

N° Ordre/Faculté/UMBB/2017.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

OUIHIBI Mohammed Amine

Filière : Hydrocarbures et chimie.

Option : Génie pétrolier / Production des hydrocarbures.

Thème :

**Etude de l'impact environnemental sur la
fracturation cryogénique qui est une Alternative à la
fracturation hydraulique**

Soutenu le : 04/07/2017.

Devant le jury :

Président de jury : Ghezali Said Dr SONATRACH

Encadreur : Hadjadj Ahmed Pr UMBB

Examineurs : Akkouche Fadila Ing SONATRACH

Examineurs : Bahnous Dounia MAA UMBB

Année Universitaire : 2016/2017.

Résumé :

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation de puits dans laquelle la roche est fracturée par un liquide sous pression, Le procédé implique l'injection à haute pression un fluide de fracturation (principalement de l'eau, contenant un agent de soutènement et des additifs chimiques) dans un puits pour créer des fissures dans les formations géologiques profondes à travers lequel du gaz naturel ou du pétrole va circuler plus librement. Lorsque la pression hydraulique est retirée du puits, un agent de soutènement hydraulique maintient les fractures ouvertes.

Cependant la fracturation hydraulique peut causer des émissions incontrôlables de méthane, des pollutions d'air, de la contamination de l'eau et de la pollution sonore. La pollution d'eau et de l'air est le principal risque pour la santé humaine de la fracturation hydraulique.

Pour exactement cette raison ce travail permet d'introduire une technique alternative de stimulation, connu sous le nom de fracturation cryogénique, le principe de cette technologie est qu'un gradient thermique peut induire des fractures lorsqu'il est mis en contact avec une roche beaucoup plus chaude. La fiabilité de la fracturation cryogénique a été prouvée au cours de ce travail, nous permettant ainsi de résoudre la problématique environnementale causée par la fracturation hydraulique.

Mots clés : fracturation hydraulique, impact environnemental, eau, fracturation cryogénique, azote liquide.

Abstract:

Hydraulic fracturing is a well stimulation technique in which rock is fractured by a pressurized liquid. The process involves the high-pressure injection of 'fracking fluid' (primarily water, containing proppants and chemical additives) into a wellbore to create cracks in the deep-rock formations through which natural gas and petroleum will flow more freely. When the hydraulic pressure is removed from the well, hold the fractures open. A hydraulic proppant holds the fractures open.

However, hydraulic fracturing can cause uncontrollable methane emissions, air pollution, water contamination and noise pollution. Water and air pollution are the main risks to human health from hydraulic fracturing.

For precisely this reason this work introduces an alternative stimulation technique, known as cryogenic fracturing, the principle of this technology is that a thermal gradient can induce fractures when placed in contact with a much warmer rock. The reliability of the cryogenic fracturing was proved during this work, allowing us to solve the environmental problem caused by hydraulic fracturing.

Key words: hydraulic fracturing, environmental impact, water, cryogenic fracturing, liquid nitrogen.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à ceux qui possèdent un bon cœur plein d'amour et de douceur, à mes parents pour leurs amour, leurs compréhension, leurs sacrifice et soutien qu'ils m'ont donné pendant tous les moments de ma vie.

A ma petite sœur : Lamia

A mes frères : Nadir et Ilies

A toute ma famille

*A toutes mes meilleures amies : Mahmoud, Anis, Lina, Soumia, Khadija et
Wisseem*

Et aux personnes que j'aime et respecte

Remerciements

Tout d'abord je tiens à remercier Dieu, le tout puissant, de m'avoir accordé la santé physique et mentale pour compléter ce mémoire.

*D'ailleurs je veux adresser mes remerciements à mon promoteur, **Pr A.HADJADJ**, pour sa grande disponibilité et ses encouragements tout au long de la rédaction de ce mémoire.*

Mes sincères remerciements vont aussi à tous les enseignants qui nous ont instruits pour leurs orientations, aide, conseils et encouragement. Sans oublier la patience dont ils font preuve tout au long de notre formation.

Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à ma famille : Mes parents, mes frères, ma petite sœur et tous mes proches et amis, qui m'ont accompagné, aidé, soutenu et encouragé tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Table des matières :

Résumé	I
Dedicace	II
Remerciment	IV
Table des matières	V
Liste des figures	X
Liste des tableaux	XII
Liste des symboles et des abréviations	XIII
Introduction Générale	1
Chapitre I : Introduction à la fracturation hydraulique	
Introduction.....	3
I.1. Généralités sur la fracturation hydraulique	4
I.2. Notions de base de mécanique des roches	4
I.2.1. Module d'élasticité de Young (E).....	5
I.2.2. Coefficient de Poisson (ν)	6
I.2.3. Module de cisaillement (G)	6
I.2.4. Module d'élasticité isostatique (K).....	7
I.2.5. Contraintes effectives	8
I.3. Initiation et extension de la fracture	9
I.4. Les modèles géométrique de propagation de fracture	11
I.5. Fluides de fracturation	12
I.5.1. Type de fluides de fracturation.....	14
I.5.1.1. Water Frac	14
I.5.1.2. Linear Gel	14
I.5.1.3. Cross-Linked Gels.....	16
I.5.1.4. Oil-Based Fluids	16

I.5.1.5.Viscoelastic surfactant gel fluids (VES).....	16
I.6.Proppants (Agents de soutènement)	16
I.6.1.Types de Proppant	19
I.6.1.1.Sable	19
I.6.1.2. Particules en céramique	19
I.6.1.3.Bauxite	20
I.6.1.4.Ultra-Lightweight proppant	20
I.7.Additifs	20
I.7.1.Réducteur de Friction	21
I.7.2.Agents gélifiants.....	21
I.7.3.Gel Breakers	22
I.7.4.Crosslinking Agents (Agents réticulants)	22
Conclusion	22
Chapitre II : L'impact environnemental de la fracturation hydraulique	
Introduction	23
II.1.Cycle d'eau de fracturation hydraulique	24
II.1.1.Acquisition d'eau	26
II.1.1.1.Mesures d'atténuation	27
II.1.2. Mélange de produits chimiques	28
II.1.2.1.Déversements de surface.....	29
II.1.2.2.Mesures d'atténuation	32
II.1.3.Puits d'injection	32
II.1.3.1.Impact pathways (les voies d'impact)	34
II.1.4.Manutention de l'eau produite	36
II.1.5.Gestion des eaux usées	37
II.2.Pollution d'air	39
II.2.1.Emissions diesel	39

II.2.2.Emissions toxiques.....	40
II.2.3.Silice	40
II.2.4.Smog d’ozone	41
II.3.Impact sur la santé humaine	44
II.3.1.Principes toxicologiques.....	44
II.3.2.Relation dose-effet	46
II.3.3.Evaluation des risques	46
Conclusion	47
Chapitre III : Introduction à la fracturation cryogénique	
Introduction	46
III.1.Définition de la fracturation cryogénique	46
III.1.1.Fluides cryogéniques	46
III.1.1.1.Liquid CO ₂	46
III.1.1.1.1.Avantages et inconvénients	47
III.1.1.1.2.Coûts du traitement	48
III.1.1.2.Azote liquide (N ₂)	48
III.1.1.2.1.Avantages et inconvénients	49
III.1.1.2.2.Coûts du traitement	50
III.1.2.Soutènement des fractures (propping)	50
III.2.Etude expérimentale de la fracturation cryogénique	51
III.2.1.Équipement expérimental	51
III.2.1.1.Système de chargement triaxial	52
III.2.1.2.Livraison d'azote liquide	53
III.2.1.3.Mesures et surveillance	53
III.2.2.Procédures de test	54
III.2.2.1.Procédure de stimulation.....	54
III.2.2.2.Évaluation de la fracture	55

III.2.3.Echantillons	56
III.2.3.1.Collection et préparation	56
III.2.3.2.Propriétés rocheuses	57
III.2.4.Résultats et analyses	57
III.2.4.1.Evolution de la température et de la pression	58
III.2.5.Modèles de fracture	62
III.2.5.1.Sens de la rupture des fractures - Modèle non traité	62
III.2.5.2.Effet des stimulations sur la direction de la propagation des fractures	64
III.2.6.Changements de perméabilité.....	65
III.2.6.1.Augmentation de la perméabilité due au traitement cryogénique	65
III.2.6.2.Effet de la température	67
III.2.6.3.Effet de la contrainte de confinement.....	68
III.2.7.Signature d'onde acoustique	68
III.2.7.1.Analyse des pressions de rupture:	71
III.2.7.2.Analyses de la perméabilité	72
III.2.7.3.Effet du chargement de confinement triaxial sur la perméabilité:	74
Conclusion	74
 Chapitre IV : Simulation de la fracturation cryogénique	
Introduction.....	76
IV.1.Analyse théorique	76
IV.1.1.Transfert de chaleur et modèle d'écoulement de fluide :	76
IV.1.2.Modèle thermo-élastique	77
IV.1.3.Critères de défaillance de la roche :	78
IV.2.Modélisation numérique	79
IV.3.Résultats	82
Conclusion	90

Conclusion générale	93
Références bibliographiques	
Annexe	

Liste des figures :

Figure I. 1 : Premier traitement expérimental de fracturation hydraulique.....	3
Figure I. 2: Représentation graphique de la loi de Hooke.	6
Figure I. 3: Un cylindre élastique soumis à une contrainte de compression verticale.....	6
Figure I. 4: Représentation graphique du module de cisaillement.	7
Figure I. 5: Représentation des contraintes effectives.....	8
Figure I. 6: Pression du fluide dans le fond de puits juste avant, pendant et après l'initiation de la fracture	10
Figure I. 7: Représentation de propagation de fracture suivant le modèle PKN	12
Figure I. 8: Représentation de propagation de fracture suivant le modèle GDK.....	12
Figure I. 9: Effet de la pression du fluide de fracturation.	17
Figure I. 10: Performance d'un fluide à faible viscosité	18
Figure I. 11: Performance d'un fluide à haute viscosité	18
Figure I. 12: Matériaux de base pour les proppants	19
Figure I. 13: Additifs utilisés dans la Fracturation hydraulique.....	21
Figure II. 1: Impacts environnementaux de la fracturation hydraulique.	24
Figure II. 2: Cinq étapes du cycle de l'eau de fracturation hydraulique.....	25
Figure II. 3: Budgets d'eau représentatifs.....	28
Figure II. 4: Illustration de l'opération du mélange de produits chimiques.....	29
Figure II. 5: Description généralisée du déversement de surface.	31
Figure II. 6: Voies de contamination des sources souterraines d'eau potable.	33
Figure II. 7: Description schématique des voies d'impact potentielles.....	34
Figure II. 8: Eau produite à partir des puits de production.	37
Figure II. 9: Représentation de la gestion des eaux usées	38
Figure II. 10: Représentation de la gestion des eaux usées.....	38
Figure II. 11: Principaux polluants d'air et toxiques.....	41
Figure II. 12: Voie d'exposition par laquelle un danger environnemental atteint une population.....	43
Figure II. 13: Processus par lequel un agent environnemental est distribué et absorbé.	43
Figure II. 14: Courbe dose-effet.....	44
Figure II. 15: Etapes dans l'évaluation des risques.....	45
Figure III. 1 : Dispositif de chargement triaxial.	51

Figure III. 2: Configuration de la fracturation cryogénique	52
Figure III. 3: Graphe de températures dans divers endroits.	54
Figure III. 4: Essai de rupture d'un échantillon sans traitement d'azote liquide.....	58
Figure III. 5: Température et pression pendant l'écoulement d'azote liquide à basse pression	59
Figure III. 6: Température et pression lors d'injections multiples d'azote liquide à haute pression.....	60
Figure III. 7: Effet de la stimulation cryogénique sur la pression de rupture.....	61
Figure III. 8: Surfaces après la rupture des fractures sans stimulation d'azote liquide...	63
Figure III. 9: Surfaces de rupture après les stimulations d'azote liquide	64
Figure III. 10: Surfaces de rupture après les stimulations d'azote liquide	65
Figure III. 11: Effet d'injection d'azote liquide à basse pression sur la perméabilité.	66
Figure III. 12: Effet d'injection multiple d'azote liquide à haute pression sur la perméabilité	66
Figure III. 13: Effet des stimulations répétées à haute pression de l'azote liquide sur la perméabilité.	67
Figure III. 14: Effet de la température de l'échantillon sur la perméabilité	68
Figure III. 15: Effet de la pression de confinement sur la perméabilité	69
Figure III. 16: Ondes mesurées selon les faces et Points de mesure dans une surface	69
Figure III. 17: Signaux d'onde P sur la face 2-4 avant et après la stimulation.	70
Figure III. 18: Signaux d'onde S sur la face 2-4 avant et après la stimulation.	70
Figure III. 19: k/k_0 en fonction du nombre de cycles de traitement d'azote liquide	73
Figure III. 20: Réduction de la perméabilité après l'application du chargement	74
Figure IV. 1: Enveloppe de défaillance du critère de Mogi-Coulomb	79
Figure IV. 2: Représentation schématique de la géométrie de modélisation.....	81
Figure IV. 3: Test de dépression sur l'échantillon S1.....	83
Figure IV. 4: Test de dépression sur l'échantillon S2.....	84
Figure IV. 5: Plan de fracture de S2 (Wang et al, 2016).....	85
Figure IV. 6 : Distribution de pression de S2 après le second traitement.	86
Figure IV. 7: Distribution de la température de S2 après le second traitement.	87
Figure IV. 8: Distribution de grilles fracturées dans S2 après le second traitement.....	88
Figure IV. 9: Pression de rupture de l'échantillon S4.	89
Figure IV. 10: Distribution de la fracture dans l'échantillon S4.	90

Liste des tableaux :

Tableau I. 1: Tableau de la sélection qualitative des fluides de fracturation	15
Tableau I. 2: Résumé de certains additifs chimiques	22
Tableau III. 1: Propriétés mécaniques, thermiques et d'écoulements utilisés pour le test de fracturation cryogénique sous confinement.....	56
Tableau III. 2: Résumé des expériences de fracturation cryogénique effectuées sous des contraintes triangulaires de confinement	57
Tableau III. 3: Comparaison entre la PBD mesuré et la PBD calculé.	71
Tableau IV. 1 : Paramètres d'entrée pour la simulation.....	82
Tableau IV. 2: Résultats de l'expérimentation et de la simulation pour S1.	83
Tableau IV. 3: Résultats de l'expérimentation et de la simulation pour S2.	85

Liste des symboles et des abréviations :

A: Surface d'un corps [in^2]

ASTM: American Society for Testing and Materials

B : Facteur volumétrique [RB/STB]

B_i : Nombre de Biot de la roche

BTEX : Benzène, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène

C : Module de compressibilité [psi^{-1}]

C_b : Compressibilité de la roche poreuse [psi^{-1}]

C_f : Compressibilité de la formation (schiste) [psi^{-1}]

C_r : Compressibilité de la roche matrice [psi^{-1}]

CMS 300: Core Measurement System, Model 300

CT: Computerized tomography

COV: Composés organiques volatils

Δd : Changement de diamètre [in]

d_o : Diamètre d'origine [in]

E : Module d'élasticité de Young [psi]

EGS : Enhanced Geothermal System

F : Force d'application [N]

F : Flux de masse ou de chaleur

G : Module de cisaillement [psi]

GDK : Modèle Khristianovic-Geertsma-de Klerk

h : Longueur [ft]

HEC : Hydroxyéthyl

HPG : Hydroxypropyl guar

k : Perméabilité [md]

k : Ordonnée à l'origine Mogi-Coulomb

k_0 : Perméabilité initiale [md]

Liste des symboles et des abréviations

K : Module d'élasticité isostatique [psi]

m : Pente

ΔL : Changement de longueur [in]

L_0 : Longueur d'origine [in]

P_{BD} : Pression de rupture [psi]

P_c : Pression de fermeture de la fracture [psi]

P_{fric} : Perte de pression due aux frottements [psi]

PLO : Perte de pression due au Leak-off [psi]

P_p : Pression des pores [psi]

P_{prop} : Pression de propagation de la fracture [psi]

P_{res} : Pression statique du réservoir [psi]

PKN : Modèle Perkins-Kern-Nordgren

PTFE : Polytétrafluoroéthylène

Q : Quantité représentante la masse ou l'énergie par volume [J]

q : Débit de gaz [scf/day]

Δr : Changement de rayon [in]

r_0 : Rayon d'origine [in]

T : Température actuelle [°F]

T^0 : Température d'origine [°F]

T_0 : Résistance à la traction [psi]

THC: Fully-coupled geochemical module

THM: Fully-coupled geomechanical module

THMC: Sequentially coupled reactive geochemistry module

TOUGH: Transport Of Unsaturated Groundwater and Heat

V : Volume [in³]

ΔV : Changement de volume [in³]

V_n : Sous-domaine arbitraire du système étudié

V_o : Volume d'origine [in³]

VES: Viscoelastic surfactant gel fluids

WRA: Water recovery agent

Symbols grecs :

α : Constante poro-élastique

β : Expansion thermique linéaire de la roche [K⁻¹]

σ : Contrainte [psi]

σ_{avg} : Contraintes in situ moyennes [psi]

σ_{oct} : Contrainte de cisaillement octaédrique [psi]

$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_h, \sigma_H$: Contrainte horizontales (minimales et maximales) [psi]

σ_z, σ_v : Contrainte verticale [psi]

σ_y^*, σ_x^* : Contraintes horizontales effectives [psi]

σ_z^* : Contrainte verticale effective [psi]

ε : Déformation

θ : Angle [rad]

τ_{oct} : Contrainte normale octaédrique [psi]

μ : Viscosité du gaz [cp]

ν : Coefficient de Poisson

INTRODUCTION GENERALE

Introduction général :

Au cours de la dernière décennie, les analystes en production énergétique étaient tous d'avis que la disponibilité du gaz naturel allait décliné de manière constante dans le monde. En effet, les réserves conventionnelles du gaz naturel sont sur le point d'être épuisées. Toutefois, grâce aux avancées technologiques en matière d'exploration et d'exploitation d'énergies fossiles, il est aujourd'hui possible d'extraire, de façon rentable, les réservoirs non conventionnels de gaz.

En combinant de vieilles techniques datant d'une soixantaine d'années, la fracturation hydraulique avec la technique de forage horizontal, l'industrie pétrolière est parvenue à exploiter le shale gazifère communément appelé « gaz de schiste » qui est un gaz naturel piégé dans une formation géologique imperméable riche en matière organique qui a été déposée il y a environ 450 millions d'année.

Cette technique suscite, actuellement, des nombreuses controverses en raison de leurs impacts environnementaux. La croissance de la production domestique de pétrole et de gaz a également soulevé aussi des préoccupations concernant les impacts potentiels sur la santé humaine, y compris des effets négative sur la qualité et la quantité de ressources en eau potable.

Pour répondre à cette problématique, Il existe plusieurs technologies développées de fractures sans l'utilisation partielle ou totale d'eau. Ce travail introduit l'une de ces techniques: la fracturation cryogénique, qui est une technologie relativement nouvelle dans l'industrie pétrolière et qui vise à élargir et à améliorer la technologie traditionnelle de fracturation hydraulique. Au lieu d'exercer une pression hydraulique élevée, la fracturation cryogénique utilise un choc thermique généré par les cryogènes pour induire une contraction drastique visant à briser les roches du réservoir.

Dans un premier chapitre, nous allons introduire la fracturation hydraulique en couvrant les aspects important qui définissent cette technique de stimulation, du principe de la fracturation d'une roche en passant par les agents de soutènement. Cette étude bibliographique est utile pour comprendre ce qui suit dans le deuxième chapitre.

Dans le deuxième chapitre, nous décrivons une étude critique sur la fracturation hydraulique, en effet cette technique est conditionnée par une grande dépendance aux

ressources d'eau, ce qui par la suite peut causer un déséquilibre sur la quantité et la qualité des réserves naturelles en eau. Aussi, par l'utilisation d'additifs et de proppants dans les fluides d'injection, ceci peut inévitablement en créer un impact négatif sur l'environnement et la santé humaine.

Dans le troisième chapitre, nous parlerons exclusivement de la fracturation cryogénique à base d'azote liquide, cela étant fait en décrivant en détail un travail de laboratoire qui consiste à montrer l'efficacité de cette technique de fracturation sur plusieurs échantillons de roches et dans des situations différentes, et par la suite on donne des résultats et conclusions de cette expérience.

Le dernier chapitre est consacré à élargir notre compréhension sur la fracturation cryogénique, en mettant en place une simulation par logiciel (TOUGH2-EGS) qui permet de modéliser une expérience faite dans des situations réels décrite dans le troisième chapitre, et ainsi on compare les résultats de l'expérience avec ceux de la simulation.

Enfin, nous présenterons une conclusion générale et des perspectives.

CHAPITRE I :

Introduction à la fracturation
hydraulique

Introduction

La fracturation hydraulique est l'une des technologies les plus importantes et durables jamais développées par l'industrie pétrolière. Depuis que la compagnie pétrolière et gazière Stanolind a introduit la fracturation en 1949, deux millions et demi de traitements de fractures ont été réalisés et actuellement environ 60% de tous les puits forés sont fracturés. La combinaison des puits horizontaux et de la fracturation hydraulique a considérablement élargi la capacité des producteurs à récupérer de manière rentable le gaz naturel et l'huile à partir de formations géologiques à faible perméabilité - en particulier les schistes. La stimulation par fracture augmente non seulement le taux de production, mais il a également été crédité d'ajouter 9 milliards de barils de pétrole additionnels et plus de 700 trillions standard cubic foot (scf) de gaz aux réserves américaines qui, autrement, n'auraient pas été économiques à développer. En plus de ce facteur, la valeur actuelle de ces réserves a été considérablement accrue en raison de la capacité d'accélérer la production.

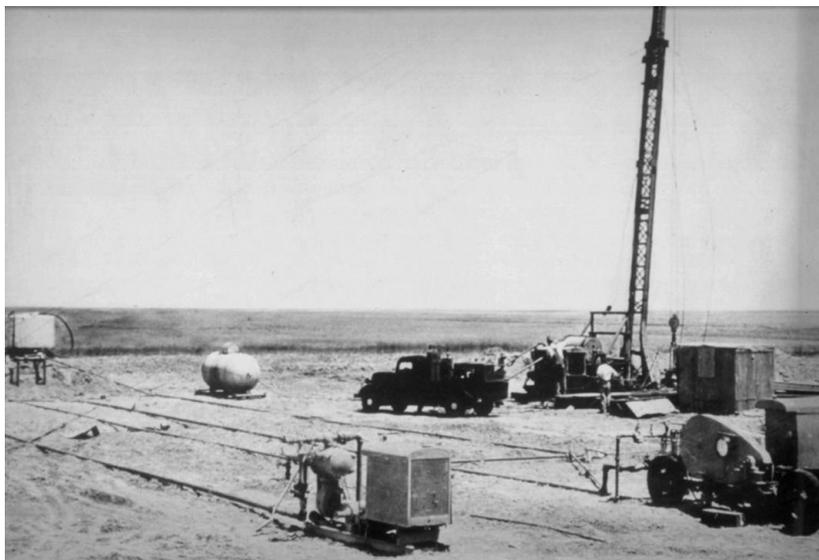


Figure I. 1 : Premier traitement expérimental de fracturation hydraulique réalisé par Stanolind Oil.

I.1. Généralités sur la fracturation hydraulique :

Depuis son introduction, la fracturation hydraulique a été et restera l'une des outils d'ingénierie primaires pour améliorer la productivité d'un puits. Ceci est réalisé par :

- La mise en place d'une fracture conductive à travers la formation endommagée près du puits.
- L'extension de la fissure jusqu'à une profondeur significative dans le réservoir pour accroître encore la productivité.
- Le placement de la fissure de telle sorte que l'écoulement des fluides dans le réservoir est altérée.

Dans ce dernier cas, la fracturation devient un outil pour la gestion des réservoirs comprenant la gestion de contrôle de sable et les stratégies d'exploitation à long terme. En général, pour de nombreux environnements géologiques, la physique de base de la fracturation est simple et bien établie. La complexité surgit à partir de deux directions : La réalité géologique et la nature multidisciplinaire inhérente du processus de fracturation.

Ainsi la conception de traitement approprié est donc liée à plusieurs disciplines tel que :

- L'Ingénierie de production
- La Géologie
- La Mécanique des roches
- La Mécanique des fluides
- La sélection de matériaux optimaux
- Autre opérations [1]

I.2. Notions de base de mécanique des roches :

Toute position dans un environnement souterrain est sous contraintes verticales et horizontales qui résultent de forces tectoniques et de mort-terrain. Une Hypothèse importante est utilisée : que la formation souterraine est isotrope et quelque peu élastique. Cela signifie que les pores de la roche peuvent se dilater et se contracter à un

faible degré en réponse à la variation de la pression des pores exprimée par les théories poro-élastiques de Geerstma (1953).

Afin de comprendre l'art de la fracturation hydraulique, il est essentiel que les termes techniques de base de la mécanique des roches soient bien compris.

I.2.1. Module d'élasticité de Young (E) :

Un corps élastique se déforme lorsque son mouvement dans l'espace est contraint alors qu'une force lui est appliquée. Une force de compression tend à aplatir ou à tordre le corps alors qu'une force de traction entraîne un étirement ou un allongement.

La contrainte (σ) est l'application d'une force sur une surface d'un corps et son intensité est exprimée par la force appliquée par unité de surface du corps (lbs/in²) ou (N/m²).

L'allongement relatif (ε) est la mesure de la déformation du corps, par rapport à une longueur ou une largeur originelle, causée par la contrainte appliqué :

- Le changement de longueur par rapport à la longueur d'origine du corps ($\Delta L/L_0$).
- Le changement de rayon ou du diamètre d'un cylindre par rapport au rayon original, ou du diamètre original, du corps ($\Delta r/r_0$ ou $\Delta d/d_0$).
- Le changement de volume par rapport au volume d'origine ($\Delta V/V_0$).

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{F/A}{\Delta r / r_0} \quad \left[\frac{\text{lbs/in}^2}{\text{in}^2/\text{in}^2} \right] \quad \text{Eq (I.1)}$$

$$\text{La loi de Hooke : } \sigma = E \cdot \varepsilon \quad \text{Eq (I.2)}$$

L'équation (I.1) peut être réarrangée pour montrer que la contrainte d'un corps élastique est directement proportionnelle à la déformation appliquée où la constante de proportionnalité est le module de Young; Cette relation est connue sous le nom de loi de Hooke.

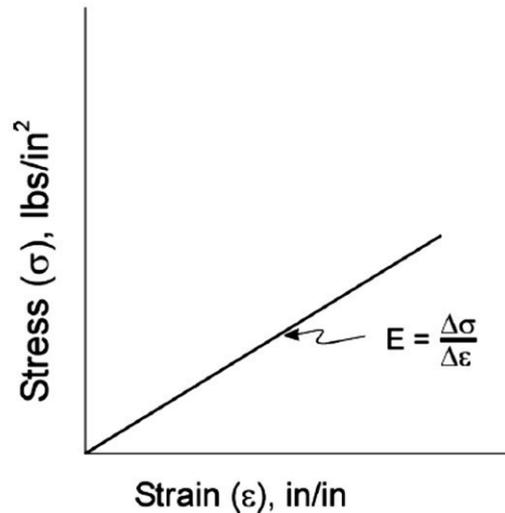


Figure I. 2: Loi de Hooke. La contrainte est proportionnelle à la déformation. La pente est égale au module d'élasticité de Young.

I.2.2. Coefficient de Poisson (ν) :

Comme le montre la figure I.3, la contrainte appliquée (σ_z) entraîne le corps cylindrique à se dilater radialement le long du rayon du centre cylindrique (déformation latérale) et il diminue le long de la longueur axiale (déformation axiale). Le rapport entre la déformation axiale et latérale est le coefficient de Poisson:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{latérale}}{\varepsilon_{axiale}} = -\frac{\Delta d/d_o}{\Delta L/L_o} \left[\frac{in/in}{in/in} \right] \quad \text{Eq (I.3)}$$

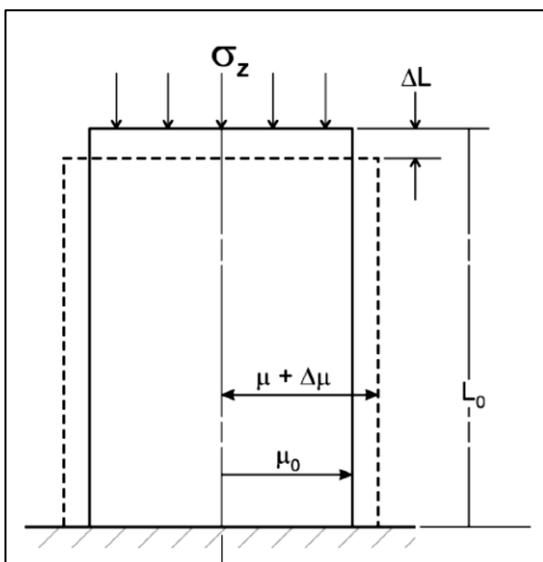


Figure I. 3: Cylindre élastique, sans contrainte latérale de confinement, reposant sur une surface plane et soumis à une contrainte de compression verticale (lbs/in^2).

I.2.3. Module de cisaillement (G) :

Si les plans parallèles d'un corps sont soumis à des forces qui les déplacent dans des directions angulaires opposées l'une de l'autre, l'énergie exercée sur le corps tente de le tordre. Le rapport de la contrainte de cisaillement avec l'angle formé par la déformation à partir de sa position d'origine est le module de cisaillement, qui est une mesure de rigidité ou de résistance du corps à changer sa forme.

$$G = \frac{F/A}{\theta} \left[\frac{\text{lbs/in}^2}{\text{radians}} \right] = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad \text{Eq (I.4)}$$

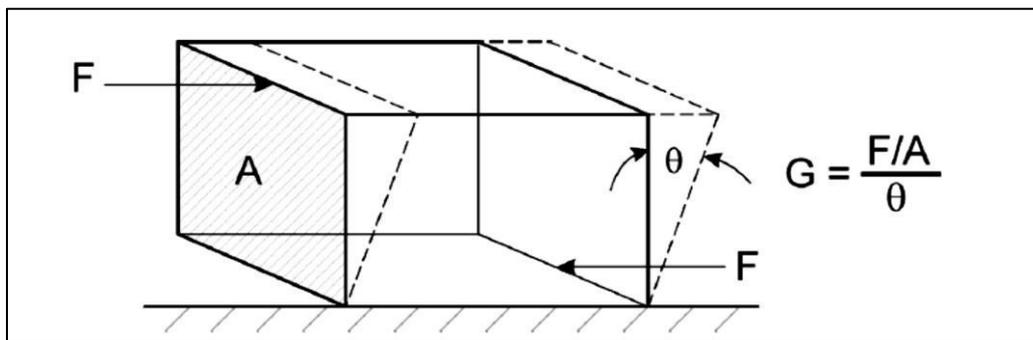


Figure I. 4: Module de cisaillement est le rapport de la contrainte de cisaillement à l'angle de déformation (θ , exprimé en radians).

I.2.4. Module d'élasticité isostatique (K) :

Le module d'élasticité isostatique résulte d'une réduction du volume d'un corps qui se produit lorsque des forces égales sont appliquées sur tous les côtés. Cela se produira si un corps saturé d'eau est placé dans un récipient avec des parois rigides remplies d'un fluide. Lorsque la pression de fluide extérieure entourant le corps augmente, la pression est exercée uniformément sur toutes les parties du corps et donc le volume total est réduit. Le contraire est l'expansion d'un corps poreux, qui est saturé d'un fluide; L'expansion du corps se produira lorsque la pression des fluides dans les pores est augmentée. Le module d'élasticité isostatique est ainsi défini comme suit:

$$K = \frac{F/A}{\Delta V/V_0} \left[\frac{\text{lbs/in}^2}{\text{in}^3/\text{in}^3} \right] = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad \text{Eq (I.5)}$$

Le module d'élasticité isostatique est aussi l'inverse de la compressibilité d'un corps:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta P} \right) = \frac{1}{K} \quad \text{Eq (I.6)}$$

I.2.5. Contraintes effectives :

Chaque emplacement dans le souterrain est soumis à des contraintes de forces tectoniques et de mort-terrain. Les contraintes agissant à tout cube dans le sous-sol peuvent être combinées en trois contraintes principales mutuellement perpendiculaires qui sont inégaux en magnitude. L'une des contraintes est verticale (σ_z) est due à la pression produite par les roches et les fluides interstitiels reposant sur le cube; Les autres contraintes sont horizontales (σ_x et σ_y , résultant des contraintes accumulées à partir de la combinaison de forces tectoniques et des forces de fluides) ; Ceux-là ne sont pas égaux, mais parce qu'ils ne peuvent être déterminés avec précision, ils sont supposés être égaux pour le calcul pratique.

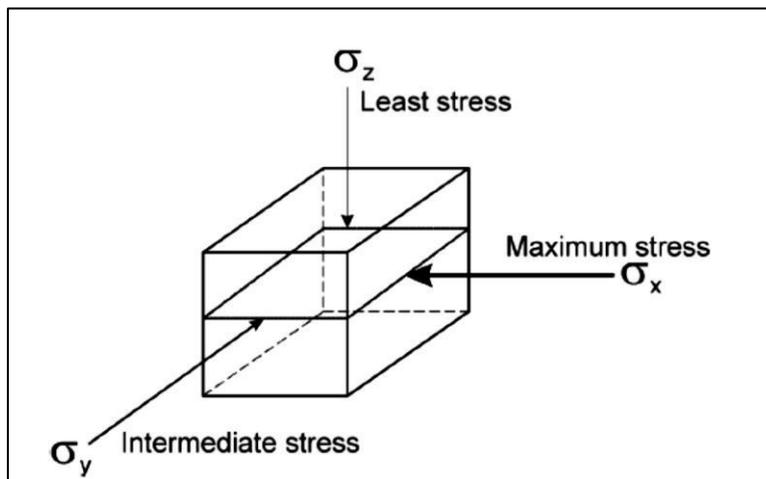


Figure I. 5: Fracture horizontale se produit lorsque le moindre contrainte principale est verticale $\sigma_x > \sigma_y > \sigma_z$ où la contrainte maximale est horizontale, donc une fracture horizontal se produira.

Les roches souterraines poreuses sont généralement saturées d'eau contenant des sels (saumure), principalement du chlorure de sodium ou de calcium. Diverses saturations de gaz, d'hydrocarbures liquides et de saumure se retrouvent dans des roches sédimentaires poreuses. Les fluides exercent une pression dans les pores qui ont un effet sur le comportement mécanique global des roches.

Dans toute formation souterraine contenant du fluide, la pression globale des fluides diminue la pression de mort-terrain, donc la contrainte verticale effective de toute formation souterraine remplie de fluide est:

$$\sigma_z^* = \sigma_z - \alpha P_p \quad \text{Eq (I.8)}$$

$$\alpha = 1.0 - \frac{C_r}{C_b} \quad \text{Eq (I.9)}$$

Le travail expérimental et de terrain a montré que l'élasticité de la matrice de roche réduit l'efficacité de la pression des pores d'une quantité égale à la constante poro-élastique (α), qui est fonction du rapport de la compressibilité de la matrice à la compressibilité de la roche poreuse (Biot, 1955). Alpha varie théoriquement de zéro à un et a une valeur moyenne égale à 0,7 pour les réservoirs contenant des hydrocarbures.

I.3. Initiation et extension de la fracture :

Le processus d'initiation et de propagation de la fracture, compte tenu de la largeur, de la hauteur et de la longueur de la fracture, est très complexe; Il doit être simulé par la solution d'équations différentielles partielles à l'aide d'un ordinateur pour obtenir des prédictions précises de la propagation des fractures. L'injection d'un fluide, pour créer et propager la fracture, modifie la répartition des contraintes au sein de la formation et crée une longue fracture étroite étendant à partir du fond de puits; Qui est en fonctions des propriétés de fracture, du débit et de la pression d'injection, de la densité de fluide, de la viscosité des fluides de fracturation.

Les roches souterraines sont sous une contrainte de compression due à la masse de la contrainte de mort-terrain (environ 1,0 psi/ft de profondeur); cela produit une contrainte de compression effective au sein de la formation souterraine. La contrainte de compression effective peut être estimée comme suit:

$$\sigma_{x,y}^* = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_{x,y} - P_p) \quad \text{Eq (I.10)}$$

Une partie du fluide injecté s'écoule dans les zones non fracturées de la formation en fonction de sa perméabilité et de sa porosité appelée Leak-off.

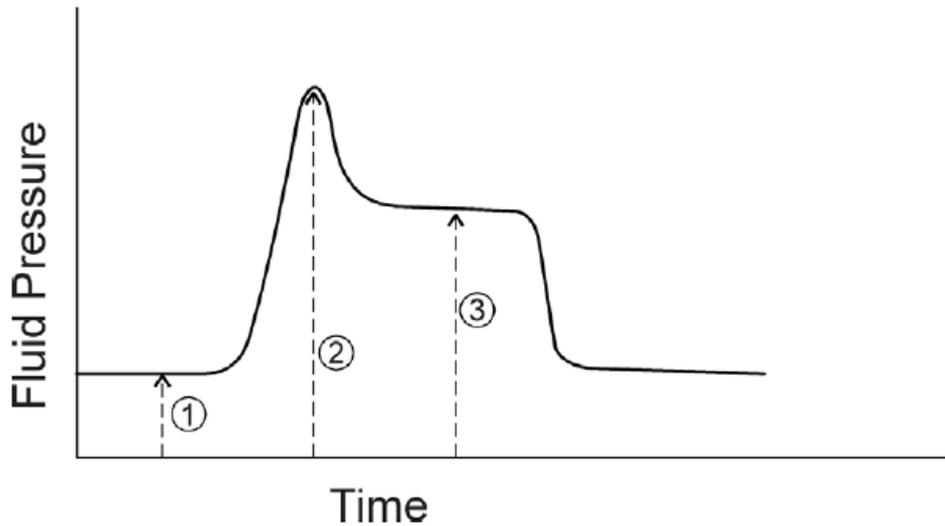


Figure I. 6: Pression du fluide dans le fond de puits juste avant, pendant et après l'initiation de la fracture : (1) La pression naturelle du fluide du réservoir (2) La pression de fracture d'initiation (3) La pression de fracture d'extension.

Comme le montre la figure I.6, après une courte durée, la pression maximale brise la face de la roche sur le bord du fond de puits. Une pression légèrement plus faible du fluide de fracturation entrant dans la fracture est nécessaire pour l'étendre (ou la propager). Cette pression de propagation de fracture (synonyme avec la pression du fond de puits) doit être supérieure à la somme de: (1) la pression des pores, (2) la contrainte horizontale minimale effective, (3) la perte de pression due à la friction à partir de l'écoulement de fluide contre les parois de la fracture propagée, et (4) la perte de pression due au Leak-off du fluide de fracturation:

$$P_{prop} = P_p + \sigma_{x,y}^* + P_{fric} + P_{LO} \quad \text{Eq (I.11)}$$

$$P_c = P_{prop} - P_{res} \quad \text{Eq (I.12)}$$

Où :

P_{prop} : Pression de propagation de la fracture.

P_p : Pression des pores.

P_{fric} : Perte de pression due aux frottements.

P_{LO} : Perte de pression due au Leak-off.

P_c : Pression de fermeture de la fracture.

P_{res} : Pression statique du réservoir.

La pression de fermeture de fracture est la pression que les agents de soutènement (proppants) doivent contrer pour maintenir la fracture ouverte quand le traitement de fracture est terminé. La pression de fermeture est égale à la pression des pores plus la pression effective horizontale du réservoir. [2]

I.4.Modèles géométrique de propagation de fracture :

Les Figures I.7 et I.8 illustrent deux des modèles 2D les plus courants utilisés dans la conception du traitement par fracture. Le modèle Perkins-Kern-Nordgren (PKN) est habituellement utilisée lorsque la longueur de la fracture est bien supérieure à la hauteur de la fracture, tandis que le modèle Khristianovic-Geertsma-de Klerk (GDK) est utilisée si La hauteur de la fracture est supérieure à la longueur de la fracture. Dans certaines formations, l'un de ces deux modèles peut être utilisé avec succès pour la conception des fractures hydrauliques. La clé est d'utiliser des modèles (n'importe quel modèle) pour prendre des décisions, plutôt que d'essayer de calculer des valeurs précises pour les dimensions de la fracture.

La conception doit toujours comparer les résultats réels avec les prédictions des calculs du modèle. En calibrant le modèle 2D avec des résultats sur le terrain, les modèles 2D peuvent être utilisés pour apporter des modifications de conception et d'améliorer le succès des traitements de stimulation. Si la valeur correcte de la hauteur

de fracture est utilisée dans un modèle 2D, le modèle donne une estimation raisonnable de la longueur et la largeur de fracture créée si d'autres paramètres, tels que la contrainte in situ, le module de Young, la perméabilité de la formation, sont également raisonnablement connus et utilisés. [3]

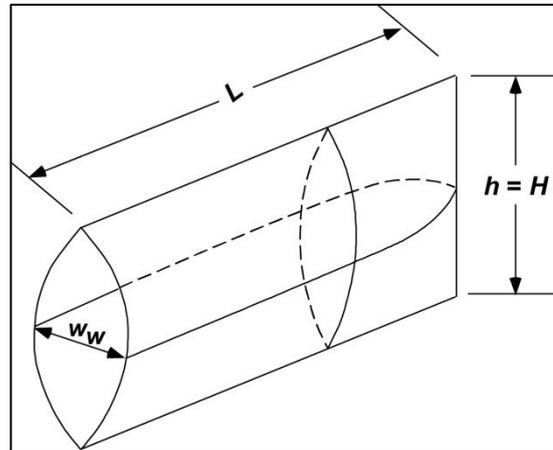


Figure I. 7: Représentation géométrique de propagation de fracture suivant le modèle PKN

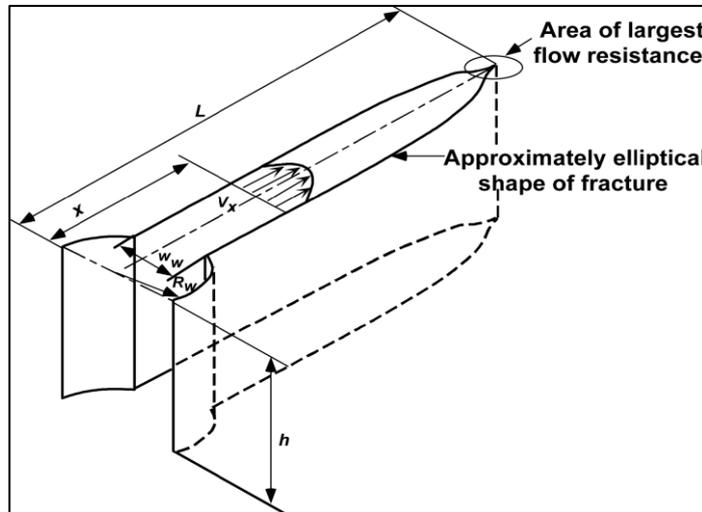


Figure I. 8: Représentation géométrique de propagation de fracture suivant le modèle GDK

I.5.Fluides de fracturation :

Généralement, un traitement de fracturation hydraulique implique le pompage d'un fluide visqueux sans proppant, qui est habituellement de l'eau avec certains additifs fluides, afin de générer une viscosité élevée, dans un puits plus rapidement que le fluide peut s'échapper dans la formation. Cela entraîne une augmentation de la pression et la rupture de la roche, créant des fractures artificielles ou élargissant celles déjà existantes.

Après la fracturation de la formation, un agent de soutènement, tel que du sable, est ajouté au fluide. Cela forme une boue qui est pompée dans les fractures récemment formées dans la formation pour les empêcher de se fermer lorsque la pression de pompage est arrêtée.

La sélection d'un fluide de fracturation approprié est une question de choix. On commence par choisir le volume du mélange où l'on doit considérer quel mélange est nécessaire pour créer la géométrie de fracture souhaitée. Ceci suit le choix de la viscosité dont le fluide doit avoir pour :

- Fournir une largeur de fracture suffisante pour assurer l'entrée du proppant dans la fracture.
- Fournir une pression nette désirée pour soit avoir une croissance de hauteur désirée ou éviter la rupture dans une zone hors indésirable (par exemple : l'eau).
- Fournir une capacité de transport pour transporter le proppant du fond de puits jusqu'à la pointe de la fracture.
- Contrôler les pertes de charge du fluide.

Il existe plusieurs types de fluides de fracturation et une large gamme d'additifs fluides. Les types de fluides comprennent :

- Fluides à base d'eau.
- Fluides à base d'huile.
- Fluides énergisés.
- Emulsions multiphasées.
- Fluides acides

Les additifs comprennent :

- Gélifiants.
- Cross-linkers (réticulant).
- Breakers.
- Réducteur de friction.
- Bactéricides.
- Agents tensioactifs et non émulsifiants.
- Additifs de contrôle d'argile

I.5.1.Type de fluides de fracturation :

Le tableau I.1, fournit une liste qualitative des aspects désirables et indésirables de la plupart des liquides disponibles aujourd'hui. Si on étudie le tableau, il est intéressant de noter qu'il n'y a pas de solution magique, Le score qualitatif est presque le même pour chaque fluide, et chaque fluide a ses avantages et ses inconvénients. Cela signifie que la décision finale incombe à l'ingénieur de conception quant à ce qui est le meilleur pour son réservoir.

I.5.1.1.Water Frac :

Composé principalement d'eau, d'un agent de contrôle d'argile et d'un réducteur de frottement. Parfois, un agent de récupération d'eau (Water Recovery Agent) est ajouté pour essayer de réduire toute perméabilité relative. Le principal avantage de l'utilisation d'une "Water frac" est le faible coût, la facilité de mélange, et la capacité de récupérer et de réutiliser l'eau. L'inconvénient principal est la faible viscosité, ce qui résulte par une largeur de fracture étroite. Étant donné que la viscosité est faible, le mécanisme de transport principal du proppant est la vitesse du fluide, de sorte que les "Water frac" sont typiquement pompés à des vitesses très élevées (60 à 120 bpm). Les pertes de charge sont contrôlées par la viscosité du filtrat, qui est proche de celle de l'eau.

I.5.1.2.Linear Gel :

Composé aussi d'eau, d'un agent de contrôle d'argile et d'un agent gélifiant tel que le guar, l'hydroxypropyl guar (HPG) ou l'hydroxyéthyl cellulose (HEC). Puisque ces

Qualitative Fluid Selection Chart

Fluid System	Viscosity				Compatibility				Safety and Environmentally Friendly	Total		
	Prop Pack KfW	Low Pressure	Prop Transport Stable	Life Breaking	Formation Fluid	Fluid Recovery	Fluid Loss	Ease of Mixing			Cost	
Water frac ^a	5	5	1	3	3	5	4	1	5	5	4	44
Linear gel ^b	3	5	3	3	3	4	4	2	5	4	5	44
Linear gel ^c	5	5	3	3	3	4	4	2	5	4	5	46
Borate X-link ^b	3	3	5	5	3	3	4	5	4	3	5	48
Delayed borate X-link ^b	3	3	5	5	3	3	4	5	3	3	5	47
Delayed metallic X-link ^d	3	3	5	2	3	3	4	5	3	3	4	40
Delayed metallic X-link ^e	3	3	5	2	3	3	4	5	3	3	4	40
VES ^f	5	3	5	4	2	2	1	3	2	1	5	37
Nitrogen foam	5	2	5	3	5	5	4	5	2	1	3	42
CO ₂ foams	5	2	5	3	3	5	4	5	2	1	2	42
Gelled propane	5	3	4	4	3	4	5	4	2	1	1	40
Poly emulsions (KI)	4	1	5	5	4	4	4	5	2	3	2	43
Lease crude	2	3	2	5	5	5	5	3	5	5	1	43
Gelled oils	2	3	4	4	4	4	3	3	4	3	1	38

Qualitative rate 1–5 where 1 is poor, 3 is moderate, and 5 is excellent.

- ^a Uses polyacrylamide (PAA) as a friction reducer.
- ^b Uses guar, hydroxypropyl guar (HPG), or carboxymethyl hydroxypropyl guar (CMHPG) as gelling agent.
- ^c Uses hydroxyethyl cellulose (HEC) or carboxymethyl hydroxyethyl cellulose (CMHEC) as gelling agent.
- ^d Uses titanium or zirconium cross-linkers for guar, HPG, and CMHPG gelling agents.
- ^e Uses titanium or zirconium cross-linkers for CMHEC gelling agents.
- ^f Uses a viscoelastic surfactant system as the gelling agent.
- ^g Uses a phosphate ester cross-linked with an aluminum salt and activated with a base.

Tableau I. 1: Tableau de la sélection qualitative des fluides de fracturation

agents gélifiants sont susceptibles à la croissance bactérienne, un bactéricide est également ajouté. Les WRAs sont aussi parfois utilisés. Le principal avantage d'un "Linear Gel" est son faible coût et ses caractéristiques de viscosité améliorées. Les pertes de charges sont contrôlées par un filtrat de cake, qui se construit sur la face de la fracture lorsque qu'il y'a des perdes de charges dans la formation. Le principal inconvénient est, comme pour le "Water Frac", la faible viscosité qui aboutit à une étroite largeur de fracture.

I.5.1.3. Cross-Linked Gels :

Ceux-ci sont composés des mêmes matériaux que le "Linear Gel" avec l'ajout d'un agent "Cross-linking" à base de bore, de titane, de zirconium ou d'aluminium, ce qui augmente la viscosité du "Linear Gel". Plus la viscosité est augmentée plus la largeur de la fracture augmente ainsi qu'ils puissent contenir des concentrations plus élevées de proppant. Les pertes de charges sont contrôlées par un filtrat de cake, qui se construit sur la face de la fracture lorsque qu'il y'a des perdes de charges dans la formation.

I.5.1.4. Oil-Based Fluids :

Utilisés sur des formations sensibles à l'eau qui peuvent subir des endommagements importants suite au contact avec des liquides à base d'eau. Le premier fluide de fracturation utilisé pour la fracture d'un puits était composé de gazoline comme fluide de base, L'huile de palme comme agent gélifiant, Et l'acide naphtéinique comme Cross-Linker. Il existe des inconvénients dans l'utilisation d'huiles gélifiées. Des problèmes de gélification peuvent survenir lors de l'utilisation d'huiles brutes à haute viscosité ou d'huiles brutes, qui contiennent beaucoup de tensioactifs naturels. Lors de l'utilisation d'huiles raffinées telles que le diesel, le coût devient très élevé et l'huile doit être collectée dans la raffinerie avant que tout additifs ne soit ajoutés. De plus, il existe de plus grandes inquiétudes concernant la sécurité du personnel et l'impact environnemental comparé à la plupart des fluides à base d'eau.

I.5.1.5. Viscoelastic surfactant gel fluids (VES):

Leur utilisation comme fluide de fracturation est relativement un nouveau phénomène. Principalement, ces fluides utilisent des tensioactifs en combinaison avec des sels inorganiques pour créer des structures ordonnées, Ce qui entraîne une viscosité

et une élasticité accrues. Ces fluides peuvent transporter les proppants avec des concentrations plus basses et sans les exigences requises de viscosité des fluides conventionnels. [1]

I.6.Proppants (Agents de soutènement) :

L'objectif de la stimulation du puits par fracturation hydraulique est d'obtenir et de maintenir un taux accru de productivité des hydrocarbures d'un puits de pétrole ou de gaz. Les fractures entraînent une augmentation de la perméabilité globale dans le voisinage du puits, qui est, par milliers, plus grande que la perméabilité de la matrice. Cependant, si la largeur de la fracture ne soit pas en appui contre les contraintes horizontales naturelles qui créent la pression de fermeture, la fracture se referme et se guérit par scellement des pores. Par conséquent, pour accomplir cette tâche, une variété d'agents de soutènement ont été développés pour répondre aux exigences de nombreux fractures d'environnements souterrains. Les critères importants qui doivent être respectés sont les suivants:

La résistance : La charge nécessaire pour écraser un seul grain divisé par le diamètre au carré du contact au niveau du point d'écrasement. Le proppant doit être suffisamment solide pour résister à la pression de fermeture de la fracture (P_c); Sinon, il sera écrasé et la fracture se fermera, provoquant une diminution drastique de la perméabilité. Le sable peut être utilisé pour $P_c < 6,000$ psi; Les proppant de résistance intermédiaire, pour P_c pour 5,000-10,000 psi; Et les proppant de haute résistance pour $P_c > 10,000$ psi.

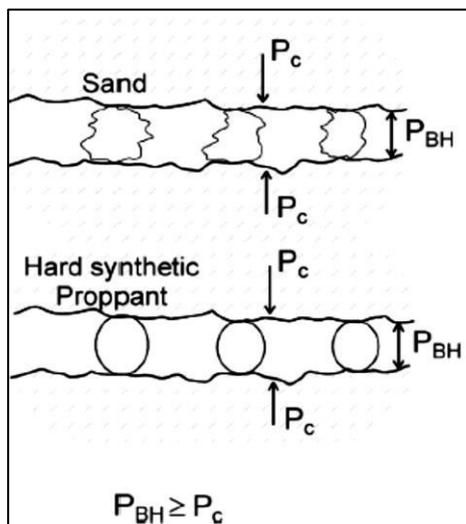


Figure I. 9: Effet de la pression du fluide de fracturation (P_{BH}) change avec l'agent de soutènement. La pression de fermeture (P_c) peut être assez grande pour écraser les grains de sable.

La viscosité des fluides et la densité du proppant : la viscosité du fluide et la densité de l'agent de soutènement sont les facteurs les plus importants qui contrôlent la vitesse de sédimentation de l'agent de soutènement du fluide de fracturation et le placement, ou l'accumulation, de l'agent de soutènement dans la fracture. Les expériences de laboratoire et les résultats sur le terrain ont permis d'élucider les modèles de placement de proppants associés aux fluides à faible et à haute viscosité.

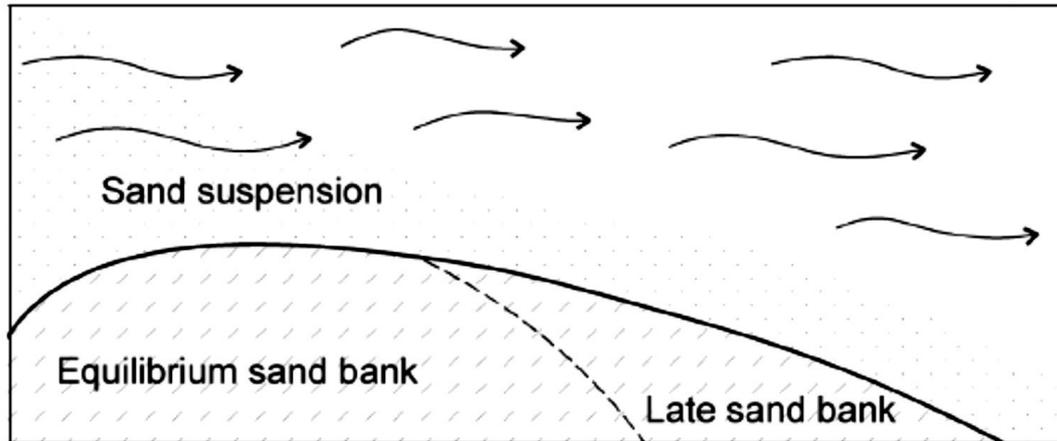


Figure I. 10: Performance d'un fluide à faible viscosité avec du sable entrant dans une fracture. Le sable tombe rapidement près du puits.

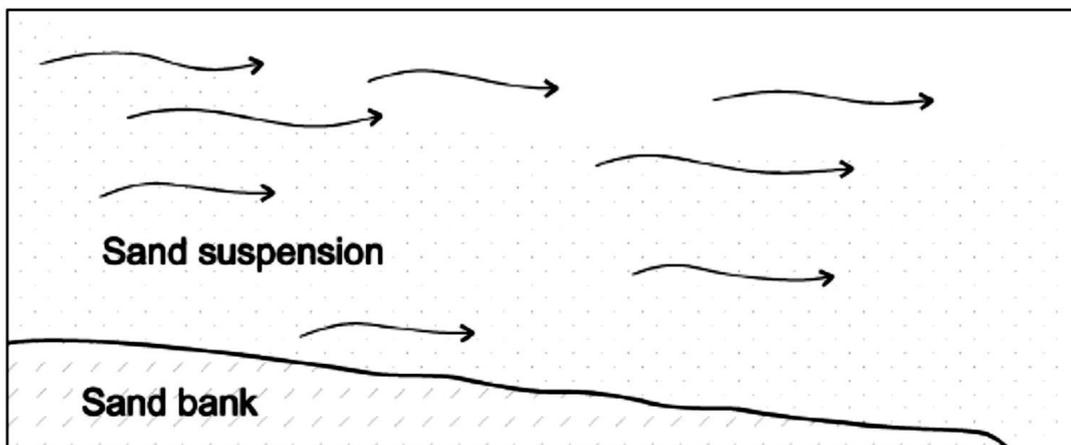


Figure I. 11: Performance d'un fluide à haute viscosité avec du sable entrant dans une fracture. Le sable s'accumule lentement et s'étend loin dans la fracture.

Type et taille des proppants : la conductivité de la fracture dépend dans une large mesure du type, l'uniformité et la taille des agents de soutènement, la quantité d'enrobage dans la matrice, la résistance de l'agent de soutènement, et le placement

dans la fracture. L'agent de soutènement doit être affiné pour l'uniformité de la taille car les particules fines peuvent bloquer les vaisseaux d'écoulement et sérieusement diminuer la perméabilité de la fracture. Les proppants synthétiques de divers types sont utilisés parce que leur taille peut être contrôlée lors de la fabrication et de leur densité peut être variée. [2]

I.6.1.Types de Proppant :

Les agents de soutènement devraient avoir une grande perméabilité dans des pressions de formation respectives, une forte résistance à la compression, une faible densité et une bonne résistance aux acides. Certains agents de soutènement sont décrits ci-dessous :



Figure I. 12: Matériaux de base pour les proppants

I.6.1.1.Sable :

Le sable est le matériau de soutènement le plus simple. Le sable est bon marché, mais à des contraintes plus élevées, il présente une forte réduction de la perméabilité.

I.6.1.2.Particules en céramique :

Les particules en céramique ont été décrites pour être utilisées comme proppant. Chaque bille possède un noyau constitué de matières premières comprenant des particules minérales ou du carbure de silicium. Le mélange comprend un minéral avec de l'eau ou du soufre chimiquement lié.

Par conséquent, le noyau possède un certain nombre de cellules d'air fermé. Chaque bille présente une enveloppe extérieure entourant le noyau, comprenant un oxyde métallique choisi parmi l'oxyde d'aluminium et l'oxyde de magnésium. Les particules en céramique ont une densité $<2,2 \text{ g cm}^{-3}$.

I.6.1.3.Bauxite :

Les billes de bauxite frittées contenant de la silice sont des matériaux de soutènement standard. Les particules ont une taille de $0,02 \text{ }\mu\text{m}$ à $0,3 \text{ }\mu\text{m}$. Ils sont améliorés pour résister à la corrosion par contrainte en incluant 2% de zircone dans le mélange.

I.6.1.4.Ultra-Lightweight proppant :

L'ultra-lightweight proppant est préférable dans certaines applications puisqu'il réduit la décantation des proppants, nécessite une faible viscosité du fluide et augmente longueur du soutènement. Les réservoirs de schiste sont souvent fracturés avec de l'eau à faible viscosité qui génère des fractures longues et provoque des dommages de formation minimaux par rapport aux fluides réticulés (crosslinked fluids). En raison de la faible viscosité de l'eau, un proppant à haute densité ne peut pas être transporté efficacement. En tant que tel, une puissance de pompage très élevés est utilisée pour transporter le proppant dans la fracture par la vitesse plutôt que par la viscosité et l'élasticité du fluide. Alternativement, un proppant avec une densité plus faible peut être plus utile dans des situations où des taux de pompe élevés ou des fluides porteurs avec de faibles viscosités sont nécessaires. [5]

I.7.Additifs :

Les produits chimiques servent de nombreuses fonctions dans la fracturation hydraulique. De limiter la croissance des bactéries à la prévention de la corrosion de

l'enveloppe du puits, des produits chimiques sont nécessaires pour s'assurer que le travail de fracturation est efficace.

Le nombre d'additifs chimiques utilisés dans un traitement de fracture dépend des conditions de fractures du puits spécifique fracturé. Un traitement de fracture typique utilisera des concentrations très faibles entre 3 et 12 produits chimiques additifs, selon les caractéristiques de l'eau et la formation de schistes étant fracturée. Chaque composant sert un but spécifique. Quelque exemple d'additifs chimique sont cité ci-dessous : [4]

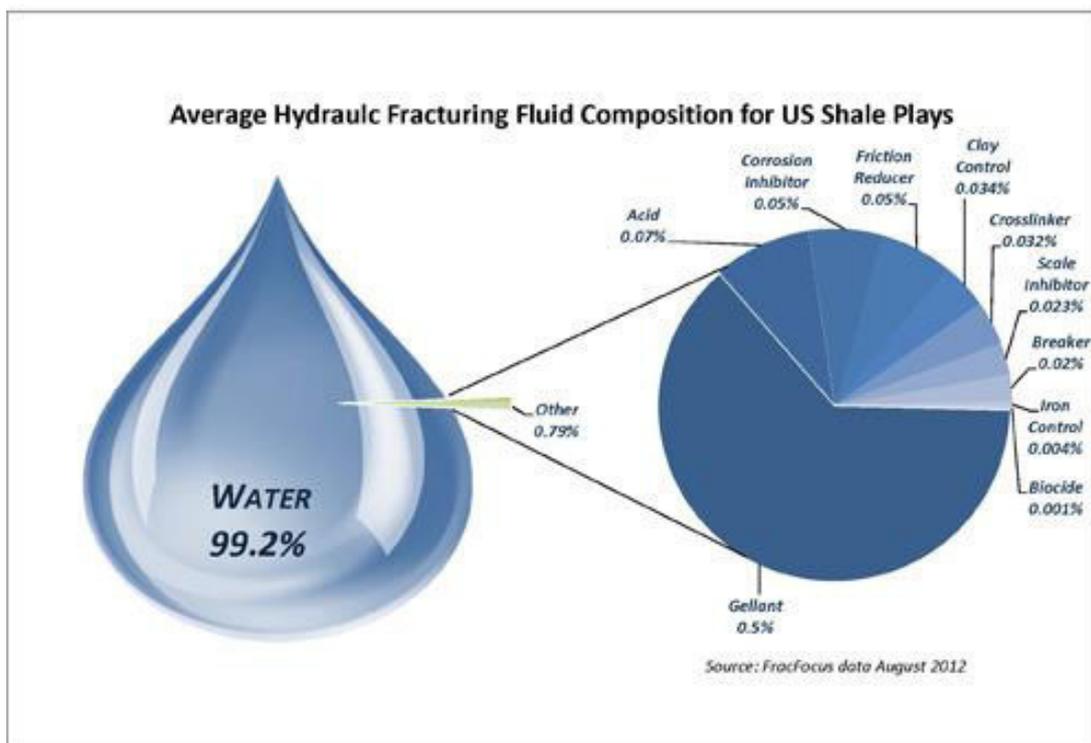


Figure I. 13: Additifs utilisés dans la Fracturation hydraulique.

I.7.1. Réducteur de Friction :

Au cours du forage, de la complétion et de la stimulation des puits, les fluides de traitement sont souvent pompés à travers des structures tubulaires (des pipes ou des coiled tubing). Une quantité considérable d'énergie peut être perdue en raison de la turbulence dans le fluide de traitement. A cause de ces pertes d'énergie, une puissance supplémentaire peut être nécessaire pour obtenir le traitement souhaité.

I.7.2. Agents gélifiants :

Ces matériaux sont ajoutés au fluide de fracturation pour augmenter la viscosité. Cela augmente la largeur de la fracture pour pouvoir accepter des concentrations élevées de proppant, réduit la perte de liquide pour améliorer l'efficacité du fluide, améliore le transport des proppant et réduit la pression de frottement.

I.7.3. Gel Breakers :

Des fluides de viscosité relativement élevés sont utilisés pour transporter le proppant dans la fracture. Le fait de laisser un fluide à haute viscosité dans la fracture réduirait la perméabilité du paquet de proppant à l'huile et au gaz, limitant l'efficacité du traitement de fracturation. Les Gel Breakers sont utilisés pour réduire la viscosité du fluide entremêlé avec le proppant.

I.7.4. Crosslinking Agents (Agents réticulants):

La composition des fluides réticulés est soigneusement optimisée pour obtenir les performances souhaitées (rhéologie et transport de proppant, stabilité thermique, taux de réticulation, nettoyage, etc.). De nombreux facteurs influençant la performance doivent être pris en compte lors de la sélection d'un fluide de fracturation et surveillés pendant la préparation sur place. [5]

Type of Additive	Function Performed	Typical Products
Biocide	Kills bacteria	Gluteraldehyde carbonate
Breaker	Reduces fluid viscosity	Acid, oxidizer, enzyme breaker
Buffer	Controls the pH	Sodium bicarbonate, fumaric acid
Clay stabilizer	Prevents clay swelling	KCl, NHCl, KCl substitutes
Diverting agent	Diverts flow of fluid	Ball sealers, rock salt, flake boric acid
Fluid loss additive	Improves fluid efficiency	Diesel, particulates, fine sand
Friction reducer	Reduces the friction	Anionic copolymer
Iron Controller	Keeps iron in solution	Acetic and citric acid
Surfactant	Lowers surface tension	Fluorocarbon, Nonionic
Gel stabilizer	Reduces thermal degradation	MEOH, sodium thiosulphate

Tableau I. 2: Résumé de certains additifs chimiques

Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre une revue générale sur les points principaux de la fracturation hydraulique, incluant certains aspects sur la mécanique des roches, l'initiation et l'extension de fracture, les fluides de fracturation, les proppants et les additifs.

Cette revue nous permet de comprendre cette technologie afin de nous permettre de connaître son implication vis-à-vis à l'environnement, qui va être décrit dans le chapitre antérieur.

CHAPITRE II :

L'impact environnemental sur la
fracturation hydraulique

Introduction :

La fracturation hydraulique peut avoir un large éventail d'impacts sur la santé humaine et sur l'environnement. Ces impacts sont causés par des aspects environnementaux, y compris les activités et les produits liés au processus de fracturation. Les produits chimiques utilisés et les déchets générés par les opérations de fracturation hydraulique sont désignés sous le nom de "produits". Les caractéristiques des produits (toxicité, volumes, durée d'exposition et quantité de produits chimiques) peuvent avoir de graves effets néfastes sur les surfaces et les sous-surfaces environnementaux.

Les impacts écologiques sont causés par les aspects environnementaux associés au processus de fracturation hydraulique qui affectent l'environnement physique ainsi que la flore et la faune de la région. L'accent est mis sur les effets néfastes des produits chimiques sur l'environnement physique.

L'augmentation du nombre d'opérations de fracturation hydraulique nécessite d'accorder plus d'attention aux considérations environnementales et de sécurité de cette technologie. Une compréhension approfondie de la nature complexe et des causes des incidents liés à l'opération de fracturation hydraulique est une condition préalable à toute stratégie de mitigation (atténuation) des risques proactifs.

Les impacts potentiels sur l'environnement et les facteurs de risque de la fracturation hydraulique massive sont :

- L'utilisation de substances chimiques dangereuses entraînant la contamination des eaux souterraines ;
- une forte demande d'eau pour la fracturation;
- la contamination du gaz naturel dans les eaux souterraines près de la surface dans le cas des puits insuffisamment traités
- l'utilisation accrue des espaces en raison du grand nombre de puits
- Éventuellement une augmentation de l'émission de gaz/méthane
- impacts environnementaux secondaires (p. Ex. Stockage et nettoyage d'eau polluée, pollution de l'air résultant de l'exploitation, extraction de matières radioactives, etc.);

- Une possibilité d'un séisme induit ainsi que la pollution sonore.
- L'apparition d'éléments toxiques naturels dissous à partir des schistes dans le liquide de fracturation récupéré. [6]

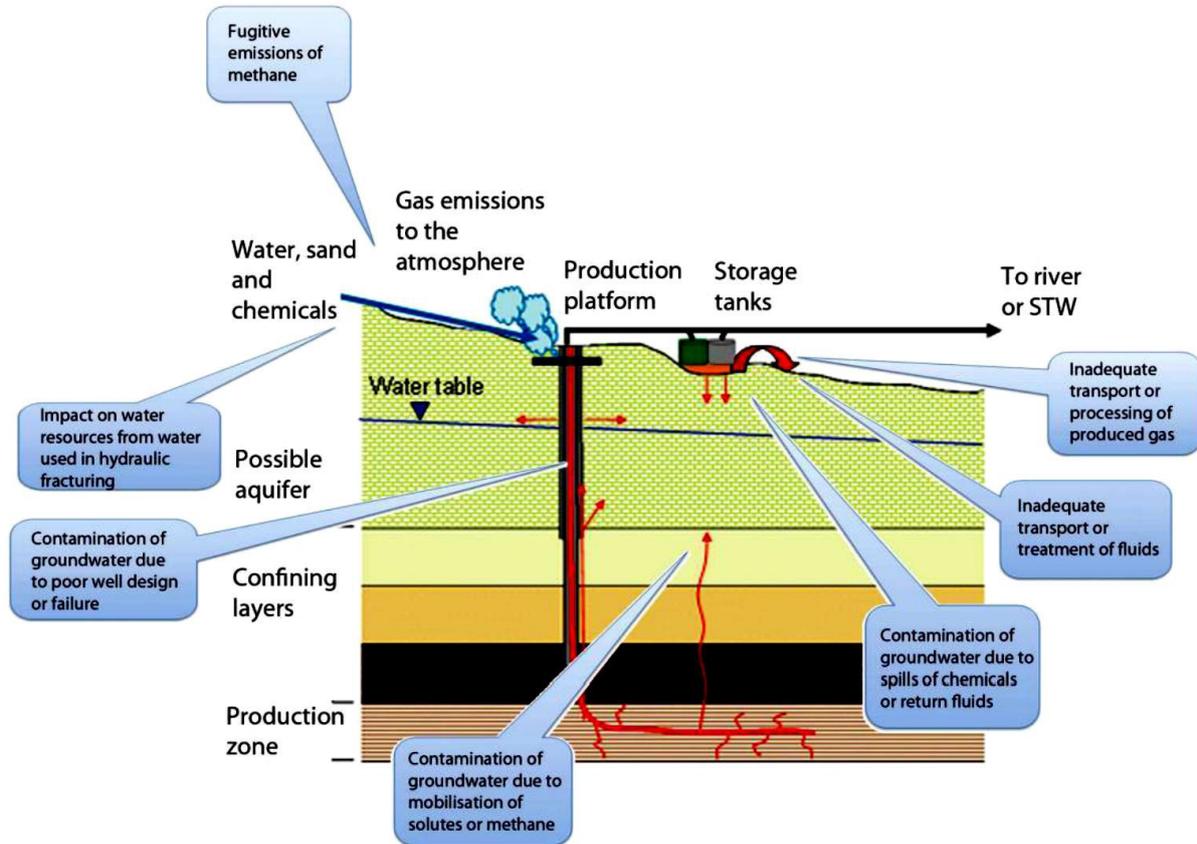


Figure II. 1: Impacts environnementaux possibles de la fracturation hydraulique en cas d'opérations inadéquats ou des cas d'urgences.

II.1.Cycle d'eau de fracturation hydraulique :

Le cycle hydraulique de l'eau de fracturation a cinq étapes; Chaque étape est définie par une activité impliquant l'eau qui supporte la fracturation hydraulique. Les étapes et les activités du cycle d'eau de fracturation hydraulique comprennent:

- Acquisition d'eau: le retrait des eaux souterraines ou de surface pour faire des fluides de fracturation hydraulique;

- Le mélange de produits chimiques: le mélange d'un fluide de base (généralement de l'eau), un agent de soutènement, et les additifs sur le site de puits pour créer des fluides de fracturation hydraulique;
- Puits d'injection: l'injection et la circulation des fluides de fracturation hydraulique dans les puits de production de pétrole et de gaz et ainsi dans la formation rocheuse ciblée;
- Manutention de l'eau produite: la collecte et la manipulation sur place de l'eau qui revient à la surface après la fracturation hydraulique et le transport de cette eau pour élimination ou réutilisation; et
- Gestion des eaux usées : élimination et réutilisation des eaux usées de la fracturation hydraulique.

Chaque étape du cycle de l'eau de fracturation hydraulique a été évaluée pour identifier :

1. le potentiel d'impacts sur les ressources en eau potable ; et
2. les facteurs qui influent sur la fréquence ou la gravité des impacts.

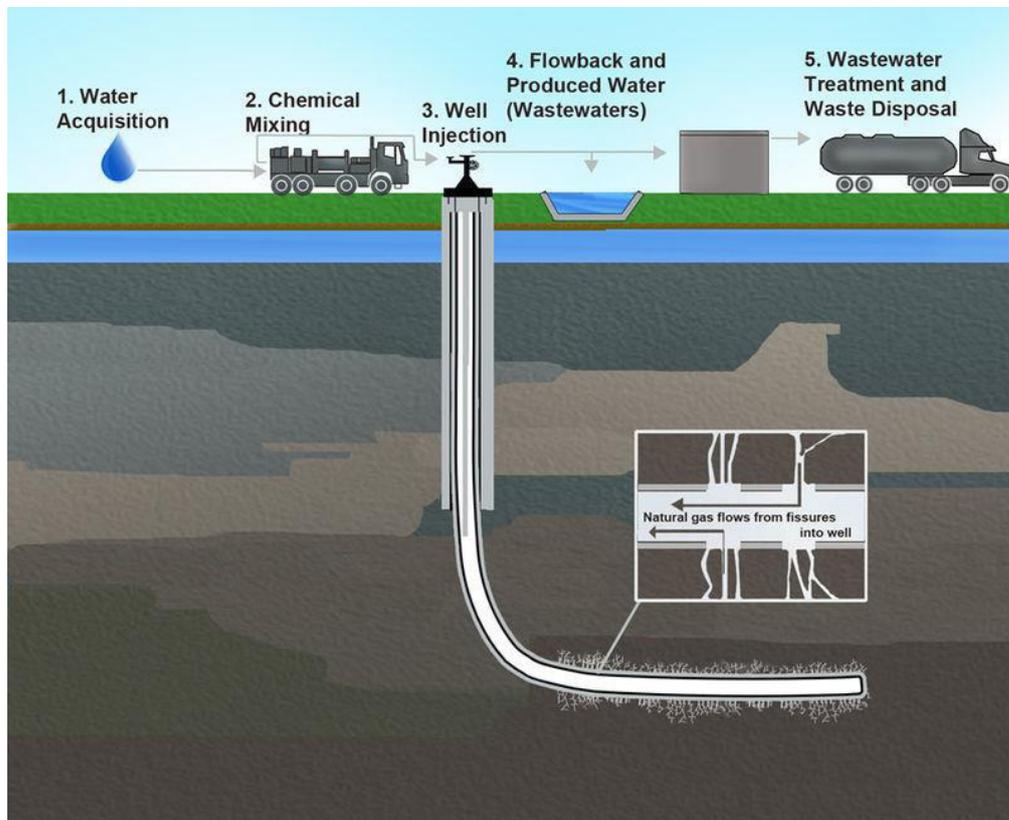


Figure II. 2: Cinq étapes du cycle de l'eau de fracturation hydraulique.

II.1.1.Acquisition d'eau :

L'eau est une composante majeure de presque toutes les opérations de fracturation hydraulique. Il représente généralement près de 90% ou plus du volume de fluide injecté dans un puits, et chaque puits fracturé hydrauliquement nécessite des milliers à des millions de gallons d'eau. L'eau douce est utilisée pour permettre le mélange des produits chimiques avec des réactions prévisibles. Ainsi, l'eau doit être traitée de manière intensive avant utilisation pour s'assurer que les précipitations de certains produits chimiques ne se produisent pas. La principale préoccupation est que les eaux fraîches de surface et souterraines sont la source de l'eau potable et de l'agriculture dans la plupart des régions.

L'impact écologique du retrait et du transport de grands volumes d'eau peut varier en fonction des conditions régionales. Dans les régions arides, où l'aquifère et les eaux de surface sont limitées, le retrait de grands volumes d'eau peut causer de graves impacts écologiques. Cela peut conduire à l'abaissement de la nappe phréatique ou à l'assèchement des aquifères d'eau potable, aussi à la diminution des débits et à la réduction des volumes d'eau dans les réservoirs d'eau de surface.

L'abaissement de la nappe phréatique peut affecter la qualité de l'eau des aquifères de plusieurs façons. Dans les régions côtières, il peut provoquer des intrusions d'eau salée dans l'aquifère des eaux souterraines. Lorsque la pression diminue dans l'aquifère par un grand retrait de l'eau, l'eau de mer peut s'infiltrer dans l'aquifère et la contaminer par une forte salinité. Les retraits peuvent abaisser les niveaux d'eau et altérer les débits, ce qui pourrait réduire la capacité d'un cours d'eau à diluer les contaminants.

En outre, la qualité de l'eau de l'aquifère peut également être affectée par l'exposition des minéraux naturels à un environnement riche en oxygène, entraînant des changements chimiques qui affectent la solubilité et la mobilité des minéraux. Par exemple, l'abaissement des nappes phréatiques au Bangladesh a introduit de l'eau riche en oxygène de la surface, en recourant l'arsenic oxydé dans les sédiments d'un arsénite moins soluble à un état d'arséniate, qui est un composé plus soluble dans l'eau. Cela a entraîné la contamination de plus de 4 millions de puits d'eau potable avec des niveaux élevés d'arsenic, produisant l'un des pires désastres de santé publique au Bangladesh.

Les prélèvements de grandes quantités d'eau provenant des ressources en eau de surface (cours d'eau, lacs et étangs) peuvent affecter considérablement le mouvement et la distribution de cette ressource vitale. Il est important de reconnaître que les sols et les eaux de surface sont reliés hydrauliquement. Par conséquent, les changements de la qualité et de la quantité de l'eau de surface peuvent produire des effets néfastes sur les aquifères de sous-sol peu profonds et vice versa.

Dans le Marcellus Shale en Pennsylvanie au Etats Unis, par exemple, la plupart des eaux utilisées pour la fracturation hydraulique proviennent de l'eau de surface, tandis que les eaux de surface et souterraines sont utilisées dans des proportions approximativement égales dans le Shale de Barnett au Texas (voir la figure II.3.a, b). Dans les zones qui ne disposent pas d'eau de surface disponible (par exemple, dans l'ouest du Texas), l'eau souterraine fournit la majeure partie de l'eau nécessaire pour la fracturation hydraulique.

II.1.1.1. Mesures d'atténuation :

La réduction du retrait d'eau douce peut être obtenue en traitant et recyclant le retour de flux et l'eau produite lors de l'opération de fracturation. On estime que 20-75% du liquide de fracturation injecté peut être produit à la surface dans les deux premières semaines après la fin de la fracturation. Si toute cette eau est recyclée, elle pourrait avoir un impact positif important dans la réduction de la demande d'eau douce.

Une autre façon de réduire la demande d'eau douce sur les ressources locales consiste à utiliser des eaux souterraines non potables, mais l'eau non potable peut nécessiter un traitement pour l'élimination des sels qui pourrait provoquer des précipitations lorsque des produits chimiques nécessaires au processus de fracture sont ajoutés.

Une autre alternative qui peut être efficace pour réduire la demande d'eau sur les eaux souterraines ou les eaux de surface pendant les saisons sèches est de retirer et de stocker les eaux de surface dans les bassins pendant les saisons humides ou lorsque l'eau est relâchée d'un réservoir. L'utilisation du flux saisonnier permet de planifier les prélèvements afin d'éviter les impacts potentiels sur l'approvisionnement municipal en eau potable ou sur les réserves aquatiques et riveraines.

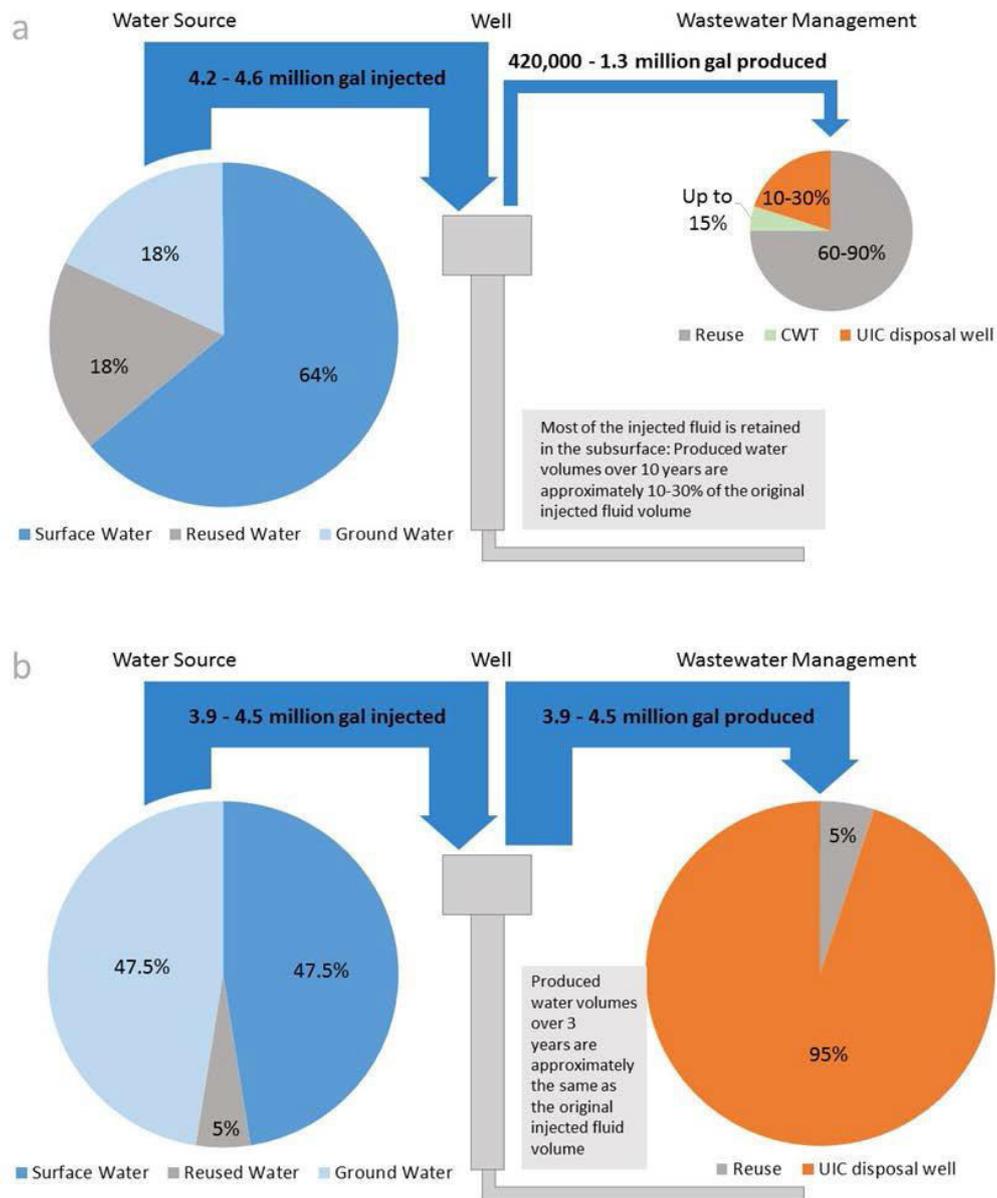


Figure II. 3: Budgets d'eau représentatifs des pratiques dans le Marcellus Shale dans le bassin de la rivière Susquehanna en Pennsylvanie (a) et le Barnett Shale au Texas (b).

II.1.2.Mélange de produits chimiques :

Les fluides de fracturation hydraulique sont conçus pour créer et faire croître les fractures dans la formation rocheuse ciblée et à transporter des agents de soutènement dans les fractures nouvellement créées. Les fluides de fracturation hydraulique sont généralement constitués de fluides de base, de proppants et d'additifs. Les fluides de

base constituent la plus grande proportion de fluides de fracturation hydraulique par volume.

Le proppant constitue la deuxième plus grande proportion de fluides de fracturation hydraulique. Le sable est l'agent de soutènement le plus couramment utilisé. D'autres proppants peuvent inclure des particules artificielles ou spécialement conçues, telles que des matériaux céramiques à haute résistance ou de la bauxite frittée.

Les additifs font généralement la plus faible proportion de la composition globale des fluides de fracturation hydraulique, mais le plus grand potentiel d'impact sur la qualité des ressources en eau potable par rapport aux agents de soutènement et aux fluides de base.

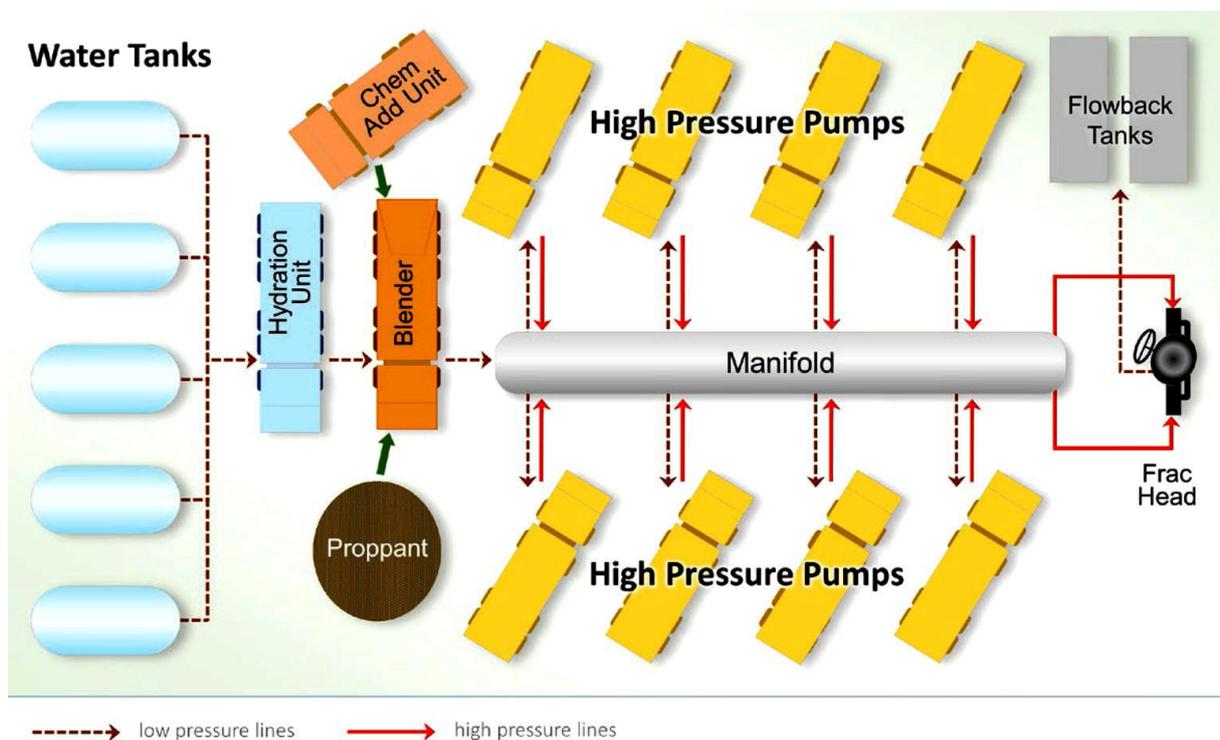


Figure II. 4: Illustration de l'opération du mélange de produits chimiques et du réseau d'injection et de collecte des fluides de fracturation

II.1.2.1. Déversements de surface :

Les opérations de fracturation hydraulique sont intensives sur une courte période, habituellement quelques semaines, et nécessitent une grande quantité d'équipements et de produits chimiques, tels que: pompes, proppant, véhicules et autres équipements pouvant entraîner des déversements non intentionnels sur la surface. Ces déversements

peuvent s'infiltrer dans les aquifères d'eaux souterraines peu profondes, s'écouler dans les eaux de surface, s'évaporer dans l'air ou rester sur le sol de surface en fonction du type de déversement et de leur emplacement.

Les déversements de surface peuvent survenir à la suite d'une foule d'accidents imprévisibles tels que : les ruptures de réservoirs, les défaillances d'équipement, les surcharges, les vandalismes, les accidents ou les opérations mal entretenues.

Les compositions chimiques des déversements peuvent être extrêmement variées en raison du grand inventaire des différents produits chimiques utilisés pour la fracturation. Cela dépend en grande partie du type de fluide de fracturation conçu pour un cas particulier. On estime que la concentration de produits chimiques dans les fluides fractionnés est comprise entre 0,5% et 2%. Cela peut sembler une petite quantité, mais en réalité, leurs volumes sont importants en raison du volume important de liquide de fracturation qui est généralement utilisé pour chaque traitement par fracturation d'un puits horizontal (1 million à 4 millions de gallons). Cela signifie que le volume de produits chimiques utilisés peut varier entre 5 000 et 80 000 gallons pour chaque puits horizontal. Certains produits chimiques sont dangereux pour la santé humaine, même en très petites quantités, tandis que d'autres sont bénins. Ce grand volume de produits chimiques doit être géré correctement, en veillant à ce qu'il ne renverse pas et ne contamine pas l'environnement.

Le potentiel pour les fluides déversés d'avoir un impact sur les eaux souterraines ou les eaux de surface dépend des caractéristiques du déversement, (figure II.5). Les caractéristiques spécifiques du site affectent la façon dont les liquides déversés se déplacent dans le sol, la sous-surface ou sur la surface de la terre. Généralement, les sols hautement perméables où la roche fracturée peuvent permettre aux liquides déversés de se déplacer rapidement dans et à travers la sous-surface, limitant l'opportunité pour les liquides renversés de se déplacer sur les terres vers les ressources en eau de surface. Dans les sols à faible perméabilité, les liquides déversés sont moins capables de se déplacer dans la sous-surface et sont plus susceptibles de se déplacer sur la surface de la terre. Dans les deux cas, le volume déversé et la distance entre l'emplacement du déversement et les ressources en eau proches affecte si les liquides déversés atteignent les ressources en eau potable. Les déversements en grand volume sont généralement plus susceptibles d'atteindre les ressources en eau potable, car ils sont plus susceptibles

de parcourir la distance entre l'emplacement du déversement et les ressources en eau à proximité.

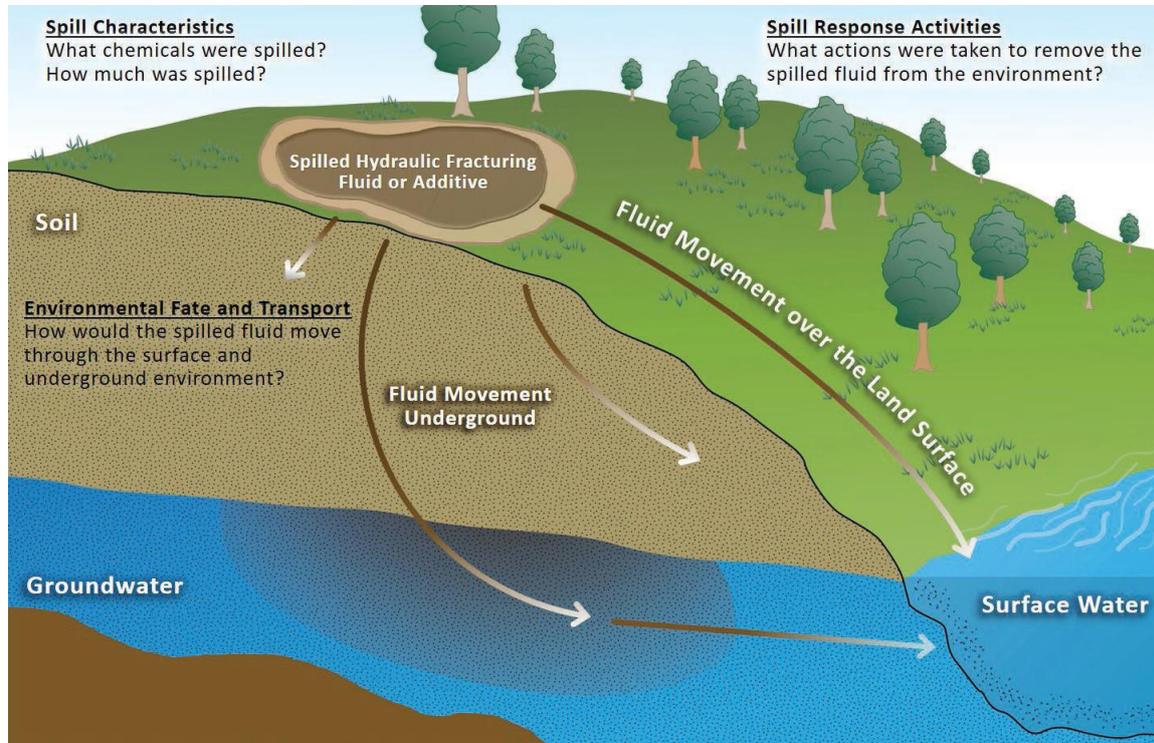


Figure II. 5: Description généralisée des facteurs qui influent sur le fait que les fluides de fracturation hydraulique déversés ou les additifs atteignent les ressources en eau potable.

II.1.2.2. Mesures d'atténuation :

Les déversements de surface et leurs effets peuvent être minimisés par :

- Fournir une formation adéquate aux ouvriers de chantier de l'équipement de manutention et des produits chimiques;
- L'utilisation des produits chimiques qui ne sont pas toxiques pour l'environnement et sont biodégradables;
- L'utilisation revêtements appropriés pour contenir les déversements;
- L'utilisation des réservoirs à double paroi pour minimiser les accidents liés à la rupture des parois isolés;
- Un contrôle spécifique de la prévention des déversements, des plans de contre-mesure et les équipements/produits chimiques nécessaires pour neutraliser tout déversement;

- Un Bon entretien ménager.

II.1.3.Puits d'injection :

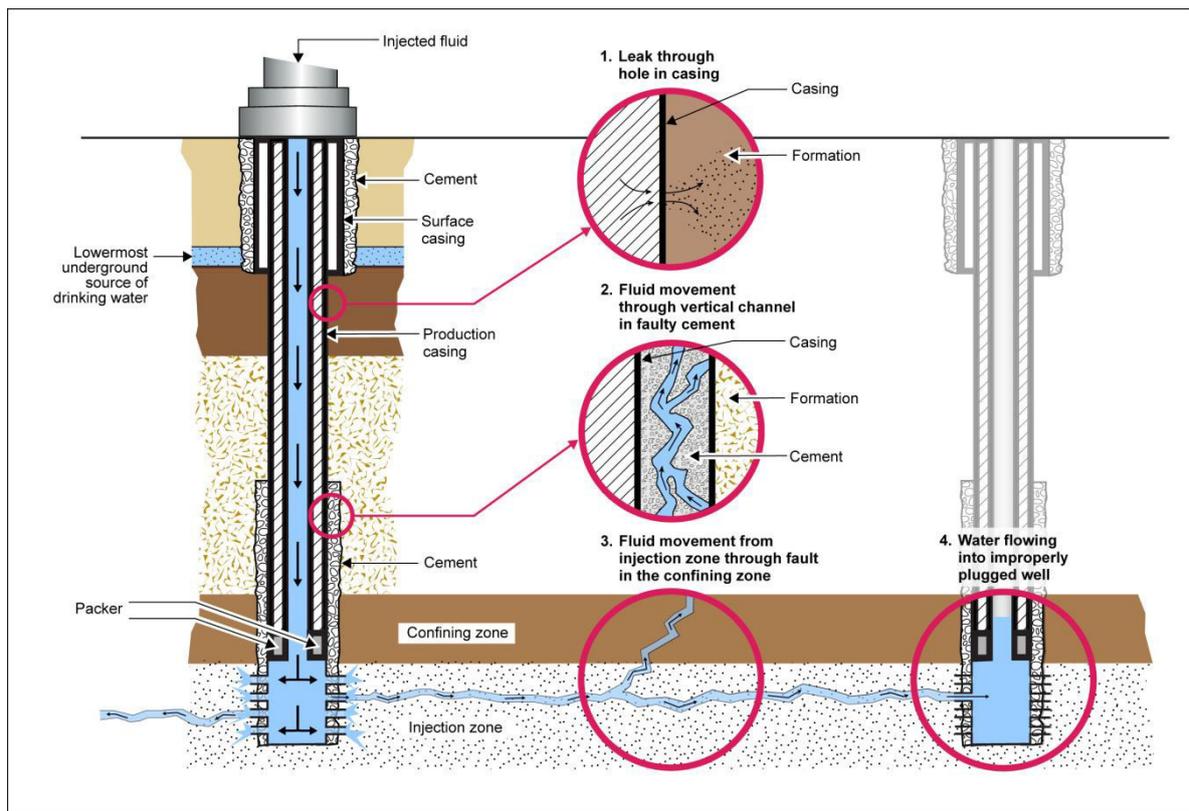
Les fluides de fracturation hydraulique sont injectés dans des puits d'huile ou de gaz sous de fortes pressions. Les fluides traversent le puits (généralement des milliers de pieds sous la surface) dans la zone de production (c.-à-d., La formation géologique étant fracturée) où les pressions d'injection de fluide sont suffisantes pour créer des fractures dans la roche.

Les puits de production de pétrole et de gaz sont conçus et construits pour déplacer des fluides vers et à partir de la formation rocheuse ciblée sans fuite et pour empêcher un mouvement du fluide le long de l'extérieur du puits. Ceci est généralement accompli par l'installation de plusieurs couches de tubage et le ciment à l'intérieur du trou foré, en particulier lorsque le puits est en intersection avec l'huile-gaz, et/ou des formations rocheuses portant l'eau. Le casing et le ciment, en plus d'autres composants du puits, peuvent contrôler le mouvement du fluide de fracturation hydraulique en créant une voie d'écoulement préférée et en empêchant le mouvement involontaire du fluide.

Au cours de la fracturation hydraulique, un puits est soumis à de plus grands changements de pression et de température que pendant toute autre activité dans la vie du puits. Lorsque le fluide de fracturation hydraulique est injecté dans le puits, la pression appliquée au puits augmente jusqu'à ce que la formation de roche ciblée fracasse; puis la pression diminue. Un puits peut également subir des changements de température lorsque le fluide de fractures hydraulique plus froid entre dans le puits chaud. Le casing, cimenting, et d'autres composants de puits doivent être en mesure de résister à ces changements de pression et de la température, de sorte que les fluides de fracturation hydraulique peuvent circuler à la formation rocheuse ciblée sans fuite.

Il existe deux principaux mécanismes souterrains par lesquels l'injection de fluide et la création et la propagation de fractures peuvent entraîner une contamination des ressources en eau potable:

1. le mouvement involontaire de liquides ou de gaz hors du puits de production ou le long de l'extérieur du puits de production dans une ressource en eau potable par l'intermédiaire d'irrégularités dans le tubage ou le ciment du puits, et ;
2. le mouvement involontaire de liquides ou de gaz à partir de la zone de production à travers des formations géologiques du sous-sol dans une ressource en eau potable. Les combinaisons de ces deux mécanismes sont également possibles. [7]



Source: GAO analysis of EPA information. | GAO-14-555

Figure II. 6: Voies de contamination des sources souterraines d'eau potable.

II.1.3.1. Impact pathways (les voies d'impact) :

Les voies d'impact potentiels liés à l'eau, résultant de l'exploration et de l'exploitation des dépôts de gaz non conventionnels par fracturation, sont montrés schématiquement dans la figure II.7. Les voies d'impact technique (telles que les défaillances des casings de puits) et les chemins d'impact géologiques (telles que les failles géologiques) doivent être prises en compte. Pour qu'une voie d'impact géologique soit pertinente, elle doit impliquer à la fois une perméabilité et une différence de potentiel (différence de pression), les deux facteurs nécessaires pour un flux dirigé. Si les deux facteurs sont présents ou non dépendra de:

- a) les conditions naturelles pertinentes ;
- b) la nature et la portée de l'intervention en question.

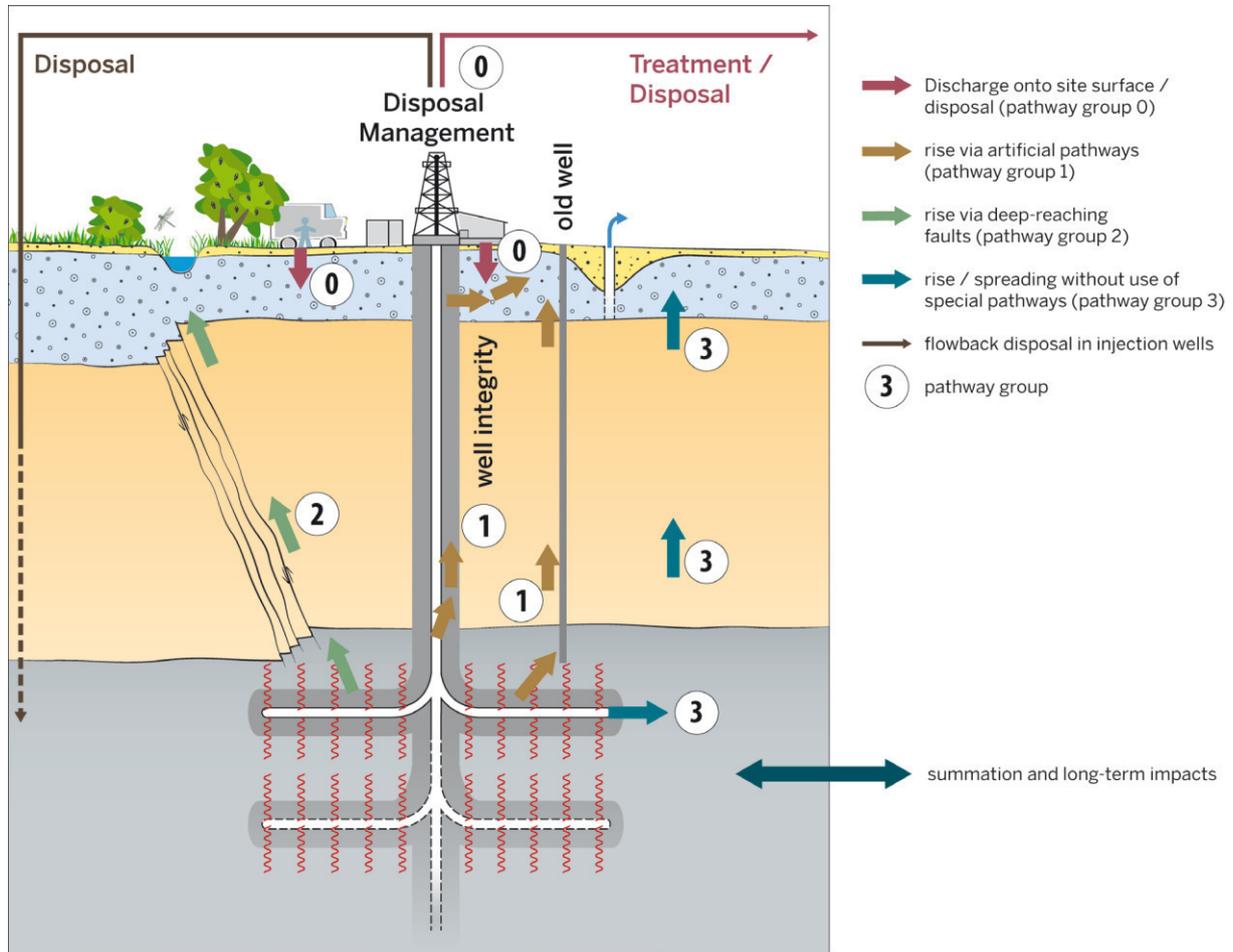


Figure II. 7: Description schématique des voies d'impact potentielles

Groupe de cheminement 0 (pathway group 0) :

Le groupe de cheminement 0 se réfère aux polluants qui se produisent directement à la surface du sol, et en particulier dans la manipulation des fluides de fracturation (transport, stockage, etc.) et dans la gestion du reflux. Souvent, ces polluants seront précédés d'une défaillance de l'équipement utilisé. Le groupe de cheminement 0 est particulièrement important pendant la phase de fracturation, lorsque la manipulation de fluides de fracturation et du reflux - y compris le transport, le stockage et l'élimination - est plus intensive. Les polluants à la surface du sol peuvent survenir par des accidents, des perturbations ou une mauvaise manipulation.

Groupe de cheminement 1 (pathway group 1) :

Le groupe de cheminement 1 se réfère aux polluants potentiels et à la propagation le long des puits, c'est-à-dire aux voies souterraines artificielles. En ce qui concerne les chemins d'impact impliqués, une distinction doit être faite entre les puits de production et les anciens puits, tels que les puits d'autres activités d'exploration et d'utilisation. Les options pour contrôler et surveiller la formation de fractures pendant la fracturation jouent un rôle important à l'égard des puits anciens, car les fractures peuvent ouvrir des connexions hydrauliques soudaines aux anciens puits.

Dans les puits de production, des fuites peuvent se produire pendant le processus de fracturation qui peut conduire à une entrée indésirable de fluides de fracturation dans l'espace annulaire ou dans la roche voisine; En outre, les défaillances des cimentations et ou des casings peuvent devenir des chemins d'impact à long terme.

Groupe de cheminement 2 (pathway group 2) :

Le groupe de cheminement 2 comprend tous les chemins d'impact le long des failles géologiques. De manière significative, la perméabilité selon une faille donnée peut varier en termes de section. Alors que les failles continues et profondes peuvent souvent être surveillées, car les endroits proches de leurs affleurements sont habituellement connus, les failles qui ne touchent que les parties du mort-terrain sont difficiles à surveiller. Les options pour contrôler et surveiller la formation de fractures pendant la fracturation jouent également un rôle important en ce qui concerne le groupe de cheminement 2, car les fractures peuvent ouvrir des connexions hydrauliques failles.

Groupe de cheminement 2 (pathway group 3) :

Le groupe de cheminement 3 comprend une augmentation importante, ainsi que l'étalement latéral, des gaz et des fluides à travers des strates géologiques (par exemple, via un aquifère), sans voies préférées similaires à celles décrites pour les groupes de cheminement 1 et 2. Les chemins d'impact dans le groupe de cheminement 3 dépendent principalement sur les conditions géologiques et hydrogéologiques en vigueur. [8]

II.1.4.Manutention de l'eau produite :

Après la fracturation hydraulique, la pression d'injection appliquée au puits de production d'huile ou de gaz est relâchée, et la direction de l'écoulement du fluide s'inverse, ce qui provoque l'écoulement du fluide hors du puits. Le fluide qui revient

initialement à la surface après fracturation hydraulique est principalement un fluide de fracturation hydraulique et est parfois appelé "flowback". Au fil du temps, le fluide qui retourne à la surface contient de l'eau et des quantités économiques de l'huile et de gaz est similaire à celle du fluide naturellement trouvé dans la formation de roches ciblées et est généralement appelé "eau produite".

L'eau produite peut contenir de nombreux constituants, selon la composition du fluide de fracturation hydraulique injecté et le type de roche fracturée hydrauliquement. La connaissance de la composition chimique de l'eau produite provient de la collecte et de l'analyse des échantillons d'eau produits, qui nécessitent souvent des équipements de laboratoire avancés et des techniques permettant de détecter et de quantifier les produits chimiques dans l'eau produite. En général, on a constaté que l'eau produite contenait:

- Des sels, y compris ceux composés de chlorure, de bromure, de sulfate, de sodium, de magnésium et de calcium;
- Des métaux, incluant le baryum, le manganèse, le fer et le strontium;
- Des composés organiques naturels, comme le benzène, le toluène, l'éthylbenzène, les xylènes (BTEX) et l'huile et la graisse;
- Des matériaux radioactifs, tel que le radium; et
- Des produits chimiques de fracturation hydraulique et leurs produits de transformation chimique.

Les déversements d'eau produite lors de l'étape de manutention de l'eau produite dans le cycle de l'eau de fracturation hydraulique ont parfois atteint des eaux souterraines et des eaux de surface. Plusieurs cas d'impact sur les ressources en eau causés par les déversements d'eau produits suggèrent que les impacts sont caractérisés par des augmentations de la salinité de la ressource affectée des eaux souterraines ou des eaux de surface. En l'absence de voies directes vers les ressources en eaux souterraines (p. Ex., Roche fracturée), les débordements volumineux sont plus susceptibles de se déplacer plus loin du site du déversement, potentiellement vers les eaux souterraines ou les eaux de surface. De plus, l'eau saline produite peut migrer vers le bas dans le sol et dans les ressources en eaux souterraines, ce qui entraîne une contamination à plus long terme des eaux souterraines. Les activités de prévention et de

prévention des déversements peuvent empêcher les fluides déversés d'atteindre les eaux souterraines ou les eaux de surface et de minimiser les impacts des fluides déversés.

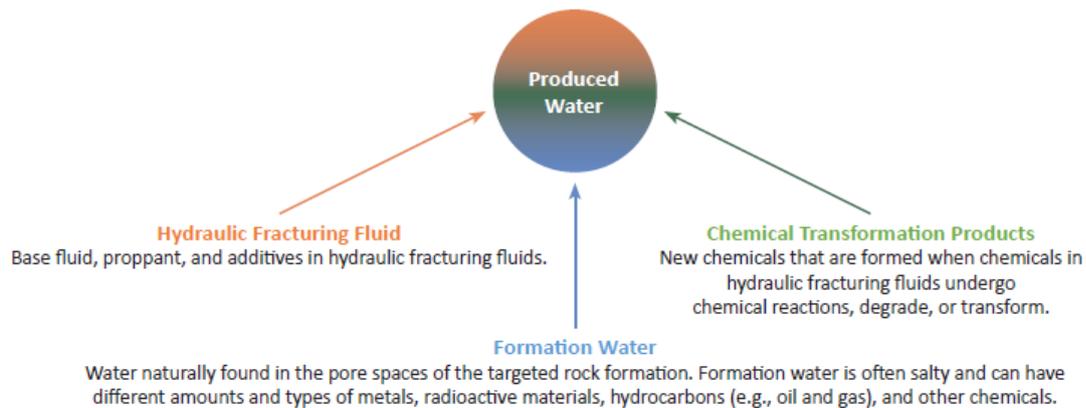


Figure II. 8: Eau produite à partir des puits de production de pétrole et de gaz fracturés hydrauliquement.

II.1.5. Gestion des eaux usées :

Les lois sur la gestion des eaux usées et l'élimination interdisent aux opérateurs de déverser directement les eaux usées associées à la production de gaz de schiste dans les cours d'eau. Les deux options principalement utilisées aujourd'hui pour gérer les eaux usées sont les puits d'élimination souterraine et le recyclage. Les options peu utilisées incluent le traitement des eaux usées avant la décharge dans les cours d'eau publics et l'évaporation dans les bassins de stockage ouverts.

L'élimination des eaux usées de fracturation hydraulique dans les puits d'élimination souterraine est souvent rentable, surtout quand se trouve un puits d'élimination souterraine à une distance raisonnable d'un puits production de pétrole ou de gaz fracturés hydrauliquement. Une autre option est la réutilisation des eaux usées pour les opérations ultérieures de fracturation hydraulique, qui peut nécessiter un traitement minimal ou un traitement plus extensif.

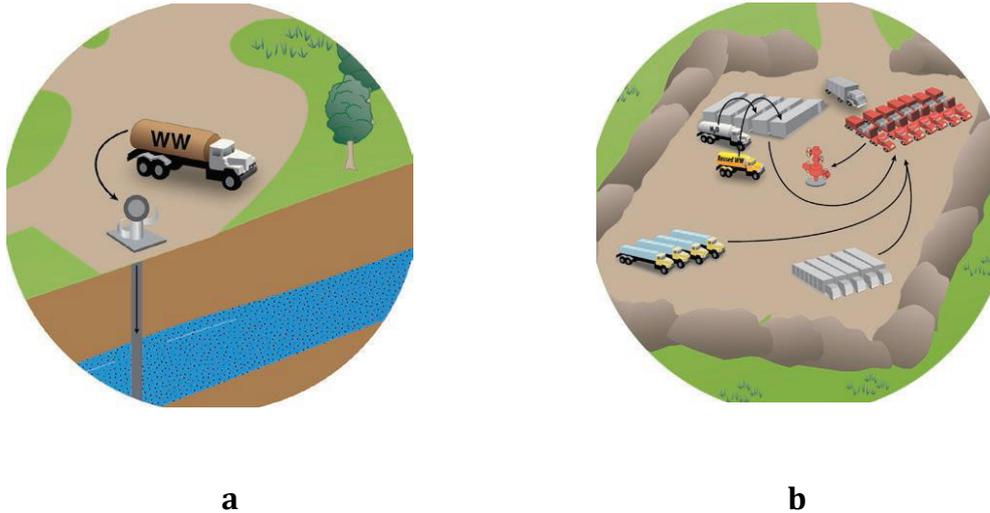


Figure II. 9: a) Injection dans les puits d'élimination souterraine b) réutilisation dans d'autres opérations de fracturation hydraulique.

Les dispositions d'élimination de surface libèrent généralement des eaux usées traitées ou, sous certaines conditions, les eaux usées non traitées directement dans les eaux de surface ou dans des bassins de stockage. Si elles sont rejetées dans des bassins de stockage, les eaux usées traitées ou non traitées peuvent s'infiltrer dans les eaux souterraines. Étant donné que le destin ultime des eaux usées peut être des eaux souterraines ou des eaux de surface, l'élimination des eaux usées par fracturation hydraulique en particulier peut affecter les ressources en eau potable. [7]

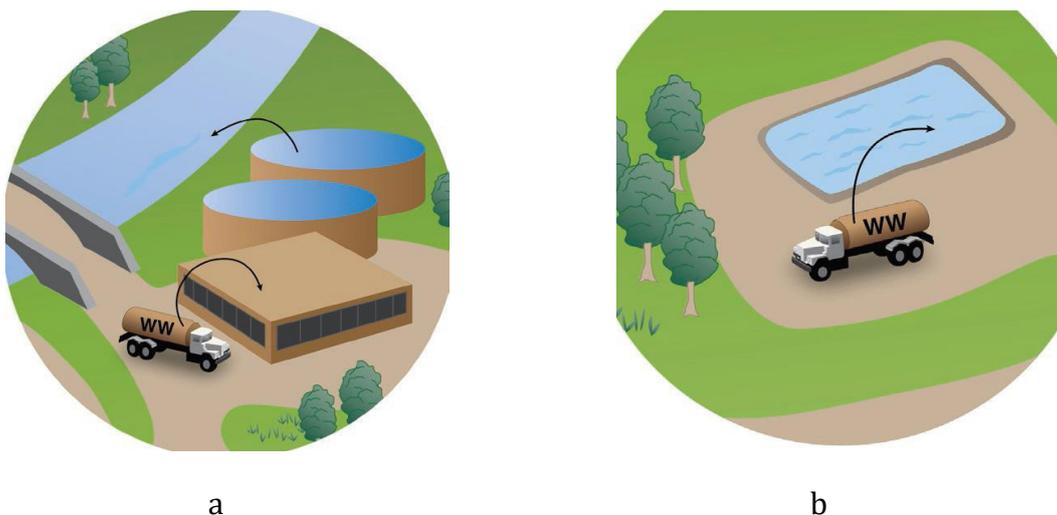


Figure II. 10: a) Traitement des eaux usées et leur libération dans des eaux de surface b) disposition des eaux usées dans des bassins de stockage.

II.2.Pollution d'air :

Une étude complète a identifié 15 procédés et sources de production de pétrole et de gaz différents - y compris le processus de forage, les eaux usées et les citernes de condensat - qui peuvent libérer des contaminants atmosphériques (figure II.11). Les auteurs de cette étude concluent que «l'inquiétude légitime est que la pollution atmosphérique locale peut produire des effets néfastes sur les personnes qui vivent à proximité du site ou des procédés émettant des émissions élevées». L'expansion rapide de la fracturation hydraulique, à la fois dans les zones où se trouvent les activités pétrolières et gazières existantes et les zones précédemment non usées, peut conduire à une augmentation du type de pollution généralement constatée dans le développement conventionnel du pétrole et du gaz et à d'autres polluants spécifiques à la fracturation hydraulique, tels que le sable de silice, les additifs chimiques de fracturation et les eaux usées produits.

II.2.1.Emissions diesel :

Les émissions de diesel proviennent des moteurs à combustion des camions lourds et des machines utilisées lors de la préparation, du forage et de la production des puits. L'échappement des moteurs diesel contient des centaines de produits chimiques toxiques. La plus grande préoccupation est les fines particules de suie diesel, qui peuvent se loger profondément dans les poumons, ce qui augmente les risques pour la santé, y compris: des visites en salle d'urgence, les admissions à l'hôpital, les crises d'asthme, les maladies cardio-respiratoire (y compris les crises cardiaques et accidents vasculaires cérébraux), les maladies respiratoires, les résultats défavorables de la grossesse, Et mort prématurée (de pneumonie, crise cardiaque, accident vasculaire cérébral et cancer du poumon)

II.2.2.Emissions toxiques :

Les polluants atmosphériques toxiques proviennent des émissions directes et fugitives d'hydrocarbures des puits et des infrastructures associées telles que les réservoirs de condensats, les déshydrateurs, les bassins des eaux usées et les pipelines. Le processus de fracturation hydraulique implique des douzaines de produits chimiques et le processus renvoie le pétrole, le gaz, les produits chimiques de fracturation

hydraulique, les saumures de formation et de composés mobiles, y compris les métaux lourds et les matières radioactives naturelles à la surface.

Le sulfure d'hydrogène (H₂S) est un gaz toxique et explosif qui peut être présent dans les formations de pétrole et de gaz et est produit avec les hydrocarbures. Il endommage le système nerveux central et peut être létal à des concentrations plus élevées (~ 1000 ppm). Alors que les travailleurs du pétrole et du gaz peuvent être tenus de porter des respirateurs de protection, aucune protection de ce type n'est envisagée pour les communautés environnantes.

Le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène (BTEX) et d'autres hydrocarbures toxiques tels que le formaldéhyde, libérés des opérations et de l'équipement du pétrole et du gaz peuvent entraîner des effets sur la santé allant de l'irritation des yeux, du nez, de la bouche et de la gorge à l'asthme aggravé et à d'autres affections respiratoires, les troubles sanguins, les dommages au fœtus en développement, les maladies liées au système immunitaire et le cancer.

II.2.3.Silice :

La silice, la composante principale comme proppant, est largement utilisée et en grandes quantités pour ouvrir les fractures créées lors du processus de fracturation hydraulique. L'inhalation de silice respirable peut causer de la silicose, une maladie pulmonaire irréversible, ainsi que le cancer du poumon. L'inhalation de la silice est maintenant également reconnue comme un risque pour la santé au travail chez les travailleurs du pétrole et du gaz.

II.2.4.Smog d'ozone :

Les procédures liées à la fracturation hydraulique et les autres procédures liées à la production de pétrole et de gaz libèrent des oxydes d'azote et des COV (composés organiques volatils) qui réagissent en présence de la lumière du soleil pour former un smog d'ozone. L'exposition au smog d'ozone est associée à une variété d'effets respiratoires et cardiovasculaires, comme l'essoufflement, la réduction des fonctions

pulmonaires, l'asthme aggravé et les symptômes des maladies respiratoires chroniques, les inflammations et la mort prématurée. [10]

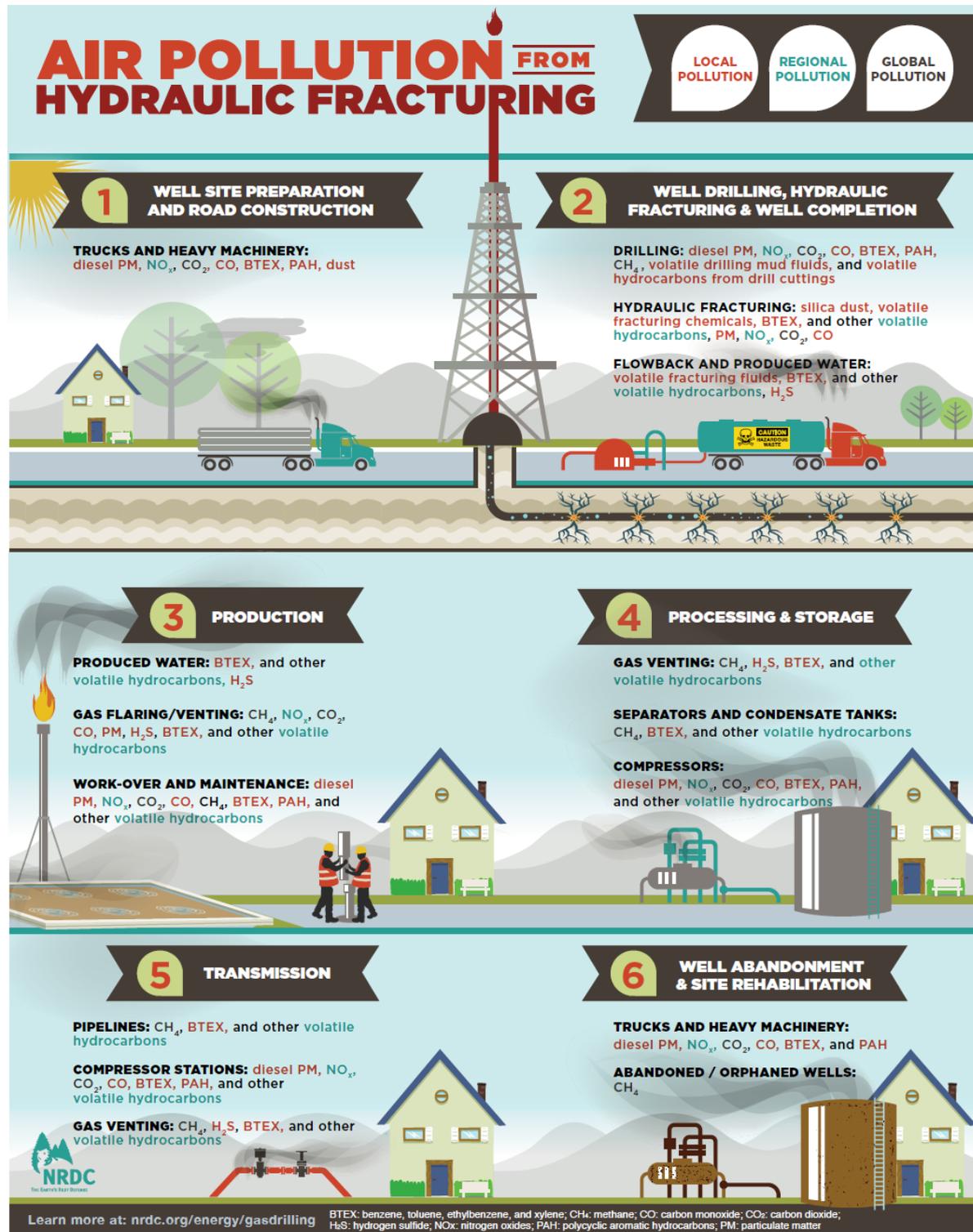


Figure II. 11: Principaux polluants d'air et toxiques libérées au cours des procédures de fracturation hydraulique et par les équipements utilisés.

II.3.Impact sur la santé humaine :

Les matériaux et les déchets associés à la fracturation hydraulique peuvent avoir une incidence sur la santé humaine. Les impacts potentiels dépendent principalement des types de matériel libérés, de sa concentration et de la durée de l'exposition. L'effet sur la communauté biotique à laquelle il est relâché pourrait être minime dans le cas de faibles concentrations, ou de faible toxicité, des composés, ou cela pourrait être significatif.

II.3.1.Principes toxicologiques :

Pour comprendre comment les produits chimiques environnementaux impliqués dans la fracturation hydraulique affectent la population humaine, il est essentiel d'avoir une compréhension fondamentale des principes toxicologiques. La toxicologie est l'étude des effets physicochimiques défavorables d'un agent chimique, physique ou biologique sur les organismes vivants et les écosystèmes et comprend la prévention et l'amélioration de ces effets indésirables. Un poison est un agent capable de produire une réponse délétère dans les systèmes biologiques. Pratiquement tous les produits chimiques connus ont le potentiel d'être du poison.

Les substances atteignent généralement le corps soit par l'air, soit par l'eau, et il peut aussi y avoir un contact direct entre la substance et le corps. Il doit y avoir une voie d'exposition en ce sens que la substance doit avoir un moyen d'atteindre et d'entrer dans le corps. Une fois que la substance a rencontré le corps, elle doit être absorbée pour qu'elle ait un effet quelconque. Les poumons, par exemple, présentent une grande surface à travers laquelle les substances qui atteignent les alvéoles peuvent être absorbées. Les matériaux peuvent être absorbés par le tractus gastro-intestinal, par l'estomac, l'intestin grêle ou le côlon. Des quantités mineures de matériaux exogènes peuvent être absorbées par les muqueuses, telles que celles des yeux ou du nez ou de la bouche.

La dose d'une substance toxique particulière peut être considérée de trois façons. Ces trois doses peuvent ne pas nécessairement être les mêmes, et il est probable que toutes les doses d'exposition ne seront pas absorbées et deviennent la dose interne :

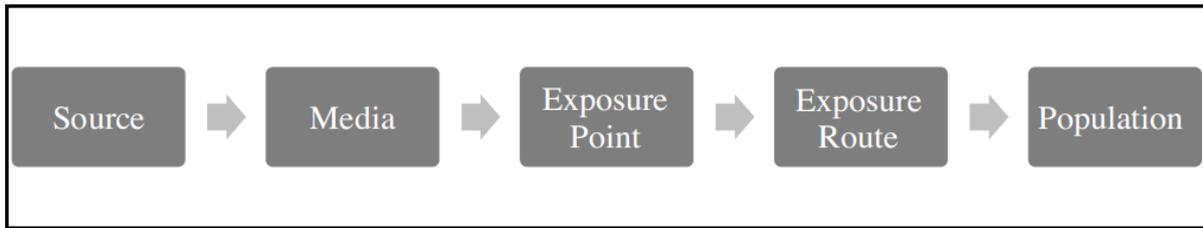


Figure II. 12: Voie d'exposition par laquelle un danger environnemental atteint une population.

- La première est la dose d'exposition, qui est la quantité d'une substance rencontrée dans l'environnement.
- La seconde est la dose interne ou absorbée, qui est la quantité d'une substance qui pénètre réellement dans le corps à travers la peau, le tractus gastro-intestinal, les poumons ou les muqueuses. L'absorption dépend principalement de la solubilité d'un produit chimique et des différentes caractéristiques de chaque voie d'entrée.
- Enfin, il existe la dose d'organe cible, qui est la quantité de substance toxique qui atteint l'organe. La dose interne est souvent métabolisée, ou biotransformée, par le foie ou le sang avant d'atteindre l'organisme cible. La dose d'organe cible est souvent inférieure à la dose d'exposition en raison des mécanismes de désintoxication du foie et, dans certains cas, le métabolite résultant est plus toxique que le produit chimique d'origine.

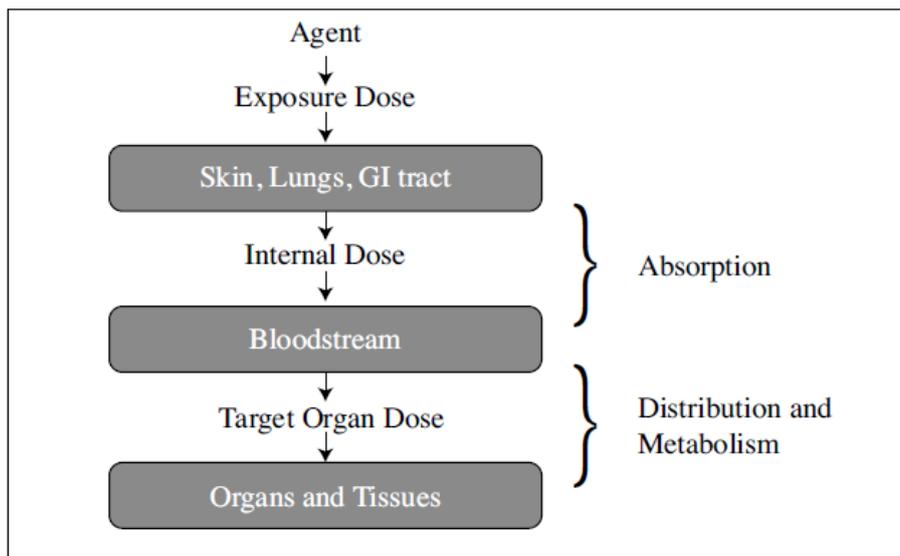


Figure II. 13: Processus par lequel un agent environnemental est distribué et absorbé par l'organe ou le tissu qu'il affecte.

II.3.2.Relation dose-effet :

La relation dose-effet de la population est la modification de la probabilité de réponse avec la modification de la dose. À chaque niveau de dose, il y a des membres de la population qui répondent ou ne répondent pas à la dose. Souvent, il existe une dose en dessous de laquelle il n'y a pas de réponse, appelée «dose sans effet nocif observable» (DSENO). Il peut également y avoir une dose, généralement plus élevée, dans laquelle tous les individus exposés à cette dose subiront un effet. Le point médian est la réponse à la dose de 50%, dans laquelle la moitié des personnes exposées connaîtront le point final d'intérêt.

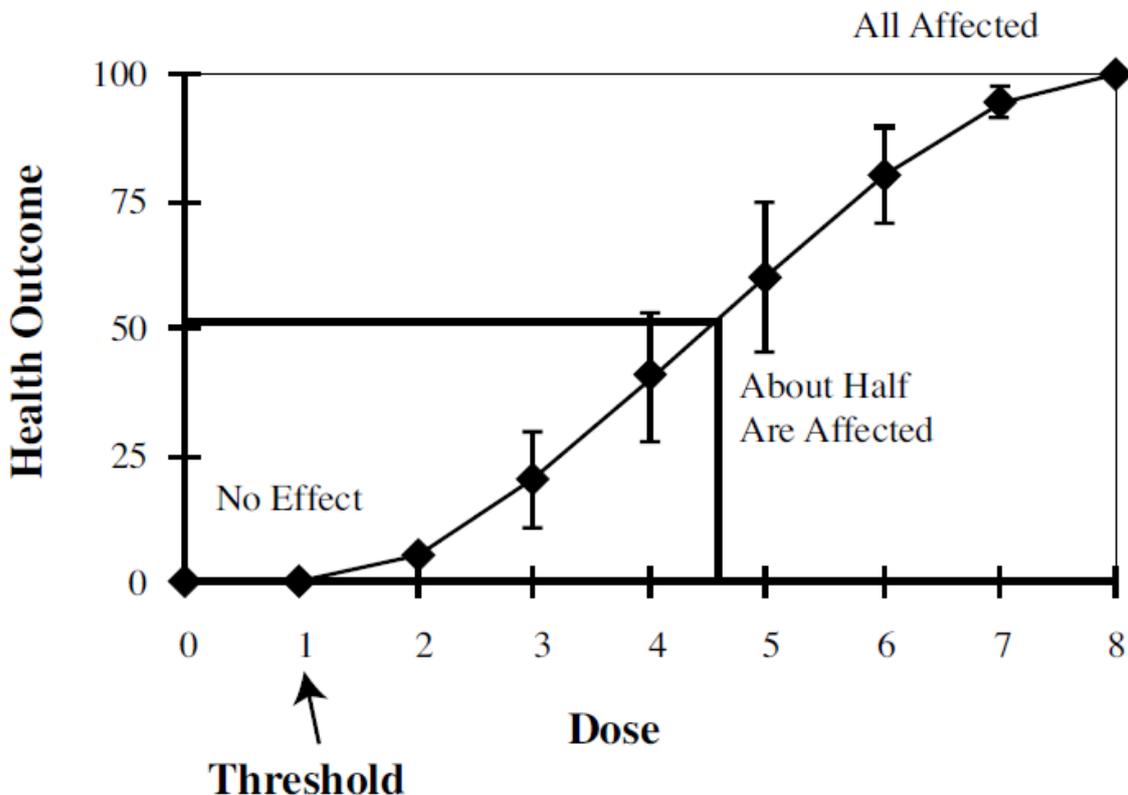


Figure II. 14: Courbe dose-effet.

II.3.3.Evaluation des risques :

Les tests de toxicité sont classés en fonction des résultats d'intérêt, y compris la toxicité pour la reproduction et le développement, la neurotoxicité, la mutagénicité, l'oncogénicité et l'immunotoxicité. Pour rendre l'information toxicologique significative, elle doit être placée dans le contexte de quel risque global.

Le risque est une fonction du danger et de l'exposition, et l'évaluation des risques est l'estimation qualitative et quantitative des effets potentiels sur la santé humaine à partir de diverses expositions chimiques.

Il existe quatre étapes dans l'évaluation des risques:

- identification des dangers,
- évaluation dose-effet,
- évaluation de l'exposition et
- caractérisation des risques. [11]

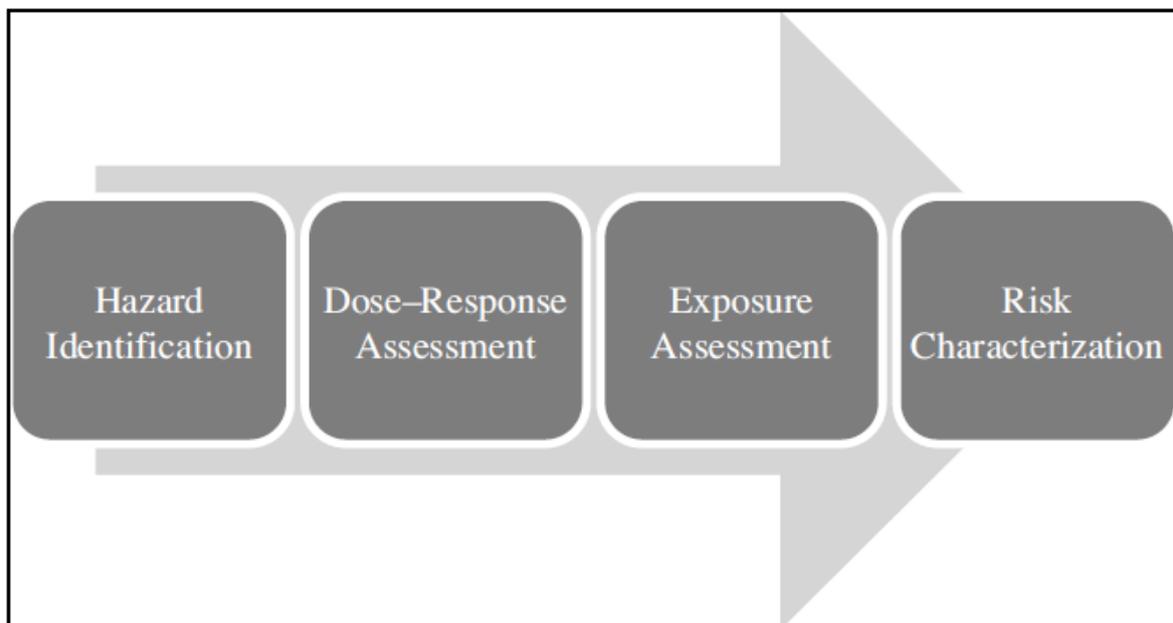


Figure II. 15: Etapes dans l'évaluation des risques.

Conclusion :

La problématique se pose dans ce chapitre, en effet les impacts environnementaux qui résultent de la fracturation hydraulique peuvent nuire, comme décrit ci-dessus, aux réserves d'eau, à sa qualité, et à celle de l'air aussi, ainsi qu'à la santé humaine.

Les causes principaux de cette problématique est l'acquisition excessive des réserves d'eau, l'utilisation des additifs chimiques et des proppants de façon inadéquate. Ce qui nous permet d'introduire le chapitre suivant qui est l'une des solutions existantes.

CHAPITRE III :

Introduction à la fracturation
cryogénique

Introduction :

De nos jours, les réservoirs non conventionnels à faible ou extrêmement faible perméabilité sont devenus une ressource exploitable importante de pétrole et de gaz. Sans aucun doute, la quasi-totalité de ces réservoirs non conventionnels ne peuvent être économiquement produits sans le succès de la fracturation hydraulique. Cependant, la fracturation hydraulique traditionnelle repose principalement sur des fluides de fracturation à base d'eau et consomme généralement une quantité énorme d'eau. L'utilisation de l'eau peut non seulement provoquer des problèmes potentiels de d'endommagement de formation, mais aussi causer des impacts environnementaux locaux. Ainsi, des technologies de stimulation sans eau, en particulier la fracturation cryogénique, sont développées pour résoudre ces problèmes.

III.1.Définition de la fracturation cryogénique :

La fracture cryogénique est un concept qui vise à élargir et à améliorer la technologie traditionnelle de fracturation hydraulique. Le concept de fracturation cryogénique repose sur l'idée qu'un grand gradient thermique, peut-être causé par l'évaporation d'un gaz liquéfié, peut induire des fractures lorsqu'il est mis en contact avec une roche beaucoup plus chaude dans les conditions du réservoir. Lorsque l'azote liquide (LN_2) est injecté dans une roche à température chaude du réservoir, la chaleur de la roche se transmettra rapidement à l'azote liquide, ce qui entraînera un refroidissement rapide. Ce refroidissement rapide provoquera la contraction de la surface de la roche et peut se briser lorsque la tension est suffisamment élevée, créant ainsi des fractures orthogonales à la surface de contact du cryogène et de la roche. Ces fractures nouvellement induites peuvent être développées en utilisant des gaz à pression plus élevée générés par l'évaporation de l'azote liquide. Notez que l'azote a un ratio d'expansion de liquide au gaz de 1:694 à 20 °C (68 °F) et à la pression atmosphérique.

III.1.1.Fluides cryogéniques :**III.1.1.1.Liquid CO₂ :**

Le CO₂ liquide est utilisé à la place de l'eau comme fluide de fracturation. La famille de ces fluides se compose de CO₂ liquide pur et d'un liquide binaire composé d'un

mélange de CO₂ liquide et de N₂ pour réduire les coûts. Dans ces systèmes, le proppant est placé dans la formation sans causer d'endommagement de tout type et sans ajouter d'autre fluide de support, de viscosifiant ou d'autres produits chimiques.

Le CO₂ liquide a été utilisé dans des opérations de fracture depuis le début des années 1960. Au début, il a été utilisé comme additif à la fracturation hydraulique et aux traitements acides pour améliorer la récupération des liquides de traitement. Le concept de fracturation avec 100% de CO₂ en tant que seul fluide porteur a été introduit pour la première fois en 1981.

Les propriétés physiques du CO₂ liquide en font un fluide unique. Le CO₂ est un composé relativement inerte qui, en fonction de la température et de la pression, existe en tant que fluide solide, liquide, gazeux ou super critique. Au-dessus du point critique, il est considéré comme un fluide super critique. Dans les opérations sur le terrain, le CO₂ liquide est à 2,0 MPa et -35 °C dans des vaisseaux de stockage. Après l'ajout de proppant, les pompes à haute pression augmentent la pression (exemple 35 à 40 MPa). Au fur et à mesure que le fluide entre dans la formation, la température augmente vers la température du fond. Pendant le retour de l'écoulement, la pression diminue et le CO₂ arrive en surface comme gaz.

Le CO₂ supercritique est un état fluide où le CO₂ est maintenu au-dessus de sa température critique (31,1 ° C) et de la pression critique (72,9 atm ou 7,39 MPa). En raison de ses propriétés physiques et chimiques uniques, le CO₂ supercritique peut obtenir un taux de pénétration plus élevé dans la formation de schistes et n'ajoute aucun endommagement au réservoir.

III.1.1.1.1. Avantages et inconvénients :

Avantages potentiels

- Avantages pour l'environnement:
 - A. L'utilisation de l'eau est considérablement réduite ou complètement éliminée.
 - B. Peu ou pas d'additifs chimiques sont ajoutés.
 - C. Un certain niveau de séquestration du CO₂ atteint.
- Réduction des dégâts de formation.

- Formez des micro-fractures plus complexes, qui peuvent relier grandement beaucoup plus de fractures naturelles, augmentant au maximum la conductivité des fractures.
- Améliorer la récupération du gaz en déplaçant le méthane adsorbé dans les formations de schiste
- L'évaluation des zones de fracture est presque immédiate en raison du nettoyage rapide. L'énergie fournie par le CO₂ entraîne l'élimination de tout le liquide résiduel laissé dans la formation du fluide de fracturation.
- Permet de mieux nettoyer le fluide résiduel, donc des proppants plus petit peuvent être utilisés et fournir une conductivité de fracture adéquate dans des formations à faible perméabilité.

Désavantages potentiels :

- Les principaux inconvénients sont provoqués par la faible viscosité des fluides. La concentration des proppants doit nécessairement être inférieure et leur taille plus petite, donc une diminution de la conductivité de la fracture.
- Le CO₂ doit être transporté et stocké sous pression (généralement à 2 MPa, -30 ° C).
- Nature corrosive du CO₂ en présence de H₂O.
- Coûts de traitement incertains (potentiellement élevés).

III.1.1.1.2.Coûts du traitement :

Certaines sources indiquent que l'une des principales limitations de cette technologie a été leur coût de traitement élevé. Bien que les traitements de stimulation utilisant le CO₂ liquide à faible viscosité aient été couronnés de succès, la nécessité de plusieurs unités de pompage implique des dépenses supplémentaires

III.1.1.2.Azote liquide (N₂) :

L'azote liquide utilisé comme fluide de fracturation hydraulique est une technologie encore assez nouvelle, mais elle a été appliquée pour la fracturation des formations de schiste (Grundmann, Rodvelt et al. 1998; Rowan 2009).

La température extrêmement basse du fluide (-184 ° C à -195 ° C) entraînera des contraintes de traction thermique dans la face de la fracture. Ces contraintes dépassent la résistance à la traction de la roche, provoquant la fragmentation de la face de la fracture. Théoriquement, des fractures auto-soutenues (self-propping) peuvent être créées par le choc thermique d'un liquide extrêmement froid entrant en contact avec une formation chaude. Au fur et à mesure que le fluide se réchauffe jusqu'à la température du réservoir, son expansion d'un liquide à un gaz entraîne une augmentation approximative du débit de huit fois.

Généralement, la fracturation utilisant de l'azote a tendance à utiliser le gaz mélangé avec d'autres fluides: des brumes, des mousses ou des fluides énergisés.

Pour que l'azote soit pompé en toute sécurité dans un puits, l'ensemble des manifolds de surface et la tête de puits doivent être en acier inoxydable. Dans certains cas, les opérateurs peuvent utiliser des tubings spéciaux en fibre de verre pour protéger le casing des températures extrêmement basses.

III.1.1.2.1. Avantages et inconvénients :

Avantages potentiels :

- Avantages pour l'environnement:
 - A. L'utilisation de l'eau est complètement éliminée.
 - B. Aucun additif chimique n'est requis.
- Réduction des dégâts de formation.
- Des chocs thermiques peuvent être générés par des fractures auto-soutenues (self-propping) et nécessitent donc une réduction ou une élimination du proppant.

Désavantages potentiels :

- Équipement spécial nécessaire pour manipuler en toute sécurité le liquide N₂, en raison de la très faible température du fluide.
- Des coûts plus élevés.
- Difficile à mettre en œuvre car l'azote liquide voyageant dans le puits se réchauffera et deviendra un gaz ne pouvant donc pas transporter le proppant. Même si une bonne isolation thermique est appliquée avec succès, l'azote devient

un gaz très rapidement après avoir entré dans la formation, perdant ainsi toute capacité à placer le proppant

III.1.1.2.2. Coûts du traitement :

L'azote est un composant très commun de l'atmosphère (~ 78% en volume), de sorte qu'il est évalué que l'azote liquide peut être fabriqué n'importe où et sera toujours relativement bon marché. La nécessité d'utiliser des équipements spéciaux de pompage et de manutention augmentera les coûts. [12]

III.1.2. Soutènement des fractures (propping) :

L'azote et le dioxyde de carbone cryogénique ne présentent pas une viscosité significative et peuvent donc conduire de manière inadéquate le proppant si la viscosité sert de mécanisme de transport primaire. Gupta et Bobier (1998) ont conclu que la faible viscosité du dioxyde de carbone cryogénique ne pouvait pas permettre un transport adéquat des proppants, mais il est possible de créer un nombre de Reynolds élevé en augmentant la vitesse du fluide permettant un transport du proppant. La turbulence qui l'accompagne permet un transport, au moins à travers le puits jusqu'aux perforations, sinon à travers la fracture aussi.

Certaines recherches ont même montré que la fracturation cryogénique peut ne pas dépendre aussi largement de l'agent de soutènement que de la fracturation hydraulique traditionnelle. La recherche de McDaniel et al. (1997), qui a démontré la fracturation du charbon dans des expériences de laboratoire, suggère un mécanisme de self-propping. Si la roche subit une rupture suffisante en petits morceaux à l'interface fracture/roche, l'incapacité de la formation à se fermer sur cette roche fracturée peut permettre à la fracture de rester ouverte contre les contraintes de compression in situ après la cessation de la pression de traitement.

Si ni les proppants traditionnels ni les mécanismes de self-propping ne peuvent efficacement garder la fracture créée, les ultra-light weight proppants (ULWP) peuvent être utiles. [16]

III.2. Etude expérimentale de la fracturation cryogénique :

Les dispositifs et procédures utilisés dans ces tests sont considérablement améliorés et optimisés en fonction de notre compréhension du comportement des cryogènes et des fluides. Des échantillons de roche artificielle et naturelle ont été préparés pour les expériences. Des schistes et des Pierres de grès ont été recueillis à partir de l'affleurement des formations productrices de pétrole et de gaz.

III.2.1. Équipement expérimental :

On a développé un système de laboratoire pour l'étude de la fracture cryogénique dans de véritables conditions de chargement triaxiales. Il se compose principalement d'un système de chargement triaxial, d'un système de livraison d'azote liquide et un système de contrôle/mesure (Figure III.1 et Figure III.2).

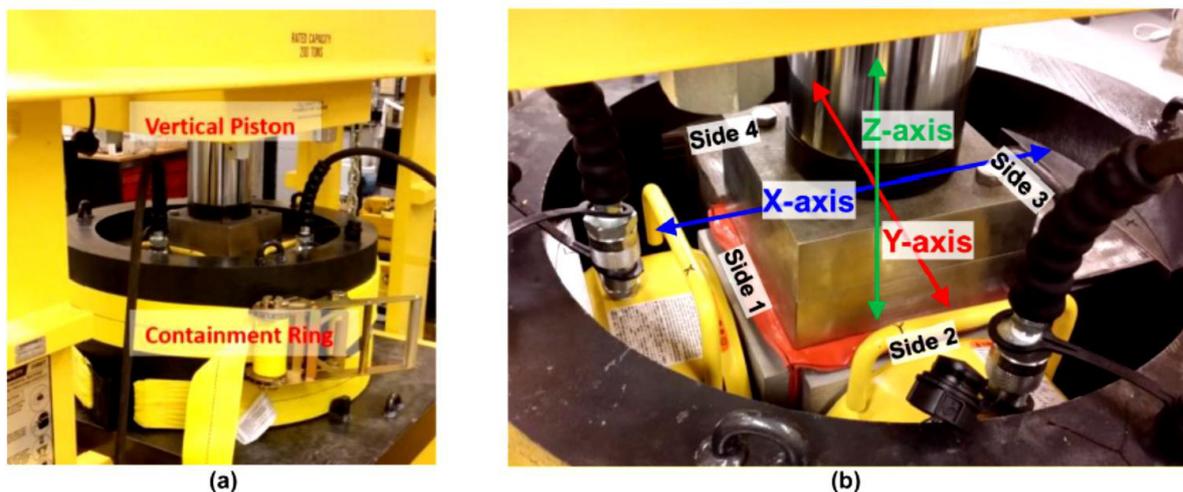


Figure III. 1 : Dispositif de chargement triaxial: (a) Anneau de confinement abritant l'échantillon et les actionneurs, (b) Gros plan à l'intérieur de l'anneau montrant les axes et les faces de l'échantillon.

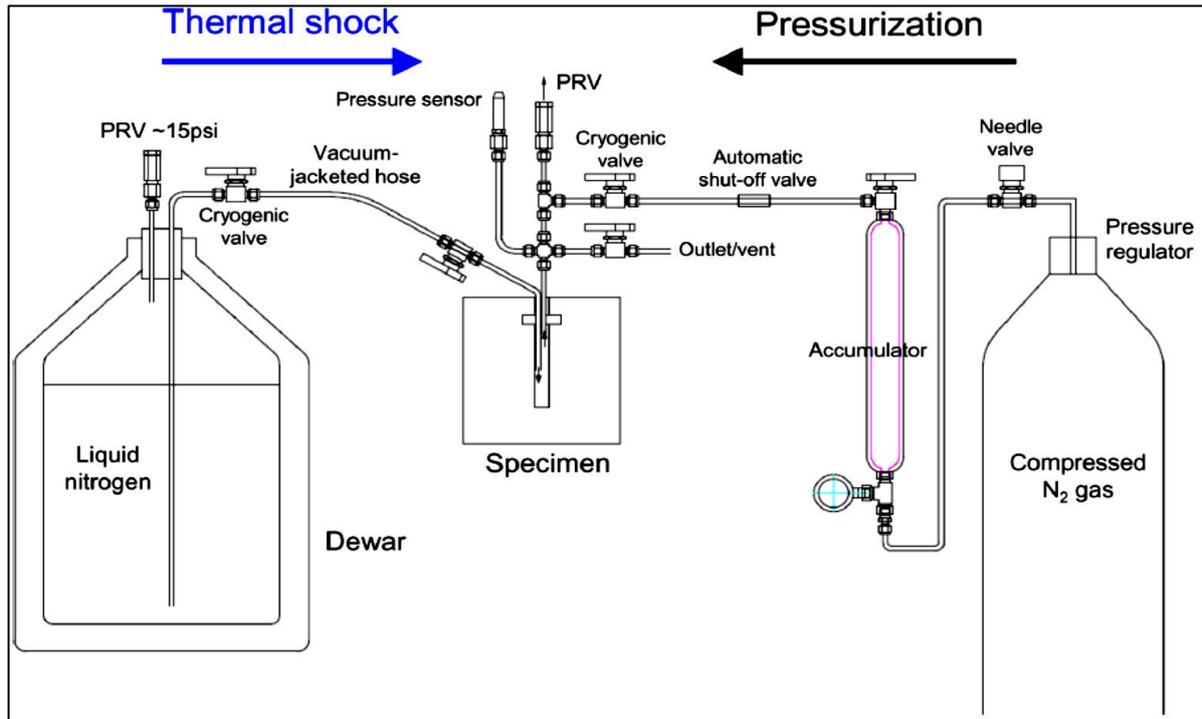


Figure III. 2: Configuration de la fracturation cryogénique

III.2.1.1. Système de chargement triaxial :

Le système de chargement triaxial a été développé pour simuler les effets des niveaux de contrainte et de contrainte anisotrope manifestée in situ sur les caractéristiques de la fracturation cryogénique. Le confinement est conçu pour la taille d'échantillon choisie 8"x 8"x 8". Le système de chargement triaxial (TX) peut charger l'échantillon jusqu'à 4500 psi dans les axes x et y, et 6000 psi dans l'axe z, et peut contrôler indépendamment les charges dans les trois axes. Les deux pistons hydrauliques (axes x et y) et la presse hydraulique (axe z) sont alimentés par trois pompes hydrauliques pneumatiques. Un avantage de notre système est que le châssis de chargement vertical peut être déplacé en roulant latéralement sur le lit. Cela donne à l'utilisateur un espace pour travailler sur des spécimens et à l'intérieur du confinement. Un système ouvert est préféré dans notre étude pour mieux faire face à toute situation inattendue, comme un déversement de cryogène et une facilité d'instrumentation (Figure III.1).

Les tampons en PTFE ou en silicium sont placés entre des spécimens de roche et le tampon de chargement pour fournir des contacts uniformes et un chargement à la

surface de l'échantillon. Les tampons en PTFE ou en silicium résistent à la température jusqu'à -350°F et -80°F , respectivement. Le système automatique de commande d'asservissement pour le contrôle de charge n'est pas disponible dans notre système ni requis car notre problème est quasi-statique. Les forces constantes peuvent être maintenues soit par commande manuelle, soit de manière quasi automatique, en utilisant des soupapes de décompression attachées aux lignes hydrauliques. Dans le contrôle manuel, une petite quantité supplémentaire de pression est appliquée par pompage lorsque la quantité de dégradation naturelle se produit.

III.2.1.2. Livraison d'azote liquide :

L'azote liquide est sorti du dewar une fois qu'une issue est ouverte par l'accumulation interne de pression d'azote gazeux à l'intérieur du dewar (Figure III.2). Cette pression est habituellement maintenue à des niveaux relativement bas ~ 10 à 20 psi. Le système d'injection/distribution de fluide pour la fracturation cryogénique doit être différent de celui de la fracturation hydraulique. Pour la fracturation thermique cryogénique, le fluide cryogénique doit continuer à s'écouler pour refroidir le trou de l'échantillon, car l'azote liquide stagnant bouillira rapidement et se vaporisera parce que l'échantillon est beaucoup plus chaud. On a utilisé de l'azote gazeux comprimé pour pousser l'azote liquide dans le trou de l'échantillon sous une pression plus élevée ou pour pressuriser directement le trou de l'échantillon pour des essais. La pression peut être appliquée comme indiqué sur le côté droit de la Figure III.2.

III.2.1.3. Mesures et surveillance :

Les mesures effectuées comprennent la pression, la température, la photographie des spécimens et la consommation d'azote liquide. La pression est mesurée à l'aide d'un capteur de pression attaché à la fin d'un tube d'écartement (Figure III.2), où un coussin de vapeur est créé pour empêcher la conductance de la température froide au capteur. Les données montrent que la température au sommet du tube d'écartement reste supérieure à 0°C tout au long de la stimulation (Figure III.3). Pour la mesure de la température, les thermocouples de type T ont été choisis pour la gamme et la précision. Des fils de thermocouple très minces sont insérés dans le trou entre le boîtier et les parois du trou. Un thermocouple est suspendu dans le trou pour mesurer la température dedans et un autre est fixé à la paroi du trou pour observer la température réelle de la

paroi. La consommation d'azote liquide est mesurée en plaçant le Dewar sur une échelle. En outre, la tomographie par acoustique et par rayons X (CT) est utilisée pour l'évaluation des fractures avant et après les stimulations.

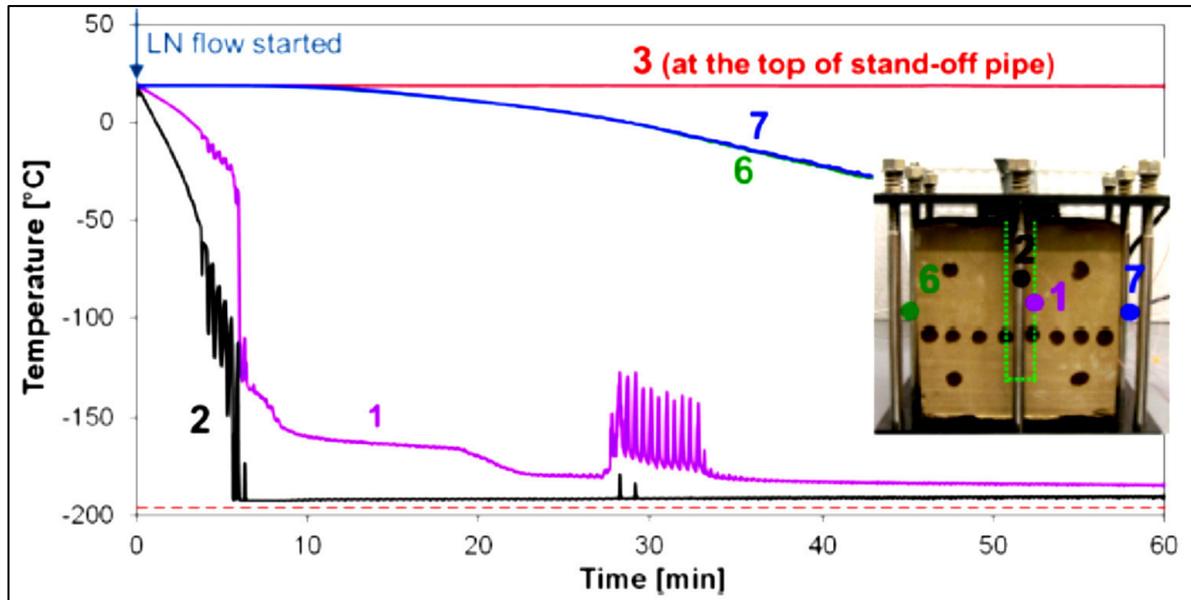


Figure III. 3: Injection d'azote liquide à basse pression pour un échantillon non confiné - Températures dans divers endroits.

III.2.2.Procédures de test :

La stimulation cryogénique est réalisée en appliquant de l'azote liquide provenant de sources d'azote liquide dans le trou de l'échantillon. Les mesures de base des conditions de la roche pertinentes à l'indication de la fracture sont effectuées avant tout traitement, puis les mêmes mesures sont effectuées pendant les traitements ou après avoir terminé les traitements à des fins de comparaison. L'évaluation de la fracture comprend l'acoustique, les tests de dépression, l'inspection visuelle et la CT.

III.2.2.1.Procédure de stimulation :

Comme mentionné précédemment, l'azote liquide en ébullition est nécessaire pour abaisser la température et puisque l'échantillon est beaucoup plus chaud que l'azote liquide, toute condition stagnante augmentera rapidement la température du trou. Ainsi, l'azote liquide s'écoule continuellement à travers le trou. En utilisant notre appareil de fracturation cryogénique dans des conditions de chargement triaxiales, nous avons effectué deux schémas de stimulation cryogénique différents:

- 1) un écoulement d'azote liquide à basse pression

2) un écoulement d'azote liquide à haute pression

Dans le cas d'azote liquide à basse pression, l'azote liquide coule directement du dewar avec une différence de pression entre l'intérieur du dewar et à l'extérieur du dewar lors de l'ouverture de la valve de dégagement du dewar. La pression varie de 5-20 psi dans le trou de l'échantillon, en fonction du niveau de pression interne à l'intérieur du dewar.

Dans le système à haute pression, l'azote liquide s'écoule à travers le trou de l'échantillon sous une pression plus élevée (300-400 psi) pour un refroidissement plus rapide dans le trou. Dans le flux d'azote liquide à haute pression, il existe également un effet de pression, qui facilite l'ouverture des fractures en aidant à atteindre la résistance à la traction de la roche. Normalement, nous appliquons la stimulation à haute pression plusieurs fois parce que notre vaisseau pour stocker l'azote liquide pour une injection à haute pression est petit (1 litre), ce qui rend chaque cycle de stimulation très bref (1-2 min).

III.2.2.2.Évaluation de la fracture :

L'évaluation de la fracture est effectuée par le test de dépression dans les trous des échantillons, par des mesures acoustiques, et la rupture de l'échantillon par la pression du gaz. La dépression du trou de l'échantillon effectuée en appliquant une pression sur le trou, en isolant le trou et en surveillant la carie de la pression. Le test se fait avant les traitements cryogéniques comme référence de base, puis testé entre les traitements et après avoir terminé les traitements cryogéniques à des fins de comparaison. Les tests de rupture des fractures sont effectués à la dernière étape après que tous les autres tests et mesures sont effectués au moment où ils se fractureront complètement à la surface.

La transmission des ondes élastiques P et S est mesurée à l'aide de transducteurs à ultrasons avant et après les traitements. Les mesures post-stimulation ont été réalisées avant d'appliquer la pression de rupture, de sorte qu'on peut connaître l'effet des stimulations cryogéniques.

III.2.3.Echantillons :

III.2.3.1.Collection et préparation :

Le schiste et le grès ont été recueillis à partir des affleurements des formations productrices pour rendre les types d'échantillons plus pertinents pour le but de cette étude. Une taille d'échantillon assez grande (8"x8"x8") est sélectionnée pour l'étude afin de créer un gradient thermique suffisant dans l'échantillon pendant une période prolongée, ce qui peut être nécessaire pour la fracturation par traction thermique. Les propriétés d'indice de base de la roche intacte des spécimens testés sont listées dans le tableau III.1. Trois types différents de spécimens de roche sont testés dans cette étude et sont listés dans le tableau III.2.

Properties \ Rock Type	Concrete	Sandstone	Shale
Density (g/cm ³)	2.041	2.18	2.389
Unconfined compressive strength (MPa)	37.34	41.46	54.59
Splitting tensile strength (MPa)	2.88	4.505	8.45
Young's Modulus (GPa)	30.0	44.9	49.3
Constraint modulus (GPa)	36.3	51.2	61.2
Shear Modulus (GPa)	12.5	18.4	19.5
Poisson's ratio	0.243	0.22	0.268
P-wave velocity (m/s)	4220	4850	4970
S-wave velocity (m/s)	2455	2906	2796
Specific heat capacity (J/(kg·K))	891	857	990
Porosity (%)	9.56	11.5	6.64
Permeability (md)	8.72×10^{-3}	0.349	1.06×10^{-3}

Tableau III. 1: Propriétés mécaniques, thermiques et d'écoulements utilisés pour le test de fracturation cryogénique sous confinement

Specimen #	Specimen type	Stresses (x:y:z)	Test procedure	Measured P_{BD} [psij]	Notes
16	Concrete	500:750:1000	Fracturing by GN	583*	* Weakness created near the casing
17	Concrete	500:750:1000	Fracturing by GN	1180	
18	Concrete	500:750:1000	Low-pressure LN flow (30 min) + Fracturing by GN	685	
19	Concrete	500:750:1000	High-pressure LN flow + Fracturing by GN	778	
20	Concrete	500:750:1000	High-pressure LN flow + Fracturing by GN	759	
21	Concrete	1000:1500:2000	Fracturing by GN	1317	
22	Concrete	1000:1500:2000	Low-pressure LN flow (30 min) + Fracturing by GN	-	
23	Concrete	1000:1500:2000	High-pressure LN flow + Fracturing by GN	1094	
S1 (24)	Shale 1	1000:1500:2000	Low-pressure LN flow (40 min) High-pressure LN flow	1394	CT scanned before & after the LN test. 3 LN treatment cycles.
S2 (25)	Shale 2	1000:3000:4000	High-pressure LN flow (1 st round) High-pressure LN flow (2 nd round)	1417	3 LN treatment cycles for each round. LN flowed until getting similar decay curves at last runs.
S3 (26)	Shale 3	1000:1500:2000	Low-pressure LN flow (40 min) High-pressure LN flow	168	Pressure decay before & after show an permeability enhancement Fractured at early stage when doing pressure decay before testing & before loading (fractured at 180 psi)
S4 (27)	Shale 4	1000:1500:2000	Fracturing by GN	2439	
SS1	Sandstone	1000:1500:2000	High-pressure LN flow	219	Fractured during pressure decay test when $\sigma_z = 60$ psi
SS2	Sandstone	$\sigma_z = 60$ psi	Fracturing by GN	689	

Tableau III. 2: Résumé des expériences de fracturation cryogénique effectuées sous des contraintes triangulaires de confinement

III.2.3.2. Propriétés rocheuses :

Des propriétés de roche ont été obtenues et peuvent permettre d'approches plus approfondies pour analyser davantage les résultats. Les propriétés mécaniques, thermiques et d'écoulement des échantillons ont été testées et obtenues. La perméabilité et la porosité ont été mesurées en utilisant CMS 300 (Core Measurement System, Model 300). Les constantes élastiques ont été obtenues à partir des mesures des vitesses élastiques des ondes. La capacité thermique spécifique a été obtenue en utilisant un calorimètre. La résistance à la traction et de la résistance à la compression uniaxiale non confinée ont été obtenus en utilisant des procédures selon les normes ASTM.

III.2.4. Résultats et analyses :

Huit échantillons de béton, quatre échantillons de schistes et deux échantillons de grès ont été testés sous différents contraintes de confinement triaxiales et avec différentes procédures de traitement cryogénique comme indiqué dans le tableau III.2. Les résultats sont analysés, comparés et discutés ici :

III.2.4.1. Evolution de la température et de la pression :

Des tests de répartition ont été effectués sur des échantillons qui n'ont pas été traités avec de l'azote liquide (spécimens #16 et #17). Dans ces essais, l'azote gazeux a été injecté dans l'échantillon pour pressuriser le trou et fracturer l'échantillon (Figure III.4). Ces valeurs de pression de rupture sont comparées aux valeurs pour les spécimens qui ont été traités avec de l'azote liquide dans différentes situations.

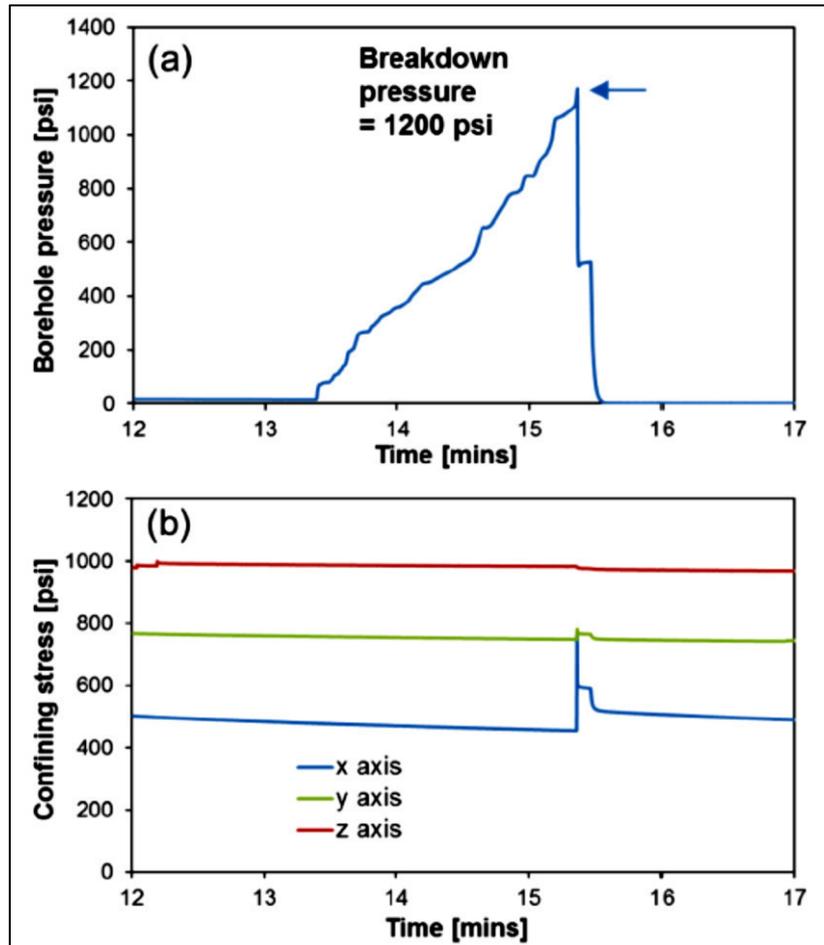


Figure III. 4: Essai de rupture (à l'aide de la pression du gaz) d'un échantillon sans traitement d'azote liquide (échantillon #17).

Les évolutions de la température et de la pression lors de l'écoulement d'azote liquide à basse pression et l'écoulement d'azote liquide à haute pression à travers les trous des échantillons sont présentées dans les (Figure III.5-6).

Pour l'injection à basse pression, la pression du cryogène dans le trou reste faible (10-15psi) (Figure III.5.b). La température baisse assez rapidement; Cependant, sur la

paroi du trou de, le taux de chute de température est retardé par rapport à celui du trou (figure III.5.a).

Pour une injection à haute pression, la pression du cryogène pendant l'écoulement est de 250-450 psi, mais très brève, par exemple 1-2 minutes (figure III.6.b). La température baisse plus rapidement que pour le traitement à basse pression en raison de l'effet réduit de l'ébullition de surface sous une plus grande pression d'écoulement (Figure III.6.a). Pour un traitement à haute pression, des cycles multiples ont été effectués en raison du petit volume du conteneur d'azote liquide (1 litre) et donc d'une faible quantité de d'azote liquide disponible pour chaque traitement. En cessant l'alimentation en azote liquide, la température dans le trou a augmenté rapidement après ces phases de stimulations.

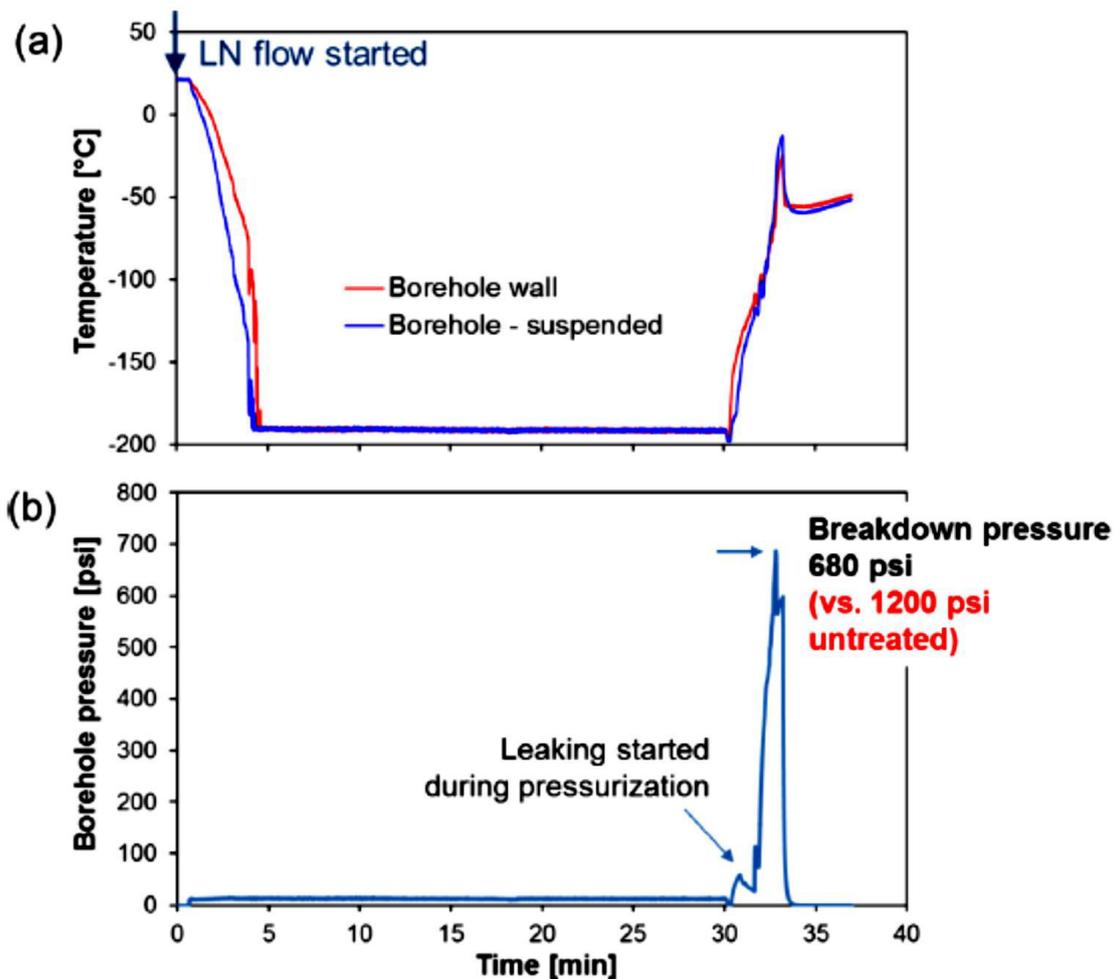


Figure III. 5: Température et pression pendant l'écoulement d'azote liquide à basse pression (échantillon #18).

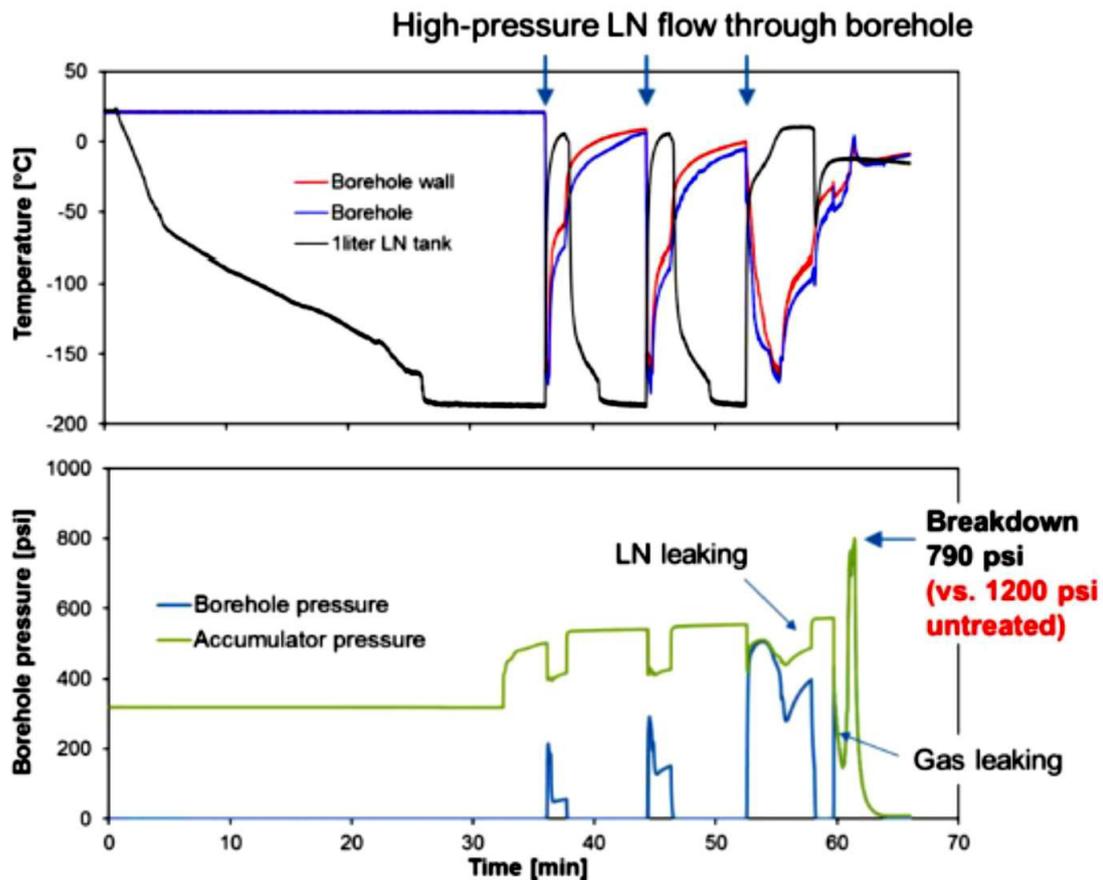


Figure III. 6: Température et pression lors d'injections multiples d'azote liquide à haute pression (échantillon #19).

Les effets de Leidenfrost (c.-à-d., L'ébullition du film de surface) étaient plus importants dans les tests d'échantillons non confinés que les tests d'échantillons confinés (Comparez la Figure III.3 avec la Figure III.5-6). En essai confiné, sous la condition d'écoulement basse pression similaire dans le trou de l'échantillon, la chute de température était plus rapide que celle des essais non confinés. Cela pourrait être dû à la contraction de la circonférence de la paroi du trou de l'échantillon lorsqu'il est soumis à une forte contrainte de confinement.

Il y a des indications de rupture de l'échantillon suivant la réponse de la pression dans les lignes hydrauliques (par exemple, Figure III.4.b). La ligne hydraulique des axes x a répondu avec le saut de la pression hydraulique au moment de la fracture de rupture. Cela indique que la fracture s'est ouverte dans la direction de contrainte horizontale minimale (axe x) (propagée dans la direction de la contrainte horizontale maximale), qui a également été confirmée ultérieurement par des photos de surface des fractures de rupture.

On a effectué des tests qui ont montré des fuites de cryogène pendant la stimulation cryogénique, ce qui signifie qu'il y'a eu une percée uniquement par la stimulation cryogénique. Cela a été montré à la dans les injections à faible et haute pression (Figure III.5.b et Figure III.6.b). Dans le flux d'azote liquide à haute pression, l'azote liquide a fuité au cours du 3ème passage de l'azote liquide à haute pression, ce qui indique qu'il y avait déjà des fractures importantes qui s'étendent jusqu'à la surface.

La figure III.7 résume et compare les pressions de rupture des échantillons testés. Il montre clairement que le traitement cryogénique diminue le niveau de pression de rupture (breakdown pressure P_{BD}) dans les échantillons de béton et de schistes par l'écoulement d'azote liquide à faible et à haute pression. La réduction de la pression de rupture est de 37% pour les échantillons de béton et 43% pour les échantillons de schiste qui ont eu lieu.

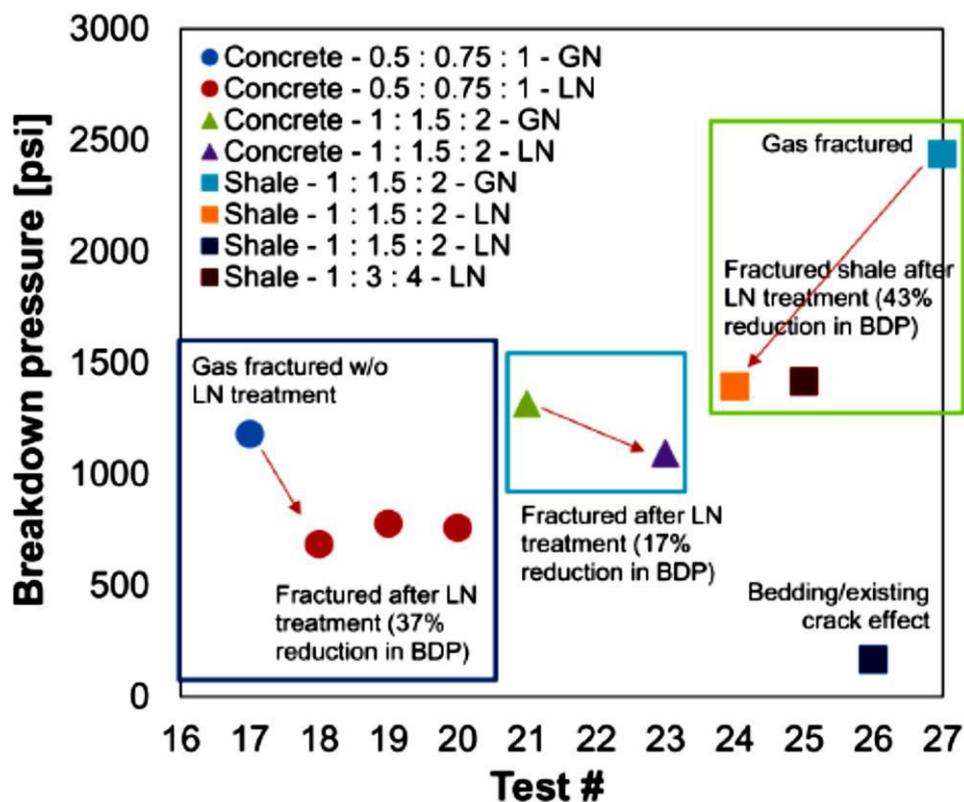


Figure III. 7: Effet de la stimulation cryogénique sur la pression de rupture sous les contraintes de confinement.

III.2.5.Modèles de fracture :

Les stimulations cryogéniques en général ne conduisaient généralement pas à la propagation de la fracture à la surface du bloc. Seulement dans certaines stimulations de longue durée, les fractures se propagent à la surface externe; elles ont été identifiées par une fuite localisée, visuellement identifiée, d'azote liquide pendant la stimulation. Dans cette section, nous présentons des modèles de fracture visibles sur les surfaces externes des blocs après les tests de rupture.

III.2.5.1.Sens de la rupture des fractures - Modèle non traité :

Comme expliqué précédemment, lors de la rupture de fracture des échantillons qui n'ont pas subi de stimulation de l'azote liquide, ils ont tendance à se fracturer soudainement sans pré-fuite. La principale direction de la fracture dans les échantillons qui n'ont pas été stimulés avec l'azote liquide est perpendiculaire à la direction de contrainte horizontale minimale (c'est-à-dire l'axe x) de la paroi du trou de l'échantillon (figure III.8).

L'axe des x est le sens de contrainte horizontal minimal et l'axe des y est la direction de contrainte horizontale maximale. En d'autres termes, les principaux plans de fracture ont tendance à exister le long du plan y-z, qui est le plan contenant la direction de contrainte principale et la direction de contrainte intermédiaire. Ce comportement est théoriquement excepté de la mécanique des roches et également observé dans la fracturation hydraulique. La vue de dessus de l'image à partir du trou après la rupture montre également que les fractures se propagent perpendiculairement à la direction des contraintes horizontales minimales à partir de la paroi du trou (Figure III.8.a).

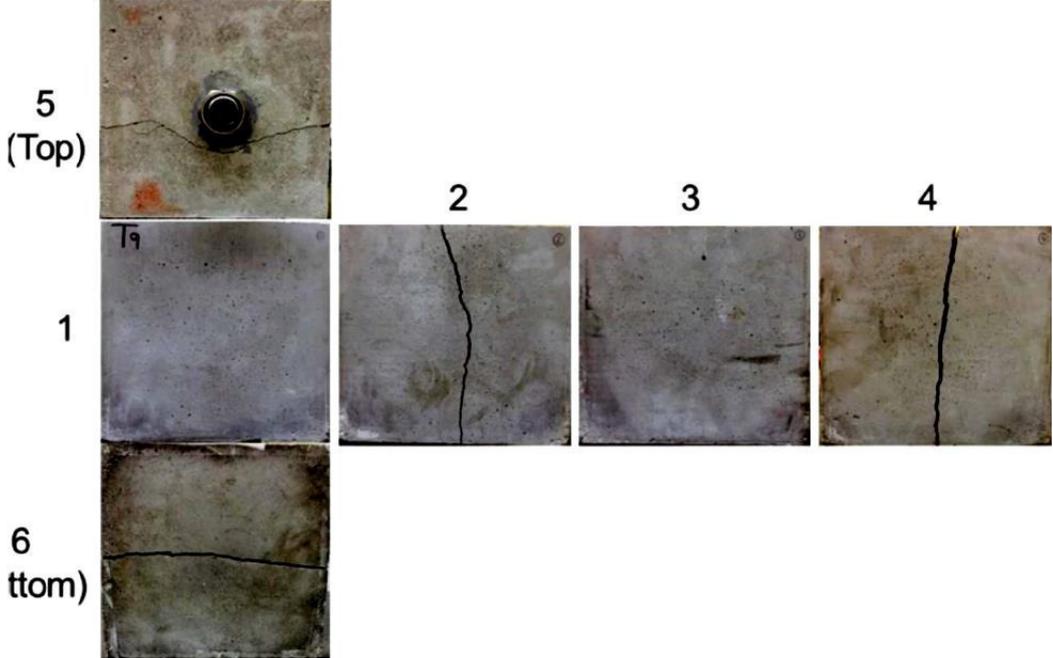
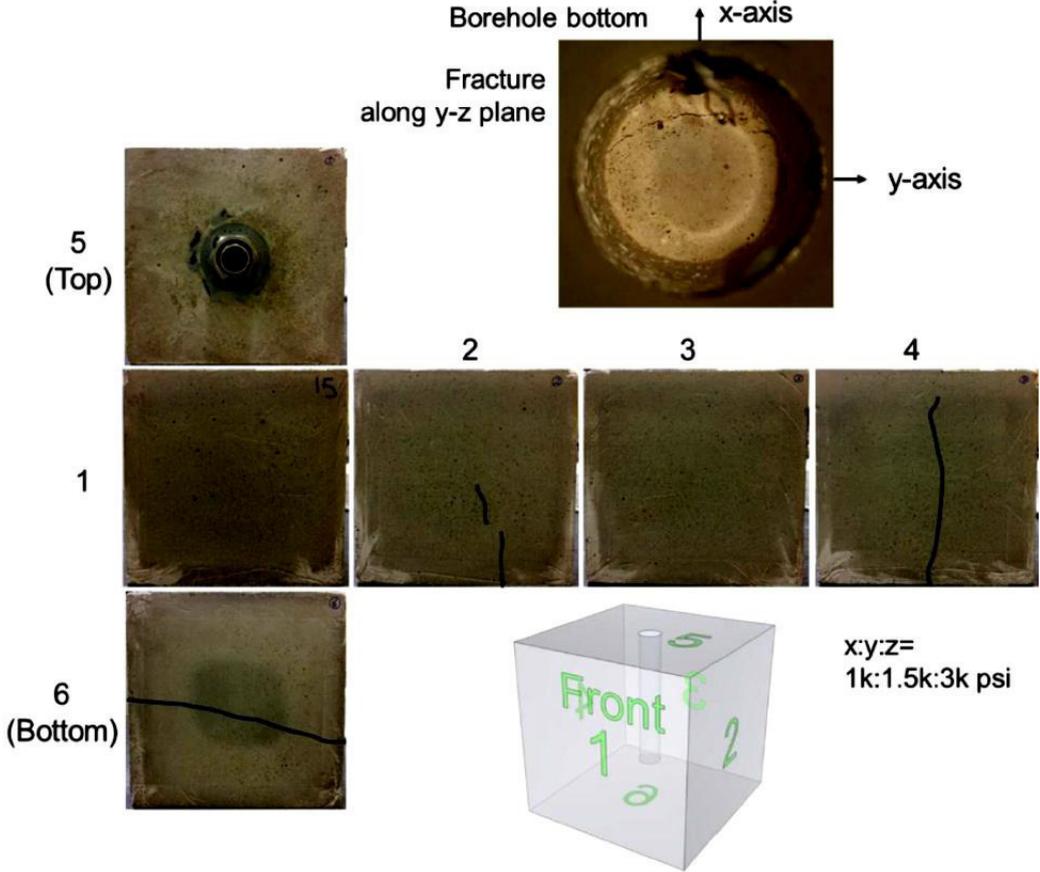


Figure III. 8: Surfaces après la rupture des fractures (utilisation d'azote gazeux) sans stimulation d'azote liquide.

III.2.5.2. Effet des stimulations sur la direction de la propagation des fractures :

On a observé que si les échantillons sont stimulés par voie cryogénique, la direction de la fracture de rupture peut s'écarter des directions convenues. Ceci est particulièrement vrai lorsque la contrainte de confinement est faible. Pour des exemples, les fractures sont dans des directions plutôt arbitraires (Figure III.9.a et III.9.b), ou ne se sont produites que localement (Figure III.10.a et III.10.b). Sur la figure 9.b, la fracture s'est ouverte dans une configuration à demi-aile le long du sens de la contrainte horizontale minimale. Une autre aile de fracture se trouve le long du sens de contrainte horizontale maximale. Dans la figure III.10.b, la propagation de la fracture principale se trouve autour du trou, affectée par la conductivité thermique beaucoup plus élevée du casing, créant ainsi une faiblesse dans cette région.

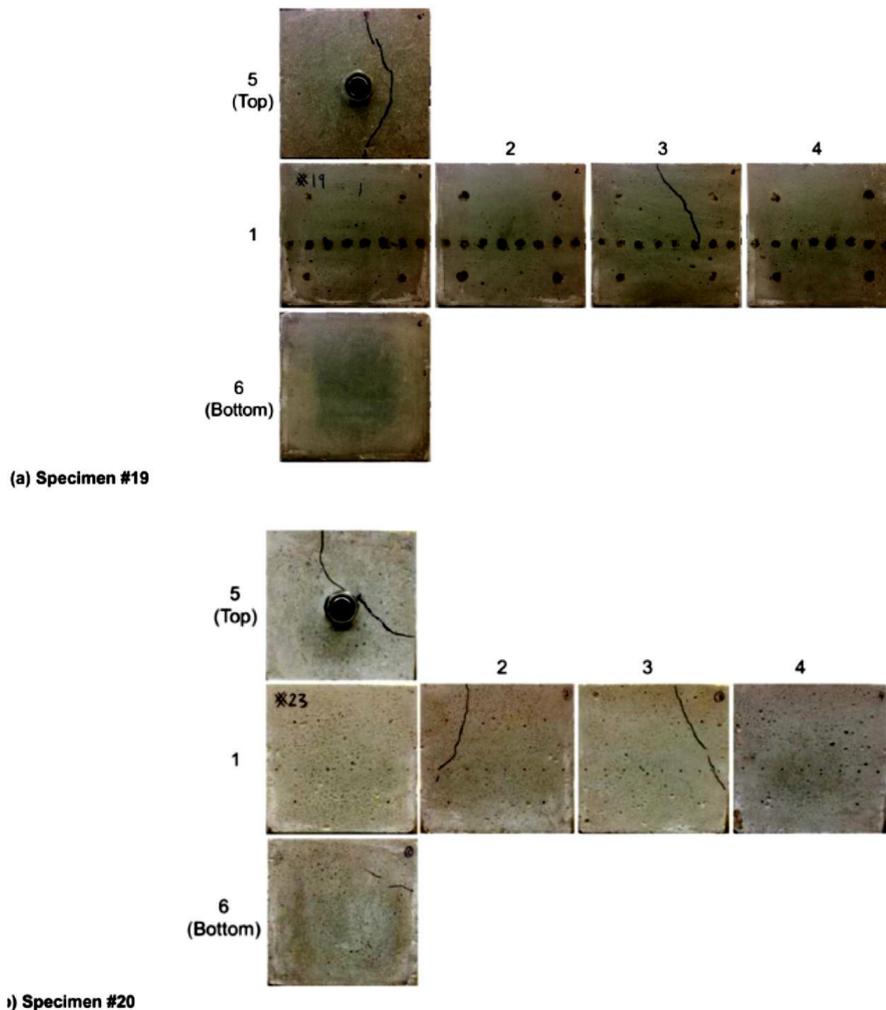


Figure III. 9: Surfaces de rupture après les stimulations d'azote liquide (échantillon #19 et #20)

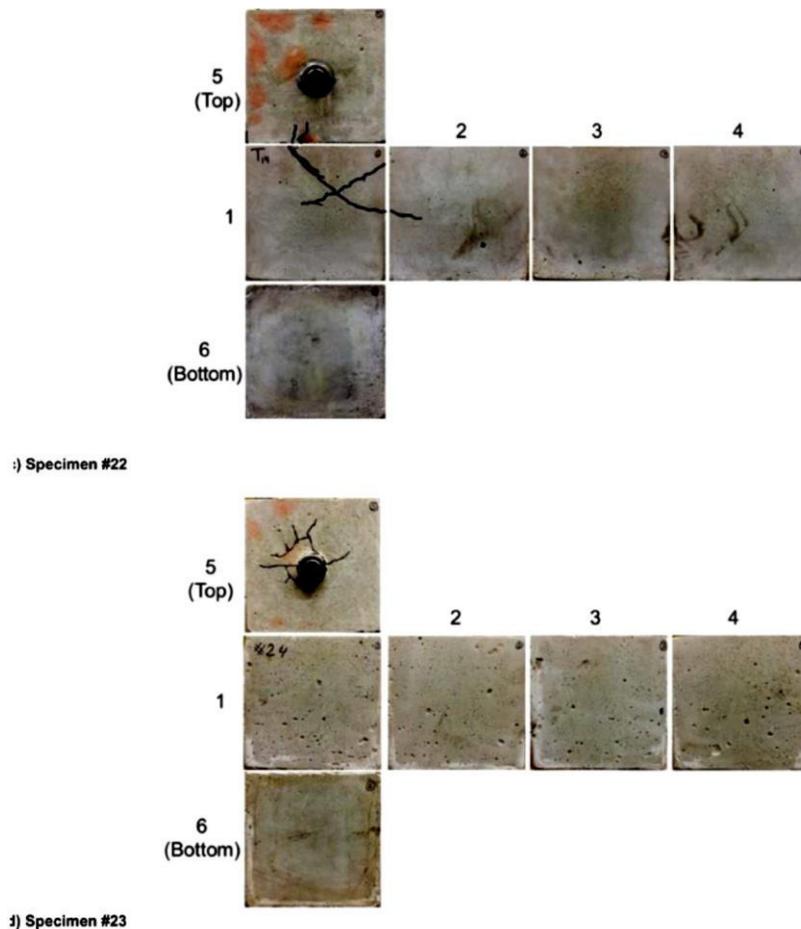


Figure III. 10: Surfaces de rupture après les stimulations d'azote liquide (échantillon #22 et #23)

III.2.6.Changements de perméabilité

Après chaque procédure de traitement, les améliorations de la perméabilité ont été évaluées par des tests de dépression (pressure decay tests).

III.2.6.1.Augmentation de la perméabilité due au traitement cryogénique :

Les résultats des tests de dépression (pressure decay tests) montrent clairement que les stimulations d'azote liquide à basse et haute pression augmentent nettement la perméabilité des échantillons stimulés. Dans l'un des tests, l'azote liquide à basse pression a circulé pendant 36 minutes, ce qui a entraîné une augmentation significative de la perméabilité (figure III.11) indiquée par une diminution plus rapide de la pression. Trois cycles de stimulation à haute pression sous charge triaxiale ont également

entraîné des améliorations significatives de la perméabilité (Figure III.12). Nous avons observé que la stimulation cryogénique répétée augmentait davantage la perméabilité. Par exemple, à un test de débit d'azote liquide à pression plus élevée, la perméabilité augmente après chaque cycle d'injection rapide (figure III.13).

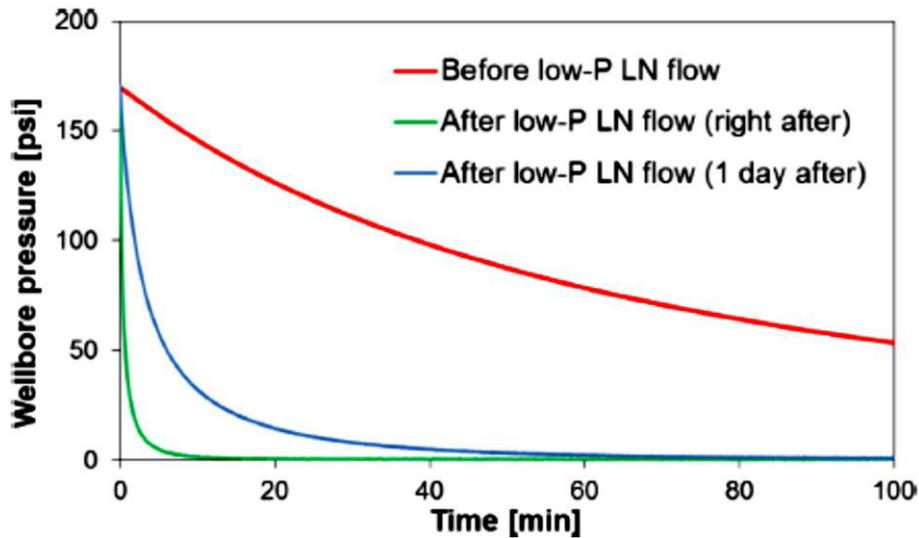


Figure III. 11: Effet d'injection d'azote liquide à basse pression sur la perméabilité (échantillon non confiné sauf chargement vertical de 60 psi) (échantillon #S1).

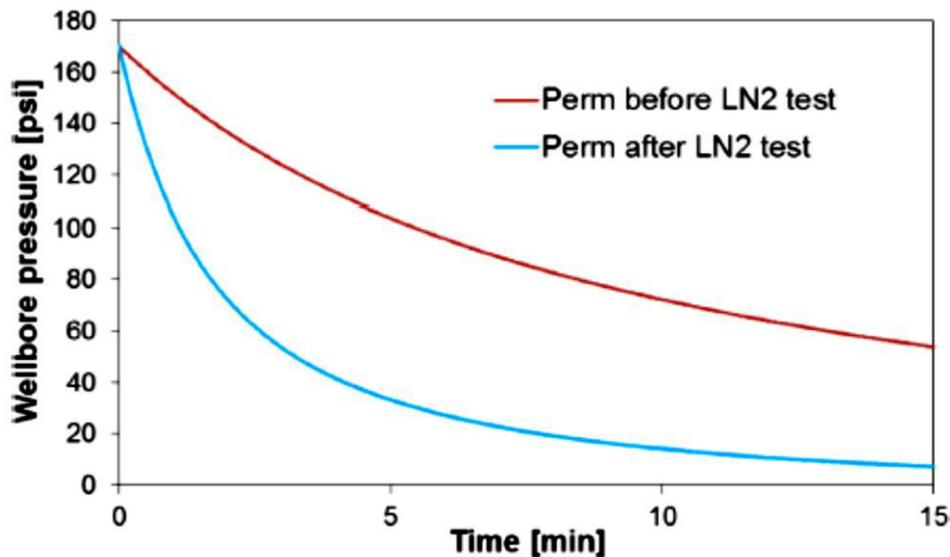


Figure III. 12: Effet d'injection multiple d'azote liquide à haute pression sur la perméabilité (spécimen non confiné sauf chargement vertical de 60 psi) (spécimen #S1).

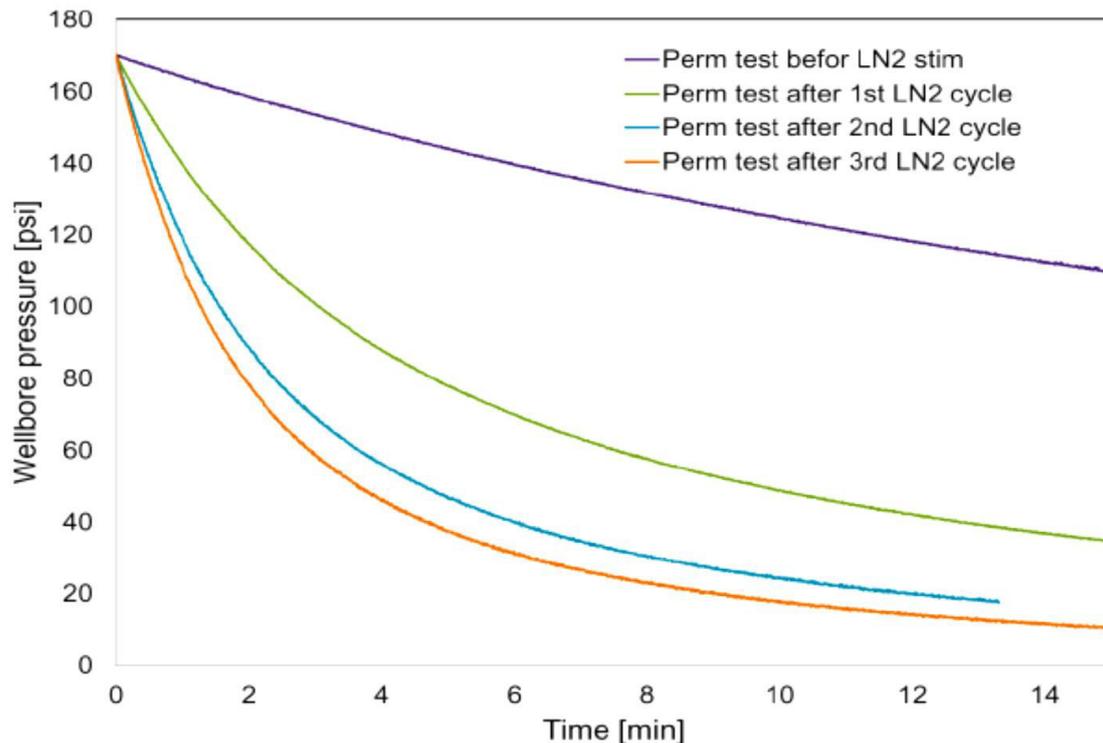


Figure III. 13: Effet des stimulations répétées à haute pression de l'azote liquide sur la perméabilité (échantillon #S1).

III.2.6.2. Effet de la température

Nous avons également observé l'effet de la température sur la perméabilité du spécimen qui a connu une stimulation cryogénique. La perméabilité a diminué lorsque l'échantillon est retourné à la température ambiante après le 3ème débit d'azote liquide à haute pression (Figure III.14 et Figure III.11 pour un traitement à basse pression). Lorsque l'échantillon est à température plus basse, l'échantillon est à l'état de contraction thermique locale près du trou et la fissure reste ouverte autour du trou mais se ferme lorsque l'échantillon se détend.

Cependant, dans les échantillons non traités ou les échantillons faiblement traités, la perméabilité est plus faible lorsque l'échantillon est à basse température et augmente lorsqu'il revient à la température ambiante. En d'autres termes, si aucune fissure n'existe près du trou, la perméabilité est plus faible à basse température. À basse température, la formation est sous contraction thermique et par conséquent, les tailles des pores sont réduites, et peut-être les largeurs des fissures naturelles sont également réduites. Ce comportement est parfois observé après le premier cycle d'écoulement à haute pression.

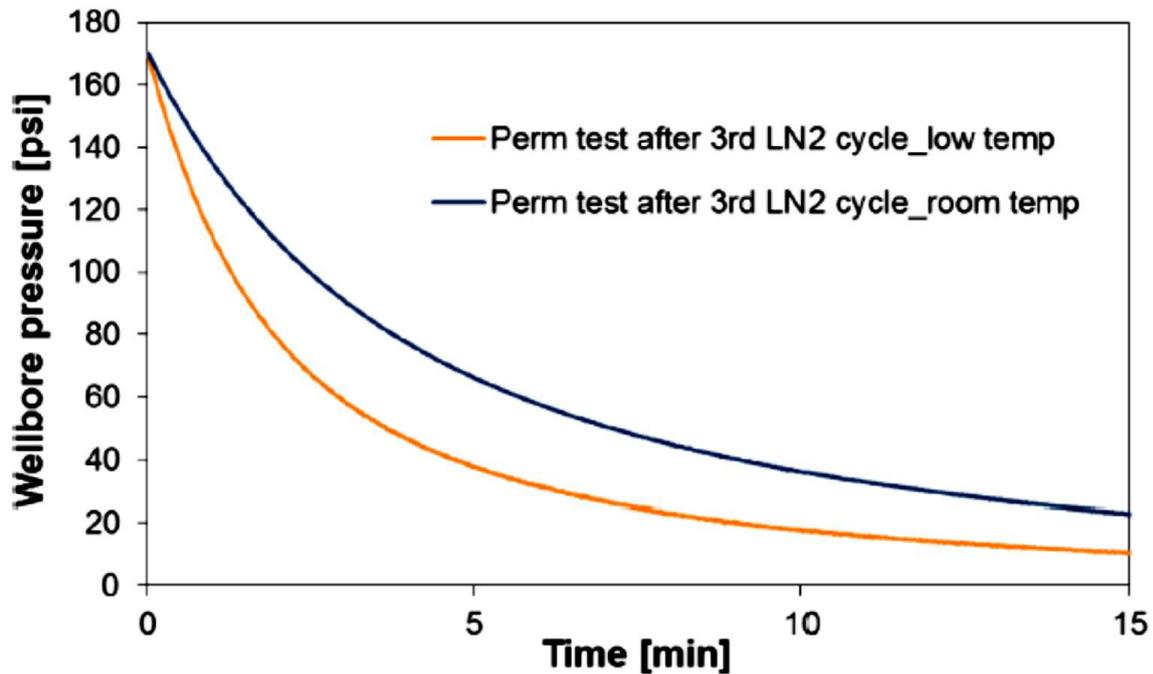


Figure III. 14: Effet de la température de l'échantillon sur la perméabilité (sous contraintes de confinement) (échantillon #S1).

III.2.6.3.Effet de la contrainte de confinement

Nous avons observé que la présence de contraintes de confinement diminue la perméabilité de l'échantillon. La figure III.15 montre la carie de pression de l'échantillon de schiste obtenue avant d'appliquer la contrainte de confinement et la courbe de chute de la pression après que l'échantillon a été placé sous le chargement (Figure III.15). Cette réduction de la perméabilité provient du compactage des pores ou de la fermeture de micro fissures sous contrainte.

III.2.7.Signature d'onde acoustique

Les différences dans les ondes acoustiques avant et après les stimulations ont été étudiées. La figure III.16 montre les emplacements pour les mesures acoustiques sur une surface d'échantillon. Les signaux acoustiques ont été mesurés entre les faces 1-3 et 2-4 (paires de faces opposées). Pour chaque jeu de faces, des mesures acoustiques ont été effectuées à douze points. On a observé que les vitesses acoustiques et les amplitudes diminuent après des stimulations cryogéniques, ce qui indique la création de fracture dans les spécimens.

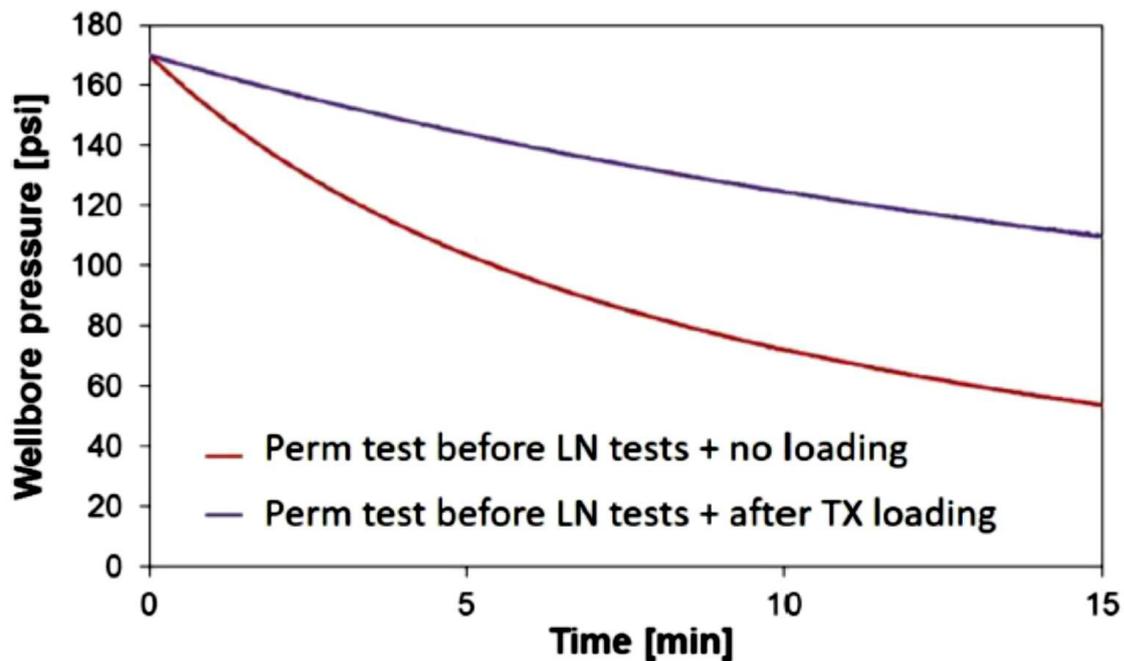


Figure III. 15: Effet de la pression de confinement sur la perméabilité (échantillon # S1).

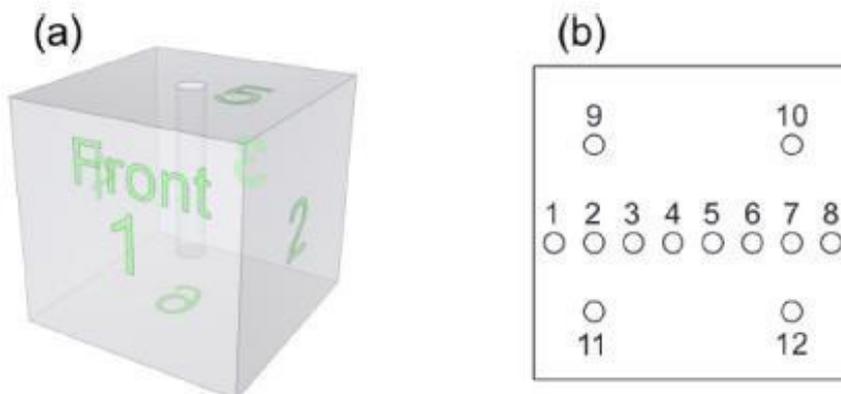


Figure III. 16: (a) Ondes mesurées selon les faces 1-3 et 2-4 (b) Points de mesure dans une surface

Les résultats de la mesure acoustique avant la rupture sont généralement d'accord avec le profil de fracture après la rupture. En particulier, les vitesses et les amplitudes ont sensiblement diminué là où existe une fracture majeure (figures III.17 et III.18 lignes #5-#10). Les signaux comparés à leur gamme complète de mesures montrent que la fréquence globale des signaux est devenue inférieure après la fracture cryogénique à presque tous les emplacements.

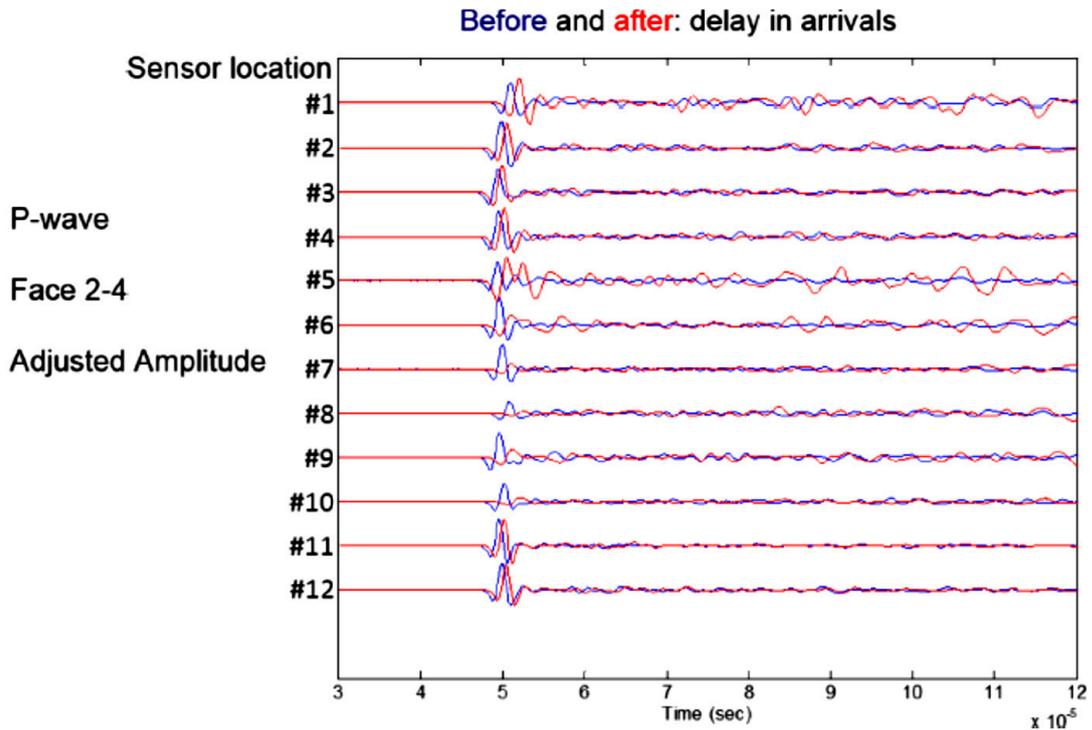


Figure III. 17: Signaux d'onde P sur la face 2-4 avant et après la stimulation (spécimen #19).

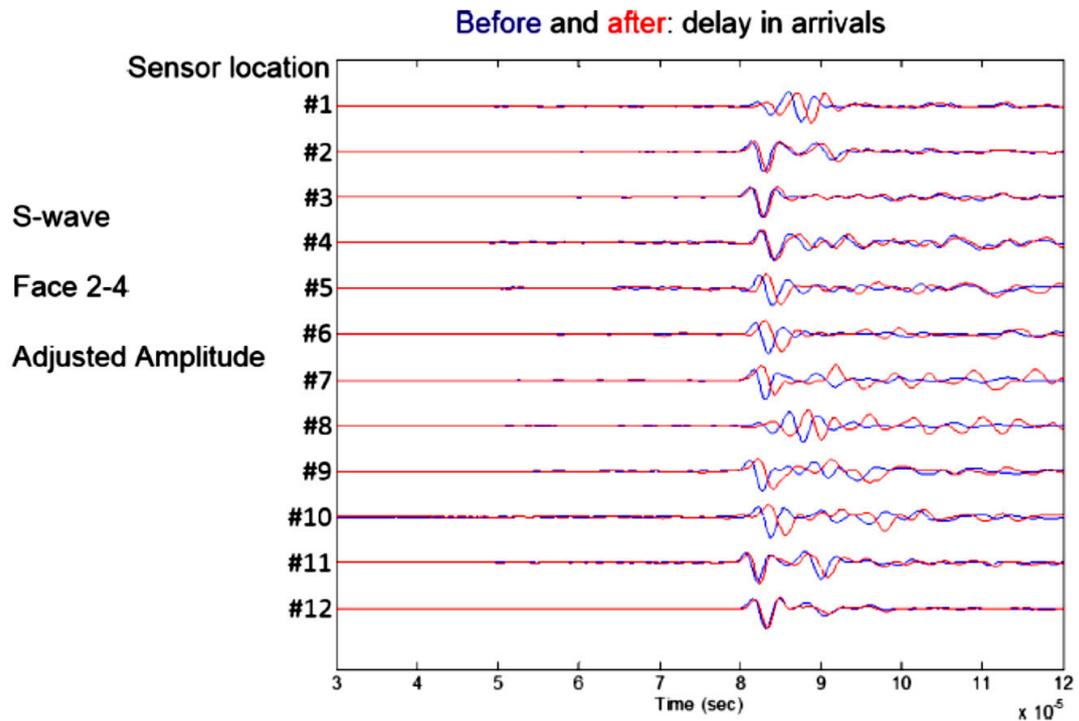


Figure III. 18: Signaux d'onde S sur la face 2-4 avant et après la stimulation (spécimen #19).

III.2.7.1. Analyse des pressions de rupture :

Les pressions de rupture (P_{BD}) sont comparées dans cette partie. Un certain nombre de facteurs peuvent affecter la pression de rupture, y compris les propriétés de la roche, la grandeur de la contrainte de confinement et l'anisotropie, que l'échantillon soit traité avec l'azote liquide et la durée de l'exposition à l'azote liquide. Une estimation simple du P_{BD} attendu peut être donnée en utilisant l'équation III.1, qui suppose que lorsque la contrainte de compression tangentielle dans la paroi du trou est égale à la résistance à la traction de la roche, la fracture sera créée (Guo et al. 1993). Le P_{BD} calculé est indiqué dans le tableau III.3 et comparé aux valeurs mesurées obtenues dans le laboratoire.

Specimen #	Specimen type	Stresses (x:y:z)	Measured P_{BD} [psi]	Calculated P_{BD} [psi] by Eq.	Mea. P_{BD} /Cal. P_{BD}
16	Concrete	500:750:1000	583*	1168	0.5
17	Concrete	500:750:1000	1180	1168	1.01
18	Concrete	500:750:1000	685	1168	0.58
19	Concrete	500:750:1000	778	1168	0.67
20	Concrete	500:750:1000	759	1168	0.65
21	Concrete	1000:1500:2000	1317	1918	0.68
22	Concrete	1000:1500:2000	-	1918	-
23	Concrete	1000:1500:2000	1094	1918	0.57
S1	Shale	1000:1500:2000	1394	2726	0.51
S2	Shale	1000:3000:4000	1417	1226	1.15
S4	Shale	1000:1500:2000	2439	2726	0.89

Tableau III. 3: Comparaison entre la PBD mesuré et la PBD calculé.

$$P_{BD} = 3\sigma_h - \sigma_H - T_0 \quad \text{Eq (III.1)}$$

P_{BD} = Pression de rupture (psi)

σ_h et σ_H = Contraintes horizontales maximales et minimales, respectivement (psi)

T_0 = Résistance à la traction (psi)

L'échantillon #17 (béton) a été fracturé par la pression du nitrogène gazeux sans traitement d'azote liquide. Le P_{BD} calculé est proche de la valeur obtenue à partir du test. Le P_{BD} pour l'échantillon 17 peut donc être utilisé comme P_{BD} de référence pour les autres essais utilisant des échantillons de béton. Les spécimens 18-20 traités avec l'azote liquide avec des procédures différentes ont un P_{BD} inférieur à celui de l'échantillon 17. La valeur P_{BD} dans l'échantillon 18 a été réduite de 42%. Les échantillons 19 et 20 ont été réduits de ~ 36%. Les échantillons 21-23 ont été testés

sous des charges triaxiales supérieures aux échantillons 16-20. La P_{BD} pour l'échantillon 21, qui n'a pas été traité avec de l'azote liquide, est inférieur à la P_{BD} calculé. L'échantillon 23 a été traité et la valeur P_{BD} a été réduite de 17% par rapport à la P_{BD} mesurée pour l'échantillon 21. Le schiste S1-S4 a été testé sous le même chargement triaxial que les échantillons de béton 21-23. S1 a été traité avec de l'azote liquide et montre une P_{BD} réduite de 43% par rapport à la P_{BD} pour S4, qui n'a pas été traitée avec l'azote liquide. Sur la base de ces résultats, l'azote liquide réduit la pression de rupture nécessaire pour initier la fracture et que le l'azote liquide crée des fissures sur la surface.

III.2.7.2. Analyses de la perméabilité :

La perméabilité de l'échantillon pourrait être affectée par des facteurs tels que le nombre de cycles de traitement, la température du trou pendant et après le traitement et le chargement appliqué. Dans l'échantillon S1, la perméabilité augmente après chaque cycle de traitement. Pour voir comment cela a affecté la perméabilité, une analyse well test a été utilisée pour trouver le facteur de perméabilité $f(K)$ et obtenir la valeur normalisée, puis la comparer avec d'autres valeurs $f(K)$. L'analyse de la pression drawdown a été utilisée pour arriver à une valeur Pour $f(K)$. Ces calculs ne reflètent pas la variation de la perméabilité du bloc entier; Ils sont utilisés comme une procédure pour quantifier et comparer l'effet de la région de traitement cryogénique.

$$f(k) = \frac{k}{q} = -162.6 \frac{B \cdot \mu}{m \cdot h} \quad \text{Eq (III.2)}$$

k = Perméabilité (md)

q = Débit de gaz (scf/day)

B = Facteur volumétrique (RB/STB)

μ = Viscosité du gaz (cp)

m = La pente (psi/cycle)

h = Longueur de la zone intéressée (ft)

Le débit était inconnu dans le laboratoire et est supposé être constant. La valeur de sortie est le terme k/q et cette valeur est calculée pour chaque situation de chute de la pression et pour chaque cycle d'injection d'azote liquide. Enfin, la valeur de la quantité de k/q augmentée ou diminuée après chaque procédure de test a été trouvée.

La figure III.19.a montre la valeur de la première fonction de perméabilité (k_o) avec l'échantillon sous charge ($x: y: z= 1000: 1500: 2000\text{psi}$) et avant tout traitement divisé par la fonction de perméabilité après chaque cycle de traitement. Il montre qu'après chaque traitement, la perméabilité augmente. Après le premier cycle de traitement, la perméabilité a augmenté de 60%, et la perméabilité a augmenté de 60% de plus après le deuxième traitement. Après le troisième cycle de traitement, la perméabilité a augmenté de 37% par rapport au deuxième cycle de traitement.

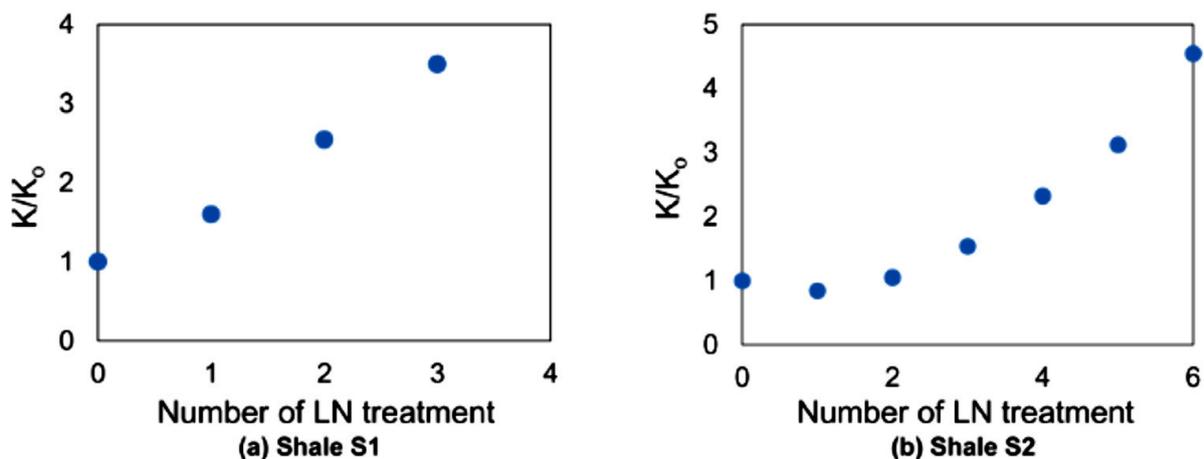


Figure III. 19: K/K_o en fonction du nombre de cycles de traitement d'azote liquide appliqués montrant une augmentation de la perméabilité après chaque cycle.

La figure III.19.b montre la valeur de la première fonction de perméabilité (k_o) pour le schiste S2 lorsque l'échantillon est en cours de chargement ($x: y: z=1000: 3000: 4000\text{ psi}$) et avant le traitement divisé par la fonction de perméabilité après chaque cycle de traitement. Deux essais ont été effectués sur le schiste S2, et chacun d'entre eux a été traité avec trois cycles (le nombre total de cycles pour l'échantillon S2 est de six). Tous les cycles sont inclus dans la figure III.19.b et montrent qu'après le second traitement, la perméabilité augmente. Cependant, après le premier cycle de traitement d'azote liquide, la perméabilité a diminué de 15%, peut-être en raison de la contrainte plus élevée appliquée dans la direction y empêchant une faille thermique. Avec plus de cycles d'azote, il y avait plus d'amélioration de la perméabilité qui pourrait être une indication d'une extension plus élevée des fissures de formation créées à chaque cycle de traitement.

III.2.7.3. Effet du chargement de confinement triaxial sur la perméabilité :

L'effet du chargement sur la perméabilité existe sur tous les échantillons de schiste. Avec le chargement, la perméabilité a diminué de manière significative. La valeur de $f(k)$ des résultats de laboratoire et de la perméabilité calculée à l'aide des équations (III.3), ces valeurs sont comparables. La valeur de la réduction de $f(k)$ (en utilisant la technique de well test) est de 0,07609 tandis que la valeur utilisant l'équation (III.3) (Kikani et Pedrosa Jr 1991) est de 0,07906. La figure 23 montre les valeurs $f(k)$ avant et après le chargement sans traitement pour les schistes S1 et S2, respectivement.

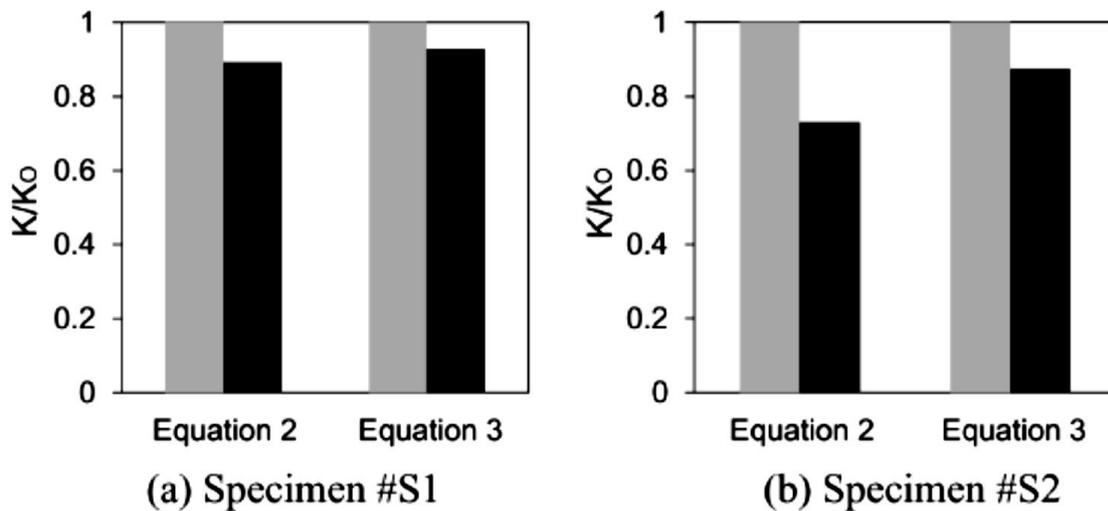


Figure III. 20: Réduction de la perméabilité du schiste après application du chargement, calculée à l'aide de l'équation III.3 (avant d'appliquer un traitement cryogénique).

$$k = k_0 \cdot e^{(-C_f \cdot \sigma_{avg})} \quad \text{Eq (III.3)}$$

k, k_0 = Perméabilité après et avant le chargement, respectivement (md).

C_f = La compressibilité de la formation (schiste) (psi^{-1}).

σ_{avg} = Les contraintes in situ moyennes (psi). [13]

Conclusion :

On peut conclure d'après les analyses dans ce chapitre que la fracturation cryogénique est une technologie qui a montré ses preuves, qui peut créer et propager des fissures dans un échantillon de schiste, de béton ou de grès. Et cela sans aucune utilisation d'eau ou d'additifs, qui est incontestablement positive pour le bien de

l'environnement et la santé humaine. On va étendre notre compréhension de cette technologie dans le chapitre suivant.

CHAPITRE IV :

Simulation de la fracturation
cryogénique

Introduction :

La fracturation cryogénique est un nouveau concept de fracturation qui utilise des fluides cryogéniques comme fluides de fracturation. Son mécanisme repose sur l'effet d'un choc thermique introduit par le cryogène sur la surface chaude de la roche du réservoir. Les fractures peuvent ensuite être initiées et propagées en raison d'une forte contrainte de traction locale. L'objectif de ce chapitre est de simuler des expériences de fracturation cryogénique sur des échantillons de schistes de Niobrara. Les processus expérimentaux sont simulés dans des conditions différentes et correspondent aux résultats de l'expérience réelle. Les influences de différents niveaux de contrainte, de pression d'injection et de critère de rupture sont identifiées en comparant les résultats de la modélisation et des expériences. L'outil de simulation développé peut également prédire la répartition des échantillons artificiels fracturés. Les processus expérimentaux ont été modélisés à l'aide de TOUGH2-EGS en intégrant le critère de défaillance de Mogi-Coulomb dans le module de génération de fracture.

TOUGH2-EGS est un programme de simulation numérique couplant la géomécanique et les réactions chimiques pour les flux de fluide et de chaleur dans les milieux poreux et les réservoirs fracturés de systèmes géothermiques améliorés. Le simulateur comprend le module géomécanique (THM) entièrement couplé, le module géochimique à couplage complet (THC) et le module de géochimie réactive couplée séquentiellement (THMC). Les relations entre les propriétés de la roche et les effets géomécaniques et chimiques des théories de la poro-élasticité et des corrélations empiriques sont incorporées dans le simulateur.

IV.1. Analyse théorique :

IV.1.1. Transfert de chaleur et modèle d'écoulement de fluide :

Pour un volume de contrôle arbitraire avec une forme arbitraire, l'équation de régulation pour le bilan de masse et de chaleur selon Fakcharoenphol et al. (2013) peut être écrit sous la forme:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_n} Q^k dV_n = \int_{\Gamma_n} F^k \cdot \vec{n} d\Gamma_n + \int_{V_n} q^k dV_n \quad \text{Eq (IV.1)}$$

Avec :

k = Nombre total de composants ;

n = Nombre total de blocs de grille ;

V_n = Un sous-domaine arbitraire du système étudié ;

Γ_n = Surface fermée par laquelle le sous-domaine est délimité

Q = La quantité représentant la masse ou l'énergie par volume;

F = Flux de masse ou de chaleur;

q = puits et sources ;

\vec{n} = Est un vecteur normal sur l'élément de surface $d\Gamma_n$ pointant vers l'intérieur de V_n .

IV.1.2. Modèle thermo-élastique :

La contrainte thermique est le changement de contrainte causé par la variation de température dans un matériau solide. C'est le paramètre le plus important lors de la simulation du processus de fracturation cryogénique. La contrainte induit thermiquement peut être intégré dans la relation contrainte-déformation généralisée dans un volume de roche (Zoback, 2007), comme indiqué ci-dessous:

$$\sigma_{kk} - B_i \times p_p - \frac{E}{1-2\nu} [\beta(T - T^0)] = \frac{E}{1+\nu} \epsilon_{kk} + \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} (\epsilon_{kk} + \epsilon_{yy} + \epsilon_{zz}) \quad \text{Eq (IV.2)}$$

Avec :

σ = La contrainte normale ;

ϵ = Est la déformation ;

L'indice kk représente la direction, qui peut être x , y et z ;

B_i = est le nombre de Biot de la roche ;

β = Est l'expansion thermique linéaire de la roche ;

E = Est le module de Young;

ν = Est le coefficient de Poisson ;

p_p = Est la pression des pores ;

T = Est la température actuelle ;

T^0 = Est la référence ou la température d'origine.

IV.1.3. Critères de défaillance de la roche :

Un critère de défaillance est utilisé pour juger l'état de fracturation de la roche. Il donne la résistance maximale de la roche sous certaines conditions de contrainte. Une fois que la contrainte dépasse la résistance maximale donnée par le critère de défaillance, la roche se cassera, en d'autres termes, sera fracturée. Le modèle de défaillance actuel utilisé dans cet outil de simulation est le Critère de défaillance de Mogi-Coulomb, introduit par Al-Ajmi et Zimmerman (2006) et largement utilisé dans la mécanique des roches. Le critère de Mogi-Coulomb a la forme suivante:

$$\tau_{oct} = k + m\sigma_{oct} \quad \text{Eq (IV.3)}$$

Avec :

σ_{oct} = Est la contrainte de cisaillement octaédrique ;

τ_{oct} = Est la contrainte normale octaédrique ;

k = Est l'ordonnée à l'origine Mogi-Coulomb ;

m = Est la pente Mogi-Coulomb ;

La contrainte octaédrique normale et de cisaillement sont définis comme suit :

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_v - \sigma_{Hmax})^2 + (\sigma_v - \sigma_{hmin})^2 + (\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin})^2} \quad \text{Eq (IV.4)}$$

$$\sigma_{oct} = \frac{1}{3} (\sigma_v + \sigma_{Hmax} + \sigma_{hmin}) \quad \text{Eq (IV.5)}$$

Avec :

σ_v = Est la contrainte verticale ;

σ_{Hmax} = Est la contrainte horizontale maximale;

σ_{hmin} = Est la contrainte horizontale minimale.

Dans les équations ci-dessus, k et m sont des constantes qui sont généralement obtenues à partir du montage de données réelles. L'enveloppe de défaillance du critère Mogi-Coulomb est indiquée sur la Figure IV.1. Normalement, les conditions de contrainte de la roche font que la τ_{oct} calculé et la σ_{oct} tombent dans la zone bleue sous l'enveloppe de défaillance. Lorsque la condition de contrainte change, c'est-à-dire en

raison d'un traitement cryogénique, la τ_{oct} calculé et la σ_{oct} peuvent tomber sur un point à l'extérieur de l'enveloppe de défaillance, la roche serait ensuite fracturée. Le critère de défaillance de Mogi-Coulomb est simple et facile à adapter en simulation et a une précision similaire avec d'autres critères de défaillance en supposant que les propriétés physiques de la roche restent les mêmes avec le changement de température.

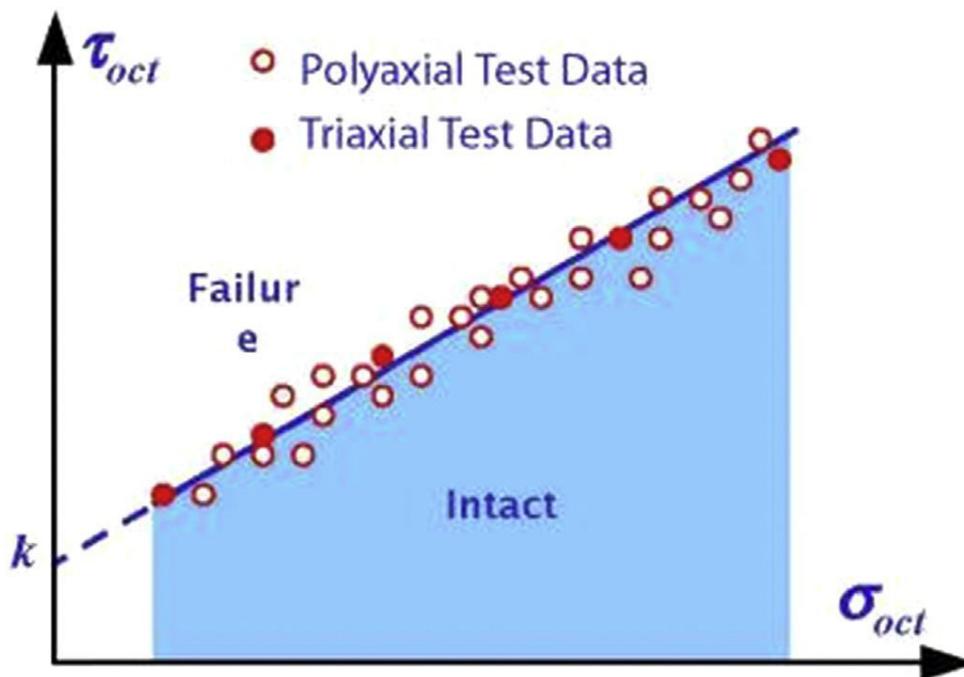


Figure IV. 1: Enveloppe de défaillance du critère de Mogi-Coulomb

IV.2.Modélisation numérique

Le programme de simulation est modifié à partir de TOUGH2-EGS (Enhanced Geothermal System) qui est un simulateur géomécanique couplé pour les flux de fluide et de chaleur Dans un système géothermique amélioré. Avec la capacité de TOUGH2-EGS et la modification de l'initiation et de la propagation de la fracture, cet outil de simulation peut simuler des processus de fracturation cryogénique et prédire la répartition des fractures.

Afin de simplifier le développement du programme de simulation, plusieurs hypothèses ont été faites:

- Pour le transfert de chaleur, seule la conduction de chaleur est considérée dans chaque grille. Dans les milieux poreux, la zone de contact entre les surfaces fluide et rocheuse est très grande par unité de volume de fluide. Cela indique que la

conduction thermique joue un rôle beaucoup plus important que l'advection et le rayonnement pendant une courte période de traitement cryogénique. Dans chaque bloc de grille, la température de la matrice de roche est toujours la même que celle du fluide dans le volume des pores.

- Pour les processus de fracturation, le changement de contrainte dans la matrice de roche comprend une expansion ou une contraction thermique en raison de la variation de température, de la pression des fluides dans les pores et de l'état de contrainte externe, imposé par la presse hydraulique et les pistons dans l'expérience. Les principales directions de contraintes suivent le sens de chargement dans les expériences triaxiales.
- On suppose que la matrice de roche est homogène dans chaque bloc de grille. L'hétérogénéité de l'échantillon est obtenue en attribuant différentes propriétés de roche à différents blocs de grille.
- Pour les fractures naturelles, car elles sont très difficiles à caractériser, les fractures naturelles préexistantes sont négligées. Seules les fractures générées par le traitement cryogénique sont considérées et suivies.

Il existe trois types de blocs de grille utilisés dans cet outil de simulation :

1. La grille normale, qui peut être considérée comme le matériau de roche intact, a les mêmes propriétés avec les propriétés de roche mesurées.
2. La grille fracturée a une plus grande perméabilité due à des fractures induites par un choc thermique dans le traitement des fluides cryogéniques. Les autres propriétés restent les mêmes avec la grille normale. Cependant, étant donné que le débit de fluide augmente avec une perméabilité plus élevée dans ce type de grille, les blocs de grille fracturés semblent généralement être plus conducteurs thermiques.
3. Le troisième type de grille est la grille du puits, qui est configurée pour avoir la même propriété avec un espace vide. Si le centre d'un bloc de grille se trouve dans l'espace du trou, il est défini comme une grille de puits.

Le flux de travail de base de l'outil de simulation suit le flux de travail original de TOUGH2-EGS avec une modification sur le jugement des grilles fracturées selon le critère d'échec Mogi-Coulomb.

L'outil de simulation simule le processus de fracturation cryogénique en utilisant la méthode de contrôle de volume des différences finies. La géométrie de base du puits simulé est la même que celle de l'expérience: le fluide cryogénique s'écoule dans un trou du puits et refroidit sa surface. Ensuite, le fluide pénètre dans le milieu poreux à travers la surface intérieure du trou. Les dimensions du domaine sont définies comme 8''x 8''x 8'', identiques à la dimension de l'échantillon dans l'expérience réelle.

Les détails de cette expérience sont les suivants : Le domaine est un cube d'échantillon de roche avec des dimensions extérieures de 20,32 cm x 20,32 cm x 20,32 cm (8 in x 8 in x 8 in.). Un trou de 2,54 cm (1 in) de diamètre est situé au centre, sur la surface supérieure, s'étendant à 15,24 cm (6 in) dans le bloc. La section du trou supérieure de 5,08 cm (2 in) sera couverte par un casing, ce qui signifie qu'aucun fluide ne circule dans cette section des échantillons. La figure IV.2 montre le schéma de la géométrie pour la modélisation.

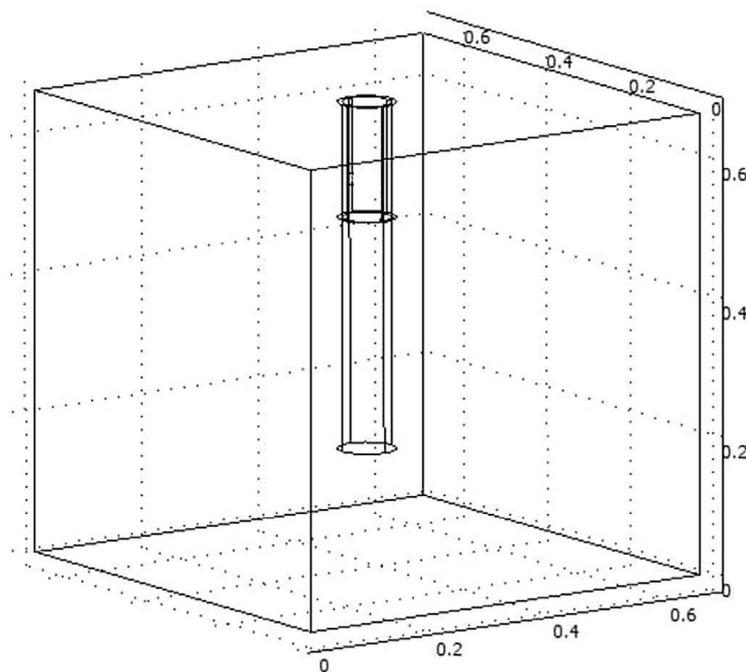


Figure IV. 2: Représentation schématique de la géométrie de modélisation.

La partie extérieure, qui se compose des six surfaces du bloc de grès, est exposée à la pression ambiante et à la température dans le laboratoire, soit 11.8 psia (81.4 KPa) et 66°F (19°C). L'échantillon est initialement réglé à la température ambiante, soit 66 ° F (19 ° C). Les conditions de contrainte sont identiques à ceux de l'expérience, de sorte que les résultats de simulation et de l'expérience peuvent être comparés. La

perméabilité de la grille fracturée est une grande valeur arbitraire par rapport à la perméabilité initiale, étant donné qu'il est extrêmement difficile de mesurer la perméabilité de la zone proche du puits des échantillons de schiste après traitement. Tous les paramètres d'entrée de base de la simulation sont présentés dans le tableau IV.1.

Properties	Value
Ambient Pressure	11.8 psi (81.4 KPa)
Ambient Temperature	66 °F (19 °C)
Rock Density	2.38 g/cc
Permeability	1.00×10^{-3} mD
Permeability of Fractured Grid	200 mD
Porosity	8%
Rock Compressibility	2×10^{-3} psi ⁻¹ (2.9×10^{-7} Pa)
Thermal Diffusivity	8×10^{-7} m ² /s
Thermal Expansion Coefficient	2.7×10^{-5} °C
Specific Heat	990 J/(kg K)
Young's Modulus	7.15×10^6 psi (4.93×10^4 Mpa)
Poisson's Ratio	0.268
Mogi-Coulomb Constant, k	230 psi (1.59 Mpa)
Mogi-Coulomb Slope, m	0.58

Tableau IV. 1 : Paramètres d'entrée pour la simulation.

IV.3.Résultats :

Wang et al. (2016) a testé plusieurs échantillons de schistes de Niobrara avec un processus de fracturation cryogénique. Les résultats des simulations sont comparés à l'expérience pour évaluer l'effet de différentes procédures et conditions d'essai.

L'échantillon de schiste #1 (S1) a été traité sur deux cycles avec de l'azote liquide sous la température ambiante. Le profil de contrainte de confinement utilisé pour cet échantillon est de 1000 psi (6,89 MPa) en direction x, 1500 psi (10,34 MPa) en direction y et 2000 psi (13,79 MPa) en direction z. Le premier traitement à l'azote liquide est une circulation à basse pression (environ 15 psi ou 0,1 MPa) et dure 40 min. Le deuxième traitement comprend trois cycles d'injection d'azote liquide à haute pression avec une sortie partiellement ouverte pour fournir des possibilités de circulation tout en maintenant une contre-pression.

Les résultats des tests de dépression avant et après chaque traitement sont présentés à la Figure IV.3. La perméabilité moyenne associée à la simulation du schiste

avant le premier traitement cryogénique est de 1.30×10^3 mD, après le premier traitement est de 1.65×10^3 mD, et après le deuxième traitement est 3.45×10^3 mD. Le premier cycle de circulation d'azote liquide à basse pression augmente la perméabilité moyenne de S1 à 1,26 fois à sa valeur d'origine. Le deuxième cycle de traitement à haute pression de l'azote liquide augmente la perméabilité à 2,64 fois de sa valeur initiale. Les résultats de l'expérience et de la simulation pour S1 sont comparés côte à côte dans le tableau IV.2.

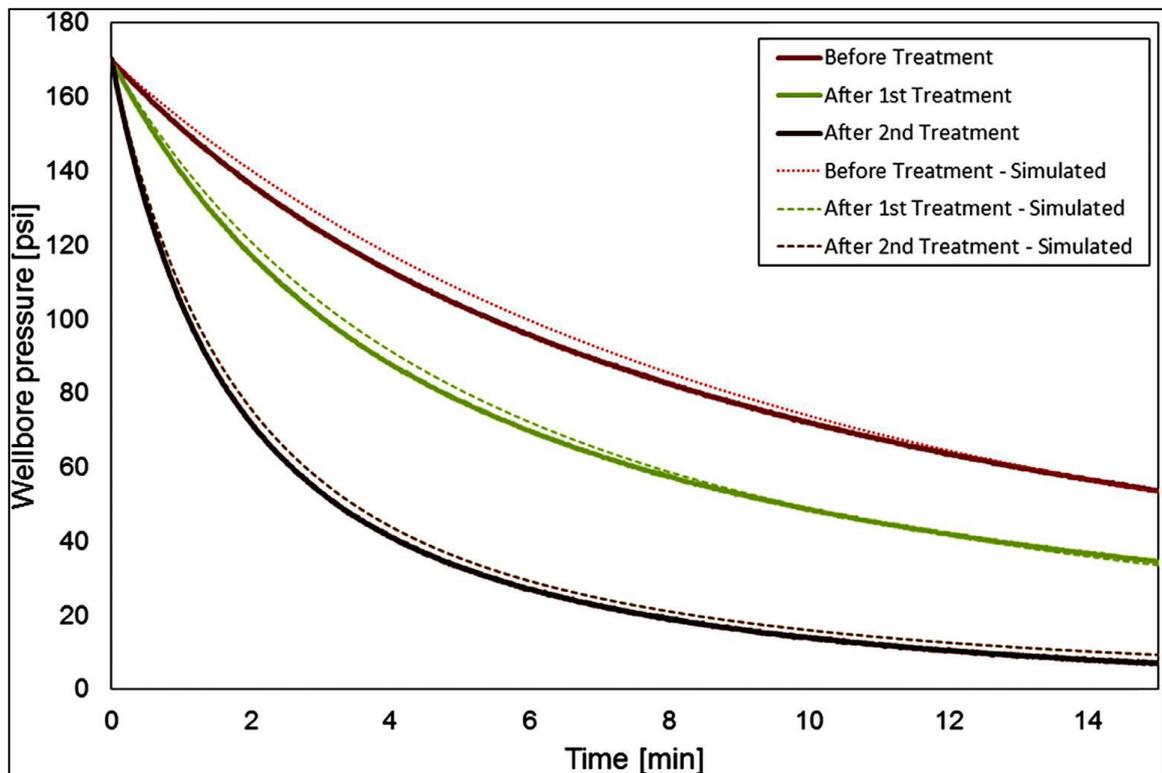


Figure IV. 3: Test de dépression sur l'échantillon S1.

Procedure	Experiment		Simulation		
	Average Permeability	Improvement	Average Permeability	Improvement	Fracture Half-length
Before treatment	1.30×10^{-3} mD	1.00	1.00×10^{-3} mD	1.00	0
After low pressure circulation for 40 min	1.65×10^{-3} mD	1.26	1.30×10^{-3} mD	1.30	0.6 in. (1.52 cm)
After 3 cycles of high pressure injection	3.45×10^{-3} mD	2.64	2.25×10^{-3} mD	2.25	0.9 in. (2.29 cm)

Tableau IV. 2: Résultats de l'expérimentation et de la simulation pour S1.

L'échantillon de schiste # 2 (S2) est traité deux fois avec de l'azote liquide à haute pression sous la température ambiante (Wang et al., 2016). Le profil de contrainte de contrainte utilisé pour cet échantillon est de 6 000 psi (6,89 MPa) en direction x, 3000 psi (20,68 MPa) en direction y et 4 000 psi (27,58 MPa) en direction z. Les deux traitements ont utilisé une pression d'environ 450 psi (3,10 MPa) et contiennent trois cycles d'injection d'azote liquide.

Les résultats des tests de dépression avant et après chaque traitement sont présentés à la Figure IV.4. La perméabilité moyenne associée à la simulation du schiste avant le premier traitement cryogénique est de $2,90 \times 10^4$ mD, après le premier traitement est de $1,25 \times 10^3$ mD, et après le deuxième traitement est $2,90 \times 10^3$ mD. Le premier cycle de traitement à l'azote liquide à haute pression augmente la perméabilité moyenne de S2 de 4.32 fois à sa valeur d'origine. Le deuxième cycle de traitement à haute pression de l'azote liquide augmente la perméabilité à 10 fois sa valeur initiale.

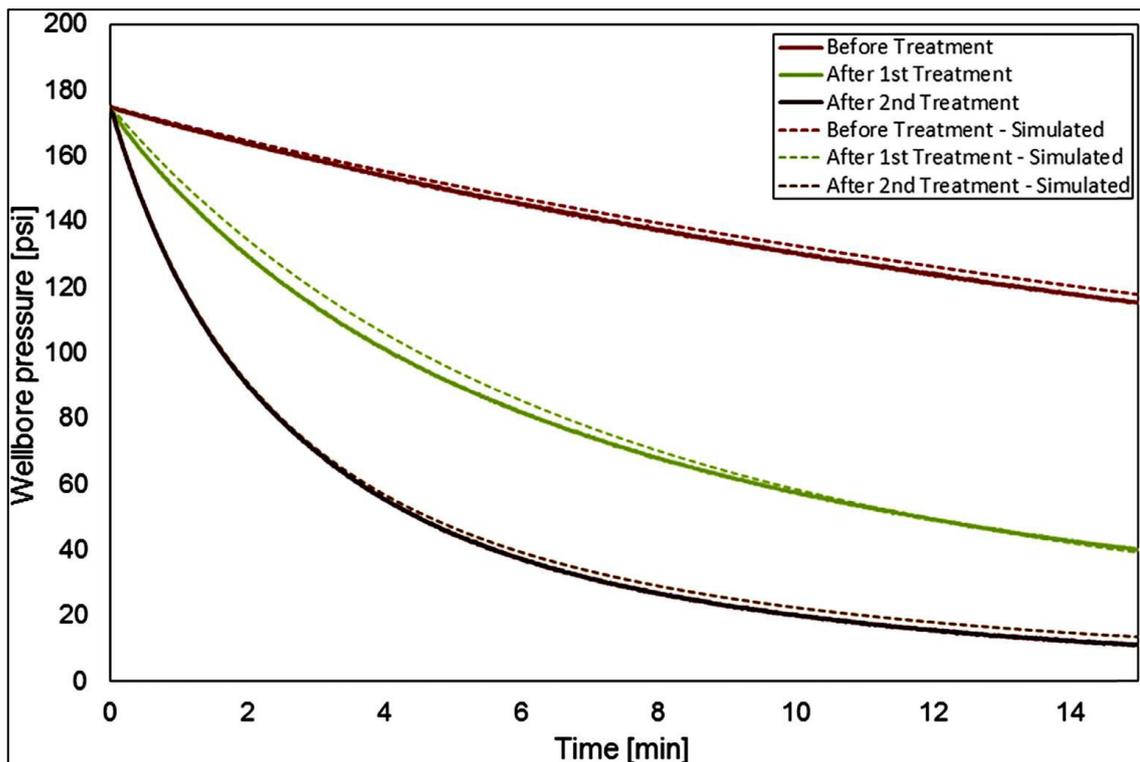


Figure IV. 4: Test de dépression sur l'échantillon S2.

Procedure	Experiment		Simulation		
	Average Permeability	Improvement	Average Permeability	Improvement	Fracture Half-length
Before treatment	2.90×10^{-4} mD	1	1.00×10^{-3} mD	1	0
After 1st round of 3 cycles of high pressure injection	1.25×10^{-3} mD	4.32	3.80×10^{-3} mD	3.8	0.8 in. (2.03 cm) in y 0.4 in. (1.02 cm) in x
After 2nd round of 3 cycles of high pressure injection	2.90×10^{-3} mD	10	6.10×10^{-3} mD	6.1	10.2 inch (3.05 cm) in y 0.5 in. (1.27 cm) in x

Tableau IV. 3: Résultats de l'expérimentation et de la simulation pour S2.

Pour la deuxième partie, les distributions de pression, de température et de grilles fracturées sont représentées sur la Figure IV.6, Figure IV.7 et Figure IV.8, respectivement. La demi-longueur de la fracture après le premier traitement est d'environ 0,7 in (1,24 cm) dans la direction y et 0,4 pouce (1,02 cm) dans la direction x. La perméabilité moyenne de la simulation est $6,10 \times 10^3$ mD, soit 6,1 fois sa valeur d'origine. Tous les résultats de l'expérience et de la simulation pour S2 sont présentés dans le tableau IV.3. Puisque la perméabilité de base est définie comme 1.00×10^3 mD, qui diffère de la perméabilité moyenne de S2 du test de dépression, le résultat de la simulation de ce cas se concentre principalement sur l'amélioration de la perméabilité du traitement cryogénique au lieu de faire correspondre la perméabilité. Après le traitement cryogénique, S2 est fracturé avec de l'azote gazeux à haute pression. La zone de section du plan de fracture montre un profil clair pour la fracture induite par un choc thermique, comme le montre la Figure IV.5. En comparant le profil de fracture de l'expérience (figure IV.5) et la simulation (figure IV.8), il montre que la simulation est capable de reproduire l'expérience et de générer des résultats raisonnables.

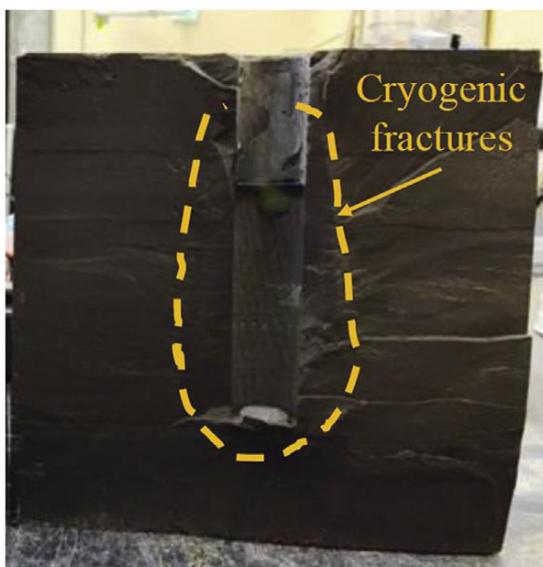


Figure IV. 5: Plan de fracture de S2 (Wang et al, 2016).

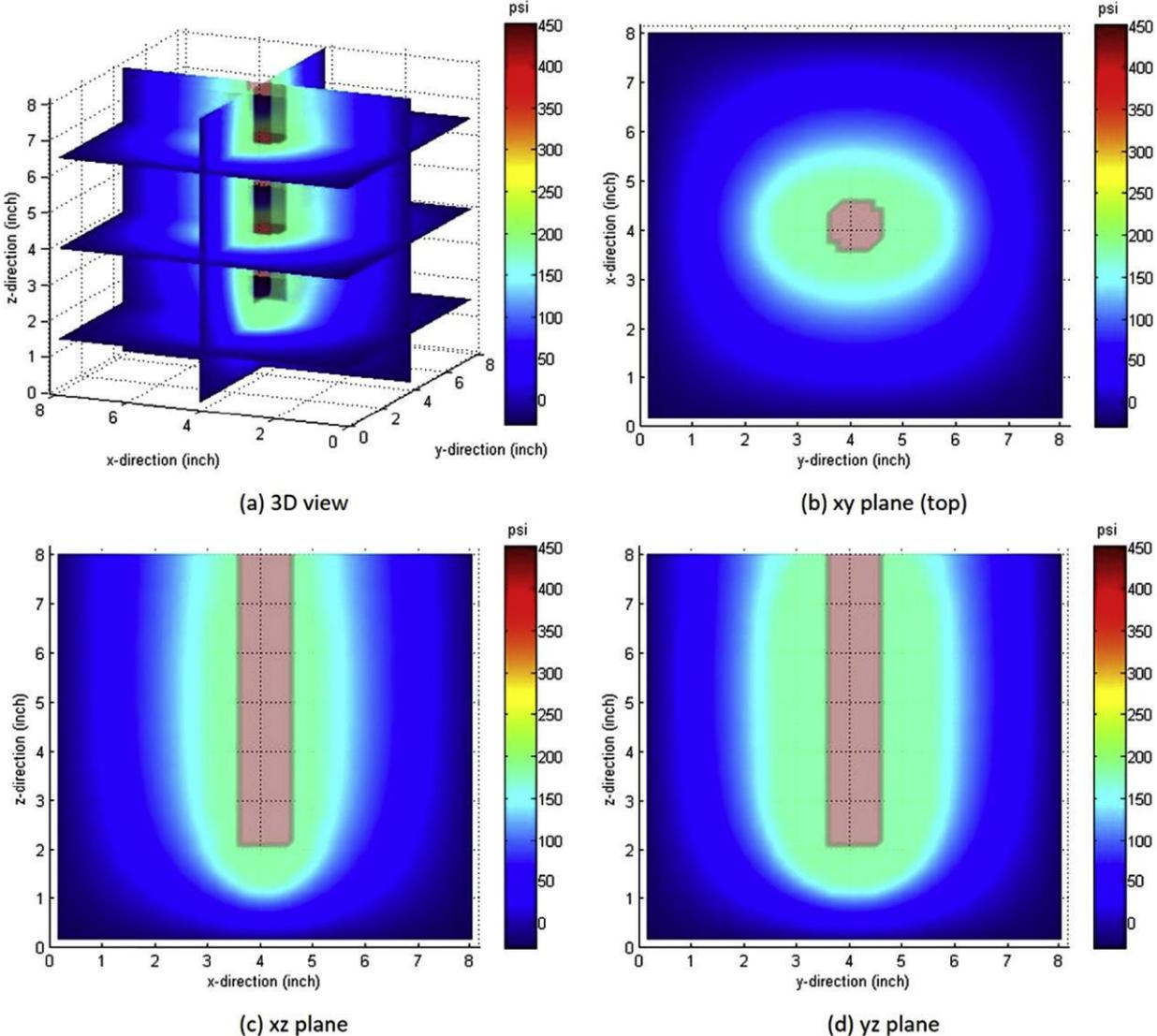


Figure IV. 6 : Distribution de pression de S2 après le second traitement.

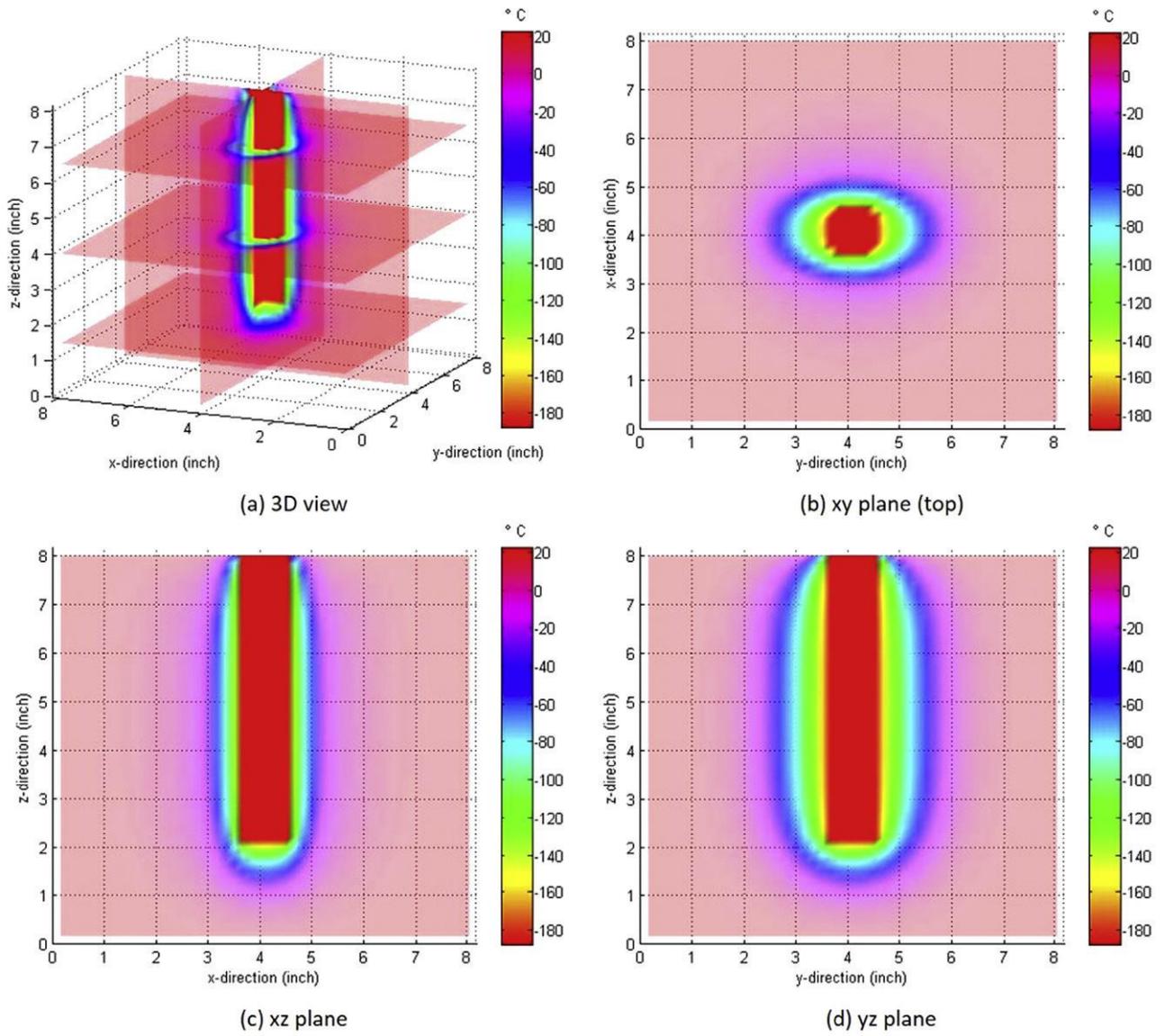


Figure IV. 7: Distribution de la température de S2 après le second traitement.

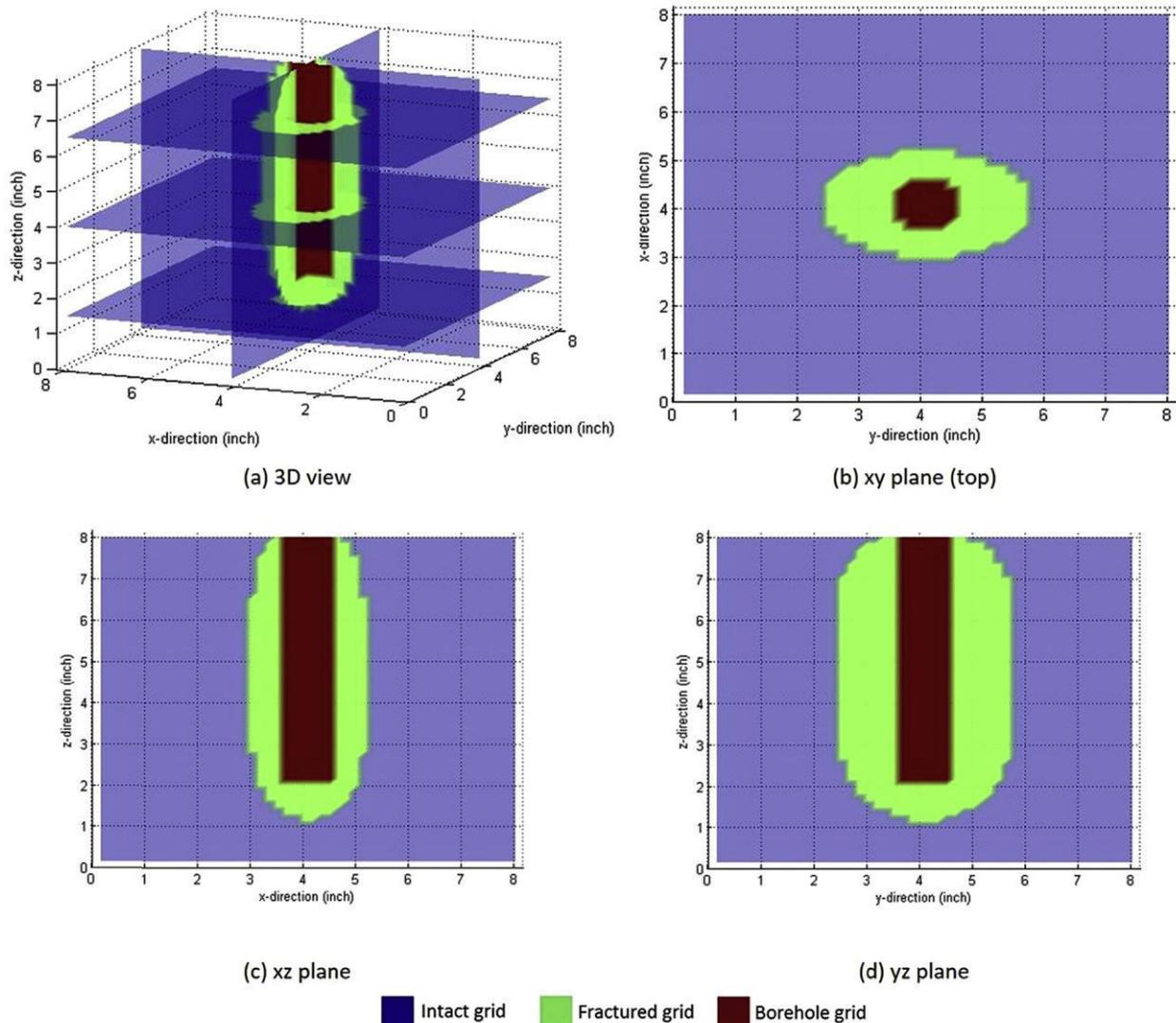


Figure IV. 8: Distribution de grilles fracturées dans S2 après le second traitement.

L'échantillon de schiste # 4 (S4) est directement fracturé par l'azote gazeux à haute pression pour établir une référence pour l'évaluation de l'efficacité de la fracturation cryogénique. Le profil de contrainte de confinement utilisé pour cet échantillon est de 1000 psi (6,89 MPa) en direction x, 1500 psi (10,34 MPa) en direction y et 2000 psi (13,79 MPa) en direction z. La pression de rupture pour S4 est d'environ 2460 psi (18,2 MPa), ce qui est montré à la Figure IV.9.

Une simulation de pression uniquement (c'est-à-dire non cryogénique) a été utilisée pour S4, qui fournit une distribution de fracture comme indiqué sur la Figure IV.10. Les grilles fracturées pour ce cas sont principalement réparties dans le plan yz. Les fractures induites par l'azote gazeux à haute pression ont atteint les surfaces sur les directions z (haut et bas), ce qui provoque la plupart des écoulements de gaz dans

l'environnement ambiant à travers ces grilles. La pression de rupture pour ce cas est de 2472 psi (17,1 MPa), ce qui est très proche de la pression de rupture réelle représentée sur la Figure IV.9. [14]

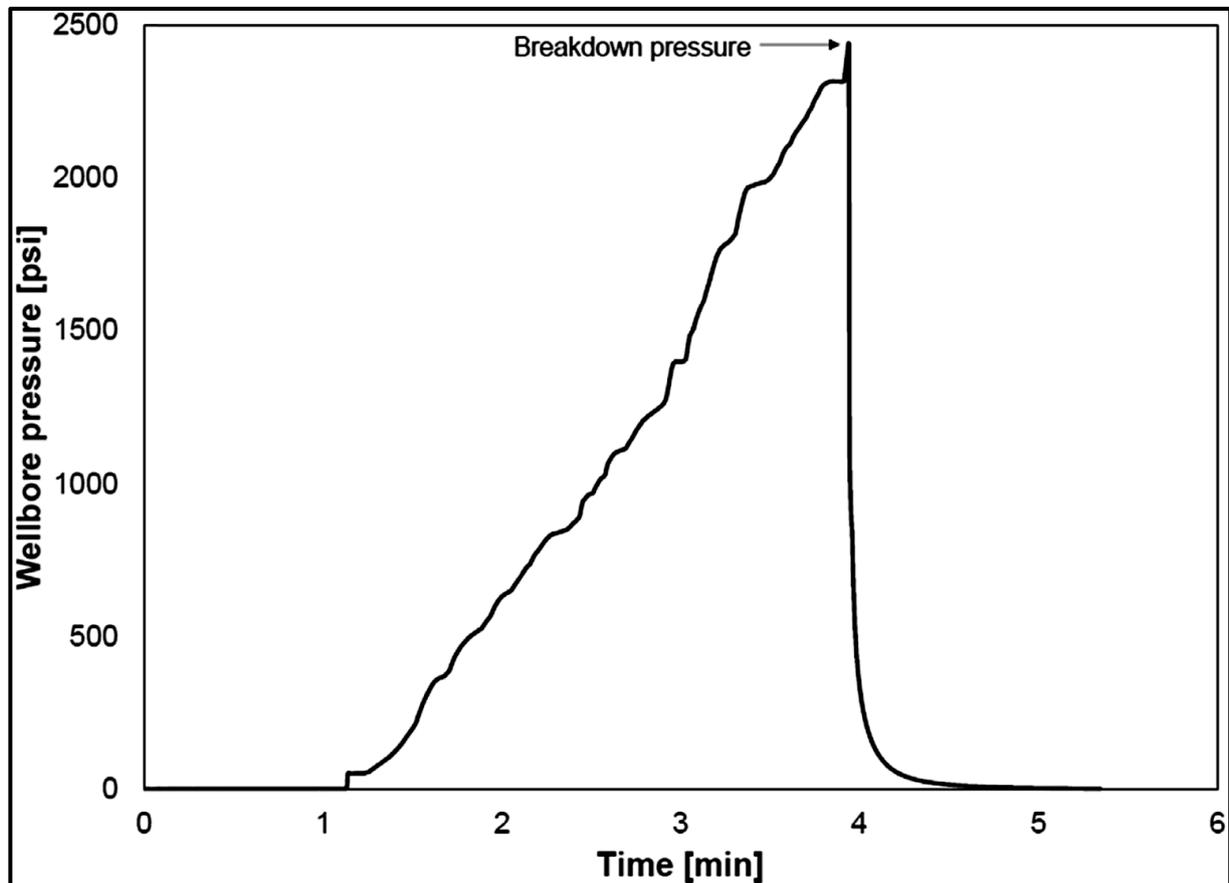


Figure IV. 9: La pression de rupture de l'échantillon S4.

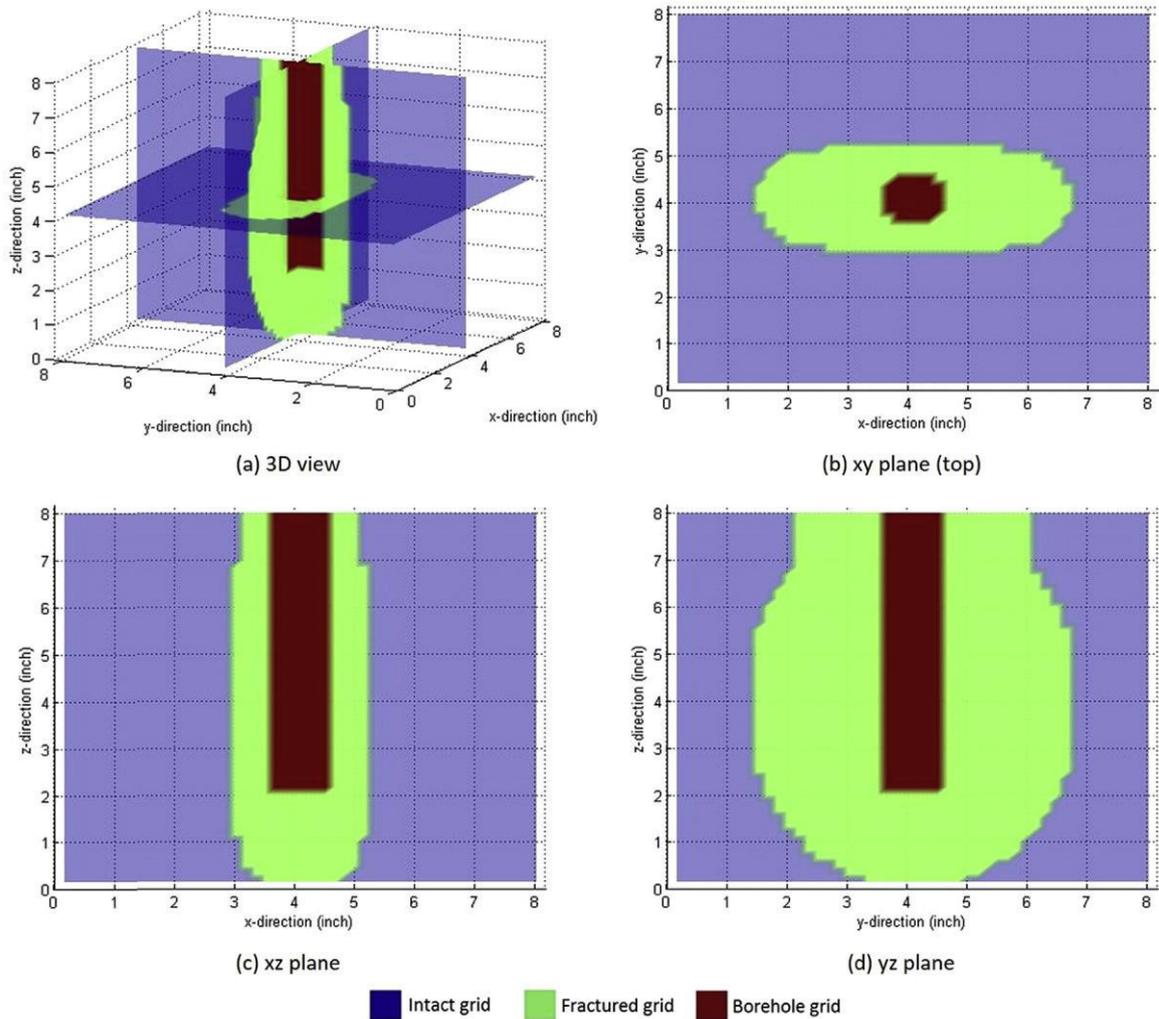


Figure IV. 10: Distribution de la fracture dans l'échantillon S4.

Conclusion :

On peut en déduire d'après cette étude de simulation avec le programme TOUGH2-EGS qu'il peut fournir des prédictions qui sont en bon accord avec l'expérience et prédire la répartition des fractures pour les expériences de fracturation cryogénique sous différentes conditions de contrainte. Cela nous permettra dans le future de considérer l'application de cette technologie dans des situations réels.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale :

En regardant en arrière dans le temps, il est clair que le pétrole et le gaz ont été cruciaux pour le développement et le maintien d'une civilisation industrielle, ce qui n'a pas changé sensiblement au fil des décennies. Au début du 20e siècle, le pétrole était le produit de base le plus précieux commercialisé sur les marchés mondiaux. Aujourd'hui, le pétrole et le gaz sont essentiels pour de nombreuses industries et représentent un pourcentage important de la consommation mondiale d'énergie. Des guerres ont été menées, des fortunes réalisées (et perdues), des alliances géopolitiques forgées et des lieux transformés par la richesse nouvelle et le pouvoir politique conféré par le pétrole et le gaz. Les deux sont vitaux pour de nombreuses industries et représentent un pourcentage important de la consommation mondiale d'énergie. Ainsi, il ne faut pas être surpris que la recherche de nouveaux moyens d'extraction du pétrole et du gaz de la terre ait pris une grande importance à travers le monde.

Le procédé de fracturation hydraulique consiste à injecter des millions de gallons d'eau, d'additifs chimiques, et un agent de soutènement à haute pression dans le puits pour créer de petites fractures dans les formations rocheuses qui permettent au gaz naturel (ou de pétrole) pour être libéré. Le fluide de fracturation, composé d'eau, de sable et d'additifs chimiques, crée des fissures dans la roche.

Cependant Le processus de fracturation hydraulique peut être sale, désordonné et polluant dans l'environnement s'il n'est pas fait correctement, proprement et avec précaution. Le processus implique également des quantités massives de produits chimiques qui peuvent avoir un effet néfaste non seulement sur la qualité de l'eau et de l'air, mais aussi sur la santé humaine.

Pour répondre à cette problématique nous avons introduit l'une des techniques de fracturation qui ne suscite aucune utilisation d'eau et donc d'additifs chimiques, cette technique est la fracturation cryogénique, dont le concept repose sur l'idée qu'un liquide glacial, qui est dans ce cas l'azote liquide, peut induire des fractures lorsqu'il est mis en contact avec une roche beaucoup plus chaude dans des conditions de fond.

Pour vérifier la véracité de cette méthode on a évoqué un certain nombre de tests de fracturation cryogénique sur blocs de Béton, de grès et de schistes sous de vraies

conditions de chargement triaxial en utilisant un système expérimental intégré, conçu et fabriqué à cet effet spécial, et on a effectué des analyses et des mesures sur les échantillons avant et après la stimulation d'azote liquide.

D'après les tests mises en œuvre on a pu se résoudre à plusieurs conclusions :

- Les traitements cryogéniques des échantillons de béton, de grès et de schistes montrent des réductions de leur pression de rupture respective. L'efficacité des processus de fracturation cryogénique dépend des propriétés de la roche, de la pression d'injection, du temps et des cycles de traitement et des conditions de contrainte triaxiale. La forte pression d'injection d'azote liquide à travers le trou de l'échantillon améliore le processus de rupture de la roche.
- Les mesures acoustiques confirment que la stimulation de l'azote liquide augmente la perméabilité de la matrice en générant des fractures à l'intérieur des blocs de roche. Les cycles de traitements multiples dans les échantillons de schistes démontrent qu'une amélioration de la perméabilité plus grande peut être obtenue après chaque cycle, ce qui indique que chaque cycle de traitement d'azote liquide crée non seulement de nouvelles fractures, mais aussi élargit celles existantes. En outre, à mesure que la température revient à la température ambiante, les fractures deviennent étroites, comme en témoigne la diminution de la perméabilité. De plus, en raison de la compressibilité, la perméabilité diminue dans des conditions de chargement triaxial élevées.
- les analyses analytiques montrent que la stimulation cryogénique est capable de réduire les pressions de rupture des blocs de béton et de schistes de jusqu'à ~40%. Pour les échantillons de schiste, la perméabilité peut être améliorée jusqu'à ~300% après plusieurs cycles de stimulation cryogénique.
- Aucune génération de fracture dramatique n'est observée pendant la fracturation cryogénique, ce qui indique qu'une pression d'injection supplémentaire peut être nécessaire pour induire des fractures importantes et une pénétration plus profonde.

Cette recherche prouve la faisabilité d'utiliser le fluide cryogénique comme fluide de fracturation pour un traitement de stimulation sur des échantillons de Béton et de schiste en laboratoire. En outre, un programme de simulation pour la modélisation des processus de fracturation cryogénique incorporant le transfert de chaleur et de masse et

Conclusion générale

l'initiation et la propagation des fractures a été développé. Ce travail théorique a clairement démontré que les différentes conditions de traitement cryogénique affectent l'initiation et la croissance des fractures en utilisant des approches expérimentales et de modélisation. La suite logique à ce travail serait d'entreprendre une réalisation expérimentale pour pouvoir vérifier les affirmations qu'on vient d'avancer

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques :

- [1] **Michael Berry Smith and Carl T. Montgomery**. Hydraulic Fracturing. *Emerging trends and technologies in petroleum engineering*, 2015, CRC Press, 812 Pages
- [2] **Erle C. Donaldson, Waqi Alam and Nasrin Begum**, Hydraulic Fracturing Explained Evaluation, Implementation and Challenges, 2013, Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- [3] http://petrowiki.org/Fracture_propagation_models
- [4] <https://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage>
- [5] **Johannes Karl Fink**, Hydraulic Fracturing Chemicals and Fluids Technology, 2013, Gulf Professional Publishing, Oxford, UK.
- [6] **Annamária Nádor**, The impacts of hydraulic fracturing on the environment, 1 June 2015, Budapest.
- [7] **EPA United States Environmental Protection Agency** , Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources, December 2016, Office of Research and Development Washington, D.C.
- [8] **Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safty**, Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing Related to Exploration and Exploitation of Unconventional Natural Gas, November 2012, Berlin, Germany.
- [9] **Allan H. Smith, Elena O. Lingas, & Mahfuzar Rahman**, Contamination of drinking-water by arsenic in Bangladesh: a public health emergency.
- [10] **Tanja Srebotnjak and Miriam Rotkin-Ellman**, Fracking Fumes: Air Pollution from Hydraulic Fracturing Threatens Public Health and Communities, december 2014, NRDC Natural Resources Defense Council.
- [11] **Madelon L. Finkel**, The Human an Environmental Impact of Fracking : How Fracturing Shale for Gas Affects Us and Our World, 2015,USA.
-

[12] Luca Gandossi, An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production, 2013, Publications Office of the European Union, Luxembourg.

[13] Naif B. Alqatahni, Experimental Investigation of Cryogenic Fracturing of Rock Specimens Under True Triaxial Confining Stresses, SPE-180071-MS, 2016, Society of Petroleum Engineers, Vienna, Austria.

[14] B. Yao and L. Wang, Experimental Study and Modeling of Cryogenic Fracturing Treatment of Synthetic Rock Samples Using Liquid Nitrogen under Tri-Axial Stresses, SPE-185050-MS, 2017, Society of Petroleum Engineers, Alberta, Canada,

[15] Steve R. Grundmann, Gary D. Rodvelt, Cryogenic Nitrogen as a Hydraulic Fracturing Fluid in the Devonian Shale, SPE 51067, 1998, Society of Petroleum Engineers.

[16] Minsu Cha et XiaolongYin, Cryogenic fracturing for reservoir stimulation, August 2014, Journal of Petroleum Science and Engineering, USA.

ANNEXE

Annexe I : Techniques de fracturation alternatives pour la production de gaz de schiste.

Technique	Avantages potentiels	Désavantages potentiels	Statut d'application pour la production de gaz de schiste
Liquides de fracturation à base de mousse	<ul style="list-style-type: none"> - L'utilisation de l'eau est réduite (ou complètement éliminée dans le cas de mousses à base de CO₂). - Quantité réduite d'additifs chimiques. - Réduction des dégâts de formation. - Meilleur nettoyage des liquides résiduels. 	<ul style="list-style-type: none"> - Faible concentration de proppant dans le liquide, donc diminution de la conductivité de la fracture. - Des coûts plus élevés. - Un comportement d'écoulement difficile à prévoir. - Une pression de pompage de surface supérieure requise. 	Application commerciale aux fractures de formations de schiste.
Liquides de fracturation à base d'huile (LPG)	<ul style="list-style-type: none"> - Utilisation de l'eau réduite ou complètement éliminée. - Moins d'additifs chimique sont nécessaire ou pas du tout. - Trafic des camions réduit. - Augmentation de la productivité du puits. - Faible viscosité, densité et tension superficielle du fluide, ce qui entraîne une consommation d'énergie plus faible pendant la fracturation. - Compatibilité complète des fluides avec les réservoirs de schiste (le piégeage de phase est pratiquement éliminé). - Pas de perte de liquide. - Des taux de récupération (jusqu'à 100%) possibles. - Nettoyage très rapide (souvent dans les 24 heures). 	<ul style="list-style-type: none"> - implique la manipulation de grandes quantités de propane inflammable, donc potentiellement plus risqué que les autres fluides et plus adapté dans les environnements à faible densité de population. - Des coûts d'investissement plus élevés. - Le succès repose sur la capacité de formation à renvoyer la majeure partie du propane à la surface pour réduire le coût global. 	Commercialement appliqué à la fracture des réservoirs non conventionnels (pas clair si cela inclut les schistes).
Fluides de fracturation à base d'acide	L'application de la fracturation acide semble se limiter aux réservoirs de carbonate. Non utilisé pour stimuler les réservoirs de grès, de schistes ou de charbon.		
Liquides de fractures à base d'alcool (Méthanol)	<ul style="list-style-type: none"> - Utilisation de l'eau beaucoup réduite ou complètement éliminée. - Le méthanol n'est pas persistant dans l'environnement. - Excellentes propriétés de fluide: grande solubilité dans l'eau, faible tension de surface et pression de vapeur élevée. - Très bon liquide pour les formations sensibles à l'eau. 	<ul style="list-style-type: none"> - Le méthanol est une substance dangereuse à manipuler: <ol style="list-style-type: none"> a. Faible point d'éclair, donc plus facile à allumer. b. Large gamme de limites explosives. c. Densité de vapeur élevée. d. Invisibilité de la flamme. 	Des fluides à base de méthanol ont été utilisés dans des réservoirs à faible perméabilité, mais il n'est pas clair si leur application a été étendue aux schistes.

Technique	Avantages potentiels	Désavantages potentiels	Statut d'application pour la production de gaz de schiste
<p>Fluides à base d'émulsion</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Selon le type de composants utilisés pour formuler l'émulsion, ces fluides peuvent avoir des avantages potentiels tels que : <ol style="list-style-type: none"> a. L'utilisation de l'eau est considérablement réduite ou complètement éliminée. b. Il en faut moins d'additifs chimiques ou pas du tout. - Augmentation de la productivité du puits; Meilleures propriétés rhéologiques; Compatibilité des fluides avec les réservoirs de schiste. 	<ul style="list-style-type: none"> - Des coûts potentiellement plus élevés. 	<p>Les fluides à base d'émulsion ont été utilisés sur des formations non conventionnelles (faible perméabilité), mais aucune utilisation directe pour la stimulation des gaz de schiste ne peut être trouvée dans le cadre de la présente étude.</p>
<p>CO₂ Liquide</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Avantages potentiels pour l'environnement: - Utilisation de l'eau beaucoup réduite ou complètement éliminée. - Il en faut moins d'additifs chimiques ou pas du tout. - Réduction des dégâts de formation. - Forme des micro-fractures plus complexes. - Améliorer la récupération du gaz en déplaçant le méthane adsorbé dans les formations de schiste. - L'évaluation des zones de fracture est presque immédiate en raison du nettoyage rapide. L'énergie fournie par le CO₂ entraîne l'élimination de tout le liquide résiduel 	<ul style="list-style-type: none"> - La concentration des proppants doit nécessairement être inférieure et les dimensions de l'appui plus petites, donc une diminution de la conductivité de la fracture. - Le CO₂ doit être transporté et stocké sous pression (généralement 2 MPa, -30 ° C). - Nature corrosive du CO₂ en présence de H₂O. - Coûts de traitement incertains (potentiellement élevés). 	<p>Le CO₂ liquide comme fluide de fracture est commercialement utilisé dans des applications non conventionnelles (notamment des gaz serrés) au Canada et aux États-Unis. Les formations de schistes dévoniens au Kentucky (USA) ont été stimulées avec du CO₂ liquide dès 1993.</p> <p>L'utilisation de CO₂ super critique semble être au stade du concept.</p>
<p>Liquide N₂</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Avantages potentiels pour l'environnement. - Utilisation de l'eau beaucoup réduite ou complètement éliminée. - Il en faut moins d'additifs chimiques ou pas du tout. - Réduction des dégâts de formation. - Des chocs thermiques peuvent être générés par des fractures auto-soutenues (self-propping) et nécessitent donc une réduction ou une élimination du proppant. 	<ul style="list-style-type: none"> - Équipement spécial nécessaire pour manipuler en toute sécurité le liquide N₂, en raison de la très faible température du fluide. - Des coûts plus élevés. 	<p>L'azote en tant que composant (dans les brouillards, les mousses ou autres fluides sous tension) du milieu de fracture est commun. L'utilisation de l'azote liquide est moins typique. La technique est disponible dans le commerce et a été appliquée pour la fracture des formations de schistes, mais son utilisation semble limitée.</p>

Technique	Avantages potentiels	Désavantages potentiels	Statut d'application pour la production de gaz de schiste
Fracturation Hydraulique Fluide cryogénique Liquide He	<ul style="list-style-type: none"> - Avantages potentiels pour l'environnement. - Utilisation de l'eau complètement éliminée. - Aucun additif chimique n'est requis - Aucun dégât de formation. 	<ul style="list-style-type: none"> - Peut-être coûteux. - Problèmes avec l'approvisionnement. - Ne permet pas l'utilisation de proppants, donc une diminution de la conductivité de la fracture. 	<p>On ne sait pas quel est l'état de la technique. On peut trouver très peu d'informations pour évaluer sa viabilité.</p>
Fractures pneumatiques (Air) (N ₂)	<p>Très peu d'informations disponibles</p> <ul style="list-style-type: none"> - Avantages potentiels pour l'environnement. - Utilisation de l'eau beaucoup réduite ou complètement éliminée. - Aucun additif chimique n'est requis. - Potentiel pour des perméabilités plus élevées en raison de fractures ouvertes auto-soutenues qui sont capables de transmettre des quantités importantes de flux de fluide. 	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilité limitée d'opérer en profondeur. - Possibilité limitée de transport de proppant. 	<p>Les formations de schiste peu profondes ont été fracturées avec une fracturation pneumatique (EPA 1993) dans le but de faciliter l'élimination des contaminants organiques volatils. La fracturation pneumatique avec de l'azote gazeux est appliquée à la production de gaz de schiste, mais des informations limitées sur cette échelle sont disponibles.</p>
Chargement dynamique Fracturation explosive (proppergols solides)	<ul style="list-style-type: none"> - Avantages potentiels pour l'environnement. - Utilisation de l'eau complètement éliminée. - Aucun additif chimique n'est requis. - Fractures multiples. - Zones sélectionnées stimulées sans avoir besoin d'activer les packers. - Diminution des dégâts de formation du des fluides incompatibles. - Perméabilité homogène pour les puits d'injection. - Des équipements minimaux sur place sont nécessaires. - Coût inférieur par rapport à la fracturation hydraulique. - Peut être utilisé comme traitement de pré-fracturation (pour réduire les pertes de pression par frottement dans le puits). 	<ul style="list-style-type: none"> - Peut remplacer la fracturation hydraulique uniquement pour les traitements de petite à moyenne, c'est-à-dire que la pénétration de la fracture est quelque peu limitée. - Le proppant n'est pas transporté dans la fracture. Au lieu de cela, la fracturation au proppergol repose sur le glissement au cisaillement pour éviter que la fracture ne se ferme entièrement sur elle-même. - L'énergie rejetée sous terre, bien que relativement faible, pourrait induire des événements sismiques. 	<p>Les techniques basées sur la fracturation explosive semblent avoir été largement remplacées.</p> <p>D'autre part, les techniques basées sur la fracturation de proppergol sont disponibles dans le commerce et ont été utilisées sur des formations de schiste, mais des informations très limitées sur cette l'échelle sont disponibles.</p> <p>De nouvelles techniques sont en cours de développement (par exemple, Dry Fracturing EPS).</p>

Annexe II : Application de la fracturation cryogénique sur terrain

Cette partie traite l'application réussie de la fracturation cryogénique pour stimuler le schiste dévonien dans l'est du Kentucky aux Etats Unis.

Paramètres de puits et conceptions :

Un puits traité dans le comté de Knott, au Kentucky, a été foré à une profondeur de 3.020 ft et a été complété par un casing de 4 ½-in, 10.5 lb/ft. Les analyses diagraphiques indiquaient que le gaz existait à cinq profondeurs différentes. Un total de 34 perforations ont été réparties entre 2,586 et 2 952 ft. Les perforations de diamètre de 0.39 in étaient espacées d'au moins 3 ft. Un Tubing en fibre de verre avec un diamètre de 2^{3/8} in a été induit dans le trou, et le joint de fond a été placé juste au-dessus de la perforation supérieure. La tête de puits a été complétée par une bride et une vanne cryogénique.

Le travail consiste en deux étapes. Le volume de la première étape contient environ 770 000 scf (8280 gallons) d'azote liquide. Ensuite, une entretoise de gaz chaud a été pompée. Ensuite, un stade d'eau a été pompé, suivi d'un volume de deuxième étape qui contenait 530 000 scf (5,700 gal) d'azote liquide. Les volumes et les temps complets de traitement sont présentés dans le tableau I.1. Tout au long du travail, de l'azote chaud a été pompé dans l'espace annulaire à 1000 scf / min, ce qui a empêché l'endommagement du casing.

Analyse du graphe de pression :

Les Événements de 1 à 8 dans la Figure II.1 sont décrits dans les paragraphes suivants :

L'événement 1 indique que les opérateurs ont commencé à pomper de l'azote dans l'espace annulaire. L'événement 2 pourrait être interprété comme une rupture de formation avec de l'azote gazeux ou un déplacement d'eau dans le casing. L'événement 3 indique que les opérateurs ont augmenté le taux de pompe à azote liquide dans le tube. Comme le montre l'événement 4, ce taux accru a entraîné une rupture de formation claire.

Annexe

	Time (min)	Total Time (min)	Tubing Rate (scf/min)		Annulus Rate of N ₂ Gas (scf/min)	Tubing Water Rate (gal/min)	Total Nitrogen (scf)
			N ₂ Gas	N ₂ Liquid			
Pressure Up Well	10	10			9,500		
Liquid Nitrogen Fracture	1	11		15,624	1,000		
Increase Rate	1	12		39,060	1,000		
Maximum Rate	15	27		48,000	1,000		
Warm Pipe	10	37	8,000		1,000		
Pump Water	5	42	2,000		1,000	20	
Spacer	2	44	2,000		1,000		
Liquid Nitrogen Fracture	1	45		15,624	1,000		
Increase Rate	1	46		39,060	1,000		
Maximum Rate	10	56		48,000	1,000		
Warm Pipe	10	66	8,000		1,000		
Observe Shut-in Pressure	30	96					
Totals (scf)			174,000	1,309,368	151,000		
Total Water (gal)						100	
Total Nitrogen (scf)							1,634,368

Tableau II.1 : Résultats de la procédure de traitement à l'azote cryogénique

À la fin de la première étape (événement 5), la pression d tubing de surface est presque devenue un vide, ce qui aurait pu être causé par la pression hydrostatique de l'azote liquide dans le tube. Un taux de gaz chaud pendant cette étape a maintenu un taux d'azote liquide constant alors que le gaz entrainé dans les perforations.

L'événement 6 marque le détournement d'azote liquide dans d'autres zones. Une fois que l'azote liquide a été déplacé, un déviateur d'eau traité a été pompé comme un brouillard. Cette brume contenait 100 gallons d'eau. La brume a gelé et bloqué les perforations qui acceptent l'azote dans la première étape et ont dévié la deuxième étape dans d'autres zones. Cette étape de déviation a été suivie d'une courte étape d'azote chaud.

L'événement 7 désigne la deuxième étape d'azote liquide. Le deuxième étape d'azote liquide (événement 8) correspond au premier (événement 4). Cette étape a eu une pression de traitement plus élevée que la première étape (événement 1). Une certaine chute de pression a été exposée à la fin de la seconde étape liquide, mais ce n'était pas aussi dramatique que la chute de pression de la première étape.

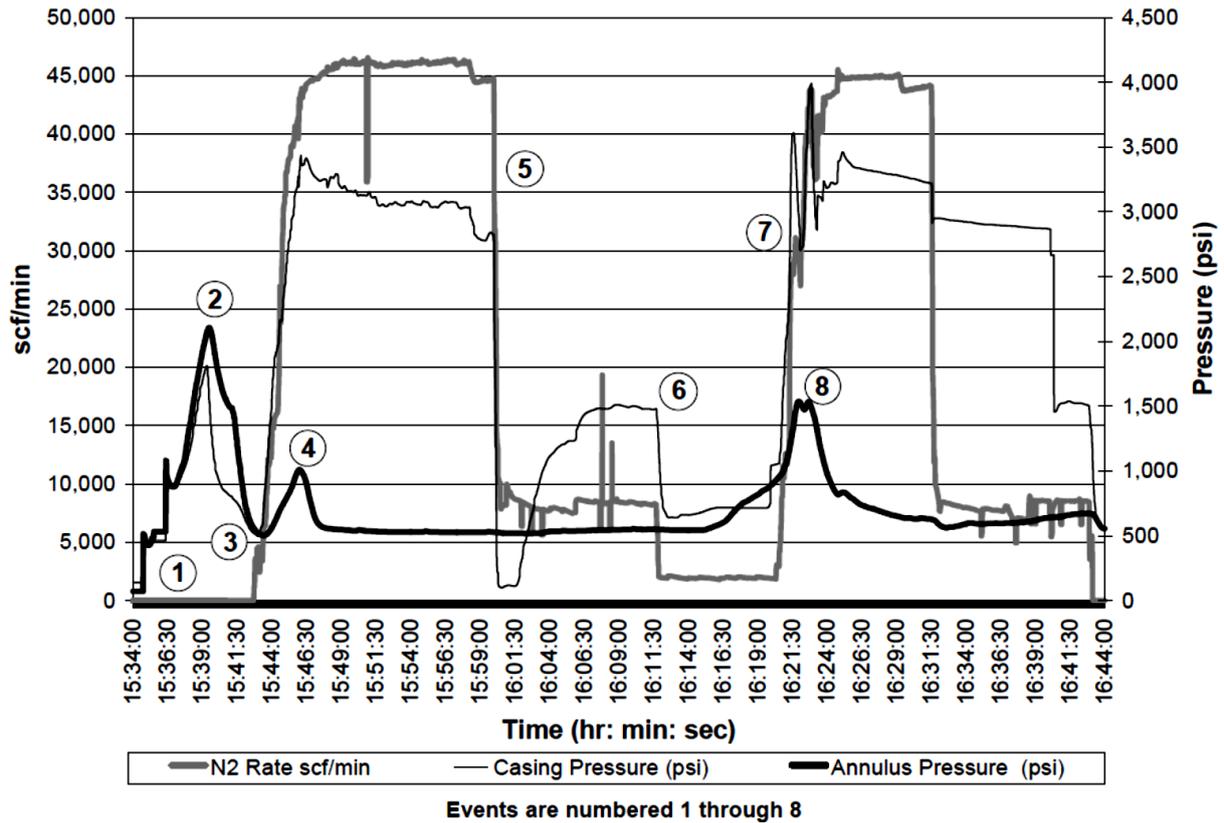


Figure II.1 : Graphique de pression et de débits de fluides pour le traitement de fracturation cryogénique à l'azote liquide.

Equipements requis :

Ce traitement a été pompé avec cinq unités de pompage d'azote à haut débit. Quatre des unités ont pompé de l'azote liquide dans le tubing tandis qu'une unité a pompé seulement des gaz chauds dans l'espace annulaire. Les figures II.3 et II.4 montrent l'équipement sur place. Si ce processus réussit commercialement, il pourrait permettre aux opérateurs de construire des emplacements plus petits.

Résultats de la production :

Ce puits a été testé sur un débit de 24 heures on en a déduit que la production mesurée est 8% plus élevée que le puits voisin qui avait été complété par une fracturation d'azote gazeux à haut débit (100 000 scf / min). La production a été établie à la mi-juillet à 105 Mcf /D. Étant donné que cette zone est actuellement fermée, aucune information de production actuelle n'est disponible. [15]



Figure II.3 : Pipe en fibre de verre isolant le casing des températures froides.

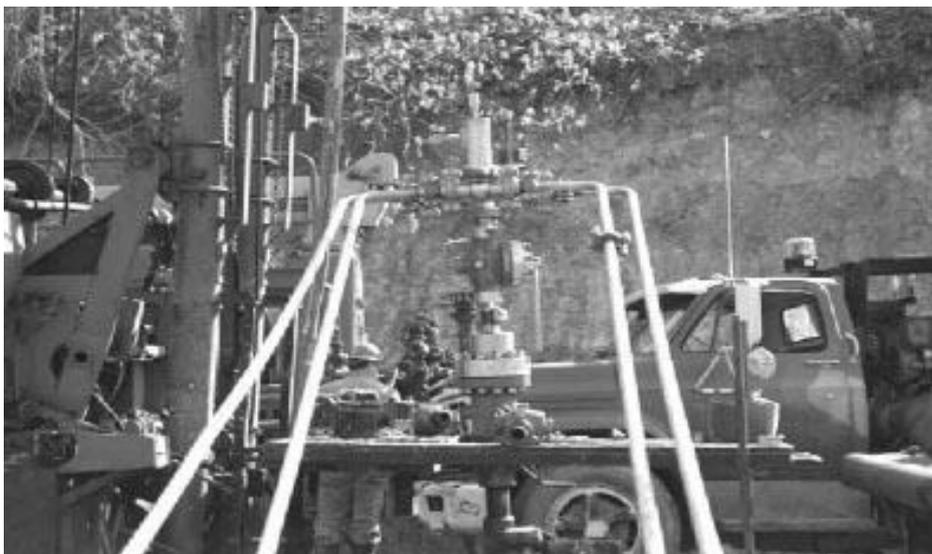


Figure II.4 : Tête de puits en acier inoxydable utilisée avec le traitement de fracturation cryogénique à l'azote.
