

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



**Schlumberger**

Département de Génie Minier

Mémoire de projet de fin d'études  
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

**Modélisation géomécanique à une dimension et élaboration  
d'un design de fracturation hydraulique pour une stimulation  
réussie des réservoirs à grès compacts d'Algérie**

**-Cas des Quartzites de Hamra-**

**Anis Benyoucef LADJADJ  
Nassim MEKHMUKHEN**

Sous la direction de **M. R. AKKAL (ENP) & M. F. BENSENOUCI (SLB)**

Présenté et soutenu publiquement le 01/07/2019

**Composition du jury :**

Président	<b>M. L. CHANANE, MAA</b>	Ecole Nationale Polytechnique
Promoteur	<b>M. R. AKKAL, MCA</b>	Ecole Nationale Polytechnique
Examineur	<b>M. S. YAHYAOU, MCA</b>	Ecole Nationale Polytechnique



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



**Schlumberger**

Département de Génie Minier

Mémoire de projet de fin d'études  
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

**Modélisation géomécanique à une dimension et élaboration  
d'un design de fracturation hydraulique pour une stimulation  
réussie des réservoirs à grès compacts d'Algérie**

**-Cas des Quartzites de Hamra-**

**Anis Benyoucef LADJADJ  
Nassim MEKHMUKHEN**

Sous la direction de **M. R. AKKAL (ENP) & M. F. BENSENOUCI (SLB)**

Présenté et soutenu publiquement le 01/07/2019

**Composition du jury :**

Président	<b>M. L. CHANANE, MAA</b>	Ecole Nationale Polytechnique
Promoteur	<b>M. R. AKKAL, MCA</b>	Ecole Nationale Polytechnique
Examineur	<b>M. S. YAHYAOU, MCA</b>	Ecole Nationale Polytechnique

## *Remerciements*

*La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui nous voudrions témoigner toute notre gratitude.*

*Tout d'abord, nous souhaitons adresser nos plus tendres reconnaissances et remerciements à nos parents, nos sœurs et nos frères qui nous ont témoigné un support indéfectible et nous ont permis de viser toujours plus loin.*

*Par la suite, nous souhaitons remercier tous les honorables enseignantes et enseignants du département de génie minier de l'Ecole Nationale Polytechnique ainsi que tous ceux nous avons connu durant notre cursus scolaire et qui ont contribué à faire de nous les ingénieurs que nous sommes aujourd'hui.*

*Nos remerciements s'adressent aussi aux membres du jury pour le temps qu'ils ont accordé à l'évaluation de notre travail, le président de jury M. L. CHANANE, notre promoteur M. R. AKKAL et l'examineur M. S. YAHYAOU.*

*Nous tenons également à exprimer nos sentiments les plus sincères de gratitude et d'admiration à Messieurs Fethi Bensenouci et Reda Tarabet qui sans leur accompagnement et leur bienveillance ce modeste travail n'aurait pu être réalisé.*

*Enfin, nous remercions Messieurs Chems-Eddine Berranen, Mohamed Yacine Sahar et Abderrahmane Akham pour leur disponibilité et les valeureux conseils et consultations qu'ils nous ont accordé. Sans oublier tout le personnel du segment SIS de Schlumberger Algérie qui ont fait de notre période de stage un séjour mémorable et riche en expériences.*

*N. Mekhmoukhen & A.B. Ladjadj*

## ملخص:

يتناول هذا العمل الإشكالية المتعلقة باستغلال المواد الهيدروكربونية في مكامن النفط ذات الحجر الرملي المدس بالجزائر ، وخاصة تلك الموجودة في تكوين كوارتزيت "الحمراء" والتي تتطلب تحفيز المهيكل الصخري لزيادة معدلات الإنتاج. يبدو أن التكسير الهيدروليكي هو الطريقة المناسبة لتحقيق ذلك على الرغم من الصعوبات الميدانية المتعلقة بالظروف التحتية. ركز هذا المشروع أولاً على تصميم نموذج جيوميكانيكي لتوصيف تشكيلة وارتزيت "الحمراء" ، استناداً إلى بيانات التسجيل والاختبارات المودانية لبئرين يعبران هذه التشكيلة. تم تطوير بعد ذلك تصاميم محاكاة التكسير الهيدروليكي مراعاتاً للنماذج الجيوميكانيكية المحددة مسبقاً. أخيراً ، تم إجراء تقييم للنتائج التي تم الحصول عليها من أجل تحسين عمليات تحفيز الخزان عبر هذين البئرين.

**الكلمات الدالة :** الحجر الرملي المدس، كوارتزيت "الحمراء" تحفيز المهيكل الصخري، نمذجة جيوميكانيكية، تصميم تكسير هيدروليكي

## Abstract

This work handles the problematic related to hydrocarbon recovering form tight sand reservoirs in Algeria, namely the Hamra Quartzite formations that require the stimulation of their structural matrix in order to increase productivity. Hydraulic Fracturing treatment is the main stimulation method used in this kind of formations despite the complicating factors faced in the region. This project flows a specific workflow, starting with the construction of a geomechanical model in order to describe and define the Hamra Quartzite reservoir mechanical properties, using data acquired from logging operations and in-situ tests performed on two separate wells. Afterwards, based on the model previously obtained, hydraulic fracturing designs were simulated. Final results have then been evaluated with the objective of enhancing the stimulation treatment performance of the targeted reservoir.

**Key words :** Tight sands reservoirs, Hamra Quartzites oil reservoir stimulation, geomechanical model, Hydraulic fracturing design

## Résumé

Ce travail traite de la problématique liée à l'exploitation des hydrocarbures dans les réservoirs à grès compacte de l'Algérie, notamment ceux de la formation des Quartzites Hamra qui nécessitent une stimulation de leur matrice structurale pour en augmenter les débits de production. La fracturation hydraulique semble être la méthode adéquate pour réaliser cela en dépit de la complexité des terrains quant aux conditions de sa réalisation. Ce projet s'est d'abord orienté vers la conception d'un model géomécanique afin de caractériser le réservoir des Quartzites de Hamra, en se basant sur des données de diagraphies et essais in-situ de deux puits traversant la formation. Des designs de simulation de fracturation hydraulique ont été élaboré par la suite en prenant en considération les paramètres géomécaniques préalablement déterminés. Enfin, une évaluation des résultats obtenus a été faite afin d'optimiser les opérations de stimulation du réservoir considéré à travers ces deux puits.

**Mots clés :** Réservoirs à grès compacts, Quartzites de Hamra, stimulation de réservoir pétrolier, modélisation géomécanique, design de fracturation hydraulique.

# Table des matières

## LISTES DES TABLEAUX

## LISTE DES FIGURES

## LISTE DES VARIABLES

<b>I</b>	<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>14</b>
<b>II</b>	<b>RAPPELS SUR LA MECANIQUE DES ROCHES .....</b>	<b>16</b>
II.1	INTRODUCTION .....	16
II.2	DEFINITION DE LA CONTRAINTE .....	16
II.3	REGIMES DE CONTRAINTES .....	17
II.4	CONTRAINTE NORMALE ET CONTRAINTE DE CISAILLEMENT.....	17
II.5	CONTRAINTES PRINCIPALES .....	18
II.6	CRITERES DE RUPTURE DE COULOMB .....	18
II.7	CERCLE DE MOHR .....	19
II.8	LOIS CONSTITUTIVES DE BASE.....	19
II.8.1	<i>Elasticité linéaire</i> .....	20
II.8.2	<i>Poro-élasticité</i> .....	20
II.9	COMPORTEMENT ELASTIQUE ET MODULES D'ELASTICITE .....	20
II.10	PORO-ELASTICITE ET CONTRAINTES EFFECTIVES .....	22
<b>III</b>	<b>PRINCIPES DE BASE DE LA GEOMECHANIQUE .....</b>	<b>25</b>
III.1	INTRODUCTION .....	25
III.2	DOMAINES D'APPLICATION DE LA GEOMECHANIQUE DANS L'INDUSTRIE PETROLIERE (8) .....	25
III.3	ETATS DES CONTRAINTES DANS LA TERRE .....	26
III.4	PRINCIPALES SOURCES DE CONTRAINTES .....	26
III.4.1	<i>Poids des terrains morts « Overburden »</i> .....	27
III.4.2	<i>Pression interstitielle</i> .....	27
III.5	REGIME LITHOSTATIQUE ET LOI DE HEIM .....	28
III.6	ETAT DE CONTRAINTE BIAXIAL .....	29
III.7	CONTRAINTES ET DEFORMATIONS D'ORIGINE TECTONIQUE .....	29
III.7.1	<i>Sources des contraintes tectoniques</i> .....	30
III.8	CLASSIFICATION D'ANDERSON .....	30
III.9	ETAT DE CONTRAINTES AUTOUR DU PUIT .....	31
III.9.1	<i>Equations de Kirch</i> .....	32
III.9.2	<i>Rupture des roches autour des puits</i> .....	33
III.9.2.1	Les ovalisations « Borehole Breakout ».....	34
Conditions de formation des ovalisations.....	34	
III.9.2.2	Les Fractures de forage/ de traction « Drilling Induced Tensile Fractures ».....	35
Condition de formation des Fractures de forage/ de traction .....	36	
<b>IV</b>	<b>GENERALITES ET PRINCIPES DE BASE DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE... 38</b>	
IV.1	INTRODUCTION .....	38
IV.2	HISTORIQUE DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE .....	38
IV.3	DEFINITION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE .....	38
IV.4	BUT DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE .....	39
IV.5	NOTION D'ENDOMMAGEMENTS .....	39
IV.6	PRODUCTIVITE DES PUITs FRACTUREES .....	40
IV.7	MECANIQUE DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE .....	40
IV.7.1	<i>Pression de rupture (Breakdown pressure)</i> .....	40
IV.7.2	<i>Gradient de fracturation</i> .....	41
IV.7.3	<i>Géométrie de la fracturation hydraulique</i> .....	41
IV.7.3.1	La pression nette .....	41
IV.7.3.2	Épaisseur de la fracture.....	42

IV.7.3.3	Demi longueur de la fracture.....	42
IV.7.3.4	Hauteur de la fracture .....	42
IV.7.3.5	Orientation de la fracture .....	43
IV.7.4	<i>Pertes en fluides</i> .....	44
IV.8	AGENT DE SOUDAINEMENT DES FRACTURES « PROPPANT » .....	44
IV.8.1	<i>Propriétés physiques et choix du « Proppant »</i> .....	44
IV.9	FLUIDE DE FRACTURATION .....	46
IV.9.1	<i>Types de fluides de fracturation</i> .....	46
IV.10	OPERATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE .....	47
IV.11	PROBLEMES LIES A LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	48
IV.11.1	<i>Tortuosité</i> .....	48
IV.11.2	<i>Les entraves à la circulation « Screenout »</i> .....	48
IV.12	MODELISATION « TIP-SCREENOUT » (TSO) .....	48
<b>V</b>	<b>METHODES D'ACQUISITION ET DE CALIBRATION DES DONNEES.....</b>	<b>50</b>
V.1	INTRODUCTION .....	50
V.2	DIAGRAPHIE .....	50
V.2.1	<i>Diagraphie acoustique (sonique)</i> .....	50
V.2.2	<i>Diagraphie Gamma Ray (GR)</i> .....	51
V.2.3	<i>Diagraphie neutron</i> .....	52
V.2.4	<i>Diagraphie densité</i> .....	53
V.2.5	<i>Diagraphie de mesure du diamètre du trou (Caliper)</i> .....	53
V.3	ESSAIS EN LABORATOIRE .....	54
V.3.1	<i>Essai triaxial</i> .....	54
V.3.2	<i>Essai de compression simple</i> .....	55
V.4	ESSAIS IN SITU .....	55
V.4.1	<i>« Drill-Stem Test » (DST)</i> .....	56
V.4.2	<i>Essai d'injection hydraulique</i> .....	56
<b>VI</b>	<b>CONSTRUCTION DES MODELE GEOMECANIQUES .....</b>	<b>59</b>
VI.1	INTRODUCTION .....	59
VI.2	CARACTERISTIQUES DES QUARTZITE DE HAMRA EN ALGERIE .....	59
VI.3	PRESENTATION DES PUIITS .....	60
VI.3.1	<i>Puits (A)</i> .....	60
VI.3.2	<i>Puits (B)</i> .....	60
VI.4	CONSTRUCTION DU MECHANICAL EARTH MODEL (MEM) .....	61
VI.5	COLLECTE ET CORRECTION DES DONNEES (DATA AUDIT, QC).....	62
VI.5.1	<i>Tentative de correction de la diagraphie DTC pour le puits (B)</i> .....	63
VI.6	STRATIGRAPHIE MECANIQUE .....	63
VI.7	CALCUL DE LA CONTRAINTE DU POIDS DES MORTS-TERRAINS « OVERBURDEN-STRESS ».....	64
VI.8	PRESSION INTERSTITIELLE .....	64
VI.9	PROPRIETES ELASTIQUES .....	65
VI.9.1	<i>Propriétés élastiques dynamiques</i> .....	65
VI.9.2	<i>Propriétés élastiques statiques</i> .....	66
VI.10	COEFFICIENT DE BIOT : .....	67
VI.10.1	<i>Porosité de Krief</i> .....	67
VI.10.2	<i>Model Mecpro Alpha</i> .....	67
VI.11	RESISTANCE DE LA ROCHE .....	67
VI.11.1	<i>Résistance à la compression</i> .....	67
VI.11.2	<i>Résistance à la traction</i> .....	68
VI.12	CONTRAINTES HORIZONTALES.....	68
VI.13	ANALYSE DE STABILITE DU PUIITS .....	69
<b>VII</b>	<b>INTERPRETATION DES MODELES GEOMECANIQUES.....</b>	<b>72</b>
VII.1	INTRODUCTION .....	72

VII.2	SOURCES D'INCERTITUDE .....	72
VII.3	REGIME TECTONIQUE, PROFIL DE CONTRAINTES ET CONFINEMENT DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE 73	
VII.3.1	<i>Puits (A)</i> .....	73
VII.3.2	<i>Puits (B)</i> .....	74
VII.4	PARAMETRES CARACTERISTIQUES DES ROCHES .....	75
VII.4.1	<i>Paramètres d'élasticité</i> .....	75
VII.4.2	<i>Paramètres de résistance à la compression et à la traction</i> .....	77
VII.4.3	<i>Classification Deere &amp; Miller "The Engineering Classification for Intact Rock"</i> .....	79
VII.5	BANCS ARGILEUX.....	80
VII.6	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS .....	80
<b>VIII</b>	<b>METHODOLOGIE DE CONCEPTION DES DESIGNS DE FRACTURATION HYDRAULIQUE .....</b>	<b>83</b>
VIII.1	INTRODUCTION .....	83
VIII.2	COLLECTE DES DONNEES ET SCHEMATISATION DU PUIITS ET DE LA COMPLETION.....	83
VIII.3	DETERMINATION DES ZONES .....	84
VIII.4	CHOIX DES FLUIDES DE FRACTURATION .....	85
VIII.5	SIMULATION « DATAFRAC » .....	87
VIII.6	CHOIX DES AGENTS DE SOUTENEMENT « PROPPANT » .....	87
VIII.7	ETABLISSEMENT DU PROGRAMME DES POMPES « PUMP SCHEDULE » .....	89
<b>IX</b>	<b>INTERPRETATION DES DESIGNS DE FRACTURATION HYDRAULIQUE OBTENUES... .....</b>	<b>94</b>
IX.1	INTRODUCTION .....	94
IX.2	LA GEOMETRIE DE LA FRACTURE.....	95
IX.2.1	<i>Puits (A)</i> .....	95
a	Demi longueur .....	96
b	Hauteur de la fracture .....	96
c	Épaisseur .....	96
IX.2.2	<i>Puits (B)</i> .....	96
a	Demi longueur .....	97
b	Hauteur de la fracture .....	97
c	Épaisseur .....	97
IX.3	ÉVOLUTION DES PROFILS DE PRESSIONS LORS DU TRAITEMENT .....	98
IX.3.1	<i>Pression de fond de puits</i> .....	98
IX.3.2	<i>Pression d'injection</i> .....	98
IX.3.3	<i>Pression nette</i> .....	99
IX.4	CONDUCTIVITE DE LA FRACTURE .....	100
IX.5	ANALYSE DE SENSIBILITE .....	101
IX.6	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS .....	102
<b>X</b>	<b>CONCLUSION GENERALE.....</b>	<b>104</b>
<b>XI</b>	<b>BIBLIOGRAPHIE .....</b>	<b>105</b>
<b>ANNEXE A</b>	<b>.....</b>	<b>108</b>
<b>ANNEXE B</b> .....		<b>118</b>

## Listes des tableaux

Tableau VI 1 Cotes de tubage du puits (A)	48
Tableau VI 2 Cotes de tubage du puits (A)	49
Tableau VI 3 Sources de données disponibles pour la construction des « MEM »	50
Tableau VI 4 Mesures de pression interstitielle réalisées pour les deux puits	53
Tableau VI 5 Gradients de fracturation mesurés pour les deux puits	57
Tableau VII 1 Discrétisation du module de Young pour le puits (A)	64
Tableau VII 2 Discrétisation du coefficient de poisson pour le puits (A)	64
Tableau VII 3 Discrétisation du module de Young pour le puits (B)	65
Tableau VII 4 Discrétisation du coefficient de Poisson pour le puits (B)	65
Tableau VII 5 Discrétisation des paramètres de résistance des roches pour le puits (A)	66
Tableau VII 6 Discrétisation des paramètres de résistance des roches pour le puits (B)	66
Tableau VIII 1 Paramètres de schématisation des puits pour la simulation de fracturation hydraulique des deux puits (A) et (B)	72
Tableau VIII 2 Programmation de pompage retenue pour la simulation du design de la fracturation hydraulique au sein du puits (A)	80
Tableau VIII 3 Programmation de pompage retenue pour la simulation du design de la fracturation hydraulique au sein du puits (A)	80
Tableau IX 1 Résultats de simulations de fracturation hydraulique dans les puits (A) et (B)	82

## Liste des Figures

Figure II 1 Forces de surface agissant sur un corps (3)	4
Figure II 2 Les quatre types de forces agissant sur un corps (3)	5
Figure II 3-Dcomposition de la contrainte en contrainte normal et contrainte de cisaillement (3)	5
Figure II 4 Composantes des contraintes agissant sur un corps (3)	6
Figure II 5 Cercle de Mohr et Enveloppe de rupture linéaire de Mohr-Coulomb (5)	7
Figure II 6 Module de Young	9
Figure II 7 Module de cisaillement	9
Figure II 8 Coefficient de Poisson	9
Figure II 9 Coefficient d'incompressibilité	10
Figure II 10 Contraintes externes et pression de pores	11
Figure II 11 Contraintes agissant sur les grains	11
Figure III-1 : Applications de la géomécanique	13
Figure III 2 Loi de Heim sur les contraintes dans les profondeurs de la croûte terrestre (916)	
Figure III- 3 Classification d'Anderson des régimes tectoniques	19
Figure III- 4 Concentration des contraintes autour d'un puits vertical	19
Figure III-5 Représentations des contraintes dans le système cylindriques (7)	20
Figure III-6 Variation des contraintes principales effectives autour d'un puits	21
Figure III- 7 Initiation des ovalisations autour d'un puits vertical soumis à des contraintes horizontales anisotropes	22
Figure III- 8 Initiation de rupture de traction autour d'un puits vertical	23
Figure III-9 Rupture de traction verticale (a) vue de l'intérieur du puits (b) vue de l'extérieur du (27)	22
Figure IV 1 Création d'une fracture sous l'effet d'une pression d'injection (13)	27
Figure IV 2 Influence du rapport $P_{net}/\Delta\sigma$ sur la hauteur de la fracture	31
Figure IV 3 Propagation de la fracture perpendiculairement à la contrainte in-situ minimale $S_{min}$	31
Figure IV 4 Évolution de la perméabilité de différents types de « Proppant »	33
Figure IV 5 Illustration des principales phases d'une opération de fracturation hydraulique	35
Figure V 1 Principes d'acquisition des diagraphies acoustiques	39
Figure V 2 Principe d'acquisition des diagraphies neutron	41
Figure V 3 Types d'outils Caliper	42
Figure V 4- Principe de fonctionnement de l'appareil de l'essai triaxial	43
Figure V 5 Courbe d'évolution de la pression lors d'un essai d'injection	45
Figure VI 1 Porosité et perméabilité de la formation des Quartzites de Hamra à différentes profondeurs (4)	47
Figure VI 2 Méthodologie de construction du modèle géomécanique « MEM-Workflow »	49
Figure VI 3 Différents types de ruptures se créant au sein du puits en fonction de la pression de boue	58
Figure VII 1 Zones de confinement de la contrainte horizontale minimale pour le puits (A)	61
Figure VII 2 Zones de confinement de la contrainte horizontale minimale, pour le puits (B)	61
Figure VII 3 Variations de la différence entre $S_v$ et $S_h$ -min pour le puits (B)	63
Figure VII 4 Discrétisation des modules d'élasticité statiques du puits (A)	65
Figure VII 5 Discrétisation des modules d'élasticité statiques du puits (B)	65
Figure VII 6 Discrétisation des paramètres de résistance des roches pour le puits (A)	66
Figure VII 7 Discrétisation des paramètres de résistance des roches pour le puits (B)	66
Figure VII 8 Classification Deere & Miller des roches des puits (A) et (B)	67
Figure VIII 1 Variation de viscosité du fluide WF135 en fonction du temps d'exposition	74
Figure VIII 2 Variation de viscosité du fluide YF135HTD en fonction du temps d'exposition	74
Figure VIII 3 Variation du gradient de la pression de friction du fluide WF135	74
Figure VIII 4 Variation du gradient de la pression de friction du fluide YF135HTD	74
Figure VIII 5 Variation de la perméabilité des « Proppant » de type Sinterball en fonction des contraintes in-situ	76
Figure VIII 6 Variation de la perméabilité des « Proppant » de type CarboHSP en fonction des contraintes in-situ	77
Figure IX 1 Évolution de la géométrie de la fracture dans le puits (A)	83
Figure IX 2 Distribution du « Propant » au sein de la fracture dans le puits (A)	83
Figure IX 3 Évolution de la géométrie de la fracture dans le puits (B)	84
Figure IX 4 Distribution du « Propant » au sein de la fracture dans le puits (B)	85

## Liste des abréviations

**QH** : Quartzite de Hamra

**MEM** : Mechanical Earth Model (Model géomécanique).

**UCS** : Unconfined Compressive Strength (Résistance à la compression uni-axiale).

**TSTR** : résistance à la traction

**DST** : Drill Stem Test.

**LOP** : Leak-off pressure.

**FBP** : Formation Breakdown Pressure.

**FPP** : Formation Propagation Pressure.

**ISIP** : Instantaneous Shut-In Pressure.

**FCP** : Formation Closure Pressure.

**TVD** : True Vertical Depth (profondeur verticale).

**DTC** : Lentours de compression.

**DTS** : Lentours de cisaillement.

**CAL** : Diagraphie de mesure du diamètre de trou « caliper ».

**CNC** : Diagraphie neutron.

**M2R** : Micro résistivité de la formation.

**VCL** : Volume d'argile.

**PIGN** : Porosité de la formation.

**KINT** : Perméabilité de la formation.

**BIT** : Diamètre de la tête de forage.

**ZDEN** : Densité de la formation.

**SO** : Saturation en huile.

**SUWI** : Saturation en eau.

**SVERTICAL\_EXT** : Contrainte verticale in-situ.

**PPRS\_HP\_G** : Gradient de pression hydrostatique.

**BMK\_DYN** : Module d'incompressibilité dynamique.

**BMK\_STA** : Module d'incompressibilité statique.

**SMG\_DYN** : Module de cisaillement dynamique.

**SMG\_STA** : Module de cisaillement statique.

**YME\_DYN** : Module de Young dynamique.

**YME\_STA** : Module de Young statique.

**PR\_DYN** : Coefficient de Poisson dynamique.

**PR\_STA** : : Coefficient de Poisson statique.

**ECD** : Densité de boue circulante équivalente.

**SHMAX\_PHS** : Contrainte horizontale in-situ maximale.

**SHMIN\_PHS** : Contrainte horizontale in-situ minimale.

**CMW\_KICK** : Valeur limite minimale de la densité de boue de forage en dessous de laquelle il y a invasion des fluides de la formation vers le puits.

**CMW\_MIN\_MC** : Valeur de la densité de boue à laquelle les ruptures de cisaillement apparaissent.

**CMW\_LOSS** : Valeur de la densité de boue nécessaire à la réouverture de fractures naturelles par opposition à la contrainte horizontale minimale.

**CMW\_MAX\_MTS** : Valeurs de la densité de boue au-dessus de laquelle les ruptures de traction commencent à se former sur des blocs intacts de la roche.

**BF\_SWBO\_IMAGE** : Image des ovalisations au sein du puits.

**BHP** : Bottom hole pressure (Pression de fond de puits).

**TSO** : Modelisation Tip-ScreenOut.

**EOJ** : End of job (Fin de traitement).

## Liste des variables

- $\tau$  : Contraintes de cisaillement. (Pa)  
 $\sigma_u$  : Compression uni-axiale. (Pa)  
 $P_p$  : pression interstitielle. (Pa)  
 $\sigma_1$  : Contrainte principale maximale. (Pa)  
 $\sigma_2$  : Contrainte principale intermédiaire. (Pa)  
 $\sigma_3$  : Contrainte principale minimale. (Pa)  
 $\theta$  : Angle entre le plan de rupture et la contrainte principale. (degAng)  
 $\mu$  : Coefficient de friction interne. (Sans unité)  
 $\phi$  : Angle de friction interne. (degAng)  
 $G$  : Module de cisaillement. (Pa)  
 $E$  : Module de Young. (Pa)  
 $\nu$  : Coefficient de Poisson. (Sans unité)  
 $K$  : Coefficient de compressibilité. (Pa)  
 $\sigma_i$  : Contrainte effective. (Pa)  
 $\alpha$  : Coefficient de Biot. (Sans unité)  
 $K_b$  : Module d'élasticité isostatique de la roche. (Pa)  
 $K_g$  : Module d'élasticité isostatique d'un seul grain. (Pa)  
 $S_v$  : Contrainte des morts terrains. (Pa)  
 $\rho$  : Densité de la formation. (g/cm<sup>3</sup>)  
 $P_p^{hydro}$  : Pression interstitielle hydrostatique. (Pa)  
 $\rho_w$  : Densité de l'eau. (g/cm<sup>3</sup>)  
 $g$  : Accélération de l'apesanteur a la surface de la terre. (m/s<sup>2</sup>)  
 $S_v$  : Contrainte principale verticale. (Pa)  
 $S_H$  : Contrainte principale horizontale maximale. (Pa)  
 $S_h$  : Contrainte principale horizontale minimale. (Pa)  
 $\sigma_{h\ min}$  : Contrainte effective principale horizontale minimale. (Pa)  
 $\sigma_{H\ max}$  : Contrainte effective principale horizontale maximale. (Pa)  
 $\sigma_v$  : Contrainte effective principale verticale. (Pa)  
 $S_{h\ min}$  : Contrainte totale principale horizontale minimale. (Pa)  
 $S_{H\ max}$  : Contrainte totale principale horizontale maximale. (Pa)  
 $d\varepsilon_H$  : Déformation tectonique principale. (Sans unité)  
 $d\varepsilon_h$  : Déformation tectonique secondaire. (Sans unité)  
 $dS_H$  : Variation de contrainte générée dans la direction de  $d\varepsilon_H$ . (Pa)  
 $dS_h$  : Variation de contrainte générée dans la direction de  $d\varepsilon_h$ . (Pa)  
 $\sigma_{rr}$  : Contrainte effective radiale aux abords du puits. (Pa)  
 $\sigma_{\theta\theta}$  : Contrainte effective tangentielle aux abords du puits. (Pa)  
 $\sigma_{zz}$  : Contrainte effective axiale aux abords du puits. (Pa)  
 $\tau_{\theta r}$  : Contrainte de cisaillement aux abords du puits. (Pa)  
 $\theta$  : Angle mesuré l'azimut de la contrainte principale horizontale minimale. (degAng)  
 $P_{mud}$  : Pression de la boue dans le puits. (Pa)  
 $\sigma^{\Delta T}$  : contrainte induite par différence entre la température de la boue et celle de la formation. (Pa)

$r$  : Distance radiale à partir du centre du puits. ( $m$ )  
 $R$  : Rayon du puits. ( $m$ )  
 $C_0$  : Résistance à la compression uni-axiale. ( $Pa$ )  
 $\beta$  : Angle entre le plan de rupture et la contrainte principale maximale. ( $degAng$ )  
 $P_{w,min}$  : Pression de boue minimale dans le puits. ( $Pa$ )  
 $T_0$  : Résistance à la traction. ( $Pa$ )  
 $P_{wfrac}^{max}$  : Pression de boue maximale nécessaire à l'initiation de fracture aux abords du puits. ( $Pa$ )  
 $C_{fd}$  : Conductivité adimensionnelle. (*Sans unité*)  
 $k_f$  : Perméabilité de la fracture. ( $mD$ )  
 $w$  : Épaisseur de la fracture. ( $mm$ )  
 $x_f$  : Demi longueur de la fracture. ( $m$ )  
 $k$  : Perméabilité de la formation. ( $mD$ )  
 $P_b$  : Pression de rupture « Breakdown pressure ». ( $Pa$ )  
 $P_0$  : Pression interstitielle de la formation. ( $Pa$ )  
 $GF$  : Gradient de fracturation. ( $Pa/m$ )  
 $P_f$  : Pression de fracturation. ( $Pa$ )  
 $L$  : Demi longueur de la fracture. ( $m$ )  
 $h_f$  : Hauteur de la fracture. ( $m$ )  
 $V_i$  : Volume injectée. ( $m^3$ )  
 $q_i$  : Débit d'injection a un temps 'i'. ( $m^3/min$ )  
 $t_p$  : Temps de pompage. ( $min$ )  
 $V_f$  : Volume de fluide perdu dans la formation. ( $m^3$ )  
 $\bar{w}$  : Épaisseur moyenne de la fracture. ( $mm$ )  
 $\eta$  : Efficacité du fluide de fracturation. (*San unité*)  
 $P_{net}$  : Pression nette de la fracture. ( $Pa$ )  
 $E'$  : Module de déformation planaire. ( $Pa$ )  
 $\mu$  : Viscosité du fluide de fracturation. ( $cP$ )  
 $w_{max}$  : Épaisseur maximale de la fracture. ( $mm$ )  
 $d$  : la dimension la plus faible de la fracture. ( $m$ )  
 $C_L$  : Coefficient de perte en fluide. ( $m/s^{0.5}$ )  
 $h_L$  : Hauteur perméable ou de perte de fluides. ( $m$ )  
 $S_p$  : « Spurt loss » (coefficient caractérisant la quantité de fluide qui s'infiltré dans la formation avant la formation d'un gâteau de boue sur les parois de la fracture. ( $m/s^{0.5}$ )  
 $q_L$  : Débit de perte en fluides. ( $m^3/min$ )  
 $A$  : Un element de surface de la fracture. ( $m^2$ )  
 $\tau$  : Temps caractérisant le moment de l'ouverture et la création de chaque élément de surface de la fracture. ( $min$ )  
 $TT_{Proche}$  : Temps de transit pour le récepteur proche, i.e. temps nécessaire à l'onde acoustique de se déplacer du transmetteur au récepteur proche. ( $min$ )  
 $TT_{Loin}$  : Temps de transit pour le récepteur loin, i.e. temps nécessaire à l'onde acoustique de se déplacer du transmetteur au récepteur loin. ( $min$ )  
 $\Delta x$  : Distance entre le récepteur proche et le récepteur loin. ( $m$ )  
 $\Delta t_{comp}$  : Lenteurs des ondes de compressions. ( $s/m$ )

$\Delta t_{cisail}$  : Lentours des ondes cisaillements. (s/m)

$GR$  : radioactivité globale mesurée. (GAPI)

$V_p$  : Vitesse des ondes de compression. (m/s)

$V_s$  : Vitesse des ondes de cisaillement. (m/s)

$\rho_{mudline}$  : Densité au fond de la mer ou à la surface du sol. ( $\frac{g}{cm^3}$ )

$G_{dyn}$  : Module de cisaillement dynamique. (Pa)

$K_{dyn}$  : Module d'incompressibilité dynamique. (Pa)

$E_{dyn}$  : Module de Young dynamique. (Pa)

$\nu_{dyn}$  : Coefficient de poisson dynamique. (Sans unité)

$P_{inj}$  : Pression d'injection (Pa)

$BHP$  : Bottom hole pressure (Pression de fond de puits). (Pa)

$Ph$  : Pression hydrostatique. (Pa)

$P_{pipe Friction}$  : Pression générer par les frictions avec les parois du puits. (Pa)

# Introduction Générale

# I Introduction générale

L'Algérie est un pays pour lequel les rentes pétrolières et gazières constituent la principale source des revenus économiques. En effet, le secteur des hydrocarbures est responsable de 95% des exportations du pays et 60% des recettes fiscales (6). Toutefois, la productivité des réservoirs les plus importants du Sahara Algérien tend à décroître avec le temps en raison de leur arrivée à maturité. Cette situation a incité les sociétés pétrolières à porter un plus grand intérêt sur les réservoirs qui ont, durant de longues années, été délaissés en raison de leurs faibles perméabilités compliquant leur exploitation. Parmi ces réservoirs, les plus importants ont été identifiées au niveau des grès ordoviciens -les Quartzites de Hamra- qui constituent, dorénavant, un des objectifs majeurs de la production de pétrole dans le pays.

La formation des Quartzites de Hamra est une formation compacte se trouvant à des profondeurs variantes entre 2000 m et 5000 m. Elle contient des réservoirs qui sont sujets à de forts gradients de fracturation ainsi qu'à des profils de contraintes hétérogènes. Diverses tentatives de stimulation de ces réservoirs par fracturation hydraulique ont connu l'échec dans leurs premiers temps. Les principaux facteurs responsables de ces échecs furent le manque de précision des analyses et diagnostics des problèmes liés à ces réservoirs combinés au manque d'outils performant pour leur caractérisation (7).

En effet, la réussite de la fracturation hydraulique dans ce type de réservoirs, dépend de l'implémentation de « workflows » (méthodologies) adaptées aux particularités des formations visées, ainsi que de l'insertion de données calibrées par les propriétés in-situ. C'est ici qu'interviennent les liens entre les techniques d'acquisition des données aux sein des puits, la modélisation géomécanique et la simulation de fracturation hydraulique. Ces derniers, montrent une forte interaction entre leurs différents paramètres inhérents. Le respect de cette interaction et sa prise en considération lors de l'évaluation des aboutissants des différentes étapes du « workflow » permettent un ajustement adéquat des processus suivis dans le but d'en améliorer les résultats et leurs représentativités de l'application sur terrain.

Afin d'optimiser la stimulation du réservoir de Quartzite de Hamra pour en améliorer les caractéristiques de productivité, ce projet s'est donné pour objectif la caractérisation des propriétés mécaniques de cette formation ainsi que ses réponses à la fracturation hydraulique. Ceci étant fait à travers l'étude ainsi que la conception de modèles géomécaniques et la simulation de designs de fracturation hydraulique ainsi que l'observation de leurs interactions pour deux puits la traversant en deux zones différentes.

Le processus suivi pour la réalisation de l'étude s'est porté, en premier lieu, sur le rassemblement des principes et notions de base concernant la mécanique des roches, la modélisation géomécanique, la fracturation hydraulique et l'acquisition des données de diagraphie et de test afin d'en retenir les concepts nécessaires aux modélisations susmentionnées et l'interprétation des résultats obtenus. Par la suite, sont venues les deux applications consécutives de construction des « Mechanical Earth Models » et de simulation de divers designs de fracturations hydrauliques. Enfin, la discussion des paramètres résultants a permis de conclure les caractéristiques de la formation étudiée et ses réponses à la méthode de stimulation choisie

# Chapitre 1

Rappels sur la mécanique des roches

## II Rappels sur la mécanique des roches

### II.1 Introduction

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

### II.2 Définition de la contrainte

Tout élément d'une roche est sujet à des séries de forces qui peuvent agir soit sur tout son corps soit sur des éléments de sa surface. Le second type est connu sous le nom de « force de surface » et est donc mesuré en unité de force par unité de surface (dimension :  $mLT^{-2}/L^2 = mL^{-1}T^{-2}$ ). C'est ici qu'intervient le concept de contrainte tel que défini par Bates & Jackson en 1980 « La force par unité de surface agissant sur toute surface dans un solide » (1). La contrainte est équivalente à une pression dont l'unité de mesure internationale est le pascal. En prenant en considération les éléments d'une couche de roches, les forces de surface agissant sur toute surface imaginaire sont représentées par :

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

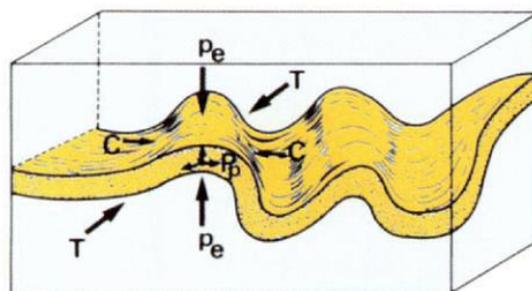


Figure II-1 Forces de surface agissant sur un corps (1)

### II.3 Régimes de contraintes

Généralement, la pression et les contraintes varient en magnitude et en direction en fonction de l'orientation de la surface sur laquelle elles sont appliquées. L'ensemble des pressions appliquées sur un certain point, sur tous les plans qui le contiennent, est appelé régime de contraintes.

Si les forces agissant sur le corps sont égales sur tous les côtés de ce corps, ce dernier est alors en équilibre. Le type de pression agissant ainsi est dit pression confinement, C.

Dans de nombreux cas, les forces agissant sur un corps ne sont pas égales sur tous les côtés ce qui résulte en des déformations. Si les forcent externes tendent à étirer un corps, celui-ci est alors sous tension, si elles tendent à le comprimer, celui-ci est alors sous compression. Si deux forces égales agissent dans des sens opposés sur un même plan du corps mais pas sur le même axe, le corps est alors sous distorsion de ce couple de forces. Enfin, la torsion est l'état du corps soumis à des forces égales agissant sur un même plan et sur un même axe (1).

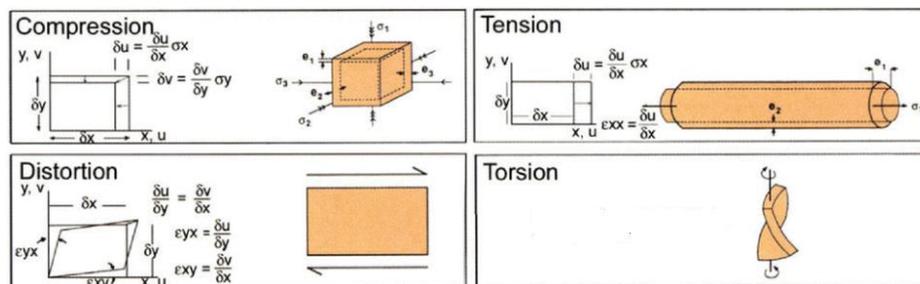


Figure II-2 Les quatre types de forces agissant sur un corps (« distortion »= cisaillement) (1)

### II.4 Contrainte normale et contrainte de cisaillement

Considérons le point A comme faisant partie du corps d'une roche, et  $\Sigma$  comme une petite surface plane définie par l'intersection avec le corps de la roche d'un plan P contenant le point A. Une pression  $\vec{p} = \frac{\Delta F}{\Delta \Sigma}$  agira sur la surface P, cette pression peut être divisée en deux composante :  $\sigma$  normale à  $\Sigma$  appelée contrainte normale et  $\tau$  qui est parallèle à  $\Sigma$  est appelée contrainte de cisaillement.

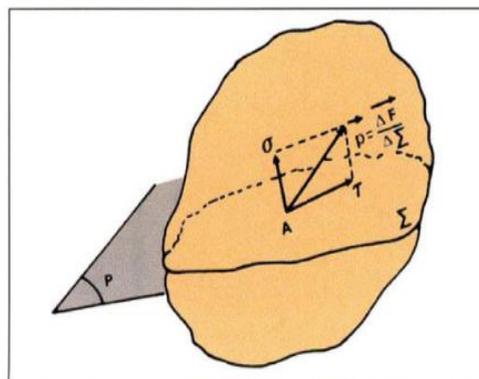


Figure II-3-Décomposition de la contrainte en contrainte normale et contrainte de cisaillement (1)

## II.5 Contraintes principales

Le régime de contrainte en tout point, peut être décrit en termes de 9 composantes de la contrainte dont seulement 6 sont indépendantes quand le corps est en équilibre. Les contraintes sur chaque face d'un cube peuvent être réduites en 3 contraintes, une contrainte normale et une autre de cisaillement ayant deux composantes perpendiculaires l'une à l'autre.

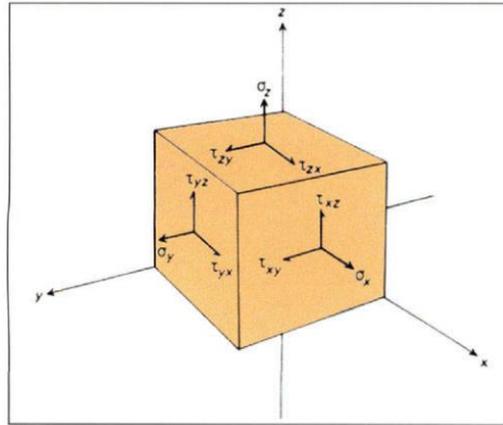


Figure II-4 Composantes des contraintes agissant sur un corps (1)

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

Trois vecteurs normaux à ces plans sont appelés axes des contraintes principales, ils contiennent les 3 contraintes principales qui suivent :

- Contrainte principale maximale  $\sigma_1$  ;
- Contrainte principale intermédiaire  $\sigma_2$  ;
- Contrainte principale minimale  $\sigma_3$ .

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

## II.6 Critères de rupture de Coulomb

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

Les plus grandes contraintes de cisaillement se trouvent sur le plan qui contient  $\sigma_2$  et forme un angle de  $45^\circ$  avec les contraintes principales  $\sigma_1$  et  $\sigma_3$ . En effet, les plans de rupture forment un angle  $\theta$  inférieur à  $45^\circ$  et proche de  $30^\circ$  avec l'axe contenant la contrainte principale. Selon les travaux de Coulomb, ceci peut être lié au concept de friction interne qui suggère que, lorsqu'il y a rupture, la relation entre la magnitude de la contrainte de cisaillement et la contrainte normale est donnée par :

$$|\tau| = S_0 + \mu\sigma$$

Où  $S_0$  est la force de cohésion, et  $\mu$  le coefficient de friction interne du matériau lié à l'angle de friction interne par la relation  $\mu = \tan \phi$ ,  $\phi$  étant lié à  $\theta$  par la formule  $\theta = 45 - \left(\frac{\phi}{2}\right)$ .

## II.7 Cercle de Mohr

La relation entre la contrainte et la rupture peut être déterminée graphiquement à l'aide du cercle de Mohr qui est une représentation graphique de l'état de contrainte.

Pour déterminer la force de cohésion et l'angle de friction interne, une série d'expérimentations avec différentes valeurs de pression de confinement doit être faite sur des cylindres soumis à des tests de compression, et les résultats représentés sur le cercle de Mohr. Les lignes tracées tangentiellement aux cercles donnent l'enveloppe de rupture de Mohr et leur intersection avec l'axe vertical définissant la résistance au cisaillement de la roche  $S_0$  qui correspond à « la résistance inhérente lorsque la contrainte normale appliquée sur la surface de rupture est nulle » (1). La pente de chacune de ces tangentes définit l'angle de friction interne  $\phi$  pour chaque état de contrainte. Pour la majorité des roches il est possible de considérer les variations de la résistance avec le confinement à travers l'enveloppe de rupture linéaire de Mohr-Coulomb qui est définie par les paramètres susmentionnés. La cohésion étant un paramètre non-mesurable, la résistance de la roche est plus communément exprimée par la résistance à la compression uni-axiale (Unconfined Compressive Strength- UCS). Celle-ci est, comme son nom l'indique mesurée par des tests de compression  $\sigma$  sans confinement (test de compression simple).

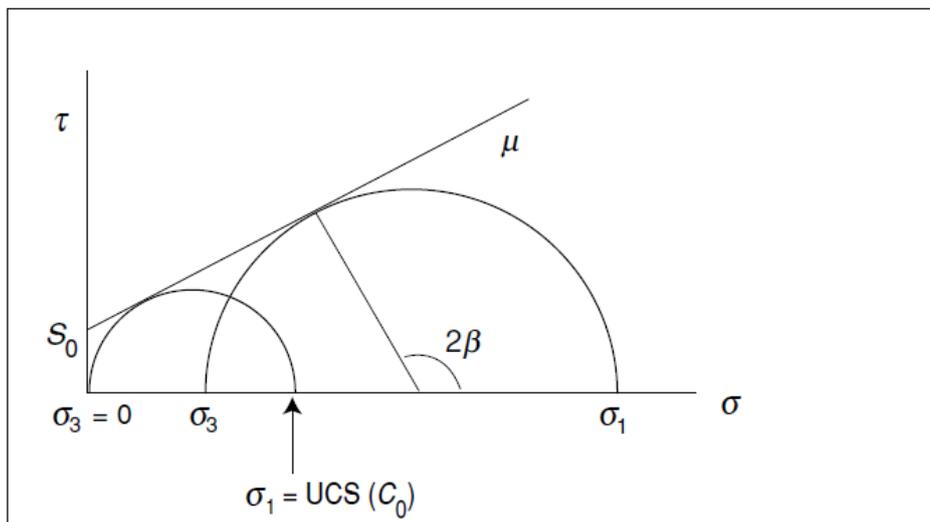


Figure II-5 Cercle de Mohr et Enveloppe de rupture linéaire de Mohr-Coulomb  
(2)

## II.8 Lois constitutives de base

Tout domaine de contrainte impose un domaine de déformation, cependant les déformations résultantes dépendent aussi de la nature et du comportement mécanique des milieux déformés (1). Ces comportements mécaniques sont définis par les lois constitutives qui décrivent ces rapports de déformations aux contraintes qui lui induisent. Parmi les

comportements les plus communs des roches formant les réservoirs pétroliers, on cite l'élasticité linéaire et la poro-élasticité.

### **II.8.1 Elasticité linéaire**

Un matériau linéairement élastique présente une relation linéaire entre les contraintes qui lui sont appliquées et les déformations qui en sont induites, ces dernières sont alors réversibles. Ceci peut être représenté par une force  $F$  appliquée à un ressort où la constante de proportionnalité est la constante de raideur du ressort  $K$ . Une roche idéalement élastique se déforme linéairement, en fonction de sa rigidité donnée par son module de Young  $E$ , en réponse à une contrainte qui lui appliquée (1).

### **II.8.2 Poro-élasticité**

Une roche poreuse saturée par un fluide montre un comportement poro-élastique. Une des caractéristiques de la poro-élasticité est que la rigidité d'une roche saturée dépend de la cadence d'application de la force extérieure. Lorsqu'une force est appliquée rapidement, la pression interstitielle de la roche augmente, car le fluide inclut dans les pores absorbe une partie de la force appliquée et la roche ne draine pas son fluide. En d'autres termes, si la force est appliquée pour une durée plus courte que celles nécessaire au drainage du fluide interstitiel, ce fluide absorbe une partie de la contrainte et la roche devient rigide. Cependant, lorsque la force est appliquée lentement (graduellement), l'augmentation de la pression interstitielle permet de dissiper les fluides, en les drainant de telle manière que la rigidité sera la même que celle d'une roche non saturée ( ne contenant pas de fluide). La déformation des matériaux poro-élastiques dépend donc du temps d'application de la contrainte (1).

## **II.9 Comportement élastique et modules d'élasticité**

Ce comportement est caractérisé par un retour possible à l'état initial. La déformation apparaît directement suite à l'application et ne s'accumule pas. Dans ce cas, la déformation obéit à la loi de Hooke, qui relie proportionnellement la déformation à la contrainte. Le corps solide retrouve ses dimensions ainsi que sa forme initiale suite au retrait de la contrainte. Toutefois, ce retour à l'état initial ne s'opère pas spontanément et peut prendre un certain temps. Un matériau élastique peut supporter une contrainte jusqu'à une certaine limite appelée limite élastique. Lorsque cette limite est dépassée, le corps ne peut retrouver sa forme initiale et la déformation devient alors plastique. Autrement dit, le corps ne retrouve sa forme initiale que partiellement. Si la contrainte continue à augmenter, le corps solide se fracturera et on s'approche alors du point de rupture (1).

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

$$E = \frac{\sigma_u}{\varepsilon_3}$$

où  $\sigma_u$  représente la compression uniaxiale et  $\varepsilon_3$  la variation de longueur relative.  $\varepsilon_3 = \frac{\Delta l}{l_0}$

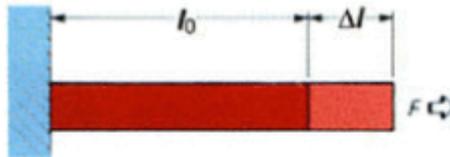


Figure II -6 Module de Young

La rigidité mesure la résistance au changement de forme. Elle est donnée par :

$$G = \frac{\tau}{\gamma}$$

Où  $G$  est la rigidité ou le module de cisaillement,  $\tau = F/S$  est la contrainte de cisaillement et  $\gamma (= u/l)$  représente la déformation liée au cisaillement.

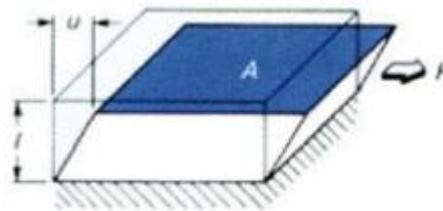


Figure II-7 Module de cisailment

Le module de cisaillement  $G$  peut être exprimé autrement en fonction du module de Young et du coefficient de Poisson comme suit :

$$G = \frac{E}{[2(1 + \nu)]}$$

Où est  $\nu$  coefficient de Poisson qui est égal au rapport de déformation transversale à la déformation axiale sous une contrainte axiale :

$$\nu = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_3} = \frac{\Delta d/d_0}{\Delta l/l_0}$$

$\Delta d$  étant le changement de diamètre égal à  $\varepsilon_3$ .

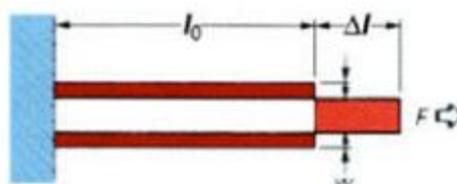


Figure II-8 Coefficient de Poisson

Le coefficient d'incompressibilité  $K$  est donné par :

$$K = \frac{\sigma_3}{\varepsilon} = \frac{\Delta h}{\Delta V/V_0}$$

où  $\Delta h$  est la variation de pression hydrostatique et  $\Delta V$  la variation de volume.

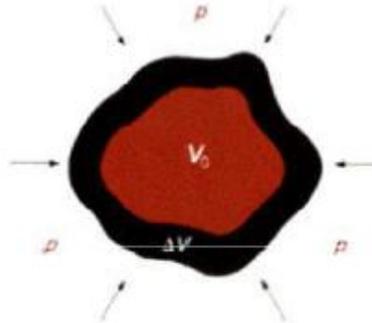


Figure II-9 Coefficient d'incompressibilité

## II.10 Poro-élasticité et contraintes effectives

Dans les roches poreuses, élastiques et saturées, la théorie de poro-élasticité décrit le comportement constitutif de la roche. Trois principales suppositions sont à prendre en considération dans le cadre de cette théorie :

- Il existe dans les roches un système de pores interconnectés et uniformément saturés par des fluides ;
- Le volume total des pores est inférieur au volume total de la roche ;
- La pression au sein des pores est égale aux contraintes totales agissant sur la roche de l'extérieur et celle agissant sur les grains en termes de valeurs approximativement uniformes.

Le concept de contrainte effective qui sera notée par la suite  $\sigma_i$ , est basé sur les travaux pionniers de Terzaghi dans la mécanique des sols. Ce dernier, a stipulé que le comportement mécanique des sols (ou des roches saturées) est régi par les contraintes effectives qui sont égales à la différence entre les contraintes externes, notées  $S$ , et la pression interstitielle interne. Cette définition est donnée par :

$$\sigma = S - P_p$$

Ceci implique que la pression interstitielle influe uniquement sur les composantes normales du tenseur des contraintes,  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  et  $\sigma_3$  et non pas sur les composantes de cisaillement  $\tau_{xy}$ .

Les contraintes agissant sur un grain résultent de la différence existante entre les contraintes externes et la pression des fluides qui l'avoisinent. Si l'on considère la force agissant sur le grain, toute cette dernière est transmise à la surface de contact de celui-ci avec les autres grains.

$$F_T = F_g$$

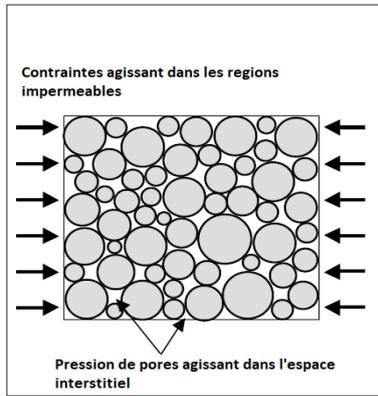


Figure II-10 Contraintes externes et pression de pores

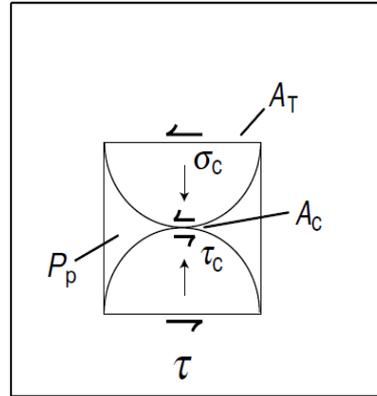


Figure II-11 Contraintes agissant sur les grains

Ceci peut être exprimé en termes de contraintes et de surfaces comme suit :

$$SA_T = A_c\sigma_c + (A_T - A_c)P_p$$

Où  $A_c$  est la surface de contact du grain et  $\sigma_c$  la contrainte effective normale agissant sur le contact du grain. On introduit alors le paramètre  $a = \frac{A_c}{A_T}$  ce qui donne :

$$S = a\sigma_c + (1 - a)P_p$$

Lorsque la valeur de  $a$  tend vers 0, on obtient alors une contrainte intergranulaire :

$$\lim_{a \rightarrow 0} a\sigma_c = \sigma_g$$

Ainsi la contrainte effective agissant sur un grain sera donnée par :

$$\sigma_g = S - (1 - a)P_p = S - P_p$$

Cette équation donnant la contrainte effective, bien qu'elle soit vérifiée par plusieurs données empiriques, nécessite des modifications dans certains cas. Nur & Beyerlee ont proposé en 1971 une estimation « exacte » de la contrainte effective donnée par :

$$\sigma = S - \alpha P_p$$

Où  $\alpha = 1 - \frac{K_b}{K_g}$  est le coefficient de Biot écrit en fonction du module d'élasticité isostatique de la roche  $K_b$  et du module d'élasticité isostatique d'un seul grain  $K_g$ . Ce coefficient est compris entre 0 et 1. Sa limite tend vers 0 lorsque la roche est solide et ne contient pas de pores interconnectés, elle tend vers 1 lorsque la porosité est très grande.

# Chapitre 2

Principes de base de la géomécanique

### III Principes de base de la géomécanique

#### III.1 Introduction

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

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

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

#### III.2 Domaines d'application de la géomécanique dans l'industrie pétrolière (8)

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

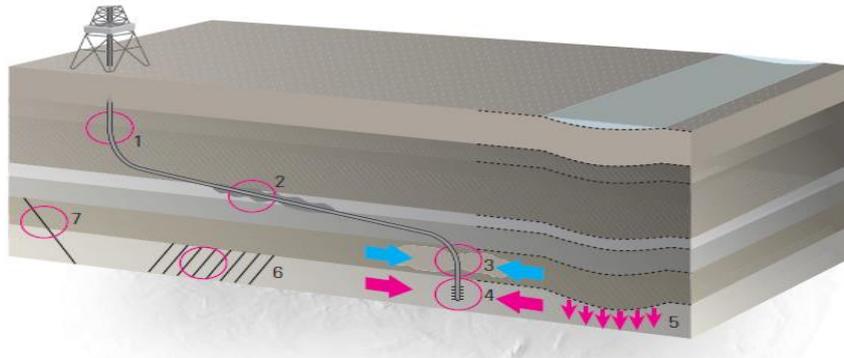


Figure III-1 : La géomécanique telle qu'appliquée à l'estimation : des pressions de formation dans les argiles de couverture (1), de la stabilité des puits en cours de forage (2), de la fracturation hydraulique (3), de la production de sable (4), de la compaction des réservoirs, et à l'affaissement associé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

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

changements de perméabilité des fractures, tandis que l'état de contrainte dans le champ se modifie.

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

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

### **III.3 Etats des contraintes dans la terre**

Les contraintes compressives existent à tout endroit en profondeur dans la croûte terrestre, leurs magnitudes dépendent de différents paramètres incluant la profondeur, la lithologie, la pression interstitielle, les mouvements tectoniques et les processus géologiques qui agissent dans diverses échelles spatiotemporelles (9).

L'état de contrainte dans la croûte terrestre consiste en trois contraintes principales, mutuellement orthogonales. Dans l'industrie pétrolière, il est commun d'assumer que l'une de ces trois contraintes principales demeure verticale, ce qui représente une hypothèse raisonnable à des profondeurs importantes dans des couches homogènes qui n'ont pas été exposées à des fortes activités tectoniques ou dont les contraintes résultantes des activités tectoniques précédentes se sont dissipées (3).

### **III.4 Principales sources de contraintes**

La principale source de contraintes dans la Terre résulte du poids de l'eau et des roches soumis à la gravité au-dessus de la formation d'intérêt. Cette force gravitationnelle engendre une contrainte verticale dans la formation. Les contraintes horizontales sont produites par une combinaison de tension latérale par les roches environnantes, de plasticité, de fluage et de rupture de la formation, du contexte tectonique du champ et d'autres facteurs. Près des failles majeures, des chaînes de montagnes, des diapirs de sel, des volcans de boue et d'autres formations géologiques, la situation peut être plus complexe, y compris la possibilité de contraintes principales qui ne soient pas verticales et horizontales. L'autre aspect important de l'état de contrainte en géomécanique pétrolière est la pression interstitielle. Le gradient normal de pression résulte de la hauteur de charge hydrostatique de l'eau dans les formations (8).

### III.4.1 Poids des terrains morts « Overburden »

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

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

$$S_v(H) = \int_0^H \rho(z)gzdz \approx \bar{\rho}gH$$

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

Le gradient de la contrainte verticale varie de  $0.8 \text{ psi/ft}$  ( $18 \text{ KPa/m}$ ) pour des formations récentes et peu profondes à environ  $1.25 \text{ psi/ft}$  ( $28 \text{ KPa/m}$ ) pour des formations très denses. Sachant que la masse volumique du quartz est de  $2.65 \text{ g/cm}^3$ , un gradient de la contrainte verticale de  $1.0 \text{ psi/ft}$  ( $23 \text{ KPa/m}$ ) et  $1.1 \text{ psi/ft}$  ( $25 \text{ KPa/m}$ ) est représentatif des roches gréseuses saturées d'eau salée avec une porosité 20% et 7% respectivement (9).

### III.4.2 Pression interstitielle

La pression interstitielle constitue un paramètre important pour toute étude géomécanique, elle est définie comme étant un potentiel hydraulique scalaire agissant au sein d'un espace de pores interconnectés. En profondeur, la valeur de ce paramètre est usuellement décrite en relation avec la pression hydrostatique, la pression associée avec une colonne d'eau en prenant la surface comme point de départ jusqu'à la profondeur considérée. La pression interstitielle hydrostatique ( $P_p^{hydro}$ ) augmente suivant la profondeur avec un gradient de  $10 \text{ KPa/m}$ , elle peut être déterminée par l'équation suivante :

$$P_p^{hydro} \equiv \int_0^z \rho_w(z)gzdz \approx \rho_w z g$$

$\rho_w$  : Densité de l'eau

$g$  : Accélération de l'apesanteur à la surface de la terre

$z$  : Profondeur considérée

La pression interstitielle dépasse sa valeur hydrostatique dans un volume poreux confiné. Conceptuellement, la valeur limite qu'elle pourrait atteindre serait celle de la contrainte verticale liée aux poids des morts-terrains (2).

Le fluide interstitiel contenu dans le réservoir joue un rôle important, qui est l'absorption d'une partie de l'effet de la contrainte totale appliqué à la formation. De ce fait, seule une contrainte effective agit en réalité sur la roche (9). D'autre part, le comportement mécanique de

la roche poreuse affectera celui du fluide contenu dans cette dernière. Deux mécanismes basiques illustrent cela :

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

### III.5 Régime lithostatique et Loi de Heim

Tout état de contrainte dans lequel toutes les contraintes principales sont égales est considéré en mécanique, comme état de contrainte hydrostatique. Dans le contexte de la mécanique des roches, afin d'éviter toute confusion avec les contraintes résultantes de la pression interstitielle, l'état de contrainte qui est régi par la densité des morts-terrains et est égale dans toutes les directions, est dit état de contrainte lithostatique.

L'hypothèse d'un état de contrainte lithostatique à mesure de la pénétration dans les profondeurs de la croûte terrestre est connue sous le nom de la loi de Heim. Le géologue suisse Albert Heim a postulé que les roches, sous des conditions de surcharges importantes et continues dans le temps, compensent la différence des contraintes internes par des processus de fluage.

Dans la figure suivante (Figure III-3), la loi de Heim est illustrée par une transition dans la relation entre un régime de contraintes d'un état où les contraintes principales horizontales sont moins importantes que la contrainte verticale  $S_v > S_h \neq S_H$  à des profondeurs proches de la surface terrestre vers un état lithostatique où toutes les contraintes principales sont égales  $S_v = S_h = S_H$  à des profondeurs plus grandes (4).

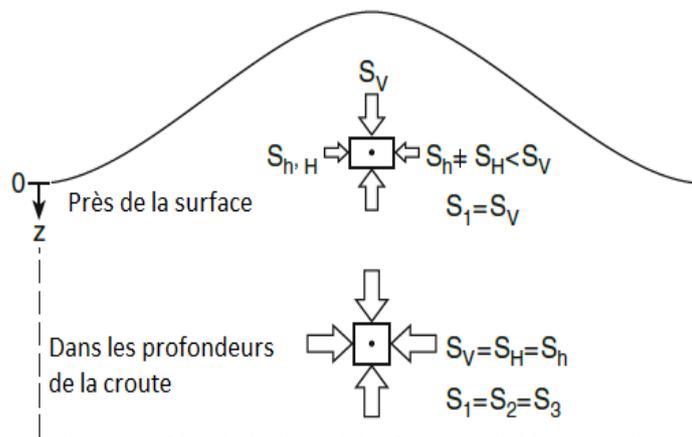


Figure III-2 Loi de Heim sur les contraintes dans les profondeurs de la croûte terrestre (4)

### III.6 Etat de contrainte biaxial

Terzaghi et Richart ont suggéré que dans le cas des roches sédimentaires dans des régions non-perturbées, les strates se forment en couches horizontales (bassins sédimentaires) en supposant que les dimensions horizontales du bassin demeurent invariables (4). Ce qui se traduit en termes de contraintes principales effectives par ce qui suit :

$$\sigma_{h \min}(z) = \sigma_{H \max}(z) = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_V(z)$$

En d'autres termes, en supposant qu'il ne peut y avoir que des déformations uni-axiales, suite à la contrainte verticale générée par la surcharge des couches, les deux autres contraintes principales sont égales et comprises dans le plan horizontal. Elles ne sont fonction que de la surcharge verticale (9).

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

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

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

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

### III.7 Contraintes et déformations d'origine tectonique

Contrairement à ce qui a été précédemment prédit dans les équations précédentes, les contraintes principales horizontales ne sont pas égales. La principale raison de cette anisotropie revient à la tectonique des plaques (3). Les contraintes et leurs déformations résultant de la tectonique, proviennent donc du mouvement des plaques.

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

$$dS_h \approx \frac{E}{1 - \nu^2} d\varepsilon_h + \frac{E\nu}{1 - \nu^2} d\varepsilon_H$$

$$dS_H \approx \frac{E}{1 - \nu^2} d\varepsilon_H + \frac{E\nu}{1 - \nu^2} d\varepsilon_h$$

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

diminuent, dans le cas où les déformations sont extensives, ou augmentent si les déformations sont compressives (9).

### III.7.1 Sources des contraintes tectoniques

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

**Les contraintes induites par les forces de mouvement des plaques :** celles-ci surgissent principalement suite à l'élargissement des planchers océaniques au niveau des dorsales, les forces responsables du phénomène de subduction n'ayant relativement que de faibles influences, car elles sont contrebalancées au niveau des premiers mètres de ces zones. Les résistances aux collisions des plaques (subduction de la croûte dans l'asthénosphère ductile et collision des plaques continentales et failles transformantes) sont aussi responsables du surgissement de contraintes à des profondeurs peu importantes.

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

**La flexion lithosphérique :** les charges existantes au-dessus ou au sein des lithosphères élastiques peuvent causer des phénomènes de déflexion qui induisent des contraintes de flexion (de l'ordre de centaines de MPa), perturbant ainsi les champs de contraintes sur des rayons d'environ 1000 km. Parmi les principales causes de ce phénomène, nous pouvons citer l'accumulation de sédiments le long des marges continentales lors de la subduction des plaques océaniques créant des prismes d'accrétion épais d'une dizaine de kilomètres et exerçant des contraintes significatives sur les plaques continentales (2).

### III.8 Classification d'Anderson

Anderson a développé le concept mécanique moderne des origines des failles et a mis en évidence leur rôle important en tectonique. L'avancée majeure qu'il eut apportée fut la découverte de l'origine des failles à partir des ruptures fragiles et l'application du critère de Coulomb à cette problématique (4).

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

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

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

La classification d'Anderson définit aussi les amplitudes des contraintes horizontales principales par rapport à la contrainte verticale. La contrainte verticale correspond à la

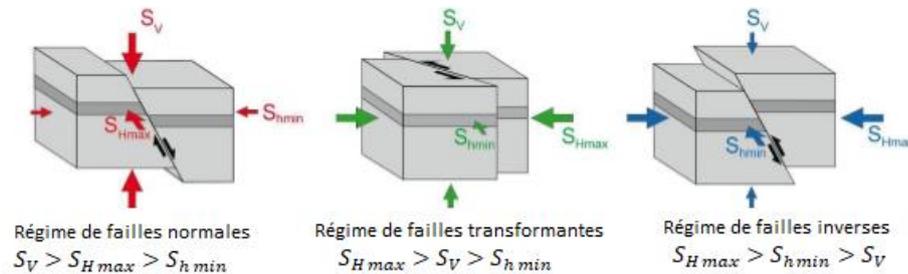


Figure III- 3 Classification d'Anderson des régimes tectoniques

contrainte principale maximale,  $S_1$ , dans le régime des failles normales,  $S_V > S_{Hmax} > S_{hmin}$ , la contrainte principale intermédiaire,  $S_2$ , dans les régimes de failles transformantes,  $S_{Hmax} > S_V > S_{hmin}$ , et la contrainte principale minimale,  $S_3$ , dans les régimes de failles inverses,  $S_{Hmax} > S_{hmin} > S_V$  (2).

### III.9 Etat de contraintes autour du puits

La concentration de contraintes arrive lorsqu'une partie du matériau sous contrainte possède des propriétés qui diffèrent de celles du matériau avoisinant (10). La concentration des contraintes autour d'un puits vertical foré parallèlement à la contrainte principale verticale, dans un milieu isotrope et élastique, est décrite par les équations de Kirsch (2). La création d'ouvertures cylindriques (telles qu'un puits) induit un changement dans les orientations des contraintes les rendant parallèles et perpendiculaires aux surfaces de ces ouvertures car ces dernières contenant des fluides ne peuvent résister aux contraintes de cisaillement. De plus, les volumes de matériaux qui supportaient les contraintes « in situ » ont été excavés et leur absence accroît la concentration des contraintes autour de ce volume.

Tel que le montre la figure ci-dessous, cette concentration se traduit par un entassement des trajectoires des contraintes dans la direction de  $S_{hmin}$ , ce qui induit une forte amplification des contraintes compressives. A l'opposée on a un éloignement de ces trajectoires dans la direction de  $S_{Hmax}$ , et par conséquent une diminution des contraintes compressives (2).

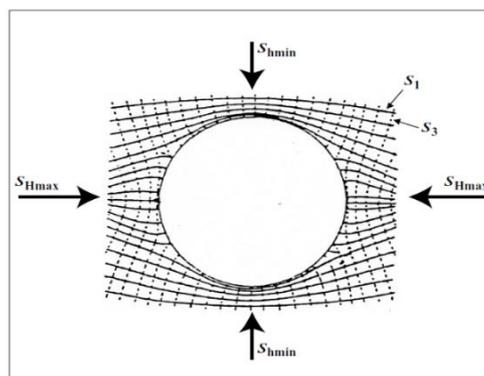


Figure III- 4 Concentration des contraintes autour d'un puits vertical

### III.9.1 Equations de Kirch

Mathématiquement, Les contraintes effectives autour d'un puits vertical de rayon  $R$  sont décrites en termes de coordonnées cylindriques telle qu'il suit :

$$\sigma_{rr} = \frac{1}{2}(S_{Hmax} + S_{hmin} - 2P_p) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(S_{Hmax} - S_{hmin}) \times \left(1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + \frac{\Delta P R^2}{r^2}$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{1}{2}(S_{Hmax} + S_{hmin} - 2P_p) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(S_{Hmax} - S_{hmin}) \times \left(1 + \frac{3R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \frac{\Delta P R^2}{r^2} - \sigma^{\Delta T}$$

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

$$\sigma_{zz} = S_v - 2\nu(S_{Hmax} - S_{hmin}) \frac{r^2}{R^2} \cos 2\theta$$

Où  $\theta$  est mesuré à partir de l'azimute de  $S_{Hmax}$ ,  $r$  est la distance radiale à partir du centre du

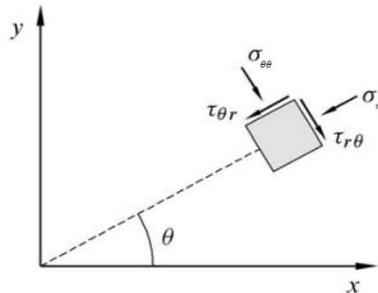


Figure III-5 Représentations des contraintes dans le système cylindriques (3)

puits,  $P_p$  est la pression interstitielle de la formation et  $\Delta P$  est la différence entre la pression de la boue,  $P_{mud}$ , et  $P_p$ ,  $\sigma^{\Delta T}$  représente les contraintes induites par la différence entre la température de la boue et celle de la formation (2).

A partir de ces équations, on peut déduire les informations suivantes :

- La concentration des contraintes varie fortement en fonction de la position autour du puits et de la distance à partir de son périmètre ;
- La concentration des contraintes est symétrique par rapport à la direction des contraintes principales horizontales ;
- Dans la direction de  $S_{hmin}$ , la contrainte tangentielle  $\sigma_{\theta\theta}$  est fortement compressive ;
- $\sigma_{\theta\theta}$  Décroit rapidement avec l'éloignement dans la direction de  $S_{hmin}$  ;
- Dans la direction de  $S_{Hmax}$ , la contrainte circonférentielle est presque nulle du fait de la grande différence entre les magnitudes des contraintes principales horizontales ;
- $\sigma_{\theta\theta}$  Augmente rapidement avec l'augmentation de la distance radiale dans la direction de  $S_{Hmax}$  ;

Les équations de Kirch sont indépendantes des modules d'élasticité, la concentration des contraintes se fait donc de la même manière entre les différentes formations ;

Les ruptures compressives ou de traction se produisent à partir du périmètre de puits, car la concentration des contraintes y est la plus importante.

À contact immédiat des parois du puits, à  $r = R$ , les équations précédentes se simplifient comme suit :

$$\sigma_{rr} = \Delta P$$

$$\sigma_{\theta\theta} = S_{H \max} + S_{h \min} - 2(S_{H \max} - S_{h \min}) \cos 2\theta - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T}$$

$$\tau_{\theta r} = 0$$

$$\sigma_{zz} = S_v - 2\nu(S_{H \max} - S_{h \min}) \cos 2\theta - P_p - \sigma^{\Delta T}$$

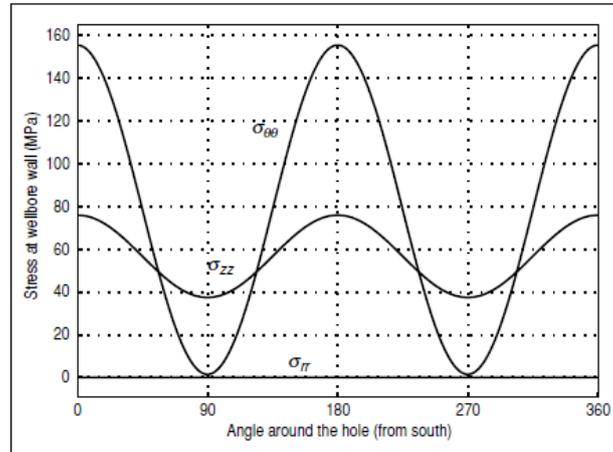


Figure III-6 Variation des contraintes principales effectives  $\sigma_{rr}$ ,  $\sigma_{\theta\theta}$  et  $\sigma_{zz}$  autour d'un puits vertical. (L'azimuthe est mesuré à partir de  $S_{h \min}$ )

Au point de compression minimale, à  $\theta = 0^\circ, 180^\circ$  :

$$\sigma_{\theta\theta}^{min} = 3S_{h \min} - S_{H \max} - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T}$$

Au point de compression maximale, à  $\theta = 90^\circ, 270^\circ$  :

$$\sigma_{\theta\theta}^{Max} = 3S_{H \max} - S_{h \min} - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T}$$

### III.9.2 Rupture des roches autour des puits

Suite à la variation de l'état de contrainte autour du puits, des ruptures peuvent surgir dans les roches induisant des fractures qui sont de deux types : les ovalisations et les fractures de traction.

Les ovalisations « Borehole Breakout » tendent à se produire à l'emplacement de la contrainte circonférentielle maximale, et les fractures de traction à l'emplacement du minimum. À titre de règle empirique, si la contrainte circonférentielle effective maximale dépasse l'UCS de la roche, des ovalisations et une instabilité mécanique du puits de forage sont possibles ; si la contrainte circonférentielle effective minimale devient négative, des fractures induites par le forage « Drilling-induced tensile fractures-DITF » sont possibles (8).

### III.9.2.1 Les ovalisations « Borehole Breakout »

Dans le cas d'un puits vertical où l'état des contraintes reste stable avec la profondeur et où une des contraintes principales suit l'axe du puits (i.e., Verticale), des ovalisations «Borehole Breakout » tendent à se créer sous forme d'élargissement de la section latérale du puits (11). Les ovalisations sont provoquées par des fractures de cisaillement dans la paroi du puits de forage qui se rejoignent pour permettre la séparation et l'enlèvement de fragments de roche. Elles sont favorisées par des différences importantes entre  $S_{H\ max}$  et  $S_{h\ min}$ , par de faibles pressions dans le puits de forage et par une faible valeur d'UCS de la roche (8). Ces fractures, qui se produisent en paires, se trouvent dans deux de ses cotés diamétralement opposé et dans les directions de la contrainte principale minimale. De plus, étant donné que les profondeurs et les largeurs angulaires des ovalisations évoluent linéairement avec la magnitude de la contrainte principale intermédiaire, ces dernières renferment des informations importantes sur les amplitudes des contraintes in situ (4).

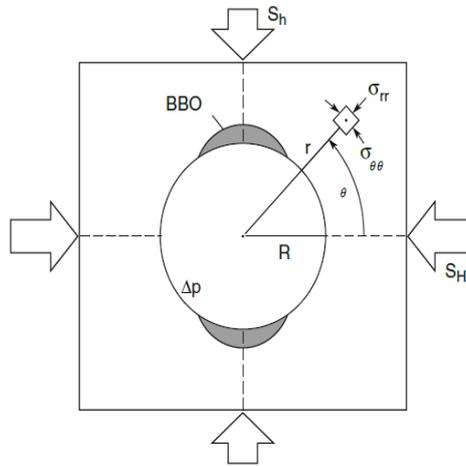


Figure III- 7 Initiation des ovalisations autour d'un puits vertical soumis à des contraintes horizontales anisotropes

#### Conditions de formation des ovalisations

Dans le cas où les contraintes induites par la différence entre la température de la boue et celle de la formation peuvent être négligées (i.e., faible profondeur et faible différence entre la pression de boue et la pression interstitielle) (3), on peut écrire suivant le critère de rupture de Mohr-Coulomb la condition de formation des ovalisations comme suit :

$$P_{w,min} = \frac{(3S_{H\ max} - S_{h\ min}) - C_0 - 2P_p}{1 + \tan^2 \beta} + P_p$$

Où  $C_0$  est la résistance à la compression uniaxiale (UCS) et  $\beta$  est l'angle entre le plan de rupture de et la contrainte principale maximale :  $\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}$ . La formule précédente donne la valeur de la pression de boue minimale au sein du puits,  $P_{w,min}$ , lorsque  $\sigma_{\theta\theta} > \sigma_{zz} > \sigma_{rr}$ . Lorsque la

pression de boue a une valeur plus faible que celle donné par cette expression, il y a rupture de cisaillement et formation des ovalisations.

Cette expression peut être simplifiée (4) pour donner le critère de formation des ovalisations suivant :

$$P_{crit} + C_0 < 3S_{Hmax} - S_{hmin}$$

### III.9.2.2 Les Fractures de forage/ de traction « Drilling Induced Tensile Fractures »

Des fractures induites par le forage, ou de traction peuvent aussi surgir aux endroits où la concentration des contraintes dépasse la valeur de la résistance à la traction des roches  $T_0$ , ce sont des ouvertures dans la paroi du puits de forage qui peuvent ou non s'étendre en s'écartant en profondeur. Ces fractures surgissent lorsqu'il y a des différences importantes entre  $S_{Hmax}$  et  $S_{hmin}$  (i.e., anisotropie des contraintes horizontales), des pressions élevées dans le puits de forage et une faible résistance à la traction (souvent nulle) de la roche (8). Elles agissent, de la même manière que les ovalisations, dans des côtés qui sont diamétralement opposés et qui suivent les directions de la concentration minimale des contraintes (i.e., Dans la direction de  $S_{Hmax}$ ). Ces fractures sont généralement étroites et peu profondes, elles se limitent à quelques millimètres à partir du périmètre du puits, elles ne peuvent donc se transformer en fracturations hydrauliques que si la pression au sein du puits dépasse la pression de la formation (11).

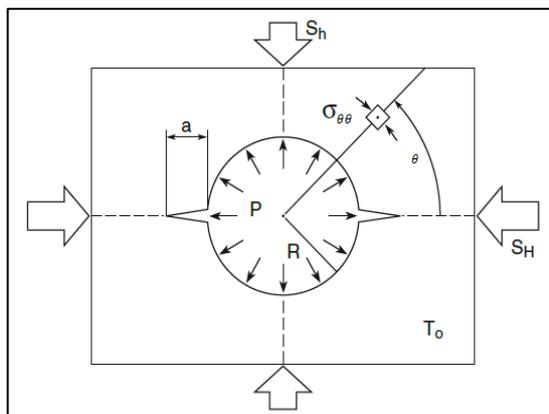


Figure III- 8 Initiation de rupture de traction autour d'un puits vertical soumis à des contraintes horizontales anisotropes (4)

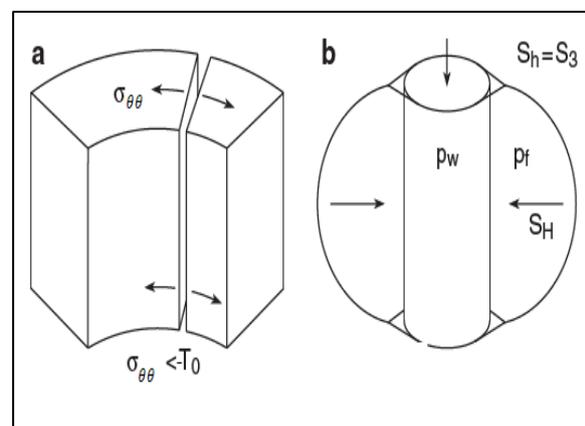


Figure III-9 Rupture de traction verticale (a) vue de l'intérieur du puits (b) vue de l'extérieur du puits (5)

## Condition de formation des Fractures de forage/ de traction

Dans le cas de l'anisotropie des contraintes horizontales, si on néglige l'effet des contraintes induites par la variation des températures, l'expression de la contrainte tangentielle aux points de la concentration minimales des contraintes (i.e.,  $= 0^\circ - 180^\circ$ ) sera comme suit :

$$\sigma_{\theta\theta}^{min} = 3S_{h\ min} - S_{H\ max} - P_p - P_w$$

Les ruptures de traction sont en fonction de la résistance à la traction,  $T_0$ , par la condition suivante :

$$\sigma_3 < -T_0$$

Ceci se traduit alors par la condition de formation des fractures induites par le forage/de traction donnée par :

$$\sigma_{\theta\theta}^{min} < -T_0$$

Et donc

$$P_{w\ frac}^{max} = 3S_{h\ min} - S_{H\ max} - P_p + T_0$$

Généralement, la résistance à la traction des roches est très inférieure à leurs résistances à la compression. Par conséquent, la résistance à la traction peut être négligée et les ruptures induites par le forage se produiront lorsque  $\sigma_{\theta\theta}^{min}$  est nulle (12).

# Chapitre 3

Généralités et principes de base de la  
fracturation hydraulique

## **IV Généralités et principes de base de la fracturation hydraulique**

### **IV.1 Introduction**

Depuis son introduction lors des années 40, la fracturation hydraulique fut et restera, l'un des principaux outils de l'ingénierie pétrolière dans l'amélioration de la productivité des puits (5).

En général, la fracturation hydraulique est utilisée pour créer une perméabilité artificielle menant au réservoir et permettant ainsi d'améliorer l'indice de productivité du puits traité. L'indice de productivité définit le volume de l'huile ou de gaz qui peut être produit à une certaine différence de pression entre le réservoir et le puits (Agence de la Protection de l'Environnement des états unis, 2004).

D'autre part, la fracturation hydraulique est aussi une méthode fréquemment utilisée dans l'exploitation des réservoirs non conventionnels (i.e., hydrocarbures dont l'accumulation n'est pas liée à la présence d'un piège et pour lesquels l'exploitation diffère des méthodes conventionnelles) tel que les hydrocarbures liquides ou gazeux, qui seraient piégés dans une roche-mère ou un réservoir compact, dont la perméabilité est inférieure à 1 *mD* (13).

### **IV.2 Historique de la fracturation hydraulique**

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne, qui a vu le jour dans l'industrie pétrolière et gazière en 1947, où la première opération de fracturation hydraulique fut exécutée dans le champ gazier de Hugoton au Kansas de l'ouest (14).

La fracturation hydraulique a été introduite en Algérie en 1960. Cependant, ce n'est qu'au début des années 1990 qu'elle a été appliquée régulièrement, sur tout dans le champ de Hassi Messaoud, où la SONATRACH a engagé une campagne de fracturation hydraulique pilote étalée sur 3ans. Le but était de démontrer la faisabilité et la rentabilité de ces stimulations ou, tout ou moins, d'expliquer pourquoi ce type d'opération a priori prometteur, resterait inadapté sur Hassi Messaoud dans l'état actuel de la technique (15).

### **IV.3 Définition de la fracturation hydraulique**

La fracturation hydraulique est le processus de création d'un chemin conducteur ralliant le réservoir au puits, à travers l'injection d'un fluide avec une pression assez importante pour rompre la formation.

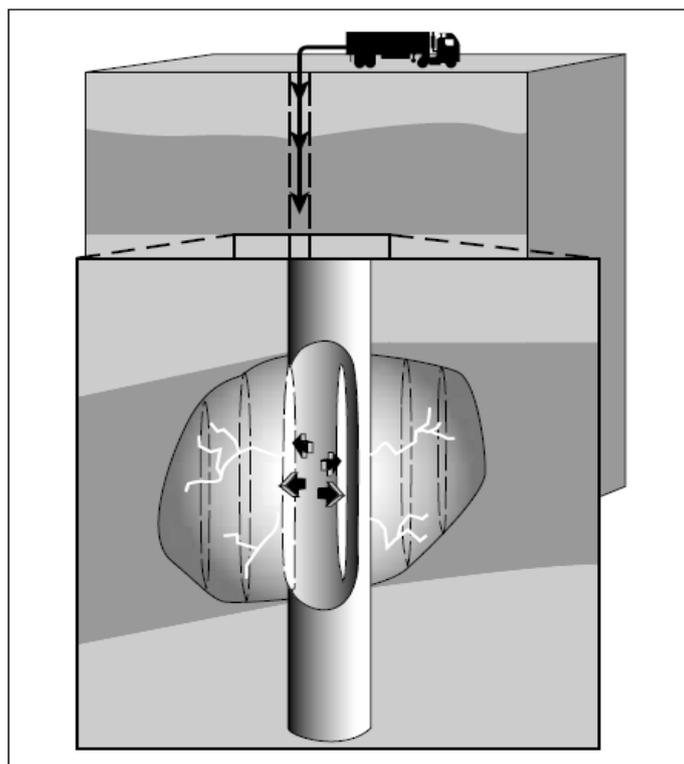


Figure IV-1 Création d'une fracture sous l'effet d'une pression d'injection (5)

#### IV.4 But de la fracturation hydraulique

Principalement, les opérations de fracturation hydraulique sont exécutées pour une de ces trois raisons :

- Surpasser les endommagements au niveau des parois du puits et rétablir la productivité naturelle de ce dernier ;
- Étendre le canal de conductivité plus en profondeur dans la formation et de ce fait augmenter la productivité au-delà de son niveau naturel (cas des réservoirs compacts) ;
- Altérer le flux du fluide dans la formation.

#### IV.5 Notion d'endommagements

Un endommagement indique la détérioration des qualités pétrophysiques par des dépôts minéraux ou organiques pouvant altérer la liaison couche-trou, ainsi que l'obturation des perforations (16).

Les endommagements réduisent considérablement la productivité du puits. Ces derniers apparaissent pour différentes raisons, tels que les endommagements liés au forage, qui résultent des invasions de particules fines vers la formation et aussi de l'incompatibilité chimique du fluide de forage avec la formation. Les endommagements peuvent aussi être dus à des processus naturels liés au réservoir, tels que les changements de saturation résultants de la pression faible du réservoir aux abords du puits, arriver de fines venant du réservoir, etc. (5).

## IV.6 Productivité des puits fracturés

Les fractures créées par une stimulation hydraulique fournissent un chemin permettant au fluide du réservoir de s'écouler vers le puits. La productivité d'un puits fracturé dépend de deux étapes, qui sont dans l'ordre suivant : (1) la réception du fluide venant de la formation par la fracture et (2) le transport de ce fluide vers le puits. L'efficacité de la première étape dépend des dimensions de la fracture (longueur, hauteur), quant à celle de la deuxième étape, elle dépend de la perméabilité de la fracture. L'importance relative de ces étapes peut être analysée par le concept de la conductivité de la fracture défini par la conductivité adimensionnelle  $C_{fd}$ .

La conductivité adimensionnelle est un ratio caractérisant le rapport entre l'aptitude de la fracture à transporter un certain débit et la capacité d'alimentation que présente la formation vis-à-vis du fluide (5).

$$C_{fd} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

$k_f$  : Perméabilité de la fracture

$w$  : Epaisseur de la fracture

$x_f$  : Demi longueur de la fracture

$k$  : Perméabilité de la formation

## IV.7 Mécanique de la fracturation hydraulique

### IV.7.1 Pression de rupture (Breakdown pressure)

Pour un traitement de fracturation hydraulique, la pression de rupture est définie comme la pression à laquelle la matrice rocheuse de la formation traitée, se fracture et se laisse pénétrer par le fluide d'injection (17).

Pour différentes formations, la pression de rupture peut largement varier. Avant qu'un quelconque puits ne soit fracturé hydrauliquement, il faut s'assurer que la pression de rupture peut être surpassée par une pression de traitement limite.

Pour un puits foré dans une formation poreuse, si le fluide contenu dans ce puits pénètre dans la formation, l'équation de la pression de rupture dérivée par Haimon et Fairhurst est donnée par

$$P_b = 3S_h - S_H - P_0 + T_0$$

$P_b$  : Pression de rupture « Breakdown pressure »

$S_h$  : Contrainte minimale horizontale

$S_H$  : Contrainte maximale horizontale

$P_0$  : Pression interstitielle de la formation

$T_0$  : Résistance à la traction

## IV.7.2 Gradient de fracturation

La pression à laquelle la formation sera fracturée est caractérisée par le gradient de fracturation. Celui-ci est désigné comme étant le rapport entre la pression de fracturation et la profondeur.

$$GF = \frac{P_f}{H}$$

$P_f$  : pression de fracturation

$H$  : La profondeur à laquelle s'est initiée

Le gradient de fracturation est essentiel pour l'étude des conditions d'initiation de la fracture dans la formation (18).

## IV.7.3 Géométrie de la fracturation hydraulique

Les dimensions et la géométrie de la fracture (demi longueur  $L$ , largeur  $w$ , et hauteur  $h_f$ ) sont contrôlés par la mécanique des roches et la mécanique des fluides.

Les principes fondamentaux de la géométrie de la fracture obéissent aussi aux lois de l'équilibre de la matière, car lors du pompage, une partie du volume est perdu dans la formation et le reste remplit le volume de la fracture. La modélisation de la fracturation doit alors prédire les volumes proportionnels à chaque dimension de ce volume. Si le volume pompé,  $V_i = q_i \times t_p$  où  $q_i$  est le débit d'injection total et  $t_p$  le temps de pompage du traitement, le volume idéal de la fracture créée sera alors,  $V_f = h_f \times \bar{w} \times 2L = \eta \times V_i$  où  $h_f$  est la hauteur moyenne de la fracture,  $\bar{w}$  l'épaisseur moyenne de la fracture,  $L$  sa demi longueur et  $\eta$  le paramètre caractérisant l'efficacité du fluide de fracturation (5).

### IV.7.3.1 La pression nette

Par définition, la pression nette est la pression du fluide contenue à l'intérieur de la géométrie de la fracture, et qui maintient la fracture ouverte durant le traitement de fracturation hydraulique. La pression nette est liée au module de Young, la hauteur et la longueur de la fracture, la viscosité du fluide, le débit de pompage et la pression aux extrémités de la fracture (5).

$$P_{net} = \frac{E'^{3/4}}{h_f} (k\mu q_i L)^{1/4} + P_{tip}$$

$P_{net}$ : Pression nette

$E'$ : Module de déformation planaire  $E' = \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)$

$E$ : Module de Young statique

$\nu$ : Coefficient de Poisson

$k$ : Constante

$\mu$ : Viscosité du fluide de fracturation

$q_i$ : Débit d'injection à un temps  $i$

$L$ : Demi longueur de la fracture

$P_{tip}$ : Pression requise aux extrémités pour l'ouverture d'une nouvelle zone de fracturation au sein de la fracture et maintenir sa propagation

### IV.7.3.2 Épaisseur de la fracture

En assumant que les fractures apparaissent initialement sous forme de fentes et s'ouvrent et se développent vers une forme elliptique, l'épaisseur de la fracture dérivée par Economides et Nolte peut être exprimé comme :

$$w_{max} = \frac{2P_{net}d}{E'}$$

$w_{max}$ : Largeur maximale de la fracture

$d$ : la dimension la plus faible de la fracture

Si une fracture est confinée en hauteur avec une longueur de fracture ( $2L$ ) supérieure à la hauteur de cette dernière ( $h_f$ ),  $d$  est égale à  $h_f$ .

De la formule précédente, on déduit que pour des valeurs du module de Young élevées, les fractures résultantes seraient plus étroites. Comme on peut également déduire que l'épaisseur de la fracture peut être augmentée en augmentant la pression nette.

### IV.7.3.3 Demi longueur de la fracture

En se basant donc sur les principes l'équilibre de la matière, la mécanique des fluides et la mécanique des roches, la demi longueur de la fracture peut être estimée par la relation suivante (5):

$$L = \frac{q_i t_p}{2h_f \bar{w} + 6C_L h_L \sqrt{t_p} + 4h_L S_p}$$

$L$ : Demi longueur de la fracture

$q_i$ : Débit d'injection a un temps « i »

$t_p$ : Temps de pompage pour le traitement

$C_L$ : Coefficient de perte en fluide

$h_L$ : Hauteur perméable ou de perte de fluides

$S_p$ : « Spurt loss » (coefficient caractérisant la quantité de fluide qui s'infiltré dans la formation avant la formation d'un gâteau de boue sur les parois de la fracture

$\bar{w}$ : Largeur moyenne de la fracture

$h_f$ : Hauteur de la fracture

### IV.7.3.4 Hauteur de la fracture

La hauteur de la fracture,  $h_f$ , et celle des pertes des fluides,  $h_L$ , sont d'une grande importance dans la modélisation de la fracturation hydraulique.  $h_L$  est contrôlée par les variations de perméabilité et de porosité.  $h_f$  est, quant à elle, contrôlée par les contraintes in-situ et particulièrement les barrières de contraintes (5).

En réalité, la hauteur de la fracture est contrôlée par le rapport  $\frac{P_{net}}{\Delta\sigma}$  ou  $\Delta\sigma$  représente la variation de contrainte entre la zone d'intérêt et les zones constituant les barrières.

Selon le rapport  $\frac{P_{net}}{\Delta\sigma}$ , trois cas de figures peuvent être tirés :

- $P_{net}$  est faible par rapport a  $\Delta\sigma$ , la fracture est confinée avec une géométrie simple et invariable ainsi qu'une pression nette qui augmente avec la propagation
- $P_{net}$  est beaucoup plus importante que  $\Delta\sigma$ , la fracture n'est pas confinée verticalement et sa géométrie reste relativement simple, radiale ou verticale, elle s'accompagne d'une diminution dans la pression nette.
- $P_{net}$  est proche de  $\Delta\sigma$ , les variations de la géométrie de la fracture deviennent difficiles à prédire, de fortes augmentations de la hauteur de la fracture peuvent être observées pour de faibles variations de la pression nette.

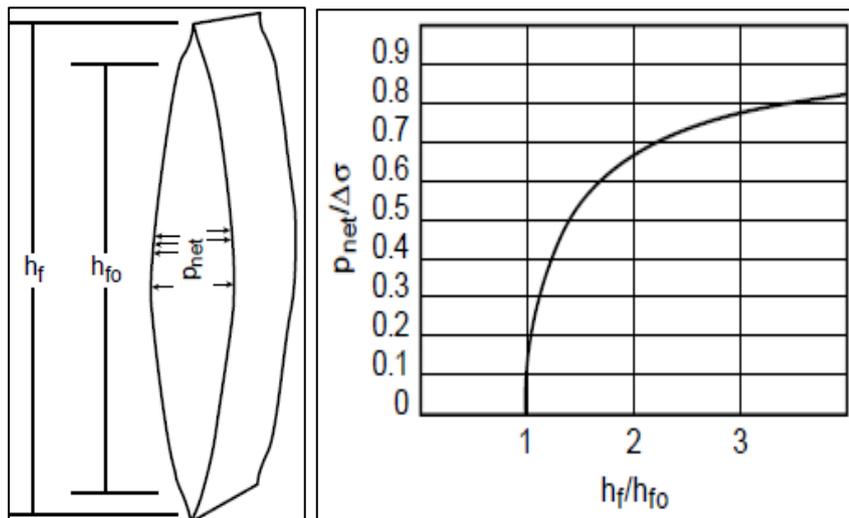


Figure IV-2 Influence du rapport  $\frac{P_{net}}{\Delta\sigma}$  sur la hauteur de la fracture

#### IV.7.3.5 Orientation de la fracture

Les fractures suivront toujours le chemin de moindre effort. Dans un régime de contraintes tridimensionnel, une fracture se propagera en évitant la plus grande contrainte et provoquera un élargissement dans une direction qui exige la moindre partie de force. Cela signifie qu'une fracture se propagera parallèlement à la contrainte principale la plus grande et perpendiculairement au plan de la moindre contrainte principale (5).

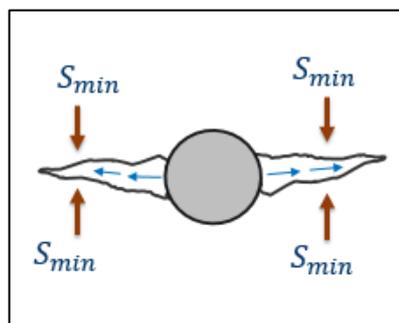


Figure IV 3 Propagation de la fracture perpendiculairement à la contrainte in-situ minimale  $S_{min}$

#### IV.7.4 Pertes en fluides

Faisant partie intégrante de l'équilibre de la matière, les pertes en fluide sont une variable majeure pour la modélisation du traitement. Ces pertes sont caractérisées par le coefficient de perte des fluides,  $C_L$ , et le « Spurt-loss coefficient »,  $S_p$ .

Les propriétés du réservoir telles que la perméabilité, la perméabilité relative au filtrat du fluide de fracturation, la porosité, la viscosité du fluide contenu dans le réservoir et la pression du réservoir jouent un rôle majeur dans la perte en fluides lors du pompage. Le phénomène de perte en fluide est modalisé par l'équation de Carter (1957) (5).

$$q_L = \frac{2C_L A}{\sqrt{t - \tau}}$$

$q_L$ : Débit de perte en fluides

$C_L$ : Coefficient de perte en fluide

$A$ : Un élément de surface de la fracture

$t$ : Le temps mesure depuis le début de pompage

$\tau$ : Temps caractérisant le moment ou l'ouverture et la création de chaque élément de surface de la fracture

#### IV.8 Agent de soudainement des fractures « Proppant »

Le « Proppant » représente des particules de taille et de rondeur bien définies, utilisées comme agents de soutènement des murs de la fracture afin de les maintenir éloignées l'un de l'autre et de créer un chemin conducteur après que les pompes se soient arrêtées et que le fluide de fracturation se soit dissipé (5).

Le placement d'un « Proppant » approprié et à une concentration adaptée à la fracture, est une opération importante et nécessaire au succès de la stimulation du réservoir (5).

Le « Proppant » peut être d'origine naturelle, tel que les grains de sable ou industrielle, tel que le sable enrobé de résine ou les céramiques à haute résistance. De plus, le « Proppant » est classé selon des classes granulométriques et selon la rondeur des grains, afin d'assurer un choix garantissant une conduction optimale des fluides produits à partir du réservoir vers le puits (17).

##### IV.8.1 Propriétés physiques et choix du « Proppant »

Les propriétés du « Proppant » (agent de soutènement) pouvant impacter la conductivité d'une fracture sont les suivantes :

- Résistance à la compression ;
- Granulométrie et distribution granulométrique ;
- Quantité en fines ;
- La forme et la densité.

Lorsque le « Proppant » est introduit au sein de la fracture, il doit résister aux contraintes qui tendent à refermer la fracture mise en production. Si le « Proppant » n'arrive pas à surmonter ces contraintes, il se trouvera broyé au sein de la fracture et des fines se créeront et

comblent les vides et diminueront de la conductivité et de la perméabilité du package de « Proppant ». La figure suivante (Figure IV-7) explique les variations de la perméabilité du package de « Proppant » en fonction de la contrainte de fermeture de la contrainte, elle montre que plus la pression augmente plus la perméabilité diminue pour les différents types de « Proppant ». Il existe alors 4 principaux types de « Proppant » selon leur résistance permettant d'assurer une bonne perméabilité ( 100 darcy sur la figure IV 4 ) et leur coût :

- Sables à contrainte de fermeture inférieure à 6000 *psi* (41370 *kPa*) ;
- « Proppant » enrobées de résine « Resin Coated Proppant » (RCP) à contrainte de fermeture inférieure à 8000 *psi* (55160 *kPa*) ;
- « Proppant » à résistance intermédiaire « Intermediate-strength proppant » (ISP) à contrainte de fermeture comprise entre 5000 *psi* (34474 *kPa*) et 10000 *psi* (68950 *kPa*) ;
- « Proppant » à haute résistance « High -strength proppant » (HSP) dont la pression de fermeture est supérieure à 10000 *psi* (68950 *kPa*).

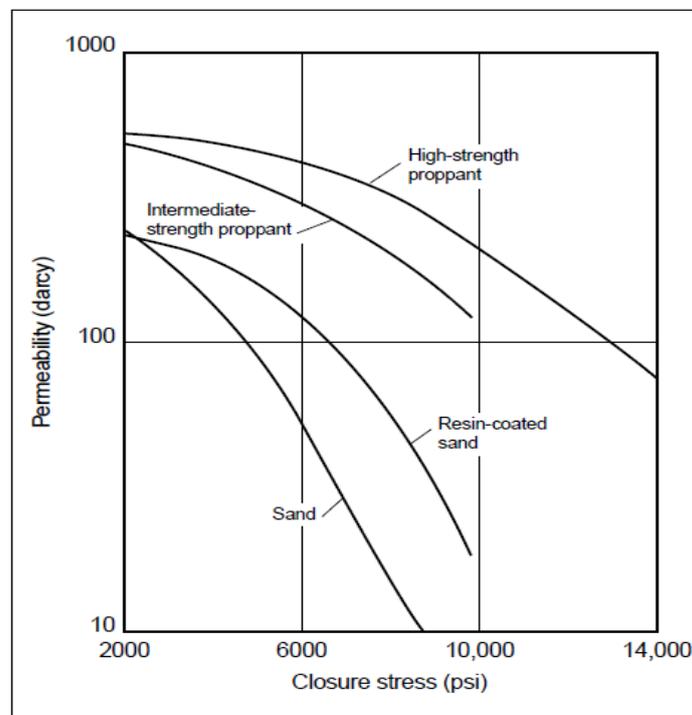


Figure IV 4 Évolution de la perméabilité de différents types de « Proppant » selon les valeurs de contrainte in-situ

En général, les « Proppant » de dimension importante, assurent une bonne perméabilité, à condition de prendre en considération les critères d'admission des grains au sein des perforations et de la fracture. Toutefois, les « Proppant » à gros diamètre ne sont pas efficaces dans les formations où il y a migration des fines et dans les forages profonds, en raison de la présence de ces fines, qui obstruent les vides entre particules.

La rondeur et la forme sphérique des grains de « Proppant » ont des effets importants sur la conductivité de la fracture. Plus les grains sont ronds et de même taille, plus la distribution

des contraintes est homogène, assurant ainsi une résistance à de plus grandes charges avant la rupture des grains. À l’opposé, les grains anguleux cèdent sous des contraintes moins importantes créant des particules fines qui réduisent la conductivité de la fracture.

Enfin, la densité du « Proppant » possède un rôle important dans le transport du « Proppant », étant donné le fait que la vitesse de déposition augmente linéairement avec la densité. De ce fait, les « Proppant » denses sont difficile à suspendre au sein du fluide et de les transporter vers le sommet de la fracture.

## **IV.9 Fluide de fracturation**

Le fluide de fracturation joue un rôle majeur dans le traitement avec fracturation hydraulique. Ses fonctions principales sont l’ouverture de la fracture et le transport du « Proppant ». En conséquent la viscosité est considérée comme la plus importante propriété caractérisant les fluides de fracturation. Cela dit, le succès de l’opération de fracturation hydraulique requière que le fluide possède d’autre propriétés spéciales. En addition au fait d’exhiber la bonne viscosité au sein de la fracture, les fluides doivent se dissiper aisément et être facile à nettoyer une fois le traitement terminé, offrir un bon contrôle des pertes en fluide, avoir une faible pression de friction et être économiques.

Étant donné que les réservoirs sujet à la fracturation hydraulique, varient en termes de température, perméabilité, composition rocheuse et pression interstitielle, divers types de fluides ont été développés pour combler les propriétés préalablement décrites.

Actuellement, plus de 65% des traitements de fracturation hydraulique utilisent des gels à base d’eau viscosifiée par de la guar ou hydroxypropylguar, comme fluide de fracturation. Les gels à base d’huile et les acides, ne sont utilisés que pour 5% des cas. Environ 20% - 25% des traitements contiennent un gaz énergisant (5).

### **IV.9.1 Types de fluides de fracturation**

Principalement il existe trois types de fluides de fracturation ; le « Slick water » (eau lisse), le « Linear gel »(gel linéaire), et le « Crosslinked gel » (gel croisé). Ces fluides possèdent différentes propriétés et ont différentes applications.

Le « Slick water » est une eau contenant des réducteurs de friction et dans certains cas des biocides, régulateur d’argiles, « Breakers » (agent qui cassent les liaisons entre polymères afin de diminuer la viscosité du fluide) et surfactants. Ce fluide possède une faible viscosité (2 – 3 cP), ce qui implique un débit de pompage élevé pour transporter le « Proppant ».

Le « Linear gel » est une eau à laquelle est ajoutée un agent gélifiant (guar ou xanthan) et d’autres additifs tel que les biocides, surfactants, régulateur d’argiles et les « Breakers ». Ce fluide possède une viscosité moyenne (10 – 30 cP), ce qui résulte en un meilleur transport de « Proppant » et une fracture plus étendue en comparaison au « Slick water ».

Le « Crosslinked gel » est une eau qui comme le « Linear gel » contient un agent gélifiant, un agent de couplage comme le bore (B), le zircon (Zr), le titane (Ti) ou l’aluminium (Al). D’autres additifs pouvant également apparaitre dans la composition du « Crosslinked gel » sont les biocides, surfactants, régulateurs d’argiles et les « Breakers ». Ce fluide possède une haute

viscosité (100 – 1000 cP), ce qui résulte en un meilleur transport de proppant et une fracture plus étendue en comparaison au « Linear gel ».

#### IV.10 Opération de fracturation hydraulique

L'opération de fracturation hydraulique consiste en 4 principales phases de traitement (pompage) qui s'exécutent dans l'ordre suivant :

- Phase 1 : une petite quantité de fluide nommé « Pre-Pad » est injectée dans le puits. Ce fluide servira à casser la formation et donc à initier la fracture.
- Phase 2 : un autre type de fluide connu sous le nom de « Pad » est injecté. La pression hydraulique qui est ainsi générée par l'injection du « Pad » induira la fracture à se propager dans le réservoir. Le « Pad » servira aussi à diminuer la température aux abords du puits.
- Phase 3 : un mélange composé de « Pad » et de « Proppant » est injecté à l'intérieur de la fracture. Le « Proppant » servira à maintenir la fracture ouverte durant la production et à assurer un canal conducteur entre le réservoir et le puits.
- Phase 4 : un fluide nettoyant nommée « Flush » est injecté pour dégager le « Pad » qui a perdu de sa viscosité dû aux « Breakers » contenus dans sa composition chimique, permettant ainsi de nettoyer le puits.

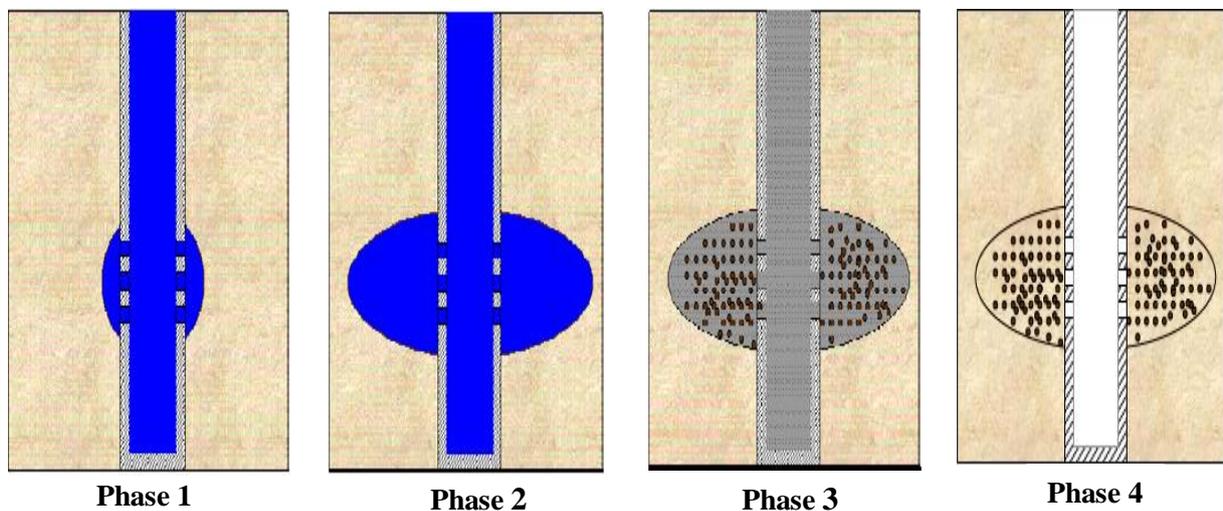


Figure IV 6 Illustration des principales phases d'une opération de fracturation hydraulique

## **IV.11 Problèmes liés à la fracturation hydraulique**

### **IV.11.1 Tortuosité**

La tortuosité est définie comme étant un chemin complexe ralliant le puits au corps même de la fracture. Plusieurs études démontrent que le phénomène de tortuosité pourrait affecter la performance du traitement de fracturation hydraulique. En effet, comme préalablement établi dans le titre (IV.6.3.5) une fracture initiée aux abords du puits se propagera perpendiculairement à la contrainte minimale définie par le régime tectonique de la région d'étude, or si cette région présente différents états et régimes de contraintes à différentes profondeurs, la trajectoire de la fracture sera en conséquent perturbée, induisant l'apparition du phénomène de tortuosité (5).

### **IV.11.2 Les entraves à la circulation « Screenout »**

Les entraves à la circulation sont des phénomènes qui se produisent lorsque des solides portés par des fluides de traitement, tels que le « Proppant » dans les fluides de fracturation, se coincent au sein de certains vides en s'y entassant. Ce phénomène crée des entraves à la circulation des fluides subites, pouvant être d'une ampleur relativement importante, induisant par conséquent de fortes augmentations des pressions de pompage ce qui pourrait affecter le succès du traitement par fracturation hydraulique (17).

Deux modes de « Screenout » sont possibles : le comblement et la déshydratation.

- Lorsque le « Proppant » se coince dans des vides, il est assumé que les arrivées en « Proppant » se poursuivent au sein de la fracture et s'entasse en ce point de coincement. Les masses de « Proppant » programmées peuvent être donc pompées en dépit du « Screenout » toutefois les concentrations augmentent en aval, produisant une élévation de la viscosité du « Slurry » (Boue de « Proppant ») et la génération de fortes pressions.
- Lorsque le « Screenout » se produit par déshydratation, la propagation de la fracture tend à diminuer et la pression augmente.

## **IV.12 Modélisation « Tip-ScreenOut » (TSO)**

Dans le cas où la conductivité requise est plus importante que celle obtenue pour une modélisation normale, le seul moyen efficace d'augmenter l'épaisseur et d'arrêter la propagation de la fracture tout en maintenant le pompage. Cette technique est dite fracturation TSO (Smith et al 1984).

Après la dissipation du « Pad », les pompes continuent à injecter le « Slurry » chargé en « Proppant » qui se retrouvent diffusées dans la périphérie de la fracture. Par la suite, qu'il y ait perte fluide ou non, le « Proppant » se placera jusqu'aux zones de faible épaisseur (étroites) ce phénomène est appelé « Bridging ». La propagation est alors contenue et le pompage ultérieur produira un élargissement de la fracture (5).

# Chapitre 4

Méthodes d'acquisition et de calibration  
des données

# V Méthodes d'acquisition et de calibration des données

## V.1 Introduction

Compte tenu de la profondeur des formations géologiques visées par l'exploitation pétrolière et les conditions contraignantes régnant au sein des forages, l'obtention de données indicatives des propriétés physico-chimiques des roches et des fluides qui y sont inclus à constituer, durant longtemps, un défi majeur pour les acteurs de ce domaine. Diverses avancées technologiques ont permis d'améliorer continuellement, l'acquisition d'informations sur les caractéristiques des réservoirs pétroliers et des diverses formations traversées par les puits, dans l'objectif de fournir, par des méthodes de plus en plus efficaces, des intrants de qualité aux multiples études visant l'exploitation des hydrocarbures.

Les modélisations géomécaniques et les simulations de fracturation hydraulique figurent parmi ces études qui sont quasi dépendantes des mesures réalisées au sein des puits, bien que des tests in-situ et au laboratoire réalisés soient nécessaires à la calibration des bilans de traitement de ces données.

Parmi les principales sources d'acquisition des données, les mesures de diagraphie, les essais au laboratoire et les tests de puits sont les utilisées dans ces cas de figures.

## V.2 Diagraphie

La diagraphie est définie comme étant l'enregistrement en continu le long du puits, des paramètres physiques du sous-sol (résistivité, radioactivité, vitesse acoustique, densité, ...) et leurs interprétations en termes de caractéristiques géologiques (porosité, saturation en eau, argilosité, épaisseur, pendage, fracturation, ...). Le premier enregistrement de diagraphie a été réalisé en 1926 par les frères Conrad et Marcel SCHLUMBERGER.

Au cours d'un sondage, les enregistrements effectués sont de deux types, les diagraphies instantanées réalisées pendant le forage et les diagraphies différées dont l'enregistrement est effectué après arrêt du forage.

Dans ce qui suit, un aperçu des principaux types de diagraphies différées est donné dont celles qui sont les plus importantes en géomécanique est donné.

### V.2.1 Diagraphie acoustique (sonique)

À l'origine, les principes acoustiques ont été développées pour aider à l'interprétation des données sismique, ce n'est que par la suite qu'il a été constaté que les mesures dérivantes de la propagation d'ondes acoustiques à travers un milieu poreux, pouvaient fournir d'importantes informations sur l'aspect géologique et géophysique de la formation considérée.

De ce fait, des méthodes de mesures acoustiques ont été développées pour évaluer certains attributs de la formation tels que la pression interstitielle, la contrainte liée aux morts terrains, la lithologie et les propriétés mécaniques de la roche.

En géomécanique, la diagraphie acoustique sert principalement à déterminer les paramètres d'élasticité dynamiques de la roche (19).

Le principe de la diagraphie acoustique repose sur la mesure des lenteurs des ondes de compressions et ondes de cisaillements, notées respectivement  $\Delta t_{comp}$  et  $\Delta t_{cisail}$ .

$$\Delta t = \frac{TT_{Loin} - TT_{Proche}}{\Delta x}$$

$TT_{Proche}$  : Temps de transit pour le récepteur proche, i.e. temps nécessaire à l'onde acoustique de se déplacer du transmetteur au récepteur proche

$TT_{Loin}$  : Temps de transit pour le récepteur loin, i.e. temps nécessaire à l'onde acoustique de se déplacer du transmetteur au récepteur loin

$\Delta x$  : Distance entre le récepteur proche et le récepteur loin

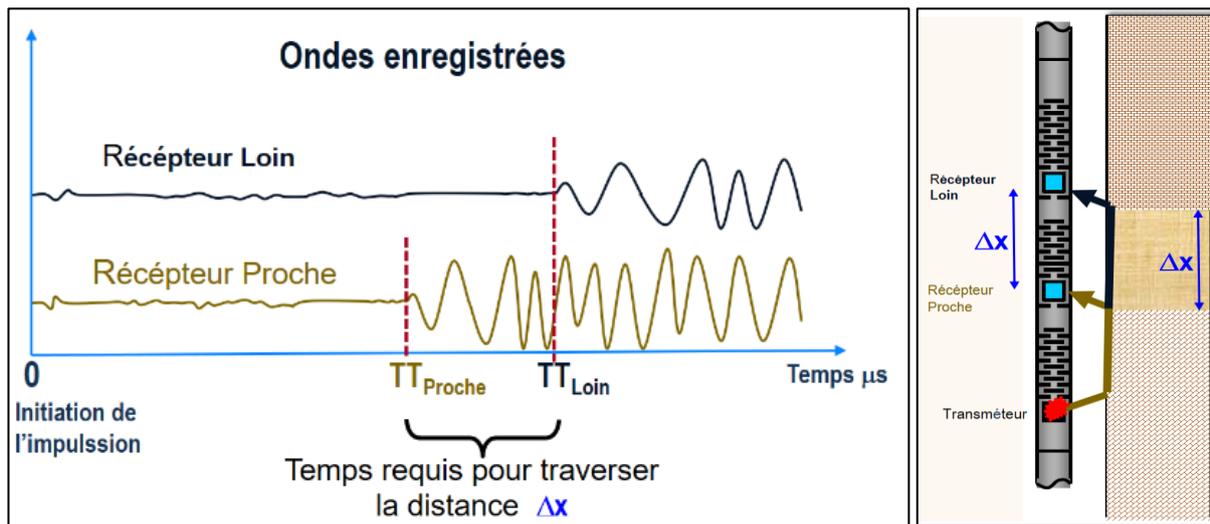


Figure V-1 Principes d'acquisition des diagraphies acoustiques

### V.2.2 Diagraphie Gamma Ray (GR)

Parmi les 3 rayonnements nucléaires alpha ( $\alpha$ ), Béta ( $\beta$ ) et Gamma ( $\gamma$ ), seul le dernier, de type électromagnétique, est utilisé en diagraphie grâce à son pouvoir de pénétration.

Dans les formations géologiques, le rayonnement gamma naturel provient de la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans les roches. Ces radioéléments sont principalement le Potassium (K40), le Thorium (Th232) et l'Uranium (U238).

La diagraphie Gamma Ray nous renseigne sur la lithologie le long du puits. En effet, elle permet de mettre en évidence les niveaux d'argiles qui constituent souvent les limites des réservoirs dans le sous-sol, elle permet également d'estimer le pourcentage d'argile présent dans les formations sableuses (20).

La réponse de l'outil est liée à la concentration en poids du minéral radioactif dans la formation et à la densité de cette formation par la relation suivante :

$$GR = \frac{\rho \times V \times A}{\rho b}$$

$GR$  : Radioactivité globale mesurée

$\rho$  : Densité du minéral radioactif

$V$  : Concentration du minéral radioactif dans la formation

$A$  : Facteur de proportionnalité

$\rho b$  : Densité globale de la formation

Pour les formations sédimentaires, on enregistre une radioactivité importante dans :

- Les formations argileuses qui renferment du potassium (illite spécialement) ;
- Les sels de potassium ;
- Les formations riches en matière organique pouvant concentrer l'uranium.

### V.2.3 Diagraphie neutron

On distingue plusieurs méthodes basées sur la réaction du flux des neutrons sur les éléments des roches :

- Diagraphie des neutrons – neutron épithermiques ;
- Diagraphie des neutrons – neutron thermiques ;
- Diagraphie des neutrons – Gamma.

La plus communément utilisé est la diagraphie des neutrons – neutron thermique.

Suite au phénomène de bombardement de la formation par les neutrons, les collisions entre ces neutrons et les atomes constituant la formation ralentissent leur vitesse, ainsi, on obtient les neutrons épithermiques avec une énergie entre 0.1 et 100 eV dans un premier temps. Les collisions se poursuivent, l'énergie diminue et ces neutrons deviennent des neutrons thermiques avec une énergie d'environ 0,025 eV et une vitesse de 2500m/s.

Le ralentissement de ces neutrons est particulièrement important lorsque la collision se fait avec l'hydrogène.

L'atome d'hydrogène possède à peu près la même masse que les neutrons, ce qui entraîne une grande perte d'énergie après collision. On trouve de l'hydrogène dans les milieux poreux où leur absorption des neutrons thermiques est très importante. La diagraphie neutron donne donc des informations sur la porosité de la formation en mesurant le ratio entre les neutrons émis et les neutrons reçus. Ce ratio peut être exprimé en unité de porosité (21).

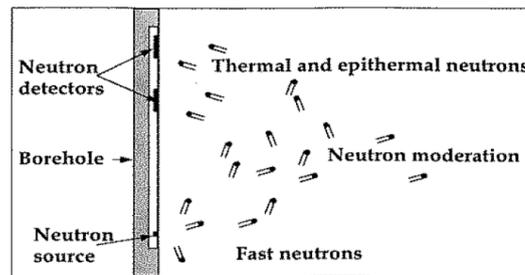


Figure V 2 Principe d'acquisition des diagraphies neutron

#### V.2.4 Diagraphie densité

La densité de la formation est un paramètre d'importance majeure lors d'une étude géomécanique. La mesure de la densité de la formation se base sur le principe de réduction de l'intensité du flux des rayons gamma entre une source et un détecteur, causée par l'effet Compton (i.e., diffusion inélastique reposant sur la conservation de l'énergie cinétique globale du système étudié).

Les rayons gamma sont des particules sans masse qui se propagent à la vitesse de la lumière. Ces photons gamma incidents entrent en collision avec la matière et sont diffusés vers le détecteur. L'intensité de ces rayons détectés est une fonction de la densité électronique des formations :

$$I = I_0 \times e^{-cdL}$$

$I$  : Intensité du rayon gamma

$d$  : Densité électronique de la formation

$I_0$  : Intensité du rayon gamma émis par la source

$L$  : Distance entre la source et le détecteur

$c$  : Constante

#### V.2.5 Diagraphie de mesure du diamètre du trou (Caliper)

Selon le type de formation, la résistance de la roche et les contraintes agissant autour du puits, les parois de ce dernier peuvent subir des déformations qui se traduisent en variations du diamètre du puits (Voir le titre III.8.2).

L'outil Caliper composé de bras mécaniques, permet de localiser et de plus ou moins mesurer ces variations de diamètre, et nous renseigne donc sur la géométrie et l'état du puits. Les variations de diamètres du trou se traduisent par des déplacements latéraux des bras de cet outil (22).

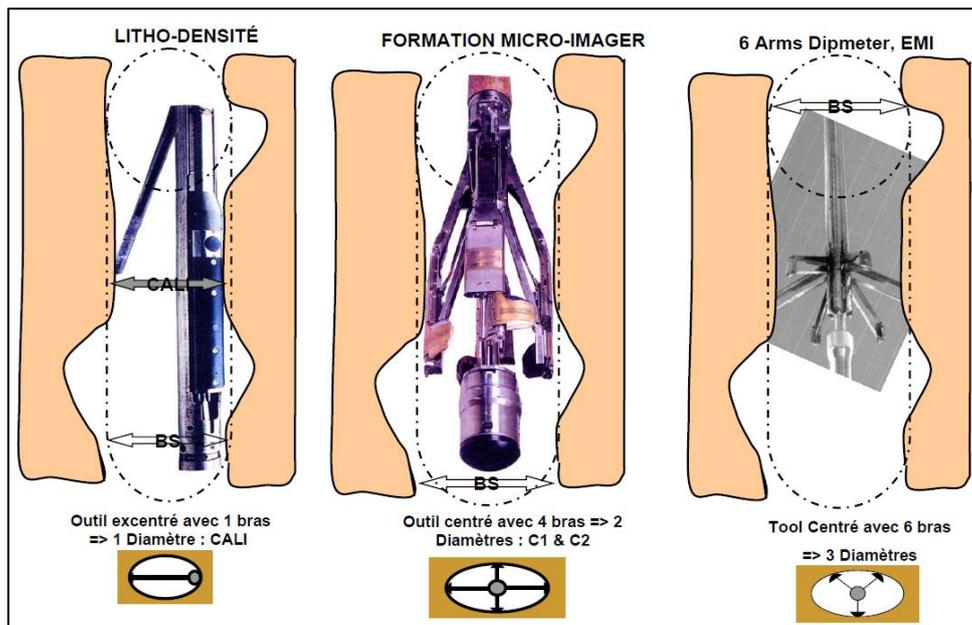


Figure V-3 Types d'outils Caliper

### V.3 Essais en laboratoire

Bien que les données de diagrapie soient considérées comme sources fiables pour le calcul des paramètres d'élasticité et de résistance des roches se trouvant dans le sous-sol, il en demeure que les résultats obtenus ne soient pas totalement exempts d'erreurs et de déviations de la réalité de ces paramètres. Les essais en laboratoire réalisés sur des échantillons tirés de carottages faits au sein ou aux alentours des puits constituent un moyen efficace pour parer à ces éventuelles erreurs d'estimation à travers diverses corrélations qui peuvent être tirées entre les paramètres étudiés. L'essai triaxial ainsi que l'essai de compression simple figurent parmi les essais en laboratoire les plus utilisés dans le domaine pétrolier pour les calculs des modules d'élasticité statiques et les résistances des roches.

#### V.3.1 Essai triaxial

Les tests de compression uni-axiale et triaxiale sont les plus utiles pour l'étude des propriétés mécaniques des roches. Tel que le montre la figure suivante (Figure V-6), le test de compression triaxiale applique une pression de confinement hydrostatique et une charge axiale à un échantillon cylindrique de roche. Généralement, ces charges sont similaires à l'état de contrainte in-situ. Les relations entre les propriétés mécaniques de la roche et le degré de confinement sont obtenues suite à une série d'essais en variant les conditions de contrainte et de pression interstitielle.

Durant l'essai, l'information primaire qui est enregistrée est liée à la variation de déformation en fonction de la charge, ceci indique alors les valeurs du module de Young et du coefficient de Poisson (23 p. 89). Enfin cet essai permet de déterminer la résistance au cisaillement du sol et des roches (24).

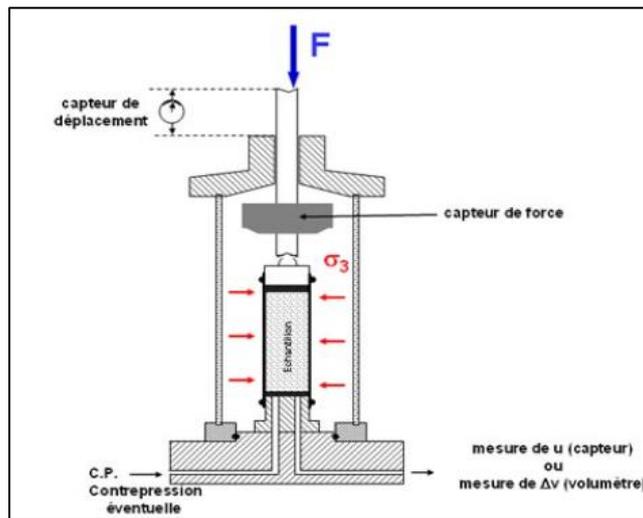


Figure V-4 Principe de fonctionnement de l'appareil de l'essai triaxial

### V.3.2 Essai de compression simple

L'essai permet de mesurer la résistance à la rupture en compression simple (Unconfined Compressive Stress-UCS),  $C_0$ , de la roche.

L'éprouvette généralement cylindrique, d'élanement égal à 2 ( $H=2D$ ) est placée entre les deux plateaux d'une presse soumise à des charges croissantes jusqu'à rupture. La vitesse d'écrasement doit être suffisamment rapide (1.5 à 2mm/min) pour qu'aucun drainage ne puisse se produire pendant l'essai (24).

L'enregistrement de la contrainte axiale et des déformations axiales ainsi que radiales permet de mesurer les paramètres suivants :

- La résistance à la compression sans confinement (où résistance à la compression uni-axiale) donné par la contrainte au pique ;
- Le module de Young donné par la pente de la courbe de la contrainte axiale en fonction de la déformation ;
- Le coefficient de poisson donné par le rapport entre la déformation radiale et la déformation axiale.

### V.4 Essais in situ

Il existe différents types de tests réalisés dans les puits afin de calibrer les paramètres nécessaires à la construction des modèles géomécaniques. Les profils de contraintes obtenus dans ces modèles sont d'une importance cruciale pour la détermination des variations des contraintes avec l'évolution des couches et donc pour étudier la géométrie de la propagation des fractures hydrauliques (9). Parmi ces tests, on peut citer les « Drill-Stem Test » ainsi que l'essai d'injection qui fournissent d'excellentes approximations de la pression interstitielle et de la contrainte principale minimale lorsque leurs exécutions ainsi que leurs interprétations sont rigoureusement faites.

#### V.4.1 « Drill-Stem Test » (DST)

C'est une procédure qui permet de déterminer la capacité productive, la pression, la perméabilité ou l'étendu (ou une combinaison de ces paramètres) pour un réservoir d'hydrocarbures. Ce test fait partie des essais de puits « Well Test » réalisés lorsque le train de forage est encore au fond du trou.

Ces tests sont effectués à l'aide d'outils de pressurisation de fond de puits dit « Shut-in tool » qui permettent l'ouverture et la fermeture du puits par actionnement de valves à la surface. L'outil de DST peut être équipé d'une à plusieurs jauges de pression dont les valeurs peuvent être consultées et interprétées après que le test ait été complété. L'outil comporte aussi des obturateurs « Packers », contrôlables depuis la surface, qui permettent d'isoler la formation de l'annulaire entre le train de forage et le tubage forçant ainsi tout fluide produit à s'évacuer à travers le train de forage uniquement.

#### V.4.2 Essai d'injection hydraulique

L'essai fracturation hydraulique consiste à isoler une portion du puits entre deux obturateurs « Packers » étanches et à la mettre sous pression hydrostatique croissante jusqu'à ce qu'apparaisse pour une valeur particulière de la pression une fracture. Celle-ci est ensuite propagée sur une certaine distance (au moins trois à quatre fois le rayon du puits) par injection de fluide puis, à l'arrêt du pompage, le puits est maintenu sous pression. La pression chute alors brutalement, puis plus lentement et enfin tend à se stabiliser (Figure V-7). Les courbes pressions /temps et la détermination de l'orientation de la fracture au niveau du forage peuvent être mises à profit pour déterminer certaines composantes du tenseur contrainte (25).

Au début de l'injection, la pression augmente linéairement avec le temps étant donné le fait que le volume où le fluide est injecté reste constant. Ceci est alors suivi par une rupture dans la linéarité de cette évolution qui concorde avec l'initiation d'une fissuration et donc l'augmentation du volume, la pression qui correspond à ce changement est dite pression de fuite « Leak-off pressure » (LOP) et constitue la première estimée de la contrainte principale minimale  $S_3$ .

Par la suite, le fluide continue à se disperser par la fissuration, instable jusqu'ici, à un débit qui est plus faible que celui du pompage. Une valeur maximale de pression correspondant à la pression de fuite instable des fluides est alors atteinte, elle est appelée pression de rupture de la formation « Formation Breakdown Pressure » (FBP). Si l'injection continue, la pression entame un période de déclin en dessous de la valeur maximale (FBP) jusqu'à ce qu'elle se stabilise à une valeur relativement constante qui correspond à la pression de propagation de la fracture « Formation Propagation Pressure » (FPP). Dans le cas où le fluide possède une viscosité et un débit d'injection faibles, la pression de propagation (FPP) possède une valeur proche de la pression de fuite (LOP) mais elle donne une meilleure estimation de  $S_3$ .

Dans le cas où l'on souhaite améliorer la précision d'estimation de  $S_3$ , l'effet des frictions dues aux pertes de pression visqueuses peut être réduite en coupant l'injection. La pression qui découle de la fermeture instantanée « Instantaneous Shut-In Pressure » (ISIP) fournit donc une valeur plus proche de la réalité de  $S_3$ .

Le fluide de fracturation pouvant être visqueux ou en suspension avec des agents de soutènement (Proppant), la valeur de la pression de fermeture de la fracture « Formation Closure Pressure » (FCP) permet d'approcher encore plus  $sS_3$  que la FPP ou la ISIP. Cette pression peut être déterminée à partir du tracé des variations de la pression en fonction de la racine carrée du temps écoulé après l'arrêt de l'injection, la FCP est égale à la pression de rupture de linéarité comme le montre la figure suivante (Figure V-8) (2).

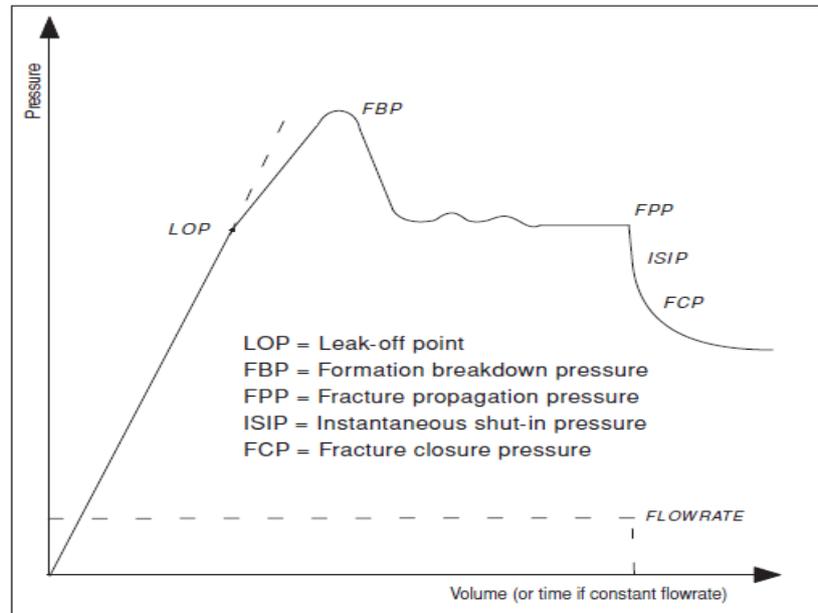


Figure V-5 Courbe d'évolution de la pression lors d'un essai d'injection

# Chapitre 5

Construction des modèle géomécaniques

## VI Construction des modèle géomécaniques

### VI.1 Introduction

L'objectif principal de cette étude géomécanique est d'obtenir une bonne description des paramètres élastiques, des propriétés de résistance, de la pression interstitielle et des contraintes in situ caractérisant la formation des Quartzite de Hamra. Le but étant d'établir un model présentant des données fiables qui serviront par la suite de base de design pour la stimulation du réservoir par fracturation hydraulique. Le comportement et l'évolution de la fracture hydraulique dépendent des propriétés mécaniques de la roche et de l'état de contraintes dans la formation (26).

### VI.2 Caractéristiques des Quartzite de Hamra en Algérie

On tient à signaler que l'aspect géologique (conditions lithostratigraphiques et tectoniques) n'a pas été développé pour des raisons de confidentialité dictée par les services de recherche et management de l'entreprise Schlumberger, c'est la raison pour laquelle, on s'est limité à donner le strict minimum d'information relative au type de lithologie du réservoir.

Les Quartzite de Hamra forment la section la plus importante dans le réservoir Ordovicien en Algérie. Cette formation est souvent décrite comme massive et compacte, d'une épaisseur moyenne de 90 m et constituée de grès blanc à gris-blanc, fin à moyen, localement grossier, silico-quartzitique à quartzitique, compact, dur avec des passées d'argile noire, silteuse et feuilletée. Les paramètres pétrophysiques des Quartzite de Hamra, montrent des valeurs de porosité allant de 2 à 10% et des perméabilités variant de 0.1 à 100 mD (27).

Du fait de ces faibles valeurs en porosité et perméabilité, le réservoir de Quartzite de Hamra ne peut être exploité qu'en usant de méthodes de stimulation, telle que la fracturation hydraulique.

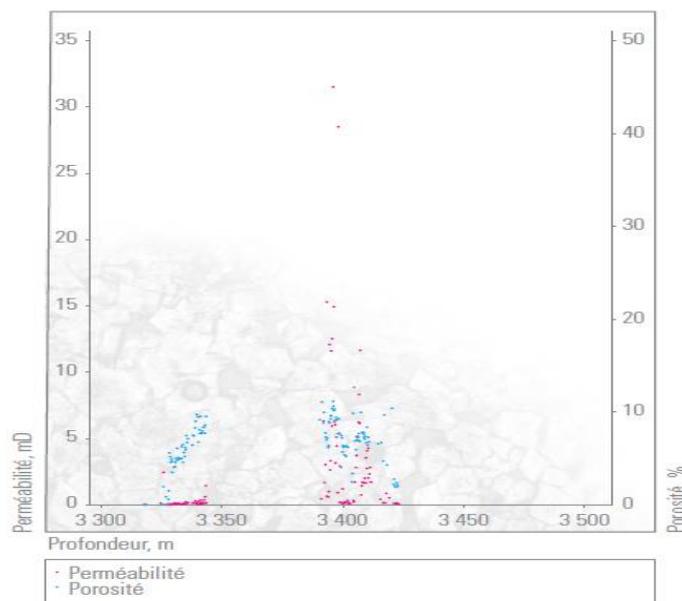


Figure VI-1 Porosité et perméabilité de la formation des Quartzites de Hamra a différentes profondeurs (8)

## VI.3 Présentation des puits

### VI.3.1 Puits (A)

Le puits (A) est un puits vertical se trouvant dans le bloc au Nord-Ouest du champ de la région X. Il a été réalisé dans le cadre du plan de développement du gisement Nord-Ouest de la région X. Ayant comme objectif principal l'exploitation du réservoir ordovicien Quartzite de Hamra (QH), ainsi que la reconnaissance d'un éventuel contact huile-eau.

Ce puits a été foré et complété en Avril 2015 avec un tubage de diamètre 4 ½" ainsi qu'un liner cimenté du même diamètre.

Un test DST effectué en Mars 2015 a donné une pression du réservoir de 436.52 kg/cm<sup>2</sup> et un débit de production de 6.8 m<sup>3</sup>/h.

Le puits a été muni de tubages dont les côtes sont données dans le tableau suivant :

Tableau VI-1 Cotes de tubage du puits (A)

Section	Côte
18"5/8	427m
13"3/8	2397m
9"5/8	3217m
7"	3350m
4"1/2	3483m

Une série de perforation a été effectuée pour assurer la production tout au long de la formation. Ces perforations réalisées à une densité de 19.7 tir/m dans les sections suivantes : (3360 – 3380) ; (3380 – 3384m) ; (3384 – 3393m) ; (3395 – 3408m) ; (3411 – 3413.5m) ; (3415 – 3417.5m) ; (3420 – 3428m) ; (3432.5 – 3436m) ; (3441.5 – 3444.5m) et (3451 – 3457m).

### VI.3.2 Puits (B)

Le puits (B) est un puits vertical se trouvant dans le bloc au Nord-Est du champ de la région X. Il a été réalisé dans le cadre du plan de développement du gisement Nord-Est de la région X. Ayant comme objectif principal l'exploitation du réservoir ordovicien Quartzite de Hamra (QH), ainsi que la reconnaissance d'un éventuel contact huile-eau.

Le puits (B) a été foré et complété en en Décembre 2013 avec un tubage de diamètre 4 ½" ainsi qu'un liner cimenté du même diamètre. Ce puits a produit a un débit de 5.14 m<sup>3</sup>/h en 2013, et a été ferme en raison de ce même bas débit

Le puits a été muni de tubages dont les côtes sont données dans le tableau suivant :

Tableau VI-2 Cotes de tubage du puits (A)

Section	Côte
13"3/8	430m
9"5/8	2348.5m
7"	3239m
4"1/2	3396m

Une série de perforation a été effectuée pour assurer la production tout au long de la formation. Ces perforations réalisées à une densité de 19.7 tir/m dans les sections suivantes : (3250 – 3255m) ; (3260 – 3266m) ; (3266 – 3275m) ; (3282 – 3295m) ; (3298 – 3318m) ; (3318 – 3320m) ; (3321 – 3329m) ; (3342 – 3348m).

#### VI.4 Construction du Mechanical Earth Model (MEM)

Le MEM est une représentation numérique de l'état de contrainte, de la pression interstitielle et des propriétés mécaniques de la roche pour une section stratigraphique bien définie.

Le MEM contient toutes les informations nécessaires pour l'analyse de divers phénomènes tels que la stabilité des puits, la production de sable, la fracturation hydraulique et les déformations que subit le réservoir lors de la production d'hydrocarbures.

Les principales étapes pour la construction d'un MEM sont illustrées sur la figure suivante.

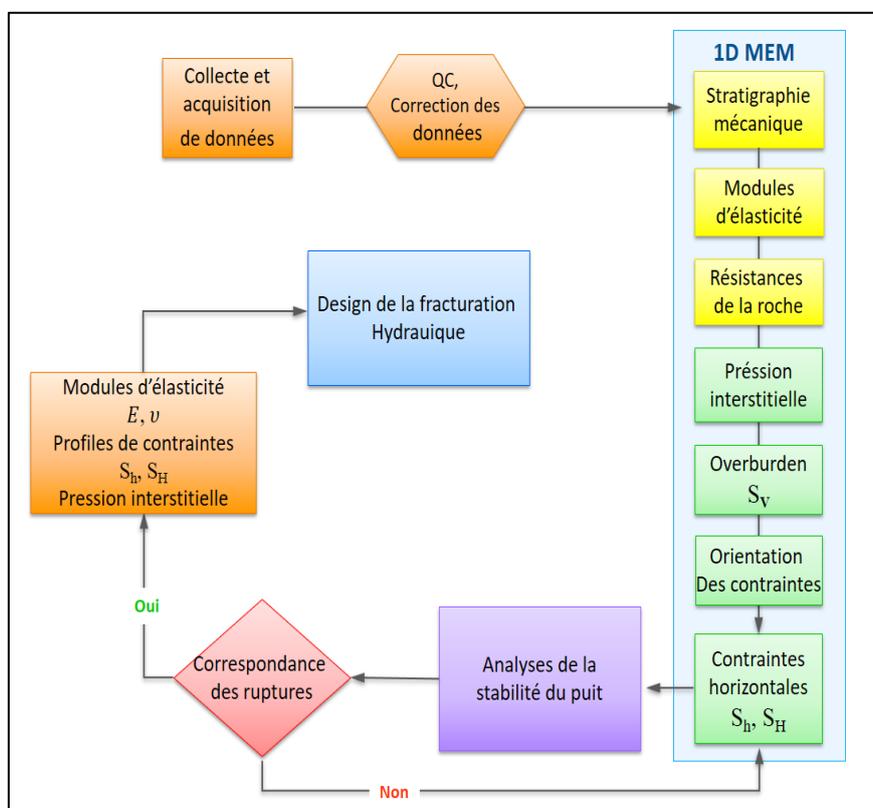


Figure VI-2 Méthodologie de construction du modèle géomécanique « MEM-Workflow »

## VI.5 Collecte et correction des données (Data Audit, QC)

La collecte de données est la première étape dans la construction du MEM. Cette étape implique la révision, l'appréciation et l'analyse qualitative des données disponibles qui sont propres au puits et indispensables pour la construction du MEM. La consistance de ces données est alors étudiée et les erreurs et anomalies sont corrigées si nécessaire.

Le tableau ci-dessous représente les différentes données disponibles, pour les puits (A) et (B).

Tableau VI-3 Sources de données disponibles pour la construction des « MEM »

Données du projet		
Puits	A	B
Diagraphie Gamma Ray (GR)	Oui	Oui
Caliper (CALI)	Oui	Oui
Lenteur compressionnelle (DTC)	Oui	Oui
Lenteur de cisaillement (DTS)	Oui	Oui
Diagraphie de densité	Oui	Oui
Diagraphie Neutron	Oui	Oui
Résistivités de la formation	Oui	Oui
Porosité	Oui	Oui
Perméabilité	Oui	Oui
Saturation en eau	Oui	Oui
Volume d'argile (VCL)	Oui	Oui
Imagerie du puits	Non	Non
Information sur carotte		
Puits	A	B
Disponibilité des informations sur carotte	Non	Non
Information de forage et de pression		
Puits	A	B
Rapports de forage journalier	Non	Non
Rapport de fin de forage	Non	Non
Lithologie	Oui	Oui
Déviation	Vertical	Vertical
Mesures de pression	DST	DST

Le contrôle des diagraphies s'est fait par observation des tendances de ces courbes, la comparaison des pics ainsi que la vérification des valeurs moyennes, maximales et minimales tout en prenant en considération la pétrographie, préalablement étudiée des Quartzites de Hamra. Les observations portées sur ces éléments de diagraphie montrent que toutes les données fournies sont valides et ne comportent pas d'anomalies hormis celles des lenteurs de compression (DTC) et de cisaillement (DTS) du puits (B). En effet, ces dernières montrent la présence de problèmes d'acquisition, car on remarque une constance de la valeur enregistrée

sur des sections pouvant arriver jusqu'à 7 m. De même, la courbe des lenteurs de cisaillement (DTS), présente des valeurs acceptables avec des tendances suivant celles de la courbe de DTC. Toutefois, certaines valeurs sont répétitives (constantes), sur des sections allant jusqu'à 3m. La tendance de la courbe DTS semble plus tolérable que celle de DTC.

### **VI.5.1 Tentative de correction de la diagraphie DTC pour le puits (B)**

Diverses tentatives de correction de la diagraphie DTC pour le puits (B) ont été effectuées, suivant différentes corrélations et équations. Une première approche a consisté en la recherche d'une corrélation à partir des données enregistrées de la densité ( $\rho$ ) et de la vitesse de propagation des ondes P ( $V_p$ ) et ce, afin d'apporter une tendance plus harmonieuse à la courbe de DTC. Dans ce cas, la corrélation obtenue est définie comme suit :

$$\rho = 9559.9V_p^{-0.156}$$

tel que  $\rho$  est donnée en  $g/cm^3$  et  $V_p$  en  $ft/s$ .

Une seconde approche s'est basée sur l'équation de Gardner qui lie elle aussi la densité à la vitesse de propagation.

$$\rho = 0.23V_p^{0.25}$$

Enfin, étant donnée la qualité de la diagraphie des ondes de cisaillement relativement meilleure que celle des ondes de compression, la corrélation de Castagna a été utilisée afin de tirer la vitesse des ondes compressionnelles,  $V_p$ , à partir de la vitesse des ondes de cisaillement,  $V_s$ , comme suit :

$$V_p = 1.16V_s + 1.36$$

Bien que ces corrélations aient fourni des courbes de bien meilleure tendance que celle disponible, il en demeure que l'incertitude relative aux valeurs données par cette approche, est importante et des déviations, aussi infimes soient elles, des valeurs réelles, pourraient avoir des effets en cascade sur les calculs des différents paramètres du modèle géomécanique et affecter sa fiabilité par la suite. Par conséquent, il a été jugé préférable de garder la diagraphie DTC en l'état.

### **VI.6 Stratigraphie mécanique**

Les formations gréseuses et les formations argileuses présentent généralement un comportement mécanique assez différent. La classification de la stratigraphie mécanique nous permet de calculer les propriétés mécaniques des roches et des contraintes in situ, d'une manière différente pour chaque type de faciès rocheux.

La différenciation entre les formations gréseuse et argileuse est obtenue en se basant sur des limites résultant de la diagraphie Gama Ray. Tel que pour des valeurs de  $GR \geq 75$  GAPI, la formation est considérée comme étant argileuse.

## VI.7 Calcul de la contrainte du poids des morts-terrains « Overburden-Stress »

Tel qu'il a été décrit dans le titre (III.3.1), la contrainte verticale issue du poids des morts-terrains dépend de la variation de la densité des sédiments des différentes strates en fonction de leur profondeur verticale réelle (TVD) selon l'expression suivante :

$$S_v(H) = \int_0^H \rho(z)gzdz \approx \bar{\rho}gH$$

Étant donné que les courbes de densité  $\rho(z)$  ne couvrent pas toute la profondeur du puits, il est nécessaire de construire ces courbes à partir des données disponibles. L'une des méthodes pouvant être utilisée lorsque la densité est connue pour l'une des phases de forage est l'extrapolation.

Dans cette méthode, la densité est extrapolée jusqu'à la « Mud line » (équivalente au contact de l'eau avec le fond marin pour les puits marins et à la surface du sol pour les puits terrestre) par l'ajustement géométrique suivant :

$$\rho_{extrapolated} = \rho_{mudline} + A_0 \times (TVD - AirGap - WaterDepth)^\alpha$$

$\rho_{mudline}$  : Densité au fond de la mer ou à la surface du sol

$TVD$  : Profondeur verticale réelle à partir de la table de forage

$AirGap$  : Distance entre la table de forage et le niveau du sol

$WaterDepth$  : Profondeur de la mer (pour les puits marins uniquement)

$A_0$  et  $\alpha$  : Paramètres d'ajustement

La courbe obtenue suite à l'extrapolation est donc combinée à celle obtenue par enregistrement, pour calculer par la suite la contrainte du poids des morts-terrains comme précédemment décrit.

La valeur du gradient la contrainte verticale évaluée dans les QH à travers les puits (A) et (B) est d'environ 22,6 psi/ft, légèrement plus élevée dans la zone du puits (B).

## VI.8 Pression interstitielle

Comme préalablement décrite (III.3.2) la pression inertielle joue un rôle majeur en géomécanique autant lors du forage qu'en phase de production. Elle est utilisée pour la détermination de la valeur des contraintes horizontales et le gradient de fracturation décrit dans le chapitre (IV)

Il existe plusieurs méthodes pour le calcul de la pression interstitielle à partir des données de diagraphie, ces méthodes sont principalement basées sur le principe de contrainte effective. Cela dit, la disponibilité des mesures de *DST* pour les deux puits, nous renseignant sur la pression de réservoir, à mener vers l'utilisation de la pression hydrostatique évoluant avec un gradient de 10MPa/Km (i. e., ~0.44 psi/ft). Le résultat est ensuite calibré grâce aux points de *DST*.

Les valeurs des gradients de la pression interstitielle obtenue pour les deux puits sont de 12 kPa/m dans le puits (A) et 14 kPa/m dans le puits (B). Ce qui montre que le réservoir des QH est sur-pressurisé (7).

Tableau VI-4 Mesures de pression interstitielle réalisées pour les deux puits

Puits	Profondeur de mesure (m)	Pression mesurée (psi)	Pression mesurée (kPa)
(A)	3373.5	5997.31	41347,86
(B)	3256.51	6538.17	45077,92

## VI.9 Propriétés élastiques

Tel que précédemment décrit dans le titre (III.3.1), les propriétés élastiques des roches sont caractérisées par leurs modules d'élasticité qui selon la méthode de mesure utilisée, peuvent être statiques ou dynamiques.

### VI.9.1 Propriétés élastiques dynamiques

Dans ce model acoustique (sonique), les propriétés dynamiques des roches sont calculées à partir des courbes de densité et du sonique, selon une relation théorique entre les diagraphies acoustiques et les modules d'élasticité dynamiques.

En supposant que la formation est élastique, homogène et isotrope, les coefficients de cisaillement et d'incompressibilité dynamiques  $G_{dyn}$  et  $K_{dyn}$  sont calculés tel que suit :

$$G_{dyn} = \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2}$$

$$K_{dyn} = \frac{\rho_b}{\Delta t_c^2} - \frac{4}{3}G_{dyn}$$

Où  $\rho_b$  est la densité apparente,  $\Delta t_s$  est la lenteur de cisaillement et  $\Delta t_c$  la lenteur compressionnelle.

Le module de Young dynamique,  $E_{dyn}$ , et le coefficient de Poisson dynamique,  $\nu_{dyn}$ , sont tous deux calculés à partir des coefficients de cisaillement et d'incompressibilité comme suit :

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

$$\nu_{dyn} = \frac{3K_{dyn} - 2G_{dyn}}{6K_{dyn} + 2G_{dyn}}$$

Les propriétés élastiques calculées à partir des diagraphies sont dites dynamiques car les mesures des outils de diagraphies se font à hautes fréquences, les déformations induites par les ondes acoustiques sont négligeables, et les roches sont dans des conditions non drainées. Dans des conditions de déformation normales telles que lors d'un essai en laboratoire ou sous des conditions de surcharge statique telles qu'elles le sont à l'approche de la paroi du puits, les roches possèdent un comportement moins rigide que celui qu'elles montrent lors du passage d'une onde élastique dans des conditions dynamiques. En effet, plus la roche est tendre et flexible, plus les différences entre les propriétés dynamiques et statiques sont grandes.

### VI.9.2 Propriétés élastiques statiques

Les déformations et les ruptures qui surgissent autour des forages pétroliers sont des processus lents (très basses fréquences), qui mobilisent des déformations très importantes. De ce fait, le calcul et la modélisation géomécanique des événements mécaniques autour du puits nécessite le calcul des modules d'élasticité statiques.

L'extraction des modules d'élasticité statiques, principalement le module de Young statique, à partir de ceux dynamiques, peut se faire suivant deux méthodes. La première consiste à construire des corrélations entre les valeurs statiques et dynamiques obtenus lors des essais au laboratoire et de les appliquer aux données dynamiques obtenues, suite à l'application du modèle acoustique. La seconde méthode consiste en l'application directe, de corrélations issues de travaux de recherches qui ont démontré leur pertinence. On peut citer alors la corrélation de John Fuller, celle de Plumb-Bradford et celle de Morales pour la détermination du module de Young statique.

Dans le cas des puits (A) et (B), les résultats d'essais sur des échantillons de carottes d'un puits avoisinant (off-set well), que l'on nommera puits (C), ont été utilisés pour construire des corrélations liant les valeurs statiques du module de Young à celles qui sont dynamiques, obtenues précédemment. Étant données les similitudes observées sur les propriétés mécaniques des roches des Quartzites de Hamra pour les 3 puits, il a été possible d'adapter la corrélation (propriété de Schlumberger) obtenue pour le puits (C) aux deux autres puits. Cette corrélation de type :

$$E_{stat} = a \times E_{dyn}^b$$

a été directement utilisée afin de calculer le module de Young statique pour le puits (B). Cependant, deux autres corrélations du même type ont dû être construites pour le puits (A), l'une pour les valeurs  $E_{dyn} < 50 \text{ GPa}$  et l'autre pour les valeurs  $E_{dyn} > 50 \text{ GPa}$ , ceci afin d'assurer une meilleure estimation des valeurs statiques.

Le coefficient de poisson statique a été construit suivant une corrélation identitaire, pouvant être modifiée par un multiplicateur afin d'ajuster les résultats.

Le module de Young et le coefficient de poisson statiques étant obtenus, il a été possible de calculer les valeurs des coefficients d'incompressibilité,  $K_{stat}$ , et le module de cisaillement,  $G_{stat}$ , comme suit :

$$G_{stat} = \frac{E_{stat}}{2(1 + \nu_{stat})}$$

$$K_{stat} = \frac{E_{stat}}{3(1 - 2\nu_{stat})}$$

## VI.10 Coefficient de Biot :

La constante élastique de Biot,  $\alpha$ , est un paramètre poro-élastique de la roche nécessaire à la description de la compressibilité du squelette de celle-ci, par rapport à celle des grains. Ce paramètre peut varier de 0 pour les roches très rigides non poreuses à environ 1 pour plusieurs types de roches poreuses des bassins sédimentaires.

\

### VI.10.1 Porosité de Krief

$$K_{skeleton} = K_{solid}(1 - \phi)^{\frac{3}{1-\phi}}$$

$$\alpha = 1 - \frac{K_{skelton}}{K_{solid}} = 1 - (1 - \phi)^{\frac{3}{1-\phi}}$$

### VI.10.2 Model Mecpro Alpha

$$\alpha = 1 - \frac{K_{skelton}}{K_{solid}} = 1 - \frac{K_{bulk}}{K_{solid}}$$

Où  $K_{bulk}$  est le module d'incompressibilité statique,  $K_{skeleton}$  est le module d'incompressibilité du squelette de la roche,  $K_{solid}$  est le module d'incompressibilité des grains et  $\phi$  est la porosité effective.

L'utilisation de la porosité de Krief pour le calcul du coefficient de Biot a donné des valeurs anormalement basses d'une moyenne de 0.41. De plus, des essais en laboratoire qui ont été menés pour la détermination du coefficient de Biot pour la formation des Quartzites de Hamra au sein de la région d'étude, ont donné une valeur référence de 0.85. Bien que les calculs du profil de contrainte du modèle poro-élastique ne soient principalement affectés que par les variations du module de Young, du coefficient de Poisson et des déformations tectoniques, il en demeure que le coefficient de Biot soit nécessaire à l'estimation des contraintes effectives dans ce modèle. La valeur de référence de 0.85 a été donc prise comme constante pour toute la formation pour les deux forages.

## VI.11 Résistance de la roche

Ajoutés aux modules d'élasticité de la roche, les paramètres caractérisant la résistance que présente cette dernière, face aux divers phénomènes mécaniques qui lui sont appliqués, constituent des paramètres importants pour une modélisation rigoureuse et complète.

### VI.11.1 Résistance à la compression

L'UCS (Unconfined Compressive Strength) qui définit la résistance à la compression uniaxiale, est l'un des paramètres clés de l'analyse géomécanique. L'UCS peut être obtenu grâce aux tests effectués sur carottes (voir titre V.2.2). Cependant, la disponibilité de ces données est

rare. De ce fait, de même que pour le module de Young statique, les résultats des essais au laboratoire sur les carottes du puits (C) ont été utilisés pour construire une corrélation liant les valeurs de l'UCS à celles du module de Young obtenu suite à ces essais. Cette corrélation de type

$$UCS = a \times E_{stat}^b$$

a été utilisée pour obtenir les valeurs de l'UCS pour les puits A et B.

### VI.11.2 Résistance à la traction

La résistance à la traction  $T_0$  est également un paramètre important qui permet d'évaluer le comportement du puits face aux forces de tension. La valeur de  $T_0$  est considérée égale à 10% de l'UCS, telle qu'observée communément pour les valeurs empiriques.

### VI.12 Contraintes horizontales

Le modèle de déformation horizontale poro-élastique, est celui le plus utilisé pour le calcul des contraintes horizontales. Tel que présenté dans le chapitre (III) ce modèle se base sur l'état de contrainte biaxial, ainsi que les déformations tectoniques. Le modèle poro-élastique est exprimé en fonction du module de Young,  $E$ , du coefficient de Poisson,  $\nu$ , de la contrainte verticale,  $S_V$ , de la pression de pores,  $P_p$ , du coefficient de Biot,  $\alpha$ , ainsi que des constantes de déformations tectoniques,  $\varepsilon_h$  et  $\varepsilon_H$ , donnant les expressions suivantes:

$$S_{h\ min}(z) = \frac{\nu}{1-\nu} S_V(z) - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p(z) + \alpha P_p(z) + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_H$$

$$S_{H\ max}(z) = \frac{\nu}{1-\nu} S_V(z) - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p(z) + \alpha P_p(z) + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_H + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_h$$

Les constantes de déformations horizontales maximale,  $\varepsilon_H$ , et minimale,  $\varepsilon_h$ , ne peuvent pas être directement mesurées, en contrepartie, elles sont ajustées afin de calibrer les contraintes calculées avec celles mesurées (i.e., mesure obtenue de  $S_{h\ min}$  lors des tests d'injectivité) ainsi que les analyses de stabilité des puits permettant de synthétiser les ruptures potentielles au sein du puits.

Pour chacun des deux puits, une première calibration fut appliquée sur la contrainte horizontale minimale,  $S_{h\ min}$ , par réajustement de son gradient suivant le gradient de fracturation hydraulique « Frac gradient » (voir Chapitre IV) obtenu suite à l'essai d'injectivité « DataFrac ». Cette correction s'est faite par la variation de la valeur de la déformation tectonique,  $\varepsilon_h$ , afin d'approcher à la profondeur, définie suivant les profondeurs des perforations ainsi que le positionnement de l'essai d'injectivité, la valeur du gradient de fracturation. Le tableau suivant donne les points de calibration utilisés pour les puits (A) et (B) :

Tableau VI-5 Gradients de fracturation mesurés pour les deux puits

	Profondeur de calibration (m)	Gradient de fracturation (psi/ft)	Gradient de fracturation (kPa/m)
Puits (A)	3375	0.786	17.78
Puits (B)	3262.5	0.99	22.39

Suite à cela, intervient la calibration de la contrainte horizontale maximale,  $S_{H\ max}$ , par variation de la déformation tectonique,  $\varepsilon_H$ , qui lui est liée. Tel qu'expliqué dans le titre suivant, l'analyse de la stabilité du puits permet d'obtenir une représentation synthétique des ruptures potentielles au sein du puits. Cette représentation est alors comparée aux données des moyens d'observation des ruptures disponibles, la diagraphie du « Caliper » dans le cas des deux puits (A) et (B), afin d'opérer les ajustements sur les contraintes horizontales et valider le modèle géomécanique. Toutefois, Il est important de maintenir la contrainte horizontale minimale calibrée suivant le gradient de fracturation, suite à tout ajustement de la déformation  $\varepsilon_H$ .

### **VI.13 Analyse de stabilité du puits**

L'analyse de stabilité de puits consiste en un calcul d'une fenêtre sûre, de densité de la boue de forage, ainsi qu'une représentation (image) synthétique des ruptures du puits, basée sur les données du modèle géomécanique ainsi que les densités de boue utilisées lors du forage.

Cette analyse de stabilité basée sur le modèle poro-élastique peut être utilisée pour :

- La validation du modèle géomécanique à travers la comparaison des prédictions de ruptures avec les observations de ruptures disponibles, telles que les enregistrements « Caliper », ainsi que l'imagerie du puits (si disponible), afin de faire correspondre les occurrences des ovalisations et des fractures de forage.
- La prédiction des risques de forage pour un puits planifié sur la base d'un modèle géomécanique valide.
- La fenêtre de densité de boue de forage est définie par les quatre limites suivantes : la pression interstitielle, les ruptures de traction « Breakdown », la perte de boue et les ovalisations « Breakout ». Les valeurs de ces pressions sont calculées selon le modèle élastique linéaire, qui définit les contraintes autour des puits auxquels sont appliquées les conditions de ruptures expliquées dans le titre (III.8.2).

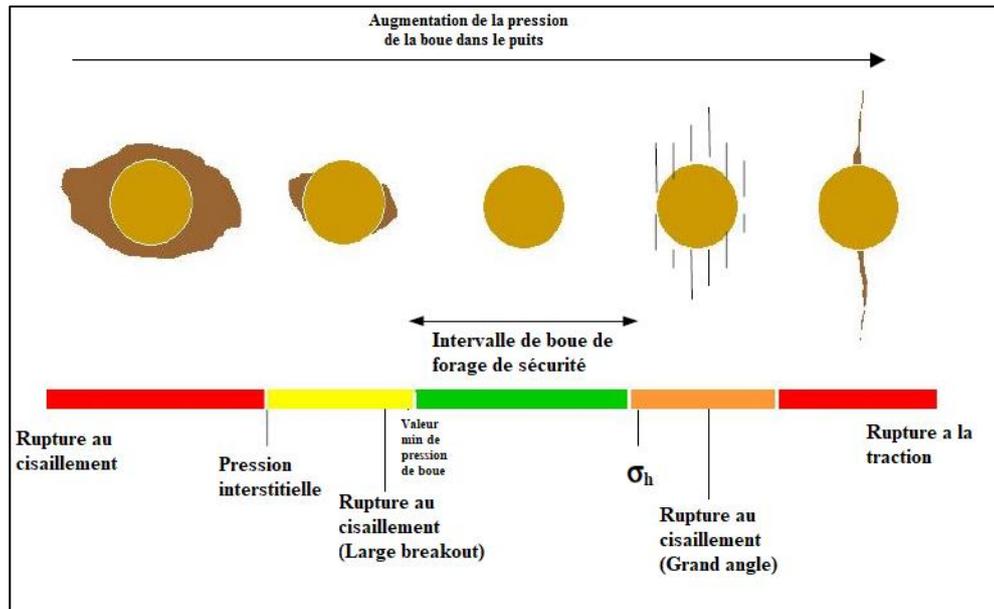


Figure VI 3 Différents types de ruptures se créant au sein du puits en fonction de la pression de boue

Les principaux paramètres à surveiller lors de cette analyse sont définis comme suit :

La pression, (CMW\_KICK), définit la valeur limite minimale en dessous de laquelle il y a invasion des fluides de la formation au sein du puits. La densité minimale des ruptures de cisaillement, (CMW\_MIN\_MC), donne la valeur de la densité de boue à laquelle les ruptures de cisaillement commencent à apparaître, selon le critère de Mohr-Coulomb, induisant des ovalisations de différents types. La pression de perte de boue, (CMW\_LOSS), est celle qui est nécessaire à la réouverture de fractures naturelles par opposition à la contrainte horizontale minimale, ainsi la réouverture de fractures conductrices, cause la perte de fluide de forage. Enfin, la densité de fractures de traction « Breakdown Pressure » (CMW\_MAX\_MTS) est la densité au-dessus de laquelle les ruptures de traction commencent à se former sur des blocs intacts de la roche, cette densité représente la densité maximale autorisée au sein du puits afin de garantir une stabilité mécanique.

Tel que le démontrent les équations, le choix de la densité de boue et les pratiques de forage permettent au foreur de contrôler la contrainte radiale, les autres contraintes axiales et tangentielles varient ainsi par conséquent avec la variation de la pression au sein du puits. De ce fait, il est pratique de tracer les profils de contraintes en fonction de la densité circulante équivalente ECD qui est la contrainte contrôlée par le foreur. L'ECD est donnée par la pression annulaire au fond du puits, convertie en densité de boue

# Chapitre 6

Interprétation des modèles  
géomécaniques

## VII Interprétation des modèles géomécaniques

### VII.1 Introduction

La méthodologie décrite dans le chapitre précédant ayant servi de démarche à suivre pour le traitement des données de diagraphie afin d'obtenir les modèles géomécaniques de la formation étudiée, dans le cadre des deux puits (Voir les figures de l'annexe A). Il en demeure que l'analyse des paramètres résultants de ces modèles constitue le caractère essentiel de l'étude géomécanique de celle-ci. En effet, il est nécessaire d'analyser les variations ainsi que les valeurs de chaque paramètre résultant et de lier leurs tendances mutuelles en fonction de la profondeur afin de tirer des conclusions descriptives des cas étudiés ainsi que de consigner les différences éventuelles entre eux. D'autant plus que les résultats obtenus ainsi, feront l'objet d'une seconde modélisation en vue de la simulation des designs de fracturations hydrauliques, il sera alors primordial que celles-ci soient accompagnées de données explicatives et de recommandations qui serviront de repères aux considérations préliminaires de ces simulations.

### VII.2 Sources d'incertitude

Les sources d'incertitude principales des modèles géomécaniques des deux puits sont les suivantes :

- Manque d'essai en laboratoire pour calibrer les paramètres de la résistance des roches ;
- Manque de données sur les ruptures du puits (imagerie du forage, Caliper multi-bras avec orientation) ;
- Manque de données de calibration de la pression interstitielle (Un seul DST datant de 2015 pour le puits (A) et de 2013 pour le puits B) ;
- Mauvaise qualité des diagraphies de la lenteur compressionnelle et de cisaillement pour le puits (B).

Il est possible que des variations des propriétés mécaniques des roches existent entre les régions des deux puits ainsi que celles du puits d'où les carottes ont été tirées pour la réalisation des essais au laboratoire. Toutefois, les études géomécaniques préliminaires sur les quartzites de Hamra ont démontré que ces variations étaient tolérables pour des zones voisines et qu'il est possible d'extrapoler les résultats à travers des corrélations liant les paramètres de résistance et d'élasticité des roches.

Pour ce qui est des mesures sur les ruptures des roches au sein du puits, l'absence de l'imagerie du puits ainsi que des données « Caliper » à multiple enregistrements et orientations amoindrit l'observation des amplitudes des ruptures existant au sein du puits ainsi que leurs orientations. Ceci a eu pour majeure conséquence l'impossibilité d'obtenir une orientation exacte des contraintes horizontales. Toute fois les orientations usuellement observées dans le sud Algérien sont N-45 pour  $S_{hmin}$  et N-135 pour  $S_{Hmax}$ .

La calibration de la pression interstitielle représente elle aussi une source d'incertitude dans la modélisation des contraintes in-situ. Étant donné le temps écoulé entre la mesure DST et la réalisation des modèles, la mise en production de divers puits avoisinant pourrait avoir diminué la pression du réservoir du fait de la déplétion. Néanmoins, l'estimation de l'effet y en

résultant, sur les pressions interstitielles au niveau des deux puits constitue, un travail laborieux tenant compte de divers paramètres pétrophysiques et géologiques.

Enfin, les données de diagraphie acoustique de puits (B) ont constitué la majeure source d'incertitude de la modélisation géomécanique du puits B puisqu'elles font partie intégrante dans le calcul des paramètres d'élasticité et de résistance des roches. Tel qu'expliqué dans le titre (VI.4.1), l'utilisation de courbes de lenteur reconstruites nécessite une réflexion importante puisqu'elles pourraient apporter autant d'incertitude à la modélisation que celles originelles. L'assomption que ces dernières soient plus correctes malgré leur tendance reste tolérable en raison du manque d'informations sur les mesures.

### VII.3 Régime tectonique, profil de contraintes et confinement de la fracturation hydraulique

Étant donné son objectif de stimulation de la formation étudiée, l'étude géomécanique des deux puits s'est limitée aux profondeurs de la formation des quartzites de Hamra.

#### VII.3.1 Puits (A)

Le régime tectonique issu de la modélisation des contraintes pour le puits (A), résulte en des failles transformantes, ceci équivaut dans la classification d'Anderson à l'arrangement des contraintes suivant :  $S_{h\ min} < S_v < S_{H\ max}$ . Ce régime est caractéristique de la majeure partie des régions du Sud Algérien.

Le profil de contrainte  $S_{h\ min}$  présente divers confinements potentiels, parmi ceux-là deux zones se distinguent par leurs largeurs relativement importantes. La première avec une largeur d'environ 59 m, pour des valeurs de  $S_{h\ min}$  comprises entre 86300 KPa (12520 psi) à 3350m et 70200 KPa (10180 psi) à 3409 m avec une moyenne de 62300 KPa (9040 psi). Quant à la deuxième, avec une largeur de 33 m, les valeurs de  $S_{h\ min}$  sont comprises entre

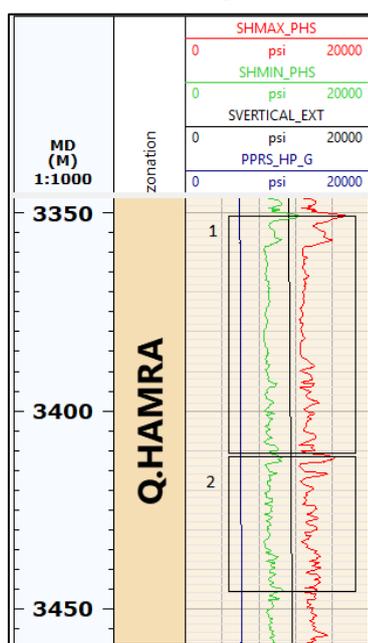


Figure VII-1 Zones de confinement de la contrainte horizontale minimale,  $S_{h\ min}$ , pour le puits (A)

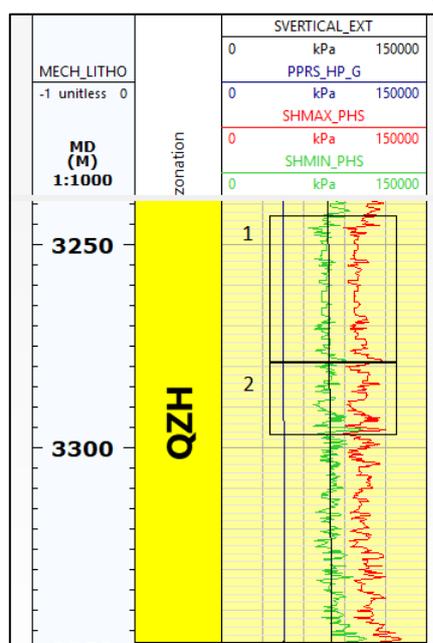


Figure VII-2 Zones de confinement de la contrainte horizontale minimale,  $S_{h\ min}$ , pour le puits (B)

74150 *KPa* (10755 *psi*) à 3413 *m* et 73100 *KPa* (10600 *psi*) à 3446 *m* avec une moyenne de 63400 *KPa* (9200 *psi*). Cela dit, la zone d'intérêt présentant les meilleures caractéristiques pétrophysiques est la zone de confinement avec une largeur de 59 *m* comprise entre les profondeurs de 3350 *m* et 3409 *m*.

### VII.3.2 Puits (B)

Quant au puits (B), le régime tectonique observé, suite à la modélisation des contraintes, est à la limite entre la classification inverse et celle transformante :  $S_{h\ min} \cong S_v < S_{H\ max}$ .

Les valeurs importantes des déplacements dus aux contraintes d'origines tectoniques montrent que la formation subit de fortes contraintes horizontales. En effet, la calibration de la contrainte horizontale minimale par rapport au gradient de fracturation ainsi que les éléments de la stabilité du puits indiquent un gradient de contrainte horizontale minimale variant entre 22,3 *KPa/m* (0.986 *psi/ft*) entre 3245 *m* et 3278 *m* à 23,75 *KPa/m* (1.05 *psi/ft*) entre 3300 *m* et 3330 *m* approchant celui de la contrainte verticale 24 *KPa/m* (1.06 *psi/ft*), chose qui a induit un régime tectonique à la limite entre deux classifications d'Andersson tel que préalablement décrit.

Le profil de contrainte présente un potentiel confinement d'une hauteur d'environ 30 *m* dans la partie supérieure de la formation. En effet, on observe une diminution sensible de  $S_{h\ min}$  de 96500 *KPa* (14000 *psi*) au sommet de la formation à une moyenne de 76500 *KPa* (11100 *psi*) à partir 3245 *m*, puis un pic d'un peu plus de 89600 *KPa* (13000 *psi*) à 3278 *m*. Un deuxième confinement d'une quinzaine de mètres est à noter entre ce dernier pic et deux autres pics d'environ 91000 *KPa* (13200 *psi*) à 3292 *m* et 103400 *KPa* (15000 *psi*) à 3295 *m* avec une moyenne de 11300 *psi* au sein du confinement.

Bien que le confinement soit perceptible sur la partie supérieure de la formation, la contrainte ne peut être considérée comme minimale que localement. En effet, la classification d'Anderson que l'on peut donner à cette zone fait que la contrainte minimale soit donnée tantôt par  $S_v$  tantôt par  $S_{h\ min}$ . Le tracé de la différence entre ces deux contraintes  $\Delta S = S_v - S_{h\ min}$  tel que présenté dans la figure suivante (Figure VII-4) montre que la moyenne de cette différence sur toute la profondeur de la formation est quasi nulle (environ -400 *KPa* (-60 *psi*)), ce qui indique globalement un équilibre entre les deux régimes tectoniques susmentionnés. Toutefois et en dépit de ses quelques zones de faibles épaisseurs où la différence est négative (i.e., régime inverse), on remarque que la première zone de confinement susmentionnée (de 3246 *m* à 3278 *m*) est épargnée par ces variations de régimes. La moyenne de la différence entre les deux contraintes au sein de cette partie est d'environ 3240 *KPa* (470 *psi*). Il s'agit donc d'une zone que l'on peut considérer comme zone à régime de failles transformante avec une tendance sensible d'approcher la classification inverse étant donnée la faible différence avec  $S_v$ .

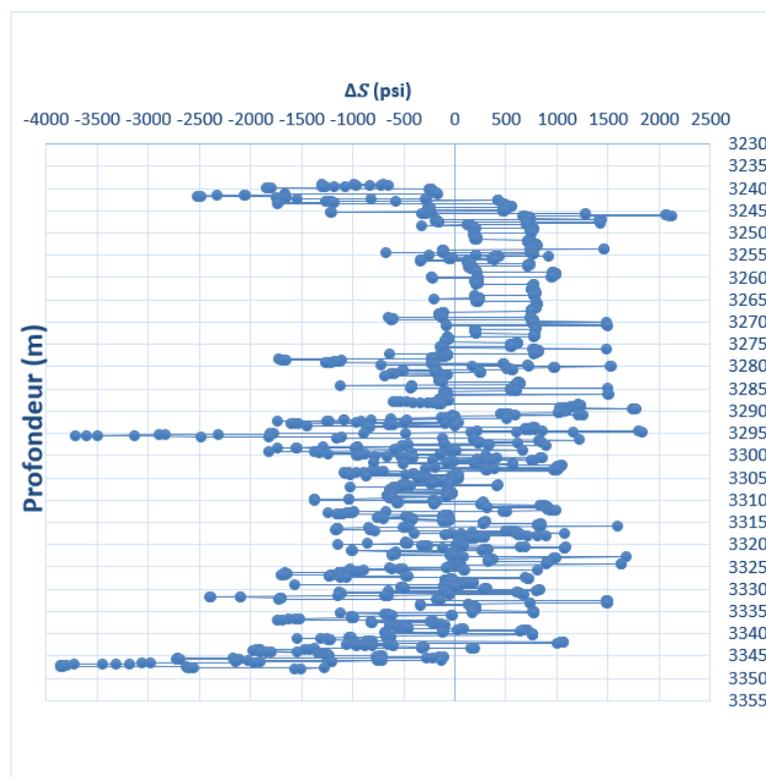


Figure VII-3 Variations de la différence entre  $S_v$  et  $S_{h-min}$  pour le puits (B)

## VII.4 Paramètres caractéristiques des roches

En générale, pour ce type de roches, le module de Young possède des valeurs comprises entre  $60 \text{ GPa}$  et  $80 \text{ GPa}$ . Les valeurs du coefficient de Poisson sont, quant à elle, entre 0.15 et 0.2. Pour ce qui est de l'UCS, ses valeurs sont comprises entre  $150 \text{ MPa}$  et  $200 \text{ MPa}$ .

### VII.4.1 Paramètres d'élasticité

La valeur moyenne du module de Young pour les quartzites de Hamra a été évaluée pour les deux puits, montrant des valeurs pour le puits (A) et (B) respectivement d'environ  $43 \text{ GPa}$  et  $47 \text{ GPa}$ , ce qui indique une rigidité moyenne à la déformation en comparaison avec les roches sédimentaires mais qui reste relativement importante pour des grès. Ces valeurs caractéristiques des quartzites (10), auront pour effet l'augmentation de l'apport des contraintes d'origine tectoniques aux contraintes horizontales totales appliquées sur la roche. Cependant, il est à noter que les Quartzites de la région du puits (B) montrent une rigidité plus importante que celles de la région du puits (A), par conséquent, les contraintes horizontales sont supérieures en magnitude, chose qui justifie l'état de contrainte plus compressif au sein de la région du puits (B).

Le coefficient de poisson varie entre 0.082 et 0.281 et possède une moyenne de 0.12 pour le puits (A) et entre 0.095 et 0.390 avec une moyenne de 0.14 pour le puits (B) sur toute la formation. Ces valeurs montrent que ces roches possèdent une faible capacité de déformation (dilatation). Les quartzites de Hamra possèdent donc des coefficients de Poisson faibles en comparaison à la majorité des roches.

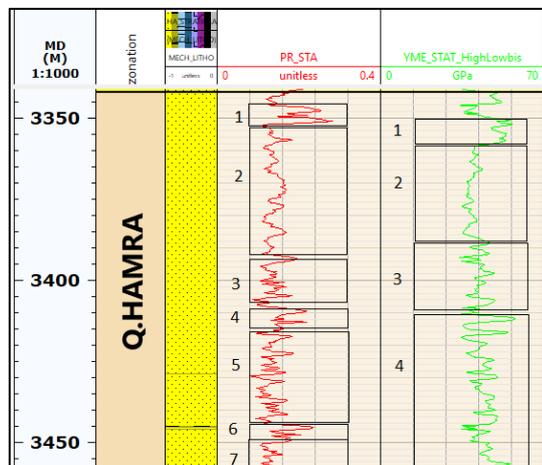


Figure VII-4 Discretisation des modules d'élasticité statiques du puits (A)

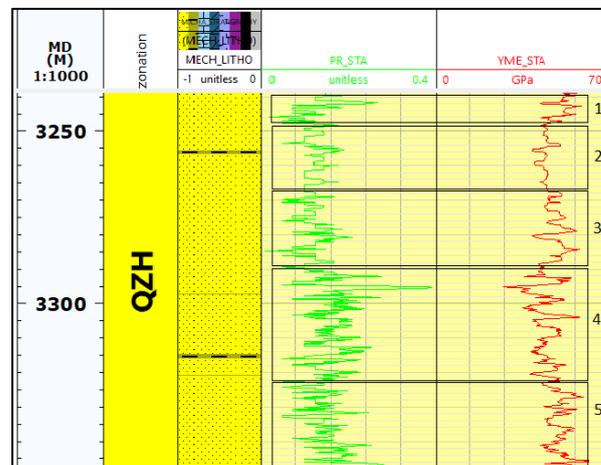


Figure VII-5 Discretisation des modules d'élasticité statiques du puits (B)

De même que pour le module de Young, les valeurs du coefficient de Poisson obtenues pour les Quartzites de la région du puits (B) sont plus importantes que celle obtenues pour la région du puits (A). Cette augmentation aura par conséquence, elle aussi, une amplification des contraintes horizontales par rapport à la contrainte verticale dans le cas de la formation traversée par le puits (B).

Suite à l'observation des tendances des courbes du module d'Young et du coefficient de poisson, l'existence de 7 et 4 zones de variations pour le puits (A), respectivement pour le coefficient de poisson et le module de Young, où les valeurs tendent à se stabiliser ont pu être établies. On remarque aussi que ces zones de variations sont respectivement au nombre de 4 et 5, au sein du puits (B). Ces zones telles qu'exposées dans les tableaux ci-dessous, permettent de lier l'existence des zones de confinement susmentionnées aux variations des modules d'élasticité.

Tableau VII-1 Discretisation du module de Young pour le puits (A)

Zones puit (A)		Moyenne du module de Young (GPa)
De	A	
3350.3	3357.4	51.7
3357.5	3386.5	38.9
3386.6	3410.6	42.2
3410.7	3459.0	44.1

Tableau VII-2 Discretisation du coefficient de poisson pour le puits (A)

Zones puit (A)		Moyenne du coefficient de Poisson (GPa)
De	A	
3349.9	3351.7	0.239
3351.9	3392.6	0.138
3394.7	3408.3	0.129
3408.4	3415.9	0.165
3416.0	3444.5	0.131
3444.7	3449.9	0.177
3450.0	3459.0	0.126

En effet, dans le puits (A), on note une diminution du module de Young dans la zone de confinement comprise entre 3350 m et 3409 m, qui représente notre zone d'intérêt jusqu'à une moyenne locale de 41 Gpa. Quant au coefficient de poisson, celui-ci montre une diminution au sein de la même zone jusqu'à une moyenne locale de 0.135 .

Pour le puits (B), on remarque la diminution du module de Young dans la deuxième zone, définie entre 3247 m et 3267 m jusqu'à une moyenne locale de 44.5 Gpa. Le coefficient de poisson quant à lui, diminue jusqu'à 0.12 au sein de la même zone qui est cependant élargie à 3241 m et 3290 m .

Tableau VII-3 Discrétisation du module de Young pour le puits (B)

Zones puit (B)		Moyenne du module d'Young (GPa)
De	A	
3238.6	3247.8	50.3
3247.8	3267.5	44.5
3267.5	3288	48.5
3288	3323	44.1
3323	3348	50.1

Tableau VII-4 Discrétisation du coefficient de Poisson pour le puits (B)

Zones puit (B)		Moyenne du coefficient de Poisson (GPa)
De	A	
3238.6	3241	0.168
3241	3290	0.118
3290	3317	0.172
3317	3340	0.146

#### **VII.4.2 Paramètres de résistance à la compression et à la traction**

La valeur moyenne de l'UCS caractérisant la formation autour du puits (A) est d'environ 118 MPa avec des valeurs comprises entre 82 MPa et 178 MPa, quant au puits (B), la moyenne est de 132 MPa avec des valeurs comprises entre 62 MPa et 194 MPa. Cela dit, la majorité de ces valeurs se trouvent entre 120 MPa et 150MPa. Ces valeurs caractéristiques des Quartzites peu poreuses (10), indiquent que ces roches sont très résistantes à la compression induite par les contraintes tangentielles autour du puits (2). La simulation de la stabilité du puits témoigne de cette résistance à travers la faible occurrence des ovalisations notamment aux profondeurs entre 3408 m et 3431 m pour le puits (A) et entre 3285 m et 3320 m ainsi que celles entre 3340 m et la fin de la formation pour le puits (B), tel que le montrent les figures (A-13 et A-14 Annexe A). De ce fait, cette propriété de résistance assure une bonne stabilité aux parois des puits au sein des phases rencontrant la formation des Quartzites de Hamra.

Comme pour la grande majorité des roches, la résistance à la traction des Quartzites de Hamra possède des valeurs négligeables dont la moyenne est de 12 Mpa pour le puits (A) et de 13 Mpa pour le puits (B), à noter aussi que ces valeurs ne dépassent pas les 19 MPa. En effet, l'importance de la résistance à la traction dans le phénomène de propagation des fractures hydrauliques (III.8.2) est moindre bien que celle-ci entre dans l'expression de la condition de formation des fractures.

Enfin, l'observation des tendances des courbes de ces deux propriétés mécaniques, de même que pour les modules d'élasticité, permet la démarcation des variations concordant avec celles du module de Young.

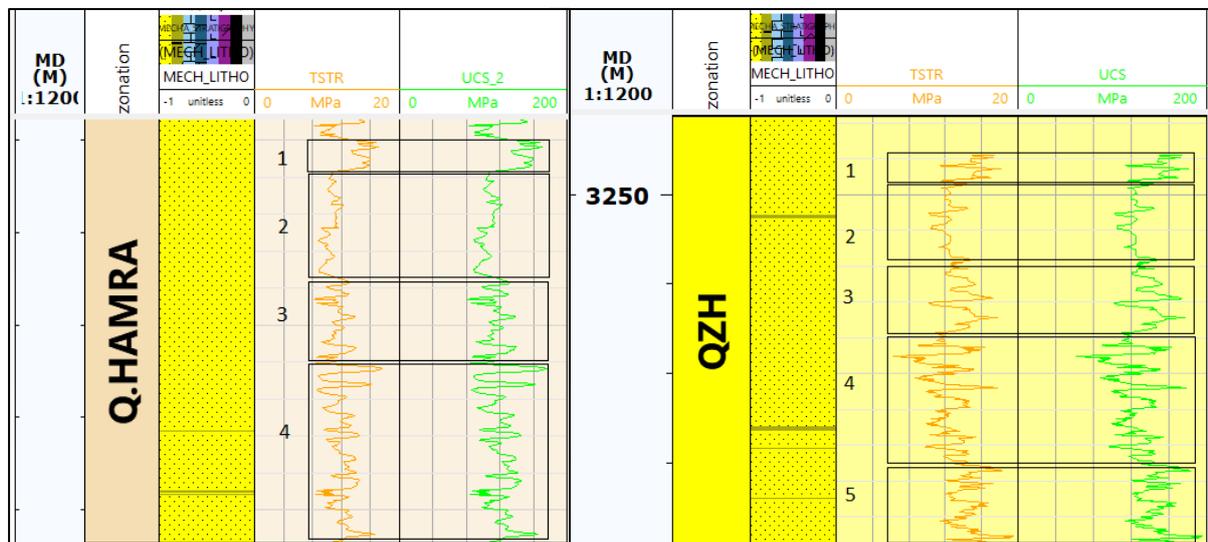


Figure VII-6 Discretisation des paramètres de résistance des roches pour le puits (A)

Figure VII-7 Discretisation des paramètres de résistance des roches pour le puits (B)

Pour le puits (A) les variations de l'UCS et de la résistance à la traction entre les 4 zones exposées dans le tableau suivant (Tableau VII-5) ne montrent pas de réelle hétérogénéité quant à la résistance des roches composant la formation de Quartzite de Hamra, bien que la valeur moyenne de la première zone (3350.362 m – 3357.372 m) montre une résistance considérablement élevée comparée aux autres.

Tableau VII-5 Discretisation des paramètres de résistance des roches pour le puits (A)

Zones puit A		UCS (MPa)	Résistance à la traction (MPa)
De	A		
3350.3	3357.3	151.4	15.14
3357.5	3386.4	105.3	10.53
3386.6	3410.5	114.1	11.41
3410.7	3459.0	121.4	12.14

Tableau VII 6 Discretisation des paramètres de résistance des roches pour le puits (B)

Zones puit B		UCS (MPa)	Résistance à la traction (MPa)
De	A		
3238.9	3247.5	147.3	14.73
3247.5	3267.6	121.8	12.18
3267.6	3288.0	140.0	14.01
3288.0	3323.5	121.3	12.13
3323.5	3348.1	144.5	14.45

De même, pour le puits (B) les variations de ces paramètres entrés les 5 zones, présentées dans le (Tableau VII-7), ne permettent pas de tirer de conclusions sur la comparaison de la résistance des roches à différentes profondeurs de la formation. Celles-ci qui sont de l'ordre de 20 MPa pour la résistance à la compression et 2 MPa pour la résistance à la traction sont insignifiantes et témoignent d'une certaine homogénéité propriétés de résistances des roches des au sein de la formation des Quartzites de Hamra dans la région du puits (B).

### VII.4.3 Classification Deere & Miller “The Engineering Classification for Intact Rock”

Selon le système de classification proposé par Deere et Miller en 1966, « The Engineering Classification System for Intact Rocks » (28), les Quartzites de Hamra des deux puits sont de classés « B » à « C » compte tenu de leurs fortes valeurs de l’UCS, c’est-à-dire qu’elles possèdent une résistance moyenne à forte à la rupture de compression. Le rapport entre le module de Young et l’ UCS est d’environ 350, ce qui indique que ces roches possèdent un rapport de module moyen étant donné la proportionnalité observée entre les deux paramètres pour les roches gréseuses. Toutefois, ce rapport reste important pour des roches gréseuses puisque les Quartzites de Hamra montrent un comportement fragile par rapport à la déformation (i.e., très fort module de Young) (3). La notation donnée alors pour ces roches sera « B-C » selon ce système de classification.

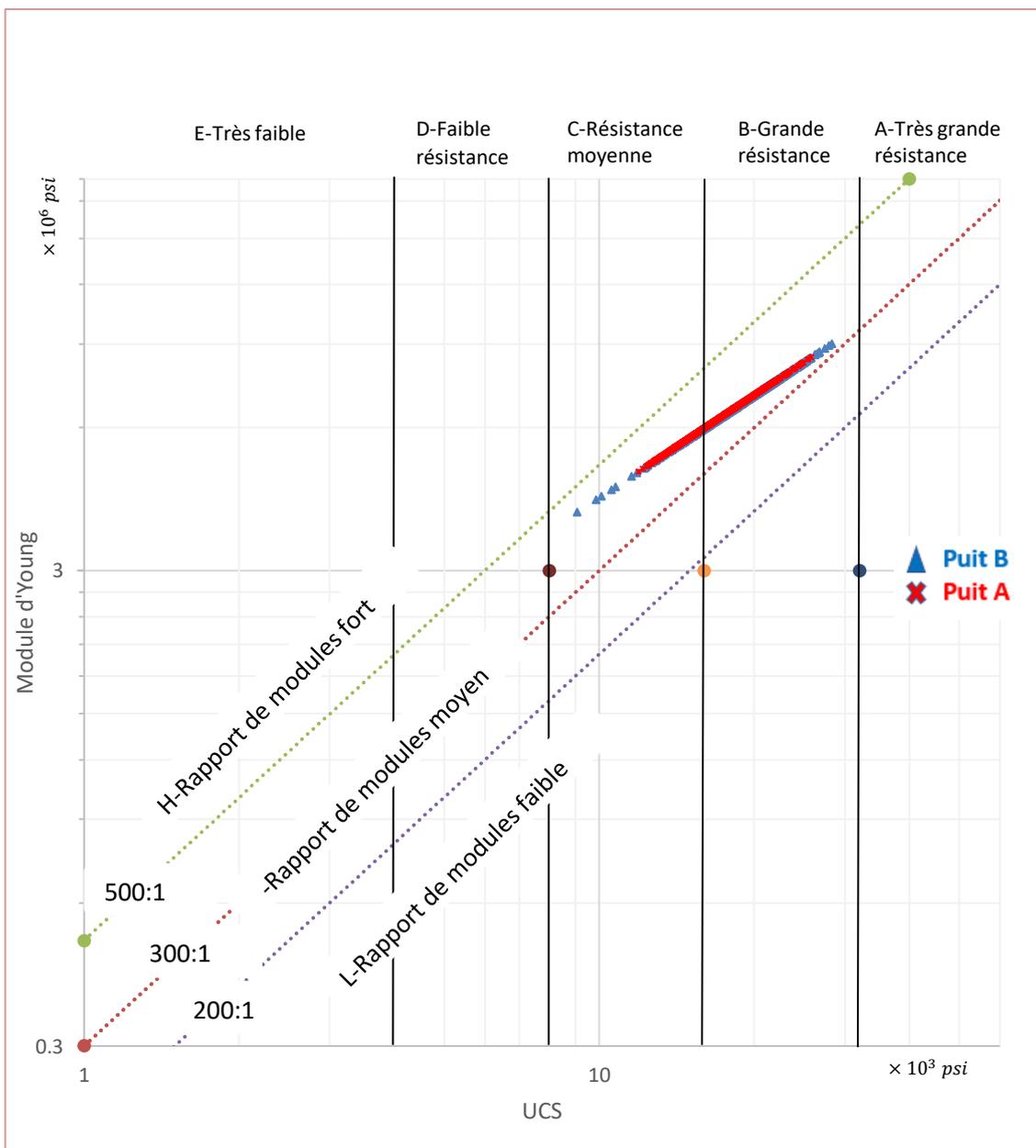


Figure VII-8 Classification Deere & Miller des roches des puits (A) et (B)

## VII.5 Bancs argileux

Des bancs d'argileux existent dans la formation au sein des deux puits. En effet grâce à la stratigraphie mécanique, on peut observer un banc pour le puits (A) d'une épaisseur de 1 m compris entre les profondeurs de 3444 m et 3345 m et deux bancs pour le puits (B) d'une épaisseur de 1 m et 1.3m aux profondeurs de 3255.5 m et 3314.7 m, respectivement. Ces bancs d'argile, bien qu'ils soient responsables de certaines des variations des propriétés mécaniques (diminution de l' UCS et par conséquent de la résistance à la traction) et élastiques (diminution du module de Young et augmentation du coefficient de Poisson), n'ont pas de réel effet sur le profil de contrainte étant données leurs épaisseurs. Ces bancs ne peuvent donc pas constituer des barrières de contraintes.

## VII.6 Conclusions et recommandations

Suite à de nombreuses consultations des ingénieurs en pétrophysiques, géomécanique et en stimulation, des modélisations géomécaniques pour le réservoir des Quartzite de Hamra ont été construites sur la base des données de diagraphies et d'essais in-situ (au puits) détenus pour les puits (A) et (B), des essais au laboratoire du puits avoisinant (C) ainsi que des observations et des corrélations régionales retenues pour la formation étudiée. L'objectif de cette étude a été le calcul des propriétés géomécaniques du réservoir ordovicien et leur appréciation dans le but d'apporter des données et des observations nécessaires à la réalisation des modélisations de fracturation. Suite à la construction du modèle géomécanique contenant les profils des 3 contraintes principales, la pression interstitielle, les propriétés de résistance et d'élasticité des roches, il est possible d'estimer la faisabilité de la fracturation hydraulique et d'y apporter des recommandations concernant les aspects opérationnels, géométriques et mécaniques.

Étant donné les résultats de la modélisation géomécanique au sein des deux puits traversant le réservoir des Quartzites de Hamra les conclusions suivantes peuvent être établies :

- Les conditions de contraintes in-situ, combinées aux valeurs relativement enlevées du module de Young, caractérisant la formation Quartzite de Hamra, pourraient rendre la stimulation de cette dernière difficile mais réalisable.
- Le profil de contrainte minimale obtenu pour le puits (A) montre un intervalle de confinement potentiel, assez important (3350 – 3410m) à travers lequel la zone d'intérêt pourrait être atteinte par fracturation hydraulique.
- Pour le puits (B), le régime tectonique subit par la formation induit un fort gradient de contrainte horizontale minimale d'environ 22,4 KPa (0.99 psi) au plus faible de sa valeur, se rapprochant ainsi de celui de la contrainte verticale, ce qui nécessitera une forte pression de fracturation. Ceci a aussi pour effet de placer cette formation entre le régime tectonique à faille inverse et transformantes et pourrait avoir comme conséquence des variations dans l'orientation de la propagation de la fracture hydraulique.
- En dépit de la complexité du régime tectonique rencontré dans le puits (B), la zone se situant entre 3247 m et 3278 m, présente un potentiel confinement 13800 KPa (2000 psi) à 27000 KPa (3000 psi) entre les deux barrières de contrainte atteignant 96500 KPa (14000 psi) au sommet et 89600 KPa (13000 psi) à la base. Cette zone présente majoritairement un régime tectonique à failles transformantes bien que des pics de régime tectonique de failles inverses y soient

inclus et pourrait conduire la fracture à légèrement inverser sa propagation de la verticale à l'horizontale.

- La comparaison entre les paramètres résultants des deux modélisations réalisées montre que le réservoir des Quartzites de Hamra peut être sujet à de fortes variations dans l'état de contrainte selon la région étudiée.

Dans l'objectif de réduire les incertitudes liées à la construction des deux modèles géomécaniques, il est recommandé d'effectuer l'acquisition des données de diagraphie et de réaliser les essais suivants :

- Essais de compression triaxiale simple pour les échantillons de carottage des deux puits pour acquérir les propriétés de résistance et de plasticité afin de construire des corrélations plus représentatives entre les valeurs dynamiques et statiques du module de Young ainsi qu'entre l'UCS et le module de Young ;
- Un essai « Drill-Stem test » afin de mesurer la pression interstitielle ainsi que la perméabilité pour tenir compte de l'effet de la déplétion et d'assurer une meilleure calibration du gradient hydraulique ;
- Acquisition d'une image de la phase 6 pouces des puits à l'aide des outils d'imagerie électrique ou les variations du périmètre du puits à l'aide du « Caliper » à plusieurs bras afin d'assurer une observation plus détaillée des ruptures au sein des puits, en raison de leur forte résolution, pour une meilleure calibration des contraintes horizontales et la détermination de leurs orientations ;
- Acquisition de mesures soniques avancées de diagraphie des lenteurs des ondes compressionnelles et de cisaillement pour assurer une meilleure estimation des propriétés des roches et de surcroît un meilleur calcul des contraintes horizontales.

# Chapitre 7

Méthodologie de conception des designs  
de fracturation hydraulique

## **VIII Méthodologie de conception des designs de fracturation hydraulique**

### **VIII.1 Introduction**

La caractérisation du comportement d'une fracture hydraulique est basée sur différents paramètres dont l'interaction est à la source de la complexité de tout exercice de simulation. Tels que présentées dans le chapitre (IV), les mécanismes définissant la création d'une fracture, sa géométrie et ses paramètres opérationnels requis dépend d'une multitude de variables qui sont interdépendantes et dont le calcul s'avère très studieux. De plus, la réaction de la formation aux injections de matériaux, le plus souvent synthétiques, requiert le respect des conditions d'admissibilité et une succession adéquate pour garantir une utilisation efficace de leurs potentiels. L'utilisation d'un logiciel de simulation de fracturation hydraulique puissant tel que le logiciel de Schlumberger FracCade©, à travers ses différents modules, permet d'estimer les résultats induits par les injections des matériaux choisis et l'élaboration des scénarios de programmation de leur pompage. Ainsi, la génération des indices opérationnels liées à la propagation de la fracture et les mouvements des matériaux dans son corps permet d'analyser les designs de fracturation hydraulique réalisés pour une stimulation optimale des réservoirs étudiés.

### **VIII.2 Collecte des données et Schématisation du puits et de la complétion**

Avant d'entamer les étapes du design de la fracturation hydraulique, il a été nécessaire de considérer la construction du puits et son état afin que les paramètres opérationnels de la fracturation hydraulique qui s'y rapportent, soient introduits dans les calculs.

Tels que définis dans le titre (IV.2), les paramètres susmentionnés sont groupés en 4 principales familles :

- Paramètres de complétion : diamètre et profondeur du trou, type de puits, températures au fond et à la surface et épaisseur du ciment ;
- Paramètres de déviation : angle de déviation, azimuth et profondeur mesurée ;
- Paramètres de tubage : profondeurs, diamètres et types des tubages coïncidant avec la formation ;
- Paramètres de perforation : côte, diamètre et densité de tirs.

Ces paramètres permettront alors d'estimer les dimensions du tubage et des perforations et d'anticiper leurs répercussions sur les pertes de charge des fluides de fracturation dues aux frictions, ainsi que sur les volumes dédiés au nettoyage post-traitement.

**Tableau VIII-1 Paramètres de schématisation des puits pour la simulation de fracturation hydraulique des deux puits (A) et (B)**

Famille	Paramètres		Puits (A)		Puits (B)	
Complétion	Profondeur (m)		3505.0		3393.0	
	Diamètre (in)		6		6	
	Type		Vertical		Vertical	
	Température à la surface (degC)		27		27	
	Température au fond (degC)		120		127	
	Épaisseur du ciment (mm)		25.4		25.4	
Tubage	Tubage	Profondeur (m)	3296.0		3181.0	
		Diamètre (in)	4.5		4.5	
		Type	P105		N80	
	Casing	Profondeur (m)	3297.0	3478.0	3182.0	3393.0
		Diamètre (in)	7	4.5	7	4.5
		Type	P110	P110	P110	P110
Perforations	Cotes (m)		(33600 - 3380), (3380 - 3384), (3384 - 3393), (3395 - 3408), (3411 - 3413.5), (3415 - 3417.5), (3420 - 3428), (3432.5 - 3436), (3441.5 - 3444.5), (3451 - 3457)		(3250 - 3255), (3260 - 3266), (3266.01 - 3275), (3282 - 3295), (3298 - 3313), (3318 - 3320), (3321 - 3329), (3342 - 3348)	
	Diamètre (in)		0.3		0.25	
	Densité de tir (tir/m)		19.7		19.7	

### VIII.3 Détermination des zones

Afin de caractériser le réservoir Ordovicien de la formation des Quartzites de Hamra, un nombre de zones a été sélectionné pour chacune des séries de données des deux puits, en se basant sur les caractéristiques suivantes :

- Les contraintes in-situ ;
- Le module de Young ;
- Le coefficient de Poisson ;
- La pression interstitielle ;
- La perméabilité ;
- La porosité ;
- La saturation ;
- La stratigraphie mécanique.

Cette délimitation des zones permettra alors d'obtenir des valeurs moyennes des données qui les caractérisent, ce qui simplifiera le calcul des paramètres nécessaires à la construction du design de propagation de la fracturation hydraulique. Le logiciel, propriété de Schlumberger, LGZones © assure une manipulation ergonomique des différentes diagraphies, ainsi que des paramètres résultants de la modélisation géomécanique, afin de procéder à cette étape initiale nécessaire à la conception du design. Les résultats obtenus pour les zonations des puits (A) et (B), sont représentés dans l'annexe B (Figures B-11 et B-12).

#### **VIII.4 Choix des fluides de fracturation**

Compte tenu de la température au fond du puits atteignant les 127 degC, la nécessité de placement rapide de proppant suite à l'ouverture de la fracture par prévention des phénomènes de « Screenout », ainsi que les risques d'élévation des pressions dues à la friction, les fluides de fracturation WF135 et YF135 HTD ont été choisis pour concevoir le design des fractures pour les deux puits.

Le fluide WF135, de la famille des Waterfrac fluides© (WF), se base sur des gels linéaires tels que de l'eau douce, de l'eau de mer ou des « Brine » de chlorure de potassium, mélangé avec du Guar ou hydroxypropylguar (HPG) comme agent gélifiant dans leur préparation. Leur viscosité relativement faible, en permet un pompage à des débits très élevés. En effet, comme on peut le voir sur la figure (Figure VIII-1), suite à un temps d'exposition de 1 h, qui reste considérablement important par rapport au temps écoulé entre l'injection du pad et l'arrivée de la première phase du « Slurry » (voir titre VIII.7), la viscosité du fluide reste en dessous de 32 cP, qui est une valeur relativement faible, permettant cependant, d'amoindrir les pertes en fluide lors de l'initiation de la rupture.

Le WF135 a donc été choisi comme fluide de la phase de rupture « PrePad », afin de rompre la formation sans générer de grandes frictions et de permettre au « Pad » de créer le volume de la fracture. De plus ce fluide a été retenu pour le traitement pendant la phase de nettoyage « Flush » du fluide post traitement pour permettre aux outils de diagraphie de ne pas rester en suspension lors de l'exécution de mesures post-fracturation.

Le fluide YF 135 HTD, issu de la famille des Widefrac fluides© (YF), est un fluide très visqueux, fait à partir de fluide « Waterfrac », combinés à des agents de couplage « Crosslinkers » afin d'augmenter le poids des molécules et leur permettre de maintenir une bonne viscosité du fluide même à haute température. La figure (VIII-2) montre qu'au bout de 30 min d'exposition du fluide dans la fracture, sa viscosité reste stable a une valeur d'environ 450 cP, d'autant plus que l'arrivée des différentes phases du « Slurry » dans la programmation de pompage, fait que le temps d'exposition de ce fluide dans chaque phase soit bien moins important que 30min. Ce fluide a été choisi comme fluide de la phase du « Pad » en raison de cette forte viscosité, ainsi que son coefficient de perte en fluide qui garantiront la formation d'une couche relativement étanche maintenant le fluide au sein de la fracture. De plus, l'effet retardé du « Crosslinker », assurera une activation de la viscosité au temps adéquat afin d'élargir la fracture. Enfin le YF135HTD, a été désigné comme fluide porteur du proppant lors

de ces phases de « Slurry », en raison de son importante viscosité, qui permettra une bonne injection des proppants même denses, au sein de la fracture.

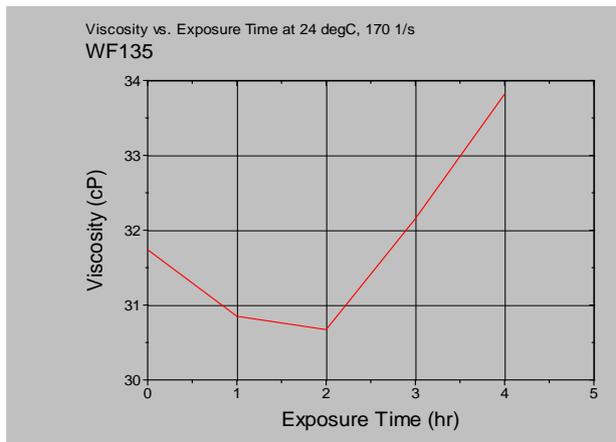


Figure VIII-1 Variation de viscosité du fluide WF135 en fonction du temps d'exposition

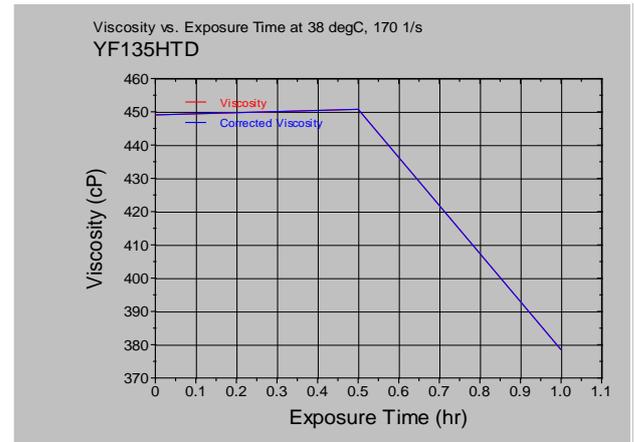


Figure VIII-2 Variation de viscosité du fluide YF135HTD en fonction du temps d'exposition

Les figures suivantes montrent la variation des gradients de friction des fluides de fracturation sélectionnés en fonction de la variation des débits de pompage. On remarque que pour un débit de pompage d'environ 6 m<sup>3</sup>/min, les gradients de pression de friction des fluides WF 135 et YF135 HTD sont de 30000 à 40000 Pa/m, ce qui représente des valeurs raisonnables et garantira une utilisation optimale des engins de pompage en surface.

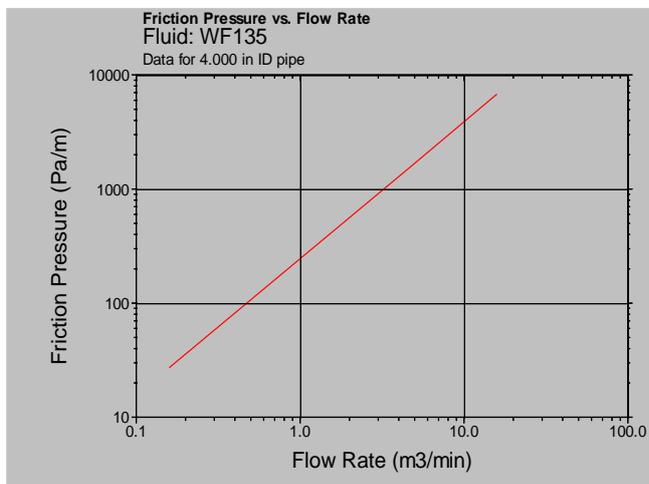


Figure VIII-3 Variation du gradient de la pression de friction du fluide WF135 en fonction du débit de pompage

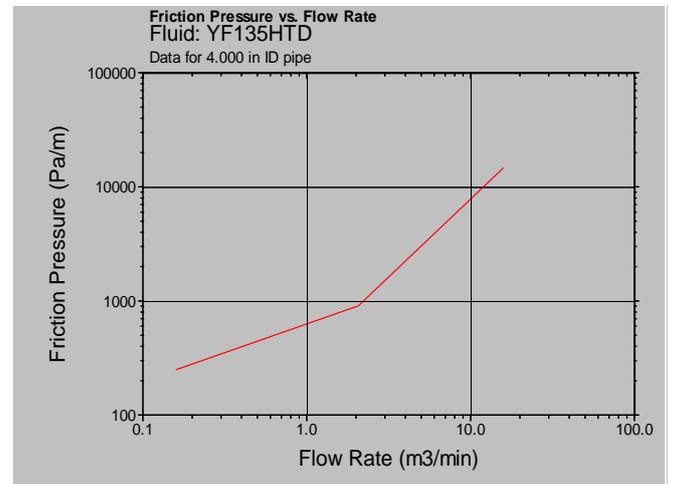


Figure VIII-4 Variation du gradient de la pression de friction du fluide YF135HTD en fonction du débit de pompage

## VIII.5 Simulation « DataFRAC »

Le « DataFRAC » est une technique d'analyse exclusivement utilisée en parallèle avec le design, l'exécution et l'évaluation d'un traitement par fracturation hydraulique. La majorité des données requises pour réussir le design et l'exécution de l'opération peuvent être obtenues à partir des différentes diagraphies et des tests en laboratoire. Toutefois, les données critiques et clés au traitement ne peuvent être obtenues qu'à partir des tests d'injection in-situ et par l'analyse des profils de pression générés. Ces données dont il est question sont principalement la contrainte à laquelle la fracture se referme (closure pressure), le coefficient de perte en fluide et l'efficacité du fluide de fracturation en conditions in-situ.

Pour les deux puits une simulation « DataFRAC » a été effectuée suivant les phases suivantes :

1. Injection de 420 gallons ( $1.6 \text{ m}^3$ ) de « Slick water » (Brine) contenant 2% de KCl avec un débit de 5 bbl/min ( $0.79 \text{ m}^3/\text{min}$ ) pour nettoyer les perforations et diminuer les frictions avec les parois du puits.
2. Injection de 1000 gallons ( $3.8 \text{ m}^3$ ) de « PrePad » composé du fluide WF135 avec un débit de 20 bbl/min ( $3.18 \text{ m}^3$ ), pour casser la formation et initier la fracture.
3. Injection de 20000 gallons ( $75.7 \text{ m}^3$ ) de Pad composé du fluide YF135HTD avec un débit de 40 bbl/min ( $26.2 \text{ m}^3$ ) pour propager la fracture au sein de la formation.

Les tests d'injections qui ont été préalablement effectués sur les puits (A) et (B) ont montré respectivement des valeurs de 0.78 psi/ft et 0.99 psi/ft pour le gradient de fracturation, ainsi qu'une efficacité de fluide  $\eta = 0.40$  pour la formation de Quartzite de Hamra. Afin d'assurer une efficacité du fluide semblable, les coefficients de perte en fluide des deux types de fluides choisis, le WF135 et le YF135HTD, ont été corrigés aux valeurs  $8.7 \cdot 10^{-5} \text{ m/s}^{0.5}$  et  $7.2 \cdot 10^{-5} \text{ m/s}^{0.5}$  respectivement. Permettant ainsi la calibration du « DataFRAC ».

## VIII.6 Choix des agents de soutènement « Proppant »

Dans la pratique le choix du « Proppant », se base principalement sur la pression de fermeture de la fracture « Closure pressure », définie par le gradient de fracturation et la pression de production au fond du puits « Bottomhole Production Pressure », la température au fond du puits, ainsi que la perméabilité désirée, suite à son placement au sein de la fracture. Toutefois, dans certains cas il est nécessaire de faire prévaloir des paramètres opérationnels, tels que la disponibilité du « Proppant », les conditions d'admission au sein de la fracture et le pouvoir corrosif des grains.

En général, la faible perméabilité de la formation aurait nécessité le choix d'un « Proppant » de petite mèche (i.e., grand diamètre), afin d'assurer une bonne conductivité, cependant, la forte pression de fermeture estimée de la fracture, augmenterait l'écrasement des particules, créant ainsi des fines qui colmatent les espaces entre les grains et diminueraient de la perméabilité de package de « Proppant ». De plus, le risque élevé de présence de phénomène de tortuosité au sein de la fracture modélisée pour le puits (B), pourrait causer les problèmes de « Screenout ».

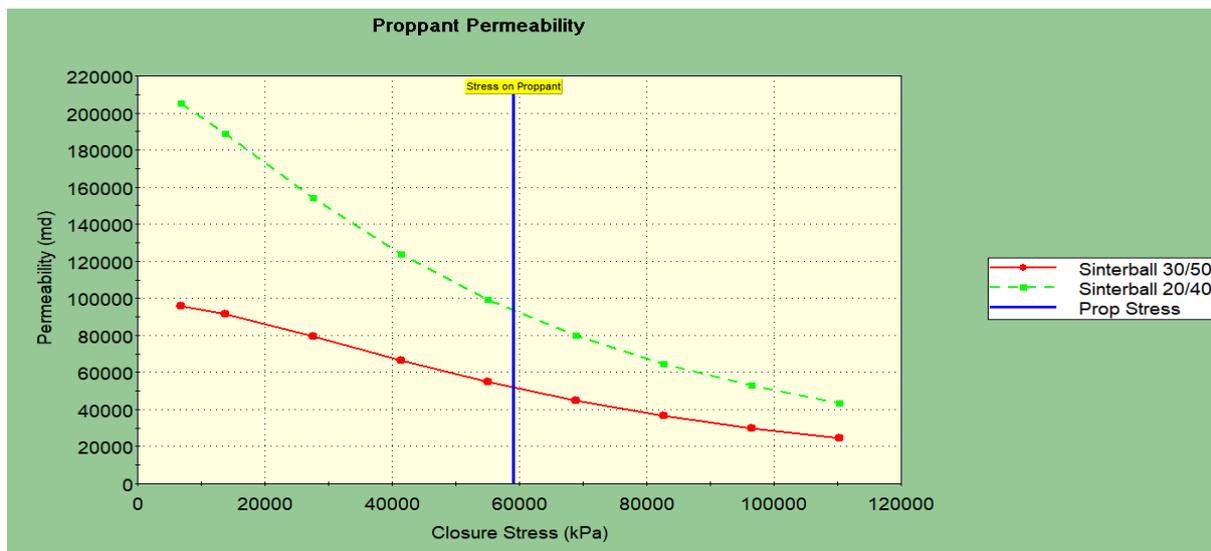


Figure VIII-5 Variation de la perméabilité des « Proppant » de type Sinterball en fonction des contraintes in-situ

Pour le puits (A), la pression de fermeture de la fracture moyennement forte, d'environ  $60700 \text{ kPa}$ , nécessite le placement de « Proppant » de résistance intermédiaire. Comme le montre la figure suivante, le « Proppant » Schlumberger de type Sinterball© possède, sous cette pression, d'excellentes perméabilités variant de  $50.000 \text{ mD}$  à  $150.000 \text{ mD}$ . Les mèches retenues au sein de cette famille ont été les mèches 30/50 et 20/40 en raison de la stabilité de leurs perméabilités avec le temps et les variations de contraintes, additionnellement au fait qu'ils aient fourni un package de bonne conductivité, dans le design de la fracturation hydraulique (voir chapitre suivant).

Concernant la fracturation au sein du puits (B), Le choix s'est porté vers les « Proppants » Schlumberger en céramique de type CarboHSP©, leur haute résistance leur permettant de garantir une bonne perméabilité même au-delà de la barrière des  $70000 \text{ kPa}$ , tel que le montre la figure suivante (Figure VIII-5), ils constituent donc une solution durable bien que coûteuse. Les mèches retenues pour ce type de « Proppant » furent la mèche 30/60 et la mèche 20/40. La sélection de la première mèche est justifiée par la nécessité de diminuer les tortuosités potentielles au début de la fracture, en augmentant le pouvoir corrosif du « Proppant », afin de garantir une meilleure admission des grains de plus grand diamètre. Il a été cependant nécessaire de respecter un certain seuil d'admissibilité, en choisissant un second « Proppant » de mèche 20/40, qui est juste au-dessous de la mèche 30/60. Enfin, comme on peut le constater sur la figure suivante, les perméabilités des deux types de proppant sélectionnés restent relativement stables par rapport à celle du CarboHSP 16/30 qui décroît rapidement avec l'augmentation des contraintes de fermetures de la fracture.

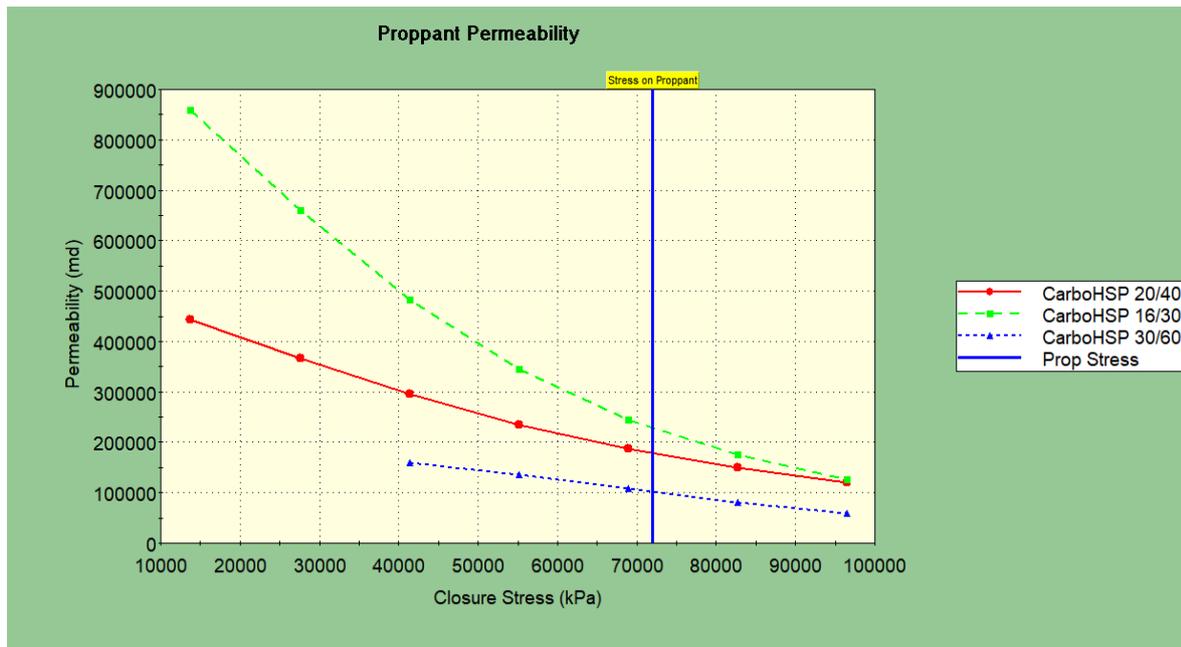


Figure VIII-6 Variation de la perméabilité des « Proppant » de type CarboHSP en fonction des contraintes in-situ

### VIII.7 Etablissement du programme des pompes « Pump Schedule »

La modélisation de la fracturation hydraulique fait appel à différentes disciplines, dont l'ingénierie du réservoir, pour définir les valeurs de la longueur effective et de la perméabilité effective requises, la mécanique des roches, pour estimer la géométrie désirée, la mécanique des fluides, pour le transport des agents de soutènement et la rhéologie pour les propriétés des fluides, enfin, le choix des matériaux et les considérations opérationnelles sur place.

Le résultat de ces processus est la « programmation du pompage », qui inclut le volume du « Pad » nécessaire à la pénétration de la fracture, ainsi que la programmation de l'injection des agents de soutènement, pour assurer la productivité post fracturation désirée.

Suite à la détermination des objectifs de la modélisation et la définition des variables, la programmation de l'injection des agents de soutènement est introduite dans le simulateur de fracture FracCade, afin de procéder aux calculs de modélisation, en se basant sur les diverses lois et corrélation liées aux mécanismes de la fracturation hydraulique (5).

La programmation de pompage est présentée comme un tableau, contenant les informations de chaque étape de pompage, selon un certain ordre. Parmi ces informations on retient :

- Les phases d'injection : Prepad, Pad, Slurry et Flush ;
- Les débits et temps de pompage ;
- Les types de « Proppant » utilisés ;
- Les types de fluides utilisés ;
- Les volumes de fluide ainsi que leurs concentrations en proppant.

Les différents fluides et « Proppants » ayant été choisis pour les deux puits (A) et (B), une programmation préliminaire de pompage a été construite pour chacun des puits, celle-ci

s'est basée sur des opérations de fracturation ayant été réalisées sur des puits visant la formation des Quartzites de Hamra dans la région étudiée. De plus à l'efficacité du « Pad » ( $\eta$ ), calibrée par les données de teste d'injection mentionnée dans le titre (VIII.5), les paramètres retenus de cette programmation préliminaire furent les suivants :

- La valeur caractéristique du volume du « Pad » pour la formation des quartzites de Hamra d'environ  $75 \text{ m}^3$  qui a représenté un repère pour les programmations suivantes ;
- Les phases de « PrePad » et de « Flush » dont les paramètres sont restés fixes dans l'évolution de la programmation du fait qu'elles représentent des phases secondaires n'ayant qu'un très faible effet sur la variation du design ;
- L'épaisseur soutenue moyenne « Average Propped Width » d'environ  $2.5 \text{ mm}$  qui est caractéristique des opérations de fracturation hydraulique de la formation étudiée.

Par la suite, divers scénarios ont été construits sur la base de cette programmation préliminaire en variant le nombre de phases de « Slurry », leurs concentrations en proppant, la distribution des deux types de proppant entre les phases ainsi que les débits de pompage de ces dernières. Ces variations ayant pour objectif primaire, l'obtention d'une géométrie assurant une demie longueur de fracture dépassant les  $75 \text{ m}$ , elles ont été conditionnées, entre autres, par les paramètres caractéristiques de la géométrie de la fracture et de sa conductivité suivant :

- Le confinement de la fracture entre les barrières de contraintes ;
- La moyenne de la largeur soutenue d'environ  $2.5 \text{ mm}$  ainsi que sa stabilité sur toute la longueur soutenue de la fracture ;
- La conductivité adimensionnelle de la fracture supérieure à 1.

Afin d'assurer la réalisation d'un « Tip-Screenout » pour l'augmentation de la conductivité de la fracture, le pourcentage adéquat du « Pad »  $f_{pad}$ , est calculé à partir de l'efficacité du fluide de fracturation, observée lors des tests d'injection selon l'équation suivante :

$$f_{pad} = \frac{1 - \eta}{1 + \eta}$$

Étant donné que l'efficacité du « Pad » pour une stimulation par fracturation hydraulique dans cette région est de  $\eta = 0.40$ , la fraction du pad qui se devait d'être respectée pour chaque programmation a été de  $42.6\%$ . Une variation de  $\pm 5\%$  sur cette fraction a été tolérée, pour ce paramètre afin d'assurer l'objectif du « Tip-Screenout » tout en respectant les conditions susmentionnées.

Le débit de pompage maximal des fluides (incluant le « Pad » et le « Slurry ») de  $6.36 \text{ m}^3/\text{min}$  a été choisi car il garantit une meilleure ouverture de la fracture, selon des observations sur les différentes opérations réalisées dans la région.

Par la suite, une injection du fluide visqueux, avec des concentrations de « Proppant » évoluant graduellement, a été programmée avec variation des volumes de fluides à chaque étape.

Dans le cas du puits (A), 8 phases de « Slurry » ont été injectées à un débit de  $6.363 \text{ m}^3/\text{min}$ , avec incrémentation graduelle de la concentration en « Proppant » de 1 PPG (Pound Per Gallon), ce qui équivaut à environ  $120 \text{ Kg}/\text{m}^3$  (Kilogramme Par Mètre Cube), avec remplacement de « Proppant Sinterball » 30/50 par le « Proppant Sinterball » 20/40 à partir de la 6ème phase.

Pour le puits (B), les 9 phases de « Slurry » qui ont été pompées au même débit que le « Pad », l'incrémentation a été de 0.5 PPG ( $60 \text{ Kg}/\text{m}^3$ ), jusqu'à atteindre les 3PPG durant les 5 premières phases de « Slurry », contenant le « Proppant » CarboHSP 30/60 de petit diamètre. Cette stratégie de placement du proppant de petit diamètre a pour objectif de prolonger son injection, ce qui aura pour résultat, de contrecarrer aux effets de la variation du régime de contraintes, étudiées dans le modèle géomécanique de la zone d'intérêt. De même que pour le puits (A), les dernières phases, au nombre de quatre, ont été consacrées au placement du proppant de grand diamètre, le CarboHSP 20/40, avec une augmentation de l'incrémentation de la concentration à 1PPG pour atteindre les 6PPG à la 9-ème phase.

Les premières phases d'injection dans les deux puits, précédant celle de la concentration de 4PPG, ont eu pour objectif, l'injection d'un maximum de « Proppant » et l'érosion des surfaces intérieurs de la fracture, car à partir de cette concentration, il y a risque de formation de « Screenout » surtout dans les régions proches du périmètre du puits. Quant aux 3 à 4 dernières phases dont le diamètre de « Proppant » est le plus grand, leurs volumes ont été adaptés graduellement entre les différents scénarios de pompage, afin d'améliorer l'équilibre de la valeur moyenne de l'épaisseur soutenue, dans les régions précédant celle où le « Bridging » (création de ponts) débute. L'augmentation du diamètre du « Proppant » lors de ces étapes d'injection, a pour objectif d'améliorer la conductivité de la fracture, suite au début du coincement des petites particules de « Proppant » aux extrémités de la fracture, qui coïncide avec le début du « Tip-Screenout ». Cependant, étant donné le fait qu'elles doivent être injectées rapidement pour éviter le reflux des particules dans le puits, leurs volumes ont été limités afin que leur pompage se fasse en moins de 10 min.

Suite à l'études des résultats de ces divers scénarios selon les conditions et paramètres susmentionnés ainsi que leur amélioration basée sur interprétations des courbes caractéristiques dont il est question dans le chapitre suivant, les programmations de pompages des puits (A) et (B) retenues sont données dans les tableaux ci-dessous.

Pour conclure, le design de la fracturation hydraulique du puits (A) considère un volume total de  $196.2 \text{ m}^3$  de fluides injectés en 33.8 min dont le « Pad » représente 45.5 %, le reste étant chargé de 53800kg de « Proppant » tous types confondus, pour former un volume de « Slurry » de  $211.00 \text{ m}^3$ . Le design de la fracturation hydraulique du puits (B), se base sur le pompage de  $238.4 \text{ m}^3$  de fluide en 39 min, dont 41.5% représentent le « Pad » et 48200 kg de « Proppant », qui avec le pourcentage du fluide restant formeront  $251.9 \text{ m}^3$  de « Slurry ».

Tableau VIII-2 Programmation de pompage retenue pour la simulation du design de la fracturation hydraulique au sein du puits (A)

Phase	Type de fluide	Débit d'injection	Volume injecté	Type de proppant	Concentration du proppant	Volume du « Slurry »	Durée de pompage
		M3/h	M3	/	Kg/m2	M3	Min
« PrePad »	WF 135	3.62	3.79	/	0.00	3.79	1.19
« Pad »	YF 135 HTD	4.19	75.71	/	0.00	75.71	11.90
« Slurry » 1PPG	YF 135 HTD	4.19	9.46	Sinterball 30/50	119.83	9.77	1.59
« Slurry » 2 PPG	YF 135 HTD	4.19	9.46	Sinterball 30/50	239.56	10.08	1.58
« Slurry » 3PPG	YF 135 HTD	4.19	9.46	Sinterball 30/50	359.48	19.39	1.63
« Slurry » 4 PPG	YF 135 HTD	4.19	9.46	Sinterball 30/50	479.31	10.69	1.68
« Slurry » 5 PPG	YF 135 HTD	4.19	9.46	Sinterball 30/50	599.13	11.00	1.73
« Slurry » 6PPG	YF 135 HTD	4.19	17.03	Sinterball 20/40	718.96	20.42	3.21
« Slurry » 7 PPG	YF 135 HTD	4.19	7.57	Sinterball 20/40	838.78	9.33	1.47
« Slurry » 8 PPG	YF 135 HTD	4.19	19.93	Sinterball 20/40	958.61	23.94	3.76
« Flush »	WF 135	3.62	25.88	/	0.00	25.88	4.07

Tableau VIII-3 Programmation de pompage retenue pour la simulation du design de la fracturation hydraulique au sein du puits (A)

Phase	Type de fluide	Débit d'injection	Volume injecté	Type de proppant	Concentration du proppant	Volume du « Slurry »	Durée de pompage
		M3/h	M3	/	Kg/m2	M3	Min
« PrePad »	WF 135	3.62	3.79	/	0.00	3.79	1.19
« Pad »	YF 135 HTD	4.19	87.06	/	0.00	87.06	13.69
« Slurry » 1PPG	YF 135 HTD	4.19	11.81	CarboHSP 30/60	119.83	12.20	1.92
« Slurry » 0.5PPG	YF 135 HTD	4.19	12.11	CarboHSP 30/60	179.74	12.72	2.00
« Slurry » 2PPG	YF 135 HTD	4.19	14.54	CarboHSP 30/60	239.65	15.51	2.44
« Slurry » 2.5PPG	YF 135 HTD	4.19	14.01	CarboHSP 30/60	299.57	15.17	2.39
« Slurry » 3PPG	YF 135 HTD	4.19	12.11	CarboHSP 30/60	359.48	13.32	2.09
« Slurry » 3.5PPG	YF 135 HTD	4.19	13.25	CarboHSP 20/40	419.39	14.82	2.33
« Slurry » 4PPG	YF 135 HTD	4.19	14.76	CarboHSP 20/40	479.31	16.76	2.64
« Slurry » 5PPG	YF 135 HTD	4.19	12.87	CarboHSP 20/40	599.13	15.05	2.37
« Slurry » 6PPG	YF 135 HTD	4.19	17.03	CarboHSP 20/40	718.96	20.49	3.22
« Flush »	WF 135	3.62	25.02	/	0.00	25.02	5.21

# Chapitre 8

Interprétation des designs de fracturation  
hydraulique obtenues

## IX Interprétation des designs de fracturation hydraulique obtenues

### IX.1 Introduction

La simulation des programmes de pompage élaborés pour les deux puits s'est faite suivant un model adéquat. Ce dernier prend en considération le fait que la fracture s'initie dans la zone où la contrainte est la plus faible et que la hauteur de la fracture sera déterminée par les pics de contraintes et les propriétés mécaniques de la formation caractérisant la zone de confinement.

Les données de fin de traitement pour les deux puits sont représentées dans les tableau suivant

Tableau IX-1 Résultats de simulations de fracturation hydraulique dans les puits (A) et (B)

Résultats	Puits A	Puits B
Demi longueur maximale de la fracture (m)	181	123
Demi longueur soutenue (m)	105	83
Demi longueur de la fracture à la du traitement (m)	129	88
Hauteur de la fracture à la fin du traitement (m)	62	56
Épaisseur moyenne soutenue aux abords du puits (mm)	2.3	3.1
Épaisseur moyenne soutenue de sur toute la fracture (mm)	2.3	2.4
Valeur de la pression nette à la fin du traitement (kPa)	6181	9989
Valeur maximale de la pression d'éjection atteinte durant le traitement (kPa)	47323	68154
Conductivité adimensionnelle $C_{fd}$	37.5	1.2

Ces données nous renseignent principalement sur la géométrie de la fracture, l'évolution des profils de pression lors du traitement et la conductivité de la fracture.

## IX.2 La géométrie de la fracture

Comme préalablement énoncé dans le titre (III.6.3) la géométrie d'une fracture est définie par sa demi-longueur, sa hauteur et son épaisseur.

### IX.2.1 Puits (A)

La géométrie de la fracture obtenue pour le puits (A) est caractérisée par les deux figures suivantes

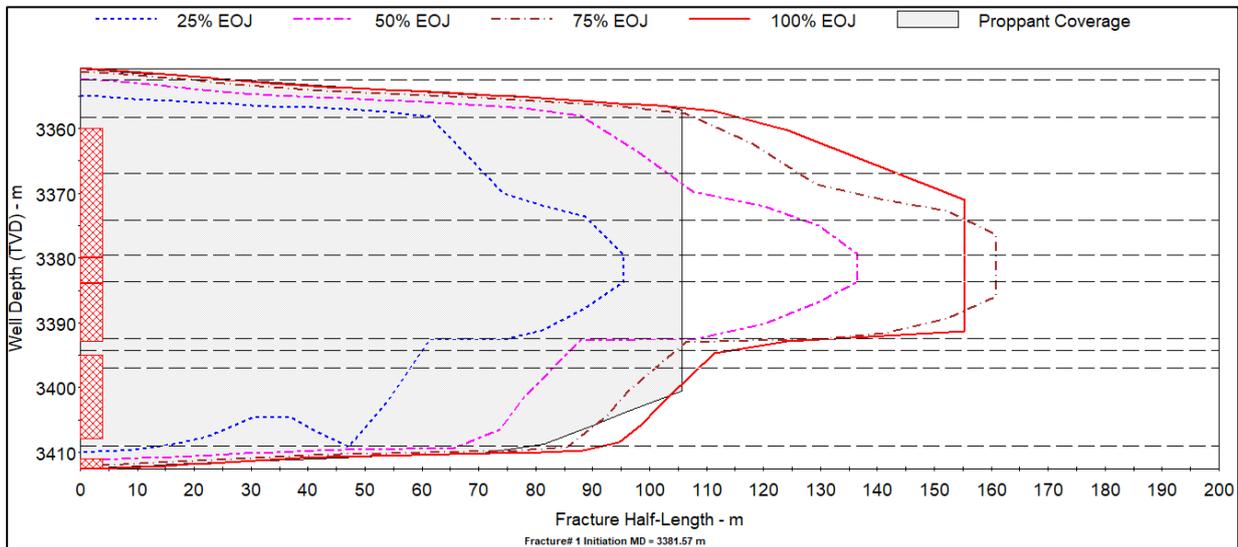


Figure IX-1 Évolution de la géométrie de la fracture dans le puits (A) en fonction du temps de traitement

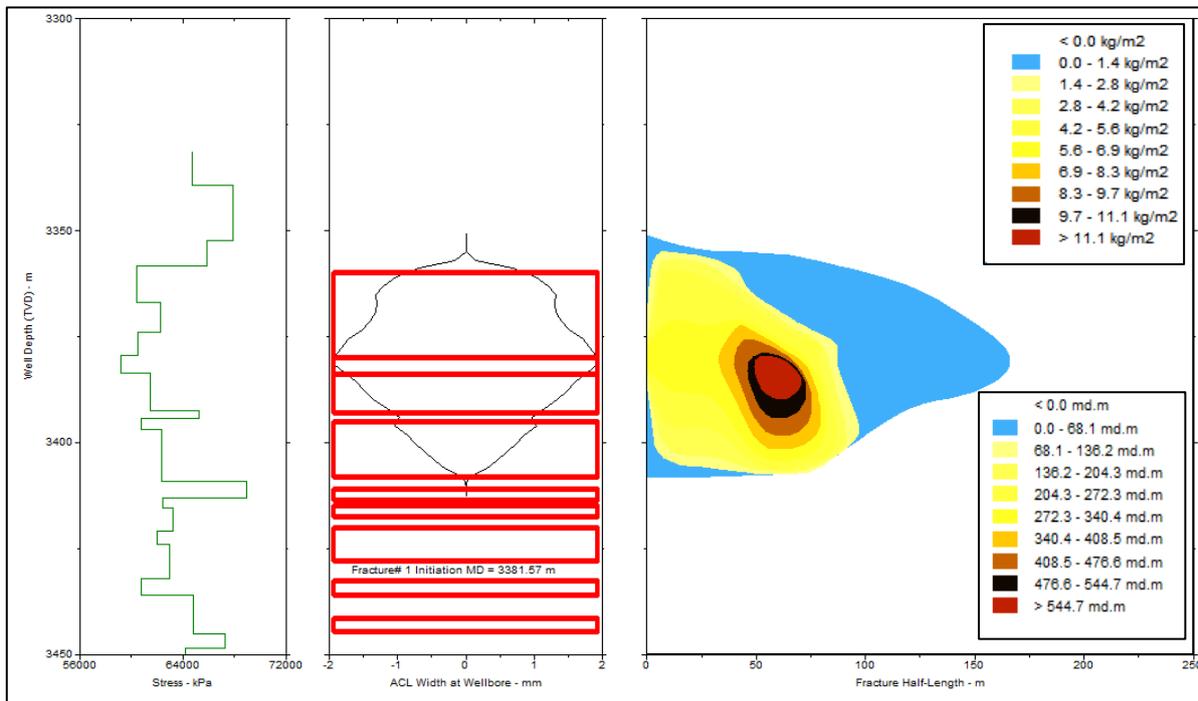


Figure IX-2 Distribution du « Proppant » au sein de la fracture dans le puits (A)

### a Demi longueur

En se référant aux deux figures, on remarque que sur la demi longueur totale de la fracture créée (181 m) uniquement une demi longueur de 106 m est soutenue par le « Proppant ». Ceci est principalement dû au phénomène de « Bridging » qui apparait lorsque l'épaisseur de la fracture est inférieure à 2.5 fois celle du « Proppant ».

### b Hauteur de la fracture

La fracture s'initie à la profondeur 3381 m caractérisée par une contrainte minimale d'environ 60000 kPa, pour se propager et atteindre une hauteur de 61 m. La figure (Figure IX-3) montre que la hauteur de la fracture est confinée entre les deux profondeurs 3355 m et 3415 m correspondant respectivement à des moyennes de contrainte de 65850 Kpa et 68906 kPa.

### c Épaisseur

La Figure (Figure IX-4) montre que l'épaisseur moyenne soutenue de la fracture aux abords du puits (ACL width at wellbore) est aux alentours de 2.3 mm. Cette figure nous renseigne également sur la distribution et la concentration du « Proppant » au sein de la fracture ainsi que la conductivité effective (mD.m) de cette dernière. On remarque que, les zones les plus concentrées en « Proppant », sont automatiquement plus conductrice.

## IX.2.2 Puits (B)

Pour la fracture hydraulique obtenue suite au design exécuté pour le puits (B), les paramètres de géométrie sont donnés dans les figures ci-dessous.

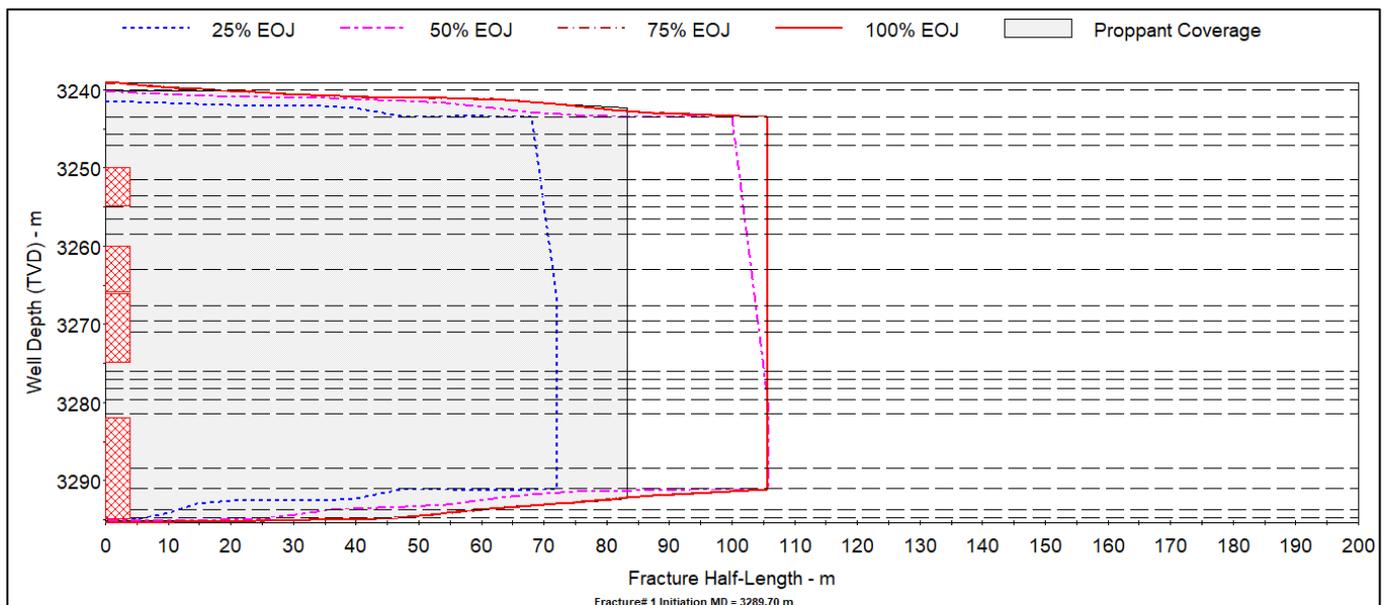


Figure IX-3 Évolution de la géométrie de la fracture dans le puits (B) en fonction du temps de traitement

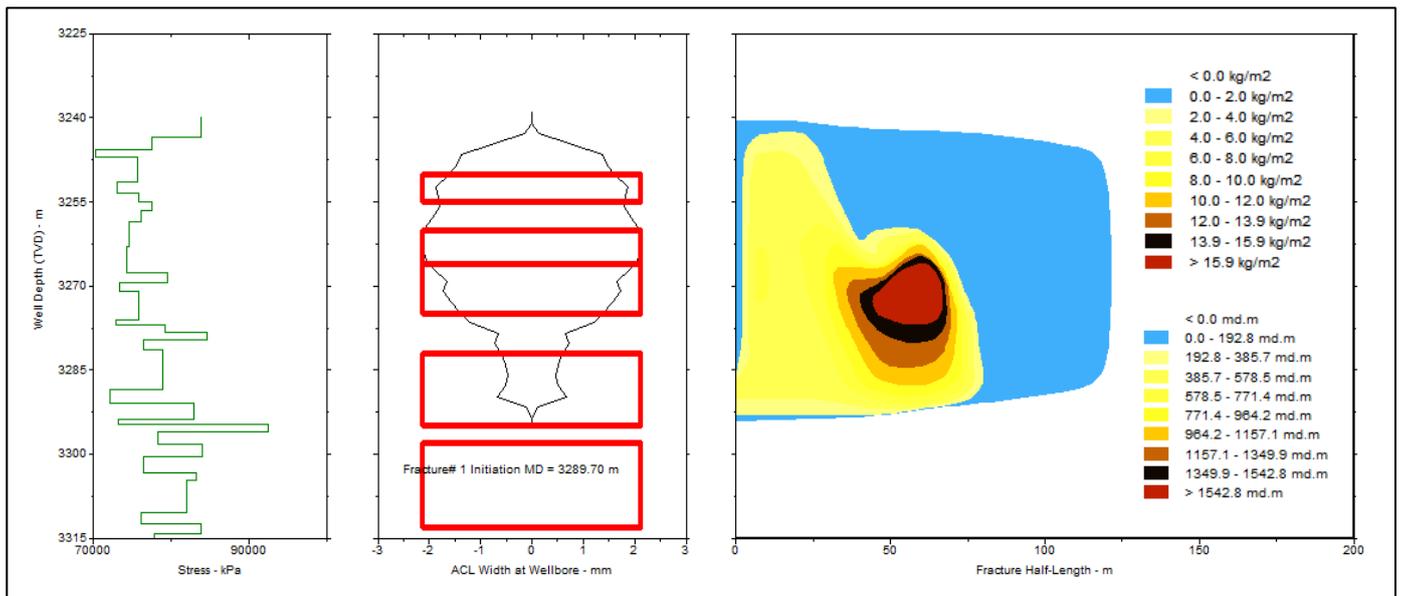


Figure IX-4 Distribution du « Proppant » au sein de la fracture dans le puits (B)

### a Demi longueur

La figure (Figure IX-5) donnant l'évolution de la propagation de la fracture en fonction de l'avancement du pompage, montre une résorption de la demi longueur de la fracture de sa valeur maximale de 123 m en cours de pompage jusqu'à atteindre les 88 m à la fin du pompage. Seuls 82 m de cette valeur sont soutenus par le « Proppant » suite au début du « Tip-Screenout »

### b Hauteur de la fracture

Suite à son initiation à la profondeur 3289 m, où la contrainte horizontale est minimale, environ 72100 kPa, la fracture s'est propagée en hauteur pour atteindre la barrière de contrainte supérieure de la formation de 83877 kPa à 3240 m, puis a arrêté sa propagation en profondeur à la barrière stipulée par le modèle géomécanique à la profondeur de 3295 m où la contrainte horizontale est égale à 92470 kPa. Tel qu'on peut le voir sur la figure (Figure IX-6), La hauteur couverte par la fracture a atteint ainsi les 56.3 m à l'arrêt des pompes.

### c Épaisseur

On remarque sur la figure (Figure IX-4), qu'à la fermeture de la fracture l'épaisseur moyenne de la fracture au périmètre du puits est de 2.4 mm. Cette dernière est plus importante dans les parties supérieures de la fracture étant donné que les valeurs de la contrainte horizontales sont moins importantes au sein du confinement compris entre 3240 m et 3278 m comparativement à celles comprises entre 3278 m et 3295 m. Par ailleurs, on remarque que la distribution de la concentration du « Proppant » augmente avec la distance au sein de la fracture jusqu'à dépasser les 15.9 kg/m² entre 50 et 75m de la demi longueur de la fracture, cette concentration assurera donc une conductivité supérieure à 1500 md/m.

### IX.3 Évolution des profils de pressions lors du traitement

Divers profils de pression sont enregistrés durant un traitement de fracturation hydraulique. En effet, lors de l'exécution d'une opération de fracturation hydraulique, l'analyse et l'étude des pressions qui se manifestent en surface et en profondeur, constitue un outil primordial pour la réalisation d'un traitement concluant.

Les figures (B-1 ; B-2 ; B-3 ; B-4 de l'annexe B) représentent notamment les principaux profils de pressions en fonction du temps de traitement. En outre, la pression de fond de puits (Bottomhole Pressure BHP), la pression de surface ou d'injection (Surface Pressure) et la pression nette de la fracture (Net Pressure).

#### IX.3.1 Pression de fond de puits

La pression de fond de puits (BHP) est la pression générée par le fluide occupant le volume du puits. Celle-ci doit être équilibrée de sorte qu'elle soit supérieure à la pression de la formation, pour éviter que les fluides de cette dernière ne s'écoulent vers le puits, tout en évitant de casser la formation (17). Cela dit, en fracturation hydraulique ou le but est de stimuler la formation, la pression de fond de puits doit dépasser la contrainte minimale afin de créer et propager la fracture vers le réservoir ciblé.

#### IX.3.2 Pression d'injection

La pression d'injection est la pression du fluide injecté lors du traitement. La pression d'injection constitue un paramètre critique de l'opération de fracturation hydraulique. En effet, celle-ci se doit être assez élevée pour pouvoir transporter le fluide au sien du puits et à l'intérieur de la formation, tout en respectant les valeurs limites que peuvent admettre les équipements de pompage en surface (17).

Cette pression peut être calculer avec l'équation suivante

$$P_{inj} = BHP - P_h + P_{pipe Friction}$$

*P<sub>inj</sub>*: Pression d'injection

*BHP*: Pression de fond de puits

*P<sub>h</sub>* : Pression hydrostatique

*P<sub>pipe Friction</sub>*: Pression générer par les frictions avec les parois du puits.

On remarque donc que la pression de fond de puits a une influence directe sur la pression d'injection.

Les figures montrant les variations de la pression d'injection en fonction du temps de traitement sont représentées dans l'annexe B.

Pour les deux puits on remarque que le profil de la pression d'injection peut être devisé en 4 segments pendant la durée du traitement.

1. Le premier d'une durée d'environ 2 min pour les deux puits, caractérise les phases de pompage du « PrePAD » et du « Pad ». Durant ce segment, la pression d'injection augmente pour passer du débit de 3.18 m<sup>3</sup>/min de la phase « PrePAD », au débit de 6.36 m<sup>3</sup>/min de la phase PAD atteignant des valeurs maximales de 47323 kPa pour le puits (A)

et 68154 kPa pour le puits (B). Une légère diminution de la pression d'injection après environ 3 min de pompage indique l'initiation de la fracture dans la formation.

2. Le deuxième avec une durée de 7 min pour les deux puits, montre un léger déclin de la pression d'injection. Cela est principalement dû à l'augmentation de la hauteur de la fracture.
3. Le troisième avec une durée de 17 min pour le puits (A) et 22 min pour le puits (B), caractérise les phases de pompage du « Slurry ». L'évolution en déclin de la pression d'injection lors de cette période est due à l'augmentation de la densité du fluide constituant la colonne hydrostatique dans le puits et de ce fait l'augmentation de la pression hydrostatique.
4. Le quatrième et dernier segment d'une durée d'environ 4 min pour le puits (A) et 2 min pour le puits (B), caractérise la dernière phase de pompage qui est le Flush. La densité du fluide composant le « Flush » étant moins élevée que celle du « Slurry », la pression hydrostatique diminue ce qui permettra à la pression de surface d'augmenter.

### IX.3.3 Pression nette

Comme préalablement établie dans le titre (IV.6.3.1), la pression nette est la pression du fluide contenue à l'intérieur de la géométrie de la fracture, et qui maintient la fracture ouverte durant le traitement de fracturation hydraulique.

Les figures montrant les variations de la pression nette en fonction du temps de traitement sont représentées dans l'annexe B.

Le profil de la pression nette obtenue dans le puits (A) peut être divisé en 4 segments tel que représenté sur la figure (B-3 de l'annexe B).

1. Le premier avec une durée d'environ 1 min, caractérise l'initiation de la fracture. La pression nette lors de ce segment augmente, du fait du fluide alimentant la fracture avec un débit croissant (de  $3.18 \text{ m}^3/\text{min}$  à  $6.36 \text{ m}^3/\text{min}$ ).
2. Le deuxième avec une durée de 1 min également, indique une diminution de la pression nette. Cette diminution est due à l'augmentation de la géométrie de la fracture, notamment la hauteur.
3. Le troisième segment, qui est le plus long avec une durée de 24 min, montre une allure croissante de la pression nette. Ceci est dû à l'augmentation de la demi longueur de la fracture, et au fait qu'elle soit occupée par un fluide plus visqueux et plus dense contenant du « Proppant ».
4. Le quatrième segment d'une durée de 3 min, caractérise le phénomène de « Tip Screenout » qui apparaît à environ 27 min de temps de pompage où la pression nette de la fracture atteint sa valeur maximale de 6181 kPa.

Quant au profil de pression nette obtenue suite à la modélisation de la fracture du puits (B) (Figure B-4 de l'annexe B), son évolution peut être interprétée comme suit :

1. On remarque que la pression nette, à partir du moment de l'initiation de la fracture à 2 min du début de pompage, augmente progressivement avec l'injection du « Pad » qui se fait suivant un plus fort débit que le « Prepad » (mêmes valeurs que le modèle

du puits (A)), jusqu'à environ 3 min du début du pompage. Ce qui indique l'initiation de la fracture.

2. Par la suite, on remarque une diminution de la pente de la pression nette qui peut être liée à la propagation de la fracture en hauteur, jusqu'à ce qu'elle se stabilise à environ 3 min lorsque cette propagation s'homogénéise entre la longueur et la hauteur.
3. Une seconde phase de faible augmentation d'environ 300 kPa, est observable entre 4,6 min et 9 min suite au début de pompage, celle-ci aurait pour cause l'augmentation de la longueur de la fracture et son confinement en hauteur.
4. Suite à cela, intervient le segment situé entre la 9ème et la 25ème minute de pompage où la pression nette connaît 3 zones de diminution d'environ 400 kPa, de la tendance observée préalablement, avec retour aux valeurs normales entre chacune des zones. Cette diminution est probablement due au fait que la pression au sein de la fracture ait surpassé la barrière de contrainte susmentionnée, en induisant donc la propagation de la fracture dans la zone de confinement supérieure.
5. Enfin le dernier segment caractéristique du début du « Tip-Screenout » qui dure de la 25ème minute à la fin de pompage et induit une forte pressurisation de la fracture étant donnée l'arrêt de sa propagation et le maintien du pompage du « Slurry ».

#### **IX.4 Conductivité de la fracture**

La conductivité de la fracture est caractérisée par le diagramme de la capacité d'écoulement « Flow Capacity » de la fracture. Celui-ci est une représentation des variations de l'épaisseur soutenue et de la conductivité en fonction de la demi longueur de la fracture. (Voir les figures B-6 et B-5 de l'annexe B)

Tel que mentionné dans le titre (VII.7), l'objectif est d'assurer une bonne stabilité de l'épaisseur soutenue d'environ 2.5 mm sur toute la longueur de la fracture afin de garantir une conductivité optimale qui assurera l'écoulement des fluides produits vers le puits.

Tel qu'on peut l'observer sur les diagrammes de capacité d'écoulement des puits (A) et (B), la conductivité ainsi que l'épaisseur soutenue sont caractérisées par un creux dans leur profil dans les zones proches du puits, cependant, les diminutions de ces deux paramètres restent tolérables avec des valeurs d'environ 2 mm d'épaisseur et 150 md. m de conductivité pour le puits (A) et 2 mm d'épaisseur et 300 md. m de conductivité pour le puits (B). Celles-ci peuvent être liées à une mauvaise distribution verticale des modèles de fracturations due à des chemins préférentiels suivis par les particules.

De plus, suite à l'injection du « Slurry » au sein de la fracture, les grains de « Proppant » Sinterball et CarboHSP de petits diamètres, possèdent une densité importante et tendent à se concentrer vers les extrémités basses des fractures, jusqu'aux points où la largeur de la fracture ne permet plus l'admission de ces dernières. Le phénomène de « Bridging » débute alors à 100 m de la demi longueur de la fracture pour le puits (A) et 80 m pour le puits (B) où le « Proppant » se cesse de se propager vers l'extrémité de la fracture et tend à augmenter sa concentration vers les valeurs de demi longueur de 65 m pour le puits (A) et 60 m pour le puits (B) ce qui se manifeste sur les deux figures (B-5 et B-6 de l'annexe B) par l'augmentation de l'épaisseur soutenue de la fracture ainsi que de la conductivité dans cette zone.

Suite à cela, l'arrivée des derniers volumes de « Proppant » de petit calibre et ceux du « Proppant » de plus gros calibre, lorsqu'ils trouvent leur progression arrêtée par le tassement formé préalablement, se déposent dans les zones intermédiaires de la fracture et assurent une épaisseur soutenue d'environ 3 mm entre les 10 et 40 premiers mètres de la fracture pour une conductivité d'environ 500 md. m.

### **IX.5 Analyse de sensibilité**

Pour tester la fiabilité du model ainsi que ses limites, une analyse de sensibilité de celui-ci a été effectuée suivant le degré d'incertitude relatif au profil de la contrainte minimale.

Afin d'analyser la stabilité des barrières de contraintes caractérisant la zone de confinement au sein de laquelle la fracture s'est créée, une simulation avec des valeurs de  $\pm 10\%$  du profil de la contrainte minimale par rapport à la contrainte de la zone d'initiations a permis d'obtenir les résultats suivants :

Pour les valeurs de contraintes à  $+10\%$ , on remarque que la fracture reste contenue dans la zone de confinement, avec une légère diminution de la hauteur et une augmentation de la demi longueur, d'environ 42 m pour le puits (A) (voir figure B-7 annexe B) et 27 m pour le puits (B) (voir figure B-8 annexe B). Ces changements de géométrie, sont dus au fait que les valeurs de contraintes aient augmentées, induisant ainsi des difficultés de propagation en hauteur, compensées en longueur du fait de la pression au sein de la fracture. Quant à la pression nette, (figures B-9 et B-10 annexe B) on remarque que celle-ci augmente, chose qui est due à l'augmentation de la demi longueur de la fracture et la diminution de sa hauteur.

Pour les valeurs de contraintes à  $-10\%$ , on remarque une augmentation importante de la hauteur pour le puits (A) (plus de 25m) avec une diminution de la demi longueur d'environ 40m (figure B-7 annexe B). L'augmentation de la hauteur de la fracture suivant la profondeur du puits, jusqu'à atteindre les 3438 m, est une indication sur le fait que la barrière caractérisant la profondeur 3415m ne pourrait contenir la propagation de la fracture. Quant au puits (B) (voir figure B-8 annexe B), l'augmentation en largeur reste beaucoup moins importante et la demi longueur reste inchangée. Ceci est une indication sur la stabilité des barrières caractérisant la zone de confinement de la fracture. Pour la pression nette, on remarque que celle-ci diminue du fait de l'augmentation de la hauteur de la fracture (voir figures B-9 et B-10 annexe).

## IX.6 Conclusions et recommandations

L'élaboration des designs de fracturations hydraulique à l'aide du logiciel de Schlumberger FracCade à partir des résultats de la modélisation géomécanique conjointement avec les données de diagraphie disponible, a été faite pour les deux puits (A) et (B) visant l'étude de la stimulation de la formation des Quartzites de Hamra. En premier, les fluides et les agents de soutènement « Proppant » utilisés lors de la fracturation hydraulique ont été choisis sur la base des caractéristiques pétrophysiques et mécaniques. Par la suite, des simulations de programmation de pompages ont été exécutées pour l'appréciation de l'effet des variations des phases de pompage sur les propriétés de fracturations hydrauliques résultantes. Enfin, l'analyse des variations des facteurs décrivant les designs obtenus a été faite pour chaque cas dans l'objectif de d'optimiser la stimulation du réservoir des Quartzites de Hamra. Les conclusions tirées de cette étude sont les suivantes :

- Les points d'initiation des fractures hydrauliques coïncident avec les profondeurs connaissant une contrainte horizontale minimale pour chaque zone. Ces profondeurs sont de 3381.5 m pour le puits (A) et 3289,7 m pour le puits (B).
- Les fractures hydrauliques se sont propagées verticalement sur des hauteurs de 61 m pour le puits (A) avec confinement entre les profondeurs 3354 m et 3415 m et 56 m pour le puits (B) avec confinement entre 3240 m et 3295m.
- Le confinement observé dans les profils de contraintes de la zone du puits (B) comporte un passage au régime de failles inverses devenant important vers son bas à partir du pic de contrainte de profondeur de 3278 m ce qui aura pour effet le serrement de la fracture, l'occurrence de « Screenout » et un risque important de tortuosité des chemins liant le puits au corps principal de celle-ci.
- L'état de contrainte nettement plus compressif de la zone du puits (B), comparativement au puits (A) a nécessité le choix de « Proppant » plus résistant à la compression avec des dimensions plus faibles pour parier aux problèmes de distribution au sein de la fracture.
- Les valeurs des pressions nettes et des pressions d'injection nettement plus élevées dans la zone du puits (B) (9989 kPa de Pnet et 68154 kPa de Pinj ) que celles de la zone du puits (A) (6181 kPa de Pnet et 47323 kPa de Pinj ) reviennent aux différences existant dans les propriétés élastiques et les régimes de contraintes entre les deux zones.
- La conductivité adimensionnelle obtenue pour les deux puits montre des valeurs concluantes (supérieures à 1) concernant la productivité de leurs fractures assurant de surcroit une bonne stimulation.
- L'analyse de sensibilité suivant le contraste  $\pm 10\%$  du profil de la contrainte minimale indique que les zones de confinement restent relativement stables. Cependant, d'importantes variations des dimensions de la fracture dans le puits (A) (augmentation considérable de la hauteur avec le contraste  $-10\%$ ) et une augmentation de la pression nette de la fracture dans le puits (B) avec le contraste  $+10\%$  sont à prendre en considération lors de l'exécution des opérations.

Il en résulte alors que le succès de l'opération de stimulation du réservoir des Quartzites de Hamra est fortement dépendant des variations des caractéristiques géomécaniques des zones étudiées et constitue un exercice complexe mais réalisable.

Dans l'objectif de réduire les incertitudes liées aux estimations des paramètres nécessaires au design de la fracturation hydraulique et à l'appréciation de sa rentabilité les recommandations suivantes sont à noter.

- Obtenir les pressions du réservoir à partir des essais DST ou des puits avoisinants afin d'apprécier son apport en fluide à la fracture et d'en estimer son rendement à travers le temps ;
- Procéder à une initiation de la fracture hydraulique au sein du puits (B) dans la zone supérieure du réservoir à l'aide d'obturateurs à haut différentiel de pression pour assurer une meilleur demi longueur, une meilleure distribution du « Proppant » et de diminuer les risques liés aux variations du régime de failles ;
- Simuler des programmations de pompage avec de plus fortes concentrations de « Proppant » afin d'en apprécier l'effet sur l'amélioration du profil de l'épaisseur soutenue.

## X Conclusion générale

L'étude de la stimulation du réservoir des Quartzites de Hamra du Sud Algérien par fracturation hydraulique au sein de deux puits visant la même formation des régions proches a été faite dans le cadre de ce projet. En premier lieu, des recherches ont été réalisées sur les principes d'acquisition de données pétrolières, de géomécanique et de fracturation hydraulique afin de discerner les lois et mécanismes les plus importants régissant ces domaines dans le cadre de leurs aspects pratiques. Par la suite, des modèles géomécaniques ont été construits suivant des « workflows » adaptés suite au traitement des données disponibles pour les deux cas. Cette étape s'est conclue par l'obtention des propriétés d'élasticité et de résistance des roches ainsi que les profils de contraintes in-situ. Enfin, différentes simulations de designs de fracturation hydraulique ont été conçues et analysées afin d'en déduire des considérations opérationnelles adaptées à une stimulation réussie de la formation gréseuse et compacte des Quartzites de Hamra.

Les modèles géomécaniques réalisées pour les deux zones choisies ont permis de remarquer des variations notables dans les propriétés d'élasticité des roches. Les augmentations de ces paramètres observées d'une zone à une autre s'explique par les différences de rigidité des Quartzites. De plus, ces changements de rigidité ont pu être liées à des amplifications des contraintes d'origine tectoniques rendant ainsi les formations soumises à de plus fortes compressions. En effet, le système de failles semble intervertir les contraintes principales horizontales du régime à failles transformantes,  $S_{h\ min} < S_v < S_{H\ max}$ , au régime à failles inverse,  $S_v < S_{h\ min} < S_{H\ max}$ , plus compressif.

Les designs de fracturation hydraulique ayant été sélectionnés en prenant en considération les observations géomécaniques, ont rendu possible l'appréciation des comportements des fractures simulée dans chaque zone. La géométrie, la pression nette de la fracture ainsi que les paramètres opérationnels du traitement sont fortement affectés par les variations des contraintes. Les zones les plus compressives semblent développer des fractures de géométries moins importantes, des pressions nettes élevées, ajouté à cela, le fait qu'elles nécessitent des injections plus élaborées à de plus hautes pressions. D'autant plus que l'entrée en régime de failles inverses dans les zones soumises à de fortes compressions pourraient compromettre la réussite du traitement par fracturation hydraulique.

La stimulation par fracturation hydraulique s'avère donc être une opération très complexe dans le cas des réservoirs des Quartzites de Hamra. L'alternance des caractéristiques géomécaniques entre les différentes régions où cette formation est visée indiquent la nécessité de l'adaptation des designs pour en améliorer les performances. La caractérisation rigoureuse des paramètres géomécaniques précédant le traitement permettrait d'améliorer les chances de réussite de ce type de stimulation.

## XI Bibliographie

1. **Serra, Oberto et Serra, Lorenzo.** *Well Logging and Geology.* s.l. : Editions Technip, 2003.
2. **Zoback, Mark D.** *Reservoir Geomechanics.* Cambridge : Cambridge University Press, 2010.
3. **Fjaer, E., et al.** *Petroleum Related Rock Mechanics.* Amsterdam : Elseviers, 2008.
4. **Zang, Arno et Stephansson, Ove.** *Stress field of the earth's crust.* New York : Springer, 2009.
5. **Economides, Michael J. et Nolte, Kenneth G.** *Reservoir Stimulation.* s.l. : Wiley & sons, 2000.
6. *En Algérie, une rente pétrolière en voie d'essoufflement.* **Bobin, Frederic.** Paris : Le Monde, 2019.
7. *Well Evaluation Conference : Fracturation Hydraulique.* **BENKHALDI, Said, et al.** Alger : Schlumberger, 2007.
8. *Well Evaluation Conference : Rôles et principes de la géomécanique.* **Cook, John, Fuller, John et Kertoubi, Khelil.** Algiers : Schlumberger, 2007. Well Evaluation Conference Algerie 2007. pp. 4-26.
9. **Thiercelin, M. C. et Roegiers, J.-C.** *Reservoir Stimulation Handbook: Formation characterization-Rock Mechanics.* s.l. : John Wiley & sons, 2000.
10. **GUDMUNDSSON, Agust.** *Rock Fractures in Geological Processes.* Cambridge : Cambridge University Press, 2011.
11. *Image log analysis of in situ stress orientation, breakout growth, and natural geologic structures to 2.5 km depth in central Scandinavian Caledonides: Results from the COSC-1 borehole.* **Wenning, Quinn C., et al.** 2016, Journal of Geophysical Research: Solid Earth.
12. *An approach to constrain maximum horizontal stress magnitude using wellbore Failure observations from image logs.* **Khanh, Do Quang.** 2014, Tạp chí Phát triển Khoa học và Công nghệ, p. 20.
13. **Institut Francais du Petrole.** Les hydrocarbures non conventionnels. *ifp Energies nouvelles.* [En ligne] <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-denergie/Les-hydrocarbures-non-conventionnels>.
14. *Modern Fracturing, Enhancing Natural Gas Production.* **Economides, M. J. and Martin, T.** Houston : Energy Tribune Publishing , 2007.
15. **Yasmine Laggoun, Abdellatif Zidi, Kamal Benglia.** *Amelioration d'indice de productivite par fracturation hydraulique, champ Hassi Messaoud.* Ouargla : Universite Kasdi Merbah , 2013.
16. **Abkamel Messai Mohamed, Khaled Sahli.** *Etude de la stimulation de puits par fracturation hydraulique, Region de Berkaoui.* Ouargla : Universite Kasdi Merbah, 2016.
17. **Schlumberger.** *Oilfield Glossary.*
18. **Boyun Guo, William C. lions, Ali Ghalambor.** *Petroleum Production Engineering .* s.l. : Edition Elsevier, 2007.
19. **Alford, Jeff, et al.** *Sonic Logging While Drilling-Shear Answers.* *Schlumberger Oilfield Review.* Spring 2012.
20. **Beghoul, Mohamed Said.** *Diagraphies Différées.* Boumerdes : Institut Algerien du Petrole, 2016.
21. **BENTELLIS, Abdelhakim.** *Cours de diagraphie- Aquisition des donnees.* Algiers : Universite des Sciences et Technologies Houari Boumedién, Faculté de Géophysique

22. **Beghoul, M. S.** *Les diagraphies différées: interprétation pétrophysique et géologique.* 2016.
24. **Schlosser, F.** *Essais de laboratoire et en place de mécanique des sols: aide mémoire.* s.l. : Laboratoire Central des Ponts et Chaussé, 1973.
25. *Détermination par fracturation hydraulique de l'état de contrainte à faible profondeur dans les roches élastiques et peu perméables.* **CHARLEZ, Ph.** REVUE FRANÇAISE DE GÉOTECHNIQUE.
26. **Grelaud, Sylvain.** *Mechanical Earth Model : Well (X).* Algiers : Schlumberger.
27. *Well Evaluation Conference : Gisements d'hydrocarbures.* **AZOUG, Youcef, et al.** Algiers : Schlumberger, 2007.
28. **Deere, D. U. et Miller, R. P.** *Air Force Technical Laboratory Technical Report AFWL-TR-65-116 : Engineering Classification and Index Properties for Intact Rock.* Kirtland : Air Force Weapons Laboratory, 1966.

# Annexe A

# Annexe A

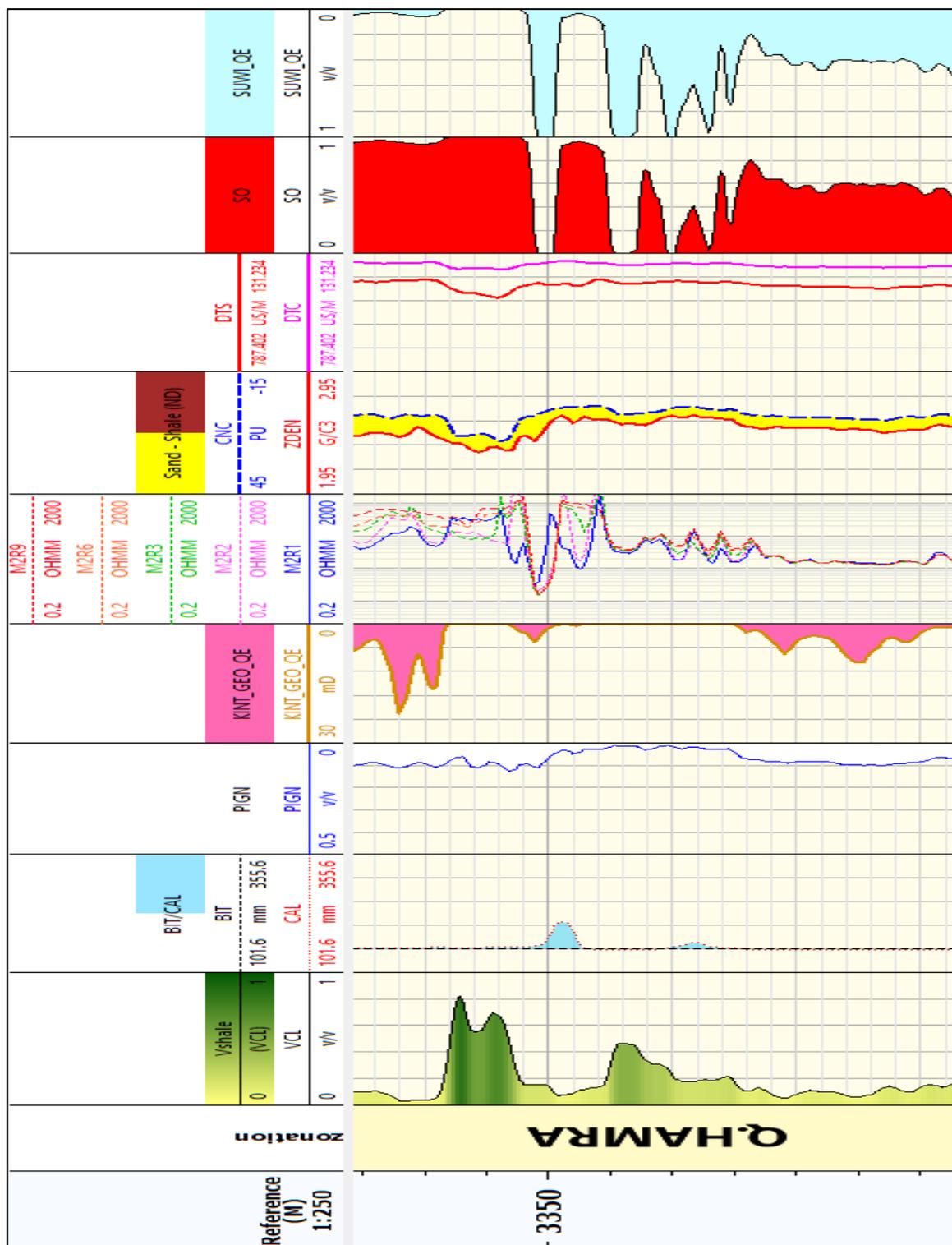


Figure A-46 Contrôle de la qualité des données acquises dans le puit (A)

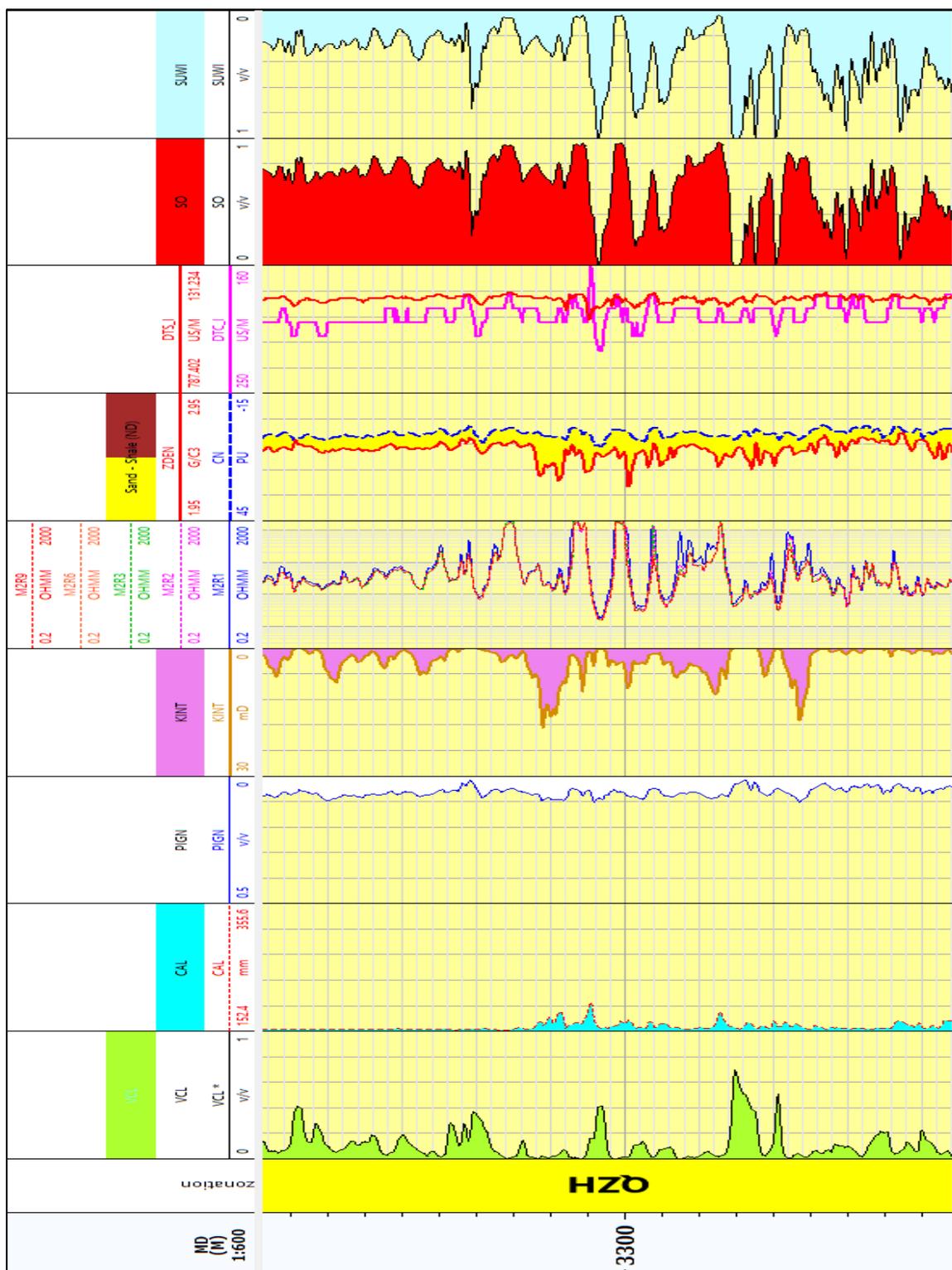


Figure A-47 Contrôle de la qualité des données  
acquises dans le puit (B)

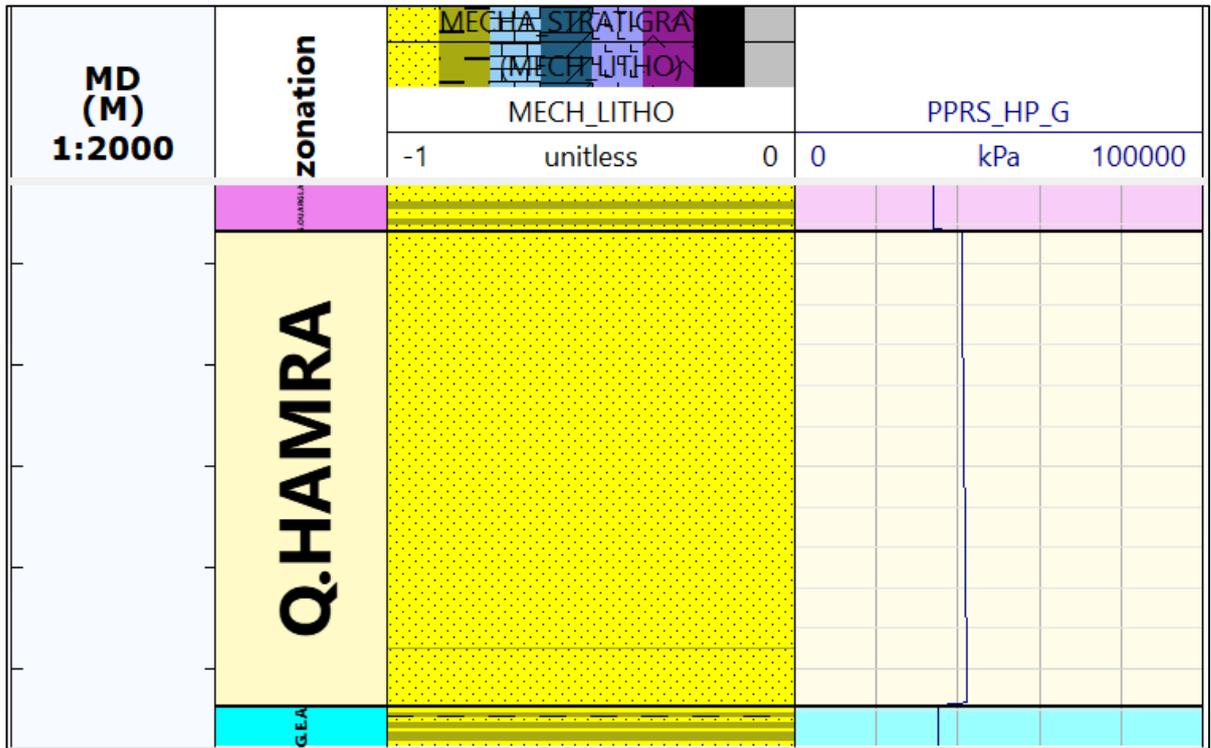


Figure A-48 Gradient de la pression interstitielle de la formation Quartzite de Hamra obtenu dans le puit (A)

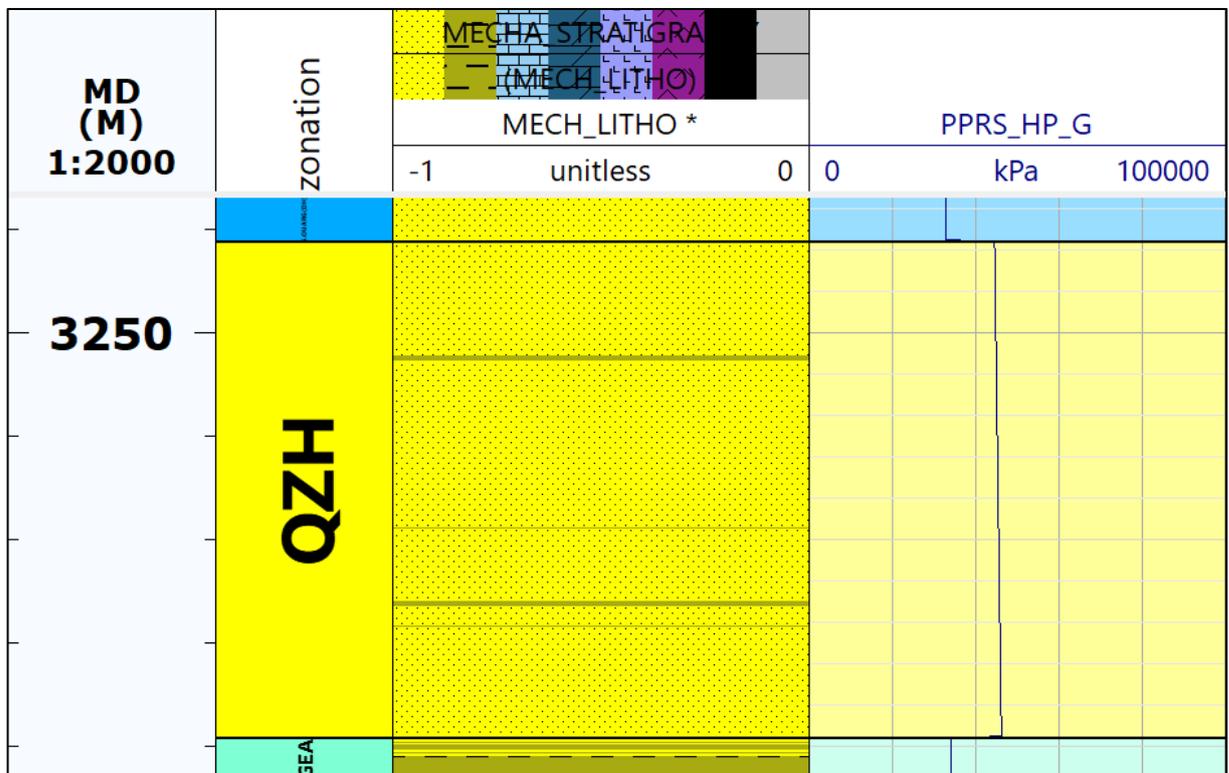


Figure A-4 Gradient de la pression interstitielle de la formation Quartzite de Hamra obtenue dans le puit (B)



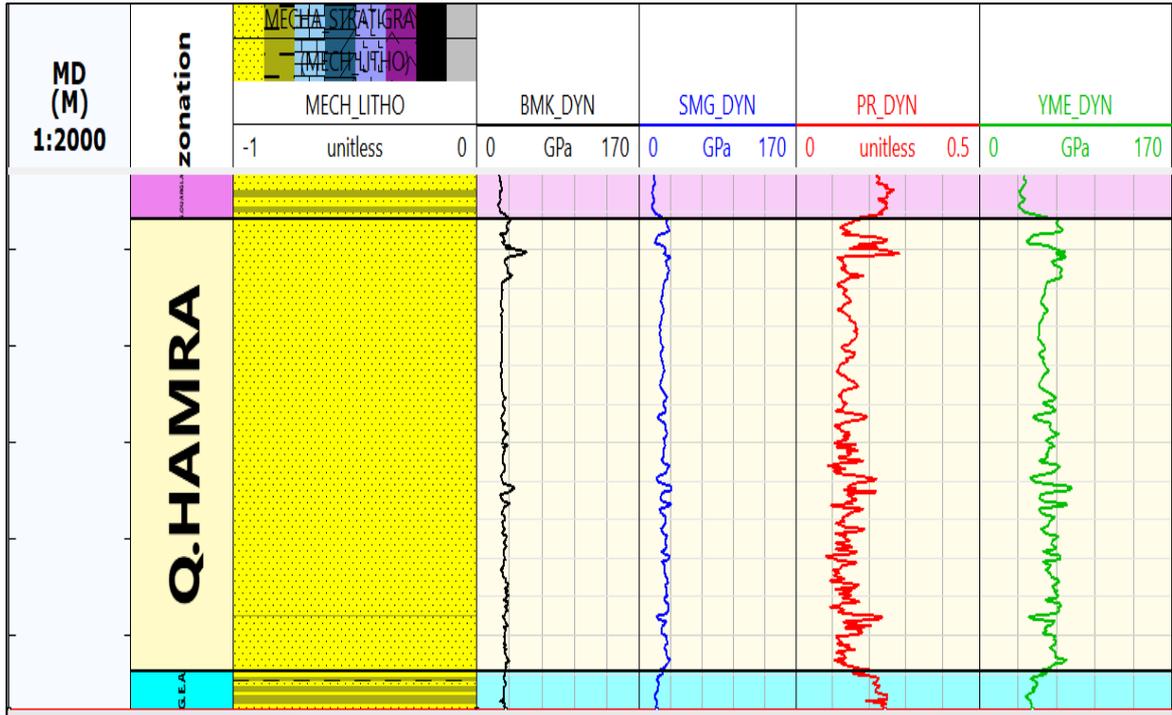


Figure A-51 Modules d'élasticité dynamiques des Quartzites de Hamra obtenus pour le puit (A)

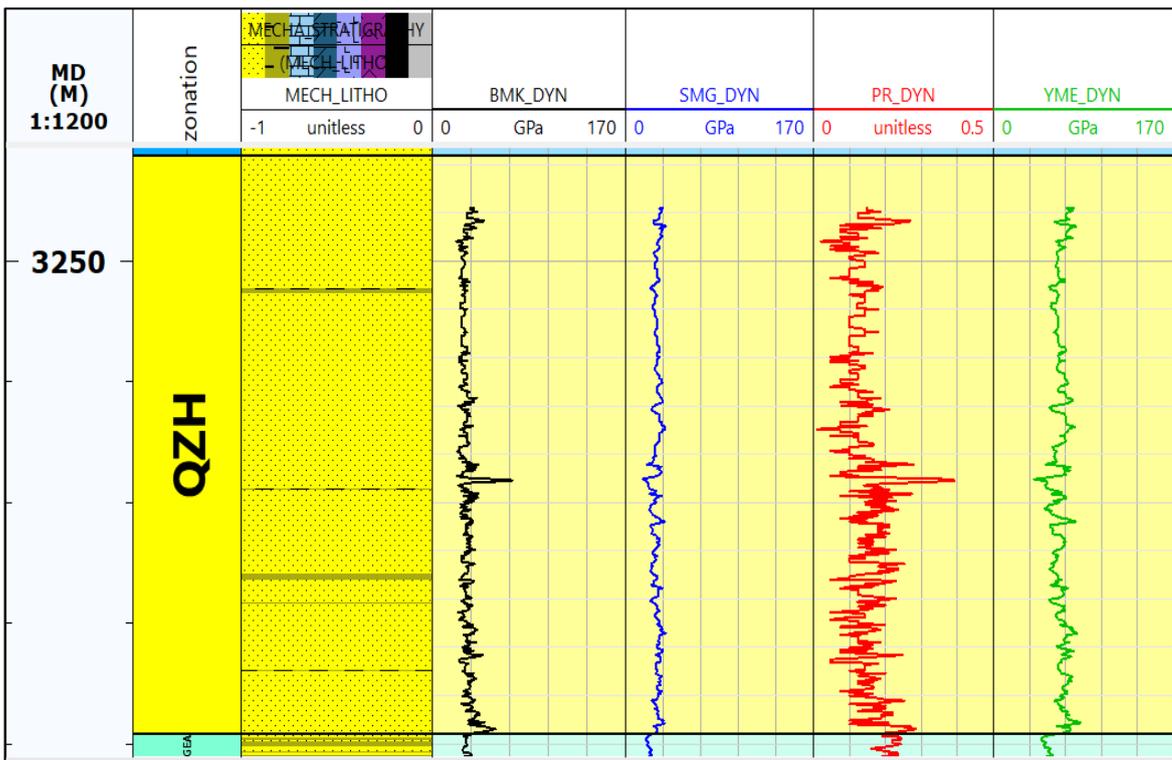


Figure A-51 Modules d'élasticité dynamiques des Quartzites de Hamra obtenus pour le puit (B)

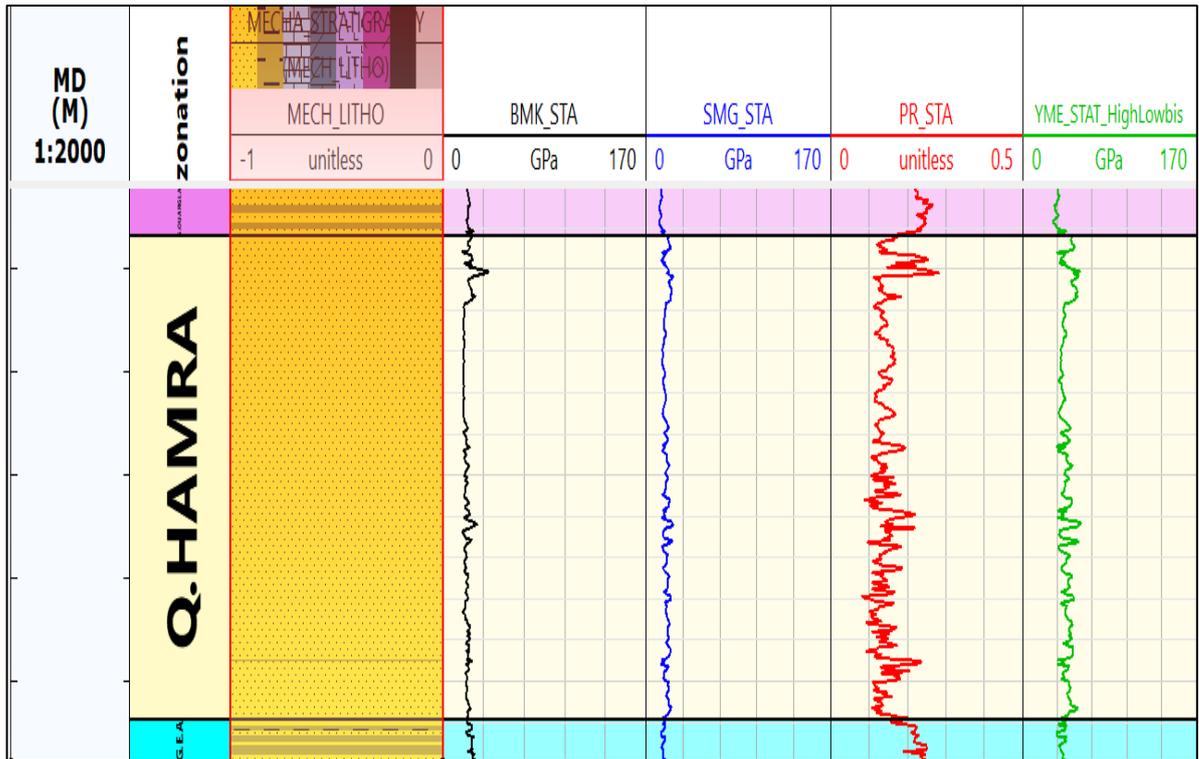


Figure A-53 Modules d'élasticité statiques des Quartzites de Hamra obtenus dans le puit (A)

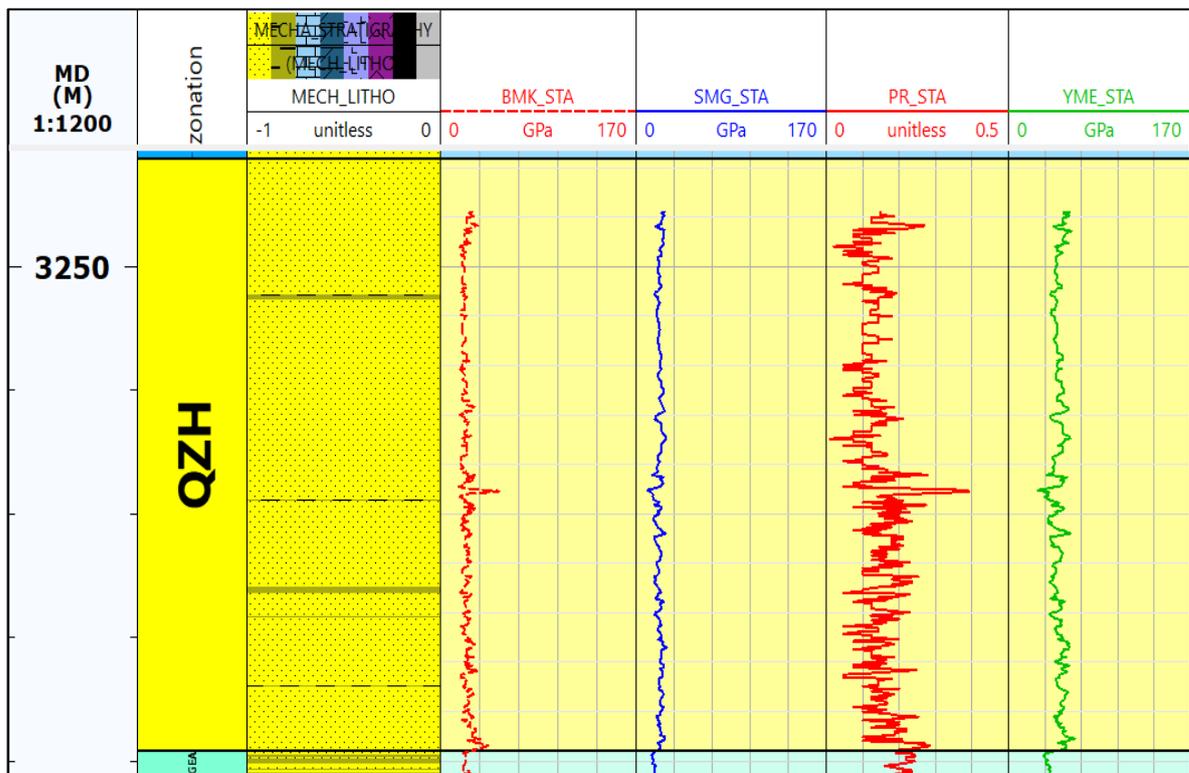


Figure A-53 Modules d'élasticité des statiques des Quartzites de Hamra obtenus dans le puit (B)

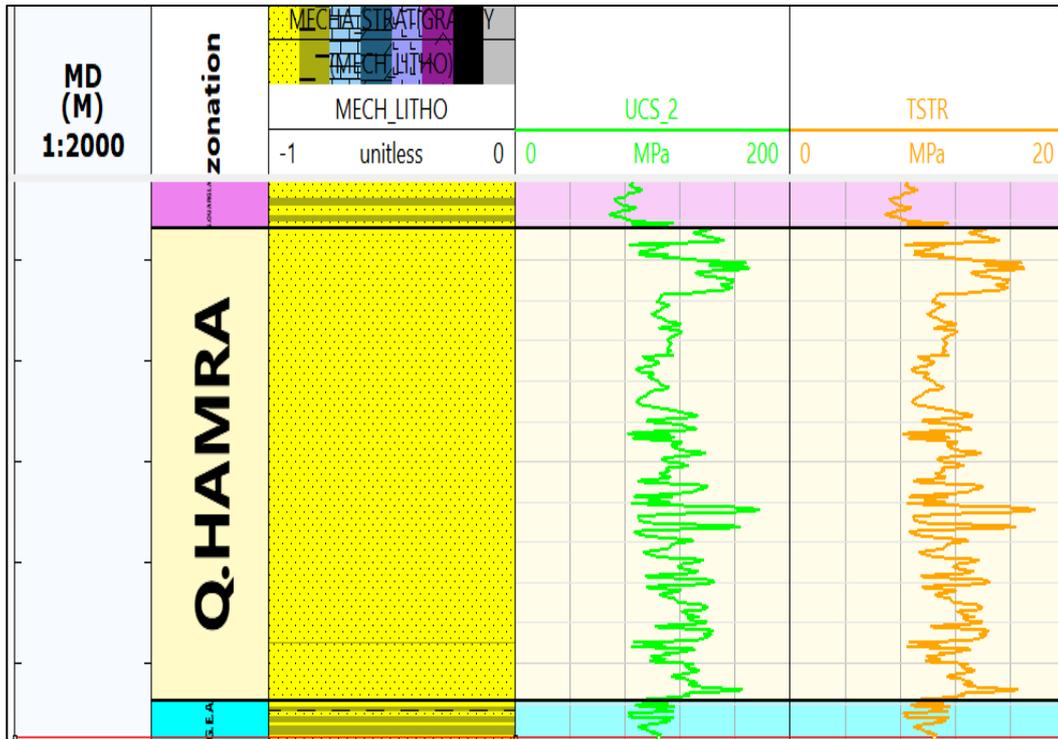


Figure A-55 Paramètres de résistance des Quartzites de Hamra obtenus dans le puit (A)

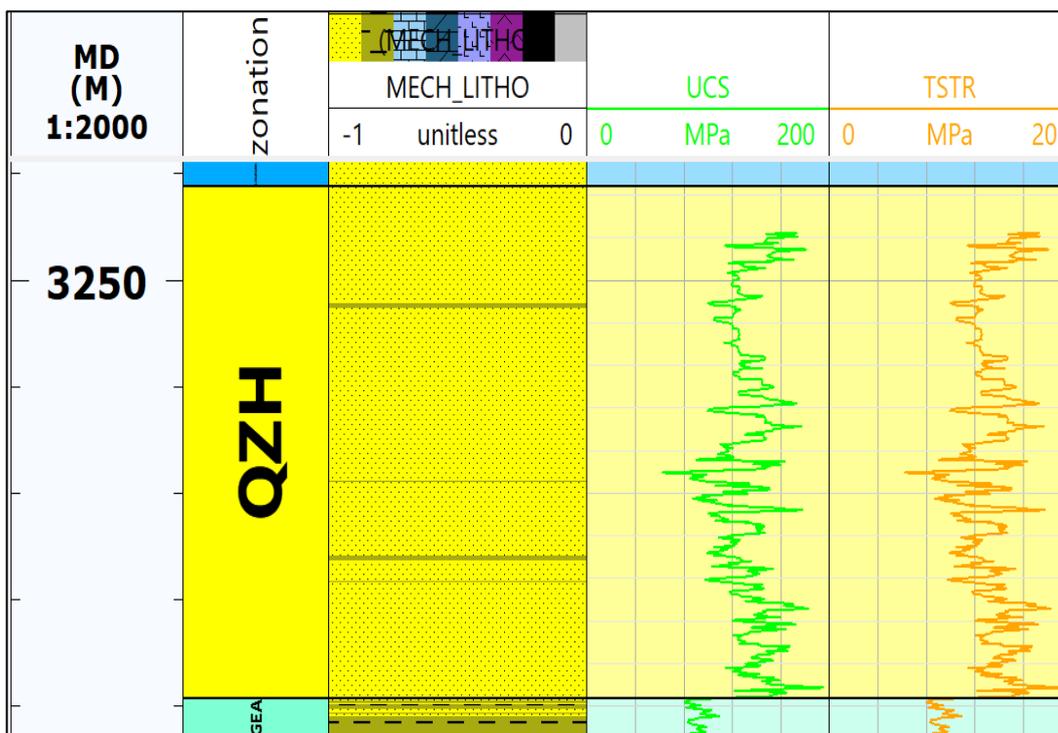


Figure A-55 Paramètres de résistance des Quartzites de Hamra obtenus dans le puit (B)

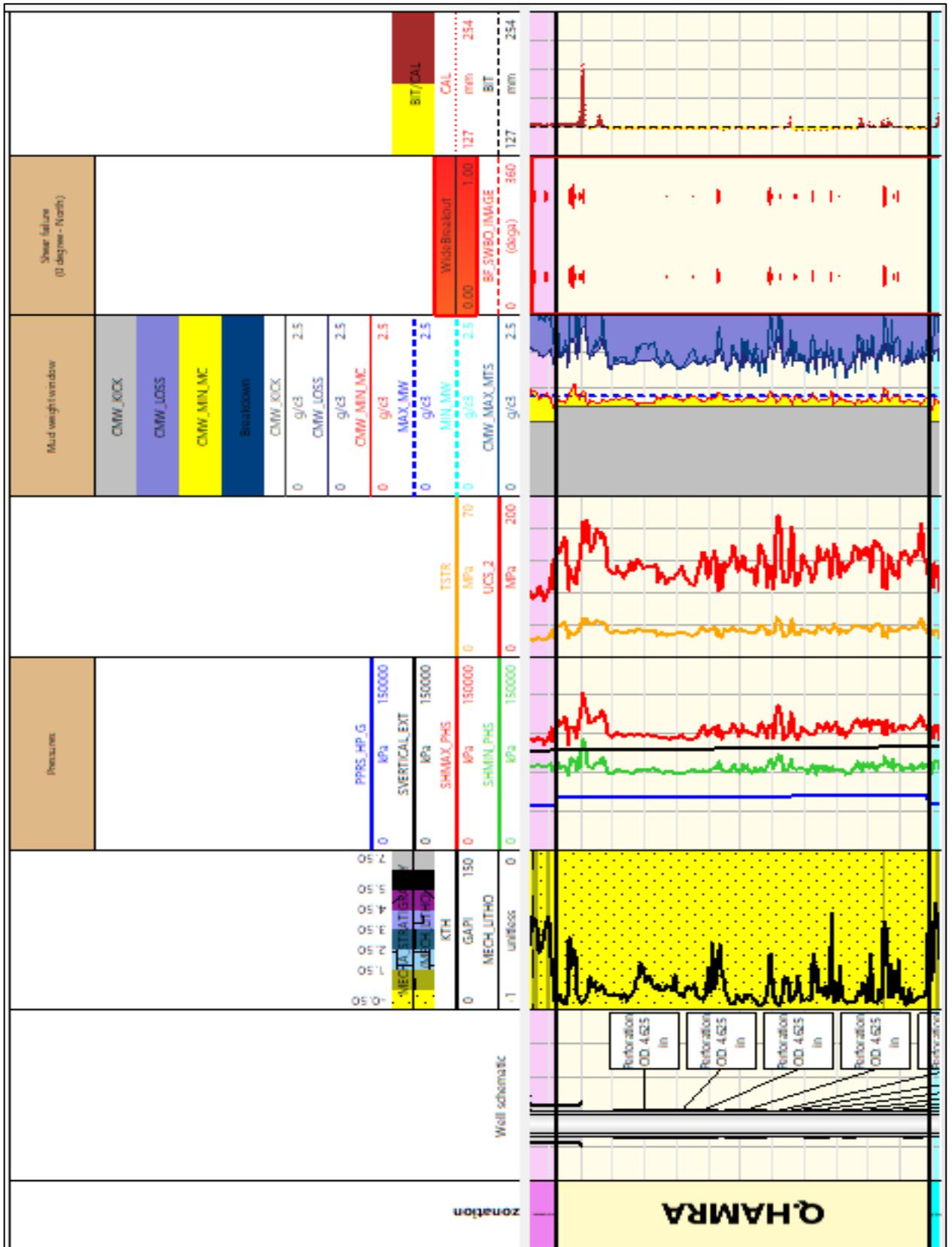


Figure A-56 Analyse de la stabilité du puit (A) au sein de la formation Quartzite de Hamra

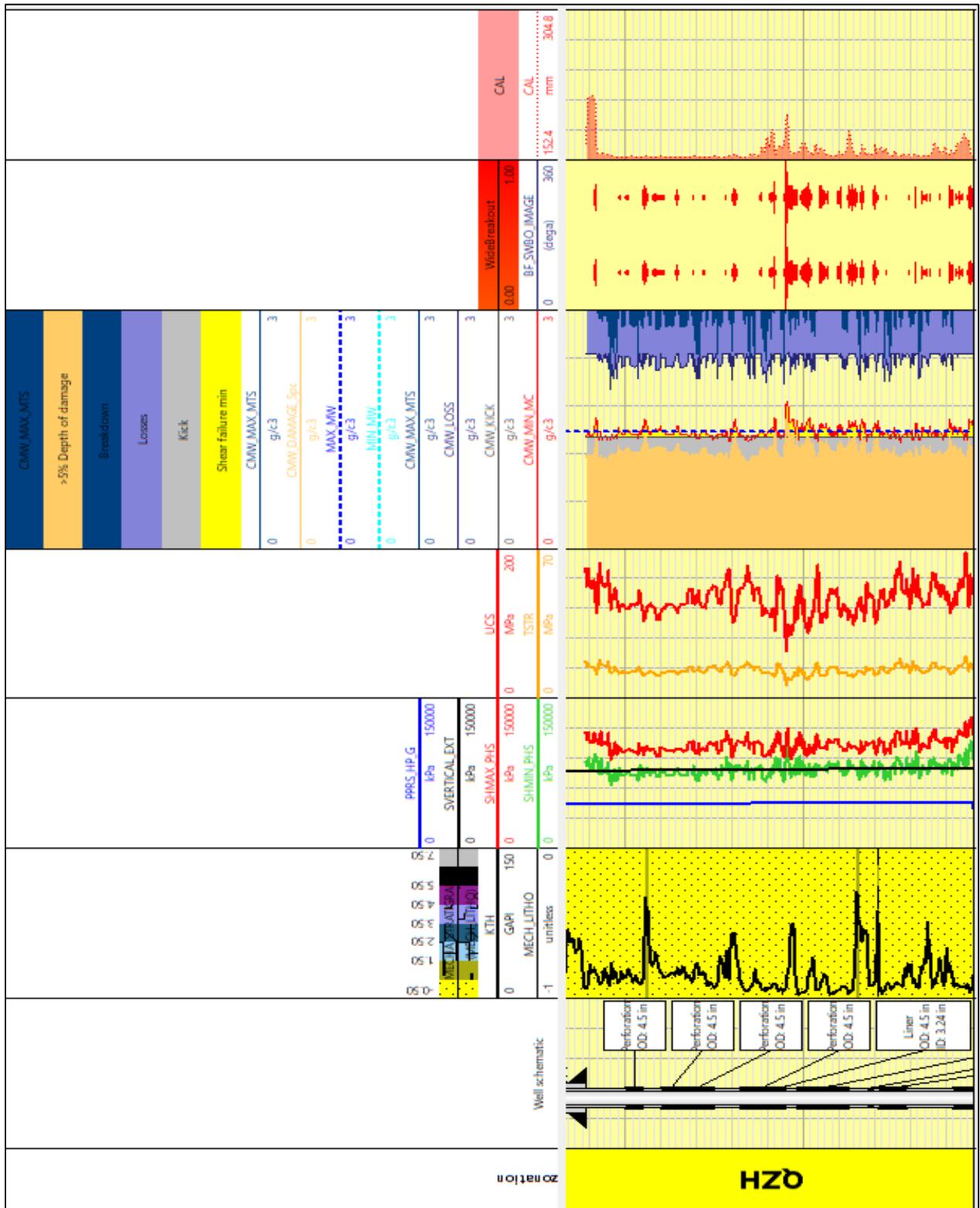
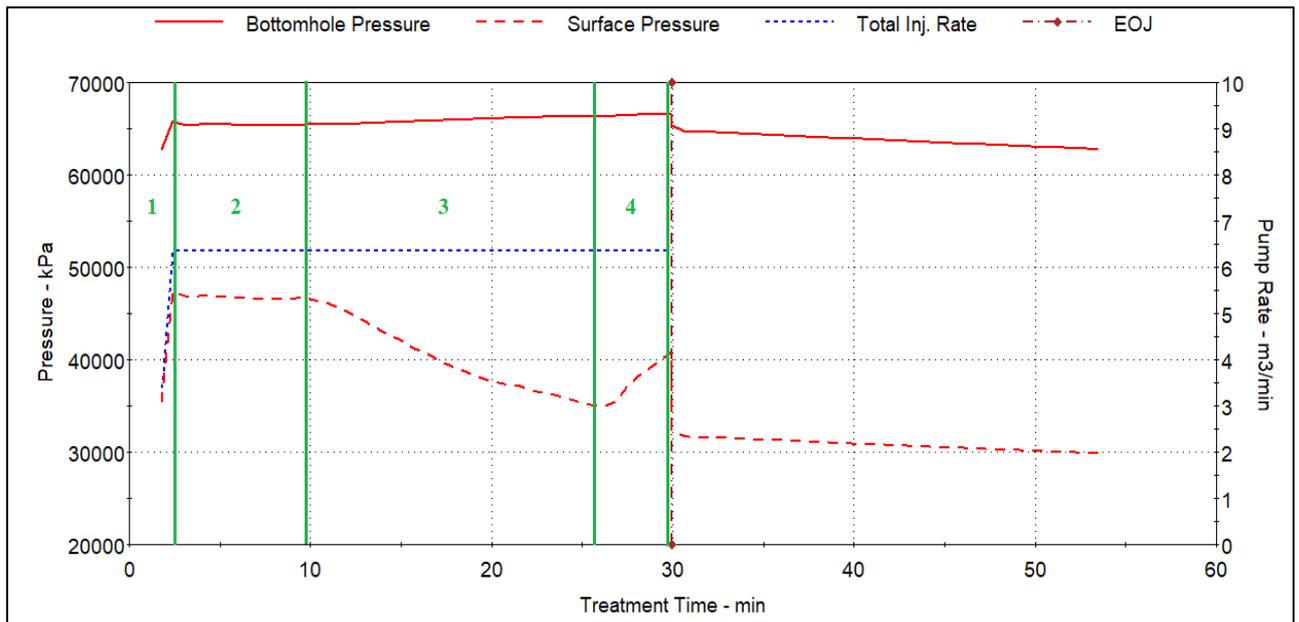


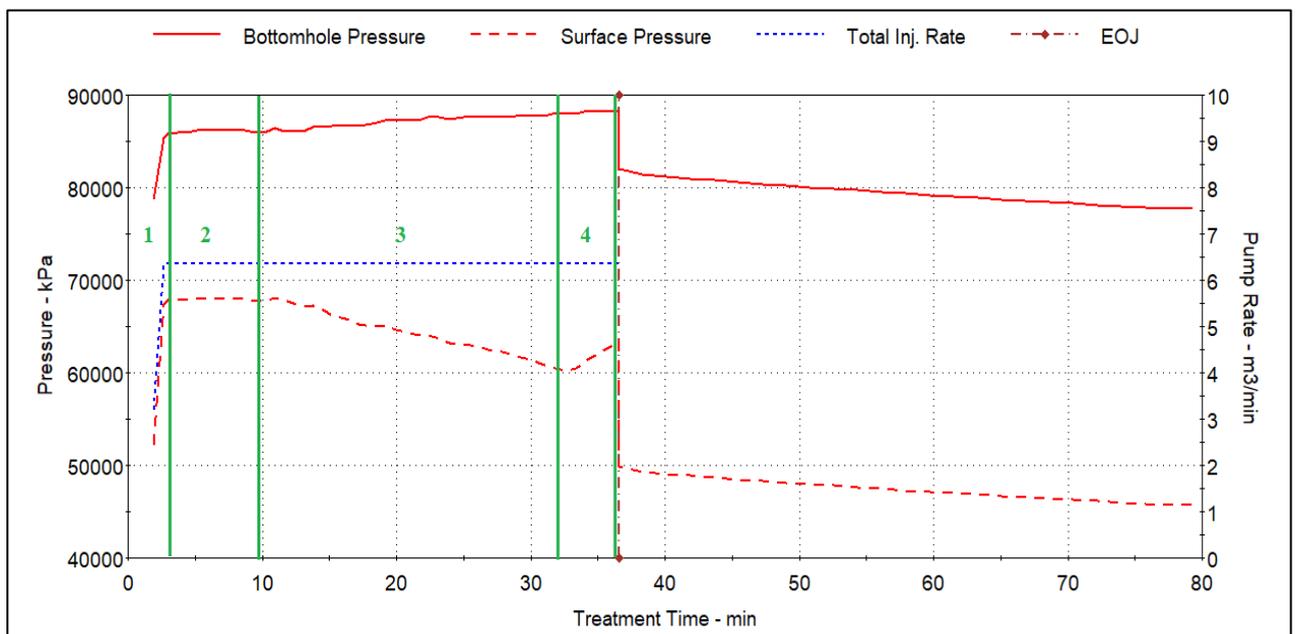
Figure A-57 Analyse de la stabilité du puit (B) au sein de la formation Quartzite de Hamra

# Annexe B

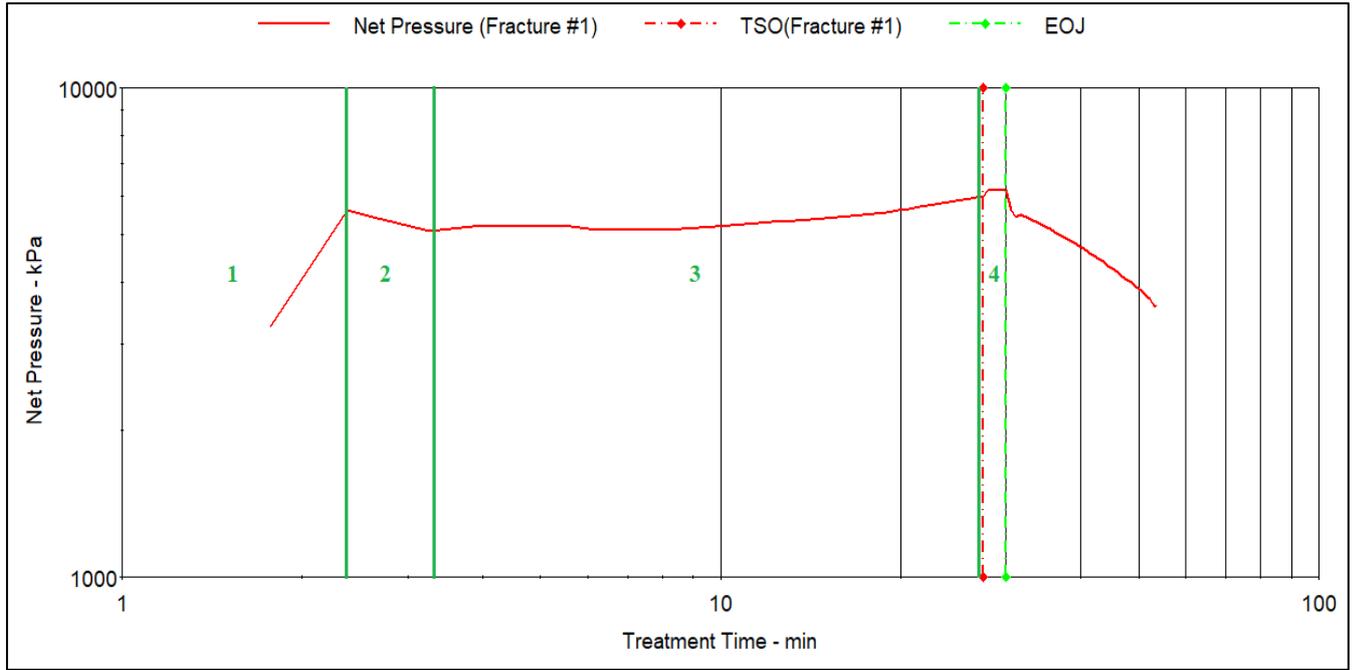
## Annexe B



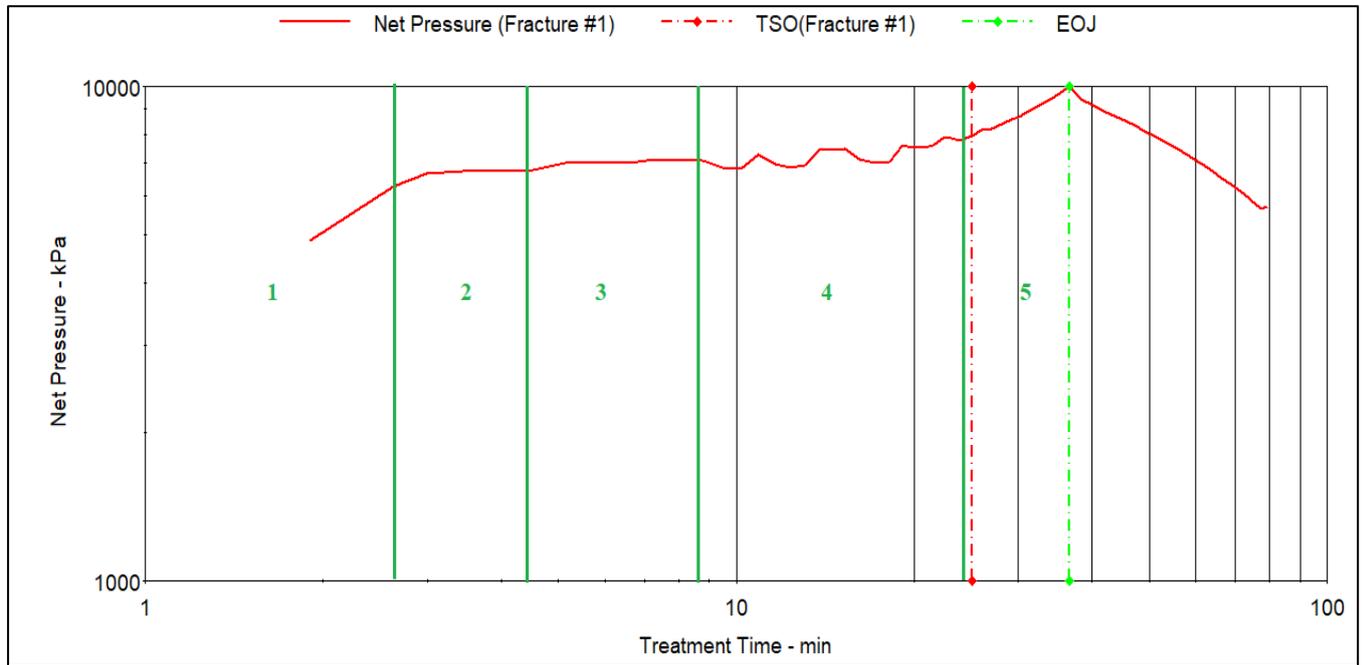
**Figure B-59 Évolution de la pression d'injection en fonction du temps de traitement dans le puit (A)**



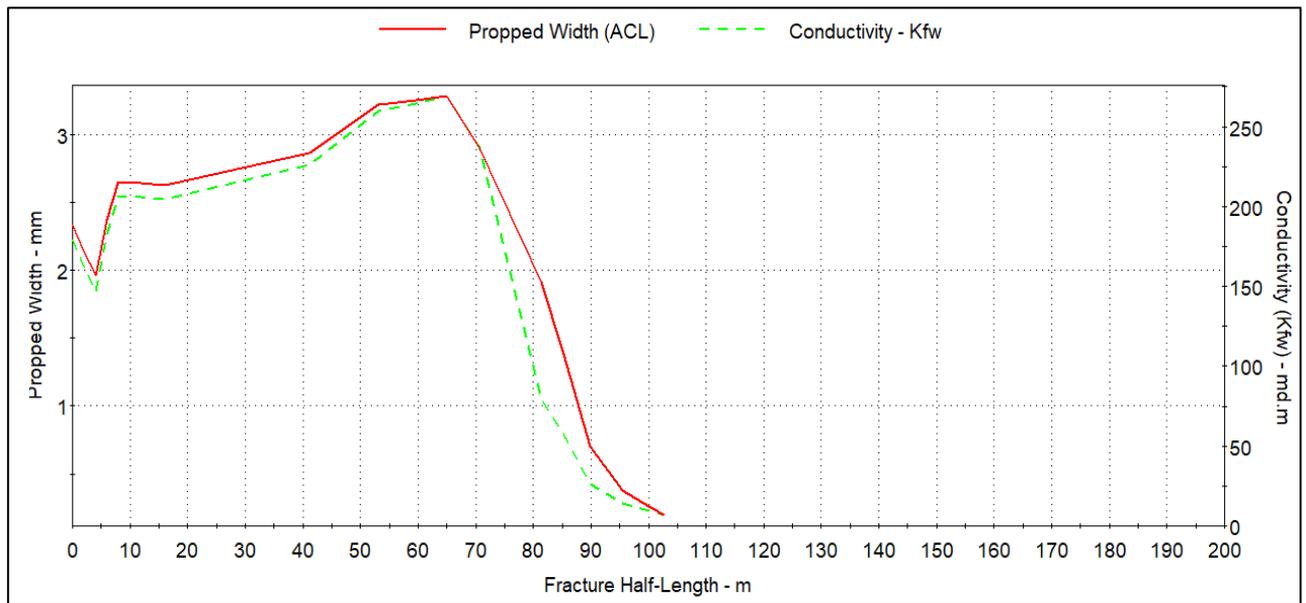
**Figure B-59 Évolution de la pression d'injection en fonction du temps de traitement dans le puit (B)**



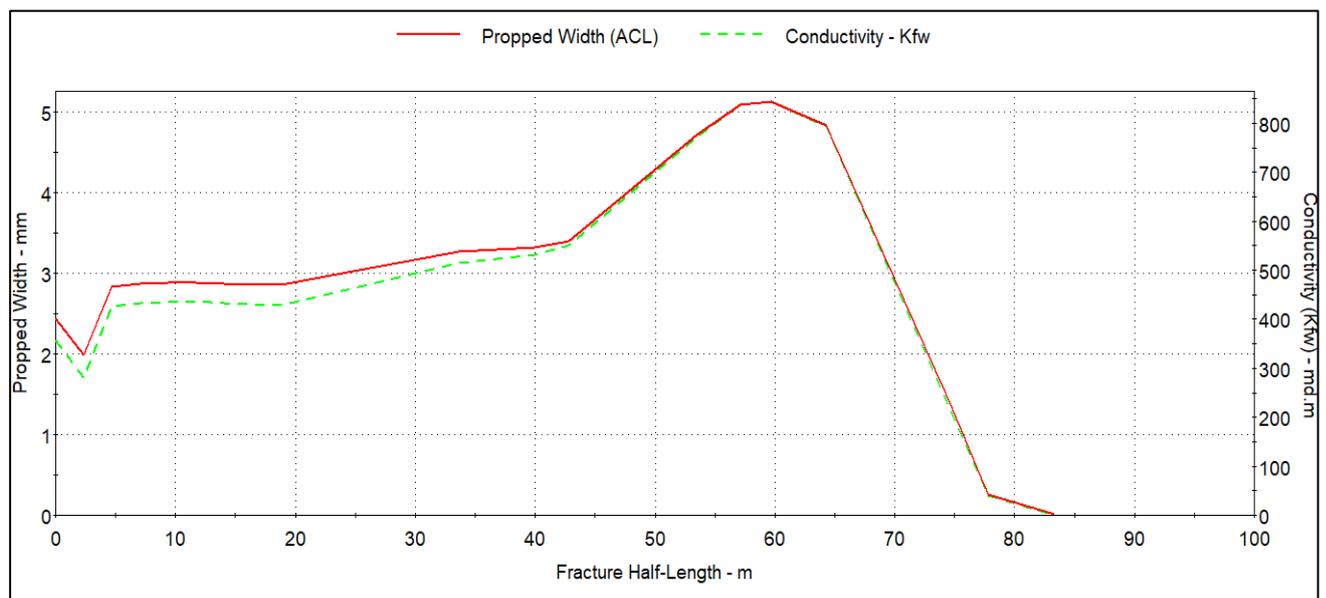
**Figure B-61 Évolution de la pression nette de la fracture dans le puit (A) en fonction du temps de traitement**



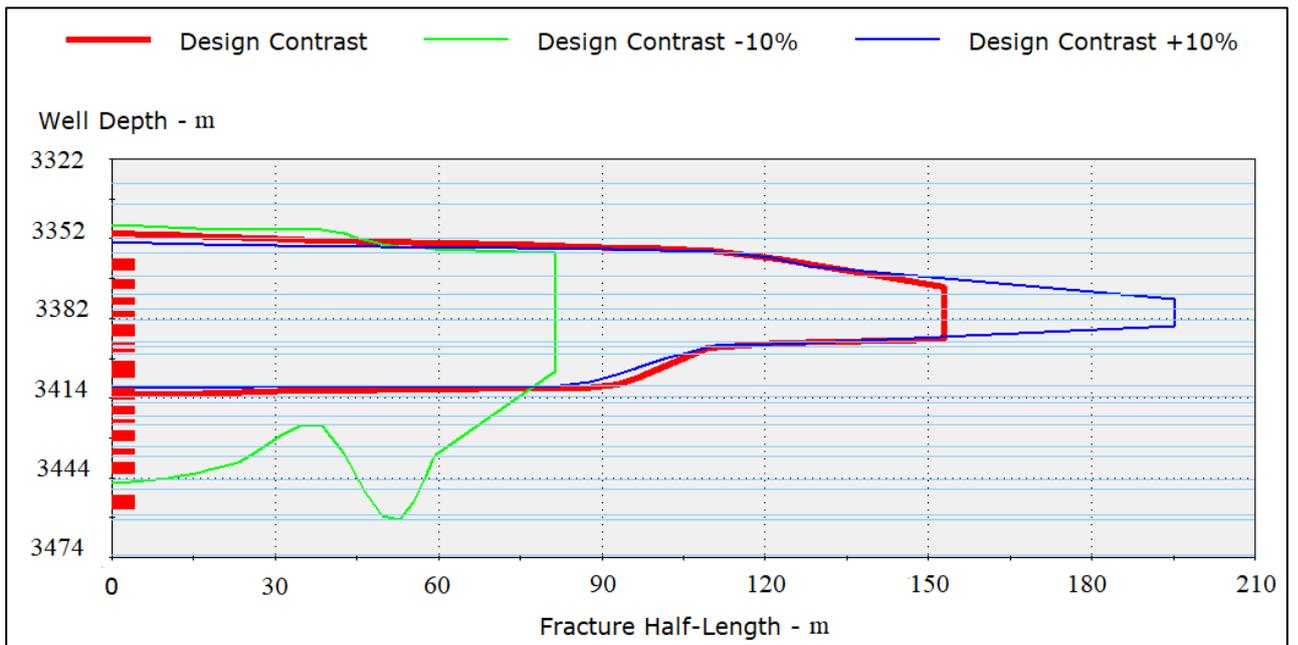
**Figure B-61 Évolution de la pression nette de la fracture dans le puit (B) en fonction du temps de traitement**



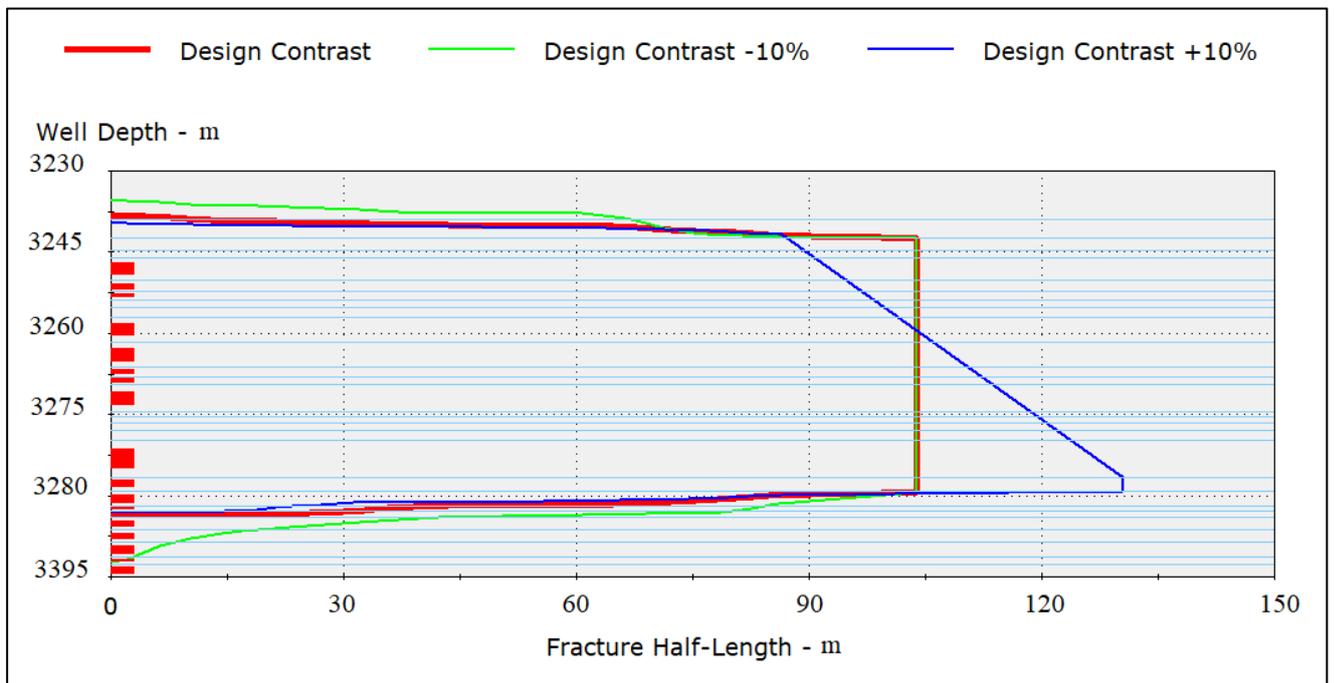
**Figure B-63 Diagramme de la capacité d'écoulement de la fracture dans le puit (A)**



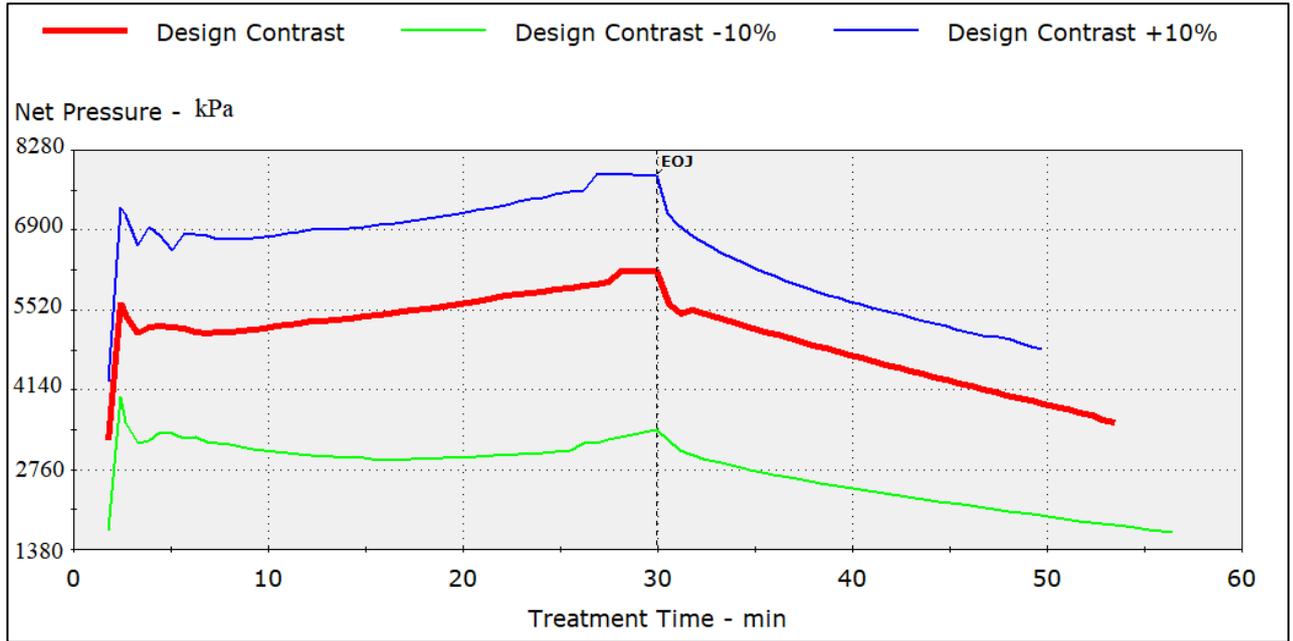
**Figure B-63 Diagramme de la capacité d'écoulement de la fracture dans le puit (B)**



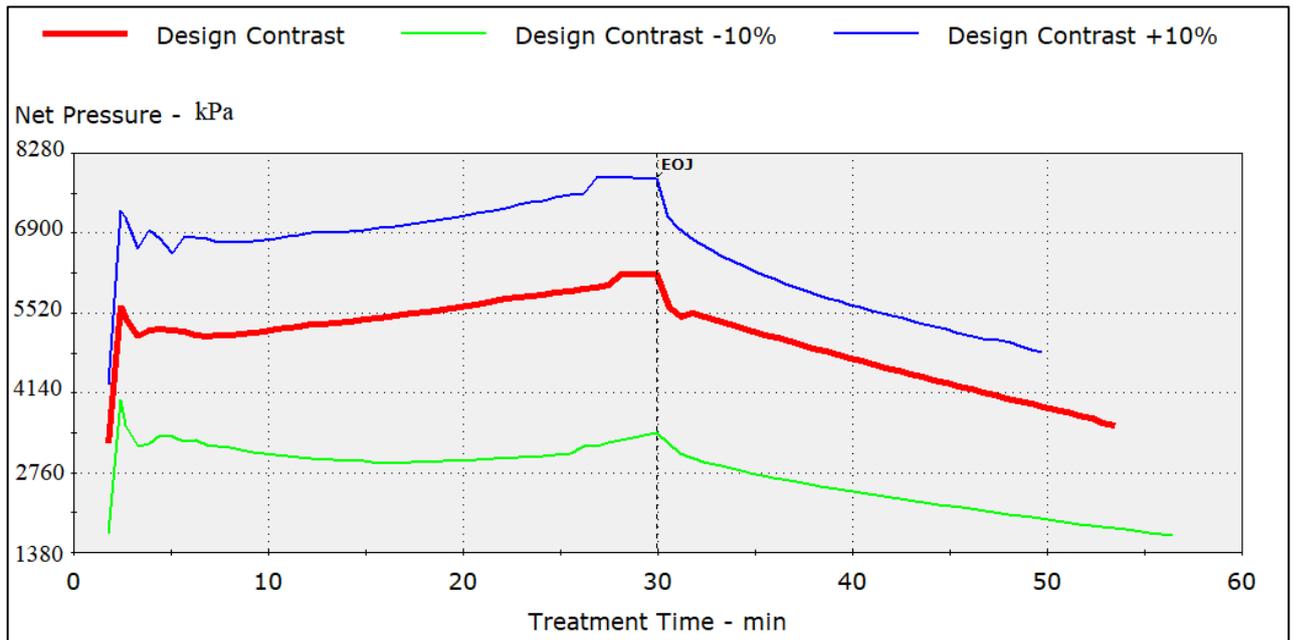
**Figure B-64 Analyse de sensibilité : Géométrie de la fracture dans le puit (A)**



**Figure B-65 Analyse de sensibilité : Géométrie de la fracture dans le puit (B)**



**Figure B-66** Analyse de sensibilité : Profils d'évolution de la pression nette de la fracture dans le puit (A)



**Figure B-67** Analyse de sensibilité : Profils d'évolution de la pression nette de la fracture dans le puit (B)

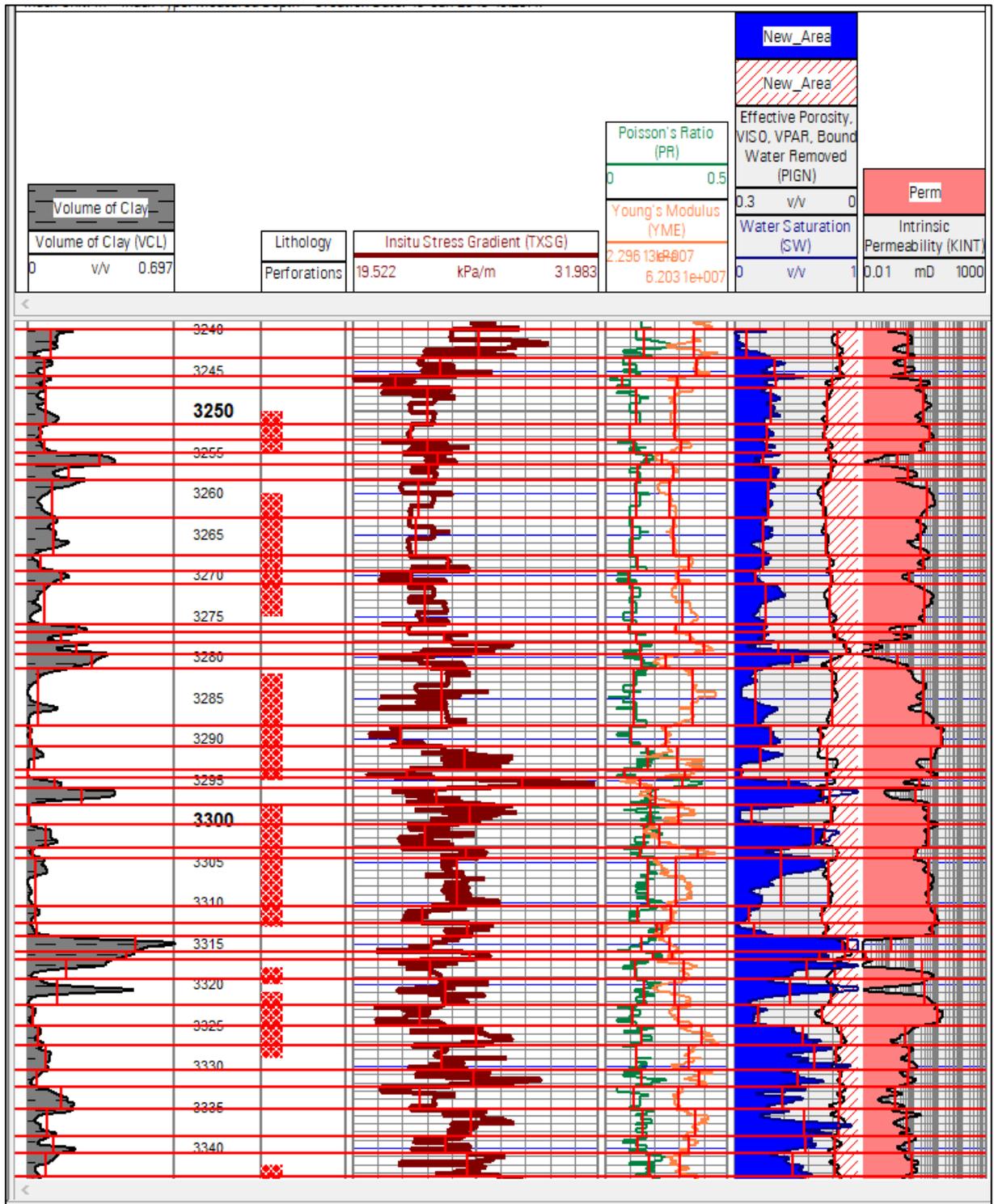


Figure B- 12 zones créées pour le puit (B) selon les variations des propriétés mécaniques et pétrophysiques

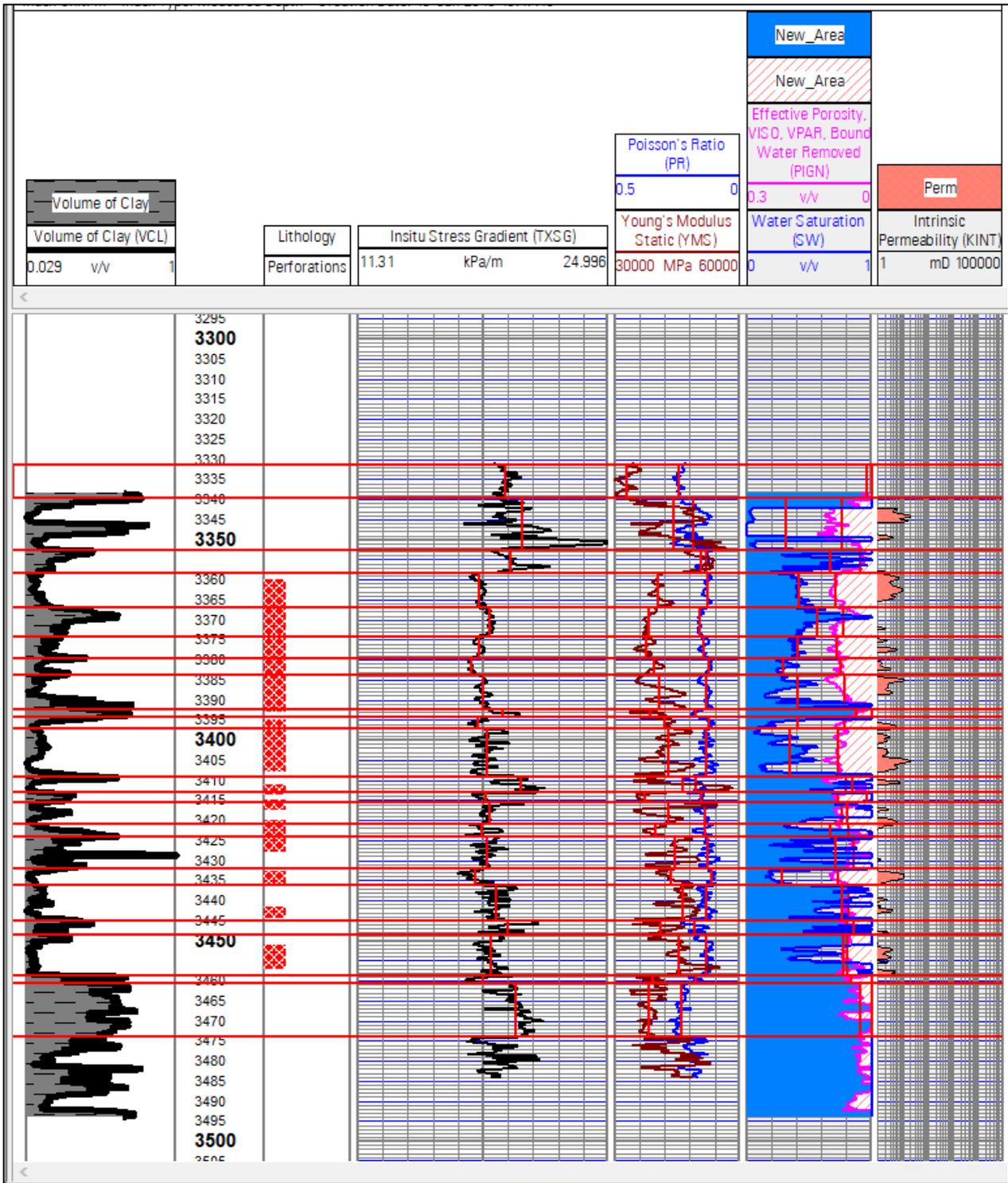


Figure B- 11 zones créées pour le puit (A) selon les variations des propriétés mécaniques et pétrophysiques