales avant le forage s'écrit dans le repère (e_1, e_2, e_3) sous la forme :

$$T_{e_1 e_2 e_3} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix} \quad (\text{IV-14})$$

Les contraintes autour du puits en coordonnées cylindriques sont données par :

$$\sigma_r = \frac{\sigma + \sigma \left(\frac{r_0}{r} \right)^2}{2} \left(1 - \left| \frac{r_0}{r} \right| \right) + \frac{\sigma - \sigma \left(\frac{r_0}{r} \right)^2}{2} \left(1 + 3 \left| \frac{r_0}{r} \right| - 4 \left| \frac{r_0}{r} \right|^2 \right) \cos(2\theta) + \frac{\sigma \left(\frac{r_0}{r} \right)^2}{12} \left(1 + 3 \left| \frac{r_0}{r} \right| - 4 \left| \frac{r_0}{r} \right|^2 \right) \sin(2\theta) \quad (V-15)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{\sigma + \sigma \left(\frac{r_0}{r} \right)^2}{2} \left(1 + \left| \frac{r_0}{r} \right| \right) - \frac{\sigma - \sigma \left(\frac{r_0}{r} \right)^2}{2} \left(1 + 3 \left| \frac{r_0}{r} \right| \right) \cos(2\theta) - \frac{\sigma \left(\frac{r_0}{r} \right)^2}{12} \left(1 + 3 \left| \frac{r_0}{r} \right| \right) \sin(2\theta) \quad (IV-16)$$

$$\sigma_{r,\theta} = \left| - \frac{\sigma - \sigma \left(\frac{r_0}{r} \right)^2}{2} \sin(2\theta) + \sigma_{12} \cos(2\theta) \right| \left(1 - 3 \left| \frac{r_0}{r} \right| + 2 \left| \frac{r_0}{r} \right|^2 \right) \quad (IV-17)$$

$$\sigma_z = \frac{\sigma - \sigma \left(\frac{r_0}{r} \right)^2}{2} \cos(2\theta) - 4\nu \frac{\sigma \left(\frac{r_0}{r} \right)^2}{12} \sin(2\theta) \quad (IV-18)$$

$$\sigma_r = - \left(\sigma \cos(\theta) + \sigma \sin(\theta) \right) \left(1 - \left| \frac{r_0}{r} \right| \right) \quad (IV-19)$$

$$\sigma_{\theta} = \left(- \sigma \sin(\theta) + \sigma \cos(\theta) \right) \left(1 + \left| \frac{r_0}{r} \right| \right) \quad (IV-20)$$

IV-1-2. Etat de contrainte autour d'un puits dévié :

Nous considérons maintenant que le puits n'est plus vertical mais dévié avec une inclinaison α dans un azimut β par rapport au repère initial (e_1, e_2, e_3) (Cf. figure IV-3).

Le nouveau repère dans lequel on va exprimé le tenseur des contraintes est (e''_1, e''_2, e''_3) de sorte que α sera l'angle entre les vecteurs unitaires e''_3 et e_3 , et β est l'angle entre e_1 et la projection de e''_1 sur un plan horizontal.

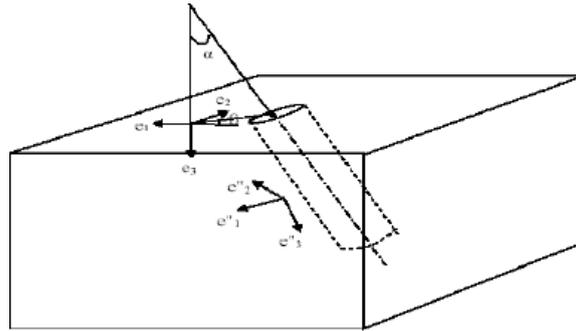


Fig. IV-3 : Cas d'un puits dévié.

Nous restons toujours dans l'état de déformations planes. Nous avons présenté dans la partie précédente la distribution des contraintes autour du puits dans le repère (e_1, e_2, e_3) pour un état de contraintes initial quelconque $T_{e_1 e_2 e_3}$.

$$T_{e_1 e_2 e_3} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix} \quad (IV-21)$$

Cet état de contraintes sera ré exprimé dans le repère (e''_1, e''_2, e''_3) . Les matrices de transformation des repères seront respectivement celle de la rotation d'un angle β autour de e_3 qui donne l'expression dans un repère (e'_1, e'_2, e'_3) et puis une rotation d'un angle α autour de e'_2 .

Les matrices s'écrivent :

$$R_{e_3} = \begin{bmatrix} \cos(\beta) & \sin(\beta) & 0 \\ -\sin(\beta) & \cos(\beta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (IV-22)$$

Et,

$$R_{e'_1} = \begin{bmatrix} \cos(\alpha) & 0 & -\sin(\alpha) \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin(\alpha) & 0 & \cos(\alpha) \end{bmatrix} \quad (IV-23)$$

L'expression du tenseur des contraintes dans le repère (e''_1, e''_2, e''_3) sera :

$$T_{e''_1 e''_2 e''_3} = R_{e_3} \cdot R_{e'_1} \cdot T_{e_1 e_2 e_3} \cdot R_{e'_1}^t \cdot R_{e_3}^t \quad (IV-24)$$

Les composantes du nouveau tenseur sont :

$$T_{e''_1 e''_2 e''_3} = \begin{bmatrix} \sigma''_{11} & \sigma''_{12} & \sigma''_{13} \\ \sigma''_{21} & \sigma''_{22} & \sigma''_{23} \\ \sigma''_{31} & \sigma''_{32} & \sigma''_{33} \end{bmatrix} \quad (IV-25)$$

Si on injecte les composantes du tenseur (IV-25) dans les équations (IV-15)... (IV-20), on trouve l'état de contrainte en coordonnées cylindriques $T_{r\theta z}$.

Les équations trouvées sont obtenues en considérant que ce puits dévié est vide de boue et on n'a ni l'effet de température, ni la pression des pores, ni l'effet des forces d'écoulement. Les équations complètes seront décrites après avec plus de détails.

IV-2.Situation avant forage

Au départ, avant de réaliser le forage une situation d'équilibre règne au sein de la roche. Un champ de contraintes in situ et un champ de pression des pores assurent cet équilibre. Pour une prévention contre les problèmes de tenue des parois pendant la

réalisation du forage, il est nécessaire d'avoir des estimations des contraintes in situ et leurs orientations. Dans ce qui suit nous présenterons l'état de l'art en matière d'estimation des conditions in situ avant le forage d'un puits donné.

IV-2-1. Les contraintes In Situ

La connaissance des contraintes in situ en terme 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.

La première étape est d'essayer de classer les contraintes in situ de la plus petite à la plus grande. Cela nous donnera une idée sur le profil le plus stable (vertical ou dévié). Un moyen d'identifier l'ordre des contraintes est l'observation des systèmes de failles dans la région si ces derniers sont relativement récents et susceptible d'être le résultat de l'état de contrainte actuel. Les trois contraintes principales présentes dans la roche sont :

σ_h : contrainte principale horizontale mineure

σ_H : contrainte principale horizontale majeure

σ_v : Contrainte principale verticale.

Nous avons dans la nature trois cas qui peuvent se présenter :

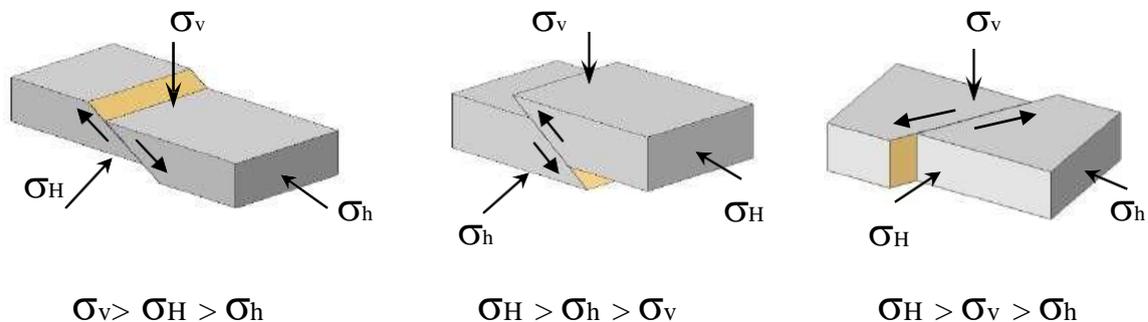


Fig. IV-4 : Système de contraintes possible.

1) $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$: présence de systèmes de failles normales

Si $(\sigma_H - \sigma_h) > (\sigma_v - \sigma_H)$ le forage dévié est a priori plus stable dans le sens de σ_h .

Si $(\sigma_H - \sigma_h) < (\sigma_v - \sigma_H)$ Le forage vertical est a priori plus stable.

2) $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$: présence de systèmes de failles inverses

Dans cette situation le forage dévié pourrait être plus stable que le forage vertical. Ceci dépendra des différences de contraintes $(\sigma_h - \sigma_v)$ et $(\sigma_H - \sigma_h)$.

Si $(\sigma_h - \sigma_v) > (\sigma_H - \sigma_h)$ le forage vertical est a priori plus stable.

Si $(\sigma_h - \sigma_v) < (\sigma_H - \sigma_h)$ Le forage dévié est a priori plus stable.

L'orientation qui est la plus stable est dans le sens de σ_H .

3) $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$: Présence de décrochements (strike-slip faults)

Dans le cas de présence de décrochements a priori le forage dévié sera plus stable que le forage vertical. Le sens le plus stable devrait être le sens de σ_H qui est la contrainte majeure.

IV-2-2. Estimation des contraintes :

L'estimation des intensités des contraintes principales repose essentiellement sur l'utilisation des diagraphies de puits voisins au puits à forer. Dans le cas d'un puits d'exploration n'ayant pas de puits voisins, l'utilisation des données géologiques et des informations liées à l'activité tectonique de la région aidera à l'obtention d'approximations relativement grossières des contraintes in situ.

Cependant, l'estimation de ces dernières devient de plus en plus précise au fur et à mesure que le nombre de puits forés augmente.

a). Contrainte verticale :

La contrainte verticale s'estime à l'aide de la diagraphie de densité des puits voisins (fig.IV.5). En supposant une stratification horizontale des couches à forer, la contrainte verticale s'obtient par la relation suivante :

$$\sigma_v = \int_0^H \rho(z) dz \quad (\text{IV-26})$$

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

Dans le cas où on n'a pas de diagraphie, on peut estimer approximativement la contrainte verticale en utilisant la coupe lithologique de la région et les tables de densité des roches.

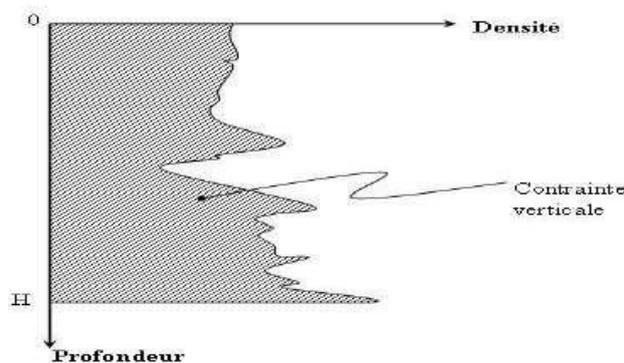


Fig. IV-5 : Log de densité.

b). Contraintes horizontales mineures

Le leak off test est généralement la procédure utilisée pour déterminer la pression d'injection qui limitera la densité de la boue, peut être utilisé pour l'estimation de la contrainte horizontale minimale σ_{hmin} . Le test consiste à mettre une partie de la formation sous pression et noter la variation de celle-ci.

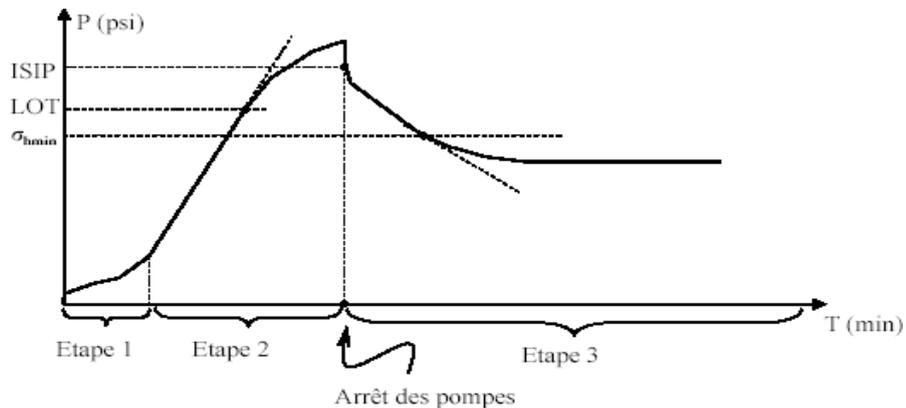


Fig.IV-6: Déroulement du Leak off test.

Dans la figure ci-dessus existe (03) phases, la première correspond à une phase transitoire liée au mode de démarrage des pompes. La phase 2 est relativement linéaire jusqu'à l'atteinte du point (LOT), c'est cette valeur qui est utilisée généralement pour limiter la densité du fluide de forage.

La phase 3 correspond à l'arrêt des pompes, où la pression chute brusquement jusqu'à une valeur qui s'appelle $ISIP$ (Initial shut-in pressure). On constate ensuite une dissipation de la pression qui correspond à une fermeture progressive de la fracture induite.

La contrainte horizontale minimale 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 refermeture de la fracture induite.

c). Contrainte horizontale majeure :

La contrainte horizontale maximale σ_{Hmax} ne peut être estimée avec la même précision que la contrainte horizontale minimale σ_{hmin} .

Une méthode pour déterminer σ_{Hmax} applicable uniquement pour une zone qui reste stable correspondant à un trou in gauge est exposée ci dessous.

A partir du cercle de Mohr (voir fig. IV-6) la stabilité est décrite par la condition suivante :

$$R < (OO' + C \cdot \cot g(\phi)) \cdot \sin(\phi) \tag{IV-27}$$

Cette condition se traduit en termes de contraintes principales sous la forme suivante :

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} < \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + C \cdot \cot g(\phi) \right) \cdot \sin(\phi) \tag{IV-28}$$

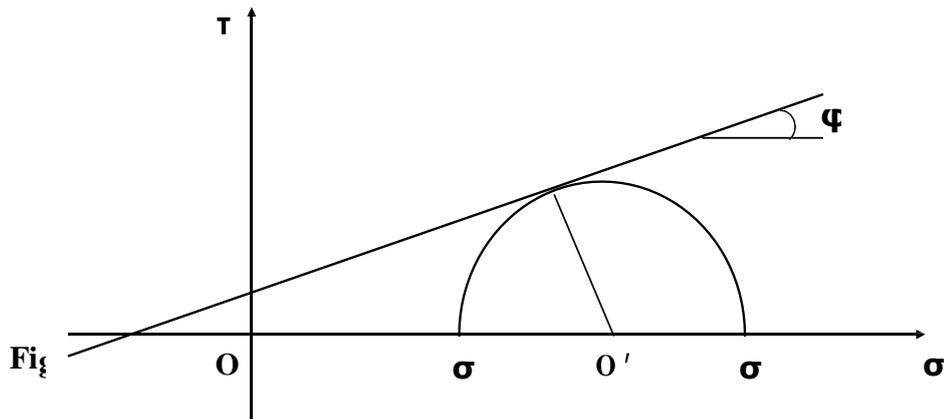
σ_1 et σ_3 sont considérées au point le plus critique de la paroi, avec :

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= 3\sigma_{H \max} - \sigma_{h \min} - a \cdot p - p_w \\ \sigma_3 &= p_w - a \cdot p \end{aligned} \tag{IV-29}$$

On obtient :

$$\sigma_{h \max} < \frac{1}{3} \left[p_w \left(1 + \frac{1 + \sin(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \right) + a \cdot p \left(1 - \frac{1 + \sin(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \right) + \sigma_{h \min} + UCS \right] \tag{IV-30}$$

Donc, il suffit d'avoir la contrainte horizontale minimale et l'UCS (résistance à la compression simple) dans un trou in gauge pour pouvoir obtenir une limite maximale à la contrainte horizontale maximale.



IV-2-3. Orientation des

a) Utilisation du caliper orienté :

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

du trou ainsi d'avoir une idée sur la forme du trou.

On détermine généralement deux diamètres, un diamètre maximal, et l'autre minimal. Trois situations peuvent se présenter suivant la différence des deux diamètres.

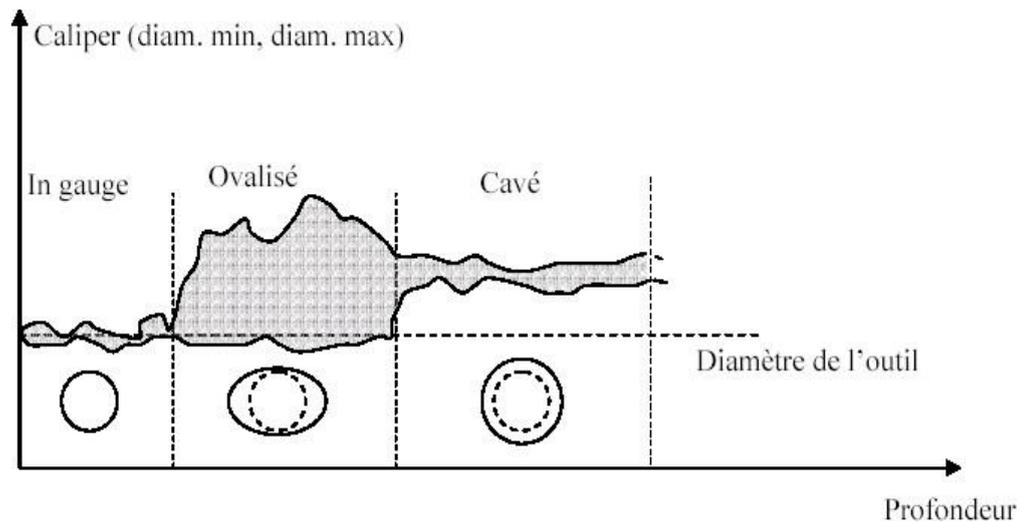


Fig.IV-7: Forme du trou d'après le caliper.

Le cavage peut être le résultat d'une grande vitesse du fluide de forage dans l'annulaire trou tiges ou d'une réaction chimique et mécanique. Cependant, l'ovalisation est plus susceptible d'être causée par les contraintes tectoniques qui s'exercent sur la formation.

Il est à noter que la diagraphie de l'azimut du trou obtenu par un caliper n'est pas stable dans les parties in gauge, et les parties cavées. Il est cependant, relativement stable dans les zones ovalisées.

b) Utilisation des outils d'imageries

Les diagraphies d'imageries donnent une image du trou incluant la trace des éventuelles fractures dont l'interprétation peut donner l'orientation des contraintes principales.

Les principaux outils d'imageries utilisés sont :

- ❖ Les outils électroniques comme FMI (full Micro Imager) et le FMS (Full Micro Scanner). Le principe de ces outils est de donner une image de microresistivité de la formation proche de la paroi. Ces outils ne sont utilisés que dans des boues à l'eau, les boues à l'huile qui ne sont pas conductrices du courant électrique.
- ❖ Les outils ultrasoniques comme l'UBI (Ultrasonic Borehole Imager) : c'est un outil de haute résolution qui permet l'acquisition des images acoustiques des parois du puits. Ce type d'outil peut être utilisé dans les boues à l'huile et à l'eau aussi.

IV-2-4. Pression des pores

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 sont

supportées par le squelette solide 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.

On peut décomposer la pression des pores en deux composantes. Une composante hydrostatique engendrée par l'interconnexion verticale entre les pores. La deuxième est due au poids de la matrice rocheuse combiné avec un mécanisme de piégeage.

Le gradient de pression normale dépend de la salinité de l'eau interstitielle. Il est généralement de l'ordre de 0.105 bar/m.

Il existe également des roches où la pression qui règne est inférieure à la pression hydrostatique. Elles correspondent généralement à des zones déplétées.

La pression des pores peut être estimée à partir du DST et des diagraphies (d exposant, la résistivité, du sonique...)

IV.3. Situation après forage

Le forage aura comme conséquence d'enlever une partie de la roche, qui était préalablement en équilibre. Pour atténuer cette perturbation de la roche, on essaye de remplacer la résistance qui était fournie par la partie enlevée par l'effet du fluide de forage. Cependant le comportement rhéologique de ce dernier ne lui permettra d'apporter le même effet de résistance que la roche enlevée. Par conséquent, pour rétablir l'équilibre une redistribution des contraintes a lieu au sein de la roche.

Comme représenté sur la figure (Fig.IV-8). Au loin, les contraintes n'ont pas été perturbées et elles restent égales aux contraintes in situ avant le forage (σ_v , σ_{hmax} , σ_{hmin}). Au voisinage du puits ces contraintes sont perturbées. Leurs expressions dans un repère cylindrique (r, θ, z) ont été présentées dans la fin de ce chapitre.

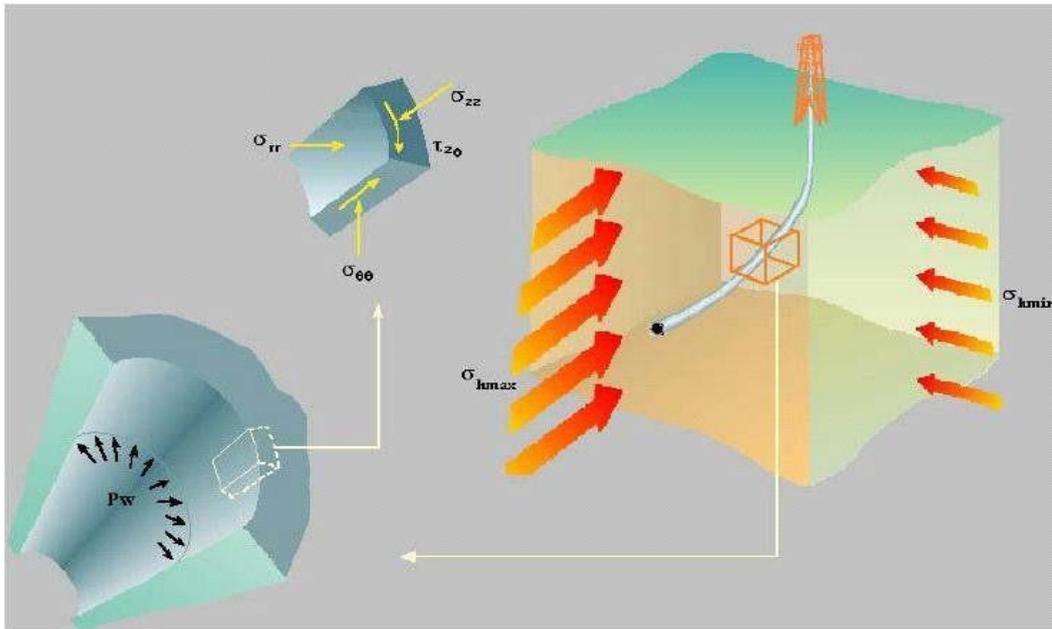


Fig.IV-8: Représentation des contraintes principales.

Si nous représentons l'état de contraintes avant et après le forage en utilisant les cercles de Mohr pour le point le plus critique sur la paroi nous aurons la représentation ci-dessous :

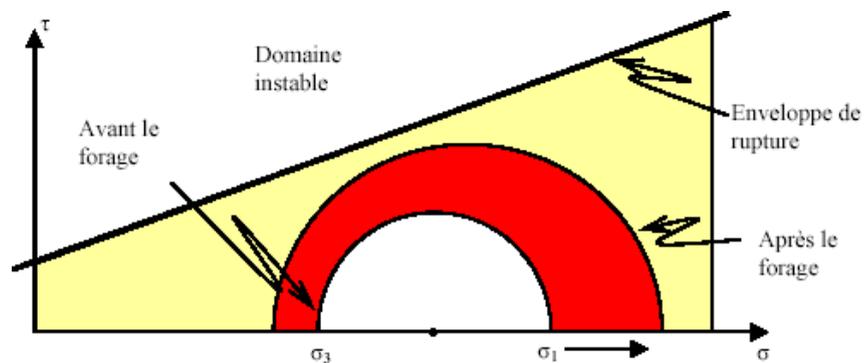


Fig.IV-9: Le changement du cercle de Mohr due au forage.

La concentration des contraintes fait en sorte que le rayon du cercle de Mohr grandit. Ceci donc nous rapproche du domaine instable, donc de la rupture.

Le fluide de forage sera le seul soutènement des parois du puits. Ses caractéristiques seront d'une importance extrême. Dans ce qui suivra nous expliquerons leurs effets sur la stabilité des parois du puits.

IV-3-1. Effet de la densité de la boue :

Dans la partie précédente nous avons considéré que le puits était vide et nous avons

déterminé la distribution des contraintes. L'introduction de la boue aura un effet direct sur les contraintes tangentiels et radiales. Une augmentation de la densité provoque une augmentation des contraintes radiales et une diminution des contraintes tangentiels. Elle n'aura pas d'effet sur les contraintes axiales ni sur les contraintes de cisaillement. Par ailleurs la diffusion de cette variation de contrainte dans la formation sera soumise à une diminution proportionnelle au carré du rayon. En d'autres termes la variation des contraintes s'écrit sous la forme suivante :

$$\Delta T = \begin{bmatrix} P_w \left(\frac{r_0^2}{r^2} \right) & 0 & 0 \\ 0 & -P \left(\frac{r_0^2}{r^2} \right) & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (IV-31)$$

$P_w = \frac{d \times H}{10.2}$ Étant la pression exercée par la boue au niveau de la paroi du puits à une profondeur H donnée.

Et l'état de contraintes global pour le puits avec l'effet de boue qu'on appellera $T_{r\theta z}^{plein}$ sera :

$$T_{r\theta z}^{plein} = T_{r\theta z}^{vide} + \Delta T \quad (IV-32)$$

Ceci aura au début un effet stabilisateur. La figure ci-dessous représente l'effet de la densité dans le cas où on a $\sigma_r < \sigma_z < \sigma_\theta$. Ceci est généralement vrai au point le plus critique de paroi du puits.

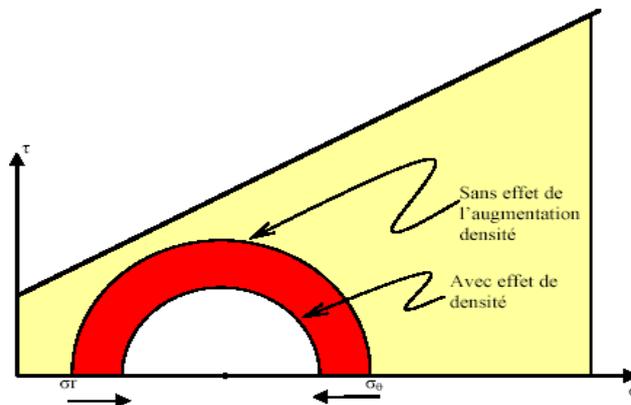


Fig.IV-10: Effet de l'augmentation de densité.

Si le rôle de la densité est stabilisateur dans un premier temps, il s'inverse si l'augmentation de la densité est excessive. Car dans ce cas là nous aurons l'ordre des deux contraintes tangentielle et radiale qui s'inverse. La radiale augmente énormément et la tangentielle diminue et pourrait même atteindre des valeurs négatives (traction).

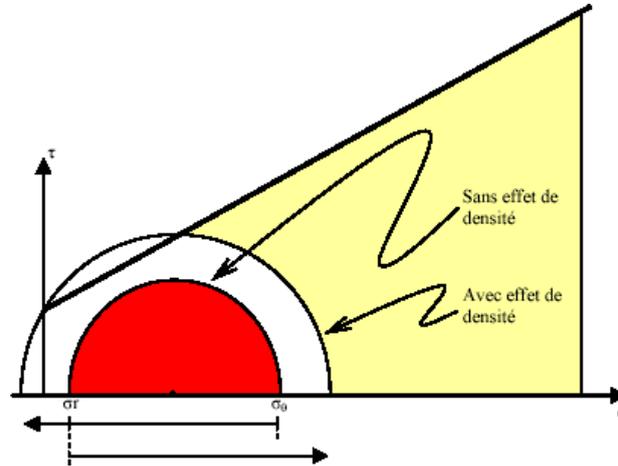


Fig.IV-11: Effet de l'augmentation excessive de densité.

Il existe donc une fenêtre de densité admissible pour la tenue des parois au-delà de laquelle nous aurons rupture soit par extension soit par cisaillement.

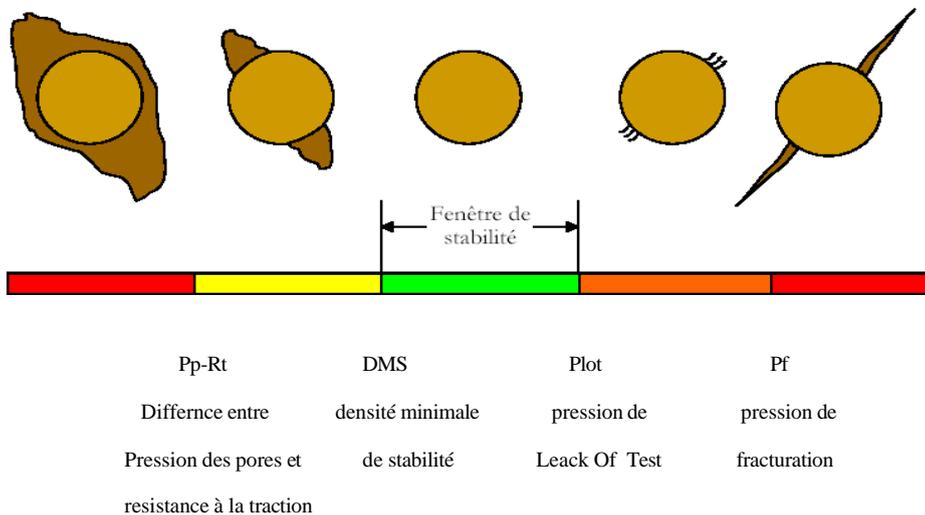


Fig.IV-12: Fenêtre de stabilité.

IV-3-2. 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.

Généralement les changements du régime thermique 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.

Une augmentation de température provoquera une augmentation des contraintes tangentielles et axiales d'une même quantité égale à $E.\alpha.\Delta/(1- \nu)$ et vice versa. On remarque que la variation de contrainte thermique est proportionnelle au module d'élasticité.

La variation de l'état de contraintes due à un changement de température s'écrit :

$$\Delta T_{\theta z}^{therm} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\alpha_{th} E \Delta t}{1-\nu_d} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\alpha_{th} E \Delta t}{1-\nu_d} \end{bmatrix} \quad (VI-33)$$

α_{th} : Coefficient de dilatation linéaire

E: module d'élasticité

ν_d : Coefficient de poisson drainé

Le surcroît de contraintes dû à l'effet thermique peut monter jusqu'à 75 psi/°C si la roche est rigide.

La circulation de la boue de forage joue un rôle important dans le changement du régime thermique.

Cette dernière fait en sorte que le fond du trou soit refroidi par rapport à la température de la formation, et 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.

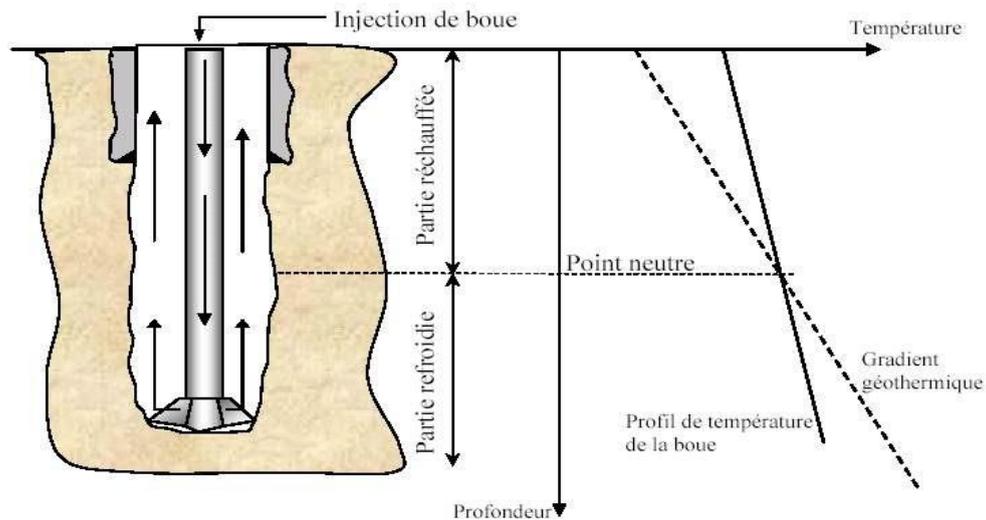


Fig.IV-13: Allures des gradients géothermiques.

Pendant la progression du forage le point neutre se déplace vers le bas. En conséquence, des zones qui étaient initialement refroidies se réchauffent progressivement, ce qui provoque une augmentation des contraintes tangentielles.

Considérons ce qui se passe dans un puits profond pendant un manœuvre de remontée et de descente de la garniture. Pendant la manœuvre, la circulation de la boue est arrêtée. Par conséquent, la température de la formation retrouve sa valeur ambiante. Ceci augmente les contraintes tangentielles en dessous du point neutre et les diminue 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 le processus en diminuant les contraintes tangentielles au fond du trou et en les augmentant dans la partie au dessus du point neutre.

Ces variations de contraintes tangentielles peuvent être perçues comme l'effet de l'augmentation ou de la diminution de pression dans le puits. Elles peuvent donc causer des ruptures par cisaillement ou par traction.

La représentation ci-dessous montre les états de contraintes en fond de puits lors d'une manœuvre.

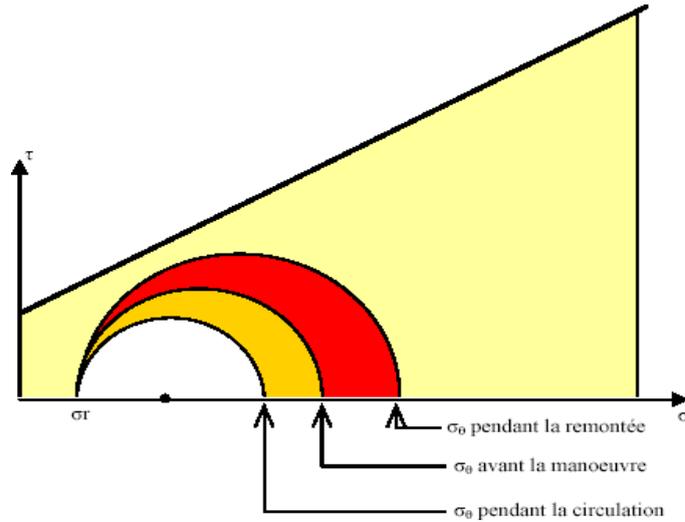


Fig.IV-14: Changement des contraintes durant une remontée.

IV-3-3. Effet de la pression interstitielle de la roche (Pression des pores) :

Jusque là nous avons implicitement supposé que la roche était sèche ou compacte. Ce qui implique que les contraintes sont supportées uniquement par la matrice solide. Cependant, en réalité les pores sont généralement remplis de fluides qui vont reprendre une partie de la charge.

Ceci se traduit par une variation de la pression interstitielle. L'état de contrainte total autour du puits s'écrit :

$$T_{r\theta z} = T'_{r\theta z} + \alpha \cdot p_p \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{IV.34}$$

Avec :

α = coefficient de Biot (Voir chapitre II).

p_p = la pression des pores.

$T'_{r\theta z}$ = tenseur de contraintes effectives gouvernant la rupture dans une roche poreuse.

L'équilibre des pressions du fluide dans la roche se fait en fonction de la perméabilité de celle-ci. Lorsque la perméabilité est assez grande les pressions s'équilibrent

immédiatement : on est en conditions dites drainées, un régime d'écoulement permanent (ou pseudo permanent) s'établit d'une manière qui est généralement supposée instantanée.

Par contre, si la perméabilité est trop faible le fluide ne peut circuler à des vitesses suffisantes pour dissiper le surplus des pressions (par rapport à l'équilibre) : ce sont des conditions dites non drainées.

IV-3-4. Effet des forces d'écoulement :

Si la pression exercée par le fluide de forage sur les parois du puits est plus faible que la pression de pore de la formation, un écoulement de fluide s'amorce. L'ampleur de cet écoulement est fonction de la perméabilité de la roche. Ce qui engendre des contraintes supplémentaires. Il est à noter que la dépression peut être intentionnelle comme dans le cas du forage en sous équilibre (under balance) ou bien en cas d'essai de puits (DST).

Généralement, pendant un écoulement de durée relativement courte, le régime d'écoulement qui s'établit est un régime transitoire dans lequel le rayon de drainage R (voir figure) n'a pas atteint les frontières de la roche. Ce rayon dépendra de la perméabilité de celle-ci.

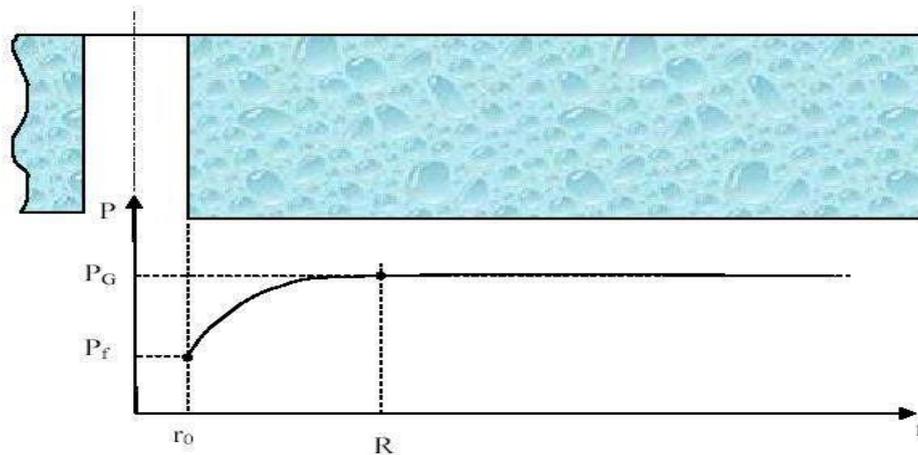


Fig. IV-15 : Profil de la pression de gisement à l'abord du puits.

Dans ce cas la distribution de la pression des pores est obtenue en résolvant l'équation de diffusivité hydraulique avec une perméabilité axisymétrique et avec les conditions aux limites suivantes en termes de pression :

$$P(r) = P_f \quad \text{pour } r = r_0$$

$$P(r) = P_G \quad \text{pour } r = R$$

P_f étant la pression du fond du puits, et P_G est la pression des pores de la roche avant l'écoulement.

Si l'on s'intéresse à $p(r)$ qui est la variation de pression par rapport à la pression de gisement initiale P_G :

$$\Delta P(r) = P(r) - P_G \tag{IV.35}$$

On trouve l'expression suivante :

$$\Delta p(r) = \begin{cases} -\Delta P + \Delta P \frac{\ln\left(\frac{r}{r_0}\right)}{\ln\left(\frac{R}{r_0}\right)} & \text{pour } r_0 \leq r \leq R \\ 0 & \text{pour } r > R \end{cases} \tag{IV.36}$$

$$\text{Avec } \Delta P = P_G - P_f \tag{IV.37}$$

On trouve et après une série de démonstration l'état de contraintes généré par un écoulement de ce type :

$$\sigma_r = \frac{1}{4} \frac{1-2\nu}{1-\nu} B \Delta P \left(1 - 2 \ln\left(\frac{r}{R}\right) + 2 \ln\left(\frac{r_0}{R}\right) - \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \right) - \Delta P \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \tag{IV.38}$$

Et

$$\sigma_\theta = \frac{1}{4} \frac{1-2\nu}{1-\nu} B \Delta P \left(\left(2 \ln\left(\frac{r}{R}\right) + 1 \right) + \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \left(2 \ln\left(\frac{r_0}{R}\right) - 1 \right) \right) + \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \Delta P \tag{IV.39}$$

Pour l'obtention des contraintes effectives, il suffit de retrancher le terme $B.p(r)$ de ces expressions.

IV-3-5. Effet du profil du puits :

La déviation du puits par rapport à la verticale modifie l'état de contrainte en paroi. Nous avons déjà montré dans ce chapitre la méthode permettant d'aboutir à la nouvelle distribution de contraintes.

Un moyen pratique pour la représentation de l'effet de la déviation est le diagramme dit de Bradley. Ce dernier est obtenu par l'analyse complète de la concentration des contraintes tenant compte de l'orientation et l'inclinaison du champ de contraintes in situ ainsi que de l'orientation et de l'inclinaison du puits.

Les résultats sont comparés aux critères de rupture, ce qui permet de déterminer pour un azimut donné, une fenêtre de densité assurant la stabilité en fonction de l'inclinaison. (Voir fig.IV-15) Toutefois, ce diagramme ne permet pas de visualiser les conditions d'apparition des différents modes de rupture.

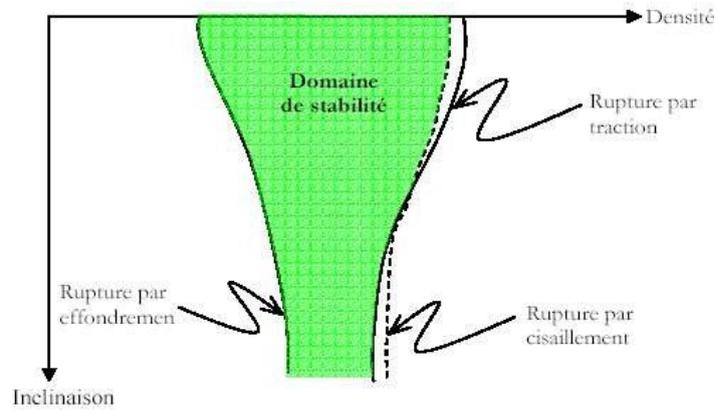


Fig.IV-16: Domaine de stabilité en fonction de l'inclinaison.

CHAPITRE V

ETUDE DE CAS

CHAPITRE V : ETUDE DE CAS**V-1. Introduction**

Ce chapitre propose une méthode combinant théorie et pratique pour résoudre les problèmes de stabilité des parois de puits lors de forages en underbalance au niveau du réservoir. L'objectif est de trouver l'orientation la plus stable et la densité de fluide de forage optimale pour garantir un puits calibré à long terme. Un bon état de la paroi facilite le forage, réduit les déblais, améliore le nettoyage et prolonge la vie du puits en production.

V-2. Le réservoir de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud se caractérise par son réservoir Cambro-Ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3440 m. Son épaisseur va jusqu'à 300 m. Le réservoir se caractérise par la légèreté de son huile avec un degré API de 45.4 et sa pression initiale s'élevait jusqu'à 482kg/cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg/cm². la température moyenne du gisement varie de 117 à 123°C, On y distingue de bas en haut trois litho zones R3, R2 et le R1 (Ra +Ri).

a. Litho zone R3 : Son épaisseur moyenne est de 370 mètres, il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers, à ciment argileux abondant, généralement aquifère, il est sans aucun intérêt pétrolier.

b. Litho zone R2 : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres, il se compose de grès moyen à grossier micacés. Il ne représente que rarement des qualités réservoirs, dans sa partie supérieure. (19% des réserves).

c. Litho zone Ra : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres, il se compose de grès à grès quartzites, moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ. Le Ra est le réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent, il possède des caractéristiques pétro physiques aptes à la production. (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :

Zone I : grossière inférieure subdivisée de bas en haut de 03 drains, le D1, ID et le D2.

Zone II : Fine intermédiaire (D3).

Zone III : Grossière supérieure (D4).

d. Litho zone Ri (aussi appelé D5) : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, se compose de grès quartzitique à ciment argileux et siliceux, il correspond à (13% des réserves).

La coupe lithologique de la partie réservoir est décrite à travers le schéma suivant :



Fig. V-1 : Coupe lithologique du puits OMNZ 833

V-3. Déroulement de la phase 6'' du puits OMNZ 833 :

Le puits a été foré par l'appareil TP 137 jusqu'à la cimentation de la partie inférieure de la colonne 7 " qui a été posé 3 m dans la discordance. La circulating sub a été posée à environ 3053m. Le puits a été abandonné sous une saumure de densité 1,05 sg.

La reprise du puits par l'appareil TP 127 pour le forage de la phase 6 " en UBD. Descente la BHA directionnelle et reforage du landing collar et du ciment jusqu'au sabot 7" (3327mMD, 3317mVD, 33° inclinaison et 300° azimuth).

Déplacement de la saumure 1,05 par le brut 0,83 à travers la circulating sub ensuite à travers les tiges. Pompage de l'azote par le micro annulus 9 5/8x7" et début de forage de la phase en build up à raison de 8,679° par 30 m (ajust du bent housing à 1,5°).

Les paramètres d'injection sont : $QN2 = 20 \text{ m}^3/\text{mn}$ et $Q_{brut} = 700 \text{ l}/\text{mn}$. Le forage est Continu jusqu'à la cote du point d'atterrissage (Landing Point) au toit du R2 ; 3527mMD, 3413mVD, 88,93° Inc, 300° Az.

Forage en hold dans le R2ab jusqu'à TD, soit 4332mMD, 3428mVD. La longueur totale forée est d'environ 805m pour une VS totale de 1029m. Pompage d'un bouchon à

haut viscosité chaque longueur forée pour nettoyer le trou, déplacement du brut par la boue OBM de densité 0,88.

Descente de la garniture de diagraphie muni des sondes suivantes : UBI (imagerie), AIT (résistivité OBM), DSI (soniques), PEX (densité et porosité), GR, Caliper, Orientation, HGNS (neutron).

Descente d'une garniture de contrôle du trou jusqu'au TD, circulation d'un cycle. Remontée au sabot (3327 m) et déplacement de brut par la boue OBM 0,88 dans le micro annulus.

Descente d'une garniture pour poser un bouchon de ciment (BHA : Bêche 2"7/8, 30 tubing 2"7/8, cross over, DP 3" 1/2) à 3800 m et pompage de 10 m³ de High Vis. Remontée à 3300 m et pompage de 2,35 m³ de CW et 2,5 m³ de ciment Slurry de densité 1,9 suivi de 0,65 m³ de CW, déplacement du ciment avec 11 m³ de boue 0,88 (circulation à travers le micro annulus pour confirmer que la circulation sub n'est pas bouchée). Contrôle de top ciment à 3241 m, reforage 22 m et tester le à la compression (10 T) et tester le casing à 2000 Psi.

Descente et scrapage de 3000 à 3040 m (BHA de scrapage : outil, scraper, 12 DC, DP) et ancrage du ciment retainer (par un câble électrique) à la cote 3010 m. descente du stinger et pompage de 2 m³ d'huile, 5 m³ de preflush et 11,2 m³ de ciment slurry, déplacement avec 2 m³ d'eau et 9,7 m³ de boue OBM 0,88. reforage du ciment retainer et le bouchon de ciment suivi d'une descente de logging (CBL, VDL).

Contrôle trou jusqu'à TD, ancrage et test du packer de production à 3107 m (20 T compression et traction et 3000 Psi), pose et teste IPP à 1000 Psi, changement des pipe rams 3 1/2 par 4 1/2 et test BOP. Descente et ancrage du tubing de production 4 1/2.

V-4. Elaboration d'un programme de calculs de stabilité

Un outil de calcul des contraintes a été développé en utilisant Excel. Ce programme permet d'évaluer les contraintes à tout point autour du puits, en prenant en compte les propriétés de la roche traversée et les critères de rupture. Le choix d'Excel s'explique par sa simplicité d'utilisation et sa capacité à générer des graphiques pour une meilleure interprétation des résultats. Cependant, l'utilisation d'Excel pour les méthodes

itératives peut s'avérer problématique en raison de l'augmentation du volume du programme, du nombre d'opérations et des répétitions. L'évaluation de ce programme sera détaillée dans ce chapitre.

V-4.1. Principe de fonctionnement :

Dans ce chapitre, nous nous concentrons sur le calcul du tenseur de contraintes dans un puits dévié. En partant du tenseur de contraintes pour un puits vertical vide, nous appliquons des rotations successives pour tenir compte de l'inclinaison et de l'azimut du puits. L'effet de la densité du fluide de forage, de la pression des pores et des écoulements est également pris en compte.

Pour déterminer les contraintes principales, il est nécessaire de résoudre une équation du troisième degré. La méthode de dichotomie est utilisée pour trouver les racines de cette équation. Une fois les contraintes principales déterminées, les propriétés mécaniques des roches traversées sont calculées à l'aide de corrélations issues de diagraphies.

Enfin, le modèle compare les contraintes principales aux caractéristiques mécaniques de la roche en utilisant le critère de Mohr-Coulomb pour déterminer la stabilité du puits. Le résultat indique si le puits est stable ou instable et prédit le mode de rupture, soit par traction, soit par cisaillement.

V-4.2. Utilité du programme :

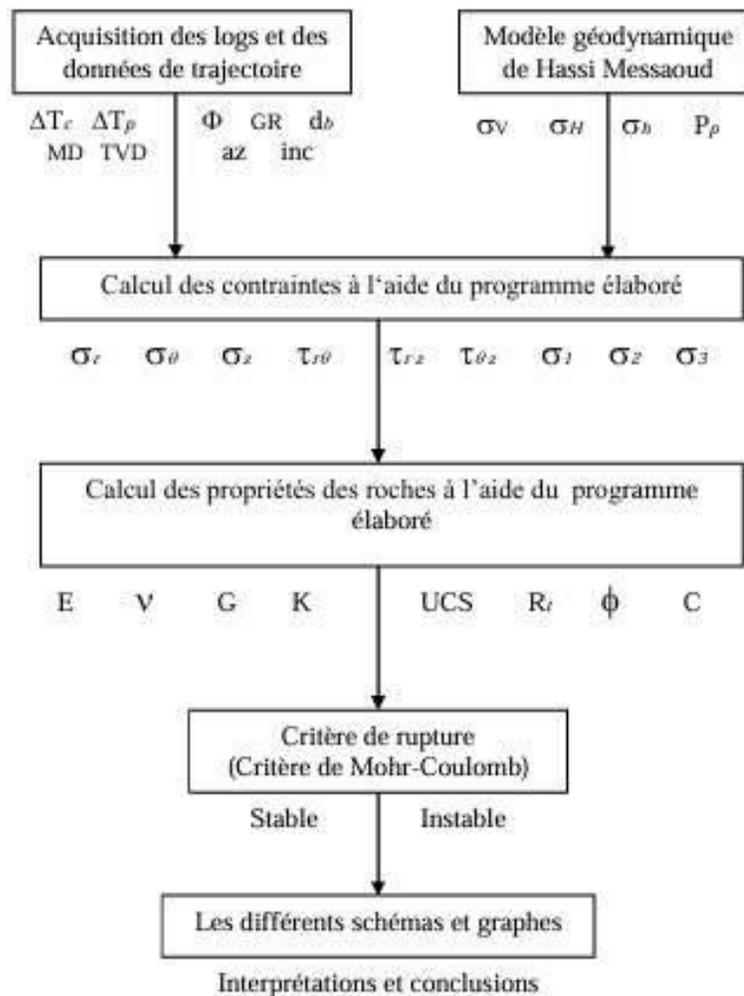
Ce modèle informatique offre de nombreux avantages. Il remplace les calculs manuels complexes et génère des graphiques interprétables qui permettent d'analyser la stabilité du puits en fonction de différents paramètres.

Les résultats obtenus permettent de déterminer:

- La profondeur maximale du cavage pour un Draw Down donné en faisant varier le rayon du puits jusqu'à l'obtention d'un état stable. Cette procédure est répétée pour des angles compris entre 0 et 360°, permettant de tracer un graphe de la profondeur maximale du cavage en fonction du Draw Down.

- La largeur maximale du cavage pour un Draw Down donné en faisant varier l'angle d'inclinaison du puits de 0 à 180° et en identifiant les angles correspondant à un état instable. Cette procédure est répétée pour des Draw Down compris entre 0 et 100%, permettant de déterminer la largeur maximale de la cavage pour chaque Draw Down.
- La section du trou par rapport à la section théorique en faisant varier l'angle d'inclinaison du puits de 0 à 180° et en identifiant les angles correspondant à un état instable. Cette procédure est répétée pour différents rayons du puits jusqu'à l'obtention d'un rayon stable pour toutes les directions. Les résultats permettent de schématiser la section du trou et d'évaluer son écart par rapport à la section théorique.

L'organigramme suivant résume le fonctionnement de ce programme.



V-5. Méthodologie de l'analyse :

L'analyse de la stabilité des parois d'un drain horizontal foré en UBD à Hassi Messaoud s'effectue en plusieurs étapes :

D'abord, l'intensité et l'orientation des contraintes principales sont déterminées à partir du modèle géodynamique de Hassi Messaoud et de l'interprétation des logs d'imageries de puits adjacents.

Ensuite, le programme informatique est utilisé pour calculer les propriétés mécaniques des formations traversées par le drain.

Après, la stabilité du puits OMNZ 833 est évaluée pour différents intervalles de draw-down, en considérant les drains ID (inclinaison moyenne de 35°), D1 (inclinaison moyenne de 65°) et R2 (inclinaison moyenne de 90°).

Ensuite, la comparaison des résultats du programme avec les logs de caliper et les imageries permet de valider son exactitude.

Enfin, l'analyse du forage dans les deux directions principales conduit au choix de la trajectoire la plus stable pour le drain horizontal.

V-5.1. Contraintes principales (in situ stress):

L'estimation des contraintes principales et de leurs orientations dans le puits OMNZ 833 s'appuie sur le modèle géodynamique de Hassi Messaoud. Ce modèle, basé sur les données de puits existants, utilise un système de maillage pour estimer les propriétés des formations traversées, y compris les contraintes principales (mineure et majeure) et leur orientation, la contrainte verticale et la variation de la pression des pores.

Les valeurs moyennes de la contrainte principale mineure pour chaque horizon productif du puits OMNZ 833 ont été extraites du modèle géodynamique de Hassi Messaoud (voir tableau suivant).

Tableau V-1 : Contraintes horizontales minimales

σ_{hmin} (densité équivalente)	ID	D1	R2
moyenne	1.79	1.83	1.91
Ecart type	0.48	0.35	0.55
Coefficient de variation	0.27	0.19	0.29

Egalement comme la contrainte principale mineure, la contrainte principale majeure agissant sur les drains ID, D1 et R2 est également exprimée en termes de densité équivalente.

Tableau V-2 : Contraintes horizontales maximales

σ_{Hmax} (densité équivalente)	ID	D1	R2
moyenne	2.16	2.16	2.17
Ecart type	0.53	0.42	0.49
Coefficient de variation	0.24	0.19	0.22

L'estimation de la contrainte verticale principale est simplifiée grâce à la connaissance de la lithologie locale, des tables de densité ou d'un log de densité complet. D'après le modèle géodynamique, sa valeur en termes de densité équivalente est de 2,33.

Le tableau suivant résume les trois contraintes principales, exprimées en densité équivalente.

Tableau V-3 : Contraintes principales en place

	ID	D1	R2
σ_v (Den. équi.)	2.33	2.33	2.33
$\sigma_H max.$ (Den. équi.)	2.16	2.16	2.17
$\sigma_h min.$ (Den. équi.)	1.79	1.83	1.91

L'analyse des contraintes principales dans le tableau révèle un écart plus faible entre la contrainte horizontale majeure et verticale que entre la contrainte horizontale majeure et mineure pour les trois drains. Cette observation suggère que le forage dans la

direction de la contrainte horizontale mineure est intrinsèquement plus stable, ce qui sera confirmé ultérieurement.

Orientation des contraintes principales :

L'étude des ovalisations dans les puits OMN 203 et OMN 451, axée sur la dernière phase de forage, a mis en évidence une forte tendance à l'ovalisation dans la direction Nord-Est avec un angle moyen de N30°. Cette observation indique que la contrainte horizontale maximale s'oriente dans la direction Nord-Ouest, approximativement à N120° (ou N300°), ce qui est corroboré par les résultats du modèle géodynamique.

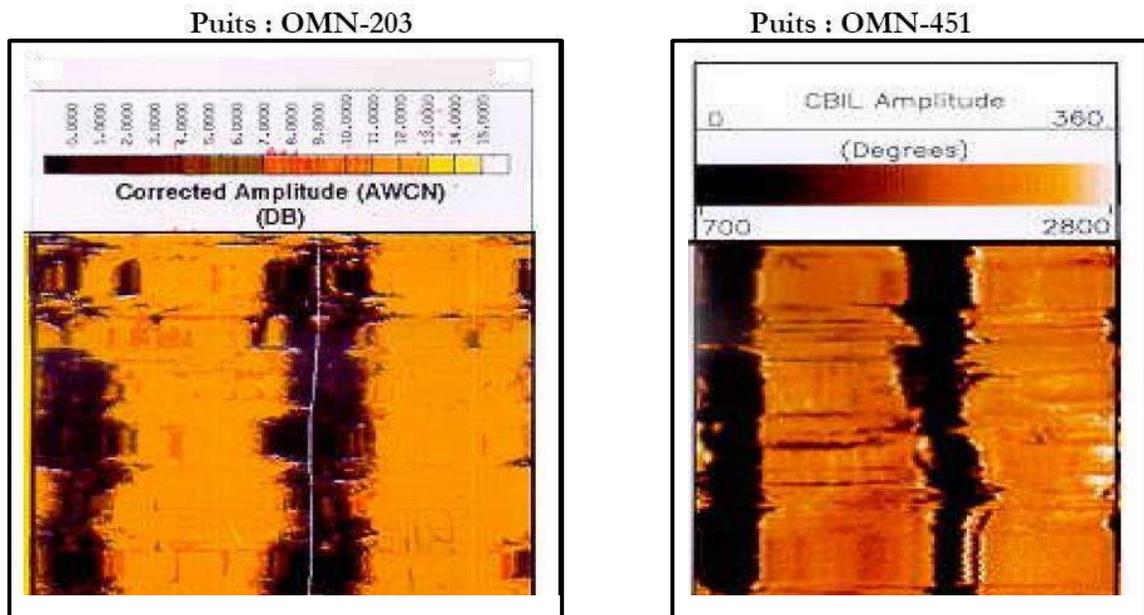


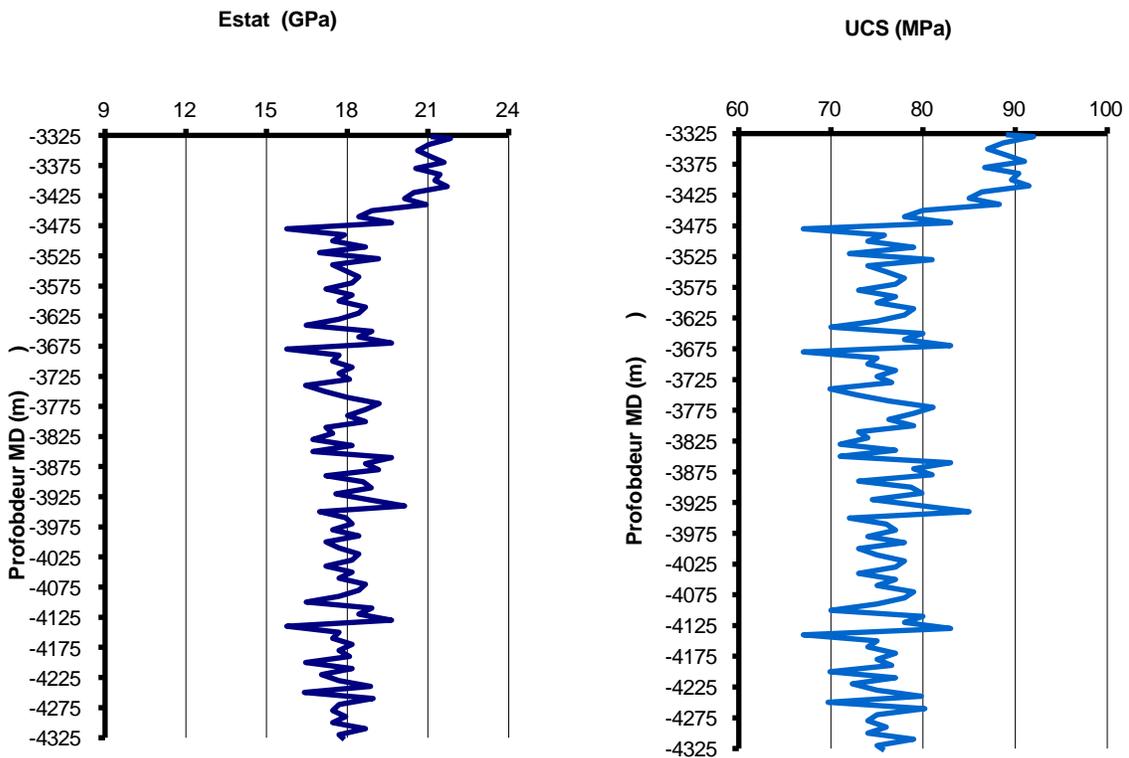
Fig.V-2 : Imagerie dans deux puits de même zone

L'alignement des contraintes principales déduit de notre analyse concorde avec la tendance générale des ovalisations observées dans la région de Hassi Messaoud, dont les azimuts se situent entre le Nord-Nord-Est et le Nord-Est. L'absence de fissures de traction entre les parties rompues en cisaillement pourrait résulter d'une combinaison de facteurs, notamment une chute de densité ou une faible densité intrinsèque favorisant les ruptures

en cisaillement, et une forte contrainte horizontale mineure empêchant l'apparition de fentes de traction.

V.5.2. Caractéristiques mécaniques du Cambrien

L'évaluation des propriétés mécaniques des roches environnantes, indispensable à l'analyse de stabilité d'un puits, a été réalisée grâce à l'exploitation des logs soniques, gamma ray et de densité. Le module d'élasticité, le coefficient de Poisson, la résistance à la compression simple, la résistance à la traction, la cohésion et l'angle de frottement interne ont ainsi été déterminés pour chaque profondeur. L'intégration numérique de ces logs dans un logiciel dédié a permis d'obtenir les profils de propriétés mécaniques en fonction de la profondeur.



Module deYoung statique calculé suivant la profondeur MD

UCS calculé suivant la profondeur MD
PUITS OMNZ 833

Fig. V.3 : Courbes obtenues d'après les valeurs des Etat et UCS

L'analyse des logs révèle des formations de rigidité moyenne à forte, caractérisées par un module d'élasticité compris entre 17 et 22 GPa. Le réservoir se compose d'une roche relativement dure, avec une résistance à la compression simple allant de 66 à 93 MPa.

D'après le log UCS, les drains ID et D1 présentent la plus grande dureté, avec une résistance à la compression simple autour de 90 MPa, tandis que le drain R2 est le moins résistant, avec une résistance moyenne de 75,4 MPa. Le module d'élasticité et la résistance à la compression simple étant liés par une relation linéaire approximative, leurs variations suivent des tendances similaires.

Le coefficient de Poisson, d'une valeur élevée, joue un rôle crucial dans les calculs de stabilité, intervenant dans des formules relatives à la contrainte axiale, aux effets des forces d'écoulement et aux effets de température.

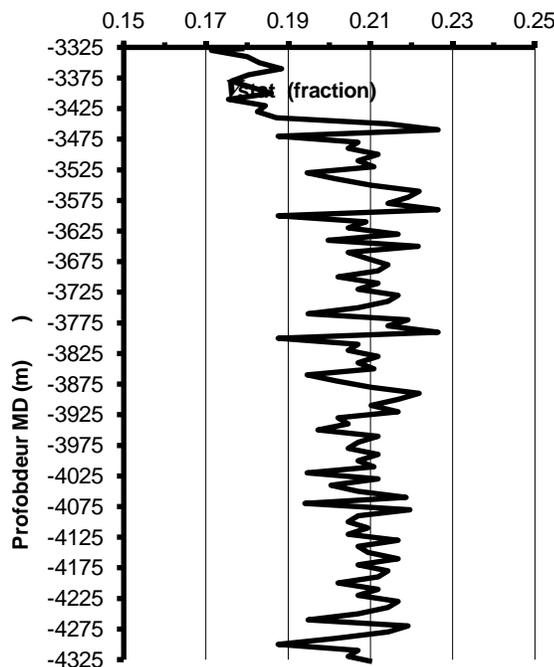


Fig. V-4 : Coefficient de Poisson statique calculé suivant la profondeur MD PUIITS OMNZ 833

Les coefficients de Poisson des drains ID et D1, très proches et légèrement inférieurs à celui du drain R2, mettent en évidence une certaine variabilité de cette propriété entre les drains.

L'emploi de valeurs moyennes pour les propriétés mécaniques dans l'analyse de la stabilité des puits facilitera la simulation des profondeurs des cavages. En effet, une analyse tridimensionnelle détaillée risquerait d'alourdir considérablement l'exécution du programme informatique.

Le tableau ci-dessous résume les valeurs moyennes des propriétés mécaniques retenues pour les intervalles de profondeur considérés.

Tableau V-4 : Propriétés mécaniques des terrains traversés

	Estat (Gpa)	vstat (fraction)	UCS (Mpa)	Rt (Mpa)	C (Mpa)	φ (°)
ID	21.6	0.181	91	9.1	23.26	49
D1	21.1	0.183	88.9	8.89	26.57	53
R2	17.8	0.210	75.4	7.54	11.92	54

V-5.3. Analyse des intervalles de draw down assurant la stabilité

Rappelant que le puits OMNZ 833 traverse trois drains à savoir le ID, le D1 et le R2. depuis la cote du sabot 7" (3327 m MD , 3317 m TVD, 31° INC et 300° AZ) jusqu'au TD (4332 m MD et 3428 m TVD)

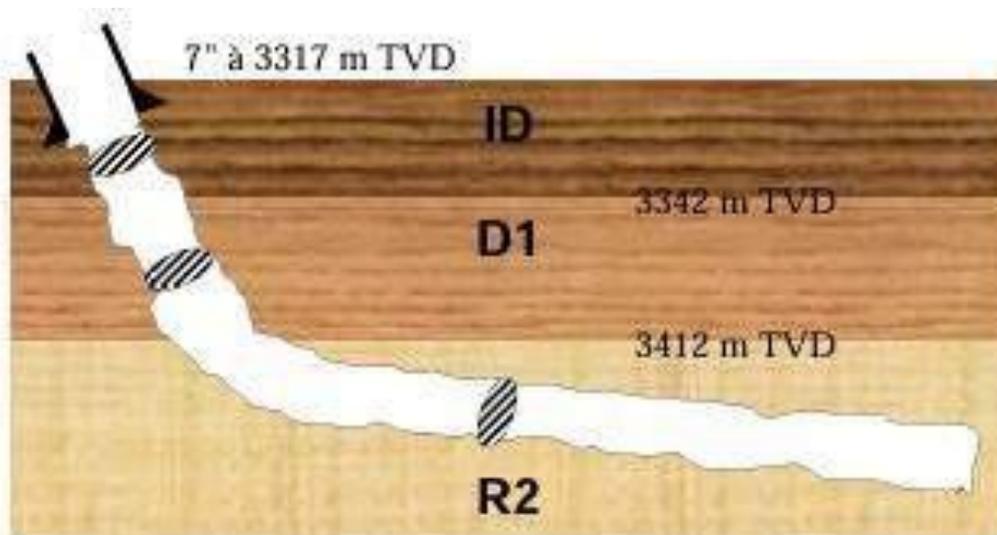


Fig. V-5 : Situation du puits par rapport aux drains

Selon le diagramme ci-dessus, la phase 6" traverse trois drains, ce qui divise notre étude en 3 parties en sélectionnant une section et une inclinaison moyenne pour chaque partie.

❖ Etude du drain ID :

Étant donné que le ID est pénétré avec une inclinaison de 31° et le D1 avec une inclinaison de 39° , la section moyenne à étudier est celle qui présente une inclinaison de 35° , un azimut de 300° , une distance de 3342 m TVD et 3358 m MD.

En intégrant ces données et les caractéristiques mécaniques du drain ID dans le programme de calcul et en ajustant les paramètres de contrôle (θ , r , draw down), on obtient le graphique suivant :

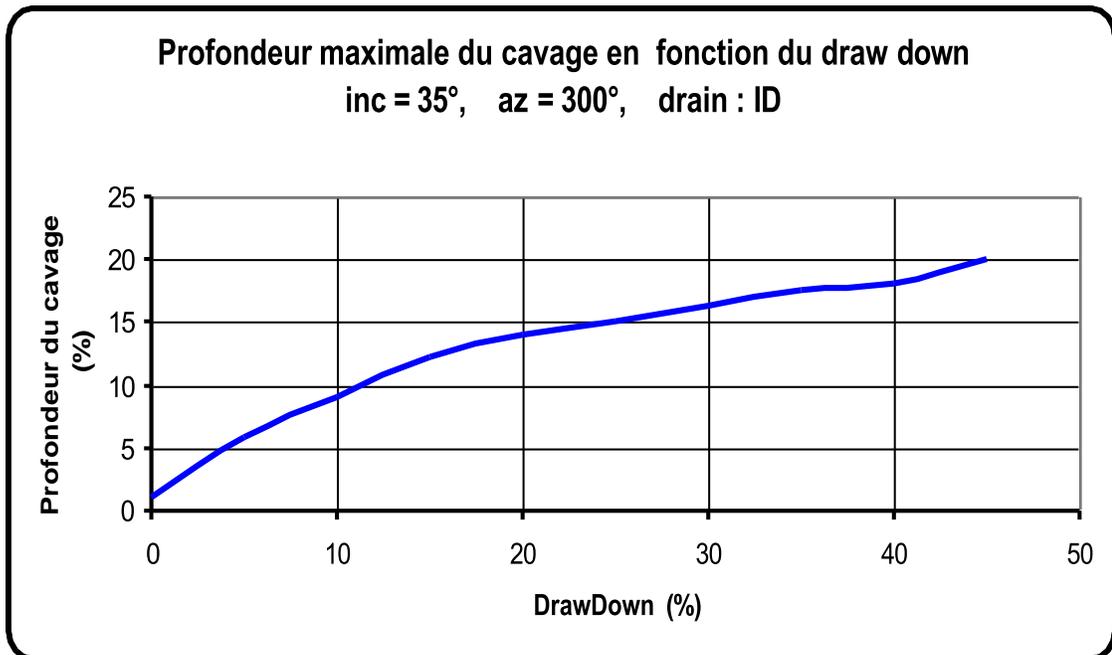


Fig.V-6 : Profondeur maximale du cavage en fonction du DD dans ID

La profondeur maximale du cavage en fonction du draw down est illustrée dans ce graphe. On constate qu'il y a 1 % de cavage pour un draw down nul, ce qui signifie que le puits se cave à mesure que le draw down augmente. La profondeur de la cavité est de 9 % du diamètre du trou pour un DD de 10 % et de 14 % pour un DD de 20 %.

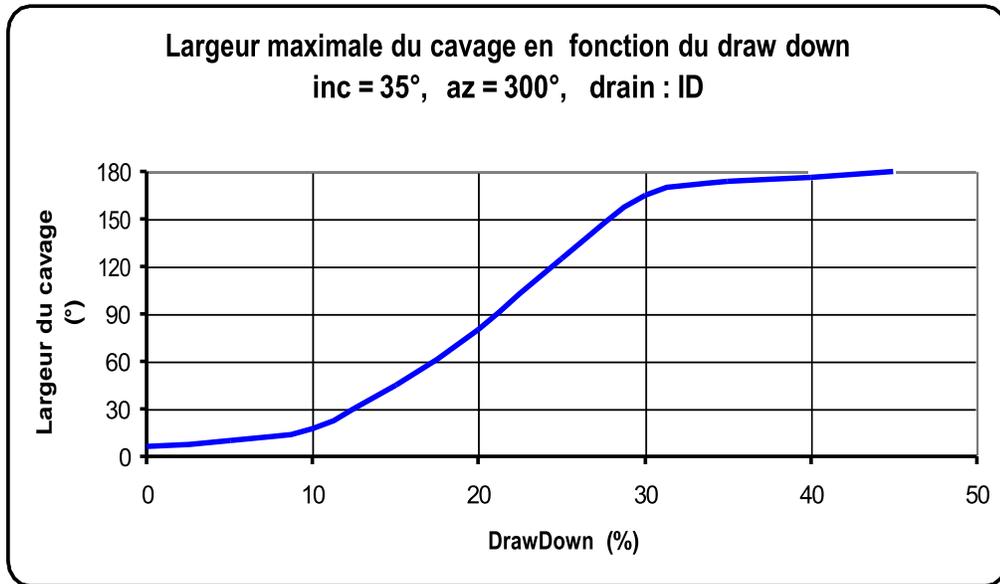


Fig. V-7: Largueur maximale du cavage en fonction du DD dans ID

L'analyse de la taille des caves est extrêmement bénéfique pour comprendre le phénomène d'ovalisation. Comme mentionné précédemment, le diagramme ci-dessus illustre la taille maximale de cavage en fonction de DD.

L'augmentation de la largeur des caves est observée lorsque le DD augmente, avec une largeur de 6° pour un DD nul, 18° pour un DD de 10 % et 82° pour un DD de 20%. Lorsqu'on modifie r et θ pour un DD spécifique, on obtient des angles et des rayons qui nous permettent de simuler la section du trou de manière plus pratique, ce qui permet de visualiser la forme géométrique du trou de manière plus pratique.

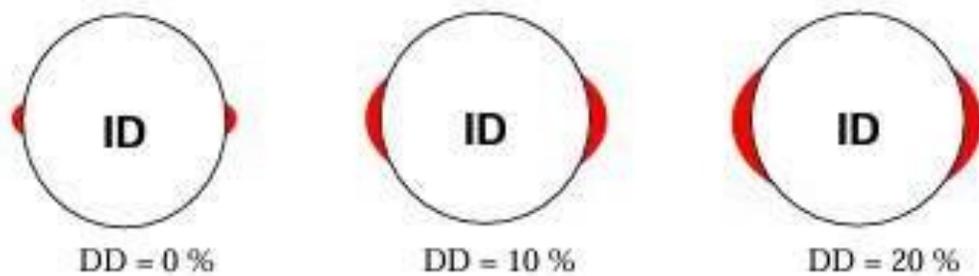


Fig. V-8 : Illustration des ovalisations dans le ID

La figure présente des zones colorées qui illustrent les zones instables. On a obtenu ces données en vérifiant le critère de rupture de Mohr-Coulomb sur des points proches du trou foré.

En ce qui concerne l'identification du drain, il est observé qu'il n'y a pas de grande instabilité et que le diamètre peut atteindre 6,44" dans le sens des contraintes mineures pour un DD de 10 %. Le diamètre maximal estimé dans l'ID est de 6,24", car le drain a été foré avec une concentration de 3 % de DD.

Afin de restreindre la profondeur de la cavité à 10 % du diamètre du trou, il est nécessaire d'appliquer un draw down inférieur à 12 %.

❖ Etude du drain D1 :

Comme l'ID, l'angle moyenne du trou dans le D1 est de 65°, ce qui signifie que la section de 3378 m TVD, 3443 m MD et 300° d'azimut a été étudiée. Le graphe suivant est obtenu après avoir étudié la profondeur maximale de cavage :

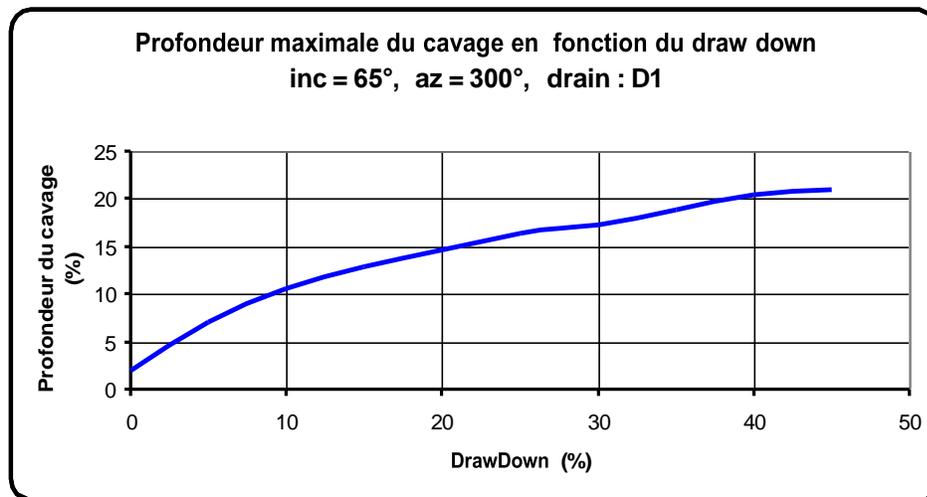


Fig. V-9 : Profondeur maximale du cavage en fonction du DD dans D1

Selon ce graphique, il est observé que 2 % de cavage se produisent pour un niveau de chute nul, ce qui signifie que le puits se cave à mesure que le niveau de chute augmente. La profondeur de la cavité est de 10 % du diamètre du trou pour un DD de 10 % et de 15 % pour un DD de 20 %.

Il convient de souligner qu'il n'y a pas de modification significative en ce qui concerne la profondeur des caves, car les propriétés mécaniques des deux drains sont

pratiquement identiques. Cette différence peut être expliquée par le changement de l'inclinaison et de la profondeur TVD.

Pour ce qui est de l'étude des ovalisations, le graphe suivant montre que la largeur des caves augmente avec l'augmentation du DD, elle est de 8 pour un DD nul, 23 pour un DD de 10 % et 86 pour un DD de 20 %.

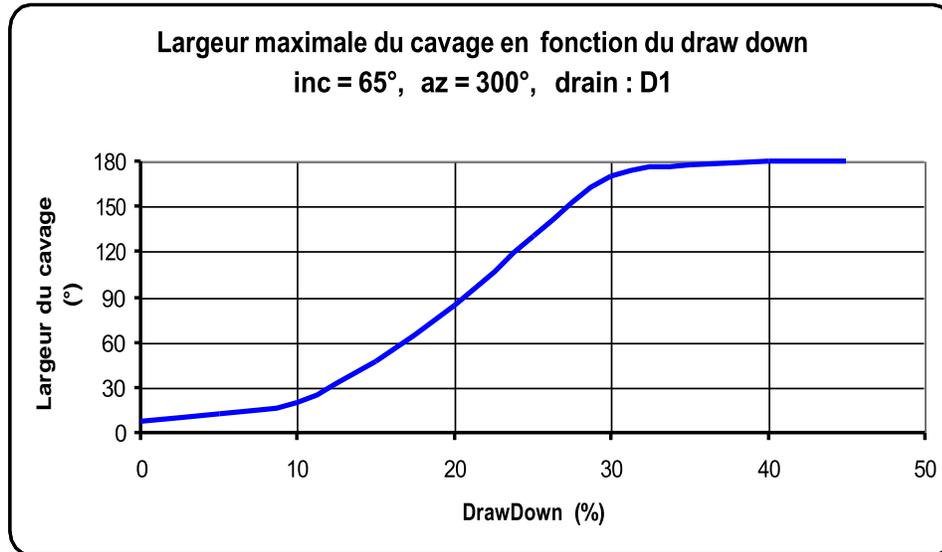


Fig. V-10: Largeur maximale du cavage en fonction du DD dans D1

De la même façon, on simule la section du trou afin de pouvoir observer de manière plus pratique la forme géométrique du trou.

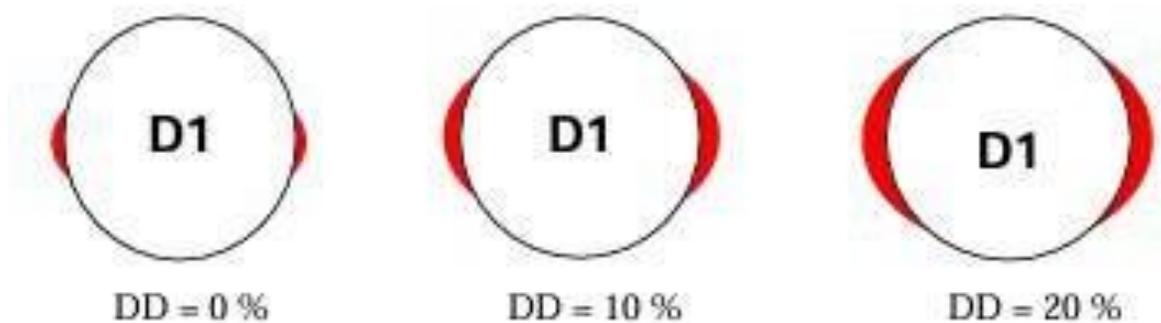


Figure V-11 : Illustration des ovalisations dans le D1

Le drain D1 est un peu plus cavé que l'ID, ceci peut s'expliquer comme on a dit précédemment par l'influence de l'inclinaison et de la profondeur. Le diamètre peut

atteindre 6.43" dans le sens des contraintes mineures pour un DD de 10 %. Le diamètre maximal prévisionnel dans le D1 est de 6.3" puisque le drain a été foré avec 3 % de DD.

Pour limiter la profondeur cavée à 10 % du diamètre du trou il faut appliquer un draw down inférieur à 10 %.

❖ Etude du drain R2 :

L'analyse du drain R2 semble la plus délicate, à cause de ses propriétés mécaniques. En effet, l'analyse d'une section moyenne représentative (ayant une inclinaison de 90°, une profondeur TVD de 3420 m, 300° d'azimut et 3918 m de profondeur MD) a donné le graphe ci-dessus :

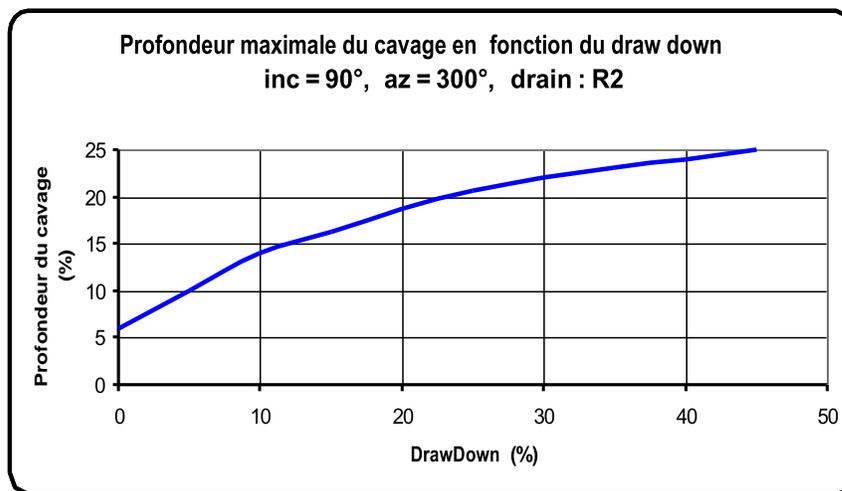


Fig. V-12: Profondeur maximale du cavage en fonction du DD dans R2

On remarque d'après ce graphe que le drain R2 est le moins résistant avec une profondeur de 6% pour un DD nul, le diamètre des caves atteint 7" pour un DD de 15%.

Les graphes des trois drains ont le même profil de comportement vis-à-vis le DD avec une variation dans les intensités des caves concernant le drain R2.

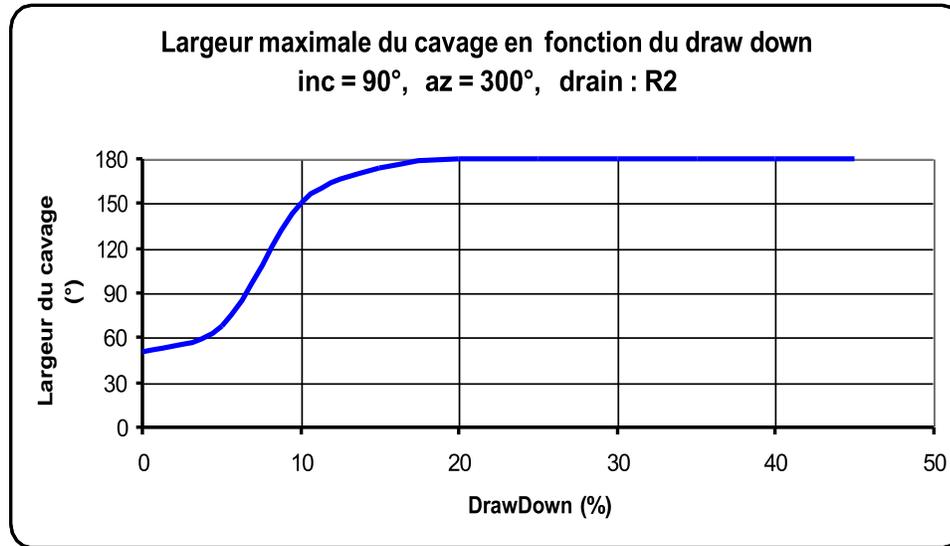


Fig. V-13: Largueur maximale du cavage en fonction du DD dans R2

La largeur maximale des caves se développe assez vite dans ce drain, commençant par 46° en équilibre des pressions, puis une remontée intense dans un intervalle de DD inférieur à 10 % , à partir de 15 % le trou est cavé sur tout le périmètre.

Si on fait un corrélation entre les 2 derniers graphes, on remarque pour un DD nul que la largeur de cavage de 46° n'est pas profonde, son diamètre atteint 6.1"

Utilisant la même méthode pour le drain R2, le programme de calcul nous a permis de schématiser les sections prévisionnelles avec les zones instables.

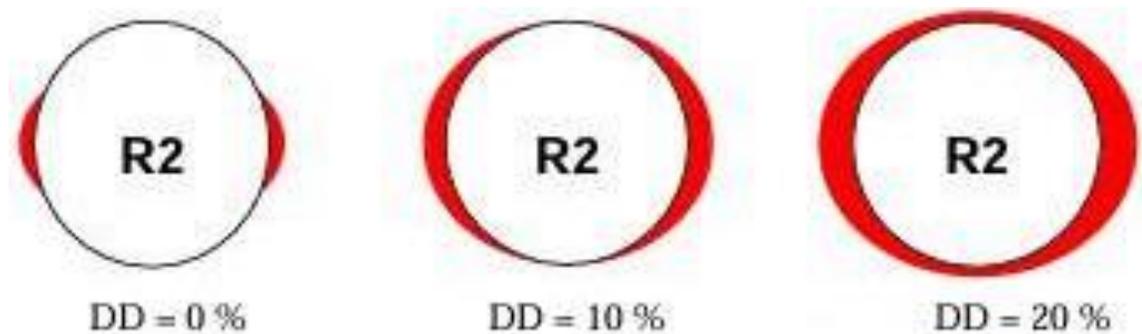


Fig. V-14 : Simulation des ovalisations dans le D1

On remarque pour un DD de 10 % le cavage n'est pas acceptable, (un DD de 10% est acceptable pour le drain ID et il est la limite pour le D1), un puits complètement détérioré pour un DD de 20 %.

Il est à noter que le DD maximal autorisé pour forer le R2 est de 5 à 6 % et cela pour limiter le cavage à 10 % du diamètre nominale du trou (6").

Puisque on a réalisé la phase avec un DD de 3 %, le diamètre maximal attendu est de 6.48"

Evaluation du programme de calcul

En ce qui concerne la validité de notre programme de calcul, une évaluation a été faite en comparant les résultats obtenus avec le log du caliper et les imageries.

Rappelons que des logging ont été faites juste après l'arrivée au TD finale, la phase a été forée avec un DD de 3 % pour minimiser la profondeur des caves.

Le log suivant représente une partie du log réel du caliper, c'est la partie entre 3486 m et 3545 m de profondeur MD.

D'après ce log on remarque un cavage continu le long de la profondeur MD. Le diamètre nominal est de 6" et le diamètre réel oscille autour de 6,2" et 7,4"

A la cote 3487 m, le diamètre atteint 7,8" qui est un diamètre non représentatif. Il peut être dû à une existence d'une micro fracture.

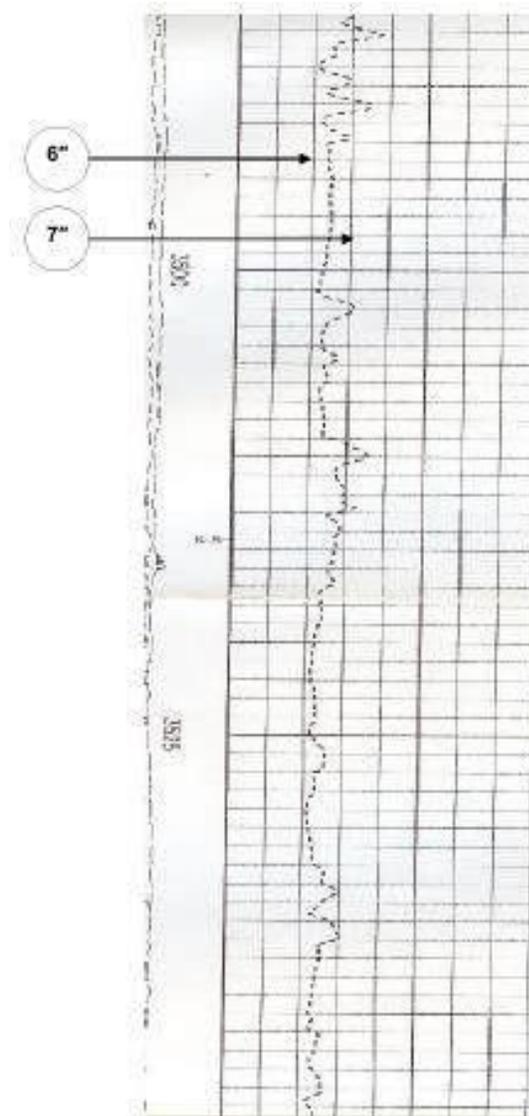


Fig. V-15 : Log du caliper

D'une manière grossière, la profondeur moyenne du cavage suivant le log du caliper est de 6,5". Le résultat trouvé par le programme informatique est très proche de la réalité. En effet, pour un DD de 3 % dans le drain R2, la profondeur de la cave est de 6,45".

L'erreur commise en utilisant le programme informatique élaboré pour le calcul de la profondeur de cavage est de 0.05" avec une précision inférieure à 1 %. Cela nous suffit pour évaluer notre programme, ce dernier est jugé très acceptable.

Il est à noter que le DD maximal autorisé pour forer le R2 pour limiter le cavage à 10 % du diamètre nominale du trou est de 3 % (donnée par la fiche puits SONATRACH-

DF). Et celui calculé par le programme élaboré a une valeur maximale inférieure à 6 %, de là on peut conclure la validité du programme car sa précision est inférieure à 3 %.

D'autre part, nous avons obtenu les imageries de la phase 6" simulé par la SONATRACH-DF.

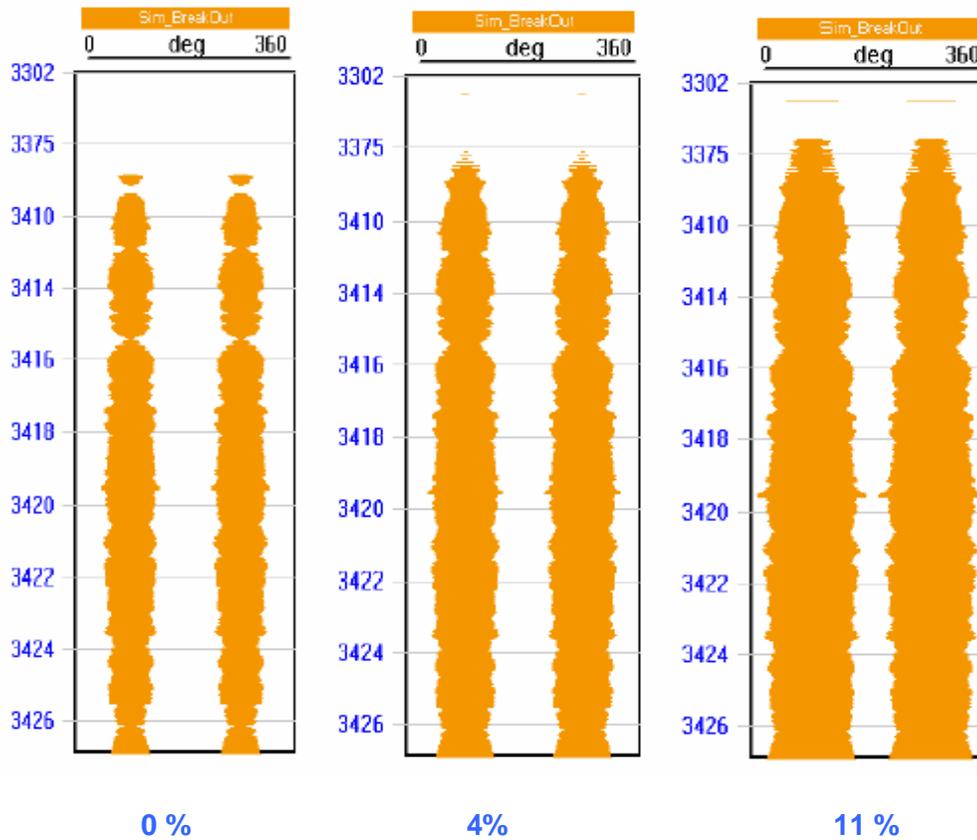


Fig. V-16 : Les imageries

Les imageries simulées sont données pour un DD de 0 %, 4 % et 11 %. Pour un DD nul on remarque l'existence des ovalisations avec une largeur qui atteint les 45° dans le drain R2. Elle oscille autour de 75° pour 4 % de DD et dépasse 150° pour un DD de 10 %.

Les résultats obtenus à l'aide du programme informatique montrent que pour un DD nul, la largeur du cavage est de 46°, elle est de 60° pour 4 % de DD et 154° pour 11 % de DD.

L'écart existant entre les deux résultats est 15° de largeur de la cave et la précision de calcul est de 4 %. Donc, le programme donne des résultats satisfaisants et acceptables.

V-5.4. Analyse et choix de la trajectoire optimale de point de vue stabilité

Dans cette partie de l'étude, on a essayé d'analyser la trajectoire (de point de vue stabilité des parois) de la plupart des puits horizontaux forés à Hassi Messaoud. En effet, la majorité des trajectoires peuvent être subdivisé en 3 parties :

Une partie verticale avec un KOP entre 3000 et 3150 m : cette partie n'arrive jamais aux réservoirs et il n'y a aucun intérêt de l'étudier à ce stade puisqu'elle est foré toujours en OBD.

Une partie en Build Up limitée entre le KOP et le LP (Landing Point ou point d'atterrissage) avec un degré de build up dépend de la profondeur de notre objectif, c'est la partie qui nous emmène directement à la cible, donc la variation de l'inclinaison est pratiquement impossible. Cependant, on peut jouer sur l'azimut du puits de telle manière à avoir une instabilité minimale.

Une partie horizontale avec une longueur allant de 700 à 900 m à partir du point d'atterrissage. C'est la partie forée dans le réservoir objectif.

On peut conclure de ce qui a été dit que la possibilité d'avoir une trajectoire optimale (c'est à dire le plus stable) est obtenue en variant uniquement l'azimut du puits. En effet, une comparaison a été établie entre la stabilité des parois d'un puits foré dans le sens de la contrainte horizontale majeure, et celle d'un puits foré dans le sens de la contrainte horizontale mineure.

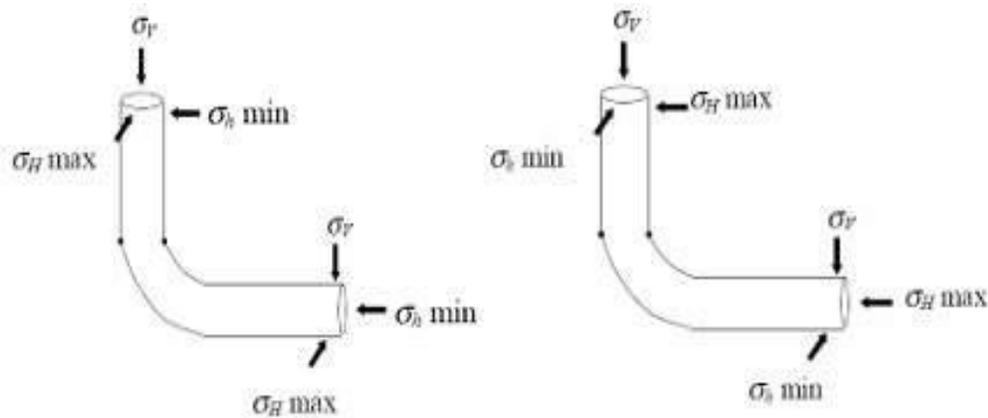


Fig. V-17 : Forage dans le sens des contraintes majeure et mineure.

a) Forage horizontal dans le sens de la contrainte mineure

Le forage dans la direction de la contrainte horizontale mineure est le plus stable pour le cas d'un puits horizontal foré à Hassi Messaoud. Nous avons en premier lieu déterminé l'influence de Draw Down (densité) sur la profondeur maximale du cavage pour un profil horizontal et cela pour les drains ID, D1 et R2. En variant le Draw Down, angle de révolution (θ) et le rayon du puits (r) dans notre programme.

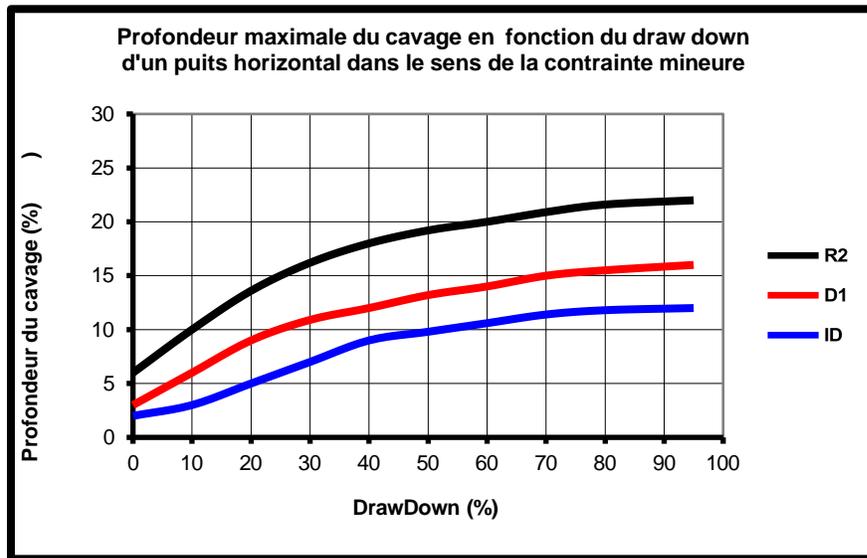


Fig. V-18: Profondeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte mineure

Le graphe ci-dessus montre que le drain R2 est le moins résistant par rapport aux 2 autres avec un écart de 4 à 10 % du diamètre nominale de la phase pour un Draw Down constant, on remarque aussi que la profondeur maximale du cavage augmente avec l'augmentation du Draw Down.

Pour le drain R2, le cavage atteint 6 % pour un Draw Down nul. Cependant, il ne dépasse pas les 22 %. Dans les drains ID et D1, on enregistre un cavage de 3 % pour un Draw Down nul.

L'étude de la largeur des ovalisations est traitée à travers le graphe suivant qui représente la variation de la largeur maximale des caves en fonction du Draw Down.

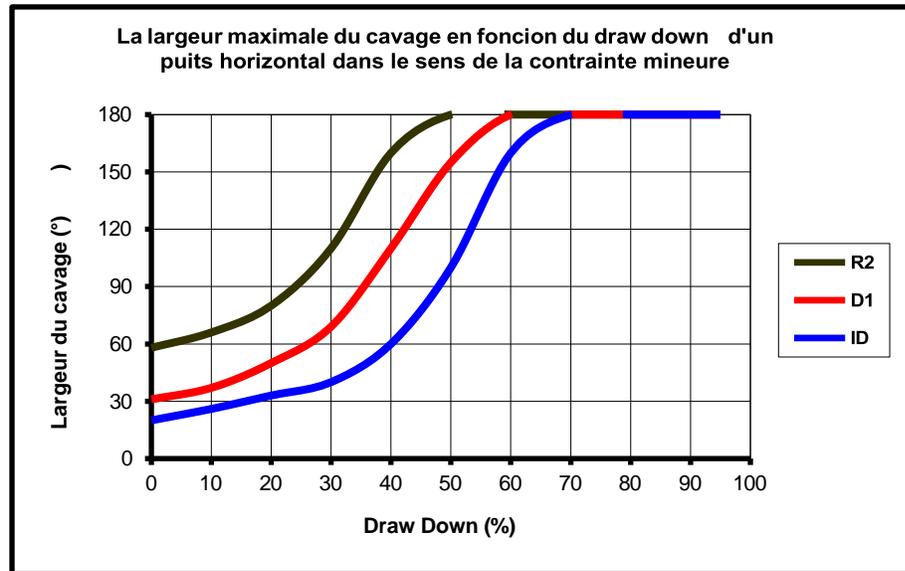


Fig. V-19: La largeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte mineure

Les résultats montrent que ce paramètre subit de grandes variations allant de 0° pour la stabilité à 180° pour l'instabilité de toute la circonférence du trou. On note cependant qu'un large secteur de la circonférence peut caver sans pour autant que l'état du puits ne soit déstabilisé de manière significative, prenons comme exemple le drain D1, pour un Draw Down de 40 % la largeur maximale du cavage est de 108°, mais sa profondeur maximale est inférieure à 13 %.

b) Forage dans le sens de la contrainte horizontale majeure

Dans la partie précédente nous avons considéré que le puits horizontal était foré dans la direction la plus stable en l'occurrence celle de la contrainte horizontale minimale, celle-ci étant orienté vers le Nord-Est aux environs de N30°.

Toutefois, pour des raisons de production il est préférable de forer dans l'orientation Nord-Ouest qui est en outre la direction la moins stable puisque elle coïncide avec l'azimut de la contrainte géostatique horizontale majeure. La figure ci-dessous représente les profondeurs maximales du cavage en fonction du Draw Down appliqué au cours du forage.

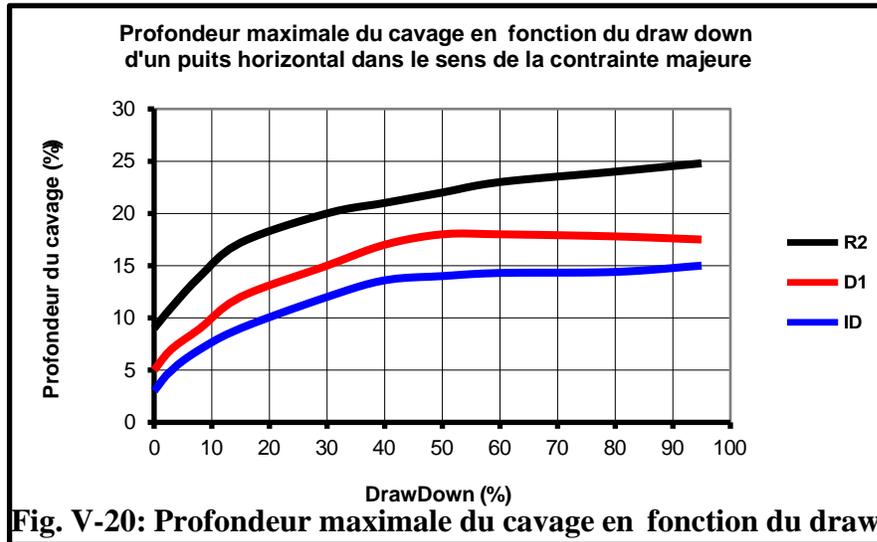


Fig. V-20: Profondeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte majeure

Le drain R2 semble être le moins résistant. En prenant en compte le cavage de celui-ci en fonction du Draw Down nous remarquons que pour avoir moins de 20% du rayon comme profondeur maximale cavée il faut que le Draw Down soit inférieure à 30 % et pour avoir moins de 15% de cavage il faut que le Draw Down soit inférieure à 10 %.

De même manière que le forage dans le sens de la contrainte horizontale mineure, le graphe suivant représente la variation de la largeur maximale des caves en fonction du Draw Down.

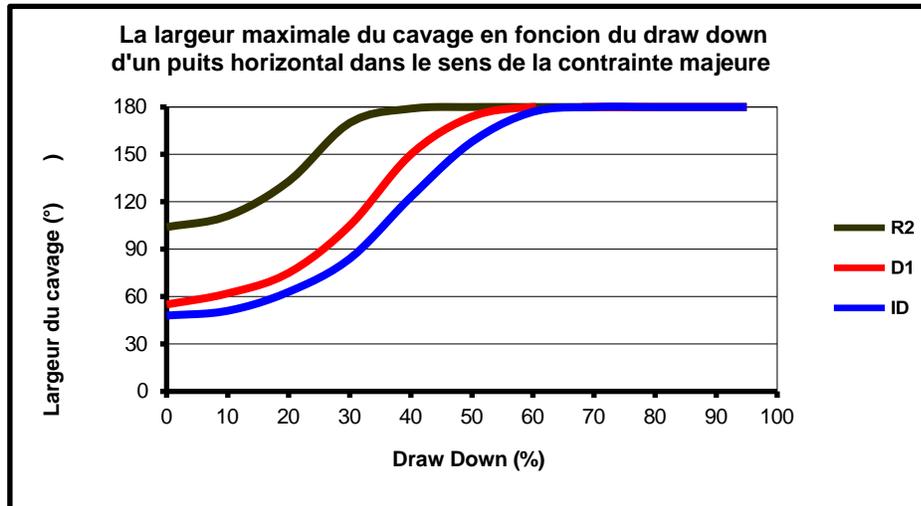


Fig. V-21: La largeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte majeure

On remarque qu'à partir de 60 % de Draw Down tous les drains sont instables avec des cavages profonds (supérieure à 14 % du diamètre du puits) dans toutes la section du parois, le drain R2 est toujours le plus cavé avec une largeur de la cave qui dépasse 100° pour une valeur de draw down nulle.

Si on interprète le forage dans les deux directions à la fois, on peut différencier les points suivants :

Pour le forage dans le sens le la contrainte géostatique horizontale minimale, un draw down de 0 % (autrement dit, on fore en over balance), la profondeur maximale du cavage est de 2, 3, 6 % pour les drains ID, D1, R2 respectivement. Mais pour la même valeur de draw down d'un puits foré dans le sens le la contrainte géostatique horizontale maximale la profondeur majeure du cavage est de 3, 5, 9 % respectivement pour les drains ID, D1, R2.

En ce qui concerne la largeur maximale des caves, à partir de 68 % du draw down, le trou devient cavé pour tout le périmètre dans tous les drains foré dans le sens de la contrainte mineure, et 60 % pour le sens de la contrainte majeure.

Le tableau ci-dessous résume les différentes valeurs de draw down avec les profondeurs maximales du cavage en pourcentages.

Tableau V-5: les différentes valeurs de draw down avec les profondeurs maximales du cavage en pourcentages

		Draw Down (%)			
		0	10	20	50
Sens de contrainte minimale	ID	2	3	5	10
	D1	3	6	9	13
	R2	6	10	13	19
Sens de contrainte maximale	ID	3	8	10	14
	D1	5	10	13	18
	R2	9	16	18	22

De là, on peut confirmer que la direction la plus stable est celle dans le sens le la contrainte géostatique horizontale minimale.

La question principale qui se pose est pourquoi les puits horizontaux à Hassi Messaoud sont forés dans le sens le moins stable.

Pour répondre à cette question, on doit faire une petite étude géologique. En effet, on a remarqué que les minifractures du gisement sont tous orientées de la même façon, tel que le plan de fractures est perpendiculaire à la contrainte horizontale majeure.

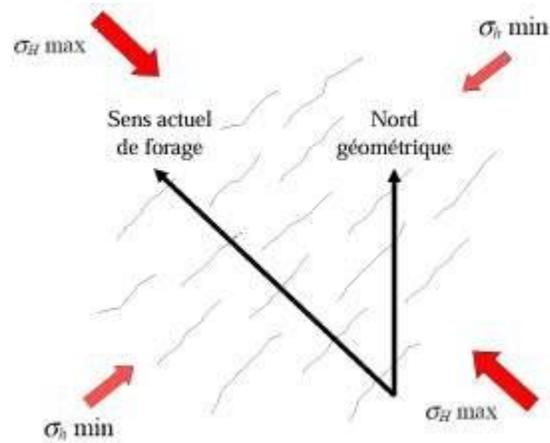


Fig. V-22 : Le sens du forage

Puisque Hassi Messaoud est un réservoir fracturé et on produit à partir de ces fractures. Pour augmenter la production, le puits doit passer par un nombre maximal de fractures autrement dit, on doit forer perpendiculairement aux fractures.

On peut conclure qu'il y a 2 critères pour choisir l'azimut optimal, critère de forage (la stabilité des parois) et celui de production. Si on veut avoir une stabilité maximale, on doit forer dans le sens de la contrainte mineure. Par contre on doit forer dans le sens de la contrainte majeure pour avoir une production maximale.

Notre opinion est de forer des puits horizontaux dans le sens de la contrainte géostatique mineure et cela pour :

- Avoir une stabilité maximale du trou.
- Augmenter la durée de vie du puits et surtout ceux qui ont un mode de complétion en open hole.
- Augmenter la production pendant le forage en augmentant la valeur de draw down.

D'après cette étude, que ce soit dans le sens de la contrainte majeure ou mineure, si on veut forer en UBD un puits horizontal à Hassi Messaoud, on doit admettre une certaine profondeur de cavage, car 0 % de cavage correspond à un draw down négative, ce qui revient à dire que le forage devient conventionnel (en over balance).

V-5.5. Conclusion

L'objectif de cette étude était d'analyser le problème de stabilité des parois de puits OMNZ 833 foré en underbalance dans le Cambrien du champ de Hassi Messaoud. Il en ressort que cette formation présente une zone assez fragile dans ça partie inférieure à savoir le drain R2. Ceci est constaté à partir des caractéristiques mécaniques déterminées.

Nous avons utilisé le programme que nous avons élaboré pour évaluer l'état de stabilité des parois de puits au droit du réservoir. (ID, D1 et R2). Il calcule les contraintes à n'importe qu'elle point par rapport au puits ainsi que les propriétés mécaniques de la roche traversée, et il compare les contraintes calculées avec la résistance de la roche à l'aide des critères de rupture.

Cette étude a permis de voir que les drains supérieurs du cambrien présentent une forte résistance à la compression simple avec une moyenne de 90 MPa et un UCS assez faible pour le drain R2.

Le régime de contrainte in situ auquel est sujet le cambrien est relativement élevé mais il reste tout de même confiné en des valeurs comprises entre 1.79 et 2.33.

L'orientation de la contrainte horizontale majeure est dans la direction Nord-Ouest. Elle a été établie pour le puits OMN761 comme étant dans la direction N300°.

Notre étude a montré que pour procéder à un forage en underbalance dans cette orientation et pour garder une profondeur maximale du cavage inférieure à 20% il faut que le DD soit inférieure à 23 % et pour la garder inférieure à 10% il faudrait avoir un DD inférieure à 6 %.

A notre sens, pour forer en underbalance le Cambrien il faut admettre un certain pourcentage de cavage, car à 0% de cavage est réalisable si et seulement si nous utilisons un DD négatif, ce qui par conséquent nous ramène vers l'overbalance.

Le tableau ci-dessous résume les différentes valeurs de DD avec les pourcentages de cavages du puits OMNZ 833 :

Tableau V-6: Les Valeurs de DD avec les pourcentages de cavages du puits OMNZ 833

% de cavage		0	10	20
<i>Draw Down</i>	ID	négatif	12	45
	D1	négatif	10	38
	R2	négatif	5	23

Il est important de souligner que la profondeur du cavage joue un rôle plus important dans la réalité du cavage que la largeur du cavage. Cela est dû au fait que théoriquement,

la première n'est pas limitée et peut aller jusqu'à l'infini, tandis que la seconde prend une valeur de 180° dans son cas le plus élevé. Par ailleurs, même si un cavage s'étend sur une largeur de 180° , il peut être impossible de le sentir par le caliper si sa profondeur est très faible.

Les puits horizontaux seraient donc orientés dans le sens de la contrainte mineure ($N30^\circ$ ou $N210^\circ$). Cependant, en raison de la production, les puits horizontaux forés à Hassi Messaoud se trouvent dans des positions proches de $N120^\circ$ ou $N300^\circ$.

CONCLUSION
GENERALE

CONCLUSION GENERALE:

La présente thèse s'est attelée à un défi crucial de l'industrie pétrolière : la stabilité des parois de puits dans le contexte du forage en underbalance au sein du champ de Hassi Messaoud. En s'appuyant sur une analyse rigoureuse et l'élaboration d'un programme informatique dédié, cette recherche a permis d'élucider les mécanismes sous-jacents à l'instabilité des parois et d'identifier des solutions adéquates pour la contrer.

L'évaluation de la stabilité d'un puits foré dans une roche repose sur cinq éléments fondamentaux :

1. **Le modèle de calcul de la roche:** Comprendre le comportement de la roche, qu'il soit élastique linéaire, plastique ou autre, est crucial pour une modélisation précise.
2. **Les conditions in situ:** Déterminer les contraintes in situ, leur orientation et la pression de pores constitue une étape essentielle pour évaluer l'état de contrainte de la roche.
3. **Les propriétés mécaniques de la roche:** Caractériser la résistance à la compression, la cohésion et l'angle de frottement interne de la roche est indispensable pour prédire son comportement sous contrainte.
4. **Les paramètres de la trajectoire du forage:** Le rayon, l'inclinaison et l'azimut du puits jouent un rôle déterminant dans la distribution des contraintes et la stabilité des parois.
5. **Le critère de rupture:** Choisir un critère approprié, tel que le critère de Mohr-Coulomb, permet de déterminer le seuil à partir duquel la roche se rompt.

L'étude s'est concentrée sur la zone 2 du champ de Hassi Messaoud, un gisement de grès cambrien reconnu pour sa rigidité. Les simulations ont révélé que, malgré l'anisotropie modérée des contraintes in situ, le forage en underbalance reste envisageable dans cette zone.

L'analyse a débouché sur des recommandations précises pour garantir un forage en underbalance sûr et efficace dans le champ de Hassi Messaoud :

1. **Respecter un Draw Down modéré:** Limiter le Draw Down à 8% pour les puits ID et D1, conformément aux spécifications de la fiche de puits.
2. **Raffiner l'estimation de la pression des pores:** Une estimation précise de la pression des pores est cruciale pour prévenir les venues ou les pertes de fluide.
3. **Explorer le forage dans le sens des contraintes:** Forer deux puits adjacents dans le sens des contraintes horizontaux : (majeure et mineure) permettrait de valider les résultats de l'étude et d'identifier empiriquement l'orientation la plus stable (**mineure**)

En conclusion, cette thèse a apporté une contribution notable à la compréhension et à la gestion de la stabilité des parois de puits dans le contexte du forage en underbalance, en particulier dans le champ de Hassi Messaoud. Les résultats et les recommandations issus de cette recherche constituent des outils précieux pour les ingénieurs de forage, leur permettant d'optimiser les opérations de forage et de réduire les risques d'instabilité des parois, contribuant ainsi à une industrie pétrolière et gazière plus sûre et plus efficiente

REFERENCES

REFERENCES

1. Hossain, M. E. (2018). Drilling engineering problems and solutions. doi:10.1002/9781118998632
2. Tang Z, Qiu Z, Zhong H, Kang Y, Guo B. Wellbore Stability through Novel Catechol-Chitosan Biopolymer Encapsulator-Based Drilling Mud. *Gels*. 2022; 8(5):307. <https://doi.org/10.3390/gels8050307>
3. Le, K., & Rasouli, V. (2012). Determination of safe mud weight windows for drilling deviated wellbores: A case study in the North Perth Basin. *WIT transactions on engineering sciences*, 81, 83-95.
4. Chen, X., Tan, C.P., Detournay, C., 2003. A study on wellbore stability in fractured rock masses with impact of mud infiltration. *J. Petrol. Sci. Eng.* 38 (3e4), 145e154.
5. Dutta, D.J., Farouk, M., 2008, November. Wellbore stability and trajectory sensitivity analyses help safe drilling of the first horizontal well in Asl formation, Gulf of Suez, Egypt. In: *The IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
6. Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M., Risnes, R., 2008. *Petroleum Related Rock Mechanics*. Elsevier.
7. He, S., Wang, W., Tang, M., Hu, B., Xue, W., 2014. Effects of fluid seepage on wellbore stability of horizontal wells drilled underbalanced. *J. Nat. Gas. Sci. Eng.* 21, 338e347.
8. Kadyrov, T., Tutuncu, A.N., 2012, June. Integrated wellbore stability analysis for well trajectory optimization. In: *The 46th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association. Li, J., Guo, B., Yang, S., Liu, G., 2014. The complexity of thermal effect on rock failure in gas-drilling shale-gas wells. *J. Nat. Gas. Sci. Eng.* 21, 255e259. Manshad, A.K., Jalalifar, H., Aslannejad, M., 2014. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods. *J. Petrol. Explor. Technol.* 4 (4), 359e369.
9. Mclellan, P., Hawkes, C., 2001. Borehole stability analysis for underbalanced drilling. *J. Can. Petrol. Technol.* 40 (5), 31e38.

10. Moos, D., Peska, P., Finkbeiner, T., Zoback, M., 2003. Comprehensive wellbore stability analysis utilizing quantitative risk assessment. *J. Petrol. Sci. Eng.* 38 (3e4), 97e109.
11. Qiu, K., Gherryo, Y., Tan, C.P., Marsden, R., 2007, March. Underbalanced drilling of a horizontal well in depleted reservoir: a wellbore stability perspective. In: *The 15th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers.
12. Salehi, S., Hareland, G., Dehkordi, K.K., 2007, March. Wellbore stability analysis in UBD wells of Iranian fields. In: *The 15th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers.
13. Shin, Y.J., Kim, B.M., Shin, J.H., Lee, I.M., 2010. The ground reaction curve of underwater tunnels considering seepage forces. *Tunn. Undergr. Sp. Tech.* 25, 315e324.
14. van Oort, E., 2003. On the physical and chemical stability of shales. *J. Petrol. Sci. Eng.* 38 (3e4), 213e235.
15. Zare-Reisabadi, M.R., Kaffash, A., Shadizadeh, S.R., 2012. Determination of optimal well trajectory during drilling and production based on borehole stability. *Int. J. Rock. Mech. Min.* 56, 77e87.
16. Zeynali, M.E., 2012. Mechanical and physico-chemical aspects of wellbore stability during drilling operations. *J. Petrol. Sci. Eng.* 82e83, 120e124.
17. Zhang, J., Bai, M., Roegiers, J.C., 2003. Dual-porosity poroelastic analyses of wellbore stability. *Int. J. Rock. Mech. Min.* 40 (4), 473e483.
18. Zhang, L., Cao, P., Radha, K.C., 2010. Evaluation of rock strength criteria for wellbore stability analysis. *Int. J. Rock. Mech. Min.* 47 (8), 1304e1316.
19. Zhu, T., Huang, D., Chen, J., Luo, Y., Xu, L. (2021). Experimental and numerical study on the shear strength and strain energy of rock under constant shear stress and unloading normal stress. *Computer Modeling in Engineering & Sciences*, 127(1), 79-97.
<https://doi.org/10.32604/cmescs.2021.014808>