

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
المركز الجامعي لعين تموشنت
Centre Universitaire Belhadj Bouchaib d'Ain-Temouchent
Institut de Technologie
Département de Génie Civil



Projet de fin d'études
Pour l'obtention du diplôme de Master en :
Domaine : SCIENCE ET TECHNOLOGIE
Filière : GENIE CIVIL
Spécialité : STRUCTURE
Thème

Etude de stabilité des parois d'un puits pétrolier

Présenté Par :

- 1) MALAOUI Fazia
- 2) KRARRAZ Amina

Devant les jurys composés de :

Mme DERBAL	Ahlem	C.U.B.B (Ain Temouchent)	Président
Mr HOUMADI	Youcef.	C.U.B.B (Ain Temouchent)	Encadreur
Mme BELABBACI	Zineb	C.U.B.B (Ain Temouchent)	Examineur

Remerciements

Nous tenons à remercier en premier lieu DIEU le tout puissant qui a fait que ce travail soit terminé.

En achevant ce modeste travail nous tenons à remercier vivement notre promoteur, chargé du suivi de notre travail,

Monsieur : HOUMADI Youcef pour ses encouragements, ses conseils précieux et sa disponibilité.

Nous adressons nos vifs remerciements aux membres de jury de notre soutenance

qui nous feront l'honneur de juger notre travail.

Nous remercions également nos enseignants de notre département Génie Civil.

Résumé

Le forage aura comme conséquence d'extraire (perturber) une partie de la roche, qui était préalablement en équilibre. Pour atténuer cette perturbation de la roche, on essaye de remplacer la résistance qui était fournie par la partie enlevée par l'effet du fluide de forage ce qui peut poser un problème de stabilité du puits. Pour éviter cette instabilité nous devons la surveiller et l'analyser avant et lors du forage. Cette étude repose essentiellement sur :

- Le modèle de calcul choisi pour représenter le comportement de la roche (élasticité linéaire, plasticité...);
- L'évaluation des conditions in situ qui règnent au sein de la roche, en l'occurrence les contraintes in situ et leurs orientations ainsi que la pression de pores (interstitielle);
- L'estimation des caractéristiques mécaniques de la roche;
- Les caractéristiques du sondage : rayon, inclinaison, azimut;

ملخص

سينتج عن الحفر استخراج (تعطيل) جزء من الصخر الذي كان سابقا في التوازن لتخفيف هذا الاضطراب من الصخور نحاول استبدال المقاومة التي تم توفيرها بواسطة الجزء الذي أزاله تأثير سائل الحفر و هذا يطرح مشكلة استقرار البئر. لتجنب عدم الاستقرار يجب أن نراقب ونحلل قبل وأثناء الحفر. وتستند هذه الدراسة أساسا على:

نموذج الحساب المختار لتمثيل سلوك الصخرة (المرونة الخطية ، اللدونة...), تقدير الخواص الميكانيكية للصخور, خصائص البئر: نصف قطر، الميل...

Summary

The drilling will result in extracting (disturbing) part of the rock, which was previously in equilibrium. To mitigate this disturbance of the rock, we try to replace the resistance which was provided by the removed part by the effect of the drilling fluid which poses a problem of stability of the well. To avoid this instability we must monitor and analyze it before and during drilling. This study is essentially based on:

- The calculation model chosen to represent the behavior of the rock (linear elasticity, plasticity ...);

- The evaluation of the in situ conditions that prevail within the rock, in this case the in situ stress and their orientations as well as the pore pressure (interstitial);
- Estimation of the mechanical characteristics of the rock;
- The characteristics of the well: diameter, inclination, azimuth

Sommaire

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre 1: Généralités

1. Introduction.....	3
2. Pression hydrostatique. Principe fondamental de l'hydrostatique.....	3
3. Gradient.....	4
4. Notion de contrainte.....	5
5. Notion de déformation.....	7
6. Pression de pore :.....	10
7. Pression géostatique.....	11
8. Relation entre la pression de pore et la pression géostatique.....	13
9. Pression de fracturation.....	14
10. Rupture de la roche :.....	15
10.1. Rupture par cisaillement	15
10.2. Rupture par Tension.....	15
11. Programme de Forage.....	16
12. Programme de tubage.....	17
13. Le fluide de forage.....	18
14. Conclusion	19

Chapitre 2: Propriétés mécaniques de la roche

1. Introduction	20
2. Contraintes in situ	20
3. Estimation de la contrainte verticale	23
4. Estimation des contraintes horizontales	24
4.1. Contrainte horizontale mineure	24
4.2. Contrainte horizontale majeure	25
4.3. Orientation des contraintes principales	26

4.3.1.	Utilisation du Caliper	26
4.3.2.	Utilisation des outils d'imagerie	29
5.	Pression des pores	30
5.1.	Les essais de puits en cour de forage (DST:Drill Steam Test)	32
5.2.	Autres méthodes	32
6.	Propriétés mécaniques de la roche	33
6.1.	Estimation des propriétés mécaniques des roches	33
6.1.1.	Les essais effectués au laboratoire	33
6.1.2.	Les diagraphies	34
	➤ Module d'Young	35
	➤ Module d'Young Dynamique	35
	➤ Module d'Young Statique	36
	➤ Module de cisaillement	36
	➤ Coefficient de Poisson	36
	➤ Module de compressibilité de la roche	36
	➤ Résistance à la compression simple UCS	36
	➤ Angle de frottement interne	37
	➤ Cohésion C	38
	➤ Résistance à la traction	38
	➤ Pourcentage en volume d'argile	39
7.	Situation après le forage	39
7.1.	Effet de la densité de la boue	41
7.2.	Effet du mud cake	42
7.3.	Effet de la température	43
8.	Conclusion	44

Chapitre 3 : Critères de sélection des tubages d'un puits pétrolier

1.	Introduction	45
2.	Caractéristiques d'un tubage	45
2.1.	Géométrie du corps	45
	➤ Le diamètre	45
	➤ Le poids nominal	45

➤	Le Calibre	46
2.2.	Géométrie du raccord	46
2.3.	La nuance de l'acier (le Grade)	47
2.4.	Le couple de serrage : (Make-up Torque)	47
2.5.	Fragilisation par H2S	48
2.6.	Corrosion par CO2	49
3.	Critères de sélection du tubage	49
3.1.	La pression d'écrasement (Collapse Pressure)	50
3.2.	La pression l'éclatement (Burst Pressure)	51
3.3.	La pression de traction	51
3.4.	Coefficients de sécurité	52
4.	Exemple d'un programme de tubage: (puits ; MD722)	53
5.	Conclusion	56

Chapitre 4 : Problèmes liés à l'instabilité des parois d'un puits pétrolier

1.	Introduction	57
2.	Causes de l'instabilité des parois	58
3.	Problèmes liés à l'instabilité des parois	59
3.1.	Les coincements	59
3.1.1.	Coincement par pression différentielle	59
3.1.2.	Coincement Mécanique	60
3.1.2.1.	Mauvais nettoyage de Puits	60
3.1.2.2.	Instabilité des argiles	61
3.1.2.3.	Formations non consolidées	64
3.1.2.4.	Formations Fracturées	65
3.1.2.5.	Formations mobiles	65
3.1.2.6.	Géométrie de puits	66
3.2.	Les pertes de circulation.....	67
3.2.1.	Pertes Naturelles	67

3.2.2. Fractures induites	68
3.3. Autres problèmes	68
3.3.1. Bourrage de l'outil	68
3.3.2. Serrage du puits (tight hole)	69
4. Conclusion	69

Chapitre 5 : Etude de cas THNW-1

1. Introduction	70
2. Informations générales du puits TAHNW-1	71
3. But de sondage	72
4. Historique des travaux dans la région.....	73
5. Données sismiques	73
6. Aspect géologique	75
7. Aspect forage	78
7.1. Analyse des puits avoisinants	78
7.2. Résultats des essais DS	79
7.3. Architecture du puits THNW-1	80
7.4. Programme de boue de forage pour les différentes sections	81
7.4.1. la section 17''1/2	81
7.4.2. la section 12''1/4	81
7.4.3. la section 8''1/2	81
7.4.4. la section 6''.....	82
8. Conclusion	82

Listes des figures

Chapitre 1

FIG. 1 Principe fondamental de l'hydrostatique.....	3
FIG 2. Décomposition de la contrainte σ dans le cas général	5
FIG 3. Système de contraintes triaxial	6
FIG 4. Courbe de déformation en fonction de la contrainte	7
FIG5. Définition du coefficient de Poisson	8
FIG 6. Diagramme de Mohr — courbe intrinsèque	9
FIG 7. Redistribution des contraintes à la paroi du trou.....	10
FIG 8.les trois contraintes des parois du trou.....	10
FIG 9. Diagramme schématique représentant la porosité en fonction de la profondeur .	12
FIG 10.Gradient géostatique	13
FIG 11. Répartition de la pression géostatique	14
FIG 12. Orientation des fractures ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$)	15
FIG 13. Rupture par cisaillement.....	15
FIG 14.Rupture par Tension	16
FIG 15.Influence de la pression de fracturation, de pore et de la densité de la boue sur la position et le nombre de sabots.....	17
FIG 16. Différentes colonnes de tubages.....	18

Chapitre 2

Fig 1. Orientation de contraintes principales – cas d’une faille normale.....	21
Fig 2. Orientation de contraintes principales – cas d’une faille inverse.....	22
Fig 3. Orientation de contraintes principales – cas d’un décrochement.....	22
Fig 4. Estimation de la contrainte Verticale	24
Fig 5. Schéma représentant le LOT.....	25
Fig 6. Cercle de Mohr.....	26
Fig 7 Resultats de Caliper en fonction du profondeur.....	27
Fig 8. Orientation des Contraintes Horizontales Majore et Mineure.....	28
Fig 9. Orientation Prédominante des ovalisations.....	28
Fig 10. Image ultrasonique (UBI).....	30
Fig 11. Présentation de la pression des pores en fonction la profondeur.....	31
Fig 12. Essai sonique.....	34
Fig 13. Détermination de l’UCS.....	37
Fig 14. Détermination de C et ϕ	38
Fig 15. Détermination de la résistance à la traction.....	39
Fig 16. Etat de contrainte loin/proche des parois d’un puits.....	40
Fig 17. Efforts exerçants autour des parois d’un puits.....	40
Fig 18. Etat de contraintes avant et après le forage.....	40
Fig 19. Etat de contraintes avec et sans effet de densité.....	41
Fig 20. Etat de contrainte cas d’une augmentation excessive de densité.....	42
Fig 21. Influence de la densité sur la stabilité des parois.....	42
Fig 22 Formation de Mud Cake.....	43

FIG 23. Effet de Mud Cake sur la stabilité des parois.....	43
FIG 23. Effet de Température a l'intérieur de puits.....	44

Chapitre 3

Fig 1.a Caractéristiques du filetage API rond.....	46
Fig 1.a Caractéristiques du filetage Butress.....	47
Fig 2. Influence de l' H2S en fonction de la température.....	49
Fig 3. Origine de la pression d'écrasement.....	50
Fig 4. Origine de la pression d'éclatement.....	51
Fig 5. Les différentes colonnes de tubages du puits MD722.....	54
Fig 6. Les différentes colonnes de tubages du puits MDZ609.....	55

Chapitre 4

Fig 1. Problèmes liés a l'instabilité des parois.....	58
Fig 2. Coincement par pression différentielle.	60
Fig 3. Formation d'un lit de cuttings suite à un mauvais nettoyage	61
Fig 4. Gonflement des argiles	62
Fig 5. Instabilité de trou du aux argiles géo pressurées	62
Fig 6. Instabilité de trou du aux argiles hydro pressurées	62
Fig 7. Comparaison de la " <i>pénétration de la pression de pore</i> " entre grès et argiles	64
Fig 8. Eboulement des formations non consolidées	65
Fig 9. Déformation des sels plastiques (gauche) et washout dû aux sels (droite)	66
Fig 10. Mécanisme de formation des trous de serrures	66

Fig 11. Undergauge Hole	67
Fig 12 perte de circulation due à la fracture induite	68

Chapitre 5

Fig 1 Schéma d'itinéraire vers THNW-1	81
Fig 2. Plan de position du périmètre BORDJ OMAR DRISS (I)	82
Fig 3. Carte en isobathe au toit du Dévonien F6 unité C3	83
Fig 4. Carte en isobathes au toit de réservoir Ordovicien	84
Fig 5. Architecture du puits THNW-1	89

Liste des tableaux

Chapitre 3 :

Tab 1. Poids linéaire du tubage 9''5/8	46
Tab 2. Diamètre de calibre correspondant a chaque diamètre de tubage	46
Tab 3. La limite élastique de chaque grade de tubage	47
Tab 4. Couple de serrage pour quelques diamètres de tubage	48
Tab 5. Coefficients de sécurité API	52
Tab 6. Programme de Tubage du puits MD722	53

Chapitre 5 :

Tab 1. Données générales du puits THNW-1	80
Tab 2. Tableau de corrélations de puits THNW-1	85
Tab 3. Prévisions de forage THNW-1	86
Tab 4. Tableau récapitulatif des puits avoisinant de THNW-1	87
Tab 5. Tableau récapitulatif des résultats des essais DST	88
Tab 6. Application des pressions maximales pour THNW-1	88
Tab 9. Propriétés de la boue de la phase 17''1/2	90
Tab 10. Propriétés de la boue de la phase 12''1/4	90
Tab 11. Propriétés de la boue de la phase 8''1/2	90
Tab 12. Propriétés de la boue de la phase 6''	91

Introduction

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays dont leur économie s'appuie principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces sources d'énergie.

L'extraction de cette source du sous-sol est considérée comme un grand investissement, nécessitant des grands travaux, complémentaires et successifs.

La finalité d'un forage est d'atteindre des objectifs (atteindre le réservoir sans incidents et le plus rapidement possible) avec un prix de revient minimal. A cet effet, plusieurs équipements et techniques ont été développés selon les besoins et les difficultés rencontrées pendant le forage.

Avec toutes les améliorations qui ont été faites, on rencontre toujours des problèmes lors de la réalisation des puits pétroliers à savoir l'instabilité des parois, les éruptions et les pertes de circulation.

L'instabilité des parois du puits pendant le forage peut apparaître sous plusieurs formes qui nous sont familières, comme le coincement du train de tige, le resserrement du trou, la fracturation et la perte de circulation, le cavage excessif ou les difficultés de maîtrise de la direction, l'éboulement ou l'effondrement. Ces problèmes coûtent à l'industrie pétrolière plusieurs milliards de dollars par an en temps perdu, coût de réalisation, et en perte de production. Tout cela a suscité un plus grand intérêt pour la prise en compte des problèmes d'instabilité des puits.

Le but de l'analyse de stabilité des parois est la prévention des ruptures fragiles et des déformations plastiques de la roche entourant le puits. De ce fait, elle s'appuie profondément sur les notions de mécanique des roches. Cette dernière constitue un élément déterminant pour la compréhension des mécanismes de déformations et de ruptures, et par voie de conséquence elle est le moyen le plus approprié pour la détermination des solutions adéquates.

En l'état actuel des connaissances, la résolution d'un tel problème ne peut être purement basé sur l'expérience, ni même d'ailleurs, sur uniquement les développements théoriques. C'est plutôt une combinaison de ces deux domaines qui permettra la détermination de solutions concluantes.

A la lumière de ceci, le présent travail a comme objectif d'établir une méthodologie pour l'analyse de la stabilité des parois de puits. Celle-ci est basée sur la formulation théorique d'une part, et d'autre part sur l'expérience et l'état de l'art acquis à la suite des nombreux problèmes de stabilité survenus pendant le forage.

Ce mémoire met l'accent sur cinq axes : la première partie mentionne des définitions utiles pour la bonne compréhension du notre thème. La deuxième partie vise la description des contraintes in situ et celles qui règnent après le forage ainsi que les caractéristiques mécaniques de la roche. La troisième partie étudie les critères de choix des tubages. Ensuite, La quatrième partie a été consacrée pour l'analyse des problèmes liés à l'instabilité des parois. Concernant la dernière partie, une étude de cas du puits THNW-1 a été réalisée.

Chapitre 1 :

Généralités

1. Introduction

L'analyse de la stabilité des puits nécessite la compréhension des notions fondamentales de la mécanique des milieux continus et des milieux poreux ainsi que des notions de forage. Ceci émane du fait que les définitions des états de rupture et de stabilité se basent sur des manipulations mathématiques de grandeurs physiques telles que les contraintes et les déformations.

La mécanique des milieux continus est l'étude du comportement des matériaux quand ils sont soumis à des sollicitations extérieures. On entend par sollicitations extérieures les effets pouvant avoir des influences sur les propriétés du matériau

2. Pression hydrostatique. Principe fondamental de l'hydrostatique

Ce principe concerne les fluides au repos soumis seulement aux effets de la pesanteur. La pression exercée par une colonne de fluide immobile dépend uniquement de la hauteur de la colonne de fluide et de sa masse volumique. La section et la géométrie de la colonne n'ont pas d'effet sur la pression hydrostatique.

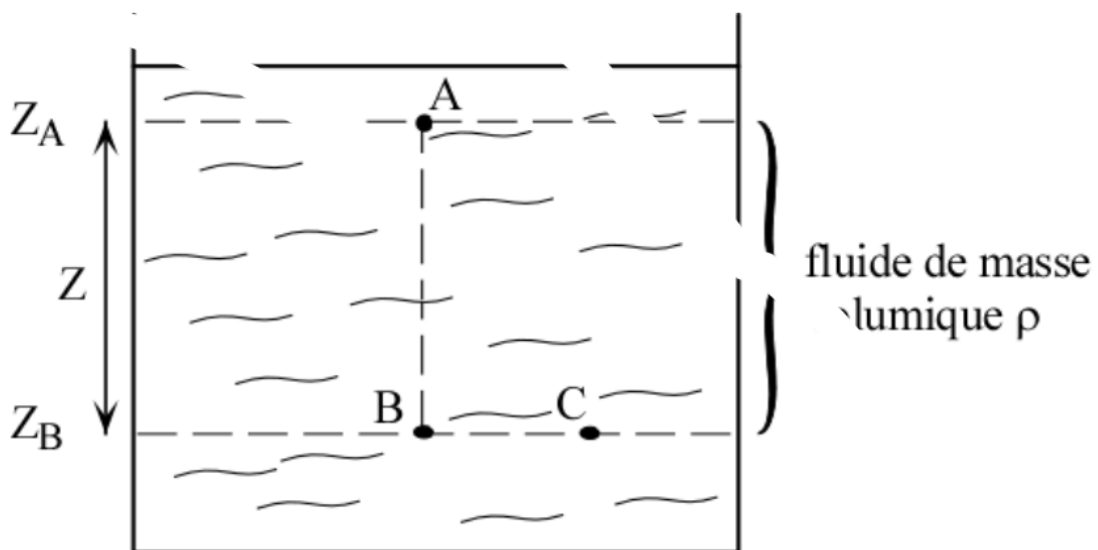


FIG. 1 Principe fondamental de l'hydrostatique

Le principe fondamental de l'hydrostatique s'exprime par la formule suivante :

$$P_{hB} - P_{hA} = \rho \cdot g \cdot Z \quad (1)$$

P_{hA} : Pression hydrostatique exercée en **A** exprimée en **pascal (Pa)**,

P_{hB} : Pression hydrostatique exercée en **B** exprimée en **pascal (Pa)**,

P : masse volumique du fluide considérée constante entre **A** et **B** exprimée en **kg/m³**,

g : **accélération** de la pesanteur (**9,81 m/s²**),

Z : hauteur en **m** de la colonne de fluide **AB**

Remarque : Avec les unités habituellement utilisées en forage, cette formule s'écrit :

$$P_{hB} - P_{hA} = \frac{Z \cdot d}{10,2} \quad (2)$$

P_{hA} et P_{hB} exprimées en **bar**, **Z** exprimée en **m**, **d** étant la densité moyenne du fluide entre **A** et **B**.

Le principe implique également que la pression exercée par un fluide au repos est la même sur une même horizontale et que la pression en un point est égale dans toutes les directions. Toute variation de pression produite en un point quelconque d'un fluide incompressible en équilibre, est transmise intégralement en tout point du fluide.

3. Gradient

Si l'on considère une grandeur physique qui varie avec la profondeur (par exemple la pression exercée par le poids des sédiments, celle exercée par une colonne de boue dans un puits, la température, etc.), le gradient de cette grandeur exprime cette variation. Le gradient de la grandeur **Q** entre les profondeurs **Z1** et **Z2** définies à partir d'une même origine est :

$$gradQ = \frac{Q_{Z2} - Q_{Z1}}{Z2 - Z1} \quad (3)$$

Q z1 = valeur de la grandeur **Q** à la côte **Z1**,

Q z2 = valeur de la grandeur **Q** à la côte **Z2**.

Le gradient s'exprime dans l'unité de la grandeur physique considérée par unité de longueur (gradient géothermique en °C / m, gradient géostatique en bar / m, etc.).

4. Notion de contrainte

Considérons un solide compact, par exemple une roche, soumis à une force extérieure F . Cette force se transmet à l'intérieur du solide et produit des contraintes.

σ est la contrainte produite par la force F sur la surface S , elle est définie par :

$$\sigma = \frac{F}{S} \quad (4)$$

σ est parallèle à F et s'exprime en unité de **pression**.

En général, la force F n'est pas perpendiculaire à la surface S et peut être décomposée en :

F_n : composante normale à S (perpendiculaire à S). F_n crée une contrainte de compression ou de traction σ_n suivant le sens de F . σ_n est parallèle à F_n .

F_x, F_y : composantes de F contenues dans la surface S . F_x et F_y créent deux contraintes de cisaillement σ_x et σ_y parallèles respectivement à F_x et F_y , et donc contenues dans la surface S .

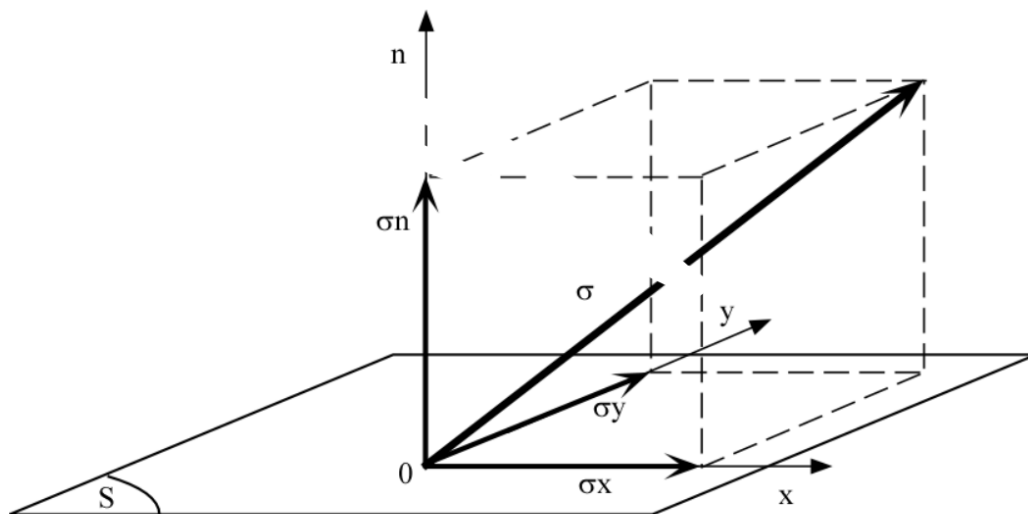


FIG 2. Décomposition de la contrainte σ dans le cas général

Dans le cas général, un système de trois forces F_1, F_2, F_3 s'applique sur les faces d'un échantillon. Le régime de contrainte est dit triaxial. Il est toujours possible de définir trois plans orthogonaux, les plans principaux de contraintes, dans lesquels les contraintes de cisaillement sont nulles. Les contraintes normales à ces trois plans sont les contraintes principales $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$.

$\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$ définissent un régime de contraintes anisotrope. L'extrémité du vecteur contrainte décrit un ellipsoïde ayant σ_1 , σ_2 et σ_3 comme axes principaux (Fig 3).

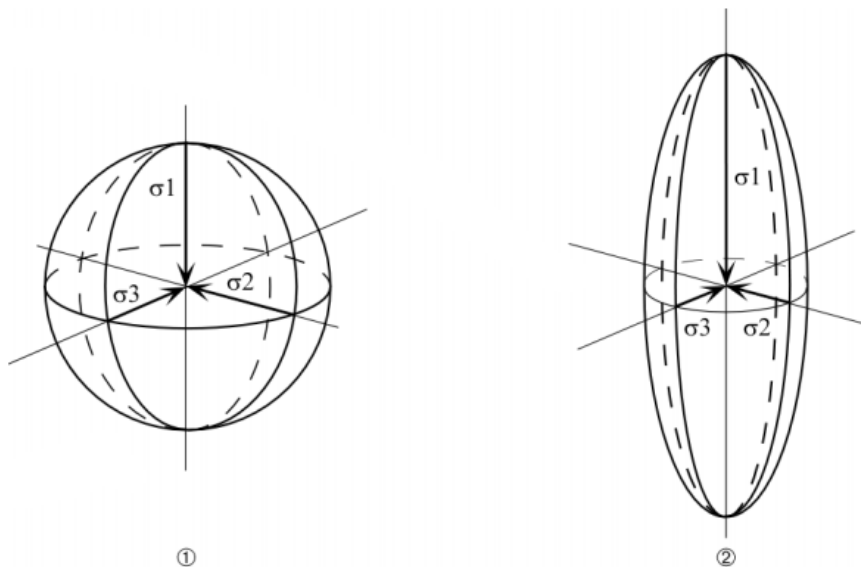


FIG 3. Système de contraintes triaxial (ENSPM, 2006)

- Quand $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$, la valeur de la contrainte est indépendante de la direction considérée, le régime de contraintes est dit isotrope ou hydrostatique. C'est le cas dans un fluide en équilibre : il n'y a pas de contrainte de cisaillement et la contrainte principale est la pression hydrostatique du fluide (Fig 3).
- Dans les formations géologiques, les roches sont soumises à un régime de contraintes triaxial anisotrope. Les contraintes principales peuvent prendre des valeurs et des orientations quelconques difficiles à estimer. En général, on admet que l'une d'entre elles est proche de la verticale et qu'elle est fonction du poids des sédiments sus-jacents : c'est la contrainte géostatique. Les deux autres, proches de l'horizontale, peuvent être :
 - inférieures à la contrainte verticale (de l'ordre de 0,6 à 0,8). C'est le cas pour les profondeurs supérieures à 500 - 600 m dans des régions tectoniquement calmes, (ENSPM, 2006)
 - égales à la contrainte verticale dans le cas d'un champ de contraintes isotrope (cas à forte profondeur).
 - supérieures ou très supérieures à la contrainte verticale (jusqu'à 10 fois supérieures) dans le cas d'un champ de contraintes latéral ou de compression due à des phénomènes tectoniques. (ENSPM, 2006)

Dans le cas général, les deux contraintes horizontales ne sont pas égales. La valeur des contraintes et l'orientation du trou par rapport à ces contraintes affectent la géométrie du trou, la stabilité de ses parois et sont responsables de certains problèmes en cours de forage.

5. Notion de déformation

Un solide soumis à des contraintes va se déformer. Si l'on trace sur un graphique la déformation en fonction de la contrainte, on obtient une courbe que l'on peut décomposer en plusieurs parties:

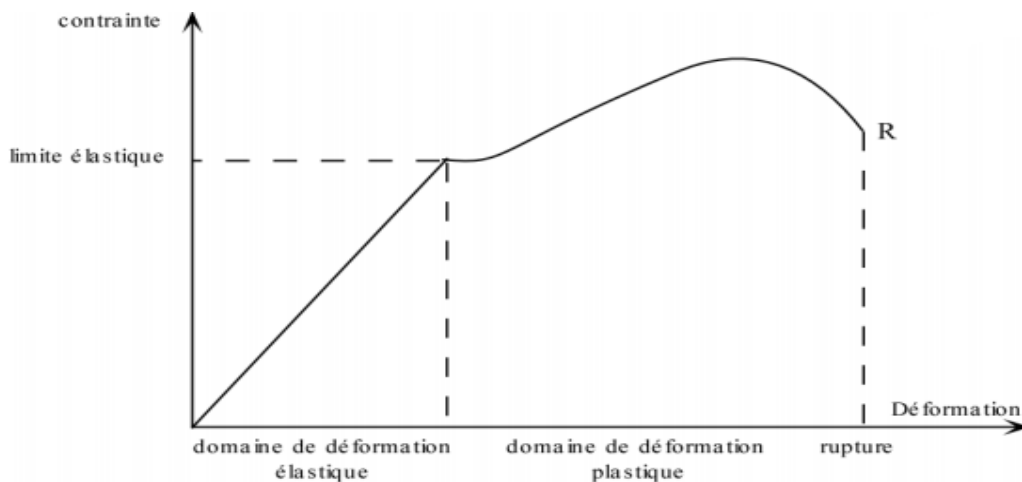


FIG 4. Courbe de déformation en fonction de la contrainte

- Les roches sont des matériaux de composition hétérogène et variée. La courbe représentant la déformation en fonction de la contrainte peut varier de façon considérable d'une roche à l'autre. La partie élastique est généralement courte, inexistante dans le cas de roches plastiques (cas des argiles). Par contre, certaines roches peuvent atteindre leur point de rupture dans le domaine élastique. Les caractéristiques mécaniques des roches (résistance à la compression, au cisaillement, etc.) ont des valeurs beaucoup plus faibles que celles des aciers. Les roches résistent beaucoup mieux à la compression qu'à la traction.

Dans le domaine élastique, contrainte et déformation sont liées par la loi de **Hooke** :

$$\sigma = E \cdot \xi \quad (5)$$

σ : Contrainte appliquée exprimée en **bar**

ξ : Déformation exprimée en % (grandeur sans dimension),

E : Module de **Young** du matériau considéré exprimé en **bar**.

Le coefficient de **Poisson** est défini par :

$$\nu = \frac{\xi_x}{\xi_z} \quad (6)$$

ξ_x est la déformation latérale due à la contrainte σ produisant la déformation verticale ξ_z

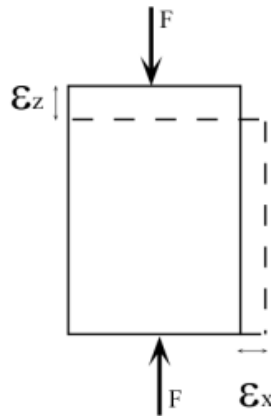


FIG5. Définition du coefficient de Poisson

- ν est un coefficient sans dimension toujours inférieur à 0,5. Il vaut environ 0,2 pour les grès, 0,35 pour le sel, 0,25 pour les calcaires. Il traduit l'effet latéral de la déformation. Il est utilisé pour évaluer la pression de fracturation. (ENSPM, 2006)
- Le module de **Young**, ou module d'élasticité, caractérise la déformabilité d'un corps: plus il est élevé, moins le corps est déformable. Il varie de 10 000 bars pour des roches peu consolidées à 500 000 bars pour des roches très rigides. (ENSPM, 2006)
- La valeur relative de chacune des contraintes principales. Une façon simple de représenter le comportement d'une roche est le diagramme de **Mohr** .

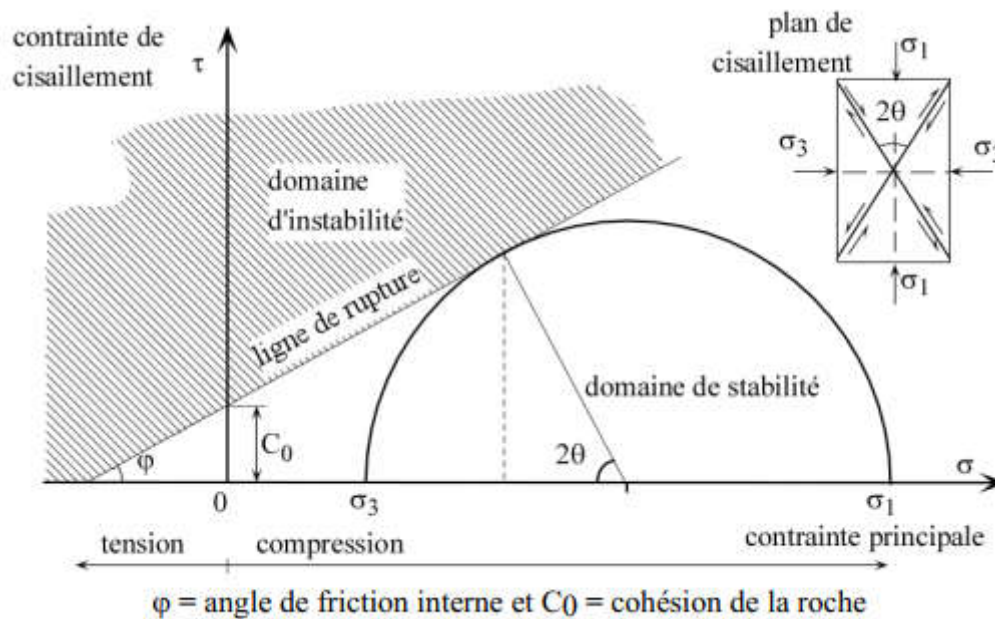


FIG 6. Diagramme de Mohr — courbe intrinsèque (ENSPM, 2006)

- Ce diagramme délimite deux domaines : un domaine où il n'y a pas de rupture et un domaine où il y a rupture. La rupture se produit si le cercle ayant pour diamètre la différence des deux contraintes principales coupe la ligne de rupture.
- La présence d'un puits qui conduit à une redistribution des contraintes à la paroi du trou (Fig 7). Une augmentation de la pression exercée par le fluide de forage dans le puits augmente la contrainte radiale et diminue la contrainte tangentielle. Si cette dernière est annulée, il se produira une fracturation. L'augmentation de la contrainte radiale améliore la tenue des parois
- La température qui a un effet non négligeable en induisant des contraintes thermiques dans la roche. Un réchauffement de la paroi du trou augmente la contrainte tangentielle et la contrainte axiale. Donc, la pression de fracturation d'une formation sera d'autant plus élevée que la température du fluide de forage en face de cette formation sera élevée.

Tous ces facteurs vont intervenir au cours du forage, non seulement en influençant le comportement des parois du trou mais aussi en influençant le travail de l'outil sur le front de taille.

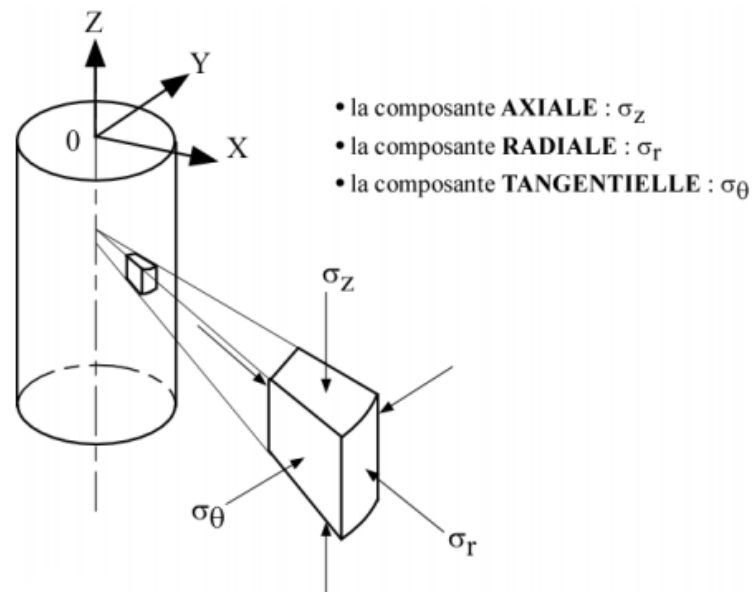


FIG 7. Redistribution des contraintes à la paroi du trou

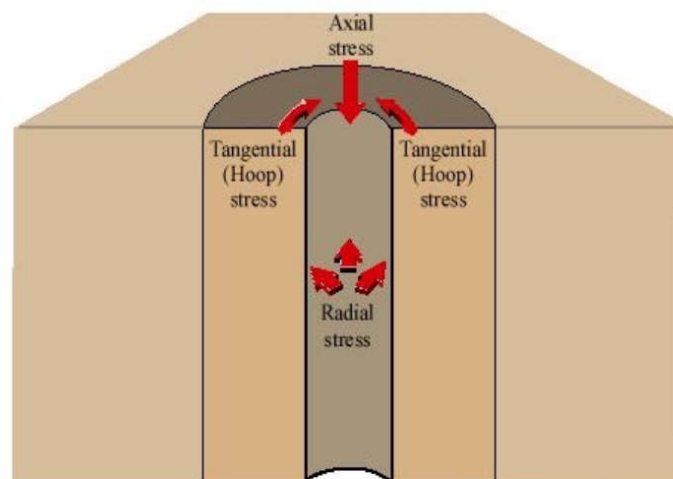


FIG 8.les trois contraintes des parois du trou

6. Pression de pore :

La pression de pore est la pression exercée par les fluides contenus dans les roches à l'intérieur des pores et des fissures. Les termes de pression de formation, de pression de fluide interstitiel, de pression interstitielle et de pression de gisement sont également utilisés.

La pression de pore est dite **normale** lorsqu'elle a pour seule et unique cause la pression hydrostatique des eaux qui imprègnent le sous-sol et qui, de pore à pore, communiquent avec l'atmosphère indépendamment de la morphologie des pores et du cheminement du fluide.

La densité moyenne des eaux du sous-sol, fonction de la salinité de ces eaux, est généralement comprise entre 1,00 et 1,08. Pour les eaux de surface, elle est de l'ordre de 1,00 à 1,04. Elle peut atteindre 1,15 dans les formations plus profondes, et même davantage dans le cas de formations au contact d'un dôme de sel. (ENSPM, 2006)

La pression est dite **anormale** lorsque le gradient de pression est plus élevé suite de piégeage de fluides plus léger que l'eau tels que l'hydrocarbure ou d'une sous compaction.

7. Pression géostatique

C'est la pression, à une profondeur donnée, exercée par le poids des sédiments sus-jacents. Cette pression est due pour une part aux fluides contenus dans les pores et pour une autre part à la matrice du sédiment

La pression géostatique s'exprime par la formule suivante :

$$S = dba \cdot \frac{Z}{10,2} \quad (7)$$

S : la pression géostatique à la profondeur verticale **Z** exprimée en **bar**

dba: la densité moyenne des formations comprises entre la surface et la côte **Z**

Z : l'épaisseur des sédiments exprimée en **m**.

La densité d'un sédiment dépend de la densité de sa matrice, de la densité du fluide interstitiel et de sa porosité. Elle est définie par la relation suivante :

$$db = \phi \cdot df + (1 - \phi) \cdot dm \quad (8)$$

db : Densité de la roche

ϕ : Porosité de la roche

df : Densité du fluide contenu dans les pores de la roche

dm : Densité de la matrice de la roche.

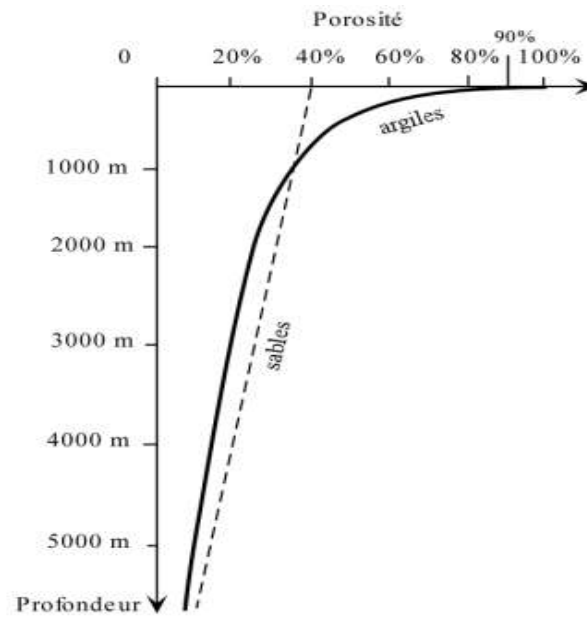


FIG 9. Diagramme schématisant la porosité en fonction de la profondeur
(ENSPM, 2006)

Le point origine du gradient géostatique, à terre, est la surface du sol et en mer la surface de l'eau. Dans les bassins sédimentaires terrestres, il varie en moyenne de 0,17 bar / m en surface à 0,23 bar / m à 3000 / 4000 m de profondeur. Il augmente ensuite lentement de façon linéaire pour atteindre environ 0,25 bar / m au niveau du socle (ENSPM, 2006)

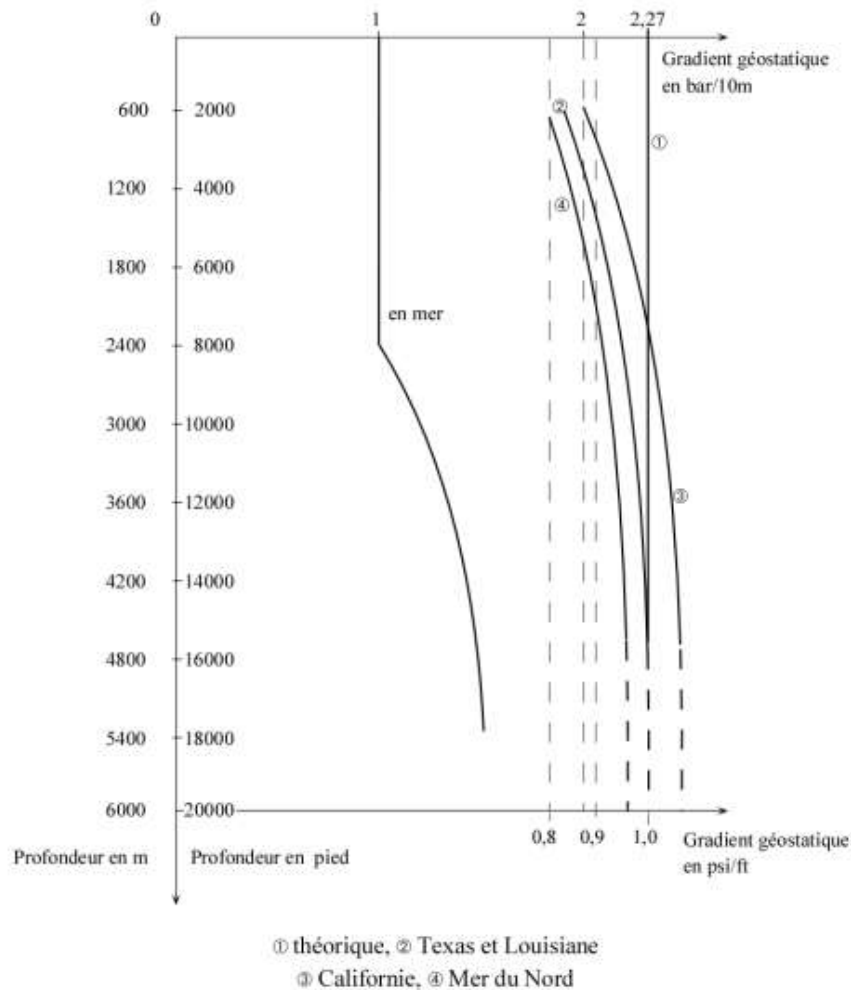


FIG 10. Gradient géostatique (ENSPM, 2006)

8. Relation entre la pression de pore et la pression géostatique.

Notion de contrainte effective

Dans le cas d'une roche poreuse, la contrainte verticale, la pression de pore et la pression géostatique sont reliées par la formule de **Terzaghi** :

$$S = \sigma_V + \alpha.P_G \quad (9)$$

S : Pression géostatique exprimée en **bar**,

σ_V : Contrainte effective verticale exprimée en **bar** responsable des déformations dans la roche. C'est un concept proche de la contrainte inter granulaire ou matricielle (contrainte existant entre les grains formant la roche),

P_G : Pression de pore exprimée en **bar**

α : Coefficient de poro-élasticité caractéristique de la roche considérée. Il peut varier de 0 à 1. Pour les réservoirs pétroliers, il vaut environ 0,7. Pour des raisons de simplification, nous le prendrons égal à 1.

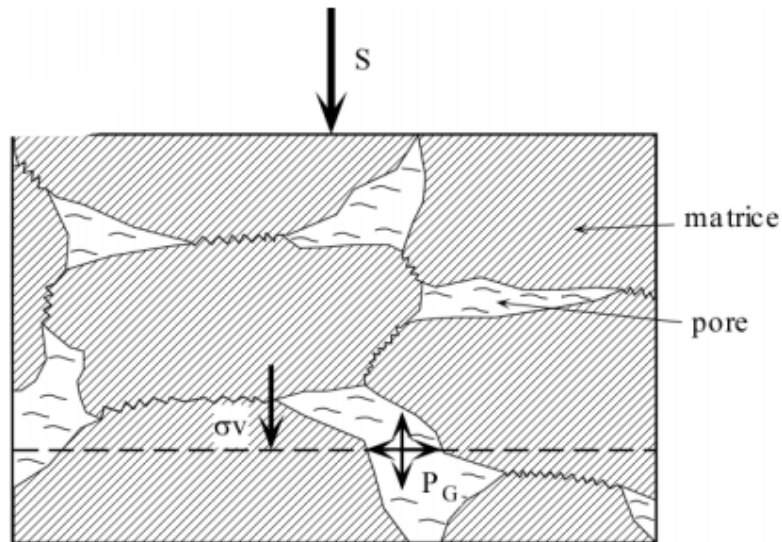
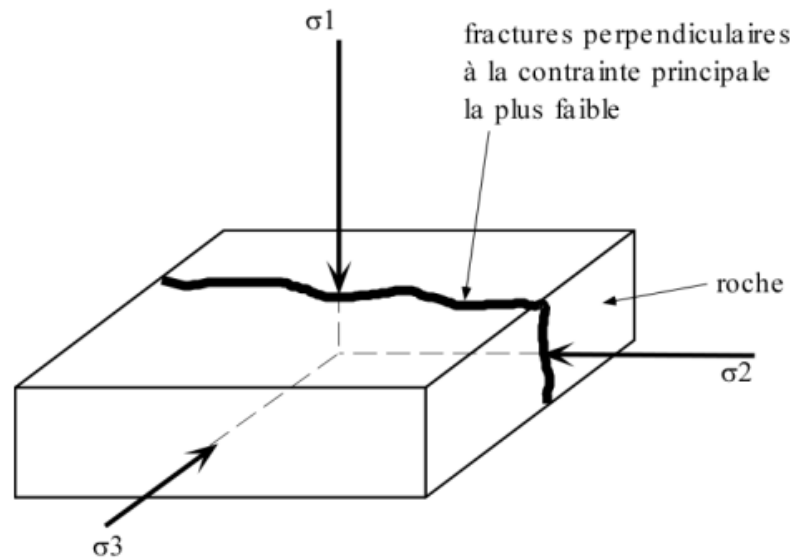


FIG 11. Répartition de la pression géostatique

9. Pression de fracturation

Si la pression en face d'une formation dépasse une certaine valeur appelée "pression de fracturation de la formation", il se produira une fracturation hydraulique de cette formation entraînant souvent de graves problèmes (pertes, instabilité de la paroi du trou, endommagement de la formation, venues et éruptions internes dans certains cas).

Les fractures se développent dans un plan perpendiculaire à la plus faible des contraintes en place. Elles se produisent quand la pression exercée à l'intérieur du puits devient supérieure à cette contrainte.

FIG 12. Orientation des fractures ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$)

10. Rupture de la roche :

Généralement, la roche présente deux (02) cas de figures de rupture ;

10.1. Rupture par cisaillement :

Ceci est causé par 2 contraintes perpendiculaires de magnitude différente.

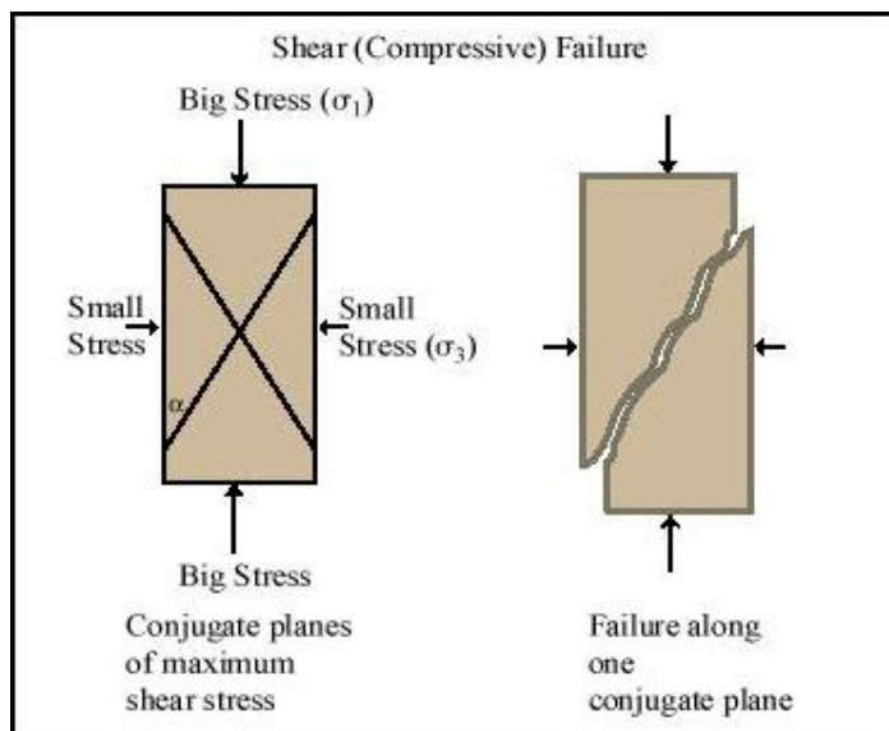


FIG 13. Rupture par cisaillement

10.2. Rupture par Tension

Ceci est causé par une contrainte dépassant la résistance à la traction de la roche.

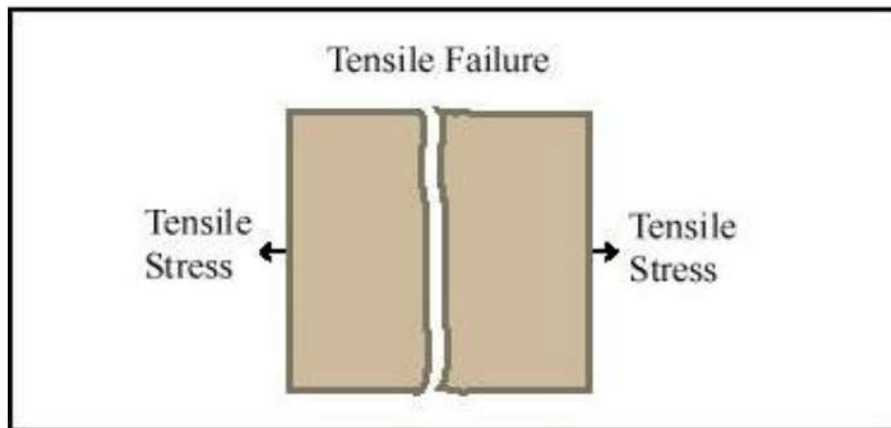


FIG 14.Rupture par Tension

11. Programme de Forage

Au cours des différentes phases d'un forage, il est essentiel de maintenir en permanence le puits rempli d'un fluide de forage de densité appropriée. Ce fluide est la première et la plus importante barrière de sécurité entre le fond du puits et la surface. Sa densité doit être:

- assez élevée afin d'exercer une pression suffisante pour équilibrer la pression des fluides contenus dans les pores des formations à traverser et pour maintenir les parois du trou,
- mais pas trop élevée pour ne pas endommager, causer de pertes, fracturer les terrains et diminuer la vitesse d'avancement.

Avant de commencer un forage, il est important de connaître la pression de pore et de fracturation des formations à forer afin d'établir le programme de tubage et de boue. En effet, le nombre des tubages et la position de leur sabot vont dépendre de ces deux pressions et de la nature des fluides présents dans les formations (Fig 15.A)

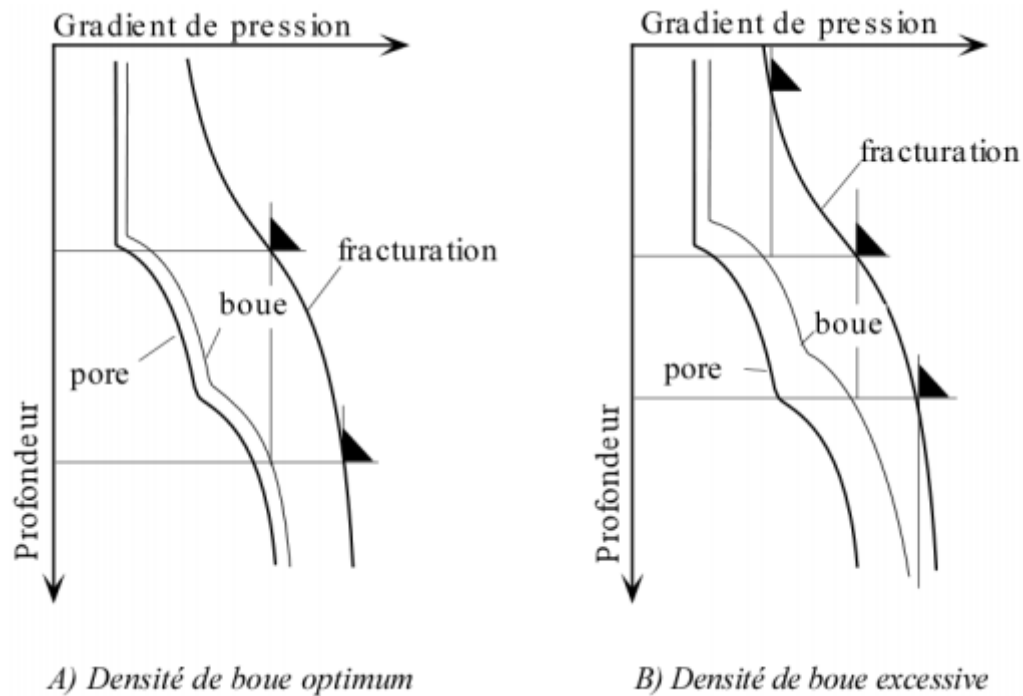


FIG 15. Influence de la pression de fracturation, de pore et de la densité de la boue sur la position et le nombre de sabots

- La méconnaissance de ces pressions peut entraîner un surcoût pour le puits ou au contraire mettre le puits, les équipements et par là le personnel en danger si un tubage est oublié ou mal positionné.

12. Programme de tubage

Le puits, une fois foré, doit être couvert pour empêcher les parois de s'effondrer. On descend alors des tubes appelés Tubage (Casing) et on les cimente

Les principales fonctions de tubage sont :

- Garder le trou ouvert et fournir un soutien aux faibles ou formations fracturées.
- Isoler les milieux poreux avec différents fluides / régimes de pression de contaminer la zone de réservoir
- Fournir un passage pour les fluides d'hydrocarbures
- Fournir une connexion appropriée pour la connexion de la tête de puits

Les différentes colonnes de tubages sont représentées dans la figure (Fig 16)

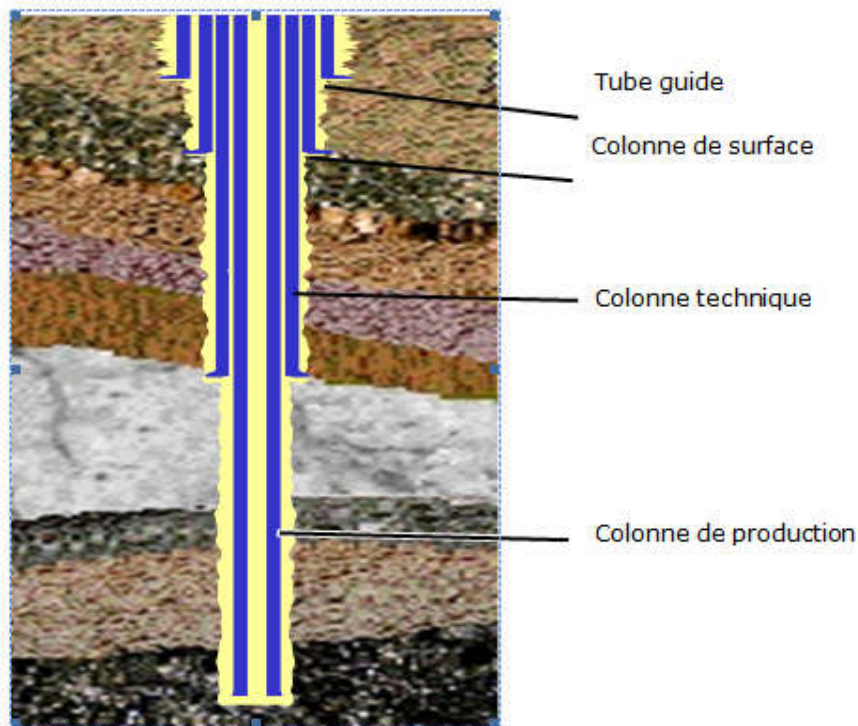


FIG 16. Différentes colonnes de tubages

13. Le fluide de forage

La boue de forage a une importance capitale pour la réalisation d'un forage.

Le succès technique et économique d'une opération de forage d'un puits pétrolier dépend pour une large part de la qualité du fluide de forage utilisé.

La boue de forage utilisée doit assurer les principales fonctions suivantes :

- Maintien des parois de trou ;
- Empêche les venues de fluide de formation ;
- Nettoyage de trou, remontée des déblais ;
- Maintien des déblais en suspension après arrêt de la circulation ;
- Lubrification et refroidissement de l'outil ;
- Transmission de la puissance au moteur de fond ;
- Diminution des frottements de la garniture avec les parois de trou ;
- Allègement de la garniture et de tubage lors de la descente (poussée d'Archimède) ;
- Dépôt d'un cake imperméable ;
- Apport de renseignements sur le sondage.

Ces principales caractéristiques sont :

- La masse volumique ou la densité, elle sert à alourdir la boue pour augmenter la pression hydrostatique dans le puits et éviter ainsi l'intrusion de fluide de formation ou le fluage des argiles ;
- La viscosité : c'est la caractéristique qui permet à la boue de déplacer les déblais,
- Le filtrat : c'est l'eau qui pénètre dans la formation pour permettre le dépôt d'une couche de solides, appelée CAKE, qui cimente les parois du puits
- La yield value :

14. Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons présenté des définitions générales pour la bonne compréhension de notre thème qui s'intitule ``**Stabilité des parois d'un puits pétrolier**. Dans le chapitre suivant, nous allons donner plus de détails sur l'état de contrainte qui règne avant et après de réaliser un forage.

Chapitre 2 :

Propriétés mécaniques de la roche

1. Introduction:

Au départ, avant de réaliser le forage une situation d'équilibre règne au sein de la roche. Un champ de contraintes in situ et un champ de pression des pores assurent cet équilibre. Pour une prévention contre les problèmes de tenue des parois pendant la réalisation du forage, il est nécessaire d'avoir des estimations des contraintes in situ et leurs orientations. Il faut également estimer la résistance de la roche et ses propriétés mécaniques telles que le module de Young, le coefficient de Poisson. Dans ce qui suit nous présenterons l'état de l'art en matière d'estimation des conditions in situ avant le forage d'un puits donné.

2. Contraintes in situ :

La connaissance des contraintes in situ en terme d'intensité et d'orientation permet de prédire l'allure de la redistribution des contraintes après le forage. Elle permet également de planifier à priori le meilleur profil pour le puits à réaliser. La première étape est d'essayer de classer les contraintes in situ de la plus petite à la plus grande. Cela nous donnera une idée sur le profil le plus stable (vertical ou dévié). Par ailleurs, ceci peut nous apporter des renseignements sur l'orientation des plans de propagation des fissures si elles sont générées.

Un moyen d'identifier l'ordre des contraintes est l'observation des systèmes de failles dans la région si ces derniers sont relativement récents et susceptible d'être le résultat de l'état de contrainte actuel.

Les trois contraintes principales présentent dans la roche sont :

- σ_h : contrainte principale horizontale dans la direction h

- σ_H : contrainte principale horizontale dans la direction H
- σ_v : Contrainte principale verticale.

On rappelle la notation des contraintes principales

σ_1 : Contrainte principale majeure

σ_2 : contraintes principale intermédiaire

σ_3 : Contrainte principale mineure

Nous avons dans la nature trois cas qui peuvent se présenter

- **1er cas** : présence de systèmes de failles normale (Charlez, 1991)

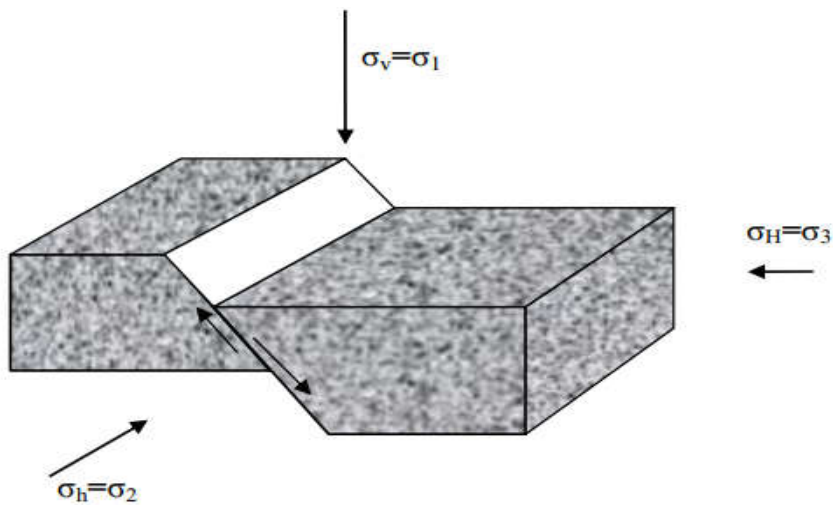


Fig 1. Orientation de contraintes principales – cas d’une faille normale (Charlez, 1991)

Dans ce cas nous aurons $\sigma_v > \sigma_h > \sigma_H$. Si on avait à forer un puits horizontal avec ces conditions, il faut savoir que l’orientation de σ_h qui est dans ce cas la contrainte horizontale majeure, est la moins stable.

- **2^e cas** : présence de systèmes de failles inverses (Charlez, 1991)

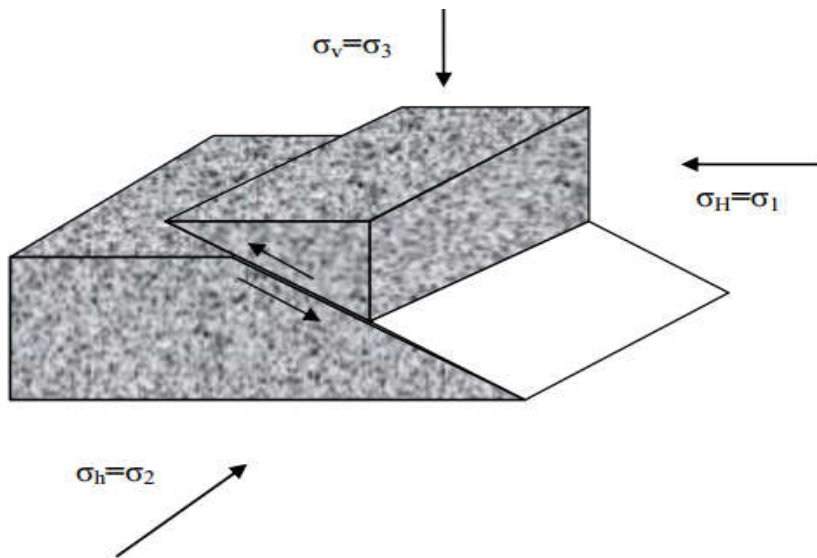


Fig 2. Orientation de contraintes principales – cas d’une faille inverse (Charlez, 1991)

Dans ce cas les contraintes seront ordonnées de la manière suivante : $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$. Dans cette situation le forage dévié pourrait être plus stable que le forage vertical. Ceci dépendra des différences de contraintes ($\sigma_h - \sigma_v$) et ($\sigma_H - \sigma_h$).

- Si $(\sigma_h - \sigma_v) > (\sigma_H - \sigma_h)$ le forage vertical est a priori plus stable.
- Si $(\sigma_h - \sigma_v) < (\sigma_H - \sigma_h)$ Le forage dévié est a priori plus stable.

L’orientation qui est la plus stable est dans le sens de σ_H .

- **3^e cas** : Présence de décrochements (strike-slip faults) (Charlez, 1991)

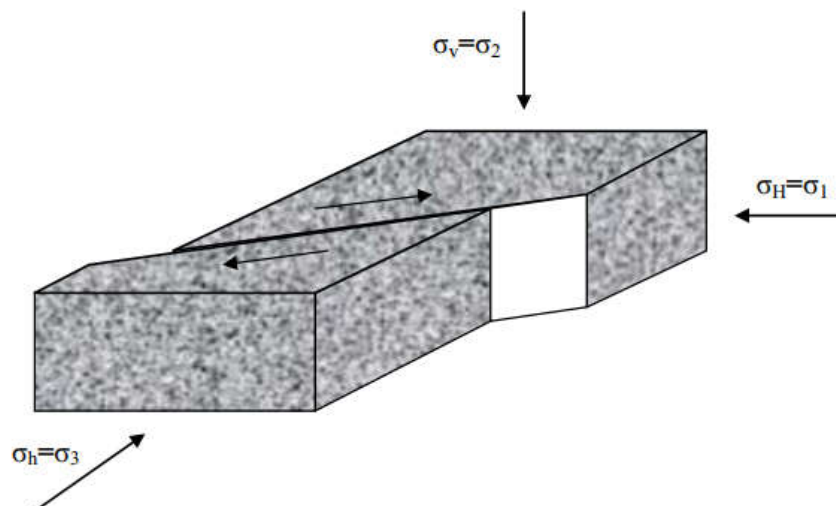


Fig 3. Orientation de contraintes principales – cas d’un décrochement (Charlez, 1991)

Dans le cas de présence de décrochements a priori le forage dévié sera plus stable que le forage vertical. Le sens le plus stable devrait être le sens de σ_H qui est la contrainte majeure.

L'estimation des intensités des contraintes principales repose essentiellement sur l'utilisation des diagraphies de puits voisins au puits à forer. Dans le cas d'un puits d'exploration n'ayant pas de puits voisins, l'utilisation des données géologiques et des informations liées à l'activité tectonique de la région aidera à l'obtention d'approximations relativement grossières des contraintes in situ. Cependant, l'estimation de ces dernières devient de plus en plus précise au fur et à mesure que le nombre de puits forés augmente.

3. Estimation de la contrainte verticale :

La détermination de la contrainte verticale s'effectue généralement à l'aide de la diagraphie de densité des puits voisins. En supposant une stratification horizontale des couches à forer, la contrainte verticale s'obtient par la relation suivante :

$$\sigma_v = \int_0^H \rho(z) dz \cdot Z \quad (10)$$

Où : $\rho(z)$ est la densité de la formation en fonction de la profondeur

En cas d'absence de diagraphie, on peut estimer approximativement la contrainte verticale en utilisant la coupe lithologique de la région et les tables de densité des roches.

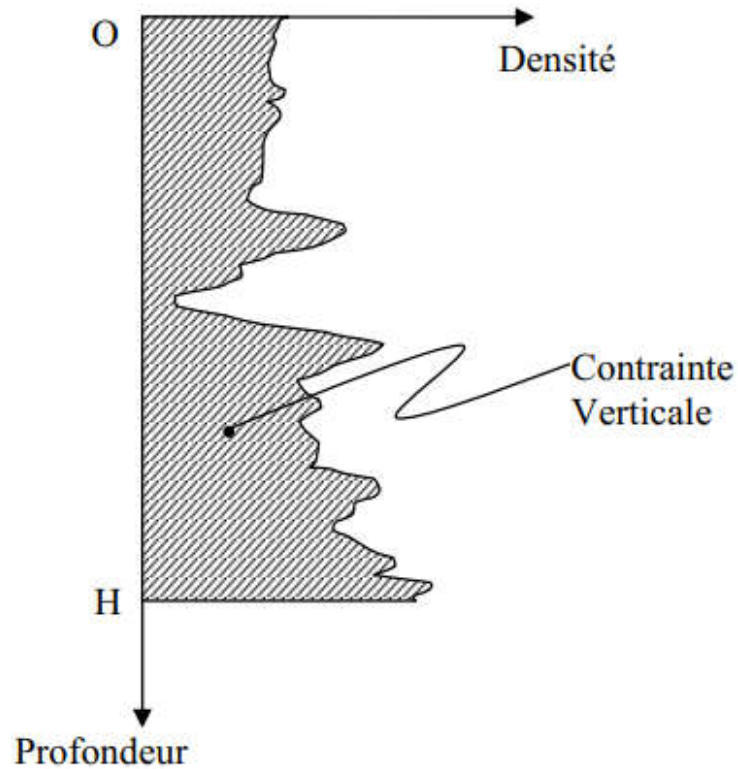


Fig 4. Estimation de la contrainte Verticale (Belkhir, 2002)

4. Estimation des contraintes horizontales :

4.1. Contrainte horizontale mineure :

Le leak off test qui est généralement la procédure utilisée pour la détermination de la pression d'injection qui limitera la densité de la boue, peut être utilisé également pour estimer la contrainte principale mineure σ_{hmin} . Le test consiste à mettre une partie de la formation sous pression et noter la variation de celle-ci. Il est à remarquer que plus la section du découvert exposée à la pression de la boue est réduite plus la localisation de la contrainte horizontale minimale en terme de profondeur est précise.

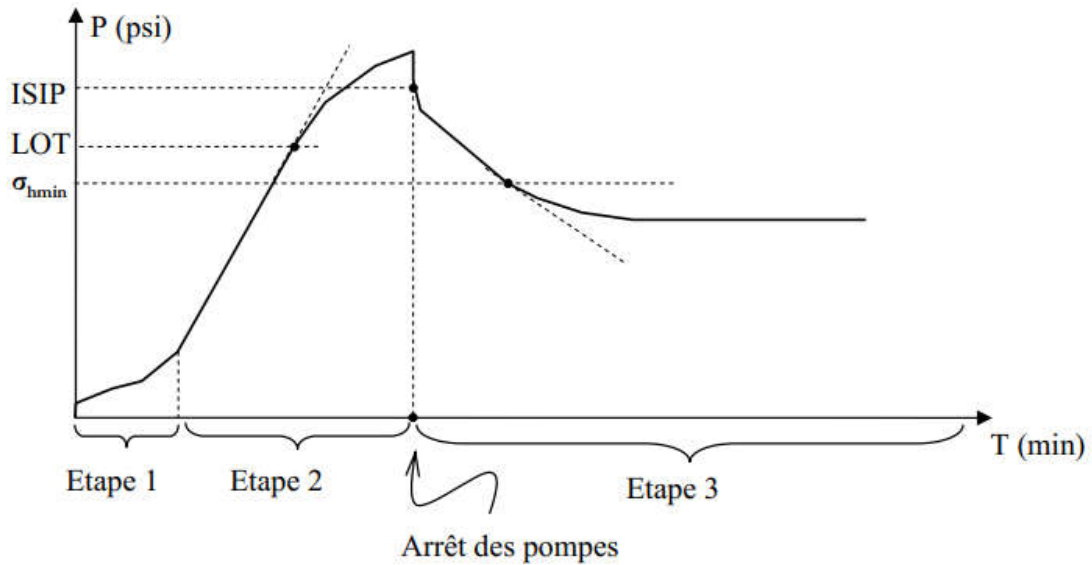


Fig 5. Schéma représentant le LOT (Belkhir, 2002)

Dans la figure ci-dessus :

L'étape 1 : correspond à une phase transitoire liée au mode de démarrage des pompes et dans laquelle le débit n'est pas constant d'où sa non linéarité.

L'étape 2 : correspond à l'augmentation de pression avec l'augmentation du volume injecté à débit constant. Cette partie est approximativement linéaire jusqu'à l'atteinte du point d'injection (LOT) où le taux d'augmentation de la pression diminue à cause de la pénétration du fluide dans la formation. Cette valeur est généralement utilisée pour limiter la densité du fluide de forage.

La troisième étape: Après l'arrêt des pompes, on constate une chute brusque de la pression jusqu'à une valeur appelée ISIP (Initial shut-in pressure). On constate ensuite une dissipation de la pression correspondant à un taux presque constant d'envahissement de la formation par le fluide qui a pour effet de refermer progressivement la fracture. La contrainte horizontale mineure est obtenue quand le taux de décroissance de la pression s'écarte de la courbe de dissipation théorique. Cela est supposé avoir lieu à la fin de la refermeture de la fracture induite.

En pratique on trouve que la valeur du leak off test est 1 à 1.1 fois supérieure à σ_{hmin} .

4.2 Contrainte horizontale majeure :

Si on a trouvé un moyen relativement efficace pour la détermination de la contrainte horizontale minimale, il n'en est pas de même pour la contrainte maximale σ_{hmax} . Cette dernière ne peut être estimée avec la même précision que la contrainte horizontale minimale. Dans ce qui suit on montre une méthode pour déterminer une borne supérieure

de la contrainte horizontale maximale. Cette méthode s'applique pour une zone qui est restée stable correspondant à un trou in gauge.

A partir du cercle de Mohr, la stabilité est décrite par la condition suivante :

$$R < (OO' + C \cdot \cot g(\phi)) \cdot \sin(\phi) \quad (11)$$

Cette condition se traduit en terme de contrainte principales par :

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} < \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} + C \cdot \cot g(\phi) \right) \cdot \sin(\phi) \quad (12)$$

σ_1 et σ_3 sont considérées au point le plus critique au niveau de la paroi. (Belkhir, 2002)

$$\sigma_1 = 3\sigma_{H \max} - \sigma_{h \min} - \alpha \cdot p - p_w \quad (13)$$

$$\sigma_3 = p_w - \alpha \cdot p \quad (14)$$

Ce qui nous permet d'avoir une borne pour la contrainte horizontale majeure comme suit :

$$\sigma_{h \max} < \frac{1}{3} \left[p_w \left(1 + \frac{1 + \sin(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \right) + \alpha \cdot p \left(1 - \frac{1 + \sin(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \right) + \sigma_{h \min} + UCS \right] \quad (15)$$

Par conséquent, il suffit d'avoir la contrainte principale minimale et la résistance à la compression simple UCS dans une partie stable du puits pour pouvoir obtenir une limite maximale de la contrainte principale majeure.

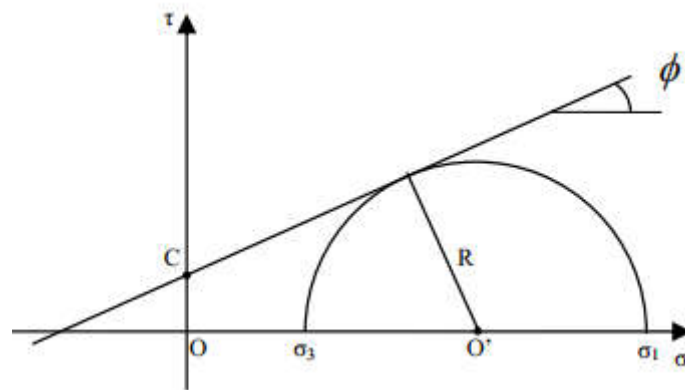


Fig 6. Cercle de Mohr

4.3 Orientation des contraintes principales :

4.3.1 Utilisation du Caliper :

L'orientation des contraintes principales peut être déterminée à l'aide du Caliper à quatre ou six bras. Le Caliper est un instrument qui permet de mesurer le diamètre du trou.

En outre, quand il est muni de quatre ou six bras il pourra mesurer le diamètre dans deux ou trois orientations différentes. Ce qui permettra d'avoir une idée sur la forme du trou. On détermine généralement un diamètre maximal et un diamètre minimal. Trois situations peuvent se présenter. Soient les deux diamètres ont la dimension de l'outil, dans ce cas le trou est dit in gauge. Soit un diamètre est égal au diamètre de l'outil et l'autre est plus grand que ce dernier et le trou est dit ovalisé. Enfin, si les deux diamètres sont plus grands que le diamètre de l'outil, le trou est dit cavé.

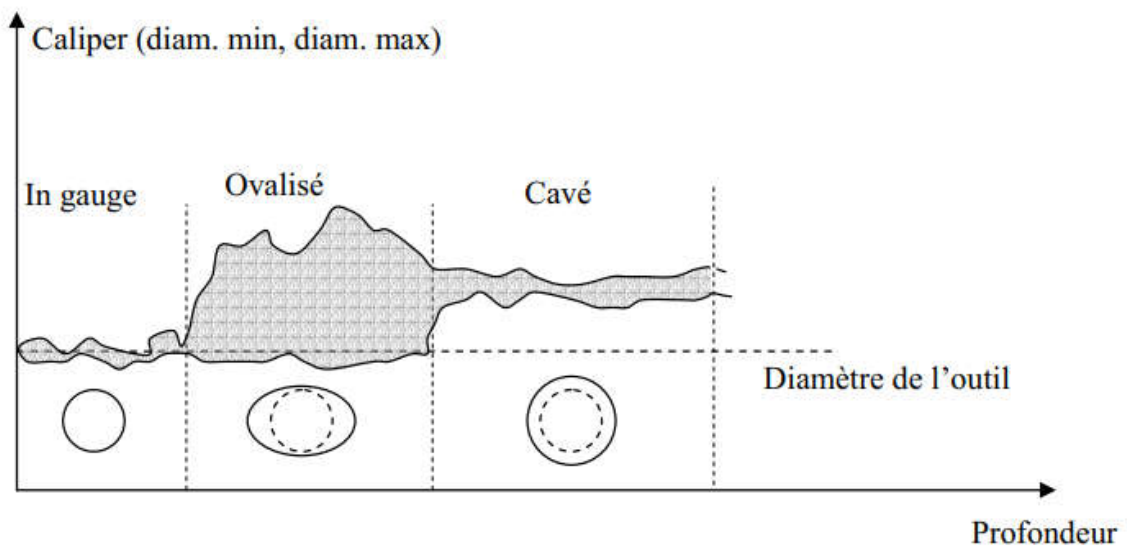


Fig 7 Resultats de Caliper en fonction du profendeur (Belkhir, 2002)

Le cavage peut être le résultat d'une grande vitesse du fluide de forage dans l'annulaire trou-tiges ou d'une réaction combinée chimique et mécanique. Cependant, l'ovalisation est plus susceptible d'être causée par les contraintes tectoniques qui s'exercent sur la formation. Par conséquent, pour l'analyse de l'orientation des contraintes principales, il ne faudrait prendre en compte que les zones ovalisées. Cette ovalisation, si elle a lieu, est orientée dans le sens de la contrainte principale mineure.

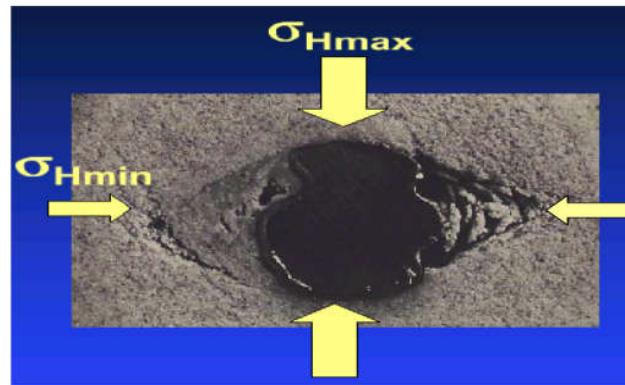


Fig 8. Orientation des Contraintes Horizontales Majore et Mineure (Belkhir, 2002)

La détermination des directions principales est basée sur une analyse statistique de l'occurrence de l'ovalisation qui est représentée sous forme de rosace. Celui-ci indique la fréquence des ovalisations sur des intervalles d'azimuts en forme de secteurs. Cette représentation permet de visualiser l'orientation prédominante des ovalisations.

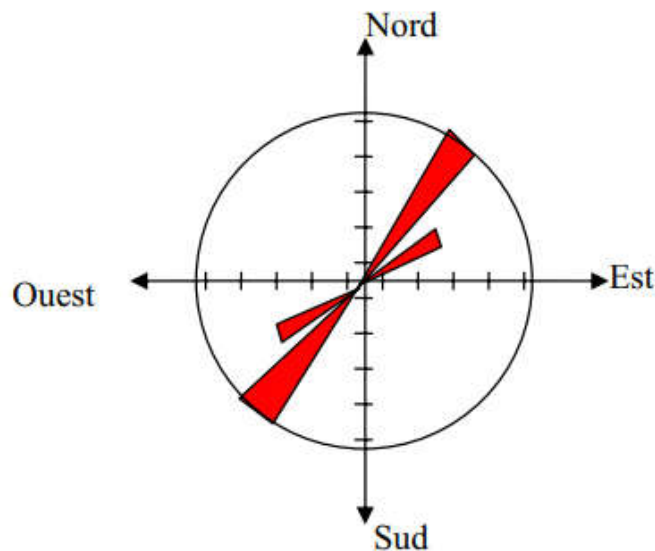


Fig 9. Orientation Prédominante des ovalisations (Belkhir, 2002)

Par ailleurs, il est à noter que la diagraphie de l'azimut du trou obtenu par un Caliper orienté n'est pas stable dans les parties in gauge et les parties cavées de manière plus ou moins circulaire. Il est cependant, relativement stable dans les zones ovalisées. Ceci provient du fait que les bras du Caliper se trouvent coincés dans la direction de l'ovalisation dans les parties ovalisées. Afin de déterminer les intervalles d'ovalisation dus à des efforts tectoniques, certains critères doivent être pris en considération. Ceci pour distinguer la vraie ovalisation du cavage et des trous de serrure (key seats). Ces deux

derniers sont les résultats du forage, donc ils ne sont pas en liaison avec les régimes tectoniques. Les cavages sont fréquemment rencontrés dans le forage des zones peu consolidées. Cependant, les trous de serrure ont généralement lieu dans les puits déviés et auront le même azimut que le trou car ils résultent du frottement de la garniture sur la partie haute de celui-ci. Par conséquent, les critères à prendre en compte pour l'identification des ovalisations tectoniques seront :

- Stabilité du caliper (pas de rotation)
- Augmentation progressive du diamètre de l'une des paires du Caliper alors que l'autre reste relativement in gauge.
- Le grand diamètre ne coïncide pas avec l'azimut du trou.

4.3.2. Utilisation des outils d'imagerie :

Il existe une autre méthode de détermination des orientations des contraintes principales basée sur les diagraphies d'imagerie. Ces dernières fournissent une image du trou incluant la trace des éventuelles fractures dont l'interprétation peut donner l'orientation des contraintes principales.

Les principaux outils d'imagerie sont :

- Les outils électriques comme FMI (Fullbore Micro Imager) et le FMS (Fullbore Micro Scanner) : le principe de ces outils est de créer une image de micro résistivité de la formation proche de la paroi. Ceci est obtenu à l'aide d'un ensemble d'électrodes montées sur patins.

Remarque : ces outils ne sont utilisés que dans les boues à l'eau, les boues à l'huile n'étant pas conductrices du courant électrique.

- Les outils ultrasoniques comme l'UBI (Ultrasonic Borehole Imager): C'est un outil de haute résolution qui permet l'acquisition d'images acoustiques des parois de puits. Ce type d'outil peut être utilisé dans les boues à l'huile comme à l'eau.

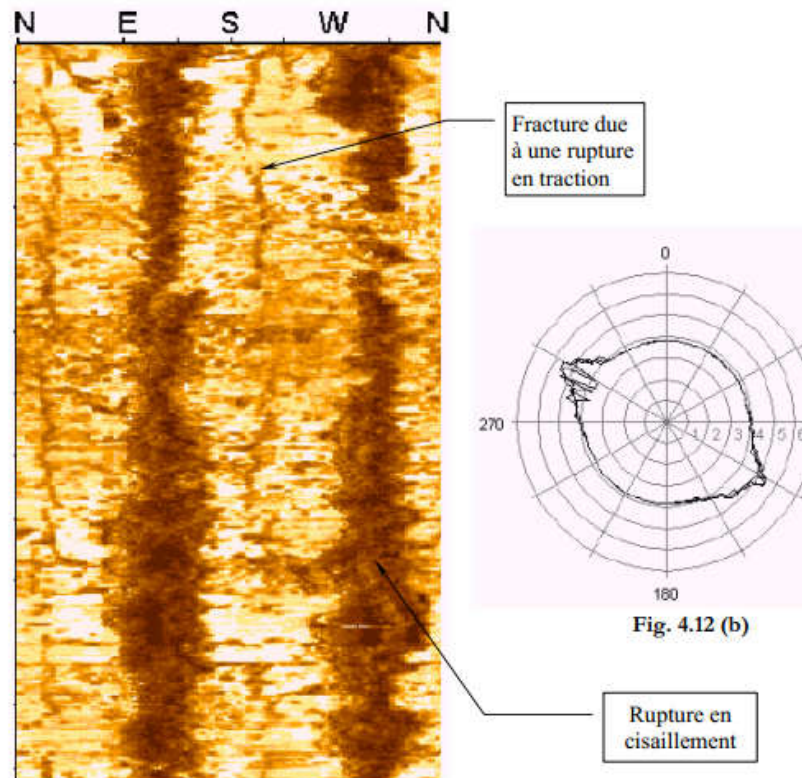


Fig 10. Image ultrasonique (UBI) (Belkhir, 2002)

La figure représente une image d'un outil UBI montrant une ovalisation SE-NO avec des ruptures en cisaillement représentées par les grandes rainures sombres sur l'image dans les directions S-E et N-O. On constate également des fissurations en traction qui sont représentées par deux fractures verticales à mi-distance entre les ruptures en cisaillement. Dans ce cas nous pouvons conclure que la contrainte horizontale maximale est orientée dans la direction SO-NE.

5. Pression des pores:

La pression des pores est un paramètre très important pour l'analyse de la stabilité des parois du puits, car d'une part elle influe sur les contraintes effectives qui s'appliquent sur la matrice de la roche, et d'autre part la connaissance du profil de la pression de pores représente un élément clé pour le contrôle des venues.

On peut décomposer la pression des pores en deux composantes. La première est due au poids propre du fluide des pores lui-même appelée composante hydrostatique. Cette composante est engendrée par l'interconnexion verticale entre les pores. La seconde

composante est due au poids de la matrice rocheuse combiné avec un mécanisme de piégeage.

Si pendant la période de déposition des grains formant la roche, le fluide interstitiel pouvait être drainé pour dissiper tout surplus de pression, on aboutirait à un profil de pression hydrostatique, appelée également pression normale. Le gradient de la pression normale dépend de la salinité de l'eau interstitielle. Il est généralement de l'ordre de 0.105 bar/m. Cependant, si le taux de dissipation de la pression interstitielle est plus faible que la vitesse de déposition des grains qui vont former la roche, il y aura génération de pression anormale supérieure à la pression hydrostatique. Cette pression pourrait régner pendant des millions d'années si la perméabilité est très faible ou si la roche en question se trouve emprisonnée dans une structure géologique imperméable.

Il existe également des roches où la pression qui règne est inférieure à la pression hydrostatique. Elles correspondent généralement à des zones déplétées.

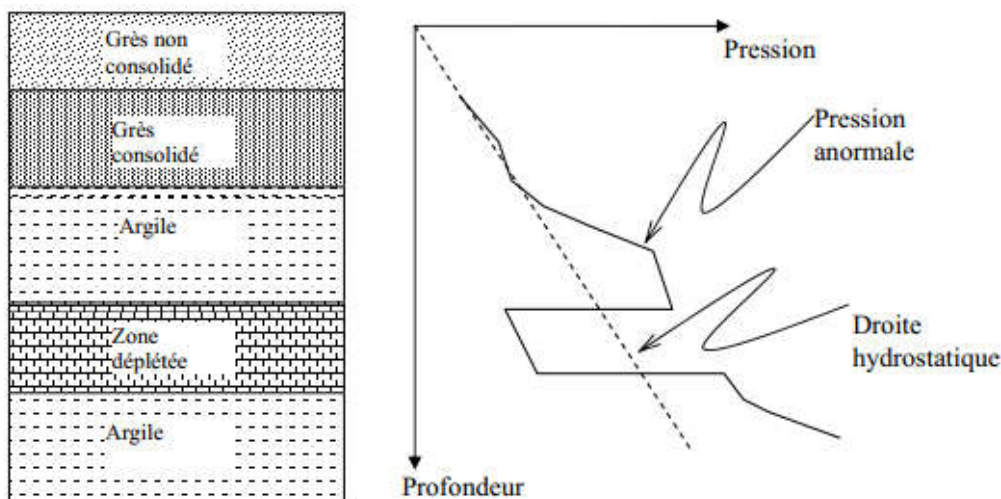


Fig 11. Présentation de la pression des pores en fonction la profondeur (Belkhir, 2002)

Plusieurs méthodes sont disponibles pour évaluer cette pression. On peut utiliser en cas d'existence de puits voisins, les tests de formation (DST et échantillonneur de fluides de formation) et les mesures diagaphiques effectuées dans ces derniers.

Le moyen direct de mesurer la pression des pores in situ de manière relativement précise serait le RFT (Repeat Formation Test). Cependant, ce type de test ne permet pas d'avoir un profil continu de pression car il n'est effectué que de manière ponctuelle.

5.1. Les essais de puits en cour de forage (DST:Drill Steam Test):

Le DST est une méthode de test des formations pour la pression et les fluides. On peut définir les DST comme des prises en production provisoire effectuée sans modifier l'équipement des puits et permettant de recueillir des échantillons des fluides contenues dans les roches, d'estimer grossièrement leur débit et de mesurer les pressions des réservoirs.

Ces renseignements peuvent être obtenus :

- En cours de forage
- Apres le forage
- Apres cimentation d'une colonne

Principes:

Les fluides contenus dans les formations étant contrôlés normalement pendant le forage par la pression exercée sur les couches par la colonne de la boue de forage. La réalisation d'un test impose :

- La suppression de la pression exercée par la colonne de la boue sur la couche à tester,
- La canalisation de ces fluides jusqu'en surface sans risque d'éruption ou de contamination de la boue,
- Le maintien, pendant toute la durée de l'essai, sur les formations non testées, de la pression exercée en forage par la colonne de la boue pour éviter leur éboulement ou la venue des fluides qu'elles contiennent,
- La possibilité d'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de boue,
- Une installation de surface adaptée aux divers fluides pouvant être produits

4.2 Autres méthodes :

Trois méthodes sont couramment utilisées : la méthode de la **profondeur équivalente**, du **ratio** et celle d'**Eaton**. Elles sont empiriques et donnent des résultats assez différents suivant la région considérée et suivant la valeur de la pression de pore.

L'expérience montre que la méthode d'Eaton et celle du ratio donnent des résultats très voisins pour des gradients de pression de pore inférieurs à 0,18 bar / m. Les deux méthodes précédentes donnent de bons résultats pour des gradients de pression de pore faibles (inférieurs à 0,14 bar / m). La méthode de la profondeur équivalente donne de bons résultats pour des gradients supérieurs à 0,15 bar / m. (ENSPM, 2006)

6. Propriétés mécaniques de la roche :

Les caractéristiques mécaniques d'une roche sont :

- Module d'Young (E)
- Module de cisaillement (G)
- Coefficient de Poisson (ν)
- Module de compressibilité de la roche (K)
- Résistance à la compression simple UCS (Unconfined Compressive Strength)
- Résistance à la traction (R_t)
- Angle de frottement interne (ϕ)
- Cohésion (C)

6.1. Estimation des propriétés mécaniques des roches

L'estimation des propriétés de la roche peut être effectuée soit au laboratoire de mécanique des roches soit par mesures in situ. Cependant, les échantillons prélevés à partir des carottes pour être analysés au laboratoire représentent rarement la réalité de la roche, à cause des techniques de prélèvement et du transport qui altèrent l'état de contrainte. Par ailleurs, la mesure des propriétés in situ n'est pas une tâche facile elle nécessite des appareils de mesure spéciaux, généralement très coûteux, et des opérateurs très qualifiés. Il existe un troisième moyen pour estimer les caractéristiques de la formation. Ce dernier repose sur des corrélations entre les propriétés de la roche et les logs de diagraphie telles le Sonic, densité, porosité...

6.1.1. Les essais effectués au laboratoire :

Les modules statiques sont nécessaires dans les études des roches, par contre les modules dynamiques ne sont pas couramment utilisés pour leurs calcul suggèrent qu'on admette comme hypothèse que la roche est parfaite (parfaitement élastique, homogène et isotrope), ce qui n'est pas le cas pour les formations géologiques.

Dans la mesure où nous pouvons convertir les modules dynamiques en modules statiques, les techniques des tests dynamiques fourniront des résultats beaucoup plus exacts.

➤ Les essais soniques :

Cet essai consiste à placer un échantillon cylindrique dans une cellule triaxiale spéciale munie de deux transducteurs ultrasoniques pour l'onde P et S. L'échantillon est soumis à un essai acoustique par transmission directe, qui consiste à émettre une onde ultrasonique.

On détermine le temps d'arrivée de la première onde (l'onde longitudinale dite élastique) et la seconde onde (l'onde transversale de cisaillement).

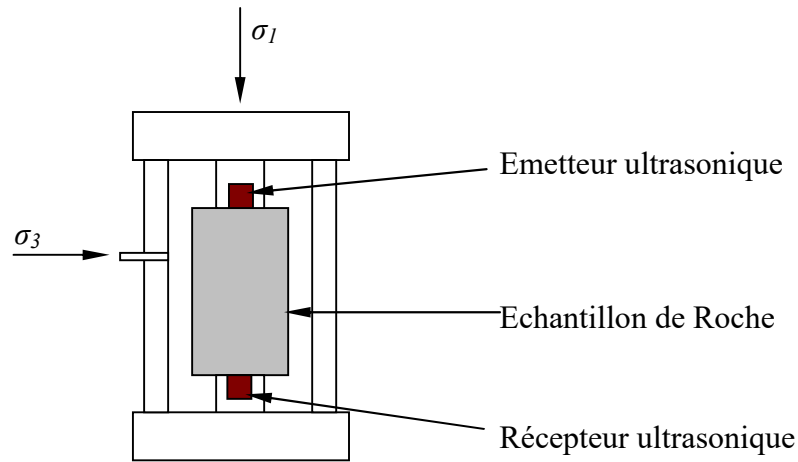


Fig 12. Essai sonore.

➤ **L'essai triaxial :**

L'essai consiste à placer un échantillon de roche cylindrique dans une cellule et le soumettre à un système de contraintes géostatiques à savoir: charge axiale, pression de couche ou interstitielle, et une pression de confinement.

On fait croître la charge axiale sur l'échantillon et on relève les courbes contraintes-déformations. La mesure des déformations est assurée par des jauges collées à l'échantillon.

➤ **L'essai de compression simple :**

L'essai consiste à placer un échantillon de roche cylindrique dans une cellule uniaxiale. Il est alors soumis à une pression axiale croissante jusqu'à sa rupture. La pression de rupture représente sa résistance à la compression.

➤ **L'essai de traction indirecte (essai Brésilien) :**

On exerce une compression suivant deux génératrices diamétralement opposées de l'éprouvette de roche jusqu'à sa rupture.

6.1.2. Les diagraphies (Logging):

Une diagraphie est un enregistrement continu des variations d'un paramètre physique en fonction de la profondeur.

Les diagraphies sont très utiles pour faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

La détermination des caractéristiques mécaniques d'une roche (E_{stat} , ν_{stat} , G , K , UCS , Rt , ϕ , C) nécessite un certain nombre d'enregistrements directs comme la densité de la roche, les diagraphies soniques (δT_s , δT_p), et d'interprétations des diagraphies, comme l'apport d'argile V_{sh} et la porosité effective Φ_e .

Donc les diagraphies nécessaires sont :

Diagraphies soniques pour mesurer les vitesses V_p et V_s .

Diagraphie de densité.

Diagraphie de porosité.

Diagraphie de Gamma Ray pour estimer V_{sh}

Corrélation de calcul : (Belkhir, 2002)

Dans ce qui suit nous présentons les corrélations les plus utilisées pour estimer les propriétés des roches à partir des diagraphies.

➤ Module d'Young :

L'expérience a montré que la réponse élastique de la roche diffère selon le type de chargement: statique, comme le cas d'un appareil triaxial ou dynamique pour une diagraphie acoustique. Les roches paraissent plus rigides quand il s'agit de chargement dynamique. Ceci nous conduit à la définition de deux types de module d'Young :

➤ Module d'Young Dynamique :

On détermine ce module en utilisant la diagraphie sonique donnant la vitesse (ou la lenteur) des ondes P de compression et des ondes S de cisaillement. Son expression est donnée par :

$$E_{dyn} = \frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad (16)$$

Où:

E_{dyn} : Le module de Young dynamique.

ρ_b : La densité de la roche (bulk density)

V_p : Vitesse des ondes de compression

V_s : Vitesse des ondes de cisaillement.

$$V_p = 1/\delta T_p \cdot 0.3048 \cdot 10^3 \text{ [Km/s]} \quad (17)$$

$$V_s = 1/\delta T_s \cdot 0.3048 \cdot 10^3 \text{ [Km/s]} \quad (18)$$

Avec:

δT_p : C'est la lenteur de l'onde de compression [$\mu s / ft$]

δT_s : C'est la lenteur de l'onde de cisaillement [$\mu s / ft$]

➤ **Module d'Young Statique :**

La conversion du module de Young dynamique en module statique peut être effectuée en utilisant les corrélations suivantes :

Pour les argiles et les grès (D'après Fuller (Schlumberger) 1996):

$$E_{stat} = 0.032 E_{dyn}^{1.623} \quad (19)$$

Pour les roches carbonatées, les évaporites et les sels (D'après Yale et al. 1994):

$$E_{stat} = 0.713 E_{dyn} + 2.8808 \quad (20)$$

Il existe une autre corrélation établie par Coates et Denno (1981) et qui prend en compte en plus du module de Young dynamique la compressibilité globale de la roche C_b et qui s'écrit sous la forme :

$$E_{stat} = E_{dyn} \left[\frac{0.0868}{C_b} \right] \cdot 10^{-6} \quad (21)$$

➤ **Module de cisaillement :**

Le module de cisaillement est obtenu en fonction de la vitesse des ondes de cisaillement par la relation suivante :

$$G_{dyn} = \rho_b \cdot V_s^2 \quad (22)$$

➤ **Coefficient de Poisson :**

Il peut être obtenu en utilisant le module de Young et le module de cisaillement :

$$\nu = \frac{E_{dyn}}{G_{dyn}} - 1 \quad (23)$$

➤ **Module de compressibilité de la roche:**

$$K = \rho_b \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (24)$$

➤ **Résistance à la compression simple UCS (Unconfined Compressive Strength) :**
 C'est la résistance de la roche à un effort de compression uni axial, qui reste libre d'effort dans le plan perpendiculaire.

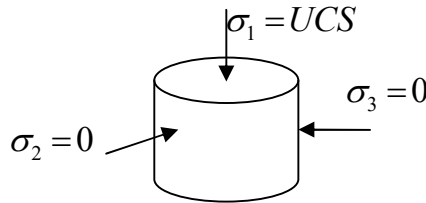


Fig 13. Détermination de l'UCS

Il existe une corrélation entre le module de Young statique et la résistance à la compression simple (Plumb 1994) qui s'écrit :

$$UCS = 2.280 + 4.1089E_{stat} \quad (25)$$

Où : E_{stat} en GPa et l'UCS en MPa

D'autre part, la corrélation de Coates et Denno (1981) pour la résistance à la compression simple est donnée en fonction de l'apport en argile Vsh et de module statique de Young. Elle s'écrit comme suit :

$$UCS = E_{stat}(0.008Vsh + 0.0045(1 - Vsh)) \quad (26)$$

Où : E_{stat} et l'UCS en MPa et Vsh en fraction.

Une autre corrélation a été développée par Lal's (1999) qui s'applique uniquement pour les argiles

$$UCS = 2C \tan(45 + \phi/2) \quad (27)$$

C: Cohésion en MPa

ϕ : Angle de frottement interne en radians.

➤ **Angle de frottement interne :**

L'angle de frottement interne est un paramètre très difficile à estimer à travers les logs. Il existe cependant une corrélation linéaire entre ce dernier et le log du gamma ray.

Cette corrélation s'écrit sous la forme suivante :

➤ Pour les formations argile- grès :

$$\phi = 30^\circ - \frac{30 - 25}{110 - 20}(\gamma_{ray} - 20) \quad (28)$$

➤ Pour les formations argiles -carbonates:

$$\phi = 38^\circ - \frac{38-25}{110-20}(\gamma_{ray} - 20) \quad (29)$$

Avec ϕ en degrés

➤ Pour les argiles (Lal's, 1999):

$$\phi[rad] = \sin^{-1}(V_p - 1)(V_p + 1) \quad (30)$$

➤ **Cohésion C:**

La cohésion C est obtenue par la relation suivante:

$$\tau = C + \sigma \operatorname{tg}\phi \quad (31)$$

τ : Contrainte de cisaillement [MPa]

σ : Contrainte normale [MPa]

C: Cohésion [MPa]

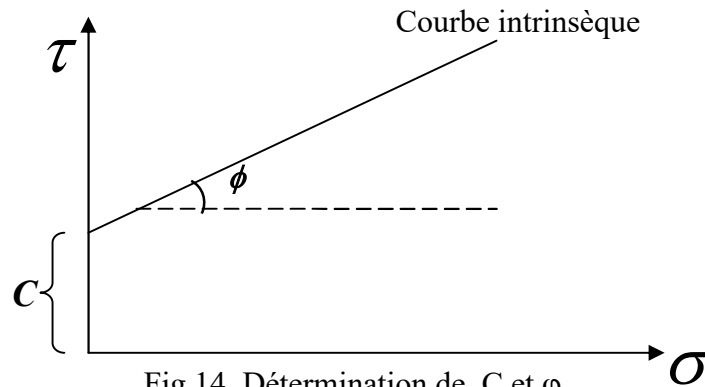


Fig 14. Détermination de C et ϕ

➤ **Résistance à la traction :**

La résistance des roches à la traction est généralement beaucoup plus faible que celle à la compression. Elle est souvent prise égale à une fraction de cette dernière variant de 5% à 15%.

L'estimation de la résistance à la traction peut être déterminée au labo par un essai de traction direct, qui est souvent très difficile à réaliser, ou à partir d'un essai dit brésilien. Ce dernier essai se base sur le fait que la compression d'un échantillon dans une direction engendrera des contraintes de traction dans le plan perpendiculaire si celui-ci est libre en mouvement.

Par ailleurs, la résistance à la traction in situ peut être estimée à partir d'un essai de micro fracturation à double cycle. Le principe réside dans le fait qu'un premier cycle de la micro fracturation atteint son maximum de pression après avoir créé une fracture méridienne. Il correspond théoriquement à une certaine combinaison des contraintes

horizontales mineure et majeure à laquelle doit s'ajouter la résistance à la traction. Cependant, le deuxième cycle ne fait que rouvrir la micro-fracture et on n'aura donc plus à vaincre la résistance à la traction.

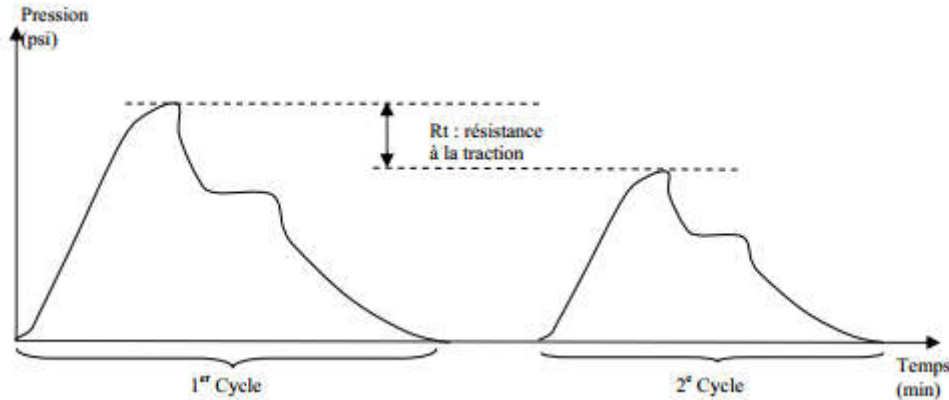


Fig 15. Détermination de la résistance à la traction (Belkhir, 2002)

➤ **Pourcentage en volume d'argile (V_{sh}) :**

Pour l'évaluation du pourcentage d'argile, il faut que la série contienne un véritable banc d'argile et une zone de grès propre qui serviront de référence.

Le volume d'argile à un point 'x' se calcule à l'aide d'un indicateur classique d'argile qui est basé sur les valeurs du 'Gamma Ray' de la façon suivante :

$$V_{sh}(x) = \frac{GR(x) - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (32)$$

$GR(x)$: valeur du 'Gamma Ray' lue devant un niveau réservoir considéré.

GR_{max} : valeur du 'Gamma Ray' lue devant le banc d'argile.

GR_{min} : valeur lue devant la zone de sable propre.

7. Situation après le forage :

Après le forage qui constitue une perturbation au sein de la roche, les parois du puits foré et leurs voisinages sont soumis à des concentrations de contraintes mécaniques et éventuellement à des réactions chimiques avec le fluide de forage qui peuvent à elle seules modifier l'état de contrainte. La redistribution des contraintes résultante peut engendrer une contrainte ou une combinaison de contraintes qui risque de dépasser la résistance de la roche.

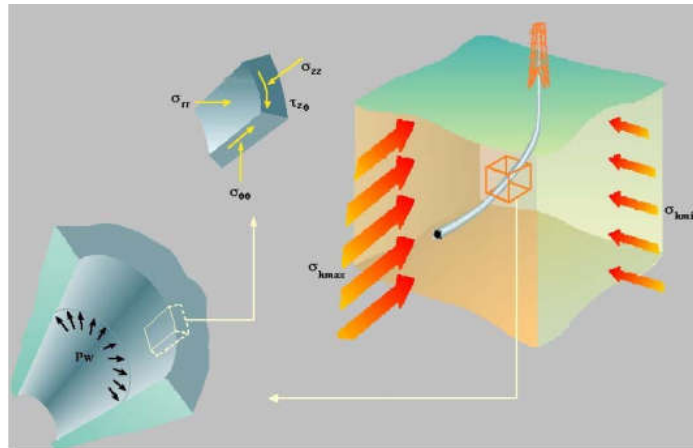


Fig 16. Etat de contrainte loin/proche des parois d'un puits (Belkhir, 2002)

Il y a trois efforts de puits qui sont :

- effort radial ;
- effort tangentiel ;
- effort axial ;

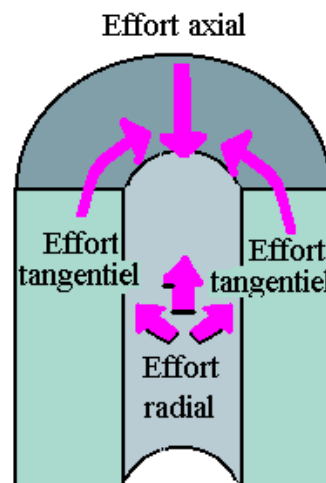


Fig 17. Efforts exerçants autour des parois d'un puits

Si nous représentons l'état de contraintes avant et après le forage en utilisant les cercles de Mohr pour le point le plus critique sur la paroi nous aurons la représentation ci-dessous :

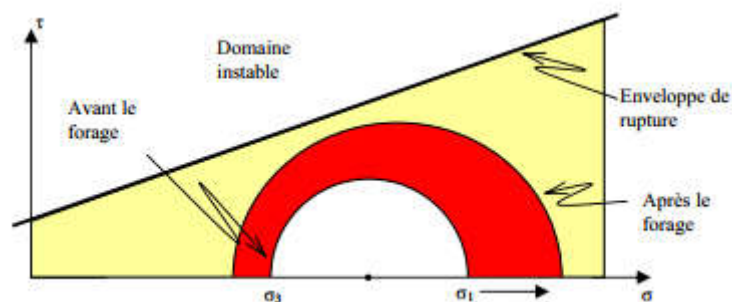


Fig 18. Etat de contraintes avant et après le forage (Belkhir, 2002)

La concentration des contraintes fait en sorte que le rayon du cercle de Mohr grandit (Cercle coloré). Ceci donc nous rapproche du domaine instable, donc de la rupture. Le fluide de forage sera le seul soutènement des parois du puits. Ses caractéristiques seront d'une importance extrême. Dans ce qui suivra nous expliquerons leurs effets sur la stabilité des parois du puits.

7.1. Effet de la densité de la boue :

La densité de la boue ou la densité équivalente en circulation (ECD) affecte directement les contraintes tangentielle et radiales. Une augmentation de la densité diminue la contrainte tangentielle et augmente la contrainte radiale. Ceci aura au début un effet stabilisateur. La figure ci-dessous représente l'effet de la densité dans le cas où on a $\sigma_r < \sigma_z < \sigma_\theta$. Ceci est généralement vrai au point le plus critique de paroi du puits.

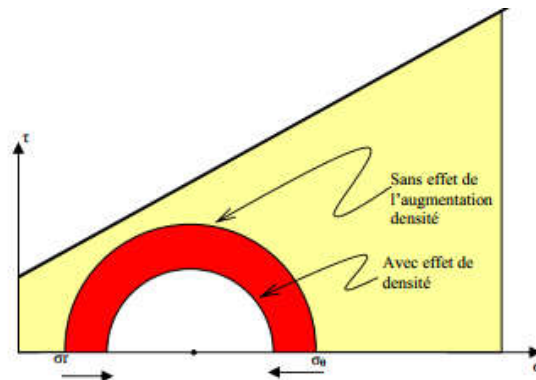


Fig 19. Etat de contraintes avec et sans effet de densité (Belkhir, 2002)

Si le rôle de la densité est stabilisateur dans un premier temps, il s'inverse si l'augmentation de la densité est excessive. Car dans ce cas là nous aurons l'ordre des deux contraintes tangentielle et radiale qui s'inverse. La radiale augmente énormément et la tangentielle diminue et pourrait même atteindre des valeurs négatives (traction).

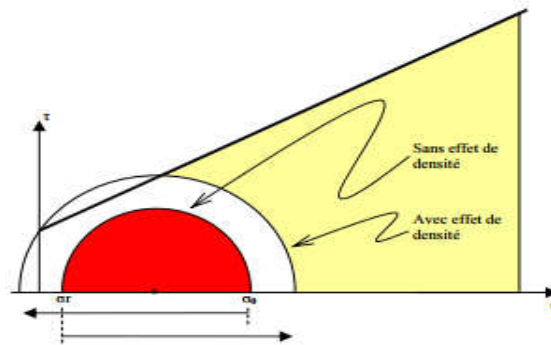


Fig 20. Etat de contrainte cas d'une augmentation excessive de densité (Belkhir, 2002)

Il existe donc une fenêtre de densité admissible pour la tenue des parois au-delà de laquelle nous aurons rupture soit par extension soit par cisaillement.

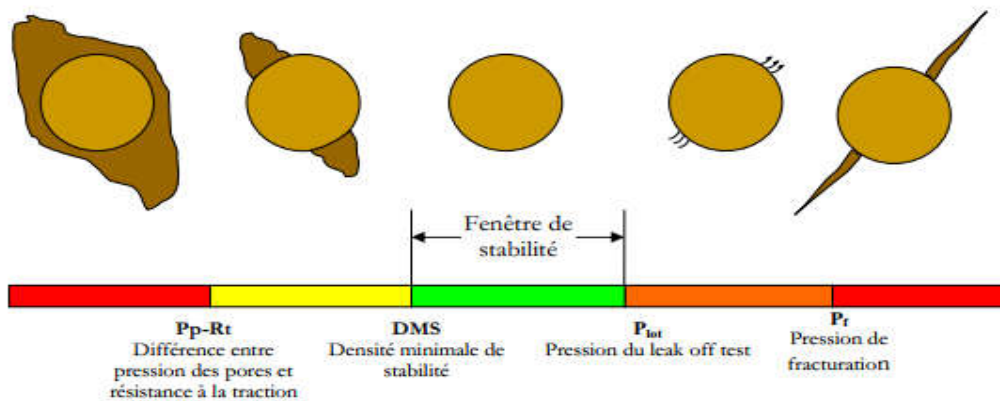


Fig 21. Influence de la densité sur la stabilité des parois (Belkhir, 2002)

7.2. Effet du mud cake :

Le mud cake est le dépôt constitué par des solides apportés par la circulation de la boue et qui s'agglomèrent sous l'effet de la percolation. Il représente un obstacle à la transmission des pressions entre le puits et la formation. On admet généralement que le cake se forme essentiellement en face des roches poreuses et assez perméables, et qu'il ne se forme pratiquement pas devant les roches peu perméables telles les argilites. Par ailleurs, le cake ne peut se former si la formation débite, en d'autres termes si la pression des pores est plus grande que la pression exercée par le fluide de forage.

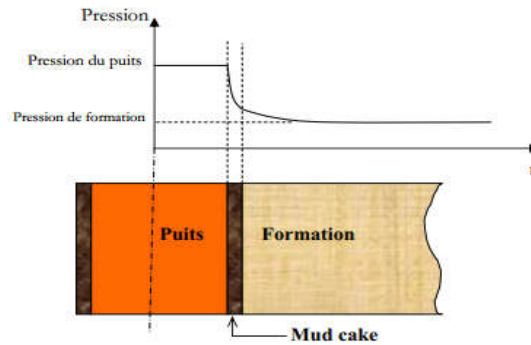


Fig 22 Formation de Mud Cake (Belkhir, 2002)

Un cake idéal doit être :

- Mince : pour ne pas trop réduire le diamètre du trou
- Résistant : pour qu'il puisse être efficace
- Imperméable : pour créer la discontinuité de pression –
- Flexible : pour qu'il puisse adhérer au changement de la géométrie de la paroi.

Pour mieux comprendre l'effet du cake, supposons qu'il vienne à disparaître, alors la pression des pores en paroi augmente jusqu'à atteindre la pression hydrostatique du puits. La pression radiale effective qui est la différence entre la contrainte radiale totale et la pression des pores s'annule. Simultanément la contrainte tangentielle diminue. Ceci provoquera une translation du cercle de Mohr vers la gauche s'approchant de l'état instable.

Remarque : la composition chimique de la boue et la perméabilité de la formation influent sur la qualité du cake et le temps nécessaire pour sa formation.

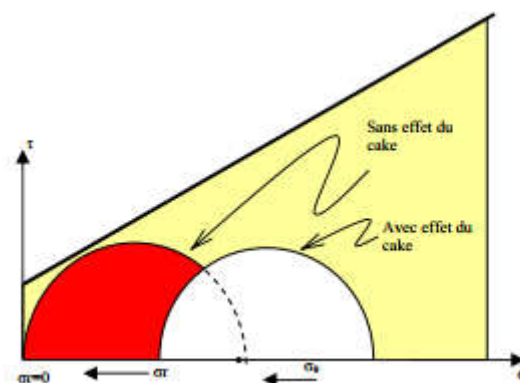


FIG 23. Effet de Mud Cake sur la stabilité des parois (Belkhir, 2002)

7.3. Effet de la température :

Durant les opérations d'injection des fluides de forage, un gradient de température causé par la différence entre la température du fluide dans le puits et la formation peut induire des contraintes supplémentaires dans les parois du puits.

Au-delà d'une certaine profondeur de forage, la circulation de boue a pour effet de refroidir le bas du découvert et d'échauffer le haut du puits, et du découvert notamment.

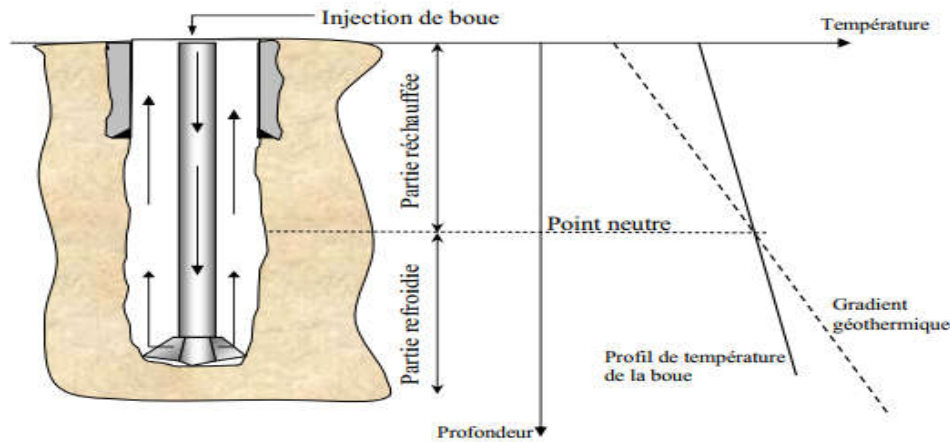
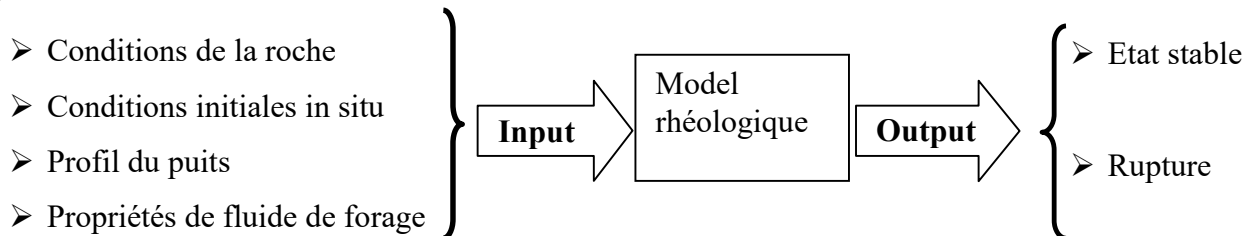


FIG 23. Effet de Température a l'intérieur de puits (Belkhir, 2002)

8. Conclusion :

Avant le forage les contraintes dans la formation sont disposées de sorte à ne pas dépasser la résistance de cette dernière.

Après le forage qui constitue une perturbation au sein de la roche. La redistribution des contraintes résultante peut engendrer une contrainte ou une combinaison de contraintes qui risque de dépasser la résistance de la roche. Des contraintes excessives peuvent provoquer un effondrement du puits, resserrement des formations très ductiles, cavage qui peut engendrer des problèmes de nettoyage du puits et dont l'impact économique se répercutera sur le coût du fluide de forage et de la cimentation. Par ailleurs, il est à noter que la densité du fluide de forage n'est pas imposée uniquement par des considérations de contrôle des venues mais également par la prise en compte des exigences de l'analyse de stabilité des parois.



Dans ce chapitre, nous avons présenté l'état de contraintes avant et après le forage ainsi que tous les paramètres influençant sur la stabilité des parois d'un puits.

Dans le chapitre suivant, nous allons définir les paramètres qui influent sur la stabilité d'un puits tubé.

Chapitre 3 :

Critères de sélection des tubages d'un puits pétrolier

1. Introduction:

La sélection des caractéristiques de tubage implique la détermination des facteurs qui influent sur sa défaillance ainsi que des nuances et des poids nominaux les mieux adaptés à une opération spécifique, de manière sûre et économique.

Dans ce qui suit, nous allons étudier les différents tubages utilisés dans l'industrie pétrolière ainsi que les paramètres influençant leurs stabilité.

2. Caractéristiques d'un tubage :

L'API (American Petroleum Institute) a développé des spécifications standards pour le tubage, qui ont été acceptées au niveau international par l'industrie pétrolière.

2.1. Géométrie du corps:

➤ Le diamètre

Le diamètre nominal d'un tube correspond à son diamètre extérieur exprimé en pouces. La tolérance admise est de $\pm 0,75$ %. Ces diamètres sont : 24'', 20'', 18''⁵/₈, 16'', 13''³/₈, 11''³/₄, 10''³/₄, 9''⁵/₈, 8''⁵/₈, 7''⁵/₈, 7'', 6''⁵/₈, 5''¹/₂, 5'', 4''¹/₂.

➤ Le poids nominal :

Exprimé en lb/ft, à chaque épaisseur dans une dimension de tube donnée correspond un poids nominal.

- Tab 1. Poids linéaire du tubage 9`5/8 (IFP, 1999).

Poids linéaires (lb/ft)	32,30	36	40	43,50	47	53,50	58,40	61,10	71,80
Épaisseur (mm)	7,9	8,9	10	11,1	12	13,8	15,1	15,9	19,1

➤ **Le Calibre (Drift) :**

C'est le diamètre d'un calibre qui doit passer à l'intérieur de tube sous l'action de son propre poids. Chaque épaisseur de casing a son calibre correspondant. C'est un control qui doit être systématiquement fait sur chantier, avant la descente de la colonne.

Tab 2. Diamètre de calibre correspondant a chaque diamètre de tubage (IFP, 1999)

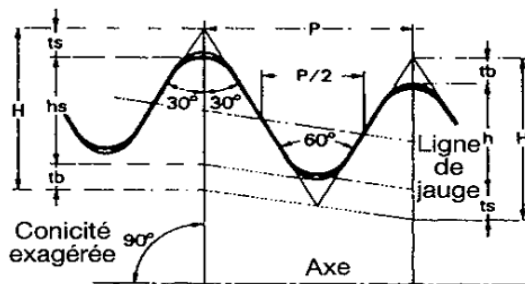
Casing diameter (in)	Mandrel length		Mandrel diameter	
	(in)	(mm)	(in)	(mm)
8 5/8 or less	6	152	$d - 1/8$	$d - 3.18$
9 5/8 to 13 3/8	12	305	$d - 5/32$	$d - 3.97$
16 or more	12	305	$d - 3/16$	$d - 4.76$

2.2. Géométrie du raccord:

Il existe plusieurs sortes de raccords différenciés par leurs longueurs, leurs épaisseurs et leurs filetages.

L'API a normalisée trois types de filetages ; qui sont :

- Filetage rond (API rond) (Fig IV.2.a)
- Filetage Butress (Fig IV.2.b)
- Filetage extreme line



Conicité : 6.25 %
 8 filets par pouce $p = 3.175$ mm

$$H = 0.866 p = 2.750 \text{ mm}$$

$$h = 0.626 p - 0.178 = 1.810 \text{ mm}$$

$$tb = 0.120 p + 0.051 = 0.432 \text{ mm}$$

$$ts = 0.120 p + 0.127 = 0.508 \text{ mm}$$

Fig 1.a Caractéristiques du filetage API rond (IFP, 1999)

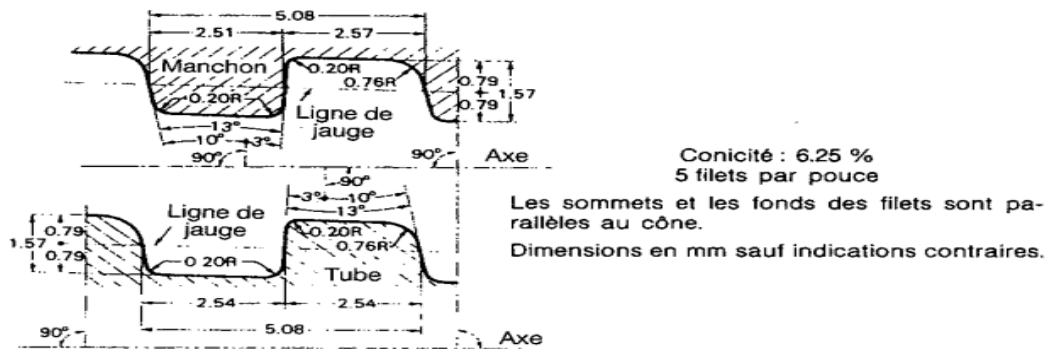


Fig 1.a Caractéristiques du filetage Butress(IFP, 1999)

Remarque : il existe des filetages non API tel que VAM

2.3. La nuance de l'acier (le Grade) :

Les tubes sont fabriqués dans différents grades d'acier, d'épaisseurs différentes selon les contraintes auxquelles ils seront soumis, lors de leur descente et durant la vie du puits. Les grades d'acier utilisés sont les suivants : H40, J55, K55, C75, N80, C95, P110, Q125, V150. La lettre représente la composition chimique de l'acier, et les chiffres la limite élastique minimale, en milliers de PSI.

D'après l'API, la limite élastique est la contrainte qui produit un allongement permanent de 0,5% sur l'éprouvette d'essai.

Tab 3. La limite élastique de chaque grade de tubage (IFP, 1999)

GRADE	YIELD STRENGTH		TENSILE STRENGTH
	MIN. PSI	MAX. PSI	MINIMUM PSI
H-40	40,000	80,000	60,000
J-55	55,000	80,000	75,000
K-55	55,000	80,000	95,000
C-90	90,000	105,000	100,000
L-80	80,000	95,000	95,000
N-80	80,000	110,000	100,000
T-95	95,000	110,000	105,000
P-110	110,000	140,000	125,000
Q-125	125,000	150,000	135,000

Avec :

Yield Stenght : limite élastique

Tensile Stenght : limite de rupture

2.4. Le couple de serrage : (Make-up Torque)

Il est important de bloquer les joints de tubage aux couples recommandés.

Tab 4. Couple de serrage pour quelques diamètres de tubage (IFP, 1999)

OD (in.) (mm)	Nominal Weight (lb/ft)	Grade	Torque (ft-lb) (kg-m)					
			Minimum		Optimum		Maximum	
4-1/2 114,3	9.5	H-40	580	80	770	105	960	130
		J-55	760	105	1010	140	1260	175
		K-55	840	115	1120	155	1400	195
	10.5	J-55	990	135	1320	180	1650	230
		K-55	1100	150	1460	200	1830	255
		J-55	1160	160	1540	215	1930	265
5 127	11.5	J-55	1000	140	1330	185	1660	230
		K-55	1100	150	1470	205	1840	255
		J-55	1270	175	1690	235	2110	290
	13.0	K-55	1400	195	1860	255	2330	320
		J-55	1550	215	2070	285	2590	360
		K-55	1710	235	2280	315	2850	395
5-1/2 139,7	14.0	H-40	980	135	1300	180	1630	225
		J-55	1290	180	1720	240	2150	295
		K-55	1420	195	1890	260	2360	325
	15.5	J-55	1520	210	2020	280	2530	350
		K-55	1670	230	2220	310	2780	380
		J-55	1720	240	2290	320	2860	390
6-5/8 168,3	20.0	H-40	1380	190	1840	250	2300	320
		J-55	1840	250	2450	340	3060	420
		K-55	2000	280	2670	370	3340	460
	24.0	J-55	2360	330	3140	430	3930	540
		K-55	2570	360	3420	470	4230	580
		H-40	920	125	1220	170	1530	210
7 177,8	20.0	H-40	1320	185	1760	245	2200	305
		J-55	1760	245	2340	325	2930	405
		K-55	1910	265	2540	350	3180	440
	23.0	J-55	2130	295	2840	390	3550	490
		K-55	2320	320	3090	430	3860	530
		J-55	2510	350	3340	460	4180	580
26.0	K-55	2730	380	3640	500	4550	630	
	H-40	1590	220	2120	290	2650	370	
	J-55	2360	330	3150	440	3940	540	
7-5/8 193,7	26.4	K-55	2570	360	3420	470	4280	590

2.5. Fragilisation par H₂S

La présence d'H₂S crée des ruptures sous les contraintes inférieures aux limites théoriques des matériaux (SSC : sulfide Stress Cracking). Il s'agit d'une fragilisation résultante de l'action simultanée d'une contrainte élevée et d'hydrogène libre produit à la surface du métal par une réaction Fer – H₂S. Ces atomes d'hydrogène tendent à bloquer les mécanismes de déformation de l'acier.

Ce mécanisme est fonction de la température et la limite élastique comme on peut le voir sur le graphique suivant :

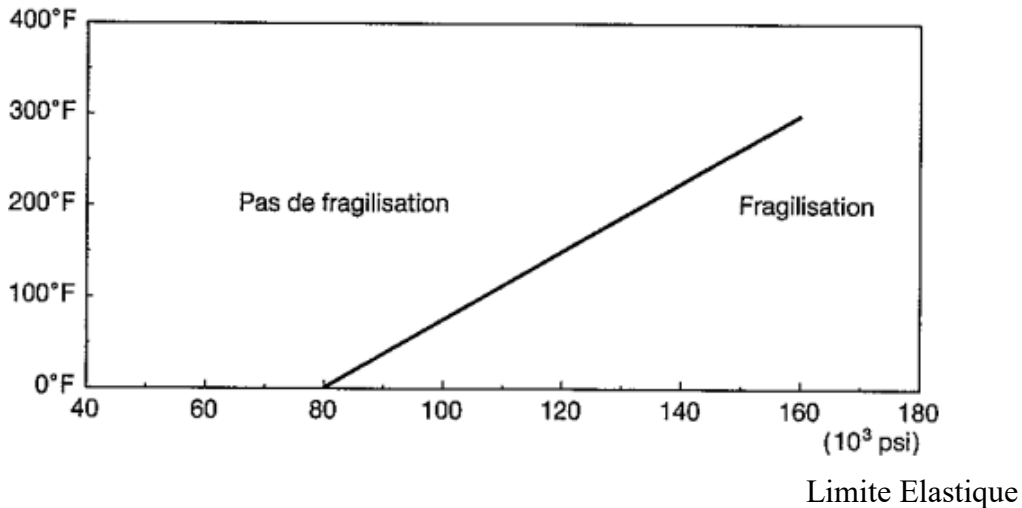


Fig 2. Influence de l' H2S en fonction de la température (Slimani, 2006)

Ce graphique indique que la fragilisation existe pour une limite élastique supérieure à 80000psi et que cette fragilisation est maximale à faible température. Ce n'est plus un problème à partir de 150°C quel que soit le type d'acier.

Les meilleurs aciers seront ceux qui possèdent une structure fine et homogène, avec la teneur la plus faible en inclusions non métalliques (soufre, phosphore)

2.6. Corrosion par CO2

Les eaux de production sont des champs contenant de CO2 sont des eaux chlorurées, acidules par l'acide carbonique. Pour lutter contre la corrosion, les alliages d'aluminium et de cuivre sont exclus. Seuls sont envisageables les aciers de type 9% Cr+1%Mo ou 13%Cr ou bien les alliages Nickel – Chrome – Molybdène avec faible pourcentage de fer.

3. Critères de sélection du tubage :

La sélection des tubages est influencée par ;

- conditions de chargement pendant le forage et la production
- les propriétés de résistance des formations au niveau des sabots
- le degré de détérioration auquel le tubage sera soumis pendant toute la durée de vie du puits
- la disponibilité du tubage

Les tubages sont conçus pour résister aux charges qui peuvent leur être imposées pendant la durée de vie du puits. Les charges attendues sont multipliées par un facteur de sécurité, en raison de l'incertitude des charges réelles.

Le tubage est soumis à trois forces principales: l'écrasement, l'éclatement et la tension. Ils doivent d'abord être calculées et maintenues en dessous des propriétés de résistance de tubage. En d'autres termes, la pression d'écrasement doit être inférieure à la résistance à l'écrasement du casing, etc.

Remarque : les caractéristiques Géométriques et techniques des différents diamètres des tubages sont rapportés dans ``le Formulaire de Foreur- section C``

3.1. La pression d'écrasement (Collapse Pressure)

Elles sont dues à la pression hydrostatique exercée par le fluide présent dans l'espace annulaire tubage-trou ; cette pression est contrebalancée par la pression régnant à l'intérieur de la colonne.

La pression d'écrasement = Pression Extérieure – Pression Intérieure

Au cours des opérations de forage, tubage et cimentation, la colonne peut se vider soit partiellement, soit complètement, en particulier pour les colonnes de surface (pertes totales) et la pression intérieure diminue notablement ou même s'annule. Les contraintes à l'écrasement dues à la pression hydrostatique de l'espace annulaire sont d'autant plus grandes que la profondeur est élevée ; les tubes les plus bas sont les plus sollicités.

Il est à noter cependant que dans les zones bien cimentées (cas du sabot des colonnes), l'absence de pression hydrostatique contribue à diminuer les risques d'écrasement, au niveau de ces zones après la prise du ciment.

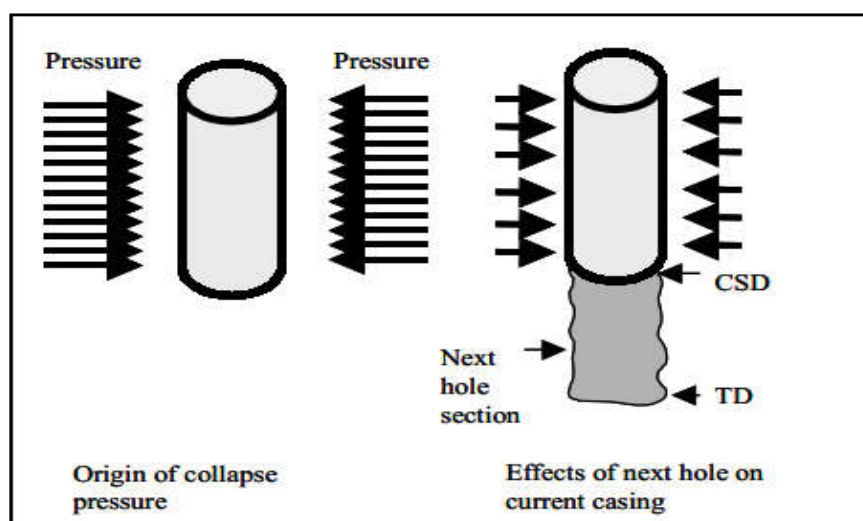


Fig 3. Origine de la pression d'écrasement(Hussain Rabiaa, 2002)

3.2. La pression l'éclatement (Burst Pressure)

Elles ont pour origine la pression intérieure due aux fluides pouvant être produits par le puits. Pour les déterminer, il est nécessaire de disposer d'informations suffisantes (cas des puits de développement) ou d'émettre un certain nombre d'hypothèses (cas des puits d'exploration) concernant la nature des fluides pouvant être produits (eau, gaz ou huile) ainsi que leur pression. Cette pression intérieure est contrebalancée par la pression hydrostatique du fluide présent dans l'espace annulaire tubage – trou (il s'agit en général de la boue utilisée pour le forage de la fin de la phase qui a précédé la descente de la colonne). La pression hydrostatique augmente avec la profondeur, les contraintes à l'éclatement sont donc plus élevées en tête de colonne.

Pression d'éclatement = Pression Intérieure – Pression Extérieure

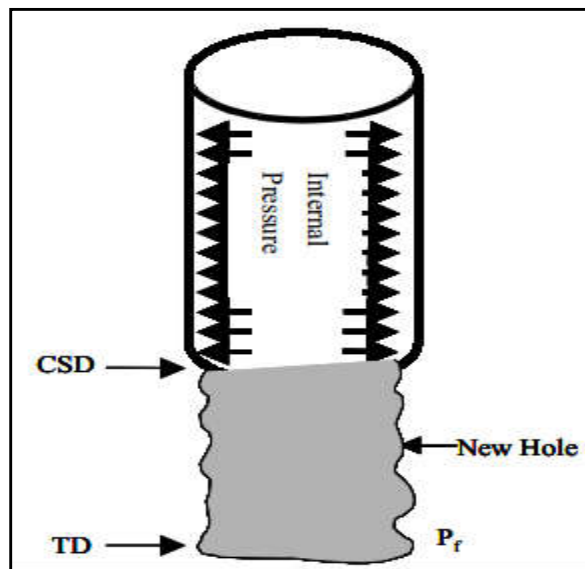


Fig 4. Origine de la pression d'éclatement (Hussain Rabiaa, 2002)

3.3. La pression de traction

Chaque tube descendu dans le puits subit une contrainte de traction due au poids de l'ensemble des tubes situés au dessous de lui. Cette contrainte est d'autant plus grande que la profondeur du puits est élevée.

Dans certains cas limites on peut diminuer cette contrainte en faisant flotter la colonne (remplissage partiel à la descente).

3.4. Coefficients de sécurité

Une marge de sécurité est toujours incluse dans la conception du boîtier afin de permettre sa détérioration future et les autres forces inconnues pouvant être rencontrées, notamment la corrosion, l'usure et les effets thermiques.

Les coefficients de sécurité API sont :

Tab 5. Coefficients de sécurité API

	Surface / intermédiaire casing / liner	Production casing / liner
L'écrasement	1.0	1.1
L'éclatement		
- service normal	1.1	1.1
- service critique	N/A	1.25
Tension	1.6	1.6
Tri axial calculation	1.25	1.25

Avec :

Service critique :

- Cas où la pression maximale d'éclatement peut être supérieure à 350 bars
- Cas où il existe un risque de corrosion par le CO₂ ou le H₂S.

Service normal : Autrement

Méthodes de calcul :

- **Méthode uni axial** : les forces sont calculées indépendamment pour chaque cas de charge. Ce calcul peut être effectué manuellement ou avec un logiciel (StressCheck, WellCat, etc.)
- **Méthode tri axial** : les forces en traction / compression et éclatement / écrasement sont calculées simultanément, tenant en compte des dogleg, de l'effet de la température, etc. Ceci est généralement effectué avec un logiciel (StressCheck, WellCat ou équivalent).

4. Exemple d'un programme de tubage: (puits ; MD722)

Tab 6. Programme de Tubage du puits MD722

Casing	Depth from (m)	Depth to (m)	Casing shoe setting depth selection criteria
18 5/8 K55 87.5# BTC	0	470	40m in Senonian Anhydritique
13 3/8" K55 54.5# BTC	0	600	110m in Dogger Lagunaire
13 3/8" N80 68# BTC	600	2302	
9 5/8" P110 47# BTC	0	3318	10 above (G35)
7" Liner P110 29#/32# BTC	2525	3396	3m in Cambrien
4 1/2" Liner	SH DP	3488	

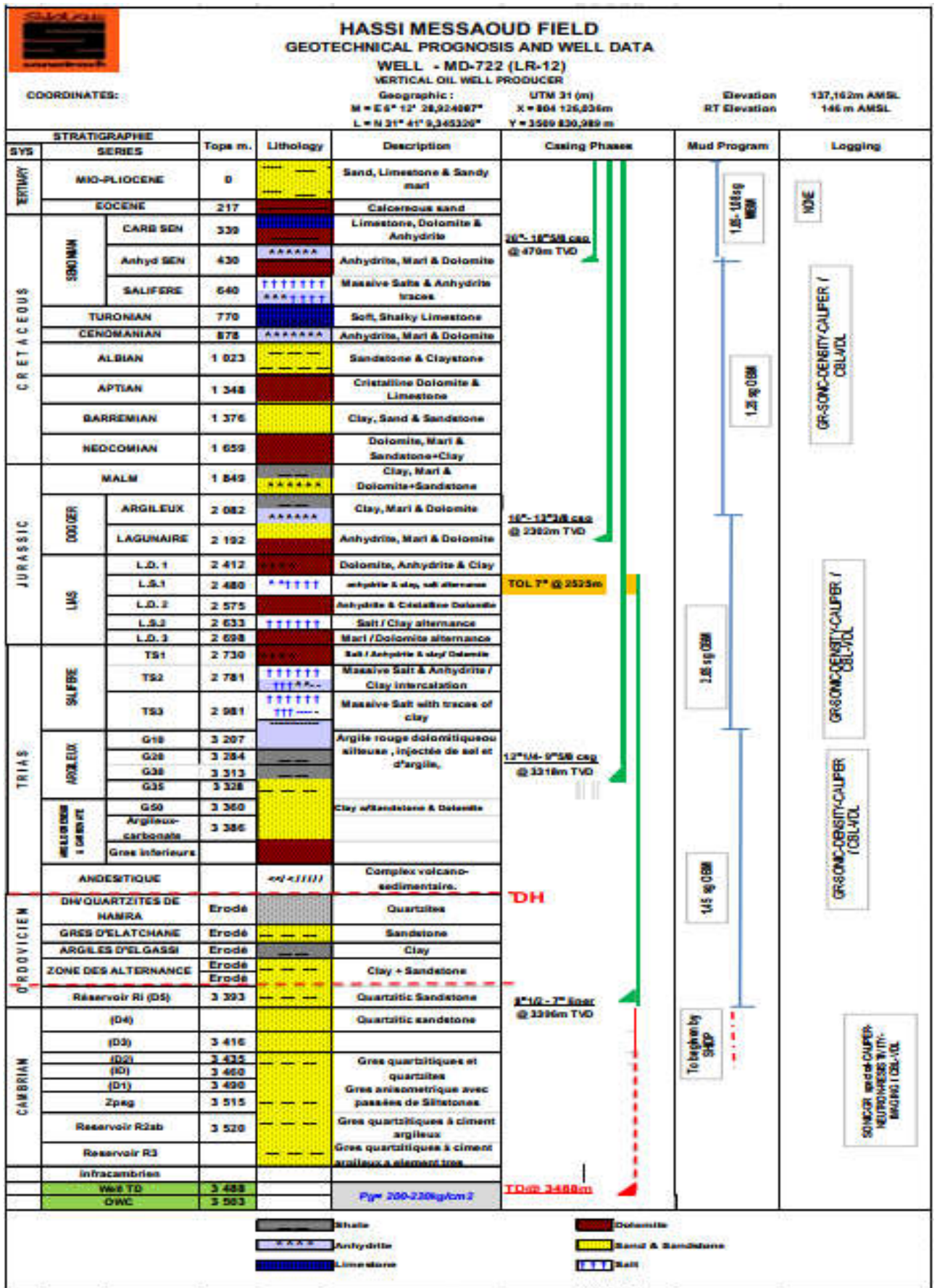


Fig 5. Les différentes colonnes de tubages du puits MD722

DONNEES SUR LE Puits MDZ609 TP206 OBD

Phases	Etages	Formations	Top Bottom	mVD	mMD	Csg	P.Frac kg/l	P.Pore kg/l	BHST °C	BHCT °C	°C/100m
26" x	TER	Moi-pliocene	0 245								
	TIAIRE	Eocene	245 360								
18"5/8		Senonien Carb.	360 480								
		Senonien anhyd.	480 665								
16" x	C	Senonien salifere	665 823	540	540	18 5/8	1,75	0,9	40	35	1,6
	R	Turonien	823 930								
	E	Cenomanien	930 1065								
	T	Albien	1065 1401								
	A	Aptien	1401 1429								
13"3/8	C	Barremien	1429 1664		1529		1,55	1,16	66	42	2,7
	E	Neocomien	1664 1862								
	Malm		1862 2098								
12"1/4 x	J	Dogger argileux	2098 2196								
	U	Dogger lagunaire	2196 2434	2306	2306	13"3/8	1,75	1,16	90	62	2,7
9"5/8	R	LD1	2434 2506								
	SS	LS1	2506 2600								
	I	LD2	2600 2652		2550	Top Liner					
	QU	LS2	2652 2719								
	E	LD3	2719 2752								
8"3/8 x	T	TS 1	2752 2807								
	R	TS 2	2807 2999		3090	KOP					
	I	TS 3	2999 3182								
	A	Argileux G10	3182 3345	3292	3300	9"5/8	2,20	1,90	117	86	2,7
	S	G35	3345 3360								
7"		Gres sup	.								
		Arg carb	3360 .								
		Gres inf	.								
		Andesite	.								
		Quartzites de Hamra	.								
VICIEN	OR	Gres El Atchane	.								
	DO	Argile d'El Gassi	.								
VICIEN		Zone des Alternances	.								
		Reservoir RI	3381	3384	3427	7"	2,17	1,45	117	90	2,7
CAM		Ra	3381								
		R2	0								
		R3	.								
BRIEN		INFRACAMBRIEN	.								

Fig 6. Les différentes colonnes de tubages du puits MDZ609

5. Conclusion

Une bonne connaissance de l'analyse des contraintes et la capacité de l'appliquer sont nécessaires à la sélection des tubages. Le produit final d'une telle conception est un «tube sous pression» capable de résister aux pressions internes et externes attendues.

Dans le prochain chapitre, nous allons étudier les problèmes rencontrés dans un puits pétrolier liés à l'instabilité des parois.

Chapitre 4 :

Problèmes liés à l'instabilité des parois d'un puits pétrolier

1. Introduction

Maintenir un trou stable lors de la réalisation d'un puits est l'un des challenges majeurs du forage. Les études indiquent que les évènements imprévus liés à l'instabilité des parois comptent pour plus de 10% dans le coût d'un puits, avec une estimation de plus de \$1 billion dans le coût annuel de l'industrie pétrolière.

Le forage d'un puits dans une formation a comme effet de changer l'état de contraintes initial et de générer une redistribution de celles-ci au voisinage du puits. Ceci causera une altération de l'état d'équilibre et est susceptible d'engendrer des ruptures de parties de la roche initialement stables. L'analyse de la stabilité des parois permet de prévenir les ruptures du type fragile et les déformations plastiques excessives de la roche du fait des contraintes mécaniques ou des déséquilibres chimiques.

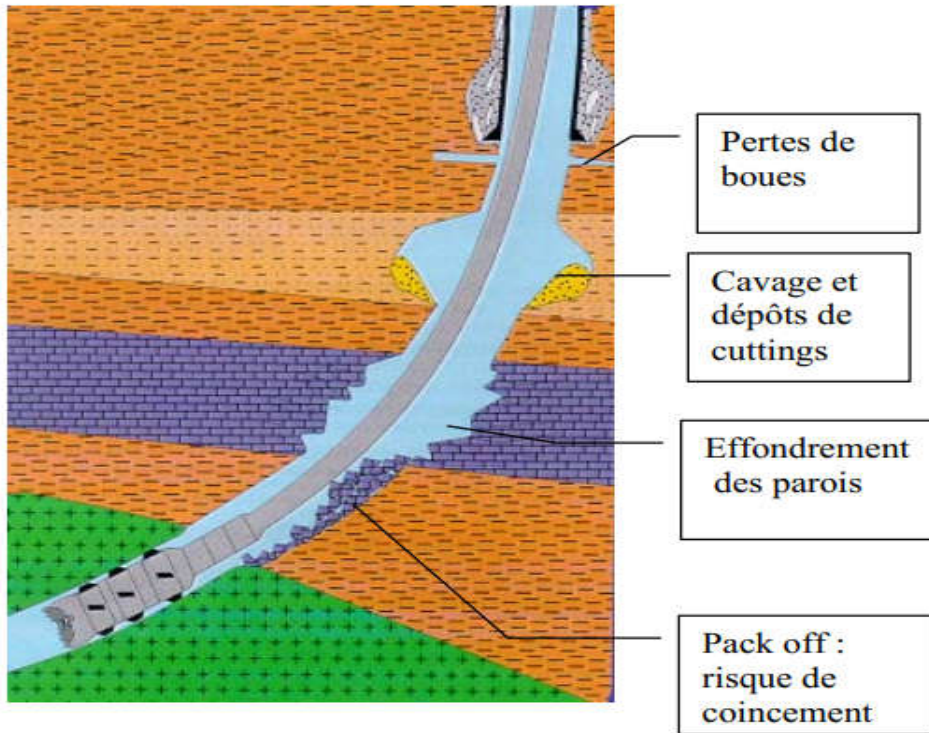


Fig 1. Problèmes liés à l'instabilité des parois

2. Causes de l'instabilité des parois:

La connaissance des formations est donc une des mesures préventives des problèmes de forage. Les formations les plus communément rencontrées sont les argiles, le sable, le grès, le calcaire, la dolomie, le sel, etc.

Les mécanismes principaux qui peuvent engendrer des problèmes de formation sont divisés en deux catégories :

- Selon les conditions mécaniques telles :
 - ❖ Problèmes de nettoyage du trou.
 - ❖ Érosion des parois.
 - ❖ Impact physique de l'endommagement.
 - ❖ Densités de la boue et les pressions de pore.
 - ❖ Pistonnage ou surpression (swab & surge).
 - ❖ Contraintes des parois
- Selon les conditions chimiques telles que :
 - ❖ La réactivité de la formation
 - ❖ La compatibilité chimique du système boue

3. Problèmes liés à l'instabilité des parois

Les problèmes majeures liés à l'instabilité des parois sont les coincements et les pertes de circulation.

3.1. Les coincements :

Phénomènes :

Des éléments solides de la formation (cuttings, ...) sédimentent autour de la garniture de forage et obstruent l'espace annulaire

Il existe essentiellement deux mécanismes de coincement :

- Coincement par pression différentielle
- Coincement mécanique

3.1.1. Coincement par pression différentielle (Hussain Rabiaa, 2002)

Le collage est causé par la différence de pression entre la pression de formation PF et la pression hydrostatique PH de la colonne de boue : cette différence de pression s'exerce en particulier sur les masse-tiges lorsque ceux-ci, immobilisés par exemple pour un ajout de tige, sont en contact avec la paroi du trou.

Les conditions de coincement par pression différentielles

Les coincements par pression différentielle requièrent que les cinq conditions ci-dessous soient simultanément satisfaites :

- **Puits assez dévié** pour que la garniture vienne au contact de la paroi : cette condition est en pratique presque toujours satisfaite, mais bien entendu, plus le puits sera dévié, plus grande sera la force d'appui de la garniture sur la paroi
- **Pression hydrostatique** de la colonne de boue, supérieure à la pression de formation; les règles de sécurité, relatives au contrôle des venues, font que ceci est également toujours vrai: le risque sera cependant minimisé lorsque cette pression différentielle sera diminuée
- **Zone perméable** au point de contact des masse-tiges avec la paroi: cette condition doit être étudiée de près avec le géologue de chantier car cette analyse peut permettre de déterminer la cote probable de coincement
- **Filtrat élevé** et surtout cake épais et de résistance médiocre : ceci est le cas de beaucoup de boue à l'eau, surtout dans les morts-terrains où les caractéristiques de la boue ne sont pas très élaborées.

- **Moment d'immobilité** de la garniture permettant l'enfoncement dans le cake et l'établissement d'une différence de pression sur les deux faces de la masse-tige. Cette dernière condition est absolument nécessaire pour qu'il y ait coincement.

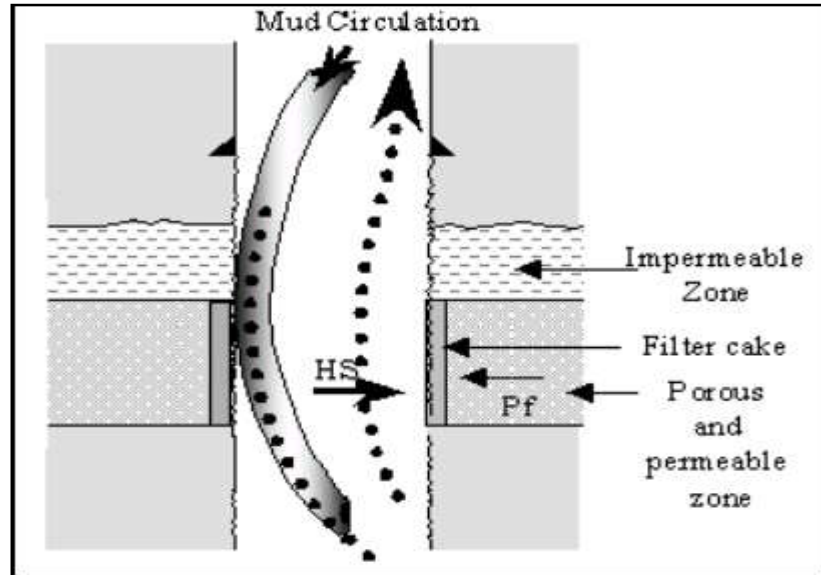


Fig 2. Coincement par pression différentielle (Hussain Rabiaa, 2002)

3.1.2. Coincement Mécanique :

Le coincement mécanique peut être causé par l'un ou la combinaison des processus suivant :

- Mauvais nettoyage de puits
- Instabilités des argiles
- Formations non consolidées
- Formations fracturées
- Formations mobiles
- Géométrie de puits (formation des trous de serrure, formations des doglegs, trou undergauge)

3.1.2.1. Mauvais nettoyage de Puits :

Pour qu'il y ait mauvais nettoyage, il suffit que la vitesse de sédimentation, pour un déblai de taille donnée, soit supérieure à la vitesse de remontée de la boue dans l'annulaire

Le nettoyage du trou est affecté par 6 facteurs principaux

- **Vitesse de pénétration (ROP):** détermine le volume de déblais dans le retour de la boue

- **Stabilité du trou** : débris d'éboulement ajoutés à la boue de retour
- **Vitesse annulaire** : remontée des déblais
- **Rhéologie de la boue** : suspension et transport des déblais
- **Temps de circulation** : transport des déblais jusqu'à la surface
- **Inclinaison du trou** : réduction des capacités de nettoyage du trou

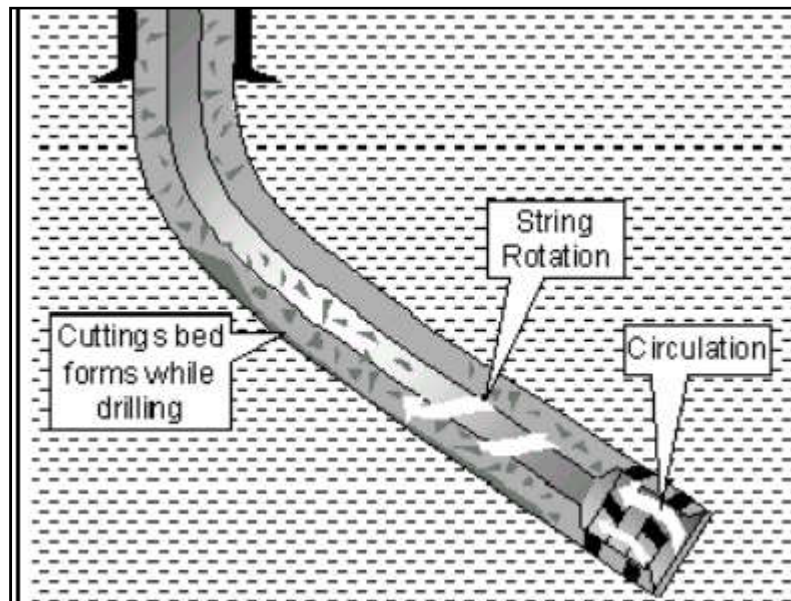


Fig 3. Formation d'un lit de cuttings suite à un mauvais nettoyage

3.1.2.2. Instabilité des argiles

Les phénomènes d'instabilité des formations argileuses peuvent être causés par les contraintes chimiques (cas des argiles réactives), par les contraintes mécaniques (cas des argiles géo-pressurisées ou les argiles hydro-pressurisées), par les contraintes géostatiques, ou les contraintes tectoniques.

a. Les contraintes chimiques (Les argiles réactives):

Ce type d'argiles est sensible à l'eau, il absorbe l'eau de la boue par le phénomène d'Osmose, se gonfle et obstrue le trou.

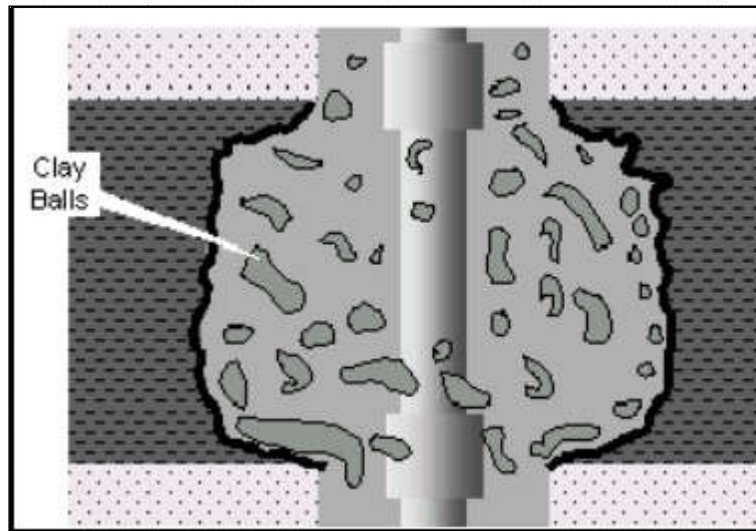


Fig 4. Gonflement des argiles (Hussain Rabiaa, 2002)

b. Les contraintes mécaniques

➤ **Les argiles géo pressurisées :**

Cause :

- ✓ Forage d'argile compressée avec une densité de boue insuffisante.
- ✓ L'argile compressée se fracture et engendre des caves dans la paroi.

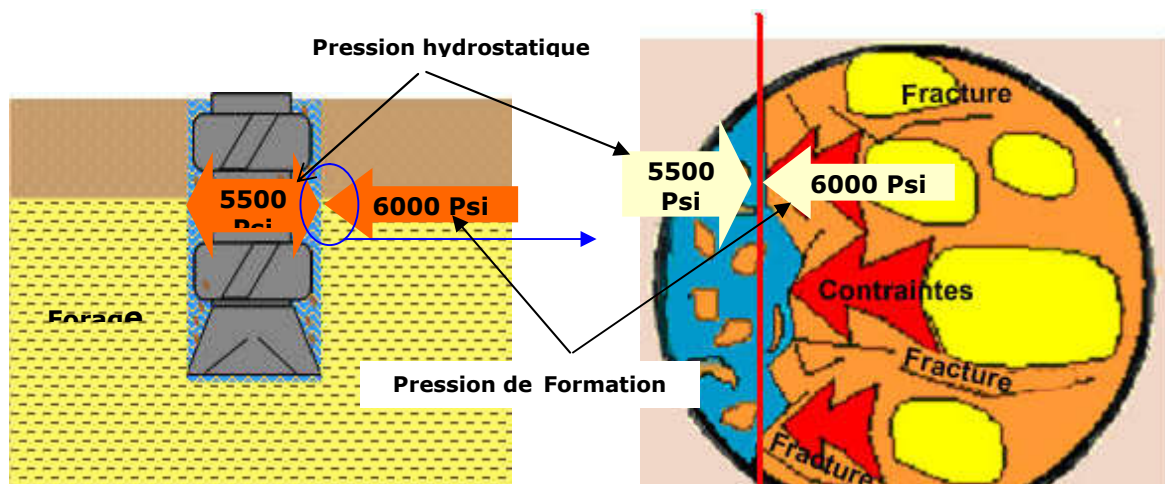


Fig 5. Instabilité de trou du aux argiles géo pressurées (Slimani, 2006)

➤ **Les argiles Hydro-pressurisées**

Causes de l'instabilité :

- ✓ Avec le temps, la pression de pore de l'argile est chargée par une surpression hydrostatique de la boue (en overbanace).
- ✓ Les mouvements de la garniture de forage et la surpression sur les parois du trou déstabilisent l'argile.

- ✓ L'argile tombe dans le trou et coince la garniture.

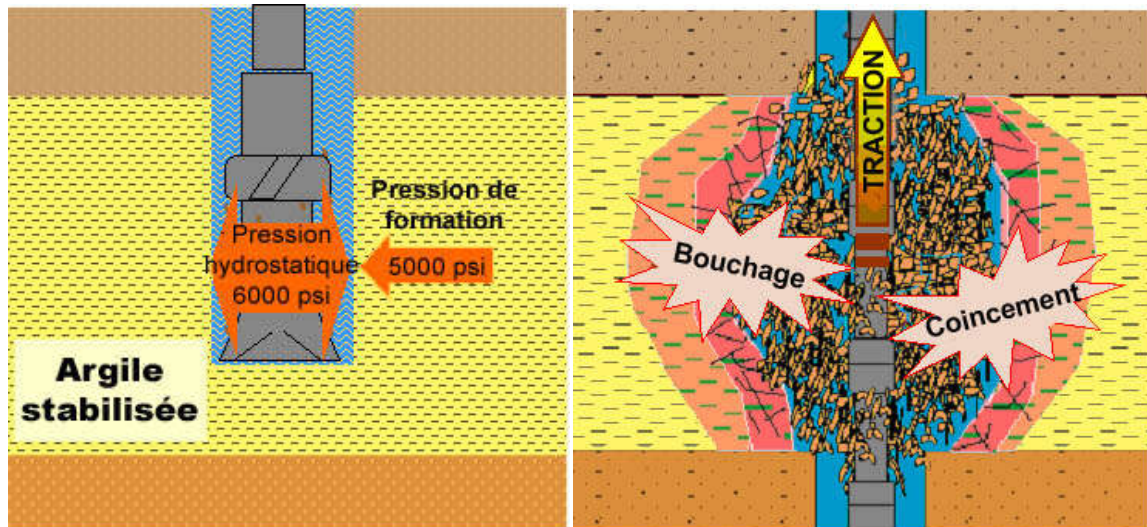


Fig 6. Instabilité de trou du aux argiles hydro pressurées (Slimani, 2006)

Réaction d'argile Hydro-Pressurisée

Un des mécanismes majeur qui peut engendrer les problèmes d'argile est un accroissement de la pression hydrostatique combiné avec l'effet de pistonnage et surpression (*swab/surge pressures*).

Dans les formations perméables telles que des grès, la pression différentielle entre la boue et le fluide de formation (surpression) produit un cake sur la paroi du trou qui agit comme une membrane imperméable. Le différentiel de la pression de pore sera exercé sur le cake et fournira un support efficace sur la paroi du trou contre la pression de la boue.

Les argiles sont normalement considérés non perméables, mais en fait elles ont une très faible perméabilité si basse soit elle, Cependant dans les argiles, aucun cake ne peut être formé, parce que la perméabilité des argiles est plus basse que la perméabilité d'un cake "normal". Donc la pression de la boue est directement en contact avec la formation et s'égalisera avec la pression de pore autour de la paroi. Avec le temps la pression de pore s'étendra graduellement plus loin dans la formation. Cette lente invasion de la pression de la boue est appelée ***Pénétration de la pression de pore ("Pore Pressure Penetration")***.

Effet sur la stabilité des argiles

Une augmentation lente de la pression de pore réduira l'effet du cake et donc augmentera le niveau de contraintes de la roche autour de la paroi. Les niveaux de contraintes peuvent devenir si élevés qu'une rupture de la roche se produira.

La pression temporaire de pistonage amène l'argile proche de la rupture, ou cause réellement la rupture

Une paroi initialement stable peut devenir instable dû à la "pénétration de la pression de pore" en combinaison avec les pressions de swab & surge

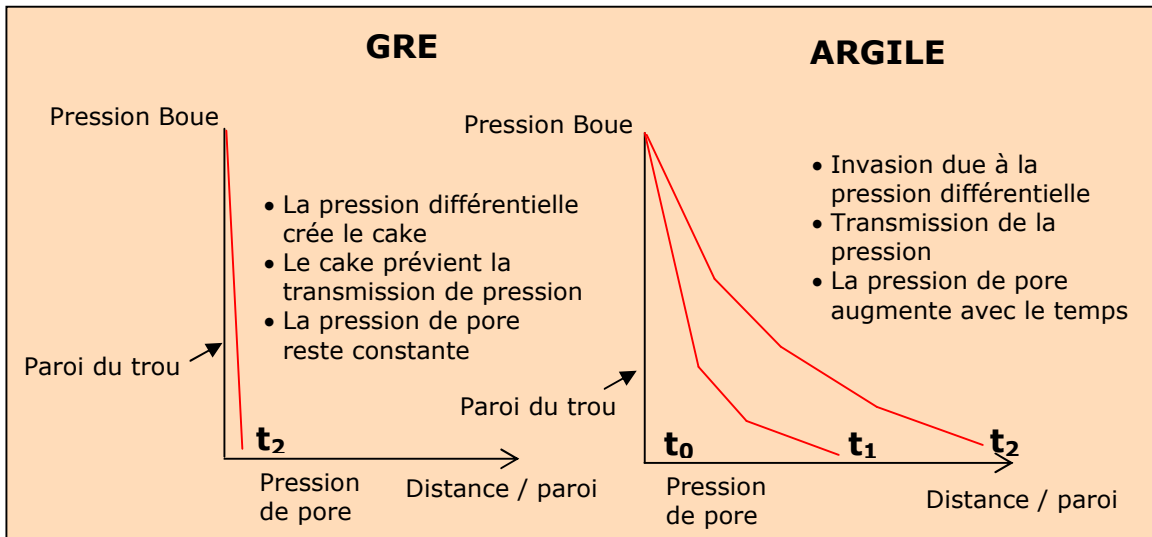


Fig 7. Comparaison de la "pénétration de la pression de pore" entre grès et argiles
(Slimani, 2006)

3.1.2.3. Formations non consolidées :

Des formations non consolidées sont généralement rencontrées près de la surface et incluent: sable meuble, gravier et les limons. Les formations non consolidées ont une faible force de cohésion va donc s'effondrer facilement et tombe en morceau dans le puits et cause un coincement de la garniture de forage.

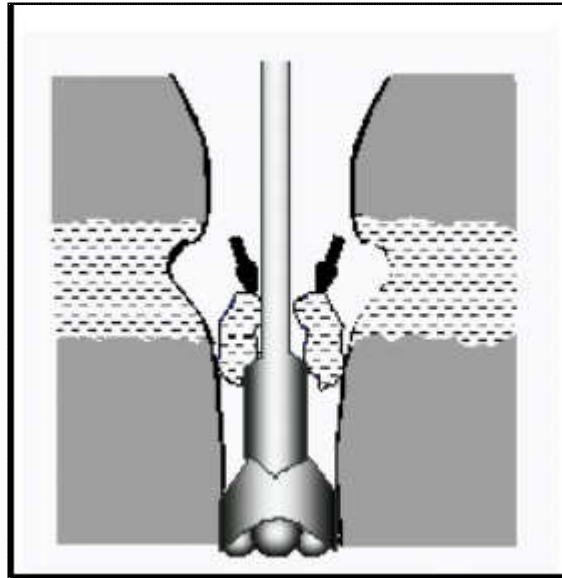


Fig 8. Eboulement des formations non consolidées

3.1.2.4. Formations Fracturées :

Ceci est un problème courant dans les formations calcaires. Ces formations fracturées et fissurées peuvent tomber dans le puits de forage dès leur forage, car les contraintes qui les maintenaient ensemble sont relâchées par le forage du trou.

Plusieurs symptômes peuvent être observés en surface, notamment:

- ❖ Augmentation de la vitesse d'avancement
- ❖ Perte de circulation

3.1.2.5. Formations mobiles ;

Le terme formations mobiles ou plastiques désigne généralement les halites et les argiles. Ces formations possèdent des propriétés plastiques leurs permettant de se déformer et de s'écouler sous une contrainte appliquée. On trouve du sel dans les opérations de forage, du chlorure de sodium pur à des mélanges très complexes de sels de chlorure mélangés tels que :

- ✓ Halite(NaCl)
- ✓ Sylvite(KCl)
- ✓ Bischofite ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)
- ✓ Carnalite($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)
- ✓ Polyhalite($\text{K}_2\text{MgCa}_2(\text{SO}_4)_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)
- ✓ Tachydrate ($\text{CaCl}_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$)

Les principaux problèmes des sections de sel sont :

- Washout des sels (dissolution des sels et élargissement du trou)

- Mouvement des sels et écrasement de tubage

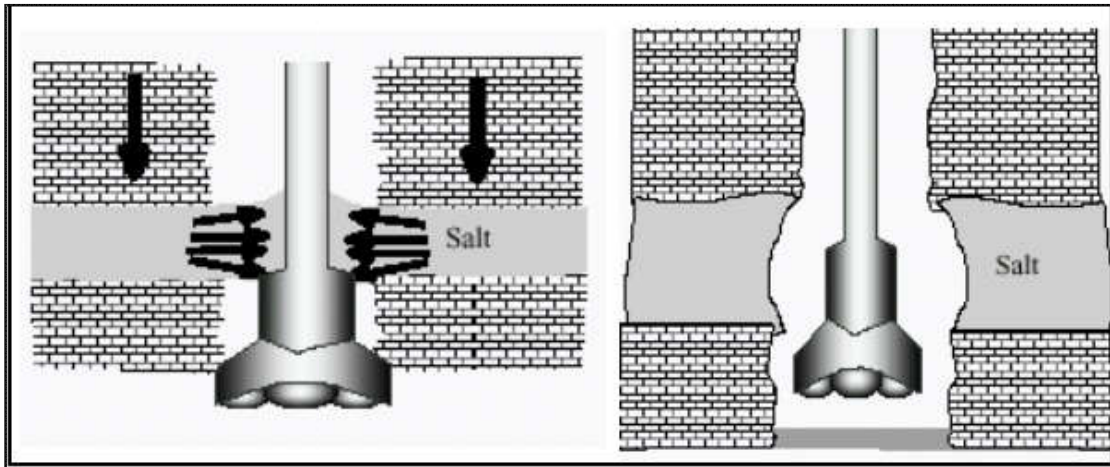


Fig 9. Déformation des sels plastiques (gauche) et washout dû aux sels (droite)

3.1.2.6. Géométrie de puits :

- **Formation des trous de serrure (Key setting) :**

La formation des trous de serrures est causée par le contact de train de tiges avec des formations friables faciles à forer. L'action de rotation des tooljoints provoque l'érosion d'une rainure étroite dans la formation qui est pratiquement égale au diamètre des joints des tiges de forage. Lors des manœuvres (remontée de la garniture de forage), le BHA peut être tiré dans le siège de clé de taille réduite, ce qui pourrait provoquer un coincement

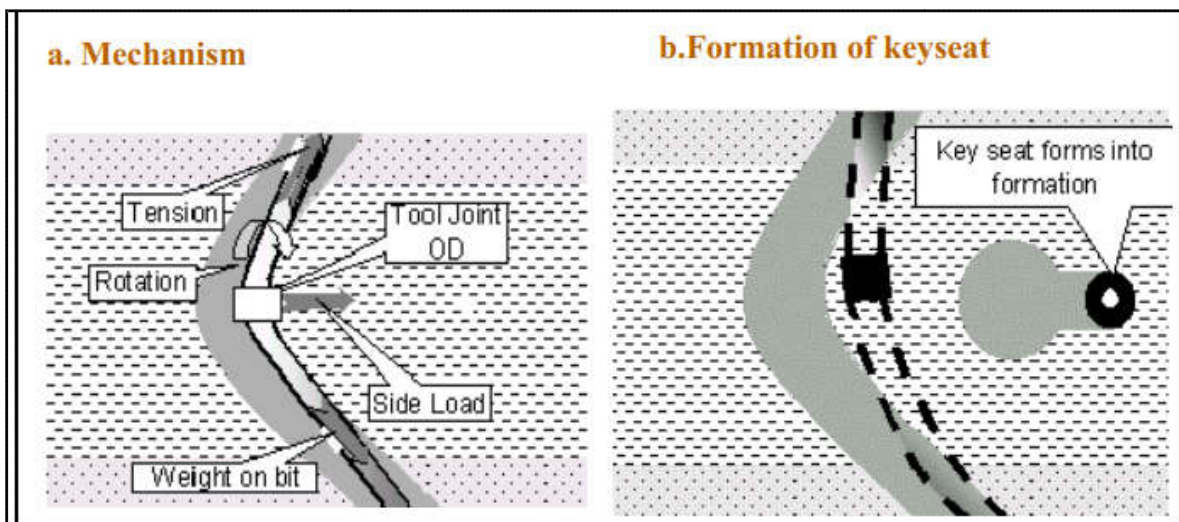


Fig 10. Mécanisme de formation des trous de serrures (Hussain, 2002)

➤ **Diminution du diamètre nominal du trou (undergauge hole)**

La diminution du diamètre du trou peut provenir du passage de l'outil dans une formation abrasive qui use la protection du diamètre de l'outil, ou un outil non adapté à la dureté de la formation et qui s'use prématurément et principalement sur son diamètre.

Les risques de coincements sont grands lorsque l'on redescend avec un outil neuf pour la poursuite du forage.

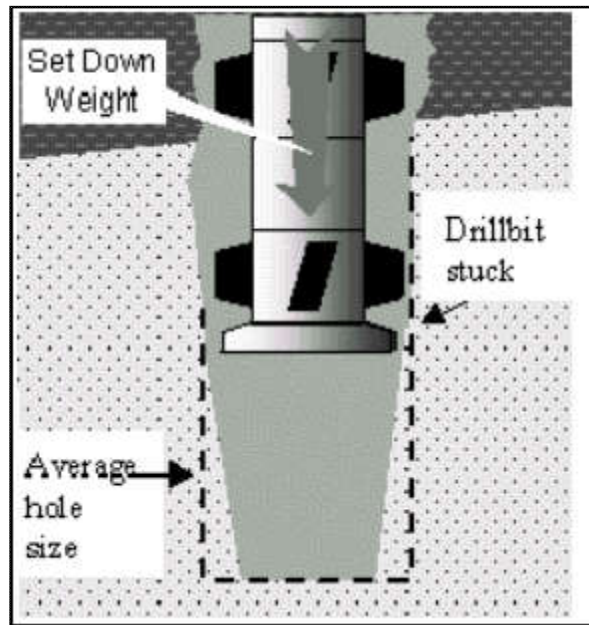


Fig 11. Undergauge Hole

3.2. Les pertes de circulation :

La perte de circulation est la perte de boue ou de ciment dans la formation lors des opérations de forage.

Les pertes de boue peuvent être causées par des pertes naturelles, des fractures induites lors des opérations de forage ou par une excessive pression hydrostatique de la boue.

3.2.1. Pertes Naturelles :

Les pertes naturelles se produisent dans les roches contenant une porosité et une perméabilité ou avec des fractures naturelles.

Trois types de formations peuvent être reconnus :

- Sables grossiers et lits de gravier : Surviennent généralement près de la surface où la formation est à la fois poreuse et hautement perméable: perméabilité supérieure à 10 à 25 Darcy.

- Fissures naturelles ou fractures : Les fissures et les fractures naturelles se produisent généralement dans les calcaires qui ont été soumis à des activités tectoniques ou à un lessivage par des acides.
- Formations cavernueuses : Les cavernes se développent dans des formations calcaires et dolomitiques dont la taille varie de quelques centimètres à de grands tunnels. Les pertes totales sont généralement enregistrées lors du forage de formations cavernueuses

3.2.2. Fractures induites : (Hussain, 2002)

Dans les formations où la différence entre la pression interstitielle et la pression de fracture de la formation est faible, les fractures peuvent être induites par la pression exercée par l'ECD de forage ou par des surpressions (surge).

L'augmentation du volume des cuttings dans l'espace annulaire peut augmenter l'ECD au-delà de la pression de fracture de la formation.

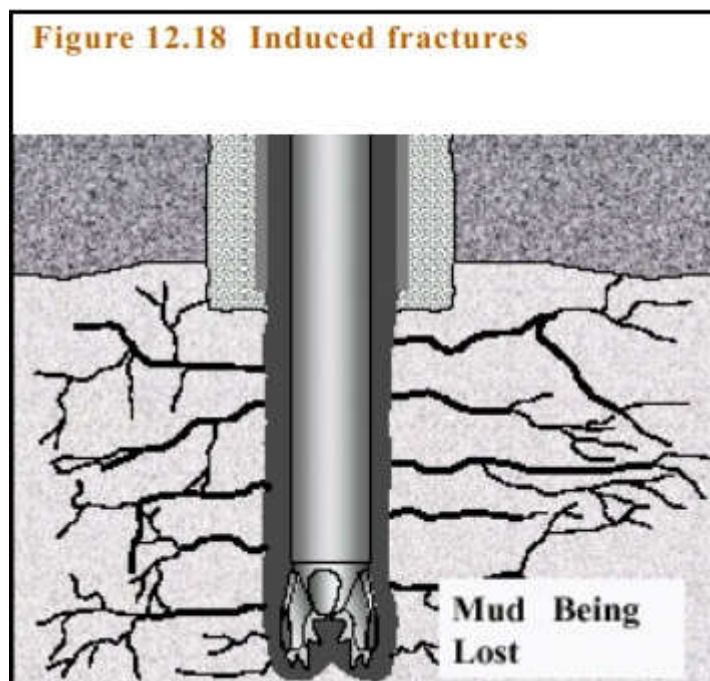


Fig 12 perte de circulation due à la fracture induite

3.3. Autres problèmes :

3.3.1. Bourrage de l'outil

Le bourrage de l'outil se produit lors du forage des argiles réactives présentant des propriétés plastiques. Le problème se pose dans les boues à base d'eau peu inhibées lorsque des particules d'argile forées adhèrent à l'outil de forage ou les stabilisateurs

Ce phénomène peut provoquer :

- Diminution de la vitesse d'avancement (ROP)
- Des tirages pendant les remontées de la garniture.

3.3.2. Serrage du puits (tight hole) :

Un trou est dit serré lorsque la force de traction vers le haut est supérieure au poids flottant du train de tiges. La force supplémentaire au-dessus du poids flottant est appelée la force de tirage. L'augmentation du tirage pendant le forage ou les manœuvres de remontée indique clairement que le trou devient serré.

Le trou serré est généralement observé à travers des sections contenant des argiles réactives ou du sel. Le gonflement des argiles entraîne une réduction du diamètre du puits de forage, ce qui entraîne une augmentation de la résistance lors de la remontée du trou.

4. Conclusion

Un événement entraînant l'arrêt de l'opération de forage est décrit comme un événement de temps non productif (NPT). Le coincement de la garniture et la perte de circulation sont les deux principaux événements à l'origine du NPT dans l'industrie du forage.

Mais une bonne étude de programme de forage qui se base à l'analyse des puits avoisinants, et les décisions à prendre en face tout problème peuvent réduire au maximum ces NPT.

Dans le prochain chapitre, nous allons étudier un cas réel de programme de forage.

Chapitre 5 :

Etude de cas THNW-1

1. Introduction

Réaliser un programme de forage implique un certain nombre de choix et recommandations concernant en particulier :

- Cote des sabots et diamètre des colonnes de tubage ;
- Zones et hauteurs à cimenter ;
- Fluides de forage et leurs caractéristiques ;
- Outils et leurs paramètres ;
- Équipements de sécurité et procédures d'essai...

La qualité d'un programme dépend essentiellement de la nature, du nombre et de la fiabilité des informations dont disposent ceux qui le réalisent. En exploration où les cotes des formations, la nature et la pression des fluides peuvent être assez mal connues

Les réalisateurs doivent prévoir les éventualités pouvant conduire des situations délicates et proposer des alternatives permettant en cours de forage d'adapter le programme aux problèmes rencontrés (tels que les venues, l'instabilité des parois ...). Dans ce cas l'atteinte des objectifs (reconnaissance des formations traversées et des réservoirs, détermination de la nature et de la pression des fluides rencontrés) dans les meilleures conditions de sécurité constitue le but principal. Dans le cas des puits de développement, le problème posé est plus simple à résoudre, les formations et les fluides étant en général bien connus ; il s'agit alors de concevoir des programmes permettant de réaliser les puits les plus économiques.

Dans ce présent chapitre, nous allons illustrer une partie de l'étude faite avant la réalisation du puits d'exploration (TAHNW-1).

2. Informations générales du puits TAHNW-1

Tab 1. Données générales du puits THNW-1 (Malaoui, 2012)

Nom du Forage	TAHARA NORD OUEST-1
Sigle	THNW-1
BASSIN	ILLIZI
Situation	Périmètre Bordj Omar Driss (I) Bloc 238b
COORDONNEES D'IMPLANTATION	UTM (Fuseau. 32) Clarke 1880 (UTM: Universal Transverse Mercator) X : 331 207,12 m Y : 3128 856,56 m Géographiques X : 07° 16' 44'' E Y : 28° 16' 37'' N
Altitude (Z sol)	423.41 m
Objectifs	Exploration des réservoirs: Ordovicien (Unité IV et III) et Siluro-dévonien (F6) comme objectif secondaire
PROFONDEUR FINALE	2225m
NIVEAU D'ARRET DU FORAGE	Socle
DUREE DE FORAGE ESTIMEE	41.82 jours
NATURE DES FLUIDES	Gaz (Ordovicien) et Huile (F6)

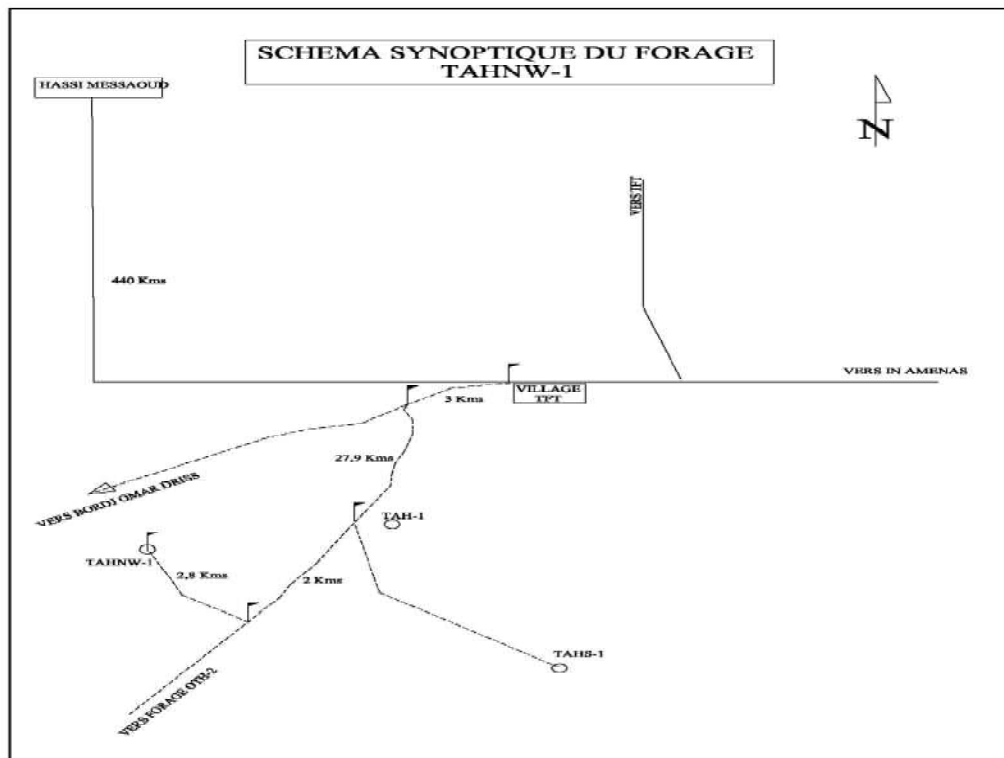


Fig 1 Schéma d'itinéraire vers THNW-1

3. But de sondage:

Le but de ce forage a été initié dans le but de détailler l'image structurale et de réévaluer tout le potentiel pétrolier de la structure de Tahara.

Le forage Tahara Nord Ouest-1 se situe sur le sommet d'une structure anticlinale d'orientation NNW/SSE, bordée à l'ouest par une faille majeure du trend Tin Tayart-Oued Zenani, de même direction, dont le rejet est de l'ordre de 60m, il permettra de confirmer les résultats positifs enregistrés au niveau des réservoirs de l'Ordovicien terminal (Unité IV) sur les puits TFTW-398 et TAHS-1.

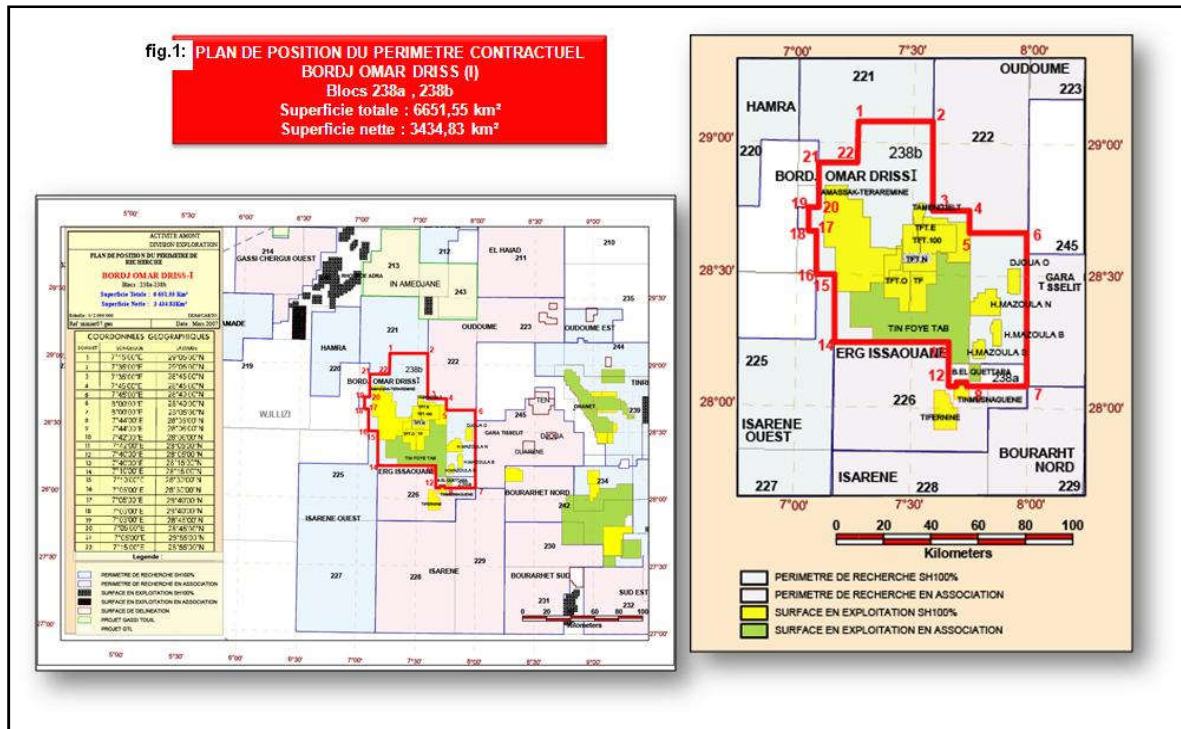


Fig 2. Plan de position du périmètre BORDJ OMAR DRISS (I)

4. Historique des travaux dans la région

La structure de Tahara a été mise en évidence par la méthode de sismique réflexion qui faisait ses premières preuves dans le Sahara algérien, dans les années soixante. Le 1^{er} puits foré sur cette structure est Tahara-1 (TAH-1; 1960). Ensuite s'en sont suivis les puits: TAH-2, TAH-3 et TAH-4, au nord; OTH-1 à l'ouest (1962).

- TAH-1: (1960), 520 m³/h de gaz au sommet de l'unité IV
- OHT-1 : (1962), Venue éruptive de gaz sec (4585 m³/h), dans l'Ordovicien unité IV.
- TAH-3 : (19..), indices d'huile dans le réservoir F6.
- TAHS-1 :(2008), a donné un débit de 1279 m³/h de gaz dans l'unité IV
- TFTW-398:(2007), a donné un débit de 400 000 m³/j dans l'unité IV-2.

5. Données sismiques :

La structure de TAHARA, qui englobe les puits TAH-1, TAH-3, TFTW-398 et TAHS-1 est appuyée contre la faille régionale, elle semble être constituée de deux structures contre faille inverse régionale et séparées par un ensellement.

La zone de Tahara est dominée par 2 directions structurales NE-SO et NO-SE. Elle est affectée par une tectonique de type "flower structure" induisant une fracturation importante pouvant améliorer les caractéristiques du réservoir de l'Ordovicien.

L'interprétation des données sismique a permet de réaliser :

- La carte en isobathe au toit du Dévonien F6 unité C3 (fig 3)
- La carte en isobathes au toit de l'Ordovicien (fig 4)

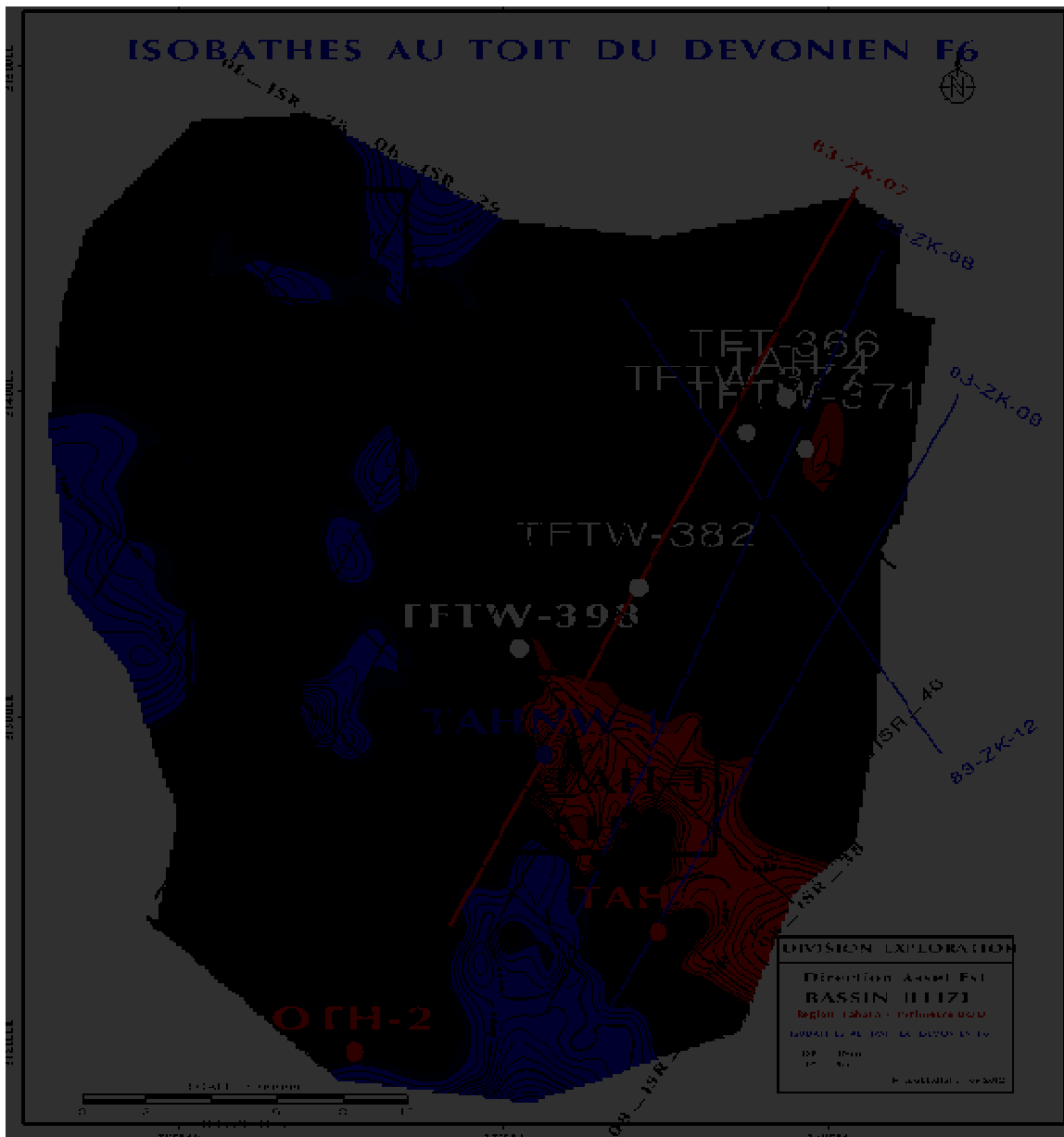


Fig 3. Carte en isobathe au toit du Dévonien F6 unité C3

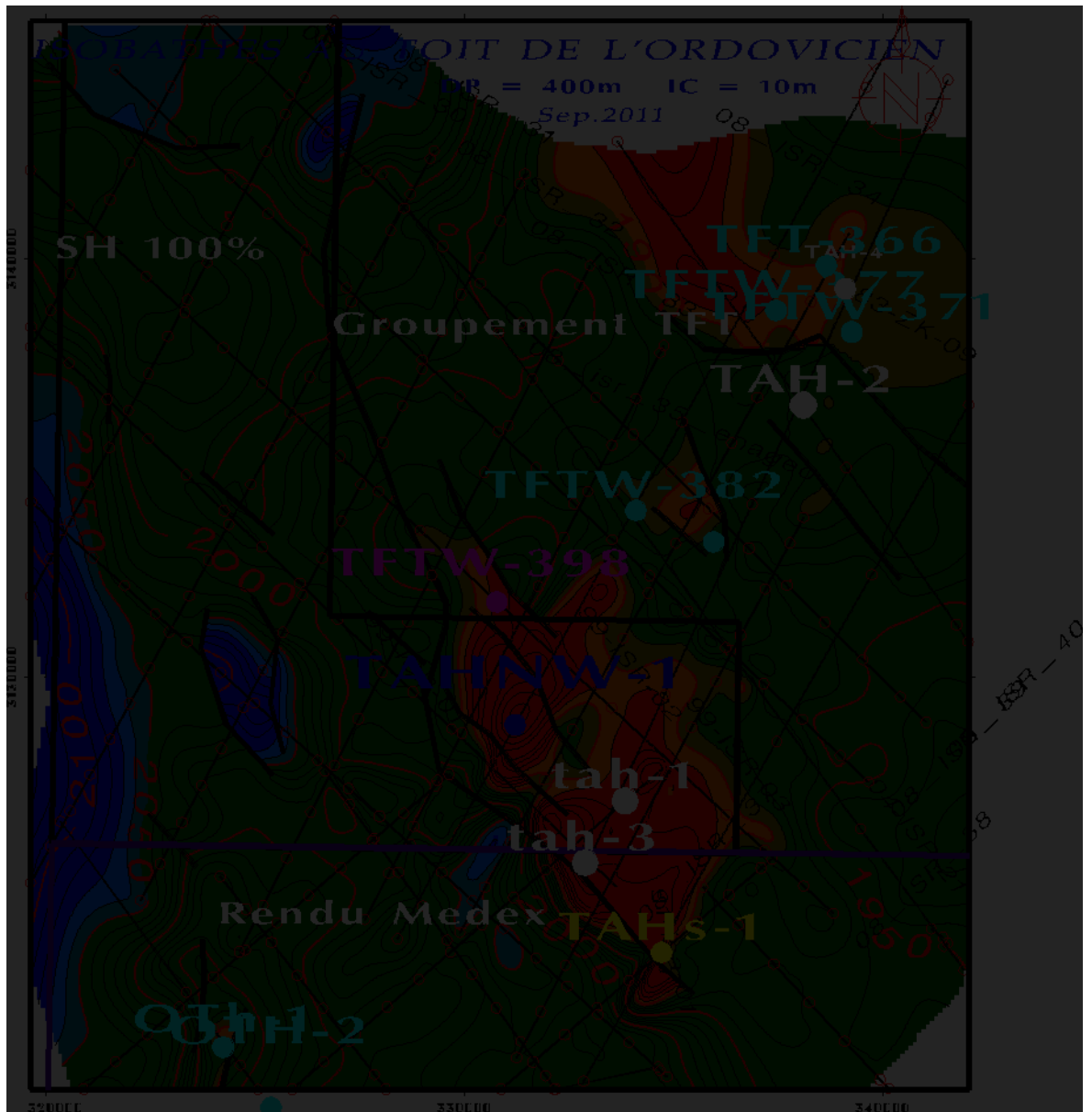


Fig 4. Carte en isobathes au toit de réservoir Ordovicien

6. Aspect géologique :

La zone de Tahara est située dans le périmètre de recherche Bordj Omar Driss qui occupe la partie N/NW du bassin d'Ilizi

Les corrélations faites pour déterminer les tops des formations sont représentées dans le tableau suivant :

Tab 2. Tableau de corrélations de puits THNW-1(Malaoui, 2012)

DIVISION EXPLORATION													
DIRECTION REGION EST													
DPT BASSIN D'ILLIZI													
SONDAGE: TAHARA NORD-OUEST-1 (TAHNW-1)													
Association :													
Permis / Bloc : BORDJ OMAR DRISS/238b													
Opérateur : SONATRACH													
Appareil : TP 213													
Début de forage :													
Coordonnées : X = 331207													
Y = 3128856													
Puits de Référence													
Zs = 424 m Zt = 431 m													
TFTW-389													
SONDAGE: TAH-1													
SONDAGE: TAHS-1													
Formation	Prévisions (m)			Zt = 490.65 m			Ecart (m)	Zt = 406 m			Zt = 431,31 m		
	Prof.	Côte abs.	Epaisseur	Prof.	Côte abs.	Epaisseur		Prof.	Côte abs.	Epais.	Prof.	Côte abs.	Epais.
Argiles à gypse											24	407	26
Série d'In Akamil	8	431	139	surface	490	176		surface	406	37	50	381	107
Tauratine Sup.	147	292	45	176	314	63		37	359	15	157	274	130
Tauratine Moy. & Inf.	192	247	425	239	251	438		138	268	94	287	141	204
Zarzaitine Sup. & Moy.	617	-178	180	677	-186	205		558	-152	156	491	-60	201
Tiguentourine													
Westphalien F													
Westphalien Namurien E													
Namurien D													
Préséen C													
Préséen B													
Namurien A	797	-358	40	882	-391	43		714	-308	33	692	-261	90
	837	-398	45	925	-434	43		747	-341	85	782	-351	105
Argile argileuse	882	-443	360	968	-477	393		832	-426	424	887	-656	397
Mur du Pic Radioactif (MPR)								1031	-625		1065	-634	
F4/F5											1284	-853	9
Argiles											1293	-862	9
unité C3	1242	-803	30	1361	-870	35		1256	-850	25	1302	-871	23
unité C2	1272	-833	20	1396	-905	20		1281	-875	28	1334	-903	25
unité C1	1292	-853	44	1416	-925	44		1309	-903	46	1359	-928	52
unité B2	1336	-897	58	1460	-969	75		1355	-949	63	1411	-980	63
unité B1	1394	-955	46	1535	-1044	46		1418	-1012	76	1474	-1043	78
unité A	1440	-1001	114	1581	-1090	114		1494	-1088	72	1552	-1121	46
unité M2	1554	-1115	54	1695	-1204	54		1566	-1160	56	1597	-1166	59
unité M1	1608	-1169	45	1749	-1258	45		1622	-1216	28	1656	-1225	15
Silurien argileux	1653	-1214	187	1794	-1303	187		1650	-1244	209	1671	-1240	217
Unité IV-3	1840	-1401	11	1981	-1490	11		1859	-1453	22	1688	-1467	23
Unité IV-2/1	1851	-1412	260	1992	-1501			1881	-1475	260	1911	-1480	110
Unité III-3	2111	-1672	30					2141	-1735	27			
Unité III-2	2141	-1702	25					2168	-1762	21			
Unité III-1	2166	-1727	12					2189	-1783	8			
Unité II	2178	-1739	45					2197	-1791	43			
SOCLE	2223	-1784						2240	-1834				
PROFONDEUR FINALE	2253			2136							2022		

Tab 3. Prévisions de forage THNW-1(Malaoui, 2012)

FORMATION		Profondeurs (m)	Cote Abs. (m)	Ep. (m)	Lithol	Description	Carottes	Tests	Casing	Boue	Diagraphies	
Cretace	cénoomanien	Argile à gypse	431			Gypse argile et mame						
		In Akamil	19	412	34	Argile plastique brun rouge, gris-vert, passées de gypse fibreux						
	Taouratine	Albien	Sup.	53	378	50	Sable et argile					
		Aptien	Moy.	103	328	34	Argiles plastiques verte bancs de grés argilo-siliceux					
		Barrémien		137	294	49	Série sableuse, légèrement calcaires					
		Néocomien	Inf.	186	245	250	Série argilo-sableuse et grés-dolomitique					
Jurassique	Malm		436	-5	110	Sable moyen à grossier, argiles plastiques belges						
	Zarzatine	Dogger Argileux + Dogger Lagunaire	Sup.	546	-115	130	Argiles plastiques, gris blanchâtre ou verdâtre, jaunâtre, bancs de sables					
		Lias	Moy.	676	-245	65	Série argilo-sableuse dolomitique					
Carbonifère	Tournaisien "A"	741	-310	36	Argile schisteuse noire, lits d grès fin argileux beige							
Dévoien	Réservoir F2	777	-346	50	Bans grès fin, beige brunâtre, argile silteuse noire, oolithes							
	Argiles Frasnienne	827	-396	393	Argile noire micacée et schisteuse, lits de calcaire brunâtre et passées de grès gris foncé							
Silurien	Réservoir F6	Unité C3	1220	-789	35	Grès gris-clair fin à moyen, joints argileux micacés						
		Unité C2	1255	-824	20	Grès gris clair à verdâtre fin à très fin, argile grise à la base						
		Unité C1	1275	-844	44	Grès gris clair à beige fin à moyen						
		Unité B2	1319	-888	75	Alternances de niveaux argilo-gréseux et bancs de grès						
		Unité B1	1394	-963	45	Ensemble argilo-gréseux ferrugineux						
		Unité A	1439	-1008	115	Ensemble gréseux poreux avec intercalations d'argile grise à brune						
		Unité M2	1554	-1123	54	Argile gris foncé, micacée, fines passées de grès						
		Unité M1	1608	-1177	45	Argile grise et noire avec bancs de grès fin gris beige						
Silurien Argileux	1653	-1222	187	Argiles gris foncé à noires silteuses, micacée fines passées de grès fin.								
Ordovicien	Unité IV-3	1840	-1409	15	Grès gris beige fin à moyen, fine passées d'argile noire							
	Unité IV-2	1855	-1424	320	Grès gris clair à beige fin à moyen, passées d'argile noire, pyrite							
	Unité II	2175	-1744		Grès gris clair, moyen à grossier à ciment siliceux, traces de pyrite							
Précambrien	Soacle				Roches métamorphiques							
Profondeur Finale		2225 m										

Permis : Bordj Omar Driss
Bloc : 238b

Coordonnées du puits :
X = 331207.12 m
Y = 3128856.56 m

Profil sismique :
83 ZK 07, PT. 167, CDP 133

Zs = 423.41 m Zt = 431 m

7. Aspect forage :

Dans cette partie, nous allons focaliser sur le model rhéologique (la boue de forage) qui joue un rôle primordiale dans le bon déroulement des opérations de forage.

7.1 Analyse des puits avoisinant :

Tab 4. Tableau récapitulatif des puits avoisinant de THNW-1(Malaoui, 2012)

puits	section (")	intervalle (m)	formation	MW (sg)	tubage	Remarque
TAHS-1 (6,48)	26	49	Cénomarien	1,05 (WBM)	18 5/8" 87.5#, J55	-
	17 1/2	448	Zerzaitine	1,05 (WBM)	13 3/8" 54.5#, K55 BTC	-
	12 1/4	1891	Silurien Argileux	1,15 (OBM)	9"5/8 47#, P110 BTC	Pertes partielles @ f/1395m-1430m (F6-C1 and F6-B2) Pertes partielles f/1470m-1473m (F6-B1 and F6-A)
	8 1/2	2020	Ordovicien unit IV-1	1,10 - 1,15 (OBM)	7" 29#, P110 BTC	Réalisation d'un DST et décision d'augmenter la densité
TML-3 (22,07)	17 1/2	50	Cénomarien	1,05 (WBM)	13 3/8" 68#, N80 BTC	-
	12 1/4	447	Néocomien	1,05 (WBM)	9"5/8 47#, P110 BTC	-
	8 1/2	1423	Dévonien	1,06 (OBM)	7" 29#, P110 BTC	Tirage +20t @dogger coincement @806m (remontée avec battage)
						Gaz dans les tamis (pomper un bouchon de densité 1,13sg)
						Electrical back off @ 781m
La pose d'un bouchon de ciment						
Forage en horizontal (inc 6.50°, Az: 4.3°, Vs=8.93m)						
TML-4 (23,28)	17 1/2	48	Cénomarien	1,05 (WBM)	13 3/8" 68#, N80 BTC	Perte totale @20m
	12 1/4	504	Néocomien	1,05 (OBM)	9"5/8 47#, P110 BTC	-
	8 1/2	1385	F6	1,04 (OBM)	7" 29#, P110 BTC	Perte totale@1385m Déménuer la densité de la boue a 0,98sg

7.2 Résultats des essais DST

Tab 5. Tableau récapitulatif des résultats des essais DST (Malaoui, 2012)

Puits	Etage	TOP (m)	PV (Kgf/cm ²)	EMW	$\Delta P1$	$\Delta P2$	MW ($\Delta P1$)	MW ($\Delta P2$)
TAH-1	Ordovicien IV-3	1858	200	1,08	10	15	1,13	1,16
	F2	746	63	0,84	10	15	0,98	1,05
	F6-C2	1298	133	1,02	10	15	1,1	1,14
	F6-B2	1416,5	146	1,03	10	15	1,1	1,14
TAH-3	F2	725	69	0,95	10	15	1,09	1,16
	F6-C3	1271	126	0,99	10	15	1,07	1,11
	F6-C1	1306	132	1,01	10	15	1,09	1,13
OTH-1	F2	681	64	0,94	10	15	1,09	1,16
	F6	1340	131	0,98	10	15	1,05	1,09
	Ordovicien IV	1823	201	1,1	10	15	1,16	1,18
TAHS-1	Ordovicien IV-3	1888	196	1,04	10	15	1,09	1,12

➤ Application des résultats maximaux des pressions pour le puits THNW-1 :

Tab 6. Application des pressions maximales pour THNW-1(Malaoui, 2012)

Puits	Etage	TOP	PV (Kgf/cm ²)	EMW	$\Delta P1$	$\Delta P2$	MW ($\Delta P1$)	MW ($\Delta P2$)
TAHNW-1	F2	882	69	0,78	10	15	0,9	0,95
	F6	1242	133	1,07	7	15	1,13	1,19
	Ordovicien IV-3	1840	201	1,09	7	15	1,13	1,17

7.3 Architecture du puits THNW-1

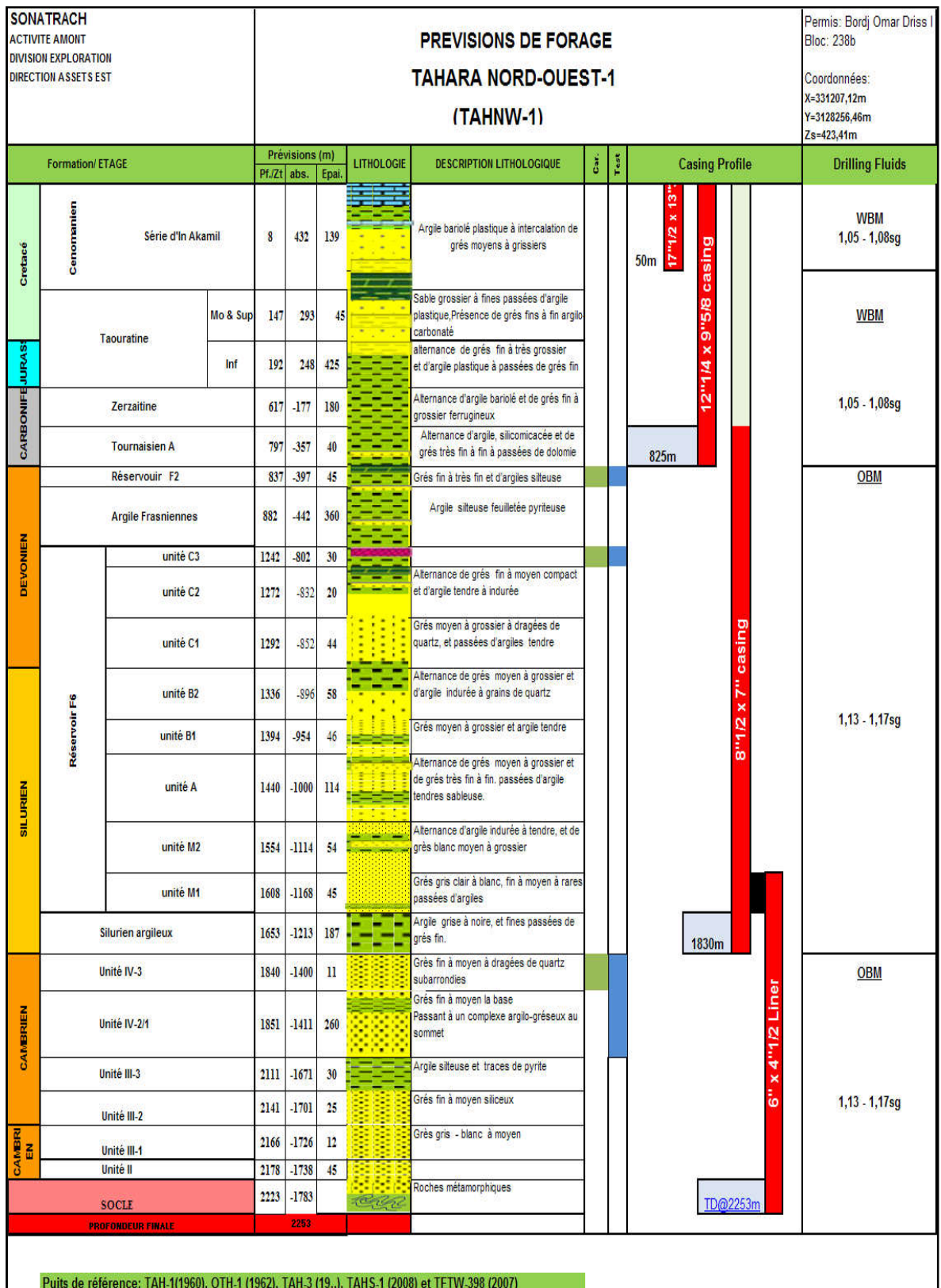


Fig 5. Architecture du puits THNW-1(Malaoui, 2012)

7.4 Programme de boue de forage pour les différentes sections

7.4.1 la section 17''1/2

Tab 9. Propriétés de la boue de la phase 17''1/2 (Malaoui, 2012)

Property (WBM)	Requirement	Unit
Mud weight	1.05-1.08	SG
Funnel Viscosity	60-80	Sec/qt
Plastic Viscosity	ALAP	Cps
Yield Point	50-30	lbs/100ft ²
API Filtrate	<15	cc/30mn
PH	12	
LGS	<5	by volume

7.4.2 la section 12''1/4

Tab 10. Propriétés de la boue de la phase 12''1/4 (Malaoui, 2012)

Property (WBM)	Requirement	Unit
Mud weight	1.05-1.08	SG
Funnel Viscosity	50-60	Sec/qt
Plastic Viscosity	ALAP	Cps
Yield Point	16-20	lbs/100ft ²
API Filtrate	<6	cc/30mn
PH	9.5-10	
LGS	<5	by volume

7.4.3 la section 8''1/2

Tab 11. Propriétés de la boue de la phase 8''1/2 (Malaoui, 2012)

Property (OBM)	Requirement	Unit
Mud weight	1.13 - 1.17	SG
Funnel Viscosity	45-50	Sec/qt
Plastic Viscosity	ALAP	Cps
Yield Point	10-12	lbs/100ft ²
Gels 0/10	08-10	
FL HTHP	<4	200°F/500 psi
Pb	2-2.5	(cc 0.1 H ₂ SO ₄)
LGS	<5	by volume
Electric Stability	>1000	Volts
H/E	90/10 – 95/05	

7.4.4 la section 6''

Tab 12. Propriétés de la boue de la phase 6'' (Malaoui, 2012)

Property (OBM)	Requirement	Unit
Mud weight	1.13 – 1.17	SG
Funnel Viscosity	45-50	Sec/qt
Plastic Viscosity	ALAP	Cps
Yield Point	08-10	lbs/100ft ²
Gels 0/10	05-10	
FL HTHP	<4	200°F/500 psi
Pb	2-2.5	(cc 0.1 H ₂ SO ₄)
LGS	<5	by volume
Electric Stability	>1000	Volts
H/E	90/10 -95/05	

8. Conclusion :

Pour élaborer un programme de forage pour un nouveau puits, ça nécessite un ensemble d'informations de plusieurs disciplines soit résultats sismiques, géologiques, de production pétrolière et de forage.

Il n'est pas toujours évident de trouver les données pour étudier un puits surtout pour un puits d'exploration spécialement dans le cas d'une région non exploitée, soit par manque de données (le cas des puits anciens), soit des tests non effectués pour la non disponibilité de matériels...

Suite à l'analyse des puits avoisinants les risques attendus dans le forage de puits THNW-1 sont :

A. La phase 17'' 1/2

- Risque de pertes partielles ou totales dans les terrains de surface

B. La phase 12'' 1/4

- Bourrage de l'outil de forage dans les argiles (boue a base d'eau)
- Possibilité de pertes partielles ou totales dans les formations de Taouratine et Zerzaitine.
- Risque de rétrécissement de trou et par conséquence risque de remontée avec des backreaming dans les formations : Neocomien, Malme, Aptien et dans le Dogger Argileux.
- Risque de tomber en perte pendant l'opération de cimentation de tubage 9 5/8

C. La phase 8`1/2:

- Risque de coincement par pression différentielle dans les réservoirs F2 et F6
- Risque de venue de d'hydrocarbure dans les réservoirs F2 et F6
- Risque de pertes dans les formations
- Risque de rétrécissement de trou dans les formations argileuses
- Risque de tomber en pertes pendant l'opération de cimentation de tubage 7`

D. La phase 6`:

- Risque de coincement par pression différentielle, de venue d'hydrocarbure ou de perte de boue dans les unités de réservoir de l'Ordovicien
- Risque de rétrécissement de trou dans les formations argileuses

Sans oublier la grande responsabilité du fait de maitre des vies humaines en danger.

Conclusion générale

L'analyse de la stabilité d'une roche repose sur trois points essentiels :

- ✓ Le modèle rhéologique choisi pour représenter le comportement de la roche (élasticité linéaire, plasticité, visco-élasto-plasticité,...)
- ✓ L'évaluation des conditions initiales qui règnent au sein de la roche et des conditions aux limites après le forage.
- ✓ L'estimation des caractéristiques mécaniques de la roche

Les propriétés du fluide de forage telles que la densité d'une part et le profil du puits d'autre part restent des paramètres ajustables permettant d'optimiser l'état de la paroi du puits.

Une approche systémique intégrant plusieurs disciplines est nécessaire pour l'évaluation et remédier à l'instabilité des parois. En d'autres mots, l'expertise ne s'arrête pas à l'ingénieur "Fluides". Une bonne expérience de tous les aspects opérationnels, aussi bien de bonnes connaissances en mécanique et géophysiques, et chimie des argiles, sont nécessaires. Les nombreuses causes possibles peuvent être évaluées dans la résolution des problèmes d'instabilité des parois.

En évaluant ces conditions liées les unes aux autres, les causes les plus probables peuvent être déterminées et une solution appropriée peut être appliquée pour résoudre ou contrôler l'instabilité

- L'instabilité du trou est souvent perçue au travers des argiles, conduisant à un élargissement du trou ou à la formation de pont ou encore de retombée de déblais. Les conséquences les plus communes sont le coincement des tiges, les Side Tracts, les difficultés des mesures électriques et de leur interprétation, les difficultés de descente de tubage, les pertes de circulation ou encore les mauvaises cimentations. Touts ces conséquences contribuent à l'augmentation des coûts, à la possibilité de perdre une partie du puits ou le puits entier, ou encore une réduction de la production.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ENSPM, 2006, Les anomalies de pression rencontrées en cours de forage, Cours de formation de l'IFP.

A Philippe Charlez, 1991, Rock Mechanics Manual, Sugar Land Learning Center.

K. Belkheir, 2002, "Stabilité des parois de puits : Application au forage dirigé", ENSPM-SH.

IFP, 1999, Drilling Data Handbook, Institut Français de Petrol Publications, Editions Technip Paris

Hussain Rabia, 2002, Well Engineering & Construction.

A. Slimani, 2006, Formation JDF – Module M3, Devisions Forage- Département Formation-SH.

F.Malaoui, 2012, Drilling Program – Well: Tahara Nord West 1 (THNW-1). Division Forage –Direction des Operations-SH.