

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA–BOUMERDES



FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LACHIMIE
DÉPARTEMENT DE GÉNIE PARASISMIQUE
ET DE PHÉNOMÈNES ALÉATOIRES

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de

Master en Géophysique

Filière : Hydrocarbures.

Option : Géophysique Pétrolière.

N° d'ordre.....

MESURE DE CONTRAINTES INSITU ET
ETABLISSEMENT D'UN MODELE GEOMECHANIQUE
ANISOTROPIQUE DANS LA FORMATION DU
FRASNIEN. CAS D'ETUDE DANS LE BASSIN DE
TIMIMOUN.

Réalisé par

SAHNOUN Dania

Examiné le 29/06/2022 par le jury composé de :

DJEDDI	Mabrouk	FHC-UMBB	Président
AIT ADJEDJOU	Doria	FHC-UMBB	Examinatrice
ALLEK	Karim	FHC-UMBB	Examineur
AITOUCHE	Md Amokrane	FHC-UMBB	Encadreur
BEN BOUDIAF	Merwan	BAKER HUGHES	Co-encadreur

Année universitaire: 2021/2022

REMERCIEMENTS

Je remercie avant tout notre bon Dieu ALLAH, grâce à qui tout travail scientifique se réalise pour promouvoir la connaissance humaine.

Je voudrais exprimer par ces quelques lignes de remerciements ma gratitude envers tous ceux qui par leur présence, leur soutien, et leurs conseils de près ou de loin, m'ont donné le courage d'accomplir ce modeste travail.

Je tiens à remercier notre promoteur Monsieur Moh-Amokrane AITOUCHE, professeur au niveau de la FHC/UMBB de m'avoir encadrée et aidée pour la réalisation de ce travail, sa disponibilité, ses remarques et ses conseils considérables, ainsi que ses critiques constructives.

Mes remerciements les plus sincères s'adressent à mon encadrant Monsieur Merwan BEN BOUDIAF, ingénieur en Géoscience au niveau du département de Réservoirs Technical Solutions (BAKER HUGHES) pour son encadrement durant mon stage de mise en situation professionnelle, ses encouragements, son honnêteté, ses qualités, ses compétences et son sens du devoir m'ont énormément marqué et m'ont permis de surmonter les difficultés pendant la réalisation de ce mémoire.

Je tiens à exprimer ma plus profonde gratitude à Monsieur Said Lamine SMAIL, ingénieur en géologie à la Division Exploration-Boumerdès (SONATRACH), je lui suis très reconnaissante pour son soutien, encouragement et ses précieuses directives, et je le remercie pour sa contribution active, sa sympathie, sa patience, sa gentillesse et son dévouement.

Je tiens aussi à remercier Messieurs Amar AMROUN, Abdel-Aziz HAOUA, Saad BOUKHALLAT, Farid AKRETICHE, Mourad SIDHOUM pour leur aide précieuse et conseils.

Un grand merci à ma faculté des Hydrocarbures et de la Chimie en particuliers les enseignants du département Géophysique, dans lequel j'ai évolué, appris à devenir ce que je suis aujourd'hui et sans oublier toute l'équipe administrative.

Enfin, je ne pourrais pas achever ce mémoire sans exprimer mes remerciements à ma famille, surtout mes parents et mes ami(e)s qui, depuis l'idée première de ce travail, n'ont cessé de me soutenir.

Dédicaces

A mes très chers parents :

Papa : Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, la reconnaissance et le respect que j'ai toujours eu pour toi ; Rien au monde ne vaut les efforts que tu as fourni jours et nuits pour mon éducation et mon bien être.

Maman : Affable, honorable, aimable, tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de faire depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte.

Ce travail est le fruit de vos sacrifices que vous avez consentis pour mon éducation et ma formation. Je vous dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Qu'ALLAH, le tout Puissant, vous préserve et vous accorde santé, et longue vie.

A mes chers frères et mes chères sœurs ma base : Said, Sofia, Ouerdia, Abdellah, Fatima ; Toujours présents par votre soutien moral et matériel et vos belles surprises. Je vous exprime à travers ce travail mes sentiments de fraternité et d'amour avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite

A mes deux petits anges Djessim et Syara neveu et nièce.

A mon grand-père maternel Papa Smail : tu as toujours été présent avec tes conseils qui ont été d'un grand secours pour moi.

A mes deux tantes : Samia et Fatma merci d'avoir illuminer mon chemin avec vos conseils, votre aide et votre amour.

A toute la famille Sahnoun et Taouche.

A la mémoire du défunt Amar HAMROUN père de mon amie Nadia, et celle du défunt Nadjib GUERRAICHE père de mon ami et collègue Mohamed-Salah qui nous ont quittés cette année pour un monde meilleur.

A ma meilleure amie, ma moitié Sabine CHERIFI toi qui ne réalise pas l'étendue de ton courage. Grande victoire ou petite tracas pas besoin de demi-mots ou d'arrondir les angles c'est à toi que je pense immédiatement pour me confier. Notre franc-parler et notre humour font de nous des inséparables. Et surtout, merci d'être là et de m'avoir aidé et encouragé de loin à réaliser ce travail.

A mes deux amies d'enfance Imene ASSOUS, Lydia BELKALEM celles avec lesquelles j'ai grandi, celles qui n'ont jamais cessé de m'encourager et de m'accompagner dans toutes les étapes de ma vie.

A mes très chers ami(e)s : Nadia, Tinhinane, Salah, Hakima, Abir, Marwane, Djamila, Hadjer, Amani, Mehdi, Djafar, Lounes, Rabah, Meriem et son mari Faycel, yakoub, Lyes, juba.

Merci à tous pour les bons moments qu'on a passés tous ensemble.

RESUME :

Depuis la découverte des premiers gisements, les hydrocarbures ne cessent de gagner de l'importance dans l'économie mondiale. En effet, et afin de combler le besoin de cette énergie, les compagnies pétrolières ne cessent de focaliser leurs efforts sur le développement de nouvelles techniques plus sophistiquées permettant de découvrir de nouvelles réserves ainsi que d'optimiser celle qui sont en cours d'exploitation.

La compréhension des propriétés géomécaniques des roches et des contraintes in situ dans les zones non conventionnelles est essentiel pour optimiser les complétions et éliminer les risques potentiels pour la santé, la sécurité et l'environnement. Les approches basées sur des modèles sont principalement utilisées pour caractériser les propriétés mécaniques des roches et les contraintes à partir des logs de puits.

Cependant, ces modèles doivent être validés et calibrés par des mesures directes pour s'assurer que les modèles appropriés sont utilisés.

Mots clé : Contraintes, Microfrac, Anisotropie, Gaz de schiste, Modèle géomécanique.

SOMMAIRE

Liste des figures

Introduction générale

Chapitre I : GENERALITES SUR LA GEOMECHANIQUE.

1. Définition et objectifs de la géomécanique.....	3
2. Théorie de l'élasticité et géomécanique.....	3
2.1.Contrainte.....	3
2.2.Types de contraintes.....	4
2.3.Module de Young.....	5
2.4.Loi de Hooke.....	5
2.5.Paramètres de Lamé.....	7
2.6.Contrainte et déformation.....	8
2.7.Coefficient de Poisson.....	10
3. Discuter la géomécanique dans l'exploration pétrolière.....	11
3.1.L'apport de la géomécanique dans l'exploration du sous-sol.....	11
3.2.L'importance de la géomécanique.....	11
3.3.Les problèmes que la géomécanique peut résoudre.....	11
4. Etude de la notion de contrainte.....	12
4.1.Approche physique.....	12
4.2.Les différents types de contraintes.....	12
4.3.Orientation d'une contrainte.....	16
4.3.1. Verticale (cisaillement).....	16
4.3.2. Horizontale (compression).....	17
4.3.3. Résistance à la contrainte.....	18
4.3.3.1.Résistance à l'étirement (traction).....	18
4.3.3.2.Résistance à la compression.....	19
4.3.4. Définition de la rupture d'une roche sous l'action d'une contrainte....	19
5. Anisotropie acoustique.....	22
5.1.Isotropie transversale verticale.....	23
5.2.Isotropie transversale horizontale.....	23
5.3.Isotropie transversale inclinée.....	24
5.4.Caractéristiques de l'anisotropie.....	25

Chapitre II : INTRODUCTION AUX RESERVOIRS NON-CONVENTIONNELS.

1. Introduction.....	27
2. System pétrolier.....	27
2.1.Roche mère.....	27
2.2.Roche réservoir.....	27
2.3.Roche couverture.....	27
2.4.Piège.....	27

SOMMAIRE

2.5.Le timing	27
3. Réservoirs conventionnels.....	28
4. Réservoirs non conventionnels.....	28
5. Types d'hydrocarbures non conventionnel.....	29
5.1.Les pétroles non conventionnels contenus dans un réservoir.....	29
5.1.1. Réservoir compacté à l'huile (tightoil).....	29
5.1.2. Les pétroles lourds ou extra lourds (heavy, extra heavyoil).....	29
5.1.3. Les sables bitumineux (oilsands, tar sands).....	30
5.1.4. Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche mère.....	30
5.1.4.1.Les schistes bitumineux (oil shales).....	30
5.1.4.2.Les pétroles de schistes (shale oil).....	30
5.1.5. Les gaz non conventionnels contenus dans un réservoir.....	30
5.1.5.1.Les gaz des réservoirs compacts.....	30
5.1.6. Les gaz non conventionnels contenus dans une roche mère.....	30
5.1.6.1.Le gaz de houille (coalbed méthane ou CBM).....	30
5.1.6.2.Le gaz de schiste (shale gaz).....	30
5.1.6.3.Les hydrates de méthane (methane hydrates).....	31
6. Gaz de schiste.....	31
6.1. Historique du gaz de schiste.....	31
6.2. Définition du gaz de schiste.....	32
6.3. Répartition des hot shales en Algérie.....	32

Chapitre III : GENERALITES SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

1. Introduction.....	34
2. Historique de la fracturation hydraulique.....	34
3. Définition de la fracturation hydraulique.....	34
4. Objectifs de la fracturation hydraulique.....	35
5. La fracturation hydraulique comme phénomène physique	36
6. Concept de la fracturation hydraulique.....	39
7. Agents de soutènement.....	40
8. Effets environnementaux.....	40
8.1.Impact sur la qualité de l'air ambiant.....	41
8.2.Nuisances sonores.....	41
8.3.Impact sur la nature.....	41
8.4.Lien entre déformation dans la formation exploitée et la surface.....	41
9. Tests de stress par fracturation hydraulique.....	42
9.1.Minifrac traditionnel.....	42
9.2.Microfrac de surface.....	42
9.3.Microfrac en fond de trou.....	43

Chapitre IV : MESURE DE CONTRAINTES INSITU ET ETABLISSEMENT D'UN MODELE GEOMECHANIQUE ANISOTROPIQUE DANS LA FORMATION DU FRASNIAN. CASE D'ETUDE DANS LE BASSIN DE TIMIMOUN.

1. Présentation du logiciel Jewel Suite Geomechanics.....	45
1.1.Introduction.....	45
1.2.Le logiciel JewelSuiteGeomechanics.....	45
1.3.Les performances du logiciel JewelSuite.....	46
1.4.Caractéristiques principales de JewelSuite.....	46
2. Présentation de la région d'étude.....	48
2.1.Situation géographique.....	48
2.2. Localisation.....	49
2.3.Aspect géologique local.....	50
2.4. Prévision litho stratigraphique.....	52
3. Objectifs de la partie pratique.....	52
4. Analyses petrophysique.....	52
4.1.Lithologie du Frasnien.....	52
4.2.Lithologie du Givetien.....	53
5. Analyses géomécanique.....	56
5.1.Objectifs.....	56
5.2. Modélisation géomécanique.....	57
5.2.1. Analyse du forage.....	57
5.2.2. Contrainte verticale.....	58
5.2.3. Pression de pore.....	59
5.2.4. Propriétés mécaniques des roches.....	59
5.2.4.1.Résistance à la compression non confinée (UCS).....	59
5.2.4.2.Coefficient de frottement interne.....	60
5.2.4.3.Propriétés mécaniques dynamiques et statiques.....	60
5.2.5. Orientation horizontale des contraintes.....	64
5.2.6. Contrainte horizontale minimale.....	65
5.2.6.1.Résultats du test du RCX Microfrac dans le puit 1.....	65
5.2.7. Modélisation géomécanique anisotrope dans le puit 1.....	65
5.2.8. Résultats de l'analyse géomécanique.....	66

Conclusion générale

Références bibliographiques

LISTE DES FIGURES

Les figures du chapitre I :

Figure I.1 Déformation produite par l'application de la force F.....	4
Figure I.2 Les variations liées au coefficient de poisson.....	6
Figure I.3 Déformation par cisaillement.....	8
Figure I.4 Types fondamentaux de contraintes applicables.....	8
Figure I.5 le déplacement d'un matériau résultant d'une contrainte appliquée.....	9
Figure I.6 Diagramme contrainte-déformation.....	10
Figure I.7 Contraintes appliquées sur un cube.....	13
Figure I.8 Rotation des systèmes de coordonnées de contraintes par transformation du tenseur (centre) et contraintes principales définies dans lequel les contraintes de cisaillement disparaissent (à droite)	15
Figure I.9 l'état général de contrainte sur un élément de roche.....	16
Figure I.10 Contrainte vertical (compression).....	17
Figure I.11 contrainte horizontal (de cisaillement)	17
Figure I.12 Test de tension direct.....	18
Figure I.13 Test brésilien.....	18
Figure I.14 Test de tension.....	19
Figure I.15 Ellipsoïde des contraintes.....	20
Figure I.16 Presse hydraulique en coupe.....	20
Figure I.17 Pression nécessaire pour provoquer la rupture par compression à l'air libre de quelques roches.....	21
Figure I.18 Cercle de Mohr pour un échantillon subissant des contraintes données.....	22
Figure I.19 Modèle isotropie transversal verticale.....	23
Figure I.20 Modèle isotropie transversal horizontale.....	24
Figure I.21 Modèle isotropie transversal incliné.....	24
Figure I.22 Modèle Orthotropique.....	25
Figure I.23 Anisotropie intrinsèque et induite.....	26

Les figures du chapitre II :

Figure II.1 Réservoirs conventionnels d'hydrocarbures.....	28
Figure II.2 Réservoirs non conventionnels.....	29
Figure II.3 Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.....	31
Figure II.4 Répartition des hots shale en Algérie.....	33

Les figures du chapitre III :

Figure III.1 fracturation hydraulique.....	35
Figure III.2 schéma théorique de la fracturation hydraulique induite avec 2 forages de sens Opposés.....	37
Figure III.3 schémas de principe de la fracturation hydraulique.....	38
Figure III.4 Schéma comparatif des forages verticaux et horizontaux.....	40

LISTE DES FIGURES

Les figures du chapitre IV :

Figure IV.1 Gamme de produits que nous offre JewelSuite.....	46
Figure IV.2 Schéma structural du bassin de Timimoun (Beghoul, 1991)	48
Figure IV.3 Les éléments structuraux d'Oued Namous (Sonatrach, 2007)	49
Figure IV.4 Etats de maturité des niveaux roches mères Silurien et Dévonien (Sonatrach)..	50
Figure IV.5 Colonnes stratigraphiques synthétiques du bassin de Timimoun (d'après Drid 1989 : Beghoul, 1991) et du bassin de Berkine (d'après Underdown et al, 2007, légèrement modifiée)	51
Figure IV.6 insert d'en-tête pour les éléments FLEXTM. Tracé de lithologie et de minéralogie.....	54
Figure IV.7 lithologie et minéralogie -puits 1- pour les formations : Famennian, Frasnien, Top Givetien, Top Couvinian.....	55
Figure IV.8 Carte montrant l'emplacement relatif des puits d'étude. Le puit 1 est le puit d'étude principal. Les puits 2 et 3 sont les principaux offset wells.....	57
Figure IV.9 Analyse du forage du puits 1. Section $8^{1/2}$	58
Figure IV.10 Calcul de la contrainte verticale.....	59
Figure IV.11 Propriétés mécaniques des roches estimées pour le puit 1. Les données d'étalonnage sont représentées par des points.....	63
Figure IV.12 Résumé de l'analyse de l'imagerie du puits 1.....	64
Figure IV.13 résumé des résultats de l'interprétation de la pression de fermeture dans les stations 2 et 5 des essais Microfrac dans le puit 1.....	65
Figure IV.14 Modèle géomecanique du puit 1.....	66

Le besoin de l'Énergie en général et des hydrocarbures en particulier augmente jour après jour et devient de plus en plus important pour chacun de nous, avec cette augmentation du besoin les recours conventionnelles que l'industrie pétrolière à l'habitude d'exploiter diminue. Avec le développement technologique l'industrie pétrolière s'oriente vers l'exploitation des recours non conventionnelles pour satisfaire la demande du marché.

En Algérie les estimations théoriques des réserves confirment la présence d'un volume important et économiquement exploitable en termes des réserves non conventionnelles, des projets d'exploration sont mise en place au niveau de plusieurs régions de l'Algérie pour caractériser les réservoirs shale pour estimer la quantité des réserves et programmer l'exploitation qui nécessite des études avancées et des nouvelles techniques d'exploration et d'exploitation.

Le gaz naturel non conventionnel est considéré comme le moins polluant des carburants fossiles. La demande augmente si rapidement que les producteurs peinent à la satisfaire. Dans l'avenir, une part sans cesse croissante proviendra de sources non conventionnelles. Le gaz produit restera le même, mais il sera plus difficile et moins économique à extraire que le gaz conventionnel. En revanche, La Géomécanique est une technologie clé pour minimiser les risques et réduire les coûts dans toutes les opérations pétrolières, de l'exploration à la production.

Elle permet d'économiser plusieurs milliards de dollars chaque année en prévenant des problèmes tels que la déviation, la perte de circulation, l'effondrement des tubages et les problèmes associés à l'instabilité des parois.

L'étude Géomécanique des réservoirs repose sur différentes techniques tel que : la géologie, géophysique et génie des réservoirs. Afin d'aboutir à des résultats qui satisferont nos besoins, il est nécessaire de posséder des informations bien traitées et de bonne qualité.

L'objectif de ce travail consiste à mesurer les contraintes in situ et établir un modèle géomécanique anisotropique dans la formation du Frasnien, dans le bassin de Timimoun c'est-à-dire déterminer les propriétés mécaniques, le régime de stresses au niveau de ce réservoir.

La présente étude comporte quatre chapitres qui représentent les différentes étapes de la méthodologie choisie pour réaliser l'objectif de l'étude :

1. Le premier chapitre, consiste à introduire les notions de base de la géomécanique.
2. Dans le deuxième chapitre nous allons aborder une présentation de la région d'étude et ses différents aspects géologiques, géographiques et introduire la notion de réservoirs non-conventionnels.
3. Le troisième chapitre qui portera sur la fracturation hydraulique, son processus de fonctionnement, ses avantages et son impact sur différents secteurs.

4. Le quatrième chapitre est constitué de deux parties, la première est la présentation du logiciel avec lequel nous avons fourni le travail, et la deuxième partie qui est l'établissement du modèle géomécanique anisotropique pour le puit 1 et la présentation des résultats finals.

Enfin une analyse des résultats et une conclusion seront présentées.

**PARTIE
THEORIQUE**

CHAPITRE I

Généralités sur la géomécanique

1. Définition et objectifs de la géomécanique :

La géomécanique a été définie par la « Geological Society of America » comme suit : « La géomécanique (ou la mécanique des roches) est la science théorique et appliquée au comportement mécanique de la roche. Cette branche de la mécanique étudie la réponse de la roche aux forces existantes dans son environnement physique » .

Comme processus d'analyse et de traitement des formations physiques et continues pour déterminer leur comportement sous des contraintes induites au laboratoire lors des analyses des carottes, la géomécanique est aussi appliquée dans la prédiction de comportement d'une roche fracturée sous l'action de contraintes naturelles dues à la tectonique et la géologie de la région. On fait appel à cette branche de la science pour comprendre et prédire le comportement mécanique d'un réservoir pour atteindre une exploitation optimale de ce réservoir huile ou gaz. (Schlumberger. 2009)

• Objectifs de la géomécanique :

Dans le cycle de vie d'un réservoir pétrolier que ce soit dans la phase d'exploration ou exploitation la géomécanique peut résoudre une variété des problèmes au cours d'une étude géomécanique selon chaque étape de cycle de vie du réservoir

Pendant la phase d'exploration :

- La prédiction de la pression des pores
- L'orientation des différentes failles et fractures

Pendant la phase de développement :

- L'optimisation de la stabilité des parois du puits.
- La forme géométrique du puits lors du forage [forage dévié par exemple].
- L'estimation de la densité de la boue de forage Mud Weight.

Pendant la phase de production :

- Détermination de la méthode optimale de complétion
- Prédiction des changements de propriété de réservoir durant la production
- La géomécanique intervient aussi lors de la récupération secondaire et tertiaire et offre un moyen d'optimisation lors des injections de fluide.

2. Théorie de l'élasticité et géomécanique :

2.1. Notion de Contrainte :

La contrainte dans sa définition basique est la force exercée sur une surface. La contrainte et la pression ont les mêmes unités et désignent essentiellement la même chose, pour être plus précis, la contrainte est un tenseur qui décrit la densité des forces agissant sur toutes les

surfaces passant par un point donné.

2.2. Notion de Déformation :

La déformation, ε , est une mesure de la modification de la forme d'un matériau en réponse à une contrainte.

Les déformations normales entraînent un allongement du corps sur lequel sont appliquées les contraintes. Les déformations de cisaillement entraînent des modifications des angles entre des paires de lignes dans le matériau.

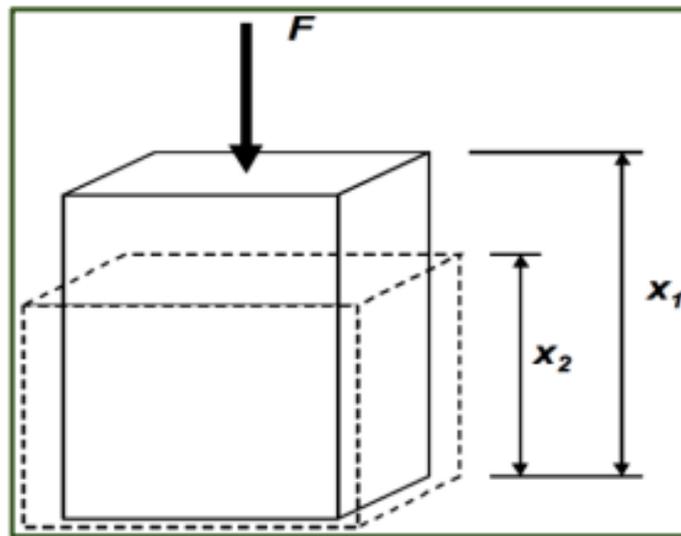


Figure I.1 Déformation produite par l'application de la force F.

La déformation n'a pas d'unité. Elle est formulée à l'aide de tenseurs tout comme la contrainte, et peut se référer à différentes orientations d'axe, et en diagonale.

Les méthodes de Géomécanique ont rarement besoin de calculer les déformations de manière explicite (Parce que les critères de défaillance géomécanique sont exprimés en termes de contrainte).

La déformation peut être représentée par un tenseur symétrique de 9 composantes :

$$\varepsilon_{i,j} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{xx} & \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{yx} & \varepsilon_{yy} & \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{zx} & \varepsilon_{zy} & \varepsilon_{zz} \end{bmatrix}$$

Où :

ϵ_{ij} : Composantes du tenseur : $\begin{cases} \text{composantes normales si } i = j \\ \text{composantes tangentielles si } i \neq j \end{cases}$

2.3. Le Module de Young E :

Le module de Young E (ou module d'élasticité) est le rapport entre la contrainte appliquée et la déformation résultante dans la même direction, il est défini par la loi de Hooke comme suit :

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} = \frac{F/S_0}{\Delta l/l_0}$$

Où :

F : La force appliquée (N).

S₀ : La surface avant contrainte (m²).

Δl : Allongement ou raccourcissement (m).

l₀ : Longueur initiale (m).

2.4. Loi de Hooke :

La théorie des ondes sismiques a pris naissance avec cette loi. Elle exprime les relations linéaires entre les déformations et les contraintes lorsque ces dernières sont très faibles, elle n'est pas valable pour les fortes contraintes. Plusieurs contraintes créent des déformations indépendantes les unes des autres, donc la déformation totale est la somme produite par les contraintes partielles.

Une déformation donnée est proportionnelle à la contrainte qui la provoque. Pour une meilleure évaluation de ces relations on se limitera aux conditions suivantes :

- Corps homogène et isotrope
- Les déformations et les tensions sont faibles.
- Négliger les déformations permanentes et les ruptures.

Si les trois conditions précédentes sont remplies, on peut exprimer la loi de Hooke comme suit:

$$\sigma_{i,j} = \lambda \Delta \delta_{i,j} + 2\mu \varepsilon_{i,j}$$

Où :

$$\delta_{i,j} : \text{symbole de kronecker} = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \\ 0 & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

λ et μ : sont les paramètres de Lamé.

$$\Delta : \text{dilatation volumique} = \text{div } \vec{U} = \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z}$$

$\sigma_{i,j}$: contrainte appliquée.

Considérons un cylindre auquel on applique une tension T sur ces deux extrémités, ce qui va donner une déformation longitudinale $\left(\frac{\Delta L}{L}\right)$ et une déformation transversale $-\frac{\Delta d}{d}$ (- car r il s'agit d'une compression). Ces trois quantités doivent être proportionnelles, nous écrivons :

$$\left(\frac{\Delta L}{L}\right) = \frac{T}{E}$$

$$\frac{\Delta d}{d} = \sigma \left(\frac{\Delta L}{L}\right)$$

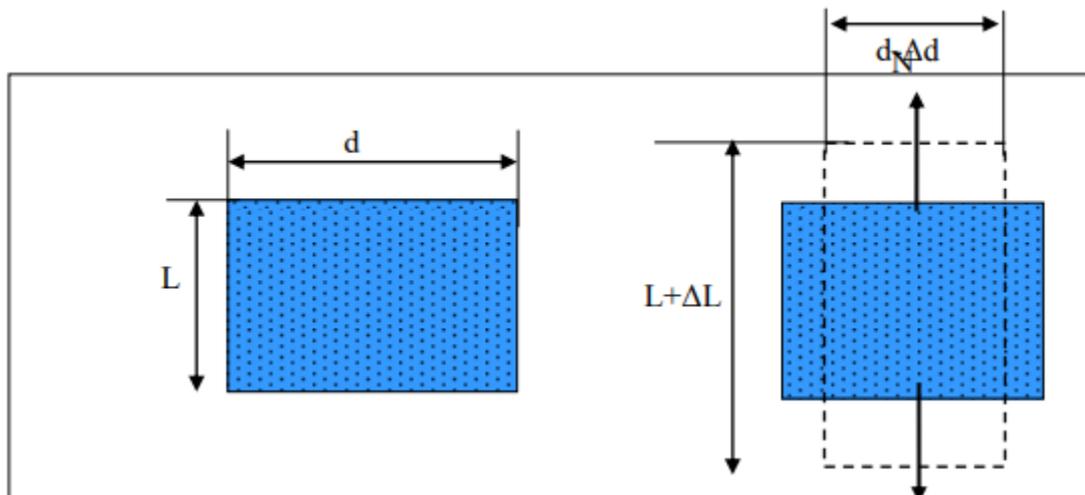


Figure I.2 Les variations liées au coefficient de poisson - Réf : (Bouguern, Prospection sismique I)

2.5. Les Paramètres de Lamé :

En mécanique, et plus précisément en élasticité linéaire, les coefficients de Lamé sont les deux coefficients suivants :

Le premier est noté λ ou il s'exprime comme suit :

$$\lambda = \frac{E\sigma}{(1 + \sigma)(1 - 2\sigma)}$$

Où :

E : Module de Young.

σ : Coefficient de Poisson

Le μ appelé aussi module de rigidité (module de cisaillement ou de Coulomb) est une mesure de la résistance d'un échantillon de roche soumis à un effort de cisaillement, et est défini comme étant le rapport de la contrainte tangentielle à la déformation correspondante). Il est donné par la formule suivante :

$$\mu = \frac{F}{\frac{A}{\frac{\Delta x}{l}}}$$

Où :

F : force tangentielle.

A : surface de cisaillement.

Δx : déplacement de cisaillement.

l : distance entre les surfaces de cisaillement.

Remarque : Les fluides n'ont aucune résistance au cisaillement, donc $\mu = 0$

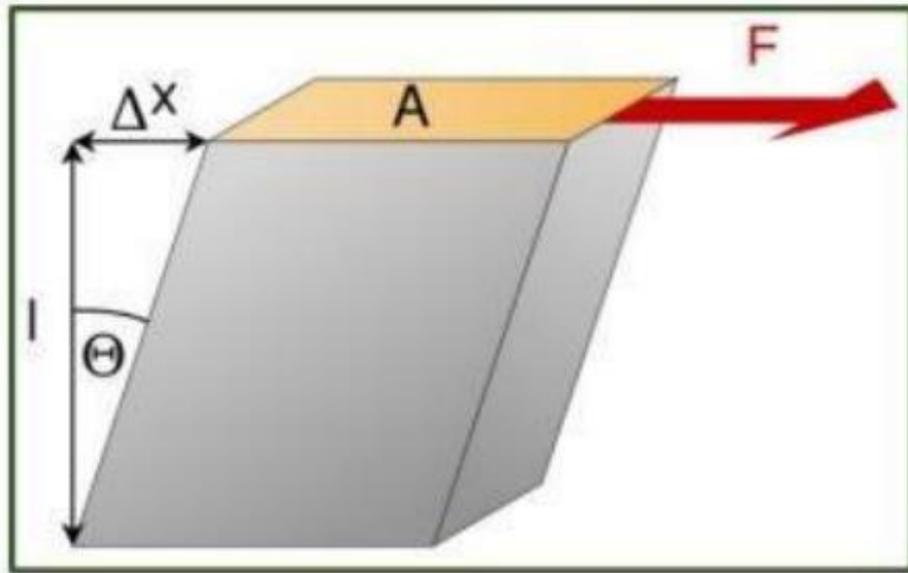


Figure I.3 Déformation par cisaillement - Réf : (Zoback, 2007)

2.6. Contrainte et déformation :

Chaque composante d'un système doté d'un mouvement linéaire subit une certaine forme de chargement en raison des forces ou du mouvement appliqué. Les réactions de la composante à ces charges sont décrites par ses propriétés mécaniques.

Pour les composants soumis à la traction ou à la compression - tels que les billes et les rouleaux porteurs de charge, les arbres montés verticalement ou le matériel de fixation et d'assemblage - les propriétés mécaniques de contrainte et de déformation jouent un rôle important pour déterminer si le composant peut résister aux conditions de charge de l'application. (Figure I.4).

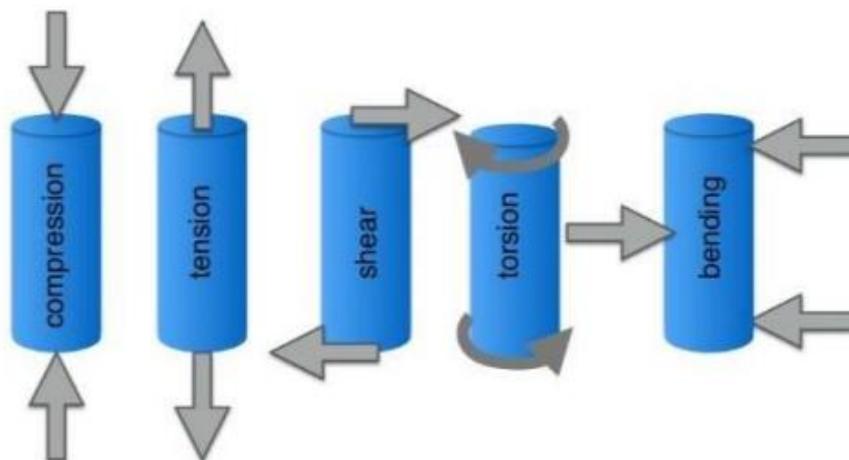


Figure I.4 Types fondamentaux de contraintes applicables – Réf : (DANIELLE COLLINS, 2019).

La contrainte est la force appliquée à un matériau, divisée par la section transversale de ce matériau.

$$\sigma = \frac{F}{A_0}$$

σ = contrainte (N/m², Pa).

F = force (N).

A₀ = aire de la section d'origine (m²).

La déformation est là où le déplacement d'un matériau résultant d'une contrainte appliquée.

$$\varepsilon = \frac{L - L_0}{L_0}$$

ε = déformation.

L = longueur après application de la charge (mm).

L₀ = longueur originale (mm).

Remarque : Le changement de longueur d'un matériau (L – L₀) est parfois représenté par δ .

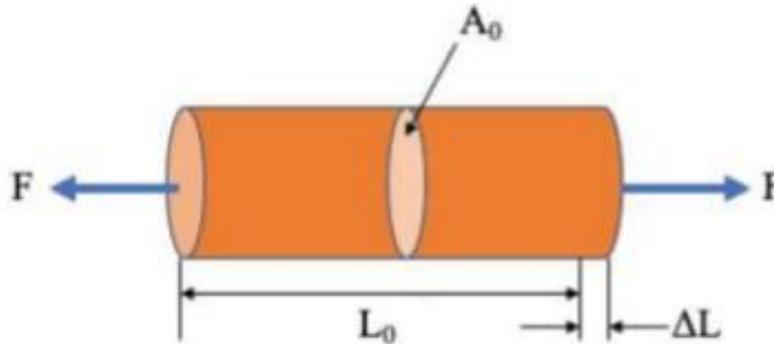


Figure I.5 le déplacement d'un matériau résultant d'une contrainte appliquée – Réf : (DANIELLE COLLINS, 2019)

La manière la plus courante d'analyser la relation entre la contrainte et la déformation pour un matériau particulier est d'utiliser un diagramme contrainte-déformation.

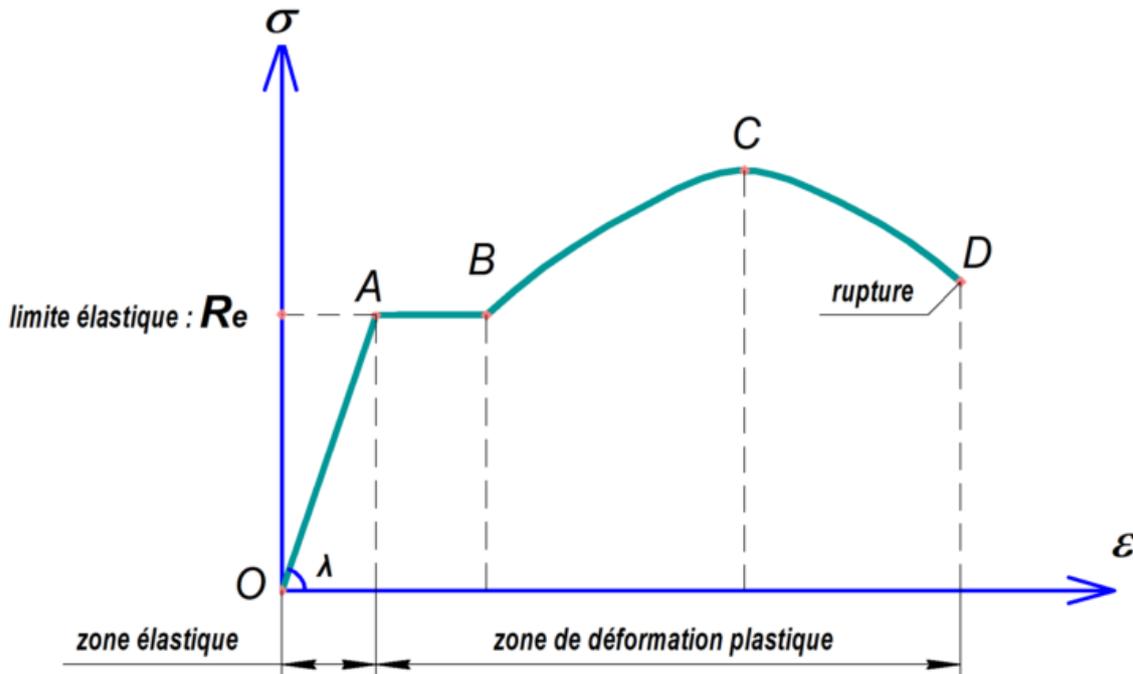


Figure I.6 Diagramme contrainte-déformation – Réf : (TONepi, 2022)

Le diagramme contrainte-déformation fournit des informations précieuses sur la force qu'un matériau peut supporter avant qu'une déformation permanente ou une défaillance ne se produise.

De nombreux matériaux présentent une relation proportionnelle entre la contrainte et la déformation jusqu'à un certain point, appelé limite, de rupture indiquée ici par le point "A".

La limite d'élasticité, indiquée ici par le point "C", est le point où la déformation augmente plus rapidement que la contrainte (appelée "écrouissage"), et le matériau subit une certaine déformation permanente.

Pour les matériaux qui n'ont pas de limite d'élasticité bien définie ou dont la limite d'élasticité est difficile à déterminer, une limite d'élasticité décalée - indiquée ici par le point "B" - est utilisée. La limite d'élasticité décalée est la contrainte qui causera une quantité spécifiée de déformation permanente (généralement 0,2 %). Il est trouvé en traçant une ligne qui croise l'axe X (déformation) à 0,002 et est parallèle à la ligne contrainte-déformation (pente = E). Le point d'intersection de cette ligne avec la courbe contrainte-déformation est le point d'élasticité du décalage.

Enfin, au point « D », où la courbe commence à descendre, la résistance à la traction ultime du matériau a été atteinte. Ce point désigne la contrainte maximale qui peut être appliquée à un matériau en tension avant qu'une rupture ne se produise.

2.7. Le Coefficient de Poisson :

Il représente le changement géométrique dans la forme du corps élastique, il est noté ν défini

comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement du diamètre) et la variation de dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur), lorsque l'échantillon est soumis à une compression. Le coefficient de Poisson permet de caractériser la contraction de la matière il s'exprime ainsi :

$$\sigma = \frac{\Delta W/W}{\Delta L/L}$$

Où :

$\Delta W/W$: déformation transversale.

$\Delta L/L$: déformation longitudinale.

σ est toujours inférieure à 0.5.

3. Discuter la géomécanique dans l'exploration pétrolière :

3.1.L'apport de la géomécanique dans l'exploration du sous-sol :

L'apport de la géomécanique dans l'industrie pétrolière se retrouve dans la fracturation hydraulique, où l'opérateur chargé de la stimulation désire connaître les pressions (contraintes) au niveau des parois du puits nécessaire pour perforer la formation adjacente et ainsi provoquer une fracturation, celui-ci doit également connaître l'étendue de chaque fracture et sa direction.

3.2.L'Importance de la géomécanique :

La géomécanique trouve son importance dans le domaine pétrolier par ce qu'elle présente un outil qui permet de répondre à plusieurs problèmes que les ingénieurs du domaine croisent le long de la vie du puits dans la phase de forage et la phase de la production.

3.3. Les problèmes que la géomécanique peut résoudre :

La géomécanique intervient dans la phase de forage en présentant une meilleure explication du comportement des roches pour résoudre plusieurs problèmes rencontrés tels que :

- Coincement de l'outil de forage.
- Augmentation des contraintes aux alentours du puits (augmentation des contraintes).
- Ébranlement des roches aux alentours du puits.
- Difficultés rencontrées lors des forages des puits déviés.

Ainsi, les ingénieurs foreurs remarquèrent que la principale cause de ces problèmes était la mauvaise estimation de la densité de boue. Afin d'y remédier, une nouvelle forme de la géomécanique a vu le jour : l'étude de la stabilité des parois du puits (Wellbore stability) et cela dans le but d'optimiser l'exploitation des hydrocarbures, en déterminant les lois de comportement qui permettent d'étudier la déformation et les fissurations des roches sédimentaires au cours du forage et pendant la production des hydrocarbures, et cela afin de pouvoir prévoir :

- a- Les venues de solide qui apparaissent lorsqu'on effectue un forage dans une roche faiblement cohérente, c'est -à- dire que les phases solides de la roche vont être entraînée par les phases liquides lors de la production.
- b- La fracturation hydraulique qui consiste à fissurer la roche réservoir par injection de fluide à haute pression, et à maintenir la fracture créer ainsi ouverte en introduisant un agent de soutènement qui vont empêcher la fermeture des fissures afin d'augmenter la productivité des puits.
- c- L'affaissement du sol qui résulte de la réduction du volume poreux des couches suite à l'extraction des fluides contenus à l'intérieur.

4. Etude détaillée de la notion de contrainte :

4.1.Approche physique :

Le concept de contrainte σ est défini simplement comme étant le rapport de la force F à la surface de la section S .

$$\sigma = \frac{F}{S}$$

4.2.Les différents types de contraintes :

Les contraintes sont des quantités tensorielles et leur manipulation, ça diffère de la manipulation d'un vecteur ou d'un scalaire.

Donc les contraintes sont décrites par un tenseur de deuxième degré avec 9 composants.

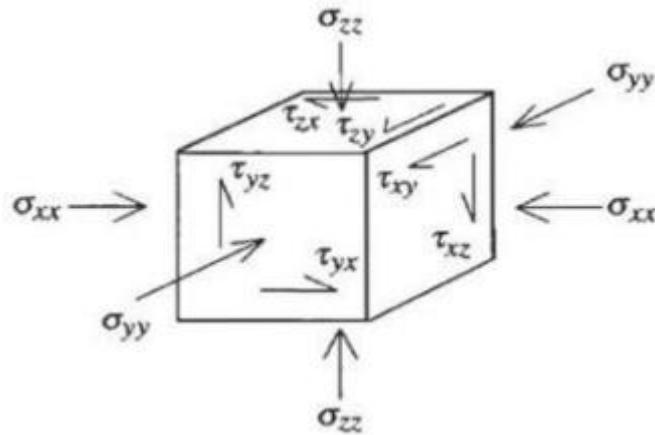


Figure I.7 Contraintes appliquées sur un cube.

Appliquées sur un cube, les contraintes mettent en valeur 9 composantes de dont trois (3) composantes normales et six (6) composantes de cisaillement, sur chaque face, on peut constater que la force appliquée engendre :

1. Une contrainte normale à la facette.
2. Deux contraintes de cisaillement parallèles à la facette.

Sous forme matricielle le stress est représenté comme suit :

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

$\sigma_{i,j}$ la contrainte perpendiculaire au plan i suivant la direction j.

$\tau_{i,j}$ La contrainte de cisaillement agit sur le plan i suivant la direction j.

En utilisant les équations d'équilibre des moments on peut montrer que le tenseur des stress est symétrique.

Donc le tenseur des contraintes s'écrit :

$$\tau_{yx} = \tau_{xy}$$

$$\tau_{zx} = \tau_{xz}$$

$$\tau_{zy} = \tau_{yz}$$

Le tenseur des contraintes s'écrit alors :

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \text{sym} & & \sigma_{zz} \end{bmatrix}$$

Donc pour décrire l'état de stress en profondeur, il faut définir six composants de stress. Une fois qu'un tenseur de stress est connu dans un système de coordonnées, il est possible d'évaluer dans tout autre système de coordonnées par transformation des tenseurs. Pour ce faire la transformation, nous devons spécifier les cosinus de direction qui décrivent la rotation des axes de coordonnées entre l'ancienne et le nouveau système de coordonnées.

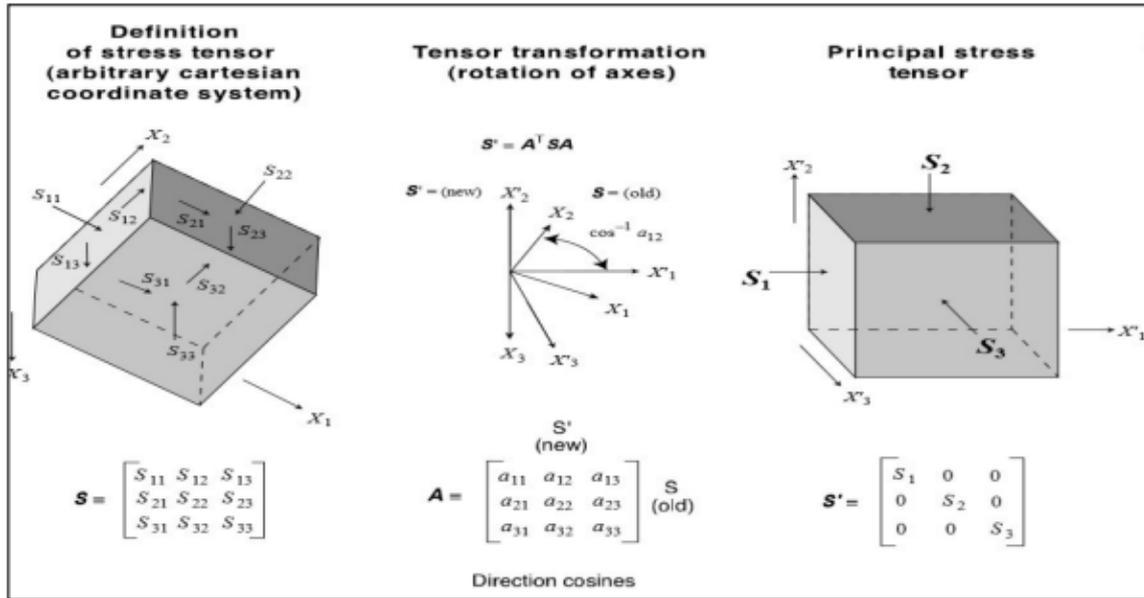


Figure I.8 Rotation des systèmes de coordonnées de contraintes par transformation du tenseur (centre) et contraintes principales définies dans lequel les contraintes de cisaillement disparaissent (à droite) - Réf : (Reservoirs geomechanics zobak 2007).

Dans le système de coordonnées principal, la diagonalisation du tenseur des contraintes est faite de telle sorte que les contraintes principales correspondent aux valeurs propres du tenseur des contraintes et que les directions des contraintes principales correspondent à ses vecteurs propres.

La raison pour laquelle ce concept est si important est que, la terre étant en contact avec un fluide (air ou eau) qui ne supporte pas les contraintes de cisaillement, il s'agit d'un plan de contrainte principal.

Ainsi, pour décrire complètement l'état de contrainte en profondeur, il ne faudra définir que quatre paramètres : trois grandeurs de contrainte principales, et l'orientation de contrainte,

$$s = \begin{bmatrix} S1 & 0 & 0 \\ 0 & S2 & 0 \\ 0 & 0 & S3 \end{bmatrix}$$

Les trois contraintes principales sont :

1. Sv, la contrainte verticale, correspondant au poids des couches sus-jacentes.
2. SHmax, la contrainte horizontale principale maximale.
3. Shmin, la contrainte horizontale principale minimale.

Cela aide évidemment à déterminer le stress dans la croûte (ainsi que la description du tenseur de stress in situ) un problème beaucoup plus facile à résoudre qu'il n'y paraît à première vue.

4.3. Orientation d'une contrainte :

Le point de départ de la plupart des études géomécaniques consiste à décrire l'état de contrainte préexistante ou in situ dans la terre, ce qui demande trois amplitudes et des informations d'orientation (Figure I.9). 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 horizontales. D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en état de compression.

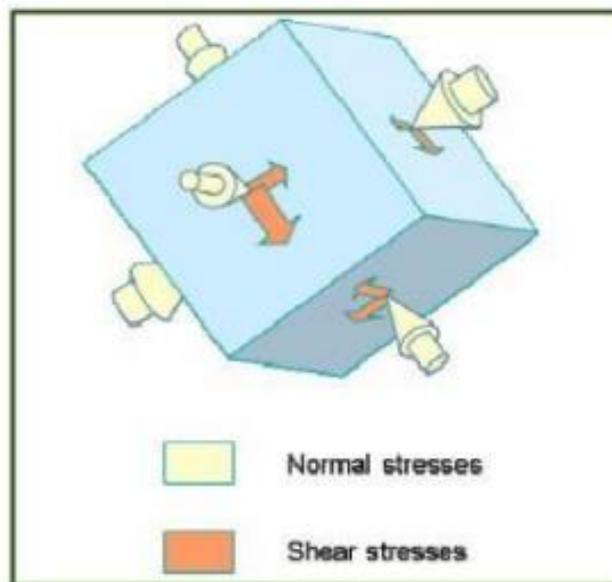


Figure I.9 l'état général de contrainte sur un élément de roche - Réf : (Schlumberger, 2009)

4.3.1. Contraintes verticales (de compression) :

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

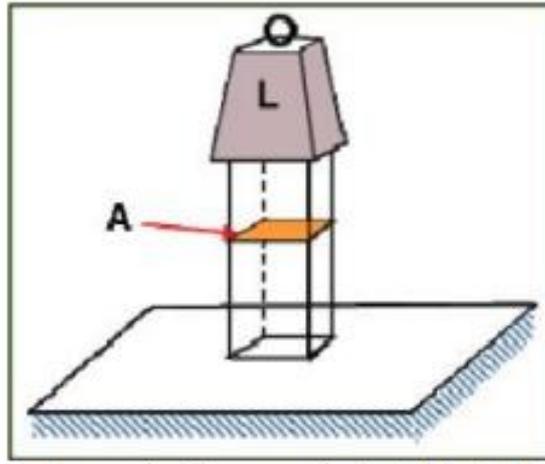


Figure I.10 Contrainte vertical (compression) - Réf : (Schlumberger, 2009)

4.3.2. Contrainte horizontale (de cisaillement) :

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.

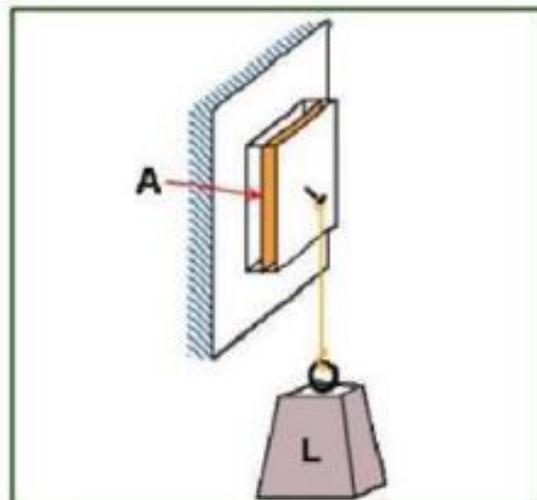


Figure I.11 contrainte horizontale (de cisaillement) - Réf : (Schlumberger, 2009).

4.3.3. Résistance à la contrainte :

4.3.3.1. Résistance à l'étirement (traction):

La résistance à la traction de la roche est l'un des paramètres clé du calcul et de la limitation des contraintes horizontales minimales et maximales. La meilleure façon d'obtenir des données sur la résistance à la traction est d'effectuer des essais au laboratoire sur des carottes. Les essais de traction, également connus sous le nom d'essais de tension sont des essais dans lesquels un échantillon est soumis à une tension contrôlée jusqu'à défaillance.

1. Test de tension direct :

Un échantillon est soumis à une force de tension et on mesure la contrainte à la rupture.

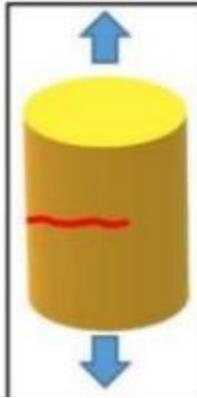


Figure I.12 Test de tension direct.

2. Test brésilien :

C'est une mesure de la traction indirecte, l'échantillon soumis à une force de compression et la résistance à la traction sera calculé à la rupture initiale.

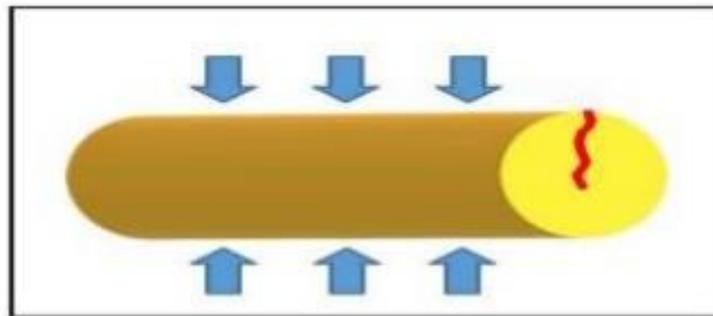


Figure I.13 Test brésilien.

4.3.3.2. Résistance à la compression :

La résistance à la compression non confinée ou résistance à la compression uniaxiale est la contrainte de compression axiale maximale que peut supporter un échantillon de matériau cylindrique dans des conditions non confinées. La contrainte de compression est appliquée le long de l'axe longitudinal de l'échantillon cylindrique. UCS est déterminé à partir des essais en laboratoire sur un échantillon cylindrique soumis à une contrainte de compression le long de son axe longitudinal la pression de confinement et la pression des pores sont nulles un essai drainé.

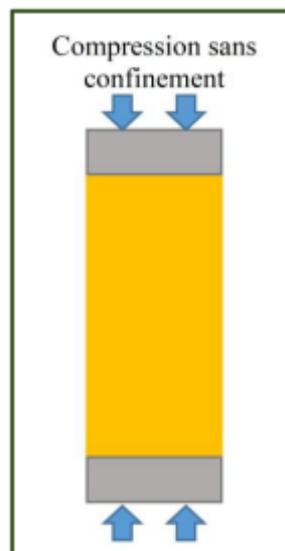


Figure I.14 Test de tension.

4.3.4. Définition de la rupture d'une roche sous l'action d'une contrainte :

Un volume de roche ou de sol qui subit l'action de forces est soumis à un certain état de contrainte. Une surface isolée dans ce volume reçoit l'action d'une force, donc une pression, caractérisée par sa direction, son sens et son intensité. Pour une surface tendant vers 0, on définit au point O un état de contrainte exprimé mathématiquement par un tenseur défini par une matrice et géométriquement par un ellipsoïde des contraintes dont les 3 axes s_1, s_2 et s_3 représentent les 3 composantes normales de la contrainte.

Dans le cas de l'enfouissement, un volume de roche subit selon l'axe vertical une pression lithostatique créée par le poids des roches qui correspond à s_1 ; il subit dans le plan horizontal l'action des roches voisines exerçant une pression de confinement exprimée par s_2 et s_3 qui sont égales.

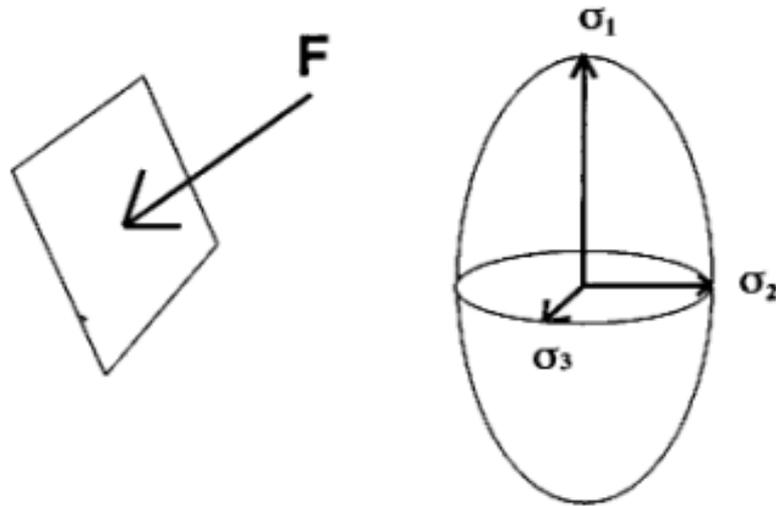


Figure I.15 Ellipsoïde des contraintes – Réf : (Jacques Beauchamp, 2003).

On effectue un essai triaxial qu'on appelle presse hydraulique comme suit :

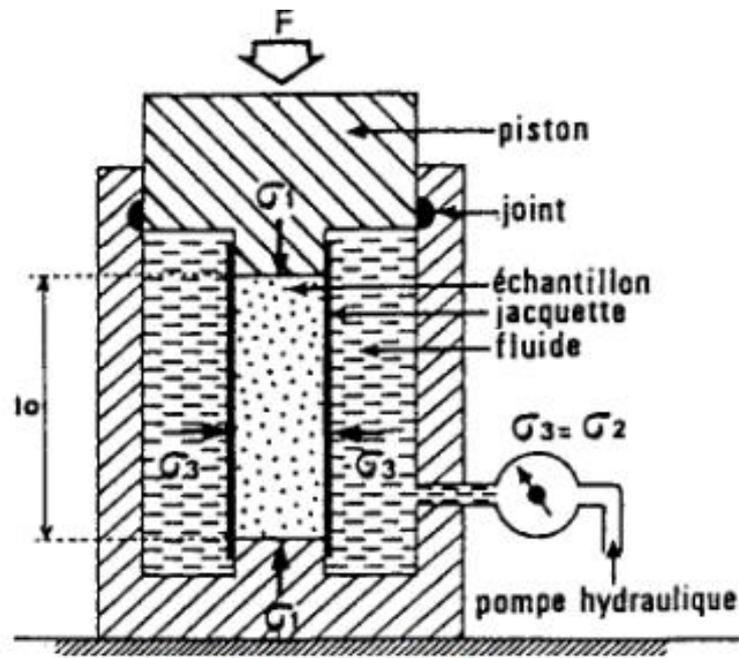


Figure I.16 Presse hydraulique en coupe – Réf : Jacques Beauchamp, 2003).

a- Compression :

La rupture varie selon la valeur de la pression de confinement ($\sigma_2 = \sigma_3$).

- Pression de confinement faible : l'éprouvette se casse selon une fente parallèle à la direction de σ_1 .
- Pression de confinement fort : la déformation est d'abord ductile, l'éprouvette prend une forme de barillet, puis 2 plans de cassure apparaissent formant un dièdre de 60° environ dont le plan bissecteur contient la direction de σ_1 . Les blocs délimités glissent le long de ces 2 plans qui sont donc des plans de cisaillement.

L'angle formé par les deux plans est l'angle de rupture.

Roches	Résistance à la compression (MPa)
GRANITE	100-280
GRES	40-110
CALCAIRE	50-60
QUARTZITE	150-600
MARBRE	100-125

Figure I.17 Pression nécessaire pour provoquer la rupture par compression à l'air libre de quelques roches (d'après KELLER, 2000).

b- Traction :

La résistance de rupture des roches à la traction est plus faible qu'en compression.

- Pression de confinement faible : l'échantillon se casse suivant des plans perpendiculaires à la direction de σ_3 .
- Pression de confinement forte : l'échantillon s'allonge par déformation ductile puis se casse selon 2 familles de plans de cisaillement conjugués se coupant selon un angle d'environ 120° et dont le plan bissecteur contient la direction de σ_3 .

c- Le critère de rupture de Mohr-Coulomb :

Utilisé pour définir la résistance au cisaillement de la roche et l'angle de friction, c'est la méthode la plus couramment utilisée pour prédire la défaillance dans un puits de forage.

Elle est basée, principalement sur l'hypothèse que la résistance au cisaillement augmente linéairement avec la contrainte effective.

Le principe est d'appliquer différentes contraintes de confinement sur des échantillons d'une même carotte, et pour chaque contrainte de confinement et contrainte axiale de rupture un cercle de Mohr sera présenté et l'opération est répétée plusieurs fois.

Tant que le cercle de Mohr reste en dessous de la droite qui présente l'enveloppe de rupture il n'y aura pas de rupture, mais quand le cercle est tangent à la droite ou la dépasse l'échantillon subira une cassure,

Le critère de Mohr Coulomb est calculé comme suit :

$$F = \sigma'_1 - N\sigma'_3$$

Avec : $N = \frac{(1+\sin \varphi)}{(1-\sin \varphi)}$

φ : angle de friction interne.

σ' : contrainte effective

F : la contrainte de compression égale à UCS

Une autre expression :

$$|T| = S_0 + \mu\sigma'_n$$

T : la contrainte de cisaillement.

σ_n : la contrainte normale.

S_0 : la cohésion.

μ : la pente de la droite de l'enveloppe.

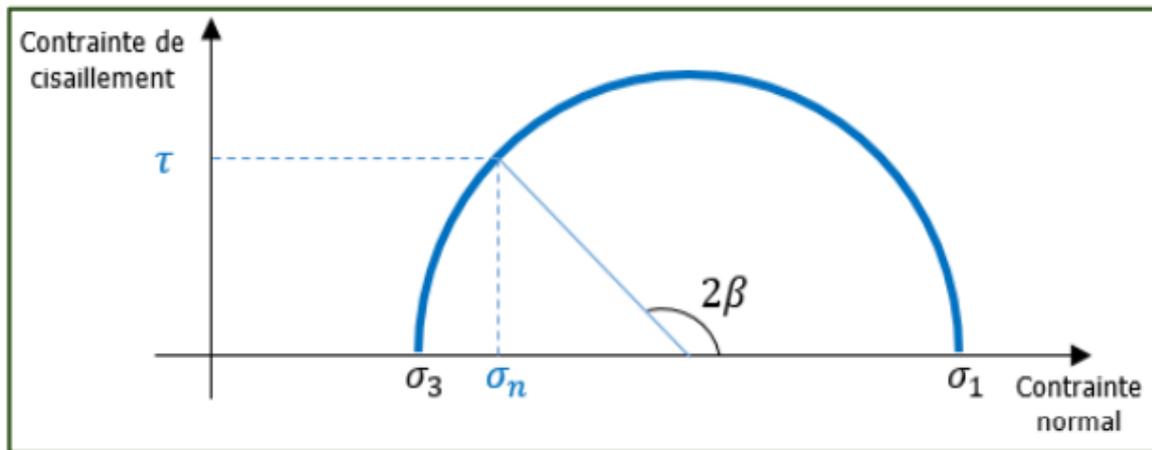


Figure I.18 Cercle de Mohr pour un échantillon subissant des contraintes données – Réf : (Ammari Aymen, MESSAMAH Mohamed Yakoub, 2020).

5. Anisotropie acoustique :

L'anisotropie acoustique est, tout simplement, une variation directionnelle de la vitesse autour et/ou le long du puits de forage (Market & Tudge, 2017), en physique, est la qualité de présenter les propriétés des valeurs différentes mesurées le long des axes dans des directions différentes.

L'anisotropie s'observe le plus facilement dans les monocristaux d'éléments solides ou de composés dans lesquels des atomes, des ions ou des molécules sont disposés en réseaux réguliers. En revanche, la distribution aléatoire des particules dans les liquides, et en particulier dans les gaz, les rend rarement, voire jamais, anisotropes.

Des informations sur l'anisotropie sont nécessaires pour une étude géomécanique plus correcte.

Les types d'anisotropie : L'anisotropie est souvent discutée par rapport à un axe de symétrie, que nous prendrons pour la surface de la Terre. La relation entre la direction de l'anisotropie et l'axe de référence est divisée en trois catégories (Market & Tudge, 2017).

5.1. Isotropie transversale verticale :

En première approximation, les couches horizontales créent un milieu anisotrope qui peut être considéré comme isotrope dans toutes les directions horizontales, mais anisotrope verticalement.

Un tel milieu est dit transversalement isotrope à axe de symétrie vertical (TIV).

- La cause principale de VTI est la pose mince de schistes dans la subsurface.
- Axe vertical de symétrie.
- Stratification en couches horizontales.
- Ondes se propageant généralement plus vite horizontalement (Figure I.19).

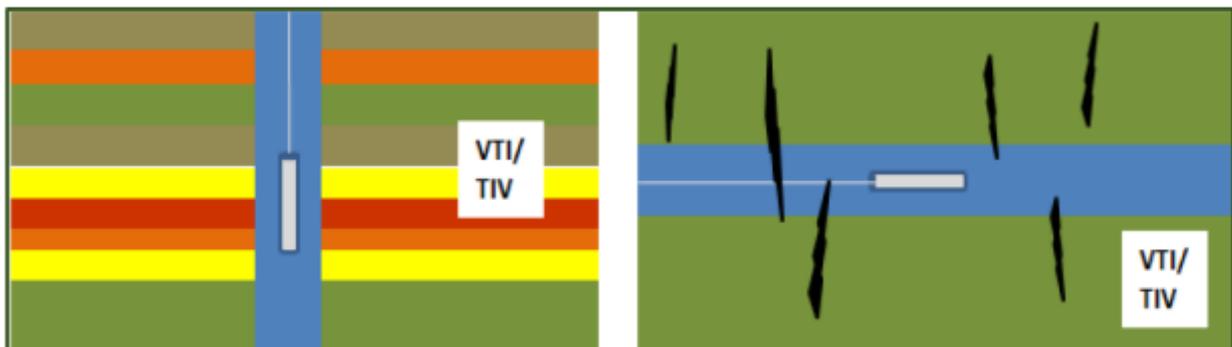


Figure I.19 Modèle isotropie transversal verticale - Réf : (Market, et al., 2015)

5.2. Isotropie transversale horizontale :

Les fractures verticales créent un milieu anisotrope simplifié pouvant être considéré comme isotrope dans toutes les directions alignées sur les plans de fracture et anisotrope dans la direction orthogonale aux plans de fracture. Ce milieu est dit transversalement isotrope avec un axe de symétrie horizontal (TIH).

- La cause principale de TIH est la présence de fractures alignées verticalement.
- Axe horizontal de symétrie.
- Ondes se propageant le long de la fracture.
- La direction de propagation généralement plus rapide verticalement (Figure I.20)

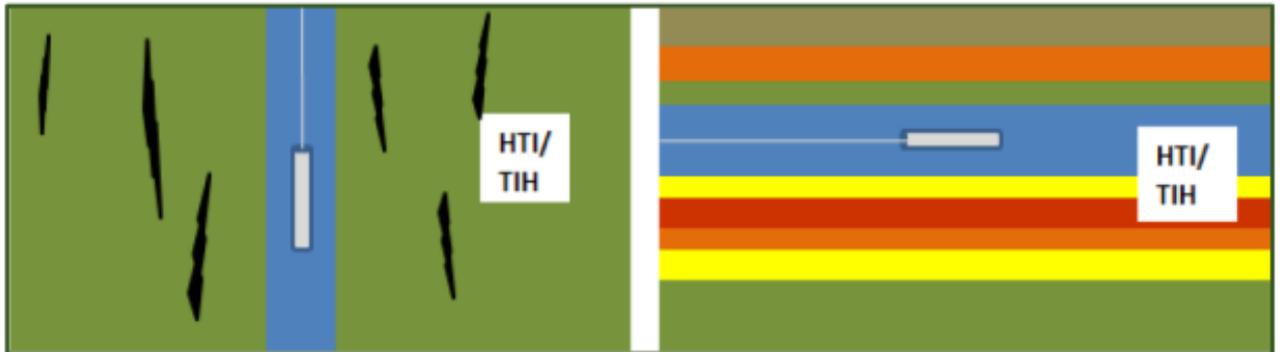


Figure I.20 Modèle isotropie transversal horizontale - Réf : (Market, et al., 2015)

5.3. Isotropie transversale inclinée :

C'est-à-dire que l'axe de symétrie n'est ni parallèle ni perpendiculaire, mais forme un certain angle entre les deux (Figure I.21)

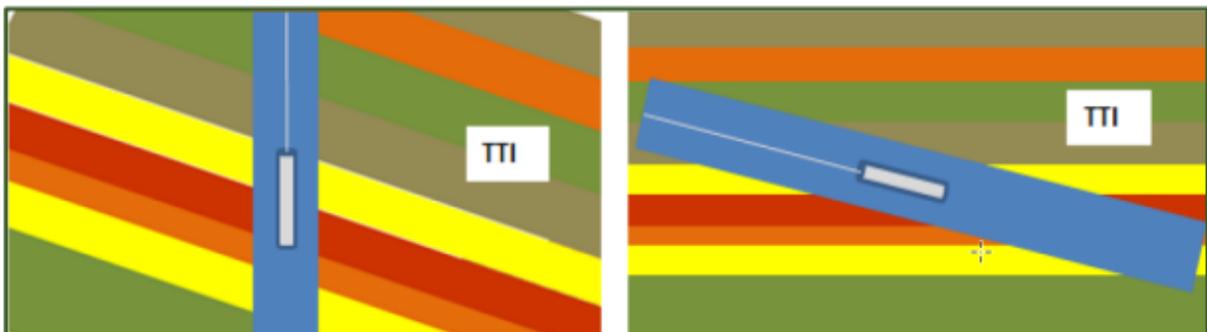


Figure I.21 Modèle isotropie transversale inclinée - Réf : (Market, et al., 2015)

Comme il existe le modèle orthotropique, ce modèle n'a pas un axe de symétrie les paramètres de la roche change dans tous les directions (Figure I.22).

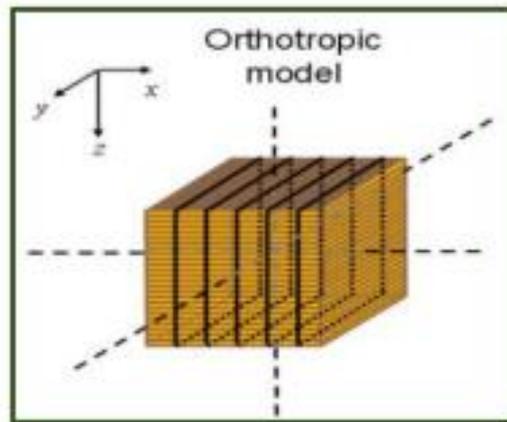


Figure I.22 Modèle Orthotropique -Réf : (Franquet & Rodriguez, 2012)

5.4. Caractéristiques de l'anisotropie acoustiques :

L'alignement spatial des grains, des strates, des fractures ou des contraintes génère des variations de la vitesse des ondes selon les différentes directions, cette propriété s'appelle l'anisotropie acoustique (Haldorsen, et al., 2006).

Les outils d'enregistrement soniques du dipôle fournissent la capacité à mesurer l'anisotropie de formation. Cependant, on doit distinguer deux formes d'anisotropie intrinsèque et induite par les contraintes.

Il existe de nombreux types d'anisotropie qui se répartissent principalement en deux catégories : l'anisotropie géologique et l'anisotropie géomécanique.

- **Intrinsèque (géologique)** : Elle est causée par des fractures ouvertes, stratification, une microstructure ou des argiles alignées.
- **Géométrique (géologique)** : Franchissement ou approche des limites du lit
- **Stress in situ (géomécanique et géologique)** : Défauts et fractures
- **Contrainte induite (géomécanique)** : Elle est le résultat de l'application d'effort ou du déséquilibre tectonique causée par les processus de forage/production

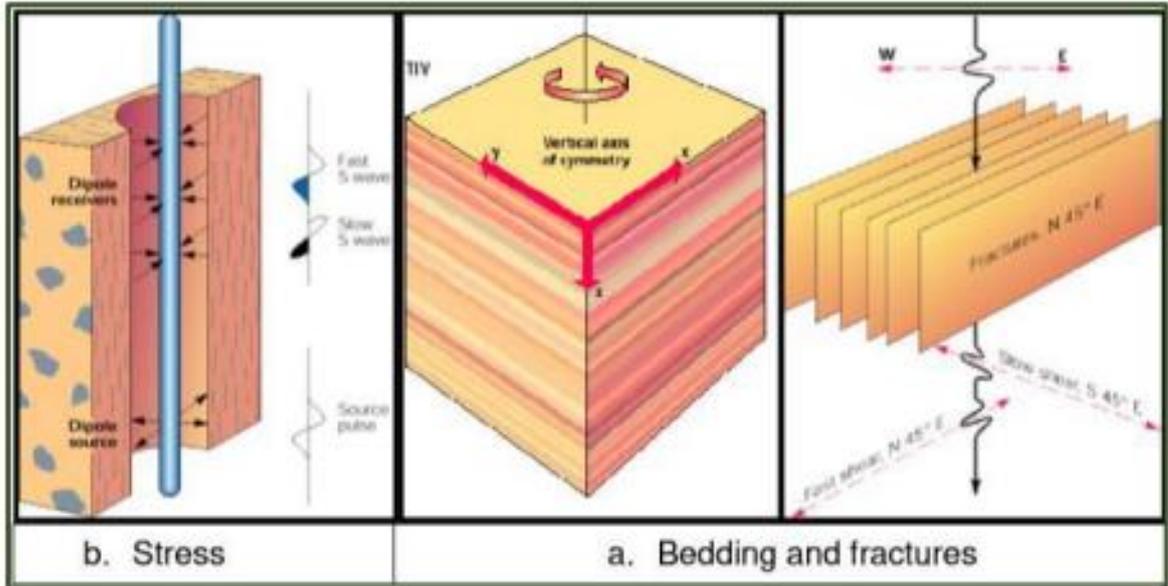


Figure I.23 Anisotropie intrinsèque et induite - Réf : (Ouadfeul & Aliouane, 2015).

CHAPITRE II

Introduction aux réservoirs non-conventionnels

1. Introduction :

La méthode utilisée pour extraire les hydrocarbures est imposée par la nature du système pétrolier, plus spécialement par la nature pétro-physique du réservoir, de ce fait, les exploitations sont focalisées sur les réservoirs qui ont une bonne caractéristique pétro physique, mais comme les hydrocarbures constituent la principale source énergétique mondiale, les compagnies pétrolières sont appelés à exploiter tous les réservoirs jugés économiquement rentables, sans oublier la prise en considération de leurs propriétés pétro-physiques par de nouvelles méthodes et de nouvelles technologies différentes de celles utilisées auparavant.

Selon leurs caractéristiques pétro-physiques et leur mode d'exploitation, les réservoirs sont classés conventionnels et non conventionnels, dans les deux cas la provenance de la matière organique qu'ils contiennent est la même.

En général, un réservoir est dit conventionnel lorsqu'il présente de bonnes caractéristiques pétro-physiques dont la méthode d'exploration nécessite un simple forage et où le réservoir produit par un drainage naturel, dans les autres cas où les caractéristiques pétro-physiques sont dites médiocres et où le réservoir est sollicité pour produire on parle de réservoir non conventionnel.

2. Système pétrolier :

Un système pétrolier conventionnel est composé essentiellement des éléments suivants :

2.1.Roche mère : Roche dans laquelle se sont formés des hydrocarbures (ceux-ci pouvant migrer ultérieurement dans une autre roche, dite alors roche réservoir) (Alain F., Raoult J.-F., 2010).

2.2.Roche réservoir : Roche suffisamment poreuse et perméable pour pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz...). Ces roches (calcaires, dolomies, grès) ont un intérêt économique, si leurs volumes sont suffisants, et si elles sont recouvertes par des couches imperméables interdisant aux fluides de s'en échapper.

2.3.Roche couverture : c'est une roche non perméable qui couvre le réservoir pour empêcher les hydrocarbures de "dismigrer" (suintement des hydrocarbures en surface).

2.4.Piège : c'est la structure qui renferme les hydrocarbures, il est soit structural (anticlinal, contre faille...) ou stratigraphique (récif, chenal, biseau stratigraphique...) ; les pièges sont déterminés par l'interprétation des coupes sismiques et l'élaboration des coupes équilibrées.

2.5.Le timing : c'est le rapport entre le temps de migration des hydrocarbures et le temps de formation du réservoir, on parle d'un timing favorable lorsque la migration se fait parallèlement ou après la formation de la roche réservoir et on parle d'un timing défavorable lorsque la migration se fait avant la formation de la roche réservoir.

3. Réservoirs conventionnels :

Dans ce cas les hydrocarbures ainsi formés suivent une trajectoire classique du point de vue géologique, ils migrent vers une roche poreuse et perméable (réservoir) où ils seront piégés (pièges structuraux ou stratigraphiques). On a donc des gisements dans lesquels les hydrocarbures sont concentrés occupant le petit volume de réserves compris entre les grains de la roche. Puisque la roche est perméable, ce type de gisement est donc facile à développer.

Il peut produire des volumes économiques d'huile et de gaz sans avoir recours à de larges traitements de stimulation ou à d'autres procédés de recouvrement (figure II.1).

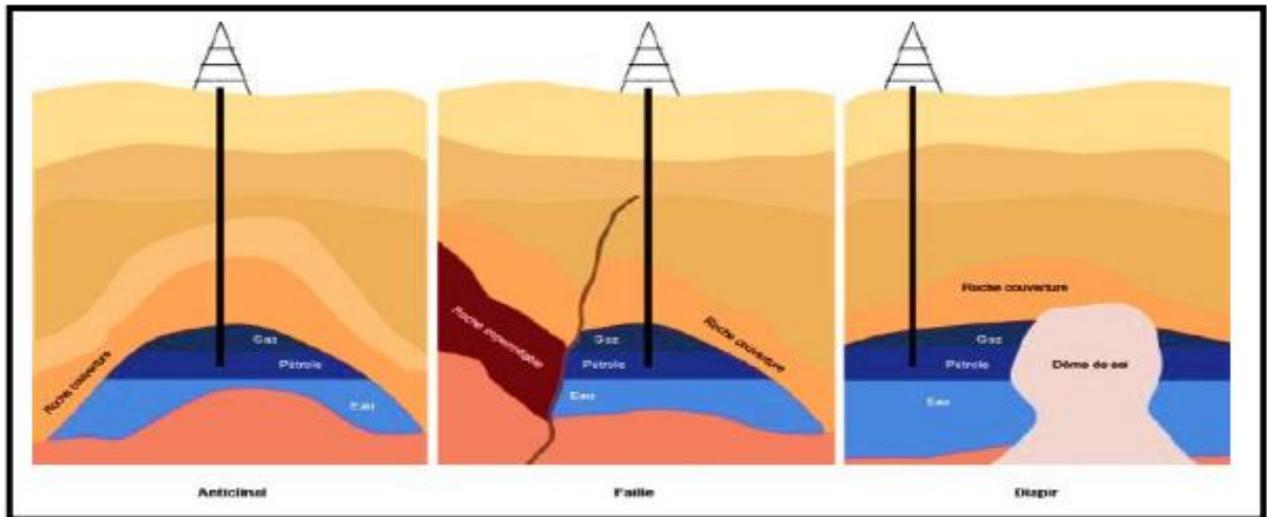


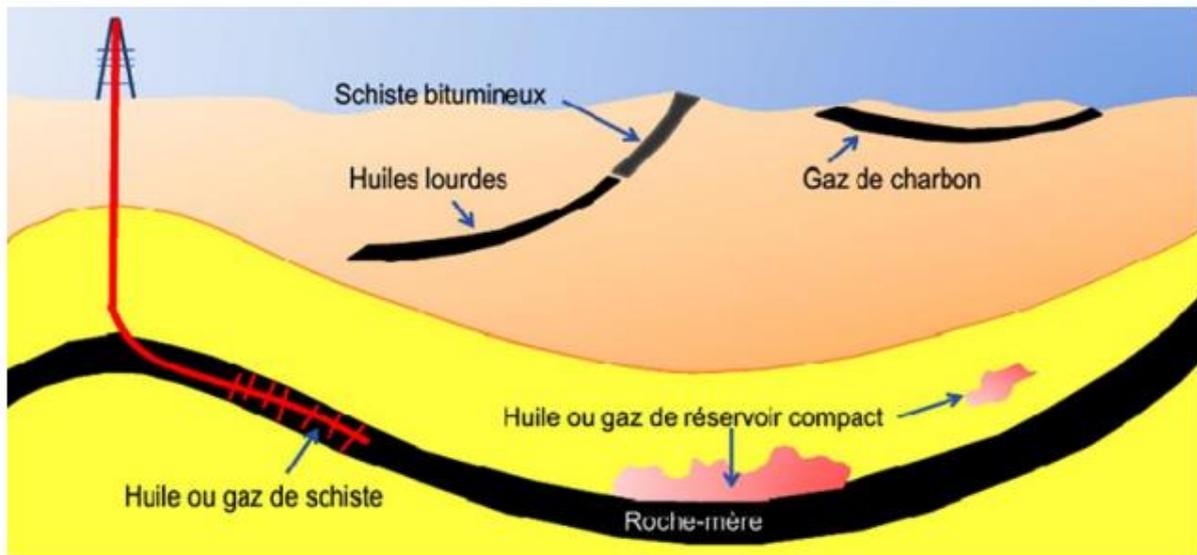
Figure II.1 Réservoirs conventionnels d'hydrocarbures.

4. Réservoir non-conventionnel :

Par contraste avec le cas conventionnel, les hydrocarbures se situent dans des roches réservoirs dont la nature géologique est particulière, ou même dans certains cas restent dans la roche mère. Contrairement aux réservoirs conventionnels qui ont des perméabilités supérieures au millidarcy les réservoirs non conventionnels ont des perméabilités très inférieures qui se mesurent en micro ou même en nanodarcy. Dans d'autres cas (sables bitumineux, pétrole lourd ou extra-lourd), c'est la qualité du pétrole qui ne permet pas une exploitation classique.

On peut donc proposer la définition suivante :

"Les hydrocarbures non conventionnels se caractérisent par l'obligation de stimuler la roche dans laquelle ils sont piégés dès la première phase d'exploitation pour obtenir une production commerciale" (IFP, 2011). (Figure II.2)



FigureII.2 Réservoirs non conventionnels - Réf : (US Geological Survey)

5. Types d'hydrocarbures non conventionnels :

Les hydrocarbures se situent dans de très mauvais réservoirs ou même restent piégés dans la roche mère. Les hydrocarbures sont donc disséminés dans la roche encaissante de façon diffuse. Dans d'autres cas (sables bitumineux, pétrole lourd ou extra-lourd) c'est la qualité du pétrole qui ne permet pas une exploitation classique.

Les gisements d'hydrocarbures non-conventionnels sont donc exploitables à des profondeurs différentes, souvent situés dans les mêmes régions que les hydrocarbures conventionnels et souvent aussi plusieurs types d'hydrocarbures non-conventionnels sont situés dans les mêmes régions.

5.1. Les pétroles non conventionnels contenus dans un réservoir

5.1.1. Réservoir compact à l'huile (tightoil) :

Ce sont des hydrocarbures liquides contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables, on parle de "tightoil" pour avoir une production commerciale d'hydrocarbures, il faut stimuler le réservoir dès la mise en production. La production de ces "tightoil" nécessite souvent l'emploi des puits horizontaux et de la fracturation.

5.1.2. Les pétroles lourds ou extra lourds (heavy, extra-heavyoil) :

Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et d'une très forte viscosité qui rend impossible une extraction classique même dans des réservoirs de bonne qualité. Dans la majorité des cas, il s'agit d'anciens gisements conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne. On l'exploite par des puits verticaux et horizontaux. Dans certains cas, on utilise un doublé de forages horizontaux, la vapeur est injectée dans un des puits. L'augmentation de température fait alors chuter la viscosité du pétrole qui est extrait par le second forage.

5.1.3. Les sables bitumineux (oilsands, tar sands) :

Les sables bitumineux sont composés de sable (le réservoir initial) et de bitume, qui est un mélange d'hydrocarbures très visqueux à température ambiante. Là encore, il s'agit d'un gisement conventionnel qui a été porté en surface par des mouvements tectoniques associés à une érosion (Vially, 2012).

5.1.4. Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche mère**5.1.4.1. Les schistes bitumineux (oil shales) :**

Il s'agit d'une roche mère de très bonne qualité mais qui n'a pas été suffisamment enfouie pour que la matière organique puisse être transformée en hydrocarbures. Pour exprimer ces hydrocarbures, il faut réaliser artificiellement ce que la nature n'a pas fait en les chauffant. Ces "oilshales" sont exploités en carrières ou en mines puis chauffés à fortes températures 450°C (Vially, 2012).

5.1.4.2. Les pétroles de schistes (shale oil) :

Dans ce cas, l'enfouissement de la roche mère a été suffisant pour transformer la matière organique en hydrocarbures liquides. Ces hydrocarbures liquides restent piégés dans la roche mère, qui est très peu poreuse et imperméable. L'exploitation de ces hydrocarbures nécessite alors l'utilisation de forages horizontaux et de la technique de fracturation hydraulique pour augmenter artificiellement la perméabilité de la roche.

5.1.5. Les gaz non conventionnels contenus dans un réservoir**5.1.5.1. Les gaz de réservoirs compacts :**

Ce sont des hydrocarbures gazeux contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables. Pour les produire, il faut stimuler le réservoir par fracturation hydraulique.

5.1.6. Les gaz non conventionnels contenus dans une roche mère :**5.1.6.1. Le gaz de houille (coalbed méthane ou CBM) :**

Le gaz de houille est le gaz naturel absorbé naturellement dans les charbons. Ce gaz est généralement produit à partir de couches de charbons qui sont soit trop profondes, soit de trop mauvaise qualité pour être exploitées en mine. La particularité du gaz de houille réside dans le fait que la majeure partie du méthane est absorbée sur le charbon lui-même, l'autre fraction étant présente dans les fractures naturelles de la couche de charbon. La quantité de méthane adsorbé dépend du rang du charbon, ainsi que de sa nature. Pour exprimer ce méthane adsorbé sous forme gazeuse libre, il faut diminuer les conditions de pression. Cette dépressurisation s'effectue généralement en pompant l'eau interstitielle contenue dans les fractures du charbon.

5.1.6.2. Le gaz de schistes (shale gas) :

Les gaz de schistes sont des gaz formés principalement par du méthane contenu dans des roches argileuses ayant une forte teneur en matière organique.

5.1.6.3. Les hydrates de méthane (methane hydrates) :

Les hydrates de méthane sont une forme de gaz non conventionnel tout à fait différente des trois précédentes même si là encore il s'agit de méthane. Les hydrates de méthane sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallise pour un solide qui ressemble à de la glace (figure II.3).

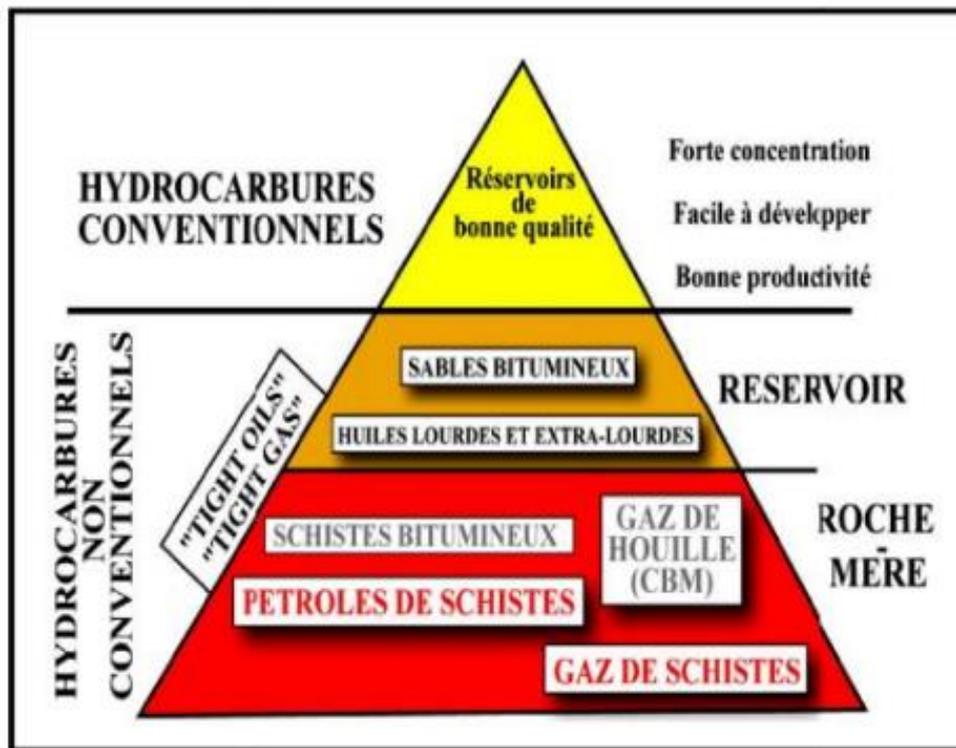


Figure II.3 Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.

6. Gaz de schiste :

6.1. Historique du gaz de schiste :

Dans les réservoirs de gaz conventionnels les gaz sont assez mobiles et se déplacent facilement dans la formation perméable en raison de la flottabilité jusqu'à ce qu'ils soient piégés contre une roche imperméable qui empêche tout mouvement ultérieur. Cela conduit à des gisements localisés de gaz alors que le reste de la formation est rempli d'eau.

Cependant, les gaz de schiste biogènes et thermogènes restent là où ils ont été générés pour la première fois et peuvent se trouver sous trois formes :

- Le gaz libre dans les espaces des pores et les fractures.
- Le gaz adsorbé, où le gaz est électriquement collé à la matière organique et à l'argile.
- Une petite quantité de gaz dissous qui est dissoute dans la matière organique.

Un réservoir de gaz de schiste est un schiste organique riche et à grain fin qui contient du gaz naturel. Cependant, le terme de schiste est utilisé de manière très vague et ne décrit pas la lithologie du réservoir. Les variations lithologiques des réservoirs de gaz de schiste américains indiquent que le gaz naturel est retenu dans le réservoir non seulement dans le schiste mais aussi dans un large spectre de lithologie et de texture allant de la mudstone (c'est-à-dire le schiste non fissile) à la siltite et au grès à grain fin, dont l'un quelconque peut être de composition siliceuse ou carbonatée.

6.2. Définition d'un gaz de schiste :

Le gaz de schiste fait partie des gaz non conventionnels, il est contenu dans des couches sédimentaire.

La bonne compréhension des mécanismes de pétrogenèse et notamment du type de kérogène formé est importante pour l'exploitation des ressources de gaz de schiste et notamment pour optimiser les modalités de production. Dans la couche de shale, le gaz est contenu soit sous forme libre dans de petites fractures naturelles ou dans les pores qui sont les espaces libres entre les grains de roche, soit il est adsorbé sur des molécules et des ions de matières organiques.

La perméabilité d'une couche de type shale est très inférieure à celle d'un réservoir conventionnel ce qui explique une productivité naturelle très faible. D'où l'enjeu de pouvoir améliorer artificiellement la perméabilité au voisinage des puits.

En général, dans le cas du gaz de schiste, il y a peu d'eau associée mais si l'on procède à de la fracturation artificielle, il faut contrôler que les fractures artificiellement créées ne s'étendent pas en dehors de la couche productive ce qui pourrait conduire à des venues d'eaux souterraines en provenance d'horizons aquifères voisins. La couche prospective ayant une extension géographique importante et la production d'un puits, même après stimulation, étant faible, cela conduit pour l'exploitation du gaz à un mode de développement industriel très particulier notamment pour ce qui concerne le nombre et l'espacement des puits.

6.3. Répartition des hot shale en Algérie :

Les réserves sont évaluées à 6500 milliards de m³, plaçant ainsi l'Algérie au troisième réserve africaine et deuxième pour l'Afrique du Nord.

Les principaux réservoirs en Algérie sont situés essentiellement dans les bassins d'Illizi, de Berkine, Gourara (Timimoune), Ahnet et HassiMesaoud.



Figure II.4 Répartition des hot shale en Algérie-Réf : (Sonatrach)

Conclusion :

Le gaz de schiste est une ressource de transition qui se trouve un peu partout dans le monde. Le secteur énergétique américain connaît une véritable renaissance grâce à l'exploitation de vastes ressources de schiste.

Plusieurs éléments permettent d'envisager un développement accru de l'exploitation des gaz de schistes dans les années à venir. Parmi ceux-ci, le bénéfice économique résultant de l'accès à une énergie bon marché et aux réserves considérables, la possibilité de réduire la dépendance énergétique aux pays producteurs de pétrole.

L'exploitation des gaz de schistes a été rendu possible grâce à des avancées technologiques dans le domaine de l'extraction notamment la fracturation hydraulique.

CHAPITRE III

Généralités sur la fracturation hydraulique

1. Introduction :

Autrefois, les efforts de l'industrie pétrolière et gazière à l'échelle mondiale étaient axés sur l'exploration et le développement des gisements d'hydrocarbures naturels de type facilement accessibles. Plus récemment, avec l'épuisement de ces ressources on a mis l'accent sur la mise en valeur des ressources dites non conventionnelles. La mise en valeur de ces ressources non conventionnelles s'avère plus coûteuse et exige le recours à des technologies spécialement conçues pour faciliter leur exploitation. La fracturation hydraulique est une des principales technologies mises au point en vue de rentabiliser la production de ces ressources non conventionnelles provenant de ces nouveaux réservoirs.

2. Historique de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est passée historiquement par les cas suivants :

- 1820 : Premier puits de gaz naturel foré aux Etats-Unis.
- 1858 : Création de la première compagnie gazière.
- 1947 : Première fracturation hydraulique - forage vertical - gaz conventionnel – USA.
- En 1979, Arco rajeunit efficacement ses puits "à haut GOR" en y adjoignant des puits horizontaux, réglant du même coup un problème de coning "gas coning".
- 1980 : Premier forage horizontal - gaz conventionnel - Lacq /France.
- 1998 : Première fracturation hydraulique – forage vertical - gaz non conventionnel – USA.
- 2010 : Première fracturation hydraulique - forage horizontal - gaz non conventionnel –USA.

Son « utilisation sûre et efficace n'a jamais été aussi importante qu'aujourd'hui ; Elle est cependant pointée du doigt pour ses impacts sociaux-environnementaux qui semblent plus importants que prévu (pollution de l'eau, de l'air et des sols, et impacts sur la santé et le climat)

3. Définition de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est la dislocation ciblée des formations géologiques peu perméables par le moyen de l'injection sous très haute pression d'un fluide destiné à fissurer et microfissurer la roche. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (à plus de 1 km, voire à plus de 4 km dans le cas du gaz de schiste), et ce, à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux.

Cette technique relativement ancienne, inventée pour les gisements d'hydrocarbures non conventionnels, a vu son intérêt renouvelé par son association au forage horizontal. C'est la maîtrise graduelle de la rentabilité économique de cette association pour les gisements non conventionnels qui a guidé le développement récent de l'exploitation de ces derniers : elle a rendu accessibles des ressources soit auparavant inaccessibles, soit qui n'auraient été exploitables qu'à des coûts exorbitants et avec lenteur.

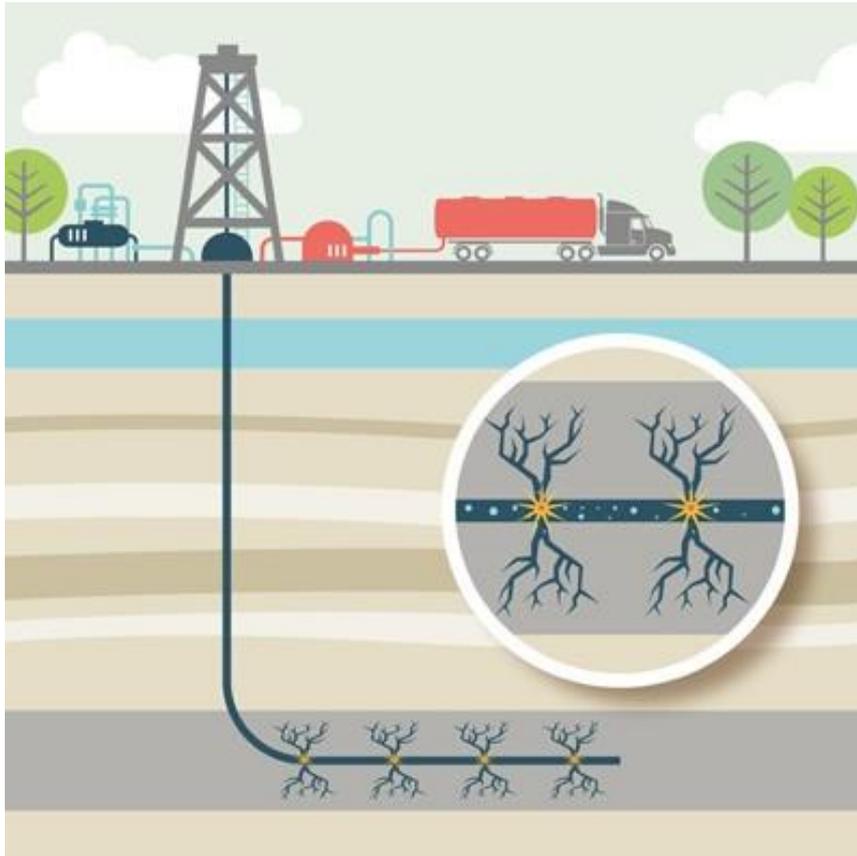


Figure III.1 fracturation hydraulique.

4. Objectifs de la fracturation hydraulique :

En général l'exploitation par fracture hydraulique est utilisée pour augmenter l'indice de productivité d'un puits de production ou l'indice d'injectivité d'un puits d'injection. L'indice de productivité définit la vitesse à laquelle le pétrole ou le gaz peut être produit à une différence de pression donnée entre le réservoir et le puits de forage. L'indice d'injectivité se réfère à la vitesse à laquelle le fluide peut être injecté dans un puits à un différentiel de pression donné.

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération consistant à créer un drain perméable dans la roche réservoir. L'objectif est de :

- Modifier certaines propriétés pétro physiques de la roche et augmenter la productivité ou l'injectivité.
- Augmenter la vitesse de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité.
- Créer des by-pass entre le réservoir et le fond de puits donc une bonne conductivité dans laquelle le fluide s'écoule vers le fond du puits.

Il existe de nombreuses applications pour la fracturation hydraulique. La fracturation hydraulique peut augmenter le débit d'huile et/ou de gaz à partir de réservoirs à faible perméabilité, augmenter le débit d'huile et/ou de gaz provenant de puits endommagés, relier les fractures naturelles dans une formation au puits de forage, diminuer la chute de pression autour

du puits pour minimiser la production de sable, améliorer le placement en sable dégravier, diminuer la chute de pression autour du puits pour minimiser les problèmes de dépôt d'asphalte et/ou de paraffine, augmenter la zone de drainage ou la quantité de formation en contact avec le puits de forage, et relier l'étendue verticale totale d'un réservoir à un puits incliné ou horizontal. Il pourrait y avoir d'autres utilisations, mais la plupart des traitements sont pompés pour ces raisons.

Un réservoir à faible perméabilité est celui qui a une forte résistance au flux de fluide. Dans de nombreuses formations, les processus chimiques et/ou physiques altèrent la roche du réservoir sur le temps géologique. Parfois, ces processus diagénétiques restreignent les ouvertures dans la roche et réduisent la capacité des fluides à circuler à travers la roche. Les roches à faible perméabilité sont normalement d'excellents candidats à la stimulation par fracturation hydraulique.

5. La fracturation hydraulique comme phénomène physique :

La pression dite lithostatique en milieu rocheux augmente avec la profondeur à cause du poids des roches sus-jacentes.

$$P = \rho \cdot g \cdot z$$

Où :

P : La pression (Pa)

ρ : la masse volumique (kg/m^3)

g : l'accélération de la pesanteur (m/s^2).

z : La profondeur (m).

Si on considère que les roches sédimentaires ont une masse volumique de 2500 kg.m^{-3} et que g vaut 10 m.s^{-2} , on voit que la pression augmente de 250 bars par km

Dans un forage (plein d'eau), cette pression augmente seulement de 100 bars par km (l'eau a une masse volumique de seulement 1000 kg.m^{-3}).

Si au fond d'un forage, le liquide de forage a une pression supérieure à la pression litho statique, alors ce liquide aura tendance à s'insinuer dans la moindre fracture et à écartier les bords de cette fracture, ce qui la propagera latéralement.

La fracture se propagera perpendiculairement à la direction de la contrainte minimale (σ_3). On pourra donc faire des fractures horizontales (élargissement de bas en haut) dans le cas où le contexte tectonique fait que σ_3 est vertical (à faible profondeur, par exemple), ou des fractures verticales dans le cas (le plus fréquent à une certaine profondeur) où σ_3 n'est pas vertical, pour faciliter la pénétration des fluides et des fractures dans le plan de contrainte minimale.

Au fond d'un forage de 3 km de profondeur (pression litho statique d'environ 750 bars), il est nécessaire de communiquer au liquide de forage une surpression de plus de 500 bars, s'ajoutant

aux 250 bars de pression hydrostatique, afin de fracturer les roches, et donc de les rendre perméables.

Si on ajoute au liquide de forage surcomprimé du sable, celui-ci s'insinuera dans les fractures, et empêchera qu'elles ne se referment une fois qu'on arrête la surpression.

Pour que le sable soit bien mobile dans l'eau de forage, sans faire de bouchon ou sans s'accumuler dans des points bas, pour qu'eau et sable puissent bien s'insinuer dans les fissures... des additifs, tels que des épaississants et autres composés aux propriétés physiques, chimiques ou bactériologiques particulières, seront mêlés à l'eau.

Une fois la fracturation terminée, le gaz s'échappera alors par les fractures, comme dans n'importe quelle roche magasin dont la perméabilité est due à des fractures préexistantes.

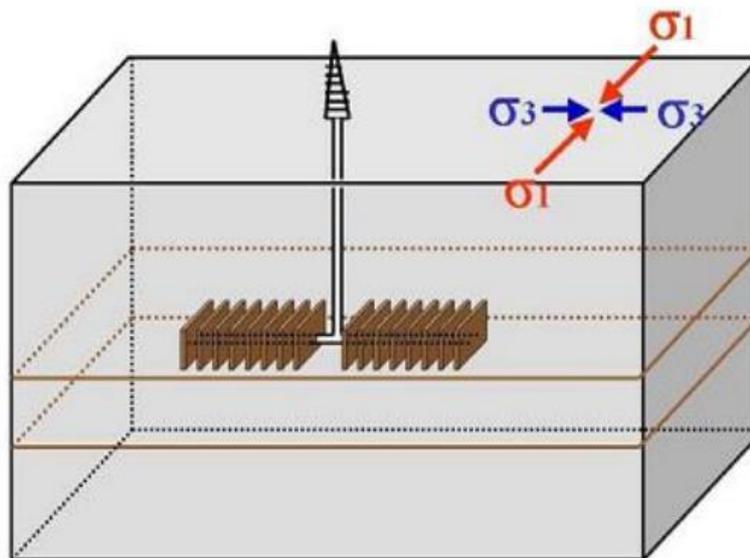


Figure III.2 schéma théorique de la fracturation hydraulique induite avec 2 forages de sens Opposés.

Les forages horizontaux sont parallèles à la direction de la contrainte horizontale minimale (σ_3 dans ce cas) et donc perpendiculaires à la direction de contrainte horizontale maximale (σ_1 dans ce cas).

Les fractures (en brun) s'ouvrent alors perpendiculairement à σ_3 , dans le plan σ_1 - σ_2 .

Dans le cas d'une exploitation dans une région où la contrainte maximale est N-S, les forages horizontaux partiraient en direction E-O, avec ouverture de fissure ouverte de direction N-S (Lot-et-Garonne)

Une fois les forages terminés, la fracturation hydraulique permettra de fissurer la roche mère non poreuse pour permettre de libérer et extraire des molécules d'hydrocarbure qui s'y trouvent emprisonnées. Le processus implique d'injecter un mélange d'eau, de sable et d'adjuvants

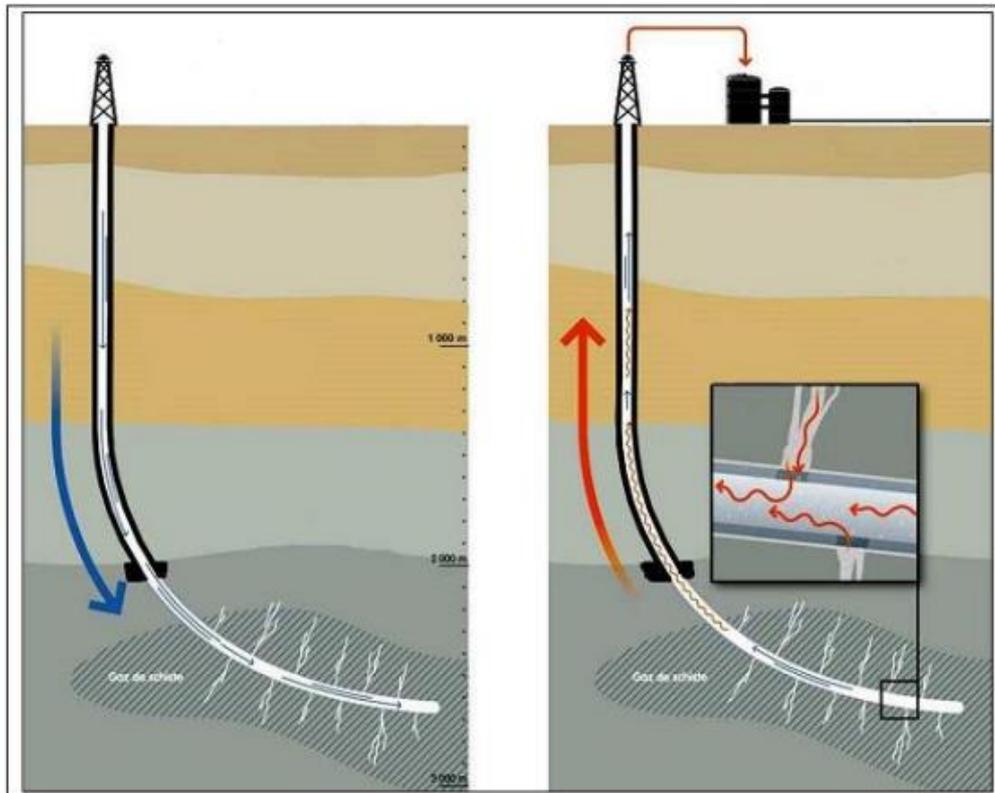


Figure III.3 schémas de principe de la fracturation hydraulique.

A gauche de la (figure III.3), un forage réalisé en vertical puis à l'horizontale une fois la couche de schiste atteinte. Lorsque le forage est terminé, il y a injection d'un mélange d'eau, de sable et d'additifs sous haute pression (600 bars) ce qui fracturera la roche. Le sable mêlé à l'eau sous pression envahit les néo-fractures et empêche leur fermeture une fois l'arrêt de la surpression de l'eau. À droite, sur la même figure, le fonctionnement du puits en période d'exploitation est observable. Le gaz migre le long des néo-fractures, atteint le tube de forage, arrive en surface, et est stocké dans des réservoirs ou évacué par gazoduc.

Le tubage de la partie verticale est renforcé pour éviter les fuites d'eau et de gaz vers les terrains et aquifères de surface. Les volumes d'eau soutirés (flowback waters) représentent 20 à 30% des volumes injectés. Le reste demeure dans le puits et les fractures. Après un premier soutirage, la pression diminue et le gaz sort de lui-même en remontant à travers l'eau qui est restée en profondeur, d'où une installation d'emprise réduite en surface après forage.

Une fracturation hydraulique réalisée seulement à partir de forages verticaux ne permet de récupérer qu'une très faible quantité de gaz.

Si, à partir d'une même tête de forage, des forages horizontaux sont réalisés dans les deux sens d'une même direction (perpendiculaire à la contrainte principale), alors la récupération sera optimisée.

6. Concept de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est la dislocation ciblée de formations géologiques peu perméable en fracturant la roche par une contrainte mécanique à l'aide d'un fluide injecté sous haute pression à partir d'un forage de surface, pour en augmenter la macro porosité et moindrement la microporosité. Le fluide peut être de l'eau, une boue ou un fluide technique dont la viscosité a été ajustée. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (à plus de 1 km, voire à plus de 4 km dans le cas du gaz de schiste), et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux.

Quand la pression du fluide, injecté à la profondeur voulue, dépasse celle créée au point d'application par le poids des roches situées au-dessus, une ou des fractures s'initient -plus exactement quand la pression dépasse celle de l'eau interstitielle de la roche-. Les fractures s'élargissant avec l'injection continu du fluide, elles peuvent alors se propager, éventuellement sur plusieurs centaines de mètres tant que l'apport de fluide est maintenu ; la direction que peuvent prendre les fractures est, bien sûr, l'objet d'études préalables, mais est loin d'être entièrement contrôlable.

Pour empêcher que le réseau de fractures ne se referme sur lui-même au moment de la chute de pression, le fluide est enrichi (environ 10 %) en agents de soutènement : des poudres de matériaux durs, principalement grains de sable tamisé, ou microbilles de céramique (Proppant). Ceux-ci vont remplir les fractures et, une fois en place et récompensés par le poids des roches, constitueront un milieu suffisamment poreux pour permettre la circulation ultérieure des produits à extraire.

Le fluide injecté contient également un mélange complexe de produits issus de l'industrie chimique (0,5 % typiquement au total), puisés dans une liste de plus de 750 références commerciales. Il s'agit notamment d'additifs adaptés à la fracturation des roches en place, et souvent des biocides. Ces derniers sont destinés à empêcher le développement d'éventuelles bactéries qui compliqueraient le processus d'extraction. (Ces bactéries se nourrissent de composés chimiques présents dans le sous-sol, hydrogène sulfuré notamment, fer dissous...).

Le principal usage de ces techniques est la « stimulation » de la vitesse et de l'ampleur du drainage de gaz ou de pétrole par un puits, dans des « réservoirs » rocheux faiblement perméables (ex : schistes) qui, sans cette technique ne produiraient presque rien.

Quand les hydrocarbures sont piégés au sein même de la matrice rocheuse, le fracking facilite l'accès à une plus grande partie du gisement. Associé à d'autres techniques faisant appel à un cocktail de produits chimiques ajoutés au fluide de fracturation, il facilite aussi la désorption puis la récupération du gaz ou pétrole qui étaient depuis des millions d'années piégés dans la

matrice rocheuse elle-même (schistes, schistes bitumineux au caractère feuilleté et naturellement inaptes à la percolation rapide).

Ces techniques suscitent depuis la fin des années 2000-2015 une controverse en Amérique du Nord, qui semble s'étendre dans le monde, alors que de grands opérateurs industriels se préparent à exploiter de nouveaux champs pétroliers et gaziers, dans les grands fonds marins, en Alaska, au Canada et dans le reste du monde.

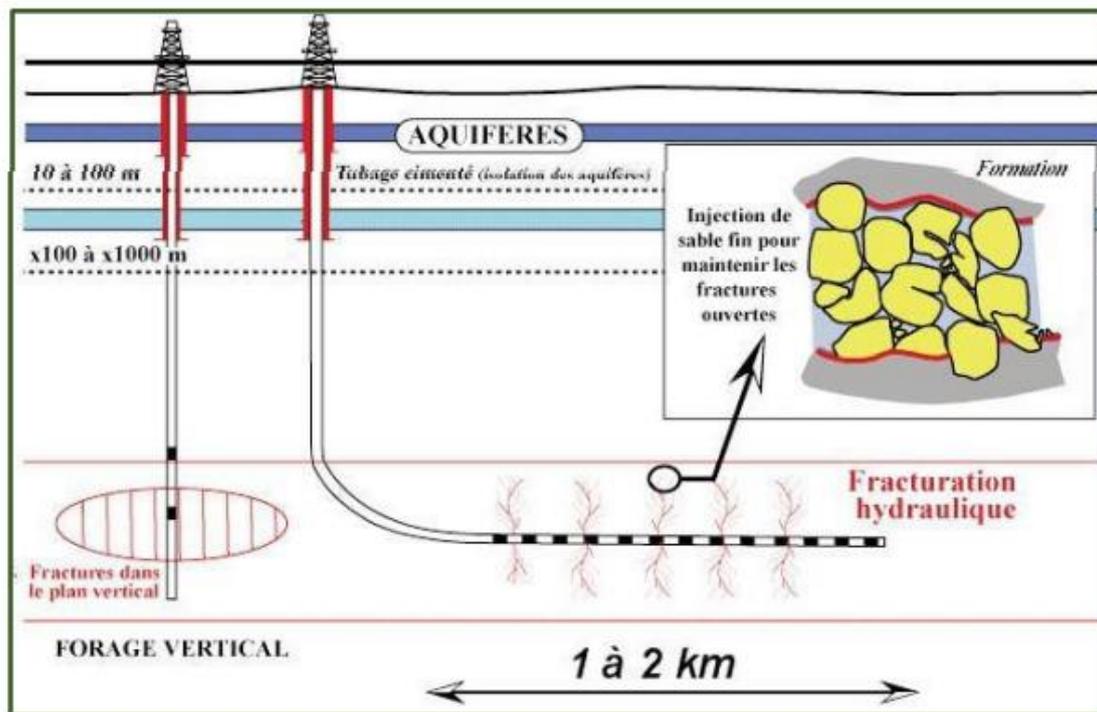


Figure III.4 Schéma comparatif des forages verticaux et horizontaux (Institut Français de Pétrole.2012)

7. Agents de soutènement :

Ils sont pratiquement toujours utilisés, sauf éventuellement avec les acides forts en formations calcaires.

Ils peuvent être :

- Du sable bien calibré sphérique (diamètre de 0,42 à 0,84 mm) à raison de 0,12 à 0,24 kg /l, parfois enrobé dans du plastique de façon à éviter que les fragments (dus à la faible résistance à la compression) ne bouchent la fracture.
- Des coquilles de noix très résistantes (dimension de l'ordre de 1 à 2 mm), à raison de 0,05 à 0,1 kg/l.
- Des billes d'aluminium (de 1 à 2 mm), à raison de 0,05 à 0,5 kg /l, pouvant se déformer mais non s'écraser.

8. Effets environnementaux :

Les préoccupations officielles pour les impacts environnementaux induits par la fracturation hydraulique apparaissent vers 2010. Parmi ces impacts on cite :

8.1.Impact sur la qualité de l'air ambiant :

Ceci concerne, par exemple, l'impact des dispositifs de production sur la qualité de l'air. Sans compter les fuites de méthane dans l'atmosphère.

Ces émissions peuvent également résulter de la mise en contact avec l'atmosphère des eaux de fracturation refoulées par le forage (composés organiques volatils notamment). Ceci pose, de fait, la question de l'émission d'odeurs. Il y a aussi les rejets issus de la circulation potentiellement importante des engins de chantier indispensables au développement de l'exploitation (approvisionnement en eau, en produits chimiques...).

8.2.Nuisances sonores :

Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec (L.de Lary 2011), le niveau sonore provenant des opérations effectuées sur un site d'exploration pourrait dépasser 90 dB. Sachant que l'OMS a établi des valeurs cibles, notamment de nuit, inférieures à 60 dB à l'extérieur d'une résidence et à 30 dB à l'intérieur, et que le niveau sonore diminue de 6 dB à chaque fois que la distance entre la source sonore et la cible double, il est possible de définir le niveau de nuisance attendu et de prévoir, en tant que de besoin, la mise en œuvre de dispositifs d'atténuation requis, tels que les murs antibruit d'utilisation déjà systématique.

8.3.Impacts sur la nature :

Les tours de forage constituent l'élément majeur en termes d'impact paysager transitoire. Une fois la perforation et la fracturation achevées (après quelques semaines pour un puits), la tour de forage est remplacée par une tête de puits de hauteur nettement plus limitée dont l'accès est condamné par des grillages pour interdire la pénétration du public sur le site de production. Il y'a aussi le déboisement éventuel et le terrassement requis pour la réalisation de routes ou de pistes indispensables à la circulation des engins, ainsi que l'installation de pipe-lines pour amener ou évacuer les substances utilisées ou produites. Enfin, l'entreposage en surface des produits chimiques ainsi que de la charge (sable, céramique) utilisés pour la fracturation hydraulique de même que l'entreposage ou l'épandage des eaux ou boues recueillies après l'exploitation (L. de Lary 2011).

8.4.Liens entre déformation dans la formation exploitée et la surface :

Le bilan des quantités de matières introduites, mais également de celles extraites, peut mettre en évidence deux effets : soit une augmentation du volume total si la quantité de produit injectée est supérieure à celle extraite, une fois prise en compte la compressibilité, soit une diminution dans le cas contraire.

Parmi les travaux scientifiques traitant du procédé de fracturation hydraulique, aucun, ne fait état du développement possible de déformations en surface du sol. A ce titre, on notera toutefois que, les amplitudes attendues seraient bien moindres que dans le cas d'autres types d'exploitation.

L'évaluation a priori de possibles effets d'une exploitation des hydrocarbures de roche-mère en termes de déformations de surface n'est probablement pas une priorité en l'état. Toutefois, en fonction de l'occupation des secteurs où il pourrait être envisagée à terme, une analyse plus précise de cette thématique. Elle exigerait le recours à des modélisations multi-physiques du phénomène afin d'appréhender l'interaction des différents mécanismes susceptibles d'intervenir dans le processus.

9. Tests de stress par fracturation hydraulique :

L'une des applications de la fracturation hydraulique est les tests de stress comme on les appelle test de formation d'injection / chute (injection/fall-off formation testing) on a 3 types d'acquisition de ces tests : le test minifrac traditionnel, le test microfrac en surface et le test microfrac en fond de trou.

Il est important de différencier ces trois techniques de test de formation d'injection/chute. Les principales différences concernent l'échelle du traitement d'injection, l'état du puits, le type de packer et l'instrumentation d'enregistrement des données. Bree et Walters (1989) ont défini les différences entre le minifrac et la microfrac de surface en plus de présenter plusieurs méthodes d'interprétation de la fermeture des fractures. Quelques années plus tard, Thiercelin et al. (1993) ont présenté le nouvel outil filaire pour les essais de microfracturation, qui permet de réaliser des injections en fond de puits à des débits encore plus faibles pour les mesures de contrainte des packers à petite échelle. Cet outil a également la capacité de coupler un dispositif d'imagerie acoustique de trou de forage pour capturer l'orientation de la fracture induite et donc la direction de la contrainte horizontale (Franquet, 2020).

10.1.Minifrac traditionnel :

Les tests Minifrac traditionnel consistent à injecter de grands volumes de fluides de fracturation, de 10 à 100 barils, à l'aide de pompes de surface ayant une capacité de débit de 2 à 10 bpm et des intervalles entre les zones d'essai de 20 à 100 pieds.

Les tests Minifrac constituent la meilleure pratique opérationnelle pour déterminer le comportement de fuite (à grande échelle) le plus représentatif de la formation en vue de la conception d'un traitement de stimulation supplémentaire (injection massive de matériaux de soutien pour modifier sensiblement la perméabilité de la zone cible).

Les tests Minifrac sont généralement effectués dans des conditions de trous de forage à travers les perforations ; par conséquent, la pression de rupture de la formation ne doit pas être utilisée pour calculer la contrainte horizontale maximale à l'aide de la solution de contrainte induite de Kirsch (1898) une fois que la contrainte horizontale minimale est obtenue à partir de la pression de fermeture de la fracture. En outre, les données du Minifrac indiquent que les pressions de rupture des formations dépendent du débit d'injection et sont souvent modifiées par le rinçage à l'acide avant l'injection du minifrac (Franquet, 2020).

10.2.Microfrac de surface :

Les tests microfrac de surface sont des tests de Minifrac à petite échelle, également réalisés avec des pompes de surface mais en isolant des intervalles plus courts autour de 10 à 40 pieds. Le taux d'injection et le volume total injecté sont également inférieurs aux Minifrac. En général, les tests de Microfrac de surface injectent de 20 à 200 gallons de fluides à un faible débit, entre 5 et 25gpm.

Le fluide d'injection commun est soit de Brine, soit la même boue que celle utilisée pour forer le trou ; en revanche, les Minifrac test pompent habituellement les fluides de fracturation.

Les tests de Microfrac de surface peuvent être effectués dans des conditions de trou tubé ou de trou ouvert avec paramètres de packer simple ou double.

Ces tests de contrainte sont plus précis que les Minifrac car ils isolent un intervalle plus petit et les probabilités de détecter des pressions de fermeture multiples à différentes couches sont faibles (Franquet, 2020).

10.3. Microfrac en fond de trou :

Les tests de Microfrac au fond du trou sont effectués principalement dans des conditions de trou ouvert à l'aide de l'outil Straddle packer. Seulement 3 à 5 pieds de formation sont isolés pour une mesure précise des contraintes en injectant un petit volume de fluides (7 à 30 litres) à des débits très faibles (0,1 à 2 lpm).

L'outil Microfrac est le même que celui utilisé pour les tests de pression interstitielle, le mini DST et les tests d'interférence verticale ; par conséquent, les tests Microfrac ont un coût supplémentaire minimum.

Ces outils sont équipés de jauges de pression et de température en fond de trou pour un enregistrement précis des données, avec des pompes situées à quelques mètres du module de straddlepacker. Le fait que les pompes soient placées au fond du trou offre de multiples avantages dans le stress testing par rapport au pompage en surface. Moins de friction, pas de stockage de la compressibilité du puits et pas d'effets hydrostatiques, pour n'en citer que quelques-uns. Ces pompes présentent également des limitations de débit qui pourraient poser problème dans les formations de grande perméabilité telles que les sables mal consolidés.

En général, le test de Microfrac en fond de puits est la pratique recommandée pour les mesures de contraintes en raison d'une amélioration significative de la fiabilité du déploiement des outils et d'une récente mise à niveau de la pression nominale (Franquet, 2020)

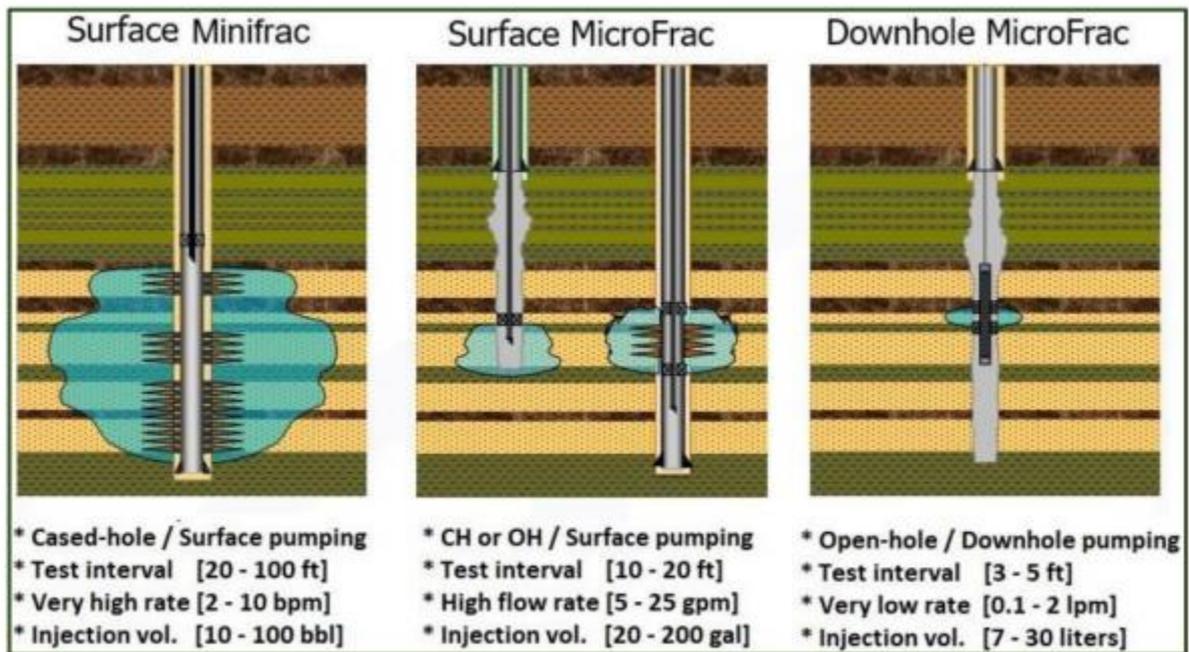


Figure III.5 Comparaison entre les tests Minifrac et Microfrac - Réf : (Franquet, 2020).

Le Minifrac et le Microfrac sont essentiellement les mêmes tests d'injection/chute, mais la principale différence réside dans la taille de l'intervalle de test et dans le volume/taux injecté.

L'ingénierie minière et géotechnique utilise également des installations similaires pour les essais hydrauliques et les mesures de contraintes in situ.

**PARTIE
PRATIQUE**

CHAPITRE IV

**Mesure de contraintes insitu et établissement
d'un modèle géomécanique anisotropique pour
la formation du Frasnien dans le bassin de
TIMIMOUN**

1. Présentation du logiciel JewelSuite :

1.1.Introduction :

Pour obtenir un puits foré réussi et qui restera stable pendant le forage, la complétion et la production, les opérateurs doivent évaluer, anticiper et atténuer une variété de risques géomécaniques avant et pendant le forage.

Il est essentiel pour la sécurité et la rentabilité de prévoir comment et quand les activités de construction et de production des puits affectent l'équilibre des contraintes de la formation souterraine et comment ces forces peuvent, à leur tour, affectant la stabilité et l'intégrité du puits de forage. Avec un regain d'intérêt de l'industrie pour le stockage géologique du gaz carbonique CO₂ et l'énergie géothermique, les opérations doivent être minutieuses.

1.2.Le logiciel JewelSuite Geomechanics :

L'application logicielle JewelSuite™ Geomechanics permet de détecter et d'atténuer rapidement, précisément et facilement tout risque géomécanique. Des modèles 1D centrés sur le puits à l'analyse 3D du réservoir. Des modèles robustes et précis fournissent la possibilité de définir une fenêtre d'exploitation sûre et réduire le temps non productif. Que la solution soit un changement de direction, d'inclinaison ou de densité de boue, les flux de travail automatisés de l'application guident vers la solution optimale d'atténuation des risques et le meilleur plan de forage pour chaque réservoir, ce qui se traduit par des résultats de forage plus sûrs, plus rapides et plus rentables.

Qu'il s'agisse de modéliser les structures de faille, les contraintes et les pressions interstitielles, de prévoir la production de sable ou d'éviter l'effondrement du puits, l'application JewelSuiteGeomechanics fournit rapidement des résultats. Avec des informations en temps réel sur le site du puits, transmises de manière transparente aux serveurs dans des formats de données standard, l'analyse fournit les réponses dont on a besoin avant et pendant le forage pour réduire les risques opérationnels et placer en toute sécurité les puits dans les zones à plus fort potentiel.

Des workflows 1D centrés sur le puits aux workflows 3D statiques plein champ, les modules JewelSuiteGeomechanics peuvent être utilisés comme des applications autonomes ou dans n'importe quelle combinaison.

1.3. Performances du logiciel JewelSuite Gamme :

JewelSuite™ Product Family

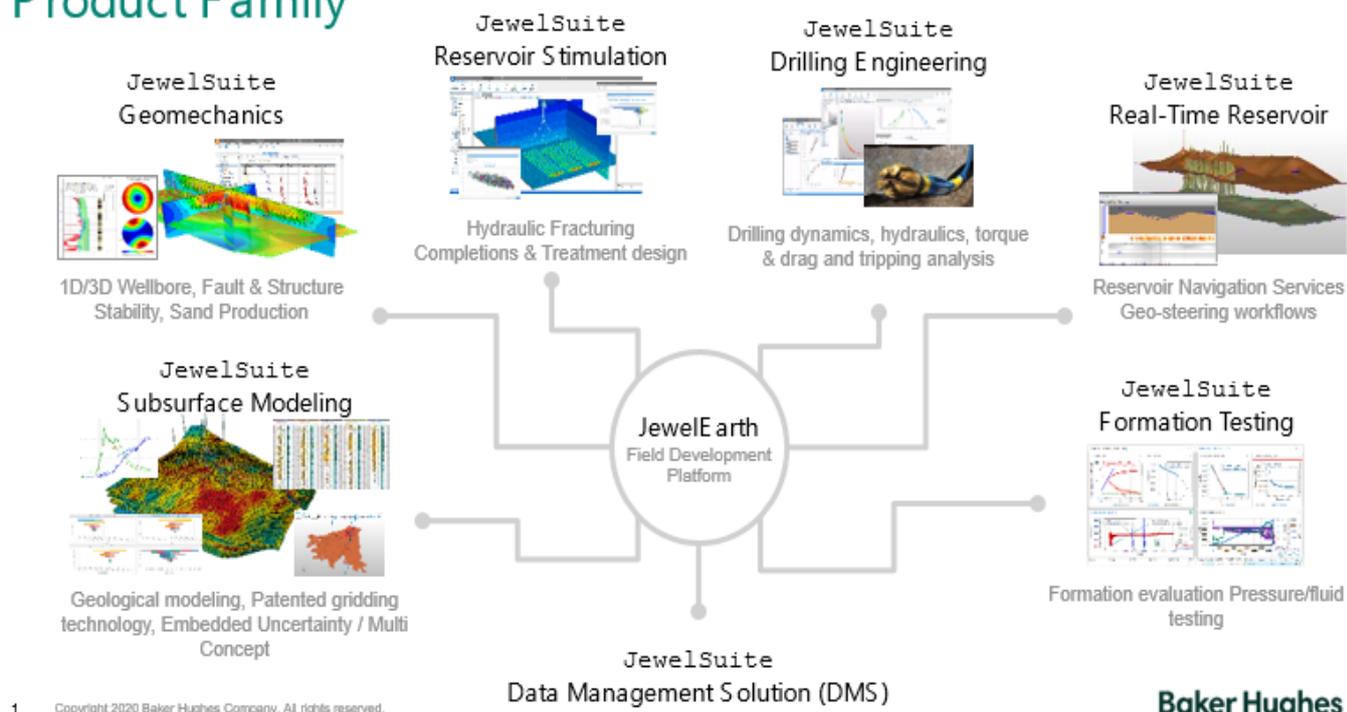


Figure IV.1 Gamme de produits que nous offre JewelSuite.

1.4. Caractéristiques principales de JewelSuite :

Une large gamme d'outils de modélisation axés sur la rapidité de l'analyse et la facilité d'utilisation sont fournis, vous permettant d'effectuer les tâches suivantes :

- Importer les logs pétrophysiques du puits d'étude et des puits offset, à partir de fichiers et en temps réel
- Créer interactivement des logs composites
- Déterminer la lithologie et le volume des schistes à partir des mesures de gamma logs
- Importer et afficher les tests de pression de formation mesurés, les coups de gaz, les pressions de fuite, les pertes de circulation et les poids de boue.
- Saisir et afficher le schéma d'un puits
- Intégrer des informations sur la vélocité des intervalles à partir de données sismiques
- Calculer et modifier interactivement le profil des morts-terrains à partir de la densité composite en utilisant la densité apparente et les courbes acoustiques et définies par l'utilisateur.
- Dessiner et modifier interactivement les lignes de tendance du compactage normal

- Calculer la pression de pore à partir de méthodes de lignes de tendance et dessiner de manière interactive un profil de pression de pore interprété.
- Interpréter la contrainte minimale (S_{hmin}) et la contrainte maximale (S_{hmax}).
- Calculer le gradient de fracture en utilisant plusieurs méthodes
- Définir les relations entre la porosité locale et la contrainte effective
- Identifier, interpréter, calibrer et prédire les zones de profondeur de chargement et de déchargement.
- Calculer les effets de centroïde et de flottabilité dans les formations perméables
- Calculer le coefficient de Poisson, le module de Young, la résistance de la roche, l'angle de friction et la compressibilité.
- Calculer la porosité à partir des diagraphies de densité, d'acoustique et de résistivité

2. Présentation de la région d'étude :

Le bassin de Timimoun est situé dans la partie centre-ouest de la Plateforme Saharienne couvre plus de 200 000 km².

Ses limites naturelles, la voûte d'Azzène à l'ouest, le mole d'Idjerane - M'zab à l'est, en font une gouttière pincée au sud, vers le bassin de l'Ahnet dont il est séparé par une remontée structurale, l'ensellement du Tidikelt-Djoua. Cette gouttière s'évase par la suite vers le nord, pour se raccorder, au-delà de la voûte d'Allal et d'Oued Namous, au bassin de Béchar (Beghoul, 1991).



Figure IV.2 Schéma structural du bassin de Timimoun (Beghoul, 1991)

2.1. Situation géographique :

Le forage du puit 1 (figure IV.3) est situé sur la région Nord du bassin Timimoun (Gourara). Cette région correspond à la terminaison septentrionale du bassin de Gourara, limitée à l'Est par la voûte d'Allal, et à l'Ouest par la voûte de l'Oued Namous.

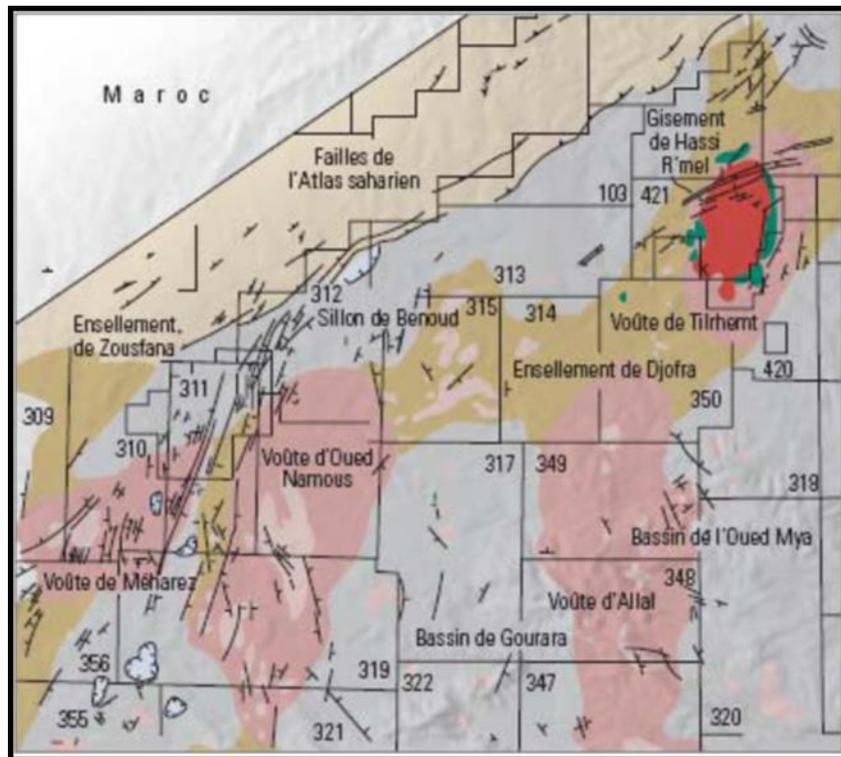


Figure IV.3 Les éléments structuraux d'Oued Namous (Sonatrach, 2007).

2.2. Localisation :

Les réservoirs potentiels reconnus dans cette région sont ceux du Dévonien inférieur (Siegénien) et du Dévonien supérieur (Strunien).

Les études géochimiques ont permis d'identifier et de caractériser les différents niveaux des roches mères du bassin qui sont principalement les argiles radioactives du Silurien et ceux du Frasnien Givétien qui ont une extension régionale sur toute la plateforme saharienne.

L'état de maturité de ces niveaux roches mères est à gaz sec à condensat dans la zone d'intérêt et dans la majorité du bassin de Gourara excepté la partie nord où les argiles du Dévonien pourrait être dans une phase huile à condensât, stade atteint vers la fin du paléozoïque où une grande partie des quantités d'hydrocarbure générés demeure encore piégé dans les niveaux du Frasnien et du Givétien.

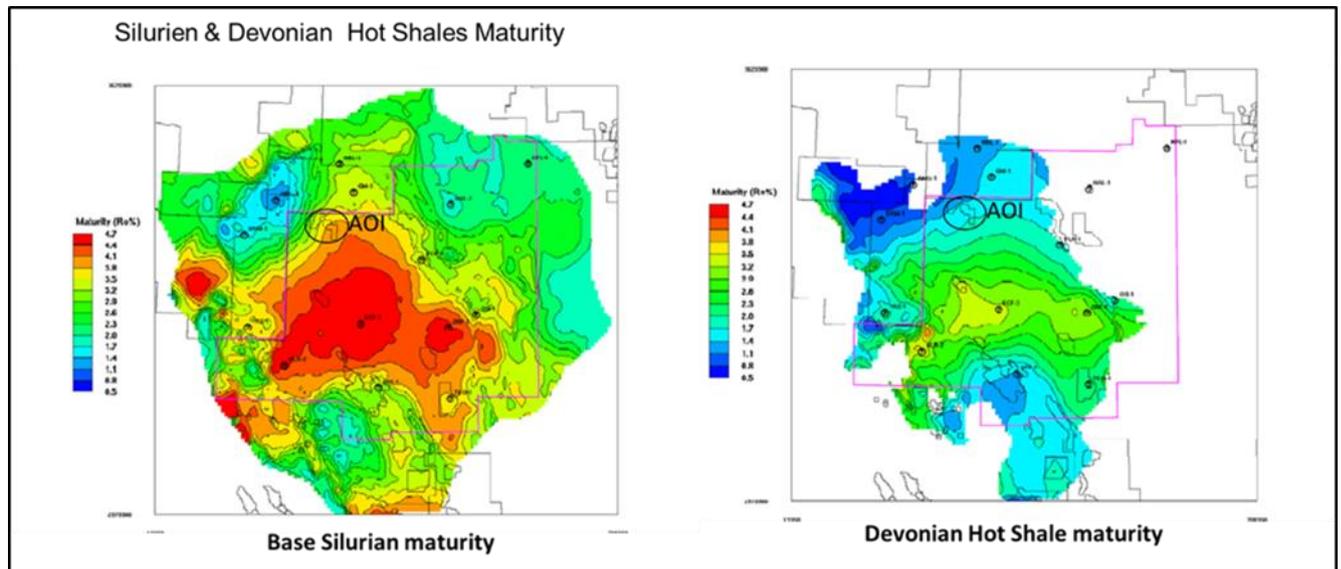


Figure IV.4 Etats de maturité des niveaux roches mères Silurien et Dévonien (Sonatrach)

2.3.Aspect géologique local :

La partie centrale du bassin de Gourara a connu une évolution structurale peu complexe. Il s'agit d'une zone de subsidence où la couverture sédimentaire dépasse les 5000m d'épaisseur. Par contre les éléments positifs qui l'encadrent (voûte d'Allal, voûte d'Oued Namous et l'ensellement de Djofra) ont connus un degré de structuration important, se manifestant par des amincissements de la couverture sédimentaire.

Les dépôts du Dévonien Supérieur et Inférieur, affleurent sous la discordance hercynienne dans la partie Nord-Ouest et Nord-Est du bassin de Gourara alors que la série paléozoïque est de plus en plus complète jusqu'au Carbonifère en allant vers le Sud-Est, conférant ainsi un pendage régional dans cette même direction. Le bassin de Gourara a subi plusieurs événements tectoniques allant du paléozoïque jusqu'au mésozoïque, dont l'empreinte des mouvements post hercynien.

Colonne stratigraphique correspondante :

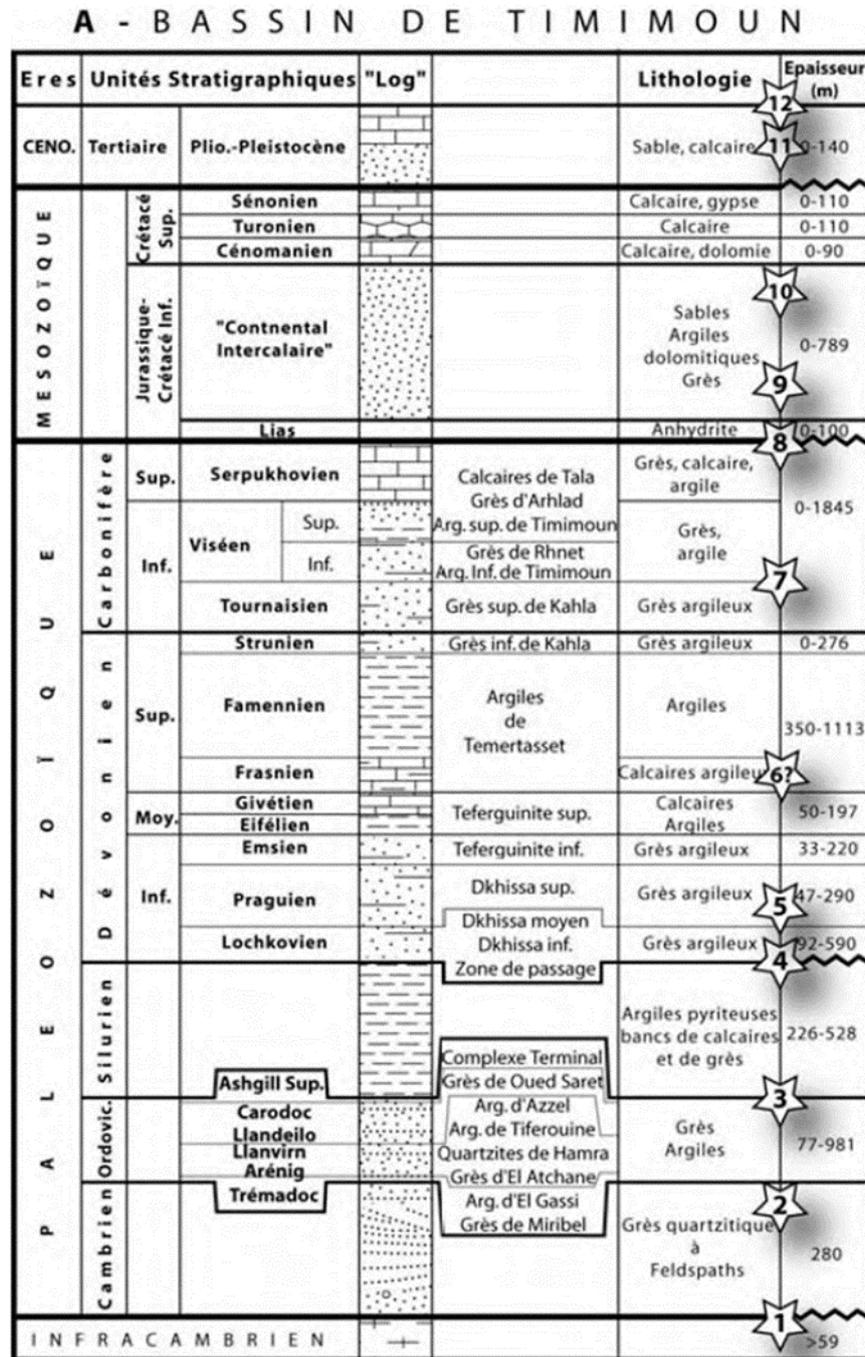


Figure IV.5 Colonnes stratigraphiques synthétiques du bassin de Timimoun (d'après Drid 1989 : Beghoul, 1991) et du bassin de Berkine (d'après Underdown et al, 2007, légèrement modifiée).

2.4. Prévision litho stratigraphique :

Les prévisions stratigraphiques du forage du puits 1 sont basées essentiellement sur les données des puits voisins à savoir Puits 2 à l'Est, et puits 3 à l'Ouest. Les profondeurs des tops des formations ont été déterminées par l'interprétation sismique.

Famennien : 1306 m - 1456 m, $E_p = 150$ m.

Argile noir rarement gris foncée, micacé, induré, silteuse, avec de fine intercalation de grès gris à gris blanc, très fin à fin, silico-argileux.

Frasnien : 1456 m - 1516 m, $E_p = 60$ m.

Intercalation d'argile noire, légèrement micacé, rare fragment de fossile, calcaire gris foncé, parfois légèrement argileux, moyennement dur à dur.

Givetien : 1516 m - 1541 m, $E_p = 25$ m.

Calcaire blanc à beige, microcristallin, crayeux, moyennement dur, avec passées de Marne gris vert à gris sombre et noir, tendre à indurée, carbonneux par endroit, Présence de Pyrite.

Couvinién : 1541 m – TD : 1600m.

Argile gris à gris clair, silteuse à silto-sableuse, parfois gris foncé à noir, fortement silteuse, légèrement carbonatée avec fines passées de Calcaire gris blanc à blanc, argileux, moyennement dur.

3. Objectifs de la partie pratique :

L'objectif principal de cette étude est de fournir une évaluation intégrée du potentiel du schiste du Frasnien dans le puits 1, qui comprend les éléments suivants :

1. Interprétation pétrophysique avancée pour les formations du Frasnien-Givetien.
2. Traitement des données acoustiques dipôles et dipôles croisés pour déterminer l'anisotropie de la formation.
3. Elaboration d'un modèle géomécanique préliminaire avancé d'anisotropie 1D calibré sur la pression de rupture mesurée par Microfrac et l'estimation de la pression de fermeture.

4. Analyse Pétrophysique :

L'outil Flex a été proposé et utilisé comme solution pour l'évaluation de la lithologie et de la minéralogie afin d'obtenir une évaluation plus précise de cette lithologie et de la quantification des ressources des zones non conventionnelles (schistes) dans les formations de Frasnien et de Givetien.

Les données enregistrées par l'outil Flex ont été traitées et analysées par Baker Hughes Geoscience en les intégrant aux diagraphies conventionnelles, à l'outil de résonance magnétique nucléaire et à l'imagerie pour caractériser la minéralogie, la lithologie, le carbone organique et

non-organique ainsi que la distribution des fluides dans la formation à l'aide des logiciels RockView et Prolith. Ces résultats ont par la suite été comparés aux mesures de minéralogie faites en laboratoire (DRX ou Diffraction par Rayons X)

4.1.Lithologie générale du Frasnien :

Elle est décrite comme étant principalement du schiste avec une couche carbonatée relativement épaisse dans la partie supérieure de 1479.8m à 1480.5 et plusieurs fines couches carbonatées vers 1472.0m. La lithologie spécifique est principalement du schiste avec du schiste calcaire et des carbonates. Les principaux minéraux argileux sont l'illite et la smectite avec une faible teneur en chlorite et en kaolinite. Le volume de quartz varie de 0,0 % sur les couches carbonatées à un maximum de 30,0 % avec une moyenne de 9,9 %. Les carbonates sont représentés par la calcite dans une fourchette de 0,0 % à 34,4 % sur les couches carbonatées, avec une moyenne de 6,4 % et des traces de sidérite. Plagioclase détecté dans la gamme de 0,1% à 12,4% en moyenne de 3,7%. Des traces de pyrite sont également visibles dans une fourchette de 0,0% à 3%. Le carbone organique peut être vu de 1532.0m vers le fond

de la formation de Frasnien (1532.0m MD) dans la gamme de fraction de poids de 0.2% à 18.6% moyenne de 9.2%.

4.2.Lithologie du Givétien :

Le top montre qu'il s'agit principalement de carbonates avec de minces banes de grès dans la zone inférieure. La lithologie spécifique est composée principalement de schistes calcaires avec de minces grès schisteux et grès calcaire dans la zone inférieure. En ce qui concerne les teneurs en minéraux, le principal minéral argileux est l'illite avec de la kaolinite et une faible quantité de chlorite et de smectite. Le volume de quartz varie de 0% à un maximum de 60.9%, moyenne de 15.3%. Les carbonates sont représentés par de la calcite dans une fourchette de 0% à 59.9% sur les couches de carbonates, moyenne de 36.7%, de la dolomite dans une fourchette de 0% à 23.8% sur les couches de carbonates, moyenne de 13.3% et des traces de sidérite. On peut également observer de faibles traces de pyrites dans une fourchette de 0,1% à 3,5%. Le carbone organique peut être vu dans une gamme de 0,1% à 10,6%, moyenne de 4,1%.

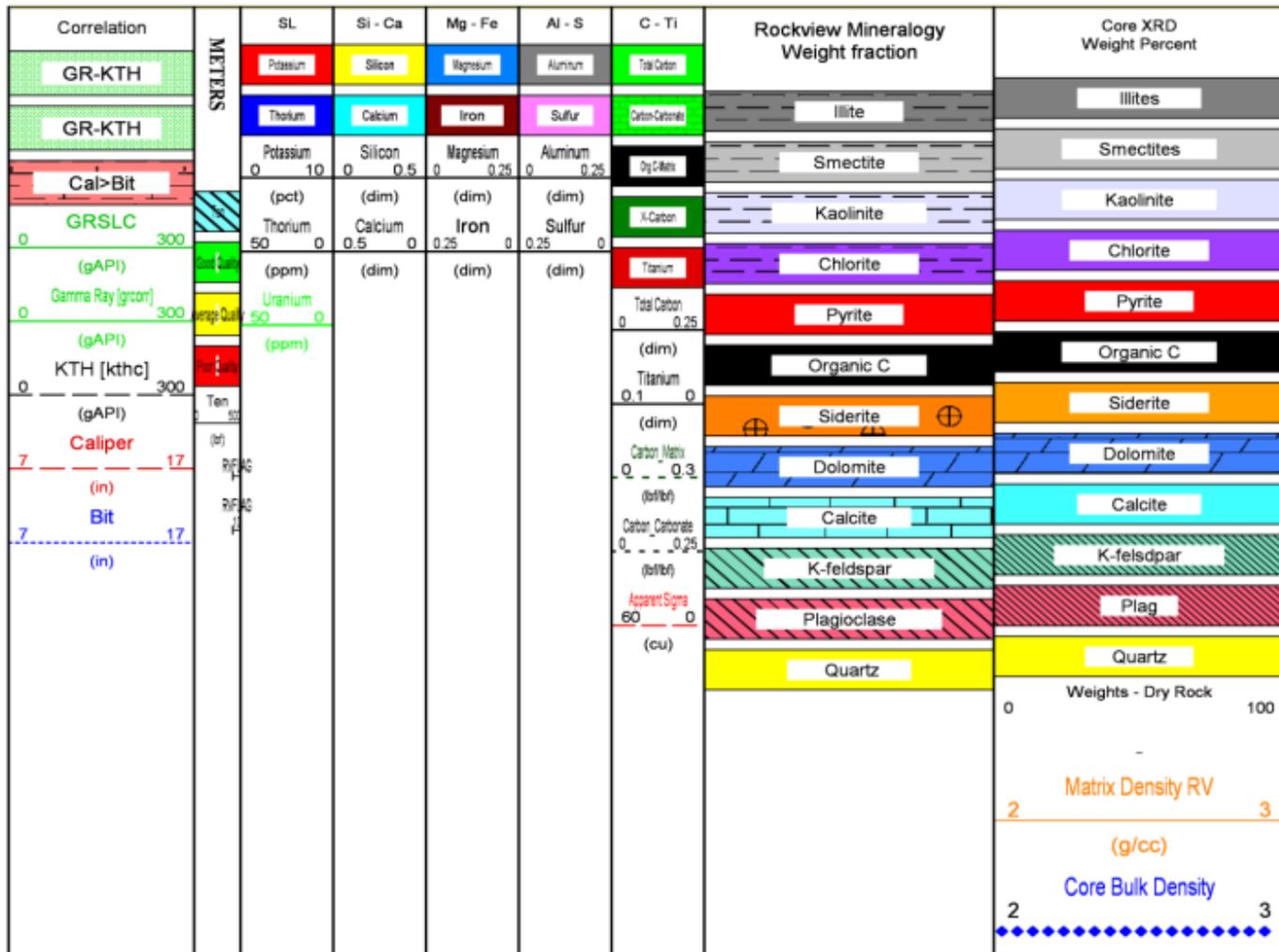


Figure IV.6 Insert d'en-tête pour les éléments FLEXTM. Tracé de lithologie et de minéralogie.

D'après la nomenclature présentée sur le tableau précédent on réussit à lire la lithologie Des formations traversées représentées sur la figure suivante :

5. Analyse géomécanique :**5.1.Objectifs :**

Les tâches suivantes ont été réalisées dans le cadre de la présente étude :

1. Analyse post-essai MicroFrac et détermination de la pression de fermeture des fractures dans la formation cible.
2. Créer un modèle géomécanique du puits 1 dans la formation cible de Frasnien en utilisant les diagraphies pétrophysiques, les résultats de l'analyse des tests MicroFrac et d'autres données de calibration dans le puits 1 et les puits offset proches.
3. Quantifier l'anisotropie des propriétés géomécaniques dans la formation cible.
4. Utiliser les modèles géomécaniques créés pour fournir des recommandations pour les travaux de stimulation futurs.

Les données du puits 1 ont été utilisées en plus des données disponibles des autres puits offset afin de construire et de calibrer le modèle géomécanique dans ce puits. La figure IV.8 montre l'emplacement relatif des puits dont les données ont été utilisées dans cette analyse). Les résultats d'essais mécaniques de roche disponibles dans les puits 2 et 3 ont été utilisés afin de comprendre le comportement mécanique de la formation du Frasnien, et d'établir des équations empiriques pour corréliser les résultats des essais de laboratoire avec les paramètres mécaniques dérivés des diagraphies. Les mesures de contraintes provenant des tests Microfrac dans la formation du Frasnien ont été utilisées comme des informations cruciales pour estimer l'ampleur des contraintes horizontales dans le puits cible, les données d'image de forage de tous les puits offsets ont été analysées et ont servi à l'estimation de l'orientation et de l'amplitude des contraintes horizontales maximales et également à la validation des modèles créés en faisant correspondre les ruptures observée à partir des logs d'image avec les ruptures prédites à partir du modèle.

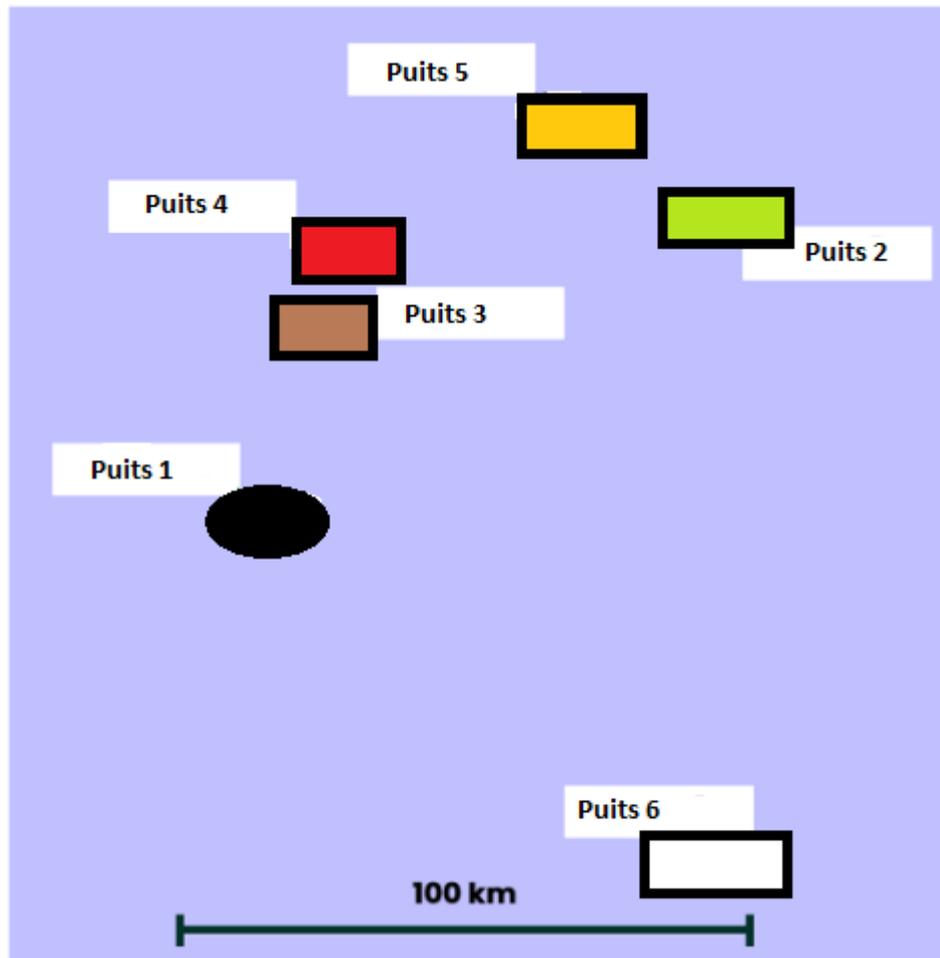


Figure IV.8 Carte montrant l'emplacement relatif des puits d'étude. Le puits 1 est le puits d'étude principal. Les puits 2 et 3 sont les principaux offset wells.

5.2. Modélisation géomécanique :

5.2.1. Analyse du forage :

L'analyse du forage de la section 8 1/2'' du puits 1 a été résumée. Il n'y a aucune preuve d'une instabilité significative du forage identifiée pendant les phases de forage et de manœuvre. Ceci est validé par la courbe lisse de l'avancement du forage enregistrée et qui ne montre aucun affaissement ou effondrement majeur du trou.

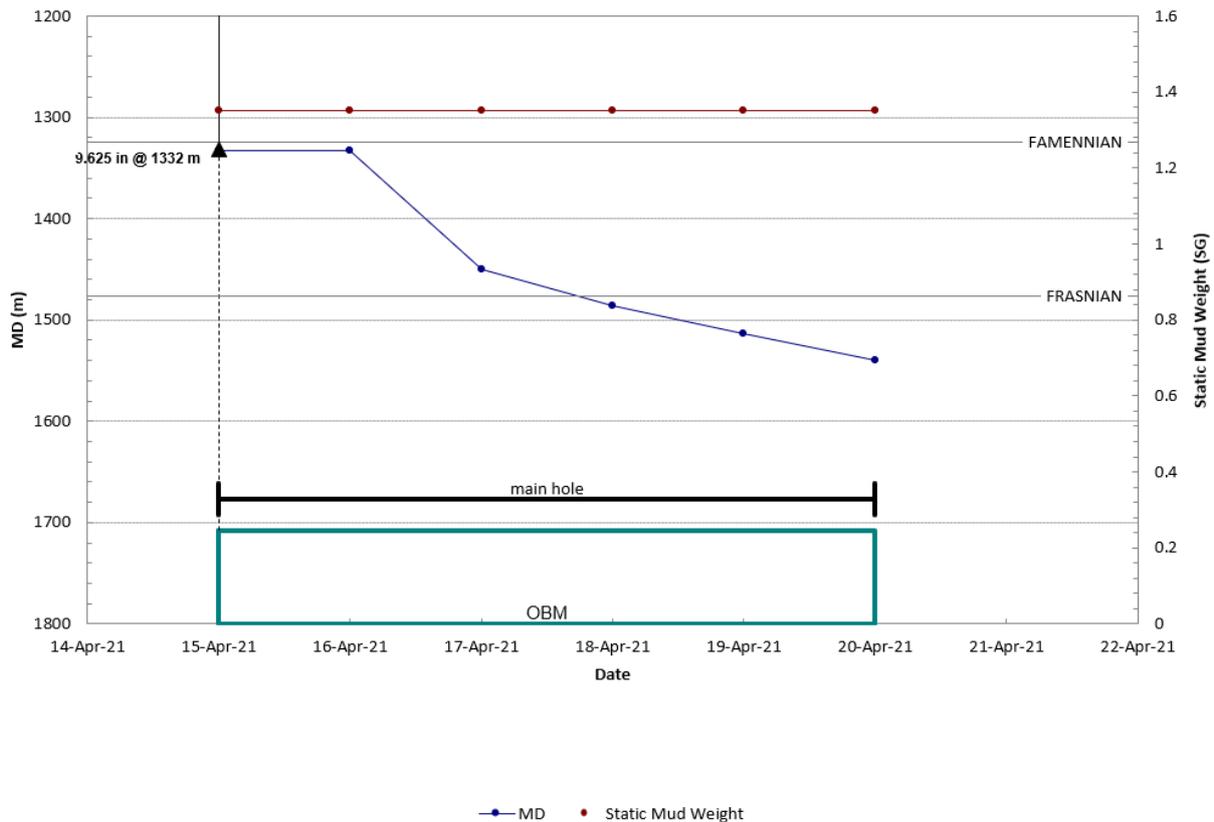


Figure IV.9 Analyse du forage du puits 1. Section 8^{1/2}.

5.2.2. Contrainte verticale :

Les résultats de l'analyse de la contrainte verticale sont présentés sur la figure IV.10

Sur le puits 1, les données de densité de formation ne couvrant que les sections inférieures (incluent le Frasnien-Givetien), une pseudo-densité a été calculée à partir des données de diagraphie sonore en utilisant l'équation de Gardner.

En face des terrains-morts, aucune Donnée de diagraphie n'étant disponible, une extrapolation de la courbe de pseudo-densité a été réalisée afin d'estimer approximativement les valeurs de densité de ces formations pour le calcul de la contrainte verticale.

Une courbe composite de densité de formation a été calculée, qui donne des valeurs continues à partir de la surface jusqu'à la base du Givetien, qui va servir au calcul de l'amplitude de la contrainte verticale.

La contrainte verticale est estimée à 1,05-1,08 psi/ft à la profondeur de la formation du Frasnien.

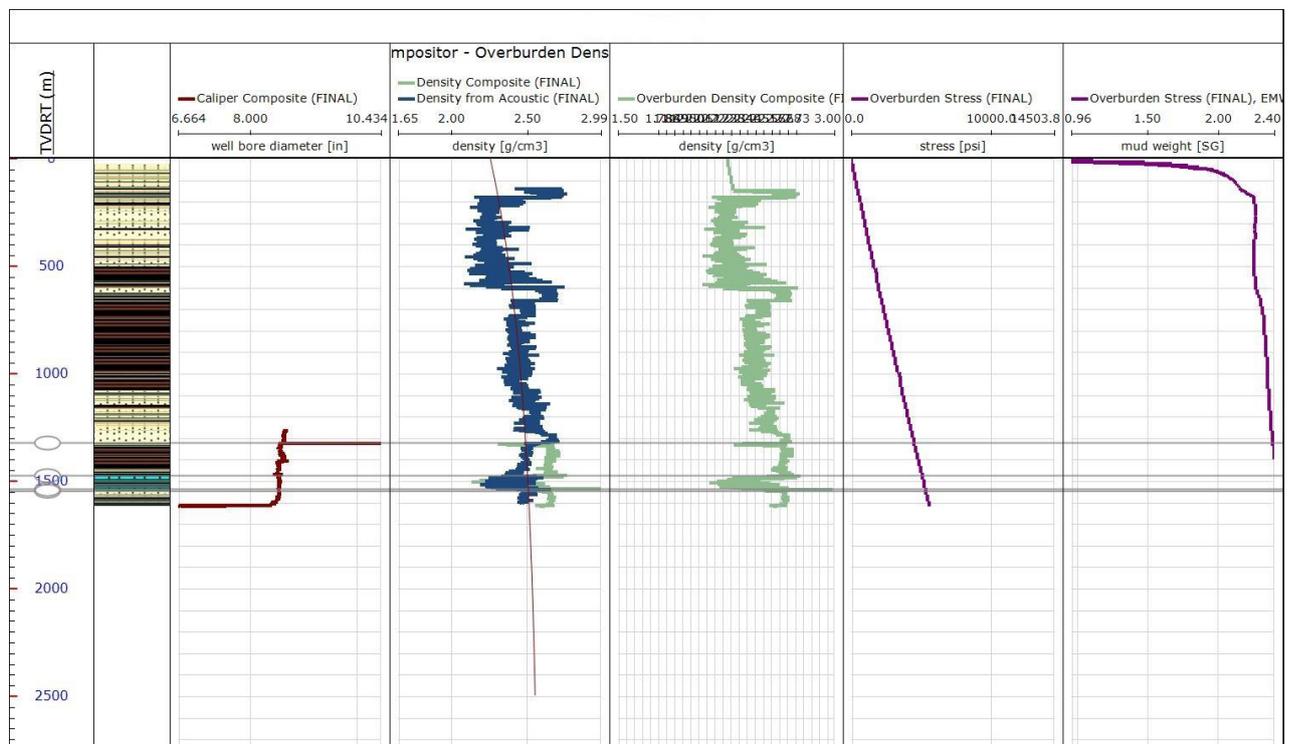


Figure IV.10 Calcul de la contrainte verticale.

5.2.3. Pression de pore :

Dans cette étude, aucune mesure directe de la pression interstitielle n'était disponible dans les puits d'étude. Ainsi, des indications indirectes de la pression interstitielle, c'est-à-dire le poids de la boue de forage, les événements de forage (gaz de connexion / entrée) sont utilisés pour contraindre les profils de pression interstitielle. Sur la base des expériences de forage, aucune signature de surpression n'a été identifiée dans les puits cibles et les offset wells, à partir de la formation du Frasnieu de surface. La pression de la formation a été modélisée comme hydrostatique - 1,05 SG (0,46psi/ft)

5.2.4. Propriétés mécaniques des roches :

Dans cette étude, des essais mécaniques des roches ont été réalisés dans les puits 1, 2 .et 3. Des données provenant des tests de scratch et de résistance à la compression non confinée étaient disponibles dans tous ces puits. Les essais carottes des puits 1 et 2 comprennent des essais triaxiaux et des mesures dynamiques sur les échantillons horizontaux. Les essais carottes du puits 3 comprennent également de multiples essais uniaxiaux UCS sur les échantillons verticaux ainsi que des tests scratch calibré en fonction du UCS.

5.2.4.1. Résistance à la compression non confinée (UCS):

En utilisant les résultats d'essais sur les carottes disponibles dans les puits d'étude en plus de l'expérience régionale, les corrélations d'essais sur les roches suivantes ont été développées afin

d'estimer la résistance à la compression non confinée (UCS) de la roche dans les formations d'intérêt, les équations sont données pour chaque type de faciès :

Cas du Frasnien:

Pour les calcaires :

Type d'équation : équation DT de Militzer modifiée

$$\text{pow}((7682/\text{DTCO}),1.95)+4500 \text{ psi}$$

Pour les shales :

Type d'équation : UCS shale calibrée

$$55+(1.35*\text{pow}(\text{Vp},2.6)) \text{ MPa}$$

Où : DTCO est la lenteur de la compression [us/ft]

Vp est la vitesse de l'onde compressionnelle [km/s]

Cas du Givetien :

Pour les calcaires :

Type d'équation : équation DT de Militzer modifiée

$$\text{pow}((7682/\text{DTCO}),1.95)$$

Pour les shales :

Type d'équation : Horsrudmodifiée

$$1.35*\text{pow}(\text{Vp},2.6)$$

5.2.4.2.Coefficient de friction interne :

Le coefficient de friction interne (IF) est la mesure de l'augmentation de la résistance de la roche (UCS) suite à des contraintes in-situ. En utilisant les valeurs IF des tests de roche dans les puits 1 et 2, les corrélations suivantes ont été utilisées pour estimer le profil IF dans la formation cible, une modification de l'équation générale a été ainsi proposée comme suit :

$$\text{IF} = \tan\left(a \sin\left(\frac{\text{Vp}-1}{\text{Vp}+1}\right)\right) * 1.4$$

Où :

Vp : est la vitesse de compression [Km/s]

5.2.4.3.Propriétés mécaniques dynamiques et statiques :

Les propriétés mécaniques dynamiques ont été estimées à partir des données de diagraphie acoustique en utilisant les équations suivantes :

- **Module de Young dynamique :**

$$E_d = C \left(\frac{\rho}{DTS^2} \right) \left(\frac{3DTS^2 - 4DTC^2}{DTS^2 - DTC^2} \right)$$

- **Coefficient de Poisson dynamique :**

$$\nu_d = \frac{1}{2} \left(\frac{DTS^2 - 2DTC^2}{DTS^2 - DTC^2} \right)$$

Où :

C : facteur de conversion $1.3474443 \cdot 10^{10}$

DTC : la lenteur acoustique de la compression (us/ft)

DTS : lenteur acoustique de cisaillement (us/ft)

ρ : densité de masse (g/cm³)

Pour le calcul des propriétés élastiques statiques, une calibration ponctuelle a été préconisée sur ce travail en utilisant un multiplicateur qui vient s'ajouter au profil de valeurs dynamique :

Frasnien :

$$E_s = E_d * 1.4$$

$$PR_s = PR_d * 0.8$$

Givetien :

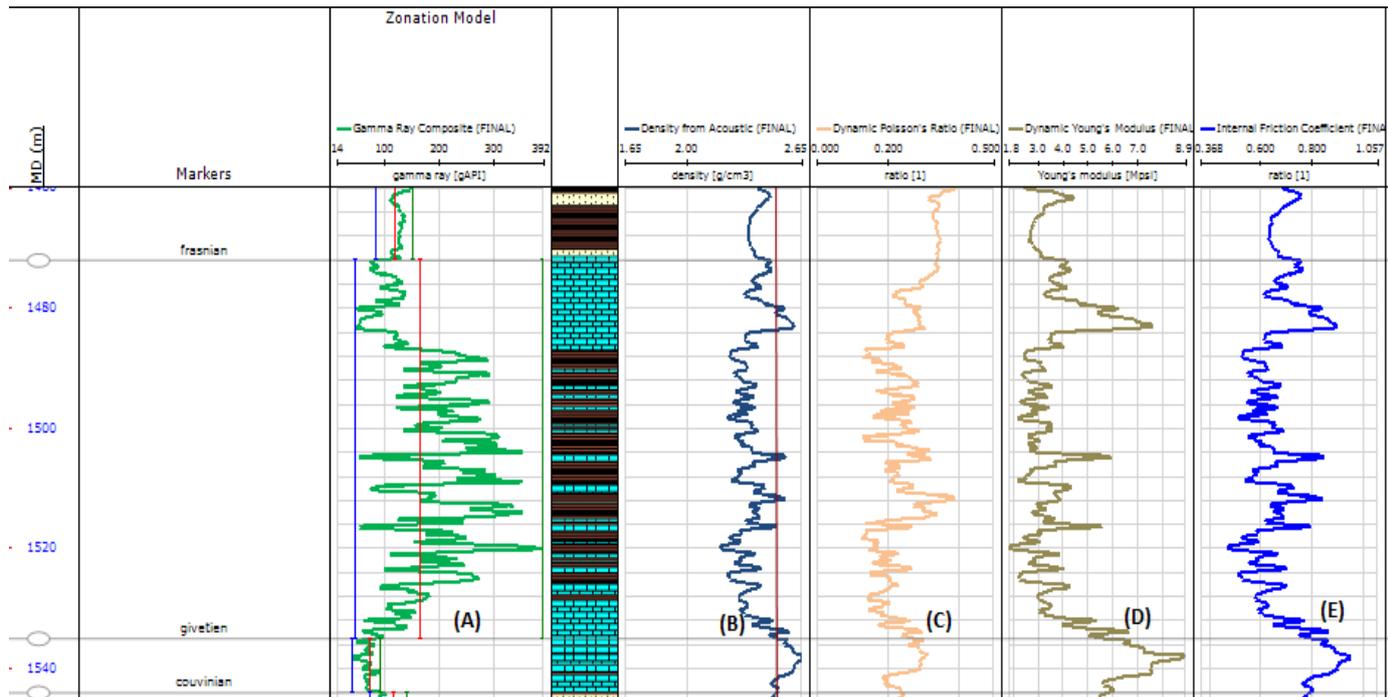
$$E_s = E_d * 0.5$$

$$PR_s = PR_d * 0.65$$

Où E_s et E_d sont les modules de Young statique et dynamique et PR_s et PR_d sont les rapports de Poisson statique et dynamique.

Une certaine divergence entre les vitesses acoustiques mesurées à partir des carottes et les diagraphies acoustiques conduit à des valeurs anormalement élevées pour le facteur de conversion du module de Young dynamique/statique dans la formation du Frasnien. Cette divergence peut être causée par un biais intrinsèque consistant à prendre des échantillons de carotte les roches les plus solides pour les tests de carottage, ce qui peut sous-représenter les couches de schiste les plus faibles dans les tests de roche. Cependant, les diagraphies acoustiques à faible résolution peuvent ne pas être en mesure de capturer ces fines couches de

roche riches en calcite, ce qui peut entraîner une divergence entre les valeurs longues et les valeurs des carottes dans les intervalles fortement stratifiés. Un prétraitement à plus haute résolution des diagraphies acoustiques peut aider à minimiser cette divergence en capturant la variation verticale des propriétés mécaniques de la roche dans le modèle.



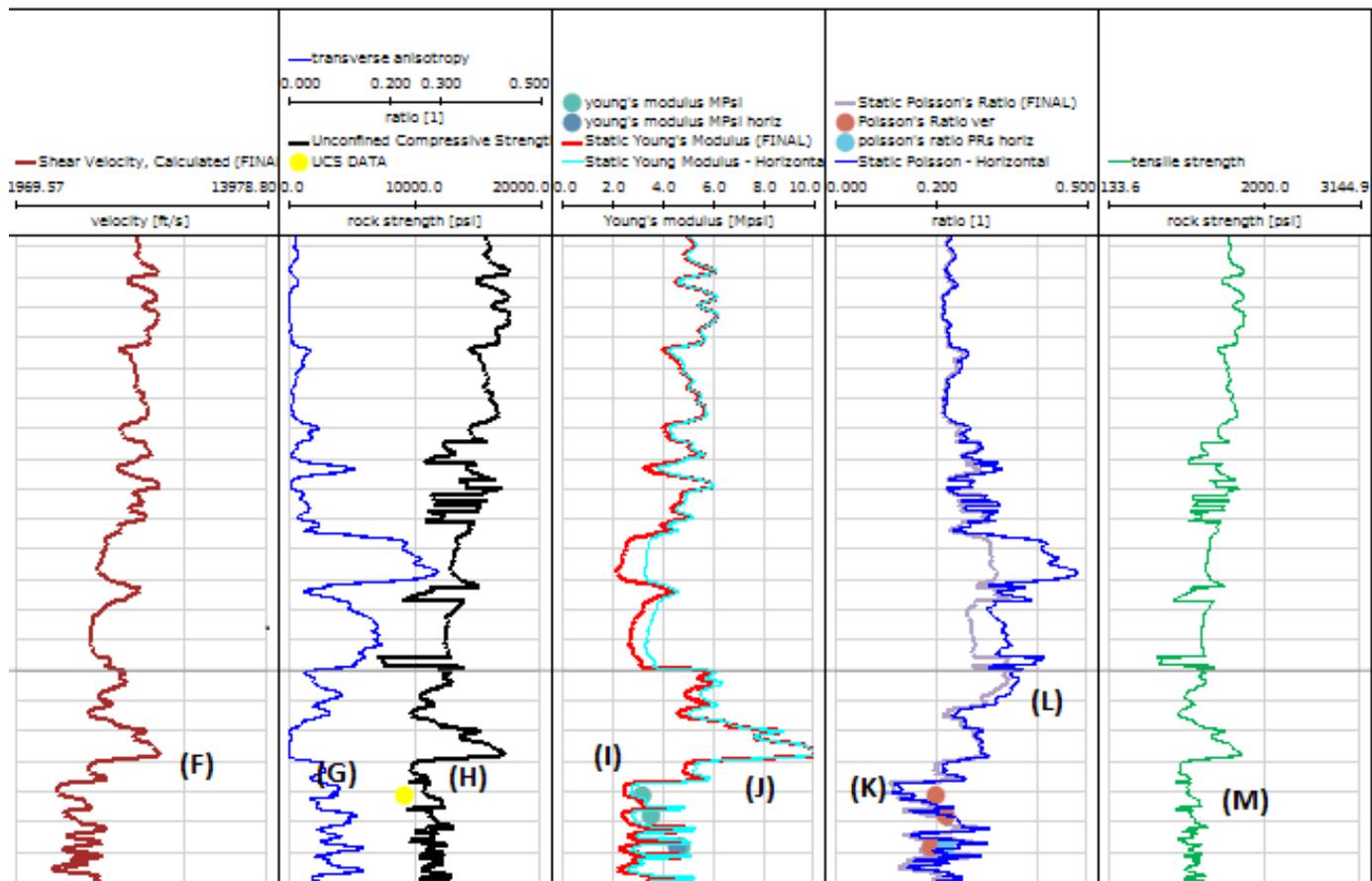


Figure IV.11 Propriétés mécaniques des roches estimées pour le puit 1. Les données d'étalonnage sont représentées par des points.

Liste des graphes :

- (A) : Gamma Ray (API).
- (B) : Densité acoustique (g/cm^3).
- (C) : Coefficient de Poisson dynamique.
- (D) : Module de Young dynamique (Mpsi).
- (E) : Coefficient de friction interne.
- (F) : Vitesse de cisaillement (ft/s).
- (G) : anisotropie transverse (psi).
- (H) : Resistance à la contrainte non-confinée (psi).
- (I) : Module de Young statique vertical (courbe en rouge) (Mpsi).
- (J) : Module de Young statique horizontal (courbe en bleu) (Mpsi).
- (K) : Coefficient de Poisson statique vertical (courbe en gris).

(L) : Coefficient de Poisson statique horizontal (courbe en bleu).

(M) : Résistance à la traction (psi).

5.2.5. Orientation horizontale des contraintes :

L'analyse des ruptures de puits apparaissant sur l'image acoustique montre un azimuth Sh_{max} de 75° déduit de l'azimut moyen des ruptures de puits. Ci-dessous est un résumé des caractéristiques identifiées induites par les contraintes dans différentes formations :

1. **Formation du Frasnien** : cavages observés se formant devant des intercalaires de calcite, caractérisées par une faible réponse aux rayons gamma, un faible pourcentage d'illite et de smectite et une augmentation de la teneur en kaolinite en plus de la présence d'un pourcentage élevé de calcite et de dolomite.
2. **Formation Givetien** : Aucun cavage n'a été observée le long de l'intervalle. La résistance estimée de la roche montre des valeurs plus élevées par rapport aux formations supérieure et inférieure. La minéralogie montre une teneur élevée en calcite et la présence de pyrite et de plagioclase.

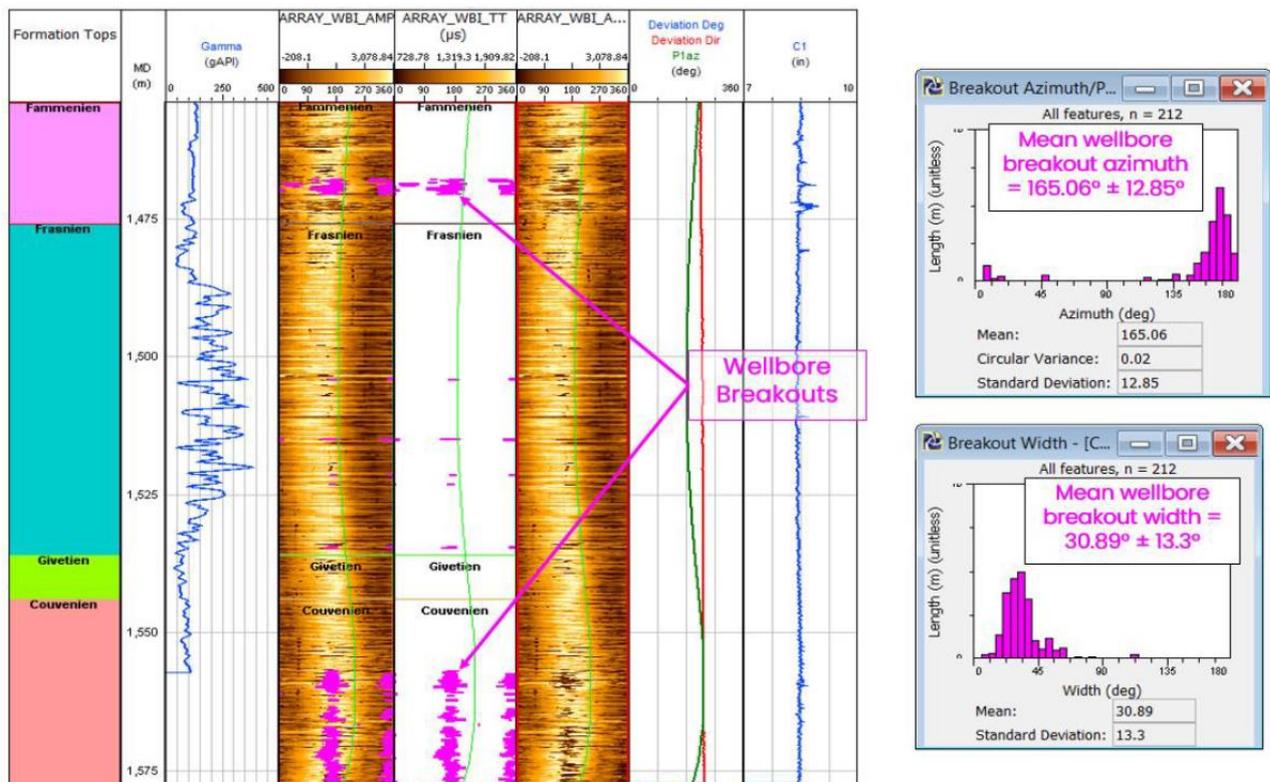


Figure IV.12 Résumé de l'analyse de l'imagerie de puits 1

5.2.6. Contrainte horizontale minimale

5.2.6.1. Résultats du Microfrac RCX dans le puits 1 :

Les évaluations Microfrac dans le puits 1 en face de la formation du Frasnien est présentée dans le tableau suivant :

			Pression de fermeture de fracture, psi		Pression de fermeture de fracture, psi/ft		Pression de rupture de formation, psi	Pression de rupture de formation, psi/ft
Cote (MD), m	TVD. m	Cycle #	Valeur mesurée	Valeur Moyenne	Valeur mesurée	Interpretation finale		
1501.8	1501.8	1	4913.9	4890.8	0.9973	0.9926	8862	1.799
		2	4911.2		0.9968			
		3	4847.4		0.9838			
1498.5	1498.5	1	4877.4	4898.7	0.9921	0.9964	7925	1.620
		2	4877.4		0.9921			
		3	4941.2		1.0051			

Figure IV.13 résumé des résultats de l'interprétation de la pression de fermeture dans les stations 2 et 5 des essais Microfrac dans le puit 1

Sur les deux stations (profondeurs) réussies, après avoir atteint la rupture une première tentative a été faite pour un déclin naturel. Cependant, en raison de la nature étanche de la formation, la baisse de pression a été très lente. Les essais ont ensuite été répétés pendant deux cycles supplémentaires sur les deux stations afin de mesurer la pression de réouverture de la fracture et d'évaluer la répétabilité des pressions de fermeture de la formation mesurées.

Les valeurs de pression de fermeture sont prises comme valeur de référence pour la calibration du profil de contrainte horizontale minimum.

5.2.7. Modélisation géomecanique dans le puits 1 :

Dans notre étude un cas de contrainte horizontale a été calculé en utilisant en premier lieu une approche isotrope et en calibrant les valeurs de déformation tectonique sur les mesure de contrainte insitu à partir de la MicroFrac, ensuite la composante anisotropique a été introduite au modèle dans le but d'évaluer son impact sur le profil de contrainte.

La première observation qui peut être faite est que le régime local de contrainte est transitoire de failles décrochant et inverses dans la formation de Frasnien ($Sh_{max} > Sh_{min} \geq Sv$).

Il est important de noter que les valeurs de S_{hmin} mesurées dans la formation du Frasnien se situent dans la plage d'incertitude de la contrainte verticale dans ce puits et qu'il est donc possible qu'une fracture hydraulique horizontale ait été induite pendant les tests de micro-fracturation, ce qui peut indiquer un régime de faille inverse. Si ce scénario est vrai, au lieu de la valeur de S_{hmin} , la contrainte verticale a été mesurée pendant les tests de micro-fracturation et les résultats de ces tests ne sont pas disponibles. Les fractures hydrauliques horizontales n'étant pas mécaniquement stables, la présence d'un possible régime à failles inverses représente une contrainte pour de futures opérations de stimulation hydraulique dans la région.

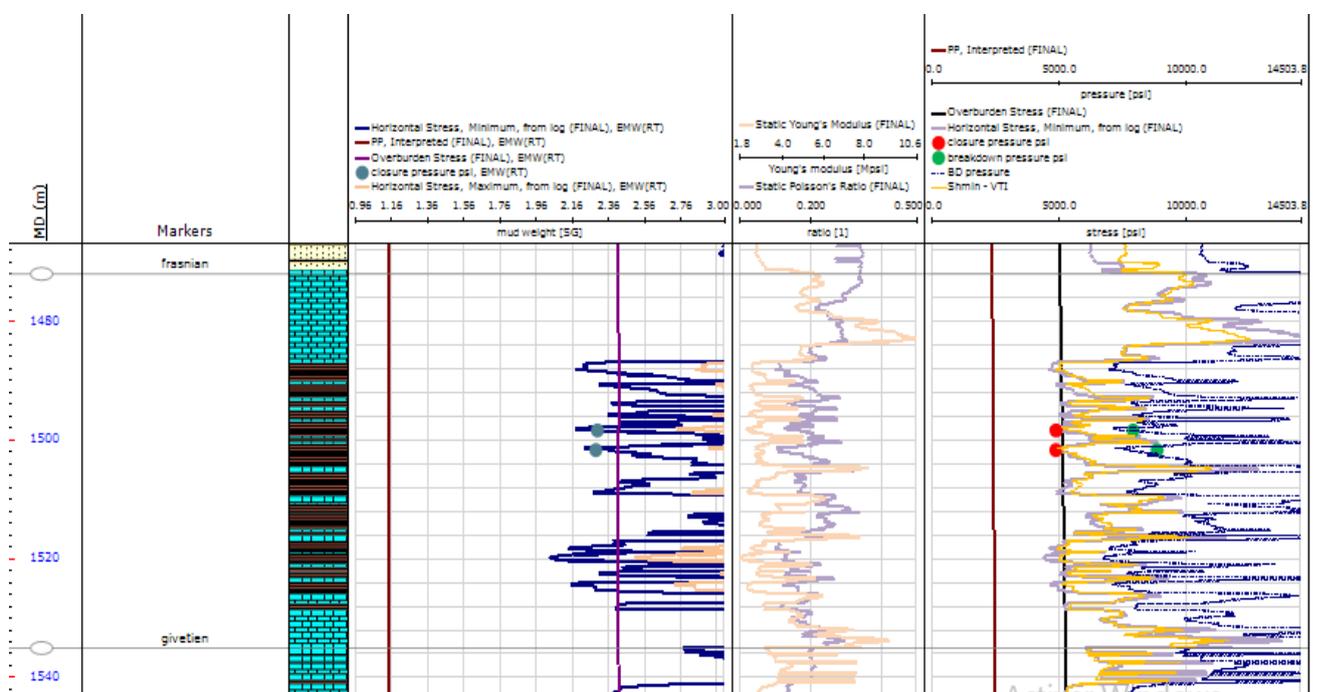


Figure IV.14 : Modèle géomécanique du puit 1.

5.2.8. Résultats de l'analyse géomécanique :

- ✓ Il existe une grande hétérogénéité des propriétés géomécaniques dans les directions verticale et latérale dans cette zone, spécialement sur les intervalles schisteux, ceci étant dénoté par l'anisotropie VTI significative en face de ces intervalles.
- ✓ L'anisotropie VTI dans les couches calcaires n'est pas significative.
- ✓ L'orientation S_{hmax} est estimée à $-75^\circ N$ dans le puits 1. Cependant, une variation significative de l'orientation S_{hmax} est observée parmi les champs voisins dans cette zone ($-45^\circ N$ à $120^\circ N$). L'orientation des failles proches semble être le principal facteur influençant ces variations.

- ✓ Le régime de contrainte est estimé être un régime transitoire de failles décrochantes et inverses (S_v) dans le puits 1.
- ✓ Une investigation plus approfondie est nécessaire pour déterminer avec exactitude le régime de contrainte régionale
- ✓ La détection d'une possible régime de contrainte à failles inverses représente une information majeure car influant sur la stratégie de tenter ou non la fracturation hydraulique dans cette région.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Après des siècles d'exploitation et de production de gaz naturel conventionnel, cette ressource énergétique a malheureusement atteint sa limite, puis vient le gaz de schiste pour compenser l'éventuel épuisement des ressources de gaz naturel conventionnel. Les réserves mondiales de gaz de schiste sont estimées en 2013 à 207 trillions de mètres cube de gaz de schiste (32% des réserves totales de gaz naturel).

Le travail établi dans ce mémoire a pour le but d'aider à exploiter de nouvelles sources énergétiques potentielles en Algérie en utilisant le domaine du futur la géomécanique.

La géomécanique joue un rôle important dans la caractérisation du réservoir du gaz de schiste, dans le succès du forage du puit et même dans la production de ce dernier.

L'étude Géomécanique effectuée dans le puit 1 avec un test de MicroFrac nous a permis de construire le modèle Géomécanique 1D au niveau de la formation du Frasnian et du Top Givetien qui nous a permis d'établir les variations des caractéristiques mécaniques de la roche, ainsi que l'état de contrainte le long de réservoir et quantifier l'anisotropie qui nous ont aidé à déterminer le régime de stresses de la région étudiée. En déterminant les paramètres de résistances.

On a pu constater et tirer quelques recommandations qui sont comme suit :

- ✓ Il y a une certaine incertitude dans les propriétés élastiques dynamiques en raison de la divergence entre les logs de vitesse et les vitesses de la carotte mesurées dans des conditions in-situ. Ceci a conduit à une conversion statique/dynamique anormalement élevée du module de Young dans certains intervalles. Fournir des données d'essai en ligne, pré/post-test et des images des échantillons testés peut aider au contrôle de la qualité des essais mécaniques de la roche. De même, un traitement à plus haute résolution des diagraphies acoustiques peut aider à mieux saisir la variation verticale des propriétés mécaniques de la roche dans le modèle.
- ✓ Une modélisation géomécanique anisotrope a été réalisée en utilisant les résultats des diagraphies XMAC et les résultats ont été validés par des tests anisotropes de roche disponibles limités dans le puits 1.

Il est recommandé d'effectuer des tests mécaniques anisotropes de la roche en acquérant des mesures statiques et dynamiques sur des échantillons verticaux à 45 degrés et horizontaux dans les intervalles de schiste et de calcaire de la formation cible.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Abdelaziz K et Al., Weatherford Oil Tool Middle East Ltd, Dubai, UAE. Weatherford, Kuwait. Sonatrach, PED, Algiers.

Alain F., Raoult J.-F., 2010
Dictionnaire de Géologie, 7e Edition.

Bouguern, A.,
Prospection Sismique (I) : Théorie d'élasticité Département de Géophysique. FHC-Univ. M'Hamed Bougara-Boumerdes.

Franquet, . J., 2020.
Advances of Straddle Packer Microfrac Stress Measurements for Reservoir Development – The Pursuit of Subsurface Tectonic Strain Behavior. International Petroleum Technology Conference

Georges Denys, Michel Esteban, Daniel Borie, Pierre Chollet, Raymond Girardi, Jean-Pierre Lorenzon, Catherine Pitous, André Touron., Rapport d'étude : Mission d'information et d'évaluation sur le gaz de schiste, Lot-et-Garonne, France, pp 11-31, Novembre 2012

Haldorsen, J. B. U. et al., 2006.

[Http://tonepi.com/resistance-des-materiaux-rdm/sollicitation-simple-traction-et-compression-cours.html](http://tonepi.com/resistance-des-materiaux-rdm/sollicitation-simple-traction-et-compression-cours.html)

[Https://www.linearmotiontips.com/mechanical-properties-of-materials-stress-and-strain/](https://www.linearmotiontips.com/mechanical-properties-of-materials-stress-and-strain/)

Institut Français du Pétrole
Olivier APPERT, Maurice BOUTECA

Institut Français du Pétrole
Énergies nouvelles, p6, Décembre 2010.

KELLER E.A. (2000)
Environmental geology. Prentice Hall.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Kim, T., Hwang, S. & Jang, S., 2016.

Petrophysical approach for estimating porosity, clay volume, and water saturation in gas-bearing shale: A case study from the Horn River Basin, Canada. Austrian Journal of Earth Sciences.

L. de Lary, H. Fabriol, I. Moretti, F. Kalaydjian, C. Didier.,BRGM/RP-60312-FR – Rapport Final, Septembre 2011

MECANIQUE DES ROCHES ET DES SOLS

Université de Picardie Jules Verne/Jacques Beauchamp

Photo réalisée par la mission d'information et d'évaluation sur le gaz de schiste sur le Comté de Bradford, Pennsylvanie, USA, Septembre 2012.

ProPublica, Revue

pp 1, 2008.

Société canadienne des gaz non conventionnels (SCGNC), pp .18-19

Speight, J. G., 2013.

Shale Gas Production Processes. s.l.:s.n.

terra-economica 2010, modifié

Vially, R., 2012.

Les hydrocarbures de roche-mère. s.l., s.n.

Saad Boukhallat, 2019.

Ressources non conventionnelles, Sonatrach.

Schlumberger, 2009.

Fundamentals of petroleum Geomechanics. Data & Consulting Services.

Schlumberger, 2007.

Sonic Scanner, s.l.: s.n.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Zoback, M. D., 2007.

Reservoir Geomechanics. s.l.: CAMBRIDGE University press.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES