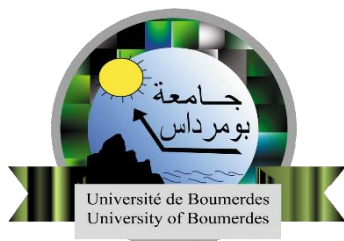


RÉPUBLIQUE ALGERIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA - BOUMERDES



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

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU
DIPLOME DE MASTER EN GEOPHYSIQUE**

FILIERE : Hydrocarbures.

OPTION : Géophysique pétrolière.

Thème :

Évaluation pétrophysique des réservoirs de gaz de schiste dans une
région de bassin de Timimoun, avec une application géomécanique à
l'optimisation de la fracturation hydraulique

Réalisé par :

Abidi Chems Eddine

Soutenu le **23/06/2025** Devant le jury composé de :

Mr Shout Hocine	Professeur	UMBB	Encadrant
Mme Aitadjedjou Doria	MAA	UMBB	Examineur
Mr Allek karim	Professeur	UMBB	Président
Mr Ferahtia Jalal	Professeur	UMBB	Examineur
Mr Brinis Saadi	Ingénieur	ENAGEO	Co-Encadrant

Juin 2025

Dédicace

*À vous, mes chers parents
pour votre amour inépuisable, vos sacrifices silencieux, vos prières constantes
et votre foi en moi...*

Que ce travail soit le fruit de tout ce que vous m'avez transmis.

*À mes frères bien-aimés, Mounir, Youcef et Mohamed
pour votre force, votre présence discrète mais rassurante, et vos
encouragements qui m'ont porté dans les moments de doute.*

*À mes sœurs chéries
pour votre douceur, votre écoute et vos mots pleins de lumière.*

À tous mes camarades de la classe MAGP20

*À mes chers amis Ayad Amin, Ouhib Sidali, Alioua Dhia Eddine
avec qui j'ai grandi, appris, partagé rires, efforts et réussites. Merci pour cette
belle aventure humaine.*

*À tous mes amis de l'université et du lycée
merci pour votre sincérité, vos encouragements, vos moments partagés, petits ou
grands, mais jamais oubliés.*

*Et à tous ceux qui, de près ou de loin, m'ont soutenu, aidé, guidé ou simplement
cru en moi*

je vous dédie ce mémoire avec tout mon cœur et une profonde reconnaissance.

Remerciements

Avant d'entamer la présentation de ce mémoire, je tiens tout d'abord à exprimer ma profonde gratitude à **Allah, Le Tout-Puissant**, pour Ses innombrables bienfaits, Sa guidance et la force qu'Il m'a accordée tout au long de ce parcours.

J'adresse mes remerciements les plus sincères à mes **parents** ainsi qu'à toute ma **famille** pour leur soutien indéfectible, leur patience et leurs encouragements constants, qui ont été pour moi une source de motivation précieuse. Je remercie également toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon encadreur académique, **M. Shout Houcine**, pour ses conseils avisés, son suivi rigoureux et le temps qu'il a consacré à l'accompagnement de ce mémoire.

Je remercie également les **encadrants au sein de la structure d'accueil ENAGEO, M. Brinis Saadi et Mme Zabel Khaldia**, pour leur disponibilité, leurs orientations techniques et leur accompagnement tout au long de la période de stage.

Ma gratitude s'adresse également à **l'ensemble du personnel d'ENAGEO** pour leur accueil chaleureux, leur collaboration et leur bienveillance, qui ont grandement facilité la réalisation de ce travail dans des conditions professionnelles enrichissantes.

Enfin, je remercie chaleureusement **l'ensemble du corps enseignant** qui m'a transmis, tout au long de ma formation, les connaissances et les compétences nécessaires à l'élaboration de ce projet. Mes remerciements vont également aux **membres du jury**, pour l'honneur qu'ils me font en acceptant d'évaluer ce mémoire.

Table des matières

Listes des illustrations	
Liste des abréviations	
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Réservoirs non conventionnels shale-gas	
I.1 Réservoirs conventionnels :	5
I.2 Réservoirs non conventionnels :.....	6
- I.2.1 Différents types des hydrocarbures non-conventionnels:	7
I.3 Les réservoirs de gaz de schiste (shale gas reservoirs) :.....	8
- I.3.1 Caractéristiques pétrophysique:.....	8
- I.3.2 Géologie des réservoirs de gaz de schiste :	9
- I.3.3 Pétrographie des réservoirs de gaz de schiste (shale gas)	10
- I.3.4 Mode de stockage du gaz:.....	11
I.4 Comportement de production et technologies d'exploitation	11
I.5 Exemples de formations productrices dans le monde et en Algérie :.....	12
I.6 Importance économique et énergétique du gaz de schiste :	14
I.7 Conclusion :.....	15
Chapitre II : Contexte géologique de la zone d'étude	
II.1 Situation géologique de la zone d'étude :	17
II.2 Caractères structuraux et évolution tectonique :	18
II.3 Aspect stratigraphique :	18
II.4 Le système pétrolier dans la région :.....	22
- II.4.1 Objectifs et réservoirs :.....	22
- II.4.2 Roches mères :	22
- II.4.3 Roches Réservoirs :.....	23
- II.4.4 Pièges et fermetures :.....	24
- II.4.5 Roches couvertures :	24
Chapitre III : Analyse des propriétés pétrophysiques de la formation Hot Shale – Frasnien	
25Partie 1 : Présentation des diagraphies Enregistrées au niveau des puits	
III.1 But des diagraphies :	26
III.2 Présentation des diagraphies enregistrées au niveau des puits :.....	26

- III.2.1 Mesure du diamètre du trou (CALIPER) :27
- III.2.2 Diagraphie sonique (Acoustique) :27
- III.2.3 Diagraphie de radioactivité gamma naturelle :28
- III.2.4 Diagraphie de Densité (Gamma-Gamma) :29
- III.2.5 Diagraphie Neutron :30
- III.2.6 Diagraphie de Résistivité :30
- III.2.6.1 Types de diagraphie de résistivité :31
- III.2.7 Diagraphie NMR (Nuclear Magnetic Resonance):32

Partie 2 : Analyse des propriétés pétrophysiques de la formation Hot Shale – Frasnien

- III.3 Description de réservoir :34
- III.4 Inventaire des données :35
- III.4.1 Données laboratoire au niveau Frasnien :35
- III.4.2 Enregistrement des diagraphies au niveau Frasnien :35
- III.5 L’interprétation pétrophysique de la roche mère du frasnien :36
- III.5.1 Discrimination lithologique :38
- III.5.2 Calcul de TOC / kérogène :39
- A) Méthode de Schmoker :39
- B) Méthode de l’uranium :40
- C) Méthode de Passy ($\Delta\log R$) :40
- III.5.3 Volume de kérogène :42
- III.5.4 Calcul des porosités :42
- III.5.5 Saturation en eau :44
- III.5.6 Calcul du GIP :45
- III.5.7 Evaluation pétrophysique du Puits 2 de la formation du Frasnien :47
- III.5.8 Evaluation pétrophysique du Puits 3 de la formation du Frasnien :47
- III.6 Conclusion :48

Chapitre IV : Analyse géomécanique pour l’évaluation de la faisabilité de la fracturation hydraulique au sein de la roche mère Frasnienne

Partie 1 : Fondements théoriques de la géomécanique :

- IV.1 Définition de la géomécanique :50
- IV.2 Objectifs de la géomécanique (en contexte pétrolier) :50

IV.3 La Contrainte (Stress) :	51
IV.3.1 Orientation de la contrainte :	51
IV.3.2 Contrainte verticale (contrainte normale) :	52
IV.3.3 Contrainte horizontale (contrainte de cisaillement) :	53
IV.4 Les régimes de stress :	53
IV.5 La Déformation (Strain) :	54
IV.6 Les paramètres caractérisant une roche en géomécanique :	55
IV.6.1 Module de Young E :	55
IV.6.2 Le coefficient de poisson ν :	56
IV.6.3 Module de cisaillement (Shear Modulus) :	56
IV.6.4 Module d'incompressibilité K (Bulk modulus) :	57
IV.7 Paramètres de résistance de la roche :	58
IV.7.2 Résistance à la traction (Tensile strenght TSTR) :	59
IV.7.3 L'angle de frottement interne (Friction Angle FANG) :	59
IV.8 La pression des pores (Pore Pressure) :	59
IV.9 ANISOTROPIE VTI :	60
Partie 2 : Etude géomécanique 1D :	
IV.9.1 Estimation des Propriétés Mécaniques de la Roche :	62
IV.9.2 Conversion des Paramètres Dynamiques en Statiques :	64
IV.9.3 Estimation des Résistances Mécaniques de la Roche :	65
IV.9.4 Estimation de la Pression de Réservoir :	66
IV.9.5 Estimation des Contraintes Principales In-Situ (modèle anisotropie) :	66
A) Contrainte verticale (Pression litho-statique) :	66
B) Contraintes Horizontales :	66
IV.10 Faisabilité de la fracturation hydraulique :	67
IV.11 Conclusion :	69
Conclusion generale :	70

LISTE DES FIGURES

FIGURE I-1 SYSTEME PETROLIER.....	5
FIGURE I-2 DES RESERVOIRS DE PETROLE ET DE GAZ CONVENTIONNELS ET NON- CONVENTIONNELS – REF : (ZENDEHBOUDI & BAHADORI, 2017)	6
FIGURE I-3 CLASSIFICATION DES RESSOURCES CONVENTIONNELLES ET NON CONVENTIONNELLES (SONATRACH ,2007)	7
FIGURE I-4 TYPES DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNEL – REF : (VIALLY, 2012).....	8
FIGURE I-5 LES ENVIRONNEMENTS DE DEPOT TYPIQUES DES SHALES RICHES EN MATIERE ORGANIQUE (SLATT, R. M., & O'BRIEN, N. R. 2011)	9
FIGURE I-6 SCHEMA A L'ECHELLE NANOMETRIQUE DE LA LOCALISATION DES MOLECULES DE GAZ DANS LES RESERVOIRS DE GAZ DE SCHISTE."	11
FIGURE I-7 LA REPARTITION GEOGRAPHIQUE DES PRINCIPAUX BASSINS DE GAZ DE SCHISTE A TRAVERS LE MONDE (EIA 2011).	13
FIGURE I-8 LA REPARTITION GEOGRAPHIQUE DES BASSINS A POTENTIEL SHALE GAS EN ALGERIE	14
FIGURE II-1 : SITUATION GEOLOGIQUE DE LA ZONE D'ETUDE	17
FIGURE II-2 : COLONNE LITHO-STRATIGRAPHIQUE DE LA REGION D'ETUDE	19
FIGURE III-1 MODELE PETROPHYSIQUE NON-CONVENTIONNELLE.....	34
FIGURE III-2 ANALYSE MINERALOGIQUE DU FRASNIEN.	3
FIGURE III-3 : IDENTIFICATION DU TYPE D'ARGILES ET COMPOSITION MINERALOGIQUE A PARTIR DU CROSSPLOT TH/K	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
FIGURE III-4 DIAGRAPHIES ENREGISTREES AU NIVEAU DU FRASNIEN.....	36
FIGURE III-5 WORKFLOW DE L'EVALUATION PETROPHYSIQUE NON-CONVENTIONNELLE.....	38
FIGURE III-6 : VOLUME D'ARGILES (VSH)	3
FIGURE III-7 : ANALYSE DU TOC VS LOG DENSITE (HESTER AND SCHMOKER, 1987).....	39
FIGURE III-8 : CORRELATION DE L'URANIUM AVEC TOC DES ECHANTILLONS	40
FIGURE III-9 Δ LOGR (COURBE AU CENTRE) EST UTILISE POUR ESTIMER LE TOC A PARTIR DES LOGS SELON LA METHODE DE PASSEY.....	41
FIGURE III-10 : DIAGRAMME DE CORRELATION ENTRE LES DIFFERENTS PARAMETRES DE MATURITE THERMIQUE UTILISES EN GEOCHIMIE ORGANIQUE POUR EVALUER LE POTENTIEL D'UN RESERVOIR PETROLIER OU GAZIER.	4

FIGURE III-11 ESTIMATION DU TOC AU NIVEAU FRASNIEN, PUITES -1.	6
FIGURE III-12 ESTIMATION DU VOLUME DU KEROGENE AU NIVEAU FRASNIEN, PUITES-1.	42
FIGURE III-13 MODELE DE POROSITE.....	43
FIGURE III-14 METHODE DE CALCUL DE LA POROSITE DU KEROGENE PAR DIFFERENCE ENTRE LA POROSITE TOTALE ET LA POROSITE MESUREE PAR NMR.	44
FIGURE III-15 : ESTIMATION DES POROSITES AU NIVEAU DU PUITES-1.	8
FIGURE III-16 : ESTIMATION DE LA SATURATION EN EAU PAR METHODE DE SIMONDOUX MODIFIEE AU NIVEAU DU PUITES-1.	9
FIGURE III-17 : REPRESENTATION DE FREE ET ADSORBED GAS DANS DES PORES.....	45
FIGURE III-18 : CROSSPLOT ENTRE FRACTION DU TOC ADSORBE EN FONCTION DE S1' (HYDROCARBURES ADSORBES DANS LA ROCHE.).....	5
FIGURE III-19 : LA RELATION ENTRE LA PRESSION ET LE VOLUME DE GAZ ADSORBE (FUNDAMENTALS OF SHALE GAS RESERVOIRS, WILEY, 2015.).....	46
Figure III-20 : Estimation du free et adsorbed gas en scf/ton au niveau du puits-1.....	53
FIGURE III-21 : RESULTATS DE L'INTERPRETATION DU PUITES-2.....	11
FIGURE IV-1 L'ETAT GENERAL DE CONTRAINTE SUR UN ELEMENT DE ROCHE - REF : (SCHLUMBERGER, 2009).....	52
FIGURE IV-2 CONTRAINTE VERTICAL (NORMALE) - REF : (SCHLUMBERGER, 2009).....	53
FIGURE IV-3 CONTRAINTE HORIZONTAL (DE CISAILLEMENT) - REF : (SCHLUMBERGER, 2009)..	53
FIGURE IV-4 SCHEMA DE CLASSIFICATION DE E. ANDERSON POUR CONTRAINTES RELATIVES DANS LES ZONES DE FAILLES NORMALES (ZOBACK 2007).....	54
FIGURE IV-5 SCHEMA DE CLASSIFICATION DE E. ANDERSON POUR CONTRAINTES RELATIVES DANS LES ZONES DE FAILLES DE DECROCHEMANTS (ZOBACK 2007).....	54
FIGURE IV-6 SCHEMA DE CLASSIFICATION DE E. ANDERSON POUR CONTRAINTES RELATIVES DANS LES ZONES DE FAILLES INVERSES (ZOBACK 2007).....	54
FIGURE IV-7 DEFORMATION PRODUITE PAR L'APPLICATION DE LA FORCE F.....	55
FIGURE IV-8 DEFORMATION LATERALE ET AXIALE (HILLS ET AL, 2000).....	56
FIGURE IV-9 DEFORMATION PAR CISAILLEMENT.....	57
FIGURE IV-10 COMPRESSION VOLUMETRIQUE D'UNE ROCHE SOUS UNE TENSION HYDROSTATIQUE (ANTONIO, 2022).....	57
FIGURE IV-11 TEST DE COMPRESSION SIMPLE	58

FIGURE IV-13 TEST BRESILIEN.....	59
FIGURE IV-12 TEST DE TENSION DIRECT	59
FIGURE IV-14 : WORKFLOW D'UN MODELE GEO-MECANIQUE 1D AVEC L'EFFET DE L'ANISOTROPIE VTI DES ARGILES.....	62
FIGURE IV-15 CALIBRATION DES PROPRIETES MECANIQUES ANISOTROPES VTI DERIVEES A PARTIR DU DIPOLE AVEC LES DONNEES DES MESURES CAROTTE POUR LE Puits -1.	13
FIGURE IV-16 CALIBRATION DES RESULTATS DES RESISTANCES MECANIQUES DE LA ROCHE AVEC LES DONNEES DE MESURES PLUG SUR CAROTTE POUR LE Puits REFERENCE 1.	14
FIGURE IV-17 : CALCUL DU PROFIL DE LA PRESSION DE PORE POUR LES FORMATIONS DU FRASNIEN AU NIVEAU DU Puits-1 AVEC L'ESTIMATION DE LA SURPRESSION DANS LA FORMATION HOT-SHALE DU FRASNIEN EN UTILISANT LE MODELE D'EATON-SONIC. ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.	
FIGURE IV-18 : CALCUL DU PROFIL DE LA CONTRAINTE VERTICALE AU NIVEAU DU Puits 1 AVEC LA METHODE D'EXTRAPOLATION DE DENSITE	16
FIGURE IV-19 : CONTRAINTE VERTICALE AU NIVEAU HOT SHALE FRASNIEN.....	17
FIGURE IV-20 : MODEL GEOMECHANIQUE 1D (VERTICAL TRANSVERSELY ISOTROPIC) POUR LE PUITS REFERENCE 1.	18
FIGURE IV-21 SLICES AU NIVEAU HOT SHALE DE CONTRAINTES HORIZONTALES MINIMALES ET MAXIMALES.....	17
FIGURE IV-22 : FRACTURE GRADIENT A PARTIR LA CONTRAINTE HORIZONTALE MINIMALE DU PUITS DE REFERENCE.	68

Liste des tableaux

TABLEAU III-1 LES DONNEES LABORATOIRE AU NIVEAU FRASNIEN.....	35
TABLEAU III-2 LES ENREGISTREMENTS DES DIAGRAPHIES AU NIVEAU FRASNIEN.....	35
TABLEAU III-3 : PARAMETRES D'INTERPRETATION DU PUIITS-1.....	38
TABLEAU III-4 PARAMETRES DE CALCUL DE TOC	41
TABLEAU III-5 : CLASSIFICATION DU DOSAGE DU CARBONE ORGANIQUE TOTAL (COT) (TISSOT ET WELTE, 1984).	42
TABLEAU III-6 : PARAMETRES PETROPHYSIQUES DANS LE RESERVOIR NON-CONVENTIONNEL, PUIITS-1.....	46
TABLEAU III-7 : RESULTATS DE L'ESTIMATION DU GAS IN PLACE, PUIITS-1	47
TABLEAU III-8 : PARAMETRES D'INTERPRETATION DU PUIITS-2.....	47
TABLEAU III-9 : PARAMETRES PETROPHYSIQUES DANS LE RESERVOIR NON-CONVENTIONNEL, PUIITS-2.....	47
TABLEAU III-10 : PARAMETRES D'INTERPRETATION DU PUIITS-3.....	47
TABLEAU III-11 : PARAMETRES PETROPHYSIQUES DANS LE RESERVOIR NON-CONVENTIONNEL, PUIITS-3.....	47
TABLEAU IV-1 : SYNTHESE DES RESULTATS OBTENUS PAR LE MODELE GEOMECANIQUE POUR LE PUIITS 2 ET 3. 69	69
TABLEAU IV-2 : Les Valeurs du module de Young pour certaines roches (Hills et al, 2000) 56	56
TABLEAU IV-3 : SYNTHESE DES RESULTATS OBTENUS PAR LE MODELE GEOMECANIQUE POUR LE PUIITS 2 ET 3.	69

Liste des abréviations

Abréviation	Définition en français
A0 / B0	Électrodes de mesure utilisées dans les diagraphies de résistivité
Adsorbed gas	Gaz adsorbé à la surface du kérogène ou des argiles
API	Unité de mesure standard de l'industrie pétrolière (American Petroleum Institute)
Bg	Facteur de volume gazeux (volume occupé par le gaz à pression et température de réservoir)
BHC	Diagraphie sonique compensée pour le puits (Borehole Compensated)
CALIPER	Diagraphie de mesure du diamètre du puits
Cf	Facteur de conversion dans les calculs de GIP
CGL	Calcul de Gradient de Fracturation
CGR	Gamma ray corrigé (Computed Gamma Ray)
CNL	Diagraphie neutron compensée (Compensated Neutron Log)
CO60	Cobalt 60 – source radioactive utilisée pour la diagraphie
CORE	Carottes, échantillons extraits du sous-sol
COT	Carbone Organique Total
Cs137	Césium 137 – source radioactive utilisée en diagraphie de densité
CTE	Constante empirique (ex. pour estimation TOC ou porosité)
DTC	Temps de transit de l'onde compressive ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
DTS	Temps de transit de l'onde de cisaillement ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
ev	Électron-volt, unité d'énergie
E_v / E_h	Module de Young vertical / horizontal
FANG	Angle de friction interne
Free gas	Gaz libre dans la porosité
g/cc	Gramme par centimètre cube (unité de densité)
Ge	Contenu en gaz (Gas content)
GIP	Quantité de gaz en place (Gas In Place)
GR	Rayonnement gamma naturel
Hooke	Modèle de comportement mécanique élastique (loi de Hooke)
Inductolog	Diagraphie de résistivité par induction électromagnétique
K	Potassium
Laterolog	Diagraphie de résistivité par courant direct
LOM	Niveau de métamorphisme (Level Of Metamorphism)
LOT	Leak-Off Test (test de pression pour contrainte minimale)
m, n, a	Constantes utilisées dans les équations de saturation (ex : Archie, Simandoux)
MeV	Million d'électron-volts

Mini-frac	Test de fracturation hydraulique pour estimation de contrainte
MSFL	Diagraphie de micro-résistivité (Micro Spherically Focused Log)
Mudcake	Croûte de boue formée sur la paroi du puits
MWD	Mesure pendant le forage (Measurement While Drilling)
NMR	Résonance Magnétique Nucléaire
ohm.m	Unité de résistivité électrique
PE / PEF	Facteur de photoélectrons (Photoelectric Effect Factor)
Phid	Porosité densité
Phis	Porosité Sonique
Phie	Porosité effective
Phit	Porosité totale
PI	Pression de Langmuir (dans les gaz adsorbés)
RF	Radiofréquence
RHOB	Densité apparente (en g/cc)
RS / RD	Résistivités mesurées en profondeur
Rt	Résistivité vraie de la formation
Rw	Résistivité de l'eau interstitielle
Rxo	Résistivité de la zone rincée (influencée par la boue)
S1'	Hydrocarbures adsorbés mesurés par Rock-Eval
SGR	Gamma ray spectral (Spectral Gamma Ray)
Sw	Saturation en eau
T1	Temps de relaxation longitudinal (NMR)
T2	Temps de relaxation transversal (NMR)
Th	Thorium
Tmax	Température maximale de génération d'hydrocarbures (géochimie)
TSTR	Résistance à la traction
TOC	Carbone organique total (Total Organic Carbon)
U	Uranium
UCS	Résistance à la compression non confinée
Vl	Volume maximum de gaz adsorbé selon Langmuir
VSH	Volume d'argiles (Volume of Shale)
VTI	Anisotropie transverse verticale (Vertical Transverse Isotropy)
wt%	Pourcentage en poids
XRD	Diffraction des rayons X (analyse minéralogique)
μs/ft	Microsecondes par pied (unité de temps de transit)
α	Coefficient de Biot

$\Delta \log R$	Écart logarithmique entre résistivité et porosité (Méthode de Passey)
λ	Longueur d'onde
ν_v / ν_h	Coefficient de Poisson vertical / horizontal
σ_v	Contrainte verticale (overburden stress)
σ_h / σ_H	Contrainte horizontale minimale / maximale

Introduction générale

Pendant des décennies, l'industrie pétrolière s'est principalement concentrée sur l'exploitation des gisements dits conventionnels. Les ressources non conventionnelles, telles que les gaz de schiste, étaient alors considérées comme secondaires, en raison de l'absence de technologies adéquates ou de leur faible rentabilité économique.

Aujourd'hui, grâce aux avancées technologiques en matière de forage horizontal, de stimulation hydraulique et d'interprétation des données de puits, ces ressources suscitent un intérêt croissant. C'est dans ce contexte que s'inscrit notre étude, qui porte sur la formation hot-shale du Frasnien dans le bassin de Timimoun, connue pour son potentiel en gaz de schiste.

La problématique centrale de ce travail est la suivante : dans quelle mesure ces données permettent-elles non seulement de caractériser le potentiel en gaz de schiste de la formation Frasnienne dans le bassin de Timimoun, mais également de fournir des paramètres géomécaniques essentiels à la conception et à l'optimisation des opérations de fracturation hydraulique ?

Par ailleurs, la demande énergétique mondiale continue d'augmenter, tandis que les réserves conventionnelles s'amenuisent. Cela renforce la nécessité d'exploiter les ressources non conventionnelles, qui, grâce aux technologies récentes, sont désormais techniquement et économiquement accessibles, en particulier les réservoirs de type shale gas.

Les hydrocarbures non conventionnels sont répartis de manière relativement homogène à l'échelle mondiale et représentent aujourd'hui une ressource stratégique. Les gaz de schiste proviennent de roches mères argileuses, peu perméables, mais riches en matière organique. Leur exploitation reste complexe en raison de leur très faible perméabilité, ce qui nécessite l'utilisation de techniques de stimulation avancées telles que la fracturation hydraulique.

Dans ce cadre, les diagraphies jouent un rôle fondamental dans l'évaluation des réservoirs. Elles permettent de mieux caractériser les formations potentiellement productives, notamment en identifiant les zones riches en matière organique.

Nous avons ainsi mené une étude pétrophysique et géomécanique approfondie de la formation hot-shale du Frasnien dans le bassin de Gourrara, à partir des données de diagraphies acquises sur trois puits : le puits 1 (utilisé comme puits de référence), ainsi que les puits 2 et 3.

L'objectif principal est d'évaluer la richesse en matière organique de la roche mère et d'analyser ses propriétés mécaniques, afin d'évaluer la faisabilité d'une stimulation par fracturation hydraulique adaptée à ses caractéristiques.

La géomécanique constitue un outil d'aide à la décision essentiel, reposant sur une combinaison de la géologie, de la géophysique et du génie des réservoirs. Elle permet d'anticiper le comportement mécanique de la roche lors des opérations de stimulation et de minimiser les risques opérationnels tout au long du cycle de développement du réservoir.

La fracturation hydraulique est aujourd'hui la méthode la plus couramment utilisée pour améliorer la productivité des réservoirs de shale gas. Elle consiste à créer des fissures artificielles dans la roche afin de libérer le gaz piégé dans les micropores et d'augmenter la perméabilité effective du réservoir.

C'est dans ce contexte que s'inscrit ce mémoire de master, intitulé :
« Évaluation pétrophysique des réservoirs de gaz de schiste dans le bassin de Timimoun, avec une application géomécanique à l'optimisation de la fracturation hydraulique ».

L'approche adoptée pour cette étude s'est traduite par une structuration en quatre chapitres complémentaires.

Le premier chapitre a été consacré à la théorie des réservoirs non conventionnels de type shale gas, en mettant en évidence leurs caractéristiques pétrophysiques, géologiques

Le second chapitre présente un bref aperçu général du bassin de Gourrara, qui constitue la zone d'étude. Il décrit le cadre géologique régional, les principales formations stratigraphiques.

Le troisième chapitre est consacré à l'évaluation des paramètres pétrophysiques de la formation Frasnienne, à travers une interprétation à la fois qualitative et quantitative visant à identifier les zones présentant un intérêt pétrolier.

Ce chapitre porte sur l'analyse géomécanique des réservoirs Frasniens, en s'appuyant sur l'interprétation des paramètres mécaniques et élastiques afin de mettre en évidence les zones présentant un bon potentiel pour la fracturation hydraulique.

Chapitre I

Les reservoirs non conventionnels shale-gas

Ce chapitre vise à présenter les différents types de réservoirs non conventionnels, avec un accent particulier sur les réservoirs de gaz de schiste. Il en exposera les principales caractéristiques géologiques et pétrophysiques, ainsi que les défis techniques associés à leur évaluation et à leur mise en production.

I.1 Réservoirs conventionnels :

Les réservoirs conventionnels sont des formations rocheuses poreuses et perméables dans lesquelles les hydrocarbures, générés dans une roche-mère, ont migré et se sont accumulés dans des pièges géologiques (structuraux ou stratigraphiques). Ils permettent un écoulement naturel des fluides vers le puits grâce à une perméabilité suffisante, souvent supérieure à 1 millidarcy.

L'exploitation de ces réservoirs nécessite généralement un forage vertical sans recours à des techniques de stimulation complexes.

Ils représentent les sources classiques de production de pétrole et de gaz exploitées depuis plus d'un siècle.

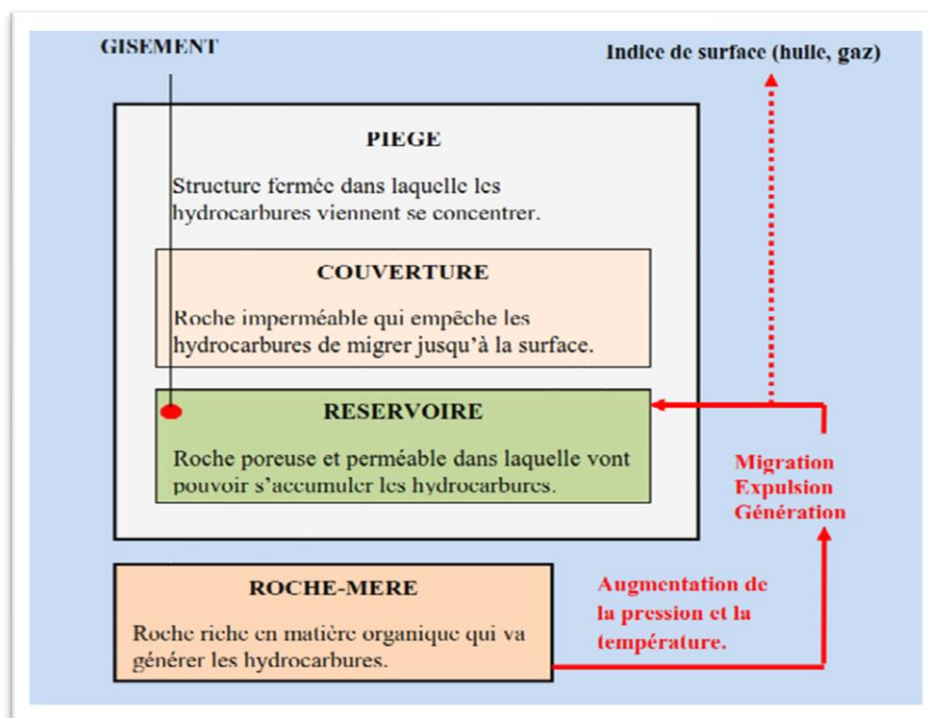


Figure I-I Système pétrolier

I.2 Réservoirs non conventionnels :

Les réservoirs non conventionnels désignent des formations géologiques qui contiennent des hydrocarbures (pétrole ou gaz) mais qui, en raison de leurs caractéristiques pétrophysique spécifiques – notamment une perméabilité extrêmement faible, une porosité variable, et souvent une roche-mère jouant aussi le rôle de réservoir – ne permettent pas un écoulement naturel des fluides vers le puits de production.

Contrairement aux réservoirs conventionnels, où les hydrocarbures migrent et s'accumulent dans des structures perméables qui les piègent, les réservoirs non conventionnels nécessitent l'utilisation de nouvelles techniques avancées d'évaluation et d'extraction, telles que :

- L'évaluation pétrophysique non-conventionnelle.
- La fracturation hydraulique pour créer des réseaux de fractures artificielles afin de stimuler l'écoulement.
- Le forage horizontal pour maximiser la surface de contact avec le réservoir.
- Et parfois, des traitements thermiques ou chimiques pour améliorer la mobilité des fluides.

Le développement des réservoirs non conventionnels a révolutionné l'industrie énergétique, notamment en Amérique du Nord, où il a permis une production massive de gaz et de pétrole, entraînant une transition énergétique majeure.

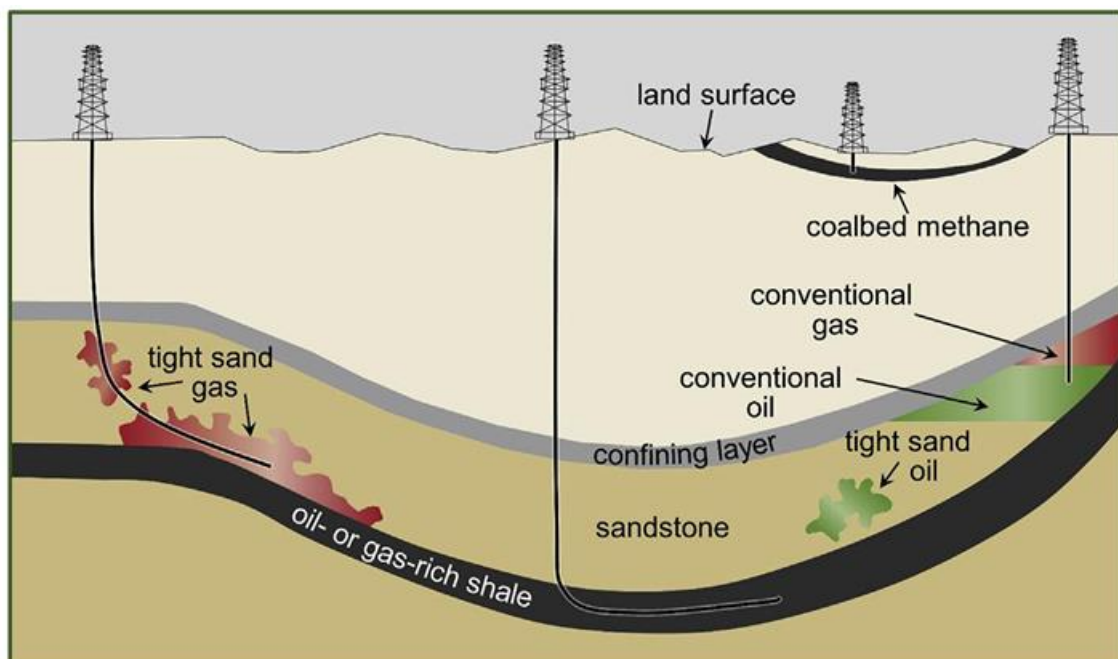


Figure I-2 des réservoirs de pétrole et de gaz conventionnels et non-conventionnels – Réf : (Zendeboudi & Bahadori, 2017)

- **I.2.1 Différents types des hydrocarbures non-conventionnels :**

Les réservoirs d'hydrocarbures sont aussi dits non conventionnels par la nature particulière de leur fluide (bitume, charbon, hydrate...).

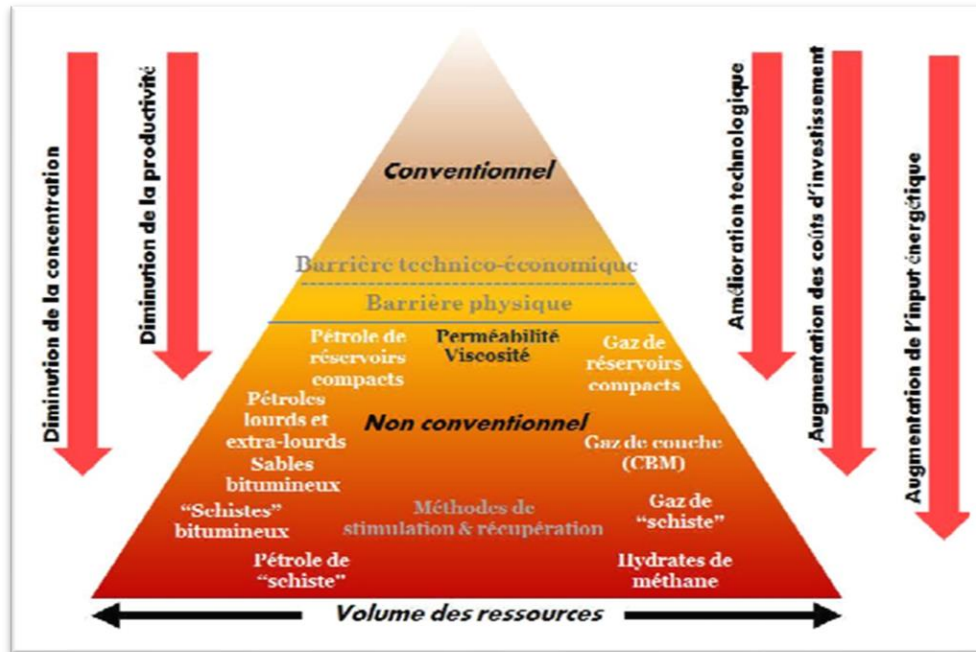


Figure I-3 Classification des ressources conventionnelles et non conventionnelles (sonatrach ,2007)

- **Le pétrole et le gaz de schiste (shale oil and shale gas) :** Il s'agit d'hydrocarbures piégés dans la roche-mère (argileuse) et qui n'ont pas pu entamer leur migration vers une roche réservoir.
- **Les hydrocarbures des réservoirs compacts (Tight oils and Tight gas) :** Ce sont des hydrocarbures ayant migrés hors de la roche mère et piégés dans des roches compacts de faible porosité et très peu perméables.
- **Le gaz de charbon (Coal bed methane ou CBM) :** Il s'agit du gaz naturel (méthane) issue de la décomposition et de la transformation de la matière organique en une matière solide et combustible à haute teneur en carbone, le charbon.
- **Hydrate de méthane :** Est un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallise pour former un solide. Les conditions nécessaires pour se situer dans le domaine de stabilité des hydrates de méthane se trouvent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température - faible pression) ou dans la partie supérieure des sédiments en offshore profond (forte pression - température faible).

- **Les huiles lourdes, extra lourdes et les bitumes** : Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et de leur très forte viscosité qui rendent impossible une extraction classique, et cela même s'ils sont contenus dans des réservoirs de bonne qualité.
- **Les schistes bitumineux (oil shales)** : Ce sont des argiles feuilletées noires très riches en matière organique immature (kérogène) du fait de son faible enfouissement (inférieur à 1000 m).

Hydrocarbures non conventionnel	Hydrocarbures liquides	Contenus dans un réservoir	Réservoir compact à l'huile (tight oil)
			Pétroles lourds & Extra lourds
			Les sables bitumineux
		Contenus dans la roche mère	Schistes bitumineux
	Hydrocarbures gazeux	Contenus dans un réservoir	Réservoir compact à gaz (tight gaz)
			Gaz de houille (coalbed methane)
		Contenus dans la roche mère	Gaz de Schiste (Shale gas)
			Hydrates de méthane (methane hydrates)

Figure I-4 Types des hydrocarbures non conventionnel – Réf : (Vially, 2012)

I.3 Les réservoirs de gaz de schiste (shale gas reservoirs) :

Les réservoirs de gaz de schiste sont des formations sédimentaires argileuses riches en matière organique, agissant à la fois comme roche-mère, réservoir et parfois roche couverture, contrairement aux réservoirs conventionnels, les hydrocarbures (principalement le méthane) ne migrent pas, mais restent piégés dans la roche elle-même.

• I.3.1 Caractéristiques pétrophysique:

- **Porosité** : généralement faible à modérée (2–10 %), avec une grande proportion de microporosité.
- **Perméabilité** : extrêmement faible, souvent inférieure à 0,01 millidarcy, nécessitant une stimulation hydraulique pour produire.
- **Structure** : présence de fissures naturelles, de pores nanométriques, et parfois de fractures induites.
- **Contenu en matière organique** : élevé (TOC > 2 %), ce qui permet la génération thermique du gaz.
- **Profondeur d'enfouissement** : généralement entre 1500 et 4000 mètres.

- **I.3.2 Géologie des réservoirs de gaz de schiste :**

- **Processus de dépôt et environnements sédimentaires :**

Les gaz de schiste se forment dans des bassins sédimentaires profonds où les conditions de dépôt favorisent l'accumulation de matière organique dans des environnements réducteurs, généralement pauvres en oxygène. Ces conditions se rencontrent typiquement dans des environnements marins profonds, lacustres anoxiques ou lagunaires calmes, où la sédimentation est lente et continue.

Les particules argileuses et organiques s'accumulent en couches fines, formant au fil du temps des roches sédimentaires argileuses riches en matière organique (shales ou argilites).

Avec la compaction et la diagenèse, ces dépôts évoluent vers des roches à texture fine, peu perméables mais capables de générer et stocker des hydrocarbures sous l'effet de la pression et de la chaleur géothermique. Ce processus est essentiel dans la formation des réservoirs de gaz de schiste.

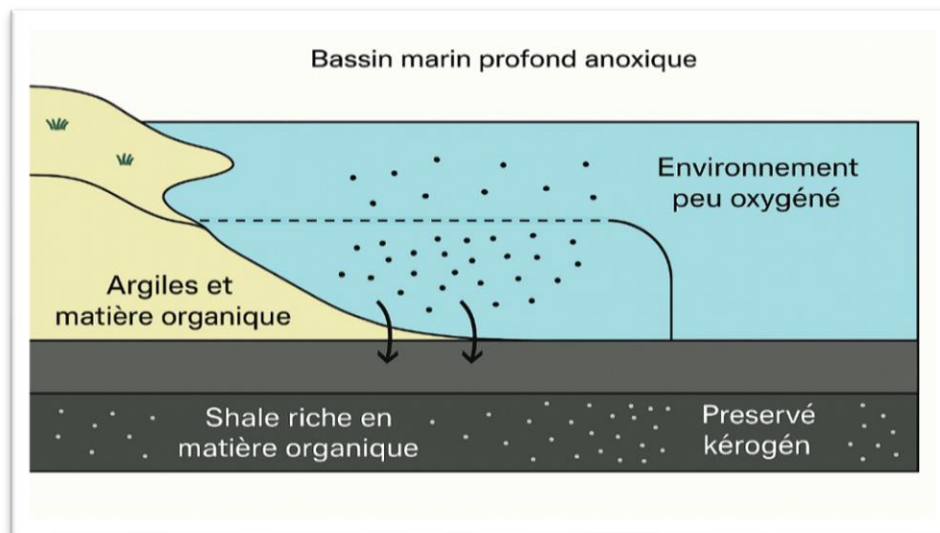


Figure I-5 les environnements de dépôt typiques des shales riches en matière organique (Slatt, R. M., & O'Brien, N. R. 2011)

- **Lithologie et stratigraphie des shales :**

Les shales producteurs sont généralement constitués :

- De minéraux argileux (illite, smectite, chlorite).
- De quartz, d'origine détritique.
- De carbonates (calcite, dolomite),
- De matière organique, principalement de type II ou III. Leur stratification fine et laminaire témoigne d'un dépôt continu et calme. Sur le plan stratigraphique, ces formations apparaissent souvent intercalées entre des unités carbonatées ou gréseuses, ce qui peut jouer un rôle de couvercle ou de piège géologique.

Les propriétés lithologiques et stratigraphiques influencent fortement :

- La maturité thermique (mesurée par Ro%),
- Le potentiel générateur (TOC),
- La perméabilité effective, souvent très faible,
- La réponse aux techniques de fracturation hydraulique.

• I.3.3 Pétrographie des réservoirs de gaz de schiste (shale gas)

La pétrographie des réservoirs de gaz de schiste repose sur l'analyse microscopique et minéralogique des roches sédimentaires argileuses riches en matière organique.

Ces roches sont caractérisées par :

- Une texture très fine à microcristalline, souvent inférieure à 4 μm (argiles).
- Une stratification laminaire bien développée, témoin d'un dépôt dans un environnement calme (lacustre ou marin profond).
- Une composition minéralogique variable, généralement dominée par :
 - Des minéraux argileux (illite, smectite, chlorite, kaolinite).
 - Des quartzs, d'origine détritique.
 - Des feldspaths et des carbonates (calcite, dolomite).
 - Un fort contenu en matière organique (kérogène).

La matière organique (souvent de type II ou III) est le siège principal de la génération et du stockage du gaz, celui-ci peut s'y trouver sous forme :

- Adsorbée sur les parois du kérogène ou des argiles.
- Piégée dans les nanopores du réseau matriciel.
- Ou libre dans les fissures naturelles ou induites.

La maturité thermique ($R_o\% > 1,2$) et le taux de carbone organique total (TOC) ($> 2\%$) sont des critères clés pour évaluer la qualité du réservoir.

• I.3.4 Mode de stockage du gaz:

Dans les formations de gaz de schiste, le gaz n'est pas stocké de manière traditionnelle comme dans les réservoirs poreux et perméables. Il est dispersé dans la roche et peut exister sous plusieurs formes :

a) Gaz adsorbé :

Le gaz est fixé à la surface de la matière organique (kérogène) et/ou des minéraux argileux par des forces physiques (Van der Waals). Ce mode de stockage représente une proportion significative (jusqu'à 85 % dans certains shales). La quantité adsorbée dépend de la température, de la pression, de la teneur en matière organique (TOC) et de la minéralogie des argiles.

b) Gaz libre :

Présent dans les nano-porosités de la matrice minérale et dans les microfissures naturelles. Bien que la porosité soit faible (2–5 %), elle peut contenir une quantité notable de gaz, surtout dans les formations fracturées.

c) Gaz dissous

Une petite fraction du gaz peut être dissoute dans les fluides présents dans le shale, notamment dans les hydrocarbures liquides ou l'eau de formation. Ce mode est souvent négligeable en volume, mais il peut jouer un rôle dans la mobilité initiale du gaz.

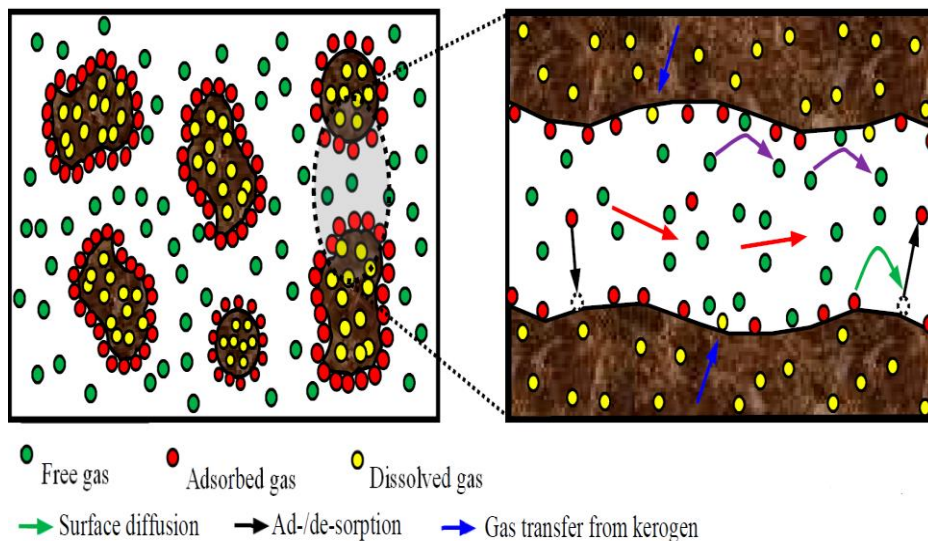


Figure I-6 Schéma à l'échelle nanométrique de la localisation des molécules de gaz dans les réservoirs de gaz de schiste."

I.4 Comportement de production et technologies d'exploitation

L'exploitation des réservoirs de gaz de schiste diffère fondamentalement de celle des réservoirs conventionnels, en raison de la faible perméabilité, de la forte hétérogénéité géologique, et de la nature

dispersée du gaz dans la roche. Ces contraintes ont conduit au développement de technologies spécifiques et à une compréhension approfondie du comportement de production.

- **Comportement de production**

Le profil de production d'un puits de gaz de schiste est caractérisé par :

- Une forte production initiale, due à la libération rapide du gaz libre et du gaz adsorbé proche des fractures.
- Un déclin rapide de la production dans les premiers mois, suivi d'une longue phase de production à bas débit.
- Une forte dépendance au réseau de fractures induites et naturelles, qui contrôlent la connectivité et le drainage du réservoir.

La récupération du gaz est généralement inférieure à 30 % du gaz en place, ce qui nécessite l'optimisation des paramètres de forage, de fracturation et de complétion.

- **Technologies d'exploitation**

Pour surmonter les limites naturelles des réservoirs de shale gas, deux technologies principales sont utilisées :

- **Forage horizontal :**

Contrairement au forage vertical classique, le forage horizontal permet de maximiser le contact avec la couche productive, en suivant la stratification du shale sur plusieurs centaines à milliers de mètres. Cela augmente la surface de drainage et améliore le volume de gaz récupérable.

- **Fracturation hydraulique multi-étages :**

La fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide sous haute pression (eau, sable, additifs chimiques) pour créer et maintenir des fractures artificielles dans la roche. Ces fractures :

- Augmentent la perméabilité artificielle,
- Améliorent la connectivité entre la matrice et le puits,
- Libèrent le gaz adsorbé et piégé dans les nanopores.

Cette technique est souvent réalisée en plusieurs étapes (multi-étages) le long de la section horizontale, afin d'optimiser la stimulation du réservoir.

I.5 Exemples de formations productrices dans le monde et en Algérie :

À l'échelle mondiale, plusieurs formations sont reconnues pour leur potentiel en gaz de schiste, notamment :

- La Marcellus Shale (USA),

- La Barnett Shale (USA),
- La Duvernay Formation (Canada),
- L'Eagle Ford Shale (USA),
- La Vaca Muerta (Argentine).

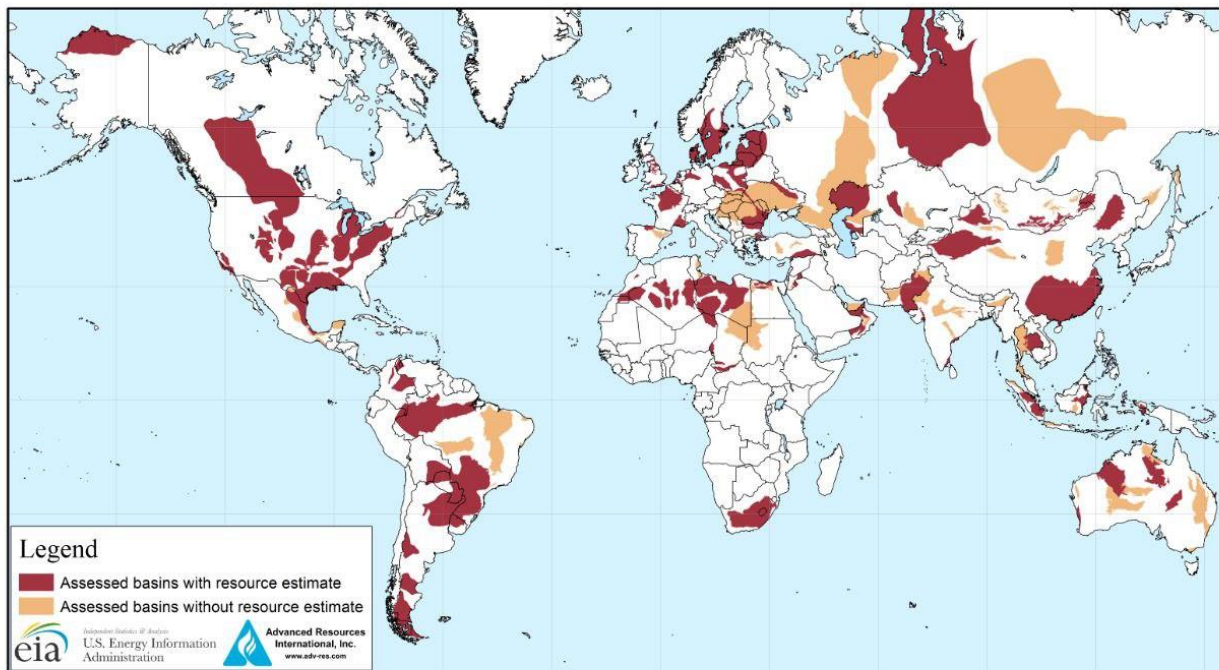


Figure I-7 la répartition géographique des principaux bassins de gaz de schiste à travers le monde (EIA 2015).

En Algérie, selon les rapports de l'EIA (2015) et les études de Sonatrach, plusieurs bassins sont identifiés comme potentiellement riches en gaz de schiste, dont :

- Le bassin d'Ahnet-Timimoun.
- Le bassin de Berkine-Illizi.
- Et le bassin de Gourara, objet du présent travail.

Ces bassins se caractérisent par des épaisseurs de shales importantes, des maturités thermiques élevées et une richesse organique favorable, bien que leur exploitation reste encore à un stade exploratoire.



Figure I-8 la répartition géographique des bassins à potentiel shale gas en Algérie

I.6 Importance économique et énergétique du gaz de schiste :

Le gaz de schiste est devenu en quelques décennies un pilier stratégique du secteur énergétique mondial. Son exploitation, rendue possible grâce aux progrès technologiques en fracturation hydraulique et en forage horizontal, a transformé l'économie énergétique de plusieurs pays. Sur le plan économique, le développement massif des ressources en gaz de schiste a :

- Réduit la dépendance énergétique vis-à-vis des importations.
- Fait baisser les prix du gaz naturel sur les marchés domestiques.
- Créé des milliers d'emplois directs et indirects, notamment dans les régions productrices.
- Stimulé des investissements dans les industries pétrolières, chimiques et énergétiques.

Sur le plan énergétique, le gaz de schiste a permis :

- D'augmenter significativement les réserves prouvées de gaz naturel.
- D'assurer la sécurité énergétique nationale.

- De favoriser une transition énergétique progressive, car le gaz naturel est moins émetteur de CO₂ que le charbon ou le pétrole.

I.7 Conclusion :

Les réservoirs non conventionnels, et en particulier ceux contenant du gaz de schiste, représentent une alternative stratégique aux ressources classiques d'hydrocarbures. Contrairement aux réservoirs conventionnels, les shales agissent simultanément comme roche-mère, roche-réservoir et piège, ce qui implique un aspect géologique et pétrophysique particulier. Leur porosité faible, leur perméabilité ultra-basse et leur forte hétérogénéité minéralogique nécessitent une approche technologique avancée pour l'exploration et la production.

L'étude du gaz de schiste met en évidence l'importance d'une compréhension fine de l'environnement sédimentaire, des mécanismes de stockage du gaz, ainsi que du comportement de production à long terme. Le développement des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique a permis de rendre économiquement viable l'exploitation de ces réservoirs complexes.

Chapitre II :

Contexte géologique de la zone d'étude

II.1 Situation géologique de la zone d'étude :

L'objet de la présente étude fait partie du bassin de Timimoun, qui appartient à la partie occidentale de la plateforme saharienne, cette dernière est constituée de plusieurs bassins, et subdivisée en trois provinces : occidentale, centrale (triasique) et orientale.

Il se trouve à environ 900 km au Sud-sud-ouest d'Alger (**Figure II-1**).

Il est limité par les éléments géologiques suivants :

- la zone structurale Djerane qui est relayé vers le Nord-Est par le dôme d'Allal à Est.
- l'ensellement de Beni Abbes, la route de Meharez, route d'Oued Namous et Enfin par l'ensellement de Djofra au Nord.
- la route d'Azzene qui le sépare de la cuvette de Sbaà et l'Ougarta à l'Ouest.
- l'ensellement Djoua qui le sépara de celui de bassin l'Ahnet au Sud.

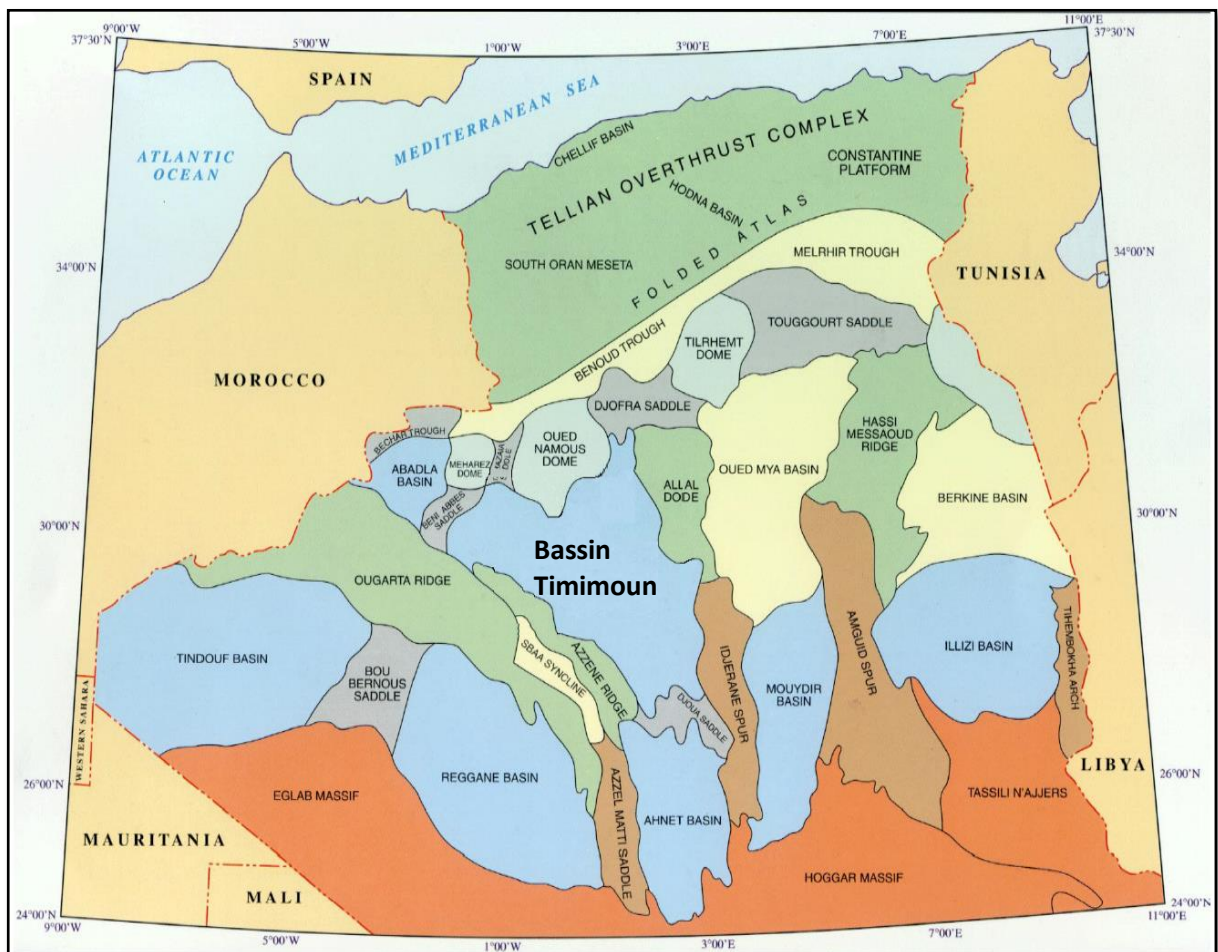


Figure II-1 : Situation géologique de la zone d'étude

II.2 Caractères structuraux et évolution tectonique :

L'évolution structurale de la région de Timimoun se résume en schéma classique qui évoque rapidement un bassin de types crationique pour l'essentiel au paléozoïque supérieur, transgressions et régression se succédèrent depuis l'enterrement de la chaîne panafricaine sur un événement à subsidence lente mais précoce qui va fonctionner tout au long du paléozoïque.

A l'Ouest, Cependant, la subsidence et la sédimentation n'arrivent pas à prendre complètement le dessus sur une tectonique de blocs, aussi précoce. Cette zone ascendante dès l'ordovicien, présente de grandes lacunes stratigraphiques et sédimentaires : elle aurait été par moment, pourvoyeuse de la sédimentation détritique. C'est dans cette région que vont avoir lieu la principale déformation épirogénique contemporaines.

Ailleurs , la sédimentation se poursuivait sans être perturbée ou interrompue, elle est continue du cambrien au carbonifère, c'est à-dire durant un intervalle chrono stratigraphique de quelques 250 millions d'années .les jeux syn-sédimentaires mis en évidence dans le dévonien inférieure et dévonien supérieur attestent néanmoins de la mobilité du plancher sédimentaires au cours de temps paléozoïque, ces jeux pourraient, mis en rapport avec des distensions ayant affecté le Sahara au paléozoïque inférieur sont , quant à elles inexprimées de manière apparente à Timimoun. Aucune émission volcanique n'est soulignée dans les sondages étudiés, sauf au nord où des andésites ont été traversées au cambrien. Mais faut-il encore savoir s'il s'agit de coulées contemporaines ou de sills triasique. En effet, des dolérites ont été forées dans le trais pelliculaire de cette partie nord du grand erg occidental du bassin.

La partie sud de bassin et mieux étudiée par la sismique elle présente à l'est et au centre deux unités anticlinoriales. Ces unités anticlinoriales d'amplitude verticale moyenne de 1200-1500 m, associées en profondeur à des décrochements du socle, sont affectées d'un nombre considérable de structures anticlinales secondaires tectoniquement simples. Celle-ci sont situées le long des failles généralement inverses et profondes et constituent des domaines bien réglés de direction Nord-Ouest Sud-Est.

II.3 Aspect stratigraphique :

Du point de vue stratigraphique le bassin de Timimoun présente le siège d'une sédimentation importante, sa profondeur varie entre 1800 m sur la route d'Azzene à l'ouest, et environ 6000 m dans la zone subsidentes de Timimoun central, il est composé par les formations d'âge paléozoïque reposant en discordance majeure sur le socle plissé, et

métamorphisé est surmonté par des séries sédimentaire d'âge mésozoïque et cénozoïque avec une épaisseur moyenne comprise entre (2850 m à 3228 m) dans la majorité est déposé essentiellement au cours de Paléozoïque.

La colonne litho-stratigraphique de cette région a été construite en référence, et en corrélation avec les séries stratigraphiques traversée par les forages, sachant que ces forages ne nous ont pas permis d'aller jusqu'au Cambrien qui est inconnu dans la région.

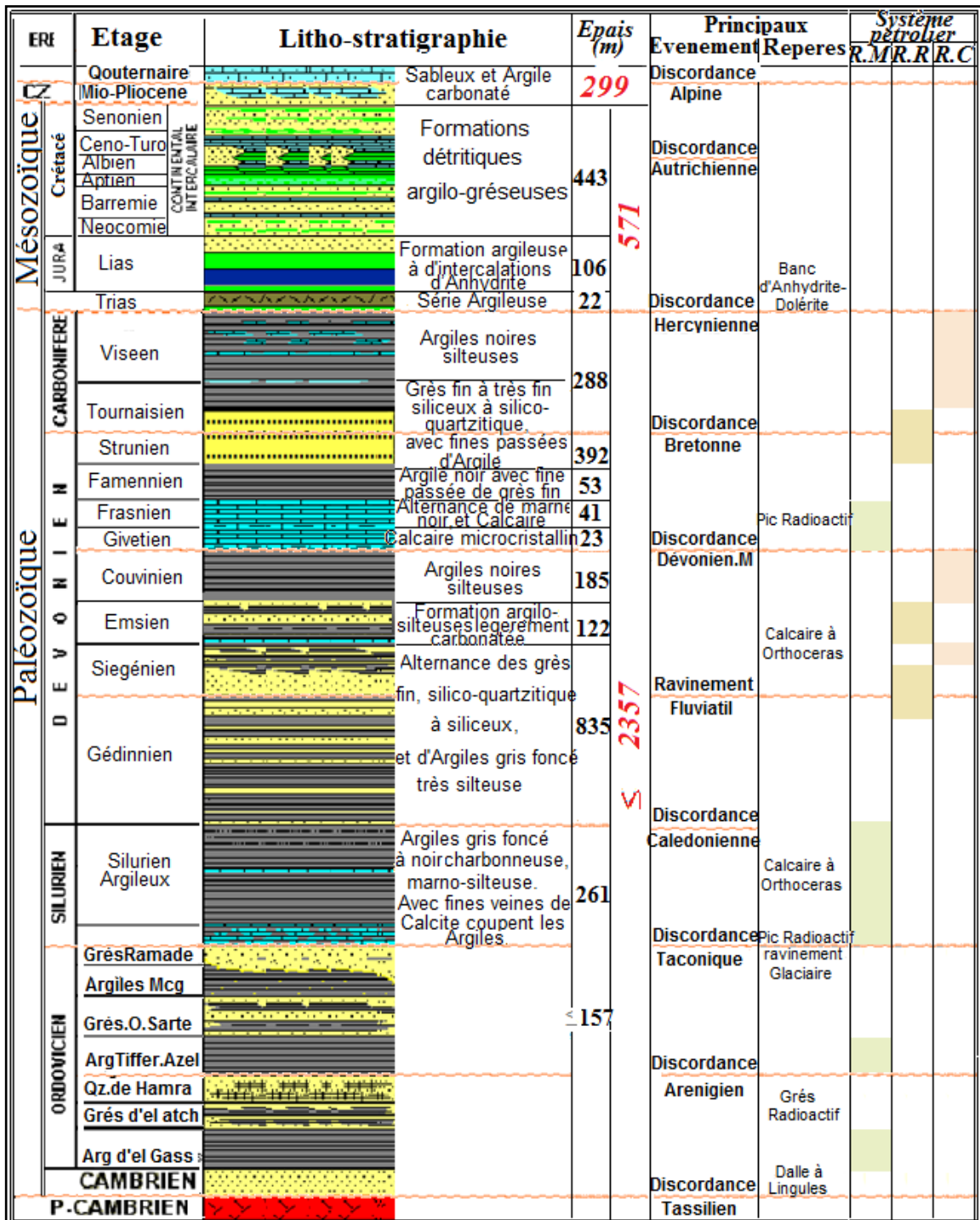


Figure II-2 : colonne Litho-stratigraphique de la région d'étude

- **II.3.1 Paléozoïque: plus de 3816 m d'épaisseur.**

Les sédiments paléozoïques d'après les données géologiques des puits situées dans la région peuvent atteindre 2816 m. l'ensemble de ces forages ont été arrêté dans le paléozoïque supérieure (Siegénien-Gédinnien). Ces séries sédimentaires du Paléozoïque sont essentiellement détritiques, ils ont été affectés par les déformations du cycle orogénique calédonno-varisque.

- **Ordovicien:**

L'ordovicien existe dans la région et représenté par de 122.5 m d'épaisseurs, il correspond à des dépôts qui sont régionalement représentés par des grès grossiers et des quartzites à passées conglomératiques.

- **Silurien :**

Les dépôts du Silurien dans le bassin de Timimoun sont essentiellement marins francs, avec une tendance légèrement régressive à la fin du Silurien supérieur, ils sont subdivisés en deux unités lithologiques.

- A la base, des argiles marines à Graptolites, ces niveaux sont bien différenciés dans la région et forment un bon repère pour les corrélations.
- Au sommet, une série argilo-silteuse appelée "zone de passage".
- Ces argiles plus au moins radioactives caractérisées par une grande extension latérale et verticale dans les bassins de Timimoun et de l'Ahnet comme dans toute la plate-forme saharienne. Son épaisseur moyenne est de 404 m environ.

- **Dévonien :**

Le passage du Silurien argileux au dévonien gréseux se fait d'une façon progressive matérialisé par une série argilo-gréseuse, nommée zone de passage datée Gedinnien inférieur.

Les épaisseurs moyennes du dévonien dans la région sont d'environ 1525 m il est largement répandu est représenté de bas en haut par trois séries dites : inférieure, moyenne et supérieure.

• Dévonien inférieur :

Cet ensemble s'épaissit légèrement vers le Nord et Nord-est, avec 890 m et 787 m vers l'Ouest et Sud-Ouest .il est subdivisé en Cinq ensembles dénommés de bas en haut :

- **La "série des alternances"** gédinnienne-Siegénienne ou la limite entre le Gédinnien et le Siegenien est très délicate à retrouver, souvent placée à partir des études Palynologiques.
- **Gédinnien** (Ep=137m) : il est représenté par un complexe argilo-silteux, et de grés fins consolidés dont l'épaisseur varie entre 124 m et 150 m.
- **Siegenien** (Ep=593m) : il est constitué d'alternances d'argiles noires silteuses et de grés fins localement quartzitiques. Son épaisseur moyenne dans la région est de 593 m environ.

La série gédinnienne-Siegénienne à stratifications obliques, se serait déposée dans un environnement marin à margino-littoral.

- **Barre quartzitique** : Elle est constituée de grés moyens à grossiers à la base s'affinant progressivement vers le sommet avec des stratifications obliques, l'ensemble est fortement quartzitique.
- **Emsien** (Ep=110m) : il est composé à la base par un banc de calcaire "Muraille de chine », et surmonté par des siltstones compactes et des argiles noires avec de fines passées de grés et de calcaires.

Le Dévonien inférieur argilo-gréseux, correspond à un cycle transgressif qui va se poursuivre au cours du Dévonien moyen et supérieur et à une sédimentation marine à littorale.

• Dévonien moyen :

Représente environ 215 m des sédiments qui sont fortement affectés par l'érosion ou la limite inférieure est difficile à cerner dans certains endroits.

Un amincissement est bien observé d'Ouest en Est avec 313 m, et 240 m respectivement. Cet amincissement est interprété comme étant l'effet de troncature des discordances Praguïennes et éiféliennes. Il est subdivisé en deux étages de bas en haut :

- **Eifelien** (Ep=190m) : ce sont des dépôts argileux avec des passées légèrement carbonatées.
- **Givetien** (Ep=25m) : Calcaire noir très argileux fossilifère.

Le Dévonien moyen est caractérisé par des dépôts marins de haute énergie.

- **Dévonien supérieur :**

L'épaisseur du dévonien supérieur est d'environ 473 m, il renferme les étages suivants :

- **Frasnien** (Ep=60m) : est essentiellement argileux avec quelques niveaux calcaires bioclastiques caractérisant un milieu marin.
- **Fammenien** : (Ep=167m) : est une formation argileuse avec de fine passée de calcaires et de grès.
- **Strunien** : (Ep=247m) : est une formation argilo-gréseuse, à argilo-micacée où les grès sont généralement très fins déposés en milieu marin peu profond.

II.4 Le système pétrolier dans la région :

- **II.4.1 Objectifs et réservoirs :**

Le bassin de Timimoun a connu trois grands épandages détritiques durant son évolution : l'Ordovicien, le dévonien inférieur puis le crétacé inférieur, les facteurs paléogéographiques, structuraux, dia-génétiques et le mode présumé de migration primaire des hydrocarbures font que les possibilités de réservoirs soient inégalement réparties.

Les travaux d'exploration réalisés ces derniers temps ont lancé l'activité exploratoire par des nombreux puits situés à l'Est et au Sud qui ont produit du gaz dans cette région témoignant de l'intérêt pétrolier que recèle ce bassin.

Les débits importants à des profondeurs modérées obtenus s'expliquent par la mobilité importante du gaz et sa transmissivité du fait des perméabilités horizon.

Les découvertes de gaz dans le Strunien, les volumes de gaz associés au réservoir du Siegenien et les ressources d'autres structures cartographiées dans la zone vont permettre de mieux valoriser le potentiel pétrolier de ces régions et, par conséquent, de relancer l'exploration.

- **II.4.2 Roches mères:**

La région Nord du bassin de Timimoun comporte deux niveaux roches mères potentiels à savoir :

- **Les roches mères dévoniennes :**

Le Frasnien, et à un degré moindre le Fammenien, représentent la roche mère principale dans la région. Ces argiles noires du Frasnien dont l'épaisseur augmente vers

présentent de bonnes valeurs en COT, ou les valeurs moyennes en COT varient entre 2% à 5%.

Ces dépôts marins se sont poursuivis durant tout le Fammenien, lequel est représenté par un ensemble argileux. Au niveau du Fammenien la teneur en matière organique est moyenne.

Les potentiels pétroliers sont faibles, ce niveau roche mère a atteint la phase de génération d'huile vers le Namurien (310Ma). Cette phase s'achèvera la fin du Westphalien (228Ma) pour atteindre la phase de condensat-gaz humide qui persistera jusqu'à l'actuel. Son taux de transformation est de 90%.

- **Roche mère Silurien :**

Représenté à sa base par des argiles fortement radioactives, avec une épaisseur qui peut dépasser les centaines de mètres ces argiles radioactives du Silurien présentent de bonnes valeurs de COT (supérieures à 4%).

La roche mère Silurienne a atteint la phase à huile entre 390 M.a et 310 M.a (Dévonien – Carbonifère supérieur) et la phase à gaz vers 310 M.a (Carbonifère).

- **Roches mères Ordoviciennes :**

Les argiles d'El Gassi, d'Azzel et ceux des micro conglomératiques, représentés les niveaux roches mères de l'ordovicien avec une richesse en Carbone Organique Total faible.

L'important enfouissement subit par l'ordovicien (plus de 4 Km) fait que ce niveau soit dans un état de maturité très élevé (Over-mature). Les indices d'altération montrant un état de maturité en phase à gaz sec.

- **Roche mère Carbonifère :**

N'étant pas aussi enfouis que les niveaux roches mère précédents, ses argiles montrent des teneurs en carbone organique total moyennes à bonnes.

Cette roche mère est en phase à condensat au centre du bassin, et à fenêtre à huile dans la majeure partie de la région d'étude.

- **II.4.3 Roches Réservoirs :**

Les hydrocarbures générés au cours du paléozoïque ont été expulsés vers des niveaux perméables, est se sont accumulés dans des pièges locaux ou bien auraient pu migrer vers les zones avoisinantes lors des mouvements compressifs Méso – Cénozoïques.

Ces roches réservoirs sont celles du l'Ordovicien, du Dévonien et du Carbonifères.

- **Réservoirs dévonien :**

Le caractère deltaïque de ses dépôts fait de ces réservoirs un prospect très favorable à l'accumulation des hydrocarbures, ce le plus important réservoir mondial d'hydrocarbures étant lié aux dépôts deltaïques.

Les potentialités de ces réservoirs résidentes aussi dans la faite qu'ils auront reçu à lui seul, l'essentiel de ce que la roche mère silurienne aurait pu évacuer comme hydrocarbures d'après le mode de migration supposé.

- **Réservoirs Cambro-Ordovicien :**

À cause des phénomènes de quartzification, ce réservoir ne produit essentiellement que par fracturation. Ces réservoirs apparaissent limités par le fait qu'il ne serait pas alimenté de manière efficace par la roche mère.

- **Réservoirs Crétacé :**

Il est très peu structuré et mal couvert pour constituer un piège à hydrocarbures. Jusqu'ici, aucune structure du crétacé inférieur n'a montré d'indices apparents d'hydrocarbures. Les sables très perméables du continentale intercalaire en revanche présente un bon réservoir d'eau douce.

- **Réservoirs carbonifère :**

Les grès du carbonifère présentent les meilleures qualités réservoirs mais ils sont peu épais et n'existent pas par tout.

- **II.4.4 Pièges et fermetures :**

Seuls les pièges structuraux sont bien exploités dans cette région, Il s'agit d'une série de structures (anticlinales) généralement sous forme de trends le long des failles régionales d'orientation subméridiennes, deux types de fermetures interviennent dans ce piègeage :

- Fermeture structurale anticlinale.
- Fermeture contre failles.

- **II.4.5 Roches couvertures :**

L'épaisse série argileuse du Silurien constitue une excellente roche couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien.

Les argiles du Dévonien moyen, continues à l'échelle régionale constituent une excellente roche couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur.

Les formations argileuses du carbonifère (les argiles de tournaisien et du viséen) avec leur mode de répartitions qui indique une discontinuité,

Peuvent assurer la couverture pour les réservoirs du Dévonien supérieur.

Chapitre III :

**Analyse des propriétés pétrophysiques de la
formation Hot Shale – Frasnien**

L'analyse des formations géologiques traversées par un forage repose sur un ensemble d'outils indirects permettant d'évaluer leurs propriétés physiques sans avoir recours à une extraction continue de carottes. Parmi ces outils, les diagraphies de puits occupent une place centrale. Elles consistent en des enregistrements de mesures physiques effectuées le long du forage à l'aide de sondes spécifiques, fournissant des informations en continu sur le comportement géologique et pétrophysique des couches traversées en fonction de la profondeur.

Les diagraphies sont devenues, au fil du temps, indispensables dans l'exploration et l'exploitation pétrolière, en particulier dans le domaine de la pétrophysique où elles permettent d'évaluer des paramètres fondamentaux comme la lithologie, la porosité, la saturation en fluides, la perméabilité relative, et l'épaisseur des réservoirs. Leur usage permet d'optimiser le positionnement des puits, la modélisation des réservoirs, et la prise de décision en matière de complétion ou de stimulation.

Le développement technologique des outils de diagraphie a permis de diversifier les types de mesures et d'améliorer considérablement leur précision. Aujourd'hui, on distingue des diagraphies conventionnelles, telles que les logs gamma ray, résistivité, sonique, densité et neutron, et des diagraphies avancées, comme la spectrométrie élémentaire, la résonance magnétique nucléaire (NMR) ou encore l'imagerie orientée du puits.

Ainsi, les diagraphies ne se limitent pas à un simple outil d'enregistrement : elles représentent un véritable langage du sous-sol, traduisant en courbes lisibles les propriétés invisibles des roches. Leur compréhension et leur maîtrise sont des compétences clés pour tout ingénieur pétrophysicien impliqué dans la caractérisation et la valorisation des ressources énergétiques du sous-sol.

Partie 1 : Présentation des diagraphies Enregistrées au niveau des puits

III.1 But des diagraphies :

Les principaux objectifs des mesures diagraphiques sont les suivants :

- Estimer les propriétés pétrophysiques (lithologie, porosité, saturation en eau...) des réservoirs traversés.
- Déterminer le pendage des couches.
- La comparaison des différents puits entre eux (corrélation inter-puits).
- Repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices).

III.2 Présentation des diagraphies enregistrées au niveau des puits :

- **III.2.1 Mesure du diamètre du trou (CALIPER) :**

Le caliper est un outil équipé suivant les modèles de 2, 3, 4 et 6 bras plaqués contre la paroi du trou qui s'ouvrent au cours de la remontée pour mesurer le diamètre du puits réel.

Le mouvement physique des bras de l'outil est converti en une mesure du diamètre par le biais d'un circuit électrique. Les bras sont conçus soit pour maintenir l'outil centré dans le puits, soit pour le pousser contre la paroi du forage. Certains outils de diagraphie en cours de forage (MWD – Measurement While Drilling) génèrent une courbe caliperométrique à partir des différences de réponse des détecteurs lorsque l'outil tourne sur lui-même. D'autres outils utilisent des capteurs ultrasoniques pour produire un caliper en mesurant le temps de trajet d'une impulsion acoustique entre le capteur et la paroi de la formation, puis de retour vers le capteur.

Les données du caliper sont essentielles pour :

- Évaluer l'état mécanique des parois du puits.
- Corriger les autres diagraphies sensibles au diamètre (comme la densité ou la porosité).
- Déterminer le volume de ciment nécessaire lors du tubage.
- Localiser des zones instables susceptibles d'effondrement.
- Calculer l'épaisseur de mud cake.

- **III.2.2 Diagraphie sonique (Acoustique) :**

Les diagraphies soniques sont basées sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par l'outil.

La mesure du temps de propagation des ondes de compressions traversant les différentes couches nous donne la vitesse de propagation de ces ondes et de leur atténuation et apportent des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées.

Le temps de parcours de ces ondes dépend essentiellement de la nature de la matrice, de la roche et des fluides remplissant les pores. Sa profondeur d'investigation varie entre 12 cm à environ 1 m, elle est en fonction de la vitesse de la formation, en tenant compte de la longueur d'onde λ .

- **L'outil BHC (Borehole Compensated) :**

C'est un outil à deux émetteurs un en haut et un en bas, avec quatre récepteurs couplés avec chaque émetteur. On envoie un signal alternativement par l'émetteur du haut E1

et du bas E2 et on enregistre alternativement par les couples (R1 – R'1), (R2 – R'2) le temps de parcours de l'onde sonique.

Une moyenne ΔT des deux mesures, Δt_1 et Δt_2 , est calculée afin d'éliminer l'influence des cavités et de l'inclinaison du trou sur la mesure de ΔT ($\Delta T = (\Delta t_1 + \Delta t_2) / 2$).

• **Applications de diagraphie sonique :**

- Déterminer la porosité primaire de la roche réservoir.
- Améliorer la corrélation et l'interprétation des enregistrements sismiques.
- Identifier les zones présentant des pressions anormalement élevées.
- Résoudre les problèmes de corrélation complexes.
- Aider à l'identification de la lithologie.

• **III.2.3 Diagraphie de radioactivité gamma naturelle :**

Le nombre de rayons gamma naturels émis par le potassium, l'uranium, le thorium et leurs produits de désintégration associés est compté par le détecteur, que ce soit dans les outils de gamma ray naturel ou dans ceux de gamma ray spectral.

Les outils spectraux mesurent également l'énergie de chaque rayon gamma détecté. Le spectre d'énergie détecté est divisé en fenêtres, ou plages d'énergie limitées, qui permettent d'identifier la source élémentaire des rayons gamma.

Les diagraphies nucléaires gamma naturelle englobent deux types de mesures :

a) Diagraphies Gamma ray :

La mesure des rayons gamma permet de détecter les variations de la radioactivité naturelle qui sont attribuable aux changements dans les teneurs en Uranium (U), en thorium (Th) et en potassium (K).

Les mesures des outils Gamma Ray (GR) ont une résolution verticale d'environ 1 pied (30 cm), mais la résolution verticale réelle dépend de la vitesse de diagraphie. L'instrumentation GR est très polyvalente et peut être utilisée en combinaison avec une grande variété d'autres outils de diagraphie.

b) Spectrométrie des rayonnements gamma naturels :

Contrairement à une sonde qui détecte les rayons gamma total, la sonde de diagraphie gamma spectrale mesure l'énergie de chaque rayon gamma détecté. Comme chaque élément radioactif naturel (K, U, Th) émet des rayons gamma avec une énergie caractéristique, on peut estimer la teneur de ces trois éléments radioactif séparément.

Le compteur de scintillation contient cinq fenêtres d'énergie, il permet l'enregistrement simultané de cinq courbes de radioactivité qui sont :

- La courbe SGR (spectral gamma-ray) : nous donne le compte total de l'énergie K+U+Th en API.
- La courbe CGR (comput gamma-ray) : énergie spécifique K+Th en API.
- La courbe K en pourcentage.
- La courbe Th en PPM.
- La courbe U en PPM.

- **Applications des Diagraphies de radioactivité gamma naturelle :**

- Identification des shales (très haute radioactivité).
- Estimation du volume de shale (Vsh).
- Corrélation stratigraphique.
- Identification de gisements radioactifs.
- Identification de la minéralogie de la formation.

- **III.2.4 Diagraphie de Densité (Gamma-Gamma) :**

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives (le Cobalt 60 **CO60** et le césium137 **Cs137**), Le but principal est de mesurer l'intensité des rayonnements gamma diffusés, qui sont proportionnels à la densité des formations traversées par le forage.

Ces photons gamma de haute énergie entrent en collision avec les atomes de formation et trois types d'interaction peuvent se produire :

- Effet de production de paires : Quand l'énergie du photon est supérieure à 1.02 MeV.
- Effet Compton : Si l'énergie des rayons gamma est comprise entre 0.2 MeV et 1.02 MeV.
- Effet photoélectrique : Cet effet intervient lorsque le niveau d'énergie des rayons gamma est inférieur à 0.2 MeV.

Les interactions qui intéressent la diagraphie de densité sont l'effet Compton et l'effet photoélectrique.

- **Applications de diagraphie Densité :**

- Estimation de la porosité
- Identification lithologique

- Détection des cavités et anomalies
- Détermination de la densité des fluides
- Contrôle géomécanique

- **III.2.5 Diagraphie Neutron :**

La diagraphie neutron est une technique essentielle en pétrophysique, conçue pour évaluer la porosité des formations en mesurant leur contenu en hydrogène. Elle repose sur le principe que les neutrons rapides, émis par une source radioactive, sont ralentis principalement par les noyaux d'hydrogène présents dans les fluides des pores.

Par ces collisions, les atomes d'hydrogène vont perdre leur énergie, on dit alors qu'ils sont thermalisés, lorsque l'énergie atteint 0.1 MeV ils pourront alors être capturés. Dans cet état ils sont appelés neutrons thermiques. Ce sont les atomes d'hydrogène qui sont les responsables de cette perte d'énergie. Ce type de diagraphie consiste à comptabiliser le nombre de neutrons thermiques qui arrivent aux détecteurs, lorsque la sonde descend ou remonte dans le forage.

- **L'outil CNL (Compensated Neutron Log) :**

Cet outil est composé de deux détecteurs situés à 15'' et 25'' de la source. Ces derniers sensibles aux effets de neutrons thermiques, sont conçus pour déterminer la porosité neutron en puits tubé ou ouvert. Il mesure la densité des neutrons thermiques d'énergie égale à 0.025 eV, mais pour diminuer les effets de trou, elle comprend deux détecteurs, le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutron).

- **Applications de Diagraphie Neutron :**

- Évaluation de la porosité
- Analyse lithologique
- Différenciation des zones à gaz, des zones à huile ou à eau.
- Analyse sédimentologique, spécialement pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle.
- Les corrélations entre puits

- **III.2.6 Diagraphie de Résistivité :**

Cette diagraphie permet la mesure de l'un des paramètres physiques de la formation qu'est la résistivité. Sa valeur varie entre 0.2 et 5000 $\Omega.m$, tout dépend de la porosité, la nature des fluides interstitiels composant la formation géologique et les éléments solides (grain et ciment).

La résistivité est la capacité d'un matériau à s'opposer au passage du courant électrique dans les formations géologiques :

- **Les roches matrices sèches** sont généralement isolantes.
- **Les fluides dans les pores** surtout l'eau salée, sont conducteurs.

La diagraphie de résistivité mesure donc la conductivité du fluide dans la porosité de la roche.

Les outils injectent un courant électrique dans la formation à l'aide d'électrodes ou d'antennes, et mesurent la différence de potentiel générée, permettant de calculer la résistivité en ohm.m.

- **III.2.6.1 Types de diagraphie de résistivité :**

- **Diagraphie (Laterolog) :**

Utilisé dans les boues salées (conductrices), avec un bon contact électrode-formation, le Laterolog utilise des électrodes (généralement montées sur des bras ou des pads) pour injecter un courant électrique direct (DC) dans la formation à travers la boue conductrice.

- Une électrode centrale (A0) injecte un courant vers une électrode de référence (B0) à distance.
- Des électrodes de garde stabilisent le courant et le forcent à pénétrer profondément dans la formation de manière directionnelle.
- La différence de potentiel mesurée entre deux électrodes permet de calculer la résistivité apparente.

- **Diagraphie d'induction (Inductolog) :**

- Particulièrement adapté aux trous tubés **ou forés avec** des boues non-conductrices, **cette méthode utilise le principe** d'induction électromagnétique **au lieu d'un courant direct**.
- Une bobine émettrice génère un champ magnétique alternatif qui induit un courant tourbillonnaire dans la formation.
- Ce courant secondaire génère à son tour un champ magnétique qui est détecté par une ou plusieurs bobines réceptrices.
- L'amplitude de ce signal est proportionnelle à la conductivité (inverse de la résistivité) de la formation.

- **Diagraphie de micro-résistivité (MSFL / Micro SFL) :**

Très utile pour les lithologies fines ou pour vérifier l'invasion du fluide de forage. Ces outils sont conçus pour mesurer la résistivité très proche du puits, dans la zone infiltrée par la boue (flushed zone).

- Ils utilisent de petites électrodes fixées sur un pad appliqué contre la paroi du puits.
- Un courant faible est injecté dans la formation sur quelques millimètres à centimètres de profondeur.
- Permet de caractériser les fines couches, le mudcake, ou les fractures ouvertes.

- **Applications de diagrapie de résistivité :**

- Détermination de l'ensemble des saturations.
- Détermination de R_{xo} à l'aide des micro-dispositifs et R_t à l'aide des macro-dispositifs.
- Corrélation de puits à puits.
- Calcul des résistivités de l'eau interstitielles « R_w »
- Détermination de l'épaisseur des bancs.
- Application lithologique et sédimentologique.
- Etude de la compaction.

- **III.2.7 Diagrapie NMR (Nuclear Magnetic Resonance):**

Selon (O. Serra, 1979, Schlumberger, 1989, 1996, AAPG, 1984), la diagrapie NMR est une méthode avancée permettant une analyse directe de la porosité effective, de la taille des pores, et de la mobilité des fluides, sans être affectée par la minéralogie de la matrice.

Le champ magnétique de la sonde RMN aligne les noyaux d'hydrogène (principalement présents dans les fluides des pores), Une impulsion radiofréquence (RF) déstabilise cet alignement, finalement les noyaux reviennent à l'état d'équilibre en émettant un signal mesurable, appelé relaxation.

Il existe deux temps de relaxation :

- **T1 (longitudinal)** : temps de retour à l'alignement du champ magnétique.
- **T2 (transversal)** : temps de perte de cohérence entre les protons, utilisé principalement en diagrapie.

- **Applications de la diagrapie NMR :**

La diagrapie par Résonance Magnétique Nucléaire (NMR) trouve de nombreuses applications en évaluation des réservoirs, en particulier dans les environnements complexes

comme les réservoirs non conventionnels (shale gas), contrairement aux autres diagraphies influencées par la lithologie ou la minéralogie.

Les principales applications comprennent :

- Détermination de la porosité totale
- Estimation de la perméabilité
- Distribution de taille de pore
- Identification et quantification des fluides
- Optimisation de la complétion
- Estimation la porosité efficace dans des matrices très fines en Shale gas

Partie II : Analyse Pétrophysique

L'étude pétrophysique a été effectuée dans le cadre de l'évaluation du potentiel des ressources non conventionnelles (shale gas), au niveau de la formation hot shale du Frasnien, pour cela une démarche déterministe a été adoptée afin de quantifier les différents volumes constituant la roche mère. Le modèle pétrophysique non conventionnelle ci-dessous (Figure II-1) est utilisé pour calculer la teneur en gaz total dans la roche mère. La matrice de la roche mère est composée de débris inorganiques et du kérogène. Ces formations d'apparence similaire, ont tendance à être uniques et complexe sur le plan lithologique, contenant de l'argile, du quartz, de carbonate et des minéraux de feldspath.

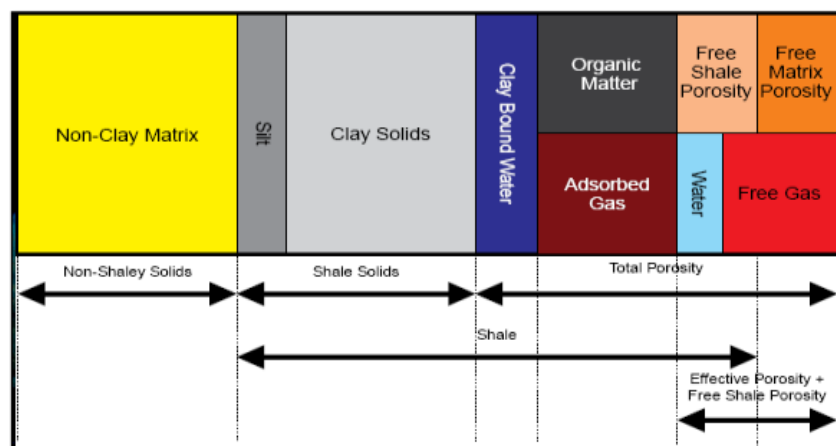


Figure III-1 modèle pétrophysique non-conventionnelle

III.3 Description de réservoir :

L'analyse minéralogique du Frasnien selon la projection sur le diagramme triangulaire a montré que les faciès dominants sont les faciès mudstone argilo-siliceux, mudstone siliceux mixte, mudstone mixte et le faciès carbonaté, et accessoirement les faciès mudstone argileux riche en silice, mudstone siliceux riche en argile, mudstone argileux mixte et mudstone carbonaté mixte. Les résultats chimiques étayent la présence d'intervalles carbonatés avec une concentration en CaCO_3 qui peut atteindre les 50%. Du point de vue géochimique le Frasnien présente un très bon potentiel roche mère avec des richesses (TOC) bonnes à excellentes, et une maturité indiquée par T_{max} en phase de génération de gaz sec, le kérogène est de type II à II/III suggérant un potentiel initial bon.

III.4 Inventaire des données :

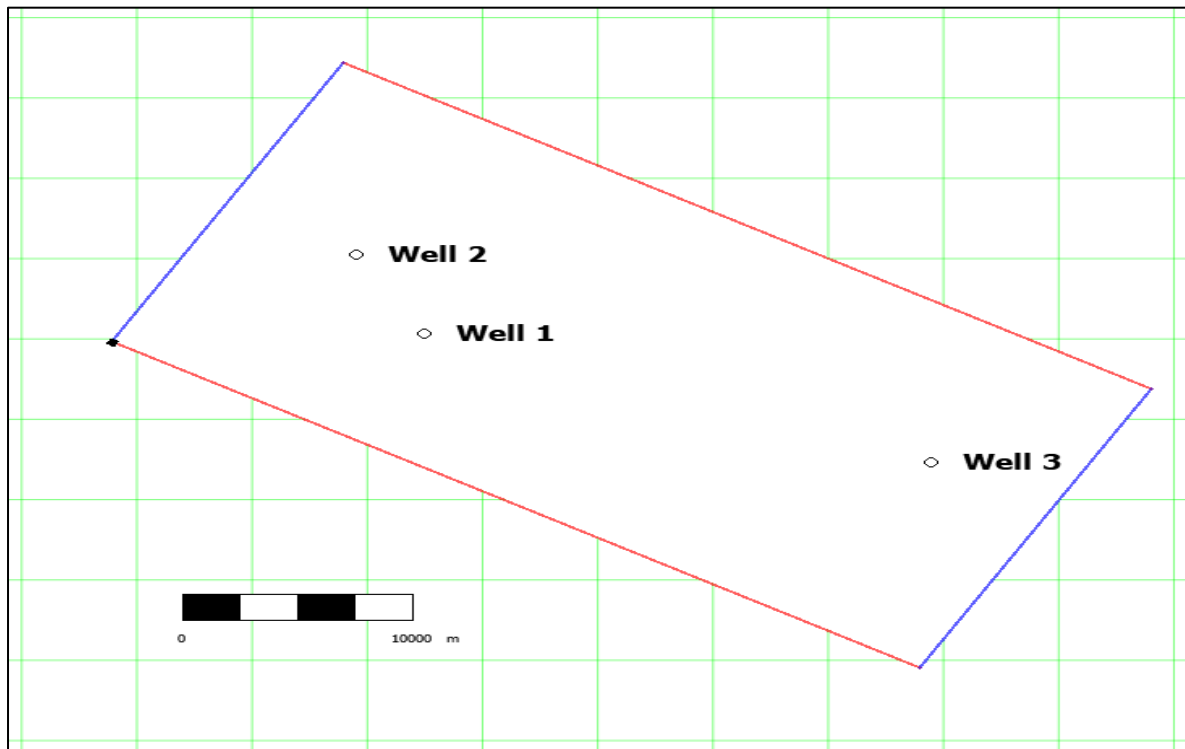


Figure III-5 Carte de localisation des puits d'étude dans la zone d'intérêt.

III.4.1 Données laboratoire au niveau Frasnien :

Puits	Master log	TOPS	CORE	COURBE LANGMUIR
Puits 1	OK	OK	OK	OK
Puits 2	OK	OK	/	/
Puits 3	OK	OK	/	/

Tableau III-1 les données laboratoire au niveau Frasnien

III.4.2 Enregistrement des diagraphies au niveau Frasnien :

Puits	Bit size	Caliper	GR	CGR	Nphi	RHOB	DTC	DTS	RS	RD	PEF	U	K	TH
Puits 1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Puits 2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	/	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Puits 3	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK

Tableau III-2 les enregistrements des diagraphies au niveau Frasnien

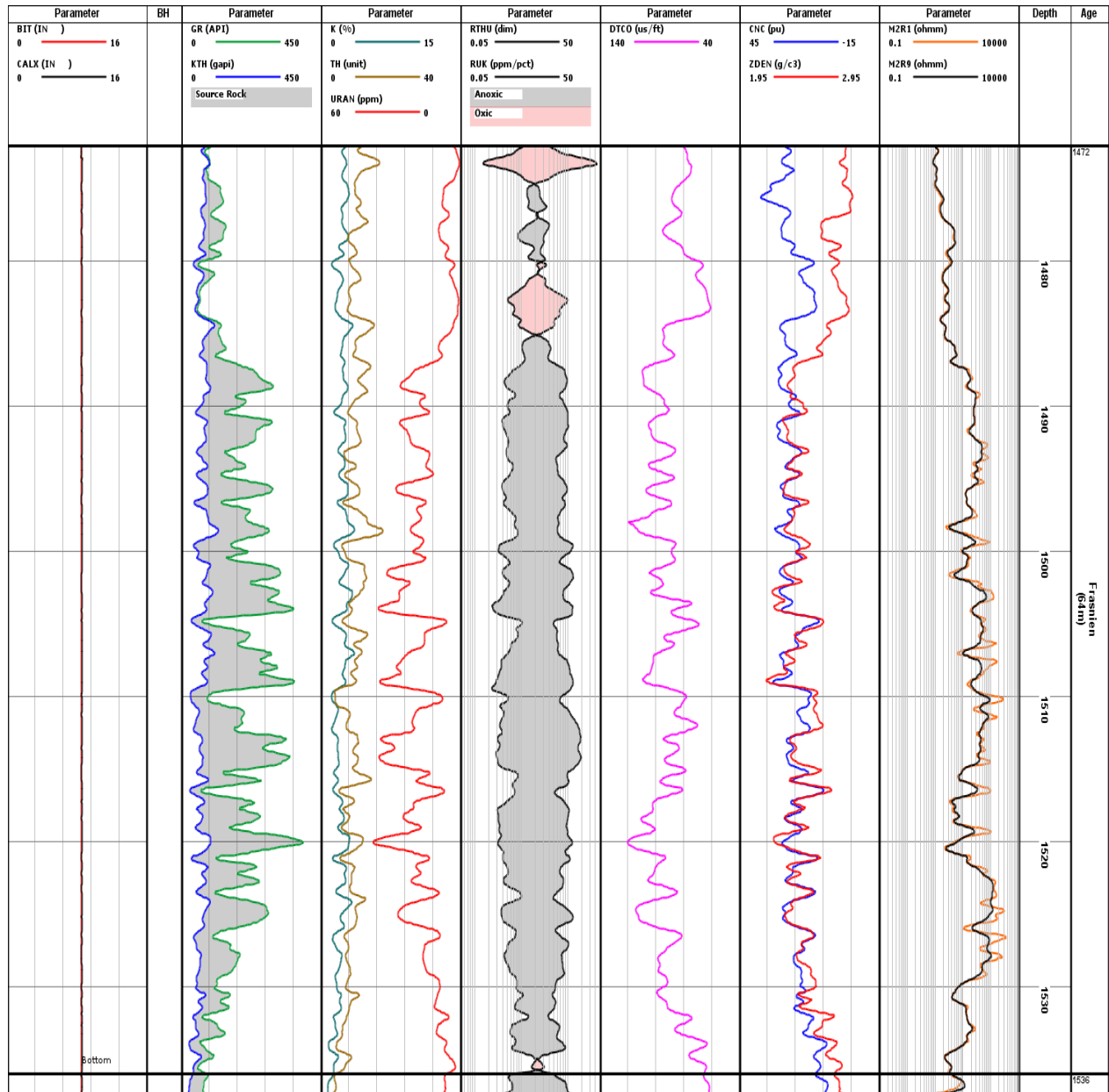


Figure III-4 diagraphies enregistrées au niveau du Frasnien

III.5 L'interprétation pétrophysique de la roche mère du frasnien :

Les réservoirs non conventionnels suscitent un intérêt de plus en plus important dans l'industrie pétrolière, afin d'améliorer leurs productivité ces réservoirs doivent être stimulé par fracturation hydraulique. En sédimentologie, le terme shale suggère une structure laminaire et fissile présente dans certaines roches, d'autres parts il a également utilisé pour désigner des roches clastiques à grains fin a très fin qui ont une perméabilité de l'ordre du nano darcy, composé de silt et de clays.

L'évaluation pétrophysique repose sur l'exploitation des diagraphies conventionnelles tel que les diagraphies de radioactivité, acoustique et électrique, ainsi que les

données carottes disponible afin de déterminer les aspects les plus importants et les paramètres clés d'une roche mère, à savoir le volume d'argile, le COT, la porosité, la saturation en eau et en fin la teneur en gaz.

L'analyse des données géochimiques des différents puits du bassin a révélé que toutes les argiles du Paléozoïque possèdent des qualités roches mères, dont les principales sont les argiles radioactives, à la base du Silurien, et la série argilo-carbonatée du Givétien-Frasnien.

Les essais de modélisation du bassin ont montré que la matière organique des roches mères du Silurien et du Givétien-Frasnien a atteint sa maturité vers la fin du Dévonien supérieur (360 Ma). Cet événement correspond au maximum d'enfouissement, la principale phase de génération des hydrocarbures correspond à cette période, qui a vu l'essentiel du potentiel pétrolier réalisé.

Notre démarche consiste à estimer le volume d'argile en utilisant le log de radioactivité naturelle GR, la radioactivité naturelle corrigée de l'effet de l'uranium CGR, la spectrométrie (Th, K, U) et le neutron-densité car la radioactivité au niveau de la roche mère est causée par les éléments Th, K et U, mais aussi par l'uranium présent dans la matière organique, ces différents modèle vont indiquer une bonne distinction relative à la source de la radioactivité naturelle et vont nous permettre d'estimer un volume d'argile proche de la réalité.

Le modèle pétrophysique pour les réservoirs de shale gas est divisé en matière organique, argile et minéraux non argileux (matrice), gaz adsorbé et libre, ainsi que l'eau liée à l'argile et mobile dans les pores. Le carbone organique total (COT) est calculé selon la méthode de Schmoker, Passey (Passey et al. 1990) et a partie de la relation entre COT et Uranium. La porosité effective est calculée à partir des expressions algébriques des fractions solides et fluides du modèle pétrophysique et corrigées de l'effet d'argile et de l'effet du Kérogène. La saturation en eau est calculée à partir de la formule de Simondoux Modifiée.

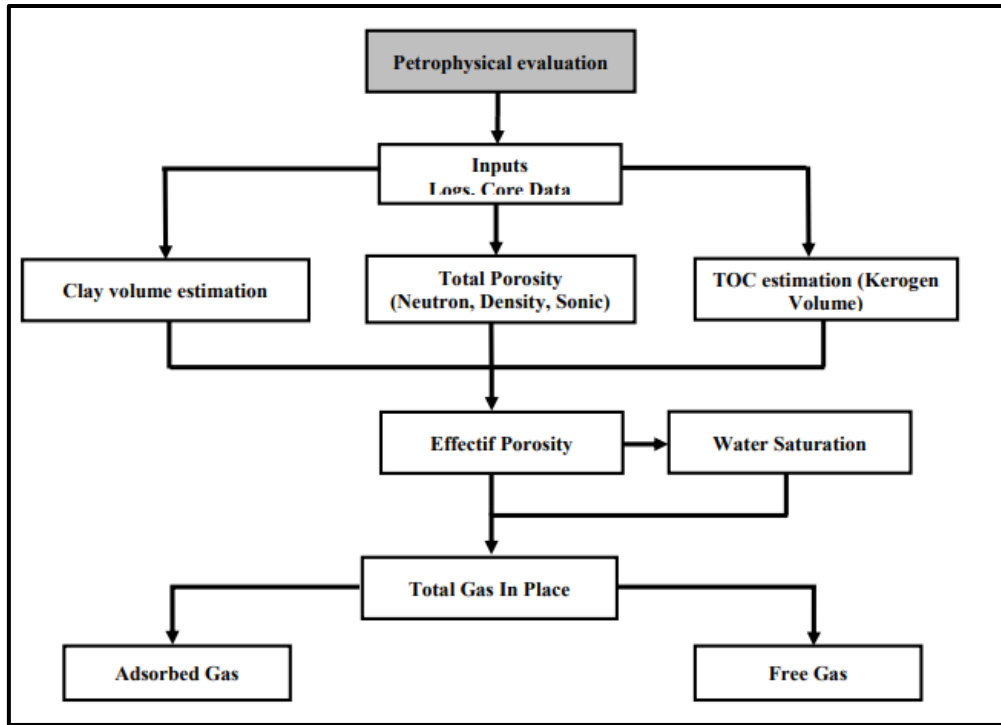


Figure III-5 workflow de l'évaluation pétrophysique non-conventionnelle.

III.5.1 Discrimination lithologique :

Les réservoirs non conventionnels présente généralement une radioactifs relativement élevée due à la présence d'Uranium, ce qui nous pousse à utiliser des logs autre que le GR tel que le CGR, thorium et la combinaison Neutron-Densité pour une bonne estimation du volume d'argile (VSH) :

- **Volume d'argile :**

$$(1) \quad Vsh_GR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

$$(2) \quad Vsh_CGR = \frac{KTH - KTH_{min}}{KTH_{max} - KTH_{min}}$$

$$(3) \quad Vsh_TH = \frac{TH_{log} - TH_{min}}{TH_{max} - TH_{min}}$$

$$(4) \quad Vsh_{ND} = \frac{A_1 - A_0}{A_2 - A_0}$$

Avec :

- $A_0 = \phi_{Nma}$
- $A_1 = \phi_N + B \times (\rho_{ma} - \rho_b)$
- $A_2 = \phi_{Nsh} + B \times (\rho_{ma} - \rho_{sh})$
- $B = \frac{\phi_{Nfl} - \phi_{Nma}}{\rho_{fl} - \rho_{ma}}$

- **Paramètres d'interprétation du puits-1 :**

Formation	CGR_{min}	CGR_{max}	DT_{ma}	DT_f	$DT_{kér}$	ρ_{ma}	ρ_{sh}	ρ_f	$\rho_{kér}$	R_w	R_{sh}
Frasnien	20 API	115 API	47 µs/ft	600/920 µs/ft	156 µs/ft	2.71 g/cc	2.7 g/cc	0.3/0.75 g/cc	1.17 g/cc	0.019 ohm.m	20 ohm.m

Tableau III-3 : Paramètres d'interprétation du puits-1.

Le volume d'argile calculé à partir du CGR (KTH) se rapproche le plus des valeurs du volume d'argile décrit par le XRD et considéré comme le plus adéquat pour la suite du calcul des autres paramètres.

III.5.2 Calcul de TOC / kérogène :

Le carbone organique total (COT) évalue la richesse en matière organique et sa prédisposition à générer des hydrocarbures. La teneur en COT permet de qualifier le potentiel de la roche mère, mais cette approche ne tient pas compte du fait que la teneur en COT diminue avec la maturation thermique et que la nature même de la matière organique est aussi un facteur qui contrôle son potentiel pétrologène, cela implique que la quantité minimale de COT que doit contenir une roche pour être qualifié de roche mère à gaz est de 2 %. Des analyses géochimiques (Leco, Rock-eval) ont été effectuées en laboratoire sur un nombre important d'échantillons prélevés dans la zone prospectée. Des contenus en COT supérieurs à 8% ont été obtenus pour l'ensemble des échantillons analysés, ce qui suggèrent aussi un très bon potentiel de la roche-mère.

A) Méthode de Schmoker :

Cette méthode suppose que le changement de densité de la formation est dû à la présence ou à l'absence de matière organique de faible densité, une approche empirique a été mise au point par Schmoker pour estimer quantitativement le COT dans les schistes à partir du log densité.

$$\text{TOC} = \frac{156.95}{\rho} - 58.27$$

Cette équation suppose une composition minérale et une porosité constante dans toute la formation, elle est fréquemment utilisée pour l'estimation du TOC dans une grande variété de formation de shale très mature.

(Hester and Schmoker, 1987).

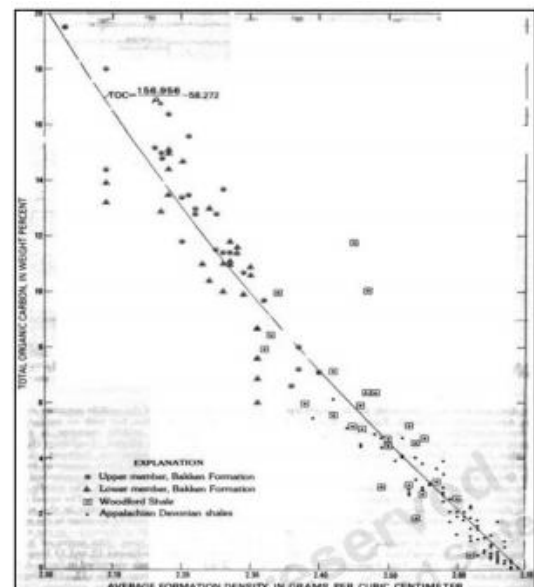


Figure III-7 : analyse du TOC vs Log Densité (Hester and Schmoker, 1987)

B) Méthode de l'uranium :

En général, les sédiments les plus riches en matière organique se déposent dans des eaux relativement calmes, où l'apport d'oxygène au fond est minimal, ce qui entraîne un enrichissement en uranium. L'analyse de plusieurs échantillons de roches provenant de schistes du Paléozoïque montre une corrélation linéaire marquée entre le COT et la teneur en uranium,

Adams, J. A. S., & Weaver, C. E. (1958).

Démontrant qu'une relation empirique entre ces variables peut être établie comme suit :

$$(5) \quad \text{TOC} : a * U + b$$

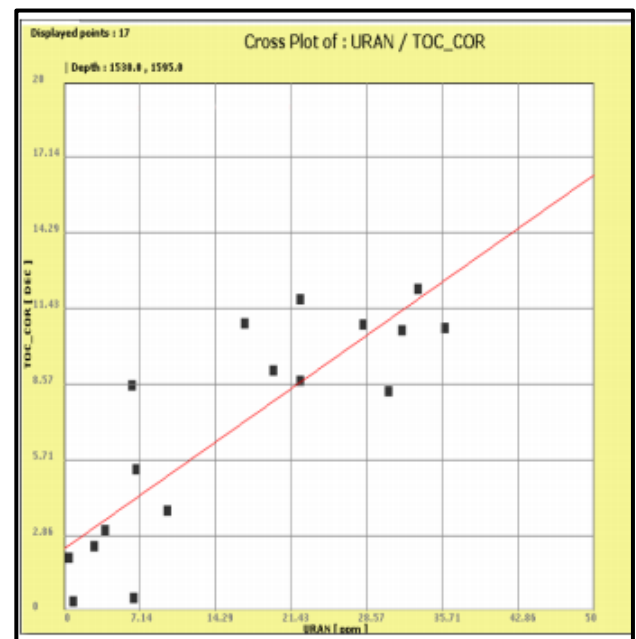


Figure III-8 : Corrélation de l'Uranium avec TOC des échantillons

C) Méthode de Passy ($\Delta \log R$) :

Cette méthode consiste à superposer une diagraphie de porosité correctement mise à l'échelle sur une courbe de résistivité deep. Les diagraphies soniques sont couramment utilisées comme indicateur de porosité. Cette technique suppose que la condition de base (superposition des deux courbes) se produit dans l'intervalle non roche mère.

Les schistes ayant un potentiel de roche mère présenteront un croisement significatif entre les deux courbes, c'est ce que l'on appelle la séparation $\Delta \log R$.

La courbe de porosité détecte la matière organique à faible vitesse et à faible densité et la courbe de résistivité répond au fluide présent dans la formation, l'eau donnant de faibles valeurs de résistivité et les hydrocarbures une forte résistivité. Par conséquent, dans les

intervalles ou les réservoirs d'hydrocarbures sont enrichis en matière organique, les deux courbes se séparent. (Passey et al. 1990).

$$(6) \Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02 \times (\Delta t - \Delta t_{baseline})$$

$$TOC = \Delta \log R \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times LOM)} \quad (7)$$

Avec :

Δt : Log sonique

$\Delta t_{Baseline}$: Sonique baseline

R : Log résistivité

$R_{baseline}$: Résistivité baseline

LOM : Level of metamorphism

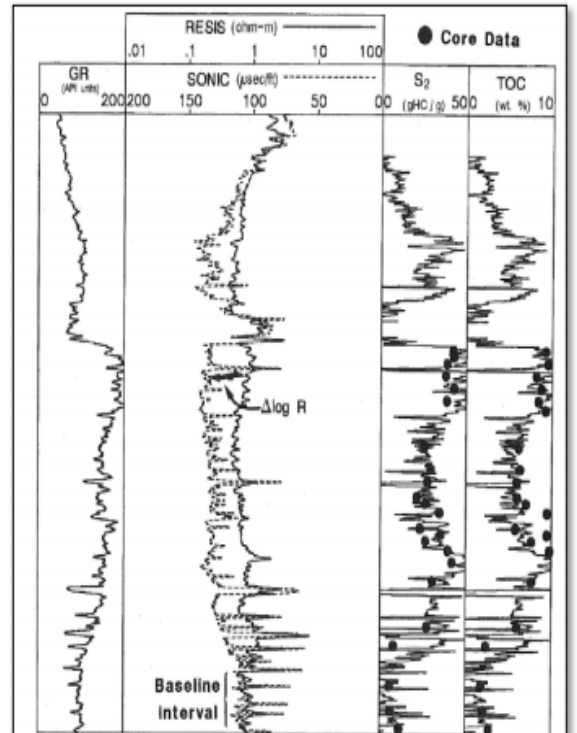


Figure III-9 $\Delta \log R$ (courbe au centre) est utilisé pour estimer le TOC à partir des logs selon la méthode de Passey.

• Paramètres du calcul :

TOC	Paramètres	
Passey	$R_{baseline} = 20/50$	$\Delta t_{Baseline} = 95$
	IAT = 3.6-3.7	LOM = 13-14-15
Schmoker	a= 157	b= 58
Uranium	a= 0.3	b= 2.7

Tableau III-4 paramètres de calcul de TOC

La figure III-11(Annexes) montre le calcul du TOC dans le puits « 1 » en utilisant les différentes méthodes et la comparaison avec les core data :

On remarque que la méthode de Schmoker montre une bonne corrélation avec les core data, ce qui nous permet de la sélectionner pour l'évaluation du TOC.

La classification de la richesse en contenu organique est donnée par le tableau III-5. Cependant, cette classification est plus utilisée dans le domaine conventionnel. Dans le domaine non conventionnel shale-gas ou shale-oil, les valeurs considérées comme intéressantes commencent à des seuils plus élevés de l'ordre de 2 à 4%.

Paramètre	Faible	Moyen	Bon	Très bon	Excellent
COT(%wt)	< 0.5	0.5 - 1.0	1.0 - 2.0	2.0 - 4.0	> 4.0

Tableau III-5 : Classification du dosage du carbone organique total (COT) (Tissot et Welte, 1984).

III.5.3 Volume de kérogène :

Une fois le TOC estimé en passe à la détermination de volume de kérogène utilisé dans les calculs de la porosité, il est donné comme Suits :

$$V_{ker} = V_{TOC} / C_k \quad (8)$$

$$(C_k = 0.68 \sim 0.95).$$

III.5.4 Calcul des porosités :

Les porosités typiques des réservoirs Shale gas sont faibles, souvent de l'ordre de 3 à 10%. Le calcul des porosités effectuées à l'aide des diagraphies conventionnelles peut être affectées d'incertitudes significatives en raison de la minéralogie variable, des quantités de matière organiques de faible densité et des fluides présents dans ces réservoirs. La porosité totale peut être déterminée à l'aide de la diagraphie Densité. La comparaison des porosités totales avec la porosité NMR et les porosités des carottes dans plusieurs zones a montré une bonne concordance. La porosité totale des réservoirs shale gas peut également être calculée à partir de la diagraphie sonique à l'aide d'un modèle similaire à celui utilisé pour la diagraphie de densité, Wyllie et al ont proposé une relation linéaire time-average ou weighted-average entre la porosité et le temps de transit pour les formations propres et consolidées avec des pores de petite taille uniformément répartis.

- **Porosité densité :**

$$\Phi_{dens} = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b) + \rho_b (w_{TOC} - \rho_{ma} (w_{TOC} / \rho_{TOC}))}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad (9)$$

- **Porosité sonique :**

$$\varphi_{\text{sonic}} = \frac{(DT - DT_{\text{ma}}) + (W_{\text{TOC}} / \rho_{\text{TOC}} \times \rho_b) \times (DT_{\text{ma}} - DT_{\text{TOC}})}{DT_f - DT_{\text{ma}}} \quad (10)$$

Les deux porosités, Sonic et Densité, sont combinés avec le neutron pour avoir une porosité totale, ensuite cette porosité est corrigée pour avoir la porosité effective.

- **Porosité Totale :**

$$\varphi_{\text{tot}} : \text{moy} (\varphi_n, \varphi_{\text{dens}}, \varphi_{\text{sonic}})$$

(11)

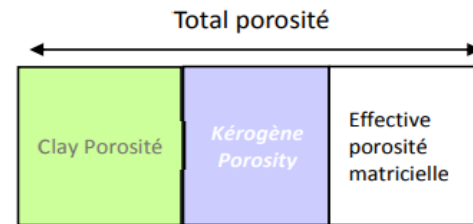


Figure III-13 modèle de porosité

- **Porosité effective (matricielle) :**

Cette Porosité est corrigée d'effet de l'argile et de la porosité kérogène afin d'estimer la porosité effective matricielle uniquement :

$$\varphi_e = \varphi_t - \varphi_{sh} \times V_{sh} - \varphi_{ker} \times V_{ker} \quad (12)$$

Pour le calcul de la porosité de kérogène il existe plusieurs méthodes :

A. Méthode Densité corrigée :

$$\varphi_{ker} = \varphi_{\text{a totale}} - \varphi_{\text{a corrigée}} \quad (13)$$

- $\varphi_{\text{a totale}}$: Porosité densité tenant compte de l'effet des fluides et du kérogène.
- $\varphi_{\text{a corrigée}}$: Porosité densité sans l'effet du kérogène (calculé à partir de ρ_b corrigée)

- $\rho_b \text{ corrigée} = \frac{(\rho_b - \rho_{ker} \times V_{ker})}{(1 - V_{ker})} \quad (14)$

B. Méthode NMR :

Le log de résonance magnétique nucléaire (NMR) n'inclut pas la porosité kérogène en raison de sa très petite taille et sa distribution hétérogène. Tandis que, le log densité totale

prend en considération les fluides présents dans la formation et le kérogène. La différence entre ces deux logs identifie la porosité kérogène.

$$\varphi_{ker} = \varphi_d \text{ totale} - \varphi_{NMR} \quad (15)$$

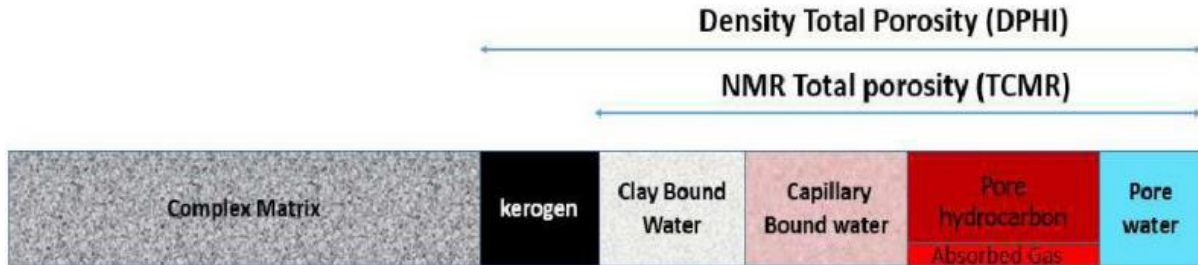


Figure III-14 méthode de calcul de la porosité du kérogène par différence entre la porosité totale et la porosité mesurée par NMR.

C. Méthode Géochimique :

$$\varphi_{ker} = \rho_b \times TOC \times Cte \quad (16)$$

Cte : Constante empirique (souvent déterminée à partir de données de laboratoire ou de corrélations, (Typiquement : $Cte \approx 0.35$)).

III.5.5 Saturation en eau :

La saturation en eau est un paramètre clé dans l'évaluation des réservoirs Shale gas et le calcul du GIP (Gas In Place) pour les champs pétroliers. Le kérogène et la teneur en argile sont les deux principaux facteurs qui contrôlent les réponses des diagraphies de résistivité. La présence d'argiles en tant que matériaux conducteurs entraîne une conductivité excessive de la roche qui se traduit par une surestimation de la saturation en eau. En revanche, la présence de kérogène solide a un effet opposé à celui des argiles et entraîne une réduction de la conductivité de la roche et donc une sous-estimation de la saturation en eau. Dans notre cas la saturation en eau est mieux estimée avec l'équation de Simondoux, qui correspond aux faibles porosités que la plupart des autres modèles tel que Archie, Dual Water ...

$$S_w^n \frac{\varphi^m}{a.R_w} + S_w \frac{V_{sh}}{R_{sh}} = \frac{1}{R_t} \quad (17)$$

Les paramétré suivantes : m, n et a, Constantes de l'équation, sont retenus **m=2.2, n=2, a=1** pour le calcul de Sw.

III.5.6 Calcul du GIP :

Les processus de développement et d'évaluation du gaz de schiste comportent de nombreux défis parmi les plus importants est l'estimation précise des ressources. L'incertitude concernant l'estimation des ressources affectera la sélection du site de puits de gaz à un niveau micro, mais influencera également sur la rentabilité économique des gisements à l'échelle industrielle. Les recherches effectuées dans le domaine de l'estimation des réserves sont focalisées sur l'adsorbed gas qui représente entre 20% et 80% du total gas.

$$GIP_{total} = GIP_{free} + GIP_{Adsorbed} \quad (18)$$

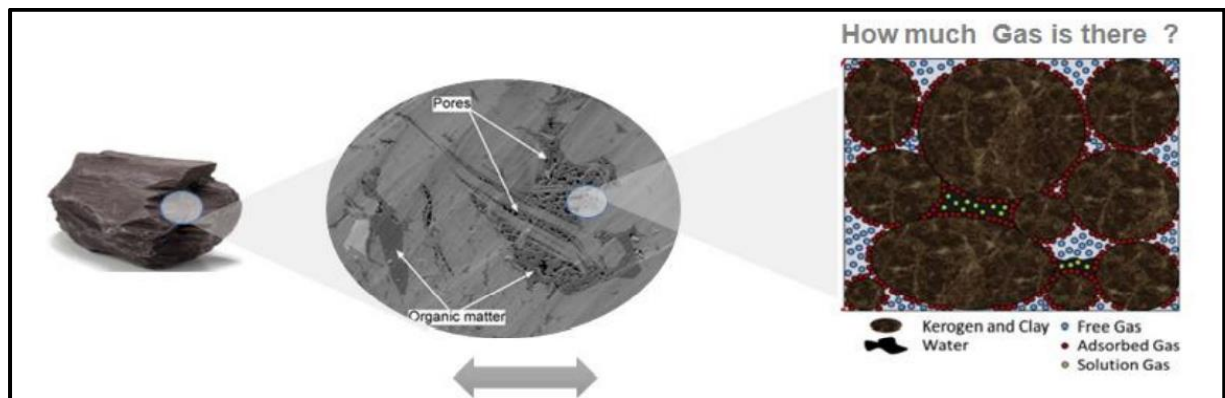


Figure III-17 : représentation de free et adsorbed gas dans des pores

A) Hydrocarbures sous forme libre (Free gas) :

$$GIP_{free} = \frac{(1-S_w) \times \varphi_e \times Cf}{(Bg \times \rho_b)} \quad (19)$$

Avec :

Cf : Facteur de conversion (32.1052).

φ_e : La porosité effective.

Bg : Facteur de compression de gaz. (Cf/scf) avec $Bg = 0.007$

S_w : saturation en eau.

ρ_b : Densité bulk (g/cc).

B) Hydrocarbures sous forme adsorbés (Adsorbed gas) :

Le gaz adsorbé est fixé à la surface des grains de la roche et aux particules organiques dans le réservoir, et est progressivement libéré dans le puits lorsque la pression est relâchée.

$$GIP_{adsorbed} = 16 \times TOC \quad (20)$$

$$GIP_{adsorbed} = \frac{(Gc \times P)}{(PI + P)} \quad (21)$$

Gc : Contenu en gaz ($Gc = 14.6 \times TOC$).

P : Pression du réservoir.

PI : Pression Langmuir.

TOC : Carbone organique total.

- **Paramètres Langmuir références :**

Les paramètres de Langmuir sont utilisés pour modéliser la quantité de gaz adsorbé sur une surface (comme le kérogène ou l'argile dans les shales), en fonction de la pression. Ce modèle est crucial dans les réservoirs non conventionnels (shale gas).

- **VI** = 89 (scf/ton)
- **PI** = 841 psi
- **TOC** = 5%

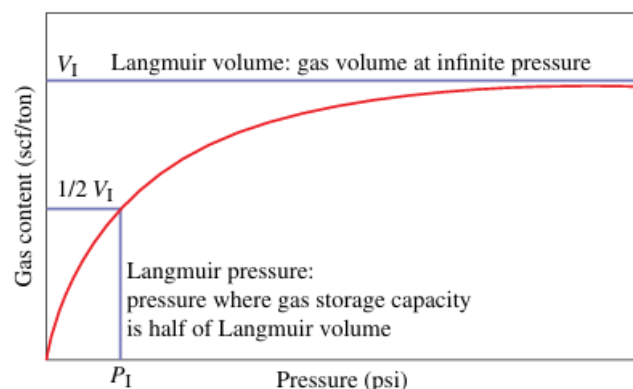


Figure III-19 : la relation entre la pression et le volume de gaz adsorbé (*Fundamentals of Shale Gas Reservoirs*, Wiley, 2015.)

VI : représente le **volume maximum de gaz adsorbé** à pression infinie.

PI : la pression à laquelle **50 %** de la capacité maximale d'adsorption est atteinte.

- **Statistiques des paramètres pétrophysiques dans le réservoir non-conventionnel, puits-1 :**

	Top (m)	Bottom (m)	Epaisseur (m)	TOC_core (wt%)	TOC_Shmocker (wt%)	Phit_core (%)	Phit (%)	Phie (%)	Sw (%)
Puits-1	1485	1535	50	9.9	8	9	9.5	4.5	21

Tableau III-6 : paramètres pétrophysiques dans le réservoir non-conventionnel, puits-1

	Top (m)	Bottom (m)	Epaisseur (m)	GIPads (scf/ton)	GIPfree (scf/ton)	GIPtotal (scf/ton)
Puits-1	1485	1535	50	128	73	201

Tableau III-7 : Résultats de l'estimation du Gas In Place, puits-1

III.5.7 Evaluation pétrophysique du Puits 2 de la formation du Frasnien :

- Paramètres d'interprétation :

CGR_{min}	CGR_{max}	DT_{ma}	DT_f	$DT_{kér}$	ρ_{ma}	ρ_{sh}	ρ_f	$\rho_{kér}$	R_w	R_{sh}
25 API	132 API	47 μ s/ft	600/920 μ s/ft	156 μ s/ft	2.71 g/cc	2.7 g/cc	0.3/0.75 g/cc	1.17 g/cc	0.019 ohm.m	20 ohm.m

Tableau III-8 : Paramètres d'interprétation du puits-2

Avec :

$B_g = 0.0064$

Les résultats de l'évaluation pour le puits 2 sont les suivant :

- Statistiques des paramètres pétrophysiques dans le réservoir non-conventionnel, puits-2 :

	Top (m)	Bottom (m)	Epaisseur (m)	TOC_Shmocker (wt%)	Phit (%)	Phie (%)	Sw (%)	GIPads (scf/ton)	GIPfree (scf/ton)	GIPtotal (scf/ton)
Puits-2	1539	1580	41	8.4	9.6	4	21	135	73	208

Tableau III-9 : paramètres pétrophysiques dans le réservoir non-conventionnel, puits-2.

III.5.8 Evaluation pétrophysique du Puits 3 de la formation du Frasnien :

- Paramètres d'interprétation :

CGR_{min}	CGR_{max}	DT_{ma}	DT_f	$DT_{kér}$	ρ_{ma}	ρ_{sh}	ρ_f	$\rho_{kér}$	R_w	R_{sh}
25 API	153 API	47 μ s/ft	600/920 μ s/ft	156 μ s/ft	2.71 g/cc	2.7 g/cc	0.3/0.75 g/cc	1.17 g/cc	0.019 ohm.m	33 ohm.m

Tableau III-10 : Paramètres d'interprétation du puits-3.

Avec : $B_g = 0.007$

- Statistiques des paramètres pétrophysiques dans le réservoir non-conventionnel du Frasnien, puits-3 :

	Top (m)	Bottom (m)	Epaisseur (m)	TOC_Shmocker (wt%)	Phit (%)	Phie (%)	Sw (%)	GIPads (scf/ton)	GIPfree (scf/ton)	GIPtotal (scf/ton)
Puits-3	1401	1453	52	7.4	9	6	12	118	76	194

Tableau III-11 : paramètres pétrophysiques dans le réservoir non-conventionnel, puits-3.

III.6 Conclusion :

La démarche suivie dans ce travail se résume à la construction d'une base de données (diagraphie, mesure de laboratoire, tops de formation géologique...et) et au contrôle de qualité des diagraphies enregistrées au niveau de l'objectif.

Les résultats de l'évaluation pétrophysique de la roche mère-réservoir du Frasnien au niveau des puits 1, 2 et 3 est l'aboutissement de l'analyse des données de diagraphies (GR, Spectroscopie, Sonic, Neutron/Densité et Résistivité), des données carottes et de l'étude géochimique. Ces données ont permis d'identifier des intervalles distingués par leurs épaisseurs relativement conséquentes et par leurs paramètres pétrophysique de bonne qualité.

L'étude pétrophysique menée sur les trois puits a permis de caractériser de manière détaillée la formation cible en suivant un workflow rigoureux et cohérent. Dans un premier temps, le volume d'argile (Vsh) a été estimé à partir des diagraphies spectrométriques (K, Th), permettant une discrimination plus précise des faciès argileux. Ensuite, le taux de matière organique totale (TOC) a été déterminé en appliquant la méthode empirique de Shmoker, sélectionnée pour sa meilleure correspondance avec les données de carottes disponibles. À partir de ces valeurs, le volume de kérogène a pu être déduit, donnant une première indication sur la richesse en matière organique de la formation.

La suite du traitement a consisté à évaluer les propriétés de réservoir : la porosité effective a été calculée en tenant compte de l'influence de la matière organique et des minéraux argileux ; cette porosité a ensuite servi à l'estimation de la saturation en eau (S_w), calculée selon la méthode de Simandoux modifiée, mieux adaptée aux formations argileuses. Enfin, l'ensemble de ces paramètres a permis le calcul du Gas In Place (GIP), indicateur fondamental du potentiel en gaz de schiste.

Ce workflow intégré, appliqué de manière homogène sur les trois puits étudiés, a permis de dégager les zones les plus prometteuses en termes de potentiel pétrolier et de définir les intervalles techniquement exploitables, en lien avec les critères géomécaniques et la fracturabilité des formations.

Chapitre IV :
**Analyse géomécanique pour l'évaluation de la faisabilité de la fracturation
hydraulique au sein de la roche mère Frasnienne**

Le sujet de la mécanique des roches a commencé à être traité dans les années 1950, et la géomécanique est en train de devenir une partie essentielle de la planification et des opérations de développement des champs pétrolifères.

Par rapport à l'exploitation minière et au génie civil, l'industrie pétrolière et gazière a été quelque peu lente à reconnaître la valeur de cette discipline. Il n'est peut-être pas nécessaire de chercher bien loin pour en trouver les raisons :

L'effondrement d'une roche dans une mine ou un barrage a des conséquences dévastatrices, entraînant souvent des pertes de vies humaines. Rarement Une rupture de rocher dans un puits de forage ou un champ pétrolifère a-t-elle les mêmes conséquences fatales ? Mais maintenant, l'économie Les conséquences de ces défaillances, en termes de perte de production et de récupération des hydrocarbures, sont devenir important (Schlumberger, 2009).

Partie 1 : Fondements théoriques de la géomécanique :

IV.1 Définition de la géomécanique :

La géomécanique est la branche de la géoscience et de l'ingénierie qui étudie le comportement mécanique des roches et des sols soumis à des contraintes naturelles ou induites, en prenant en compte les interactions entre contraintes, déformations, pressions de pore, fluide, et température.

Elle combine des principes de :

- Mécanique des milieux continus (solides et poreux)
- Géologie structurale
- Hydromécanique
- Physique des roches

On fait appel à cette branche de la science pour comprendre et prédire le comportement mécanique d'un réservoir pour atteindre une exploitation optimale de ce réservoir huile ou gaz. (Schlumberger. 2009)

IV.2 Objectifs de la géomécanique (en contexte pétrolier) :

- Prédire le comportement des roches
- Estimation de type de déformation élastique, plastique, ou rupture. Ainsi la réponse de la roche à la fracturation hydraulique.

- Déterminer les contraintes in situ.
- Les contraintes verticales et horizontales dans le sous-sol avec leurs orientations.
- Évaluer la stabilité des puits.
- Prévenir les effondrements, pertes de fluide, ou cisaillements.
- Optimiser les opérations de stimulation.
- Modélisation et contrôle de la propagation des fractures.
- Analyser les risques de réactivation de failles.
- Glissements ou séismes induits (ex. : stockage de CO₂, injection d'eau).
- Préserver l'intégrité des réservoirs.
- En minimisant les chemins de fuite ou les endommagements.

Un modèle géomécanique est un modèle de la terre qui fournit une source d'informations logique pour la planification géomécanique de la construction de puits et de la gestion des réservoirs et qui implique une connaissance détaillée de :

- L'orientation des contraintes in-situ.
- Les grandeurs des contraintes in-situ.
- La pression de pores.
- La résistance de la roche et ses paramètres mécaniques.
- Les types de fractures existantes.
- La géologie et la structure du terrain.

IV.3 La Contrainte (Stress) :

Selon **Zoback (2010)**, la contrainte est une quantité tensorielle du second ordre, ce qui signifie qu'elle ne peut pas être décrite par un simple scalaire ou vecteur : il faut spécifier l'intensité et la direction des forces dans toutes les directions de l'espace.

IV.3.1 Orientation de la contrainte :

L'orientation des contraintes est un aspect fondamental de la géomécanique car elle influence directement la direction de propagation des fractures hydrauliques, La réactivation des failles ainsi la stabilité mécanique autour des puits.

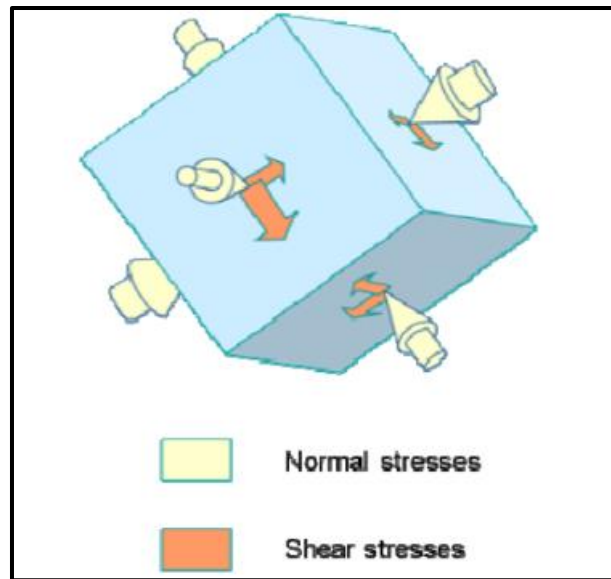


Figure IV-1 L'état général de contrainte sur un élément de roche - Réf : (Schlumberger, 2009)

Dans le sous-sol, les contraintes agissent dans trois directions principales. En géomécanique dans le contexte pétrolier, ces directions sont exprimées par les contraintes principales suivantes :

- σ_v : **Contrainte verticale.**
- σ_H : **Contrainte horizontale maximale.**
- σ_h : **Contrainte horizontale minimale.**

IV.3.2 Contrainte verticale (contrainte normale) :

Ces contraintes résultent principalement du poids cumulé des formations géologiques sus-jacentes, depuis la surface jusqu'à la base de la zone cible. En d'autres termes, elles sont générées par la charge des sédiments reposant sur la formation. Elles s'exercent perpendiculairement à la surface sur laquelle elles agissent, suivant la direction verticale.

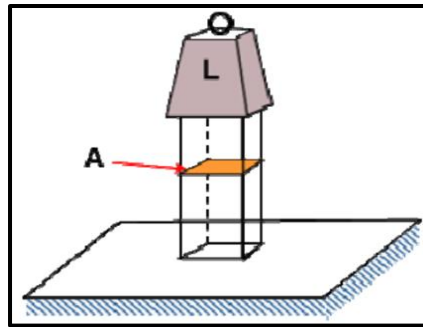


Figure IV-2 Contrainte Verticale (normale) - Réf : (Schlumberger, 2009)

IV.3.3 Contrainte horizontale (contrainte de cisaillement) :

La contrainte horizontale correspond à une contrainte de cisaillement exercée parallèlement à la surface d'un plan. Elle est principalement influencée par le régime tectonique de la zone, qui peut intégrer une composante gravitationnelle. Cette composante peut être amplifiée par des facteurs thermiques, des forces tectoniques actives ou encore par la configuration géologique locale.

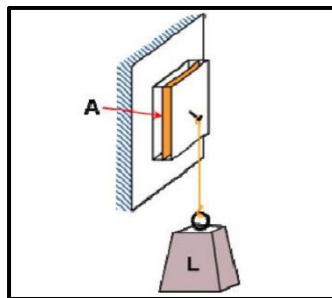


Figure IV-3 Contrainte Horizontale (de cisaillement) - Réf : (Schlumberger, 2009)

IV.4 Les régimes de stress :

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

- **Un régime extensif** : dû à une contrainte verticale supérieure à la contrainte horizontale donne des failles normales.
- **Un régime compressif** : dû à une contrainte horizontale maximale par rapport à la contrainte verticale, donne des failles inverses.
- **Un régime transformant** : est causé par les deux contraintes verticale et horizontale maximales par rapport à la deuxième contrainte horizontale minimale.

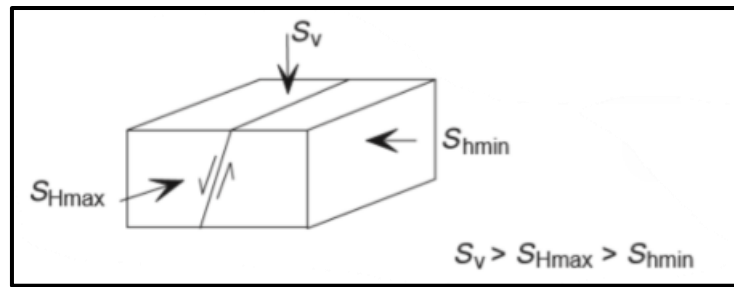


Figure IV-4 Schéma de classification de E. Anderson pour contraintes relatives dans les zones de failles normales (Zoback 2007).

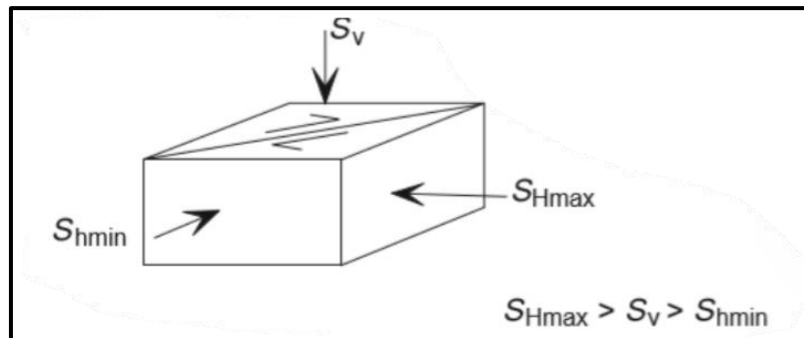


Figure IV-5 Schéma de classification de E. Anderson pour contraintes relatives dans les zones de failles de décrochements (Zoback 2007).

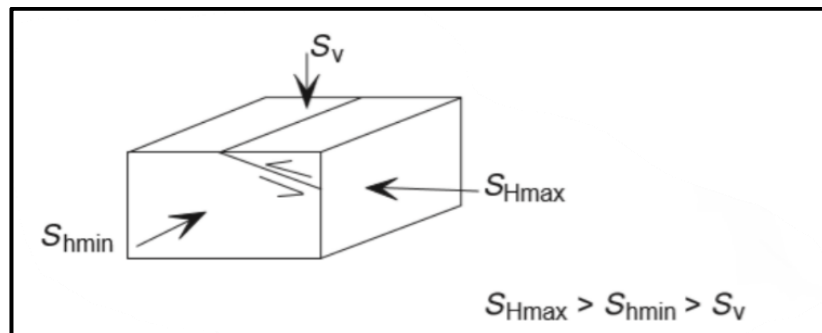


Figure IV-6 Schéma de classification de E. Anderson pour contraintes relatives dans les zones de failles inverses (Zoback 2007)

IV.5 La Déformation (Strain) :

La déformation est une mesure de la quantité de matériau qui a été déformé lorsqu'une contrainte est appliquée sur lui. La Figure illustre la manière dont laquelle le bloc de matériau est comprimé par la force F.

La déformation ϵ est défini par : $\epsilon = \frac{x_1 - x_2}{x_1}$

Donc la déformation (Strain) est adimensionnelle.

A noter que le Strain (déformation) est définie dans le même sens que la force appliquée F et perpendiculaire au plan dans lequel sont les actes de stress.

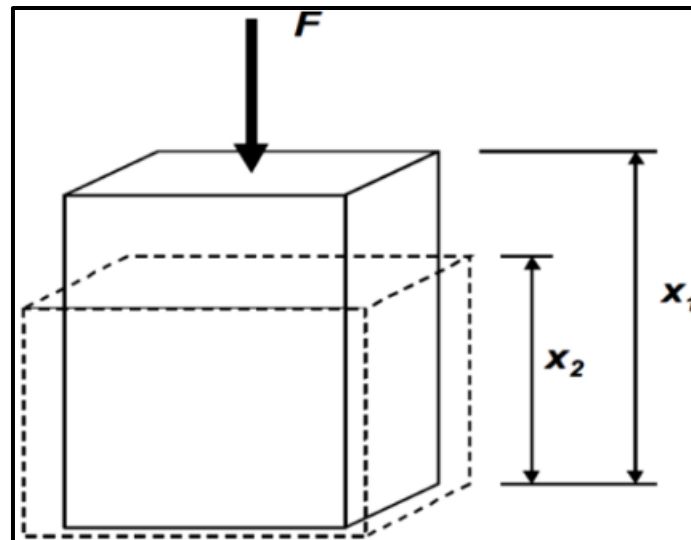


Figure IV-7 Déformation produite par l'application de la force F.

IV.6 Les paramètres caractérisant une roche en géomécanique :

IV.6.1 Module de Young E :

Le module de Young E (le module d'élasticité) est le rapport entre la contrainte appliquée et la déformation résultante dans la même direction, C'est à dire que la rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E). il est défini par la loi de Hook comme suit :

$$E = \frac{F/S_0}{\Delta l/l_0} = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (22)$$

Où :

F : La force applique (N).

S₀: La surface initiale (m²).

Δl : Allongement ou raccourcissement (m).

l₀ : Longueur initiale. (m)

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

Tableau IV-1 : Les Valeurs du module de Young pour certaines roches (Hills et al, 2000)

IV.6.2 Le coefficient de poisson ν :

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.

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 :

$$\nu = \frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a} = - \frac{\Delta d / d_0}{\Delta l / l_0} \quad (23)$$

Avec :

ε_l : Déformation latérale.

ε_a : Déformation axiale.

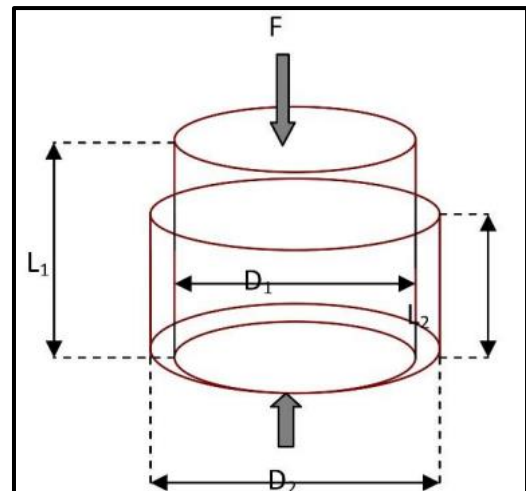


Figure IV-8 Déformation Latérale et Axiale (Hills et al, 2000)

Type de roche	Coefficient de poisson
Calcaire	0.30-0.35
Sable	0.25-0.35
Grès consolidé	0.15-0.30
Silt	0.20-0.30
Argile	0.25-0.45
Charbon	0.35-0.45

Tableau IV-2 : Les Valeurs du module de Young pour certaines roches (Hills et al, 2000)

IV.6.3 Module de cisaillement (Shear Modulus) :

Le module de cisaillement G , également appelé module de rigidité, est un paramètre élastique fondamental qui mesure la résistance d'un matériau à une déformation de cisaillement. Il est défini comme le rapport entre la contrainte de cisaillement appliquée et la déformation angulaire résultante :

$$G = \frac{\sigma_{shear}}{\varepsilon_{angulaire}} = \frac{F/A}{\Delta x/l} \quad (24)$$

Où :

F : force tangentielle.

A : Surface de cisaillement

Δx : Déplacement de cisaillement.

l : Distance entre les surfaces de cisaillement.

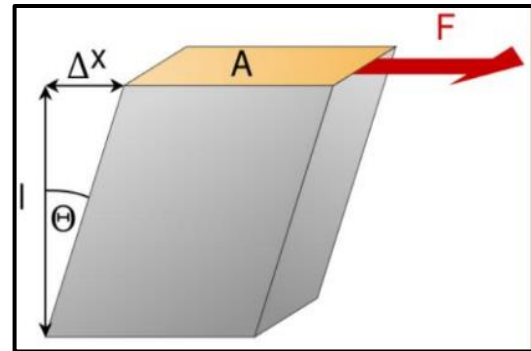


Figure IV-9 Déformation par cisaillement

IV.6.4 Module d'incompressibilité K (Bulk modulus) :

Le module d'incompressibilité exprime la résistance d'un matériau à la compression, Le module d'incompressibilité est donc le rapport entre la pression appliquée et la déformation volumique générée, Il est exprimé par la relation suivante :

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta V/V}$$

Où :

ΔP : Variation de pression.

V : Volume

ΔV : Variation de volume.

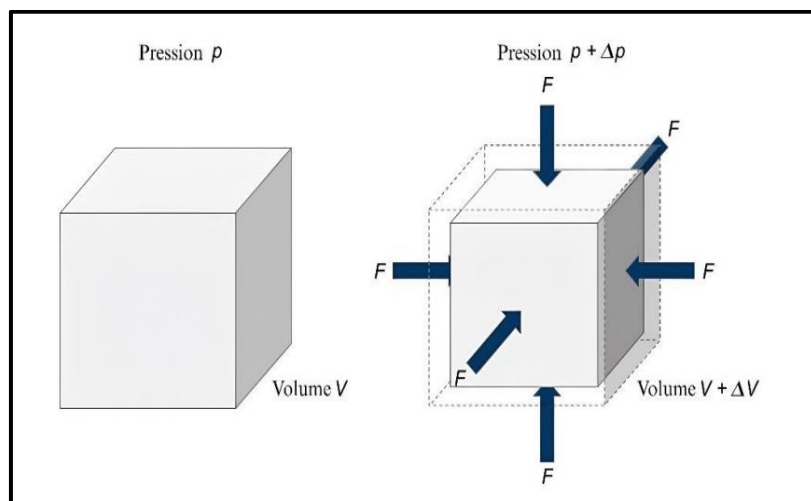


Figure IV-10 Compression Volumétrique d'une Roche Sous une Tension Hydrostatique (Antonio, 2022)

- **Relation avec les autres modules :**

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (25)$$

Avec :

E : Module de Young

ν : Coefficient de poisson

- Si **K** est élevé, la roche est peu compressible (résiste fortement à la réduction de volume) typique des roches dures ou compactes.
- Si **K** est faible, la roche est plus déformable sous pression typique des formations poreuses ou fracturées.

IV.7 Paramètres de résistance de la roche :

IV.7.1 Résistance à la compression simple (UCS) :

L'UCS (Unconfined Compressive Strength), c'est la résistance à la rupture en compression, sous une contrainte de confinement nulle ($\sigma_2 = \sigma_3 = 0$). L'estimation de la résistance à la compression peut être déterminée au laboratoire par un essai de

compression simple.

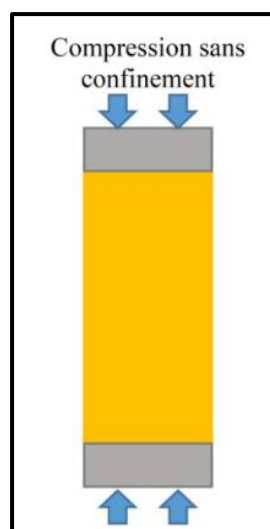
$$UCS = \frac{F_{max}}{A}$$


Figure IV-11 Test de compression simple

Où :

F_{max} = charge maximale appliquée avant rupture (en N),

A = section transversale de l'échantillon (en mm^2 ou cm^2).

IV.7.2 Résistance à la traction (Tensile strenght TSTR) :

La résistance à la traction (tensile strength) est la contrainte maximale en traction qu'une roche peut supporter avant de se fracturer. Contrairement à la compression, où les grains sont poussés les uns contre les autres, la traction tend à séparer les grains.

L'estimation de la résistance à la traction peut être déterminée au laboratoire par :

- L'essai de traction direct.
- L'essai de compression diamétral (essai brésilien) ou le plan de rupture est imposé.

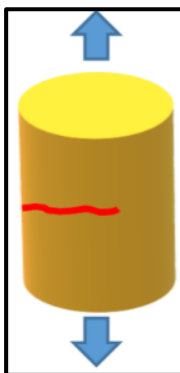


Figure IV-12 Test de tension direct

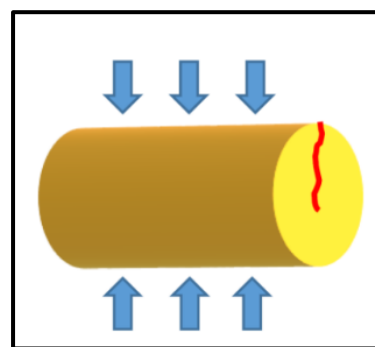


Figure IV-13 Test Brésilien

IV.7.3 L'angle de frottement interne (Friction Angle FANG) :

L'angle de frottement interne est un paramètre mécanique fondamental qui caractérise la résistance au cisaillement d'un matériau lorsqu'il est soumis à une contrainte. L'angle de frottement interne correspond à l'angle formé naturellement par un matériau mis en tas, par rapport à l'horizontale. Plus l'angle de frottement interne est élevé, plus le matériau est résistant au cisaillement.

IV.8 La pression des pores (Pore Pressure) :

La pression des pores est la pression exercée par le fluide contenu dans les vides (ou pores) d'une roche. Elle représente la partie de la contrainte totale supportée par les fluides

interstitiels, et non par la matrice solide. Sa prédiction reste l'une des étapes cruciales dans la construction d'un modèle géomécanique. La pression des fluides dans les pores d'un réservoir, généralement la pression hydrostatique, ou la pression exercée par une colonne d'eau depuis la profondeur de la formation jusqu'au niveau de la mer.

Lorsque des roches imperméables telles que les schistes se forment à mesure que les sédiments sont compactés, les fluides de leurs pores ne peuvent pas toujours s'échapper et doivent alors supporter la totalité de la colonne de roches sus-jacentes, ce qui entraîne des pressions de formation anormalement élevées. Comme la pression du réservoir change au fur et à mesure quand des fluides sont produits à partir d'un réservoir, la pression doit être décrite comme étant mesurée à un moment précis, comme la pression initiale du réservoir (Schlumberger, 2020).

IV.9 ANISOTROPIE VTI :

Une roche est dite **VTI** lorsqu'elle est isotrope dans le plan horizontal (x-y) mais anisotrope dans la direction verticale (z). Cela signifie que les propriétés physiques (comme la vitesse des ondes sismiques) varient selon la direction verticale mais sont constantes dans toutes les directions horizontales.

Ce type d'anisotropie est souvent causé par :

- Des lamines parallèles (ex : alternance argile-silt),
- Une orientation préférentielle des minéraux argileux (mica, illite),
- La présence de pores et de fractures orientés horizontalement.

Partie 2 : Etude géomécanique 1D :

Cette étude a pour objectif d'évaluer le potentiel en hydrocarbure de la formation du Frasnien (Hot shale). L'extraction des hydrocarbures accumulés au niveau du Frasnien (Hot shale) est caractérisée par une très faible perméabilité, nécessite une stimulation de la roche pour provoquer une perméabilité secondaire.

L'analyse pétrophysique a permis de délimiter le réservoir et d'estimer son potentiel en hydrocarbure (sweet-spot). Les caractéristiques plastiques des roches argileuses compliquent la stimulation de la roche d'où l'importance des études de faisabilité de la stimulation avant toute éventuelle exploitation des réservoirs non conventionnels.

Un modèle géomécanique 1-D a été construit dans la formation du Frasnien avec prise en charge de l'anisotropie pour les puits disposant d'enregistrements sonique full-wave form. Un gradient de fracturation a été estimé avec les pressions adéquates pour provoquer une fracturation hydraulique dans les zones d'intérêt (Frasnien Hot-Shale).

- **WORKFLOW**

Dans cette étude, un workflow standard a été adopté avec prise en charge de l'anisotropie VTI des formations argileuses. Il englobe trois phases essentielles à savoir :

- Analyse de la composition minéralogique de la roche (grès ou argile) en utilisant le log Gamma-ray spectral. Estimation des propriétés mécaniques anisotropique du type VTI de la roche (module de young, poisson ratio, module d'incompressibilité et de cisaillement respectivement dans la direction vertical et horizontal), la résistance de la roche (UCS, tensile strength) en utilisant le modèle de Hursrud pour les argiles.
- Estimation de la contrainte verticale en utilisant le log de la densité. La pression de pore calibrée avec les données de test de pression au niveau du puits (RCX) et l'estimation de deux contraintes horizontales en utilisant le modèle poro-élastique qui tient en compte l'effet de l'anisotropie. La contrainte minimale est calibrée avec la pression de fracturation obtenue par un micro FRAC. La contrainte maximale est calibrée avec les phénomènes de ruptures observés sur la paroi du puits (caliper & imagerie).

Les données d'entrées requises pour la construction d'un modèle géomécanique 1D sont essentiellement les logs de diagraphies acoustiques (compression, cisaillement) et la densité. Généralement la mesure de la densité se limite à la section réservoir, d'où la nécessité de l'extrapoler jusqu'à la surface pour pouvoir estimer la contrainte verticale.

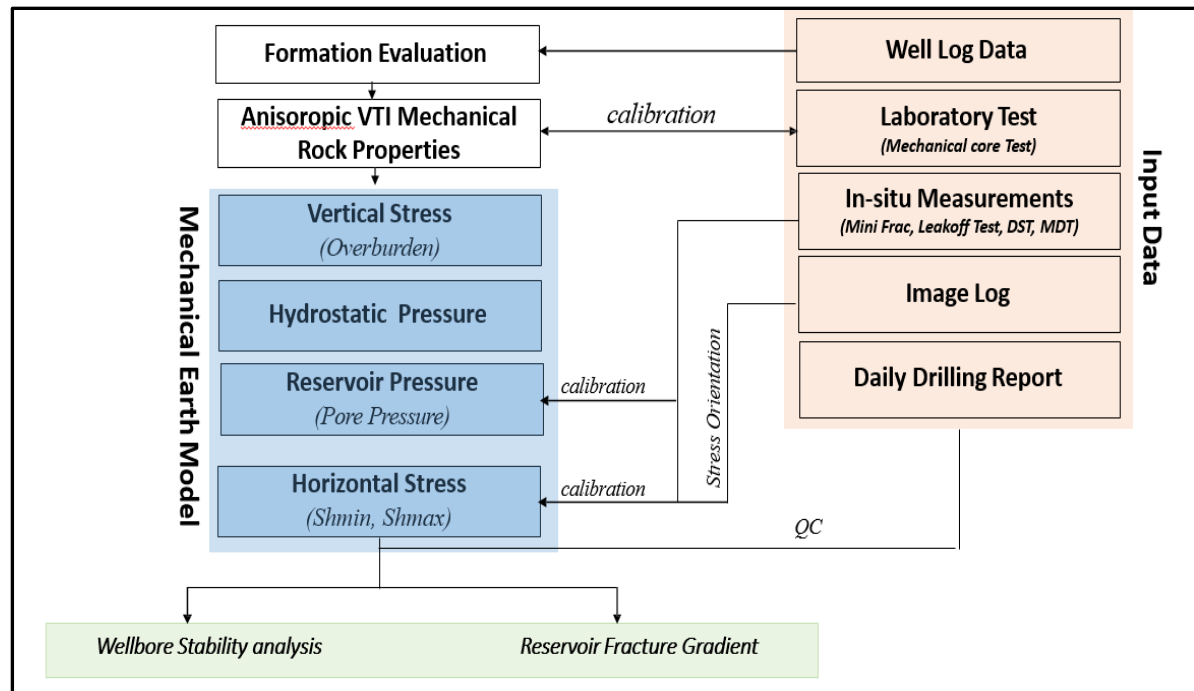


Figure IV-14 : Workflow d'un modèle géo-mécanique 1D avec l'effet de l'anisotropie VTI des argiles.

IV.9.1 Estimation des Propriétés Mécaniques de la Roche :

Les propriétés élastiques des roches (vitesse de compression, vitesse de cisaillement rapide et lente, densité) sont les entrées de base pour l'estimation des propriétés et des résistances mécaniques des roches.

Le comportement élastique des formations argileuse est très souvent décrit comme anisotropie VTI qui signifie que les propriétés et les contraintes horizontales change par rapport à l'axe vertical de symétrie. Cela réduit le nombre d'inconnues dans la matrice de rigidité (C_{ij} : coefficients de rigidité) en seulement cinq inconnues. Les données d'entrées pour évaluer l'anisotropie au niveau du puits sont les données du dipôle, à savoir : la vitesse de l'onde de compression, la vitesse de l'onde de cisaillement dans la direction rapide et lente et la vitesse de l'onde de cisaillement de Stoneley. La procédure de calcul des propriétés mécaniques dynamiques (module de Young et poisson ratio) à partir des données de dipôle est expliquée ci-dessous :

Introduction aux tenseurs de rigidité (Stiffness tensors) :

En milieu élastique, le comportement mécanique des roches est décrit par la relation contrainte-déformation de Hooke généralisée, qui relie le tenseur des contraintes σ à celui des déformations ε via le tenseur de rigidité C :

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl} \times \varepsilon_{kl} \quad (26)$$

Stiffness tensors C est un **tenseur d'ordre 4** contenant les constantes élastiques du matériau. En présence de symétrie, notamment dans les milieux sédimentaires laminés, ce tenseur peut être réduit.

- **Cas d'un milieu VTI (Vertical Transverse Isotropy) :**

Dans un milieu **VTI**, qui est isotrope dans le plan horizontal et anisotrope verticalement (cas typique des shale gas), le tenseur de rigidité se réduit à 5 constantes indépendantes, et s'écrit (forme matricielle de Voigt) :

$$C_{ij} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{11} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix}$$

Avec :

- C_{11}, C_{33} : rigidité dans le plan horizontal et vertical,
- C_{13} : couplage inter-axes,
- C_{44} : module de cisaillement vertical,
- $C_{66} = \frac{1}{2}(C_{11} - C_{12})$: cisaillement horizontal.

Les enregistrements du dipôle réalisé au niveau de puits 1 confirment le caractère anisotrope VTI des formations Hot-shale du Frasnien. A noté aussi, l'écart observé entre les modules de cisaillement verticaux et horizontaux. Les mesures carotte effectuées au niveau du puits 1 combinées aux résultats du dipôle vont permettre de calculer les lois de conversion des mesures dynamiques en des mesures statiques.

Les formations de shale présentent généralement une anisotropie élastique de type VTI (Vertical Transverse Isotropy) en raison de leur structure laminaire et de la présence de lits parallèles. Bien que les paramètres de Thomsen ($\varepsilon, \gamma, \delta$) soient couramment utilisés en géophysique pour caractériser cette anisotropie, la présente étude se limite à l'évaluation des propriétés mécaniques (modules de Young et coefficients de Poisson) à partir des coefficients de rigidité C_{ij} , dans l'objectif spécifique de déterminer la faisabilité de la fracturation hydraulique.

IV.9.2 Conversion des Paramètres Dynamiques en Statiques :

Les propriétés dynamiques doivent être converties en propriétés statiques. Au niveau du puits 1, on dispose des tests mécaniques effectués sur carotte au niveau de laboratoire, l'objectif est de corrélérer les propriétés dynamiques calculées à partir des diagraphies avec les propriétés statiques anisotropes (mode vertical et horizontal) mesurées sur ces carottes. Une loi de conversion dynamique-statique est établie pour permettre de généraliser le calcul des propriétés statiques verticales et horizontales.

$$E(H, V)_{stat} = a(E_{dyn}, PR_{dyn})^b \quad (27)$$

$$PR(H, V)_{stat} = a(E_{dyn}, PR_{dyn})^b \quad (28)$$

Pour une meilleure compréhension de la relation entre les paramètres dynamiques et statiques, les paramètres mesurés sur carottes ont été corrélés avec les logs de diagraphie correspondants. Des écarts de corrélation peuvent être survenus pour différentes causes :

Les erreurs lors de la manipulation de la carotte :

- Relâchement de la carotte dans les conditions atmosphériques ;
- Effet de la pression de pore dans les conditions in-situ ;
- Différence en termes de contenu fréquentiel entre le signal émis par les outils de diagraphies et les instruments laboratoire ;
- Mauvaises conditions du trou de forage (breakouts, washouts...etc.).

Propriétés mécaniques verticales et horizontales en fonction des coefficients de rigidité :

- Module de young vertical :

$$E_V = \frac{C}{C_{11} + C_{12}} \quad (29)$$

- Module de young horizontal :

$$E_H = \frac{(C_{11} - C_{12})C}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2} \quad (30)$$

- Module de cisaillement vertical :

$$G_V = C_{44} \quad (31)$$

- Coefficient de Poisson vertical :

$$\nu_V = \frac{C_{13}}{C_{11} + C_{12}} \quad (32)$$

- Coefficient de Poisson horizontal :

$$\nu_H = \frac{C_{12}C_{33} - C_{13}^2}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2} \quad (33)$$

Avec : $C = (1 - \nu^2)E$ (selon le modèle de Hooke)

IV.9.3 Estimation des Résistances Mécaniques de la Roche :

La résistance à la compression uni-axiale est la résistance d'une formation à une contrainte appliquée verticalement et sans confinement. Plusieurs modèles empiriques existent pour le calcul de la résistance à la compression uni-axiale (UCS) à partir des diagraphies et ce pour les roches de différent type et âge géologiques. La plupart de ces modèles utilisent les modules d'élasticité de la roche (module de Young, module de cisaillement), la porosité et d'autres propriétés de la formation. Dans cette étude, la résistance à la compression non confinée (UCS) a été estimée, au niveau de chaque puits en utilisant le modèle de Hursrud pour les argiles basé sur la vitesse de l'onde de compression. Les essais mécaniques UCS pour les formations hot-shale du Frasnien dans la région ont été utilisés comme moyen de contrôle de calibration de la valeur UCS.

$$UCS = 6.8 \left(\frac{304.8}{DTCO} \right)^{1.9} \quad (34)$$

La modélisation du log UCS calibré au niveau du puits référence (puits-1) est illustrée dans la Figure.

La résistance à la traction reflète la résistance de la roche à l'extension. Elle est généralement estimée en se basant sur le critère de Griffith qui est de l'ordre de 1/12 à 1/8 de la valeur UCS [Preska & Zoback]. Pour cette étude, les mesures carotte confirment que la valeur 1/12 du UCS semble la plus appropriée d'après la modélisation de la stabilité du forage (WBS).

$$TSTR = UCS \times \frac{1}{12} \quad (35)$$

L'angle de frottement (FANG) est estimé en utilisant le log sonic. La cohésion représente le degré de cimentation des grains constituant la matrice, elle est fonction de l'angle de friction interne (FANG) et de la résistance à la compression uni-axiale (UCS). Les propriétés mécaniques (la résistance à la traction, l'angle de friction interne) modélisées au niveau du puits référence sont illustrées sur la Figure.

Les lois de corrélation établies pour le calcul des différentes résistances des roches, au niveau du puits-1, ont été appliquées dans l'unité réservoir correspondante (Frasnien Hot-shale) des autres puits de l'étude.

IV.9.4 Estimation de la Pression de Réservoir :

Comme l'état de contrainte in-situ dans un champ donné est extrêmement sensible à la variation de la pression des pores, sa prédiction reste l'une des étapes cruciales dans la construction d'un modèle géomécanique. La pression de pore est toujours inférieure à la contrainte principale minimale. Plusieurs méthodes basées sur les vitesses sont utilisées dans l'industrie pour la prédiction de la pression des pores. La méthode d'Eaton est l'une des méthodes standards les plus utilisées dans les formations argileuses.

IV.9.5 Estimation des Contraintes Principales In-Situ (modèle anisotropie) :

Les magnitudes et les orientations des contraintes in-situ jouent un rôle très important dans l'analyse géomécanique. Les contraintes sont également les plus difficiles à prévoir car il n'y a pas de moyen direct de les mesurer en continu tout au long de la section du puits. Les pertes de boue et les tests mini-frac permettent de restreindre la prédiction des contraintes mais elles sont limitées qu'à une seule profondeur ou à un intervalle très court en profondeur. Un autre indicateur direct de l'orientation des contraintes est les phénomènes de ruptures induits qui sont observés sur les diagraphies d'imagerie de la paroi du puits et qui doivent être comparés aux paramètres de forage et à la résistance de la roche pour obtenir des valeurs de contraintes quantifiables.

A) Contrainte verticale (Pression litho-statique) :

La contrainte verticale (Overburden) est sommation du log densité à partir de la surface jusqu'à la profondeur d'intérêt, en utilisant la formule suivante :

$$S_v = \int_0^Z \rho g dz$$

B) Contraintes Horizontales :

Les contraintes horizontales sont définies par leur amplitude et leur orientation. Les grandeurs des contraintes horizontales ne peuvent pas être mesurées explicitement et ne peuvent être modélisées ou déduites que par la mesure de la déformation, et de la pression. L'amplitude de la contrainte minimale σ_3 (σ_h dans un puits vertical) est plus simple à déterminer avec un test mini frac ou un LOT.

En revanche, il n'est pas possible de mesurer directement la grandeur de la contrainte horizontale maximale (σ_H). Cependant, cette dernière peut être déduite avec une précision

raisonnable en utilisant les polygones de contraintes, associé au régime tectonique régional et aux phénomènes de ruptures observés sur la paroi du puits ou en utilisant la pression breakdown mesurée par un test de fracturation. Le modèle de déformation horizontal poro-élastique qui prend en compte les déformations tectoniques et les propriétés mécaniques anisotropes de type VTI est représenté par les équations suivantes :

$$\sigma_h = \frac{E_h}{E_v} \frac{v_v}{1-v_h} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_h}{1-v_h^2} \varepsilon_h + \frac{v_h E_h}{1-v_h^2} \varepsilon_H \quad (36)$$

$$\sigma_H = \frac{E_h}{E_v} \frac{v_v}{1-v_h} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_h v_h}{1-v_h^2} \varepsilon_h + \frac{E_h}{1-v_h^2} \varepsilon_H \quad (37)$$

ε_H Et ε_h sont des facteurs d'étalonnage qui peuvent être ajustés pour correspondre au mieux à la mesure de la contrainte horizontale minimale. (α) est le coefficient de Biot souvent égale à 1 pour les argiles. E_h , E_v représentent les module de Young vertical et horizontal.

Pour avoir une première estimation de la contrainte horizontale minimale, on a utilisé le model poro-élastique, avec un coefficient de Biot constant égal à l'unité, la pression de pore calibrée et la contrainte verticale précédemment calculée. Puis comme nous disposons d'un test mini-frac au niveau du puis voisin puits-1, nous avons pu calibrer la valeur de la contrainte minimale. La contrainte horizontale maximale a été calibrée en utilisant la pression breakdown mesurée sur le test mini-frac effectué au niveau du puits-1.

La direction du plan de contrainte minimale et maximale peut être déduite d'un caliper multi- bras, de l'anisotropie observée sur un shear sonic et des modes de rupture observés sur un log d'images. L'ovalisation du puits se produit généralement dans la direction de la contrainte principale minimale, où la concentration de contrainte tangentielle est maximale. Les fractures hydrauliques quant à elles, elles se produisent dans la direction de la contrainte principale maximale. Dans un puits vertical, la direction de l'ovalisation indique la direction de la contrainte horizontale minimale et la direction de des fractures induites indique la direction de la contrainte horizontale maximale. Pour cette étude le diagramme rose montre que la contrainte horizontale maximale se dirige (NE-SW $\sim 75^\circ$ N).

Le résultat de la prédiction de la pression des pores et des contraintes principales estimées dans le puits référence puits-1 est illustré sur la Figure IV-20 (Annexes).

IV.10 Faisabilité de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est une stimulation des réservoirs ayant une qualité pétrophysique médiocre (Perméabilité des argiles est de l'ordre du Nano-Darcy) afin

d'améliorer leurs complétions. Elle consiste en la création de drain dans la roche mère pour extraire les hydrocarbures qui y sont piégés.

Le gradient de fracturation est lié à la contrainte horizontale minimale. Les variations de la contrainte horizontale minimale donnent une idée sur le gradient de fracturation pour une formation donnée. Les zones potentielles pour une fracturation hydraulique nécessitent l'existence de barrières de contrainte pour contenir la propagation de la fracture. Ces barrières représentent la transition entre des zones de différentes propriétés mécaniques. La Figure résume les résultats de la modélisation géomécanique dans le Frasnien du puits-1 ainsi que les statistiques sur les paramètres géomécaniques.

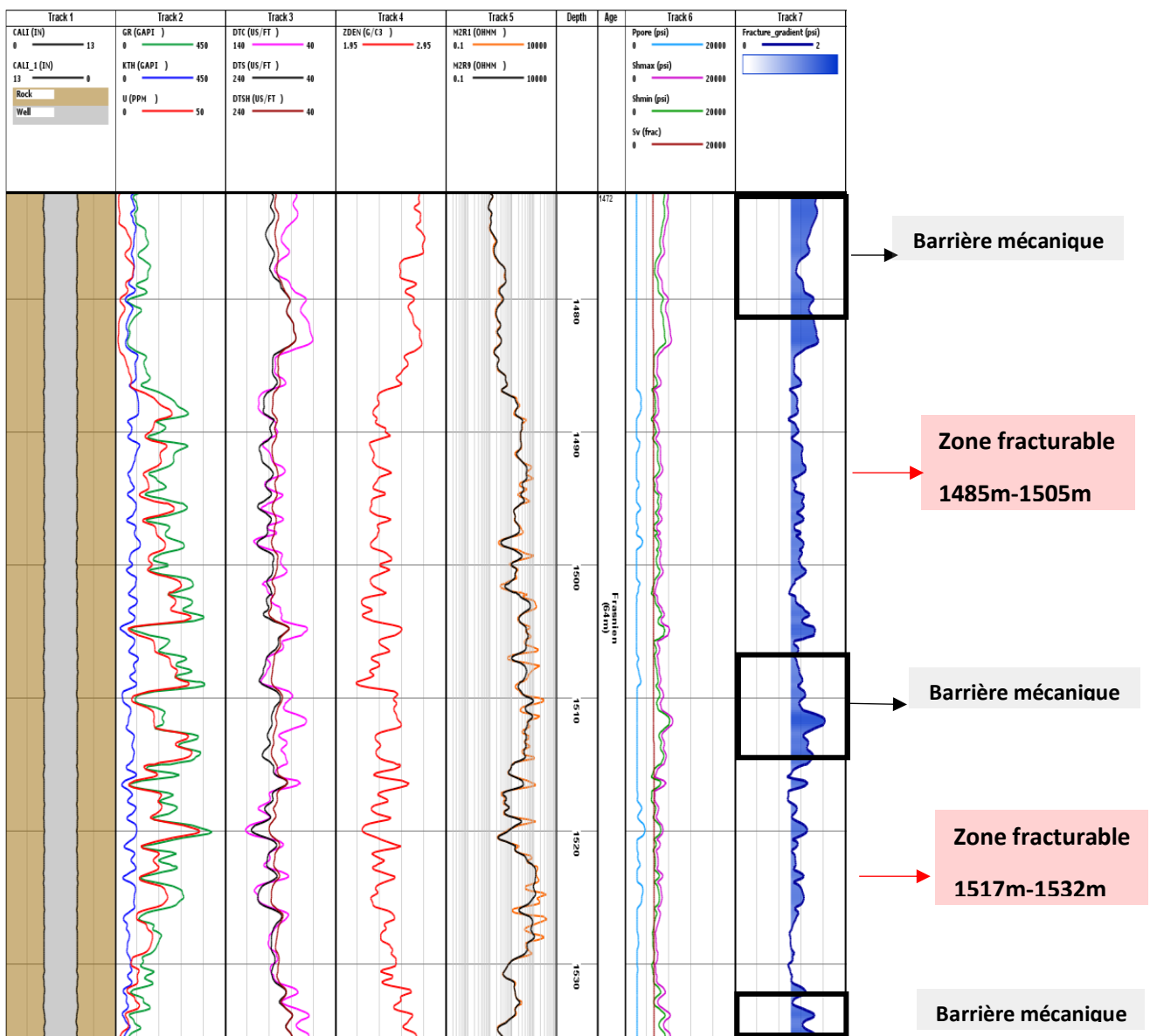


Figure IV-22 : Fracture gradient à partir la contrainte horizontale minimale du puits de reference.

- **Synthèse des résultats :**

Puits	Intervalle	Sv (psi)	Shmin (psi)	Shmax (psi)	FG (psi/ft)
Puits 2	(1539-1580) m	5295	5810	6390	1,15
Puits 3	(1401-1453) m	4830	5495	6045	1,18

Tableau IV-3 : Synthèse des résultats obtenus par le modèle géomécanique pour le puits 2 et 3.

IV.11 Conclusion :

L'analyse géomécanique des réservoirs du Frasnien, basée sur l'interprétation des propriétés mécaniques, élastiques et du régime des contraintes en place, a permis d'identifier les intervalles les plus favorables à la fracturation hydraulique, tout en tenant compte des zones présentant un intérêt pétrolier.

Des fenêtres de faisabilité de la fracturation hydraulique ont été identifiées dans l'unité Frasnien Hot-Shale, avec des barrières de fracturation parfaitement identifiable pour la plupart des puits dans la partie sommitale Frasnien et le top de Givétien. Un gradient de fracturation est globalement supérieur à 1 Psi/ft

Conclusion générale :

Ces réservoirs, bien que riches en hydrocarbures, présentent des défis techniques majeurs liés à leur faible perméabilité, nécessitant des approches spécifiques d'évaluation et de production.

Dans ce contexte, notre étude a porté sur la formation hot shale du Frasnien dans le bassin de Gourrara, avec pour objectif principal l'évaluation de son potentiel en gaz de schiste à travers une approche intégrée alliant analyse pétrophysique et caractérisation géomécanique.

L'analyse des diagraphies conventionnelles nous a permis d'identifier les zones riches en matière organique, de caractériser les minéralogies argileuses dominantes, et de déterminer les propriétés pétrophysiques clés telles que la porosité, la saturation en hydrocarbures et la densité apparente. Ces paramètres ont contribué à la délimitation des intervalles présentant un intérêt économique en termes de contenu en gaz.

Parallèlement, l'étude géomécanique, fondée sur l'interprétation des modules élastiques, des contraintes de surpression et du gradient de fracturation, a permis d'évaluer la faisabilité d'une fracturation hydraulique ciblée. L'identification des fenêtres fracturables, ainsi que des barrières mécaniques, représente une étape essentielle dans la planification d'un développement efficace de ces réservoirs.

L'analyse croisée des données pétrophysiques (diagraphies GR, U, Th, K, porosité, etc.) et géomécaniques (brittleness, modules élastiques, contraintes minimales) a permis de délimiter deux intervalles principaux présentant à la fois un bon potentiel en hydrocarbures et des caractéristiques favorables à la fracturation hydraulique.

Ces intervalles sont situés entre 1485 m et 1500 m, ainsi qu'entre 1517 m et 1530 m. Ils se distinguent par une richesse en matière organique, une minéralogie propice à la fracturation (faible teneur en argile, haute fragilité), et une porosité modérée à élevée, ce qui en fait des cibles prioritaires pour le développement du réservoir.

Enfin, ce travail met en lumière l'importance d'une approche multidisciplinaire dans l'évaluation des réservoirs non conventionnels, tout en soulignant la nécessité d'approfondir les investigations par des données de laboratoire, des mesures de contraintes in situ et des tests de production pour confirmer le potentiel réel du Frasnien en tant que réservoir à gaz de schiste.

Références bibliographiques :

- International Energy Agency (IEA). (2012). *Golden Rules for a Golden Age of Gas – World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. OECD/IEA.
- Curtis, J. B. (2002). Fractured shale-gas systems. *AAPG Bulletin*, 86(11), 1921–1938.
- Tissot, B.P., & Welte, D.H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence* (2nd ed.). Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- EIA (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources : An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries*.
- Loucks, R.G. & Ruppel, S.C. (2007). "Mississippian Barnett Shale : Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas." *AAPG Bulletin*, 91(4), 579–601.
- Tissot, B.P., & Welte, D.H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer.
- Ross, D. J. K., & Bustin, R. M. (2008). *Characterizing the shale gas resource potential of Devonian–Mississippian shales in Western Canada*. *International Journal of Coal Geology*, 74(1), 57–78.
- Jarvie, D. M. (2012). In : Breyer, J.A. (Ed.), *AAPG Memoir 97*.
- King, G. E. (2010). *Thirty years of gas shale fracturing : What have we learned?*. SPE 133456.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. AAPG.
- Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). *Well Logging for Earth Scientists*. Springer.
- Krygowski, D. A. (2004). *Guide to Petrophysical Interpretation*. Weatherford.
- Rezaee, Reza. (2015). *Fundamentals of Gas Shale Reservoirs*. Wiley-Scrivener Publishing,
- SERRA. O, 1979, DIAGRAPHIES DIFFEREEES, Acquisition des données diagraphiques Tomel.

SERRA. O, 1985, DIAGRAPHIES DIFFEREES, Base de l'interprétation des données diagraphiques –Tome2.

Sonatrach et Schlumberger, 2007, Well Evaluation Conference. Algeria

Sonatrach, et Schlumberger, 2015, Geology and Geomechanics Analysis For Drilling

Robert Marsden, J., 1977, AN Introduction TO Near Wellbore Rock Mechanics.

Zoback, M. D., & Kohli, A. H. (2019). *Unconventional Reservoir Geomechanics : Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity*. Cambridge University Press.

Curtis, J. B. (2002). *Fractured shale-gas systems*. AAPG Bulletin, 86(11), 1921–1938.

Montgomery, C. T., & Smith, M. B. (2010). *Hydraulic fracturing : History of an enduring technology*. Journal of Petroleum Technology, 62(12), 26–41.

Thomsen, L. (1986). *Weak elastic anisotropy*. Geophysics,



Annexes

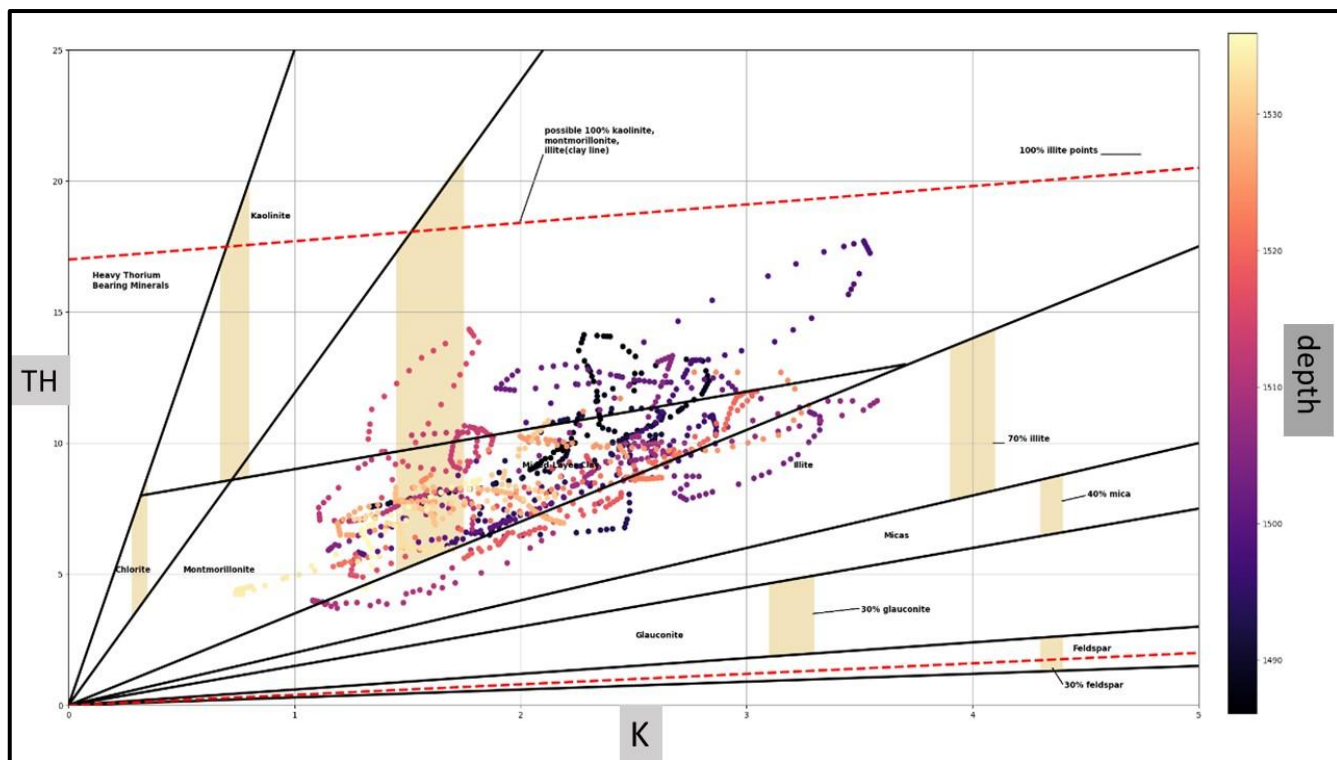


Figure III-3 : Identification du type d'argiles et composition minéralogique à partir du crossplot Th/K

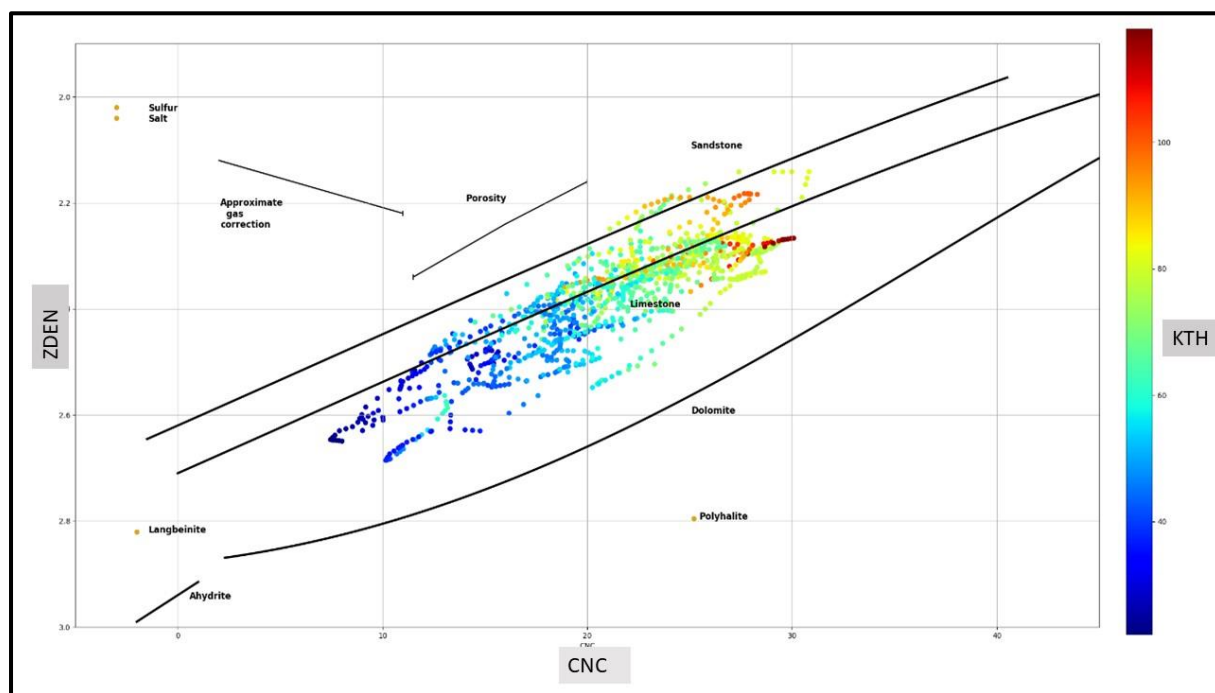


Figure III-4 analyse lithologique de la matrice

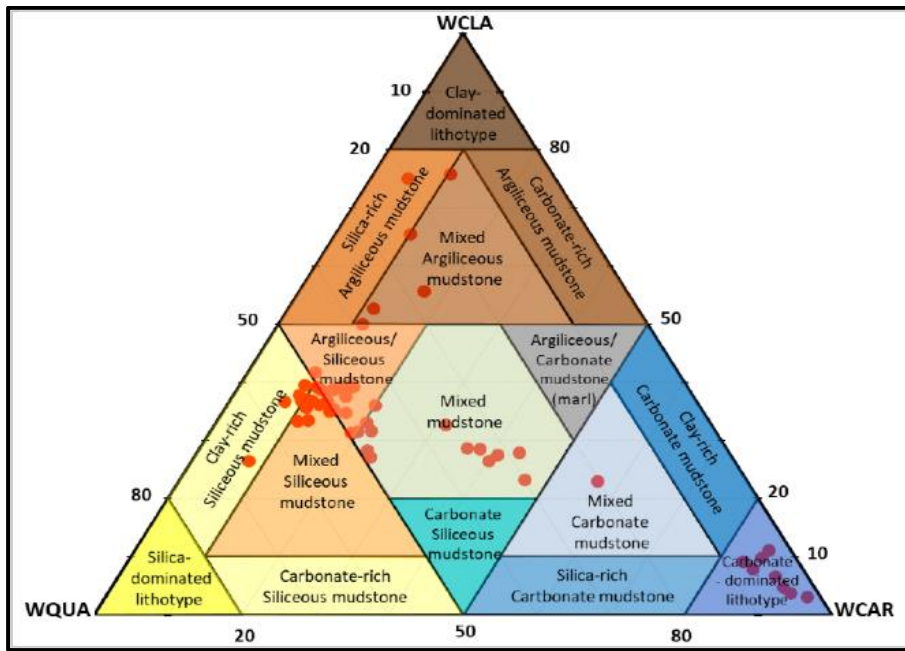


Figure III-2 Analyse minéralogique du Frasnien.

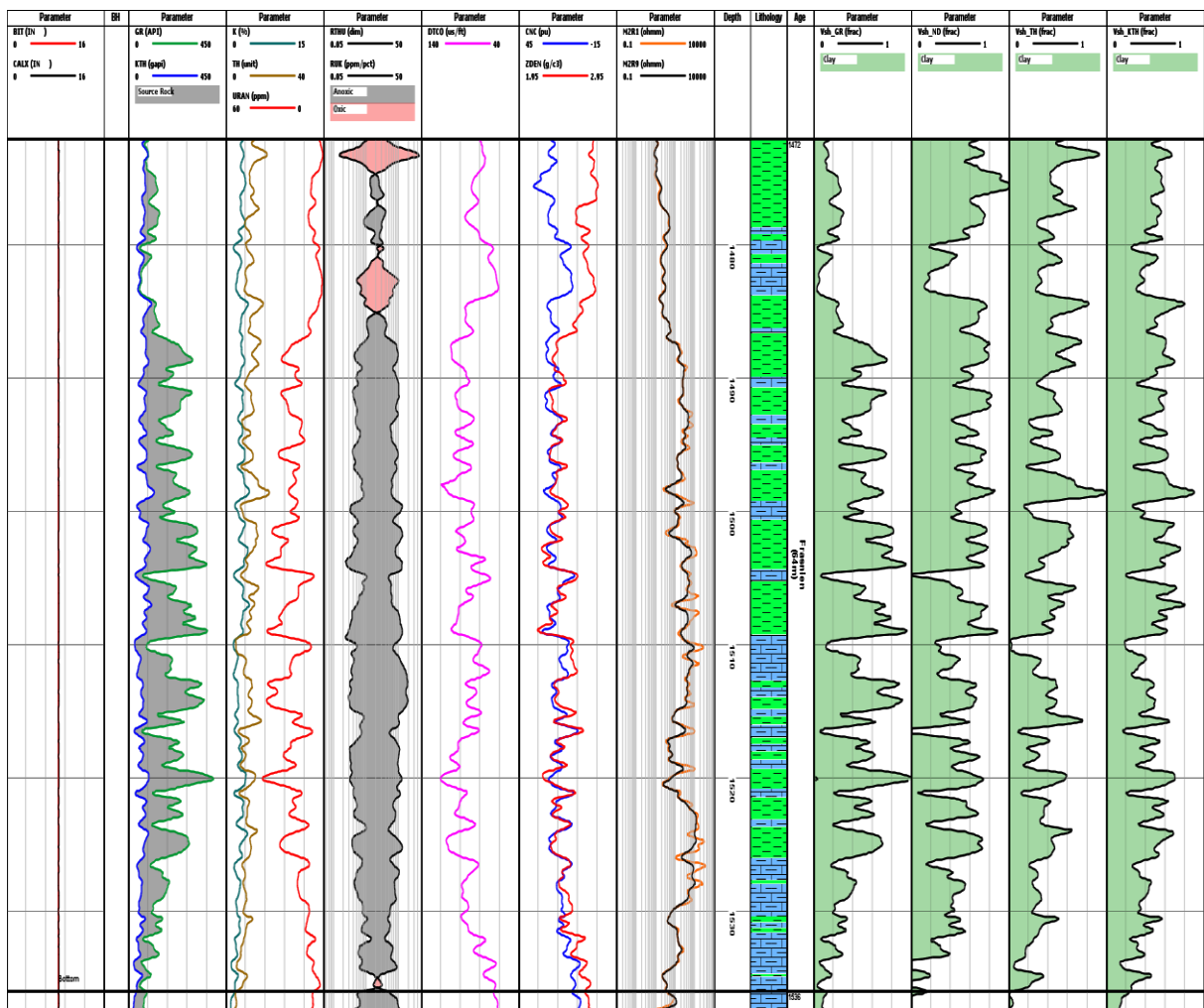


Figure III-6 : volume d'argiles (VSH)

MATURITY ZONE	HYDROCARBON GENERATION ZONE	VITRIMITE REFLECTANCE (% Ro)	SPORE COLOUR INDEX (RG 1 - 10)	THERMAL ALTERATION INDEX (TAI)			ROCK - EVAL TMAX (°C) (BARNARD ET AL, 1981)			LOM	FLUORESCENCE IN UV/VIS LIGHT		COAL RANK
				STAPLIN	EXLOG	BATTEN	TYPE I	TYPE II	TYPE III A		SPORES	SAP. ABSORPH.	
IMMATURE	BIOGENIC GAS ONLY	0.2	1	1	1	1				1		PEAT	
		0.3 -	2	1.5	1/2	2				2	YELLOW		LIGNITE
			3	2	1.5	2/3	40 0	43 0	42 0	3	YELLOW		
EARLY MATURE	TRANSITION ZONE, WET GAS AND SOLUBLE BITUMEN INCREASE. SOME CARBONATE SOURCES MAY GENERATE HEAVY, HIGH SULPHUR CRUDES	0.4	4		3				4	42 5	SUB-BITUMINOUS		
		0.5	5	2	3/4	41 0	44 0	43 0	5	43 0			
MIDDLE MATURE	MEDIUM GRAVITY OILS (35° - 42° API), MIGRATION OCCURS	0.75	6	2.5	4	4/5	43 0	44 0	6	43 5	HIGH VOLATILE BITUMINOUS		
			7		2.5	5/6	44 0	45 0	7	44 0			
LATE MATURE	LIGHT OILS (>42° API) WITH TRANSITION TO CONDENSATE AND WET GAS	1.25	8	3	3	6	45 0	45 0	8	45 0	MEDIUM/LOW V.B.		
			9		3	6/7	46 0		9	46 0			
POST MATURE	WET GAS TO MAIN DRY GAS PHASE	2.0	10	3.5	4	4			10		SUB-ANTHRACITE		
			11		4					11			
			12		4					12			
			13		4					13			
			14		4					14			
		3.0	10	5	7			15		ANTHRACITE			
								16					
								17					

Figure III-10 : Diagramme de corrélation entre les différents paramètres de maturité thermique utilisés en géochimie organique pour évaluer le potentiel d'un réservoir pétrolier ou gazier. (Dow, W. G. (1977)).

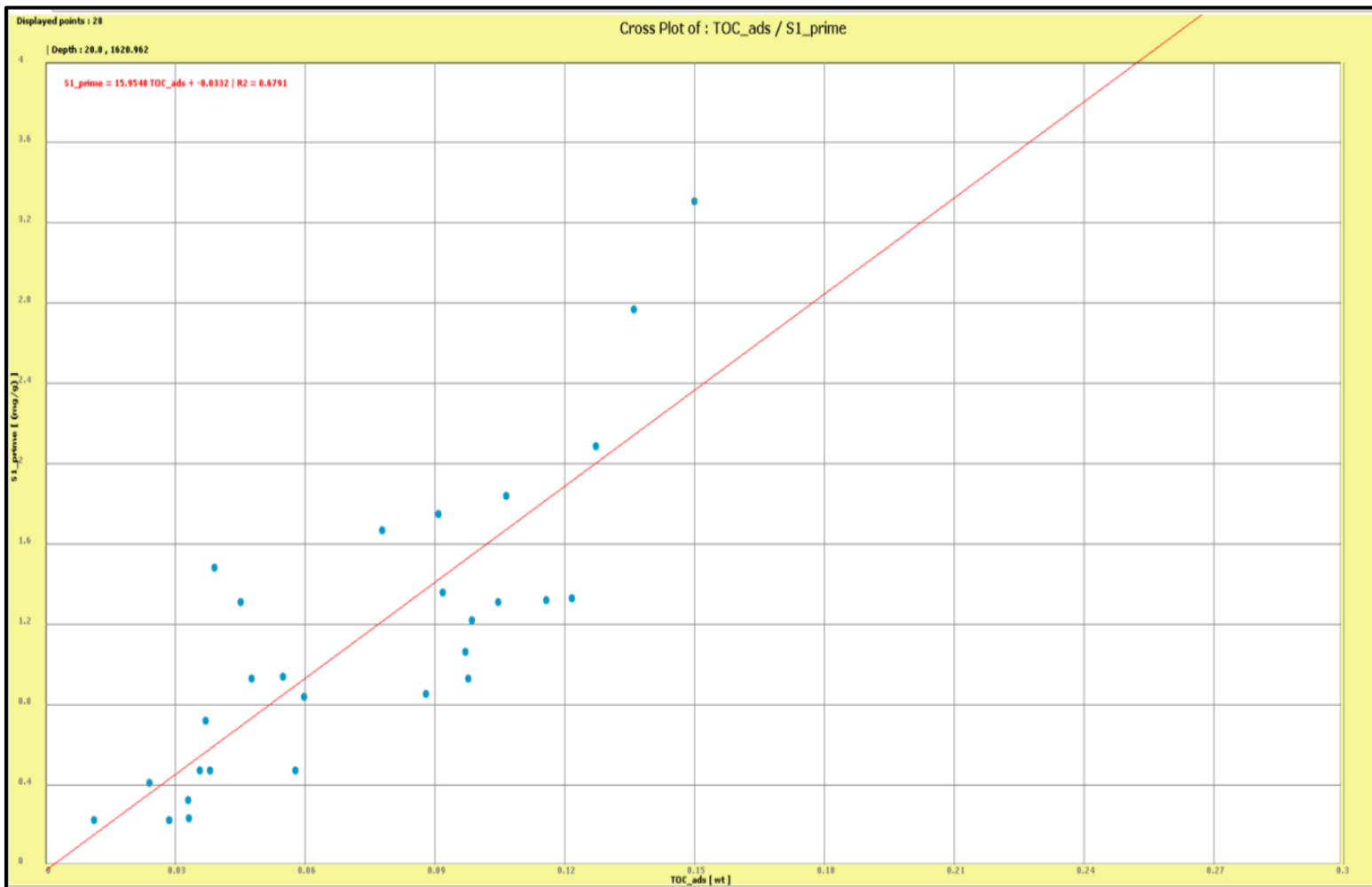


Figure III-18 : Crossplot entre fraction du TOC adsorbé en fonction de S1' (hydrocarbures adsorbés dans la roche.)

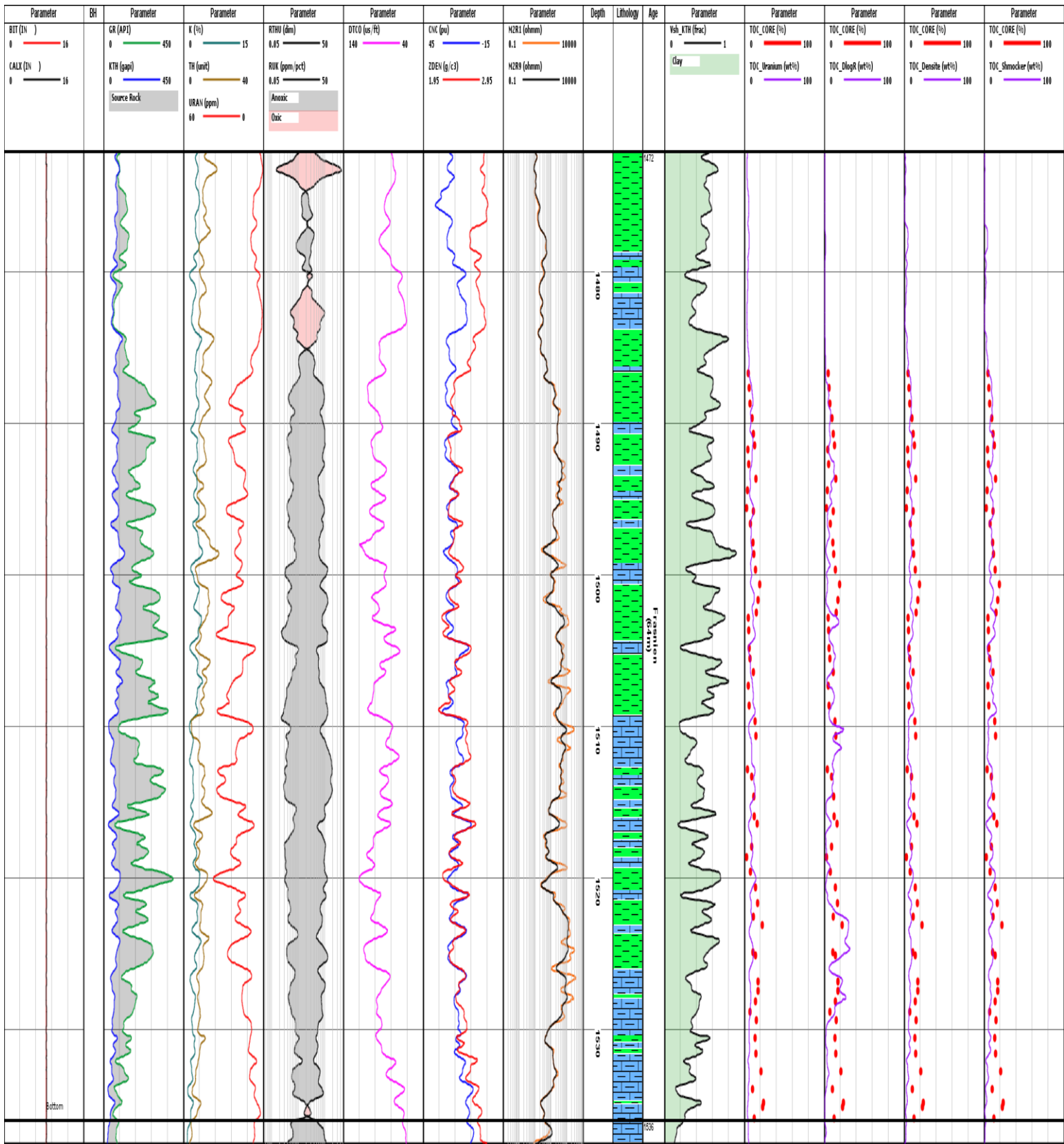


Figure III-11 Estimation du TOC au niveau Frasnien, puits -1.

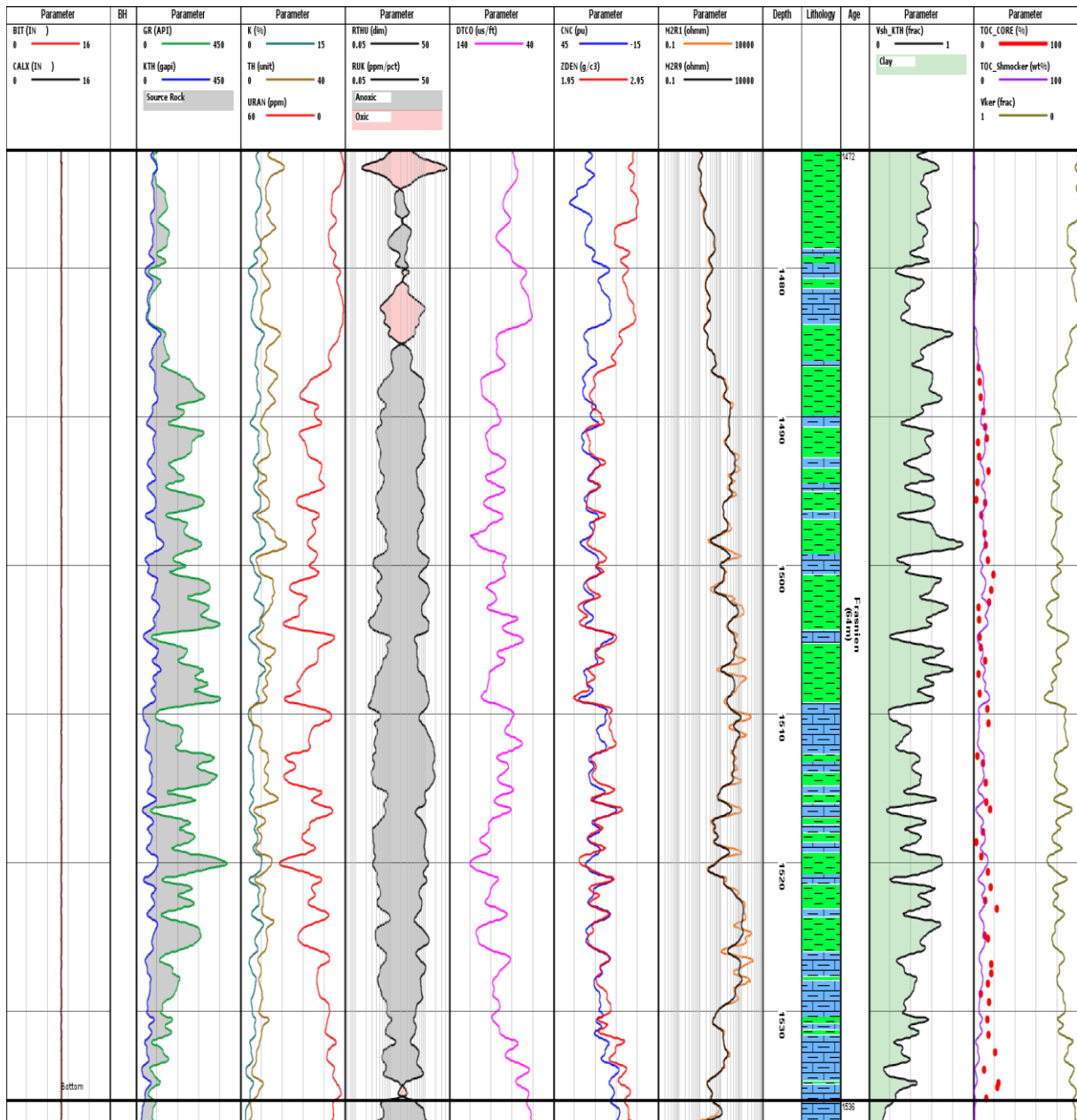


Figure III-12 Estimation du volume du kérogène au niveau Frasnien, puits-1

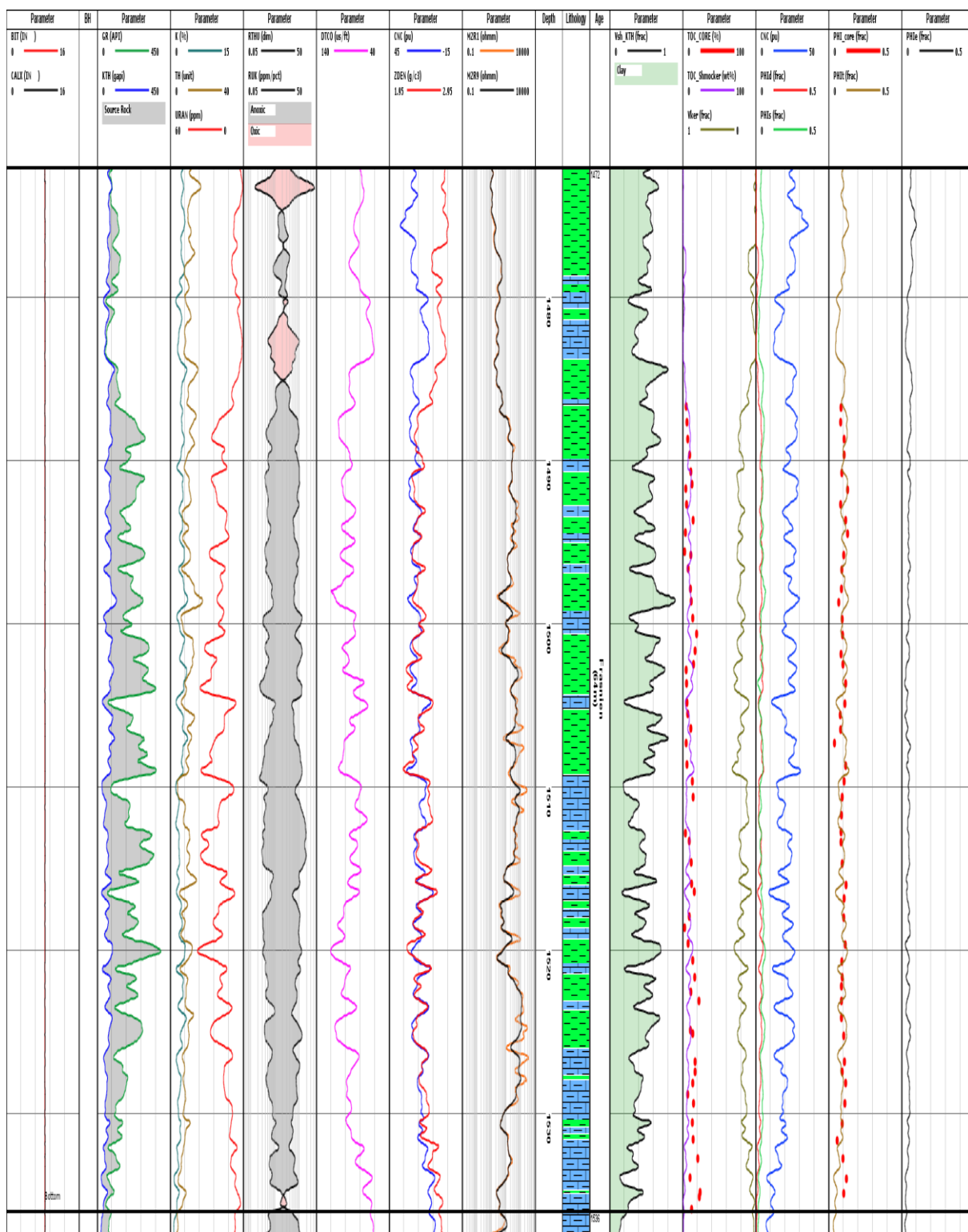


Figure III-15 : Estimation des porosités au niveau du puits-1.

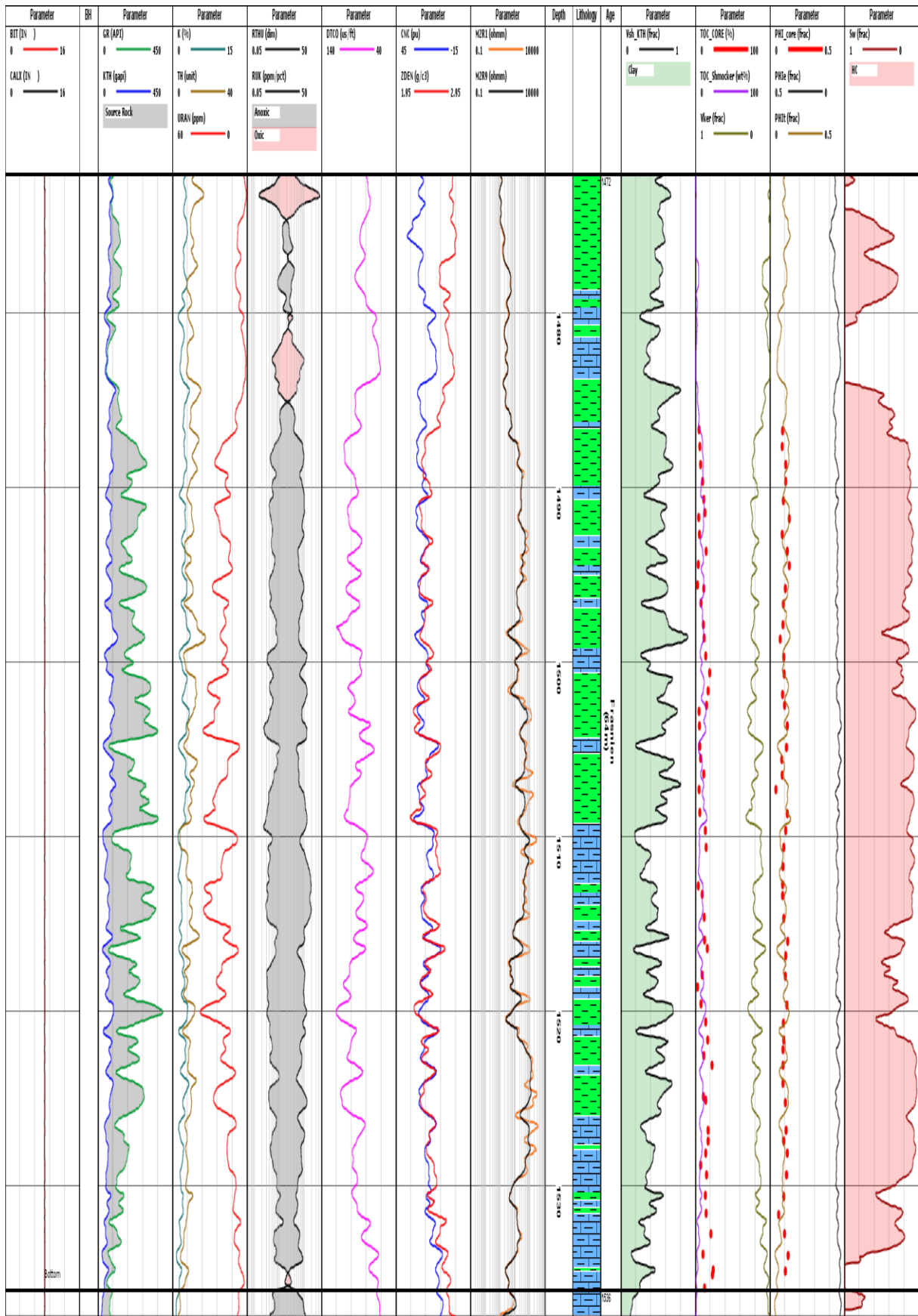


Figure III-16 : Estimation de la saturation en eau par méthode de Simondoux modifiée au niveau du puits-1.

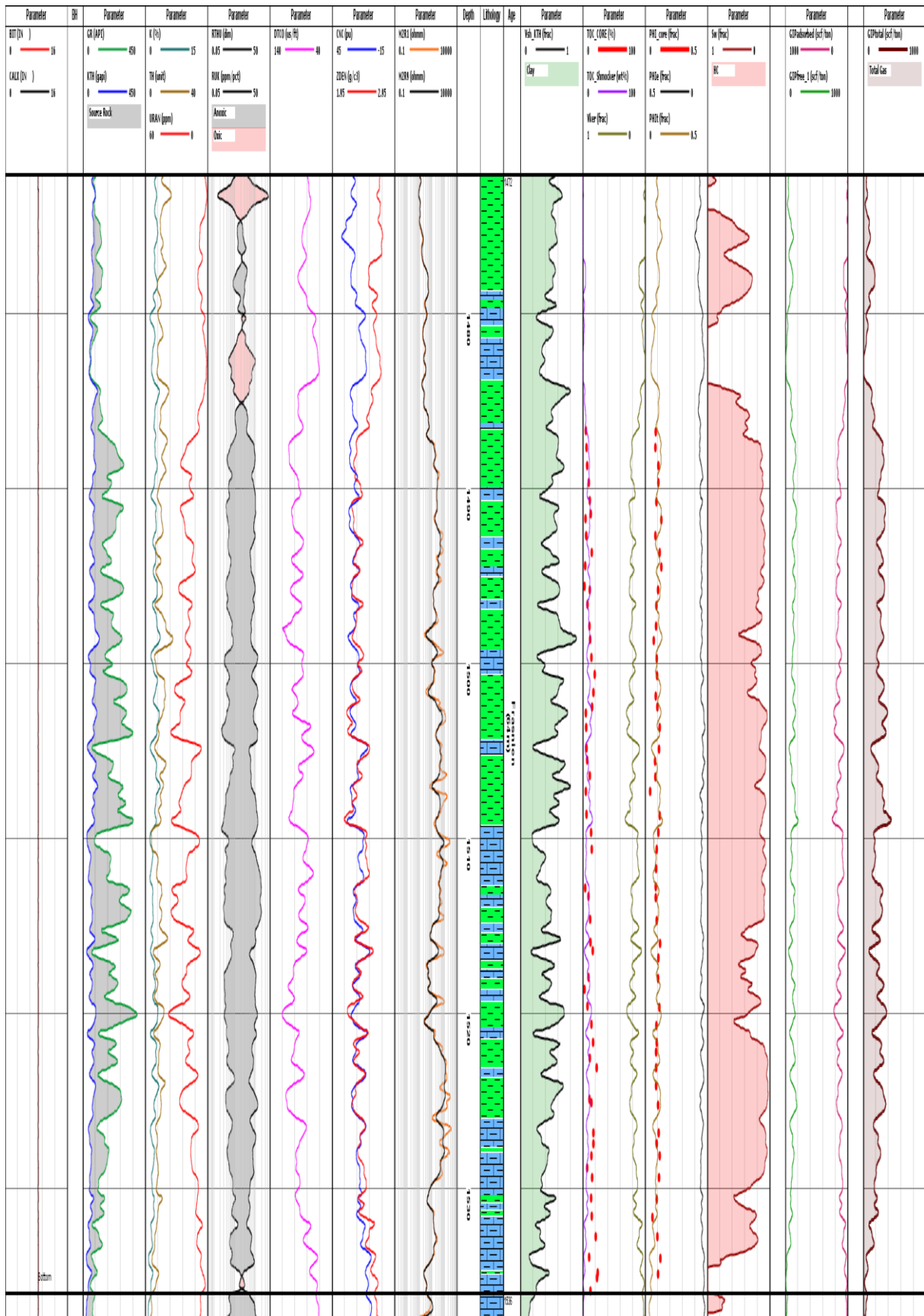


Figure III-20 : Estimation du free et adsorbed gas en scf/ton au niveau du puits-1.

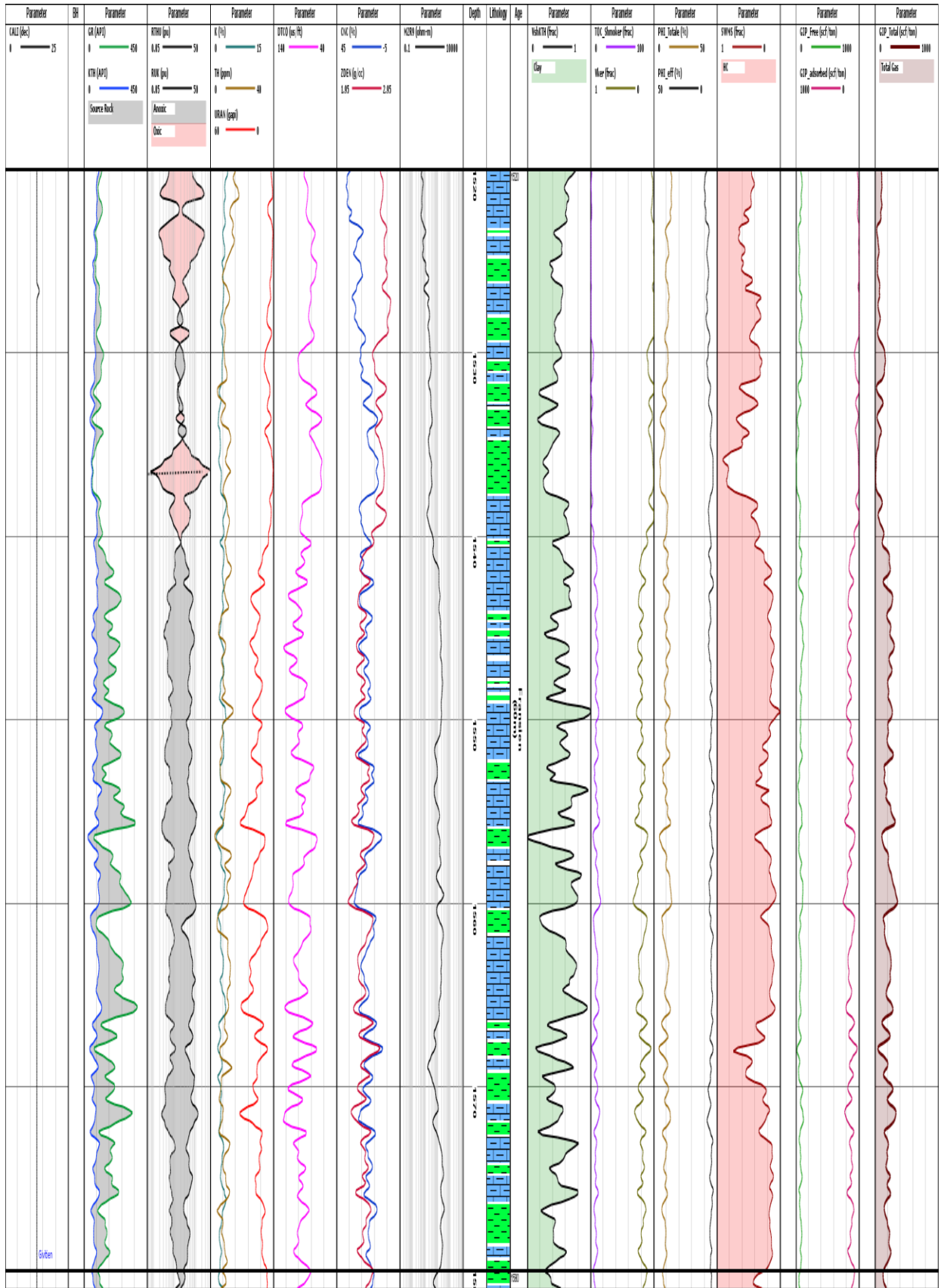


Figure III-21 : Résultats de L'interprétation du puits-2

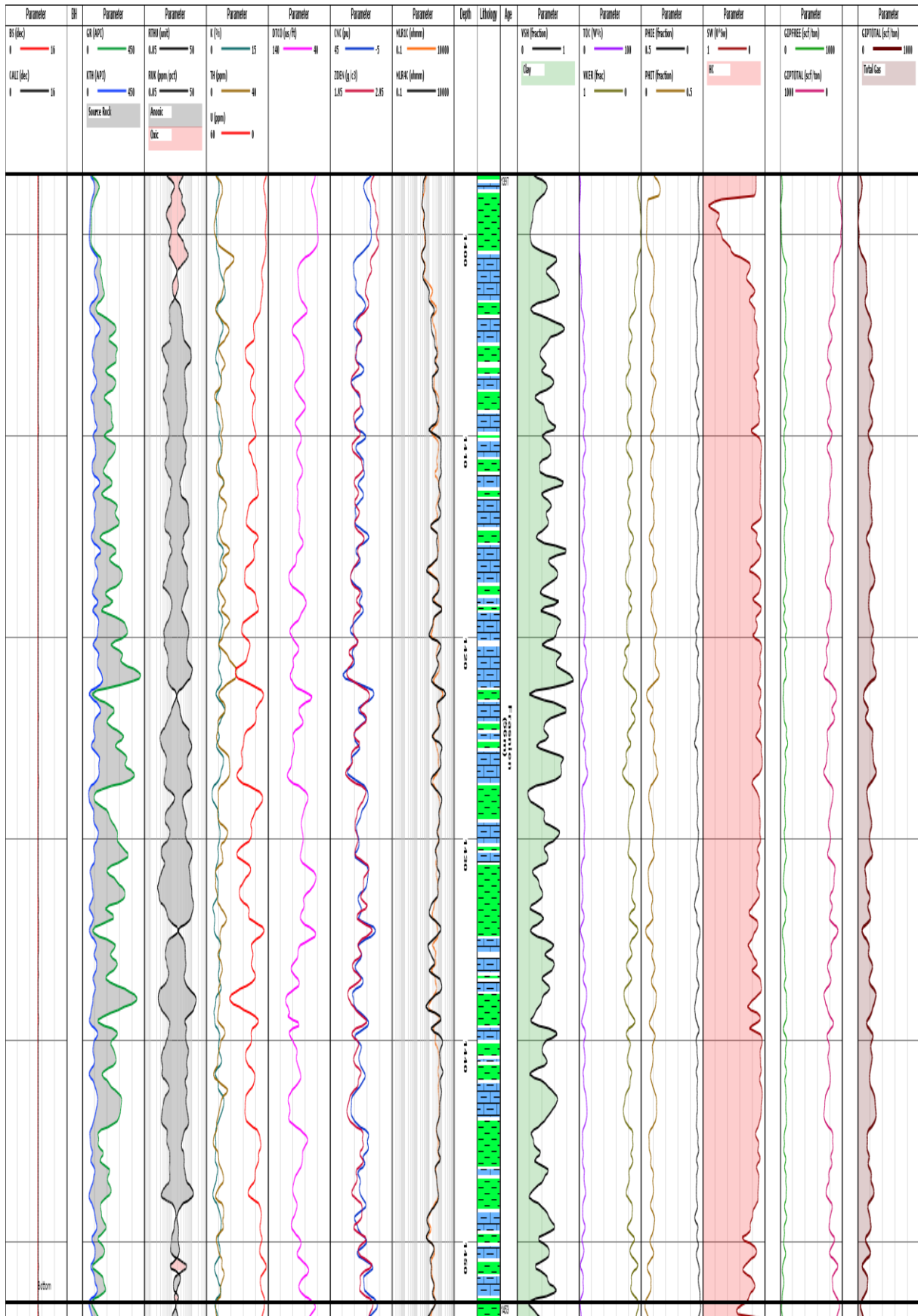


Figure III-22 : Résultats de L'interprétation du puits-3

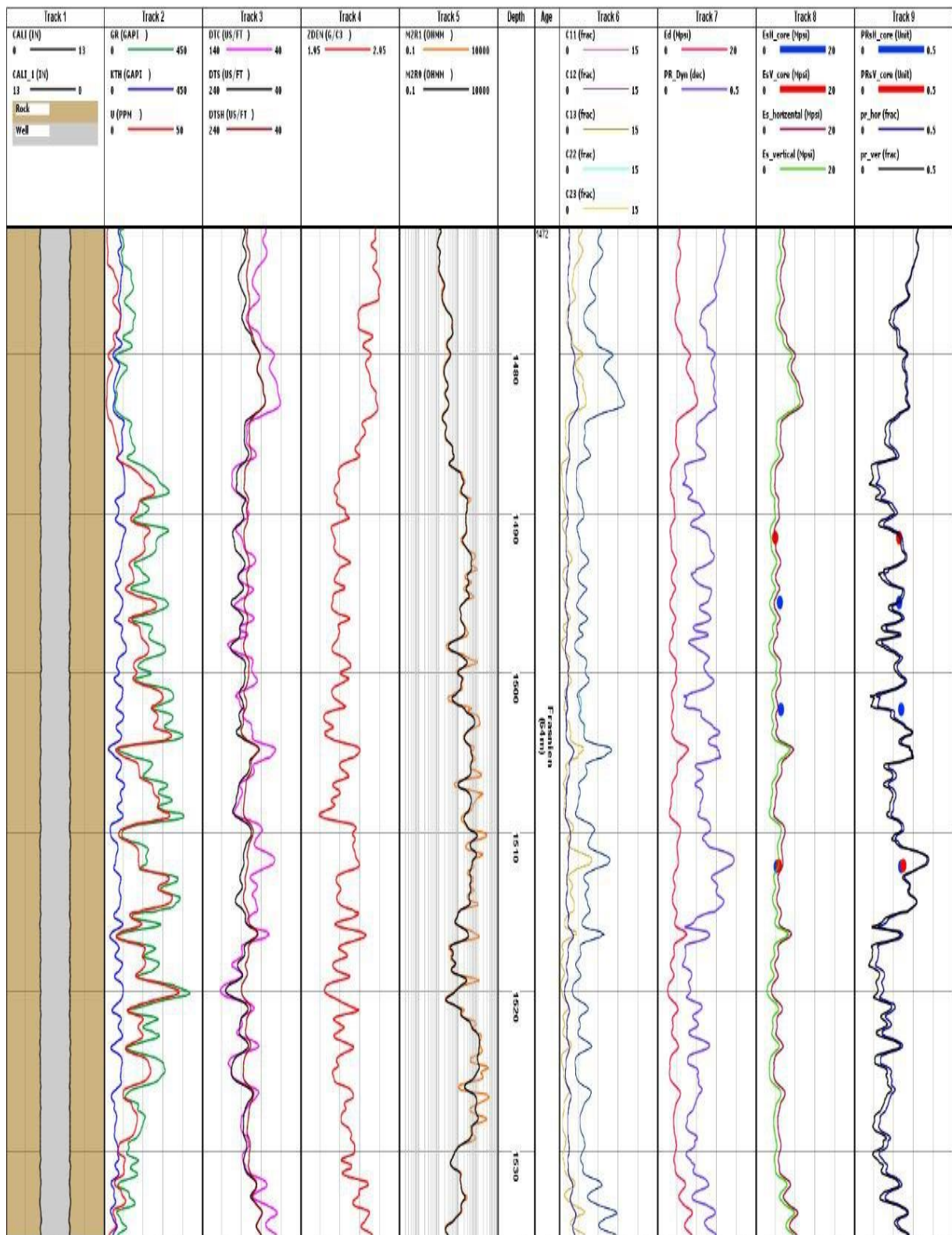


Figure IV-15 Calibration des propriétés mécaniques anisotropes VTI dérivées à partir du dipôle avec les données des mesures carotte pour le puits -1.

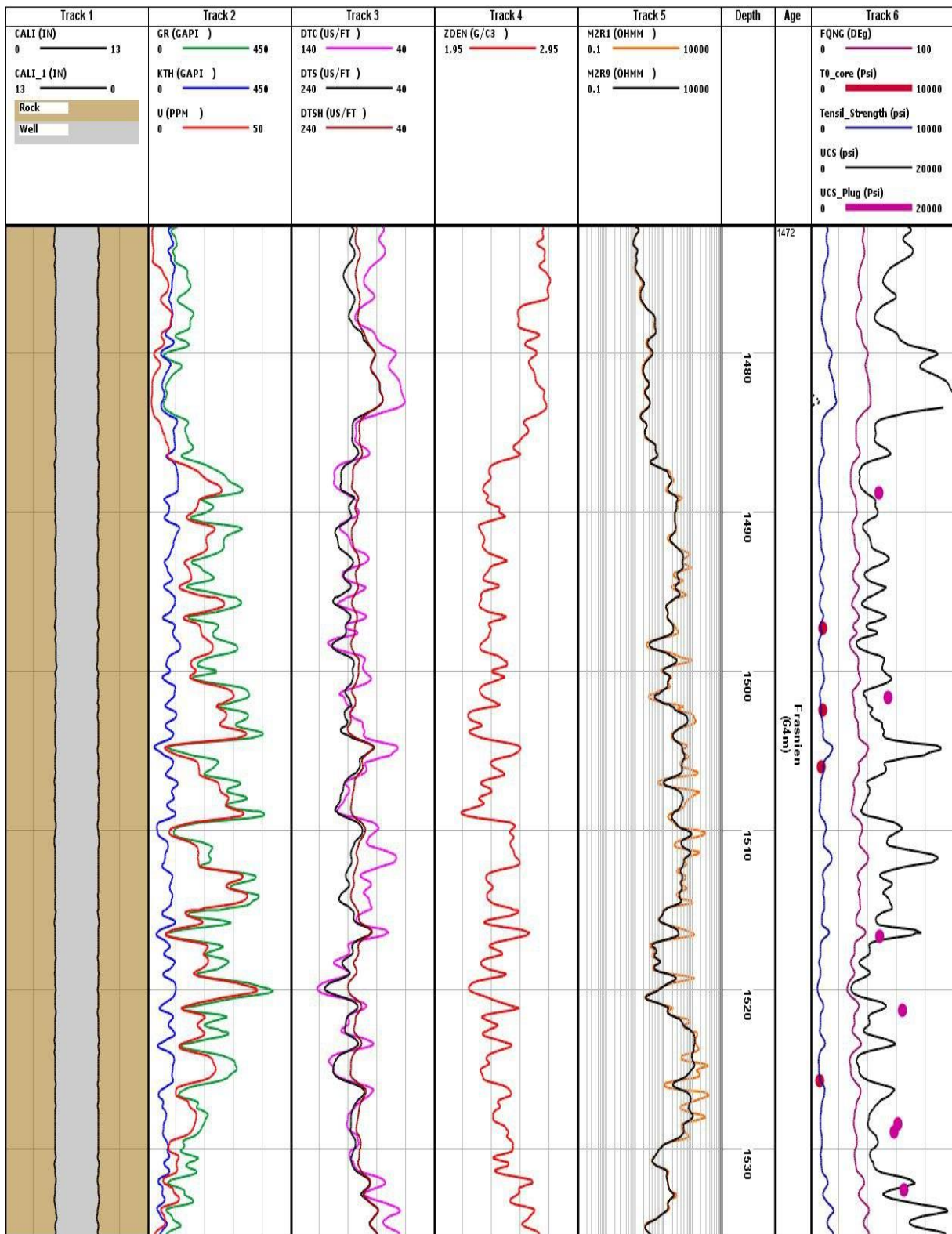


Figure IV-16 Calibration des résultats des résistances mécaniques de la roche avec les données de mesures plug sur carotte pour le puits référence 1.

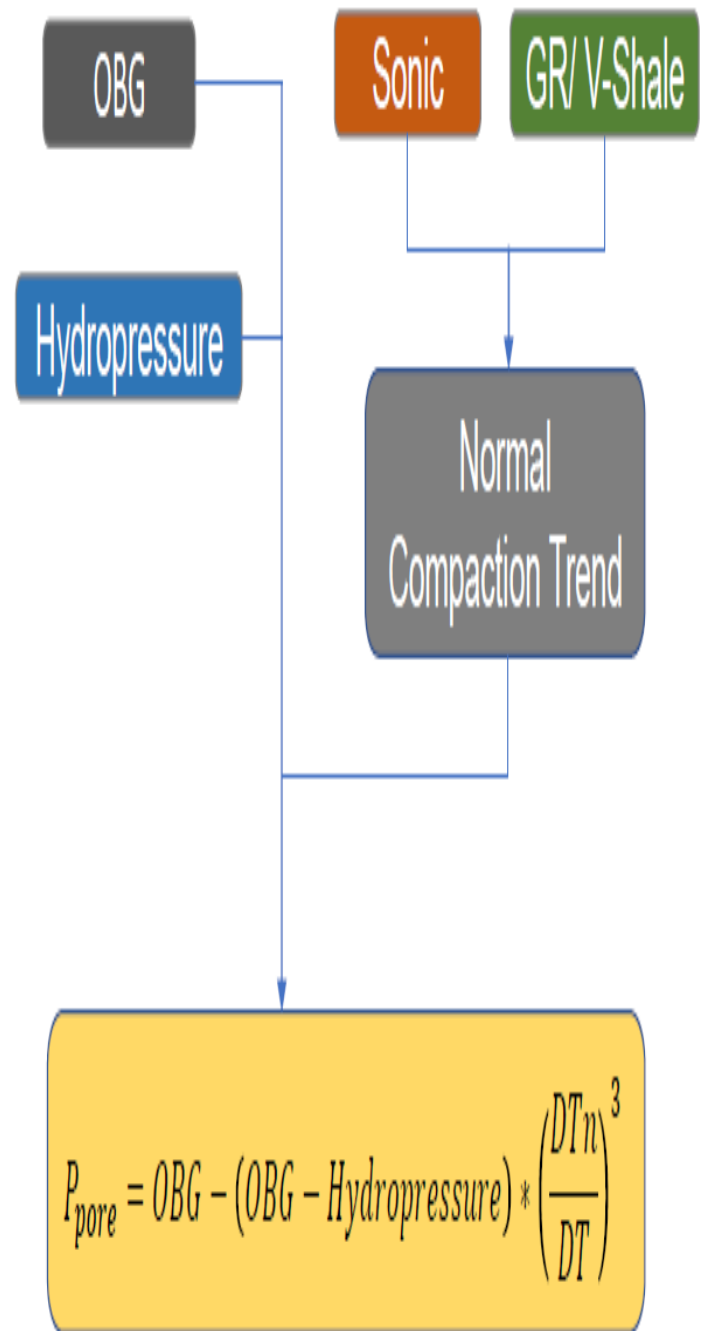
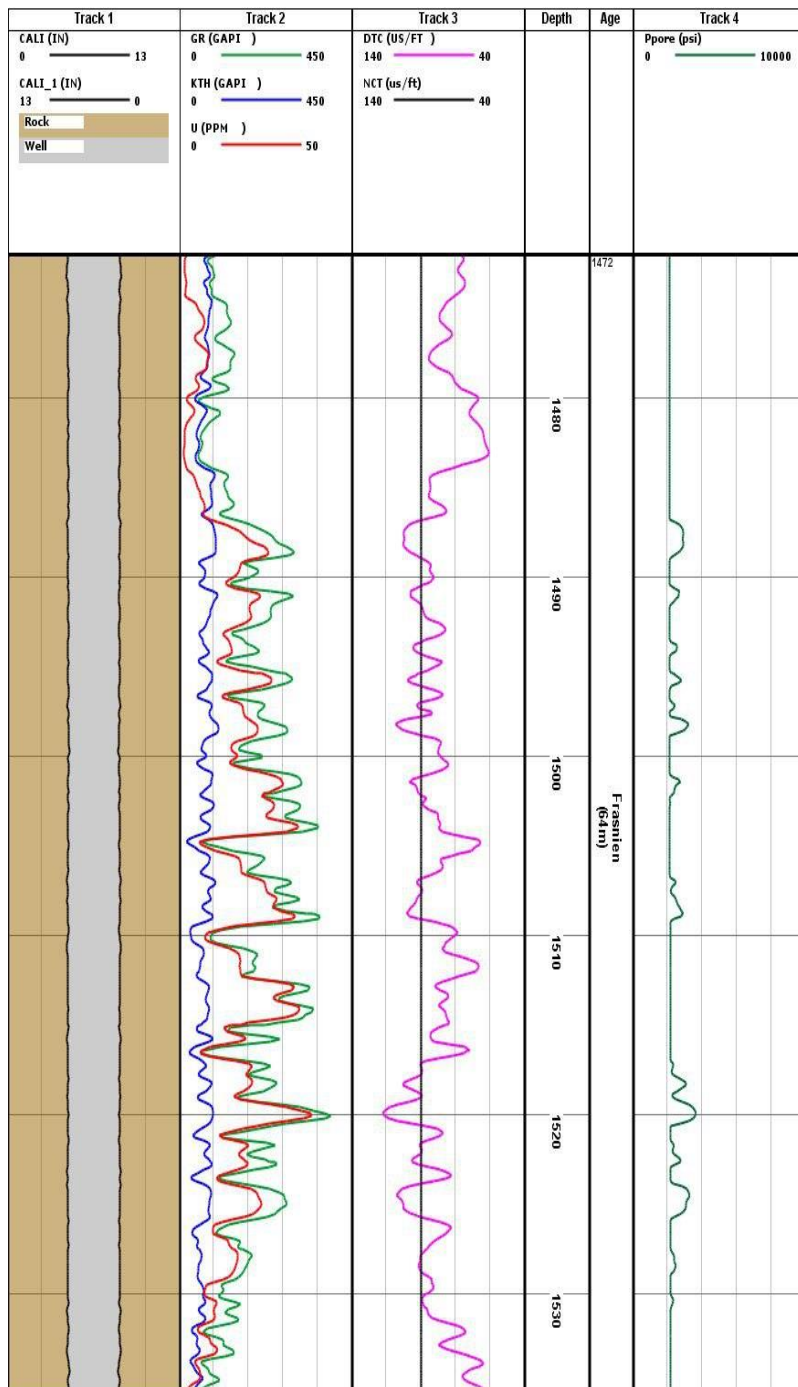


Figure IV-17 : Calcul du profil de la pression de pore pour les formations du Frasnien au niveau du puits-1 avec l'estimation de la surpression dans la formation hot-shale du Frasnien en utilisant le modèle d'Eaton-Sonic.

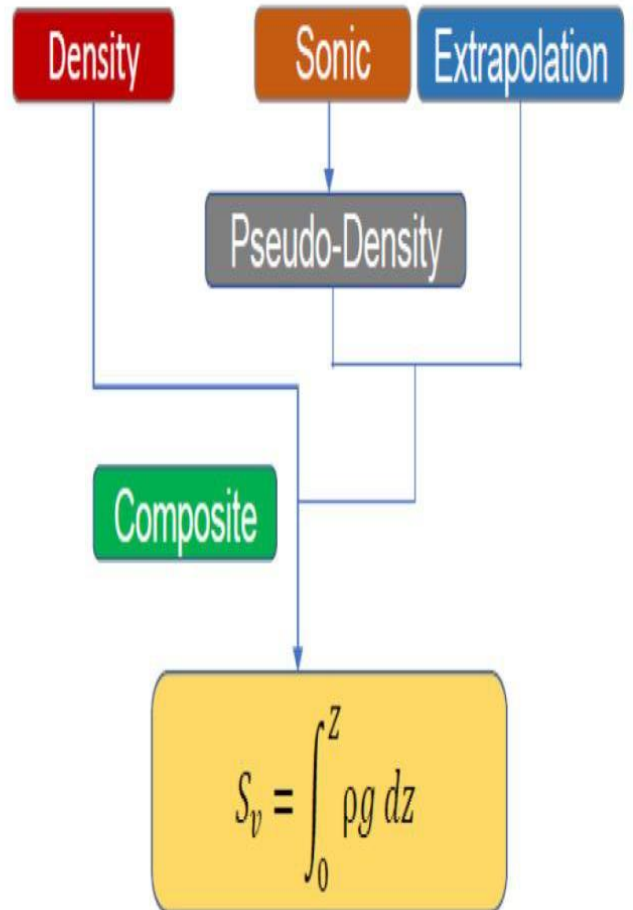
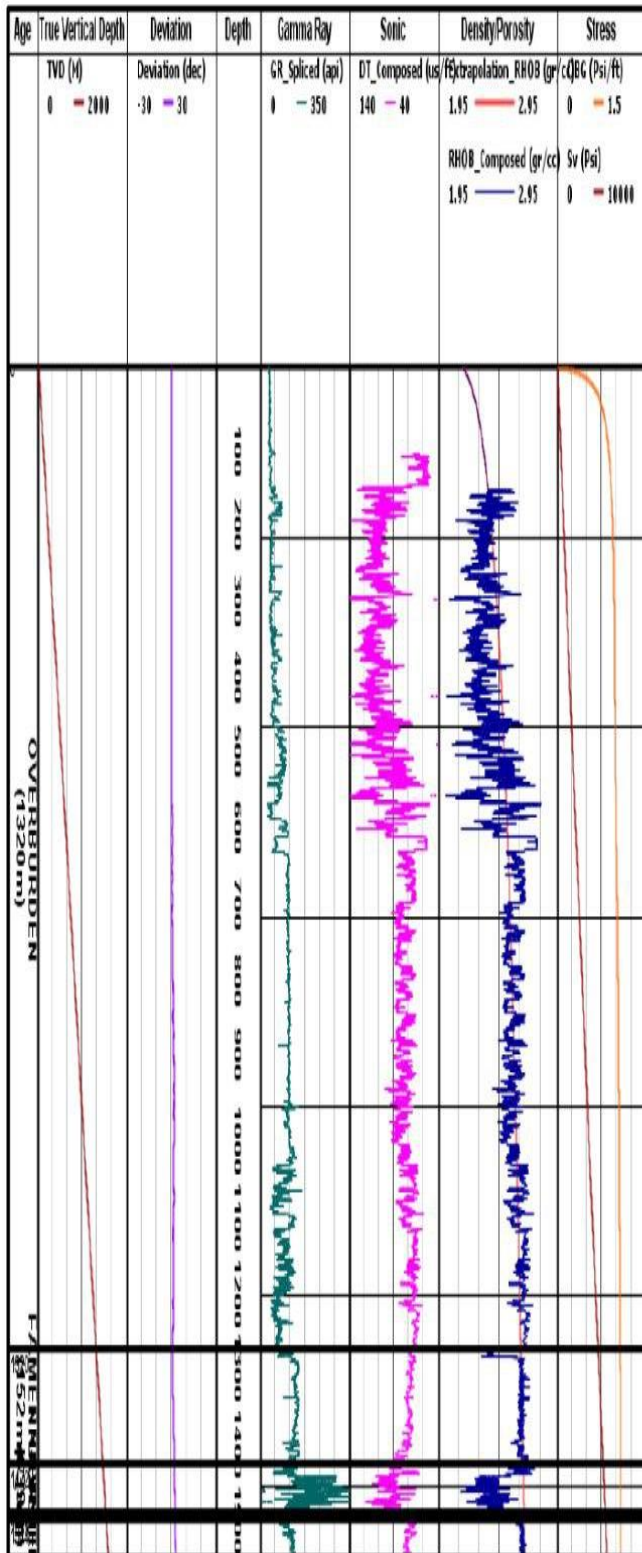


Figure IV-18 : Calcul du profil de la contrainte verticale au niveau du puits 1 avec la méthode d'extrapolation de densité

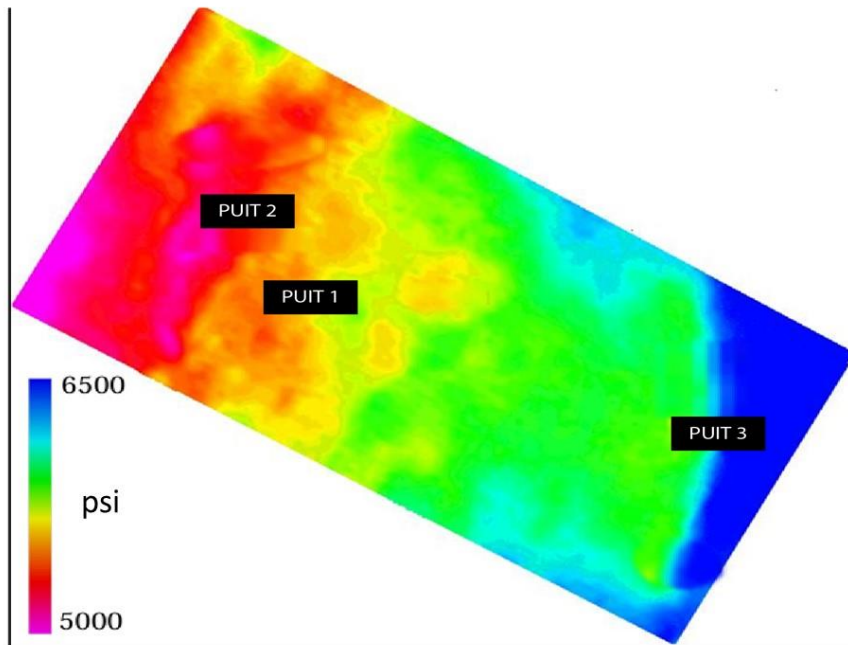


Figure IV-19 : contrainte verticale au niveau hot shale Frasnie

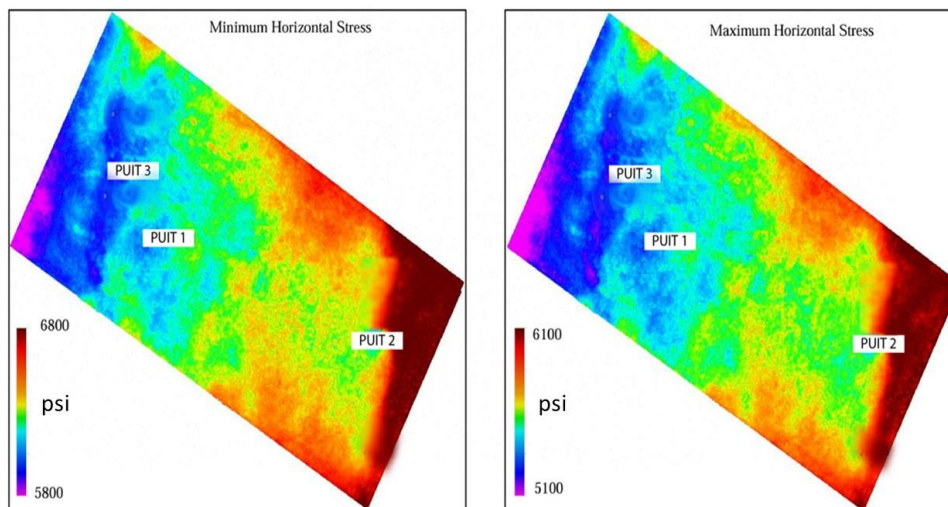


Figure IV-21 Slices au niveau hot shale de contraintes horizontales minimales et maximales

