

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2023

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Mémoire de Fin d'Études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

TERBOUCHE Yacine

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier, Forage des Puits d'Hydrocarbures

Thème :

**Analyse de la Stabilité des Parois du Puits de Forage
Etude de cas : Puits SY-1/SY-2 dans le Champ Gassi
Touil(Bassin de Berkine)**

Devant le jury :

Mr. BELIMANE Zakariya
Mr. OURLIS Menad
Mr. BENYOUNES Khaled

MAB
Ingénieur
Prof

UMBB
ENTP
UMBB

Président
Examineur
Encadreur

Année Universitaire : 2022/2023

Remerciements

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude à la faculté d'hydrocarbures et de chimie, en particulier aux professeurs du département de génie des réservoirs, pour leur précieuse guidance et leur soutien tout au long de mon parcours académique. Leur expertise et leur dévouement ont joué un rôle essentiel dans la formation de ma compréhension du domaine.

Je tiens également à remercier chaleureusement mon encadreur, M. BENYOUNES Khaled, pour son encouragement constant, ses conseils éclairés et son soutien indéfectible. Son mentorat a été essentiel dans mon développement personnel et professionnel, et je suis vraiment reconnaissant d'avoir eu l'opportunité d'apprendre de lui.

Je tiens à exprimer ma sincère appréciation à Mme. Saida ZAFRANE, ingénieure géomécanicien, pour son encadrement et son mentorat tout au long de ce projet. Son expertise et ses idées ont été essentielles pour orienter mes recherches, et je lui suis reconnaissant pour son soutien indéfectible.

Je suis profondément reconnaissant à SONATRACH, la compagnie nationale de pétrole, et plus particulièrement à la division exploration, de m'avoir offert l'opportunité de faire un stage au sein du département de stimulation et de fracturation hydraulique. L'expérience pratique que j'ai acquise lors de mon stage a été inestimable pour compléter mes connaissances théoriques et me préparer aux défis du monde réel.

Enfin, je souhaite exprimer ma reconnaissance à toute l'équipe du département de stimulation et de fracturation hydraulique pour leur collaboration et leur assistance. Leurs efforts collectifs et leur dévouement ont créé un environnement propice à l'apprentissage et à l'épanouissement.

Je suis redevable envers toutes les personnes et organisations mentionnées ci-dessus pour leur contribution à mon parcours académique et professionnel. Leur soutien a été inestimable, et je suis vraiment reconnaissant d'avoir eu l'opportunité de travailler avec des mentors et des équipes aussi remarquables.

Dédicaces

À Mes chers parents

À mon Petit frère

À tous les membres de ma famille

À mes amis

Au club SEG

À vous tous, je dédie ce travail

Résumé

Le forage des puits d'exploration de pétrole et de gaz sont des opérations complexes qui nécessitent une prise en compte minutieuse de divers facteurs géomécaniques afin d'assurer la stabilité et l'intégrité du puits de forage et des formations réservoirs. Dans ce travail, nous visons d'étudier la stabilité des puits de forage et l'impact de différents paramètres liés soit à la chimie et la résistance de la roche par rapport à la contrainte in situ afin de déterminer une densité de boue adéquate qui assure la stabilité des parois ainsi que la réussite du puits de forage. Notre étude se concentre sur des puits d'exploration, où nous analysons les données de ce dernier et prévoyons une fenêtre de boue sécurisée afin d'éviter la récurrence des problèmes rencontrés pendant leurs forages et minimiser les coûts dans les futurs forages, et cela à partir du modèle géomécanique qu'on va développer pour améliorer notre compréhension du comportement géomécanique dans le puits.

Mots clés : Stabilité des puits, Facteurs géomécaniques, Résistance de la roche, Contrainte in situ, Fenêtre de boue sécurisée, Modèle géomécanique

Abstract

Drilling exploration wells for oil and gas is a complex operation that requires meticulous consideration of various geomechanical factors to ensure the stability and integrity of the wellbore and reservoir formations. This study aims to investigate wellbore stability and the impact of different parameters related to chemo-interaction, rock strength, and in situ stress. The goal is to determine an adequate mud density that ensures wall stability and drilling success. The focus of this research is on exploration wells, where data analysis is performed to predict a safe mud window, thereby avoiding the recurrence of issues encountered during drilling and minimizing costs in future drilling operations. A geomechanical model will be developed to enhance our understanding of the geomechanical behavior within the wellbore.

Keywords: Wellbore stability, Geomechanical factors, Rock strength, in situ stress, Mud density, mud window, geomechanical model.

Table des matières

Chapitre I : Généralité sur le forage d’exploration	3
Introduction	3
I.1. Forage pétrolière	3
I.2. Principe de forage rotary	3
I.3. Cycle de forage	4
I.3.1. Exploration - Prospection des gisements.....	4
I.3.2. Délinéation - Identification des limites	4
I.3.3. Développent - Opérations à grande échelle.....	5
I.3.4. Production - Récupération des coûts.....	5
I.3.5. Abandonnent	5
I.4. Forage d’exploration.....	5
I.4.1. Les tests réalisés pendant le forage d’exploration	6
I.5. Les challenges dans le cas d’exploration	7
I.5.1. Problèmes liés au fluide de forage	8
I.5.2. Les problèmes de Bottom Hole Assembly	10
I.5.3. Les problèmes de Casing et de la cimentation.....	11
Chapitre II : Généralité sur la mécanique des roches.....	13
Introduction	14
II.1. La contrainte.....	14
II.1.1. Contrainte normale et de cisaillement.....	14
II.1.2. Orientation de la contrainte	15
II.1.3. Composantes des contraintes.....	16
II.1.4. Contraintes In situ, de champ lointain, et de champ proche.....	18
II.1.5. Les régimes tectoniques	18
II.2. La déformation	19
II.2.1. Elasticité et plasticité	19
II.2.2. Les types de la déformation de la roche.....	20
II.3. Equation Constitutive: relation entre contrainte - déformation.....	20
II.4. Les propriétés de la roche	23
II.4.1. Les propriétés élastiques	23
II.4.2. Les propriétés de résistance de la roche.....	27
Chapitre III : Les problèmes liés à la stabilité des parois du puits.....	33
Introduction	34
III.1. L’enivrement des parois des puits	34
III.2. Les problèmes liés à l’instabilité des parois de forage.....	35

III.3. Indicateur des instabilités du puits de forage	36
III.4. Les cause des instabilités du puits de forage	36
III.4.1. Facteurs incontrôlables	36
III.4.2. Facteurs contrôlables	42
III.4.3. Diagnostique de la stabilité des parois.....	46
Chapitre IV : Etude géomécanique et stabilité des parois	48
Introduction	49
IV.1. Construction du modèle géomécanique (MEM)	50
IV.1.1. Collects des donnés.....	51
IV.1.2. Analyse des événements de forage	52
IV.1.3. Stratigraphie mécanique.....	52
IV.1.4. Propriétés mécanique de la roche	52
IV.1.5. Contrainte verticale.....	57
IV.1.6. Estimation de pression de pores	57
IV.1.7. Estimation des contraintes horizontales.....	58
IV.1.8. Les essais effectués au laboratoire pour la calibration des paramètres mécaniques dynamiques	59
IV.2. Analyse de la stabilité des parois du puits de forage	61
IV.2.1. Contraintes in situ autour du puits	61
IV.2.2. Mécanismes de défaillance.....	63
IV.2.3. Détermination de type de défaillance.....	64
Chapitre V : Cas Pratique.....	70
V.1. Généralités sur Le bassin de Berkine Ouest	71
V.1.1. Cadre géographique.....	71
V.1.2. Cadre géologique	71
V.1.3. Aspect stratigraphique	72
V.1.4. Aspect structurale	72
V.1.5. Intérêt pétrolier.....	73
V.2. La région Gassi Touil	73
V.2.1. Localisation.....	73
V.2.2. Système pétrolière de Gassi Touil.....	74
V.2.3. Cadre geologique	76
V.3. Etude de la stabilite des parois des puits SY-1 et SY-2.....	77
V.3.1. Puits SY-1	77
V.3.2. Puits SY-2	91
Conclusion Générale	108
Recommandations.....	109
Bibliographie	110
Annexes.....	112

Liste des Figures

Figure I-1 : Organigramme du plan de travail.....	2
Figure I-1 : Le déroulement de LOT (Nicolas.Espinoza,2021)	7
Figure I-2 : Diagramme indiquent les différent problème rencontré pendant le forage d'exploration (Hossain and M. R. Islam, 2018).....	8
Figure I-3 : Les problème lie au fluide de forage (Ryen Caenn,2011).....	9
Figure I-4 : Différent pression dans la subsurface (Hossain and M. R. Islam,2018).....	12
Figure II-1 : (A) Force Normale, force de cisaillement, et leurs surfaces d'application (B) Contrainte normale et contrainte de cisaillement induits par la force normale et de cisaillement (Zhang, 2019).	14
Figure II-2 : Disposition des trois contraintes(World of opportunity, Halliburton)	16
Figure II-3 : Contraintes normale et de cisaillement sur un cube infinitésimal dans la roche (Zhang, 2019).	17
Figure II-4 : Composants de la contrainte principale dans un plan principal (Zhang, 2019).....	17
Figure II-5 : Représentation schématique des contraintes in situ (Champ lointain) et champ	18
Figure II-6 : Exemple du Différents régimes de contraintes dans le Monde (Geomechanical Model, Schlumberger, 2010).....	18
Figure II-7 : Différence entre régime élastique et régime plastique(Nicolas.Espinoza, 2021)	19
Figure II-8 : Test sur un plug de carotte indique la différence entre roche ductile et fragile(Nicolas.Espinoza, 2021).....	20
Figure II-9 : Les types de la déformation de la roche(Nicolas.Espinoza,2021).....	20
Figure II-10 : Exemple de déformation appliqué par contrainte(Nicolas.Espinoza,2021)21	
Figure II-11 : Utilisation de loi de HOOK pour linéaire élasticité(Nicolas.Espinoza,2021)	21
Figure II-12 : La relation entre déformation latérale et la contrainte appliquée(Nicolas.Espinoza,2021)	24
Figure II-13 : La déformation latérale et radiale de la roche (MarkD.Zoback, 2007).....	25
Figure II-14 : Le module de cisaillement (Mark D. Zoback, 2007).....	26
Figure II-15 : Le module de compressibilité (Mark D. Zoback, 2007)	26
Figure II-16 : Classification des Roches selon les Valeurs d'UCS (Geomechanical Model, Schlumberger, 2010).....	27
Figure II-17 : Unconfined Compression strength: schéma (contraintes VS déformation) correspondent a Mohr circle (Nicolas.Espinoza,2021).....	27
Figure II-18 : Resistance à la traction test avec graphe qu'il est démontré la maximale résistance à la traction de la roche(Nicolas.Espinoza,2021)	28
Figure II-19 : Des valeurs de résistance à la traction de différent roches avec teste de traction direct et teste de barazilian (Nicolas.Espinoza,2021)	28
Figure II-20 : Les forces de friction et le coefficient de friction. (a,b) la force de friction pour déplacer le box. (c)Extension de media granulaire (Nicolas.Espinoza, 2021)	29

Figure II-21 : Resistance à la cisaillement de sédiment non-cimentée (Nicolas.Espinoza, 2021).....	30
Figure II-22 : Resistance à la cisaillement, selon le critère de Coulomb (Nicolas.Espinoza,2021).....	30
Figure II-23 : Equivalent de critère de Coulomb avec de terme de contrainte principale en place de contrainte de cisaillement et contrainte normale (Nicolas.Espinoza ,2021)	32
Figure II-24 : Moyenne de résistance de cohésion de plusieurs roches(Nicolas.Espinoza,2021).....	32
Figure III-1 : Les contrainte in situ aux abord du puits(Zhug,2019).....	34
Figure III-2 : La densité optimale pour contrôler le puits(Zhug,2019)	35
Figure III-3 : Forage à travers des roches fracturée naturellement(Hossain and M. R. Islam, 2018).....	37
Figure III-4 : Forage à travers des formation à haute pression(Hossain and M. R. Islam, 2018).....	37
Figure III-5 : Forage à travers des formations mobiles(Hossain and M. R. Islam, 2018).....	38
Figure III-6 : Forage à travers des formations non consolidées (Hossain and M. R. Islam, 2018).....	38
Figure III-7 : Forage à travers les formations argileuse (Hossain and M. R. Islam,2018).....	40
Figure III-8 : Simulation de influence de température de boue(plus froids)sur les parois des puits (Nicolas.Espinoza, 2021).....	41
Figure III-9 : Influence de la densité sur la stabilité des parois des puits(Zhug,2019)	43
Figure III-10 : Stereonet plot vérifier la résistance de la roche nécessaire pour éviter les breakouts dans le cas de régime décrochement(Nicolas.Espinoza,2021).....	43
Figure III-11 : Stereonet plot vérifier la résistance de la roche nécessaire pour éviter les breakouts dans le cas de régime inverse(Nicolas.Espinoza,2021)	44
Figure III-12 : Stereonet plot vérifier la résistance de la roche nécessaire pour éviter les breakouts dans le cas de régime normale(Nicolas.Espinoza,2021).....	44
Figure III-13 : Schéma de la paire de feuillet d'argile, forces entre elles, et la distance interfoliaires d(Nicolas.Espinoza,2021)	45
Figure III-14 : Exemple d'hydrations et gonflement due à exposition à une eau peu salée (Nicolas.Espinoza, 2021).....	45
Figure III-15: Sensibilité d'argile; variation des contrainte autour de puits dépend à l'angle de breakouts(Nicolas.Espinoza,2021)	46
Figure III-16 : Diagnostique de le mécanisme d'instabilité des parois du puits(Hossain and M. R. Islam,2018).....	47
Figure IV-1 : Défient application de la géomécanique(Nicolas.Espinoza, 2021).....	49
Figure IV-2 : Elément d'un modèle géomécanique(Muhammad Zain, 2020).....	50
Figure IV-3 : Workflow du modèle géomécaniques 1D MEM et analyse des paroi de forage (Muhammad Zain, 2020)	51
Figure IV-4 : Défient corrélation pour l'estimation de UCS Selon le type de la roche(Mark D. Zoback, 2007).....	55
Figure IV-5 : Régression linéaire pour l'optimisation de UCS équation(Mark D. Zoback, 2007).....	55
Figure IV-6 : Test de compression non confiner(Zhug, 2019).....	59
Figure IV-7 : Test de traction direct(Zhug, 2019).....	60
Figure IV-8 : Test de traction in direct(Test de Brazilian)(Nicolas.Espinoza, 2021)	61
Figure IV-9 : Les contraintes autour de puits(Zhug, 2019).....	61

Figure IV-10 : Circule de Mohr et son enveloppe de défaillance(Zhug, 2019)	64
Figure IV-11 : Pression de puits pour initiation de breakouts. cisaillement être développer si $P_w < P_{wb}$ (Nicolas.Espinoza, 2021)	65
Figure IV-12 : Exemple de wellbore breakouts(Nicolas.Espinoza, 2021).....	65
Figure IV-13 : Détermination d'angle de breakouts avec le critère de Mohr-Coulomb(Nicolas.Espinoza, 2021).....	66
Figure IV-14: Apparition de fractures de traction autour d'un puits verticale. Les fractures de traction survenir lorsque $P_w > P_{wb}$ (Nicolas.Espinoza, 2021).....	67
Figure IV-15 : Densité de boue de forage par apport au contraintes in situ, propriétés de résistance de la roche et la pression de pore (Nicolas.Espinoza,2021)	68
Figure IV-16: Relation entre la densité de boue de forage avec la stabilité du trou(CHERAGHI SEIFABAD Masoud, WOOD David Anthony,2019)	68
Figure IV-17 : Positionnement des cote du casing en fonction de la densité de la boue de forage (Ted G. Byrom,2015).....	69
Figure IV-18 : Proposition de l'architecture de puits à partir de la densité de boue de forage (Ayoub, Cheraghi Seifabad Masoud, Wood David Anthony,2019).....	69
Figure V-1: Carte de la situation géographique du bassin de Berkine(Document WEC, 2007)	71
Figure V-2 : A-Image satellitaire de la zone d'etude.B-Localisation du champ Ouest Gassi Touil.....	73
Figure V-3 : La colonne Stratigraphie du bassin de Berkine(WEC, 2007).....	74
Figure V-4 : L'encroche geologique a la discordance hercynienne avec localisation de SY-1 et SY-2 (Rapport d'implantation du puits SY-1, 2022).....	77
Figure V-5: Plan de position du puits SY-1.....	78
Figure V-6 : Elan du puits SY-1 phase 8.5".....	80
Figure V-7 : Elan du puits SY-1 phase 6"	81
Figure V-8 : Corrélacion du puits SY-1 avec les puits voisins	81
Figure V-9: Evolution et événements de forage du puit SY-1.....	83
Figure V-10 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-1 phase (12" 1/4).....	86
Figure V-11 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-1 phase (8" 1/2).....	87
Figure V-12 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-1 phase (6").....	87
Figure V-13: Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 12.25"	88
Figure V-14 : Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 8.5".....	89
Figure V-15 : Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 6"	90
Figure V-16 : Plan de position du puits SY-2.....	92
Figure V-17: Elan de la phase 8.5" de puits SY-2.....	94
Figure V-18 : Evolution et événements de forage du puit SY-2.....	96
Figure V-19 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-2 phase (16").....	99
Figure V-20 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-2 phase (12" 1/4).....	100
Figure V-21: Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-2 phase (8.5").....	101
Figure V-22 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-2 phase (6").....	102
Figure V-23: Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 16".....	103
Figure V-24 : Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 12.25"	104
Figure V-25 : Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 8.5".....	105
Figure V-26 : Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 6"	106
Figure V-27: La variation de la densité de boue selon la température(Rapport de well contrôle SONATRACH, 2017)	107

Liste des Tableaux

Tableau II-1 : Différents valeurs du module de Young du roches(MARK D. ZOBACK.ARJUN H. KOHLI, 2019)	24
Tableau II-2: Différents valeurs du coefficient de poisson du roches(MARK D. ZOBACK.ARJUN H. KOHLI, 2019)	25
Tableau III-1 : Indicateurs de l'instabilité des parois du puits(Hossain and M. R. Islam,2018).....	36
Tableau III-2 : Facteurs lie à la stabilité des parois des puits(Hossain and M. R. Islam,2018)	36
Tableau IV-1 : DATA nécessaire à la construction d'un MEM(Ali, A.H.A et al, 2003)	52
Tableau IV-2: : Différents valeurs de la compressibilité non confine des roche (Zhug, 2019)	59
Tableau V-1 : Programme prévu avant forage.....	79
Tableau V-2 : Programme réalisé	79
Tableau V-3 : DATA audit de puits SY-1	82
Tableau V-4 : Les principaux évènements de forage du puits SY-1	83
Tableau V-5: Programme prévu avant forage.....	92
Tableau V-6 : Programme réalisé au niveau du puits SY-2.....	93
Tableau V-7: DATA audit de puits SY-2	95
Tableau V-8 : Les principaux évènements de forage du puits SY-2.....	95

Nomenclature

σ_n : Contrainte normale
 τ : Contrainte de cisaillement
 σ_1 : Contrainte principale majeure
 σ_2 : Contrainte principale intermédiaire
 σ_3 : Contrainte principale mineure
 ε : Déformation
 $\sigma_V, \sigma_H, \sigma_h$: Contrainte effective vertical, horizontale maximale, horizontale minimale
 α : Coefficient de Biot
 S_V : Contrainte verticale
 S_h : Contrainte horizontale minimale
 S_H : Contrainte horizontale maximale
 σ_{rr} : Contrainte normale radiale
 $\sigma_{\theta\theta}$: Contrainte normale tangentielle
 σ_z : Contrainte normale axiale
 ε_h : Déformation tectonique suivant la direction de la contrainte horizontale minimale
 ε_H : Déformation tectonique suivant la direction de la contrainte horizontale maximale
 p_w : Pression de la boue
 K_d : Module d'incompressibilité dynamique de la roche
 G_d : Module de cisaillement dynamique de la roche
 E_d : Module de Young dynamique
 E_s : Module de Young statique
 ν : Coefficient de Poisson
 UCS : Résistance à la compression simple
 C : Cohésion
 φ : Angle de frottement interne
 ρ_b : Densité de masse
 V_p : Vitesse d'onde de compression
 V_s : Vitesse d'onde de cisaillement
 Δt_p : Temp de transit en compression
 Δt_s : Temp de transit en cisaillement
 MD : Profondeur mesurée
 TVD : Profondeur verticale réelle
 MEM : Mechanical Earth Model
 ΔN : Force normale
DDR : Drilling Daily Reports
 ΔS : Force de cisaillement

Introduction

L'instabilité du puits présente un défi significatif et omniprésent tout au long de la durée de vie d'un puits, allant au-delà des phases de construction, elle constitue la cause majeure des temps non productif (TNP) en raison de sa propension à déclencher des complications telles que l'effondrement du trou de forage, la perte de fluide de forage, le coincement de la tige, la production de sable et d'autres défaillances du puits associées. Les TNP englobe toute occurrence qui perturbe les opérations planifiées, entraînant des retards, cela inclut toute la durée nécessaire pour traiter et rectifier les problèmes rencontrés, permettant la reprise des opérations à partir du point précis ou de la profondeur où l'événement de TNP s'est initialement produit.

Les événements imprévus d'instabilité du puits présentent des risques importants, compromettent la sécurité et peuvent potentiellement nuire à l'équipe travaillant sur le puits. Le forage réussi de puits confrontés à des zones difficiles repose sur une analyse précise des données disponibles pour atteindre les objectifs souhaités. Comprendre l'environnement local de forage est crucial pour atténuer les risques. ..etc. Les coûts des opérations de forage pour les puits d'exploration généralement liées au temps non productif (TNP) sont attribués à des problèmes géomécanique tels que les pertes de fluide le coincement de la tige.

La cause d'une telle défaillance de forage peut souvent être atténuée en déterminant de manière appropriée la densité de boue adéquate ainsi que la meilleure trajectoire de puits. Par conséquent, nous pourrions économiser considérablement le temps et les coûts de forage et de production en éliminant certains problèmes de forage.

La stabilité du forage nécessite la connaissance de l'interaction entre la résistance de la roche et la contrainte in situ et analyse les interactions des paramètres incontrôlables (Les contraintes terrestres (horizontales et verticales), La pression interstitielle, La résistance de et la chimie de la roche) et contrôlables (Le poids de la boue, l'azimut et l'inclinaison du puits de forage). De point de vue géomécanique, un puits de forage peut se rompre sous l'effet de contraintes induites (généralement de deux types) : rupture par cisaillement et rupture par traction, ce qui peut entraîner un blocage du train, la rupture du puits de forage, des fractures induites, une mauvaise cimentation et une perte de boue de forage.

Le présent travail a pour objectif principal d'appliquer un modèle géomécanique basé sur des données de puits comprenant les contraintes in situ, la pression interstitielle et les propriétés mécaniques de la roche couplées à des critères de rupture appropriés et d'étudier également la concentration de ces contraintes autour du puits de forage afin de prédire la stabilité du puits de forage avant le forage et obtenir une fenêtre de boue sûre et une trajectoire meilleure de puits pour une opération de forage réussite.

Pour atteindre cet objectif, nous avons procédé à la réalisation de ce travail, comme suit :

- **Le chapitre 1** : nous allons voir quelques notions sur le forage d'exploration afin de montrer et expliquer les modalités de forage dans le domaine d'exploration.
- **Le chapitre 2** : notion sur la mécanique des roches afin de comprendre les différents paramètres mécaniques qui commandent la roche.
- **Le chapitre 3** : les différents problèmes de la stabilité des parois des puits.
- **Le chapitre 4** : méthodologie d'étude géomécanique dans le but de comprendre le comportement mécanique de la roche et les contraintes in situ et analyser la stabilité des parois.
- **Le chapitre 5** : étude pratique de cas dont le modèle de stabilité a été appliqué à des puits d'exploration situés dans le champ de Berkine Ouest.

On terminera par une conclusion et des recommandations pour les travaux futurs.

Le schéma de flux accompagnant illustre le flux de travail général de ce travail, donnant un aperçu de la progression et des étapes impliquées dans la réalisation des objectifs énoncés.

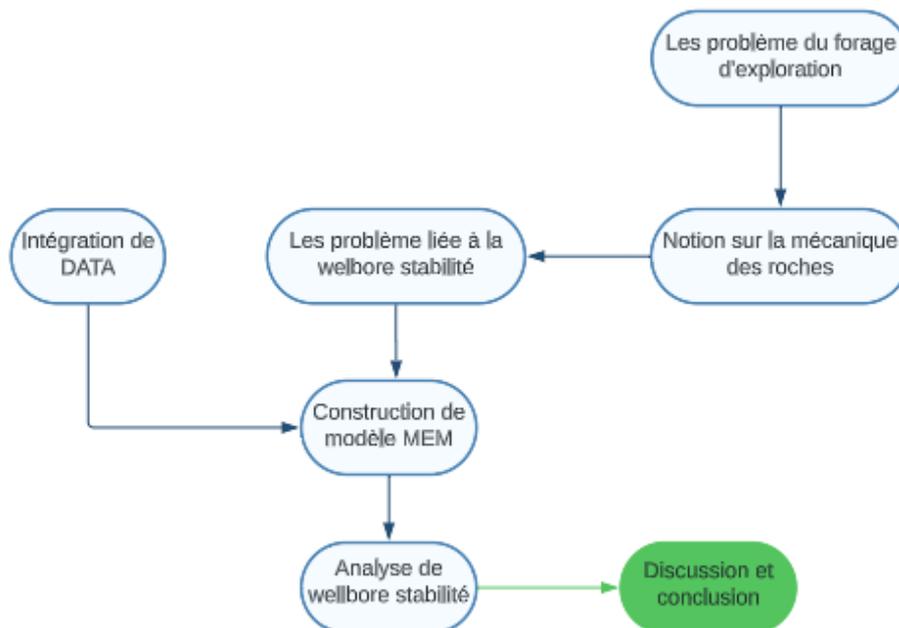


Figure I-1 : Organigramme du plan de travail

Chapitre I : Généralité sur le forage d'exploration

Introduction

Le forage d'exploration dans l'industrie pétrolière et gazière est la méthode principale utilisée pour extraire les réserves précieuses d'hydrocarbures. Ce processus consiste à creuser profondément dans le sol pour obtenir des échantillons de carottes et effectuer des tests.

La raison principale de réaliser des forages d'exploration est d'identifier et d'évaluer de nouveaux gisements de pétrole et de gaz, d'évaluer la viabilité d'une zone particulière pour une future production et de déterminer les méthodes d'extraction les plus efficaces. En recueillant des données géologiques et en analysant les échantillons de carottes, le forage d'exploration aide à estimer la taille, la composition et la productivité du gisement.

Lors de l'exploration, divers problèmes peuvent survenir pendant le processus de forage, ce qui affecte son efficacité et son succès. Ces problèmes peuvent inclure des limitations telles que des équipements obsolètes ou des techniques de forage inadéquates, ce qui peut entraîner une progression plus lente et une collecte de données moins précise.

I.1. Forage pétrolière

Le forage pétrolier est l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les formations réservoirs du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée suite à des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de constituer des modèles géologiques du sous-sol et qui permettant de distinguer les formations susceptibles d'être roche mer et réservoir, ainsi que les piège structurel ou sédimentaire, seul le forage pourrait peut mettre en évidence l'existence ou pas des hydrocarbures et la nature des fluides contenus dans les roches réservoirs.[1, 2]Donc, les objectifs des forages pétroliers sont toujours les mêmes à savoir :

- Atteindre la profondeur souhaitée par les géologues.
- Avoir la possibilité de tester ou de mettre en production le (ou les) réservoir (s).

I.2. Principe de forage rotary

La technique du forage rotary consiste à utiliser un outil, permettant de détruire la roche sous l'effet du poids et de la rotation. Le poids est assuré par un ensemble de tiges lourdes et creuses, assemblées en un train, qui achemine sous pression les boues de forage. Celles-ci refroidissent l'outil et assurent le déblaiement du trou. Autour des parois du forage, des tubes sont descendus et du ciment est injecté afin de garantir la tenue des parois du puits, ainsi qu'une protection contre la corrosion mais aussi la protection des nappes d'eau souterraines et leur isolation thermique.[3]

I.3. Cycle de forage

L'industrie pétrolière et gazière est considérée comme l'une des plus grandes industries au monde, voire la plus grande. Elle est divisée en trois grands secteurs : l'amont (upstream), le milieu de chaîne (midstream) et l'aval (downstream).

Le secteur amont (upstream) traite des activités liées à l'exploration et à la production de pétrole brut et de gaz naturel. Il représente également le cycle de vie complet d'un champ pétrolier, qui comprend cinq étapes[4] :

- Exploration.
- Délimitation.
- Développement.
- Production.
- Abandon.

I.3.1. Exploration - Prospection des gisements

Cette étape vise à identifier les réservoirs souterrains d'hydrocarbures et celui-ci est identifié par des plus de challenge au phase de forage. Elle commence par l'acquisition de terrains (ou de blocs en offshore) par le biais de :

- Location/achat de terrains.
- Appels d'offres.

Une fois les droits fonciers sécurisés, une entreprise commence les activités d'exploration, qui comprennent[4] :

- Des relevés aériens et/ou sismiques pour identifier les prospects.
- Des forages exploratoires dans les prospects.
- Des carottages pour prélever des échantillons des roches souterraines de la Terre.
- Des études géologiques et géophysiques (G&G).
- Des tests pour déterminer le type d'hydrocarbures et les caractéristiques du réservoir.
- Des enregistrements détaillés, généralement effectués par diagraphie filaire en trou ouvert.

I.3.2. Délimitation - Identification des limites

Après avoir prouvé l'existence d'un potentiellement important gisement d'hydrocarbures, la phase d'évaluation, également appelée délimitation, intervient pour déterminer les limites jusqu'auxquelles le gisement s'étend. Les activités suivantes sont réalisées pendant cette phase d'évaluation ou de délimitation[4] :

- Le forage de puits d'évaluation.
- Des enregistrements, généralement effectués par diagraphie filaire en trou ouvert.
- Des études de simulation du réservoir.
- Élaborer un premier plan de développement du champ (FDP).

I.3.3. Développent - Opérations à grande échelle

Une fois que les limites du gisement sont connues et que le potentiel du réservoir est mieux défini, la phase de développement commence pour exploiter les ressources en hydrocarbures. Voici quelques-unes des activités qui sont réalisées lors de cette phase[4] :

- Élaboration d'un plan détaillé de développement du champ (FDP).
- Forage de puits de développement.
- Construction d'infrastructures sur le site (installations de production, traitement du gaz, pipelines).

I.3.4. Production - Récupération des coûts

La taille du gisement, le type d'hydrocarbures et les infrastructures nécessaires définissent la complexité et la durée de la phase de production. Au cours de cette phase, les hydrocarbures extraits sont vendus sur le marché et le mode de récupération des coûts est enclenché. Les activités incluses dans cette phase sont les suivantes [4] :

- Forage de puits de développement supplémentaires.
- Artificiel lift.
- Puits injecteurs pour la récupération secondaire du pétrole (EOR).

I.3.5. Abandonnent

Tous les champs pétroliers et gaziers passent généralement par trois phases de production : l'accumulation, le plateau et le déclin de la production. Lorsque la production atteint un point où elle n'est plus rentable, le champ entre dans une dernière phase appelée abandon, également connue sous le nom de démantèlement. Certaines des activités qui y sont associées sont les suivantes [4] :

- Fermeture et abandon des puits de production et d'injection (Plug and Abandonnent - P&A).
- Démantèlement et démontage des installations de production.
- Restauration du site.

I.4. Forage d'exploration

Un puits d'exploration est foré dans le but d'obtenir des informations. Il est généralement peu judicieux d'essayer de convertir ultérieurement un puits d'exploration en puits de production. En effet, il n'est pas possible de concevoir correctement un puits de production tant que le réservoir n'est pas suffisamment connu en termes de détails (pressions, fluides et gaz présents, perméabilité, consolidation de la roche réservoir, et de nombreux autres facteurs). De nombreuses caractéristiques des conditions souterraines ne peuvent pas être prédites lors du premier forage. Cela signifie que la conception du puits peut devoir être modifiée en cas de conditions imprévues rencontrées pendant le forage. Les puits d'exploration doivent donc être conçus comme des puits de reconnaissance de la région d'intérêt et celui-ci par effectuée des test et prendre des carotte. [2]

I.4.1. Les tests réalisés pendant le forage d'exploration

I.4.1.1. Les tests affectés sur le réservoir

La pression des pores la plus définitive et précise est mesurée lors des essais de carottage avec tige de forage (DST). Les essais de répétition de formation (RFT) et les essais de dynamique de formation modulaire (MDT) peuvent également mesurer rapidement et avec précision la pression de formation. Ces outils peuvent mesurer la pression des pores à des points spécifiques sur la paroi du puits. Les outils RFT et MDT sont utilisés sur le câble de forage et peuvent fournir des données précises sur la pression des pores, en particulier lorsqu'un grand nombre de tests sont effectués de manière répétée à courte distance dans des formations spécifiques.[5]

I.4.1.2. Les tests de étanchéité sous le sabot du tubage

Le test est réalisé pour mesurer le gradient de fracture requis pour déterminer la pression maximale de boue nécessaire au forage. Le test est effectué avec de la boue de forage après avoir cimenté le tubage de la section précédente dans un trou ouvert.[6]

L'exécution du test comprend les événements suivants :

- L'injection de la boue de forage à un débit constant entraîne une augmentation de la pression jusqu'à un maximum qui dépend des contraintes près du puits et de la résistance à la traction de la roche (pression de rupture de la fracture ou FBP).
- Un changement de pente peut se produire avant le FBP, indiquant un changement du volume de la cavité, connu sous le nom de point de fuite (LOP).
- Après l'amorçage de la fracture, celle-ci se propage à une vitesse dictée par le débit d'injection du fluide à une pression caractéristique de propagation de la fracture (FPP).
- La fermeture des pompes provoque une diminution rapide de la pression à la pression d'arrêt instantanée (ISIP). Une diminution supplémentaire de la pression provient du fluide de la fracture qui s'échappe vers la roche jusqu'à ce que la fracture se referme à la pression de fermeture de la fracture (FCP). La Figure III-23 montre un exemple de ce test. [5]

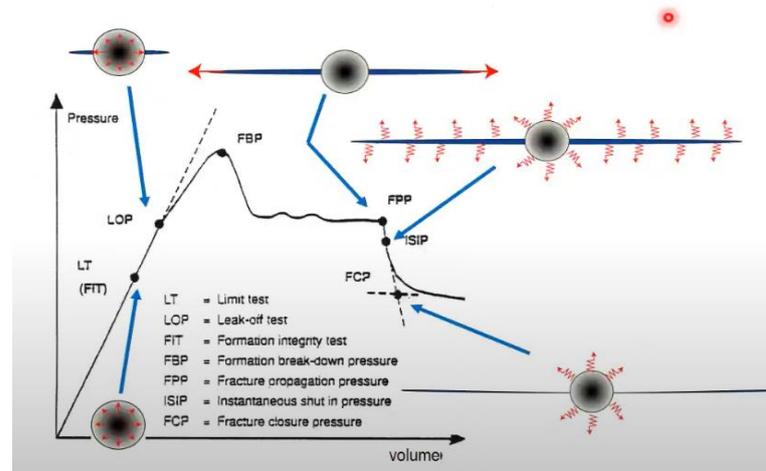


Figure I-1 : Le déroulement de LOT (Nicolas.Espinoza, 2021)

I.5. Les challenges dans le cas d'exploration

Il existe divers problèmes courants qui peuvent survenir lors du forage de puits d'exploration, et il y en a aussi certains qui sont moins courants. Il est donc important de décrire les problèmes de forage les plus couramment rencontrés qui sont causés par les conditions en fond de trou, principalement liées au système de boue.[5] C'est problème se manifeste sous forme de :

- **Hole pack off** : L'emballage de trou, également appelé hole pack off, est un problème rencontré lors des opérations de forage. Il se produit lorsque le fluide de forage s'échappe dans la formation rocheuse environnante.
- **Tight Hole (Excessif reaming)** : Un "tight hole" se réfère à un problème de forage où le train de tiges rencontre une résistance ou reste bloqué dans le puits de forage.
- **Overpull** : L'overpull (surchargement) : L'overpull se produit lorsqu'une force excessive est appliquée au train de tiges lors du processus de levage ou de retrait du train de tiges du puits.
- **Torque et drag** : Le torque se réfère à la force de rotation appliquée au train de tiges pendant le processus de forage. Le drag, quant à lui, fait référence à la résistance au mouvement rencontrée par le train de tiges lorsqu'il est en mouvement dans le puits.

Donc on peut diviser les problèmes en trois classe comme indiquiez la Figure I-2 :

- Les problèmes lié au fluide de forage.
- Les problèmes avec train des tige.
- Les problème pendant l'opération du casing et cimentation.

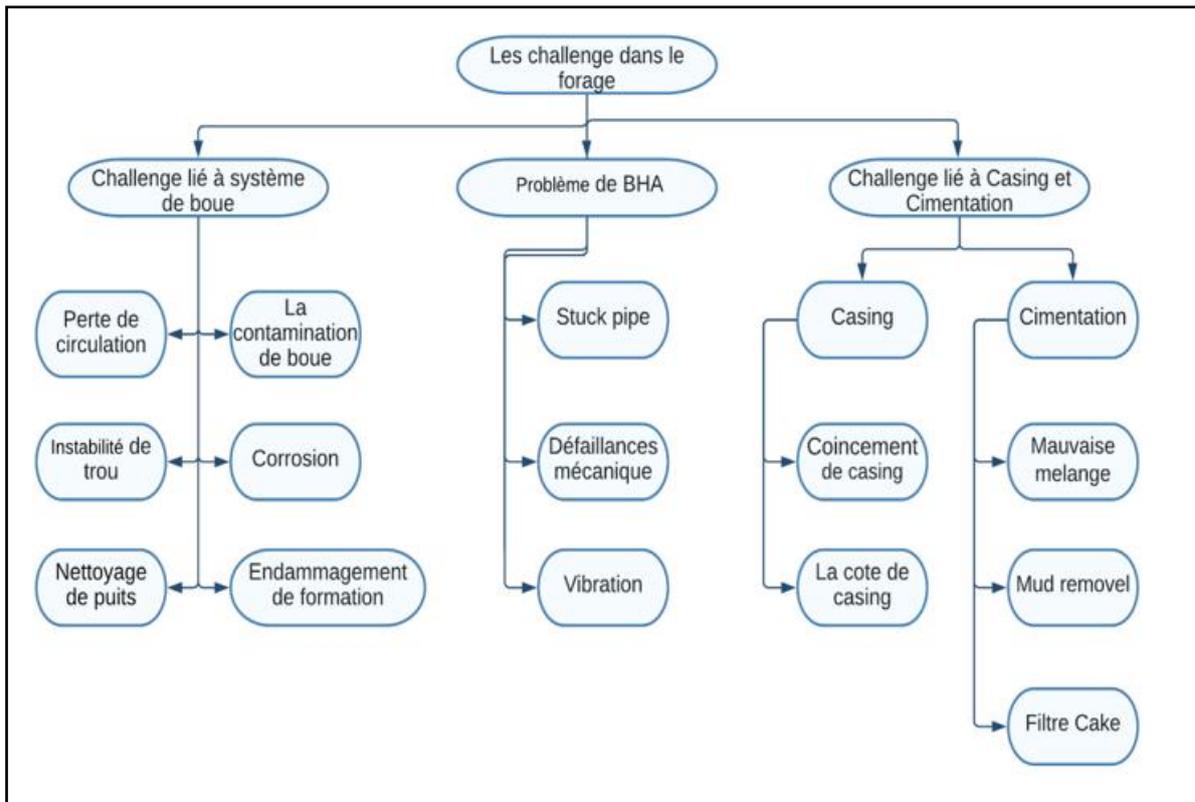


Figure I-2 : Diagramme indiquent les différent problème rencontré pendant le forage d'exploration (Hossain and M. R. Islam, 2018)

I.5.1. Problèmes liés au fluide de forage

I.5.1.1. Perte de circulation

Les fluides de forage sont circulés à travers l'outil dans le puits de forage pour éliminer les déblais de forage du puits. Les fluides maintiennent également une pression hydrostatique prédéterminée pour équilibrer la pression de formation. Le même fluide de forage est généralement reconditionné et réutilisé.[7] Lorsqu'on rencontre des zones souterraines de pression relativement basse pendant une opération de forage, la pression hydrostatique est compromise en raison de fuites dans ces zones[5], comme indiquer la figure(I-3).

I.5.1.2. La contamination de fluide de forage

Une boue contaminée est définie comme "lorsqu'une substance étrangère pénètre dans le système de boue et entraîne des modifications indésirables des propriétés de la boue, telles que la densité, la viscosité et la filtration".[5]

I.5.1.3. Endommagement de la formation

Les dommages à la formation sont définis comme l'altération du réservoir (réduction de la production) due à une diminution de la perméabilité non quantifiable causée par la pénétration des fluides de forage, de complétion.[8]

I.5.1.4. Nettoyage de puits

Le nettoyage annulaire est défini comme "la capacité d'un fluide de forage à transporter et à maintenir en suspension les déblais de forage". C'est l'un des mécanismes les plus importants

pour le transport des déblais dans le forage rotatif. Cependant, il est très difficile d'obtenir un nettoyage adéquat du fond de puits en pratique. L'action de jet du fluide traversant les duses d'outils de forages devrait fournir une vitesse suffisante et un écoulement transversal le long de la roche pour éliminer efficacement les déblais autour d'outil lorsque la roche est nouvellement pénétrée. Cela empêcherait l'accumulation de déblais autour d'outils et des dents (c'est-à-dire le phénomène de bourrage), éviterait le broyage excessif des déblais et les éliminerait pendant leur remontée dans l'annulaire, maximisant ainsi l'efficacité du forage.[5]



Figure I-3 : Les problèmes lié à fluide de forage (Ryen Caenn,2011)

I.5.1.5. Corrosion

La corrosion due à la défaillance des fluides de forage peut se produire lorsqu'il y a une dégradation ou une incompatibilité des fluides de forage utilisés. Cela peut entraîner la corrosion des équipements métalliques dans le puits de forage, tels que la BHA de forage, les outils de forage, etc.[9]

Les facteurs qui contribuent à la corrosion comprennent la présence d'espèces chimiques corrosives dans les fluides de forage, l'acidité ou l'alcalinité du fluide, la température élevée, l'absence ou l'échec des inhibiteurs de corrosion, et d'autres conditions environnementales défavorables. [10]

I.5.2. Les problèmes de Bottom Hole Assembly

I.5.2.1. Coincement (Stuck pipe)

Dans les opérations de forage à distance étendue, une drillpipe coincé peut entraîner des incidents majeurs de non-production . En raison du retard impliqué ainsi que de la possibilité de perdre le train de tiges, une drillpipe coincé peut augmenter considérablement les coûts de forage.

Le coincement du BHA peut être classé en deux catégories : le coincement par pression différentielle et le coincement mécanique. Le coincement mécanique peut être causé par des chutes dans le trou, des anomalies de géométrie du puits, du ciment, des key seats ou une accumulation de déblais dans l'annulaire. Le coincement par pression différentielle est causé par une pression hydrostatique élevée dans le trou et une formation ayant une perméabilité élevée, ainsi que par la présence d'un filtre cake élevé.[5]

I.5.2.2. Défaillances mécanique de BHA

L'une des défaillances les plus courantes du train de tiges de forage est la rupture par fatigue. Cette rupture survient en raison des chargements cycliques répétés du train de tiges pendant les opérations de forage. Au fil du temps, ces cycles de contrainte peuvent entraîner le développement de fissures qui se propagent finalement et entraînent la défaillance du train de tiges.[5]

D'autres défaillances courantes du train de tiges de forage incluent :

Flambage : Le flambage se produit lorsque le train de tiges se déforme et se plie sous l'effet de forces de compression. Cela peut se produire en raison d'une résistance insuffisante des tiges, d'une répartition incorrecte du poids ou de charges axiales ou de torsion excessives.

Corrosion : La corrosion peut affaiblir le train de tiges de forage et entraîner une perte localisée de matériau, réduisant ainsi sa résistance et son intégrité globales. La corrosion peut se produire en raison de l'exposition à des fluides de forage corrosifs, à des températures élevées ou à des conditions environnementales.

Dommages aux filetages : Les connexions filetées du train de tiges peuvent être vulnérables aux dommages tels que le grippage, l'arrachement des filets ou le croisement des filetages. Ces problèmes peuvent compromettre l'intégrité de la connexion et entraîner des fuites ou une défaillance.

Usure(wear) : Le train de tiges de forage peut s'user au contact des parois du puits ou en frottant contre d'autres équipements pendant le forage. Une usure excessive peut réduire l'épaisseur de la paroi et compromettre l'intégrité structurelle du train de tiges.

I.5.2.3. Vibration

Les vibrations de l'ensemble de fond de trou (BHA) peuvent avoir des effets importants sur l'outil de forage et les performances globales du forage. Les vibrations du BHA désignent les oscillations ou les mouvements des composants du BHA. Ces vibrations peuvent être causées

par divers facteurs tels que l'interaction entre le système de forage et la formation en cours de forage, les paramètres de forage.[1]

I.5.3. Les problèmes de Casing et de la cimentation

I.5.3.1. La cimentation

Les mauvais ciments sont principalement dus à trois facteurs :

- Mauvais déplacement de la boue par les ciments.
- Élimination inappropriée du filtre cake de boue pendant l'opération de cimentation.
- Mauvais mélange et/ou essai de le lait de ciment.[5]

De nombreux problèmes liés au ciment pointent vers une élimination du filtre cake de boue. Si le filtre cake de boue n'est pas correctement éliminé, il crée un passage pour les fluides à travers l'annulaire. Un mauvais déplacement de la boue et du filtre cake de boue peut être causé par de nombreux facteurs qui ont été résumés par[11] :

- Excentricité de l'annulaire.
- Régime d'écoulement de le lait de ciment.
- Rhéologie de la boue.
- Mise en place du tubage sans centreurs.

I.5.3.2. Le casing

2.1. Le coincement de casing pendant la descendre

En raison de la possibilité que le trou fraîchement foré ne soit pas droit, fermement ouvert, ou autrement adapté, il peut se produire un blocage du tubage lors de l'installation. Souvent, les trous de forage s'effondrent, en particulier si le trou est étroit, à longue portée ou présente des problèmes de gonflement de l'argile.[5]

2.2. La changement de cote de casing

Un élément clé de la conception d'un puits est la sélection de la profondeur de tubage. La sélection de la profondeur de tubage est liée à de nombreux autres paramètres, tels que les matériaux ou la classification de l'acier, les tolérances des venues, la classification de la pression sur la tête de puits. En termes pratiques, la profondeur est liée à la pression dans différentes sections du puits, qui à son tour est liée aux caractéristiques de la formation. Avant le forage, les géologues doivent avoir effectué une enquête approfondie sur la lithologie. Sur la base des lectures sismiques et de leurs connaissances, ils sont en mesure de former un profil de lithologie ainsi qu'une prévision de la pression des différentes zones de formation jusqu'à la profondeur cible. Notez dans la Figure (I-4) qu'il y aurait une différence entre la pression théorique et la pression réelle. La fenêtre de forage(Mud Windows) pendant toute opération de forage se situe entre les lignes de pression de pore (rouge) et de fracture (bleue). Lorsqu'il n'y a aucune fenêtre d'opération disponible, il est nécessaire d'installer un tubage afin de poursuivre le forage sans risquer de fracturer la formation (perte de fluide et éventuel déversement) ou une éruption. Par exemple, si la pression hydrostatique du fluide est trop faible, la pression de la formation serait dominante, entraînant une entrée de fluides de formation dans le puits. D'autre part, si la pression

hydrostatique dépasse la pression de fracture, il y aurait une perte de fluide importante qui en elle-même peut créer un venue en raison de la perte de pression hydrostatique.[5]

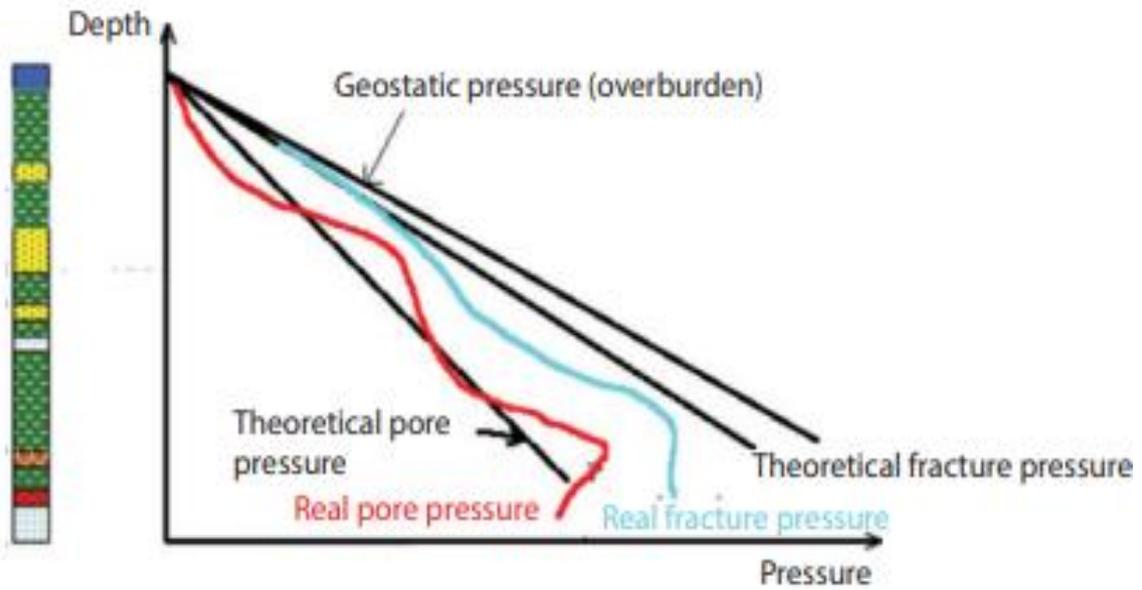


Figure I-4 : Différent pression dans la subsurface (Hossain and M. R. Islam, 2018)

**Chapitre II : Généralité sur la mécanique des
roches**

Introduction

En 1963, le comité de la mécanique des roches de l'académie nationale américaine des sciences a défini la mécanique des roches comme étant la science théorique et appliquée du comportement mécanique des roches. Il s'agit de la branche de la mécanique qui s'intéresse à la réponse de la roche aux champs de forces de son environnement physique. Elle forme une partie du vaste sujet de la géomécanique qui a pour but d'étudier la réponse mécanique des différents matériaux géologiques, et d'être capable d'analyser et de déterminer les propriétés mécaniques des roches pour des applications de génie civil, de génie minier, de génie pétrolier et autres.[12]

Dans ce chapitre on va présenter un aperçu général sur la mécanique des roches en introduisant quelques notions fondamentales ainsi que les principes des bases.

II.1. La contrainte

II.1.1. Contrainte normale et de cisaillement

La contrainte est définie comme étant une force appliquée sur une surface. Dans un plan réel ou imaginaire à travers une roche, il peut y avoir une force normale (ΔN) et une force de cisaillement (ΔS).[13]

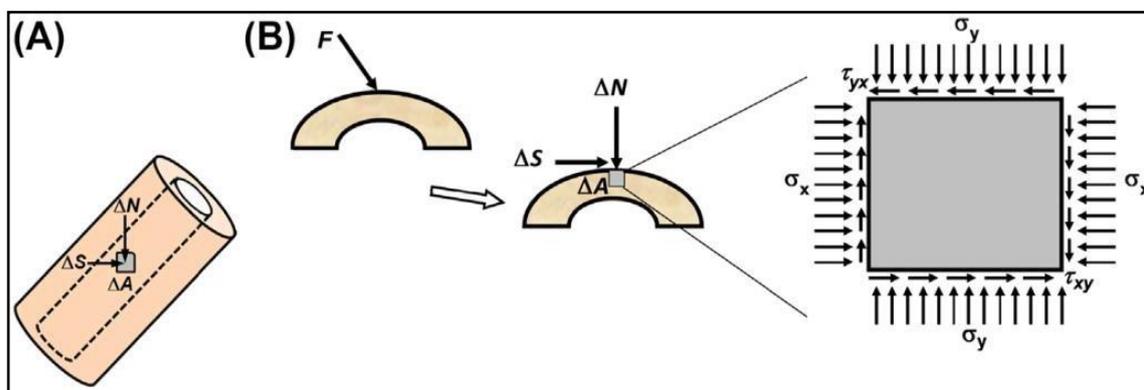


Figure II-1 : (A) Force Normale, force de cisaillement, et leurs surfaces d'application (B) Contrainte normale et contrainte de cisaillement induits par la force normale et de cisaillement (Zhang, 2019).

La pression dans un fluide est une quantité scalaire : cela signifie qu'elle a une certaine grandeur, indépendante de la direction, par exemple la pression dans un pneu de voiture est 25psi dans toutes les directions. La force est une quantité vectorielle qui a une grandeur et une direction et doit être spécifiée par trois composants dans les cas tridimensionnelle, généralement ces trois composants sont orthogonaux (Perpendiculaires). Il faut noter qu'un solide peut supporter une force de cisaillement et une contrainte de cisaillement, alors qu'un liquide ou un gaz ne le peut pas. Cependant, la contrainte en un point à l'intérieur d'une roche a trois composantes qui agissent perpendiculairement aux faces d'un cube, et six composantes de contrainte agissant le long des faces. La façon dont ces composantes varient lors de la rotation du cube signifie que la contrainte est une quantité tensorielle et elle doit être spécifiée dans le cas tridimensionnel par six composantes indépendantes. Les

contraintes normales et de cisaillement agissant sur plans à différentes orientations à l'intérieur de la masse rocheuse sont nécessaires pour les études de conception de l'ingénierie des roches et peuvent être calculées à l'aide d'équations II-1,II-2 de transformation.[14]

La contrainte normale et de cisaillement peuvent être mathématiquement définis comme suit lorsque la taille d'une petite zone est réduite à zéro Contrainte normale et Contrainte de cisaillement :

$$\sigma_n = \lim \frac{\Delta N}{\Delta A} (\Delta A \rightarrow 0) \quad II-1$$

$$\tau = \lim \frac{\Delta S}{\Delta A} (\Delta A \rightarrow 0) \quad II-2$$

II.1.2. Orientation de la contrainte

Le point de départ de la plupart des études de géomécanique consiste à décrire l'état de contrainte préexistante ou in situ dans la terre, ce qui demande trois amplitudes et des informations d'orientation. Du fait que dans la plupart des zones d'intérêt une des contraintes principales est verticale, l'état de contrainte in situ peut généralement être spécifié par trois amplitudes et la direction d'une des contraintes horizontale(Figure II-2). D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en états de compression.[15]

II.1.2.1. Contraintes verticales

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

II.1.2.2. Contraintes horizontales

Une contrainte horizontale est une contrainte de cisaillement qui est appliquée le long de la surface d'un plan. Ces contraintes dépendent essentiellement de la tectonique de la zone. Cette dernière, peut avoir une composante gravitationnelle qui peut être accentuée par des effets thermiques, tectoniques et par la structure géologique, qui sont indispensables pour décrire complètement l'état de contraintes.

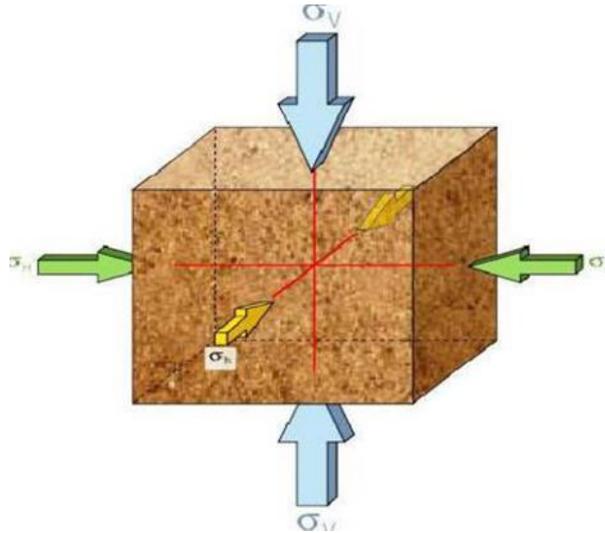


Figure II-2 : Disposition des trois contraintes(World of opportunity, Halliburton)

II.1.3. Composantes des contraintes

Si un cube infinitésimal est coupé dans la roche, il aura des contraintes normales et de cisaillement agissant sur chacun de ses plans. La contrainte normale de compression est positive, et la contrainte normale de traction est traitée comme négative dans la convention de signes de la mécanique des roches. Chaque contrainte normale est perpendiculaire à chacun des plans. Cependant, le cas des contraintes de cisaillement n'est pas aussi direct car les contraintes de cisaillement résultantes sur n'importe quelle face ne seront généralement pas alignées avec ces axes. La contrainte de cisaillement sur une face a deux composantes perpendiculaires qui sont alignées avec les deux axes parallèles aux bords de la face. Par conséquent, il y a neuf composantes de contrainte dont trois composantes normales et six composantes de cisaillement agissant sur un élément cubique.[12] Le tenseur des contraintes peut être exprimé comme suit :

$$\sigma = \begin{matrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{matrix} \quad II-3$$

En prenant en considération l'équilibre des moments autour des axes x, y, et z, les relations entre les contraintes de cisaillement deviennent :

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

Par conséquent, l'état de contrainte à un point est complètement défini par six composantes indépendantes (Contrainte normale ($\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$) Contrainte de cisaillement

($\tau_{xy}, \tau_{yz}, \tau_{zx}$) :

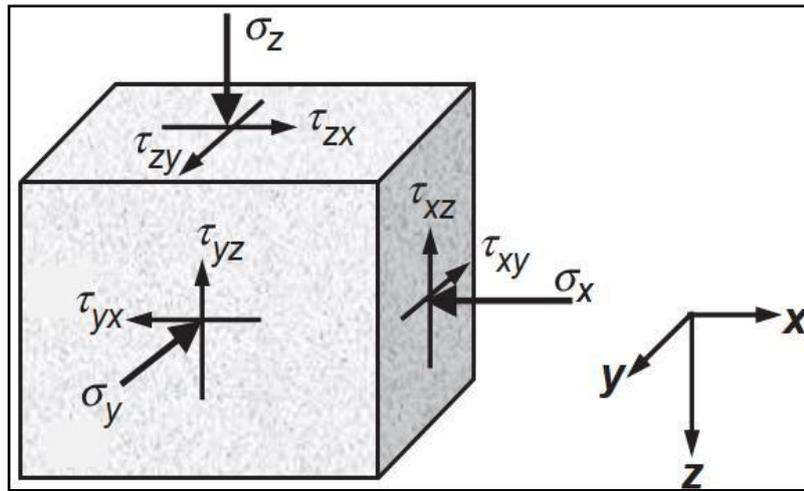


Figure II-3 : Contraintes normale et de cisaillement sur un cube infinitésimal dans la roche (Zhang, 2019).

Un plan de contrainte principale est un plan sur lequel il n'y a pas de contrainte de cisaillement. Une contrainte principale est la contrainte normale qui s'exerce sur un plan de contrainte principale.

Il est pratique de spécifier l'état de contrainte en utilisant ces contraintes principales car elles fournissent des informations directes sur les valeurs maximales et minimales des composantes de la contrainte normale.[14]

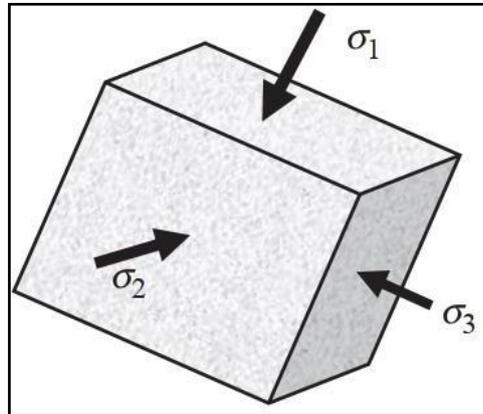


Figure II-4 : Composants de la contrainte principale dans un plan principal (Zhang, 2019)

Les valeurs σ_1 , σ_2 , et σ_3 dans la Figure sont les contraintes principales, et $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$. Donc, le tenseur de contrainte principale peut être exprimé comme suit :

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad II-4$$

II.1.4. Contraintes In situ , de champ lointain, et de champ proche

L'état de contrainte in situ est l'état original de la roche avant les excavations ou autres perturbations. Les contraintes in situ sont également appelées contraintes de far-field (Champ lointain). Par exemple, l'état de contrainte avant le forage d'un trou illustré à la figure est l'état de contrainte in situ.[14] En première approximation, on peut supposer que les trois contraintes principales d'un champ de contraintes naturelles in situ agissent verticalement (une composante, σ_v) et horizontalement (deux composantes, σ_{H1} et σ_{H2}).

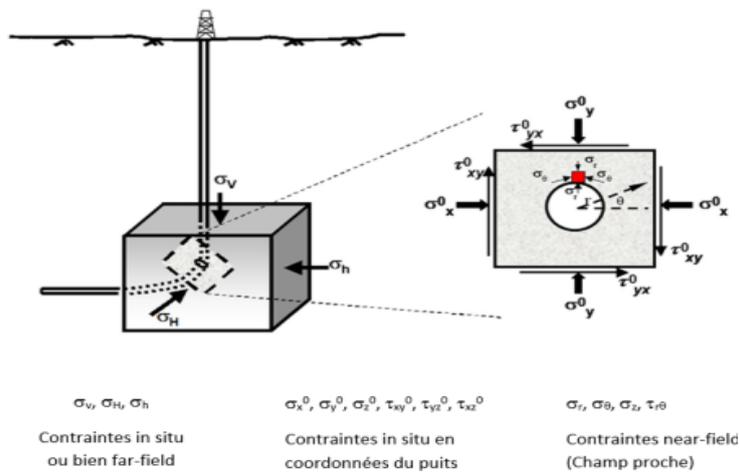


Figure II-5 : Représentation schématique des contraintes in situ (Champ lointain) et champ

II.1.5. Les régimes tectoniques

La Figure ci-dessous nous illustre les différents régimes de stress existants selon la direction des différentes contraintes et les plans de fracture[16] :

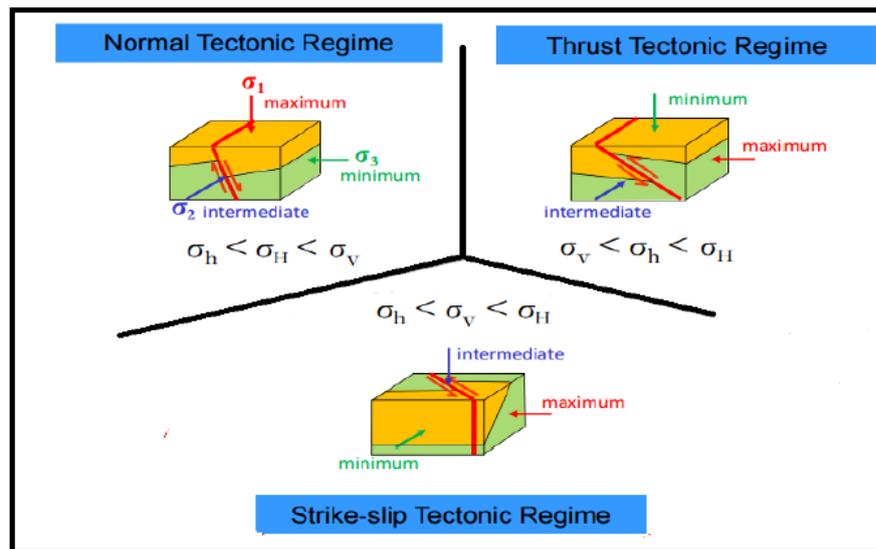


Figure II-6 : Exemple des Différents régimes de contrainte dans le Monde (Geomechanical Model, Schlumberger, 2010)

II.2. La déformation

Les roches peuvent se déformer de diverses manières lorsqu'elles sont contraintes. Elles peuvent se déformer de façon réversible c'est-à-dire elle revienne à leur forme originale lorsque les contraintes sont supprimées, ou de façon irréversible. Elles peuvent aussi céder, de sorte que le matériau peut, par exemple, se casser en morceaux. Comme le comportement réel des roches est très complexe, il est généralement représenté par des modèles simplifiés.[14]

II.2.1. Elasticité et plasticité

Les roches ont une plage limitée dans laquelle elles se comportent élastiquement, avec des déformations récupérables. Au-delà d'une certaine limite, appelée limite d'élasticité, la roche subit des déformations plastiques irréversibles (inélasticité) (Figure II-7). Les roches peuvent encore être assez solides après avoir atteint la limite d'élasticité, voire même la contrainte maximale, si elles sont capables de supporter des déformations plastiques.[15]

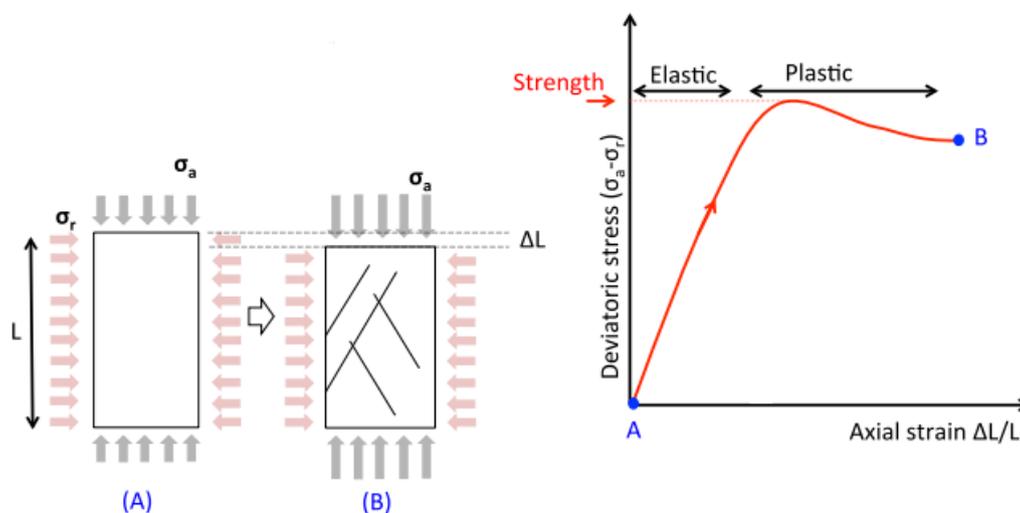


Figure II-7 : Différence entre régime élastique et régime plastique (Nicolas.Espinoza, 2021)

La fragilité des roches se réfère à leur comportement lors de la rupture. Les roches fragiles se rompent rapidement le long de plans bien définis, tandis que les roches ductiles se déforment lentement et répartissent les contraintes lors de la rupture. La fragilité est influencée par plusieurs facteurs tels que la contrainte effective moyenne, la température, le taux de chargement, la minéralogie, la taille de l'échantillon et les propriétés élastiques. Une contrainte effective moyenne plus élevée, une température plus élevée et un taux de chargement plus faible favorisent un comportement plus ductile. Une teneur plus élevée en matière organique et en argile favorise également la ductilité, tandis qu'une teneur plus élevée en carbonate conduit à une rupture plus fragile. De plus, la taille de l'échantillon et les propriétés élastiques, notamment le rapport ν , influencent la fragilité.[14]

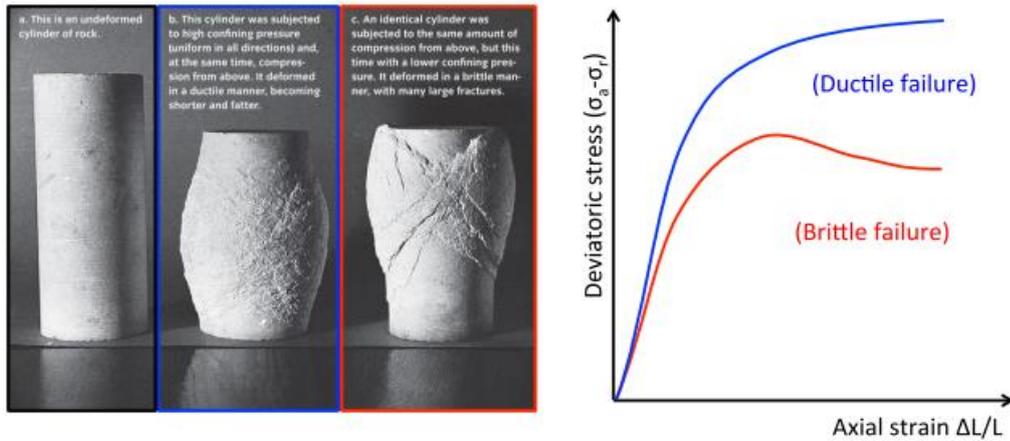


Figure II-8 : Test sur un plug de carotte indique la différence entre roche ductile et fragile(Nicolas.Espinoza, 2021)

II.2.2. Les types de la déformation de la roche

La rupture (déformation plastique) et la défaillance des roches peuvent se produire en raison de contraintes de traction, de contraintes de cisaillement, de contraintes de compression et d'une combinaison des trois comme monté dans la Figure II-9. [15]

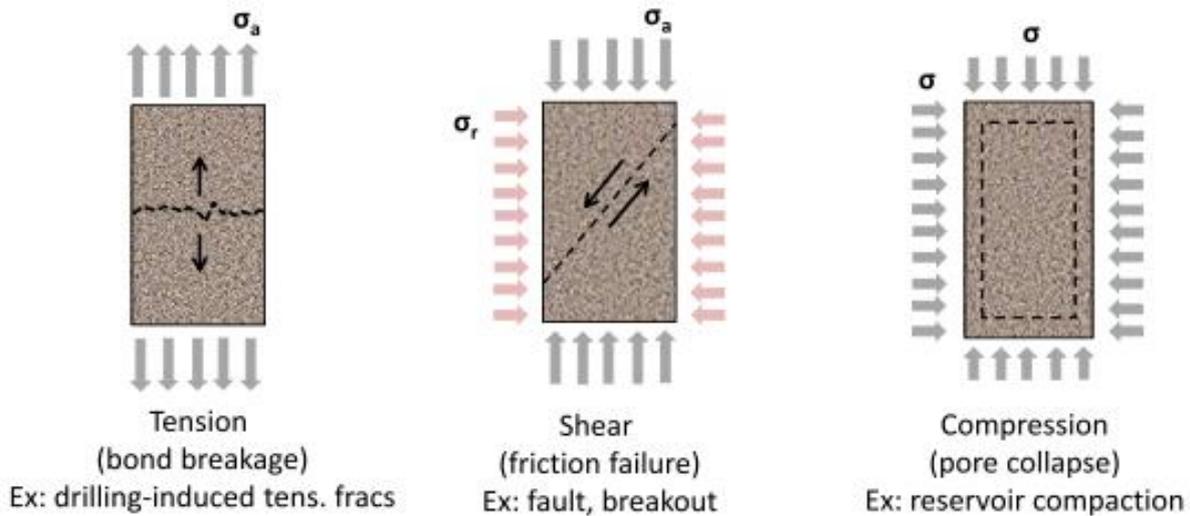


Figure II-9 : Les types de la déformation de la roche(Nicolas.Espinoza,2021)

II.3. Equation Constitutive: relation entre contrainte - déformation

L'équations constitutives nous indiquent comment un solide se déforme (Figure II-10) dans le temps en réponse aux contraintes, aux variations de température et aux variations de pression interstitielle, entre autres. Le choix d'une équation constitutive dépend des propriétés du matériau, de magnitude des changements de déformation, de magnitude des contraintes et de la vitesse de chargement, entre autres facteurs.[15]

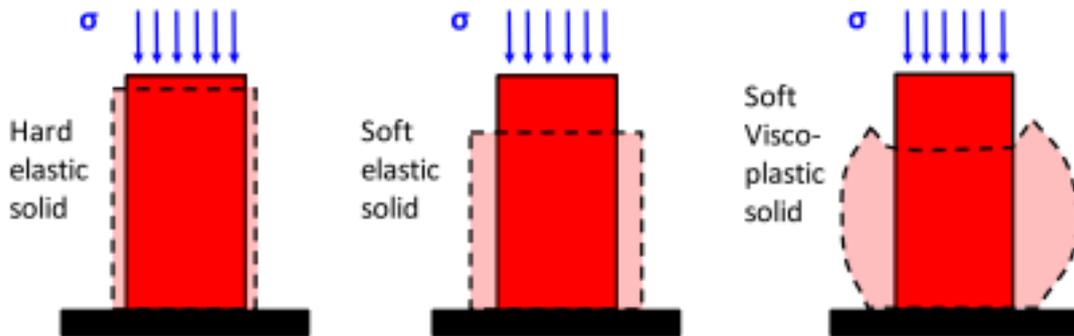


Figure II-10 : Exemple de déformation appliqué par contrainte(Nicolas.Espinoza,2021)

La relation constitutive la plus simple pour les solides est l'élasticité linéaire, dans laquelle les contraintes et les déformations sont linéairement liées par des coefficients constants. Les exemples dans la Figure II-11 correspondent à des applications de l'élasticité linéaire dans différentes dimensions[15] :

- Le termes de contrainte et de déformation comme suit :

$$\sigma = E\varepsilon$$

- En général, le tenseur de contrainte est proportionnel au tenseur de déformation à travers le tenseur de rigidité.

$$\underline{\underline{\sigma}} = \underline{\underline{C}}\underline{\underline{e}}$$

Hooke's law

$$F = k\Delta x$$



1-D (stress-strain) Hooke's law

$$\sigma = E\varepsilon$$

Generalized Hooke's law

$$\underline{\underline{\sigma}} = \underline{\underline{C}}\underline{\underline{\varepsilon}}$$

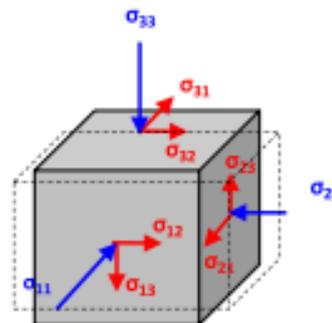


Figure II-11 : Utilisation de loi de HOOK (Nicolas.Espinoza, 2021)

Une généralisation des équations du module de Young et du coefficient de Poisson dans toutes les directions conduit aux 3 équations indépendantes.[12]

$$\begin{cases} \varepsilon_{11} = +\frac{1}{E}\sigma_{11} - \frac{\nu}{E}\sigma_{22} - \frac{\nu}{E}\sigma_{33} \\ \varepsilon_{22} = -\frac{\nu}{E}\sigma_{11} + \frac{1}{E}\sigma_{22} - \frac{\nu}{E}\sigma_{33} \\ \varepsilon_{33} = -\frac{\nu}{E}\sigma_{11} - \frac{\nu}{E}\sigma_{22} + \frac{1}{E}\sigma_{33} \end{cases} \quad II-5$$

De plus, les déformations de cisaillement sont proportionnelles à la contrainte de cisaillement appliquée par le biais du module de cisaillement , de sorte que [12] :

$$\begin{cases} 2\varepsilon_{12} = \frac{1}{G}\sigma_{12} \\ 2\varepsilon_{13} = \frac{1}{G}\sigma_{13} \\ 2\varepsilon_{23} = \frac{1}{G}\sigma_{23} \end{cases} \quad II-6$$

Ainsi, toutes les six équations permettent de relier le tenseur de déformation de cisaillement au tenseur de contrainte à travers le tenseur d'élasticité de quatrième ordre .

Pour faciliter les calculs, nous exprimerons les tenseurs de contrainte et de déformation sous forme de matrices, de sorte que sera une matrice. Cette notation est appelée notation de Voigt. Par conséquent, le tenseur d'élasticité de quatrième ordre peut être exprimé sous forme de matrice [12] :

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{22} \\ \varepsilon_{33} \\ 2\varepsilon_{23} \\ 2\varepsilon_{13} \\ 2\varepsilon_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +\frac{1}{E} & -\frac{\nu}{E} & -\frac{\nu}{E} & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{\nu}{E} & +\frac{1}{E} & -\frac{\nu}{E} & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{\nu}{E} & -\frac{\nu}{E} & +\frac{1}{E} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{2(1+\nu)}{E} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{2(1+\nu)}{E} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{2(1+\nu)}{E} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{33} \\ \sigma_{23} \\ \sigma_{13} \\ \sigma_{12} \end{bmatrix} \quad II-7$$

L'inverse de la matrice de compliance est la matrice de rigidité(stifness matrix), et nous permet de calculer la contrainte en fonction de la déformation.[13, 15]

$$\begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{33} \\ \sigma_{23} \\ \sigma_{13} \\ \sigma_{12} \end{bmatrix} = \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} \begin{bmatrix} 1-\nu & \nu & \nu & 0 & 0 & 0 \\ \nu & 1-\nu & \nu & 0 & 0 & 0 \\ \nu & \nu & 1-\nu & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{(1-2\nu)}{2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{(1-2\nu)}{2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{(1-2\nu)}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{22} \\ \varepsilon_{33} \\ 2\varepsilon_{23} \\ 2\varepsilon_{13} \\ 2\varepsilon_{12} \end{bmatrix} \quad II-8$$

II.4. Les propriétés de la roche

Les propriétés de résistance et de déformation jouent un rôle très important lors de la conception de structures dans les roches. Il est important de déterminer les paramètres de résistance appropriés car la conception doit être conforme au type de structures, aux caractéristiques de chargement et aux caractéristiques des roches dans les couches porteuses. Les aspects importants de la conception et les possibilités de rupture par cisaillement doivent être vérifiés avant que toute superstructure ou charge temporaire lourde ne soit autorisée sur les couches porteuses. Des tests appropriés pour déterminer les différentes propriétés de résistance de la roche doivent être planifiés avant toute décision finale.

II.4.1. Les propriétés élastiques

II.4.1.1. Module de Young

Le module de Young est un paramètre important pour définir la relation entre la contrainte et la déformation dans un matériau en déformation linéaire-élastique. Il fait généralement référence au module d'Young statique, qui peut être obtenu à partir d'essais de carottage en laboratoire [17], par exemple l'essai de compression uniaxiale ou triaxiale. Le module d'Young dynamique peut être calculé à partir d'équations théoriques utilisant les données de vitesse acoustique. Cependant, pour l'analyse géomécanique, le module d'Young statique est nécessaire. [12]

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$$

II-5

Lithologie	Module de Young [psi]
Grés	2 à 5.10 ⁶
Grés compacte	6 à 10.10 ⁶
Calcaire	8 à 12.10 ⁶
Charbon	0,1 à 1.10 ⁶
Argiles	1 à 10.10 ⁶

Tableau II-1 : Différents valeurs du module de Young du roches(MARK D. ZOBACK.ARJUN H. KOHLI, 2019)

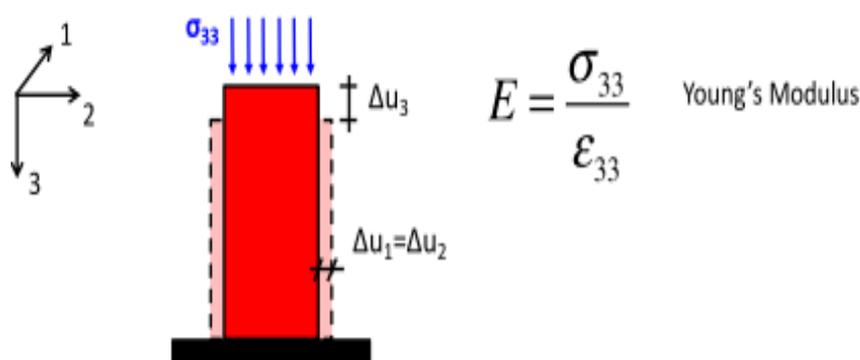


Figure II-12 : La relation entre la déformation latérale et la contrainte appliquée(Nicolas.Espinoza,2021)

II.4.1.2. Coefficient de Poisson

Le coefficient de Poisson est le rapport entre la déformation transversale et la déformation axiale correspondante sur un matériau sollicité le long d'un axe comme l'indique la figure II-13 . Pour une carotte rocheuse soumise à une charge axiale, le coefficient de Poisson (ν) peut être exprimé de la manière suivante [12] :

$$\nu = \frac{\frac{\Delta W}{W}}{\frac{\Delta L}{L}} \quad II-10$$

$$\nu = -\frac{\epsilon_l}{\epsilon_a} \quad II-11$$

où ϵ_l et ϵ_a sont les déformations latérales et axiale, respectivement. Par conséquent, le coefficient de Poisson statique peut être déterminé en mesurant les déformations latérales et axiales de l'essai de compression uniaxiale dans l'échantillon de roche.

Lithologie	Coefficient de Poisson
Gres	0.15 à 0.25
Calcites	0.20 à 0.30
Marnes	0.40 à 0.45
Sels	0.30 à 0.40

Tableau II-2: Différents valeurs du coefficient de poisson du roches(MARK D. ZOBACK.ARJUN H. KOHLI, 2019)

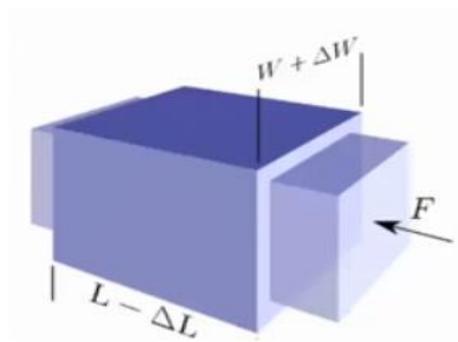


Figure II-13 : La déformation latérale et radiale de la roche (MarkD.Zoback, 2007)

II.4.1.3. Module de cisaillement

Le module de cisaillement G est une mesure de la résistance d'un échantillon de roche à l'effort de cisaillement (Figure II-14), c'est le rapport entre l'effort de cisaillement à la contrainte de cisaillement, Son unité dans le système anglais c'est (psi*10⁶). Par définition il est défini par la formule suivante [14] :

$$G = \frac{\frac{F}{A}}{\tan \theta} \quad II-6$$

Et la relation entre le module cisaillement et module de Young et le coefficient de poisson est :

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad II-13$$

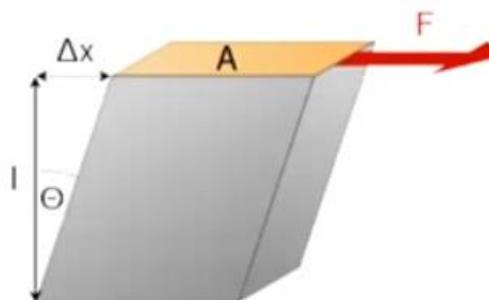


Figure II-14 : Le module de cisaillement (Mark D. Zoback, 2007)

II.4.1.4. Coefficient d'incompressibilité (Bulk Modulus)

Dans l'industrie pétrolière ce coefficient est égal au rapport de la pression hydrostatique et la Déformation volumétrique.[14]

$$Kb = \frac{\text{Pression hydrostatique}}{\text{Déformation volumétrique}} \quad II-14$$

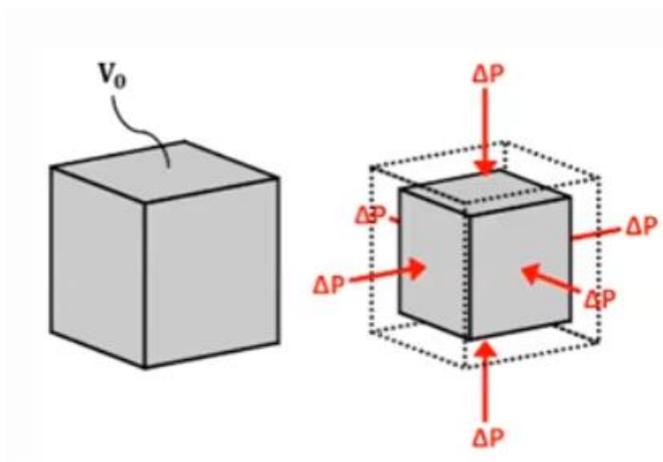


Figure II-15 : Le module de compressibilité (Mark D. Zoback, 2007)

Et la relation entre le module de compressibilité et module de Young et le coefficient de poisson est :

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \quad II-15$$

II.4.2. Les propriétés de résistance de la roche

En plus des propriétés élastiques de la roche discutées ci-dessus, des paramètres de résistance de la roche sont également nécessaires pour compléter la caractérisation de la réponse mécanique et de la capacité de la roche.[12]

II.4.2.1. Unconfined compression strength (UCS)

Dans les roches cimentées, les contraintes de cisaillement peuvent être supportées même avec une contrainte latérale effective nulle $\sigma_r = 0$ (l'on considère la contrainte effective radiale σ_r comme dans les échantillons cylindriques). La Figure II-16 illustre la défaillance d'un échantillon de roche cylindrique non confiné sous compression avec une contrainte effective σ_a . La contrainte maximale de compression que la roche peut supporter dans des conditions non confinées est appelée résistance à la compression non confinée (UCS). [18]

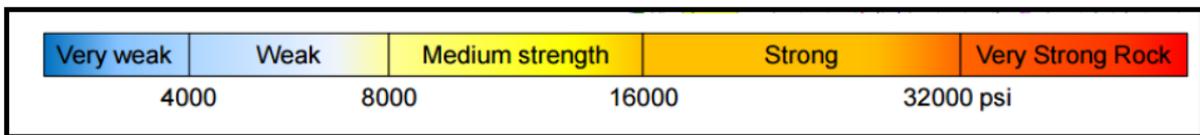


Figure II-16 : Classification des Roches selon les Valeurs d'UCS (Geomechanical Model, Schlumberger, 2010)

Pour minimiser les effets de cisaillement aux extrémités (dans les échantillons courts) et les instabilités de flambage (dans les échantillons longs), les tests axisymétriques nécessitent des échantillons de roche d'une longueur d'environ deux fois le diamètre.[14]

(1) Unconfined Loading

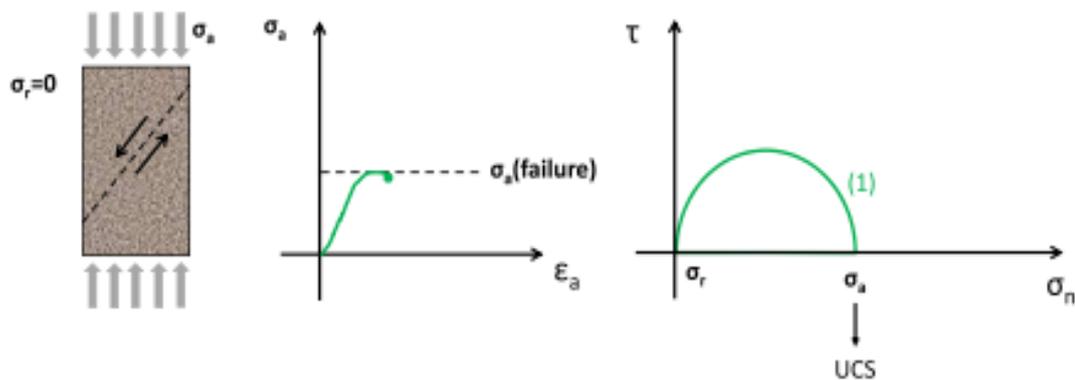


Figure II-17 : Unconfined Compression strength: schema (contraintes VS déformation) correspondent a Mohr circle (Nicolas.Espinoza,2021)

II.4.2.2. Résistance à la traction (TSTR)

La résistance à la traction fait référence à la contrainte maximale qu'un matériau peut supporter avant de se rompre ou de se fracturer lorsqu'il est soumis à des forces de traction. Cependant, les roches sont généralement considérées comme beaucoup plus résistantes à la compression qu'à la tension. En d'autres termes, les roches ont tendance à être plus résistantes à être comprimées ou écrasées qu'à être étirées ou séparées.[12]

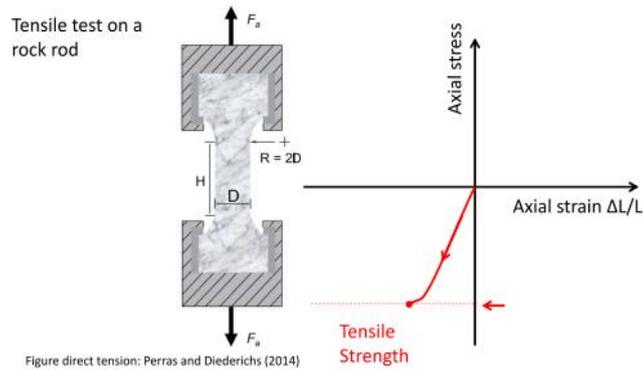


Figure II-18 : Resistance à la traction test avec graphe qu'il est démontré la maximale résistance à la traction de la roche(Nicolas.Espinoza,2021)

Les valeurs typiques de résistance à la traction pour les roches sédimentaires cimentées varient de 0,5 MPa à 10 MPa. Les sédiments non cimentés, très courants dans les bassins sédimentaires, ont une résistance à la traction nulle. La Figure II-19 résume les valeurs typiques de résistance à la traction pour les roches.[15]

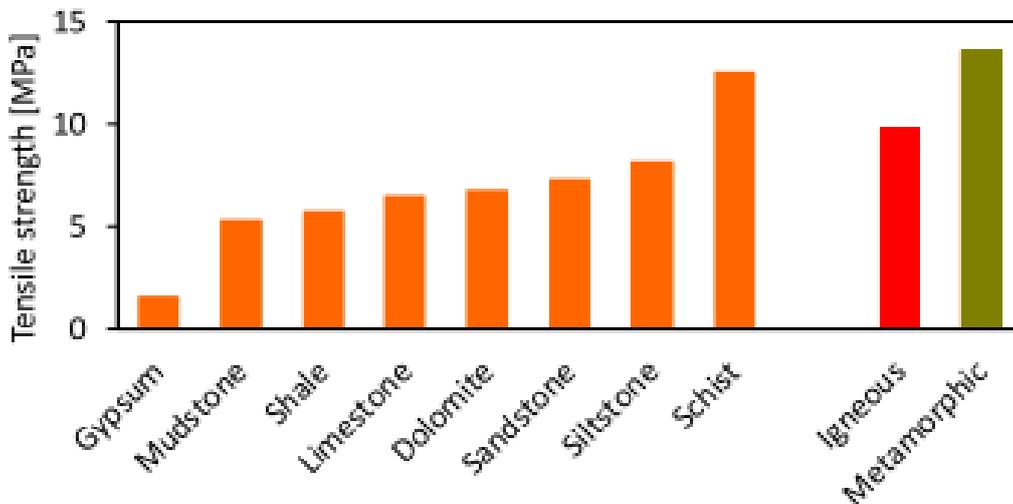


Figure II-19 : Des valeurs de résistance à la traction de différent roches avec teste de traction direct et teste de barazilian (Nicolas.Espinoza,2021)

II.4.2.3. Angle de friction (FANG)

La résistance au cisaillement des roches dépend de la résistance cohésive de la roche S_0 . La résistance de frottement dépend des forces de frottement, où F_T la force nécessaire pour déplacer un objet reposant sur une surface dépend du coefficient de frottement μ et de la force normale appliquée F_N , de telle sorte que (Figure II-20).[15]

$$F_T = \mu F_N \quad II-16$$

Ainsi, si la force normale $F_N = 0$, alors $F_T = 0$. La force de frottement F_T augmente linéairement avec la valeur de la force normale.

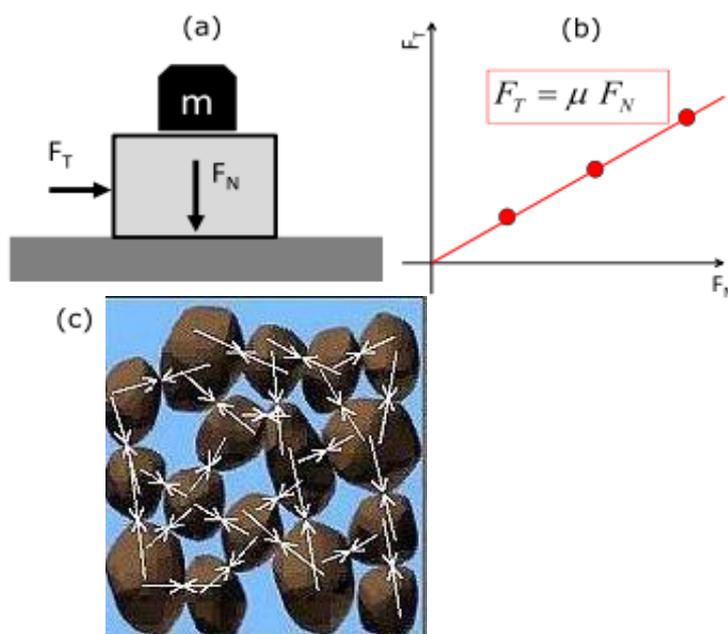


Figure II-20 : Les forces de friction et le coefficient de friction. (a,b)la force de friction pour déplacer le box.(c) Extension de média granulaire (Nicolas.Espinoza, 2021)

De manière similaire, les sédiments non cimentés peuvent résister aux contraintes de cisaillement avec l'application d'une contrainte de compression "confinante" efficace. La contrainte de cisaillement maximale τ dans les sables non cimentés est proportionnelle à la contrainte normale effective σ_n à travers un coefficient de frottement "interne" μ_i (ligne rouge dans la Figure II-21). Le sable atteint la rupture en cisaillement lorsque la ligne de cisaillement $\tau = \mu_i \sigma_n$ intersecte l'état de contrainte représenté par le cercle de Mohr.[15]

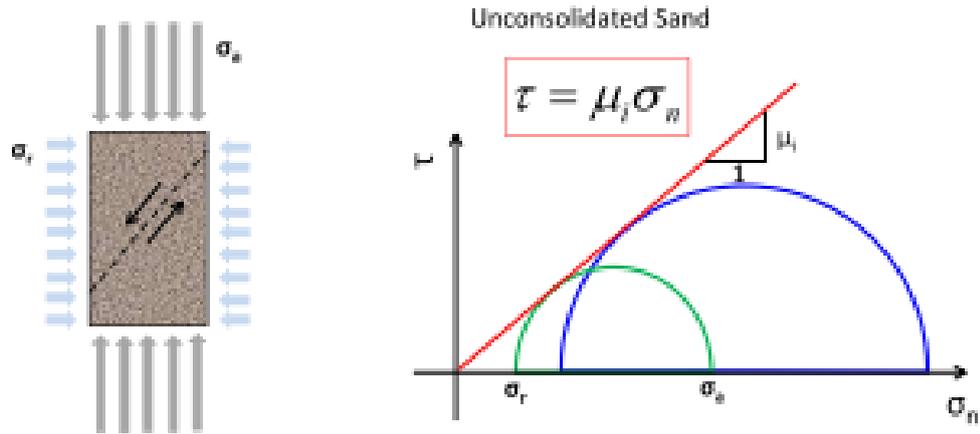


Figure II-21 : Resistance à la cisaillement de sédiment non-cimenté (Nicolas.Espinoza, 2021)

II.4.2.4. La cohesion

Dans ce cas, nous appliquons une contrainte de confinement compressive effective $\sigma_r \neq 0$ (Figure II-22). La contrainte maximale mesurée est supérieure à la contrainte maximale sans contrainte de confinement. L'augmentation de la contrainte maximale sera fonction de la résistance de friction interne de la roche. Ainsi, la contrainte de cisaillement maximale τ dépendra à la fois de la résistance cohésive S_0 de la roche et de la contrainte de compression normale efficace appliquée σ_n , selon le critère de rupture de Coulomb exprimé par l'équation suivante.[15]

$$\tau = S_0 + \mu_i \sigma_n$$

II-17

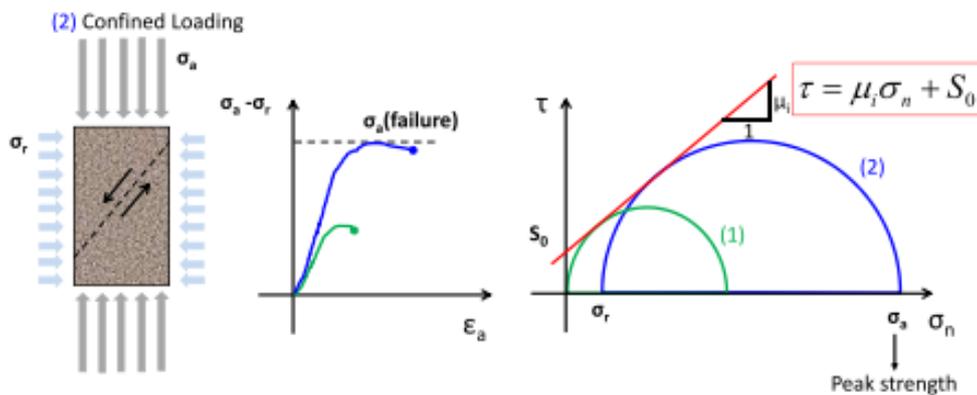


Figure II-22 : Resistance à la cisaillement, selon le critère de Coulomb (Nicolas.Espinoza,2021)

Avec un critère de rupture de cisaillement linéaire, une fracture se formera idéalement selon un angle de $\pi/4 + \varphi/2$ par rapport au plan où la contrainte principale maximale est appliquée. Ce plan sera également aligné avec la contrainte principale intermédiaire. Pour une valeur typique de $\varphi \sim 30^\circ$, $\pi/4 + \varphi/2 = 60^\circ$. [15]

Parfois, il est plus facile de penser (et de calculer) les paramètres de rupture en cisaillement en fonction des contraintes principales plutôt qu'en fonction des contraintes normales et de cisaillement (Figure II-23). Le critère de rupture de Coulomb peut être écrit comme suit [15] :

$$\sigma_1 = UCS + q \sigma_3 \quad II-18$$

où σ_1 est la contrainte principale maximale effective à la rupture, σ_3 est la contrainte principale minimale effective, et q est le paramètre de frottement qui dépend de l'angle de frottement. Il peut être démontré que [15] :

$$q = \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \quad II-19$$

Pour une valeur typique de $\varphi \sim 30^\circ$, le coefficient de frottement q peut être calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$\mu_i = \frac{q - 1}{2\sqrt{q}} \quad II-20$$

peut également être exprimé en termes de résistance cohésive comme suit :

$$UCS = 2S_0 \left(\frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \right)^{1/2} = 2S_0 \sqrt{q} \quad II-21$$

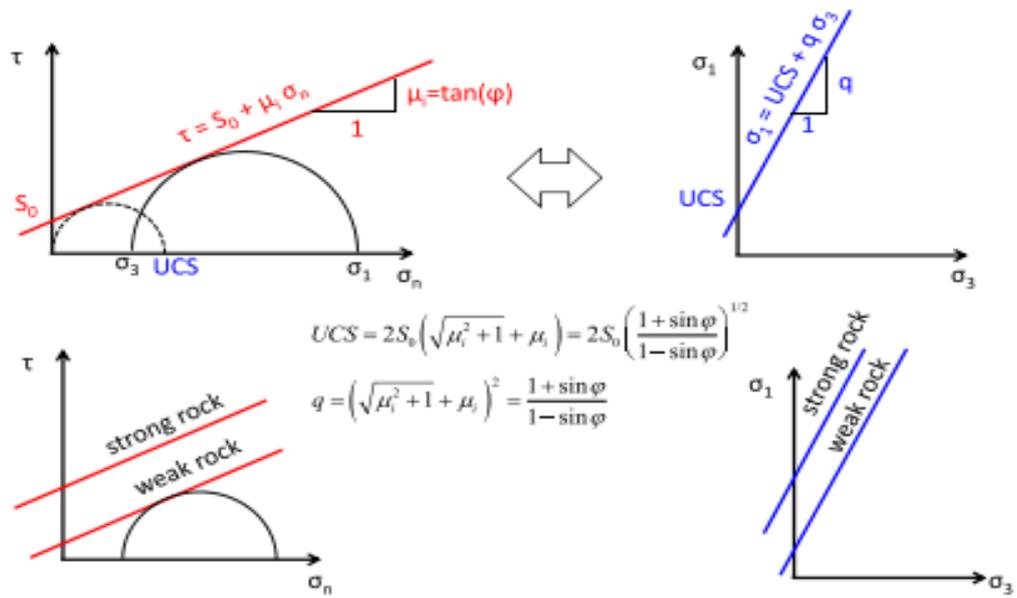


Figure II-23 : Equivalent de critère de Coulomb avec de terme de contrainte principale en place de contrainte de cisaillement et contrainte normale (Nicolas.Espinoza ,2021)

Voilà quelque exemples sur la cohésion dans la Figure II-24.

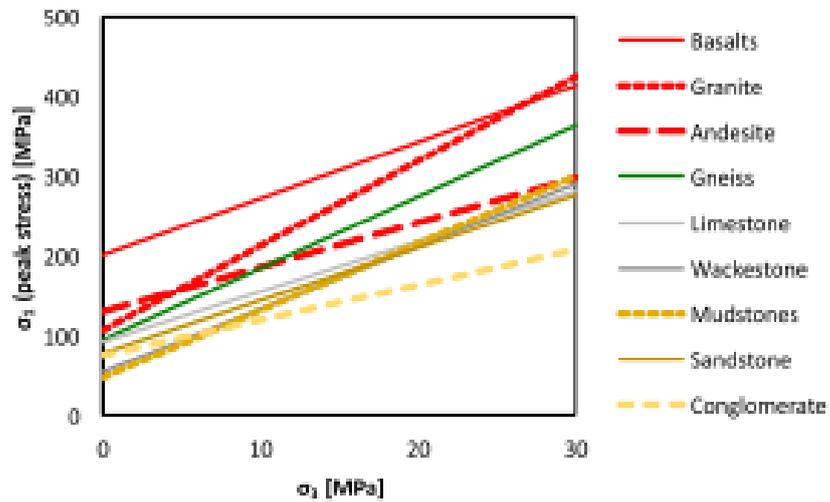


Figure II-24 : Moyenne de résistance de cohésion de plusieurs roches(Nicolas.Espinoza,2021)

**Chapitre III : Les problèmes liés à la stabilité des
parois du puits**

Introduction

L'analyse de la stabilité du puits de forage consiste à prévenir les ruptures fragiles ou les déformations plastiques de la roche entourant le puits en raison du stress mécanique ou de déséquilibre chimique. L'instabilité du puits provient du fait que toute opération de forage (par exemple, le fluide de forage) contient de nombreux facteurs chimiques complexes qui réagissent entre eux, avec l'encaissant et les fluides de la formation. Le but principal de fluide de forage est de remplacer le support perdu par le retrait de la colonne de la roche et de maintenir le trou de forage. Les défaillances du puits sont les préoccupations croissantes en raison de l'augmentation extraordinaire des activités de forage au cours des dernières décennies, ceci est du au puits horizontales, l'expansion des réservoirs non conventionnels...etc. À l'heure actuelle, les formations non consolidés ou peu consolidés, les argiles, la géométrie complexe du réservoir, les réservoirs naturellement fracturés et les réservoirs sous pression anormale sont les perspectives les plus courantes vulnérables à l'instabilité du puits.

III.1. L'enivrement des parois des puits

La stabilité du puits de forage est essentielle pour le forage, pour que ce dernier soit stable, il faut que la roche entourant le trou de forage puisse supporter les contraintes qui s'amplifient autour de cette cavité. La roche entourant doit supporter les contraintes jusqu'à ce que le tubage soit mis en place ou pour une durée indéterminée s'il n'est pas tubé.

La stabilité du puits de forage dépend de deux ensembles de variables (figure III-1) : un ensemble sur lesquelles nous n'avons aucun contrôle et un autre que nous pouvons contrôler.[15]

- Les variables in situ sur lesquelles nous n'avons aucun contrôle comprennent les contraintes du champ lointain, la pression interstitielle et les propriétés mécaniques de la roche.
- Les variables contrôlables comprennent le poids, la composition et la chimie de la boue de forage et l'orientation du puits de forage (direction, azimuth et déviation)

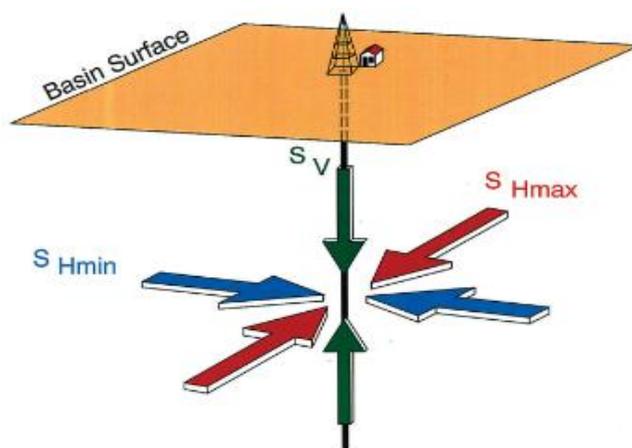


Figure III-1 : Les contraintes in situ aux abords du puits(Zhug,2019)

La pression dans le puits de forage P_W est l'une des principales variables permettant de maintenir la stabilité du puits. La densité (masse) et la profondeur verticale (TVD) de la boue déterminent la pression hydrostatique de la boue :

$$P_W = \rho_{mud} g z \quad III-1$$

Le gradient de pression à l'intérieur du puits de forage est proportionnel à la densité de la boue $\frac{dP_W}{dz} = \rho_{mud} g$ (Figure III-2). Cette quantité est généralement mesurée et rapportée en ppg (livres-force par gallon).

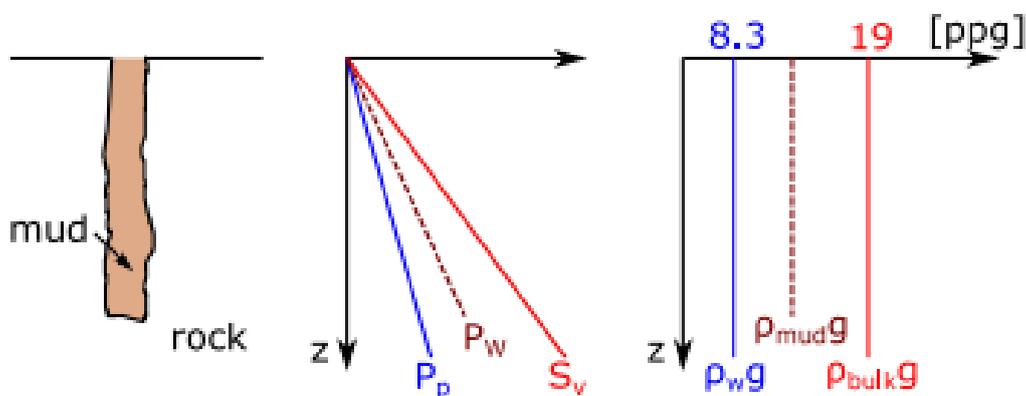


Figure III-2 : La densité optimale pour contrôler le puits(Zhug,2019)

III.2. Les problèmes liés à l'instabilité des parois de forage

L'instabilité du puits est l'un des problèmes les plus importants auxquels les ingénieurs sont confrontés pendant le forage. Les causes de l'instabilité du puits sont souvent classées en deux catégories :

- Les paramètres mécaniques (par exemple, la rupture de la roche autour du trou de forage en raison des contraintes élevées, une faible résistance de la roche ou de pratiques de forage inappropriées).
- Les paramètres chimiques qui résultent d'interactions dommageables entre la roche généralement argileuse et le fluide de forage.

Souvent, les cas d'instabilité des parois de forage sont le résultat d'une combinaison à la fois chimique et mécanique. Ce problème peut entraîner des complications graves dans le puits et, dans certains cas, des problèmes opérationnels coûteux.[14]

III.3. Indicateur des instabilités du puits de forage

Ils sont classés en deux groupes : les causes directes et indirectes, ils sont principalement causées par l'effondrement ou la convergence du puits pendant le forage.[5]

Indicateur direct	Indicateur Indirect
Oversize hole	Torque et Drag élevé
Undergauge hole	Hanging up drill string
Excessive volume de cuttings	Élévation de pression de circulation
Contamination de la boue	Stuck pipe
	Drill string vibration

Tableau III-1 : Indicateurs de l'instabilité des parois du puits(Hossain and M. R. Islam,2018)

III.4. Les cause des instabilités du puits de forage

Le processus de forage étant invasif pour l'état naturel du sous-sol, l'instabilité du puits est attendue lors de toute opération de forage. L'instabilité du puits est généralement causée par une combinaison de facteurs pouvant être largement classés comme étant soit contrôlables ou incontrôlables (d'origine naturelle). Pasic et al. (2007) ont compilé le tableau qui présente les différents facteurs contribuant à l'origine de l'instabilité du puits.[5]

Facteur incontrôlable	Facteur contrôlable
contrainte In situ	Densité de la boue
Les paramètres mécaniques	Drilling string vibration
Pression interstitielle	Inclination et azimute du puits
La chimie de la roche	

Tableau III-2 : Facteurs liés à la stabilité des parois des puits(Hossain and M. R. Islam,2018)

III.4.1. Facteurs incontrôlables

III.4.1.1. Les Formations naturellement fracturées

Un système de fractures naturelles dans la roche peut souvent être trouvé près d'une faille. Au fur et à mesure que l'opération de forage se poursuit, les corps rocheux près des failles peuvent se briser en gros ou petits morceaux. S'ils sont lâches, ils peuvent tomber dans le puits et bloquer la colonne de forage dans le trou (Goud, 2017). Les impacts du fond de trou en raison des vibrations de la colonne de forage peut provoquer l'effondrement de cette formation dans le puits, créant ainsi des problèmes de coincement de la colonne de forage. Souvent, ce problème peut être atténué en choisissant un régime de rotation alternatif ou en modifiant la configuration du fond de trou pour minimiser les chocs de haut niveau. La Figure III-3 montre les problèmes possibles liés au forage d'un système naturellement fracturé ou faillé. [5]



Figure III-3 : Forage à travers des roches fracture naturellement(Hossain and M. R. Islam, 2018)

III.4.1.2. Sous contraintes in situ

L'instabilité du puits peut se produire lorsque des formations, soumises à un niveau élevé de contrainte in situ, sont forées et qu'il existe une différence significative entre les contraintes près du puits et la pression de confinement fournie par la densité de la boue de forage. Les contraintes tectoniques s'accumulent dans les zones où la roche est comprimée ou étirée en raison du mouvement de la croûte terrestre. Lorsqu'un trou est foré dans une zone de fortes contraintes tectoniques, la roche autour du puits s'effondrera dans le puits et produira des déblais en éclats similaires à ceux produits par d'argile sur-pressurisés (Figure III-4).[5]

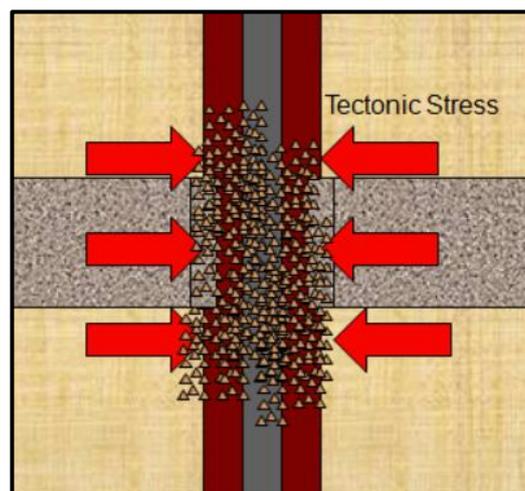


Figure III-4 : Forage à travers des formation à haute pression(Hossain and M. R. Islam, 2018)

III.4.1.3. formation mobile

La formation mobile est causée par une pression de surcharge qui comprime l'argiles et/ou le sel dans le puits de forage. Les formations mobiles se comportent de manière plastique, se déformant sous pression. Les formations comprimées réduisent le diamètre du puits, ce qui entraîne le blocage (stuck pipe) de la colonne de forage/du BHA à l'intérieur du puits, ce qui cause des problèmes lors de l'insertion des BHA, des outils de diagraphie et du tubage. Cela peut se produire à tout moment lors du forage, du relevage et de la descente en fonction de la rapidité avec laquelle les formations plastiques se déplacent. [5]



Figure III-5 : Forage à travers des formation mobile(Hossain and M. R. Islam, 2018)

III.4.1.4. les formations non consolidées

Ce genre de mécanisme d'instabilité est généralement associé aux formations peu profondes. Les formations non consolidées (sable, gravier, etc.) ont très peu de forces cohésives entre les grains qui composent la formation. Cela entraîne des quantités excessives de roches qui se détachent de la paroi du puits, tombant dans le puits, cela se produit lorsque peu ou pas de cake de filtration est présent dans le puits. Les formations non consolidées ne peuvent pas être maintenues en place par la pression hydrostatique car le fluide s'écoule simplement à travers les pores de la formation. Le sable ou le gravier tombe alors dans le trou et packs off le train du forage, cela peut entraîner une augmentation progressive de la remontée (over pull).[5]



Figure III-6 : Forage à travers des formation non consolidée (Hossain and M. R. Islam, 2018)

III.4.1.5. Les formations Argileuses

Environ 90% des problèmes liés à l'instabilité du puits sont généralement observés dans les formations argileuses. Dans le cadre de cette étude, le comportement des argiles élastoplastiques et élasto-fragiles-plastiques revêt une importance particulière.[17, 19]

Ces roches présentent plusieurs propriétés physiques caractéristiques qui engendrent des problèmes de forage spécifiques. Les propriétés les plus significatives sont les suivantes :

- **Faiblesse mécanique** : Les contraintes exercées autour du puits sont généralement élevées, par conséquent, une roche fragile risque d'être soumise à des contraintes qui dépassent sa résistance maximale et de ce fait elle se rompt de différentes manières.
- **Faible perméabilité** : Étant donné que le volume de boue de forage pénétrant dans les formations peu perméables est limité, aucun dépôt de filtration ne se forme pour empêcher l'interaction de la boue avec la formation.
- **Teneur élevée en argile** : Les formations argileuses sont souvent composées principalement de fines particules d'argile. Les argiles, en particulier les variétés du groupe montmorillonite, sont très sensibles aux variations de la teneur en eau et de composition chimique. Par conséquent, les argiles ont tendance à gonfler et/ou à s'affaiblir au contact des boues de forage à base d'eau.[7]

Les types d'argiles :

5.1. Argile naturellement surpressé

Les argiles naturellement surpressées sont le plus souvent causées par des phénomènes géologiques tels que la sous-compaction (Figure III-7). Utiliser une densité de boue insuffisante dans ces formations provoquera l'instabilité et l'effondrement du puits.

5.2. Argile induit par la surpression

L'effondrement de cette argile se produit lorsqu'elle subit la pression hydrostatique des fluides de puits après plusieurs jours d'exposition à cette pression. Si les conditions de pression ne sont pas modifiées, l'argile s'effondre de manière similaire à l'argile naturellement surpressée (Figure III-7). Ce mécanisme se produit généralement dans des fluides de forage à base d'eau, après une réduction du poids de la boue de forage ou après une longue exposition pendant laquelle le fluide de forage est resté stagnant.

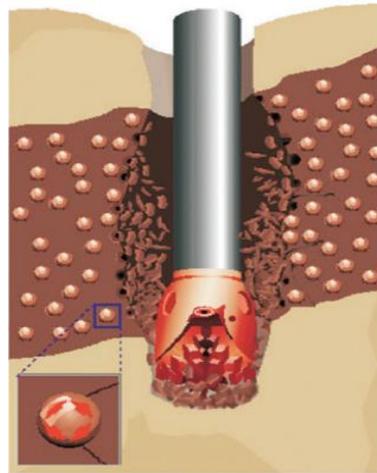


Figure III-7: Forage à travers les formation argileuse (Hossain and M. R. Islam,2018)

III.4.1.6. La température de la formation

La boue de forage est généralement plus froide que les formations dans le sous-sol. En raison de cette différence, la boue de forage abaisse généralement la température de la roche près du trou de forage. Le processus est dépendant du temps et les variations de température dans le temps et l'espace (en l'absence d'écoulement de fluide) peuvent être modélisées à l'aide de l'équation de la diffusivité thermique [15, 20] [21, 22] :

$$\frac{\partial T}{\partial t} = D_T \nabla^2 T \quad III-2$$

Où D_T la diffusivité thermique est proportionnelle à la conductivité thermique et inversement proportionnelle à la densité de la roche et à la capacité thermique. L'opérateur indique les variations dans l'espace.

Dans des conditions stationnaires, la variation de contrainte tangentielle (hoop stress) autour de n'importe quel point sur la paroi du puits due à un changement de température est :

$$\Delta\sigma_{\theta\theta} = \frac{\alpha_L E \Delta T}{1 - \nu} \quad III-3$$

où α est le coefficient de dilatation thermique linéaire. Le refroidissement entraîne une relaxation de contrainte tangentielle et éventuellement une contrainte effective en traction, tandis que le chauffage entraîne une compression accrue dans la direction tangentielle comme la figure indiquent.[15]

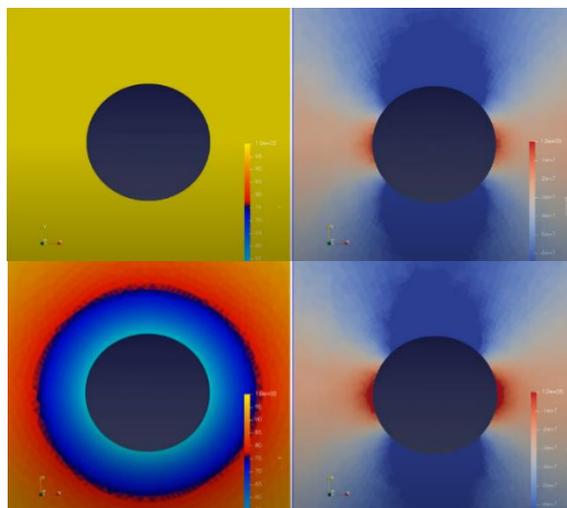


Figure III-8 : Simulation de l'influence de la température de la boue (plus froide) sur les parois des puits (Nicolas.Espinoza, 2021)

III.4.1.7. Les roches magmatiques

Les roches ignées sont un type de roche qui se forme directement à partir de la cristallisation et de la solidification du magma fondu et chaud. Le magma est originaire de l'intérieur de la Terre suite à la fusion des roches de la croûte terrestre. Il est liquide ou semi-liquide, mélangé à des matériaux vitreux et des gaz. Il est extrêmement chaud et remonte à la surface à travers des fissures ou des fractures, telles que la dorsale médio-océanique et les volcans. On les trouve principalement près de la limite entre la croûte et le manteau terrestre. Lorsque le magma fondu approche de la surface de la Terre et finit par érupter, il refroidit immédiatement, libère de la chaleur dans l'environnement et se solidifie pour former une roche dure qu'on l'appelle alors de la lave. La différence fondamentale entre le magma et la lave est que le magma se trouve sous la surface de la Terre, tandis que la lave se forme à la surface de la Terre.[23, 24]

Les roches ignées se divisent en deux types contrastés :

7.1. Les roches ignées intrusives

Les roches ignées intrusives se forment lorsque le magma refroidit et se solidifie sous la surface de la Terre, ce qui donne naissance à des plutons, des dykes et des sills. Ces roches se caractérisent par de gros cristaux minéraux en raison du refroidissement et de la solidification lents. La présence de roches ignées intrusives peut avoir les effets suivants sur les contraintes souterraines [23, 24] :

- Concentration de contraintes localisées :

Dans certains cas, l'emplacement des roches intrusives peut créer des concentrations de contraintes localisées. Le processus d'intrusion peut provoquer un déplacement et une déformation des roches environnantes, conduisant au développement de fractures ou de failles. Ces concentrations de contraintes localisées peuvent influencer le comportement mécanique des roches à proximité.

7.2. Les Roches ignées extrusives

Les roches ignées extrusives se forment lorsque la lave entre en éruption à la surface de la Terre et se refroidit rapidement, donnant des textures à grains fins. Les effets des roches ignées extrusives sur les contraintes souterraines sont généralement plus limités par rapport aux roches intrusives en raison de leur exposition en surface. Cependant, elles peuvent tout de même avoir une certaine influence [23, 24] :

Le refroidissement rapide des roches extrusives peut générer des contraintes à l'intérieur des roches elles-mêmes. Les parties externes des coulées de lave se refroidissent et se solidifient rapidement, tandis que l'intérieur reste chaud et continue de se refroidir progressivement. Ce refroidissement différentiel peut entraîner le développement de contraintes thermiques au sein des roches extrusives, entraînant éventuellement des fractures ou une formation de prismes de refroidissement.[23, 24]

III.4.1.8. La Pression interstitielle

Jusqu'à présent, nous avons supposé que la contrainte effective radiale à la paroi du puits était $\sigma_{rr} = P_W - P_p$. Cette supposition implique la présence d'un « filtre cake » parfait et tranchant qui crée un gradient net entre la pression de la boue et la pression des pores, de telle sorte que les forces visqueuses appliquent une contrainte effective $\sigma_{rr} = P_W - P_p$ sur la paroi du puits. Cependant, la filtration de la boue peut se produire au fil du temps, réduisant ce gradient et diminuant les contraintes effectives dans la région proche du puits. Une réduction de la contrainte effective diminue la résistance de la roche et favorise la rupture de la roche autour du puits. Par conséquent, un puits peut être stable juste après le forage, mais devenir instable après un certain temps en raison de la filtration de la boue et de la perte de support de contrainte radiale.[15, 20]

III.4.2. Facteurs contrôlables

III.4.2.1. Les facteurs mécanique

1.1. Densité de la boue de forage

Le facteur le plus important qui affecte la stabilité du puits de forage est la densité de la boue de forage dans le puits. La Figure III-9 montre l'emplacement de la fenêtre de forage sécurisée, ou il existe une limite inférieure de densité de boue en dessous de laquelle survient une défaillance par compression, et une limite supérieure au-delà de laquelle survient une défaillance en traction. La plage entre la limite inférieure et la limite supérieure est définie comme la fenêtre de boue sécurisé.[25]

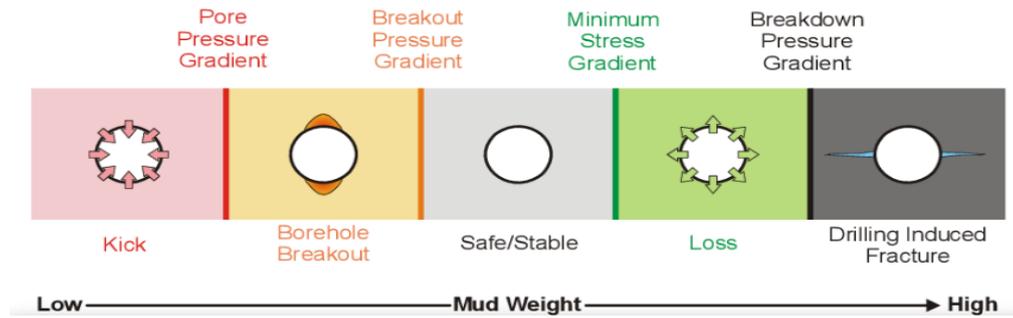


Figure III-9 : Influence de la densité sur la stabilité des parois des puits(Zhug,2019)

1.2. Inclinaison et azimuth de puits

L'inclinaison et l'orientation azimutale d'un puits par rapport aux contraintes principales in situ sont des facteurs importants pouvant entraîner des risques d'effondrement pendant le processus de forage. Les Figure III-10, Figure III-12 et Figure III-11 montre l'orientation des contraintes pour la stabilité du puits de forage dans différentes inclinaisons obtenues selon les critères de Mohr-Coulomb. En général, la fenêtre de densité de boue se rétrécit progressivement avec l'augmentation de l'inclinaison du puits, ce qui signifie qu'un puits vertical nécessite une densité de boue la plus faible pour éviter les évasions, tandis que les puits horizontaux nécessitent une densité de boue la plus élevée pour maintenir la stabilité du puits de forage.[15]

Stereonet plot de la Figure III-10 montre un exemple de régime décrochant (régime de faille décrochant). Un puits horizontal foré dans la direction de S_{Hmin} tend à développer des breakouts dans la direction de la S_{Hmax} .

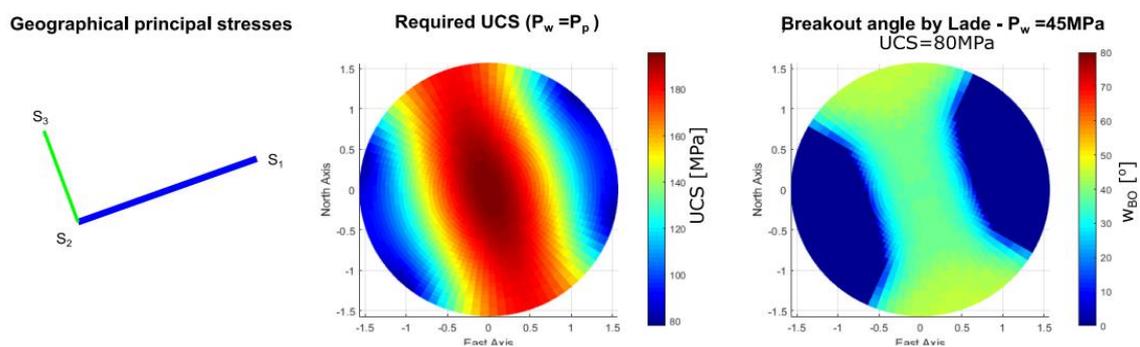


Figure III-10 : Stereonet plot vérifier la résistance de la roche nécessaire pour éviter les breakouts dans le cas de régime décrochement(Nicolas.Espinoza,2021)

Stereonet plot de la Figure III-11 montre un exemple de régime inverse (régime de faille inverse). Un puits horizontal foré dans la direction de S_{Hmax} tend à développer des breakouts dans la direction de la S_{Hmin} .

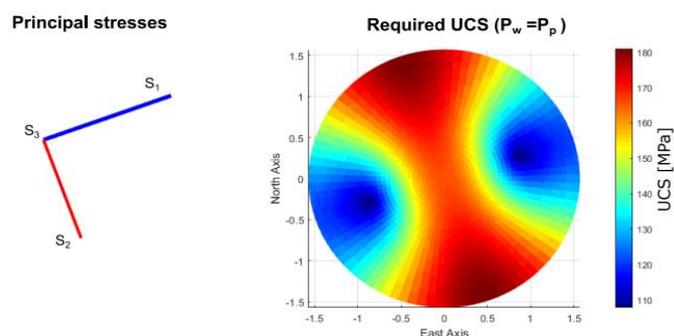


Figure III-11 : Stereonet plot vérifier la résistance de la roche nécessaire pour éviter les breakouts dans le cas de régime inverse(Nicolas.Espinoza,2021)

Stereonet plot de la Figure III-12 : exemple de régime normale (régime des faille normale). Un puits horizontal foré dans la direction de S_{Hmax} tend à développer des breakouts dans la direction de la S_{Hmin} .

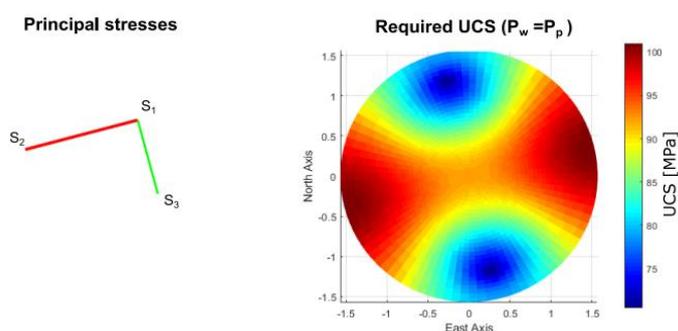


Figure III-12: Stereonet plot vérifier la résistance de la roche nécessaire pour éviter les breakouts dans le cas de régime normale(Nicolas.Espinoza,2021)

1.3. Les vibrations du train de tiges

Les vibrations du train de tiges peuvent agrandir les trous dans certaines circonstances, elles sont considérées comme des facteurs d'exploitation importants qui peut contribuer dans la stabilité du puits. Les charges dynamiques lourdes et complexes appliquées sur le train de tiges, causées par la rotation de l'entraînement supérieur rotatif en surface, peuvent produire différents états de contraintes avec un mouvement turbulent dans le fond du puits, entraînant ainsi des vibrations excessives et potentiellement une défaillance prématurée.[26]

III.4.2.2. Facteurs chimiques

Les effets chimi-électriques sont particulièrement pertinents pour les particules de petite taille, telles que les argiles, qui constituent les éléments constitutifs des roches sédimentaires et des clays. Les forces qui agissent sur les particules d'argile comprennent (Figure III-13) :

- Forces mécaniques : contraintes squelettiques solides et pression des pores.
- Forces électriques : attraction de van der Waals, répulsion de Born, forces répulsives et attractives à courte portée induites par l'hydratation/solvatation des surfaces d'argile.[15]

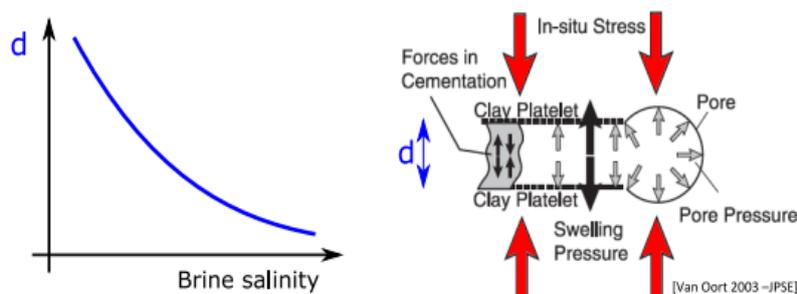


Figure III-13 : Schéma de la paire de feuillet d'argile, forces entre elles, et la distance interfoliaires (Nicolas.Espinoza,2021)

L'instabilité chimique des argiles implique des changements dans les forces électriques entre les feuillets d'argile en raison des variations de la concentration ionique de la saumure présenté dans les pores de la roche. La distance d'équilibre entre les particules est inversement proportionnelle à la salinité ainsi qu'une diminution de la salinité favorise le gonflement chimi-électrique du argile. Pendant le forage, le changement de concentration ionique dans la saumure résidente est provoqué par la fuite d'eau à faible salinité provenant de la boue de forage vers la formation saturée en saumure à haute salinité. Les argiles smectiques sont les plus sensibles au gonflement lors de la déminéralisation de l'eau et de l'hydratation.[22, 27]



Figure III-14 : Exemple d'hydrations et gonflement due à exposition à une eau peu salée (Nicolas.Espinoza, 2021)

Le gonflement des argiles entraîne une augmentation des contraintes radiale et parfois un affaiblissement de la roche autour de la paroi du puits. Ces changements favorisent la rupture par cisaillement et les breakouts/éboulement (Figure III-15). La prévention de l'instabilité chimique des argiles nécessite la modélisation du transport diffusif-advectif des solutés entre la boue de forage et l'eau de formation dans la roche. Des pressions de boue plus élevées entraînent une plus grande fuite et donc un échange ionique plus rapide dans l'argile. Le processus dépend du temps. Ainsi, l'angle de rupture attendu résulte d'une combinaison de facteurs mécaniques (contraintes autour du puits) et de la sensibilité du argile aux boues à faible salinité.[15]

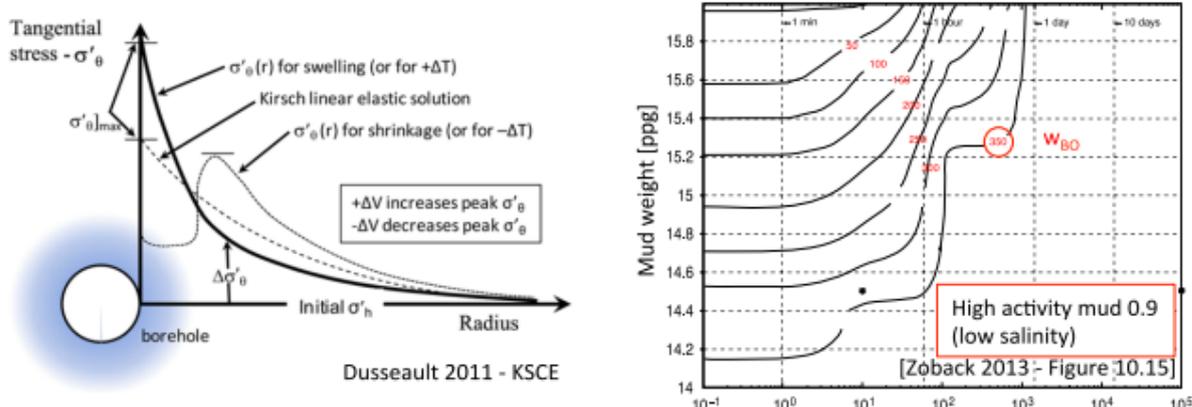


Figure III-15 : Sensibilité d'argile; variation des contraintes autour de puits dépend à l'angle de breakouts(Nicolas.Espinoza,2021)

III.4.3. Diagnostique de la stabilité des parois

La Figure III-16 montre les différentes étapes impliquées dans le diagnostic des quatre mécanismes les plus importants de l'instabilité du puits.

Ces mécanismes sont :

- Les breakouts.
- Les fractures naturelles.
- Les fractures induites par le forage.
- L'activité chimique.

Les trois premiers mécanismes sont d'origine mécanique tandis que le dernier est d'origine chimique.[5]

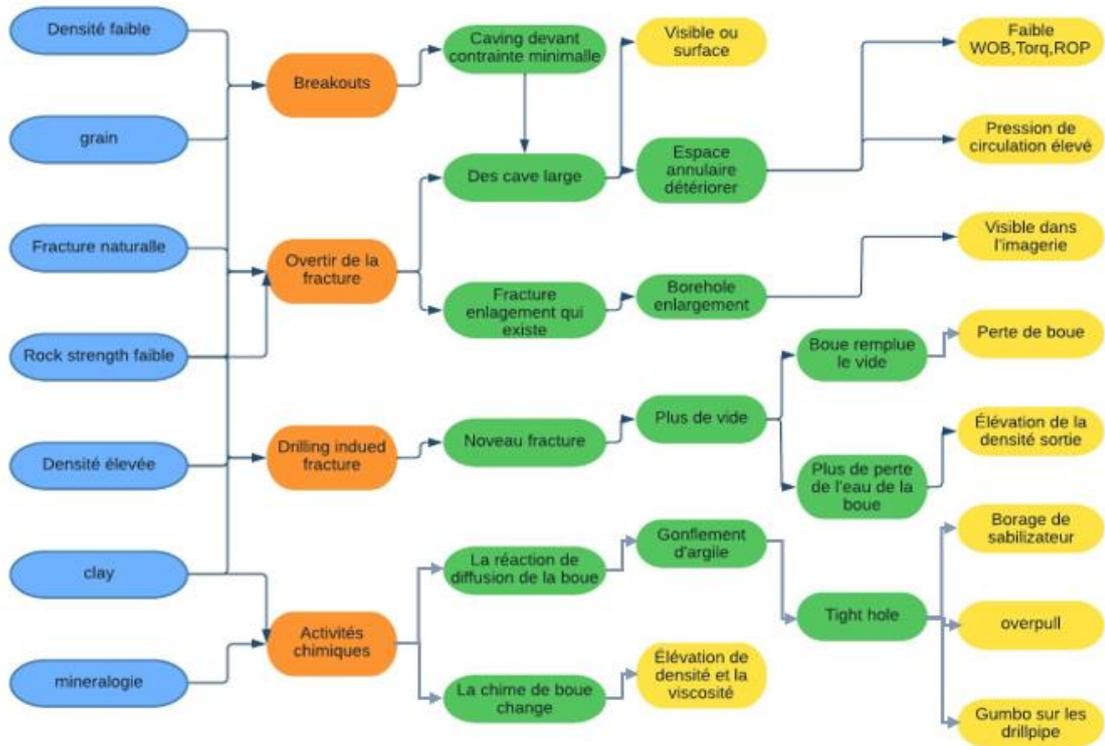


Figure III-16 : Diagnostique de le mécanisme d'instabilité des parois du puits(Hossain and M. R. Islam,2018).

**Chapitre IV : Etude géomécanique et stabilité des
parois**

Introduction

Une possibilité de réduire la fréquence des événements d'instabilité des puits est d'analyser la situation géomécanique et de l'incorporer dans le plan du puits pour concevoir les paramètres. Une manière populaire d'utiliser la géomécanique pour améliorer la conception des puits est d'analyser l'état des contraintes in situ et de les utiliser pour dériver un poids de boue sûr qui ne causera probablement pas de problèmes d'instabilité. Afin de calculer les contraintes un modèle géomécanique de la terre (MEM) peut être établi, ce dernier est une représentation numérique de l'état des contraintes in situ et des propriétés mécaniques des roches pour une section stratigraphique spécifique dans un champ ou un bassin. Des études ont été publiées où les modèles géomécaniques ont été construits dans des champs ayant rencontré des problèmes d'instabilité ont montré que les modèles ont aidé à forer les futurs puits avec moins de problèmes. Dans sa forme basique, le modèle géomécanique est constituée des profils de paramètres élastiques ou Elasto-plastique, résistance de la roche et les contraintes en référence à la section stratigraphique locale.

Dans l'industrie pétrolier et du gaz les études géomécaniques interviennent dans (Figure IV-1) :

- Les pressions de formation dans les argiles.
- La stabilité des puits en cours de forage, optimisation des opérations de forage en réduisant les risques liés à la stabilité des puits.
- La fracturation hydraulique.
- La production de sable.
- La compaction des réservoirs, et à l'affaissement associé de la couverture.[28]

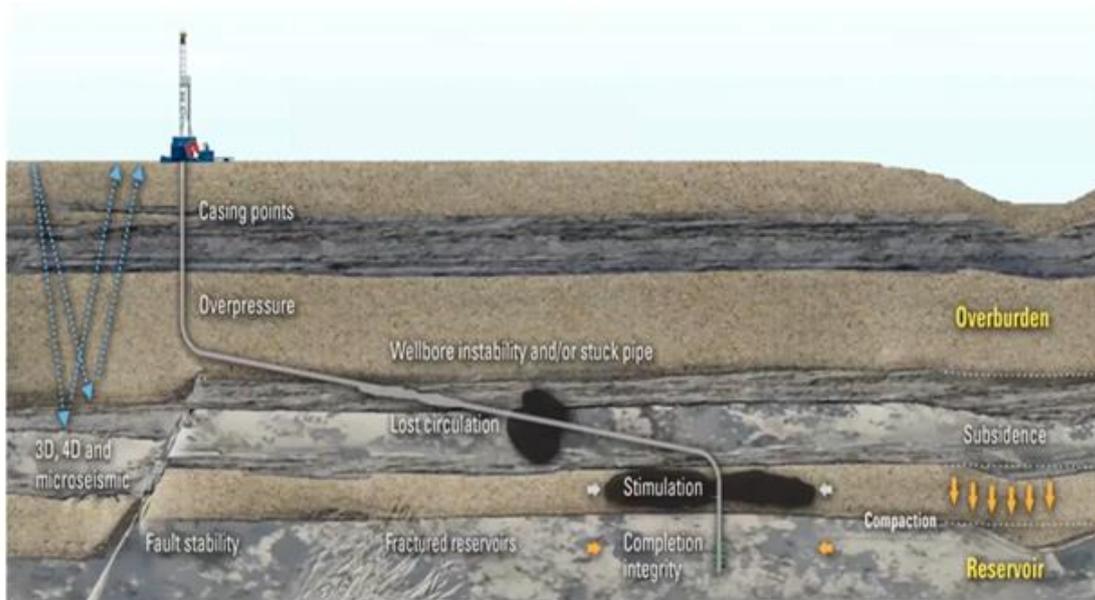


Figure IV-1 : Différentes applications de la géomécanique (Nicolas Espinoza, 2021)

Pour cela la compréhension de la répartition des contraintes autour du puits et tout au long de la région d'intérêt ainsi que les propriétés mécaniques des roches est cruciale et ne doit pas être négligée afin d'assurer la réussite des projets d'exploration et d'exploitation des champs pétroliers.

Comme le montre la figure ci-dessous (Figure IV-2), les éléments principaux d'un modèle géomécanique sont :

- Le modèle géologique.
- Stratigraphie mécanique.
- Coefficient de Poisson (ν) et module de Young (E).
- La résistance à la compression non confinée (UCS) et l'angle de friction (ϕ).
- Contrainte verticale (σ_v), horizontale minimale (σ_h), horizontale maximale (σ_H), et pression des pores (pp).[22]

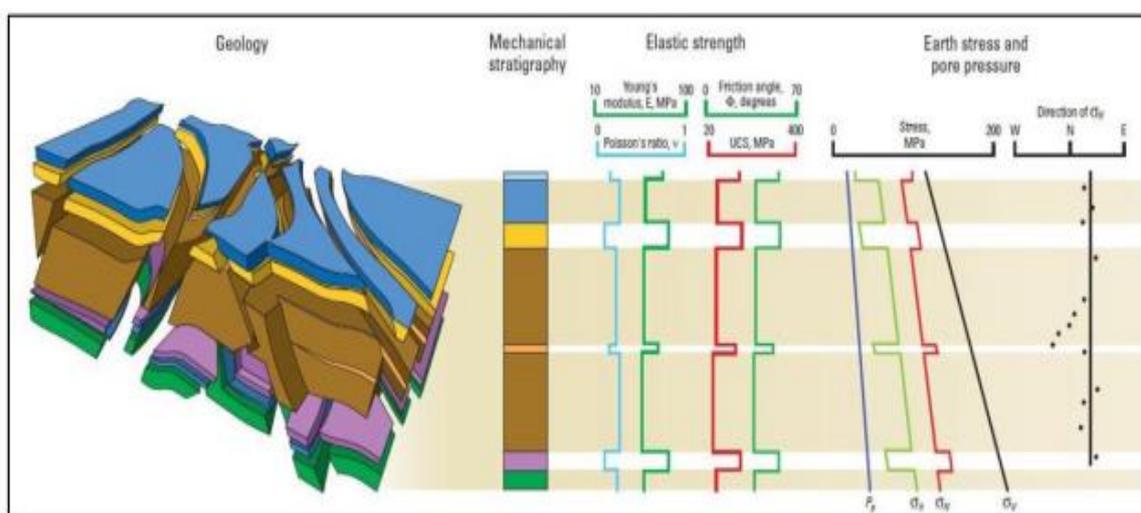


Figure IV-2 : Elément d'un modèle géomécanique(Muhammad Zain, 2020)

IV.1. Construction du modèle géomécanique (MEM)

Un flux de travail simplifié de construction d'un MEM (Figure IV-3) est illustré. Il contient toutes les informations géomécaniques pertinentes pour l'analyse des phénomènes tels que l'instabilité du puits de forage, la production de sable, la fracturation hydraulique et les déformations du réservoir induites par la production[17, 18]. L'objectif du MEM est de simuler le comportement des roches dans un champ de contraintes perturbé par la présence d'une colonne de fluide. Son objectif principal est de reproduire les instabilités observées pour comprendre leur origine et leurs effets.[18]

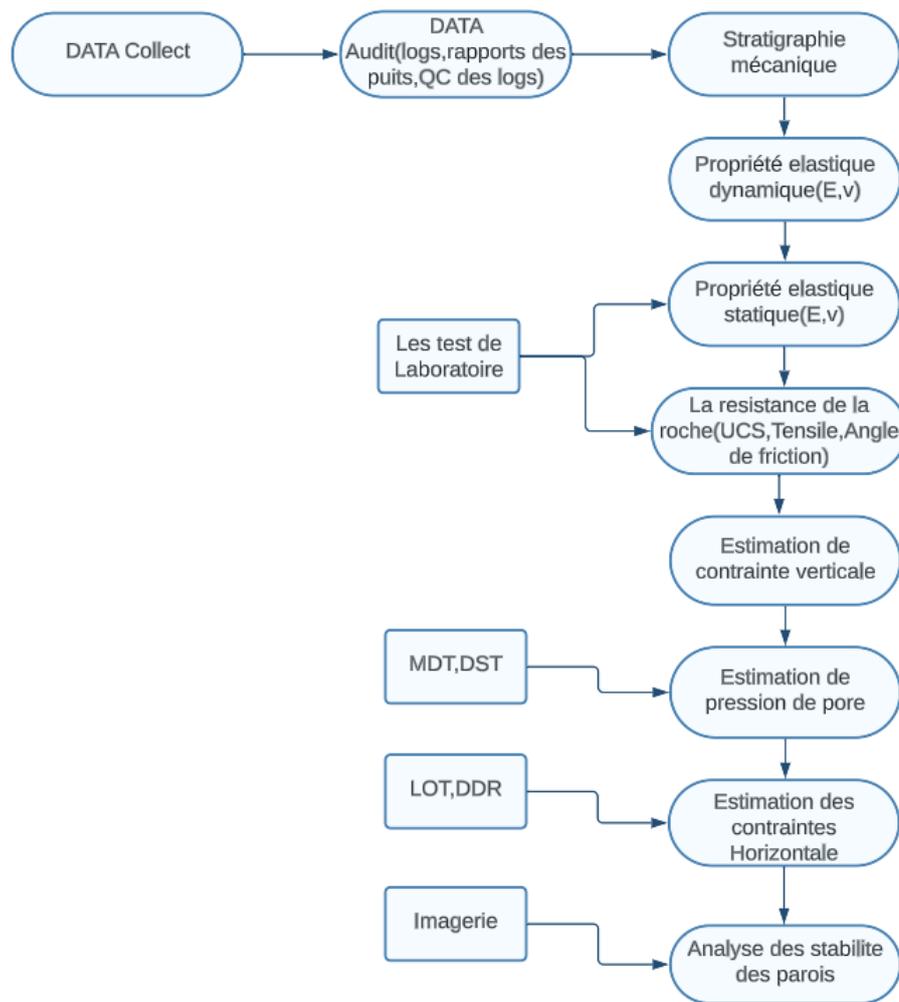


Figure IV-3 : Workflow du modèle géomécaniques 1D MEM et analyse des paroi de forage (Muhammad Zain, 2020)

IV.1.1. Collects des données

L'objectif de cette étape est d'évaluer la qualité et la pertinence des données, et d'identifier toute lacune dans les données qui pourrait potentiellement contribuer à l'incertitude dans les analyses ultérieures.[18]

Toutes les données disponibles des puits sont examinées afin d'évaluer le niveau de qualité des données d'entrée. Le tableau ci-dessous résume les données nécessaires à l'analyse de l'étude géomécanique :

DATA	
logs	Gamma-ray
	Densi-log
	P-sonic
	S-sonic
	Caliper
Geologie	Master logs
	Les tops de formation
Tests de formation	MDT,DST
	LOT, DFIT, XLOT,FIT
Calibration	Borehole imagerie
	DDR
	tests géomécaniques sur carotte au laboratoires

Tableau IV-1 : DATA nécessaire à la construction d'un MEM(Ali, A.H.A et al, 2003)

IV.1.2. Analyse des événements de forage

L'examen des événements de forage fournit des informations précieuses pour contraindre le MEM 1D, généralement tous les problèmes rencontrés au cours de forage peuvent également être lié à des causes géomécaniques telles que : Overpull, Tight Hole, Coincement, pertes...etc.

IV.1.3. Stratigraphie mécanique

La stratigraphie mécanique est une description pétrophysique simplifiée de la stratigraphie qui facilite la modélisation géomécanique puisque différents faciès ont des propriétés mécaniques distinctes.[18]

IV.1.4. Propriétés mécaniques de la roche

Les propriétés mécaniques de la roche comprennent les propriétés élastiques, c'est-à-dire le module de Young (E), le coefficient de Poisson (PR) et les propriétés de résistance de la roche telles que la résistance à la compression non confinée (UCS) et l'angle de frottement interne (FANG). Les données de diagraphie, notamment le log de sonique (compression et cisaillement), et le Log de densité apparente, ont été utilisées pour calculer ces propriétés. Les données des essais géomécaniques des roches ont été utilisées pour calibrer les propriétés élastiques des roches.[25]

IV.1.4.1. Propriétés élastiques

1.1. Mesures dynamiques

À partir des données acoustiques et de densité, les propriétés élastiques dynamiques isotropes peuvent être déterminées directement à partir des équations suivantes[25] :

$$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho_b}{(\Delta t_{shear})^2} \quad IV-1$$

$$K_{dyn} = (13474.45)\rho_b \left[\frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn} \quad IV-2$$

$$E_{dyn} = \frac{9 \times G_{dyn} \times K_{dyn}}{G_{dyn} + 3 \times K_{dyn}} \quad IV-3$$

$$v_d = \frac{0.5(\Delta t_s/\Delta t_c)^2 - 1}{(\Delta t_s/\Delta t_c)^2 - 1} \quad IV-4$$

Où G_{dyn} est le module de cisaillement dynamique en Mpsi, K_{dyn} est le module de compressibilité dynamique en Mpsi, ρ est la densité apparente en g/cc, E_{dyn} est le module de Young dynamique et v_{dyn} est le coefficient de Poisson dynamique ; Δt_{comp} et Δt_{shear} sont respectivement les lenteurs de compression et de cisaillement en $\mu s/ft$.

Les propriétés élastiques déterminées à partir des équations IV-1 , IV-2, IV-3 et IV-4 sont dites dynamiques car les mesures sont réalisées à très hautes fréquences, impliquant de très faibles déformations.[25]

a. Mesures Statiques

La meilleure corrélation à utiliser pour la transformation est celle établie à partir des données d'essais en laboratoire sur les carottes.

À partir des mesures élastiques et de densité, les propriétés élastiques de la roche peuvent être calculées en utilisant les équations de précitées en haut. Les propriétés élastiques obtenues par ces équations sont surestimées et sont nommés "dynamique" car la roche montre un comportement plus rigide (non drainé). Les propriétés dynamiques étant non représentatives, leur conversion du régime dynamique au régime statique est essentielle. Pour réaliser cette conversion des dizaines de modèles existent dans la littérature.[18]

Cependant tous ces modèles sont limités à cause des variations du comportement géomécanique liées à l'hétérogénéité des terrains traversés.

De ce fait, des modèles propres à la zone d'étude doivent être construits en se basant sur les essais de carotte. Plusieurs corrélations sont utilisées pour estimer les propriétés élastiques statiques à partir des propriétés d'élasticité dynamique. Les corrélations ont été établies en comparant les propriétés élastiques statiques aux propriétés élastiques dynamiques. La plupart des corrélations sont une variante de la statique comme suit [14] :

$$\text{Statique} = (A \times \text{Dynamique}^\alpha) + B$$

Où :

Statique: est la propriété élastique statique ;

Dynamique : est la propriété élastique dynamique correspondante.

Les constantes A, B et α sont déterminées ; α est généralement affecté d'une valeur de 1.

- **Module de Young statique**

Pour le passage du module de Young dynamique au module de Young statique, plusieurs équations sont disponibles dans la littérature. Néanmoins, les équations les plus utilisées en Algérie sont : l'équation de Morales et quelques équations propres aux sociétés de services.[16]

Ces équations sont aussi utilisées pour calculer l'UCS par corrélation avec le module de Young dans les grès compact. Par ailleurs, La différence entre les deux modules de young statique et dynamique est plus importante dans les grès que dans les carbonates.

L'équation de Morales: $\text{Log } E_{\text{stat}} = 2.137 + 0.6612 \log E_{\text{dyn}}$ (grès à porosité 10%-15%).[12]

- **Coefficient de poisson statique**

Les valeurs de Coefficient de poisson dynamique sont proches des valeurs de Coefficient de poisson statique.[12]

1.2. Les propriétés de résistance de la roche

L'estimation indirecte des paramètres de résistance de la roche se fait par différentes méthodes de corrélation.

a. Unconfined compression strength (UCS)

Bradford a proposé une corrélation entre la résistance à la compression non confinée (UCS) et le module de Young statique pour les formations tendres (module de Young < 12 GPa) qui peut être utilisée pour calculer UCS.

$$\text{UCS} = 2.28 + 4.1089E_s$$

IV-5

	UCS, MPa	Region where developed	General comments	Reference
11	$0.77 (304.8/\Delta t)^{2.93}$	North Sea	Mostly high porosity Tertiary shales	(Horsrud 2001)
12	$0.43 (304.8/\Delta t)^{3.2}$	Gulf of Mexico	Pliocene and younger	Unpublished
13	$1.35 (304.8/\Delta t)^{2.6}$	Globally	-	Unpublished
14	$0.5 (304.8/\Delta t)^5$	Gulf of Mexico	-	Unpublished
15	$10 (304.8/\Delta t - 1)$	North Sea	Mostly high porosity Tertiary shales	(Lal 1999)
16	$0.0528E^{0.712}$	-	Strong and compacted shales	Unpublished
17	$1.001\phi^{-1.143}$	-	Low porosity ($\phi < 0.1$), high strength shales	(Lashkaripour and Dusseault 1993)
18	$2.922\phi^{-0.96}$	North Sea	Mostly high porosity Tertiary shales	(Horsrud 2001)
19	$0.286\phi^{-1.762}$	-	High porosity ($\phi > 0.27$) shales	Unpublished

Units used: Δt ($\mu s/ft$), E (MPa), ϕ (fraction)

Figure IV-4: Différentes corrélations pour l'estimation de UCS selon le type de roche (Mark D. Zoback, 2007)

UCS et E_s représentent respectivement la résistance à la compression non confinée et le module de Young statique. On peut faire une régression linéaire entre le module de Young et l'UCS comme exemple suivant :

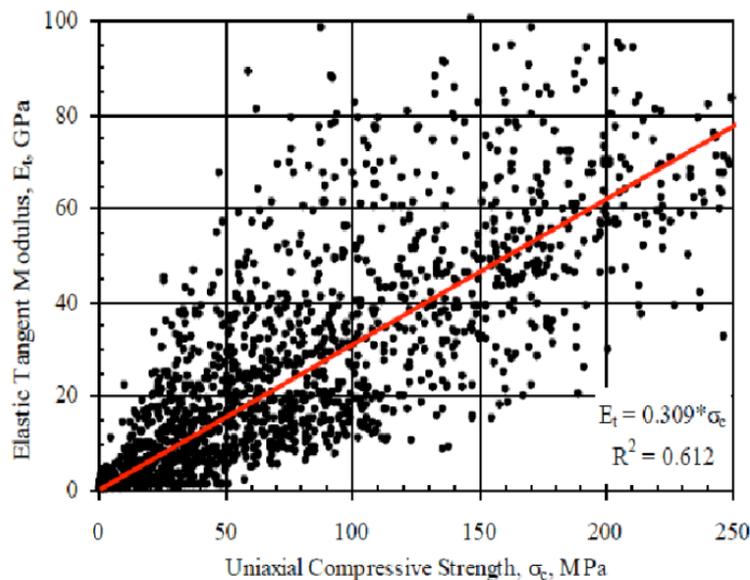


Figure IV-5: Régression linéaire pour l'optimisation de l'équation de UCS (Mark D. Zoback, 2007)

b. Résistance à la traction (TSTR)

La résistance à la traction est considérée comme étant égale au 1/10 de l'UCS si la corrélation de Bradford est utilisée pour calculer UCS à partir du module de Young statique. Il existe relation UCS-Cerchar, dans cette méthode est spécifiquement utilisée pour estimer la résistance à la traction des roches. Elle se base sur l'indice Cerchar (également appelé indice d'abrasivité Cerchar) mesuré à l'aide d'un outil d'abrasion spécifique. Une relation empirique est utilisée pour relier l'indice Cerchar à la résistance à la traction avec :

$$T_s = k * (\text{Cerchar Index})^m \quad IV-5$$

Avec:

T_s c'est estimation de résistance a la traction en MPa.

Cerchar Index est la mesure de abrasivité.

k and m des coefficients spécifique selon la roche et les condition de test.

c. Angle de friction (FANG)

L'angle de frottement (FANG) peut être estimé en utilisant le journal du rayonnement gamma et la porosité en utilisant la corrélation de Plumb (1994) :

$$FANG = 26.5 - 37.4(1 - \Phi - V_{clay}) + 62.1(1 - \Phi - V_{clay})^2 \quad IV-7$$

où FANG est l'angle de frottement, Φ est la porosité et V_{clay} est le volume d'argile.

d. Le coefficient de Biot

Le coefficient de Biot peut être calculé à partir du module de rigidité statique du cadre squelettique sec et du matériau rocheux.

$$\alpha = 1 - \frac{K_{dry}}{K_{solid}} \quad IV-8$$

où α est le coefficient de Biot, K_{solid} est le module de rigidité statique du matériau rocheux et K_{dry} est le module de rigidité statique du cadre squelettique sec.[14, 18]

IV.1.5. Contrainte verticale

La contrainte verticale est causée par le poids des couches sus-jacentes. Si ces formations ont une densité moyenne de ρ_a , la contrainte verticale (σ_V) peut être calculée par la formule suivante[18] :

$$\sigma_V = \rho_a g Z \quad IV-9$$

où g est l'accélération de la gravité ; Z c'est la profondeur. Si les densités de masse varient avec la profondeur, la contrainte verticale peut être calculée par l'intégration des densités jusqu'à la profondeur souhaitée, Z :

$$\sigma_V = \rho_w g Z_w + g \int_{Z_w}^Z \rho_b(z) dz \quad IV-10$$

où $\rho_b(z)$ est la densité de masse de la formation en fonction de la profondeur et peut être obtenue à partir du log de densité ; ρ_w est la densité de l'eau de mer ; Z_w est la profondeur de l'eau, pour le forage onshore $Z_w = 0$.

IV.1.6. Estimation de pression de pores

La meilleure façon de prédire la pression de pores c'est par les mesures directes à l'aide des stéthoscopes. Cependant, lorsque les mesures ne sont pas effectuées au cours des forages d'exploration différentes méthodes peuvent être utilisées pour estimer la pression de pores. L'une des méthodes les plus utilisées est celle d'Eaton qui emploie la résistance des argiles pour le calcul de la pression de pores à partir de l'équation suivante[18] :

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) \left(\frac{R}{R_n} \right)^n$$

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) \left(\frac{\Delta t}{\Delta t_n} \right)^n \quad IV-11$$

où Δt et Δt_n sont les lenteurs dans les schistes mesurée par les diagraphies et à la pression normale, respectivement.

IV.1.7. Estimation des contraintes horizontales

Dans une zone isotrope et tectoniquement relaxée, les contraintes horizontales minimales et maximales sont à peu près les mêmes. Typiquement, les contraintes horizontales ne sont pas égales selon le cadre tectonique régional et la position structurale. La détermination des amplitudes précises des contraintes horizontales est étape la plus difficile dans la construction du MEM. Le manque des points de calibrage est une limitation importante car les contraintes in situ sont fortement influencées par le contexte géologique et les événements qui peuvent ne pas être entièrement capturés par la modélisation 1D.[20-22, 25]

Pour estimer les contraintes horizontale, une approche basée sur la poro-élasticité est utilisée.

La contrainte horizontale minimale peut être déterminée par les mesures directes à partir d'un test de pression connus sous le nom de Leak Off Test (LOT) effectués après chaque descente de tubage afin d'estimer la résistance de la formation.

Si les tests de pression n'ont pas été effectués et les données précédentes sont indisponibles le modèle de déformation uniaxiale peut être utilisé pour estimer la contrainte minimale horizontale.

La contrainte horizontale maximale est la plus difficile à déterminer, cela peut être due aux opérations et aux tests qu'il faut effectuer comme le LOT Etendu et le DFIT. Les diagraphies d'imagerie peuvent être aussi utilisés pour déterminer les fractures induites par le forage.

Le modèle de déformation horizontale poroélastique est utilisé pour modéliser les amplitudes des contraintes horizontales minimales et maximales dans cette étude[25] :

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_V - \alpha p_p) + \alpha p_p \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_x + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_y \quad IV-12$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_V - \alpha p_p) + \alpha p_p \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_y + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_x \quad IV-13$$

où σ_h est la contrainte horizontale minimale, σ_H est la contrainte horizontale maximale, σ_V est la contrainte de surcharge, α est la constante élastique de Biot, p_p est la pression interstitielle et ε_x et ε_y sont respectivement les déformations tectoniques dans la direction de la contrainte horizontale minimale et de la contrainte horizontale maximale.[12, 14, 15]

IV.1.8. Les essais effectués au laboratoire pour la calibration des paramètres mécaniques dynamiques

IV.1.8.1. L'essai de compression uniaxiale

L'essai de compression uniaxiale est une procédure standard utilisée pour évaluer la résistance à la compression des échantillons de roche. Il implique l'application d'une force uniaxiale sur l'échantillon, généralement dans une machine de compression (Figure IV-6). L'objectif de cet essai est de déterminer la résistance maximale que peut supporter l'échantillon avant de se rompre. Cette information est essentielle pour évaluer la stabilité et la capacité portante des formations rocheuse, le tableau contient l'ordre des grandeurs de résistance à la compression non confinée pour des roches qu'on rencontre souvent dans l'industrie pétrolière[21] :



Figure IV-6 : Test de compression non confinée (Zhug, 2019)

Type de roche	UCS(MPa)	E(GPa)	ν
Grés consolidé	<10	<1	0,4
Grés consolidé	50-250	10-30	0.1-0.35
Calcaire dur	100-200	50-100	0.2-0.3
Marne/calcaire tendre	2.5-5	6-10	0.4-0.45
argile tendre	0.5-5	1-5	0.3-0.4
Argile hautement consolidé	5-100	5-70	0.2-0.3
Sel	10-30	15-40	0.-0.4

Tableau IV-2: : Différents valeurs de la compressibilité non confinée des roches (Zhug, 2019)

IV.1.8.2. L'essai de tension Uniaxiale

La résistance à la traction décrit la capacité de la roche à résister à une contrainte de traction. La mesure directe de la résistance à la traction peut être effectuée en collant les extrémités opposées d'un échantillon de roche cylindrique à des mâchoires métalliques qui sont fixées aux plateaux d'une machine d'essai. Ce type d'essai est rarement réalisé, car il est difficile à mettre en œuvre et à interpréter. La résistance à la traction mesurée de cette manière dépend fortement de la taille de l'échantillon et des concentrations de contraintes générées par les techniques utilisées pour fixer la roche sur les plateaux de la presse. Par conséquent, pour estimer la résistance à la traction d'une roche, les échantillons doivent être choisis avec soin et un grand nombre de tests doit être effectué (NAUROY, 2011).[14]

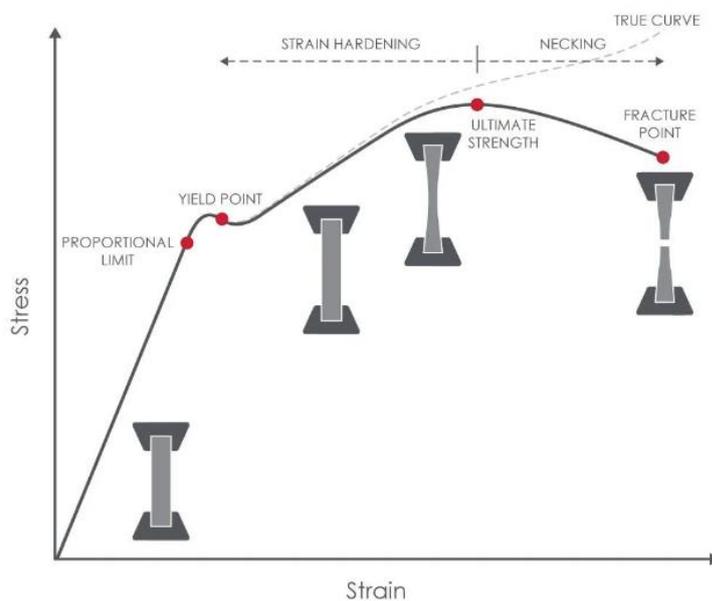


Figure IV-7 : Test de traction direct(Zhug, 2019)

IV.1.8.3. L'essai de traction indirecte (essai Brésilien)

L'essai brésilien est une méthode expérimentale indirecte pour mesurer la résistance à la traction de la roche. Bien qu'il soit plus fréquemment utilisé que l'essai de traction uniaxiale, étant beaucoup plus simple à mettre en œuvre, il présente l'inconvénient d'introduire des contraintes non homogènes. Il est réalisé en comprimant un échantillon de roche cylindrique de rapport hauteur/diamètre inférieur à 1 diamétralement entre les deux plateaux d'un cadre de charge. La rupture se produit sous cette charge le long d'une fissure de contrainte, localement à peu près dans le plan de charge diamétral. Les résistances à la traction mesurées sont reproductibles et cohérentes avec les valeurs obtenues en traction uniaxiale.[14]

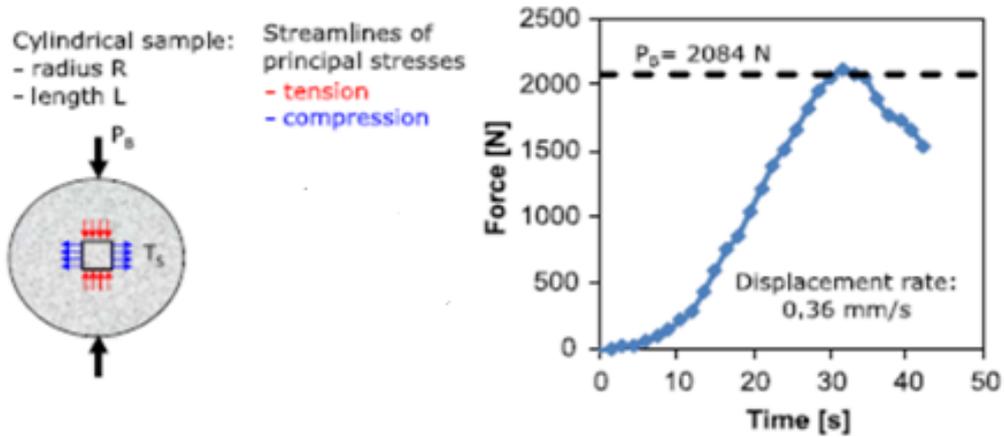


Figure IV-8 : Test de traction indirecte (Test de Brazilian) (Nicolas.Espinoza, 2021)

IV.2. Analyse de la stabilité des parois du puits de forage

IV.2.1. Contraintes in situ autour du puits

Lorsqu'un puits est excavé, la redistribution des contraintes in situ à proximité du puits de forage se produit et entraînant des changements de contraintes autour du puits. Il est communément admis que les contraintes in situ ou en champ lointain sont constituées de trois contraintes principales mutuellement orthogonales : la contrainte verticale (couverture) (σ_V) et les contraintes horizontales minimales et maximales (σ_h et σ_H). On suppose également que les roches sous la surface de la terre sont dans l'état de contrainte in situ avant le forage. La Figure IV-9 montre les contraintes in situ et les contraintes de champ proche induites par le forage. [20-22, 25]

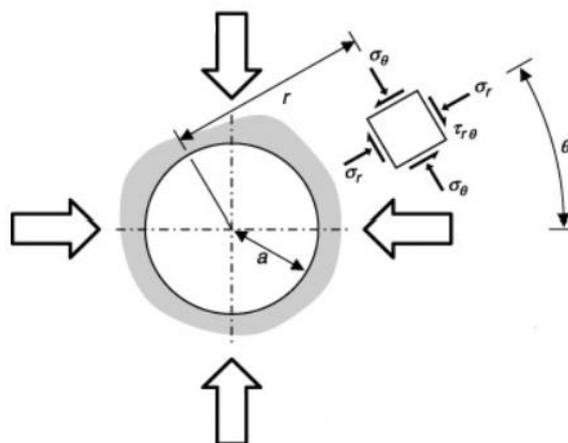


Figure IV-9 : Les contraintes autour de puits (Zhug, 2019)

Lors du forage d'un puits, une redistribution des contraintes (contraintes de proximité) près de la paroi du puits de forage se produit. Cette redistribution des contraintes dans la section transversale du forage (Figure IV-9) dans le système polaire peut être exprimé sous la forme suivante (Equation de Kirsch)[15] :

$$\begin{cases} \sigma_{rr} = (P_W - P_p) \left(\frac{a^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_{Hmax} + \sigma_{hmin}}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}}{2} \left(1 - 4 \frac{a^2}{r^2} + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos(2\theta) \\ \sigma_{\theta\theta} = -(P_W - P_p) \left(\frac{a^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_{Hmax} + \sigma_{hmin}}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}}{2} \left(1 + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos(2\theta) \\ \sigma_{r\theta} = \frac{\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}}{2} \left(1 + 2 \frac{a^2}{r^2} - 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \sin(2\theta) \\ \sigma_{zz} = \sigma_v - 2\nu(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}) \left(\frac{a^2}{r^2} \right) \cos(2\theta) \end{cases} \quad IV-14$$

Avec :

- La contrainte radiale effective σ_{rr} est la contrainte qui agit perpendiculairement à la paroi du puits, en direction du centre du puits.
- La contrainte tangentielle effective $\sigma_{\theta\theta}$, également appelée contrainte circonférentielle ou de tension de cerclage, représente la contrainte qui agit circonférentiellement autour du puits, parallèlement à la paroi du puits.
- La contrainte de cisaillement $\sigma_{r\theta}$ est la composante de contrainte qui agit dans un plan perpendiculaire à la direction radiale et dans la direction tangentielle à la paroi du puits. Elle représente la résistance au glissement ou à la déformation de la roche.
- La contrainte verticale effective σ_{zz} est la contrainte qui agit verticalement, le long de la direction de la gravité, indépendamment de l'orientation du puits.
- L'angle θ représente l'angle entre la direction considérée et la direction de référence. Il peut varier selon le point où la contrainte est évaluée.
- La distance r est mesurée à partir du centre du puits et représente la distance radiale par rapport au point spécifique d'intérêt.

A la paroi du puits (wellbore wall), $r = a$ correspond à la distance entre le point considéré et le centre du puits, Donc l'équation devient :

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} &= (P_W - P_p) \\ \sigma_{\theta\theta}(r = a) &= -(P_W - P_p) + (\sigma_{Hmax} + \sigma_{hmin}) - 2(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}) \cos(2\theta) \\ \sigma_{zz}(r = a) &= \sigma_v - 2\nu(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}) \cos(2\theta) \end{aligned} \quad IV-15$$

IV.2.2. Mécanismes de défaillance

Deux types de défaillance induite par les contraintes de la roche autour du puits sont rencontrés pendant le forage, la défaillance par cisaillement et la défaillance par tension. La défaillance par cisaillement est généralement causée par une faible pression due à une densité de boue trop basse, tandis que la défaillance par tension est causée par une pression élevée due à une densité de boue trop élevée. Plusieurs modèles permettent de prédire la défaillance de la roche et la stabilité du puits. Le critère de défaillance le plus couramment utilisé est le critère de Mohr-Coulomb pour déterminer la défaillance par cisaillement et le critère de contrainte maximale en traction pour déterminer la défaillance par tension.[12]

Le critère de Mohr-Coulomb est le plus populaire et le plus simple, mais aussi très conservateur.

$$\sigma_1 = UCS + q\sigma_3 \quad IV-16$$

$$q = (1 + \sin(\varphi))/(1 - \sin(\varphi)) \quad IV-17$$

$$\tau_{max} = c + \tan(\varphi)\sigma_m \quad IV-18$$

$$c = UCS(1 - \sin(\varphi))/(2\cos(\varphi)) \quad IV-19$$

Il est représenté graphiquement par un enveloppe de défaillance où σ_1 et σ_3 sont les contraintes principales maximale et minimale, φ est l'angle de frottement interne, UCS est la résistance à la compression non confinée, σ_m est la contrainte médiane, c est la cohésion et τ_{max} est la contrainte de cisaillement maximale à laquelle la défaillance se produira. Cela forme une enveloppe de défaillance. [12]

$$\tau^2 = \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right)^2 - \left(\sigma_m - \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}\right)^2 \quad IV-20$$

Une autre représentation courante du critère est la suivante : cela signifie que la contrainte de cisaillement forme un cercle, appelé cercle de Mohr, avec le centre à $(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}, 0)$ et un rayon de $\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}$.

La défaillance se produit à l'intersection de l'enveloppe de défaillance et du cercle. Par conséquent, un cercle construit à partir des contraintes du puits conduit à une défaillance s'il intersecte l'enveloppe de défaillance. La affiche l'enveloppe de défaillance et un cercle de Mohr. La défaillance en tension se produit lorsque la contrainte devient négative.[12]

tensive et dépasse une certaine limite. Cette limite est appelée résistance à la traction. Souvent, la résistance à la traction de la roche est fixée à zéro ou à une fraction très faible de la résistance à la compression non confinée, mais elle peut être estimée à l'aide du critère de Mohr-Coulomb. Pour obtenir la résistance à la traction, l'équation IV-20 a été intégrée à l'équation IV-21 et la contrainte de cisaillement a été fixée à zéro, car le point où la droite de défaillance intersecte l'axe des x est la résistance à la traction.[14]

$$\tau_0 = -\frac{UCS(1 - \sin(\varphi))}{2\cos(\varphi)\tan(\varphi)} \quad IV-21$$

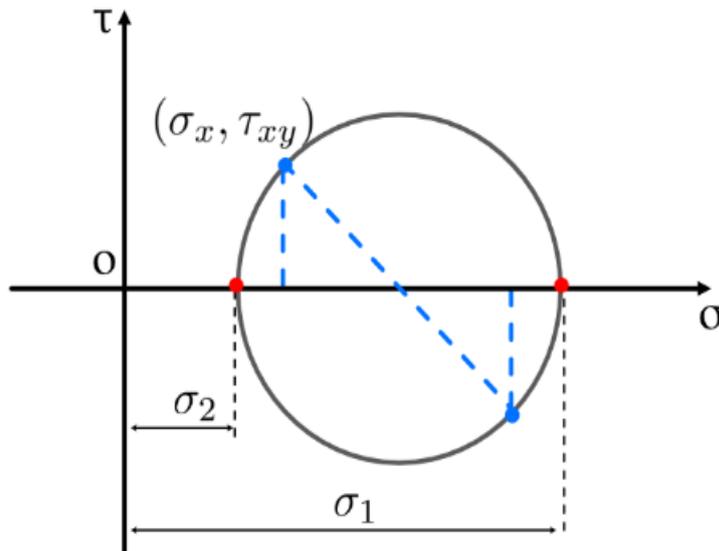


Figure IV-10 : Circle de Mohr et son enveloppe de défaillance (Zhug, 2019)

IV.2.3. Détermination de type de défaillance

IV.2.3.1. Résistance de cisaillement et analyse des breakouts

Les Breakouts du puits de forage sont un type de défaillance rocheuse autour de la paroi du puits (Figure IV-11) et se produisent lorsque l'anisotropie des contraintes $\sigma_1 \setminus \sigma_3$ dépasse la limite de résistance au cisaillement de la roche. L'anisotropie maximale se trouve à $\theta = \pi/2$ et $3\pi/2$, pour lesquels[15] :

$$\begin{aligned} & [-(P_w - P_p) + 3\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin}] \\ & = UCS + q[P_w - P_p] \end{aligned} \quad IV-22$$

$$P_{W\ shear} = P_p + \frac{3\sigma_{Hax} - \sigma_{hmin} - UCS}{1 + q}$$

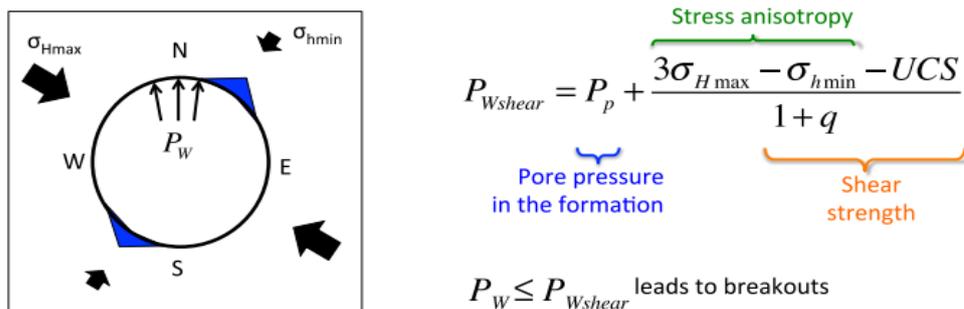


Figure IV-11: Pression de puits pour initiation de breakouts. cisaillement être développer si $P_W < P_{Wshear}$ (Nicolas.Espinoza, 2021)

La pression de boue $P_W < P_{Wshear}$ prolongerait la défaillance du rocher et les breakouts davantage dans le voisinage de $\theta = \pi/2$ et $3\pi/2$ (voir Figure IV-12). Ainsi, P_{Wshear} représente la pression de boue minimale avant l'apparition des breakouts.

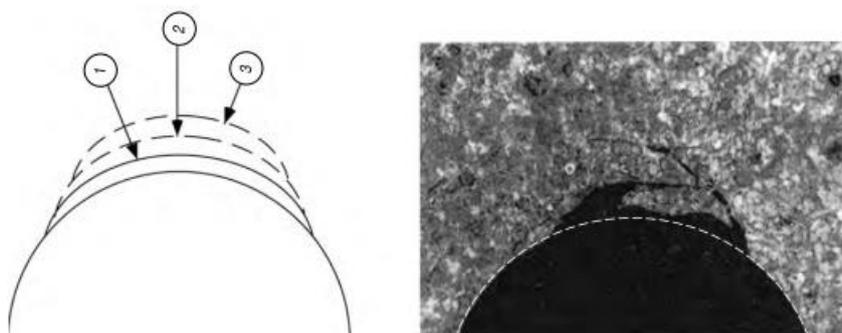


Figure IV-12 : Exemple de wellbore breakouts(Nicolas.Espinoza, 2021)

IV.2.3.2. Détermination d'angle de Breakouts

Pour un ensemble donné de variables du problème (contrainte en champ lointain, pression interstitielle et pression de boue), nous pouvons calculer la résistance du rocher pour obtenir un puits stable. Prenons l'exemple de la Figure IV-13 qui montre la contrainte de cisaillement requise UCS pour résister à une rupture par cisaillement en supposant que l'angle de frottement est $\varphi = 30^\circ$. Par exemple, si le rocher avait une contrainte de $UCS \sim 25$ MPa, on pourrait s'attendre à observer un évasement important $\sim 90^\circ$ dans la Figure IV-12.[15]

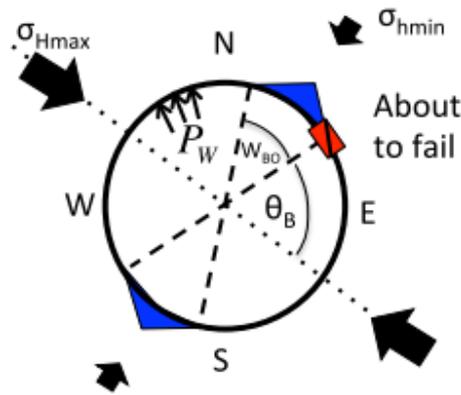


Figure IV-13 : Détermination d'angle de breakouts avec le critère de Mohr-Coulomb(Nicolas.Espinoza, 2021)

Supposons que la contrainte tangentielle (hoop) atteigne l'anisotropie maximale des contraintes principales permise par le critère de rupture en cisaillement de Mohr-Coulomb ($\sigma_1 = UCS + q\sigma_3$) là où le breakouts commence (Figure III-13), alors

$$\begin{aligned} [-(P_W - P_p) + (\sigma_{Hmax} + \sigma_{hmin}) - 2(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin})\cos(2\theta_B)] \\ = UCS + q(P_W - P_p) \end{aligned} \quad IV-23$$

Donc :

$$2\theta_B = \arccos \left[\frac{\sigma_{Hmax} + \sigma_{hmin} - UCS - (1 + q)(P_W - P_p)}{2(\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin})} \right] \quad IV-24$$

Enfin angle de breakouts :

$$W_{BO} = \pi - 2\theta_B \quad IV-25$$

IV.2.3.3. Resistance à la traction et analyse des breakdowns

Les fractures de traction (ou en mode ouvert) du puits se produisent lorsque la contrainte principale minimale σ_3 sur la paroi du puits tombe en dessous de la limite de contrainte de traction : la résistance à la traction T_s . Les sables non consolidés n'ont pas de résistance à la traction. Ainsi, une fracture en mode ouvert se produit rapidement après que la contrainte effective atteint zéro. La contrainte tangentielle minimale se trouve sur la paroi du puits ($r = a$) et à $\theta = 0$ et π (Figure IV-14) [15]:

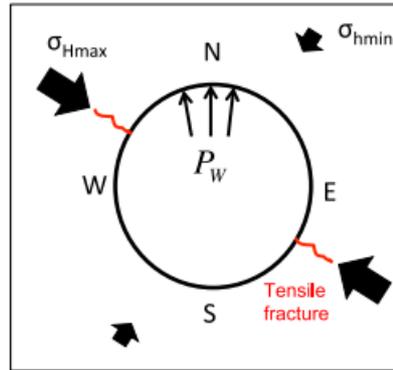


Figure IV-14: Apparition de fractures de traction autour d'un puits verticale. Les fractures de traction surviennent lorsque $P_w > P_b$ (Nicolas.Espinoza, 2021)

Faire correspondre la plus basse valeur de la contrainte tangentielle $\sigma_{\theta\theta}$ avec la résistance en traction T_s permet de déterminer la pression du fluide de forage qui $P_b = P_w$ produirait une fracture en traction (ou en mode ouvert) :

$$-T_s = -(P_b - P_p) - \sigma_{Hmax} + 3\sigma_{hmin} \quad IV-26$$

Donc :

$$P_b = P_p - \sigma_{Hmax} + 3\sigma_{hmin} + T_s \quad IV-27$$

IV.2.3.4. Fenêtre de la boue de forage

une faible densité de boue favorise la rupture par cisaillement en compression (limite inférieur LB), tandis qu'une densité excessive favorise la rupture par cisaillement en traction (limite supérieure UB). Par conséquent, la plage ou la fenêtre de densité de boue qui assure la stabilité des parois du puits pendant le forage se situe entre les ces deux limites. [15]

Le positionnement des cotes des sabots de tubage est généralement choisi selon le changement de la densité de la boue de forage. (Figure IV-17)

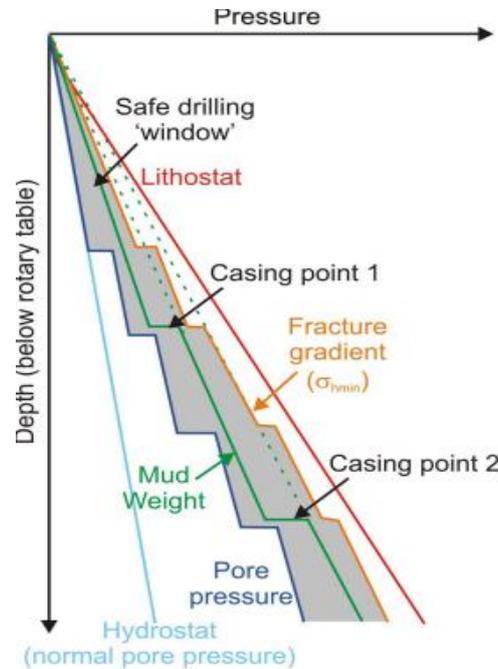


Figure IV-17 : Positionnement des cotes du casing en fonction de la densité de la boue de forage (Ted G. Byrom,2015)

L'architecture et le programme du forage dépendent des résultats de l'analyse de la stabilité des parois et cela se fait à partir des changements de la densité de boue de forage pour assurer la stabilité de la phase forée et éviter toute instabilité des parois et l'endommagement des formations réservoirs. La profondeur du tubage doit être suffisante pour soutenir le puits de forage et le nombre de phases proposé dépend de la variation de la densité de boue, (Figure IV-18).[18]

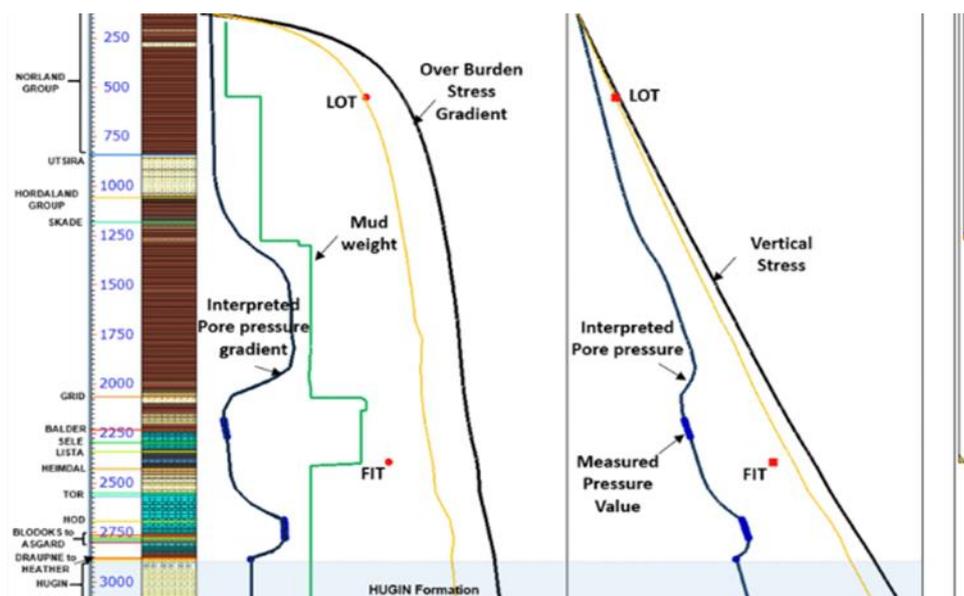


Figure IV-18 : Proposition de l'architecture de puit à partir de la densité de boue de forage (Ayoub, Cheraghi Seifabad Masoud, Wood David Anthony,2019)

Chapitre V : Cas Pratique

V.1. Généralités sur Le bassin de Berkine Ouest

V.1.1. Cadre géographique

Le bassin de Berkine (ex Ghadamés) se situe dans le grand Erg Oriental, dans la partie Est de la plate-forme saharienne algérienne en pleine province orientale (à l'Est du champ de Hassi Messaoud). Il recouvre en surface par des hautes dunes pouvant atteindre 300 m, alignées suivant la direction NS (Erg Oriental). Géographiquement il est compris entre les parallèles 29 N°/ 32 N° et les méridiens 6° 30'E et 10°00'E. Il est limité au sud par le bassin d'Illizi, au Nord par le dome de Dahar et à l'Ouest par le dorsale El Agrab-Messaoud. Le Bassin de Berkine est à cheval avec trois pays : L'Algérie dans sa partie occidentale, la Lybie dans sa partie orientale et le sud de la Tunisie dans sa partie septentrionale.[29]

V.1.2. Cadre géologique

Le Bassin de Berkine peut être classé dans les vastes bassins intracratoniques, il constitue en effet un sous bassin à l'échelle de la plateforme saharienne, qui couvre une superficie de plus de 300 000 Km². Cette zone admet comme limites géologiques :

- Au Nord la bordure sud de la mole de Dahar.
- Au Sud la mole d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- A l'Est le bassin de Syrte (Lybie, Tunisie).
- A l'Ouest le prolongement structural de la mole d'Amguid El Biod.[29]

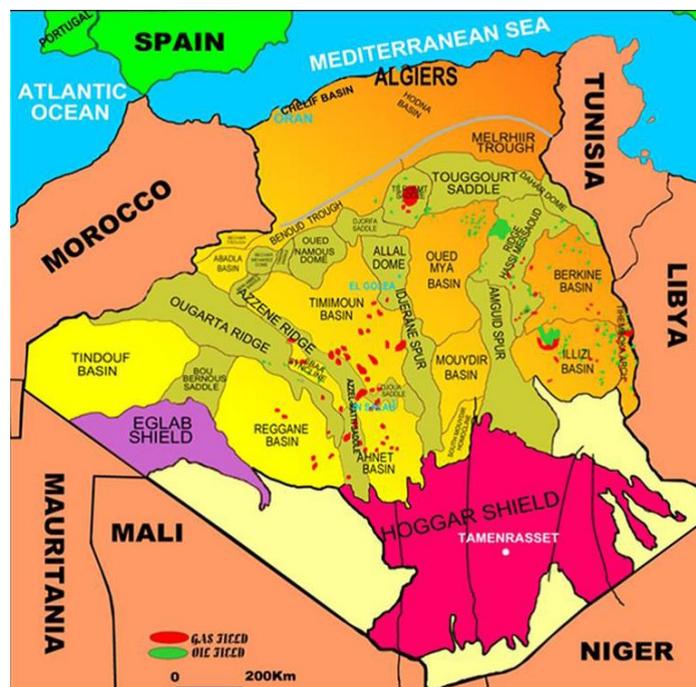


Figure V-1 : Carte de la situation géographique du bassin de Berkine(Document WEC, 2007)

V.1.3. Aspect stratigraphique

C'est une large dépression paléozoïque semi-circulaire d'environ 100 000 Km² où le socle se situe à plus de 7000 m de profondeur. La section sédimentaire d'une épaisseur de 7000 m repose sur un socle cristallin bien érodé dont la composition est acide. La section sédimentaire litho stratigraphie est formée par le Paléozoïque, le Mésozoïque et le Cénozoïque.

La série paléozoïque repose en discordance sur le socle. Il est caractérisé par deux domaines, un très subsidence occupe le centre et l'Ouest du bassin et un autre relativement stable au Sud. L'épaisseur de la formation paléozoïque est fortement réduite par l'érosion hercynienne très peu affecté cette dépression, seule le Permien est absent. Le Carbonifère et le Dévonien ont été touchés sur leurs pourtours.

La série mésozoïque qui repose en discordance angulaire sur les formations paléozoïques a une épaisseur variable. La couverture Mésozoïque varie de 500 à 2000 m au Sud-Est, et de 3200 à 4500 m vers le Nord-Ouest. La série évaporitique du Lias représentée par une épaisseur de 1000 m au Nord-Ouest s'amenuise vers la partie sud.

La série cénozoïque est prédominée par les sédiments clastiques marquant une régression généralisée vers le Nord de la plate-forme saharienne ; de faible épaisseur souvent discontinue constitue le dernier élément de la série stratigraphique. Elle est caractérisée par des grands mouvements tectoniques, comme indique la Figure V-3.[29]

V.1.4. Aspect structurale

Le bassin de Berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- **Domaine Ouest** : Domaine très structuré; les failles qui leur sont associées ont des rejets très importants.
- **Domaine Est et Nord** : Domaine relativement moins structuré; les failles qui résultent de la tectonique ayant affectées les deux domaines.

V.1.4.1. Les failles du bassin de Berkine

Les failles au niveau du bassin de Berkine sont organisées suivant deux principales orientations :

- **Direction subméridienne** : ils sont caractérisés par un fort rejet pouvant atteindre 2000 m, comme dans le cas de la faille de Ramade, et de 500 m en plus dans la région de Rhourde Nous, de direction N-S puis NE-SW.
- **Direction NE-SW** : Ces failles sont de direction NE-SW, sont caractérisées par une importante composante décrochante avec une ramification dans la partie supérieure.
- Ainsi d'après le rapport du BEICIP (1991), trois autres orientations sont signalé :
- **Direction Nord 70°** : A l'Ouest du bassin, dans la région de Rhourde Nous, Gassi Touil et Menzel Lejmet.
- **Direction Sub équatorial** : Au Sud (Mole de d'Ahara) et à l'Ouest sur le Trent tartare.
- **Direction Nord 150°** : Au Nord-Est du bassin au niveau des trends de Keskassa et Bir Berkine.[29]

V.1.5. Intérêt pétrolier

Le bassin de Berkine est parmi les bassins les plus explorés de la plateforme saharienne. Ces différents objectifs « les formations gréseux du Paléozoïques et du Trias Argileux-Gréseux », ont chacun une extension latérale différente.

L'alimentation en hydrocarbures est assurée par deux principales roches mères, le Silurien Argileux et le Dévonien Supérieur, tandis que la couverture est assurée par la série salifère qui représente la couverture majeure dans la région.

Il existe des couvertures intermédiaires efficaces telles que le Trias Argileux et le Trias Carbonaté. Il faut noter, que les argiles intra réservoir du Silurien Argileux Gréseux SAG présente de bonnes couvertures pour ces niveaux gréseux du SAG.

Les pièges associés aux réservoirs triasiques dans le bassin de Berkine de type structural (dômes anticlinaux ou failles) avec des systèmes de failles bordières qui ont un rôle majeur dans le piégeage des hydrocarbures.[29-31]

V.2. La région Gassi Touil

V.2.1. Localisation

Le champ Ouest Gassi Touil, objet de la présente étude, est situé dans la partie Ouest du Bassin de Berkine (Figure V-2). Géographiquement, la zone d'étude est située entre les latitudes 30°-31° Nord et longitudes 7°-8° Est (Figure V-2).[29-31]

En coordonnées UTM :

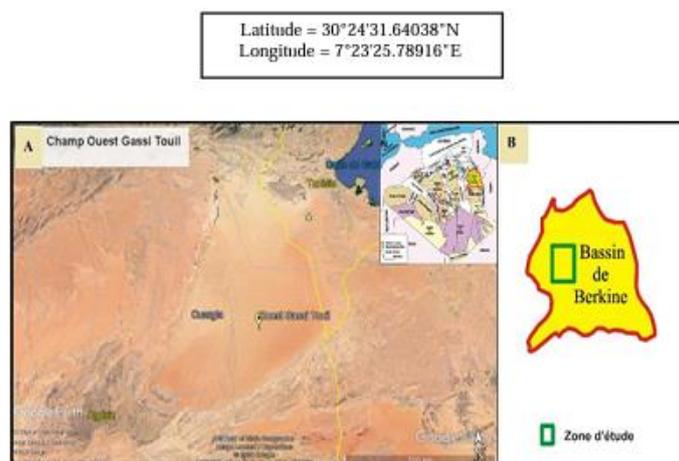


Figure V-2 : A-Image satellitaire de la zone d'etude.B-Localisation du champ Ouest Gassi Touil

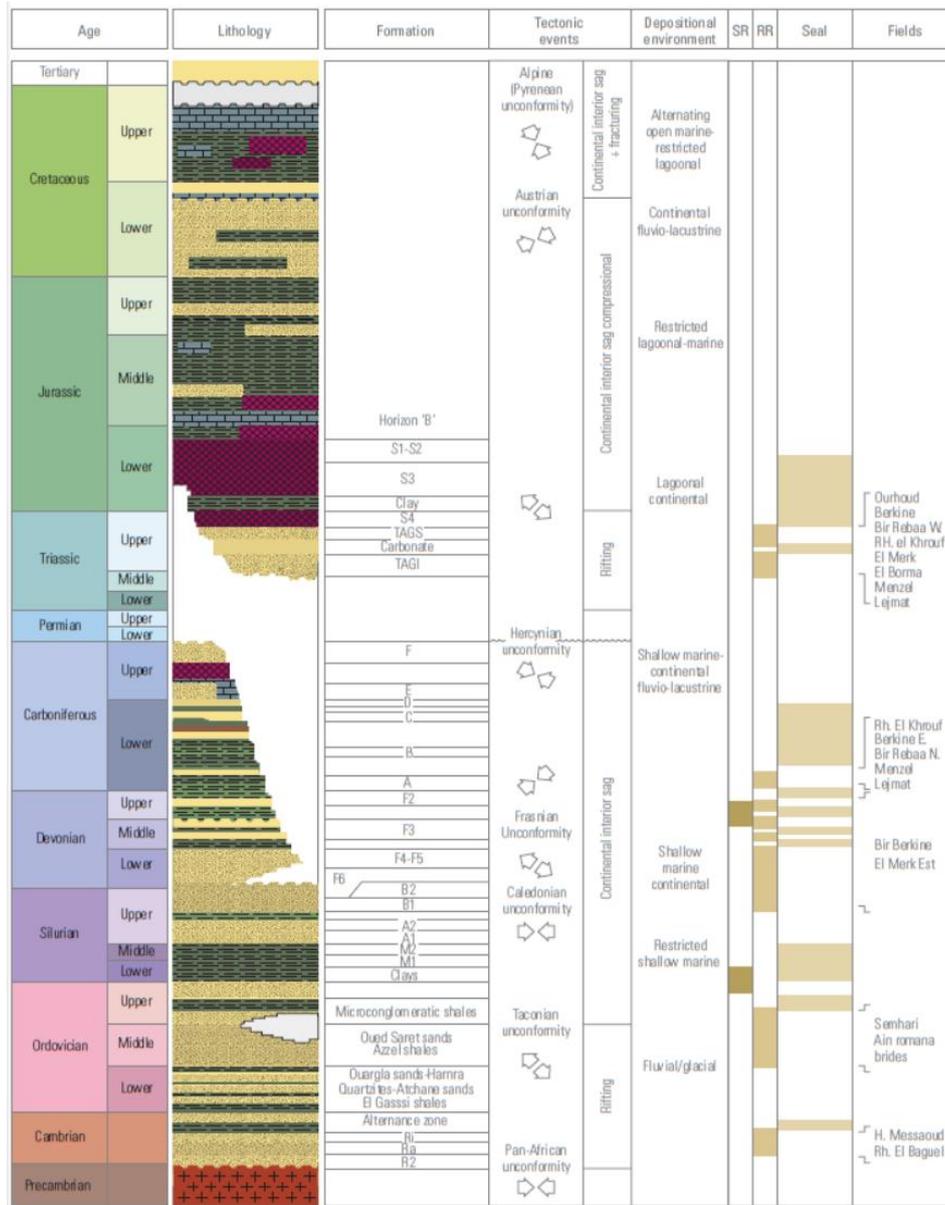


Figure V-3 : La colonne Stratigraphie du bassin de Berkine(WEC, 2007)

V.2.2. Système pétrolière de Gassi Touil

V.2.2.1. La roche mère, migration et piégeage

Le bassin de Berkine abrite des roches mères clés telles que les argiles à graptolites du Silurien basal et les argiles du Dévonien supérieur (Frasnien), qui sont responsables de l'alimentation des réservoirs. Le contenu en carbone organique du Silurien varie de 2% à 9% en moyenne, avec un kérogène de type II-III. Actuellement, la roche mère silurienne dans la région de Gassi Touil se trouve principalement en phase de gaz sec dans les zones profondes et en gaz à condensat dans les zones intermédiaires.

La génération maximale des hydrocarbures aurait eu lieu au Crétacé inférieur à moyen, à travers la province sud-est triasique. La zone centrale du bassin de Berkine, comprenant les gisements de Gassi Touil, Nezla, Hassi Touareg et Toual, est considérée comme une zone de génération majeure. Les voies de migration des hydrocarbures se font principalement le long de la discordance hercynienne, bien que des migrations directes entre la roche mère et le réservoir puissent se produire en présence de failles à fort rejet.

Le piégeage des hydrocarbures dans la région est principalement d'origine structurale pour les réservoirs du Trias et de l'Ordovicien.[29]

V.2.2.2. Les roches couvertures

Les couvertures des réservoirs dans cette partie du bassin sont assurées par les formations sus-jacentes comme suit :

- Pour les réservoirs du Trias, les argiles du Lias forment une couverture régionale.
- Pour le réservoir des Quartzites de Hamra, des Grès d'Ouargla et des Grès d'El Atchane, les argiles micro-conglomératiques, jouent le rôle de couverture régionale avec une épaisseur qui avoisine les 50m.[29]

V.2.2.3. Les roches réservoirs

Les roches réservoirs dans la région de Gassi Touil comprennent plusieurs formations distinctes. Voici un résumé des principales caractéristiques de chaque réservoir :

3.1. Réservoir TAGS

Il est principalement composé de grès fluviatiles, avec des niveaux argileux de plaine d'inondation. Les parties inférieures, d'une épaisseur de 40 à 50 mètres, présentent une qualité de réservoir supérieure, tandis que la partie supérieure est principalement argileuse.

3.2. Réservoir TAGI

Ce réservoir est considéré comme l'un des principaux réservoirs du bassin de Berkine. Il est formé de conglomérats, de grès et d'argile, avec des intercalations de grès fins à très fins et argileux. Il est souvent interprété comme un dépôt fluviatile et éolien.

3.3. Réservoir Grès d'Oued Saret

Cette formation est constituée de grès partiellement silico-quartzitiques, carbonatés et d'argile. Elle est présente dans la région d'El Ktir.

3.4. Réservoir Quartzites de Hammra

Il s'agit d'une série étendue de grès quartzitiques intercalés d'argiles. Les faciès lithologiques dominants vont des faciès de plateforme tidale (chenaux tidaux et faciès estuariens) aux faciès de shoreface.

Chacun de ces réservoirs présente des caractéristiques géologiques et pétrophysiques uniques, avec des variations dans la qualité du réservoir et la distribution des fluides.

Ces informations sont essentielles pour la caractérisation et l'évaluation des réservoirs, ainsi que pour la planification des opérations de forage et de production dans la région de Gassi Touil.[29]

V.2.3. Cadre géologique

V.2.3.1. Cadre géologique global

La région d'El Ktir est située dans la partie nord de la province sud-est triasique. Cette dernière a été le siège d'importants mouvements tectoniques depuis le Paléozoïque. Ces mouvements sont responsables de l'image structurale actuelle de la région. La région El Ktir est caractérisée par une succession de trends structuraux de direction nord-est / sud-ouest, convergeant à l'ouest vers la zone des accidents méridiens structurant le môle d'Amguid-El Biod. Cette architecture témoigne de la complexité et de la déformation polyphasée liée aux événements tectoniques qui ont affecté la région.[29]

V.2.3.2. Principaux mouvements

ayant affecté le périmètre Gassi Touil et la zone d'El Ktir L'image structurale de la région El Ktir a été héritée des différentes phases tectoniques ayant affecté tout le bassin de Berkine. Les plus importantes sont :

- La phase hercynienne précoce de direction N40°, d'âge Viséen et la phase hercynienne tardive, orientée à N120° d'âge post Namurien. Ces deux phases sont responsables des mouvements compressifs à transpressifs qui ont engendré la plupart des structures orientées nord-est/sud-ouest et sont responsables d'une érosion profonde des séries du Paléozoïque, allant du Permo-Carbonifère, au Dévonien et à une partie ou la totalité des formations du Silurien dans la région de Gassi Touil. Dans la région d'El Ktir les séries triasiques reposent en discordance sur les dépôts du Silurien Argilo-gréseux (Figure V-6).
- La phase de distension Trias/Lias, en rapport avec l'ouverture de l'Atlantique central, est responsable de la création des failles normales d'orientation NE-SO, favorisant des épanchements volcaniques, le basculement des blocs structuraux ainsi que des variations d'épaisseur importantes des formations triasiques et liasiques à l'aplomb de ces failles normales.
- La phase transpressive autrichienne, dont l'impact est plus important dans la région de Gassi Touil, est marquée par des mouvements à l'origine des contraintes régionales de direction est-ouest, de types compressifs sur les axes structuraux nord-sud (Gassi Touil et Hassi Chergui) et de type transpressifs sur les axes structuraux de directions nord-est/ sudouest (Toual, Brides). Cette phase serait à l'origine de la formation de la plupart des pièges structuraux formant les principaux gisements du périmètre Gassi Touil. Elle serait également responsable de la dimigration des hydrocarbures et de la destruction de certains pièges structuraux hérités des phases tectoniques hercyniennes ; notamment dans les régions situées à l'ouest du périmètre Gassi Touil II, comme Allenda, Nezla et Damrane.

- L'impact des mouvements transpressifs tertiaires, d'orientation nord-ouest / sud-est est limité au remodelage des structures existantes, héritées des phases tectoniques précédentes.
- La stratigraphie de la région d'El Ktir est représentée par deux grands ensembles litho-stratigraphique : le Paléozoïque et le mésozoïque, surmontés par des épandages détritiques cénozoïques.[30, 31]

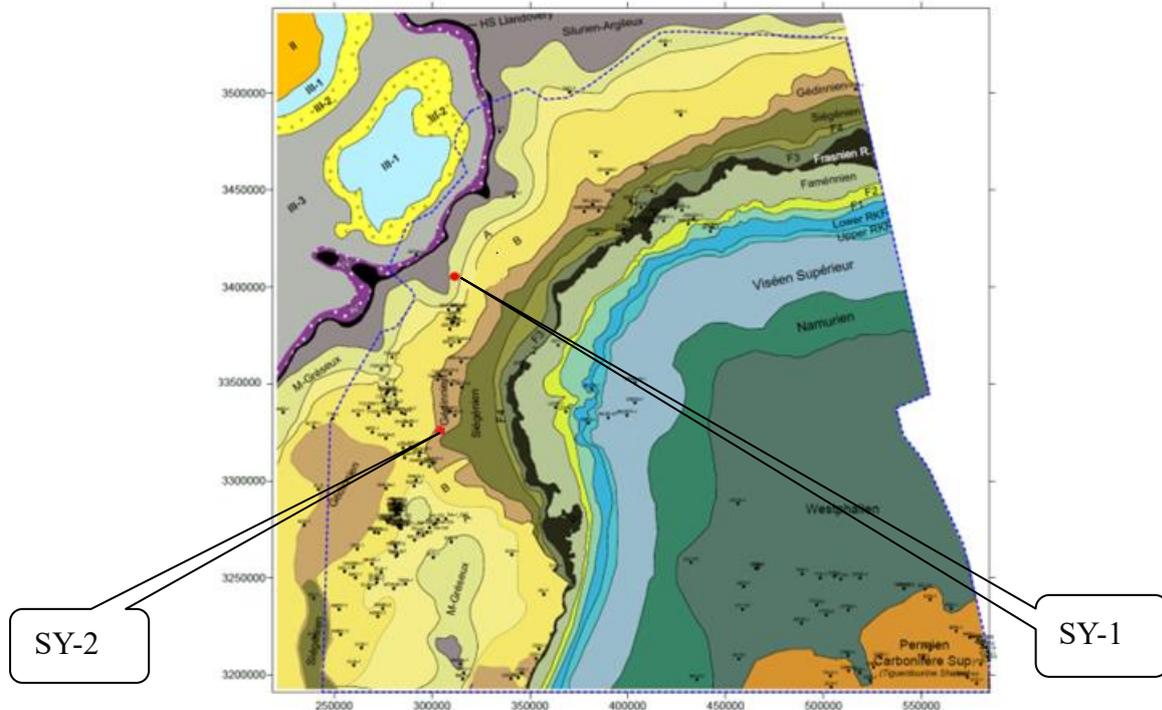


Figure V-4 : L'encroche géologique à la discordance hercynienne avec localisation de SY-1 et SY-2 (Rapport d'implantation du puits SY-1, 2022)

V.3. Etude de la stabilité des parois des puits SY-1 et SY-2

V.3.1. Puits SY-1

V.3.1.1. Historique du puit SY-1

Le forage d'exploration SY-1 foré en 2022, s'inscrit dans le cadre de l'exploration du réservoir des Quartzites de Hamra et des grès de Ouargla comme objectif principale et TAGI/TAGS/TC comme Objectif secondaire, dans la partie nord de la concession Amont en cours de traitement Gassi Touil II.

Il a été prévu d'atteindre la profondeur finale de 4830m, dans la formation Grès d'El Atchane et devrait mettre en évidence des ressources dans le réservoir des Quartzites de Hamra, mais suite au problème rencontré dans les puits d'exploration l'objectif non atteint et la profondeur finale est 4220 m au lieu de 4830 m prévu.

Un test DST (N°01) bis a été réalisé en barefoot à la côte de 4069m-4130m dans la formation silurien F6-M0, du point de vue technique ce test est réussi, ce puits a donné lieu à une production de gaz avec un débit de 289 m³/h.

Un DST (N°02Ter) a été réalisé à la côte de 33831.5m-3836.5m dans la formation trias carbonate, test techniquement réussi; puits n'est pas éruptive.

L'interprétation des diagraphies a montré qu'il y a intérêt dans la formation Trias sauf que la formation TAGI et la présence de roche éruptive dans la formation F6-M0 à la côte de 4083m-4130m.

Au niveau du Silurien F6-M1 (à la profondeur de 3950 m), la teneur en gaz était faible et relativement stable (Total Gaz = 2,85 %). Cependant, lorsque puits atteint le niveau F6-M0 (à la profondeur de 4073 m), il y a eu une augmentation significative de la teneur en gaz (Total Gaz = 78,18 %). Ce qui a nécessité une augmentation de la densité de boue pour contrôler la venue.

le programme de forage prévu de foré le silurien avec la phase 8 ½", mais suite au problème rencontrés dans le niveau F6-M0 , il a été décidé de posé un Bouchon de ciment dans la formation Silurien F6-M0 à la côte de 3950m-4087m puis reforer avec la phase 6".

V.3.1.2. Généralités

2.1. Localisation

Le puits SY-1 se situe dans le bloc 236a dans la partie nord-est de la concession Amont en cours de traitement Gassi Touil II (Fig.V-5).

Le point d'implantation a été choisi en se basant sur la carte en isobathes, interprétée au toit du réservoir Quartzites de Hamra du programme sismique 16Toual-3D.[30]

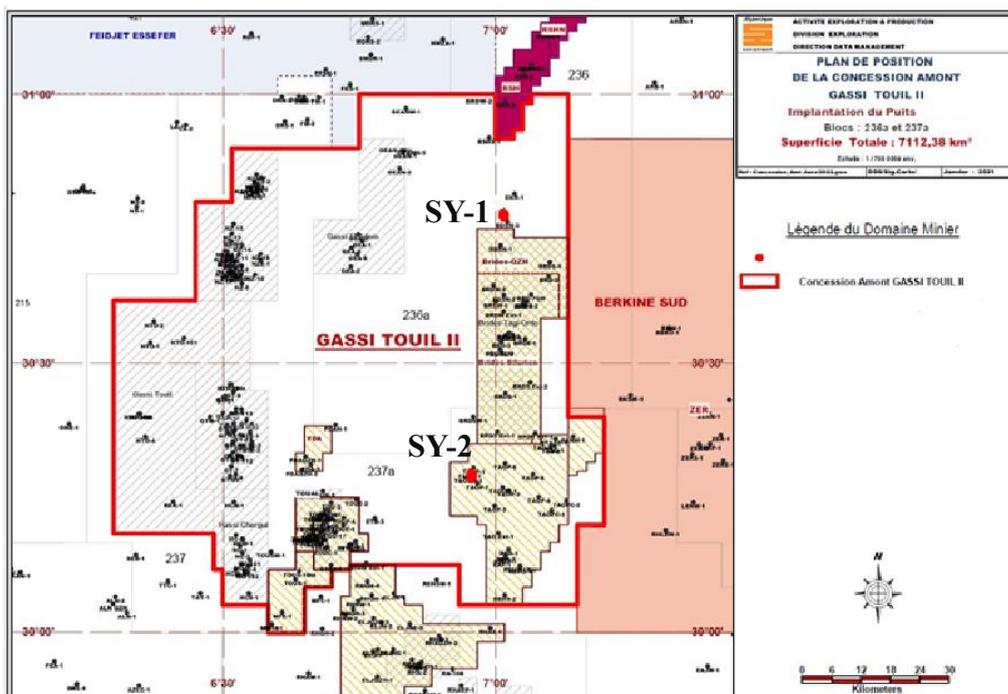


Figure V-6: Plan de position du puits SY-1

2.2. Schéma du puits

a. Programme proposé avant le forage

Il a été prévu de forer le puits SY-1 en 6 phases(voir l'Annexe) jusqu'à atteindre la profondeur 4830 m dans les grès de Ouargla , le programme prévu est résumé dans le tableau suivante :

Programme Prévu			
Phase	Casing	La cote de casing (m)	Densité (sg)
36"	30"	60	1.05
26"	18" 5/8	481	1.05
16"	13" 3/8	2612	1.30 à 1.33
12" 1/4	9" 5/8	3566	2.15
8" 1/2	7"	4590	1.40 à 1.50
6"	/	4480	

Tableau V-1 : Programme prévu avant forage

b. Programme réalisé

Il a été prévu d'atteindre la profondeur finale de 4830m, dans la formation Grès d'El Atchane, mais au niveau du Silurien F6-M1 (@3950 m) le taux de gaz était faible et relativement stable (Total Gas = 2.85%) jusqu'au Silurien F6-M0 (@ 4073 m) ce taux de gaz a connu une augmentation remarquable (Total Gas= 78.18%), la chose qui a nécessité une augmentation de la densité de boue de 1.50 à 1.7 sg pour le contrôle et selon le programme du forage c'était prévu que le Silurien fasse une partie de la phase 8" ½ mais suite à ce problème la phase 8" ½ a été amputée, un bouchon de ciment a été déposé à la profondeur 3950m jusqu'à 4083m et reforé avec la phase 6", alors le silurien F6-M0 est devenu une partie de la phase 6" (voir l'Annexe). Le programme réalisé est résumé dans le tableau suivant :

Programme réalisé			
Phase	Casing	La cote de casing (m)	Densité (sg)
36"	30"	61	1.05
26"	18" 5/8	479	1.05
16"	13" 3/8	2625	1.3
12" 1/4	9" 5/8	2889	2.15
8" 1/2	7"	4069	1.7
6"	TD	4220	1.7

Tableau V-2 : Programme réalisé

V.3.1.3. Interpretation diagraphique

3.1. Phase 8.5''

L'interprétation des diagraphies de la phase 8.5''(Figure V-7) du puits SY-1 montre que :

- TAGS(3711-3725m) montre que : $\emptyset = 9\%$ et $Sw = 50\%$ avec une signature aquifère.
- Trias carbonaté(3828.5-3836m) parait à hydrocarbure avec $\emptyset = 12\%$ et $Sw = 30\%$.
- TAGI(3920-3955m) montre $\emptyset = 9\%$ et avec une signature aquifère.

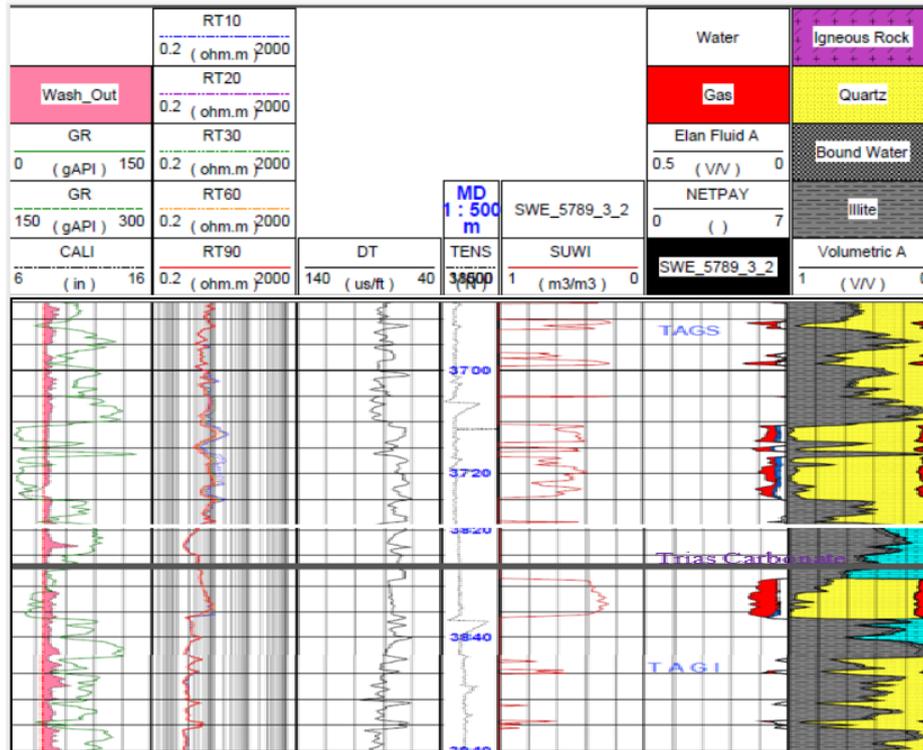


Figure V-7 : Elan du puits SY-1 phase 8.5''

3.2. Phase 6''

L'interprétation des diagraphies de la phase 6''(Figure V-8) montre que :

- Silurien F6-M0 (4079-4090m) est composé de roches éruptives et de grès avec de faible porosité $\emptyset < 3\%$. Et le Banc (4090.5-4092.6m) dans le même réservoir semblerait être a hydrocarbure sur une hauteur utile de 2m. La porosité moyenne est de 4% avec une saturation en eau moyenne de 25%.

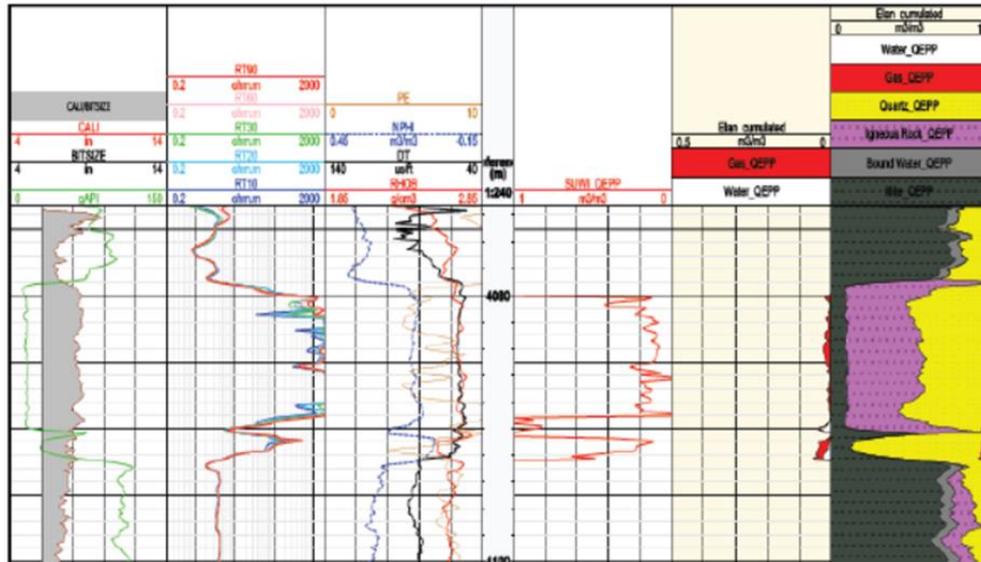


Figure V-8 : Elan du puits SY-1 phase 6''

V.3.1.4. Roches éruptives

La corrélation du puits SY-1 avec les puits voisins à permet de mieux comprendre la structure géologique de la région et ils ont mis en évidence le dépôt des roches éruptive dans les sédiments du Silurien F6 unité M0, l'analyse pétrographique a montré que ces roches intrusives sont de type Trachy-basalte d'âge « limite » Permo-trias (227 M.A) daté par méthode K-Ar. Sa mise en place est très probablement liée à la grande phase d'activité volcanique du Trias inférieur bien connu par ailleurs.[32]

Les pressions rencontrées dans la formation du Silurien F6-M0 sont anormales et probablement due à l'intrusion magmatique dans la région.

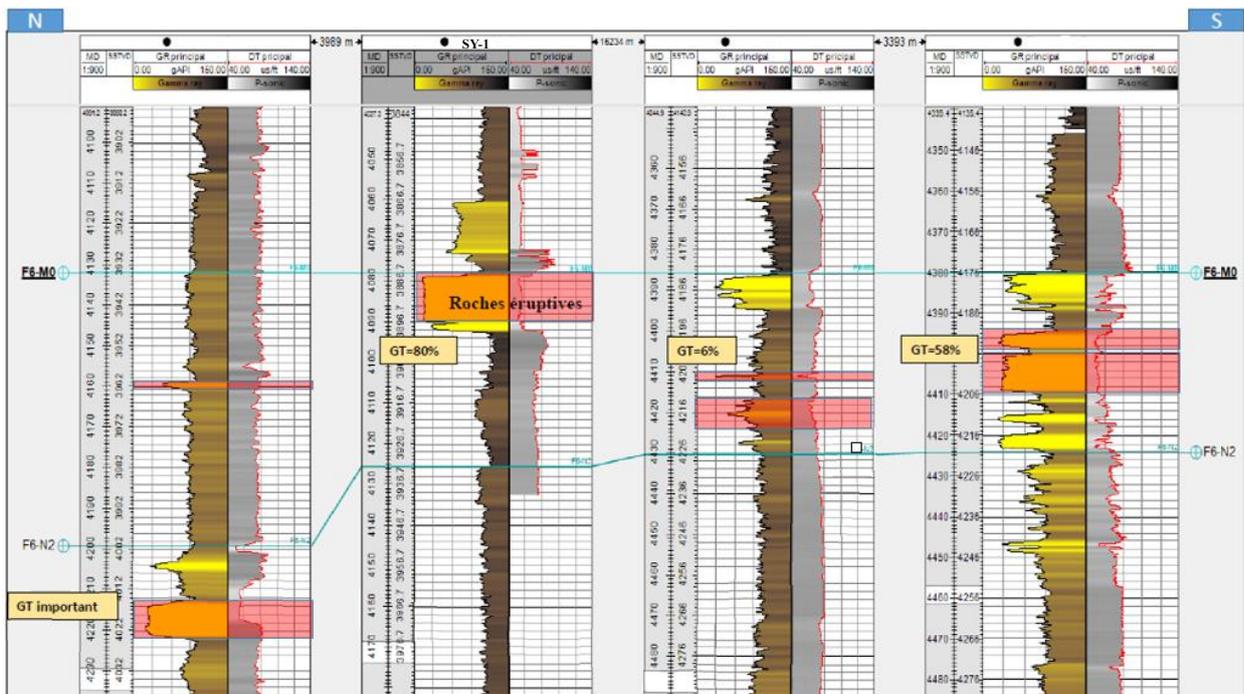


Figure V-9 : Corrélation du puits SY-1 avec les puits voisins

V.3.1.5. Elaboration du Modèle Géomécanique (1D MEM) du puits SY-1

L'analyse géomécanique du puits SY-1 a été établie pour les phases 12.25", 8.5 et 6" à partir des diagraphies acoustiques (soniques et densité).

5.1. Collecte des données

Une première analyse a été entrepris pour rassembler les données du puits nécessaires à l'analyse. Les données comprenaient les paramètres de forage, la lithologie, la géométrie du puits, les propriétés de la formation et les mesures de pression de pore comme indique le tableau ci-dessous :

Le puit	SY-1			
	DATA	La phase 6"	La phase 8.5"	La phase 12.25"
les logs	Gamma-ray	✓	✓	✓
	Densi-log	✓	✗	✗
	P-sonic	✓	✓	✓
	S-sonic	✓	✓	✓
	Caliper	✓	✓	✓
Geologie	Master logs	✓	✓	✓
	Les tops de formation	✓	✓	✗
Les tests realise	MDT,DST	✓	✓	✗
	LOT, DFIT, XLOT,FIT	✗	✓	✗
Calibration	Borehole imagerie	✗	✗	✗
	DDR	✓	✓	✓
	Les tests de laboratoires	✗	✗	✗

Tableau V-3 : DATA audit de puits SY-1

Après l'analyse des données des insuffisances ont été signalées tel que l'absence de :

- Log de densité dans la phase 12.25" et 8.5", pour remédier ça, un log synthétique a été élaborer a partir de l'équation de Gardner celle-ci :

$$RHOB= 0.23*((10^6/DT)^{0.25})$$

- Imagerie des parois de puits.
- Test géomécanique au laboratoire sur carottes.
- Leak off test.

5.2. Analyse des drilling daily repport (DDR)

La classification des principaux évènements qui se sont produits durant le forage du puits SY-1 est reportée dans le tableau ci-dessous :

La phase	La densite de boue(sg)	Les problèmes recontrer	L'observations et l'actions pandant le problème	La cote du Problème(m)
12.25"	2.15	Back Reaming	Alésage difficile et perte de rotation et coincé pendant l'alésage	3542-2926
		Tight Hole	Tight hole avec max overpull 6T	3542
		Stuck pipe	Perdre la rotation et coincé pendant l'alésage	2926-2976-3019-3128-3152-3200-3218
		Overpull	On a plusieurs Overpull pendant pick up apres sliding avec Max Overpull 30T due a haute torque et alésage difficile	2636-2655-2657-2679-2718
8.5"	1.4-1.7	Back Reaming	Alésage difficile depuis avec torque up to 12k lbs.ft	3750 Jusqu'a 3778 et 3990 jusqu'a 4070
		Overpull	Overpull 30-40 ton et perdre la rotation	3706-3578-3803-3808-4022
		Drag	Drag de 8 ton pendant la descende de tubage 7"	3720-3775-3795-3814-3825-3909-3949-3977-3985
		Stuck pipe	Perde la rotation et decoince avec de 32T overpull (Silurien) F6 M1)	4022
		Venue	Observe de TG : 46 % , apres la circulation, TG : 40-76% , fait BOTTOM UP avec circulation a travers le check ,reouvrir puits,Total gas : 50-72 % ,apres deux BOTTOM UP, Total gas : 50-72 % , l'equipe de forage prende la dicission de faire Bochon de ciment (cement plug)	4069
		Washouts	Observeston de grand forme de deblais en Tamis vibreux	3812-3817-3820-3822
6"	1.4-1.9	Perte de boue	Perte partielle de 8m3 de boue	3575
		Tight hole	Tight hole avec max Overpull : 6T	4115
		Kick	Encore de la descende de BHA pour contrôler le trou ,l'équipe de forage remarquer que le puits se débité, Après la fermeture de puits, la pression en tête de annulaire et tige est (Pt=00 psi Pa=320psi), il y a de gain qu'est rencontre dans le puits(260 liter),réouvrir le puits 15 min, 60 liter de gain, après une autre fermeture de puits, la pression d'annulaire augmente jusqu'a 760 psi et de pression de tige de 900psi, c'est la confirmation de venues et prendre action direct pour préparer kill mud de 1.9 sg et avec la methode driller's le puits sécurisé.	4087

Tableau V-4 : Les principaux évènements de forage du puits SY-1

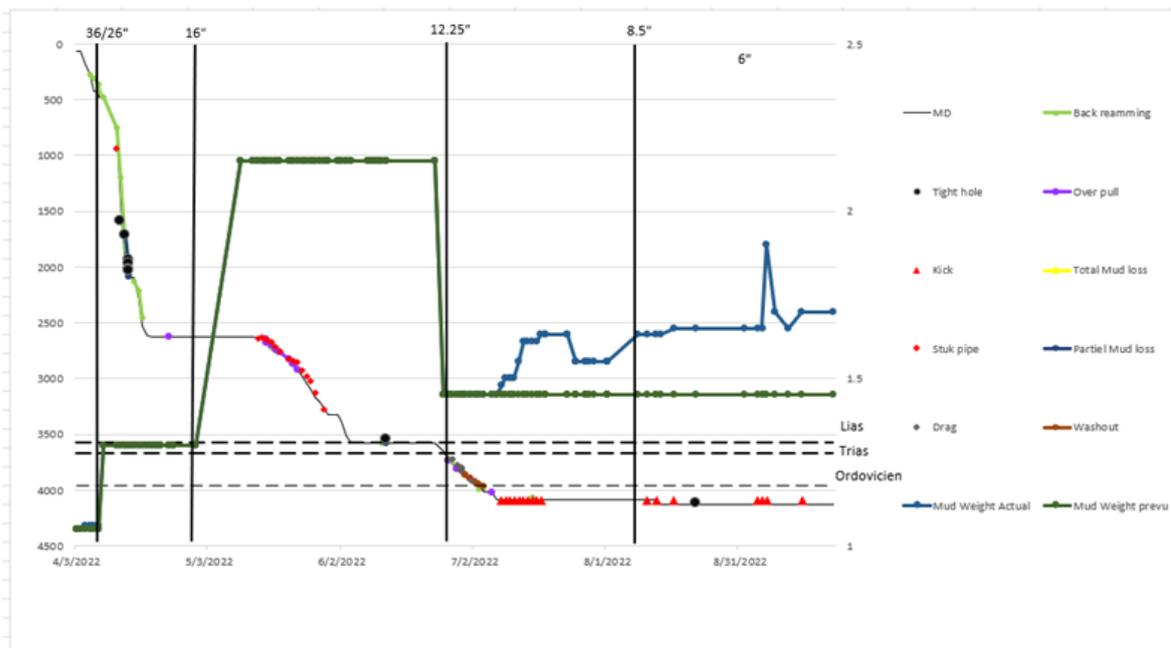


Figure V-10 : Evolution et évènements de forage du puit SY-1

D'après l'analyse des DDR on remarque :

- Le ROP (avancement du forage) était rapide dans les phases (36", 26" et 16") 20 jours du temps parcouru et moins de problème rencontré, ce qui signifie que les formations traversées sont plus faciles à forer sauf quelque passage d'alésage au 2495m- 479m, tight hole au 2035-1714m et l'utilisation de PDM (moteur de fond) dans la phase 16" avec 30 % en moyenne de mode sliding. Par contre dans les phases (12.25, 8.5 et 6") le ROP devient faible, 6 mois de temps parcouru.(Fig V-9)

a. La phase 12.25"

MD : 2627-3775 foré avec une densité de 2.15sg.

Durant cette phase le forage a traversé les formations de Lias Argileux, les principaux événements qui a affecté cet phase est les suivant :

- Alésage difficile et perte de rotation et coincement pendant l'alésage dans l'intervalle 3542m-2926m.
- Tight hole avec max overpull 6T a la côte de 3542m.
- Arrêt de rotation et coincement pendant l'alésage au côte 2926m, 2976m, 3019m, 3128m, 3152m, 3200m et 3218m.
- Plusieurs overpull rencontré pendant le pick up après le mode sliding avec un max overpull 30T due à haute torque et alésage difficile a la côte 2636m, 2655m, 2657m, 2679m et 2718m.

b. La phase 8.5"

MD : 3575-4087m foré avec une densité de 1.4sg-1.7sg.

Les formations traversées par cette phase sont TAGI, Tria Carbonate, TAGS et Silurien F6-M1, les principaux événements qui a affecté cet phase est les suivant :

- Effondrements observer à tamis vibreur sont à la profondeur 3812m, 3817m, 3820m, 3821m, 3867m, 3894m, 3952m, 3930m et 3972m
- Perte partielle de boue à la côte 3575m de 8m³.
- Alésage depuis 3575m jusqu'à 4087m en raison de coincement de BHA a la cote 3905m, la difficulté de la descente du tubage 7" dans les côtes 3721m, 3720m, 3775m, 3795m, 3814m, 3829m, 3909m, et pendant la remontée de BHA dans les côtes 3706m, 3803m, 3808m et 4022m.
- Lors de l'observation du test de gaz initial (TG) dans le puits, un pourcentage de 46 % a été enregistré. Après avoir effectué une circulation, le pourcentage de gaz total (TG) variait entre 40 % et 76 %. Pour améliorer cette situation, une opération de "bottom up" a été effectuée en faisant circuler le fluide à travers le choc. Une fois le puits réouvert, le pourcentage de gaz total était toujours compris entre 50 % et 72 % après deux opérations supplémentaires de "bottom up". Face à cette situation, l'équipe de forage a pris la décision de réaliser un bouchon de ciment (cement plug) qui a été mis à la côte 3950m jusqu'à 4087m dans le but désolé la formation de la phase 8.5".

c. La phase 6''

MD : 4087-4220m foré avec une densité de 1.4sg-1.9sg

La formation traversé par cette phases sont le Silurien F6-M0, les principaux événements qui a affecté cet phase est les suivant :

- L'intervalle 4087m au 4130m, a été foré avec une densité de 1.4sg, après ils ont augmenté la densité de boue jusqu'à 1.9sg dans le but de contrôlé la venue puits ils ont continué le forage avec une densité de 1.7sg.

V.3.1.6. Modèle Géomécanique (1D MEM) du puits SY-1 à partir des diagaphies acoustiques

Afin d'analyser la stabilité des parois, un modèle géomécanique de puits a été réalisé pour les phases 12.25'', 8'' 1/2 et 6''.

L'élaboration d'un modèle géomécanique est basée sur la méthodologie ci-dessous :

- Les propriétés géomécaniques dynamiques ont été calculées sur la base des données diagaphiques soniques DTC et DTS ainsi que la densité RHOB ;
- La contrainte verticale a été calculé par extrapolation de la densité RHOB par contre les contraintes horizontales ont été calculées en se basant sur le modèle Poro-élastique.
- La pression des pores est supposée être un gradient de 0.5 psi/ft pour la phase 8.5'' et 0.7psi/ft pour la phase 6''.
- Le modèle géomécaniques élaboré sur la plateforme Techlog, illustrés dans les figures ci-dessous, représente l'allure des paramètres suivants :

Track 01 –MD : Profondeur mesurée (m), Track 02 –Tops des formations,Track 03: Diamètre d'outils et diamètre de trou (Caliper et Bit Seize),Track 04 : la forme du trou(Borhole shape),Track 05 : Gamma Ray,Track 06 : stratigraphie mécanique,Track 07 : log de densité, Track 08 : logs Sonic de compression et de cisaillement, Track 09 : Coefficient de Poisson, Module de Young, Track 10 : UCS(unconfined strenght)et angle de friction et la résistance à la traction, Track 11 : contraintes horizontale et verticale avec la pression de pore.

6.1. Phase 12.25''

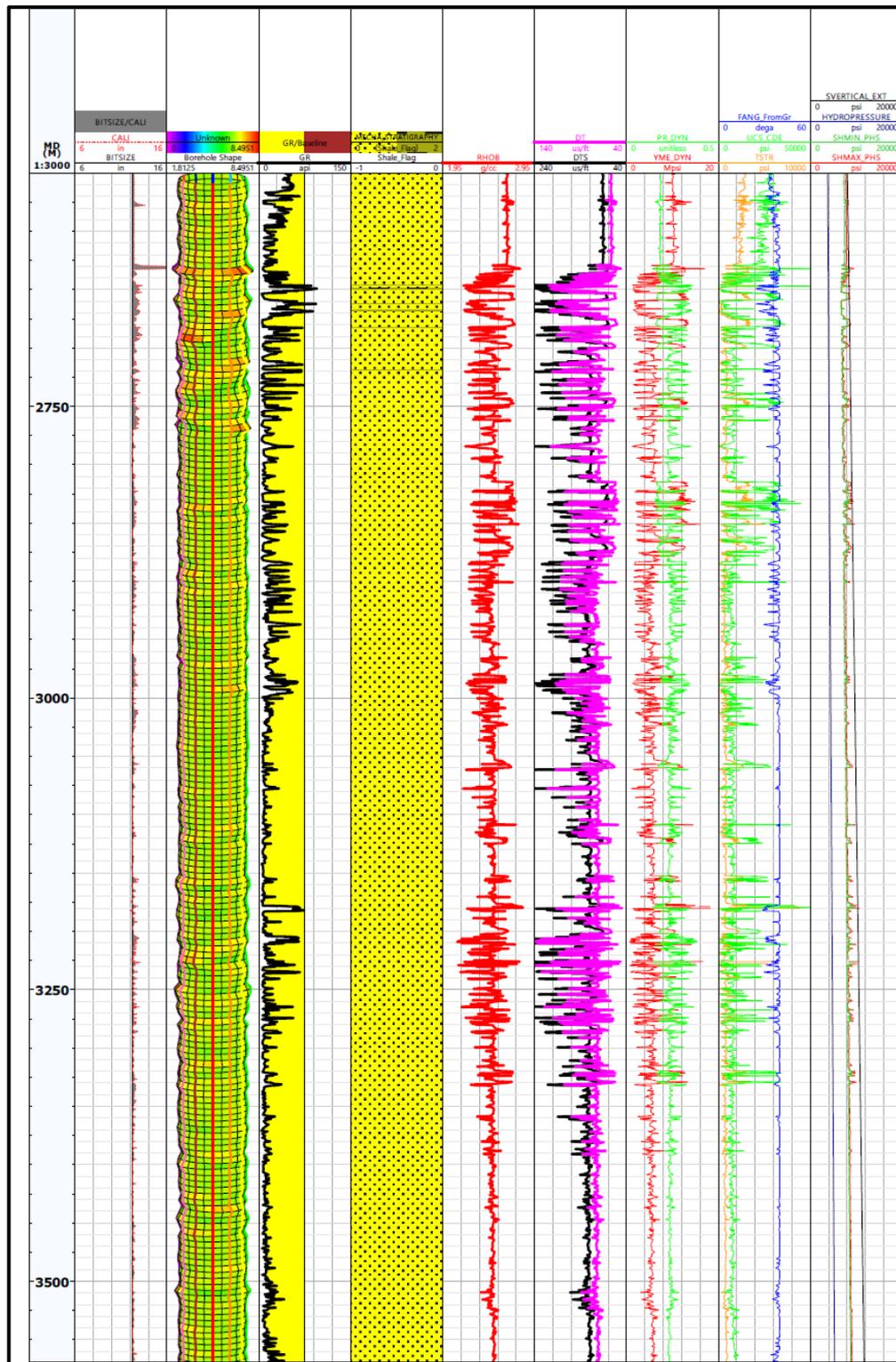


Figure V-11 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-1 phase (12"1/4)

6.2. Phase 8.5''

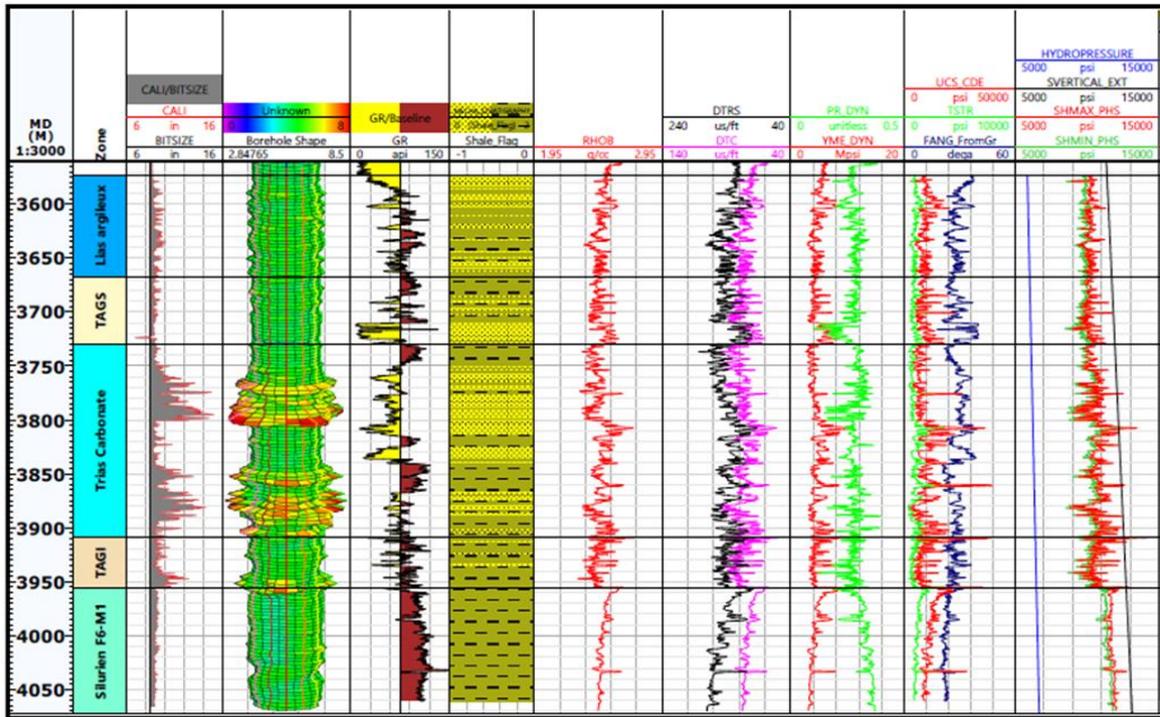


Figure V-12 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-1 phase (8''1/2)

6.3. Phase 6''

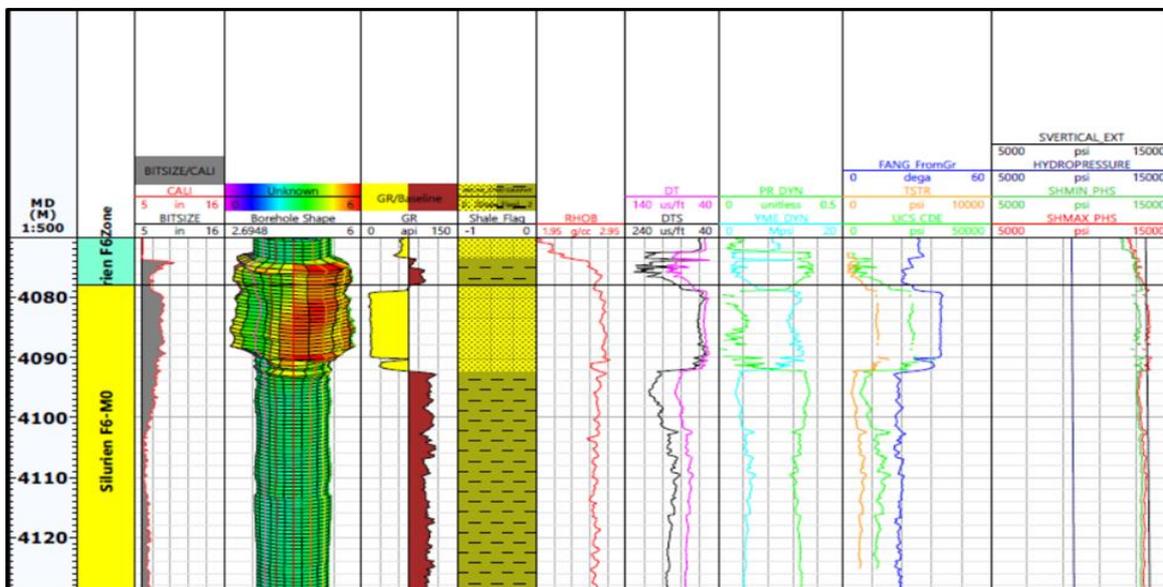


Figure V-13 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-1 phase (6'')

V.3.1.7. Stabilité des parois

L'étude de stabilité des parois sur la plateforme Techlog, nous a permis de tracer les graphes ci-dessous et d'estimer les limites suivantes :

- Le profile grise représenter la marge des venues, indique la densité de boue correspondante au KICK.
- Le profile rouge représente la zone de Breakouts.
- Le profile noir représenter la densité utiliser.
- Le profile bleue représente la marge de perte de boue.
- Le profile mauve représente la marge des breakdowns.
- La zone blanche au milieu de la piste sur cette figure est la fenêtre de la densité de boue la plus stable et sûre pour le forage.

7.1. Phase 12.25''

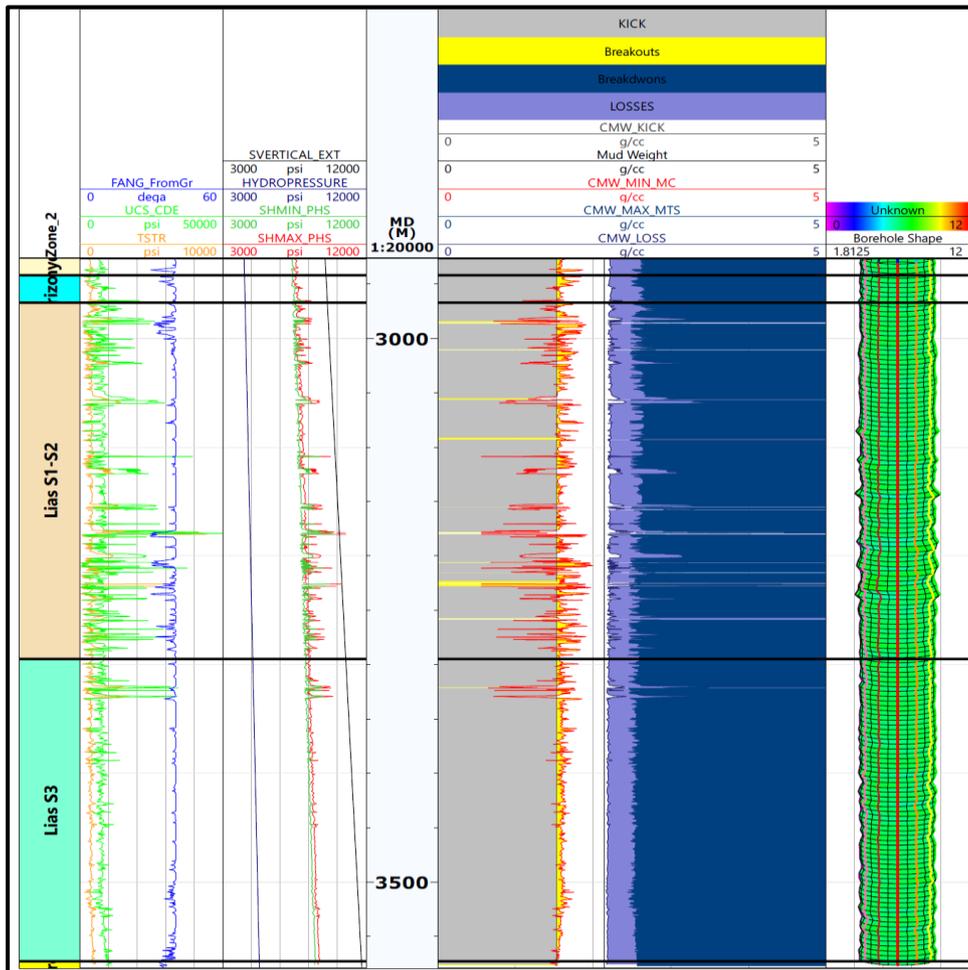


Figure V-14: Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 12.25"

7.2. Phase 8.5''

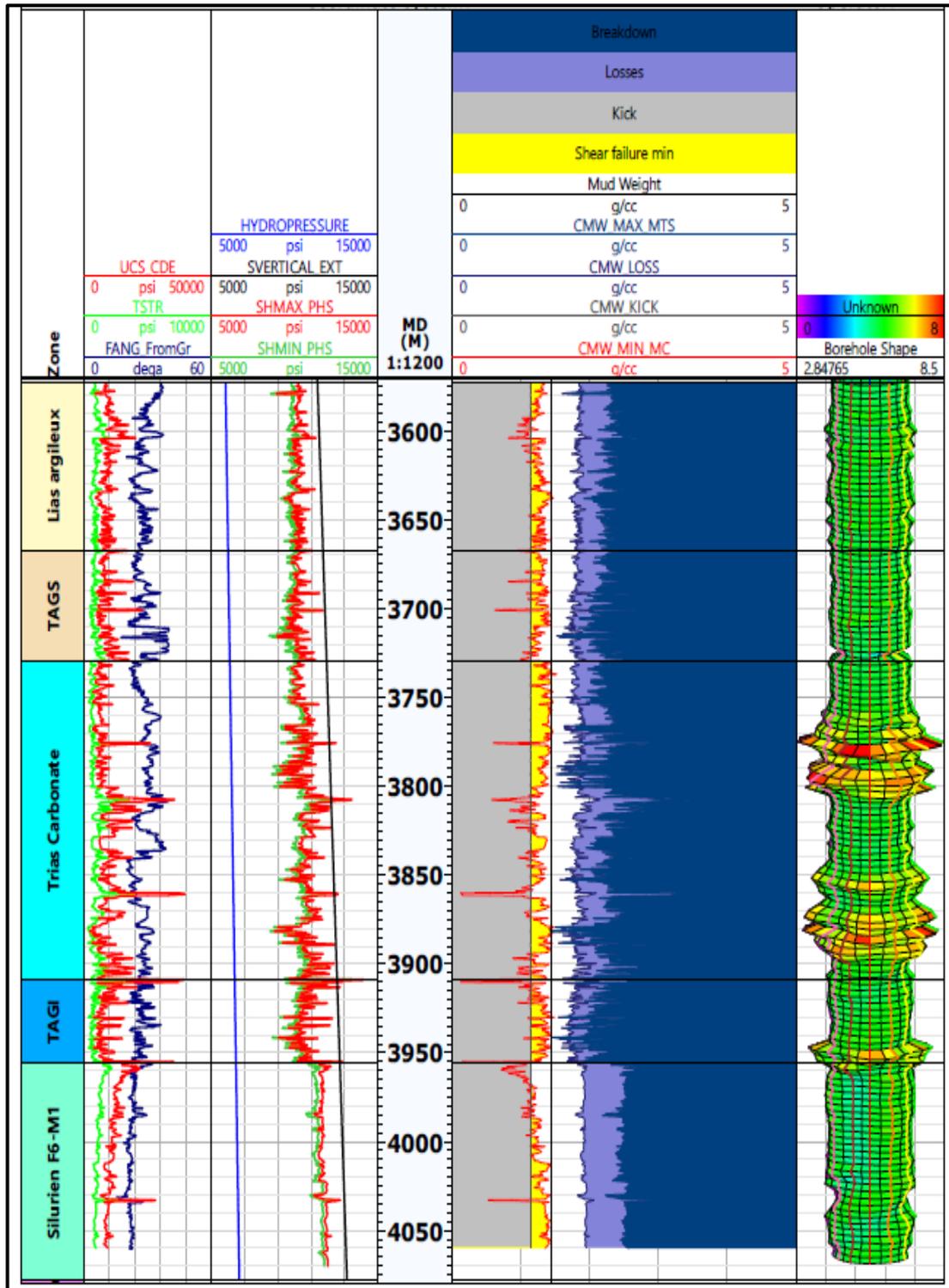


Figure V-15 : Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 8.5''

7.3. Phase 6''

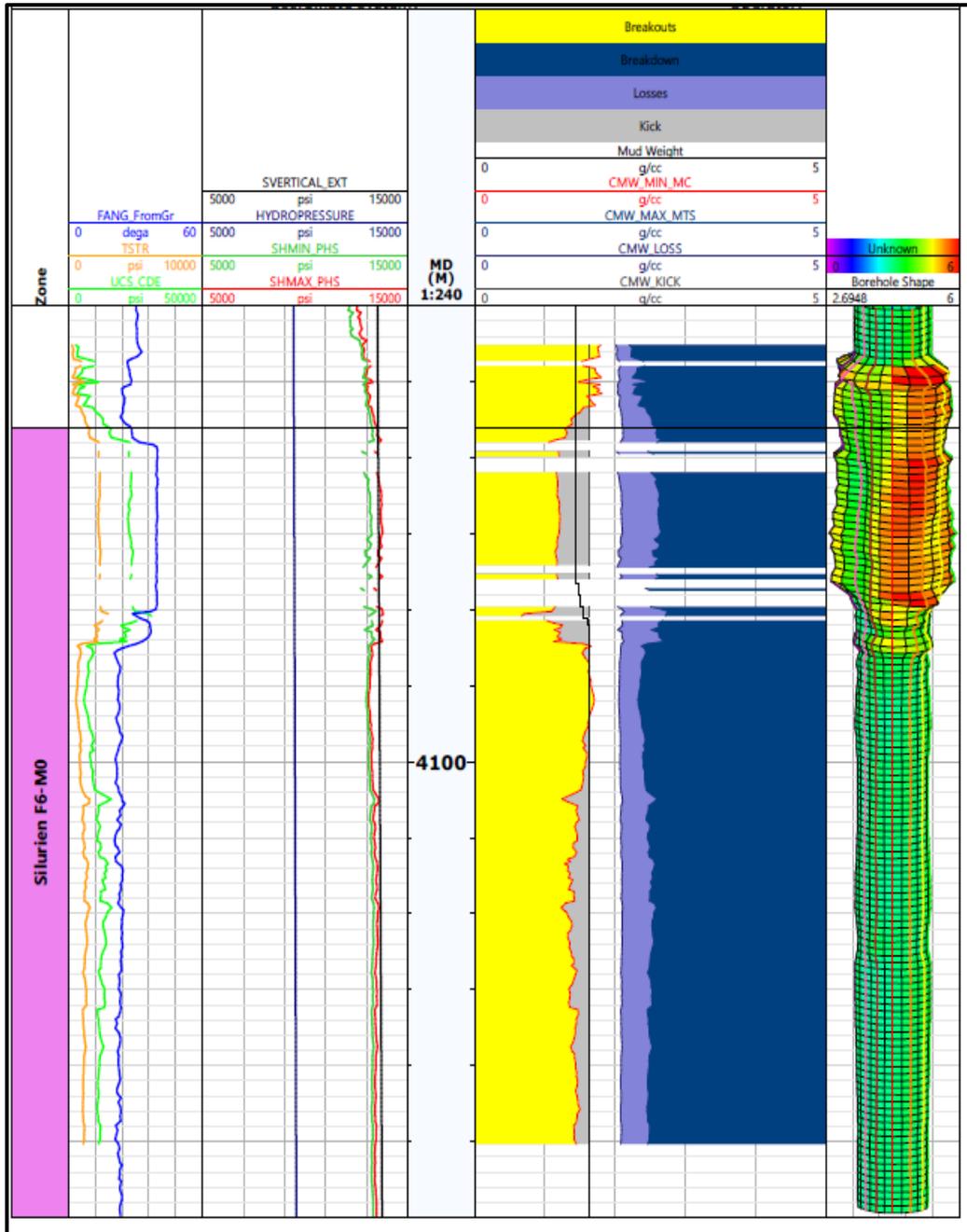


Figure V-16 : Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 6''

V.3.1.8. Discussion des results

8.1. Phase 12.25''

La densité de boue utilisé pour forer cette phase semble être élevée bien qu'elle donne lieu à des instabilités de parois prédites par le modèle d'analyse de stabilité des parois, Il est recommandé de diminuer légèrement la densité de boue ($\approx 2.1 \text{ g/cc}$).

8.2. Phase 8.5''

La densité de boue utilisé pour cette phase semble être acceptable bien qu'elle donne lieu à des instabilités de parois breakouts prédites par le modèle géomécanique, Il est recommandé d'augmenter légèrement la densité de boue ($\approx 1.5 \text{ g/cc}$) afin de diminuer le taux des breakouts.)

8.3. Phase 6''

La densité de boue utilisé pour forer cette phase donne lieu à des instabilités de parois breakouts et venues prédites par le modèle géomécanique, Il est recommandé d'augmenter légèrement la densité de boue ($\approx 1.7 \text{ g/cc}$) afin de diminuer le taux des breakouts et contrôler la venue.

Prévoir d'ajouter une autre phase de forage dans le but d'atteindre l'objectif principale qui est les Gres d'el Attchane et les Quartzites de Hammra.

V.3.2. Puits SY-2

V.3.2.1. Historique du puit SY-2

Le puits SY-2 se situe dans le périmètre de Gassi Touil bassin de Berkine Ouest, il est à 1.2 Km au Sud-Est de la découverte de gaz et de condensât dans la région.

Le sondage SY-2 est proposé dans le cadre du volet d'exploration du projet intégré Gaz dans le périmètre de recherche Gassi Touil, il a pour but l'exploration du potentiel en hydrocarbures des réservoirs ordoviciens « Grès de Ouargla – Quartzite d'El Hamra » de la structure de Gassi Touil.

Le puits SY-2 a été implanté sur la partie Nord de la structure haute du prospect de Taouil, le prospect est de direction Est-Ouest délimité au Nord et au Sud par deux failles de direction Est-Ouest à Nord-Est Sud-Ouest et à l'Ouest par une faille de direction Nord-Est à Sud Sud-Est. Le toit de l'unité réservoir Quartzite d'El Hamra a été prévu à la cote 5572 m.

Le sondage SY-2 n'a pas atteint l'objectif prévu, suite à une venue de gaz lors du forage de la phase 6'' au top des Quartzite d'El Hamra (5671 m), aucun test de formation a été réalisé.

De point de vue forage, le sondage SY-2 n'a pas atteint la profondeur finale prévue à 5830 m, deux Side track réalisés ont été réalisés durant le forage de la phase 16''.

V.3.2.2. Généralités

2.1. Localisation

Le puits SY-2 se situe dans le bloc 237a dans la partie Sud-est de la concession Amont en cours de traitement Gassi Touil II (voir la carte de position).

Le point d'implantation a été choisi en se basant sur la carte en isobathes, interprétée au toit du réservoir Quartzites de Hamra du programme sismique 16Toual-3D.

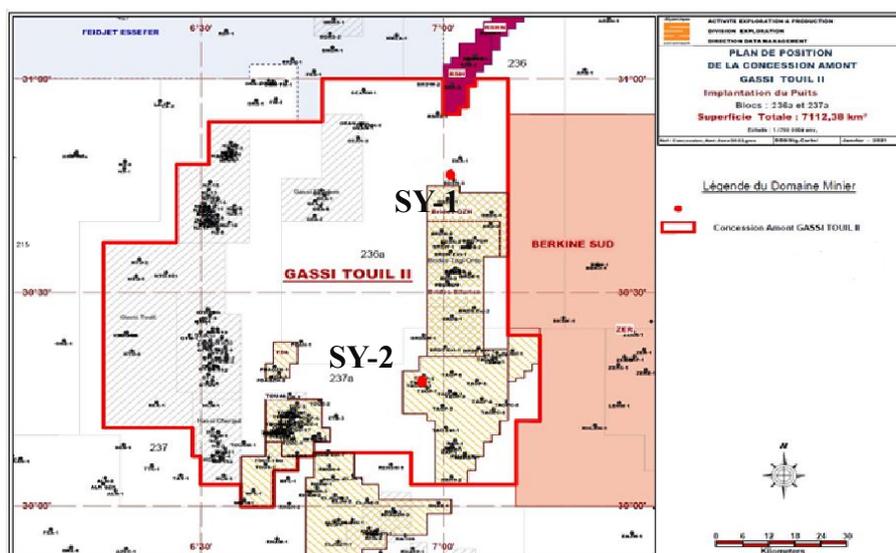


Figure V-17 : Plan de position du puits SY-2

2.2. Schéma du puits

a. Programme proposé avant le forage

Il a été prévu de forer le puits SY-2 par 6 phases (voir l'Annex) jusqu'à atteindre la profondeur 4830 m dans les grès de Ouargla le programme prévu est résumé dans le tableau suivante :

Programme Prévu			
Phase	Casing	La cote de casing (m)	Densité
36"	30"	40	1.05
26"	18" 5/8	565	1.05
16"	13" 3/8	2926	1.3
12" 1/4	9" 5/8	3564	2.15
8" 1/2	7"	5545	1.47
6"	TD	5830	1.5

Tableau V-5: Programme prévu avant forage

b. Programme réalisé

Il a été prévu d'atteindre la profondeur finale de 5830m, dans la formation Grès d'El Atchane, dans la phase 16'', deux side-track ont été réalisés, et au niveau la phase 6'' une venue a été enregistré au niveau de la cote 5671m, ils ont pas peut contrôlé la situation pour cela un bouchon de ciment a été mise en place à la côte 5184m jusqu'à la côte 5500. Le programme réalisé (voir l'Annex) est résumé dans le tableau suivante :

Programme réalisé		
Casing	La cote de casing (m)	Densité
30"	40	1.05
18" 5/8	548	1.05
13" 3/8	2910	1.35
9" 5/8	3564	2.15
7"	5551	1.47
TD	5671	1.3 après 1.53

Tableau V-6 : Programme réalisé au niveau du puits SY-2

V.3.2.3. Interpretation des diagraphie

L'interprétation des diagraphies au niveau de la phase 8.5'' est comme suite :

- **TAGS (3633-3707m)** : Le top de ce réservoir est compact et/ou argileux ; Vers la base, ce réservoir devient aquifère, la porosité moyenne est de 12%.
- **Trias Carbonaté (3707-4010m)** : Ce réservoir est compact et/ou argileux.
- **TAGI (4010-4029m)** : ce réservoir a été interprété compact et/ou aquifère.
- **Silurien F6-B2 (4047-4222m)** : Ce réservoir semblerait être aquifère. La porosité moyenne est de 7%.
- **Silurien F6-B1/A2/A1 (4222-4508m)** : Ce réservoir est compact et/ou argileux.
- **Silurien F6-M2 (4508-4630m)** : Ce réservoir est à hydrocarbures sur une hauteur utile de 13m. La porosité varie de 8% à 14%, alors que la saturation en eau moyenne est de 20%.
- **Silurien F6-M1 (4630-4696m)** : Ce réservoir est compact et/ou argileux.
- **Silurien F6-M0 (4696-4748m)** : Ce réservoir est à hydrocarbures présentant porosités médiocres (<5%),

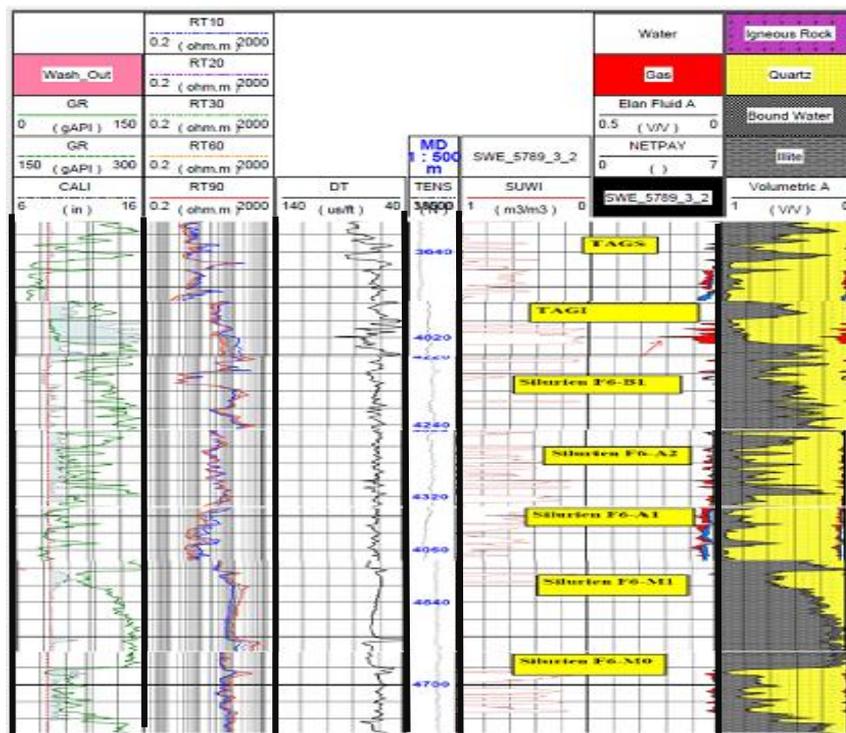


Figure V-18: Elan de la phase 8.5" de puits SY-2

V.3.2.4. Elaboration du Modèle Géomécanique (1D MEM) du puits SY-2

L'analyse géomécanique du puits SY-2 a été établie pour les phases 16, 12 ¼", 8.5 et 6" à partir des diagraphies acoustiques (soniques et densité),

4.1. Collecte des données

Une première analyse a été entreprise pour rassembler les données du puits nécessaires à l'analyse. Les données comprenaient les paramètres de forage, la lithologie, la géométrie du puits, les propriétés de la formation et les mesures de pression de pore comme indique le tableau ci-dessous.

Après l'analyse des données des insuffisances ont été signalées tel que l'absence de :

- Log de densité dans la phase 16, 12 ¼" et 6", pour remédier à ça un log synthétique a été élaborer a partir de l'équation de Gardner.
- Imagerie des parois de puits.
- Test géomécanique au laboratoire sur carottes.
- Leak off test.

Le puits	SY-2				
	DATA	La phase 6"	La phase 8.5"	La phase 12.25"	La phase 16"
logs	Gamma-ray	✓	✓	✓	✓
	Densi-log	✗	✓	✗	✗
	P-sonic	✓	✓	✓	✓
	S-sonic	✓	✓	✓	✓
	Caliper	✓	✓	✓	✓
Geologie	Master logs	✓	✓	✓	✓
	Les tops de formation	✗	✓	✗	✗
tests de foramtion	MDT,DST	✗	✓	✗	✗
	LOT, DFIT, XLOT, FIT	✗	✗	✗	✗
Calibration	Borehole imagerie	✗	✗	✗	✗
	DDR	✓	✓	✓	✓
	Les tests de laboratoires	✗	✗	✗	✗

Tableau V-7: DATA audit de puits SY-2

4.2. Analyse des rapport de forage(DDR)

La classification des principaux évènements qui se sont produits durant le forage du puits SY-2 est reportée dans le tableau ci-dessous :

La phase	La densite de boue(sg)	Les problèmes recontrer	L'observations et l'actions pendant le problème	La cote du Problème(m)
16"	1.3	Back Reaming	Perdre la rotation et coincide pendant l'alésage	1223, 1256
		Stuck pipe	Coincement pendant reaming (1223m(side track 02); 1256m (side track 01;)	1223, 1256
		Overpull	Overpull 100-114T	1223, 1256
12.25"	2.15	Back Reaming	Alésage du prois du trou	2913-3564
8.5"	1.4-1.45	Back Reaming	L'alésage difficile	3564-5552
		Overpull	Overpull de 45T	5323
		Stuck pipe	Perde de la rotation	3561, 5321
		Perte de boue	A la côte 3695 m, perte partielle de 131m3(au cours de la descente du liner des pertes partielles se sont manifestées, remonté du liner et descente d'une garniture pour contrôle du puits et pompage bouchon LCM)	3564
6"	1.53	Venue	Une augmentation du niveau des bacs a boue anormale (+ 22 m3) et chute de la pression SPP, apres la fermeture du puits, augmentation de la pression annulaire progressivement jusqu'à 4300 psi.le pourcentage de gaz est important, le reason de passage a la méthode Wait &Weight au lien driller's par remplacement de la boue présente dans le puits de densité 1,30 par une boue de densité 1,48 sg et circulation pour l'évacuation des bouchons de gaz (Total gaz = 66%),le puits ne pas tue, donc autre augmentation de la densité de boue de 1,48 à 1,53 sg et circulation pour l'évacuation des bouchons de gaz (Total gaz 10%), Ouverture du BOP et observation du puits pendant 6h avec de niveau stable, apres ce venues une operation de cimentation à la côte 5500 m et pose bouchon de ciment jusqu'à la côte 5184 effectue.	5500

Tableau V-8 : Les principaux évènements de forage du puits SY-2

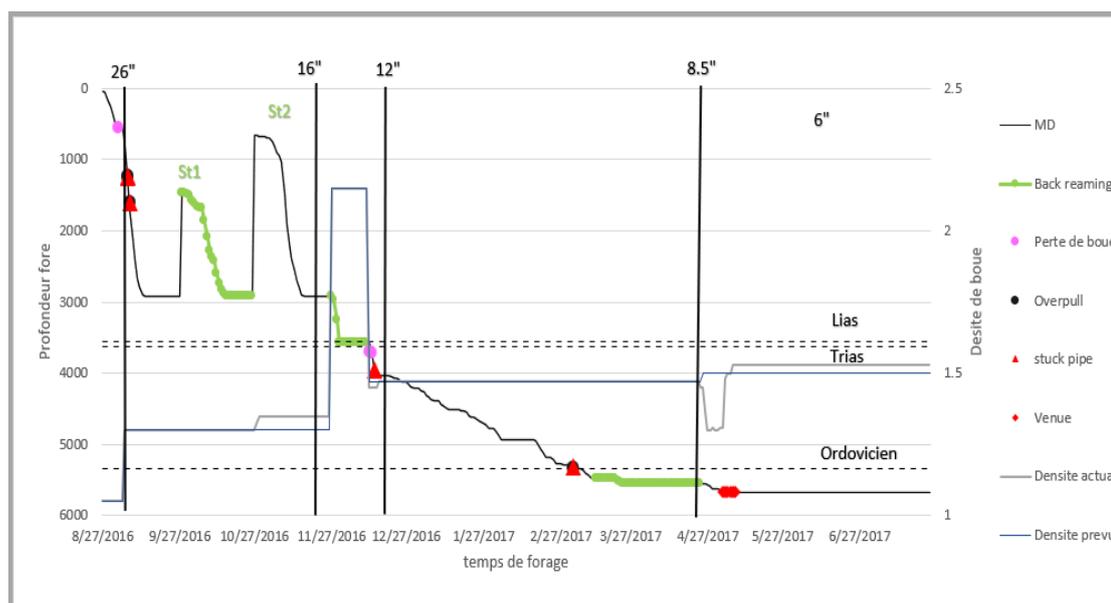


Figure V-19 : Evolution et événements de forage du puit SY-2

D'après l'analyse des DDR et le graphe tracer :

a. La phase 16"

MD : 649-2912m foré avec une densité de 1.3 sg

Durant cette phase le forage a traversé les formations du Turonien, Cenomanien, Albein, Aptien, Barremien, Neocomien, Malm, Dogger on a :

- Coincement à la côte 1607 m, tentative de récupération de la garniture avec un tirage maximum de 85 tonnes, en couissant vers le bas et vers le haut, mais sans succès.
- Perte de rotation pendant le reaming à la côte 1223m avec un surtirage maximal de 100 à 114 tonnes, après plusieurs tentative son succès, il a été décidé de dévissage mécanique des tiges et récupération de 1549m de garniture. Réalisation du premier side track.

Side track 01 :

- Descente de la garniture de Side track à la côte 146 m (KOP n°1) et forage en déviation (side track) jusqu'à la côte 1675m.
- coincement de la garniture à la côte 1223m. Tentative de récupération de la garniture avec un tirage maximum de 130 tonnes, en couissant vers le bas, vers le haut et en appliquant une pression dans l'annulaire et dans les tiges, mais sans succès.
- Perte de rotation pendant le reaming à 1256m avec un surtirage maximal de 100 à 114 tonnes, un deuxième side track a été décidé à la côte 649 m.

b. La phase 12.25”

MD : 2912-3565m foré avec une densité de 2.15sg

Les formation traversé par cette phases sont : Lias (argileux, les zone H1, H2 et H3)

- Aucun problème de forage a été rencontré mais aperts quelque alésage des parois entre 2913m et 3564 m.

c. Phase 8.5”

MD : 3565-5552m foré avec une densité de 1,47sg

Les formations traversées par cette phase sont TAGS, Trias carbonate, TAGI, Silurien F6-(B2, B1, A2, A1, M2, M1, M0)

- Alésage depuis la cote 3564m jusqu'à 5552m.
- Overpull à la côte 5323m avec surtirage de 45 tonnes.
- À la côte 3695 m, perte partielle de 131 m³ lors de la descente du liner, puit il a été décédé de remontée le liner et descendre la garniture dans le but de contrôlé la perte et cela par le pompage d'un bouchon LCM.
- Coincement à 3561m et 5321m, et décoincement après l'utilisation du battage.

d. La phase 6”

MD : 5552-5671m fore avec une boue de 1.3-1.53 sg

Les formation traversé par cette phases sont le Dalle de M'Kratta, gres d'oued saret, Agile d'azzel, Gres de ourgla, Quartzite de hammra

- Durant le forage de cette phase et au niveau du top des Quartzites de hammra, une augmentation anormale au niveau des bacs à boue (+22 m³) et chute de la pression de la pompe à boue été remarquer, ce qui indique un venu.
- Après la fermeture du puits une augmentation progressive de la pression annulaire jusqu'à 4300 psi indicatif de la présence de gaz, pour faire évacuer les bouchons de gaz, il a été décédé d'utiliser la méthode Wait & Weight, ou on a remplacé la boue de forage de densité 1,30 sg par la densité 1,48 sg.
- Le puits n'a pas été contrôlé, pour cela il a été décédé d'augmenter la densité de boue à 1,53 sg et circulation pour l'évacuation des bouchons de gaz (Total gaz 10%) après ils son remarquer une dégradation de la densité de boue de forage pendant la circulation.
- Mise en place de bouchon de ciment à la côte de 5500m à 5184m.

V.3.2.5. Modèle Géomécanique (1D MEM) du puits SY-2 à partir des diagraphies acoustiques

Afin d'analyser la stabilité des parois, un modèle géomécanique de puits a été réalisé pour les phases 16", 12", 8"1/2 et 6".

L'élaboration d'un modèle géomécanique est basée sur la méthodologie ci-dessous :

- Les propriétés géomécaniques dynamiques ont été calculées sur la base des données diagraphiques soniques DTC et DTS ainsi que la densité RHOB ;
- La contrainte verticale a été calculé par extrapolation de la densité RHOB ; par contre les contraintes horizontales ont été calculées en se basant sur le modèle Poro-élastique
- Le modèle géomécaniques élaborées sur la plateforme Techlog, illustrés dans les figures ci-dessous, représente l'allure des paramètres suivants :

Track 01–MD : Profondeur mesurée (m), Track 02–Tops des formations, Track 03: Diamètre d'outils et diamètre de trou (Caliper et Bit Seize), Track 04 : la forme du trou (Borhole shape), Track 05 : Gamma Ray, Track 06 : stratigraphie mécanique, Track 07 : log de densité, Track 08 : logs Sonic de compression et de cisaillement, Track 09 : Coefficient de Poisson, Module de Young, Track 10 : UCS (unconfined strength) et angle de friction et la résistance à la traction, Track 11 : contraintes horizontale et verticale avec la pression de pore.

5.1. Phase 16''

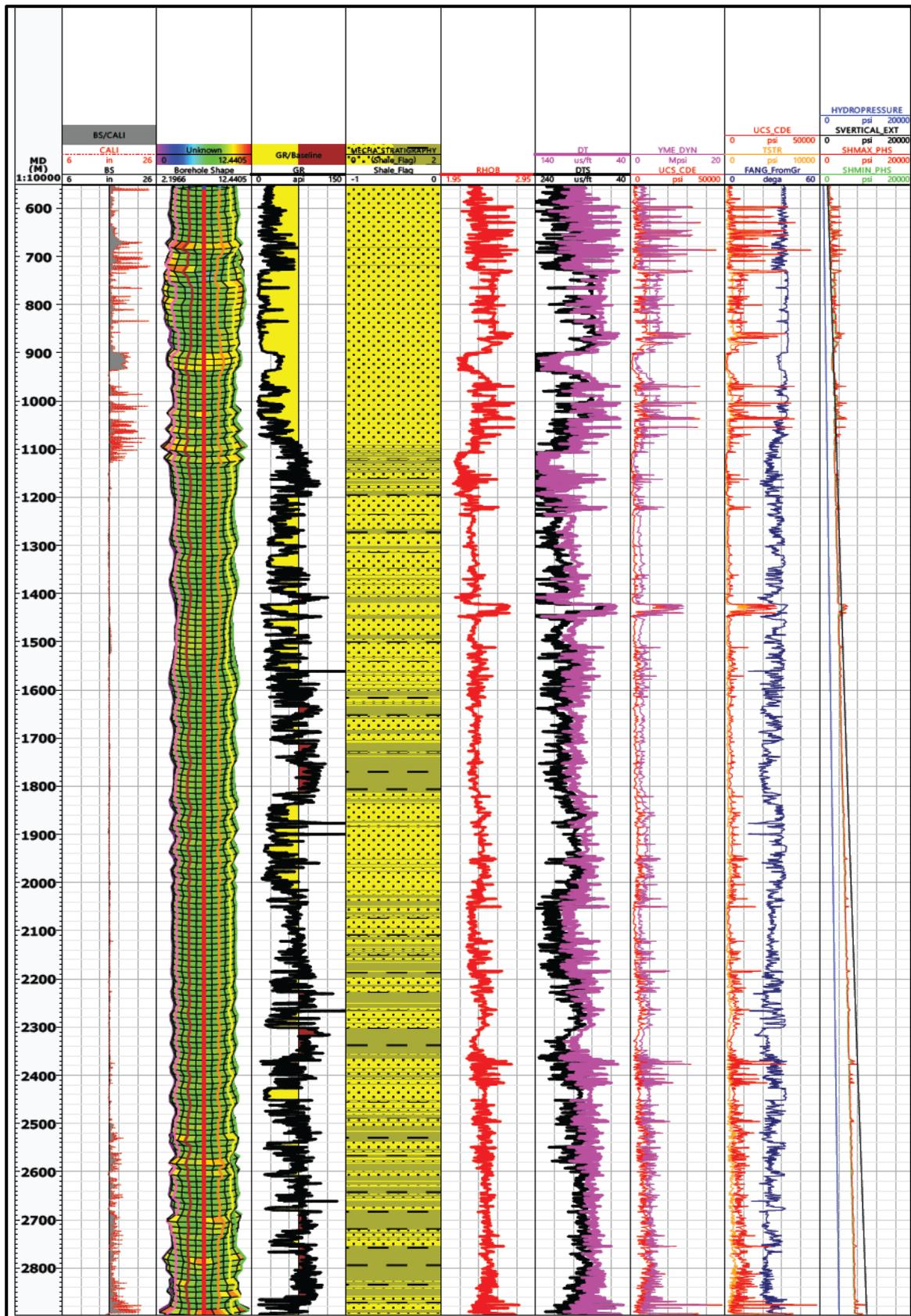


Figure V-20 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-2 phase (16'')

5.2. Phase 12,25''

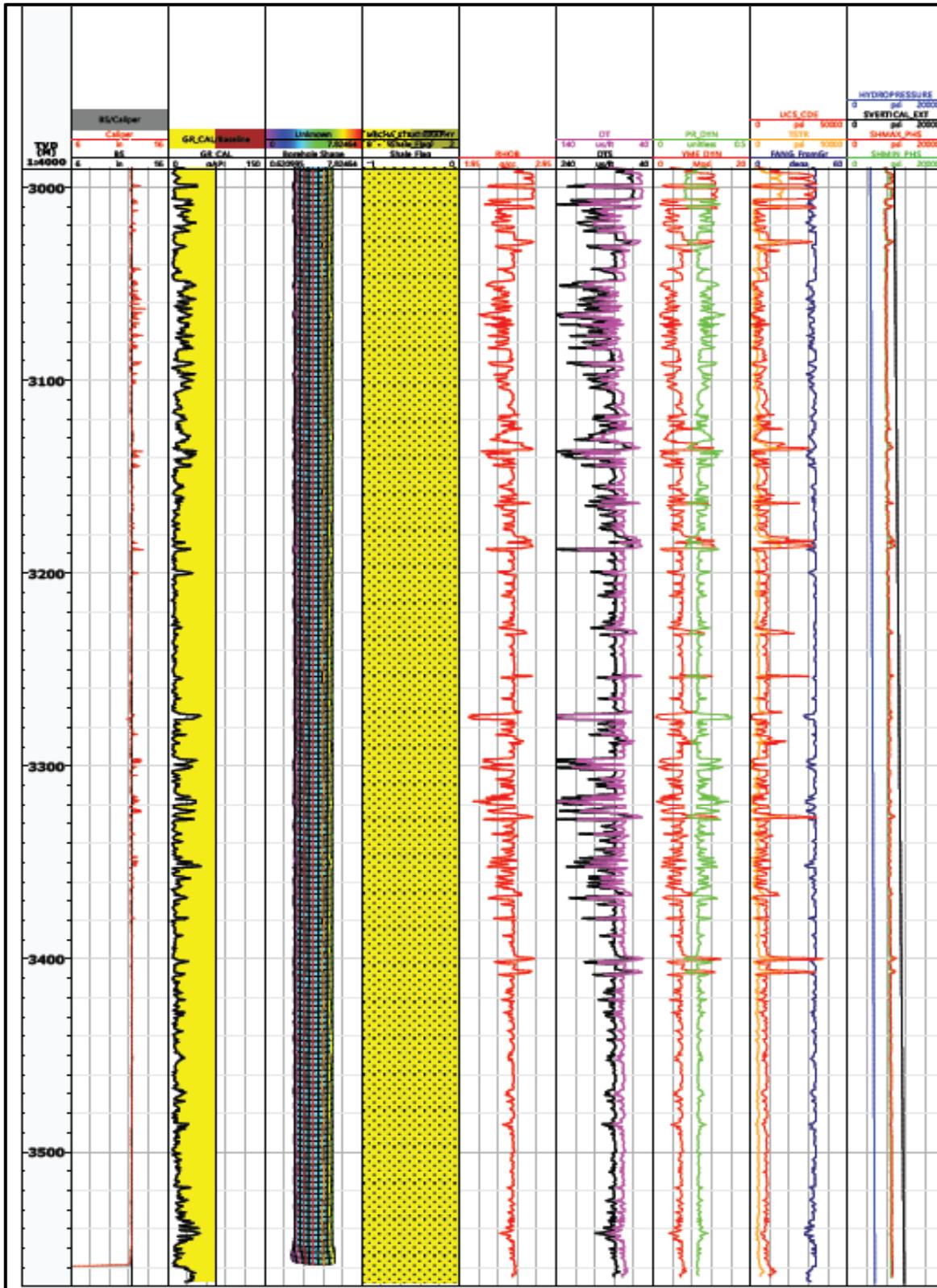


Figure V-21 : Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-2 phase (12'' 1/4)

5.3. Phase 8.5''

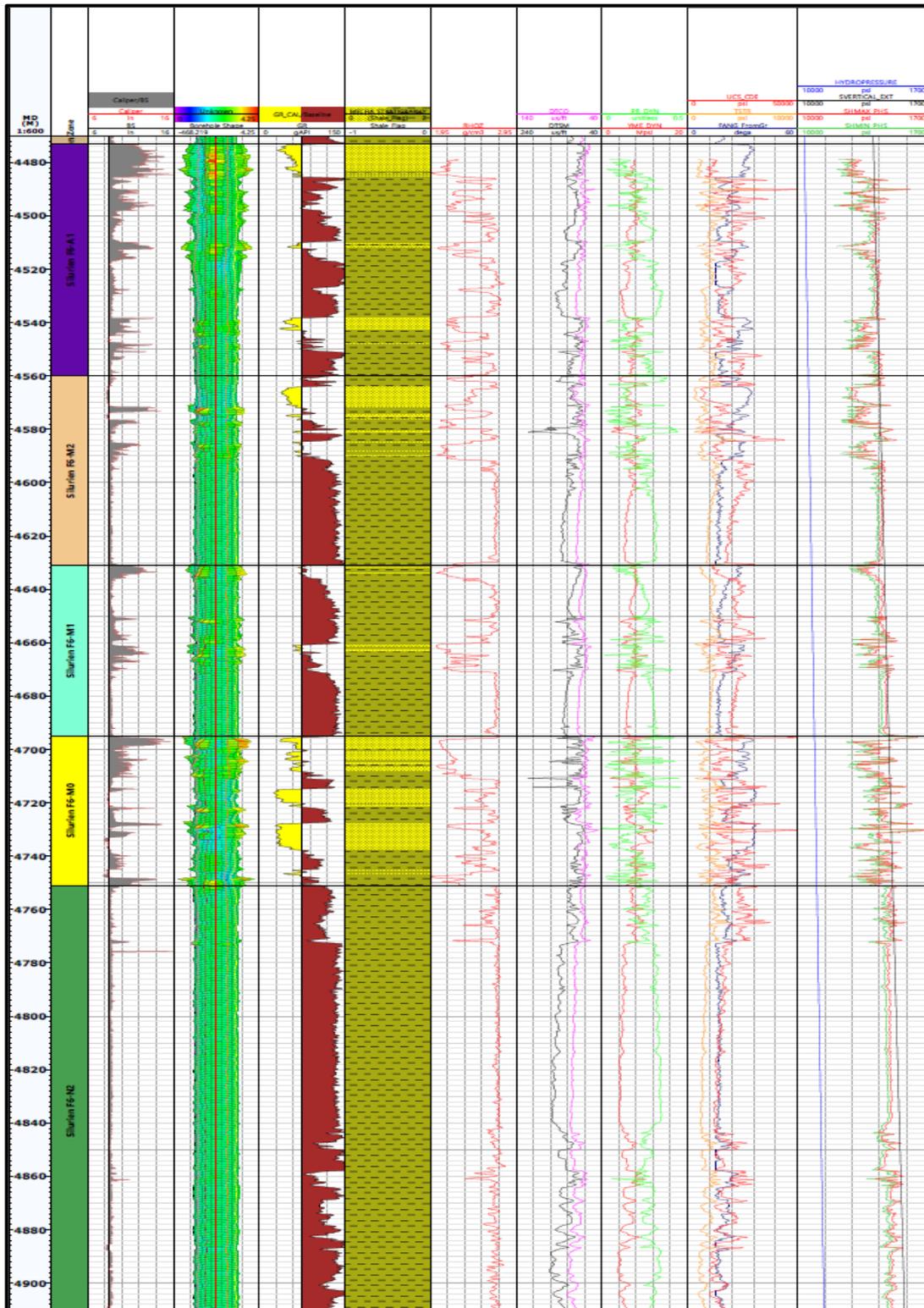


Figure V-22: Modèle géomécanique (1D MEM) du puits SY-2 phase (8.5'')

V.3.2.6. Stabilité des parois

L'étude de stabilité des parois sur la plateforme Techlog, nous a permis de tracer les graphes ci-dessous et d'estimer les limites suivantes :

- Le profile grise représenter la marge des venues, indique la densité de boue correspondante au KICK.
- Le profile rouge représente la zone de Breakouts.
- Le profile noir représenter la densité utiliser.
- Le profile bleue représente la marge de perte de boue.
- Le profile mauve représente la marge des breakdowns.
- La zone blanche au milieu de la piste sur cette figure est la fenêtre de la densité de boue la plus stable et sûre pour le forage.

6.1. Phase 16''

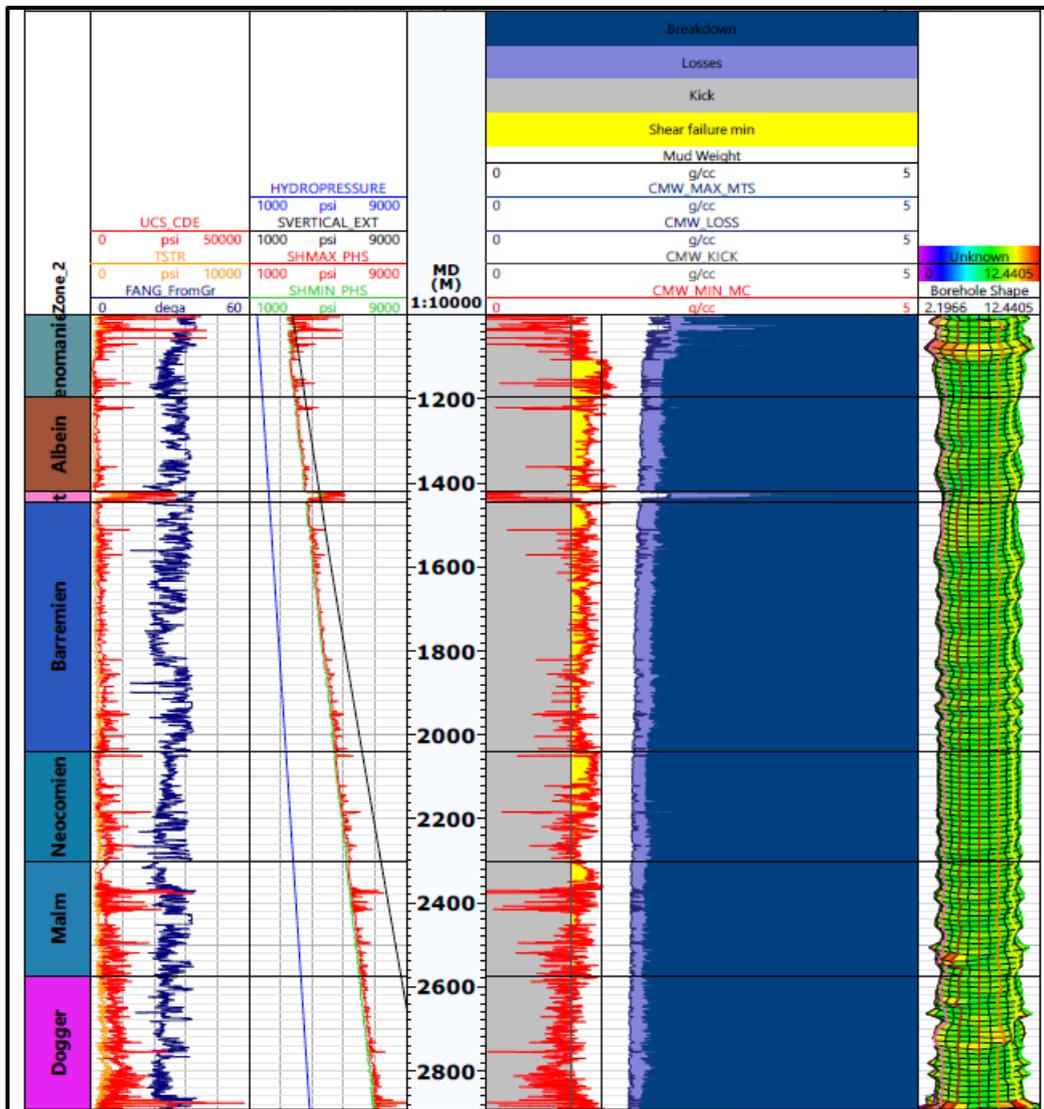


Figure V-24: Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 16"

6.2. Phase 12.25"

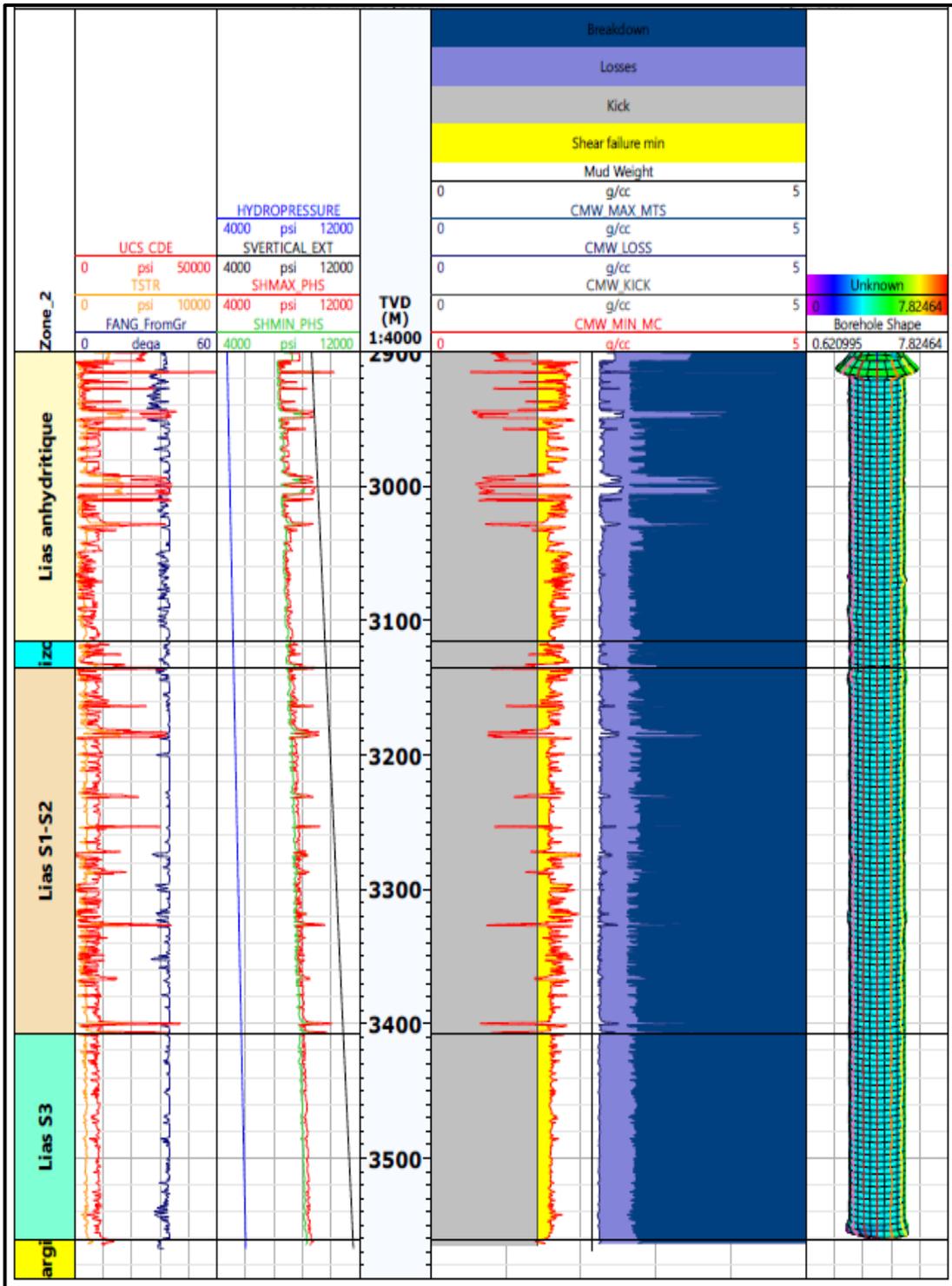


Figure V-25 : Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 12.25"

6.4. Phase 6''

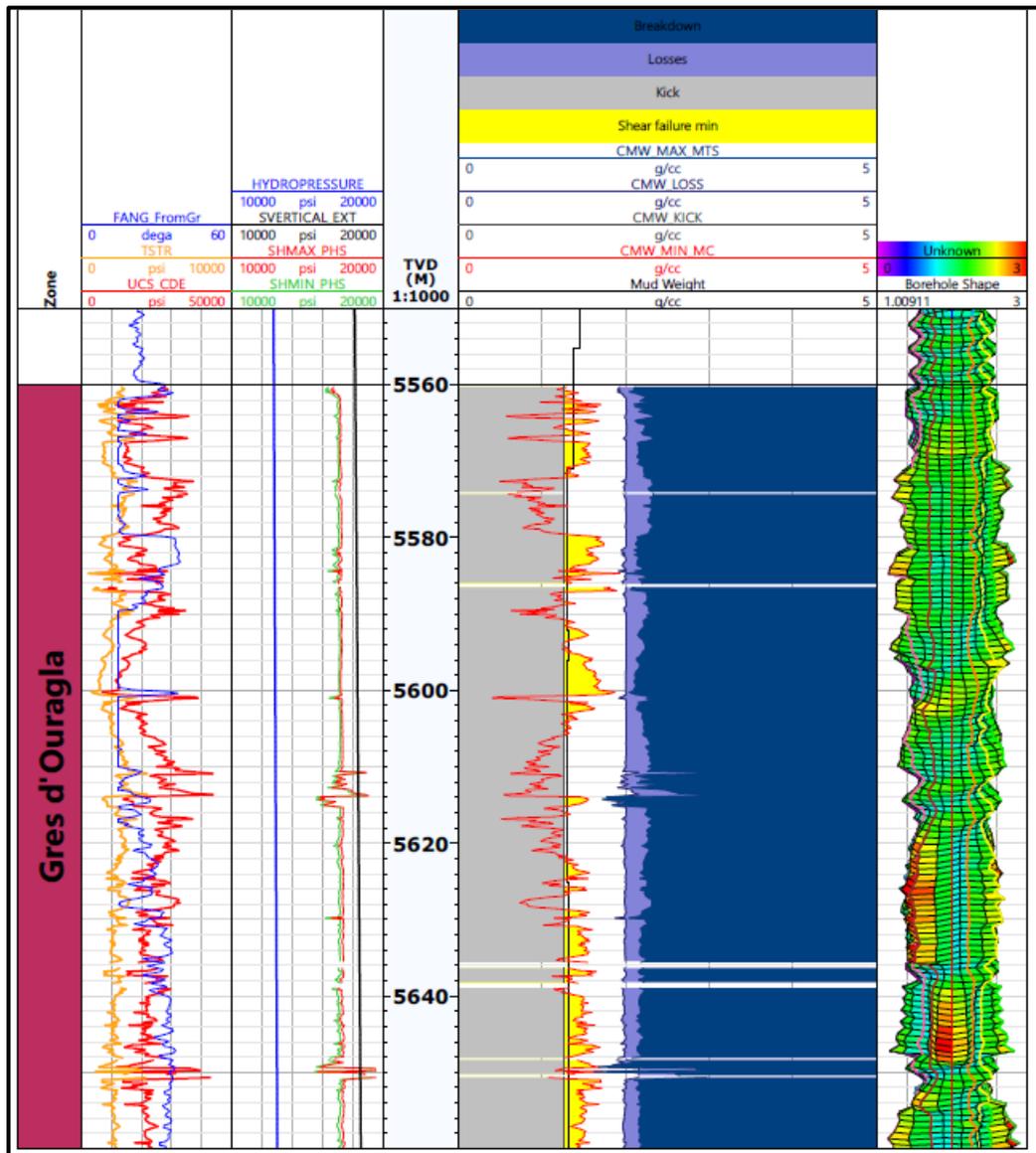


Figure V-27 : Resultas de la prédiction de Mud Window de la phase 6''

V.3.2.7. Discussions des résultats et recommandations

7.1. Phase 16''

La partie de forage ou ils ont mis les deux side track n'a pas été logé dans ce cas ont pas put évaluer la densité de boue de forage.

D'après le modèle de stabilité réaliser pour la phase 16'', la densité de boue utilisé semble être acceptable bien qu'elle donne lieu à des instabilités de parois breakouts prédis par le model d'analyse de stabilité des parois, Il est recommandé d'augmenter légèrement la densité de boue ($\approx 1.4\text{g/cc}$) afin de diminuer le taux des breakouts.

7.2. Phase 12.25''

D'après le modèle de stabilité de la phase 12.25'', la densité de boue utilisé semble être élevée bien qu'elle donne lieu à des instabilités de parois prédites par le modèle d'analyse de stabilité des parois, Il est recommandé de diminuer légèrement la densité de boue ($\approx 2.1 \text{ g/cc}$).

7.3. Phase 8.5''

Selon l'analyse de la stabilité des parois, il semble que la densité de boue utilisée pour forer la phase 8.5'' est acceptable bien qu'elle donne lieu à des instabilités de parois breakouts prédites par le modèle géomécanique, Il est recommandé d'augmenter légèrement la densité de boue ($\approx 1.6 \text{ g/cc}$) afin de diminuer le taux des breakouts.

7.4. Phase 6''

Pour la phase 6'', la densité de boue avec laquelle ils ont foré cette phase est la limite inférieure, le modèle de l'analyse de la stabilité des parois prédit des instabilités de parois breakouts donc il est recommandé d'augmenter légèrement la densité de boue ($\approx 1.7 \text{ g/cc}$)

Le problème de la haute température et pression de la formation a rendu le forage de cette phase difficile et cela explique la dégradation de la densité de boue de forage pendant la circulation, dans ce cas il est recommandé de changer la rhéologie de la boue de forage.

- Les propriétés de compression mécanique élevée et d'expansion thermique de la boue à base d'huile (OBM) peuvent effectivement rendre sa gestion plus difficile par rapport à d'autres types de fluides de forage. Lorsque la boue est circulée dans le puits de forage, la compression mécanique et l'expansion thermique de l'huile de base peuvent influencer la densité et la viscosité de la boue à la haute température, Cela entraîne des variations significatives de la pression hydrostatique et de la densité de circulation équivalente (ECD). (la figure V-27). [33]

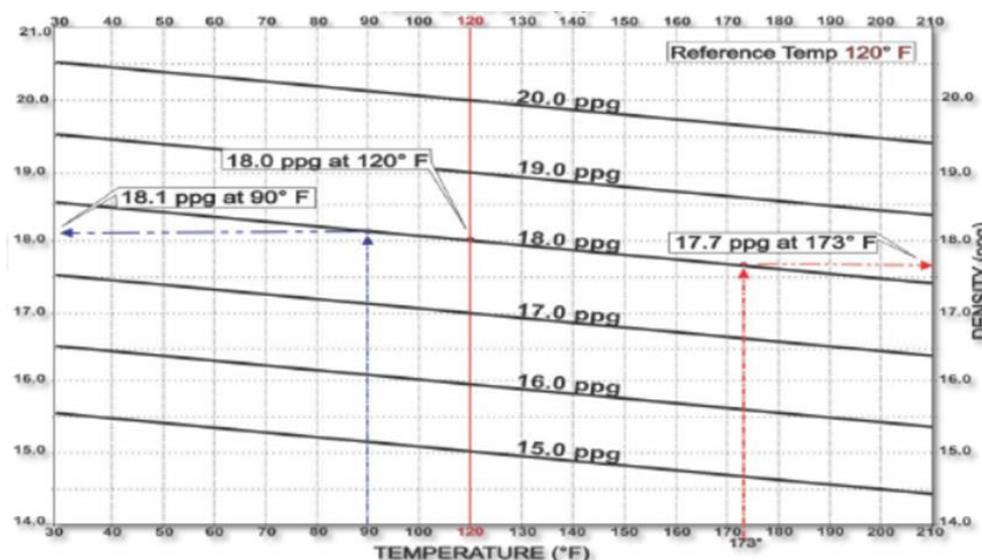


Figure V-28 : La variation de la densité de boue selon la température (Rapport de well contrôle SONATRACH, 2017)

Conclusion Générale

La problématique à laquelle nous avons essayé de porter des solutions concernant l'étude de la stabilité des parois de forage des puits SY-1 et SY-2 consiste à analyser des DDR, afin de déterminer les différents obstacles et les problèmes rencontrés au cours de forage dont le but de calibrer les résultats de l'étude géomécanique réalisée pour déterminer et mettre en évidence les contraintes in situ, les propriétés mécaniques et de la résistance de la roche pour prédire la défaillance du forage incluant tous ces paramètres, et de proposer de manière exhaustive une méthodologie pour améliorer la stabilité du forage.

L'élaboration du modèle géomécanique MEM 1D à partir des équations empiriques par l'utilisation de la plateforme Techlog a permis d'estimer et de déterminer les paramètres mécaniques élastique et la résistance de la roche à la rupture, les contraintes in situ (verticale et horizontale) et la pression interstitielle.

L'analyse de la stabilité des parois de forage on utilise les résultats de la contrainte horizontale minimale et la pression inertielle et de ce fait prédire la stabilité des parois liée soit à l'effondrement associé à une rupture par cisaillement en compression ou à la fracturation hydraulique associé à la rupture par cisaillement en traction.

Estimation et détermination de la densité de boue adéquate pour les phases de forage des puits étudiés qui assure la stabilité des parois de ces dernières.

La non disponibilité de données d'imagerie et d'équations de passage des paramètres dynamiques aux paramètres statiques propres aux bassins étudiés, constitue un inconvénient non négligeable dans l'élaboration du modèle géomécanique.

Dans les deux cas étudiés (SY-1 et SY-2), l'analyse de la stabilité des parois a montré que la densité de boue utilisée pour forer les phases de forage sont non adéquates.

En se concentrant sur cette étude de cas spécifique, la recherche explore les défis complexes et uniques rencontrés lors du processus de forage dans ce contexte géologique particulier. Les résultats et les solutions proposées dans cette étude ont d'importantes implications pratiques, offrant une compréhension globale de subtilité géomécaniques propres au champ de Gassi Touil.

Recommandations

Pour assurer une meilleure stabilité des parois des puits de forage dans le champ de Berkine ouest, périmètre de recherche Gassi Touil, il est recommandé de :

- Prendre en considération la construction d'un modèle géologique structural comportant une distribution des propriétés Géomécaniques, des contraintes et la stabilité des parois sera d'un apport considérable pour les futures études dans le but de prédire les défaillances de la roche par conséquent déterminer les densités de boue adéquate pour forer les phases de forage en toute sécurité.
 - Une modélisation de la distribution des contraintes dans un champ donné à partir des données d'imagerie aidera à l'amélioration des futurs forages dans la région. Ceci en optimisant la densité de boue de forage pour éviter ou diminuer l'endommagement des réservoirs traversés.
 - L'estimation des pressions interstitielles avant forage est très importante pour la calibration du modèle géomécanique et l'analyse de la stabilité de la parois pour prévoir un bon programme de forage.
 - Prendre en considération la présence des roches éruptives dans la région, essayer de comprendre leurs origines et leurs influences sur les pressions anormales dans les formations réservoirs.
 - D'après l'analyse de la stabilité des parois il est recommandé d'ajouter une autre phase de forage afin d'éviter la récurrence des problèmes rencontrés dans les puits forés dans la région.
 - Prévenir des équipements de surfaces (BOP, obturateur de puit, appareil de forage(2000HP), de fond (Tubage) et boue (changement de la rhéologie) adéquate pour le forage des puits HPHT.
-

Bibliographie

- [1]. Robert f. Mitchell, s.z.m., fundamentals of drilling engineering. 2011.
 - [2]. Steve devereux, c., drilling technology in nontechnical language.2012.
 - [3]. Nguyen, j.-p., le forage. 1993.
 - [4]. Riad.atiir. Field life cycle - the 5 stages. 2018.
 - [5]. Islam, m.e.h.a.m.r., drilling engineering Problems and solutions. 2018.
 - [6]. Byrom, t.g., casing and liners for drilling And completion. 2015.
 - [7]. Hughes, b., drilling fluid manual. 2006.
 - [8]. Yakov a. Gelfgat, m.y.g., yuri s. Lopatin, advanced drilling solutions. 2003.
 - [9]. York, p.l.p., david m.; dodson, james k.; dodson, ted; rosenberg, steven michael; gala, deepak; utama, budi, eliminating non-productive time associated with drilling through trouble zones. 2009.
 - [10]. Caenn, r., h.c.h. darley, and g.r. gray, composition and properties of drilling And completion fluids. 2011.
 - [11]. Barrere, f., ifp training forage des puits. 2015.
 - [12]. Zhug, applied petroleum geomechanics. 2019.
 - [13]. Abhiram kumar verma, d.d., akshay chandan dey, subrata roy, ajay kumar singh, v. L. N.avadhani, rajiv ranjantiwari, development of one dimensional geomechanical model for a tight gas reservoir. 2021.
 - [14]. Zoback, m.d., reservoir geomechanics. 2007.
 - [15]. Nicolas.espinoza, basic on geomechanics. 2021.
 - [16]. Schlumberger, drilling geomechanics 2016.
 - [17]. Mody, f.k., bridging the gap: challenges in deploying leading edge geomechanics technology to reducing well construction costs, in spe/iadc indian drilling technology conference and exhibition. Mumbai, india, 2006-10-16: society of petroleum engineers. 2013.
 - [18]. Zain, m., building 1d and 3d mechanical earth models for underground gas storage—a case study from the molasse basin, southern germany. 2020.
 - [19]. Masoud aslannezhad, a.k.m., hossein jalalifar, determination of a safe mud window and analysis of wellbore Stability to minimize drilling challenges and non-productive time. 2015.
 - [20]. Masoud aslannezhad, a.k., alireza keshavar, borehole stability in shale formations: effects of thermal– mechanical– chemical parameters on well design 2021.
 - [21].Takuma kaneshima, k.a., comprehensive analysis of borehole stability with temperature, swelling, and pore pressure change for layered and orthotropic formations. 2021.
 - [22]. Masoud aslannezhad a, a.k.a., alireza keshavarz b, borehole stability in shale formations: effects of Thermal- mechanical- chemical parameters on well design. Journal of natural gas science and engineering, 2021.
 - [23]. Charaf.chabou, etude petrographique et geochemique du magmatisme mesozoïque de l'ouest de la plate-forme saharienne. 2001.
 - [24]. Charaf.chabou, les dolerites du bassin d'illizi (algerie) : manifestations d'un lineament du socle de direction e-w. 2007.
 - [25]. Ayoub, c.s.m., wood david anthony, wellbore stability analysis to determine the safe mud Weight window for sandstone layers. 2019.
-

-
- [26]. Zhichuan guan, t.c., hualin liao, theory and technology of drilling Engineering. 2020.
- [27]. Azeem rana, i.k., shahid ali, tawfik a. Saleh, and safyan a. Khan, controlling shale swelling and fluid loss properties of water-based Drilling mud via ultrasonic impregnated swcnts/pvp Nanocomposites. Energy&fules, 2021.
- [28]. Kohli, m.d.z.a.a.h., unconventional reservoir Geomechanics. 2019.
29. Smaine zeroug, r.l., wec. 2007.
- [30]. Sonatrach, raport d'implentation de puits sy-1. 2022.
- [31]. Sonatrach, raport d'implentation de puits sy-2. 2016.
- [32]. Sonatrach, l'etude petrographique et geochronologique des rouche volcaniques dans la region berkine. 1989.
- [33]. Sonatrach, well control incident report. 2017.
-

Annexes

Schéma de puits SY-1 Avant le forage :

SONATRACH DIVISION FORAGE DIRECTION DES OPERATIONS		SY-1				Basin: Berkine Permis: Brides Bloc: 236a				
Coordinates										
UTM :		Géographiques :								
X = 309 983.816		30°46'55.30"N								
Y = 3 406 867.591		7°00'51.6643"E								
Zt = 193,29m		Zs = 184,18m								
AGE	TMD	Epaiss	FORMATION	STRAT	LITHOLOGY	PROGRAMS				
						CORES	CASING	MUD	Logging	
CRETACEOUS	9,11	219	Mio-Pliocene		SAND white, ferruginous, coarse, LIMESTONE, cream, sandy and CLAY grey, sandy	36"	60 m	1.05 sg WBM	NA	
	228	213	Sénonien	Carbonaté	LIMESTONE dolomitic, anhydritic and silty, DOLOMITE, grey to beige	40m in Sen. Anhyd	26"			
	441	190		Anhydritique	CLAYSTONE grey, dolomitic, plastic, ANHYDRITE white, massive, LIMESTONE sandy		481 m			
	631	150		Saliifère	SALT massive, CLAYSTONE plastic, ANHYDRITE massive, LIMESTONE sandy					
	781	75	TURONIEN	LIMESTONE sandy, MARL slightly dolomitic		16"	1.30 - 1.33sg OBM			GR-CAL-Sonic-Dev
	856	186	CENOMANIEN	CLAYSTONE plastic, LIMESTONE dolomitic, ANHYDRITE white, massive						
	1042	224	Albien	CLAYSTONE silty-sandy, partly dolomitic						
	1266	27	Aptien	DOLOMITE						
	1293	461	Barremien	SANDSTONE dolomitic with layers of CLAYSTONE						
	1754	303	Néocomien	CLAYSTONE silty, plastic, SANDSTONE fine, LIMESTONE argillaceous and DOLOMITE						
2057	241	Malm	LIMESTONE argillaceous, DOLOMITE, CLAYSTONE sandy, SANDSTONE fine, ANHYDRITE massive							
2298	214		DOGGER	Argileux	CLAYSTONE silty-sandy, ANHYDRITE layers, DOLOMITE and SANDSTONE fine					
2512	60	Lagunaire		ANHYDRITE, CLAYSTONE dolomitic						
2572	370	LIAS	Anhydritique	ANHYDRITE massive, CLAYSTONE dolomitic, plastic	40m in Lias Anhydritique	2612 m	2.15 sg OBM	GR-CAL-Sonic-Dev GR-IBC-CBL-VDL-CCL CSG 13"3/8		
2942	25		Horizon "B"	LIMESTONE, DOLOMITE, MARL		12 1/4"				
2967	328		S1 + S2	SALT pink, translucent, CLAYSTONE plastic, ANHYDRITE layers, white		2892 m				
3295	261		S3	SALT pink, translucent, CLAYSTONE plastic, slightly dolomitic						
3556	131	Argileux	CLAYSTONE silty, SAND layers	10m in Lias Argileux Salts disappearance @ ±10m from L. Argileux	3566 m					
TRIASSIC	3687	33	TAGS	SAND medium grains, CLAYSTONE	09m		1.40 - 1.50 sg OBM	GR-DSI-AIT-EMS-Dev TLD-CNL-NGS GR-CMR GR-MDT GR-IBC-CBL-VDL-CCL CSG 9"5/8		
	3720	155	Trias Carbonaté	CLAYSTONE silty or dolomitic, hard, ANHYDRITE layers, DOLOMITE layers						
SILURIAN	3875	73	TAG1	SANDSTONE		8 1/2"	7" Liner	1.40 - 1.50 sg OBM	GR-DSI-AIT-EMS TLD-CNL-NGS GR-CMR GR-MDT GR-IBC-CBL-VDL-CCL CSG 9"5/8	
	3948	114	F6	Unit M1	SANDSTONE quartzitic, consolidated, CLAYSTONE					
	4062	60		Unit M0	CLAYSTONE with interbedded SANDSTONE and SILTSTONE					
	4122	108		Unit N2						
	4230	76		Unit N1	SANDSTONE quartzitic, consolidated, CLAYSTONE					
	4306	108		Unit N0						
ORDOVICIAN	4414	4	DMK	SANDSTONE compact		6"	4 1/2"	1.40 - 1.50 sg OBM	GR-DSI-AIT-EMS TLD-CNL-NGS GR-UB-OBM GR-MDT GR-BC-CBL-VDL-CCL Liner 7" GR-VSP GR-BC-CBL-VDL-CCL Liner 4 1/2"	
	4418	58	Argiles Micro	CLAYSTONE quartz grains, pyrite traces						
	4476	43	Gres de Oued Saret	SANDSTONE quartzitic, CLAYSTONE						
	4519	70	Argiles d'Azzel	CLAYSTONE grey to black						
	4589	71	Gres de Ourgla	QUARTZITE and SANDSTONE	1m in Grès de Ouargla					4590 m
	4660	150	Quartzites de Hamra	QUARTZITE hard and compact						
	4810	20	Gres d'el Atchane	SANDSTONE & CLAYSTONE	18m					4830 m
4830	Proposed TD									

Schéma de puits SY-1 réalisé :

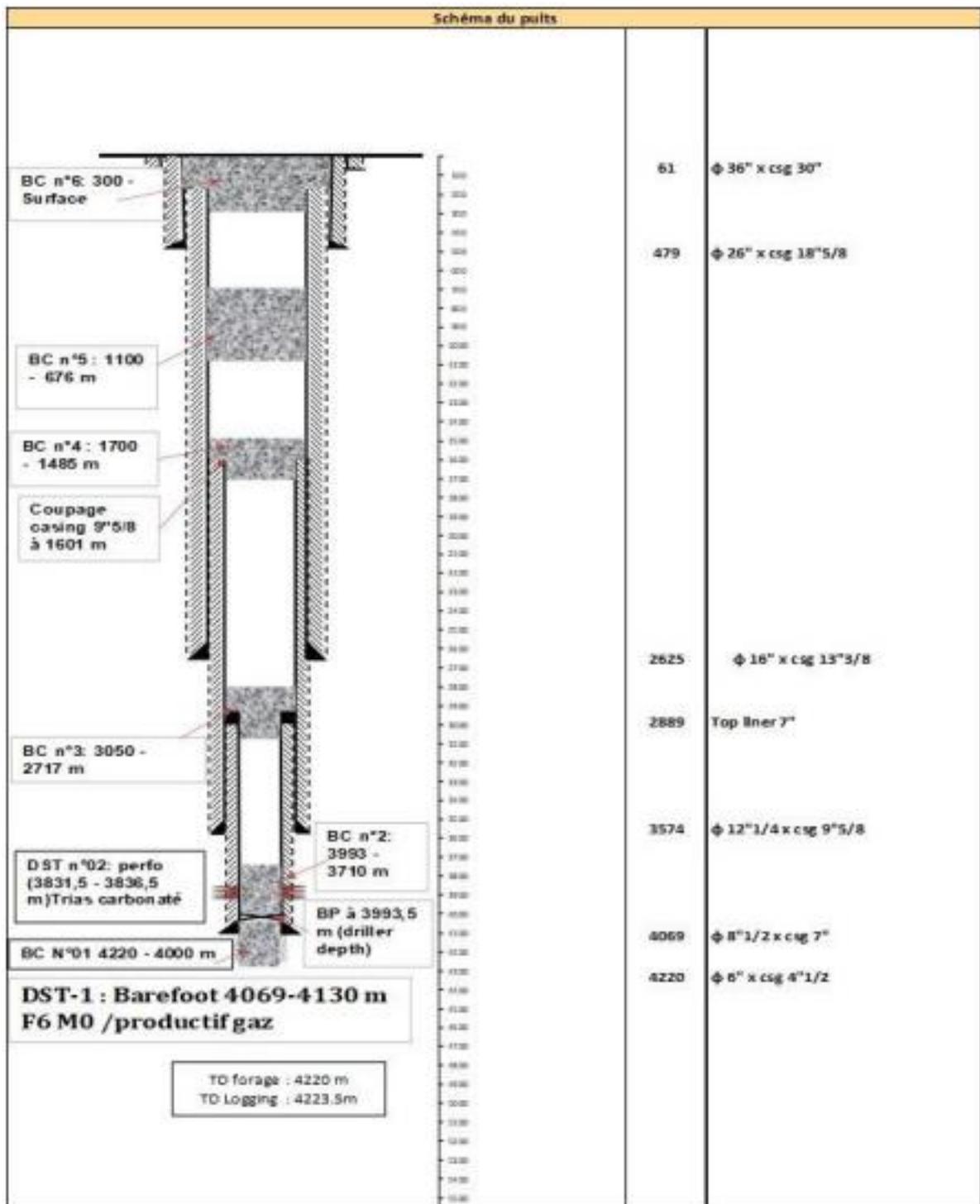


Schéma de puits SY-2 Avant le forage :

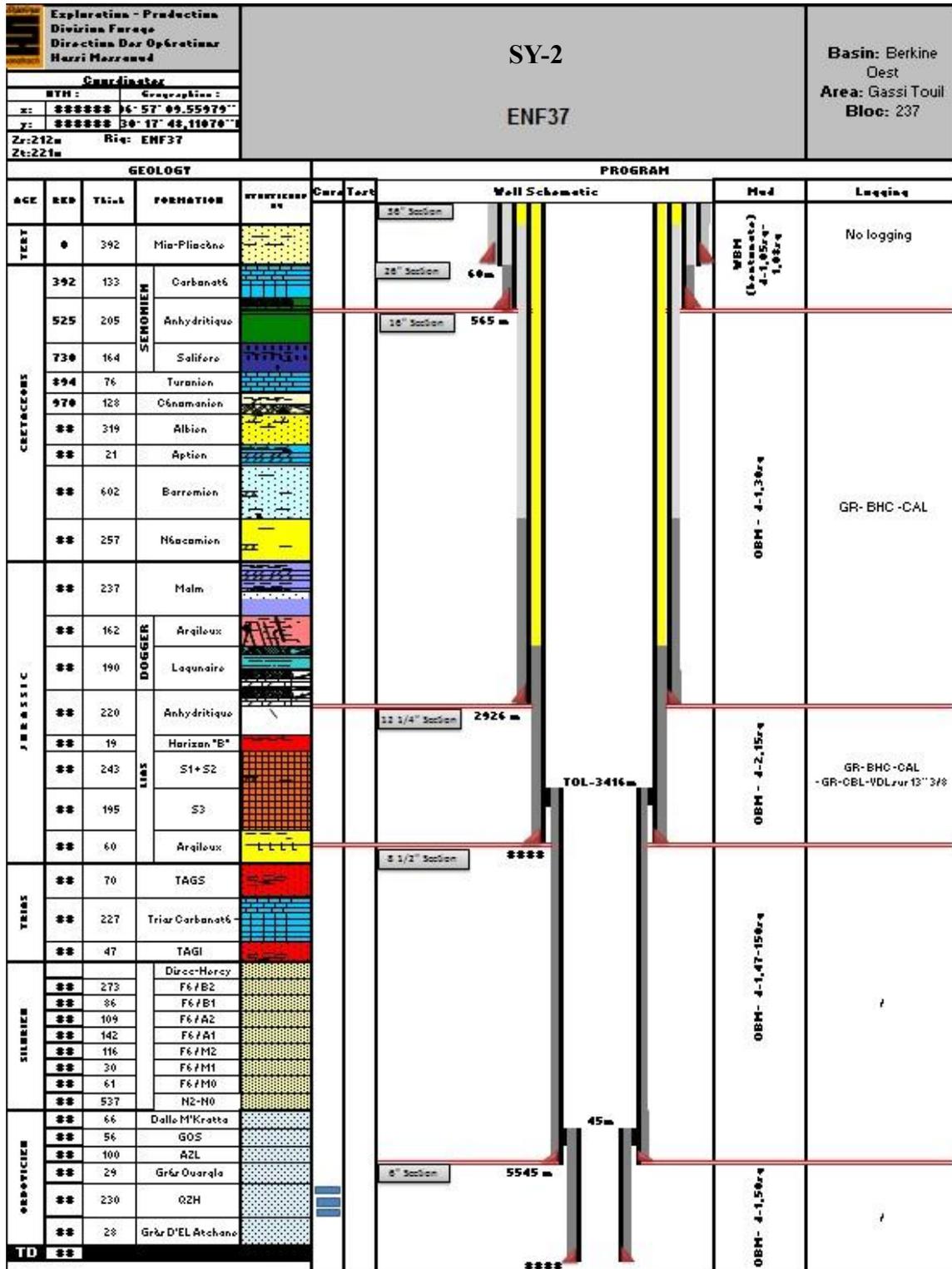
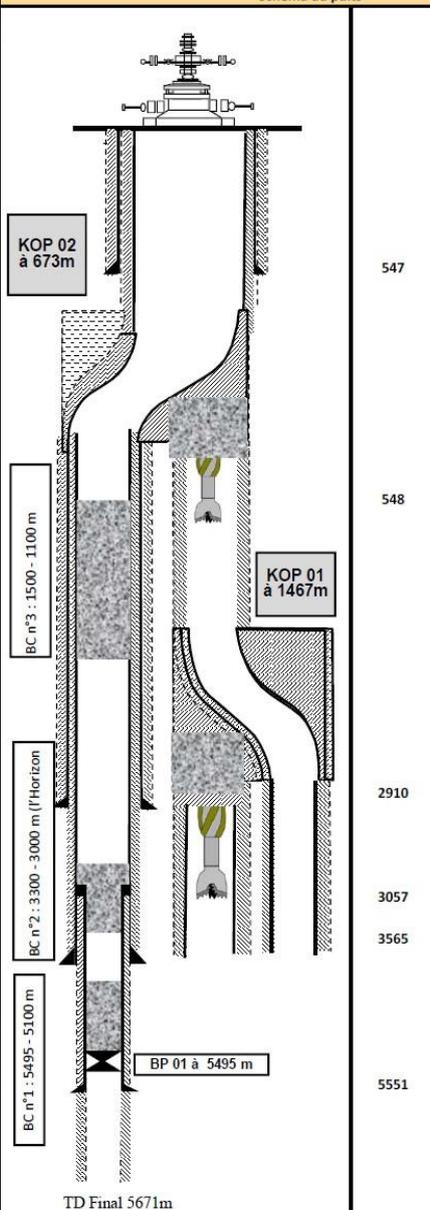


Schéma de puits SY-2 réalisé :

Exploration - Production Division Exploration Direction des Opérations d'Exploration Département Géologie Hassi Messaoud						SY-2			
						Informations Générales			
						Bassin	Berkine Ouest	Début de Forage :	27/08/2016
Géographiques		UTM (m)		Périmètre	GASSI TOUIL	Fin de forage :	02/05/2017		
X	6° 57' 9"	55979	E	303 101,50	Bloc :	237	Fin de Sondage :	26/07/2017	
Y	30° 17' 48"	11070	N	3 353 176,80	Catégorie	Exploration	Nombre de jours	333j	
Elevations						Opérateur :	SH Exploration	Prof. finale Sond. :	5671,00m
Zs :	212,83m	Zt :	222,83m	Appareil de forage :	ENF 13	Prof. finale Logg. :	5 677,00m	puits TAON-101	
Objectifs						Niveau d'Arrêt :	Grès d'Ouargla	Alimentation en eau :	Abandon provisoire
Objectifs principaux:						Statut du puits			
Quartzites de Hamra						Résultats			
						Aucun test n'a été effectué			
Stratigraphie						Schéma du puits			
Etages	Prévu	Logging	Cotes .Abs	Epaisseur					
Mio-Pliocène	Surf	-	-	-					
Sénonien Carbonaté	392	278	-55,17	224					
Sénonien Anhydritique	525	502	-279,17	236					
Sénonien Salifère	729	738	-515,17	134					
Turonien	894	872	-649,17	97					
Cénomanién	970	969	-746,17	227					
Albien	1098	1196	-973,17	226					
Aptien	1417	1422	-1199,17	24					
Barrémien	1438	1446	-1223,17	594					
Néocomien	2040	2040	-1817,17	263					
Malm	2297	2303	-2080,17	273					
Dogger Argileux	2534	2576	-2353,17	289					
Dogger Lagunaire	2696	2865	-2642,17	28					
Lias Anhydritique	2886	2893	-2670,17	223					
Lias HB	3106	3116	-2893,17	20					
Lias S1+S2	3125	3136	-2913,17	272					
Lias S3	3368	3408	-3185,17	154					
Lias Argileux	3563	3562	-3339,17	66					
TAGS	3623	3628	-3405,17	74,5					
Trias Carbonaté	3694	3702,5	-3479,67	311,5					
TAGI	3920	4014	-3791,17	69					
Silurien F6-B2	3967	4083	-3860,17	187					
Silurien F6-B1	4240	4270	-4047,17	83					
Silurien F6-A2	4326	4353	-4130,17	120					
Silurien F6-A1	4435	4473	-4250,17	87					
Silurien F6-M2	4577	4560	-4337,17	71					
Silurien F6-M1	4693	4631	-4408,17	64					
Silurien F6-M0	4723	4695	-4472,17	56					
Silurien F6-N	4784	4751	-4528,17	594					
Dalle de M'Kratta	5321	5345	-5122,17	2					
Argiles Micros	-	5347	-5124,17	78					
Grès d'Oued Saret	5387	5425	-5202,17	27					
Argiles d'Azzel	5443	5452	-5229,17	108					
Grès d'Ouargla	5543	5560	-5337,17	111					
Quartzites de Hamra	5572	-	-	-					
Grès d'El Atchane	5802	-	-	-					
TD	5830	5677	-	-					
Observations :						547	φ 26" x csg 18"5/8		
Etat d'abandon provisoire :						548	φ 26" x csg 18"5/19		
BP n°01 à 5495 m .						2910	φ 16" x csg 13"3/8		
BC n°1 : 5495 - 5100 m .						3057	Top liner 7"		
BC n°2 : 3300 - 3000 m (l'Horizon B) (Top à 3113 m, Bottom à 3135 m) .						3565	φ 12"1/4 x csg 9"5/8		
BC n°3 : 1500 - 1100 m (Albien) (Top à 1199 m, Bottom à 1423 m)									
Descente Kill string à 993 m									
TD Final 5671m									

Les tops géologique :

le Nom de puits	la phase	MD(m)	Nom de Top
SY-1	12.25"	2572	Lias anhydritique
		2942	Horizon B
		2967	Lias S1-S2
		3295	Lias S3
		3573	Lias argileux
	8.5"	3667	TAGS
		3730	Trias Carbonate
		3909	TAGI
		3956	Silurien F6-M1
	6"	4078	Silurien F6-M0
SY-2	16"	738	Senonien Salifere
		872	Turonien
		969	Cenomanien
		1196	Albein
		1422	Aptien
		1446	Barremien
		2040	Neocomien
		2303	Malm
		2576	Dogger
		12.25"	2893
	3116		Horizon B
	3136		Lias S1-S2
	3408		Lias S3
	3562		Lias argileux
	8.5"	3628	TAGS
		3702,5	Trias Carbonate
		4014	TAGI
		4029	D Hercy/ Gédinnien
		4083	Silurien F6-B2
		4270	Silurien F6-B1
		4353	Silurien F6-A2
		4473	Silurien F6-A1
		4560	Silurien F6-M2
		4631	Silurien F6-M1
		4695	Silurien F6-M0
		4751	Silurien F6-N2
	6"	5345	Dalle de M'Kratta
		5425	Gres d'oued saret
		5452	Argiles d'Azzel