

RÉPUBLIQUE ALGERIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA - BOUMERDES



FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DÉPARTEMENT DE GÉOPHYSIQUE, GÉNIE PARASISMIQUE ET DE PHÉNOMÈNES
ALÉATOIRES

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

Filière : Sciences de la Terre et de l'Univers.

Option : Sismique, sismologie et méthodes de potentiel.

**Analyse de l'anisotropie acoustique et évaluation
géomecanique d'un réservoir tight par l'outil Sonic
Scanner : Application sur le champ d'Alrar**

Présenté par :

CHERANA Amina et KECIR Naïma

Soutenu le 01/07/2017 devant le jury composé de :

EL-ADJ	Said	MC-A	FHC-UMBB	Président
ALIOUANE	Leila	MC-A	FHC-UMBB	Promotrice
DJEDDI	Mabrouk	Professeur	FHC-UMBB	Examineur
OUADFEUL	Sid-Ali	MC-A	IAP- Boumerdès	Examineur
BAOUCHE	Rafik	MC-B	FHC-UMBB	Examineur

A NOS PARENTS,
POUR LEUR AMOUR ET LEUR ABNEGATION.

A NOS FRERES ET SŒURS,
POUR LEUR SOUTIEN.

REMERCIEMENTS

Au terme de ce travail, nous désirons adresser ici nos sincères remerciements aux nombreux témoins qui ont, directement ou indirectement, contribué à sa réalisation et qui l'ont vu naître, grandir et mûrir.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude tout particulièrement à notre promotrice, Madame Leila ALIOUANE, maître de conférence A au niveau de la FHC/UMBB, à laquelle nous associons Monsieur Sid-Ali OUADFEUL, maître de conférence A à l'IAP, pour leur écoute, leur disponibilité, leur guidance, et leur chaleur humaine grâce à laquelle nous avons pu persévérer.

Nous tenons également à faire part de notre reconnaissance à nos enseignants qui, au long de ces années passées à la FHC, ont contribué à notre formation et nous ont guidées sur les chemins de la Géophysique et qui, inlassablement, nous ont expliqué les phénomènes complexes de cette science.

Que Monsieur Samir HAMMACHE, notre encadreur, ingénieur géophysicien au niveau de la Division Exploration de la SONATRACH soit chaleureusement remercié pour son aide précieuse et ses conseils avisés. Nous l'avons souvent importuné et nous le remercions de sa contribution active et de sa sympathie.

Nous voudrions aussi remercier Monsieur Rabah CHAOUCHI pour son aide et sa gentillesse.

Nous souhaiterions également remercier Monsieur Abdallah BENYOUCEF, ingénieur log analyste à la Division Exploration de la SONATRACH, de nous avoir donné l'opportunité de travailler sur ce thème.

C'est avec un plaisir particulier que nous remercions tout le personnel du département Réserves et Réservoirs pour son accueil et sa disponibilité, notamment Messieurs Ibrahim HAFRAT, Youcef MELZI, Samir DILMI et Madame Nadia LASBEUR de nous avoir donné de leur temps et partagé leur savoir avec nous.

Comment pourrions-nous oublier nos ami(e)s des bons et des mauvais jours qui, depuis l'idée première de ce travail, n'ont cessé de nous soutenir. Nous leur renouvelons notre reconnaissance et notre amitié.

Nous n'oublions pas un salut reconnaissant à nos camarades du groupe MAGP12 pour leur gentillesse et l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail et pour leur amitié.

Il est évident que nous faisons part de notre estime aux membres du Club Scientifique SEG, avec lesquels nous avons partagé des moments inoubliables – un grand merci à toutes et à tous.

Que tous ceux qui nous aidés d'une manière ou d'une autre trouvent ici le témoignage de notre sympathie.

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

Naima & Amina

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	i
LISTE DES FIGURES	iv
LISTE DES TABLEAUX	v
INTRODUCTION GENERALE	1

CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE

1	CADRE REGIONAL	3
1.1	SITUATION GEOGRAPHIQUE	3
1.2	SITUATION GEOLOGIQUE	4
1.3	HISTORIQUE D'EXPLORATION DU BASSIN D'ILLIZI	6
1.4	CADRE STRUCTURAL	7
1.5	EVOLUTION GEODYNAMIQUE DU BASSIN D'ILLIZI	9
1.6	LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN D'ILLIZI	9
2	CADRE LOCAL	14
2.1	SITUATION GEOGRAPHIQUE	14
2.2	CADRE STRUCTURAL	15
2.3	SYSTEME PETROLIER	15
2.3.1	ROCHES MERES	16
2.3.2	ROCHES COUVERTURES	16
2.3.3	ROCHES RESERVOIRS	16
2.3.4	PIEGES	17

CHAPITRE II : NOTIONS SUR LA GEOMECHANIQUE

1	GENERALITES SUR LES DIAGRAPHIES ACOUSTIQUES	19
1.1	LES ONDES ACOUSTIQUES	19
1.2	CARACTERISTIQUES DES SIGNAUX ACOUSTIQUES	21
1.3	PRINCIPE DU SONIC	22
1.3.1	LES MESURES ACOUSTIQUES	22
1.3.2	LES SOURCES ACOUSTIQUES	23
1.3.3	LES RECEPTEURS DE SIGNAUX ACOUSTIQUES	23
1.3.4	LES SONDAS MODERNES	24
1.3.5	UNITE DE MESURE	24
1.3.6	FACTEURS INFLUENÇANT LA MESURE	24
1.4	BUTS DE L'INTERPRETATION	25

1.5	DETAILS D'INTERPRETATION	26
<u>2</u>	<u>PROPRIETES ELASTIQUES ET MECANIKES DES ROCHES</u>	<u>28</u>
2.1	LES CONTRAINTES	28
2.1.1	ORIENTATION DE LA CONTRAINTE	28
2.1.2	L'ETAT DE CONTRAINTES	29
2.1.3	REGIME DE STRESS	29
2.2	LES PARAMETRES ELASTIQUES ET MECANIKES DES ROCHES	30
2.3	CHRONOLOGIE D'UNE ETUDE GEOMECANIQUE	33
2.4	METHODES DE DETERMINATION DE LA ZONE A MINIMUM STRESS	33
2.4.1	LES DIAGRAPHIES	33
2.4.2	ETUDE AU LABORATOIRE	34
2.4.3	PROFIL DE STRESS	36
<u>3</u>	<u>CONCLUSION</u>	<u>39</u>

CHAPITRE III : ANISOTROPIE ET SONIC SCANNER

<u>1</u>	<u>ANISOTROPIE ACOUSTIQUE</u>	<u>41</u>
1.1	LES MODELES D'ANISOTROPIE	41
1.1.1	ISOTROPIE TRANSVERSALE VERTICALE	41
1.1.2	ISOTROPIE TRANSVERSALE HORIZONTALE	42
1.2	ANISOTROPIE DE L'ONDE DE CISAILLEMENT	42
1.3	ANISOTROPIE INTRINSEQUE ET INDUITE	43
1.3.1	ANISOTROPIE INTRINSEQUE	43
1.3.2	ANISOTROPIE INDUITE PAR LES CONTRAINTES	43
<u>2</u>	<u>TECHNOLOGIE SONIQUE AVANCEE</u>	<u>44</u>
2.1	LE MONOPOLE	44
2.2	LE DIPOLE	45
2.3	L'OUTIL SONIC SCANNER	46
2.3.1	GEOMETRIE ET SECTION RECEPTRICE	46
2.3.2	MODE D'ACQUISITION DE L'OUTIL SONIC SCANNER	47
2.3.3	LES DIFFERENTS MODES D'OPERATION	48
2.3.4	SPECIFICATION DE L'OUTIL	49
2.4	TRAITEMENT STC DES DONNEES SONIC SCANNER	50
2.5	PRESENTATION DES DONNEES SONIC SCANNER	51
<u>3</u>	<u>DISPERSION ET MECANISMES DOMINANTS DE L'ANISOTROPIE DE CISAILLEMENT</u>	<u>53</u>
<u>4</u>	<u>CONCLUSION</u>	<u>54</u>

CHAPITRE IV : EVALUATION PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR TIGHT DE L'UNITE IV DE L'ORDOVICIEN

1	NOTIONS SUR LES RESERVOIRS TIGHT	56
1.1	RESERVOIR NON-CONVENTIONNEL	56
1.2	GAZ NON-CONVENTIONNEL	56
1.3	TIGHT GAS RESERVOIR	57
1.3.1	PROPRIETES PETROPHYIQUES DES RESERVOIRS TIGHT A GAZ	58
1.3.2	DIFFICULTES LIEES AUX RESERVOIRS TIGHT	58
1.3.3	TECHNIQUES D'EXPLOITATION DES RESERVOIRS COMPACTS	59
2	PRESENTATION DU PUIITS	60
3	EVALUATION PETROPHYSIQUE	61
3.1	DIAGRAPHIES ENREGISTREES	61
3.2	INTERPRETATION DES DIAGRAPHIES	64
3.2.1	ETAPES D'INTERPRETATION	64
3.2.2	RESULTATS DE L'INTERPRETATION	69
3.3	SYNTHESE DES INTERPRETATIONS	73
4	CONCLUSION	74

CHAPITRE V : ANALYSE DE L'ANISOTROPIE ET ETUDE GEOMECANIQUE

1	ANALYSE DE L'ANISOTROPIE	76
1.1	RESULTATS DU TRAITEMENT DES DONNEES SONIC SCANNER	76
1.2	ANALYSE DES COURBES DE DISPERSION ET IMAGERIE	81
1.3	RESULTATS D'INTERPRETATION	82
1.4	ORIENTATION DES CONTRAINTES	85
2	ETUDE GEOMECANIQUE	86
2.1	ESTIMATION DES PROPRIETES MECANIQUES DYNAMIQUES	86
2.2	ESTIMATION DES PROPRIETES MECANIQUES STATIQUES	87
2.3	DETERMINATION DU PROFIL DE STRESS	87
2.4	INTERPRETATION DES RESULTATS	89
3	CONCLUSION	92

CONCLUSION GENERALE	94
----------------------------	-----------

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

LISTE DES FIGURES

<i>Figure I.1 : Situation géographique du bassin d'Illizi (Schlumberger et Sonatrach, 2007)</i>	4
<i>Figure I.2 : Situation géologique du bassin d'Illizi (Document Sonatrach)</i>	5
<i>Figure I.3 : Colonne stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Illizi (Document Sonatrach)</i>	13
<i>Figure I.4 : Situation géographique et géologique du champ d'Alrar (Document Sonatrach)</i>	14
<i>Figure II.1 : Propagation des ondes P et S</i>	21
<i>Figure II.2 : Caractéristiques d'un signal acoustique</i>	22
<i>Figure II.3 : Types de sources acoustiques</i>	23
<i>Figure II.4 : Les contraintes</i>	29
<i>Figure II.5 : Modèles de failles selon le régime de stress (Schumberger, 2012)</i>	29
<i>Figure II.6 : Déformation selon un axe de contrainte d'un cylindre</i>	30
<i>Figure II.7 : Déformation latérale et axiale suite à une compression</i>	31
<i>Figure II.8 : Ouverture de la fracture par rapport aux contraintes horizontales</i>	38
<i>Figure II.9 : Détermination des contraintes horizontales selon les fractures induites et l'ovalisation du puits (Schlumberger et Sonatrach, 2007)</i>	38
<i>Figure III.1 : Modèle Isotropie Transversale Verticale</i>	42
<i>Figure III.2 : Modèle Isotropie Transversale Horizontale</i>	42
<i>Figure III.3 : Séparation de l'onde de cisaillement</i>	43
<i>Figure III.4 : Mécanismes d'anisotropie de cisaillement</i>	44
<i>Figure III.5 : Train d'onde enregistré dans une formation rapide (à gauche) et une formation lente (à droite) (Rouelle, 2009)</i>	45
<i>Figure III.6 : Enregistrement d'un train d'ondes complet dans une formation lente grâce à la technologie dipôle (Rouelle, 2009)</i>	46
<i>Figure III.7 : Configuration de l'outil Sonic Scanner (Document Schlumberger)</i>	47
<i>Figure III.8 : Induction de l'onde de flexion par un émetteur dipôle (Haldorsen, 2006)</i>	48
<i>Figure III.9 : Traitement STC (Haldorsen, 2006).</i>	51
<i>Figure III.10 : Représentation des données Sonic Scanner (Schlumberger, 2010)</i>	52
<i>Figure III.11 : Les modèles de courbes de dispersion</i>	53
<i>Figure IV.1 : Sections de réservoir gréseux</i>	57
<i>Figure IV.2 : Situation géographique du puits A (Document Sonatrach)</i>	60
<i>Figure IV.3 : Colonne lithostratigraphique prévue pour le niveau Ordovicien (Document Sonatrach)</i>	61
<i>Figure IV.4 : Log composite au niveau du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien</i>	63
<i>Figure IV.5 : Cross-plot de lithologie (ρ_b vs ϕ_N) au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien</i>	65
<i>Figure IV.6 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation par l'abaque GEN-6 de Schlumberger</i>	68
<i>Figure IV.7 : Résultats d'interprétation manuelle des données de diagraphies conventionnelles au niveau du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien</i>	71
<i>Figure IV.8 : Résultats d'interprétation des données de diagraphies conventionnelles au niveau du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien faite par TechLog (Quanti-Elan)</i>	72

<i>Figure V.1 : Résultat du traitement STC en mode monopole au niveau des formations du Cambro-Ordovicien</i>	77
<i>Figure V.2 : Résultat du traitement STC en mode dipôle au niveau des formations du Cambro-Ordovicien</i>	78
<i>Figure V.3 : Résultats d'anisotropie au niveau des formations du Cambro-Ordovicien.</i>	80
<i>Figure V.4 : Identification des fractures à partir de l'imagerie du puits</i>	82
<i>Figure V.5 : Courbe de dispersion à la profondeur 3206,5m au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien (à gauche) comparée à un modèle théorique associé (à droite)</i>	83
<i>Figure V.6 : Image UBI à la profondeur 3206,5m au niveau de la zone propre du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien</i>	83
<i>Figure V.7 : Courbe de dispersion à la profondeur 3222,5m au niveau de la zone argileuse du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien comparée à un modèle théorique associé</i>	84
<i>Figure V.8 : Image OBMI à la profondeur 3222,5m au niveau de la zone argileuse du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien</i>	84
<i>Figure V.9 : Courbe de dispersion à la profondeur 3235,76m comparée à un modèle théorique associé</i>	85
<i>Figure V.11 : Orientation du minimum stress par les données d'imagerie</i>	85
<i>Figure V.10 : Azimut du cisaillement rapide par Sonic Scanner</i>	85
<i>Figure V.12 : Workflow d'une étude géomécanique (Lasbeur, 2014)</i>	86
<i>Figure V.13 : Propriétés élastiques et profil de stress au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien</i>	89
<i>Figure V.14 : Profil de stress compte tenu de E_H, E_v, PR_H, PR_v au niveau des formations du Cambro-Ordovicien</i>	91

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau I.1 : Phases tectoniques majeures (Boudjema, 1987; Echikh, 1975)</i>	8
<i>Tableau II.1 : Quelques exemples du module de Young</i>	30
<i>Tableau II.2 : Quelques exemples du coefficient de Poisson</i>	31
<i>Tableau III.1 : Modes d'opération de l'outil Sonic Scanner</i>	49
<i>Tableau III.2 : Spécifications de l'outil Sonic Scanner (Schlumberger, 2005)</i>	50
<i>Tableau IV.1 : Diagraphies enregistrées dans le puits A en phase 6''</i>	62
<i>Tableau IV.2 : Paramètres matriciels et paramètres du fluide de forage</i>	66
<i>Tableau IV.3 : Paramètres des argiles</i>	66
<i>Tableau IV.4 : Résultats d'interprétation manuelle des données de diagraphies conventionnelles au niveau du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien</i>	70
<i>Tableau V.1 : Résultat des principaux paramètres élastiques au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien</i>	88

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Avec la baisse des réserves des sources conventionnelles et la hausse de la demande, l'exploitation de réserves non-conventionnelles, à l'instar des réservoirs tight à gaz, est devenue une nécessité. Le développement de ces réservoirs fait appel à l'usage de technologies nouvelles pour leurs *évaluation* et *production*.

C'est dans ce contexte que la présente étude a été proposée par la Division Exploration de Sonatrach. Le but de ce travail est la caractérisation des réservoirs non-conventionnels tight par les diagraphies conventionnelles complétées par les diagraphies de technologies avancées. Il s'agit de la technologie sonique dipôle, à savoir le Sonic Scanner, en analysant le comportement des ondes de compression et celui des ondes de cisaillement rapide et lent pour estimer l'anisotropie acoustique aux abords du puits. Cette anisotropie peut être engendrée par plusieurs effets, tels que les fractures naturelles ou induites, ainsi que les laminations d'argiles. L'interprétation des données Sonic Scanner permet d'identifier ces effets.

En vue de faire produire les réservoirs tight, une méthode de stimulation, telle que la fracturation hydraulique, est indispensable. Afin de délimiter la zone à fracturer, il y a lieu de faire une étude géomécanique. Celle-ci consiste à déterminer les paramètres élastiques des roches et les contraintes qui les affectent. Les zones à minimum stress représentent les zones les plus rigides et les zones à stress élevé représentent les barrières de confinement des fractures induites. L'intégration de l'analyse de l'anisotropie permet de raffiner les résultats de l'étude géomécanique.

Le présent mémoire contient les chapitres suivants :

- Le 1^{er} chapitre présente la région d'étude géographiquement et géologiquement.
- Le 2^{ème} chapitre introduit des généralités sur les diagraphies acoustiques et sur la géomécanique en décrivant les différentes étapes d'une étude géomécanique.
- Le 3^{ème} chapitre donne des notions sur l'anisotropie acoustique et présente l'outil Sonic Scanner avec l'explication de son apport pour l'évaluation de l'anisotropie.
- le 4^{ème} chapitre comporte une évaluation pétrophysique complète d'un réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien au niveau du bassin d'Illizi et une mise en évidence du caractère tight du réservoir ciblé.
- Une mise en pratique des concepts décrits dans les chapitres 2 et 3 a ensuite été entreprise sur le réservoir tight étudié ; elle est détaillée dans le chapitre 5.

Ce travail se termine par une analyse des résultats et une conclusion générale.

CHAPITRE I

PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE

<u>1</u>	<u>CADRE REGIONAL</u>	<u>3</u>
1.1	SITUATION GEOGRAPHIQUE	3
1.2	SITUATION GEOLOGIQUE	4
1.3	HISTORIQUE D'EXPLORATION DE BASSIN D'ILLIZI	6
1.4	CADRE STRUCTURAL	7
1.5	EVOLUTION GEODYNAMIQUE DU BASSIN D'ILLIZI	9
1.6	LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN D'ILLIZI	9
<u>2</u>	<u>CADRE LOCAL</u>	<u>14</u>
2.1	SITUATION GEOGRAPHIQUE	14
2.2	CADRE STRUCTURAL	15
2.3	SYSTEME PETROLIER	15

Le Sahara algérien est l'une des régions les plus riches du continent africain en gisements de pétrole et de gaz. Le premier gisement de pétrole a été découvert en 1914 dans l'atlas saharien près du littoral méditerranéen. Une longue période s'écoula ensuite et durant laquelle le Sahara algérien fut considéré peu promoteur en gisements d'hydrocarbures jusqu'à la découverte du premier champ de gaz de Djebel Berga dans la dépression d'Ahnet en 1954. Peu de temps après, plus précisément en 1956, la première accumulation commerciale de pétrole a été décelée à Edjelleh dans le bassin d'Illizi, puis furent découverts, au cours de la même année, les champs géants de Hassi Messaoud (huile) et de Hassi R'mel (gaz), tous deux dans le bassin triasique.

A l'heure actuelle, les découvertes d'accumulations d'hydrocarbures se chiffrent par centaines et tous les gisements du Sahara algérien se trouvent dans les roches sédimentaires et s'étalent du Cambrien au Trias.

Dans ce chapitre, nous allons tout d'abord présenter le champ d'Illizi, définir sa délimitation géographique et géologique, parler de la tectonique qui a participé à sa formation, de son extension stratigraphique et des formations qu'elle englobe. Puis nous allons passer à la présentation du champ d'Alrar qui appartient au bassin d'Illizi et qui contient notre objectif pétrolier dans cette étude et nous parlerons enfin des systèmes pétroliers qui en font partie.

1 Cadre Régional

1.1 Situation géographique

Le bassin d'Illizi (ex : Fort Polignac) qui est un bassin cratonique, est situé dans la partie Sud-Est du Sahara Algérien ; il s'étend entre les latitudes 26° et 29° Nord et les longitudes 6° et 10° Est et couvre une superficie estimée à 108424 Km² (**Figure I.1**).

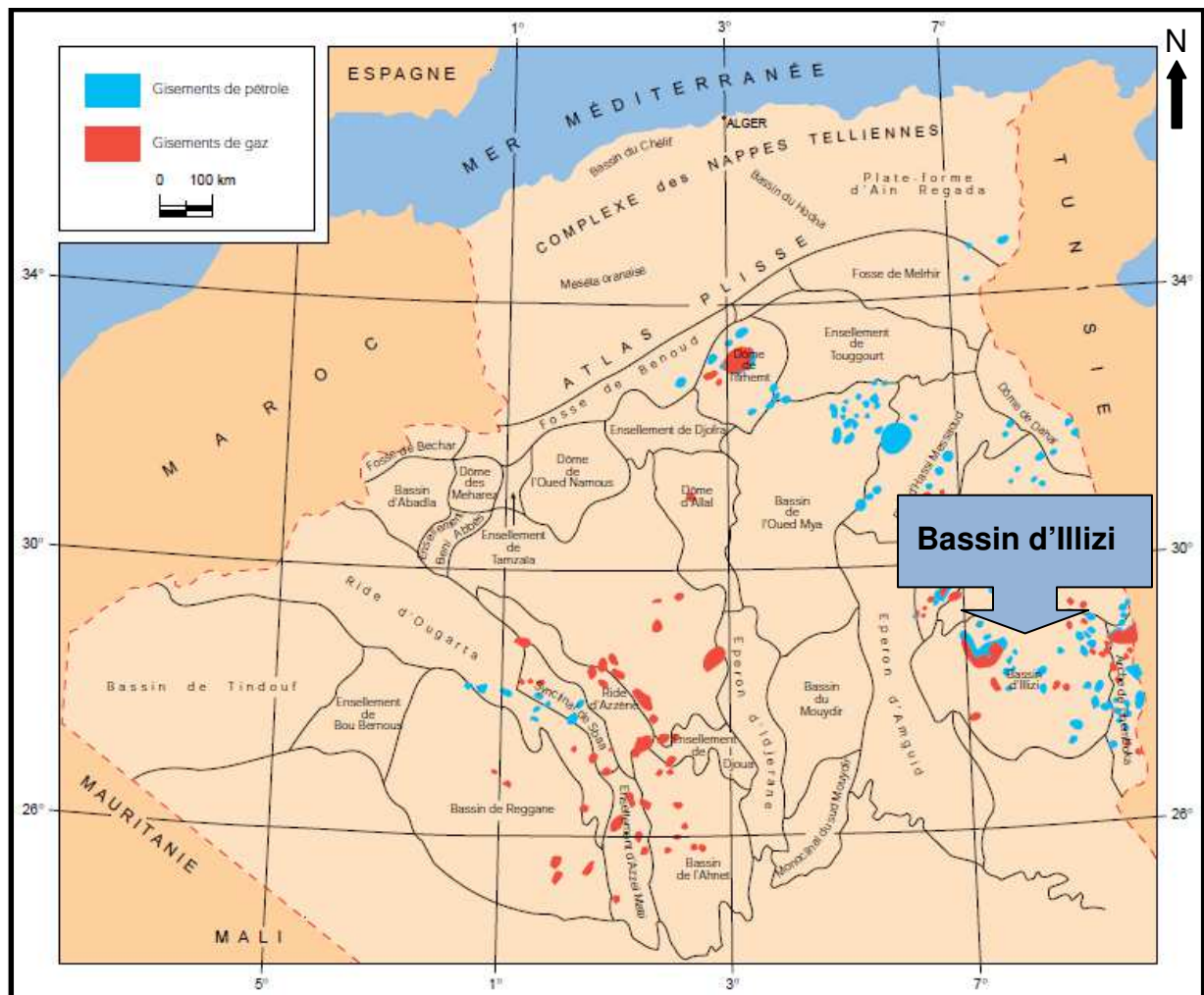


Figure I.1 : Situation géographique du bassin d'Illizi (Schlumberger et Sonatrach, 2007).

1.2 Situation géologique

Plusieurs éléments structuraux viennent délimiter ce bassin (**Figure I.2**).

On citera :

- Au Nord, le môle d'Ahara qui le sépare du bassin de Berkine,
- À l'Est, le môle de Tihemboka, le séparant des bassins de Djado et Murzuk en Libye,
- À l'Ouest, le môle d'Amguide-el-Biod et la voûte de Tin-Fouyé au Nord-Ouest, le séparant, respectivement, du bassin de Mouydir et Oued-Mya,
- Au Sud, il est limité par le bouclier du Hoggar dans la région du Tassili n'Ajjers.

Du point de vue lithostratigraphique, la couverture sédimentaire, d'âge essentiellement Paléozoïque, peut atteindre les 3500m d'épaisseur. Les dépôts d'âges Primaire et Secondaire affleurent au Sud et à l'Est du bassin et ceux du Tertiaire, au Nord-Ouest.

Du point de vue morphologique, on note l'existence de vastes zones dunaires, principalement l'erg d'Issouane au centre et de Bourarhet à l'Est. Le bassin renferme d'importants champs de production : Tin Fouyé, Tabonkort, Amasak, Tamendjelt, Hassi Mazoula et Alrar.

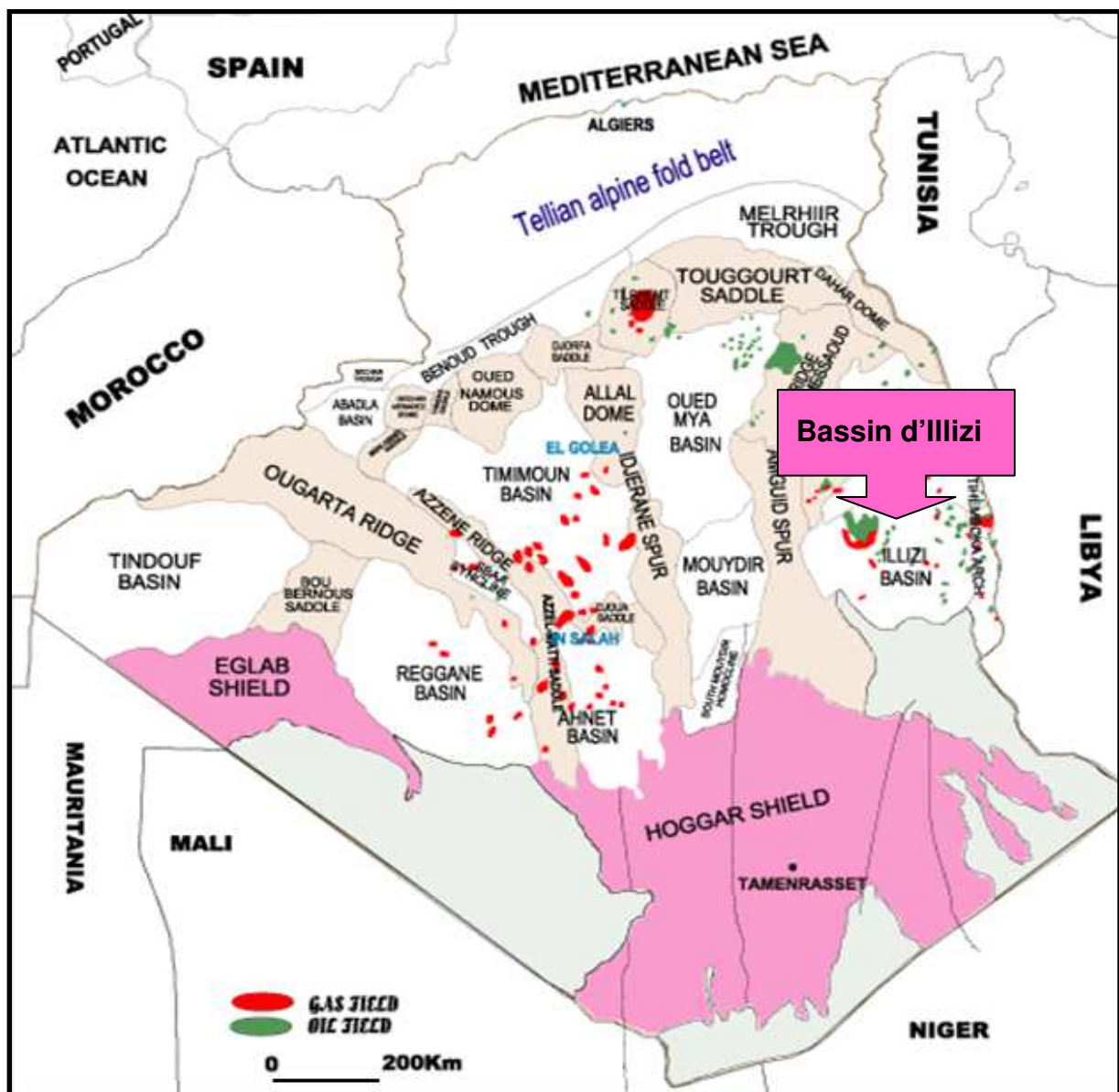


Figure I.2 : Situation géologique du bassin d'Illizi (Document Sonatrach).

1.3 Historique d'exploration de bassin d'Illizi

Les premiers levés géologiques pour l'étude des bassins sédimentaires ont été réalisés en 1946. Par la suite, une vaste campagne de gravimétrie débuta à la fin de 1948 dans la partie Nord du Sahara. Les premières demandes de permis de recherche pétrolière furent déposées en 1950. Les premiers essais d'investigation par sismique réflexion eurent lieu en 1951.

Après l'échec des premiers essais de la sismique réflexion en 1951, la SNREPAL confia une large campagne de sismique réfraction en 1951 à la CGG, les résultats furent positifs et servirent de base à l'implantation des premiers sondages stratigraphiques. A cette période, on assista à la découverte des champs géants d'huile de Hassi Messaoud en 1956 et de gaz de Hassi Rmel à la même année, situés, respectivement, sur le môle d'Amguid et le bassin d'Oued Mya.

- La période entre 1956 et 1962 a été marquée par les découvertes d'environ 40 gisements dans le bassin d'Illizi, par des méthodes géophysiques (gravimétrie, magnétométrie, sismique réfraction) et géologiques de terrain, dont les plus importants sont : Edjeleh, Zarzaitine (huile), Ohanet (huile), In Amenas (huile) etc. Cette période a connu une grande activité de forage où près de 598 puits ont été forés, dont 152 d'exploration.

L'estimation des réserves initiales en place dans le bassin d'Illizi s'élevait à environ 735.106 tonnes d'huile, 479.109 m³ de gaz et 78.106 tonnes de condensât.

Après l'indépendance de l'Algérie en 1962, de nouvelles techniques d'exploration ont été utilisées afin d'augmenter les chances de succès.

- La période 1963 à 1970 est caractérisée par une forte activité d'acquisition sismique réflexion et une baisse dans le nombre de forages. Les principales découvertes réalisées durant cette période sont les suivantes: Tin Fouye (huile+gaz), Tabankort (huile), Amassak, Stah (huile) et Tamanjelt.

Les réserves initiales pour ces découvertes sont estimées à : 478.106 tonnes d'huile, 44.109 m³ de gaz et 54.106 tonnes de condensât.

Après les nationalisations en 1971, la Sonatrach devient le principal opérateur qui mettra en évidence la découverte de nombreux petits gisements.

- La période entre 1970 à 1980 a été marquée par une intense activité sismique (2D) avec l'acquisition d'environ 47000 Km. Des études aéromagnétiques et gravimétriques ont été réalisées par la Sonatrach (1977-1978). Durant cette période, 325 puits ont été forés dont 51 d'exploration. Le résultat de ces travaux s'est concrétisé par la découverte de deux gisements (Mereksen et Dimeta).

Les réserves initiales pour ces découvertes sont estimées à 108.106 tonnes d'huile, 84.109 m³ de gaz et 16.106 tonnes de condensât.


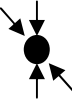
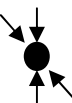
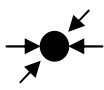

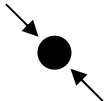
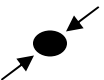





- L'exploration pétrolière chute sensiblement entre 1981 à 2008 malgré un effort remarquable en sismique (2D) pendant la période précédente. Seulement 80 puits d'exploration ont été forés dont 30 furent positifs, soit un taux de succès de 40%.

L'exploration dans le bassin d'Illizi a permis la collecte d'un volume important de données sismiques (2D, 3D) et de forages. Globalement : 90.000 Km de sismique (2D) ont été réalisés et environ 1800 puits, toutes catégories confondues, ont été forés. Parallèlement, de nombreuses études géopétrolières sur le bassin d'Illizi ont été effectuées par différents spécialistes et notamment par les compagnies pétrolières internationales.

1.4 Cadre structural

Les principales phases tectoniques ayant participé à la formation et à la structuration du bassin d'Illizi sont résumées dans le **Tableau I.1**

Tableau I.1 : Phases tectoniques majeures (Boudjema, 1987; Echikh, 1975)

PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
POST-VILLAFRANCHIENNE	N-S 	Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.
MIOCENE	NW-SE&N-S 	Episode de compression majeure dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flysch au Nord.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S&NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque africaine avec la plaque européenne. Décrochement de la faille Sud Atlas.	
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réaction des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'arche d'Al Biod & Illizi), effet léger sur le bassin de Berkine.
RIFTING TRIAS-LIAS (dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réaction des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par des failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CARBONIFERE SUP, APERMIENNE (Hercynienne principale)	N120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
WISEENNE (Hercynienne précoce)	N40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
FRASNIENNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	Non-dépôt et érosion locale (môle d'Ahara). Volcanisme.
CALEDONIENNE (Siluro-Dévonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka, Ahara)
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S	Soulèvement des boucliers Reguibat et Touareg.
CAMBRO-ORDOVICIENNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par des failles. Basculement NW de la plateforme saharienne. Volcanisme.
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE&NE-SW	Compartimentage du craton du Sahara central.

1.5 Evolution géodynamique du bassin d'Illizi

Les principaux événements tectoniques qui ont affecté le bassin d'Illizi se sont déroulés :

- Du Précambrien terminal-Cambrien inférieur : événement panafricain
- A l'Ordovicien supérieur : phase taconique du Silurien supérieur
- Au Dévonien inférieur : phase calédonienne
- Au Dévonien supérieur : phase frasinienne
- Au Carbonifère - Permien : phase hercynienne
- Au Crétacé inférieur (Aptien) : phase autrichienne
- Au Tertiaire (Eocène) : phase pyrénienne. (**Tableau I.1**)

Ces différentes phases tectoniques (compressives et distensives) se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires (Boudjema, 1987, Echikh, 1975).

1.6 Lithostratigraphie du bassin d'Illizi

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcaniques.

La coupe lithologique type du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique, allant du Cambrien au Paléogène et 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 et al, 1971).

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi (**Figure I.3**), épaisse de plus de 3000 m, englobe des formations cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques, mais notre objectif pétrolier se situant au niveau de l'Ordovicien, seront donc détaillées, essentiellement, les formations du Paléozoïque.

Lithostratigraphie du Paléozoïque

Le Cambrien

Il est constitué par une succession de formations détritiques, essentiellement gréseuses.

- **L'unité I** : (conglomérats d'El Moungar) épaisse de 300 m, elle est principalement formée de lentilles de grès conglomératique.
- **L'unité II** : sa puissance est de l'ordre de 200 à 300 m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers, à stratification oblique avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux ; elle est épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux qui montrent des traces de bioturbations (tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

L'Ordovicien

A l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités :

- **L'unité III-1** : son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations, essentiellement des tigillites.
- **L'unité III-2** : formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.
- **L'unité III-3** : elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne, constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux alternant avec de rares passées d'argilite ; cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins et à stratification oblique et qui s'enrichit en argile vers le sommet.
- **L'unité IV** : son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :

- **L'unité IV-2** : c'est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers et qui est constituée de dépôts variés.
- **L'unité IV-3** : appelée dalle terminale, elle est essentiellement gréseuse.

Le Silurien

Le Silurien est composé, de bas en haut, par les formations suivantes :

- **Formation de l'Oued Imirhou** : formée d'argiles à Graptolites d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses; caractérisée par une série condensée appelée argile radioactive, très fossilifère et très riche en matière organique et d'une épaisseur de plus de 30 m.
- **Zone de passage (unité M)** : elle forme le réservoir basal du F6 épais d'environ 100 m. Cette unité est constituée d'alternances de grès, d'argiles et de silts, les grès sont fins à moyens et à stratification oblique.
- **Barre inférieure (unité A) du réservoir F6** : il s'agit de grès fins à moyens à stratification oblique, d'une épaisseur moyenne de 30 m.
- **Talus à tigillites (unité B) du réservoir F6** : son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grès fins argileux associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

Le Dévonien

A l'échelle de la région d'étude, il est représenté en général par le Dévonien inférieur de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

- **La barre moyenne (unité C1) du réservoir F6** : d'âge Gédinien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grès fins à grossiers.
- **Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6** : d'âge Gédinien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances de grès et d'argiles silteuses soulignant un environnement fluvio- estuarien.
- **La barre supérieure (unité C3) du réservoir F6** : d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100 m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique.

Le Carbonifère

Dans le bassin d'Ilizi, le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo-gréseuse (de 100 m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

- Le Tournaisien argilo-gréseux.
- Le Viséen argilo-gréseux, caractérisé par l'existence de deux chenaux régionaux B₂ B₁₂.
- Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

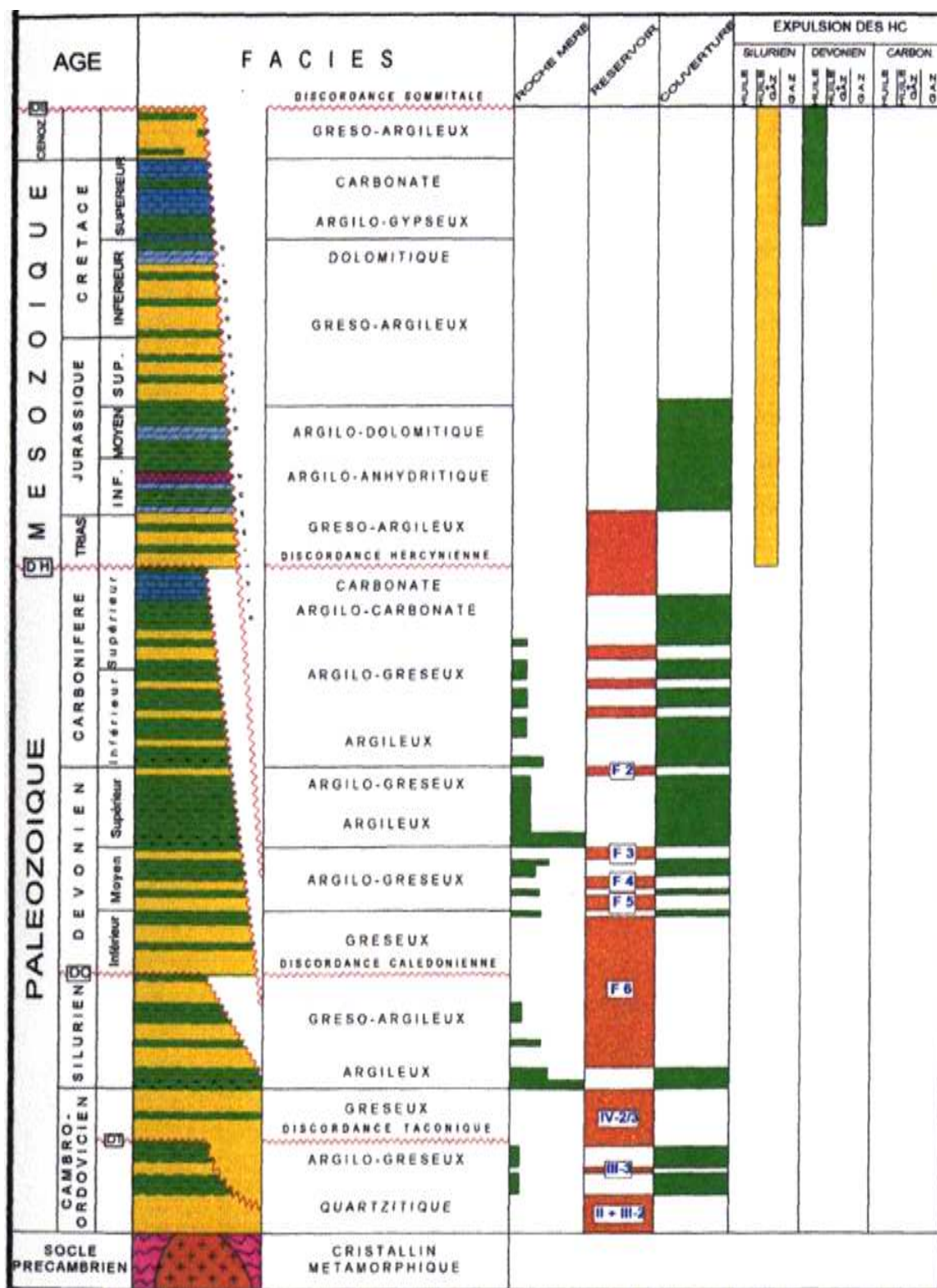


Figure I.3 : Colonne stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Illizi (Document Sonatrach).

2 Cadre Local

2.1 Situation géographique

Le champ d'Alrar est situé dans la partie septentrionale du bassin d'Illizi à environ 1000 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud et 60 Km au Nord de Zerzaïtine.

Il est donc situé dans la partie orientale du Sahara Algérien, entre les latitudes 28° et 29° Nord et les longitudes 9° et 10° Est, avec 90% de sa surface en Algérie et 10% en Libye (Figure I.4).

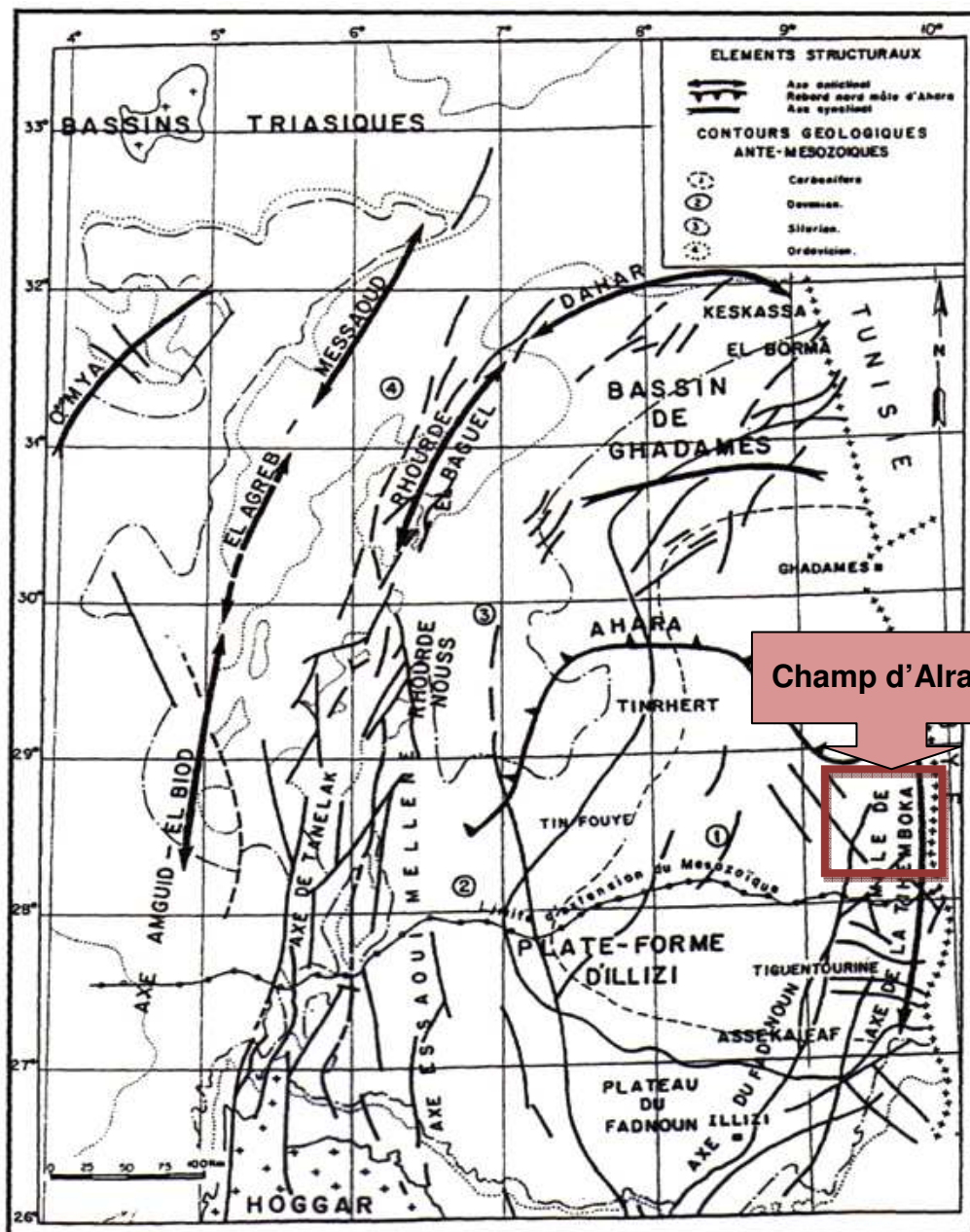


Figure I.4 : Situation géographique et géologique du champ d'Alrar (Document Sonatrach).

2.2 Cadre structural

L'image structurale du champ d'Alrar apparaît comme un vaste monoclinallongé de direction Est-Ouest et à pendage de 1° vers le N.NW ; le compartiment de l'Est est séparé de celui de l'Ouest par une grande faille de direction Nord-Sud et d'un rejet maximal de 100 à 150 m (elle faisait partie de l'accident de Fadnoun d'âge panafricain).

Le champ est très compliqué du point de vue structural, à cause des nombreuses failles ayant affecté le champ à la manière de touche de piano, ces failles ont un caractère soit normal ou faiblement inverse, avec un pendage souvent proche de la verticale. Le compartiment Ouest semble plus affecté par ces failles qui ont pour origine les différentes phases tectoniques, principalement :

- La phase hercynienne (N120).
- La phase autrichienne (N90).

2.3 Système pétrolier

Les conditions nécessaires à la génération et au piégeage des hydrocarbures sont :

- Présence d'une roche-mère potentielle et génératrice.
- Présence d'une roche-réservoir.
- Présence d'une roche couverture.
- Présence d'un piège capable d'emmagasiner des hydrocarbures.

Sans oublier le facteur temps concernant l'âge de la migration des hydrocarbures et sa relation par rapport à celui de la formation du piège.

2.3.1 Roches-mères

Les roches-mères sont les roches dans lesquelles les hydrocarbures ont pris naissance ; elles sont caractérisées par une forte proportion en matière organique, un milieu réducteur, un enfouissement et, par conséquent, une température favorable pour la génération des hydrocarbures.

Plusieurs études géochimiques réalisées dans le bassin d'Illizi montrent que pratiquement tous les niveaux argileux du Paléozoïque ont à un moment ou un autre généré des hydrocarbures et dont nous nous contenterons, ici, des principaux, à savoir :

- Les argiles noires à graptolites radioactives du Silurien.
- Les argiles frasniennes du Dévonien moyen et supérieur.

D'autres niveaux tels que les séries du Carbonifère et probablement l'Ordovicien, riches en matière organique marine en état de libérer de l'huile et du gaz humide, ont également contribué à la génération des hydrocarbures.

2.3.2 Roches couvertures

Les roches couvertures se confondent souvent avec les roches mères (notamment avec les argiles). Dans le secteur d'Alrar, les principales couvertures sont :

- Les argiles siluriennes qui forment une bonne couverture pour les réservoirs antérieurs.
- Le réservoir F6 qui a comme couverture les argiles le séparant du réservoir F4, ou également la série argileuse du Dévonien supérieur (quand elle repose directement sur ce dernier).
- Le F4 et le F3 ont pour couverture le Dévonien supérieur, en l'occurrence les argiles radioactives qui constituent un très bon repère sismique dans toute la région.
- La puissante série Carbonifère forme la couverture du réservoir F2.

2.3.3 Roches-réservoirs

Les réservoirs explorés dans la région étudiée sont les séries poreuses et perméables du Dévonien au sens général ayant pour appellation locale F2, F3, F4 et le F6, mais les plus grandes accumulations de gaz à condensât et de l'huile se trouvent dans le F3 et le F6.

On note également la présence de l'Ordovicien avec ses deux unités (IV + III) qui repose sur l'unité II du Cambrien, cette dernière reposant sur le socle à la faveur de la discordance panafricaine. D'une manière générale, l'unité IV de l'Ordovicien supérieur présente des caractéristiques faibles et, par conséquent, la délivrabilité de son potentiel est tributaire d'une fissuration.

2.3.4 Pièges

Ils sont de type structural ou mixte, associés à des failles dues à la compression et situés au sommet de structures en fleur. L'éventualité de pièges stratigraphique est possible, étant donné la quantité de pincements dus à l'érosion.

CHAPITRE II

NOTIONS SUR LA GEOMECHANIQUE

<u>1</u>	<u>GENERALITES SUR LES DIAGRAPHIES ACOUSTIQUES</u>	<u>19</u>
1.1	LES ONDES ACOUSTIQUES	19
1.2	CARACTERISTIQUES DES SIGNAUX ACOUSTIQUES	21
1.3	PRINCIPE DU SONIQUE	22
1.4	BUTS DE L'INTERPRETATION	25
1.5	DETAILS D'INTERPRETATION	26
<u>2</u>	<u>PROPRIETES ELASTIQUES ET MECANIQUES DES ROCHES</u>	<u>28</u>
2.1	LES CONTRAINTES	28
2.2	LES PARAMETRES ELASTIQUES ET MECANIQUES DES ROCHES	30
2.3	CHRONOLOGIE D'UNE ETUDE GEOMECHANIQUE	33
2.4	METHODES DE DETERMINATION DE LA ZONE A MINIMUM STRESS	33
<u>3</u>	<u>CONCLUSION</u>	<u>39</u>

Dans ce chapitre, nous allons commencer par donner des notions sur les diagraphies acoustiques qui nous permettent d'avoir des mesures des temps de trajet des ondes P et S dans les formations. Nous allons ensuite montrer comment obtenir les paramètres élastiques à partir de ces mesures. Puis nous allons expliquer la méthode de détermination des contraintes que subit la formation. Et enfin, nous passons aux étapes de réalisation d'une étude géomécanique pour obtenir un MEM (Mechanical Earth Model).

La diagraphie acoustique fournit classiquement la vitesse de l'onde de compression dans la formation. L'acquisition des données acoustiques en champ total permet d'accéder à des paramètres acoustiques plus variés. Les paramètres classiquement mesurés sont pour chaque type d'onde enregistré : la vitesse, la fréquence dominante et l'amplitude. Ces paramètres accompagnés des données densité peuvent être utilisés pour calculer des paramètres mécaniques (coefficient de Poisson, module de Young...) et des paramètres pétrophysiques.

A partir de ces paramètres mécaniques dynamiques issus des données de diagraphies et des données de carottes, on peut calculer les paramètres mécaniques dits statiques.

L'amplitude de la contrainte verticale est directement liée au poids des formations sus-jacentes au niveau étudié. Les amplitudes des différentes contraintes horizontales que subit le puits sont obtenues à partir de formules qui prennent en compte les différents paramètres mécaniques ainsi que les déformations selon les deux axes. L'amplitude ainsi que l'orientation de ces contraintes, nous donnent d'importantes informations sur l'anisotropie.

L'objectif principal de l'étude géomécanique est l'obtention d'un profil de stress à partir duquel on détermine les zones de minimum stress qui sont les plus favorables pour la fracturation hydraulique.

1 Généralités sur les diagraphies acoustiques

1.1 Les ondes acoustiques

Il existe plusieurs types d'ondes acoustiques, chaque type se caractérisant par les mouvements des particules :

1. **Ondes de compression (P)** : ces ondes, appelées aussi ondes de pression, sont un type particulier d'ondes longitudinales. L'onde est

propagée dans le mode de compression, c'est-à-dire que la direction de propagation est parallèle à la direction de déplacement des particules (**Figure II.1.a**). Les gaz, liquides et solides ont tendance à s'opposer à la compression, ils peuvent donc tous propager des ondes de compression.

La vitesse V_p de l'onde de compression est :

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho}}$$

- Où
- K module global (bulk modulus)
 - G module de rigidité (shear modulus)
 - ρ densité du milieu

2. **Ondes de cisaillement (S)** : Ces ondes, appelées aussi ondes de torsion, sont un cas particulier d'ondes transversales. Les ondes de cisaillement sont propagées dans le mode de cisaillement, c'est-à-dire que la direction de propagation est perpendiculaire à celle de déplacement des particules (**Figure II.1.b**). A cause de leur rigidité, les solides s'opposent au cisaillement, c'est-à-dire à des forces qui tendent à faire glisser, l'une par rapport à l'autre, deux parties continues d'un corps. Donc, les ondes de cisaillement peuvent se propager à travers les solides. Pour la même raison, les liquides et les gaz n'ayant aucune rigidité (si la viscosité est négligeable), ne peuvent s'opposer au cisaillement et ne peuvent pas propager des ondes de ce type.

La vitesse V_s de propagation de l'onde de cisaillement est :

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}}$$

Dans la plupart des formations, V_s est de 1,6 à 2,4 fois plus basse que V_p . La mesure de la vitesse de cisaillement permet d'améliorer l'évaluation des propriétés mécaniques des roches (Wichtl, 1990).

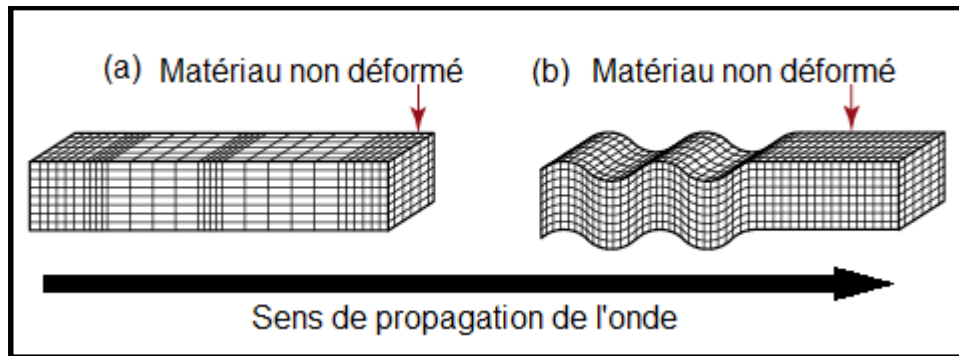


Figure II.1 : Propagation des ondes P et S

- 3. Ondes de Stoneley** : ce sont des ondes de surface qui circulent à l'interface liquide-solide ; elles résultent de l'interaction de l'onde transversale dans le solide. Les propriétés de cette onde varient avec la fréquence. Le long d'une interface plane, l'onde de Stoneley se propage sans perte d'énergie, mais loin de l'interface l'onde s'atténue dans les deux milieux. A basse fréquence, le mouvement des particules dans le solide sera elliptique, semblable à une onde de Rayleigh. La vitesse d'une onde de Stoneley sera inférieure à celle d'une onde de compression dans le fluide ou de l'onde de cisaillement dans le solide. Les ondes de Stoneley ont généralement une grande amplitude parce que l'énergie est guidée dans le trou de forage (Serra, 1979).

1.2 Caractéristiques des signaux acoustiques

Le signal acoustique est le train d'ondes résultant d'une émission d'énergie acoustique. Il est caractérisé par sa période, sa fréquence et sa longueur d'onde (**Figure II.2**).

Période T : on appelle période la durée d'un cycle. Elle s'exprime généralement en μs . Elle correspond à l'intervalle de temps séparant deux passages successifs d'une grandeur variable par la même valeur dans le même sens.

Fréquence f : elle correspond au nombre de cycles complets par seconde. Elle s'exprime généralement en Hertz (Hz). C'est l'inverse de la période.

$$f = \frac{1}{T}$$

Longueur d'onde λ : c'est la distance couverte durant un cycle. Elle est égale au rapport de la vitesse de propagation par la fréquence (Serra, 1979)

$$\lambda = \frac{V}{f}$$

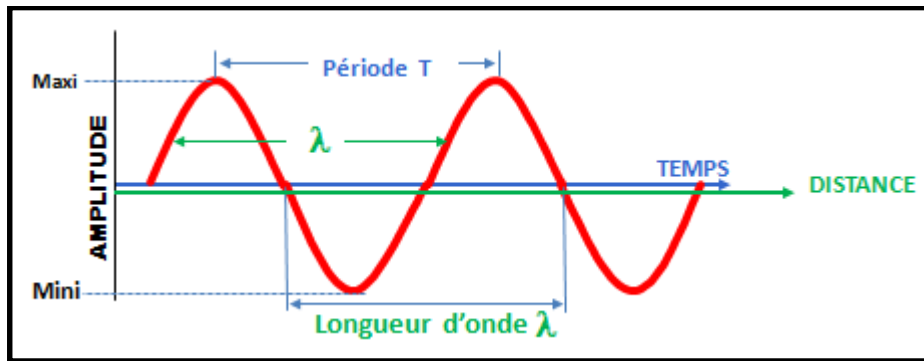


Figure II.2 : Caractéristiques d'un signal acoustique

1.3 Principe du sonique

Des ondes acoustiques (le son) peuvent se propager dans n'importe quel milieu solide. Dans le simple exemple d'une barre, si l'on frappe une extrémité, on entendra l'arrivée de l'onde sonique, à l'autre bout, un peu plus tard. Notons qu'il faut avoir une source d'énergie sonique et un récepteur. Si nous connaissons le temps mis par l'onde sonore pour parcourir la longueur de la barre et cette même longueur, nous pouvons calculer la vitesse de propagation de l'onde. C'est une caractéristique du matériel qui constitue la barre (Wichtl, 1990).

1.3.1 Les mesures acoustiques

Les paramètres les plus couramment mesurés sont :

- La vitesse de propagation (V) ou la lenteur (S) des différents types d'ondes dans la formation (ondes longitudinales ou de compression (P), transversales ou cisaillement (S) et de Stoneley (St)), qu'on mesure, déterminant le temps mis par ces ondes pour parcourir une certaine épaisseur de formation : c'est la diagraphie sonique ou acoustique ;
- L'amplitude des différentes ondes (P, S, et St) reçues aux récepteurs et leur atténuation grâce à l'enregistrement complet du train d'ondes et à son analyse. A cette catégorie correspond la diagraphie d'amplitude dont une application importante est l'adhérence du ciment (ex : Cement Bond Log « CBL ») ;
- L'amplitude et la position des oscillations positives du signal complet reçu : c'est la diagraphie en densité variable (ex : Variable Density Log « VDL ») (Serra, 1979);
- L'enregistrement à différents géophones positionnés dans le trou de sonde des arrivées directes ou réfléchies d'un train d'ondes émis en surface. Il est connu sous le nom de profil sismique vertical ou PSV.

1.3.2 Les sources acoustiques

Ce sont généralement des transducteurs à magnétostriction ou piézo-électriques excités depuis la surface par l'émission d'une impulsion électrique. Ils transforment un signal électrique en une vibration acoustique. Ainsi, ils émettent une vibration ou impulsion de pression (pressure pulse) ou un train d'ondes ayant une fréquence pouvant varier entre 0,5 et 40 kHz suivant le type de sonde et d'application.

L'émission, de très courte durée (moins de 1 ms) est répétée plusieurs fois par seconde (10 à 60 fois suivant le type de sonde).

Il existe différents types de sources suivant le mode d'excitation. On a ainsi des sources monopôles, dipôles et quadripôles (**Figure II.3**).

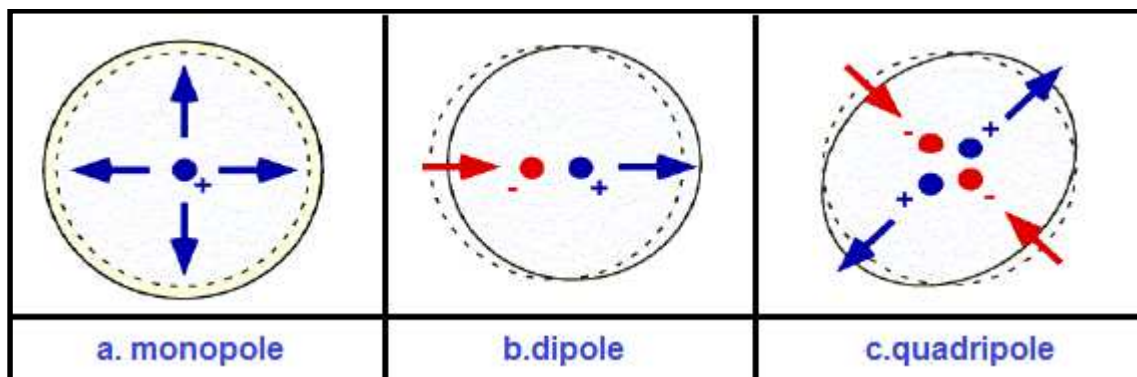


Figure II.3 : Types de sources acoustiques

Monopôle : dans l'excitation monopôle, une source ponctuelle envoie une pulse de pression dans toutes les directions (**Figure II.3.a**).

Dipôle : avec l'excitation dipôle, une source à deux points côte à côte qui vibrent en phase opposée créant un effet latéral « push-pull » (**Figure II.3.b**).

Quadripôle : l'excitation quadripôle utilise des sources à 4 points ; une diagonale vibre en phase opposée avec l'autre diagonale (**Figure II.3.c**)

1.3.3 Les récepteurs de signaux acoustiques

Ce sont généralement des céramiques ou hydrophones à large bande, qui transforment les ondes de pression en signaux électromagnétiques qui peuvent alors être amplifiés et transmis en surface à l'aide du câble. Suivant les types de sonde, les récepteurs peuvent être au nombre de deux, quatre ou être constitués en réseau (array).

Les récepteurs sont situés soit dans le corps de la sonde centrée dans le trou de forage, parfois excentrée dans les trous à grande diamètre, soit appliqués contre la paroi du trou dans le cas du PSV (Profil Sismique Vertical).

1.3.4 Les sondes modernes

Les progrès technologiques ont permis de développer des sondes permettant d'enregistrer le signal total reçu aux détecteurs et ainsi de mesurer le temps de trajet des différents types d'ondes. Ceci a permis d'accroître le champ d'application des mesures acoustiques.

Les sondes modernes émettent suivant plusieurs gammes de fréquences (de 0,5 à 40 kHz) en mode soit monopôle, soit dipôle. Elles comprennent également un réseau de récepteurs. Elles enregistrent, enfin, le train d'ondes complet à chaque récepteur. De plus, la mesure de la vitesse du son qui était basée sur la première arrivée (FMD pour First Motion Détection) est maintenant basée sur la cohérence des temps de lenteur aux différents récepteurs (STC pour Slowness Time Coherence).

1.3.5 Unité de mesure

L'industrie pétrolière a retenu comme unité de temps de trajet la microseconde par pied. Elle est reliée à la vitesse, exprimée en pieds/s. On l'exprime aussi en microsecondes par mètre et la vitesse en mètres par seconde. Les conventions entre ces unités sont les suivantes :

$$1\mu\text{s}/\text{m} = 0,3048\mu\text{s}/\text{ft}$$

1.3.6 Facteurs influençant la mesure

Le temps de trajet des ondes acoustiques dans un forage est fonction de nombreux paramètres géologiques ou environnementaux. On peut donc écrire la relation suivante :

$$\Delta t = f(\text{lithologie, texture, structure, fluide de formation, boue, pression, température, configuration du trou}).$$

- Lithologie : La vitesse du son dépend de la nature des minéraux entrant dans la composition des roches et celle du ciment qui les unit.
- Porosité et nature des fluides : La vitesse du son dépend également de la porosité et de la nature des fluides emplissant les pores. Plus la porosité croît,

plus la vitesse décroît. Pour une même matrice et une même porosité, la vitesse diminue si l'on remplace l'eau par l'huile et l'huile par le gaz.

- Texture : L'arrangement des grains et, par voie de conséquence, le mode de répartition de la porosité, ont une influence sur la vitesse du son. Il est probable que la vibration suive le trajet le plus court dans la matrice, donc autour des pores, plutôt que de la traverser. Cette observation conduit à la notion de l'anisotropie de vitesse. La vitesse n'est pas la même suivant qu'on la mesure perpendiculairement ou parallèlement à l'allongement des grains « d'où une éventuelle influence du pendage des couches sur la vitesse mesurée ».
 - Si le pore est isolé dans la matrice (cas de vacuoles), l'arrivée plus rapide va l'éviter. C'est pourquoi l'on admet, généralement, que la mesure sonique ne voit pas la porosité secondaire de type vacuolaire ; aussi de la porosité qui doit être inférieure à 15%.
 - Inversement, si le grain est en suspension dans le fluide (cas de séries argileuses peu compactées), ce que l'on mesure c'est la vitesse du fluide.
 - Par ailleurs, l'existence de microfissures, soit naturelles, soit provoquées par le forage (effet de voûte), peut également diminuer la vitesse du son par suite de la création d'une microporosité, sous forme de plan, que le train d'ondes doit traverser. C'est pourquoi, dans ce type de formations (argileuses ou carbonatées, plus rarement siliceuses), pour vérifier les écarts entre les vitesses sonique et sismique, on préconise d'enregistrer le temps de parcours à l'aide de sondes à grand espacement (12 pieds) ce qui, alors, permet de capter l'arrivée par la formation ébranlée.
- Structure : l'homogénéité, l'épaisseur des bancs, les laminations, leur nombre et leur épaisseur, le pendage, la présence de fractures, leur inclinaison par rapport à la sonde, sont tous des paramètres qui doivent affecter également le temps de trajet par suite de l'anisotropie des formations (Serra, 1984).

1.4 Buts de l'interprétation

- Détermination de la porosité (à partir de la lenteur DT)
- Identification de la lithologie (avec Densité et/ou Neutron)
- Trace synthétique (avec Densité)
- Détermination des propriétés mécaniques des formations
- Détection des pressions anormales des formations

- Identification de la perméabilité (à partir de l'onde)
- Evaluation de la qualité de la cimentation
- Détermination du diamètre du puits (par un caliper attaché).

1.5 Détails d'interprétation

a. Porosité

- Equation de Wyllie (relation empirique):

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{mat}}{\Delta t_f - \Delta t_{mat}} \cdot \frac{1}{B_{cp}}$$

Où ϕ_s porosité sonique

Δt temps de transit

Δt_{mat} temps de transit de la matrice

Δt_f temps de transit du fluide

B_{cp} correction de compaction, avec : $B_{cp} = \frac{\Delta t_{sh}}{100} > 1.0$

Le facteur B_{cp} a été ajouté à l'équation quand on a trouvé que l'équation donne des valeurs surestimées de la porosité dans les grès non consolidés.

- Equation de Raymer-Hunt-Gardner (relation empirique) :

$$\phi_s = \frac{5}{8} \cdot \frac{\Delta t - \Delta t_{mat}}{\Delta t}$$

Cette équation est l'approximation de l'abaque Por-3 de Schlumberger.

Le choix de l'équation utilisée dépend de l'interpréteur. Si d'autres données sont disponibles, telles que les données de carottes, on choisit l'équation qui correspond au mieux aux données.

b. Identification de la lithologie

La lithologie est déterminée par la comparaison de Δt avec les données Neutron et Densité en utilisant des cross-plots (MID plots et M-N plots). Les abaques peuvent varier selon le type d'outil Neutron, l'équation sonique choisie et les compagnies de service.

Le rapport V_p/V_s peut aussi être un indicateur de lithologie.

c. Trace synthétique

Les données soniques et densité sont utilisées pour déterminer l'impédance acoustique de la formation le long du puits et les coefficients de réflexion des réflecteurs. La trace sismique synthétique résultante peut être représentée en profondeur ou en temps pour être comparable aux données sismiques.

d. Détermination des propriétés mécaniques des formations

Les données soniques (DTCO et DTS) et densité sont utilisées pour calculer les propriétés des formations telles que le coefficient de Poisson, le module de Young et Formation Strength.

Les paramètres de Formation Strength peuvent être utilisés pour déterminer la densité de la boue utilisée lors du forage pour assurer la stabilité de la paroi du puits. L'information sur ces paramètres relatifs sert de support pour le design de la fracturation hydraulique pour que les fractures restent dans la formation visée au lieu de se propager dans les formations adjacentes.

e. Détection des pressions anormales des formations

Les valeurs des temps de trajet dans les argiles sont représentées en fonction de la profondeur. Les points qui dévient du trend général des DT diminuant en fonction de la profondeur, indiquent la présence de zones de surpression.

f. Identification de la perméabilité

L'atténuation d'une partie des dernières arrivées du train d'ondes (ondes de cisaillement et de Stoneley) donne des indications sur la perméabilité. Cette atténuation est, cependant, affectée par d'autres paramètres, tels que la lithologie.

g. Evaluation de la qualité de la cimentation

Les diagraphies d'adhérence de ciment (ex : Cement Bond Log « CBL » et Variable Density Log « VDL ») permettent de déterminer les zones de bonne ou mauvaise cimentation. L'amplitude du signal acoustique enregistré dépend de la qualité de la cimentation. Lorsque le casing est bien lié au ciment, les vibrations sont atténuées proportionnellement à l'aire de surface liée.

Les outils Ultrasonique permettent d'avoir une meilleure estimation de la cimentation et une couverture plus complète de la paroi du puits.

h. Détermination du diamètre du puits

Le diamètre du trou est produit par des mesures du caliper associé avec un centralisateur. Le mouvement des bras de l'outil reflète les changements du diamètre du puits.

2 Propriétés élastiques et mécaniques des roches

2.1 Les contraintes

La contrainte est une quantité mathématique appelée tenseur et l'état de contrainte est souvent appelé tenseur des contraintes. Le processus de détermination des contraintes principales est souvent appelé changement de repère ou diagonalisation du tenseur des contraintes. Les directions des contraintes principales, qui sont appelées directions principales ou axes principaux, sont toujours mutuellement perpendiculaires.

2.1.1 Orientation de la contrainte

Le point de départ de la plupart des études géomécaniques consiste à décrire l'état de contrainte préexistante ou in situ dans la terre, ce qui demande trois amplitudes et des informations d'orientation. Du fait que dans la plupart des zones d'intérêt une des contraintes principales est verticale, l'état de contrainte in situ peut généralement être spécifié par trois amplitudes et la direction d'une des contraintes horizontales.

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en état de compression.

➤ **Contraintes verticales**

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

➤ **Contraintes horizontales**

Une contrainte horizontale est une contrainte de cisaillement qui est appliquée le long de la surface d'un plan. Ces contraintes dépendent essentiellement de la tectonique de la zone. Cette dernière peut avoir une composante gravitationnelle qui peut être accentuée par des effets thermiques, tectoniques et par la structure géologique.

2.1.2 L'état de contraintes

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

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

La contrainte sera donc une force par unité de surface.

Pour mieux représenter l'état des contraintes, on considère un élément cubique soumis à un chargement quelconque, sur chaque facette, on peut constater l'effort appliqué (**Figure II.4**)

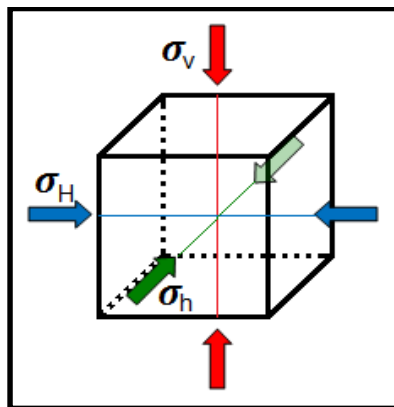


Figure II.4 : Les contraintes

2.1.3 Régime de stress

L'amplitude des trois contraintes détermine le régime stress qui produit trois différents modèles de failles :

- Régime normal : $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ (**Figure II.5.a**)
- Régime inverse : $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$ (**Figure II.5.b**)
- Régime décrochant : $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ (**Figure II.5.c**)

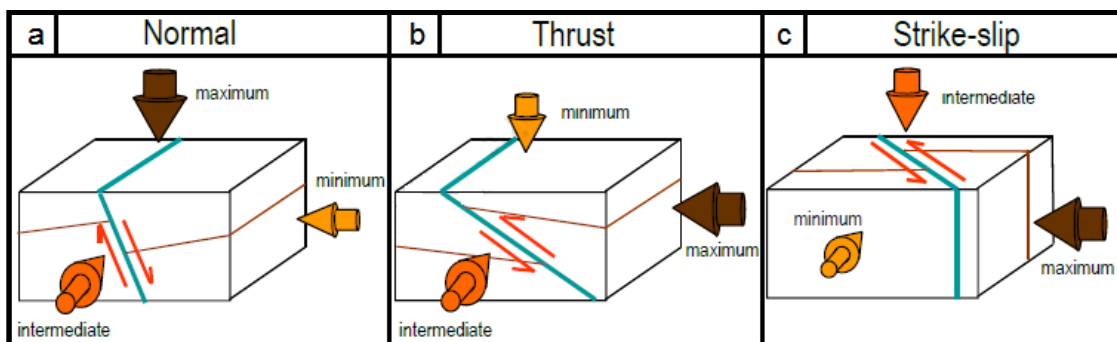


Figure II.5 : Modèles de failles selon le régime de stress (Schumberger, 2012).

2.2 Les paramètres élastiques et mécaniques des roches

a. Module de Young

Il représente le rapport entre la contrainte appliquée sur l'échantillon de roche et la déformation engendrée dans la même direction que la contrainte (**Figure II.6**), c'est-à-dire que la rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (**E**). Il est caractérisé par la pente de la courbe $\sigma = f(\epsilon)$ et dépend de l'élasticité, de la viscosité et de la rigidité de la roche, aussi bien que de la température, du temps, de la pression des pores et de l'anisotropie.

Le module de Young est inversement proportionnel à la déformation.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad \epsilon = \frac{\Delta L}{L} \quad \sigma = \frac{F}{S}$$

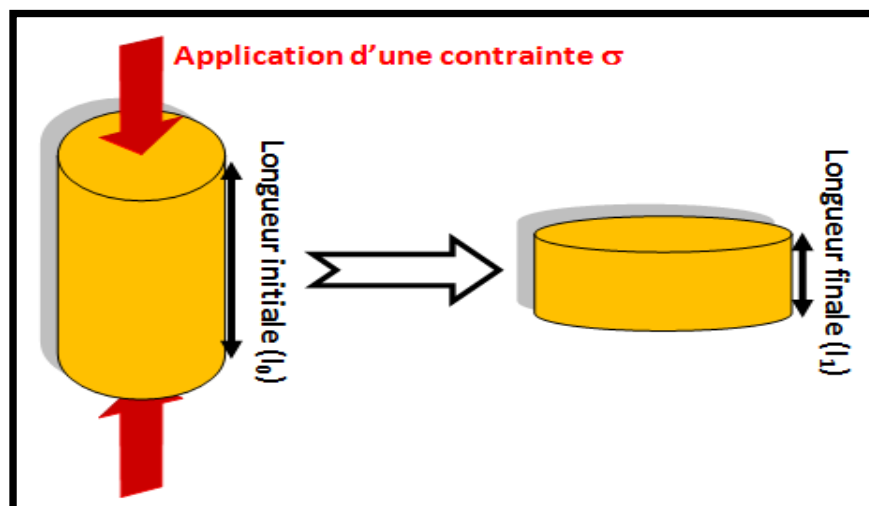


Figure II.6 : Déformation selon un axe de contrainte d'un cylindre.

Remarque : Le module de Young diffère d'une roche à l'autre, le **tableau II.1** ci-après représente quelques exemples :

Tableau II.1 : Quelques exemples du module de Young

Type de roche	Module de Young (Mpsi)
Calcaire	5-13
Sable	0.2-1.3
Grés consolidé	1-8
Silt	4-8
Argile	1-5
Charbon	0.1-1

b. Coefficient de Poisson

C'est un coefficient sans dimension, noté ν , défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement du diamètre d) et la variation de dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur l), lorsque l'échantillon est soumis à une compression (**Figure II.7**). Le coefficient de Poisson permet de caractériser la contraction de la matière perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué. Il représente la variation de la déformation latérale par rapport à la déformation axiale suivant l'expression suivante :

$$\nu = -\frac{\Delta D}{D} / \frac{\Delta L}{L}$$

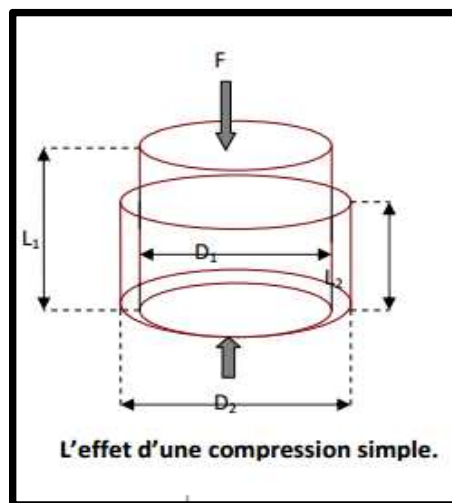


Figure II.7 : Déformations latérale et axiale suite à une compression

Le coefficient de Poisson diffère d'une roche à une autre, le **tableau II.2** ci-après nous donne quelques exemples:

Tableau II.2 : Quelques exemples du coefficient de Poisson

Type de roche	Coefficient de Poisson
Calcaire	0.30-0.35
Sable	0.25-0.35
Grés	0.15-0.30
Silt	0.20-0.30
Argile	0.25-0.45
Charbon	0.35-0.45

Remarque : Plus le coefficient de Poisson est élevé, plus la roche est comprimée.

c. Module de cisaillement

Le module de cisaillement **G** est une mesure de la résistance d'un échantillon de roche soumis à un effort de cisaillement ; **G** est le rapport entre l'effort de cisaillement à la contrainte de cisaillement. Dans le système anglais, son unité est (MPsi : Mega Psi). Il est donné par la formule suivante :

$$G = \frac{F}{A} / \frac{\Delta X}{l}$$

où : F force appliquée
 A surface sur laquelle la force agit
 ΔX déplacement latéral
 l épaisseur.

d. Module d'incompressibilité

Le module d'incompressibilité (**K**) est le rapport des contraintes (tensions) sous l'effet de la compression par rapport à la dilatation ou contraction volumétrique par unité de volume ou bien c'est la relation de proportionnalité entre la pression et le taux de variation du volume. Il est exprimé par la relation suivante :

$$K = \frac{\textit{pression hydrostatique}}{\textit{déformation volumétrique}}$$

Il peut être aussi exprimé en fonction du module de Young et du coefficient de Poisson.

e. Pression des pores (Pore Pressure)

Par définition, c'est la pression exercée par les fluides interstitiels au sein d'une formation. On peut l'obtenir à partir de l'outil MDT. En l'absence de ce dernier, on peut l'estimer à partir du gradient hydrostatique par la formule suivante :

$$PP = \frac{TVD}{\textit{Le gradient hydrostatique}}$$

où :
 TVD profondeur verticale réelle.

f. Pression de fracturation (FP ou FG)

Le stress qui doit être surmonté pour la fracturation hydraulique. Il est exprimé par la formule suivante :

$$FG = \frac{\sigma_h}{TVD}$$

σ_h contrainte horizontale minimale

2.3 Chronologie d'une étude géomécanique

La réalisation d'une étude géomécanique repose sur l'analyse des informations issues des mesures des diagraphies et de carottes. Ceci va permettre d'identifier la qualité du réservoir et ses caractéristiques pétrophysiques. L'estimation des propriétés mécaniques dynamiques (module de Young et coefficient de Poisson) se fait par les mesures des ondes de compression et cisaillement. Le passage au régime statique nécessite l'utilisation des formules de conversion obtenues par corrélation avec des essais sur carottes au laboratoire. Une fois les valeurs des propriétés mécaniques statiques disponibles, on procède alors à la réalisation du profil de stress qui détermine la distribution des contraintes horizontales en fonction de la profondeur et leur orientation à l'aide de l'imagerie. A la fin de l'étude, l'identification de la zone à fracturer sera choisie après l'analyse de la courbe des contraintes minimales qui va discerner les intervalles fragiles qui permettent l'initiation de la fracture.

2.4 Méthodes de détermination de la zone à minimum stress

La détermination de la zone à minimum stress est capitale dans toute opération de fracturation hydraulique, c'est la zone où va s'initier la fracture. Sa détermination est basée sur la caractérisation de certains paramètres élastiques indispensables pour le calcul des contraintes horizontales. De ce fait, pour réaliser le modèle géomécanique ou MEM (Mechanical Earth Model), il faut se servir des données des diagraphies et des résultats des essais mécaniques sur carottes.

2.4.1 Les diagraphies

Elles nous permettent d'obtenir des informations sur l'état des contraintes qui règnent au sein du réservoir. Le log, obtenu à partir de la diagraphie sonique, accompagné du log densité, permet l'étude de l'anisotropie du réservoir et le calcul de ses paramètres élastiques (module de Young, coefficient de Poisson,...). Les outils utilisés sont dotés de la technologie dipôle (souvent le Sonic Scanner ou Dipôle Sonic Imager pour Schlumberger). Les deux types d'ondes d'intérêt pour l'estimation des constantes élastiques d'un milieu sont les ondes de compression (ondes P) et les ondes de cisaillement (ondes S).

→ Mesures dynamiques

Les ondes soniques (P et S) se propagent en haute fréquence (10 KHz) dans la formation impliquant de très petites déformations. Dans ce régime dynamique, les roches ont une réponse plus rigide que ce qu'il sera dans le cas d'une charge statique durant le test mécanique au laboratoire ou durant la charge statique dans le sous-sol. Les équations mathématiques suivantes dites équations de Gassmann, basées sur les données soniques combinées avec les données de densité, sont utilisées pour le calcul des paramètres élastiques nommés dynamiques dans ce cas :

$$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho_z}{(\Delta t_{shear})^2}$$

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

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

$$PR_{dyn} = \frac{0,5 * (\Delta t_{shear}/\Delta t_{comp})^2 - 1}{(\Delta t_{shear}/\Delta t_{comp})^2 - 1}$$

Où :

- G_{dyn} module de cisaillement dynamique (Mpsi).
- K_{dyn} bulk modulus dynamique (Mpsi).
- E_{dyn} module de Young dynamique.
- PR_{dyn} coefficient de Poisson dynamique.
- ρ_z densité de la formation (g/cc).
- Δt_{shear} temps de transit de l'onde sonique de cisaillement ($\mu s/ft$).
- Δt_{comp} temps de transit de l'onde sonique de compression ($\mu s/ft$).

2.4.2 Etude au laboratoire

Ce sont des essais mécaniques au laboratoire réalisés dans le but de :

- Déterminer les propriétés mécaniques statiques et dynamiques de la roche.
- Faire une corrélation mathématique entre les résultats dynamiques et statiques.
- Trouver une formule de conversion du régime dynamique vers le régime statique et l'appliquer sur les résultats dynamiques calculés à base de l'outil sonique.

→ Mesures statiques

Les propriétés élastiques de la roche sont calculées par les équations de Gassmann mais les valeurs obtenues sont surestimées parce que la roche montre un comportement plus rigide, c'est-à-dire les propriétés élastiques de la roche subissent des modifications causées par les travaux de forage et leurs mesures sont dites alors les mesures dynamiques. De ce fait il devient nécessaire de faire recours à des modèles de conversion qui permettent le passage du régime dynamique au régime statique. Cependant, le choix du modèle dépend du comportement géomécanique des terrains traversés et doit être élaboré à partir des essais de laboratoire.

L'obtention des mesures statiques est assurée par des corrélations que l'on détermine en comparant les propriétés élastiques statiques et les propriétés élastiques dynamiques.

D'une façon générale les corrélations sont de la forme suivante :

$$\mathbf{Static} = (A * \mathbf{Dynamic}^\alpha) + B$$

Où :

Static	la propriété élastique statique
Dynamic	la propriété élastique dynamique correspondante.
A et B	des constantes déterminées
α	constante de Biot, elle est généralement prise égale à 1.

▪ Module de Young statique

Après la conversion, la valeur du module de Young statique a tendance à diminuer et présente un écart important avec le module de Young dynamique, d'où la nécessité de faire la conversion.

Pour le passage du module de Young dynamique au module de Young statique, plusieurs équations sont disponibles dans la littérature. Néanmoins, les équations les plus utilisées en Algérie sont : l'équation de Morales et quelques équations propres aux sociétés de services (ex. Schlumberger).

Il est à noter que la différence entre les deux modules de Young statique et dynamique est plus importante dans les grès que dans les carbonates.

Equation de Morales : utilisée pour des grès à porosité 10%-15%

$$\log(E_{stat}) = 2.137 + 0.6612 \log(E_{dyn})$$

où :

E_{dyn} module de Young dynamique en Mpsi;

E_{stat} module de Young statique en Mpsi.

Autre équation :

$$E_{stat} = (0.8 - \Phi_{\alpha}) \cdot E_{dyn}$$

où :

Φ_{α} porosité moyenne.

▪ Coefficient de Poisson statique

Le coefficient de Poisson dynamique est calculé par l'équation de Gassmann, tandis que le coefficient de Poisson statique peut être déterminé par les tests sur carottes. De nombreux tests ont montré que le coefficient de Poisson dynamique est pratiquement égal au coefficient de Poisson statique (Burstein et Frankel, 1968).

2.4.3 Profil de stress

Le profil de stress est un élément nécessaire pour comprendre le comportement et la stabilité du puits de forage, il contient des informations sur :

- La pression des pores (PP : Pore Pressure).
- La contrainte verticale (OBP : Overburden Pressure).
- Les contraintes horizontales minimale et maximale (p_h et p_H) ainsi que leurs intensités.

→ Calcul de la Contrainte Verticale

C'est la pression exercée à tout moment par le poids des sédiments et des fluides sus-jacents. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\sigma_v = TVD * \textit{Gradient lithostatique}$$

Où :

TVD profondeur Vertical Réelle (True Vertical Depth)

→ Calcul des Contraintes Horizontales

Le modèle poro-élastique des déformations horizontales qui prend en considération les effets tectoniques est utilisé pour quantifier les magnitudes des contraintes horizontales minimales et maximales (Fjaer et al, 1992).

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - \alpha PP) + \alpha PP + \frac{E}{1 - \nu^2} \epsilon_h + \frac{\nu E}{1 - \nu^2} \epsilon_H$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - \alpha PP) + \alpha PP + \frac{\nu E}{1 - \nu^2} \epsilon_h + \frac{E}{1 - \nu^2} \epsilon_H$$

où :

- σ_h contrainte horizontale minimale.
- σ_H contrainte verticale maximale.
- ν coefficient de Poisson.
- E module de Young.

ε_H et ε_h sont respectivement l'allongement minimal et maximal.

- α constante de Biot ($\alpha=1$ dans les conditions de rupture).

Les déformations horizontales (ε_H et ε_h) dans ce cas peuvent être des allongements ou des raccourcissements, elles peuvent être traitées comme des facteurs standards qui doivent être adaptés d'une manière adéquate à partir des tests Leak-Off, l'analyse des micro-fractures ou des logs d'imagerie,...etc.

Les équations précédentes assument que les roches sont isotropes et leur comportement mécanique peut être décrit par un seul coefficient de Poisson et un seul module de Young. C'est rarement le cas pour les argiles qui, à cause de leur histoire dépositionnelle et nature laminée, sont souvent anisotropes avec différents module de Young et coefficient de Poisson dans les directions horizontale et verticale. Le module de Young horizontal peut dépasser de 4 fois sa valeur verticale. Les caractéristiques des argiles ont un impact sur leur manière de répondre au stress et les équations précédentes doivent être réécrites en prenant compte de l'anisotropie TIV :

$$\sigma_h = \frac{E_h}{E_v} * \frac{\nu_v}{1 - \nu_h} (\sigma_v - \alpha PP) + \alpha PP + \frac{E_h}{1 - \nu_h^2} \varepsilon_h + \frac{\nu_h E_h}{1 - \nu_h^2} \varepsilon_H$$

$$\sigma_H = \frac{E_h}{E_v} * \frac{\nu_v}{1 - \nu_h} (\sigma_v - \alpha PP) + \alpha PP + \frac{\nu_h E_h}{1 - \nu_h^2} \varepsilon_h + \frac{E_h}{1 - \nu_h^2} \varepsilon_H$$

→ Identification de la zone à fracturer

Après avoir établi le profil de stress on choisit les zones à fracturer en se basant sur plusieurs critères, tels que :

- L'identification des zones de minimum stress (zone de faiblesse) ;
- Existence des barrières de stress qui permettent de confiner la propagation de la fracture vers les zones adjacentes contenant des fluides indésirables ;
- Existence d'éventuelles failles près du puits qui peuvent mettre en contact les fractures induites avec d'autres niveaux ;

- Eviter les zones avec de grandes saturations en eau pour éviter de les faire produire ;
- Choisir les zones qui montrent un bon intérêt pétrolier en matière de net pay (signifie les zones qui permettent une exploitation rentable) et contenance en hydrocarbures.

→ **Orientation de la Direction des Contraintes Horizontales**

La fracture engendrée se propage parallèlement à l'axe de la contrainte horizontale maximale (σ_H) et s'ouvre perpendiculairement à l'axe de la contrainte horizontale minimale (σ_h) (**Figure II.8**).

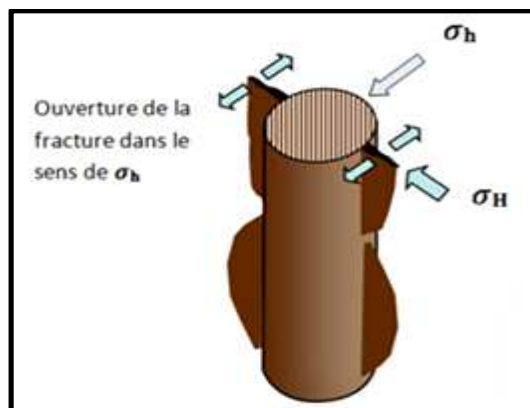


Figure II.8 : Ouverture de la fracture par rapport aux contraintes horizontales.

On peut déterminer l'orientation des contraintes horizontales maximale (σ_H) et minimale (σ_h) à partir de la connaissance de la tectonique régionale, de la même façon qu'on peut la déduire à partir des enregistrements du Caliper (Diamètre) ou de l'imagerie du puits qui est caractérisée par une ovalisation du trou de forage (**Figure II.9**).

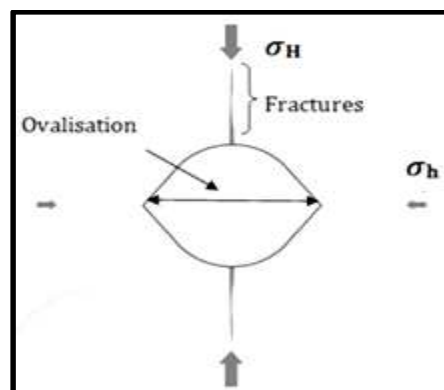


Figure II.9 : Détermination des contraintes horizontales selon les fractures induites et l'ovalisation du puits (Schlumberger et Sonatrach, 2007).

3 Conclusion

La géomécanique joue un rôle très important dans un programme de fracturation hydraulique. En effet, à travers un profil de stress obtenu par combinaison des différents paramètres élastiques et mécaniques de la formation ciblée, on pourra déterminer les zones de minimum stress qui représentent les zones intéressantes à fracturer.

L'anisotropie affecte le profil de stress obtenu, d'où une analyse approfondie de l'anisotropie est nécessaire, elle peut être réalisée à partir de l'interprétation des données acoustiques avancées (ex. Sonic Scanner) en association avec les données d'imagerie.

CHAPITRE III

ANISOTROPIE ET SONIC SCANNER

<u>1</u>	<u>ANISOTROPIE ACOUSTIQUE</u>	<u>41</u>
1.1	LES MODELES D'ANISOTROPIE	41
1.2	ANISOTROPIE DE L'ONDE DE CISAILLEMENT	42
1.3	ANISOTROPIE INTRINSEQUE ET INDUITE	43
<u>2</u>	<u>TECHNOLOGIE SONIQUE AVANCEE</u>	<u>44</u>
2.1	LE MONOPOLE	44
2.2	LE DIPOLE	45
2.3	L'OUTIL SONIC SCANNER	46
2.4	TRAITEMENT STC DES DONNEES SONIC SCANNER	50
2.5	PRESENTATION DES DONNEES SONIC SCANNER	51
<u>3</u>	<u>DISPERSION ET MECANISMES DOMINANTS DE L'ANISOTROPIE DE CISAILLEMENT</u>	<u>53</u>
<u>4</u>	<u>CONCLUSION</u>	<u>54</u>

Dans ce chapitre, nous allons commencer par définir l'anisotropie et les différents modèles sous lesquels elle se présente dans les formations géologiques. Ensuite, nous passons à la présentation de l'outil Sonic Scanner, ses modes d'opération et ses différentes applications. Enfin, nous allons exposer les 4 modèles type des courbes de dispersion obtenues par Sonic Scanner et leur apport pour l'évaluation de l'anisotropie.

Dans les formations lentes pour lesquelles la vitesse de l'onde de compression dans la boue est supérieure à la vitesse de l'onde de cisaillement dans la formation, la lenteur S de la formation ne peut être obtenue avec un outil monopôle classique. Dans le cas de telles formations, l'utilisation d'un outil dipolaire permet d'accéder plus facilement à cette mesure et d'obtenir des informations plus complètes sur la formation.

La diaggraphie acoustique dipôle permet aussi d'accéder à d'autres informations caractéristiques d'un réservoir, telles que la fracturation en utilisant les atténuations des ondes de cisaillement et de Stoneley, et l'estimation in-situ de la perméabilité à partir des ondes de Stoneley.

La technologie dipôle permet également une définition approfondie de l'anisotropie en utilisant des méthodes d'acquisition et de traitement avancées, puis en analysant le comportement de l'onde S dans la formation dans différentes directions.

1 Anisotropie acoustique

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

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

1.1 Les modèles d'anisotropie

1.1.1 Isotropie Transversale Verticale

- La cause principale de VTI est la posée mince de schistes dans la subsurface.
- Axe vertical de symétrie.
- Stratification en couches horizontales.

- Ondes se propageant généralement plus vite horizontalement que verticalement (**Figure III.1**).

1.1.2 Isotropie Transversale Horizontale

- La cause principale est la présence de fractures alignées verticalement.
- Axe horizontal de symétrie.
- Ondes se propageant le long de la fracture.
- La direction de propagation généralement plus rapide verticalement (**Figure III.2**).

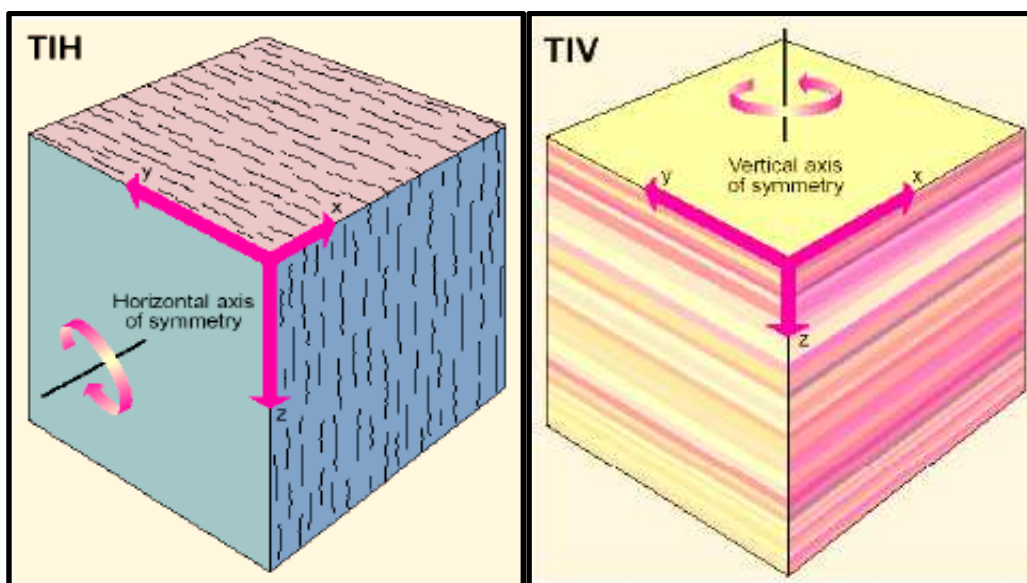


Figure III.2 : Modèle Isotropie Transversale Horizontale

Figure III.1 : Modèle Isotropie Transversale Verticale

1.2 Anisotropie de l'onde de cisaillement

L'anisotropie peut résulter des effets structuraux intrinsèques tels que les ruptures et les posées naturelles alignées ou des efforts inégaux de la formation. Ces effets mènent aux différences dans les propriétés élastiques de la formation et, s'ils sont sur une plus petite échelle que la longueur d'onde sonique, alors la propagation des ondes soniques peut être employée pour détecter et mesurer l'anisotropie.

Les ondes soniques se propagent plus rapidement dans la direction des particules les plus rigides. Pour l'onde de cisaillement, le mouvement des particules est dans un plan perpendiculaire à la direction de la propagation de l'onde.

En particulier, un phénomène de polarisation de l'onde S peut être observé dans les réservoirs anisotropes. Quand une onde de cisaillement traverse une région anisotrope, elle se sépare en deux ondes orthogonales, l'une se déplaçant plus rapidement que l'autre (fast and slow shear) (Ouafeul et Aliouane, 2015).

La polarisation de l'onde de cisaillement alignée dans la direction la plus rigide va se propager plus rapidement que celle alignée dans l'autre direction (**Figure III.3**).

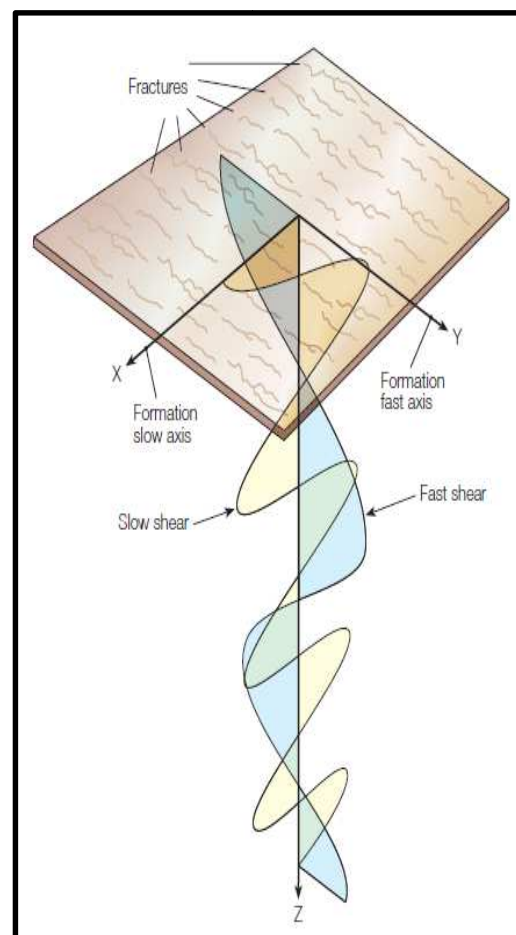


Figure III.3 : Séparation de l'onde de cisaillement.

L'anisotropie de l'onde de cisaillement peut être exprimée en termes de lenteur, de temps de déplacement ou d'énergie.

1.3 Anisotropie intrinsèque et induite

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

1.3.1 Anisotropie intrinsèque

Elle est provoquée par la stratification, la microstructure ou les argiles alignées (**Figure III.4.a**).

1.3.2 Anisotropie induite par les contraintes

Elle est le résultat de l'application d'effort ou du déséquilibre tectonique (**Figure III.4.b**).

La représentation des lenteurs de l'onde de cisaillement fast et slow en fonction de la fréquence (dispersion plot) permet de déterminer le type d'anisotropie dominante.

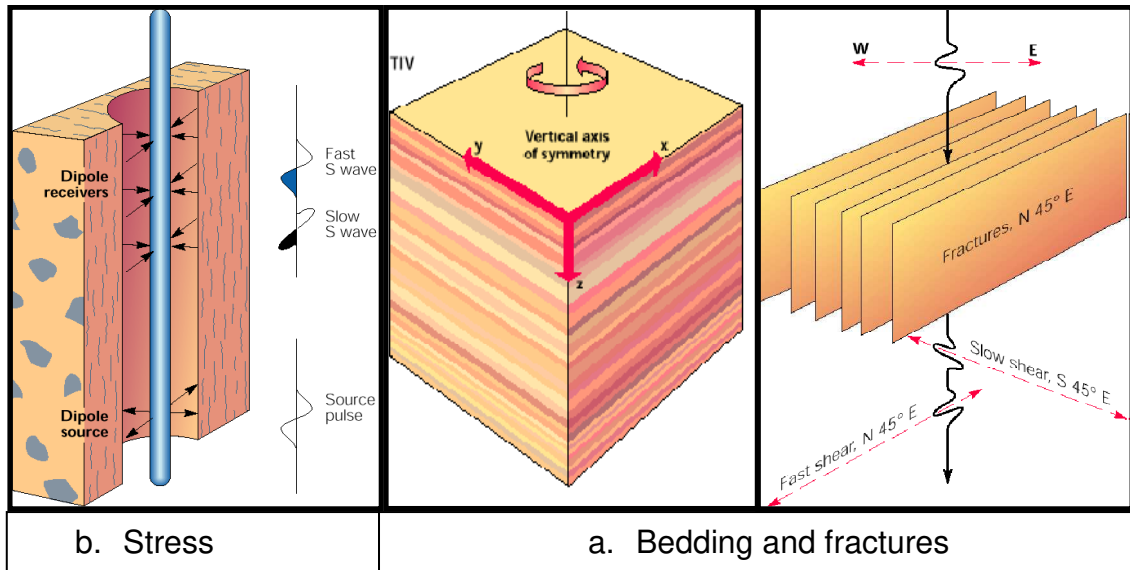


Figure III.4 : Mécanismes d'anisotropie de cisaillement.

Dans ce qui suit, nous allons présenter la méthode d'analyse de l'anisotropie en utilisant l'outil Sonic Scanner de Schlumberger.

2 Technologie sonique avancée

Les ondes sonores se propagent plus lentement dans les formations peu consolidées que dans les formations dures. Dans les formations peu consolidées, il est impossible de détecter l'onde de cisaillement sur l'enregistrement du sonique monopôle, le mode dipolaire permet de résoudre ce problème.

2.1 Le monopôle

L'outil sonique "monopôle" émet une pulse omnidirectionnelle qui crée une onde de compression dans le fluide du puits ; celle-ci se propage dans la formation et excite des ondes de compression et de cisaillement qui, à leur tour, induisent des fronts d'ondes dans le fluide du borehole. Ce sont ces fronts d'ondes qui sont détectés par les récepteurs. Les fronts d'ondes sont créés seulement si les ondes de la formation se propagent plus rapidement que les ondes créées dans le fluide. Les ondes de compression sont toujours plus rapides que les ondes de fluide, mais ce n'est pas le cas pour les ondes de cisaillement. Dans les formations peu consolidées,

la vitesse des ondes de cisaillement étant plus faible que celle des ondes de fluide, l'enregistrement de ces ondes à partir de l'outil monopôle est impossible (**Figure III.5**).

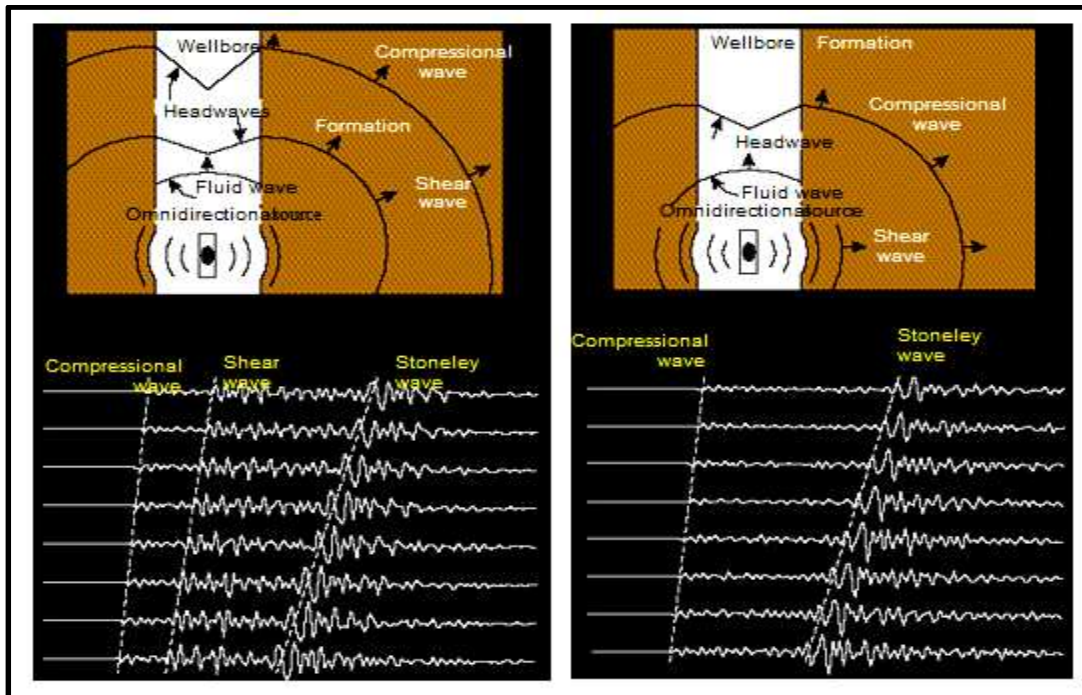


Figure III.5 : Train d'ondes enregistré dans une formation rapide (à gauche) et une formation lente (à droite) (Rouelle, 2009).

2.2 Le dipôle

L'outil "dipôle" utilise une source et des détecteurs directionnels. La source se comporte comme un piston qui crée une légère flexion (torsion) de la paroi du puits induisant directement des ondes de compression et de cisaillement. La propagation de ces ondes de torsion est coaxiale au puits alors que le déplacement est perpendiculaire à l'axe du puits et parallèle au transducteur. La source opère à de faibles fréquences, généralement inférieures à 4 kHz. Les ondes de compression et de cisaillement se propagent dans la formation, il y a toutefois une propagation additionnelle des ondes de "cisaillement/torsion" (shear/flexural) qui crée une perturbation dans le fluide du borehole. C'est cette perturbation que les récepteurs directionnels détectent. Cette onde de "cisaillement/torsion" induite par la flexion de la paroi du puits est dispersive. A basse fréquence, elle se propage à la même vitesse que l'onde de cisaillement, à plus grande fréquence elle se propage à une vitesse inférieure. A l'opposé de l'outil monopôle, le dipôle enregistre les ondes de "cisaillement/torsion" même dans les formations peu consolidées (**Figure III.6**).

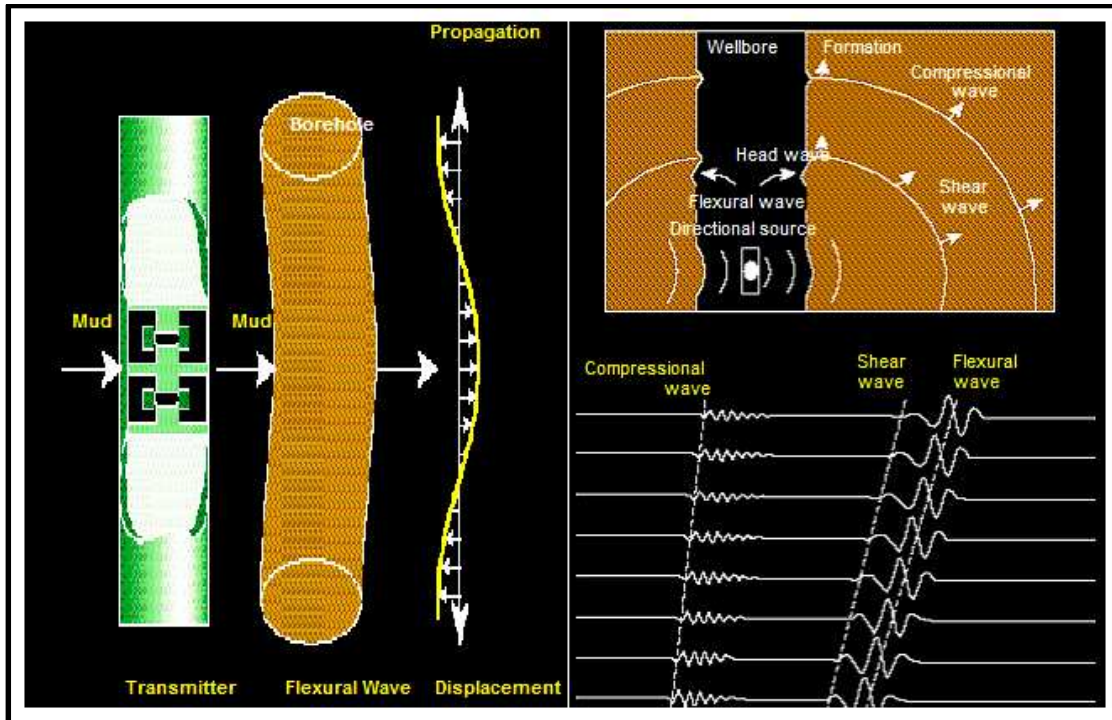


Figure III.6 : Enregistrement d'un train d'ondes complet dans une formation lente grâce à la technologie dipôle (Rouelle, 2009).

2.3 L'outil Sonic Scanner

Cet outil de diaggraphie sonore de la Société Schlumberger a été développé pour rendre possible une caractérisation acoustique 3D de l'environnement du puits et de la formation, avec la capacité sans précédent de réaliser un profilage radial. Deux exigences devaient être prises en compte :

- l'acquisition de formes d'ondes monopolaires et dipolaires de qualité sur une large plage d'espacement et couvrant une large bande de fréquences ;
- Des procédures (workflow) de traitement amélioré pour intégrer toutes les données et effectuer les inversions pour les applications souhaitées.

2.3.1 Géométrie et section réceptrice

La plate-forme comprend treize stations réceptrices disposées le long de l'axe de l'outil, espacées de 6 pouces pour une longueur totale de 6 pieds pour le réseau de récepteurs. Huit récepteurs azimutaux sont situés tous les 45 degrés autour de l'outil pour chacune des stations, donnant un total de 104 capteurs pour le réseau de récepteurs (**Figure III.7**). Les récepteurs à haute fidélité donnent une réponse stable sur toute l'enveloppe de pression et de température de fonctionnement de l'outil. Le premier émetteur à dipôle génère un mode dipolaire aligné sur la référence de l'outil, le second génère un mode dipolaire à 90 degrés de celle-ci. Pour améliorer la

précision de séparation du mode de propagation et le rapport Signal/Bruit, les récepteurs sont calibrés régulièrement.

Les trois émetteurs unipolaires, de conception identique, sont optimisés pour l'excitation du mode de Stoneley aux basses fréquences et pour l'acquisition d'une mesure de diagraphie de contrôle de l'adhérence du ciment aux hautes fréquences par l'intermédiaire de la fréquence standard des modes unipolaires P et S. L'amplitude de la variation de pression générée est plus importante que celle obtenue avec la technologie antérieure. Leur accord pour compenser la fonction d'excitation de compression unipolaire assure une bonne génération du mode unipolaire P qui est typiquement de faible amplitude dans les formations extrêmement rapides.

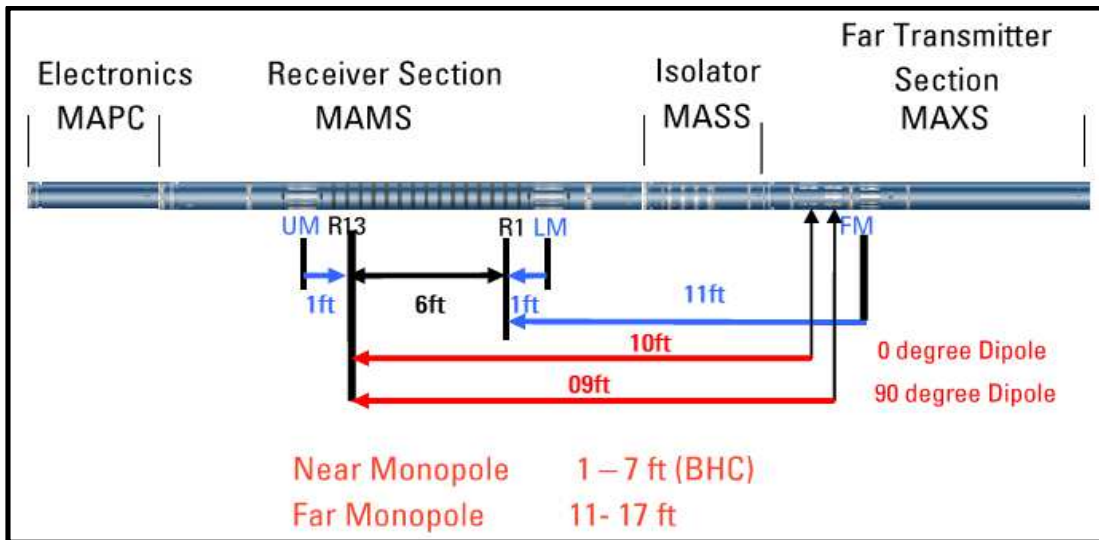


Figure III.7 : Configuration de l'outil Sonic Scanner (Document Schlumberger).

2.3.2 Mode d'acquisition de l'outil Sonic Scanner

Avec 2 émetteurs orthogonaux de dipôle et 8 capteurs azimutaux, l'outil Sonic Scanner peut mesurer les composantes de la lenteur de cisaillement dans n'importe quelle direction dans un plan perpendiculaire à l'axe du forage.

Les composantes parallèles et normales à chaque émetteur peuvent être extraites le long des axes X et Y de l'outil. Ces mesures peuvent alors se décomposer en 4 mesures notées XX, XY, YX, YY. La première direction se rapporte à l'émetteur et la 2ème au récepteur. La direction et la vitesse des ondes rapides et lentes peuvent être facilement déterminées en tournant mathématiquement les formes d'onde mesurées par un angle azimutal de sorte qu'elles s'alignent avec les deux directions orthogonales X et Y (**Figure III.8**).

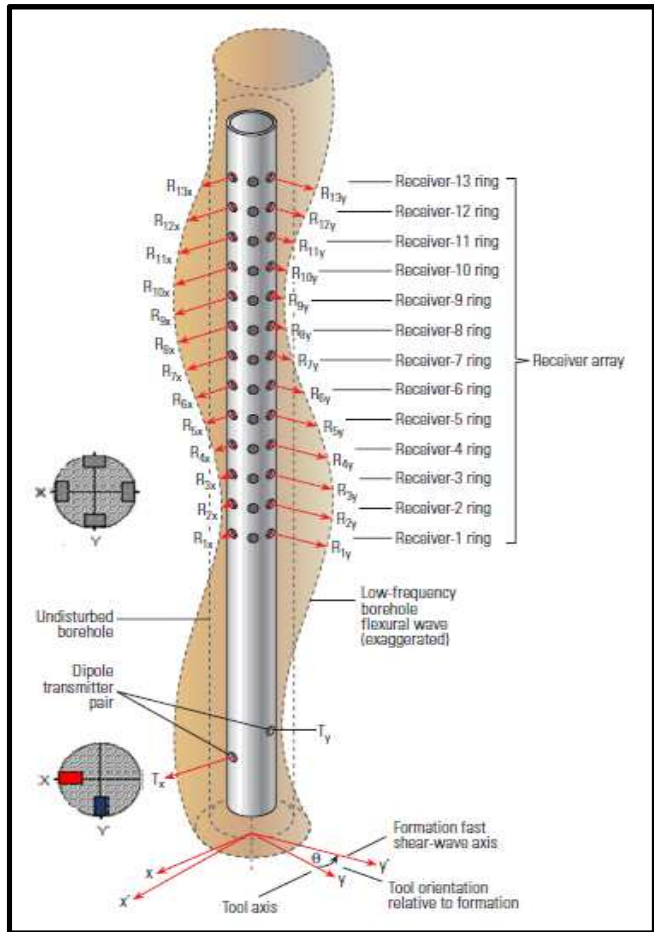


Figure III.8 : Induction de l'onde de flexion par un émetteur dipôle (Haldorsen, 2006)

L'outil Sonic Scanner est capable d'enregistrer les paramètres suivants (Arroyo Franco et al, 2006) :

- La différence entre l'énergie minimale et l'énergie maximale
- L'azimut de la composante rapide de l'onde cisaillement
- Les lenteurs des composantes fast et slow de l'onde de cisaillement
- La différence entre les temps d'arrivée des composantes rapide et lente
- La différence entre les lenteurs des composantes rapide et lente.

2.3.3 Les différents modes d'opération

Les six modes d'opération de l'outil Sonic Scanner sont présentés dans le **Tableau III.1**.

Tableau III.1 : Modes d'opération de l'outil Sonic Scanner

N°	Mesure	Stations	Récepteurs	Intervalles	Echantillons
1	MU-MF	13	13	10	256
2	ML-MF	13	52	10	256
3	MF-MF	13	52	10	512
4	MF-LF	13	13	40	512
5	XD	13	26	40	512
6	YD	13	26	40	512

avec :

MU-MF	Monopole Upper – Mid Frequency
ML-MF	Monopole Lower – Mid Frequency
MF-MF	Monopole Far – Mid Frequency
MF-LF	Monopole Far – Low Frequency
XD	X-Dipole
YD	Y-Dipole

2.3.4 Spécifications de l'outil

L'outil Sonic Scanner a été construit par les dernières nouvelles technologies avec des spécifications spéciales pour une acquisition acoustique développée (Tableau III.2).

Tableau III.2 : Spécifications de l'outil Sonic Scanner (Schlumberger, 2005)

Temperature rating	350°F [177°C]
Pressure rating	20,000 psi [138 MPa]
Tool diameter	3,625 in. [9.21 cm]
Minimum hole size	4,75 in. [12.07 cm]
Maximum hole size	22 in. [55.88 cm]
Tool length	41,28 ft [12.58 m]
Tool weight	383 kg [844 lb]
Maximum logging speed (single mode)	3600 ft/hr [1097m/h]
Maximum logging speed (all six modes simultaneously)	900 ft/hr
Dipole and Stoneley	80 Hz to 5 kHz
High-frequency monopole	8 to 30 kHz
Mud weight or type limits	None
Combinability	All tools

2.4 Traitement STC des données Sonic Scanner

Les formes d'ondes enregistrées sont affichées sous forme de séries de temps. Pour certains enregistrements, les temps d'arrivée des ondes P, S, et Stoneley sont facilement détectés. Cependant, pour des niveaux de bruit élevés, de mauvaises conditions du puits ou d'autres facteurs qui peuvent causer des erreurs de lecture des temps d'arrivée des enregistrements, le choix visuel ou automatique des temps d'arrivée ne représente pas les vraies lenteurs. Donc, des techniques de traitement sont utilisées pour choisir les temps d'arrivée avec précision. L'une de ces méthodes est le traitement STC (Slowness Time Coherence). C'est une technique de traitement du signal qui cherche la similitude (mathématiquement semblance ou cohérence) dans les formes d'ondes de l'ensemble des récepteurs. On commence par une supposition du temps d'arrivée et la lenteur pour chaque type d'onde et on cherche un ensemble de formes d'ondes pour le temps et la lenteur qui maximisent la cohérence. Le graphe de la cohérence pour les différentes valeurs de la lenteur et du temps est appelé STC plot (les valeurs maximales sont représentées en rouge), à partir duquel les contours des maxima de la cohérence peuvent être identifiés. Les

maxima correspondant à l'onde de compression, l'onde de cisaillement et l'onde Stoneley sont tracés pour chaque profondeur pour créer un log de lenteurs. Les deux dimensions d'un STC plot sont comprimées en une seule dimension par la projection des pics de cohérence sur l'axe des lenteurs. Lorsque cette bande verticale de cohérence est représentée horizontalement, elle forme un élément du log de projection STC, une donnée de sortie standard des diagraphies soniques, la vitesse de chaque mode est superposée sur la projection STC (**Figure III.9**).

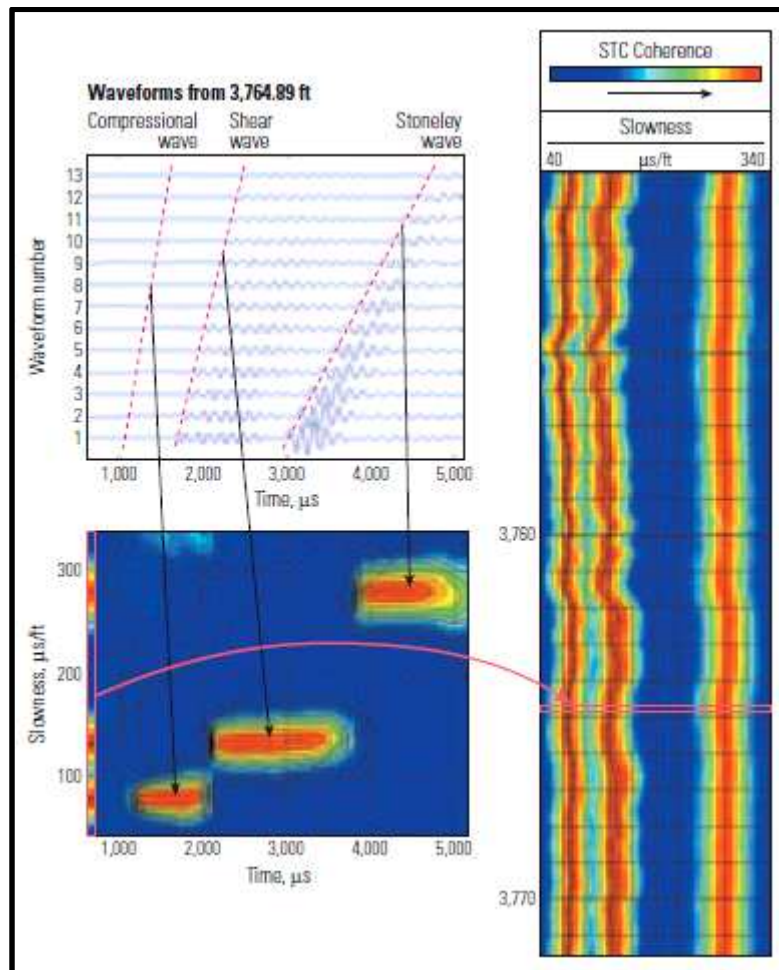


Figure III.9 : Traitement STC (Haldorsen, 2006).

2.5 Présentation des données Sonic Scanner

La présentation du log **Sonic Scanner** incorpore des indicateurs de la qualité du log, la projection du maximum contour de cohérence (Δt) est présentée avec le plan de projection STC. Le traitement est bien performé lorsque la courbe (Δt) coïncide avec la plus haute cohérence (**Figure III.10**). La figure contient les logs suivants :

Track 1 : profondeur (m).

Track 2 : diagraphie de radioactivité naturelle totale (GR) et caliper (in).

Track 3 : temps de parcours des ondes de compression (gauche) et de cisaillement (droite) tirés du STC processing ($\mu\text{s}/\text{ft}$).

Track 4 et 6 : temps de parcours des ondes de cisaillement fast et slow ($\mu\text{s}/\text{ft}$).

Track 5 et 7 : l'indicateur de la qualité de la cohérence (SFA : Slowness Frequency Analysis) pour les courbes de cisaillement rapide et lent, respectivement ($\mu\text{s}/\text{ft}$).

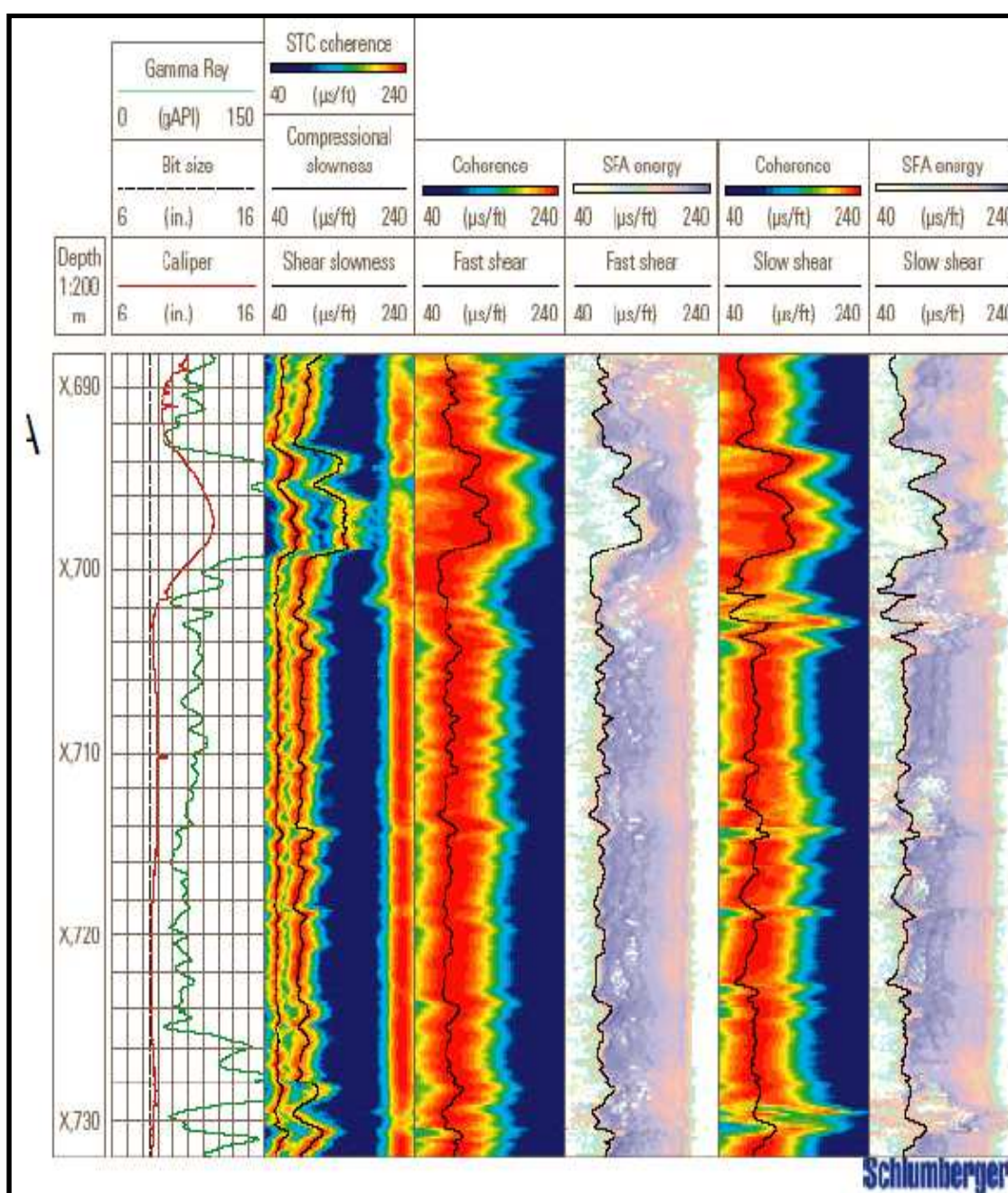


Figure III.10 : Représentation des données Sonic Scanner (Schlumberger, 2010).

3 Dispersion et mécanismes dominants de l'anisotropie de cisaillement

La dispersion, autrement dit la variation de la lenteur en fonction de la fréquence (**Figure III.11**), nous donne des informations précieuses sur la façon avec laquelle les propriétés de la formation varient avec la profondeur d'investigation. Les modes de longueurs d'ondes courtes (ou à haute fréquence) se propagent seulement près du puits, tandis que les modes de grandes longueurs d'ondes (ou à basse fréquence) se propagent profondément dans la formation.

Comparées à la réponse du milieu homogène isotrope, les courbes de dispersion d'ondes de flexion donnent une indication sur la nature des conditions régnant près du puits. Les différents cas idéaux possibles sont représentés sur les figures ci-dessous :

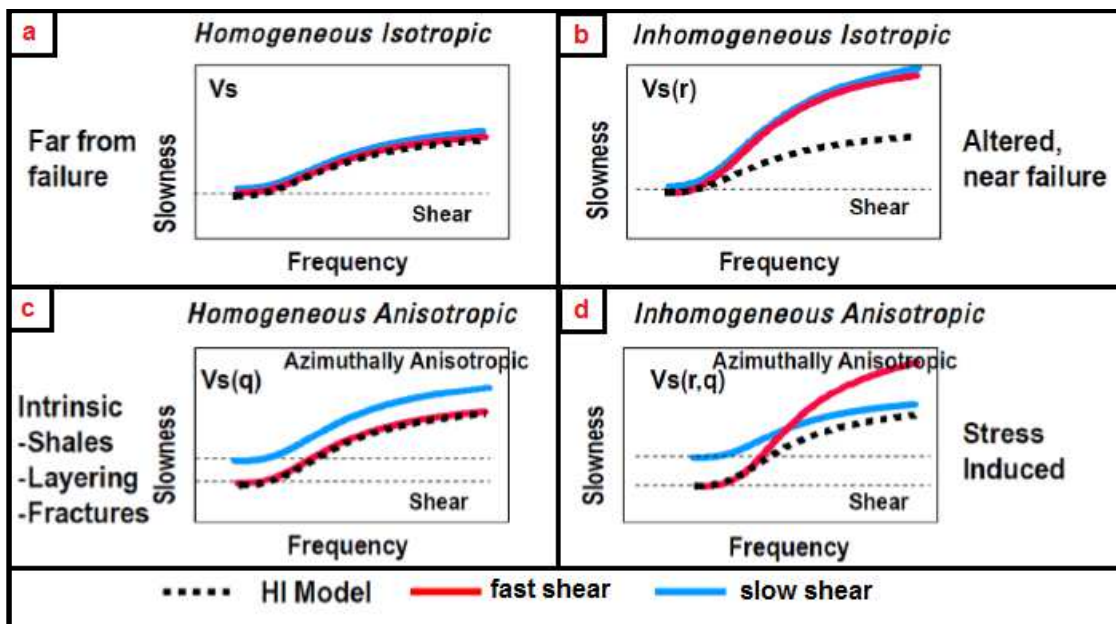


Figure III.11 : Les modèles de courbes de dispersion.

Dans une formation homogène isotrope (**Figure III.11.a**), les ondes de flexion ne se séparent pas en composantes rapide et lente. Ainsi, les deux courbes de dispersion d'ondes de flexion observées présentent la même signature et se superposent avec la courbe modélisée.

Dans les formations endommagées pendant le forage et proches de la rupture (**Figure III.11.b**), mais par ailleurs homogènes et isotropes au-delà du voisinage du puits, les deux courbes de dispersion sont identiques mais présentent une lenteur

beaucoup plus élevée à haute fréquence que la dispersion modélisée pour une formation homogène isotrope (sans endommagement au voisinage du puits).

Dans un milieu homogène anisotrope présentant une anisotropie intrinsèque (**Figure III.11.c**), comme dans les argiles ou les formations fracturées, les courbes de dispersion d'ondes de cisaillement rapide et lent sont séparées partout et tendent vers les lenteurs vraies à la fréquence nulle.

Dans un milieu hétérogène anisotrope (**Figure III.11.d**), les deux courbes de dispersion observées se croisent. Ce phénomène résulte d'une concentration de contraintes près du puits et indique une anisotropie induite par les contraintes.

4 Conclusion

La technologie sonique dipôle fournit la capacité d'identifier et de quantifier l'anisotropie des formations, qui est issue d'une variation des propriétés élastiques des roches. L'étude de l'anisotropie est très importante pour la caractérisation des réservoirs et elle permet l'évaluation de la fracturation et de la perméabilité. Ceci se fait par l'utilisation des données de diagraphies soniques avancées telles que le Sonic Scanner. Dans le chapitre V, nous allons montrer une application complète de l'analyse de l'anisotropie.

CHAPITRE IV

EVALUATION PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR TIGHT DE L'UNITE IV DE L'ORDOVICIEN

<u>1</u>	<u>NOTIONS SUR LES RESERVOIRS TIGHT</u>	<u>56</u>
1.1	RESERVOIR NON-CONVENTIONNEL	56
1.2	GAZ NON-CONVENTIONNEL	56
1.3	TIGHT GAS RESERVOIR	57
<u>2</u>	<u>PRESENTATION DU PUIITS</u>	<u>60</u>
<u>3</u>	<u>EVALUATION PETROPHYSIQUE</u>	<u>61</u>
3.1	DIAGRAPHIES ENREGISTREES	61
3.2	INTERPRETATION DES DIAGRAPHIES	64
3.3	SYNTHESE DES INTERPRETATIONS	73
<u>4</u>	<u>CONCLUSION</u>	<u>74</u>

Dans ce chapitre, nous allons procéder à l'évaluation pétrophysique du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien en exploitant l'ensemble des enregistrements des diagraphies conventionnelles, afin de mettre en évidence son caractère tight et son intérêt pétrolier. Avant ceci, on se propose de donner des notions sur les réservoirs tight.

1 Notions sur les réservoirs tight

Que ce soit des hydrocarbures conventionnels ou non-conventionnels, leur provenance est la même : la transformation de diverses matières organiques (algues, végétaux, animaux...), déposées dans une roche-mère, par augmentation de la température et de la pression lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques. Les réservoirs conventionnels peuvent produire des volumes économiques d'huile et de gaz sans avoir recours à de larges traitements de stimulation ou procédé de recouvrement, ce qui n'est pas le cas des réservoirs non-conventionnels.

1.1 Réservoirs non-conventionnels

Contrairement aux réservoirs conventionnels qui ont des perméabilités supérieures au dixième du milli-darcy, les réservoirs non-conventionnels ont des perméabilités très inférieures qui se mesurent en micro ou même en nano-darcy. Dans d'autres cas (sables bitumineux, pétrole lourd ou extra-lourd), c'est la qualité du pétrole qui ne permet pas une exploitation classique. Les fluides contenus dans les sources non-conventionnelles existent en large quantité mais ne s'écoulent pas aisément vers les puits existants pour un recouvrement économique.

1.2 Gaz non-conventionnels

Les gaz non-conventionnels sont de natures très variées et leur point commun est le fait qu'ils soient peu mobiles et donc pas très faciles à exploiter. Cependant, une fois amenés à la surface, ils ont une composition similaire au gaz naturel des gisements conventionnels (essentiellement du méthane). On distingue 4 grands types de gaz non-conventionnels :

- **Coal Bed Methane (CBM) ou "gaz de charbon"** : gaz qui est resté emprisonné dans le charbon qui s'est formé, le charbon jouant alors le rôle de roche-mère.

- **Shale gas ou "gaz de schiste"** : gaz qui est resté dans la roche-mère où il s'est formé.
- **Tight gas ou "gaz de réservoir compact"**: gaz qui a normalement migré dans une roche-réservoir, cette dernière ayant perdu sa perméabilité à cause d'un processus géologique.
- **Hydrates de méthane** : composés organiques naturellement présents dans les fonds marins, sur certains talus continentaux, ainsi que dans le permafrost des régions polaires. C'est un des réservoirs d'hydrocarbures planétaires.

1.3 Tight gas reservoir

Le gaz de réservoir tight est un gaz naturel produit à partir de roches-réservoirs si peu perméables qu'une méthode de stimulation est nécessaire pour en assurer une production rentable.

Les gisements de gaz des réservoirs tight sont généralement caractérisés par une perméabilité inférieure à 0,1 millidarcy (Law et Curtis, 2002; Naik, 2003) et une porosité inférieure à 10% (**Figure IV.1**).

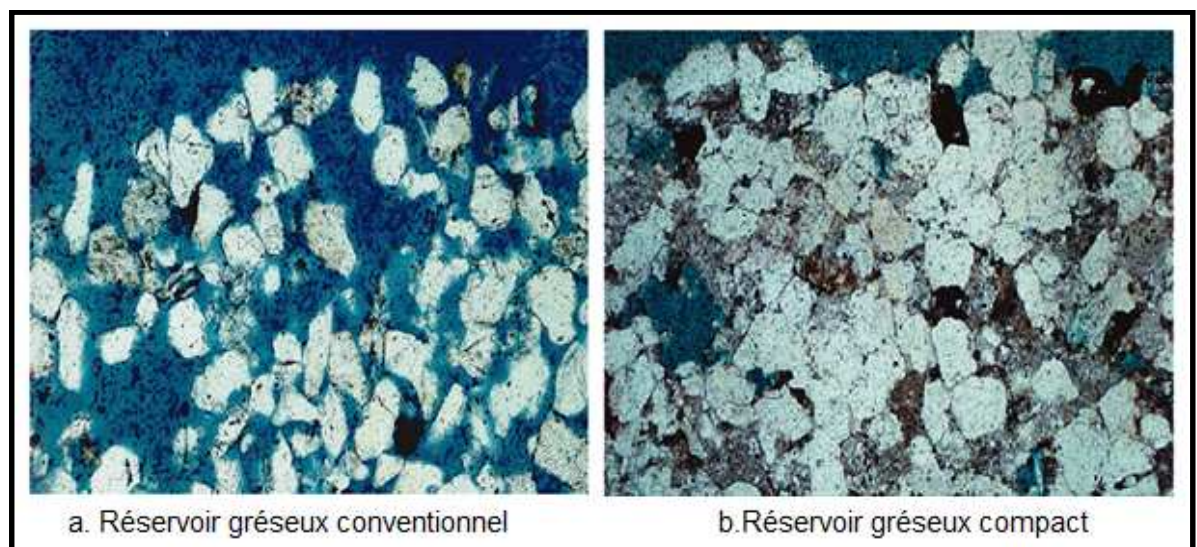


Figure IV.1 : Sections de réservoir gréseux

Les réservoirs compacts à gaz (tight gas reservoirs) sont des réservoirs non-conventionnels qui contiennent un pourcentage significatif de réserves de gaz et qui représentent un potentiel équivalent à celui des ressources classiques. Compte tenu de la nature gréseuse de la plupart de ces gisements, ces réservoirs sont parfois appelés tight gas sands.

1.3.1 Propriétés pétrophysiques des réservoirs tight à gaz

Les réservoirs tight à gaz partagent un nombre de caractéristiques, mais ces dernières peuvent ne pas se réunir toutes dans un même réservoir.

- Une perméabilité ultra faible inférieure à 0,1 mD, généralement dans des grès qui ont été soumis à des régimes variés de contraintes.
- une faible porosité intergranulaire.
- Une très mauvaise circulation du fluide, ce qui le rend inexploitable avec des techniques conventionnelles et demande alors plus d'effort pour l'extraire.
- Une haute à très haute pression capillaire qui, dans certains cas, peut atteindre plus de 1000 psi, ce qui suggère que la plupart des gorges des pores font moins de 0,1 micromètre de diamètre.

1.3.2 Difficultés liées aux réservoirs tight

Identifier, évaluer, produire: ces trois étapes classiques pour l'industrie pétrolière se transforment en trois défis dès qu'il s'agit de réservoirs tight. Pour les surmonter, les compagnies pétrolières font souvent recours à des technologies avancées.

De nombreux réservoirs compacts ont été découverts dans des contextes géologiques complexes et à des profondeurs importantes. L'utilisation des techniques modernes d'exploration, notamment l'imagerie sismique 3D, est devenue indispensable pour l'identification de ces gisements.

Les faibles porosités et perméabilités caractérisant les réservoirs tight, rendent nécessaires une grande précision dans leurs estimations par les analyses de carottes et les mesures de diagraphies, vu l'importance de ces paramètres lors de l'estimation des réserves et l'exploitation de ces gisements.

La mise en production de ces gisements est délicate et peut nécessiter le forage de plusieurs puits ou le recours à des opérations de stimulation, afin d'augmenter la productivité du réservoir.

1.3.3 Techniques d'exploitation des réservoirs compacts

L'une des méthodes, pour produire les hydrocarbures dans des couches de faible à très faible porosité et perméabilité, est la réalisation de forages horizontaux qui traversent la formation cible sur de longues distances. On peut aussi faire recours à des méthodes de stimulation sur des puits existants, telles que la fracturation hydraulique pour créer des fractures artificielles au travers desquelles l'hydrocarbure va pouvoir se déplacer en direction du puits d'exploitation.

Fracturation hydraulique

C'est un procédé qui impacte directement la production des fluides présents dans les réservoirs compacts. Elle est utilisée dans l'industrie pétrolière depuis le début des années 1950 et a pour but l'augmentation de la productivité des zones pétrolifères, gazifières et aquifères.

Ce procédé généralement utilisé lors de la phase de production, se base sur le craquement du milieu rocheux par l'injection d'un fluide à forte pression via un puits qu'on appelle « puits injecteur ». Les passages induits forment une voie de passage pour l'écoulement des hydrocarbures vers le puits. Pour éviter que la roche ne se referme et se soude complètement, un agent de soutènement est aussi injecté dans la fracture. Celui-ci est conçu pour résister à la force de compression de la roche et permet aux hydrocarbures de s'écouler facilement de la fracture jusqu'au trou de forage.

2 Présentation du puits

Le puits A est un puits d'exploration implanté dans la partie centrale du bloc 239a dans le périmètre Tinrhert qui occupe la partie Nord-Est du bassin d'Illizi, bordé à l'Est par la frontière algéro-libyenne.

Coordonnées géographiques :
 X=09°30'53"45549 E
 Y=28°40'11"61 N

Coordonnées UTM :
 X=550308.18
 Y=3171527.43

Altitude :
 Z= 701.00 m

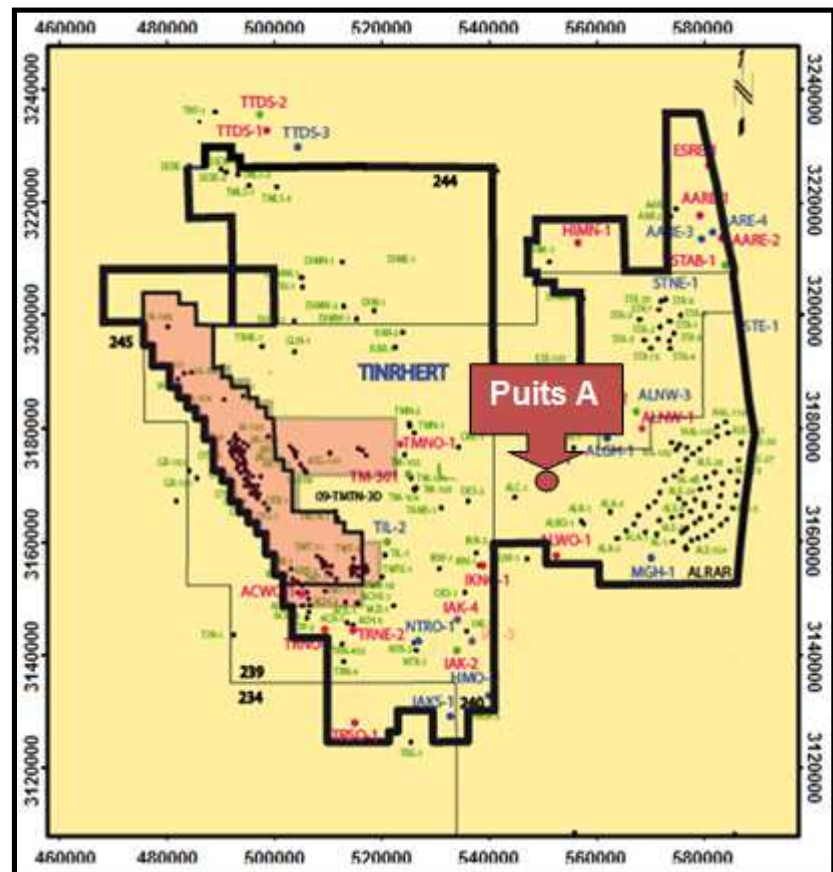


Figure IV.2 : Situation géographique du puits A
 (Document Sonatrach)

Prévision lithostratigraphique de la zone d'intérêt

La colonne stratigraphique prévue pour le puits A avant son forage est semblable à celle rencontrée dans 3 sondages adjacents.

Le modèle probable dans cette région consiste en la présence d'une unité IV glacio-marine qui repose sur l'unité III (marine) de l'Ordovicien moyen, à la faveur d'une discordance. L'ensemble repose en concordance sur l'unité II du Cambrien (**Figure IV.3**) ; cette prévision a été confirmée par le forage.

Le but de ce forage est d'explorer les réservoirs Cambro-Ordovicien (unité IV, unité III et unité II) qui ont produit du gaz et du condensat dans des puits à proximité.

Etage	FORMATION	Profondeur (m)	Cote Abs. (m)	Ep. (m)	Litho	Description	Tests
	Silurien Argileux	2948	-2255	227		Argile noire charbonneuse, grés-silteuse	
Ordovicien	Unité IV	3175	-2482	150		Grès gris - blanc passées d'argiles parfois microconglomératiques.	
	Unité III-3	3225	-2532	100		Argiles silteuses, gris-noire, micacées avec passées de grès fin à moyen.	
Cambrien	Unité II	3325	-2632	70		Grès grossiers à granulométrie irrégulière parfois microconglomératique.	
Précambrien	Socle	3395	-2702	>30		Roches métamorphiques	
	Profondeur Finale	3425 m					

Figure IV.3 : Colonne lithostratigraphique prévue pour le niveau Ordovicien
(Document Sonatrach)

3 Evaluation pétrophysique

L'objectif principal de l'interprétation des diagraphies est de localiser le réservoir, déterminer sa nature (minéralogie, lithologie), calculer ses paramètres pétrophysiques, calculer la saturation en eau, pour enfin déterminer son contenu en fluides ainsi que leurs natures. Nous allons procéder à une évaluation du réservoir tight de l'Ordovicien. Le caractère tight est mis en évidence sur les enregistrements de diagraphies.

3.1 Diagraphies enregistrées

Après le forage du puits A, il y a eu 2 jeux de diagraphies réalisés (**Tableau IV.1**). Le premier jeu contenait les outils suivants :

AIT : Array Induction Imager Tool, enregistre 5 courbes de résistivité à différentes profondeurs d'investigation pour une boue non conductrice.

IS : Ideal Sonic

CAL : Caliper, mesure le diamètre du puits dans une direction.

MAXS : Sonic

EMS : Environmental Measurement Sonde, donne des mesures du diamètre du puits aidant à déterminer la forme de la paroi.

Le deuxième jeu de diagraphies contenait les outils suivants :

TLD : Threedetector Lithology Density, mesure la densité de la formation.

CNL : Compensated Neutron Log, donne des mesures de porosité neutron.

HNGS : Hostile Gamma Ray Neutron Sonde, donne des mesures de gamma ray et porosité neutron, ainsi que la spectrométrie (Th, K, U, Pe).

GR : Gamma Ray, mesure la radioactivité naturelle.

Tableau IV.1 : Diagraphies enregistrées dans le puits A en phase 6''

Phase	Date	Opérations	Intervalle (m)
6''	20/04/2011	AIT_IS_CAL_MAXS_EMS	3047-3557
		TLD_CNL_HNGS_GR	3143-3557

Le log composite obtenu contient les enregistrements suivants :

Track A : profondeurs (m).

Track B : les unités géologiques des formations.

Track C : enregistrement Gamma Ray (GAPI) et Bit Size (inch).

Track D : les 5 courbes de résistivité de l'outil AIT (Ohm.m).

Track E : temps de transit de l'onde de compression DTCO ($\mu\text{s}/\text{ft}$), porosité neutron TNPH (dec), densité globale RHOZ (g/cm^3), facteur photoélectrique PEFZ (barn/elec).

Track F : concentration en Uranium URAN (ppm).

Track G : concentration en Thorium THOR (ppm) et en Potassium POTA (%).

Il est représenté sous la forme suivante (**Figure IV.4**) :

3.2 Interprétation des diagraphies

3.2.1 Etapes d'interprétation

a. Délimitation des zones réservoirs

Les enregistrements des rayonnements gamma naturels sont utilisés pour l'identification des zones argileuses suivant un volume d'argile limite (cutoff). Ce volume d'argile, qui est considéré 40%, nous permet de calculer une valeur limite de GR_{cutoff} utilisée pour établir une ligne de référence permettant de séparer les formations réservoirs des formations argileuses. Au-delà de cette valeur, la formation n'est plus considérée un réservoir.

$$GR_{cutoff} = V_{sh.cutoff} * (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

Pour notre cas, nous avons pris $GR_{max}=150$ (lu en face d'un banc argileux) et $GR_{min}=15$ (lu en face d'un banc gréseux propre), ce qui nous a permis d'avoir $GR_{cutoff}= 69$.

Le volume d'argile d'un réservoir est également calculé à partir des enregistrements de gamma ray suivant la formule :

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

- Le calcul du GR_{cutoff} nous a permis de détecter un réservoir gréseux qui va de 3202 m à 3241 m, d'une épaisseur de 39 m, à intercalations argileuses (ex : 3218 m, 3226-3227 m).
- Le calcul du volume d'argile au niveau du réservoir à permis de tirer les conclusions suivantes : la partie supérieure du réservoir est propre avec un V_{sh} moyen de 6%, et la partie inférieure est argileuse avec un V_{sh} moyen de 25%, avec intercalations argileuses ($V_{sh}>40\%$).

b. Identification de la lithologie

Pour déterminer la lithologie des zones réservoir, on utilise les cross-plot de porosité, notamment (ρ_b vs ϕ_N) (**Figure IV.5**).

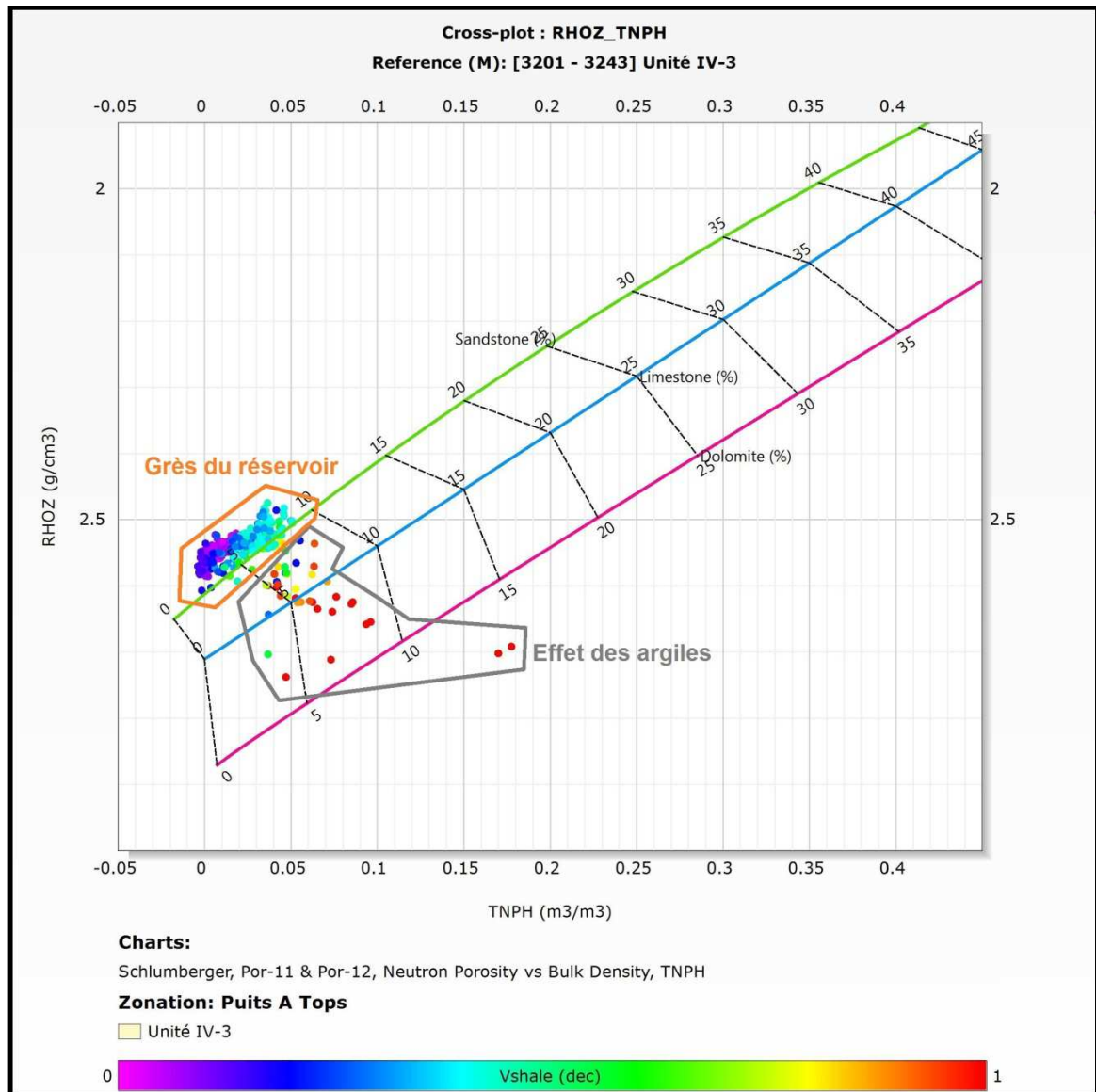


Figure IV.5 : Cross-plot de lithologie (ρ_b vs ϕ_N) au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien

- Le cross-plot (Z-plot) de lithologie confirme la nature gréseuse de la matrice de l'unité IV-3.
- L'influence des argiles est mise en évidence et est caractérisée par des valeurs de porosité neutron importantes.

c. Calcul des porosités

Pour calculer la porosité effective, on commence d'abord par calculer les porosités densité et sonique suivant les formules ci-dessous :

$$\varphi_d = \frac{\rho_{lu} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

$$\varphi_s = \frac{\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

où :

ρ_b densité globale lue en face d'un niveau réservoir considéré.

ρ_{ma} densité de la matrice.

ρ_f densité du fluide de forage.

Δt_{lu} temps de parcours de l'onde sonore lu en face d'un niveau réservoir considéré.

Δt_{ma} temps de parcours de l'onde sonore dans la matrice.

Δt_f temps de parcours de l'onde sonore dans le fluide.

Les paramètres matriciels Δt_{ma} et ρ_{ma} peuvent être déterminés graphiquement par les cross-plot (R_t vs DTco) et (R_t vs Rhob), respectivement. L'intersection de la droite à caractère *aquifères* avec l'axe des abscisses donne la valeur de Δt_{ma} ou ρ_{ma} , respectivement. Vu l'absence d'un niveau aquifère, on utilise les paramètres matriciels prédéterminés pour la région, représentés dans le **Tableau IV.2**.

Les paramètres du fluide de forage sont connus.

Tableau IV.2 : Paramètres matriciels et paramètres du fluide de forage

Δt_{ma} ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	ρ_{ma} (g/cc)	Δt_f ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	ρ_f (g/cc)
51,1	2,65	189	0,98

Porosités utiles

Les porosités doivent être corrigées de l'effet des argiles ; pour cela, on détermine les paramètres des argiles en les lisant en face d'un banc argileux le plus proche du réservoir. Les paramètres argileux lus pour les corrections au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien sont résumés dans le **Tableau IV.3** :

Tableau IV.3 : Paramètres des argiles

φ_{Nsh}	ρ_{sh} (g/cc)	φ_{Dsh}	Δt_{sh} ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	φ_{Ssh}	R_{sh} (Ωm)
0,18	2,7	-0,03	65	0,1	13

Les corrections se font selon les formules suivantes :

$$\varphi_{Nc} = \varphi_N - \varphi_{Nsh} * V_{sh}$$

$$\varphi_{Dc} = \varphi_D - \varphi_{Dsh} * V_{sh}$$

$$\varphi_{sc} = \varphi_s - \varphi_{ssh} * V_{sh}$$

où φ_{Nc} , φ_{Dc} , φ_{Sc} sont les porosités corrigées.

Remarque : Les porosités ne nécessitent pas de correction d'effet d'argile dans les zones propres du réservoir.

Le calcul de la porosité effective se fait suivant la formule actuellement utilisée par Sonatrach pour ce réservoir :

$$\varphi_e = \frac{\varphi_N + \varphi_D + 0,75 * \varphi_s}{2,75}$$

- La porosité effective obtenue au niveau du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien varie entre **2%** et **7%**, avec une moyenne de **4%**.

d. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w

La résistivité de l'eau de formation R_w est un paramètre important pour l'interprétation des diagraphies ; elle est indispensable pour la détermination de la saturation de l'eau de formation S_w .

Elle a été estimée à partir des tests de salinité, en utilisant l'abaque GEN-6 (**Figure IV.6**). La salinité de la région qui est de **160000 ppm** est convertie en résistivité de l'eau de formation pour une température du fond du puits égale à **140 °c**. La valeur déduite de R_w est égale à **0.015 $\Omega.m$** .

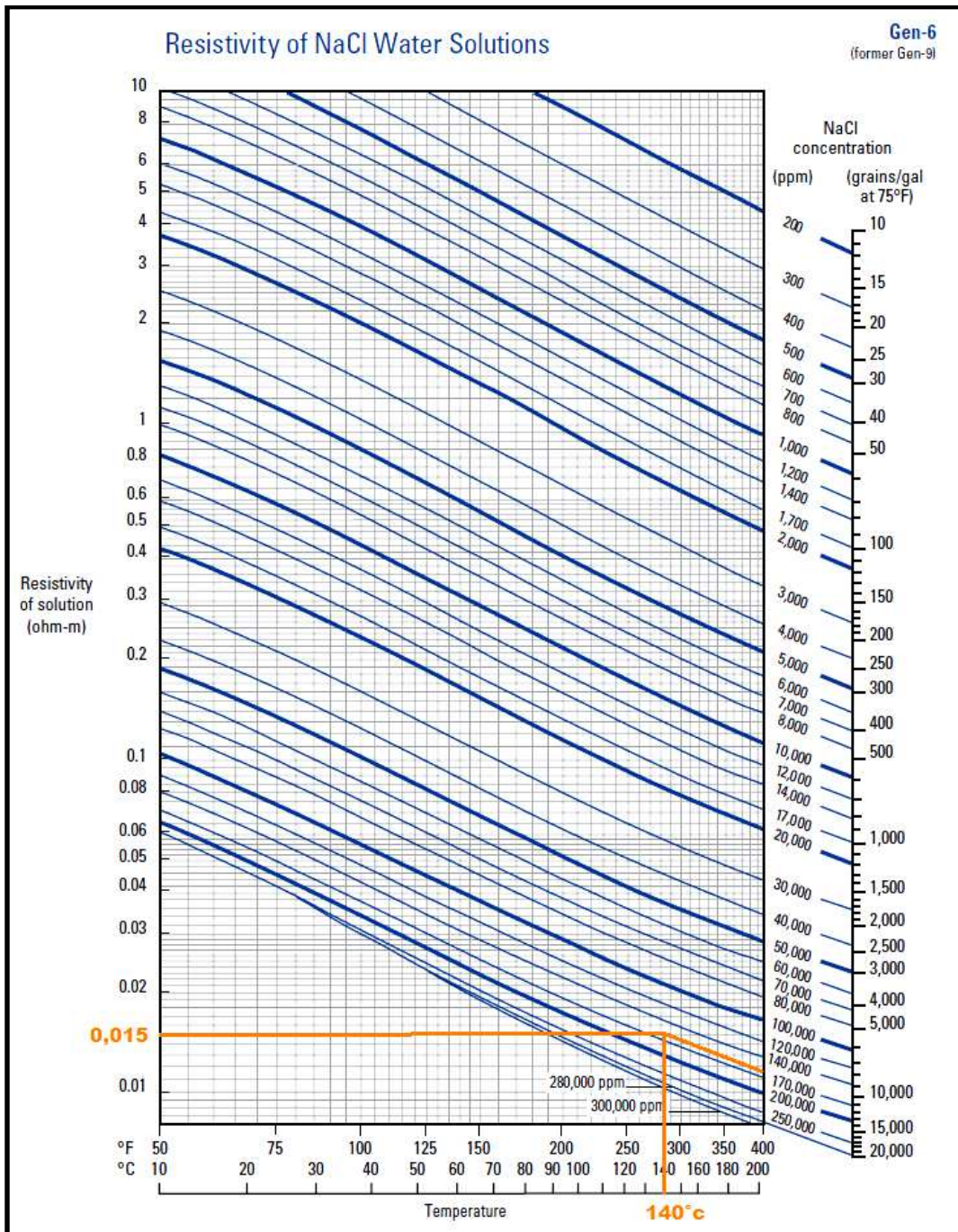


Figure IV.6 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation par l'abaque GEN-6 de Schlumberger

e. Calcul de la saturation en eau de formation

La saturation en eau est un paramètre indispensable au calcul des réserves, car elle permet de déterminer la saturation en hydrocarbures ($S_h=1-S_w$). Elle est évaluée au niveau des formations propres ($V_{sh} < 10\%$) par la relation d'Archie :

$$s_w^2 = \frac{F * R_w}{R_t} \qquad F = \frac{a}{\phi^m}$$

où :

- R_w résistivité de l'eau de formation.
 R_t résistivité de la zone vierge.
 F facteur de formation.
 a coefficient dépendant de la nature de la roche, $a = 1$.
 m facteur de cimentation, $m = 2$.
 ϕ porosité effective.

Dans le cas des formations argileuses, on utilise la formule de Simandou modifiée, qui est donnée par la relation suivante :

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

- Les saturations obtenues au niveau du réservoir varient entre 20 et 35%, avec des valeurs minimales en face des grès propres. Ceci a permis de constater la présence d'hydrocarbures et l'absence d'un plan d'eau.

f. Lithologie et minéralogie

Nous avons utilisé le module Quanti-Elan du logiciel TechLog avec un modèle grès-argile (Illite) pour déterminer la minéralogie. L'illite a été identifiée par l'analyse des déblais remontés pendant le forage.

3.2.2 Résultats de l'interprétation

L'interprétation a été faite manuellement en utilisant le tableur Excel et les formules citées précédemment dans ce chapitre. Les résultats de l'interprétation des différentes diagraphies enregistrées sont présentés dans le **Tableau IV.4** ci-après :

Tableau IV.4 : Résultats d'interprétation manuelle des données de diagraphies conventionnelles au niveau du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien

Prof. (m)	GR (gAPI)	R _t (Ω.m)	DTc (μs/ft)	V _{sh}	Litho.	φ _e	S _w	Caractère
3197	163	12	78	1	Argiles	-	-	-
3198	175	14	80	1	Argiles	-	-	-
3199	220	18	83	1	Argiles	-	-	-
3200	300	15	86	1	Argiles	-	-	-
3201	160	60	67	0,9209	Argiles	-	-	-
3202	23	140	60	0,0592	Grès Propres	0,0408	0,2358	Compact
3202	25	139	61	0,0715	Grès Propres	0,0395	0,2513	Compact
3203	26	120	59	0,0807	Grès Propres	0,0321	0,2629	Compact
3204	23	128	60	0,0627	Grès Propres	0,0404	0,2451	Compact
3205	23	133	59	0,0560	Grès Propres	0,0323	0,2799	Compact
3206	22	153	58	0,0508	Grès Propres	0,0338	0,2449	Compact
3207	23	156	59	0,0620	Grès Propres	0,0406	0,2177	Compact
3208	20	173	59	0,0356	Grès Propres	0,0385	0,2326	Compact
3209	20	161	59	0,0377	Grès Propres	0,0392	0,2476	Compact
3210	25	133	59	0,0705	Grès Propres	0,0391	0,2431	Compact
3211	22	121	59	0,0500	Grès Propres	0,0430	0,2598	Compact
3212	22	119	58	0,0528	Grès Propres	0,0348	0,2931	Compact
3213	20	109	60	0,0397	Grès Propres	0,0469	0,2621	Compact
3214	22	164	59	0,0496	Grès Propres	0,0429	0,2365	Compact
3215	29	80	59	0,1052	Grès Argileux	0,0321	0,3058	Compact
3216	37	39	62	0,1663	Grès Argileux	0,0538	0,3272	Gaz
3217	38	51	63	0,1689	Grès Argileux	0,0562	0,3684	Gaz
3218	118	21	64	0,7659	Argiles	-	-	-
3219	50	59	61	0,2602	Grès Argileux	0,0324	0,2462	Compact
3220	32	128	58	0,1241	Grès Argileux	0,0218	0,2447	Compact
3221	32	82	56	0,1253	Grès Argileux	0,0247	0,3115	Compact
3222	96	31	61	0,5970	Argiles	-	-	-
3223	48	70	58	0,2474	Grès Argileux	0,0303	0,2956	Compact
3224	72	25	61	0,4224	Argiles	-	-	-
3225	61	28	62	0,3429	Grès Argileux	0,0406	0,3676	Compact
3226	128	13	65	0,8396	Argiles	-	-	-
3227	111	18	63	0,7132	Argiles	-	-	-
3228	49	27	62	0,2522	Grès Argileux	0,0428	0,3425	Compact
3229	68	24	63	0,3901	Grès Argileux	0,0514	0,4010	Gaz
3230	57	23	62	0,3141	Grès Argileux	0,0420	0,3213	Compact
3231	61	21	62	0,3428	Grès Argileux	0,0394	0,3285	Compact
3232	63	16	64	0,3527	Grès Argileux	0,0562	0,3385	Gaz
3233	61	19	64	0,3401	Grès Argileux	0,0482	0,3753	Compact
3234	62	20	62	0,3512	Grès Argileux	0,0450	0,3257	Compact
3235	78	12	67	0,4631	Argiles	-	-	-
3236	64	13	66	0,3620	Grès Argileux	0,0632	0,3444	Gaz
3237	55	17	64	0,2997	Grès Argileux	0,0549	0,3471	Gaz
3238	58	17	65	0,3170	Grès Argileux	0,0559	0,3423	Gaz
3239	49	21	63	0,2510	Grès Argileux	0,0498	0,3550	Compact
3240	43	33	61	0,2086	Grès Argileux	0,0424	0,3263	Compact
3241	56	27	59	0,3058	Grès Argileux	0,0378	0,3130	Compact
3242	90	14	65	0,5537	Argiles	-	-	-
3243	176	11	68	1	Argiles	-	-	-
3244	186	10	71	1	Argiles	-	-	-
3245	187	11	71	1	Argiles	-	-	-
3246	180	11	71	1	Argiles	-	-	-

Ces mêmes résultats sont aussi présentés en forme de logs réalisés par Excel, accompagnés par la lithologie obtenue par le module Quanti-Elan du logiciel TechLog (**Figure IV.7**).

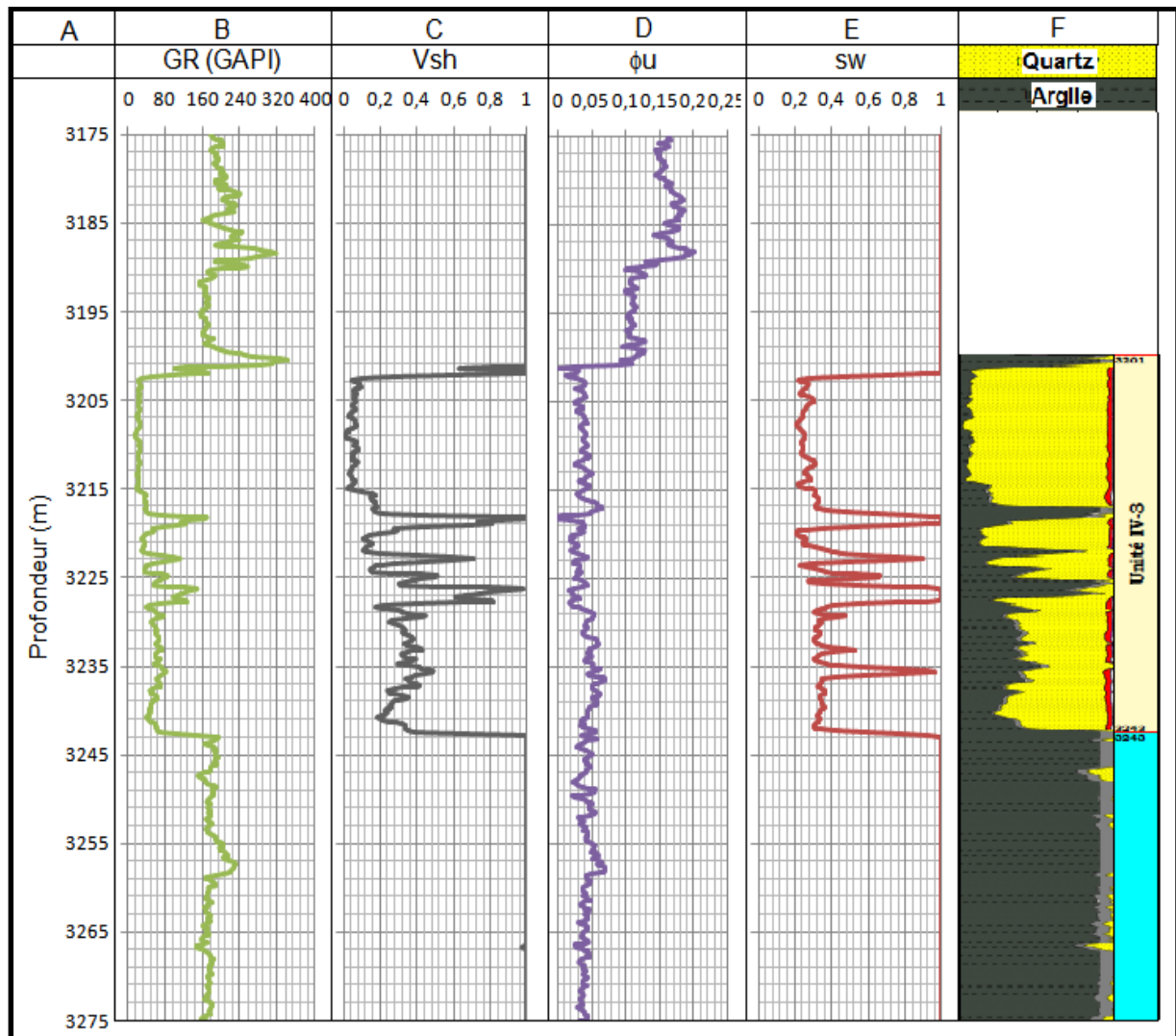


Figure IV.7 : Résultats d'interprétation manuelle des données de diagraphies conventionnelles au niveau du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien

Cette figure contient les logs suivants :

Track A : profondeur en mètres.

Track B : log enregistré Gamma Ray (GAPI).

Track C : volume d'argile calculé (V_{sh}).

Track D : porosité utile calculée (ϕ_u).

Track E : saturation en eau calculée en face des bancs argileux (s_w).

Track F : lithologie obtenue par le module Quanti-Elan de TechLog.

L'interprétation faite par logiciel Elan Plus par Sonatrach a donné les résultats suivants (**Figure IV.8**) :

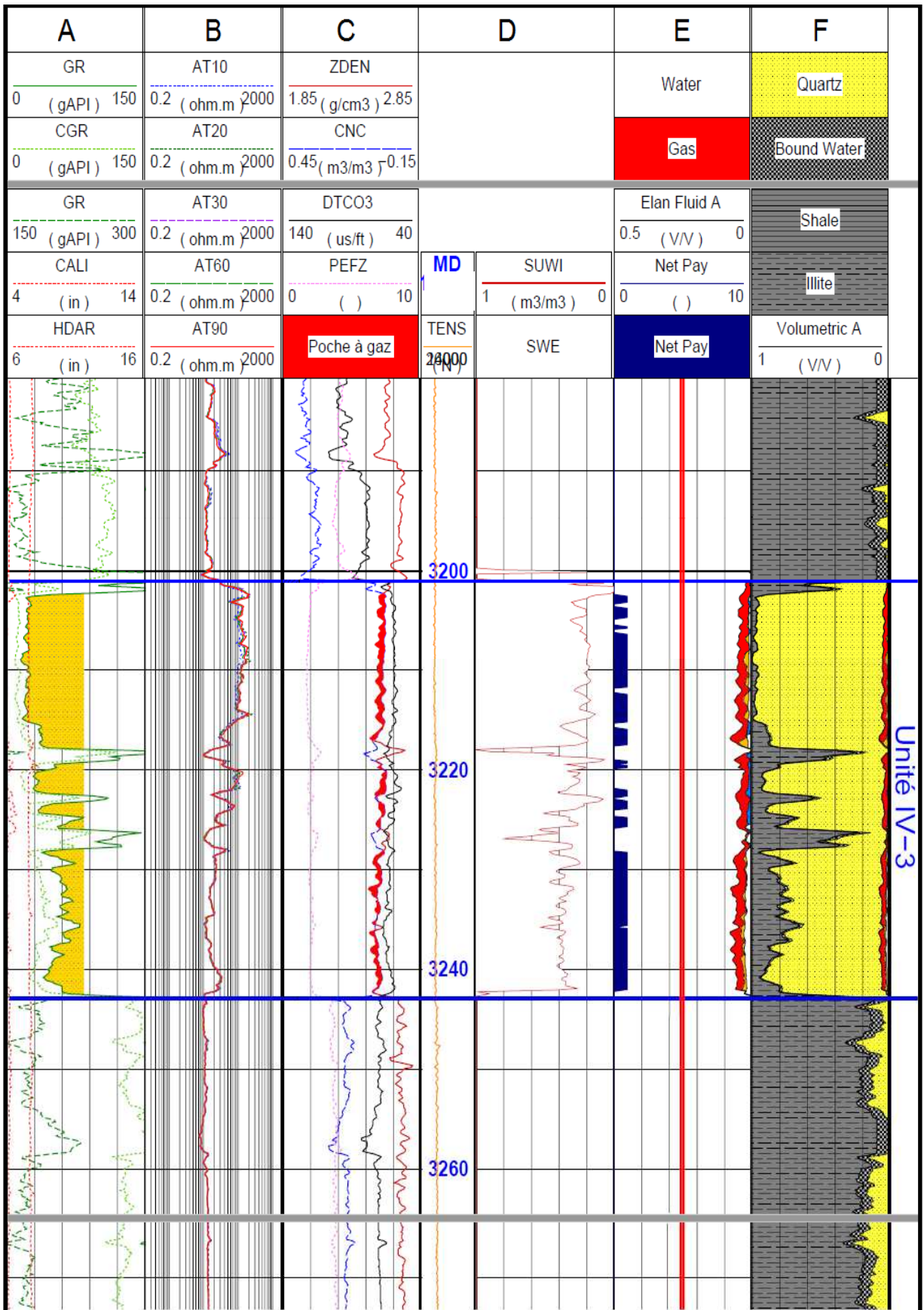


Figure IV.8 : Résultats d'interprétation des données de diagraphies conventionnelles au niveau du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien faite par TechLog (Quanti-Elan)

Cette figure contient les logs suivants :

Track A : log Gamma Ray : GR, CGR (GAPI), Caliper : CALI, HDAR (in).

Track B : logs de résistivité : AT10 à AT90=Rt (Ω .m).

Track C : log densité ZDEN (g/cm³), log porosité neutron CNC, log sonique DTCO3 (μ s/ft), facteur photoélectrique PEFZ (b/elec).

Track D : Profondeurs MD (m), Tension du câble (N), saturation en eau SUWI ;

Track E : fluides en place et net pay.

Track F : modèle minéralogique.

La minéralogie obtenue par notre interprétation via le module Quanti-Elan du logiciel TechLog (**Figure IV.7 Track F**) est similaire à celle obtenue par Sonatrach en utilisant le logiciel Elan Plus (**Figure IV.8 Track F**). Elle permet de distinguer un réservoir gréseux [3202-3241m], propre dans sa partie supérieure (Prof>3214 m), et argileux dans sa partie inférieure, avec quelques intercalations d'argiles.

Les résultats de saturation, calculés manuellement sur Excel (**Figure IV.7 Track E**), ont la même allure et sont très proches des résultats obtenus par l'interprétation Elan Plus de Sonatrach (**Figure IV.8 Track D**).

3.3 Synthèse des interprétations

L'interprétation des diagraphies a révélé des paramètres pétrophysiques médiocres pour le réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien du puits A [3202-3241 m], à savoir :

- Des porosités neutron proches de 0 (**Figure IV.8 Track C**) et des porosités effectives ne dépassant pas les 7% (**Figure IV.7 Track D**) avec une moyenne de 4%.
- La superposition des courbes de résistivité (macro-micro) (**Figure IV.8 Track B**) signifie une absence du phénomène d'invasion.
- Le temps de propagation est minime en face du réservoir (**Figure IV.8 Track C**).

L'interprétation des trois paramètres précédents (porosités, résistivités et temps de propagation) met en évidence le caractère tight du réservoir.

- Les faibles valeurs de densité (**Figure IV.8 Track C**) et les résistivités élevées (**Figure IV.8 Track B**) indiquent une présence de gaz.

- L'intersection des courbes de densité et porosité (**Figure IV.8 Track C**) représente une poche de gaz ; elle est difficilement observée à cause du caractère tight du réservoir.
- Les saturations en eau (**Figure IV.7 Track E** et **Figure IV.8 Track D**) stipulent qu'il y a un intérêt pétrolier (varient entre 20 et 30%).

Le test de formation DST réalisé confirme la présence de gaz.

La partie utile du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien est sa partie supérieure [3202-3214 m]. Elle présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques, à savoir un gamma ray faible et donc un volume d'argile faible de l'ordre de 5%, de meilleures porosités qui vont de 3 à 4,5%, ainsi que des saturations en hydrocarbures élevées (75%). L'analyse des diagraphies classiques nous a donc permis de réaliser une estimation initiale de la zone favorable à fracturer, qui est cette partie utile.

4 Conclusion

Vu le caractère compact du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien, confirmé par l'interprétation des diagraphies conventionnelles, ainsi que son potentiel en hydrocarbures stipulé par les saturations calculées et la présence de gaz confirmée par le test de formation, il fera l'objet d'une **étude avancée de l'anisotropie de cisaillement**, en utilisant le Sonic Scanner et en intégrant les résultats de l'imagerie. Ce réservoir fera également l'objet d'une **étude géomécanique** afin de confirmer l'identification des intervalles les plus favorables pour la fracturation hydraulique. Ces études sont présentées dans le chapitre suivant.

CHAPITRE V

ANALYSE DE L'ANISOTROPIE ET ETUDE GEOMECANIQUE

<u>1</u>	<u>ANALYSE DE L'ANISOTROPIE</u>	<u>76</u>
1.1	RESULTATS DU TRAITEMENT DES DONNEES SONIC SCANNER	76
1.2	ANALYSE DES COURBES DE DISPERSION ET IMAGERIE	81
1.3	RESULTATS D'INTERPRETATION	82
1.4	ORIENTATION DES CONTRAINTES	85
<u>2</u>	<u>ETUDE GEOMECANIQUE</u>	<u>86</u>
2.1	ESTIMATION DES PROPRIETES MECANIQUES DYNAMIQUES	86
2.2	ESTIMATION DES PROPRIETES MECANIQUES STATIQUES	87
2.3	DETERMINATION DU PROFIL DE STRESS	87
2.4	INTERPRETATION DES RESULTATS	89
<u>3</u>	<u>CONCLUSION</u>	<u>92</u>

Ce chapitre fait l'objet d'une analyse de l'anisotropie en exploitant les données du Sonic Scanner. L'acquisition des données a été faite dans la phase 6 pouces. Les données ont été traitées pour la lenteur de compression et de cisaillement et pour la lenteur de cisaillement rapide et lent, ainsi que pour l'anisotropie. Nous allons d'abord déterminer les mécanismes de l'anisotropie à partir des courbes de dispersion, et la direction de la contrainte maximale à partir de l'azimut de l'onde de cisaillement rapide. Ensuite, intégrer les données de l'imagerie pour confirmer les résultats obtenus. Et enfin, procéder à une étude géomécanique afin de déterminer les zones de minimum stress.

1 Analyse de l'anisotropie

1.1 Résultats du traitement des données Sonic Scanner

a. Mode monopôle

Les lenteurs de l'onde de compression et celle de l'onde de cisaillement ont été obtenues à partir du traitement STC du mode monopôle du Sonic Scanner (**Figure V.1**). Cette même figure comprend les logs suivants :

Track 1 : gamma ray.

Track 2 : la profondeur (m).

Track 3 : les lenteurs de monopôle ($\mu\text{s}/\text{ft}$).

Track 4 : la cohérence de compression et de cisaillement est représentée avec les lenteurs associées.

b. Mode dipôle

Les lenteurs des ondes de cisaillement rapide et lent ont été obtenues à partir du traitement STC du mode dipôle du Sonic Scanner (**Figure V.2**). Cette même figure comprend les logs suivants :

Track 1 : gamma ray.

Track 2 : profondeur.

Track 3 et 5 : temps de parcours des ondes de cisaillement fast et slow.

Track 4 et 6 : l'indicateur de la qualité de la cohérence (SFA : Slowness Frequency Analysis) pour les courbes de cisaillement rapide et lent, respectivement.

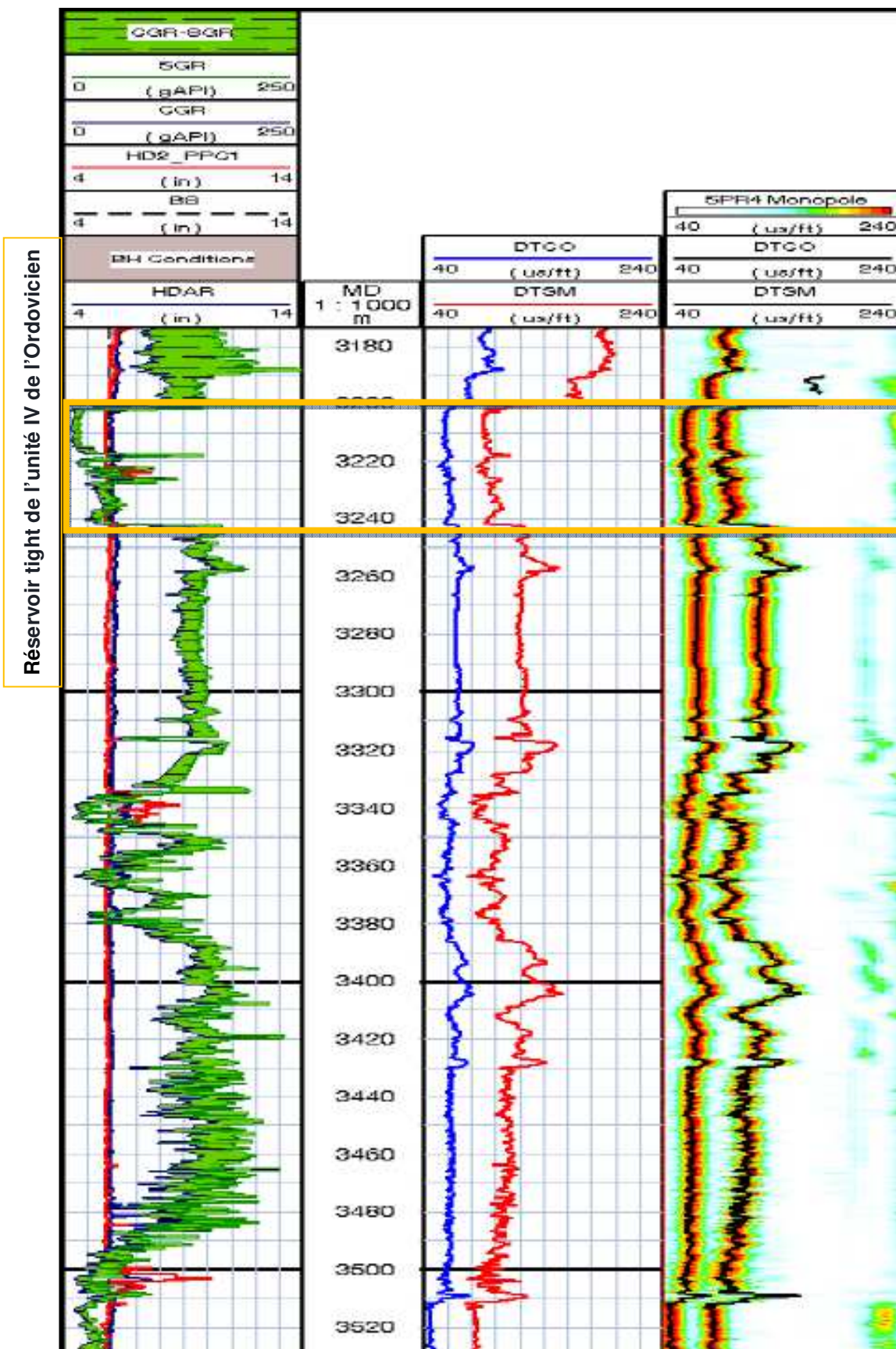


Figure V.1 : Résultat du traitement STC en mode monopôle au niveau des formations du Cambro-Ordovicien.

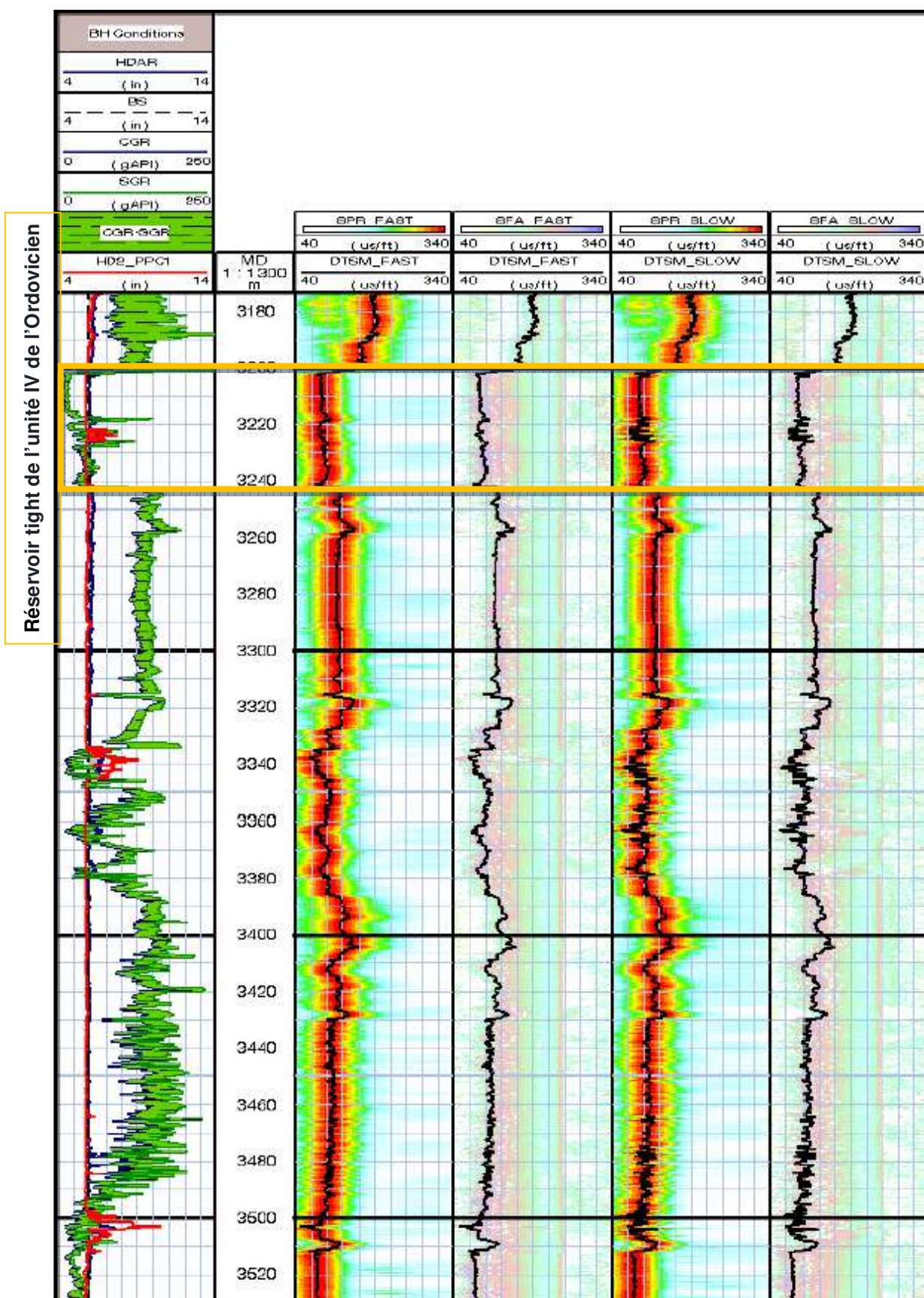


Figure V.2 : Résultat du traitement STC en mode dipôle au niveau des formations du Cambro-Ordovicien.

c. Anisotropie de cisaillement

Une analyse de l'anisotropie a été réalisée tout au long de la section enregistrée ; la **Figure V.3** représente les résultats de cette analyse et contient les logs suivants :

Track 1 : la différence entre l'énergie maximale et minimale, ainsi que la profondeur.

Track 2 : Caliper, log CGR et SGR, Azimut du puits, orientation de l'outil.

Track 3 : azimut de l'onde de cisaillement rapide.

Track 4 : lenteurs de l'onde S rapide et lente, anisotropie des temps et des lenteurs.

En analysant les temps de parcours des ondes de cisaillement rapide et lent au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien, on a pu observer, dans les intervalles de [3202-3210 m] et [3215-3230 m], une anisotropie faible à moyenne représentée par un certain écart des temps de trajet de ces ondes. Certaines sections telles que [3210-3215 m] et [3230-3242 m] montrent une très faible anisotropie, ce qui indique un caractère isotrope dominant.

L'anisotropie acoustique visible sur la **Figure V.3 Track 1 et 4** est exprimée en termes de lenteur, temps et énergie.

L'azimut de l'onde de cisaillement rapide est stable, principalement dans la direction NW-20 à NW-40 au niveau du réservoir tight de l'unité IV et l'Ordovicien [3202-3241 m], ce qui permet de déduire l'orientation de la contrainte maximale qui est parallèle à cet azimut.

Pour plus d'informations sur l'anisotropie acoustique, nous allons réaliser une analyse des courbes de dispersion. Ces dernières représentent les variations des lenteurs de l'onde S fast et slow en fonction de la fréquence.

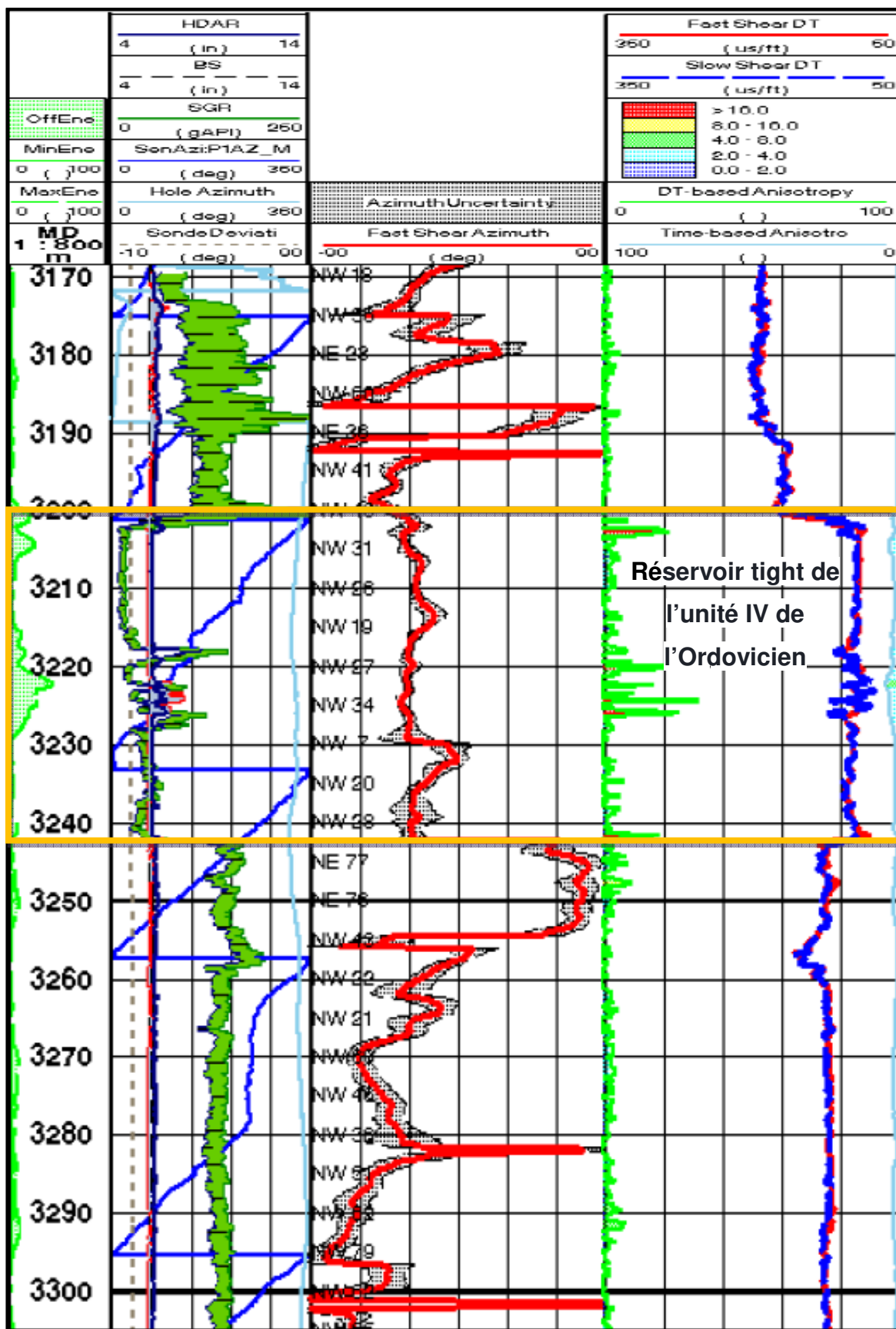


Figure V.3 : Résultats d'anisotropie au niveau des formations du Cambro-Ordovicien.

1.2 Analyse des courbes de dispersion et imagerie

Les courbes de dispersion ont été utilisées pour déterminer si le milieu est isotrope ou anisotrope et dans le cas de l'anisotropie, ces courbes permettent de distinguer les différents mécanismes d'anisotropie dominants. Comparées aux courbes modèles, pour un milieu homogène isotrope, les courbes de dispersion d'ondes de cisaillement donnent une indication sur la nature des conditions régnant près du puits.

L'interprétation des courbes de dispersion se fait avec une interprétation intégrée des données d'imagerie. Nous allons donc commencer par donner des notions sur les diagraphies d'imagerie électrique et acoustique, puis passer à l'interprétation.

Diagraphies d'imagerie

Les diagraphies d'imagerie visent à fournir des informations géologiques fines aux abords immédiats du trou de forage. Elles peuvent fournir une multitude d'informations, notamment sur les fractures induites et naturelles, ouvertes ou fermées.

Selon le type d'outil, l'image du puits est dérivée soit des mesures de microrésistivité (μR), soit des mesures acoustiques (Δt).

Les deux types de diagraphies d'imagerie (électrique et acoustique) sont enregistrés dans notre puits avec les outils suivants :

- OBMI : Oil Based Micro Imaging : Imagerie électrique.
- UBI : Ultrasonic Borehole Imager : Imagerie acoustique.

La charte de Schlumberger utilisée pour la caractérisation des fractures par les données d'imagerie est représentée par la **Figure V.4**.

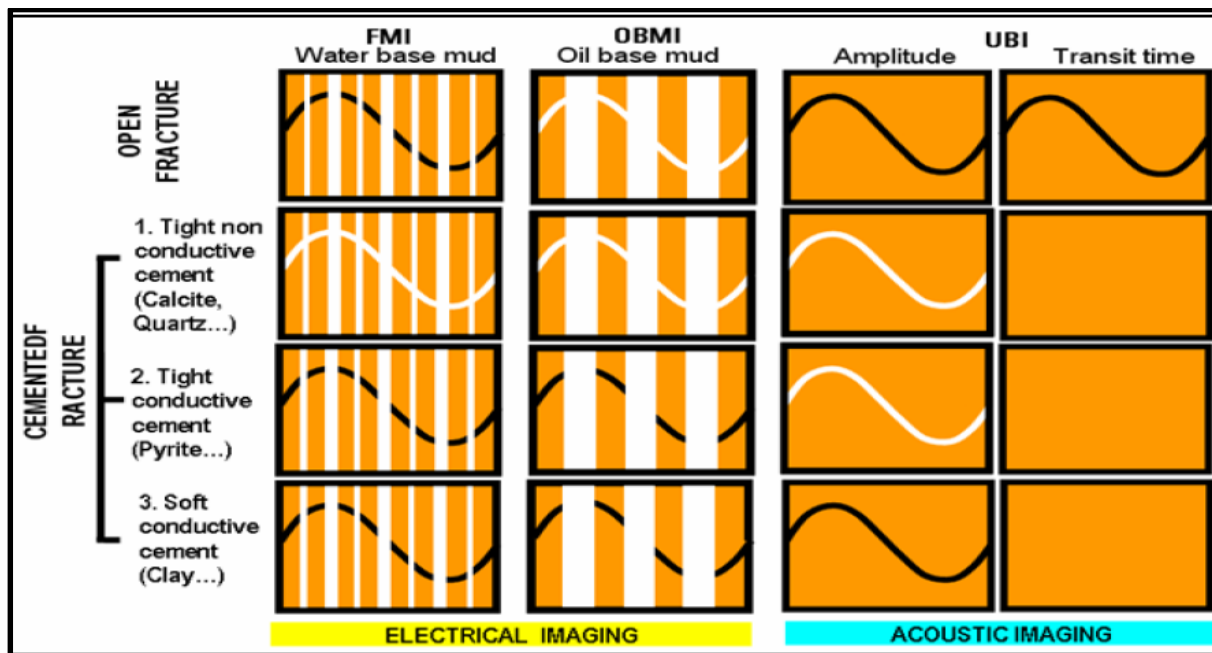


Figure V.4 : Identification des fractures à partir de l'imagerie du puits.

1.3 Résultats d'interprétation

L'analyse de l'anisotropie de l'onde de cisaillement fournit une abondance d'informations sur l'homogénéité et l'isotropie près du trou de forage, ces informations étant complétées par les données d'imagerie.

Nous allons analyser les courbes de dispersion dans 3 zones différentes situées au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien.

[3202-3210 m] : les courbes de dispersion montrent une dominance de l'anisotropie induite par les contraintes, définie par une intersection entre la courbe du cisaillement lent et celle du cisaillement rapide, ce trait caractéristique étant provoqué par des concentrations de contraintes près du puits (**Figure V.5**).

L'imagerie UBI montre la présence de fractures induites d'orientation NW-SE (**Figure V.6**) et confirme le résultat obtenu par l'interprétation des courbes de dispersion.

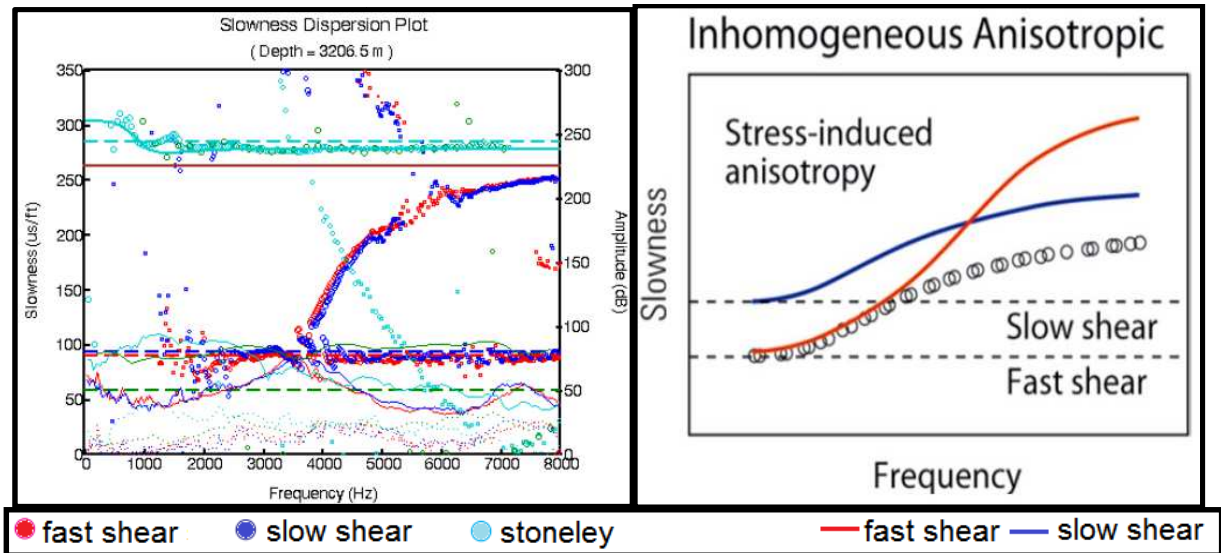


Figure V.5 : Courbe de dispersion à la profondeur 3206,5 m au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien (à gauche) comparée à un modèle théorique associé (à droite).

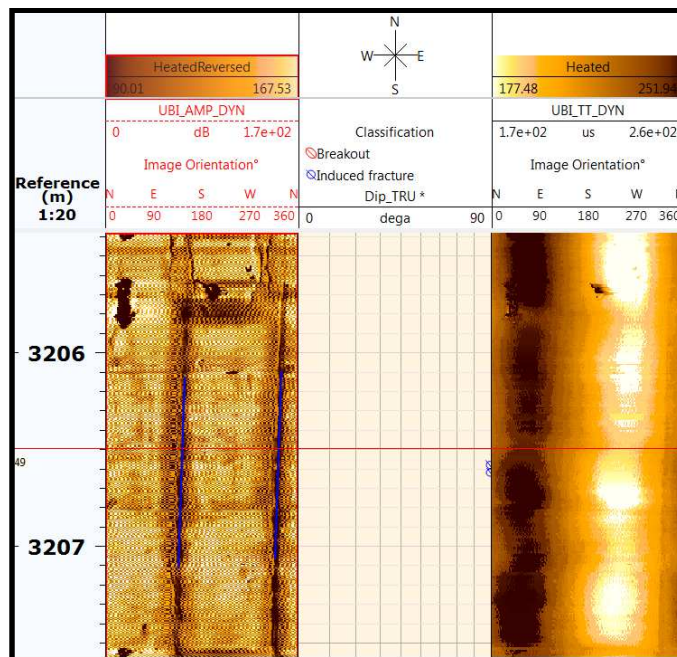


Figure V.6 : Image UBI à la profondeur 3206,5 m au niveau de la zone propre du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien.

[3215-3230 m] : les courbes de dispersion montrent une dominance de l'anisotropie intrinsèque, présente généralement dans les argiles et les formations naturellement fracturées. Elle est définie par une séparation globale entre les courbes des lenteurs de cisaillement rapide et lent (**Figure V.7**).

L'imagerie OBMI montre la présence de bancs minces argileux (**Figure V.8**), et confirme le résultat obtenu par l'interprétation des courbes de dispersion.

Cette interprétation concorde avec l'interprétation des données de diagraphies classiques qui met en évidence des intercalations argileuses dans cette zone.

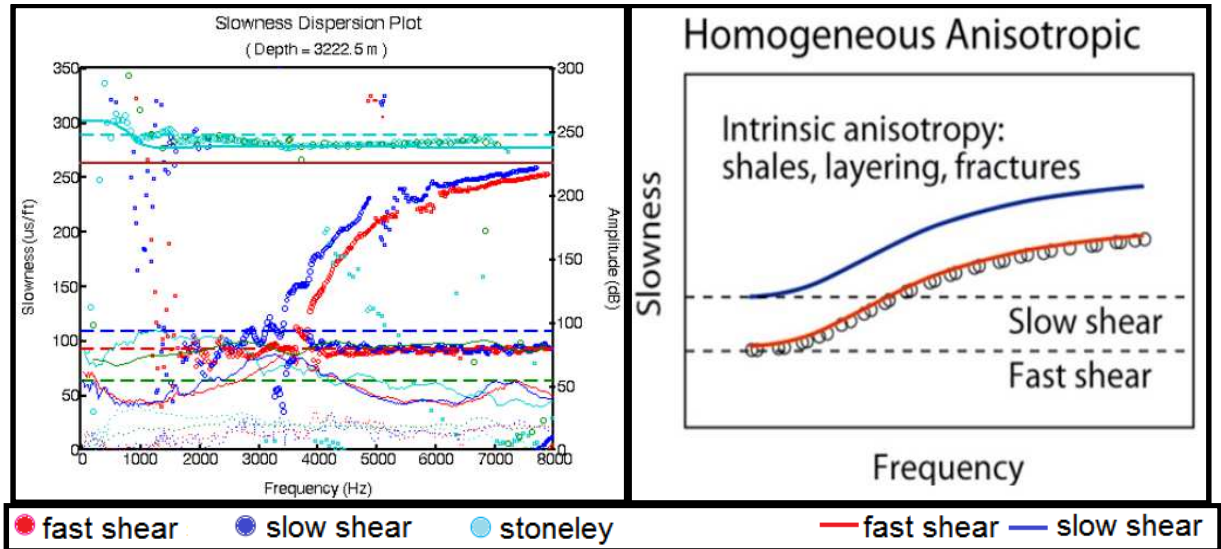


Figure V.7 : Courbe de dispersion à la profondeur 3222,5 m au niveau de la zone argileuse du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien comparée à un modèle théorique associé.

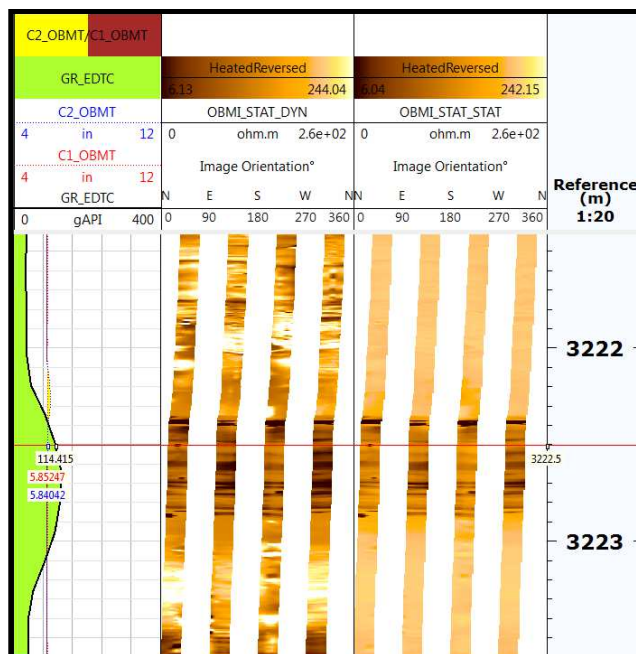


Figure V.8 : Image OBMI à la profondeur 3222,5 m au niveau de la zone argileuse du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien.

[3230-3242 m] : les courbes de dispersion montrent une dominance du caractère homogène et isotrope. Il est défini par une superposition des courbes des lenteurs de cisaillement rapide et lente (**Figure V.9**).

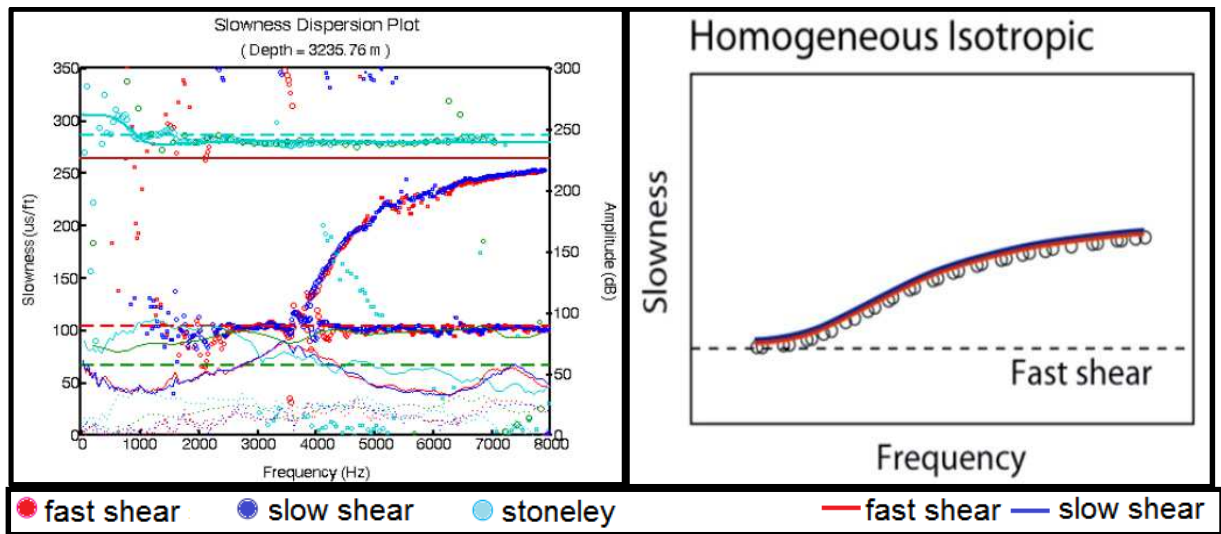


Figure V.9 : Courbe de dispersion à la profondeur 3235,76 m comparée à un modèle théorique associé.

1.4 Orientation des contraintes

L'analyse de l'azimut de l'onde rapide, extrait des données Sonic Scanner au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien, a permis de déduire un azimut de la contrainte horizontale maximale orienté NW-SE (**Figure V.10**).

L'interprétation des données d'imagerie au niveau du réservoir de l'unité IV de l'Ordovicien indique une orientation NW-SE des contraintes horizontales maximales (parallèle à celle des fractures et perpendiculaire aux breakouts), ce qui confirme le résultat obtenu par Sonic Scanner (**Figure V.11**).

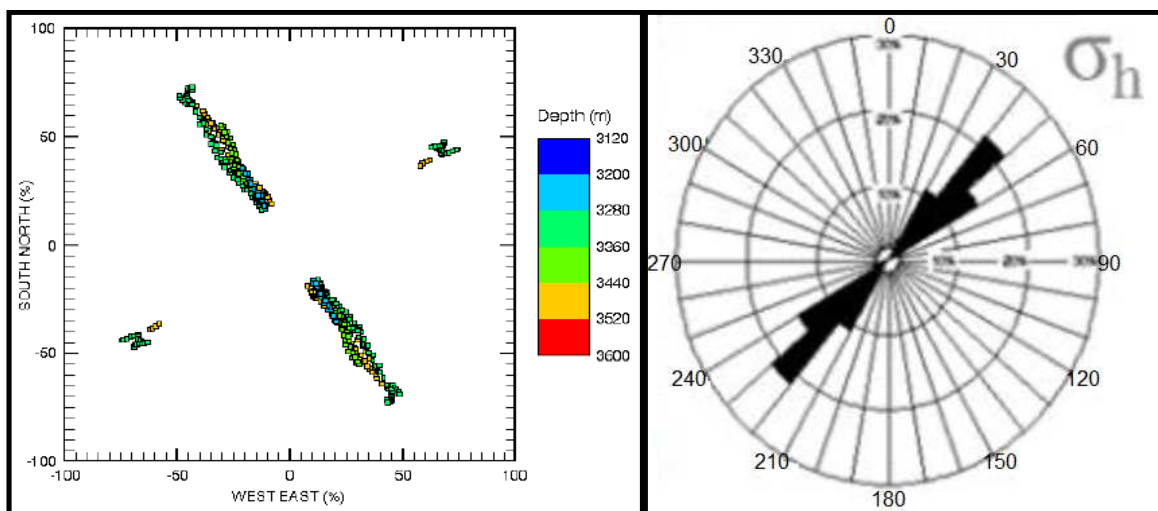


Figure V.11 : Azimut du cisaillement rapide par Sonic Scanner.

Figure V.10 : Orientation du minimum stress par les données d'imagerie.

2 Etude géomécanique

Les étapes du workflow d'une étude géomécanique sont représentées dans le diagramme suivant (Figure V.12) :

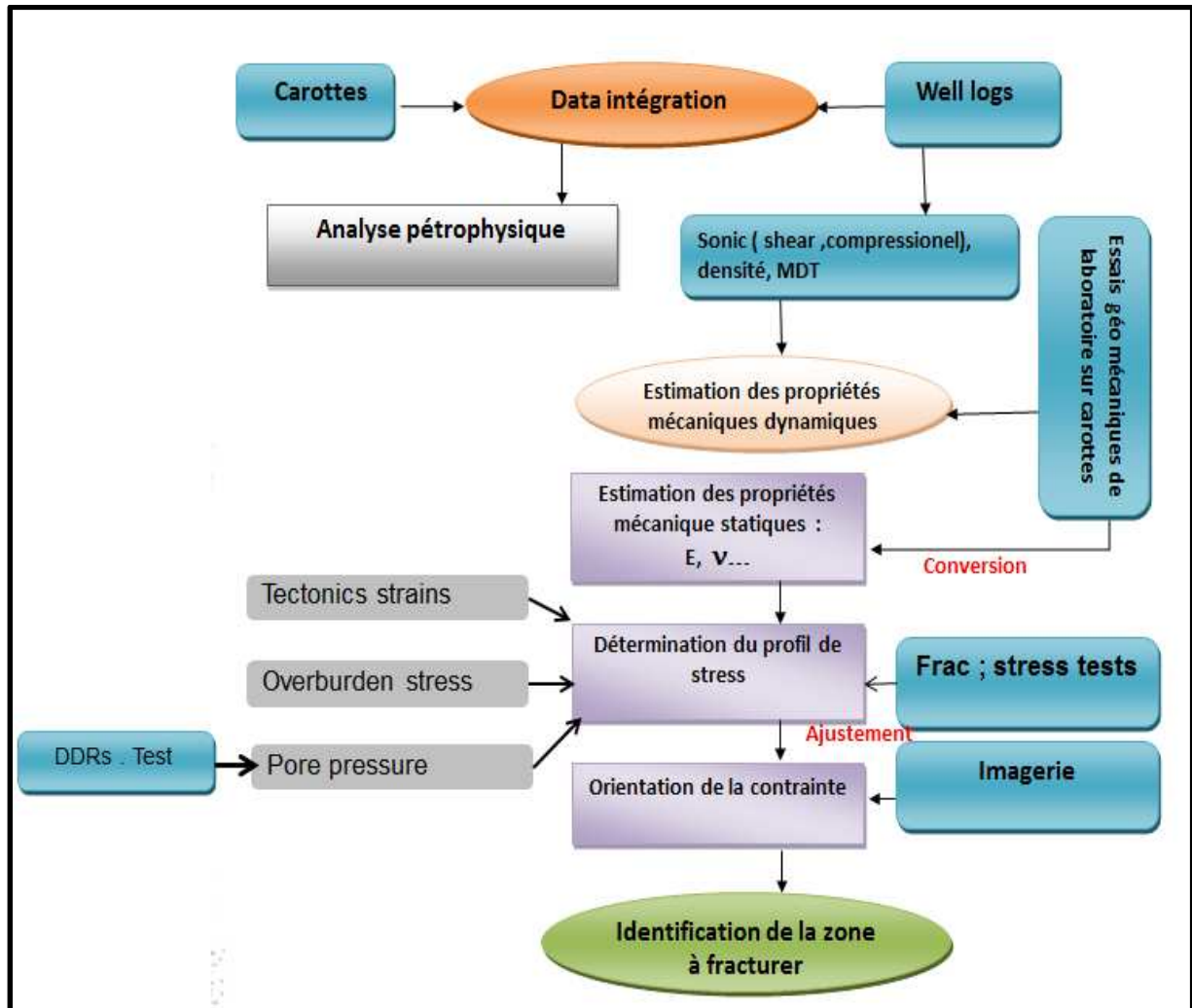


Figure V.12 : Workflow d'une étude géomécanique (Lasbeur, 2014).

2.1 Estimation des propriétés mécaniques dynamiques

En utilisant les données des diagraphies (DTco, DTs, densité), on peut déterminer les différents paramètres géomécaniques : le module de rigidité (G), le module d'incompressibilité (K), le module de Young (E) dynamique et le coefficient de Poisson (PR) avec les formules de Gassmann citées dans le Chapitre II, page 34.

2.2 Estimation des propriétés mécaniques statiques

A l'aide des données de carottes des puits situés dans la même région, une formule de passage entre les propriétés mécaniques dynamiques (notamment le module de Young) et statiques a été établie par Sonatrach. Cette formule peut être utilisée dans le réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien du puits A et est énoncée comme suit :

$$E_{statique} = 0,06 * E_{dynamique}^{1,632}$$

Le coefficient de Poisson statique est considéré égal au coefficient de Poisson dynamique.

2.3 Détermination du profil de stress

On calcule d'abord la contrainte verticale σ_v (Overburden) à partir des profondeurs et densités, ensuite la pression des pores (PP), puis les contraintes horizontales maximale et minimale (σ_H et σ_h) et finalement le gradient de fracturation (GF).

Pour le calcul des contraintes horizontales, on utilise des valeurs de déformations horizontale et verticale prédéterminées dans la région, à savoir :

$$\varepsilon_h = 0,00015 \quad \varepsilon_H = 0,00035$$

Les résultats obtenus sont résumés dans le **Tableau V.1** et les principaux paramètres sont illustrés dans la **Figure V.13**. Cette dernière contient les logs suivants :

Track 1 : profondeur (m).

Track 2 : coefficient de Poisson.

Track 3 : module de Young dynamique et statique (psi).

Track 4 : contraintes verticale et horizontale (psi).

Track 5 : gradient de fracturation (psi/ft).

Tableau V.1 : Résultat des principaux paramètres élastiques au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien.

Prof. (m)	PR	E.dyn (psi)	E.stat (psi)	σ_v (psi)	σ_h (psi)	σ_H (psi)	GF (psi/ft)
3175	0,33	2,82E+06	1,11E+06	9224,83	8916,66	10085,37	0,85
3181	0,32	2,52E+06	9,17E+05	9246,14	8551,36	9602,08	0,81
3190	0,36	3,19E+06	1,35E+06	9279,22	9869,55	11160,57	0,94
3195	0,35	3,70E+06	1,72E+06	9298,72	9874,36	11379,78	0,94
3196	0,35	3,67E+06	1,69E+06	9302,84	9783,03	11277,35	0,93
3197	0,34	3,80E+06	1,79E+06	9306,37	9671,54	11227,71	0,92
3198	0,35	3,68E+06	1,71E+06	9310,48	9767,87	11271,86	0,93
3199	0,34	3,27E+06	1,40E+06	9314,56	9377,61	10718,36	0,89
3200	0,26	4,26E+06	2,20E+06	9318,69	8189,73	10062,65	0,78
3201	0,24	7,02E+06	4,90E+06	9321,6	8248,56	11371,49	0,78
3202	0,08	9,43E+06	7,92E+06	9328,34	6082,26	10875,47	0,58
3203	0,1	9,70E+06	8,30E+06	9329,46	6391,13	11242,58	0,6
3204	0,09	9,49E+06	8,00E+06	9333,35	6210,98	10998,2	0,59
3205	0,11	9,63E+06	8,19E+06	9336,71	6547,8	11309,66	0,62
3208	0,13	9,52E+06	8,03E+06	9348,38	6759,8	11406,28	0,64
3209	0,11	9,51E+06	8,02E+06	9352,27	6503,26	11215	0,61
3212	0,1	9,85E+06	8,50E+06	9362,27	6468,21	11373,21	0,61
3213	0,1	9,35E+06	7,82E+06	9365,58	6309,33	10996,76	0,59
3214	0,09	9,72E+06	8,31E+06	9369,9	6238,32	11139,42	0,59
3215	0,14	8,55E+06	6,80E+06	9374,8	6964,76	11130,44	0,66
3216	0,25	7,34E+06	5,26E+06	9376,68	8391,36	11627,53	0,79
3218	0,21	7,48E+06	5,43E+06	9385,18	7830,67	11250,69	0,74
3219	0,2	8,05E+06	6,17E+06	9388,52	7899,74	11629,31	0,74
3220	0,14	1,00E+07	8,72E+06	9392,46	7096,69	11928,05	0,67
3221	0,18	9,86E+06	8,58E+06	9395,81	7829,12	12485,39	0,74
3222	0,3	6,52E+06	4,37E+06	9399,13	9267,43	12033,67	0,87
3223	0,2	8,79E+06	7,09E+06	9402,68	7897,66	11968,24	0,74
3224	0,24	7,18E+06	5,11E+06	9407,47	8364,29	11580,3	0,79
3225	0,26	6,67E+06	4,55E+06	9410,8	8594,12	11542,82	0,81
3226	0,19	7,55E+06	5,54E+06	9413,07	7639,92	11146,14	0,72
3227	0,12	8,82E+06	7,11E+06	9417,61	6579,29	10927,53	0,62
3228	0,09	8,56E+06	6,76E+06	9421,52	6192,84	10497,18	0,58
3232	0,11	7,95E+06	5,99E+06	9435,26	6325,04	10270,62	0,59
3233	0,1	8,25E+06	6,37E+06	9439,35	6262,86	10387,91	0,59
3236	0,11	7,46E+06	5,40E+06	9450,15	6333,57	10017,67	0,59
3237	0,13	7,89E+06	5,92E+06	9455,08	6680,79	10512,78	0,63
3238	0,11	8,06E+06	6,12E+06	9459,47	6386,42	10374,22	0,6
3240	0,12	8,71E+06	6,95E+06	9463,33	6553,06	10845,49	0,61
3241	0,16	8,19E+06	6,35E+06	9470,51	7132,46	11047,92	0,67
3242	0,24	6,31E+06	4,14E+06	9472,21	8265,77	11074,48	0,77
3243	0,28	5,88E+06	3,66E+06	9478,11	9039,11	11568,48	0,84
3245	0,27	5,73E+06	3,51E+06	9485,19	8758,03	11243,91	0,82
3246	0,25	6,64E+06	4,47E+06	9489,3	8636,33	11556,97	0,81
3249	0,25	6,37E+06	4,17E+06	9499,92	8648,75	11453,23	0,81
3250	0,25	6,19E+06	3,98E+06	9503,46	8528,56	11252,45	0,79
3252	0,26	6,24E+06	4,04E+06	9512,3	8869,29	11585,59	0,83
3256	0,29	4,65E+06	2,50E+06	9525,38	9099,45	11078,54	0,85
3258	0,26	5,62E+06	3,41E+06	9533,7	8693,13	11138,57	0,81
3259	0,28	5,41E+06	3,20E+06	9536,65	9007,26	11331,82	0,84
3260	0,25	6,11E+06	3,90E+06	9542,01	8658,01	11339,18	0,8
3261	0,25	6,34E+06	4,14E+06	9547,91	8544,18	11341,93	0,79
3270	0,26	6,29E+06	4,09E+06	9579,85	8736,51	11492,83	0,81

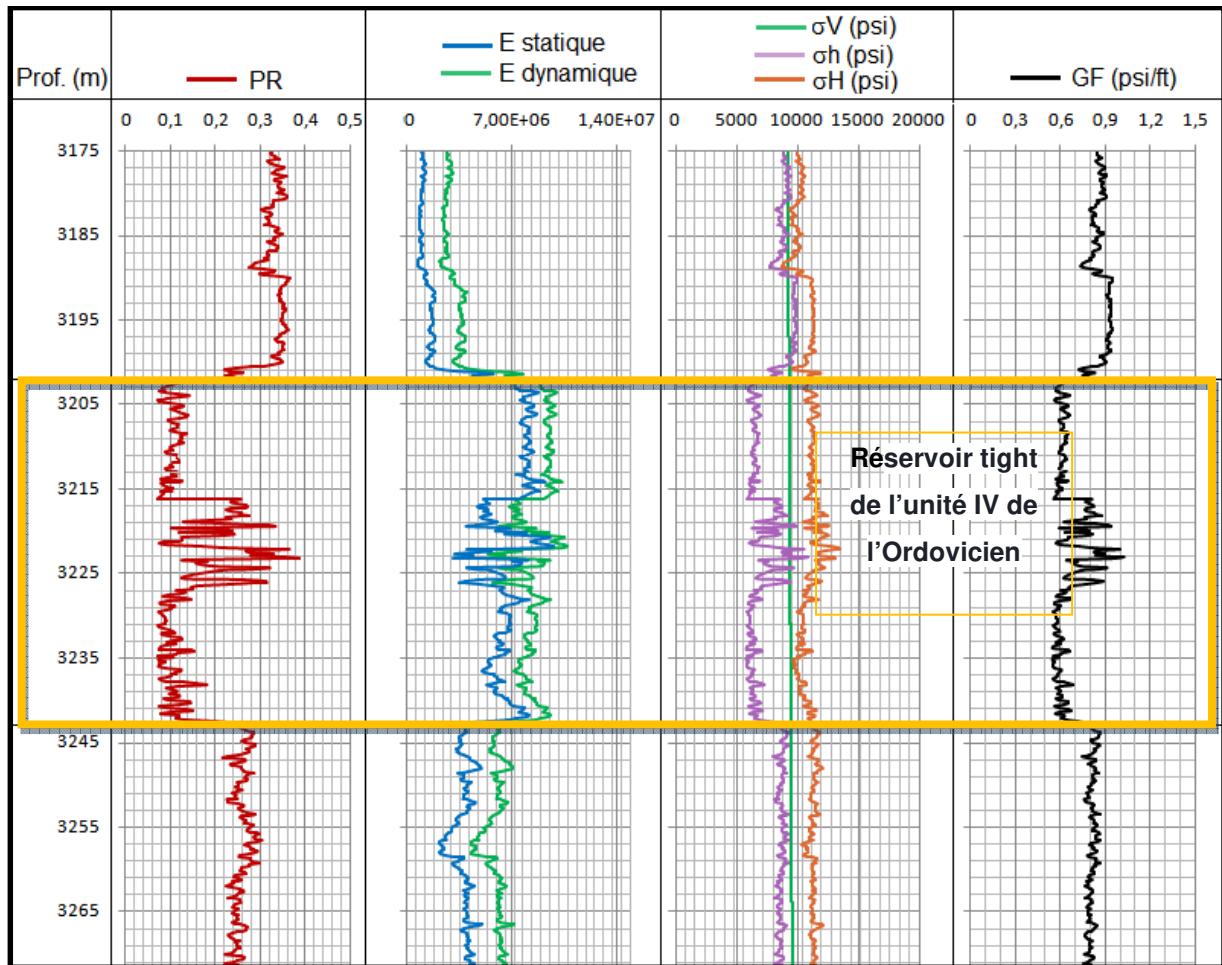


Figure V.13 : Propriétés élastiques et profil de stress au niveau du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien.

2.4 Interprétation des résultats

Les paramètres élastiques varient en fonction de la lithologie, l'allure des graphes mettant en évidence ces variations. Celles-ci sont causées par la différence de rigidité des différents matériaux.

Le coefficient de Poisson varie entre 0,08 et 0,16 en face des grès du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien ; ces faibles valeurs indiquent que ces grès sont durs (**Figure V.13 Track 2**).

Le module de Young augmente considérablement en face du réservoir, ce qui confirme son caractère plastique (**Figure V.13 Track 3**).

Le régime de stress est principalement décrochant (strike-slip), ceci est montré par la magnitude des contraintes ($\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$) (**Figure V.13 Track 4**).

Un contraste de stress apparent entre les grès et les argiles (gradient de fracturation des argiles $\sim 0,85$ Psi/ft, celui des grès variant entre 0,55 et 0,65 Psi/ft) (**Figure V.13 Track 5**) indique que les grès sont plus cassants que les argiles qui présentent un caractère élastique et qui forment donc des barrières de confinement.

L'allure du profil de contraintes nous montre un intervalle à minimum stress entre [3203-3216 m] et entre [3227-3241 m] (**Figure V.13 Track 4**). Après son analyse, le profil de stress a mis évidence une zone à fracturer entre [3203-3216 m], avec un gradient de fracturation de 0,6 Psi/ft et une magnitude de σ_h de 6300 psi (**Figure V.13 Tracks 3 et 4**). Cette zone est la même déterminée par l'interprétation des diagraphies classiques.

Interprétation intégrée après l'analyse de l'anisotropie

Le trou de forage est affecté par les breakouts et les fractures induites lors du forage principalement au niveau des grès de l'Ordovicien, ceci est mis en évidence par les courbes de dispersion et les données d'imagerie.

Le traitement 2D d'anisotropie de l'outil Sonic Scanner a montré une orientation de la contrainte σ_h similaire à celle obtenue à partir des diagraphies d'imagerie.

Après l'analyse de l'anisotropie, les formules de calcul de stress ont changé (compte tenu de E_H , E_v , PR_H , PR_v).

Cette étude a été réalisée par Schlumberger (**Figure V.14**) ; cette figure contient les données suivantes :

Track 1 : stratigraphie.

Track 2 : profondeur (m).

Track 3 : module de Young statique horizontal et vertical (GPa).

Track 4 : coefficient de Poisson dynamique horizontal et vertical.

Track 5 : contrainte verticale, contraintes horizontales maximale et minimale, ainsi que la pression des pores (kPa).

Track 6 : gradient de fracturation avec et sans la considération de l'anisotropie (psi/ft).

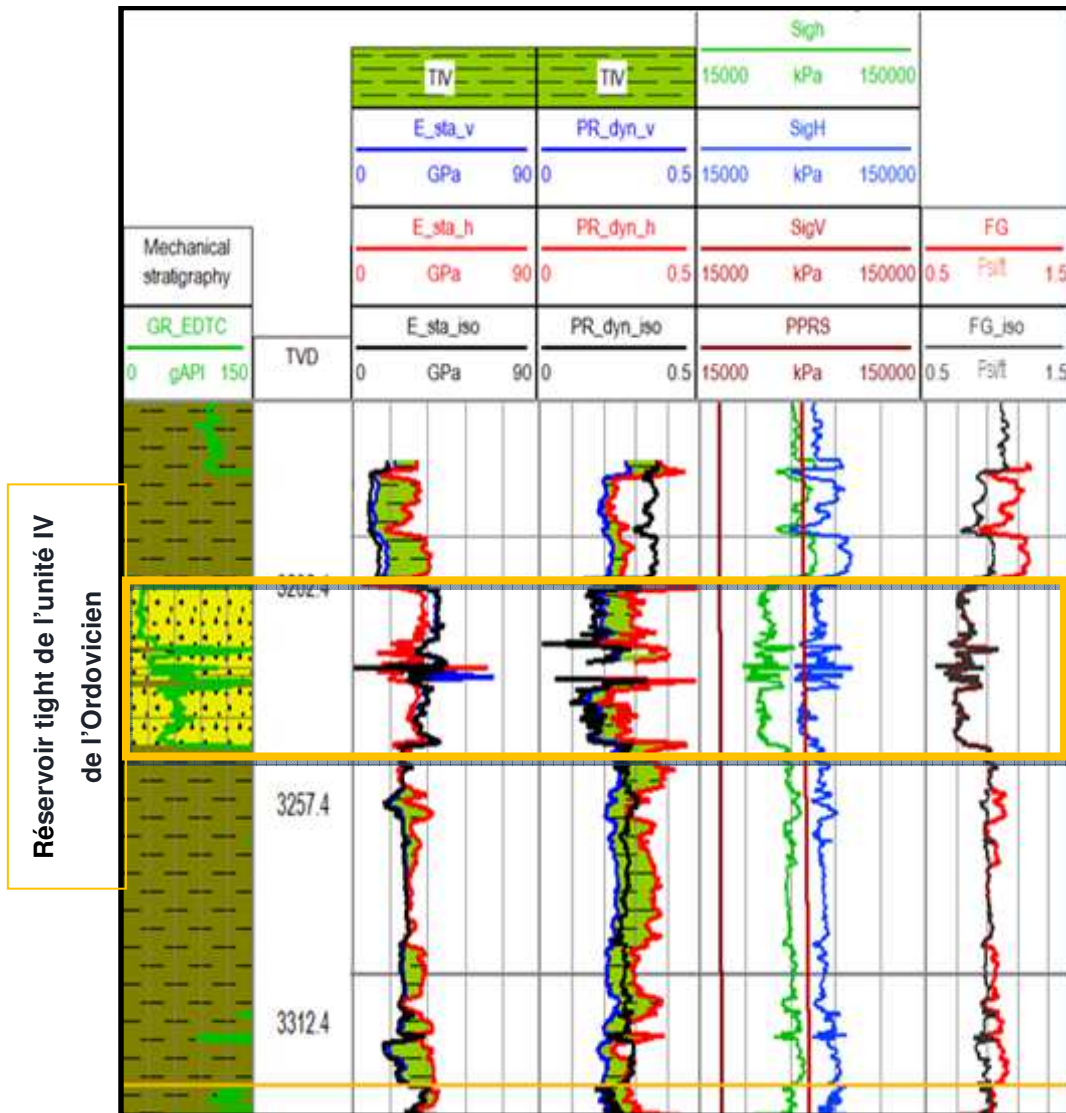


Figure V.14 : Profil de stress compte tenu de E_H , E_V , PR_H , PR_V au niveau des formations du Cambro-Ordovicien.

L'impact de l'anisotropie dans les argiles est montré dans la **Figure V.14 Track 6** décelable sur le FG ; la différence de magnitude de stress est bien marquée au droit du Silurien, ce qui signifie qu'il représente une bonne barrière de confinement.

Une partie de l'Ordovicien est aussi anisotrope d'après l'analyse Sonic Scanner avancée (**Figure V.14 Track 6**).

Le choix de l'intervalle à fracturer est appuyé sur l'obtention de nouvelles valeurs de stress au droit des argiles du Silurien qui jouent le rôle de barrière, alors qu'avant on ne le considérait pas ainsi. La zone la plus favorable à une fracturation hydraulique est donc bel et bien de 3202 à 3214 m.

3 Conclusion

L'étude géomécanique du réservoir tight de l'unité IV de l'Ordovicien, par l'interprétation des propriétés mécaniques et élastiques de ses formations et du régime des contraintes dominant et leurs orientations, nous a permis de mettre en évidence les intervalles favorables à la fracturation hydraulique [3202-3214 m], en prenant en compte l'évaluation de l'anisotropie et ses mécanismes dominants par les données Sonic Scanner et les données de l'imagerie du puits.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Les réservoirs compacts ont un potentiel en hydrocarbures équivalent à celui des réservoirs conventionnels, seule la facilité de l'identifier et de le produire varie.

Similaire à la caractérisation des réservoirs conventionnels, la caractérisation des réservoirs tight fait appel à des méthodes d'évaluation couramment utilisées : les tests de formation et les diagraphies conventionnelles. La complexité des formations tight, leur hétérogénéité et leur faible perméabilité, nécessitent l'utilisation des méthodes conventionnelles complétées par les nouvelles techniques de technologies avancées pour bien les caractériser.

Dans notre travail, nous avons réalisé une interprétation pétrophysique des réservoirs non-conventionnels tight Ordovicien de la région d'Alrar par les diagraphies conventionnelles et par les diagraphies de nouvelles générations.

Les diagraphies conventionnelles ont permis de mettre en évidence le caractère compact du réservoir sur les enregistrements et la détermination des paramètres pétrophysiques. La porosité obtenue varie de 2 à 4 %, confirmant le caractère tight

Pour bien caractériser ces réservoirs tight, nous avons exploité les données des diagraphies soniques de technologies avancées. Il s'agit des données de l'outil Sonic Scanner. Cette méthode s'est révélée très efficace pour l'estimation de l'anisotropie et nous a permis de faire une évaluation de l'anisotropie acoustique par l'interprétation des courbes de dispersion. Elle a également donné lieu de différencier les niveaux isotropes des niveaux anisotropes et de mettre en évidence les causes de l'anisotropie quand elle existe. Grâce à l'analyse de l'anisotropie, il a été aussi possible de déterminer les orientations des contraintes affectant le trou, tous ces résultats ayant été confirmés par les diagraphies d'imagerie.

En outre, une étude géomécanique a été effectuée pour estimer les paramètres élastiques des formations et les contraintes agissant sur les formations. Les résultats obtenus sont comparables à ceux de l'étude réalisée par Schlumberger et ont permis une meilleure caractérisation du réservoir en question, ainsi que la confirmation de la détermination de la zone à fracturer pour stimuler la production.

En conclusion, les diagraphies conventionnelles sont les diagraphies de base pour toute évaluation pétrophysique des réservoirs conventionnels et non-conventionnels. Cependant, l'utilisation de diagraphies à technologie avancée donne davantage d'informations sur les réservoirs compacts et affine leur caractérisation.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Arroyo Franco, J. L., Mercado Ortiz, M. A., De, G. S., Renlie, L. and Williams, S.,** 2006, Sonic investigations in and around the borehole. *Oilfield Review*, 18, no. 1.
- Beuf, S., Biju-Duval, B., Charpal, D., Rognon, R., Gariel, O. et Bennacef, A.,** 1971, Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara. Sédimentation et discontinuité. Évolution structurale d'un craton. Edition Technip.
- Boudjema, A.,** 1987, Evaluation structurale du bassin pétrolier triassique du Sahara Nord Oriental (Algérie). Thèse de doctorat. Université Paris XI-Orsay.
- Burstein, A. H. and Frankel, V. H.,** 1968, The viscoelastic properties of some biological materials. *Annals of the New York Academy of Sciences*.
- Echikh, K.,** 1975, Géologie des provinces pétrolières de l'Algérie. Société Nationale d'Édition et de Diffusion : SNED. Alger.
- Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A. M. and Risnes, R.,** 1992, *Petroleum Related Rock Mechanics*. Elsevier.
- Haldorsen, J. B. U., Johnson, D. L., Plona, T., Sinha, B., Valero, H. P. and Winkler, K.,** 2006, Borehole Acoustic Waves. *Oilfield Review*.
- Lasbeur, N.,** 2014, Etude géomécanique et stimulation par fracturation hydraulique des réservoirs compacts. Mémoire d'induction Sonatrach.
- Law, B. E. and Curtis, J. B.,** 2002, Introduction to unconventional petroleum systems. *AAPG Bulletin*, v. 86, p. 1851-1852.
- Ouadfeul, S. and Aliouane, L.,** 2015, Contribution of the seismic anisotropy in the understanding of tight sand reservoirs with an example from the Algerian Sahara. Society of Exploration Geophysicists.
- Rouelle, P.,** 2009, Sonic logs in Open Holes. Schlumberger, NEXT : Network of Excellence in Training.
- Schlumberger,** 2012, Geomechanics of shale plays. State of stress in the earth.
- Schlumberger,** 2005, Sonic Scanner.
- Schlumberger,** 2010, Sonic Scanner : Introduction, tool presentation.
- Schlumberger and Sonatrach,** 2007, Well Evaluation Conference. Algeria.
- Serra, O.,** 1984, Fundamentals of well log interpretation, 1. The acquisition of logging data. Elsevier.

Serra, O., 1979, Diagraphies Différées - Bases de l'interprétation. Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques. Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf-Aquitaine, Mém. 1.

Wichtl, K. F., 1990, Log interpretation seminar (a course designed for modern basic log evaluation practice). Schlumberger International, Houston, Texas.