

7N° Ordre/Faculté/UMBB/2020.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers
Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Élaboré par :
CHELLAL Hichem Aymene Katib

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Forage des puits des hydrocarbures.

Thème

Étude de la stabilité des parois
Cas d'étude : Champ Volve, Mer du Nord
Puits : 15/9-F-10

Devant le jury :

Pr. MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Président
Mr. AZZOUG Mohammed Amine	Ensg/Superviseur	UMBB/Sonatrach	Promoteur
Mr. MADI Youcef	MCA	IAP	Examineur

Année Universitaire : 2019-2020

Remerciements

En premier, je remercie ALLAH, qui m'a donné la force et le courage pour accomplir ce modeste travail.

J'aimerais bien exprimer mes plus profondes gratitudee à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à l'élaboration de ce travail. Leur aide forte appréciable a été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes du projet.

Je tiens à remercier mon Encadrant Mr. AZZOUG Mohammed Amine, Enseignant, FHC-UMBB/Superviseur Forage, Sonatrach, pour ses conseils, ses orientations et ses remarques ainsi que pour le temps qu'il m'a accordé le long de cette période malgré ses occupations.

Je tiens à remercier Mr. MEKERRI Kamel, ingénieur au niveau de laboratoire mécanique des roches de Sonatrach, pour son temps, son soutien, sa disponibilité et ses conseils ainsi que ses orientations pertinentes.

Je tiens à remercier Mr. BEN BOUDIAF Merwan, ingénieur en géosciences chez Baker Hughes, pour son temps, son soutien, disponibilité et orientations qui étaient très importantes pour la réalisation de ce travail.

J'adresse mes sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de la FHC qui ont contribué à ma formation,

Particulièrement l'enseignant et responsable Master Forage, Professeur MELLAK Abderrahmane pour son sérieux et sa formation enrichissante.

Je tiens à remercier la compagnie Equinor ASA, l'équipe d'Equinor Volve et ses partenaires dans le projet et licence de Volve, ExxonMobil E&P Norvège et Bayerngas Norge, pour la publication des données du champ Volve pour la communauté universitaire et de recherche scientifique.

CHELLAL Hichem Aymene Katib

Dédicace

À MES CHERS PARENTS

À MES FRÈRES ET MA SŒUR

À TOUTE MA FAMILLE ET TOUS MES
CAMARADES

À CEUX QUI M'ONT SOUTENU DANS LES
MOMENTS LES PLUS DIFFICILES

À TOUS, JE DÉDIE CE TRAVAIL

Résumé

La stabilité des puits a toujours été un défi difficile à relever pour les foreurs, compte tenu de la complexité et de la fréquence des problèmes de forage découlant de ce phénomène qui coûte des milliards de dollars par an pour l'industrie pétrolière et gazière. Dans le cadre de ce travail, j'ai mis en évidence les aspects méthodologiques, théorique et scientifiques de la modélisation géomécanique 1D et l'étude de la stabilité des parois du puits de forage. J'ai traité un cas problématique rencontré en mer du Nord où un modèle géomécanique centré au puits (MEM 1D) a été établi et utilisé pour l'analyse de la stabilité des parois du puits 15/9-F-10 à partir des différentes approches (à la base de profondeurs et le long du puits). La source des instabilités des parois a été identifiée comme étant une combinaison de haute inclinaison et de faible résistance à la compression uniaxiale et la conclusion a été tirée que la trajectoire du puits peut être améliorée du point de vue de stabilité des parois du puits. Pour confirmer ça, nous avons proposé une trajectoire alternative qui atteint la même cible. Les analyses de stabilité de ce nouveau puits ont montré un état plus stable qui peut être foré avec des densités de boue plus faibles et moins de phase de tubage, soulignant les avantages supplémentaires qui peuvent être apportés si cette trajectoire était forée alternativement.

Mots clés : stabilité des parois du puits ; modélisation géomécanique 1D ; mécanique des roches ; optimisation de la trajectoire du puit.

Abstract

Wellbore stability has Always been a tough challenge for drillers considering the complexity and frequency of drilling issues arising from this phenomenon costing billions of dollars annually to the oil and gas industry. In this thesis, I covered the methodological, theoretical and scientific aspects of 1D geomechanical modeling and wellbore stability analysis. We studied a problematic case encountered in the North Sea where we built a well centric geomechanical model (1D MEM) and used it for the analysis of the wellbore stability of the well 15/9-F-10 from different approaches (depth based and along the well). The source of the instabilities was identified as high inclination low uniaxial compressive strength combination and the conclusion that the well trajectory can be improved from a wellbore stability standpoint was drawn. To confirm that we proposed an alternative trajectory that reaches the same target. The wellbore stability analyses of this new well showcased a more stable state that can be drilled through with lower mud weights and fewer casing sets emphasizing the additional advantages that can be brought if this trajectory was drilled alternatively.

Key words: wellbore stability ;1D geomechanical modeling; rock mechanics; well trajectory optimization.

Table des matières

Chapitre I: Description du champ volve	1
Introduction	2
I.1 Situation géographique du champ.....	2
I.2 Géologie du champ Volve	3
I.2.1 Description de la lithologie du champ Volve.....	4
I.2.2 Caractéristiques du réservoir Hugin.....	5
I.2.3 Développement du champ Volve	6
I.2.4 Problèmes d'instabilité des parois au niveau du champ Volve.....	6
Conclusion.....	7
Chapitre II: Les problèmes de forage liés à la géomécanique	8
Introduction	9
II.1 Instabilité des parois du puits	10
II.1.1 Définition et causes.....	10
II.1.2 Principes d'instabilité des puits	10
II.1.3 Types et problèmes associés d'instabilité des parois.....	11
II.2 Les causes d'instabilité des parois du puits.....	13
II.2.1 Les facteurs naturels (incontrôlables)	13
II.2.2 Les Facteurs due au forage (contrôlables)	16
Conclusion.....	20
Chapitre III: Généralités sur la mécanique des roches.....	21
Introduction	22
III.1 Définitions et concepts de base	22
III.1.1 Contrainte	22
III.1.2 Etat et régime de contrainte	25
III.1.3 Propriétés mécaniques des roches	27
III.1.4 Critères de rupture	33
III.2 Estimation et mesure des propriétés mécaniques des roches	38
III.2.1 Essais de laboratoire	38
III.2.2 Mesures de diagraphies	41
Conclusion.....	41
Chapitre IV: Aspect théorique de la stabilité des parois du puits	42
Introduction	43

IV.1 La répartition des contraintes autour d'un puits	43
IV.1.1 La répartition des contraintes autour d'un puits vertical.....	43
IV.1.2 La répartition des contraintes autour d'un puits dévié.....	45
IV.2 Déformation au cours de forage du puits	49
IV.2.1 Puits vertical	49
IV.2.2 Puits dévié	51
IV.2.3 Détermination de l'orientation des déformations induites.....	52
IV.2.4 Effet de la pression du puits sur la stabilité du puits.....	53
IV.3 Etablissement du modèle géomécanique 1D	55
IV.3.1 Méthodologie d'établissement d'un modèle géomécanique 1D	55
IV.3.2 Calibration du modèle géomécanique	63
Conclusion.....	68
Chapitre V: Etude de stabilité des parois du puits 15/9-F-10	69
Introduction	70
V.1 Présentation et définition de la problématique	70
V.1.1 Présentation du puits étudié 15/9-F-10	71
V.1.2 Caractéristiques des formations problématiques	77
V.2 Etude de la stabilité du puits 15/9-F-10	78
V.2.1 Méthodologie adoptée	78
V.2.2 Présentation des données utilisées	79
V.2.3 Calcul de la contrainte verticale (Overburden Stress)	82
V.2.4 Estimation de la pression des pores	83
V.2.5 Estimation de la contrainte horizontale minimale	85
V.2.6 Estimation de la contrainte horizontale maximale.....	85
V.2.7 Orientation de la contrainte horizontale maximale.....	86
V.2.8 Choix du critère de rupture	88
V.2.9 Détermination des conditions de stabilité des parois.....	89
V.2.10 Etablissement de la fenêtre de boue de forage.....	89
V.2.11 Vérification du modèle par l'expérience de forage	91
V.3 Analyse de l'état de la problématique	95
V.4 Solution et recommandations	97
V.4.1 Résultats marquants de cette étude	100
Conclusion.....	101

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Ensemble des formations géologiques du champ Volve.

Tableau I-2 : Description de la lithologie du champ Volve.

Tableau I-3 : Résumé des problèmes d'instabilité rencontrés dans les autres puits.

Tableau V-1 : Coordonnées du puits 15/9-F-10.

Tableau V-2 : Programme de tubage et boue de forage réalisé.

Tableau V-3 : Résumé des fenêtres de boue pour les différentes sections du puits (15/9-F-10).

Tableau V-4 : Problèmes d'instabilité des parois au niveau du puits 15/9-F-10.

Tableau V-5 : Programme de tubage et boue de forage du puits proposé.

Liste des figures

- Figure I-1** : Figure illustrative du champ Volve.
- Figure I-2** : Séquence de développement du champ Volve.
- Figure II-1** : Figure illustrative d'un rétrécissement du trou.
- Figure II-2** : Figure illustrative d'un élargissement du puits.
- Figure II-3** : Figure illustrative d'une fracturation induite par le forage.
- Figure II-4** : Figure illustrative d'effondrement du puits.
- Figure II-5** : Figure illustrative d'instabilité d'une formation naturellement fracturée.
- Figure II-6** : Figure illustrative d'instabilité d'une formation tectoniquement pressurisée.
- Figure II-7** : Figure illustrative d'instabilité d'une formation mobile.
- Figure II-8** : Figure illustrative d'instabilité d'une formation non consolidée.
- Figure II-9** : Figure illustrative de l'invasion du fluide de forage.
- Figure II-10** : Figure illustrative de la stabilité du trou en différentes trajectoire dans différent régime de stress.
- Figure III-1** : Types des contraintes.
- Figure III-2** : Déformation relative d'un matériau.
- Figure III-3** : Courbe contrainte-déformation sous contrainte de compression
- Figure III-4** : Rupture fragile et rupture ductile.
- Figure III-5** : Illustration d'une diagonalisation et principalisations d'un tenseur de contrainte.
- Figure III-6** : Schéma des régimes de contrainte.
- Figure III-7** : Déformation élastique.
- Figure III-8** : Coefficient de poisson.
- Figure III-9** : Déformation angulaire.
- Figure III-10** : Module d'incompressibilité.
- Figure III-11** : Effet de la faiblesse des plans de stratification sur la résistance de la roche.
- Figure III-12** : Critère de défaillance Mohr-coulomb.
- Figure III-13** : Matching des critères de rupture Drucker-Prager et Mohr-Coulomb.
- Figure III-14** : Essai de scratch.
-

-
- Figure III-15** : Essai de compression hydrostatique.
- Figure III-16** : Essai de compression uniaxiale.
- Figure III-17** : Essai de compression triaxiale.
- Figure III-18** : Essai de compression polyaxiale.
- Figure III-19** : Essai brésilien.
- Figure III-20** : Essai sonique.
- Figure III-21** : Essai de compressibilité.
- Figure IV-1** : Redistribution des contraintes autour d'un puits de forage.
- Figure IV-2** : La redistribution des contraintes autour d'un puits selon la solution de Kirsch.
- Figure IV-3** : Variation des contraintes principales effectives $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{rr} et σ_{zz} autour d'un puits vertical en fonction de l'azimut par rapport à la direction de contrainte horizontale maximale.
- Figure IV-4** : Rotations entre le système de forage et le système de coordonnées géographiques.
- Figure IV-5** : Configuration des deux contraintes tangentielles autour d'un puits de forage dévié.
- Figure IV-6** : Déformation par compression et par traction d'un puits (outil d'imagerie ultrasonique, UBI).
- Figure IV-7** : Illustration de la projection de l'hémisphère inférieure.
- Figure IV-8** : Réorientation des déformations par compression (breakouts) dans un puits dévié.
- Figure IV-9** : Fractures induites par le forage dans les puits déviés.
- Figure IV-10** : Interprétation des données géométriques possibles d'un caliper.
- Figure IV-11** : Exemple de détermination de l'orientation des déformations par imagerie de puits.
- Figure IV-12** : Effets de la suppression sur l'état de contraintes autour du puits de forage (Mitchell J, 2001).
- Figure IV-13** : Schéma d'établissement d'un modèle géomécanique 1D.
- Figure IV-14** : Illustration de la courbe de pression en fonction du temps au cours de LOT et mini frac.
- Figure IV-15** : Illustration de la théorie de frottement des failles.
- Figure IV-16** : Polygone de contraintes.
-

Figure IV-17 : Effet de la pression des pores sur l'état de contraintes Largeur des breakouts.

Figure IV-18 : Largeur des déformations en compression (wellbore breakouts).

Figure V-1 : Représentation graphique du temps non productif par rapport au temps total de forage.

Figure V-2 : Illustration de la situation géographique du prospect theta sud l'objectif du puits 15/9-F-10.

Figure V-3 : Illustration de l'objectif du forage du puis 15/9-F-10.

Figure V-4 : Configuration spatiale de la série de puits forés.

Figure V-5 : Programme prévu des côtes de casing.

Figure V-6 : Trajectoire prévue du puits 15/9-F-10

Figure V-7 : Illustration de la trajectoire du puits 15/9-F-10 en fonction de la lithologie traversée.

Figure V-8 : Illustration des logs (GR et DT-p) et des tops de formations des deux puits 15/9-F-10 et 15/9-F-15.

Figure V-9 : Illustration de la bonne corrélation entre les logs mesurés dans la partie réservoir du puits 15/9-F-10 et les logs générés et extrapolés.

Figure V-10 : Propriétés mécaniques des roches traversées au niveau du puits 15/9-F-10 en projection MD.

Figure V-11 : Propriétés mécaniques des roches traversées au niveau du puits 15/9-F-10 en projection TVDSS.

Figure V-12 : Illustration de la contrainte et gradient géostatique.

Figure V-13 : Illustration de la pression des pores.

Figure V-14 : Figure d'obtention de l'azimut de SHmax de la carte mondiale des contraintes.

Figure V-15 : Modèle géomécanique 1D du puits 15/9-F-10 en termes de pression et gradient en projection MD.

Figure V-16 : Modèle géomécanique 1D du puits 15/9-F-10 en termes de pression et gradient en projection TVDSS.

Figure V-17 : Illustration de la limite inférieure de la fenêtre de boue.

Figure V-18 : Fenêtre de boue du puits 15/9-F-10.

Figure V-19 : Calibration du modèle géomécanique par rapport de l'expérience de forage, MD.

Figure V-20 : Calibration du modèle géomécanique par rapport de l'expérience de forage, TVDSS.

Figure V-21 : Présentation de données disponibles pour analyse la stabilité des parois du puits 15/9-F-10.

Figure V-22 : Illustration de l'effet de l'azimut et l'inclinaison sur le gradient de rupture du puits dans l'intervalle instable.

Figure V-23 : Illustration de la trajectoire du puits, réalisée et proposée.

Figure V-24 : Figure des trajectoires des puits forés avant le puits 15/9-F-10.

Figure V-25 : Fenêtre de boue de la nouvelle trajectoire 15/9-X.

Figure V-26 : Conditions opérationnelles du puits selon la nouvelle trajectoire 15/9-X.

Nomenclature

- ε : La déformation
 - S_1 : Contrainte principale majeure
 - S_2 : Contrainte principale intermédiaire
 - S_3 : Contrainte principale mineure
 - S_v : Contrainte verticale
 - S_{Hmax} : Contrainte horizontale intermédiaire
 - S_{Hmin} : Contrainte horizontale mineure
 - E : Module de Young
 - ν : Coefficient de Poisson
 - K_b : Module d'incompressibilité de la roche (bulk modulus)
 - K_g : Module de compressibilité des grains solides de la roche
 - G : Module de cisaillement
 - C : Compressibilité de la roche
 - α : Coefficient de Biot
 - C_0 ou UCS : La résistance à la compression simple
 - R_t ou T_0 : La résistance à la traction
 - Φ : L'angle de frottement interne
 - S_0 : La cohésion
 - A : Matrice des cosinus directeurs
 - S' : Tenseur des contraintes principales
 - S : Tenseur des contraintes.
 - T : Contrainte de cisaillement
 - σ_n : Contrainte normale effective
 - C : Compressibilité de la roche
 - $\sigma_{m,2}$: Contrainte moyenne effective
 - τ_{oct} : Contrainte de cisaillement octaédrique
 - J_1 : La première invariante du tenseur des contraintes
 - J_2 : La deuxième invariante de tenseur des contraintes déviatoriques
 - θ_b : Azimut par rapport à la direction de S_{Hmax}
 - W_{BO} : Largeur des breakouts
 - C_{eff} : Résistance effective des roches, résistance apparente des roches
 - P_b : Pression de fracturation
 - V_{ml} : Vitesse de compression à la ligne de solide
-

-
- V_p : Vitesse de compression.
 - ρ : Densité des roches
 - ρ_f : Densité de fluide de formation
 - Φ : Porosité
 - $\sigma_{t\min}$: Contrainte tangentielle minimale à la paroi du puits dévié
 - $\sigma_{t\max}$: Contrainte tangentielle maximale a la paroi du puits dévié
 - S_b : Système de coordonnées de puits
 - R_s : Matrice unitaire de rotation du repere des contrainte vers les coordonnées géographique.
 - S_g : Tenseur de contraintes dans le système de coordonnées géographiques
 - $\sigma^{\Delta T}$: Contrainte thermique
 - ΔP : Différence de pression entre le puits P_w (densité de boue) et la pression de pore P_o
 - P_o : Pression de pore
 - P_w : Pression dans le puits
 - θ : Azimut de la direction de $S_{H\max}$
 - R : Rayon du puits
 - r : Distance par rapport au centre du puits.
 - σ_{zz} : Contrainte axiale
 - $\sigma_{\theta\theta}$: Contrainte tangentielle
 - σ_{rr} : Contrainte radiale
 - $\tau_{r\theta}$ Contraintes de cisaillement résultant de la redistribution des contraintes autour du voisinage du puits de forage.
 - $\sigma_{H\max}$: Contrainte horizontale maximale effective
 - $\sigma_{h\min}$: Contrainte horizontale minimale effective
 - σ_v : Contraintes verticale effective
 - MSL, SS : Niveau de la surface de la mer
 - TVD : Profondeur verticale
 - RKB, RT : Niveau de la table de rotation
-

Introduction

Dans l'industrie pétrolière, les problèmes de forage dus à l'instabilité des parois de puits demeurent encore aujourd'hui une cause importante d'accidents mortels et graves. Cette instabilité des parois de puits, notamment au cours de forage, peut également entraîner des retards dans l'avancement du forage, des temps non-productif (NPT), une augmentation des coûts de forage et, dans certains cas, même l'abandon du puits (Bradley, 1979 a, b ; Zamora et al. 2000). On estime que ces problèmes d'instabilité, au cours de forage, coûte l'industrie pétrolière environ huit (08) milliards de dollars Américains par an en représentant plus de 40% du temps non-productif (James Dodson Survey, 2001).

Dans le forage pétrolier, la stabilité des parois de puits est physiquement définie, par le comportement de la roche ou la déformation de la roche au niveau des abords de puits sous différentes sollicitations et causes de rupture. Ce comportement peut être caractérisé par des déformations réduites permettant à la roche de maintenir son niveau de résistance stable ou par des déformations importantes qui pourraient conduire à une instabilité incontrôlable des parois de puits.

Les conséquences lourdes de l'instabilité des parois de puits sur l'industrie pétrolière, notamment au cours du forage, a poussé et conduit les spécialistes du domaine à développer des solutions d'ingénierie, techniques et technologiques pour réduire et contrôler l'impact de ce phénomène sur l'avancement des activités opérationnelles. La géomécanique est l'une des solutions développées à l'échelle d'ingénierie. Cette discipline permet de, d'une part, étudier, analyser, comprendre et prévoir le comportement mécanique de la roche en fonction des conditions environnantes, et d'autre part, fournir les éléments de réponse sur les conditions opérationnelles optimales en vue d'envisager des solutions techniques et technologiques nécessaires pour mitiger l'impact de l'instabilité des roches. Pratiquement, la géomécanique est le moyen le plus approprié pour l'étude de la stabilité des parois du trou et la détermination des solutions adéquates.

Donc, il est théoriquement possible d'étudier et de prévoir la stabilité des parois du trou au cours de forage et de réduire l'impact de leur instabilité et les risques associés. C'est dans cette optique que s'inscrit l'objectif de ce travail, qui vise à :

- Mettre en évidence les problèmes de forage d'ordre géomécanique, leur origine et leur impact sur la stabilité des parois de puits,
 - Illustrer l'importance de la géomécanique pour la planification des puits (well planning).
 - Présenter l'aspect théorique et les concepts de base d'un modèle géomécanique 1D ainsi que les questions pratiques clés y afférentes.
 - Mettre le point sur les différentes étapes d'établissement d'un modèle géomécanique 1D et comment le mettre en pratique.
-

-
- Présenter et étudier un cas réel de modélisation géomécanique 1D pour des fins de well planning.
 - Proposer des solutions envisageables pour mitiger l'impact de l'instabilité des parois de puits, améliorer les pratiques et les opérations de forage pour le cas d'étude.

Pour y parvenir, nous avons divisé ce mémoire en cinq chapitres principaux :

Le premier chapitre présente l'aspect géographique et géologique de la zone d'étude, sa géologie, sa stratigraphie.

Le deuxième chapitre est dédié à l'instabilité des parois du trou, permettant au lecteur de connaître et comprendre les types d'instabilité des parois et ses différentes causes ainsi que les problèmes de forage associés.

Le troisième chapitre résume les principes et les notions de base de la géomécanique liés à l'état des contraintes, les propriétés mécaniques et les critères de rupture les plus adaptés et utilisés, le comportement des roches, la déformation et la rupture de la roche sous sollicitations mécaniques. Aussi, les essais laboratoires ont brièvement été présentés dans ce chapitre.

Le quatrième chapitre examine les applications des principes présentés dans le chapitre précédent. Plus précisément, il résume l'aspect théorique de la stabilité des parois du trou. Dans un premier lieu, nous présentons les modèles couramment utilisés pour le calcul des grandeurs des contraintes in-situ pour un puits vertical et dévié, les méthodes d'identification et distinction des déformations au cours de forage ainsi que leurs orientations. L'effet de la densité de boue sur la stabilité des parois du trou a aussi été discuté dans ce chapitre. Le reste de ce chapitre, s'articule autour de la modélisation géomécanique 1D.

En conséquence, **le cinquième chapitre** traite un cas réel de la modélisation géomécanique 1D et l'étude de stabilité des parois du trou. Ce chapitre synthétisera les différentes étapes d'élaboration du modèle géomécanique 1D du puits 15/9-F-10 (champ volve, Norvège), les données utilisées et les résultats obtenus. Ces derniers seront discutés et une comparaison sera faite par rapport à la trajectoire de forage initialement proposée. Des recommandations fondées sur les résultats du modèle seront formulées tout en proposant les meilleures solutions dégagées pour résoudre la problématique posée.

À la fin, des conclusions et recommandations synthétiseront les principaux résultats de ce travail.

Chapitre I:

Description du champ volve

Introduction

Volve est un champ pétrolier en eau peu profonde (profondeur de l'eau environ 80m), situé dans la partie centrale de la mer du Nord (plateau continental Norvégien), à une distance de 200 kilomètres de l'Ouest de Stavanger (ville côtière de la Norvège) vers l'extrémité Sud du Secteur Norvégien. Il a été découvert en 1993, néanmoins, son plan de développement et d'exploitation a été approuvé en 2005.

Le champ Volve a été développé avec une installation de traitement et de forage auto-élevatrice (Jack-up) Maersk Inspirer dont le forage avait commencé en 2007.

La production a débuté en février 2008 sous maintien de pression par injection d'eau, avec une espérance de vie d'environ 3 à 5 ans. Volve produisait avec un taux maximal d'environ 56 000 barils par jour et a donné un total de 63 millions de barils du pétrole (taux de récupération 54 %), en dépassant toutes les attentes. Le navire "Navion Saga" a été utilisé pour le stockage du pétrole stabilisé.

Après une durée d'exploitation de plus de 8 ans, le champ Volve a été fermé en septembre 2016.

I.1 Situation géographique du champ

Localement, le champ Volve fait partie du bloc 15/9 du territoire marin de la Norvège. Il se situe entre les deux champs gaziers Sleipner Ouest et Loke, à l'Ouest se trouve le Champ Sleipner Ouest et à l'Est le champ Loke. A une distance de 5 Km du Sud du champ Volve, se localise le champ gazier Sleipner Est.

La figure ci-dessous montre explicitement l'emplacement du champ Volve dans le territoire marin de la Norvège.

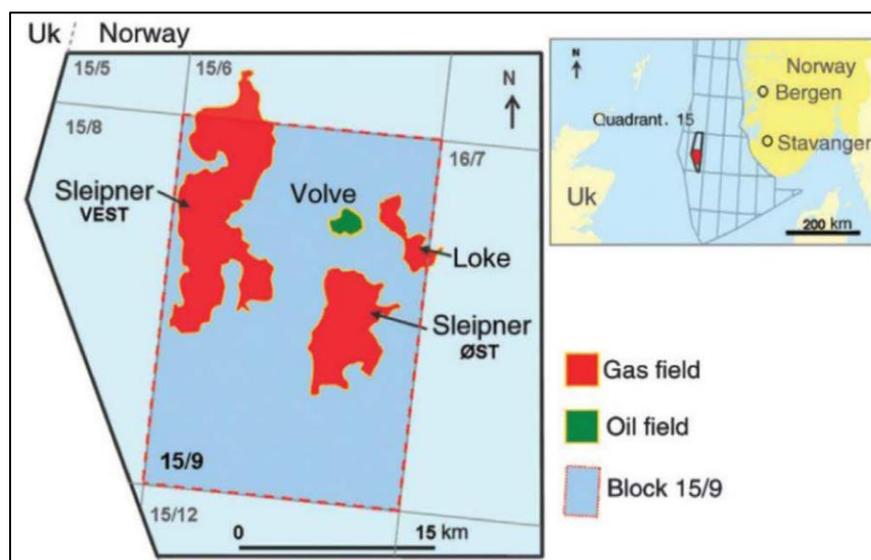


Figure I-1 : Figure illustrative du champ Volve

I.2 Géologie du champ Volve

Le champ Volve a produit du pétrole (bloc 15/9) à partir des grès du Jurassique moyen de la formation Hugin. Le piège est une petite structure en forme de dôme. La partie occidentale de la structure est fortement fracturée principalement sous l'influence de l'extension.

Ce champ est caractérisé par une forte présence de failles normales où la communication à travers ces failles est incertaine.

L'ensemble des formations géologiques du champ Volve est défini, selon l'ordre chronologique, comme montré dans le tableau ci-dessous :

Système	Groupe	Formation	Lithologie
Quaternaire	Nordland	Sédiments récents	Gés, argile
		Utsira supérieure	Grés
Tertiaire	Hordaland	Utsira inférieure	Argile
		Skade	Grés, argile
		Grid	Grés, argile
	Rogaland	Balder	Argile, calcaire
		Sele	Argile
		Lista	Argile
		Ty	Grés, argile, calcaire
Crétacé	Shetland	Ekofisk	Calcaire
		Tor	Calcaire
		Hod	Calcaire
		Blodeks	Calcaire
		Hidra	Calcaire
	Cormer Knoll	Roedby	Marne
		Asgard	Marne, calcaire
Jurassique	Viking	Draupne	Argile riche en matière organique, calcaire
		Heather	Argile riche en matière organique
	Vestland	Hugin	Grés, calcaire
		Sleipner	Grés, calcaire

Tableau I-1 : Ensemble des formations géologiques du champ Volve

I.2.1 Description de la lithologie du champ Volve

Le tableau suivant présente la description lithologique des formations du champ Volve.

Lithologie	Description
Fonds marins	Consiste des sables denses à très denses recouvrant une argile rigide.
QUATERNAIRE	Argile avec de minces intercalations de sable. Des matériaux plus grands allons jusqu'à la taille d'un bloc, peuvent être présents.
NORDLAND GP. - Pliocène et Pléistocène	Grès argileux gris avec de fines intercalations de sable et de silt.
Formation Utsira	Grès à grain fin à moyen, modérément bien à bien trié, avec quelques limons et calcaires.
HORDALAND GP. - De l'éocène au miocène	Dominée par les argiles avec des intercalations de calcaire mineures, à l'exception des formations sableuses de Skade et de Grid.
Skade Fm.	Grès à grain moyen et modérément trié, parfois calcaire cimenté.
Grille Fm.	Grès à grain très fin à fin.
ROGALAND GP. - L. Paléocène à L. Eocène	
Balder Fm.	Pierre argileuse de couleur variée, partiellement tufacée avec quelques intercalations de calcaires.
Sele Fm.	Argile et petites intercalations de calcaires.
Lista Fm.	Pierre argileuse non calcaire avec de petits filons calcaires.
Ty Fm.	Grès à grain très fin à moyen, modérément à mal trié, avec un peu d'argile intercalée, de silt et quelques intercalations de calcaires.
SHETLAND GP. - U. Crétacé	
Ekofisk Fm.	Calcaire blanc cassé à gris clair, modérément dur avec des traces d'argile et de grès.
Tor Fm.	Calcaire blanc, modérément dur devenant brun rouge pâle et très dur en profondeur, traces d'argile.

Hod Fm.	Calcaire blanc à blanc, modérément dur, calcaire, allant jusqu'à la marne profonde.
Blodeks Fm.	Calcaire ferme.
Hidra Fm.	Calcaire ferme blanc cassé.
CROMER KNOLL GP. - U. Crétacé à L. Crétacé	
Roedby Fm.	Marne avec des lamelles argileuses.
Sola Fm.	Marne et argile.
Asgard Fm.	Calcaire et marne intercalée avec quelques couches mineures d'argile et de silt.
VIKING GP. - U. Jurassique	
Draupne Fm.	Pierre argileuse très riche en matière organique, micacée, carbonée et traces de pyrite.
Heather Fm.	Argile avec des filières calcaires et des intercalations d'argile, de grès et de calcaire dans la partie la plus basse.
VESTLAND GP. - M. Jurassique	
Hugin Fm.	Grès, à grain très fin à très grossier, modérément à bien trié. Rares intercalations de grès argileux.
Sleipner Fm.	Grès, à grain très fin à moyen, modérément à bien trié, argile grise et couches de charbon.
HEGRE GP. - U. Triasique	
Skagerrak Fm.	Grès à grain fin avec quelques sections limoneuses intercalées.
Smith Bank Fm.	Argile brun rougeâtre avec parfois des filières de grès.

Tableau I-2 : Description de la lithologie du champ Volve

I.2.2 Caractéristiques du réservoir Hugin

Le réservoir Hugin se situe à une profondeur TVDSS (véritable profondeur verticale sous la surface marine) comprise entre 2750 et 3120 m, avec une épaisseur d'environ 20 m sur la crête qui atteint les 100 m sur les flancs de la structure.

Le problème lié à l'instabilité des parois été rencontré fréquemment durant le développement de ce champ les plus remarquable parmi celle-ci sont résumé dans le tableau (I-3).

Puits	Problèmes rencontré	Zone problématique en TVDSS (m)
15/9-19B	<ul style="list-style-type: none"> – Pertes de boue partielles et totale – Pack off – Trou rétréci – Coincement et SIDE-Track 	2400-2500
15/9-19BT2	<ul style="list-style-type: none"> – Trou rétréci – Pertes de boue 	2000-2475
15/9-F-5	<ul style="list-style-type: none"> – Pack off – Coincement résolue 	2200
15/9-F-10	<ul style="list-style-type: none"> – Pack off – Trou rétréci – Pertes de boue par volumes réduits 	1200-2500
15/9-F-15	<ul style="list-style-type: none"> – Pertes de boue a volumes réduits 	2200-2500

Tableau I-3 : Résumé des problèmes 'instabilité rencontré dans les autres puits

Conclusion

L'exploitation du champ Volve a révélé la présence des problèmes de stabilité des parois, notamment au cours de forage. De ce fait, les spécialistes de ce domaine devront proposer des solutions pour réduire l'impact de ces problèmes et garantir une exploitation optimale.

Chapitre II:
Les problèmes de forage liés à la
géomécanique

Introduction

Au cours des premières années de forage pétrolier, les puits ont été principalement forés onshore à des profondeurs modérées et avec des décalages horizontaux relativement mineurs. De ce fait, une compréhension empirique de l'impact des forces géologiques et des propriétés des formations sur la pratique de forage était initialement développée par région ou par champ.

Une fois que les conditions locales ont été comprises, il devient alors possible de forer de nouveaux puits avec un degré de confiance suffisant pour garantir la sécurité et la réussite du forage. Cependant, les techniques qui ont réussi dans un champ ne donnent pas forcément la même satisfaction dans d'autres champs, et par conséquent, le processus d'apprentissage par expérience a permis de définir des pratiques efficaces, et ce, à travers des essais pratiqués ou d'erreurs opérationnelles (parfois coûteuse et spectaculaire).

Les tendances et objectifs d'exploitation des énergies fossiles ont rendu les opérations de forage plus chères et complexes, à la fois en termes de géométrie du puits (portée et longueur), accès à des profondeurs de haute température et pression de pores, présence des régimes de stress élevés, exploitation des ressources non conventionnelles, etc. Par conséquent, le succès opérationnel et économique d'un forage ne peut être assuré que si la géologie et la géomécanique sont bien comprises ainsi que le recours en permanence aux nouvelles technologies. Par ailleurs, le développement et la compréhension enregistré sur l'ingénierie de forage et la géomécanique a permis d'offrir des solutions opérationnelles incontournables dépendant non seulement du processus de forage, mais aussi de l'impact de ce processus sur la stabilité de l'environnement traversé (formations géologiques).

(Mitchell R. F., 2006)

L'instabilité des parois de puits est l'un des plus grands défis qui affectent non seulement la phase de construction d'un puits, mais aussi le cycle de sa vie. Il est l'une des principales causes de temps non productif (TNP) pendant le forage en provoquant des problèmes tels que l'effondrement du trou de forage, l'élargissement du trou, la perte de circulation (perte de boue), le coincement de la garniture de forage, la venue de gaz, etc.

Le TNP est un événement qui interrompt le déroulement de l'opération de forage entraînant un retard de temps qui est traduit par un coût supplémentaire ou majoré. Il inclut le temps total nécessaire pour résoudre le problème jusqu'à ce que l'opération reprenne à nouveau à partir de la profondeur où l'événement a eu lieu.

Le TNP représente généralement jusqu'à 32% des coûts d'exploitation pour le forage des puits dans les eaux profondes (Halliburton 2016). D'autres sources (Schlumberger 2016), estime que les problèmes géomécaniques représentent 40% du TNP pour le forage des puits dans les eaux profondes (offshores) et d'autres environnements difficiles. Le coût total des problèmes de forage liés à la géomécanique s'élève à plusieurs milliards de Dollars (Aadnoy 2003).

Cinquante pour cent 50% de ce TNP est associé à des problèmes liés à la géomécanique (stabilité, perte de circulation, coincement, etc.) représentant près de 11% du budget de forage (Mody 2013).

Dans ce chapitre, nous allons présenter des définitions et notions générales de l'instabilité des parois de trou et les problèmes associés ainsi que les causes favorisant son développement selon leurs origines.

II.1 Instabilité des parois du puits

L'instabilité des parois de puits est l'un des plus grands défis qui affectent non seulement la phase de construction d'un puits (forage et complétion) mais aussi durant tout le cycle de sa vie. Elle est l'origine de plusieurs problèmes de forage de différentes natures et différents impacts.

II.1.1 Définition et causes

L'instabilité du trou de forage est la condition indésirable d'un intervalle de trou ouvert qui ne maintient pas sa taille et sa forme circulaire et/ou son intégrité structurelle. Les causes de cette instabilité peuvent être regroupées en deux catégories : instabilité mécanique provoquée par la modification de l'état des contraintes in situ et instabilité chimique provoquée par l'interaction du fluide de forage avec les formations argileuses.

II.1.1.1 Instabilité mécanique

L'instabilité mécanique de la roche peut se produire à cause de la perturbation de l'état d'équilibre des contraintes in situ en enlevant un volume de roche par le forage. Le fluide utilisé au cours de forage (boue de forage) avec une certaine densité ne peut jamais apporter les contraintes in situ modifiées à leur état initial. Par conséquent, les formations traversées peuvent devenir mécaniquement instable.

II.1.1.2 Instabilité chimique

L'instabilité chimique est étroitement liée à l'interaction physico-chimique des argiles et la boue de forage, ce qui modifie la résistance mécanique ainsi que la pression des pores des argiles dans le voisinage des parois du trou de forage. Les mécanismes qui contribuent à ce problème d'instabilité comprennent la pression capillaire, pression osmotique, la diffusion de la pression dans le voisinage des parois du forage et l'invasion de fluide dans les argiles lors du forage régulier (OBD).

II.1.2 Principes d'instabilité des puits

Avant le forage, la résistance de la roche à une certaine profondeur est en équilibre avec les contraintes in situ existantes (contrainte vertical effective « géostatique », les deux contraintes horizontales principales effectives). Alors qu'un trou est en cours de forage, cependant d'une part, l'équilibre entre la résistance de la roche et les contraintes in situ est perturbé, et d'autre part, la présence des fluides de forage dans le trou engendre un processus d'interaction avec les formations traversées. Ces deux phénomènes favorisent sans doute un potentiel d'instabilité mécanique et chimique au niveau des parois du puits.

Bien que plusieurs travaux de recherche aient donné lieu à de nombreux modèles pour analyser et étudier la stabilité des parois du puits et les risques associés, la performance de ces modèles varie d'un modèle à un autre selon le domaine d'application et l'impact des incertitudes qui sont liées à plusieurs paramètres, notamment, la disponibilité et la fiabilité des données d'entrée et celles de calibration. Ces modèles requièrent un ensemble de données obtenues de différentes sources, à savoir, logging, sismique, laboratoire, essais de puits, géologie et forage...etc.

II.1.3 Types et problèmes associés d'instabilité des parois

Il existe quatre différents types d'instabilités du puits au cours de forage : fermeture de trou ou le rétrécissement, l'agrandissement du trou ou les affouillements, la fracturation et l'effondrement.

II.1.3.1 Rétrécissement du trou

La fermeture de trou est un processus de rétrécissement du trou foré dépendant du temps, il est parfois référé au fluage sous la contrainte géostatique (poids des formations sus-jacentes). Il se produit généralement dans des sections d'argile et de sel de déformation plastique. Les principaux problèmes associés à la fermeture de trou peuvent être résumés dans l'accroissement de torque (couple) et drag (traînée), le risque de coincement et la difficulté de la descente du tubage.

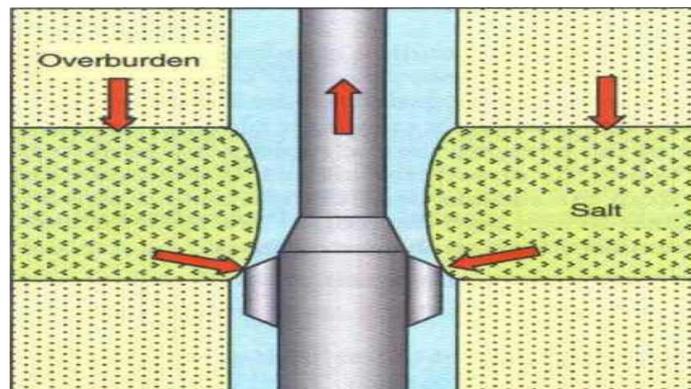


Figure II-1 : Figure illustrative d'un rétrécissement du trou

II.1.3.2 Élargissement du trou

Les élargissements des trous sont communément appelés cavage (washouts) parce que le trou devient plus grand que prévu de manière non souhaitable. Les élargissements des trous sont généralement causés par l'érosion hydraulique, l'abrasion mécanique provoquée par la tige de forage et la nature fragile des argiles. Les problèmes associés à l'élargissement de trou sont comme suite : difficulté de cimentation, augmentation du potentiel de déviation du trou, augmentation des besoins hydrauliques pour un nettoyage efficace du trou et difficulté de faire les opérations de diaggraphie.

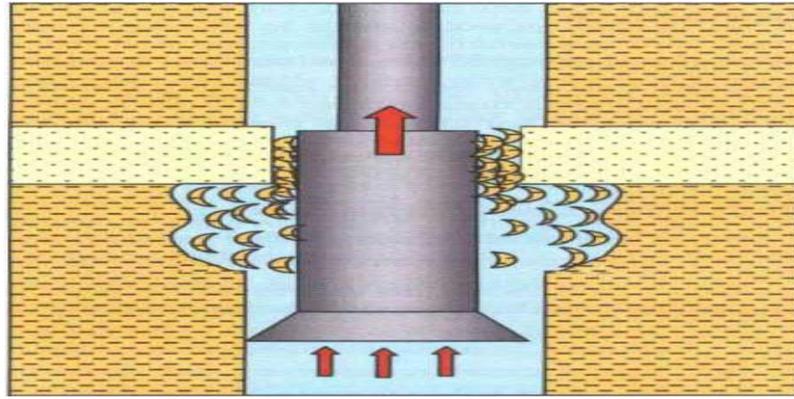


Figure II-2 : Figure illustrative d'un élargissement du puits

II.1.3.3 Fracturation induite durant le forage :

La fracturation induite se produit lorsque la pression du fluide de forage dans le puits dépasse la pression de fracturation de la formation. La fracturation induite pourrait causer une perte de circulation partielle, et même totale.

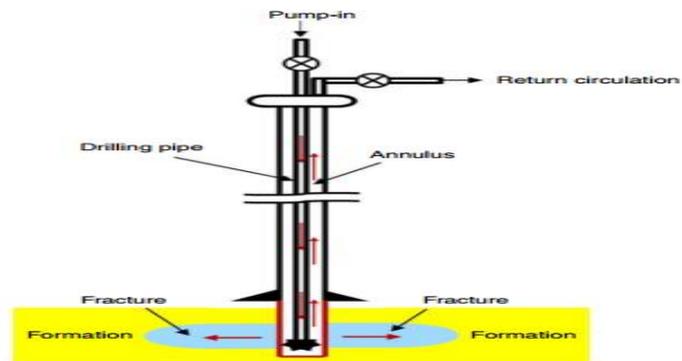


Figure II-3 : Figure illustrative d'une fracturation induite par le forage

II.1.3.4 Eboulement du trou

L'effondrement du trou de forage se produit lorsque la pression du fluide de forage dans le puits est faible pour maintenir l'intégrité structurale du trou foré, donc le champ des contraintes autour des alentours du puits dépasse la résistance de la roche. Les problèmes associés à l'éboulement du trou sont les coincements et la possibilité de perte du puits (Mitchell R. F., 2006), difficulté de faire un nettoyage efficace du trou et difficulté de cimentation.

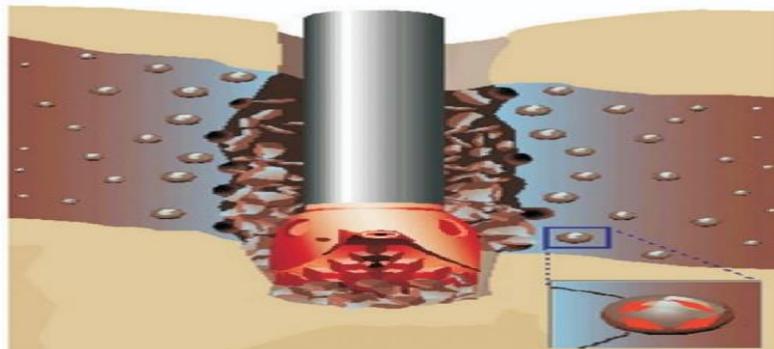


Figure II-4 : Figure illustrative d'effondrement du puits

NB : Quand la pression du fluide de forage dans le puits est largement faible pour maintenir l'intégrité structurale du trou foré, et plus précisément si elle devient moins que la pression de pores, le risque des venues (kick) est très favorable.

II.2 Les causes d'instabilité des parois du puits

L'instabilité du puits de forage est habituellement causée par les facteurs naturels (Incontrôlable) ou due aux pratiques de forage(contrôlables) suivants.

II.2.1 Les facteurs naturels (incontrôlables)

II.2.1.1 Formation naturellement fracturée ou faillée

Le réseau des fractures naturelles dans les roches se trouve souvent à la proximité des failles. La masse rocheuse près des failles peut être divisée en grandes ou petites pièces de roche. Si ces dernières sont fragiles, ils peuvent tomber dans le trou de forage et causer le coincement de la garniture de forage (Nguyen et al. 2007). Même dans le cas où ces morceaux de roche sont collés ensemble, l'impact des vibrations de la garniture de forage sur la BHA peut provoquer leur écroulement ou chute dans le trou de forage. Ce type de coincement est particulièrement inhabituel pendant le forage.

La figure ci-dessous montre les problèmes possibles au cours de forage d'une roche naturellement fracturée ou d'une roche qui présente une faille. Ce mécanisme peut se produire dans des zones tectoniquement actives et dans les formations de calcaire (limestone) fracturées. La vibration de la garniture de forage doit être réduite au maximum pour garantir plus de stabilité dans ces formations (Bowes et Procter, 1997).

Les problèmes d'effondrement ou de collapse du puits peuvent devenir très sévères si des faibles plans de stratification se croisent à un angle défavorable avec la direction du trou de forage. Aussi, les fractures dans les schistes (shale) peuvent créer des voies d'écoulement pour la boue de forage ou d'invasion qui pourrait conduire à la dégradation en fonction du temps de la résistance de la roche, l'adoucissement de la roche et finalement à l'effondrement du trou. La relation entre la taille (ou diamètre) de trou et l'espacement des fractures est important dans ce type de formation (shale).

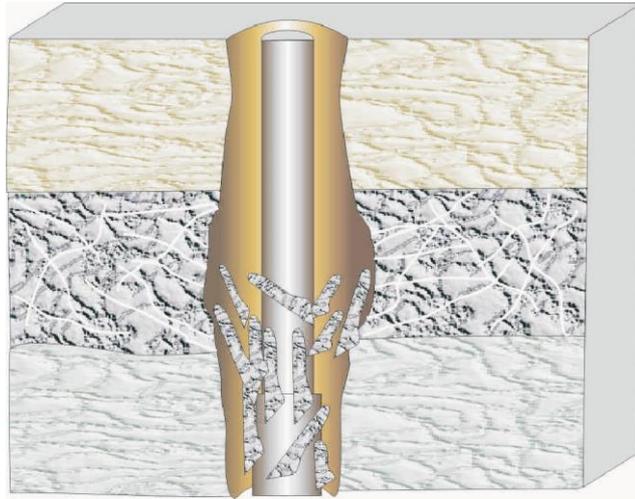


Figure II-5 : Figure illustrative d'instabilité d'une formation naturellement fracturée

II.2.1.2 Formation tectoniquement pressurisée

Le forage à travers les formations qui sont fortement soumises à des pressions extérieures (pression tectonique) provoque des instabilités de parois du trou, notamment, s'il existe une différence significative entre les contraintes développées aux abords du puits et la pression exercée par la densité du fluide de forage.

Les contraintes tectoniques se développent dans les zones où les roches sont soumises aux forces de compression ou de traction causées par le mouvement de la croûte terrestre.

Quand le forage est réalisé dans une zone de fortes contraintes tectoniques, les formations exposées au puits s'écroulent dans le puits et produisent des cavages caractérisés par éclat (morceau) de roche similaire à celui créé par les argiles sur-pressurisées. Aussi, dans le cas du forage dans des zones de présence de contraintes tectoniques la pression hydrostatique nécessaire pour stabiliser le trou pourrait être beaucoup plus élevée que la pression de fracturation des autres formations exposées. Ce mécanisme se produit habituellement dans ou à proximité des régions montagneuses. La réalisation de l'opération de tubage aussi rapidement que possible et de maintenir une densité de fluide de forage adéquate peut aider à stabiliser ces formations.

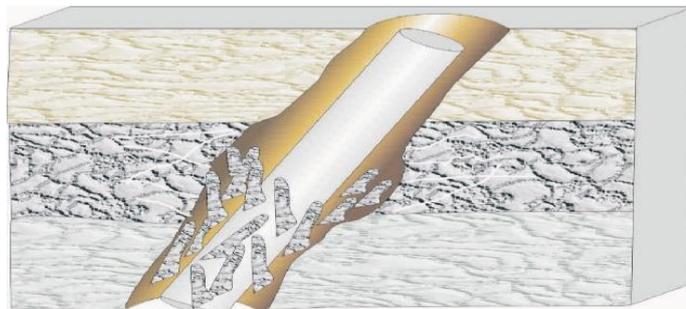


Figure II-6 : Figure illustrative d'instabilité d'une formation tectoniquement pressurisée

II.2.1.3 Contraintes in situ élevées

L'état des contraintes anormal ou élevé, peut être trouvé par exemple dans les voisinages des dômes de sel, près des failles ou dans les parties intérieures d'un pli peut donner lieu à une instabilité de puits. Les concentrations de contrainte peuvent également se produire dans des roches particulièrement rigides telles que les grès quartzitiques ou conglomérats. Un nombre de cas limités pour les problèmes de forage causés par les concentrations locales de contraintes a été décrit dans la littérature, principalement en raison de la difficulté de mesurer ou estimer ces contraintes in situ.

II.2.1.4 Formations mobiles

La formation mobile se tasse et s'enfonce dans le puits, car elle est comprimée et compressée par les contraintes géostatiques. Les formations mobiles se comportent d'une manière plastique, se déforment sous la pression. La déformation se traduit par une diminution de la taille du puits de forage, ce qui provoque des problèmes de descente de BHA, des outils de diagraphie et du tubage. Cette déformation se produit parce que la densité de boue de forage est insuffisante pour empêcher le tassement ou la pénétration des formations dans le puits (Bowes et Procter, 1997). Ce mécanisme se produit normalement pendant le forage des roches salifères. Un fluide de forage approprié et le maintien d'une densité de boue suffisante sont nécessaires pour aider à stabiliser ces formations.

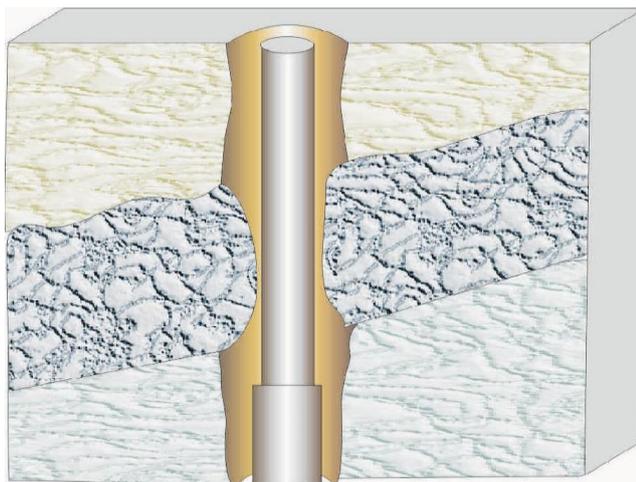


Figure II-7 : Figure illustrative d'instabilité d'une formation mobile

II.2.1.5 Formations non consolidées

Une formation non consolidée s'effondre dans le puits, car les particules sont peu ou faiblement attachées ou cimentées entre elles. L'effondrement des formations non consolidées apparaît dans le trou lorsque peu ou pas de filtre cake est présent. La formation non consolidée (sable, gravier, etc.) ne peut pas être maintenue en place par la pression hydrostatique du fluide de forage, car ce dernier s'infiltre simplement dans la formation. Sable ou gravier tombe dans le trou causant le coincement de la garniture de forage. L'effet de ce phénomène pourrait être une augmentation progressive ou brusque de

frottement sur plusieurs mètres (Bowes et Procter, 1997). Ce mécanisme est normalement associé à des formations de faible profondeur. Un filter cake adéquat est nécessaire pour aider à stabiliser ces formations.

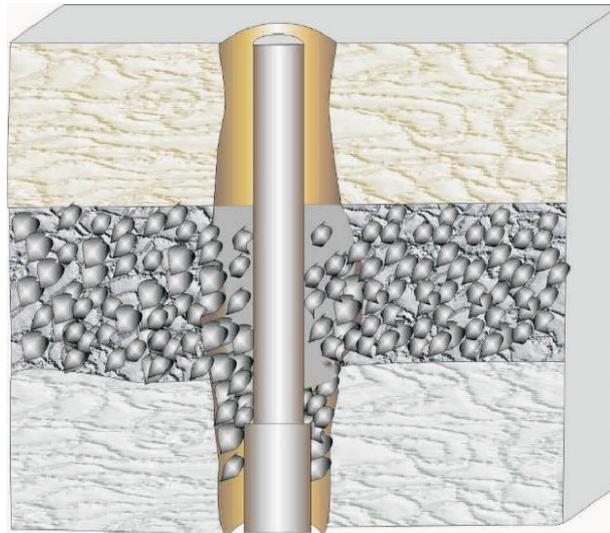


Figure II-8 : Figure illustrative d'instabilité d'une formation non consolidée

II.2.1.6 Effondrement des schistes naturellement surpressurisés

Les schistes (shale) naturellement surpressurisés sont l'une des roches caractérisées par une pression des pores plus grande que le gradient de pression hydrostatique normale. La surpression naturelle des schistes est plus souvent causée par des phénomènes géologiques tels que la sous-compaction, l'érosion naturelle des formations sus-jacentes et le soulèvement des couches. Au cours de forage de ces formations, l'utilisation d'une densité de boue insuffisante provoquera l'instabilité ou l'éboulement du trou (Bowes et Procter, 1997, Tan et al. 1997). Ce mécanisme se produit normalement dans le cas de déposition rapide des séquences de schistes. La réduction du temps d'exposition du trou et l'utilisation d'une densité de boue de forage adéquate aident à stabiliser ces formations (Borivoje Pašić, 2017).

II.2.2 Les Facteurs due au forage (contrôlables)

II.2.2.1 Invasion du filtrat de boue

L'invasion de filtrats est une cause majeure d'instabilité des parois du puits. L'invasion de filtrat affaiblit la roche et altère la répartition des contraintes dans la roche. Les minéraux argileux peuvent aussi réagir chimiquement avec l'eau et affaiblit la roche. Dans cette optique, plusieurs mécanismes sont en jeu :

- La réduction de la contrainte radiale par l'invasion du filtrat réduit la résistance apparente de la roche et augmente la contrainte tangentielle. À mesure que le filtrat envahit les pores, la pression des pores augmente

en réduisant en conséquence la contrainte effective (Contrainte total = pression des pores + contrainte effective).

- Le fluide fragilise le contact entre les grains, ce qui diminue le degré de cimentation et la friction entre ces grains. Le filtrat peut également agir comme un lubrifiant, ce qui réduit plus encore la friction.
- Le filtrat réagit chimiquement et mécaniquement avec l'argile et entraîne leur gonflement et dispersion.
- L'adsorption de l'eau sur les surfaces argileuses provoque des contraintes hydriques, ce qui génère deux phénomènes l'augmentation de la contrainte tangentielle et la fragilité des plans de stratification (Mitchell J. , 2001).

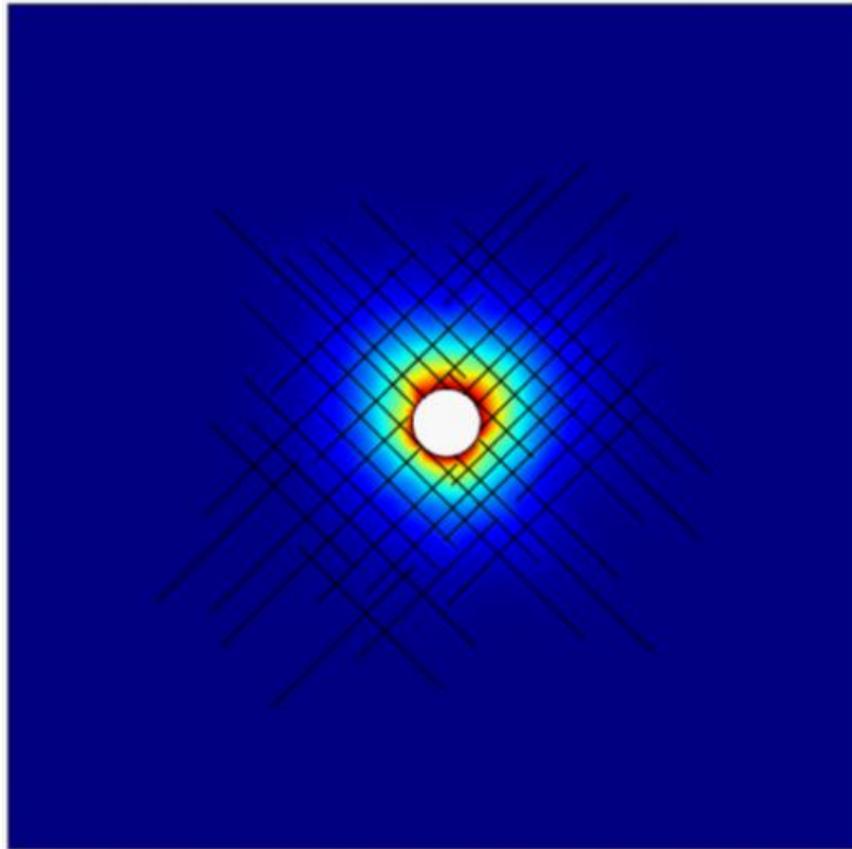


Figure II-9 : Figure illustrative de l'invasion du fluide de forage

II.2.2.2 Pression hydrostatique au fond du trou (densité de boue de forage)

Selon l'application, soit la pression au fond du trou, la densité de la boue en état statique ou l'équivalent pendant la circulation (ECD), est généralement le facteur le plus important à la détermination de la stabilité d'un trou ouvert (open Hole). Les contraintes enlevées de la roche par le forage doivent être remplacées par la combinaison contrainte tangentielle et radiale. La densité de boue ne réduit pas seulement la compression de contrainte tangentielle (compressive hoop stress), elle exerce aussi une pression de confinement qui augmente la résistance apparente de la roche. La combinaison, réduction de compression de la contrainte tangentielle et augmentation de la résistance

apparente de la roche, rend la densité de boue un outil puissant pour prévenir l'instabilité des parois de trou. L'augmentation de la pression du fond du trou (augmentation de densité de boue de forage) peut nuire à la stabilité du puits et crier aussi d'autres problèmes, par exemple, endommagement de la formation, risque de coincement par pression différentielle, besoin de modification des propriétés de la boue ou des paramètres hydrauliques. Cependant, l'augmentation excessive de la pression du fond du puits provoque la filtration du fluide de forage à travers les parois du puits, comme dans les formations fracturées ou perméable égalisant la pression des pores à celle au fond du puits ce qui induit un effet opposé à celui désiré par cette augmentation de pression. A noter que, la contrainte tangentielle diminue lorsque la différence entre la pression du fond et la pression des pores augmente.

II.2.2.3 Inclinaison et azimut du puits

L'inclinaison et l'orientation azimutale d'un puits par rapport à la direction des contraintes principales peuvent être un facteur favorisant le risque d'effondrement et/ou de fracturation induite (Borivoje Pašić, 2017). Plus la différence entre les contraintes perpendiculaires à la section du puits et grande plus le risque d'effondrement et/ou fracturation augmente.

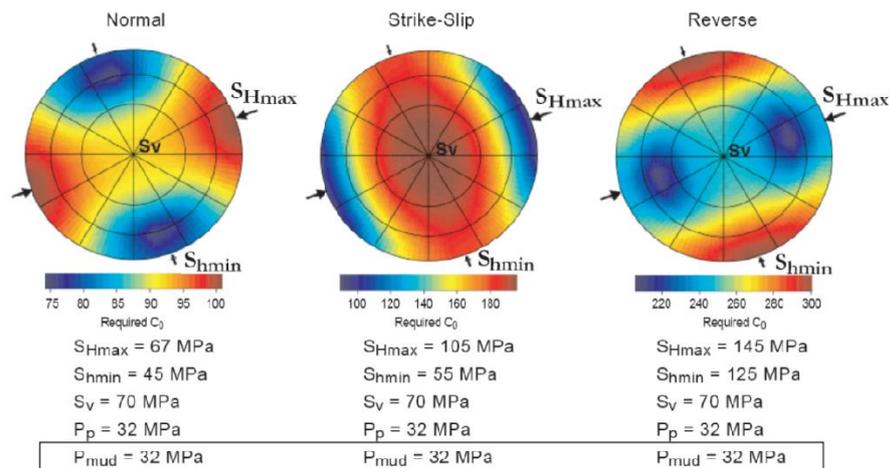


Figure II-10 : Figure illustrative de la stabilité du trou en différents trajectoire dans différent régime de stress

II.2.2.4 Pressions transitoires dans les puits

Les pressions transitoires durant le forage, telles que le pistonnage vers le haut (swabbing) et vers le bas (surging) peuvent entraîner différents problèmes, comme l'élargissement du trou (Hawks and McLellan, 1997). La surpression immédiate causée par le pistonnage vers le bas (surge) peut atteindre la limite de fracturation ce qui conduira à la fracturation de la formation, voire même la perte de boue. Ce mécanisme peut aussi causer une augmentation rapide de pression de pores aux alentours du puits qui pourrait dans certains cas réduire rapidement la résistance de roche. Cependant, le pistonnage vers le haut (swab) a un effet contraire, la dépression rapide causée par ce phénomène pourrait être assez importante et provoquer l'effondrement du trou (Borivoje Pašić, 2017).

II.2.2.5 Interaction entre la boue et la roche

Les schistes (ou argiles) ont tendance à être plus instables que les grès ou les carbonates lors du forage avec d'une boue à base d'eau, car les interactions chimiques de cette boue avec ces roches peuvent influencer sur la résistance effective de certaines schistes (ou argiles). Deux mécanismes se dégagent de cette interaction. Le premier est la diffusion osmotique (le transfert d'eau des régions de faible salinité aux régions de forte salinité), ce qui fait que l'eau dans la boue de faible salinité se déplace à travers la membrane formée à l'interface boue-roche (mud-cake) puis dans la formation. Le second mécanisme est la diffusion chimique (le transfert d'ions spécifiques des régions de haute concentration aux régions de faible concentration).

Lorsque la salinité de la phase aqueuse (eau) de la boue de forage est inférieure à la salinité du fluide de formation, la diffusion osmotique provoque le gonflement et l'affaiblissement des argiles suite à la présence de forte pression de pores (pression interne élevée). Par conséquent, la seule solution à cette instabilité des schistes (ou argiles) est d'augmenter la salinité de la phase aqueuse (eau) de la boue, ce qui fonctionne dans certains cas.

L'amélioration de l'efficacité de la membrane formée à l'interface boue-roche (mud-cake) aide à limiter les effets de la diffusion chimique, qui affaiblit les schistes (ou argiles) suite à l'échange d'ions avec la boue.

II.2.2.6 Vibration du train de tiges (pendant le forage)

Les vibrations des tiges de forage affectent la stabilité des puits plus que ce que la plupart des spécialistes le pensent. Les contraintes exercées aux abords du puits (radiale, tangentielle et axiale) varient dans le cas de vibration des tiges de forage. Cette variation provoque la fatigue, et dans les cas extrêmes, peut générer des efforts dépassant la limite d'élasticité de la roche et causer sa rupture.

Les tiges de forage sont presque toujours en contact avec les parois du puits. En tournant, elle peut rebondir d'un côté à l'autre ou tourbillonner autour du périmètre interne du puits. Le rebondissement des tiges de forage est appelé "pipe whip". La force centrifuge force le train de tiges en rotation à frapper les parois du trou. Ce rebondissement de tiges génère et transfère un mouvement, applique une force radiale, ensuite, le train continue de rebondir sur le mur et se projeter contre le mur dans différents endroits, donc, le contact pipe vibrant-parois du trou (nodes) se produit en différents points simultanément. Le choc et vibration se propagent sur toute la longueur du train de tige, néanmoins, la quantité du mouvement ou la contrainte radiale développée et transmise, par "coup", aux parois du trou dépend principalement de la vitesse radiale de la garniture de forage. L'accélération des tiges est en fonction de la tension des tiges et leur vitesse de rotation.

La rotation libre à grande vitesse du train de tiges à diamètre réduit et dans un trou du diamètre large est une combinaison désastreuse (Mitchell J. , 2001).

II.2.2.7 Température du fluide de forage

Lorsque la boue circule dans le puits, elle modifie la température des formations exposées. La boue froide refroidit la partie inférieure du puits, la boue chaude venant des profondeurs réchauffe les formations supérieures. En conséquence, le changement du degré de température peut affecter la stabilité du trou. Le changement de température est plus visible lorsque la circulation est reprise après une longue période de non circulation.

L'augmentation de la température influence de plusieurs façons la stabilité des parois. Elle peut augmenter la contrainte tangentielle aux alentours du puits en réduisant la force radiale fournie par la pression de boue. Elle peut aussi affaiblir la roche en réduisant la friction entre les grains. Vu que le coefficient de dilatation de l'eau est plus important que celui de la roche, l'augmentation de la température fait dilater le liquide interstitiel plus rapidement que la matrice rocheuse. Cela augmente la pression des pores et réduit la contrainte effective, réduit également la différence de pression contre les parois du puits, réduisant ainsi la contrainte radiale et augmentant la contrainte tangentielle de compression (Mitchell J. , 2001).

Conclusion

En résumé, les différents événements qui sont à l'origine de l'instabilité des parois du puits au cours de forage augmentent les risques d'endommagement des équipements et des personnes, réduisent la sécurité, entraînent des temps non productifs (NPT) et peuvent changer l'objectif de l'opération de forage, voire même, causer son échec. En conséquence, ces événements sont coûteux et peuvent, en fonction de leur sévérité, entraîner des rallonges budgétaires ou des coûts supplémentaires surtout s'ils surviennent fréquemment. Le succès de forage et complétion d'un puits situé dans une zone à problématiques dépend en grand partie de degré de compréhension de la géomécanique de la région d'intérêt et les événements d'instabilité des parois ainsi que la maîtrise des paramètres contrôlables, notamment, la densité de boue de forage, le positionnement de sabot de casing, le choix de la direction de forage, le choix des outils de forage, modification des propriétés de boue ou des paramètres hydrauliques.

Chapitre III:
Généralités sur la mécanique des
roches

Introduction

L'étude de stabilité des parois de trou, notamment au cours de forage, est très importante dans l'industrie pétrolière. Il s'agit de connaître l'état des contraintes au fond du puits, les compétences de la roche et les risques associés. En pratique, divers modèles peuvent être mis en application, les ingénieurs se rattachent couramment à des méthodes (ou modèles) prouvées et existantes pour les roches, plus ou moins bien adaptées et nécessitant en général une compréhension des mécanismes en jeu et du comportement mécanique de la roche. La maîtrise insuffisante du comportement des roches est alors généralement compensée par de fortes mesures de sécurité (Johnston 1993).

À cet effet, il est indispensable d'avoir une bonne connaissance des propriétés physiques de la roche et leur sens, les notions fondamentales du comportement mécanique des roches, les paramètres qui contrôlent ce comportement et les limites de rupture. Dans ce chapitre, nous allons présenter d'une manière subjective et qualitative les principales caractéristiques et notions de base de la géomécanique et les concepts généraux de la rupture. Des modèles de comportement relevant de mécanique des roches, des diverses théories et approches utilisables pour l'étude du comportement mécanique de la roche, des propriétés clés contrôlant ce comportement et des essais mécaniques de laboratoires sont aussi abordés et expliqués dans ce chapitre.

III.1 Définitions et concepts de base

III.1.1 Contrainte

III.1.1.1 Pourquoi l'état des contraintes est-il important ?

L'élément clé d'un modèle géomécanique est la connaissance de l'état actuel des contraintes. L'instabilité d'un puits se produit quand la contrainte concentrée autour de la circonférence du puits dépasse la résistance des roches. À cet effet, la géomécanique permet d'étudier et prédire le comportement mécanique de la roche sous différentes sollicitations mécaniques et changement de l'état des contraintes.

L'estimation de l'état de contrainte en profondeur dans les champs du pétrole et de gaz est un problème traitable, peut être résolu avec une panoplie de données obtenues principalement au cours du forage.

III.1.1.2 Définition de la contrainte

Tout comme les forces sont transférées à travers les liquides par pression, les forces sont ainsi transférées à travers les solides par contrainte. La contrainte (stress) est une grandeur tensorielle, est définie par le rapport de la force divisée par la surface. Elle a les mêmes unités que la pression et représentée par la lettre grecque sigma σ ou S. Cependant, contrairement à la pression, la contrainte peut être positive ou négative et elle caractérisée par une grandeur (magnitude) et une direction.

III.1.1.3 Types de contraintes

Un solide peut être soumis aux contraintes suivantes :

- Contrainte de compression
- Contrainte de tension
- Contrainte de cisaillement

La contrainte de compression se produit lorsque le matériau est soumis à deux forces de compression opposées.

La contrainte de traction se produit lorsque le matériau est sous tension, comme un câble suspendant une charge.

La contrainte de cisaillement représente la résistance au mouvement latéral à l'intérieur du matériau.

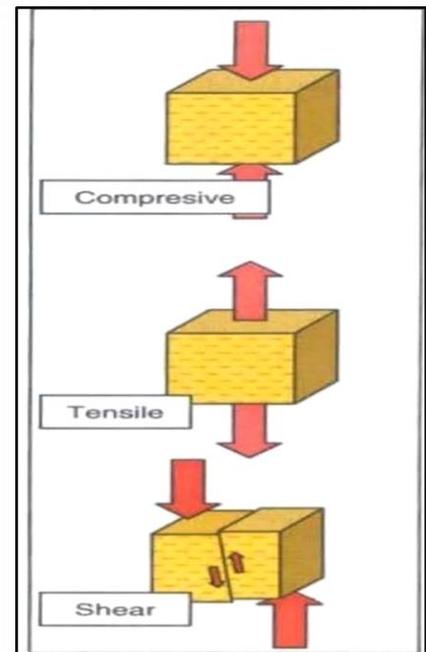


Figure III-1 : Types des contraintes

III.1.1.4 Pression

La pression est, comme la contrainte, définie par le rapport de la force divisée par la surface, néanmoins, elle est une grandeur scalaire qui ne peut jamais être négative dans son repère absolu.

III.1.1.5 Déformation ε

La déformation caractérise la manière de réaction d'une roche sous une sollicitation mécanique ou le changement de forme d'une roche sous l'effet d'une contrainte, traduit par le changement de son volume.

La déformation relative est définie comme un changement de longueur ou de largeur des matériaux sous l'influence de la contrainte. Plus que la roche est soumise à des contraintes, plus qu'elle subisse de déformation.

La déformation ε du corps est mesurée dans différentes directions. Elle est représentée par la lettre grecque ε et donnée par la formule :

$$\varepsilon = \frac{l_1 - l_0}{l_0} \quad (\text{III.1})$$

Avec : l_0 : Longueur initiale et l_1 : Longueur finale.

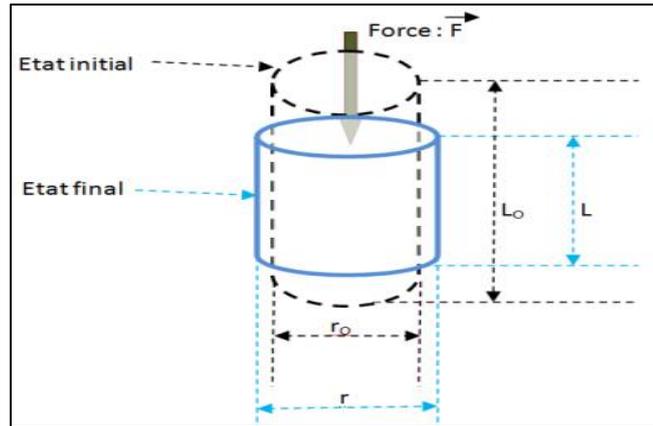


Figure III-2 : Déformation relative d'un matériau

Deux types de déformation sont distingués, élastique et plastique. La déformation élastique est réversible, si la force (la pression ou la contrainte) est enlevée, le matériau retourne à sa taille et sa forme d'origine. Si une telle force est appliquée sur un matériau qui passe au-delà de sa limite élastique le matériau, commence à se déformer plastiquement.

III.1.1.6 Comportement des roches sous compression

Les roches présentent généralement un comportement complexe, à faible charge, la courbe contrainte-déformation commence généralement par un comportement élastique non linéaire qui pourrait être attribué à la fermeture de microfissures préexistantes à l'intérieur de la roche. Ceci est suivi d'une réponse de déformation élastique linéaire jusqu'à une certaine limite d'élasticité où une certaine quantité de déformation devient irréversible mais le matériau est toujours capable de supporter la contrainte appliquée. Si la contrainte continue d'augmenter, des microfissures se développeront et des fractures se propageront et à un moment donné, se fusionneront plus ou moins de façon catastrophique. À ce stade, également appelé résistance ultime ou la rupture, une rupture finale du matériau se produira.

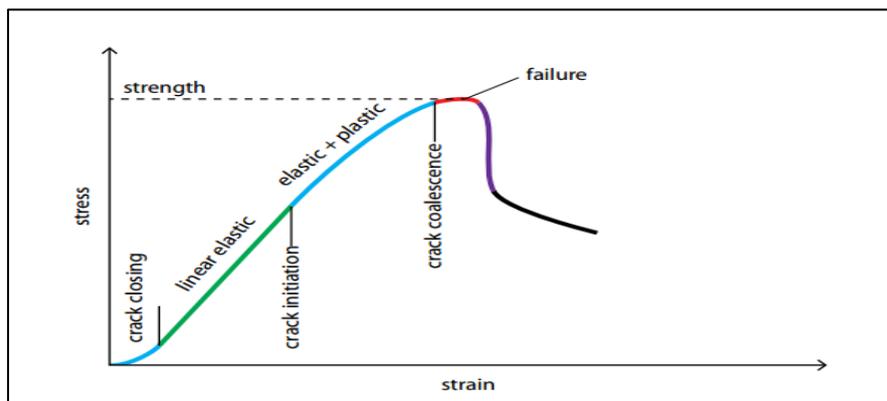


Figure III-3 : Courbe contrainte-déformation sous contrainte de compression

La rupture, à son tour, est caractérisée généralement par deux comportements, rupture fragile et ductile. Les roches fragiles présentent une

très petite déformation inélastique avant sa rupture. Alors que les roches ductiles présentent une déformation inélastique relativement grande avant la rupture.

Les roches fragiles se rompent lorsque leur résistance ultime est atteinte, elles atteignent également leur déformation ultime à ce stade. Avec des roches fragiles, une augmentation de la déformation entraîne une diminution de leur résistance. Cependant, les roches ductiles peuvent encore supporter des contraintes après qu'elles subissent quelques déformations. Leur rupture est moins catastrophique (Mitchell J. , 2001).

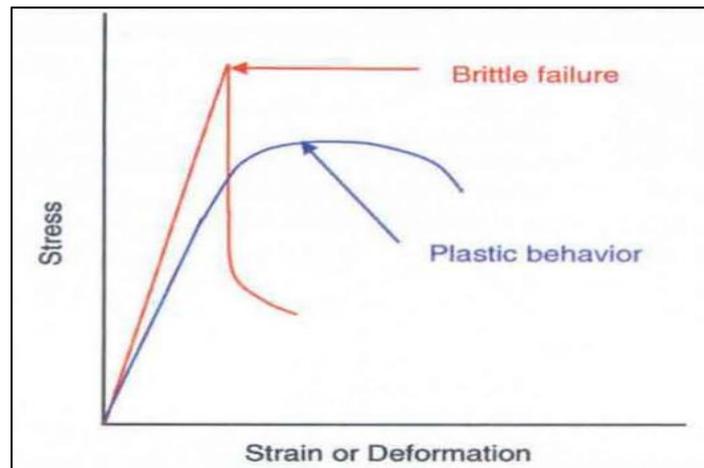


Figure III-4 : Rupture fragile et rupture ductile

III.1.2 Etat et régime de contrainte

III.1.2.1 État de contraintes dans la croûte terrestre

Les contraintes sont définies et quantifiées au moyen d'un tenseur de contraintes, dans lequel les composants individuels sont des contraintes agissantes perpendiculairement ou parallèlement aux trois plans orthogonaux. Les normales aux trois plans orthogonaux définissent un système de coordonnées cartésiennes (x_1 , x_2 et x_3). Le tenseur de contraintes à neuf composantes, dont chacune a une orientation et une amplitude, trois de ces composantes sont des contraintes normales appliquées perpendiculairement au plan (par exemple, S_{11} est la composante de contrainte agissant normalement au plan perpendiculaire à l'axe x_1); les six autres sont des contraintes de cisaillement appliquées le long du plan dans une direction particulière (par exemple, S_{12} est la contrainte agissant dans la direction x_2 le long d'un plan perpendiculaire à l'axe x_1). Dans tous les cas, $S_{ij} = S_{ji}$, (Mitchell R. F., 2006), pour décrire donc l'état des contraintes en profondeur, il faut définir six amplitudes de contrainte ou trois amplitudes et trois angles qui définissent l'orientation du système de coordonnées de contrainte par rapport à un système de coordonnées de référence (comme les coordonnées géographiques, les coordonnées du puits, etc. (Zoback M. D., 2007).

Une fois qu'un tenseur de contrainte est connu dans un système de coordonnées, il est possible d'évaluer les contraintes dans tout autre système de coordonnées via la transformation du tenseur. Pour effectuer cette

transformation, nous devons spécifier la direction des cosinus, qui décrivent la rotation des axes de coordonnées entre l'ancien et le nouveau système de coordonnées. Mathématiquement, l'équation qui y parvient est :

$$S' = A^T * S * A \tag{III.2}$$

Où : A est la matrice des cosinus directeurs comme la figure (III.5) le montre.

Si nous connaissons l'état de contrainte dans un système de coordonnées géographiques, il est possible de dériver le champ de contrainte entourant un puits d'orientation arbitraire pour résoudre les problèmes de stabilité des parois. La transformation des tenseurs est importante, parce que nous pouvons choisir de décrire l'état de contrainte en profondeur en termes de contraintes principales (c'est-à-dire celles agissant dans le repère principal), ce qui facilite considérablement la description de l'état de contrainte in situ.

Le système de coordonnées principal est celui dans lequel les contraintes de cisaillement disparaissent et trois contraintes principales, S_1 , S_2 , et S_3 ($S_1 \geq S_2 \geq S_3$) décrivent pleinement le champ de contraintes (comme illustré sur le côté droit de la figure ci-dessus). Dans le système de coordonnées, on a diagonalisé le tenseur des contraintes d'une façon que ces éléments diagonaux seront les contraintes principales qui correspondent aux valeurs propres du tenseur des contraintes et leurs directions correspondent aux vecteurs propres de ce tenseur.

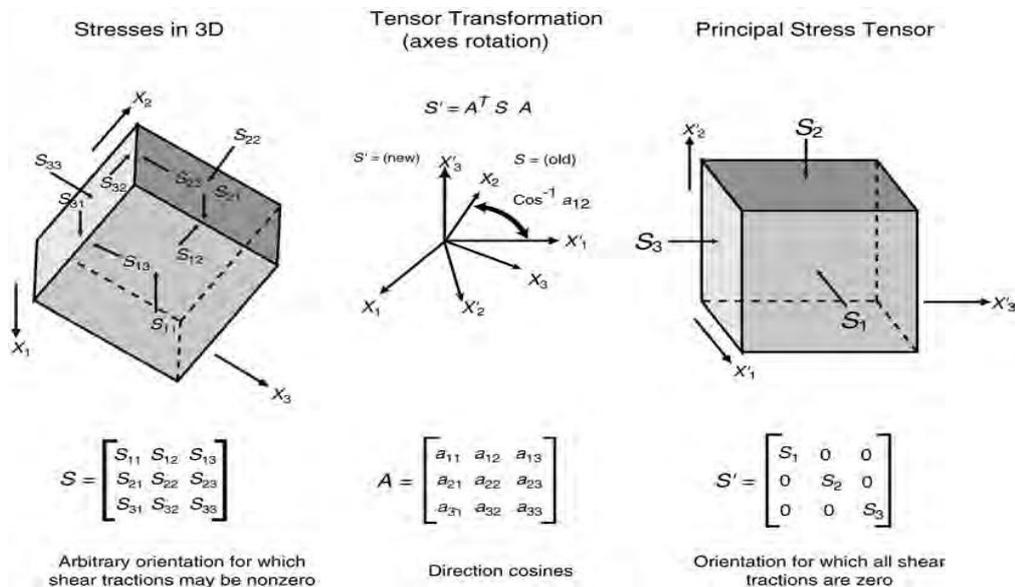


Figure III-5 : Illustration d'une diagonalisation et principalisations d'un tenseur de contrainte

III.1.2.2 Régimes de contraintes (la classification d'EM Anderson)

En appliquant ces concepts à la croûte terrestre, il est utile de considérer les grandeurs des plus grandes, intermédiaires et plus faibles contraintes en profondeur (S_1 , S_2 et S_3) en termes de S_v , S_{Hmax} et S_{Hmin} de la manière initialement proposée par EM Anderson. Comme l'illustre la figure 1.3, le schéma d'Anderson classe une zone caractérisée par des régimes de faille

normal, décrochant ou inversé (normal, strike-slip and reverse faulting) sans qu'il y ait de déformation ou mouvement de la terre.

Le schéma de classification d'Anderson définit également les amplitudes des contraintes principales horizontales par rapport à la contrainte verticale. La contrainte verticale, S_v , est la contrainte principale maximale (S_1) dans les régimes de failles normales, la contrainte principale intermédiaire (S_2) dans les régimes de décrochement et la plus faible contrainte principale (S_3) dans les régimes de failles inverses.

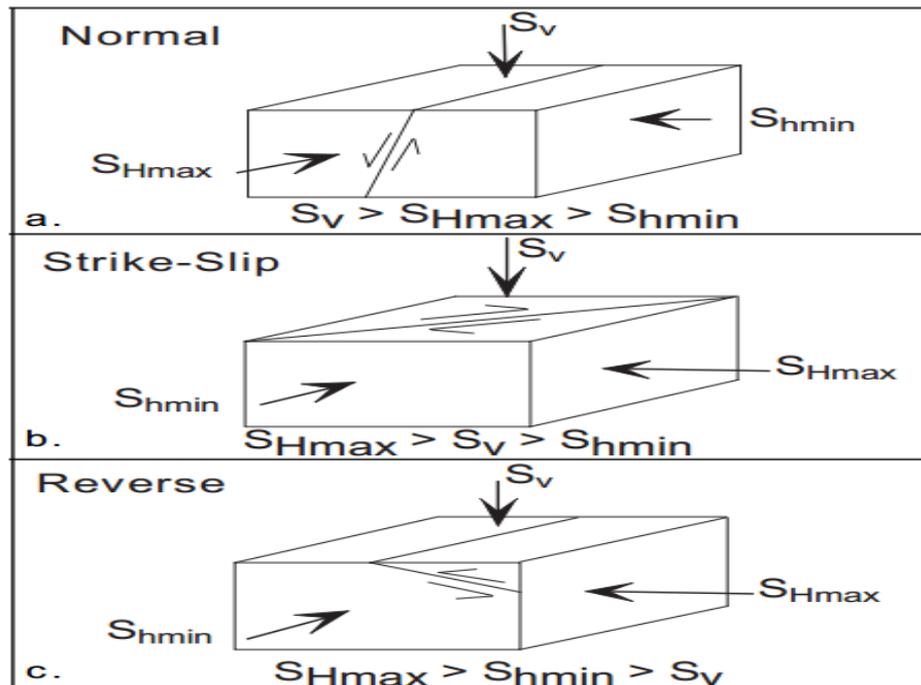


Figure III-6 : Schéma des régimes de contrainte

III.1.3 Propriétés mécaniques des roches

La théorie d'élasticité est généralement discutée en termes de déformations infiniment petites. Dans ce cas, aucun endommagement significatif de la roche ne résulte d'une contrainte appliquée, donc l'hypothèse que la contrainte et la déformation sont linéairement proportionnelles et entièrement réversibles est éventuellement valide dans un tel matériau.

Un aspect important de la théorie d'élasticité, dans un matériau isotrope et homogène, deux modules d'élasticité sont nécessaires pour décrire entièrement le comportement du matériau, souvent il est pratique d'exprimer ces modules d'élasticité l'un par rapport à l'autre.

Les modules élastiques les plus courants sont : module de Young (E), coefficient de Poisson (ν), le module de cisaillement et le module de compressibilité (K). Ils sont classés comme dynamique ou statiques car ces modules d'élasticité dépendent de la vitesse de chargement durant les essais mécaniques et donc la fréquence des ondes lorsque, on parle des mesures par des ondes soniques élastiques (P de compression et S de cisaillement).

III.1.3.1 Module de Young, E

Le module de Young est simplement la rigidité d'une roche, est le rapport entre la variation de la contrainte axiale et la variation des déformations axiales associées durant la phase de déformation élastique.

$$E_{11} = \frac{\sigma_{11}}{\varepsilon_{11}} \quad (\text{III.3})$$

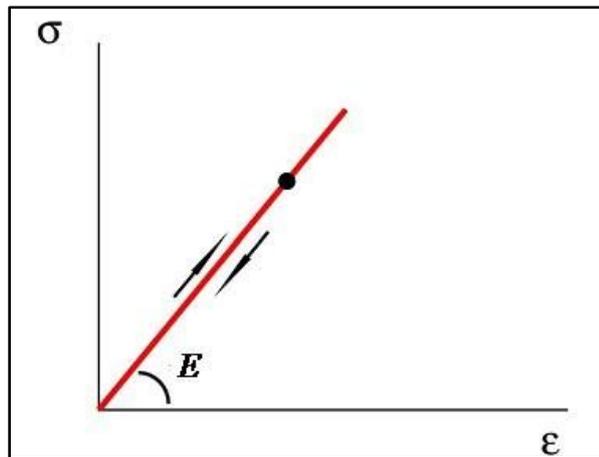


Figure III-7 : Déformation élastique

Les roches à haute résistance tendent également à avoir un grand module de Young, dépendant du type de roche et de ces propriétés physico-mécaniques.

III.1.3.2 Coefficient de Poisson, ν

Le coefficient de Poisson est simplement le rapport de l'expansion latérale au raccourcissement axial.

$$\nu = \frac{-\varepsilon_{\text{Latéral}}}{\varepsilon_{\text{Axial}}} \quad (\text{III.4})$$

Dans un fluide incompressible, $\nu = 0,5$.

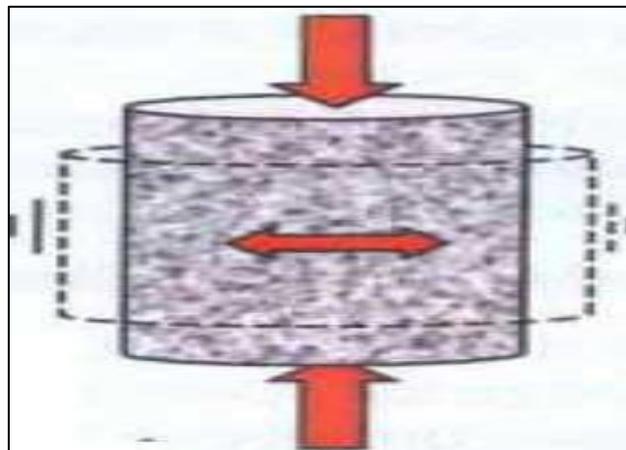


Figure III-8 : Coefficient de poisson

III.1.3.3 Module de cisaillement, G

Le module de cisaillement est similaire au module de Young, sauf qu'il se réfère au matériau qui est en cisaillement plutôt qu'en compression ou en torsion. Il définit la quantité d'énergie nécessaire pour déformer élastiquement un matériau en cisaillement (figure III-9).

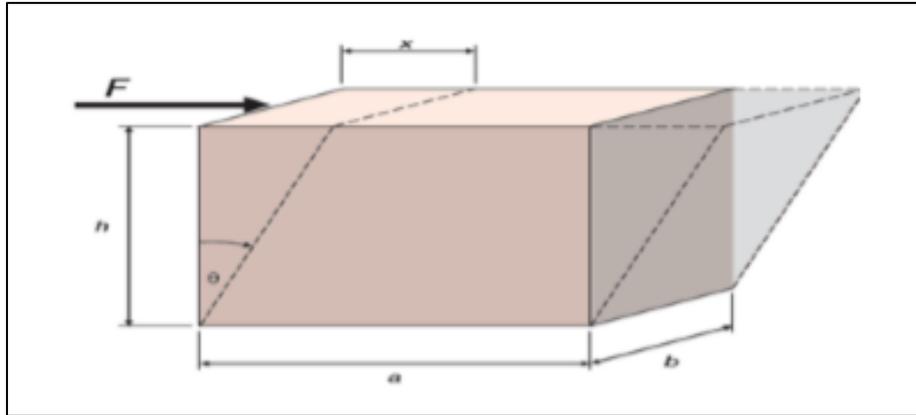


Figure III-9 : La déformation angulaire.

Il s'exprime comme étant le rapport entre la contrainte de cisaillement (τ) et la déformation angulaire engendrée (γ) :

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad (\text{III.5})$$

III.1.3.4 Module d'incompressibilité, K

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

Le module d'incompressibilité (K) sera défini comme suit :

$$K = \frac{P}{\left(\frac{\Delta V}{V}\right)} = \frac{P}{\varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33}} \quad (\text{III.6})$$

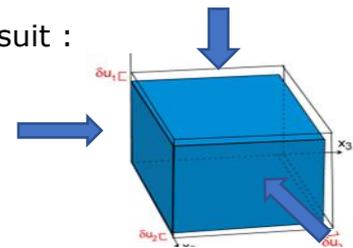


Figure III-10 : Module d'incompressibilité

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

$$C = \frac{1}{K} \quad (\text{III.7})$$

III.1.3.5 La relation entre les quatre constantes élastiques

Les quatre principales constantes élastiques (le module de Young, le coefficient de Poisson, le module de rigidité et le module de cisaillement et) sont toutes liés les uns aux autres. Si deux de ces propriétés des matériaux sont connues, les deux autres peuvent être déduites :

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad (\text{III.8})$$

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \quad (\text{III.9})$$

III.1.3.6 Propriétés élastiques dynamique

La physique des roches s'intéresse à la propagation des ondes de volume (P et S), caractérisées par leurs vitesses (premières et secondes, d'après l'ordre de leur réception) et leur atténuation. Le seul outil de diaggraphie qui répond aux propriétés élastiques de la formation est le sonique. Le mouvement vibratoire a lieu suivant la direction de propagation et affecte le volume de la roche. V_p est donc la vitesse d'une onde de compression (ou onde longitudinale). V_s est la vitesse d'une onde de cisaillement (ou onde transversale), dont le mouvement vibratoire a lieu dans un plan normal à la direction de propagation. Les ondes de cisaillement sont plus lentes que les ondes P et ne se propagent pas dans l'eau (BÉREST & al, 2000).

Dans un solide élastique, isotrope, homogène, les modules élastiques dynamiques peuvent également être déterminés de la vitesse des ondes de compression (V_p) et des ondes de cisaillement (V_s) en utilisant les relations suivantes (Zoback M. D., 2007) :

$$\nu_{dyn} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (\text{III.10})$$

$$E_{dyn} = \rho \frac{V_s^2(3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (\text{III.11})$$

III.1.3.7 Propriétés élastique dynamiques et statique des roches

Les valeurs des constantes élastiques obtenues par la méthode dynamique (mesures soniques de diaggraphie ou de laboratoire) sont en général plus élevées que celles obtenues par la méthode statique (essais d'écrasement de laboratoire). Cette différence est considérée comme étant due principalement à l'amplitude de la déformation, l'amplitude des déformations créées par les mesures dynamiques est faible par rapport à celle des essais statiques de laboratoire. Les formations rocheuses apparaissent plus rigides, en réponse à une onde élastique par rapport à un test mécanique des roches au laboratoire.

III.1.3.8 La résistance à la compression simple (C_0 ou UCS)

La résistance à la compression simple est la résistance de la roche à un effort de compression uniaxiale, c-à-d sous confinement nulle ($\sigma_2 = \sigma_3 = 0$). La détermination de la résistance à la compression peut être déterminée au laboratoire par un essai de compression simple ou estimer avec les mesures de diagraphie par des corrélations (en utilisant les données de sonique (DTC ou Vp), module de Young, porosité ou densité).

III.1.3.9 Anisotropie de la résistance des roches (cas des schistes)

La présence de faibles plans de stratification (comme dans les roches schisteuses) peut parfois avoir un effet marqué sur la résistance des roches. Le glissement sur ces faibles plans devient important dans le contexte de la stabilité du puits lorsque les puits sont forés à un angle oblique par rapport aux plans de stratification.

L'influence des faibles plans de stratification sur la résistance des roches est appelée anisotropie de la résistance de la roche. Son importance dépend à la fois de la faiblesse relative du plan et de l'orientation du plan par rapport aux contraintes appliquées.

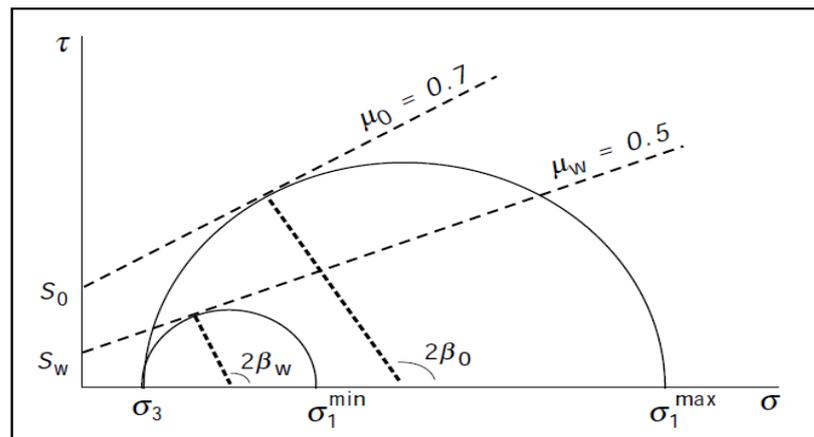


Figure III-11 : Effet de la faiblesse des plans de stratification sur la résistance de la roche.

Pour les essais de résistance avec des plans de stratification, dont la normale fait un angle β avec la direction de la contrainte principale majeure appliquée. Intuitivement, on peut voir que lorsque $\beta \sim 0^\circ$ ou 90° , les plans de stratification auront relativement peu d'influence sur la résistance des roches. Cependant, lorsque $\beta \sim 60^\circ$, le glissement sur un plan de stratification faible se produirait à une contrainte nettement inférieure à celle requise pour former une nouvelle fracture.

III.1.3.10 La résistance à la traction (R_t ou T_0)

La résistance à la traction est la contrainte maximale que peut supporter une roche à un effort extensionnel. Elle est généralement beaucoup plus faible que

celle de compression et peut être déterminée au laboratoire par l'essai de compression diamétrale (essai brésilien) ou estimer par des corrélations.

III.1.3.11 L'angle de frottement interne (Φ ou φ)

L'angle de frottement interne est l'équivalent d'un angle d'inclinaison d'une surface, nécessaire pour provoquer le glissement de deux blocs du même matériau superposés l'un sur l'autre (Hudson & Harrison, 1997). Il définit l'habilité d'une unité de roche à résister à la contrainte de cisaillement.

L'angle de frottement interne est influencé par plusieurs facteurs, à savoir, la densité et la rugosité des grains, leurs tailles et leurs formes, le pourcentage d'argile (V_{sh}) et la teneur en eau. Plus la rugosité des grains est forte et leurs formes sont irrégulières, plus l'angle de frottement interne est grand, au contraire plus le pourcentage d'argile est grand plus cet angle diminue.

III.1.3.12 La cohésion (S_0)

La cohésion est la résistance de la roche au cisaillement pure « aucune contrainte normale est appliqué au plan de cisaillement » (Hudson & Harrison, 1997). Elle est indépendante du frottement entre les grains de la roche et dépend de la cimentation et les forces d'attraction électrostatique entre les grains.

La résistance des roches dépend beaucoup de la cohésion, l'expérience a montré qu'une roche résistante a une grande cohésion. Les roches non consolidées ont une cohésion faible ou nulle.

III.1.3.13 Coefficient de Biot (Poro-élasticité)

Le concept de contrainte effective est basé sur le travail extensif en mécanique des sols conduit par Terzaghi (1923). Ce dernier a noté que le comportement d'un sol (ou d'une roche saturée) sera contrôlé par les contraintes effectives, les différences entre les contraintes extérieures appliquées et la pression interstitielle interne. La définition dite « simple » ou Terzaghi de la contrainte effective est :

$$\sigma_{ij} = S_{ij} - \delta_{ij} * P_p \quad (\text{III.12})$$

Où δ_{ij} sont les éléments d'une matrice identité.

Les trois hypothèses principales associées à cette théorie sont :

- Le système de pores interconnecté uniformément saturé de fluide,
- Le volume total du système de pores est faible par rapport au volume de la roche dans son ensemble.
- La pression des pores, la contrainte extérieure totale agissant sur la roche et la contrainte agissant sur les grains sont considérées des valeurs uniformes statistiquement moyennes.

Nur et Byerlee (1971) ont proposé une loi de contrainte effective « exacte », qui fonctionne bien pour la déformation volumétrique.

$$\sigma_{ij} = S_{ij} - \delta_{ij} * \alpha * P_p \quad (\text{III.13})$$

Avec, α est le coefficient de Biot (Poro-élasticité), peut être déterminé au laboratoire par l'essai de compressibilité.

Ce coefficient représente le degré auquel la pression de pores diminue la compression supportée par les grains de la roche lorsque cette dernière est soumise à une force de compression. Il est donné par la relation suivante :

$$\alpha = 1 - \frac{K_b}{K_g} \quad (\text{III.14})$$

Où α est le coefficient de Biot et K_b est le module de compressibilité drainé de la roche (bulk compressibility) et K_g est le module de compressibilité des grains solides de la roche. Il peut être estimé par l'essai de compressibilité abordée dans la section **(III.4.1.8)**.

III.1.4 Critères de rupture

Les critères de rupture sont des modèles permettant de prédire la limite à laquelle la roche va se rompre sous un état de contrainte donné, en se basant sur des données prédéterminées par des tests laboratoires et des méthodes d'évaluation des roches. Nous allons présenter cinq (05) critères de rupture les plus utilisés dans l'analyse de comportement mécanique des roches.

III.1.4.1 Critère de Mohr-Coulomb

Le critère de Mohr-Coulomb est le critère de rupture le plus simple et le plus couramment utilisé pour les géomatériaux. Pour la plupart des roches, il est possible de considérer le changement de résistance de la roche avec la pression de confinement en termes d'enveloppe de rupture Mohr-Coulomb linéarisée. Cette enveloppe peut être exprimée en termes de contrainte de cisaillement et de contrainte normale sur l'espace de Mohr (σ, τ coordonnées) comme suit (Zhang, Cao, & Radha, 2010) :

$$\tau = S_o + \sigma_n * \mu_i \quad (\text{III.15})$$

Où « τ » est la contrainte de cisaillement, « σ_n » la contrainte normale effective, « S_o » et « μ_i », respectivement, la cohésion et le coefficient de frottement interne de la roche qui est la tangente de son angle de frottement interne Φ ($\mu_i = \text{tg } \Phi$).

Le cercle de Mohr est une méthode graphique de transformation du tenseur des contraintes qui fournit une bonne représentation pour la prédiction des limites de rupture on le traçant dans le même graphe que l'enveloppe de rupture Mohr-coulomb comme il est montré dans la figure ci-dessous. Les équations de transformation sont les suivantes (Hudson & Harrison, 1997):

$$\sigma_n = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\theta \quad (\text{III.16})$$

$$\tau = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin 2\theta \quad (\text{III.17})$$

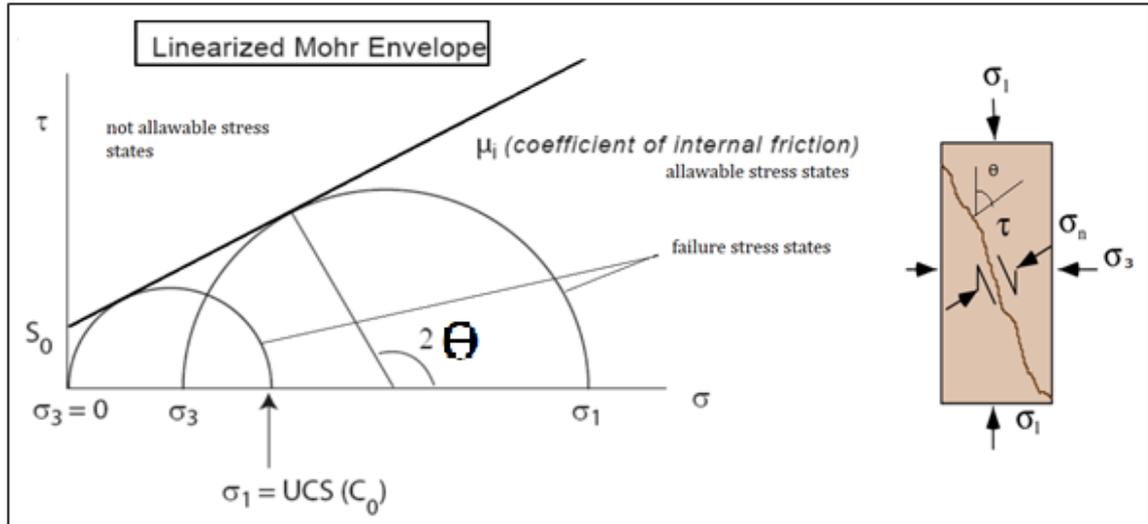


Figure III-12 : Critère de défaillance Mohr-coulomb

Le concept fondamental du cercle de Mohr est que chaque point du cercle représente l'état de contrainte sur un plan imaginaire passant à travers la roche à un certain angle (θ) du plan de contrainte principale.

Le cercle de Mohr est souvent utilisé pour représenter les contraintes dans une roche à travers un plan, à tout angle par rapport à la direction de la contrainte maximale. Cela est utile lorsque nous connaissons les contraintes dans une direction particulière et que nous voulons savoir quelles sont les contraintes dans une autre direction. Il est également utile pour trouver les contraintes principales et la contrainte de cisaillement maximale (Mitchell J. , 2001).

Les états de contrainte correspondant à des cercles de Mohr qui dépassent la ligne de rupture sont impossibles à atteindre parce que la rupture de la roche se serait produite avant que la roche puisse atteindre un tel état de contrainte (Zoback M. D., 2007).

Le critère de Mohr-Coulomb peut également être exprimé en termes de contraintes principales effectives majeures et mineures (dans un espace σ_1, σ_3). Avec σ_1 et σ_3 sont respectivement les contraintes principales effectives majeures et mineures. La résistance à la compression simple C_0 (UCS) et q sont des paramètres liés à l'angle de frottement interne Φ et à la force de cohésion S_0 . Ce sera donc une ligne qui intercepte l'axe des y (σ_1 axe) au niveau de C_0 et qui a une pente q (Zimmerman, Jaeger, & Cook, 2007) :

Avec :

$$\sigma_1 = C_0 + q\sigma_3 \quad (\text{III.18})$$

$$C_o = 2 S_o [(1+\mu^2_i)^{1/2} + \mu_i] \quad (\text{III.19})$$

$$q = [(1 + \mu^2_i)^{1/2} + \mu_i]^2 = \tan^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2}\right) \quad (\text{III.20})$$

$$\mu_i = \text{tg}(\Phi) \quad (\text{III.21})$$

III.1.4.2 Critère de Drucker-Prager

Le critère de Drucker-Prager peut être exprimé en fonction des contraintes principales comme suit :

$$J_2^{1/2} = b + aJ_1 \quad (\text{III.22})$$

J_1 et J_2 sont respectivement, la première invariante du tenseur des contraintes et la deuxième invariante de tenseur des contraintes déviatoriques. Elles sont définies par :

$$J_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 \quad (\text{III.23})$$

$$J_2^{1/2} = \frac{1}{6} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2] \quad (\text{III.24})$$

a et b sont des constantes des matériaux (roches) liées à la cohésion S_o et l'angle de frottement interne Φ . Elles peuvent être déterminées en superposant deux points particuliers avec ceux de critère de Mohr-Coulomb.

Les constantes a et b du critère Drucker-Prager peuvent être liés aux paramètres de Mohr-Coulomb de plusieurs manières par superposition de ces deux critères. Par exemple, si les points superposés sont sélectionnés de telle sorte que la surface de rupture Drucker-Prager délimite la pyramide hexagonale Mohr-Coulomb, a et b peuvent être liées à S_o et Φ comme suit :

$$a = \frac{2 \sin \phi}{\sqrt{3}(3 - \sin \phi)} \quad (\text{III.25})$$

$$b = \frac{6 S_o \cos \phi}{\sqrt{3}(3 - \sin \phi)} \quad (\text{III.26})$$

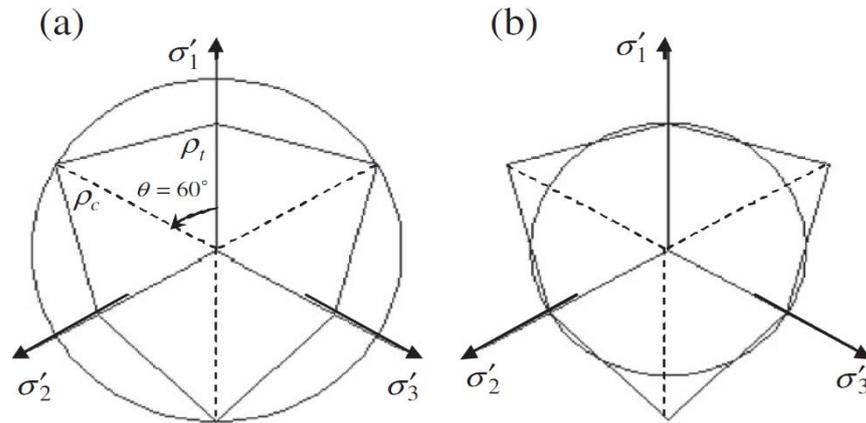


Figure III-13 : Matching des critères de rupture Drucker-Prager et Mohr-Coulomb

III.1.4.3 Critère de Lade modifié

Proposé par Ewy comme modification au critère de Lade et Duncan, le critère de Lade modifié est donné par :

$$\frac{(I'_1)^3}{I'_3} = 27 + \eta \quad (\text{III.27})$$

Où :

$$I'_1 = (\sigma_1 + S) + (\sigma_2 + S) + (\sigma_3 + S) \quad (\text{III.28})$$

et

$$I'_3 = (\sigma_1 + S)(\sigma_2 + S)(\sigma_3 + S) \quad (\text{III.29})$$

Et S et η sont des constantes de matériaux liées à la cohésion et l'angle de frottement interne comme suit :

$$S = \frac{S_o}{\tan\Phi} \quad (\text{III.30})$$

$$\eta = \frac{4\tan^2\Phi(9 - 7\sin\Phi)}{1 - \sin\Phi} \quad (\text{III.31})$$

III.1.4.4 Critère de Mogi-Coulomb

Le critère Mogi-Coulomb a été proposé par Al-Ajmi et Zimmerman et s'écrit simplement comme suit :

$$\tau_{oct} = m + b\sigma_{m,2} \quad (\text{III.32})$$

Où « $\sigma_{m,2}$ » et « τ_{oct} » sont, respectivement, la contrainte moyenne effective et la contrainte de cisaillement octaédrique définies par :

$$\sigma_{m,2} = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \quad (III.33)$$

Et,

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2} \quad (III.34)$$

Où ($\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$) sont les trois contraintes principales agissant sur la roche respectivement (majeure, intermédiaire, mineure) et (a et b) sont des constantes matérielles qui sont simplement liées à S_o et Φ comme suit :

$$a = \frac{2\sqrt{2}}{3} S_o \cos \phi \quad (III.35)$$

$$b = \frac{2\sqrt{2}}{3} s m \phi \quad (III.36)$$

Observation : Le critère de Mogi-Coulomb prédit un effet de renforcement de la contrainte principale intermédiaire (σ_2) suivi d'une réduction de la force lorsque σ_2 devient "trop élevé".

III.1.4.5 Critère de Hoek-Brown tri-dimensionnel :

Le critère de résistance Hoek-Brown ne tient pas compte de l'influence de la contrainte principale intermédiaire. Cependant, de nombreuses preuves s'accumulent pour indiquer que la contrainte principale intermédiaire influence la résistance de la roche dans de nombreux cas. Zhang et Zhu ont donc proposé une version 3D du critère de résistance Hoek-Brown

$$\frac{9}{2C_o} \tau_{oct}^2 + \frac{3}{2\sqrt{2}} m \tau_{oct} - m \sigma_{m,2} = s C_o \quad (III.37)$$

Où $\sigma_{m,2}$ et τ_{oct} sont, respectivement, la contrainte moyenne effective et la contrainte de cisaillement octaédrique.

Pour ($\sigma_1 = \sigma_2$) ou ($\sigma_2 = \sigma_3$) "extension ou compression triaxiale", le critère de Hoek-Brown tridimensionnel peut être donné par l'équation suivante simplifiée qui est la formule régulière de Hoek-Brown (2d) :

$$\sigma_1 = \sigma_3 + C_o \left(m \frac{\sigma_3}{C_o} + s \right)^{0.5} \quad (III.38)$$

Selon Hoek et Brown (1997), m dépend du type de roche et s dépend des caractéristiques de la masse rocheuse de telle sorte que :

- $5 < m < 8$: roches carbonatées avec un clivage cristallin bien développé (dolomie, calcaire, marbre).
- $4 < m < 10$: roches argileuses lithifiées (argilite, siltstone, schiste, ardoise).
- $15 < m < 24$: roches arénacées avec des cristaux forts et un clivage peu développé (grès, quartzite).
- $16 < m < 19$: roches cristallines ignées polymétalliques à grain fin (andésite, dolérite, diabase, rhyolite).
- $22 < m < 33$: roches ignées et métamorphiques polymétalliques à grain grossier (amphibolite, gabbro, gneiss, granite, norite, quartz-diorite),
- Pour les matériaux rocheux intacts, S est égal à un (1),
- Pour un spécimen complètement granulé ou un agrégat rocheux, S est égal à zéro (0), (Zoback M. D., 2007).

III.2 Estimation et mesure des propriétés mécaniques des roches

III.2.1 Essais de laboratoire

III.2.1.1 Essai de scratch

L'essai de scratch permet de mesurer un profil continu de la résistance à la compression simple (généralement appelée UCS ou C_0) et l'angle de frottement (Φ). La mesure de scratch consiste à tracer, via une série de grattage, une rainure de largeur (w) sur la surface d'un échantillon (généralement carotte) avec un couteau en diamant synthétique, contrôlé par deux paramètres constants, une profondeur de coupe (d) et une vitesse de déplacement (v).

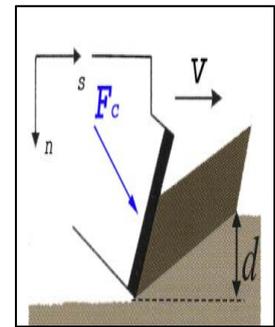


Figure III-14 : Essai de scratch

III.2.1.2 Essai de compression hydrostatique ($S_1 = S_2 = S_3 = S_0$)

L'échantillon est soumis, lors de ce test, à une pression de confinement uniforme (S_0). Ce test fournit des informations sur la compressibilité de la roche et la pression à laquelle l'effondrement des pores (perte de porosité irréversible) se produit. L'utilisation d'une membrane imperméable autour de l'échantillon l'isole du fluide de confinement et permet de contrôler indépendamment la pression interstitielle dans l'échantillon tant que $P_p < S_0$.

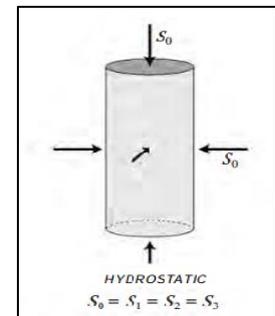


Figure III-15 : Essai de compression hydrostatique

III.2.1.3 Essai de compression uniaxiale ($S_1 > 0, S_2 = S_3 = 0$)

Au cours de ce test, l'échantillon est soumis à une compression uniaxiale (sans contrainte radiale), jusqu'à ce qu'il se rompe à une valeur définie comme la résistance à la compression simple ou non confinée (généralement appelée UCS ou C_0).

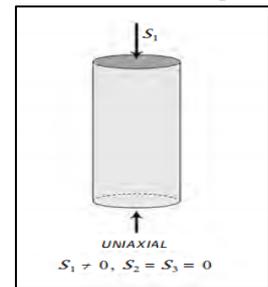


Figure III-16 : Essai de compression uniaxiale

III.2.1.4 Essai de compression triaxiale ($S_1 > S_2 = S_3 = S_0$)

Cet essai permet de mesurer les propriétés élastiques des roches dans des conditions simulant vraisemblablement celles en profondeur. Il est malheureusement appelé triaxial, alors qu'il n'y a que deux contraintes différentes d'intérêt, la pression de confinement S_3 et la contrainte différentielle $S_1 - S_3$. La pression de confinement est maintenue constante pendant le chargement de l'échantillon. La résistance de l'échantillon à une pression de confinement donnée est la contrainte différentielle à laquelle il se rompe. Comme dans le cas des tests de compression hydrostatique, il est relativement simple d'inclure les effets de la pression des pores.

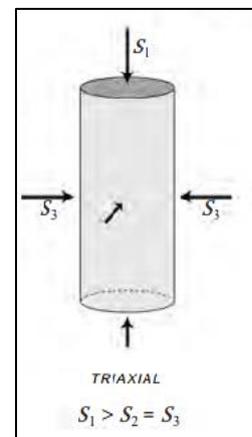


Figure III-17 : Essai de compression triaxiale

NB : Les essais triaxiaux permettent de donner les propriétés mécaniques de la roche telle que le module de Young, le coefficient de Poisson, la cohésion et l'angle de frottement interne de la roche.

III.2.1.5 Essai polyaxial ou vrai triaxial ($S_1 > S_2 > S_3$)

C'est l'essai dans lesquels les trois contraintes principales sont différentes. Bien que ce test puisse se reproduire le plus précisément possible les conditions in situ, il est extrêmement difficile à réaliser pour plusieurs raisons : difficultés liées à l'appareil d'essai, il est presque impossible d'inclure les effets de la pression interstitielle et la préparation des échantillons est difficile.

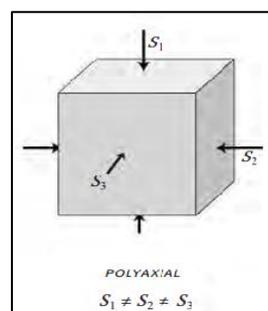


Figure III-18 : Essai de compression polyaxiale

III.2.1.6 Essai de traction indirecte (Brésilien)

Cette méthode est dite indirecte car elle ne base pas sur la création d'un état homogène de contrainte de traction dans l'échantillon de roche, mais utilise plutôt une configuration expérimentale qui conduit à des contraintes anisotropes qui sont en traction dans certaines régions de l'échantillon. La valeur précise de la contrainte de traction à l'endroit où la rupture se déclenche doit être trouvée en résolvant les équations d'élasticité.

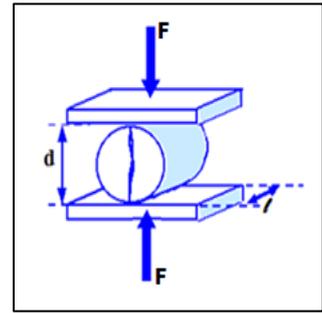


Figure III-19 : Essai brésilien

III.2.1.7 Essai sonique

La caractérisation des roches par des méthodes soniques est couramment utilisée dans le domaine pétrolier. L'étude de la propagation des ondes sonique (compression et cisaillement) dans un échantillon permet d'évaluer les propriétés élastiques dynamiques (module de Young, coefficient de Poisson). Le principe de cet essai est de mesurer le temps de propagation des ondes soniques (P et S) le long de l'échantillon, ce qui permet de calculer leurs vitesses (V_p et V_s) puis, remonter aux modules élastiques dynamiques (E et ν).

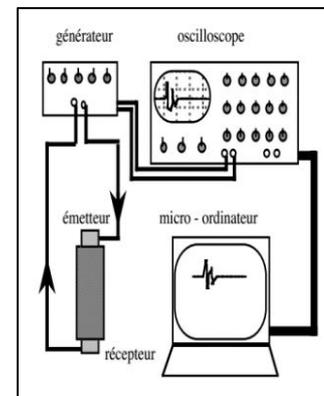


Figure III-20 : Essai sonique

III.2.1.8 Essai de compressibilité

Le test de compressibilité (drainé) permet de mesurer la compressibilité de la roche (ou le module d'incompressibilité de la roche (K_b)), l'échantillon est isolé à l'aide d'une jaquette flexible imperméable, la pression des pores et la pression de confinement (pression de compression hydrostatique) sont appliquées séparément. Cet essai permet aussi d'estimer le coefficient de Biot.

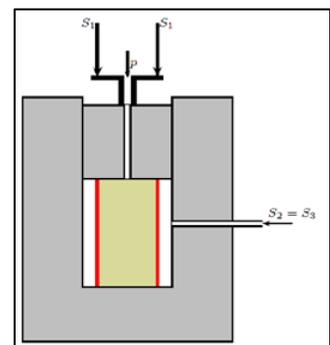


Figure III-21 : Essai de compressibilité

III.2.2 Mesures de diagraphies

De nombreux problèmes géomécaniques liés au forage doivent être résolus lorsque les échantillons de carottes ne sont pas disponibles pour les essais de laboratoire. En effet, les échantillons de carottes des formations supérieures (non réservoirs), où l'on rencontre généralement de nombreux problèmes d'instabilité de parois du puits ne sont presque jamais disponibles pour les tester. Outre, les carottes fournissent généralement que des points de mesure alors qu'on a besoin de valeur continue couvrant toute la profondeur du puits. Pour remédier à ces insuffisances, de nombreuses relations ont été proposées qui mettent en relation les propriétés mécaniques de la roche avec les données mesurées à l'aide de diagraphies (ou sismiques) de puits.

Plusieurs données diagraphiques sont utilisées généralement comme des inputs et données la calibration dans le modèles géomécanique, à savoir, gamma ray, porosité (sonique ou neutron), sonique (monopole et dipôle sonique), densité, résistivité, diamètreur (caliper), imagerie, température, ...etc.

III.2.2.1 Corrélations

La plupart des champs pétroliers ont leurs propres corrélations empiriques des propriétés mécaniques des roches. Ces corrélations diffèrent d'une lithologie à une autre et d'un champ à un autre.

Presque la majorité des corrélations empiriques mécaniques proposées, à partir de données de diagraphies, utilisent les données de vitesses d'ondes soniques (ou la lenteur), de la densité, de volume d'argile (Vsh, GR) et de la porosité (neutron).

Le problème avec ces corrélations de propriétés mécaniques est, dans la majorité des cas, elles sont généralement mieux adaptées aux champs où elles étaient développées et elles ne donnent pas de bons résultats dans d'autres champs. De ce fait, les ingénieurs géomécaniciens préfèrent de développer des corrélations de propriétés mécaniques propres au champ d'étude que d'adapter des corrélations ou modèles préexistants (disponibles dans la bibliographie) par calibration sur des valeurs obtenues des mesures sur carottes pour avoir une meilleure représentativité géomécanique du champ.

Conclusion

La compréhension de sens physiques des propriétés mécaniques et les concepts fondamentaux du comportement mécanique des roches, la bonne caractérisation des couches traversées durant le forage et l'utilisation des critères de rupture convenable avec l'établissement de bonnes corrélations pour l'évaluation de la formation sont parmi les éléments clés pour l'analyse correcte de stabilité des parois de puits et la bonne modélisation géomécanique des champs pétroliers. Cependant, cette modélisation ne sera pas utile uniquement durant le forage et le planning des puits mais aussi durant toute la vie d'un champ (ou gisement) pétrolier.

Chapitre IV:
Aspect théorique de la stabilité des
parois du puits

Introduction

Presque tous les forages présentent le phénomène d'instabilité des parois, cette instabilité génère des pertes de temps et affecte la qualité de certaines opérations (Logging, cimentation, ...etc.). Afin d'étudier, d'analyser et de prédire le phénomène d'instabilité, des approches basées sur la théorie d'élasticité permettront d'analyser les effets qui se produisent au voisinage des parois d'un forage et de définir, par la suite, les actions permettant de résoudre les problèmes générés de l'instabilité des parois.

Le chapitre précédent constitue l'ensemble des éléments nécessaires à la résolution des problèmes de géomécanique. Dans la mesure où la stabilité des puits n'en constitue qu'un cas particulier, nous présenterons dans ce chapitre les modèles et approches de la mécanique des milieux continus pour apporter des éléments de réponse au problème de stabilité des parois du trou au cours de forage.

IV.1 La répartition des contraintes autour d'un puits

Que se passe-t-il lorsque nous forons un puits ?

La création d'une ouverture cylindrique (comme un puits de forage) modifie l'état de contraintes et fait tourner leur trajectoire de manière à être, parallèles et perpendiculaires à la paroi du puits, car il s'agit d'une surface libre qui ne peut pas supporter une contrainte de cisaillement (Mitchell J. , 2001).

IV.1.1 La répartition des contraintes autour d'un puits vertical

Comme il existe partout une certaine contrainte tectonique, la contrainte horizontale sera plus élevée dans une direction que dans l'autre et la contrainte verticale n'est généralement égale à aucune des deux contraintes horizontales, quelque soit le régime de contrainte. Il y aura toujours une redistribution anisotropique des contraintes autour du puits de forage. La contrainte tangentielle dépend des contraintes agissant dans le même plan que la section du puits.

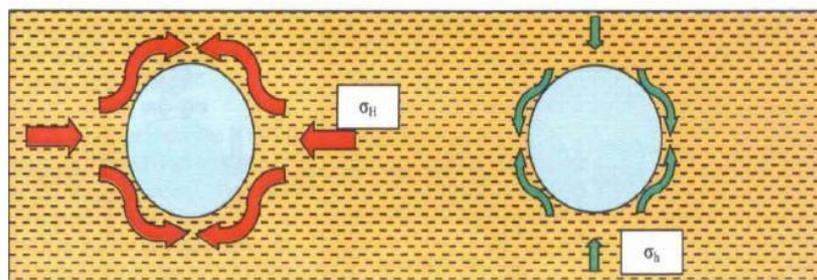


Figure IV-1 : Redistribution des contraintes autour d'un puits de forage

La redistribution susmentionnée des contraintes autour d'un puits vertical produit une contrainte tangentielle qui est maximale à 90° et 270° de la direction de la contrainte horizontale maximale (Mitchell J. , 2001).

Après la transformation du tenseur de contrainte du système de coordonnées cartésiennes au système de coordonnées cylindriques, puis l'application de ce tenseur à la solution de Kirsch, les contraintes effectives autour d'un puits vertical de rayon R sont décrites mathématiquement en termes de système de coordonnées cylindriques par (foster, 2018) :

$$\sigma_{rr} = \frac{1}{2}(\sigma_{Hmax}\sigma_{hmin}) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) \frac{1}{2}(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}) * \left(1 - \frac{4R^2}{r^2} - \frac{3R^4}{r^4}\right) \cos(2\theta) \frac{(P_w - P_o)R^2}{r^2} \quad (IV.1)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{1}{2}(\sigma_{Hmax} + \sigma_{hmin}) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}) * \left(1 + \frac{3R^4}{r^4}\right) \cos(2\theta) - \frac{(P_w - P_o)R^2}{r^2} - \sigma^{\Delta T} \quad (IV.2)$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_v - 2\nu(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}) \frac{r^2}{R^2} \cos(2\theta) - \sigma^{\Delta T} \quad (IV.3)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{1}{2}(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}) \left(1 + \frac{2R^2}{r^2} - \frac{3R^4}{r^4}\right) \sin(2\theta) \quad (IV.4)$$

- Où " σ_{zz} , $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{rr} , $\tau_{r\theta}$ " sont respectivement les contraintes (axiale, tangentielle, radiale et de cisaillement) résultant de la redistribution des contraintes autour du voisinage du puits de forage.
- Et $\sigma_{Hmax} = S_{Hmax} - P_o$, $\sigma_{hmin} = S_{hmin} - P_o$ et $\sigma_v = S_v - P_o$: contraintes effectives.
- S_v , S_{Hmax} et S_{hmin} sont respectivement la contrainte verticale, la contrainte horizontale maximale, la contrainte horizontale minimale
- ΔP est la différence de pression entre le puits P_w (densité de boue) et la pression de pore P_o .
- θ est l'azimut de la direction de S_{Hmax} , ν est le coefficient de Poisson.
- R est le rayon du puits et r est la distance par rapport au centre du puits.
- $\sigma^{\Delta T}$ est la contrainte thermique, elle est généralement négligée en raison de sa grandeur qui est relativement faible.

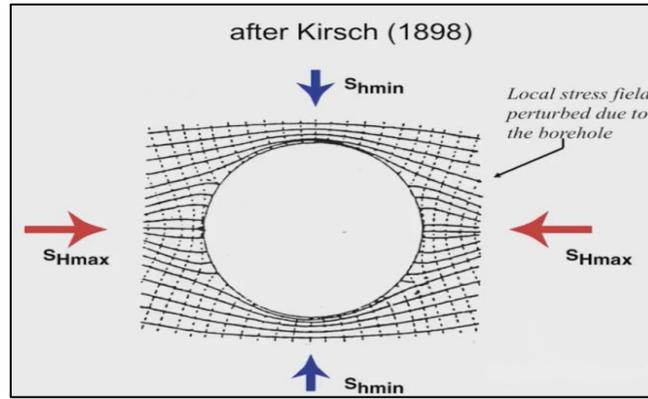


Figure IV-2 : La redistribution des contraintes autour d'un puits selon la solution de Kirsch.

Comme nous nous intéressons à la stabilité des parois du puits, il nous sera plus utile de simplifier les équations en corrigeant leurs expressions au niveau de la paroi du puits de forage (Zoback M. D., reservoir geomechanics, 2007).

$$\sigma_{zz} = S_v - 2\nu(S_{Hmax} - S_{hmin}) \cos(2\theta) - P_o - \sigma^{\Delta T} \quad (IV.5)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = S_{hmin} + S_{Hmax} - 2(S_{Hmax} - S_{hmin})\cos(2\theta) - 2P_o - \Delta P - \sigma^{\Delta T} \quad (IV.6)$$

$$\sigma_{rr} = \Delta P \quad (IV.7)$$

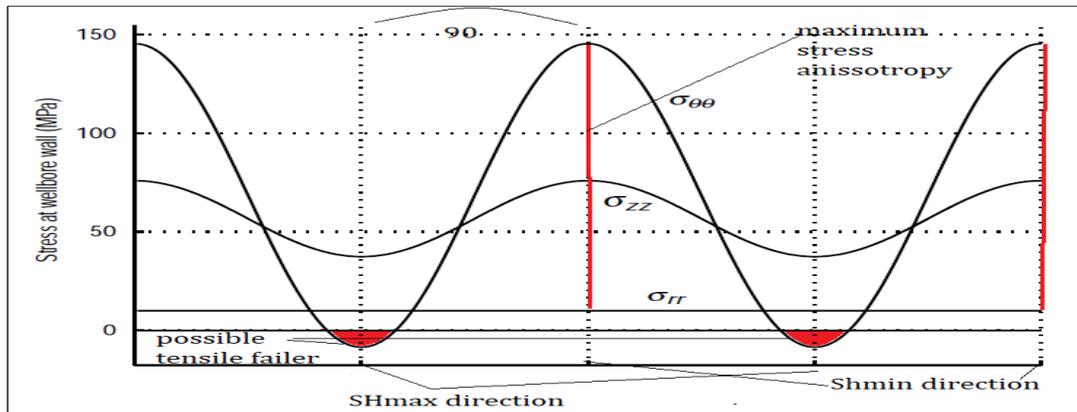


Figure IV-3 : Variation des contraintes principales effectives $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{rr} et σ_{zz} autour d'un puits vertical en fonction de l'azimut par rapport à la direction de contrainte horizontale maximale

IV.1.2 La répartition des contraintes autour d'un puits dévié

Dans un puits dévié, les contraintes principales agissant au voisinage de la paroi du puits ne sont généralement pas alignées avec l'axe du puits. Par conséquent, pour considérer la déformation dans un puits d'orientation arbitraire, nous devons définir trois systèmes de coordonnées :

- Un système de coordonnées géographiques, X, Y et Z orienté au nord, à l'est et vertical (vers le bas).
- Un système de coordonnées des contraintes, x_s , y_s et z_s (correspondant aux orientations S_1 , S_2 et S_3).
- Un système de coordonnées du puits x_b , y_b et z_b où x_b est radial, orienté vers le fond du puits, z_b est vers le bas le long de l'axe du puits et y_b est orthogonal dans le coté droite du système de coordonnées.

Dans le cas d'un puits dévié arbitrairement, il n'existe pas de relation simple entre l'orientation des contraintes du champ lointaines du puits (far field stresses) et la position autour du puits à laquelle une rupture en compression ou en traction pourrait éventuellement se produire. Ainsi, alors que les ruptures en compression dans un puits vertical se forment toujours à l'azimut de S_{hmin} , quelque soit l'ampleur des contraintes ou la résistance de la roche (tant que les contraintes principales sont verticales et horizontales), ce n'est pas le cas pour un puits qui est arbitrairement orienté par rapport aux contraintes principales in situ. Dans ce cas, la position des ruptures dépend de l'ampleur et de l'orientation des contraintes principales ainsi que de l'orientation du puits par rapport au champ de contraintes (Zoback M. D., 2007).

Nous utilisons les transformations des tenseurs pour évaluer les contraintes dans les trois systèmes de coordonnées d'intérêt. En notation tensorielle, les principales contraintes dans leur système de coordonnées sont données par :

$$S_s = \begin{bmatrix} \sigma_{Hmax} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{hmin} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_v \end{bmatrix} \quad (IV.8)$$

$$\begin{pmatrix} X_s \\ Y_s \\ Z_s \end{pmatrix} = R_s * \begin{pmatrix} X_g \\ Y_g \\ Z_g \end{pmatrix} \quad (IV.9)$$

En général, les contraintes in situ ne sont que des rotations d'un angle β (azimut de S_{Hmax} par rapport au nord) autour de l'axe vertical dans le système de coordonnées géographiques :

$$R_s = \begin{bmatrix} \cos(\beta) & \sin(\beta) & 0 \\ -\sin(\beta) & \cos(\beta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (IV.10)$$

R_s est une matrice unitaire, ce qui signifie que son inverse est le même que sa transposé.

S_g est le tenseur de contraintes dans le système de coordonnées géographiques donné par (Zoback M. D., reservoir geomechanics, 2007) :

$$S_g = R_s^T * S_s * R_s \quad (IV.11)$$

Pour transformer le champ de contraintes du système de coordonnées géographiques au système de puits de forage S_b , nous utilisons la matrice de rotation R_b , étant donné que les coordonnées du puits de forage sont une rotation autour de l'axe vertical par l'azimut du puits (δ), suivie d'une rotation autour de l'axes Y par l'angle de déviation (Φ) comme l'illustre la figure ci-dessous :

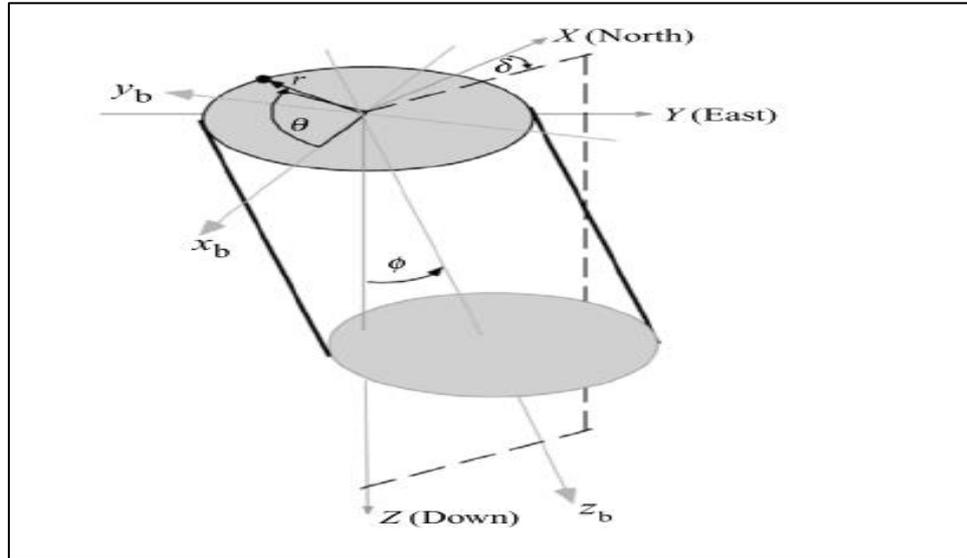


Figure IV-4: Rotations entre le système de forage et le système de coordonnées géographiques

La matrice de rotation est donnée par :

$$R_b = \begin{bmatrix} \cos\delta \cos\Phi & \sin\delta \cos\Phi & -\sin\Phi \\ -\sin\delta & \cos\delta & 0 \\ \cos\delta \sin\Phi & \sin\delta \sin\Phi & \cos\Phi \end{bmatrix} \quad (\text{IV.12})$$

Avec R_s et R_b définis, nous pouvons définir la contrainte d'abord dans un système de coordonnées géographiques, S_g , puis dans un système de coordonnées de puits, S_b , en utilisant les transformations suivantes :

$$S_b = R_b * S_g * R_b^T \quad (\text{IV.13})$$

$$S_b = R_b * R_s^T * S_s * R_s * R_b^T \quad (\text{IV.14})$$

Dans tout ce qui précède, les indices (s, g, b) sont respectivement pour les systèmes de coordonnées du champ de contrainte (stress Field), géographique (geographic) et puits (borehole coordinate system)).

Le tenseur de contrainte S_b doit alors être transformé en système de coordonnées cylindriques du puits de forage, ce qui peut se faire par la rotation d'un angle θ mesuré à partir de x_b dirigé vers le fond du puits dans le sens des aiguilles d'une montre comme illustré ci-dessus autour de l'axe Z_b et puis

transformé encore une fois par l'application de la solution de kirsch (Al-Ajmi, 2006) :

$$S_b = R_b * R_s^T * S_s * R_s * R_b^T \quad (IV.15)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} = & \left(\frac{\sigma_{xx}^b + \sigma_{yy}^b}{2} \right) + \left(\frac{\sigma_{xx}^b - \sigma_{yy}^b}{2} \right) \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \\ & + \sigma_{xy}^b \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \sin 2\theta + (P_w - P_o) \frac{R^2}{r^2} \end{aligned} \quad (IV.16)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\theta\theta} = & \left(\frac{\sigma_{xx}^b + \sigma_{zz}^b}{2} \right) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) - \left(\frac{\sigma_{xx}^b - \sigma_{yy}^b}{2} \right) \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta \\ & - \sigma_{xy}^b \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \sin 2\theta - (P_w - P_o) \frac{R^2}{r^2}, \end{aligned} \quad (IV.17)$$

$$\sigma_z = \sigma_{zz}^b - \nu \left[2(\sigma_{xx}^b - \sigma_{yy}^b) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta + 4\sigma_{xy}^b \frac{R^2}{r^2} \sin 2\theta \right] \quad (IV.18)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{r\theta} = & \left[- \left(\frac{\sigma_{xx}^b - \sigma_{yy}^b}{2} \right) \left(1 - 3 \frac{R^4}{r^4} + 2 \frac{R^2}{r^2} \right) \sin 2\theta \right] \\ & + \sigma_{xy}^b \left(1 - 3 \frac{R^4}{r^4} + 2 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \end{aligned} \quad (IV.19)$$

$$\sigma_{\theta z} = (-\sigma_{xz}^b \sin \theta + \sigma_{yz}^b \cos \theta) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) \quad (IV.20)$$

$$\sigma_{rz} = (\sigma_{xz}^b \cos \theta + \sigma_{yz}^b \sin \theta) \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) \quad (IV.21)$$

On a mentionné précédemment que le tenseur n'ait que six composantes Indépendantes, car il est un tenseur symétrique. Avec une autre transformation tensorielle (pour obtenir les trois contraintes principales), nous aurons les expressions suivantes pour les deux contraintes tangentielles et radiales à la paroi du puits de forage (Zoback M. D., 2007) :

$$\sigma_{t \max} = \frac{1}{2} \left(\sigma_z + \sigma_{\theta\theta} + \sqrt{(\sigma_z - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right) \quad (IV.22)$$

$$\sigma_{t \min} = \frac{1}{2} \left(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} - \sqrt{(\sigma_z - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right) \quad (IV.23)$$

$$\sigma_{rr} = P_w - P_o = \Delta P \quad (IV.24)$$

Où dans tout ce qui précède, nous réservons :

Le super script b pour la coordonnée du trou de forage.

La notation σ_z pour la contrainte perturbée le long des axes Z_b (après application de la solution de Kirsch) et σ_{zz}^b pour la contrainte le long de Z_b résultant des rotations du tenseur (avant application de la solution de Kirsch).

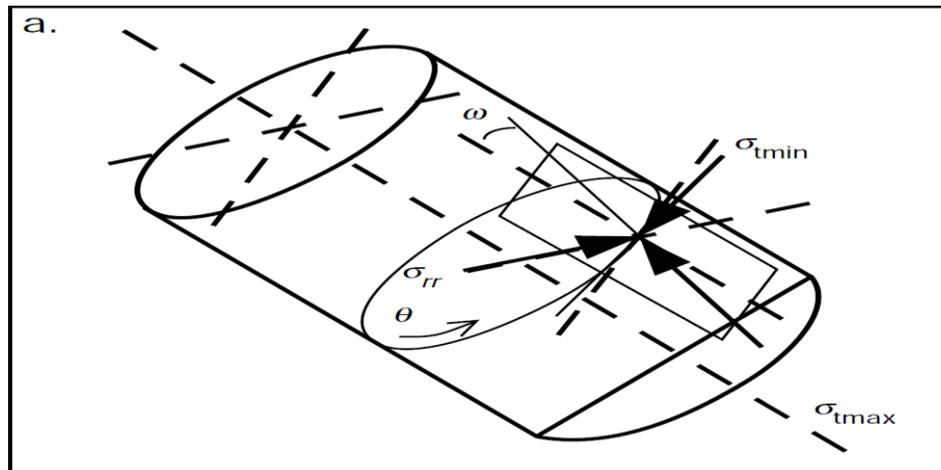


Figure IV-5 : Configuration des deux contraintes tangentielles autour d'un puits de forage dévié

IV.2 Déformation au cours de forage du puits

Deux déformations principales de roche sont distinguées lors de forage : rupture par compression et par traction.

IV.2.1 Puits vertical

IV.2.1.1 Déformations induites par compression

Comme observée en mécanique des roches, la rupture par compression se produit lorsque nous avons un état de contrainte anisotrope dans lequel la différence entre les contraintes principales appliquées à la roche satisfait un critère de rupture. Pour simplifier, nous allons considérer le critère de rupture de Mohr-coulomb. Dans celui-ci, si la différence entre les contraintes principales majeures et mineures atteint un seuil qui produit un cercle de Mohr qui touche l'enveloppe de rupture, la roche se rompra, mais si nous la comprimons de manière hydrostatique, la rupture ne se produira pas parce que le cercle de Mohr est un point et ne peut pas toucher l'enveloppe de rupture.

Ces zones sont donc soumises à la plus grande anisotropie de contrainte de compression et ont plus de chance de se rompre, c'est-à-dire lorsque la contrainte tangentielle (hoop stress) atteint ses plus grandes amplitudes puisque la contrainte radiale est indépendante de la direction (constante dans toutes les directions au niveau de la paroi du puits de forage). Dans un puits vertical, la zone qui est caractérisée par l'anisotropie de contrainte la plus importante est la zone à 90° et 270° de la direction de S_{Hmax} . La Figure **IV-6**

représente le changement des trois contraintes principales juste à la paroi du puits de forage en fonction de (θ) l'azimut par rapport à la direction de S_{Hmax} .

Cette rupture de compression (rupture de cisaillement) est appelée déformation induite par compression (wellbore breakouts). Le développement excessif de cette déformation en raison de l'anisotropie élevée des contraintes et de la faible résistance de la roche avec l'application d'une densité de boue inappropriée est appelé l'effondrement du puits de forage (wellbore collapse).

Ces ruptures de puits sont générées à un point où la contrainte appliquée à ce point provoque une rupture par compression de la roche ; en d'autres termes, les ruptures s'élargissent jusqu'à atteindre une largeur angulaire W_{BO} au bout de laquelle la roche sera à l'équilibre de rupture. Ce qui signifie que la combinaison d'état de contraintes à un angle $[\theta=90^\circ-(W_{BO}/2)]$ par rapport à la direction de S_{Hmax} satisfait les conditions d'équilibre de rupture en compression (Zoback M. D., 2007).

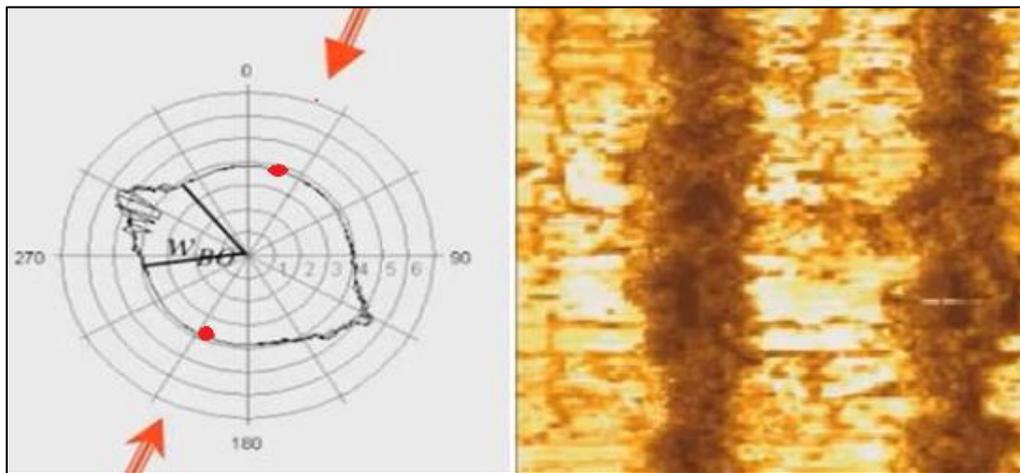


Figure IV-6 : Déformation par compression et par traction d'un puits (outil d'imagerie ultrasonique, UBI)

IV.2.1.2 Déformations induites par traction (fractures induites)

La rupture en traction se produira si la contrainte tangentielle à la paroi du puits atteint des valeurs négatives (la résistance à la traction de la roche s'il n'y a pas des défauts préexistants dans la roche $\sigma_o = -T_o$). En raison de la faible résistance à la traction des roches, ces conditions peuvent être satisfait lorsque nous avons une ΔP élevée qui fait que la contrainte tangentielle atteint des valeurs négatives (car elles sont inversement proportionnelles comme il est clair dans les équations de Kirsch). La rupture en traction se produit toujours dans la direction de S_{Hmax} ($\theta=0^\circ$ et 180°) dans les puits verticaux (Zoback M. D., reservoir geomechanics, 2007), comme indiqué par les zones rouges dans la Figure IV-7).

L'augmentation excessive de la densité boue provoque une augmentation de ΔP qui peut conduire à la fracturation hydraulique du puits dans les cas extrêmes où cette ΔP permet aux fractures induites par le forage de se propager.

IV.2.2 Puits dévié

IV.2.2.1 Déformations induites par compression dans les puits déviés

Pour évaluer la stabilité des puits, quelle que soit leur orientation, nous utilisons un diagramme de l'hémisphère inférieure (appelé aussi stereoplots) (Figure IV-7) où chaque point représente un puits d'un azimut et d'une déviation donnée. Les puits verticaux correspondent à un point au centre, les puits horizontaux correspondent à un point sur la périphérie à l'azimut approprié et les puits déviés sont tracés à l'azimut et la distance radiale appropriés.

Le principe est simple, l'instabilité du puits sera plus sévère dans l'orientation où l'anisotropie maximale possible est appliquée à la section transversale du puits, ce qui donne la concentration maximale possible de contraintes (contrainte tangentielle maximale ou hoop stress) au niveau de la paroi du puits (Zoback M. D., 2007).

À une profondeur donnée, les magnitudes des contraintes sont plus compressives pour les régimes de failles de type décrochement (strike-slip faulting) que pour les régimes de failles normaux (normal faulting) et encore plus compressives pour les régimes de failles inverses (reverse faulting). Par conséquent, il faut des résistances considérablement plus élevées pour empêcher ou prévenir l'initiation d'une rupture par compression (breakouts) dans les régimes de failles de décrochement que dans les régimes normaux et des résistances encore plus élevées dans les régimes de failles inverses. Ainsi, pour une valeur donnée de la résistance de la roche, les puits sont moins stables dans les régimes de failles inverses et plus stables dans les régimes de failles normales (Zoback M. D., 2007).

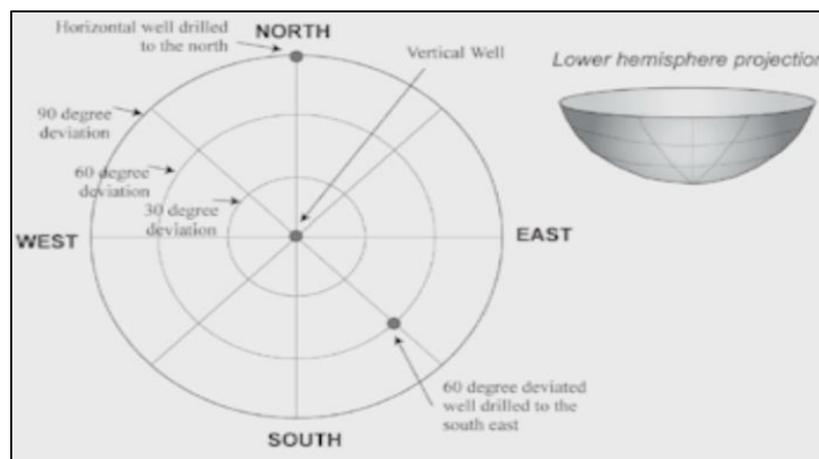


Figure IV-7 : Illustration de la projection de l'hémisphère inférieure

Les déformations par compression (breakouts) dans les puits déviés se produiront à un angle différent de celui d'un puits vertical en raison du changement de direction par rapport aux contraintes in situ et au régime de contraintes (Zoback M. D., 2007).

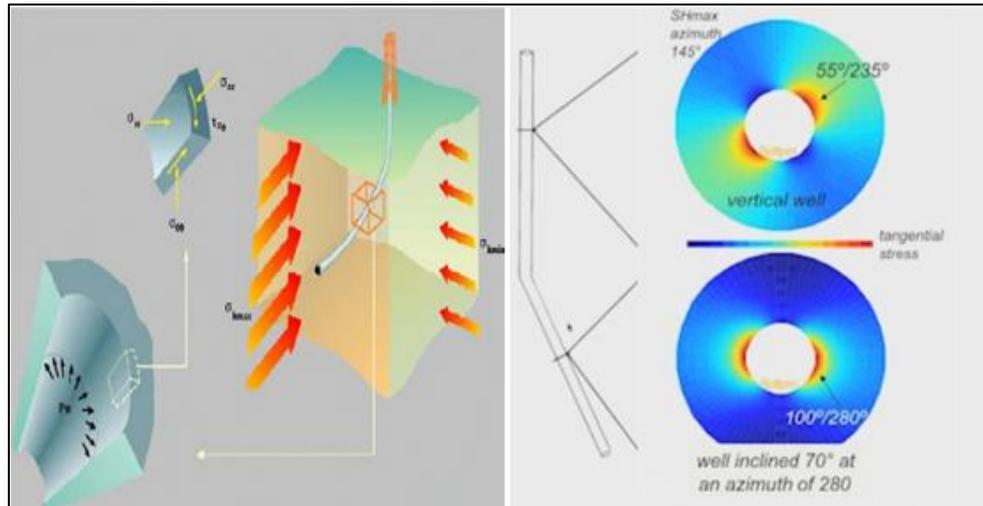


Figure IV-8 : Réorientation des déformations par compression (breakouts) dans un puits dévié

IV.2.2.2 Déformations induites par traction (fractures induites) dans un puits dévié

Les fractures induites par le forage dans les puits déviés se présentent généralement sous la forme de paires échelonnées de fractures qui sont inclinées par rapport à la paroi du puits. Les fractures induites par le forage se produiront dans un puits dévié si les contraintes tangentielles atteignent des valeurs négatives (Zoback M. D., 2007).

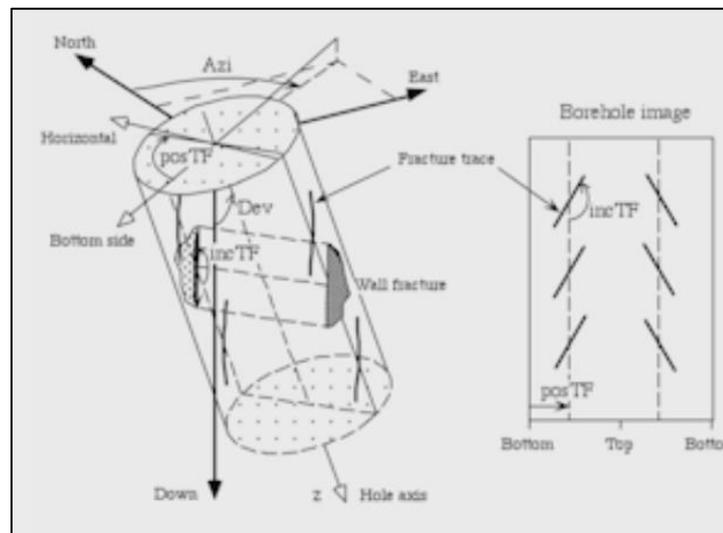


Figure IV-9 : Fractures induites par le forage dans les puits déviés

IV.2.3 Détermination de l'orientation des déformations induites

L'orientation des déformations induites au cours de forage peut être déterminée principalement par deux techniques, mesure du diamètre intérieur du puits (caliper) et imagerie.

Traditionnellement, la plupart des données utilisées pour déterminer l'orientation et l'angle des déformations dans les puits proviennent de données du diamètreur (caliper) à quatre bras à orientation magnétique, qui sont couramment utilisées dans l'industrie pétrolière. Avec suffisamment de précaution, il est possible d'utiliser ces données pour déterminer de manière fiable l'orientation des déformations. Il est important de ne pas interpréter à tort les trous de serrure (key seats) ou les cavages (washouts) comme des déformations par compression (**Figure IV-10**).

La même chose peut être faite par les outils d'imagerie du puits, où les déformations induites par compression apparaissent comme des bandes noires relativement épaisses (Zoback M. D., 2007) alors que les fractures induites apparaissent comme des lignes noires fines et irrégulières (**Figure IV-11**).

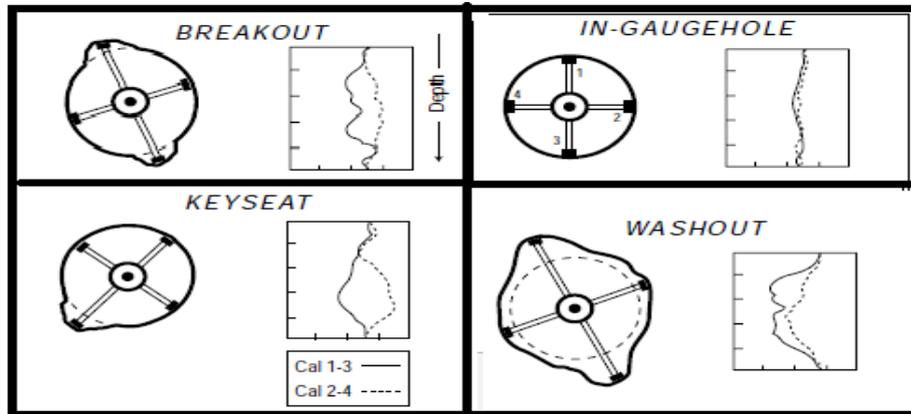


Figure IV-10 : Interprétation des données géométriques possibles d'un caliper

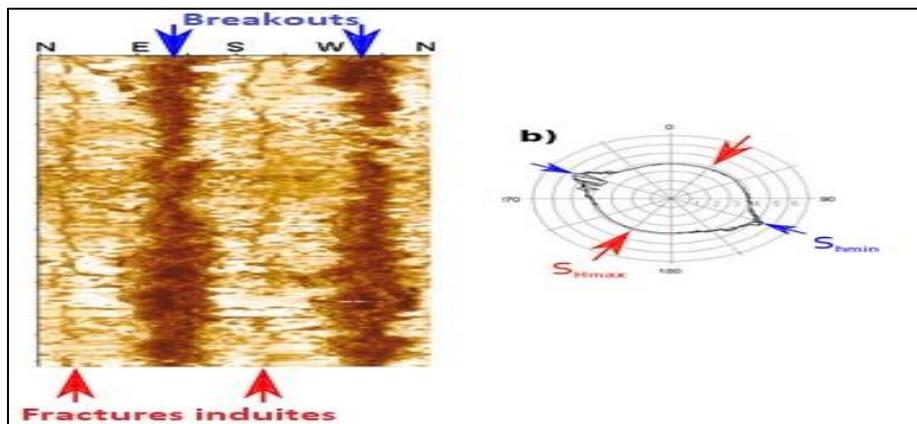


Figure IV-11 : Exemple de détermination de l'orientation des déformations par imagerie de puits

IV.2.4 Effet de la pression du puits sur la stabilité du puits

La pression exercée par une colonne de boue fournit une contrainte radiale contre la paroi du puits. La surpression du puits nous donne une combinaison de réduction de la contrainte de compression tangentielle ($\sigma_{\theta\theta}$) et d'augmentation de la résistance apparente de la roche, en lui fournissant une contrainte de confinement plus élevée (σ_{rr}) ce qui fait que, l'application d'une

densité statique ou dynamique équivalente (ESD et ECD) supérieure à la pression des pores un outil puissant pour empêcher ou prévenir l'instabilité des puits de forage.

Il est possible d'augmenter la densité de la boue à une valeur qui réduit la contrainte tangentielle en dessous de zéro dans certaines régions autour du puits de forage, comme nous avons mentionné précédemment. Si la densité de la boue est trop élevée, la contrainte tangentielle se transforme en contrainte de traction et la roche peut se rompre en traction (fracture).

Aussi, la densité de boue ou plus générale la différence de pression (ΔP) appliquée sur la paroi du puits de forage doit être, suffisamment élevée pour empêcher ou prévenir le développement excessif des déformations par compression (effondrement du puits ou collapse) et, suffisamment faible pour ne pas provoquer des déformations par traction (fractures induites) ou des endommagements aux formations réservoirs.

En général, l'objectif est de maintenir la pression du puits (P_w) aussi basse que possible au-dessus de la pression des pores, pour optimiser le taux de pénétration en limitant l'effet de rétention des fragments de roche (chip hold down effect) et l'endommagement des roches réservoirs.

Les effets de densité de boue peuvent être illustrés graphiquement avec l'enveloppe de rupture du Mohr-coulomb :

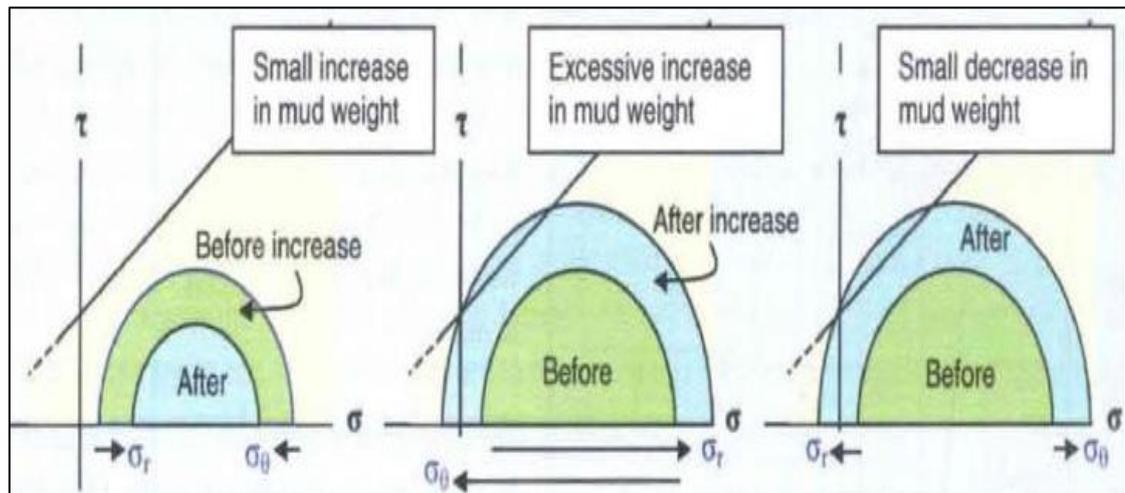


Figure IV-12 : Effets de la surpression sur l'état de contraintes autour du puits de forage (Mitchell J, 2001).

NB : Le phénomène de rétention des fragments de roche se produit lorsque l'outil de forage arrache un morceau de roche. Ce fragment de roche résistera à l'enlèvement et au mouvement sous l'outil de forage en raison de la différence entre la pression hydrostatique de la boue et la pression de formation (P_p). Afin de retirer ce fragment de roche, le fluide de forage doit pénétrer sous la partie inférieure de ce dernier.

IV.3 Etablissement du modèle géomécanique 1D

La base pour prédire avec succès et précision les déformations induites par la modification de l'état des contraintes dans un puits de forage, réside dans la compréhension de la modélisation géomécanique. Les principaux éléments de ce modèle géomécanique sont les trois principales contraintes (σ_1 , σ_2 et σ_3), la pression de pore (P_o) et la résistance de la roche (UCS et T_o), ainsi que d'autres paramètres nécessaires à la prédiction de sa déformation et sa rupture (Rao, et al., 2017).

Dans le cadre de ce mémoire, nous focaliserons uniquement sur la modélisation géomécanique 1D.

IV.3.1 Méthodologie d'établissement d'un modèle géomécanique 1D

Le schéma dessous explique la méthodologie d'établissement d'un modèle géomécanique 1D (MEM). Ce dernier est une étape nécessaire pour planifier un forage et prévenir les instabilités des parois de puits ainsi que d'autres problèmes de forage.

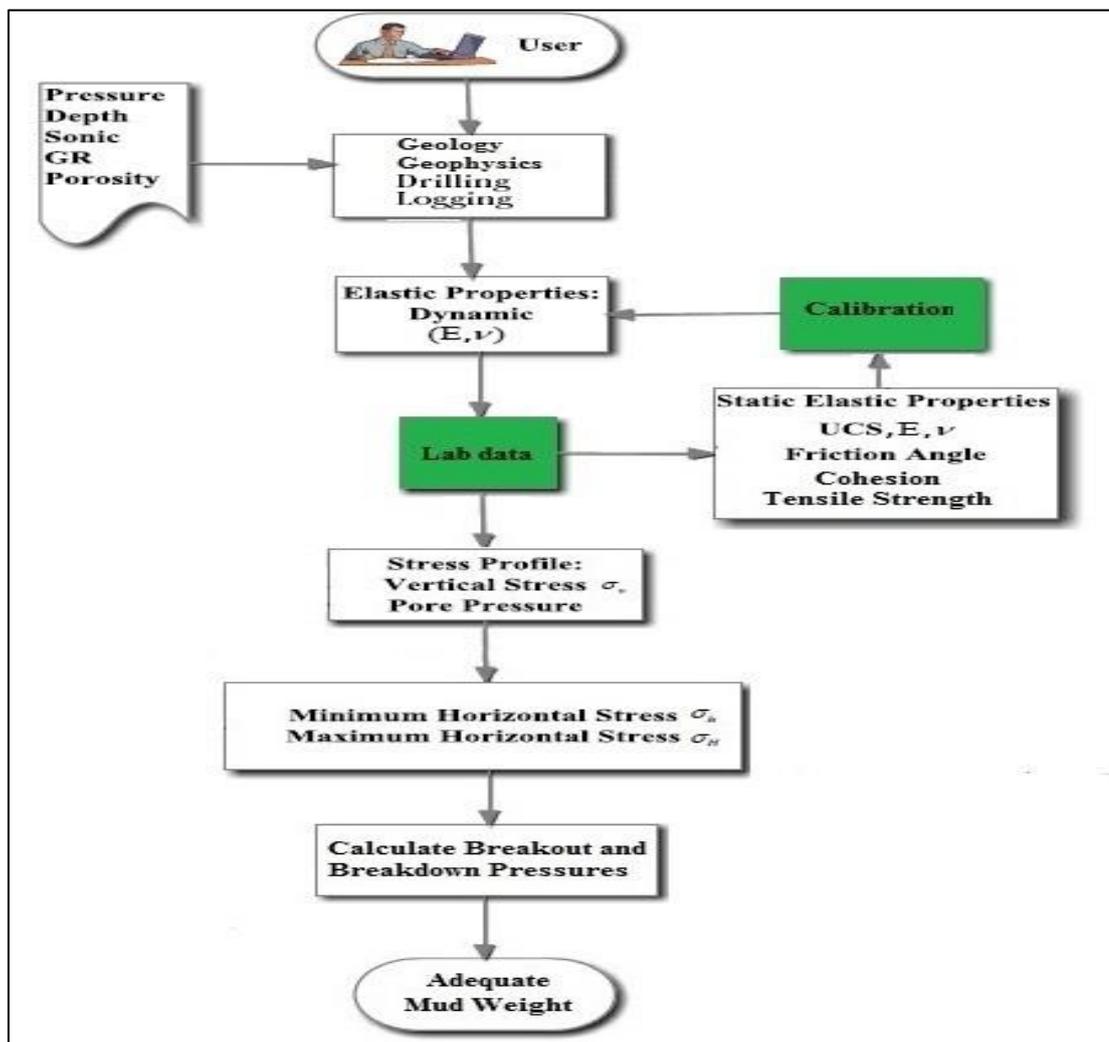


Figure IV-13 : Schéma d'établissement d'un modèle géomécanique 1D

IV.3.1.1 Données utilisées pour l'établissement de modèle géomécanique

Comme indiqué précédemment, la résistance et les propriétés élastiques des roches peuvent être estimées à partir des données de diagraphie (et/ou géophysiques) en cas d'indisponibilité de carottes ou estimées à partir d'essais de laboratoire, ce qui nous donne de meilleures informations avec moins d'incertitudes.

Néanmoins, les mesures de laboratoire ne peuvent pas fournir des valeurs continues et sont souvent effectuées sur des petits intervalles. Elles sont utilisées pour calibrer les estimations obtenues par les données de diagraphie (et sismique) afin d'avoir une meilleure représentation des formations traversées par le forage.

Les données de forage, de géologie et des essais de puits sont aussi utilisées pour l'élaboration du modèle géomécanique.

IV.3.1.2 Calcul de la contrainte vertical

La magnitude de S_v est équivalente à l'intégration des densités de roches de la surface à la profondeur d'intérêt, z .

$$S_v = \int_0^z g * \rho(z) dz = g_v * z \quad (IV.25)$$

$\rho(z)$ est la densité des sédiments obtenue à partir de la diagraphie de densité (ρ_b ou ρ_b) et g_v est le gradient géostatique (pression lithostatique).

« Bulk Density » ou la densité apparente est fonction de la densité de la matrice, la porosité et la densité du fluide de pores

$$\rho_b = (\Phi * \rho_f) + (1 - \Phi) * \rho_m \quad (IV.26)$$

Avec :

ρ_f : Densité de fluide de formation,

ϕ : Porosité

ρ_m : Densité de la matrice

Si la diagraphie de densité n'est pas disponible à la surface, nous pouvons faire des extrapolations en fonction de la connaissance du terrain, en général, nous prenons une densité moyenne de 2,3 g/cc ou un gradient géostatique de 1psi/ft (Zoback M. D., 2007).

D'autres méthodes sont utilisées pour calculer la densité de la roche par des méthodes sonique (voir Annexe 1).

IV.3.1.3 Estimation de la pression des pores

La pression interstitielle est une information très importante lors de la planification d'un puits pour deux raisons : la sécurité de l'équipe de forage et

la prévention des risques d'éruption, l'analyse de la stabilité du puits et la prise de bonnes décisions concernant les profondeurs des sabots du tubage ainsi que la densité de boue appropriée.

La pression des pores est un élément important pour un modèle géomécanique, elle est la base de la plupart des décisions de planification des puits.

L'estimation de la pression interstitielle est basée sur le principe de contrainte effective de Terzaghi qui stipule que la contrainte verticale (S_v) est égale à la somme de la contrainte verticale effective (σ_v) et la pression interstitielle de la formation (P_o).

$$S_v = \sigma_v + P_o \quad (\text{IV.27})$$

Il existe plusieurs méthodes d'estimation de la pression interstitielle à partir des vitesses sismiques ou des diagraphies de puits qui sont basées sur un simple principe "la compaction monotone". Cela signifie que la porosité devrait diminuer avec l'augmentation des contraintes appliquées (contrainte verticale effective, $S_v - P_p$) sur la formation, d'où l'augmentation de la profondeur. Tant que la porosité diminue de manière exponentielle, la pression interstitielle est hydrostatique. Toute anomalie de la tendance de la compaction (la tendance de diminution de la porosité) signifie qu'il y a une pression interstitielle anormale due à un déséquilibre de la compaction ou sous compaction.

Un point très important à retenir est que ces méthodes sont utilisées pour prédire la pression des pores dans les formations de schiste et d'argile et ne sont pas applicables aux formations gréseuses et carbonatées. Comme la pression interstitielle augmente de manière hydrostatique avec la densité du fluide (gradient hydrostatique approprié à la densité du fluide de formation) dans les formations perméables, l'extrapolation dans ces formations et la correction selon les effets de centroïde sont de bonnes méthodes pour estimer la pression interstitielle dans ces formations, une fois que, nous l'avons estimée dans les schistes ou les argiles adjacentes.

La mesure directe de la pression de pores (interstitielle, P_o) dans les formations relativement perméables, est effectuée d'une manière simple en utilisant de divers outils et technologiques disponibles dans l'industrie pétrolière. Ces outils sont acheminés au fond du puits soit par câble (échantillonneurs qui isolent la pression de la formation de la pression annulaire dans une petite zone de la paroi du puits, RFT, MDT, etc.). Aussi, les densités de boue sont parfois utilisées pour estimer la pression interstitielle dans les formations perméables.

Parmi les méthodes largement utilisées pour l'estimation et la prédiction de la pression de pores :

- **Gardner and al**

$$P_o = S_v - \frac{(\alpha_v - \beta)(A_1 - B_1 \ln \Delta t)^3}{Z^2} \quad (IV.28)$$

Où P_o est la pression des pores (psi), S_v est la contrainte verticale (psi), α_v est le gradient normal de contrainte verticale (psi/ft), β est le gradient normal de pression des fluides (psi/ft), Z est la profondeur (ft), Δt est le temps de transit sonique (μ s/ft), A et B sont les constantes, $A_1 = 82776$ et $B_1 = 15695$.

- **Miller & Bower**

$$P_{og} = P_{oge} - (OBG - OBG_e) \quad (IV.29)$$

Où P_{og} est le gradient de pression des pores à la profondeur (D), P_{oge} est le gradient de pression normale des pores (hydrostatique) à la profondeur équivalente (D_e), OBG est le gradient de contrainte verticale à la profondeur (D), OBG_e est le gradient de contrainte verticale à la profondeur équivalente (D_e).

- **Résistivité d'Eaton**

$$P_{og} = OBG - (OBG - P_{ng}) \left(\frac{R}{R_n} \right)^n \quad (IV.30)$$

Où P_{og} est le gradient de pression des pores, OBG est le gradient de contrainte verticale, P_{ng} est le gradient de pression normale (hydrostatique) des pores (normal = 0.45 psi/ft ou 1.03 MPa/km, en fonction de la salinité de l'eau), R est la résistivité des schistes obtenue à partir des diagraphies des puits, R_n est la résistivité des schistes à la pression normale (hydrostatique), n est l'exposant varie de 0.6 à 1.5, et normalement $n = 1.2$.

- **Temps de transit d'Eaton**

$$P_{og} = OBG - (OBG - P_{ng}) \left(\frac{\Delta t}{\Delta t_n} \right)^3 \quad (IV.31)$$

Où P_{og} est le gradient de pression des pores, OBG est le gradient de contrainte verticale, P_{ng} est le gradient de pression normale (hydrostatique) des pores (normal = 0.45 psi/ft ou 1.03 MPa/km, en fonction de la salinité de l'eau), Δt_n est le temps de transit sonique ou la lenteur dans les schistes à la pression normale, Δt est le temps de transit sonique dans les schistes obtenu à partir de la diagraphie des puits et peut également être déduit de la vitesse de l'intervalle sismique.

Cette méthode est applicable dans certains bassins pétroliers, mais elle ne tient pas compte des effets de déchargement. Cela limite son application dans

des zones géologiquement complexes, telles que les formations avec des remontées (up lift). Pour appliquer cette méthode, il faut déterminer le temps de transit normal (Δt_n).

- **Vitesse d'onde de Bower**

Bower a proposé que la vitesse du son et la contrainte normale effective aient une relation de puissance comme suit :

$$V_p = V_{ml} + A\sigma_V^B \quad (IV.32)$$

Où V_p est la vitesse de compression à une profondeur donnée, V_{ml} est la vitesse de compression à la ligne de solide (c'est-à-dire le fond marin (mudline) ou la surface du sol, normalement $V_{ml} = 5000$ ft/s ou 1520 m/s), A et B sont les paramètres calibrés par les données de vitesses de calage ou de calibration (puits avoisinants offset Wells) en fonction de la contrainte verticale effective ($S_V - P_p$).

La réorganisation de l'équation ci-dessus en considérant la définition de Terzaghi de contrainte effective, la pression des pores est obtenue comme suit :

$$P_o = S_V - \left(\frac{V_p - V_{ml}}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (IV.33)$$

Bower (1995) a proposé la relation empirique suivante pour tenir compte de l'effet de déchargement :

$$V_p = V_{ml} + A[\sigma_{max}(S_V/\sigma_{max})^{1/U}]^B \quad (IV.34)$$

$$\sigma_{max} = \left(\frac{V_{nwx} - V_{ml}}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (IV.35)$$

U est le paramètre de soulèvement, σ_{max} et V_{max} sont les estimations de la contrainte effective et de la vitesse au début du déchargement. En l'absence de modifications majeures de la lithologie, V_{max} est généralement égale à la vitesse au début de l'inversion de la vitesse.

Le réarrangement de l'équation (IV.34) donne :

$$p_{ulo} = S_V - \left(\frac{V_p - V_{ml}}{A} \right)^{\frac{U}{B}} (\sigma_{max})^{1-U} \quad (IV.36)$$

Où P_{ulo} est la pression des pores dans le cas de déchargement (Zhang J. J., 2011).

- **Vitesse de Miller**

Dans ce modèle, Miller utilise la vitesse ou le temps de transit des diagraphies soniques (ou sismique) pour prédire la pression des pores.

Le paramètre d_{max} représente la profondeur de vitesse maximale (maximum Velocity depth) et définit la présence ou non de l'effet de déchargement.

Si $d_{max} < Z$ (la profondeur), le déchargement n'a pas eu lieu, la pression des pores est obtenue par la formule suivante.

$$P_o = \sigma_v - \frac{1}{\lambda} \ln \left(\frac{V_m - V_{ml}}{V_m - V_p} \right) \quad (IV.37)$$

Où V_m est la vitesse d'onde sonique dans la matrice de schiste (temps de transit asymptotique à l'infini de la contrainte verticale effective, $V_m = 14000-16000$ ft/s), V_p est la vitesse de compression à une profondeur donnée, λ est le paramètre empirique définissant le taux d'augmentation de la vitesse avec la contrainte effective (normalement égale à 0,00025), d_{max} est la profondeur à laquelle le déchargement a eu lieu.

Si $d_{max} > Z$ (la profondeur), le comportement de déchargement est donc considéré, la pression des pores dans le cas de déchargement est calculée à partir de l'équation suivante :

$$P_{o\ unl} = \sigma_v - \frac{1}{\lambda} \ln \left(a_m \left(1 - \frac{V_p - V_{ulo}}{V_m - V_{ml}} \right) \right) \quad (IV.38)$$

Où $P_{o\ unl}$ est la pression de pores en cas où le décharge a manifester, a_m est le rapport des pentes des vitesses des zones vierges (chargement) et de déchargement dans les courbes de contraintes effectives σ_{ul} (normalement $a_m = 1,8$) et $a_m = V_p / V_{ulo}$, σ_{ul} est la contrainte effective due au déchargement des sédiments, V_{ulo} est la vitesse à laquelle commence le déchargement.

IV.3.1.4 Estimation des contraintes horizontales

De nombreuses études ont été menées et différentes méthodes de mesure et des théories ou relations empiriques ont été établies pour estimer l'état des contraintes dans les roches.

Les essais de laboratoire ne peuvent pas fournir des profils de contraintes horizontales continus. Par conséquent, le développement des relations théoriques pour estimer l'état des contraintes dans les puits est toujours intéressant pour l'industrie pétrolière (Molaghab, Taherynia, Aghda, & Fahimifar, 2017).

La procédure consiste donc à calculer les profils continus des contraintes en utilisant des modèles prouvés et performants, puis les calibrer sur les mesures effectuées sur les puits (LOT) ou par l'utilisation des analyses qui permettent d'obtenir des profils de contrainte plus réalistes.

Un des modèles les plus utilisés pour estimer les contraintes horizontales à partir des données des diagraphie est donné par les formules suivantes provenant de l'équation d'Eaton « bilatéral contrainte ».

$$S_{Hmax} = \frac{\nu}{1-\nu} (S_V - \alpha P_o) + \alpha P_o + \frac{E\varepsilon_x}{1-\nu^2} + \frac{\nu E\varepsilon_y}{1-\nu^2} \quad (IV.39)$$

$$S_{hmin} = \frac{\nu}{1-\nu} (S_V - \alpha P_o) + \alpha P_o + \frac{E\varepsilon_y}{1-\nu^2} + \frac{\nu E\varepsilon_x}{1-\nu^2} \quad (IV.40)$$

Où

ν est le coefficient de Poisson et E est le module de Young.

α est le coefficient de Biot

ε_x et ε_y sont des déformations tectoniques dans le plan horizontal suivant les directions de S_{Hmax} et S_{hmin} respectivement.

Dans le cas des roches fortement anisotropes (comme les schistes), l'effet de l'anisotropie doit être prise en considération dans le calcul afin d'estimer correctement les contraintes horizontales principale.

IV.3.1.5 Gradient de fracturation ou contrainte minimale horizontale dans les régimes de contraintes normaux :

Le gradient de fracturation représente la limite maximale de la densité de boue. Il existe plusieurs méthodes de calcul du gradient de fracturation, nous nous limitons à présenter les méthodes les plus couramment utilisées.

- **MATHWES and KELLY**

$$FG = P_o + \sigma_v * K \quad (IV.41)$$

Avec :

FG : Gradient de fracturation,

σ_v : Contrainte verticale effective,

P_o : Pression de pores,

K : Rapport de contraintes effectives, $K = 0 - 1$

- **ZOBACK and HEALY**

$$FG = P_o + \sigma_v * [(1 + \mu^2)^{1/2} + \mu]^{-2} \quad (IV.42)$$

Avec :

FG : Gradient de fracturation,

σ_v : Contrainte verticale effective,

P_o : Pression de pores,

$\mu = \text{tg}(\phi)$, coefficient de frottement (pour les failles de la région).

ϕ : Angle de frottement.

- **HOLBROOK**

$$FG = P_o + \sigma_v * (1 - \Phi) \quad (IV.43)$$

Avec :

FG : Gradient de fracturation,

σ_v : Contrainte verticale,

P_o : Pression de pores,

ϕ : Porosité.

- **EATON**

$$FG = P_o + \frac{\sigma_v * \nu}{1 - \nu} \quad (IV.44)$$

Avec :

FG : Gradient de fracturation,

σ_v : Contrainte verticale,

P_o : Pression de pores,

ν : Coefficient de poisson,

$\nu = 0 - 0.5$

IV.3.1.6 Gradient de collapse

Le gradient de collapse représente la limite minimale de la densité de boue ou la pression à laquelle nous commençons à avoir des déformations par compression (breakouts, collapse). Il existe plusieurs méthodes de calcul du gradient de collapse selon le critère de rupture utilisé. Nous présentons ici la méthode d'utilisation du critère de rupture modifié de Lade (puits vertical).

$$P_{wb} = \frac{A - \sqrt{A^2 - 4(D - \frac{E^3}{(27 + \eta)})}}{2} \quad (IV.45)$$

Avec

$$\begin{aligned} E = I_1 &= (\sigma_{\theta\theta} + S) + (\sigma_{rr} + S) + (\sigma_{zz} + S) \\ &= A + B + 3S - 3P_o \end{aligned} \quad (IV.46)$$

$$A = 3S_{Hmax} - S_{hmin} \quad (IV.47)$$

$$B = S_V - 2(S_{Hmax} - S_{hmin}) \quad (IV.48)$$

$$D = (P_o - S)^2 + A(P_o - S) \quad (IV.49)$$

$$C = (P_o - B - S) \quad (IV.50)$$

P_{wbo} : La pression de puits auquel il y aura initiation des déformations par compression au niveau de la paroi du puits.

S_{Hmax} et S_{Hmin} : Les contraintes horizontales effectives maximale et minimale, respectivement.

P_o : La pression de pores

S et η sont les constantes dépendantes de propriété mécanique de la roche donné par les équations (III.30) et (III.31) respectivement)

Dans les analyses de stabilité des puits, on définit souvent un angle de largeur acceptable des déformations par compression W_{bo} , au-dessus duquel, on considère qu'on a un éboulement du puits.

Certains spécialistes recommandent d'utiliser la pression des pores comme limite minimale de la densité de boue, mais la bonne pratique c'est de prendre le plus grand parmi le gradient de collapse et le gradient de pression de pores comme limite inférieure.

IV.3.2 Calibration du modèle géomécanique

Afin d'établir et d'évaluer au mieux un modèle géomécanique, de multiples données de calibration sont utilisées provenant de différentes sources, à savoir, forage, laboratoire, essais de puits, fracturation hydraulique, test d'injectivité, imagerie de puits, etc.

Dans cette partie, nous présenterons les données de calibration de chaque élément de modèle géomécanique.

IV.3.2.1 Propriétés mécaniques

La calibration des propriétés mécaniques se base principalement sur les données des essais mécaniques de laboratoire. Ces dernières ont une importance cruciale pour la représentativité du modèle géomécanique. Les paramètres les plus utilisées sont module de Young (E), coefficient de Poisson (ν), la résistance à la compression simple (UCS), la résistance à la traction (T_o), l'angle de frottement interne (ϕ), la cohésion (C).

IV.3.2.2 Pression de pores

Les données de calibration de pression de pores sont obtenues généralement de deux sources :

- **Essais de puits** : MDT, RFT, DST, stethoscope...etc.
- **Forage** : EMW et SIDPP lors des venues (kick), Connection Gas.

IV.3.2.3 Gradient de fracturation et contrainte horizontale minimale

Seulement les données obtenues à l'échelle du champ qui sont utilisées pour la calibration du gradient de fracturation et de la contrainte horizontale minimale. Les données les plus utilisées sont obtenues :

- Des essais de puits : LOT et XLOT, De l'opération de Mini-frac : pression de fermeture des fractures « Closure pressure »,
- Des évènements de forage : EMW in lost circulation.

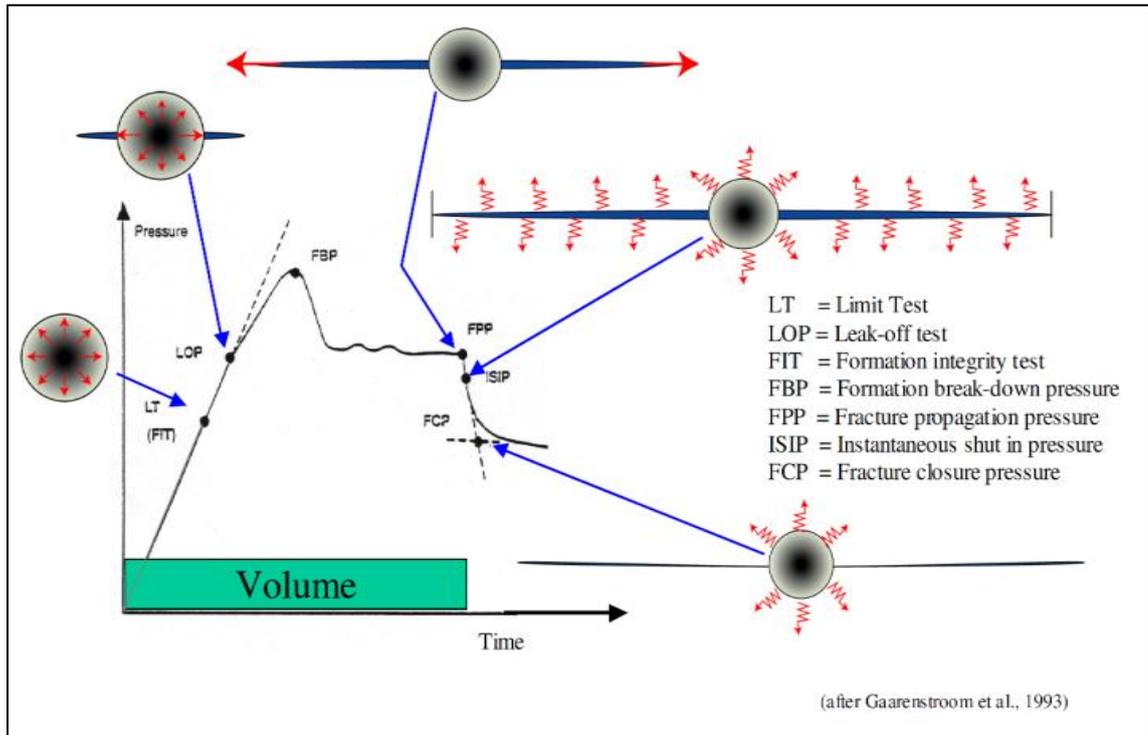


Figure IV-14 : Illustration de la courbe de pression en fonction du temps au cours de LOT et mini frac

IV.3.2.4 Contrainte horizontale maximale

La contrainte horizontale maximale ne peut pas être mesurée directement, c'est pour cela d'autres méthodes ont été développées pour avoir des valeurs proches ou au moins mettre des limites aux grandeurs de cette contrainte.

Les valeurs obtenues à partir des mesures sur puits (S_{hmin} déterminée à partir de leak off test, mini frac, ...etc.) et des analyses des déformations des puits au cours de forage, donnent des valeurs proches ou exactes de S_{Hmax} en fonction des données disponibles.

Polygone de contraintes (Stress Polygon)

Introduit par Zoback, Mastin et al. (1987) et Moos et Zoback (1990), sur la base de la théorie de Jaeger et Cook (1979) et de la classification d'EM Anderson, le polygone de contraintes permet de fixer, à une profondeur donnée (contrainte verticale S_v donnée) et une pression de pores donnée, des limites de magnitudes de contraintes horizontales possibles (σ_2 et σ_3).

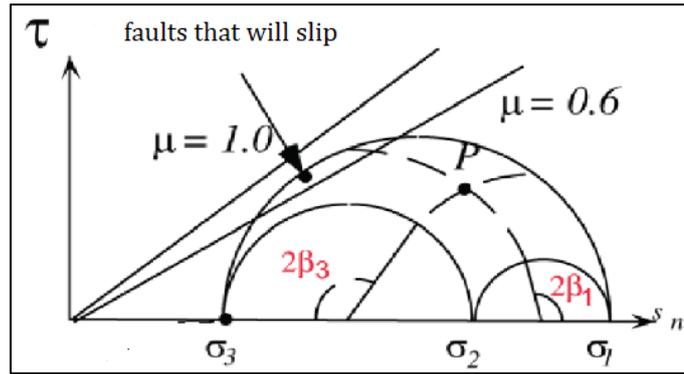


Figure IV-15 : Illustration de la théorie de frottement des failles

La théorie de Jaeger et Cook (1979) :

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2 \tag{IV.51}$$

Où μ est le coefficient de frottement de la discontinuité, généralement il a des valeurs entre 0,6 et 1.

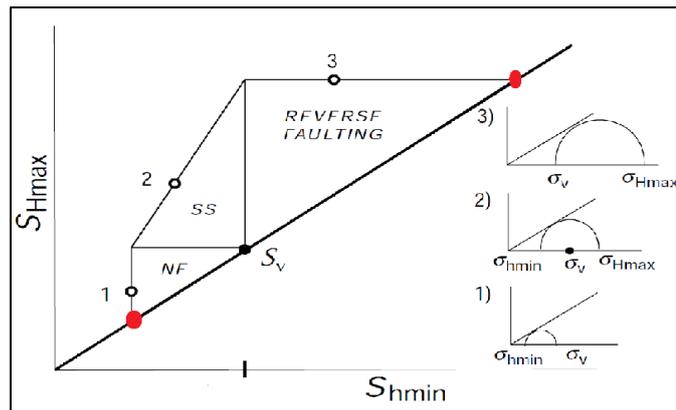


Figure IV-16 : Polygone de contraintes

L'effet de la pression de pores sur le polygone de contrainte est important, car il réduit la gamme possible de contraintes en diminuant la résistance de frottement effective au niveau des plans de rupture. L'augmentation de la pression de pores réduit la contrainte normale appliquée sur le plan de rupture sans affecter la contrainte de cisaillement, ce qui provoque le glissement sur les discontinuités à une faible différence entre les contraintes principales majeures et mineures en rendant les cercles de Mohr plus petits correspondant à la rupture comme illustré ci-dessous. Ce qui signifie que les zones de surpression ont une anisotropie de contraintes relativement faible par rapport aux autres zones.

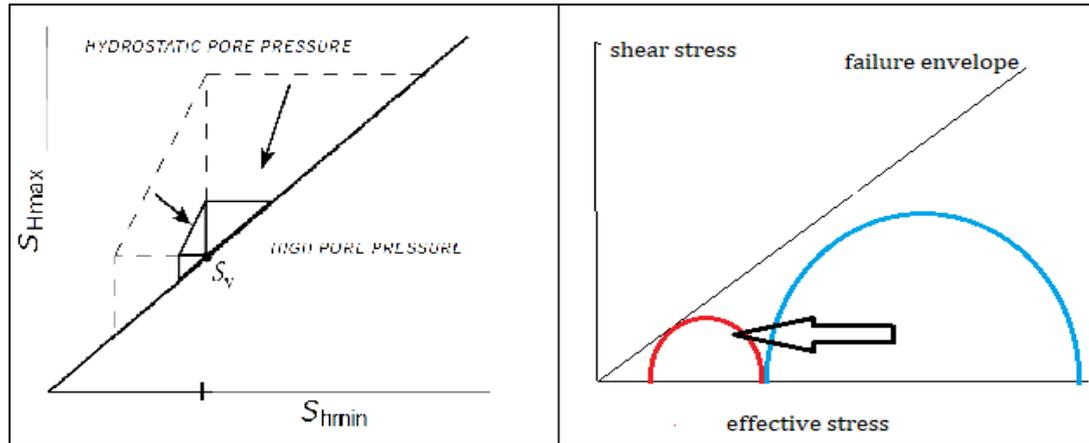


Figure IV-17 : Effet de la pression des pores sur l'état de contraintes

- **Analyse des déformations au niveau des puits et SHmax :**

A) Fractures induites

La présence de fractures induites (tension ou traction) par le forage signifie que la contrainte tangentielle a atteint la résistance à la traction de la roche.

Dans les puits verticaux, l'initiation de la fracture induite par le forage est donnée par l'équation suivante :

$$-T_o = \sigma_{\theta\theta} \quad (IV.52)$$

Comme les fractures induites par le forage se produisent dans la direction de SHmax ($\theta=0^\circ$), le réarrangement des équations de Kirch pour la contrainte tangentielle à la paroi du puits de forage pour cet angle $\theta=0^\circ$ donne :

$$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - P_b + P_o + T_o - \sigma^{\Delta T} \quad (IV.53)$$

Où P_b est appelée la pression de fracturation, la pression du fond de puits à laquelle la fracture a été induite.

Vu que T_o est généralement faible (aussi les fractures peuvent se produire le long d'une discontinuité préexistante dans la masse rocheuse) et la faible ampleur de l'effet de température, les fractures induites par le forage, lorsque S_{hmin} est connue, sont un moyen relativement précis pour déterminer S_{Hmax} .

B) Breakouts

Les déformations par compression (wellbore breakouts) sont également très importantes pour déterminer l'ampleur exacte de S_{Hmax} lorsque nous disposons de S_v , S_{hmin} , P_o et des propriétés de la roche.

Dans les puits verticaux, à la bordure des breakouts, la roche est à l'équilibre de rupture, ce qui peut s'écrire mathématiquement comme suit :

$$\sigma_{\theta\theta} = S_{Hmax} + S_{hmin} - 2(S_{Hmax} - S_{hmin}) \cos(2\theta_b) - 2P_o - \Delta P - \sigma^{\Delta T} = C_{eff} \quad (IV.54)$$

Le réarrangement de cette équation nous donne :

$$S_{Hmax} = \frac{(C_{eff} + 2P_o + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_{hmin}(1 + 2\cos(2\theta_b))}{1 - 2\cos(2\theta_b)} \quad (IV.55)$$

Avec :

θ_b est l'azimut par rapport à la direction de S_{Hmax} .

W_{BO} , la largeur des breakouts, est liée à θ_b par :

$$2\theta_b = \pi - W_{BO} \quad (IV.56)$$

Le C_{eff} est la résistance effective des roches.

ΔP est la pression différentielle au niveau de la paroi du puits de forage.

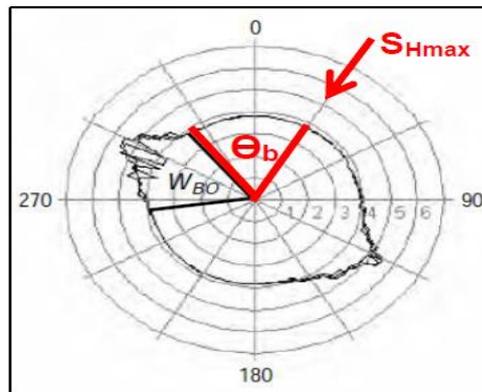


Figure IV-18 : Largeur des déformations en compression (wellbore breakouts)

Dans les puits déviés, le même principe s'applique, la présence d'une fracture induite par le forage signifie que la contrainte tangentielle en ce point a atteint la résistance à la traction de la roche, et la présence des déformations par compression (Breakouts) signifie que la résistance à la compression de la roche a été dépassée par les contraintes tangentielles sur la paroi du puits. Cependant, comme le tenseur de contrainte dans les coordonnées cylindriques du puits comporte neuf composantes, six d'entre elles sont indépendantes, l'application des critères de rupture (rupture en traction ou en cisaillement) dépend des six composantes et de l'orientation de ces contraintes par rapport à la trajectoire du puits, nécessitant une bonne analyse des déformations du puits à partir des données d'imagerie.

L'observation des ruptures de puits de forage (breakouts et fractures induites par le forage) permet des estimations beaucoup plus précises de S_{Hmax} .

IV.3.2.5 Détermination de l'orientation des contraintes horizontales principales

Il est nécessaire de connaître la direction des contraintes principales horizontales pour étudier la stabilité des parois dans les puits verticaux et

déviés. Différentes méthodes sont utilisées pour déterminer l'orientation de ces contraintes :

- Observation des ondes soniques de cisaillement (la polarisation des ondes de cisaillement dans un milieu anisotrope en composantes rapides et lentes) : ces dernières se propageant verticalement, seront polarisées avec une direction rapide parallèle aux microfissures ouvertes (Crampin 1985) ou perpendiculaire aux fractures macroscopiques fermées (Boness et Zoback 2004). Dans les deux cas, la direction de l'onde de cisaillement rapide est polarisée parallèlement à S_{Hmax} . La direction de S_{hmin} est déduite à un angle de 90° de la direction de S_{Hmax} .
- Caliper et imagerie (paragraphe IV.2.3)) : ces derniers sont des outils permettant de déterminer l'orientation des déformations induites au cours de forage. Pour un puits vertical, les breakouts sont orientés parallèlement à la direction de S_{hmin} et les fractures induites parallèlement à la direction de S_{Hmax} .

IV.3.2.6 Correction des contraintes selon l'effet de déplétion

L'effet de déplétion sur les contraintes horizontales s'écoule de la dérivation de l'équation de contrainte bilatérale (bilateral constraint) et il est donné par la formule suivante :

$$\Delta S_{horizontal} = \alpha \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \Delta P_o \quad (IV.57)$$

Ou :

- $\Delta S_{horizontal}$: Le changement de la contrainte horizontale (s'applique aux deux contraintes horizontales),
- α : Coefficient de Biot,
- ν : Coefficient de Poisson,
- ΔP_o : Changement de pression des pores induit par la déplétion.

Conclusion

L'établissement d'un bon modèle géomécanique du puits (une dimension) avec la bonne compréhension des phénomènes qui cause l'instabilité des parois de forage permet, d'une part, d'optimiser le planning des puits, leurs trajectoires, leurs emplacements ainsi que les techniques et les pratiques convenable pour survenir les défis de forage des régions compliqués, réduire les risques sur le personnel et éviter les risques budgétaires supplémentaires qui peuvent découler d'un puits instable, et d'autre part, de donner aux opérationnels un pouvoir de décision étudié, plus sûr et moins couteux.

La modélisation géomécanique établie pour planifier le forage des puits est très importante non seulement pour les opérations de forage, mais aussi pour le développement et le management des champs pétroliers jusqu'à la phase d'abandonnement

Chapitre V:
Etude de stabilité des parois du puits
15/9-F-10

Introduction

Les problèmes d'instabilité des parois des puits au cours de forage sont généralement très fréquents, et souvent traitables par des études préliminaires complémentaires et analyses des résultats des expériences visant à améliorer la planification des nouveaux puits à forer et du plan de développement du champ en général. L'étude de stabilité des parois de puits présentée dans ce chapitre s'articule sur la modélisation géomécanique 1D où plusieurs données sont utilisées dans chaque étape de cette modélisation (Survey sismique, diagraphie, expériences et évènements de forage, laboratoire, essais de puits et données des puits adjacents).

La modélisation géomécanique et l'étude de stabilité des parois permet d'avoir une vision préliminaire sur la stabilité des parois des puits et les problèmes de forage éventuels et de planifier les futurs forages, tout en optimisant un ensemble de paramètres opérationnels en vue de contrôler et mitiger l'instabilité des parois de puits jusqu'à atteindre l'objectif de forage (Target).

Nous présentons, dans ce chapitre, les différentes étapes d'établissement du modèle géomécanique 1D du puits 15/9-F-10 (offshore) et nous étudierons la stabilité des parois, non seulement dans la phase réservoir, mais dans toute la section du forage.

V.1 Présentation et définition de la problématique

L'optimisation de certaines conditions opérationnelles des opérations de forage nécessite la connaissance de différentes origines de problèmes probablement rencontrés, notamment le comportement mécanique des roches traversées au cours de forage, qui parfois, sont sollicitées à la limite de leur capacité de résistance. L'évaluation des risques associés aux différents problèmes d'ordre géomécanique passe par une modélisation appelée géomécanique. Pour ce faire, la modélisation géomécanique présente des solutions préventives utiles adaptées aux besoins des opérationnels et fondées sur des théories prouvées et pratiquées.

La modélisation géomécanique qui fait l'objet de notre travail se limite à une seule dimension "modélisation géomécanique 1D", cette dernière permet d'étudier et d'analyser la balance "Résistance des roches-Contraintes exercées" au niveau des parois de puits en utilisant différentes données, et ce pour optimiser certaines conditions opérationnelles visant à réduire l'impact des problèmes de forage en évaluant et augmentant la stabilité des parois du trou au cours de l'avancement du forage.

Cette modélisation permet d'identifier les formations potentiellement problématiques et les mécanismes d'instabilité des puits au cours de forage. Elle donne des solutions étudiées pour la planification des puits, la conception des fluides de forage et les stratégies d'opérations de forage à mettre en œuvre pour assurer et optimiser la stabilité des parois du puits. De plus, le temps est souvent un facteur important pour les opérations de forage dans la réduction des coûts. C'est pourquoi l'étude de stabilité des parois du trou est essentielle avant chaque forage.

Pour le cas de notre étude, le puits 15/9-F-10 du champ Volve (mer du nord, Norvège), des problèmes de rétrécissement du trou (tight hole) ont survenus plusieurs fois, au cours de forage, en prolongeant le temps de remonté après le forage (nécessitant le backreaming) et le temps de descente du tubage (nécessitant la descente en circulation et rotation (washing down)). Aussi, suite à une grande pression différentielle appliquée aux parois du puits pour maintenir leur stabilité ($\Delta P = P_w - P_o = 0.3$ à 0.5 SG), des pertes de boue par filtration ont été observées et remédiées en pompant à plusieurs reprises des LCM.

D'après l'analyse de déroulement des opérations de forage depuis les DDR (rapport journalier de forage), les NPT causés par les problèmes de forge sont estimés à 7 jours durant le forage des trois phases (26×20 ; $17^{1/2} \times 13^{3/8}$; $12^{1/4} \times 9^{5/8}$), représentent 12% du temps total de forage comme le montre la figure ci-dessous.

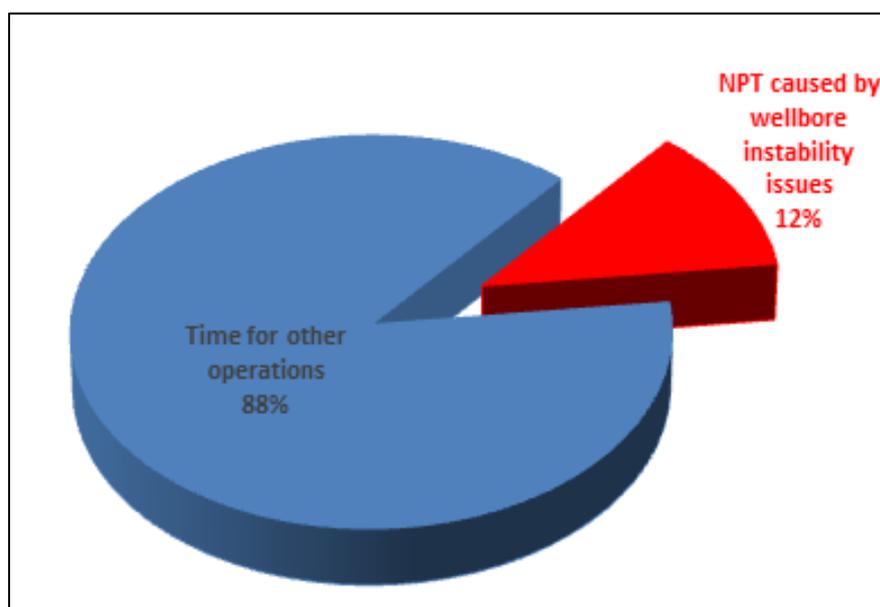


Figure V-1: Représentation graphique du temps non productif par rapport au temps total de forage

L'objectif général de notre travail serait d'établir un modèle géomécanique 1D pour déterminer la fenêtre de boue de forage assurant une stabilité optimale pour chaque phase de forage du puits 15/9-F-10, les cotes des sabots de cuvelage (casing) et la direction optimale du forage horizontal ainsi que mettre en évidence les éventuels problèmes de forage et les intervalles présentant des risques de stabilité des parois lors de forage.

V.1.1 Présentation du puits étudié 15/9-F-10

Le puits 15/9-F-10 est un puits d'exploration offshore (Mer de nord), a été foré en 2009 dans le Sud-Est du champ Volve dans le but de détailler et enrichir l'image structurale, stratigraphique et lithologique du champ ainsi que d'évaluer le potentiel pétrolier de la formation Hugin au niveau du prospect Theta Sud (voir Figure V-2 et 3). Il a aussi été décidé de le convertir en puits

producteur si les résultats de forage d'exploration seront prometteurs (potentiel).

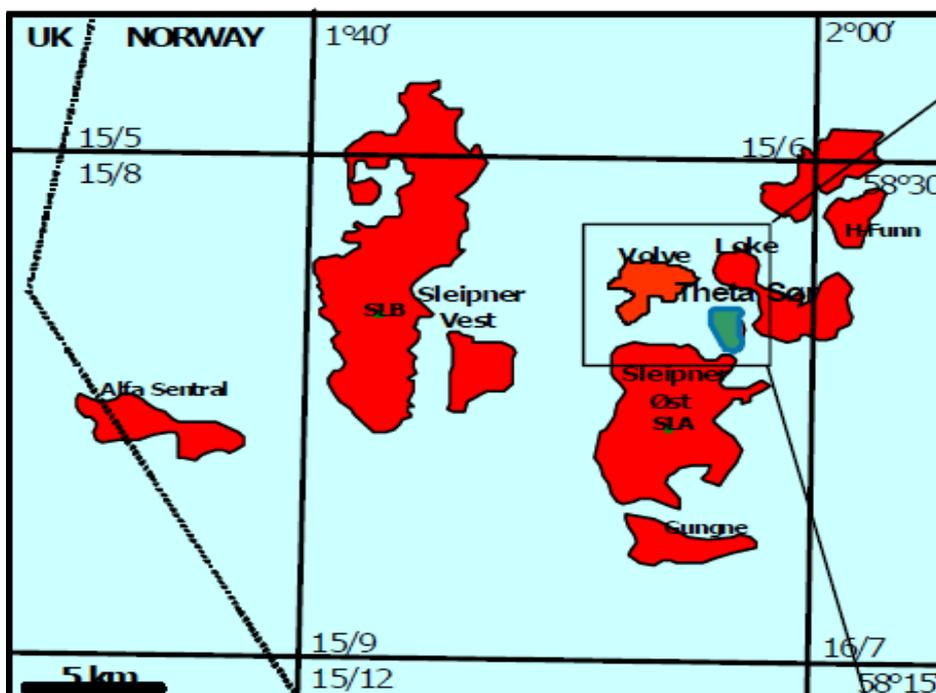


Figure V-2 : Illustration de la situation géographique du prospect theta sud l'objectif du puits 15/9-F-10

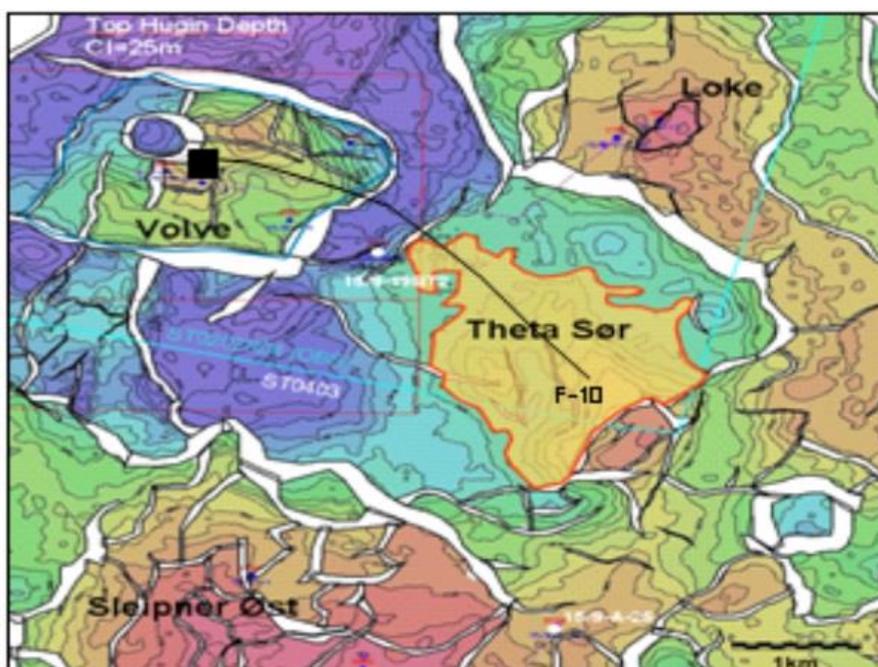


Figure V-3 : Illustration de l'objectif du forage du puits 15/9-F-10

Le puits 15/9-F-10 s'inscrit dans le programme de forage réalisé, au niveau du champ Volve, par le biais de l'unité de forage Maersk Inspirer (technique de

WellPad, figure V-4). La distance entre les têtes de puits est environ 1.5 m.

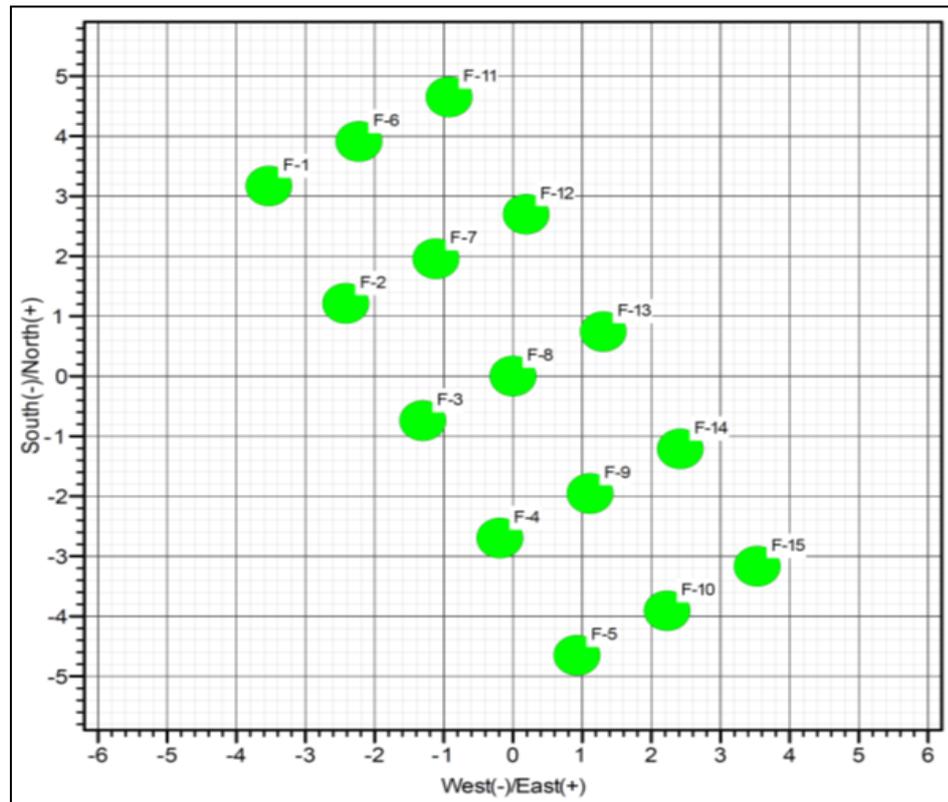


Figure V-4 : Configuration spatiale de la série de puits forés

NB : WellPad est une technique de forage d'une série de puits multilatéraux (horizontaux, forée dans le même endroit, à partir de la même plateforme et séquentiellement en rangés parallèles.

Ci-après des informations utiles du puits :

- Forage du puits avait débuté le 06 avril 2009.
- Achèvement des travaux de forage le 02 juin 2009.
- Nombre total de jours de forage s'élève à 58 jours.
- Profondeur totale du forage (TD) est de 5331 m.
- Trajectoire déviée.
- Distance RKB-MSL : 54,9 m.
- Profondeur de l'eau 91,0 m (MSL-fond marin).
- État final du puits : P&A (abandonné).

V.1.1.1 Localisation du puits

Le puits est défini par les coordonnées suivantes :

Coordonnées	Géographiques en DMS	UTM
Latitude	58° 26' 29.682" N	6 478 559,61 m N
Longitude	01° 53' 15.070" E	435 052,25 m E

Tableau V-1 : Coordonnées du puits 15/9-F-10

V.1.1.2 Programme de forage du puits

Le programme de forage prévu pour le puits 15/9-F-10 est présenté comme suit :

- Programme de boue et tubage
- Côte de casing
- Trajectoire (profondeur, inclinaison et azimuth)

Profondeur de sabot MD (m)	Diamètre du trou x diamètre de tubage (in)	Densité de boue utilisée (Sg) et type	Top de Liner (m)	Grade de tubage
201.7	36 x 30	1.03 Eau de mère		X-65
1388.90	26 x 20	1.03 Eau de mère		X-52
2607	17.5 x 13.375	1.5 Enviromul OBM		N-80
3441	12.25 x 9.625	1.3 Enviromul OBM	2506	P-110
5331	8.5 x trou ouvert	1.3 Enviromul OBM		

Tableau V-2 : Programme de tubage et boue de forage réalisé

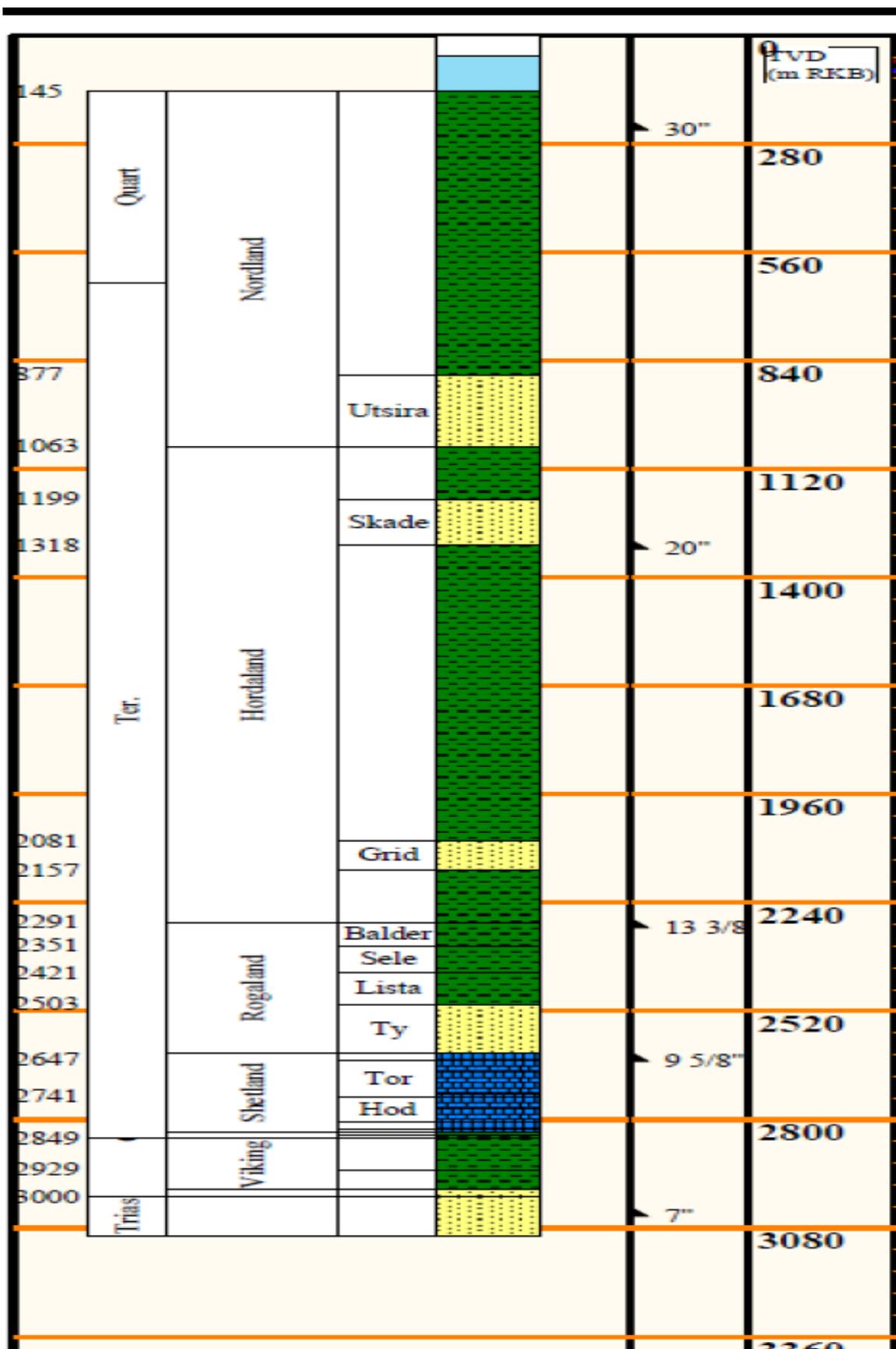


Figure V-5 : Programme prévu des côtes de casing

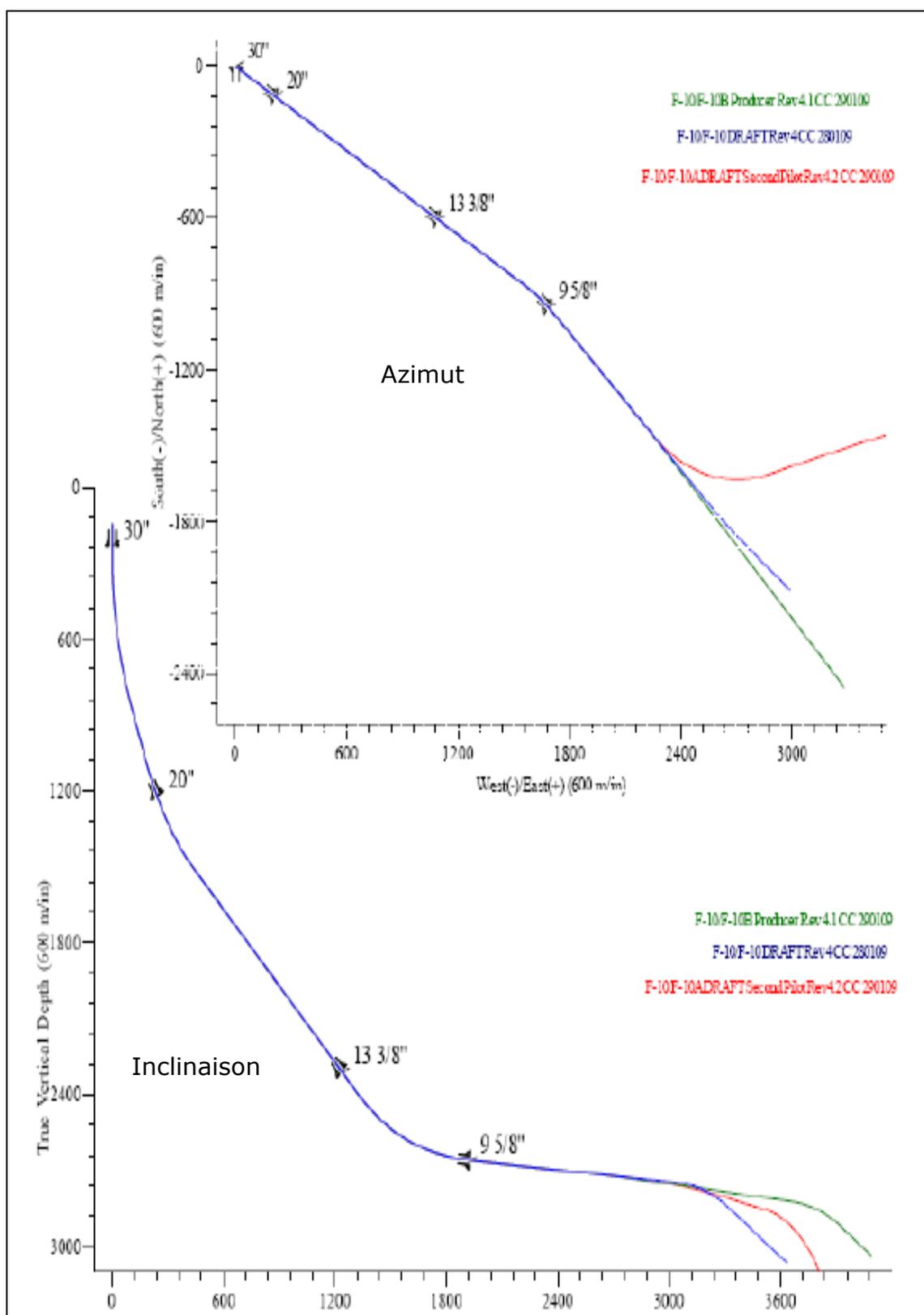


Figure V-6 : Trajectoire prévue du puits 15/9-F-10

V.1.1.3 Description lithologique

La description lithologique dans la zone du puits 15/9-F-10 est explicitement présentée dans la figure ci-après.

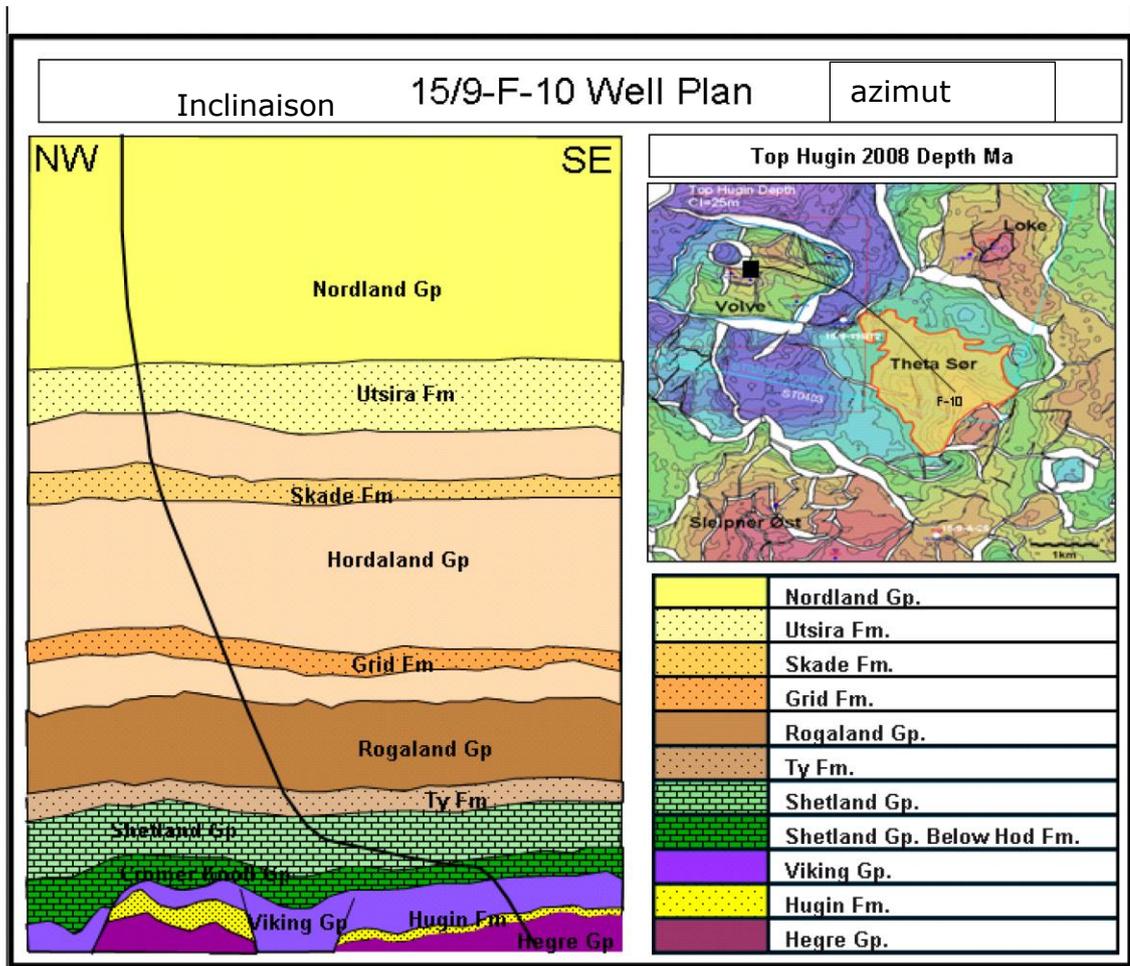


Figure V-7 : Illustration de la trajectoire du puits 15/9-F-10 en fonction de la lithologie traversée.

V.1.2 Caractéristiques des formations problématiques

Les argiles tertiaires sont la source majeure des problèmes d'instabilité des parois du trou, et ce à cause de leur faible résistance à la compression. Cependant, l'expérience de forage dans ce champ a montré qu'il y a trois zones à faible gradient de fracturation (formations : Balder, Ty et Hugin), ce qui a donné une fenêtre de boue réduite avec la nécessité d'utiliser de multiples phases de tubage.

Le gradient d'éboulement (collapse gradient) le plus élevé du puits a été rencontré face aux argiles tertiaires dans les groupes de formations Hordaland et Rogaland.

Les caractéristiques des formations problématiques sont les suivantes :

- **Les argiles de groupe Hordaland** : Elles sont caractérisées par une résistance à la compression très faible (moins de 6 MPa), leur exposition à des angles d'inclinaison relativement élevés est associé aux problèmes d'instabilité des parois et des éboulements du puits.
- **Les grés de la formation Grid** : C'est des grés poreux qui posent le problème de perte de boue par filtration. Pour des raisons économiques, cette dernière devrait être minimisée au maximum car le forage à travers cette formation se fait par une boue à base d'huile (Enviromul OBM).
- **La formation Balder** : C'est une formation friable et mal consolidée associée à un gradient de fracturation faible estimé à 1.6 SG. D'après l'expérience, il est recommandé de ne pas dépasser 1.54 SG dans cette formation, ce qui pourrait présenter des risques d'éboulement et de perte simultanément.
- **Ty** : Cette formation gréseuse est déplétée par la production du Sleipner main Field, ce qui a conduit à un faible gradient de fracturation estimé à 1.7. Par conséquent, il est recommandé de ne pas dépasser 1.63 SG lors de forage de cette formation.

V.2 Etude de la stabilité du puits 15/9-F-10

Dans cette section, nous allons établir et vérifier le modèle géomécanique du puits 15/9-F-10. Donc, tous les calculs et estimations réalisés se basent essentiellement sur les différentes données disponibles et les solutions théoriques et pratiques développées et adaptées à la modélisation géomécaniques.

V.2.1 Méthodologie adoptée

Pour établir le modèle géomécanique unidimensionnelle du puits 15/9-F-10 et étudier la stabilité de ses parois, nous avons opté pour la méthodologie suivante :

- Collection des données de diagraphie, sismique, forage, laboratoire, essais de puits, etc., et ce pour le puits étudié et les puits avoisinants,
- Génération, extrapolation et vérification des données pour établir des logs jusqu'à la surface,
- Calibration des logs nécessaires pour l'établissement du modèle géomécanique 1D,
- Etablissement du model géomécanique du puits (1D MEM),
- Analyse de stabilité des parois,

- Identification des zones problématiques et proposition d'une planification d'un puits (well planning) optimal pour réduire l'effet de l'instabilité des parois, les dépenses et les risques.
- Réduire l'effet de l'instabilité des parois, les dépenses et les risques.

V.2.2 Présentation des données utilisées

V.2.2.1 La collection des données

Un nombre de données suffisant a été collecté pour construire le modèle géomécanique 1D du puits 15/9-F-10, à savoir :

- Diagraphie : sonique (P et S), densité, neutron (porosité), et GR,
- Sismique : sismique verticale du puits.
- Forage : DDR, rapports de MudLogging, programme de forage et rapports de fin de sondage.
- Laboratoire : aucun essai mécanique de laboratoire n'a été réalisé.
- Essais de puits : mesure de pression de pores (stethoscope).

V.2.2.2 Vérification, extrapolation et utilisation des logs

Au niveau du puits 15/9-F-10, les diagraphies soniques (DT-p, DT-s), densité (R_{hob}) et porosité n'ont pas été effectuées sur l'intervalle problématique (formations instables). Afin d'avoir les logs requis, continu (jusqu'à la surface) et représentatifs pour notre travail, nous avons corrélé le puits 15/9-F-10 avec le puits avoisinant 15/9-F-15 (distance 1.5 m entre les têtes des deux puits 15/9-F-15 et 15/9-F10). Nous nous sommes basés sur la corrélation des tops de formations (les tops des formations sont explicitement illustrés dans les figures V-7, V-8 et dans l'annexe 02) pour pouvoir extrapoler et généré jusqu'à la surface les logs de diagraphie du puits 15/9-F-10.

Comme montré sur la figure ci-dessous, la corrélation entre ces deux puits peut donner une extrapolation de très bonne qualité avec une parfaite superposition entre le log de lenteur (DT-p) enregistré dans le puits étudié (15/9-F-10) et les données déduites de la sismique verticale (Vertical Seismic Survey) du puits 15/9-F-15.

Dans la même démarche, nous avons utilisé la corrélation de Gardner Sonic (annexe 01) pour calculer la densité des formations traversées dans le puits 15/9-F-10, ensuite, nous l'avons calibré par les mesures de densité effectuées dans la phase réservoir. Une bonne superposition a été observée (Figure V-9) démontrant la fiabilité du modèle utilisé.

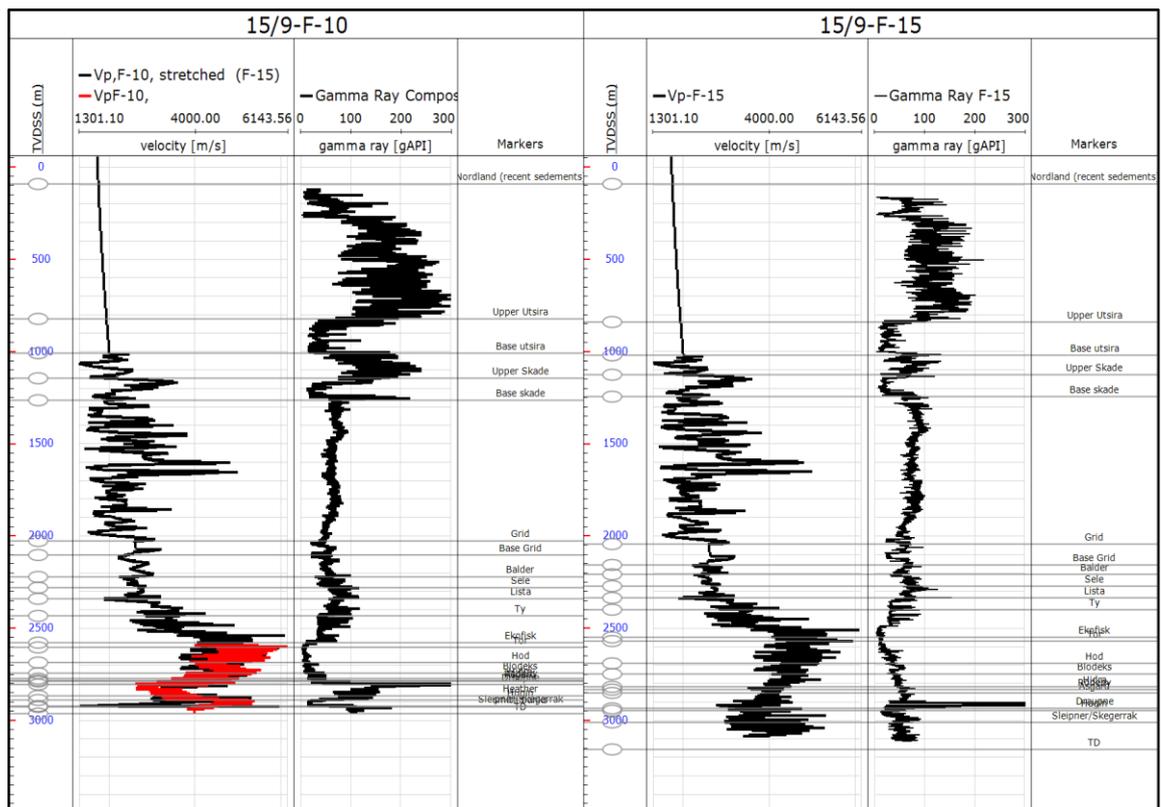


Figure V-8 : Illustration des logs (GR et DT-p) et des tops de formations des deux puits 15/9-F-10 et 15/9-F-15

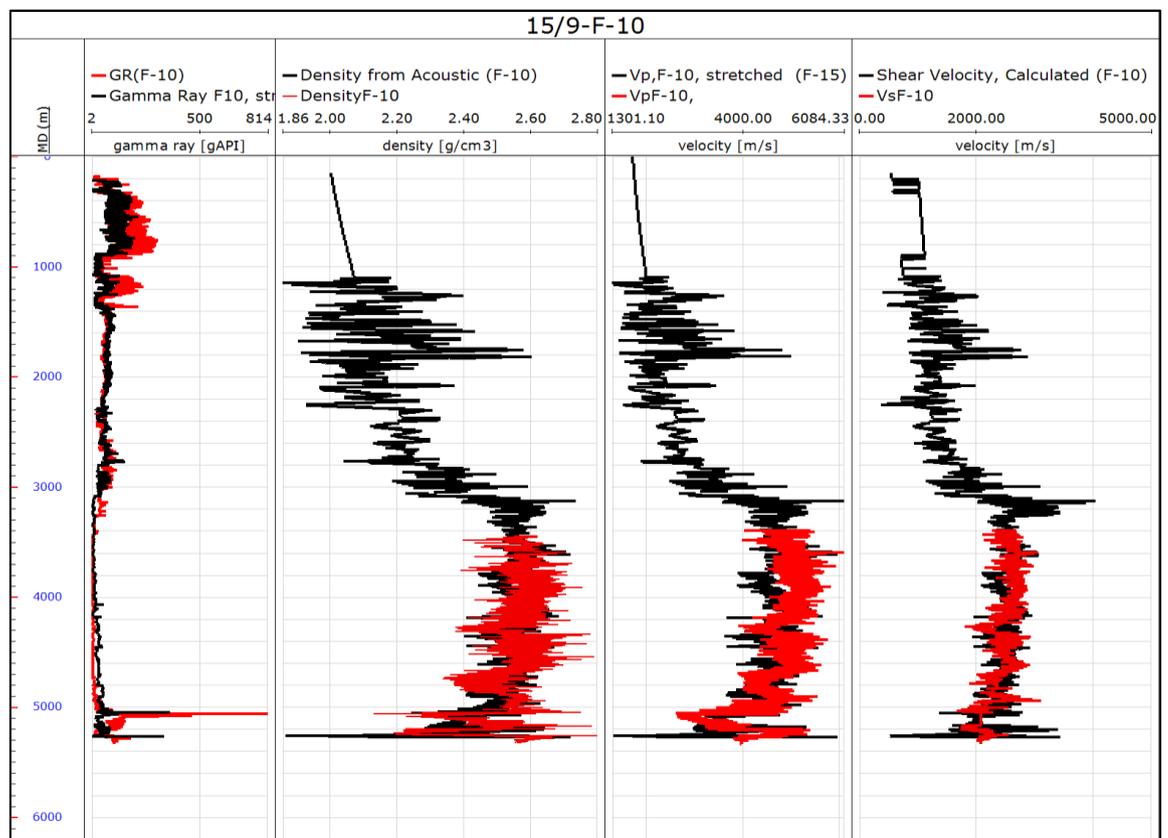


Figure V-9 : Illustration de la bonne corrélation entre les logs mesurés dans la partie réservoir du puits 15/9-F-10 et les logs générés et extrapolés.

En se basant sur les prévisions des tops des formations, la sismique, la connaissance de la géologie de la région, les rapports de MudLogging et la diagraphie de radioactivité naturelle (GR), nous avons pu élaborer le log de lithologie du puits étudié. Le log de lithologie nous permettra, par la suite, d'identifier les différentes lithologies traversées dans la section du puits 15/9-F-10 et de choisir les différentes corrélations et modèles spécifiques afin de compléter la panoplie des données nécessaires pour l'élaboration du modèle géomécanique unidimensionnelle du puits. Les propriétés acoustiques et mécaniques des formations (vitesses d'onde de cisaillement (V_s), résistance à la compression simple (UCS ou C_o), module de Young (E), coefficient de Poisson (ν), coefficient de frottement interne ($\text{tg}\phi$) et la résistance à la traction) ont principalement été établies par les modèles et corrélations prédéfinies sur la base de type de lithologie. Les corrélations et modèles utilisés pour chaque propriété sont présentés dans l'annexe 1.

Les figures V-10 et V-11 montrent les logs des propriétés mécaniques obtenues du puits 15/9-F-10, en MD et TVDSS successivement.

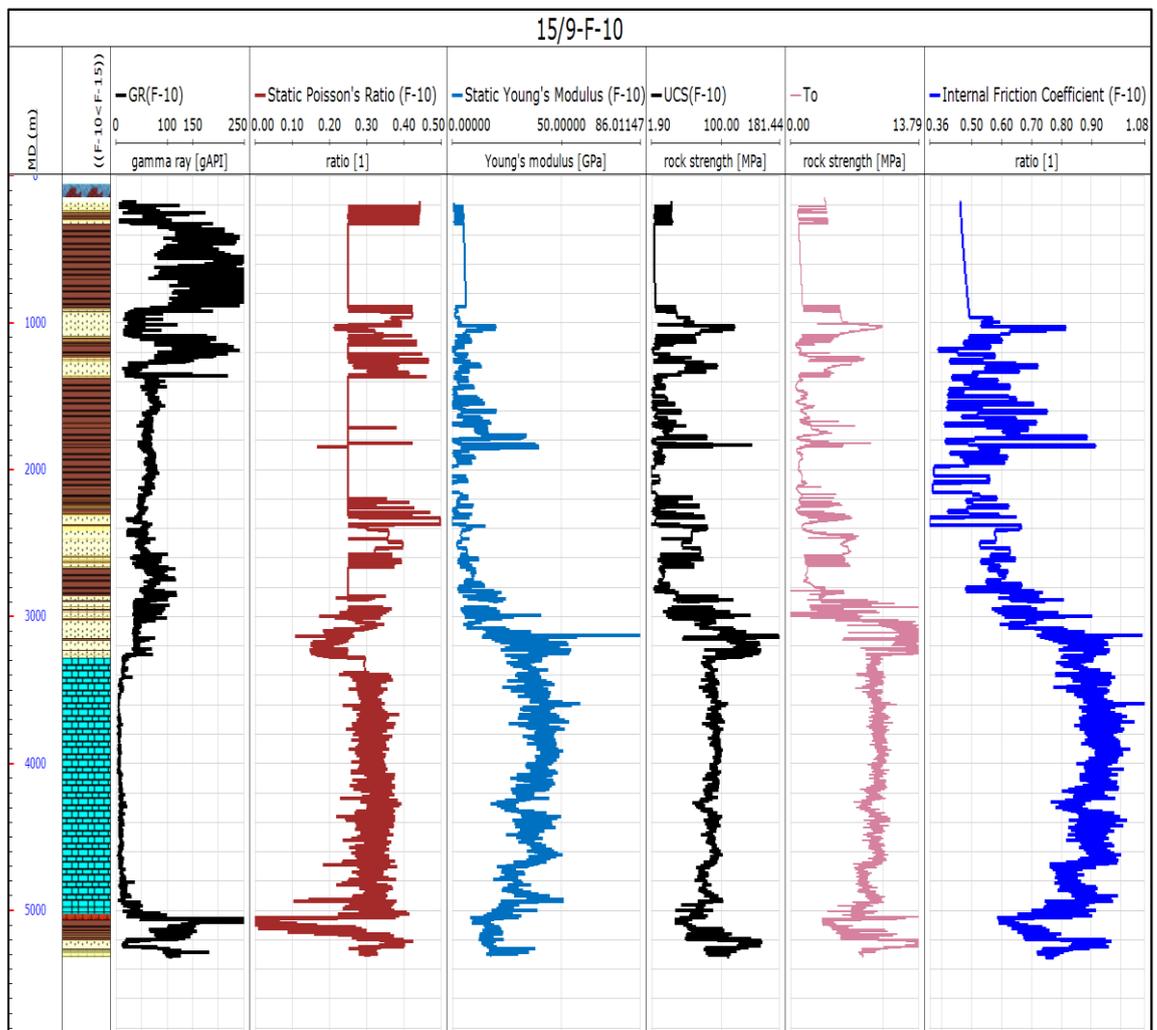


Figure V-10 : Propriétés mécaniques des roches traversées au niveau du puits 15/9-F-10 en projection MD

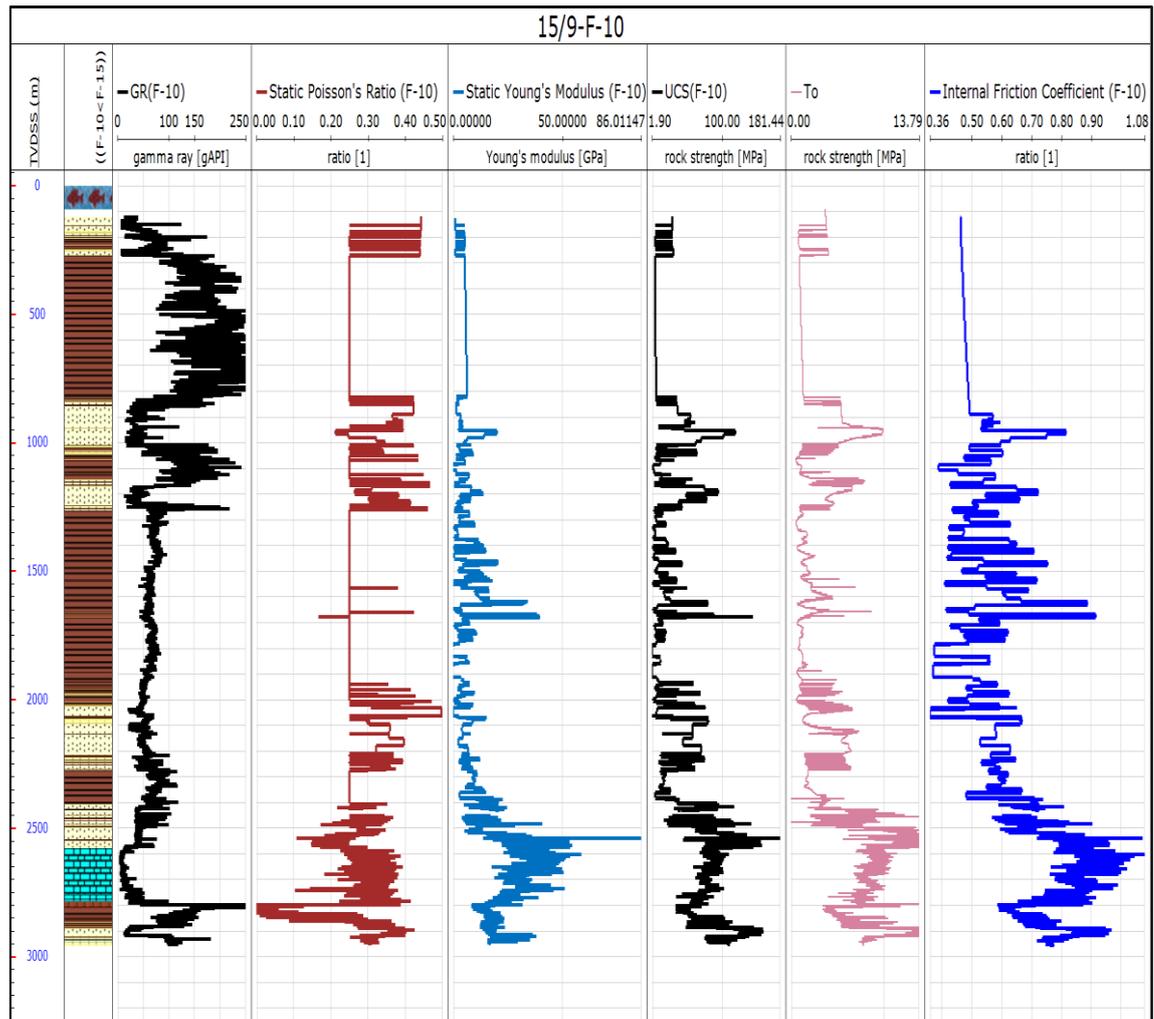


Figure V-11 : Propriétés mécaniques des roches traversées au niveau du puits 15/9-F-10 en projection TVDSS

V.2.3 Calcul de la contrainte verticale (Overburden Stress)

Vu que le log de densité apparente du puits 15/9-F-10 est disponible sur toute la section de puits, la contrainte verticale (S_v) est calculée en intégrant la densité des formations rocheuses dans l'équation IV.3.1.2.

Le profil de la contrainte verticale du puits 15/9-F-10 est présenté dans la figure V-13.

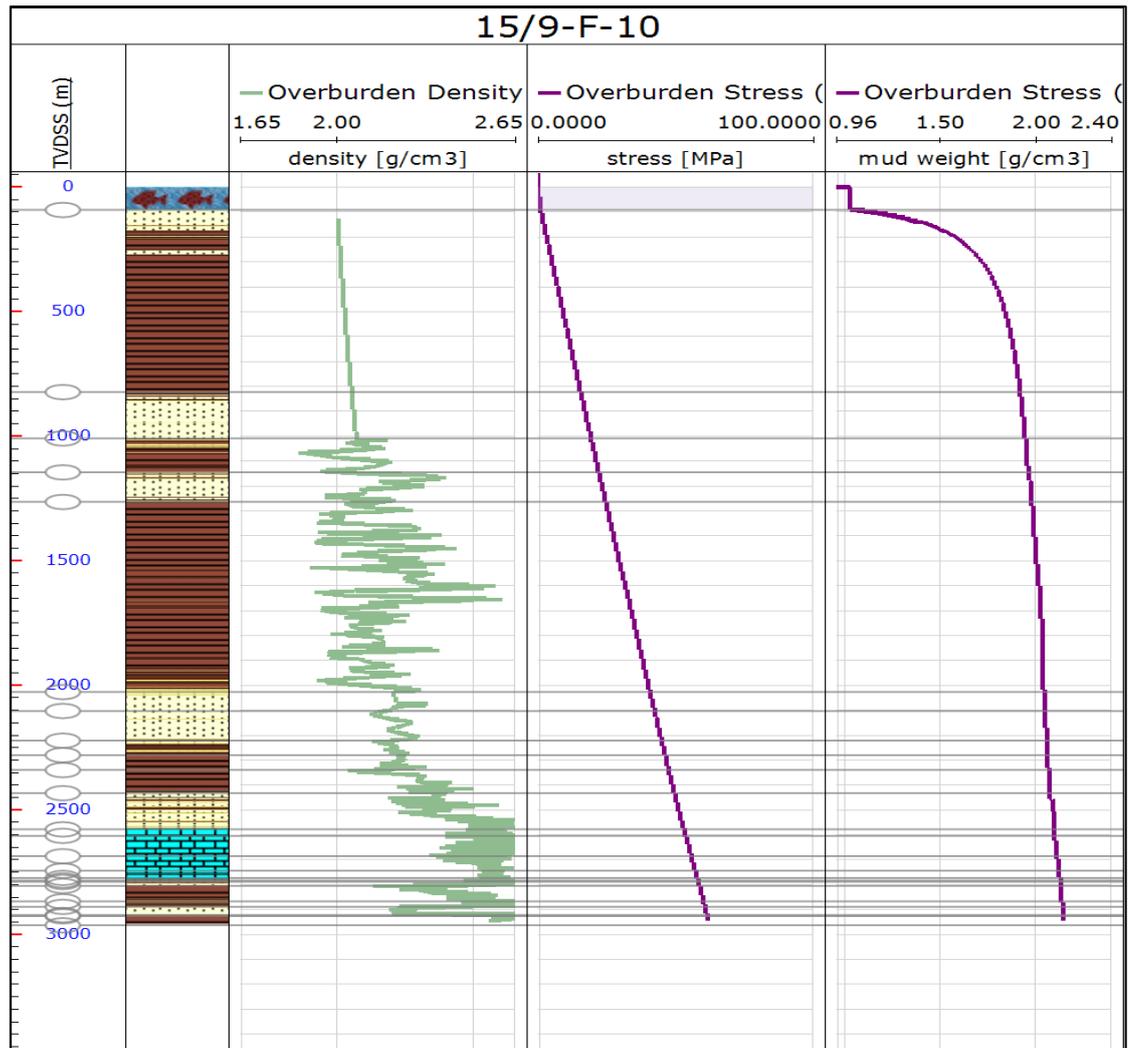


Figure V-12 : Illustration de la contrainte et gradient géostatique

V.2.4 Estimation de la pression des pores

La pression des pores (interstitielle) joue un rôle fondamental dans la gestion de la stabilité du puits pendant le forage et également pendant la production. Le profil de pression des pores peut être dérivé des données de logging (acoustique, résistivité et densité), vitesse sismique, expérience de forage, test de puits, modélisation de bassin ou une combinaison de ceux-ci.

Dans le cas du puits 15/9-F-10, l'estimation de pression de pore est faite suivant la méthode de tendance normale de compaction (Normal Compaction Trend analyses, NCT), en suivant l'évolution et la tendance de la vitesse acoustique en fonction de la profondeur dans les lithologies imperméables (argiles).

Les tests de pression du réservoir Hugin sont disponibles (Stethoscope), ont été utilisés pour valider la variation de pression interstitielle avec la profondeur pour les lithologies perméables.

Il a été confirmé que la formation Ty est déplétée à 0.87 SG suite à la production du Sleipner main Field et le réservoir Hugin à 0.31 SG suite à la

présence des communications entre le prospect Theta Sud et la structure Loke. Cependant, les estimations de déplétion du réservoir Hugin ont fait sortir que la déplétion du réservoir est à 0.24 SG.

Le profil obtenu a été calibré par les valeurs obtenues des mesures du réservoir, l'expérience et les connaissances déduites des événements de forage, puis l'interpolé pour les autres types de formations.

Le profil final de la pression des pores est présenté dans la figure suivante :

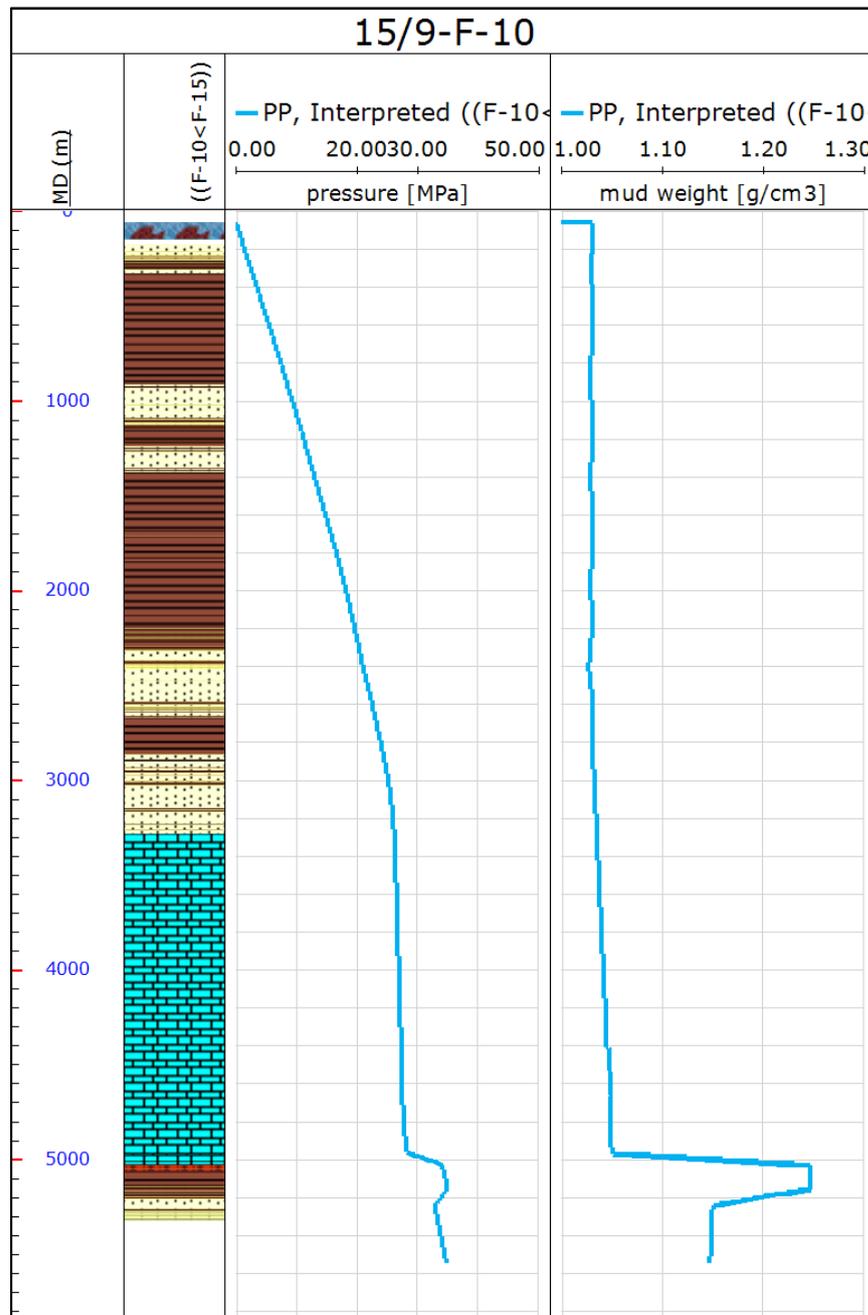


Figure V-13 : Illustration de la pression des pores

V.2.5 Estimation de la contrainte horizontale minimale

Le profil de contrainte horizontale minimale (S_{hmin}), présenté dans les figures V-15 et 16, est défini à partir de toutes les données disponibles.

Suite à une incohérence des données de propriétés mécaniques élastiques disponibles, nous avons utilisé la méthode d'équivalent du rapport des contraintes (équivalent stress ratio) proposé par Mathews and Kelly (ref. Équation IV.41, Chapitre IV) et recommandée pour le champ volve, pour estimer la contrainte horizontale minimale le long de la trajectoire du puits 15/9-F-10, étant donné que le régime de contraintes est normal ($S_v > S_{Hmax} > S_{hmin}$). L'expérience a montré que le modèle de Mathews and Kelly donne des résultats cohérents avec ceux des tests de puits (field data) dans le champ Volve.

Le coefficient de l'équation de Mathews and Kelly a été calibré à $K=0.69$. Donc, l'équation utilisée dans cette étude se présente comme suit :

$$\frac{S_h - P_o}{S_v - P_o} = K = 0.69 \quad (V.1)$$

Où : S_h , S_v et P_o sont respectivement, la contrainte horizontale minimale, la contrainte verticale et la pression des pores.

Nous avons également utilisé les données de LOT (Leak Off test, field data) et l'expérience de forage (Losses) pour calibrer le profil de la contrainte horizontale minimale. Les tests LOT donnent généralement une bonne indication du gradient de fracturation (S_{hmin}), contrairement aux tests FIT (Formation Integrity Test) obtenus des puits avoisinants, car les tests FIT ne parviennent pas à la pression d'ouverture (leak-off pressure). Un point de mesure LOP (leak-off pressure) a été effectué au niveau de la profondeur 2270 m (TVDRKB) dans un puits avoisinant, le gradient de fracturation déduit de cette mesure est estimé à 1.74 SG. Aussi, deux évènements de pertes ont été enregistrés dans la partie inférieure de la formation Balder entre 2300-2350 m (TVDRKB) où le gradient de fracturation a été estimé à 1.57 SG.

V.2.6 Estimation de la contrainte horizontale maximale

Pour établir le profil de la contrainte horizontale maximale (S_{Hmax}), nous nous sommes basés sur une équation adaptée au régime de contraintes normal et au champ Volve. L'équation est définie par rapport à la relation entre les trois contraintes principales selon le régime de contraintes normal, comme montré ci-après :

$$\frac{S_H - S_h}{S_v - S_h} = 0.5 \quad (V.2)$$

Cependant, le manque de données d'imagerie puits et diamètreur multi-bras (six or four arms caliper) rend difficile la calibration du profil de la contrainte horizontale maximale. Les données d'imagerie puits et diamètreur 6 bras permettent d'identifier et de caractériser les déformations induites par la modification de l'état des contraintes aux abords du puits (par compression et

par traction), ainsi que la calibration du profil de la contrainte horizontale maximale. A cet effet, nous avons utilisés les données de forage (événements de forage) du puits 15/9-F-10 (Post Drill) pour mettre en valeur le profil de la contrainte horizontale maximale (voir figure V-15 et 16). Le principe était de reproduire, sur le modèle géomécanique du puits, les mêmes problèmes observés durant le forage du puits tout en respectant le principe fondamental du régime de contraintes normal.

V.2.7 Orientation de la contrainte horizontale maximale

Nous nous sommes basés sur les données mondiales et régionales de la région d'étude pour déterminer la direction des contraintes horizontales principales,

L'azimut de la contrainte horizontale maximale est obtenu à partir de la carte mondiale de contraintes WSM version 2016 (World Stress Map). Cette dernière montre que l'orientation de la contrainte horizontale maximale n'est pas uniforme dans la région Est de la mer du nord, néanmoins, elle s'avère relativement uniforme la zone proche du champ d'étude Volve. Pour l'analyse de la stabilité des parois du puits 15/9-F-10, nous avons utilisé une orientation pour S_{Hmax} de 113° (ESE) selon la tendance observée sur ladite carte de contraintes. Notre choix est motivé par la direction de S_{Hmax} observée dans un puits éloigné environ 8 km du puits 15/9-F-10 (voir figure V-14).



Figure V-14 : Figure d'obtention de l'azimut de S_{Hmax} de la carte mondiale des contraintes

Après l'établissement des profils des trois contraintes principales (S_v , S_{Hmax} et S_{Hmin}) et de la pression de pores, il est cohérent de prendre en considération l'effet de déplétion des zones comme Ty formation et le réservoir Hugin sur les contraintes principales horizontales. À cet effet, une correction de l'effet de

déplétion des deux formations (Ty et Hugin) sur les contraintes horizontales a été introduite par le biais de l'équation V.57 du chapitre IV.

Les figures (V-15 et V-16) montrent le modèle géomécanique 1D du puits 15/9-F-10 établi et calibré sur la base de différentes données disponibles, et ce selon la projection MD et TVDSS, successivement.

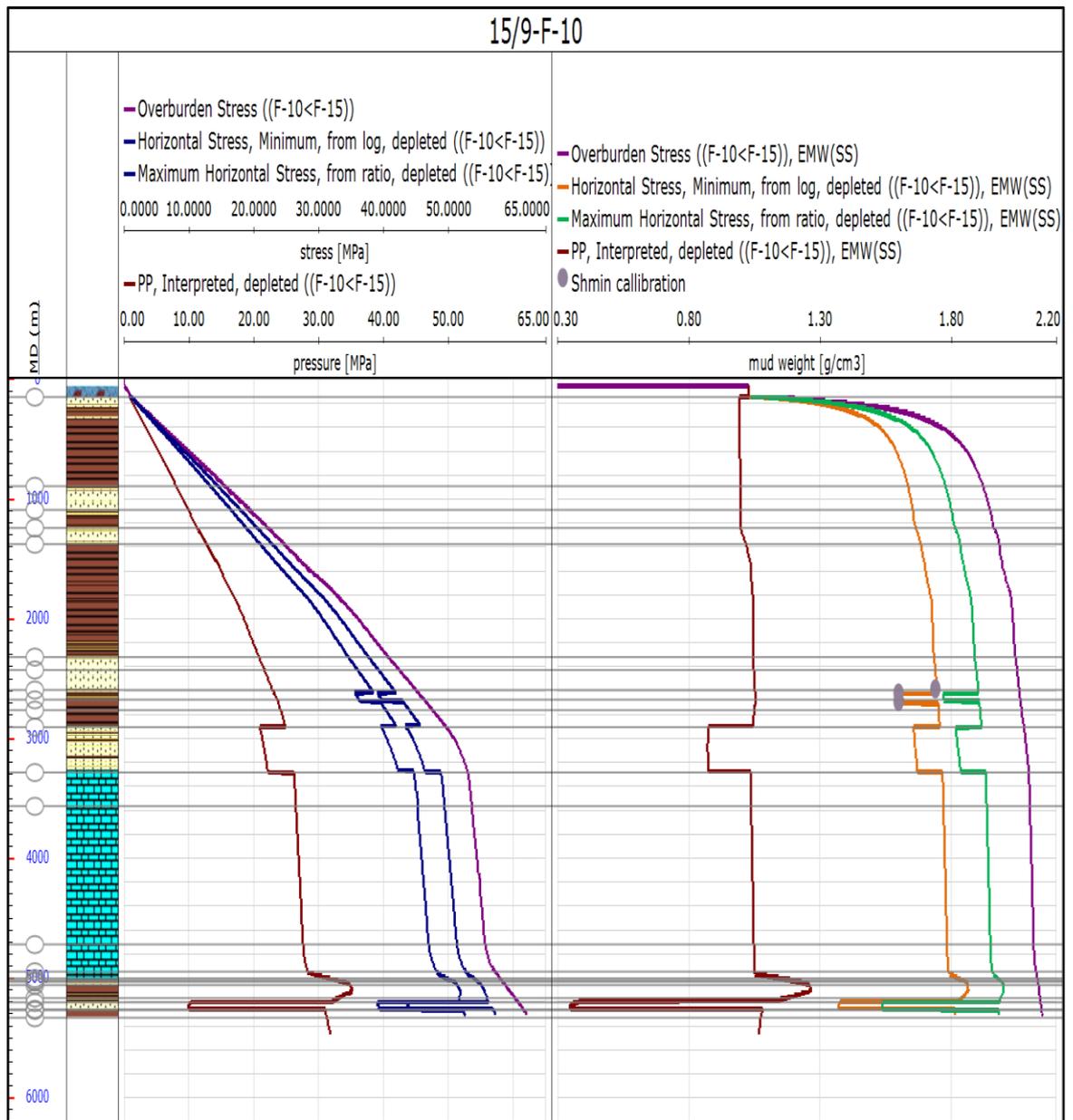


Figure V-15 : Modèle géomécanique 1D du puits 15/9-F-10 en termes de pression et gradient en projection MD

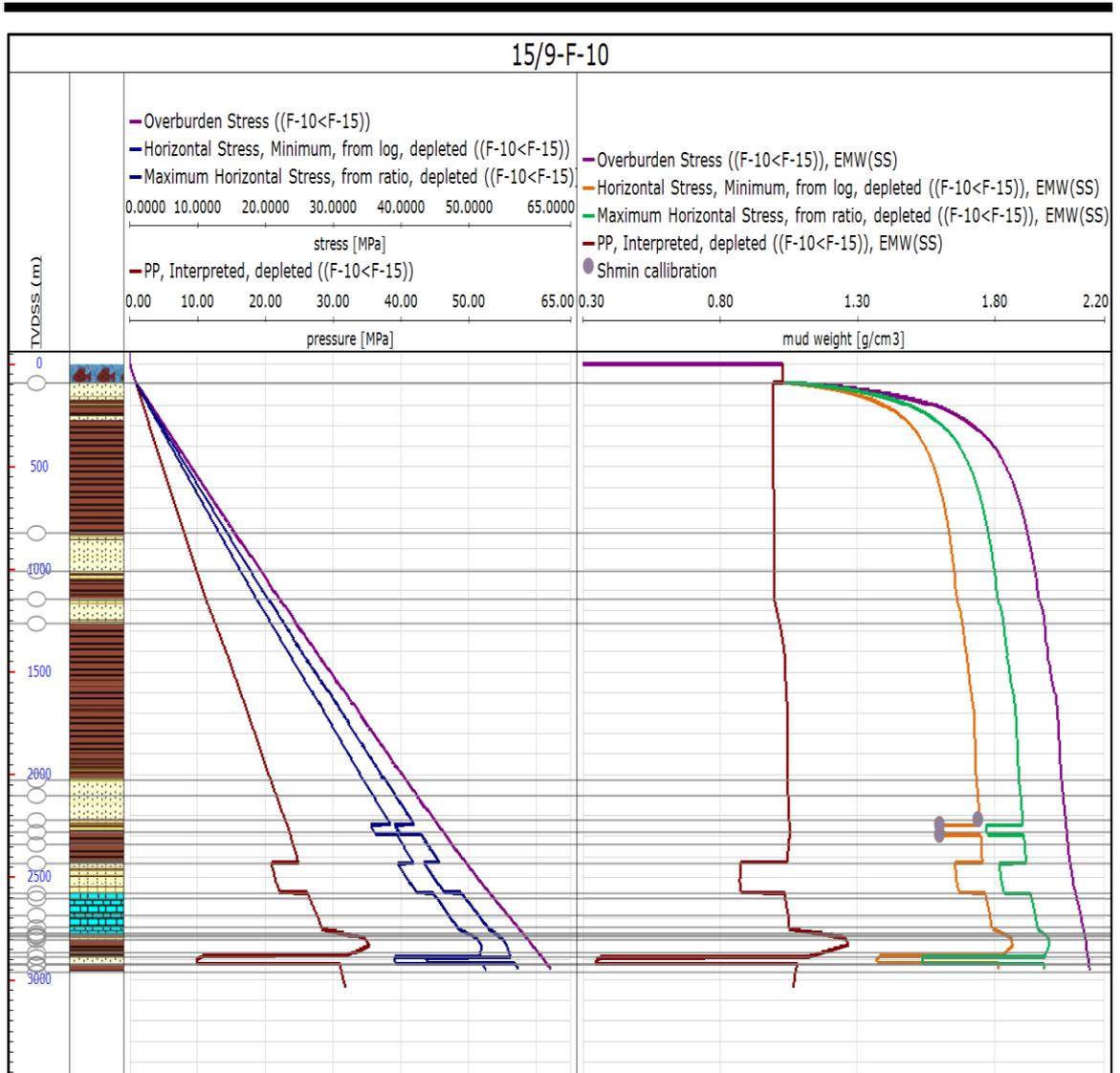


Figure V-16 : Modèle géomécanique 1D du puits 15/9-F-10 en termes de pression et gradient en projection TVDSS

Une fois qu'on a établi les logs des caractéristiques mécaniques des roches ainsi que le modèle géomécanique 1D du puits 15/9-F-10, il y a lieu d'étudier la stabilité des parois du trou afin de préparer le planning des nouveaux puits à forer dans la région. L'analyse de stabilité des parois du puits réalisée dans ce travail a pour objectif de mettre en valeur le modèle géomécanique du puits 15/9-F-10 et optimiser les conditions opérationnelles de futur forage et la meilleure trajectoire qui donne une meilleure stabilité des parois, notamment au niveau des formations instables (argiles tertiaires) tout en recommandant des solutions pour chaque éventuel problème modélisé.

V.2.8 Choix du critère de rupture

Suite à la non disponibilité des données de laboratoires, notamment les données de la résistance à la compression simple, l'angle de frottement interne et la cohésion, ainsi qu'au passage d'une trajectoire verticale à une trajectoire horizontale (influence des trois contraintes) où une augmentation de densité de boue de forage est requise, nous avons décidé d'utiliser le critère de rupture

modifié de Lade (modified Lade). Ce critère est basé sur ses deux invariants qui prennent en considération l'effet de la contrainte intermédiaire lors de la prédiction du seuil de rupture des roches soumises aux trois contraintes de grandeurs différentes, notamment au niveau des formations instables et des argiles tertiaires dans les groupes de formations Hordaland et Rogaland.

Le critère modifié de Lade est présenté dans la section (IV.3.1.6) du troisième chapitre.

V.2.9 Détermination des conditions de stabilité des parois

L'instabilité des parois du puits physiquement est définie par la géométrie et la forme du trou ou les déformations de roche causées par le changement de l'état de contraintes. En conséquence, les déformations générées au niveau des parois du trou ont un impact direct sur la stabilité des parois du trou. A cet effet, il y a lieu d'établir un angle critique de largeur des déformations par compression (Critical Breakouts Width) à partir duquel on considère que notre puits est instable.

De ce qui précède et suite aux difficultés de nettoyage des puits déviés relativement aux puits verticaux, nous avons choisi un angle critique de largeur des déformations par compression (Critical Breakouts Width) de 90° pour un puits vertical et de 30° pour un puits horizontal, ces angles sont généralement les seuils utilisés. Cependant, l'angle critique des breakouts des puits déviés est compris entre 90° et 30°, il est également inversement proportionnel à l'augmentation de l'inclinaison du puits.

V.2.10 Etablissement de la fenêtre de boue de forage

La fenêtre de boue de forage doit être comprise entre le maximum entre la pression interstitielle et le gradient de rupture par cisaillement (gradient de collapse), et le gradient de fracturation avec une marge de sécurité (pour notre cas, nous avons pris la contrainte horizontale minimale).

V.2.10.1 Gradient de collapse

Le gradient de collapse est donc l'équivalent en densité de boue de la pression nécessaire pour empêcher l'élargissement des déformations par compression du puits à un angle supérieure au seuil d'instabilité (critical breakouts width).

Le gradient de collapse est calculé et présenté en gradient ou la densité de boue équivalente (voir figure V-17).

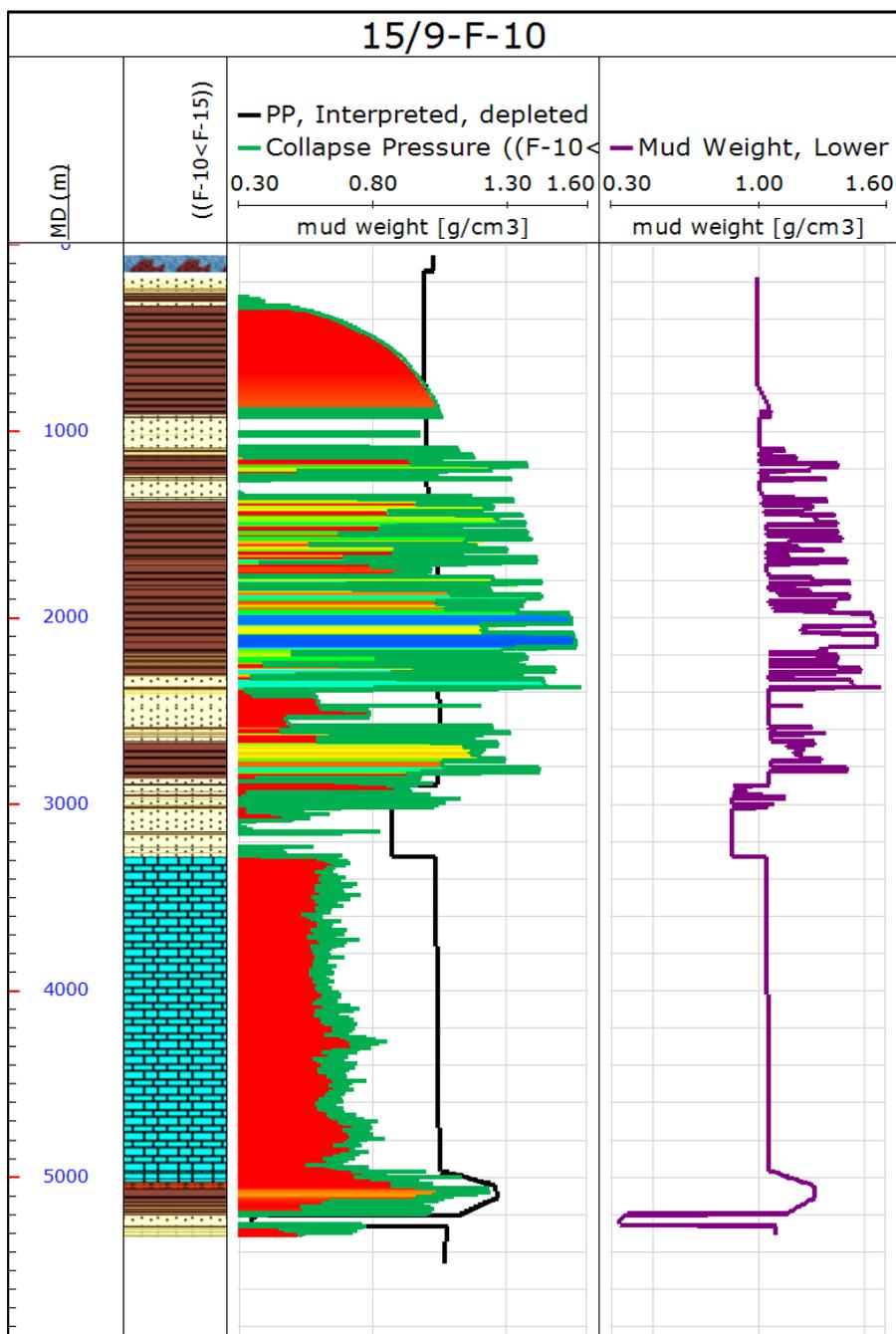


Figure V-17 : Illustration de la limite inférieure de la fenêtre de boue

V.2.10.2 Le gradient de fracturation

En générale, durant le forage on considère la pression de propagation des fractures égale à la contrainte horizontale minimale, car on peut rencontrer des fractures préexistantes à la direction convenable de formation des fractures (résistance à la traction nulle). Donc par mesure de sécurité, on considère que la résistance à la traction des roches comme étant nulle, ce qui donne un gradient de fracturation égale à la contrainte horizontale minimale.

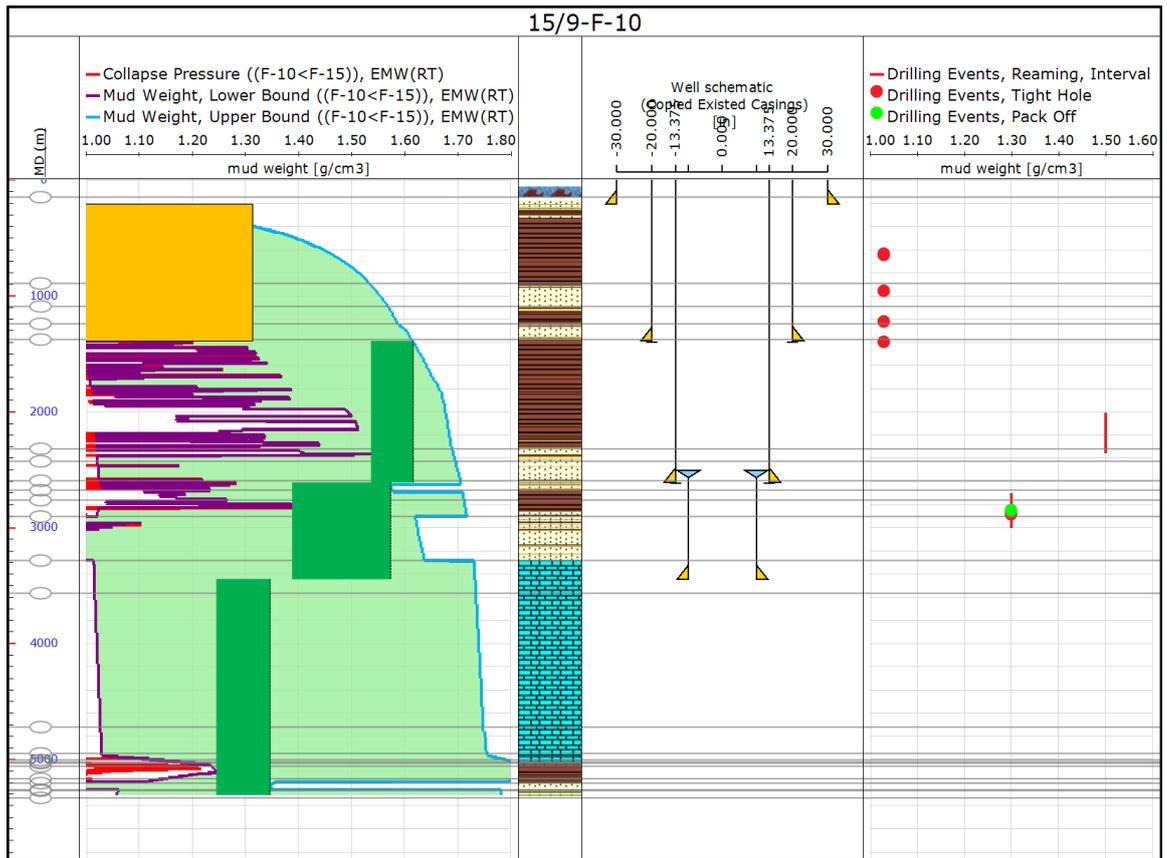


Figure V-18 : Fenêtre de boue du puits 15/9-F-10

Profondeur du sabot MD(m)	TVDSS (m)	Diamètre du tubage (in)	Limite inférieure de boue dans la section (g/cc)	Limite supérieure de boue dans la section (g/cc)
207	152.4	30	0.73	0.83
1389	1275.85	20	1.31	0.96
2608	2231.87	13.375	1.54	1.62
3443.46	2595.03	9.625	1.39	1.57
5312.18	2951.51	Trou ouvert	1.25	1.35

Tableau V-3 : Résumé des fenêtres de boue pour les différentes sections du puits (15/9-F-10)

V.2.11 Vérification du modèle par l'expérience de forage

Avant d'utiliser le modèle géomécanique, il est important de le valider avec les événements enregistrés au cours de forage des puits existants. Pour ce faire, nous devons reproduire tous les événements de forage liés à d'instabilité mécanique des roches tels que les pertes de boue, les venues, les trous rétrécis, les coincements, les zones nécessitant un reaming, les volumes important de déblais, les gains de boue, etc. Par conséquent, si le modèle est capable de reproduire les événements enregistrés au cours de forage, nous pouvons être sûr que le modèle géomécanique est convenable pour une utilisation prédictive des futures planifications des puits (well planning).

Pour le puits 15/9-F-10, les problèmes de forage sont reportés comme présenté dans le tableau suivant :

Profondeur MD (m)	Densité de boue (g/cc)	Problème rencontré	Type de problème	Lithologie
640	1.03	Trou rétréci	Profondeur données	Argiles
650	1.03	Trou rétréci	Profondeur données	grés
960	1.03	Trou rétréci	Profondeur données	argile
1225	1.03	Trou rétréci	Profondeur données	argile
1400	1.03	Trou rétréci	Profondeur données	argile
2150-2447	1.53	Pertes de boue par filtration	Intervalle	grés
2010-2447	1.53	Reforage (reaming)	Intervalle	argile
2888	1.33	Trou rétréci	Profondeur données	argile
2853	1.33	Pack Off	Profondeur données	argile
2888	1.33	Reforage (reaming)	Profondeur données	argile
2863-3319	1.33	Trou rétréci	Intervalle	argile

Tableau V-4 : Problèmes d'instabilité des parois au niveau du puits 15/9-F-10

La méthodologie que nous utilisons pour vérifier le modèle consiste à prédire les ruptures ou déformations par compression (borehole breakouts) au niveau des parois d'un puits foré, en tenant compte les contraintes in situ, la pression interstitielle, la résistance de la roche, la trajectoire du puits et la densité de boue utilisée pour le forage.

En général, le modèle géomécanique peut être vérifié par l'existence des ruptures ou déformations telle qu'observée sur les logs de l'imagerie ou caliper multi-bras orienté, ou par la comparaison des prédictions avec l'expérience de forage (par exemple, la prédiction d'une rupture excessive de roche devrait être corrélée aux difficultés rencontrées pendant le forage), cela permet vérifier la fiabilité du modèle géomécanique. Puisque le mécanisme d'instabilité

des parois est supposé être une rupture par cisaillement (compression) due à une modification de l'état des contraintes, les prédictions d'instabilité (déformation ou rupture) peuvent ne pas être cohérentes avec l'expérience réelle de forage s'il ne s'agit pas de même mécanisme de rupture. Les autres mécanismes d'instabilité (instabilité chimique, faible plan de stratification, etc.) et les pratiques de forage ne sont pas pris en compte dans ce modèle.

Dans le cadre de cette étude, nous avons fait une comparaison entre la densité de boue (utilisée) recommandée dans le well planning, les événements de forage rapportés et la prédiction du modèle géomécanique du puits 15/9-F-10 que nous avons établi (figure V-19 et V-20).

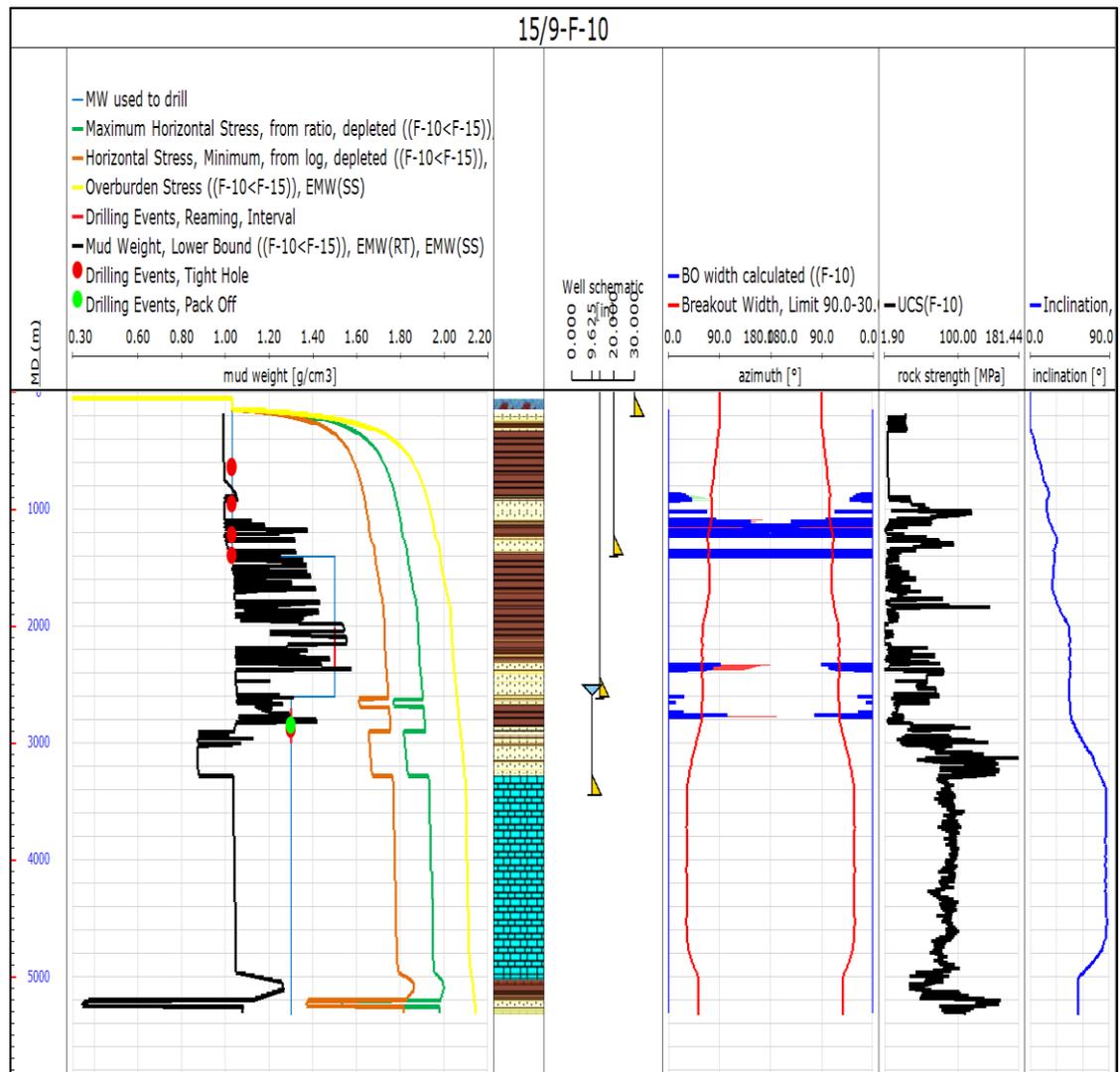


Figure V-19 : Calibration du modèle géomécanique par rapport de l'expérience de forage, MD

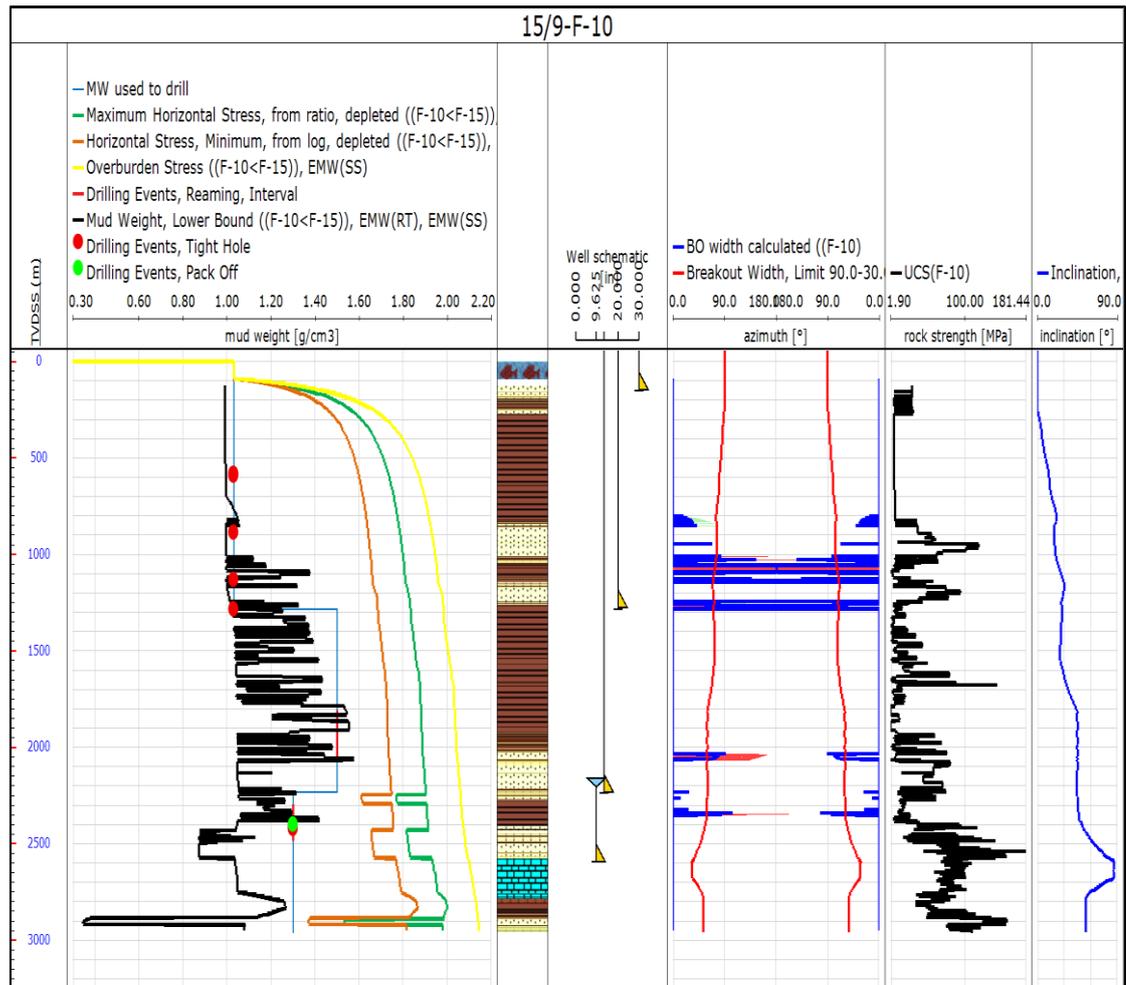


Figure V-20 : Calibration du modèle géomécanique par rapport de l'expérience de forage, TVDSS

Lorsque la densité de la boue utilisée (densité de boue recommandée) et les événements de forage du puits 15/9-F-10 sont comparés au modèle de stabilité établi, nous notons les observations suivantes :

- La section de 26 pouces a été forée avec une densité de boue 1,03 g/cc qui se situe dans la limite inférieure de la fenêtre de boue utilisée (recommandée). La partie supérieure de cette section a été forée sans problème majeur rapporté. A partir de la profondeur de 600 m (MD) jusqu'à la profondeur 1400 m, plusieurs problèmes locaux de trou rétréci (Tight hole) ont été constatés. Le modèle géomécanique du puits 15/9-F-10 montre que le gradient de collapse est légèrement inférieur à la densité de boue utilisé, donc, il est possible qu'une densité de boue légèrement plus élevée pouvait réduire ce problème.
- Dans la section 17 1/2 pouces, la densité de boue a été augmentée de 1,03 à 1,50 g/cc. Un intervalle d'environ 200 m (2000-2400 m) de trou rétréci a été constaté. Le modèle géomécanique montre que le gradient de collapse a dépassé en trois intervalle la densité de boue utilisée, cela est évident à partir de la profondeur 2000 m.

- Pour la section de 12 1/4 et 8 1/2 pouces, Une densité de boue de 1.3 g/cc a été utilisée. Dans cette section, deux problèmes de forage locaux (trou rétréci et pack off) ont été localisés entre 2850 et 2890 m. Le gradient de collapse est visiblement supérieur à la densité de boue utilisée dans cet intervalle de profondeur.

Dans l'ensemble, il y a une bonne concordance entre le modèle géomécanique établie et les événements de forage rapportés. Les figures V-19 et V-20 confirment que le modèle géomécanique 1D du puits 15/9-F-10 est calibrée et notre analyse est très représentative, en montrant les zones de développement des déformations par compression en termes de problèmes de forage pour identifier les zones problématiques et risquées (danger de coincement à cause d'éboulement du puits). On peut constater que toutes les zones où des problèmes de forage ont été rencontrés sont prédit par notre modèle. Néanmoins, il convient de noter que les plus grandes incertitudes proviennent des propriétés mécaniques et la contrainte horizontale maximale suite au manque des données de laboratoire, imagerie et caliper.

En résumé, l'expérience de forage est conforme aux résultats de notre modèle géomécanique. Ainsi, le modèle géomécanique sera utilisé pour évaluer la stabilité des futurs puits.

V.3 Analyse de l'état de la problématique

Pour pouvoir tirer des conclusions meilleures, on analyse la problématique posée avec le maximum de données disponibles qui affectent la stabilité des parois. A cet effet, nous avons établi la configuration de données suivante :

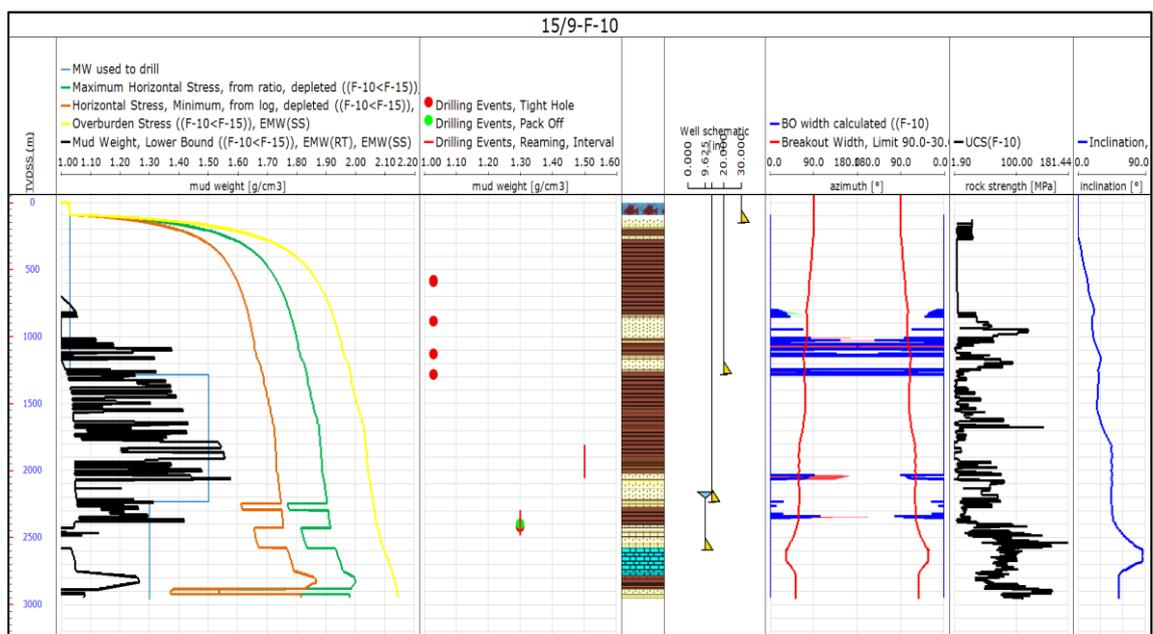


Figure V-21 : Présentation de données disponibles pour analyse la stabilité des parois du puits 15/9-F-10

L'observation des données disponibles et les outputs du modèle géomécanique 15/9-F-10 nous permettra de déduire que, les problèmes de forage (tight hole) sont rencontrés fréquemment au niveau des argiles tertiaires des groupes de roches Hordaland et Rogaland. Ces argiles sont caractérisées par une faible résistance à la compression simple (UCS) et un gradient de collapse (rupture) élevé, ces dernières pourraient être la cause principale de l'instabilité de ces argiles. Cette instabilité a visiblement augmenté avec l'augmentation de l'inclinaison du puits. Cependant, les formations profondes Ty (grès) et le groupe Shetland (limestone) pouvaient supporter une inclinaison élevée sans avoir des problèmes de forage (gradient de collapse inférieur à 1.2 g/cc pour Ty et presque nul pour le groupe Shetland).

Afin d'améliorer la stabilité des parois du trou, notamment au niveau des argiles tertiaires, nous avons opté pour l'optimisation de la trajectoire du puits tout en se basant sur les résultats du modèle géomécanique du puits 15/9-F-10.

Pour ce faire, nous avons établi les stereoplots (hémisphères) au niveau des zones instables pour étudier l'impact de l'inclinaison sur la stabilité des parois (voir figure V-22) en fonction de l'azimut du puits. Les stereoplots montrent que la meilleure stabilité des parois au niveau des argiles tertiaires est à un angle d'inclinaison compris relativement entre 20 et 30°. Il y a lieu de noter que l'inclinaison utilisée doit garantir les chances d'atteindre l'objectif de forage.

Le forage du puits 15/9-F-10, au niveau des argiles tertiaires, a été réalisé par un build up allant d'un angle d'inclinaison de 25 à 45°. Vu que cette zone de forage a connu plusieurs incidents de trou rétréci, nous recommandons de réduire l'angle d'inclinaison dans l'objectif de mitiger les risques des incidents enregistrés dans cette zone ou des éventuels éboulements. La réduction de l'angle d'inclinaison dans la zone instable diminue la densité de boue nécessaire pour empêcher l'éboulement du puits.

Quant à effet de l'azimut sur la stabilité des parois au niveau de cette zone instable, les stereoplots montrent qu'il n'a pas un grand effet sur la stabilité des parois.

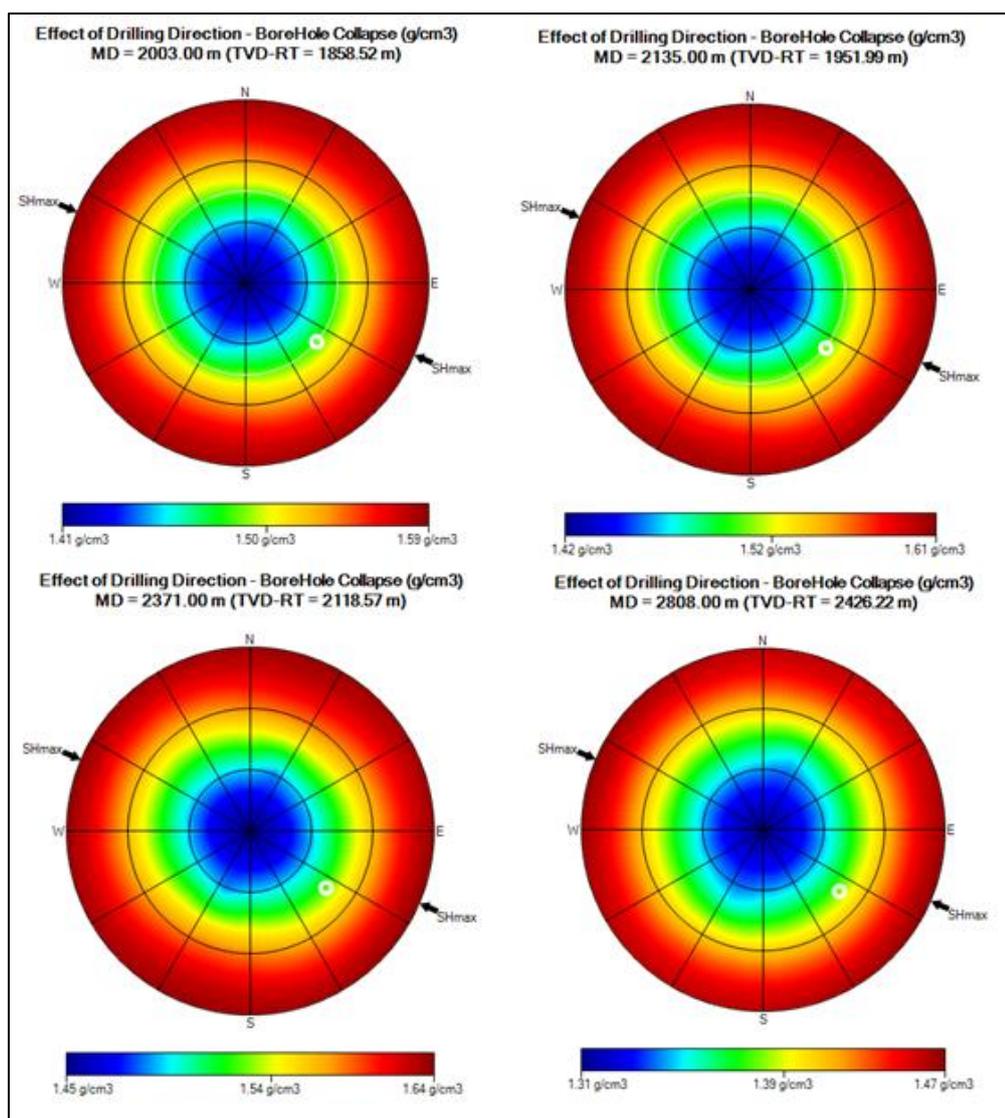


Figure V-22 : Illustration de l'effet de l'azimut et l'inclinaison sur le gradient de rupture du puits dans l'intervalle instable.

V.4 Solution et recommandations

Pour résoudre les problèmes de stabilité rencontrés durant ce forage, une meilleure planification de la trajectoire était possible pour réduire les problèmes de forage, les temps non productifs et les coûts. A cet effet et pour atteindre la cible de forage (réservoir Hugin), nous proposons une trajectoire alternative à celle suivie pendant le forage du puits 15/9-F-10. La figure V-23 illustre la différence entre la trajectoire suivie et réalisée pendant le forage (trajectoire rouge) du puits et celle que nous proposons (trajectoire bleu).

Quant à l'azimut de la trajectoire proposée, nous avons gardé le même azimut utilisé pendant le forage de puits car, il semble être l'azimut optimal pour atteindre le réservoir Hugin depuis l'emplacement de la plateforme de forage. L'inclinaison, l'azimut et la profondeur du puits proposé (nouvelle trajectoire) sont présentés dans l'annexe 03.

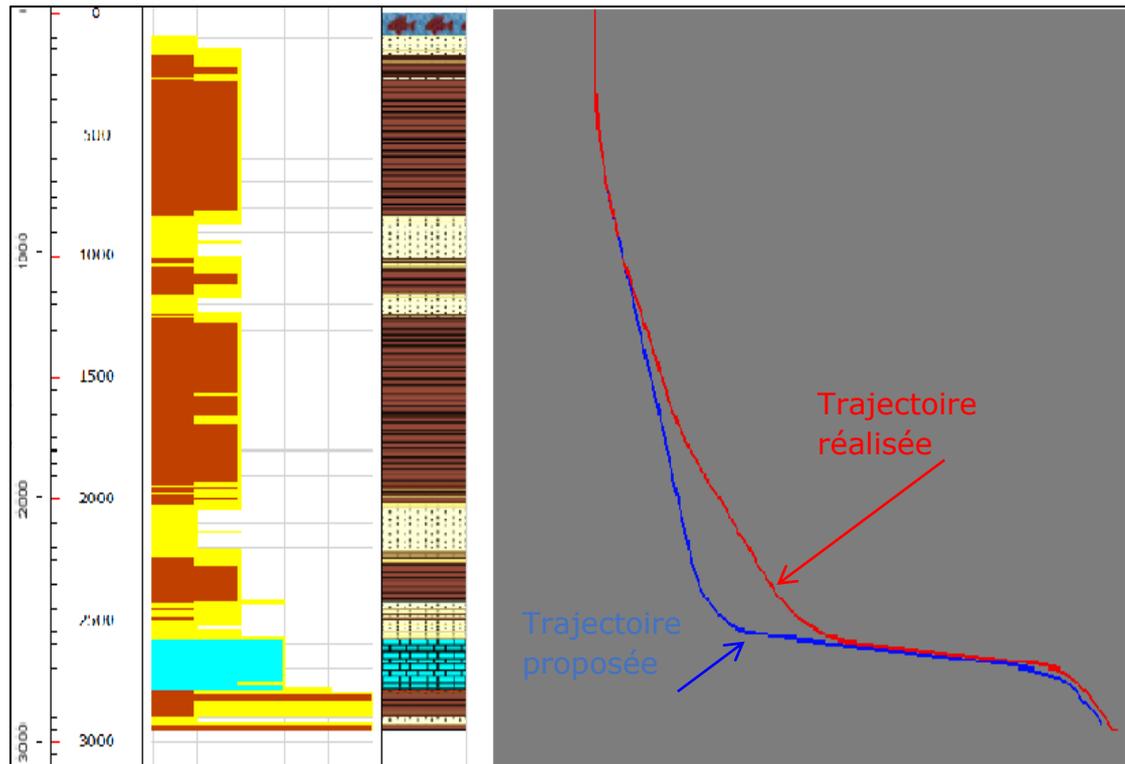


Figure V-23 : Illustration de la trajectoire du puits, réalisée et proposée

Cette nouvelle trajectoire du puits 15/9-F-10 a soigneusement été choisie de façon à ne pas intersecter les autres puits (borehole) déjà forés dans le champ Volve, comme montré dans la figure V-24 (nouvelle trajectoire en bleu).

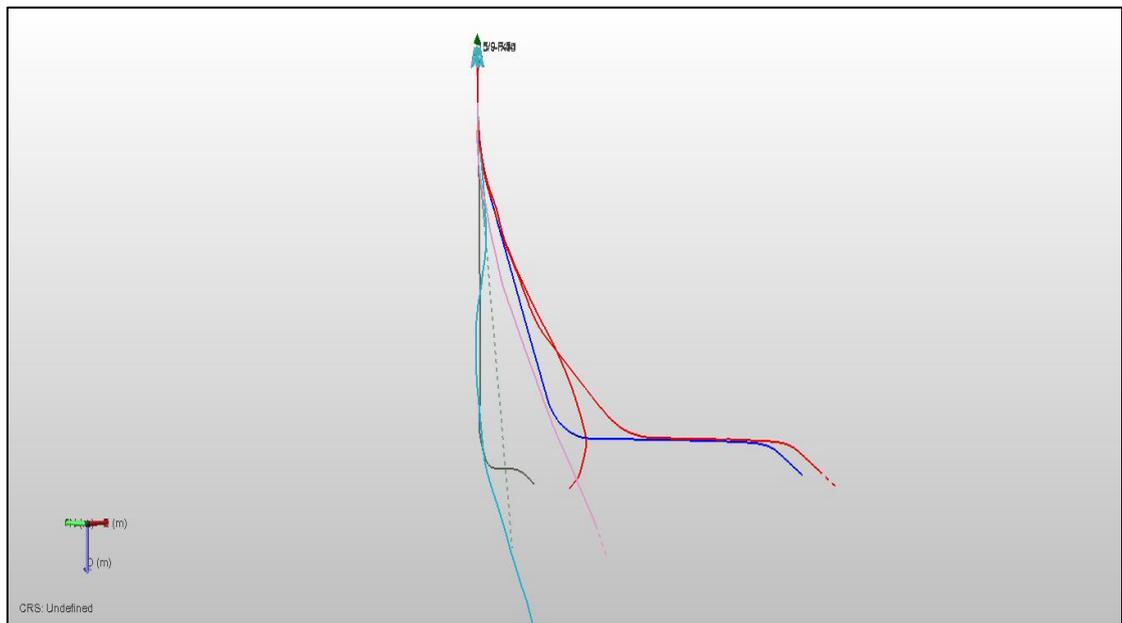


Figure V-24 : Figure des trajectoires des puits forés avant le puit 15/9-F-10

En appliquant le même modèle géomécanique du puits 15/9-F-10 sur la nouvelle trajectoire proposée, appelée 15/9-X, nous avons obtenu les résultats du modèle géomécanique présentés dans la figure V-25, gradient de fracturation, gradient de collapse, fenêtre de boue de forage et cotes de casing.

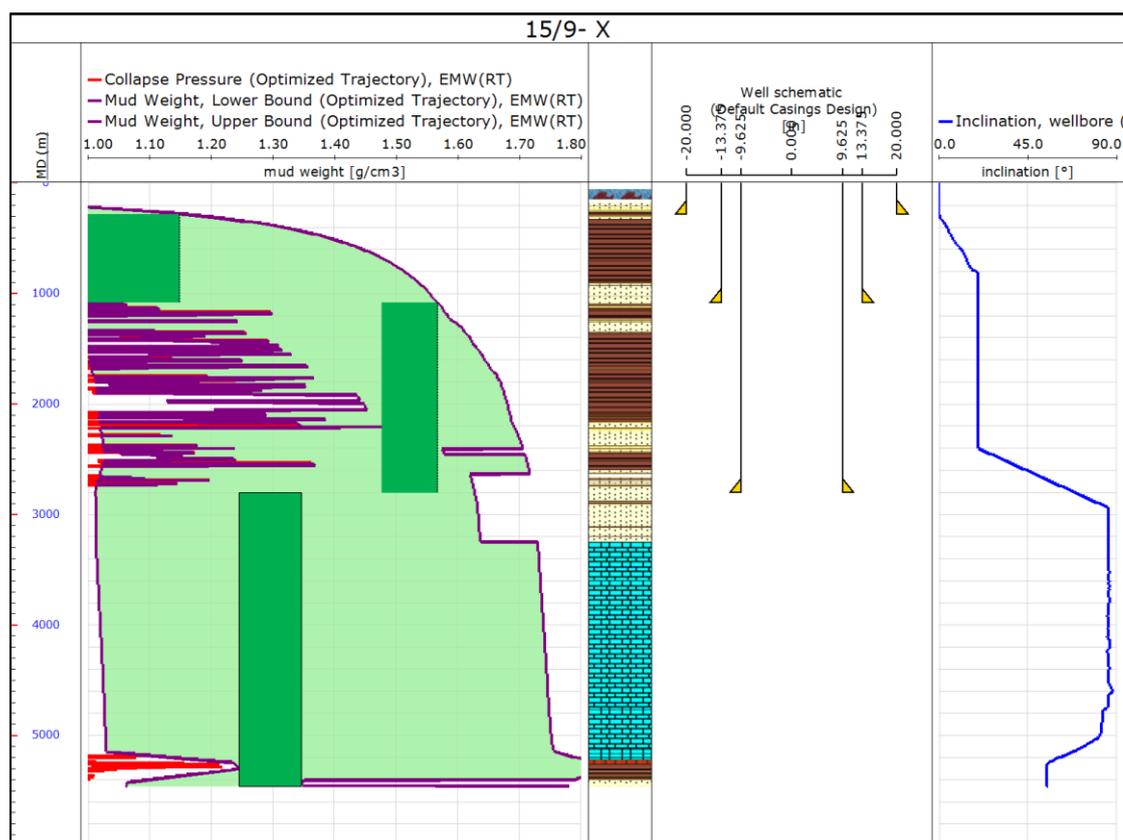


Figure V-25 : Fenêtre de boue de la nouvelle trajectoire 15/9-X

Le programme de forage de la trajectoire proposée (puits 15/9-X) se résume comme suit :

Profondeur du sabot MD(m)	TVDSS (m)	Diamètre du tubage (in)	Limite inférieure de boue dans la section (g/cc)	Limite supérieure de boue dans la section (g/cc)	Densité de boue proposé (g/cc)
280.00	225.40	20.000	0.80	0.83	1.03 sans riser
1079.44	999.92	13.375	1.00	1.15	1.03 avec riser
2800.00	2520.77	9.625	1.48	1.57	1.49 avec riser
5460.00	2922.83	Trou ouvert	1.25	1.35	1.3 avec riser

Tableau V-5 : Programme de tubage et boue de forage du puits proposé

La figure ci-dessous montre les informations du puits selon la trajectoire **15/9-X** :

- Fenêtre de boue,
- Densité de boue recommandée pour le forage du puits proposé,
- Analyse de l'estimation des beakouts
- Et, côtes de casings,

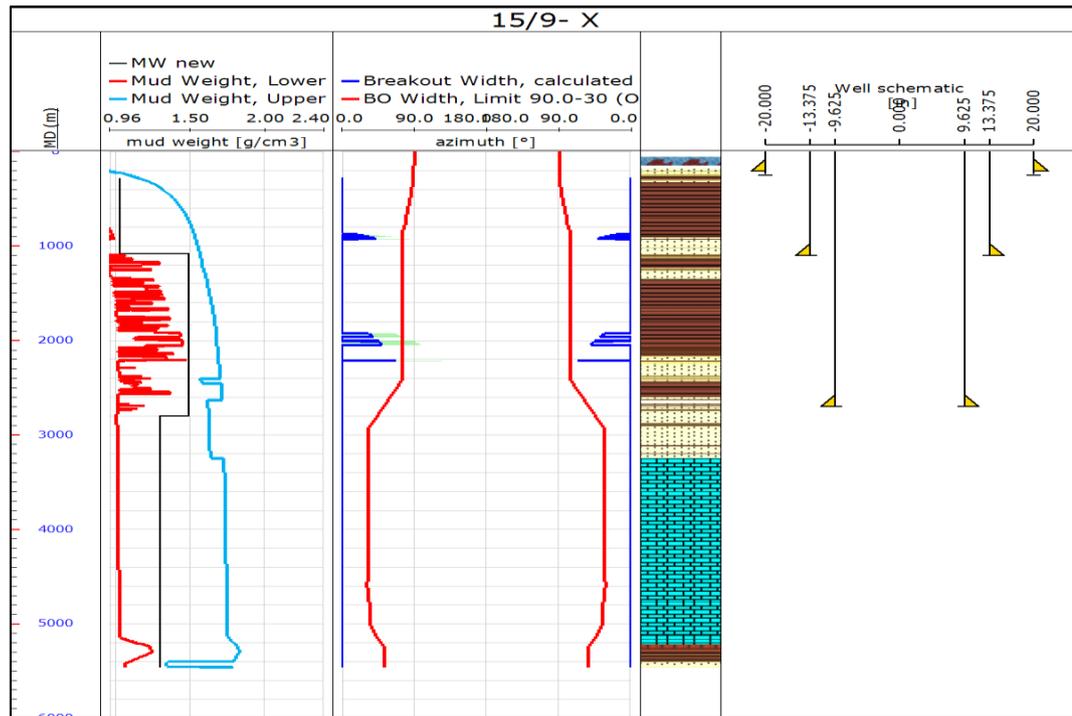


Figure V-26 : Conditions opérationnelles du puits selon la nouvelle trajectoire 15/9-X

V.4.1 Résultats marquants de cette étude

Les résultats marquants de cette étude de modélisation géomécanique réalisés sur le puits 15/9-F-10 du champ Volve (Norvège) sont présentés comme suit :

- Identification des zones instables de la section de forage,
- Étude de stabilité des parois d'une nouvelle trajectoire optimisée,
- Élimination d'une phase de casing (phase (36 x 30 in)),
- Réduction de la densité de boue pour :
 - Éliminer le risque des pertes de boue par fracturation dans la formation Balder. Cette formation est proposée d'être forée en même phase avec les argiles tertiaire du groupe Hordaland,
 - Réduire les pertes de boue par filtration dans les formations Ty et Grid. Cette perte de boue a requis le pompage à plusieurs reprises des LCM.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'ensemble des étapes de modélisation géomécanique 1D du puits 15/9-F-10. A l'issue de cette modélisation et les résultats obtenus, nous concluons :

- Le régime des contraintes de champ Volve est normal,
- L'ensemble de données disponibles a permis d'établir un modèle géomécanique calibrée, néanmoins, il manque d'autres données requises pour l'amélioration de fiabilité du modèle,
- La pression des pores a été établie des données soniques en appliquant le modèle de Gardner. Une calibration a été faite en utilisant les mesures de pression des pores directes,
- La contrainte verticale a été calculée en utilisant la densité des roches dérivée des données soniques,
- La contrainte horizontale minimale a été déterminée par la méthode equivalent stress ratio (Mathews and Kelly) et calibrée par les données de LOT et les pertes de boue,
- La grandeur de la contrainte horizontale maximale a été obtenue par l'utilisation d'un modèle liant les trois contraintes principales suivant le régime de contraintes normal. Une calibration a été faite en se basant sur l'expérience de forage,
- L'effet de la déplétion des réservoirs sur les contraintes principales horizontales a été pris en considération dans cette étude,
- L'orientation des contraintes principales horizontales a été déduite de la carte mondiale de contraintes WSM version 2016,
- L'étude de stabilité des parois a été réalisée sur la base des résultats du modèle géomécanique établie où on note qu'il y a une bonne concordance entre ce modèle et les événements de forage rapportés, notamment au niveau des zones d'instabilité (argiles tertiaires),
- La calibration de modèle géomécanique et son résultat vis-à-vis les l'expérience de forage nous a permis de juger que ce modèle est très représentatif pour l'évaluation de la stabilité des futurs forages,
- La solution adoptée aux problèmes d'instabilité au niveau des argiles tertiaires est de proposer une nouvelle trajectoire optimisée en réduisant l'inclinaison le long de la section de forage instable. Cette

option a été étudiée par l'utilisation des résultats du modèle géomécanique établi et l'analyse des Stereoplots.

- La modélisation prédictive de la nouvelle trajectoire proposée (appelée 15/9-X) a permis de dégager les conditions opérationnelles de forage suivantes, fenêtre de boue de chaque phase de forage (limite supérieure et inférieure) et la densité de forage recommandée, côtes de casing (profondeur de sabot), inclinaison et azimut. Aussi, elle a permis de réduire le nombre de phase de forage.
- L'étude géomécanique réalisée dans notre travail permet de, d'une part, de réduire l'impact et le risque des problèmes de forages (NPT), et d'autre part, de minimiser au maximum les coûts de forages, notamment les coûts imprévus ou supplémentaires.

Conclusions générales et recommandations

L'évaluation des risques associés aux différents problèmes d'ordre géomécanique passe par une modélisation appelée "géomécanique". Cette dernière présente des solutions préventives utiles adaptées aux besoins des opérationnels et fondées sur des modèles prouvés et performants.

La planification des forages se repose sur plusieurs disciplines complémentaires où la géomécanique joue un rôle très important et décisif dans l'optimisation de plusieurs paramètres opérationnels et l'amélioration des pratiques de forage ainsi que réduire les risques, les temps non productifs et les coûts.

La meilleure compréhension des phénomènes de forage et des différents mécanismes qui rentrent en jeu, a permis le développement des opérations de forage en termes de faisabilité pour les trajectoires compliquées et les solutions innovatrices basées sur l'étude et la modélisation des différents scénarios en choisissant le mieux adapté selon les besoins, les objectifs et bien sûr sans oublier l'aspect économique.

L'étude bibliographique présentée dans ce mémoire a aussi mis en évidence le comportement mécanique des roches et les problèmes d'origine géomécanique au cours de forage, les notions de base et l'aspect théorique de la géomécanique et la stabilité des parois.

L'évaluation des conditions in situ et les propriétés mécaniques de la roche nécessite la collection des données de différentes sources, à savoir, les données de sismique, diagraphie, forage, géologie, laboratoire et essais de puits.

L'objectif de ce travail était de construire le modèle géomécanique (1D) et d'analyser la stabilité des parois d'un puits horizontal foré au niveau du champ Volve (Norvège). A cet effet, un travail de modeling a été effectué par le biais des différents modèles de calcul et analyse de stabilité nécessaires pour atteindre l'objectif fixé.

L'étude géomécanique présentée dans ce travail, permet aux lecteurs de bien cerner les différentes étapes d'établissement du modèle géomécanique 1D, son objectif, les besoins en matière de données, les modèles de calcul utilisés et leurs limites, la calibration et vérification de fiabilité du modèle, l'étude de stabilité des parois et comment utiliser le modèle géomécanique pour les futurs forage ou well planning.

La méthodologie développée dans ce travail et les résultats obtenus ont démontré l'intérêt de la modélisation géomécanique comme outil d'évaluation des contraintes, des déformations et des risques mécaniques associés autour d'un puits.

L'analyse de la stabilité des parois d'un puits repose essentiellement sur les points suivants :

- Les modèles de calcul choisis pour représenter le comportement mécanique de la roche,
- L'évaluation des conditions in situ qui règnent au sein de la roche, en l'occurrence, les contraintes principales in situ, leurs orientations et ordre,
- L'estimation des caractéristiques mécaniques de la roche,
- Les caractéristiques du puits : profondeur, inclinaison, azimuth,
- Les critères de rupture,
- La connaissance de la lithologie des formations.

Une cohérence remarquable observée entre les résultats de stabilité des parois du puits et l'expérience de forage témoignant la fiabilité du modèle géomécanique établie sur la base des données disponibles et la capacité de la géomécanique à prédire la stabilité des parois du trou.

Les solutions proposées pour améliorer les conditions opérationnelles de forage, réduire les risques et les coûts, sont basées sur les résultats du modèle géomécanique et les prédictions de la stabilité des parois, et ce selon les caractéristiques de la trajectoire optimisée. Cela permet de dégager des solutions étudiées et prendre des risques calculés, tout en visant l'amélioration continue des pratiques.

Il ressort de notre étude les recommandations suivantes :

- Afin d'améliorer davantage la fiabilité du modèle géomécanique, il est souhaitable de compléter cette étude géomécanique par d'autres données, notamment celles de :
 - Laboratoires,
 - Imagerie de puits,
 - Diamètreur (Caliper),
- Prendre en considération l'anisotropie de la roche et l'effet des faibles plans de stratification (weak bedding plans).
- Utiliser les résultats du modèle géomécanique pour améliorer le choix des outils de forage, des techniques et des solutions envisageables,
- Prendre en compte les incertitudes liées aux propriétés des réservoirs (lithologiques et mécaniques) et l'évaluation des risques,

Bibliographie

- Al-Ajmi, A. (2006, janvier). *WELLBORE STABILITY ANALYSIS BASED ON A NEW TRUE-TRIAXIAL FAILURE*. Retrieved from researchgate: <https://www.researchgate.net/publication/220010370>
- Alden, T. H. (1985, mars). *plastic and viscous deformation of metals*. doi:<https://doi.org/10.1007/BF02814336>
- Ashena, R., Elmgerbi, A., Rasouli, V., Ghalambor, A., Rabiei, M., & Bahrami, A. (2020). Severe wellbore instability in a complex lithology formation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1.
- Bensenouci, F. (2020). Well Centric Geomechanics for Drilling Integrity.
- BÉREST, P., & al, e. (2000). *Manuel de la mecanique des roches tome 1*. paris: les presses de l'ecole des mines.
- Borivoje Pašić, N. G.-M. (2017, 07 05). Retrieved from researchgate: <https://www.researchgate.net/publication/26494059>
- foster, j. (2018, 03 21). *pge334*. Retrieved from <https://johnfoster.pge.utexas.edu/PGE334-ResGeomechanics/slides/Lecture15-CompressiveAndTensileFailureInVerticalWells.slides.html#/2>
- Hudson, J., & Harrison, J. (1997). *Engineering rock mechanics an introduction to principles* (first edition ed.). langford lane,kidlington: Elsevier Science Ltd.
- Mitchell, J. (2001). *trouble free drilling*. Houston Texas: drilbert engineering inc.
- Mitchell, R. F. (2006). *petroleum engineering handbook volume II*. austin-texas: SPE.
- Molaghab, A., Taherynia, M. H., Aghda, S., & Fahimifar, A. (2017, january 24). *springer link*. Retrieved from springer link: <https://link.springer.com/article/10.1007/s13202-017-0323-5>
- Patzek, T. (2005, decembre 5). *biot theory(almost)for dummies*. Retrieved from http://www.cage.uh.edu/rql/Oral%20Presentation_2005%20Meeting/patzek_oral.pdf
- Pengzhi , P., Xia-Ting, F., & Hudson, J. A. (2012, january). The influence of the intermediate principal stress on rock failure behaviour: A numerical study. doi:10.1016/j.enggeo.2011.10.008
- Rao, E. S., Al-Awadh, A., Arunava, S., Kumar, S., KOC, Eri Sarmantua, S., & Dhires, G. (2017, octobre 15). *Successful Integration of Geo-Steering and Geo-Mechanics in Real Time*. Retrieved from researchgate: <https://www.researchgate.net/publication/320366098>

Stockhert, F. (2015, 06 01). *Fracture Mechanics applied to Hydraulic*. doi:10.13140/RG.2.2.10595.35369

WASSERMANN, J., & GASC-BARBIER, M. (2013, novembre). *BLPC • n°280-281*. Récupéré sur BLPC:
https://www.ifsttar.fr/collections/BLPCpdfs/blpc_280-281_139-153.pdf

Zhang, J. J. (2011, decembre). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new. doi:10.1016/j.earscirev.2011.06.001

Zhang, L., Cao, P., & Radha, K. (2010, Septembre 25). *Evaluation of rock strength criteria for wellbore stability analysis*. Retrieved from sciencedirect:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1365160910001711>

Zimmerman, R. W., jeager, J. C., & cook, N. W. (2007). *Fundamentals of Rock Mechanics*. (fourth, Ed.) victoria, ausralia: Blackwell Publishing.

Zoback, M. D. (2007). *reservoir geomechanics*. new york: Cambridge University Press.

Zoback, M. D. (2020, avril 05). *In situ stress and rock mechanics applied to reservoir processes*. Retrieved from stanfordonline: gp202.class.stanford.edu

Lien de Licence pour l'utilisation des données du Champ Volve :

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/legalcode>

Lien des données du Champ Volve :

<https://www.equinor.com/en/how-and-why/digitalisation-in-our-dna/volve-field-data-village-download.html>

Annexes

Annexe-1 : corrélations utilisées pour le calcul et extrapolation des différents logs

Paramètre	Lithologie	Formule	Savant
Résistance à la compression uniaxiale UCS	Argile	$1.35 * V_p^{2.6}$ (MPa)	Horsrud Modifié
	Grés	$0.035 V_p - 31.5$ (MPa)	Frey Burg
Coefficient de frottement interne	Toutes les lithologies	$\text{tg}((18.532 * V_p^{0.5148}) * 3.14 / 180.0)$	Chang-Zoback
Densité sonique	Toutes les lithologies	$0.23 * (100000 / DT - p)^{0.25}$ (g/cc)	Gardner
Vitesse d'onde de cisaillement V_s	Grés	$0.804 * V_p - 0.856$	SSt-Castagna
	Calcaire	$-0.055 * V_p^2 + 1.017 * V_p - 1.03$	Lime-Castagna
	Argile	$V_p / \text{sqrt}(3.0)$	Gassman 1
Module de Young statique E	Argile, grés	$0.932 * E_{\text{dyn}} - 3.42$ (GPa)	Brotons et al (2016)

Annexe-2 : Tops des formations

Formation	TVDRKB (m) des tops des formations
Nordland (récents sédiments)	145.9
Upper Utsira	877
Base Utsira	1063
Upper Skade	1199
Base Skade	1318
Grid	2081
Base Grid	2157
Balder	2276
Sele	2334
Lista	2394
Ty	2487
Ekofisk	2632
Tor	2658
Hod	2740
Blodeks	2798
Hidra	2827
Roedby	2837
Asgard	2843
Draupne	2859
Hugin	2943
Sleipner/Skegerrak	2976

Annexe-3 : Résumé de la trajectoire du Puits 15/9-X

MD(m)	TVDSS (m)	inc °	Azimet °	Lithologie
145.9-320	91-265.4	<1°	/	Nordland
330-830	275.4-765	1.2° -20.1°	115°-130°	
830-2400	765-2240	20.1°	115°-130°	Nordland-Grid
2400-2950	2240-2553	20.1°-85.5°	120°-130°	Grid-Ekofisk
2950-4750	2553-2684	85.5°	130°	Ekofisk-Tor
4750-5259	2684-2806	85.5°-54.9°	130°	Tor-Blodeks
5269-5500	2806-3000	54.7°	130°	Blodeks-Sleipner