République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
المـــدرســـة الوطنيـــة العليـــا للأشغـال العموميـة
فرنسـيس جانســون
Ecole Nationale Supérieure des Travaux Publics
Francis Jeanson

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat

Filière : Travaux Publics

Spécialité : Infrastructures de Base

Thème

Etude géomécanique : stabilité des formations géologiques traversées par un puits de forage pétrolier dans le Bassin de Berkine

Schlumberger

Présenté par :

BENHALIMA Mustapha Amine
BOUZNAD Mohamed Fares

Encadré par :

Dr. BENSENOUCI Fethi (Schlumberger)
Dr. BENAMGHAR Ahcene (ENSTP)

Promotion 2018 /2019

© ENSTP-FJ – Garidi – Vieux Kouba

ملخص

ان الهدف من عملنا هو دراسة تحليلية لبئر نفط عمودي في حوض بركين. الطريقة المتبعة تتمثل في تحديد الخواص الميكانيكية والمرنة لمختلف التشكيلات الجيولوجية باستعمال التسجيلات المتوفرة لدى شركة شلمبرجر. قمنا باستعمال التجارب المخبرية والتسجيلات المباشرة المنجزة في البئر من اجل التأكد من صحة النموذج المستعمل وتحليل استقرار خزانات النفط التي يعبرها البئر. كما قمنا بتحديد مجال كثافة طين الحفر من اجل تفادي الصعوبات اثناء الحفر. لإجراء هذه الدراسة استعملنا برنامج Techlog

ABSTRACT

The objective of our work is the analysis of a vertical well stability in the Berkine petroleum basin area. The study process is to determine the mechanical and elastic properties of the different formations by using the various logs, the laboratory tests and the direct measurements made in the well. These data are finally used to analyze the stability of the reservoir crossed by the well and determine the mud weight window to avoid drilling problems. All this study was processed using Techlog computer program.

RESUME

L'objectif de notre travail est l'analyse de la stabilité d'un puits de forage vertical dans le bassin de Berkine. La démarche a été de déterminer les propriétés mécaniques et élastiques des différentes formations en utilisant les différentes diagraphies fournies par Schlumberger. Les essais de laboratoires et les mesures directs effectuées dans le puits ont été utilisés pour valider le modèle et analyser la stabilité des réservoirs d'hydrocarbures traversés par le puits. L'intervalle de densité de la boue de forage a été déterminé pour éviter les problèmes rencontrés dans le forage. L'étude a été effectuée en utilisant le logiciel Techlog.

REMERCIMENT

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la patience de terminer ce modeste travail.

Ce travail a été effectué au sein de la société de service multinationale Schlumberger, au département SIS (Software Integrated Solution)

Au terme de ce travail, nous désirons adresser ici nos sincères remerciements aux nombreux témoins qui ont, directement ou indirectement contribué à sa réalisation.

Nous remercions nos proches et notre famille, la famille BENHALIMA et BOUZNAD qui ont sacrifié leur temps et leur vie pour voir ce jour arriver, et particulièrement HENDOU Yacine.

Et nous remercions très chaleureusement et spécialement Monsieur BENAMGHAR Ahcene, professeur au niveau de l'Ecole National Supérieure des Travaux Publics (ENSTP), pour son écoute, sa disponibilité et sa guidance grâce à laquelle nous avons pu persévérer.

Nous tenons également à faire part de notre reconnaissance à nos enseignants qui, tout au long des années passées à L'ENSTP, ont contribué à notre formation et nous ont guidé sur le chemin de la géotechnique et qui, inlassablement, nous ont expliqué les phénomènes complexes de cette science.

Nous exprimons ici toute notre reconnaissance à notre encadreur, Dr. BENSENOUCI Fethi, ingénieur senior en géomécanique, au niveau de Schlumberger, qui nous a guidé tout au long de ce travail. Sa disponibilité, sa compréhension, sa compétence, et son expérience dans le domaine des Hydrocarbures ont été un soutien précieux.

C'est avec un plaisir particulier que nous remercions l'équipe Schlumberger pour son accueil, son professionnalisme et sa disponibilité, notamment Messieurs BENABID Mehdi, KELKOULI Mohamed, BERRANEN Chems-Eddine, SAHAR Mohamed Yacine et AKHAM Abderrahmane qui nous ont donné de leur temps et ont partagé leur savoir avec nous.

Une mention toute particulière à ces personnes pour leur compréhension.

Que tous ceux qui nous ont aidé d'une manière ou d'une autre trouve ici le témoignage de notre sympathie.

Que tous ceux que nous n'avons pas pu citer ici sachent que nous leur gardons une grande reconnaissance.

Liste des abréviations

NPT : Non productif Time (Temps non productif).

WBM : Water Based Mud (Boue à base d'eau).

OMB : Oil Based Mud (Boue à base d'huile).

N : Nord.

S : Sud.

E : Est.

O : Ouest.

NE : Nord-Est.

SO : Sud-ouest.

E-O : Est-Ouest.

SE : Sud-Est.

MLN : Menzel Lejmat Nord.

RKF : Rhourde El Khrouf.

MLSE : Menzel Lejmat Sud-Est.

MLE : Menzel Lejmat Est.

TAGI : Trias Argilo-Gréseux Inférieur.

API : American Petroleum Institute (Institut Américann du Pétrole).

GR : Gamma Ray (Les rayons Gamma).

UCS : Unconfined Compressive Strength (Résistance à la compression simple).

Rc : La résistance à la rupture en compression simple.

σ_v : Contrainte principale verticale.

σ_H : Contrainte principale horizontale maximale.

σ_h : Contrainte principale horizontale minimale.

Pp : Pression des pores, Pression interstitielle.

MDT: Modular Dynamic Tester.

LOT: Leak-Off Test.

XLOT: Extented Leak-off Test.

MEM : Mechanical Earth Model (Le modèle géomécanique)

Liste des variables

Δt_{comp} : Lenteur des ondes de compressions.

Δt_{cisail} : Lenteur des ondes de cisaillements.

TT_{Proche} : Temps de transit pour le récepteur proche.

TT_{Loin} : Temps de transit pour le récepteur loin.

Δx : Distance entre le récepteur proche et le récepteur loin.

G_{dyn} : Module de cisaillement dynamique.

K_{dyn} : Module d'élasticité isostatique ou de compressibilité mécanique dynamique.

E_{dyn} : Module de Young dynamique.

υ_{dyn} : Coefficient de poisson dynamique.

ρ_b : La densité de la formation géologique.

V_s : La vitesse des ondes « S ».

V_p : La vitesse des ondes « P ».

$\rho_w(z)$: Le gradient hydraulique a une profondeur Z.

$\rho(Z)$: La densité de la roche à une profondeur Z.

g : La gravité.

$d\sigma_h$: La contrainte horizontale minimale due à la tectonique.

$d\sigma_H$: La contrainte horizontale maximale due à la tectonique.

$\boldsymbol{\sigma}_h$: Contrainte horizontale minimale.

$\boldsymbol{\sigma}_H$: Contrainte horizontale maximale.

$\boldsymbol{\sigma'}_h$: Contrainte horizontale minimale effective.

$\boldsymbol{\sigma'}_H$: Contrainte horizontale maximale effective.

$\boldsymbol{\sigma}_v$: Contrainte verticale.

σ : La contrainte totale.

σ' : La contrainte effective.

σ_{rr} : La contrainte radiale effective au tour du puits de forage pétrolier.

$\sigma_{\theta\theta}$: La contrainte de cisaillement effective au tour de puits de forage pétrolier.

σ_{zz} : La contrainte verticale effective.

σ'_{max} : La contrainte circonférentielle maximale.

σ'_{min} : La contrainte circonférentielle minimale.

P_W : La pression de la boue de forage.

P_P : La pression interstitielle.

$\boldsymbol{E}$ **:** Module de Young statique.

$\boldsymbol{\alpha}$: Coefficient de Biot.

$\boldsymbol{P_P}$: Pression des pores ou Pression interstitielle.

$\boldsymbol{\varepsilon_x}$: Déformation selon la direction de la contrainte horizontale minimale.

$\boldsymbol{\varepsilon_y}$: Déformation selon la direction de la contrainte horizontale maximale.

$\boldsymbol{\nu}$: Coefficient de poisson statique.

Liste des figures

Fig. I. 1 : Photos de différents facies argileux 19
Fig. I. 2 : Schéma de la particule : a) kaolinite, b) illite, c) smectite et d) chlorite..... 20
Fig. I. 3 : a) Images MET (Microscopie Electronique en Transmission) d'une kaolinite et b) d'une smectite de Sasso (Italie) (Lombardi et al. (1987)). c) Représentation schématique de la structure de Kaolinite et d) d'une montmorillonite (smectite) (modifié d'après Bradbury and Baeyens (2002)). 21

Fig. II. 1 : Carte géographique de l'Algérie (H. Askri) 27
Fig. II. 2 : Carte structurale synthétique de l'Algérie. (ALNAFT, 2017) 29
Fig. II. 3 : La stratigraphie du Nord de l'Algérie. (ALNAFT, 2017) 32
Fig. II. 4 : Coupe stratigraphique des provinces de la plate-forme saharienne. (ALNAFT, 2017) 33
Fig. II. 5 : Carte géologique de l'Algérie. (H. Askri) 35
Fig. II. 6 : Mouvement relatifs Afrique-Asie. (H. Askri) 36
Fig. II. 7 : Processus de formation des roches sédimentaires 37
Fig. II. 8 : Carte du domaine minier et des gisements d'hydrocarbures (Well Algeria Conference, 2007) 39
Fig. II. 9 : Schéma illustratif d'un bassin sédimentaire. 40
Fig. II. 10 : Carte des bassins sédimentaires en Algérie (ALNAFT, 2017). 42
Fig. II. 11 : Eléments structuraux du bassin de Berkine (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007) 44
Fig. II. 12 : La stratigraphie de Bassin de Berkine. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007) 46
Fig. II. 13 : Les différentes couches stratigraphiques dans les zones illustrées. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007) 47
Fig. II. 14 : Pièges et migration dans le bassin de Berkine. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007) 48

Fig. III. 1: Schéma d'un forage rotary pétrolier (Bresson) 54
Fig. III. 2 : Schéma illustrative d'un forage horizontal. 56
Fig. III. 3 : Les évènements rencontrés pendant le forage du puits étudié. 57
Fig. III. 4 : Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007) 59

Fig. IV. 1 : L'outil Sonique 63
Fig. IV. 2 : Les ondes enregistrées par le sonique 63
Fig. IV. 3 : L'outil Gamma Ray (GR) 65
Fig. IV. 4 : Les différents outils « Caliper » pour mesurer le diamètre du puits (MEUNIER, 2009) 66
Fig. IV. 5 : Exemple d'imagerie et la direction des ovalisations. 67

Fig. V. 1 : Les différentes estimations déduites par la géomécanique. (Well Algeria Conference, 2007) 70
Fig. V. 2 : Composantes du tenseur des contraintes, le diagramme du haut représentant les axes arbitraires et celui du bas les axes principaux. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007) 74
Fig. V. 3 : Tenseur des contraintes avec une orientation quelconque. 74
Fig. V. 4 : Tenseur des contraintes principales. 75

Fig. V. 5 : Processus général pour estimer l'amplitude de contrainte horizontale maximale. 78
Fig. V. 6 : Les différents régimes des contraintes et leurs types de failles (Classification d'Anderson) (Anderson, 1951) 79
Fig. V. 7 : L'influence de la pression interstitielle sur la contrainte effective. 80
Fig. V. 8 : Trajectoires des contraintes principales autour d'un puits de forage dans un champ de contrainte bi-axial basé sur les équations de Kirsch. Avec : Shmin = σh , SHmax = σH (Kirsch, 1898) 81
Fig. V. 9 : Exemple de la variation des différentes contraintes autour du puits en fonction de l'angle θ. 83
Fig. V. 10 : Emplacement et valeurs des contraintes effectives tangentielles maximale et minimale et de la contrainte effective radiale. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007) 85
Fig. V. 11 : Critère de rupture Mohr-Coulomb (Cercle de Mohr) 86
Fig. V. 12 : Emplacement des ovalisations et des fractures induites par le forage par rapport aux contraintes principales perpendiculaire au puits de forage. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007) 87
Fig. V. 13 : L'intervalle de boue de forage (Mud Weight Window) 88

Fig. VI. 1 : les différentes formations traversées par le puits. 92
Fig. VI. 2 : Distribution du module de Young dynamique dans les trois réservoirs. 93
Fig. VI. 3 : Distribution du coefficient de Poisson dynamique dans trois réservoirs. 94
Fig. VI. 4 : Distribution du module de Young statique dans les trois réservoirs. 95
Fig. VI. 5 : Corrélation de la résistance à la compression simple. 96
Fig. VI. 6 : Distribution des valeurs de la compression simple dans les trois réservoirs. 97
Fig. VI. 7 : Distribution des valeurs de l'angle de frottement interne dans les trois réservoirs. 97
Fig. VI. 8 : Le Programme utilisé pour calibrer la densité (Langage Python) 98
Fig. VI. 9 : les différents gradients utilisés pour calculer la pression interstitielle. 99
Fig. VI. 10 : Diagraphie d'imagerie du puits dans le réservoir CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) 101
Fig. VI. 11 : Orientations des contraintes horizontales par rapport au nord 102
Fig. VI. 12 : les différents paramètres de réservoir et les ovalisations apparus dans le TAGI 103
Fig. VI. 13 : Les différents paramètres de réservoir et les ovalisations apparus dans le CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) 104
Fig. VI. 14 : Les différents paramètres de réservoir et les ovalisations apparus dans le DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) 105
Fig. VI. 15 : Les ovalisations apparus dans le TAGI après l'augmentation de la boue de forage dans le puits. 106
Fig. VI. 16 : Les ovalisations apparus dans le CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) après l'augmentation de la boue de forage dans le puits. 107
Fig. VI. 17 : Les ovalisations apparus dans le DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) après l'augmentation de la boue de forage dans le puits. 108
Fig. VI. 18 : Simulation de la déplétion à 25% de réservoirs du TAGI. 109
Fig. VI. 19 : Simulation de la déplétion à 25% de réservoirs du CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) 110
Fig. VI. 20 : Simulation de la déplétion à 25% de réservoirs du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien). 111
Fig. VI. 21 : Simulation de la déplétion à 50% de réservoirs du TAGI. 112

Fig. VI. 22 : Simulation de la déplétion à 50% de réservoir du CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B). 113
Fig. VI. 23 : Simulation de la déplétion à 50% de réservoir du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) 114
Fig. VI. 24 : Simulation de la déplétion à 75% de réservoir du TAGI. 115
Fig. VI. 25 : Simulation de la déplétion à 75% de réservoir du CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B). 116
Fig. VI. 26 : Simulation de la déplétion à 75% de réservoir du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) 116

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE 15
Chapitre I (MASTER) : Les problèmes de gonflement des argiles traversées par les forages pétroliers 18
1. INTRODUCTION 18
2. LES ARGILES 18
2.1. Origine 18
2.2. Définition 18
2.3. Les minéraux argileux 19
2.4. Classification des formations argileuses 21
3. LES FLUIDES DE FORAGE 22
3.1. Types de boue de forage 23
4. ETAT DE L'ART 23
5. DISCUSSION 23
6. CONCLUSION 24
Chapitre II : Géologie de l'Algérie et géologie des bassins sédimentaires 26
1. INTRODUCTION 26
2. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE L'ALGERIE 26
3. GEOLOGIE DE L'ALGERIE 28
3.1. Cadre structural de l'Algérie 28
3.2. Cadre morphologique de l'Algérie 31
3.3. Stratigraphie de l'Algérie (ALNAFT, 2017) 31
3.4. Evolution géodynamique (H. Askri) 35
3.5. Les sources de la tectonique 36
3.6. Pétrographie des roches sédimentaires 37
4. LES PROVINCES MINIERES EN ALGERIE 38
5. BASSINS SEDIMENTAIRES EN ALGERIE (ALNAFT, 2017) 39
5.1. NOTIONS DE BASSIN SEDIMENTAIRE 39
5.2. Le bassin de « Berkine » 42
5.3. Aspect stratigraphique du bassin « Berkine » 45
6. LE SYSTEME PETROLIER DU BASSIN DE « Berkine » 47
6.1. Les éléments du système pétrolier du bassin « Berkine » 48
7. CONCLUSION 50
Chapitre III : Généralités sur les forages pétroliers 52
1. INTRODUCTION 52

2. PRINCIPE DU FORAGE PETROLIER 52
2.1 Les techniques de forages 52
2.2. Classification des puits de forage 55
3. EVOLUTION DES TECHNIQUE DE FORAGE 55
4. DESCRIPTIONS DES PUITS DIRECTIONNELS 55
5. LES PROBLEMES RECONNUS DURANT LA PHASE DE FORAGE 56
6. FLUIDE DE FORAGE 58
7. OPERATION DE PRODUCTION DES HYDROCARBURES 59
8. OPERATION DE SURVEILLANCE DU PUITS EN PRODUCTION 60
9. CONCLUSION 60
CHAPITRE IV : La diagraphie pétrolière 62
1. INTRODUCTION 62
2. DIAGRAPHIE ACOUSTIQUE (SONIQUE) (Alford, 2012) 62
3. DIAGRAPHIE GAMMA RAY (GR) (MEUNIER, 2009) 64
4. DIAGRAPHIE DENSITE 65
5. DIAGRAPHIE DE MESURE DU DIAMERTRE DU TROU (CALIPER) 65
6. DIAGRAPHIE D'IMAGERIE 66
7. CONCLUSION 67
Chapitre V : Notions de géomécanique appliquée aux forages pétroliers 69
1. INTRODUCTION 69
2. PRINCIPE DE LA GEOMECANIQUE 70
3. LE MODEL GEOMECANIQUE MEM – Mechanical Earth Model 71
4. PROPRIETES DE LA ROCHE 71
4.1. Propriétés élastiques 71
4.2. Propriétés mécaniques 72
5. LA CONTRAINTE 73
6. LES CONTRAINTES PRINCIPALES 74
7. ETAT DE CONTRAINTE NATURELLE (In-situ) DANS LE SOUS-SOL 75
7.1. Contrainte verticale σ_V 75
7.2. Pression interstitielle P_P 76
7.3. Contrainte horizontale 76
7.4. Modèle Poro-élastique 77
7.5. Classification d'Anderson des failles 78
7.6. Contrainte effective 79
8. ETAT DE CONTRAINTES AUTOUR DU PUITS (Near Wellbore Stresses) 81
9. RUPTURE DE LA ROCHE AUTOUR DU PUITS 85
9.1. Les ovalisations « Breakout » 86

9.2. Les fractures de traction induites par le forage « Driling Induced Tensile Fractures » 87
10. L'INTERVALLE DE LA PRESSION DE BOUE DANS LE PUITS RECOMMANDE (Mud Weight Window) 88
11. STABILITE DU PUITS DE FORAGE PETROLIER 89
12. CONCLUSION 89
Chapitre VI : Construction du modèle géomécanique (1D) et analyse de stabilité du puits 91
1. INTRODUCTION 91
2. DESCRIPTION DU PUITS 91
3. LES DONNEES UTILISEES DANS CE TRAVAIL 92
4. STRATIGRAPHIE MECANIQUE 93
5. CALCUL DES PROPRIETES DE LA ROCHE 93
5.1. Propriétés élastiques de la roche 93
5.2. Propriétés mécaniques de la roche 95
6. CALCUL DES CONTRAINTES 98
6.1. Contrainte verticale σ_v 98
6.2. Pression interstitielle P_P 99
6.3. Modèle poro-élastique (Contrainte horizontal) 99
7. L'ORIENTATION DES CONTRAINTES HORIZONTALES 100
8. ANALYSE DE STABILITE DU PUITS 102
8.1. Analyse de stabilité de réservoir du TAGI 103
8.2. Analyse de stabilité de réservoirs du CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) 104
8.3. Analyse de stabilité de réservoirs du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) 105
8.4. Correction du problème d'ovalisation du puits 106
8.5. Discussion 108
9. ANALYSE DE L'IMPACT DE LA DEPLETION SUR L'ETAT DE CONTRAINTE AUTOUR DU PUITS LORS DE LA PRODUCTION DES HYDROCARBURES 109
9.1. Analyse de déplétion de 25% 109
9.2. Analyse de déplétion de 50% 111
9.3. Analyse de déplétion de 75% 115
10. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS 117
CONCLUSION GENERALE 119
Bibliographies 121

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Un puits pétrolier est un ouvrage vital pour une compagnie d'hydrocarbures. C'est un investissement qui coute beaucoup d'argent et de temps avant qu'il ne soit rentable. C'est un ouvrage qui nécessite beaucoup d'attention, de calculs et d'engineering avant son creusement, durant la phase de forage et toute sa vie de production.

L'instabilité des puits de forage pétroliers est l'un des risques majeurs menaçant tout le cycle de vie d'un puits et pas seulement la phase de construction.

La rupture des parois d'un puits pétrolier est l'une des causes majeures de temps non productif (NPT) en causant des problèmes tels que l'effondrement du puits, la perte du matériel qui coute très cher, la perte de l'investissement et une perte en termes d'hydrocarbures. Même en cas de réparation, les entreprises pétrolières comptabilisent des pénalités de perte de temps de production ou NTP (Non productif Time) qui peut se chiffrer à des sommes conséquentes.

La compagnie pétrolière Schlumberger déclare que les problèmes géomécaniques sont associés à 40 pour cent des NPT (Temp non productif) liés au forage dans les eaux profondes (Offshore) et d'autres environnements difficiles (Schlumberger, 2016). Le coût total des problèmes liés à la géomécanique sont estimés à des milliards de dollars. Une source confidentielle indique qu'en moyenne, 22% du budget de forage peut être attribué au NPT lié aux puits. Cinquante pour cent (50%) de cet NPT est associé à des problèmes liés à la géomécanique (stabilité, perte circulation, etc.), soit 11% du budget de forage (Mody 2013).

En Algérie, 98% de la recette d'exportation dépend des hydrocarbures (WEC, 2007), donc pour mener à bien les projets dans les délais et le budget impartis et pour maximiser les revenues d'exportation, le temps non-productif associé aux problèmes cités ci-dessus doit être minimisé. Ces problèmes sont fortement liés aux contraintes géomécaniques dans la région. Par conséquent, une bonne connaissance de la géomécanique régionale dans la zone d'intérêt permet d'atténuer le retard causé par les problèmes mentionnés, les coûts et les risques suscités.

Le Mechanical Earth Model (MEM) est construit à l'aide des mesures de diagraphie dans les puits de forage, afin de prédire les zones d'instabilité et prévenir les problèmes d'instabilité et de rupture de production.

Le MEM est une représentation numérique de l'état de contrainte et des propriétés mécaniques de la roche forée pour une section stratigraphique spécifique dans un champ ou bassin pétrolifère. Le modèle est lié à la structure géologique à travers les données stratigraphiques et sismiques. En plus de la distribution des propriétés (par exemple, densité, porosité) le modèle intègre la pression interstitielle, l'état de contrainte et les propriétés mécaniques de la roche.

Nous savons que les contraintes sur le réservoir sont causées par le poids des terrains morts, des forces tectoniques superposées et par la production. Les propriétés sont dérivées de divers outils de diagraphies, par exemple « diagraphie sonique », « diagraphie de densité » en utilisant diverses méthodes. Avant et pendant le forage, le modèle est calibré en utilisant les résultats des tests de laboratoire. Après avoir analysé la rupture de la roche, un intervalle de densité de boue de forage sécuritaire pourra être recommandé.

Dans sa première partie (MASTER), ce travail introduit les problèmes de gonflement des argiles traversées par les forages pétroliers.

Dans sa deuxième partie, ce travail introduit les notions de géologie et de bassins sédimentaires de l'Algérie, ainsi que les notions de système pétrolier, plus précisément celui de la zone de Berkine qui est la zone d'étude de ce mémoire.

Dans sa troisième partie, les généralités sur les forages et les techniques utilisées ont été détaillées, ainsi que les problèmes typiques rencontrés durant le forage.

Dans sa quatrième partie, ce mémoire aborde les notions et types de diagraphie utilisés dans notre étude pour définir les différentes propriétés des différentes formations traversées par le puits de forage.

Dans la cinquième partie, il s'agira des notions de géomécanique appliquée, les lois et les théories sur lesquelles la géomécanique se base et les étapes à suivre (Propriétés élastiques et mécaniques, contraintes in-situ…etc.) pour faire une analyse de stabilité et déterminer l'intervalle de boue de forage, qui permettra de faire la production en toute sécurité.

Dans la sixième et dernière partie, nous proposons la construction du modèle MEM et l'analyse de la stabilité de notre puits dans le bassin pétrolifère de Berkine.

CHAPITRE I (MASTER)

Chapitre I (MASTER) : Les problèmes de gonflement des argiles traversées par les forages pétroliers

1. INTRODUCTION

Les formations argileuses gonflantes sont dénommées 'hydratable shales', 'swelling shales', ou 'heaving shales'. Ces argiles sont caractérisées par une capacité importante de gonflement qui va, au cours du forage, s'ajouter à celle des minéraux argileux intentionnellement ajoutés à la boue de forage afin de lui conférer un certain nombre de propriétés.

Les phénomènes physico-chimiques et mécaniques liés à la stabilité des argiles ont été longuement débattus dans la littérature pétrolière, particulièrement sur la capacité des systèmes de type polymère/électrolyte à inhiber l'hydratation et le gonflement des argiles.

En préalable, il est nécessaire d'introduire quelques définitions des argiles et des fluides de forage avant la synthèse des principaux travaux traitant les problèmes du gonflement des formations argileuses.

2. LES ARGILES

2.1. Origine

L'origine des argiles peut être reliée à différents processus, tels que l'altération physique et/ou chimique (i.e. transformation des minéraux primaires), la déposition in situ (i.e. re-déposition après le transport de "détritus") et les processus hydrothermal et/ou diagénèse.

2.2. Définition

De manière générale, le mot argile(s) sert à désigner l'ensemble des particules dont la taille est inférieure à 2 μm. En termes de taille de grain, le mot argile a deux sens. Il désigne d'abord les particules faites de minéraux argileux dont les cristaux excèdent parfois 2 μm. Les minéraux argileux proviennent essentiellement de l'altération chimique de certains minéraux composant la roche. Cette altération chimique agit de sorte que certains minéraux silicates, comme les micas ou les feldspaths soient transformés en d'autres espèces minérales (kaolinite, illite, Montmorillonite), souvent de granulométrie plus fine.

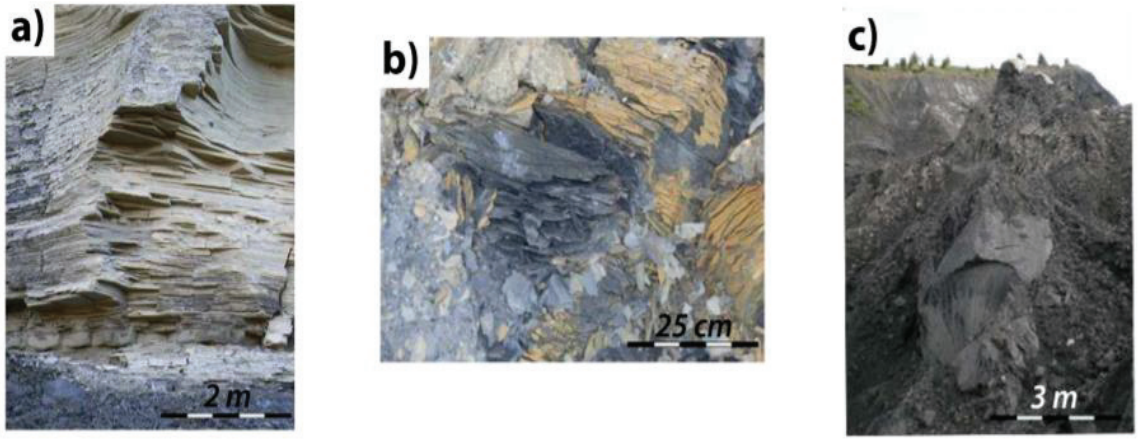


Fig. I. 1 : Photos de différents facies argileux

Avec : a) Argiles litées du Trieves (France)

b) Argiles schisteuses de Pont-Bourquin (Suisse, Jaboyedoff et al. (2009)).

c) Marnes noires de Super-Sauze (France, Travelletti (2011))

2.3. Les minéraux argileux

Selon *J. Mering (1963)* le caractère argileux d'un minéral repose sur quatre caractéristiques :

- La petite dimension des particules de minéraux, inférieure à 2 µm.

-La dissymétrie des particules de forme généralement lamellaire ce qui rend compte de propriétés mécaniques comme la plasticité et de propriétés physico-chimiques comme la rétention de molécules d'eau.

- La possibilité, pour ces particules, de pouvoir donner des suspensions aqueuses plus ou moins stables.

- Leur composition chimique ; ce sont des silicates.

Ces caractéristiques sont celles des phyllo-silicates qui se définissent ainsi : « Les minéraux argileux appartiennent à la famille des phyllosilicates et sont constitués par une couche tétraédrique bidimensionnelle de composition $T2O5$, T pouvant être Si^{4+}, Al^{3+} ou Fe^{3+}. Ces tétraèdres sont liés dans un même plan par trois de leurs sommets, le quatrième étant orienté dans une autre direction. Les couches tétraédriques sont liées dans la structure à des couches octaédriques ou à des groupes de cations coordonnés ou indépendants » (Grim & al, 1982).

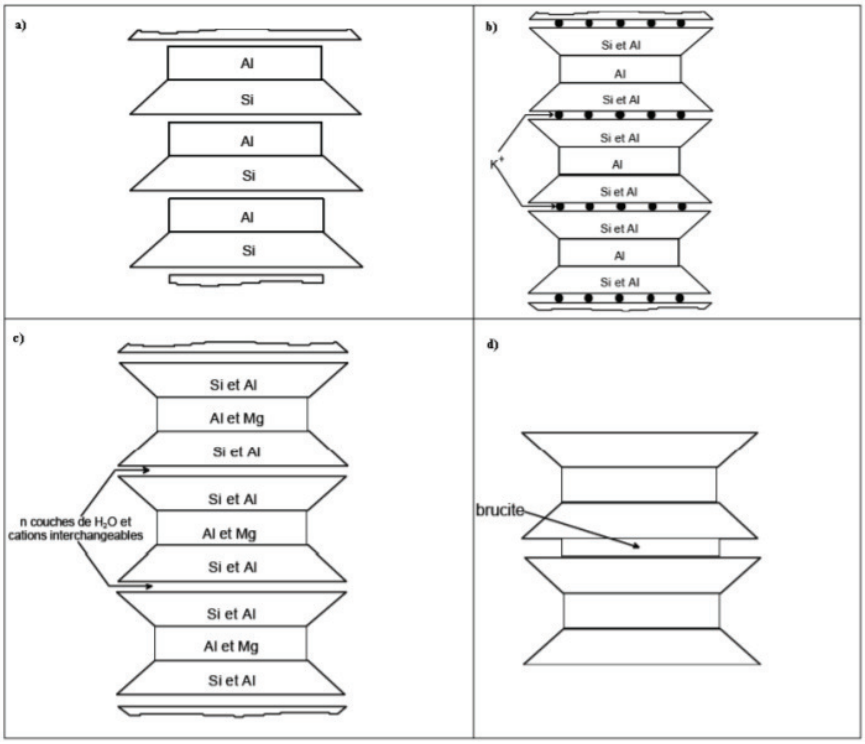


Fig. I. 2 : Schéma de la particule : a) kaolinite, b) illite, c) smectite et d) chlorite

Les argiles sont de natures diverses, les familles ou groupes les plus répandus sont les suivants :

- La kaolinite (étymologiquement du Chinois signifiant Hautes collines) est une argile a feuillets neutres de type TO. Elle se forme dans les zones tropicales ou les sols sont bien drainés au pH acide. Les feuillets sont généralement bien ordonnés dans le réseau cristallin.
- Les illites (découvertes en 1937 dans l'Etat de l'Illinois, USA) de structure TOT, sont assez proches des micas et d'autres silicates dont elles sont issues. Il y a quelques substitutions de Si par Al dans la structure tétraédrique mais également de Al par Mg ou Fe dans la structure octaédrique.
- Les smectites dont fait partie la montmorillonite (étymologiquement vient de Mont-morillon, une localité dans la Vienne, France) est de type TOT également. Elles se forment dans des sols mal drainés alcalins. Il y a quelques substitutions de Al par Mg. Le désordonnément cristallin des feuillets et leurs charges modérées facilitent l'éloignement des unes par rapport aux autres favorisant l'adsorption de cations hydratés mais également de molécules organiques plus imposantes. Ces phénomènes physico-chimiques apportent à ces argiles un fort caractère gonflant. Ces propriétés sont largement utilisées dans l'industrie, la bentonite (son nom venant de Fort Benton dans le Wyoming, USA) étant la plus célèbre.
- Les chlorites (nommés par leurs couleurs, chloros signifiant 'vert' en grec) sont généralement proches du mica noir dont elles sont issues. La structure des chlorites est également de forme TOT (avec une substitution partielle de l'Al par du Fe), cependant

l'espace inter-foliaire contient une couche supplémentaire d'hydroxyde (souvent associée au magnésium).

- La vermiculite (du latin Vermiculus signifiant 'petit ver', en allusion `à son exfoliation au chauffage) est proche des chlorites ou des illites minéralogiquement mais montre des propriétés gonflantes semblables aux smectites.
- La laponite est une argile de synthèse souvent utilisée dans l'industrie. Non naturelle, elle ne rentre donc pas dans le critère de roche argileuse tel que défini actuellement. De structure (TOT), elle est utilisée comme agent rhéologique industriel (dans la production de nano composites par exemple).

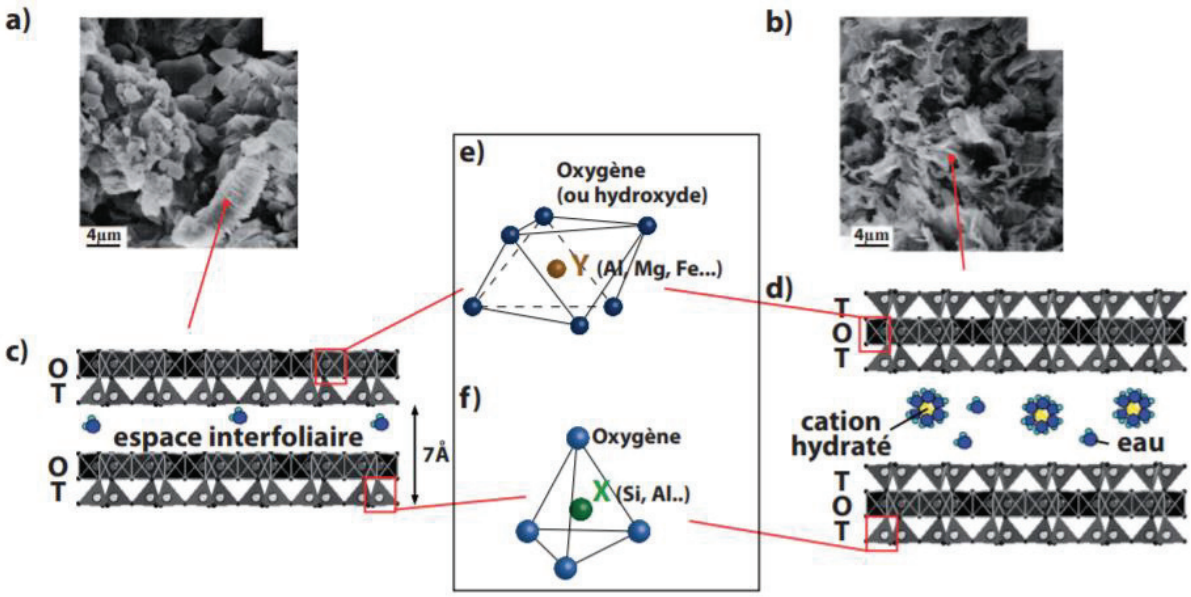


Fig. I. 3 : a) Images MET (Microscopie Electronique en Transmission) d'une kaolinite et b) d'une smectite de Sasso (Italie) (Lombardi et al. (1987)). c) Représentation schématique de la structure de Kaolinite et d) d'une montmorillonite (smectite) (modifié d'après Bradbury and Baeyens (2002)).

2.4. Classification des formations argileuses

O'Brien et Chenevert (1973) ont établi une classification liée à la composition minéralogique mais également basée sur l'interaction des argiles avec les fluides (Durand et al. 1995a). Bates et Jackson (1987) basent la classification des argiles directement sur les teneurs en minéraux argileux allant de 15 à 100%, alors qu'Osisanya (1991) se base pour la classification des argiles sur la teneur en quartz.

Les argiles dans les formations géologiques ont été classées d'un point de vue pratique (Dupont, 1968) en trois catégories de problèmes :

- **Les formations argileuses éboulantes**, dénommées 'sloughing shales' ou 'brittle shales' sont généralement constituées par des schistes ou des marnes peu consolidées avec une structure feuilletée. Du point de vue minéralogique, elles sont composées

d'illite et de kaolinite avec rarement de la montmorillonite. Lors du forage, ces formations ont tendance à s'ébouler, s'effondrer, entraînant la formation de caves importantes. Pour ces argiles, les fluides émulsionnés sont généralement peu utilisés. Leur efficacité montre que les boues à base d'eau sont satisfaisantes et qu'une augmentation de la viscosité du gel apporte une bonne contribution à la solution aux problèmes. En Algérie, ces argiles éboulantes sont largement répandues dans la région de Timimoune, Ain Salah, Adrar et les hauts plateaux du nord du Sahara.

- **Les formations argileuses plastiques**, dénommées 'plastic shales', 'wet shales', 'gumbo shales', ou 'softening shales' ont la particularité de se refermer plus ou moins vite sur les outils et les garnitures de forage. Elles causent par conséquent les problèmes de coincement conduisant à l'échec de tubage et de cimentation, nécessitant un reforage. Sur le plan géologique, ces argiles sont situées dans le grand ensemble à prédominance d'évaporites qui s'étend du Lias à la base du Trias. Du point de vue minéralogique, elles sont composées essentiellement d'un mélange d'illite et de chlorite. La plasticité des argiles a été observée pour la première fois dans les cuttings des puits lors du forage en Gulf Coast (Hayes et Kennedy, 1903). Cette plasticité in situ a été souvent évoquée pour expliquer les problèmes rencontrés (Rederon et Brisac, 1961 ; Pyramjee, 1966). En Algérie, le problème des argiles plastiques s'est manifesté pour la première fois en 1954, dans le nord du Sahara, lors du forage du puits TE#1 dans la région de Touggourt, par un coincement à 3458m après un passage rapide d'un banc de sel massif. Ce problème a nécessité la poursuite du forage en déviation.

- **Les formations argileuses gonflantes**, dénommées 'hydratable shales', 'swelling shales', ou 'heaving shales' : Ces argiles sont caractérisées par une capacité importante de gonflement qui va au cours du forage s'ajouter à celle des minéraux argileux intentionnellement ajoutés à la boue afin de lui conférer un certain nombre de propriétés. Ces argiles gonflantes provoquent une forte augmentation de la viscosité de la boue et le bouchage des tamis vibrants. Les argiles gonflantes sont généralement rencontrées à des profondeurs relativement faibles. Du point de vue minéralogique, elles sont caractérisées par une forte teneur de 20 à 40% en montmorillonite (minéraux gonflants) avec une teneur en eau élevée allant jusqu'à 40% et de 20 à 30% en illite (minéraux dispersibles). Pour ces argiles qui causent les problèmes de bourrage des outils, la formation de bouchons dans l'annulaire ainsi que les risques de perte et de coincement de la garniture les boues à l'huile et au KCl apportent une amélioration notable. Différentes classes ont été proposées dans la littérature, avec une minéralogie basée principalement sur les teneurs respectives en montmorillonite et en illite. Ces argiles gonflantes sont rencontrées en Algérie à partir du Néocomien et le plus souvent associées à la présence de sable, sel et dolomite.

3. LES FLUIDES DE FORAGE

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, ...). Le fluide de forage a déjà été présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications (Darley & Gray, 1988).Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par Evans et Reid.

Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille. A la sortie du

puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé (Landriot, Fluide de forage, édition Technip, 1968).

3.1. Types de boue de forage

- Fluide à base d'eau
- Fluide à base d'huile
- Fluide de forage gazeux

4. ETAT DE L'ART

Le premier phénomène pris en considération est celui de l'hydratation et du gonflement des argiles.

Low et Anderson (1958) ***(Equations de pression osmotique pour la détermination des propriétés de gonflement)*** : Leur hypothèse est basée sur le principe que les argiles agissent en tant que membrane semi-perméable. **Chenevert (1969)** a signalé que l'ajustement de l'activité de l'eau des systèmes OBM permet de prévenir l'adsorption de l'eau sur les argiles. Autrement dit, l'adsorption d'eau est empêchée si l'activité de l'eau du fluide de forage est égale à l'activité de l'eau dans les pores des formations argileuses, d'où le concept de 'balance d'activité de l'eau'.

Chenevert (1970a et 1970b) a aussi étudié l'effet de l'adsorption de l'eau sur de la montmorillonite et il en a conclu que l'eau adsorbée dans l'espace confiné génère des contraintes internes.

Fritz et Marine (1983) : En se basant sur la théorie osmotique, ils ont conclu que les argiles ne représentent pas une membrane idéale semi-perméable. Le degré d'idéalité dépend de plusieurs facteurs tels que la capacité d'échange cationique (CEC), la porosité et la concentration du fluide des pores. **Bol et al., (1992)** avec une série d'expériences sur des échantillons d'argiles à grande perméabilité, ont aussi démontré que les argiles n'agissent pas comme une membrane semi-perméable. Ces résultats contredisent ceux antérieurs de **Low et Anderson (1958).**

Mody et al., (2002) : Ils ont identifié les additifs à utiliser dans les systèmes WBM qui génèrent une efficacité importante de la membrane, puis ont utilisé ces additifs pour la formulation de fluides de forage. Ces travaux montrent que l'efficacité de la membrane est liée à 80% à la nature des additifs utilisés dans le fluide et que ces fluides de forage améliorent la stabilité du puits.

Zhang et al., (2006) : Ils ont développé le test de gonflement gravimétrique et ont montré que le mouvement de l'eau n'est pas contrôlé seulement par le phénomène d'osmose (activité de l'eau) mais qu'il est aussi influencé par la succion capillaire et par la diffusion ionique. Le contact des argiles avec les fluides change les propriétés physico-chimiques et mécaniques des argiles.

5. DISCUSSION

Les travaux de recherche menés par les auteurs citées ci-dessus amènent à privilégier des systèmes émulsionnés inverses comparativement aux systèmes à base d'eau et à développer d'autres technologies de forage (forage à la mousse, forage à l'air).

Cependant un problème technique majeur se pose actuellement aux opérateurs pétroliers de par la nécessité de remplacer les boues à l'huile, connues pour être polluante, par des boues à l'eau ou par des fluides synthétiques. Par ailleurs, dans certaines conditions de forage (forage des argiles sensibles ou forage des puits profonds) il est techniquement difficile d'avoir les mêmes performances en remplaçant une boue à l'huile par une boue à l'eau.

Le problème majeur dans l'utilisation des WBM reste donc lié à l'instabilité des puits, due essentiellement aux interactions des argiles de la formation avec l'eau, mais plusieurs solutions acceptables sont émises.

Dans cet objectif, la recherche d'additifs inhibiteurs du gonflement des argiles et respectant en plus l'environnement a considérablement évolué. Voici quelques exemples d'additif développés pour contrer les problèmes de gonflement des argiles :

- Les sels minéraux (KCl, NaCl, CaCl2, …) et organiques. (Van Oort, 2003)
- Les polymères cationiques, anioniques et non ioniques. (Beihoffer, Dorrough, & Schmidt, 1990) , (Retz, 1990)

6. CONCLUSION

Le problème de gonflement des argiles en place est une menace sérieuse pour les forages pétroliers. Les travaux de recherche récents qui se penchent encore sur la question ont dégagé plusieurs pistes dont la plus intéressante est la substitution de l'eau par les huiles ou l'ajout d'additifs ou simplement l'utilisation de boues synthétiques.

Cependant, les menaces qui pèsent sur l'environnement ont conduit à entreprendre des initiatives pour essayer de limiter les dégâts et la dégradation de l'environnement. Il faut donc trouver un bon compromis entre le cout et le respect de l'environnement qui prendra beaucoup de temps.

En effet, le nombre important de sites pollués, suite aux opérations de forage, d'exploration et d'exploitation, constitue depuis quelques années un souci majeur pour les entreprises travaillant dans le domaine. Les recherches ont ainsi été dynamisées et de nombreuses techniques de dépollution se sont développées.

Dans le cas des champs pétroliers du Sahara (Algérie), l'approvisionnement en eau pour la conception d'une boue à base d'eau est très compliqué vue sa rareté et son prix exorbitant. Donc, il faudra penser à une alternative pour faire un bon équilibre entre le cout et la pollution.

CHAPITRE II

Chapitre II : Géologie de l'Algérie et géologie des bassins sédimentaires

1. INTRODUCTION

La géologie est une discipline scientifique se focalisant sur les couches externes de la Terre, notamment sur leurs structures, leurs compositions et leurs évolutions au cours des temps passés et à venir.

L'étude géologique est essentielle dans l'étude de la stabilité des terrains, Elle permet d'identifier les caractéristiques lithostratigraphiques et pétrophysiques des formations traversées lors du forage, et de déterminer les propriétés mécaniques des roches traversées. Ces propriétés sont nécessaires lors de la modélisation et l'étude de la stabilité des puits pétroliers lors du forage et durant l'exploitation pétrolière.

Dans ce chapitre, nous avons introduit la géologie de l'Algérie en général et celle des bassins sédimentaires en particulier (Cadre structural de l'Algérie, Cadre morphologique). La géologie de notre zone d'étude « **Bassin de Berkine »** a été particulièrement détaillée (Localisation géographique, Aspect stratigraphique, Système pétrolier).

2. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE L'ALGERIE

Le territoire algérien s'étend sur 2.381.741 km^2, soit quatre fois la France ou 60 fois la Suisse, ce qui en fait le premier plus grand pays d'Afrique et du monde arabe.

Les limites naturelles de l'Algérie sont la mer Méditerranée au nord avec 1200km de côtes, le Maroc à l'ouest, la Mauritanie et le Sahara occidental au sud-ouest, le Mali et le Niger au sud, et enfin la Tunisie et la Libye à l'est.

Le méridien d'origine (Greenwich) passe à proximité de la ville de Mostaganem, située à 339km à l'Ouest de la capitale « Alger ». La distance de la côte méditerranéenne au massif du Hoggar est d'environ 2000km, et 1800km d'In Amenas à l'Est jusqu'à Tindouf à l'Ouest. (Fig. II.1).

L'Algérie est la porte Nord de l'Afrique vers les marchés européens qui ont besoin en permanence de produits énergétiques. Elle représente le point de liaison entre les pays maghrébins, étant donné l'importance de ses transactions économiques et des parts du marché d'hydrocarbure qu'elle détient.

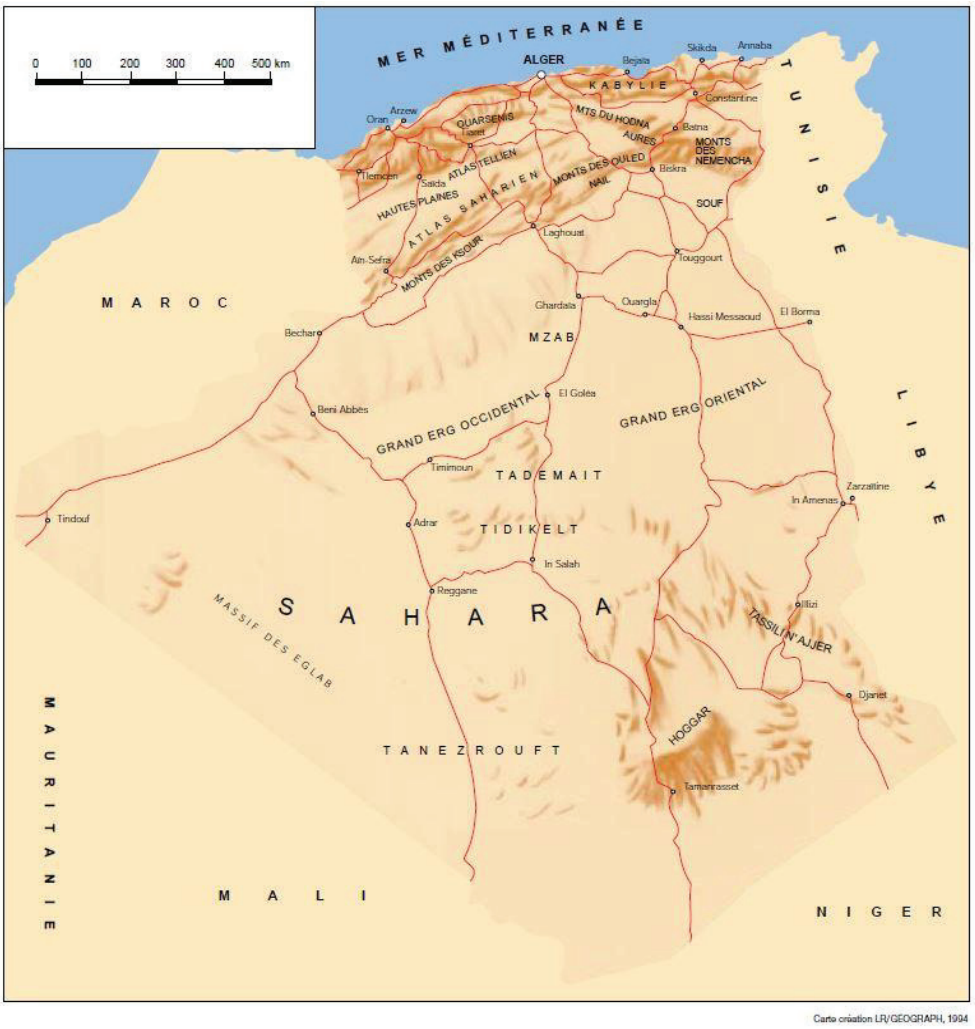


Fig. II. 1 : Carte géographique de l'Algérie (H. Askri)

L'Algérie comprend une multitude de reliefs. Le nord est sillonné d'ouest en est par une double barrière montagneuse (Atlas tellien et saharien) avec des chaînes telles que le Dahra, l'Ouarsenis, le Hodna, les chaines de Kabylie (le Djurdjura, les Babors et les Bibans) et l'Aurès.

Le sol est couvert de nombreuses forêts au centre, vastes plaines à l'est et le Sahara qui représente à lui seul 84 % du territoire est la source des hydrocarbures, qui à eux seuls représentent 60 % de la recette du budget et 98 % de la recette d'exportation. L'Algérie est le 18^{e} producteur en 2015 de pétrole, le 10^{e} producteur de gaz naturel et le 6^{e} exportateur de gaz naturel au monde.

3. GEOLOGIE DE L'ALGERIE

3.1. Cadre structural de l'Algérie

Du nord vers le sud, l'Algérie est divisée en deux unités tectoniques majeures (Sonatrach, 2003) séparées par la faille sud-atlasique ou "flexure [1]saharienne" (Fig. II.2):

- le Nord de l'Algérie portant l'empreinte de la Phase tectonique alpine est délimité par les éléments suivants :
  - Au sud, l'Atlas saharien, une chaîne de montagnes d'origine alpine.
  - Au centre, les plateformes d'Ain Regada.
  - Dans la partie septentrionale, l'Atlas tellien qui est une zone complexe constituée de nappe mises en place au Miocène inférieur. Des bassins néogènes tardifs comme le Chélif et le Hodna se sont installés sur ces nappes.
- la plate-forme saharienne, étendue désertique stable, où la tectonique est quasiment absente. Elle est constituée d'un socle précambrien recouvert d'une couverture sédimentaire. Différents éléments structuraux majeurs de cette plateforme délimitent des Bassins sédimentaires dans lesquels la lithostratigraphie est plus ou moins complète.

[1] Forme intermédiaire entre la faille et le pli, dans laquelle les couches sont étirées vers le compartiment affaissé.

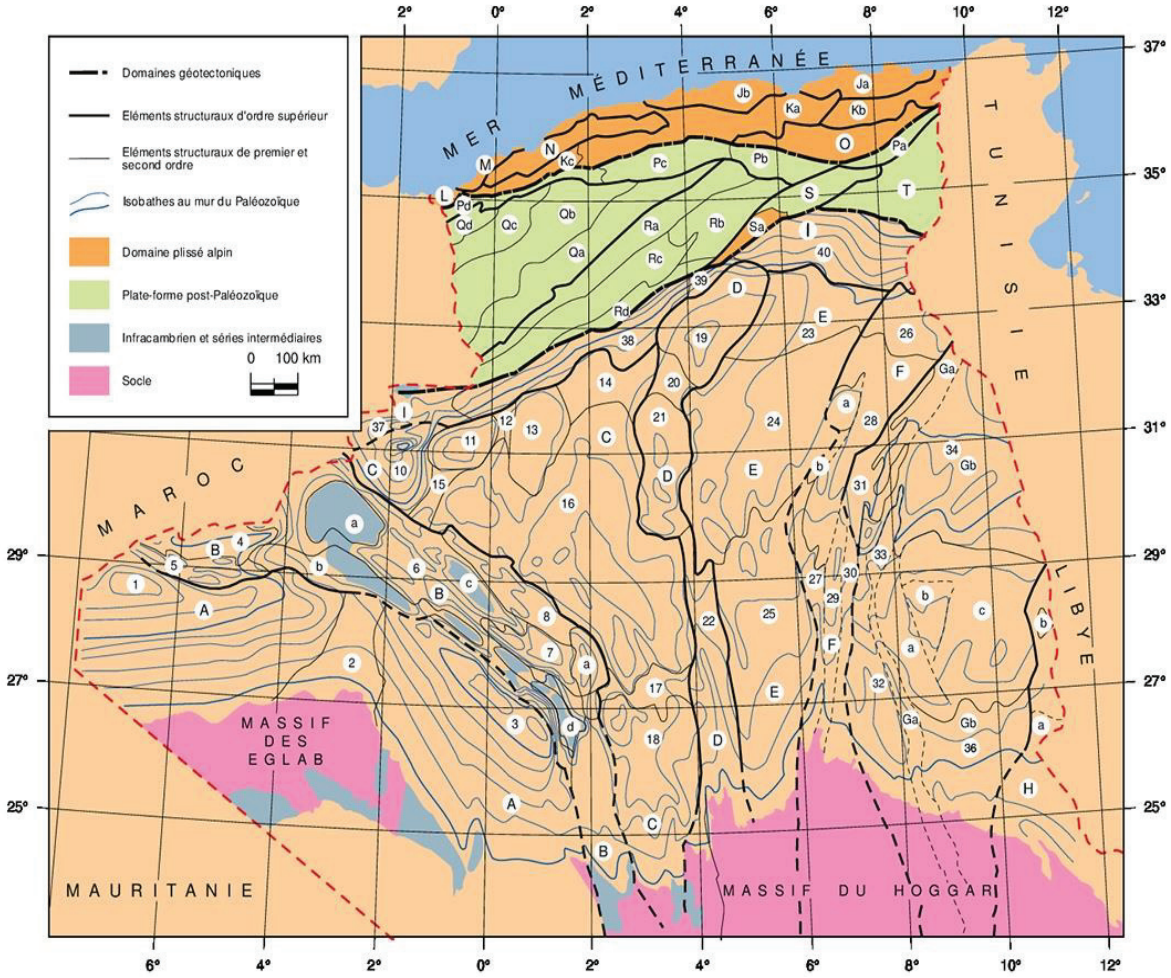


Fig. II. 2 : Carte structurale synthétique de l'Algérie. (ALNAFT, 2017)

A-Synéclise de Tindouf-Reggane
1. Dépression de Tindouf
2. Ensellement de Krettamiabou Bernous
3. Dépression de Reggane

B- Antéclise de l'Ouagrta-Azzel Matti
4. Sillion de Hamada Dra
5. Zone structurale de Zemoule Ahmed Filou
6. Chaine de l'Ougarta (a, b, c, d, zones anticlinales de Oglet-Beraber, Douare-Tabelbela de Sebkha EZI Maleh de Touat Bled El Mass)
7. Cuvette de Sbaa
8. Zone structurale de Kerzaz-azzene (a Môle d'Azzene)
9. Ensellement d'Azzel Matti

C- Synéclise de l'Ahnet-Timimoune
10. Dépression d'Abadla
11. Voûte de Meharez
12. Ensellement de Tamzaia
13. Voûte d'Oued Namous
14. Ensellement d'El Djorra
15. Ensellement de Beni Abbès
16. Dépression de Timimoune
17. Ensellement de Djoua
18. Dépression de l'Ahnet

D- Antéclise d'Arak Tilrhemt
19. Voûte de Tilrhemt
20. Ensellement deBelketaief
21. Voûte d'Allal
22. Zone structurale d'Arak-Hassi Chebbaba

E- Synéclise de Mouydir-oued Mya
23. Ensellement de Djamaa-Touggourt
24. Dépression d'Oued Mya
25. Dépression de Mouydir

F- Antéclise d'Amguid-Hassi Messaoud Dahar
26. Voûte de Dahafi
27. Horst anticlinal d'amguid-Hassi Messaoud (a-Dôme de Hassi Messaoud, b- Bourrelet El Agreb-El Gassi)
28. Graben de Dobane
30. Horst Anticlinal de Tisserass El Biod

G- Synéclise d'Illzi-Berkine
Ga. Bordure de la Synéclise
31. Horst anticlinal de Hassi Touareg-Rhourde El Baguel
32. Sillon de Bled
33. Horst anticlinal de Djebel Essaoui-Mellen-Rhourde Nouss

Gb. Domaine interne de la synéclise
34. Dépression de Berkine
35. Terrasse structurale d'Illzi
    a. Sillon de Zaouia El Kahla
    b. Môle de Tin Fouyé
    c. Monoclinal d'Illizi Nord
    d. Monoclinal d'Illizi Sud

H- Antéclise de Tihemboka-Zarzaitine-Alrar
a. Môle de Tihemboka
b. Môle de Zarzaitine

I- Système des sillons préatlasiques
37. Sillon de Bechar (Carbinifère)
38. Sillon superposé de Benoud (Mésozoique)
39. Ensellement de Laghouat
40. Sillon superposé de Melrhir (Méso-cénozoïque)

J- Domaine plissé Alpin
a. Massif de petite Kabylie
b. Massif de Grande Kabylie

K- Atlas Tellien
a. du Crétacé
b. du tertiaire (périclinal est)
c. du périclinal ouest

L- Domaine plissé des Traras

M- Zone Tectonique Oranaise

O- Soulèvement d'Ain M'lila

P- Avant-fosse prételienne
a. Sillon intramontagneux de Tari
b, c, d Zones tecto. Orientale, centrale et occidentale

Q- Domaine tectonique des Hauts-Plateaux
a, b, c, d Zones tecto. De Chergui Nador, de Rharbi, Saida, de Tlegh, Nehar et de Tlemcen

R- Domaine plissé de l'Atlas Saharien
a. Zone marginale Nord
b. Compartment Nord-Est de Nail
c. Compartment Central de Ksour Amour
d. Gradin Sud-Atlasique

S- Zone tectonique Aurès-Zab
a. Zone d'orogènèse post-hercynienne

T- Atlas Tunisien

3.2. Cadre morphologique de l'Algérie

Sur le plan morphologique, le pays comprend quatre grands domaines du Nord au Sud (Sonatrach, 2003) :

- L'Atlas tellien (ou le Tell), constitué de reliefs escarpés et de plaines littorales dont les plus riches d'Algérie sont la Mitidja au centre, le Chélif à l'Ouest et le Seybouse à l'Est.
- Les Hauts Plateaux semi-arides, qui sont parsemés de dépressions[2] désertiques et de lacs salés marécageux, les chotts (Chergui, Hodna).
- L'Atlas saharien, qui forme une longue suite de reliefs orientés NE - SO s'étendant de la frontière marocaine à celle de la Tunisie.
- Le Sahara, qui recèle l'essentiel des ressources en hydrocarbures, est un désert formé de grandes étendues de dunes (Erg Oriental et Erg Occidental), de plaines caillouteuses (regs) et parsemé d'oasis. Le massif des Eglab à l'Ouest et le massif du Hoggar à l'Est forment, pratiquement, la limite méridionale du Sahara algérien.

3.3. Stratigraphie de l'Algérie (ALNAFT, 2017)

Elle s'organise en deux domaines distincts comme ceux déjà mentionnés. D'une part, le Nord de l'Algérie, modelé au cours du Tertiaire par les mouvements alpins, compte plusieurs ensembles différents de par leurs caractères stratigraphiques. La stratigraphie globale est montrée dans l'annexe (Annexe I).

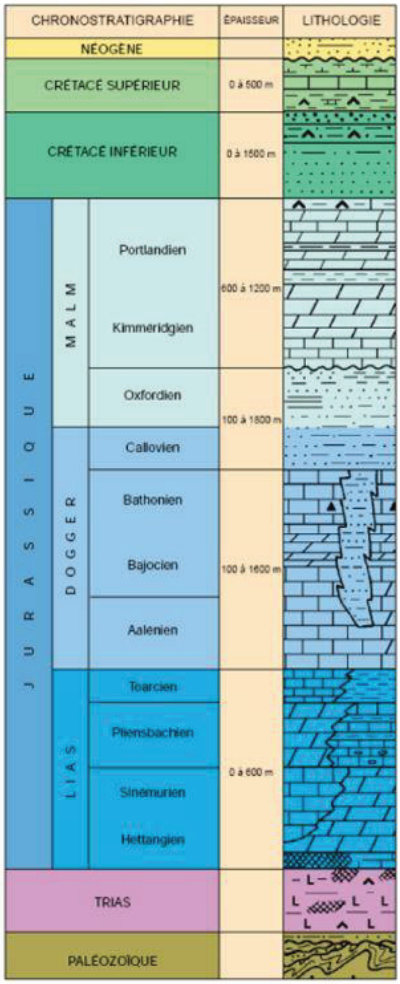
- Le nord de l'Algérie :

Le Nord de l'Algérie s'insère dans l'évolution géologique du bassin mésogéen. L'avant pays comporte quatre ensembles paléogéographiques ou structuraux, soit :

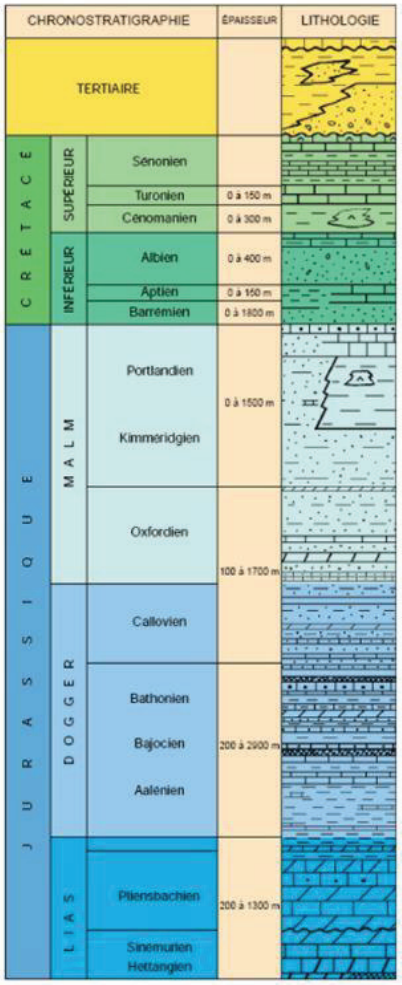
- La Méséta oranaise.
- L'Atlas Saharien au sens large.
- Le sud-est constantinois.
- Le domaine tellien.

La stratigraphie du Nord de l'Algérie a été définie dans ces domaines à partir des données de terrain et de sondage (Fig. II.3).

[2] Surface ou zone en creux par rapport à la surface environnante provoqué par surcharge, distension/compression…



Coupe stratigraphique du Nord-Ouest de l'Algerie

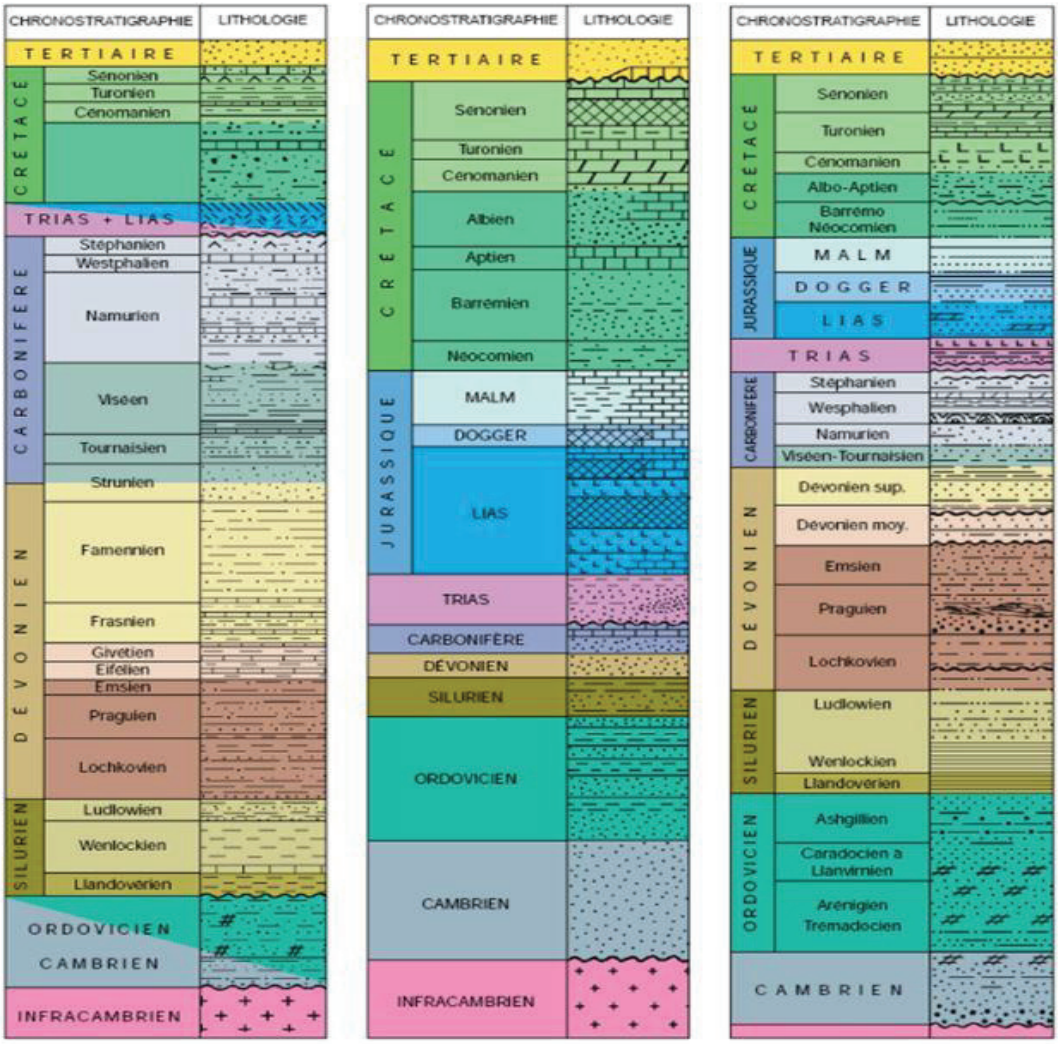


Coupe stratigraphique de l'Atlas saharien occidental

Fig. II. 3 : La stratigraphie du Nord de l'Algérie. (ALNAFT, 2017)

D'autre part, la Plate-forme Saharienne est une région très vaste et stable qui a été modelée dès le Paléozoïque et subdivisée en trois provinces pétrolières :

- La Plate-forme Saharienne: Les épaisseurs des séries (1000 à 8000m), leur nature, les déformations tectoniques et la subsidence ont modelé la Plate-forme Saharienne en un certain nombre de bassins répartis dans la province occidentale, la province orientale et la province triasique (Fig. II.4).



Coupe stratigraphique du Sahara Ouest

Coupe stratigraphique du Province Triasique

Coupe stratigraphique du Sahara Est

Fig. II. 4 : Coupe stratigraphique des provinces de la plate-forme saharienne. (ALNAFT, 2017)

- La province Occidentale : Elle comprend les bassins de Béchar, Tindouf, Reggane, Ahnet, Mouydir, Timimoun et Sbaa. Ces dépressions sont à remplissage paléozoïque, Cambrien à Namurien. Le Méso-Cénozoïque y est peu développé. La puissance des séries varie de 3500 à 8000m. Les bassins de Tindouf et de Reggane sont des dépressions dissymétriques situées sur les bordures N et NE du massif des Eglab.
  Les sédiments paléozoïques atteindraient 8000m dans le bassin de Tindouf et 6000m dans celui de Reggane. Le bassin de Béchar est limité au nord par le Haut Atlas, au sud et à l'ouest par la chaîne de l'Ougarta et à l'est par le haut fond de Meharez. La puissance des séries est de l'ordre de 8000m.

Le bassin de l'Ahnet-Timimoun est limité au nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'ouest par la chaîne d'Ougarta, au sud par le bouclier Touareg et à l'est par les dorsales de Foum Belrem et du Mzab. Le bassin du Méouydir est limité à l'ouest par la dorsale de Foum Belrem et à l'est par celle d'Amguid-El Biod. La série sédimentaire peut atteindre plus de 3000m.

- La province Triasique : Située dans la partie septentrionale (Nord) de la Plate-forme Saharienne, la province triasique est un anticlinorium de direction E-O où les éléments majeurs suivants ont été individualisés :
  - La voûte de Tilrhemt et le haut fond de Talemzane.
  - Le système structural de Djemâa-Touggourt.
  - Le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud.
  - Le môle de Dahar.

  Ces éléments sont séparés par des dépressions (Oued Mya) où l'on rencontre les séries types de la province triasique. Les dépôts paléozoïques sont souvent très érodés, aussi profondément que l'Ordovicien ou le Cambrien.

  Le Mésozoïque, discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé. Le Cénozoïque est représenté par une série détritique du Mio-Pliocène.

- La province Orientale : Cette province, appelée synéclise[3], se situe à l'Est de l'Algérie, elle se compose des bassins d'Illizi et de Ghadamès séparés par le môle d'Ahara.

  La série sédimentaire type discordante sur le Précambrien, présente tous les termes, du Cambrien à l'Actuel. Une série sableuse d'âge Mio-pliocène recouvre localement les formations terminales du Mésozoïque.

  Enfin le Quaternaire discontinu, de faible épaisseur, constitue le dernier élément de la série stratigraphique.

  Bassin d'Illizi : Les sédiments paléozoïques (3000m environ) remontent à l'affleurement au sud où ils forment les Tassilis. Quant aux formations mésozoïques, elles n'affleurent qu'au centre du bassin.

  Bassin de Berkine : Cette dépression est un bassin intracratonique[4] qui a conservé un remplissage sédimentaire de plus de 6000m allant du Paléozoïque à l'Actuel. Les dépôts mésozoïques se caractérisent par une série salifère localisée dans le nord et le nord-est du bassin.

[3] Vaste plate-forme dont le soubassement effondré est recouvert de sédiments épais. (Sonatrach, 2003)
[4] À l'intérieur d'une vaste portion stable du domaine continental par opposition aux zones instables déformées (craton).

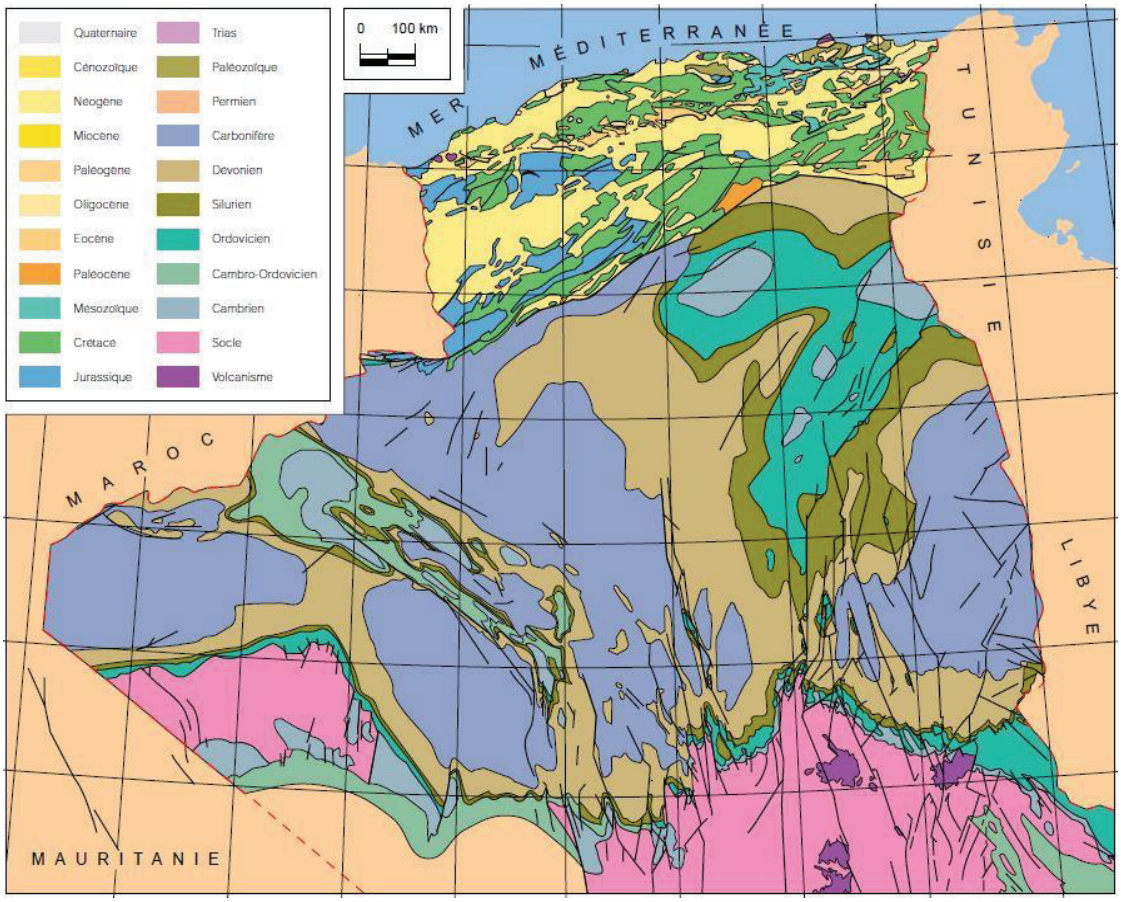


Fig. II. 5 : Carte géologique de l'Algérie. (H. Askri)

3.4. Evolution géodynamique (H. Askri)

La formation des chaînes alpines méditerranéennes, y compris le tronçon algérien de cette chaîne est lié à la rotation de l'Afrique par rapport à l'Eurasie. Cette rotation est une lente dérive des deux continents l'un vers l'autre (Fig. II.6). Les stades initiaux de cette convergence, décelés dès le Jurassique inférieur, ne se sont clairement manifestés qu'à partir du Jurassique supérieur (150 Ma.).

La tectonique est celle de la collision Afrique-Europe. La chaîne alpine algérienne, qui demeure adossée à la frange nord du bloc méridional, est née de cette collision. Bien que le début des mouvements de dérive de l'Afrique par rapport à l'Europe ne soit considéré comme net qu'à partir du Malm, l'initialisation des phénomènes date du Lias (180 Ma). Ils sont associés à l'ouverture de l'Atlantique Nord.

Schématiquement, cette ouverture s'opère du sud vers le nord et engendre un certain nombre de phénomènes dont des effets sur l'Algérie pouvant être résumés comme suit :

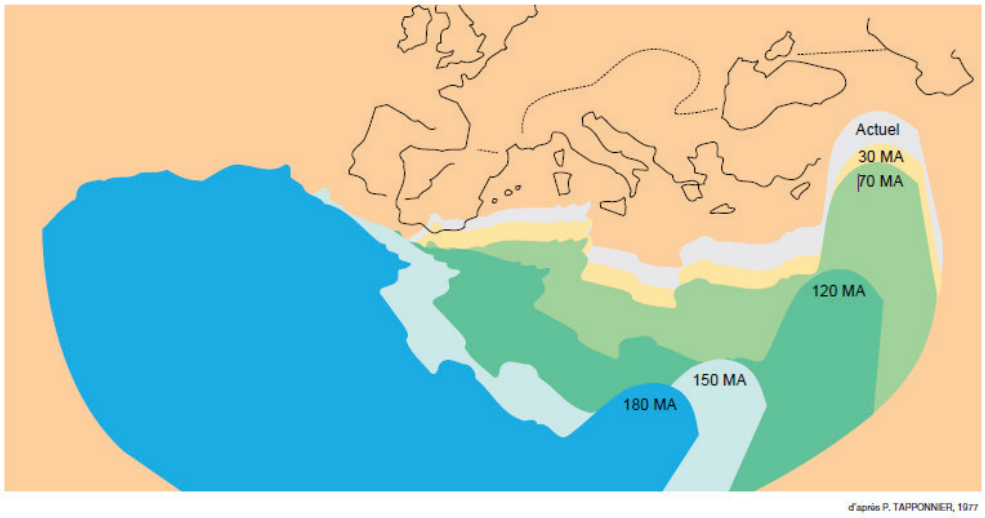


Fig. II. 6 : Mouvement relatifs Afrique-Asie. (H. Askri)

De base les terrains étaient plats, suite à cette évolution géodynamique, la région a connu plusieurs changements sur le plan géologique qui ont provoqué la formation de pièges à hydrocarbures.

3.5. Les sources de la tectonique

Selon certains auteurs, les sources de contraintes tectoniques agissant à l'intérieur des plaques peuvent être classées en 3 groupes (D.Zoback, 2007) :

- **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 tout premiers mètres de ces zones. Les résistances aux collisions des plaques (subduction de la croute 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 résultantes 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 dans le cas 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'environs 1000km. 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

3.6. Pétrographie des roches sédimentaires

Dans ce travail nous sommes particulièrement concernés par les roches sédimentaires plus que les autres. En effet, les ressources pétrolières sont quasiment toujours situées dans ces formations qui ont la particularité d'offrir les conditions de porosité et de perméabilité favorables à l'accumulation de ce fluide précieux.

La pétrographie est la science ayant pour objet la description des roches et l'analyse de leurs caractères structuraux, minéralogiques et chimiques, et les relations de ces roches avec leur environnement géologique.

Tandis que les roches magmatiques occupent une grande place dans la formation de l'intérieur de la Terre, les roches sédimentaires composent principalement la surface terrestre. Ainsi, les roches sédimentaires composeraient 5% des roches lithosphériques donc très peu, mais occuperaient 75% des roches affleurant à la surface des continents.

Les processus conduisant à la formation des roches sédimentaires sont:

- La météorisation des matériaux qui produit des particules,
- Le transport de ces particules par les cours d'eau, le vent ou la glace qui amènent ces particules dans le milieu de dépôt,
- La sédimentation qui fait que ces particules se déposent dans un milieu donné pour former un sédiment
- Finalement, la diagenèse qui transforme les sédiments de l'état meuble et lâche en roches sédimentaires compactes, lithifiées et consolidées (cimentées). (Boulvain, 2019)

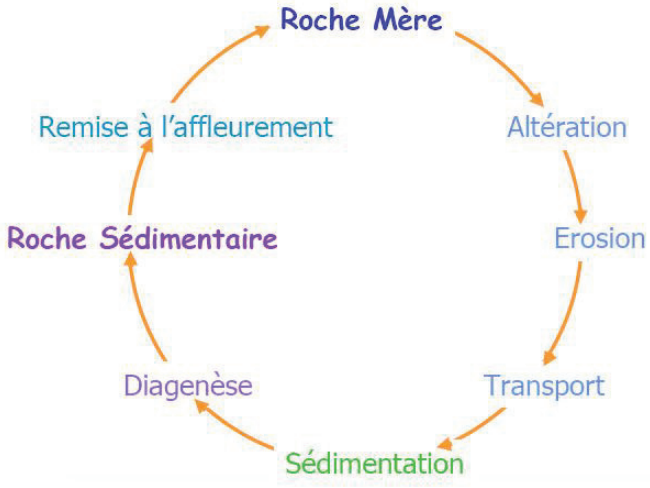


Fig. II. 7 : Processus de formation des roches sédimentaires

Il est possible de classer les roches sédimentaires en trois grandes classes génétiques :

- **Les roches détritiques :** sont généralement classées en fonction de la granulométrie de leurs constituants (conglomérats, grès, siltites, argilite, fragments de quartz). Elles forment près de 85% de l'ensemble des roches sédimentaires.
- **Les roches biogéniques, biochimiques ou organiques :** sont le produit, comme leur nom l'indique, d'une activité organique ou biochimique. (Sédiments carbonés comme les schistes bitumineux, le pétrole sont générés par des bactéries). Elles forment près de 15% des roches sédimentaires.
- **Les roches d'origine chimique :** résultent de la précipitation de minéraux dans un milieu sursaturé. Les évaporites (anhydrite, halite, gypse, sylvite,...) en sont le meilleur exemple.

4. LES PROVINCES MINIERES EN ALGERIE

Dans le jargon des entreprises pétrolières, le terme « Province de pétrole » désigne une entité géographique, ou une région où le pétrole est présent en quantités commerciales.

D'après des études géologiques et pétrolières effectuées par les entreprises pétrolières opérantes en Algérie, le domaine pétrolier Algérien est subdivisé en trois provinces principales : est, ouest, nord (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007) (fig. I.8).

- **La province est** abrite l'essentiel des découvertes d'huile et de gaz qui ont été réalisées jusqu'à aujourd'hui (Hassi Messaoud et Hassi R'mel), elle englobe les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya et la mole Amguide-Messaoud. L'intense activité d'exploration menée dans cette région depuis plus d'une dizaine d'années a permis d'introduire de nouvelles techniques d'exploration, notamment celles relatives à l'acquisition, le traitement et le retraitement des données de sismique et de forage.

- **La province ouest** englobe les bassins de l'Ahnet, Timimoun, Béchar-Oued Namous, Reggane, Tindouf, Taoudeni et Sbâa.

- **La province du nord** de l'Algérie englobe les bassins du Sud-Est Constantinois–Melrhir, du Hodna, du Chelif, de l'offshore et de l'Atlas saharien. C'est au sein de cette province qu'ont commencé les premiers travaux d'exploration dès 1890, dans le bassin du Chelif. C'est aussi dans cette province qu'a été mise en évidence en 1948 la première découverte commerciale d'huile réalisée à Oued Gueterini, situé sur les hauteurs de la commune de Dirah, à l'extrême sud du chef-lieu de la wilaya de Bouira.

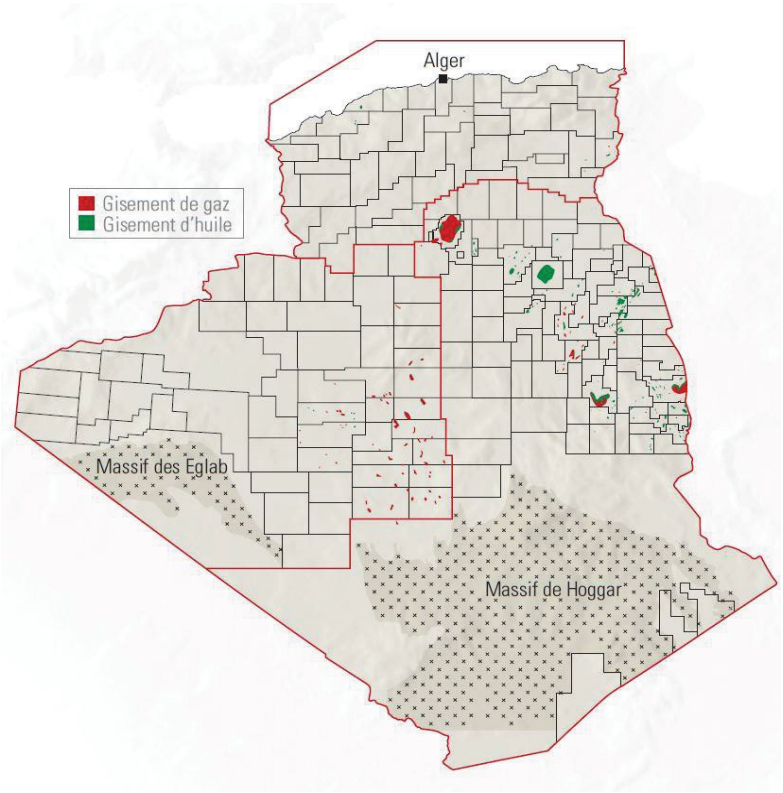


Fig. II. 8 : Carte du domaine minier et des gisements d'hydrocarbures. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

5. BASSINS SEDIMENTAIRES EN ALGERIE (ALNAFT, 2017)

5.1. NOTIONS DE BASSIN SEDIMENTAIRE

Un bassin sédimentaire est une dépression de forme et de taille plus ou moins variable située sur un continent ou à sa bordure, dans laquelle de grandes quantités de sédiments, en général marins, se sont déposés ou se déposent encore. Avec l'accumulation des sédiments, le fond du bassin s'enfonce (phénomène de subsidence) ce qui permet à d'autres couches de se déposer.
L'étude des bassins passe donc par l'analyse des processus responsables de la formation de la dépression d'une part, et ceux responsables de l'accumulation de sédiments d'autre part.

Plusieurs mécanismes agissent à l'échelle de la lithosphère pour créer une dépression (subsidence) à la surface de la Terre : l'étirement/amincissement, le refroidissement et la flexure de la lithosphère.

On remarque que les différents types de bassins sédimentaires s'organisent en fonction de la géodynamique : en d'autres termes, la tectonique des plaques rend compte de la diversité (rifts, marges continentales, avant-pays, …) et de la distribution (frontières de plaques divergentes ou convergentes, centres des continents…) des bassins sédimentaires. (Séranne, 2011).

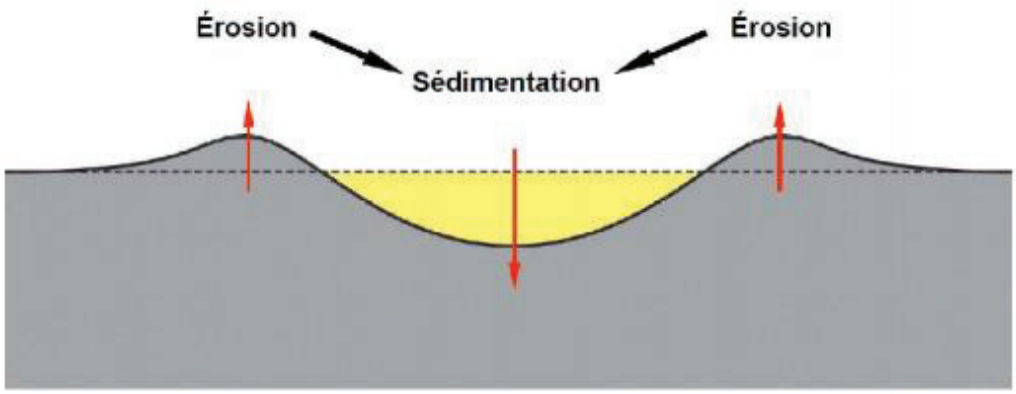


Fig. II. 9 : Schéma illustratif d'un bassin sédimentaire.

Le cadre structural des bassins sédimentaires algériens est subdivisé en deux unités tectoniques majeures séparées par la faille sud atlasique qui est due à la compression Nord-Sud des plaques tectoniques : *au nord, l'Algérie alpine* et *au sud, la Plate-forme saharienne*.

- **Algérie alpine (Nord)**

Le domaine septentrional est constitué de jeunes reliefs, modelés au cours du Tertiaire par les mouvements alpins. L'Algérie alpine est composée des ensembles structuro-sédimentaires suivants, du nord au sud :

• Le plateau continental algérien réduit, à dépôts tertiaires et quaternaires (1000 à 3500m), repose sur un socle métamorphique. L'objectif pétrolier principal dans cette zone est le Mio-Pliocène.

• L'Atlas tellien est le domaine des nappes, avec des bassins de type intramontagneux (ex. bassin du Chélif), dont la série sédimentaire s'étend du Jurassique au Miocène. Plusieurs gisements d'intérêt variable y sont connus : Ain Zeft, Tliouanet, Oued Guettirini. Les objectifs pétroliers principaux sont le Crétacé moyen, le Miocène et l'Eocène allochtone.

• Le Hodna est un bassin d'avant-fosse dont la séquence de remplissage débute par des dépôts continentaux d'âge Eocène et Oligocène et se poursuit par un Miocène marin. L'objectif pétrolier principal est l'Eocène.

• Les hauts plateaux, avant-pays alpin, à couverture sédimentaire réduite, où les processus locaux de distension ont permis la formation de bassins intramontagneux comme ceux de Telagh et de Tiaret. L'objectif pétrolier principal est le Lias.

• L'Atlas saharien est né d'un long sillon subsidié pincé entre les hauts plateaux et la Plate-forme Saharienne. Au Mésozoïque, ce sillon fut comblé par une puissante série sédimentaire (7000 à 9000 m). Durant le Tertiaire, une tectonique compressive réactive les structures extensives antérieures en failles et structures inverses aboutissant à la formation de cette chaîne montagneuse. L'objectif pétrolier principal est le Jurassique.

• Les bassins du Chott Melrhir dans le sud-est constantinois, structurés au Tertiaire, à remplissage crétacé (5000m), ont engendré et accumulé des hydrocarbures principalement dans le Crétacé (Djebel Onk, Rass Toumb, Guerguet El Kihal Nord).

- **Plate-forme saharienne (Sud)**

Elle est située au sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton Nord-Africain. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. On distingue d'ouest en est :

• les bassins de Tindouf et de Reggane situés sur les bordures nord et nord-est du bouclier Reguibat. La couverture sédimentaire atteindrait 8000m dans le bassin de Tindouf et 6500m dans celui de Reggane. Dans cette zone peu explorée, les formations paléozoïques pourraient se révéler à hydrocarbures liquides et gazeux.

• le bassin de Béchar limité au nord par le Haut Atlas, au sud et à l'ouest par la chaîne d'Ougarta. Sa couverture sédimentaire atteindrait 8000m. Les réservoirs se trouvent dans le détritique paléozoïque inférieur et les récifs carbonifères.

• le bassin d'Ahnet-Timimoun limité au nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'ouest par la chaîne d'Ougarta, au sud par le bouclier Touareg et à l'est par la dorsale d'Idjerane-Mzab. La couverture serait en moyenne de 4000m. Dans le Sud, les réservoirs ordoviciens et dévoniens inférieurs sont gazéifères. Au nord, dans la cuvette de Sbaa, de l'huile a été découverte dans la totalité du Paléozoïque.

• les bassins du Mouydir et de l'Aguemour-Oued Mya sont limités à l'ouest par la dorsale d'Idjerane-Mzab et à l'est par la dorsale Amguid-El Biod. Au sud, les sédiments paléozoïques affleurent dans le Mouydir. Au nord, dans la dépression d'Aguemour-Oued Mya, comblée par une puissante série paléozoïque et méso-cénozoique (5000m à Oued Mya), d'importants gisements ont été mis en évidence dans le Cambrien (Hassi Messaoud) et le Trias (Hassi Rmel).

• la synéclise d'Illizi-Berkine est limitée à l'ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod et à l'est par le môle de Tihemboka et les confins tuniso-libyens. Dans le bassin de Ghadamès, la couverture sédimentaire (supérieure à 6000 m), renferme des gisements d'hydrocarbures dans le Paléozoïque et le Trias.

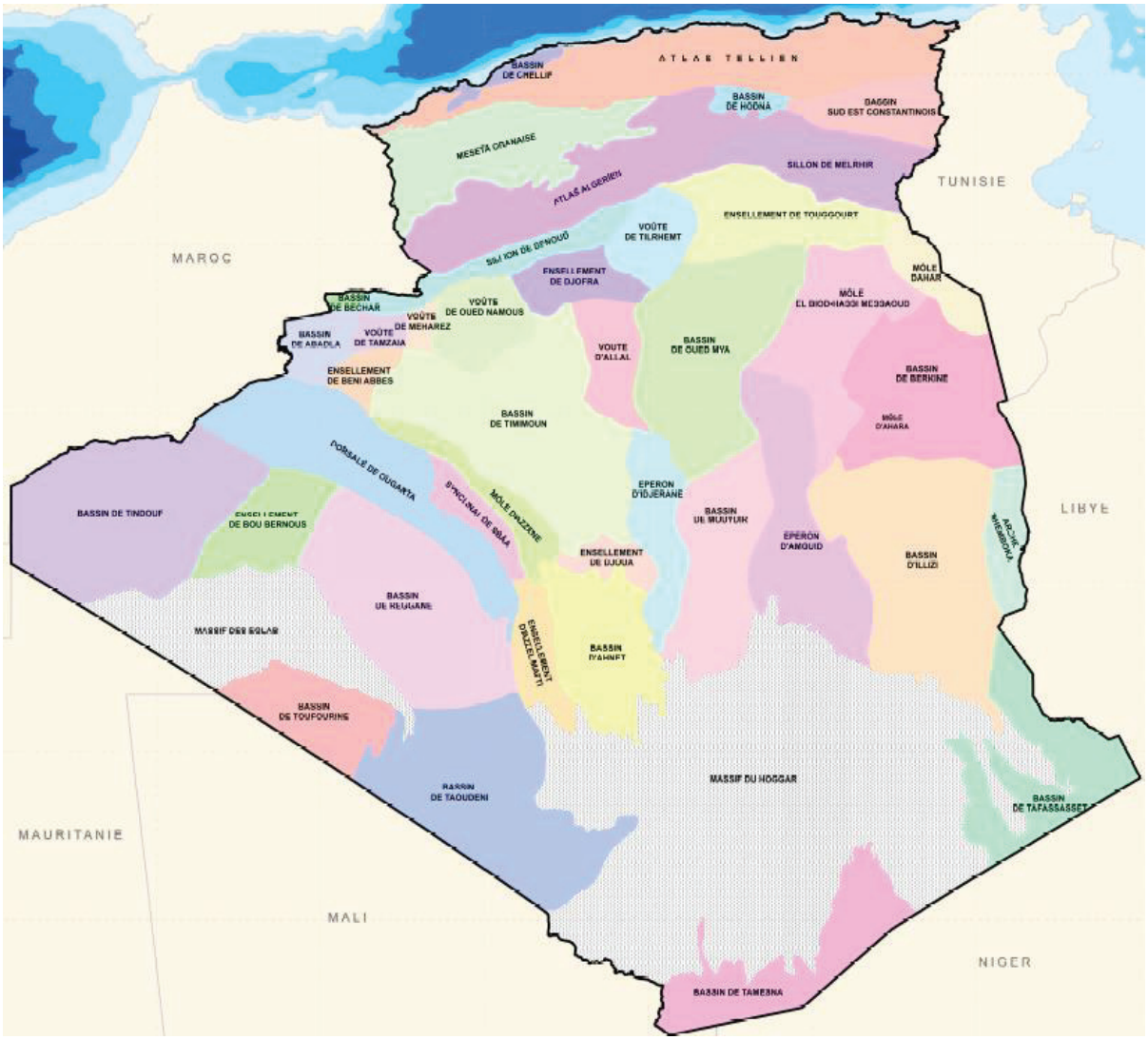


Fig. II. 10 : Carte des bassins sédimentaires en Algérie (ALNAFT, 2017).

Dans ce mémoire on s'intéressera particulièrement aux réservoirs du bassin de « **Berkine** », situé dans **la province est** du domaine minier Algérien. Dans ce bassin se trouve le forage pétrolier qui fait l'objet de cette étude.

5.2. Le bassin de « Berkine »

Le bassin de Berkine contient la stratigraphie la plus complète, il se situe dans la partie nord-est de la plate-forme saharienne. D'une superficie globale de 102395 km^2, il représente l´un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures en Algérie (Fig. II.11).

L'effort d'exploration dans ce bassin a connu un grand essor. L'activité d'exploration sismique et de forage a été intense.

-De 1986 à 2004 : environ 43097km de sismique 2D ont été acquis.

-De 1995 à 2004 : environ 8119km_2 de sismique 3D ont été acquis.

-De 1985 à 2004 : environ 215 forages ont été réalisés.

Il est certain que le potentiel en hydrocarbures en dehors des zones de développement et de production en cours reste important.

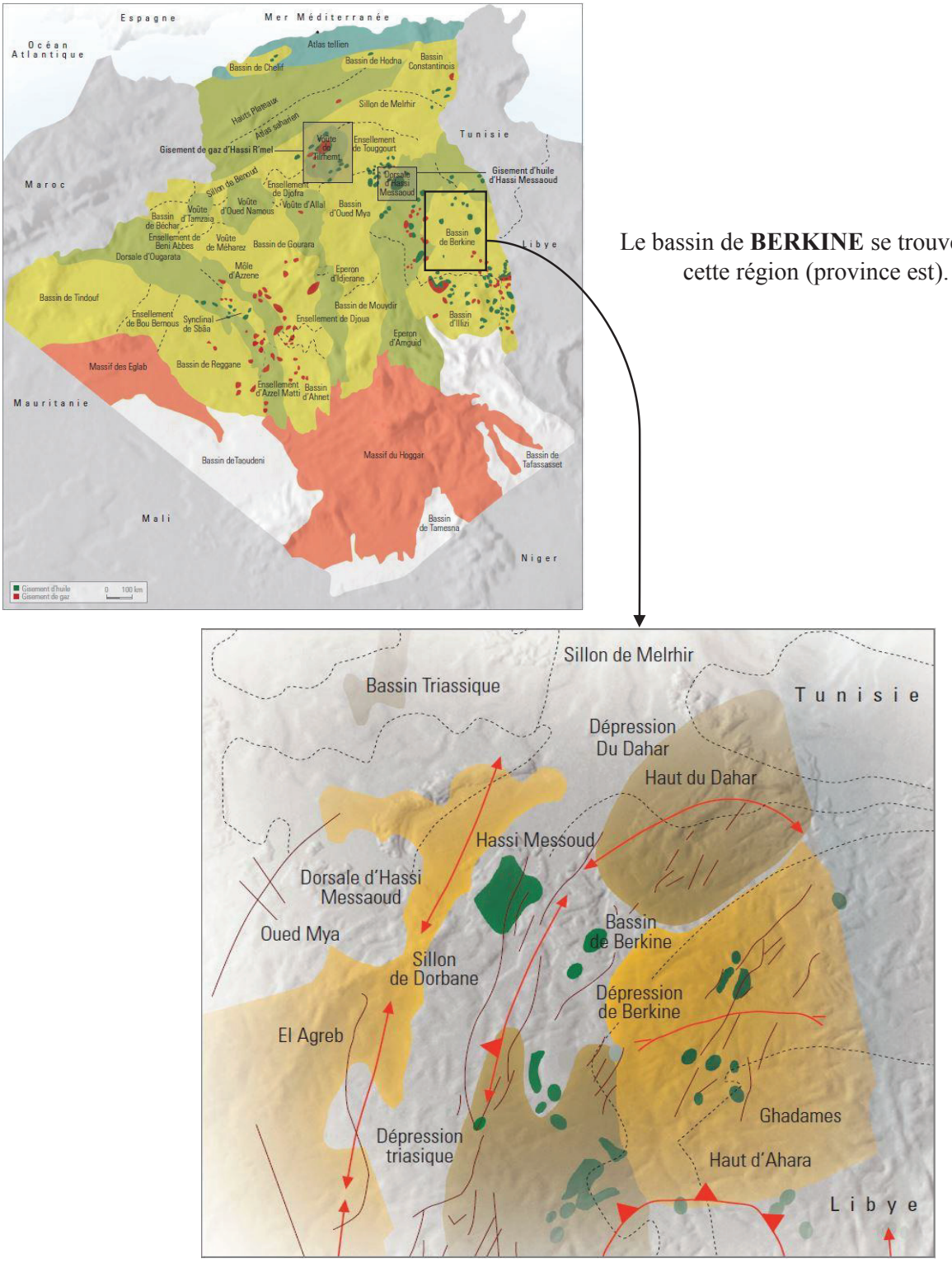
Le bassin de Berkine est constitué de trois dépressions :

- La dépression sud-est-triassique.
- La dépression de Dahar.
- La dépression de Berkine.

Les limites du bassin de BERKINE sont :

- Les frontières : tunisiennes et libyennes à l'est**.**
- Le bassin d'Ilizi au sud
- Le dôme de Dahar au nord**.**
- Hassi-Messaoud à l'ouest.

L'exploration des hydrocarbures dans le bassin de Berkine, dans l'est de l'Algérie a entraîné la découverte de plus de deux milliards de barils de pétrole récupérable. Bien que l'exploration se soit concentrée sur les grès de quartz triasique, des débits supérieurs à 5000 bbl de condensat par jour et 50 millions de pieds cubes de gaz par jour ont été enregistrés du dévonien inférieur.



Le bassin de **BERKINE** se trouve dans cette région (province est).

Fig. II. 11 : Eléments structuraux du bassin de Berkine (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

5.3. Aspect stratigraphique du bassin « Berkine »

La série stratigraphique est essentiellement composée de dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnues partiellement. La série litho-stratigraphique du bassin est constituée des formations suivantes :

1. Socle : composé de roches du précambrien sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.
2. Paléozoïque : composé de :
    a. Cambrien : Ces dépôts reposent sur un socle Précambrien, il est représenté par des grés et des quartzites à passées conglomératique. L'épaisseur moyenne de cette formation est de 300 m.
    b. Ordovicien : ces dépôts sont représentés par un ensemble de sédiments détritiques. De bas en haut, on distingue les unités lithologiques suivantes : les argiles d'El Gassi, les grés d'El-Atchane, les quartzites de Hamra, les grés d'Ouargla, les argiles d'Azzel, les grés d'Oued-Saret, les argiles micro conglomératiques, les grés de Ramade. Cette période est caractérisée par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin, d'une épaisseur moyenne de 600 m. Elle est composée essentiellement par des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grés argileux. Les Argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.
    c. Dévonien : formé de trois époques, à savoir :
        i. Dévonien inférieur : Il est composé d'une alternance argilo-gréseuse.
        ii. Dévonien moyen : Il est caractérisé par un dépôt argileux qui comporte des intercalations de niveaux carbonatés.
        iii. Dévonien supérieur : Il est représenté par des argiles à passées de marne, calcaire et dolomie, au sommet il y'a des grès et des silts.
    d. Carbonifère : les formations carbonifères sont formées de bas en haut par :
        i. Carbonifère inférieur : Il est représenté par une alternance d'argiles, de silts et de grès avec un passées de roches carbonatées.
        ii. Carbonifère supérieur : Il est représenté par une alternance des grès et d'argiles à la base, et on observe des carbonates dans la partie centrale.
3. Mésozoïque :
    a. Trias : le trias est subdivisé aux formations suivantes :
        i. Trias Argilo Carbonaté (TAC) : Il est constitué d'argile brun rouge, rarement gris vert, à éléments fins à moyens, devenant grossier vers le bas avec des intercalations d'argile gris vert et brunâtre indurée, siliceuse et feuilletée.
        ii. Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI): Il est constitué de grès gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier sub-arrondi à sub-anguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friables à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse.

iii. Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS): Il est constitué de grès gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.

b. Jurassique : les formations du Jurassique ont une épaisseur de 770 m, elles sont composées de sédiments marins lagunaires à sa base. Il se trouve à un niveau dolomitique caractéristique.

c. Crétacé : présent partout, sur la plateforme saharienne. Il est caractérisé par une épaisseur de 1250m en moyenne. Les formations du Crétacé sont composées d'alternances de grés, d'argiles, de dolomies et de calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, gypses et de sels. Il devient essentiellement carbonaté vers le sommet.

4. Cénozoïque :

a. Mio- Pliocène : les formations du Mio-pliocène sont constituées de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier subarrondi à arrondi avec des intercalations d'argile brun rouge sableuse avec la présence parfois, de banc de calcaire argileux.

b. Quaternaire : ce sont des sables dunaires.

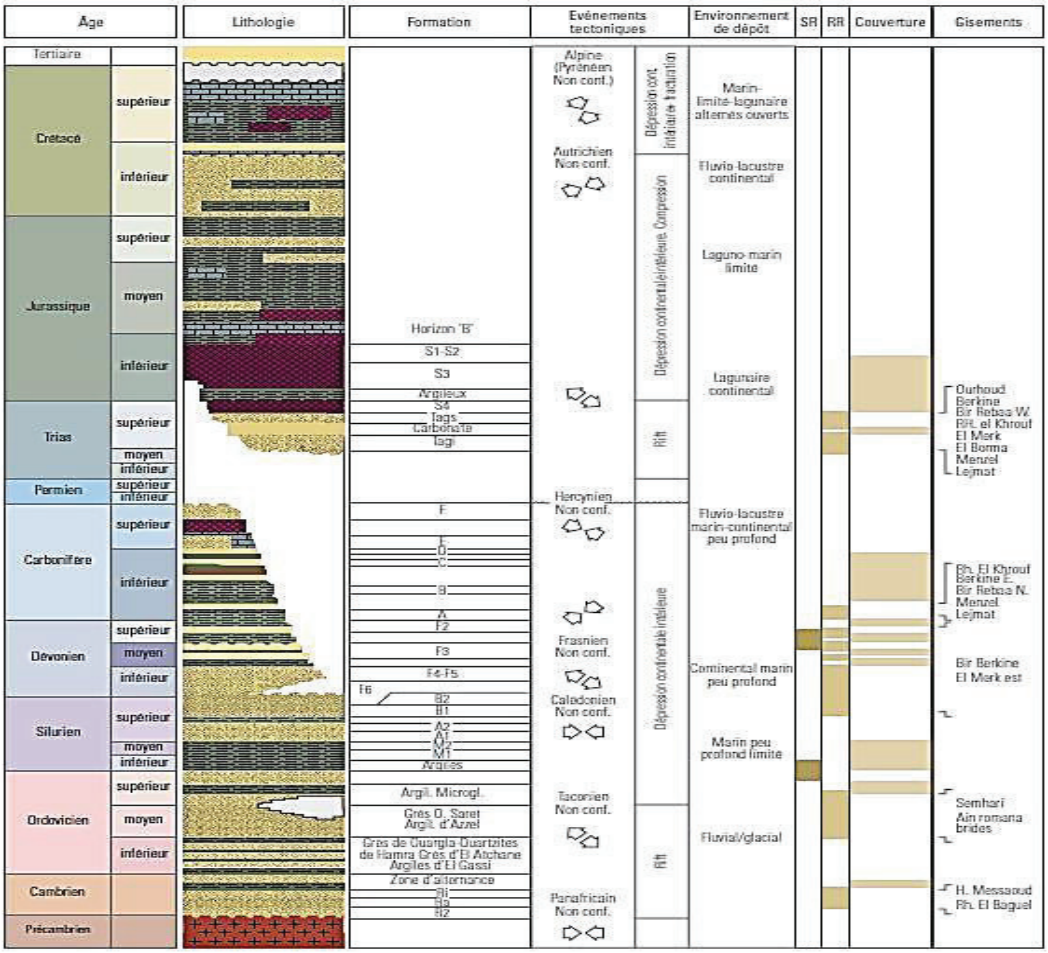


Fig. II. 12 : La stratigraphie de Bassin de Berkine. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

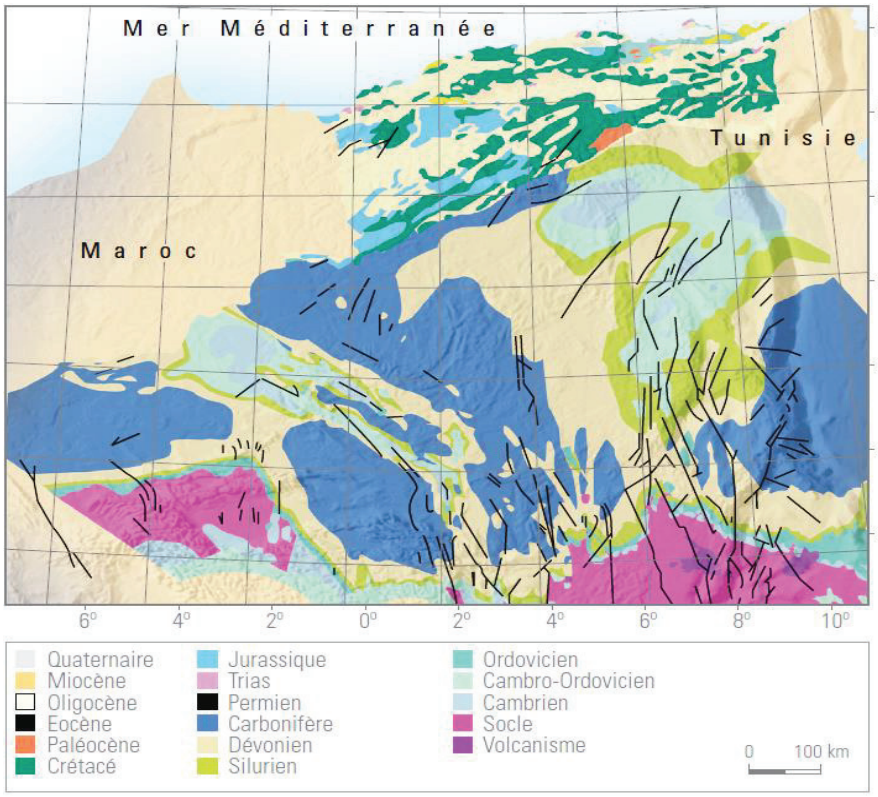


Fig. II. 13 : Les différentes couches stratigraphiques dans les zones illustrées. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

6. LE SYSTEME PETROLIER DU BASSIN DE « Berkine »

Avant de parler du système pétrolier du Bassin de Berkine (Fig. II.14), il serait convenable de donner une définition d'un système pétrolier et de ses éléments principaux.

Un **système pétrolier** englobe une roche mère active et toutes les accumulations de pétrole et de gaz liées génétiquement. Il inclut tous les éléments et processus géologiques essentiels à l'existence d'une accumulation de pétrole et de gaz (Magoon & Beaumont, 2005).

Les éléments essentiels d'un système pétrolier sont les suivants (Magoon & Beaumont, 2005) :

- La roche mère.
- La roche réservoir.
- La roche couverture.
- La surcharge.

Les systèmes pétroliers se mettent en place selon deux processus :

- Formation des pièges.
- Génération-migration-accumulation des hydrocarbures.

La roche mère : désigne la roche ou se forment des hydrocarbures. Ceux-ci sont issus de la transformation de sédiments riches en matières organiques.

La roche réservoirs : se définit comme une roche ou les hydrocarbures s'accumulent, de densités plus faibles que l'eau, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires. Au sein de roche poreuse et perméable, celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures.

La roche de couverture : est une roche imperméable qui couvre la roche réservoirs (Argile), les hydrocarbures se retrouvent piégés en dessous de ce « toit ».

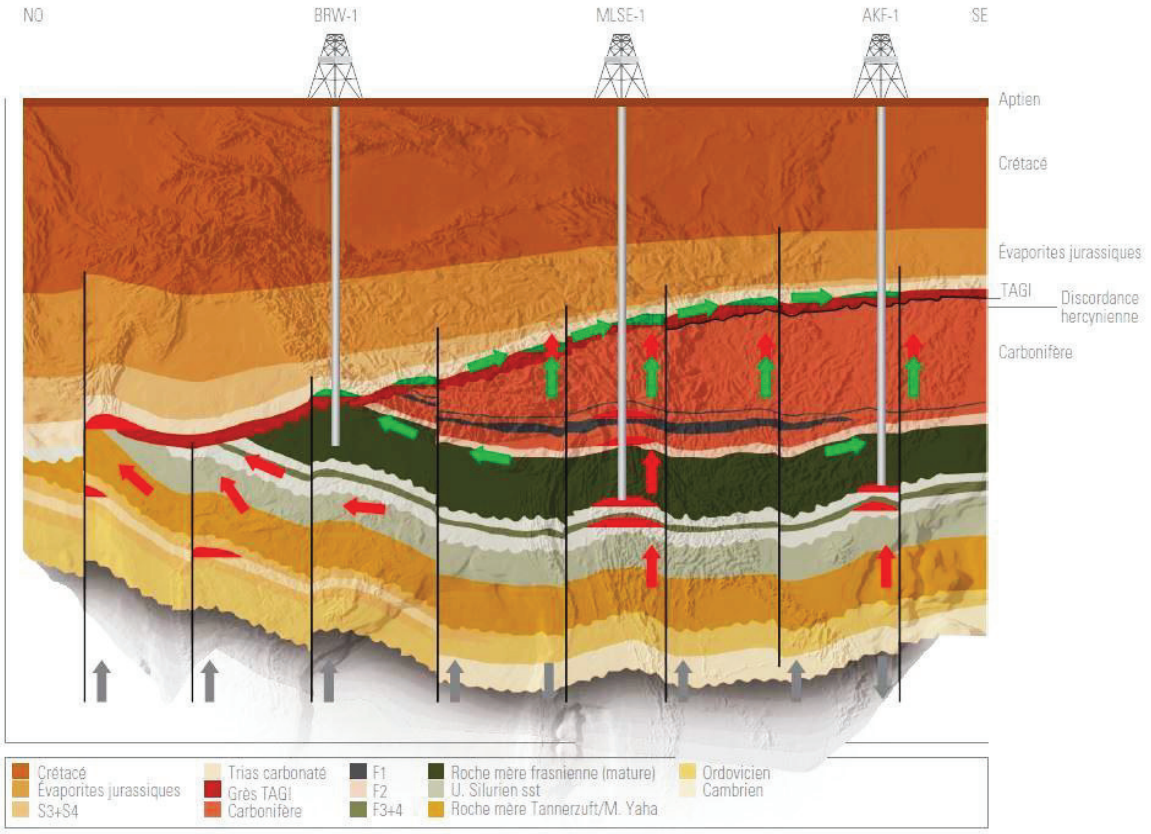


Fig. II. 14 : Pièges et migration dans le bassin de Berkine. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

6.1. Les éléments du système pétrolier du bassin « Berkine »

6.1.1. Les Roches Mères (Boulvain, 2019)

Le système pétrolier de « Berkine » possède deux roches mères principales de série argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, qui sont le Silurien et le Frasnien.

Le Silurien argileux : est présent sur la quasi- totalité du bassin sauf en bordure Ouest et Nord où il a été érodé durant la phase hercynienne.

Le Frasnien : est formé d'argile noire et gris claire micacée silteux, tendre et noire, indurée, mince passées de calcaire gris claire et blanchâtre, parfois brun argileux, fossilifère.

6.1.2. Les Roches Réservoirs

Les principaux réservoirs du bassin « Berkine » sont ceux du Carbonifère, du Dévonien inférieur (Siegénien), du TAGI (Trias Argileux-Gréseux Inférieur), Ordovicien et du Cambrien.

1. **TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)**

   Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluviatile se développant sur l'ensemble du bassin.

   Le TAGI présente deux séquences principales :

   - Le TAGI inférieur, ou série de comblement, dont les extensions et épaisseurs sont régies par la paléotopographie post-hercynienne.
   - Le TAGI moyen à supérieur où domine une « chenalisation» de type méandriforme à anastomosé. Les séquences terminales du TAGI supérieur dans les parties centrales et nord-est du bassin de Berkine sont marquées par le début d'une période transgressive marine de la base du Trias carbonaté.

2. **CARBONIFERE**

   D'âge strunien à viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond. Le Carbonifère basal présente une extension restreinte dans la partie centrale et les bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens d'Amguid Messaoud et du Dahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques. Ces grès sont productifs de gaz à condensat et d'huile à Menzel Lejmat (MLN) et d'huile à Rhourde El Khrouf (RKF).

3. **DÉVONIEN INFÉRIEUR**

   Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluviatile (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid-Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère dans la zone de MLSE et MLE.

4. **ORDOVICIEN**

   Les quartzites de Hamra et les grès d'Ouargla constituent les deux principaux réservoirs de l'Ordovicien. Ils sont essentiellement reconnus à ce jour comme potentiels dans la zone de la dépression SE triasique (gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression Sud Est triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de reservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

5. CAMBRIEN

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par trois unités R1 (Ri, Ra), R2, R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

Dans l'étude géomécanique de ce mémoire, on va s'intéresser aux trois réservoirs **TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)**, **CARBONIFERE** et **DÉVONIEN INFÉRIEUR.**

6.1.3. Roche couverture

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Dans le Carbonifère et le Dévonien (Siegénien), les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté.

La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

7. CONCLUSION

La connaissance des formations géologiques traversées par un puits de forage pétrolier est nécessaire. Le but de ce chapitre est d'introduire la géologie de l'Algérie, les bassins sédimentaires et spécialement le bassin de « Berkine » qui est notre zone d'études.

CHAPITRE III

Chapitre III : Généralités sur les forages pétroliers

1. INTRODUCTION

Dans le cas général, le forage consiste à enfoncer un train de tiges creuses dans le sous-sol en injectant une boue spéciale, comme dans le cas de réalisation des pieux en travaux publics.

Dans le domaine pétrolier, le forage d'un puits est le seul moyen pour accéder aux roches réservoirs qui contiennent une quantité commerciale de ce fluide précieux. Le puits sert principalement de moyen d'extraction et de transport vers les stations de traitement, de stockage et de commercialisation. L'extraction des hydrocarbures nécessite des forages de puits, qui peuvent être verticaux ou même horizontaux.

On appelle "Forage Pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol (roches réservoirs), susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. Le but principal de forer un puits est d'accéder à la nappe souterraine de fluides pour assurer un certain débit à la surface du sol.

Un processus de forage pétrolier permet l'extraction de la matière première sur terre (Onshore) ou en mer (Offshore), ce processus se déroule après l'installation de la plateforme située à la surface. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une idée sur la constitution du sous-sol et les possibilités de gisements, mais elles ne peuvent pas préciser la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

Ce chapitre présente les différentes techniques de forages pétroliers, les types de forage, leurs différents organes et les différents problèmes reconnus pendant le forage de ce puits.

2. PRINCIPE DU FORAGE PETROLIER

On appelle forage l'ensemble des opérations qui permettent, par le biais d'un procédé mécanique, de creuser un trou de diamètre variable qui passe par différentes formations géologiques. Le forage est généralement vertical et utilisé à des fins économiques.

L'utilisation des forages est très vaste, ils peuvent servir à réaliser des puits pétroliers, des pieux dans les terrains médiocres (lorsque le terrain ne peut pas supporter superficiellement les contraintes dues à la masse de l'ouvrage), des piles et des appuis de ponts, l'injection de mortier de ciment en vue de la consolidation, la réalisation de tunnel …

Dans ce travail, le forage servira à la réalisation d'un puits pour la reconnaissance et l'exploitation des gisements de pétrole ou de gaz naturel.

Un forage pétrolier est l'ensemble des opérations suivies afin d'atteindre les roches réservoirs qui sont des roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptible de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux à l'aide des outils appropriées. L'exécution de cette opération nécessite des études géologiques et géophysiques effectuées sur le bassin sédimentaire.

2.1 Les techniques de forages

Les techniques les plus utilisées dans le domaine pétrolier sont le forage par battage et le forage rotary.

2.1.1 Le forage par battage

Cette technique ancienne, est applicable en tout terrain, quel que soit la formation géologique. Elle consiste à soulever un outil lourd (trépan) et à le laisser retomber sur le terrain à traverser.

Les avantages et les inconvénients de cette méthode sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau III.1 : Les avantages et les inconvénients du forage par battage.

Avantage	Inconvénients
• Procédé simple et peu couteux. • Sans utilisation de fluide de forage et pas de pollution de la nappe. • Les résultats sont bons dans les terrains fissurés (Pas de perte).	• Vitesse d'avancement faible. • Méthode peu adaptée dans les terrains plastiques dans lequel le tubage à l'avancement est nécessaire. • Difficultés pour équilibrer les venues d'eau.

2.1.2 Le forage rotary

Cette technique de forage est utilisée pour la prospection et l'exploitation pétrolière, elle permet d'atteindre de grandes profondeurs dépassant parfois les 5000m.

Le fonctionnement de cet outil consiste à appliquer une force sur une tête rotative dans la direction de l'avancement du forage, il permet de forer un trou du même diamètre que l'outil (Bresson).

Un train de tiges creuses terminé par un outil tricône est actionné par une table de rotation grâce à une tige carrée coulissante, la pression sur l'outil est exercée par le poids du train de tiges et celle d'une masse-tige placées au-dessus de l'outil, une pompe envoie sous pression la boue de forage à travers le train de tiges.

Les déblais (putting) générés au fond du trou, suite au creusement, remontent à la surface grâce à la boue de forage qui est généralement une boue benthonique à base d'eau ou d'huile préparée in-situ. Elle est pompée depuis la surface vers l'intérieure des tiges de forage, puis remonte dans l'espace entre les tiges et les parois du puits et entraine les déblais de la roche vers la surface.

Les déblais (Cuttings) résultant du forage sont évacué en utilisant la boue de forage. Ces déblais serviront à déterminer les différentes formations du puit et leur profondeur. La boue de forage a aussi d'autres rôles qui sont :

- Refroidir l'outil de forage.
- Faciliter le travail de l'outil sur la roche.
- Maintenir la stabilité des parois du forage avec la formation d'une couche protectrice, le « cake ».
- Alléger le poids du train de tiges (poussée d'Archimède).

Les avantages et les inconvénients de la méthode de forage rotary sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau III.2 : Les avantages et les inconvénients du forage rotary.

Avantage	Inconvénients
• Peux atteindre une très grande profondeur. • Le forage n'est pas perturbé par les terrains peu stables ou plastiques. • Ce système permet un bon contrôle des paramètres de forage (poids de l'outil, vitesse de rotation, qualité de la boue…) • Une consolidation des parois en terrains meubles par dépôt d'un cake.	• Difficulté d'observation des déblais. • Colmatage possible des formations aquifères par certaines boues. • Nécessitée d'un fluide de forage, qui ne permet pas l'observation directe de la qualité des eaux traversées.

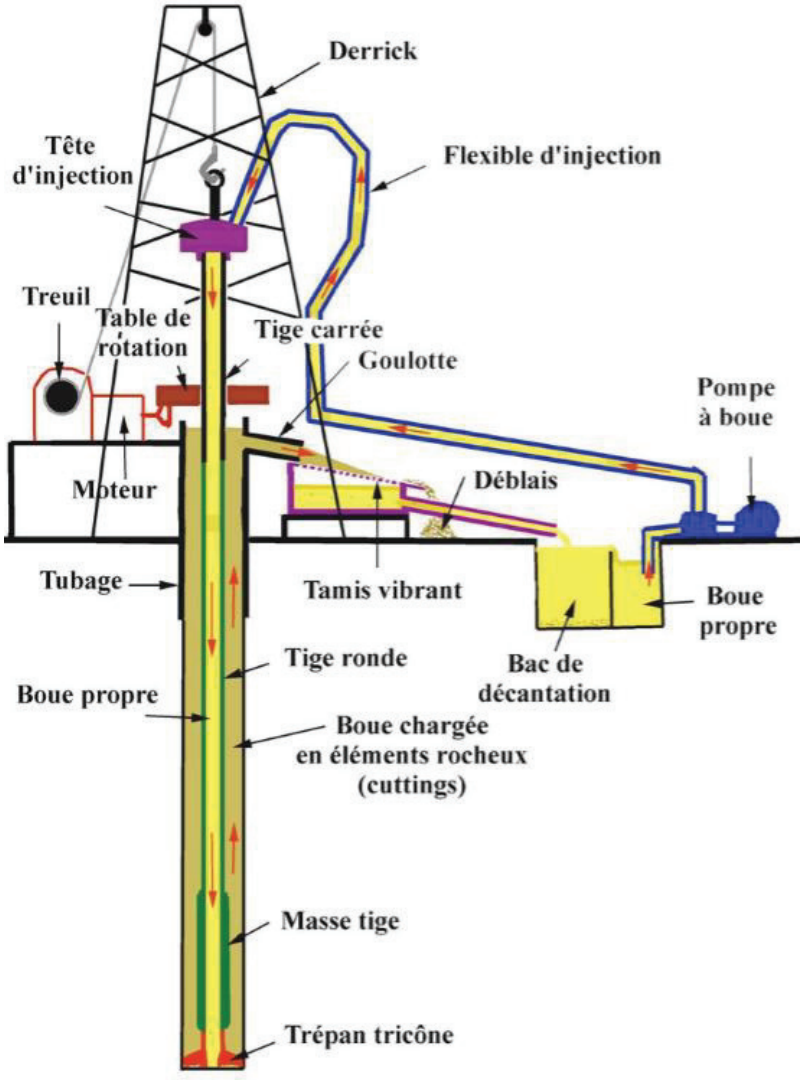


Fig. III. 1: Schéma d'un forage rotary pétrolier (Bresson)

2.2. Classification des puits de forage

- **Forage de recherche et exploration :** utilisé pour déterminer si le pétrole ou le gaz sont présent dans endroits non connues.
- **Forage d'évaluation :** pour déterminer l'ampleur d'un champ ou les réserves restantes.
- **Forage de développement ou de production :** sont forées pour des raisons de production d'hydrocarbures.

3. EVOLUTION DES TECHNIQUE DE FORAGE

Dans le passé les puits pétroliers étaient toujours forés verticalement. L'expérience de terrain a montré que cette méthode n'a pas vraiment atteint un taux de production optimale. Il était par exemple impossible de forer dans une zone topographiquement inaccessibles (zones de relief accidenté, zones habitées, zones protégées…etc).

Grace aux développements technologiques et industriels, le forage directionnel est devenu de nos jours très courant et inévitable afin de résoudre des problèmes géologiques, topographiques et géographiques. Il s'agit d'une tige rotary équipée d'une tête (trépan) orientable capable de dévier la tige de forage dans toutes les directions souhaitées par l'ingénieur de forage.

Ce type de forage trouve son développement dans plusieurs applications comme le forage horizontal. Pour des raisons de production, le forage horizontal est la nouvelle technique en Algérie. C'est en 1992 qu'a été foré le premier puits horizontal à Hassi R'mel pour l'exploitation de l'anneau d'huile dont le débit est de deux à trois fois plus élevé que les puits verticaux voisins.

En 1993 et 1994, deux puits de mêmes types ont été forés l'un à Hassi Messaoud et l'autre à Tin Fouye Tabenkort (TFT) respectivement.

4. DESCRIPTIONS DES PUITS DIRECTIONNELS

Les puits directionnels sont réalisés par des forages déviés, ce terme (forage dévié) est habituellement employé pour décrire un puits ayant dévié accidentellement de sa trajectoire pendant le forage « forage incliné ».

Le forage directionnel est caractérisé par la traversée du réservoir avec une inclinaison par rapport à la verticale pouvant atteindre un maximum de 100°, si l'angle 90° est atteint le puits sera horizontal. Lors du forage, la direction peut être orientée vers le haut pour accéder à la zone cible.

Dans certains cas les configurations géologiques exigent ces types de forage :

- Forage vers le haut (profil incliné vers le haut) : upward.
- Forage vers le bas (profil incliné vers le bas) : downward.

Ils sont utilisés généralement dans le but :

- De l'exploitation des champs difficile à exploiter verticalement.
- De contourner un obstacle tel qu'un dôme de sel.
- D'atteindre la roche réservoir plus facilement.
- D'augmenter la production du réservoir et d'améliorer le taux de récupération.

Cependant, toute méthode a des inconvénients, voici un tableau qui les résume.

Tableau III.3 : Les inconvénients du forage horizontal

Couts additionnels	Risque opératoires
• Nécessite plus de temps, plus d'outils, plus de fluide pour forer parce qu'il est plus long. • Les couts de forage sont importants à cause de l'obligation d'utilisation d'un moteur spécifique.	• La difficulté d'atteindre une cible ayant quelque fois une tolérance verticale réduite. • Nécessite un nettoyage du puits qui assure le transport des déblais entre le front de taille et la surface. • Evaluation du potentiel de la production.

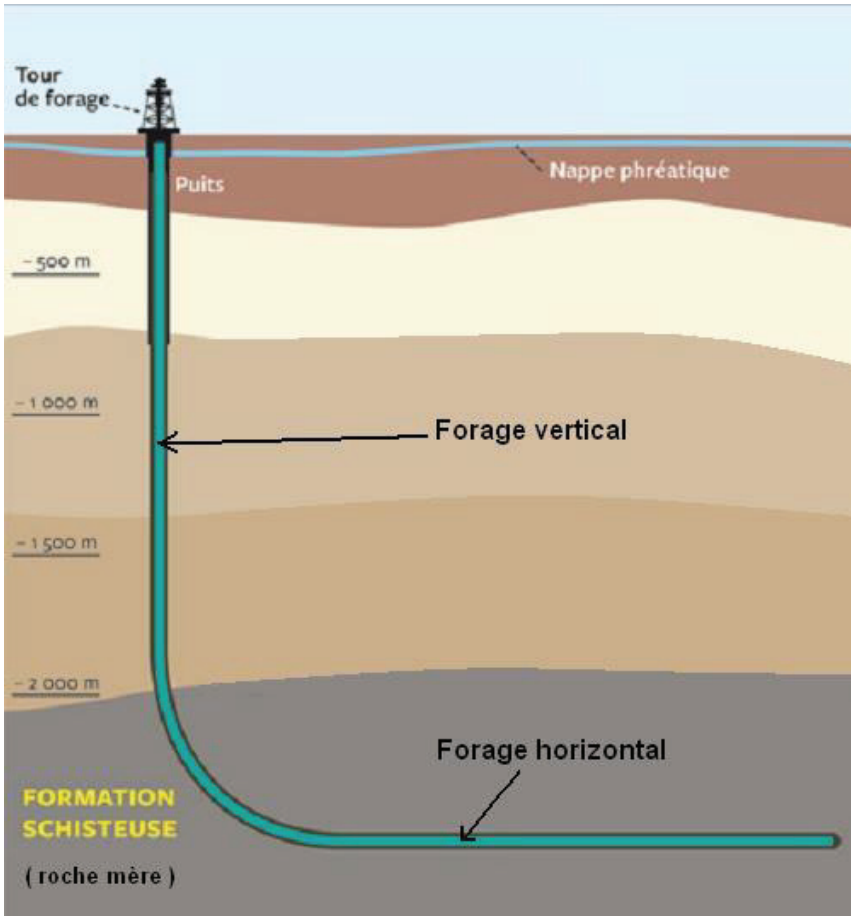


Fig. III. 2 : Schéma illustrative d'un forage horizontal.

5. LES PROBLEMES RECONNUS DURANT LA PHASE DE FORAGE

Durant la phase du forage d'un puits pétrolier, on rencontre des accidents souvent importants à cause de la complexité du sous-sol et la variation des contraintes et des formations géologiques d'une profondeur à une autre.

Dans ce travail les ingénieurs chargés du forage ont reconnu plusieurs anomalies et problèmes illustrées dans la figure 3.3 et citées ci-dessous :

- **Stuck pipe** : c'est le coincement de la tête de forage en raison des problèmes mécaniques de la machine ou de la résistance élevée de la formation. Ce problème est rencontré dans notre cas à des profondeurs de 3300m et 4100m dans desformations géologiques de Viséen argileux et du Frasnien respectivement.
  .
- **Tight Hole** : il s'agit du rétrécissement du diamètre du trou qui est la conséquence du fluage des argiles ou des déblais résultant de forage. Dans notre cas, ce problème il a été décelé à des profondeurs de 2940m, de 4550m et de 4700m et dans les formations du Trias carbonaté, du Sieginien et du Frasnien respectivement.
- **Back/Reaming** : C'est un mouvement arrière-avant du train de tige dans le forage afin de cisailler les imperfections des parois du puits dues au forage en utilisant la tête de forage. Cette opération a été nécessaire dans notre cas à des profondeurs [2800m-3000m] et [4300m-4500m] dans les formations du Trias carbonaté, du TAGI, du Emsien, et du Siegenien respectivement.
- **Overpull** : c'est l'application d'une force nécessaire pour tirer la tête de forage coincé sans dépasser la tension maximale du câble. Ce problème est causé par la grande dureté de la formation. Dans notre cas, Il a été rencontré à des profondeurs de [4100m-4200m] et [4600m-4800m] dans les formations du Frasnien, du Siegenien et du Gedinien respectivement.
- **Gaz influx** : Ce sont des poussées de gaz issue de sous-sol enregistrées dans notre cas à des profondeurs de 4100m, de 4200m, de 4600m, de 4650m et de 4700m dans des formations géologiques du Frasnien, du Sieginien et du Gedinien respectivement.

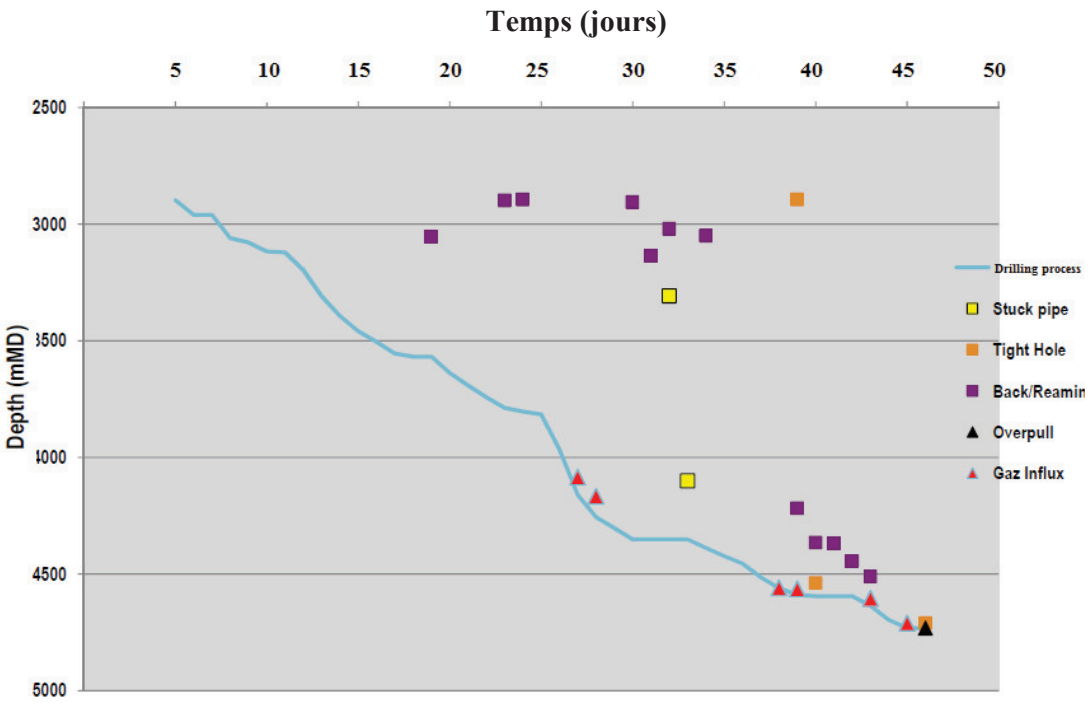


Fig. III. 3 : Les évènements rencontrés pendant le forage du puits étudié.

6. FLUIDE DE FORAGE

Plus communément appelé boue de forage, le fluide de forage est composé de différents constituants liquides (eau, huile) ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques.

L'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface.

Le fluide est préparé dans des bacs à boues, puis injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil de forage (Mandrin) d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des débris arrachés au front de taille. A la sortie du puits, le fluide subit des différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales.

On distingue trois types de boues de forage :

- Boue à base d'eau (Water based Mud).
- Boue à base d'huile (Oil based Mud).
- Boue synthétique (Synthetic Based Mud).

La densité de ce fluide généralement utilisée est de l'ordre de 1 à 1.6.

Les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant de remplir les tâches suivantes :

- Maintiens des déblais en suspension et nettoyage du puits.
- Prévention des resserrements des parois du puits.
- Dépôt d'un cake imperméable sur les parois (soutènement).
- Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile.
- Apport de renseignement sur le sondage.
- Augmentation de la vitesse d'avancement.
- Refroidissement et lubrification de l'outil.
- Diminution du poids apparent du matériel de sondage.

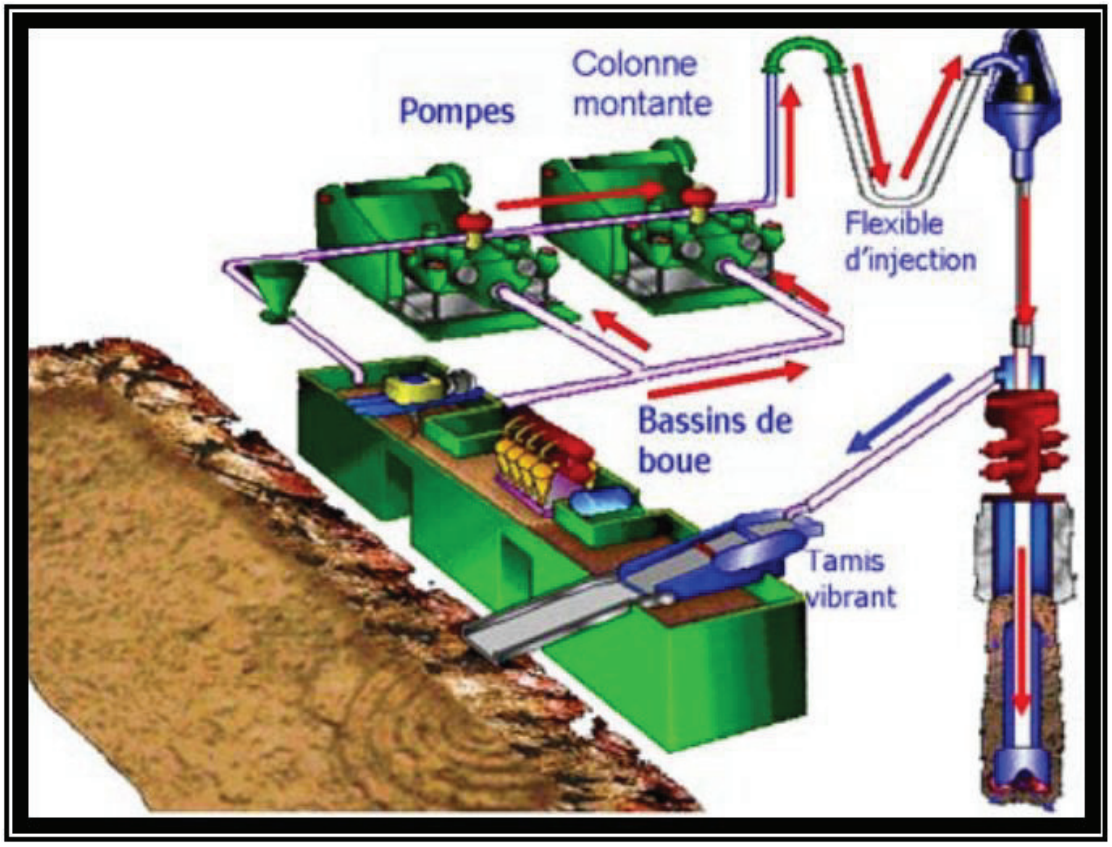


Fig. III. 4 : Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

7. OPERATION DE PRODUCTION DES HYDROCARBURES

Dans la plupart des cas, les sondages pétroliers comportent deux ou trois phases de forage qui permettent de mettre en place :

- Une colonne de surface destinée à retenir les terrains de surface peu consolidés et à protéger les nappes phréatiques. Sa longueur est comprise entre 100 et 1000m. Cette colonne sert en outre de support à la tête de puits.
- Une colonne technique si nécessaire, pour isoler les couches ou fluides susceptibles d'empêcher la poursuite du forage ; par exemple des terrains éboulants, des zones contenant des fluides à forte pression.
- Une colonne de production, si le puits est positif, qui permet d'isoler la zone pétrolifère et à l'intérieur de la quelle sera descendu un tube de collecte des hydrocarbures ou tubing.

Pour que les hydrocarbures puissent remonter à la surface à travers le tube de collecte des hydrocarbures ou tubing (la colonne de production), la pression des fluides dans le puits doit être nettement inférieure à celle dans le réservoir :

- Si cette différence de pression existe naturellement et si elle est suffisamment importante, les hydrocarbures se dirigeront vers le puits à travers les perforations dans

les parois du puits et remonteront d'eux-mêmes à la surface. On dit alors que le gisement est éruptif et on parle alors de production par «déplétion[5] naturelle».

- Si la pression du gisement pétrolier se révèle insuffisante pour que le pétrole parvienne en surface en quantités suffisantes, en particulier si le pétrole a une forte viscosité qui limite sa mobilité, on utilisera la méthode de récupération assistée[6]. Il existe deux techniques principales : le pompage et l'injection d'eau et de gaz.

8. OPERATION DE SURVEILLANCE DU PUITS EN PRODUCTION

Lors de l'extraction des hydrocarbures de la roche réservoir, la pression diminue. Si la pression dans le réservoir diminue avec une forte quantité, l'état de contrainte autour du puits est susceptible de changer.

L'étude géomécanique est dédiée à définir l'état de contrainte pendant et après le forage (lors de l'exploitation du puits), cela peut aider à surveiller l'état du puits en production. L'ingénieur en géomécanique doit construire un modèle (MEM) pour définir l'état de contrainte autour du puits et recommander la pression de la boue dans le puits de forage pétrolier qui doit assurer la stabilité du puits. Le modèle MEM sera présenté plus en détails dans les prochains chapitres (Chapitres IV et V).

9. CONCLUSION

Le but de ce chapitre est de définir le forage pétrolier, montrer les différentes types et techniques de forages pétrolier et introduire les différentes problèmes reconnu pendant la phase de forage.

[5] Dans le domaine pétrolier, la déplétion désigne l'épuisement progressif d'un gisement pétrolier ou gazier du fait de son exploitation...

[6] En utilisant des méthodes qui comprennent le pompage, l'injection de gaz ou d'eau dans la partie inférieure du gisement via des puits injecteurs, l'injection de vapeur d'eau pour diminuer la viscosité du pétrole et augmenter ainsi sa mobilité et l'injection de CO2.

CHAPITRE IV

CHAPITRE IV : La diagraphie pétrolière

1. INTRODUCTION

Le carottage est utilisé depuis très longtemps dans les forages pétroliers. Cependant cette technique a beaucoup d'inconvénients comme la discontinuité des échantillons, la contamination lors du transit de l'échantillon, les informations fournies limitées (la valeur et la direction des pendages, la nature et la quantité exacte des fluides en place, etc.). D'autre part, les opérations de carottage sont d'un prix de revient très élevé.
Pour pallier à ces problèmes, la technique des enregistrements dans les forages est apparue en 1927.

Depuis que les frères Conrad et Marcel Schlumberger ont effectué la première série de diagraphies en septembre 1927 à Pechelbronn (France), il est impensable aujourd'hui de forer un puits sans effectuer une série de diagraphies. En fonction d'une interprétation en termes de lithologie, porosité, saturation, etc., cela permettra de décider du futur d'un puits pétrolier (MEUNIER, 2009).

La diagraphie est définie comme étant l'enregistrement en continu, le long du puits, des paramètres physiques du sous-sol (radioactivité, vitesse acoustique, densité…etc.).
A travers les données enregistrées par la diagraphie, et en utilisant des formules empiriques, on peut estimer les propriétés mécaniques et élastiques du sous-sol. Ces propriétés permettent de déduire l'état de contraintes à de grandes profondeurs.
Cependant, vu le cout élevé de ces outils, la diagraphie est effectuée seulement dans les zones d'intérêt (>2500m de profondeur).

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 chapitre, nous allons définir les différentes diagraphies utilisées dans notre étude et leurs rôles.

2. DIAGRAPHIE ACOUSTIQUE (SONIQUE) (Alford, 2012)

À l'origine, les principes acoustiques ont été développés 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.

Mesurer les vitesses de propagation des différentes ondes se propageant dans la formation par l'intermédiaire de la lenteur Δt qui en est son inverse, et en déduire les informations sur la roche et ses caractéristiques mécaniques (MEUNIER, 2009).

De ce fait, des méthodes de mesures acoustiques ont été développées pour évaluer certains attributs de la formation telle que la pression interstitielle, la surcharge (contrainte verticale), la lithologie et les propriétés mécaniques.

En géomécanique la diagraphie acoustique sert à déterminer les paramètres d'élasticité dynamiques de la roche. Le principe repose sur la mesure des lenteurs des ondes de compressions et ondes de cisaillements notées respectivement Δt_{comp} et Δt_{cisail}.

$$\Delta t = \frac{TT_{Loin} - TT_{Proche}}{\Delta x} \qquad (0)$$

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.

Δx : Distance entre le récepteur proche et le récepteur loin.

$\Delta t = 1/V$: Lenteurs. (s/m)

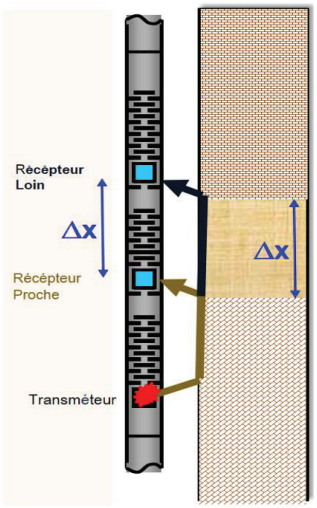


Fig. IV. 1 : L'outil Sonique

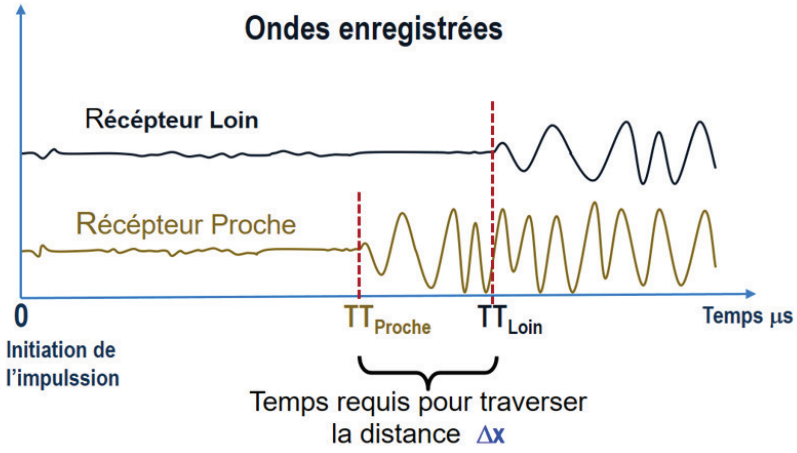


Fig. IV. 2 : Les ondes enregistrées par le sonique

Equations de Gassmann 1951 (Gassman, 1951),

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

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

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

$$\upsilon_{dyn} = \frac{\frac{1}{2}\left(\frac{\Delta t_{shear}}{\Delta t_{comp}}\right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_{shear}}{\Delta t_{comp}}\right)^2 - 1} \quad (4)$$

Où :

- G_{dyn} est le module de cisaillement dynamique. (MPa)
- ρ_b densité de la formation.
- K_{dyn} est le module d'élasticité isostatique ou de compressibilité mécanique dynamique. (MPa)
- E_{dyn} est le module de Young dynamique. (MPa)
- ν_{dyn} est le rapport de Poisson dynamique.
- Δt_{shear} et Δt_{comp} sont des lenteurs de cisaillement et de compression en (µs / ft). (s/m)

Avec: $\Delta t_{shear} = 1/Vs$; $\Delta t_{comp} = 1/Vs$

3. DIAGRAPHIE GAMMA RAY (GR) (MEUNIER, 2009)

Parmi les trois fameux rayonnements nucléaires *alpha* (α), *Béta* (β) et *Gamma* (γ), 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 au long du puits. En effet, elle permet de mettre en évidence les niveaux d'argile 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.

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

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.

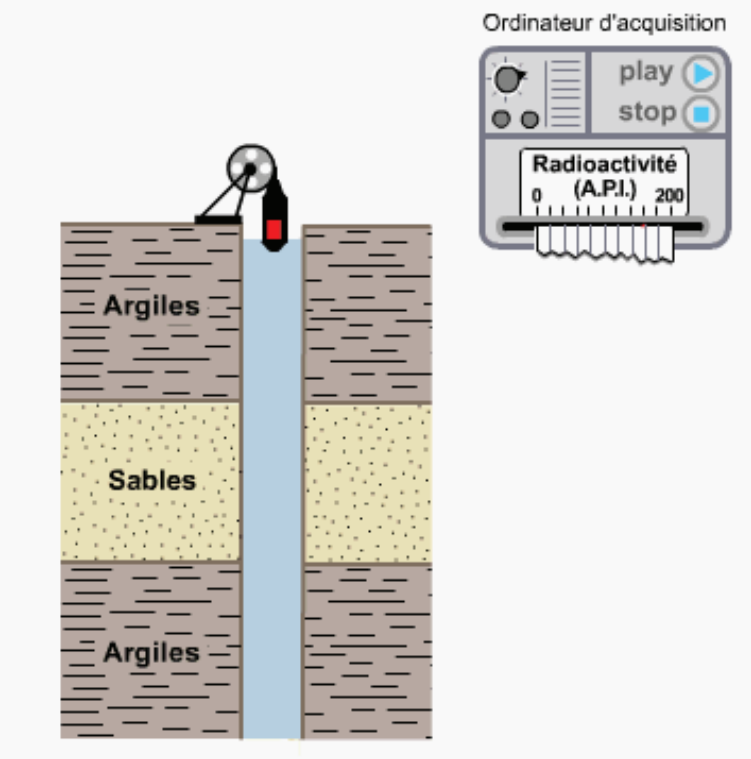


Fig. IV. 3 : L'outil Gamma Ray (GR)

4. DIAGRAPHIE DENSITE

La densité de la formation est un paramètre d'importance majeur lors d'une étude géomécanique. La mesure de la densité de la formation se base sur le principe de réduction en intensité du flux des rayons gamma entre une source est un détecteur, causée par l'effet de 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, ils 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 des rayons gamma détectés est une fonction de la densité électronique des formations.

5. DIAGRAPHIE DE MESURE DU DIAMERTRE 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 menant donc à une variation du diamètre à certaines profondeurs.

L'outil « Caliper » est illustré dans la (Fig. IV.4), il est composé de bras mécaniques, qui permettent de localiser et de plus ou moins mesurer ces variations en diamètre et donc nous renseigner sur la géométrie et l'état du puits. (MEUNIER, 2009). Les variations du diamètre du trou se traduisent par les déplacements latéraux des bras.

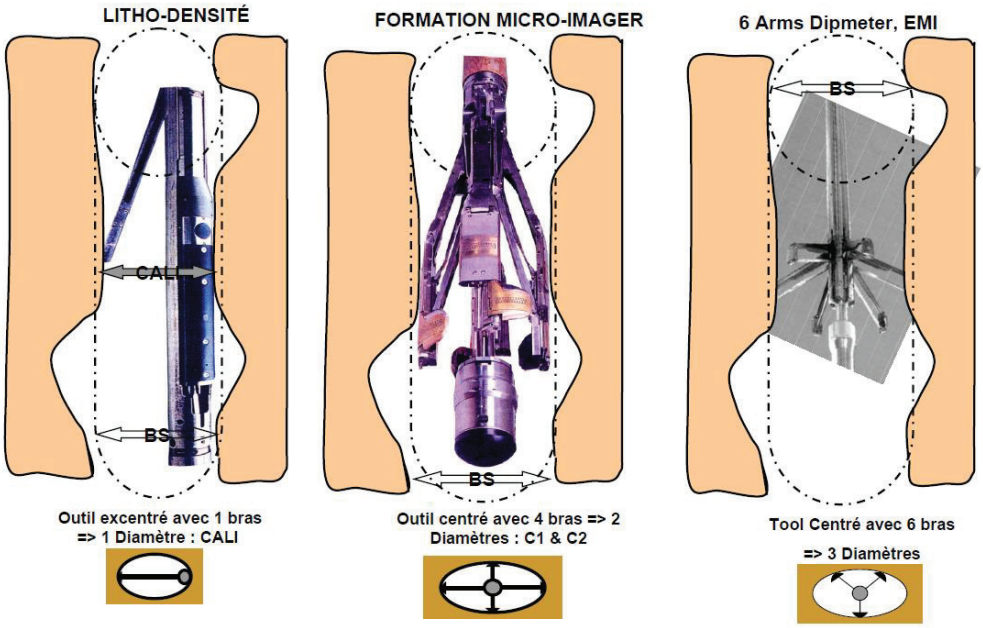


Fig. IV. 4 : Les différents outils « Caliper » pour mesurer le diamètre du puits (MEUNIER, 2009)

6. DIAGRAPHIE D'IMAGERIE

Cette méthode est complémentaire à notre modélisation, car elle permet de déterminer les orientations des contraintes principales. Cette diagraphie fournit une image du trou avec les éventuelles fractures dont l'interprétation peut donner l'orientation des contraintes principales (O.Serra, 1979). Les principaux outils d'imagerie sont :

- Le FMI (Fullbore Micro Imager) et le FMS (Fullbore Micro Scanner) : le principe de ces outils est de créer une image de microrésistivité de la formation proche de la paroi. Ceci est obtenu à l'aide d'un ensemble d'électrodes montées sur patins. Il est à noter que ces outils ne sont utilisés que dans les boues à base d'eau, les boues à base d'huile étant non conductrices du courant électrique.
- L'UBI (Ultasonic Borehole Imager) : C'est un outil de haute résolution qui permet l'acquisition d'images acoustiques des parois du puits. Ce type d'outil peut être utilisé dans les deux types de boue, à base d'huile et à base d'eau.

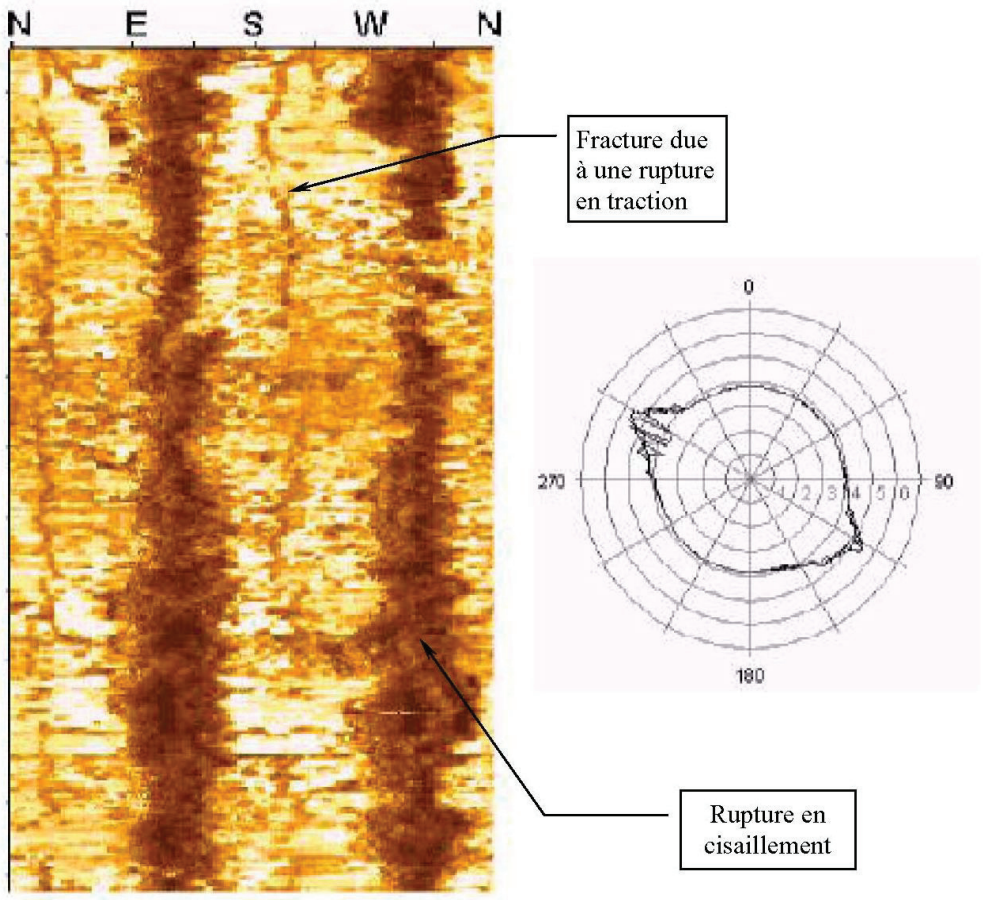


Fig. IV. 5 : Exemple d'imagerie et la direction des ovalisations.

La Fig. IV.5 représente une image d'un outil UBI montrant une ovalisation Sud – Est (ou Nord-Ouest) avec des ruptures en cisaillement représentées par les grandes rainures sombres sur l'image dans les directions Sud – Est et Nord-Ouest. On constate également des fissurations en traction qui sont représentées par deux fractures verticales à mi-distance entre les ruptures en cisaillement. Dans ce cas nous pouvons conclure que la contrainte horizontale maximale est orientée dans la direction Nord – Est (ou Sud – Ouest).

7. CONCLUSION

Avec ces outils on peut déterminer les formations du sous-sol, les toits de chaque formation géologique, ainsi que les caractéristiques de chaque formation. En utilisant les propriétés de la roche du sous-sol on peut définir l'état de contrainte dans les roches réservoirs qui sont la zone d'intérêt de ce travail.

CHAPITRE V

Chapitre V : Notions de géomécanique appliquée aux forages pétroliers

1. INTRODUCTION

La géomécanique est la science qui étudie les processus mécaniques qui se produisent dans la croûte terrestre, ces processus sont dus à des phénomènes naturels et/ou aux activités de l'homme.

La géomécanique fait le lien entre la géologie et la mécanique appliquée, c'est elle est la branche la plus spécialisée dans l'ingénierie qui applique la mécanique des roches, la mécanique des sols, les mathématiques et la physique pour quantifier la façon dont les roches et les fractures réagissent à l'excavation pendant le forage. Elle implique de mesurer et d'estimer la contrainte et d'examiner la façon dont les matériaux réagissent à cette contrainte.

Cependant, en géomécanique on travaille seulement dans le domaine élastique (Rock Mechanics, 2005), à la différence d'autres branches où le choix du matériau à étudier n'est pas une option. L'ingénieur doit travailler avec les matériaux présents, qui peuvent être des formations solides en continues, mais peuvent également comprendre des roches fracturées.

En comparaison à d'autres domaines d'application (Mines, Bâtiments…) où le comportement du matériau peut 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 in situ, à l'intérieure d'un puits, ou bien la résistance des roches composants les parois à des centaines de mètres de profondeurs.

La géomécanique permet d'estimer avec satisfaction les propriétés élastiques et l'état de contrainte dans le sous-sol à des profondeurs variables et en tous points du sous-sol, après la détermination de ces propriétés on passera à la phase d'analyse de stabilité du puits.

L'instabilité du puits peut engendrer des dégâts matériels, par exemple la perte des outils de la diagraphie qui sont coûteux, un rétrécissement du diamètre qui provoque la fermeture du trou et par conséquent engendre du temps non productif (puits mort), un affaissement dans les formations sus-jacentes. Donc la stabilité du puits est nécessaire lors de la production des hydrocarbures.

De nos jours, les conséquences économiques de ces défaillances, en termes de perte de production et de récupération d'hydrocarbures, peuvent s'avérer très dramatiques pour le pays. Pour cela l'étude géomécanique est très importante du point de vue de l'optimisation des budgets et l'assurance de la rentabilité d'exploitation des puits pétroliers et gaziers.

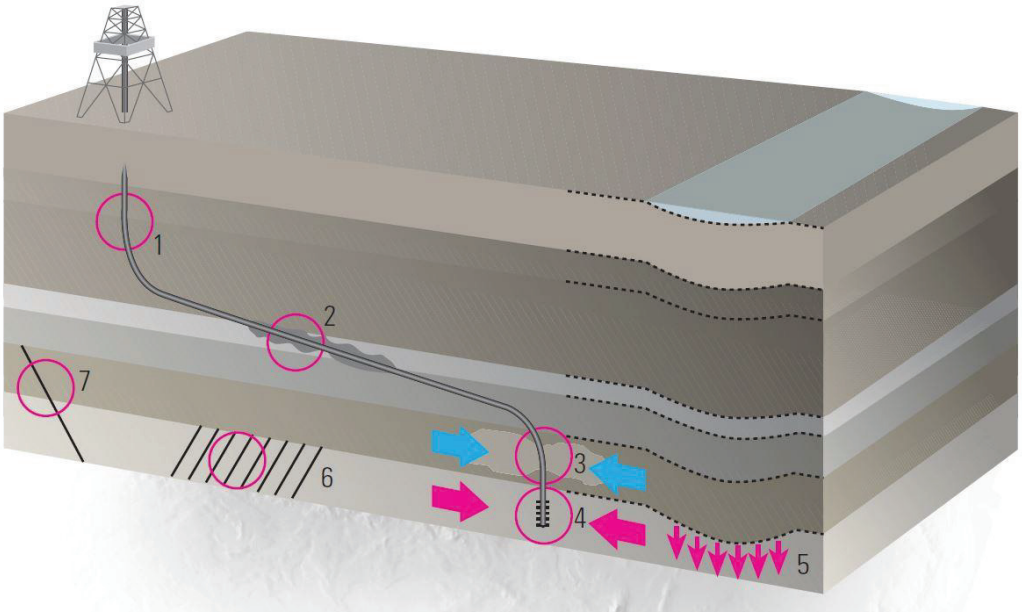


Fig. V. 1 : Les différentes estimations déduites par la géomécanique. (Well Algeria Conference, 2007)

Dans l'industrie pétrolière et gazière, grâce à la géomécanique il est possible, par exemple, d'établir une suite de problèmes à prévoir lors d'un forage complexe d'un puits. Ces prévisions sont possibles grâce aux données géomécanique des terrains traversés. La figure ci-dessus (Fig. V.1) illustre quelques exemples de ces problèmes :

1- Les pressions de formation dans les argiles de couverture.
2- La stabilité des puits en cours de forage.
3- La fracturation hydraulique.
4- La production de sable.
5- La compaction des réservoirs, et l'affaissement associé de la couverture.
6- Les variations de perméabilité des fractures.
7- L'activation des failles.

Ce chapitre, introduit les principales notions de mécanique utilisées habituellement dans les études géomécaniques.

2. PRINCIPE DE LA GEOMECANIQUE

L'effet de la géomécanique dans le domaine pétrolier se traduit par le développement de paramètres lié au sous-sol. Par exemple : l'état de contraintes, les Propriétés mécaniques de la roche, la pression interstitielle, le module de Young, le coefficient de Poisson…etc.

Les concepts de la géomécanique nécessitent une compréhension des contraintes et des déformations, ainsi que de la façon dont celles-ci sont liées par la réponse d'un matériau comme la roche.

Pour comprendre le rôle de la géomécanique sur les puits de forage et les réservoirs entiers, les ingénieurs doivent développer une vue logique des contraintes de la terre, de leurs amplitudes

et de leurs directions, des propriétés mécaniques de la roche comme ses propriétés élastiques et la résistance, et de la pression des pores (la pression interstitielle).

Ces paramètres sont organisés dans 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.

3. LE MODEL GEOMECANIQUE MEM – Mechanical Earth Model

Le modèle géomécanique (MEM) est une description explicite et une représentation numérique de l'état de contrainte, pression interstitielle et des propriétés mécaniques et élastiques de la roche constituant le sous-sol.

Le MEM est la pierre angulaire d'une étude géomécanique. Il fournit des informations pour les calculs géomécanique associés à de nombreux aspects de la construction des puits, par exemple les limites de stabilité des parois du puits pendant le forage, les seuils d'instabilité des sables pendant la production des hydrocarbures, ou les paramètres géomécaniques nécessaires à la réalisation des opérations de stimulation. Au cours de la déplétion d'un champ d'hydrocarbures, le MEM peut être utilisé pour estimer les changements provoqués dans l'état de contrainte par la diminution de pression du réservoir. Ces changements de contraintes peuvent mener à une compaction du réservoir, ce qui peut affecter la perméabilité. Il peut également causer un affaissement dans les formations sus-jacentes, ou encore provoquer l'activation de faille.

Pendant le forage, le modèle géomécanique permet au foreur d'interpréter la réponse du puits et de remédier à une instabilité plutôt que de l'aggraver.

La construction du MEM puise ses données dans un certain nombre de sources. Celles-ci comprennent des données de diagraphie provenant (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007):

- De puits, comme des mesures soniques, de rayons gamma, de densité apparente, de pression de formation et l'imagerie de puits ;
- Des rapports de forage ;
- Des cartographies structurales : géologique et sismique ;
- Des carottes.

Le MEM contient toutes les informations nécessaires pour l'analyse de divers phénomènes tel que la stabilité des puits, la production de sables, la fracturation hydraulique et les déformations que subit le réservoir lors de la production d'hydrocarbures (Richard Plumb, 2000).

4. PROPRIETES DE LA ROCHE

Les propriétés de la roche sont décrites par les propriétés élastiques (le module de Young et le coefficient de poisson) et les propriétés de résistance mécaniques de la roche (Résistance à la compression Rc et l'angle de frottement interne).

4.1. Propriétés élastiques

Le calcul des propriétés élastiques est possible à l'aide d'équations en combinant les ondes sismiques de compression P et de cisaillement S générées à partir des ondes ultrasoniques.

Les propriétés élastiques dynamiques sont directement calculées à travers les logs de la densité et de l'ultrason qui sont des données géophysiques. En utilisant les équations de Gassman (Gassman, 1951), qui sont mentionnées dans le chapitre précèdent (Chapitre IV : Diagraphie, équations (1), (2), (3) et (4)) dédiées pour déterminer :

- Le module de cisaillement dynamique G_{dyn}
- Le module d'élasticité isostatique ou de compressibilité mécanique dynamique K_{dyn}
- Le module de Young dynamique E_{dyn}.
- Le rapport de Poisson dynamique ν_{dyn}.

Pour réduire l'incertitude de ces propriétés (Passage de l'état dynamique à l'état statique), l'établissement de corrélations spécifiques est obligatoire et est fait en utilisant des essais de laboratoires effectués sur des carottes (souvent difficiles à obtenir du puits), pour obtenir les propriétés élastiques statiques de la roche.

Les propriétés élastiques déterminées directement à partir des équations de Gassman sont appelées dynamique car les mesures sont effectuées à très hautes fréquences (~ 10 kHz), impliquant de très petites déformation. Au cours de la propagation d'une onde élastique dans ces conditions dynamiques, la roche présente une réponse plus rigide que celle qu'elle subirait sous une charge statique, comme lors d'un test de laboratoire mécanique ou sous une charge statique dans le sol ou près d'un puits de forage. En fait, plus la roche est flexible, plus la différence entre dynamique et statique est grande.

Par ailleurs, les propriétés élastiques statiques sont nécessaires pour effectuer une étude géomécanique, ces dernières sont obtenues en utilisant des corrélations, et en comparant ces derniers avec les résultats obtenus à travers les essais de laboratoires sur des échantillons.

4.2. Propriétés mécaniques

La résistance à la compression simple (Rc) et l'angle de frottement de la roche sédimentaire sont des paramètres nécessaires pour résoudre toute une gamme de problèmes géomécaniques. Cela commence de la limitation des instabilités du puits pendant le forage à la quantification des états de contrainte à l'aide d'observations lors de l'exploitation des réservoirs.

4.2.1. La résistance à la compression simple (Rc)

L'essai de compression simple est l'un des paramètres clés d'une étude géomécanique, il permet de mesurer la résistance à la rupture en compression simple de la roche.

L'éprouvette généralement cylindrique, d'élancement 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. (Schlosser, 1997)

Cet essai nous permet d'obtenir :

- La résistance à la compression sans confinement (où résistance à la compression simple) donné par la contrainte au pique Rc.
- Le module de Young E 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.

Cependant, vue la difficulté rencontrée pour obtenir des échantillons utilisables, la (Rc) peut être directement estimée à partir des formules empiriques en utilisant les propriétés de la roche obtenues de la diagraphie (Module de Young, Module de cisaillement…)

On peut aussi obtenir la valeur de la résistance à la compression simple en utilisant une corrélation entre les valeurs de l'essai de laboratoire et le module statique de Young. Cette corrélation nous permettra de diminuer l'incertitude sur le résultat obtenu et de se rapprocher de la réalité.

4.2.2. L'angle de frottement interne Φ

L'angle de frottement interne de la roche est déterminé généralement à travers l'essai triaxial sur des échantillons cylindriques obtenus à des profondeurs d'intérêt.

Cependant, en pratique, de nombreux problèmes géomécaniques dans les réservoirs doivent être résolus lorsque des échantillons de carotte ne sont pas disponibles pour des essais de laboratoire. Comme solution alternative à ces problèmes, un certain nombre de relations empiriques ont été proposées pour relier la résistance de la roche à des paramètres mesurables à l'aide des données géophysiques (diagraphies) de puits. L'utilisation de telles relations est souvent le seul moyen d'estimer l'angle de frottement interne car les carottes ne sont pas disponibles pour réaliser l'essai triaxial.

5. LA CONTRAINTE

Par définition, la contrainte est une force divisée par l'aire sur laquelle elle est appliquée. La force est un vecteur qui possède une direction, un sens et une amplitude. La contrainte est une quantité mathématique appelée **tenseur**.

La (Fig. V.2) démontre le concept de contrainte en représentant un petit cube délimité à l'intérieur d'une composante technique, par exemple la paroi d'un tube de forage. Les charges imposées au tube de forage par le poids du matériel de forage, la torsion et la pression de la boue engendrent des contraintes sur les faces du cube.

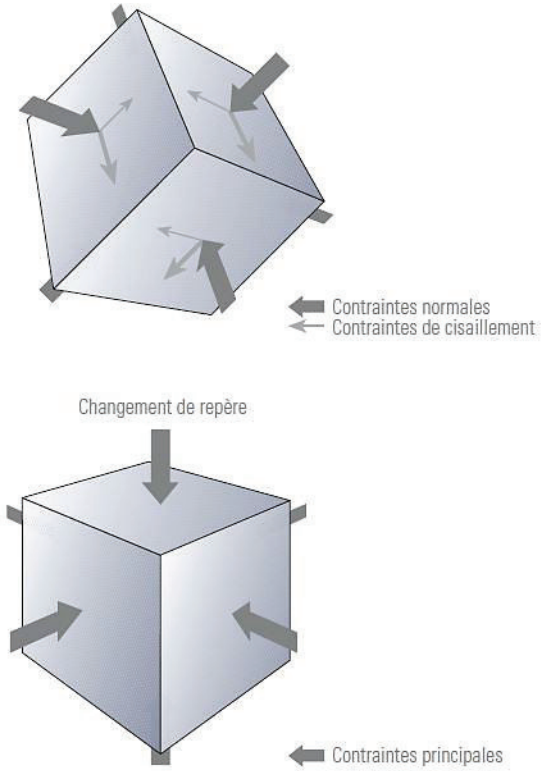


Fig. V. 2 : Composantes du tenseur des contraintes, le diagramme du haut représentant les axes arbitraires et celui du bas les axes principaux. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

Sur chaque paire de faces opposées agissent une contrainte normale et deux contraintes de cisaillement. En somme, une contrainte normale et deux contraintes de cisaillement sur trois paires de faces impliquent neuf composantes. Mathématiquement, la contrainte dans l'espace orthonormé xyz s'écrit sous forme de matrice.

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

Fig. V. 3 : Tenseur des contraintes avec une orientation quelconque.

6. LES CONTRAINTES PRINCIPALES

Le tenseur des contraintes principales est le résultat d'un passage mathématique ou un changement de base qui permet de simplifier le tenseur des contraintes à un tenseur des contraintes principales grâce à la symétrie de la terre.

Il n'existe que des contraintes normales agissant sur les faces – et aucune contrainte de cisaillement. Les six nombres représentant l'état de contrainte sont alors les contraintes

normales – contraintes principales – agissant sur les trois paires de face, et l'orientation de cube.

Le tenseur des contraintes principales s'écrit comme suit,

$$\begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix}$$

Fig. V. 4 : Tenseur des contraintes principales.

En géomécanique pétrolière, comme dans la plupart des autres branches de la mécanique, spécifier les amplitudes et les orientations des contraintes principales est la façon la plus courante de décrire un état de contraintes.

Cependant, autour d'un puits de forage la spécification des six composantes est nécessaire et peut ne pas être aussi simple. Par convention, en mécanique des roches, la contrainte compressive maximale est notée $\boldsymbol{\sigma_1}$, l'intermédiaire $\boldsymbol{\sigma_2}$ et la contrainte compressive minimale $\boldsymbol{\sigma_3}$.

$$\boldsymbol{\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3}$$

Les contraintes principales notées de cette manière :

$\boldsymbol{\sigma_v}$ Contrainte principale verticale.

$\boldsymbol{\sigma_H}$ Contrainte principale horizontale maximale.

$\boldsymbol{\sigma_h}$ Contrainte principale horizontale minimale.

7. ETAT DE CONTRAINTE NATURELLE (In-situ) DANS LE SOUS-SOL

7.1. Contrainte verticale σ_v

La principale source de contraintes dans le sous-sol est la gravité, ou plutôt la pression interstitielle et la pression des roches au-dessus de la zone d'intérêt. Cette pression gravitationnelle engendre une contrainte verticale dans la formation (Zone d'intérêt).
De nombreuses méthodes sont utilisées pour estimer la contrainte verticale (généralement basées sur la densité de la roche).

La formule la plus utilisée pour estimer la contrainte verticale est :

$$\boldsymbol{\sigma_V} = \int_0^Z \rho(Z) g \, dz \qquad (5)$$

Où : $\rho(Z)$: La densité de la roche à une profondeur Z.
g : La gravité.

7.2. Pression interstitielle P_P

L'autre aspect important de l'état de contrainte en géomécanique pétrolière est la pression interstitielle ou pression des pores.

La pression interstitielle est un paramètre important dans toute étude géomécanique. Deux principaux facteurs contrôlent le mouvement et le stockage de fluides dans les roches et les sédiments : la perméabilité et la porosité.

La perméabilité est la conductivité hydraulique du fluide dans le matériau, plus précisément dans les pores interconnectés.

La porosité est définie comme le ratio entre le volume de vides ou pores dans le matériau sur le volume total de ce dernier. Elle désigne la capacité du matériau à emmagasiner un fluide quelconque. Elle est représentée par l'espace entre les grains composant le matériau. Plus le matériau est compact plus sa porosité est faible entrainant une faible pression des pores.

La pression interstitielle (Pp) dépasse la pression hydrostatique dans un volume poreux confiné, elle augmente suivant la profondeur avec un gradient qui varie d'une formation à une autre.

Pour calculer la pression Pp on utilise la formule suivante (Rock Mechanics, 2005):

$$\mathbf{Pp} = \int_0^z \rho_w(z) g dz \qquad (6)$$

$\rho_w(z)$: Représente le gradient hydraulique a une profondeur Z.
g : La gravite.

Le gradient hydraulique de chaque formation est obtenu à travers l'outil (MDT) (Voir Annexe III).

7.3. Contrainte horizontale

7.3.1. Contrainte horizontale due à la surcharge et la pression interstitielle

Dans le domaine isotropique et peu tectonique, les contraintes horizontales maximales et minimales sont égales. Terzaghi et Richart (1952**)** 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 restent invariables (Zang & Stephansson, 2009).

En d'autres termes, en supposant que les deux autres contraintes principales ne soient influencées que par la contrainte verticale et la pression interstitielle, l'expression est donnée comme suit :

$$\boldsymbol{\sigma}_H = \boldsymbol{\sigma}_h = \frac{\boldsymbol{\nu}}{\mathbf{1-\nu}} \boldsymbol{\sigma}_v - \frac{\boldsymbol{\nu}}{\mathbf{1-\nu}} \boldsymbol{\alpha P}_P + \boldsymbol{\alpha P}_P \qquad (7)$$

Où :

$\boldsymbol{\sigma}_h$: Contrainte horizontale minimale.
$\boldsymbol{\sigma}_H$: Contrainte horizontale maximale.
$\boldsymbol{\sigma}_v$: Contrainte verticale.
E **:** Module de Young.
α : Coefficient de Biot.
P_P : Pression interstitielle.
ν : Coefficient de poisson.

7.3.2. Contrainte horizontale due à la tectonique

Dans les zones avec une moyenne ou une forte sismicité, les contraintes horizontales ne sont pas égales, la raison de cette anisotropie revient à la tectonique des plaques (Fjaers, Holt, Horsrud, Raaen, & Risnes, 2008). Le mouvement tectonique des plaques provoque une déformation tectonique, ces contraintes tectoniques sont calculées comme suit :

$$d\sigma_h \approx \frac{E}{1-\nu^2}\boldsymbol{\varepsilon x} + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\boldsymbol{\varepsilon y} \qquad (8)$$

$$d\sigma_H \approx \frac{\nu E}{1-\nu^2}\boldsymbol{\varepsilon x} + \frac{E}{1-\nu^2}\boldsymbol{\varepsilon y} \qquad (9)$$

Où :

E **:** Module de Young. α : Coefficient de Biot.

ε_x : Déformation selon la direction de la contrainte horizontale minimale.

ε_y : Déformation selon la direction de la contrainte horizontale maximale.

7.4. Modèle Poro-élastique

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 (D.Zoback, 2007).

Le modèle de déformation horizontale Poro-élastique est utilisé pour déterminer les magnitudes des contraintes horizontales maximale et minimale (Fjaers, Holt, Horsrud, Raaen, & Risnes, 2008).

L'estimation de la valeur de ces contraintes horizontales est basée sur les coefficients de Poisson, coefficient de Biot et pression interstitielle, des angles de frottement dérivés de diagraphies de puits, des ovalisations et des fractures induites par le forage dans les puits, par ces deux équations empiriques :

$$\boldsymbol{\sigma}_h = \frac{\nu}{1-\nu}\sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu}\alpha P_P + \alpha P_P + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_x + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\varepsilon_y \qquad (10)$$

$$\boldsymbol{\sigma}_H = \frac{\nu}{1-\nu}\sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu}\alpha P_P + \alpha P_P + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\varepsilon_x + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_y \qquad (11)$$

Où :

$\boldsymbol{\sigma}_h$: Contrainte horizontale minimale. $\boldsymbol{\sigma}_H$: Contrainte horizontale maximale.

$\boldsymbol{\sigma}_v$: Contrainte verticale. E **:** Module de Young.

α : Coefficient de Biot. P_P : Pression interstitielle.

ε_x : Déformation selon la direction de la contrainte horizontale minimale.

ε_y : Déformation selon la direction de la contrainte horizontale maximale.

ν : Coefficient de poisson.

7.4.1. Contrainte horizontale minimale $\boldsymbol{\sigma}_h$

La contrainte horizontale minimale est calculée à partir de la contrainte verticale, des pressions interstitielles et des propriétés élastiques. Ces dernières sont tirées à partir des

données géophysiques, mais doivent aussi être calibrées en variant la contrainte horizontale minimale due à la tectonique pour obtenir le même gradient mesuré par les méthodes directes citer ci-dessous.

La contrainte horizontale minimale peut être directement mesurée à partir d'un essai (Leak-Off Test : LOT), d'un essai (Extended Leak-Off Test : XLOT) ou d'un test (Mini-Frac) avec l'outil (MDT). (Voir Annexe II et III respectivement)

7.4.2. Contrainte horizontale maximale σ_H

La contrainte horizontale maximale ne peut être obtenue avec une mesure directe. Elle est obtenue avec une précision raisonnable à travers une modélisation similaire à celle de la contrainte horizontale minimale mais en utilisant d'avantage de contraintes.

La magnitude de la contrainte horizontale maximale doit être réglée afin de simuler la rupture par cisaillement (Breakouts) détecté par le Caliper et l'imagerie du puits. On doit varier la contrainte horizontale maximale due à la tectonique jusqu'à l'observation des mêmes ovalisations (Breakout) illustrés dans l'imagerie. La contrainte horizontale minimale due à la surcharge et la pression interstitielle reste constante.

Le processus à suivre pour déterminer la contrainte horizontale maximale est illustré dans la figure (V.5)

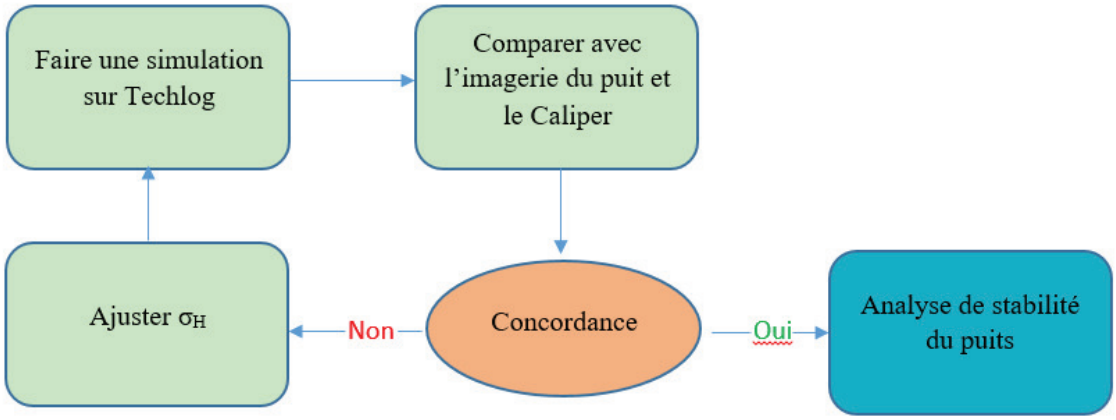


Fig. V. 5 : Processus général pour estimer l'amplitude de contrainte horizontale maximale.

7.5. Classification d'Anderson des failles

L'étude géomécanique commence généralement par la détermination des trois contraintes principales et leurs orientations. Dans le cas général, une contrainte principale est verticale et les autres sont horizontales maximale et minimale.

Anderson (Anderson, 1951) 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 a apporté a été la découverte de l'origine des failles à partir des ruptures fragiles (Zang & Stephansson, 2009).

Anderson a pu construire un schéma qui permet de classifier une zone comme étant caractérisée par un système de failles normales, décrochantes ou chevauchantes (inverses).

Chaque régime donne lieu à des types de faille caractéristiques (Fig. V.6) :

- Si la contrainte principale verticale est la plus importante, il s'agit d'un régime de contrainte normal. (Normal Tectonic Regime) $\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$
- Si la contrainte principale verticale est minimale, il s'agit d'un régime de contrainte chevauchant. (Thrust Tectonic Regime) $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$
- Si la contrainte principale verticale est intermédiaire, on parle de régime de contrainte décrochant. (Strike-slip Tectonic Regime) $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$

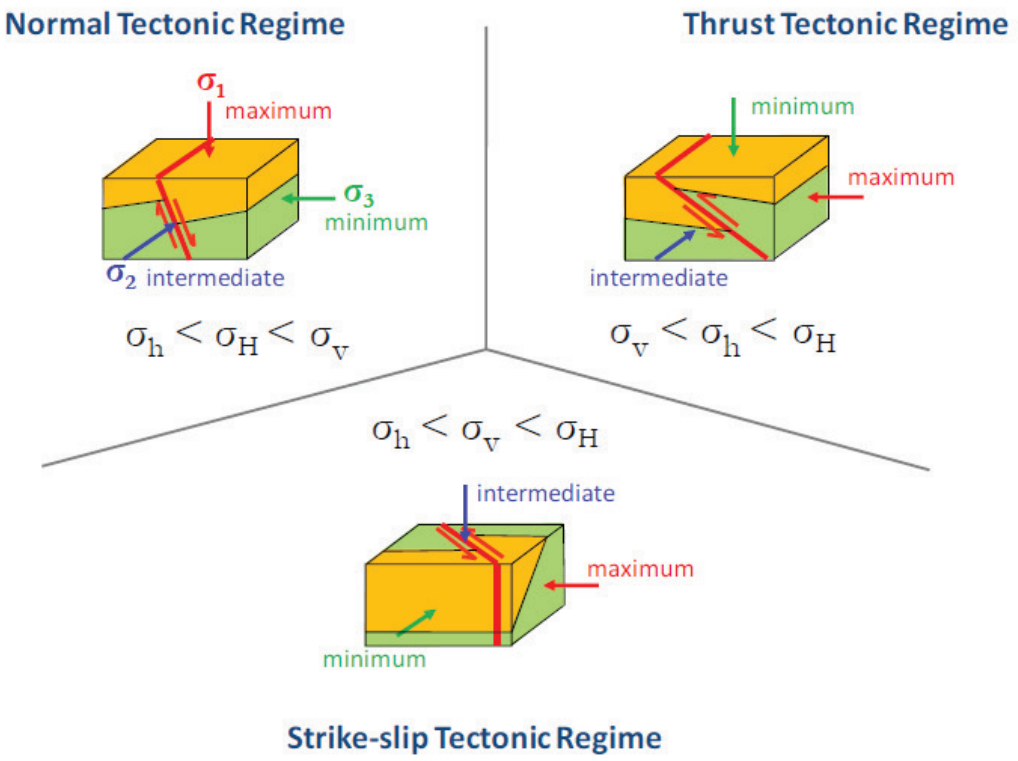


Fig. V. 6 : Les différents régimes des contraintes et leurs types de failles (Classification d'Anderson) (Anderson, 1951)

7.6. Contrainte effective

Quand un matériau est poreux, comme sont la plupart des roches, leur réponse mécanique est non seulement influencée par les contraintes qui leur sont appliquées, mais également par les pressions du fluide contenu dans leurs pores.

S'il y'a un changement de contrainte appliqué, les effets combinés peuvent être compris à l'aide du modèle Poro-élastique basé sur les travaux de Biot (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

Selon la méthode de Biot, la formule de la contrainte effective est la suivante :

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \qquad (12)$$

Où :

P_p représente la pression interstitielle

σ représente la contrainte totale

α représente le coefficient de Biot : il s'approche de 0 pour les roches rigides et de 1 pour les roches peu rigide. (Schlumberger D. &., 2009)

$$\alpha = 1 - \frac{Kd}{K0} \qquad (13)$$

Où : K_d le module d'élasticité isostatique ou de compressibilité mécanique de la roche sec.

K_0 le module d'élasticité isostatique ou de compressibilité mécanique des minéraux.

Le module de la roche sec K_d étant généralement très inférieur au module des minéraux K_0, α est souvent égale à 1. Dans de nombreuses applications et lorsqu'aucune autre information n'est disponible sur le sous-sol, α est généralement égale à 1. Si $\alpha < 1$, cela signifie que le fluide interstitiel est moins efficace pour contrer la surcharge totale.

Selon Terzaghi la formule suivante pour le calcul de la contrainte effective s'écrit comme suit (Rock Mechanics, 2005) :

$$\sigma' = \sigma - P_p \qquad (14)$$

Dans la description de l'état de contrainte dans la roche, la contrainte effective est utilisée en cas de pression interstitielle P_P. La rupture de la roche peut être gravement influencée par la pression interstitielle. Quand P_P augmente, la contrainte effective diminue et le cercle de Mohr est déplacé vers la gauche jusqu'à la ligne de rupture fragile. D'autre part, si P_P diminue, le cercle de Mohr se déplace vers la droite et la rupture de la roche sera surestimée. Donc les contraintes effectives sont utilisées pour définir la résistance au cisaillement de la roche (Pore fluid effects on rock mechanics, 2015).

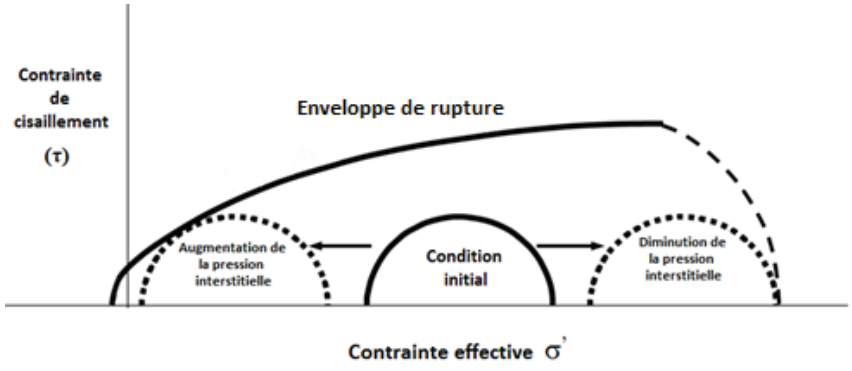


Fig. V. 7 : L'influence de la pression interstitielle sur la contrainte effective.

8. ETAT DE CONTRAINTES AUTOUR DU PUITS (Near Wellbore Stresses)

En présence d'un trou dans un corps sous contraintes, la distribution des contraintes change autour du trou. Cela peut être suffisant pour provoquer la rupture de la roche autour du trou. Dans le cas des forages, cela peut conduire à une instabilité du puits.
L'un des objectifs clés des études géomécaniques est d'estimer l'état de contraintes et d'appliquer un critère de rupture de la roche pour prédire la situation du puits.

La concentration des contraintes autour d'un puits foré verticalement parallèle à la contrainte principale verticale σ_V, dans un milieu élastique isotrope est décrite par les équations de Kirsch Illustrées dans la figure (Fig. V.8) (Kirsch, 1898)

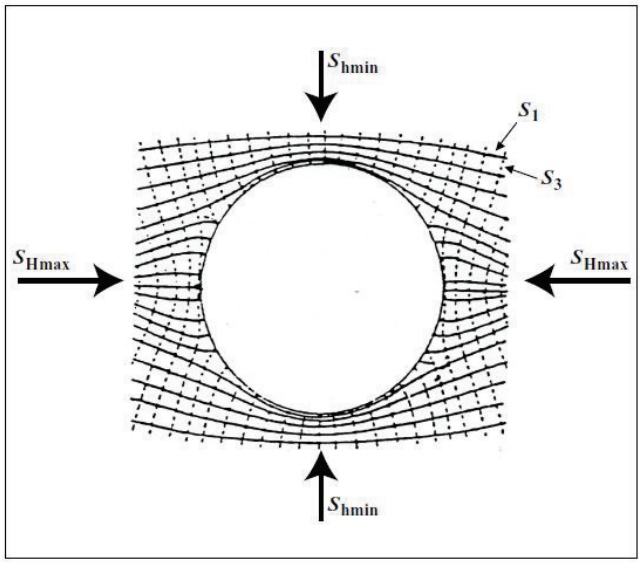


Fig. V. 8 : Trajectoires des contraintes principales autour d'un puits de forage dans un champ de contrainte bi-axial basé sur les équations de Kirsch. Avec : Shmin = σh , SHmax = σH (Kirsch, 1898)

La création d'une ouverture cylindrique (comme un puits de forage) induit un changement dans les orientations des contraintes autour du puits. Elles deviennent parallèles et perpendiculaires à la paroi du puits de forage, car ces dernières contenant des fluides ne peuvent pas résister aux contraintes de cisaillement. De plus, les volumes de matériaux qui supportaient les contraintes « *in situ* » ont été excavées et leur absence accroit la concentration des contraintes autour de ce volume.

Cette concentration se traduit par un tassement « Bunching-up » des trajectoires des contraintes dans la direction de σ_h, ce qui indique une forte amplification des contraintes compressives. A l'opposée on a un éloignement « Spreading out » de ces trajectoires dans la direction de σ_H et par conséquence une diminution des contraintes compressives. (D.Zoback, 2007)

Ceci est illustré par le groupage des trajectoires de contraintes à l'orientation de σ_h, qui indique une contrainte de compression fortement amplifiée. En revanche, la propagation des trajectoires de contraintes à l'orientation de σ_H indique une diminution dans la contrainte de compression.

Mathématiquement, les contraintes effectives autour d'un puits vertical de rayon R sont décrites par un système de coordonnées cylindriques :

$$\sigma_{rr} = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h - 2P_P)\left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \times \left(1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4}\right)\cos 2\theta + P_P \frac{R^2}{r^2} \quad (15)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h - 2P_P)\left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \times \left(1 + \frac{3R^4}{r^4}\right)\cos 2\theta - P_P \frac{R^2}{r^2} - \sigma^{\Delta T} \quad (16)$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h)\frac{r^2}{R^2}\cos 2\theta - P_P - \sigma^{\Delta T} \quad (17)$$

Où :

σ_{rr} : La contrainte radiale effective au tour du puits.

$\sigma_{\theta\theta}$: La contrainte de cisaillement effective au tour de puits.

σ_{zz} : La contrainte verticale effective dans le puits.

$\boldsymbol{\sigma}_h$: Contrainte horizontale minimale.

$\boldsymbol{\sigma}_H$: Contrainte horizontale maximale.

θ est mesuré à partir de l'orientation de σ_H.

r est la distance radiale à partir du centre du puits.

R est le rayon de puits.

P_p est la pression interstitielle de la formation.

ΔP est la différence entre la pression de la boue P_w et la P_p.

$\sigma^{\Delta T}$: Représente les contraintes induites par la différence entre la température de la boue et celle de la formation. Celle-ci sera ignoré, sera prise en considération lors de la présence d'une quantité raisonnable d'anisotropie élastique.

ν : Coefficient de poisson statique.

A partir de ces équations, on peut déduire les informations suivantes (D.Zoback, 2007) :

- 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 σ_h, la contrainte tangentielle $\sigma_{\theta\theta}$ est fortement compressive ;
- $\sigma_{\theta\theta}$ décroit rapidement avec l'éloignement dans la direction de σ_h ;
- Dans la direction de σ_H 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 σ_H ;

- 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. Aussi, cette concentration ne dépend pas du diamètre du puits *R* ;
- Les ruptures compressives ou de traction se produisent à partir du périmètre du puits car la concentration des contraintes y est la plus importante.

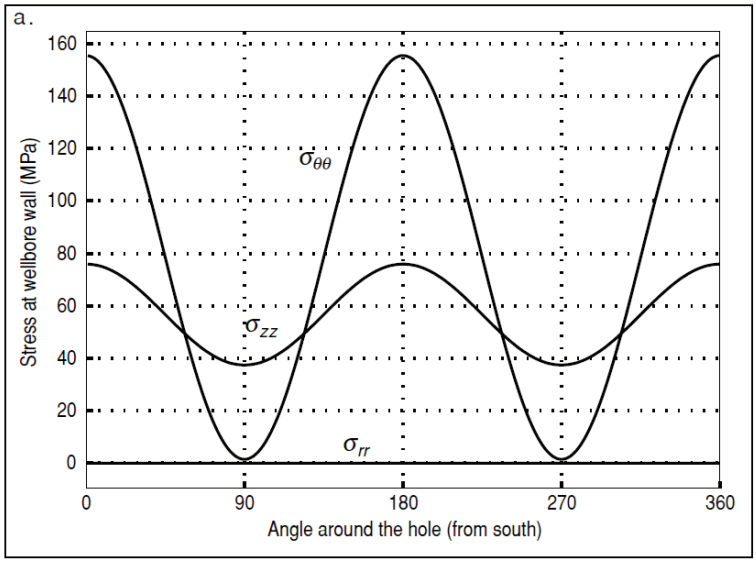


Fig. V. 9 : Exemple de la variation des différentes contraintes autour du puits en fonction de l'angle θ.

A $r = R$ dans le puits, quand la distance radiale à partir du centre du puits (r) est égale au rayon du puits (R) et qui est la zone où on veut déterminer la concentration des contraintes, là où la pression de la boue P_W est présente pour assurer la stabilité du puits, les équations précédentes se simplifient comme suit (D.Zoback, 2007) :

$$\sigma_{rr} = \Delta P = P_W - P_P \quad (18)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T} \quad (19)$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta - P_P - \sigma^{\Delta T} \quad (20)$$

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

$$\sigma_{\theta\theta}^{min} = 3\sigma_h - \sigma_H - 2P_P - \Delta P - \sigma^{\Delta T} \quad (21)$$

Où : $\sigma_{\theta\theta}^{min}$ La contrainte de cisaillement effective minimale au tour du puits

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

$$\sigma_{\theta\theta}^{Max} = 3\sigma_H - \sigma_h - 2P_P - \Delta P - \sigma^{\Delta T} \quad (22)$$

Où : $\sigma_{\theta\theta}^{Max}$ La contrainte de cisaillement effective maximale au tour du puits.

Dans le cas d'un trou allongé – comme un puits de forage ou un tunnel de perforation – dans un milieu élastique simple et orienté parallèlement à l'une des contraintes principales, les équations sont simples. Pour un trou dans une formation élastique mais non parallèle à une contrainte principale (puits dévié), les équations sont bien connues mais longues. Pour un trou – en particulier un trou dévié – dans une formation non simple (par exemple, dans une formation anisotrope ou plastique), le comportement est moins bien compris. Des modèles mathématiques existent mais nécessitent beaucoup plus de données, qui ne peuvent généralement être obtenues qu'à partir d'essais en laboratoire.

Dans un trou situé dans une formation élastique, parallèle à une contrainte principale, dans une roche poreuse et perméable avec un gâteau de boue (Mud cake) sur la paroi du puits de forage, deux idées clés peuvent être appliquées aux problèmes éventuels d'instabilité (même si les conditions précises ne sont pas remplies). Ces deux idées font référence à la contrainte circonférentielle, soit la contrainte tangentielle à la paroi du puits de forage, évaluée au niveau de la paroi du trou de forage.

Supposons que les deux contraintes principales perpendiculaires à l'axe du puits de forage soient $\boldsymbol{\sigma}_H$ et $\boldsymbol{\sigma}_h$, $\boldsymbol{\sigma}_H$ étant plus compressive que $\boldsymbol{\sigma}_h$. La pression interstitielle est P_p et la pression dans le puits de forage est P_w.

La contrainte circonférentielle maximale survient là où la paroi du puits de forage est parallèle à $\boldsymbol{\sigma}_H$, si le puits est vertical et que $\boldsymbol{\sigma}_H$ est orientée dans une direction N-S, la contrainte circonférentielle maximale survient sur les côtés est et ouest du trou de forage.

De même, la contrainte circonférentielle minimale survient là où la paroi du puits de forage est parallèle à $\boldsymbol{\sigma}_h$.

La valeur de la contrainte circonférentielle maximale est

$$\sigma_{max} = 3\,(\boldsymbol{\sigma}_H - P_P) - (\boldsymbol{\sigma}_h - P_P) - (P_W - P_P) + P_P \qquad (23)$$

La contrainte circonférentielle effective maximale est

$$\sigma'_{max} = 3\,\boldsymbol{\sigma}'_H - \boldsymbol{\sigma}'_h - (P_W - P_P) \qquad (24)$$

La contrainte circonférentielle effective minimale est

$$\sigma'_{min} = 3\,\boldsymbol{\sigma}'_h - \boldsymbol{\sigma}'_H - (P_W - P_P) \qquad (25)$$

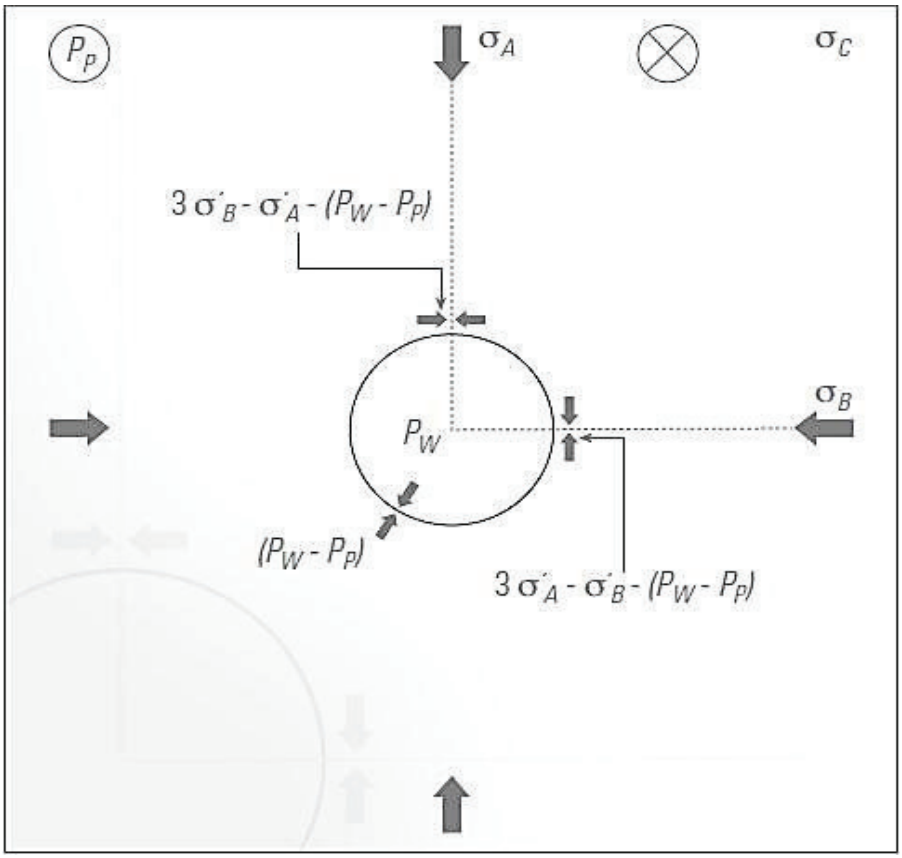


Fig. V. 10 : Emplacement et valeurs des contraintes effectives tangentielles maximale et minimale et de la contrainte effective radiale. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

Avec : $\sigma_A = \boldsymbol{\sigma}_H$ et $\sigma_B = \boldsymbol{\sigma}_h$.

$\sigma'_A = \boldsymbol{\sigma}'_H$ et $\sigma'_B = \boldsymbol{\sigma}'_h$

9. RUPTURE DE LA ROCHE AUTOUR DU PUITS

Les instabilités de puits de forage induites par les contraintes sont dues à deux types majeurs de ruptures : **rupture aux cisaillements et rupture à la traction.**

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 « Breakout » tendent à se produire à l'emplacement de la contrainte circonférentielle maximale, et les fractures de traction à l'emplacement de la contrainte circonférentielle minimale.

À titre de règle empirique, si la contrainte circonférentielle effective maximale dépasse la résistance à la compression simple 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 sont possibles. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

Plusieurs méthodes existent pour prédire la rupture de la roche qui provoque l'instabilité du puits. Le critère de Mohr-Coulomb et le critère de rupture à la traction sont les plus utilisés pour déterminer la rupture aux cisaillements et à la traction respectivement. (Fjaers, Holt, Horsrud, Raaen, & Risnes, 2008)

9.1. Les ovalisations « Breakout »

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 et provoquent par conséquent l'agrandissement du trou.

Ces fractures, qui se produisent par paires, se trouvent dans deux cotés diamétralement opposés et dans les directions de la contrainte principale minimum. Elles sont favorisées par :

- La différence importante entre $\boldsymbol{\sigma}_H$ et $\boldsymbol{\sigma}_h$,
- La faible pression dans le puits de forage, Boue de forage (P_W).
- Une faible valeur de la résistance à la compression simple de la roche Rc.

Le critère de Mohr-Coulomb prend en compte la contrainte principale effective maximale (σ_1') et minimale (σ_3'). Lorsque le cercle (Diamètre = $\sigma_1' - \sigma_3'$) (Figure V.11) reste en dessous de la ligne de rupture, le puits est stable. Si la ligne de rupture passe par le cercle, on aura donc une rupture aux cisaillements de la roche. L'équation ci-dessous est une représentation mathématique du critère de Mohr-Coulomb :

$$\sigma_1' = Rc + \sigma_3' (\tan \varphi)^2 \qquad (26)$$

Où :

(σ_1') et (σ_3') sont le contraintes effectives principales maximale et minimale.

$\varphi = \frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2}$, avec Φ : Angle de frottement interne.

Rc : Résistance à la compression simple de la roche.

C : La cohésion.

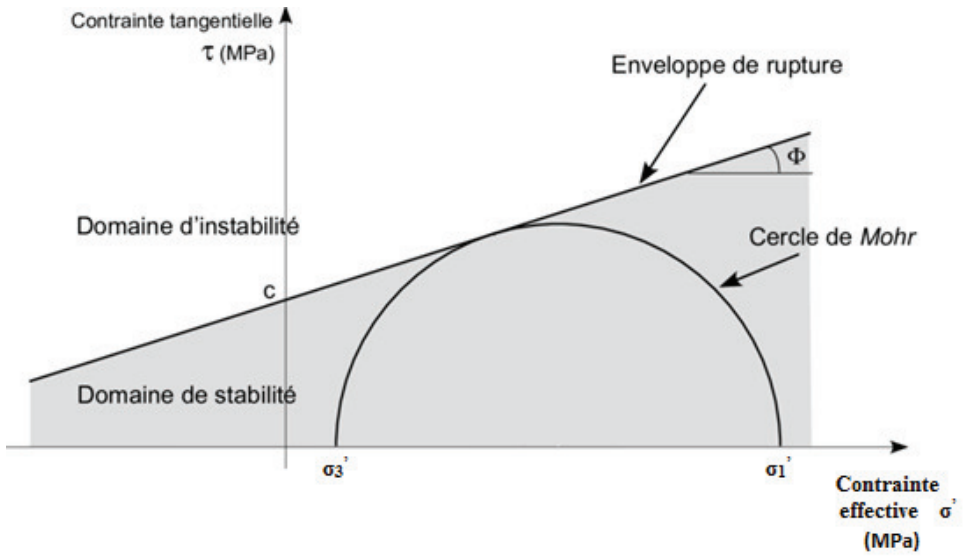


Fig. V. 11 : Critère de rupture Mohr-Coulomb (Cercle de Mohr)

9.2. Les fractures de traction induites par le forage « Driling Induced Tensile Fractures »

Les fractures de traction peuvent aussi surgir aux endroits où la concentration des contraintes circonférentielles 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 une différence importante entre σ_H et σ_h, des pressions élevées dans le puits de forage et une faible résistance à la traction (souvent nulle) de la roche (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007).

Les fractures de traction induites par le forage agissent de la même façon que les ovalisations, elles sont diamétralement opposées et suivent les directions des contraintes circonférentielles minimales.

Ces fractures sont généralement étroites et peu profondes, elles se limitent à quelques millimètres à partir du périmètre du puits.

Le critère de rupture à la traction est le suivant :

$$\sigma_3' = - T_0 \qquad (27)$$

T_0 : représente la résistance à la traction.

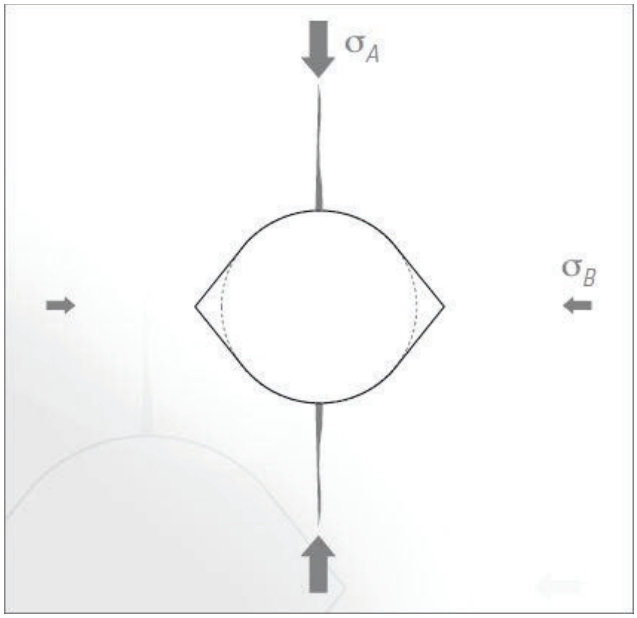


Fig. V. 12 : Emplacement des ovalisations et des fractures induites par le forage par rapport aux contraintes principales perpendiculaire au puits de forage. (Schlumberger, WEC Well Evolution Conference, 2007)

10. L'INTERVALLE DE LA PRESSION DE BOUE DANS LE PUITS RECOMMANDE (Mud Weight Window)

Parmi les objectifs de l'étude géomécanique, déterminer l'intervalle de la densité de boue de forage, qui a une influence directe sur la pression de cette dernière.

La pression de la boue dans le puits a un rôle très important dans la stabilité et le contrôle de la concentration des contraintes du puits de forage mentionnés dans le (Chapitre IV).

Le but de l'analyse de l'état de contrainte du puits est de définir l'intervalle de la densité de boue de forage (Mud Weight Window) qui assure la stabilité du puits, il y'a quatre critère pour la définir :

- Pression interstitielle : si la pression de la boue de forage est inférieure à la pression interstitielle, des élargissements de la section du forage (Wash-out) et des explosions peuvent se produire, les conséquences peuvent être très graves.
- La pression minimale de la boue : si la pression de boue est inférieure à la pression de la boue minimale, des ruptures par cisaillement (break-out) peuvent se produire à cause du mauvais soutènement de la paroi du puits.
- Contrainte horizontale minimale : si la pression de la boue de forage est supérieure à la contrainte horizontale minimale, elle rouvrira les failles et les fissures conductrice autour du puits et causera la perte du fluide de forage, et probablement un effondrement du puits.
- Pression de rupture de la formation (Formation breakdown pressure) : une fracturation hydraulique peut se produire si la densité de la boue de forage est supérieure à la résistance à la compression de la formation.

En conclusion, la pression de la boue de forage doit être comprise entre la pression interstitielle et la contrainte horizontale minimale (Safe Mud Weight Window). (Figure V.13)

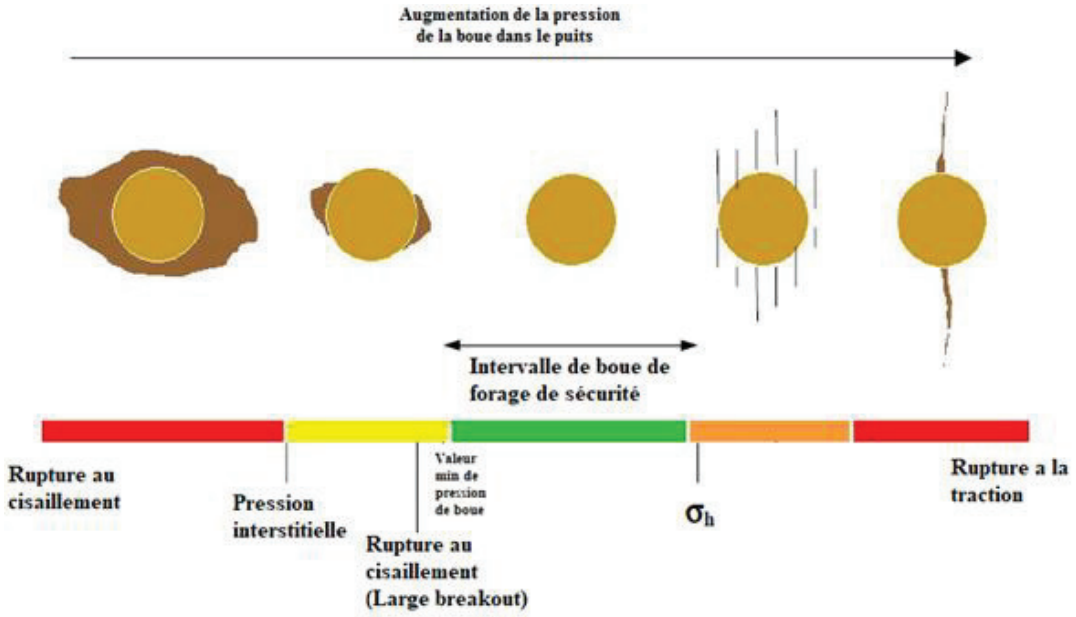


Fig. V. 13 : L'intervalle de boue de forage (Mud Weight Window)

11. STABILITE DU PUITS DE FORAGE PETROLIER

Lors de l'extraction des hydrocarbures, la stabilité du puits de forage pétrolier est obligatoire pour assurer la rentabilité du projet.

Après avoir déterminé l'état de contrainte autour du puits, la densité de la boue de forage (Mud) doit être déterminée avec précision car elle constitue un facteur majeur de stabilité du puits et des opérations d'extraction.

La stabilité du puits de forage pétrolier est assurée avec la pression de la boue (P_W) dans le puits, la pression (P_W) doit convenir à l'état de contraintes aux abords du puits pour éviter les accidents qui pourraient porter atteintes à l'intégrité du puits.

12. CONCLUSION

La géomécanique sert à construire un MEM, ce modèle englobe les différents paramètres géomécanique le long du puits, afin de faire une analyse géomécanique. Cette analyse sert à comprendre les mécanismes de ruptures de chaque formation et définir l'intervalle de boue de forage pour assurer la stabilité du puits.

CHAPITRE VI

Chapitre VI : Construction du modèle géomécanique (1D) et analyse de stabilité du puits

1. INTRODUCTION

Le modèle géomécanique (MEM) peut être construit le long d'une seule dimension (le long du puits), ou dans un espace tridimensionnel (dans le champ). Le modèle à une dimension (1D) ne définit les variations des paramètres géomécaniques que sur un seul axe. Typiquement, cet axe est soit vertical, soit curviligne suivant le profil du puits. Ce modèle suppose que les paramètres géomécaniques sont latéralement constants et est souvent utilisé pour la modélisation géomécanique d'un seul puits de forage.

Pour l'ingénieur en géomécanique le MEM est la source des différentes propriétés intrinsèques, mécaniques et élastiques de la roche. Avec ces propriétés on peut définir l'état de contraintes autour du puits, avec la connaissance de ces différentes contraintes on peut faire une analyse de stabilité du puits lors de la production des hydrocarbures.

La phase de l'analyse de stabilité du puits vient après la construction du MEM. Lors de la modélisation du modèle géomécanique, la calibration des propriétés de la roche calculée par les différentes digraphies nécessite l'utilisation de certaines corrélations. Le modèle géomécanique est aussi calibré par la diagraphie d'imagerie qui montre les différentes ruptures de la roche.

Dans ce chapitre, l'étude a été faite à l'aide du logiciel (Techlog 2018.2).

Techlog est une plate-forme logicielle sous Windows appartenant à Schlumberger et destinée à regrouper toutes les informations relatives aux puits de forage. Il permet à l'utilisateur d'interpréter toutes les données de la diagraphie et les résultats des essais de laboratoires. Il répond aux besoins d'une plate-forme unique capable de prendre en charge tous le flux de travail d'intégration et d'interprétation de données de puits de forage, réduisant ainsi le besoin d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En regroupant l'ensemble du flux de travail sur une plate-forme unique, le risque et l'incertitude peuvent être évalués tout au long de la vie du puits de forage.



Techlog permet à l'opérateur de faire des calculs et des interprétations diverses et variées :

- Interprétations géologiques, géophysiques et pétrophysiques.
- Identification des différents paramètres du réservoir.
- Modélisations géomécaniques.

2. DESCRIPTION DU PUITS

Le puits de forage pétrolier étudié dans ce mémoire est situé dans le bassin de « Berkine ». L'objectif de ce travail est de faire l'analyse de stabilité du puits dans les trois principaux réservoirs qui sont :

- TAGI.
- CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B).
- DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien).

Le puits est foré verticalement avec un diamètre de 8.5 pouces qui est l'équivalent de 22cm dans la colonne de production. La densité de boue de forage est de 1.29g/cm^3 (boue à base d'huile). La figure (Fig. VI.1) montre les différentes formations traversées par le puits avec leurs intervalles, et aussi les intervalles d'intérêts de cette étude (I, II et III).

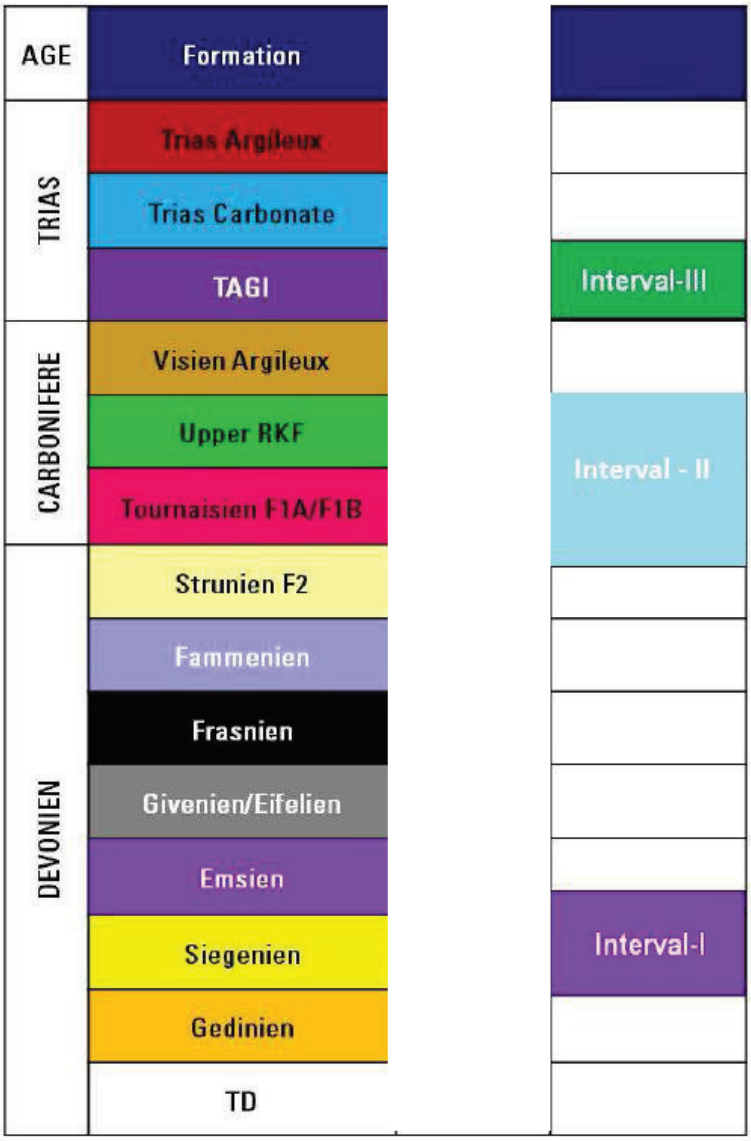


Fig. VI. 1 : les différentes formations traversées par le puits.

3. LES DONNEES UTILISEES DANS CE TRAVAIL

Les données disponibles pour définir les différentes caractéristiques des formations traversées par le puits dans le bassin de « Berkine » sont :

- Rapport de forage.
- Les données issues de la diagraphie.
- Les points de mesure de pression avec l'outil MDT.
- Essai laboratoire Uniaxiale.

4. STRATIGRAPHIE MECANIQUE

Elle permet de déterminer si les roches se déforment de manière fragile ou ductile dans des conditions de contraintes in-situ. Cette information est importante pour décider des modèles mathématiques à utiliser pour analyser la déformation et les ruptures de la roche à une profondeur donnée.

La différenciation entre faciès à grains et à argile est obtenue par l'application d'un seuil au rayon gamma et affiné par comparaison avec l'analyse pétrophysique. Le seuil utilisé dans notre étude est de 75 gAPI. Dans les faciès argileux, le rayonnement est supérieur à 75 gAPI.

5. CALCUL DES PROPRIETES DE LA ROCHE

5.1. Propriétés élastiques de la roche

Les propriétés élastiques de la roche sont le module de Young et le coefficient de Poisson. Les modules élastiques dynamiques de chaque point des formations traversées par le puits dans la colonne de production ont été calculés en utilisant les équations (1), (2), (3) et (4) de Gassman (chapitre 4) (Gassman, 1951) à travers les données issues de la diagraphie (Sonique et densité).

Etant donné que les réservoirs se trouvent dans les sables des formations ciblées, l'analyse et l'interprétation des résultats se feront uniquement sur ces derniers. En outre, les couches argileuses sont plus touchées par l'incertitude à cause de l'indisponibilité des données.

5.1.1. Module de Young et coefficient de Poisson

Les résultats des équations de Gassman (Gassman, 1951) sont des paramètres dynamiques, les valeurs obtenues sont les suivantes :

Les valeurs du module de Young dynamique E_{dyn} varient entre [17.17 – 92,9042] Gpa.

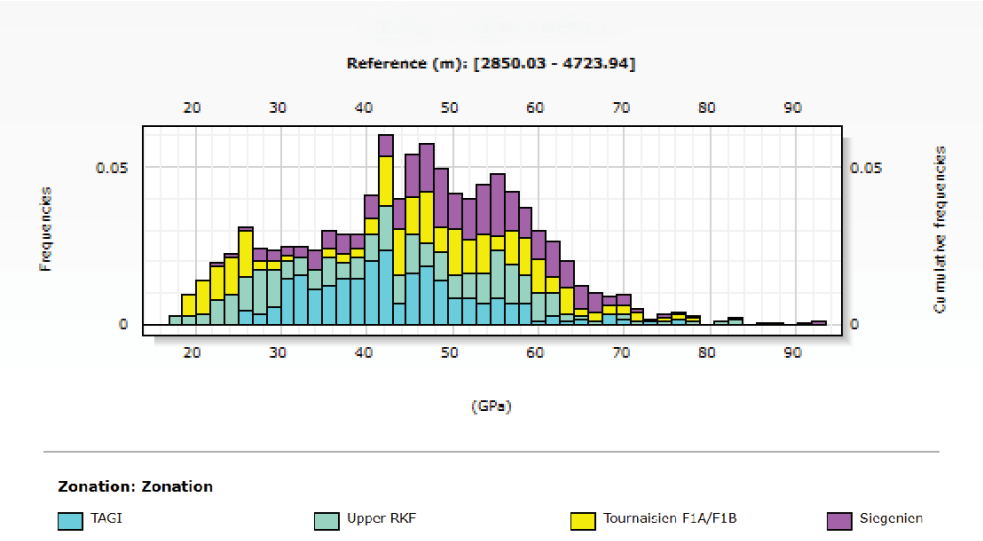


Fig. VI. 2 : Distribution du module de Young dynamique dans les trois réservoirs.

On remarque que les valeurs du module de Young dynamique E_{dyn} pour TAGI et le CARBONIFERE sont proches pour le (Tournaisien F1A/F1B et Upper RKF), quant à celles du Siegénien, elles sont plus grandes.

- Les valeurs du coefficient de Poisson dynamique ν_{dyn} varient entre [0.0323 – 0.375].

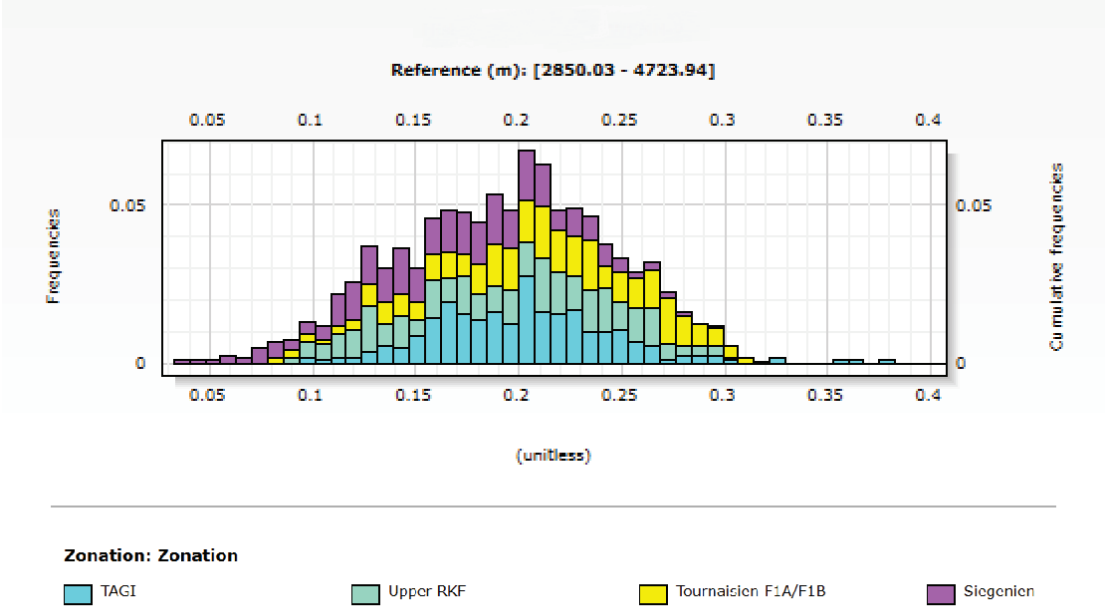


Fig. VI. 3 : Distribution du coefficient de Poisson dynamique dans trois réservoirs.

On remarque que le coefficient de Poisson des trois réservoirs varie entre 3% et 37.5%

Comme expliqué dans le chapitre précèdent (Chapitre V), les modules statiques sont obtenus en utilisant des corrélations et en les calibrant avec les essais laboratoires.

Dans ce travail, une corrélation propre à Schlumberger, a été utilisée pour calculer le module de Young statique en utilisant le module de Young dynamique. Cette corrélation suppose que le coefficient de Poisson statique est égal au coefficient de Poisson dynamique.

Dans le TAGI et CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B), la corrélation de Fuller a été utilisée pour obtenir le module de Young statique.

Dans le DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien), la valeur du module de Young statique est l'équivalent de 80% du module de Young dynamique. Dans cette formation, la rigidité est élevée donc il est plus adapter d'utilisé la corrélation de 80% du module de Young dynamique que la corrélation de Fuller d'après les essais de laboratoire sur les carotte de cette formation.

-Les valeurs du module de Young statique E varient entre [1.93 – 51.7] Gpa.

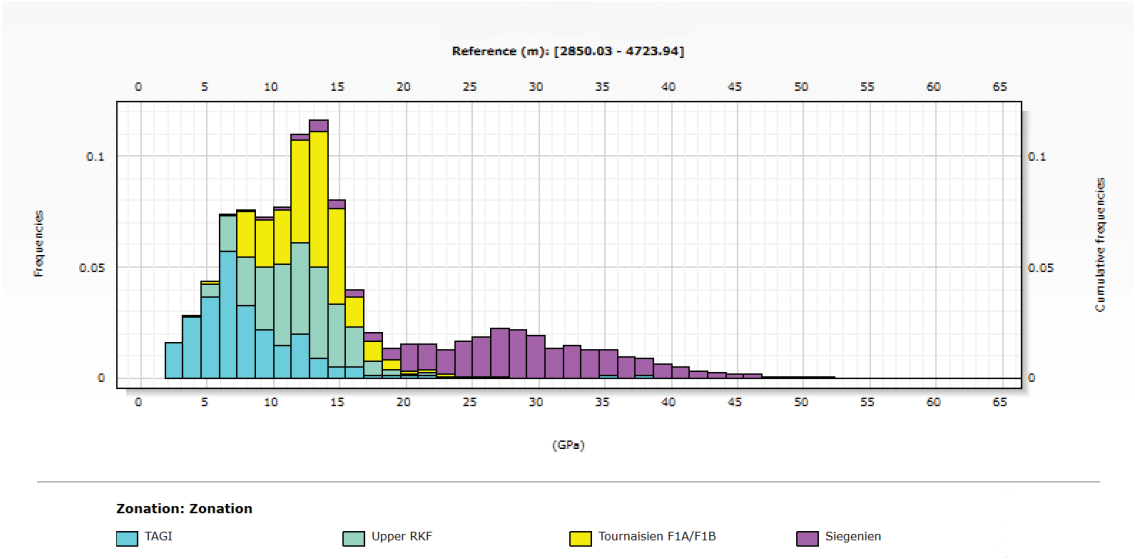


Fig. VI. 4 : Distribution du module de Young statique dans les trois réservoirs

Cet histogramme (Fig.VI.4) nous montre de faibles valeurs dans le TAGI et le CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B), qui varient de 1.93 à 38.3 Gpa. Au niveau du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien), le module de Young est très élevé, il varie de 5 jusqu'à 51.7 Gpa.

Le coefficient de Poisson statique est égal à la valeur de coefficient du Poisson dynamique dans les trois réservoirs, d'après la corrélation spécifique à Schlumberger.

Les valeurs du module de Young statique sont calibrées à l'aide de l'essai à la compression simple, il donne comme résultat une courbe contrainte-déformation qui permet de déduire le module de Young et le coefficient de poisson. Cependant, à cause de l'indisponibilité des carottes propre au puits, des essais de laboratoires sur des carottes d'un autre puits qui se situe dans la même zone ont été utilisées.

5.2. Propriétés mécaniques de la roche

La résistance à la compression simple (Rc) et l'angle de frottement interne (φ) sont des paramètres clés pour traiter les problèmes mécaniques allant de la limitation des instabilités du puits pendant le forage jusqu'à la production.

5.2.1. La résistance à la compression simple (Rc)

Comme expliqué dans le (Chapitre V), ces paramètres sont obtenus en utilisant des corrélations déjà construite. Cependant, pour se rapprocher de la réalité on doit établir une corrélation en utilisant les résultats des essais de laboratoire (Module de Young statique et Rc).

Pour les argiles, la corrélation de McNally a était utilisée pour déterminer la résistance à la compression de la roche dans le Siegénien et Gedénien, et la correlation d'Horsrud pour les autres formations, en utilisant les lenteurs des ondes de compressions Δt_{comp} issues de la diagraphie Sonique.

En passant par cette équation on obtient la résistance à la compression de la roche en argile :

$$Rc = 0.77 \left(\frac{304.8}{\Delta t_{comp}}\right)^{2.92} \qquad (28)$$

Où : Rc : Résistance à la compression simple de la roche.

Δt_{comp} : Lenteurs des ondes de compressions.

Et pour les sables la corrélation a été obtenue en utilisant les résultats des essais à la compression simple des carottes au laboratoire. Le tableau suivant regroupe les résultats :

Tableau VI.1 : Résultats de l'essai à la compression simple (Rc et module de Young E)

L'équation choisie pour obtenir cette corrélation est de la forme suivante : $Rc = A*E^b$.
La détermination des inconnus A et b a été faite en utilisant Excel.

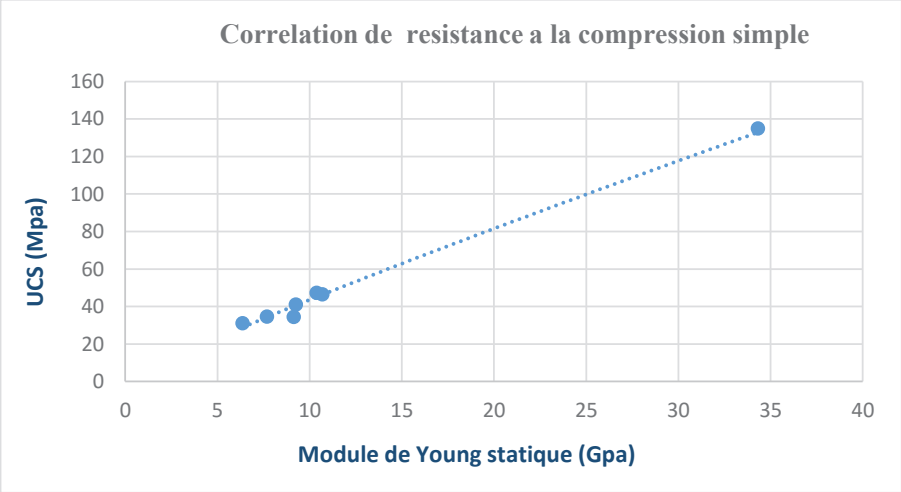


Fig. VI. 5 : Corrélation de la résistance à la compression simple.

La corrélation résultante est : $Rc = A.E^b$

Où : E : Module de Young statique.

Rc : La résistance à la compression simple.

La résistance à la compression simple est obtenue en utilisant ces deux corrélations, Horsrud pour les argiles et la corrélation obtenue à travers les essais de laboratoires sur les carottes pour les sables.

Les résultats montrés dans la figure (Fig. VI.6) sont les résultats de la résistance à la compression simple des sables dans les trois réservoirs.

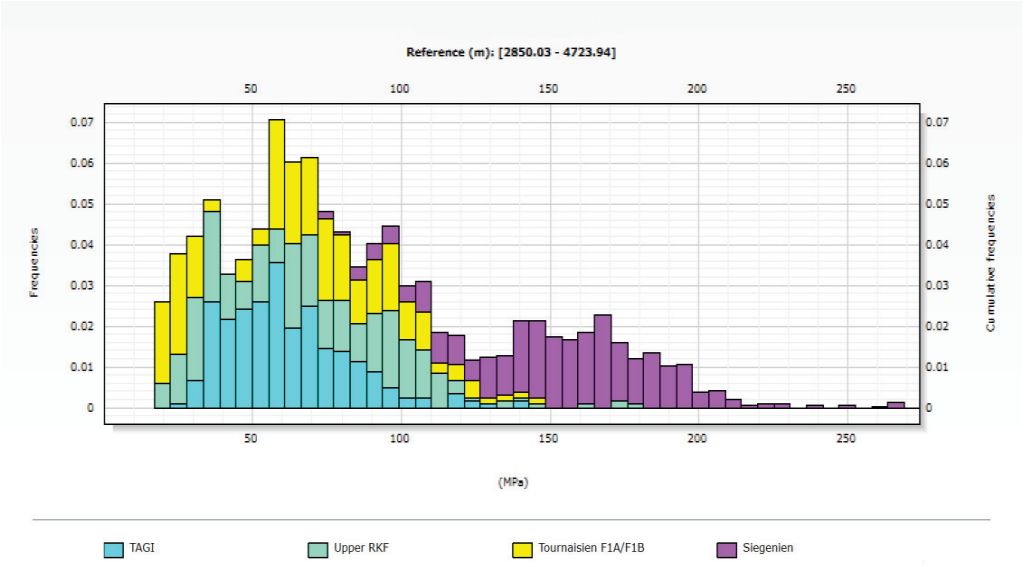


Fig. VI. 6 : Distribution des valeurs de la compression simple dans les trois réservoirs.

Les sables du TAGI et CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) ont une faible résistance à la compression simple par rapport à celle du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) qui sont comprises entre [73 – 267] MPa.

5.2.2. L'angle de frottement interne Φ

L'angle de frottement interne a été déduit en utilisant la diagraphie de Gamma Ray, sa valeur est comprise entre 28° et 40° pour les sables dans les trois réservoirs.

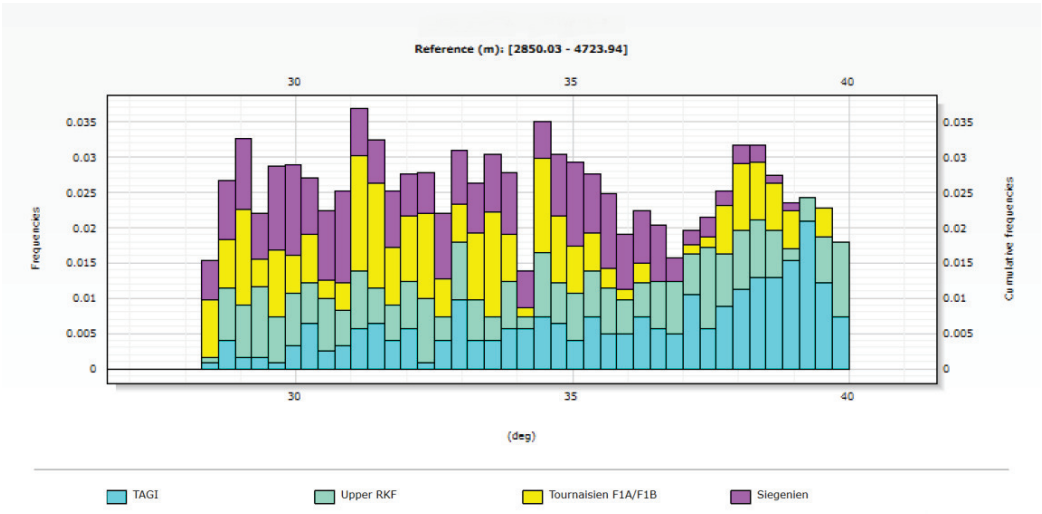


Fig. VI. 7 : Distribution des valeurs de l'angle de frottement interne dans les trois réservoirs.

6. CALCUL DES CONTRAINTES

6.1. Contrainte verticale σ_v

La contrainte verticale σ_v est calculée en utilisant l'équation (5) (Chapitre V), le seul problème dans le calcul de cette contrainte est la détermination de la valeur de la densité.

La densité des formations est obtenue à partir de la diagraphie, les intervalles ou cette donnée est indisponible ou de mauvaise qualité sont extrapolés en utilisant une fonction exponentielle :

$$\rho(Z) = \rho_{sur} + A_0 \,.\, (TVD - WD - AG)^{\alpha} \qquad (29)$$

Où : ρ_{sur}, A_0, α : Paramètres d'ajustement.

TVD : La profondeur verticale réelle.

WD : La profondeur de l'eau.

AG : La hauteur entre la plateforme et la surface de la terre.

Cependant, avant de procéder au calcul de la contrainte verticale, on doit s'assurer que la densité mesurée n'est pas erronée. Dans les zones fracturées, en présence d'ovalisation, la boue de forage s'infiltre dans les fissurations provoquant une chute de densité (la densité de la roche est comprise entre 1.9 et 3.2), cette information est obtenue en contrôlant le Caliper (Diagraphie qui donne le diamètre du trou).

Dans les zones fracturées, la densité détectée par l'outil de la digraphie est la densité de la boue de forage et non pas la densité de la roche, ce qui fausse les calculs de la contrainte verticale.

Pour pallier ce problème, un algorithme est introduit dans le logiciel Techlog pour corriger la densité des zones endommagées en utilisant l'équation de Gardner (Gardner, 1974) :

$$\boldsymbol{\rho} = 0.23 * V_p^{0.25} \qquad (30)$$

Où : V_p : représente la vitesse de l'onde de compression

La figure (Fig. VI.8) ci-dessous montre l'algorithme utilisé pour obtenir la densité finale en tout point de chaque formation :

```
1  LOOP_MVTEST
2  » rhos=0.23*Vp**0.25
3  » ¶
4  » if cal-bs > A and rhos>rhob:
5  »   » rhoc= rhos
6  » else:¶
7  »   » rhoc=rhob
8  ¶
```

Fig. VI. 8 : Le Programme utilisé pour calibrer la densité (Langage Python)

Avec : Cal : Diamètre mesuré par le Caliper.

Bs : Diamètre voulu du trou (8.5 pouce).

A : Si La différence entre le diamètre voulu (8.5 pouce) et le diamètre mesuré avec le Caliper est supérieur a A, avec A=0.5 pouce, la densité doit être corrigée.

Après ces corrections sur la densité, on utilise l'équation (5) (Chapitre V) pour calculer la contrainte verticale.

La contrainte verticale calculée dans ce travail donne un gradient approximatif de l'ordre de 23 kpa/m.

6.2. Pression interstitielle P_P

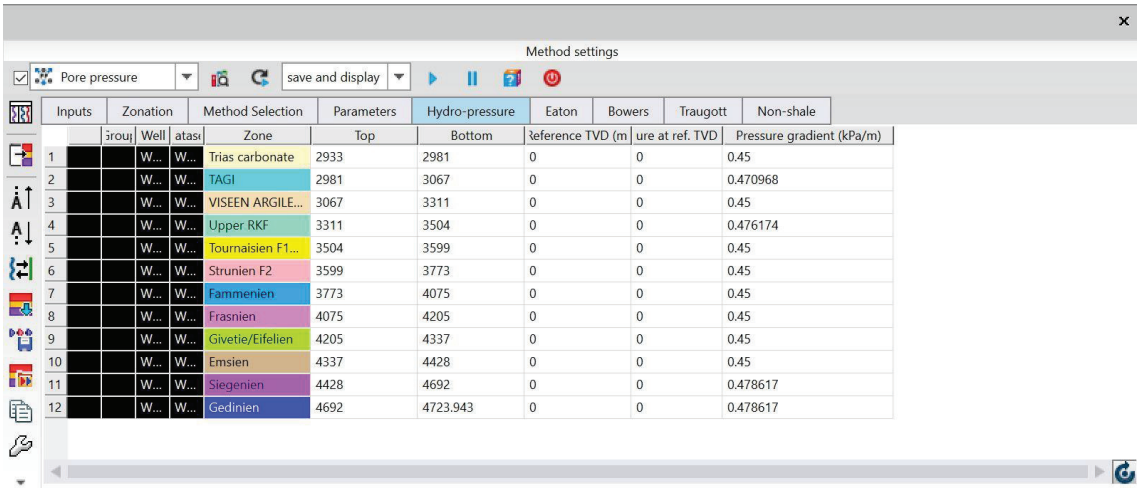
La pression interstitielle est un élément important lors de la construction du modèle géomécanique. La pression interstitielle est calculée d'après l'équation (6) (Chapitre V).

L'outil Sonique peut être utilisé pour identifier les tendances de la pression interstitielle dans les argiles. Il existe beaucoup de méthodes pour calculer cette pression, la plupart sont basées sur la contrainte effective, les méthodes fréquemment utilisées sont **Eaton's method (Eaton, 1975), Equivalent depth Method (Foster, J.B. and Whalen, H.E., 1966), Bowers Method (Bowers, 1995)**.

Pendant la vie d'un champ pétrolier, la pression interstitielle change en raison de la production et des injections. La pression interstitielle peut avoir un gradient entre 0.45 psi/ft et 0.478617 psi/ft dans les trois réservoirs.

Les gradients de la pression interstitielle dans ce travail ont été obtenus à partir des mesures de pression par l'outil MDT dans les trois réservoirs. Dans le cas où ces mesures sont indisponibles, cette pression est supposée hydrostatique avec un gradient de 0.45psi/ft.

La figure (Fig. VI.9) suivante montre les gradients utilisés pour calculer la pression interstitielle dans la colonne de productions.



	Well	Zone	Top	Bottom	Reference TVD (m	ure at ref. TVD	Pressure gradient (kPa/m)
1	W...	Trias carbonate	2933	2981	0	0	0.45
2	W...	TAGI	2981	3067	0	0	0.470968
3	W...	VISEEN ARGILE...	3067	3311	0	0	0.45
4	W...	Upper RKF	3311	3504	0	0	0.476174
5	W...	Tournaisien F1...	3504	3599	0	0	0.45
6	W...	Strunien F2	3599	3773	0	0	0.45
7	W...	Fammenien	3773	4075	0	0	0.45
8	W...	Frasnien	4075	4205	0	0	0.45
9	W...	Givetie/Eifelien	4205	4337	0	0	0.45
10	W...	Emsien	4337	4428	0	0	0.45
11	W...	Siegenien	4428	4692	0	0	0.478617
12	W...	Gedinien	4692	4723.943	0	0	0.478617

Fig. VI. 9 : les différents gradients utilisés pour calculer la pression interstitielle.

6.3. Modèle poro-élastique (Contrainte horizontal)

Après le calcul de la contrainte verticale, la pression interstitielle et la détermination des propriétés élastique de la roche, on utilise les équations (10) et (11) pour calculer les contraintes horizontales (minimale et maximale).

6.3.1. Contrainte horizontale minimale σ_h

La magnitude de la contrainte horizontale minimale est basée sur le modèle poro-élastique. Cependant, cette magnitude doit être calibrée car les paramètres tectoniques de l'équation du model poro-élastique ne sont pas évident à obtenir.

A l'instar de la contrainte horizontale maximale, l'obtention de la contrainte horizontale minimale peut s'effectuer à travers des mesures directes (mentionnées dans le chapitre V).

Dans ce travail, la mesure directe de σ_h par l'essai (Leak-Off Test : LOT, Extended Leak-Off Test : XLOT) ou par le test (Mini-Frac) avec l'outil (MDT) n'a pas été effectuée, donc notre magnitude a été calibrée en utilisant des mesures déjà effectuées sur un autre puits de la même zone (Bassin de Berkine).

Le gradient de la contrainte horizontale minimale de la formation TAGI tourne autour de 15.84Kpa/m, cette valeur a été utilisée pour obtenir approximativement les paramètres tectoniques de cette contrainte.

Les valeurs de σ_h sont entre 44.4785 Mpa et 118.345 Mpa.

6.3.2. Contrainte horizontale maximale σ_H

La magnitude de la contrainte horizontale maximale est basée sur le modèle poro-élastique. La contrainte horizontale maximale est plus difficile à obtenir à cause de l'indisponibilité de mesures directes. Le seul moyen de se rapprocher de la valeur réelle est d'utiliser la diagraphie (l'imagerie du puits et Caliper) (mentionné dans le chapitre V).

La méthode de calibration se fait en modifiant constamment les paramètres tectoniques jusqu'à l'observation des ruptures au cisaillement (Breakout) presque identique à ceux de l'imagerie, cette méthode est concentrée sur les trois réservoirs (TAGI, CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) et DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien)).

Les paramètres tectoniques sont des paramètres sismiques, elles sont constantes dans toutes les formations de notre puits.

Les valeurs de σ_H varient de 49.76 Mpa et 203.280 Mpa.

7. L'ORIENTATION DES CONTRAINTES HORIZONTALES

L'orientation de la contrainte horizontale maximale et minimale est déduite à partir de la diagraphie d'imagerie du puits. L'imagerie du puits donne une vue sur l'état du puits, d'après cette diagraphie se fait l'analyse de rupture au cisaillement (Breakout) et la déduction de la direction des contraintes horizontales par rapport au nord, comme mentionné dans le Chapitre V (9. Rupture de la roche autour du puits), la contrainte horizontale maximale σ_H est alignée avec les Breakouts. Pour la contrainte horizontale minimale σ_h sa direction est perpendiculaire à la direction de la contrainte horizontale maximale σ_H.

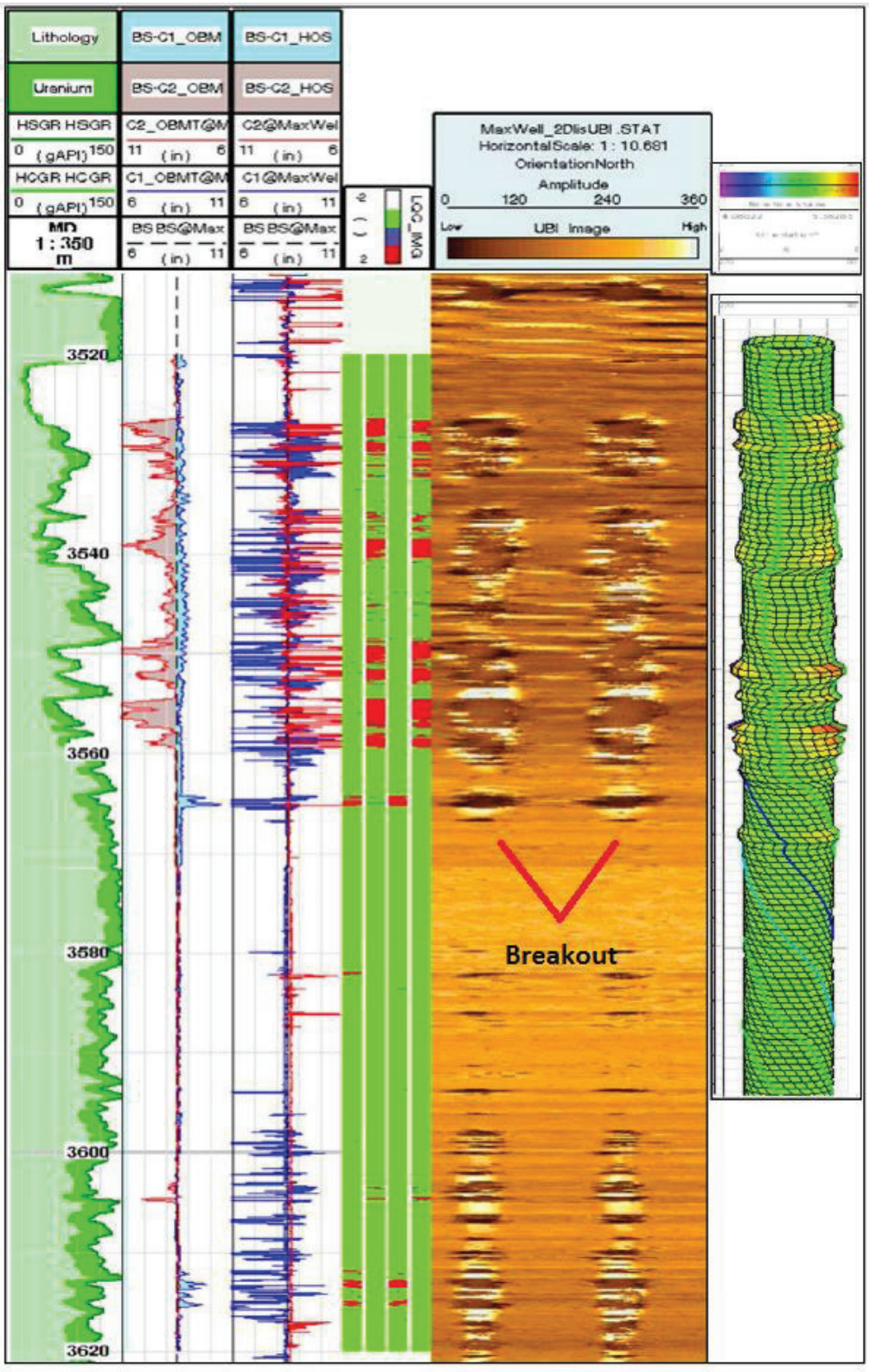


Fig. VI. 10 : Diagraphie d'imagerie du puits dans le réservoir CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B)

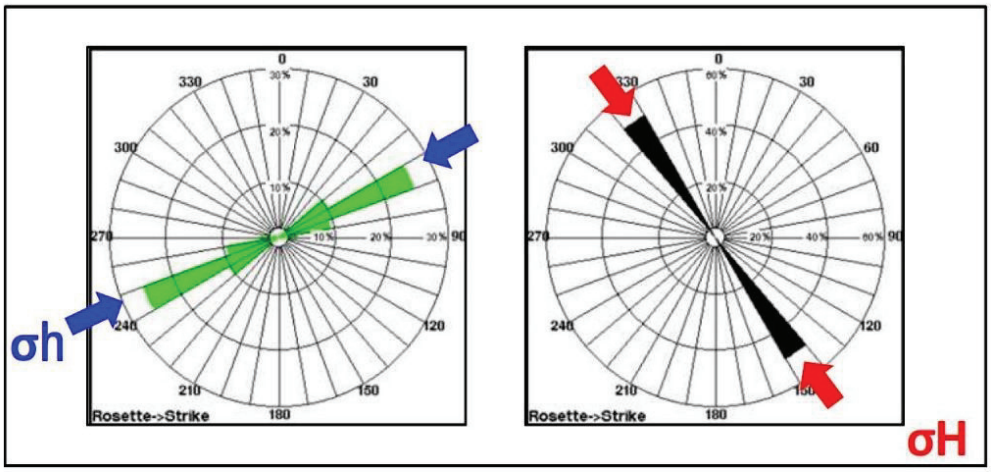


Fig. VI. 11 : Orientations des contraintes horizontales par rapport au nord

D'après la figure (Fig. VI.11), la contrainte horizontale maximale est à 145° par rapport au nord, et la contrainte horizontale minimale est à 60° degrés par rapport.

8. ANALYSE DE STABILITE DU PUITS

L'analyse de stabilité du puits de forage pétrolier se fait uniquement dans les réservoirs ciblés. Dans ce travail les réservoirs ciblés sont les trois réservoirs déjà mentionnés dans ce chapitre. La densité de boue de forage utilisée pour le forage de ce puits est de 1.29g/cm^3

Voici les différents paramètres de chaque réservoir montrés dans les figures suivantes, en allant du circuit de la gauche vers le circuit de la droite :

- Circuit 1 : La profondeur en (m) du puits.
- Circuit 2 : La stratigraphie mécanique, qui permet de distinguer les argiles et les sables.
- Circuit 3 : Le diamètre voulu (BS) et le diamètre mesuré par le Caliper (HDAR).
- Circuit 4 : La différentes contraintes : Pression interstitielle (PPRS_HP-G), la contrainte verticale (SVERTIVAL_EXT*), la contrainte horizontale minimale (SHMAX_PHS) et la contrainte horizontale minimale (SHMIN_PHS).
- Circuit 5 : Ce circuit montre l'intervalle de la pression de la boue de forage recommandé et les limites d'instabilité du puits.
- Circuit 6 : Les différents états de rupture de la roche au cisaillement ou à la traction.

8.1. Analyse de stabilité de réservoir du TAGI

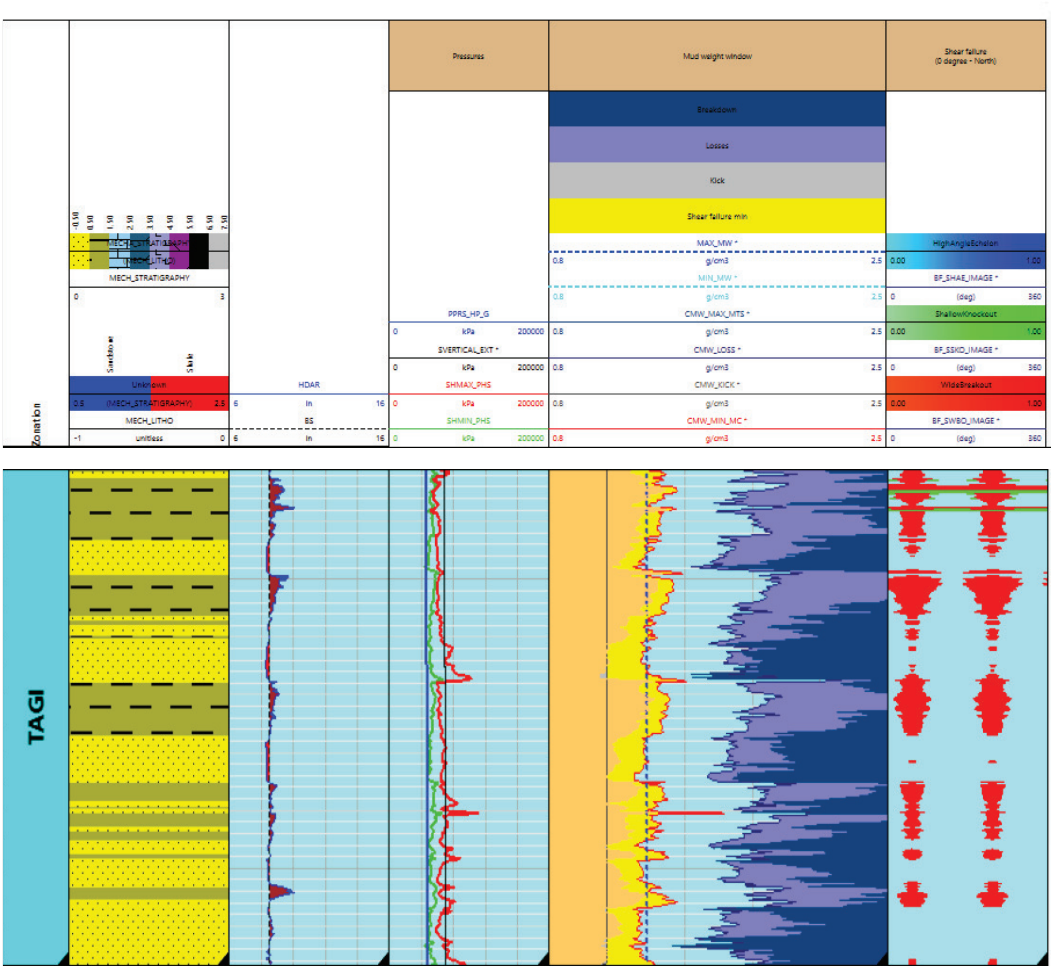


Fig. VI. 12 : les différents paramètres de réservoir et les ovalisations apparus dans le TAGI

On remarque dans le réservoir du TAGI que la contrainte verticale est supérieure à la contrainte horizontale maximale et à la contrainte horizontale minimal ($\sigma_V > \sigma_H > \sigma_{h)}$, donc selon la classification d'Anderson des failles (Anderson, 1951) il s'agit d'un régime de contrainte normale dans ce réservoir (Normal Tectonic Regime).

On remarque aussi que les ovalisations (Breakout) de cette formation sont concentrées dans les argiles.

8.2. Analyse de stabilité de réservoirs du CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B)

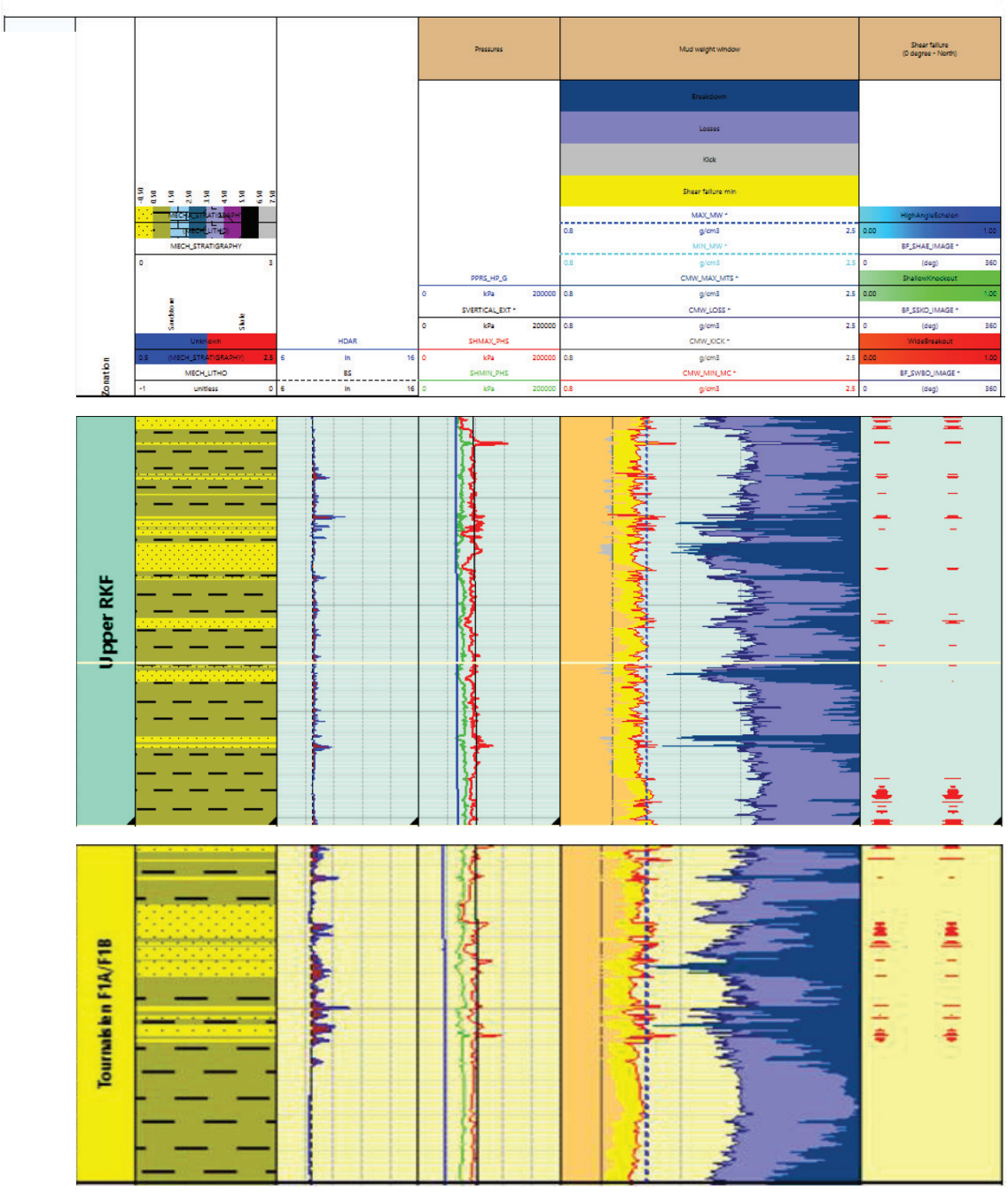


Fig. VI. 13 : Les différents paramètres de réservoir et les ovalisations apparus dans le CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B)

Dans le réservoir du CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B), la contrainte verticale est supérieure à la contrainte horizontale maximale et à la contrainte horizontale minimal ($\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$), donc selon la classification d'Anderson des failles (Anderson, 1951) il s'agit d'un régime de contrainte normale dans ce réservoir (Normal Tectonic Regime).

On remarque aussi que les ovalisations (Breakout) de cette formation sont minimales et concentrées dans les sables.

8.3. Analyse de stabilité de réservoirs du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien)

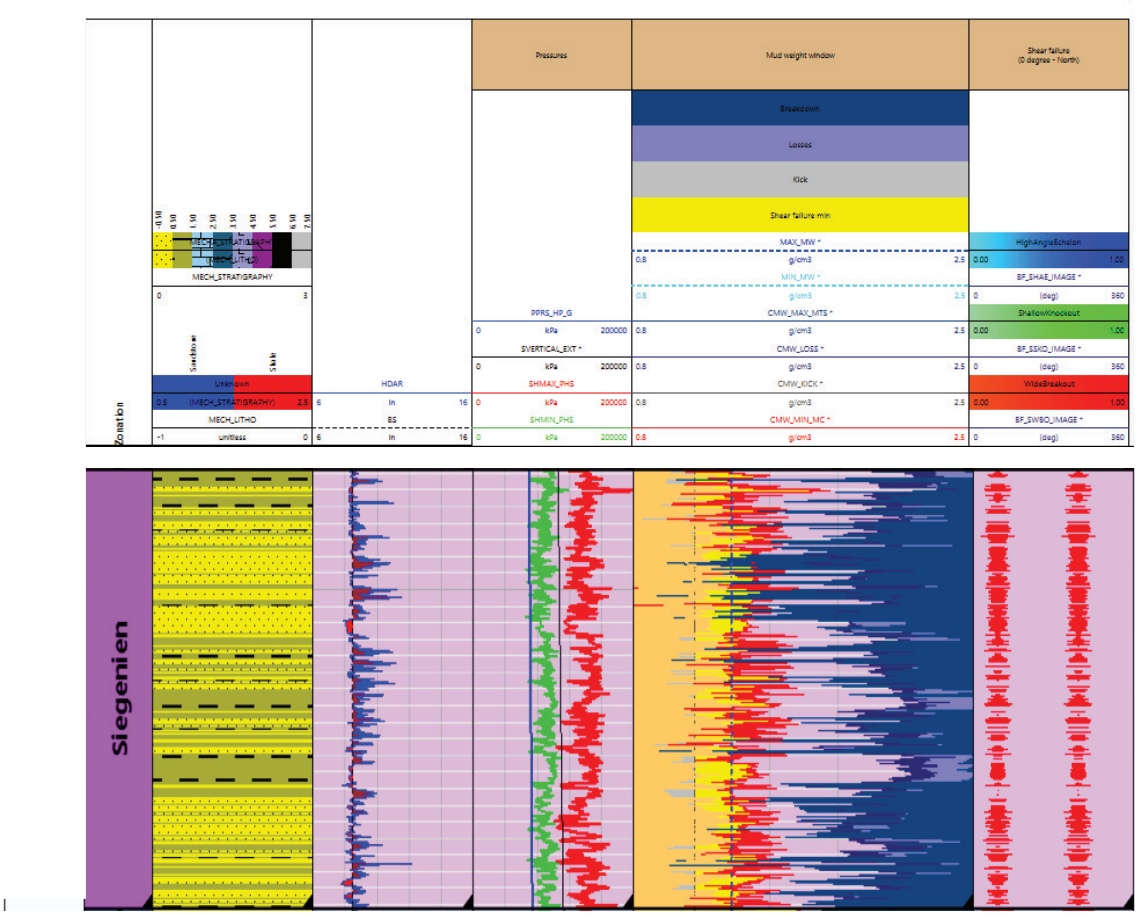


Fig. VI. 14 : Les différents paramètres de réservoir et les ovalisations apparus dans le DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien)

Dans le réservoir du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien), on remarque que la contrainte horizontale maximale est supérieure à la contrainte verticale et à la contrainte horizontal minimale ($\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$), donc selon la classification d'Anderson des failles (Anderson, 1951) il s'agit d'un régime de contrainte décrochant dans ce réservoir (Strike-slip Tectonic Regime).

On remarque aussi que les ovalisations (Breakout) de cette formation sont maximales et concentrées dans les grains.

8.4. Correction du problème d'ovalisation du puits

Après avoir simulé la stabilité du puits avec plusieurs valeurs de densité de la boue de forage, on constate que la densité optimale pour minimiser les ovalisations est de 1.35g/cm^3. Les figures suivantes (Fig. V.14, Fig. V.15 et Fig. V.16) montrent l'état de chaque réservoir après l'augmentation de la densité de la boue de forage.

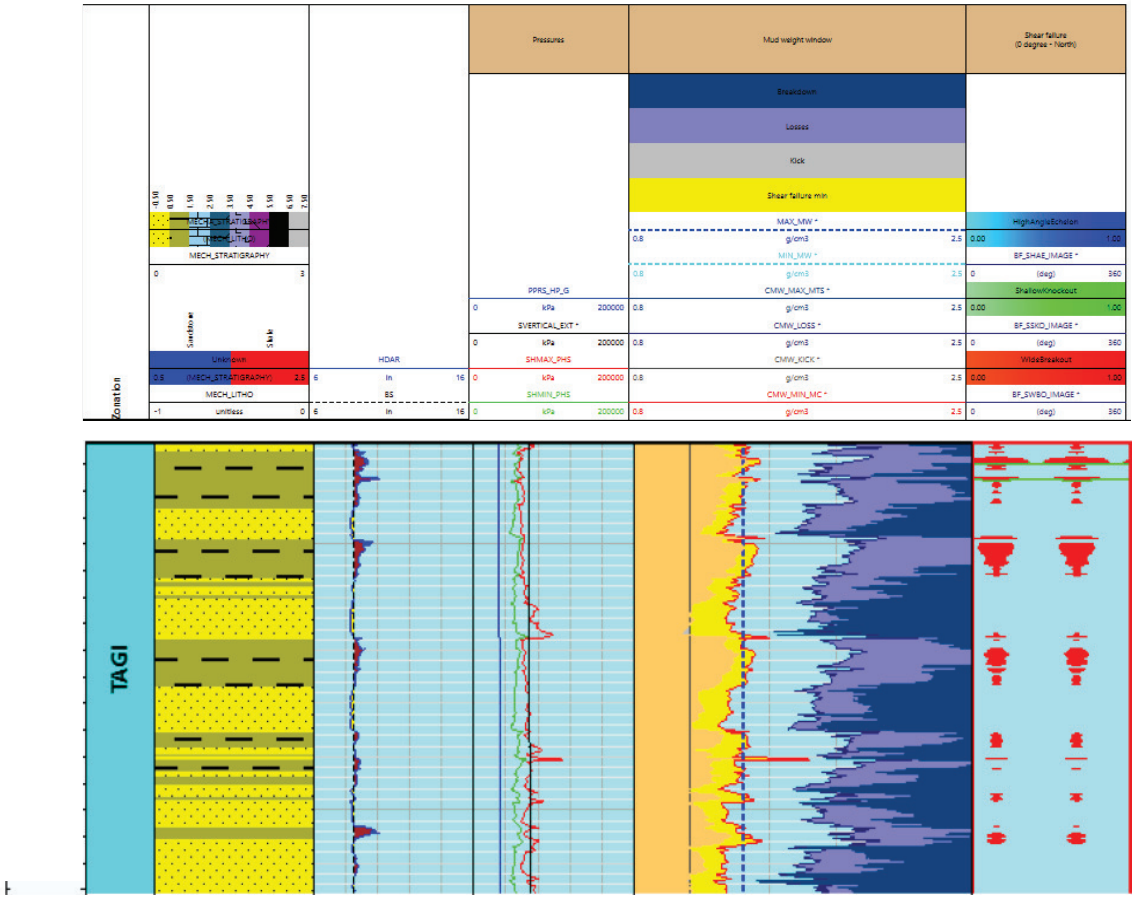


Fig. VI. 15 : Les ovalisations apparus dans le TAGI après l'augmentation de la boue de forage dans le puits.

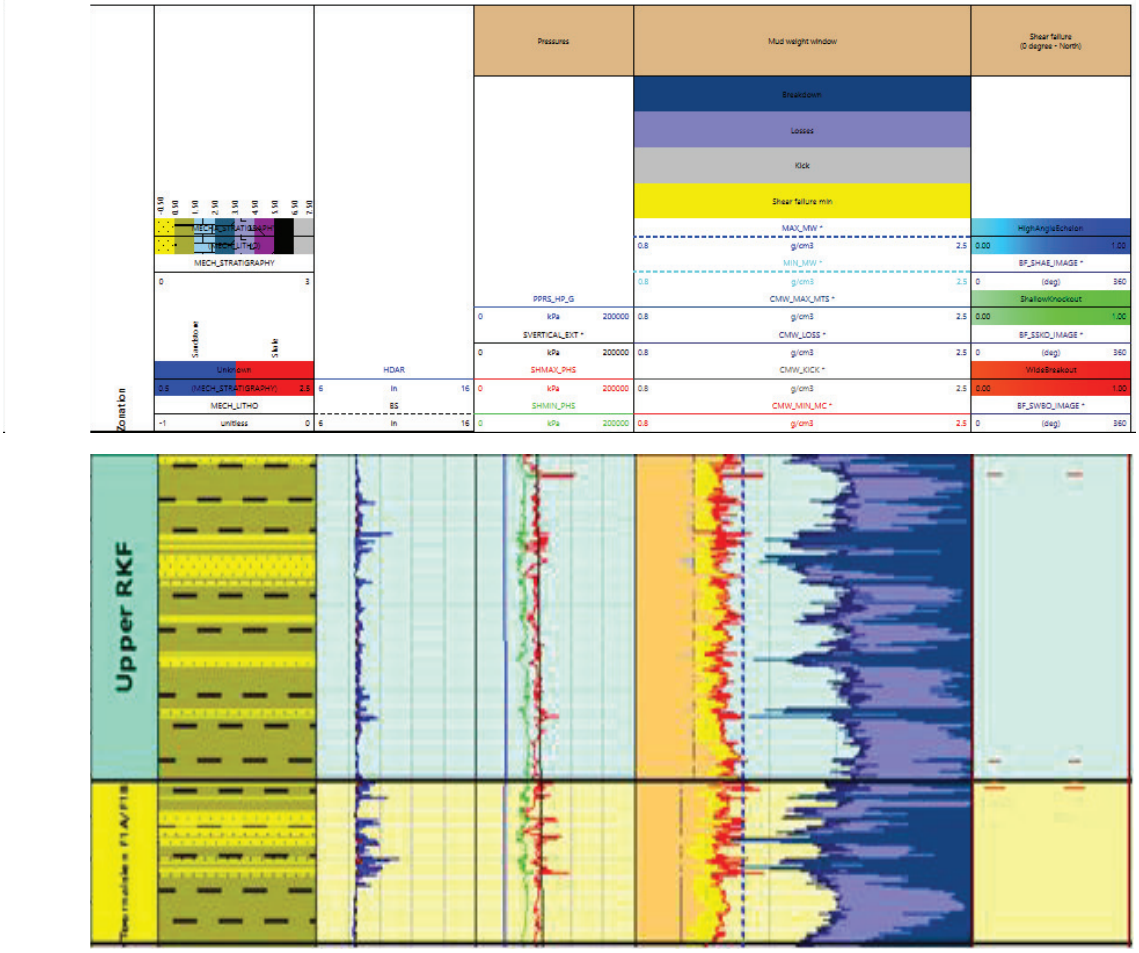


Fig. VI. 16 : Les ovalisations apparus dans le CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) après l'augmentation de la boue de forage dans le puits.

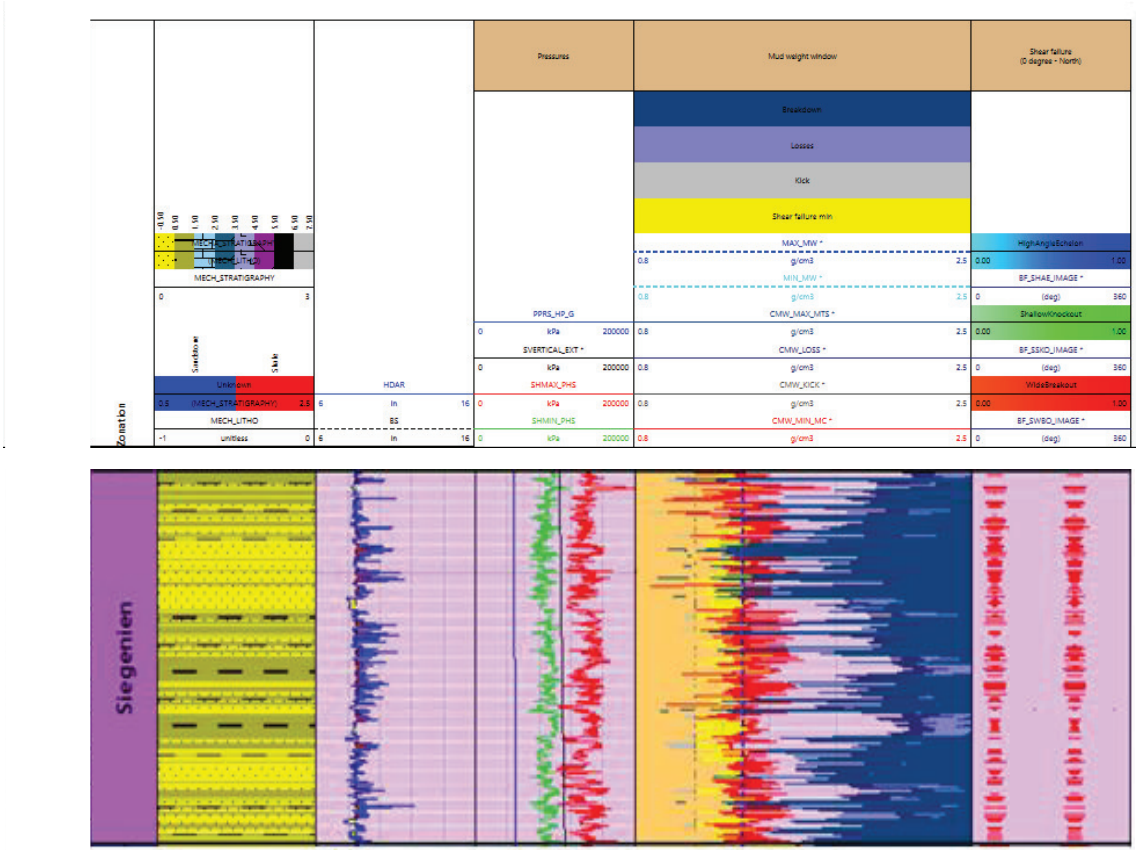


Fig. VI. 17 : Les ovalisations apparus dans le DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) après l'augmentation de la boue de forage dans le puits.

Apres l'augmentation de la densité de la boue de forage dans le puits, on remarque que les ovalisations sont minimisées dans les trois réservoirs du TAGI, CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) et DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien).

Dans les réservoirs du TAGI, CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) les ovalisations sont presque nulles, mais dans le réservoir du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) il y'a des ovalisations induites par le forage et la rigidité élevée de ce réservoir.

Les ovalisations dans les trois réservoirs TAGI, CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) et DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) ne dépassent pas les 5% du diamètre du puits. Cette profondeur des ovalisations est acceptée et permettra de faire l'extraction des hydrocarbures sans l'effondrement du puits.

Dans ce travail, il est accepté d'avoir des ovalisations avec des profondeurs qui ne dépassent pas les 5% du diamètre du puits, pour éviter la surcharge du puits avec la boue de forage (une augmentation de la densité de la boue de forage est associée à la surcharge du puits) et pour ne pas provoquer la fracturation des réservoirs qui engendre la perte de la boue.

8.5. Discussion

Dans ce travail, il est recommandé d'augmenter la densité de la boue de forage dans le puits pour minimiser les ovalisations, ce qui permettra de déterminer les propriétés pétrophysiques de chaque réservoir et minimiser l'incertitude des données issues de la diagraphie dans la phase d'exploitation et assurer la stabilité du puits lors de la phase de production des hydrocarbures.

9. ANALYSE DE L'IMPACT DE LA DEPLETION SUR L'ETAT DE CONTRAINTE AUTOUR DU PUITS LORS DE LA PRODUCTION DES HYDROCARBURES

Pendant la production des hydrocarbures dans un champ pétrolier, la pression dans les réservoirs diminue en fonction du taux de production des puits existants dans le champ. Une déplétion d'un certain taux signifie que la pression du réservoir (Pression interstitielle) diminue d'un certain taux.

Cette diminution de la pression interstitielle engendre une augmentation des contraintes effectives dans les roches réservoirs, et par conséquent, un déplacement du cercle de Mohr vers la droite de la ligne de rupture (Fig. V.7), ce qui aurait tendance à diminuer les ovalisations constatées à cause du changement des limites de rupture de la roche qui est dû au changement des contraintes effectives.

Cette analyse est cruciale lors de la production dans un champ pétrolier, car elle permet d'assurer la stabilité du puits et de choisir la densité de boue de forage à utiliser dans les futurs puits à forer pour exploiter les réservoirs du bassin de « Berkine ».

Dans ce travail, la densité de boue recommandée en phase d'exploitation est de 1.35g/cm^3 pour minimiser les ovalisations, assurer la stabilité de la colonne de production (réservoirs) et pour les futurs puits à exploiter dans les réservoirs du bassin de « Berkine ».

Cette étape d'étude permet de faire une simulation de stabilité lors de l'extraction des hydrocarbures, cette simulation se fera pour une déplétion de 25%, 50%, 75% des réservoirs.

9.1. Analyse de déplétion de 25%

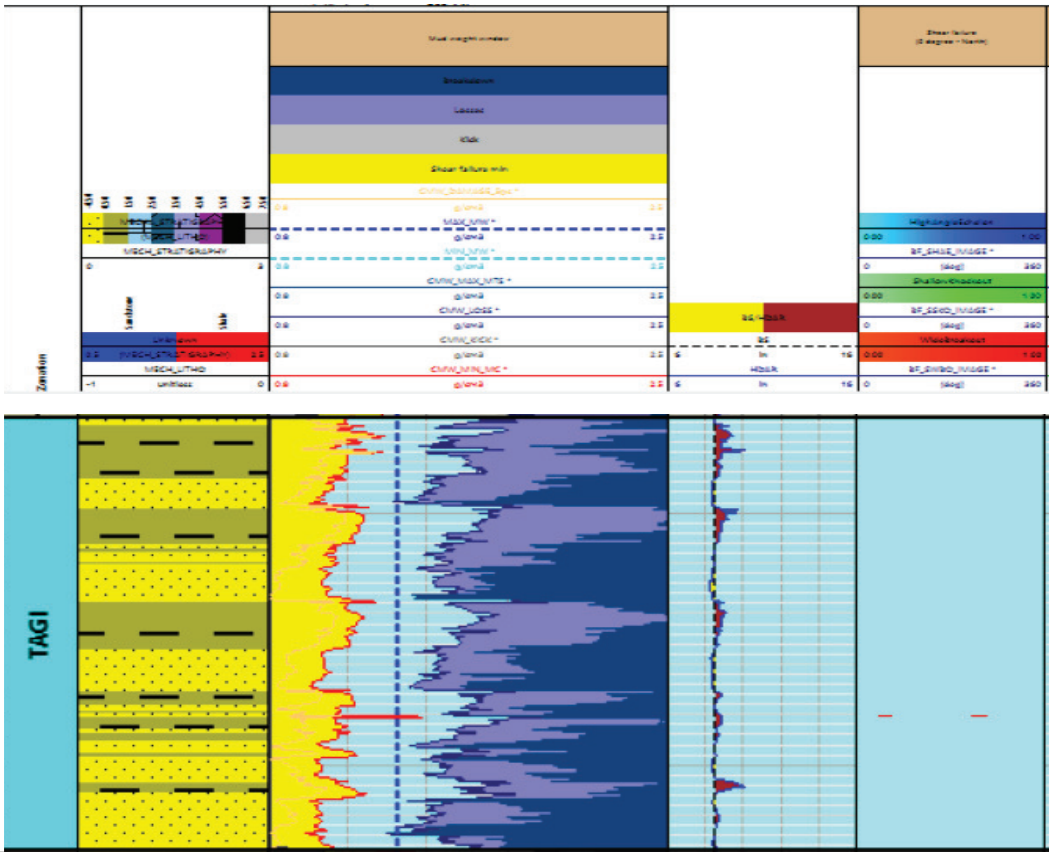


Fig. VI. 18 : Simulation de la déplétion à 25% de réservoirs du TAGI.

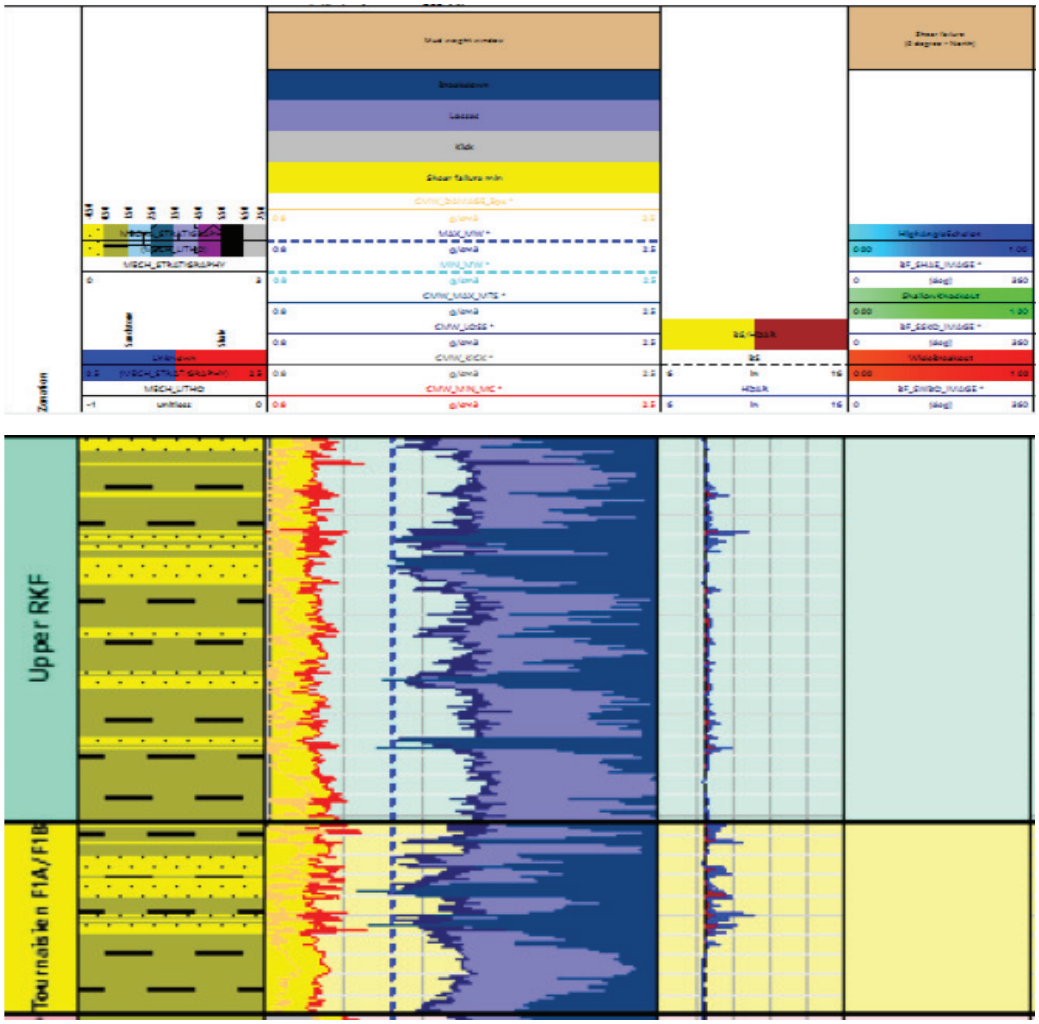


Fig. VI. 19 : Simulation de la déplétion à 25% de réservoirs du CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B)

La figure.VI.19 nous montrent que dans les réservoirs du TAGI et du CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B), les ovalisations sont inexistantes lors d'une déplétion de 25% avec une densité de boue de 1.35g/cm^3.

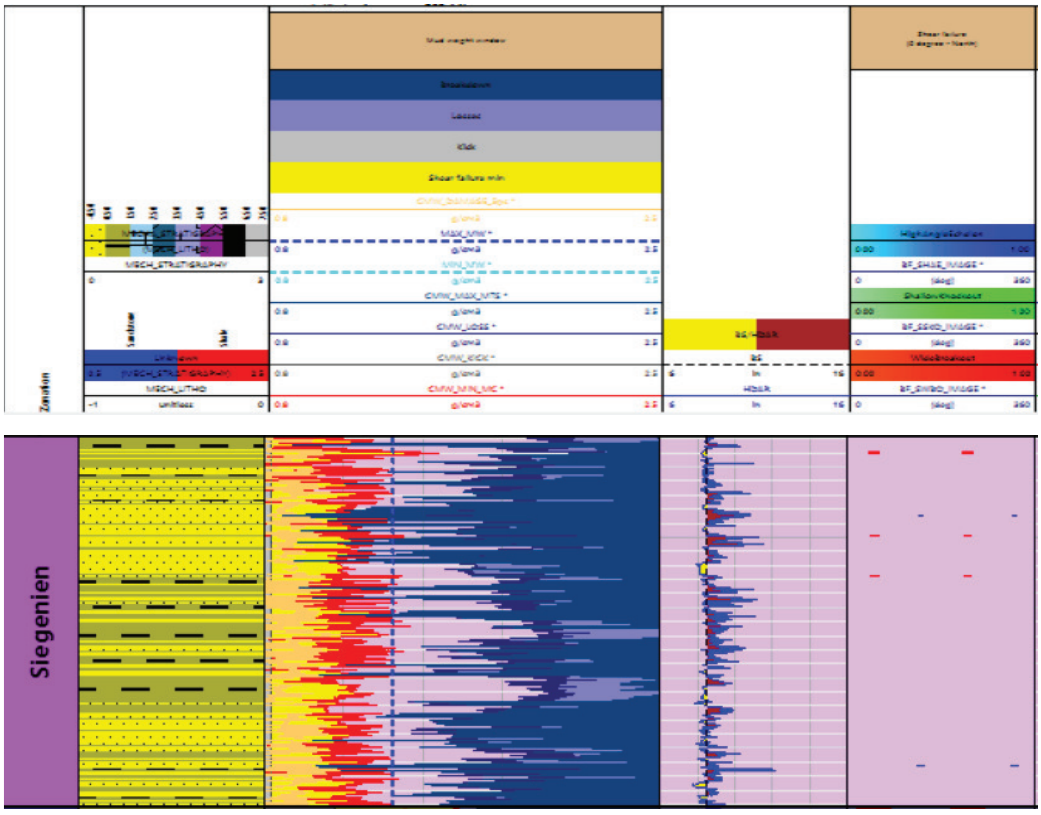


Fig. VI. 20 : Simulation de la déplétion à 25% de réservoirs du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien).

Dans le réservoir du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien), les limites de ruptures restent serrées malgré une déplétion de 25% du réservoir, avec une forte diminution des ovalisations (Breakouts), donc la densité recommandée précédemment est bonne pour assurer la stabilité du réservoir (1.35g/cm^3).

9.2. Analyse de déplétion de 50%

Après avoir simulé ce phénomène avec différentes densités de boue de forage, il a été constaté qu'il n'y aura pas de différence sur la stabilité du puits lors de la phase de production des hydrocarbures et lors d'une atteinte d'une déplétion de 50%, donc il est recommandé de baisser la densité de boue jusqu'à 1.29g/cm^3 pour éviter le chargement du puits et optimiser les couts de la conception de la boue de forage.

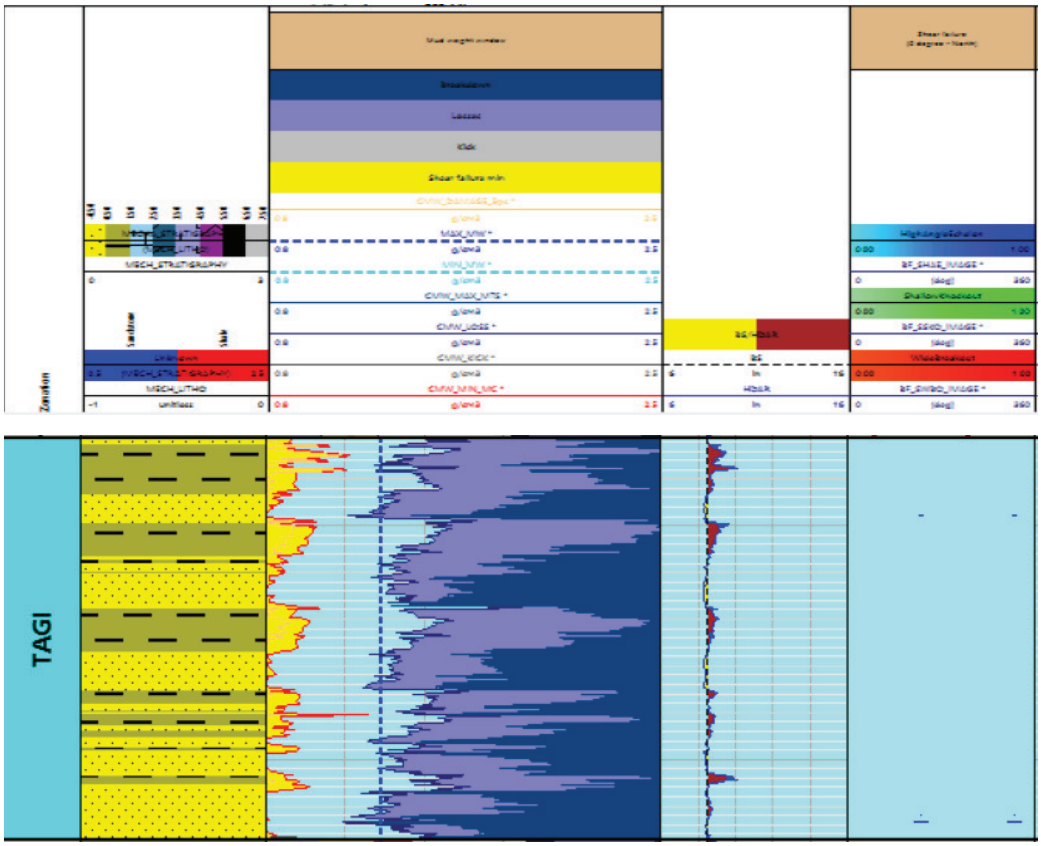


Fig. VI. 21 : Simulation de la déplétion à 50% de réservoirs du TAGI.

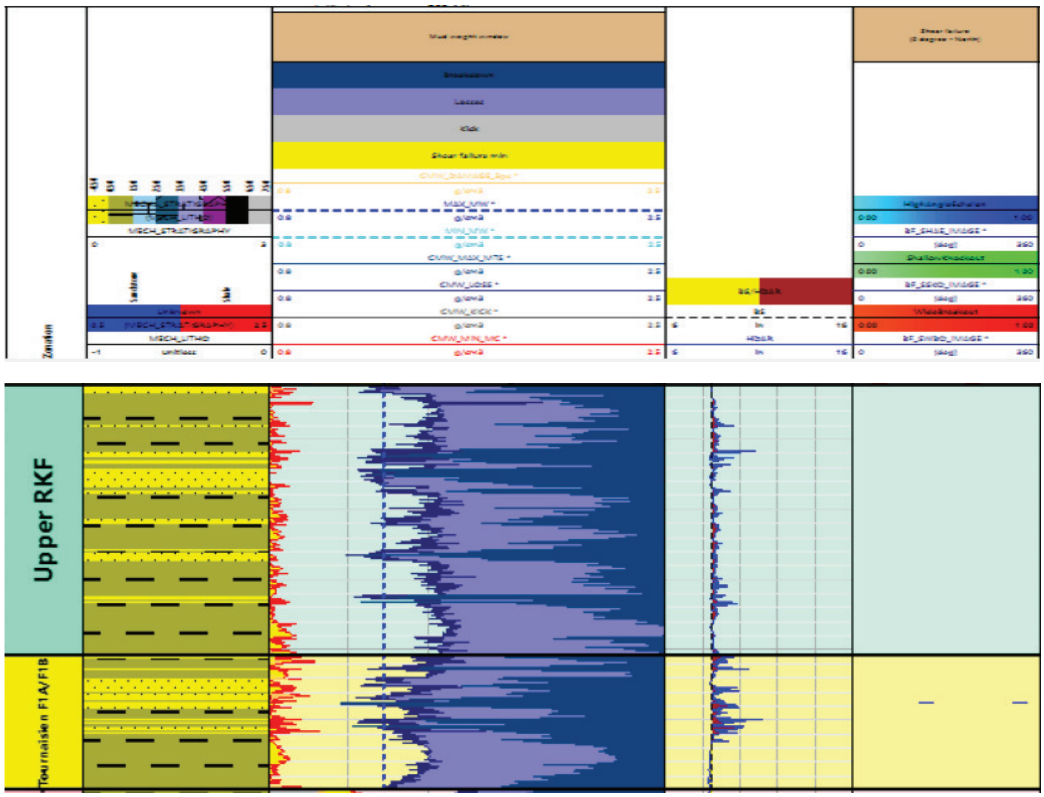


Fig. VI. 22 : Simulation de la déplétion à 50% de réservoir du CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B).

Dans les réservoirs TAGI et CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B), on remarque que les ovalisations sont inexistantes lors de la déplétion de 50% avec une densité de boue de 1.29g/cm^3.

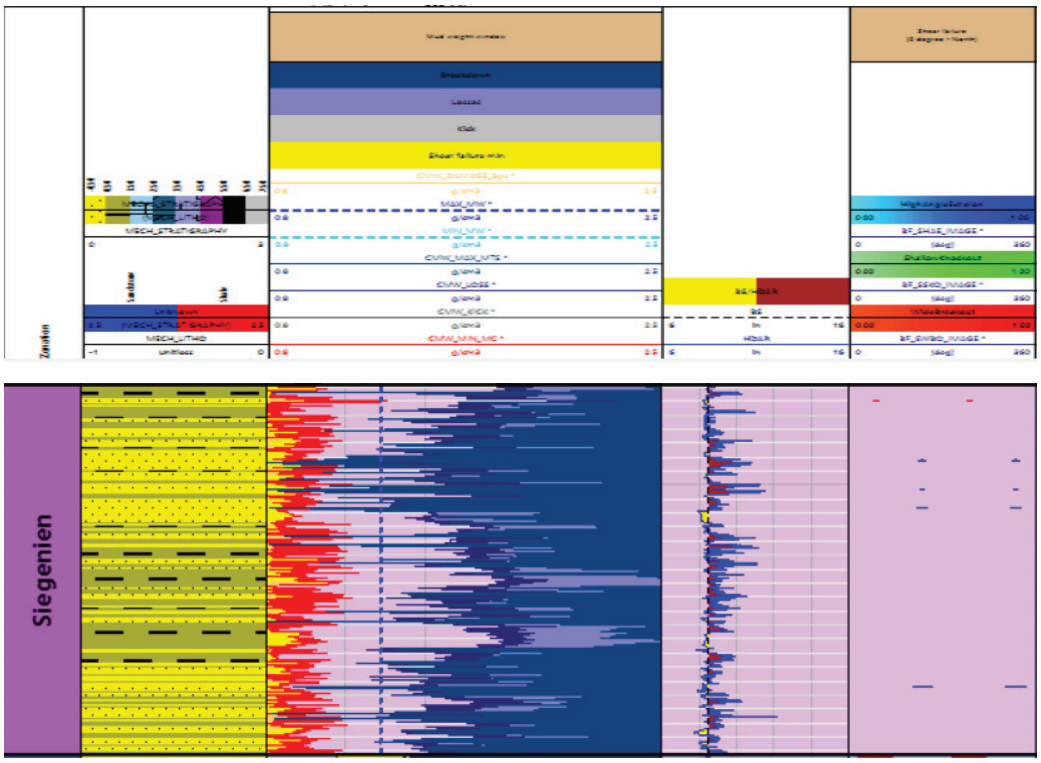


Fig. VI. 23 : Simulation de la déplétion à 50% de réservoir du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien)

La figure VI.23 nous montrent que dans le réservoir du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien), les limites de rupture restent serrées malgré une déplétion de 50% du réservoir, avec une disparition totale des ovalisations (Breakouts).

D'après l'analyse de déplétions des trois réservoirs, on déduit que le choix de la diminution de la densité de la boue de forage était correct.

9.3. Analyse de déplétion de 75%

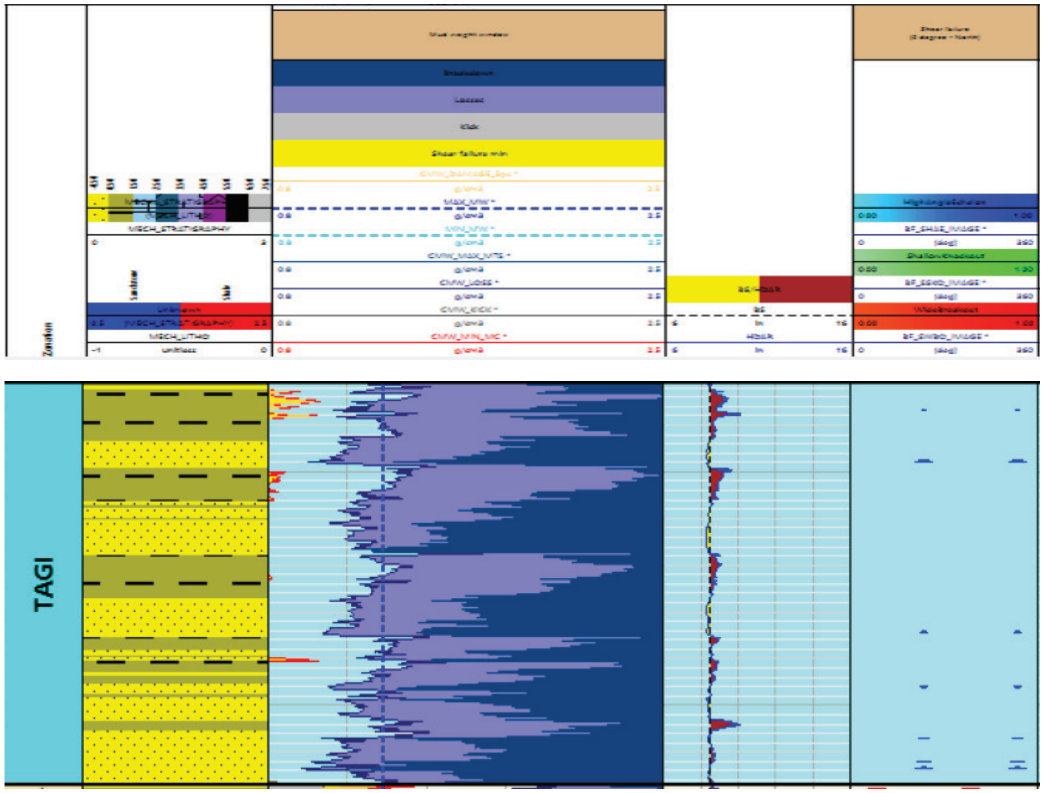


Fig. VI. 24 : Simulation de la déplétion à 75% de réservoir du TAGI.

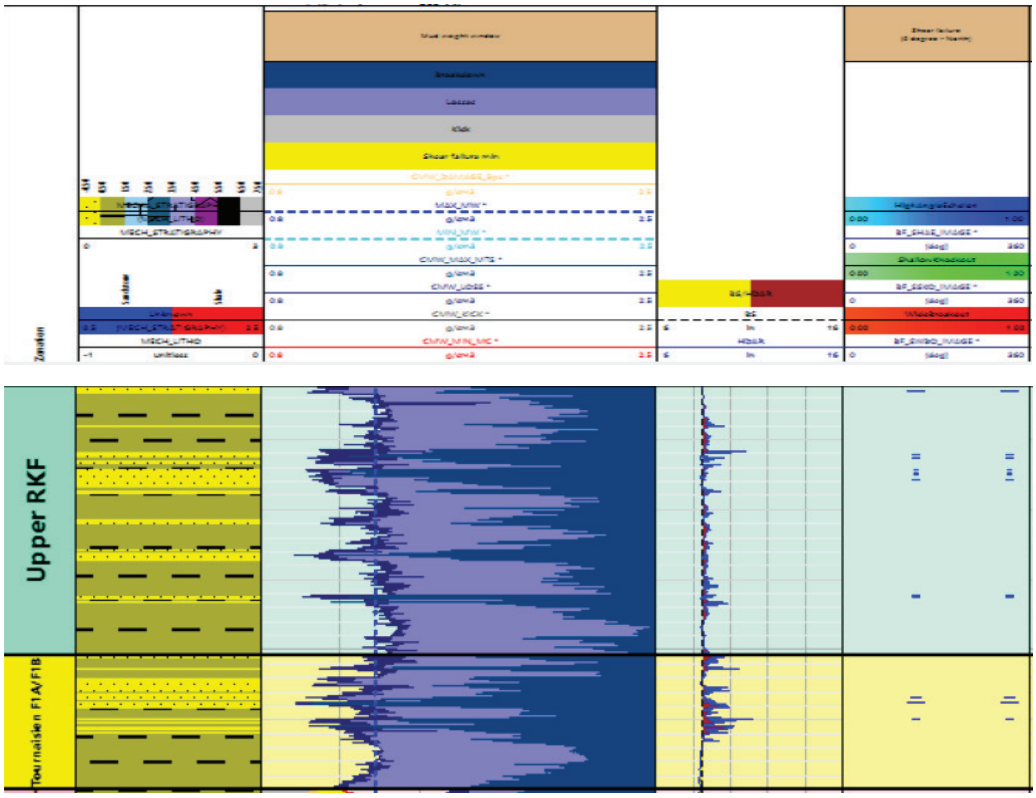
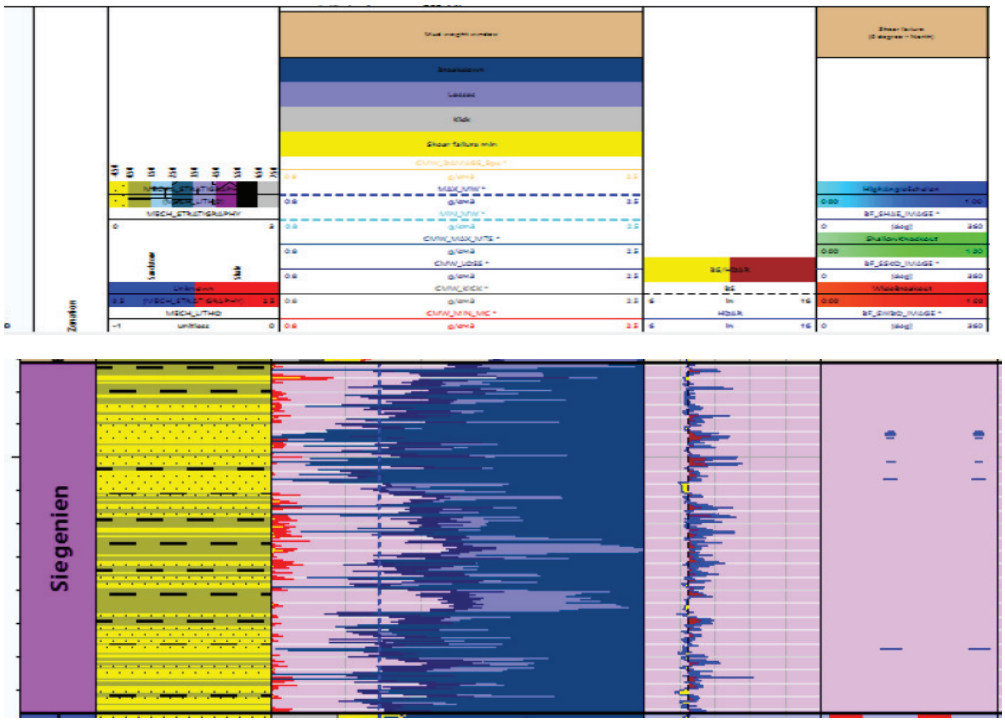


Fig. VI. 25 : Simulation de la déplétion à 75% de réservoir du CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B).



VI. 26 : Simulation de la déplétion à 75% de réservoir du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien)

Dans les réservoirs TAGI, CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) et DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien), on remarque quelques fissurations dues à la rupture à la traction de la roche qui sont acceptables et qui ne poses pas de problème de stabilité (fissurations locales).

Dans ce cas, le réservoir est presque entièrement déplété, donc le choix de la densité de boue de forage sera maintenu.

10. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

La pression interstitielle a été définie selon les mesures de l'outil MDT et supposée hydrostatique dans le cas d'indisponibilité de mesure. Ceci a été confirmé par les rapports de forages.

La contrainte a été calculée en utilisant la masse volumique (le terme densité a été utilisé, peut être abusivement ici, juste pour garder la même appellation du système anglophone, largement utilisé dans le domaine pétrolier).

Les contraintes horizontales ont été calculées en utilisant un modèle poro-élastique.

La contrainte horizontale maximale a été calibrée en utilisant les ovalisations facilement identifiables sur l'imagerie du puits. Malheureusement, le Leak-off test n'a pas été effectué sur ce puits pour calibrer la contrainte horizontale minimale, les mesures utilisées sont ceux d'un puits du bassin de « Berkine ». Le régime de contrainte varie entre le normal et le décrochant, avec beaucoup d'ovalisation dans la formation du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien).

Une étape importante de ce travail consistait à expliquer la présence des ovalisations principalement dans le DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien). L'explication proposée est que les ovalisations sont dues à une combinaison de pression de boue insuffisante et une grande anisotropie entre la contrainte horizontale maximale et minimale. La densité de la boue doit être, par conséquent, augmentée pour minimiser les ovalisations.

Une valeur élevée du module de Young explique les valeurs élevées des contraintes dans le DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien). Les ovalisations dans le TAGI et CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B) peuvent être évitées facilement en augmentant la densité de boue. Cependant, dans le DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) les limites de la rupture de la roche due au cisaillement est proche de celle due à la traction limitant ainsi le choix d'une parfaite densité de boue qui pourrait éliminée toute rupture.

La présence des ovalisations est très grande dans le DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien) comparée au TAGI, CARBONIFERE (Upper RKF et Tournaisien F1A/F1B), ce phénomène est dû à la rigidité très élevée de cette formation.

Les propriétés mécaniques calculées dans cette étude ont besoin d'être calibrées par des essais de laboratoires sur des carottes propres au puits. Ces données aideront à affiner les valeurs du module de Young, du coefficient de poisson, de la résistance de la roche et indirectement l'état de contrainte.

Pour réduire l'incertitude des valeurs des contraintes horizontales minimales, il est recommandé de faire des essais in-situ type Leak-Off Test (LOT), Extended Leak-Off Test (XLOT) ou par le test Mini-Frac avec l'outil MDT (voir annexes).

Selon notre modélisation la densité de boue de forage doit être augmentée pour réduire les ovalisations. Une valeur de 1.35 g/cm^3 est recommandée dans la colonne de production (réservoirs).

Il est recommandé de faire la construction d'un modèle géomécanique 3D (MEM 3D) dans le but d'avoir une idée sur la distribution des contraintes et des propriétés mécaniques à travers le champ pétrolier étudié du bassin de « Berkine ».

Une analyse de l'impact de la déplétion a été effectuée dans le but d'aider à préparer les futurs forages de la phase de développement du champ. Il a été constaté qu'à partir d'une déplétion de 50% et 75%, il serait préférable de réduire la densité de forage à 1.29g/cm^3 pour éviter le chargement du puits et pour optimiser le cout de conception de boue de forage.

Il est fortement recommandé de faire une analyse de production de sable dans les intervalles avec une faible résistance à la compression et/ou une forte concentration de contrainte pour éviter la production de sable avec les hydrocarbures qui affecterons sévèrement les installations dans le puits (tubage) et surtout de surface.

CONCLUSION GENERALE

L'objectif principal de ce travail est l'étude de la stabilité d'un forage pétrolier dans le bassin de Berkine. Cela a été possible grâce à l'élaboration d'une modélisation géomécanique du puits dans son environnement lithologique et mécanique. Cette modélisation a été possible grâce aux données de diagraphies Schlumberger, aux essais de laboratoire et au logiciel Techlog. Les résultats ont servi à la compréhension des mécanismes qui sont à l'origine des instabilités des parois des puits afin de prévoir les solutions adéquates, et de pouvoir intervenir en temps réel en cas de problème lors du forage ou en cours d'exploitation du champ. Aussi, l'étude fournira les données nécessaires pour les futures phases de design de forage et de fracturation hydraulique.

Bien que les différents paramètres du modèle géomécanique (Mechanical Earth Model -MEM) proviennent des mesures de diagraphie, les résultats doivent toujours être calibrés à l'aide des données d'essais laboratoires, des tests de pression, d'imagerie et des rapports des puits de forage de la même zone. Un aperçu des données nécessaires pour réaliser un modèle Géomécanique est détaillé ci-dessous :

- La lenteur de cisaillement et de compression, la densité et le Gamma ray à partir de la diagraphie.
- Résistance à la compression, module de Young, coefficient de Poisson, Angle de frottement interne à partir des essais de laboratoires.
- Test de pression, diagraphie d'imagerie, Caliper et rapports d'autres puits de la zone de « Berkine » pour la calibration.

Notre travail de modélisation du puits, nous a permis de mettre en évidence plusieurs zones d'instabilités dans les formations du TAGI, CARBONIFERE (Upper RKF, TOURNAISIEN F1A/F1B) et du DÉVONIEN INFÉRIEUR (Siegénien). Cette dernière formation a montré le plus de risques d'ovalisation du puits « Breakout » ou rupture des parois par cisaillement.

La solution préconisée par les ingénieurs dans ces conditions et que nous avons testée dans notre travail est d'augmenter la densité de la boue de forage pour diminuer les risques d'instabilité. Néanmoins, une augmentation trop forte de cette densité risque aussi de créer des ruptures de parois par traction (éclatement du puits). Des pratiques de forages devraient aussi être adaptées aux différentes zones considérant les résultats du modèle.

Les différents essais et simulations que nous avons réalisés dans notre cas d'étude ont été très concluants. En effet nous avons trouvé que la densité optimale de 1.35 g/cm^3 de la boue de forage permet de réduire les risques d'ovalisation du puits « Breakout » au seuil acceptable de 5%.

En conclusion, ce travail nous a permis de réaliser une modélisation complète d'un puits de forage pétrolier avec toute la complexité du terrain sur plus de 4000m de profondeur. Nous avons aussi été capable grâce à une bonne compréhension des contraintes et des formations mises en jeux de préconiser une solution aux nombreux risques de « Breakout » décelés par les diagraphies. Nous avons aussi fourni des données supplémentaires aux équipes de forage et de fracturation hydraulique de la Sonatrach, pour qu'il puisse mieux préparer leurs designs dans les futures opérations.

Enfin, ce travail a été très enrichissant pour nous puisqu'il nous a permis de découvrir le domaine pétrolier, particulièrement le monde des forages pétroliers et les défis qu'il pose aux ingénieurs en termes de réalisation et de surveillance de la stabilité de ses parois.

En perspectives, il serait intéressant d'explorer les pistes suivantes pour compléter ce parcours :

- Influence des forages voisins les uns sur les autres en termes de stabilité mécanique.
- Composition des boues de forages (à l'eau, à l'huile, à la mousse…) et son influence sur la stabilité des parois d'un forage pétrolier.
- Intégration des données du puits (1D) dans un modèle 3D couvrant l'ensemble du champ.

Bibliographies

Alford, J. (2012). *Sonic Logging While Drilling - Shear Answers.* Houston, Texas, USA: Oilfield Review.

ALNAFT. (2017). *Agence Nationale pour la valorisation des ressources en hydraucarbures*. Retrieved from ALNAFT: www.alnaft.gov.dz

Anderson. (1951).

Beihoffer, T., Dorrough, D., & Schmidt, D. (1990). The development of an inhibitive cationic drilling fluid for slimhole coring applications. *The development of an inhibitive cationic drilling fluid for slimhole coring applications.* Houston, Texas: Paper IADC/SPE 19953 presented at the IADC/SPE Drilling Conference.

Bol, G. M., Wong, S., Davidson, C. J., & Woodland, D. C. (1992). Borehole Stability in shales. *SPE Paper.* Cannes,France.

Boulvain, F. (2019, Février 1). Elements de sédimentologie et pétrologie sédimentaie. *Petrologie sédimentaire.* Liège : Faculté des sciences, Département de géologie . Retrieved 2019, from Geolsed: http://www.geolsed.ulg.ac.be/sedim/sedimentologie.htm#ROCHES_SEDIMENTAIRES

Bresson, G. (n.d.). *Les méthodes de forage.*

Chenevert, M. (1969). Shale Hydratation Mechanics. SPE Paper 2401.

Chenevert, M. (1970a). Shale Alteration by Water Adsorption. *Journal of Petroleum Technology*.

Chenevert, M. E. (1970b). Shale Control With Balanced Activity Oil Continuous Muds. *Journal of Petroleum Technology*.

D.Zoback, M. (2007). *Resevoir Geomechanics* . United States of America by Cambridge University Press, New York: cambridge university press.

Darley, H., & Gray, G. (1988). *Composition and properties of drilling and completion.* Houston,Texas: Gulf Professional Publishing.

Fjaers, E., Holt, R. M., Horsrud, Raaen, A. M., & Risnes, R. (2008). *Petroleum Related Rock Mechanics* . Amsterdams: Elseviers .

Fritz, S., & Marine, I. (1983). *Experimental Support for a Predictive Osmotic Model of Clay.*

Gardner, G. L. (1974). *Formation velocity and density—the diagnostic basis for stratigraphic traps.*

Gassman. (1951).

Grim, & al, C. e. (1982). *Le Sol : Constitution, structure. Phénomènes aux interfaces.*

H. Askri, A. B. (n.d.). Geology of Algeria.

Kirsch. (1898).

Landriot, G. (1968). *Fluide de forage.* France: Technip.

Landriot, G. (1968). *Fluide de forage, édition Technip.* France.

Low, F., & Anderson, D. (1958). *Osmotic pressure equation for determining.*

Magoon, L. B., & Beaumont, E. A. (2005). *Petroleum Systems by B.Magoon and A.Beaumont.* USA.

MEUNIER, M. (2009). *Diagraphie differees et interpretation* . IFP Training.

Mody, F. K., Tare, U. A., Tan, C. P., Drummond, C. J., & Wu, B. (2002). *Development of Novel Membrane Efficient Water-Based Drilling Fluid Through Fundamental Understanding of Osmotic Membrane Generation in shales.* San Antonio, Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

Mohamed, K. (2008). étude des performances et considérations environnementales. Toulouse, France.

O.Serra. (1979). *Diagraphie differées.* Technip .

Pore fluid effects on rock mechanics. (2015, June 29). Retrieved from Petrowiki: Petrowiki.org

Retz, R. F. (1990). An environmentally acceptable and fieldpractical, cationic polymer mud system. *EU.* Paper SPE 23064 presented at the Offshore Europe Conference.

Richard Plumb, S. E. (2000). The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well. USA.

Rock Mechanics. (2005). Sugar Land Learning Center, Schlumberger.

Schlosser, F. (1997). *Elements de mécanique des sols.*

Schlumberger. (2007). WEC Well Evolution Conference. *L'evaluation des puits WEC.* Algérie: Lynx Consulting, Inc., Houston, TX, USA.

Schlumberger. (2007). *WEC Well Evolution Conference.* ALGERIA: Lynx Consulting, Inc., Houston, TX, USA.

Schlumberger, D. &. (2009). *Fundamentals of Petroleum Geomechanics* .

Séranne, M. (2011, Septembre 11). Les bassins sédimentaires archive de la terre, ressources du futur. *les conférences "Planete Terre".* Montpellier: PlanèteTerre. Retrieved from Planete terre: http://www.gm.univ-montp2.fr/IMG/pdf/fiche_MichelSeranne.pdf

Sonatrach. (2003). Description géologique des champs pétroliers (Géologie générale) . Hassi Messaoud, Direction regional de forage , Algerie .

Van Oort, E. (2003). *On the physical and chemical stability of shales.* Journal of Petroleum Science and Engineering.

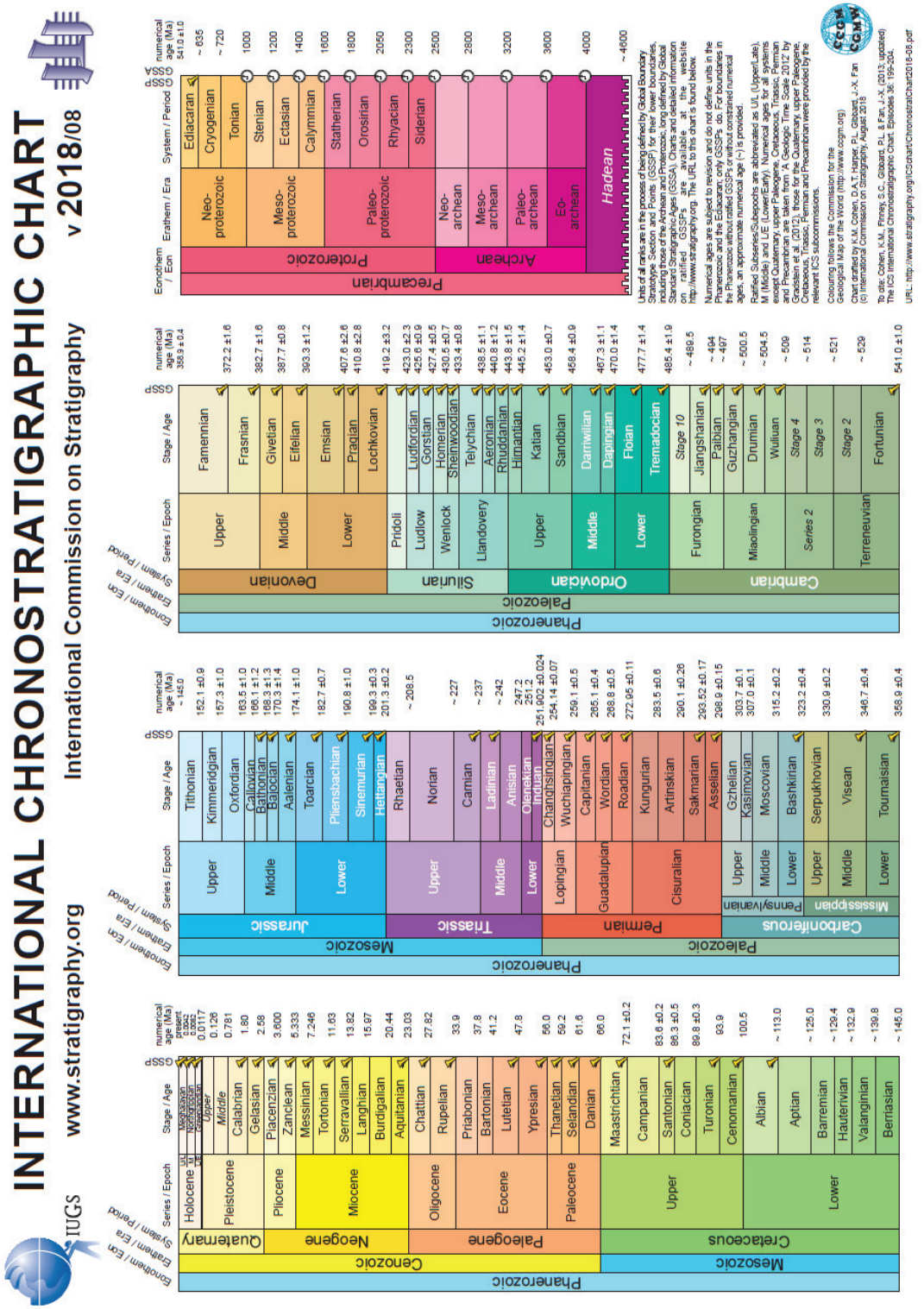
Well Algeria Conference. (2007).

Zang, A., & Stephansson, O. (2009). *Stress field of the earth crust.* Springer .

Zhang, J., Clark, D., Al Bazali, T., Chenevert, T., Sharma, M., Rojas, J., & Seehong. (2006). *Ion movement and laboratory technique to control wellbore stability.* Houston,Texas: Fluid Conference.

ANNEXE

ANNEXE I


INTERNATIONAL CHRONOSTRATIGRAPHIC CHART
IUGS
www.stratigraphy.org
International Commission on Stratigraphy
v 2018/08

ANNEXE II

Le leak-off test qui est généralement la procédure utilisée pour la détermination de la pression d'injection qui limitera la densité de la boue, peut être utilisé également pour estimer la contrainte principale minimal σ_h. Le test consiste à mettre une partie de la formation sous pression et noter la variation de celle-ci (figure 2.1). Il est à remarquer que plus la partie comprimée est réduite plus la localisation de la contrainte horizontale minimale en terme de profondeur est précise.

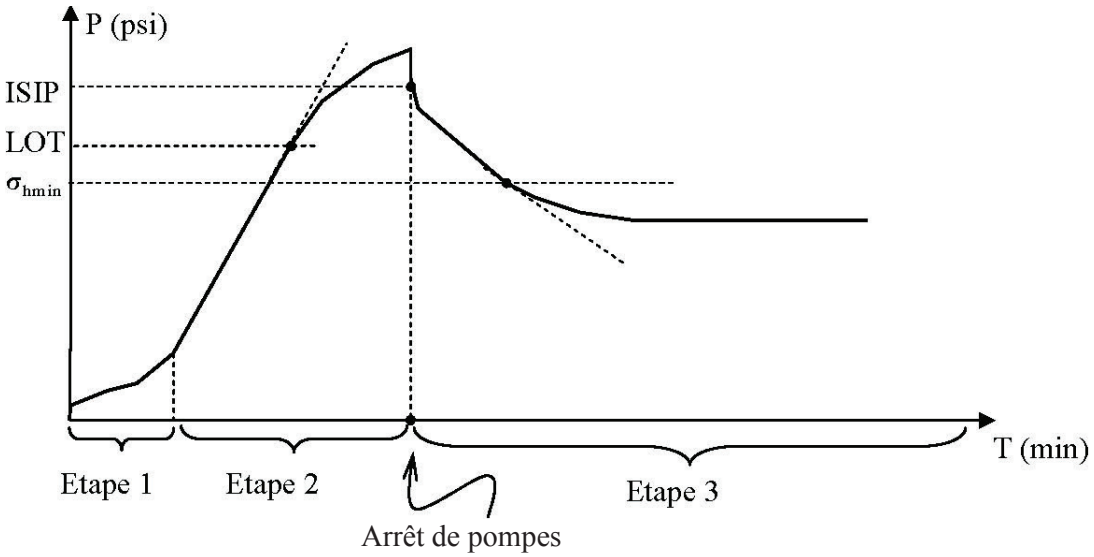


Fig. II.1: Graphe représentant la procédure de l'essai (Leak off test LOT)

Dans la figure ci-dessus l'étape 1 correspond à la compression du fluide de forage et au gonflement du trou ce qui justifie la non linéarité de cette partie.
L'étape 2 correspond à l'augmentation de pression avec l'augmentation du volume injecté à débit constant. Cette partie est approximativement linéaire jusqu'à l'atteinte du point d'injection (**LOT**) où le taux d'augmentation de la pression diminue à cause de l'initiation de l'infiltration du fluide dans la formation. Cette valeur est généralement utilisée pour limiter la densité du fluide de forage.

Après l'arrêt des pompes dans la troisième étape, on constate une chute brutale de la pression jusqu'à une valeur appelée **ISIP** (Initial shut-in pressure). On constate ensuite une dissipation linéaire de la pression correspondant à un taux presque constant d'envahissement de la formation par le fluide. Ceci, aura comme effet d'initier la refermeture des fissures.
La contrainte horizontale mineure est obtenue quand le taux de décroissance de la pression se décroche de la dissipation linéaire. Ceci a lieu à la fin de la refermeture des fissures. En pratique on trouve que la valeur du **leak off test** est **1** à **1.1** fois supérieure à σ_h

ANNEXE III

Les mesures de contrainte à partir de LOT (leak-off test) sont rarement effectuées dans l'industrie pétrolière, en particulier en raison du coût de son exécution et à cause du manque de fiabilité de ces mesures.

L'outil MDT résout ces problèmes et peut être utilisé pour effectuer un nombre d'analyses illimité de tests de contrainte (également appelés mini-frac). Le test de contrainte MDT consiste en une création d'une mini fracture hydraulique créée par un fluide injecté dans un puits de forage d'un intervalle d'un mètre isolé par les packers de l'outil MDT; la fracture est ensuite fermée et rouverte à travers différents cycles. L'analyse de la réponse de pression obtenue lors de la réouverture, la propagation et la fermeture de la fracture induite fournit une estimation de la contrainte horizontale minimale in situ. Les applications des tests de contraintes MDT sont:

- Input pour la conception de la fracturation hydraulique
- détermination de l'intégrité de la roche mère pour les UGS, la séquestration du CO2, l'eau et / ou réinjection de gaz, élimination des déchets, réservoirs de pétrole lourd.
- détermination des propriétés mécaniques de la roche.
- Input pour les études géomécaniques.

Les tests de contrainte MDT peuvent également fournir l'épaisseur de perméabilité du réservoir à partir de la chute brusque de pression (fall-off).

Les résultats des tests de contrainte avec l'outil MDT peuvent être utilisés seul mais également intégrés à Sonic, Scanner, diagraphie d'imagerie, Caliper, diagraphie de densité. En particulier, l'analyse des diagraphies d'imageries enregistrées avant et après les tests fournissent des indications de contrainte, car la fracture induite est normalement orientée à 90 degrés par rapport à la direction de contrainte minimale.

Les tests de contrainte MDT peuvent être effectués aussi bien dans des puits à trous ouverts que dans des puits tubés. Dans des puits tubé les intervalles à tester sont préalablement perforé avec des charges de pénétration profondes, avec un intervalle perforé de longueur de 30 à 50 cm.

Les tests qui sont appliqués sur les trous tubés nécessitent une bonne isolation hydraulique assurée par le ciment sur l'intervalle environnant la zone de test.

Les tests de contrainte à l'outil MDT donnent des résultats représentatifs dans les puits avec une déviation inférieure à 35 degrés, sauf si le puits est horizontal et parallèle à la direction de contrainte minimale.

Les tests de contrainte à l'outil MDT en trou ouvert peuvent présenter les limitations suivantes:

- Dans les formations perméables, la filtration contraste le débit d'injection, et en général il est recommandé de tenter des essais dans des formations a faible perméabilités (inférieures à 100 md), malgré le succès des essais effectués dans des perméabilités plus élevées en injectant des fluides visqueux.

- Dans les formations à faible perméabilité, comme les schistes ou les évaporites, la roche peut se déformer pendant l'injection sans une création de fracture.

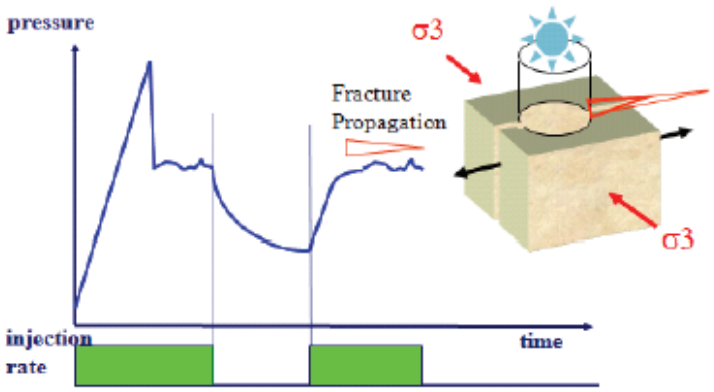


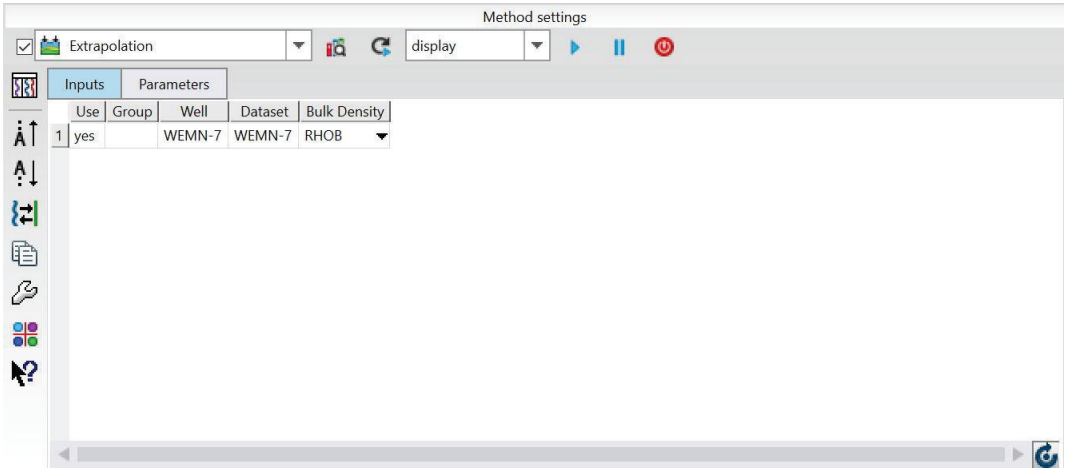
Fig. III.1: Mesure de pression du réservoir lors de la création de la fracture avec l'outil MDT.



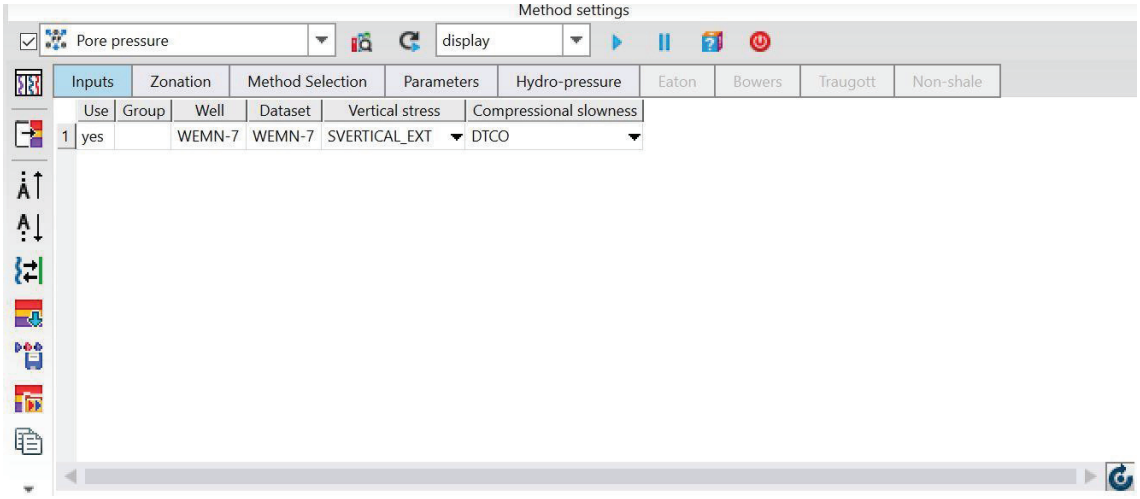
Fig. III.2: Représentation graphique de l'outil MDT (Les packers sont en noir)

ANNEXE IV

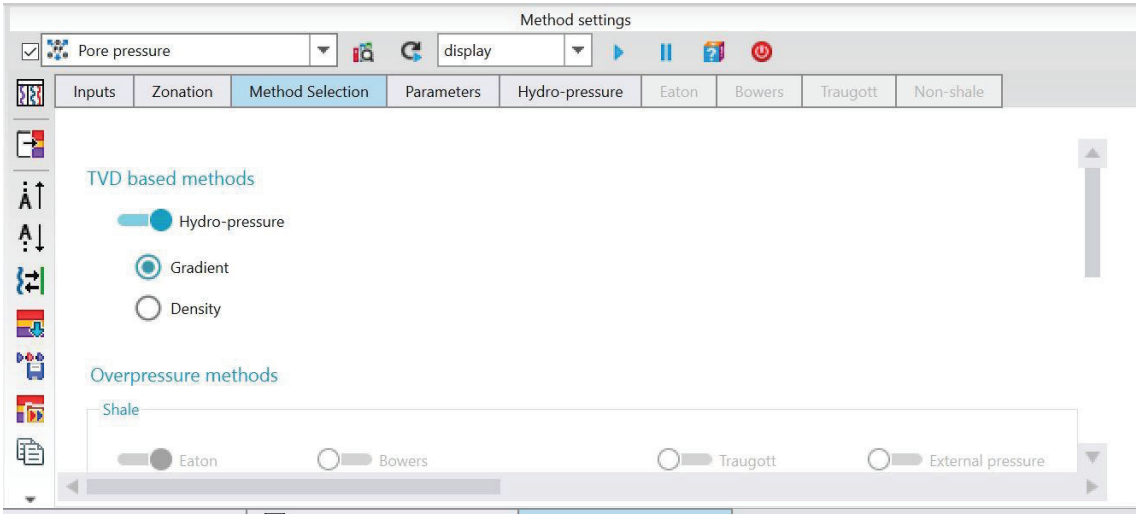
L'Annexe IV montre les différentes méthodes des calculs sur logiciel Techlog (Techlog 2018.2) pour les différentes paramètres.



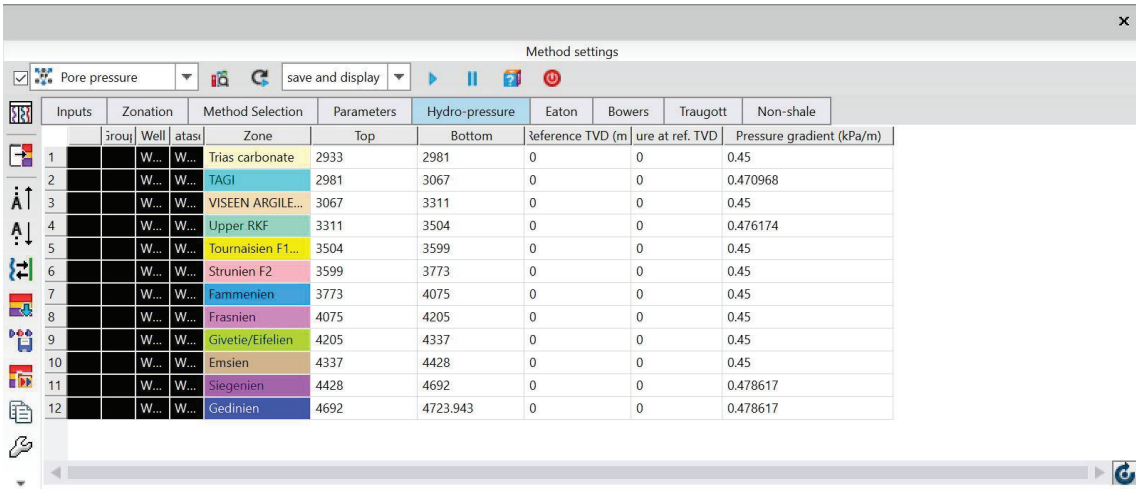
Annexe 4.1 : Données d'entrées lors du calcul de la contrainte vertical.



Annexe 4.2 : Les données d'entrées de la méthode de calcul de la pression interstitielle.

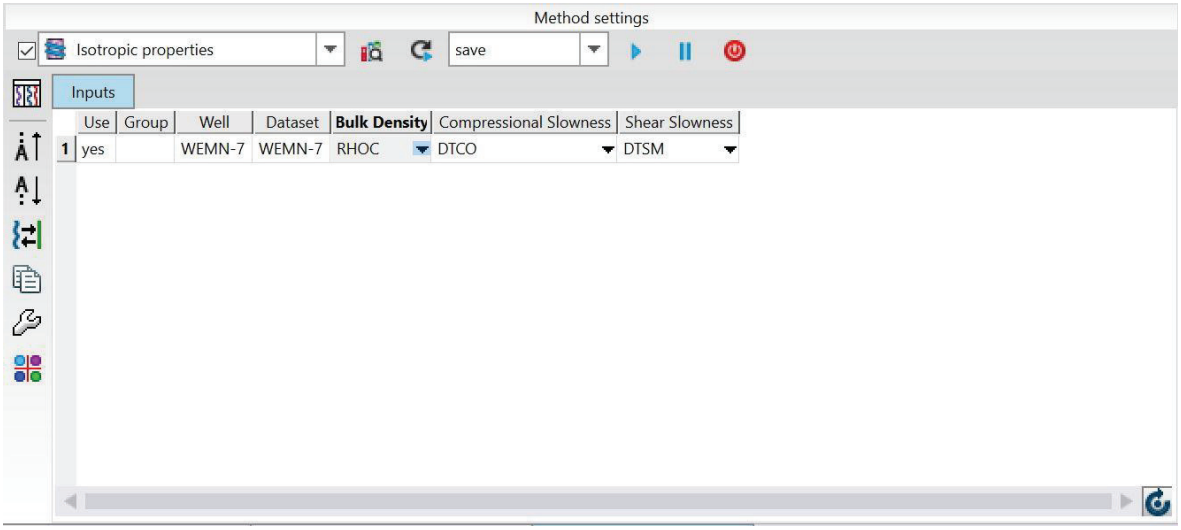


Annexe 4.3 : Sélection de la méthode de calcul de la pression interstitielle.

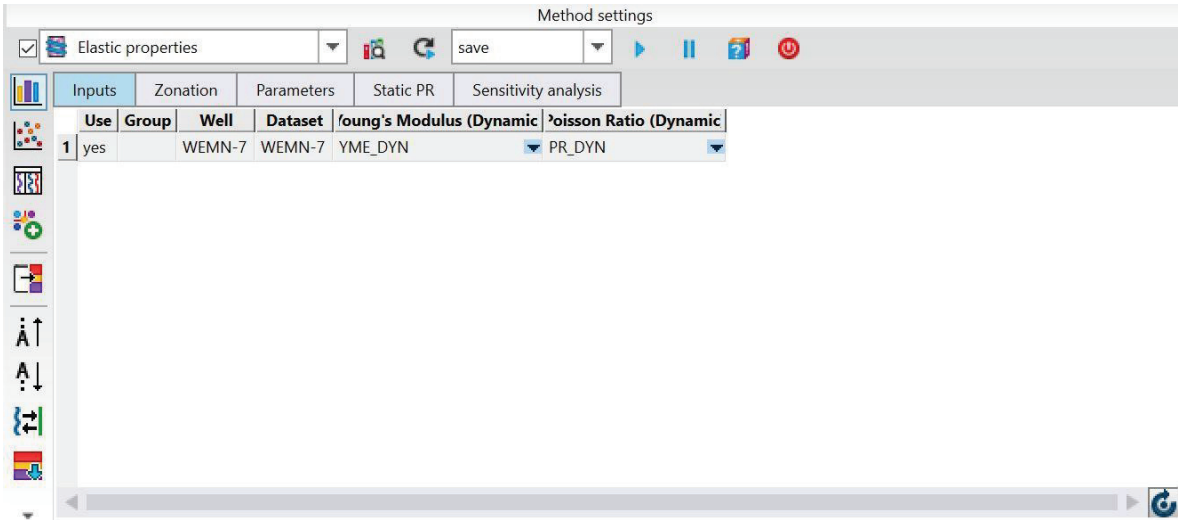


	Well	atas	Zone	Top	Bottom	Reference TVD (m	ure at ref. TVD	Pressure gradient (kPa/m)
1	W...	W...	Trias carbonate	2933	2981	0	0	0.45
2	W...	W...	TAGI	2981	3067	0	0	0.470968
3	W...	W...	VISEEN ARGILE...	3067	3311	0	0	0.45
4	W...	W...	Upper RKF	3311	3504	0	0	0.476174
5	W...	W...	Tournaisien F1...	3504	3599	0	0	0.45
6	W...	W...	Strunien F2	3599	3773	0	0	0.45
7	W...	W...	Fammenien	3773	4075	0	0	0.45
8	W...	W...	Frasnien	4075	4205	0	0	0.45
9	W...	W...	Givetie/Eifelien	4205	4337	0	0	0.45
10	W...	W...	Emsien	4337	4428	0	0	0.45
11	W...	W...	Siegenien	4428	4692	0	0	0.478617
12	W...	W...	Gedinien	4692	4723.943	0	0	0.478617

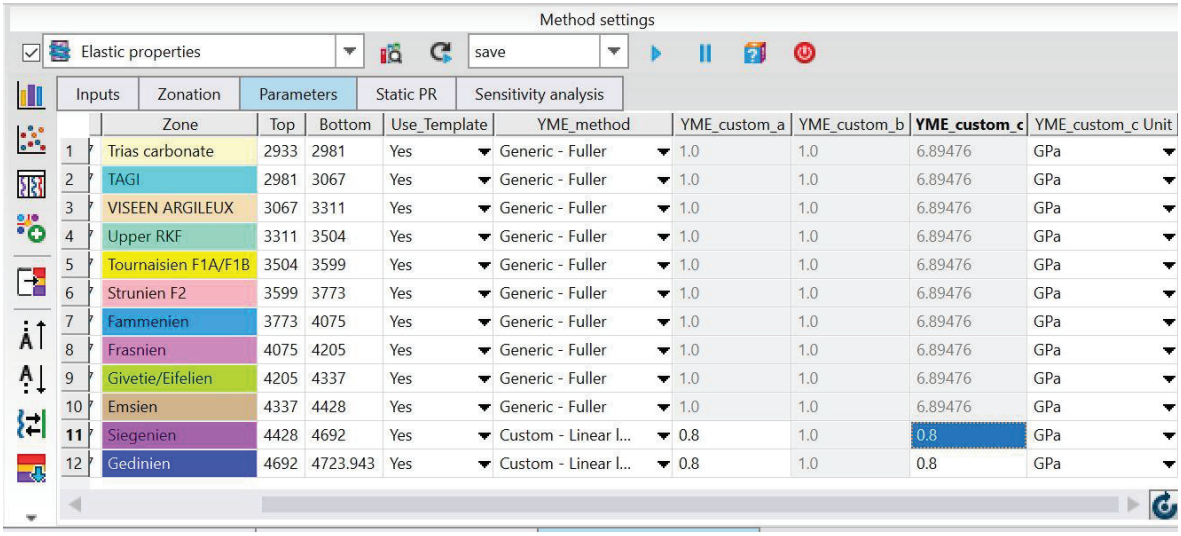
Annexe 4.4 : Modification du gradient de pression interstitielle en utilisant les mesures MDT dans les zones d'intérêt.



Annexe 4.5: Données d'entrées de la méthode calculée des propriétés élastiques dynamiques

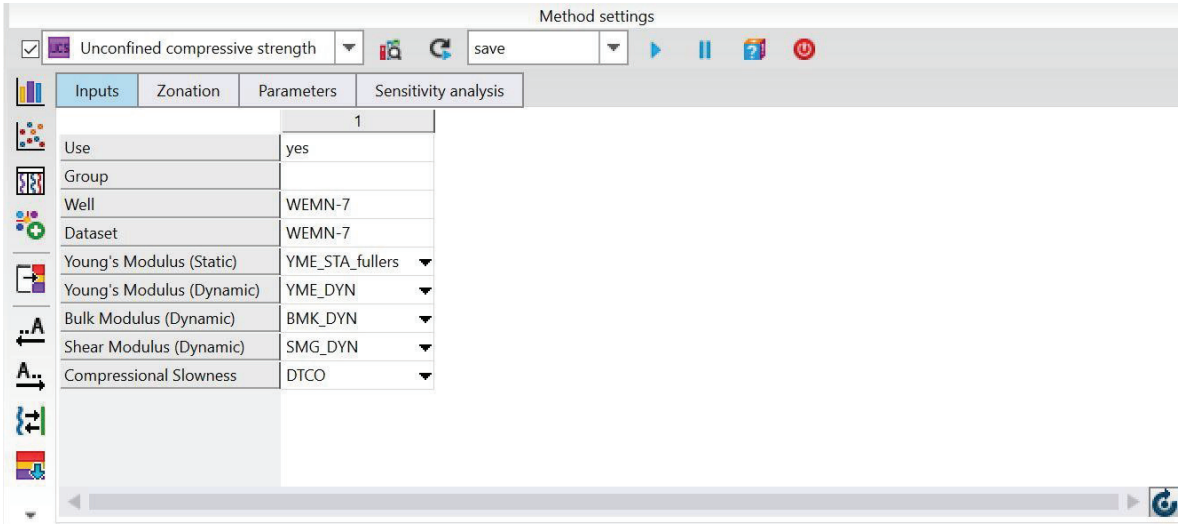


Annexe 4.6 : Données d'entrées de la méthode de calcul de des propriétés élastique statique.



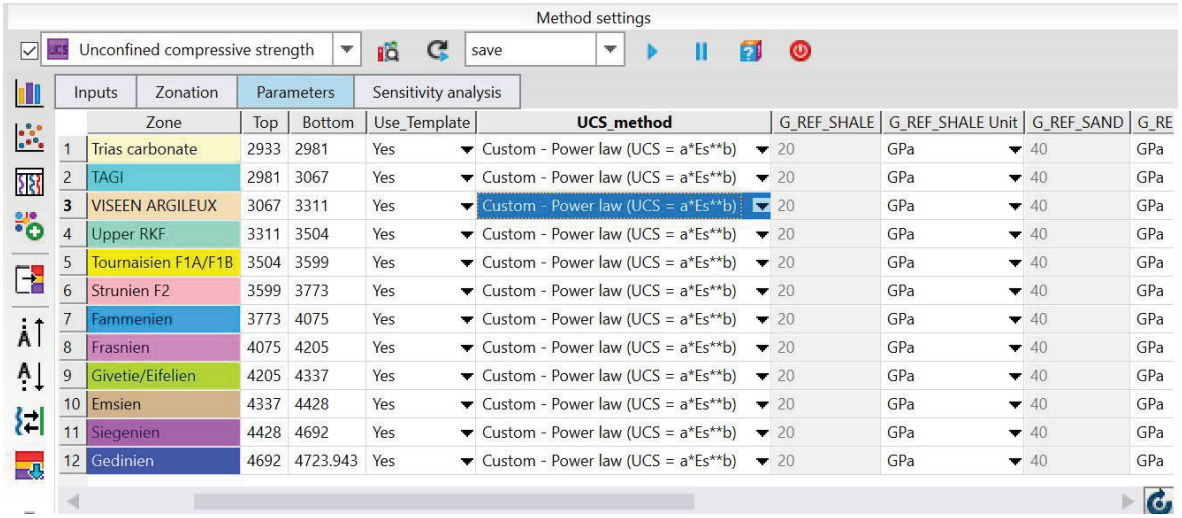
	Zone	Top	Bottom	Use_Template	YME_method	YME_custom_a	YME_custom_b	YME_custom_c	YME_custom_c Unit
1	Trias carbonate	2933	2981	Yes	Generic - Fuller	1.0	1.0	6.89476	GPa
2	TAGI	2981	3067	Yes	Generic - Fuller	1.0	1.0	6.89476	GPa
3	VISEEN ARGILEUX	3067	3311	Yes	Generic - Fuller	1.0	1.0	6.89476	GPa
4	Upper RKF	3311	3504	Yes	Generic - Fuller	1.0	1.0	6.89476	GPa
5	Tournaisien F1A/F1B	3504	3599	Yes	Generic - Fuller	1.0	1.0	6.89476	GPa
6	Strunien F2	3599	3773	Yes	Generic - Fuller	1.0	1.0	6.89476	GPa
7	Fammenien	3773	4075	Yes	Generic - Fuller	1.0	1.0	6.89476	GPa
8	Frasnien	4075	4205	Yes	Generic - Fuller	1.0	1.0	6.89476	GPa
9	Givetie/Eifelien	4205	4337	Yes	Generic - Fuller	1.0	1.0	6.89476	GPa
10	Emsien	4337	4428	Yes	Generic - Fuller	1.0	1.0	6.89476	GPa
11	Siegenien	4428	4692	Yes	Custom - Linear l...	0.8	1.0	0.8	GPa
12	Gedinien	4692	4723.943	Yes	Custom - Linear l...	0.8	1.0	0.8	GPa

Annexe 4.7 : Sélection de la méthode de calcul des propriétés élastiques statique



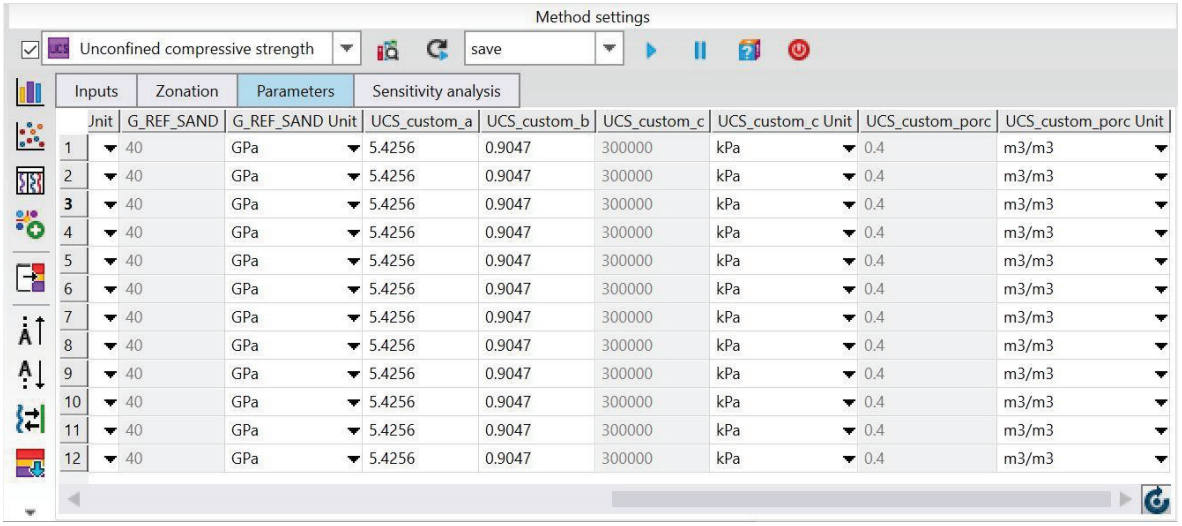
	1
Use	yes
Group	
Well	WEMN-7
Dataset	WEMN-7
Young's Modulus (Static)	YME_STA_fullers
Young's Modulus (Dynamic)	YME_DYN
Bulk Modulus (Dynamic)	BMK_DYN
Shear Modulus (Dynamic)	SMG_DYN
Compressional Slowness	DTCO

Annexe 4.8 : Données d'entrées pour le calcul de la résistance à la compression simple



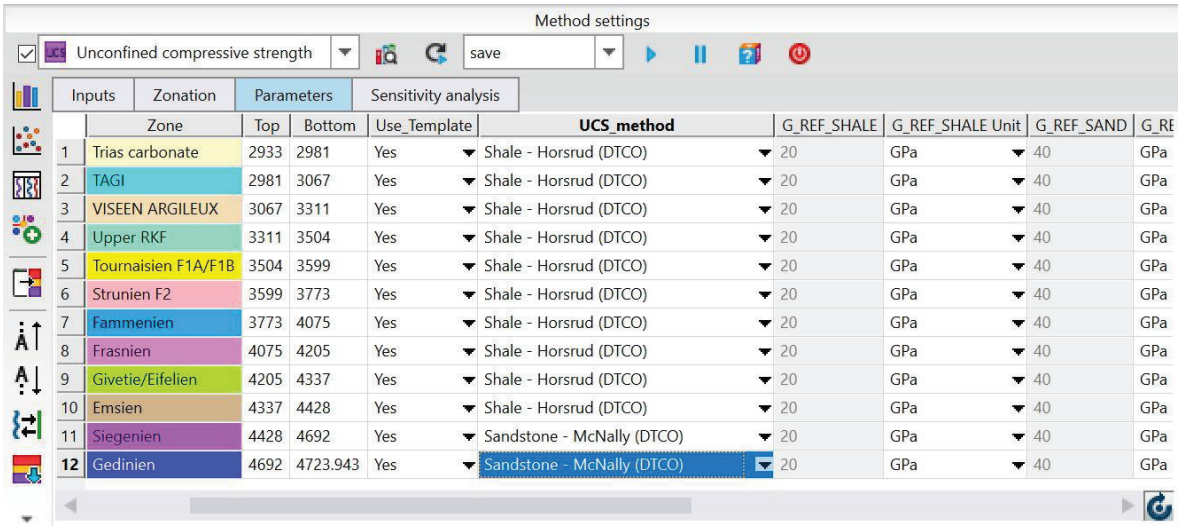
	Zone	Top	Bottom	Use_Template	UCS_method	G_REF_SHALE	G_REF_SHALE Unit	G_REF_SAND	G_RE
1	Trias carbonate	2933	2981	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
2	TAGI	2981	3067	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
3	VISEEN ARGILEUX	3067	3311	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
4	Upper RKF	3311	3504	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
5	Tournaisien F1A/F1B	3504	3599	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
6	Strunien F2	3599	3773	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
7	Fammenien	3773	4075	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
8	Frasnien	4075	4205	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
9	Givetie/Eifelien	4205	4337	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
10	Emsien	4337	4428	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
11	Siegenien	4428	4692	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa
12	Gedinien	4692	4723.943	Yes	Custom - Power law (UCS = a*Es**b)	20	GPa	40	GPa

Annexe 4.9 : Ajustement des paramètres de calcul de la résistance a la compression simple pour les sables.



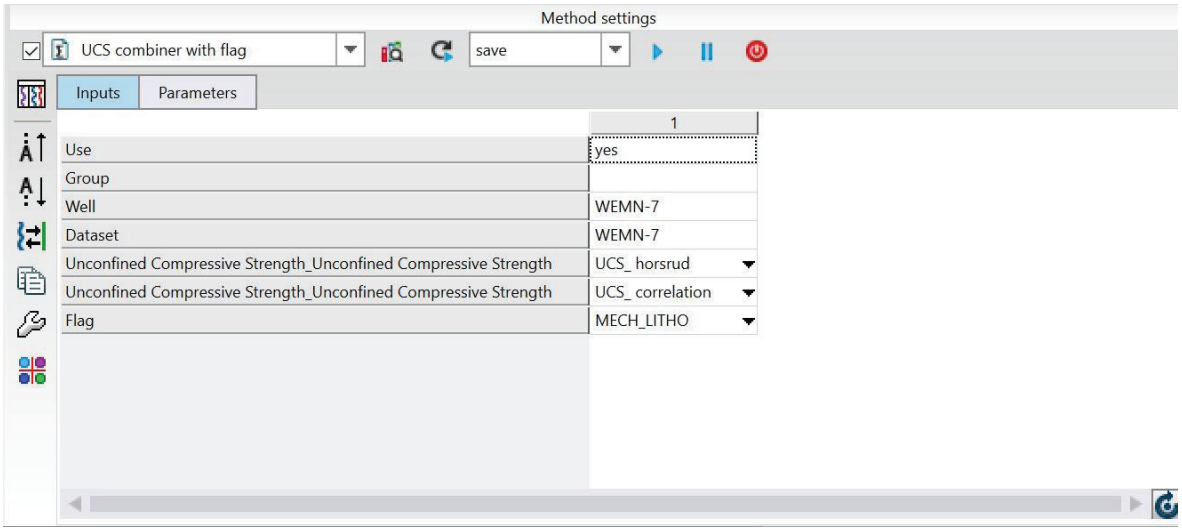
	Unit	G_REF_SAND	G_REF_SAND Unit	UCS_custom_a	UCS_custom_b	UCS_custom_c	UCS_custom_c Unit	UCS_custom_porc	UCS_custom_porc Unit
1		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
2		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
3		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
4		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
5		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
6		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
7		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
8		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
9		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
10		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
11		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3
12		40	GPa	5.4256	0.9047	300000	kPa	0.4	m3/m3

Annexe 4.10 : : Ajustement des paramètres de calcul de la résistance a la compression simple pour les sables (Partie 2)



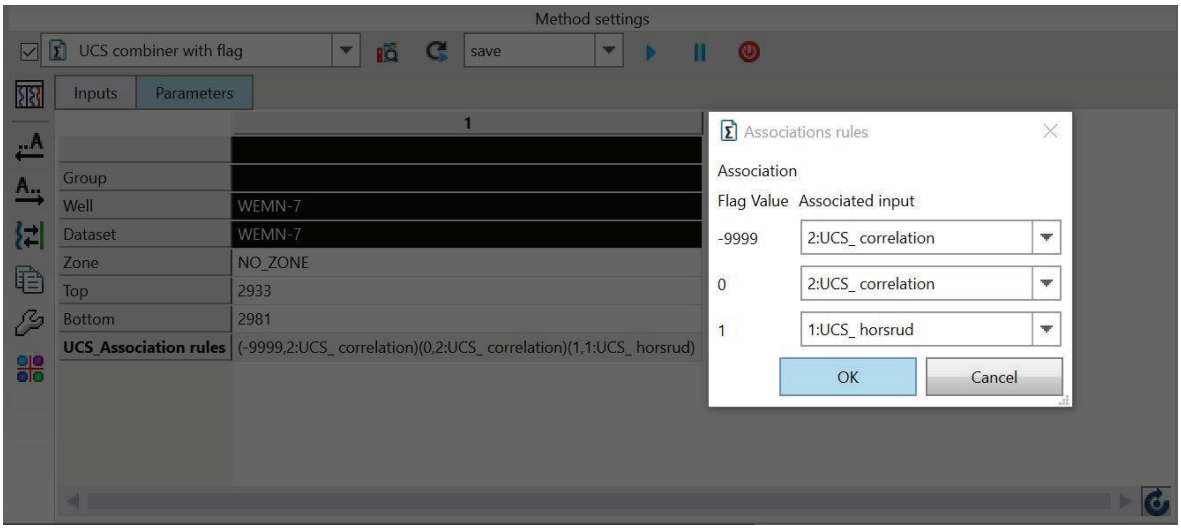
	Zone	Top	Bottom	Use_Template	UCS_method	G_REF_SHALE	G_REF_SHALE Unit	G_REF_SAND	G_RE
1	Trias carbonate	2933	2981	Yes	Shale - Horsrud (DTCO)	20	GPa	40	GPa
2	TAGI	2981	3067	Yes	Shale - Horsrud (DTCO)	20	GPa	40	GPa
3	VISEEN ARGILEUX	3067	3311	Yes	Shale - Horsrud (DTCO)	20	GPa	40	GPa
4	Upper RKF	3311	3504	Yes	Shale - Horsrud (DTCO)	20	GPa	40	GPa
5	Tournaisien F1A/F1B	3504	3599	Yes	Shale - Horsrud (DTCO)	20	GPa	40	GPa
6	Strunien F2	3599	3773	Yes	Shale - Horsrud (DTCO)	20	GPa	40	GPa
7	Fammenien	3773	4075	Yes	Shale - Horsrud (DTCO)	20	GPa	40	GPa
8	Frasnien	4075	4205	Yes	Shale - Horsrud (DTCO)	20	GPa	40	GPa
9	Givetie/Eifelien	4205	4337	Yes	Shale - Horsrud (DTCO)	20	GPa	40	GPa
10	Emsien	4337	4428	Yes	Shale - Horsrud (DTCO)	20	GPa	40	GPa
11	Siegenien	4428	4692	Yes	Sandstone - McNally (DTCO)	20	GPa	40	GPa
12	Gedinien	4692	4723.943	Yes	Sandstone - McNally (DTCO)	20	GPa	40	GPa

Annexe 4.11 : Sélection de la méthode de calcul de la résistance a la compression simple pour les argiles.

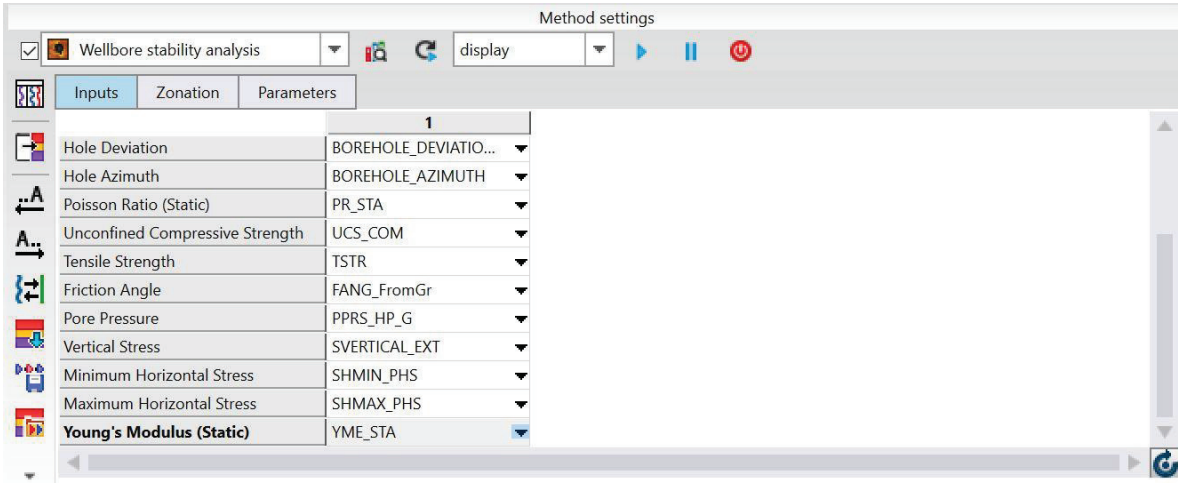


	1
Use	yes
Group	
Well	WEMN-7
Dataset	WEMN-7
Unconfined Compressive Strength_Unconfined Compressive Strength	UCS_ horsrud
Unconfined Compressive Strength_Unconfined Compressive Strength	UCS_ correlation
Flag	MECH_LITHO

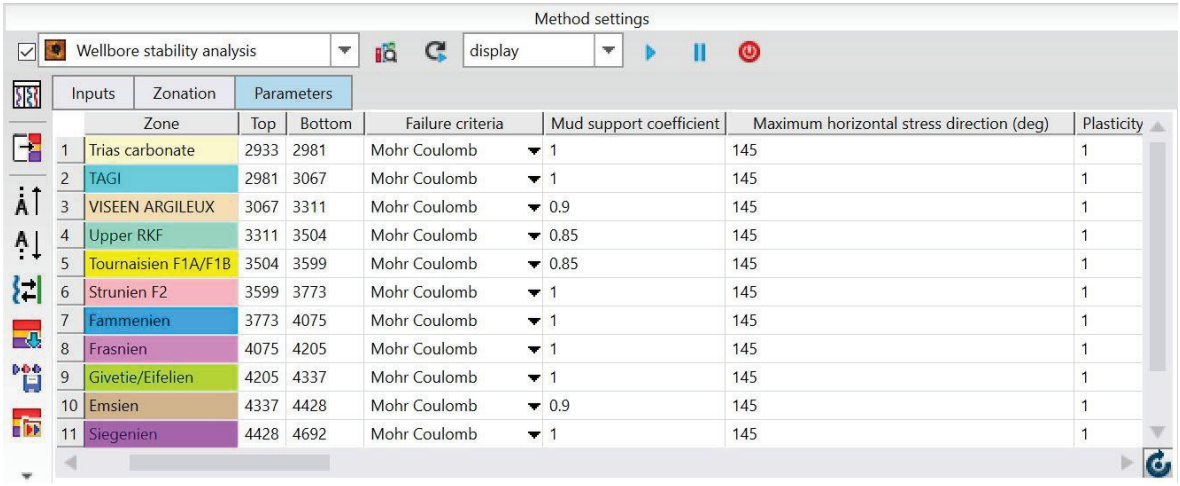
Annexe 4.12 : Données d'entrées pour la combinaison de la résistance à la compression des sables et des argiles.



Annexe 4.13 : Ajustement des paramètres de combinaison de la résistance à la compression simple

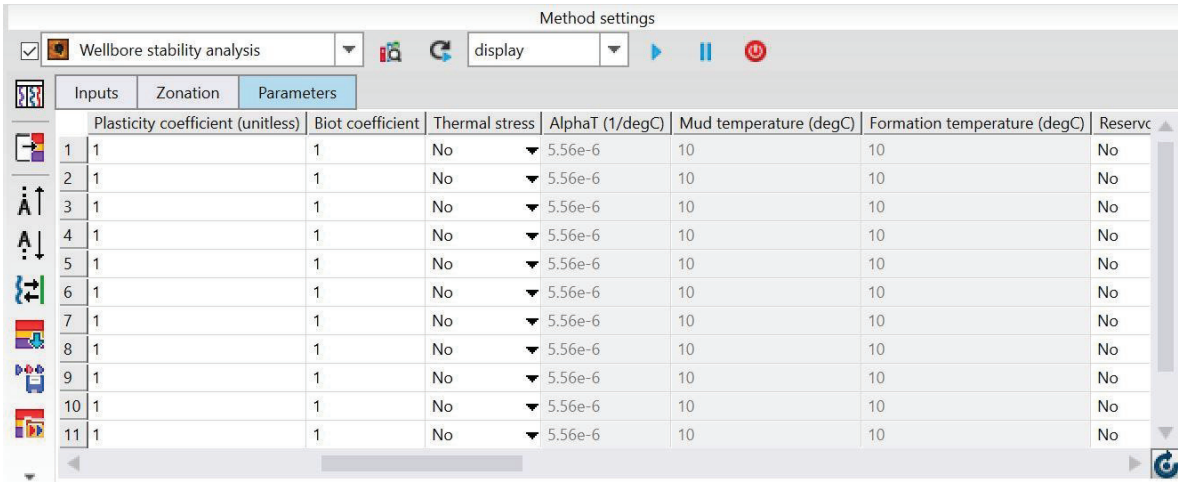


Annexe 4.14 : Paramètres d'entrées de l'analyse de stabilité



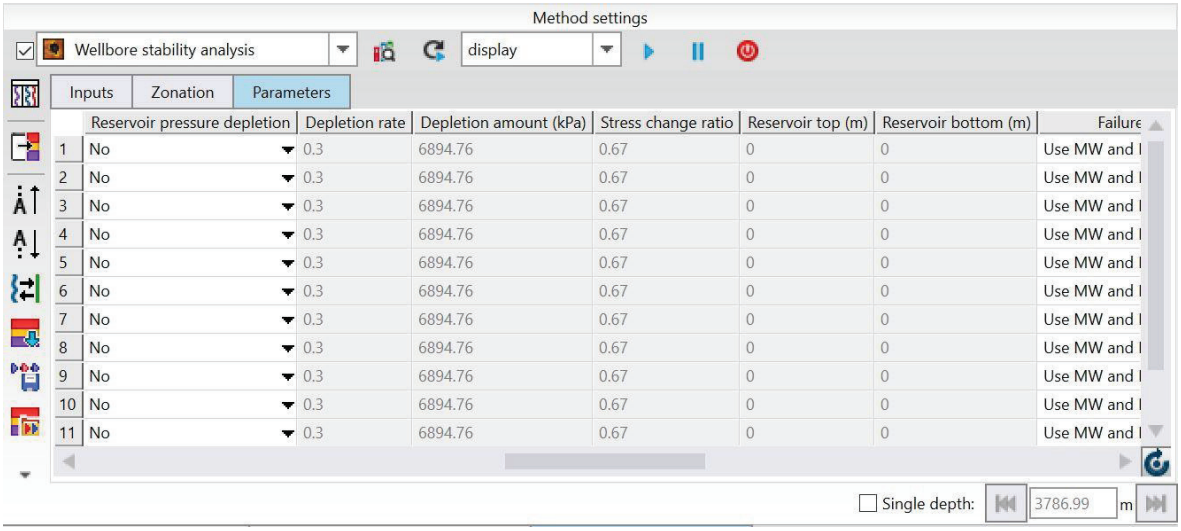
	Zone	Top	Bottom	Failure criteria	Mud support coefficient	Maximum horizontal stress direction (deg)	Plasticity
1	Trias carbonate	2933	2981	Mohr Coulomb	1	145	1
2	TAGI	2981	3067	Mohr Coulomb	1	145	1
3	VISEEN ARGILEUX	3067	3311	Mohr Coulomb	0.9	145	1
4	Upper RKF	3311	3504	Mohr Coulomb	0.85	145	1
5	Tournaisien F1A/F1B	3504	3599	Mohr Coulomb	0.85	145	1
6	Strunien F2	3599	3773	Mohr Coulomb	1	145	1
7	Fammenien	3773	4075	Mohr Coulomb	1	145	1
8	Frasnien	4075	4205	Mohr Coulomb	1	145	1
9	Givetie/Eifelien	4205	4337	Mohr Coulomb	1	145	1
10	Emsien	4337	4428	Mohr Coulomb	0.9	145	1
11	Siegenien	4428	4692	Mohr Coulomb	1	145	1

Annexe 4.15 : Ajustement des paramètres de l'analyse de la stabilité

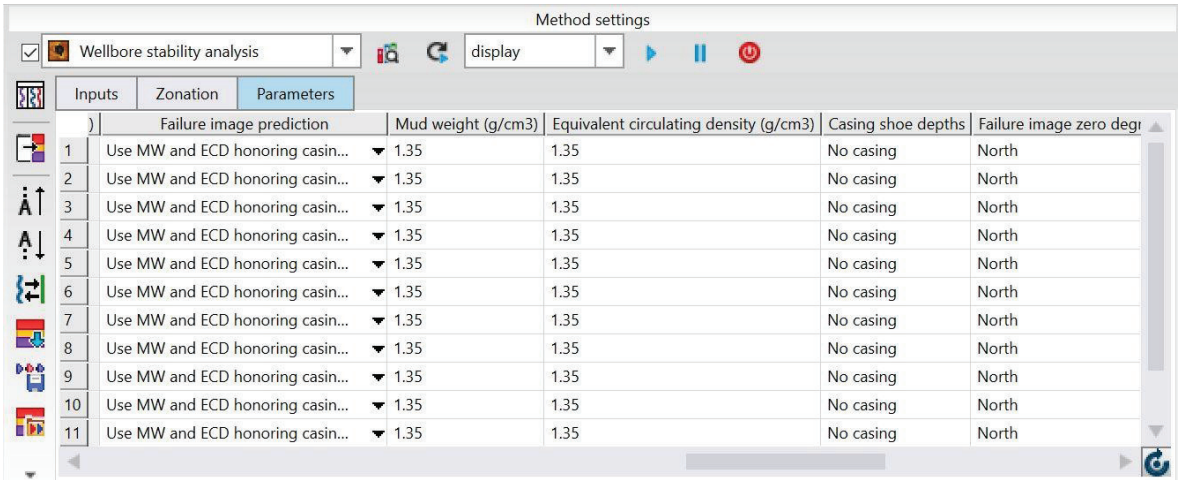


	Plasticity coefficient (unitless)	Biot coefficient	Thermal stress	AlphaT (1/degC)	Mud temperature (degC)	Formation temperature (degC)	Reservc
1	1	1	No	5.56e-6	10	10	No
2	1	1	No	5.56e-6	10	10	No
3	1	1	No	5.56e-6	10	10	No
4	1	1	No	5.56e-6	10	10	No
5	1	1	No	5.56e-6	10	10	No
6	1	1	No	5.56e-6	10	10	No
7	1	1	No	5.56e-6	10	10	No
8	1	1	No	5.56e-6	10	10	No
9	1	1	No	5.56e-6	10	10	No
10	1	1	No	5.56e-6	10	10	No
11	1	1	No	5.56e-6	10	10	No

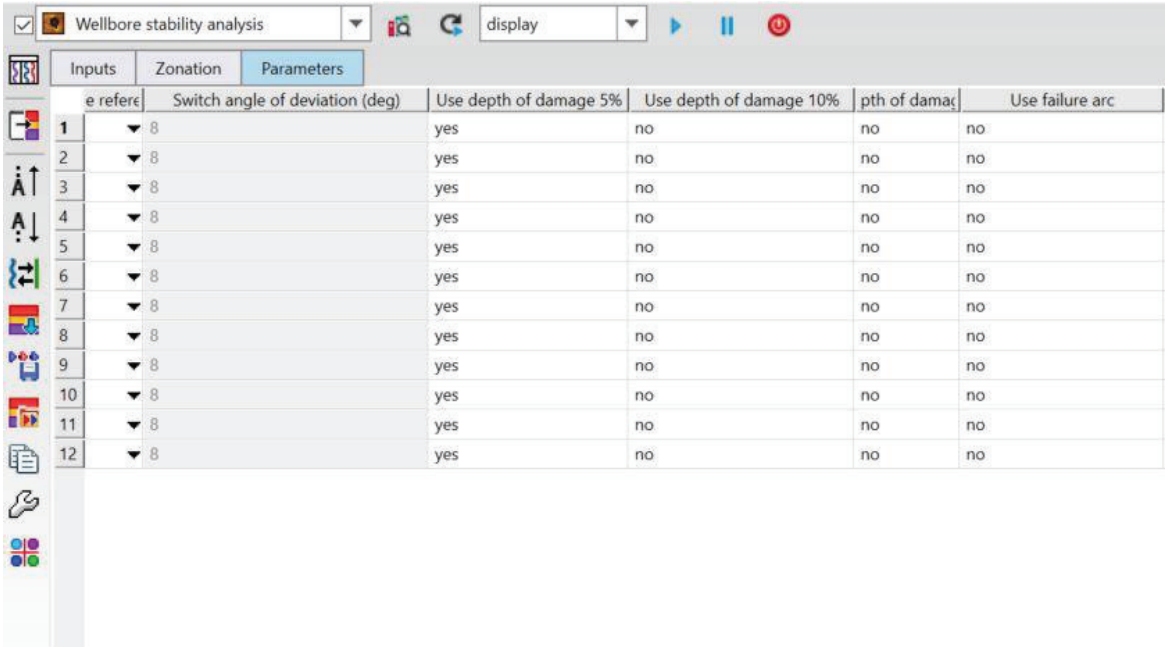
Annexe 4.16: Ajustement des paramètres de l'analyse de la stabilité (Partie 2)



Annexe 4.17: Ajustement des paramètres de l'analyse de la stabilité (Partie 3)

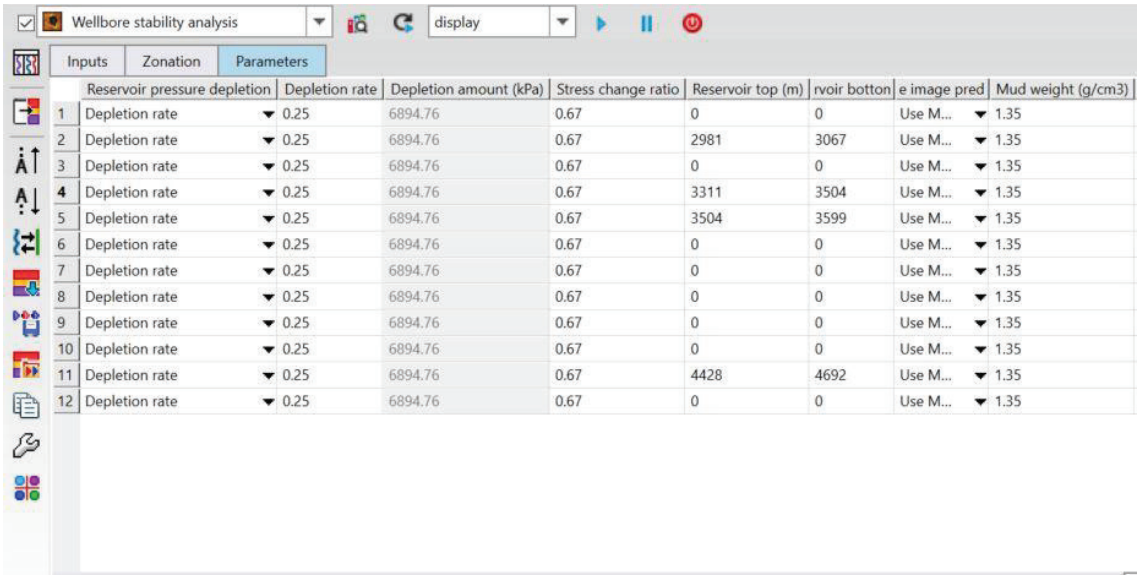


Annexe 4.18: Ajustement des paramètres de l'analyse de la stabilité (Partie 4)



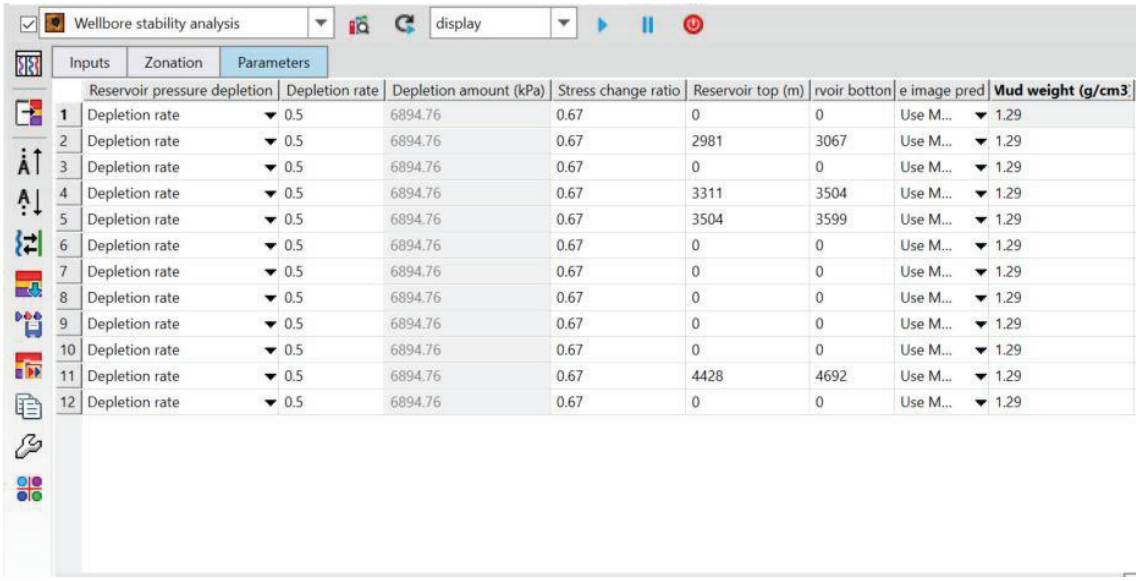
	e refere	Switch angle of deviation (deg)	Use depth of damage 5%	Use depth of damage 10%	pth of damag	Use failure arc
1		8	yes	no	no	no
2		8	yes	no	no	no
3		8	yes	no	no	no
4		8	yes	no	no	no
5		8	yes	no	no	no
6		8	yes	no	no	no
7		8	yes	no	no	no
8		8	yes	no	no	no
9		8	yes	no	no	no
10		8	yes	no	no	no
11		8	yes	no	no	no
12		8	yes	no	no	no

Annexe 4.19: Ajustement des paramètres de l'analyse de la stabilité (Partie 4)



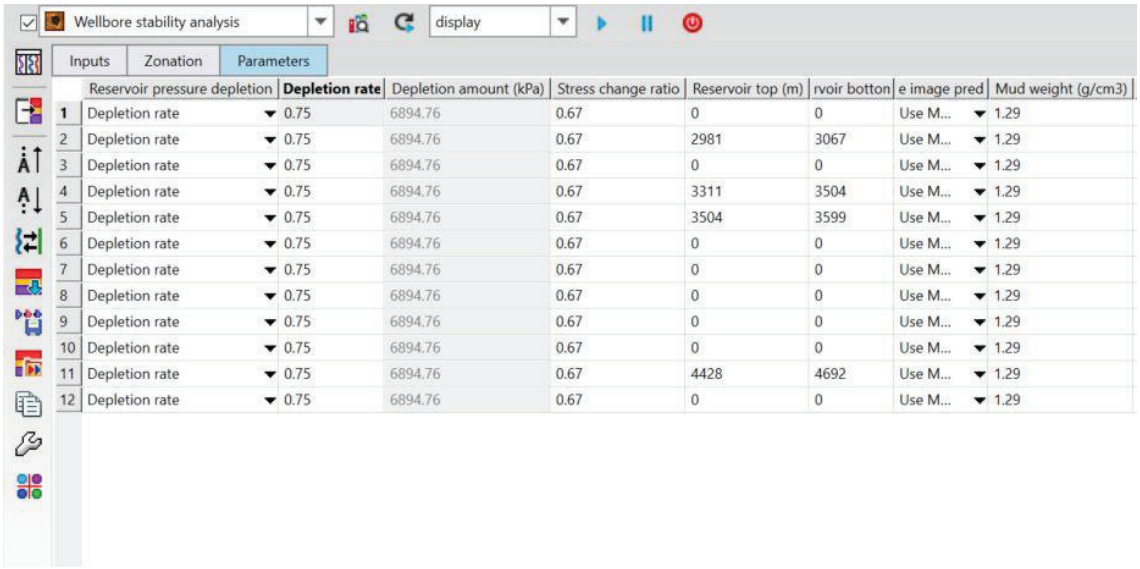
	Reservoir pressure depletion	Depletion rate	Depletion amount (kPa)	Stress change ratio	Reservoir top (m)	rvoir botton	e image pred	Mud weight (g/cm3)
1	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.35
2	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	2981	3067	Use M...	1.35
3	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.35
4	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	3311	3504	Use M...	1.35
5	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	3504	3599	Use M...	1.35
6	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.35
7	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.35
8	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.35
9	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.35
10	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.35
11	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	4428	4692	Use M...	1.35
12	Depletion rate	0.25	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.35

Annexe 4.20 : Simuler une déplétion a 25% du réservoir



	Reservoir pressure depletion	Depletion rate	Depletion amount (kPa)	Stress change ratio	Reservoir top (m)	rvoir botton	e image pred	Mud weight (g/cm3)
1	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
2	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	2981	3067	Use M...	1.29
3	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
4	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	3311	3504	Use M...	1.29
5	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	3504	3599	Use M...	1.29
6	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
7	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
8	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
9	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
10	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
11	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	4428	4692	Use M...	1.29
12	Depletion rate	0.5	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29

Annexe 4.21 : Simuler une déplétion à 50% du réservoir



	Reservoir pressure depletion	Depletion rate	Depletion amount (kPa)	Stress change ratio	Reservoir top (m)	rvoir botton	e image pred	Mud weight (g/cm3)
1	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
2	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	2981	3067	Use M...	1.29
3	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
4	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	3311	3504	Use M...	1.29
5	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	3504	3599	Use M...	1.29
6	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
7	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
8	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
9	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
10	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29
11	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	4428	4692	Use M...	1.29
12	Depletion rate	0.75	6894.76	0.67	0	0	Use M...	1.29

Annexe 4.22 : Simuler une déplétion à 75% du réservoir