

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables, des
sciences de la terre et l'univers

Département de forage et mécanique des chantiers pétroliers

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de
Master Option : Forage

Présentés Par :

Bakhouche SaadEdine, Belghoul Feryel, Boumali Kenza

Thème

**Simulation des problèmes de coincement dans
le drain horizontal dans l'azimut à contrainte
minimale par l'utilisation de la plateforme
Techlog (Cas Puits 1)**

Soutenu Le 17 / 06 / 2023

Président : Mecibah Ilyas	MCA	UKMO
Examineur: AbidiSaad Elfaker	MCA	UKMO
Examinatrice: Hadjaj Souad	MCA	UKMO
Encadreur : Fenazi Bilal	MCA	UKMO

2022/2023



Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier Allah le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous exprimons toute notre gratitude à M. Fenazi Bilal pour la confiance qu'ils nous ont témoignée en acceptant de suivre ce thème, ses conseils, leur sérieux et leur disponibilité, nous tenons aussi à dire un grand merci pour tous leur effort et leur encouragement fournis durant la réalisation de ce travail.

Nous remercions les membres du jury D'examen, d'avoir acceptés d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constructives.

Nous remercions aussi tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative des hydrocarbures de l'université Kasdi Merbah Ouargla qui participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus universitaire.

Enfin, nous remercions nos ami(e)s pour nous avoir soutenus et encouragés pendant toutes ces années.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail avec grand amour, sincérité

et fierté...

A mes chers parents, source de vie, d'amour et

d'affection

A mon cher frère et sœurs, source de joie et de bonheur

A toute ma famille, source d'espoir et de motivation

A tous mes amis, tout particulièrement Fares, Nadhir,

Taki, Zakaria, Zinedine, Amine, Imran,

Amdjed, Oussama, Youcef

A vos chers lecteurs

Bakhouche Saadedine

Je dédie ce modeste travail avec grand amour,

sincérité et fierté...

A mes chers parents, source de tendresse, de noblesse et

d'affection...

A mes chers frères et sœurs, en témoignage de la

fraternité, avec mes souhaits de bonheur...

A tous les membres de la famille...

A tous mes amis surtout Malak...

A tout qui compulse ce mémoire...

Belghoul Feryel

Je dédie ce modeste travail avec grand amour,

sincérité et fierté...

A mes chers parents : Abderrahmane et Nacira, source

de vie, d'amour et d'affection

A mes chers frères : Mouloud et Yanis, source de joie et

de bonheur

A toute ma famille, source d'espoir et de motivation

A tous mes amis, surtout Ishak

A vos chers lecteurs

Boumali Kenga

Résumé :

Le forage des puits horizontaux le long de la direction de contrainte horizontale minimale a le but de générer de multiples fractures transversales pendant la stimulation afin d'augmenter la production des hydrocarbures et d'améliorer la récupération avec absence de problèmes de forage surtout les coincements (coincements par pression différentielle, collapse...) due aux densités de boue élevées utilisé pour assurer la stabilité de puits.

Dans notre travail nous proposons une méthode d'optimisation de la densité de boue afin de surmonter les problèmes de coincements pendant l'opération de forage. Le modèle d'optimisation utilisé est basé sur une étude géomécanique basée sur plusieurs propriétés tel que « les propriétés mécaniques de la roche, les stress principaux de la roche, la pression de pores », On développant cette étude à l'aide de la plateforme de Techlog, cela permettra d'obtenir une fenêtre de boue optimale sous forme d'un intervalle bien étudié dont les endommagements de coincements sont seulement entre 0% et 10%.

Mots clés : direction minimale, coincement par pression différentielle, fenêtre de boue, géomécanique, Techlog...

Abstract:

Drilling horizontal wells along the direction of minimum horizontal stress is intended to generate multiple transverse fractures during stimulation in order to increase hydrocarbon production and improve recovery with the absence of drilling problems especially stuck pipe (differential sticking, collapses, etc) due to high mud densities used to ensure well stability.

In our work, we propose a method of optimizing the mud density in order to overcome the problems of stuck pipe during the drilling operation. The optimization model used is based on a geomechanical study based on several properties such as "the mechanical properties of the rock, the main stresses of the rock, the pore pressure", we are developing this study using the Techlog platform, this will make it possible to obtain an optimal mud window this form of a well-studied interval including damage from stuck pipes are only between 0% and 10%.

Key words: minimum stress, stuck pipe, mud window, geomechanic, techlog...

ملخص

يهدف حفر الآبار الأفقية على طول اتجاه الحد الأدنى من الاجهاد الأفقي إلى توليد كسور عرضية متعددة أثناء التحفيز من أجل زيادة إنتاج الهيدروكربونات وتحسين الاستعادة مع عدم وجود مشاكل الحفر وخاصة الانسدادات بسبب ارتفاع كثافات الطين المستخدمة لضمان استقرار البئر.

في عملنا هذا نقترح طريقة لتحسين كثافة الطين من أجل التغلب على مشاكل الانسدادات أثناء عملية الحفر حيث ان نموذج التحسين المستخدم يعتمد على دراسة جيوميكانية تعتمد على عدة خصائص مثل "الخصائص الميكانيكية للصخور، الاجهادات الرئيسية للصخور، اجهاد المسام"، وتطوير هذه الدراسة يكون باستخدام تيك لوغ، فهذا سيجعل من الممكن الحصول على نافذة طينية مثالية على شكل مجال مدروس جيداً حيث يتراوح الضرر فيها بين 0% و10% فقط.

الكلمات المفتاحية: الاجهاد الأدنى, الانسدادات , نافذة سائل الحفر , جيوميكانيك , تيك لوغ

Table des Matières

Remerciments	I
Dédicace	II
Résumé.....	III
Abstract	IV
ملخص.....	V
Liste des Figures.....	VI
Liste des Tableaux.....	VII
Liste des Abréviations	VIII
Introduction générale.....	1

Chapitre I : Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud

I) PRÉSENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.....	2
I.1) Historique découverte de Champ Hassi Messaoud.....	2
I.2) Situation géographique.....	2
I.3) Cadre géologique.....	3
I.4) Zones et numérotation des puits.....	4
I.5) Intérêt pétrolier.....	5
I.6) Description du réservoir.....	5
I.7) Caractéristiques du réservoir.....	6
I.8) Les problèmes attendus.....	7
I.8.1) Pertes et éboulement	7
I.8.1.1) Mio-pliocène.....	7
I.8.1.2) Sénonien.....	7
I.8.1.3) Turonien.....	7
I.8.2) Problèmes des argiles fluentes	7
I.8.3) Problèmes des eaux chlorurées calciques.....	7

Chapitre II : Généralités sur le Forage Horizontal et le coincement par pression différentielle

II.1) Introduction	9
II.2) Définition du forage horizontal	9

II.3) Le profil d'un puits horizontal	10
II.4 Application du forage horizontal.....	11
II.5) Types des puits horizontaux.....	12
II.6) Les modes de forage horizontal.....	13
II.6.1) Mode Sliding	13
II.6.2) Mode Rotary.....	13
II.7) L'orientation du forage horizontal dans les différents azimuts.....	14
II.7.1) L'azimut à stress maximal.....	14
II.7.2) L'azimut à stress minimal	14
II.8) Les avantages et les défis du forage horizontal dans l'azimut à faible stress.....	15
II.8.1) Les avantages.....	15
II.8.2) Les défis.....	15
II.9) Le problème majeur dans le forage horizontal dans l'azimut à faible stress ...	16
II.9.1) Les causes	17
➤ La surface de contact	17
➤ La pression différentielle	17
II.9.2) Les signes indiquant le collage par pression différentielle	18
II.9.3) Les mesures préventives.....	18
II.9.3.1) Surface de contact.....	18
II.9.3.2) Force de collage.....	18
II.9.3.3) Cake.....	19
II.9.3.4) Immobilité.....	19
II.10) Conclusion.....	19

Chapitre III : Simulation par l'utilisation de logiciel Techlog

III.1) Problématique.....	20
III.2) Approche à la géomécanique.....	20
III.2.1) La géomécanique.....	20
III.2.2) Le modèle géomécanique (MEM 1D).....	20
III.2.2.1) Données du champ (inputs).....	22
III.2.2.2) Les propriétés mécaniques.....	22

a) Le module de cisaillement G.....	22
b) Module volumétrique (Bulk modulus) K.....	23
c) Le module de Young ou le module d'élasticité E.....	23
d) Coefficient de poisson PR.....	24
e) La masse volumique (Bulk density).....	25
f) Données prédite de puits 1 PH	26
III.2.2.3) Pression de pores.....	27
III.2.2.4) Les contraintes principales.....	27
III.2.2.4.1) L'orientation des contraintes principales.....	29
III.2.2.5) Breakout et Breakdown.....	29
III.2.3) Méthodologie.....	30
III.2.4) Généralités sur la plateforme Techlog.....	30
III.2.4.1) Définition.....	30
III.2.4.2) Historique du Techlog.....	31
III.2.4.3) Les différentes sections de Techlog.....	31
III.2.4.4) Objectif du logiciel Techlog.....	31
III.2.4.5) La base de données de « Techlog ».....	31
III.2.4.6) Chargement des données.....	32
III.2.4.7) Systèmes de Techlog.....	33
III.3) Application sur chantier.....	33
III.3.1) Objet d'étude.....	33
III.3.2) Localisation de puits.....	33
III.3.3) Azimut de la zone OMG, le puits 2 et puits 1.....	35
III.3.4) Données du champ (inputs) puits 2.....	35
III.3.5) Etude géomécanique 1D pour le puits 1.....	36
III.3.6) La prédiction des données de puits 1 PH à partir de puits 2.....	44
III.4. Conclusion.....	45
Conclusion générale.....	47

Liste des Figures

Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	3
Figure I.2 : Répartition des zones pétrolifères et gazifères.....	4
Figure I.3 : Stratigraphie du champ de Hassi Messaoud.....	8
Figure II.1 : Profil d'un puits horizontal.....	10
Figure II.2 : Schéma d'un puits multilatéral.....	11
Figure II.3 : Schéma d'un puits réentrée.....	12
Figure II.4 : Schéma des catégories de forage horizontal.....	13
Figure II.5 : mode sliding.....	13
Figure II.6 : mode rotary.....	14
Figure II.7 : la rose d'azimut à stress maximal.....	15
Figure II.8 : la rose d'azimut à stress minimal.....	15
Figure II.9 : Développement de surface de contact garniture- formation.....	18
Figure III.1 : Déformation selon un axe de contrainte d'un cylindre.....	24
Figure III.2 : Déformations latérale et axiale suite à une compression.....	24
Figure III.3 : Résistance à la traction.....	26
Figure III.4 : Résistance à la compression.....	26
Figure III.5 : Les contraintes principales.....	29
Figure III.6 : La direction des contraintes par rapport aux ruptures.....	29
Figure III.7 : Limites de stabilité du puits de forage avec fenêtre de boue optimale.....	30
Figure III.8 : Chargement des données par Techlog.....	33

Liste des Figures

Figure III.9 : Localisation puits 1, puits 2 et les puits voisins.....	34
Figure III.10 : Direction minimale de contrainte horizontale situe (σ_h) vers NE-SW qui correspond à la direction de Breakout	36
Figure III.11 : Plot des logs de well logging.....	37
Figure III.12 : Plot de module de Young statique à partir de module de Young dynamique pour puits 2.....	38
Figure III.13 : Plot d'UCS à partir de module de Young statique.....	38
Figure III.14 : Plot d'OverBurden, la pression de pores et la contrainte horizontale maximale et minimale de puits 2.....	40
Figure III.15 : Une rosas des Breakout autour de la zone puits 2	41
Figure III.16 : Une rosas des Breakdown autour de la zone puits 2	42
Figure III.17 : l'intervalle sélectionné de landing point.....	42
Figure III.18 : La méthode de prédiction de puits.....	43
Figure III.19 : Plot des données prédites de puits 1 à partir de puits.2.....	44
Figure III.20 : Plot des données prédites de puits 1 à partir de puits 2.....	45

Liste des tableaux

Tableau III.1 : La classification des roches selon la résistance à la traction indirecte (UCS)

Tableau III.2 : Données des logs de puits 2

Classification des symboles

HMD : Hassi Messaoud

Md : Milli Darcy

HD: Horizontal depth

LP: Landing point

TD: True depth

TVD: True vertical depth

KOP: Kick off point

EOB: End of build up

R : rayon de courbure

A : Azimut

BHA: Bottom Hole Assembly

MWD: Measurement while drilling

LWD: Logging while drilling

ΔP : Différence de pression

DC: Drill collar

HWDP: Heavy weight drill pipe

MEM: Mechanical Earth Model

1D: 1 dimension

GR : Gamma Ray

E : Le module de Young ou le module d'élasticité

CP : Coefficient de poisson

K : Module volumétrique (Bulk modulus)

G : Le module de cisaillement

BD : Bulk Density (la densité apparente)

Classification des symboles

UCS : Uniaxial Compressive Strength (la résistance à la traction indirecte)

Ts : Tensile Strength (La résistance à la traction)

Cs : Compressive Strength (La résistance à la compression)

OVB : Overburden

P_P : Pore pressure

σ_v : Contrainte verticale

σ_H : Contrainte horizontale maximale

σ_h : Contrainte horizontale minimale

MW: Mud weight

FG : frac gradient

HC : Hydrocarbure

Introduction générale

La technique de déviation des puits est née dans le domaine pétrolier après plusieurs années de développement des techniques de forage. Cette méthode a été développée en réponse à l'épuisement des gisements, car elle permet de réorienter le forage pour atteindre des zones inexploitées du puits et de relancer la productivité.

Il existe plusieurs techniques de déviation des puits, dont la plus courante est le forage directionnel ; qu'est utilisé pour atteindre des gisements de ressources naturelles qui seraient inaccessibles par forage vertical c'est-à-dire permet de maximiser la productivité de pétrole ou de gaz naturel à partir d'un gisement donné. Cette méthode permet de créer des puits non verticaux tels que les puits horizontaux, en modifiant l'angle de forage pour l'obtention des zones spécifiques de gisement.

Le forage horizontal reste une technique essentielle pour l'industrie extractive, offrant des avantages significatifs en termes de récupération de ressources et d'optimisation des coûts.

Bien que cette technique soit améliorée, elle présente encore des problèmes dont le temps non productif et les coûts de forage sont importants, et parmi tous les problèmes, le coincement par pression différentielle est majeur.

Notre travail a le but de minimiser le coincement différentiel d'un côté opérationnel et améliorer la récupération des hydrocarbures et augmenter la productivité d'un cote de production, on se base alors sur la simulation à l'aide d'un modèle terrestre géomécanique par la plateforme Techlog qui permettant de faciliter la tâche de traitement et d'interprétation de ses paramètres de puits afin d'optimiser la fenêtre de boue nécessaire pour réaliser un forage optimal.

Notre étude sera présentée sous forme de trois chapitres :

Le premier chapitre : présentant la région du champ de Hassi Messaoud.

Le deuxième chapitre : résume les généralités sur le forage horizontal et le coincement par pression différentielle.

Le troisième chapitre : développe la notion de la géomécanique et la fenêtre de boue optimale par le logiciel Techlog.

Chapitre I : Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud

I) Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.1) Historique découverte de Champ Hassi Messaoud

Après la mise en évidence par la sismique-réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie). Implante le 16 janvier 1956, le premier puits MD1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338 m comme étant producteurs d'huile. En mai 1957, la société "CFPA" (Compagnie Française de Pétrole d'Algérie) réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord et SN REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1200 puits. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, fracturation, acidification, etc.). [1]

I.2) Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensât de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne. (Voir la Figure I.1)

Il s'étend sur 2500 km², il a pour coordonnées Lambert :

X = [790.000 - 840.000] Est.

Y = [110.000 - 150.000] Nord.

Et il est encadré par les latitudes **31°.30'** et **32°.00'** et les longitudes **5°.40'** et **6°.20'**.

➤ **Situation géographique du champ de Hassi Messaoud**

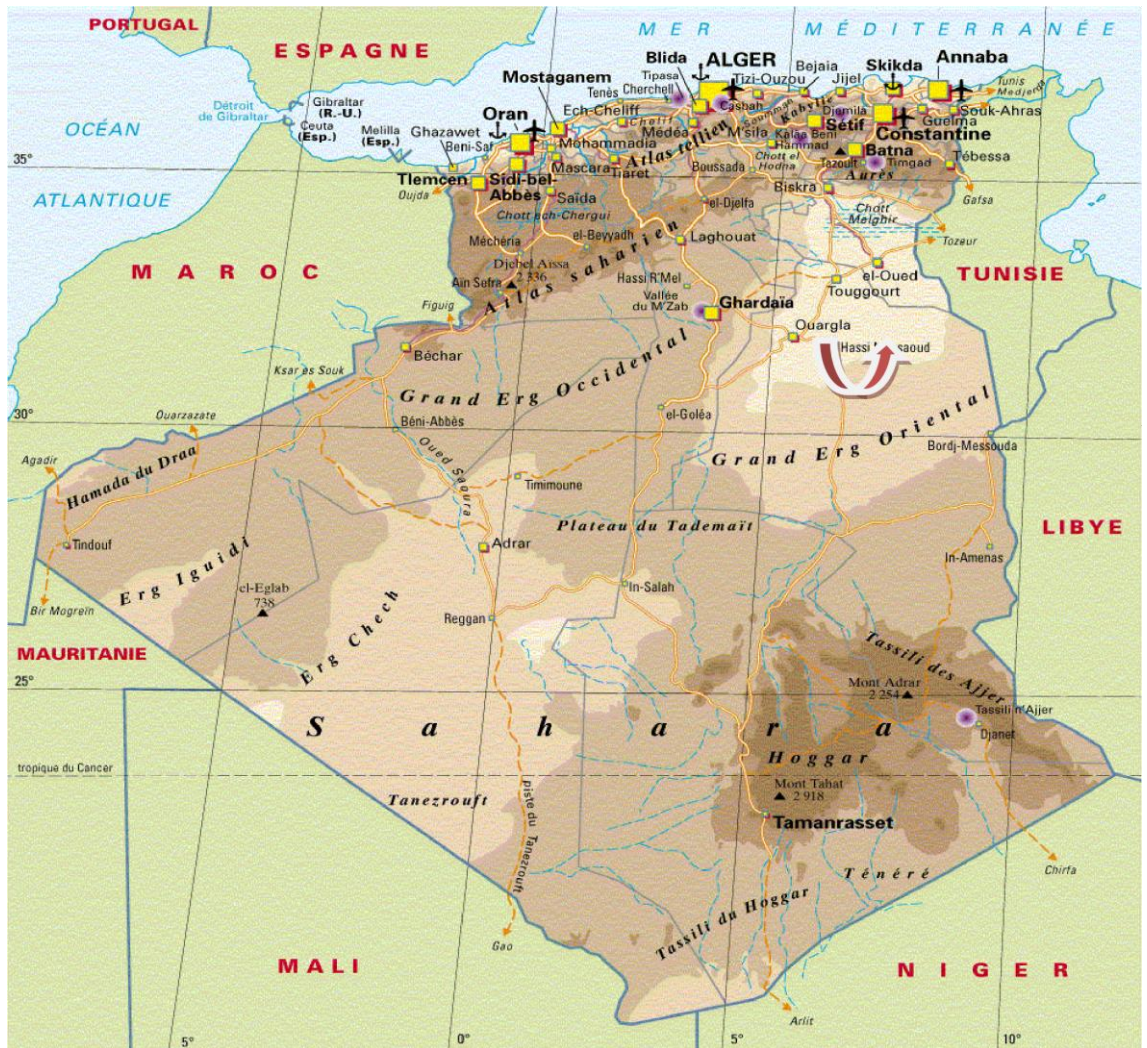


Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

I.1) Cadre géologique

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité : au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui) ; au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb ; au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar. (Voir la Figure I.2)

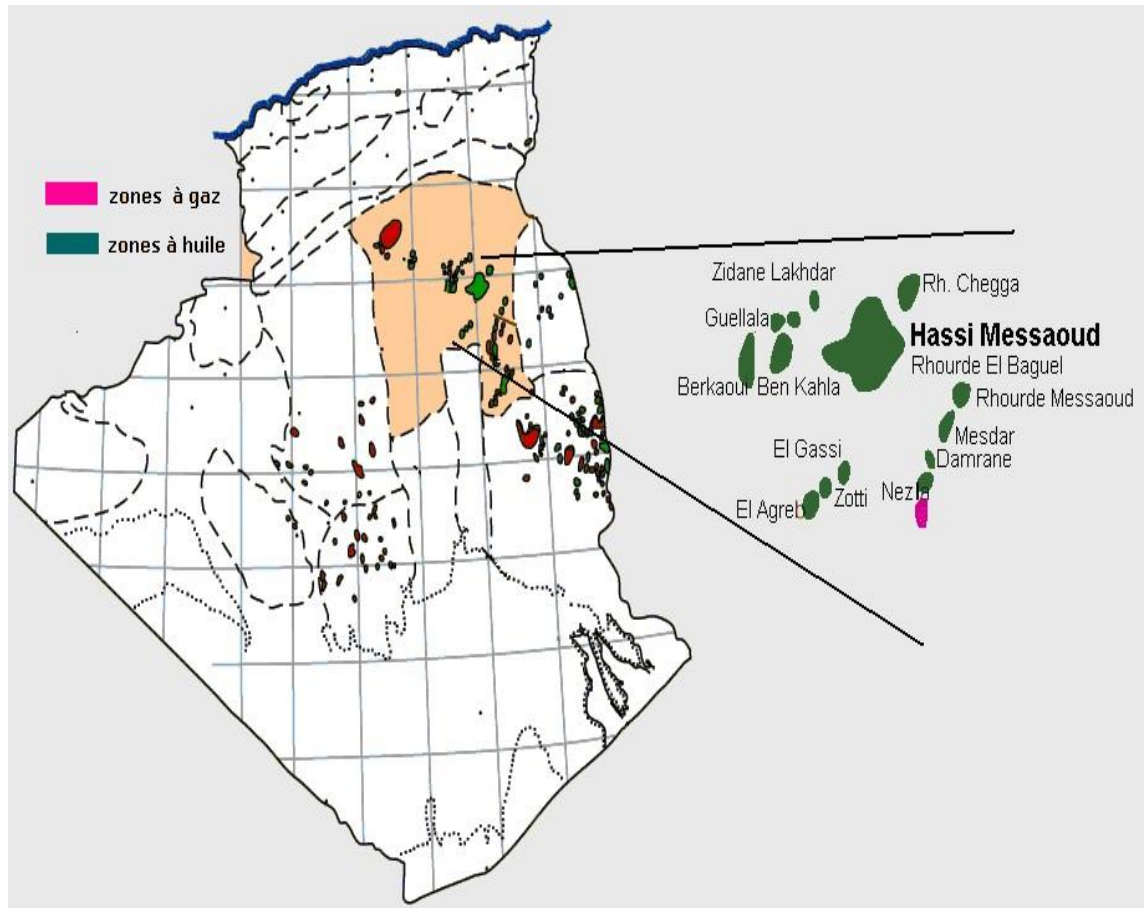


Figure I.2 : Répartition des zones pétrolifères et gazifières

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

À l'Ouest par la dépression d'Oued Mya ; au Sud par le môle d'Amguid El Biod ; au Nord par la structure Djammâa-Touggourt ; à l'Est par les hauts-fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

I.4) Zones et numérotation des puits

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois, il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord (ex CFPA) et le champ Sud (ex SN REPAL), chacun ayant sa propre numérotation.

Champ Nord : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique ;

Champ Sud : il est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert. [2]

I.5) Intérêt pétrolier

Le champ de Hassi Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 200 mdarcy.

Le réservoir est lié au grès-quartzétiques du Combrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithozones Ra et Ri dont les qualités pétrophysiques sont assez bonnes. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias. Le champ de HassiMessaoud est considéré comme une mosaïque de gisement, délimitée par les barrières de perméabilité.

Après plus de 40 années de production et plus de mille de puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire par injection de gaz et d'eau.

I.6) Description du réservoir

Le réservoir est constitué de quatre ensembles ou litho-zones, qui sont à partir de bas le R3, R2, Ra et R1.

🚧 Litho-zone R1

Ri : Correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grès quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion (e = 50m).

Ra : Représente le réservoir principal. Le Ra est compris entre 3257 à 3348 m avec une épaisseur de 91 m, Dans sa partie supérieure et moyenne (e= 20 à 60m), il est formé de grès quartzites, an isométriques, moyens à grossiers, à ciment silico-argileux (5 % de kaolinite +

illite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de silt stones argileux (e = 100 :120m).

✚ Litho-zone R2

Le R2 est compris entre 3348 à 3430 m avec une épaisseur de 82 m, Est constitué de grès quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, an isométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silt (e = 100m).

✚ Litho-zone R3

Repose sur l'Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c'est une série de comblement d'une épaisseur moyenne de 300 m, elle se compose de grès grossiers à microconglomérats feldspathique, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grès ferrugineux, et des intercalations d'argiles silteuse. Le "R3" ne présente aucun intérêt pétrolier.

I.7) Caractéristiques du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise par sa formation COMBRO ORDOVICIEN, sa profondeur entre 3361 à 3473 m. La légèreté de son huile (API = 54,5) et sa pression initiale élevée (482 Kg/cm²) pour un point de bulle entre 140 et 200 Kg/cm². Le champ de Hassi Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement varie de 120 à 400 kgf/cm²

I.8) Les problèmes attendus

Au cours du forage, plusieurs problèmes ont été rencontrés dont les causes principales sont les suivantes :

- La nature des terrains traversés.
- Les régimes de pression.

On a trois types de problèmes :

I.8.1) Pertes et éboulement

Dans la première phase, les terrains ne sont pas consolidés, perméables et très poreuses, ce qui entraîne des pertes importantes et des éboulements lors de forage. Dans la troisième phase, il y a des pertes dues aux fragilités des formations de TGE.

I.8.1.1) Mio-pliocène

On a des risques de pertes par absorption dans les formations sableuses.

I.8.1.2) Sénonien

On a des risques de pertes totales au niveau des calcaires fissurés avec éboulement de sable du moi-pliocène.

I.6) Turonien

On peut avoir des pertes totales et coincement à cause du craquage de la formation sous l'effet des densités des différentes boues utilisées pour forer la couche.

I.8.2) Problèmes des argiles fluentes

Ce problème est dû au fluage des argiles, ce dernier provoque des surpressions et des coincements par rétrécissement des parois.

I.8.3) Problèmes des eaux chlorurées calciques

Dans la zone lias dolomitique quelques intercalations de dolomie vacuolaire renferment des eaux chlorurées calciques avec 320 à 350g/l de CaCl₂. La pression est de l'ordre de 575Kg/Cm², les venues d'eaux sont fréquentées, ce problème ne peut être résolu qu'avec l'utilisation d'une boue lourde ayant une densité 2.1 à 2.15, cette boue lourde favorise le craquage de TAG (TRIAS ARGILO-GRÉSEUX). (Voir la Figure I.3) [3]

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sableuse
		EOCENE		120	Sable, calcaire à sillex
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie	
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse	
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie	
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés	
		JURASSIQUE	MALM		225
	DOGGER		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise
	LIAS		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline
			L.S 2	60	Alternances sel et argile
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne
	TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
			TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
			TS 3	202	Sel massif et traces d'argile
		ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite
		GRESEUX		35	Grés, argile
ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>		0-92	Andésites altérées		
PALEOZOIQUE		ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75
	GRES D'EL ATCHANE		25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
	ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
	ZONE DES ALTERNANCES		20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
	CAMBRIEN	R1	50	Grés isométriques, fins, silteux	
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts	
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse	
	INFRA-CAMBRIEN		45	Grés argileux rouges	
	S O C L E				

Figure I.3 : Stratigraphie du champ de Hassi Messaoud

Chapitre II :
Généralités sur le
Forage Horizontal et le
coincement

II.1) Introduction

Le forage horizontal est une technique de plus en plus utilisée dans l'industrie pétrolière pour accéder aux gisements d'hydrocarbures situés en profondeur. Cette méthode consiste à réaliser un puits qui suit une trajectoire horizontale à l'intérieur de la formation géologique. Le forage horizontal présente de nombreux avantages, tels qu'une augmentation de la surface de drainage du réservoir, une meilleure récupération des hydrocarbures et une réduction des coûts d'exploitation. Cependant, le forage horizontal n'est pas exempt de défis. L'un des problèmes majeurs rencontrés dans cette technique est le coincement par pression différentielle. Ce type de coincement se produit lorsque la pression dans le réservoir est plus élevée que celle dans le puits, ce qui entraîne un déplacement indésirable des fluides de formation vers le puits. Les conséquences de ce type de coincement peuvent être graves. Il peut entraîner une diminution de la production d'hydrocarbures, une augmentation des coûts d'exploitation, voire l'arrêt complet du puits. De plus, le déplacement des fluides de formation vers le puits peut provoquer des instabilités géomécaniques, des problèmes d'érosion et des dommages aux équipements de production.

Dans ce chapitre suivant, nous explorerons en détail les mécanismes de coincement par pression différentielle, leurs conséquences et les meilleures pratiques pour les prévenir et les résoudre.

II.2) Définition du forage horizontal

Le forage horizontal est le processus consistant à diriger un outil pour suivre un trajet horizontal orienté à environ 90 ° de la verticale à travers la roche réservoir. Il consiste à forer un puits à partir de la surface à un emplacement souterrain juste au-dessus du pétrole cible ou réservoir de gaz appelé « point de démarrage », puis en déviant le puits de forage à partir du plan vertical autour d'une courbe pour se croiser le réservoir au "point d'entrée" avec une inclinaison, et en restant dans le réservoir jusqu'à l'inclinaison désirée l'emplacement du fond du trou est atteint. (voir la Figure II.1) [4]

II.3) Le profil d'un puits horizontal

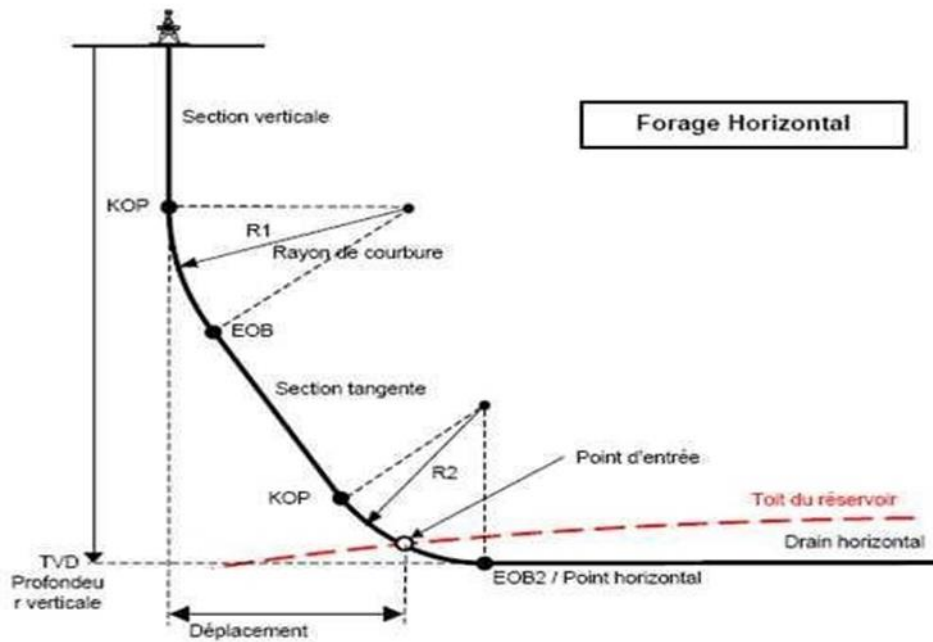


Figure II.1 : Profil d'un puits horizontal

La trajectoire d'un puits dévié se projette dans deux plans : le plan vertical : contenant la verticale de la tête du puits ; le plan horizontal : dont on peut mettre en évidence son Azimut. [5]

- **La trajectoire** : le chemin suivi par l'outil pour relier la tête du puits (le point de départ) à la cible (le point d'arriver).
- **La cible (Target)** : le point objectif ou le point d'arriver, elle est définie par des coordonnées en prenant en compte des données géologiques dont la précision est souvent très relative.
- **La profondeur** : est la longueur de trajectoire réellement forée par l'outil.
- **Le déport du puits ou le déplacement horizontal (HD)** : c'est la distance horizontale entre la verticale passant par la tête du puits et la verticale passant par la cible.
- **La côte ou la profondeur verticale (TVD)** : c'est la distance verticale entre l'horizontal passant par la tête du puits et l'horizontal passant par la cible.

- **Kick Off-Point (KOP)** : Le point où commence la déviation.
- **EOB**: End of Build Up.
- **Section tangente** : Section rectiligne du puits.
- **Inclinaison(α)** : L'angle de montée (de déviation) par rapport à la verticale.
- **Azimut** : la direction du puits par rapport au Nord.
- **Build Up ou montée en inclinaison** : La montée régulière en inclinaison.
- **Gradient de Déviation (Build Up Rate)** : Croissance de l'inclinaison par unité de longueur, exprimé positivement en [$^{\circ}$ /10m], [$^{\circ}$ /30m] ou [$^{\circ}$ /100ft].
- **Rayon de courbure** : Généralement le gradient de déviation est maintenu constant, la trajectoire décrit un arc de cercle.
- **Drain** : section horizontale ou sub-horizontale du puits située dans le réservoir ;

II.1) Applications du forage horizontal

Les applications du forage horizontal sont multiples. Parmi les principales on peut citer :

- Puits d'interception (Relief well).
- Side-Track (forage Réentrée) (voir la Figure II.3)
- Emplacements de surface impraticables.
- Multiplicité des puits (off-shore, exploitation du gaz de schiste).
- Puits multilatéraux (voir la figure II.2).

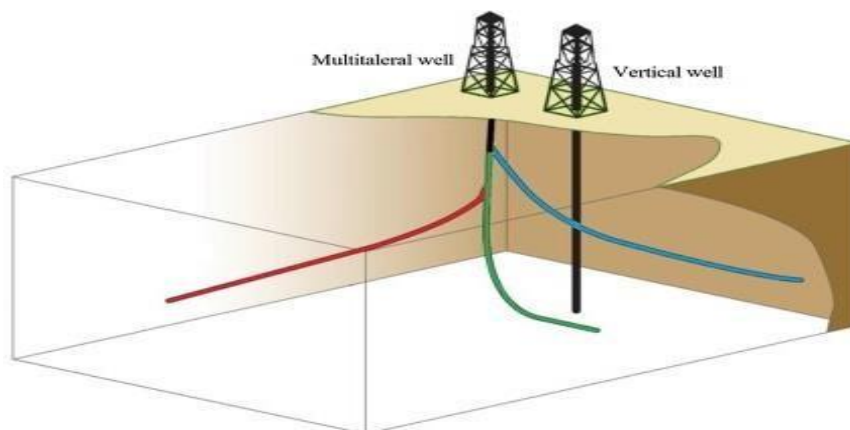


Figure II.2 : Schéma d'un puits multilatéral

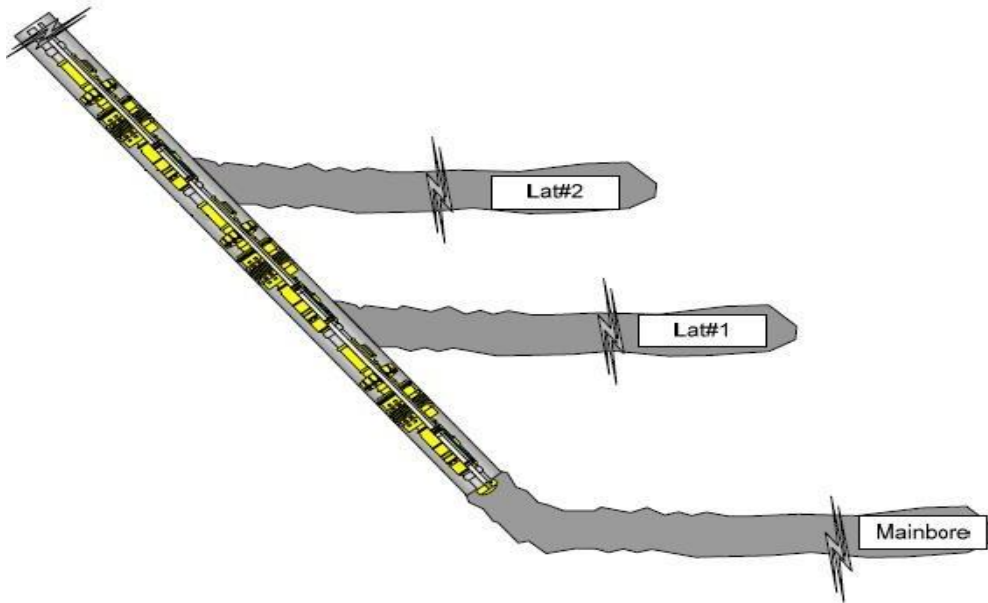


Figure II.3 : Schéma d'un puits réentrée

II.5) Types des puits horizontaux

Les techniques de forage des puits horizontaux et de drain sont classées en trois catégories selon leur rayon de braquage (courbure) : (voir la Figure II.4)

- **Short radius** : Les puits SR ont un rayon de courbure entre 5m à 20m, ou un gradient de Build up entre 3° et 10° par mètre.
- **Medium radius** : Sont des puits avec un rayon de courbure entre 100m et 200m ou un gradient de Build up de $16^\circ/30\text{m}$ à $30^\circ/30\text{m}$, et des dog legs de $16^\circ\text{-}20^\circ/30\text{m}$.
- **Long radius** : Les puits LR ont un grand rayon de courbure $+300\text{m}$ et un gradient de Build up $-6^\circ/30\text{m}$. Le coût de déviation de ce profile est moins élevé qu'un puits short ou médium radius. [6]

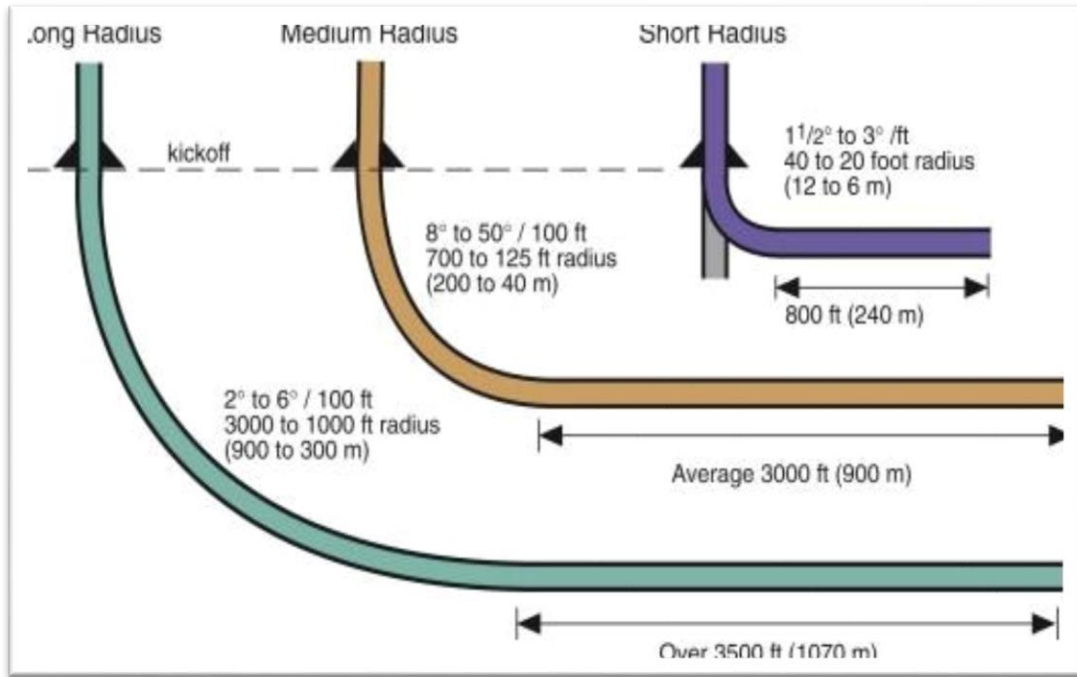


Figure II.4 : Schéma des catégories de forage horizontal

II.6) Les modes de forage horizontal

II.6.1) Mode Sliding

Appelé « orienting » ou encore « steering mode » dans lequel seulement l'outil qui tourne et non pas toute la garniture, ce mode s'applique pour faire augmenter l'inclinaison et d'autre part un contrôle continu de l'azimut. (Voir la Figure II.5)



Figure II.5 : mode sliding

II.6.2) Mode Rotary

Ce mode est appliqué lorsque l'on veut garder la trajectoire rectiligne puisque la rotation de la garniture annule l'effet du (Bent housing). (Voir la Figure II.6) [7]



Figure II.6 : mode rotary

II.7) Le forage dans les puits Horizontaux

On peut distinguer deux types

II.7.1. Forage conventionnel dans l'azimut à stress maximal :

Qui est la méthode utilisée d'habitude à cause de l'absence du coincement par pression différentielle puisque ; lorsque on forer dans cette direction et les contraintes minimales qui influent dans le même sens du forage donc ; y'a aucun problème (les éboulements de puits) et le risque du coincement par pression différentielle minimisé car l'Over balance n'est pas élevé(Voir la Figure II.7)

En plus les fractures dans l'azimut à maximum stress sont parallèles avec le réservoir, et cela explique la faiblesse de la récupération des HC

. Les déviateurs ont mis que l'azimut à s_{max} (90° _ 180°) et la direction (270° _ 360°)

Dans ce type de contrainte, on définir la densité de boue en fonction de la pression de pores (toujours).

Logging de fin de trou (TLC) conventionnel

On peut faire un DST

Et après ces étapes une complétion avec crippling ou bien open Hole.

II.7.2. Forage non Conventionnel à faible stress :

Pour identifier la densité de boue équivalente pour maintenir les parois du puits en cours de forage et éviter qu'est ce qu'on appelle le Breakdown (où se passe fracturation, pertes), il faut appliquer une étude géomécanique dite "Mud Window" ou bien la fenêtre de boue optimale basée sur plusieurs propriétés tels que : les propriétés mécaniques, pression de pores, les contraintes principales (Voir la Figure II.8)

Quand la boue sera prêtée, des additives doivent être ajoutés afin d'éviter le coincement.

NB : Logging de fin de trou (LWD + MWD)

Pas de DST

Complétion avec liner cimenté plus perfos frac après mouving du rig (en rig less) par l'utilisation des plugs pour L'amélioration de la productivité.

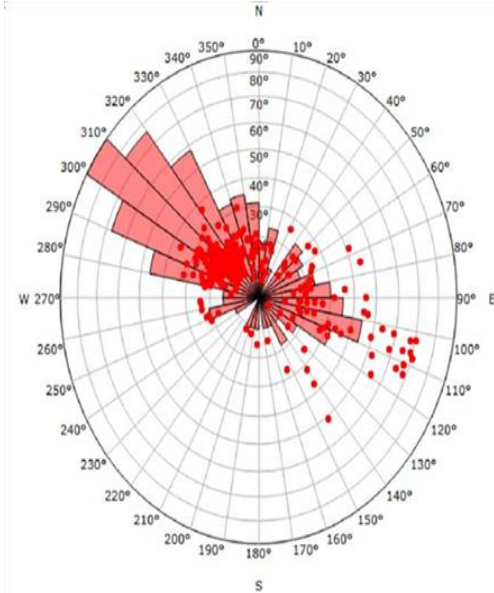


Figure II.7 : la rose d'azimut à stress maximal

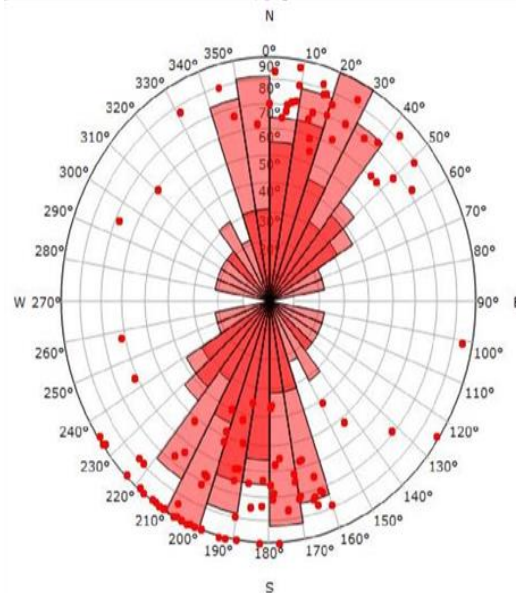


Figure II.8 : la rose d'azimut à stress minimal

II.8) Les avantages et les défis du forage horizontal dans l'azimut à faible stress

II.8.1) Les avantages

- ✚ Fracturation hydraulique perpendiculaire au réservoir (max de contact avec le réservoir).
- ✚ Grande récupération et amélioration de la productivité.

II.8.2) Les défis

Sur la base de l'analyse des données des puits de compensation, trois principaux défis de forage ont été identifiés qui nécessitent une attention appropriée pour éviter et minimiser les coincements lors de forage à la direction à faible stress :

- ✚ Évasions excessives avec une instabilité potentiellement grave du puits de forage en raison d'un support de boue insuffisant pour les puits forés le long de la contrainte horizontale minimale.
 - Un mauvais nettoyage des trous qui peut résulter d'un ou d'une combinaison de plusieurs facteurs.
 - Les coincements notamment les coincements par pression différentielle et mécaniques. [9]

II.9) Le problème majeur dans le forage horizontal dans l'azimut à faible stress

Les puits forés dans la direction de contrainte horizontale minimale rencontrent plusieurs problèmes liés au forage en raison d'une augmentation du développement de ruptures sévères ; on distingue trois principales catégories de problèmes de coincement à savoir les coincements mécaniques, les coincements liés à la formation et le plus majeur qui provoque une différence de pression connu le coincement par pression différentielle.

➤ Les coincements par pression différentielle

Le coincement par pression différentielle se produit lorsqu'une pression plus élevée est maintenue dans un trou que la pression des fluides environnants, créant ainsi une différence de pression. Cette technique est couramment utilisée pour contrôler le flux de fluides. L'objectif est de permettre à la garniture (comme un ciment) de se solidifier contre les parois en s'appuyant sur la pression différentielle au niveau des formations poreuses et perméables. La force de collage dépend directement de la différence de pression (ΔP) et de la surface de contact entre la garniture et la paroi du trou. Cette surface de contact est particulièrement importante lorsque le matériau de garniture est épais et très perméable. Le coincement par collage ne peut se produire que si la garniture est complètement immobilisée. [10]

Il est dû principalement aux :

- ✓ Avoir une pression différentielle élevée en face d'une couche poreuse perméable
- ✓ La densité de la boue est trop élevée.
- ✓ L'espace annulaire est fortement chargé en déblais.
- ✓ Les pertes de charge dans l'annulaire sont importantes (annulaire de faible diamètre puits profond).
- ✓ Traversée d'un réservoir de gaz d'épaisseur importante.

Aussi, le collage par pression différentielle peut être causé par :

- ✓ La présence d'un cake épais sur les parois de la formation (filtrat important) et de résistance médiocre.
- ✓ L'immobilité prolongée de la garniture en contact avec la formation.
- ✓ Filtrat statique.

- ✓ Moment d'immobilité de la garniture.

II.9.1) Les causes

Le coincement par pression différentielle se produit lorsque la garniture est immobilisée face aux zones perméables.

- Cela se produit lorsque la pression hydrostatique de la colonne de boue est supérieure à la pression de déformation.
- Un facteur important est une filtration élevée, notamment la formation d'un cake épais et peu résistant.
- De plus, la garniture est composée d'éléments lisses dont le diamètre extérieur est proche de celui du trou.
- Si le puits est incliné, la garniture repose principalement sur la génératrice inférieure. [11]

NB : Le collage par pression différentielle dépendra de la surface en contact et de La différence de pression ΔP .

➤ La surface de contact :

La surface de contact est liée aux facteurs suivants :

- ✓ Stabilisation de la garniture.
- ✓ Longueur des tiges en contact avec la formation.
- ✓ Diamètre des tiges et le diamètre du trou du puits.
- ✓ Epaisseur du cake. (Voir la Figure II.9)

➤ La pression différentielle :

La pression différentielle dépend de :

- ✓ La pression de formation.
- ✓ La pression hydrostatique annulaire et la perte de charge annulaire.
- ✓ Le temps de contact (augmentation de la filtration et du dépôt de cake).
- ✓ Perméabilité de la formation.
- ✓ Type de BHA. [12]

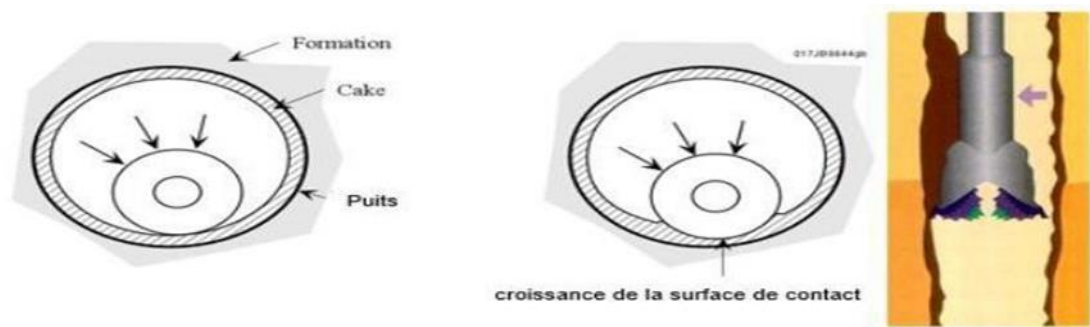


Figure II.9 : Développement de surface de contact garniture- formation

II.9.2) Les signes indiquant le collage par pression différentielle

Le collage par pression différentielle est caractérisé par l'ensemble des observations suivantes :

- ✓ Coincement lors d'une immobilisation de la garniture.
- ✓ Garniture coincée en rotation et en translation dans les deux sens.
- ✓ Passage de la circulation sans modification notable de pression.
- ✓ Découvert avec des zones perméables ayant des gradients de pression de pores différents. [13]

II.9.3) Les mesures préventives

II.9.3.1) Surface de contact

Pour réduire la surface de contact lors du coincement par pression différentielle, il est conseillé d'éviter l'utilisation de masses-tiges surdimensionnées et de stabiliser la garniture. Une autre approche consiste à utiliser des masses-tiges de forme spiralée ou carrée. En remplaçant certaines masses-tiges par des "heavy weight pipes, il est possible de réduire la surface de contact.

II.9.3.2) Force de collage

Afin de minimiser cette force, il est recommandé de suivre les étapes suivantes :

- Évaluer avec précision la pression de formation, c'est-à-dire la pression présente dans la zone environnante du trou.
- Maintenir une pression hydrostatique suffisante pour assurer le contrôle du trou, mais sans excès de sécurité. Cela signifie maintenir la pression hydrostatique juste nécessaire pour garantir la stabilité du trou sans créer une force excessive de coincement par pression différentielle.

II.9.3.3) Cake

La qualité et l'épaisseur du cake sont plus importantes que la valeur du filtrat. Lors du forage à l'eau claire, le dépôt de cake est pratiquement inexistant, ce qui entraîne une filtration très rapide et équilibre les pressions entre le trou et la paroi. Cela réduit le risque de coincement par pression différentielle. En fin de compte, ce sont les boues à base d'huile qui offrent le niveau de sécurité le plus élevé. Le filtrat selon la norme API est nul ou presque, et le filtrat à haute pression et haute température (dans les conditions de fond) ainsi que le cake correspondant sont très faibles. De plus, le coefficient de frottement entre la garniture et le trou est beaucoup plus bas qu'avec une boue à base d'eau.

II.9.3.4) Immobilité

Cependant, la meilleure mesure préventive pour assurer une protection optimale consiste à limiter autant que possible les moments d'immobilité de la garniture lors des ajouts de tiges, des manœuvres et des circulations. [14]

II.10) Conclusion

En résumé, le forage horizontal a pu résoudre plusieurs problèmes en exploitation pétrolière, notamment celui du coincement par pression différentielle. Ce dernier représente un défi fréquent et ses conséquences peuvent être extrêmement préjudiciables pour les opérations de forage.

Ainsi, le forage horizontal à minimum stress se présente comme une solution efficace pour éviter ce type de coincement et atténuer les conséquences qui augmente légèrement à des complications majeures qui peuvent entraîner la perte de la garniture de forage ou même la perte totale du puits donc, il est indispensable de connaître avec précision ses circonstances et de pouvoir analyser et étudier ses différentes catégories.

Chapitre III : Simulation par l'utilisation du logiciel Techlog

III.1) Problématique

Les puits horizontaux de la direction de contrainte horizontale minimale ont le but de générer de multiples fractures transversales pendant la stimulation afin d'augmenter la production de HC et d'améliorer la récupération. Cependant, les opérations de forage dans ces puits sont difficiles en raison des problèmes de coincement en raison des densités de boue très élevés nécessaires pour minimiser l'éclatement de la formation en raison des conditions de contrainte in situ qui prévalent.

Dans ce chapitre nous allons élaborer un modèle qui nous permettra d'identifier la densité de boue de puits horizontal du puits 1 à partir de puits vertical 2, en utilisant un modèle géomécanique et une technologie avancée de la diagraphie de boue (Techlog Technologie). Ce modèle va idéalement prendre une fenêtre de boue optimale pour minimiser avec succès les problèmes de coincements et l'instabilité de puits.

III.2) Approche à la géomécanique

III.2.1) La géomécanique

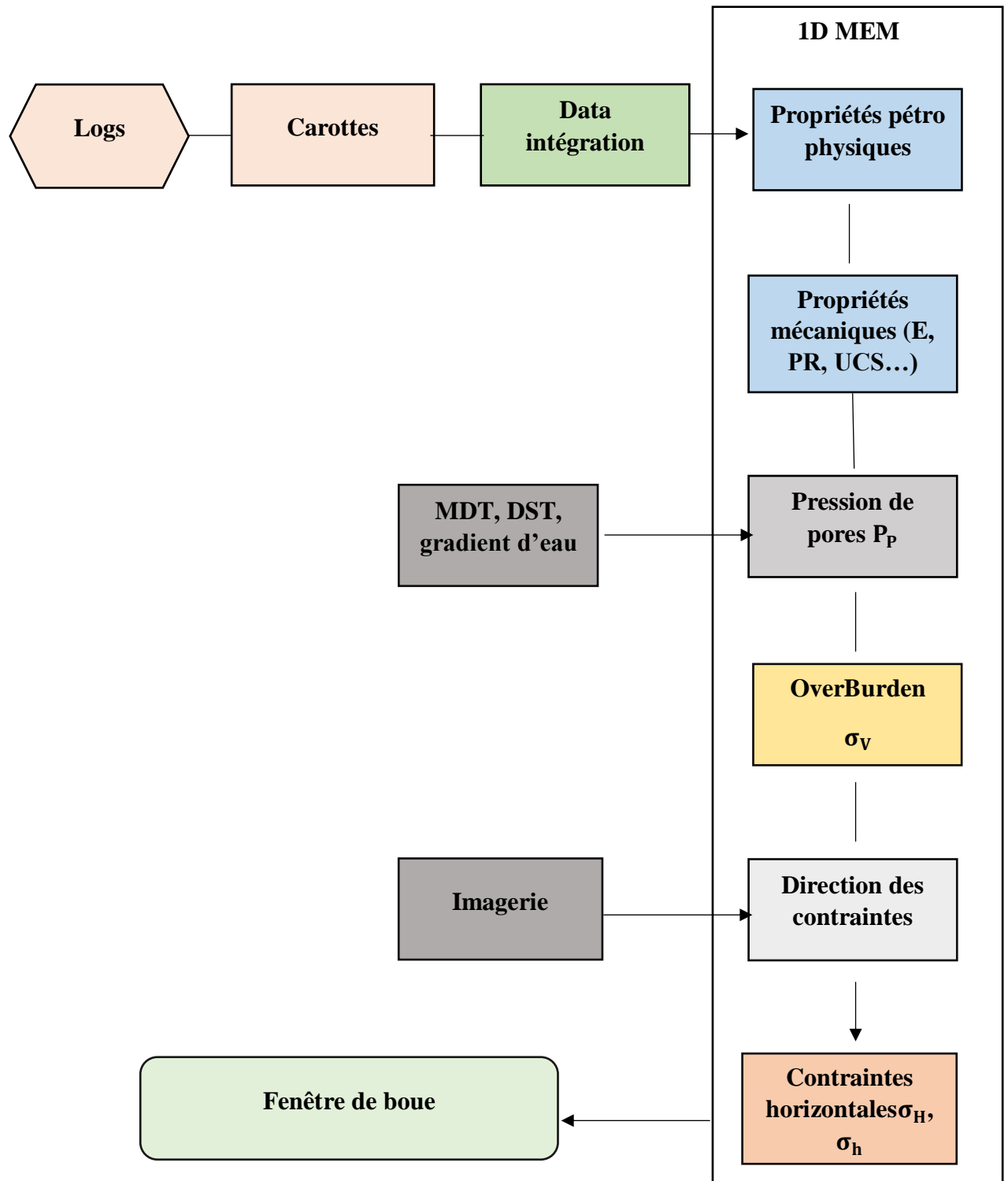
La géomécanique est une discipline quantitative. Comme d'autres branches de la mécanique, elle implique de mesurer et d'estimer la contrainte et d'examiner la façon dont les matériaux réagissent à cette contrainte.

La géomécanique est une branche de la science qui intègre plusieurs sciences (géologie structurale-géologie tectonique, mécanique des roches, génie pétrolier) pour résoudre les problèmes géomécaniques qui surviennent au cours des différentes phases des opérations pétrolières (de l'exploration à l'abandon du puits). Il est utilisé pour réduire les risques et les coûts liés à ces problèmes. [15]

III.2.2) Le modèle géomécanique (MEM 1D)

La modélisation mécanique terrestre 1D (MEM 1D) est une description et une quantification continue en termes d'enregistrements de données sur les contraintes, la pression, les propriétés élastiques mécaniques horizontales et verticales (modules de Young et coefficient de Poisson) et les propriétés de résistance (résistance à la compression non confinée-UCS, résistance à la traction et angle de frottement...) pour un produit spécifique. Il contient toutes les informations géomécaniques pertinentes pour l'analyse de phénomène de coincement.

La qualité d'un modèle MEM 1D dépend de la disponibilité des données de diagrapie de puits et de la disponibilité d'essais en laboratoire sur les carottes pour la calibration. Le schéma de modélisation MEM 1D complet (étape par étape) est présenté comme suit : [15]



Le diagramme de flux des données d'une étude géomécanique

III.2.2.1) Données du champ (inputs)

La première étape de ce modèle consiste de faire une collecte des données de puits. Il combine les données qui proviennent directement des enregistrements de diagraphie comme le Gamma Ray (GR), la densité de formation et le temps de propagation des ondes de compression ainsi que le temps de propagation des ondes de cisaillement, résistivité, le caliper et les données provenant les interprétations de diagraphie tels que la porosité.

III.2.2.2) Les propriétés mécaniques

Quantitativement les propriétés mécaniques des roches soumises sont caractérisées par les paramètres suivants :

- Le module de cisaillement G .
- Bulk modulus, le module volumétrique.
- Module de Young.
- Poisson's ration.
- La résistance de la roche.

➤ Le module de cisaillement G

Le Module de cisaillement G est une mesure de la résistance d'un échantillon de roche soumis à un effort de cisaillement.

G : est le rapport entre l'effort de cisaillement à la contrainte de cisaillement ;

$$G = \frac{F}{A \tan \theta} \quad (\text{III. 1})$$

Avec :

G : Module de Cisaillement.

F : Force de cisaillement.

A : surface.

θ : Angle de Cisaillement.

$$G_{\text{dyn}} = (13474,45) \left[\frac{\rho}{(\Delta t_{\text{shear}})^2} \right] \quad (\text{III. 2})$$

G_{dyn} : Le module de cisaillement dynamique (il est déterminé à partir le log sonique ou log densité).

Δt_{Shear} : Shear Sonic.

➤ **Module de compressibilité (Bulk modulus) K**

Est une propriété physique qui caractérise la compressibilité d'un matériau, il décrit la relation de proportionnalité entre la variation de la pression et le changement de volume, il est exprimé par cette relation ; [16]

$$K = \frac{\text{Pression Hydrostatique}}{\text{Déformation volumétrique}} \quad (\text{III. 3})$$

Il peut être aussi exprimé en fonction du module de Young (E) et du coefficient de Poisson (ν) par l'expression suivante.

$$K = \frac{E}{3} (1 - \nu) \quad (\text{III. 4})$$

A partir de log sonique et densité le Bulk modulus peut être déterminé directement à partir de la formule suivante :

$$K_{\text{dyn}} = (1347,45) \rho \left[\frac{1}{(\Delta t_{\text{comp}})^2} \frac{3}{4} G_{\text{dyn}} \right] \quad (\text{III. 5})$$

Avec :

K_{dyn} : Bulk modulus

ρ : La masse volumique (Bulk density)

Δt_{comp} : Compressional sonic

➤ **Le module de Young ou le module d'élasticité E**

Il représente le rapport entre la contrainte appliquée sur l'échantillon de la roche et la déformation engendrée dans la même direction que la contrainte, c'est-à-dire que la rigidité d'un matériau est appelée Module de Young noté (E).

Il dépend de l'élasticité, de la rigidité de la roche, aussi bien que de la pression des pores.

Le Module de Young varie d'une roche à une autre en fonction de plusieurs facteurs, tels que la consolidation de la roche et les fluides en place.

Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente. (voir la Figure III.1)

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \tag{III.6}$$

Avec

E : Module de Young.

σ : La contrainte.

$$\epsilon = \frac{L2-L1}{L1}$$

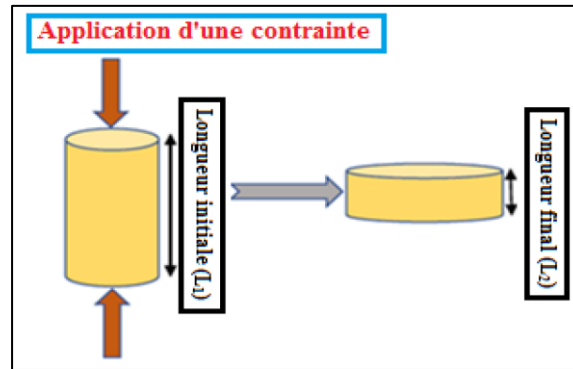


Figure III.1 : Déformation selon un axe de contrainte d'un cylindre

Le module de Young dynamique est déterminé à partir des logs soniques et logs densité par :

$$E_{dyn} = \frac{9 \cdot G_{dyn} \cdot K_{dyn}}{G_{dyn} + (3 \cdot K_{dyn})} \tag{III.7}$$

➤ **Coefficient de poisson PR**

Défini comme étant le rapport entre la variation de la déformation latérale (changement de diamètre ΔD) et la variation de la déformation axiale ou longitudinale (changement de longueur ΔL), lorsque l'échantillon est soumis à une compression, noté (ν), (voir la Figure III.2)

Plus le coefficient de Poisson est élevé, plus la roche est comprimée. [17]

❖ Le coefficient de Poisson est sans dimension et a des valeurs typiques allant de 0,18 à 0,4.

$$\nu = \frac{\epsilon_1}{\epsilon_a} ; \text{ Avec :}$$

ν : Coefficient de Poisson

ϵ_1 : La déformation latérale

ϵ_a : La déformation axiale

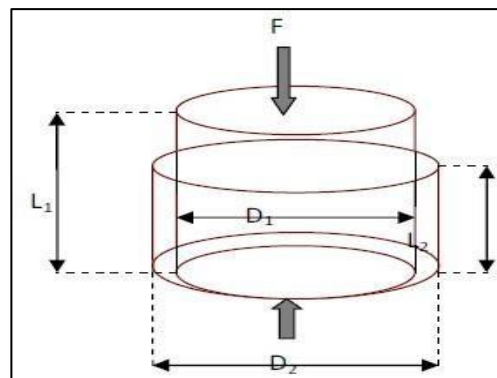


Figure III.2 : Déformations latérale et axiale suite à une compression

❖ Le coefficient de poisson dynamique est déterminé par les logs et comme suit :

$$PR_{\text{dyn}} = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_{\text{shear}}}{\Delta t_{\text{comp}}} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_{\text{shear}}}{\Delta t_{\text{comp}}} \right)^2 - 1} \quad (\text{III. 8})$$

➤ **La masse volumique (Bulk density)**

La masse volumique du sol (**BD**), également connue sous le nom de la masse volumique sèche, est le poids du sol sec (**M_{Solides}**) divisé par le volume total du sol (**V_{Sol}**). Le volume total du sol est le volume combiné des solides et des pores qui peuvent contenir de l'air (**V_{air}**) ou de l'eau (**V_{eau}**), ou les deux. [17]

$$D = \frac{M}{V} \quad (\text{III. 9})$$

Avec :

D : La masse volumique (g/l)

M : poids du sol (g)

V : volume du sol (l)

➤ **La résistance de la roche**

Les principales propriétés de la résistance de la roche sont : la résistance à la compression, la résistance à la traction, la résistance à la traction indirecte (UCS), la cohésion de la roche et l'angle de frottement interne. Les paramètres de résistance des roches peuvent être obtenus à partir d'essais d'échantillons de carottes lors d'expériences en laboratoire.

a) Résistance à la traction Ts

La résistance à la traction (Tensile strength) est la capacité d'un matériau ou d'une structure à supporter des charges tendant à s'allonger. En d'autres termes, la résistance à la traction résiste à la tension (être séparé).

La résistance à la traction est mesurée par la contrainte maximale qu'un matériau peut supporter lorsqu'il est étiré ou tiré avant de se rompre. Elle est utilisée pour évaluer la rupture en traction du trou de forage due à la concentration de stress. En général, il est considéré comme une fraction de l'UCS en tout point et considéré comme 5 % d'UCS dans les sections du réservoir et 8 % d'UCS dans les sections d'OverBurden. (Voir la Figure III.3)

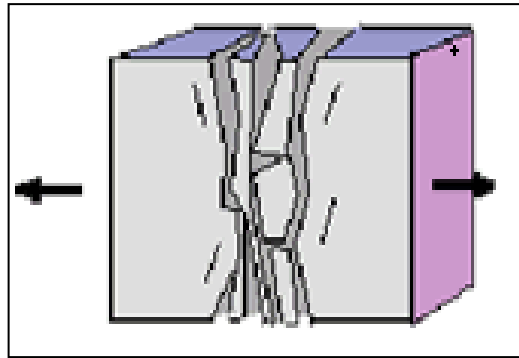


Figure III.3 : Résistance à la traction

b) Résistance à la compression C_s

La résistance à la compression (Compressive strength) est la capacité d'un matériau à résister à des charges tendant à réduire sa taille. En d'autres termes, la résistance à la compression résiste à la compression (poussée ensemble).

La résistance à la compression est mesurée par la contrainte de compression maximale que, sous une charge appliquée progressivement, un matériau solide donné peut supporter sans rupture. (voir la Figure III.4)

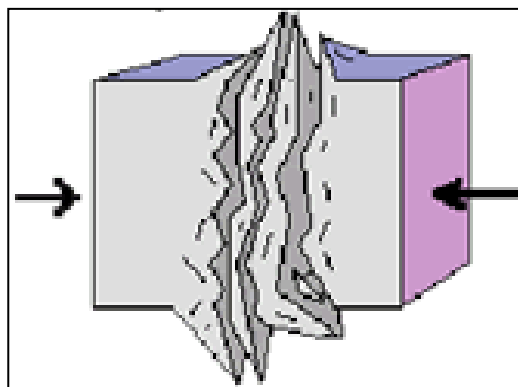


Figure III.4 : Résistance à la compression

c) La résistance à la traction indirecte (UCS)

L'UCS est l'un des paramètres les plus importants utilisés dans la caractérisation géomécanique d'un réservoir. C'est une mesure de la résistance d'un matériau. La résistance à la traction indirecte (UCS) est la contrainte de traction indirecte maximale qu'un échantillon de matériau cylindrique droit peut supporter avant de détruire. Elle est également connue sous le nom de la résistance à la compression non confinée d'un matériau, car la contrainte de confinement est définie sur zéro. Ce paramètre est largement utilisé pour décrire le

comportement mécanique d'une roche et utilisé dans l'industrie pétrolière comme un élément clé pour le modèle MEM.

Very Weak	Weak	Medium Strength	Strong	Very strong rock
4000		8000	16000	32000Psi

Tableau III.1 : La classification des roches selon la résistance à la traction indirecte (UCS)

d) L'angle de frottement ϕ

Les estimations de l'angle de frottement interne sont requises pour déterminer l'état de contraintes et pour estimer le pic de la résistance de la roche sous les conditions de confinement élevé.

L'angle de frottement interne est estimé à partir des données des logs du Gamma-ray. [18]

III.2.2.3) Pression de pores

La pression des pores est la pression exercée par les fluides contenus dans les roches à l'intérieur des pores et des fissures. La pression des pores est une composante importante d'un MEM car c'est une composante des contraintes totales appliquées à un volume de roche. Il joue donc un rôle important dans les analyses de stabilité des puits de forage. Logs soniques ou de résistivité peut être utilisés pour identifier les tendances de la pression des pores dans les argiles et afin de la calculer. La pression des pores normale ou hydrostatique peut avoir des gradients entre 1sg (0,433 psi/ft, eau douce) et 1,1sg (0,477psi/ft, saumure) en fonction de la salinité de l'eau.

$$P_p = (\rho * 1000 * g * h * 0.3048) * 0.000145037738 \quad (\text{III. 10})$$

III.2.2.4) Les contraintes principales

Contrainte ou tension (stress), c'est l'ensemble des forces affectant un corps matériel et tendant à le déformer. En tout point de ce corps, on peut définir la contrainte (σ) par le rapport entre la force (F) à la surface de la section (S). [19]

$$\sigma = \frac{F}{S} \quad (\text{III. 11})$$

F : Force.

S : Surface.

Le régime de contrainte (ou régime de stress) est défini par trois contraintes : la contrainte maximale (σ_1), la contrainte intermédiaire (σ_2) et la contrainte minimale (σ_3).

En géomécanique des réservoirs, ces trois contraintes sont appelées : contrainte verticale (σ_v) ou OverBurden, contrainte horizontale maximale (σ_H) et contrainte horizontale minimale (σ_h).

- **Contraintes verticales (σ_v) ou OverBurden** : Sont orientées perpendiculairement à la surface de stress de la roche, la principale source de ces contraintes dans la terre est la gravité qui engendre une contrainte verticale dans la formation. Généralement le gradient d'OverBurden est de 1 psi/ft à 1,1 psi/ft. (voir la Figure III.5)

$$\sigma_v = \rho * g * h \quad (\text{III. 12})$$

$$\text{Gradient d'OverBurden} : \frac{\sigma_v}{H}$$

ρ_f : La densité des formations recouvrant le réservoir cible.

- **Contraintes horizontales (σ_h et σ_H)** : Sont contenues dans le plan horizontal, ces contraintes dépendent essentiellement de la tectonique de la zone.

Les formules :

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_H \quad (\text{III. 13})$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_H \quad (\text{III. 14})$$

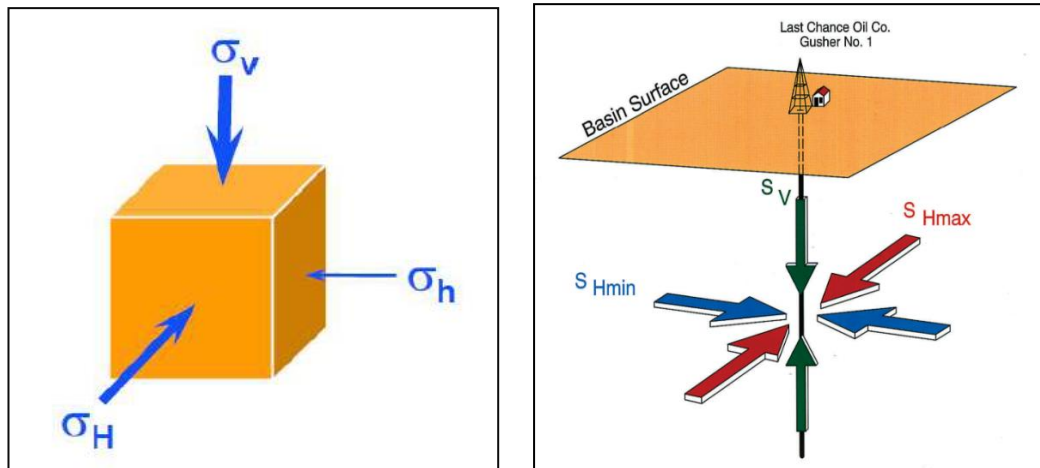


Figure III.5 : Les contraintes principales

III.2.2.4.1.) L'orientation des contraintes horizontales

L'orientation de la contrainte horizontale maximale et minimale est déduite à partir de la diagraphie d'imagerie du puits. L'imagerie du puits donne une vue sur l'état de puits, d'après cette diagraphie se fait l'analyse de rupture au cisaillement (Breakout) et la rupture de traction (Breakdown) et la déduction de la direction des contraintes horizontales par rapport au nord, la contrainte horizontale maximale est alignée avec le Breakdown. Pour la contrainte horizontale minimale sa direction est perpendiculaire à la direction de la contrainte maximale donc, elle est alignée avec le Breakout. (voir la Figure III.6)

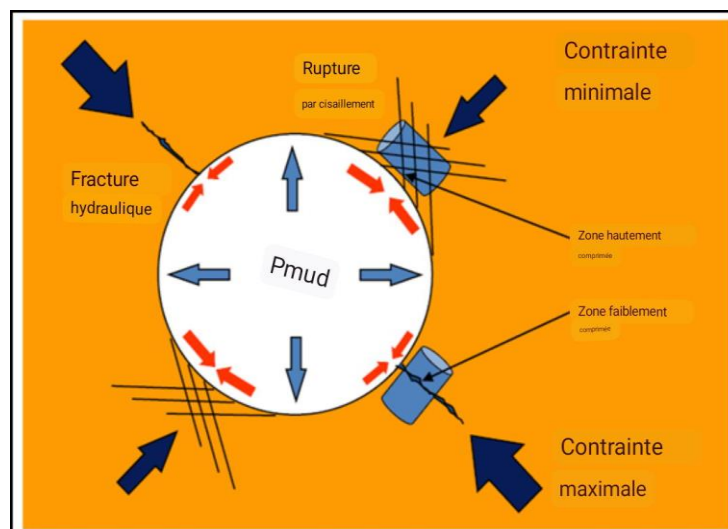


Figure III.6 : La direction des contraintes par rapport aux ruptures

III.2.2.5) Breakout et Breakdown :

La pression de Breakout c'est la pression dans laquelle une venue ou un coincement par pression différentielle peut se produire et la pression de Breakdown c'est la pression dans laquelle une fracture de formation, un collapse ou une perte peut se produire.

- Breakdown est une limite inférieure de densité de boue en dessous de laquelle une rupture traction se produit. Elle est définie comme suit :

$$\text{Breakdown} = 3\sigma_H - \sigma_h - p_p + \text{résistance à la traction} \quad (\text{III. 15})$$

- ✚ Breakout est une limite supérieure au-delà de laquelle une rupture de cisaillement se produit

$$\text{Breakout} = 3\sigma_h - \sigma_H - p_p + \text{UCS} \quad (\text{III. 16})$$

III.2.3) Méthodologie

On sait qu'il existe une limite inférieure de densité de boue en dessous de laquelle une rupture traction (Breakdown) se produit, et une limite supérieure au-delà de laquelle une rupture de cisaillement (Breakout) se produit. L'intervalle entre la limite inférieure et la limite supérieure est défini comme la fenêtre de boue.

Une fois qu'un modèle géomécanique a été développé qui quantifie les principales contraintes et orientations, la pression de pores et les propriétés de la roche mécanique et physique et la bonne calibration des données prédites avec les données observées à partir des logs et les carottes sur laboratoire, il est possible de prédire une fenêtre des densités ou des pressions optimales équivalentes qui évitent les problèmes d'instabilité du puits et de coincements par le logiciel de Techlog. (voir la Figure III.7)

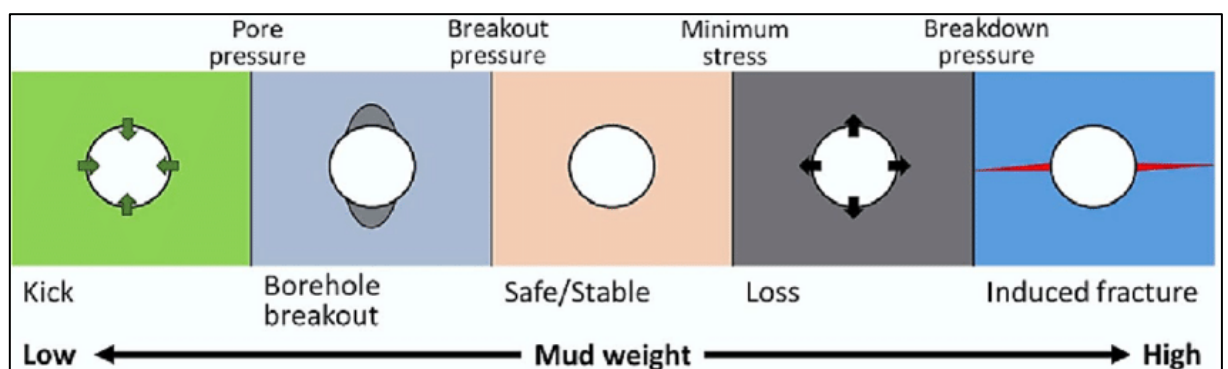


Figure III.7 : Limites de stabilité du puits de forage

III.3) Généralités sur la plateforme Techlog

III.3.1) Définition

Techlog est une plate-forme logicielle basée sur Windows, propriété de Schlumberger, destinée à agréger toutes les informations relatives aux puits de forage. Il permet à l'utilisateur d'interpréter n'importe quel log et données de base. Il répond au besoin d'une plate-forme unique capable de prendre en charge tous les flux d'intégration de données et d'interprétation, réduisant ainsi le besoin d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En regroupant l'ensemble du flux de travail sur une seule plate-forme, le risque et l'incertitude peuvent être évalués tout au long de la durée de vie du puits de forage. [20]

III.3.2) Historique du Techlog

Le logiciel Techlog a été développé à Montpellier (Sud de la France) par une société appelée Techsia. Techsia a été créée en 2000. La première version de Techlog était disponible dans le commerce en 2002. Techlog a été développé pour offrir une interface moderne et conviviale, permettant une visualisation et une interaction faciles de toutes les données, avec un work flow pré-arrangé permettant aux utilisateurs moins expérimentés de suivre. Techsia a rendu l'interprétation multi-puits plus accessible à tous les experts techniques. En 2009, Schlumberger a acquis Techsia et la plate-forme Techlog et ils supportent et commercialisent actuellement Techlog. Techlog offre de nouvelles fonctionnalités dans chaque nouvelle version, non seulement en interprétation pétro physique et géologique, mais également en interprétation géomécanique, en incertitude et en liens avec la plate-forme standard de l'industrie tels que «Pétrel ». Techlog propose également le nouveau module acoustique qui ajoutera beaucoup plus de fonctionnalités à l'application. [19]

III.3.3) Les différentes sections du Techlog

Le logiciel Techlog contient beaucoup des sections, parmi ces sections : Pétro physique, Mécanique, Géomécanique, Drilling, Réservoir.

Dans notre étude on base sur la section de la géomécanique : Techlog nous permet d'effectuer des interprétations basiques et avancées sur tous les types de données du puits de forage, y compris les logs, les carottes, les images, les photos et les sections fines. Nous pouvons concevoir notre propre flux de travail géomécanique pour générer des interprétations rapides significatives basées sur l'application des méthodes standard de l'industrie et l'expertise locale. [21]

III.3.4) Objectif du Techlog

Le logiciel Techlog peut rassembler toutes vos données de forage dans une seule application hautement intuitive pour effectuer des analyses. En plus d'offrir des modules avancés pour les experts du domaine, la plate-forme Techlog fournit une base solide aux utilisateurs généralistes pour examiner et analyser les données. Il prend en charge des flux de travail complexes dans plusieurs disciplines.

III.3.5) La base de données du « Techlog »

La base des données du Techlog est la façon dont sont organisés un groupe de puits dans un projet. Elle consiste en collection des fichiers binaires stockés dans un répertoire. On peut charger ces données avec un maximum de 200 puits résident dans la mémoire interne du computer « RAM » bien que la base de données du Techlog puisse contenir les données de 9.999 puits. A tout moment l'utilisateur peut sauver son travail et le programme enregistrera automatiquement les modifications apportées aux puits dans la base des données. [22]

III.3.6) Chargement des données

1. Projet (Nouveau projet).
2. Choix de la section de travail selon l'étude.
3. Faire entrer les inputs de puits (Nom de puits, les propriétés mécaniques « module de Young, poisson's ration, la résistance de la roche... », la pression hydrostatique et des pores et les contraintes principales) sous forme des Lass en cliquant sur la case spéciale de chaque input (OverBurden, pore pressure, Elastic properties, horizontal stress, rock strength).
4. On clique sur plot en cas d'importation ou de création d'autres données.
5. Avoir un ensemble de log bien calibré avec des intervalles de densité de boue bien étudiés. (voir la Figure III.8)

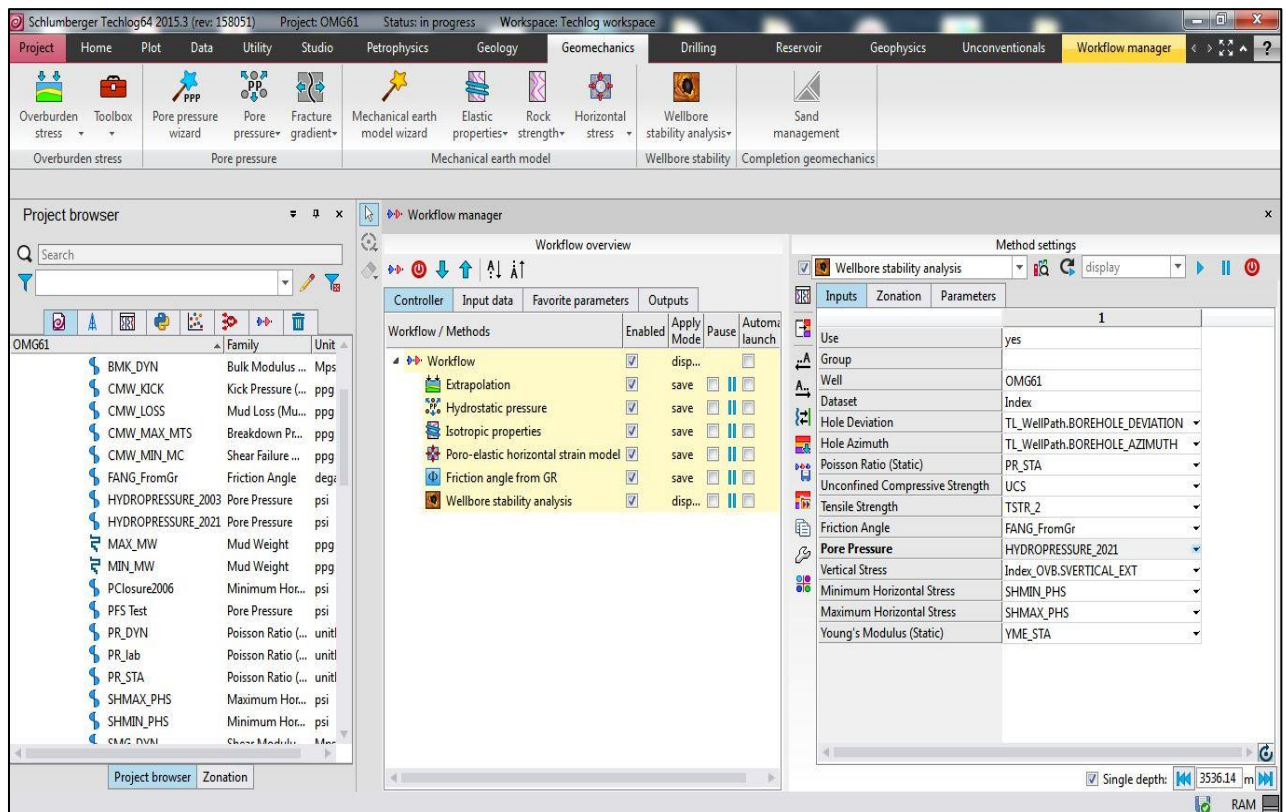


Figure III.8 : Chargement des données par Techlog

III.3.7) Systèmes du Techlog

Une condition préalable pour tous les modules de la plate-forme Techlog, un noyau fournit la fonctionnalité de base, la visualisation et les capacités de recherche et de chargement des données. Il y a trois noyaux disponibles :

- ✚ **Base Techlog** : Une licence de base qui est fondamentale pour G&G, RE, le forage et les flux de travaux pétro physiques.
- ✚ **Visionneuse Techlog** : Une interface utilisateur simplifiée et légère pour l'analyse des données et des flux de travail spécifiques.
- ✚ **Cadre Océanique** : L'océan de Techlog permet aux développeurs de relier leurs logiciels et algorithmes propriétaires à la plate-forme Techlog. [21]

Après le travail sur la plateforme Techlog, nous prenons les informations et on les appliqués sur cette plateforme pour l'analyse et l'interprétation des résultats du puits de notre étude.

III.4) Application sur chantier

III.4.1) Objet d'étude

Les principaux objectifs de cette étude sont de construire une modélisation géomécanique 1D pour l'évaluation des contraintes et de calibrage pour améliorer le forage du drain horizontal OMGZ 60. Le puits étudié est OMG 61. L'étude des intervalles concernent respectivement les réservoirs du Trias et du Cambrien : GR, D3, D2, ID et D1 où des images de forage sont disponibles et où la fracturation hydraulique a été réalisée dans des puits proches de la compensation. Cette étude donne la construction du modèle post-forage OMG 61 puis leur extrapolation à construire le modèle de pré-forage de l'OMGZ 60 avec l'intégration de toutes les données nécessaires, acoustiques et électriques, images de forage et présenter une description de la modélisation géomécanique à partir des données du champ au calcul des contraintes. Les propriétés mécaniques de la roche et l'état de contrainte sont ensuite discutés sur la base des résultats du puits vertical existant OMG 61 qui constituent la base du modèle de préforage pour OMGZ 60.

III.4.2) Localisation de puits

Le puits est situé dans le champ Hassi Messaoud, Plateforme Saharienne, Algérie. L'histoire géologique du Sahara la plate-forme est très ancienne. La principale tendance structurale est la présence de faille subméridienne verticale majeure soulignée par d'épaisses bandes de mylonites. Ces failles subméridiennes sont compensées par un système de défauts. Les failles du socle d'orientation N-S, NE-SW et NW-SE sont d'âge panafricain au moins tardif. Ce système de failles a finalement eu un rôle important à jouer dans la structure et la sédimentation de la plate-forme saharienne. (voir la Figure III.9)

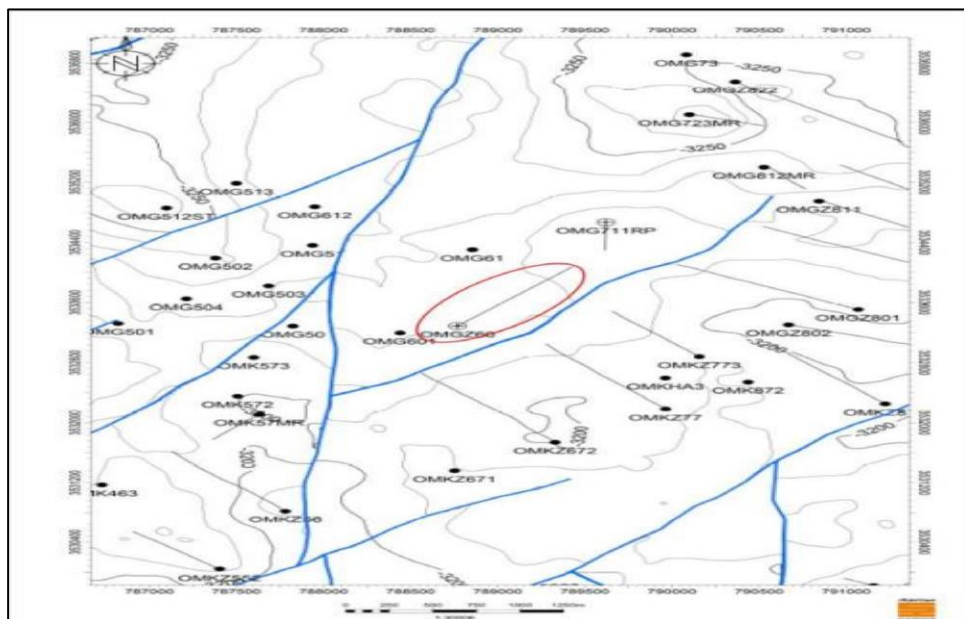
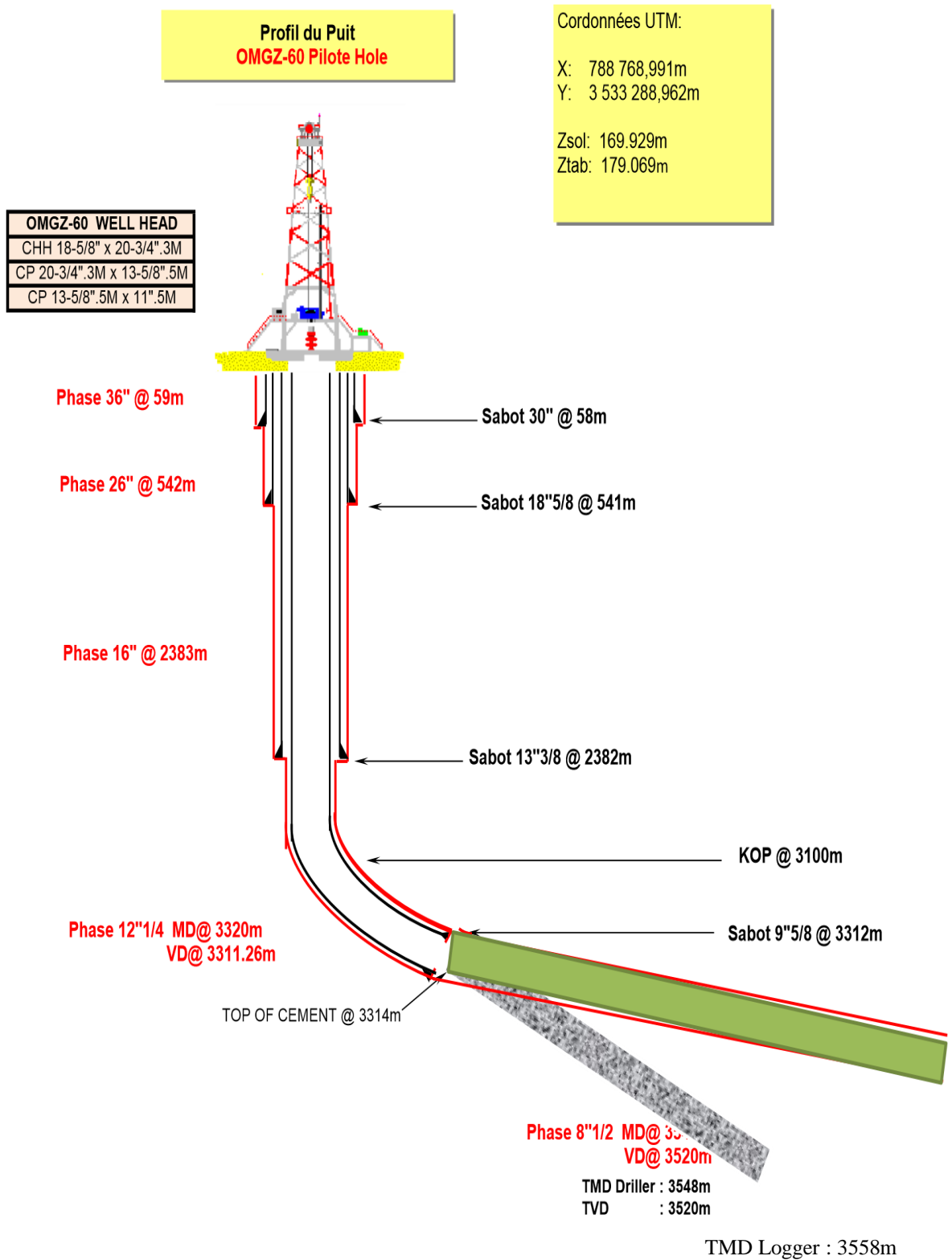


Figure III.9 : localisation du puits OMGZ60



Profil du puits OMGZ60

III.4.3) Azimut de la zone OMG, le puits OMG 61 et OMGZ 60

Des images de forage ont été acquises dans le puits : OMG-61. Selon le traitement des images, la direction de la contrainte horizontale minimale in-situ (σ_h) correspond à la direction

de Breakout qui sont constantes sur le puits : NE-SW (N030-040°). La direction de la contrainte horizontale maximale in-situ (σ_H) correspond à la direction perpendiculaire qui est (N120-N-130°). On a choisi l'azimut d'OMGZ 60 selon les azimuts des puits voisins de la zone OMG.

(voir la Figure III.10)

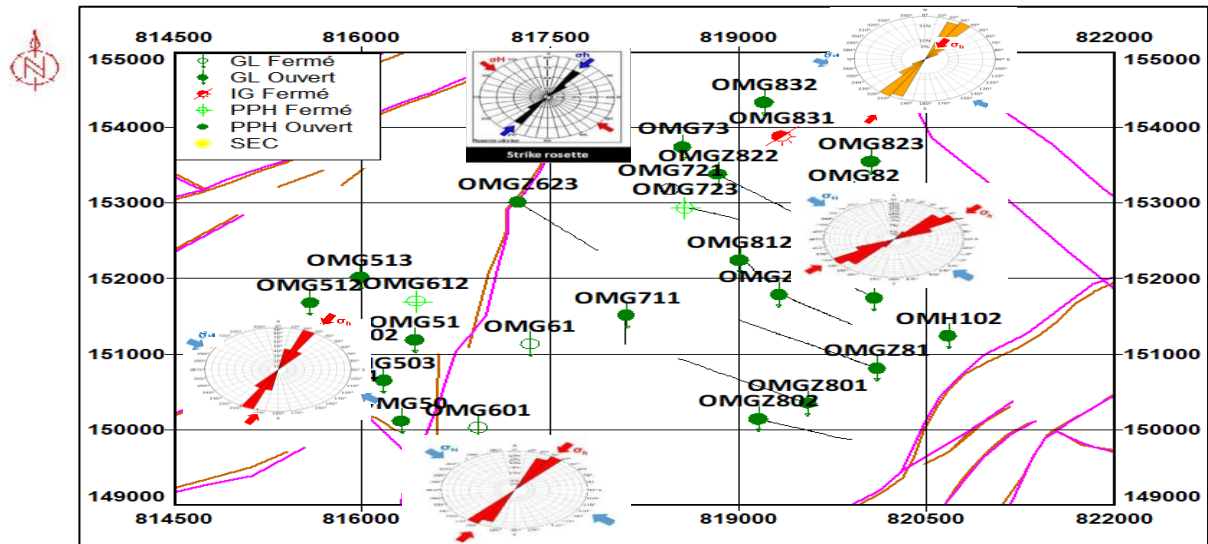


Figure III.10 : Direction minimale de la contrainte horizontale in situ (σ_h) vers NE-SW qui correspond à la direction de Breakout

III.4.4) Données du champ (inputs) OMG 61

Au début du projet, SONATRACH-DP HMD a fourni différentes formes des données de champ (inputs), complétées au cours de l'étude par d'autres apports utiles. Les éléments les plus importants fournis étaient :

- Logs du puits : Gamma Ray, Sonique, Densité et le Caliper.
- Informations sur la pression de la formation dans les puits.
- Images de forage.
- Tests mécaniques.
- Données calibrées (Frac-Data). [23]

Tableau III.2 : Données des logs de puits OMG 61

Puits	La fin de forage	Section	Image logged	Image available	Logs						Mechanical Core Test	Frac Data
					GR	CAL	Density	Resistivity	DTC	DTS		
OMG-61	9/2/2003	8.5in	OBMI	N	Y	Y	Y	Y	Y	N	N	
		6in	OBMI-UBI	N	Y	Y	Y	Y	Y	N	Y	

III.4.4) Étude géomécanique 1D pour le puits OMGZ 60

a) Les données du champ d'OMG 61 :

- Puits OMG 61.
- Section de réservoir foré avec une densité de (1.3sg).
- Pression du réservoir est de (280kg/cm²).
- L'emplacement de réservoir est de 3400m à 3490m.
- Les logs diagraphiques notamment Caliper, GR, Bulk Density, Sonic (compressional, shear) et la Saturation en hydrocarbures.

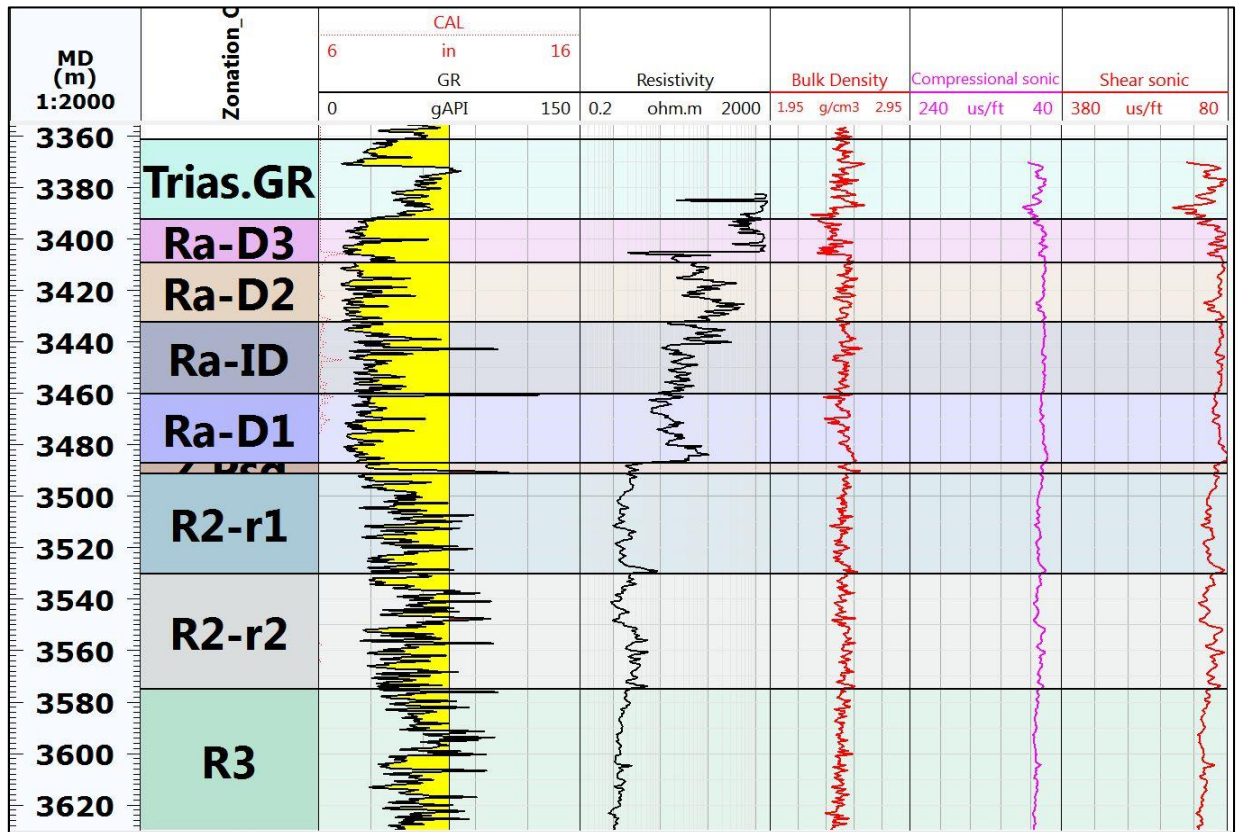


Figure III.11 : Plot des logs de Well logging

b) Les propriétés mécaniques de la roche

- Corrélation de module de Young statique et dynamique sachant que :

Module de Young statique = 0.8977049 * Module de Young dynamique - 6.627628

- Le coefficient de poisson statique est mentionné comme dynamique démontré à partir des plusieurs études basées sur les tests mécaniques de la roche. [24] (voir la Figure III.12)

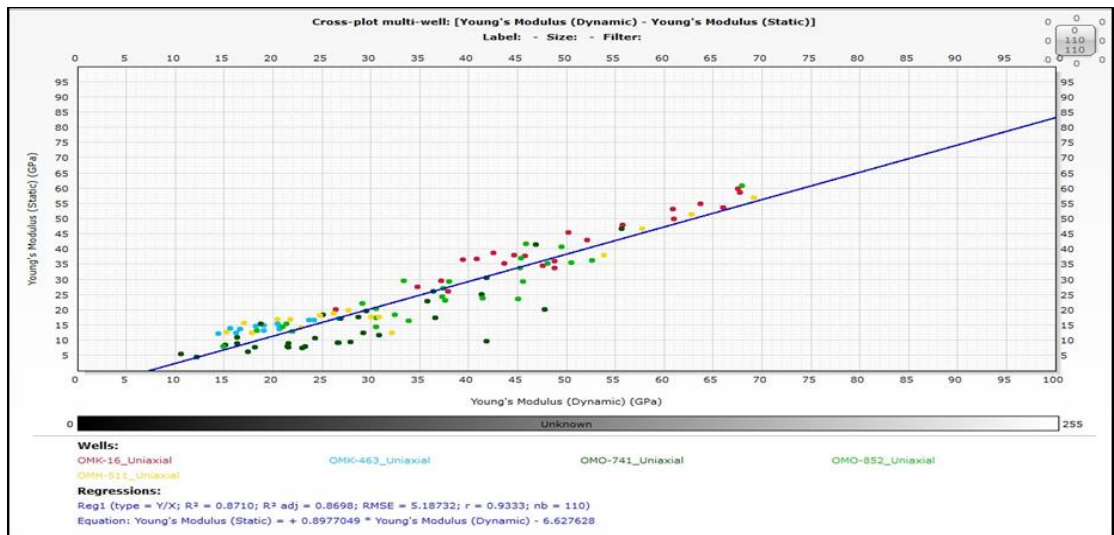


Figure III.12 : Plot de module de Young statique à partir de module de Young dynamique pour OMG 61

D'après cette figure, on Remarque que le coefficient de corrélation est égale 0,93 ce qui implique le module de Young statique est proportionnel par rapport le module de Young dynamique.

- La corrélation de la résistance à la compression uniaxiale (Unconfined Compressive Strength UCS) à partir de module de Young : (voir la Figure III.13)

UCS = 1.798416 * Module de Young statique + 21.54145

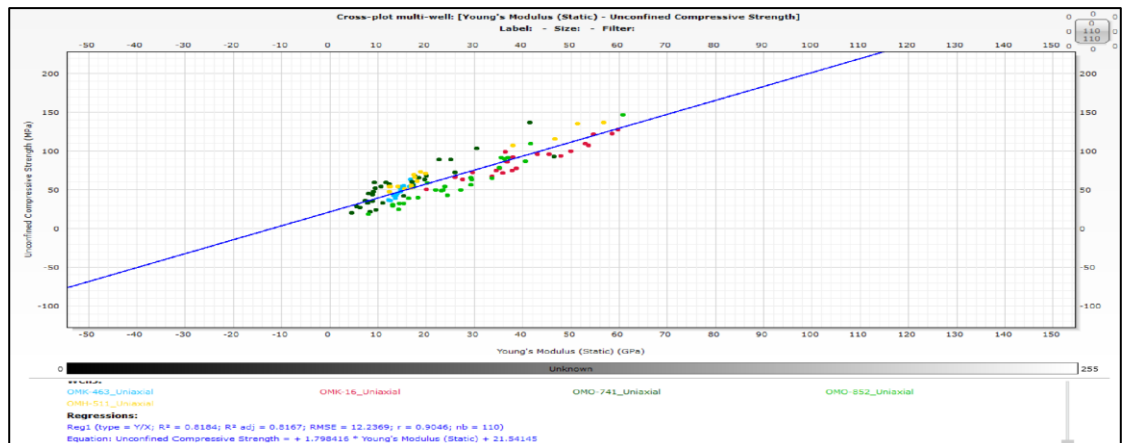


Figure III.13 : Plot d'UCS à partir de module de Young statique

À partir de la figure (Figure III.13), on observe que le coefficient de corrélation est égale 0,90 cela montre qu'il existe une relation directe entre L'UCS et le module de Young statique.

- Les propriétés de la roche après corrélation :
 - Module de Young (35-40GPa) en D1 augmentant vers ID (40-50 GPa).
 - Coefficient de Poisson (0,15).
 - Résistance à la compression non confinée UCS (80-95) Mpa en D1, augmentant vers ID (100-130 MPa).
 - Angle de frottement (37-40) degrés.
 - Résistance à la traction 5 % UCS donc la résistance à la traction est environ de (4-6.5). La résistance à la traction (Ts) est identifiée à partir de la fraction d'UCS et (Ts_{lab}) à partir des tests de laboratoire.
- c) **OverBurden, la pression des pores et la contrainte horizontale maximale et minimale d'OMG 61**
 - Overburden calculé en utilisant la masse volumique, extrapolée à la surface.
 - Gradient OVB ~ 1,05 psi/ft.
 - P_p est calculé par rapport au gradient constant d'eau 0.433 puis on fait la calibration avec les résultats du DST.
 - σ_h min et σ_H max à partir les formules suivantes et les données précédentes :

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_H \quad (17)$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_H \quad (18)$$

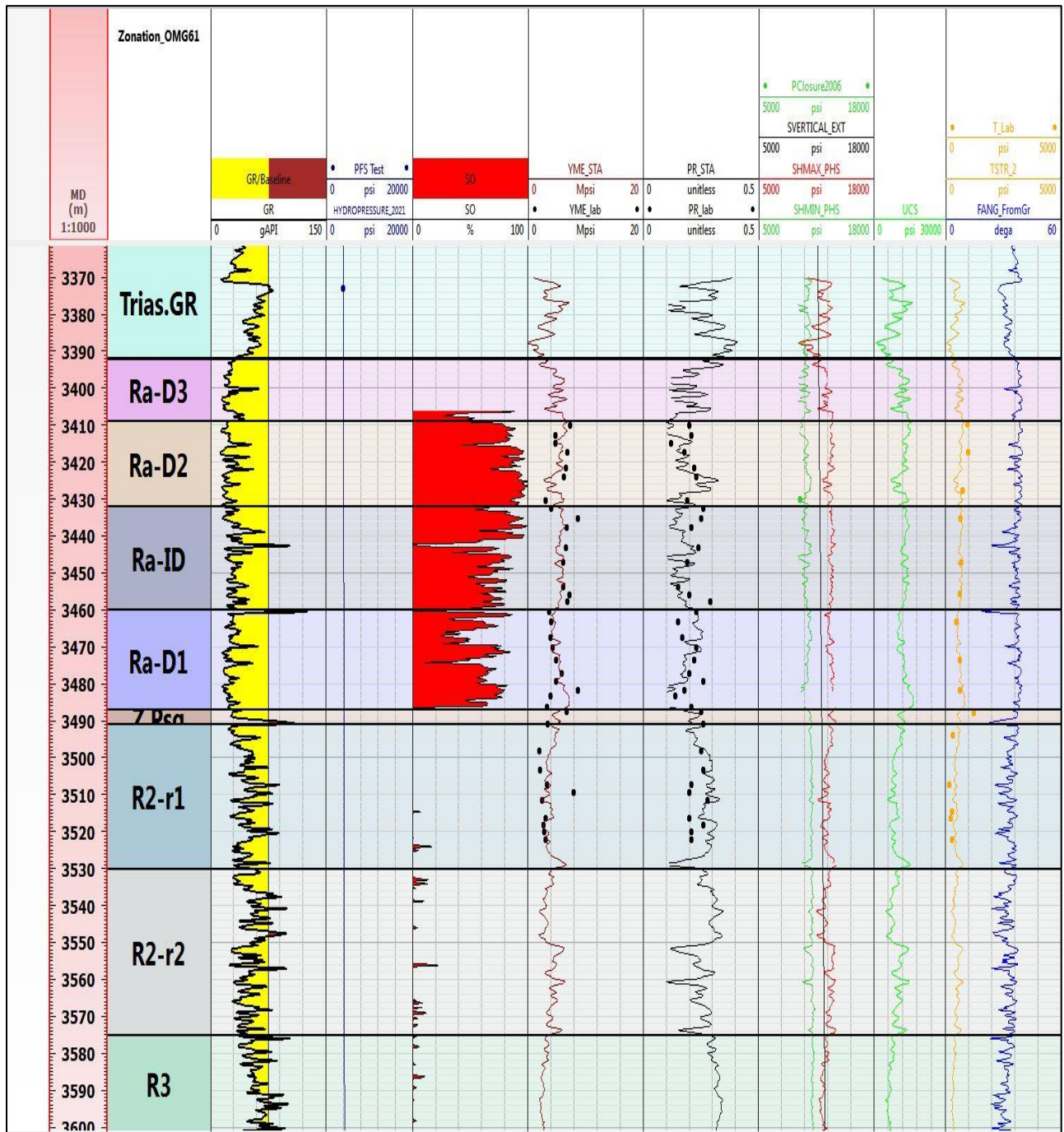


Figure III.14 : Plot d'OverBurden, la pression de pores et la contrainte horizontale maximale et minimale d'OMG 61

Interprétation de la Figure III.14

GR : Gamma Ray

[3370m-3487m] : On remarque que le log GR n'est pas stable, leur valeurs sont variables entre 15 gAPI comme une valeur minimale et augmente jusqu'à 125 gAPI selon la lithologie et la profondeur mesurée.

[3491m-3600m] : Enface les couches réservoirs R2-r1 /R2-r2 /R3, on observe que le GR est presque stable et varie dans une valeur moyenne estimée à 60gAPI, mais dans notre drain, il atteint approximativement ~ 110gAPI comme une valeur maximale.

YME-STA : Module de Young statique

Enface les couches de réservoirs et à partir la première observation YME est varié dans valeur moyenne = 5Mpsi, il commence à partir de 0Mpsi jusqu'à 7,5 Mpsi.

Dans la profondeur requis [3487-3492] atteint la valeur à peu près 5,5 Mpsi

PR : Log poisson's ration

Leurs valeurs sont variées de 0,5 à 2, il prend 1,25 tels qu'une valeur moyenne.

D'après les logs on peut indiquer que overburden est stable enface tous les couches réservoirs, il prend 6500 Psi comme une valeur initiale jusqu'à la valeur finale 7800 Psi.

Par contre, σ_{Hmax} et σ_{Hmin} changent en sens inverse par rapport σ_v , lorsque σ_H augmente, σ_h atteint la même valeur du σ_{Hmax} inversement à travers σ_v .

Dans la couche qui rencontre

$$\sigma_h(\text{moy}) = 6200 \text{ Psi}$$

$$\sigma_H(\text{moy}) = 8100 \text{ Psi}$$

$$\sigma_v(\text{moy}) = 7150 \text{ Psi}$$

▪ **UCS : Unconfined Compressive Strength**

Il est compris entre deux valeurs : minimale et maximale 0 Psi à 17000 Psi

d) Breakout et Breakdown pour l'OMG 61

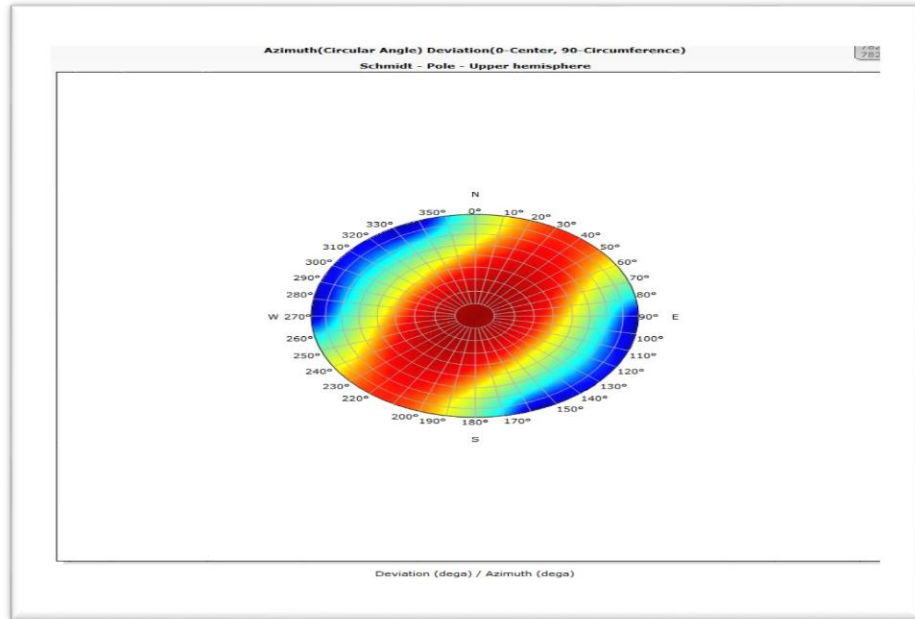


Figure III.15 : Une rosas des Breakout autour de la zone OMG 61

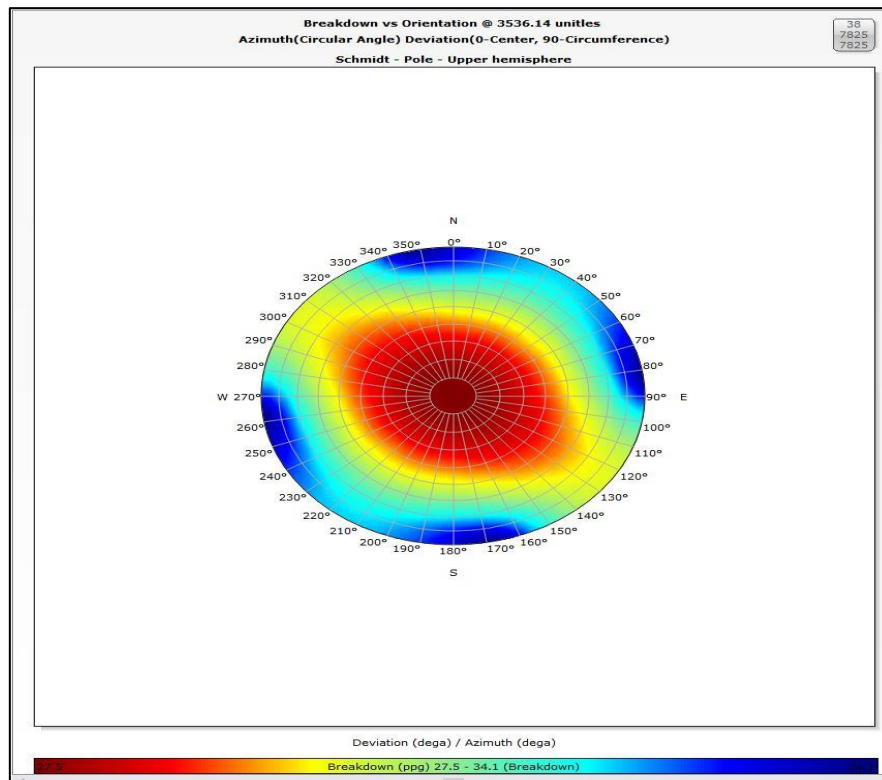


Figure III.16 : Une rosas des Breakdown autour de la zone OMG 61

NB : A partir des résultats des rosas au-dessous on déduit que le landing point sera dans la formation ID entre 3430m et 3445m dont la valeur de Breakout et Breakdown est la plus petite par rapport aux autres formations. [26] (voir la Figure III.16 et 17)

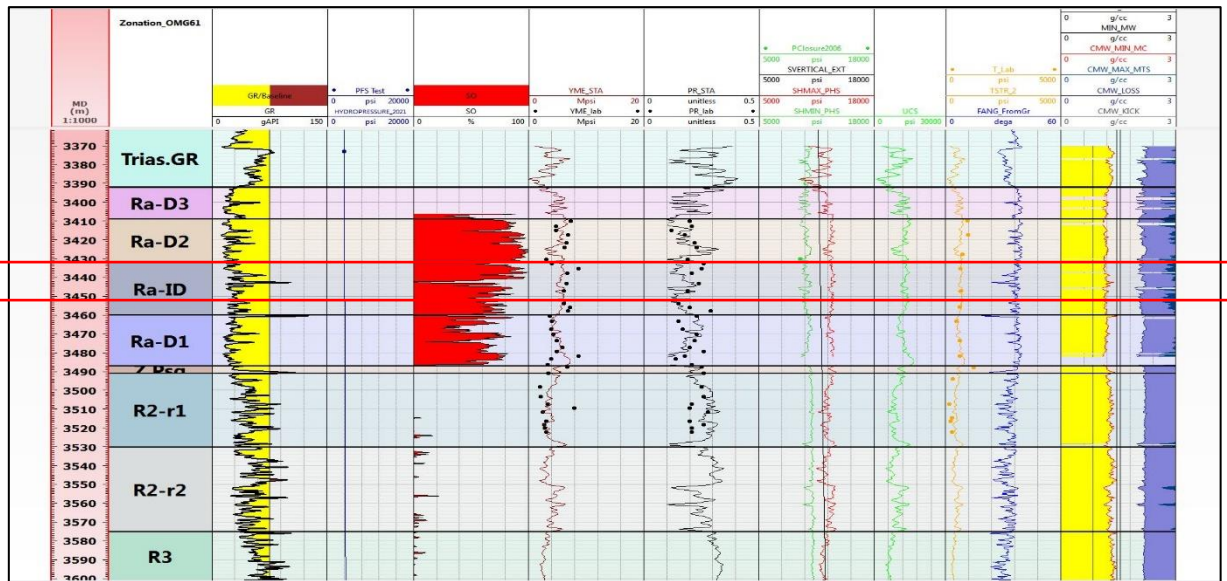


Figure III.17 : l'intervalle sélectionné de landing point

e) Extrapolation de données

La méthode de distance a été utilisée pour prédire le trou pilote de l'OMGZ 60 et le drain horizontal à partir l'OMG 61.

La méthode de distance (distance method) : On pondère la contribution de chaque puits d'entrée par la distance entre les puits prédits. L'outil de prévision de puits est utilisé pour prédire les mesures de diagraphie sur un puits qui a été foré ou pour prédire les logs dans un puits qui n'a pas encore été foré (OMGZ 60) en utilisant des puits à proximité. Les logs de puits ont été prédits à partir du puits OMG 61 tels que la densité apparente, GR, il sera utilisé pour calculer les contraintes d'OverBurden et construire une stratigraphie mécanique respectivement pour le puits pilote OMGZ 60 et le drain horizontal. Les autres propriétés élastiques et la résistance des roches (les propriétés mécaniques) ont été prédites directement à partir de l'OMG 61, comme indiqué dans la figure III.18 : [25] (voir la Figure III.18)

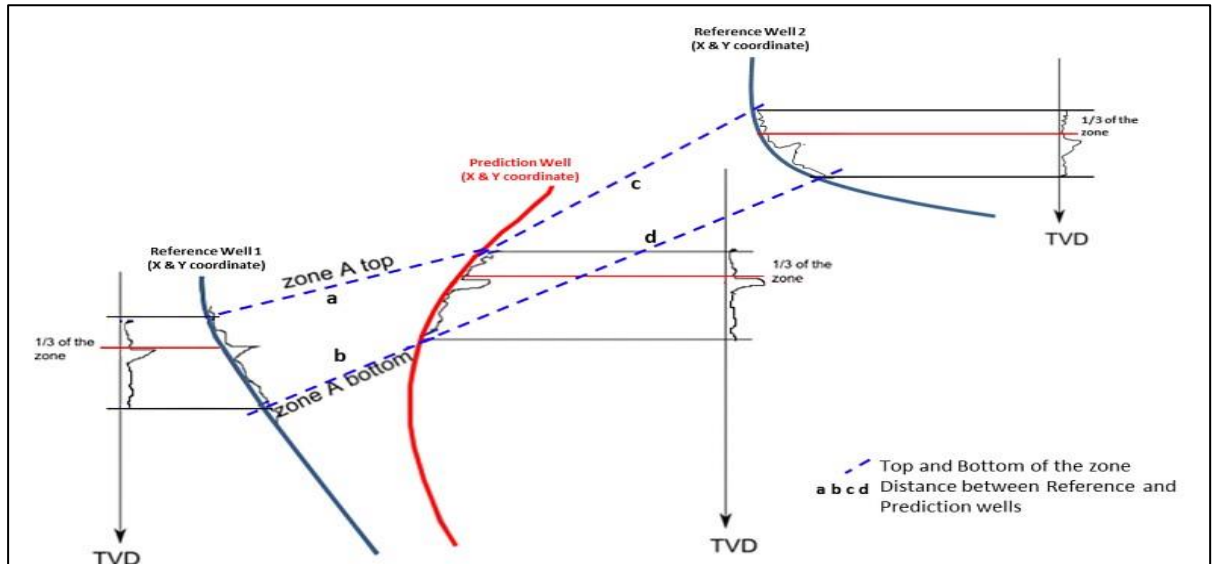


Figure III.18 : La méthode de prédiction de puits

III.4.6) La prédiction des données de puits OMGZ 60 PH et OMGZ 60 à partir d'OMG 61 :

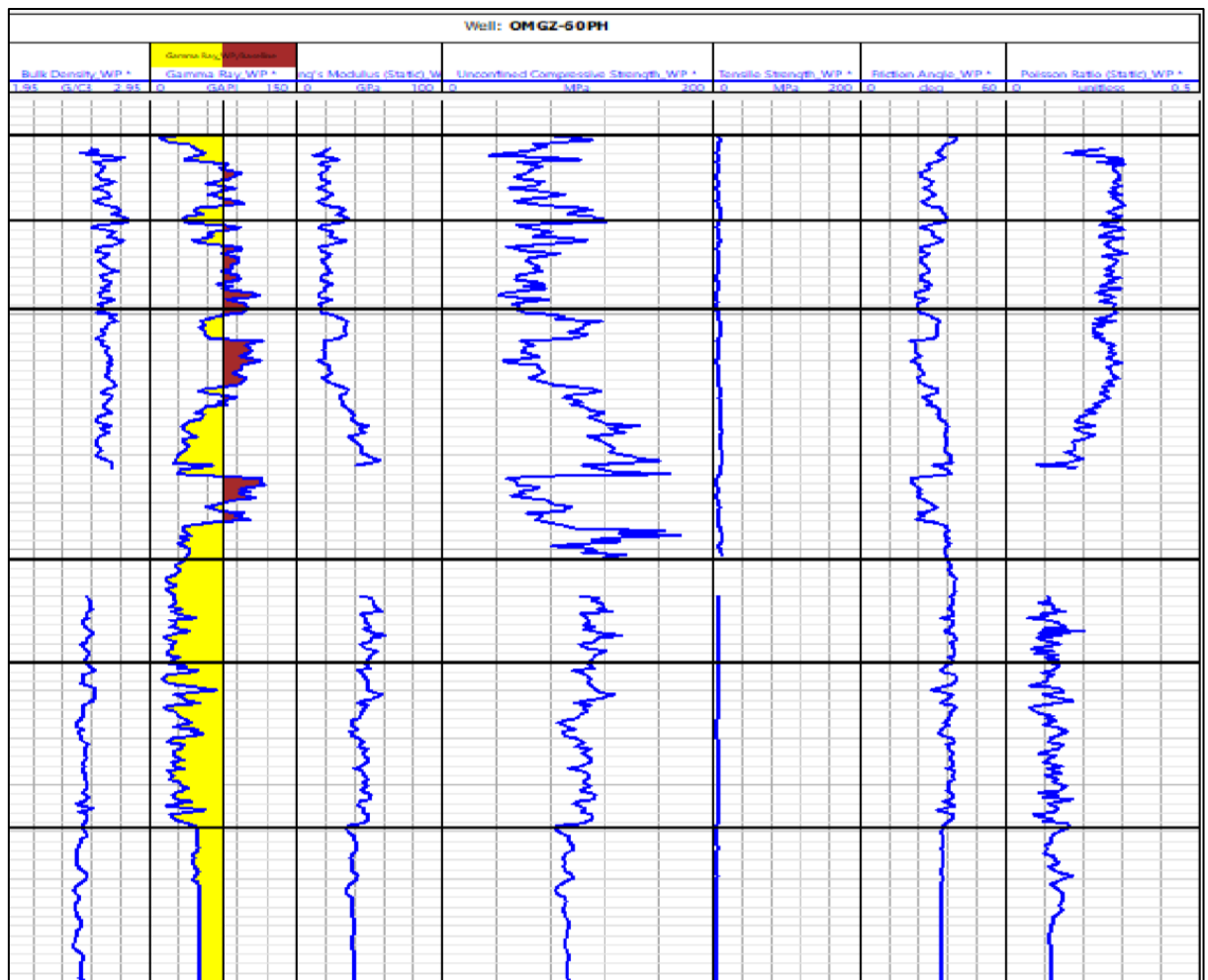


Figure III.19 : Plot des données prédites de puits OMGZ 60 PH (section 8 1/2) et OMGZ-60 à partir de puits OMG 61

f) Données prédite d'OMGZ 60 PH

- PP calculé à gradient constant :
- ✓ PP 0,353 psi/pi (PG 280 kg/cm2).
- ✓ Gradient de contrainte des Overburden ~ 1,05 psi/ft (la contrainte d'overburden est calculée à partir de log density).
- MW-1.52sg (conditions statiques) adapté pour forer une section de 8 ½" (0% endommagements).
- MW-1.38sg (conditions statiques) adapté pour forer une section de 8 ½" (5% endommagements).
- MW-1.28sg (conditions statiques) adapté pour forer une section de 8 ½" (10% endommagements) (voir la Figure III.20)

g) Donnés prédites d'OMGZ 60 et sa fenêtre de boue

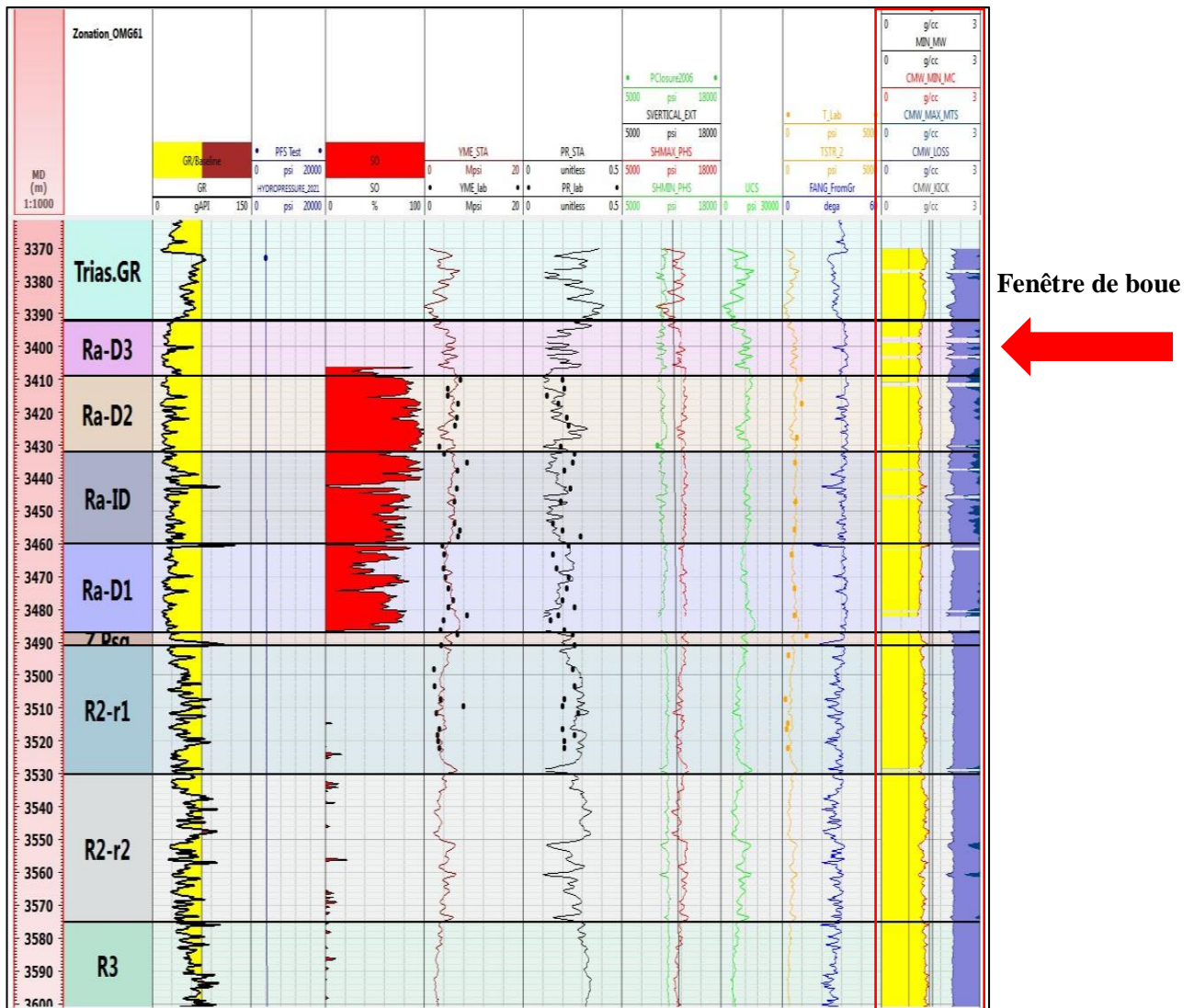


Figure III.20 : Plot des données prédites de puits OMGZ 60 à partir de puits OMG 61

- Le modèle géomécanique 1D est complété pour le puits vertical OMG 61.
- Régime de la contrainte de cisaillement observé le long de la section du réservoir, avec le gradient de fracture est d'environ de 0,82 à 0,93 psi/ft.
- Les propriétés de la roche ont été extrapolées du puits vertical OMG 61 au nouveau puits horizontal OMGZ 60.
- Les contraintes ont été calculées en suivant le même flux de travail avec une pression de réservoir de 280 kg/cm².
- La simulation WBS montre un intervalle de densité de boue dans le drain horizontal entre :
 - 1.53-2 g/cm³. à la section 8^{1/2}." (0% d'endommagement).
 - 1.45-1.89 gcm³/ à la section 6" (Réservoir) (0 % d'endommagement).
 - 1.38-2 g/cm³. à la section 8^{1/2}." (5% d'endommagement).
 - 1.2-1.89 g/cm³. à la section 6" (Réservoir) (5% d'endommagement).
- La pression d'Overburden indique des valeurs plus élevées dans le drain horizontal par rapport à la section verticale, dépassant 16 KPsi en D1 et 14 KPsi en ID.
- Breakdown élevés attendues doivent être prises en compte dans la complétion et la stimulation.
- Le gradient de rupture ainsi que les pressions de Breakdown doivent être mis à jour après le forage du drain horizontal à l'aide des données acquises (sonique, stress test...).

III.5) Conclusion

A travers cette étude, nous avons évalués une interprétation des plusieurs donnés géomécaniques et diagraphiques ; et après l'analyse des résultats de l'interprétation on conclut que la fenêtre de boue optimale pour le forage horizontal du puits OMGZ 60 dans la direction minimale est de 1.38 à 2 g/cm³ dans la section 8^{1/2}" et entre 1.2 à 2 g/cm³ dans la section de réservoir (section 6") dont ces intervalles sont la partie sécurisée de l'opération.

Les résultats de l'évaluation présentent un intervalle optimal de boue dans l'ensemble du drain horizontal foré, favorisant une opération de forage à moins de coincements ainsi que la bonne récupération des HC. Cependant, l'utilisation du logiciel «Techlog» nous a facilité la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres géomécaniques à travers ses modules interactifs.

Conclusion générale

En résumé, le forage horizontal a pu résoudre plusieurs problèmes en exploitation pétrolière, notamment celui du coincement par pression différentielle. Ce dernier représente un défi fréquent et ses conséquences peuvent être extrêmement préjudiciables pour les opérations de forage.

Ainsi, le forage horizontal à minimum stress se présente comme une solution efficace pour éviter ce type de coincement et atténuer les conséquences qui augmente légèrement à des complications majeures qui peuvent entraîner la perte de la garniture de forage ou même la perte totale du puits donc, il est indispensable de connaître avec précision ses circonstances et de pouvoir analyser et étudier ses différentes catégories.

A travers cette étude, nous avons évalués une interprétation de plusieurs donnés géomécaniques et diagraphiques ; et après l'analyse des résultats de l'interprétation on conclut que la fenêtre de boue optimale pour le forage horizontal de puits OMGZ 60 dans la direction minimale est de 1.38 à 2 g/cm³ dans la section 8 ½" et entre 1.2 à 2 g/cm³ dans la section de réservoir (section 6") dont ces intervalles sont la partie sécurisée de l'opération.

Les résultats de l'évaluation présentent un intervalle optimal de boue dans l'ensemble du drain horizontal foré, favorisant une opération de forage à moins de coincements ainsi que la bonne récupération des HC. Cependant, l'utilisation du logiciel «Techlog» nous a facilités la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres géomécaniques à travers ses modules interactifs.

Bibliographie

- [1] BOURADJAME AEK, Interprétation et analyse des puits stimulés sur le champ de HMD, 1999.
- [2] Barhouchi Akram, Laichi Billal, Boutalbi Hilal Contribution à l'étude pétrophysique et cartographique dans le champ.
- [3] Madani Aoun et al. Mémoire, Etude des coincements dans la phase 12.25 sur le champ de HMD. Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017
- [4] CHEKOUFI Said Forage directionnel et horizontal : La Réalisation d'une Re-entry Short Radius en Slim hole Cas : Puits OMJZ-441 à Hassi Messaoud
- [5] Directional drilling and development studies volume 2 T A INGLIS .
- [6] CHEKOUFI Said, Forage directionnel et horizontal : La Réalisation d'une Re-entry Short Radius en Slim hole Cas : Puits OMJZ-441 à Hassi Messaoud, PDF, document de fin d'étude, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [7] Belhani Mohammed Forage directionnelle Réalisation d'un puits Ré-entre étude de cas reprise de puits OMO 38 2013.
- [8] Mechanical earth model MEM, society of petroleum engineers 2009.
- [9] Problème de forage cours et exercices résolus.
- [10] Differential wall sticking, pétrole et gaz naturel, Whitehead, Harry, 1976.
- [11] ACHOUR Fouad Etude Et Résolution D'un Coincement Par Pression Différentielle, Cas De Puits OKS27 Sur Le Champ De Benkahla 2014.
- [12] chapitre 03 coincements de la garniture Dobbi Abdelmadjid 2020
- [13] IPM Stuck-pipe Manual, IPM Schlumberger, Février 2003.
- [14] Bassi Rafet 2017 Etude des coincements dans la phase 12"1/4 Sur le champ de HMD (puits OMLZ45).
- [15] Lasbeur, N., (2014) : Etude géomécanique et stimulation par fracturation hydraulique des réservoirs compacts : Quartzite de Hamra (ELAS-1), Dévonien inférieur (GEH-1). Mémoire d'induction, Sonatrach.
- [16] Mr. LEHARANI Yazid et M. RAHIM Kahina, Découpage séquentiel, évaluation pétrophysique et fracturation hydraulique des réservoirs compacts (Tight) de l'Ordovicien du bassin de l'Ahnet (Région d'Oued Tisa-Araret et Djebel Mouïma Sud, Ahnet central), PDF, document de fin d'étude, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, 2019.
-

Références

- [17] Hills, C.-D., (2000): A Calometric and Microstructural Study of Solidified Toxic Wastes, Part 2: A Model for Poisoning of OPC Hydration. International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts.
- [18] Sonatrach-DP-HMD-OMGZ-60_MEM_Report.pdf.
- [19] Wellbore stability – A drillers guide – update by Ru Maclure Schlumberger.
- [20]<https://en.wikipedia.org/wiki/Techlog>.29/04/2019
- [21]https://www.academia.edu/23070178/important_pdf_about_techlog_software 29/04/2019.
- [22]<https://www.software.slb.com/products/techlog/techlog-petrophysics>. 25/04/2019.
- [17] Mr. LEHARANI Yazid et M. RAHIM Kahina, Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et fracturation hydraulique des réservoirs compacts (Tight) de l'Ordovicien du bassin de l'Ahnet (Région d'Oued Tisa-Araret et Djebel Mouïma Sud, Ahnet central), PDF, [18] Lasbeur, N., (2014) : Etude géomécanique et stimulation par fracturation hydraulique des réservoirs compacts : Quartzite de Hamra (ELAS-1), Dévonien inférieur (GEH-1). Mémoire d'induction, Sonatrach.
- [19] Hills, C.-D., (2000): A Calometric and Microstructural Study of Solidified Toxic Wastes, Part 2: A Model for Poisoning of OPC Hydration. International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts.document de fin d'étude, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, 2019.
- [20] Sonatrach-DP-HMD-OMGZ-60_MEM_Report.pdf.
- [21] Alain, F., Raoult, J.-F., 2010 : Dictionnaire de Géologie, 7ème Edition.
- [22] Mr. ABDERRAHMANI Zouhair, CHEKKAL Dhaouadi, KORDJANI Hicham, Caractérisation pétro physique du champ pétrolier de Hassi Messaoud par l'utilisation de la plateforme Techlog, document de fin d'étude, Université de Kasdi Merbah, Ouargla.
- [23] Sonatrach –DP-HMD-OMGZ60
- [24] Geomechanics study – Hassi Messaoud-pre drill model
- [25] Data exploration –senior Geomechanics engineer D&IA&INAF
- [26] 1D Mechanical earth model for drilling completion pre-drill post-pre-drill
-