



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : Imane BAIT

Hakim KHERRAZ

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Hydrocarbures

OPTION : Génie Gazier

Thème

**Etude de la stabilité du puits dans les réservoirs
conventionnels**

Jury de soutenance :

ZERROUKI Hamza

MCA

Président

HADJADJ Asma

MCB

Examineur

YOUCEFI Mohamed Riad

MCA

Rapporteur

Promotion : 2024 / 2025

Remerciement

Je remercie avant tous ALLAH pour son aide, ses innombrables dons, ALLAH qui m'a donné la force, la volonté et le moral pour accomplir mes études.

Mes remerciements vont aussi à tous les enseignants d'Université Amar Thelidji- LAGHOUAT

Faculté de technologie

Département de génie des procédés.

Et spécialement l'encadreur Mr. YUCEFI Mohamed Riad.

Qui ont contribué à notre formation.

Je remercie également l'ensemble des membres du jury pour avoir consacré leur temps à examiner ce travail malgré leurs nombreuses responsabilités, je leur suis reconnaissant pour l'attention qu'ils ont porté à mon travail.

Enfin, Je tiens aussi à remercier ma famille et mes amis pour leur soutien Inconditionnel et leur présence continue.

Dédicace

*L'homme a été trouvé sur la surface de la terre, et il n'a pas
vécu isolé des autres humains.*

*À toutes les étapes de la vie, il y a des personnes qui méritent
notre gratitude.*

*Les premières personnes à remercier sont les parents, car leur
mérite atteint les cieux.*

*Leur présence est une cause de salut et de succès dans ce
monde et dans l'au-delà.*

*À ma femme, mes frères et mes sœurs que je considère comme
d'excellents compagnons dans toutes les circonstances.*

*À mes chère compagnons **Sofiane, Zakaria et Haroun**
pour tous les sacrifices et les encouragements durant toute
période de mes études.*

KHERREZ Hakim

Dédicace

Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce Mémoire :

*A mon très cher père
et A ma très chère mère*

*Pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur
soutien et*

*leurs prières tout au long de mes études, et quoi que je fasse
ou que je*

dise, je ne saurai point vous remercier comme il se doit.

A mes très chers frères et mes très chères sœurs

*Puisse Dieu vous donne santé, bonheur, courage et surtout
réussite*

dans votre vie.

A mes chères amies KHADIDJA, SIHAM et CHAIMA

*Merci pour votre amitié sincère, votre soutien et votre
présence tout au long
de ce parcours.*

A tous mes oncles, mes tantes et mes cousines.

A toute ma famille BAIT et TAIBI

BAIT Imane

عنوان المذكرة: دراسة استقرار الآبار في الخزانات التقليدية

المؤطر: محمد رياض يوسف

الإسم: إيمان، حكيم

اللقب: يعيط، خراز

ملخص:

تقوم هذه الدراسة بتطوير نموذج جيوميكانيكي أحادي البعد (MEM 1D) لتحليل ثبات الآبار أثناء الحفر. تم تطبيق النموذج على التكوينات الأوردوفيشية من أجل تقييم الضغوط الموضعية وتحديد الخصائص الميكانيكية للصخور، وخاصة معامل يونج ونسبة بواسون ومقاومة التمزق. وتسمح النتائج بفهم أفضل للسلوك الميكانيكي للخزان وتساهم في تقليل المخاطر التشغيلية مثل عدم استقرار جدار البئر وخسائر سوائل الحفر. يؤكد هذا النهج على أهمية جودة البيانات المستمدة من سجلات الآبار والتحليلات الأساسية لضمان موثوقية النموذج. وتوصي الدراسة بتوسيع نطاق تطبيق هذه المنهجية لتشمل التكوينات الجيولوجية المعقدة الأخرى لتحسين دقتها وكفاءتها في التطبيقات الصناعية.

كلمات مفتاحية: استقرار البئر، النموذج الجيوميكانيكي أحادي الأبعاد، التكوين الأوردوفيشي، الخزانات التقليدية

Memory title: Study of the well stability in conventional reservoirs

Name: Imane, Hakim

First name: Bait, Kherraz

Directed by: Mohamed Riad Youcefi

Abstract:

Wellbore stability during drilling operations. The model was applied to Ordovician formations to evaluate in situ stresses and determine the mechanical properties of the rocks, including Young's modulus, Poisson's ratio, and failure strengths. The results provide enhanced understanding of the reservoir's mechanical behavior and contribute to reducing operational risks such as wellbore wall instability and drilling fluid losses. This approach highlights the importance of high-quality data from well logs and core analyses to ensure the model's reliability. The study recommends extending the application of this methodology to other complex geological formations to improve its accuracy and effectiveness in industrial applications.

Key words: Well stability, 1D geomechanical model, Ordovician formation, conventional reservoirs.

Titre du mémoire : Etude de la stabilité du puits dans les réservoirs conventionnels

Nom : Imane, Hakim

Prénom : Bait, Kherraz

Encadreur : Mohamed Riad Youcefi

Résumé

Cette étude développe un modèle géomécanique unidimensionnel (MEM 1D) pour analyser la stabilité des puits durant le forage. Le modèle a été appliqué aux formations de l'Ordovicien afin d'évaluer les contraintes in situ et de déterminer les propriétés mécaniques des roches, notamment le module de Young, le coefficient de Poisson et les résistances à la rupture. Les résultats permettent une meilleure compréhension du comportement mécanique du réservoir et contribuent à réduire les risques opérationnels tels que l'instabilité des parois de puits et les pertes de fluide de forage. Cette approche souligne l'importance des données de qualité provenant des diagraphies et des analyses de carottes pour assurer la fiabilité du modèle. L'étude recommande d'étendre l'application de cette méthodologie à d'autres formations géologiques complexes pour améliorer sa précision et son efficacité dans les applications industrielles.

Mots clés: Stabilité du puits, modèle géomécanique 1D, formation ordovicienne, réservoirs conventionnels.

Liste des abréviations

MEM: Mechanical Earth Model.

UCS: Unconfined Compressive Strength.

ES: Elastic Strain

C: Cohésion.

Φ : Angle de friction interne.

RFT: Repeat Formation Tester.

LOT: Leak-of Tests (LOT).

XLOT: Extended Leak-of Tests.

DST: Downhole Seismic Test.

FIT: Formation Integrity Test.

P_p : La pression des inclusions fluides des roches.

GR: Gamma Ray.

RHOB: Bulk Density Log.

DTC: Delta-T Compressional.

DTSF: Delta-T Shear Fast.

DTSS: Delta- T Shear Slow.

DTST: Delta-T Shear Total.

NCT: Normal Compaction Trend.

OBG: Overburden gradient.

DTD: Delta-T Dipole.

SH max: Maximum Horizontal Stress.

Sh min: Minimum Horizontal Stress.

E: module de Young.

S_v : vertical stress.

Liste des Figures

Chapitre II

Figure II.1. Forces de surface agissant sur un corps.....	18
Figure II.2. Les quatre types de forces agissant sur un corps (« distortion »= cisaillement) .	18
Figure II 3. Composantes des contraintes agissant sur un corps	19
Figure II. 4. Cercle de Mohr et Enveloppe de rupture linéaire de Mohr-Coulmb.....	21

Chapitre III

Figure III.1. La géomécanique telle qu'appliquée à l'estimation : des pressions de formation dans les argiles de couverture (1), de la stabilité des puits en cours de forage (2), de la fracturation hydraulique (3), de la production de sable (4), de la compaction des réservoirs, et à l'affaissement associé de la couverture (5), des variations de perméabilité des fractures (6)	24
Figure III. 2. Classification d'Anderson des régimes tectoniques	30

Chapitre IV

Figure IV. 1. Plan de travail.....	32
Figure IV. 2. Logs pétrophysiques et géomécaniques du puits-A	34
Figure IV. 3. Méthodologie employée pour l'estimation du stress vertical.	38
Figure IV.4. Méthodologie d'estimation de la pression de pore selon le modèle d'Eaton.....	39
Figure IV. 5. Logs des propriétés mécaniques dans le puits-A	41
Figure IV.6. Profil de contrainte verticale déduit de l'intégration de la densité.....	42
Figure IV.7. Résultats de l'estimation de la pression de pore dans le puits-A à partir du modèle d'Eaton	43
Figure IV.8. Résultats de l'estimation des contraintes horizontales minimale et maximale. .	44
Figure IV. 9. Le model 1D obtenu.....	46

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Liste des abréviations	
Liste des figures	
Introduction Générale	2
Chapter I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées	5
1. Introduction	5
2. Les défis rencontrés dans l'étude de stabilité du puits dans les réservoirs conventionnels	5
2.1. Défis liés à la caractérisation géologique	5
2.1.1. Hétérogénéité spatiale des formations	5
2.1.2. Anisotropie des propriétés mécaniques	6
2.1.3. Identification des discontinuités	6
2.2. Défis de caractérisation géomécanique	6
2.2.1. Acquisition des données de contraintes in-situ	6
2.2.2. Paramètres mécaniques des roches	6
2.2.3. Effets d'échelle	6
2.3. Défis opérationnels et temporels	7
2.3.1. Évolution des conditions pendant le forage	7
2.3.2. Interaction fluide-roche	7
2.3.3. Optimisation en temps réel	7
2.4. Défis méthodologiques et technologiques	7
2.4.1. Limitations des modèles analytiques	7
2.4.2. Validation et calibration des modèles	7
2.4.3. Intégration multidisciplinaire	8
2.5. Défis économiques et de gestion des risques	8
2.5.1. Coût de l'acquisition des données	8
2.5.2. Gestion de l'incertitude	8
2.5.3. Balance entre sécurité et performance	8
3. Etat de l'art des études antérieures sur la stabilité des puits à travers l'application du modèle géomécanique 1D	9
3.1. Application des modèles géomécaniques 1D pour optimiser la stabilité des puits dans les ressources non conventionnelles au Moyen-Orient	9
3.2. Modélisation géomécanique pour améliorer la stabilité des puits horizontaux dans la formation de Zubair en Irak du Sud	10
3.3. Analyse géomécanique intégrée du réservoir carbonaté de Sarvak dans la plaine d'Abadan, Iran du Sud-Ouest	11
3.4. Modélisation géomécanique intégrée du bassin de la Basse Vallée du Magdalena en Colombie : Une approche innovante de caractérisation des propriétés mécaniques et de l'état de contrainte	12

3.5. Modélisation géomécanique du réservoir de Mandapeta dans le bassin de Krishna Godavari, Inde : Une approche intégrée de caractérisation mécanique	13
4. Objectifs et contributions innovantes de l'étude	14
5. Conclusion.....	15
Chapter II. Contraintes In Situ et Comportement Mécanique des Roches.....	17
1. Introduction	17
2. Définition de la contrainte	17
2.1. Régimes de contraintes	18
2.2. Contraintes principales	19
3. Critères de rupture de Coulomb	20
4. Cercle de Mohr	20
5. Lois constitutives de base	21
5.1. Elasticité linéaire.....	21
5.2. Poro-élasticité	21
6. Comportement élastique et modules d'élasticité.....	22
Chapter III. Principes de base de la géomécanique	24
1. Introduction	24
2. Domaines d'application de la géomécanique dans l'industrie pétrolière	24
3. Principales sources de contraintes.....	26
3.1. Poids des terrains morts « Overburden ».....	26
3.2. Pression interstitielle.....	27
4. Etat de contrainte biaxial	27
5. Contraintes et déformations d'origine tectonique	28
5.1. Sources des contraintes tectoniques	28
6. Classification d'Anderson.....	29
7. Etat de contraintes autour du puits	30
Chapter IV. Modèle géomécanique 1D.....	32
1. Introduction	32
2. Données d'entrée et disponibilité.....	33
3. Flux de travail pour la création du modèle géomécanique 1D.....	35
3.1. Estimation des propriétés mécaniques.....	35
a. Calcul des coefficients de rigidité (stiffness).....	35
b. Calcul des propriétés mécaniques.....	36
3.2. Estimation de la contrainte verticale	37
3.3. Pression de pore selon le modèle d'Eaton	38
3.4. Estimation des contraintes horizontales in situ.....	39
4. Résultats et discussion de la création du modèle géomécanique 1D	40
4.1. Propriétés élastiques	40
4.2. Contrainte verticale.....	41
4.3. Pression de Pores	42
4.4. contraintes horizontales in situ	43
4.5. Modèle Géomécanique 1D	44

Tables des matière

4.5.1. Module de Young (Young Static).....	45
4.5.2. Coefficient de Poisson (Poisson Ratio).....	45
4.5.3. Contraintes (Stress).....	45
4.5.4. Régime de contrainte (Stress Regime).....	45

Conclusion et Recommandation

Bibliographie

Introduction Générale

Introduction Générale

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays dont l'économie s'appuie principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces sources d'énergie. L'extraction de cette source du sous-sol est considérée comme un grand investissement, nécessite des grands travaux, complémentaires et successifs. La finalité d'un forage est d'atteindre un objectif avec un prix de revient minimal, plusieurs équipements et techniques ont été développés selon les besoins et les difficultés rencontrées pendant le forage. Avec toutes les améliorations qui ont été faites, on rencontre toujours des problèmes lors de la réalisation des puits pétroliers à savoir l'instabilité des parois, les éruptions et les pertes de circulation.

L'instabilité des parois du puits pendant le forage peut se manifester sous diverses formes : blocage du train de tiges, rétrécissement du trou, pertes de circulation, effondrement excessif ou encore difficultés de direction. D'autres complications peuvent apparaître après l'atteinte de la cible, telles qu'une mauvaise cimentation, des déformations de cuvelage (*casing*), ou des perforations inefficaces. Ces instabilités coûtent chaque année plusieurs milliards de dollars à l'industrie, en temps perdu, surcoûts opérationnels, et pertes de production.

Face à ces enjeux, l'intérêt pour la compréhension et la gestion de l'instabilité des puits s'est considérablement accru. L'élaboration d'un modèle géomécanique unidimensionnel (MEM 1D) permet une meilleure compréhension des contraintes *in situ*, ainsi qu'une prédiction optimisée du poids de la boue nécessaire à la stabilité du puits. Ce modèle contribue efficacement à réduire les risques de coups de bélier (*kick*), de pertes de fluide de forage et de ruptures de cisaillement au niveau du trou. Les données issues des diagraphies (densité, gamma-ray, *Sonic Scanner*, etc.) seront exploitées pour déterminer les paramètres mécaniques de la roche réservoir, en vue de construire le MEM 1D. En conclusion, l'analyse pétrophysique et géomécanique permettra d'identifier les zones les plus favorables à la fracturation, dans le but d'optimiser la productivité du réservoir.

Ce mémoire met en lumière les points essentiels de notre étude sur le réservoir, réalisée à partir des données enregistrées dans un puits du bassin concerné. Il s'articule autour de trois axes principaux :

- Une première partie consacrée à la stabilité du puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques approches intégrées ;

- Une seconde partie portant sur l'analyse des contraintes *in situ* et post-forage, ainsi que sur les propriétés mécaniques de la roche ;
- Une troisième partie dédiée à les principes de base de la géomécanique ;
- Une quatrième partie consacrée à l'étude du modèle géomécanique.

**Chapitre I. Introduction a la stabilité
des puits dans les réservoirs
conventionnels : enjeux géomécaniques
et approche intégrées**

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

Chapter I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

1. Introduction

L'exploitation des réservoirs conventionnels présente des défis géomécaniques importants pour la stabilité des puits, malgré leur nature géologique plus favorable que les formations non conventionnelles. Les instabilités peuvent provoquer des effondrements, venues de fluides, coincements d'outils et pertes de circulation, entraînant des conséquences opérationnelles et économiques significatives.

Ces problèmes résultent de l'interaction entre les contraintes in-situ, les propriétés mécaniques variables des formations traversées, et les conditions opérationnelles de forage. L'hétérogénéité lithologique et la diversité des régimes de contraintes selon la profondeur compliquent davantage la situation.

Pour prévenir ces instabilités, une approche méthodologique intégrée est nécessaire, combinant la caractérisation géomécanique, l'analyse des contraintes, et l'optimisation des paramètres de forage. La modélisation géomécanique unidimensionnelle constitue l'outil analytique clé pour établir des fenêtres opérationnelles sécurisées, optimiser la densité des fluides de forage, et définir les trajectoires appropriées, garantissant ainsi la sécurité, les performances et la viabilité économique des projets.

2. Les défis rencontrés dans l'étude de stabilité du puits dans les réservoirs conventionnels

L'analyse de stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels présente plusieurs défis majeurs qui complexifient la prédiction et la prévention des instabilités. Ces défis découlent de la nature intrinsèque des formations géologiques, des limitations techniques et de la complexité des phénomènes physiques impliqués.

2.1. Défis liés à la caractérisation géologique

2.1.1. Hétérogénéité spatiale des formations

Les réservoirs conventionnels présentent souvent une variabilité importante des propriétés géologiques à différentes échelles. Cette hétérogénéité se manifeste par des variations latérales et verticales de la lithologie, de la porosité, de la perméabilité et des

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

propriétés mécaniques. L'extrapolation des données ponctuelles issues des carottages ou des diagraphies vers l'ensemble du réservoir constitue un défi majeur pour établir un modèle géomécanique représentative [1]

2.1.2. Anisotropie des propriétés mécaniques

Bien que moins prononcée que dans les formations schisteuses, l'anisotropie existe dans de nombreux réservoirs conventionnels, particulièrement dans les formations stratifiées ou fracturées naturellement. Cette directionnalité des propriétés mécaniques complique l'évaluation de la stabilité selon différentes orientations de forage et nécessite des modèles constitutifs plus sophistiqués [2]

2.1.3. Identification des discontinuités

La détection et la caractérisation des fractures naturelles, plans de stratification, failles et autres discontinuités géologiques représentent un défi constant. Ces éléments, souvent subsismiques, peuvent constituer des zones de faiblesse préférentielle mais sont difficiles à identifier avec précision avant le forage [2]

2.2. Défis de caractérisation géomécanique

2.2.1. Acquisition des données de contraintes in-situ

La détermination précise des contraintes principales in-situ reste complexe et coûteuse. Les tests de fracturation hydraulique, les tests de fuite ou les mesures par outils spécialisés ne fournissent que des informations ponctuelles, et leur extrapolation sur l'ensemble du champ nécessite des corrélations souvent incertaines avec les données géophysiques et géologiques [3]

2.2.2. Paramètres mécaniques des roches

L'obtention de paramètres géomécaniques fiables constitue un défi majeur. Les essais sur carottes peuvent être affectés par la relaxation des contraintes, l'altération ou les effets d'échelle. De plus, les corrélations entre les propriétés mesurées en laboratoire et les conditions in-situ comportent des incertitudes significatives, particulièrement pour les formations hétérogènes [3]

2.2.3. Effets d'échelle

La transposition des propriétés mesurées à l'échelle de l'échantillon vers l'échelle du puits ou du réservoir pose des difficultés conceptuelles et pratiques. Les discontinuités et

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

hétérogénéités non représentées dans les échantillons peuvent modifier considérablement le comportement mécanique à grande échelle.

2.3. Défis opérationnels et temporels

2.3.1. Évolution des conditions pendant le forage

Les conditions géomécaniques évoluent continuellement pendant les opérations de forage. La modification de la pression de pore due à la circulation des fluides, les effets thermiques, et l'endommagement progressif de la formation autour du puits créent un environnement dynamique difficile à modéliser avec précision [4]

2.3.2. Interaction fluide-roche

Les réactions physico-chimiques entre les fluides de forage et les formations traversées peuvent modifier les propriétés mécaniques et affecter la stabilité. Ces interactions, particulièrement importantes dans les formations argileuses, sont difficiles à quantifier et à prédire, surtout sur des périodes prolongées d'exposition [4]

2.3.3. Optimisation en temps réel

L'adaptation des paramètres de forage en fonction des conditions rencontrées nécessite une intégration rapide des données et une prise de décision efficace. Cette optimisation en temps réel est compliquée par les délais de traitement des données et les incertitudes associées à leur interprétation.

2.4. Défis méthodologiques et technologiques

2.4.1. Limitations des modèles analytiques

Les modèles géomécaniques unidimensionnelles, bien qu'utiles, présentent des limitations intrinsèques pour représenter la complexité tridimensionnelle des champs de contraintes et des hétérogénéités géologiques. L'approximation cylindrique et les hypothèses simplificatrices peuvent conduire à des prédictions inexactes dans certaines configurations géologiques [4]

2.4.2. Validation et calibration des modèles

La validation des modèles géomécaniques reste problématique en raison du nombre limité de données de référence disponibles. Les retours d'expérience sur les instabilités

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

observées sont souvent qualitatifs et leur corrélation avec les prédictions théoriques demeure imparfaite [3]

2.4.3. Intégration multidisciplinaire

La stabilité des puits nécessite l'intégration de données et d'expertises multiples : géologie, géophysique, géomécanique, ingénierie de forage et fluides. Cette intégration interdisciplinaire pose des défis organisationnels et techniques, particulièrement pour assurer la cohérence et la qualité des données utilisées.

2.5. Défis économiques et de gestion des risques

2.5.1. Coût de l'acquisition des données

L'obtention de données géomécaniques de qualité représente un investissement significatif. L'optimisation du rapport coût-bénéfice entre l'acquisition de données supplémentaires et la réduction des risques d'instabilité constitue un défi permanent pour les opérateurs.

2.5.2. Gestion de l'incertitude

Les analyses de stabilité doivent intégrer et quantifier les incertitudes associées à chaque paramètre d'entrée. Cette approche probabiliste, bien que plus réaliste, complexifie l'analyse et la prise de décision opérationnelle.

2.5.3. Balance entre sécurité et performance

L'optimisation des opérations de forage nécessite de trouver un équilibre entre la sécurité, qui pousse vers des approches conservatrices, et la performance économique, qui favorise des approches plus agressives. Cette balance est particulièrement délicate dans un contexte d'incertitudes géomécaniques.

Ces défis multiples et interconnectés soulignent la complexité de l'étude de stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels et justifient le développement d'approches méthodologiques intégrées et d'outils d'analyse sophistiqués pour améliorer la prédiction et la prévention des instabilités.

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

3. Etat de l'art des études antérieures sur la stabilité des puits à travers l'application du modèle géomécanique 1D

Dans le cadre de l'amélioration de la compréhension des mécanismes régissant la stabilité des puits, de nombreuses études scientifiques ont privilégié l'utilisation du modèle géomécanique unidimensionnel (1D) comme méthodologie fondamentale. Malgré ses limitations inhérentes à la simplification des conditions géologiques complexes du sous-sol, cette approche s'est révélée particulièrement efficace pour quantifier les contraintes in situ, délimiter les fenêtres opératoires de stabilité et prédire les zones potentielles de défaillance structurelle des puits.

3.1. Application des modèles géomécaniques 1D pour optimiser la stabilité des puits dans les ressources non conventionnelles au Moyen-Orient

Face à la demande croissante d'énergie, les opérateurs au Moyen-Orient concentrent désormais leurs efforts sur le développement des ressources non conventionnelles. Pour optimiser la stimulation par fracturation hydraulique, la plupart de ces puits de gaz profonds doivent être forés latéralement et dans la direction de la contrainte horizontale minimale. Cependant, cette approche augmente le risque de coincement des tiges de forage en raison de l'instabilité du trou et du collage différentiel, ce qui rend le forage de ces puits particulièrement complexe. Au cours des dernières années, l'un des opérateurs au Moyen-Orient a subi 1500 jours de temps perdu en raison de coincements de tiges, ce qui représente environ 100 millions de dollars de pertes financières. L'une des stratégies d'atténuation de ces problèmes consiste à réaliser des analyses géomécaniques à la fois en phase de pré-forage et en temps réel.

À partir des enseignements tirés des diverses études de cas à travers le Moyen-Orient et l'Asie, nous avons conclu que pour atténuer les défis de forage tels que les problèmes de coincement des tiges, les passages étroits, les ovalisations et les stratifications argileuses dans les puits non conventionnels/schisteux, particulièrement les puits de gaz, améliorer l'efficacité du forage et optimiser les coûts de forage, il est important de suivre la méthodologie d'ingénierie intégrée décrite ci-dessus, combinant les études géomécaniques avec l'analyse des événements de forage.

Le modèle mécanique de terre 1D (1D MEM) pour le puits HH-S-1 a été validé après qu'un coincement de tige a été signalé à 13300 pieds. Cela a aidé l'opérateur à modifier le

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

plan de forage conformément à l'analyse de stabilité du puits et à planifier la suite des opérations. Les enseignements tirés du modèle mécanique de terre 1D en temps réel pendant le forage peuvent aider à planifier la stratégie et à améliorer l'efficacité du forage pour les futurs puits dans le même champ [5]

3.2. Modélisation géomécanique pour améliorer la stabilité des puits horizontaux dans la formation de Zubair en Irak du Sud

La formation de Zubair est le réservoir le plus prolifique du sud de l'Irak. Le déclin de la production des réservoirs est une caractéristique commune à de nombreux champs pétroliers matures. Le forage de puits horizontaux longs est l'une des nombreuses technologies couramment utilisées pour améliorer la production dans ces champs. Les principaux défis rencontrés lors du forage de ces puits horizontaux dans la formation de Zubair concernent le maintien de la stabilité du puits, particulièrement à travers les formations schisteuses plus fragiles qui recouvrent la section réservoir (zone productive). Le premier puits horizontal a été perdu principalement en raison de graves problèmes d'instabilité.

Pour atteindre avec succès l'objectif mentionné ci-dessus, une étude géomécanique complète a été réalisée afin de comprendre les causes de la défaillance du puits et d'optimiser la stratégie de forage la plus appropriée. Dans cet article, un modèle géomécanique avancée a été élaboré en construisant un modèle mécanique de terre 1D (1D-MEM) post-forage calibré, utilisant des données de terrain et de laboratoire pour la formation de Zubair. À partir des données des puits adjacents, les mesures de diagraphie en trou ouvert ont été utilisées pour estimer l'amplitude et l'orientation des contraintes principales in situ, la pression de pore et les propriétés mécaniques de la roche.

Le modèle généré a ensuite été appliqué avec les critères de rupture de Mogi-Coulomb pour analyser les problèmes de stabilité du puits pour les profils de puits horizontaux et pour déterminer le poids de boue optimal ainsi que la trajectoire sécuritaire du puits pour les futures opérations de forage. L'analyse a identifié que le poids de boue, qui était utilisé précédemment lors du forage de la formation schisteuse sus-jacente dans la section d'augmentation de la déviation, est insuffisant pour soutenir la roche sur la paroi du puits, et qu'il n'est pas correctement ajusté en fonction de la variation de l'azimut et de l'inclinaison du puits.

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

Il est donc recommandé d'augmenter le poids de boue selon les besoins, en fonction de la trajectoire du puits planifié. La conception des futurs puits horizontaux à travers la formation schisteuse problématique de Zubair peut être grandement améliorée grâce à cette étude [6]

3.3. Analyse géomécanique intégrée du réservoir carbonaté de Sarvak dans la plaine d'Abadan, Iran du Sud-Ouest

Dans cette étude, une analyse géomécanique intégrée a été réalisée pour le réservoir carbonaté de Sarvak dans trois puits d'un champ pétrolier de la plaine d'Abadan, situé au sud-ouest de l'Iran.

Les paramètres mécaniques suivants ont été déterminés directement par des tests de mécanique des roches :

- Module de Young statique (ES) ;
- Résistance à la compression unie axiale (UCS) ;
- Cohésion (C) ;
- Angle de friction interne (Φ).

Par la suite, des corrélations ont été établies à partir des relations entre les tests et les diagraphies. Des modèles géomécaniques 1D ont été construits pour trois puits situés dans le nord, le centre et le sud du champ étudié.

Les résultats révèlent que l'état de contrainte n'est pas uniforme pour les puits étudiés :

- Puits nord : décrochement normal ;
- Puits central : décrochement ;
- Puits sud : décrochement inverse.

La stabilité des puits a été évaluée en utilisant les critères de Mohr-Coulomb et de Mogi-Coulomb. Il a été observé que le critère de Mogi-Coulomb pouvait estimer plus précisément la pression de rupture.

Sur la base des ovalisations de puits identifiés sur les logs images, la direction de la contrainte horizontale maximale (SH max) est orientée NE-SW dans les trois puits.

L'analyse de la stabilité du puits a permis de conclure que les directions de forage les plus stables sont :

- Nord : NW-SE ;

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

- Centre : E-W et N-S ;
- Sud : NE-SW.

Cette étude met en évidence l'importance de l'analyse géomécanique détaillée pour optimiser les stratégies de forage dans les formations complexes, en tenant compte des variations locales des contraintes et des propriétés mécaniques des roches [7]

3.4. Modélisation géomécanique intégrée du bassin de la Basse Vallée du Magdalena en Colombie : Une approche innovante de caractérisation des propriétés mécaniques et de l'état de contrainte

La caractérisation des propriétés mécaniques et de l'état de contrainte d'un réservoir d'hydrocarbures ou géothermique, ainsi que de sa couverture, est cruciale pour son exploration et son exploitation optimales. Cette étude présente une modélisation géomécanique du bassin de la Basse Vallée du Magdalena dans le nord de la Colombie, intégrant divers ensembles de données de puits et sismiques pour construire un modèle 3D permettant une prédiction robuste de la distribution des propriétés mécaniques et de l'état de contrainte pré-production.

Méthodologie :

1. Workflow de modélisation

- Analyse des diagraphies et carottes ;
- Réalisation de tests hydrauliques ;
- Développement de modèles mécaniques de terre (MEM) 1D détaillés pour cinq puits.

2. Intégration et mise à l'échelle

- Remontée des informations 1D ;
- Intégration avec un modèle structural dérivé de l'interprétation sismique 3D.

3. Méthodes de population des propriétés :

- Méthode 1 : Approche géostatistique basée uniquement sur les données de puits ;
- Méthode 2 : Interpolation des propriétés utilisant des techniques d'inversion sismique.

Résultats principaux :

- Régime de contrainte dominant : Faille normale ;
- Orientation de la contrainte horizontale maximale (SHmax) : WNW–ESE ;

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

- Gradient de contrainte verticale (S_v) à la profondeur du réservoir : 23,29 MPa/km ;
- S_{Hmax} : en moyenne $1,08 \times S_{Hmin}$ et $0,8 \times S_v$.

Points clés de l'étude :

- Caractérisation mécanique complète du sous-sol ;
- Estimation du tenseur de contrainte total pour le réservoir et les formations environnantes ;
- Démonstration de l'amélioration substantielle de la distribution des propriétés élastiques par l'approche pilotée par la sismique.

Implications :

- Modèle de référence pour des études géomécaniques similaires ;
- Potentiel significatif des modèles MEM 1D et 3D pour la caractérisation mécanique et des contraintes ;
- Méthodologie applicable à d'autres contextes géologiques.

Cette étude illustre l'importance d'une approche intégrée et multidisciplinaire dans la compréhension des propriétés mécaniques souterraines, combinant données de puits, analyses sismiques et modélisation géomécanique avancée [8]

3.5. Modélisation géomécanique du réservoir de Mandapeta dans le bassin de Krishna Godavari, Inde : Une approche intégrée de caractérisation mécanique

L'estimation précise des propriétés mécaniques des roches, des caractéristiques pétro physiques et de l'état de contrainte pré-production constitue un enjeu fondamental pour une planification, un développement et une exploitation optimaux des réservoirs pétroliers et gaziers. Dans cette étude approfondie, les chercheurs ont développé un modèle mécanique de terre unidimensionnel (1D MEM) exhaustif du réservoir de gaz de Mandapeta, situé dans le bassin de Krishna Godavari en Inde, en mettant en œuvre une méthodologie rigoureuse et innovante. La démarche a reposé sur un traitement détaillé et multi-étapes des données, commençant par une analyse approfondie des diagraphies brutes, suivie d'une calibration sophistiquée des propriétés dynamiques dérivées des logs avec leurs homologues statiques, grâce à des modèles de régression développés à partir d'échantillons de carottes soigneusement testés. Un accent particulier a été mis sur l'estimation précise des profils de

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

pression de pore, calibrés systématiquement avec les données de Repeat Formation Tester (RFT) pour un ensemble de 35 puits, et sur l'évaluation des contraintes de surcharge et horizontales, validées par des Leak-of Tests (LOT) et Extended Leak-of Tests (XLOT). L'originalité de l'approche réside également dans le développement d'un programme piloté par menu, utilisant un code Python, qui permet une visualisation dynamique et une révision en temps réel du modèle mécanique de terre 1D. Les résultats obtenus offrent une prédiction détaillée des propriétés mécaniques des roches, établissant avec précision les valeurs de pression de pore et de contraintes in situ du bassin. Au-delà de ses applications immédiates que sont la planification de futurs puits, le développement du champ et la compréhension des défis opérationnels potentiels, ce modèle constitue une base solide pour le développement ultérieur d'un modèle mécanique de terre tridimensionnel (3D MEM), illustrant ainsi la puissance d'une approche géomécanique intégrée et multidisciplinaire dans l'optimisation de l'exploration et de l'exploitation des ressources hydrocarburées [9]

4. Objectifs et contributions innovantes de l'étude

La stabilité des puits de forage représente un défi majeur dans l'industrie pétrolière et gazière, où les incidents comme l'effondrement des parois, le coincement d'équipements ou les pertes de circulation peuvent compromettre gravement la sécurité opérationnelle, accroître les coûts et réduire la productivité globale des opérations d'extraction.

Face à ces défis complexes, la géomécanique s'impose comme une discipline fondamentale permettant de prévoir et de gérer efficacement les comportements mécaniques des formations géologiques traversées. Particulièrement, la modélisation géomécanique offre des capacités précieuses de simulation des états de contrainte et d'optimisation des densités de boue, assurant ainsi le maintien de l'intégrité structurelle des puits pendant toute leur durée d'exploitation.

Cette étude se concentre sur l'élaboration d'un modèle géomécanique unidimensionnel (1D) sophistiqué, spécifiquement adapté à l'évaluation de la stabilité des puits dans les environnements de réservoirs non conventionnels. La méthodologie développée exploite les données des enregistrements géophysiques, particulièrement les mesures de vitesse des ondes et de densité, pour dériver les propriétés mécaniques dynamiques et leur conversion en paramètres statiques. Le modèle incorpore également une analyse approfondie des contraintes

Chapitre I. Introduction à la stabilité des puits dans les réservoirs conventionnels : enjeux géomécaniques et approches intégrées

verticales et horizontales, ainsi qu'une estimation rigoureuse de la pression de pore utilisant la méthodologie d'Eaton.

La contribution distinctive de cette étude réside dans sa démarche méthodologique intégrée et séquentielle pour la construction, la validation et l'implémentation du modèle géomécanique. Ce dernier bénéficie d'un processus de calibration robuste utilisant des données de terrain authentiques issues de divers tests opérationnels (DST, FIT), et trouve son application dans la résolution de problématiques opérationnelles essentielles : l'établissement précis des fenêtres de densité de boue, l'optimisation des procédures de fracturation hydraulique, et la mitigation proactive des instabilités mécaniques et de la production de sable.

Cette étude apporte ainsi une double contribution, à la fois théorique et pratique, au domaine de l'ingénierie géomécanique, avec l'objectif ultime d'améliorer significativement la sécurité opérationnelle et l'efficacité des forages dans les formations géologiques conventionnelles.

5. Conclusion

En somme, la compréhension approfondie des propriétés géomécaniques des formations rocheuses et l'application rigoureuse de la modélisation unidimensionnelle (1D) sont essentielles pour anticiper et maîtriser les risques liés à l'instabilité des puits. Une telle approche permet non seulement d'assurer la sécurité des opérations de forage, mais aussi d'optimiser les performances techniques et économiques dans l'exploitation des réservoirs conventionnels.

Chapitre II. Contraintes In Situ et Comportement Mécanique des Roches

Chapter II. Contraintes In Situ et Comportement Mécanique des Roches

1. Introduction

L'objectif principal de nombreux secteurs du domaine pétrolier est l'extraction des hydrocarbures à partir du sous-sol. Ce dernier est fait de multitudes de couches géologiques de différents types et caractéristiques qui se sont déposées et accumulées à travers le temps et qui ont subi et continuent à subir les effets des forces externes soient-elles naturelles ou causées par l'homme. Il est nécessaire alors de comprendre les phénomènes physiques liés aux comportements des roches et de surpasser les contraintes rencontrées afin de garantir le succès des opérations. C'est ici qu'intervient la mécanique des roches avec ses différentes notions pour expliquer et quantifier les phénomènes et problèmes rencontrés. Indissociable de la géomécanique, la mécanique des roches est une discipline sur laquelle les principes de fracturation hydraulique sont fortement liés.

2. Définition de la contrainte

Tout élément d'une roche est sujet à des séries de forces qui peuvent agir soit sur tout son corps soit sur des éléments de sa surface. Le second type est connu sous le nom de « force de surface » et est donc mesuré en unité de force par unité de surface). C'est ici qu'intervient le concept de contrainte tel que défini par Bates & Jackson en 1980 « La force par unité de surface agissant sur toute surface dans un solide » [10]. La contrainte est équivalente à une pression dont l'unité de mesure internationale est le pascal. En prenant en considération les éléments d'une couche de roches, les forces de surface agissant sur toute surface imaginaire sont représentées par :

- La masse des dépôts se trouvant au-dessus de la surface considérée, autrement appelés pression géostatique, S , et la réaction du matériel se trouvant en dessous :
- La pression des inclusions fluides des roches P_p , égale à la pression hydrostatique si le fluide reste en équilibre .
- Les forces d'origines tectoniques agissant sur la surface considérée, T .

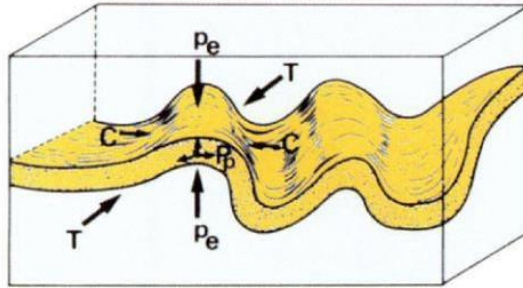


Figure II.1. Forces de surface agissant sur un corps

2.1. Régimes de contraintes

Généralement, la pression et les contraintes varient en magnitude et en direction en fonction de l'orientation de la surface sur laquelle elles sont appliquées. L'ensemble des pressions appliquées sur un certain point, sur tous les plans qui le contiennent, est appelé régime de contraintes. Si les forces agissant sur le corps sont égales sur tous les côtés de ce corps, ce dernier est alors en équilibre. Le type de pression agissant ainsi est dit pression confinement, C.

Dans de nombreux cas, les forces agissant sur un corps ne sont pas égales sur tous les côtés ce qui résulte en des déformations. Si les forces externes tendent à étirer un corps, celui-ci est alors sous tension, si elles tendent à le comprimer, celui-ci est alors sous compression. Si deux forces égales agissent dans des sens opposés sur un même plan du corps mais pas sur le même axe, le corps est alors sous distorsion de ce couple de forces. Enfin, la torsion est l'état du corps soumis à des forces égales agissant sur un même plan et sur un même axe [10].

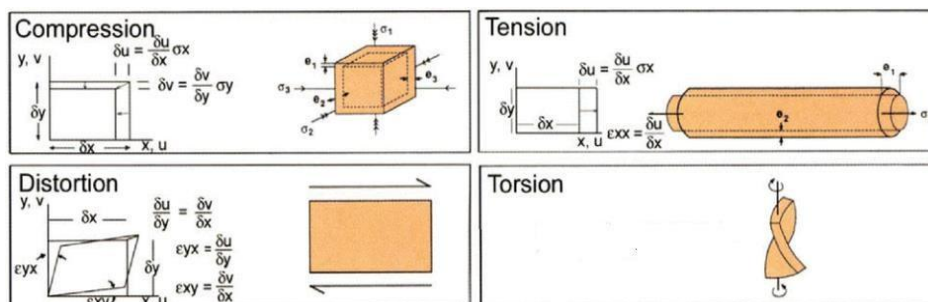


Figure II.2. Les quatre types de forces agissant sur un corps (« distortion » = cisaillement)

2.2. Contraintes principales

Le régime de contrainte en tout point, peut être décrit en termes de neuf composantes de la contrainte dont seulement six sont indépendantes quand le corps est en équilibre. Les contraintes sur chaque face d'un cube peuvent être réduites en trois contraintes, une contrainte normale et une autre de cisaillement ayant deux composantes perpendiculaires l'une à l'autre.

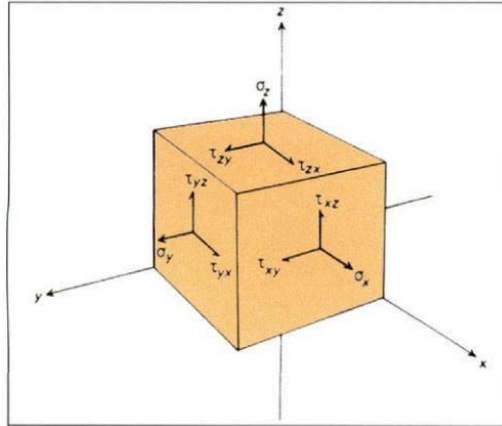


Figure II 3. Composantes des contraintes agissant sur un corps

Il est possible de calculer toutes les contraintes en chaque point du corps d'une roche si les contraintes appliquées en ce point sont sur trois plans perpendiculaires les uns aux autres. Il est aussi possible de démontrer qu'il existe trois plans orthogonaux appelés plans principaux des contraintes pour lesquels la contrainte de cisaillement est nulle $\tau = 0$, ce qui réduit les contraintes à leur composante perpendiculaire, ces derniers constituent les plans de symétrie à l'état de contrainte.

Trois vecteurs normaux à ces plans sont appelés axes des contraintes principales, ils contiennent les trois contraintes principales qui suivent :

- Contrainte principale maximale σ_1 .
- Contrainte principale intermédiaire σ_2 .
- Contrainte principale minimale σ_3 .

Ces contraintes sont donc ordonnées comme suit : $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$.

3. Critères de rupture de Coulomb

Lorsque les contraintes normales sont toutes égales, il n'existe pas de contrainte de cisaillement et le corps est à l'état de contrainte hydrostatique. À l'opposé, lorsque les contraintes possèdent des valeurs différentes, les contraintes de cisaillement apparaissent.

Les plus grandes contraintes de cisaillement se trouvent sur le plan qui contient σ_2 et forme un angle de 45° avec les contraintes principales σ_1 et σ_3 . En effet, les plans de rupture forment un angle θ inférieur à 45° et proche de 30° avec l'axe contenant la contrainte principale. Selon les travaux de Coulomb, ceci peut être lié au concept de friction interne qui suggère que, lorsqu'il y a rupture, la relation entre la magnitude de la contrainte de cisaillement et la contrainte normale est donnée par :

$$|\tau| = S_0 + \mu \sigma \quad (\text{II.1})$$

Où S_0 est la force de cohésion, et μ le coefficient de friction interne du matériau lié à l'angle de friction interne par la relation $\mu = \tan \phi$, ϕ étant lié à θ par la formule $\theta = 45 - (\phi)$.

4. Cercle de Mohr

La relation entre la contrainte et la rupture peut être déterminée graphiquement à l'aide du cercle de Mohr qui est une représentation graphique de l'état de contrainte. Pour déterminer la force de cohésion et l'angle de friction interne, une série d'expérimentations avec différentes valeurs de pression de confinement doit être faite sur des cylindres soumis à des tests de compression, et les résultats représentés sur le cercle de Mohr. Les lignes tracées tangentiuellement aux cercles donnent l'enveloppe de rupture de Mohr et leur intersection avec l'axe vertical définissant la résistance au cisaillement de la roche S_0 qui correspond à « la résistance inhérente lorsque la contrainte normale appliquée sur la surface de rupture est nulle » [10]. La pente de chacune de ces tangentes définit l'angle de friction interne ϕ pour chaque état de contrainte. Pour la majorité des roches il est possible de considérer les variations de la résistance avec le confinement à travers l'enveloppe de rupture linéaire de Mohr-Coulomb qui est définie par les paramètres susmentionnés. La cohésion étant un paramètre non-mesurable, la résistance de la roche est plus communément exprimée par la résistance à la compression uni-axiale (Unconfined Compressive Strength- UCS). Celle-ci est, comme son nom l'indique mesurée par des tests de compression sans confinement (test de compression simple).

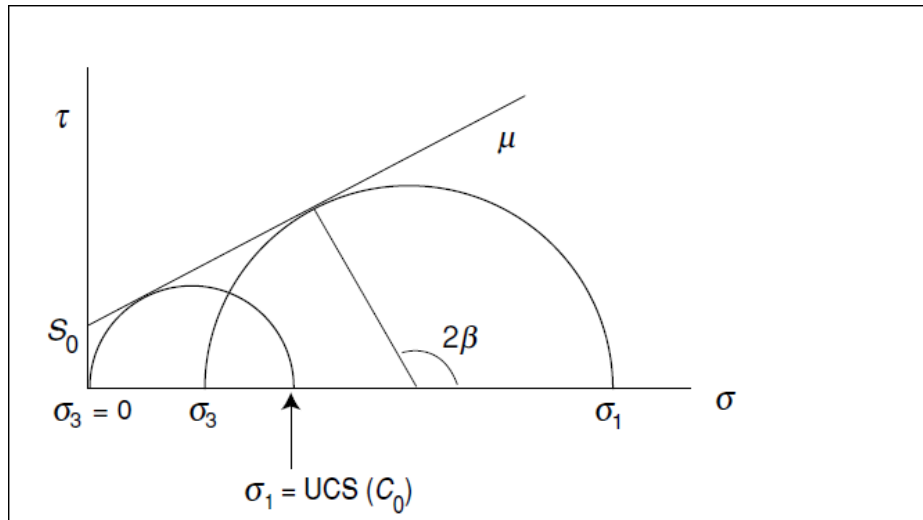


Figure II. 4. Cercle de Mohr et Enveloppe de rupture linéaire de Mohr-Coulomb

5. Lois constitutives de base

Tout domaine de contrainte impose un domaine de déformation, cependant les déformations résultantes dépendent aussi de la nature et du comportement mécanique des milieux déformés [10]. Ces comportements mécaniques sont définis par les lois constitutives qui décrivent ces rapports de déformations aux contraintes qui lui induisent. Parmi les comportements les plus communs des roches formant les réservoirs pétroliers, on cite l'élasticité linéaire et la poro-élasticité.

5.1. Elasticité linéaire

Un matériau linéairement élastique présente une relation linéaire entre les contraintes qui lui sont appliquées et les déformations qui en sont induites, ces dernières sont alors réversibles. Ceci peut être représenté par une force F appliquée à un ressort où la constante de proportionnalité est la constante de raideur du ressort K . Une roche idéalement élastique se déforme linéairement, en fonction de sa rigidité donnée par son module de Young E , en réponse à une contrainte qui lui appliquée [10].

5.2. Poro-élasticité

Une roche poreuse saturée par un fluide montre un comportement poro-élastique. Une des caractéristiques de la poro-élasticité est que la rigidité d'une roche saturée dépend de la cadence d'application de la force extérieure. Lorsqu'une force est appliquée rapidement, la pression interstitielle de la roche augmente, car le fluide inclus dans les pores absorbe une partie de la force appliquée et la roche ne draine pas son fluide. En d'autres termes, si la force

est appliquée pour une durée plus courte que celles nécessaire au drainage du fluide interstitiel, ce fluide absorbe une partie de la $\frac{\sigma u}{\varepsilon 3}$ contrainte et la roche devient rigide. Cependant, lorsque la force est appliquée $\frac{\sigma u}{\varepsilon 3}$ lentement (graduellement), l'augmentation de la pression interstitielle permet de dissiper les fluides, en les drainant de telle manière que la rigidité sera la même que celle d'une roche non saturée (ne contenant pas de fluide). La déformation des matériaux poro-élastiques dépend donc du temps d'application de la contrainte [10].

6. Comportement élastique et modules d'élasticité

Ce comportement est caractérisé par un retour possible à l'état initial. La déformation apparaît directement suite à l'application et ne s'accumule pas. Dans ce cas, la déformation obéit à la loi de Hooke, qui relie proportionnellement la déformation à la contrainte. Le corps solide retrouve ses dimensions ainsi que sa forme initiale suite au retrait de la contrainte. Toutefois, ce retour à l'état initial ne s'opère pas spontanément et peut prendre un certain temps. Un matériau élastique peut supporter une contrainte jusqu'à une certaine limite appelée limite élastique. Lorsque cette limite est dépassée, le corps ne peut retrouver sa forme initiale et la déformation devient alors plastique. Autrement dit, le corps ne retrouve sa forme initiale que partiellement. Si la contrainte continue à augmenter, le corps solide se fracturera et on s'approche alors du point de rupture [10].

La résistance d'un matériau à la déformation élastique est définie par le rapport contrainte- déformation appelé module de Young :

$$E = \sigma / \varepsilon \quad (\text{II.2})$$

Chapitre III. Principes de base de la géomécanique

Chapter III. Principes de base de la géomécanique

1. Introduction

La géomécanique est une discipline quantitative. Comme toute autre branche de la mécanique, la géomécanique est utilisée pour la mesure et l'estimation de contraintes et de l'étude du comportement des matériaux sous l'effet ces dernières.

A l'instar des autres branches, en géomécanique le choix du matériau à étudier n'est pas une option. L'ingénieur se voit contraint de travailler avec les matériaux en présence, qui peuvent être des formations solides en continues, mais peuvent également comprendre des roches fracturées.

En comparaison au domaine minier et au génie civil, où le comportement du matériau peut aisément être observé et mesuré, dans l'industrie pétrolière et gazière l'accès aux données est limité ; Il est clairement difficile de mesurer l'état de contrainte à l'intérieur d'un puits ou bien la résistance de roches composantes les parois de ce dernier. L'élaboration rigoureuse de modèles internes consistants qui couvrent toutes les informations, observations et mesures disponibles est donc une nécessité pour effectuer l'étude géomécanique.

2. Domaines d'application de la géomécanique dans l'industrie pétrolière

Dans l'industrie pétrolière et gazière, les principes géomécaniques ont été appliqués à l'origine dans la fracturation hydraulique lorsque l'ingénieur de stimulation voulait connaître les pressions de puits [11] de forage nécessaires pour fracturer la roche et l'étendue probable de la fracture induite.

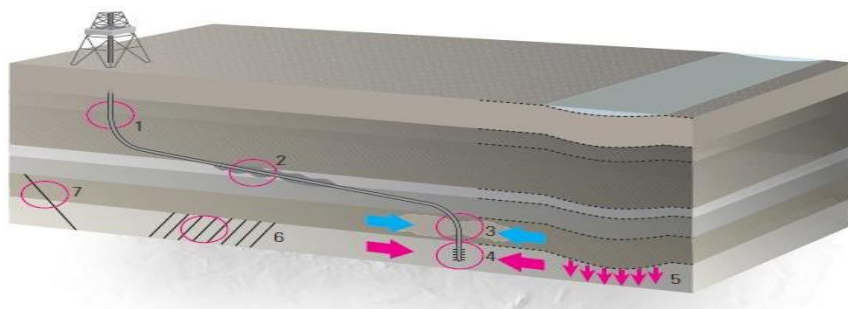


Figure III.1. La géomécanique telle qu'appliquée à l'estimation : des pressions de formation dans les argiles de couverture (1), de la stabilité des puits en cours de forage (2), de la fracturation hydraulique (3), de la production de sable (4), de la compaction des réservoirs, et à l'affaissement associé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

L'application de la géomécanique a été étendue aux domaines de la production de sable et de la stabilité des puits en cours de forage, ainsi qu'à l'estimation de la pression de formation dans les argiles sus-jacentes. Au cours de la production et de l'épuisement qui s'ensuit, les réservoirs subissent souvent des changements de porosité et de perméabilité, y compris des changements de perméabilité des fractures, tandis que l'état de contrainte dans le champ se modifie.

La compaction des réservoirs et l'affaissement associé des terrains morts peuvent activer des failles à mesure que les contraintes changent dans le champ. Ces changements peuvent entraîner une connexion d'un bloc adjacent non épuisé ou peuvent isoler ce même bloc. La géomécanique peut être appliquée à tous ces cas, de l'échelle de la perforation (lorsqu'on examine la production de sable) à l'échelle du champ (lorsqu'on modélise la compaction et le comportement des failles).

Pour comprendre l'effet de la géomécanique sur les perforations, les puits de forage et les réservoirs entiers, les ingénieurs doivent développer une vue cohérente des contraintes de la terre, de leurs amplitudes et de leurs directions, des propriétés mécaniques de la roche comme les propriétés élastiques et la résistance de la roche, et de la pression des fluides à l'intérieur de la roche. Ces paramètres sont organisés en un modèle géomécanique (MEM – Mechanical Earth Model), qui fournit une source logique d'information pour la planification géomécanique de la construction des puits et de la gestion des réservoirs.

III.3. Etats des contraintes dans la terre

Les contraintes compressives existent à tout endroit en profondeur dans la croûte terrestre, leurs magnitudes dépendent de différents paramètres incluant la profondeur, la lithologie, la pression interstitielle, les mouvements tectoniques et les processus géologiques qui agissent dans diverses échelles spatiotemporelles [12]

L'état de contrainte dans la croûte terrestre consiste en trois contraintes principales, mutuellement orthogonales. Dans l'industrie pétrolière, il est commun d'assumer que l'une de ces trois contraintes principales demeure verticale, ce qui représente une hypothèse raisonnable à des profondeurs importantes dans des couches homogènes qui n'ont pas été exposées à des fortes activités tectoniques ou dont les contraintes résultantes des activités tectoniques précédentes se sont dissipées [13].

3. Principales sources de contraintes

La principale source de contraintes dans la Terre résulte du poids de l'eau et des roches soumis à la gravité au-dessus de la formation d'intérêt. Cette force gravitationnelle engendre une contrainte verticale dans la formation. Les contraintes horizontales sont produites par une combinaison de tension latérale par les roches environnantes, de plasticité, de fluage et de rupture de la formation, du contexte tectonique du champ et d'autres facteurs. Près des failles majeures, des chaînes de montagnes, des diapirs de sel, des volcans de boue et d'autres formations géologiques, la situation peut être plus complexe, y compris la possibilité de contraintes principales qui ne soient pas verticales et horizontales. L'autre aspect important de l'état de contrainte en géomécanique pétrolière est la pression interstitielle. Le gradient normal de pression résulte de la hauteur de charge hydrostatique de l'eau dans les formations [11].

3.1. Poids des terrains morts « Overburden »

L'un des régimes de contrainte le plus important ne comporte que des déformations uni-axiales (i.e., les déformations horizontales sont inexistantes). Afin d'estimer l'état de contraintes qui est régi par ce régime, on considère que la roche représente un milieu isotrope semi-infini sujet à une charge horizontale.

Sous ces conditions, la contrainte verticale est générée par le poids des terrains morts (Overburden en anglais) causé par la gravité de la terre. Étant données les variations des densités des roches à travers les différentes strates qui se superposent en profondeur, l'expression de cette contrainte est donnée comme suit :

$$S_v(H) = \int_0^H \rho(z)gzdz \approx \bar{\rho}gH \quad (\text{III.1})$$

Où H est la profondeur du point considéré, $\rho(z)$ est la densité de la masse de roches en fonction de la profondeur et g est l'accélération de la gravité.

Le gradient de la contrainte verticale varie de 0.8 *psi/ft* (18 *KPa/m*) pour des formations récentes et peu profondes à environ 1.25 *psi/ft* (28 *KPa/m*) pour des formations très denses. Sachant que la masse volumique du quartz est de 2.65 *g/cm³*, un gradient de la contrainte verticale de 1.0 *psi/ft* (23 *KPa/m*) et 1.1 *psi/ft* (25 *KPa/m*) est représentatif des roches gréseuses saturées d'eau salée avec une porosité 20% et 7% respectivement [12].

3.2. Pression interstitielle

La pression interstitielle constitue un paramètre important pour toute étude géomécanique, elle est définie comme étant un potentiel hydraulique scalaire agissant au sein d'un espace de pores interconnectés. En profondeur, la valeur de ce paramètre est usuellement décrite en relation avec la pression hydrostatique, la pression associée avec une colonne d'eau en prenant la surface comme point de départ jusqu'à la profondeur considérée.

La pression interstitielle dépasse sa valeur hydrostatique dans un volume poreux confiné. Conceptuellement, la valeur limite qu'elle pourrait atteindre serait celle de la contrainte verticale liée aux poids des morts-terrains [14].

Le fluide interstitiel contenu dans le réservoir joue un rôle important, qui est l'absorption d'une partie de l'effet de la contrainte totale appliqué à la formation. De ce fait, seule une contrainte effective agit en réalité sur la roche [12]. D'autre part, le comportement mécanique de la roche poreuse affectera celui du fluide contenu dans cette dernière. Deux mécanismes basiques illustrent cela :

- Une augmentation de la pression interstitielle induit une dilatation de la roche.
- La compression de la roche conduit à une augmentation de la pression interstitielle si le fluide n'arrive pas à évacuer le réseau interstitiel.

4. Etat de contrainte biaxial

Terzaghi et Richart ont suggéré que dans le cas des roches sédimentaires dans des régions non-perturbées, les strates se forment en couches horizontales (bassins sédimentaires) en supposant que les dimensions horizontales du bassin demeurent invariables [15]. Ce qui se traduit en termes de contraintes principales effectives par ce qui suit :

$$\sigma_{h \min}(Z) = \sigma_{H \max}(Z) = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_V(Z) \quad (\text{III.2})$$

En d'autres termes, en supposant qu'il ne peut y avoir que des déformations uniaxiales, suite à la contrainte verticale générée par la surcharge des couches, les deux autres contraintes principales sont égales et comprises dans le plan horizontal. Elles ne sont fonction que de la surcharge verticale [12].

Etant donné l'influence de la pression interstitielle dans les contraintes totales, l'expression des contraintes totales horizontales est donnée comme suit :

$$S_{h \min}(z) = S_{H \max}(z) = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_V(z) + \alpha P_p(z) \quad (\text{III.3})$$

$$S_{h \min}(z) = S_{H \max}(z) = \frac{\nu}{1 - \nu} (S_V(z) - \alpha P_p(z)) + \alpha P_p(z) \quad (\text{III.4})$$

$$S_{h \min}(z) = S_{H \max}(z) = \frac{\nu}{1 - \nu} S_V(z) - \frac{\nu}{1 - \nu} \alpha P_p(z) + \alpha P_p(z) \quad (\text{III.5})$$

5. Contraintes et déformations d'origine tectonique

Contrairement à ce qui a été précédemment prédit dans les équations précédentes, les contraintes principales horizontales ne sont pas égales. La principale raison de cette anisotropie revient à la tectonique des plaques [13]. Les contraintes et leurs déformations résultant de la tectonique, proviennent donc du mouvement des plaques.

La déformation tectonique est une quantité à ajouter ou soustraire des composantes de la déformation horizontale. Lorsqu'une déformation tectonique s'accumule sur des formations rocheuses, elle s'ajoute à celles subies par les roches élastiques comme suit :

$$dS_h \approx \frac{E}{1 - \nu^2} d\varepsilon_h + \frac{E\nu}{1 - \nu^2} d\varepsilon_H \quad (\text{III.6})$$

$$dS_H \approx \frac{E}{1 - \nu^2} d\varepsilon_H + \frac{E\nu}{1 - \nu^2} d\varepsilon_h \quad (\text{III.7})$$

Où $d\varepsilon_H$ et $d\varepsilon_h$ représentent les déformations tectoniques telles que $d\varepsilon_H > d\varepsilon_h$. Les variations des contraintes résultantes ne sont alors pas égales, $dS_H > dS_h$, tel que dS_H est la variation de contrainte générée dans la direction de $d\varepsilon_H$ et dS_h est la variation de contrainte générée dans la direction de $d\varepsilon_h$. Ces relations ne prennent pas en considération la potentielle variation de la contrainte verticale due à la surcharge et montrent une corrélation entre les contraintes et le module de Young. Ceci implique que plus le module de Young est important plus les contraintes diminuent, dans le cas où les déformations sont extensives, ou augmentent si les déformations sont compressives [12]

5.1. Sources des contraintes tectoniques

Les sources de contraintes tectoniques agissant sur l'intérieur des plaques peuvent être classées en 3 groupes :

Les contraintes induites par les forces de mouvement des plaques : celles-ci surgissent principalement suite à l'élargissement des planchers océaniques au niveau des dorsales, les

forces responsables du phénomène de subduction n'ayant relativement que de faibles influences, car elles sont contrebalancées au niveau des premiers mètres de ces zones. Les résistances aux collisions des plaques (subduction de la croûte dans l'asthénosphère ductile et collision des plaques continentales et failles transformantes) sont aussi responsables du surgissement de contraintes à des profondeurs peu importantes.

Les contraintes résultant de la topographie et du phénomène d'isostasie : Les variations de densité au sein des lithosphères régies par les phénomènes d'isostasie induisent, elles aussi, d'importantes contraintes. En général, l'épaississement de la croûte accompagné de l'amincissement de la lithosphère, cause des régimes de contraintes extensives. Le contraire résulte en des contraintes compressives.

La flexion lithosphérique : les charges existantes au-dessus ou au sein des lithosphères élastiques peuvent causer des phénomènes de déflexion qui induisent des contraintes de flexion (de l'ordre de centaines de MPa), perturbant ainsi les champs de contraintes sur des rayons d'environ 1000 km. Parmi les principales causes de ce phénomène, nous pouvons citer l'accumulation de sédiments le long des marges continentales lors de la subduction des plaques océaniques créant des prismes d'accrétion épais d'une dizaine de kilomètres et exerçant des contraintes significatives sur les plaques continentales [14].

6. Classification d'Anderson

Anderson a développé le concept mécanique moderne des origines des failles et a mis en évidence leur rôle important en tectonique. L'avancée majeure qu'il eut apportée fut la découverte de l'origine des failles à partir des ruptures fragiles et l'application du critère de Coulomb à cette problématique [15].

Tel que représenté sur la figure (Figure II- 1), E.M. Anderson a pu construire un schéma qui permet de classer une zone comme étant caractérisée par un système de failles normales, transformantes ou inverses selon le fait que :

- La croûte soit en extension et que les failles normales qui plongent brusquement causent le déplacement du compartiment supérieur (toit) vers le bas par rapport au compartiment inférieur (mur) ;
- Les compartiments de la croûte se déplacent horizontalement les uns par rapport aux autres suivant des failles transformantes presque verticales ;

- La croûte soit en compression et que les failles inverse qui plongent suivant une faible pente causent un soulèvement du toit par rapport au mur

La classification d'Anderson définit aussi les amplitudes des contraintes horizontales principales par rapport à la contrainte verticale. La contrainte verticale correspond à la contrainte principale maximale, S_1 , dans le régime des failles normales, $S_V > S_{H\ max} > S_{h\ min}$, la contrainte principale intermédiaire, S_2 , dans les régimes de failles transformantes, $S_{H\ max} > S_V > S_{h\ min}$, et la contrainte principale minimale, S_3 , dans les régimes de failles inverses, $S_{H\ max} > S_{h\ min} > S_V$ [14].

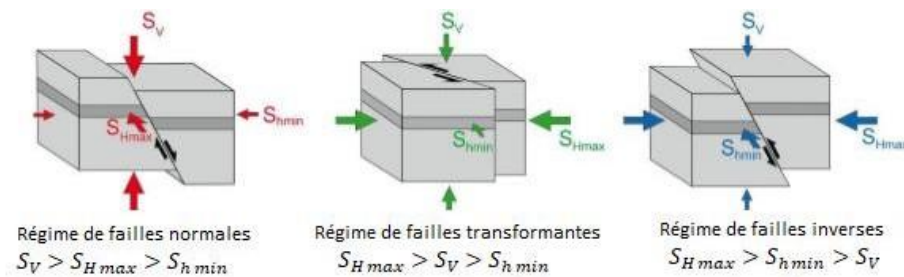


Figure III. 2. Classification d'Anderson des régimes tectoniques

7. Etat de contraintes autour du puits

La concentration de contraintes arrive lorsqu'une partie du matériau sous contrainte possède des propriétés qui diffèrent de celles du matériau avoisinant [16]. La concentration des contraintes autour d'un puits vertical foré parallèlement à la contrainte principale verticale, dans un milieu isotrope et élastique, est décrite par les équations de Kirsch [14]. La création d'ouvertures cylindriques (telles qu'un puits) induit un changement dans les orientations des contraintes les rendant parallèles et perpendiculaires aux surfaces de ces ouvertures car ces dernières contenant des fluides ne peuvent résister aux contraintes de cisaillement. De plus, les volumes de matériaux qui supportaient les contraintes « in situ » ont été excavés et leur absence accroît la concentration des contraintes autour de ce volume.

Tel que le montre la figure ci-dessous, cette concentration se traduit par un entassement des trajectoires des contraintes dans la direction de $S_{h\ min}$, ce qui induit une forte amplification des contraintes compressives. A l'opposée on a un éloignement de ces trajectoires dans la direction de $S_{H\ max}$, et par conséquent une diminution des contraintes compressives [14].

Chapitre IV. Modèle géomécanique 1D

Chapitre IV. Modèle géomécanique 1D

1. Introduction

Le modèle géomécanique 1D constitue un outil fondamental pour l'analyse de la stabilité du puits et l'évaluation du gradient de fracturation hydraulique du réservoir. Le **Figure IV.1** illustre le processus global de construction et d'application du modèle géomécanique 1D. Ce workflow est structuré en plusieurs étapes clés, allant de l'estimation des propriétés mécaniques à la calibration et l'application du modèle.

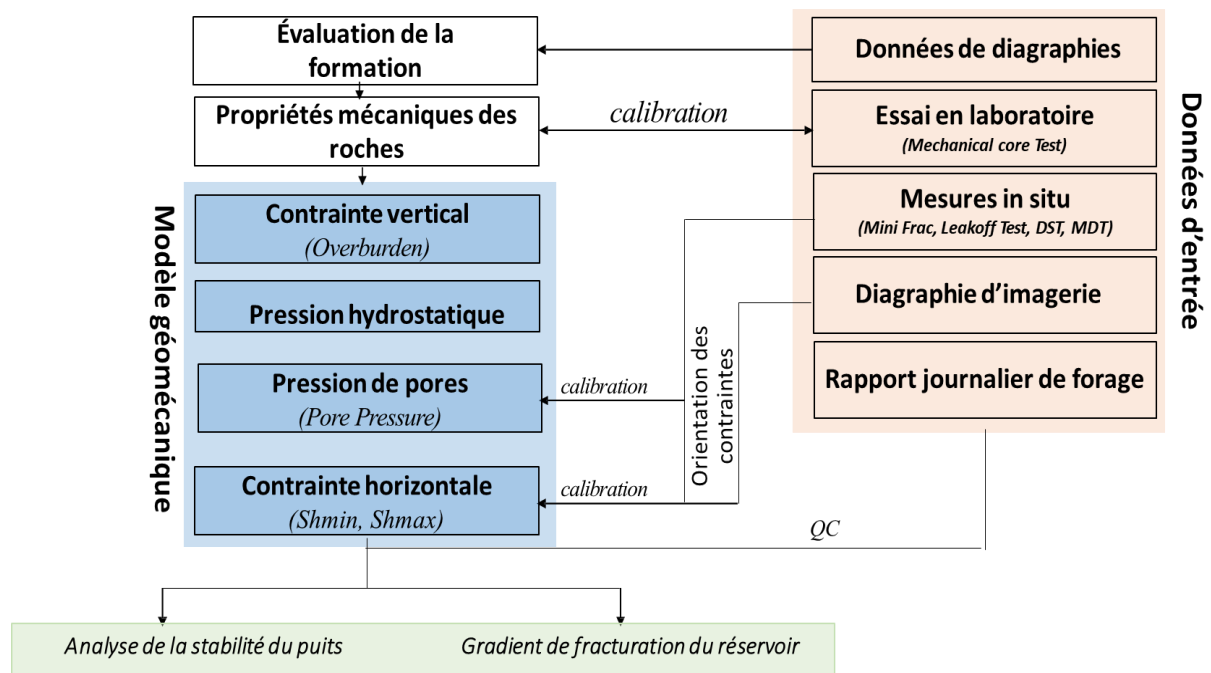


Figure IV. 1. Plan de travail

La construction d'un modèle géomécanique 1D repose sur l'intégration de plusieurs types de données provenant de différentes sources. Ce modèle vise à représenter verticalement les contraintes in situ et les propriétés mécaniques de la roche à partir d'un seul puits. Les données utilisées incluent les diagraphies (densité, vitesses acoustiques, etc.), les essais mécaniques sur carottes en laboratoire, les mesures in situ comme les tests DST, Mini Frac ou Leakoff, les diagraphies d'imagerie pour l'identification des fractures naturelles, ainsi que les rapports journaliers de forage. Ces données servent à caractériser précisément les propriétés geo-mécaniques de la formation.

Dans un premier temps, les propriétés mécaniques statiques sont estimées à partir des diagraphies et des essais de laboratoire. L'estimation des propriétés anisotropes statiques est

essentielle pour refléter le comportement réel de la roche. Le module de Young et le coefficient de Poisson sont prédites à partir des logs et éventuellement calibrée avec les essais sur carottes.

Par la suite, les contraintes géomécaniques principales sont déterminées. La contrainte verticale est calculée par intégration de la densité log, correspondant au surpoids lithostatique. La pression de pore est estimée à partir des logs de vitesses selon le modèle d'Eaton, qui permet de détecter les zones de surpression. Les contraintes horizontales (minimale S_{hmin} et maximale S_{hmax}) sont évaluées à l'aide d'un modèle poro-élastique, en considérant les effets de l'anisotropie et les déformations horizontales en conditions de chargement in situ.

Une fois le modèle de contraintes construit, il est ensuite calibré. Cette étape est cruciale pour valider les estimations à l'aide des données indépendantes. Les résultats des tests de fracturation (Mini Frac, Leakoff), les contraintes d'ouverture ou de fermeture observées dans les diagraphies d'imagerie, ainsi que les anomalies de stabilité détectées pendant le forage, sont utilisés pour affiner et ajuster le modèle.

Enfin, le modèle géomécanique 1D calibré est appliqué à deux objectifs principaux. D'une part, il sert à l'analyse de la stabilité du puits en prédisant les gradients de contrainte et les conditions limites pour éviter les effondrements ou l'instabilité des parois. D'autre part, il est utilisé pour l'évaluation du gradient de fracturation hydraulique du réservoir, ce qui permet de concevoir des opérations de stimulation efficaces tout en évitant l'endommagement de la roche réservoir ou de la colonne de forage.

2. Données d'entrée et disponibilité

La qualité d'un modèle géomécanique 1D dépend fortement de la disponibilité et de la précision des données d'entrée. Dans cette étude, le puits-A a été sélectionné en raison de la richesse et de la diversité des données disponibles. Le **tableau IV.1** présente un résumé des données utilisées pour la construction du modèle, tandis que la **Figure IV.2** illustre l'ensemble des logs pétrophysiques et géomécaniques utilisés dans cette étude.

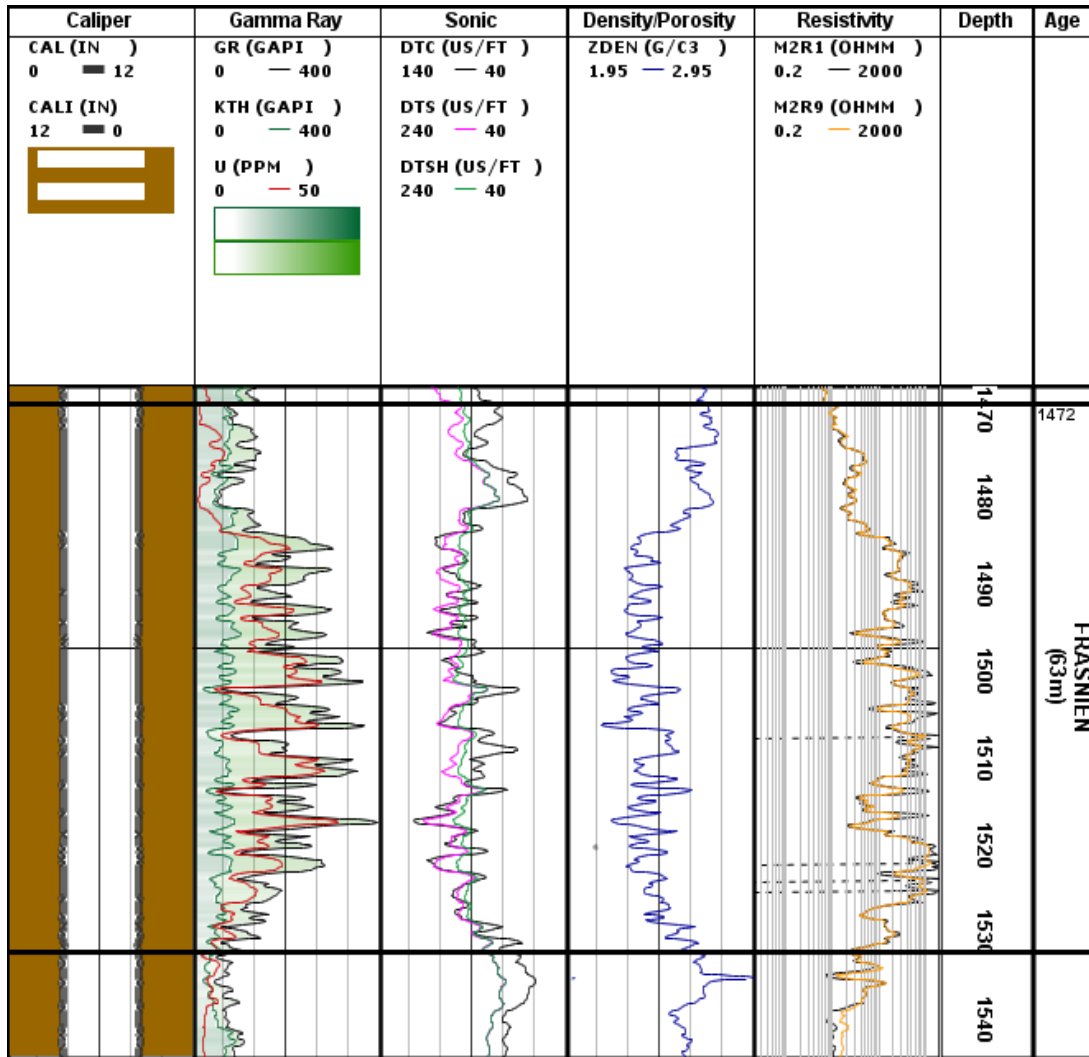


Figure IV. 2. Logs pétrophysiques et géomécaniques du puits-A

Les données de base (programme du puits) comprennent les coordonnées du puits, les tops stratigraphiques, ainsi que des informations sur le diamètre de l'outil. Ces éléments sont indispensables pour la correction des logs et la détection d'éventuels lavages de puits.

Les logs pétrophysiques utilisés incluent la Gamma Ray (GR) pour la discrimination lithologique, la densité apparente (RHOB) pour l'estimation du surpoids vertical, et les logs acoustiques (DTC, DTS, DTSF, DTSS, DTST) nécessaires à l'évaluation des vitesses de propagation des ondes dans la matrice. Ces logs sont essentiels pour dériver les propriétés géomécaniques et les contraintes.

Des données d'imagerie du puits sont également disponibles, permettant l'interprétation des fractures naturelles, des contraintes horizontales et des événements de rupture. Les rapports de forage fournissent des informations complémentaires sur les conditions

opérationnelles et les événements mécaniques observés. En complément, les données de carottes permettent de calibrer les propriétés mécaniques (coefficient de poisson, module d'Young, etc.) et les tests microfrac offrent des mesures directes des contraintes minimales, essentielles pour la calibration du modèle.

Tableau IV.1. Disponibilité des données pour le puits-A

Élément	Statut
Nom du puits / Diagraphies	Puits-A
Coordonnées	OK
Couches (tops)	OK
Diamètre de trépan (Bit size)	OK
Caliper	OK
Gamma Ray	OK
Densité de la roche (Bulk Density)	OK
Sonic DTC	OK
Sonic DTS	OK
Sonic DTSF	OK
Sonic DTSS	OK
Sonic DTST	OK
Rapport d'imagerie	OK
Données de carottes (Core Data)	OK
Rapports de forage	OK
Test Micro-frac	OK

3. Flux de travail pour la création du modèle géomécanique 1D

3.1. Estimation des propriétés mécaniques

L'estimation des propriétés mécaniques constitue une étape fondamentale dans la construction du modèle géomécanique 1D. Ces propriétés sont dérivées des constantes d'élasticité (stiffnes) notées C_{ij} , qui définissent le comportement mécanique du milieu rocheux. Pour un puits vertical, cinq coefficients sont nécessaires : C_{11} , C_{13} , C_{33} , C_{44} , et C_{66} . Ces coefficients permettent ensuite de calculer les modules élastiques (module d'Young et module de cisaillement) et les coefficients de Poisson dynamiques.

a. Calcul des coefficients de rigidité (stiffness)

En appliquant la loi générale de Hooke pour les coefficients de rigidité élastique non nuls C_{ij} [17] par rapport à l'axe de symétrie, le tenseur de rigidité comporte cinq composantes indépendantes qui sont liées entre elles. Les matrices symétriques de taille six par six avec les coefficients de rigidité élastique sont représentées comme suit [18] :

$$C_{ij} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{13} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{33} & (C_{33} - 2C_{44}) & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & (C_{33} - 2C_{44}) & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{55} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{55} \end{bmatrix}$$

Certains coefficients de rigidité sont égaux entre eux comme suit :

$$C_{22} = C_{33}, C_{55} = C_{66}, C_{32} = C_{23} = C_{33} - 2C_{44}, C_{13} = C_{12}$$

Comme le puits-A est un puits vertical a été foré perpendiculairement au plan de stratification sédimentaire, seuls trois de ces cinq modules indépendants, à partir des coefficients de rigidité (C_{33} , C_{44} et C_{66}), peuvent être mesurés par des données de cisaillement dipolaire. Les coefficients de rigidité peuvent être exprimées à partir des logs acoustiques et de la densité apparente selon les relations suivantes :

$$C_{33} = \rho V_p^2 \quad (\text{IV.1})$$

$$C_{44} = \rho V_{s1}^2 \quad (\text{IV.2})$$

$$C_{66} = \rho V_{s2}^2 \quad (\text{IV.3})$$

où : ρ est la densité apparente (issue du log RHOB), V_p est la vitesse de l'onde P (log DTC), V_{s1} et V_{s2} sont les vitesses des ondes S, obtenues respectivement à partir des logs DTS et DTST.

Les autres coefficients de rigidité (C_{11} et C_{13}) peuvent être estimés à partir du modèle d'Annie proposé par [19]. Les constantes C_{11} et C_{13} sont données ci-dessous :

$$C_{11} - C_{33} = 2(C_{66} - C_{44}) \quad (\text{IV.4})$$

$$C_{13} + 2C_{44} - C_{33} = 0 \quad (\text{IV.5})$$

b. Calcul des propriétés mécaniques

À partir des coefficients de rigidité, les propriétés mécaniques dynamiques sont calculées selon les formules suivantes :

- Coefficient de Poisson ν_{VH} (compression verticale, expansion horizontale) :

$$\nu_{VH} = \frac{C_{13}}{C_{11} + C_{12}} \quad (\text{IV.6})$$

- Coefficient de Poisson ν_{HH} (compression horizontale, expansion perpendiculaire) :

$$\nu_{HH} = \frac{C_{12}C_{33} - C_{13}^2}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2} \quad (\text{IV.7})$$

- Module d'Young vertical :

$$E_V = \frac{C}{C_{11} + C_{12}} \quad (\text{IV.8})$$

- Module d'Young horizontal :

$$E_H = \frac{(C_{11} - C_{12})C}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2} \quad (\text{IV.9})$$

3.2. Estimation de la contrainte verticale

Le calcul de la contrainte verticale (S_v , ou contrainte de surpression) repose sur l'intégration de la densité en fonction de la profondeur :

$$S_v(z) = \int_0^z \rho(z) \cdot g \cdot dz \quad (\text{IV.10})$$

où : $\rho(z)$ est la densité de formation à la profondeur z , g est l'accélération gravitationnelle (9.81 m/s²), S_v est la contrainte verticale (généralement exprimée en MPa ou psi).

Des données de densité issues des diagraphies (logs RHOB) étaient disponibles pour la majorité des puits voisins. Toutefois, dans de nombreuses sections, ces mesures étaient altérées par des conditions de trou défavorables (élargissements, rugosités), compromettant leur fiabilité. Dans ces cas, un profil de pseudo-densité a été généré à partir des données acoustiques (diagraphie sonic DTC) en appliquant une équation empirique corrélant la vitesse acoustique et la densité. Cette estimation permet de combler les zones où les données de densité directe sont manquantes ou peu fiables. La construction du profil de densité utilisé pour l'intégration s'est faite selon le schéma illustré dans la **Figure IV.3**, qui schématise la méthodologie employée pour l'estimation du stress vertical à partir de la densité composite. Comme on peut voir, l'utilisation directe de la log RHOB se fait lorsqu'elle est jugée fiable, tandis que la Pseudo-densité Calculée à partir des données acoustiques dans les zones perturbées.

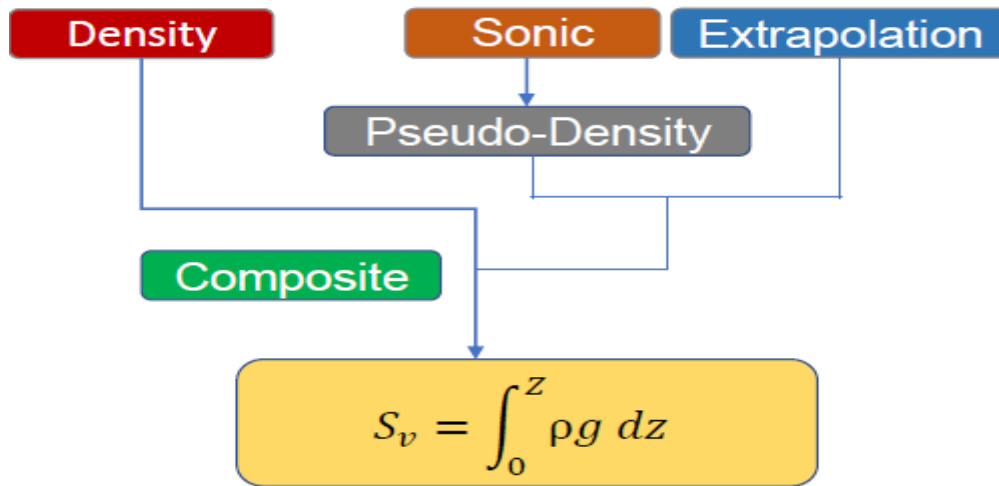


Figure IV. 3. Méthodologie employée pour l'estimation du stress vertical.

3.3. Pression de pore selon le modèle d'Eaton

L'estimation de la pression de pore est une étape critique dans la modélisation géomécanique 1D, notamment pour la prédiction des zones de surpression et la prévention des incidents de forage. Le modèle d'Eaton constitue une méthode largement utilisée pour évaluer la pression de pores à partir de données de diagraphies, en particulier les vitesses acoustiques (soniques), la résistivité, ou encore la densité apparente.

Dans cette étude, l'approche repose principalement sur l'utilisation des vitesses de propagation des ondes acoustiques mesurées par le log sonique (DTC). Le modèle d'Eaton compare la vitesse mesurée dans la formation à une tendance de compaction normale (NCT - Normal Compaction Trend). Cette dernière représente le comportement attendu en l'absence de surpression, et est dérivée à partir des zones normalement compactées.

La méthodologie est schématisée dans la **Figure IV.4**. Elle montre les différentes entrées nécessaires, telles que la vitesse acoustique, le trend de compaction normale déduit à partir le log GR, la pression hydrostatique et le surpoids (Overburden gradient : OBG). L'équation d'Eaton permet ensuite de calculer la pression de pore selon la formule suivante :

$$P_{\text{pore}} = OBG - (OBG - P_{\text{hydro}}) \cdot \left(\frac{DTn}{DT} \right)^3 \quad (\text{IV.11})$$

où P_{pore} est la pression de pore, OBG est la contrainte lithostatique (overburden), P_{hydro} est la pression hydrostatique, DTn est le temps de transit des ondes soniques normal (NCT), DTD est le temps de transit des ondes soniques normal mesuré.

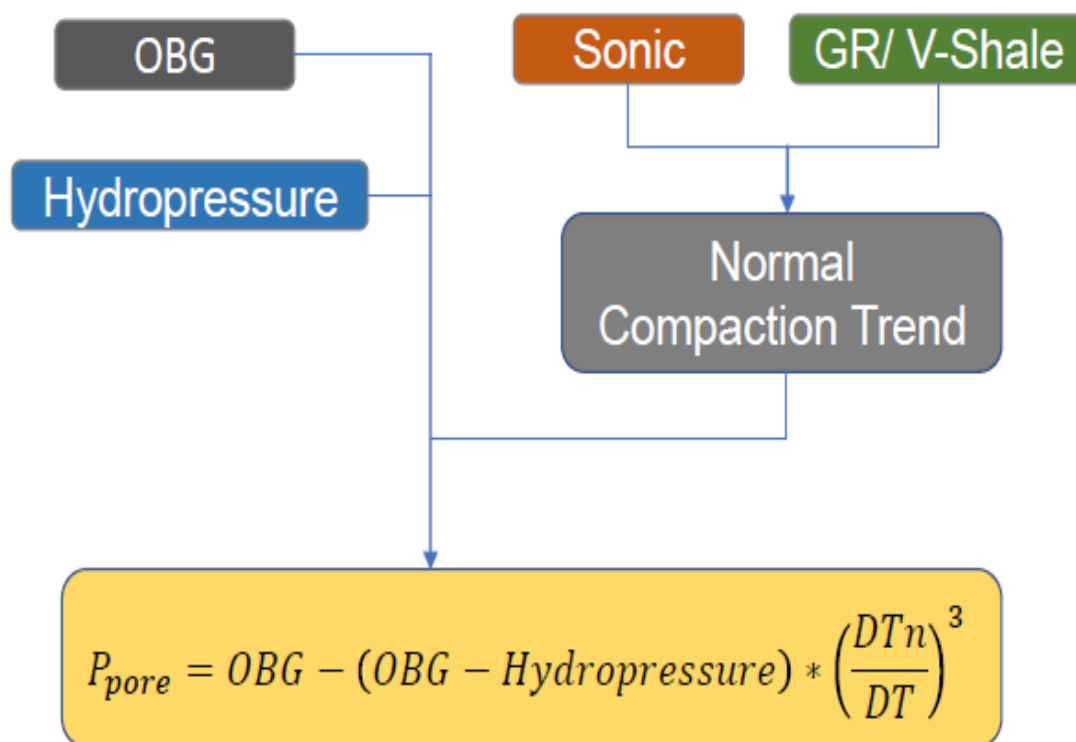


Figure IV.4. Méthodologie d'estimation de la pression de pore selon le modèle d'Eaton

3.4. Estimation des contraintes horizontales in situ

L'estimation des contraintes horizontales est une étape essentielle de la modélisation géomécanique 1D. Ces contraintes, notées σ_H (contrainte horizontale maximale) et σ_h (contrainte horizontale minimale), sont des paramètres clés pour la stabilité des puits, la fracturation hydraulique, et l'analyse des mécanismes de rupture dans les formations.

Les contraintes horizontales peuvent être estimées à partir d'un modèle élastique isotrope en utilisant les modules d'Young (E_h, E_v) et les coefficients de Poisson (ν_h, ν_v), associés aux déformations horizontales mesurées ($\varepsilon_h, \varepsilon_v$). Les équations utilisées sont les suivantes :

$$\sigma_h = \frac{E_h}{E_v} \frac{\nu_v}{1 - \nu_h} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_h}{1 - \nu_h^2} \varepsilon_h + \frac{\nu_h E_h}{1 - \nu_h^2} \varepsilon_H \quad (\text{IV.12})$$

$$\sigma_H = \frac{E_h}{E_v} \frac{\nu_v}{1 - \nu_h} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{\nu_h E_h}{1 - \nu_h^2} \varepsilon_h + \frac{E_h}{1 - \nu_h^2} \varepsilon_H \quad (\text{IV.13})$$

où σ_h est la contrainte verticale, P_p est la pression de pore, α est le coefficient de Biot, E_h et E_v représente les modules d'Young horizontaux et verticaux, ν_h et ν_v sont les coefficients de Poisson horizontaux et verticaux.

4. Résultats et discussion de la création du modèle géomécanique 1D

4.1. Propriétés élastiques

La **Figure IV.5** présente les logs résultants représentant les principales propriétés mécaniques estimées dans le puits-A. Ces logs sont dérivés à partir des équations mentionnées ci-dessus et des digraphies. Chaque piste présente un paramètre donné. Piste 1 représente GR log pour l'identification lithologique. Piste 2 représente densité log. Piste 3 présente les vitesses acoustiques ya compris la vitesse de l'onde P (DTS) et les vitesses de onde S (DTST et DTS). Les deux dernières pistes affichent le module d'Young vertical et horizontal ainsi que les coefficients de Poisson vertical et horizontal. Certains points représentés sur ces pistes correspondent à des valeurs obtenues à partir des essais sur carottes. On observe une bonne concordance entre les courbes calculées à partir des diagraphies et les points expérimentaux, ce qui indique que l'estimation des propriétés mécaniques statiques à partir des données de diagraphie est cohérente et fiable.

Ces résultats fournissent une base quantitative pour la suite de la modélisation géomécanique, en particulier pour l'évaluation des contraintes in situ et la prédiction de la stabilité mécanique du puits

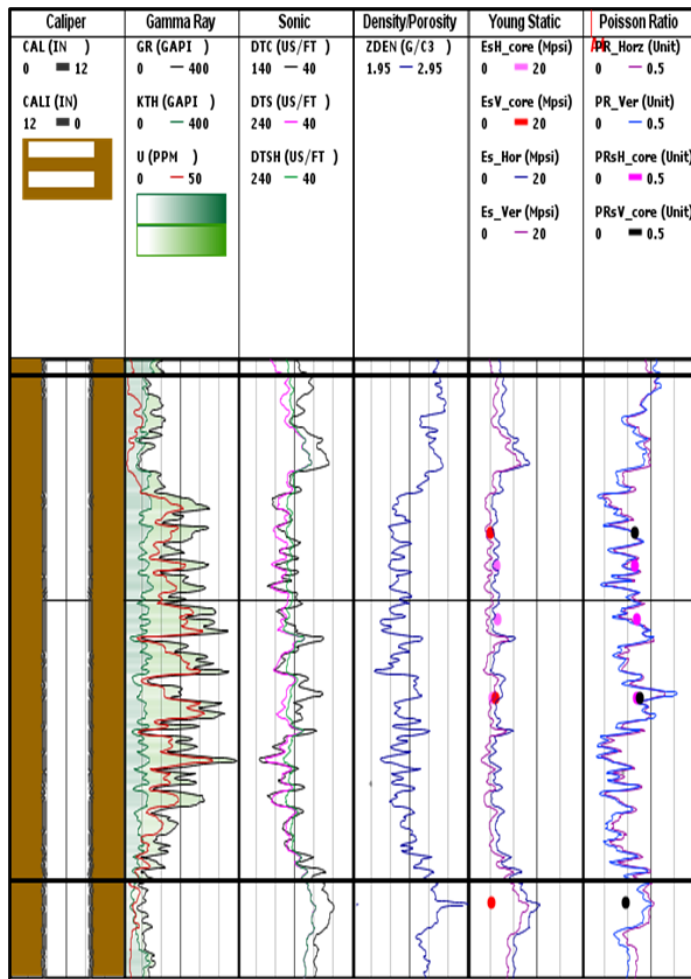


Figure IV. 5. Logs des propriétés mécaniques dans le puits-A

4.2. Contrainte verticale

Le profil de contrainte verticale obtenu est présenté dans la **Figure IV.6**. Différents panneaux sont représentés dans cette figure: Piste 1 illustre le log sonique utilisé pour l'intégration. Piste 2 représente le profil de densité tandis que le piste 3 illustre la contrainte verticale (S_v) et son gradient. D'après cette figure le profil S_v augmente de manière continue avec la profondeur, traduisant le poids cumulé des formations sus-jacentes. Les variations de pente reflètent les changements lithologiques : des formations plus denses (carbonates, schistes compacts) contribuent davantage à la surcharge verticale. Ce profil est une donnée essentielle pour les calculs ultérieurs de contraintes horizontales, stabilité du puits, gradients de fracture, et pression de fermeture de fractures.

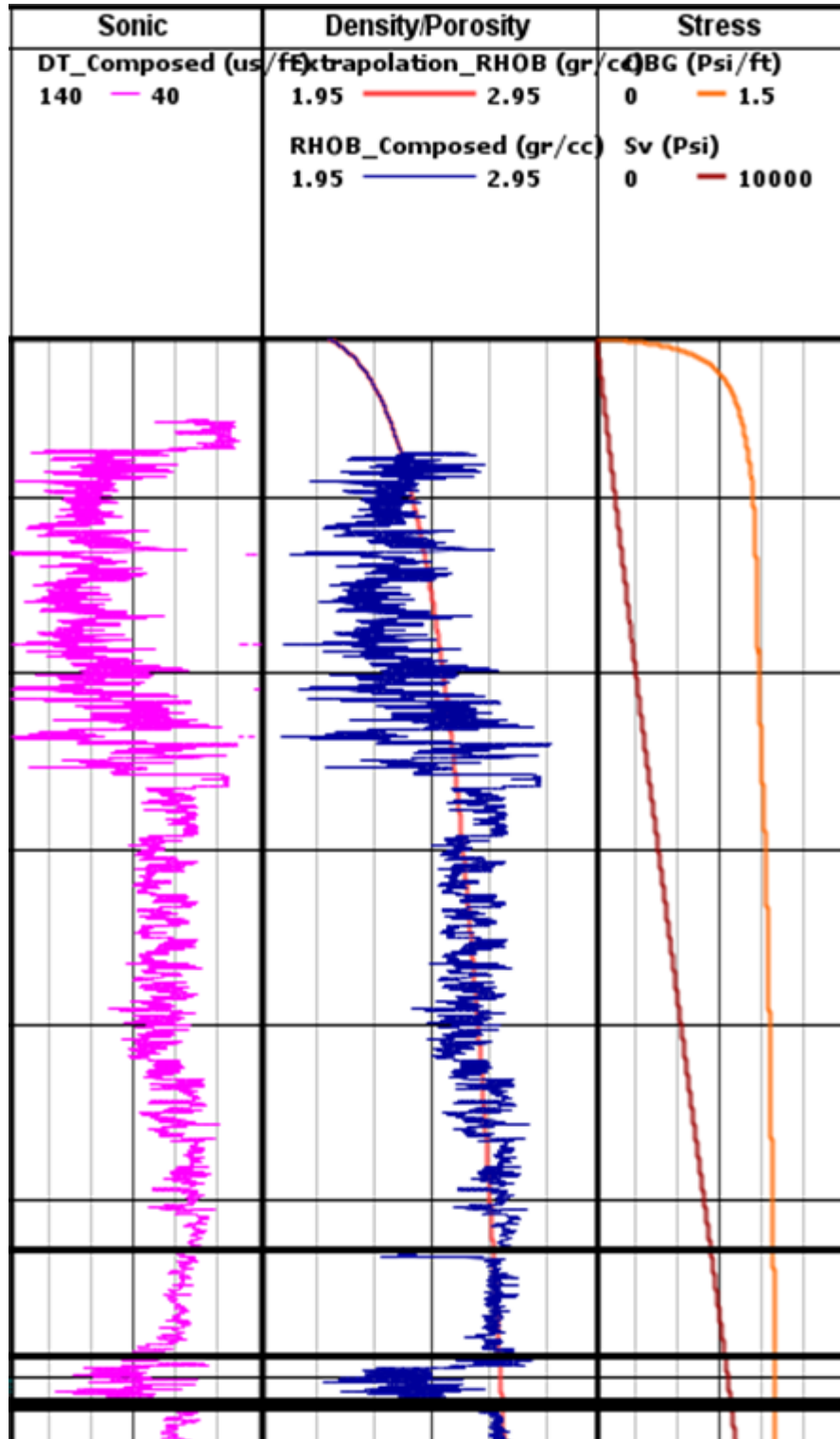


Figure IV.6. Profil de contrainte verticale déduit de l'intégration de la densité.

4.3. Pression de Pores

La Figure IV.7 présente les résultats obtenus pour le puits-A. Elle illustre les logs utilisés gamma ray, log sonique (temps de transit mesuré) avec la pente NTC (temps de transit normal), ainsi que le profil de pression de pore dérivé. On y observe des anomalies

de surpression à certaines profondeurs, indiquant un ralentissement du processus de compaction, typique des environnements argileux ou de faibles perméabilités. Ces anomalies sont critiques à considérer pour le dimensionnement du mud weight et l'évaluation du risque de kick ou blowout.

L'accord entre les zones identifiées par le modèle et les événements de forage rapportés valide la robustesse de l'approche utilisée. Ces résultats serviront directement à la calibration des contraintes horizontales et à la détermination des fenêtres de forage sûres.

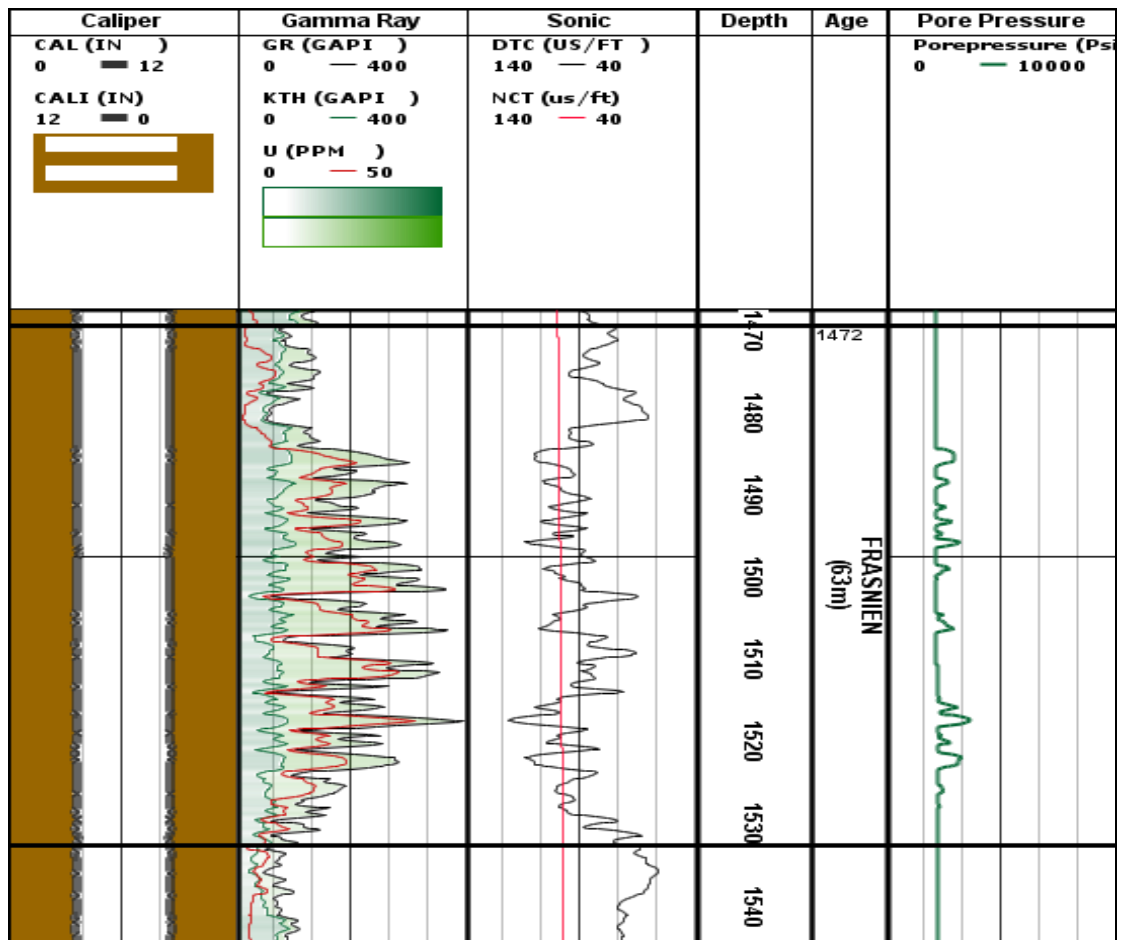


Figure IV.7. Résultats de l'estimation de la pression de pore dans le puits-A à partir du modèle d'Eaton

4.4. contraintes horizontales in situ

La Figure IV.8 illustre les profils de contraintes horizontales estimés à partir des équations précédentes pour le puits-A. Les résultats intègrent aussi les logs GR et sonique, les contraintes horizontales maximale et minimale ainsi que les résultats du test micro-frac.

Ces profils permettent de distinguer les zones de régime tectonique. Par exemple, un gradient de contrainte horizontale maximale élevé peut indiquer une zone sous compression

latérale importante, favorable à l'initiation de fractures ou à des fermetures de fractures existantes.

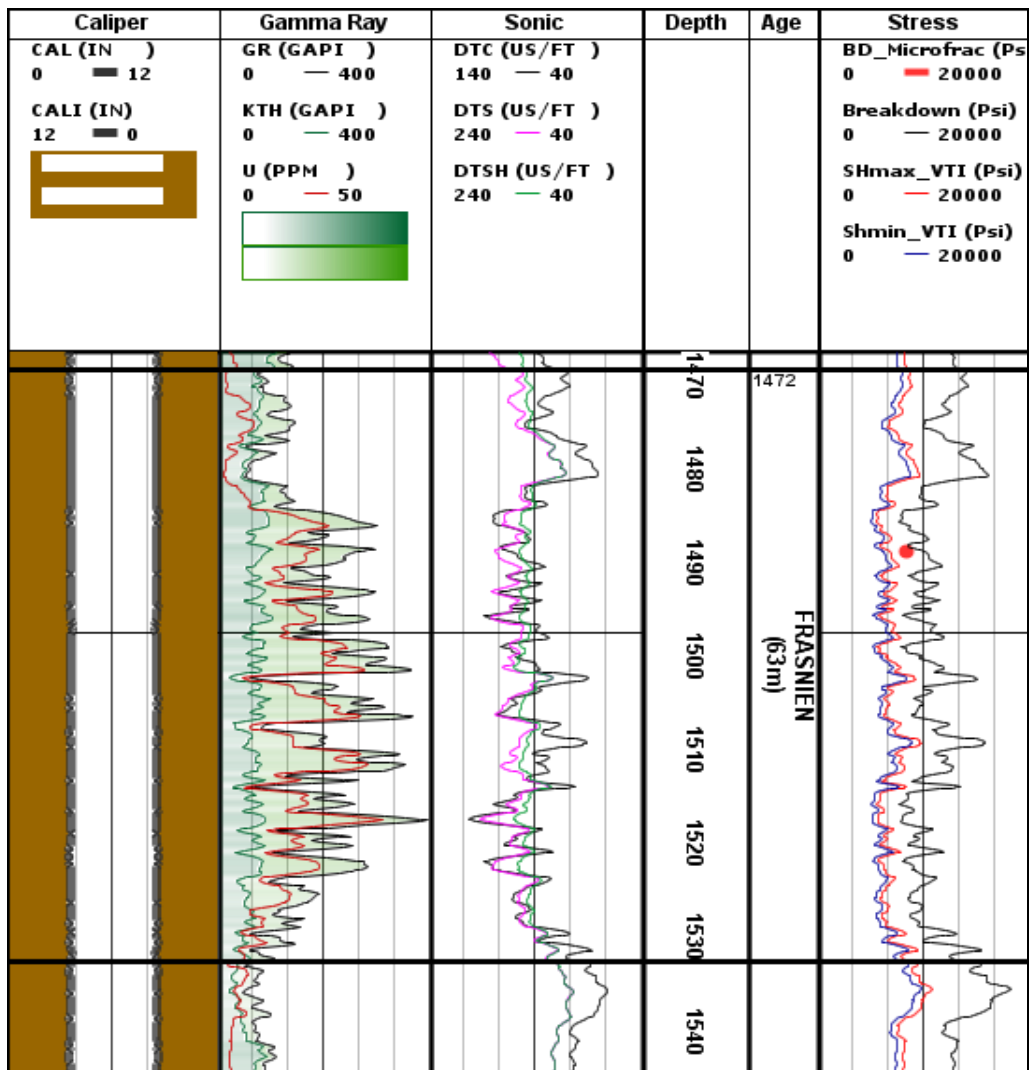


Figure IV.8. Résultats de l'estimation des contraintes horizontales minimale et maximale.

4.5. Modèle Géomécanique 1D

Le modèle géomécanique 1D permet de caractériser les propriétés mécaniques et les contraintes in situ à partir de données issues des diagraphies. Il s'agit d'une étape cruciale pour l'évaluation de la stabilité des puits et pour la conception de programmes de forage et de fracturation optimisés. La **Figure IV.9** présente un modèle géomécanique intégrant divers paramètres calculés, notamment le module de Young (dynamique et statique), le coefficient de Poisson, les contraintes principales (SHmax, Shmin, Sv) ainsi que le régime de contrainte correspondant.

4.5.1. Module de Young (Young Static)

Les modules de Young horizontaux et verticaux (E_H et E_V) sont représentés dans la colonne dédiée. On observe une variation significative avec la profondeur, indiquant des contrastes lithologiques importants. Des valeurs élevées de module de Young suggèrent des formations rigides, tandis que des valeurs faibles indiquent des roches plus déformables.

4.5.2. Coefficient de Poisson (Poisson Ratio)

Les coefficients de Poisson horizontaux et verticaux montrent également une variabilité marquée. Les zones où ce coefficient est élevé peuvent être associées à des roches ductiles, susceptibles de subir des déformations importantes sans rupture. Ces zones pourraient poser un risque de resserrement du puits.

4.5.3. Contraintes (Stress)

Les contraintes principales (S_{Hmax} , S_{Hmin} , S_v et la pression de fracturation) montrent une distribution cohérente avec le régime de contrainte local. S_{Hmax} est globalement supérieur à S_{Hmin} , ce qui suggère des régimes de contrainte non hydrostatiques. La colonne des pressions de fracturation (Breakdown pressure) met en évidence les seuils de fracturation potentiels dans la formation.

4.5.4. Régime de contrainte (Stress Regime)

Le régime de contrainte est codé en couleur (normal : bleu, décrochant : vert, inverse : rose). Une nette dominance du régime inverse est observée, indiquant une compression verticale dominante. Ce régime est généralement défavorable pour l'initiation des fractures verticales naturelles mais peut favoriser la stabilité des puits verticaux.

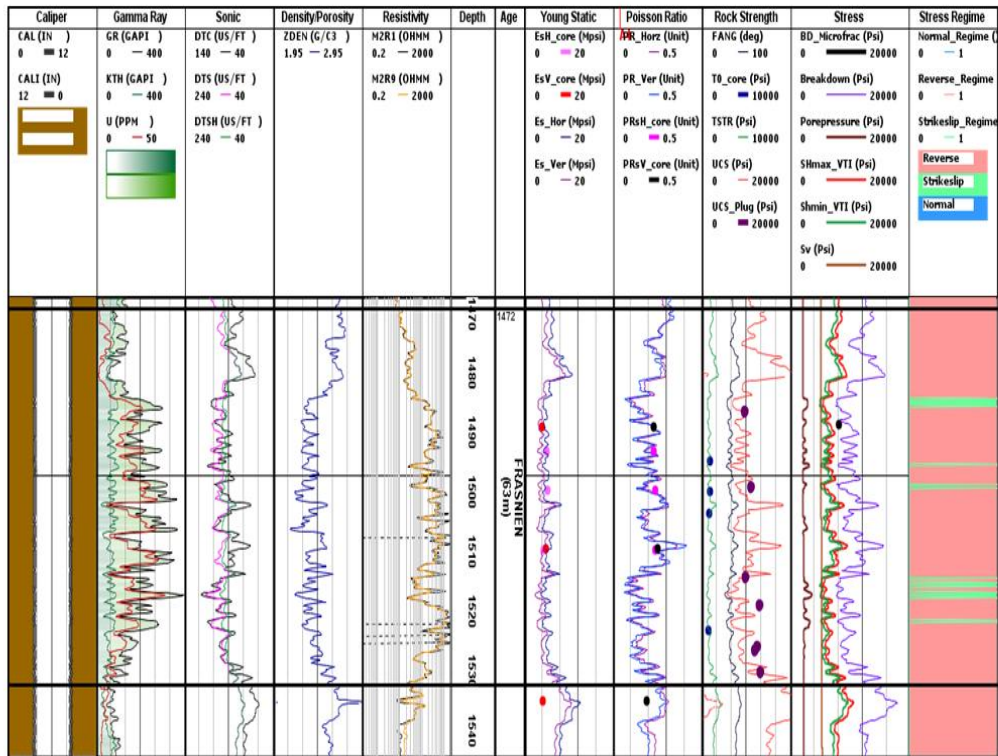


Figure IV. 9. Le model 1D obtenu

Conclusions et recommandations

Au cours de cette étude, les données du puits-A ainsi que les informations de carottes utilisées pour la calibration ont été analysées dans le contexte des réservoirs conventionnels, particulièrement au niveau de la formation ordovicienne.

Un processus géomécanique complet en modèle 1D a été élaboré et mis en application pour évaluer la stabilité du puits dans ces formations, qui présentent une structure stratifiée distincte et des caractéristiques mécaniques variables.

Une approche méthodologique intégrée a été développée dans le but d'estimer les contraintes in situ et d'analyser les propriétés mécaniques (module de Young, coefficient de Poisson, résistance des roches), en exploitant conjointement les données diagraphiques et les analyses de carottes.

La contrainte verticale majeure a été déterminée à partir de la densité de formation extrapolée en utilisant des modèles de corrélation. La pression de pore a été évaluée selon la méthode d'Eaton.

Les contraintes horizontales minimale et maximale ont été calculées en appliquant un modèle de déformation anisotrope, prenant en considération le comportement élasto-plastique des formations rocheuses.

Recommandations

Pour faciliter ce type d'évaluation géomécanique dans les réservoirs conventionnels, il est indispensable de s'appuyer sur des données de qualité supérieure, comprenant des échantillons de carottes étalonnés, des diagraphies complètes, ainsi que des mesures précises de densité et de conductivité.

De plus, il est conseillé de poursuivre des investigations complémentaires pour confirmer l'efficacité de l'approche géomécanique sur d'autres puits et secteurs de la formation ordovicienne, afin de perfectionner les modèles et d'optimiser la fiabilité prédictive et l'efficacité opérationnelle durant les campagnes de forage.

Bibliographies

- [1] R. M. Asaka, M. & Holt, *Analyse de la stabilité des puits anisotropes : impact sur la prédiction des défaillances. Rock Mechanics and Rock Engineering*, 54(4), 583–605. 2021.
- [2] Z. –. Tang, Z.–Q., Zhou, X.–W., Jin, Y.–F., & Yin, *Formulation bES FEM stabilisée pour l’analyse thermo hydro mécanique des milieux poreux saturés*. 2024.
- [3] et al Bagheri, A., Tanha, A., Doulati Ardejani, F., “No TitleModélisation géomécanique et analyse de la stabilité du puits dans un réservoir carbonaté,” 2021.
- [4] T. Ma, *Modèle d’analyse de la stabilité des puits intégrant le couplage chimico-mécanique pour les réservoirs de schiste. Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 72–85. 2015.
- [5] F. E. Omer, M., AlKhalifa, A. A., & Fragachan, *Geomechanics Study: Key to Successful Development of Unconventional Resources*. 2022.
- [6] M. Abbas, A. K., Flori, R. E., & Alsaba, “Plan Deep Horizontal Wells across Problematic Formations,” 2018.
- [7] M. Bohlooli, B., Hassani, H., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., & Chitsazan, “Wellbore stability analysis using integrated geomechanical modeling: A case study from the Sarvak reservoir in one of the SW Iranian oilfields,” 2015.
- [8] M. Barrios, A., Cepeda, R., & Laya, “Geomechanical modeling for the Lower Magdalena Valley Basin (LMVB), Colombia: An approach to populate mechanical properties and predict stress magnitudes.,” 2019.
- [9] B. Hammouti *et al.*, “Black Pepper, the ‘King of Spices’: Chemical composition to applications,” *Arab. J. Chem. Environ. Res.*, vol. 6, pp. 12–56, 2019.
- [10] O. Serra and L. Serra, “Well logging. Data acquisitions and applications,” 2004.
- [11] K. Cook, John, Fuller, John et Kertoubi, “Well Evaluation Conference : Rôles et principes de la géomécanique.”
- [12] M. C. Thiercelin, J. C. Roegiers, M. J. Economides, and K. G. Nolte, “Formation characterization: Rock mechanics,” *Reserv. Stimul.*, vol. 3, no. 1, p. 3, 2000.
- [13] E. Fjær, R. M. Holt, P. Horsrud, A. M. Raaen, and R. Risnes, “Geological aspects of petroleum related rock mechanics,” *Dev. Pet. Sci.*, vol. 53, pp. 103–133, 2008.
- [14] M. D. Zoback, *Reservoir geomechanics*. Cambridge university press, 2010.
- [15] A. Zang and O. Stephansson, *Stress field of the Earth’s crust*. Springer Science & Business Media, 2009.

- [16] A. Gudmundsson, *Rock fractures in geological processes*. Cambridge University Press, 2011.
- [17] M. Ostadhassan, Z. Zeng, and S. Zamiran, “Geomechanical modeling of an anisotropic formation-Bakken case study,” in *ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, ARMA, 2012, p. ARMA-2012.
- [18] R. A. Musgrave, “Pareto optimal redistribution: Comment,” *Am. Econ. Rev.*, vol. 60, no. 5, pp. 991–993, 1970.
- [19] M. A. Schoenberg, S. Dean, and C. M. Sayers, “Azimuth-dependent tuning of seismic waves reflected from fractured reservoirs,” *Geophysics*, vol. 64, no. 4, pp. 1160–1171, 1999.