

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



École Nationale Polytechnique

Département Génie Minier



PROJET DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du

Diplôme d'Ingénieur d'État en Génie Minier

Thème d'étude

*Étude de la fracturation hydraulique d'un réservoir
gréseux d'ordovicien dans le gisement de TRG pour la
production du gaz naturel -projet de Tinnert ,
BASSIN D'ILLIZI*

HAMDANE Sifeddine

BOUROUIS Chakib

Sous la direction de M. Larouci CHANANE

Présenté et soutenu publiquement le 03/07/2024

Composition du jury

Président	Pr. Sami YAHYAOUI	Professeur	ENP
Examineur	Pr. Rezki AKKAL	Professeur	ENP
Promoteur	M. Larouci CHANANE		ENP

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



École Nationale Polytechnique

Département Génie Minier



PROJET DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du

Diplôme d'Ingénieur d'État en Génie Minier

Thème d'étude

*Étude de la fracturation hydraulique d'un réservoir
gréseux d'ordovicien dans le gisement de TRG pour la
production du gaz naturel -projet de Tinnrert ,
BASSIN D'ILLIZI*

HAMDANE Sifeddine

BOUROUIS Chakib

Sous la direction de M. Larouci CHANANE

Présenté et soutenu publiquement le 03/07/2024

Composition du jury

Président	Pr. Sami YAHYAOUI	Professeur	ENP
Examineur	Pr. Rezki AKKAL	Professeur	ENP
Promoteur	M. Larouci CHANANE		ENP

ENP 2024

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier notre Dieu le Clément, le Tout-Puissant et Miséricordieux qui nous a donné la force et la patience pour accomplir ce modeste travail.

Nous avons eu l'honneur d'être parmi vos élèves et de bénéficier de vos riches enseignements. Vos qualités pédagogiques et humaines sont pour nous un modèle. Votre gentillesse, et votre disponibilité permanente ont toujours suscité notre admiration. Veuillez recevoir, Monsieur CHANANE Larouci, nos vifs remerciements pour le grand honneur que vous nous avez fait d'accepter l'encadrement de ce travail. Votre compétence, votre encadrement ont toujours suscité notre profond respect. Nous vous remercions pour votre accueil et vos conseils. Veuillez trouver l'expression de notre gratitude et notre grande estime.

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadrant Mr. CHANANE Larouci, ainsi que les membres du jury, le Prof. YAHIAOUI Sami et le Prof. AKKAL Rezki qui nous ont fait l'honneur d'avoir accepté de faire part de notre jury, et surtout d'examiner notre mémoire du projet de fin d'études.

Aussi, nous ne nous manquons pas de remercier tous les enseignants du département génie minier d'avoir consenti tous leurs louables efforts pour notre formation pendant les trois années de cursus de spécialité en génie minier.

Sans oublier bien sûr toutes les personnes qui nous ont aidé et contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.

Dédicaces

Je dédié ce travail :

À ma chère mère . Ce qui rend ma vie belle, c'est ta présence, ton audace, tes sourires et tes encouragements. Pour tout cela et bien plus, chère maman, merci infiniment.

À mon cher père .

À mes chers frères Ouadie, Ramzi et Amine , ainsi qu'à leurs épouses.

À mes chers neveux Adem , Rayan , Idriss , Ismaël et Djawed.

HAMDANE Sifeddine

Dédicace

À mes parents, Pour leur amour inconditionnel, leur soutien constant et leurs encouragements infatigables.

Merci de m'avoir toujours inspiré et de m'avoir donné les moyens de poursuivre mes rêves.

À mes grands-parents, Pour leur sagesse, leur amour et leurs prières. Votre présence bienveillante et vos histoires ont été une source de motivation et de réconfort.

À ma tante, Pour sa générosité, son écoute et ses précieux conseils. Merci d'avoir été un pilier de soutien tout au long de mon parcours académique.

À mon frère, Pour sa complicité, ses encouragements et sa présence rassurante. Merci d'avoir partagé avec moi les joies et les défis de ce voyage.

À ma famille, Pour leur amour et leur soutien inébranlables. Vous êtes ma force et ma source de motivation quotidienne.

À mes amis, Pour leur amitié sincère, leur compréhension et leurs encouragements. Merci d'avoir été là pour partager les moments de doute et de succès.

BOUROUIS Chakib

ملخص

يساهم التكسير الهيدروليكي بشكل كبير في إنتاج الهيدروكربونات من الخزانات غير التقليدية، كما أنه يوفر قيمة مضافة كبيرة في العديد من المشاريع التي يتم تنفيذها على خزانات النفط والغاز التقليدية. تتناول هذه الأطروحة بئر استكشاف على اليابسة يقع في منطقة تين هرت، في حوض إليزي بجنوب شرق الجزائر. وقد أكدت معطيات البئر وجود الغاز ومكثفات الغاز في الحجم المتوقعة، ولكن بسبب انخفاض نفاذية الخزان، لم يكن من الممكن الإنتاج بطريقة اقتصادية. تم اتخاذ قرار تحسين الإنتاج من خلال تنفيذ تحفيز بواسطة التكسير الهيدروليكي. وقد أدت هذه العملية إلى استئناف المشروع بنجاح، والذي لم تكن نتائجه الأولية غير المرضية تسمح بوضع البئر في الإنتاج.

سيتم تحليل كل جزء من أجزاء المشروع لتحديد وتحسين جميع جوانبه الممكنة. سيتم التركيز على جزء التكسير الهيدروليكي من المشروع وعلى تقييم أداء الإنتاج المتوقع مقارنةً بما تم الحصول عليه خلال اختبارات الضغط.

الكلمات المفتاحية: تنهيرت، الأوردوفيشي، الخصائص البتروفيزيائية، التكسير الهيدروليكي، الجيوميكانيكا، الغاز

Abstract

Hydraulic fracturing, makes a major contribution to the production of hydrocarbons from unconventional reservoirs, also offers great added value in many projects carried out on conventional oil and gas reservoirs. The research work in this thesis focuses on an onshore well located at Tinhert, in the Illizi Basin, south-east Algeria. Data from the well confirmed the existence of gas and gas condensate in the expected volumes, but due to the low permeability of the reservoir, it was not possible to produce in an economically viable way. For this reason, the decision was taken to improve production by implementing stimulation through hydraulic fracturing. This operation led to a successful resumption of the project, whose initial unsatisfactory results did not allow the well to be put into production.

Each part of our Final Year Project will be finely analyzed in order to identify and improve all possible aspects giving a plus to this research theme. The main focus will be on - the hydraulic fracturing part of the TRG project and - the evaluation of expected production performance, compared with that obtained in previous hydraulic fracturing tests.

Keywords: Tinhert, Ordovician, petrophysical properties, hydraulic fracturing, geomechanics, gas.

Résumé

La fracturation hydraulique contribue largement à la production d'hydrocarbures à partir de réservoirs non conventionnels, Elle offre également une grande valeur ajoutée dans de nombreux projets menés sur des réservoirs conventionnels de pétrole et de gaz. Le travail de recherche de ce mémoire se penche sur un puits onshore situé à Tinhert, dans le bassin d'Illizi, au Sud-Est d'Algérie. Les données du puits ont confirmé l'existence de gaz et de condensat de gaz dans les volumes prévus, mais en raison de la faible perméabilité du réservoir, il n'a pas été possible de produire de manière économiquement viable. C'est la raison pour laquelle, la décision a été prise pour améliorer la production en mettant en œuvre une stimulation par fracturation hydraulique. Cette opération a permis une reprise bien réussie du projet, dont les résultats initiaux insatisfaisants ne permettaient pas une mise en production du puits.

Chaque partie de notre Projet de Fin d'Etudes sera finement analysée afin d'identifier et d'améliorer tous les aspects possibles donnant un plus à cette thématique de recherche. L'accent sera mis fondamentalement sur - la partie de la fracturation hydraulique relative au projet du gisement de TRG et sur - l'évaluation des performances de production attendues, comparées à celles obtenues lors des tests de fracturation hydraulique précédents.

Mots-clés : Tinhert , Ordovicien , Propriétés pétrophysique , fracuration hydraulique ,géomécanique, gaz.

Table des matières

Abréviation

Liste des figures

Liste des tableaux

INTRODUCTION

1. INTRODUCTION GENERALE	18
---------------------------------------	-----------

Chapitre 01 : CADRE GEOGRAPHIQUE ET CONTEXTE GEOLOGIQUE DE LA ZONE D'ETUDE

1. INTRODUCTION	21
2. BASSIN D'ILLIZI	21
2.1. GENERALITES SUR LE BASSIN D'ILLIZI	21
2.2. SITUATION GEOGRAPHIQUE	21
2.3. APERÇU ET CONTEXTE GEOLOGIQUE SUR LE BASSIN D'ILLIZI	22
2.4. LA LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN D'ILLIZI	23
2.4.1. LE PALEOZOÏQUE	23
2.4.2. FORMATIONS MESOZOÏQUES	26
2.4.3. LES FORMATIONS CENOZOÏQUES	26
2.5. UN APERÇU STRUCTURAL	29
2.6. LES PRINCIPAUX ELEMENTS STRUCTURAUX DU BASSIN D'ILLIZI	35
2.7. LE SYSTEME PETROLIER	37
2.7.1. LES ROCHES MERES	37
2.7.2. LES ROCHES RESERVOIRS	37
2.7.3. LES ROCHES COUVERTURES	37
2.7.4. LES PIEGES	38
3. ZONE D'ETUDE	39
3.1. SITUATION GEOGRAPHIQUE	39
3.2. LOCALISATION DES PUIITS	39
3.2.1. POSITIONNEMENT GEOGRAPHIQUE DE TRG-2	39
3.2.2. COORDONNEES GEOGRAPHIQUES	40
3.2.3. ALTITUDE	40
3.2.4. POSITIONNEMENT GEOGRAPHIQUE DE TRG-3	40
3.2.5. COORDONNEES GEOGRAPHIQUES	40
3.2.6. COORDONNEES UTM	40
3.2.7. ALTITUDES	40
3.3. APERÇU LITHO-STRATIGRAPHIQUE	40
3.3.1. LE MESOZOÏQUE	41
3.3.2. LE PALEOZOÏQUE	41

Chapitre 02 : Propriétés pétrophysiques

1.	INTRODUCTION.....	46
2.	STRUCTURE ROCHEUSE	46
2.1.	MATRICE ROCHEUSE.....	47
2.2.	SCHISTE (SHALE).....	47
2.2.1.	ARGILES STRUCTURALES.....	48
2.2.2.	ARGILES LAMINEES.....	48
2.2.3.	ARGILES DISPERSEES.....	48
2.3.	LES FLUIDES.....	48
3.	LES PARAMETRES PETROPHYSIQUES.....	49
3.1.	POROSITE (Φ).....	49
3.1.1.	CLASSIFICATION DE LA POROSITE	50
3.1.2.	LES FACTEURS QUI DETERMINENT L'IMPORTANCE DE LA POROSITE.....	52
3.1.3.	METHODES DE MESURE DES DIFFERENTES POROSITES	53
3.2.	LA PERMEABILITE (K).....	58
3.2.1.	TYPE DE PERMEABILITE.....	58
3.2.2.	METHODES DE MESURE DE LA PERMEABILITE.....	60
3.2.3.	LA RELATION ENTRE PERMEABILITE ET POROSITE	64
3.3.	LA RESISTIVITE (R).....	64
3.3.1.	DETERMINATION DE LA RESISTIVITE DE LA FORMATION (RT).....	65
3.3.2.	DETERMINATION DE LA RESISTIVITE DE L'EAU DE FORMATION (RW).....	65
3.4.	LA SATURATION (S).....	65
3.4.1.	ESTIMATION DE LA SATURATION EN HYDROCARBURES.....	65

Chapitre 03 : La fracturation hydraulique

1.	INTRODUCTION.....	70
1.1.	DEFINITION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	70
1.2.	LES APPLICATIONS DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	71
1.3.	MODE D'EMPLOI -DOMAINE D'APPLICATION -.....	71
1.4.	ÉTAPES CLES DU PRINCIPE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	72
2.	ÉQUIPEMENT DE FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	74
3.	NOTION DE BASE SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	76
3.1.	PROPRIETES MECANIQUES DES ROCHES.....	76
3.1.1.	MODULE DE YOUNG DYNAMIQUE (E).....	76
3.1.2.	COEFFICIENT DE POISSON (θ).....	76
3.1.3.	LE MODULE VOLUMETRIQUE (K).....	76
3.1.4.	RESILIENCE A LA FRACTURE.....	77

3.1.5.	LES CONTRAINTES (Σ)	77
3.1.6.	FUITE DE FLUIDE ET EFFICACITE DU FLUIDE	78
3.2.	LA FRACTURE	78
3.2.1.	GEOMETRIE DE LA FRACTURE	79
3.2.2.	CONDUCTIVITE ADIMENSIONNELLE DE LA FRACTURE	80
3.3.	LES FLUIDES UTILISES POUR LE PROCESSUS DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	80
3.3.1.	FLUIDE DE FRACTURATION -PAD-	80
3.3.2.	AGENT DE SOUTENEMENT « PROPPANT »	81
3.3.3.	LES ADDITIFS (PRODUITS CHIMIQUES)	83
3.4.	LES DIFFERENTES PRESSIONS EXERCEES LORS DE L'OPERATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE 84	
4.	PROCESSUS DE L'OPERATION FRACTURATION HYDRAULIQUE	88
4.1.	PHASE 1 : EVALUATION PREALABLE A LA FRACTURATION	88
4.1.1.	RAPPORTS ET NOTIFICATIONS	89
4.2.	PHASE 2 : ACTIVITES SUR SITE	89
4.2.1.	INSTALLATION DU SITE	89
4.2.2.	PERFORATION	89
4.3.	PHASE 3 : DEROULEMENT DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	90
4.3.1.	TEST D'INJECTIVITE	90
4.3.2.	ESSAIS MINI FRAC (DATA FRAC, SHADOW FRAC)	90
4.3.3.	FRACTURATION HYDRAULIQUE PROPREMENT DITE (MAIN FRAC)	92
Chapitre 04 : Mesures diagraphiques		
1.	INTRODUCTION	95
2.	DEFINITION	95
3.	NOTION D'ACQUISITION	96
3.1.	LABORATOIRE D'ENREGISTREMENT	96
3.2.	DISPOSITIF DE MESURE	96
3.3.	TRANSMISSION DES MESURES	97
3.4.	LA BOUE DE FORAGE	97
3.5.	FILTRAT DE BOUE	97
3.6.	GATEAU DE BOUE (MUD CAKE)	97
3.7.	TEMPERATURE ET PRESSION	97
3.8.	L'ESPACEMENT	97
3.9.	L'INVASION	97
4.	DIAGRAPHIE DIFFEREE	98
4.1.	CALIPER	98
4.1.1.	APPLICATIONS	98
4.1.2.	PRINCIPE DE MESURE	98
4.1.3.	INTERPRETATION	99

4.2..	DIAGRAPHIE DE RADIOACTIVITE NATURELLE (GAMMA RAY)	100
4.2.1.	APPLICATION	100
4.2.2.	PRINCIPE DE MESURE	100
4.2.3.	INTERPRETATION	101
4.3.	DIAGRAPHIE DE DENSITE	102
4.3.1.	APPLICATIONS	102
4.3.2.	PRINCIPE DE MESURE	102
4.3.3.	INTERPRETATION	103
4.4.	DIAGRAPHIE DE RESISTIVITE	104
4.4.1.	APPLICATIONS	104
4.4.2.	PRINCIPE DE MESURE	104
4.4.3.	INTERPRETATION	105
4.5.	DIAGRAPHIE DE NEUTRON	106
4.5.1.	APPLICATIONS	106
4.5.2.	PRINCIPE DE MESURE	107
4.5.3.	INTERPRETATION	107
4.6.	DIAGRAPHIE SONIQUE	108
4.6.1.	APPLICATIONS	108
4.6.2.	PRINCIPE DE MESURE	108
4.6.3.	INTERPRETATION	109
4.6.4.	OPERATIONS DE DIAGRAPHIE	110

Chapitre 05 : Logiciels utilisés

1.	GENERALITES SUR LA PLATEFORME TECHLOG	112
1.1.	DEFINITION	112
1.2.	HISTORIQUE DU TECHLOG	112
1.3.	OBJECTIF DU TECHLOG	112
1.4.	LA BASE DE DONNEES DU «TECHLOG»	113
1.5.	CHARGEMENT DES DONNEES	113
1.6.	SYSTEMES DU TECHLOG	114
2.	ÉTAPES DE CALCUL DES PARAMETRES PETRO PHYSIQUES PAR LE LOGICIEL TECHLOG	114
2.1.	INTERPRETATION QUALITATIVE	114
2.1.1.	LES ETAPES DE L'INTERPRETATION QUALITATIVE	114
2.1.2.	CALCUL DU VOLUME D'ARGILE	115
2.1.3.	CALCULE DE POROSITE PAR LE TECHLOG	116
2.1.4.	LE CALCUL DE LA SATURATION EN EAU (WATER SATURATION) A L'AIDE DE TECHLOG	116
2.1.5.	LE CALCUL DE LA PERMEABILITE (PERMEABILITY) A L'AIDE DE TECHLOG	118
2.2.	INTERPRETATION QUANTITATIVE	119
3.	GENERALITES SUR LA PLATEFORME FRACPRO	119
3.1.	UNE DESCRIPTION DE FRACPRO	119

3.2.	<i>LE DOMAINE D'UTILISATION</i>	119
4.	<i>FRACPRO DESTINE A LA FRACTURATION HYDRAULIQUE</i>	120
5.	<i>OUTILS DE DIAGNOSTIC ENTIEREMENT INTEGRES</i>	120

Chapitre 06 : Etude de cas – Evaluation pétrophysique et géomécanique-

1.	<i>INTRODUCTION</i>	123
2.	<i>TRG-2</i>	125
2.1.	<i>ARCHITECTURE DE PUIITS</i>	125
2.2.	<i>ACHEVEMENT DE PUIITS (COMPLETION DE PUIITS)</i>	126
2.3.	<i>QUALITE DE CIMENTATION</i>	127
2.3.1.	<i>INSTALLATION ET TEST DE LA TETE DE CIMENTATION</i>	127
2.3.2.	<i>OPERATIONS DE CIMENTATION</i>	127
2.3.3.	<i>DEPLACEMENT</i>	127
2.3.4.	<i>OBSERVATIONS</i>	128
2.3.5.	<i>CBL (CEMENT BOND LOG)</i>	128
2.4.	<i>ÉVALUATION DES PARAMETRES PETRO PHYSIQUES A PARTIR DES DIAGRAPHIES</i>	129
2.4.1.	<i>LES DIAGRAPHIES ENREGISTRES</i>	129
2.4.2.	<i>LES ETAPES D'INTERPRETATION DES DIAGRAPHIES</i>	130
2.5.	<i>ÉVALUATION GEOMECANIQUE</i>	145
2.5.1.	<i>DONNEES DISPONIBLES POUR LA CARACTERISATION GEOMECANIQUE</i>	145
2.5.2.	<i>LES ETAPES D'INTERPRETATION</i>	145
2.5.3.	<i>CONCLUSION PARTIELLE</i>	152
3.	<i>TRG3</i>	153
3.1.	<i>ARCHITECTURE DE PUIITS</i>	153
3.2.	<i>ÉVALUATION DES PARAMETRES PETRO PHYSIQUES A PARTIR DES DIAGRAPHIES</i>	154
3.2.1.	<i>IDENTIFICATION DE LA LITHOLOGIE D'APRES LES DIAGRAPHIES</i>	154
3.2.2.	<i>LE CHOIX DE GAMMA RAY DE CUT-OFF</i>	154
3.2.3.	<i>INTERPRETATION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUE</i>	155
3.2.4.	<i>CONCLUSION</i>	156
3.3.	<i>ÉVALUATION GEOMECANIQUE</i>	156
3.3.1.	<i>DONNEES DISPONIBLES POUR LA CARACTERISATION GEOMECANIQUE</i>	156
3.3.2.	<i>LES ETAPES D'INTERPRETATION</i>	157
3.3.3.	<i>CONCLUSION PARTIELLE</i>	162

Chapitre 07 : Etude de cas - Fracturation hydraulique-

1.	<i>OPERATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE TRG2</i>	164
1.1.	<i>PERFORATION</i>	164
1.2.	<i>DESIGN FRAC</i>	164
1.3.	<i>TEST D'INJECTIVITE (BREAK DOWN TEST)</i>	166

1.4.	<i>DATA FRAC</i>	169
1.5.	<i>POST FRAC – THERMOLOG</i>	171
1.6.	<i>RECONCEVOIR DU MODELE DE FRACTURATION (REDESIGN FRAC)</i>	173
1.7.	<i>MAIN FRAC</i>	174
1.8.	<i>CONCLUSION PARTIELLE -TRG2-</i>	175
2.	<i>OPERATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE TRG3</i>	176
2.1.	<i>DEROULEMENT DE L’OPERATION</i>	176
2.2.	<i>LA ZONE CHOISI POUR LA PERFORATION</i>	176
2.3.	<i>DESIGNE FRAC</i>	176
2.4.	<i>TEST D’INJECTIVITE</i>	178
2.5.	<i>DATA-FRAC (MINI FRAC)</i>	180
2.6.	<i>POST- DATAFRAC THERMOLOG</i>	182
2.7.	<i>PRESSURE MATCH</i>	183
2.8.	<i>REDESIGNE DE TRAITEMENT PRINCIPALE</i>	184
2.9.	<i>MAIN FRAC</i>	185
2.10.	<i>CONCLUSION PARTIELLE -TRG3-</i>	186
1.	<i>CONCLUSION GENERALE</i>	188
 Bibliographie		
1.	<i>BIBLIOGRAPHIE</i>	191

Abréviation

Abréviation	Signification	Abréviation	Signification
UTM	Universal Transverse Mercator	MeV	Mégaélectronvolt
API	American Petroleum Institute	min	minimum (ou minimale)
bbl	Baril (1bbl = 158,987 litres)	moy	moyen (ou moyenne)
BHISIP	Pression instantanée de fermeture de fond	Rt	Résistivité de la formation
ISIP	Pression instantanée de fermeture	p_{si}	Pounds-force per square inch
SISIP	Pression instantanée de fermeture de surface	p_{pa}	Proppant added per gallon
bpm	Baril par minute	P_{net}	Pression nette
CBL	cement Bond log	P_{cl}	Pression de fermeture
DTC	Temps de transit de l'onde sonique compressive	R_w	Résistivité de l'eau de formation
DTS	Temps de transit de l'onde sonique cisailante	sh	Argile
E	Module de Young	S_w	Saturation en Eau
E_{dyn}	Module de Young Dynamique	TST	Cortège transgressif
E_{stat}	Module de Young Statique	V_{sh}	Volume d'argile
f	fluide (ou boue)	σ_h	Contrainte Minimale Horizontale
FG	Gradient de fracturation	σ_H	Contrainte Maximale Horizontale
Frac	Fracturation Hydraulique	σ_v	Contrainte Verticale
ft	feet (1ft = 0,304 m)	Φ	Porosité
G	Module de cisaillement	Φ_d	Porosité de densité
Gal	Gallon (1Gal = 3,785 litres)	Φ_n	Porosité neutron
GR	Gamma Ray	Φ_s	Porosité sonique
h	profondeur	Φ_u	Porosité utile
k	Perméabilité	ρ	Densité
K	Bulk Modulus	ρ_b	Densité globale
lbs	Pounds (1pound = 0,454 kg)	"	Pouce (1" = 2,45 cm)
ma	matrice		

Liste des figures

Chapitre 01 : CADRE GEOGRAPHIQUE ET CONTEXTE GEOLOGIQUE DE LA ZONE D'ETUDE

- Figure 2-1-Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie. (wec 2007)
Figure 2-2-Colonne stratigraphique synthétique du bassin d'Illizi (Doc. SH in Lakrib Malia, 2020)
Figure 2-3-Coupe géologique sud/nord du bassin d'Illizi. (wec 2007)
Figure 2-4-Les principaux domaines tectoniques régionaux et l'architecture stratigraphique de la région de Maghreb (S. Galeazzi et al, 2003)
Figure 2-5-Phases tectoniques majeures ayant affecté le Sahara central (Boujemâa, 1987)
Figure 2-6-Esquisse structurale schématique de la synclise Est Algérienne. (Benhadouche et Farourou , 2013)
Figure 2-7-Répartition des gisements d'hydrocarbures et des roches mères dans le bassin d'Illizi, depuis le (WEC, 2007, modifiée in Lakrib 2020)
Figure 2-8-La colonne litho-stratigraphique et le système pétrolier du bassin d'Illizi (Amoumen et Mahdjoubi, 2019).
Figure 3-1-Représente la situation géographique du champ TINRHERT (Document Sonatrach ,2015)
Figure 3-2-litho-stratigraphique de TRG-2 et TRG-3 (document Sonatrach ,2015)

Chapitre 02 : Propriétés pétrophysiques

- Figure 2-1-(haut) Formation sans argile, (bas) formation argileuse (Document sonatrach -formation evaluation based on logging data -2017)
Figure 2-2- Mode de répartition des types d'argiles (gris) dans la roche (Document Schlumberger , 2013)
Figure 2-3-mouvement d'une goutte d'huile à travers un pore dans une roche (Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties second edition Abhijit Y. Dandekar (2013)
Figure 3-1-description d'un milieu poreux saturé par la phase fluide (Salma BARBOURA - 2018)
Figure 3-2-La relation entre la porosité et l'arrangement des grains(Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties second edition Abhijit Y. Dandekar (2013)
Figure 3-3-type de porosités trouvées dans un réservoir de grès(SEDIMENTARY PETROLOGY: An Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks Maurice E. Tucker 1981)
Figure 3-4-Différentes types de pore (Les milieux poreux en ingénierie de réservoir -Edition: The little corner of porous media - Chapter: Introduction)
Figure 3-5-empilement cubique (à gauche) et rhomboédrique (à droite) de grains sphériques(Petrophysics - Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012)
Figure 3-6-Collection de (a) grains de sable de tailles et formes différentes et (b) sphères illustrant un empilement cubique de trois tailles de grains(Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012)
Figure 3-7-un prosimètre à mercure- Formation Evaluation MSc Course Notes -chapitre 5-2007-
Figure 3-8- Schéma explicatif de mesure et de l'outil de la porosité sonique -(Schlumberger , 2009)
Figure 3-9-Effets des(A: gros grains plats; B : gros grains arrondis; C : petits grains irréguliers)sur la perméabilité (Document sonatrach , 2015)
Figure 3-10- l'état de distribution de la structure des pores de la roche(Schlumberger,2014)
Figure 3-11-échantillon de carotte (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012.)
Figure 3-12-Diagramme de flux schématique d'un perméamétrie Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties second edition Abhijit Y. Dandekar (2013)
Figure 3-13-Drill stem test (dst) (Bourdet , 2001)
Figure 3-14-MDT-Schlumberger-2020-
Figure 3-15-Saturation en phase-eau et en phase-huile(Schlumberger ,2020)
Figure 3-16-Résistivité de R_w et R_o (Schlumberger , 2020)
Figure 3-17-Résistivité d'eau de formation (R_w) en rapport avec $R_t = R_o$ et $R_t > R_o$ (Schlumberger , 2020)

Chapitre 03 : La fracturation hydraulique

Figure 1-1-Fracturation hydraulique: création de fissures dans la roche (Document Sonatrach , 2013)

Figure 1-2-Fracturation hydraulique (doit d'auteur © US EPA 2011)

Figure 1-3-Un schéma pour montrer la disposition de l'équipement dans les traitements de fracturation hydraulique des puits (Boyun Guo, 2007).

Figure 1-4-Un schéma pour montrer la procédure des traitements de fracturation hydraulique des puits de gaz (Boyun Guo, 2007).

Figure 2-1-les équipements typiquement utilisés lors d'une opération de fracturation hydraulique (SLB ,2014)

Figure 2-2-Schéma des équipement de surface de la fracturation hydraulique (Schlumberger , 2015)

Figure 3-1-Contraintes in-situ et propagation de la fracture hydraulique (Nolen, Hoekesema, R 2013).

Figure 3-2-Géométrie de la fracture (document Sonatrach 2015)

Figure 3-3-Forme et orientation de la fracture suivant les contraintes (document Sonatrach 2015)

Figure 3-4-La composition du fluide de fracturation (Hydraulic Fracturing Michael Berry Smith Carl T. Montgomery)

Figure 3-5-Le proppant dans la fracturation hydraulique (SLB , 2017)

Figure 3-6-Composition du proppant et son Évolution (HOSS BELYADI CONSOL Energy Inc - HYDRAULIC FRACTURING IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS 2010)

Figure 3-7-La composition de l'additive (Document Sonatrach, 2014)

Figure 3-8-Diagramme de pression (document Schlumberger ,2010)

Figure 3-9-Schéma explicatif des différentes pressions exercées lors de l'opération de la fracturation hydraulique(Sonatrach , 2015)

Figure 4-1-Programme d'injection de proppant pour une conception typique de fracturation (Montgomery et Smith, Hydraulic Fracturing, 2015)

Chapitre 04 : Mesures diagraphiques

Figure 3 -1-Intérieur d'une unité de diagraphie . Elle contrôle tout, même le déplacement de l'outil (SLB , 2020).

Figure 3-2-Profil d'invasion de boue de forage (SLB,2017)

Figure 4-1-Sonde utilisée pour mesurer l'épaisseur avec des tampons de mesure à électrodes multiples sur les bras.(CALIPER)-SLB , 2017-

Figure 4-2-Outil de mesure de Gamma ray (Document Sonatrach 2023)

Figure 4-3-Exemple d'un log de GR((Document Sonatrach 2023)

Figure 4-4-outil de mesure de densité de formation ((Document Sonatrach 2023)

Figure 4-5-Exemple d'un log de densité de formation(Document Sonatrach 2023)

Figure 4-6-Outil de mesure de résistivité(Document Sonatrach 2023)

Figure 4-7-L'outil de mesure de la résistivité(Document Sonatrach 2023)

Figure 4-8-Mesure de résistivité (document sonatrach 2023)

Figure 4-9-Outil de mesure de porosité de neutron (Document Sonatrach 2023)

Figure 4-10-Exemple 1 d'un log de neutron(Document Sonatrach 2023)

Figure 4-11-Exemple 2 d'un log de neutron et de densité(Document Sonatrach 2023)

Figure 4-12-Outil de mesure de diagraphie sonique(Document Sonatrach 2023)

Figure 4-13-Exemple d'un log sonique(Document Sonatrach 2023)

Chapitre 05 : Logiciels utilisés

FIGURE 1-1-LE LOGO DE LOGICIEL (TECHLOG MANUEL,2010) TECHLOG.

FIGURE 1-2-CHARGEMENT DES DONNES DANS LE TECHLOG (TRAVAILLE PERSONNEL)

FIGURE 2-1-CALCULE DE VOLUME D'ARGILE SUR LE LOGICIEL TECHLOG (TRAVAILLE PERSONNEL)

FIGURE 2-2-CALCULE DE LA POROSITE ET LA SATURATION AL'AIDE DE LOGICIEL TECHLOG (TRAVAILLE PERSONNEL)

FIGURE 2-3-CALCULE DE LA PERMEABILITE SUR TECHLOG (TRAVAILLE PERSONNEL)

FIGURE 3-1-LE LOGO DE LOGICIEL FRACPRO FRACPRO MANUEL, 2014

FIGURE 4-1-LE LOGICIEL FRACPRO PEUT AFFICHER LES LOGS, LES INFORMATIONS SUR LES COUCHES ET LA GEOMETRIE AVEC L'IMAGE INTEGREE DE LA FRACTURE. (STRATAGEN 2014)

Chapitre 06 : Étude de cas – évaluation pétrophysique et géomécanique -

FIGURE 1-1-EMPLACEMENT DU PUIT TRG-2 ET TRG-3(DOCUMENT SONATRACH,2023)

FIGURE 2-1-PROFIL DU PUIT TRG-2(DOCUMENT SONATRACH -RAPPORT FINAL DU PUIT-2014-)

FIGURE 2-2-LOG CBL REPRESENTE LA QUALITE DE CIMENTATION (TECHLOG 2015 - DONNEES SONATRACH-)

FIGURE 2-3-ANALYSE DES DIAGRAPHIES GAMMA-RAY POUR ESTIMER LE VOLUME D'ARGILE DANS LE PUIT TRG2 (TECHLOG2015)

FIGURE 2-4-VOLUME D'ARGILE EN FONCTION DE LA VALEUR DU RAYONNEMENT GAMMA (TECHLOG2015)

FIGURE 2-5-DETERMINATION DE LA VALEUR DU GR CUT-OFF GRAPHIQUEMENT (TECHLOG2015)

FIGURE 2-6-CORRELATION DES LOGS DE GAMMA RAY, VOLUME D'ARGILE ET QUALITE DES RESERVOIRS (TECHLOG 2015)

FIGURE 2-7-ÉTUDE DES LOGS DE NEUTRON ET DE DENSITE POUR L'EVALUATION DES RESERVOIRS DANS TRG2(TECHLOG2015)

FIGURE 2-8- IDENTIFIER LA LITHOLOGIE ET LA COMPOSITION A PARTIR DE CROSS-PLOTS DENSITE-NEUTRON (TECHLOG2015)

FIGURE 2-9-ANALYSE DE LA DISTRIBUTION DES GRES DANS LA FORMATION A PARTIR DU CROSS-PLOT NEUTRON/DENSITE (TECHLOG 2015)

FIGURE 2-10DIAGRAPHIES DE NEUTRON / DENSITE /GAMMA RAY/SONIQUE ET RESISTIVITE (TECHLOG2015)

FIGURE 2-11-IDENTIFICATION QUALITATIVE DES ZONES DE GAZ A PARTIR DES LOGS (TECHLOG2015)

FIGURE 2-12-LOGS DE RAYON GAMMA ET DE VOLUME D'ARGILE POUR LE RESERVOIR N°1 (TECHLOG 2015)

FIGURE 2-13-LOGS DE NEUTRON ET DE DENSITE POUR LE RESERVOIR N°1

FIGURE 2-14-DATA DES DEUX LOGS NEUTRON ET DENSITE (LES DONNEES DE SONATRACH, TECHLOG2015)

FIGURE 2-15-CALCUL DE LA POROSITE AL'AIDE DES GRAPHIQUES DE NUAGE DE POINTS (TECHLOG, 2015)

FIGURE 2-16-LOG DE LA SATURATION EN EAU S_w % (TECHLOG 2015)

FIGURE 2-17-DIAGRAPHIES SONIQUE (DTCO : ONDE P, DTSH : ONDE S) DANS DEUX RESERVOIRS DIFFERENTS (TECHLOG,2015)

FIGURE 2-18-LES DIFFERENTES FORMULES UTILISEES POU LE CALCULE DES DIFFERENTS PARAMETRES GEOMECANIQUES (FOURNIES PAR SONATRACH 2020)

FIGURE 2-19-CALCULS DES DIFFERENTS PARAMETRES GEOMECANIQUES POUR CHAQUE PROFONDEUR DU PUIT (EXCEL-TRAVAIL PERSONNEL)

FIGURE 2-20-LE MODEL GEOMECANIQUE DE TRG-2 (PETREL , 2023)

FIGURE 2-21-ESTIMATION DE LA DIRECTION DES CONTRAINTES A PARTIR DU CALIPER (DOCUMENT SONATRACH 2015)

FIGURE 2-22-DIRECTION DE CONTRAINTES MINIMAL EN SE BASANT SUR L'IMAGERIE UBI(TECHLOG 2015)

FIGURE 2-23-ANALYSE MULTIDIRECTIONNELLE DES LOGS DE DIAMETRE DE TROU (CALIPER) DANS LE PUIT TRG2 -TECHLOG2015-

FIGURE 3-1-PROFIL DU PUIT TRG3 (DOCUMENT SONATRACH – FICHE TECHNIQUE 2015

FIGURE 3-2-IDENTIFIER LA LITHOLOGIE ET LA COMPOSITION A PARTIR DE CROSSPLOTS DENSITE-NEUTRON (TECHLOG2015)

FIGURE 3-3-DETERMINATION DE LA VALEUR DU GR CUT-OFF GRAPHIQUEMENT (TECHLOG 2015)

FIGURE 3-4-CALCULS DES DIFFERENTS PARAMETRES GEOMECANIQUES POUR CHAQUE PROFONDEUR DU PUIT 3 (EXCEL-TRAVAIL PERSONNEL)

FIGURE 3-5-LES COURBES DE GRADIENT DE STRESSE ET LE MODULE DE YOUNG STATIQUE (EXEL- TRAVAILLE PERSONNEL)

FIGURE 3-6-LE MODEL GEOMECANIQUE DE TRG-3(PETREL ,2015)

FIGURE 3-7-DIRECTION DE CONTRAINTE MINIMALE EN SE BASANT SUR L'IMAGERIE CASTF (DOCUMENT SONATRASH 2015)

Chapitre07 : Etude de cas - la Fracturation hydraulique -

FIGURE 1-1-INTERVALLE PERFORE POUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE TRG2 (DOCUMENT SCHLUMBERGER2023)

FIGURE 1-2-DESIGN DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE (PETREL, 2015)

FIGURE 1-3-. SIMULATION DE LA CONCENTRATION DU PROPPANT A L'AIDE DU LOGICIEL PETREL (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 1-4-GRAPHIQUE DU BREAK-DOWN & TEST D'INJECTIVITE DU PUIT TRG2 (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 1-5-ANALYSE DE LA FERMETURE D'INJECTION (INJECTION SHUT-DOWN) -SCHLUMBERGER2023-

FIGURE 1-6- DETERMINATION DE LA PRESSION DE FERMETURE –PC- DANS LE CAS DE L'OPERATION D'INJECTION EN UTILISANT LA FONCTION G DE NOLTE (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 1-7-GRAPHIQUE DU DATA FRAC DU PUIT TRG2-DATA FRAC JOB CHART- (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 1-8- ANALYSE DE LA FERMETURE DU DATA FRAC -SCHLUMBERGER2023-

FIGURE 1-9-DETERMINATION DE LA PRESSION DE FERMETURE –PC- DANS LE CAS DE L'OPERATION DATA-FRAC, EN UTILISANT LA FONCTION G DE NOLTE (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 1-10-DONNEES POST-FRACTURATION DU THERMOLOG (DONNEES : SONATRACH 2023)

FIGURE 1-11-AJUSTEMENT DE LA GEOMETRIE DE FRACTURE ENTRE LES RESULTATS DE FRACTURATION ET LA GEOMETRIE DE FRACTURE SOUHAITEE(SCHLUMBERGER2023)

FIGURE 1-12-FRACTURES ENGENDREES : GEOMETRIE ET CONDUCTIVITE (FRAC-PRO , DOCUMENT SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 1-13-LE PROGRAMME DE POMPAGE MESURE (DOCUMENT SCHLUMBERGER,2023)

FIGURE 1-14-GRAPHIQUE DU MAIN FRAC DU PUIT TRG2 (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 1-15-SELON LE PROGRAMME DE POMPAGE MESURE - PRESSIONS ET DEBITS D'ETAGE – (SCHLUMBERGER ,2023)

FIGURE 2-1-INTERVALLE PERFORE POUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE TRG3 (DOCUMENT SCHLUMBERGER2023)

FIGURE 2-2-DESIGN DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE ET SIMULATION DE LA CONCENTRATION DU PROPPANT A L'AIDE DU LOGICIEL PETREL (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 2-3-GRAPHIQUE DU BREAK-DOWN & TEST D'INJECTIVITE DU PUIT TRG3 (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 2-4-ANALYSE DE LA FERMETURE D'INJECTION (INJECTION SHUT-DOWN) (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 2-5-DETERMINATION DE LA PRESSION DE FERMETURE –PC- DANS LE CAS DE L'OPERATION D'INJECTION EN UTILISANT LA FONCTION G DE NOLTE (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 2-6-GRAPHIQUE DU DATA FRAC DU PUIT TRG3-DATA FRAC JOB CHART- (SCHLUMBERGER, 2023)

FIGURE 2-7-ANALYSE DE LA FERMETURE DU DATA FRAC (SCHLUMBERGER2023)

FIGURE 2-8-DETERMINATION DE LA PRESSION DE FERMETURE –PC- DANS LE CAS DE L'OPERATION DATA-FRAC, EN UTILISANT LA FONCTION G DE NOLTE (SLB, 2023)

FIGURE 2-9-DONNEES POST-FRACTURATION DU THERMOLOG TRG3 (SONATRACH 2023)

FIGURE 2-10-DATA FRAC AJUSTEMENT DE PRESSION (SLB, 2023)

FIGURE 2-11-AJUSTEMENT DE LA GEOMETRIE DE FRACTURE ENTRE LES RESULTATS DE FRACTURATION ET LA GEOMETRIE DE FRACTURE SOUHAITEE(SCHLUMBERGER2023)

FIGURE 2-12-RECONCEPTION DU CALENDRIER DE TRAITEMENT (SLB, 2023)

FIGURE 2-13-FRACTURES ENGENDREES : GEOMETRIE ET CONDUCTIVITE TRG3 (SLB, 2023)

Liste des tableaux

Chapitre 02 : Propriétés pétrophysiques

TABLEAU 1-POROSITE ET PERMEABILITE DE CERTAINES FORMATIONS GRESEUSES ET CARBONATEES

Chapitre 03 : La fracturation hydraulique

Tableau 2-Diagnostic par tests d'injection et son intérêt (Yu Zhao · Yongfa Zhang Pengfei He Hydraulic Fracturing and Rock Mechanics 2023)

Chapitre 04 : Mesures diagraphiques

Tableau 3 -Les niveaux typiques de GR en unités API pour certains matériaux(Document Sonatrach 2023)

Tableau 4 -les densités de plusieurs minéraux et fluide de formation courants(Document Sonatrach 2023)

Tableau 5 - Les outils utilisés dans l'invasion

Tableau 6-les temps de transit pour certains des minéraux et fluides de formation

Chapitre 06 : Etude de cas – évaluation pétrophysique et géomécanique -

Tableau 7-Complétion du puits TRG-2(Document SONATRACH 2023)

Tableau 8-interprétation des valeurs du log CBL (document Sonatrach 2014)

Tableau 9-les différents niveaux des réservoirs en questions (Elaboration personnelle)

Tableau 10-Tableau récapitulatif des porosités neutroniques, de densité et totales des réservoirs étudiés (travail personnel)

Tableau 11-Tableau récapitulatif des saturations en eau dans les réservoirs étudiés

Tableau 12-Tableau récapitulatif de la porosité , la saturation en eau et le volume d'argile dans les réservoirs étudiés

Tableau 13-Exemple de calcul de la pression des pores (Données : SONATRACH , Calcul : Excel2021)

Tableau 14-Tableau récapitulatif des porosités neutroniques, de densité et totales des réservoirs étudiés (travail personnel)

Chapitre 07 : Etude de cas - la Fracturation hydraulique -

Tableau 15-Les résultats de la simulation (Petrel2015 , schlumberger2023)

Tableau 16-Mesure et calcul des différentes pressions exercées dans le puit TRG-2 (Schlumberger 2023)

Tableau 17-Reconception du calendrier de traitement

Tableau 18-Les résultats de la simulation (SLB, 2023)

Tableau 19-un résumé des résultats de la méthode fonction-G –test d'injectivité (SLB, 2023)

Tableau 20- un résumé des résultats de la méthode fonction-G –Data FRAC-

Tableau 21-pressions et débits d'étage (Sonatrach, 2023)



Introduction Générale



Étude de la fracturation hydraulique d'un réservoir gréseux d'ordovicien dans le gisement TRG pour la production de gaz -projet de Tinhert -BASSIN D'ILLIZI-

1. Introduction générale

La transition énergétique mondiale est un défi majeur face à la croissance exponentielle de la demande énergétique. Le gaz naturel, doté d'un potentiel important en termes de disponibilité et de faibles émissions, se positionne comme une source d'énergie importante dans cette transition .

Les *réservoirs d'hydrocarbures compacts/étanches*, représentent universellement une source d'hydrocarbure non conventionnelles, offrant ainsi un potentiel hautement significatif pour accroître les réserves mondiales en gaz. Ces réservoirs, souvent de nature lithologique gréseuse, se caractérisent par des propriétés pétrophysiques favorisant le caractère de perméabilité limitée, ce qui entrave la migration du flux des hydrocarbures vers les puits de production.

Grâce au développement des progrès technologiques dans le domaine d'exploration gazière, les techniques de stimulation pour une meilleure exploitation gazière, telles que la fracturation à l'acide, la fracturation sèche, la fracturation hydraulique, le lavage aux solvants et autres, ont considérablement amélioré le taux de récupération gazière à partir des *Tight reservoirs*. Ces méthodes ont ouvert de nouvelles opportunités pour exploiter efficacement ces ressources énergétiques essentielles, contribuant ainsi à l'optimisation de la récupération des hydrocarbures de ces réservoirs compacts.

Dans le cadre de notre projet fin d'études, nous allons nous concentrer spécifiquement sur la technique de la fracturation hydraulique appliquée au réservoir gréseux d'ordovicien, il s'agit de la technique la mieux retenue , parmi les techniques évoquées précédemment, en raison de sa meilleure adéquation à ce type de réservoir à lithologie gréseuse dont le projet du **champ gazier de Tinhert**, TRG2 et TRG3, du Nord-ouest d'In Amenas, sous le contrôle de Sonatrach, et situé à la limite entre les bassins sédimentaires de Berkine au Nord et Illizi au Sud, appartenant à la province orientale de la vaste plateforme saharienne Algérienne.

L'objectif de notre étude, vise à répondre à trois questions principales, à savoir :

- l'adéquation de la technique de la fracturation hydraulique pour l'extraction du gaz du réservoir gréseux d'ordovicien, tout en mettant l'accent sur l'évaluation de la pertinence de l'application de cette technique au réservoir gazifière d'ordovicien.
- S'interroger sur l'impact de la fracturation hydraulique pour stimuler la production de ce réservoir par l'évaluation de sa pertinence et son efficacité comparées à d'autres techniques.
- Enfin, vérifier si la fracturation hydraulique est appropriée à ce réservoir, où nous examinons en détail le processus de son déroulement et les facteurs clés contribuant à son succès.

La *fracturation hydraulique* , est une méthode technique, utilisant différentes technologies permettant de récupérer le gaz naturel piégé dans les formations géologiques compactes, voire étanches et d'accès difficiles.

Étude de la fracturation hydraulique d'un réservoir gréseux d'ordovicien dans le gisement TRG pour la production de gaz -projet de Tinhert -BASSIN D'ILLIZI-

Le processus implique l'injection sous haute pression d'un fluide (fluide de fracturation - Pad) dans des formations géologiques rocheuses, composées de roches sédimentaires clastiques à granulométrie sableuse à argileuse, jusqu'à un niveau où la roche du réservoir développe des fissurations, provoquant par la suite des fracturations dans la structure de la formation géologique sous l'effet d'injection continue sous haute pression des **fluides** associé à un agent de soutènement solide (**Proppants** ou **propping agents**), généralement du sable. Ce mélange est injecté afin que les fractures ne se referment pas et restent maintenues ouvertes par le proppant, destiné fondamentalement à créer un chemin d'écoulement pour que les fluides piégés dans le réservoir soient aspirés et récupérés par les puits de production.

En terme de planning du projet, le processus d'opérations du forage et de fracturation peut prendre une durée de moins d'un mois avec une production de gaz naturel pouvant s'étaler sur plusieurs décennies, ainsi la chronologie générale pourrait être de l'ordre suivant : Forage (2 à 4 semaines) ; Opérations de Fracturation (3-5 jours) ; Production de gaz (décennies).

Une fois que la formation est fracturée, la pression du fluide sera réduite, ce qui inverse la direction de l'écoulement du fluide, dans le puits, vers la surface terrestre. Le fluide de la fracturation hydraulique injecté ainsi que toute autre substance naturellement libérée de la formation souterraine, seront appelés à remonter sous pression vers la surface. Ainsi, le terme « retour de fluide » correspond à la partie du fluide de fracturation injecté qui retourne à la surface, accompagné de gaz et de saumure lorsque le puits est produit.

La méthodologie de notre travail de recherche adoptée, consistera en une synthèse bibliographique illustrant les études et les travaux de recherches relatifs aux concepts, techniques et technologies utilisés dans les opérations de fracturation hydraulique pour la production du gaz. Et aussi la présentation des principaux résultats de recherches.

Ce mémoire s'articule autour de deux parties principales. La première partie consacrée à ***l'étude théorique*** comprendra cinq chapitres. Le premier chapitre présentera le cadre géographique et le contexte géologique de la zone d'étude. Le second chapitre sera dédié aux propriétés pétrophysiques. Le troisième chapitre exposera les notions de base sur les techniques de la fracturation hydraulique. Le quatrième chapitre portera sur les mesures diagaphiques et le cinquième chapitre détaillera les logiciels utilisés pour l'analyse des données. La deuxième partie, de nature ***expérimentale***, sera consacrée à l'évaluation pétrophysique et géomécanique, l'interprétation des résultats obtenus par les logiciels utilisés, et la description de l'opération de la fracturation hydraulique. Le développement de cette partie sera fonction du traitement des données disponibles et délivrées par la division de recherches, développement et production de SONATRACH.



Chapitre 01 :
CADRE GEOGRAPHIQUE
ET CONTEXTE
GEOLOGIQUE DE LA ZONE
D'ETUDE



1. Introduction

Le bassin sédimentaire d'Illizi fait partie du Sud de la province orientale qui, se situe à l'Est de la plateforme Saharienne Algérienne, il constitue en effet une formation géologique d'une importance capitale, il est reconnu pour ses vastes réserves d'hydrocarbures et sa longue histoire géologique qui remonte principalement aux étages du paléozoïque. Ce bassin sédimentaire, comme d'autres bassins de la plateforme saharienne algérienne, a été le témoin de divers événements géodynamiques majeurs au paléozoïque, responsables de sa structuration géologique influençant la distribution des roches réservoirs.

De l'orogénèse calédonienne, hercynienne aux cycles alpins, en passant par les phases de distension et de convergence, le bassin d'Illizi constitue un véritable musée sur l'évolution géologique de la région. À travers l'étude des différentes phases structurales dérivant des mouvements tectoniques ayant marqué son histoire, nous nous intéresserons aux couches profondes de ce bassin pour mettre en évidence ses richesses géologiques, en l'occurrence l'exploration de son potentiel d'hydrocarbures.

2. Bassin d'Illizi

2.1. Généralités sur le bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi, étendu sur une superficie de 108 424 km², est au cœur des travaux d'explorations majeures, initiés en 1956, suite à la découverte d'Edjeleh. Depuis lors, 413 puits d'exploration et 281 puits d'appréciation ont été forés, avec un taux de réussite de 23 %. On recense cependant, 54 découvertes de pétrole et 44 découvertes de gaz comme celles de Tin Fouyé, Zarzaïtine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah. Historiquement, le bassin d'Illizi constituait principalement un bassin marin peu profond, proche d'une marge continentale, sujette à une érosion intense, favorisant ainsi le dépôt d'une importante colonne stratigraphique paléozoïque.

Ce bassin, de type polycyclique, se caractérise par une séquence mésozoïque distincte de la séquence paléozoïque, séparée par la discordance hercynienne. Cette dernière abrite les systèmes pétroliers les plus significatifs de la région, notamment les réservoirs cambro-ordoviciens et dévoniens. (WEC, 2007).

2.2. Situation géographique

Le bassin d'Illizi occupe une position stratégique dans le Sahara algérien, étant située dans sa partie Sud-Est, à une distance d'environ 1800km de la capitale Alger. Il s'étend entre les coordonnées géographiques de latitudes 29°30'N et 26°30'N et de longitudes 6°E et 10°E. Sa configuration longitudinale Nord-Sud atteint environ 700km, tandis que sa largeur Est-Ouest dépasse les 300km. La superficie totale du bassin est de l'ordre de 108 424 km², s'étendant jusqu'aux limites du massif du Hoggar qui le borde au Sud. Situé majoritairement dans le territoire Algérien, une partie mineure du bassin s'étend également sur le territoire libyen (Sonatrach, 2007 ; Abizar & Aoudjehout, 2016).

Le bassin intracratonique d'Illizi, d'âge Paléozoïque à Mésozoïque, se caractérise par une épaisseur sédimentaire considérable d'environ 3000 m, reposant en discordance sur un socle cristallo-métamorphique datant du Précambrien. Les recherches menées par (Brahimi, 2019) indiquent que ce socle présente des similitudes avec celui du Hoggar, formé lors de l'orogénèse panafricaine.

La série sédimentaire, allant du Cambrien au Quaternaire selon (WEC, 1995), est présente dans son intégralité dans le bassin d'Illizi. Les terrains paléozoïques affleurent principalement dans sa partie méridionale ainsi que sur sa marge méridionale, où ils forment les Tassilis. En revanche, les terrains du Mésozoïque à Cénozoïque affleurent davantage dans sa partie septentrionale. Il est à noter que l'épaisseur de la couverture sédimentaire paléozoïque tend à augmenter grossièrement du Sud vers le Nord.

Les dépôts du Mésozoïque dans le bassin d'Illizi, présentent une distribution géographique particulière. Ils affleurent au centre et sont largement érodés dans la moitié Sud, et formant une série de falaises orientées Est-Ouest. Ces dépôts reposent en discordance sur les terrains paléozoïques et ont une épaisseur estimée à environ 1000m. Leur composition se caractérise par des faciès lagunaires mixtes, comprenant des grès, des dolomies et des calcaires (Sonatrach & Total, 2007).

Les dépôts tertiaires, quant à eux, se trouvent localisés principalement dans la partie Nord-Ouest du bassin, en particulier au niveau de Hamada de Tinrher, et sont relativement moins étendus dans le reste du bassin, selon les données de (WEC, 1995). Enfin, les dépôts quaternaires sont représentés par des dunes qui délimitent la frontière méridionale du grand Erg oriental (Sonatrach & Total, 2007).

2.4. La lithostratigraphie du bassin d'Illizi

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-Tassilienne qui, nivelle un substrat plissé constitué de roches sédimentaires, métamorphiques et volcaniques. La coupe lithologique type du bassin d'Illizi, est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique, allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries paléozoïques Tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements (Beuf & al, 1963 ; Biju-Duval & Al, 1963 ,1971).

Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi épaisse de plus de 3 000 m est la suivante :

2.4.1. Le Paléozoïque

2.4.1.1. Le Cambrien

Le Cambrien dans la région se caractérise par une séquence de formations détritiques, principalement gréseuses.

L'unité I, connue sous le nom de conglomérats d'EI Moungar, a une épaisseur d'environ 300 mètres. Elle est principalement constituée de lentilles de grès conglomératiques, représentant les derniers dépôts de démantèlement de la chaîne panafricaine. Cette série est très localisée dans la région.

Chapitre 01 : cadre géographique et contexte géologique de la zone d'étude

Quant à l'unité II, elle a une épaisseur de 200 à 300 m. Les dépôts de base sont principalement des grès moyens à grossiers présentant des stratifications obliques, avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est composée de grès fins à ciment siliceux, atteignant plusieurs mètres d'épaisseur, avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux. Ces bancs présentent des traces de bioturbation, connues sous le nom de Tigillites. Cette unité est généralement datée du Cambrien.

Selon (Benhadouche & Farourou, 2013), cette description permet de mieux comprendre la lithologie et la stratigraphie du Cambrien dans la région.

2.4.1.2. L'Ordovicien

D'après D'après les travaux de (Beuf & al. 1971), l'Ordovicien dans la région se subdivise en quatre unités lithostratigraphiques distinctes :

- L'unité III-1, datée du Trémadoc, est représentée par les grès de la vire de Mouflon. Elle se compose de grès fins présentant des stratifications entrecroisées, associés à des passés argilo-silteux, et riches en Tigillites. On y trouve également des grès quartzeux parfois.
- L'unité III-2, de l'Arénigien, correspond aux grès de la « Banquette ». Ces derniers sont caractérisés par leur texture allant de fine à grossière, avec une abondance de Tigillites et une fréquence notable des joints stylolitiques.
- L'unité III-3, datée du Caradocien au Llanvirnien, est représentée par la formation d'In Tahaouite. Elle se compose de grès allant de fins à grossiers, présentant des stratifications horizontales à la base et obliques au sommet. Ces grès sont cimentés par de l'argile ou de la silice, et présentent des traces de *Scolithos*.
- L'unité IV, datée de l'Ashgillien au Ludoverien inférieur, est connue sous le nom de « formation de Tamadjert ». Reposant en discordance sur l'unité III-3, elle est composée de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette unité se subdivise en deux :
 - ✚ L'unité IV-2, correspondant à un comblement des paléo-topographies façonné par l'avancement du glacier. Elle est caractérisée par un complexe argilo-gréseux contenant des éléments hétérogènes et des argiles micro-conglomératiques.
 - ✚ L'unité IV-3, également appelée dalle terminale, est principalement constituée de grès.

2.4.1.3. Le Silurien

D'après D'après les recherches de (Chaouche, 1992 in Hasroui & Mokhbi, 2017), la limite inférieure du Silurien est caractérisée par un faciès transgressif très fin, résultant de la fonte des glaces de l'Ordovicien terminal. Le Silurien peut être divisé en trois formations, classées de bas en haut :

- La Formation de l'Oued Imirhou, datant du Llandovery-Wenlock, se compose d'argiles noires à Graptolithes, avec quelques rares intercalations silteuses. Elle est particulièrement remarquable pour sa série condensée, connue sous le nom d'argiles radioactives, qui est très fossilifère et extrêmement riche en matière organique.
- La Formation de l'Atafaitafa, datant du Ludlow, constitue une transition entre le Silurien et le Dévonien. Elle comprend deux unités distinctes :

- ❖ L'unité M1, à la base, est composée d'argiles silteuses indurées, présentant quelques passages carbonatés.
- ❖ L'unité M2, au sommet, est principalement constituée d'argiles silteuses avec des intercalations de grès.
- La Formation d'Oued Tifernine, datant du Ludlowien, est constituée des unités suivantes, de bas en haut :
 - ❖ La Barre inférieure (unité A) est composée de grès fins à moyens, présentant des stratifications obliques.
 - ❖ Le Talus à Tigillites (unité B) se caractérise par des alternances entre des argiles silteuses et des grès fins argileux, associés à des terriers.

2.4.1.4. Le Dévonien

À l'échelle de la région d'étude, le Dévonien inférieur est principalement représenté par le **réservoir F6**, avec une épaisseur dépassant souvent les 200 m, et sa stratigraphie se présente comme suit :

- La barre moyenne (unité C1) du réservoir F6, datant du Gédinien, mesure environ 50 mètres d'épaisseur. Elle est composée de grès fins à grossiers présentant des stratifications obliques à entrecroisées.
- Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6, également d'âge Gédinien, ont une épaisseur variant entre 20 et 30 mètres. Cette unité est caractérisée par des alternances de grès et d'argile silteuse, suggérant un environnement fluvio-estuarien.
- La barre supérieure (unité C3) du réservoir F6, datant du Siégénien, est principalement gréseuse et présente une épaisseur de 80 à 100 mètres. Elle se distingue souvent par sa configuration cylindrique observable sur les logs gamma.

Quant au Dévonien moyen et supérieur, représenté par les séries de Tin-Meras et de Gara Mas Melouki, il est généralement caractérisé par le réservoir F2, également appelé formation d'Irheme, datant du Strunien (Tournaisien inférieur). Ces formations se composent de grès fins à moyens, avec des intercalations latérales de silts et d'argiles, d'une épaisseur variant entre 40 et 70 m.

2.4.1.5. Le Carbonifère

D'après (Boudjemaa, 1987), le Carbonifère a été caractérisé par plusieurs auteurs, notamment la référence relative à la coupe type établie par (Attar & al. 1980). Il est généralement représenté de bas en haut par les formations suivantes :

- La formation d'Issendjel, datant du Tournaisien supérieur-Viséen, se compose initialement d'argilo-calcaires à la base, évoluant vers des argilo-grès vers le sommet. Cette formation est riche en Goniatites du Viséen supérieur.
- Les formations Assekaifaf-Oubarakat, datant du Viséen terminal-Namurien, sont caractérisées par des alternances de grès et de calcaires à leur base. Au sein de la formation d'Assekaifaf, (Legrand 1983) a identifié un repère stratigraphique important, notamment le grès à chailles inférieures, suivi d'un banc de calcaire bioclastique à oolithes ainsi que des concentrations stromatolitiques appelées *Collenia* (Fabre, 2005).

- La formation d'El Adeb Larache, datant du Westphalien, est constituée d'une alternance d'argiles et de calcaires, avec une possible présence de gypse dans sa partie médiane.
- La formation de Tiguentourine, datant du Stéphaniens, est principalement argileuse et a été déposée sous la discordance hercynienne.

2.4.2. Formations Mésozoïques

Les terrains mésozoïques sont caractérisés par leur caractère transgressif et reposent en discordance sur les terrains paléozoïques. Ces dépôts sont communément désignés par le terme "Continental Intercalaire", avec une épaisseur qui peut atteindre jusqu'à 1 000 mètres. Ils se composent principalement de dépôts marins évaporites ainsi que de dépôts fluvio-deltaïques argilo-gréseux, comme rapporté par (Lamrani et Sam (2016), in Lakrib Malia 2020).

2.4.2.1. Le Trias & Jurassique

Dans la région de Zarzaitine, la succession stratigraphique, communément appelée la "série de Zarzaitine", décrite par (Lehman, 1957), consiste principalement en des dépôts argilo-gréseux. Cette série est subdivisée, avec la partie inférieure, appelée "Zarzaitine inférieure", attribuée au Trias, selon les observations de (Nedjari & al., 2010). Des études approfondies, telles que celles menées par (Busson, 1972), ont permis de recueillir des restes fossilifères et de dresser une coupe stratigraphique détaillée.

Les datations basées sur l'étude des pollens, réalisées par (Achab, 1970), ont révélé l'existence de deux termes majeurs séparés par une intercalation d'argiles intermédiaires. Au-dessus de la série de Zarzaitine, probablement d'âge Trias supérieur selon (Boudjemaa, 1987), repose la série de Taouratine, constituée de dépôts argilo-sableux. Cette série présente une flore caractéristique à Wetchsella du Jurassique, comme il est noté par (Fabre, 2005).

2.4.2.2. Le Crétacé

Le Crétacé dans la région se compose principalement de la série de Taouratine, s'étendant du Barrémien à l'Albien. Cette série est généralement caractérisée par une diversité de grès. Elle est surmontée par une formation d'âge Cénomaniens, principalement constituée d'argile à gypse.

À la fin du Crétacé, le Turonien au Sénonien est représenté par la série d'Aleg Abiod. Cette série est caractérisée par des marnes vertes à la base, évoluant progressivement vers des argiles au sommet.

2.4.3. Les formations Cénozoïques

2.4.3.1. Le Mio-Pliocène

Le Mio-Pliocène se compose principalement de sables roux et blancs, présentant des grains de taille moyenne à grossière, bien arrondis et bien classés. On observe également des intercalations de grès beiges et blancs, caractérisés par des grains fins et arrondis, avec un ciment carbonaté. En outre, des couches d'argiles rouge brique sableuses sont également présentes dans cette formation.

2.4.3.2. Le Quaternaire

Près d'un tiers du territoire de la wilaya d'Illizi est recouvert par des dépôts quaternaires, principalement représentés par les alluvions des oueds et les sables éoliens de l'Erg Oriental.

Il est représenté généralement par les sables.

CHRONOSTRATIGRAPHIE	LITHOLOGIE		Formations	Description
TERTIAIRE				
				Dunes de sable
CRETACE	Sénouien			Calcaire
	Turonien			Blaine
	Cénomannien			Calcaires et dolomie
	Albo-Aptien			Argiles à gypse
	Barremo Néocomien		Série d'In Akamil	Argile plastique sableuse avec des bancs de grès
JURASSIQUE	MALM		Série de Taouratine	Alternance de sables moyens à grossiers et d'argiles
	DOGGER		Série de Zarzaitine	Bancs de calcaires gréseux avec des passées d'argile et d'anhydrite
LIAS		Couche salifère		
		Grès moyens à grossiers avec passées d'argiles		
TRIAS				
CARBONIFERE	Stephanien		S. Tiguentourine	Argiles bariolées
	Wesphalien	Unités D, E, F	F. Abed Larache	Calcaire et marne-calcaire
			F. Oued oubaraket	Argiles à bancs de grès et niveaux calcaires
			F. Assakafat	Ensemble argilo-gréseux
	Namurien	Unité C	F. d'Issendiel	Série argileuse à bancs de grès
DEVONIEN	Viséen-Tournaisien	Unité B		Argile silteuse à sableuse avec passées de grès
		Unité A		Grès fin à passées d'argiles noires micacées
	Devonien sup.	F2	F. argilo-gréseuse de Gazelle	Argile silteuse à passées de grès très fin
	Devonien moy.	F3	F. d'Alrar sup	Argiles et passées de grès
	Emsien	F4	F. argilo-gréseuse D'Alrar	Grès à passées d'argiles
	Praguien	F5		
		C	F. gréseuse de Hassi Tabankort	Grès fin siliceux à tendance quartzitique
DEVONIEN	Lochkovien	F6	F. grés-argileuse De L'oued Tifist	Grès à macropores à ciment argilo-gréseux
	Ludlowien	M	Formation de Mederba	Grès fin à moyen entrecoupé de bancs d'argiles
	Wenlockien			
SILURIEN	Llandovénien		Argiles à graptolithes (F. Oued Imerhou)	Argile noire silto-miacée riche en graptolithes légèrement pyriteuse
ORDOVICIEN	Ashgilien	Unité IV	IV.3 Dalle de Mkrata	Grès quartzitique fin à moyen mal classé
			IV.2 Argiles Microconglom.	Argile micacée avec des quartz moyen
	Caradocien à Llanvirnien	Unité IV	IV.1 Grès de Taradert	Grès quartzitique argilo-siliceux et pyriteux
		Unité III	III.3 F. de In Tahouite	Grès fin à la base et fin à grossier à stratification Oblique au sommet
		Unité III	III.2 Quartzites de Hamra	Quartzites à tigilites avec joints stylolitiques
ORDOVICIEN	Arengeen Tremadocien	Unité III	III.1 Argilo-gréseux d'In Kraf	Grès à galets d'argiles à stratification oblique
CAMBRIEN				
		Unité II	Grès de Hassi Leila	Quartzites à tigilites Bancs argilo-gréseux Grès conglomératiques
				SoCLE métamorphique

Figure 2-2-Colonne stratigraphique synthétique du bassin d'illizi (Doc. SH in Lakrib Malia, 2020)

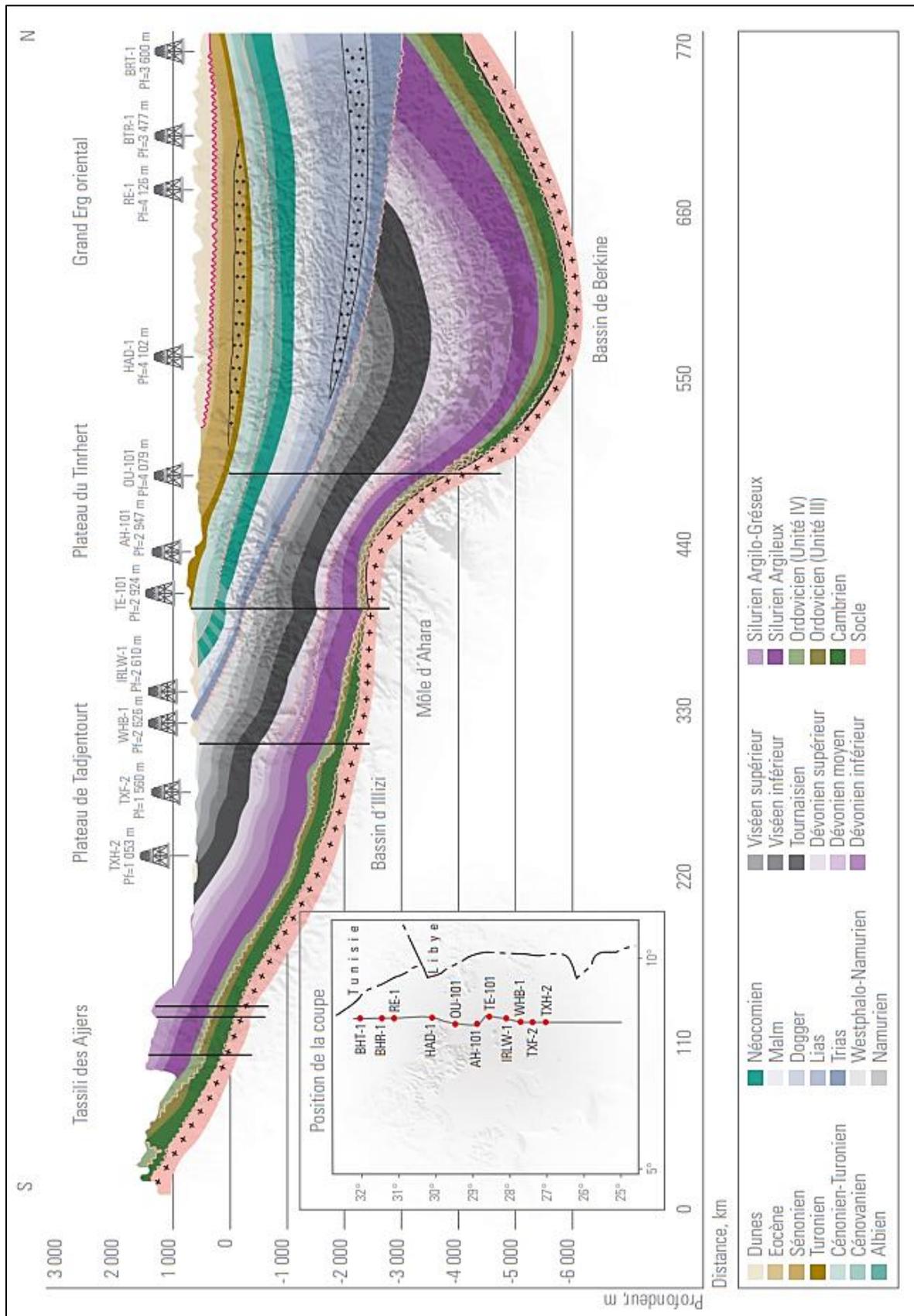


Figure 2-3-Coupe géologique nord/sud du bassin d'Illizi. (wec 2007)

2.5. Un aperçu structural

Le bassin d'Illizi est une composante singulière au sein de la vaste Plateforme saharienne algérienne, classé parmi les bassins intracratoniques stables de type synéclyse. Il s'est formé dans la partie nord du Gondwana et son aspect actuel résulte des multiples cycles tectoniques ayant influencé la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. Au nord, le bassin est recouvert par le plateau crétacé supérieur de Tinrhert, tandis que ses formations paléozoïques offrent des affleurements notables le long de la bordure septentrionale du Hoggar. Cette caractérisation géologique est étayée par des références reconnues telles que (Aiouana A., 1975 ; Elieue M & al., 1971 ; Echikh K., 1998 ; Boujemâa A., 1987).

Dans le cadre des principaux événements tectoniques ayant façonné le bassin d'Illizi, plusieurs cycles distincts sont identifiés :

- Le cycle panafricain, du Précambrien terminal au Cambrien inférieur.
- Le cycle taconnique, à l'Ordovicien supérieur.
- Le cycle calédonien, du Silurien supérieur au Dévonien inférieur.
- Le cycle frasenien, au Dévonien supérieur.
- Le cycle hercynien, du Carbonifère au Permien.
- Le cycle autrichien, de l'Aptien au Crétacé inférieur.
- Le cycle pyrénéen, à l'Éocène et à l'Oligocène.

2.5.1. Le cycle panafricain

La période précambrienne est caractérisée par trois cycles orogéniques majeurs - l'archéen, l'éburnéen et l'ouzzalien - enregistrés dans le Nord-Ouest de l'Ahaggar. Selon les travaux de (Caby, 1970). Ces cycles ont joué un rôle déterminant dans l'histoire géologique et géodynamique de cette époque. Cependant, l'événement le plus significatif qui a scellé l'histoire de ces événements est l'orogénèse panafricaine, considérée comme une phase majeure de déformation, l'orogénèse panafricaine a profondément influencé l'évolution des terrains phanérozoïques, comme le souligne (Rougier, 2013).

À l'échelle mondiale, l'idée d'un supercontinent à la fin du Précambrien a été avancée pour la première fois par (Valentine & Moores, 1970). Ce supercontinent a par la suite été désigné sous le nom de *Rodinia*, comme il est rapporté par (McMenamin, 1990, cités par Isseini, 2011). Pendant le Néoproterozoïque, trois grands blocs se sont fusionnés pour former *Rodinia*, au cours du cycle orogénique connu sous le nom de "panafricain", caractérisé par la formation de plusieurs zones de suture, comme le décrit (Rougier, 2013). Selon les travaux de (Gherbi, 2011), ce cycle découle d'un événement thermo-tectonique décrit par (Fabre, 1976), qui traduit une collision continentale entre le craton ouest-africain rigide et le bloc Est-africain plus plastique. Cette collision, interprétée par (Ball, 1980) comme une compression avec un raccourcissement Est-Ouest, a créé une zone mobile transsaharienne orientée Nord-Sud, allant de l'Algérie jusqu'à la côte atlantique nigériane, comme observé par (Black & Liégeois, 1993).

A l'échelle de la plateforme saharienne, l'épisode panafricain a profondément structuré la lithosphère, lui conférant des caractéristiques distinctives, comme le souligne (Rougier, 2013).

Les accidents subméridiens jouent un rôle essentiel dans cette structuration et dans l'individualisation de la plateforme saharienne.

Chapitre 01 : cadre géographique et contexte géologique de la zone d'étude

Selon les travaux de (Caby, 1968 in Boudjemaa, 1987), ces structures délimitent les bassins paléozoïques en définissant des zones hautes et des zones subsidentes, comme le mentionne également (Rougier, 2013).

Ce régime de contraintes peut être divisé en trois phases distinctes :

- La *première phase*, entre 750 et 620 millions d'années, comme décrit par (Beuf & al., 1971), correspond à une phase majeure caractérisée par des mouvements décrochants sénestres le long des grands accidents subméridiens, associés à des plis couchés vers le Sud ou le Sud-Est et à un métamorphisme, d'après les travaux de (Gherbi, 2011).
- La *deuxième phase*, contemporaine aux plissements cadomiens-baïkaliens tardifs, marque la reprise des structures antérieures avec des intrusions granitiques postérieures. Les décrochements sénestres se matérialisent par des plis droits en échelon, comme le souligne (Gherbi, 2011).
- La *phase tardive*, selon (Beuf & al. 1971), correspond à un réajustement tardi-orogénique caractérisé par des mouvements dextres conduisant à l'individualisation et au comblement des bassins résiduels de la série pourprée, orientés Est-Nord-Est / Ouest-Sud-Ouest. Cette séquence de phases est ponctuée par des périodes d'importantes érosions aboutissant à la formation d'une vaste pédiplaine Infra-Tassilienne, ainsi qu'à une glaciation éo-cambrienne dans la série intermédiaire.

2.5.2. Le cycle Calédonien

Après la phase de pénéplanation qui a nivelé les structures et les reliefs préexistants à la fin du cycle panafricain (Boudjemaa, 1987), une nouvelle période orogénique s'est amorcée, appelée "cycle calédonien". Ce cycle a favorisé le dépôt de séries sédimentaires dans les bassins paléozoïques Nord-africains, composées initialement de sédiments cambro-ordoviciens, puis dévoniens. Ces séries sont aujourd'hui manifestées en cuestas autour du Bouclier Touareg, comme mentionné par (Rougier, 2013).

L'histoire du Gondwana prend son origine avec la fragmentation du *Rodinia*, comme indiqué par (Isseini, 2011). Ce processus coïncide avec l'ouverture de l'océan Iapetus, qui sépare Laurentia et Baltica entre 540 et 510 millions d'années, suivi de sa fermeture entre 550 et 460 millions d'années, comme le souligne (Gharbi, 2011). Au cours de cette étape, les différentes entités qui constitueront ultérieurement le Gondwana commencent à s'individualiser, résultat de l'étirement de la croûte continentale associé à une double subsidence tectonique et thermique, selon (Boudjemaa, 1987). D'après (Beuf & al. 1971), un événement climatique majeur conduit au développement d'inlandsis d'envergure continentale sur le supercontinent Gondwana, le plaçant au pôle Sud, durant l'Ordovicien terminal, plus précisément à l'Hirnantien, à l'ASHGILLIEN.

À l'échelle de la plateforme saharienne, plusieurs phases tectoniques ont joué un rôle déterminant dans l'évolution géologique de la région :

- La *distension Cambro-Ordovicienne* : Caractérisée par des mouvements NW-SE selon (Gharbi, 2011), cette phase est accompagnée d'une activité tectonique connue sous le nom d'Arenig, définie par (Beuf & al., 1971). Elle se manifeste par une érosion ou une absence de dépôt dans le môle d'Ahara et une subsidence tectonique dans le bassin d'Ilizi central, comme l'a noté (Brahimi, 2019). Cette subsidence est considérée comme une discordance de faible amplitude, mais d'une grande extension, selon (Fabre, 2005 ; Legrand, 1983).

- La *compression taconique* : Cette phase est caractérisée par un changement radical de contraintes, avec des mouvements compressifs le long des accidents subméridiens, formant des plis d'axes N-S, et accompagnés de soulèvements régionaux, selon (Boudjemaa, 1987).
- La *distension silurienne* : Durant le Silurien, une déglaciation et une forte transgression ont permis la mise en place des argiles noires à graptolithes, comme l'a observé (Rougier, 2013). Des niveaux doléritiques sont également présents, indiquant un régime de contraintes distensif lié en partie au rebond isostatique dû à la fonte de la calotte glaciaire, selon (Boudjemaa, 1987).
- La *compression calédonienne* : Cette phase marque la transition avec le Dévonien, avec des hiatus et des discordances dans les séries sédimentaires siluriennes, traduisant un événement tectonique. Elle est associée à un raccourcissement NW-SE, comme l'a souligné (Rougier, 2013).
- La *distension du Dévonien inférieur* : Pendant le Dévonien supérieur, un épisode extensif généralisé dans le Nord Gondwana a généré une importante discordance, marquant la transition avec le Carbonifère, selon (Rougier, 2013). Cette phase est caractérisée par des phénomènes tectono-sédimentaires liés aux rejeux des structures et des failles préexistantes, et elle se termine par une transgression généralisée, comme le décrit (Boudjemaa, 1987).
- *L'événement du Frasnien* : D'après (Boudjemaa, 1987) et les études de (Beicip-Sonatrach, 1975), deux discordances (Emsienne et Intra-dévonienne) ont été identifiées, parfois confondues pour former la discordance Frasnienne. Chaque discordance est suivie par une transgression marine, mais le type de mouvement responsable (distensif ou compressif) reste parfois mal connu.
- Après la période Frasnienne, des études micropaléontologiques, telles que celles réalisées par (Attar & al., 1980), ont révélé une lacune de dépôt correspondant à la zone à *Lepidophytus sp.* (Zone palynologique à *Lepidophytus sp.*, absente ou très réduite au cours des mouvements tectoniques post-Famennien-carbonifère), comme mentionné par (Boudjemaa, 1987).

2.5.3. Le Cycle Hercynien

Le cycle hercynien, également connu sous le nom d'orogénèse varisque, est caractérisé par la fermeture de la Proto-Téthys et la collision entre le Gondwana et le Laurussia. Cette collision entraîne la réactivation des structures préexistantes et accentue la morphologie en arches et bassins, comme souligné par (Rougier en 2013).

L'orogénèse hercynienne, qui s'est déroulée entre 350 et 280 millions d'années, coïncidait avec la collision entre le complexe nord (Laurentia-Baltica) et le complexe sud (Gondwana), auquel appartient la plaque africaine. À cette époque, la plaque africaine était inclinée par rapport au méridien, avec sa partie sud située à proximité du pôle sud, comme l'ont noté (Burollet et ses collègues en 1997, cités par Gharbi en 2011).

Selon (Gharbi 2011), l'orogénèse hercynienne dans la plate-forme saharienne se manifestait par des déformations intra-plaques, comme l'ont également observé (Haddoum et ses collègues en 2001). Parfois, ces déformations étaient accompagnées de réactivations le long des anciennes zones de suture formées lors de l'orogénèse panafricaine. En se référant aux travaux de (Beicip-Sonatrach en 1975), on peut diviser ces mouvements hercyniens en deux phases principales :

- La *phase hercynienne précoce* : Cette phase compressive, datant du Viséen supérieur, se caractérisait par des mouvements orientés NO40°.

Ces mouvements, ont eu un impact sur la sédimentation et ont contribué à l'individualisation de certaines structures le long des accidents orientés NW-SE dans la région orientale, comme l'a noté (Boudjemaa, 1987). Ils ont également été associés à la formation de structures NW-SE le long des accidents subméridiens.

- La phase hercynienne majeure : Les mouvements hercyniens majeurs, d'après (Beldjilali & Kheldoun, 2013), ont joué un rôle déterminant dans la structuration des différents bassins de la plateforme saharienne algérienne et la répartition des roches réservoirs. Cette phase compressive, orientée N120°, a entraîné l'interruption de la sédimentation détritique dans la région orientale et a favorisé l'apparition d'une discordance infra-westphalienne, localisée dans la structure d'Edjeleh dans le bassin d'Illizi, comme l'a souligné (Boudjemaa, 1987).

2.5.4. Le cycle alpin

Le cycle alpin marque une étape majeure dans l'évolution géodynamique du Sahara oriental au cours du Secondaire et Tertiaire. Cette évolution peut être subdivisée en deux époques successives, nettement distinctes l'une de l'autre, en fonction de l'étendue des zones affectées et de l'intensité des mouvements subis par la couverture sédimentaire.

L'histoire structurale du Mésozoïque débute au Trias avec un événement géodynamique majeur, marqué par l'assemblage final du supercontinent de la Pangée situé à l'équateur. Cette jonction entre Laurentia et Gondwana a conduit à la formation de la mégasuture orogénique hercynienne, entraînant également une réduction des mers épicontinentales. Vers la fin du Trias, on observe le début de la fragmentation de la Pangée, sous l'influence d'un nouveau cycle orogénique, le cycle Alpin. Cette période est caractérisée par l'ouverture de l'océan Atlantique et le début de la séparation entre l'Afrique et l'Amérique. Cette époque de distension majeure atteint son apogée au Jurassique. À partir du Jurassique supérieur, l'Afrique entreprend un mouvement antihoraire en réponse à l'ouverture de l'Atlantique Sud et Central, conduisant au pivotement sénestre de l'Afrique et à la convergence entre les plaques Afrique et Eurasie (Hasrouri & Mokhbi, 2017).

A l'échelle de la plateforme saharienne, plusieurs phases géodynamiques ont joué un rôle essentiel dans sa structuration :

- *Étirement de la dalle saharienne* : Ce processus se caractérise par une divergence NW-SE de toute la plateforme saharienne, résultant du rejeu des principaux accidents en failles normales héritées de l'orogénèse hercynienne. Cette divergence favorise les épanchements volcaniques.
- *Phase autrichienne* : Datée de l'Aptien inférieur, cette phase implique le rejeu à l'inverse de tous les accidents subméridiens de la plateforme saharienne. Dans le bassin d'Illizi, elle joue un rôle essentiel dans la structuration et l'individualisation des pièges structuraux servant de réservoirs aux hydrocarbures (Hasrouri & Mokhbi, 2017).
- *Phase atlasique* (N160) : Survenue du Sénonien à l'Éocène, cette phase de serrage NW-SE, entraîne le rejeu en décrochement sénestre de tous les accidents subméridiens, transformant les failles normales formées au Jurassique en failles inverses et donnant naissance à des structures orientées N70 (Hasrouri & Mokhbi, 2017).

- *Phase Burdigalienne (N50-60)* : Datée de l'Oligocène supérieur au Miocène inférieur, cette phase, d'orientation NE-SW, engendre un jeu dextre des grands accidents du socle et conduit à la formation de plis amplifiés le long des accidents NW-SE (Vila, 1980 in Hasrouri & Mokhbi, 2017).

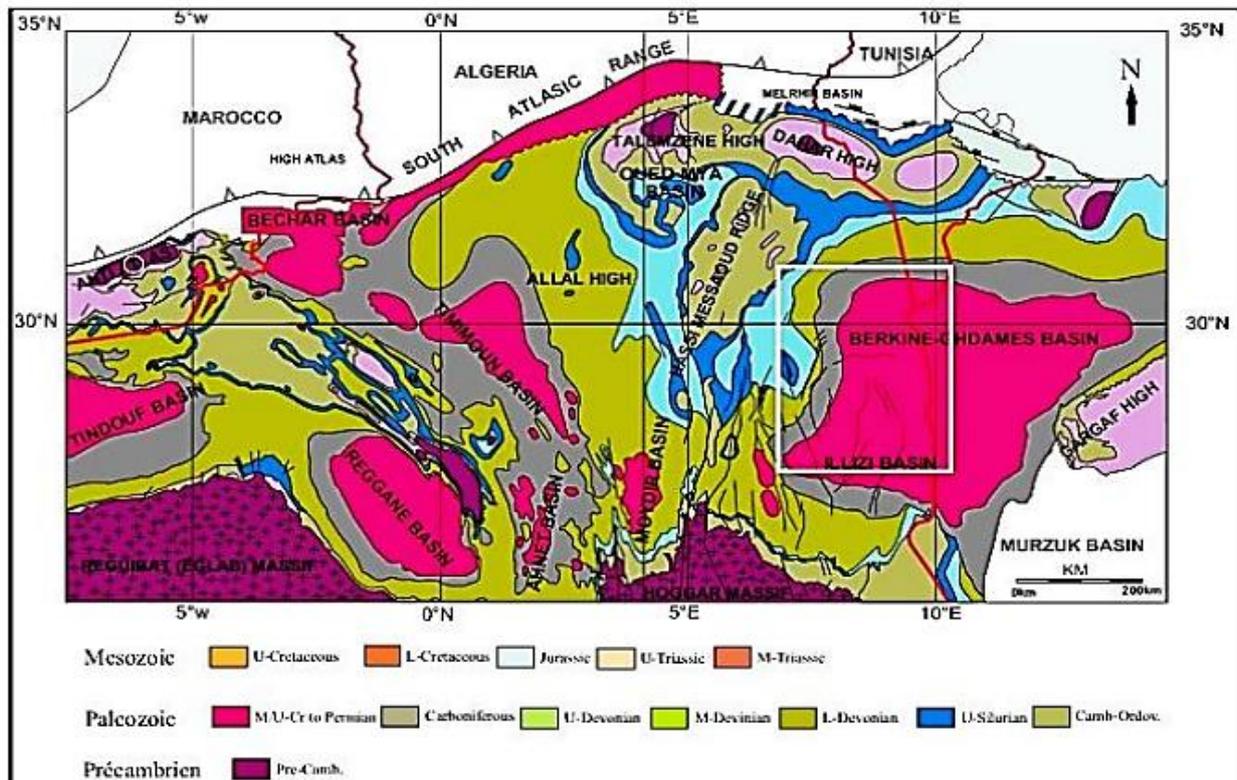


Figure 2-4-Les principaux domaines tectoniques régionaux et l'architecture stratigraphique de la région de Maghreb (S. Galeazzi et al, 2003)

2.5.5. Le magmatisme

Dans le bassin d'Illizi, une abondance de roches magmatiques se présentent sous forme d'intrusions basaltiques à texture doléritique, principalement localisées au nord du bassin. Ces formations rocheuses exercent une influence physico-chimique sur les sédiments environnants et peuvent également jouer un rôle significatif dans le piégeage des hydrocarbures. Cependant, l'origine exacte de ces intrusions magmatiques reste sujette à certaines incertitudes, principalement en raison du manque de datations précises et d'analyses géochimiques approfondies (Lamrani & Sam, 2016 ; Sonatrach & Total, 2007).

Chapitre 01 : cadre géographique et contexte géologique de la zone d'étude

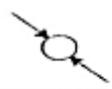
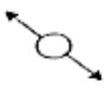
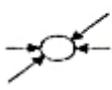
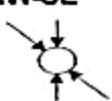
PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEM FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW.	Compartimentage du Craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICIENNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate-forme saharienne volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgillien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S.	Soulèvement des boucliers, Reguibat et Touareg.
CALEDONNIENNE (Silur-Devonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	<u>Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka, Ahara).</u>
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	<u>Non-dépôt et érosion locale (Mole d'Ahara).</u> Volcanisme.
VISEEN (Hercynienne précoce)	N 40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	<u>Erosion sur Tihemboka</u> et soulèvement de l'Ouhgarta.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)	N 120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4.	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	<u>Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Apitien (l'Arche d'El Biod & Itizil).</u> Effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S & NW-SE 	Début de chevauchement au nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Décrochement de la faille S. Atlas.	
MIOCENE	NW-SE & N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POST-VILLAFRANCHIEN (Alpine)	N-S 	Basculement et inversions de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Boma.

Figure 2-5-Phases tectoniques majeures ayant affecté le Sahara central (Boujemâa, 1987)

2.6. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi

Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi se présentent comme suit :

Le bassin d'Illizi comprend des éléments géotectoniques à grand rayon de courbure, notamment le bombement de Tin Fouyé, le haut fond de Tihemboka et le monoclinale d'Illizi. Il est divisé en une succession de dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs orientés d'Ouest en Est.

Parmi ces axes, on trouve :

- L'axe d'Amguid El Biod,
- L'axe de Tan Elak,
- l'axe d'Essaoui Méllene,
- l'axe passant par Maouar - Tin Tayart,
- l'axe de Fadnoun
- l'axe de la Tihemboka.

Tous ces axes ont une direction proche de N-S. Ces axes sont accompagnés de failles importantes résultant du rejeu de failles profondes du socle, prolongements des accidents panafricains affectant le socle du Hoggar sur de longues distances et le divisant en plusieurs compartiments.

Ces failles majeures, associées à des faisceaux de failles secondaires, ont joué un rôle important au cours des phases tectoniques successives, affectant la couverture sédimentaire du bassin. Les phases de compression, de distension et de décrochement ont été influencées par les directions des failles et des contraintes tectoniques. La plupart des structures anticlinales de la région sont en relation avec ces failles.

Une analyse structurale rapide révèle l'individualisation de trois régions structurales distinctes :

- À l'ouest, la région d'Amguid El Biod, entre les dépressions d'Oued Mya et de Mouydir à l'Est, comprenant également le périclinal de Tin Tayart et les anticlinaux d'Elssaouane et de Maouar.
- Au centre, le bassin d'Illizi proprement dit, moins structuré, avec l'ancien môle d'Ahara orienté approximativement E-W, situé entre le trend précédent et la grande zone d'accidents correspondant au trend de Fadnoun.
- À l'est, le môle de Tihemboka, entre le trend de Fadnoun et la frontière Algéro-Libyenne, présentant un style structural différent caractérisé par trois directions de failles : méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs, NW-SE à WNW-ESE, et NE-SW pour les accidents secondaires.

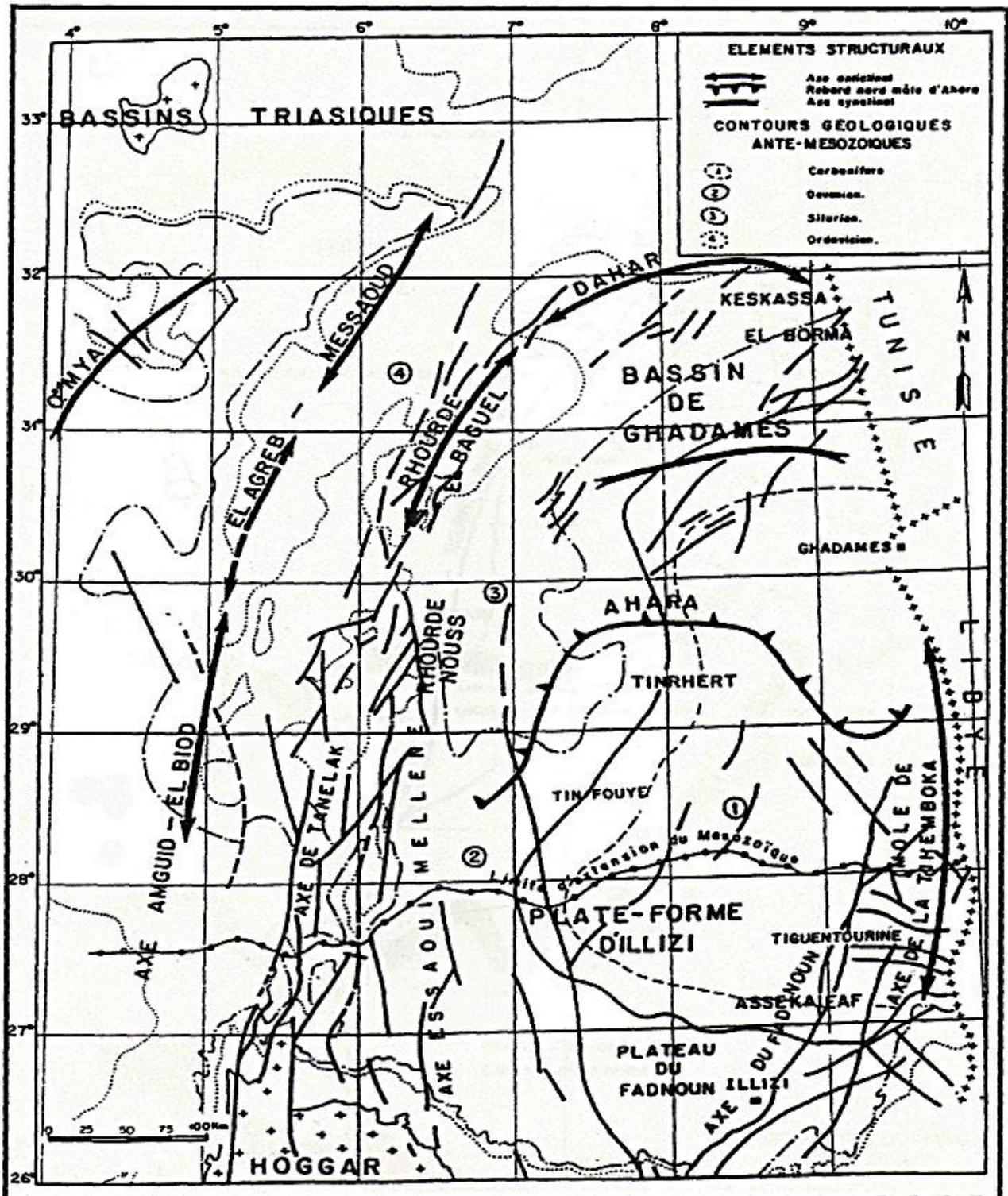


Figure 2-6-Esquisse structurale schématique de la synclise Est Algérienne. (Benhadouche et Farourou , 2013)

2.7. Le système pétrolier

Le bassin d'Illizi est réputé pour abriter les plus importants gisements de pétrole et de gaz de la plateforme saharienne. Il constitue depuis longtemps un sujet d'étude privilégié et continue d'attirer l'attention des chercheurs, offrant des perspectives prometteuses. Le système pétrolier du bassin d'Illizi comprend :

2.7.1. Les roches mères

Les principales roches mères identifiées dans tout le bassin sont les séries argileuses noires, qui se sont formées au début de la période de transgression au Silurien et au Frasnien. Ces roches riches en matière organique sont d'origine marine (Hasrouri & Mokhbi, 2017).

2.7.2. Les roches réservoirs

Dans le bassin d'Illizi, plusieurs réservoirs de différents âges sont identifiés, avec une stratigraphie allant de la base au sommet (Dob & al, 2018) :

- Les grès du Cambrien,
- Les grès et grès quartzitiques de l'Ordovicien,
- Les grès du réservoir F6 (Silurien supérieur-Dévonien inférieur), couvrant une grande partie de la plateforme saharienne,
- Les grès argileux des réservoirs F5 et F4 (Emsien),
- Les grès argileux du réservoir F3 (Dévonien moyen),
- Les grès du réservoir F2 (Strunien),
- Le Trias Argileux Gréseux Supérieur (TAGS).

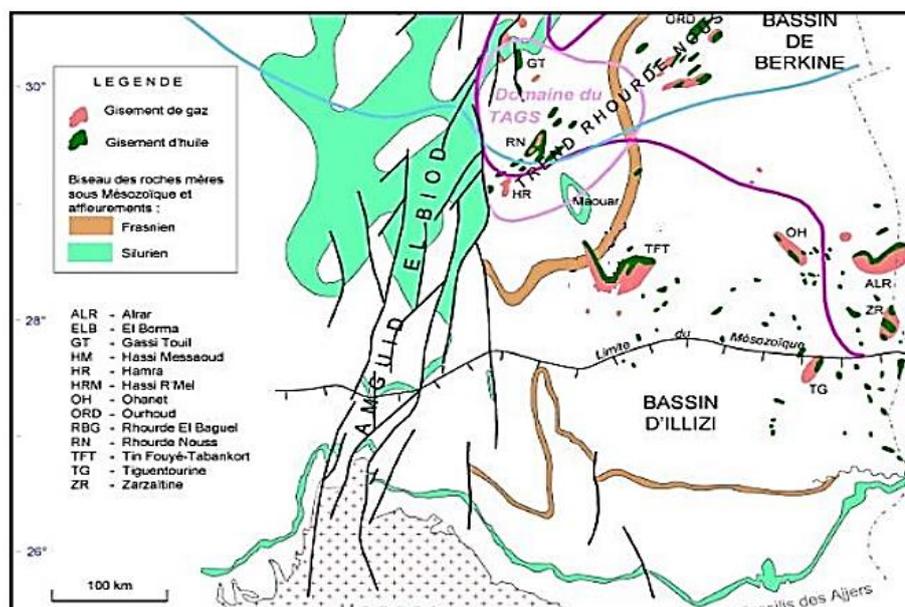


Figure 2-7-Répartition des gisements d'hydrocarbures et des roches mères dans le bassin d'Illizi, depuis le (WEC, 2007, modifiée in Lakrib 2020)

2.7.3. Les roches couvertures

Dans la plateforme saharienne, les roches couvertures présentent une diversité en termes d'âge et de faciès. Dans le bassin d'Illizi, selon (Amoumen & Mahdjoubi, 2019), on identifie les roches couvertures suivantes :

Chapitre 01 : cadre géographique et contexte géologique de la zone d'étude

- Les argiles de l'Ordovicien, parfois présentes au-dessus de l'unité II, de l'unité III-2 et de l'unité III-3.
- Les argiles à la base du Silurien, assurant la couverture des réservoirs du complexe terminal. Les argiles du Silurien supérieur recouvrent les unités inférieures du réservoir F6.
- Les argiles intercalées du Dévonien inférieur et du Dévonien moyen, couvrant les unités C du réservoir F6.
- Les argiles du Dévonien supérieur recouvrent le réservoir F4 dans la partie Est du bassin.
- Les argiles du Carbonifère, assurant la couverture du réservoir F2.

2.7.4. Les Pièges

Les pièges dans le bassin d'Illizi sont principalement de type structural, se présentant sous forme d'anticlinaux parfois faillés. Une caractéristique notable de la région d'Illizi est la présence d'accumulations d'hydrocarbures influencées par un hydrodynamisme actif. Après l'orogénèse hercynienne, la surrection du Hoggar a entraîné l'établissement d'un régime hydrodynamique par gravité sur l'ensemble du bassin. C'est particulièrement au niveau du réservoir F6 que ces phénomènes hydrodynamiques jouent un rôle significatif dans le piégeage des hydrocarbures (Amoumen & Mahdjoubi, 2019).

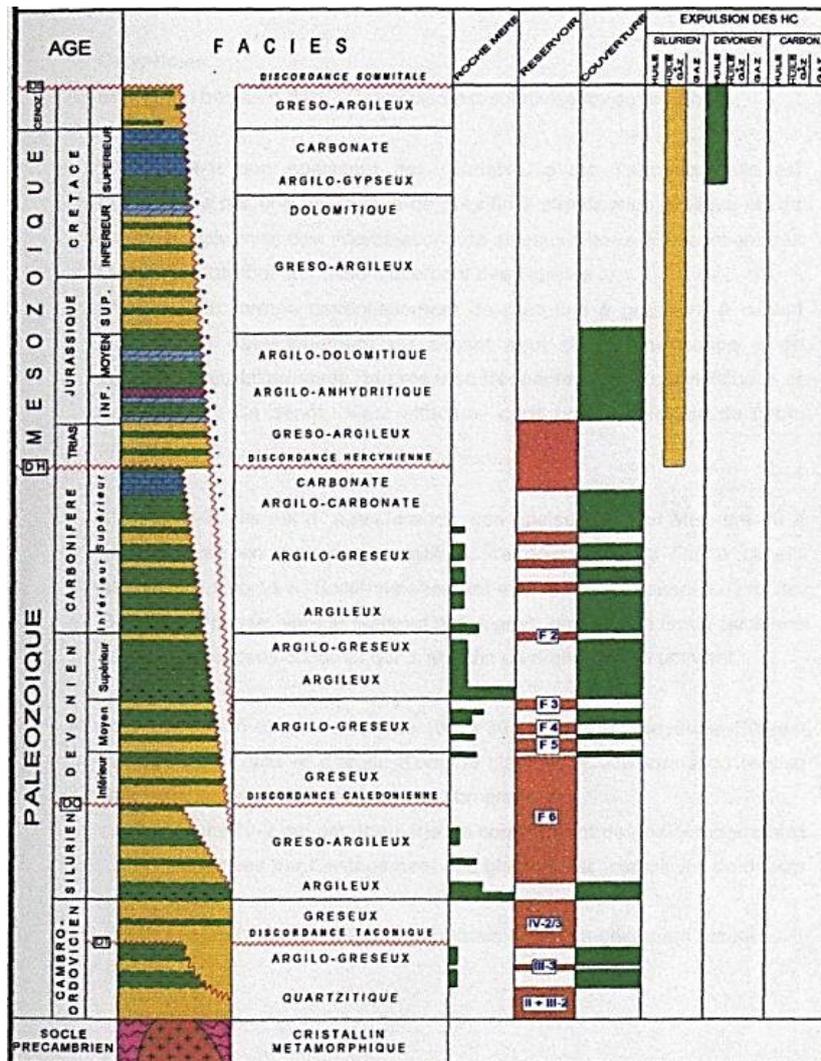


Figure 2-8-La colonne litho-stratigraphique et le système pétrolier du bassin d'Illizi (Amoumen et Mahdjoubi, 2019).

3. Zone d'étude

3.1. Situation géographique

La zone de TINRHERT se trouve dans la partie nord-est du bassin d'Illizi, faisant partie de la wilaya d'Illizi. Ses limites sont les suivantes :

- À l'est, elle est délimitée par la frontière Algéro-Libyenne.
- À l'ouest, elle est bordée par le périmètre de recherche de Gara Tisselit.
- Au nord, elle est adjacente au périmètre de recherche d'Oudoume Est.
- Au sud, elle est voisine des périmètres d'exploitation des gisements de Tiguentourine et de Hassi Farida.

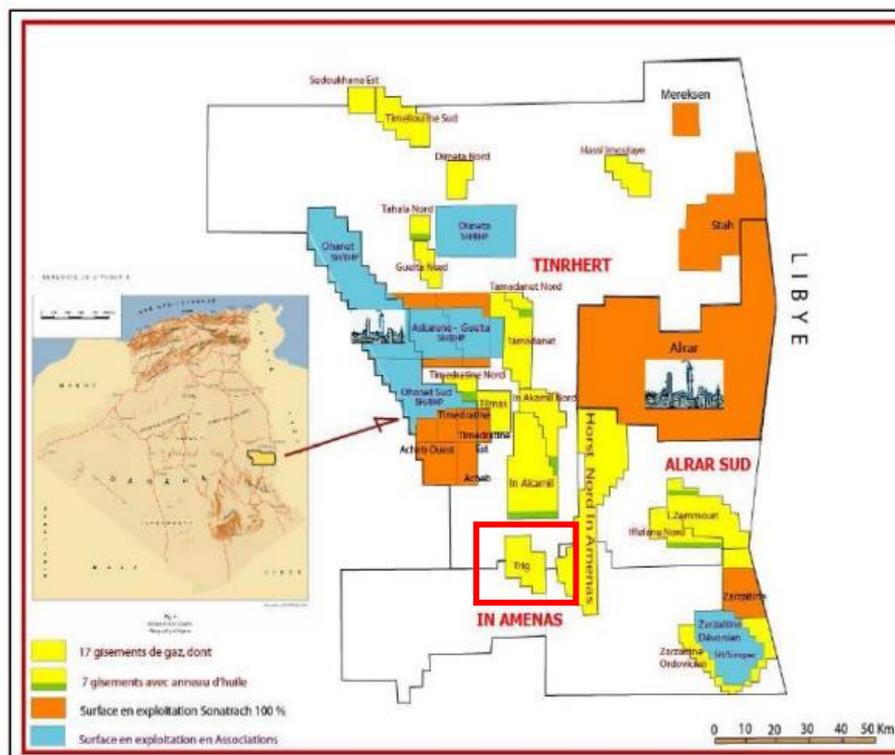


Figure 3-1- Représente la situation géographique du champ TINRHERT (Document Sonatrach, 2015)

3.2. Localisation des puits

3.2.1. Positionnement géographique de TRG-2

Le forage TRG-2 est installé sur un terrain plat, à une distance de 1.2 kilomètre au sud-est du puits TRG-1, conformément aux coordonnées géographiques suivantes :

Coordonnées UTM (Fuseau 32), Clarke 80 :

$$\text{Altitude : } \begin{cases} X = 526\,225,060 \text{ m} \\ Y = 3\,124\,839,959 \text{ m} \end{cases}$$

3.2.2. Coordonnées géographiques

- Latitude : 28°15'05.30341" N
- Longitude : 9°16'02.42237" E

3.2.3. Altitude

- Altitude du sol (Z sol) : 577,603 m (par rapport au niveau moyen de la mer - msl)
- Altitude de la table (Z table) : 585.217 m
- Élévation de la table de rotation : 7.614 m

3.2.4. Positionnement géographique de TRG-3

Le forage TRG-3 est localisé sur un terrain plat, à une distance de 0.9 kilomètre au nord-ouest du puits TRG-1 et à 1.8 kilomètre à l'est de TRG-2, Tinrhert. Ses coordonnées géographiques et UTM sont les suivantes :

3.2.5. Coordonnées géographiques

- Longitude : 09°14'59.12850" E
- Latitude : 28°15'10.62517" N

3.2.6. Coordonnées UTM

$$\begin{cases} x = 524500.020 \text{ m} \\ y = 3125000.028 \text{ m} \end{cases}$$

3.2.7. Altitudes

- Altitude du sol (Z_S) : 569.226 m
- Altitude de la table (Z_t) : 577.2 m (avec un appareil de type John Energie*J E⁻¹⁶, la hauteur de la table de rotation reste à déterminer)

3.3. Aperçu litho-stratigraphique

Les puits TRG-2 et TRG-3 ont traversé une série de terrains d'âges divers, couvrant plusieurs périodes géologiques. Cette série comprend des formations du Crétacé, du Jurassique, du Carbonifère, du Dévonien, du Silurien, de l'Ordovicien, et même du Précambrien.(document de sonatrach).

3.3.1. Le mésozoïque

3.3.1.1. Crétacé

➤ **SERIE D'IN AKAMIL (10 à 30 m) :**

Cette série, s'étendant de 10 à 30 mètres avec une épaisseur totale de 20 mètres, est caractérisée par de l'argile brun, rouge, verdâtre, tendre à pâteuse. On y observe des intercalations de grès gris-blanc, très fin, parfois carbonaté, moyennement dur, avec des traces de pyrite.

➤ **TAOURATINE (47 m) :**

De 30 à 198 mètres, sur une épaisseur de 168 mètres, cette section se compose principalement de sable blanc, translucide, fin à moyen et grossier, subarrondi, avec des intercalations d'argile brun-rouge, tendre à pâteuse, silto-sableuse. On trouve également quelques fines passes de grès gris-blanc à blanc, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé, ainsi que des passages d'argile brun-rouge, silteuse à sableuse, pâteuse.

De 120 à 198 mètres, on observe une alternance d'argile brun-rouge, gris à gris-clair, tendre à indurée, silteuse à silto-sableuse, et de sable blanc, beige, translucide, fin à moyen, parfois grossier, arrondi à subarrondi.

3.3.1.2. Trias Jurassique

➤ **ZARZAITINE Sup-Moy (198 m) :**

S'étendant de 198 à 424 mètres avec une épaisseur de 226 mètres, cette section est composée d'une argile bariolée, principalement brun-rouge, pâteuse, silto-sableuse, légèrement carbonatée. On y trouve des intercalations de sable blanc, translucide, fin à moyen et grossier, subarrondi.

➤ **ZARZAITINE Inf (424 m) :**

De 424 à 543 mètres, sur une épaisseur de 119 mètres, cette zone est caractérisée par du sable blanc, translucide, fin à moyen et grossier, subarrondi, avec des intercalations d'argile brun-rouge, tendre à pâteuse, silto-sableuse, et occasionnellement de fines passes de grès gris-blanc à blanc, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé.

3.3.2. Le paléozoïque

3.3.2.1. Carbonifère

➤ **TIGUENTOURINE (543 m) :** Entre 543 et 722 mètres, sur une épaisseur de 179 mètres, cette section est composée d'une argile brun rouge à verdâtre, parfois silteuse, pâteuse, et dolomitique.

➤ **WESTPHALIEN F (722 m) :**

S'étendant de 722 à 808 mètres avec une épaisseur de 86 mètres, cette partie est caractérisée par une argile brun rouge, silteuse, pâteuse, dolomitique, avec des intercalations de dolomie blanche à grise et de calcaire blanc crayeux à gris argileux.

➤ WESTPHALIEN F - NAMURIEN E (808 m) :

De 808 à 1022 mètres, sur une épaisseur de 214 mètres, cette zone présente une alternance entre une argile brun rouge devenant grisâtre, silteuse, indurée, et du calcaire blanc crayeux à gris argileux. Les intercalations de dolomie varient de blanche à grise, claire, friable.

➤ NAMURIEN D (1022 m) :

Sur une profondeur de 1022 à 1264 mètres, avec une épaisseur de 242 mètres, cette section est caractérisée par une argile grise à gris noir, localement silteuse, feuilletée, légèrement indurée, alternant avec des grès gris blanc à blanc translucide, fin à moyen, et des passages de calcaire blanc crayeux tendre avec des traces d'anhydrite.

➤ VISÉEN C (1264 m) :

Entre 1264 et 1491 mètres, sur une épaisseur de 227 mètres, cette zone est composée d'une argile noire à gris noir, feuilletée, indurée, parfois silteuse, avec des intercalations de calcaire blanc à blanc crayeux tendre, cristallin, et de dolomie grise, beige à blanche, tendre

➤ VISÉEN B (1491 m) :

De 1491 à 1803 mètres, avec une épaisseur de 312 mètres, cette partie présente une alternance entre une argile grise à gris noir, localement silteuse, feuilletée, légèrement dure, et des grès gris blanc à blanc, à gris clair, friable, fin à moyen, à ciment carbonaté. Des intercalations de calcaire-siliceux et d'argile sont également présentes.

➤ TOURNAISIEN A (1803 m) :

S'étendant de 1803 à 1916 mètres sur une épaisseur de 113 mètres, cette zone est caractérisée par une argile gris noir, feuilletée, compacte, silteuse, parfois pyriteuse, avec des intercalations de grès blanc à gris clair, fin, friable, calcaire-siliceux.

3.3.2.2. Dévonien

➤ **RESERVOIR -F2** : Sur une profondeur de 1916 à 1947 mètres avec une épaisseur de 31 mètres, cette zone est caractérisée par un grès gris blanc à blanc à gris clair, fin à très fin, dur, ainsi qu'une argile grise à gris noir, localement silteuse, feuilletée, pâteuse, légèrement indurée.

➤ **Série Argileuse** : De 1947 à 2150 mètres, sur une épaisseur de 203 mètres, cette série présente une argile grise, pâle à gris noir, parfois schisteuse, pseudo compacte à compacte, légèrement micacée à feuilletée, localement silto-sableuse, avec la présence de grès gris à blanc, friable, fin à très fin.

➤ **RESERVOIR -F4** : S'étendant de 2150 à 2185 mètres sur une épaisseur de 35 mètres, cette zone est caractérisée par un grès gris clair, blanchâtre, bitumineux, fin à moyen, friable, dur par endroits, silico-argileux, mal classé, avec des passages d'argile gris-noir, indurée.

➤ **Argile Intermédiaire** : De 2185 à 2214 mètres avec une épaisseur de 29 mètres, cette section présente une argile noire, parfois gris-noirâtre, silteuse, indurée par endroits, avec la présence de grès gris à blanc, friable, fin à très fin.

➤ **RESERVOIR –F6** : Cette zone s'étend de 2214 à 2358 mètres sur une épaisseur de 144 mètres. De 2185 à 2214 mètres, on trouve un grès blanc laiteux à gris clair, gris noir, transparent, généralement translucide, dur à très compact, parfois friable, subarrondi à arrondi, fin à moyen, grossier, moyennement à bien classé, siliceux, silteux, avec des passages d'argile gris-noir, feuilletée, pseudo compacte, parfois schisteuse.

3.3.2.3. Silurien

➤ **Silurien Argileux** : D'une épaisseur de 349 mètres, cette partie est caractérisée par de l'argile gris clair à gris sombre, indurée, fortement silteuse, avec des intercalations de grès blanc à gris blanc, parfois sombre, fin à très fin, silico-argileux, consolidé.

3.3.2.4. Cambro-ordovicien

➤ **Cambro-Ordovicien** : Sur 249 mètres, cette zone présente du grès blanc, clair à gris sombre, fin à moyen, subarrondi à arrondi, silico-argileux à siliceux, localement pyriteux, bien consolidé à compact, dur, ainsi que de l'argile gris noir à noire, silteuse, indurée.

3.3.2.5. Socle

➤ **Socle Métamorphique** : Cette partie, sur 24 mètres, est constituée de roches métamorphiques multicolores (gris beige, gris sombre, jaunâtre, verdâtre, blanchâtre), avec des inclusions de minéraux verts et translucides.

Age	PROF	Etage	STRATIGR	LITHOLOGIE	Epais.	
Cretaceus	0	SÉRIE D'IN AKAMIL		Argiles plastiques finement sableuse, intercalations dolomitiques	198	
		TAOURATINE SUP & MOY		Sable et Argile et passees de dolomie		
		TAOURATINE INF		sable à passe d'argiles.		
Jurassic	198	ZARZAITINE SUP & MOY		Argile, sable et grès	345	
		ZARZAITINE INF		Argile, passées de grès et dolomie		
Carbonifere	543	TIGEUNTOURINE		Argile, sableuse parfois dolomitique	179	
	722	WESTPHALIEN F		Calcaire, dolomie argileuse, argile	86	
	808	WESTPHALIEN-NAMURIEN E		Marne, calcaire, anhydrite et argiles	214	
	1022	NAMURIEN D		Argile dolomitique, grès, calcaire	242	
	1264	WISEEN C		Argiles, grès fin, calcaire, pyrite, fossile	227	
	1491	WISEEN B		Argiles, grès fin, calcaire, pyrite	312	
	1803	TOURNAISIEN A		Argiles, grès fin, fossile, dolomie, pyrite	113	
Devonien	1916	Reservoir F2		Grès fin, argile silteuse, fissures	1947	
	1947	SÉRIE Argileuse		Argile foncée, grès fin, calcaire, pyrite	2150	
	2150	Reservoir F4		Alterance gres fin et argile foncée	2185	
	2185	Argile intermediaire		Argiles foncées, grès fin, pyrite, calcaire,	2214	
	Silurien	2214	Reservoir F6	C3+C2		Gres tres fin et argiles induree
UNIT M2					Grès clair, argile noir feuilletées, pyrite	
UNIT M1					Grès clair, argile feuilletée, pyrite	
2358	Silurien argileux		Argile noire charbonneuse, grès silteuse	349		
Cambro Ordovicien	2707	UNITE IV- 3		Grès gris - blanc passées d'argiles parfois microconglomératiques.	249	
		UNITE IV- 2		Argiles noires, indurée, silteuse, micacée, inclusions de grains de quartz blanc		
		UNITE IV-1		Grès gris - blanc passées d'argiles		
Socle	2956	Infra Cambrien		Roches métamorphiques	24	
	2980	COTE FINALE (TD)				

Figure 3-2-litho-stratigraphique de TRG-2 et TRG-3 (document Sonatrach ,2015)



Chapitre 02 : PROPRIÉTÉS PÉTROPHYSIQUES



1. Introduction

La pétrophysique est l'étude des propriétés physiques des roches et de leurs interactions avec les fluides (eaux, hydrocarbures et autres gaz). Les formations géologiques formant un réservoir pour l'accumulation d'hydrocarbures dans le sous-sol, doivent contenir un réseau tridimensionnel de pores interconnectés entre eux pour stocker les fluides et permettre leur déplacement dans le réservoir.

La connaissance des propriétés physiques de la roche réservoir et de son interaction avec les fluides est essentielle pour comprendre et mieux évaluer les performances du réservoir d'hydrocarbures considéré. Ainsi, la compréhension des écoulements multiphasiques au sein du milieu poreux est très importante pour différentes stratégies de développement des projets d'exploitation et de production. Les propriétés pétrophysiques du réservoir peuvent être déterminées à partir d'analyses de laboratoire, d'interprétations des différents logs de forage, nucléaire et sonique utilisant les nouvelles méthodes géophysiques de sondage relatifs aux données sismiques ou à partir d'approches théoriques de simulation et de modélisation en particulier.

Cependant, les principales propriétés pétrophysiques de la formation du réservoir sont : la porosité, la saturation en eau, la perméabilité, le volume d'argile, la mouillabilité, la tension de surface et interfaciale, la pression capillaire et la compressibilité ou compactage de la roche. Les données pétrophysiques du réservoir sont mesurées à différentes échelles et par différentes méthodes et procédés. Ces échelles et méthodes doivent être prises en compte avant toute intégration des paramètres dans l'évaluation et la modélisation du réservoir. En effet, les études sur les réservoirs sont dépendantes de l'existence de toutes les sources d'informations fournissant une base de données aussi fiables que possible. Les enregistrements diagrapiques établis offrent la possibilité d'assurer un réel support technique cohérent en termes de caractérisation pétrophysique du réservoir utile à la gestion des techniques d'exploitations et au développement d'une production rentable du champ.

2. Structure rocheuse

La structure de la roche se compose d'éléments solides (minéraux) formant le contenant, des fluides qu'elle contient et des espaces (porosité) libres/occupés présents dans la masse de la roche. L'évaluation des caractéristiques pétrophysiques de ces roches doit suivre une séquence spécifique :

1. Détermination de la capacité de stockage, exprimée par la porosité connexe.
2. Analyse de la capacité de circulation, mesurée par la perméabilité.
3. Étude de la pression capillaire, par la saturation en fluides.
4. Évaluation des propriétés électriques de la roche, par la résistivité.

2.1. Matrice rocheuse

Le squelette (matrice) de la roche est constitué de grains minéraux et de ciment. En cas de lithologie simple, elle est composée d'un seul minéral, dans le cas d'une lithologie complexe, elle est formée d'un mélange de minéraux. De plus, la formation propre se distingue par l'absence d'argile dans sa composition.

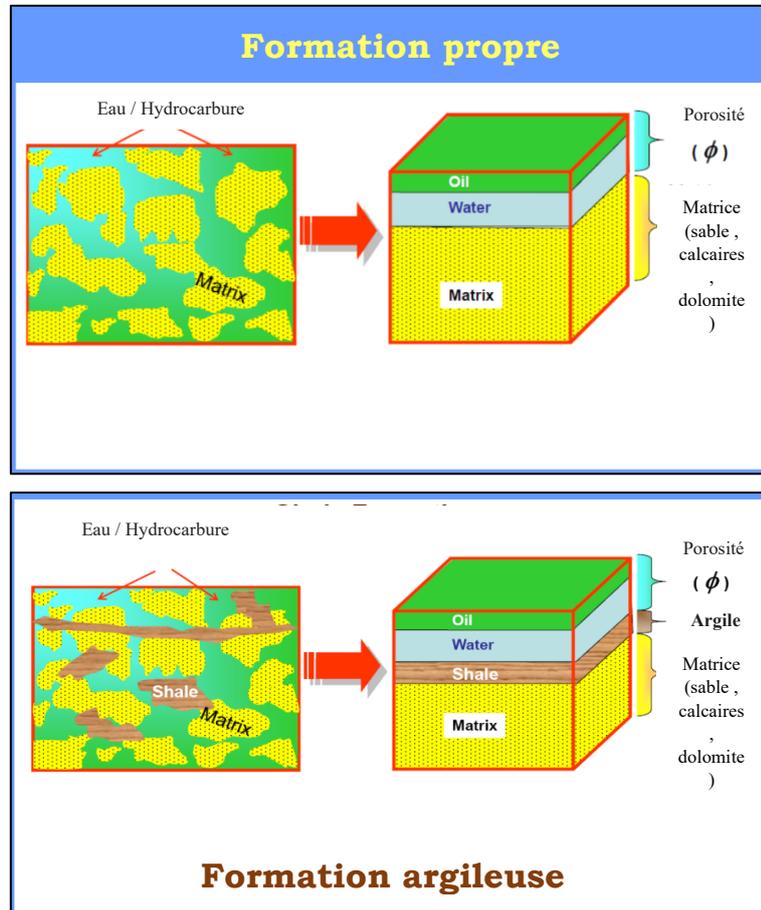


Figure 2-1-(haut) Formation sans argile, (bas) formation argileuse
(Document sonatrach -formation evaluation based on logging data -2017)

2.2. Schiste (shale)

Correspond à une lithologie à base de minéraux dont la taille des particules est $< 0,06$ mm. L'argile est composée uniquement de minéraux argileux dont la taille des particules est ≤ 2 μm . Le schiste contient 50 à 60 % d'argile avec une quantité significative de limons et d'autres compositions.

Les argiles en tant que propriété pétrophysique du réservoir, ont un fort effet sur les mesures des quantités physiques, elles sont généralement traitées séparément de la matrice. A ce titre, les argiles sont identifiées par type d'argile dispersée, laminaire (couches minces) et structurale.

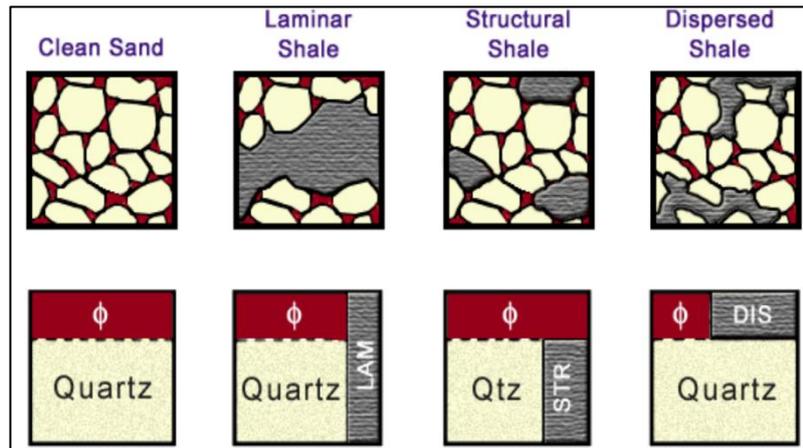


Figure 2-2- Mode de répartition des types d'argiles (gris) dans la roche (Document Schlumberger , 2013)

3.2.1. Argiles structurales

Correspond à une matrice où les particules d'argiles remplacent certains des grains de sable. Dans ce cas, la densité de la matrice change mais la porosité ne change pas.(Document Schlumberger , 2010)

3.2.2. Argiles laminées

Correspond à des couches minces de schiste dans la matrice, remplaçant à la fois la matrice et la porosité, ce qui provoque des changements dans la densité de la matrice et la porosité.(Document Schlumberger , 2010)

3.2.3. Argiles dispersées

Les argiles remplissent l'espace intergranulaire, ce qui modifie la porosité tout en laissant intacte la densité de la matrice.(Document Schlumberger ,2010)

2.3. Les fluides

L'arrangement des grains laisse généralement des espaces vides qui sont occupés par des fluides pouvant être de nature différente (eau, gaz, huile, ...). Le pourcentage de ces fluides dépend du pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité.

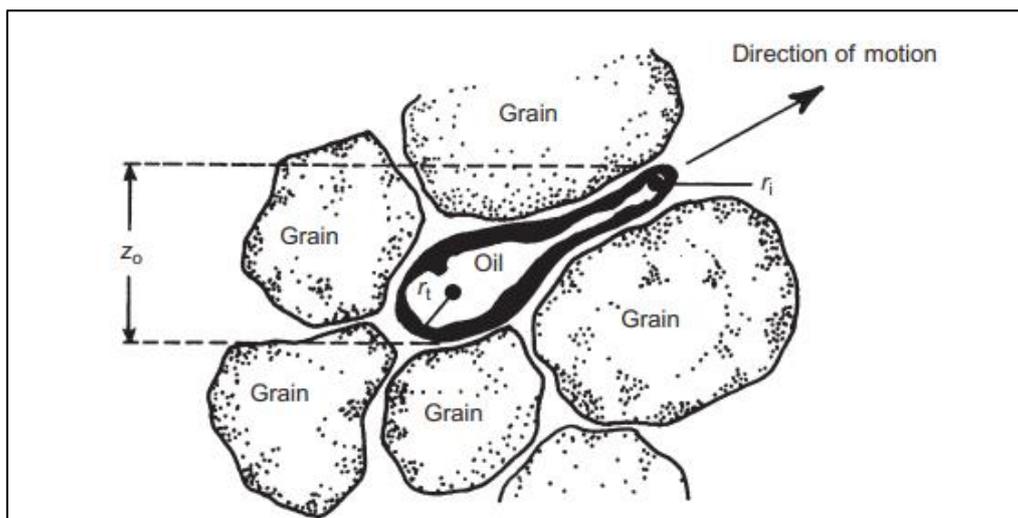


Figure 2-3-mouvement d'une goutte d'huile à travers un pore dans une roche (Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties second edition Abhijit Y. Dandekar (2013)

3. Les paramètres pétrophysiques

3.1. porosité (ϕ)

Les grains de sable et les particules de matériaux carbonatés qui composent les réservoirs de grès et de calcaire ne s'ajustent généralement jamais parfaitement en raison du degré élevé d'irrégularité de leur forme. (Abhi jit Y.Dandekar , 2013)

L'espace vide créé à travers les lits entre les grains, appelé espace poreux ou interstice, est occupé par des fluides (liquides et/ou gaz). La porosité d'une roche réservoir est définie comme la fraction du volume total du réservoir qui n'est pas occupée par la structure solide du réservoir. Cela peut être exprimé sous forme mathématique comme:

$$\phi = \frac{Volume_{Total} - Volume_{des\ grains}}{Volume_{Total}} = \frac{Volume_{des\ vides}}{Volume_{Total}} \times 100 [\%]$$

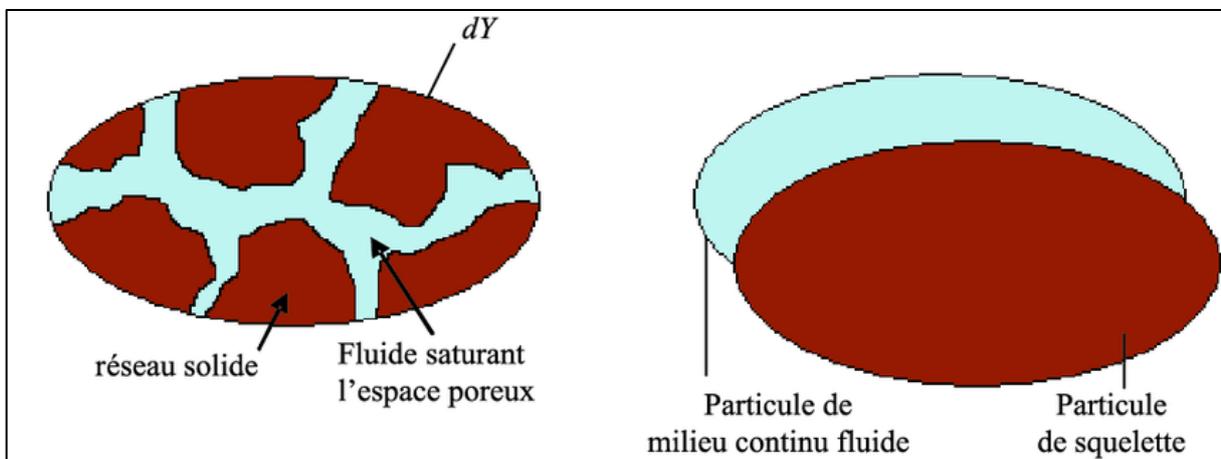


Figure 3-1-description d'un milieu poreux saturé par la phase fluide (Salma BARBOURA - 2018)

Selon cette définition, la porosité des matériaux poreux pourrait théoriquement avoir n'importe quelle valeur, mais la porosité de la plupart des roches sédimentaires est généralement inférieure à 50%.

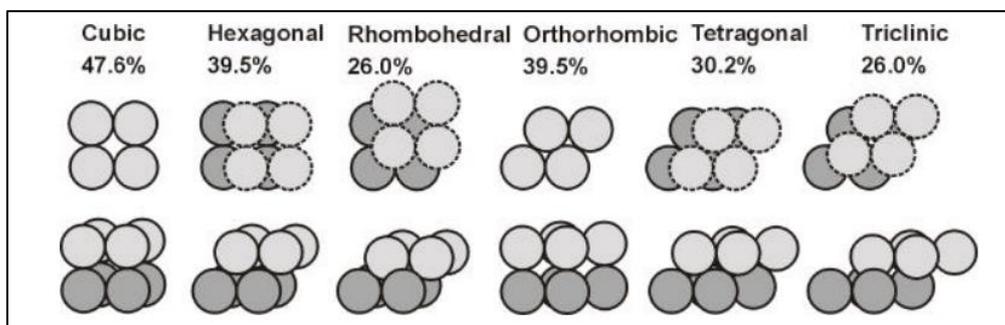


Figure 3-2-La relation entre la porosité et l'arrangement des grains(Y. Dandekar (2013))

3.1.1. Classification de la porosité

Dans la classification de la porosité, on observe souvent une distinction selon deux perspectives :

- Classification géologique
- Classification ingénierie

A. Classification géologique de la porosité

Lorsque des sédiments ont été déposés dans des mers géologiquement anciennes, le premier fluide qui a rempli les espaces poreux dans les lits de sable était l'eau de mer, généralement appelée par eau connée ou eau salée fossile (connate water). Une méthode courante de classification de la porosité des réservoirs pétroliers repose sur la question de savoir si les espaces poreux, contenant du pétrole ou du gaz, ont été formés lorsque les lits de sable ont été déposés pour la première fois (porosité primaire ou matricielle), ou s'ils ont été formés par la ultérieurement par diagenèse (comme la dolomitisation dans les roches carbonatées), la catagenèse, les contraintes géologiques et la dissolution par l'eau circulant à travers la roche (porosité secondaire ou induite). La classification générale suivante de la porosité, adaptée par Ellison, est basée sur le moment d'origine, le mode d'origine et les relations de distribution des espaces poreux.(Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012)

A.1. Porosité primaire

Il s'agit de l'espace vide, présent dans la roche ou le sédiment à la fin de sa phase de dépôt initial, de telle manière que les grains n'avaient pas été altérés.

Elle constitue une caractéristique essentielle des réservoirs pétroliers et gaziers, car elle détermine en grande partie la capacité d'une roche à stocker et à déplacer les hydrocarbures. (Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012)

A.2. Porosité secondaire

La porosité secondaire est le résultat de processus géologiques (diagenèse et catagenèse) survenant après le dépôt des sédiments. L'ampleur, la forme, la taille et l'interconnexion des pores peuvent ne pas avoir de relation directe avec la forme des particules sédimentaires initiales.(Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012)

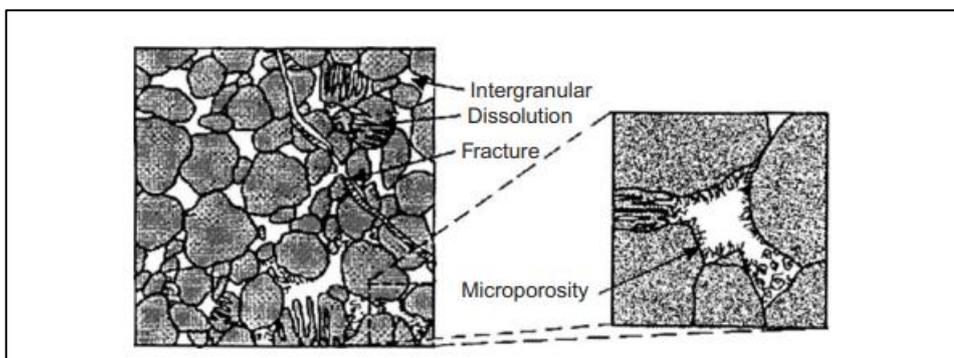


Figure 3-3-type de porosités trouvées dans un réservoir de grès (SEDIMENTARY PETROLOGY: An Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks Maurice E. Tucker 1981)

B. Classification ingénierie de la porosité

Pendant la sédimentation et la diagenèse, certains des espaces poreux initialement développés deviennent isolés des autres espaces poreux en raison de divers processus diagenétiques tels que la cimentation et la compaction. Ainsi, de nombreux pores seront interconnectés, tandis que d'autres seront complètement isolés. Cela conduit à deux catégories distinctes de porosité, à savoir totale (absolue) et effective, en fonction des espaces poreux mesurés pour déterminer le volume de ces espaces poreux. (Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012)

La différence entre les porosités totale et effective est la porosité isolée ou non effective. La porosité absolue est le rapport de l'espace vide total dans l'échantillon au volume total de cet échantillon, que ces espaces vides soient ou non interconnectés. Une roche peut avoir une porosité absolue considérable et pourtant ne pas avoir de conductivité fluide en raison de l'absence d'interconnexions poreuses. (Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012)

La porosité effective est influencée par plusieurs facteurs lithologiques incluant :

- le type, la teneur et l'hydratation des argiles présentes dans la roche .
- l'hétérogénéité des tailles de grains .
- le tassement et la cimentation des grains .
- toute altération et lessivage pouvant affecter la roche.

Baucoup des pores peuvent être des impasses avec une seule entrée vers le système principal de canaux poreux. En fonction de la mouillabilité, ces pores en impasse peuvent être remplis d'eau ou de pétrole, qui sont des fluides irréductibles. Les techniques expérimentales de mesure de la porosité doivent prendre en compte ces faits.

Pour récupérer le pétrole et le gaz des réservoirs, les hydrocarbures doivent s'écouler sur plusieurs centaines de pieds à travers les canaux poreux dans la roche avant d'atteindre le puits de production. Si le pétrole occupe des espaces vides non connectés, il ne peut pas être extrait et n'intéresse que peu l'ingénieur pétrolier. Par conséquent, la porosité effective est la valeur utilisée dans tous les calculs d'ingénierie de réservoirs. (Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012)

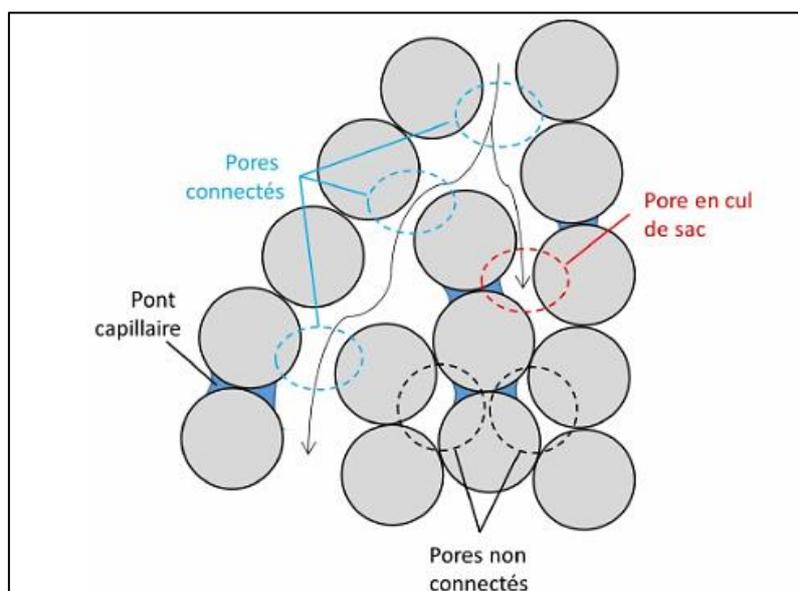


Figure 3-4-Différents types de pore (Les milieux poreux en ingénierie de réservoir - Edition: The little corner of porous media - Chapter: Introduction)

3.1.2. Les facteurs qui déterminent l'importance de la porosité

Les facteurs qui influent sur l'importance de la porosité dans les sédiments sont les suivants :

➤ **Uniformité de la taille des grains** : L'uniformité ou la répartition (trialoge) correspond à la gradation des grains. Si de petites particules de limon ou d'argile sont mélangées à de plus gros grains de sable, la porosité effective (interconnectée) sera considérablement réduite, comme le montre la Figure 3-4 . Ces réservoirs sont appelés sales ou argileux.

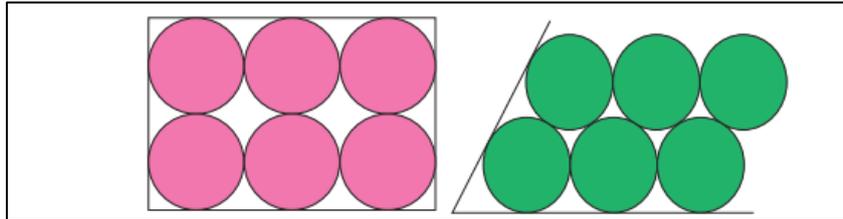


Figure 3-5-empilement cubique (à gauche) et rhomboédrique (à droite) de grains sphériques (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012)

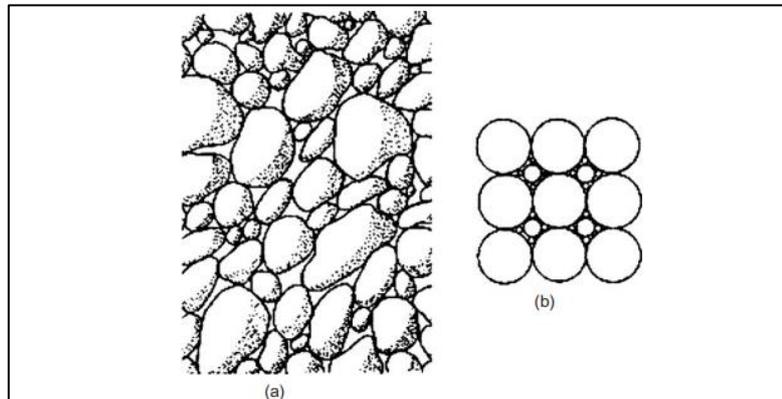


Figure 3-6-Collection de (a) grains de sable de tailles et formes différentes et (b) sphères illustrant un empilement cubique de trois tailles de grains (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012)

➤ **Degré de cimentation ou de consolidation** : Les grès fortement cimentés ont de faible porosité, alors que les roches tendres et non consolidées ont des porosités élevées. La cimentation se produit à la fois lors de la diagenèse et lors de l'altération de la roche par la circulation des eaux souterraines. Le processus consiste essentiellement à combler les espaces vides avec des minéraux solubles ou d'accumulation de particules, ce qui réduit la porosité. (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012).

➤ **Quantité de compactage pendant et après le dépôt** : Le compactage a tendance à remplir les vides et presser les fluides favorisant le rapprochement intime des particules minérales, en particulier dans les roches sédimentaires à grains fins. (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012).

➤ **Modes de disposition** : Avec l'augmentation de la pression de la charge, les grains de sable anguleux mal triés présentent un changement progressif en faveur de la disposition aléatoire à un conditionnement plus proche, produisant ainsi un écrasement et déformation plastique des particules de sable. (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012).

3.1.3. Méthodes de mesure des différentes porosités

Il existe de nombreuses méthodes pour mesurer la porosité, quelques-unes desquelles seront discutées ci-dessous. Plusieurs techniques standard sont utilisées. En elles-mêmes, ce sont des mesures physiques de base du poids, de la longueur et des pressions.

A. Méthode directe

Ici, les deux volumes V et V_s sont directement déterminés et utilisés dans l'équation (III-I) de la porosité. Cette méthode mesure la porosité totale, mais est rarement utilisée sur les roches car V_s ne peut être mesuré que si la roche est totalement désagrégée, et ne peut donc pas être utilisée dans d'autres études pétrophysiques.

Parmi les méthodes directe on distingue :

A.1. L'injection de mercure

La roche est évacuée, puis plongée dans du mercure. À la pression du laboratoire, le mercure n'entrera pas dans les pores de la plupart des roches. Le déplacement du mercure peut donc être utilisé pour calculer le volume total de la roche. La pression augmentant progressivement sur le mercure, force le mercure à remplir les pores de la roche (Figure 3-7).

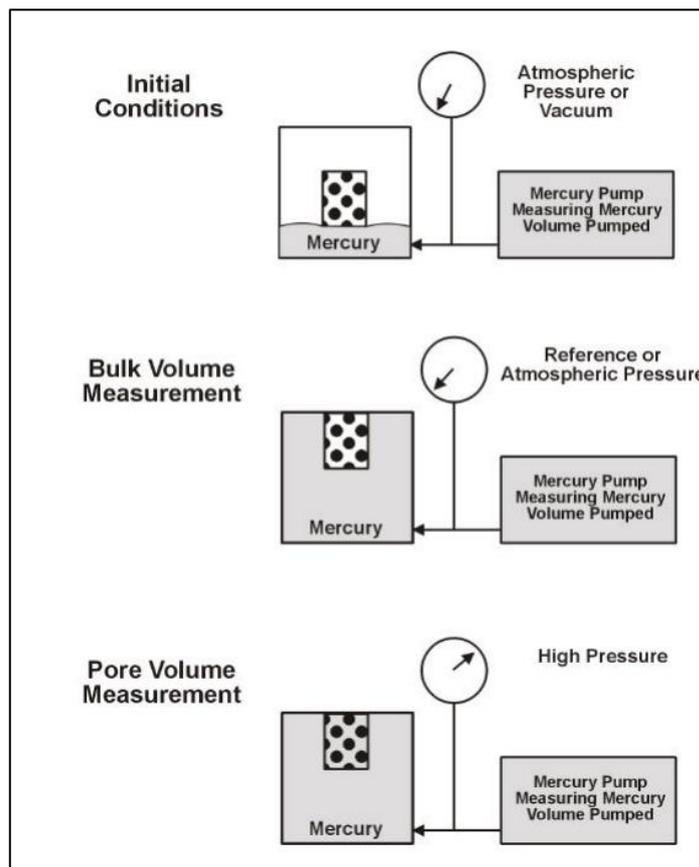


Figure 3-7-un porosimètre à mercure- Formation Evaluation MSc
Course Notes -chapitre 5-2007-

Si la pression est suffisamment élevée, le mercure envahira tous les pores. Une mesure de la quantité de mercure perdue dans la roche fournit directement le volume de pores. La porosité peut alors être calculée à partir du volume total et du volume de pores.

De toute évidence, cette méthode mesure également la porosité connectée. En pratique, il y a toujours un petit volume de pores qui n'est pas accessible par le mercure même aux pressions les plus élevées. Il s'agit du volume de pores sous forme des pores les plus minuscules. Il s'agit d'une méthode modérément précise qui présente l'avantage de pouvoir être réalisée sur de petits échantillons irréguliers de roche, et l'inconvénient que l'échantillon doit être éliminé en toute sécurité après le test.

B. Méthodes Indirecte

Parmi les différentes méthodes de détermination de la porosité, on distingue la méthode d'imbibition, l'expansion du gaz et les méthodes pétrographiques. Cependant, la méthode la plus courante pour évaluer la porosité des roches reste l'utilisation des diagraphies. Les logs de puits sont des outils envoyés dans le puits pendant le processus de forage qui mesurent différentes propriétés du réservoir d'intérêt pour les géologues et les ingénieurs.

En raison du coût élevé de l'obtention d'échantillons de carottes, généralement seuls quelques puits sont carottés. Les puits qui sont carottés sont généralement des puits tôt dans la vie du réservoir (puits d'appréciation) et des puits clés à travers le réservoir. En revanche, les logs de puits sont régulièrement réalisés dans les puits, ne serait-ce que pour identifier les profondeurs des intervalles productifs. Les trois logs de trou ouvert utilisés pour évaluer la porosité sont :

- Le log sonique
- Le log de densité
- Le log neutronique

Bien que aucun de ces logs ne mesure directement la porosité, la porosité peut être calculée en fonction de considérations théoriques ou empiriques. Les mesures obtenues à partir de ces logs dépendent non seulement de la porosité, mais également d'autres propriétés de la roche telles que :

- La lithologie (type de roche : grès, calcaire, schiste, etc.)
- Les fluides occupant les espaces poreux
- L'environnement du puits (type de fluide de forage, taille du trou)
- La géométrie des pores

Étant donné que de nombreuses variables peuvent influencer les lectures des logs, des corrections doivent être appliquées aux interprétations des logs et les trois logs sont généralement évalués ensemble pour déterminer la meilleure estimation de la porosité des formations rocheuses. Les évaluations des logs sont également calibrées par rapport à la porosité des carottes dans les puits où à la fois les carottes et les logs sont disponibles. (P.vass -Document Sonatrach ,2013)

B.1. Porosité sonique (ϕ_s)

Le log sonique mesure le temps de transit intervalle, Δt , c'est-à-dire le temps le plus court nécessaire à une onde sonore de compression pour parcourir 1 pied de formation parallèlement au puits. La vitesse du son dans la formation dépend de la nature des minéraux constituant la roche, de la porosité, des fluides dans les espaces poreux, de la température, de la pression et de la texture de la roche. (Norbert peter Szabo Ph.D , Dr Habil 2016)

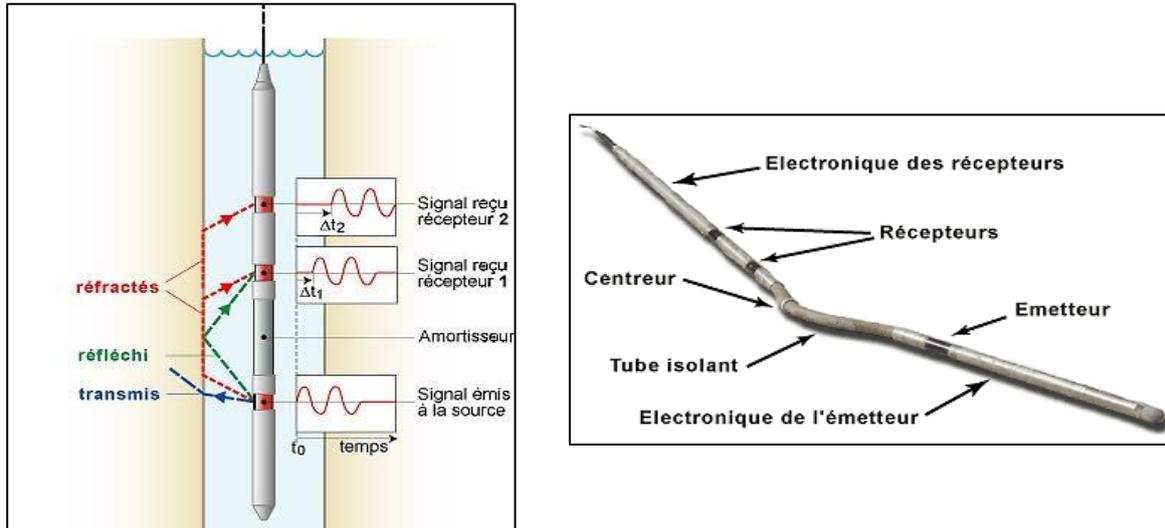


Figure 3-8- Schéma explicatif de mesure et de l'outil de la porosité sonique –(Schlumberger , 2009)

Étant donné que, pour une lithologie donnée, la zone d'investigation de l'outil sonique se situe essentiellement dans la zone envahie contenant le filtrat de boue, la vitesse du son, c'est-à-dire le temps de transit intervalle, est principalement une fonction de la porosité. (Norbert peter Szabo Ph.D , Dr Habil 2016)

La vitesse du son est plus rapide dans une substance dure que dans un liquide. Par conséquent, si l'on considère une roche composée uniquement de solide et de liquide, le rapport suivant des temps de transit peut être utilisé pour obtenir la porosité :

$$\phi_{sonique} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}$$

Où :

Δt : temps de parcours de l'onde sonique en face du niveau étudié $\left[\frac{\mu s}{ft} \right]$

Δt_{ma} : temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice $\left[\frac{\mu s}{ft} \right]$

Δt_{fl} : temps de l'onde sonique dans le fluide $\left[\frac{\mu s}{ft} \right]$

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

$$\phi_{sonique\ corrigée} = \phi_{sonique} - (V_{Sh} \times \phi_{Ssh})$$

$\phi_{sonique\ corrigée}$: la porosité sonique corrigée

ϕ_{Ssh} : la porosité sonique des argiles

V_{Sh} : Volume d'argile

C'est à dire :

$$\phi_{\text{sonique corrigée}} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} - (V_{Sh} \times \frac{\Delta t_{Sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}})$$

B.2. Porosité de densité (ϕ_d)

La porosité de densité de la formation, est donnée par la relation suivante, à partir de la lecture d'un log de densité :

$$\phi_{\text{densité}} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

Avec :

ρ_b : densité globale lue en face du niveau étudié $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$

ρ_{ma} : densité de la matrice $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$

ρ_{fl} : densité du fluide $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet des argiles par la formule suivante :

$$\phi_{\text{densité corrigée}} = \phi_{\text{densité}} - (V_{Sh} \times \phi_{ash})$$

Avec

V_{Sh} : Volume d'argile

ϕ_{ash} : porosité de densité des argiles

C'est à dire :

$$\phi_{\text{densité corrigée}} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} - (V_{Sh} \times$$

B.3. Porosité neutron (ϕ_n)

Le principal usage du log neutronique est de fournir des informations sur la porosité.

L'outil est sensible à la quantité d'hydrogènes dans la formation et dans une moindre mesure à d'autres éléments. On suppose que la contribution à la mesure des éléments autres que l'hydrogène est négligeable, et que la contribution à la mesure de l'hydrogène provient entièrement des fluides occupant pleinement l'espace poreux.

Cependant, dans les roches réelles, les éléments autres que l'hydrogène présents dans la matrice rocheuse contribuent à la mesure (par exemple, le chlore dans l'eau de formation, les filtrats de boue et dans certaines formations évaporitiques), et l'hydrogène est présent dans la matrice (par exemple, l'eau liée dans les schistes).

Le problème est partiellement résolu en étalonnant l'outil pour donner la porosité dans les unités calcaires. Le calcaire pur saturé d'eau douce est choisi car il ne contient aucun élément qui contribue significativement au signal mesuré autre que l'hydrogène.

- Les porosités lues par l'outil sont précises dans les formations calcaires contenant de l'eau douce.
- Les porosités lues par l'outil dans d'autres lithologies ou avec d'autres fluides doivent être corrigées .

Il y a trois effets qui ne sont pas corrigés dans les données du log, et qui doivent être brièvement mentionnés :

- **L'Effet Hydrocarbure** : La présence de liquide hydrocarbure (pétrole) n'a pas d'effet sur la réponse de l'outil car il a approximativement le même indice d'hydrogène que l'eau douce. En revanche, le gaz hydrocarbure a un indice d'hydrogène beaucoup plus faible en raison de sa faible densité, et sa présence entraînera des sous-estimations de la porosité.

- **L'Effet Schiste** : Les schistes contiennent des argiles qui ont une quantité significative de molécules d'eau liée à leur surface. Cela augmente l'indice d'hydrogène de la formation. Même les schistes avec une très faible porosité peuvent donner des lectures de porosité erronément élevées en raison de la présence de ces eaux liées.

$$\phi_{ncsh} = \phi_n - (V_{sh} \times \phi_{nsh})$$

- **L'Effet Chlorure** : Le chlore est un bon absorbeur de neutrons et peut entraîner des surestimations de la porosité s'il est présent soit comme fluide de formation, soit comme filtrat de boue.

B.4. Porosité utile

La porosité utile en face des bancs gréseux non cavés est donnée par la formule suivante :

$$\phi_u = \frac{\phi_{nc} + \phi_{dc} + 0.75\phi_{sc}}{2.75}$$

La porosité utile en face des formations cavées est égale à la porosité sonique corrigée de l'effet des argiles ϕ_{sc} , l'outil sonique étant le moins affecté par la présence des caves :

$$\phi_u = \phi_{sc}$$

Remarque : Les porosités ne nécessitent pas de correction d'effet d'argile dans les zones Propres du réservoir ($V_{sh} < 10\%$)

3. 2. La perméabilité (K)

En plus de la porosité, une roche réservoir doit avoir la capacité de permettre aux fluides pétroliers de s'écouler à travers ses pores interconnectés. La capacité de la roche à conduire les fluides est appelée perméabilité. Cela indique que les roches non poreuses n'ont pas de perméabilité. La perméabilité d'une roche dépend de sa porosité effective, par conséquent, elle est affectée par la taille et la forme des grains de la roche, la distribution de la taille des grains, le tassement, la cimentation et le degré de consolidation des grains. Le type d'argile ou de matériau de cimentation entre les grains de sable affecte également la perméabilité, notamment là où de l'eau douce est présente. (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012).

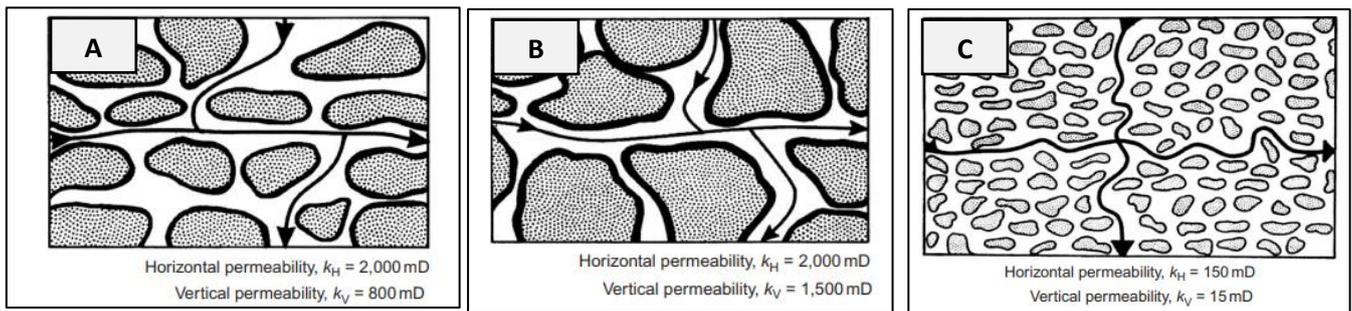


Figure 3-9-Effets des(A: gros grains plats; B : gros grains arrondis; C : petits grains irréguliers) sur la perméabilité (Document sonatrach , 2015)

La perméabilité, un indicateur important pour mesurer la perméabilité de la roche et évaluer la conductivité des roches réservoir, est un reflet indirect de l'état de distribution de la structure des pores de la roche, qui a été largement utilisé dans l'exploitation énergétique profonde.

3.2.1. Type de perméabilité

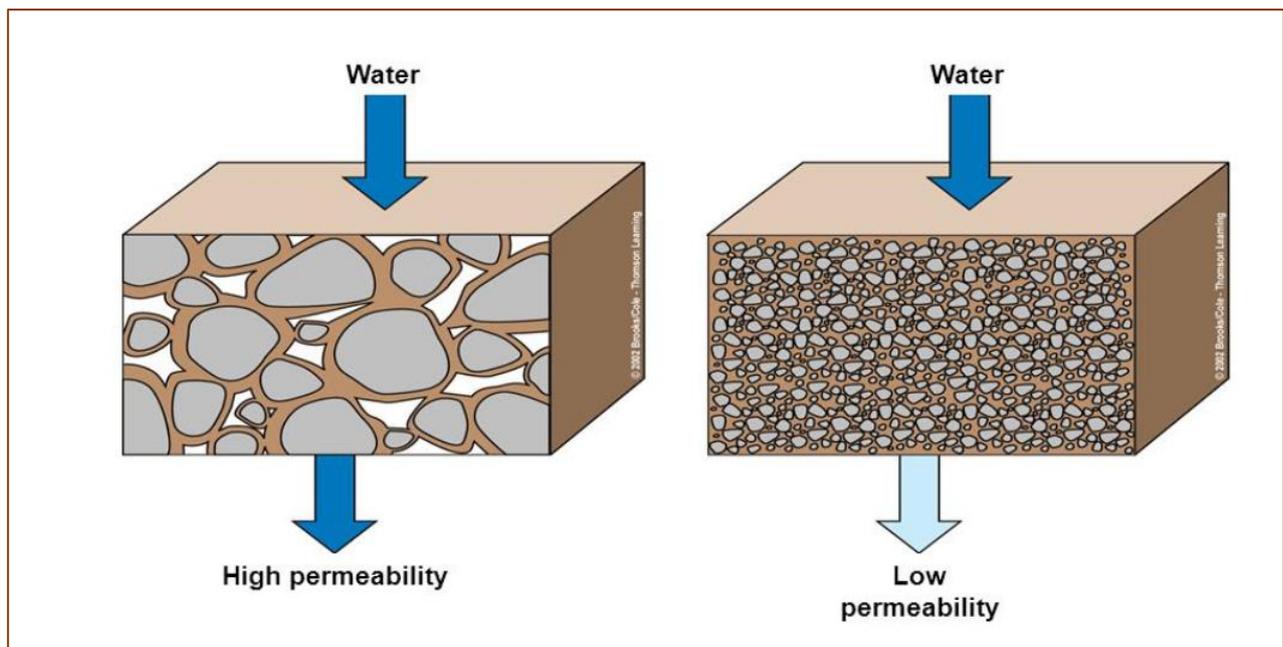


Figure 3-10- l'état de distribution de la structure des pores de la roche(Schlumberger,2014)

A. Perméabilité Absolue

En termes simples, la perméabilité absolue est la capacité du milieu poreux, c'est-à-dire, lorsque la roche réservoir est saturée à 100% avec un fluide donné. La mesure de la perméabilité d'une roche remplie d'un seul fluide est différente de la mesure de la perméabilité de la même roche remplie de deux ou plusieurs fluides, appelée perméabilité relative, qui est discutée dans le titre suivant. D'emblée, il convient de mentionner que la perméabilité absolue est une propriété de la roche seule et non du fluide qui la traverse, à condition qu'aucune réaction chimique ou interaction indésirable ne se produise entre la roche et le fluide qui circule. (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012).

La perméabilité absolue a été définie à plusieurs reprises de la manière suivante:

- La mesure de la capacité de flux spécifique d'une roche.
- La mesure de la capacité du milieu poreux à transmettre les fluides.
- La mesure de la conductivité des fluides d'un milieu poreux particulier.
- La capacité de s'écouler ou de transmettre des fluides à travers une roche entièrement saturée avec un fluide monophasique.
- La mesure du coefficient réciproque de la résistance offerte par le milieu poreux au flux de fluide.
- La constante de proportionnalité entre le débit des fluides et le gradient de pression appliqué.

(Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012).

B. Perméabilité effective

les réservoirs de pétrole ayant un systèmes de fluides à simple phase simples sont rarement présents car les roches réservoirs sont saturées d'au moins deux phases de fluides non miscibles, par exemple, l'espace poreux est partagé par du gaz et de l'huile ou de l'huile et de l'eau ou par du gaz, de l'huile et de l'eau.

Il est donc nécessaire d'étendre ou de modifier davantage la loi de Darcy pour inclure l'écoulement simultané de deux ou plusieurs phases de fluides présentes dans un milieu poreux. Cela est réalisé en incluant le concept de perméabilité effective de chaque phase fluide au lieu de la perméabilité absolue.

Tout comme la perméabilité absolue, la *perméabilité effective* est également désignée par **K** avec des indices **g** pour le gaz, **o** pour l'huile et **w** pour l'eau, c'est-à-dire **K_{eg}**, **K_{eo}** et **K_{ew}**, qui sont les perméabilités effectives du gaz, de l'huile et de l'eau, respectivement, le « e » signifiant effectif. (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012).

C. Perméabilité relative

Compte tenu des nombreuses combinaisons possibles de saturations pour un seul milieu poreux, les données de laboratoire sont généralement résumées et rapportées sous forme de perméabilité relative (désignée par **K_r**) plutôt que de perméabilité effective.

Ainsi, tout comme les perméabilités efficaces, les perméabilités relatives individuelles peuvent être spécifiées comme **k_{rg}**, **k_{ro}** et **k_{rw}**, respectivement.

Par conséquent, dans un milieu poreux donné contenant deux phases de fluides mobiles, il est possible de définir l'une des deux perméabilités relatives à deux phases suivantes. (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012).

Cependant, dans le cas d'une perméabilité relative à trois phases, l'écoulement est toujours caractérisé par les perméabilités relatives du gaz, de l'huile et de l'eau :

- Gaz–huile.
- Gaz–eau.
- Huile–eau.

$$K_r = \frac{K_e}{K_a}$$

3.2.2. Méthodes de mesure de la perméabilité

A. Méthode directe

En 1856, l'ingénieur français Henry Darcy a développé une équation de flux de fluide qui est depuis devenue l'un des outils mathématiques standard de l'ingénieur pétrolier. Cette équation, utilisée pour mesurer la perméabilité d'un échantillon de carotte comme illustré dans la Figure 3-11, est exprimée sous forme différentielle comme suit :

$$v = \frac{q}{S_c} = -\frac{K}{\mu} \times \frac{dp}{dl}$$

Où :

v : vitesse du fluide $\left[\frac{cm}{s}\right]$

q : le débit $\left[\frac{cm^3}{s}\right]$

K : perméabilité de la roche poreuse [Darcy = $0.986923\mu m^2$]

S_c : la surface transversale du core [cm^2]

μ : viscosité du fluide Centipose [cP]

L : la longueur du corps [cm]

$\frac{dp}{dl}$: gradient de pression dans la direction de l'écoulement $\left[\frac{atm}{cm}\right]$

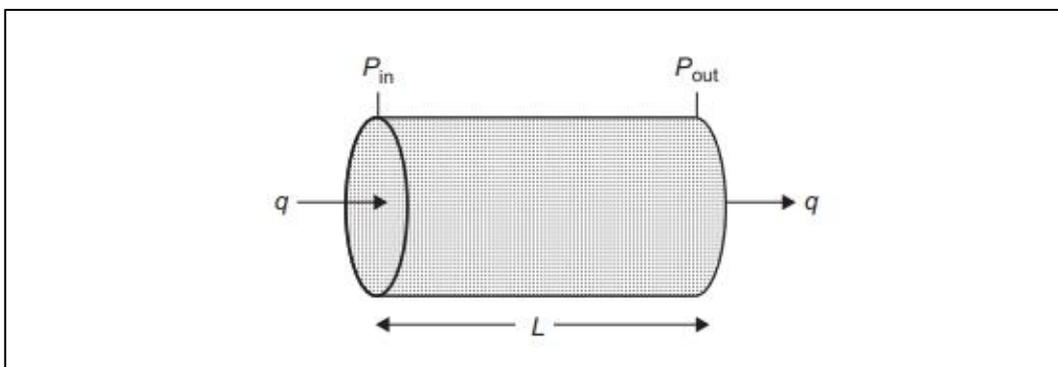


Figure 3-11-échantillon de carotte (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012.)

En séparant les variables et en intégrant entre 0 et L et la pression d'entrée P1 et la pression de sortie P2, et en résolvant pour K , on obtient :

$$K = \frac{q\mu L}{(P_1 - P_2) \times S_c}$$

où **K** est mesuré en faisant passer un fluide à travers un échantillon de carotte propre et sec de dimensions mesurées (S_c et L). Un schéma du principe impliqué dans les mesures de perméabilité est montré dans la Figure 3-12. (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012).

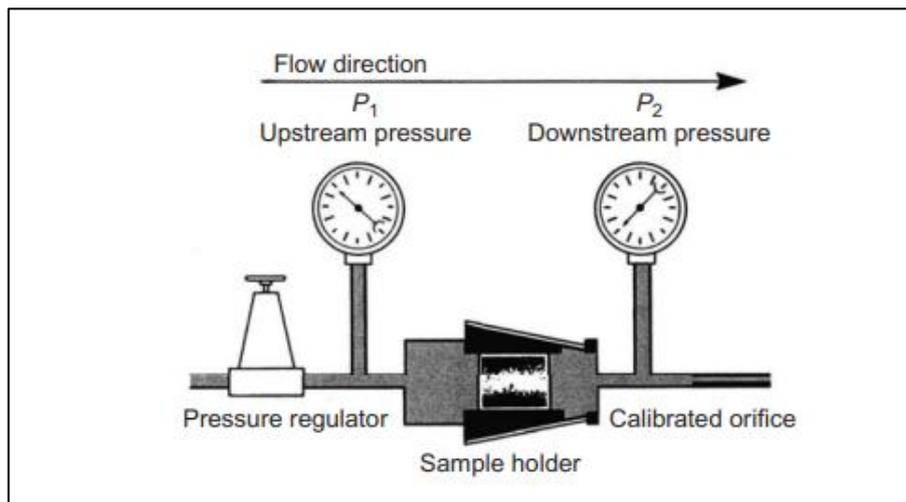


Figure 3-12-Diagramme de flux schématisé d'un perméamètre à pétrole
Reservoir Rock and Fluid Properties second edition Abhijit Y. Dandekar (2013)

Un échantillon de carotte propre et sec est placé dans un support. Les pressions amont et aval sont mesurées pour déterminer la différence de pression à travers le corps. Le débit, en cm^3/s , est mesuré à pression atmosphérique. Cette méthode en régime permanent est acceptable pour les roches à haute perméabilité. Dans les échantillons à faible perméabilité, cette méthode peut prendre plusieurs heures. (Petrophysics -Djebbar Tiab & Erle C.Donaldson , 2012).

B. Méthode indirecte

Les mesures indirectes s'opèrent à partir des diagraphies :

- « **Modular Formation Dynamics Tester - MDT** », Testeur modulaire de la dynamique de formation,
- « **Drill Stem Test - DST** », Test de la tige de forage ou le Test de formation.

B.1. Drill stem test (DST)

Drill stem test (DST) est une procédure permettant de tester la pression du puits, la perméabilité et la productivité d'une formation géologique pendant le forage d'un puits.

Le test est important et constitue un moyen précieux d'obtenir des informations sur le fluide de formation et de prendre une décision quant à la complétion ou non du puits. Le test est réalisé en bridant ou en isolant au-dessus de la zone potentiellement productive,

en relâchant la pression de boue, et en permettant à la zone de produire du fluide de formation dans le tube de forage ou la tubulure vide ou presque vide. (Bourdet , 2001)

Ce fluide est piégé par la fermeture d'une vanne et est remonté à la surface pour examen visuel. Les tests de tige de forage sont généralement utilisés pour déterminer :

- La perméabilité de la formation
- Les pressions de formation
- Les conditions limites du réservoir
- Le type de fluide (pétrole et eau), et la récupération de gaz de la formation.

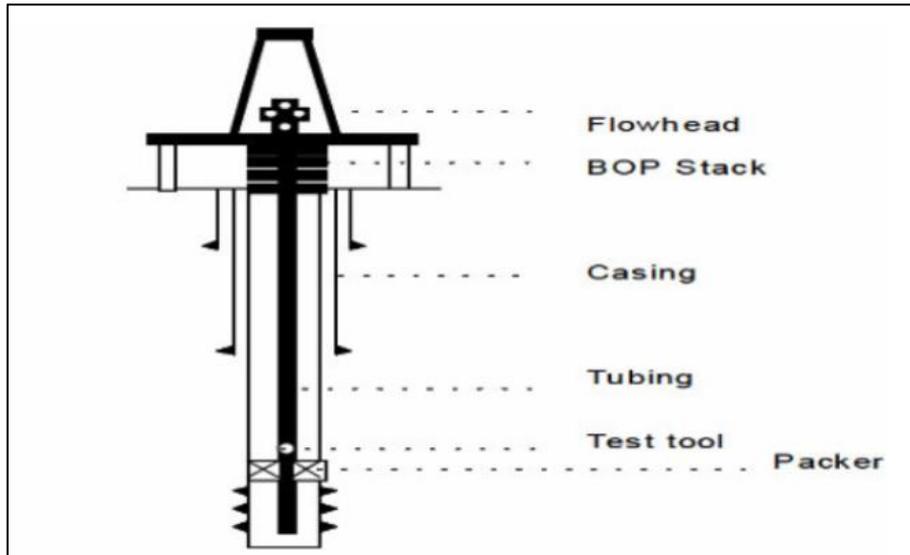


Figure 3-13-Drill stem test (dst) (Bourdet , 2001)

(45) Analysis of Drill Stem Test | John Ansa - Academia.edu - Analysis of Drill Stem Test -John Ansa , Raymond Echonwere - Department of Petroleum Engineering Rivers State University of Science and Technology -Nkpolu-Oroworukwo, Port Harcourt, Nigeria

B.2. Modular Formation Dynamics Tester (MDT)

Pour réaliser un test de perméabilité sur un puits, il est essentiel d'installer correctement toutes les sondes et/ou double obturateurs (packers), de prétester chaque équipement, de créer un abaissement en utilisant une pompe de contrôle de débit ou une chambre d'échantillonnage, et de surveiller la réponse de pression aux sondes d'observation (Schlumberger, 2020)

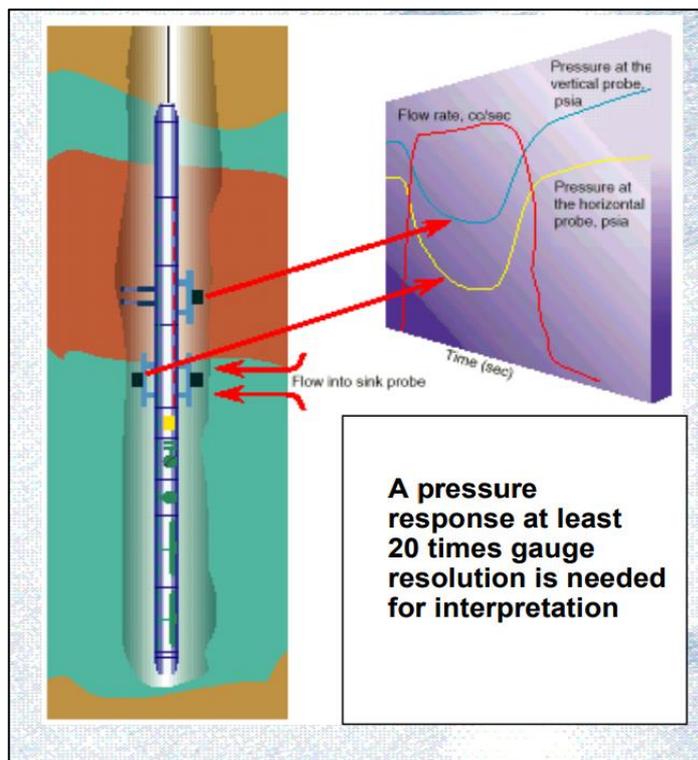
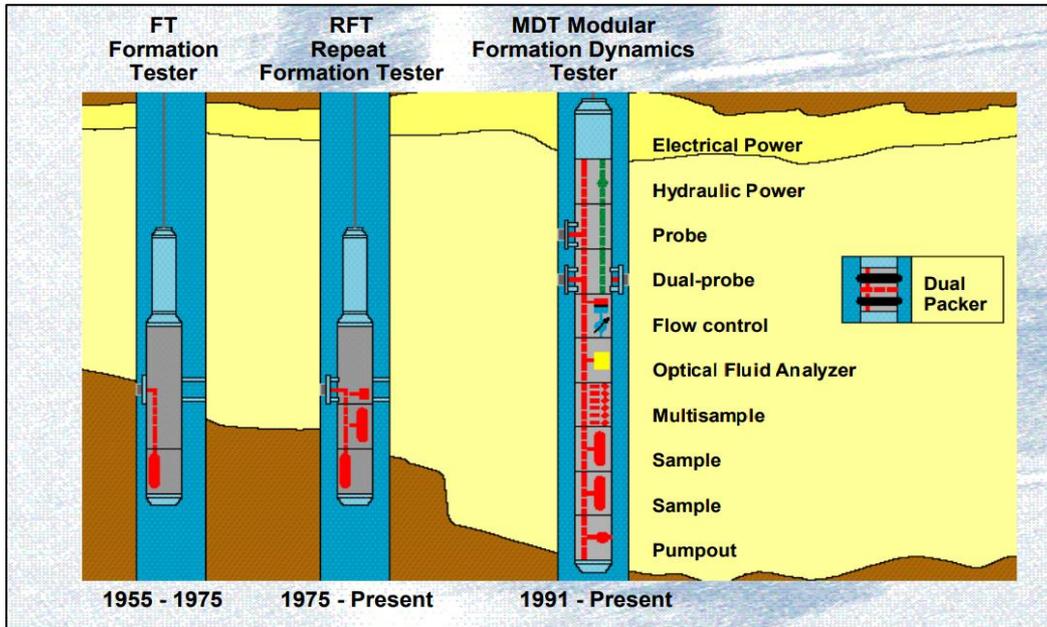


Figure 3-14-MDT-Schlumberger-2020-

3.2.3. La relation entre Perméabilité et porosité

Il n'y a pas de relation directe ou fixe entre la porosité et la perméabilité ; cependant, pour qu'une roche donnée ait une certaine perméabilité, la condition primaire nécessite évidemment que la roche ait une porosité non nulle, car la perméabilité est une fonction de la continuité de l'espace poreux, tandis que la porosité signifie essentiellement la disponibilité d'un espace poreux ; sans pour autant, la relation est purement théorique entre les deux limites de la porosité et la perméabilité ; c'est-à-dire, lorsque la porosité est nulle, la perméabilité est nulle, et lorsque la porosité est de 100 %, la perméabilité est infinie. Malheureusement, ces deux extrémités ne sont pas suffisantes pour déduire une relation généralisée entre la porosité et la perméabilité.

De manière qualitative, on peut affirmer que plus la porosité est élevée, plus il y a de forte chance d'obtenir une perméabilité plus grande. Cependant, une exception est réservée à la roche de la *Pierre ponce*, qui par exemple, malgré une porosité très élevée (présence de pores non connectés et complètement isolés), ne constitue nullement une bonne roche réservoir, car les pores ne sont pas interconnectés, c'est-à-dire qu'elle a une porosité effective nulle. *Petrophysics - Djebbar Tiab & Erle C. Donaldson, 2012*

Tableau 1-Porosité et perméabilité de certaines formations gréseuses et carbonatées

Porosity and Permeability Data of Some Sandstone and Carbonate Formations in the World			
Field/Formation	Type of Rock	Porosity (%)	Permeability (mD)
Prudhoe Bay, United States	Sandstone	22	265
Ghawar (Ain Dar), Saudi Arabia	Carbonate	19	617
Bombay High, India	Carbonate	15–20	100–250
Ford Geraldine Unit, United States	Sandstone	23	64
Elk Hills, United States	Sandstone	27–35	100–2000
Pullai Field, Malaysia	Sandstone	18–31	300–3000
Chicotepec, Mexico	Sandstone	5–25	0.1–900
Ekofisk, Norway	Carbonate	30–48	0.25 ^a
Upper and Lower Cretaceous, Denmark	Carbonate	15–45	0.01–10
Daqing (Lamadian), China	Sandstone	24.6–26.4	200–1300
Hassi Messaoud, Algeria	Sandstone	7.4	2.5

Réf : Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties second edition -Abhijit Y. Dandekar- 2013

3. 3. La résistivité (R)

La résistivité électrique (*réci-proque de la conductivité*) d'une roche saturée de fluide est sa capacité à entraver le passage du courant électrique à travers cette roche. Les roches sèches présentent une résistivité infinie. En pratique de diagraphie électrique, la résistivité est exprimée en Ω m. La résistivité de la plupart des formations sédimentaires varie de 0,2 à 2,000 Ω .m. La résistivité des sables peu consolidés varie de 0,20 Ω .m pour les sables contenant principalement de l'eau salée à plusieurs ohm mètre pour les sables pétrolifères. Pour les grès bien consolidés, la résistivité varie de 1 à 1,000 Ω .m ou plus en fonction de la quantité d'intercalations d'argile.

La résistivité des roches réservoirs est fonction de la salinité de l'eau de formation, de la porosité effective et de la quantité d'hydrocarbures piégés dans l'espace poreux. Les relations entre ces grandeurs indiquent que la résistivité diminue avec l'augmentation de la porosité et augmente avec l'augmentation de la teneur en pétrole. Les mesures de résistivité dépendent également de la géométrie des pores, des contraintes de formation, de la composition de la

roche, des fluides interstitiels et de la température. Ainsi, la résistivité est un outil précieux pour évaluer la capacité de production d'une formation.

3.3.1. Détermination de la résistivité de la formation (R_t)

De tous les paramètres des roches mesurés par les outils modernes de diaggraphie de puits, la résistivité est essentielle, car elle est utilisée pour déterminer la saturation en eau, qui est ensuite utilisée pour calculer le volume de pétrole et/ou de gaz en place. La capacité de production de la formation peut également être estimée en comparant la résistivité près du puits (c'est-à-dire, la résistivité de la zone lavée), où le filtrat de boue a envahi la formation, et la résistivité de la partie vierge de la formation (c'est-à-dire, la vraie résistivité, R_t).

3.3.2. Détermination de la résistivité de l'eau de formation (R_w)

La valeur de R_w peut varier largement d'un puits à l'autre dans certains réservoirs, car les paramètres qui l'affectent comprennent la salinité, la température, l'invasion d'eau douce et les changements d'environnements de dépôt. Cependant, plusieurs méthodes pour déterminer la résistivité de l'eau du réservoir ont été développées, y compris l'analyse chimique d'un échantillon d'eau produite, la mesure directe dans une cellule de résistivité, des catalogues d'eau, la courbe de potentiel spontané (SP), les diaggraphies porosité-résistivité et diverses méthodes empiriques.

3. 4. La saturation (S)

La saturation, notée S, fait référence à la fraction de fluide présent dans les espaces poreux d'une roche. Cela affecte la capacité de chaque fluide à s'écouler à travers un milieu poreux. En termes mathématiques, la saturation en eau est exprimée comme le volume de fluide divisé par l'espace poreux total.

$$S_w = \frac{\text{Volume de fluide}}{\text{Volume des pores}}$$

3.4.1. Estimation de la saturation en hydrocarbures

Ne peut être mesurée directement mais est déduite de la détermination de la saturation en eau (S_w) à partir des diaggraphies de résistivité et de porosité.

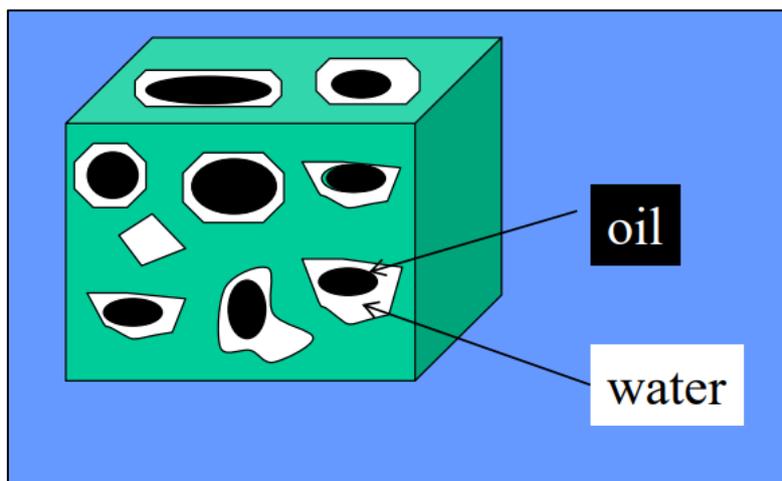


Figure 3-15-Saturation en phase-eau et en phase-huile(Schlumberger ,2020)

$$S_w + S_h = 1$$

Où :

- $S_w = \frac{\text{Volume occupé par l'eau}(V_w)}{\text{Volume des pores}(V_{pore})}$
- $S_h = \frac{\text{Volume occupé par hydrocarbures}(V_h)}{\text{Volume des pores}(V_{pore})}$

– S_w – Fraction de l'espace poreux occupée par l'eau.

– S_h – Fraction de l'espace poreux occupée par les hydrocarbures."

L'objectif c'est de déterminer si les pores de la formation sont complètement saturés d'eau de formation ou si l'espace poreux est partiellement saturé d'huile/gaz.

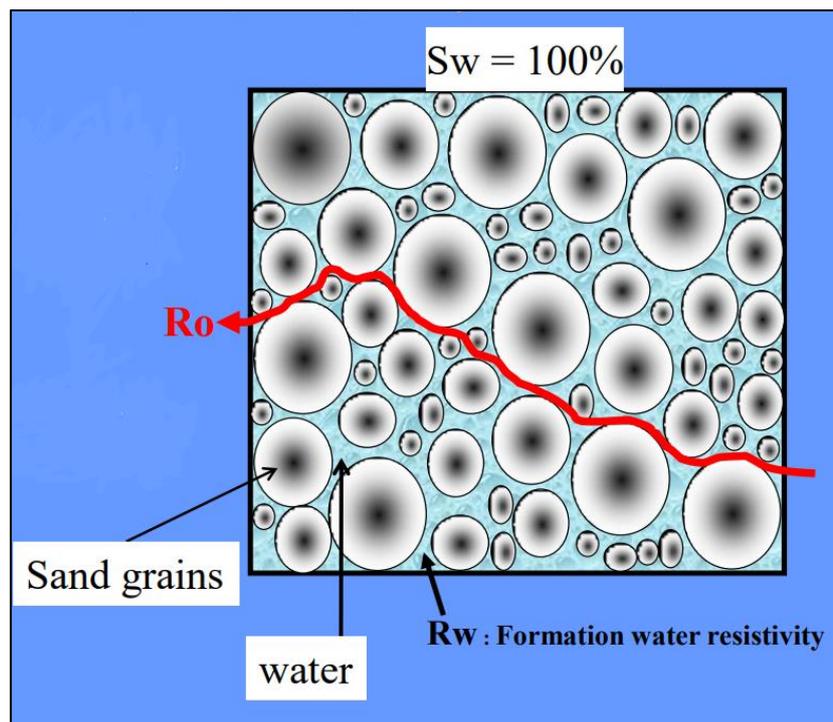


Figure 3-16-Résistivité de R_w et R_o (Schlumberger , 2020)

- Le courant circule le long du chemin de moindre résistance, qui est mesuré comme la résistivité humide (R_o).
- À mesure que la porosité change, la valeur de R_o change de manière constante.

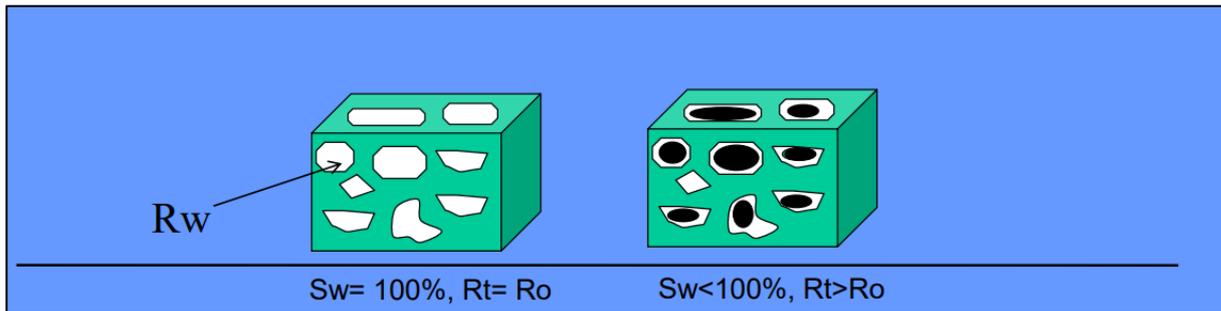


Figure 3-17-Résistivité d'eau de formation (R_w) en rapport avec $R_t = R_o$ et $R_t > R_o$ (Schlumberger , 2020)

- R_o = Résistivité de la formation avec des pores 100 % saturés d'eau.
- R_t = Résistivité réelle de la formation mesurée.

A. Estimation de la saturation en eau dans les formations propres

Dans le cas d'une formation propre ($V_{sh} < 10\%$), on utilise la loi d'Archie généralisée pour le calcul de la saturation en eau (S_w).

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t}}$$

B. Estimation de la saturation en eau dans le cas de présence des argiles dans le réservoir

La réponse des outils est influencée par la distribution des argiles, ce qui nécessite l'utilisation d'autres formules pour estimer la saturation en eau.

B.1. Cas d'argiles laminées

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) \times \left(\frac{F \times R_w}{1 - V_{sh}}\right)}$$

B.2. Cas d'argiles structurales

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} S_w + \frac{S_w^2}{F \times R_w \times (1 - V_{sh})}$$

B.3. Cas d'argiles dispersées

- Dans ce cas on utilise la formule de **Simandoux**.

$$S_w = \frac{a \times R_w}{2 \times \emptyset^m} \times \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4 \times \emptyset^m}{a \times R_w \times R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}}$$

Avec :

- R_w : résistivité de l'eau de formation.
 - R_t : résistivité de la zone vierge.
 - R_{sh} : résistivité des argiles.
 - V_{sh} : volume des argiles.
 - \emptyset : porosité utile.
 - a : Constante lithologique, selon Archie, a varie entre 0.62 pour les grès à 1 pour les formations bien consolidées (Les roches à porosité intergranulaire comme les carbonates et les quartzites). Pour les réservoirs à porosité intra-granulaire (de fractures), ce facteur est supérieur à 1.
 - M : Facteur de cimentation (par défaut $m = 2$).
 - n : Exposant de la saturation en eau (par défaut $n = 2$).
- F : Facteur de formation, c'est le rapport entre la résistivité R_0 d'un réservoir propre saturé en eau à 100 % et la résistivité d

$$\text{de cette eau : } F = \frac{R_0}{R_w}.$$



Chapitre 03 :
LA FRACTURATION
HYDRAULIQUE



1. Introduction

La fracturation hydraulique ou *hydrofracturation*, une technique qui a été testée pour la première fois aux États-Unis, en 1947, par la compagnie Halliburton. L'utilisation de cette technique revêt de nos jours un intérêt capital en raison de son caractère de stimulation des puits de pétrole et de gaz naturel et son effet sur le développement commercial très rapide. Elle attire de nos jours une attention particulièrement croissante de la part des entreprises à l'échelle mondiale. Au regard de l'importante diminution du nombre de réservoirs productifs, l'industrie pétrolière et gazière est à la recherche de nouvelles approches pour accroître sa production et répondre à la demande grandissante du marché énergétique et économique mondial. La fracturation hydraulique, ou « fracking » en anglais, s'impose pleinement comme l'un des procédés majeurs pour achever efficacement un puits de production d'hydrocarbures avec un grand succès.

Le processus de cette technique consiste en l'injection à un débit et une pression extrêmement élevés de proppant, d'eau et de produits chimiques spécifiques dans la formation géologique. A mesure que le débit s'accroît, la disparité de pression augmente également. Il convient de noter que pression et contrainte sont essentiellement synonymes, impliquant que le flux de fluide, créant une disparité de pression, engendre également une contrainte dans la formation. Un accroissement du débit peut mener, éventuellement, à un niveau de contrainte excédant la contrainte maximale que la formation peut soutenir, ce qui conduit au fluage et la rupture physique de la roche et à la fracturation de la formation. Le proppant, transporté avec le fluide de fracturation dans la fracture, maintenant ouverte cette dernière une fois les pompes arrêtées pour empêcher toute fuite de fluide (Economides and Martin, 2007).

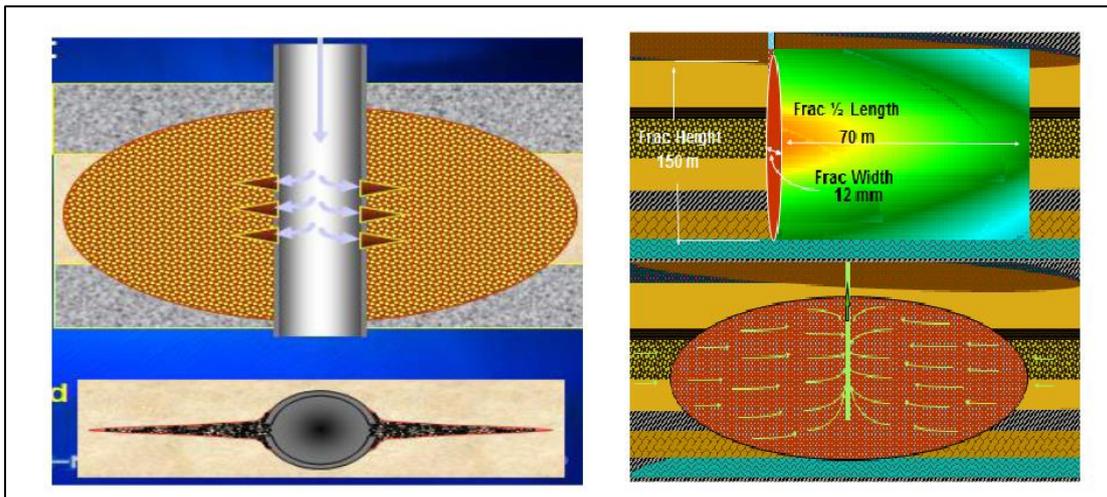


Figure 1-1-Fracturation hydraulique: création de fissures dans la roche (Document Sonatrach , 2013)

1.1.Définition de la fracturation Hydraulique

La fracturation hydraulique est une opération consistant à créer après rupture de la roche un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le fond du puits. La fracturation de la formation est obtenue par l'application d'une pression supérieure à la contrainte minimale. Cette technique implique généralement l'injection sous de très haute pression de l'eau, produits de composés chimiques et de matériaux dans une formation géologique souterraine pour étendre les fractures existantes ou créer de nouvelles fractures dans cette formation, ce qui entraîne ou améliore la production de pétrole ou de gaz à partir d'un puits. (s/Bruce S. Alpert - County Counsel,2010).

1.2. Les applications de la fracturation hydraulique

Il est nécessaire de présenter un aperçu des principales applications de la fracturation hydraulique dans l'industrie pétrolière et gazière :

- Augmenter le débit des réservoirs à faible perméabilité.
- Accroître les taux de débit des puits endommagés (dommages causés près du forage).
- Connecter les fractures hydrauliques aux fractures naturelles existantes.
- Réduire la production de sable en diminuant la chute de pression autour du puits.
- Diminuer le nombre de puits de complément avec l'application de la stimulation par fracturation hydraulique horizontale.
- Augmenter la quantité de contact de formation ou de surface avec le puits.

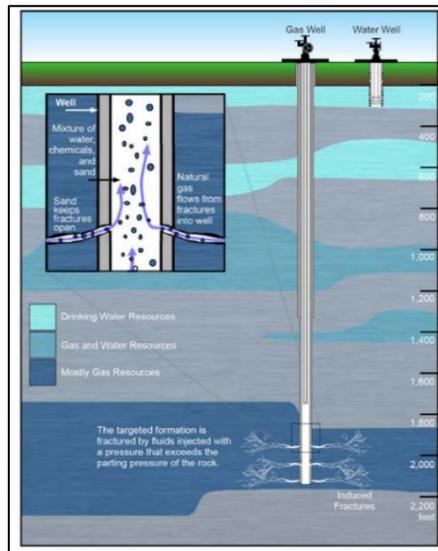


Figure 1-2-Fracturation hydraulique (doit d'auteur © US EPA 2011)

De toutes ces applications précitées, la motivation centrale derrière l'opération de fracturation hydraulique, réside principalement dans l'objectif d'augmentation de la perméabilité du réservoir. Pour les formations naturellement fracturées, caractérisées par une faible perméabilité, la fracturation hydraulique permet non seulement d'améliorer la productivité des puits des gisements conventionnels, mais favorise également une meilleure connexion et communication entre le puits et la formation. De plus, les nouvelles fractures créées renforcent la connectivité avec le réseau préexistant des fractures naturelles de la formation. (s/Bruce S. Alpert - County Counsel,2010).

1.3. Mode d'emploi -domaine d'application -

La stimulation de puits par fracturation hydraulique ne devrait être envisagée que lorsque :

- Les réserves sont suffisamment récupérables.
- Pression suffisante du réservoir.
- Faible perméabilité (moins de 10 mDarcy).
- Bonne cimentation.
- Les puits sont reliés à des réserves productives suffisantes.
- Soit une zone à faible perméabilité ou une zone endommagée (facteur de Skin élevé).
- État de déplétion de la formation productrice.

1.4. Étapes clés du Principe de fracturation hydraulique

Les travaux de fracturation hydraulique sont effectués sur le site du puits, à l'aide d'équipements appropriés lourds, comprenant des pompes montées sur camion, des mélangeurs, des réservoirs de fluides et des réservoirs de proppants. La fig.I.3 ci-après, présente un schéma simplifié de l'équipement utilisé pour les traitements de fracturation hydraulique des puits de pétrole et de gaz.

Le travail de fracturation hydraulique est divisé en deux étapes, comme le montre la fig. I.4. Lors de la phase d'injection, seul le fluide de fracturation est injecté dans le puits afin de briser la formation et de créer une zone de fracturation. Le tampon est créé parce que le taux d'injection du fluide de fracturation est supérieur au débit auquel le fluide peut s'échapper dans la formation. (Boyun Guo, 2007)

Une fois que la plaque a atteint une taille souhaitable, la phase de boue (proppant) est lancée. Au cours de cette étape, le fluide de fracturation est mélangé à du sable ou à un agent de soutènement dans un mélangeur et le mélange est injecté dans la plaque ou la fracture.

Une fois la fracture remplie de sable ou d'agent de soutènement, le travail de fracturation est terminé et la pompe est arrêtée. Apparemment, pour réduire le taux d'injection requis, il est essentiel d'utiliser un fluide de fracturation à faible fuite. Les agents de soutènement sont utilisés pour maintenir les fractures ouvertes et doivent avoir une résistance à la compression suffisamment élevée pour supporter les contraintes exercées par la formation. (Boyun Guo, 2007)

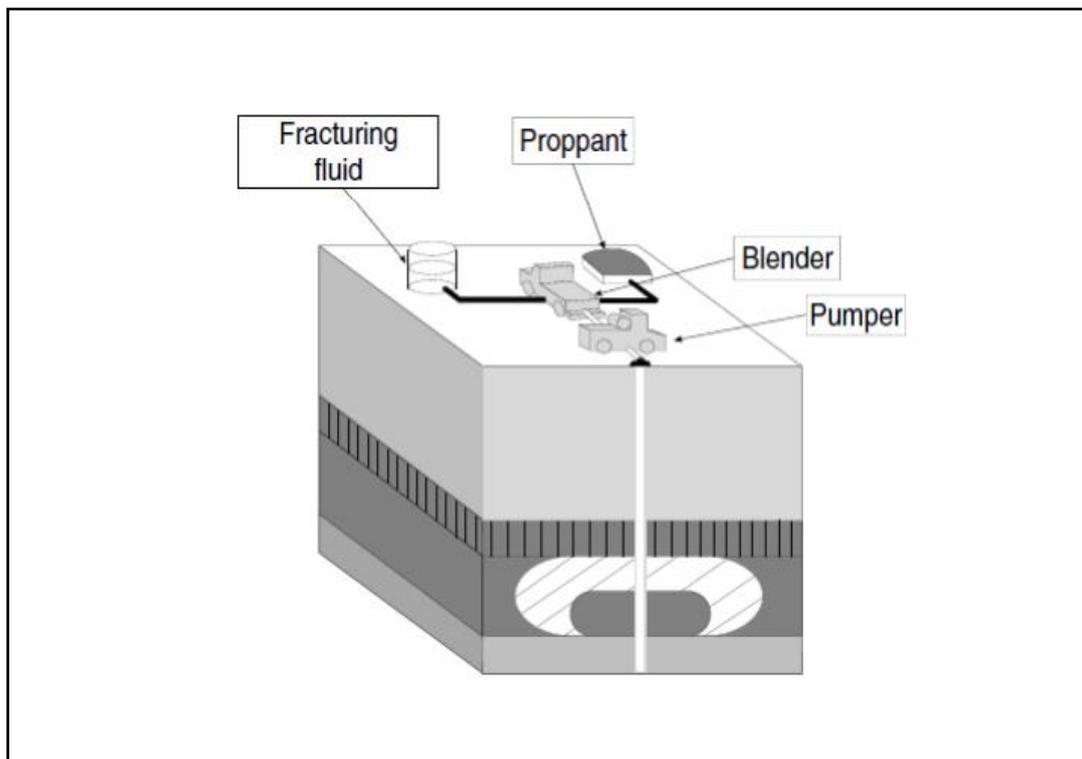


Figure 1-3-Un schéma pour montrer la disposition de l'équipement dans les traitements de fracturation hydraulique des puits (Boyun Guo, 2007).

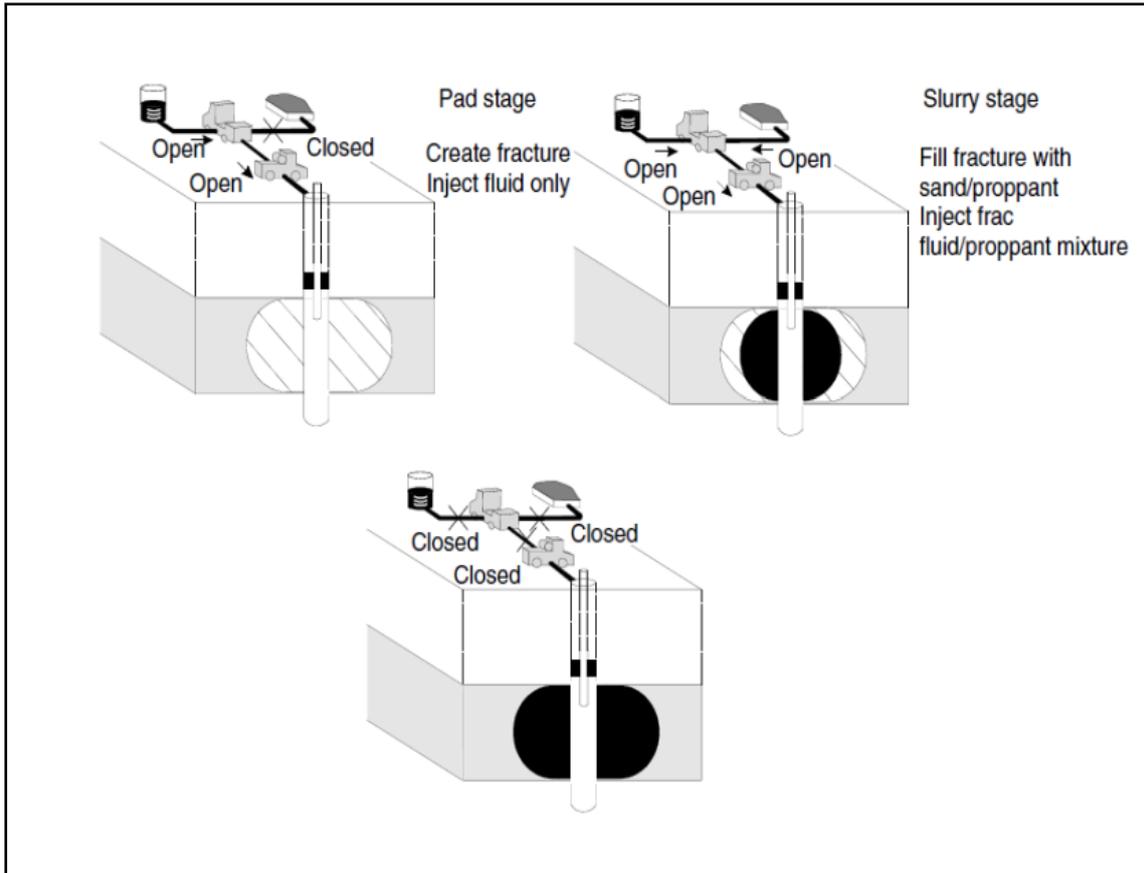


Figure 1-4-Un schéma pour montrer la procédure des traitements de fracturation hydraulique des puits de gaz (Boyun Guo, 2007).

2. Équipement de fracturation hydraulique

Les traitements de fractures exigent l'utilisation de divers équipements spécifiques, conçus pour la fracturation hydraulique. Souvent, plusieurs exemplaires du même type d'équipement, comme des pompes, sont requis. Le choix, la taille et la quantité d'équipements dépendent de la taille et type du traitement de la fracture, ainsi que des additifs, proppants et fluides employés. La fig II.1 répertorie les équipements typiquement utilisés lors d'une opération de fracturation, en précisant l'objectif de chaque équipement identifié.

	6		6
High Pressure Frac Pump		Frac tank	
	1		1
Control Vehicle (TCV)		Sand truck / Sand Chief	
	1		1
Annulus Pump		POD Blender	
	1		1
PCM		Wellhead Isolation Tool (Tree Saver)	
	1		1
C pump		High Pressure Manifold -1-	

Figure 2-1-les équipements typiquement utilisés lors d'une opération de fracturation hydraulique (Schlumberger, 2014)

Une fois sur place, l'équipement est installé. Et le processus d'installation implique de réaliser toutes les connexions de la chaîne d'équipement en fer, très nécessaires entre la tête de fracturation sur le puits, la remorque du collecteur de fracturation, les pompes de fracturation et les équipements accessoires canalisant les fluides pour alimenter les pompes.

Comme mentionné précédemment, ces connexions font l'objet d'une série d'évaluations et de pré-tests pour garantir leur capacité de supporter la pression de l'opération de fracturation et que les connexions ont été effectuées et correctement scellées.

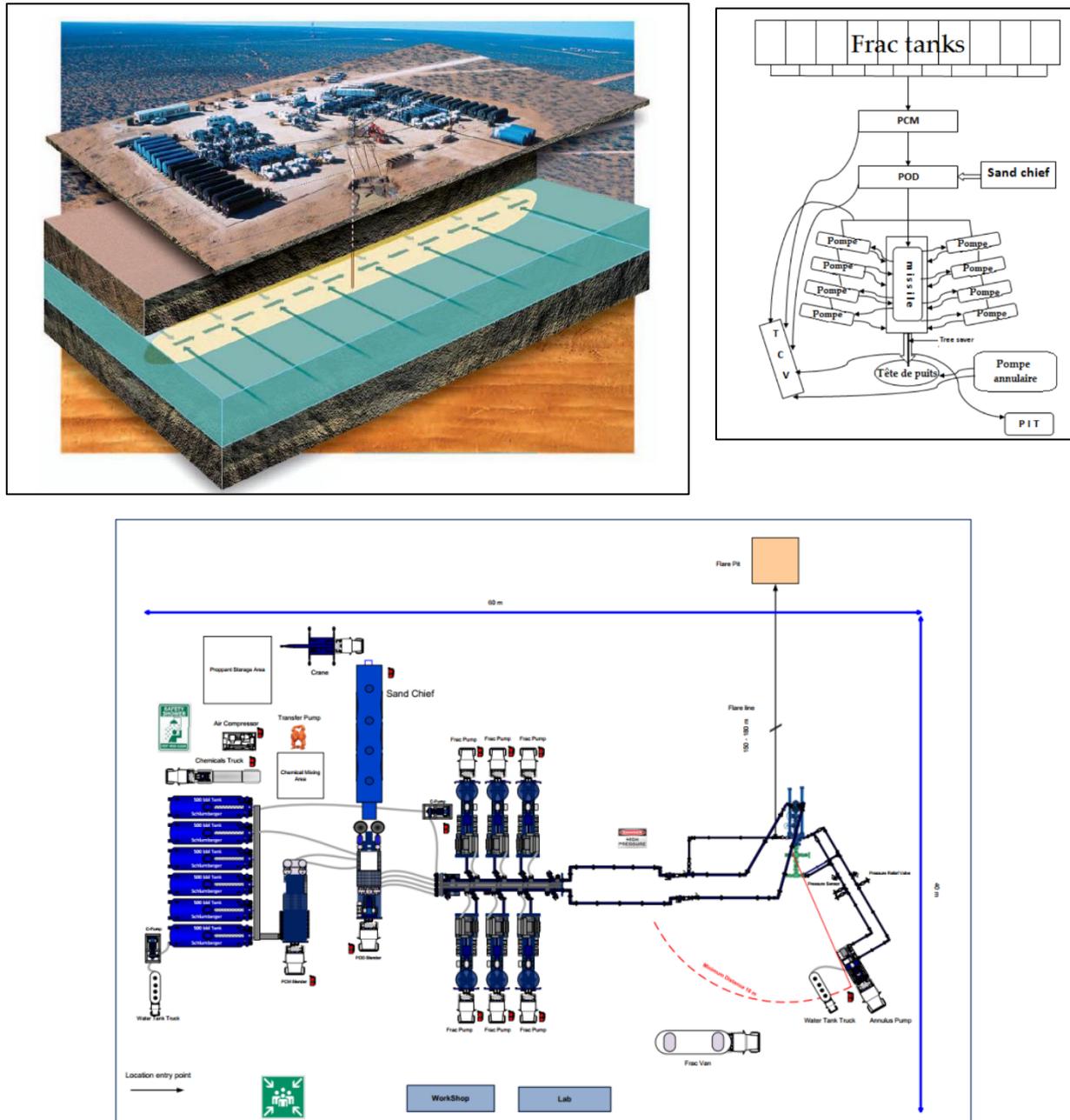


Figure 2-2-Schéma des équipement de surface de la fracturation hydraulique (Schlumberger , 2015)

3. Notion de base sur la fracturation hydraulique

3.1. Propriétés mécaniques des roches

Afin de bien comprendre les principes de la fracturation hydraulique, il est essentiel de bien maîtriser les différents paramètres de la mécanique des roches. En général, la mécanique des roches s'appuie sur la déformation et les éventuelles ruptures des roches dues à des forces naturelles ou anthropiques.

Dans le domaine de la fracturation hydraulique, l'interaction entre la roche et le fluide est au cœur des préoccupations, où l'initiation, la propagation et la géométrie des fractures se produisent en raison de la force hydraulique appliquée. A cet effet, une connaissance exhaustive et approfondie est plus nécessaire sur les conditions de contrainte in situ de la formation et des comportements de contrainte autour de la fracture. Les paramètres de base pour la caractérisation des propriétés mécaniques des roches sont la résistance aux contraintes de pressions, à l'usure par chocs et frottements, degré de rigidité et la résistance aux déformations (Belyadi, Fathi et Belyadi, 2017).

3.1.1. Module de Young dynamique (E)

Lorsqu'un mouvement d'un corps dans l'espace est contraint à l'application d'une force, une déformation se produira. Le module de Young est défini comme une mesure de stress par rapport à la déformation ou simplement comme la pente d'une courbe sur un graphique de contrainte par rapport à la déformation. Dans la fracturation hydraulique, il peut également être désigné comme la quantité de pression nécessaire à la déformation de la roche. Le module de Young, mesure la rigidité des roches ; plus il est élevé, plus la roche est dure.

Pour réussir une fracturation hydraulique, un module de Young plus élevé est requis, car il aidera à maintenir les fractures ouvertes pour une meilleure production après la fracturation. Une valeur plus élevée du module de Young, implique que la roche a un caractère cassant, ce qui déterminera le choix du type de fluide de fracturation à utiliser (Belyadi, Fathi et Belyadi, 2017).

3.1.2. Coefficient de poisson (ν)

Le coefficient de Poisson mesure le degré de déformation d'un matériau dans une direction perpendiculaire à la direction de la force appliquée. Il s'agit d'une importante propriété mesurant la résistance des roches liée à la contrainte de fermeture. Les valeurs typiques du coefficient de Poisson, qui sans dimension, se situent entre 0,1 et 0,45, où des valeurs faibles indiquent que la roche se fracturera plus facilement, et un coefficient de Poisson plus élevé, signifie que les roches sont plus difficiles à se briser.

L'utilisation de l'échantillon de carotte pour caractérisation est le meilleur moyen de mesurer le coefficient de Poisson, même si le log sonique est également utilisé en parallèle (Belyadi, Fathi et Belyadi, 2017).

3.1.3. Le module volumétrique (K)

Il s'agit d'une caractéristique physique qui définit la capacité d'un matériau à se comprimer. Cela exprime comment la variation de la pression est liée au changement de volume de manière proportionnelle.

3.1.4. Résilience à la Fracture

La résilience à la fracture dans la fracturation hydraulique représente la quantité d'énergie nécessaire pour diviser la roche en présence d'une pointe de fracture.

La résilience à la fracture dans l'opération de fracturation hydraulique, représente la quantité d'énergie nécessaire pour fragmenter la roche en présence d'une pointe de fracture.

Avec le module de Young, elle spécifie comment l'énergie est utilisée pour créer la largeur de la fracture et aussi quelle quantité sera utilisée pour créer la hauteur et la longueur de la fracture. Des valeurs élevées de résilience à la fracture sont un signe de ductilité (caractère déformable sans rupture), tandis qu'une valeur basse, indique que les matériaux subissent des fractures (caractère cassant avec rupture), (Economides et Martin 2007).

3.1.5. Les contraintes (σ)

Il existe trois contraintes principales qui caractérisent la contrainte in situ. Ce sont les contraintes à l'intérieur de la formation, qui servent de charge sur la formation et sont orientées perpendiculairement les unes aux autres. Elles déterminent la taille et l'orientation d'une fracture, ainsi que l'ampleur de la pression nécessaire à sa création.

Cependant, de nombreux facteurs, y compris la tectonique des plaques, la profondeur et également le puits du forage, peuvent avoir un impact considérable sur les contraintes dans une zone spécifique, et déterminer comment le stress est transmis et réparti entre les formations (Nolen-Hoeksema R., 2013).

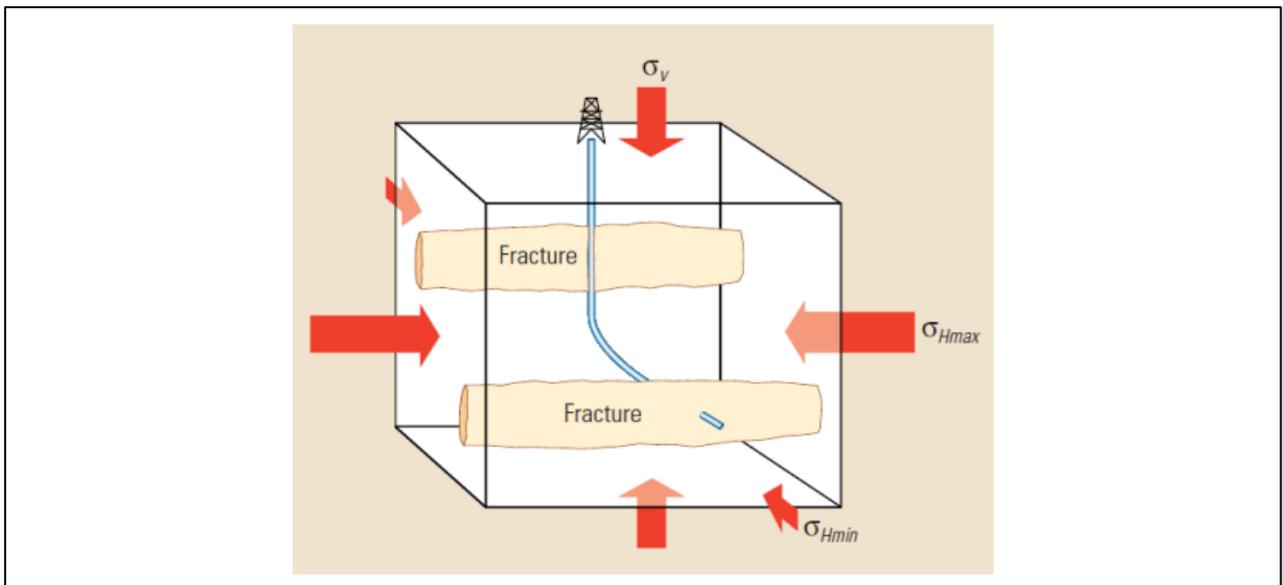


Figure 3-1-Contraintes in-situ et propagation de la fracture hydraulique (Nolen, Hoekesema, R 2013).

A. Contrainte Verticale (σ_v)

La contrainte verticale (σ_v), appelée également contrainte de recouvrement, est simplement la somme de toutes les pressions induites par les différents niveaux de roches. Étant donné que chaque formation géologique est à base d'un type de roche contenant des fluides, chacun doit être pris en compte séparément. Étant donné la difficulté d'obtenir les densités des roches et leurs contenus en fluides à différentes profondeurs. A cet effet, un outil de diagraphie de densité est utilisé pour des mesures précises.

B. Contrainte Horizontale Minimale et Maximale (σ_{Hmax} ; σ_{Hmin})

Les deux contraintes horizontales découlent des contraintes accumulées en combinant les forces tectoniques conjuguées aux fluides. Puisqu'une fracture hydraulique est une fracture de traction, elle se propagera toujours dans la direction offrant la moindre résistance. Cela signifie qu'une fracture sera créée parallèlement à la plus grande contrainte principale (généralement la contrainte horizontale maximale, σ_{Hmax}) et perpendiculairement au plan de la plus petite contrainte principale. (Belyadi, Fathi et Belyadi 2017).

La contrainte horizontale minimale est généralement la plus faible des contraintes principales ; une fracture créée se propagera presque toujours sur un plan vertical. La direction des contraintes peut être déterminée - à partir d'un log de calibre, puisque la perte de paroi du puits s'aligne avec la contrainte horizontale maximale, - et à partir des tests Minifrac qui seront discutés ultérieurement (Economides and Martin 2007).

La contrainte horizontale minimale (σ_{Hmin}) est estimée comme la pression de fermeture de la fracture. Le stress et la pression sont essentiellement liés, mais la principale différence est que la pression agit de manière égale dans toutes les directions, tandis que le stress n'agit que dans la direction de la force. Étant directement liée à la contrainte de recouvrement, le coefficient de Poisson déterminera l'ampleur du stress qui peut être transmis horizontalement (Belyadi, Fathi et Belyadi 2017).

3.1.6. Fuite de fluide et Efficacité du fluide

Pendant la fracturation hydraulique, alors que le fluide de fracturation est pompé dans la formation, une certaine quantité de ce fluide est perdue dans la formation. Cela est appelé fuite de fluide et est inversement lié à l'efficacité du fluide.

L'efficacité du fluide est le rapport entre le volume stocké dans la fracture et le volume total injecté dans la fracture. Lorsqu'un système de fluide est décrit comme "efficace", cela signifie qu'il présente des caractéristiques de perte de fluide faibles (faible fuite).

En général, les réservoirs avec une faible perméabilité ont une faible fuite de fluide et créeront des fractures de manière plus efficace, nécessitant donc moins de volume de coussin à pomper. L'efficacité du fluide est utilisée dans de nombreuses applications de fracturation et est calculée à l'aide de Minifrac, comme il sera expliqué dans les prochains chapitres.

3.2. La fracture

Les expériences sur champ montrent que les fracturations hydrauliques, sont développées suivant des plans horizontaux ou verticaux.

Pour des profondeurs inférieures à 600 m, il est possible d'obtenir des fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 m, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux, et c'est le cas qui existe au champ de Tinhert.

3.2.1. Géométrie de la fracture

L'efficacité de l'opération de fracturation repose sur les trois dimensions suivantes :

A. La longueur X_L

C'est la distance entre le puits et l'extrémité de la fracture, elle peut donc être de la longueur ou de la demi-longueur selon que la fracture est à une ou deux ailes symétriques (Fig 3-2-B).

B. La largeur W

C'est la distance entre les deux sections verticales de la fracture (figure 3-2-B).

C. La hauteur H

C'est la distance mesurée verticalement entre les deux points associés à une épaisseur nulle (figure 3-2-B).

Tout ceci concerne la fracture verticale, en ce qui concerne la fracture horizontale nous avons la hauteur qui remplace l'épaisseur et le reste.

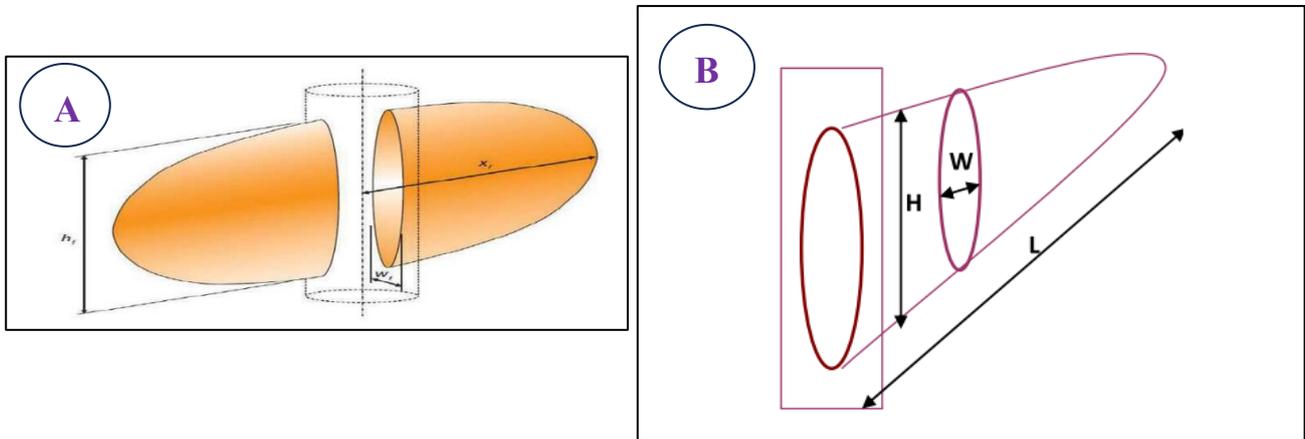


Figure 3-2-Géométrie de la fracture (document Sonatrach 2015)

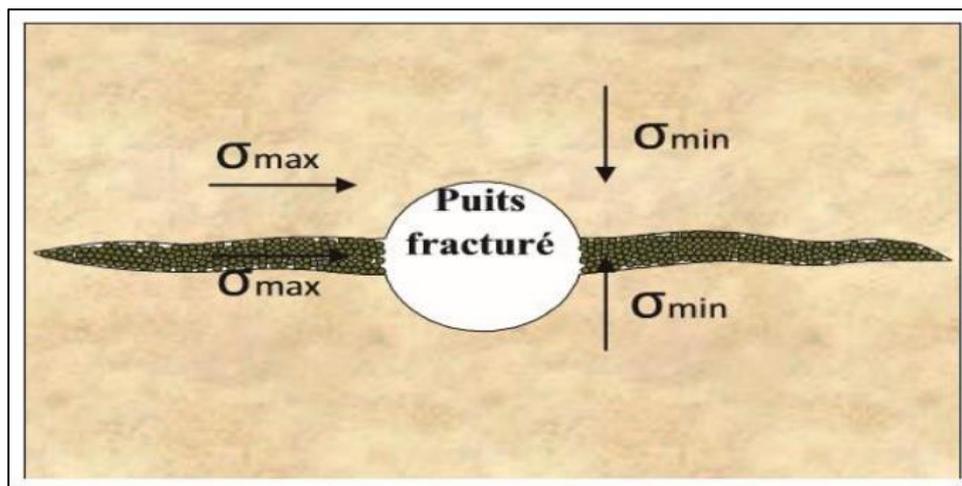


Figure 3-3-Forme et orientation de la fracture suivant les contraintes (document Sonatrach 2015)

3.2.2. Conductivité Adimensionnelle de la fracture

La conductivité adimensionnelle de la fracture est représentée par le rapport de la relation suivante:

$$FCD = \frac{K_f \times W_f}{K \times X_f}$$

X_f : Extension de la fracture (la demi longueur).

W_f : Epaisseur de la fracture.

K : La perméabilité de la formation.

K_f : La perméabilité de la fracture .

- Pour que la fracturation soit optimale, il suffit que $2 < FCD < 10$.
- Objectif : Obtenir le meilleur FCD possible.
- Plus la valeur du FCD est élevée plus le potentiel de production augmente.

3.3. Les fluides utilisés pour le processus de la fracturation hydraulique

3.3.1. Fluide de fracturation -PAD-

Le choix du fluide et de ses paramètres d'injection est essentiel pour obtenir les résultats souhaités. Le fluide doit posséder des caractéristiques spécifiques afin de garantir une performance optimale (FRED Aminzadeh , Hydraulic fracturing and well stimulation ,2019):

➤ **Transport efficace des billes** : Le fluide doit être capable de transporter les particules de sable et le "Proppant" pour maintenir les fractures ouvertes, assurant une distribution uniforme dans la fracture pour une meilleure perméabilité et productivité du puits.

➤ **Faible filtration** : Le fluide de fracturation doit éviter la perte des particules fines dans le réservoir pour maintenir la perméabilité et la productivité du puits. Une filtration excessive peut obstruer les pores de la roche, réduisant ainsi la perméabilité et la productivité. Un faible niveau de filtration est donc préférable pour assurer une performance optimale du puits.

➤ **Résistance aux conditions du réservoir** : Le fluide doit résister à des températures élevées et pressions extrêmes présentes dans le réservoir. Cela garantit que le fluide maintient ses propriétés intactes pendant la fracturation et ne subit pas de dégradation indésirable ou de changements de viscosité qui pourraient nuire à son efficacité.

➤ **Dégradation après la fracturation** : Une fois que la fracturation est terminée et que le fluide n'est plus nécessaire, il est impératif pour l'efficacité de l'opération que celui-ci se dégrade facilement. Cela facilite son évacuation lors du désengorgement du puits, réduisant ainsi les risques de contamination de l'environnement. La dégradation du fluide peut être provoquée par des additifs chimiques spécifiques ou d'autres mécanismes de décomposition.

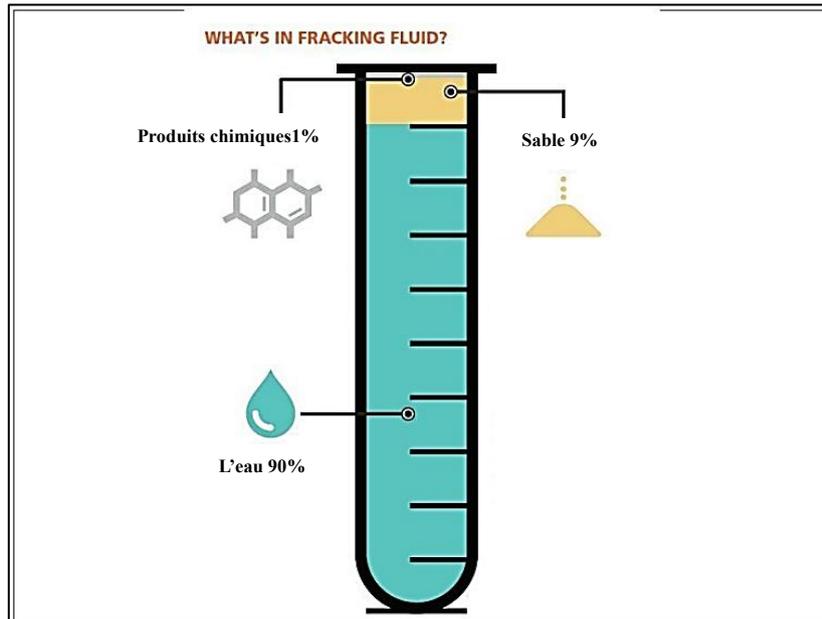


Figure 3-4-La composition du fluide de fracturation (Hydraulic Fracturing Michael Berry Smith Carl T. Montgomery)

Le fluide injecté, est pompé à une vitesse supérieure à la pression de fracture du réservoir afin de créer des fissures ou des fractures dans la roche en question. En général, le fluide de fracturation se compose principalement d'eau (environ 90%), de sable ou de Proppant (environ 9%) et d'additifs chimiques (environ 1%). Il est essentiel de sélectionner avec soin le type fluide adéquat à la fracturation et ses caractéristiques afin d'optimiser les résultats et de garantir une exploitation efficace des ressources gazières.

3.3.2. Agent de soutènement « Proppant »

Le matériau de soutènement, tel que défini dans le glossaire des champs pétroliers de Schlumberger (1998), est composé de particules d'une taille généralement comprise entre 8 et 140 mesh (106 μm - 2,36 mm), qui sont mélangées au liquide de fracturation pour maintenir les fractures ouvertes après une fracturation hydraulique. Ces particules de soutènement sont introduites dans la fracture pour assurer la continuité du chemin de circulation des fluides d'hydrocarbures une fois que la pression a été relâchée. (le glossaire des champs pétroliers de Schlumberger (1998))

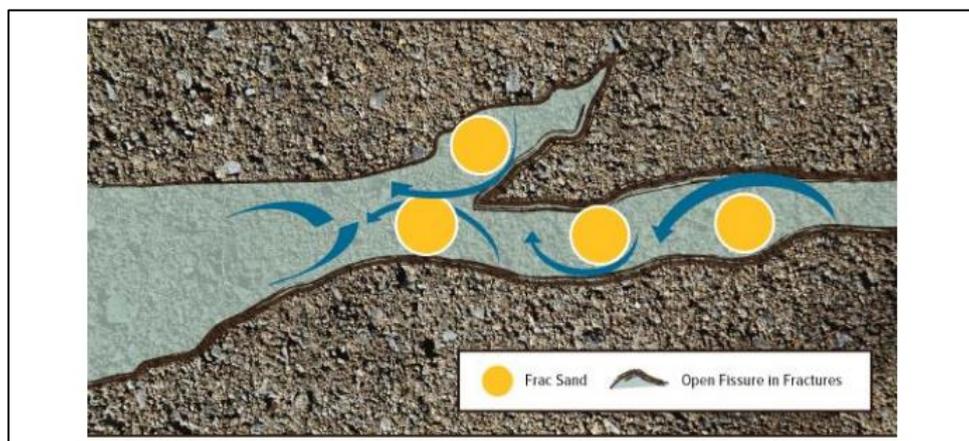


Figure 3-5-Le proppant dans la fracturation hydraulique (Schlumberger , 2017)

Les agents de soutènement et la conductivité de la fracture sont des éléments clés pour optimiser la conception de la fracturation hydraulique. Il existe différents types d'agents de soutènement avec des caractéristiques variées influant sur la perméabilité du paquet de fractures. Il est donc essentiel de bien concevoir cette voie d'écoulement pour maximiser la production et la récupération du fluide d'hydrocarbure du réservoir. Il est important de déterminer quel type d'agent de soutènement à utiliser et aussi quelle est la quantité nécessaire. Il est également utile de comprendre la conductivité effective de la fracture et les propriétés des agents de soutènement pour s'assurer de leur efficacité. Les effets des conditions du réservoir sur les agents de soutènement sont étudiés au laboratoire pour adapter au mieux la conception des opérations de fracturation. (le glossaire des champs pétroliers de Schlumberger (1998))

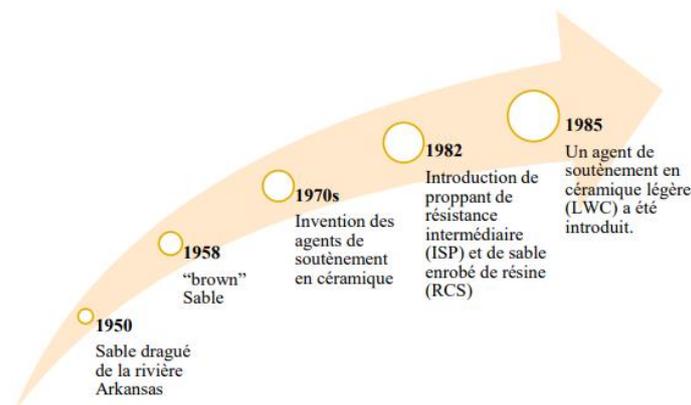


Figure 3-6-Composition du proppant et son Évolution (HOSS BELYADI CONSOL Energy Inc - HYDRAULIC FRACTURING IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS 2010)

A. Propriétés physiques et choix du « Proppant »

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

- **Résistance à la compression** : le proppant doit être capable de résister aux contraintes qui tendent à refermer la fracture.
- **Granulométrie et distribution granulométrique** : la taille des grains de proppant et leur répartition sont des facteurs importants pour assurer une bonne perméabilité.
- **Quantité en fines** : trop de fines peut obstruer les vides entre les grains de proppant et réduire la conductivité de la fracture.
- **La forme et la densité** : la forme sphérique et la densité du proppant peuvent influencer sa capacité à résister aux contraintes et à maintenir la conductivité de la fracture.

Il existe différents types de proppant en fonction de leur résistance et de leur coût :

- Sables à contrainte de fermeture inférieure à 6000 psi.
- Proppant enrobées de résine (RCP) à contrainte de fermeture inférieure à 8000 psi.
- Proppant à résistance intermédiaire (ISP) à contrainte de fermeture comprise entre 5000 et 10000 psi.
- Proppant à haute résistance (HSP) dont la pression de fermeture est supérieure à 10000 psi.

Il est impératif de choisir le type du proppant adapté en fonction des caractéristiques du réservoir pour assurer efficacement une bonne perméabilité. La forme sphérique des grains du proppant est essentielle pour maintenir une conductivité élevée de la fracture. Ainsi la densité du proppant joue un rôle dans son transport et sa suspension au sein du fluide de fracturation.

3.3.3. Les additifs (produits Chimiques)

Le fluide de fracturation est composé à 99,5 % d'eau et de proppant, qui sont les seuls composants indispensables à l'opération. L'eau transmet la pression permettant de fissurer la roche et transporte le sable qui maintient les fissures ouvertes. Certains phénomènes viennent cependant compliquer cette procédure et contraignent les opérateurs à adjoindre des produits chimiques à l'eau et au sable. L'eau injectée peut contenir des bactéries, qui une fois dans le réservoir, sous l'effet notamment de la température, peuvent avoir une activité indésirable comme par exemple une production de sulfure d'hydrogène (H₂S).

Il est donc nécessaire de faire subir à l'eau injectée un traitement bactéricide en surface avant l'injection. Cette opération peut prendre la forme d'un ajout de désinfectants.

Un traitement alternatif à base d'ultraviolets est développé en phase de test, qui permettrait de s'affranchir de ce type d'additifs. Le sable sédimente assez rapidement dans l'eau, avec pour conséquence possible de s'accumuler dans les fissures à faible distance du puits, empêchant de maintenir ouvertes les fissures éloignées de la formation tout en obstruant les plus proches.

Un produit gélifiant permet de garder le sable en suspension et donc d'assurer qu'il est transporté par l'eau jusque dans les fissures les plus distantes dans la formation.

Rendre le fluide plus visqueux, présente cependant un inconvénient, lorsque le pompage cesse et que la pression exercée par les roches tend à refermer les fissures, donc à expulser les fluides, le sable se trouve entraîné facilement en chemin inverse pour la même raison qu'il avait pu être amené plus facilement grâce au gel. Toutefois, un agent présent dans le fluide permet de *casser* le gel avec un effet décalé dans le temps, rendant le fluide à nouveau moins visqueux, et évitant au sable de repartir vers la surface.

Pour faciliter la circulation de l'eau, un produit réducteur de friction est utilisé. Il permet de diminuer considérablement la puissance nécessaire à l'injection, un des principaux facteurs limitant des opérations de fracturation. Il s'agit là des quatre fonctions essentielles pour assurer une fracturation efficace avant la mise en production.

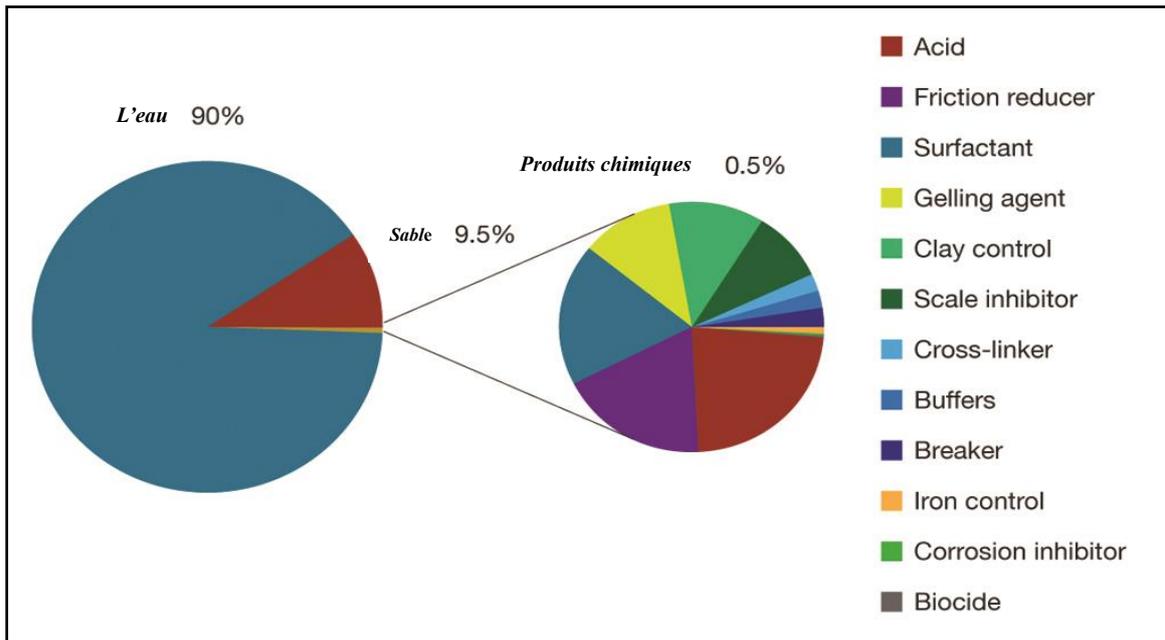


Figure 3-7-La composition de l'additive
(Document Sonatrach, 2014)

D'autres types d'additifs peuvent être utilisés, notamment un acide pour dissoudre certains minéraux et faciliter l'initiation des fissures, un inhibiteur de corrosion pour préserver les tubages en cas d'utilisation d'acide, ou encore des produits permettant d'empêcher la précipitation de minéraux ou de métaux dans les tubages. (Mémoire Ali seyfeddine guenaoui –doctorat)

3.4. Les différentes pressions exercées lors de l'opération de la fracturation hydraulique

Dans la fracturation hydraulique, il est commun de se référer à un grand nombre de pressions différentes rencontrées pendant l'opération. Chacune d'elle à sa propre action :

❖ Pression d'injection P_{inj}

Également appelée pression en tête de puits (WHP), pression de l'opération de surface (STP) ou simplement pression de l'opération. Il s'agit de la pression à la tête du puits, contre laquelle les pompes de fracturation doivent agir (Behrman, L.A, et al, 1999).

❖ Pression hydrostatique P_h

Il s'agit de la tête hydrostatique HH, ou tête de fluide. C'est la pression exercée par le fluide du puits de forage en raison de sa profondeur et de sa densité. (Behrman, L.A, et al, 1999)

❖ Pression de frottement du tubage P_{pipe}

Connue aussi comme une pression de friction du tubing ou pression de friction du puits. Il s'agit de la perte de pression due aux effets de friction dans le puits du forage lors de l'injection des fluides (Behrman, L.A, et al, 1999).

❖ Pression de fond de puits BHP

Appelée aussi pression de l'opération du fond du puits (BHFP) ou pression d'injection du fond du puits (BHIF). Il s'agit de la pression du fond de puits, dans le puits du forage, au centre de l'intervalle traité. La BHFP peut être calculée à partir des données de surface comme suit (Behrman, L.A, et al, 1999) :

$$BHP = P_{inj} + P_h - P_{pipe\ friction}$$

❖ Frottement à proximité du puits (NWBF)

En général, le frottement à proximité du puits est la somme des effets causés par la tortuosité et le frottement de la perforation. Il existe différentes techniques pour traiter chacun d'entre eux, et un test de décompression peut être nécessaire pour déterminer quel phénomène est à l'origine du problème. Le NWBF se manifeste par une chute de pression due au frottement (Behrman, L.A, et al, 1999).

❖ Pression de friction de la perforation $\Delta P_{perforation}$

Il s'agit de la pression perdue lorsque le fluide de fracturation passe dans la zone d'écoulement restreint des perforations.

❖ Pression de tortuosité $P_{tortuosité}$

Il s'agit de la pression perdue par le fluide de fracturation lorsqu'il traverse une zone d'écoulement restreint entre les perforations et la ou les fractures principales (Hawkins,G., 1988).

La tortuosité commence là où les perforations se terminent. Dans un monde idéal, il y aurait une connexion droite, lisse et large entre les perforations et le corps principal de la ou des fractures. Cependant, il arrive que ce ne soit pas le cas et que le chemin d'écoulement soit restreint. Parfois, cette voie d'écoulement peut être si restreinte qu'elle affecte considérablement l'opération. En fait, la tortuosité est probablement la principale cause de dégrillage prématuré (Hawkins, G., 1988).

❖ Pression de fermeture instantanée ISIP

Appelée aussi pression d'arrêt instantanée (ISDP). Il s'agit de la pression d'injection au fond du trou immédiatement après l'arrêt des pompes, de sorte que les effets de toutes les pertes de pression basées sur le frottement du fluide (frottement P_{pipe} , ΔP_{pf} et ΔP_{tort}) soient passés à zéro (Hawkins, G., 1988).

❖ **Pression de fermeture P_c (closure pressure)**

Il s'agit de la pression exercée par la formation sur le proppant. C'est aussi la pression minimale requise à l'intérieur de la fracture pour la maintenir ouverte. Pour une couche unique, P_c est égale à la contrainte horizontale minimale, compte tenu des effets de la pression interstitielle (Hawkins, G., 1988). La contrainte effective sur l'agent d'étayage (Kim, C. M et al, 19985). Sinon, P_c est le résultat d'un processus naturel de moyennage impliquant toutes les couches Fig.3.14. Pour les formations nettement multicouches, il est possible d'observer plus d'une pression de fermeture (Kim, C. M et al, 19985).

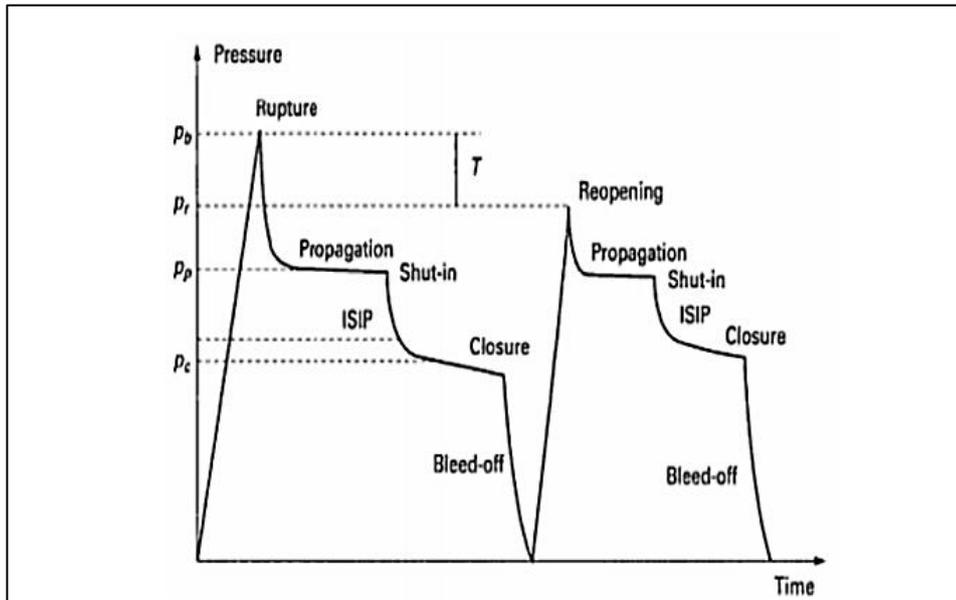


Figure 3-8-Diagramme de pression (document Schlumberger, 2010)

❖ **Pression d'extension $P_{\text{extension}}$**

Connue également sous le nom de pression d'extension de la fracture. Il s'agit de la pression requise à l'intérieur de la fracture afin de faire croître cette dernière. Par définition, $P_{\text{ext}} > P_c$, car la fracture doit être maintenue ouverte avant de pouvoir gagner en longueur, hauteur et largeur. La pression d'extension n'est pas une constante et varie en fonction de la géométrie de la fracture (Kim, C. M et al, 19985).

❖ **Pression du fluide de fracturation**

Bien qu'elle soit utilisée dans diverses situations, la pression du fluide de fracturation est, à proprement parler, la pression du fluide de fracturation à l'intérieur du corps principal de la fracture, après qu'il soit passé par les perforations et toute tortuosité.

La pression du fluide de fracturation peut ne pas être constante sur l'ensemble de la fracture en raison des effets de friction (Kim, C. M et al, 19985).

❖ **Pression nette P_{net}**

Elle représente l'excès de pression du fluide de fracturation à l'intérieur de la fracture, par rapport à la pression nécessaire pour maintenir simplement la fracture ouverte.

En d'autres termes, il s'agit de l'énergie du fluide de fracturation disponible pour la propagation de la fracture et la production de largeur et peut être calculée comme suit :

$$P_{net} = P_f - P_c$$

$$P_{net} = P_{iw} - \Delta P_{perforation} - \Delta P_{tortuosité} - P_c$$

La pression nette définit également la largeur de la fracture, et la largeur maximale est définie comme suit :

$$W_{max} = P_{net} \times d \times (1 - \nu^2) \times E$$

ν : coefficient de poisson.

E : Module de Young.

d : la dimension minimale de l'ellipse.

$E \times (1 - \nu^2)$: le module de déformation plan (Abousleiman Y, 1991).

Trois cas peuvent se présenter :

- ❖ $P_{net} \leq 0$: la fracture est fermée, aucune propagation n'est possible.
- ❖ $0 < P_{net} \leq P_{ext}$: la fracture est ouverte, aucune propagation n'est possible.
- ❖ $P_{net} > P_{ext}$: la fracture est ouverte et la pression produit suffisamment de contraintes pour propager la fracture.

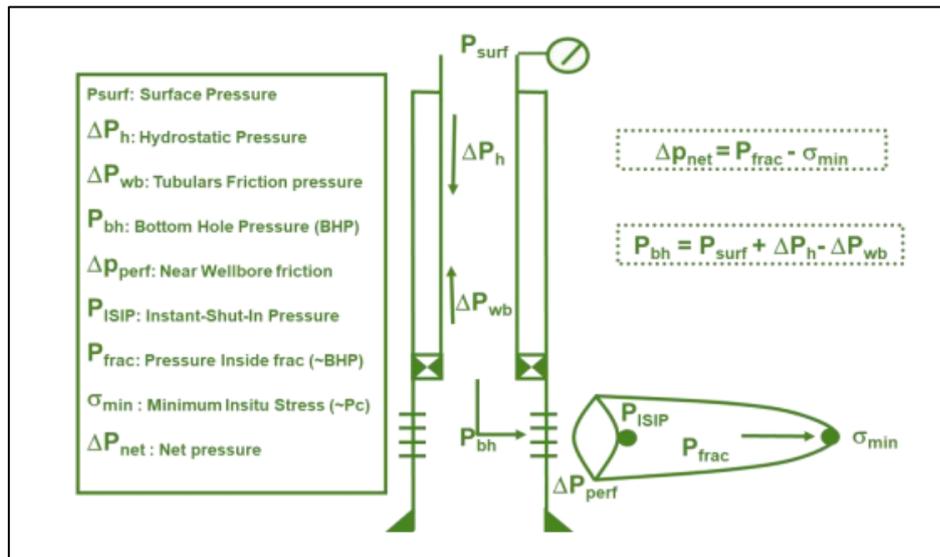


Figure 3-9-Schéma explicatif des différentes pressions exercées lors de l'opération de la fracturation hydraulique(Sonatrach , 2015)

4. Processus de l'opération fracturation hydraulique

4.1.Phase 1 : évaluation préalable à la fracturation

Les opérateurs analysent le sous-sol pour concevoir le programme de fracturation hydraulique lors de l'évaluation préalable à la fracturation. Cette étude du sous-sol vise à comprendre les propriétés hydrogéologiques et mécaniques des couches de gaz gréseux et des unités environnantes. Les éléments clés de cette caractérisation du sous-sol sont :

- la description de toutes les unités géologiques, en mettant particulièrement en avant la couche de gaz gréseux et les unités directement au-dessus et en dessous.
- l'évaluation de la perméabilité de la couche de gaz gréseux pour comprendre la facilité avec laquelle le gaz et l'eau s'écoulent, et pour déterminer si la stimulation par fracturation hydraulique est nécessaire
- l'analyse de la distribution des contraintes et des failles souterraines
- l'évaluation des caractéristiques de perte de fluides du gaz gréseux naturellement fracturé.

Une fois la caractérisation du sous-sol achevée, les opérateurs élaborent le programme de fracturation hydraulique. Une partie de cette conception consiste à prédire la croissance des fractures dans la zone ciblée.

Des logiciels de simulation de fracturation hydraulique sont utilisés pour prédire la géométrie des fractures, tandis que l'orientation est déterminée par le champ de contraintes in situ.

Les paramètres typiques des modèles numériques sont décrits par **Bennett et al. (2005)** :

- volume et propriétés du fluide et du proppant
- contrainte de fermeture, représentant la pression nécessaire pour maintenir une fracture hydraulique ouverte dans le gaz gréseux
- pression dans les pores de la couche de gaz gréseux
- perméabilité de la couche de gaz gréseux
- propriétés mécaniques de la couche de gaz gréseux et des formations rocheuses adjacentes
- géométrie des couches de gaz gréseux et des strates rocheuses voisines.

Modéliser les processus physiques environnementaux introduit toujours de l'incertitude, car le système ne peut jamais être totalement caractérisé. Comme l'ont souligné Bennett et al. (2005) lors de leur discussion sur la fracturation dans les secteurs pétroliers et gaziers conventionnels et non conventionnels :

"...tous les modèles de fractures hydrauliques échouent à prédire précisément le comportement des fractures, et dans de nombreux cas, les modèles échouent totalement, principalement en raison d'informations incorrectes et d'hypothèses utilisées dans les modèles. Néanmoins, la modélisation reste un outil indispensable en ingénierie des fractures." Bennett et al. (2005)

4.1.1. Rapports et notifications

détails de la fracturation hydraulique prévue, y compris l'emplacement, le timing, la durée

- résumé des activités de consultation pour s'assurer que les parties prenantes sont pleinement informées
- description de la conception de la fracturation, y compris les prévisions de croissance des fractures
- une évaluation des risques pour identifier tous les risques potentiels, leur probabilité d'occurrence, les conséquences possibles et les mesures de contrôle
- détails du Plan de Gestion de la Sécurité afin d'assurer la sécurité des travailleurs, des visiteurs et du grand public
- une liste de tous les produits chimiques à utiliser dans la fracturation, y compris leur numéro d'enregistrement, les volumes, les concentrations, les risques potentiels et comment ils seront stockés et transportés
- dispositions de surveillance avant, pendant et après la fracturation.
- Examen de l'historique : techniques de fracturation hydraulique

4.2. Phase 2 : activités sur site

Les activités sur site comprennent l'installation du site, la perforation du tubage du puits dans les couches d'ordovicien ciblées, l'injection du fluide de fracturation hydraulique et le « reflux » du fluide injecté. Un résumé des activités sur site est fourni ci-dessous.

4.2.1. Installation du site

Des installations de stockage temporaires sont utilisées pour contenir l'eau source pour la fracturation et pour l'eau de reflux. Les exigences de stockage pour l'eau de reflux sont spécifiées dans les conditions d'approbation du projet et peuvent inclure des étangs de stockage doublés de plastique. Des unités mobiles spécialement conçues sont utilisées sur site pour le stockage de matériaux tels que le sable et les produits chimiques et pour le mélange des fluides de fracturation.

4.2.2. Perforation

La décision concernant la perforation pour la première étape a été prise en suivant la méthodologie de qualité du réservoir (RQ) et de qualité de complétion (CQ). Traditionnellement, les perforations étaient effectuées en identifiant uniquement les intervalles de meilleure RQ (c'est-à-dire la plus forte saturation en hydrocarbures) dans une zone particulière. Cependant, pour un traitement de fracturation efficace, il est également nécessaire de perforer dans une zone qui présente une CQ raisonnablement bonne (c'est-à-dire une faible contrainte in situ) et qui est délimitée par de solides barrières de contrainte en haut et en bas pouvant contenir la fracture.

Autrement dit , Une fois que le puits est foré et que le tubage est cimenté, de petits trous d'environ 5 à 15 mm de diamètre sont percés à travers le tubage et le ciment à la profondeur de la zone cible de la couche d'ordovicien . Une fois les perforations effectuées et que le puits est connecté à la zone cible (target), le puits est considéré comme terminé.

4.3.Phase 3 : Déroulement de la fracturation hydraulique

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme suit :

4.3.1. Test d'injectivité

Ce processus implique l'injection progressive d'un fluide tel que de l'eau traitée lors d'une fracturation pour deux objectifs principaux :

- vérifier si la formation absorbe le fluide (d'où le nom du teste d'injectivité)
- Déterminer le gradient de fracturation.

Ce test se déroule en deux étapes :

A. Test par palier (*step rate*)

Le fluide est injecté progressivement dans le puits à des débits croissants par paliers de durée égale. Pendant chaque palier, le débit est maintenu constant pour observer l'évolution de la pression de propagation et le profil d'injection.

B. Test à débit constant

Le test consiste à pomper du fluide (eau à 2% KCl) à débit constant jusqu'à la rupture, le débit est maintenu constant durant un temps déterminé, afin de permettre à la fracture de se propager. Le pompage est arrêté pour enregistrer la chute de pression (Fall off). Au cours du pompage.

4.3.2. Essais Mini frac (Data Frac, Shadow Frac)

Créer une fracture non soutenue pendant un temps suffisant de manière à déterminer :

- La pression de fermeture
- Le coefficient de filtration
- La géométrie de la fracture
- l'efficacité de fluide
- Les pertes de charges

Tous ces paramètres permettent d'établir le programme de fracturation c.a.d. déterminé :

- Les rampes de pompages de billes (agents de soutènement).
- Le débit et le volume du fluide injecté.

Le Shadow frac inclut trois tests :

- Step rate test (Test de débit par incrément).
- Pump in / Flow back test (Test de pompage et de retour).
- Pressure decline test (Test de déclin de pression).

Tableau 2-Diagnostic par tests d'injection et son intérêt (Yu Zhao · Yongfa Zhang · Pengfei He Hydraulic Fracturing and Rock Mechanics 2023)

Injection Test	Geo mechanical and Fluid Properties Estimated	Integration in Design Workflow
Breakdown and injectivity test	Breakdown pressure, Transmissibility & formation pressure, pinpoint closure pressure	Calibration of 1D MEM based on permeability and formation pressure Upper estimate of closure pressure
Flowback rebound test	Closure pressure estimation	
Step rate test and step-down test	Fracture extension pressure	Calibration of 1D MEM based on closure stress estimation and fracture geometry remodeling with calibrated MEM
	Fracture extension rate	
	Tubing, near-wellbore friction, and number of open perforations estimation	
Calibration Injection, followed by Temperature Log	Closure pressure estimation	
	Fluid friction calibration	Calibration of friction pressure model/curve
	Determination of natural-fracture-dependent leakoff	In case of fissure- and natural-fracture-dependent high leakoff signature influences the decision to use fluid loss additives
	Fluid efficiency	Decision to increase or decrease gel loading and rheology of fluid

A. Step rate test

Ce teste est utilisé pour déterminer la pression d’extension de la fracture (FPP). Il consiste d’abord à injecter à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à augmenter progressivement ce débit par incrément et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu’à la stabilisation de la pression (5 à 10 min). Tout cela doit être accompagné d’un enregistrement contenu de la pression.(Schlumberger , 2011)

On trace après la courbe de pression en fonction de débit Q, On rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit. Ceci permet de dessiner deux courbes et l’intersection entre eux nous donne la pression d’extension de la fracture après la projection sur l’échelle de pression.

B. Pump in / flow back test

Le test Pump in / flow back a été réalisé pour estimer la pression de fermeture de l'intervalle. Ce test consistait à créer un volume de fracture suffisant pendant une courte période de temps, puis à fermer de force la fracture à un débit comparable au taux de fuite, pour ensuite déterminer le point d'inflexion dans le déclin de pression. Il s'agit d'une méthode de fermeture forcée qui fournit une estimation inférieure de la pression de fermeture de l'intervalle.

C. Pressure decline test

Après le pompage, on a suivi la décroissance de la pression pour analyser la création de fractures, l'efficacité du fluide et la pression nette résultante. Le comportement des fractures avant et pendant leur fermeture est influencé par la perte de fluide et la relation de bilan de matériau. On peut établir une description mathématique de la pression durant la fermeture en intégrant la compliance de la fracture.

Ces informations sont utilisées pour créer un graphique spécialisé G qui décrit la réponse en pression pendant la fermeture. Ce graphique est utilisé pour l'analyse de déclin après l'injection, afin d'estimer la pression de fermeture et l'efficacité du fluide.

Pendant la calibration, le suivi du déclin de pression a dû être optimisé pour permettre la réalisation du log des températures dans le trou. Les estimations de pression de fermeture déjà disponibles ont servi de référence pour enregistrer les données de déclin de pression jusqu'à la fermeture, suivies du log de températures pour capturer la géométrie de la fracture. Le graphique G du déclin de pression montre que les données ont été enregistrées jusqu'à la fermeture pour faciliter l'enregistrement du log de températures.

4.3.3. Fracturation hydraulique proprement dite (main frac)

A. Injection de fluides et de proppant

Chaque conception de fracture hydraulique est unique. Elle peut varier selon la couche, le liquide de fracturation, le proppant, le débit de la pompe, et de nombreux autres éléments à prendre en compte lors de la conception. Cependant, le processus lui-même se compose généralement des mêmes étapes principales qui seront décrites. (Montgomery and smith hydraulic fracturing ,2014)

A.1. Pad Stage

Pour initier la création de la fracture, une étape de liquide appelée pad (une combinaison d'eau et de produits chimiques) est d'abord pompée. Le pad va créer la longueur, la hauteur et la largeur de la fracture avant de passer à l'étape du proppant. Il est fortement considéré que si un volume de pad insuffisant est pompé, alors lorsque le proppant atteindra l'extrémité de la fracture, celle-ci sera comblée et un bourrage de sable (screen-out) se produira. Cependant, si un volume de pad trop important est pompé, après le pompage du proppant, une vaste région non proppée restera. Comme les régions proppées de la fracture peuvent se déplacer vers la région non proppée, le résultat sera une mauvaise distribution du proppant à l'intérieur de la fracture principale. C'est pourquoi le calcul du volume de pad est extrêmement important et lié à l'efficacité du fluide qui sera expliquée plus tard. (Montgomery and smith hydraulic fracturing ,2014)

A.2. Proppant stage

Une fois le volume de pad pompé, l'étape du proppant commence. À cette étape, une combinaison d'eau, de produits chimiques et de proppant (boue) est pompée dans le puits.

Selon le système de fluide utilisé pour la fracturation, le mécanisme principal pour placer le proppant dans les formations est soit le débit de pompage, soit la viscosité du fluide. De toute façon, l'étape du proppant commence avec de faibles concentrations de proppant et augmente progressivement à des concentrations plus élevées comme illustré dans la (fig IV-1). La raison en est d'essayer d'avoir une concentration uniforme de proppant sur toute la longueur de la fracture. Cela permettra non seulement d'obtenir une conductivité de fracture uniforme, mais également de maintenir la densité de la boue homogène tout au long de l'opération, d'éviter la ségrégation gravimétrique du proppant et de réduire au minimum le doigtage visqueux. (Montgomery and smith hydraulic fracturing ,2014)

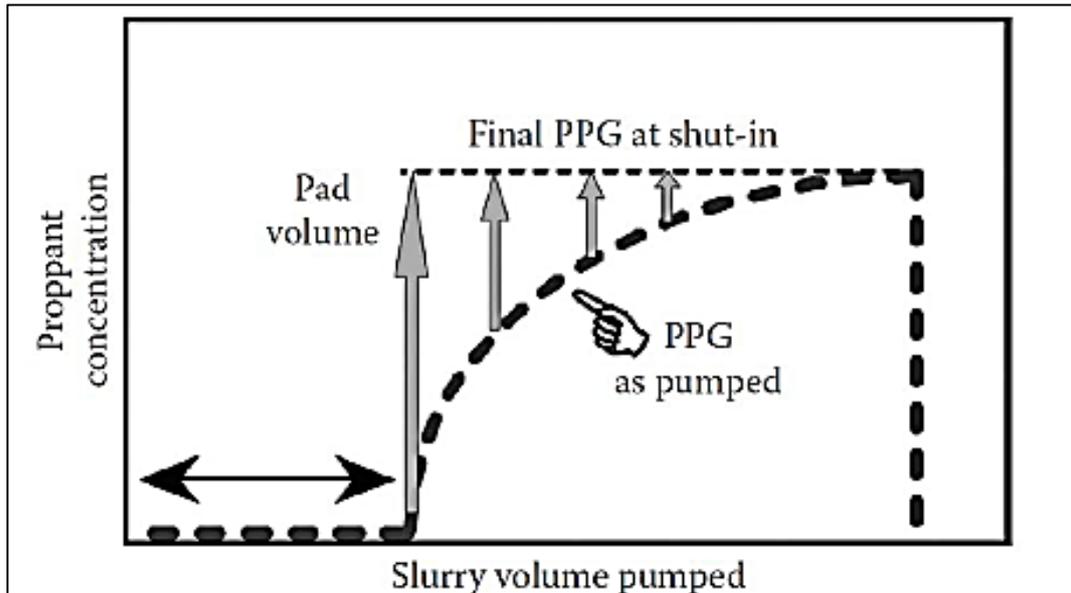


Figure 4-1-Programme d'injection de proppant pour une conception typique de fracturation (Montgomery et Smith, Hydraulic Fracturing, 2015)

A.3. Flush stage

Après avoir pompé l'étape de proppant conçue, le proppant est coupé et le puits est rincé. Le but du rinçage est de nettoyer l'intérieur du tubage du sable et de déplacer/rincer tout le proppant restant dans la formation. Pour le rinçage, seuls de l'eau et des produits chimiques sont utilisés. La qualité, le poids et la profondeur des perforations dans le fond du tubage sont nécessaires pour calculer le volume de rinçage souhaité. Par règle générale, au moins un volume de tubage est pompé jusqu'au fond des perforations une fois que toute la ligne de surface est débarrassée de sable. Pour s'assurer que les lignes de surface sont exemptes de sable, le densitomètre est placé près de la tête. .(Montgomery and smith hydraulic fracturing ,2014)



Chapitre 04 :
MESURES DIAGRAPHIQUES



1. Introduction

Les diagraphies représentent une importante source de données, récoltée à partir des puits de forage, pour les géo-scientifiques et les ingénieurs de réservoirs, qui étudient les formations rocheuses souterraines. Les outils de diagraphie sont utilisés pour - rechercher des roches-réservoirs à hydrocarbures et des roches mères dans les puits de forage pendant la phase d'exploration, - soutenir les estimations volumétriques et la modélisation géologique lors de l'évaluation et développement sur le terrain et - fournir un moyen efficace pour surveiller la distribution des hydrocarbures restant pendant la durée de vie de la production.

Un investissement important est réalisé par les compagnies pétrolières et gazières dans l'acquisition des données de diagraphie en trou ouvert, les opérations de diagraphie pouvant représenter entre **5%** et **15%** des coûts totaux du puits. Il est donc important de s'assurer que le coût de l'acquisition peut être justifié par la valeur des informations générées dans la mesure où ces informations sont gérées de manière efficace. A cet effet, plusieurs questions doivent être posées avant de commencer les opérations de diagraphie, notamment celles relatives à :

- l'objectif d'acquisition de données ;
- Type de programme de diagraphie approprié ;
- Comment gérer la collecte de données ;
- Forme de présentation des données.

Pour répondre à de telles questions, il est nécessaire - d'évaluer les conséquences de l'incertitude géophysique prévalente, - d'être conscient à la fois des principes de mesure et des limites opérationnelles des outils de diagraphie disponibles et - de comprendre comment les résultats de la diagraphie seront utilisés.

2. Définition

Les diagraphies, comme techniques géophysiques, sont des enregistrements continus des variations d'un paramètre physique donné en fonction de la profondeur lors d'un sondage, elles consistent à mesurer les caractéristiques des paramètres physiques des formations rocheuses traversées par un puits de forage au moyen de différentes sondes.

Avant de pouvoir utiliser les diagraphies, il faut faire une différence entre les forages exécutés au rocher, et qui sont le plus souvent en trou ouvert, et ceux exécutés en terrains meubles et donc tubés pour éviter l'effondrement des parois.

Selon le type des paramètres enregistrés et le moment d'enregistrement, on parle de :

- *Diagraphie instantanée*, qui enregistre les caractéristiques de la formation pendant le forage.
- *Diagraphie différée*, qui détermine les caractéristiques de la formation après le forage.

3. Notion d'acquisition

3.1. Laboratoire d'enregistrement

L'enregistrement est réalisé à l'aide d'un camion-laboratoire ambulant, parfaitement autonome, doté d'équipements électriques et mécaniques, et d'appareillages électroniques. Une chaîne complète est conçue pour l'enregistrement des signaux électriques, en mettant tout son support de modules de tests électroniques sur terrain. Les mesures se font pendant la remontée de la sonde avec une vitesse d'enregistrement adaptée en fonction de chaque outil utilisé.

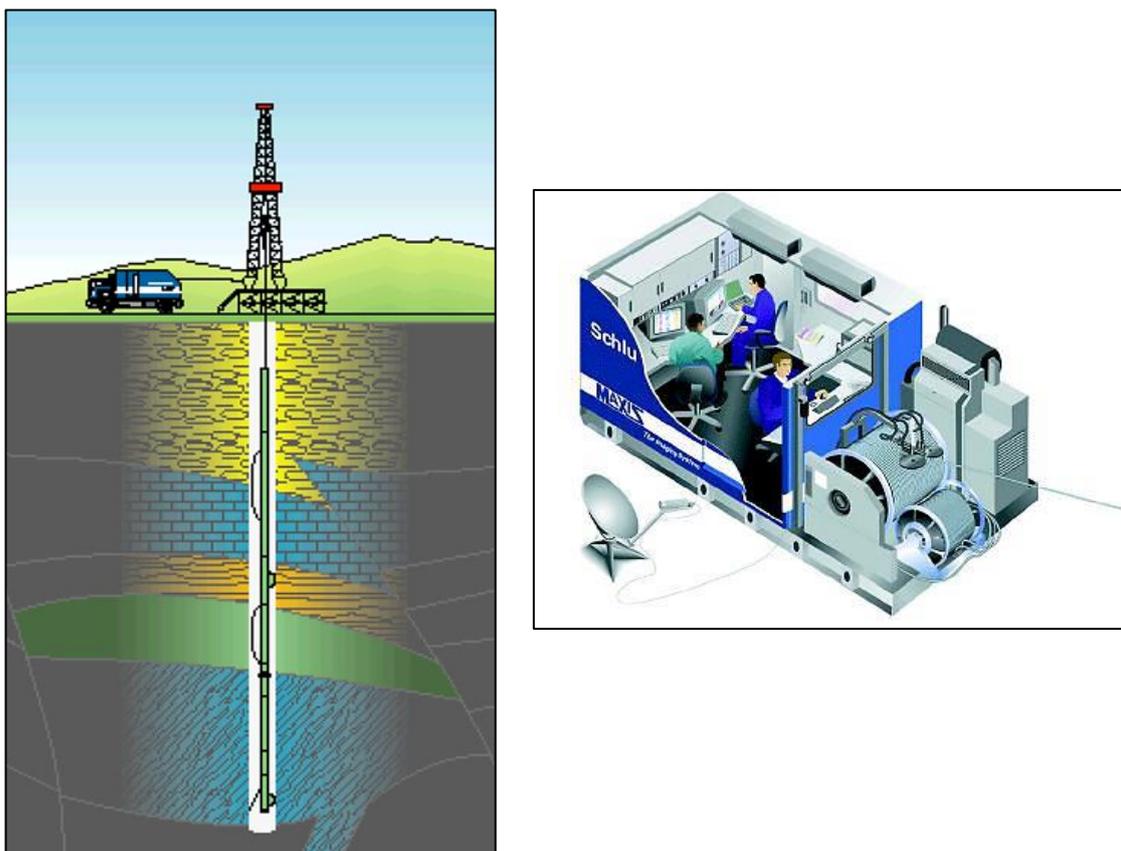


Figure 3-1-Intérieur d'une unité de diagraphie . Elle contrôle tout, même le déplacement de l'outil (SLB , 2020).

3.2. Dispositif de mesure

L'outil d'enregistrement, comme organe sensible, utilisé en diagraphie est appelé : sonde.

Elle est constituée de plusieurs modules électroniques intégrés, disposant d'un maximum d'étanchéité dont les composants peuvent résister à des températures plus 200°C.

Cependant, chaque sonde est caractérisée par un couple émetteur-récepteur dont l'écartement participe à la profondeur d'investigation de la mesure et à la résolution verticale. Toutefois, des effets perturbateurs peuvent affecter la mesure de l'outil. Ces effets, pouvant être de différentes origines, liés essentiellement à la nature des terrains de la formation.

3.3. Transmission des mesures

La transmission des mesures est assurée par un câble liant la sonde au camion laboratoire. Généralement il comprend 7 à 11 conducteurs, il est parfaitement résistant qui permet, vu le nombre de conducteurs, l'enregistrement simultané de plusieurs signaux. En effet, c'est le défilement du câble qui permet la mesure des profondeurs.

3.4. La boue de forage

Dans toutes les opérations de forage, une formulation de boue de forage à haute densité est utilisée principalement pour refroidir et lubrifier le trépan rotatif, et éviter la pénétration des fluides de la formation dans le puits du forage. Ces boues de forage sont généralement composées d'un mélange de suspension de particules de matériau lourd, finement divisé, tel que la barytine ou la bentonite, mélangé à un liquide. Ces deux matériaux de boue de forage sont généralement catégorisés selon le liquide utilisé, c'est-à-dire à base d'eau ou à base d'huile.

Son influence est très importante, car plus le diamètre du trou est grand, plus le volume du fluide entourant l'outil est important et plus la mesure serait affectée. Sa nature influe aussi sur la possibilité ou non de l'enregistrement de certaines diagaphies.

3.5. Filtrat de boue

la boue de forage envahit les couches poreuses et perméables, les argiles et les formations meubles sont lavées.

3.6. Gâteau de boue (Mud cake)

les particules solides de la boue de forage (argile) s'accumulent sur la paroi du trou de forage.

3.7. Température et pression

Elles augmentent avec la profondeur en fonction du gradient thermométrique et la densité de la boue, donc les outils utilisés pendant et après le forage doivent supporter ces variations.

3.8. L'espacement

C'est la distance entre deux sources émettrices et l'écartement entre source émettrice et réceptrice, il joue ainsi un rôle important (profondeur d'investigation) dans l'enregistrement désiré.

3.9. L'invasion

En raison de l'effet du fluide de forage (boue), la pression hydrostatique de la colonne de boue est maintenue toujours plus élevée que la pression de la formation. Cela entraîne l'invasion du filtrat de boue dans la formation autour du trou de forage. La profondeur d'invasion dépend principalement de la perméabilité de la formation, c'est-à-dire de sa capacité à permettre le passage du filtrat de boue. Ainsi, plus une formation est perméable, plus le filtrat de boue peut s'infiltrer profondément, ce qui peut avoir des implications sur la productivité du puits et les opérations de forage.

Trois zones distinctes sont observées : la zone envahie (Flushed zone) où le filtrat de boue s'est infiltré, la zone de transition (zone of transition) où les effets de l'invasion commencent à se faire sentir et la zone vierge (uninvaded zone) qui n'a pas encore été affectée par le filtrat de boue.

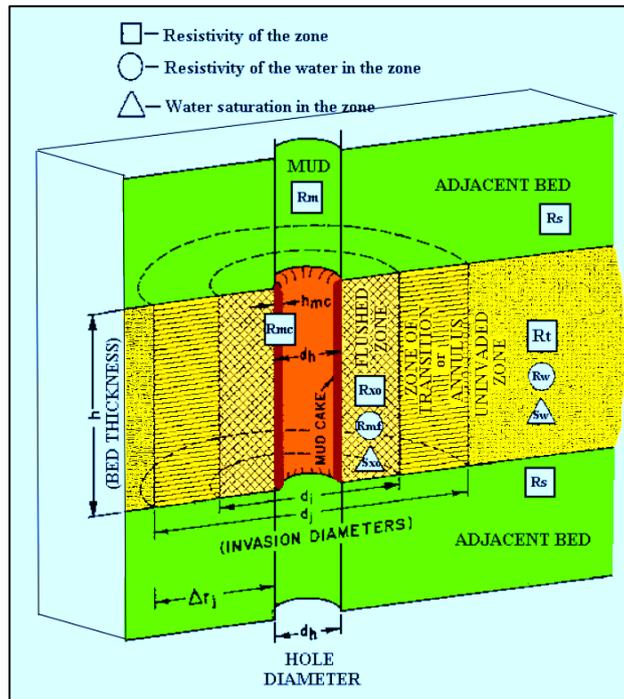


Figure 3-2-Profil d'invasion de boue de forage (Schlumberger,2017)

4. diagraphie différée

l'ensemble de tige de forage est retiré du trou de forage, afin que l'on puisse y descendre des sondes liées à l'extrémité d'un câble conducteur.

4.1. CALIPER

4.1.1 Applications

- L'évaluation du diamètre de trou de forage et la Détection des variations du diamètre.
- La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence du Mudcake).
- Calcul de l'épaisseur de Mudcake.

4.1.2. Principe de mesure

Le mouvement physique des bras sur l'outil est converti en une mesure de diamètre à travers des circuits électriques. Les bras sont conçus pour maintenir l'outil centré dans le trou de forage, ou pour pousser l'outil contre la paroi du trou. Certains outils MWD génèrent une courbe de calibre basée sur les différences de réponse des détecteurs lorsque l'outil tourne. D'autres outils utilisent des capteurs ultrasoniques pour générer un calibre en mesurant le temps mis pour qu'une impulsion acoustique se déplace du capteur jusqu'à la paroi de la formation et revienne.

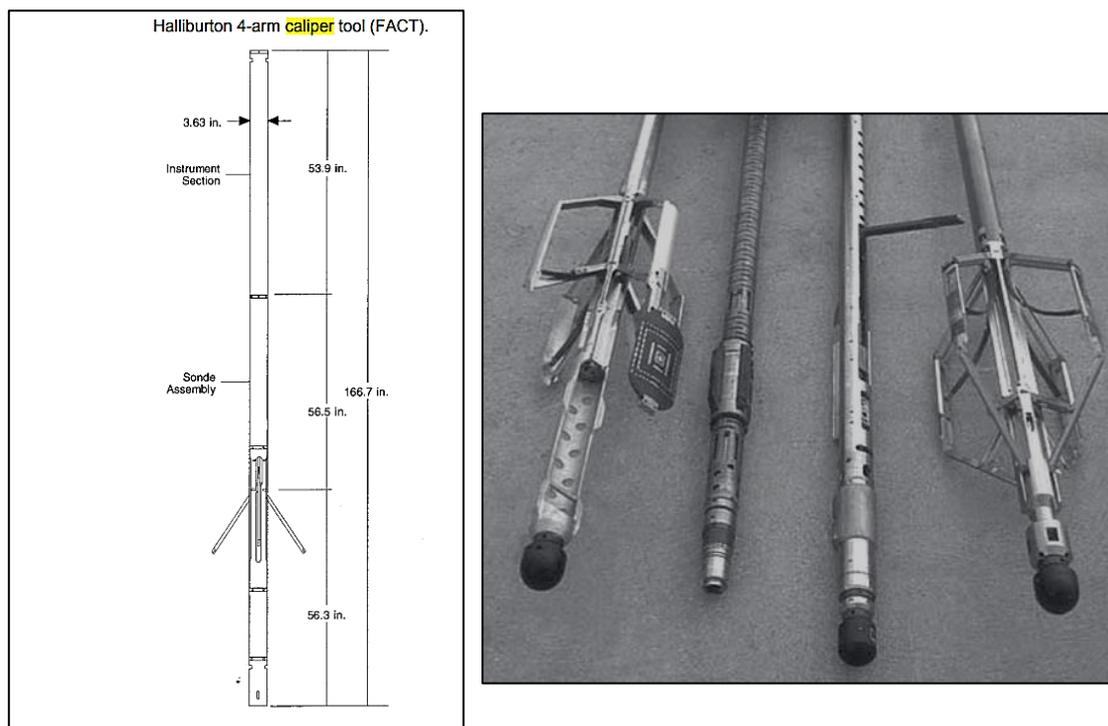


Figure 4-1-Sonde utilisée pour mesurer l'épaisseur avec des tampons de mesure à électrodes multiples sur les bras.(CALIPER)-SLB , 2017-

4.1.3. Interprétation

A. INDICATION DU DIAMÈTRE ET DU VOLUME DU TROU

Le diamètre du trou est lu directement à partir du journal. Les calipers à un ou deux bras (pour les outils de densité, de diagraphie de failles ou de R_{xo}) auront tendance à lire le diamètre le long du trou si le trou est allongé, tandis que les calipers à trois bras (pour le Sonic) font une lecture d'une moyenne, quelque part entre la longueur de l'axe long et court. Les calipers avec un ou deux bras auront tendance à être plus sensibles que les calipers à trois bras. Les calipers montrant le diamètre dans deux directions orthogonales, indiqueront des trous allongés.

Le volume du trou est calculé en intégrant le volume du trou calculé à chaque échantillon de profondeur. Le trou est supposé être *circulaire* pour une mesure de même diamètre, et *elliptique* pour une mesure bidimensionnelle.(Daniel A.Krygowski Austin Texas USA , 2003)

B. ENTRÉE POUR LES CORRECTIONS ENVIRONNEMENTALES POUR D'AUTRES OUTILS

Le diamètre du trou est utilisé dans divers graphiques pour la densité, le neutron, le laterolog et l'induction, et pour indiquer l'épaisseur du gâteau de boue pour les corrections de l'outil R_{xo} .

C. INDICATION QUALITATIVE DE LA PERMÉABILITÉ

L'existence du gâteau de boue (lorsque le diamètre du trou est inférieur à la taille du trépan) est une indication de l'infiltration de boue dans la formation. En raison des différences de type de boue, de densité et d'autres paramètres, l'ampleur de la perméabilité ne peut pas être déterminée. Le gâteau de boue est généralement noté par rapport à la taille du trépan. Lorsque le trou est lavé, la présence du gâteau de boue peut être masquée par le lavage. (Daniel A.Krygowski Austin Texas USA , 2003)

D. CORRÉLATION

Les courbes peuvent être analysées pour leur forme générale et les changements de taille de trou indiqués. Certaines formations peuvent se laver régulièrement dans une zone géographique particulière (indépendamment du programme de boue), donnant une indication générale de l'emplacement du puits dans le sous-sol. (Daniel A.Krygowski Austin Texas USA , 2003)

E. CONTROLE DE QUALITÉ DU LOG

Les indications du Caliper indiquant que le trou est rugueux sont un avertissement que les mesures provenant d'outils pressés contre la paroi du trou, tels que la densité, le neutron et les courbes de microrésistivité, peuvent ne pas être fiables. (Daniel A.Krygowski Austin Texas USA , 2003).

4.2. Diagaphie de radioactivité naturelle (Gamma Ray)

4.2.1. Application

- Détermination de l'épaisseur du réservoir
- Indicateur de lithologie
- Corrélation entre les puits
- Estimation du volume d'argile

4.2.2. Principe de mesure

Le log GR enregistre le taux de comptage des émissions gamma des formations rocheuses adjacentes au forage. Les émissions gamma résultent de la désintégration des isotopes radioactifs naturels tels que le potassium, l'uranium et le thorium, contenus dans la matrice rocheuse de la formation. L'outil GR standard enregistre la radioactivité totale, tandis que les outils GR spectraux enregistrent le spectre gamma et isolent la contribution du spectre gamma de chaque isotope radioactif.(Document SLB , 2015)

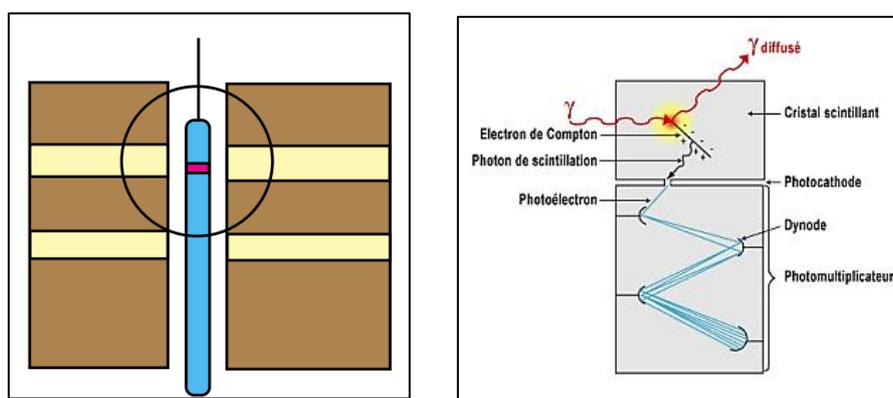


Figure 4-2-Outil de mesure de Gamma ray (Document Sonatrach 2023)

L'outil utilisé pour la diagraphie de gamma ray (GR), constitue un détecteur de rayons gamma, utilisant un cristal d'iodure de sodium activé au thallium, couplé à un photomultiplicateur. Lorsqu'un rayon gamma frappe le cristal, il génère un petit éclair de lumière, amplifié ensuite par le photomultiplicateur. Ce processus crée un courant électronique détecté pour mesurer la radioactivité des formations géologiques.

4.2.3. Interprétation

Le tableau ci-dessous montre les niveaux typiques de GR en unités API pour un certain nombre de minéraux et de matériaux de formation courants. Les niveaux de radioactivité sont largement dus à la teneur en potassium.

Tableau 3 -Les niveaux typiques de GR en unités API pour certains matériaux(Document Sonatrach 2023)

Rock Type	GR Reading	Rock Type	GR Reading
Sandstone	10 -20	Limestone	5 - 10
Dolomite	10 - 20	Shale	80 - 140
Halite	0	Sylvite(KCl)	500
Coal	0	Mica	100- 170

Les schistes présentent des taux de comptage GR relativement élevés en raison de la présence d'ions de potassium dans la structure cristalline des minéraux argileux. Les minéraux de roche réservoir les plus courants (quartz, calcite et dolomite) à l'état pur ne contiennent pas d'isotopes radioactifs et donnent des lectures GR faibles. La teneur en schiste de la roche réservoir peut être estimée par interpolation linéaire entre les lectures du log GR sur des roches propres (la ligne de sable) et des schistes (la ligne de schiste), de sorte que :

$$V_{sh} \leq \frac{GR_{log} - GR_{sd}}{GR_{sh} - GR_{sd}}$$

GR_{log} : Lecture Log à la profondeur d'intérêt.

GR_{sh} : valeur du rayonnement gamma dans une zone argileuse à proximité .

GR_{sd} : valeur du rayonnement gamma dans une zone propre à proximité.

Généralement , La perméabilité a une corrélation négative avec la teneur en schiste et un seuil GR est souvent utilisé pour définir la limite de perméabilité efficace (voir le panneau de log). Il est ainsi possible de distinguer une roche réservoir perméable d'un schiste imperméable. Pour des évaluations rapides, un seuil GR de 50 % de volume de schiste est souvent utilisé pour discriminer une roche de qualité réservoir.

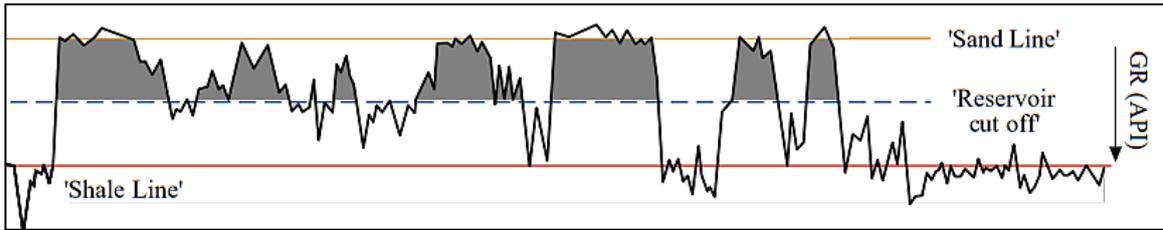


Figure 4-3-Exemple d'un log de GR((Document Sonatrach 2023)

Cette approche fonctionne bien dans les séquences de sable-argile pure, cependant, lorsque du charbon, des évaporites ou des carbonates compacts sont présents, de faibles lectures de GR n'impliquent pas nécessairement une roche réservoir. Des minéraux tels que le mica et le feldspath sont radioactifs et donnent des lectures de GR relativement élevées, bien que leur présence dans un sable ne détruisse pas nécessairement les propriétés de la roche réservoir. Pour une détermination fiable de l'épaisseur de la roche réservoir, il est sage de vérifier les indications de qualité de la roche réservoir avec d'autres logs.(Doucement SLB , 2015)

4.3. Diagraphie de densité

4.3.1. Applications

- Détermination de la porosité .
- Indicateur de lithologie .

4.3.2. Principe de mesure

Une source radioactive focalisée transportée dans l'outil de densité émet des rayons gamma de moyenne énergie dans la formation. Alors que les rayons gamma traversent la formation, ils entrent en collision avec des électrons et sont dispersés, perdant de l'énergie dans le processus, jusqu'à être capturés. Des détecteurs montés dans l'outil comptent le nombre de rayons gamma à une distance fixe de la source. Le taux de comptage des rayons gamma est inversement proportionnel à la densité de formation en électrons de l'outil de densité, qui peut être reliée à la densité volumique. (Document SLB , 2015)

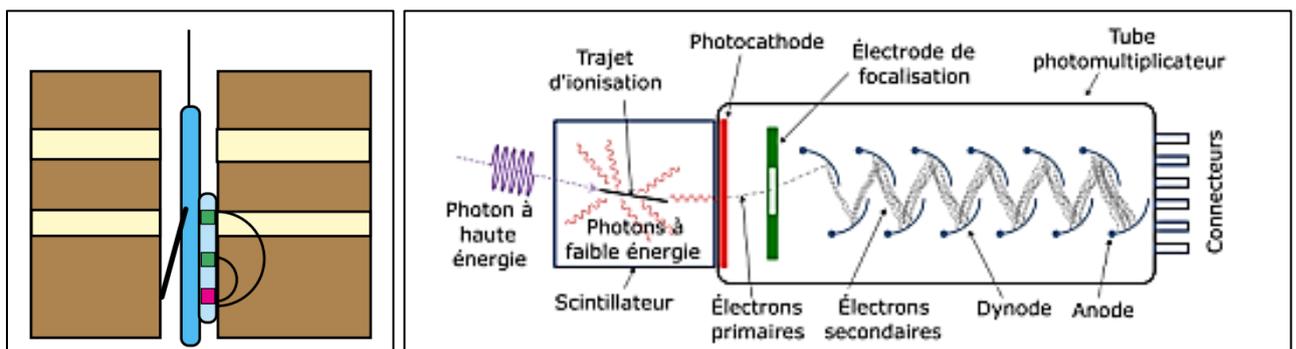


Figure 4-4-outil de mesure de densité de formation ((Document Sonatrach 2023)

Les outils modernes de densité surveillent également les rayons gamma dispersés dans la région d'énergie faible. Le taux de comptage des rayons gamma à faible énergie est déterminé par la section efficace de capture de la formation et peut être utilisé pour discriminer entre différentes lithologies.

4.3.3. Interprétation

La lecture du log de densité (Φ) est interprétée en termes de porosité (Φ) de la formation en utilisant l'expression suivante :

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

ρ_{ma} : densité de la formation [$\frac{g}{cm^3}$]

ρ_b : densité volumique (lue sur le Log) [$\frac{g}{cm^3}$]

ρ_{fl} : densité du fluide [$\frac{g}{cm^3}$]

Interpréter nécessite la connaissance de la densité du matériau matriciel (ρ_m) et de la densité du fluide poreux (ρ_f). Le tableau ci-dessous liste les densités (en g/cm3) de plusieurs minéraux et fluides de formation courants, tels qu'ils sont perçus par l'outil.

Tableau 4 -les densités de plusieurs minéraux et fluide de formation courants(Document Sonatrach 2023)

Matrix	Density	Pore Fluid	Density
Quartz	2.65	Fresh water	1.00
Calcite	2.71	Salt water (200 g/l)	1.13
Dolomite	2.87	F.Water+30% oil	0.9-0.94
Rock salt	2.03	F.Water+30% gas	0.73-0.78

Les argiles ont souvent une densité matricielle similaire à celle du quartz, donc l'expression de porosité ci-dessus peut être utilisée dans les sables argileux sans connaissance des volumes relatifs d'argile et de sable.

Comme les outils de densité examinent la formation dans environ 6 pouces du mur du puits, le fluide poreux (dans les intervalles réservoirs) est principalement un filtrat de boue envahissant. La densité du filtrat de boue dépend de sa salinité, qui peut être déterminée à partir de mesures de résistivité effectuées sur un échantillon en surface.

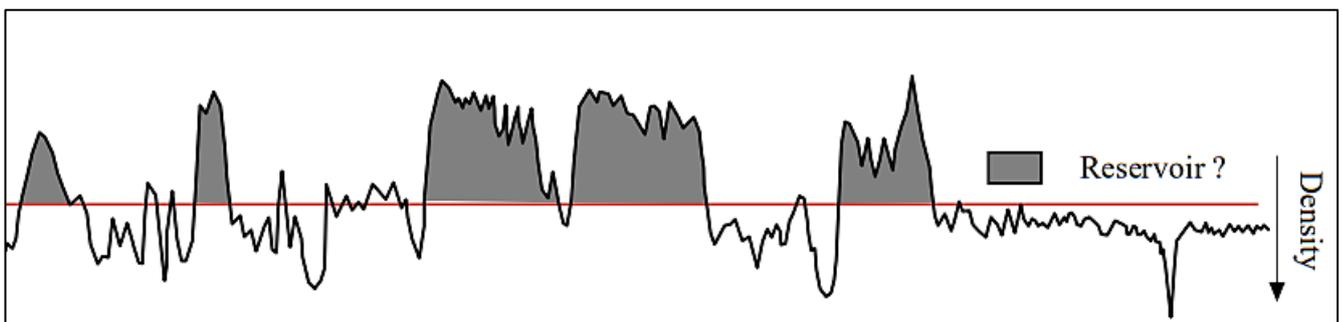


Figure 4-5-Exemple d'un log de densité de formation(Document Sonatrach 2023)

Dans une zone contenant des hydrocarbures, le fluide dans la zone envahie sera un mélange de filtrat de boue, d'hydrocarbures résiduels et d'eau interstitielle . Pour une évaluation rapide,

il est souvent acceptable de supposer une densité du fluide de 1 g/cm^3 , cependant il convient de faire attention aux intervalles contenant du gaz si l'invasion de filtrat est limitée car la densité effective du fluide sera beaucoup plus basse. Dans des lithologies mixtes telles que des sables cimentés par de la calcite ou riches en mica, la densité matricielle doit être modifiée pour refléter le mélange si des porosités précises sont requises.

4.4. Diagraphie de résistivité

On distingue trois catégories de mesures de résistivité :

- les logs d'induction
- les laterologs .
- les mesures de micro-résistivité (R_{xo}).

Les logs d'induction et les laterologs tentent tous deux de mesurer la résistivité de la partie non perturbée de la formation, située latéralement loin du trou de forage.

Les mesures atteignent le même objectif à travers des principes physiques de mesure différents. Les mesures de micro-résistivité utilisent principalement les mêmes principes physiques que les laterologs, mais sont conçues pour mesurer la résistivité de la formation très proche du trou de forage, dans la zone qui a été nettoyée par le fluide de forage. (Document SLB , 2015)

4.4.1. Applications

- La détermination de la lithologie et les milieux de dépôts .
- Le calcul de la porosité .
- La détermination de la saturation en eau .

4.4.2. Principe de mesure

La diagraphie de résistivité mesure la résistance d'une couche à un courant électrique pour déterminer sa teneur en fluide et sa porosité. La résistivité est également influencée par la salinité de l'eau de la formation et la teneur en argile. Les mesures de résistivité dans la zone envahie permettent également d'évaluer la mobilité des hydrocarbures. Cependant, la valeur de la résistivité aux abords du sondage ne représente pas la résistivité réelle de la formation avant le forage.

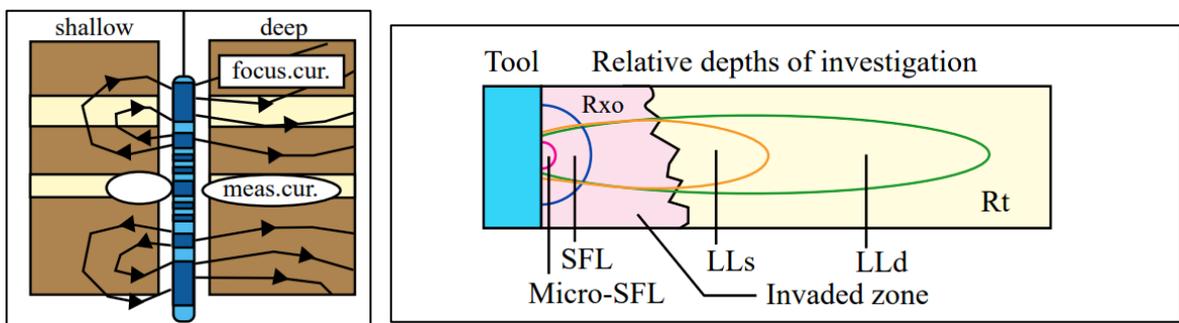


Figure 4-6-Outil de mesure de résistivité(Document Sonatrach 2023)

Un courant de très basse fréquence circule depuis l'outil, à travers le trou de forage, dans la formation. Des réseaux d'électrodes de chaque côté de l'électrode source dirigent le courant de mesure dans un motif en forme de disque horizontal autour du trou de forage.

La résistivité de la formation est déterminée en surveillant la quantité de courant circulant depuis l'outil. L'outil doit établir un contact électrique avec la formation.

Les outils enquêtent sur la formation à différentes profondeurs à partir desquelles il est possible de déterminer la résistivité réelle (R_t) de la formation vierge en extrayant les résistivités du mud cake et de la zone lavée (R_{me} et R_{xo} respectivement) du dispositif de lecture le plus profond.

4.4.3. Interprétation

Le calcul de la saturation en hydrocarbures (Sh) pour laquelle R_t est nécessaire est décrit dans une section ultérieure intitulée "Évaluation rapide". Dans les formations épaisses perpendiculaires au trou de forage, R_t peut être déterminé avec précision en entrant dans le graphique approprié (tornado) avec des mesures de résistivité de trois profondeurs d'investigation.

Une combinaison typique d'outils fournissant ces informations serait les logs latéralog profond et peu profond (LLd et LLs) et le log microsphérique focalisé (MSFL).

Outils utilisés dans l'invasion			
Zone non envahie	Zone de transition	Zone envahie	Mud cake
Cette zone est appelée aussi une zone vierge .	La zone où le fluide de forage et le fluide de formation sont mélangés entre eux.	Cette zone est entièrement constituée du fluide de forage .	La zone est composée de la bentonite qu'elle est présente dans le fluide de forage.
LLd	LL	MSFL	M
	SFL		

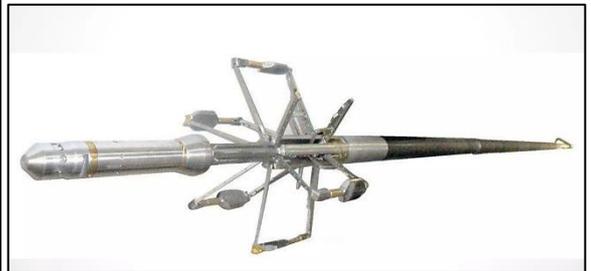


Figure 4-7-L'outil de mesure de la résistivité(Document Sonatrach 2023)

Tableau 5 - Les outils utilisés dans l'invasion (Document Sonatrach 2023)

Cependant, une grande quantité d'informations qualitatives peut être extraites des logs de résistivité sans utiliser de graphiques. La séparation des logs de résistivité provenant d'outils avec différentes profondeurs d'investigation est indicative de la perméabilité car elle implique que les fluides de pores proches du trou de forage ont été déplacés par le filtrat de boue envahissant.

La position de la courbe LLs par rapport à la courbe LLd indique dans quelle mesure cette dernière est affectée par l'invasion et par conséquent si le LLd peut être utilisé comme une estimation rapide de R_t .

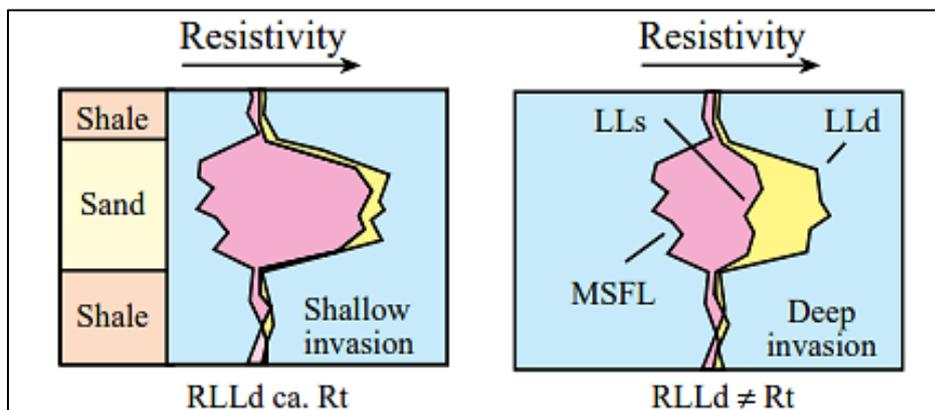


Figure 4-8-Mesure de résistivité (document sonatrach 2023)

À travers des intervalles non perméables tels que les argiles, les courbes de résistivité devraient se superposer presque. Cependant, le manque de séparation n'exclut pas la perméabilité, car si les salinités du filtrat de boue et de l'eau de formation sont les mêmes, les outils de résistivité ne différencieront pas entre les zones envahies et non envahies.

L'outil MSFL mesure la résistivité dans la zone envahie (R_{xo}) qui peut être utilisée pour déterminer la saturation en hydrocarbures résiduels près du puits, et ainsi donner une indication sur la quantité d'hydrocarbures mobiles. Dans les intervalles porteurs d'eau, il est possible de supposer que la zone envahie est complètement vidée de filtrat de boue et que la résistivité de l'eau de formation (R_w) peut être estimée en utilisant la "méthode du ratio" où :

$$\frac{R_w}{R_t} = \frac{R_{mf}}{R_{xo}}$$

La résistivité du filtrat de boue (R_{mf}) est mesurée sur un échantillon de boue en surface.

tels que :

R_w : La résistivité de l'eau d'imbibition

R_t : résistivité des roches dans la zone vierge

R_{mf} : résistivité du filtrat qui remplit les pores de la roche

R_{xo} : résistivité de la roche dans la zone lavée

4.5. Diagraphie de neutron

Les données neutroniques sont des enregistrements de porosité qui mesurent la concentration en ions hydrogène dans une formation géologique. Dans des formations propres (c'est-à-dire sans argile) où la porosité est remplie d'eau ou d'huile, la diagraphie neutronique mesure la porosité remplie de liquide. (Document SLB , 2015)

4.5.1. Applications

- Déterminer la porosité :
 - Dans les réservoirs de gaz, la diagraphie neutronique enregistrera une porosité inférieure à la vraie porosité de la formation car le gaz a une concentration en ions hydrogène plus faible que l'huile ou l'eau (effet du gaz).
- lithologie et indicateur de gaz.
- Bon critère de corrélation de puits à puits.
- Évaluation de la densité des hydrocarbures.

4.5.2. Principe de mesure

Une source de neutrons émet des neutrons rapides et de haute énergie dans la formation et surveille la population de neutrons, à une certaine distance de la source, qui ont été ralentis jusqu'aux niveaux d'énergie thermique lors de leur passage à travers la formation. Les neutrons sont ralentis principalement par collision avec des atomes d'hydrogène (qui ont presque la même masse qu'un neutron) et sont capturés. La population restante de neutrons thermiques (échantillonnée par l'outil) peut être liée à la quantité d'hydrogène dans la formation. L'hydrogène est principalement présent sous forme d'eau (ou d'hydrocarbures) dans les espaces poreux, donc la population de neutrons peut être interprétée en termes de porosité de la formation.

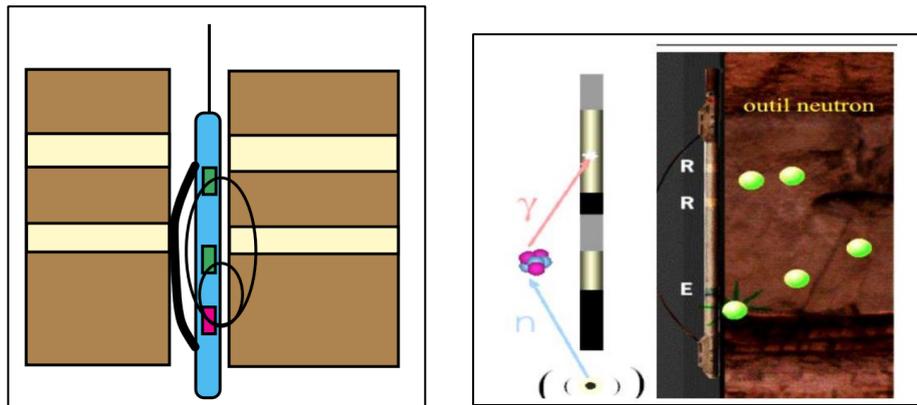


Figure 4-9-Outil de mesure de porosité de neutron (Document Sonatrach 2023)

4.5.3. Interprétation

La sortie de porosité du Log est basée sur un modèle simple de calcaire/eau douce et est mise à l'échelle en unités de porosité de calcaire. Des valeurs précises de porosité ne peuvent être lues que sur le log sur des intervalles de calcaire porteurs d'eau douce.

Pour tout autre type de roche ou de fluide poreux, des corrections doivent être appliquées, bien que pour les réservoirs de grès propres remplis d'huile ou d'eau, les corrections seront faibles et le log peut être utilisé comme une estimation approximative de la porosité. Les corrections de lithologie et de fluide poreux sont décrites dans les livres de table du prestataire de services de diagaphie.

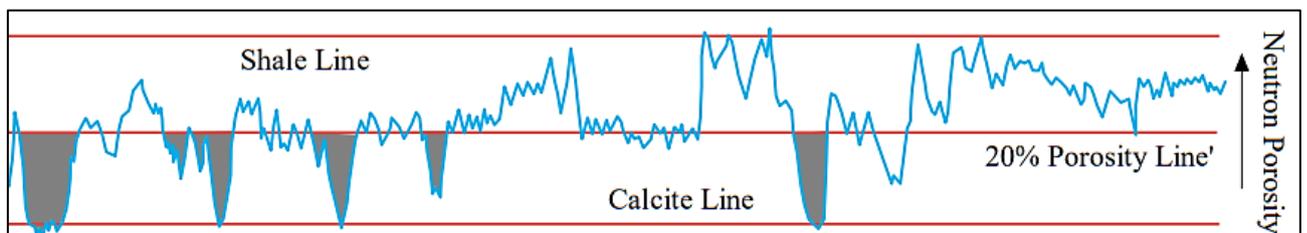


Figure 4-10-Exemple 1 d'un log de neutron(Document Sonatrach 2023)

Le gaz et l'argile ont des effets particulièrement marqués sur la lecture du log. Une formation remplie de gaz a une faible population d'hydrogène (par rapport à l'eau et au pétrole) que l'outil enregistre comme une faible porosité apparente. Des porosités apparentes élevées sont

enregistrées dans l'argile en raison de la présence d'hydrogène dans les groupes OH et d'eau liée à l'argile dans la matrice d'argile. Une grande prudence doit donc être exercée si le log neutronique est utilisé indépendamment.

Les logs neutroniques et de densité sont généralement affichés ensemble sur des échelles compatibles de sorte qu'une augmentation de la porosité entraîne un décalage vers la gauche des courbes du log. Le point "zéro" de porosité neutronique est fait pour coïncider avec le point de densité 2,70 g/cm³ (la densité matricielle du calcaire) et si l'échelle était extrapolée à 100% de porosité, on verrait qu'elle coïncide avec 1,0 g/cm³ (la densité de l'eau douce).

Sur ce type d'échelle, la séparation des courbes neutroniques et de densité est un indicateur utile d'argile : l'outil neutronique lit une porosité apparente élevée dans l'argile par rapport à la faible lecture de porosité de densité.

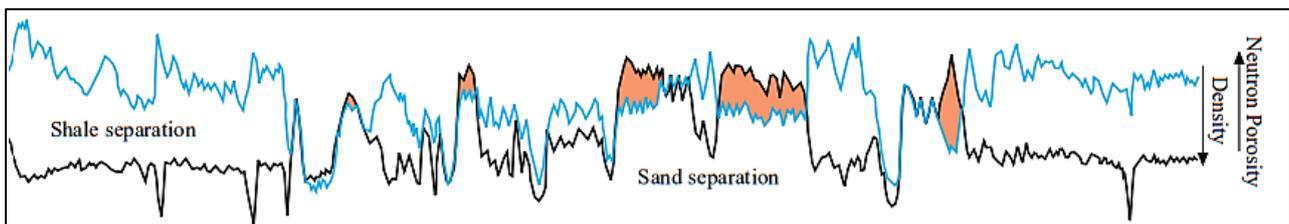


Figure 4-11-Exemple 2 d'un log de neutron et de densité(Document Sonatrach 2023)

Cela contraste avec l'effet du gaz (faible porosité neutronique apparente et faible lecture de densité, c.-à-d. une porosité apparente élevée de densité), qui peut être clairement observé dans les grès propres porteurs de gaz. Dans les grès argileux porteurs de gaz, les deux effets (gaz et argile) s'annulent mutuellement, et il faut être prudent lors de l'interprétation.

4.6. Diagaphie sonique

4.6.1. Applications

- Détermination de la porosité.
- Indicateur de lithologie.
- Calibration de la vitesse sismique.

4.6.2. Principe de mesure

La diagaphie sonique est un enregistrement en fonction de la profondeur du temps de parcours des impulsions acoustiques haute fréquence à travers la formation proche du trou de forage. Cela est fait en mesurant le temps d'arrivée de l'impulsion à deux récepteurs espacés à différentes distances d'un émetteur acoustique. En soustrayant le temps de transit du récepteur proche de celui du récepteur éloigné, la vitesse acoustique de la formation est définie sur l'intervalle entre les récepteurs. (Document SLB , 2015)

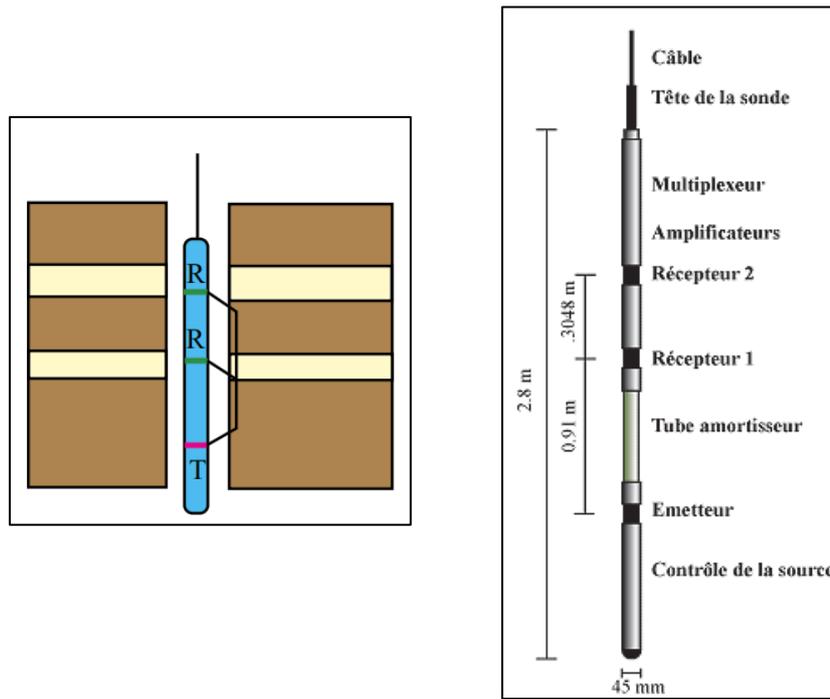


Figure 4-12-Outil de mesure de diagaphie sonique(Document Sonatrach 2023)

4.6.3. Interprétation

La mesure du temps de parcours de la formation peut être interprétée en termes de porosité de la formation selon l'équation de Wyllie ou de moyenne temporelle, telle que :

$$\phi = \frac{\Delta T_{log} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_{fl} - \Delta T_{ma}}$$

Ce modèle suppose que la formation est composée d'un mélange homogène d'une matrice rocheuse et d'un fluide poreux et que le temps de transit est lié à la proportion de chacun. Les temps de transit pour la matrice et le fluide représentent respectivement 0% et 100% de porosité, et les valeurs entre ces extrêmes peuvent être interpolées en supposant une relation linéaire, à condition que les propriétés acoustiques de chaque milieu soient connues. Les temps de transit pour certains des minéraux et fluides de formation les plus courants sont indiqués dans le tableau 6 ci-dessous :

Tableau 6-les temps de transit pour certains des minéraux et fluides de formation

Material	Travel Time (μ sec/ft)
Sandstone matrix	51 - 55.5 (Quartz:56)
Limestone matrix	43.5 - 48 (Calcite:49)
Dolomite matrix	38.5-43.5 (Dolomite:44)
Fresh water/salt water	218 / 189
Oil	238
Casing	57

Pour les systèmes de boue à l'eau salée, un temps de transit du fluide $A_t = 189 \mu\text{s}/\text{ft}$ peut être utilisé, ce qui suppose que la formation étudiée est entièrement lavée avec le filtrat de boue. Cette approche fonctionne bien dans les réservoirs d'eau ou d'huile consolidés, mais n'est pas adaptée aux formations non compactées où la relation moyenne temporelle se dégrade. Dans les formations non consolidées, les mauvais contacts entre grains augmentent les temps de transit et des corrections (facteurs d'empilement) ne peuvent pas être appliquées aux calculs de porosité.

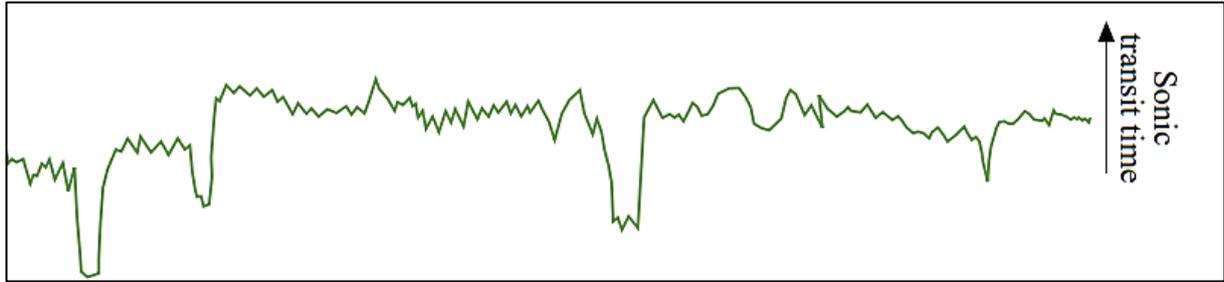


Figure 4-13-Exemple d'un log sonique(Document Sonatrach 2023)

4.6.4. Opérations de diagraphie

Il existe de nombreuses variétés d'outils soniques disponibles avec des configurations d'émetteurs et de récepteurs différentes. Pour compenser la forme du trou de forage et la position de l'outil à l'intérieur du trou, les données de temps de transit sont généralement acquises avec un outil sonique à espacement régulier à long (ou d'autres outils fonctionnant dans ces modes). Les outils à espacement long, sont utilisés pour essayer d'investiguer la formation au-delà de la zone endommagée par le forage, mais les signaux acoustiques s'atténuent avec la distance, il y a donc des limites au-delà desquelles un signal ne peut pas être distingué du bruit de fond.



Chapitre 05
LOGICIELS UTILISÉS



1. Généralités sur la plateforme Techlog

1.1. Définition

Techlog est une plateforme logicielle Windows développée par Schlumberger, conçue pour centraliser et analyser efficacement toutes les informations essentielles concernant les opérations de forage dans l'industrie pétrolière. Cette plateforme offre aux utilisateurs la capacité d'interpréter une variété de journaux géologiques, ainsi que des données de base indispensables à la prise de décision lors des opérations de forage. En réunissant toutes ces données sur une seule plateforme, *Techlog* répond à la nécessité d'une solution intégrée qui soutient l'intégralité du processus d'interprétation des données, réduisant ainsi la dépendance à l'égard de multiples outils spécialisés. Cette approche unifiée permet une évaluation continue des risques et des incertitudes tout au long du cycle de vie d'un puits de forage, offrant ainsi une meilleure compréhension globale et une gestion plus efficace des différents aspects liés à l'exploitation des gisements pétroliers.



Figure 1-1-le logo de logiciel (Techlog Manuel,2010) techlog.

1.2. Historique du Techlog

Techlog, un logiciel développé par la société Techsia implantée à Montpellier dans le Sud de la France, a vu le jour en 2000. La première version commercialisée de *Techlog* est sortie en 2002 avec pour objectif de fournir une interface moderne et conviviale. Cette interface permet une visualisation aisée et une interaction simple avec toutes les données, grâce à un flux de travail préconfiguré qui guide les utilisateurs moins expérimentés. Techsia a fait de l'interprétation multi-puits un domaine accessible à un large éventail d'experts techniques. En 2009, Schlumberger a acquis Techsia ainsi que la plateforme *Techlog*, assurant actuellement son support et sa commercialisation. Chaque nouvelle version de *Techlog* apporte de nouvelles fonctionnalités allant au-delà de l'interprétation pétrophysique et géologique, en incluant désormais l'interprétation géomécanique, la gestion de l'incertitude, ainsi que des intégrations avec des plateformes standards de l'industrie telles que « Petrel ». De plus, *Techlog* propose un tout nouveau module acoustique qui enrichit considérablement les fonctionnalités de l'application, offrant ainsi aux utilisateurs un outil complet et évolutif pour leurs besoins en interprétation et analyse des données de forage. (Schlumberger Information Solutions 2013) - (<https://www.software.slb.com/products/techlog/techlog-petrophysics>. Consulté le 15/03/2024)

1.3. Objectif du Techlog

Le logiciel *Techlog* se distingue par sa capacité à consolider l'ensemble des données de forage en une application unique, offrant ainsi aux utilisateurs une interface hautement intuitive pour mener des analyses approfondies.

En plus de proposer des modules avancés destinés aux experts du secteur, la plateforme *Techlog* s'adresse également aux utilisateurs généralistes en leur fournissant une base solide pour l'examen et l'analyse des données. Cette solution logicielle prend en charge des flux de travail complexes couvrant diverses disciplines, offrant ainsi une polyvalence et une facilité d'utilisation qui répondent aux besoins variés des professionnels travaillant dans le domaine du forage. (Khodja Ali, Oulhi abdelwahab, Betaouaf Mohamed, 2019)

1.4. La base de données du «Techlog»

La base de données de *Techlog* est l'organisation d'un groupe de puits dans un projet, constituée par la collection de fichiers binaires stockés dans un répertoire dédié. Les utilisateurs peuvent charger jusqu'à un maximum de 200 puits en mémoire vive (RAM) de l'ordinateur, bien que la base de données de *Techlog* a la capacité de contenir des données de 9 999 puits. A tout moment, l'utilisateur a la possibilité de sauvegarder son travail et le programme enregistrera automatiquement toutes les modifications apportées aux puits dans la base de données. Cela garantit la sécurité des données et la conservation des ajustements effectués par l'utilisateur tout au long de leur session de travail. (Benhamida Mohammed Amine, Bekkouche Mohamed El Amine, 2017)

1.5. Chargement des données

Voici les étapes de chargement des données dans Techlog

1. Ouvrez un nouveau projet en sélectionnant l'option " Nouveau projet " dans le menu.
2. Choisissez la section de travail appropriée en fonction de l'étude en cours.
3. Utilisez le menu " Import " pour charger les fichiers LAS des puits disponibles, tels que TRG-2 et TRG-3.
4. Cliquez sur "plot" si vous importez ou créez d'autres données.
5. Assurez-vous d'avoir un ensemble de logs bien calibré avec des intervalles de densité de boue bien étudiés.
6. Une fois les données chargées, vous pouvez les visualiser en utilisant le module " Log View".(Bakhouche SaadEdine, Belghoul Feryel, Boumali Kenza, 2023)

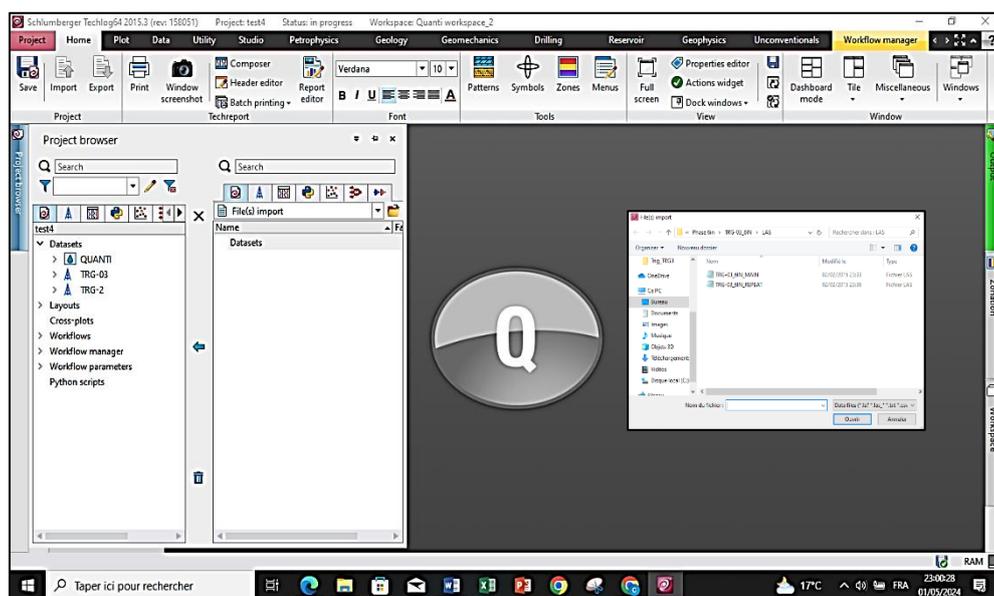


Figure 1-2-chargement des données dans le Techlog (Travail personnel)

1.6. Systèmes du Techlog

La plateforme *Techlog* offre trois noyaux différents pour répondre aux besoins spécifiques des utilisateurs :

La Base *Techlog* est une licence fondamentale pour les domaines de la géologie et de l'ingénierie des réservoirs, des forages et des travaux pétrophysiques.

La Visionneuse *Techlog* est une interface utilisatrice simplifiée et légère offrant des fonctionnalités d'analyse de données et des flux de travail spécifiques. Elle est idéale pour les utilisateurs recherchant une interface plus conviviale pour visualiser et analyser leurs données.

Le Cadre Océanique de *Techlog* permet aux développeurs de connecter leurs propres logiciels et algorithmes à la plateforme *Techlog*. Cela offre une flexibilité supplémentaire pour personnaliser et étendre les fonctionnalités de *Techlog* selon les besoins spécifiques de l'utilisateur. (Alain, F., Raoult, J.-F., 2010 : Dictionnaire de Géologie, 7ème Edition)

Une fois les analyses effectuées sur *Techlog*, les informations obtenues peuvent être appliquées pour l'analyse et l'interprétation des résultats des puits étudiés. (Bakhouche SaadEdine, Belghoul Feryel et Boumali Kenza, 2023)

2.Étapes de calcul des paramètres petro physiques par le logiciel Techlog

2. 1. Interprétation qualitative

Les diagraphies ont de nombreuses applications dans l'évaluation de la formation, notamment pour l'identification de la lithologie et des fluides, et de nombreuses autres applications peuvent en découler. Ces diagraphies peuvent être utilisées comme diagraphie unique (*par exemple*, la diagraphie de la radioactivité gamma) ou combinée (*par exemple*, la diagraphie neutronique et de densité) pour fournir des informations sur la lithologie et les types de fluides présents dans le réservoir. (Marco Shaban Lutome; Shaly Sand Formation Evaluation from logs of the Skrugard well, Southwestern Barents Sea, Norway)

Il s'agit encore d'un QuickLook visuel permettant de :

Vérifier la qualité des logs.

- Découper la série en zones et intervalles homogènes.
- Reconnaître les fluides en place.
- Reconnaître les zones poreuses et perméables.
- Localiser les contacts des fluides.

2.1.1.Les étapes de l'interprétation qualitative

Le projet débute par la création d'un projet de formation. Ensuite, les données pertinentes sont importées dans le système. Les zonations sont ensuite éditées pour délimiter les zones d'intérêt, suivies de la visualisation des logs pour une compréhension visuelle approfondie. Les interprétations sont alors menées, comprenant le calcul du volume d'argile ainsi que celui de la porosité et de la saturation.

Une fois les calculs effectués, des coupes et des sommations peuvent être appliquées pour obtenir des données plus précises. Les résultats d'interprétation sont exportés pour une utilisation ultérieure, tandis que les représentations graphiques des résultats, y compris les logs composites, sont préparées pour une communication claire et efficace des conclusions obtenues.

2.1.2. Calcul du Volume d'Argile

Le calcul du volume d'argile à l'aide de *Techlog* implique l'utilisation des logs de neutron et de densité ainsi que des équations spécifiques. Voici un résumé de la manière dont le volume d'argile peut être calculé en utilisant *Techlog*.

Le volume d'argile peut être déterminé en utilisant les logs de porosité neutronique et de densité. Dans l'étude, la formule suivante a été utilisée :

$$V_{sh} = \frac{\Phi_{NFL} - \Phi_{DFL}}{\Phi_{NMA} - \Phi_{DMA}}$$

Où :

V_{sh} : représente le volume d'argile en ft^3/ft^3 .

Φ_{NFL} : est la lecture de porosité neutronique à 100 % de fluide.

Φ_{DFL} : est la lecture de porosité de densité à 100 % de fluide.

Φ_{NMA} : est la lecture de porosité neutronique à 100 % de matrice rocheuse.

Φ_{DMA} : est la lecture de porosité de densité à 100 % de matrice rocheuse.

(D'après Carlos Fabián Sánchez, Indira Molina, Gabriel Ángel Molina 2021)

2.1.2.1. Traitement avec *Techlog*

- Entrer les données des logs de neutron et de densité dans le logiciel *Techlog*.
- Utiliser les équations et paramètres fournis pour calculer le volume d'argile pour le puits spécifique ou la formation d'intérêt.

2.1.2.2. Interprétation

- Examiner les résultats du volume d'argile générés par *Techlog* pour comprendre la distribution et l'étendue de l'argile dans le réservoir.

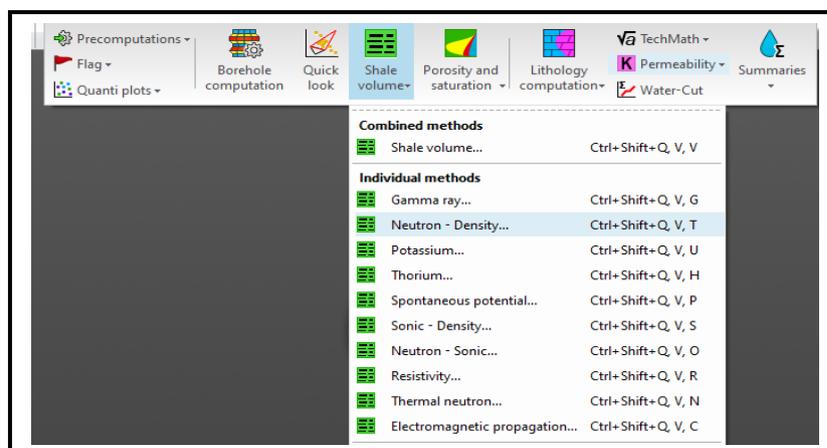


Figure 2-1-calcul de volume d'argile sur le logiciel *Techlog* (Travail personnel)

2.1.3. Calcul de porosité par le techlog

2.1.3.1. Calcul de la porosité effective

La porosité effective peut être déterminée en utilisant les logs de densité et la courbe de volume d'argile.

Dans l'étude, la formule utilisée était :

$$\Phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{MA}}{\rho_f - \rho_{MA}}$$

Où :

Φ_D : Porosité effective en pieds 3 par pied 3.

ρ_b : Densité apparente en g/cm³.

ρ_{MA} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité du fluide.

(D'après Carlos Fabián Sánchez, Indira Molina, Gabriel Ángel Molina, 2021)

2.1.3.2. Calcul de la porosité Totale

La porosité totale peut être calculée en rapportant le volume poreux au volume total.

La formule utilisée dans l'étude était :

$$\Phi_{total} = \frac{V_{poreux}}{V_{total}}$$

(D'après Carlos Fabián Sánchez, Indira Molina, Gabriel Ángel Molina, 2021)

2.1.3.3. Traitement avec Techlog

- Les données et les paramètres requis doivent être entrés dans le logiciel *Techlog* pour effectuer les calculs de porosité.
- *Techlog* prendra en compte la courbe de volume d'argile et d'autres données pertinentes pour calculer les valeurs de porosité.

2.1.3.4. Interprétation

- Les résultats générés par *Techlog* doivent être interprétés afin de comprendre les valeurs de porosité obtenues pour le puits spécifique ou la formation en cours d'analyse.

2.1.4. Le calcul de la saturation en eau (water saturation) à l'aide de Techlog

2.1.4.1. Utilisation des Logs

Les logs de résistivité, tels que la résistivité de la formation réelle (Rt), la résistivité de l'eau salée (Rw) et la résistivité de l'argile (Rsh), sont des données essentielles pour le calcul de la saturation en eau.

2.1.4.2. Modèle de Calcul

Le modèle utilisé pour le calcul de la saturation en eau est le modèle d'Indonésie, tel que proposé en 1971 par *Leveaux* et *Poupon*. Ce modèle prend en compte la distribution de l'argile dans la formation de manière aléatoire ou dispersée.

2.1.4.3. Formule de Calcul

La formule utilisée pour calculer la saturation en eau avec *Techlog* peut être basée sur le modèle d'Indonésie, qui prend en considération différents paramètres tels que la résistivité, le facteur de tortuosité, l'exposant de saturation et le facteur de cimentation.

$$S_w = \frac{1}{R_t} \left(\frac{\sqrt{a R_w R_{sh}}}{V_{sh} \sqrt{a R_w + \Phi_{Total}^2} \sqrt{R_{sh}}} \right)^{\frac{n}{2}}$$

Où :

S_w : Saturation en eau, exprimée en pourcentage (%).

R_t : Résistivité réelle de la formation (Ωm).

R_w : Résistivité de l'eau salée à la température de la formation (Ωm).

R_{sh} : Valeur moyenne de la résistivité profonde mesurée dans l'argile (Ωm).

a : Facteur de tortuosité.

m : Exposant de saturation.

n : Facteur de cimentation.

(D'après Carlos Fabián Sánchez, Indira Molina, Gabriel Ángel Molina, 2021)

2.1.4.4. Traitement avec Techlog

- Entrer les données des logs de résistivité et d'autres paramètres pertinents dans le logiciel *Techlog*.
- Utiliser les équations et les modèles de calcul appropriés pour estimer la saturation en eau dans le réservoir.

2.1.4.5. Interprétation des Résultats

- Les résultats du calcul de la saturation en eau avec *Techlog* permettent de mieux comprendre la répartition de l'eau dans le réservoir et d'évaluer la quantité d'eau présente par rapport aux hydrocarbures.

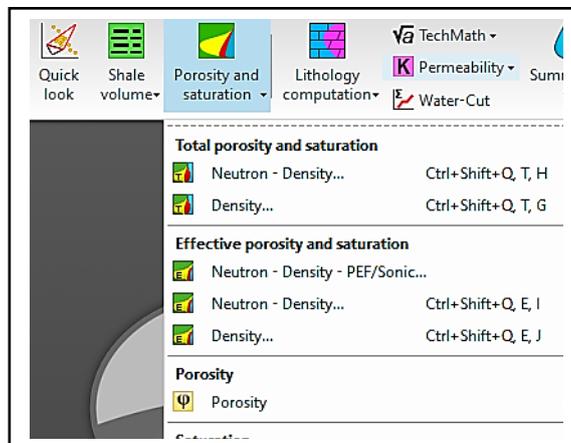


Figure 2-2-calcul de la porosité et la saturation à l'aide de logiciel techlog (Travail personnel)

2.1.5. Le calcul de la perméabilité (permeability) à l'aide de Techlog

2.1.5.1. Utilisation des Logs

Les logs de porosité efficace, de saturation en eau et d'autres paramètres pertinents sont utilisés pour le calcul de la perméabilité.

2.1.5.2. Modèle de Calcul

Le modèle conçu en 1973 par *Coates* et *Dumanoir*, est utilisé pour calculer la perméabilité. Ce modèle se base sur une corrélation de la porosité efficace et la saturation en eau irréductible pour estimer la perméabilité de la roche.

2.1.5.3. Formule de Calcul

La formule utilisée pour calculer la perméabilité avec *Techlog* peut être basée sur le modèle de *Coates* et *Dumanoir*, qui prend en compte la porosité efficace, la saturation en eau irréductible et un facteur de perméabilité empirique.

$$K = K_c \times \Phi_E^4 \times \left(\frac{1 - SW_{irr}}{SW_{irr}} \right)^2$$

Où :

K : Perméabilité en milliDarcy (mD).

K_c : Constante empirique de perméabilité, avec une valeur de 10 000.

SW_{irr} : Saturation en eau irréductible ou connate, en pourcentage (%).

(D'après Carlos Fabián Sánchez, Indira Molina, Gabriel Ángel Molina, 2021)

2.1.5.4. Traitement avec Techlog :

- Entrer les données des logs de porosité, de saturation en eau et d'autres paramètres nécessaires dans le logiciel *Techlog*.
- Utiliser les équations et les modèles de calcul appropriés pour déterminer la perméabilité de la roche réservoir.

2.1.5.5. Interprétation des Résultats :

- Les résultats du calcul de la perméabilité avec *Techlog* permettent d'évaluer la capacité de la roche à permettre le passage des fluides, ce qui est crucial pour la production d'hydrocarbures.

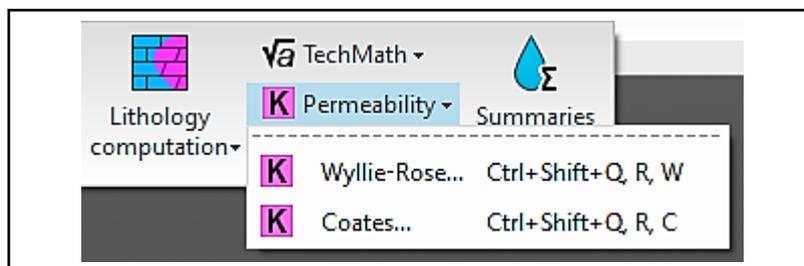


Figure 2-3-calcul de la perméabilité sur techlog (Travail personnel)

2.2. Interprétation quantitative

Définir avec précision les paramètres pétrophysiques du réservoir dans le but d'estimer les réserves en place et récupérables les moins entachées d'erreurs possible.

Cartographier les paramètres pétrophysiques et les faciès à l'échelle du gisement (multi wells).

Les étapes de l'interprétation quantitative :

Le processus démarre par la création d'un nouveau projet, suivi de l'importation des données des logs GR, KTH, CAL de M2R1 à M2R9, ainsi que ZDEN, PE, CNC, U, TH et K. Des opérations de remplissage sont réalisées entre les logs GR et KTH, ainsi qu'entre les logs TH et K pour combler les lacunes éventuelles. Ensuite, des feuilles de calcul sont créées et les zones d'intérêt sont éditées. La température de formation est mesurée et les données de salinité et de température sont initialisées. Une évaluation minéralogique du puits est effectuée en utilisant Quanti.Elán. Enfin, une synthèse de la productivité est réalisée pour évaluer les performances globales.

3. Généralités sur la plateforme FRACPRO

3.1. Une description de FRACPRO

FRACPRO est le nom d'un logiciel spécialisé dans la simulation et l'analyse des fractures hydrauliques. En fait, ce logiciel est utilisé comme standard universel dans le domaine de la simulation de fractures hydrauliques dans l'industrie. Avec l'aide de ce produit et de ses puissants outils, vous serez en mesure d'optimiser la conception et l'ingénierie des fractures hydrauliques afin d'augmenter le taux de production et de récupération du réservoir et d'obtenir de meilleurs résultats, quel que soit le type, la perméabilité ou l'emplacement.

D'autre part et d'après *StrataGen-2014*, *FRACPRO* est un logiciel de conception et d'analyse de fractures le plus utilisé dans l'industrie, il améliore les performances des puits en fournissant les informations nécessaires pour concevoir des programmes de stimulation réussis.



Figure 3-1-le logo de logiciel *FRACPRO* *FRACPRO* manuel, 2014

3.2. Le domaine d'utilisation

Considéré comme un outil puissant pour l'optimisation des fractures, selon *StrataGen-2014*, le logiciel *FRACPRO* est en mesure de modéliser efficacement tout type de travail de stimulation de pression, y compris les puits à entrer limitée, les intervalles perforés multiples et la fracturation de puits horizontaux.

Fractures soutenues : Le logiciel unique permet de comprendre le placement du proppant, les améliorations de conductivité et les dimensions des fractures, et intègre les effets des dommages au proppant dus à l'écrasement, à l'enfoncement, au cycle de stress, ainsi qu'aux écoulements non-Darcy et multiphasiques.

Puits horizontaux : Le logiciel *FRACPRO* peut simuler des puits horizontaux à traitement unique et multiple, permettant la création de plusieurs calendriers de pompage et réservoirs dans un seul fichier.

Fractures avec mousse : Les systèmes énergisés peuvent être simulés avec le logiciel *FRACPRO*. Le logiciel calcule la qualité de la mousse en surface et au fond de trou, ainsi que les volumes du gaz et liquide nécessaires.

Frac-packs : Le client peut choisir entre trois modèles différents de fuite et le stress inverse pour correspondre efficacement au comportement du type screenout.

4. FRACPRO destiné à la fracturation hydraulique

Son objectif premier est - d'évaluer les travaux de stimulation passés ou - de planifier ceux du futur, le logiciel *FRACPRO* fournit les informations requises nécessaires pour atteindre avec succès les objectifs d'une production rentable. La modélisation de la stimulation aide à déterminer correctement la géométrie de la fracture, la conductivité du proppant, les dommages au proppant, la zone de perforation requise, la taille appropriée du travail et finalement, l'augmentation du niveau de production et le retour sur investissement (ROI).

De plus, les problèmes liés à l'arrêt précoce de la fracture, aux pressions élevées des pompes en surface, à la mauvaise distribution du proppant et à la couverture inadéquate en hauteur sont minimisés au fur et à la mesure que des mesures directes de la croissance des fractures dans diverses formations rocheuses deviennent disponibles

5. Outils de diagnostic entièrement intégrés

Selon *StrataGen-2014*, leur capacité à prédire la croissance des fractures permet une meilleure conception et exécution des travaux. Le logiciel *FRACPRO* contient quatre modules entièrement intégrés utilisés pour la *conception* et *l'analyse* des fractures, *l'optimisation* économique et la *performance* des réservoirs. Il comprend des utilitaires pour la capture de données en temps réel, l'importation et l'exportation de données, ainsi que la génération des rapports de sortie.

Le logiciel *FRACPRO* relie ses résultats aux logiciels IMEX, Eclipse et QuickLook en créant un fichier avec un raffinement local de la grille de la fracture contenant des propriétés sélectionnables par l'utilisateur. Des simulations de fractures multiples, de fractures de puits horizontaux et de zones multiples peuvent être produites. Ces fichiers peuvent être directement importés dans ces puissants simulateurs propres aux réservoirs pour une analyse complète.

Des routines automatisées d'analyse de minifrac, d'analyse par paliers, de friction d'entrée, de pression nette et de correspondance de l'historique de production sont intégrées dans le programme principal.

L'analyse de la perméabilité des formations et de la pression des réservoirs par le logiciel *FRACPRO* offre des perspectives uniques sur les traitements de fracturation et leur performance dans le réservoir, en temps réel et au fil du temps.

Avec ses capacités et performances inégalées, sa polyvalence et sa flexibilité, il n'est pas étonnant que le logiciel *FRACPRO* constitue la norme de l'industrie par excellence pour la simulation des fractures hydrauliques.

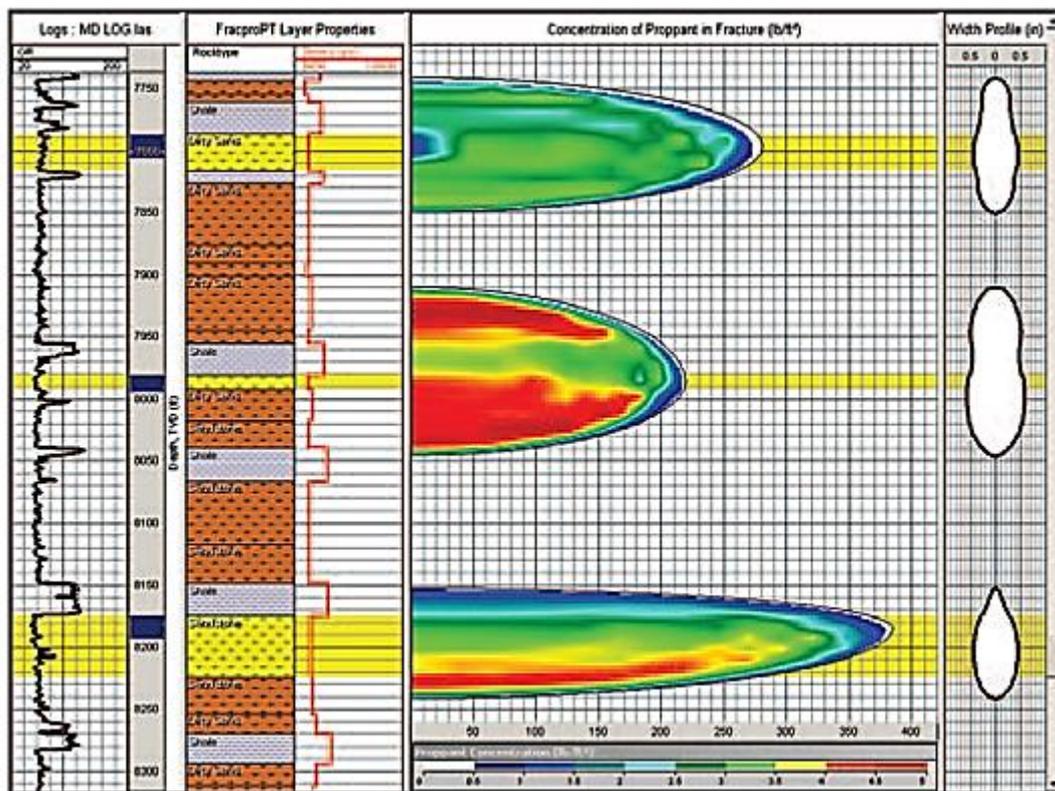


Figure 5-1-Le logiciel FRACPRO peut afficher les logs, les informations sur les couches et la géométrie avec l'image intégrée de la fracture. (StrataGen 2014)

Partie expérimentale



Chapitre 06 : Etude de cas

Évaluation pétrophysique et géomécanique



1. Introduction

La diminution de la production du gaz observés ces dernières années dans certains puits, nécessite une intervention efficace basée sur un ensemble d’actions conjuguées, à savoir : des prélèvements, rapports techniques de terrain, des recherches basées sur des études de caractérisations et analyses détaillées de la situation actuelle. Cependant, la fracturation hydraulique intervient comme l’une des meilleures techniques pouvant augmenter davantage la production du gaz et donner une nouvelle vie aux puits productifs au moyen des opérations de stimulation dans l’objectif de bénéficier au maximum du potentiel du réservoir.

TRG-2 et TRG-3 sont des puits producteurs de gaz verticalement disposés, forés dans la région d’In Amenas dans le cadre du développement des réservoirs gréseux cambro-ordoviciens. L’objectif ciblé est l’unité IV-1 a été sélectionnée comme candidate à la stimulation par fracturation hydraulique.

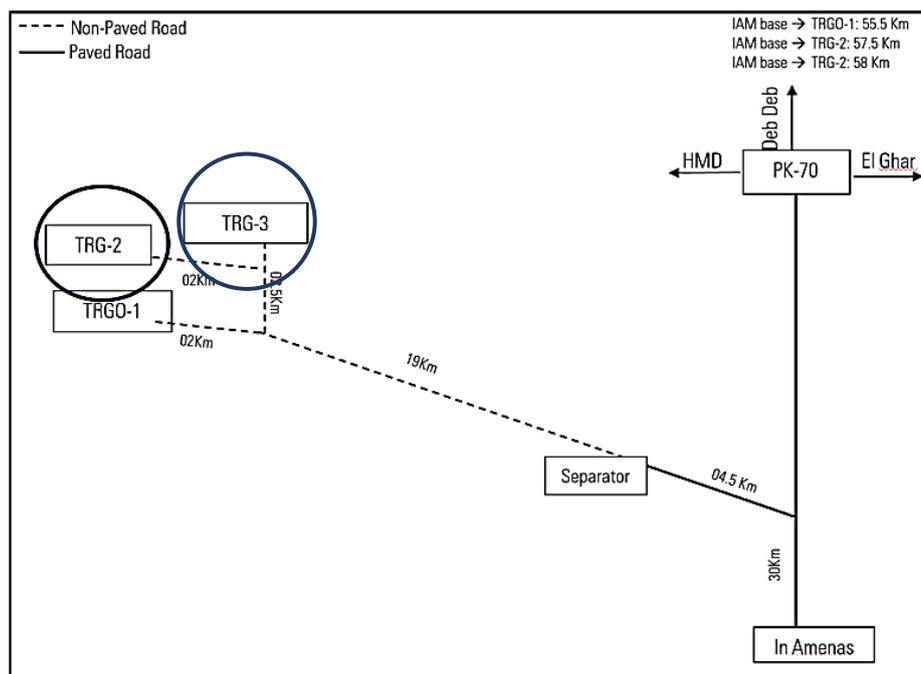


Figure 1-1-Emplacement du puits TRG-2 et TRG-3(Document SONATRACH ,2023)

Dans cette étude, nous allons nous concentrer sur l’analyse de faisabilité de l’opération de fracturation hydraulique pour les deux puits en question. Pour la faisabilité, nous examinerons les données disponibles pour évaluer si la fracturation hydraulique est techniquement viable ou non, ce qui implique une analyse approfondie des divers aspects relatifs à l’architecture du puits et l’état de cimentation.

Concernant l’opération de fracturation hydraulique, nous élaborerons un plan détaillé comprenant la conception du traitement, le choix des fluides, la planification des tests préliminaires comme l’injectivité et le Minifrac, ainsi que la modélisation de la propagation de la fracture pour optimiser les résultats.

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Schlumberger recommande fortement le test *MiniFall-Off* afin d'évaluer la transmissibilité de la formation et d'évaluer l'ampleur de la tâche de manière beaucoup plus adéquate.

L'évaluation *Data-FRAC* sera utilisée pour confirmer l'ajustement des valeurs de l'efficacité du fluide, de la pression nette et du coefficient de pression de friction.

La diaggraphie de la température sera effectuée après le *Data-FRAC* afin d'obtenir la hauteur de la fracture et de proposer une nouvelle conception optimale du traitement. Les procédures de diaggraphie recommandées sont annoncées ci-après.

Le type de fluide sélectionné pour le traitement est le YF135HTD, un fluide réticulé retardé avec une charge de gel de 35#, stable dans les conditions BHST de ces puits. Le type de proppant à haute résistance sélectionné est basé sur la contrainte in-situ.

Cette proposition comprend les détails de la complétion du puits, le modèle de formation utilisé pour la simulation, les propriétés du fluide et du proppant, et le plan de fracturation recommandé pour l'intervention sur le TRG-2 et TRG-3.

2. TRG-2

2.1. Architecture de puits

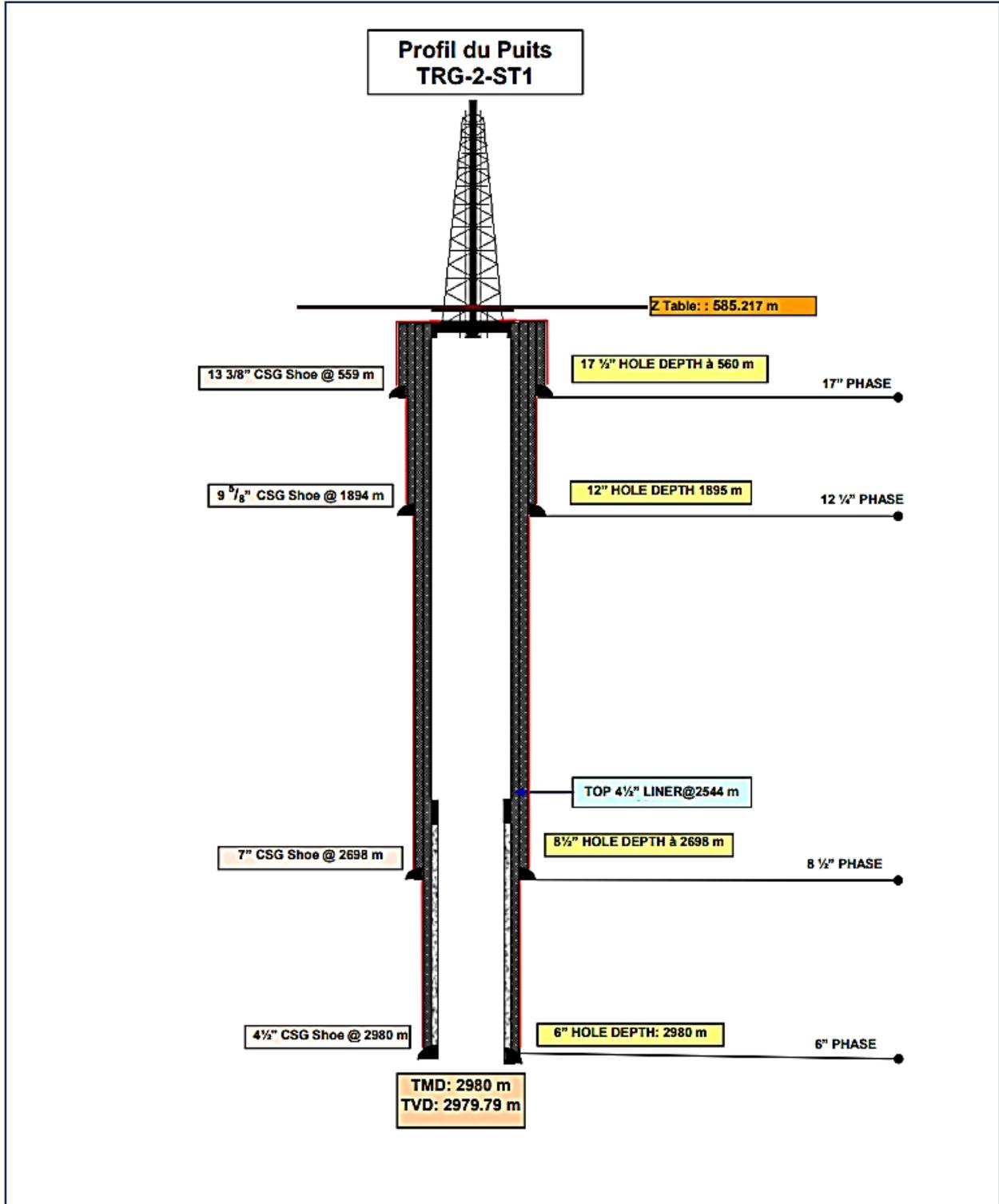


Figure 2-1-Profil du puit TRG-2(Document SONATRACH -RAPPORT FINAL DU PUIITS-2014-)

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Le diagramme des tubages (fig. II.1), montre qu’au niveau du réservoir ordovicien IV-3, un tubage 4”1/2, est fixé à la côte 2544m, s’appuyant sur deux sabots, le premier à 2698 m et le deuxième à 2980 m. Donc l’architecture de ce puits, permet de réaliser une opération de simulation tout en faisant attention à la position de stabilité du 2ème sabot, situé à la côte 2980 m du même tubage de 4 1/2".

2.2. Achèvement de puits (complétion de puits)

C’est l'ensemble des opérations et des équipements mis en place pour permettre à un puits de pétrole ou de gaz de produire des hydrocarbures de manière efficace et sécuritaire une fois le forage terminé.

L'achèvement de puits comprend :

- L'installation du tubage de production.
- La cimentation du tubage pour isoler les différentes zones du puits.
- La perforation du tubage et de la roche réservoir pour permettre aux hydrocarbures de s'écouler dans le puits.
- La mise en place d'équipements de contrôle et de sécurité.

Le tableau-7 ci-après, résume toutes les informations de la complétion du puits TRG-2.

Tableau 7-Complétion du puits TRG-2(Document SONATRACH 2023)

Profondeur initiale du puits (m):	2 971,3 m
Déviations:	Verticale
Tubage (Casing) 7":	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Diamètre: 7" ❖ Poids: 32# ❖ Grade: P110 ❖ Sabot (Shoe): 2 688,3 m ❖ Limite d'élasticité interne: 12 460 psi ❖ Résistance à l'écrasement: 10 780 psi
Tubing 4 1/2":	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Diamètre: 4 1/2" ❖ Grade: P110 ❖ Poids: 13.5# ❖ Sabot (Shoe): 2 529,2 m ❖ Limite d'élasticité interne: 12 410 psi ❖ Résistance à l'écrasement: 10 690 psi
Liner 4 1/2":	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Diamètre: 4 1/2" ❖ Grade: N80 ❖ Poids: 13.5# ❖ Sabot (Shoe): 2 886,3 m ❖ Limite d'élasticité interne: 9 020 psi ❖ Résistance à l'écrasement: 8 540 psi
Packer:	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Marque: BAKER ❖ Taille: 32-88 # ❖ Profondeur: 2 522,97 m
Intervalle de perforation proposé (m):	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Unité IV-1: 2 907 – 2 912 m

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3**Remarques :**

- ❖ Fluide annulaire: à déterminer (TBC).
- ❖ Capacité du packer: à fournir.
- ❖ Évaluation de la qualité du ciment: à fournir.

L'intervalle sélectionné pour le test de fracturation hydraulique se situe au niveau de **l'unité IV-1**, entre 2 907 m et 2 912 m. Cela indique qu'il se trouve dans la section de tubage de 6 pouces, comme illustré sur la figure 2-1.

2.3. Qualité de cimentation

Le control de la qualité de cimentation de la colonne de production constitue la première opération à exécuter il est nécessaire de vérifier l'isolation parfaite des niveaux a stimuler (adhérence du ciment à la formation) afin de :

- D'obtenir la protection contre les fluides indésirables et éviter le cheminement préférentiel.
- Que le ciment crée une barrière physique avec les différentes formations géologiques traversées par le puits.
- D'empêcher la migration des fluides de fracturation vers des zones non-ciblées, telles que les aquifères, protégeant ainsi les ressources en eau potable.
- Que le ciment fixe solidement le tubage à la paroi du puits, assurant sa stabilité à long terme. Cette stabilité est obligatoire pour résister aux pressions élevées générées lors de la fracturation hydraulique.

2.3.1. Installation et test de la tête de cimentation

Pour garantir l'étanchéité de la tête de cimentation, elle a été installée et testée à 3500 psi pendant 10 minutes. Ce test a permis de vérifier que la tête de cimentation pouvait résister aux pressions élevées rencontrées pendant les opérations de cimentation.

2.3.2. Opérations de cimentation

Les opérations de cimentation ont été réalisées dans l'ordre suivant :

- **Circulation** : La circulation de la boue de forage a pour effet le nettoyage du trou de forage et l'élimination des débris.
- **Pompage de diesel et de bouchon séparateur** : Du diesel (2 m³) et un bouchon séparateur (7 m³) ont été pompés pour séparer la boue de forage du ciment.
- **Largage du bouchon inférieur** : La valve a été ouverte pour libérer le bouchon inférieur, permettant au ciment de commencer à descendre dans le trou de forage.
- **Pompage de laitier de tête et de laitier de queue** : Le laitier de tête (14,6 m³), un ciment de base, a été pompé, suivi du laitier de queue (3,55 m³), un ciment plus dense pour améliorer l'étanchéité.
- **Largage du bouchon supérieur** : La valve a été ouverte pour libérer le bouchon supérieur, permettant au ciment de remplir complètement l'espace annulaire.
- **Pompage d'eau** : De l'eau (2 m³) a été pompée pour rincer la ligne de cimentation.

2.3.3. Déplacement

Après les opérations de cimentation, le ciment a été déplacé dans le trou de forage à l'aide de 48,76 m³ de boue à base d'huile (OBM).

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

2.3.4. Observations

Après le déplacement, les observations suivantes ont été faites :

- Absence de perte de boue : Cela indique que le ciment scelle efficacement l'espace annulaire entre le tubage et la roche, empêchant ainsi les fuites de fluide.

2.3.5. CBL (Cement Bond Log)

Après les résultats précédents (indiquant une bonne cimentation), nous devons vérifier cela avec la diagraphie en utilisant les résultats du log CBL affichés sur la figure 2-2.

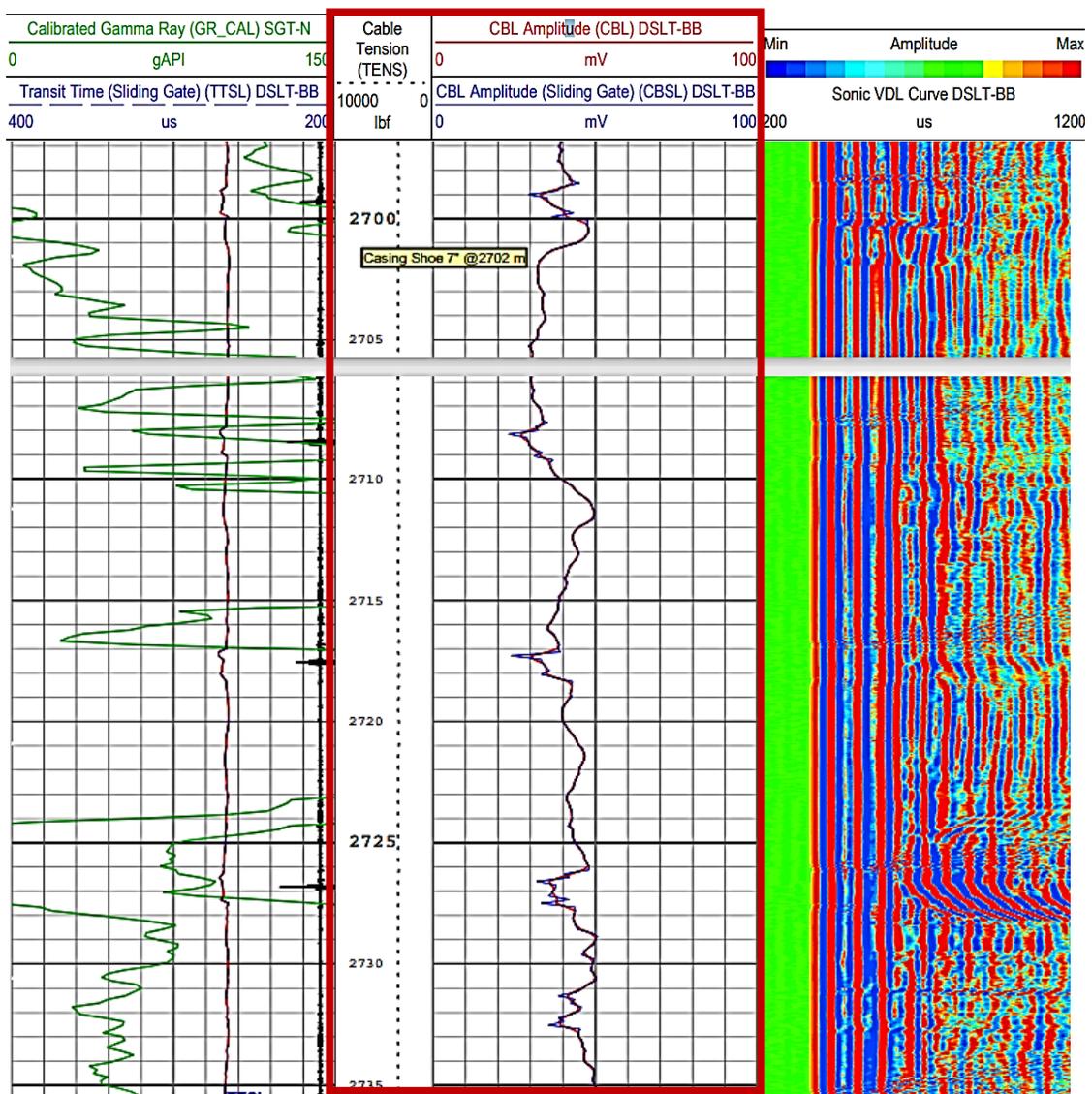


Figure 2-2-Log CBL représente la qualité de cimentation (Techlog 2015 - données SONATRACH-)

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Avec :

Tableau 8-interprétation des valeurs du log CBL (document Sonatrach 2014)

Valeur de CBL (mV/ft)	Interprétation
> 100	Excellente liaison ciment-formation
50-100	Bonne liaison ciment-formation
25-50	Liaison ciment-formation équivoque
< 25	Mauvaise liaison ciment-formation
0	Pas de liaison ciment-formation

D'après les résultats du tableau-8 et la diagraphie précédente, on observe qu'au niveau de la section de tubage de 4"1/2, où se trouve le réservoir Ordovicien **unité IV-1**, situé entre 2698 m et 2940 m, les lectures du CBL indiquent une liaison ciment-formation incertaine, voire équivoque, de l'ordre 25-50. Cela peut suggérer un risque de fuites de fluides. Cependant, il est important de noter que cette liaison n'est pas nécessairement mauvaise, mais plutôt acceptable. Elle devrait assurer une étanchéité suffisante des parois du puits pendant l'opération de fracturation hydraulique.

2. 4. Évaluation des paramètres pétro physiques à partir des diagraphies

L'analyse pétrophysique des diagraphies du puits est l'un des outils les plus importants utiles à la caractérisation des roches réservoir. La productivité des puits dans les réservoirs d'hydrocarbures dépend des propriétés pétrophysiques comprenant la lithologie, la porosité, la saturation en eau et la perméabilité. Généralement, le cadre pétrophysique est appelé ici évaluation de la performance de la formation, qui est le processus d'utilisation des mesures de puits pour évaluer les caractéristiques des formations souterraines. Les données des diagraphies du puits, telles que le G.R., la densité, la porosité neutronique, les valeurs de l'effet photoélectrique et les diagraphies de résistivité, ont été utilisées pour réaliser cette tâche.

L'étude proposée vise à interpréter les données des diagraphies du puits et à évaluer quantitativement les propriétés pétrophysiques pour identifier les zones prometteuses d'accumulation d'hydrocarbures en fonction de la profondeur et de l'épaisseur de ces zones, et à distinguer les interfaces d'huile, de gaz ou d'eau dans certaines parties du champ pétrolier.

2.4.1. Les diagraphies enregistrés

Les Les diagraphies qui ont été enregistrées dans les puits TRG2 et TRG3, recouvrant les réservoirs sont identifiées par : Gamma Ray [API], Sonique [$\mu\text{s}/\text{ft}$], Caliper [inches], Résistivité [Ω/m], Densité [g/cm^3] et Neutron [MeV].

La combinaison de ces diagraphies permettra une bonne analyse des caractéristiques pétrophysiques des réservoirs et aboutira à une meilleure compréhension de leur potentiel en termes d'accumulation d'hydrocarbures.

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

2.4.2. Les étapes d'interprétation des diagraphies

2.3.2.1. Délimitation des zones réservoirs et identification de lithologie

A. Interprétation qualitative

La délimitation préliminaire d'un réservoir est une étape essentielle dans l'évaluation des gisements pétroliers et gaziers. Elle consiste à identifier les formations propres et non propres au sein de la colonne stratigraphique à l'aide de diagraphies de puits, telles que les diagraphies gamma ray et de volume d'argile.

Les diagraphies gamma-ray mesurent la radioactivité naturelle des formations, tandis que les diagraphies du volume d'argile quantifient la présence d'argile dans les roches. Ces deux diagraphies peuvent être utilisées conjointement pour différencier les formations propres, qui ont généralement de faibles valeurs de gamma ray et celles du volume d'argile, constituant des formations impropres avec des valeurs de gamma ray plus élevées.

Tout d'abord, on doit définir le seuil ou le cut-off à partir duquel on peut classer qualitativement une zone comme réservoir ou non. Pour ce faire, il existe deux méthodes.

➤ **Méthode 01** : Délimitation préliminaire du réservoir à l'aide des diagraphies gamma ray et de volume d'argile.

• Étape 1 : Importation des données

Importez les diagraphies gamma ray et de volume d'argile dans le logiciel Techlog.

• Étape 2 : Combinaison des diagraphies

Combinez les deux diagraphies dans une nouvelle piste pour visualiser simultanément les variations de gamma ray et du volume d'argile. Cela permettra d'identifier qualitativement les zones de présence ou d'absence d'argile.

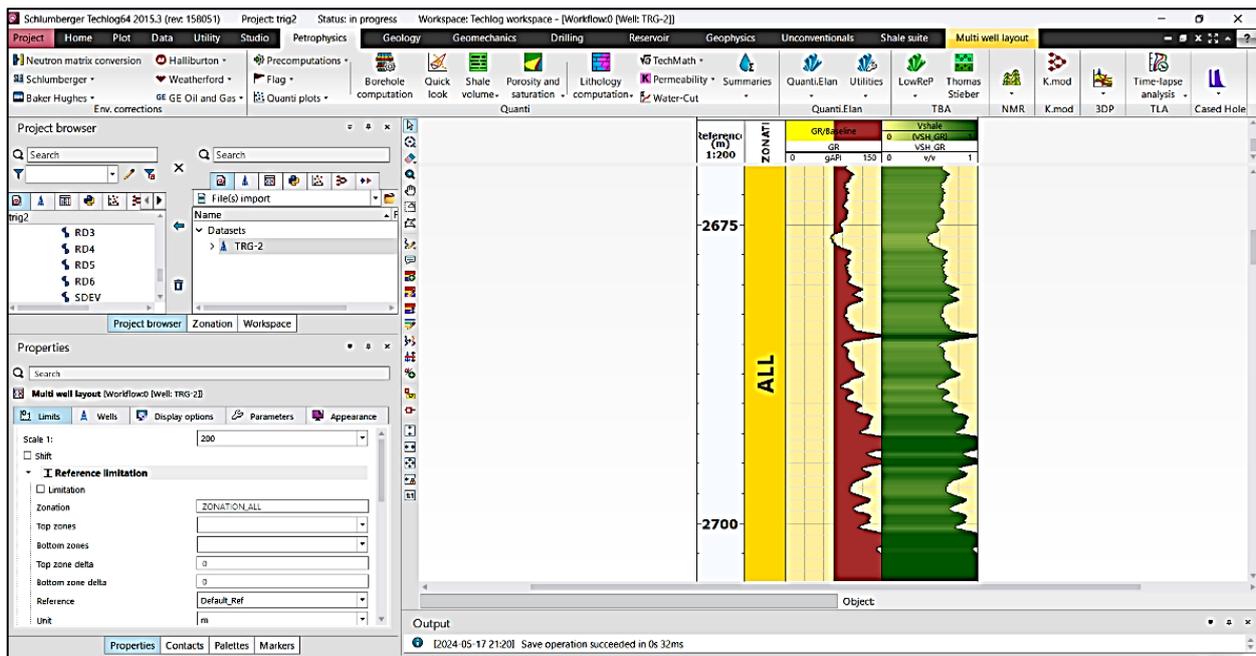


Figure 2-3-Analyse des diagraphies gamma-ray pour estimer le volume d'argile dans le puits TRG2 (techlog2015)

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

• **Étape 3 : Création d'un cross-plot**

Créez un cross-plot avec le gamma ray sur l'axe des x et le volume d'argile sur l'axe des y. La relation entre ces deux mesures est généralement linéaire, car le GR. augmente avec l'augmentation du volume d'argile et diminue avec la diminution du volume d'argile

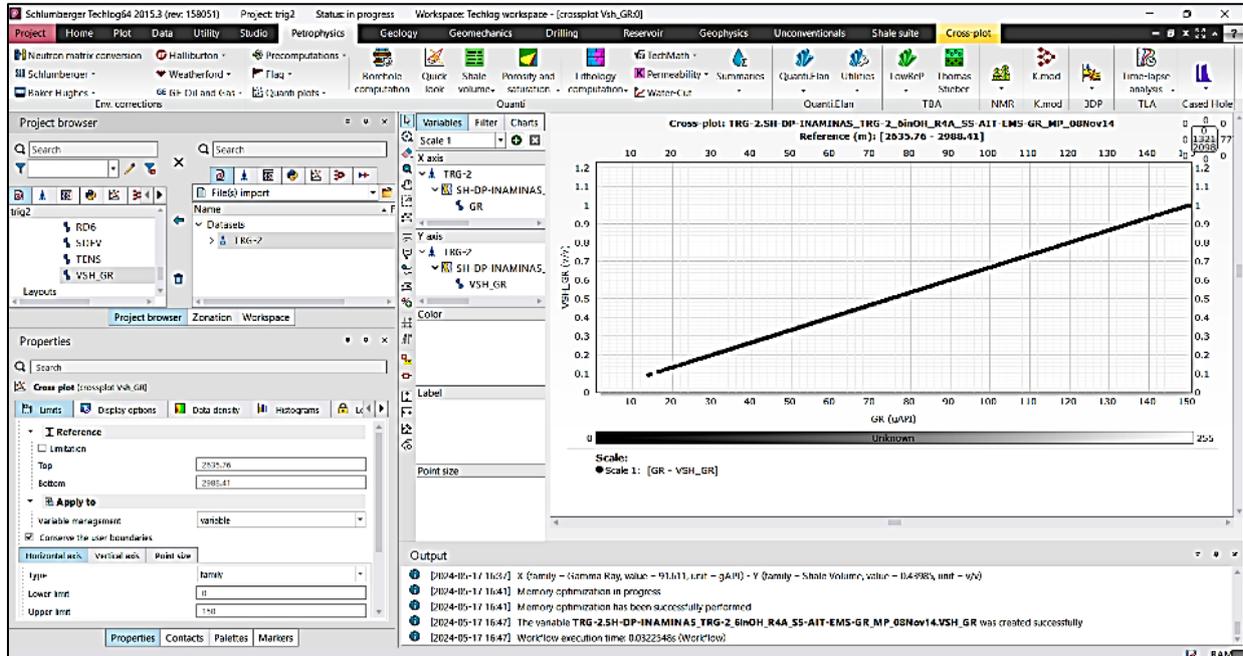


Figure 2-4-Volume d'argile en fonction de la valeur du rayonnement gamma (Techlog2015)

• **Étape 4 : Détermination du volume d'argile seuil (cut-off)**

Fixez un volume d'argile seuil (exemple à 45 %) qui représente la limite entre les formations propres et non propres.

• **Étape 5 : Projection et lecture des valeurs de gamma ray seuil**

Projetez le volume d'argile seuil sur le cross-plot pour obtenir la valeur correspondante de GR seuil.

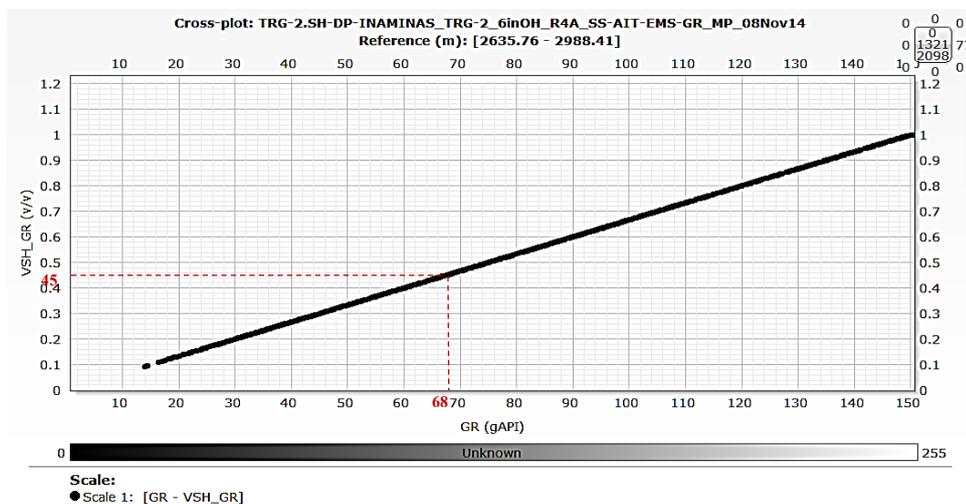


Figure 2-5-Détermination de la valeur du GR cut-off graphiquement (Techlog2015)

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

L'analyse du cross-plot entre les diagraphies gamma ray et celles du volume d'argile révèle que la valeur de gamma ray-seuil, correspond à un volume d'argile de 45 % (volume d'argile-seuil) est de 68 API dans le puit TRG-2.

• Étape 6 : Classification des zones

Utilisez la valeur de G.R.- seuil pour classer les zones comme suit :

- -Zones de réservoir (propres) : zones avec des valeurs de G.R. inférieures à la valeur de G.R.- seuil.
- -Zones non réservoir (impropres) : zones avec des valeurs de G.R. supérieures à la valeur de G.R.-seuil.

Cette méthode permet une délimitation préliminaire rapide et simple des zones de réservoir à l'aide des diagraphies G.R. et celles du volume d'argile. Toutefois, il est important de noter qu'il s'agit d'une approche qualitative et que des analyses plus approfondies peuvent être nécessaires pour une évaluation plus précise.

➤ Méthode 02 : utilisation directe de la formule

$$GR_{Cut-off} = V_{shale\ cut-off} \times (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau gréseux.

• Application numérique

$$GR_{cut-off} = 0.45 \times (150 - 13) + 13$$

$$GR_{cut-off} = 74.65\ API$$

L'application de la deuxième méthode, qui utilise une formule spécifique, a permis de déterminer que la valeur de gamma ray seuil pour le puits TRG 02 est de 74,65 API.

Par conséquent, toutes les zones où les valeurs de gamma ray sont inférieures à la valeur de gamma ray seuil (cut-off) de 74,65 API peuvent être considérées provisoirement et qualitativement comme des zones de réservoir. Ces zones nécessiteront une confirmation quantitative ultérieure pour une évaluation plus précise.

• Niveaux des zones réservoirs provisoires

À ce stade, les niveaux des zones réservoirs provisoires sont identifiés comme suit :

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Tableau 9-les différents niveaux des réservoirs en questions (Elaboration personnelle)

Réservoirs	De	à
1 : 06.91 m	2747.25m	2754.16m
2 : 09.58 m	2766.25m	2775.83m
3 : 17.08 m	2876.25m	2893.33m
4 : 07.50m	2894.16m	2901.66m
5 : 05.00 m	2902.50m	2907.50m
6 : 03.54 m	2908.33m	2911.87m
7 : 02.40 m	2914.80m	2917.20m
8 : 03.21 m	2922.50m	2925.71m
9 : 04.00 m	2928.50m	2932.50m
10 : 02.90 m	2933.10m	2936.00m

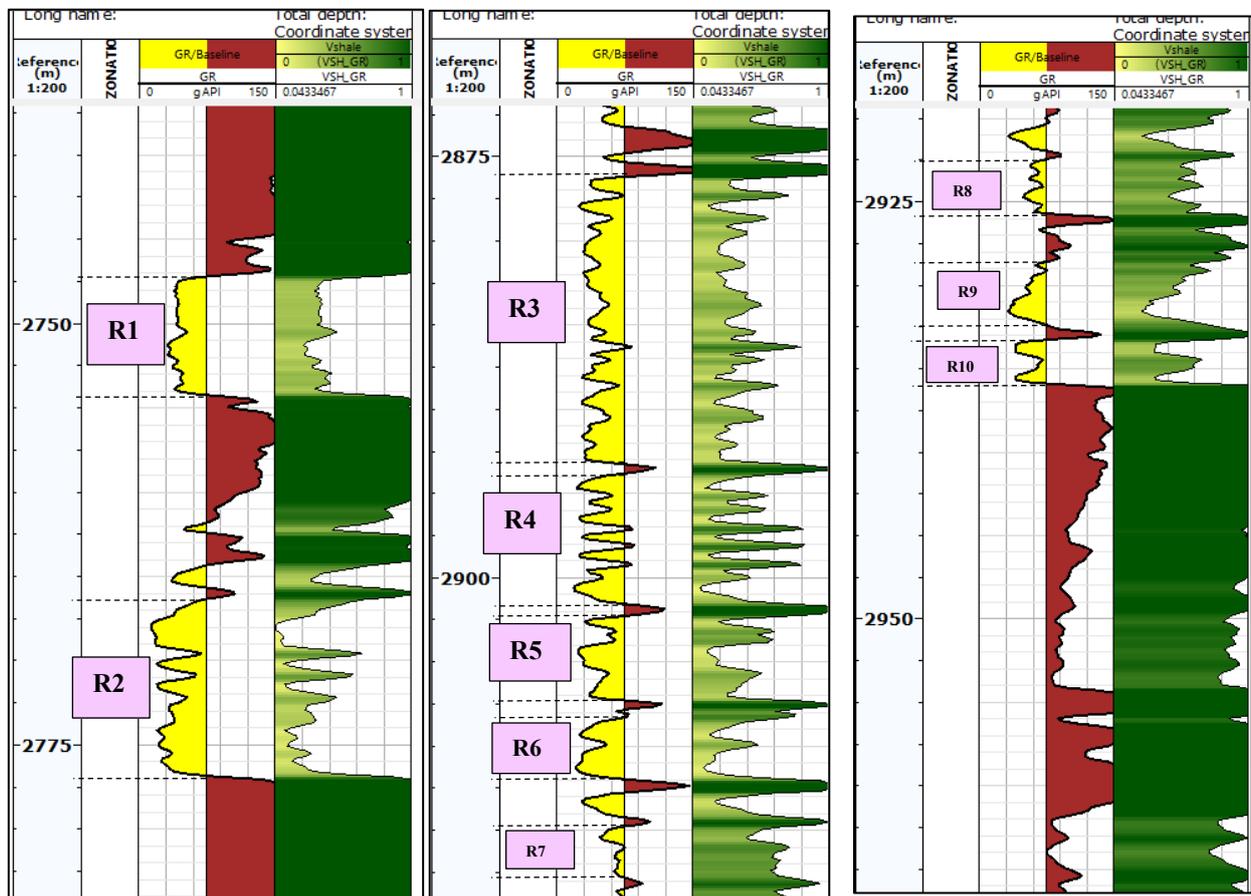


Figure 2-6-Corrélation des logs de gamma ray, volume d'argile et qualité des réservoirs (Techlog 2015)

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Après la délimitation des réservoirs, il est important d'identifier la lithologie et de connaître la composition de la roche réservoir. Et pour identifier la lithologie, on peut utiliser un cross-plot dans Techlog.

En combinant les informations des diagraphies neutron et densité, le cross-plot neutron/densité fournit une compréhension complète des caractéristiques pétrophysiques de la formation, Il est principalement utilisé pour Identifier la lithologie : Il permet de différencier les différents types de roches, tels que le grès, le calcaire, l'argile et le schiste.

➤ **Les étapes :**

- **Étape 01 : Importation des diagraphies et identification de la composition de la formation**

Importez les diagraphies de neutron et de densité dans Techlog. Les Combinez dans une nouvelle piste pour visualiser simultanément les variations des mesures de neutron et de densité (fig. II.7). Ce qui permettra d'avoir une idée plus précise sur la composition de la formation.

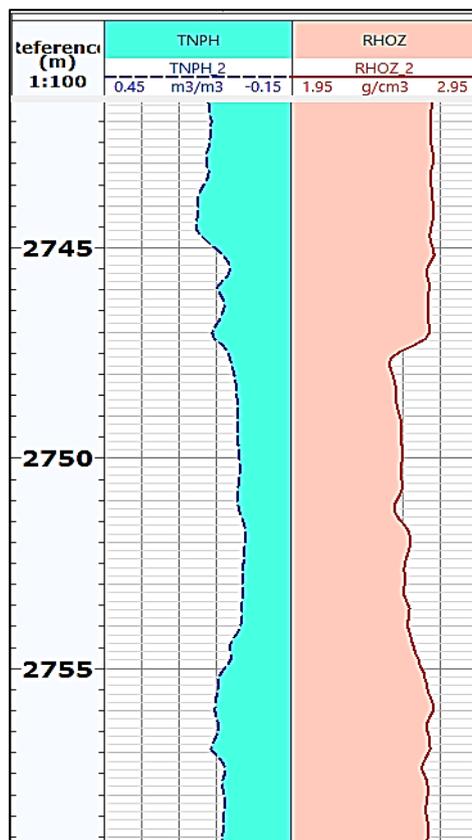


Figure 2-7-Étude des logs de neutron et de densité pour l'évaluation des réservoirs dans TRG2(Techlog2015)

- **Étape 2 : Création du cross-plot neutron/densité et identification des grès**

Créez un cross-plot avec la densité sur l'axe des x et le neutron sur l'axe des y. Ajoutez des "charts" pour l'affichage des différentes compositions possibles (grès, calcaire, dolomite).

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

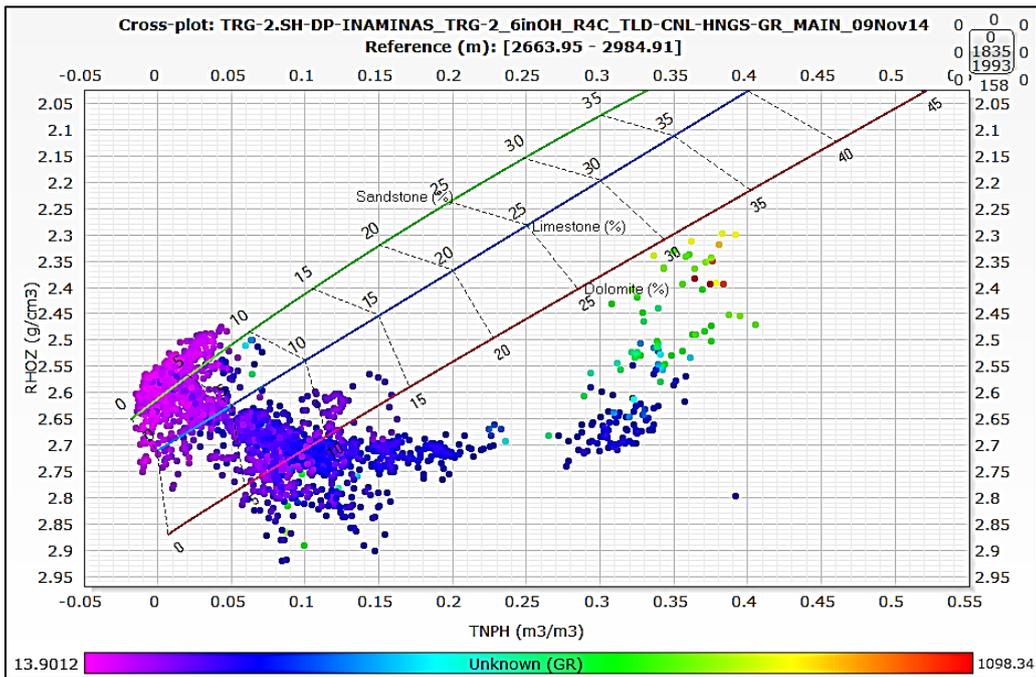


Figure 2-8- Identifier la lithologie et la composition à partir de cross-plots densité-neutron (Techlog2015)

Comme ce projet porte sur la fracturation hydraulique pour la production du gaz dans des grès, La priorité est donnée essentiellement à l'identification des niveaux gréseux.

À cette fin, les "charts" du cross-plot *neutron/densité* sont utilisés pour délimiter les zones correspondant aux grès.

Ensuite, on compare ces zones gréseuses avec les réservoirs déjà identifiés à l'aide de la diagraphie GR. On choisit les points proches de la ligne des grès, présentant une faible valeur en GR. (nuage de points en violet).

On analyse la situation et le positionnement de ces points dans les diagraphies pour déterminer s'ils correspondent ou non aux niveaux de nos réservoirs.

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

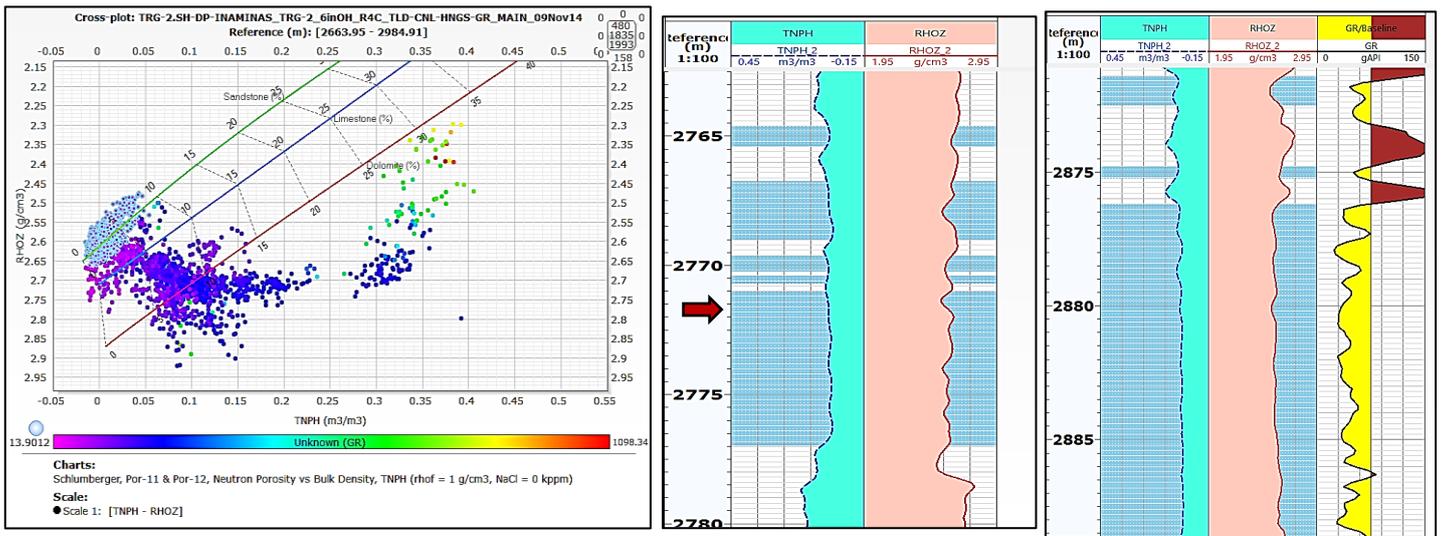


Figure 2-9-Analyse de la distribution des grès dans la formation à partir du cross-plot neutron/densité (techlog 2015)

Comme illustré dans les diagraphies, il est évident que la présence de **grès** correspond aux niveaux des réservoirs.

On peut également déduire la présence de gaz de manière qualitative en analysant d'autres diagraphies telles que les logs de résistivité, neutron, densité, etc. *comme exemple*:

➤ **Log de densité**

Le gaz est beaucoup moins dense que l'eau ou les hydrocarbures liquides. Par conséquent, une formation contenant du gaz aura une densité plus faible que les formations saturées en eau ou en pétrole, ce qui se traduira par des valeurs de densité plus basses sur le log.

➤ **Log neutron**

Le gaz a un pouvoir d'arrêt des neutrons plus faible que l'eau ou les hydrocarbures liquides. Ainsi, une formation gazière affichera une porosité neutronique plus élevée sur le log, car les neutrons traversent plus facilement le gaz.

➤ **Log sonique**

La vitesse du son est plus lente dans le gaz que dans l'eau ou les hydrocarbures liquides. Par conséquent, les formations gazières présentent des valeurs de vitesse sonique plus faibles sur le log sonique.

➤ **Log de résistivité**

Le gaz est un isolant électrique, contrairement à l'eau et aux hydrocarbures liquides qui sont conducteurs. En conséquence, les formations gazières affichent des valeurs de résistivité plus élevées sur le log de résistivité.

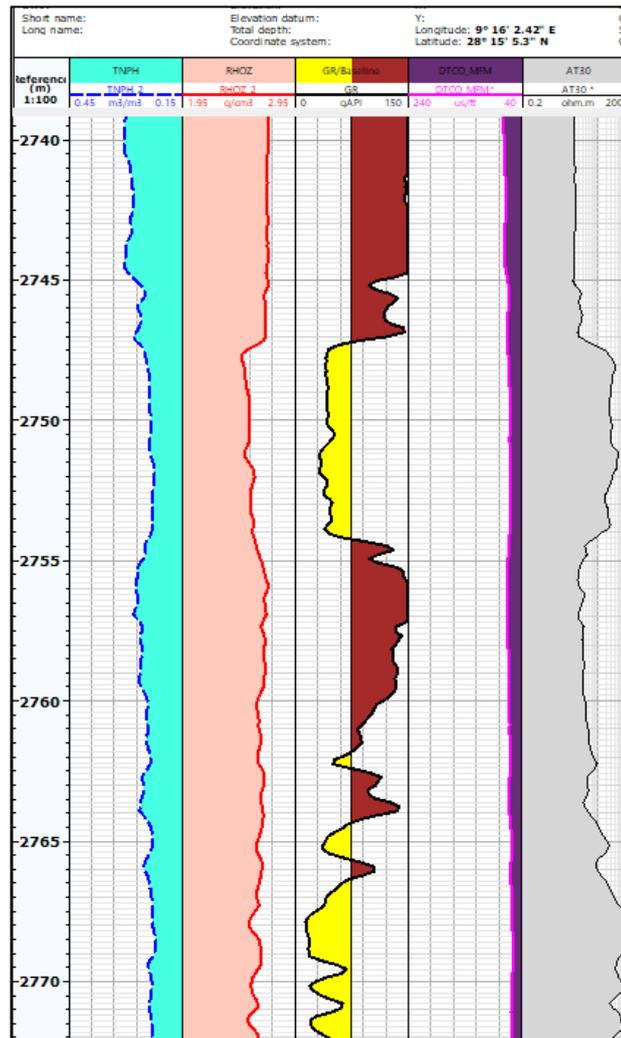


Figure 2-10 Diagraphies de neutron / densité / Gamma ray /sonique et résistivité (Techlog2015)

Dans un log simple neutron/densité, nous pouvons également avoir une idée du type de réservoir d'hydrocarbures en examinant la relation entre les valeurs de neutron et de densité.

si vous observez une section où les valeurs de neutron diminuent et les valeurs de densité diminuent aussi, cela peut indiquer la présence d'un réservoir de gaz (fig II-10).

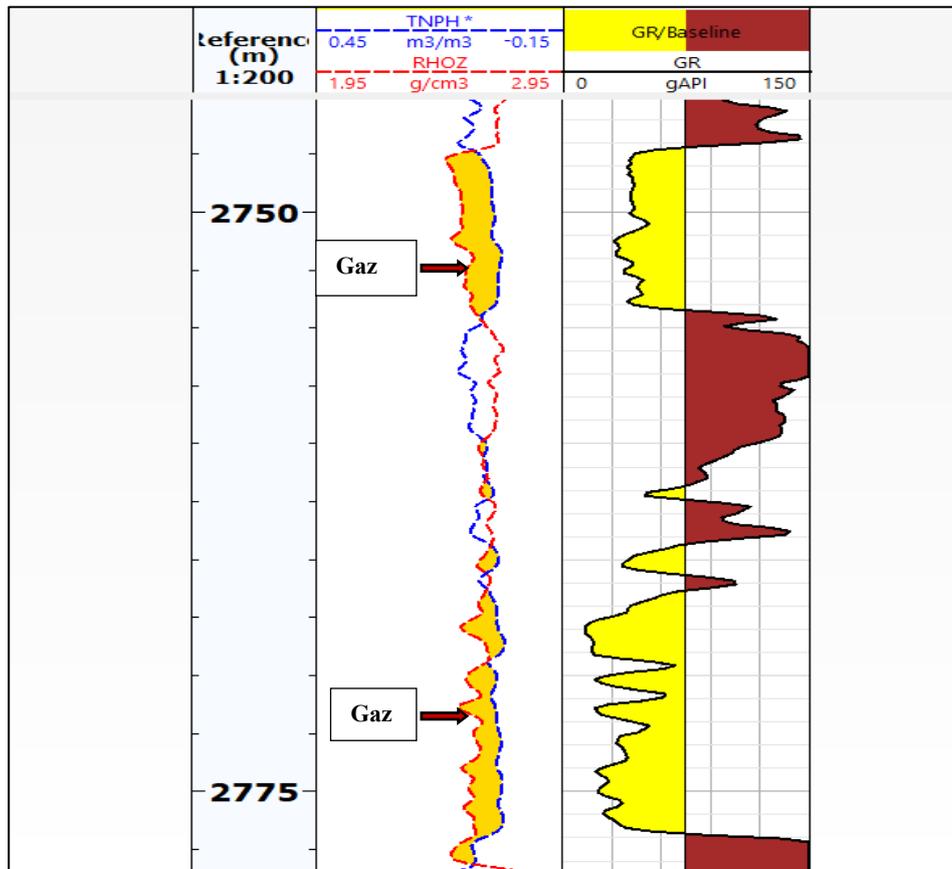


Figure 2-11-Identification qualitative des zones de gaz à partir des logs (Techlog2015)

D'après les diagraphies précédentes, on peut déduire que le type d'hydrocarbure est probablement du gaz.

2.4.2.2. Calcule de paramètres pétro-physiques

A. Interprétation quantitative

A.1. Calcule de porosité ϕ_t

Après avoir délimité les réservoirs et être sûr de la présence de grès et de gaz, On doit mesurer les différentes propriétés pétro-physiques. Parmi ces paramètres, la porosité (totale, effective) peut être estimée à l'aide des diagraphies de porosité (neutron, densité, sonique). Trois méthodes différentes peuvent être utilisées :

Première méthode : Utilisation directe de Techlog pour combiner les trois diagraphies (neutron, densité et sonique) et fournir un seul log de porosité totale ou effective pour les réservoirs (méthode la plus simple ; nous l'utiliserons dans TRG3).

Deuxième méthode : Utilisation des formules connues de calcul de la porosité, qui ne nécessitent que quelques informations bibliographiques et des lectures dans le log.

Troisième méthode : Utilisation du "chart" de cross-plot de densité en fonction de neutron. Nous projetons ensuite les points sur le chart et lisons la valeur de porosité de chaque réservoir (nous l'utiliserons dans TRG2).

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

a. Porosité total

➤ Exemple de réservoir N°1 [2747.25m – 2754.16m]

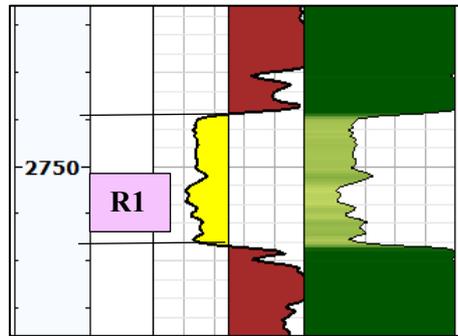


Figure 2-12-Logs de rayon gamma et de volume d'argile pour le réservoir N°1 (Techlog 2015)

- Nous recherchons les diagraphies de neutron et de densité dans cette partie du R1 :

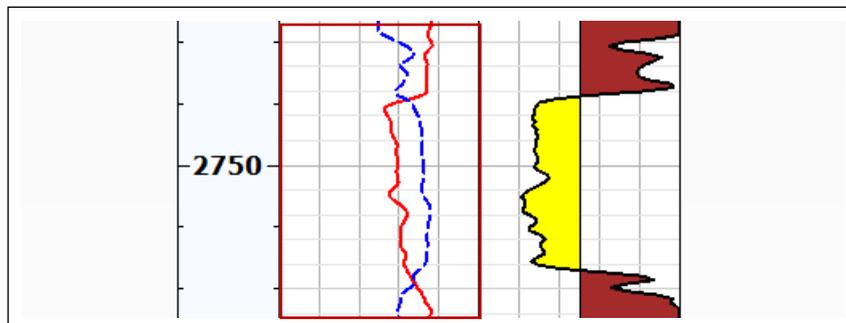


Figure 2-13-Logs de neutron et de densité pour le réservoir N°1

- Nous extrayons les données de ces deux diagraphies pour calculer la porosité moyenne neutronique et de densité, puis nous recherchons directement le "chart" en cross-plot.

	DEPT	RHOZ	TNPH
461	2747.01	2.69818	0.1046399
462	2747.162	2.651061	0.08561023
463	2747.315	2.580659	0.06022972
464	2747.467	2.52098	0.04587999
465	2747.62	2.500431	0.0400301
466	2747.772	2.5076	0.03591992
467	2747.924	2.51939	0.03005003
468	2748.077	2.52418	0.02438993
469	2748.229	2.53341	0.02171999
470	2748.382	2.53812	0.02095001
471	2748.534	2.54146	0.02102998
472	2748.686	2.54671	0.01983
473	2748.839	2.54861	0.01852002
474	2748.991	2.54672	0.01778001
475	2749.144	2.54229	0.01813
476	2749.296	2.53808	0.01809997
477	2749.448	2.54112	0.01686999
478	2749.601	2.54213	0.01622001
479	2749.753	2.54721	0.01613002
480	2749.906	2.5432	0.01722
481	2750.058	2.53871	0.01826998
482	2750.21	2.53299	0.01837
483	2750.363	2.54076	0.01839
484	2750.515	2.556951	0.02043005

Figure 2-14-DATA des deux logs neutron et densité (Les données de SONATRACH, Techlog2015)

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

- Calculant la moyenne, on a trouvé :

$$\begin{cases} \text{porosité de neutron } \phi_n = 0.0171 \\ \text{porosité de densité } \phi_d = 2.543 \text{ g/cm}^3 \end{cases}$$

- Nous recherchons directement ces deux valeurs dans le "chart" du cross-plot et projetons l'intersection de ces deux valeurs sur les lignes de porosité (figure 2-15).

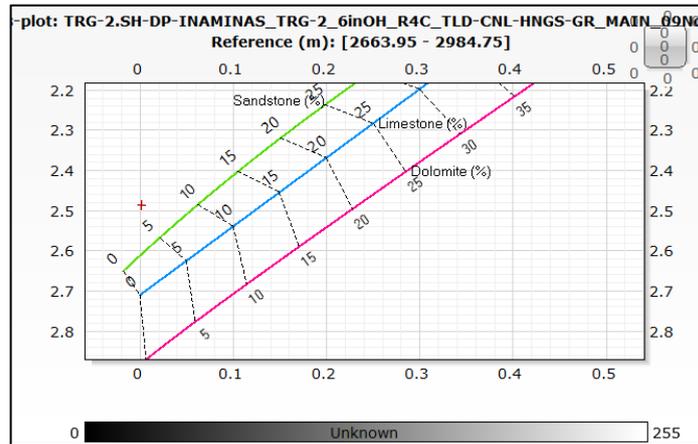


Figure 2-15-Calcul de la porosité à l'aide des graphiques de nuage de points (Techlog, 2015)

Porosité total 1 $\phi_{total 1} = 6.46\%$

- Nous suivons les mêmes étapes pour les 9 réservoirs restants et les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 10-Tableau récapitulatif des porosités neutroniques, de densité et totales des réservoirs étudiés (travail personnel)

Age	Unité	Epaisseur de l'unité	Réservoirs En question	Les épaisseurs des réservoirs	Porosité Neutron/densité(%)	Porosité totale
Ordovicien	Unité IV-3	2710-2777m	Réservoir 01	2747.25 m 2754.16 m	$\begin{cases} \phi_d = 2.543 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.0171 \end{cases}$	$\phi_{T1} = 6.4\%$
			Réservoir 02	2766.25m 2775.83m	$\begin{cases} \phi_d = 2.594 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.0082 \end{cases}$	$\phi_{T2} = 3.33\%$
	Unité IV-2	2777-2876m	Aucun réservoir			
	Unité IV-1	2876-2951m	Réservoir 03	2876.25m 2893.33m	$\begin{cases} \phi_d = 2.602 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 9 \times 10^{-6} \end{cases}$	$\phi_{T3} = 4.73\%$
			Réservoir 04	2894.166m 2901.666m	$\begin{cases} \phi_d = 2.617 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = -0.004973 \end{cases}$	$\phi_{T4} = 2\%$
			Réservoir 05	2902.5m 2907.5m	$\begin{cases} \phi_d = 2.605 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = -0.006642 \end{cases}$	$\phi_{T5} = 2.28\%$
			Réservoir 06	2908.33m 2911.875m	$\begin{cases} \phi_d = 2.571 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.00395 \end{cases}$	$\phi_{T6} = 4.57\%$
			Réservoir 07	2914.8m 2917.2m	$\begin{cases} \phi_d = 2.700 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.0104 \end{cases}$	$\phi_{T7} = 0.83\%$

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

			Réservoir 08	2922.5m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.513 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.02923 \end{array} \right.$	$\phi_{T8} = 8.33\%$
				2925.714m		
			Réservoir 09	2928.5m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.567 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.026 \end{array} \right.$	$\phi_{T9} = 5\%$
				2932.5m		
			Réservoir 10	2933.1m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.58 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.02585 \end{array} \right.$	$\phi_{T10} = 4.3\%$
				2936m		

b. Calcul de la saturation en eau (S_w)

À partir de Techlog, le log de saturation en eau est affiché. Les données de saturation en eau sont ensuite extraites et la saturation moyenne de chaque réservoir est calculée.

➤ Exemple de réservoir 01 [2747.25-2754.16m]

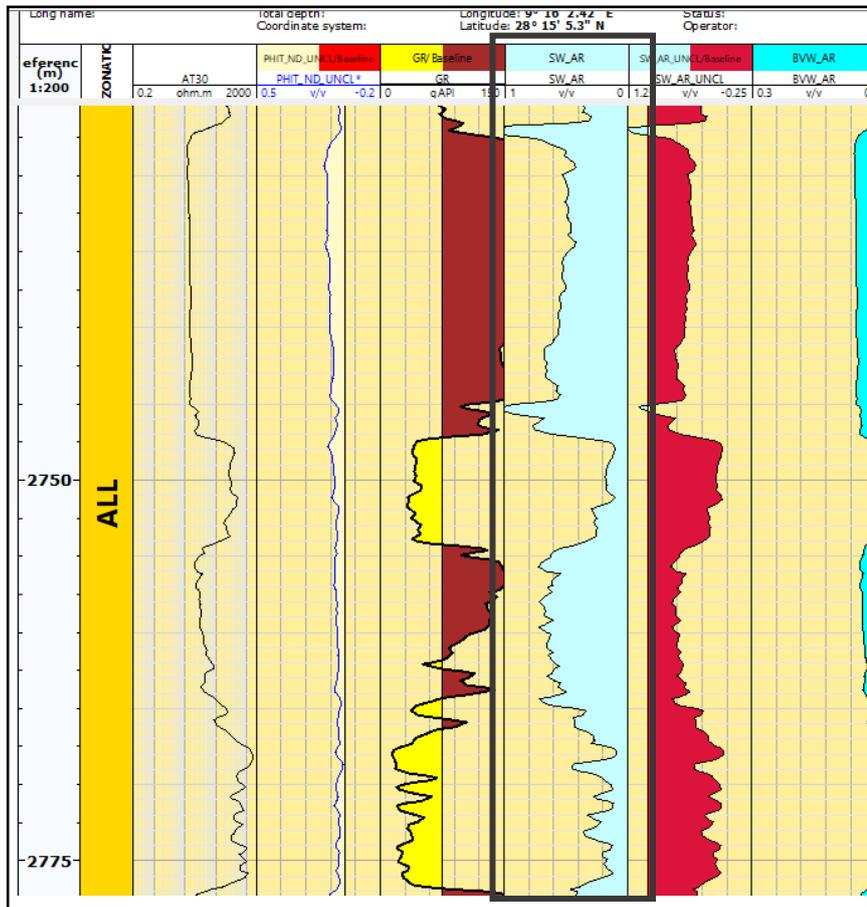


Figure 2-16-Log de la saturation en eau S_w % (Techlog 2015)

- La moyenne de saturation en eau :

$$S_w = 0.1972796 = 19.72\%$$

- Nous suivons les mêmes étapes pour les 9 réservoirs restants et les résultats sont présentés dans le tableau 11 suivant :

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Tableau 11-Tableau récapitulatif des saturations en eau dans les réservoirs étudiés

Age	Unité	Epaisseur de l'unité	Réservoirs En question	Les épaisseurs des réservoirs	Saturation en eau moyenne S_w	
Ordovicien	Unité IV-3	2710-2777m	Réservoir 01	2747.25 m	$\{S_w = 19.72\%$	
				2754.16 m		
			Réservoir 02	2766.25m		$\{S_w = 23.80\%$
				2775.83m		
	Unité IV-2	2777-2876m	Aucun réservoir			
	Unité IV-1	2876-2951m	Réservoir 03	2876.25m	$\{S_w = 44.97\%$	
				2893.33m		
			Réservoir 04	2894.166m	$\{S_w = 55.20\%$	
				2901.666m		
			Réservoir 05	2902.5m	$\{S_w = 35.10\%$	
2907.5m						
Réservoir 06			2908.33m	$\{S_w = 15.47\%$		
			2911.875m			
Réservoir 07			2914.8m	$\{S_w = 93.83\%$		
			2917.2m			
Réservoir 08	2922.5m	$\{S_w = 37.09\%$				
	2925.714m					
Réservoir 09	2928.5m	$\{S_w = 56.15\%$				
	2932.5m					
Réservoir 10	2933.1m	$\{S_w = 45.55\%$				
	2936m					

En résumant tous les résultats des paramètres pétro-physiques, nous obtenons :

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Tableau 12-Tableau récapitulatif de la porosité, la saturation en eau et le volume d'argile dans les réservoirs étudiés

Age	Unité	Epaisseur de l'unité	Réservoirs En question	Les épaisseurs des réservoirs	Porosité Neutron/densité(%)	Porosité totale	Volume d'argile	Saturation en eau moyenne S_w
Ordovicien	Unité IV-3	2710-2777m	Réservoir 01	2747.25 m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.543 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.0171 \end{array} \right.$	$\phi_{T1} = 6.4\%$	$\{V_{sh} = 29.02\%$	$\{S_w = 19.72\%$
				2754.16 m				
	Réservoir 02	2766.25m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.594 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.0082 \end{array} \right.$	$\phi_{T2} = 3.33\%$	$\{V_{sh} = 23.35\%$	$\{S_w = 23.80\%$		
		2775.83m						
	Unité IV-2	2777-2876m	Aucun réservoir					
	Unité IV-1	2876-2951m	Réservoir 03	2876.25m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.602 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 9 \times 10^{-6} \end{array} \right.$	$\phi_{T3} = 4.73\%$	$\{V_{sh} = 28.95\%$	$\{S_w = 44.97\%$
				2893.33m				
			Réservoir 04	2894.166m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.617 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = -0.004973 \end{array} \right.$	$\phi_{T4} = 2\%$	$\{V_{sh} = 30.70\%$	$\{S_w = 55.20\%$
				2901.666m				
			Réservoir 05	2902.5m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.605 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = -0.006642 \end{array} \right.$	$\phi_{T5} = 2.28\%$	$\{V_{sh} = 32.07\%$	$\{S_w = 35.10\%$
2907.5m								
Réservoir 06			2908.33m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.571 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.00395 \end{array} \right.$	$\phi_{T6} = 4.57\%$	$\{V_{sh} = 24.04\%$	$\{S_w = 15.47\%$	
			2911.875m					
Réservoir 07	2914.8m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.700 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.0104 \end{array} \right.$	$\phi_{T7} = 0.83\%$	$\{V_{sh} = 42.21\%$	$\{S_w = 93.83\%$			
	2917.2m							
Réservoir 08	2922.5m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.513 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.02923 \end{array} \right.$	$\phi_{T8} = 8.33\%$	$\{V_{sh} = 41.66\%$	$\{S_w = 37.09\%$			
	2925.714m							
Réservoir 09	2928.5m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.567 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.026 \end{array} \right.$	$\phi_{T9} = 5\%$	$\{V_{sh} = 37.60\%$	$\{S_w = 56.15\%$			
	2932.5m							
Réservoir 10	2933.1m	$\left\{ \begin{array}{l} \phi_d = 2.58 \text{ g/cm}^3 \\ \phi_n = 0.02585 \end{array} \right.$	$\phi_{T10} = 4.3\%$	$\{V_{sh} = 39.91\%$	$\{S_w = 45.55\%$			
	2936m							

2.4.2.3. Résultat et interprétation

Dans cette étude, nous avons défini les valeurs seuils suivantes pour l'interprétation des résultats :

- Seuil de porosité : Φ seuil = 5 %. Si la porosité (Φ) est inférieure à 5 %, le niveau réservoir est considéré comme peu perméable.
- Seuil de saturation en eau : S_w seuil = 50 %. Au-delà de cette valeur, le niveau réservoir est considéré comme un aquifère.
- Seuil de volume d'argile : V_{sh} seuil = 45 %. Au-delà de cette valeur, la formation est considérée comme argileuse.

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

D'après les résultats du tableau 12 précédent, on observe que :

- ❖ Dans **l'unité IV-3**, on a deux réservoirs. Le réservoir 01 (2747.25m - 2754.16 m), présente des paramètres pétrophysiques correspondant à la présence d'hydrocarbures. La porosité (6.4%) est considérée comme moyenne pour une formation gréseuse, indiquant la présence de pores pouvant contenir des fluides. Le volume d'argile (29.02%) est relativement faible, suggérant une bonne perméabilité. La roche devrait permettre une circulation relativement facile des fluides. La saturation en eau (19.72%) est très faible, un bon indicateur signifiant que la majorité des pores sont occupés par des hydrocarbures plutôt que par de l'eau.

La fracturation hydraulique pourrait être envisagée pour améliorer la perméabilité et augmenter la production. La faible saturation en eau et le faible volume d'argile laissent penser que la fracturation pourrait être efficace.

Il y a également un deuxième réservoir de 2766.25m à 2775.83m, avec une faible porosité (3.33%), limitant la quantité de fluide qu'il peut stocker. Le volume d'argile est également faible (23.35%) et la saturation en eau relativement faible (23.80%), offrant plus d'espace pour d'autres fluides comme les hydrocarbures. Cette formation gréseuse présente un potentiel modeste mais ne constitue pas un réservoir d'hydrocarbures prometteur.

- ❖ Dans **l'unité IV-2**, il y a absence de réservoir.
- ❖ Dans **l'unité IV-1**, parmi les huit réservoirs identifiés, seul le réservoir N°08 (2914.8m - 2917.2m) répond favorablement aux critères de sélection. Ce réservoir présente une porosité de 8.33%, considérée comme bonne pour une formation gréseuse, indiquant un volume significatif de pores pouvant contenir des fluides. La saturation en eau de 37.09 % est relativement faible, suggérant une occupation majoritaire des pores par des hydrocarbures. Le volume d'argile de 41.66% est légèrement élevé, indiquant une perméabilité modérée restreignant légèrement la circulation des fluides dans la roche.

Sur la base de ces données, ce réservoir présente un potentiel intéressant pour la production d'hydrocarbures. La fracturation hydraulique pourrait être envisagée pour améliorer la perméabilité et stimuler la production, mais une étude approfondie des propriétés de la roche est nécessaire pour évaluer la viabilité de cette option. Cela peut également s'appliquer au réservoir N°06, qui présente une faible saturation en eau, un faible volume d'argile et une porosité proche de 5 %. La fracturation hydraulique pourrait y être projetée et utilisée. Sans pour autant, il faut noter que le réservoir N°08, pourrait être promu aussi comme un candidat acceptable à la fracturation malgré sa teneur relativement élevée en volume d'argile.

Les autres réservoirs identifiés présentent des formations sans espoir (R7, R5, R4), des aquifères peu probables (R9, R10) ou des réservoirs avec un potentiel très modeste comme R3.

2.3.2.4. Conclusion partielle

Cette évaluation pétro-physique nous a permis de définir nos réservoirs et de confirmer la présence de gaz à partir des diagraphies et des calculs de paramètres pétro-physiques. Nous avons identifié approximativement les zones où la fracturation hydraulique pourrait être appliquée.

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Cependant, il est désormais nécessaire, dans la prochaine phase, d'évaluer les niveaux des réservoirs sur le plan géomécanique pour déterminer la faisabilité de la fracturation hydraulique aux niveaux présentant de bonne candidature. En d'autres termes, nous avons clairement identifié les zones potentielles pour la fracturation hydraulique, mais il est toujours essentiel de vérifier si ces formations sont mécaniquement aptes à l'opération de fracturation. A cet effet, une analyse approfondie de l'étude géomécanique est réservée pour y être traitée avec plus de rigueur pour la mise en œuvre du projet des opérations de la fracturation hydraulique.

2. 5. Évaluation géomécanique

Le logiciel utilisé pour le modèle géomécanique est **Petrel** (Stonefish), développé par Schlumberger. Ce logiciel sera utilisé pour créer le modèle géomécanique de notre réservoir.

2.5.1. Données disponibles pour la caractérisation géomécanique

Les données suivantes ont été collectées et seront utilisées pour caractériser les propriétés géomécaniques du réservoir :

- **GR (Gamma Ray)** : mesure la radioactivité naturelle des roches, qui peut fournir des informations sur la lithologie et la porosité.
- **RHOB (Densité apparente)** : mesure la densité des roches, qui peut fournir des informations sur la porosité et la composition minéralogique.
- **Caliper** : mesure le diamètre du trou de forage, qui peut fournir des informations sur la rugosité et la fracturation des parois du puits.
- **ATSM et ATCO (Delta-t cisaillement et Delta-t compression)** : mesures de temps de transit des ondes sismiques, qui peuvent fournir des informations sur les propriétés élastiques des roches, telles que le module de cisaillement et le module de compressibilité.

Ces données seront intégrées dans le modèle géomécanique pour prédire le comportement mécanique du réservoir, notamment sa résistance, sa déformabilité et sa stabilité.

2.5.2. Les étapes d'interprétation

2.5.2.1. Calcul des propriétés élastiques et de la résistance de la roche

Les propriétés élastiques des roches sont déduites des données du log sonique. En utilisant les équations de *Gassmann* (1951), nous calculons d'abord les modules élastiques dynamiques (module de Young dynamique, module de cisaillement dynamique, module de compressibilité dynamique et coefficient de Poisson dynamique). Ces modules élastiques dynamiques sont ensuite utilisés pour calculer les modules élastiques statiques (module de Young statique, module de cisaillement statique, module de compressibilité statique et coefficient de Poisson statique), qui sont nécessaires pour l'évaluation géomécanique.

Les propriétés de résistance des roches (résistance à la compression uniaxiale, résistance à la traction) sont déterminées à l'aide d'équations qui dépendent des modules élastiques statiques, en particulier du module de Young statique.

Le coefficient d'anisotropie sismique (FANG) peut être estimé à partir des données du log GR. Cependant, il est préférable d'utiliser les résultats de mesures en laboratoire, qui sont généralement plus précis.

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

A. Coefficient de poisson (ν)

On calcule le coefficient de poisson a partir du log sonique (des ondes S et P) -figure 2-17-

- **Remarque :** On procédera de la même manière pour les deux réservoirs candidats à la fracturation hydraulique (1et 6).

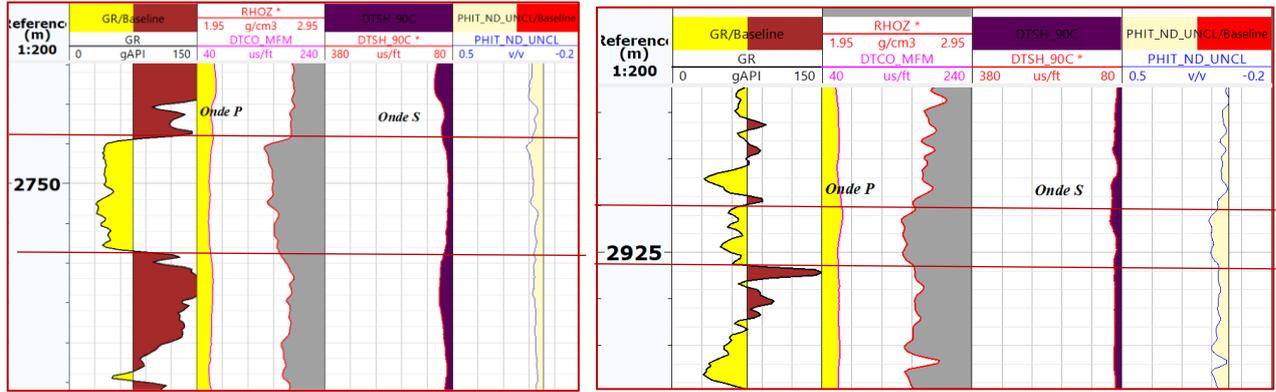


Figure 2-17-diagraphies sonique (DTCO : onde P, DTSH : onde S) dans deux réservoirs différents (Techlog,2015)

Réservoir 1 : $\Delta T_{onde p} = 60,53023277\mu s/foot$

$\Delta T_{onde s} = 93,1205917\mu s/foot$

Réservoir 6 : $\Delta T_{onde p} = 58.028955\mu s/foot$

$\Delta T_{onde s} = 86.0309292\mu s/foot$

Réservoir 8 : $\Delta T_{onde p} = 64,15888182\mu s/foot$

$\Delta T_{onde s} = 96,45612545\mu s/foot$

Et on a la formule du coefficient de Poisson qui dit :

$$\nu = \frac{\frac{1}{2}(\frac{\Delta T_{onde s}}{\Delta T_{onde p}})^2 - 1}{(\frac{\Delta T_{onde s}}{\Delta T_{onde p}})^2 - 1}$$

$$\begin{cases} \nu_{réservoir 1} = 0.1341 \\ \nu_{réservoir 6} = 0.0826 \\ \nu_{réservoir 8} = 0.1032 \end{cases}$$

Donc, La roche dans les trois réservoirs est relativement rigide et résistante à la déformation. Ce qui implique la roche subira une faible déformation dans la direction transversale lorsqu'elle sera soumise à une contrainte axiale.

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

B. Module cisaillement (G_{dyn})

Toujours, en utilisant le log sonique et le log de densité, on trouve le module de cisaillement en utilisant la formule :

$$G_{dyn} = \frac{13474.45 \times \rho}{(\Delta T_{onde\ s})^2}$$

- Application numérique :

- Réservoir 01 : $G_{dyn} = \frac{13474.45 \times 2.5434}{(93.1205917)^2} = 3.952 \text{ Mpsi} = 27.248 \text{ Gpa}$
- Réservoir 06 : $G_{dyn} = \frac{13474.45 \times 2.571329}{(86.0309292)^2} = 4.681 \text{ Mpsi} = 32.274 \text{ Gpa}$
- Réservoir 08 : $G_{dyn} = \frac{13474.45 \times 2.513}{(96.45612545)^2} = 3.639 \text{ Mpsi} = 25.089 \text{ Gpa}$

Ces résultats indiquent que la roche est relativement rigide et résistante à la déformation, et présente un caractère plus cassable que déformable.

C. Module volumétrique (K)

En utilisant la formule :

$$K_{dyn} = \frac{13474.45}{(\Delta T_{onde\ p})^2} - \frac{3G_{dyn}}{4}$$

- Réservoir 01 : $K_{dyn} = \frac{13474.45}{60.53023277^2} - \frac{3 \times 3.952}{4} = 0.7136 \text{ Mpsi} = 4.9 \text{ Gpa}$
- Réservoir 06 : $K_{dyn} = \frac{13474.45}{58.028955^2} - \frac{3 \times 4.681}{4} = 0.49073 \text{ Mpsi} = 3.3 \text{ Gpa}$
- Réservoir 08 : $K_{dyn} = \frac{13474.45}{64.15888182^2} - \frac{3 \times 3.639}{4} = 0.5441 \text{ Mpsi} = 3.7 \text{ Gpa}$

Ces résultats indiquent que la roche est peu compressible, et présente un caractère plus cassable que déformable.

D. Module de Young dynamique (E_{dyn})

$$E_{dyn} = \frac{9 \times G_{dyn} \times K_{dyn}}{G_{dyn} + 3 \times K_{dyn}}, \text{ ou bien } E_{dyn} = 2G \times (1 + \nu)$$

- Réservoir 01 : $E_{dyn} = 2 \times 3.952 \times (1 + 0.1341) = 8.2835 \text{ Mpsi} = 57.1 \text{ Gpa}$
- Réservoir 06 : $E_{dyn} = 2 \times 4.681 \times (1 + 0.0826) = 10.1353 \text{ Mpsi} = 69.8 \text{ Gpa}$
- Réservoir 08 : $E_{dyn} = 2 \times 3.639 \times (1 + 0.1032) = 8.029 \text{ Mpsi} = 55.3 \text{ Gpa}$

$$E_{stat} = E_s = 0.0293 E_d^2 + 0.4533 E_d : \text{Pour le cas des grés.}$$

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

2.5.2.2. Calcul des pressions des pores et des contraintes (σ_v , σ_H et σ_h)

En l'absence de données de mesure, on a fait l'hypothèse que la pression des pores est hydrostatique. Cela signifie que la pression est répartie de manière uniforme dans tous les pores, et qu'elle augmente linéairement avec la profondeur. C'est comme si la pression était due uniquement au poids de la colonne de fluide au-dessus du point considéré. Elle a été calculée en utilisant un gradient hydrostatique de 0.47 psi/ft.

Pression des pores = gradient de la pression hydrostatique × la profondeur

• Exemple :

Tableau 13-Exemple de calcul de la pression des pores (Données : SONATRACH , Calcul : Excel2021)

Depth	Depth	DELTA T	DELTA T	Pore	Pore
		COMP	SHEAR	Pressure	Press
meters	feet			psi	psi/ft
2747,32	9013,5	65,223	102,521	4236,35	0,47
2747,47	9014,0	64,873	101,253	4236,58	0,47
2747,62	9014,5	63,910	99,245	4236,82	0,47
2747,77	9015,0	62,962	96,920	4237,05	0,47

$$\text{Pore pressure} = \text{pore press gradient} \times \text{depth}$$

En utilisant les formules et les logs, c'est possible d'extraire d'autres coefficients nécessaires à l'évaluation géomécanique, en plus de ceux déjà calculés. Parmi ces coefficients supplémentaires, on retrouve - le gradient de la contrainte de fermeture, - la contrainte de fermeture à chaque niveau du réservoir, - le gradient de surcharge (ou gradient d'enfouissement), - le décalage tectonique (ou offset tectonique) et - la constante de Biot .

Cependant, on a calculé ces paramètres à l'aide d'Excel et résumé toutes les informations dans la figure 2.19 ci-après.

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

3	$\alpha = 1 - 1 / (1 + 20\phi)$	(D. Cramer)	Empirical formula used by David Cramer, Region Tech. Mgr., B.J. Denver, Co.,
4	$\alpha = 1 - 1 / (1 + 50\phi)$	(L. Lacy)	modified by Lew Lacy, BJ Rock Mechanics Lab, Tomball.
5			
6	Closure Stress Gradient, psi/ft		
7			
8	$G_s = \mu / (1 - \mu) * (G_{ob} - \alpha \cdot G_p) + G_p + G_t$		Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications, 1989.
9			
10	$G_s =$ closure stress gradient, psi/ft		
11	$\mu =$ Poisson's Ratio		
12	$G_{ob} =$ overburden gradient, psi/ft		
13	$G_p =$ pore pressure gradient, psi/ft		
14	$G_t =$ tectonic forces gradient, psi/ft		
15			
16	Poisson's Ratio		
17			
18	$\mu = [0.5 * (\Delta T_s / \Delta T_c)^2 - 1] / [(\Delta T_s / \Delta T_c)^2 - 1]$		Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications, 1989.
19			
20	$\Delta T_s =$ shear wave travel time, $\mu s/ft$		
21	$\Delta T_c =$ compressional wave travel time, $\mu s/ft$		
22			
23	Dynamic Young's Modulus, E6 psi		
24			
25	$E_d = 59100 / \Delta T_c^2$		L. Lacy, BJ. SPE 38716 (use only if don't have bulk density or shear wave travel time)
26			
27	$E_d = 11300 \text{ pb} / \Delta T_c^2$		L. Lacy, BJ. SPE 38716 (use only if don't have shear wave travel time)
28			
29	$E_d = 2 G (1 + \mu) = 2 (13400 \text{ pb} / \Delta T_s^2) * (1 + \mu)$		Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications, 1989.
30			
31	$E_d =$ dynamic Young's Modulus, E6 psi		
32	$\text{pb} =$ formation bulk density, g/cc		
33	$G =$ shear modulus, E6 psi		
34			
35	Static Young's Modulus, E6 psi		
36			
37	$E_s = 0.0293 E_d^2 + 0.4533 E_d$		for sandstones (L. Lacy, BJ. SPE 38716)
38			
39	$E_s = 0.0428 E_d^2 + 0.2334 E_d$		for shales (L. Lacy, BJ. SPE 38716)
40			
41	$E_s = 0.018 E_d^2 + 0.422 E_d$		for all lithologies (L. Lacy, BJ. SPE 38716)
42			
43	$E_s =$ static Young's Modulus, E6 psi		

Figure 2-18-Les différentes formules utilisées pour le calcul des différents paramètres géomécaniques (Fournies par SONATRACH 2020)

Depth	Depth	DELTA T	DELTA T	Pore Pressure	Pore Pressure	SHEAR/ DMP RATIO	BULK DENSITY	POISSONS RATIO	SHEAR MODULUS	DYNAMIC YOUNGS	Est. STATIC YOUNGS	v Function	Closure Stress	Closure Stress
meters	feet	COMP	SHEAR	psi	psi/ft							v/(1-v)	Grad	
2747,32	9013,5	65,223	102,521	4236,35	0,47	1,57	2,61	0,16	3,34	7,76	4,65	0,19	0,82	7363,02
2747,47	9014,0	64,873	101,253	4236,58	0,47	1,56	2,53	0,15	3,33	7,67	4,60	0,18	0,81	7283,49
2747,62	9014,5	63,910	99,245	4236,82	0,47	1,55	2,48	0,15	3,40	7,79	4,67	0,17	0,80	7225,48
2747,77	9015,0	62,962	96,920	4237,05	0,47	1,54	2,48	0,13	3,55	8,06	4,84	0,16	0,79	7124,06
2747,92	9015,5	62,519	95,148	4237,28	0,47	1,52	2,49	0,12	3,70	8,29	4,97	0,14	0,78	6989,29
2748,077	9016,0	62,076	93,715	4237,52	0,47	1,51	2,50	0,11	3,83	8,50	5,10	0,12	0,76	6892,11
2748,229	9016,5	61,533	93,156	4237,75	0,47	1,51	2,51	0,11	3,89	8,67	5,20	0,13	0,77	6926,62
2748,382	9017,0	61,553	92,508	4237,99	0,47	1,50	2,51	0,10	3,95	8,72	5,23	0,11	0,76	6837,64
2748,534	9017,5	61,573	92,108	4238,23	0,47	1,50	2,51	0,10	3,99	8,74	5,24	0,11	0,75	6780,46
2748,686	9018,0	61,068	92,018	4238,46	0,47	1,51	2,51	0,11	4,00	8,85	5,31	0,12	0,76	6870,43
2748,839	9018,5	60,800	91,376	4238,70	0,47	1,50	2,52	0,10	4,07	8,97	5,38	0,11	0,76	6838,65
2748,991	9019,0	60,751	91,102	4238,93	0,47	1,50	2,53	0,10	4,11	9,04	5,42	0,11	0,76	6811,98
2749,144	9019,5	60,565	91,353	4239,17	0,47	1,51	2,54	0,11	4,10	9,09	5,45	0,12	0,76	6884,00
2749,296	9020,0	60,269	91,161	4239,40	0,47	1,51	2,54	0,11	4,12	9,15	5,49	0,13	0,77	6918,36
2749,448	9020,5	59,974	89,846	4239,63	0,47	1,50	2,54	0,10	4,24	9,30	5,58	0,11	0,75	6800,60
2749,601	9021,0	59,557	89,685	4239,87	0,47	1,51	2,54	0,11	4,25	9,40	5,64	0,12	0,76	6865,01
2749,753	9021,5	59,383	89,511	4240,10	0,47	1,51	2,55	0,11	4,28	9,48	5,69	0,12	0,76	6877,42
2749,906	9022,0	58,880	89,292	4240,34	0,47	1,52	2,55	0,12	4,30	9,60	5,76	0,13	0,77	6951,52
2750,058	9022,5	59,527	89,653	4240,58	0,47	1,51	2,54	0,11	4,26	9,43	5,66	0,12	0,76	6868,00
2750,210	9023,0	59,817	90,086	4240,81	0,47	1,51	2,54	0,11	4,21	9,32	5,59	0,12	0,76	6867,80
2750,363	9023,5	60,216	90,869	4241,05	0,47	1,51	2,54	0,11	4,14	9,18	5,51	0,12	0,76	6892,67
2750,515	9024,0	60,631	90,855	4241,28	0,47	1,50	2,54	0,10	4,15	9,12	5,47	0,11	0,75	6806,64
2750,668	9024,5	61,240	91,126	4241,52	0,47	1,49	2,55	0,09	4,13	9,00	5,40	0,10	0,74	6719,43
2750,820	9025,0	60,788	90,821	4241,75	0,47	1,49	2,54	0,09	4,15	9,07	5,44	0,10	0,75	6770,59
2750,972	9025,5	60,475	90,170	4241,98	0,47	1,49	2,52	0,09	4,18	9,11	5,47	0,10	0,75	6743,63
2751,125	9026,0	60,257	90,728	4242,22	0,47	1,51	2,50	0,11	4,09	9,05	5,43	0,12	0,76	6867,26
2751,277	9026,5	59,978	90,447	4242,45	0,47	1,51	2,51	0,11	4,13	9,14	5,48	0,12	0,76	6886,42
2751,430	9027,0	59,321	90,219	4242,69	0,47	1,52	2,53	0,12	4,18	9,36	5,62	0,14	0,77	6989,97
2751,582	9027,5	59,369	91,211	4242,93	0,47	1,54	2,56	0,13	4,14	9,37	5,62	0,15	0,79	7110,89

Figure 2-19-Calculs des différents paramètres géomécaniques pour chaque profondeur du puits (Excel-Travail personnel)

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Les contraintes horizontales sont calculées à l'aide d'équations dérivées du critère de Mohr-Coulomb. Ce critère établit une relation entre la résistance au cisaillement d'une roche et les contraintes qui lui sont appliquées.

La contrainte verticale est déterminée à partir du gradient de contrainte verticale. Ce gradient représente l'augmentation de la contrainte verticale avec la profondeur, due au poids des roches sus-jacentes. (le gradient de contrainte verticale = 1.1 psi/feet l'équivalent de 0,069 bars/feet)

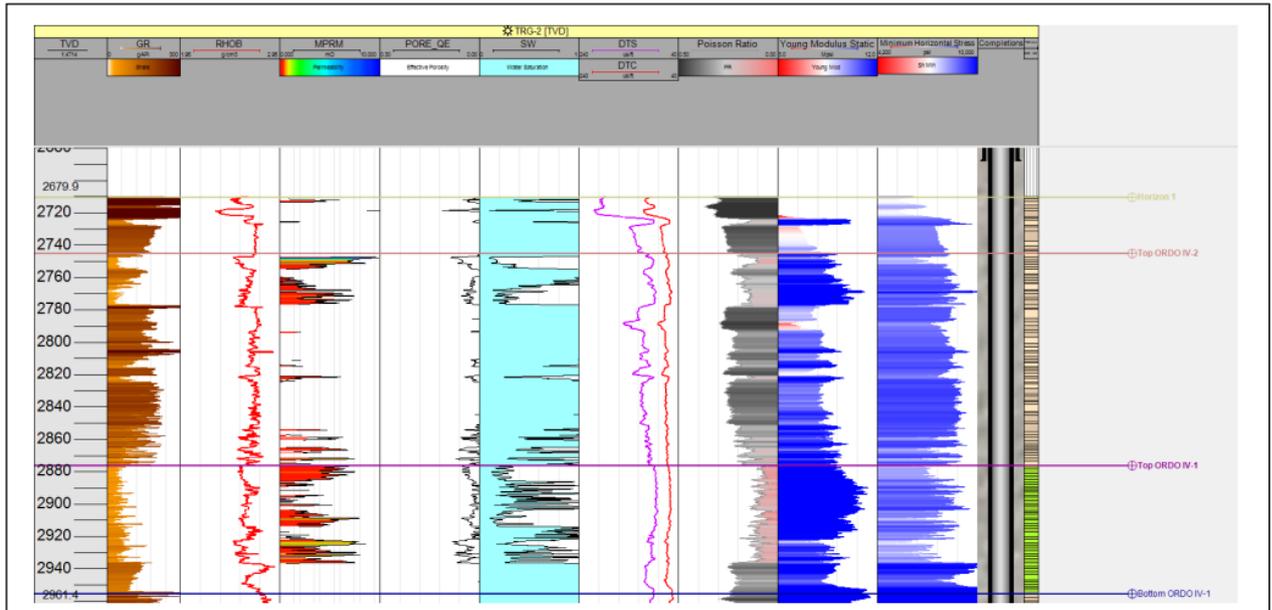


Figure 2-20-Le model géomécanique de TRG-2 (Petrel , 2023)

2.4.2.3. Direction des contraintes

La direction des contraintes on peut l'estimer soit selon la direction des contraintes du puits avec l'imagerie UBI soit par la méthode de breakouts à partir du Caliper.

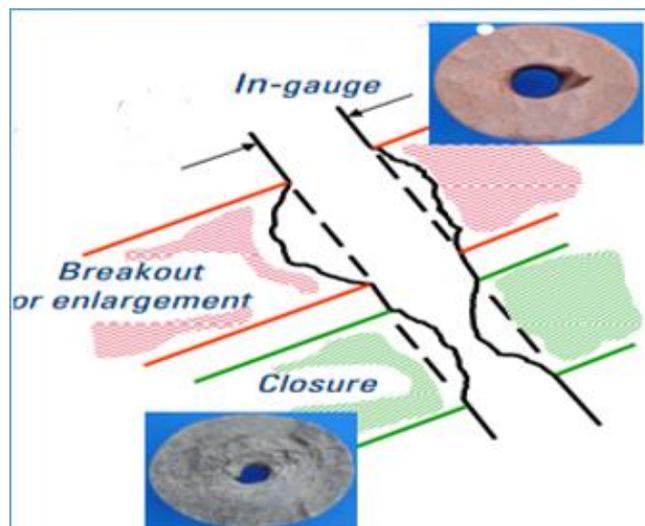


Figure 2-21-estimation de la direction des contraintes à partir du Caliper (Document sonatrach 2015)

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

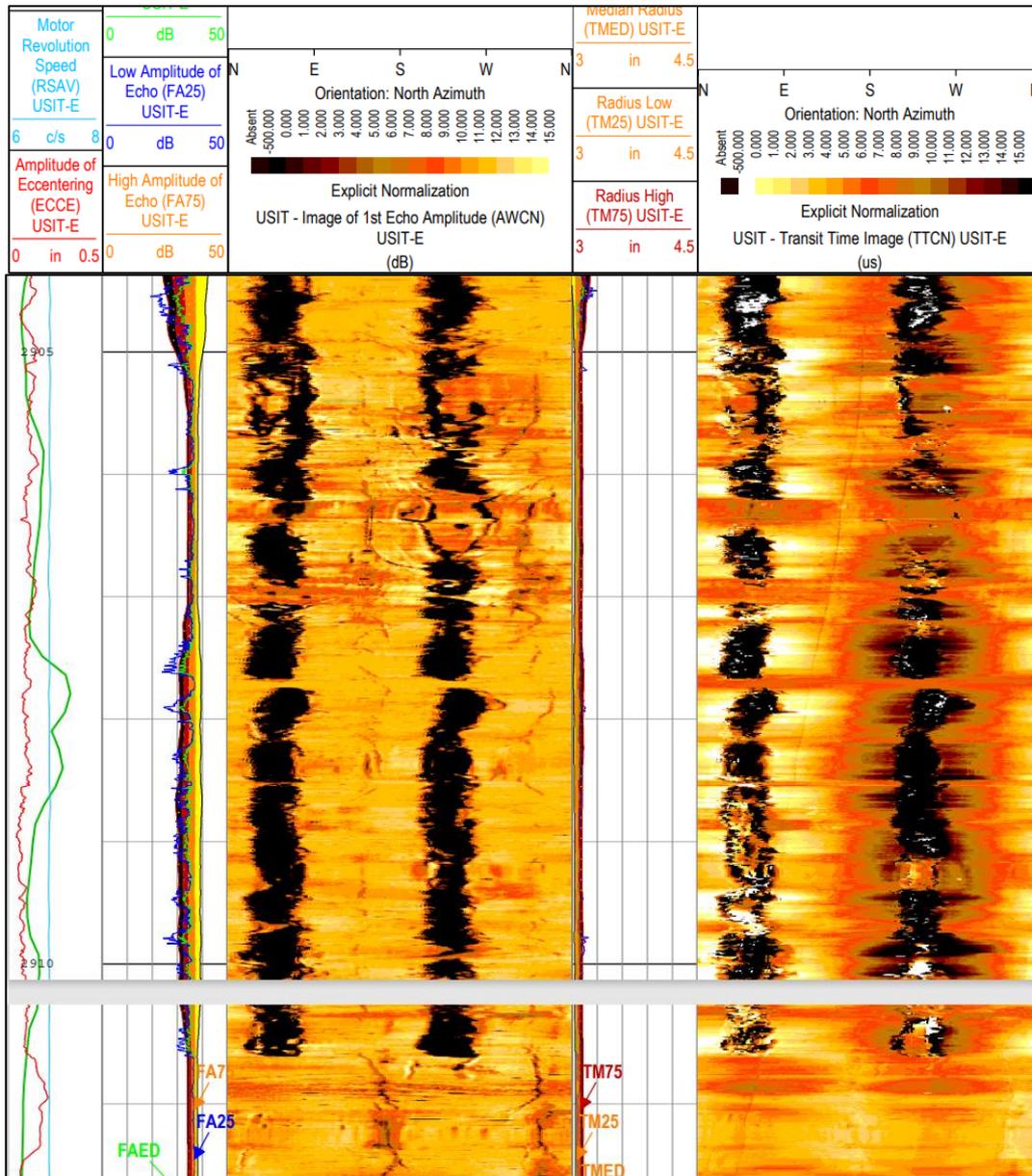


Figure 2-22-Direction de contraintes minimal en se basant sur l'imagerie UBI(Techlog 2015)

Ceci a donné une orientation de la contrainte horizontale minimale NE-SW .Comme il s'agit d'un puits vertical on fait une rotation de 90° pour obtenir la direction de la contrainte horizontale maximale. Cette direction est donc NW-SE.

2.5.2.4.Stabilité des parois du puits

On analyse la stabilité du puits après calibration des données par l'imagerie ou le caliper. Dans notre cas nous avons utilisé les données réelles du caliper.

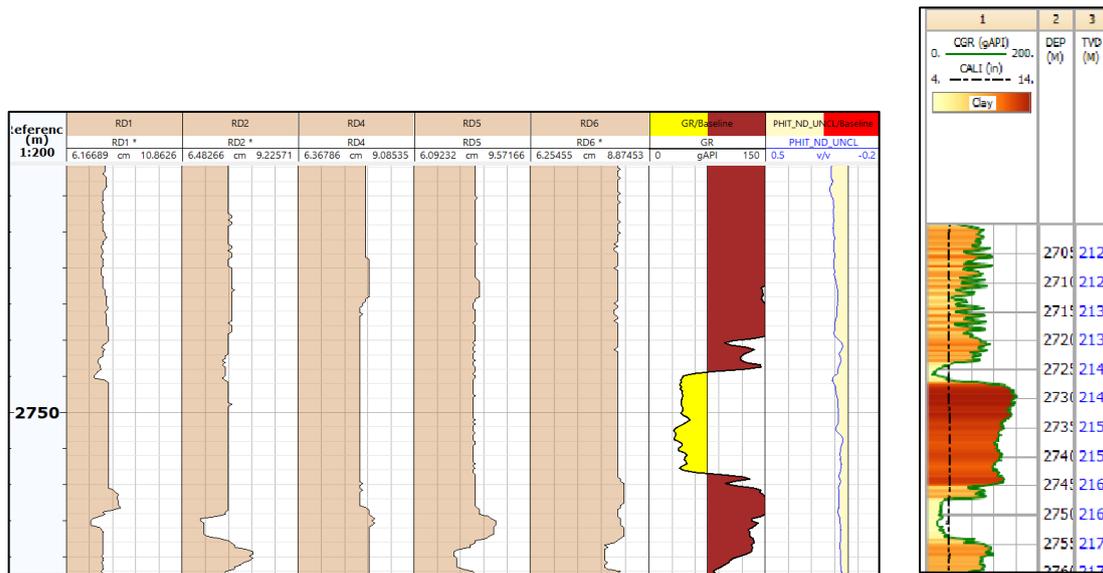


Figure 2-23-Analyse multidirectionnelle des logs de diamètre de trou (CALIPER) dans le puits TRG2 -Techlog2015-

La densité de la boue utilisée pendant le forage est un facteur primordial pour contrôler la stabilité du puits. Si la densité de la boue est trop faible, ce qui signifie que la pression hydrostatique est inférieure à la pression dynamique, des déformations ovales peuvent apparaître sur les parois du puits, entraînant des dommages potentiels. En revanche, si la densité de la boue est trop élevée, cela peut provoquer des fractures induites sur les parois du puits.

Il est essentiel de maintenir un équilibre adéquat entre la densité de la boue et les pressions hydrostatique et dynamique pour éviter ces problèmes de stabilité. Un suivi régulier de ces paramètres est nécessaire pour garantir la sécurité et l'intégrité du puits pendant le processus de forage.

2.5.3. Conclusion partielle

L'ensemble des paramètres géomécaniques calculés, présente une qualité moyenne. Les formations ne sont ni excessivement difficiles à fracturer, ni particulièrement tendres au point de risquer des dommages indésirables de déformations. Les résultats de l'étude géomécanique indiquent donc une aptitude favorable et satisfaisante à la fracturation hydraulique.

L'évaluation géomécanique, s'appuyant sur des outils logiciels performants tels que *Petrel* et l'imagerie OBMI, joue un rôle fondamentalement important dans le succès du projet de la fracturation hydraulique avec une meilleure efficacité. D'ailleurs, l'analyse conjointe de ces données permet d'estimer la capacité de la roche à l'optimisation de la direction de la fracturation et supporter un bon niveau de rendement de production.

3. TRG3

3.1. Architecture de puits

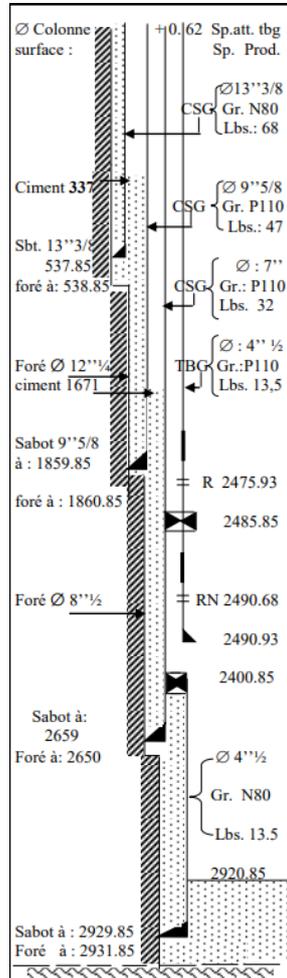


Figure 3-1-Profil du puit TRG3 (Document SONATRACH – fiche technique 2015)

Le diagramme des tubages (fig. 3-1), montre qu’au niveau du réservoir ordovicien, un tubage 4’’1/2, est fixé à la côte 2530m, s’appuyant sur deux sabots, le premier à 2680 m et le deuxième à 2945 m.

3.2.Évaluation des paramètres pétro physiques à partir des diagraphies

3.2.1. Identification de la lithologie d’après les diagraphies

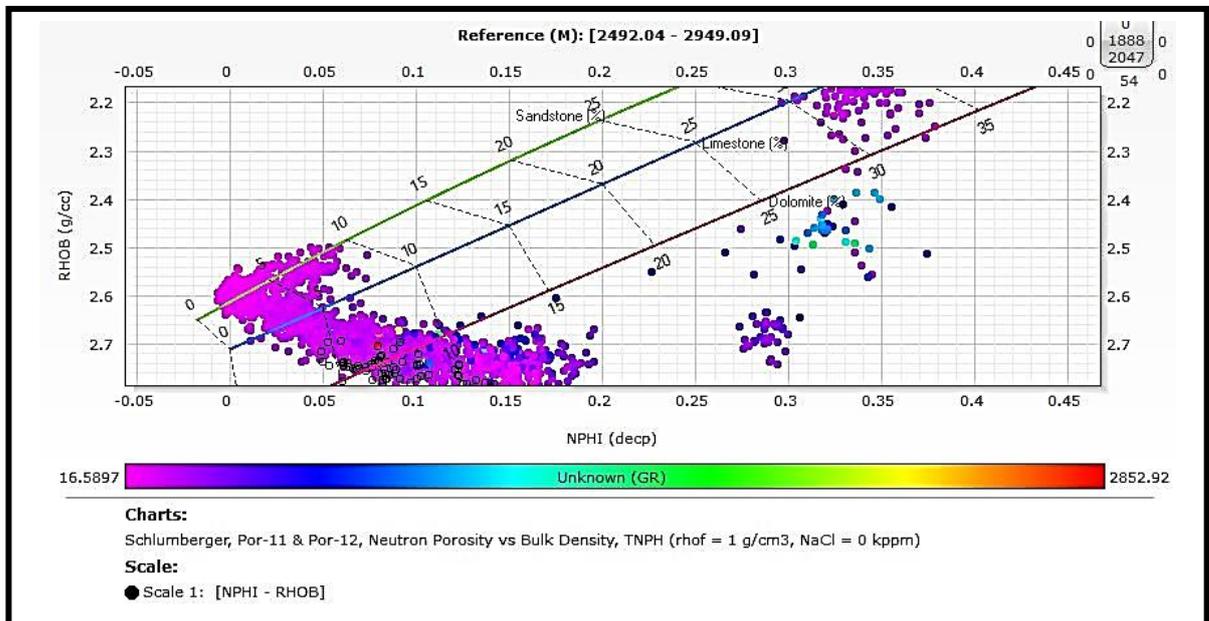


Figure 3-2-Identifier la lithologie et la composition à partir de crossplots densité-neutron (Techlog2015)

A partir de le cross-plot ci-dessus en fig.3-2 [Cross-plot de la porosité Neutron-Densité globale (NPHI-RHOB)], on remarque que la lithologie du réservoir d’ordovicien est composée essentiellement de grés (sandstone), calcaire (limestone) et de dolomite.

3.2.2. Le choix de gamma ray de cut-off

Pour déterminer le gamma ray de cut-off, le cross-plot de variation de volume d’argile en fonction de gamma ray a été utilisé.

Sachant que le volume d’argile de cut-off est estimer : **45%**.

Donc le gamma ray de cut-off est : **51 API**.

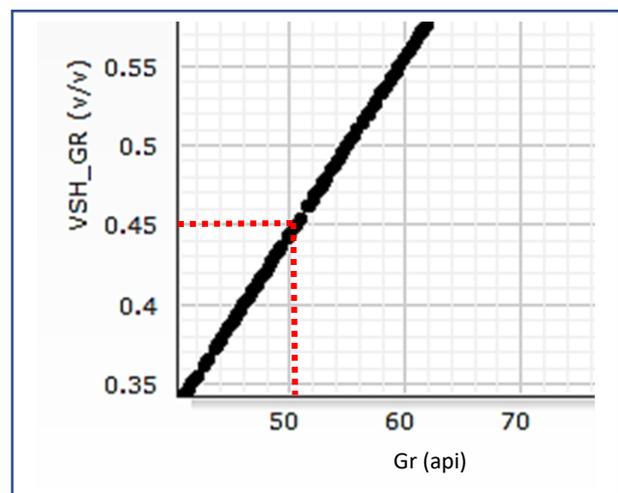


Figure 3-3-Détermination de la valeur du GR cut-off graphiquement (Techlog 2015)

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Tableau 14-Tableau récapitulatif des porosités neutroniques, de densité et totales des réservoirs étudiés (travail personnel)

Les zones candidats	Unité	PROFENDER intervalle (m)	Vsh	POROSITE	SATURATION en eau
1	Unité IV-3	2672 2675	25.2%	2.6%	29%
2	Unité IV-3	2713.787 2715.92	78.3%	3.9%	38.7%
3	Unité IV-2	2716.835 2728.57	58.6%	3.1%	45.4%
4	Unité IV-1	2819.857 2851.252	39%	4.96%	27%
5	Unité III-3	2902.153 2905.506	48.3%	4.9%	12.2%
6	Unité III-3	2916.022 2918.308	34.5%	6.8%	7.2%

3.2.3. Interprétation des paramètres pétrophysique

1. Zone 1

- Profondeur : 2672 - 2675 m
- Vsh (fraction d'argile) : 25.2%
- Porosité : 2.6%
- Saturation en eau : 29%

Cette zone, se caractérise par une faible porosité et une moyenne saturation en eau, ce qui développe une faible probabilité pour un réservoir de gaz.

2. Zone 2

- Profondeur : 2713.787 - 2715.92 m
- Vsh : 78.3%
- Porosité : 3.9%
- Saturation en eau : 38.7%

La porosité demeure toujours faible, mais légèrement meilleure que celle de la Zone-1, alors que la saturation en eau reste relativement élevée, donc la zone-2 est aussi peu probable pour développer un réservoir de gaz.

3. Zone 3

- Profondeur : 2716.835 - 2728.57 m
- Vsh : 58.6%
- Porosité : 3.1%
- Saturation en eau : 45.4%

Toujours une faible porosité est observée dans la zone-3, avec une saturation en eau élevée, ce qui laisse juger un caractère de faible probabilité pour développer un réservoir de gaz.

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

4. Zone 4

- Profondeur : 2819.857 - 2851.252 m
- Vsh : 39%
- Porosité : 4.96%
- Saturation en eau : 27%

Cette zone se caractérise par une porosité de bon seuil acceptable, avec une moyenne saturation en eau, ce qui donne un caractère très probable pour constituer un réservoir de gaz.

5. Zone 5

- Profondeur : 2902.153 - 2905.506 m
- Vsh : 48.3%
- Porosité : 4.9%
- Saturation en eau : 12.2%

Cette zone affiche un niveau de porosité proche du seuil acceptable, avec une faible saturation en eau, mais un volume d'argile relativement élevé, ce qui développe un caractère probable pour constituer un réservoir de gaz.

6. Zone 6

- Profondeur : 2916.022 - 2918.308 m
- Vsh : 34.5%
- Porosité : 6.8%
- Saturation en eau : 7.2%

La zone-6 présente une meilleure porosité, avec une très faible saturation en eau, donc un bon indice au regard des autres paramètres pour développer un caractère fort probable pour constituer un réservoir de gaz.

3.2.4. Conclusion

Les **Zones 4 et 6** sont définis comme étant les plus probables pour contenir des réservoirs de gaz, en raison de leurs bons niveaux de porosités, jugés moyens, et de leurs très faibles saturations en eau, malgré un volume d'argile moyen.

3.3.Évaluation géomécanique**3.3.1.Données disponibles pour la caractérisation géomécanique**

Les données suivantes ont été collectées et seront utilisées pour caractériser les propriétés géomécaniques du réservoir :

- **GR (Gamma Ray)**
- **RHOB (Densité apparente)**
- **ATSM et ATCO (Delta-t cisaillements et Delta-t compression)**

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

3.3.2. Les étapes d'interprétation

3.3.2.1. Calcul des propriétés élastiques et de la résistance de la roche

A. Coefficient de poisson (ν)

On cherche la valeur moyenne de chaque log sonique, et on trouve :

$$\text{Réservoir 4 : } \Delta T_{\text{onde } p} = 62.36473 \mu\text{s/foot}$$

$$\Delta T_{\text{onde } s} = 100.1316 \mu\text{s/foot}$$

$$\text{Réservoir 6 : } \Delta T_{\text{onde } p} = 52.37233 \mu\text{s/foot}$$

$$\Delta T_{\text{onde } s} = 74.94875 \mu\text{s/foot}$$

Et on a la formule du coefficient de Poisson qui dit :

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta T_{\text{onde } s}}{\Delta T_{\text{onde } p}} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta T_{\text{onde } s}}{\Delta T_{\text{onde } p}} \right)^2 - 1}$$

$$\begin{cases} \nu_{\text{réservoir 4}} = \mathbf{0.1831} \\ \nu_{\text{réservoir 6}} = \mathbf{0.0228} \end{cases}$$

La roche dans le premier réservoir (réservoir 4), développe un coefficient de Poisson, exprimant une structure rocheuse relativement rigide et résistante à la déformation, favorisant une faible déformation dans la direction transversale lorsqu'elle sera soumise à une contrainte axiale.

Par contre, pour le deuxième réservoir (réservoir 6) le coefficient de Poisson est très faible cela implique que la roche est très rigide

B. Module cisaillement (G_{dyn})

Toujours, en utilisant le log sonique et le log de densité, on trouve le module de cisaillement en utilisant la formule :

$$G_{\text{dyn}} = \frac{13474.45 \times \rho}{(\Delta T_{\text{onde } s})^2}$$

- Application numérique :

➤ Réservoir 4 : $G_{\text{dyn}} = \mathbf{3.4784 \text{ Mpsi} = 23.982 \text{ Gpa}}$

➤ Réservoir 6 : $G_{\text{dyn}} = \mathbf{6.5923 \text{ Mpsi} = 45.431 \text{ Gpa}}$

Ces résultats indiquent que la roche est relativement rigide et résistante à la déformation.

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

C. Module volumétrique (K)

En utilisant la formule :

$$K_{dyn} = \frac{13474.45}{(\Delta T_{onde\ p})^2} - \frac{3G_{dyn}}{4}$$

➤ Réservoir 4 : $K_{dyn} = \frac{13474.45}{62.36473^2} - \frac{3 \times 3.4784}{4} = 0.8556 \text{ Mpsi} = 5.899 \text{ Gpa}$

➤ Réservoir 6 : $K_{dyn} = \frac{13474.45}{52.37233^2} - \frac{3 \times 6.5923}{4} = -0.0316 \text{ Mpsi}$

Ces résultats indiquent que la roche du réservoir 4 est peu compressible, tandis que pour le réservoir 6, la roche développe un K_{dyn} négatif, ce qui pose un problème de logique et d'interprétation, et de facto ce réservoir est à éliminer du projet de fracturation hydraulique.

D. Module de Young dynamique (E_{dyn})

$$E_{dyn} = 2G \times (1 + \nu)$$

➤ Réservoir 04 : $E_{dyn} = 2 \times 3.4784 \times (1 + 0.1831) = 8.2305 \text{ Mpsi} = 56.7 \text{ Gpa}$

3.3.2.2. Calcul des pressions des pores et des contraintes (σ_v , σ_H et σ_h)

Comme pour le TRG-2, l'hypothèse a été faite sur la base que la pression des pores est hydrostatique. Cela signifie que la pression est uniformément répartie dans tous les pores et augmente linéairement avec la profondeur, tout en se référant uniquement au poids de la colonne du fluide au-dessus du point considéré. Cette pression a été calculée en utilisant un gradient hydrostatique de **0,47 psi/pied**.

Pression des pores = gradient de la pression hydrostatique × la profondeur

Il est possible d'extraire d'autres coefficients nécessaires à l'évaluation géomécanique, en plus de ceux déjà calculés. Parmi ces coefficients supplémentaires, on retient- le gradient de la contrainte de fermeture, - la contrainte de fermeture à chaque niveau du réservoir, - le gradient de surcharge (ou gradient d'enfouissement), - le décalage tectonique (ou off-set tectonique) et - la constante de Biot. Tous ces paramètres ont été calculés à l'aide d'Excel et toutes les informations inhérentes ont été résumées dans le tableau (fig.3-4).

Chapitre 06: Évaluation pétrophysique et géomécanique : TRG2 ; TRG3

Depth	Depth	Overburden Gradient (psi/ft)		Tectonic Offset (psi/ft)		1,100		Poisson's Constant		Pore Press Grad		Est. STATIC YOUNGS	ν Fraction	Closure Stress Grad	Closure Stress
		DELTA T COMP	DELTA T SHEAR	Pore Pressure	Pore Press Gradient	SHEAR/COMP RATIO	BULK DENSITY	POISSONS RATIO	SHEAR MODULUS (G)	0,70	0,60				
meters	feet			psi	psi/ft										
2821,838	9258,0	63,1872	102,2043814	4 351	0,47	1,62	2,54	0,19	3,29	7,833E+06	4,700E+06	0,24	0,85	7 884	
2821,991	9258,5	66,0161	109,3337752	4 351	0,47	1,66	2,54	0,21	2,87	6,971E+06	4,183E+06	0,27	0,88	8 137	
2822,143	9259,0	66,3993	110,2995159	4 352	0,47	1,66	2,55	0,22	2,81	6,832E+06	4,099E+06	0,28	0,88	8 168	
2822,296	9259,5	65,921	109,0941042	4 352	0,47	1,65	2,54	0,21	2,86	6,928E+06	4,157E+06	0,27	0,88	8 130	
2822,448	9260,0	64,8125	106,3004625	4 352	0,47	1,64	2,54	0,20	3,01	7,252E+06	4,351E+06	0,26	0,87	8 036	
2822,6	9260,5	63,7951	103,734411	4 352	0,47	1,63	2,55	0,20	3,17	7,582E+06	4,549E+06	0,24	0,86	7 944	
2822,753	9261,0	63,2513	102,3459263	4 353	0,47	1,62	2,55	0,19	3,27	7,782E+06	4,669E+06	0,24	0,85	7 893	
2822,905	9261,5	62,7574	101,121995	4 353	0,47	1,61	2,57	0,19	3,36	7,984E+06	4,790E+06	0,23	0,85	7 845	
2823,058	9262,0	61,8315	98,7477463	4 353	0,47	1,60	2,57	0,18	3,54	8,329E+06	4,998E+06	0,22	0,84	7 752	
2823,21	9262,5	61,1512	97,07325424	4 353	0,47	1,59	2,57	0,17	3,67	8,587E+06	5,152E+06	0,21	0,83	7 679	
2823,362	9263,0	60,7975	96,1818595	4 354	0,47	1,58	2,57	0,17	3,73	8,719E+06	5,232E+06	0,20	0,82	7 641	
2823,515	9263,5	61,5276	98,02185752	4 354	0,47	1,59	2,57	0,17	3,59	8,425E+06	5,055E+06	0,21	0,83	7 721	
2823,667	9264,0	63,7176	103,5410955	4 354	0,47	1,62	2,56	0,20	3,20	7,649E+06	4,589E+06	0,24	0,86	7 940	
2823,82	9264,5	63,5644	103,1600413	4 354	0,47	1,62	2,56	0,19	3,22	7,690E+06	4,614E+06	0,24	0,86	7 926	
2823,972	9265,0	63,1462	102,1010532	4 355	0,47	1,62	2,57	0,19	3,31	7,869E+06	4,722E+06	0,23	0,85	7 886	
2824,124	9265,5	61,6869	98,42332538	4 355	0,47	1,60	2,59	0,18	3,58	8,431E+06	5,059E+06	0,21	0,84	7 739	
2824,277	9266,0	60,7961	96,1783122	4 355	0,47	1,58	2,59	0,17	3,75	8,744E+06	5,247E+06	0,20	0,82	7 643	
2824,429	9266,5	61,6511	98,33310222	4 355	0,47	1,59	2,57	0,18	3,56	8,371E+06	5,023E+06	0,21	0,83	7 736	
2824,582	9267,0	62,8873	101,4485735	4 355	0,47	1,61	2,56	0,19	3,34	7,932E+06	4,759E+06	0,23	0,85	7 863	
2824,734	9267,5	62,7201	101,027196	4 356	0,47	1,61	2,57	0,19	3,38	8,011E+06	4,806E+06	0,23	0,85	7 847	
2824,886	9268,0	62,0687	99,34553774	4 356	0,47	1,60	2,57	0,18	3,50	8,250E+06	4,950E+06	0,22	0,84	7 781	
2825,039	9268,5	62,1463	99,58110526	4 356	0,47	1,60	2,57	0,18	3,48	8,210E+06	4,926E+06	0,22	0,84	7 790	
2825,191	9269,0	63,6141	103,2002548	4 356	0,47	1,62	2,56	0,19	3,22	7,695E+06	4,617E+06	0,24	0,86	7 934	
2825,344	9269,5	62,015	99,250203	4 357	0,47	1,60	2,56	0,18	3,48	8,219E+06	4,931E+06	0,22	0,84	7 777	
2825,496	9270,0	62,368	100,1398336	4 357	0,47	1,61	2,56	0,18	3,42	8,104E+06	4,862E+06	0,22	0,84	7 813	
2825,648	9270,5	61,7513	98,58562626	4 357	0,47	1,60	2,56	0,18	3,53	8,320E+06	4,932E+06	0,22	0,84	7 750	
2825,801	9271,0	62,0109	99,23987018	4 357	0,47	1,60	2,56	0,18	3,48	8,217E+06	4,930E+06	0,22	0,84	7 778	
2825,953	9271,5	62,9055	101,4944411	4 358	0,47	1,61	2,56	0,19	3,33	7,907E+06	4,744E+06	0,23	0,85	7 868	
2826,106	9272,0	63,2634	102,3964207	4 358	0,47	1,62	2,56	0,19	3,28	7,804E+06	4,682E+06	0,24	0,85	7 903	
2826,258	9272,5	61,7395	98,5558879	4 358	0,47	1,60	2,57	0,18	3,54	8,340E+06	5,004E+06	0,22	0,84	7 751	
2826,41	9273,0	62,0625	101,3060725	4 358	0,47	1,61	2,56	0,19	3,34	7,941E+06	4,764E+06	0,23	0,85	7 865	
2826,563	9273,5	61,5448	98,06520496	4 359	0,47	1,59	2,55	0,18	3,56	8,361E+06	5,016E+06	0,21	0,83	7 731	
2826,715	9274,0	60,3382	95,02433164	4 359	0,47	1,57	2,54	0,16	3,78	8,775E+06	5,265E+06	0,19	0,82	7 598	
2826,868	9274,5	60,2159	94,71611118	4 359	0,47	1,57	2,54	0,16	3,80	8,812E+06	5,287E+06	0,19	0,82	7 584	
2827,02	9275,0	61,8261	98,77413722	4 359	0,47	1,60	2,54	0,18	3,49	8,219E+06	4,931E+06	0,22	0,84	7 762	
2827,172	9275,5	63,1478	102,1050856	4 359	0,47	1,62	2,54	0,19	3,26	7,765E+06	4,659E+06	0,24	0,85	7 895	

Figure 3-4-Calculs des différents paramètres géomécaniques pour chaque profondeur du puits 3 (Excel-Travail personnel)

Les contraintes horizontales sont calculées en utilisant des équations dérivées du critère de *Mohr-Coulomb*. Ce critère établit une relation entre la résistance au cisaillement d'une roche et les contraintes appliquées. La contrainte verticale est déterminée à partir du gradient de contrainte verticale, qui représente l'augmentation de la contrainte verticale avec la profondeur en raison du poids des roches sus-jacentes. Le gradient de contrainte verticale est de **1.1 psi/feet**.

Les résultats du tableau (fig.3-4) précédent, permettent de générer les deux graphes présents dans la (fig.3-5) suivantes relatives à la courbe du gradient de contrainte de fermeture et la courbe du module de Young statique.

Dans la zone du *réservoir-4*, le module de Young statique et le gradient de contrainte de fermeture développent un niveau moyen.

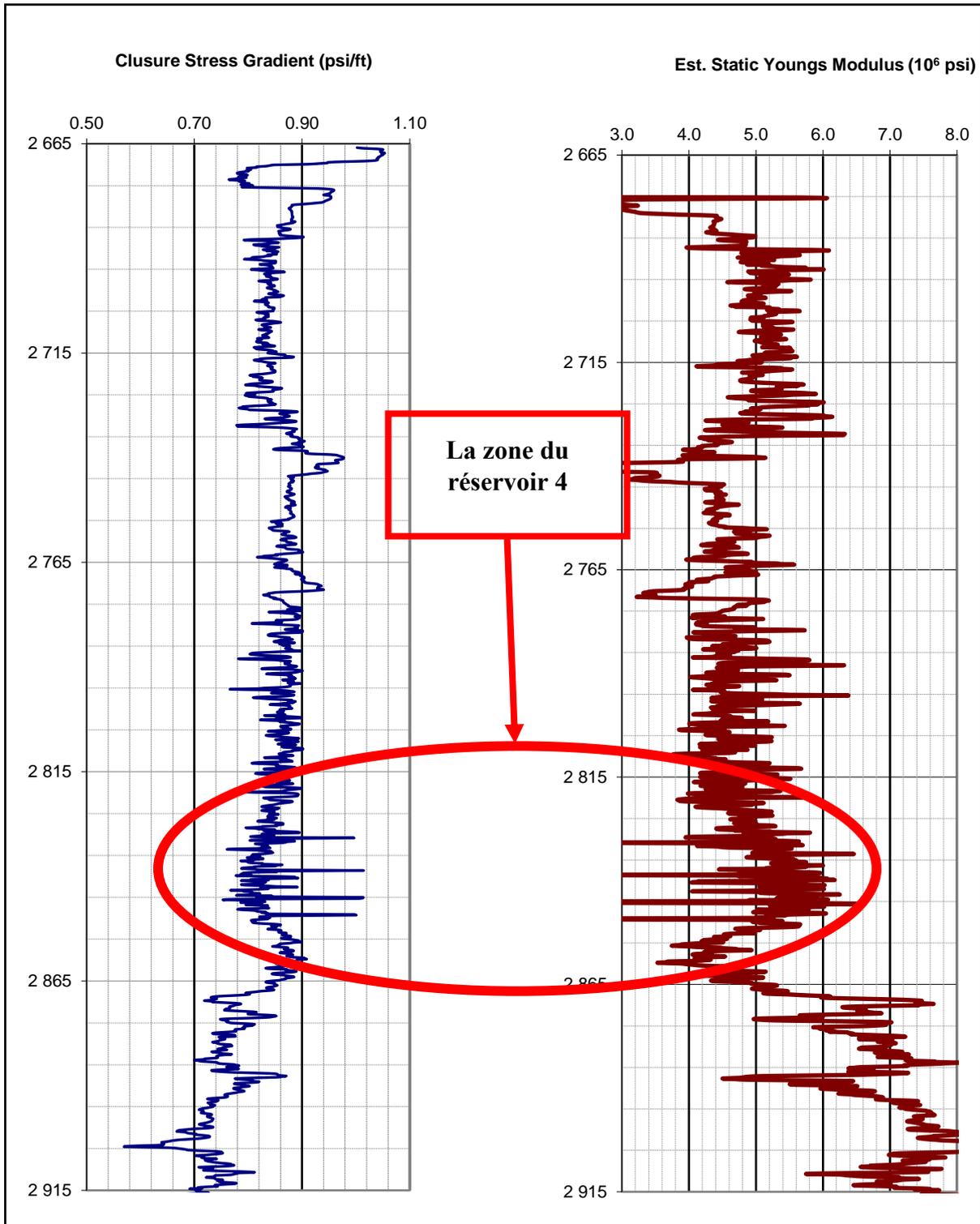


Figure 3-5-les courbes de gradient de stressse et le module de Young statique (EXEL-travaille personnel)

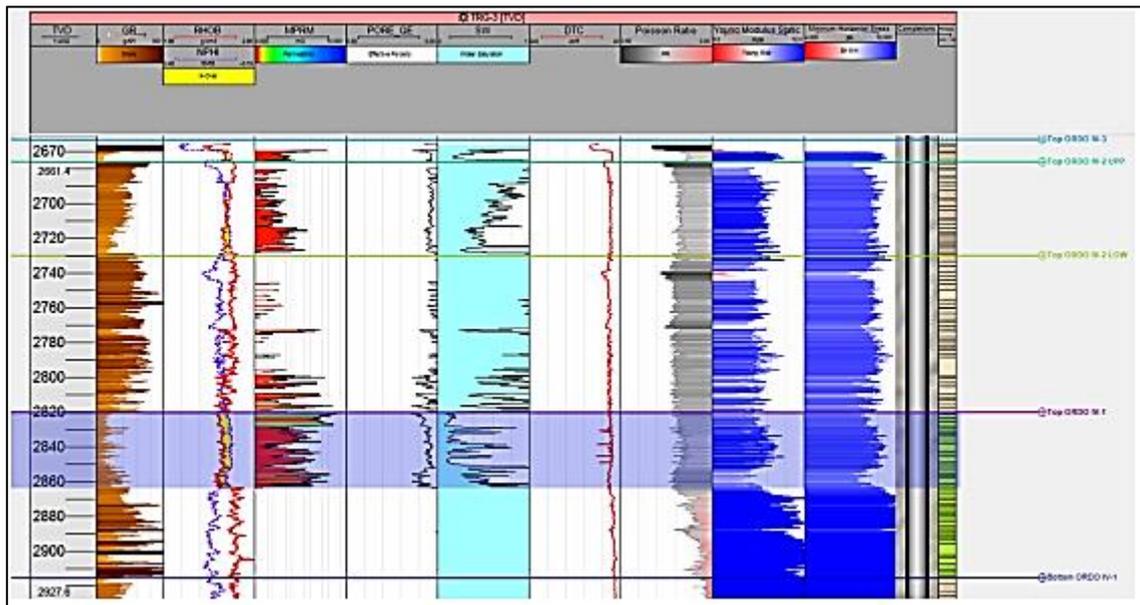


Figure 3-6-Le model géomécanique de TRG-3(Petrel ,2015)

3.3.2.3.Direction des contraintes

Pour le TRG3, l'imagerie UBI n'a pas été effectuée, à défaut, l'imagerie CASTF a été utilisée pour déterminer la direction des contraintes. Par contre, selon le document de sonatrach de 2023, le log d'azimut du trou de forage été utilisé pour obtenir la direction de contrainte maximale, car l'azimut est perpendiculaire à la direction de cette contrainte. L'azimut du trou de forage est compris entre 180° et 252° . Ce qui a donné 3 variantes d'orientation de la contrainte horizontale maximale : **WNW-ESE**, **NW-SE** et **NNW-SSE**. Comme il s'agit d'un puits vertical, l'inclinaison dans le log est de 0.3° , où une rotation de 90° est effectuée pour obtenir la direction de la contrainte horizontale maximale. Cette direction est donc **NNE-SSW**, **NE-SW** et **ENE-WSW**.

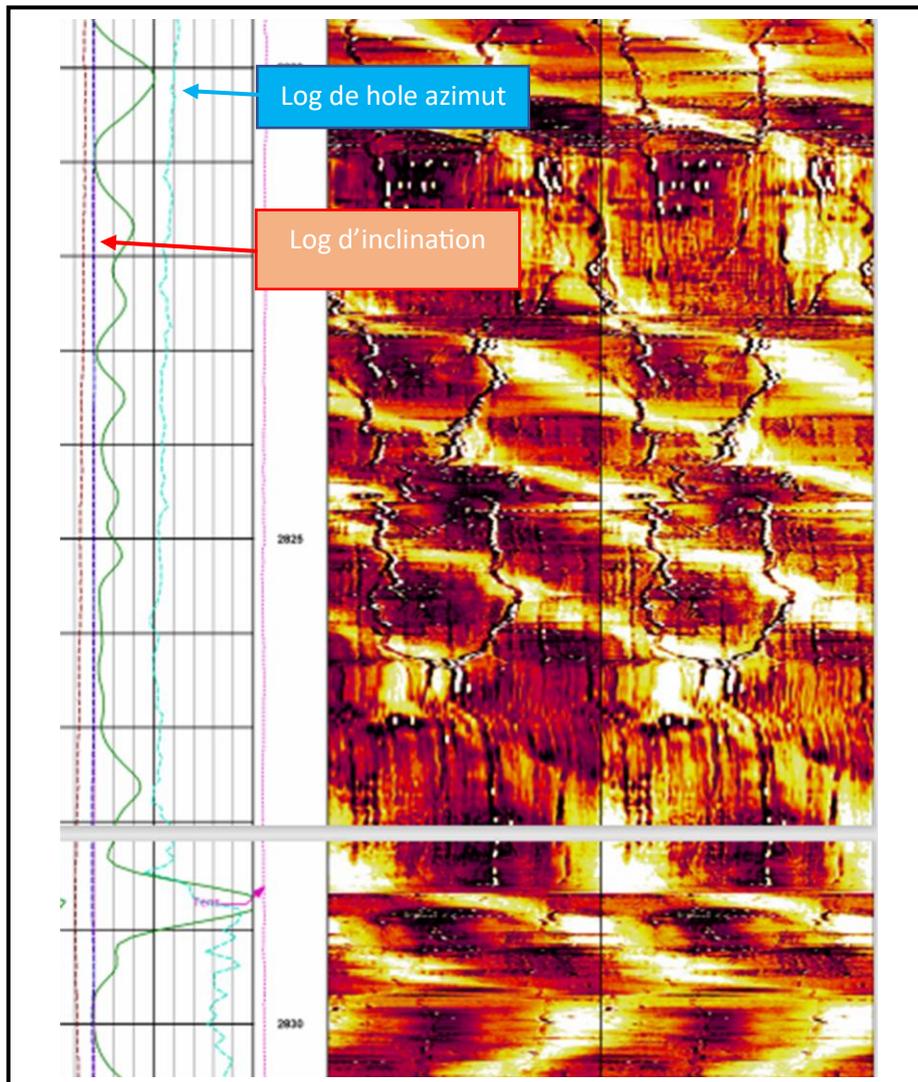


Figure 3-7-Direction de contrainte minimale en se basant sur l'imagerie CASTF (document Sonatrash 2015)

3.3.3. Conclusion partielle

D'après l'étude géomécanique, la structure devient plus claire et plus raisonnable. Cette étude permet d'éliminer le réservoir 6 et de déterminer que :

- L'intervalle de 1820m à 1850m est le plus probable d'être fracturé.
- La direction des contraintes
 - La contrainte horizontale maximale : **NW-SE**
 - La contrainte horizontale minimale : **NE-SW**



Chapitre 07 : Etude de cas

_Opération de la Fracturation hydraulique _



1. Opération de la fracturation hydraulique TRG2

1.1. Perforation

La perforation du puits TRG2 à la hauteur de la zone du stress minimum, se situe dans l'intervalle 2907 m – 2912 m.

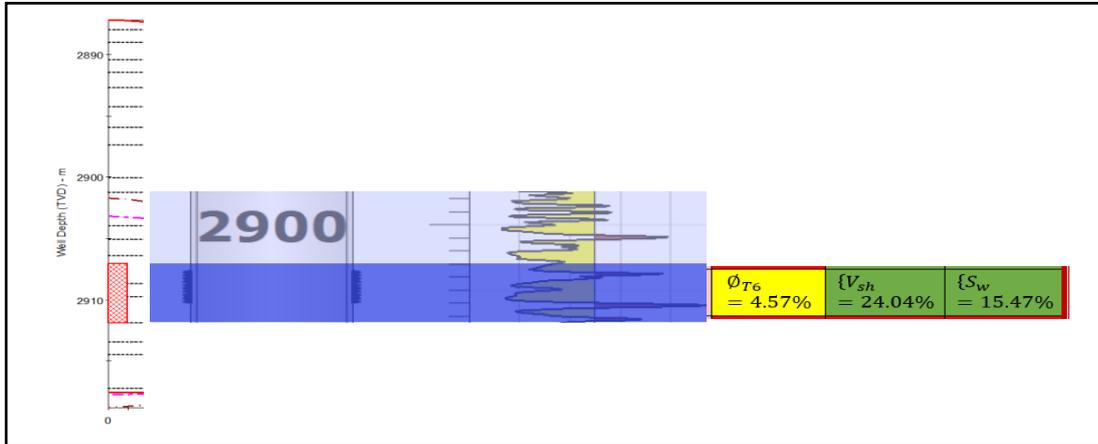


Figure 1-1-Intervalle perforé pour la fracturation hydraulique TRG2 (document schlumberger2023)

1.2. Design FRAC

Le design de la fracturation hydraulique est une étape indispensable dans le processus de fracturation. Par conséquent, *Frac Pro* va permettre d'obtenir un modèle de la géométrie de la fracture qui sera obtenue, ainsi que les volumes de fluides et de proppant à injecter dans la formation.

Les résultats obtenus par le design sont des estimations basées sur des calculs produits par un modèle informatique incluant diverses hypothèses sur le puits, le réservoir et le traitement. Les résultats dépendent des données d'entrée fournies par l'opérateur, des hypothèses et des estimations des données inconnues, qui ne peuvent pas être plus précis que ceux du modèle. La qualité des données d'entrée et d'autres résultats, peut être améliorée grâce à l'utilisation de certains tests de simulation et procédures sélectionnées.

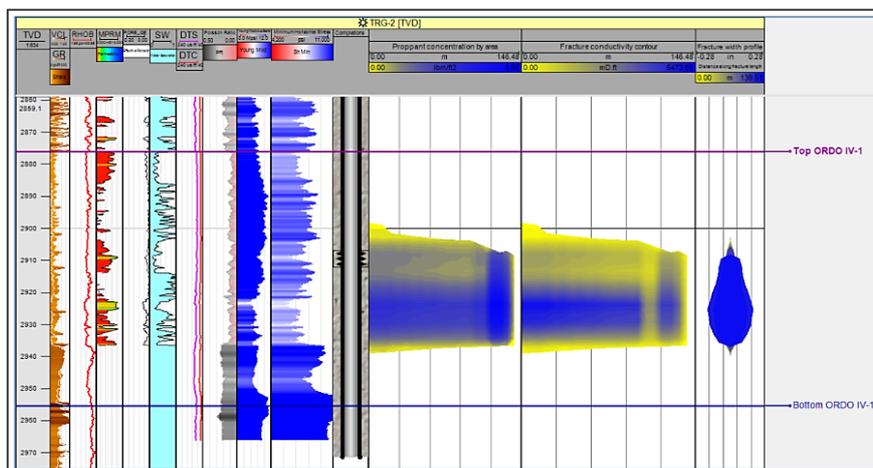


Figure 1-2-Design de la fracturation hydraulique (Petrel, 2015)

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

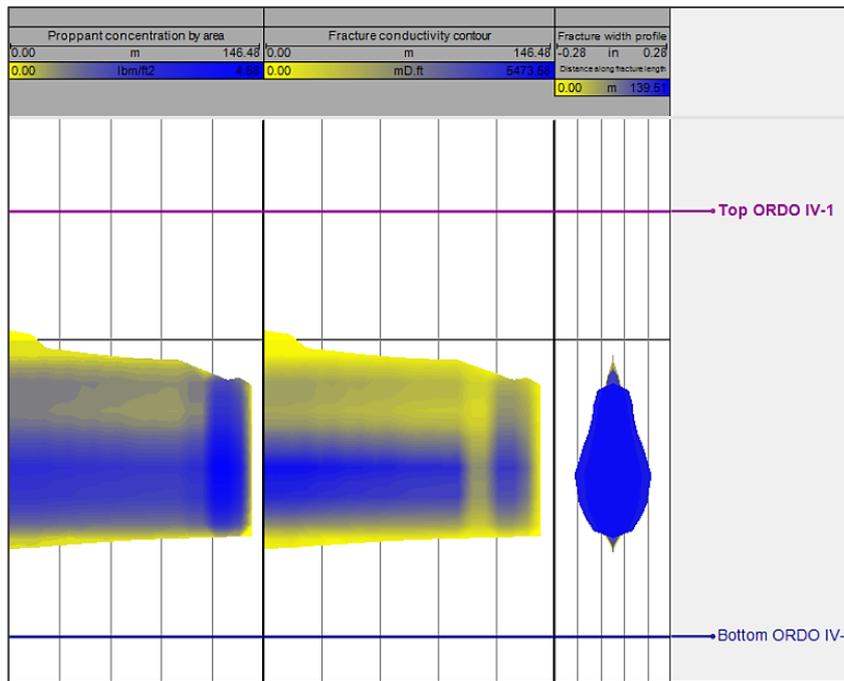


Figure 1-3-. Simulation de la concentration du proppant à l'aide du logiciel Petrel (Schlumberger, 2023)

Et d'après cette simulation, il est possible de tirer les différents paramètres géométriques de la fracture obtenue lors du FRAC :

- La hauteur probable de la fracture : $H_{\text{probable}} = 40,71 \text{ m}$
- La demi-longueur maximale probable : $X_{f \text{ probable}} = 140,18 \text{ m}$
- La largeur probable : $W_{\text{ probable}} = 0,43 \text{ in} = 10,92 \text{ mm}$

La conception proposée est un traitement avec un total de 130 000 lbs de proppant de 30/50 et 20/40 HSP pour UNIT IV-1 à un débit de 30 bpm.

Il est également possible d'obtenir d'autres paramètres tels que le FCD, la pression nette, l'efficacité...etc. (voir le tableau 15).

Tableau 15-Les résultats de la simulation (Petrel2015 , schlumberger2023)

Max Hydraulic Frac Half-Length	140.18 m
EOJ Hydraulic Frac Half-Length	114.69 m
EOJ Hydraulic Height at Well	40.71 m
EOJ Hydraulic Width at Well	0.43 in
Propped Frac Half-Length	139.35 m
Propped Width at Well	0.11 in
Average Propped Width	0.10 in
Average Gel Concentration	889.13 lb/mgal
Effective Conductivity	2008.13 mD.ft
Effective FCD	9.98
EOJ Net Pressure	2658 psi
Efficiency	35%
Max Surface Pressure	5788 psi
Effective Closure Time	49.16 min

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

Autrement dit, le logiciel va nous proposer un modèle complet que l'on peut utiliser avec ces résultats.

1.3. Test d'injectivité (break down test)

La première étape essentielle est l'injection progressive d'eau traitée sous pression contrôlée dans le puits. Cette pression est augmentée graduellement jusqu'à ce que la roche se fracture, ce qui se manifeste par une baisse de pression détectée par le moniteur de surveillance. Cette observation nous permettra d'obtenir une mesure précise de la pression de fermeture de la fracture, offrant ainsi une indication claire de la résistance de la roche à la fracturation hydraulique.

Avant le test de calibration, une injection de rupture sera effectuée avec de l'eau traitée pour identifier la pression de rupture qui est considérée comme la limite supérieure de la fermeture.

Un volume total de 7840 gallons d'eau traitée ont été pompées à partir de la surface, avec un débit maximum de 25.7 barils par minute (bpm) afin d'initier la fracturation. Et dans ce test, on augmente le débit graduellement régulièrement. Au début, on commence par 1.5 bpm, puis 3 bpm, 5.3 bpm, 7.2 bpm, 10 bpm, 13.3 bpm, 15.1 bpm, 19.7 bpm et enfin 25.7 bpm.

Un volume total de 17 996 gallons de YF135HTD sera injecté dans la formation, puis surinondé par un volume supplémentaire de 5 bbl jusqu'au volume de déplacement avec du Gel linéaire. Les résultats obtenus de ce test incluent l'efficacité du fluide, la pression de fermeture et l'identification de tout comportement non idéal. Les propriétés mécaniques de la formation seront calibrées en effectuant une correspondance de pression. Cela permettra de reconfigurer un traitement optimisé.

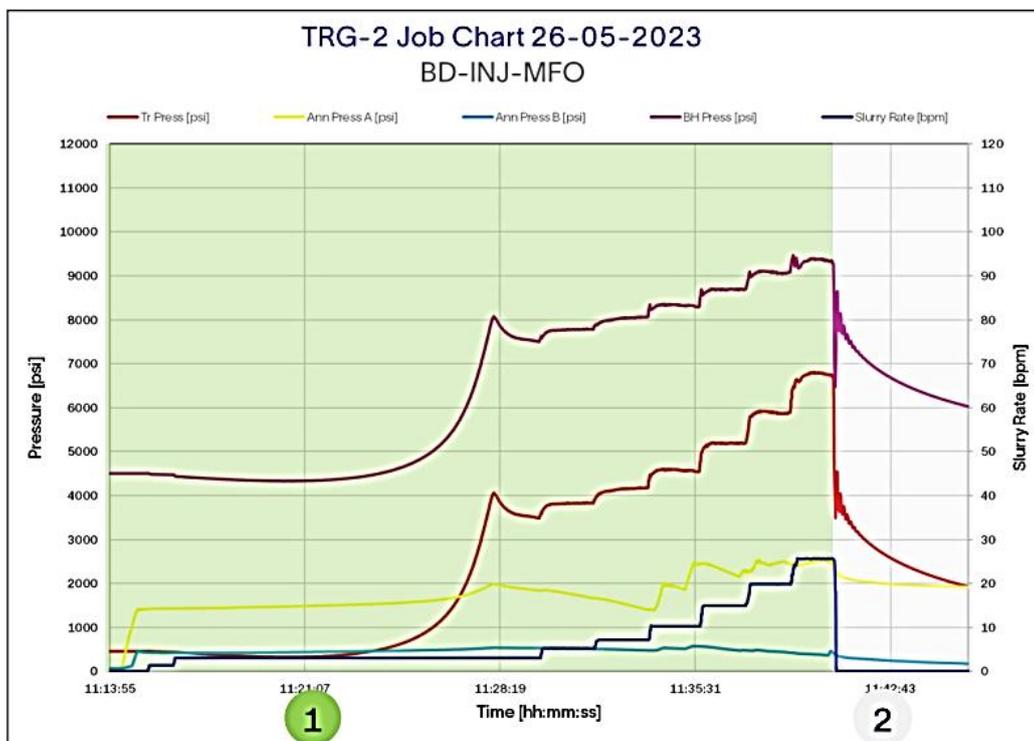


Figure 1-4-Graphique du Break-down & test d'injectivité du puit TRG2 (Schlumberger, 2023)

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

- Les principaux paramètres enregistrés lors du test d'injectivité sont :
 - Pression **maximale** du traitement = 6796 psi = 468.51 Bars
 - Pression **moyenne** du traitement = 4451 psi = 306.85 Bars
 - Pression **minimale** du traitement = 325 psi = 22.40 Bars
 - **la pression de break-down = 4064 psi = 280.17 Bars**
 - Débit maximal de pompage = 25.7 bpm
 - Débit moyen de pompage = 13.6 bpm

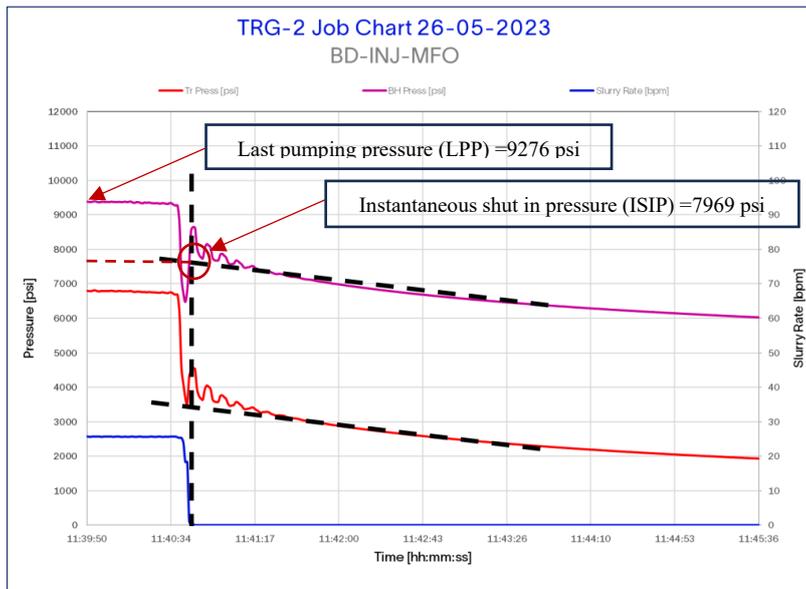


Figure 1-5-Analyse de la fermeture d'injection (Injection Shut-down) - schlumberger2023-

- La pression instantanée de fermeture (ISIP) :
 - BHISIP = 7969 psi, l'équivalent de 549.38 Bars.
 - BHLPP = 9276 psi , l'équivalent de 639.48 Bars.
 - SISIP = 3875 psi , l'équivalent de 267.14 Bars.
 - SLPP = 6704 psi , l'équivalent de 462.17 Bars.

BHISIP : La pression instantanée de fermeture de fond

SISIP : La pression instantanée de fermeture de la surface

ISIP correspond à la pression de fond (BHISIP) ou de la surface (SISIP)

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

➤ La pression de fermeture (CP), la pression nette (P_{nette}) et coefficient d'efficacité de fluide :

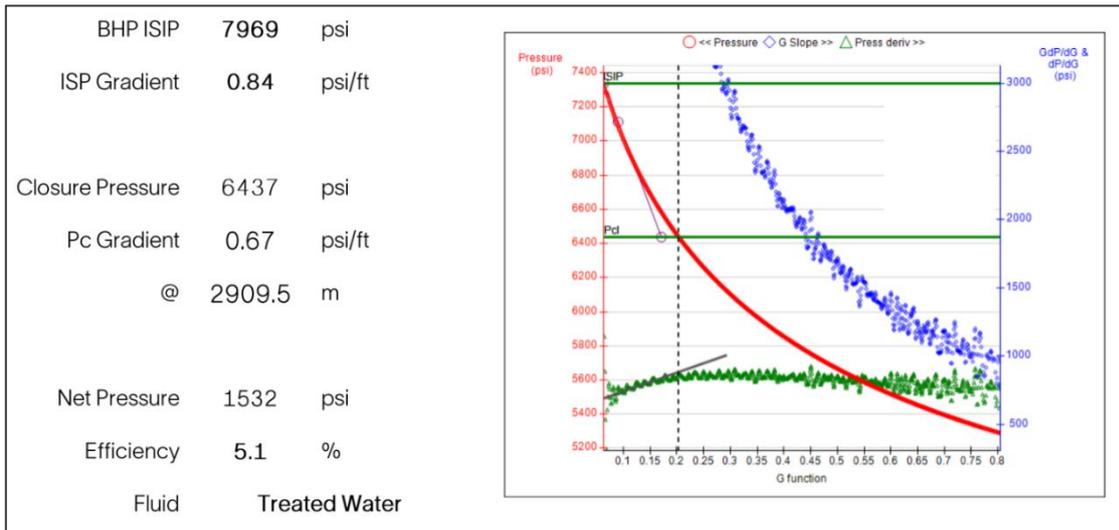


Figure 1-6- Détermination de la pression de fermeture –Pc- dans le cas de l’opération d’injection en utilisant la fonction G de Nolte (Schlumberger, 2023)

Pour cela, on utilise la G-fonction, qui est primordiale pour modéliser le comportement de la fracture et déterminer la pression de fermeture (closure pressure). Autrement dit, elle représente la relation entre la pression de pompage et la géométrie de la fracture en prenant en compte des facteurs comme la perméabilité, la viscosité du fluide, la pression du réservoir, la géométrie de la fracture et la pression de fermeture.

En utilisant FRACPRO et son outil G-fonction, on introduit le BHISIP, les propriétés du fluide injecté (viscosité, densité...etc.), débit d’injection, les paramètres géométriques (profondeur de puit, rayon de puit) ainsi que les propriétés de la roche (coefficient de YOUNG, Coefficient de poisson, perméabilité... etc.), On arrive alors à obtenir le CP (pression de fermeture), comme indiqué précédemment (6437 psi) ainsi que la pression nette (1532 psi).

- CP = 6437 psi, l’équivalent de 443.76 Bars.
- P_{nette} = BHISIP-CP = 7969-6437 =1532 psi, l’équivalent de 105.61Bars.
- Efficacité de fluide =5.1%

La pression de fermeture est calculée en utilisant la méthode de la fonction G de Nolte en utilisant les formules suivantes :

$$G(\Delta_{tD}) = \frac{16}{3\pi} [(1 + \Delta_{tD})^{\frac{3}{2}} - \Delta_{tD}^{\frac{3}{2}} - 1]$$

Tels que :

$$\Delta_{tD} = \frac{\text{Shutin Time}}{\text{pumping time}} = \frac{\Delta t}{tp}$$

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

1.4. Data FRAC

- 1-Pompage du Pre-Pad (1631 gals de WF135 linear gel) à 39.2 bbl (17.1 bbl/min).
- 2-Pompage du Pad (17696 gals de YF135HTD) à 428.6 bbl (30.1 bbl/min).
- 3-Chasse du Pad avec 6640 gals de WF135 linear gel à 157.6 bbl (30.1 bbl/min).
- 4-Arrêt du pompage et enregistrement du déclin de pression.
- 5-Fermeture du puits.

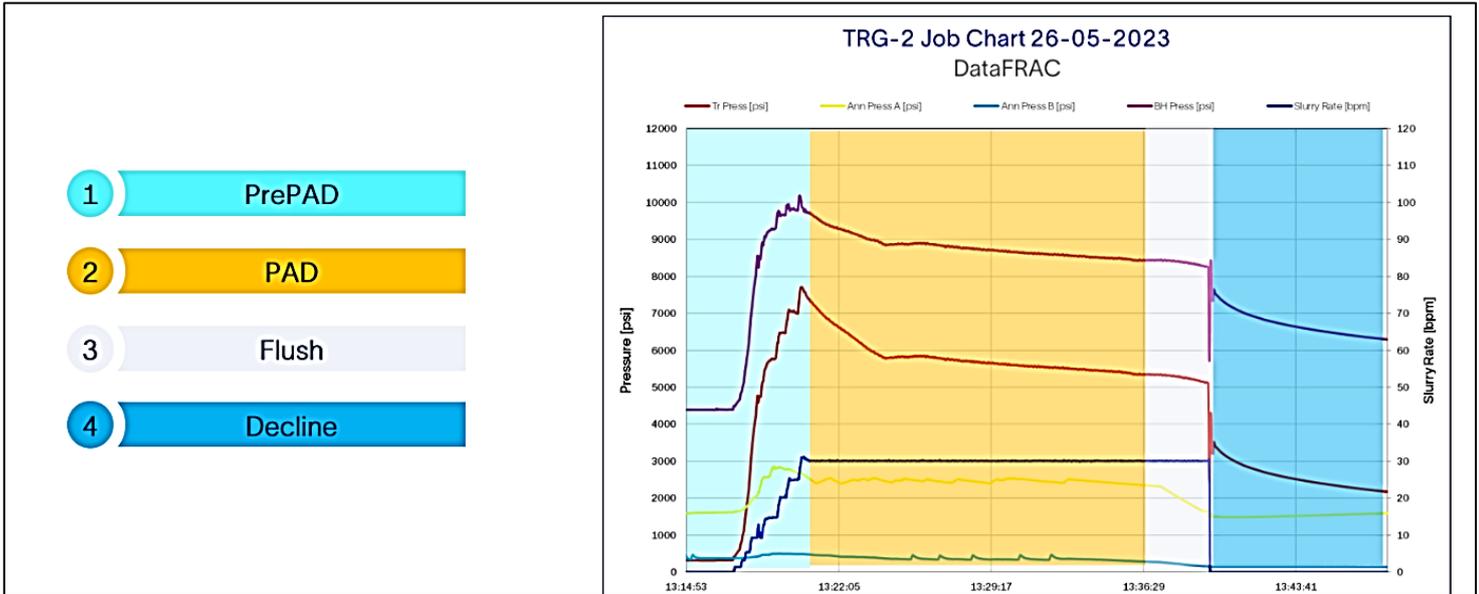


Figure 1-7-Graphique du Data frac du puit TRG2-DATA FRAC JOB CHART- (Schlumberger, 2023)

Le but principal de l'analyse des données de fracturation (frac data analysis) est de déterminer la pression de fermeture (closure pressure, CP) passant par le mesure de la pression de pompage finale (LPP, Last Pumping Pressure) et la pression instantanée de la fermeture (ISIP).

La pression de fermeture (CP) est la pression minimale qu'il faut dépasser pour maintenir les fractures ouvertes après l'arrêt du pompage. C'est donc la valeur la plus importante à déterminer car elle indique la pression nécessaire pour assurer une bonne production de gaz.

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

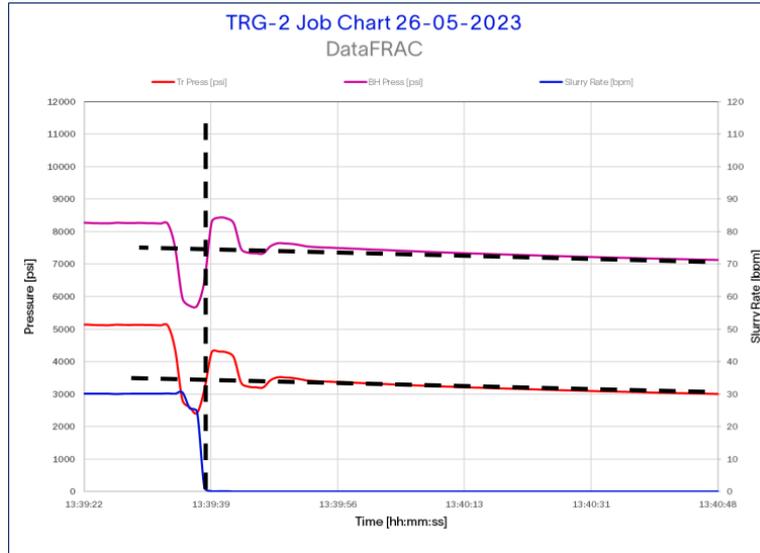


Figure 1-8- Analyse de la fermeture du data frac -schlumberger2023-

➤ La pression instantanée de fermeture :

- BHISIP = 7478 psi, l'équivalent de 515.53 Bars.
- BHLPP = 8257 psi, l'équivalent de 569.23 Bars.
- SISIP = 3344 psi, l'équivalent de 230.53 Bars.
- SLPP = 5139 psi, l'équivalent de 302.89 Bars.

Tableau 16-Mesure et calcul des différentes pressions exercées dans le puit TRG-2 (Schlumberger 2023)

Pressure Parameter		Pressure Value [psi]
Surface	Last Pumping Pressure	5139
	Instantaneous Shut in Pressure	3344
Bottom Hole	Last Pumping Pressure	8257
	Instantaneous Shut in Pressure	7468
Frictions	Total Friction with Crosslinked Gel @30 bpm	1795
	Calculated NWF (Near wellbore friction)	789
	Tubing Friction	1006

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

➤ La pression de fermeture (CP), la pression nette (P_{nette}) et coefficient d'efficacité de fluide :

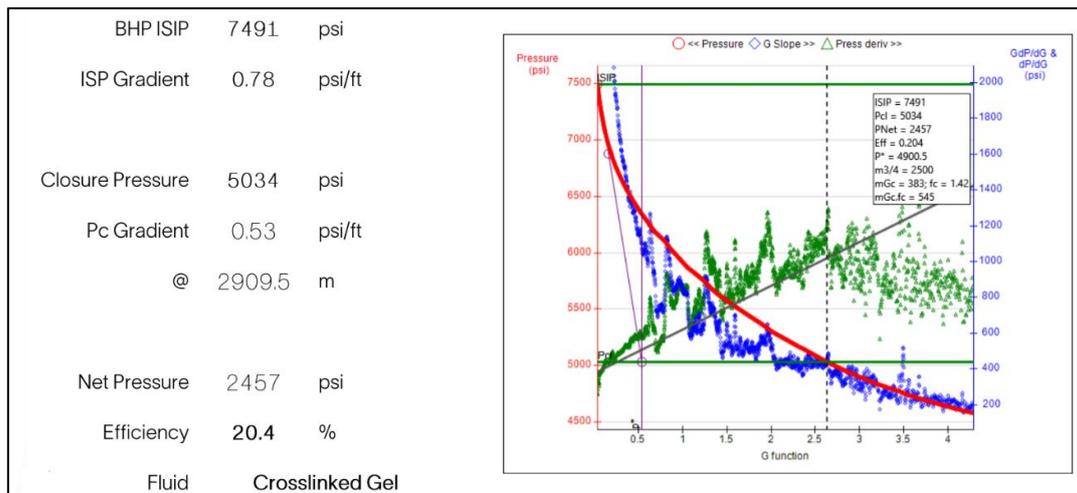


Figure 1-9-Détermination de la pression de fermeture –Pc- dans le cas de l’opération data-FRAC, en utilisant la fonction G de Nolte (Schlumberger, 2023)

- CP = 5034 psi, l'équivalent de 347.04 Bars.
- P_{nette} = ISIP-CP = 7491-5034 = 2457 psi , l'équivalent de 169.3 Bars.
- Coefficient d'efficacité = $\frac{G(\Delta t_c)}{G(\Delta t_c)+2} = \frac{\left(\frac{2.6}{60}\right)}{\left(\frac{2.6}{60}\right)+2} = 20.4\%$

Ces données (pression de fermeture, pression nette, coefficient d'efficacité de fluide...etc.) sont nécessaire pour déterminer la pression d'injection optimale pour ouvrir la fracture et éviter la fracturation non contrôlée, prévoir la conductivité des fractures, évaluer les risques de fuite de fluide.

1.5. Post FRAC – Thermolog

Lors d'une fracturation hydraulique, un fluide est injecté à haute pression dans un puits de forage pour créer des fractures dans la roche. Ces fractures permettent au gaz naturel ou au pétrole de s'écouler du réservoir rocheux vers le puits.

Pendant le processus de fracturation, la température du fluide diminue à mesure qu'il se propage à travers la roche. Cela est dû à un certain nombre de facteurs, notamment :

- Expansion du fluide : Lorsque le fluide est injecté dans la roche, il se dilate et se refroidit.
- Transfert de chaleur : Le fluide absorbe la chaleur de la roche, ce qui le refroidit encore plus.
- Effet *Joule-Thomson* : L'expansion du fluide réduit sa température en raison de l'effet *Joule-Thomson*.

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

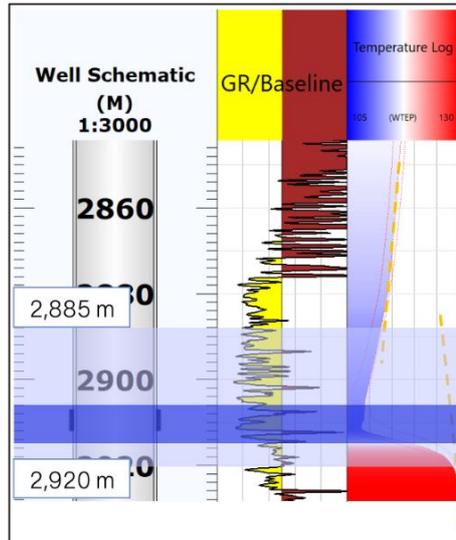


Figure 1-10-Données post-fracturation du Thermolog (Données : SONATRACH 2023)

La diagraphie de température a montré un refroidissement de 2885 à 2920 m. Le refroidissement se situe devant la perforation et la hauteur de fracture est estimée à 35 m.

$$H_0 = 35 \text{ m}$$

Pour évaluer la performance de la fracture et l'efficacité de la fracturation hydraulique, on utilise DATAFRAC pressure match, afin - de déterminer la taille et la conductivité de la fracture et -d'identifier les zones de la formation qui ont été les plus affectées.

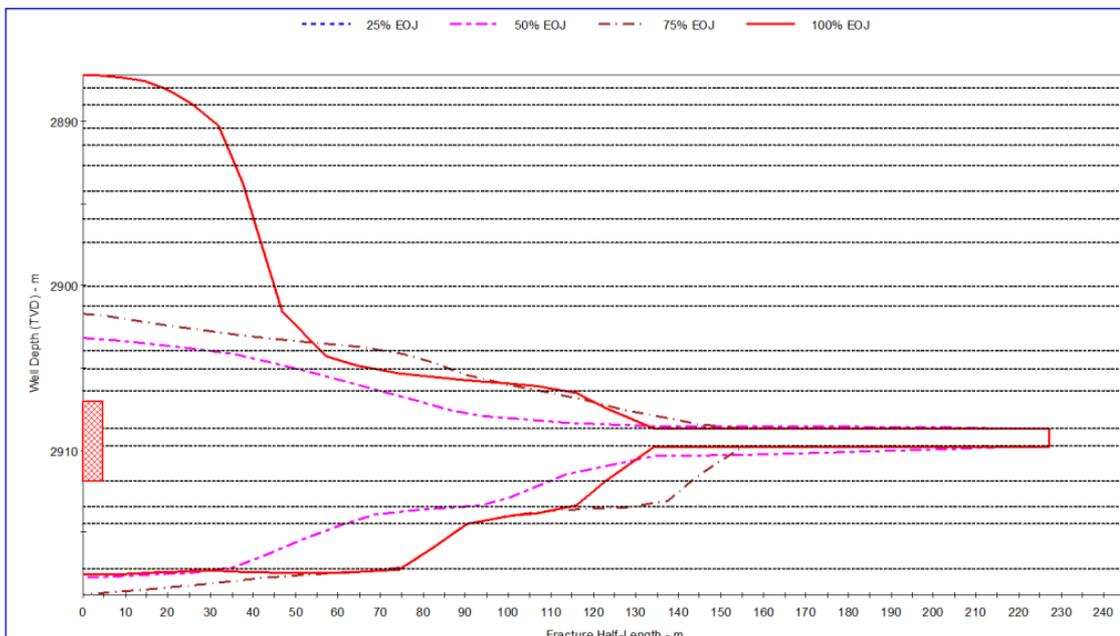


Figure 1-11-Ajustement de la géométrie de fracture entre les résultats de fracturation et la géométrie de fracture souhaitée(Schlumberger2023)

$$\bullet \text{ La demi-longueur mini frac désirée} = X_{f0} = 225 \text{ m}$$

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

Résumant tous les résultats obtenus :

- Test d'injection : Le test d'injection a montré la capacité d'atteindre un débit de 25 bpm avec une pression de surface de 6 800 psi en utilisant de l'eau traitée.
- Frottements au voisinage du puits : Les frottements au voisinage du puits représentent 46 % des frottements totaux.
- Analyse de la déclinaison (test d'injection) : L'analyse de la déclinaison du test d'injection a montré une fermeture de 6 437 psi, une pression nette estimée à 1 532 psi avec une efficacité de fluide de 5,1 % en utilisant de l'eau traitée.
- Analyse de la déclinaison (test de calibration) : L'analyse de la déclinaison du test de calibration a montré une fermeture de 5 034 psi, une pression nette estimée à 2 457 psi avec une efficacité de fluide de 20,4 % en utilisant du gel réticulé.
- Enregistrement de température : L'enregistrement de température a montré un refroidissement à partir de 2 885 m jusqu'à 2 920 m.
- Refroidissement : Le refroidissement se produit devant la perforation.
- Pression nette : La pression nette observée est de 2 400 psi, ce qui indique une fracture confinée.
- Efficacité : L'efficacité est de 20 %, ce qui correspond à l'efficacité d'un grès.

1.6. Reconcevoir du modèle de fracturation (Redesign frac)

Après le test de data frac et l'estimation des différents paramètres de la fracturation, et après avoir lié la fracture désirée (souhaitée) et la fracture du data frac, on a réussi à faire un nouveau modèle, plus adéquat et plus performant que le design préliminaire.

Grâce à l'introduction des résultats de data frac obtenus, Frac-Pro fournit un modèle optimal entre le design préliminaire et les résultats de data frac, le tout dans le but d'optimiser les résultats

Tableau 17-Reconception du calendrier de traitement

Step Name	Treatment Type	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Name	Gel Conc. lb/mgal	Fluid Volume gal	Prop. #	Prop. Conc. PPA	Prop. Mass lb	Slurry Volume bbl	Pump Time min
Pad	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	18000	0	0.00	0	428.6	10.7
1.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	7500	3	1.00	7500	184.4	4.6
2.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	7500	3	2.00	15000	190.2	4.8
3.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	4000	3	3.00	12000	104.5	2.6
4.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	3500	3	4.00	14000	94.2	2.4
4.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	3500	1	4.00	14000	94.4	2.4
5.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	3500	1	5.00	17500	97.1	2.4
6.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	3500	1	6.00	21000	99.9	2.5
Flush	Propped Fracture	0.0	1	WF130	30.2	0	0	0.00	0	0.0	0.0

Total Fluid Volume:	51000 gal	Total Proppant Mass:	101000 lb
Total Slurry Volume:	1293.2 bbl	Total Pump Time:	32.3 min
% PAD Clean:	35.3	% PAD Dirty:	33.1

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

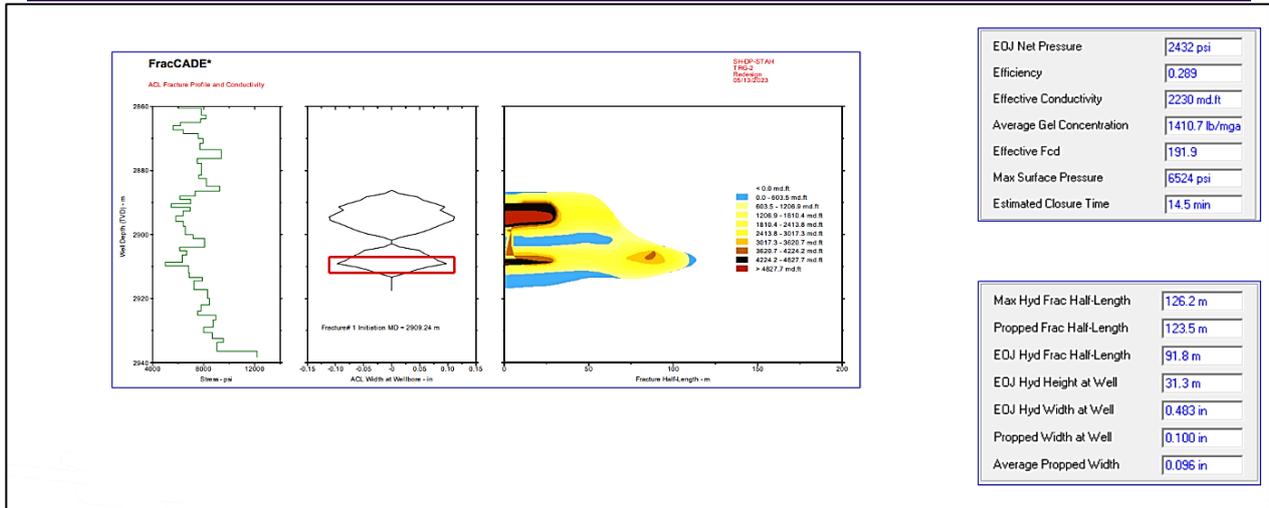


Figure 1-12-Fractures engendrées : géométrie et conductivité (FRAC-PRO , Document Schlumberger, 2023)

1.7. Main FRAC

- 1-Pompage du Pre-Pad (2889 gals de WF135 linear gel) à 26.3 bbl/min.
- 2- Pompage du Pad (17997gals du YF135HTD ; Crosslinked Gel) à 40 bbl/min.
- 3- Pompage de 7510 gals de YF135HTD à 40.1 bpm avec les proppants 30/50 HSP (7239 lbs)
- 4- Pompage de 7511 gals de YF135HTD à 40.1 bpm avec les proppants 30/50 HSP(14720lbs)
- 5- Pompage de 4011 gals de YF135HTD à 40 bpm avec les proppants 30/50 HSP(11729 lbs)
- 6- Pompage de 1889 gals de YF135HTD à 40 bpm avec les proppants 30/50 HSP(9061 lbs)
- 5- Chasse du crosslinked Gel avec 2984 gals de WF135 linear gel.
- 6- Arrêt du pompage, fermeture du puits et purge des annulaires.
- 7-. Surveillance et enregistrement du déclin de la pression.La quantité totale de proppant placé dans la formation est de 42 749lbs (l'équivalent de 19.237 tonnes).

As Measured Pump Schedule										
Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Max Prop Conc (PPA)	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	INJ-BD	185.3	17.5	16.9	Treated Water	7791		0	0	0
2	PrePad	69.4	26.3	4.2	WF135	2889		0	0	0
3	Pad	428.6	40	10.7	YF135HTD	17997		0	0	0
4	1.0 PPA	186.5	40.1	4.7	YF135HTD	7510	30/50 HSP	1	1	7239
5	2.0 PPA	194.4	40.1	4.9	YF135HTD	7511	30/50 HSP	2	2	14720
6	3.0 PPA	107.9	40	2.7	YF135HTD	4011	30/50 HSP	3	3	11729
7	4.0 PPA	52.6	40	1.3	YF135HTD	1889	30/50 HSP	4	4	9061
8	Flush	71.8	36.4	2	WF135	2984	20/40 HSP	0	0	0

Figure 1-13-le programme de pompage mesuré (Document Schlumberger,2023)

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

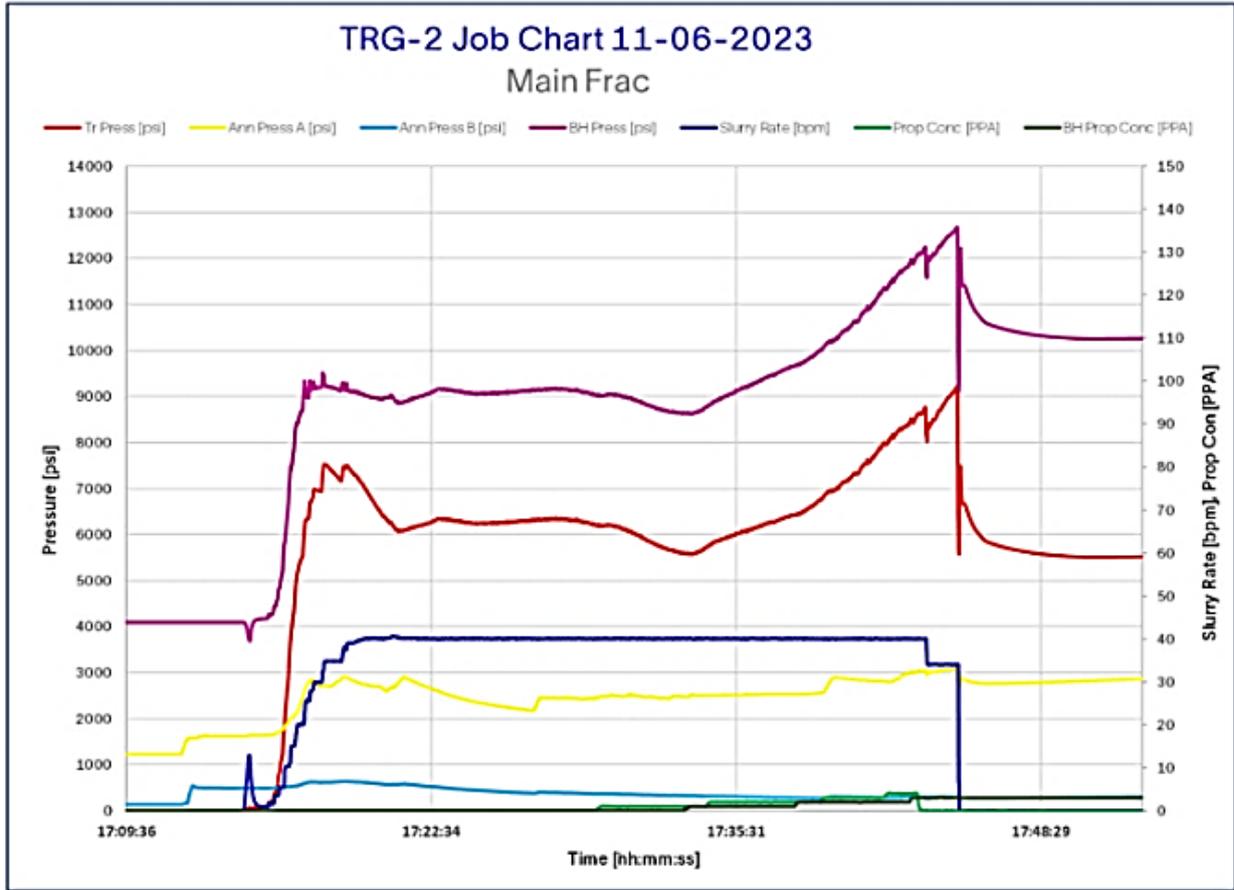


Figure 1-14-Graphique du main frac du puit TRG2 (Schlumberger, 2023)

Stage Pressures & Rates						
Step #	Step Name	Average Slurry Rate (bbl/min)	Maximum Slurry Rate (bbl/min)	Average Treating Pressure (psi)	Maximum Treating Pressure (psi)	Minimum Treating Pressure (psi)
1	INJ-BD	17.5	25.1	4574	6157	0
2	PrePad	26.3	34.8	5952	7508	-2
3	Pad	40.0	40.6	6398	7482	6083
4	1.0 PPA	40.1	40.1	5895	6225	5575
5	2.0 PPA	40.1	40.1	6171	6671	5656
6	3.0 PPA	40.0	40.1	7216	7851	6673
7	4.0 PPA	40.0	40.1	8160	8442	7865
8	Flush	36.4	40.1	8684	9150	119

Figure 1-15-Selon le programme de pompage mesuré - pressions et débits d'étage – (Schlumberger ,2023)

1.8. Conclusion partielle -TRG2-

D'après les résultats obtenus par la simulation de fracturation hydraulique, les tests d'injection et le mini-frac, nous avons réussi à obtenir un modèle approximatif de la réalité qu'on peut utiliser pour le "main-frac". En appliquant ces résultats, on a réussi à augmenter le débit du niveau de production par l'amélioration de la perméabilité.

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

Après avoir effectué un test DST, nous avons constaté une augmentation du niveau de la production de **64.58 m³/minute**, ce qui est un résultat satisfaisant par rapport au niveau de la production de celui d'avant la fracturation hydraulique. En général, il s'agit d'une bonne amélioration du niveau de la production, ce qui laisse juger la réussite du test.

2. Opération de la fracturation hydraulique TRG3

2.1. Déroulement de l'opération

Le déroulement d'une opération de fracturation hydraulique passe par plusieurs étapes :

- a- Désigne FRAC
- b- Test d'injectivité (Breakdown Test).
- c- Data Frac (Mini frac).
- d- Thermométrie.
- e- Traitement Principal (Main Frac).

2.2. La zone choisie pour la perforation

La perforation du puits TRG-3 au droit de la zone de stress minimum, se situe sur l'intervalle 2820 – 2830m

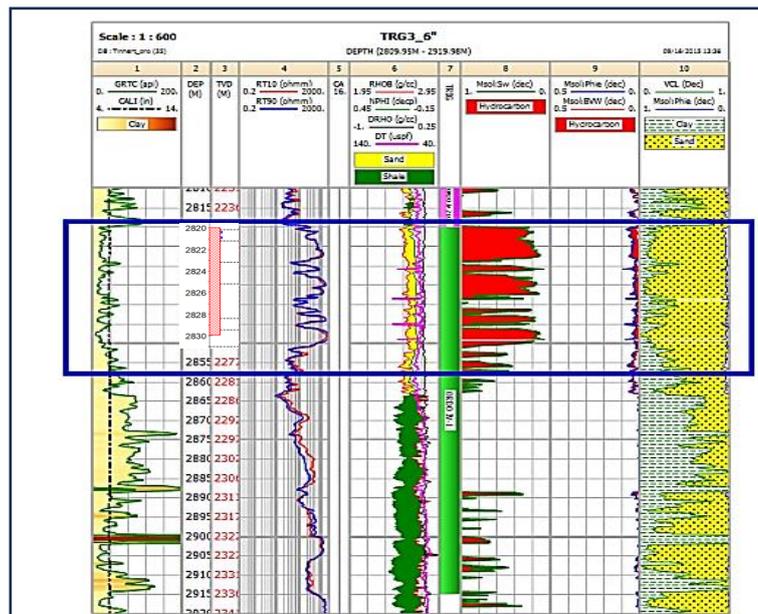


Figure 2-1-Intervalle perforé pour la fracturation hydraulique TRG3 (document schlumberger2023)

2.3. Design frac

Ce design a été réalisé à l'aide d'une simulation du réservoir dans le logiciel Petrel 2015. La simulation a été effectuée en introduisant toutes les données du réservoir (données pétrophysiques et géomécaniques), ainsi que le régime de traitement.

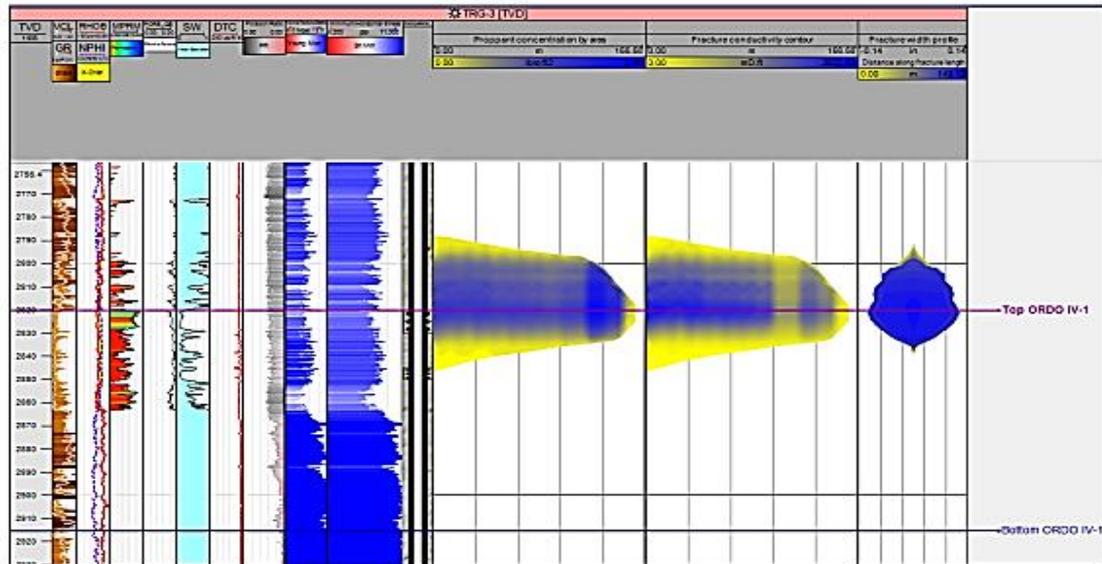


Figure 2-2-Design de la fracturation hydraulique et Simulation de la concentration du proppant à l'aide du logiciel Petrel (Schlumberger, 2023)

Et d'après cette simulation, il est possible de tirer les différents paramètres géométriques de la fracture obtenue lors du FRAC :

- ✓ La hauteur probable de la fracture : $H_{\text{probable}} = 58.76 \text{ m}$
- ✓ La demi-longueur maximale probable : $X_{f\text{ probable}} = 152.47 \text{ m}$
- ✓ La largeur probable : $W_{\text{ probable}} = 0.35 \text{ in} = 8.89\text{mm}$

Tableau 18-Les résultats de la simulation (SLB, 2023)

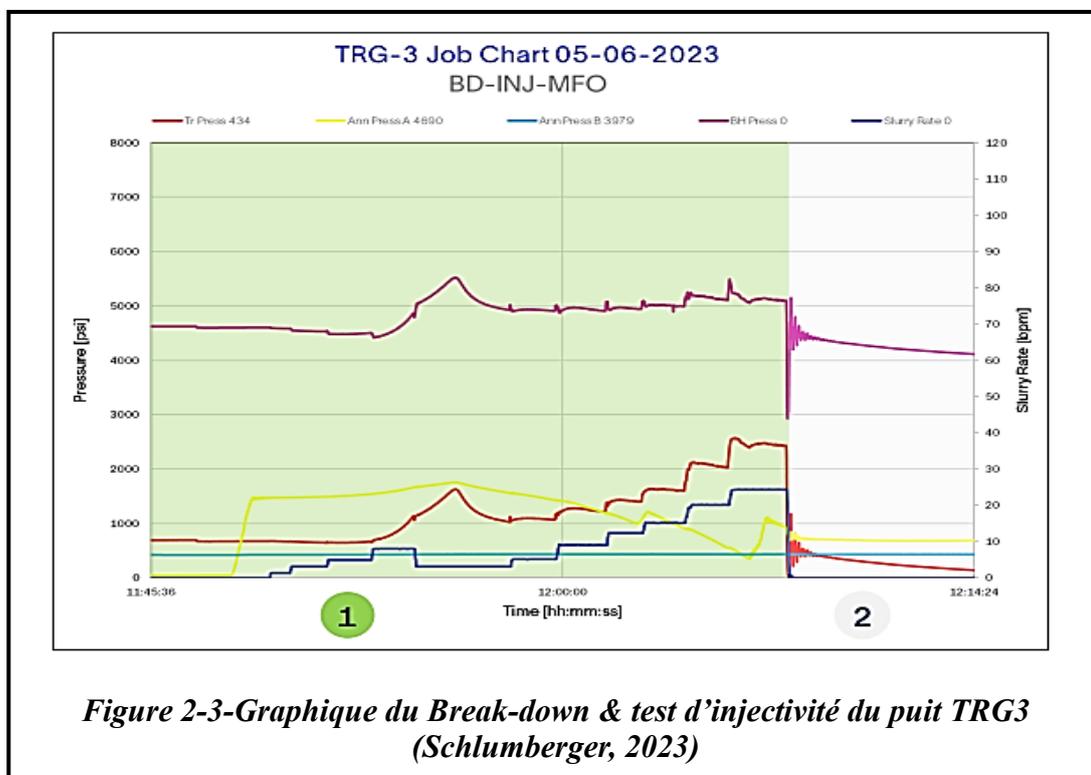
Max Hydraulic Frac Half-Length	152.47 m
EOJ Hydraulic Frac Half-Length	110.89 m
EOJ Hydraulic Height at Well	58.76 m
EOJ Hydraulic Width at Well	0.35 in
Propped Frac Half-Length	149.00 m
Propped Width at Well	0.08 in
Average Propped Width	0.07 in
Average Gel Concentration	1092.76 lb/mgal
Effective Conductivity	2909.09 mD.ft
Effective FCD	3.36
EOJ Net Pressure	1626 psi
Efficiency	0,33
Max Surface Pressure	5794 psi
Effective Closure Time	36.00 min

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

2.4. Test d'injectivité

Un volume total de PAD de 20 000 gallons de YF135HTD sera injecté dans la formation, puis rincé avec 5 barils supplémentaires au volume de déplacement avec du gel linéaire. Les résultats obtenus de ce test incluent l'efficacité du fluide, la pression de fermeture et l'identification de tout comportement non idéal. Les propriétés mécaniques de la formation seront calibrées en effectuant une correspondance de pression. Cela permettra de redéfinir un traitement optimisé.

Une injection de rupture sera effectuée avec de l'eau traitée pour identifier la pression de rupture, considérée comme la limite supérieure de la fermeture. Ce test est débuté par le pompage de la phase de rupture à un débit minimum de 1.5 bpm, puis on a une augmentation du débit de pompage à 3,5 - 5,4 - 8,2 bpm, la rupture observée à 1 648 psi en surface a un débit de 3.2 bpm. Ensuite on a une augmentation progressive du débit jusqu'à 25bpm.



➤ À la surface (de traitement) :

- Dernière pression de pompage SLPP : 2465 psi = 169.93 Bars.
- Pression d'arrêt instantanée SISIP : 467 psi = 32.19 Bars.
- La pression de rupture : 1 648 psi = 113.61 Bars.

➤ Bottom Hole :

- Dernière pression de pompage BHLPP : 5086 psi = 350.62 Bars.
- Pression d'arrêt instantanée BHPISIP : 4445 psi = 306.43 Bars.

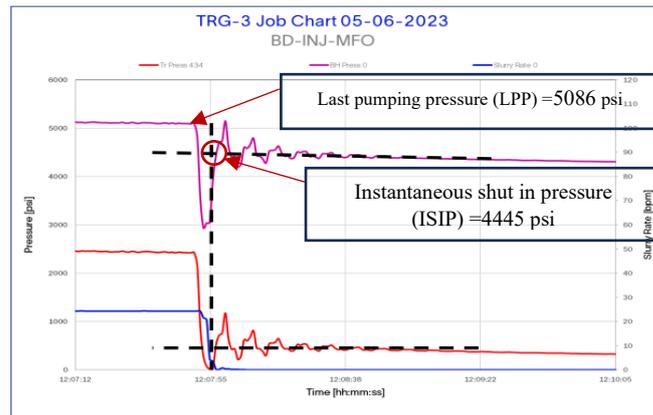


Figure 2-4-Analyse de la fermeture d'injection (Injection Shut-down) (schlumberger, 2023)

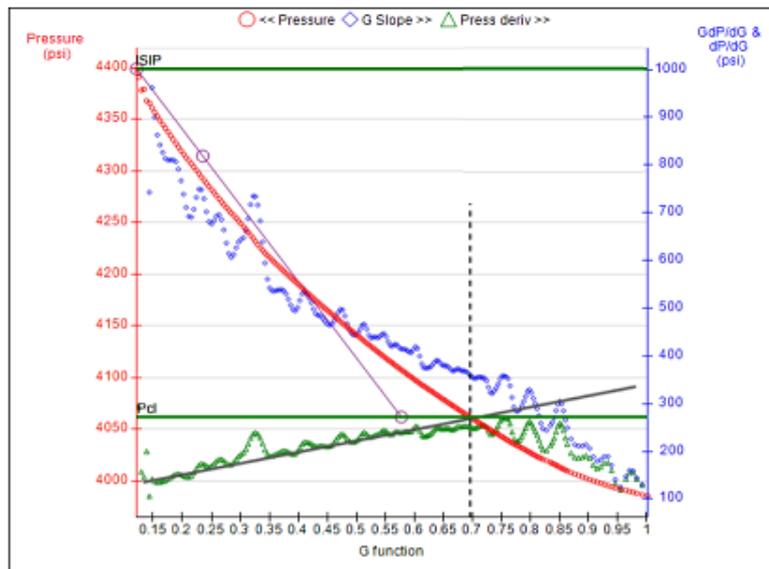


Figure 2-5-Détermination de la pression de fermeture –Pc- dans le cas de l'opération d'injection en utilisant la fonction G de Nolte (Schlumberger, 2023)

Pression de fermeture

- CP : 4062 psi = 280.03 Bars (déterminer par le logiciel).

Pression net :

- $PN = BHP_{ISIP} - CP$
- $PN = 4445 - 4062 = 383 \text{ psi} = 26.40 \text{ Bars}$

Tableau 19-un résumé des résultats de la méthode fonction-G –test d’injectivité (SLB, 2023)

résultats de la méthode de G-fonction de test d’injective			
Pression de fermeture [Psi]	gradient de fermeture	Pression net [Psi]	Efficacité de fluide
4062	0.44	383	5.2%

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

2.5.Data-FRAC (Mini Frac)

Un volume total de 20 000 gallons de PAD (YF135HTD) sera injecté dans la formation, puis rincé avec des barils supplémentaires jusqu'au volume du déplacement avec du gel linéaire.

Les résultats obtenus de ce test incluent - l'efficacité du fluide, - la pression de fermeture et - l'identification de tout comportement non idéal. Les propriétés mécaniques de la formation seront calibrées en effectuant une correspondance de pression. Cela permettra de redessiner un traitement optimisé.

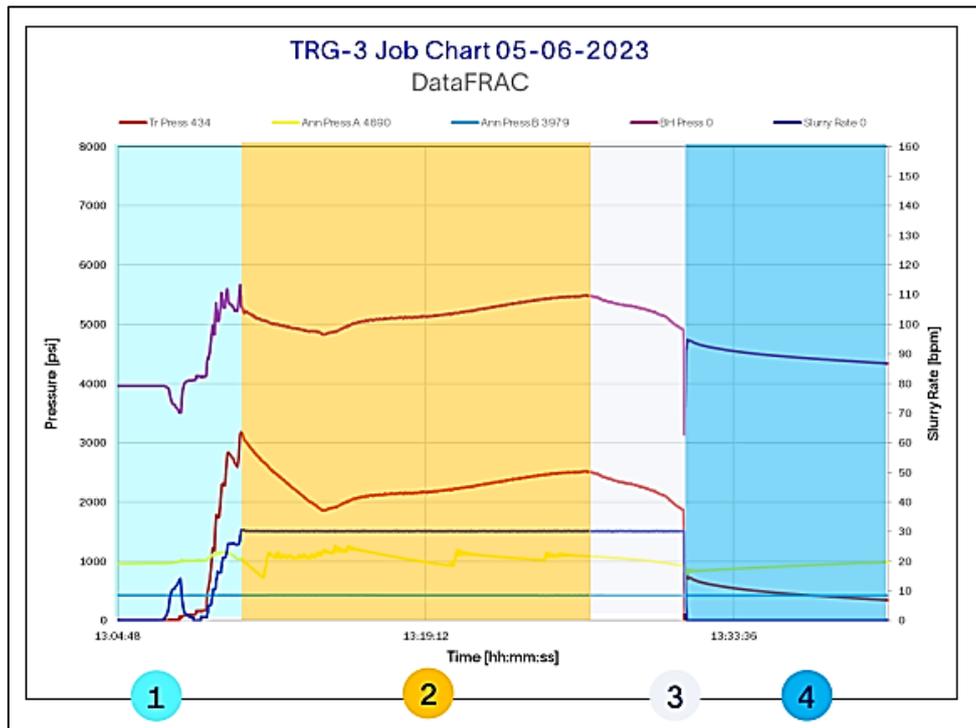


Figure 2-6-Graphique du Data frac du puit TRG3-DATA FRAC JOB CHART- (Schlumberger, 2023)

➤ **À la surface :**

- Dernière pression de pompage SLPP : 1880 psi = 129.60 Bars.
- Pression d'arrêt instantanée SISIP : 682 psi = 47.017 Bars.

➤ **Bottom hole :**

- Dernière pression de pompage BHLPP : 4904 psi = 338.08 Bars.
- Pression d'arrêt instantanée BHPISIP : 4697 psi = 323.81 Bars.

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

La pression de fermeture (CP)

- CP : 4121 psi = 284.10 Bars.

Pression net :

- $PN = BHP\ ISIP - CP$
- $PN = 4697 - 4121 = 633\ psi$
= 46.63 Bars



Figure 2-7-Analyse de la fermeture du data frac (schlumberger2023)

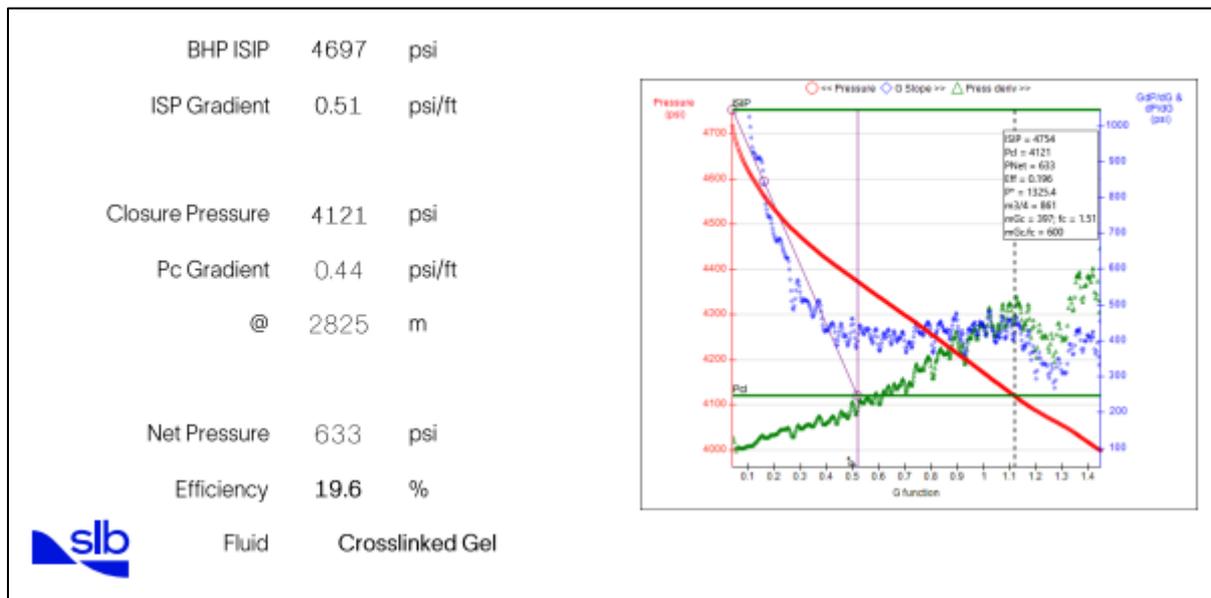


Figure 2-8-Détermination de la pression de fermeture –Pc- dans le cas de l’opération data-FRAC, en utilisant la fonction G de Nolte (SLB, 2023)

Tableau 20- un résumé des résultats de la méthode fonction-G –Data FRAC-

résultats de la méthode de G-fonction de test d’injective			
Pression de fermeture [Psi]	gradient de fermeture	Pression net [Psi]	Efficacité de fluide
4121	0.44	633	19.6%

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

2.6. Post- DataFRAC Thermolog

Le log de température est utilisé pour déterminer la longueur de notre fracture.

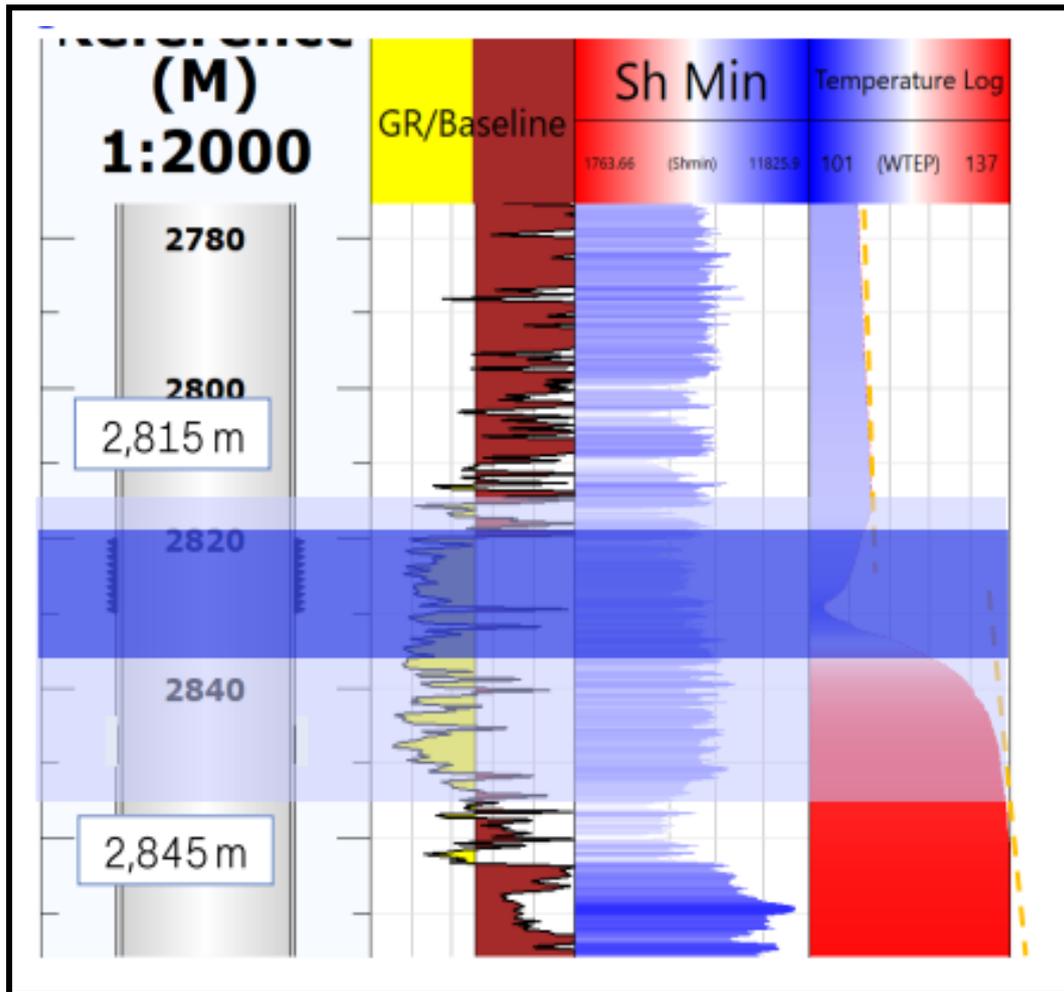


Figure 2-9-Données post-fracturation du Thermolog TRG3 (SONATRACH 2023)

- ✓ Il est à noter que le log de température -fig.2.9 - indique une baisse entre 2815m et 2845m de profondeur, ce qui suggère que la hauteur de la fracture est de 30m.
- ✓ La perforation se trouve en face de l'intervalle du refroidissement.

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

2.7. Pressure match

Cette étape aide à revoir le design de la fracture, tout en se basant sur la data du mini-frac et en utilisant le graphe de la pression de traitement.

La courbe de BHP (PropFRAC) doit être alignée ou rapprochée de la courbe de BHP calculée lors de l'étape de data-FRAC.

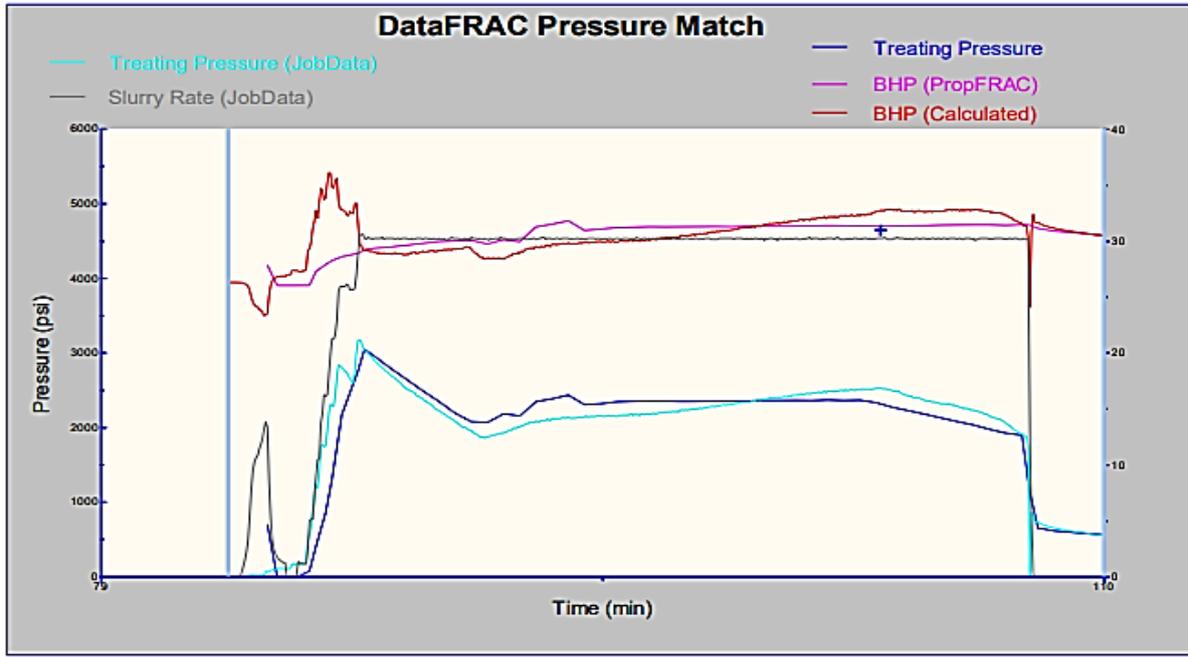
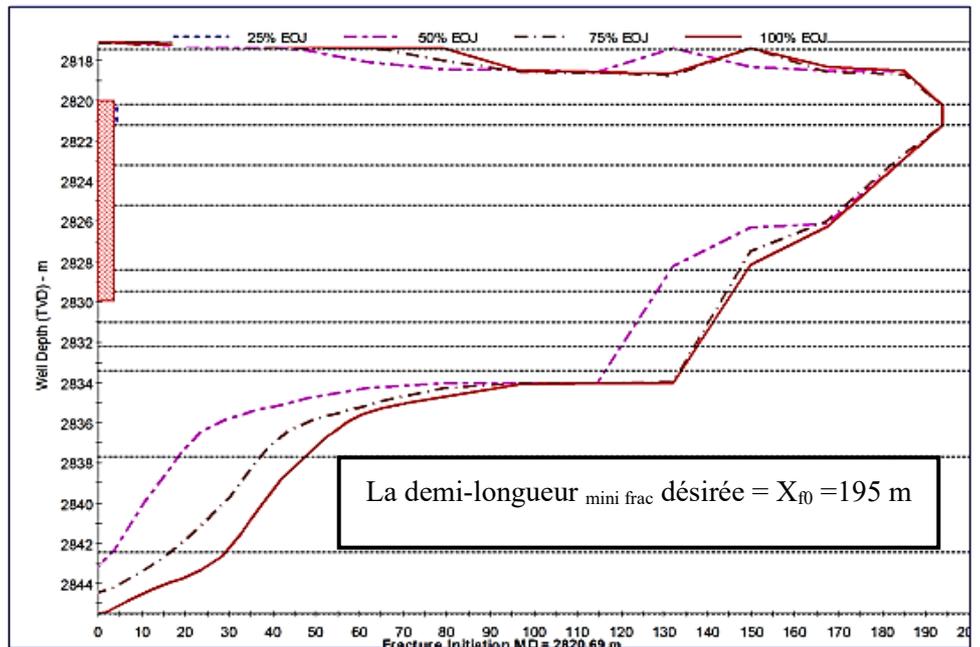


Figure 2-10-DATA FRAC ajustement de pression (SLB, 2023)

Puis on utilise DATAFRAC pressure match, pour évaluer la performance de la fracture et l'efficacité de la fracturation hydraulique, de déterminer la taille et la conductivité de la fracture et d'identifier les zones de la formation qui ont été les plus affectées.

Figure 2-11-Ajustement de la géométrie de fracture entre les résultats de fracturation et la géométrie de fracture souhaitée (Schlumberger 2023)



Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

2.8. Redésigne de traitement principale

Grâce à l'intégration des résultats obtenus de data frac, Frac-Pro fournit un modèle optimal en alignant le design préliminaire avec ces résultats, dans le but d'optimiser les performances.

Step Name	Treatment Type	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Name	Gel Conc. lb/mgal	Fluid Volume gal	Prop. #	Prop. Conc. PPA	Prop. Mass lb	Slurry Volume bbl	Pump Time min
Pad	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	20000	0	0.00	0	476.2	11.9
1.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	6000	3	1.00	6000	147.5	3.7
2.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	5000	3	2.00	10000	126.8	3.2
3.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	6000	3	3.00	15000	130.7	3.3
3.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	6000	1	3.00	18000	157.0	3.9
4.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	3500	1	4.00	14000	94.4	2.4
5.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	3500	1	5.00	17500	97.1	2.4
6.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	3600	1	6.00	21600	102.7	2.6
7.0 PPA	Propped Fracture	40.0	3	YF135HTD	35.0	4000	1	7.00	28000	117.3	2.9
Flush	Propped Fracture	40.0	1	WF130	30.2	5915	0	0.00	0	139.5	3.5

Total Fluid Volume:	62415 gal	Total Proppant Mass:	130100 lb
Total Slurry Volume:	1599.1 bbl	Total Pump Time:	39.7 min
% PAD Clean:	35.3	% PAD Dirty:	32.8

Figure 2-12-Reconception du calendrier de traitement (SLB, 2023)

- Max demi-langure de la fracture hydraulique : 60.1m.
- Propped frac demi-langur : 59.4m.
- Hauteur de la fracture : 28.7m
- Largeur : 0.299in = 7.5mm

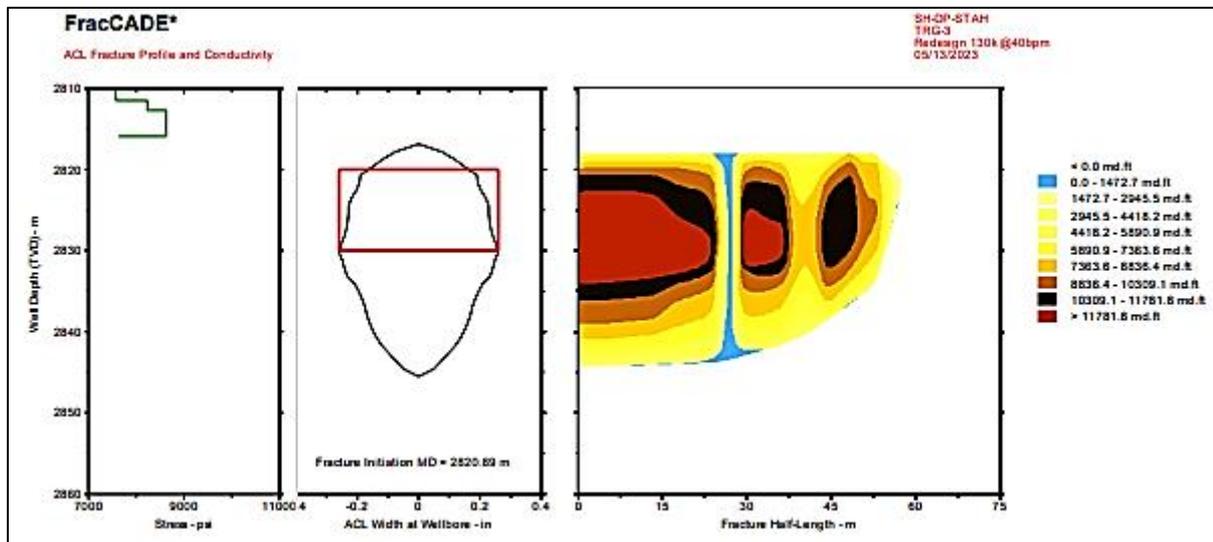


Figure 2-13-Fractures engendrées : géométrie et conductivité TRG3 (SLB, 2023)

Chapitre 07 : Opération de la fracturation hydraulique : TRG2 ; TRG3

2.9.Main FRAC

Programme de Pompage Principal de Fracturation

1. **Démarrage :**
 - Commencer à pomper jusqu'au débit maximum de 0 à 40 bpm avec du gel linéaire WF135.
2. **Transition :**
 - Pompage de x-link YF135HTD à un débit de 40 bpm (20 000 gallons).
3. **Proppant 30/50 HSP :**
 - Pompage à 1 ppa à un débit de 40 bpm.
 - Pompage à 2 ppa à un débit de 40 bpm.
 - Pompage à 3 ppa à un débit de 40 bpm.
4. **Soutènement 20/40 HSP :**
 - Pompage à 3 ppa à un débit de 40 bpm.
 - Pompage à 4 ppa à un débit de 40 bpm.
 - Pompage à 5 ppa à un débit de 40 bpm.
 - Pompage à 6 ppa à un débit de 40 bpm.
 - Augmenter le Pompage à 7 ppa à un débit de 40 bpm.
5. **Flush :**
 - Passer au flush par WF 135 (eau traiter).
6. **Arrêt :**
 - Arrêt de la pompe.

Tableau 21-pressions et débits d'étage (Sonatrach, 2023)

TP (Psi)	BHP(Psi)	Annulus A (Psi)	Annulus B (Psi)	Rate (bpm)	Fluid/Volume
1253-4032	5193-5520	1467-1573	380	0-40	Pre-Pad (WF135)
2960	5656	1010	326	40	Pad _ X-link YF135HTD
2947	5708	945	478	40	Pad _ X-link YF135HTD
2874	5700	1035	441	40	1PPA 30/50
2690	5689	1009	409	40	2PPA 30/50
2397	5644	980	420	40	3PPA 30/50
2275	5678	936	434	40	3PPA 20/40
2272	5816	1008	435	40	4PPA 20/40
2411	6247	979	445	40	5PPA 20/40
2588	6548	1568	433	40	6PPA 20/40
2833	6911	1576	423	40	Rumped to 7PPA 20/40
3515	6863	1609	425	40	Flush with WF135
-	-	-	-	-	Shut Down

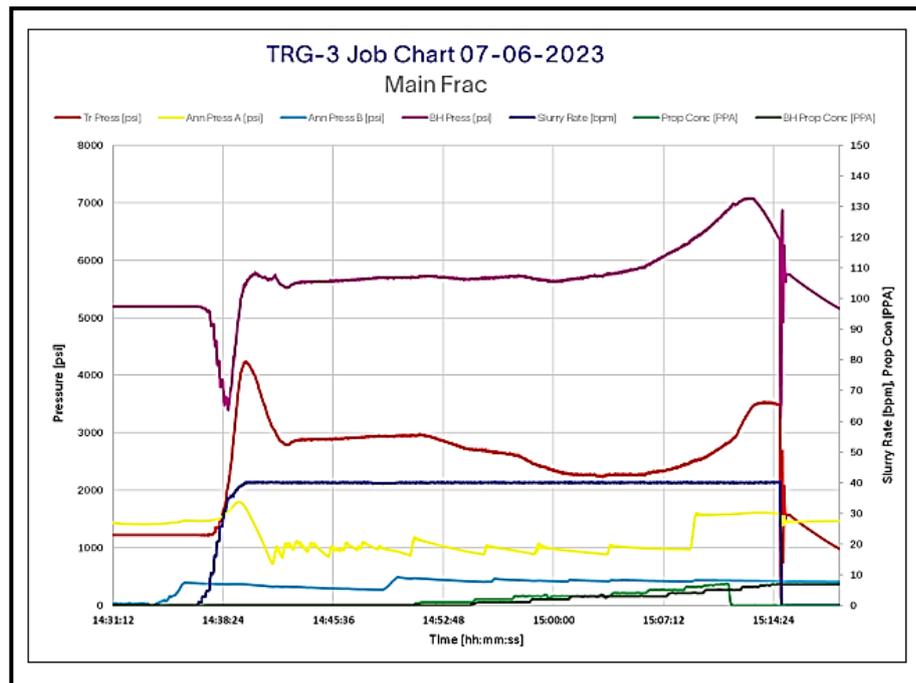


Figure 2-14--Graphique de la main frac du puit TRG3 (SLB, 2023)

- Concentration maximale de proppant = 7.0ppa (proppant added per gallon).
- Concentration minimale de proppant = 1 ppa.
- Pression moyenne du traitement = 2755 psi =189.92 Bars.
- Pression maximale du traitement = 4225 psi =291.27 Bars.
- Injection maximale = 40.1 bbl/min.

2.10.Conclusion partielle -TRG3-

- Le test d'injection a montré la capacité d'atteindre 25 bpm avec une pression de surface de 3147 psi avec de l'eau traitée.
- Les frictions près du puits représentent 32 % du total des frictions avec de l'eau traitée.
- L'analyse du déclin du test d'injection a montré une fermeture de 4062psi (280.03 Bars) et une pression nette estimée à 383psi (26.40 Bars) avec une efficacité du fluide de 5,2 % en utilisant de l'eau traitée.
- L'analyse du déclin du test de calibration a montré une fermeture de 4121psi (284.10 Bars) et une pression nette estimée à 633psi (46.63 Bars) avec une efficacité du fluide de 19,6 % en utilisant du gel réticulé.
- Le relevé de température a montré un refroidissement commençant de 2815 m à 2845 m.
- Le refroidissement est en face de la perforation.

Une augmentation du débit à 40 bpm est recommandée pour générer une largeur suffisante et minimiser le pontage précoce.



Conclusion Générale



Étude de la fracturation hydraulique d'un réservoir gréseux d'ordovicien dans le gisement TRG pour la production de gaz -projet de Tinhert -BASSIN D'ILLIZI-

1. Conclusion générale

Les réservoirs ordoviciens d'Illizi, malgré une faible perméabilité, offrent un potentiel gazier important. Cette étude se focalise sur l'optimisation de la production de deux puits (TRG2 et TRG3) du champ de Tinhert, via l'analyse d'une opération de fracturation hydraulique menée sur ces puits.

Cette étude se concentrera sur l'analyse approfondie d'une opération de fracturation hydraulique, en examinant les propriétés mécaniques et pétrophysiques du réservoir, les méthodes de collecte des données de pression et les aspects techniques de la construction des puits. L'objectif est de justifier l'impact de la stimulation sur le niveau de production future.

La méthodologie de la stimulation par fracturation hydraulique a fait l'objet d'une étude détaillée, évaluée à la lumière des données collectées et des caractéristiques des fractures obtenues. Ensuite, nous avons évalué le potentiel de production des puits et proposé des pistes d'actions futures pour une exploitation optimale de ces réservoirs.

Cette étude s'est concentrée sur l'opération de fracturation hydraulique des deux puits TRG2 et TRG3 dans un intervalle de profondeur allant respectivement de 2907 à 2912 m et de 2820 à 2830 m, situés à l'endroit de l'unité IV-1 du réservoir gréseux d'ordovicien du bassin d'Illizi. Le choix de ces intervalles repose sur une analyse approfondie des propriétés pétrophysiques et géomécaniques de la roche-réservoir. Cette étude préliminaire, basée sur l'extraction des paramètres clés, a permis d'identifier les niveaux les plus propices à la fracturation hydraulique.

Toutefois, pour confirmer les conclusions de notre étude et évaluer précisément l'impact de l'opération, il a été primordial de réaliser des tests de puits (DST). Ces derniers fournissent des données essentielles, notamment sur la perméabilité de la roche avant et après fracturation, permettant ainsi de quantifier l'amélioration effective de la productivité du puits.

Au cours de ce processus, des paramètres essentiels ont été identifiés pour optimiser la fracturation hydraulique. Des valeurs clés ont été déterminées, telles que la chute de pression pour l'initiation de la fracture, la pression nette pour les TRG2 (2457 psi) et TRG3 (633 psi), la pression de fermeture de 5034 psi pour le TRG2 et 4121 psi pour le TRG3, ainsi que l'efficacité du fluide, mesurée à 19.6% et 20.4% respectivement. Diverses hypothèses ont également été établies concernant les différents paramètres de la fracture (hauteur, longueur, largeur, FCD, etc.) ainsi que les débits nécessaires pour assurer le succès de la fracturation.

L'analyse des différents frottements (pertes de pression) susceptibles de causer des problèmes lors de l'extraction a été réalisée avec succès. Le bon régime pour la "main frac" a été choisi et les résultats se sont reflétés lors des tests de production post-fracturation hydraulique. Il était surprenant de constater une augmentation significative des débits, passant de 9.33 m³/min à 64.58 m³/min dans le puits TRG2 et de 13.79 m³/min à 75.22 m³/min dans le puits TRG3. Ces résultats illustrent le succès de la mise en œuvre des ajustements et des choix stratégiques effectués pour optimiser le processus de fracturation hydraulique et améliorer les rendements de production.

Étude de la fracturation hydraulique d'un réservoir gréseux d'ordovicien dans le gisement TRG pour la production de gaz -projet de Tinhert -BASSIN D'ILLIZI-

Concluons que l'objectif du projet de la fracturation hydraulique a été atteint, et a abouti à de meilleurs résultats grâce aux conditions suivantes :

- La réussite de cette technique est conditionnée, d'une part, par une bonne sélection des puits candidats au projet, en analysant minutieusement toutes les données géologiques et pétrophysiques de réservoir, et d'autre part, par l'historique de production et les opérations d'interventions réalisées sur les puits.
- Le procédé de la fracturation hydraulique est applicable dans le cas où le débit de production d'un puits est insuffisant à cause du problème de colmatage, et aussi en raison de la faible la perméabilité naturelle de la matrice.
- Les deux puits pilotes retenus pour le projet constituent des bons candidats à la fracturation hydraulique.



Bibliographie



1. Bibliographie

- Abhijit Y. Dandekar (2013)** : *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties second edition*
- Abizar, J. & Aoudjehout, A., 2016** : *La géomécanique au service de la fracturation hydraulique : Exemple des réservoirs compacts de l'Ordovicien (Bassin d'Illizi, Algérie).*
- Achab, A., 1970** : *Le Permo-Trias saharien. Associations palynologiques et leurs applications en stratigraphie, Thèse Alger, Juin 1970. 1 Vol.*
- Amoumen, I. & Mahdjoubi, M., 2019** : *Etude des paramètres pétrophysiques du réservoir dévonien F3, secteur Nord-Est du champ d'Alrar, bassin d'Illizi, thèse de master2, Univ.Kasdi Merbah, Ouargla.*
- Attar, A. & al., 1980** : *Etude palynologique du Dévonien terminal et du Carbonifère du bassin d'Illizi (Fort Polignac), Algérie, Rev. Inst. Fr. Pétrole, Paris, Vol. XXXV. n°4.*
- Bakhouche SaadEdine, Belghoul Feryel, Boumali Kenza (2023)** : *Simulation des problèmes de coincement dans le drain horizontal dans l'azimut à contrainte minimale par l'utilisation de la plateforme Techlog (Cas Puits 1).*
- Ball, E., 1980**: *an exemple of very consistent brittle deformation over a wide intracontinental area: the late pan-african fracture system of the Touareg and Nigerian Shield. Tectonophysics.*
- BEICIP-Sonatrach, 1975** : *Étude structurale et cartographique de bassin d'Illizi. Môle d'El Biod., (rapport interne).*
- Benhadouche et Farourou (2013)** : *Caractérisation et étude pétrophysique du réservoir F3 champ d'ALRAR.*
- Beuf, S. et al., 1971** : *Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara, Travail collectif, Publications de l'Institut Français du Pétrole, Sciences et Technique, Paris, France.*
- Black, R. & Liegeois, J.P, 1993**: *Cratons mobile belts alkaline rocks and continental lithospheric montle: the pan africain testimony. Journal of Geological Society. London.*
- Boudjemaa, A., 1987** : *Evolution structurale du bassin triasique du Sahara Nord Oriental (Algérie).*
- Brahimi, S., 2019** : *Caractérisation géophysique (méthodes potentielles, imagerie sismique) de structures géologiques : des terranes panafricains de la chaîne trans-saharienne, aux vallées-tunnel et incisions glaciaires de Mer du Nord et d'Algérie, thèse de Doctorat, Univ. Strasbourg.*
- Busson, G., 1972** : *Le Mésozoïque saharien .2ème partie : essai de synthèse des données des sondages algéro-tunisiens. Publ. Cent. Rech., Zone arides, CNRS, Paris, ser. Géol.*

Caby, R., 1968 : *une zone de décrochement à l'échelle de l'Afrique dans le Précambrien de l'Ahaggar occidental. Bull. Soc. Géol. Fr., (7), x, p. 577-587.*

Caby, R., 1970 : *Une nouvelle interprétation structurale et chronologique des séries à faciès à « faciès Suggarien » et « faciès Pharusien » dans l'Ahaggar. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Paris.*

Carlos Fabián Sánchez, Indira Molina, Gabriel Ángel Molina (2022) : *Determination of a potentially optimal zone to perform hydraulic fracturing work, Upper Magdalena Valley basin, Colombia.*

Chaouche, A., 1992 : *Genèse et mise en place des hydrocarbures dans le bassin de l'Erg Oriental (Sahara algérienne).*

Daniel A Krigowski (2003) : *Guid to petrophysical interpretation .*

Djebbar Tiab Erle C. Donaldson (2012) : *Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties Third edition .*

DJILALI Hafsa, BELALMI Zineb 2020 : *Etude des propriétés pétrophysiques du réservoir Ra, du champ de Hassi Messeaoud.*

Dosh Nazlan, Petrophysicist (2017) : *How To Easily Read A Well Log in 5 Minutes Using 'Six Ko Ko Rules'.*

Erle C. Donaldson, Waqi Alam and Nasrin Begum Tetrahedron, Inc (2013) : *Hydraulic Fracturing Explained Evaluation, Implementation and Challenges.*

Fethi Bensenouci (2013) : *UBI-OBMI image log processing and quik look interpretation , Sonatrach-DP.*

FRED AMINZADEH (2019) : *Hydraulic Fracturing and well stimulation .*

Galeazzi, S. et al., 2010: *Regional Geology and Petroleum Systems of Illizi-Berkine area of the Algerian Saharan Plateform: An Overview. Marine and Petroleum Geology.*

Gharbi, A., 2011 : *Cartographie des biseaux stratigraphiques du Gédinnien de la zone Nord Ouest du Bassin de Berkine en utilisant l'inversion sismique (Interwell-Easy-Trace) ; Thèse Magister, Univ.UMBB.*

Haddoum, H. & al., 2001: *Hercynian compressional deformations of the Ahnet-Mouydir Basin, Algerian Saharan Platform: far-field stress effects of the Late Paleozoic orogeny. Terra Nova 13, 220-226.*

Hasrouri, B. et Mokhbi, O., 2017 : *Etude pétrographique et diagénétique du silurien Argilogréseux et impact sur les résistivités, dans le bassin de Berkine Est.*

Isseini, 2011 : *Croissance et différenciation crustales au Néoprotérozoïque. Exemple du domaine panafricain du Mayo Kebbi au Sud-Ouest du Tchad. Thèse Doc., Univ. Henri Poincaré, Nancy I, France.*

JEAN FABRE (2005) : *Géologie du Sahara occidental et central .*

- LAKRIB Malia (2020)** : *Contribution à l'étude des paléo-vallées glaciaires de l'Ordovicien supérieur de la région d'In Amenas, Bassin d'Illizi : caractérisation sismique, sédimentologique et diagrapique des faciès et d'environnements de dépôts.*
- Lamrani, R. & Sam, N., 2016** : *contribution à la caractérisation d'un réservoir pétrolier et estimation des réserves initialement en place à l'aide de diagrapies différées (cas : Bassin d'illizi : Unité IV3 de l'Ordovicien du champ d'Am.*
- Legrand, B., 1983** : *Le Carbonifère marin du Sahara algérien in : Afrique de l'ouest-West Africa (Fabre ed), Pergamon press.*
- Legrand, B., 1983** : *Le Carbonifère marin du Sahara algérien in : Afrique de l'ouest-West Africa (Fabre ed), Pergamon press.*
- Lehman, J.P., 1957** : *Les Stégocéphales sahariens. Ann. Paléon., (vert.) Paris, 53.*
- Loumi et al., 2016** : *Sédimentologie et caractérisation du reservoir du Dévonien moyen F3 d'Alrar, bassin d'Illizi, Univ. UMBB.*
- M. ABBIE AND J.S. BEDFORD EDITORS (2009)** : *ROCK MECHANICS: NEW RESEARCH.*
- Marco Shaban Lutome (2016)**: *Shaly Sand Formation Evaluation from logs of the Skrugard well, Southwestern Barents Sea, Norway.*
- Maurice E. Tucker (2001)** : *SEDIMENTARY PETROLOGY An Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks.*
- MCMENAMIN, M. A. S. & MCMENAMIN, D. L. S, 1990**: *The Emergence of Animals: The Cambrian Breakthrough, 217 pp.*
- Michael Berry Smith Carl T. Montgomery (2015)** : *Hydraulic fracturing Emerging Trends and Technologies in Petroleum Engineering.*
- Norbert Péter Szabó Ph.D., dr. habil. university full professor Department of Geophysics, University of Miskolc (2016)** : *well-logging methods .*
- P. Vass (2014)** : *WELL - LOGGING ACQUISITION OF WELL LOG DATA .*
- Rougier Sylvain, 2013** : *Interactions lithosphère - asthénosphère et mouvements verticaux : le cas du massif du Hoggar. Sciences de la Terre. Université Paris Sud - Paris XI, 2012.*
- Salah LATRECHE et Robert COQUEL (1996)** : *Stratigraphie, sédimentologie et palynologie de la Formation d'Illirène (Dévonien-Carbonifère) du bassin d'Illizi (Sahara algérien).*
- SAOUANE ALI, SLIMI BADIS ABDERRAZAK (2018)** : *Analyse et interprétation des données des diagrapies pour les puits (HGAW_04- HGAW_05-HGAW_07-HGAW_08)- Champs Hassi Guettar (HGA).*
- Schlumberger, (1996)** : *Introduction to Open Hole Logging*

Sonatrach et Total, 2007 : *Recueil des Résumés, Sixième Séminaire de Géologie Pétrolière, Les Dolérites du Bassin d'Illizi (Algérie).*

Techlog manuelle (2010)

Valentine, J. W. & Moores, E. M., 1970: *Plate tectonic regulation of animal diversity and sea level: a model. Nature, 228, 657-659.*

WEC 2007 : *Géologie de l'Algérie.*

WEC en 1995 : *Géologie de l'Algérie.*

Yu Zhao · Yongfa Zhang · Pengfei He (2023) : *Hydraulic Fracturing and Rock Mechanics.*