

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE  
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES  
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE



Département : Gisement Miniers et Pétroliers

# Mémoire

Présenté par :

M'BAREK MAAFRI

En vue de l'obtention du diplôme de

**MASTER II**

**Spécialité : Génie Pétrolier**

**Option : Forage des Puits d'Hydrocarbures**

Thème

---

Étude et Analyse d'un Coincement Survenu Dans un Puits Profond HPHT  
au Niveau des Quartzites de Hamra dans le Champ de BERKINE

Cas : Puits MLEP-1

---

Devant le jury :

MELLAK Abderrahmane	Pr.	UMBB	Président
BOUBEKEUR Zine Elabidine	MAB	UMBB	Examineur
AZRIL Nadjat	MAA	UMBB	Encadrante

**Boumerdès 2020 / 2021**

## REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma gratitude pour le bon DIEU, le tout puissant, de m'avoir donné la force et un courage déterminé de terminer ce travail.

Je remercie vivement le Chef de Département Mr GARECHE Mourad pour ses conseils, ses encouragements et surtout sa disponibilité.

Je remercie également mon encadrante Madame Nadjat AZRIL ; chargée du suivi de ce travail.

Mes remerciements vont également à monsieur le Professeur Mellak abderrahmane responsable de la formation Master Forage d'avoir accepté de présider le jury.

Je remercie également Mr BOUBEKEUR Zine Elabidine d'avoir accepté d'examiner le travail.

J'adresse aussi mes remerciements à mon responsable hiérarchique Mr Ali BOUBENIA pour son aide apprêtée, afin de me permettre de suivre aisément la formation M2.

Sans oublier ; Je remercie également les enseignants du Département Gisement

M'barek MAAFRI

## DÉDICACE

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à :

- A ma famille, qui a beaucoup donné à mon Bonheur.
- A mon neveu BAIK, à qui je souhaite une vie pleine de Bonheur.
- Tous mes ami(e)s de près ou de loin.
- A ma chère amie Anissa.
- Mes collègues de travail
- L'ensemble des étudiants du groupe Forage

M'barek MAAFRI

# SOMMAIRE

Introduction Générale.....	01
----------------------------	----

## PARTIE THEORIQUE CHAPITRE I : PARTIE GEOLOGIQUE

I) INTRODUCTION.....	03
II) SITUATION DE CHAMP DE HASSI BERKINE.....	03
III) LITHOLOGIE DU CHAMP DE HASSI BERKINE.....	06
IV) PREVISIONS STRATIGRAPHIQUES.....	09

### IDENTIFICATION DES QUARTZITE DE HAMRA

1) Définitions relatives au Quartz.....	11
2) Nature des Fractures dans QH.....	13
3) Historique de la Production dans les Quartzite de Hamra.....	14

### CHAPITRE II : PARTIE DES PUITES HPHT

I) INTRODUCTION.....	16
II) DEFINITION.....	16
III) CLASSIFICATION.....	16
IV) PLANIFICATION ET REALISATION D'UN PUITES HPHT.....	17
a) Engineering.....	17
b) Équipement de Forage.....	19
c) Opérations de Forage.....	22
V) DIFFICULTES DES PUITES HPHT.....	37
VI) DYNAMIQUE DU FORAGE.....	39
VII) CONCLUSION.....	41

### CHAPITRE III : GÉNÉRALITES SUR LES COINCEMENTS

1) INTRODUCTION.....	43
2) DEFINITION.....	43
3) CLASSIFICATION DES COINCEMENTS.....	43
3.1) Coincement Par Pression Différentielle.....	43
3.2) Coincement dû à la Formation.....	44
3.3) Coincement Mécanique.....	50

#### *Moyens de Décoincement*

I. Introduction.....	56
II. Le Battage.....	56
III. Injection d'acide.....	59
IV. Dévissage « Back-Off ».....	60

#### *Outils de Repêchage*

I. Introduction.....	63
II. Outils à prise externe.....	63
III. Outils à Prise Interne.....	64
IV. Outils de Repêchage de Ferraille.....	65

V.	Outils de Fraisage.....	70
VI.	Sur-Forage.....	72
VII.	Outils de Coupe de Matériels Tubulaires.....	74

PARTIE PRATIQUE  
CHAPITRE IV : PARTIE SPÉCIALE

*Présentation du puits MLEP-1*

<b>I.</b>	Présentation.....	77
<b>II.</b>	Objectifs Opérationnels.....	77
<b>III.</b>	Sommaire des Opérations.....	77
	1) Phase 36".....	77
	2) Phase 26".....	78
	3) Phase 16".....	78
	4) Phase 12 ¼".....	79
	5) Phase 8 ½".....	80
	6) Phase 6".....	82
<b>IV.</b>	Profil de Température.....	85
<b>V.</b>	Gradient de Pression.....	85
<b>VI.</b>	Analyse opérationnelle du temps des opérations.....	85

*Analyse – Interprétations – Recommandations sur le coincement du Puits MLEP-1*

I) Introduction

II) Évaluation du Forage de la Phase 6" et Analyse du Coincement

a)	Description de la Phase 6".....	89
b)	Conditions et Paramètres de Forage.....	89
c)	Coincement survenu dans la Phase 6".....	91
d)	NPT relative aux Problèmes Tectoniques.....	91
e)	Coûts relatifs aux Problèmes Tectoniques.....	91

III) Historique du Forage de la Section 6"

1)	Introduction.....	92
2)	Partie N01 : (Forage de 5675m à 6033m).....	92
3)	Partie N02 : (Forage de 6033m à 6269m).....	94
4)	Partie N03 : (Forage de 6277m à 6304m).....	96

IV) Analyse du Coincement Survenu dans le Puits MLEP-1.....100

1)	Analyse des carottes de la formation Quartzite de Hamra.....	100
2)	Analyse du Torque.....	100
3)	Analyse des débris.....	101
4)	Détection du Coincement.....	104
5)	Type de coincement.....	104
6)	Actions Prises.....	104

V) Causes Principales du Coincement dans le Puits MLEP-1 au Niveau de QH

1)	Contraintes ou Pression Tectonique.....	109
----	---	-----

2) Direction des Contraintes.....	109
3) Analyse Diagraphique.....	110
4) Magnitude des Contraintes.....	111
5) Résistance des Roches à la Compression.....	112
6) Débris de Roches.....	113
VI) Solutions Méthodologiques à Adapter.....	113
1) Solution Mécanique.....	114
2) Solution Hydraulique.....	116
3) Procédures Pour Éviter le Coincement dans les Quartzite de Hamra.....	116
4) Recommandations pour le forage des Quartzites d'El Hamra.....	117
CONCLUSION GENERALE.....	119
RECOMMANDATIONS.....	120
BIBLIOGRAPHIE	

## INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole et le gaz jouent un rôle important et capital dans l'industrie de plusieurs pays, dont l'économie s'appuie principalement sur l'exploitation de la commercialisation de ces sources d'énergie. Le besoin mondial ne cesse d'augmenter, ainsi ; les producteurs d'hydrocarbures y compris l'Algérie produisent davantage.

Le forage demeure depuis toujours ; l'une des opérations les plus onéreuses dans l'industrie du pétrole et du gaz. Toutefois l'étude économique représente la force motrice qui conduit vers le succès de tout projet. La déplétion des réservoirs, l'exploration des endroits des plus hostiles et les puits Profonds Haute Pression Haute Température ; tous contribuent à l'incrémentation des coûts de forage.

Le nombre des puits HPHT ne cesse d'augmenter à travers les différentes régions du monde. En fait, les températures et les pressions élevées, participent d'une façon significative à la recherche de nouvelles technologies et techniques de forage, pour permettre aux opérateurs d'explorer les réservoirs difficiles et profonds.

Les difficultés principales qui entravent les opérations de forage des puits HPHT, peuvent être déviser en deux secteurs ; le premier est la faible vitesse d'avancement dans les zones productrices, quant au second ; il représente le taux élevé du NPT. Cela est causé principalement par l'impact de température et de la pression sur les différentes opérations, ainsi que les problèmes majeurs du trou tel que le coincement de la garniture de forage.

Le bassin de BERKINE, représente le centre d'exploration des nouvelles technologies, cependant ; le forage des puits HPHT dans cette zone est très difficile ; particulièrement dans la section réservoir (phase 6"). Cela est dû à :

- La profondeur qui peut atteindre 6000m
- La compaction élevée des formations qui se trouvent à cette côte.
- La présence des formations abrasives (cas de Quartzites de Hamra).
- Existence des contraintes tectoniques.
- Haute pression et Haute température.

L'ensemble de ces facteurs ; représentent des problèmes qui mènent vers des situations délicates telles que ; l'usure rapide des outils de forage, le coincement du train de sonde, et qui rendent la continuité de forage difficile, ou quasiment impossible.

Dans cette étude ; nous avons effectués une analyse profonde sur le coincement survenu dans un puits HPHT, au niveau de la formations QH. L'analyse en question a pour objectif :

- Identification Géologique, Pétrophysique, ainsi que la description de la formation QH.
- Revue générale sur les puits HPHT (définition, équipements, produits, difficultés...etc).
- Évaluation des causes principales du coincement survenu dans la section réservoir.
- Proposer des solutions méthodologiques.

La méthodologie employée dans ce projet pour atteindre les objectifs cités au-dessus, est organisée en (04) chapitres ;

- CH I : Généralités géologiques concernant le bassin de BERKINE et les quartzites de Hamra.
- CH II : Étude générale sur les puits profonds HPHT.
- CH III : Étude générale sur les coincements (Définitions, Types, Causes, Signes, Solutions).
- CH IV : Partie Spéciale / Pratique (étude de cas) :
  - Présentation du puits profond HPHT « MLEP-1 ».
  - Étude du coincement survenu.
- CH V : Conclusion & recommandations.

## CHAPITRE I

### Généralités sur le Bassin de Berkine « Quartzite de Hamra »



## V) INTRODUCTION

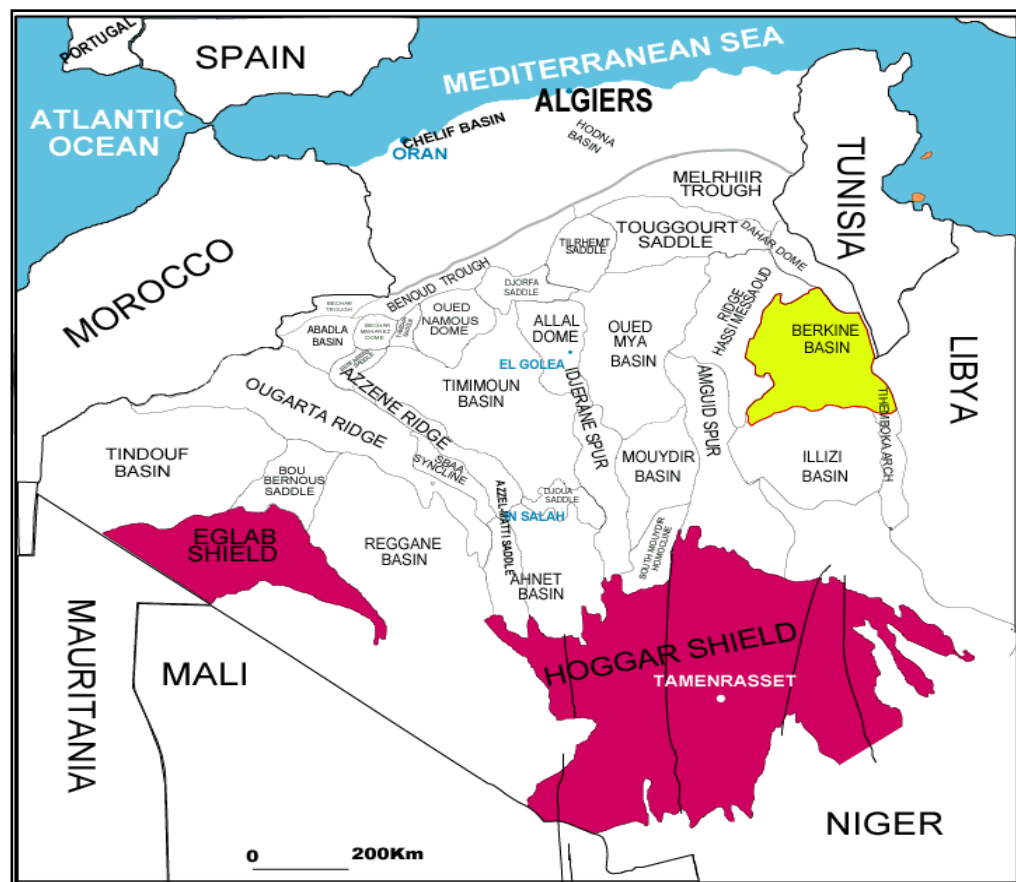
L'exploration dans le bassin de **Berkine** avait commencé vers la fin des années 1950, avec la découverte du gaz et du condensât en 1958 dans les **Quartzites de Hamra** (Ordovicien) et les réservoirs Triasiques. Environ 150 puits ont été forés ; ayant pour résultat la découverte d'un nombre important des gisements d'huile et du gaz.

## VI) SITUATION DE CHAMP DE HASSI BERKINE

### 1) Situation Géographique

Le champ de Berkine est situé à environ 200 km du gisement de HASSI-MESSAOUD et à 60km environ au sud-est d'El Borma. D'une superficie de 300 km<sup>2</sup>. Caractérisé par un relief de dunes dont la hauteur peut atteindre 120m. Le bassin de Berkine est limité par :

- Les frontières Tunisiennes et Libyennes à l'est
- Bassin d'Ilizi au sud
- Dôme de Dahar au nord
- Hassi-Messaoud à l'ouest



**Fig-1- Situation du Champ de Berkine**

### 2) Situation Géologique

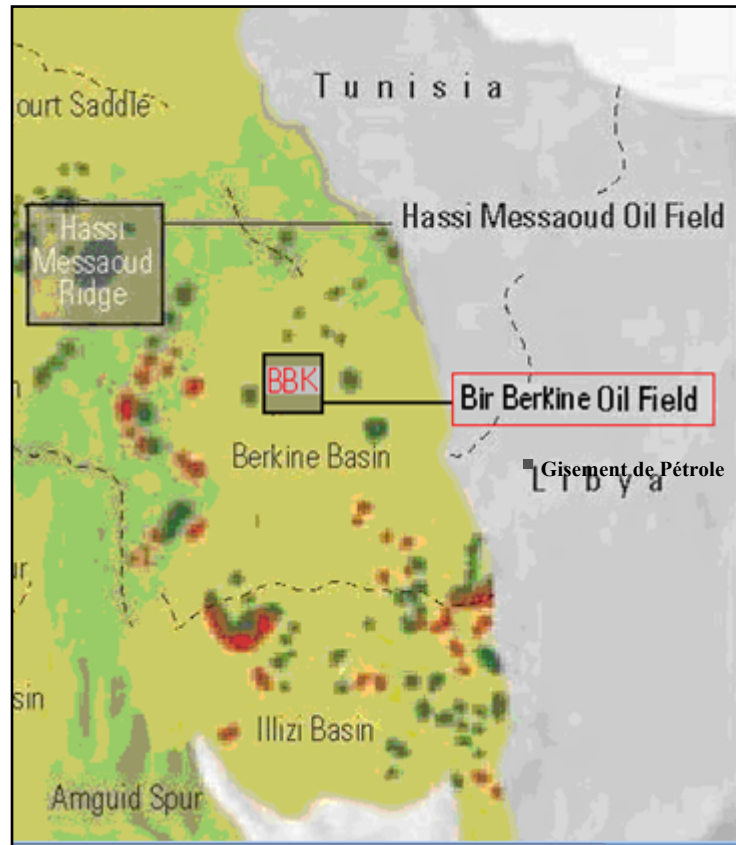
Du point de vue géologique ; la région Berkine constitue la partie occidentale d'un des plus grands bassins qui est celui de Ghadamès qui se prolonge vers la Lybie et au sud de la Tunisie. La partie Algérienne de ce bassin qui est connue sous le nom du grand Erg Oriental, s'étend sur une surface estimée à 120km<sup>2</sup>.

Le bassin de Berkine est le moins exploré de la province orientale. Les travaux récents ont mis en évidence des accumulations de pétrole et montrent également que cette zone peut receler des réserves importantes d'hydrocarbures.

Les principaux réservoirs sont constitués par :

- Les grès du dévonien inférieur
- Les grès de l'ordovicien et du cambrien
- Les niveaux gréseux du carbonifère
- Les sables et grès du trias

Les roches mères sont constituées par les argiles du gothlandien dont l'épaisseur peut atteindre 250 à 300m, et du dévonien supérieur et moyen, les argiles de l'Ordovicien et du Carbonifère ont également des caractéristiques de roches mères. La couverture est assurée par les couches salifères du lias.



**Fig-2- Situation de champs de Berkine** ■ Gisement de Gaz

## VII) IMPLANTATION DU PUIS MLEP 1

Le sondage MLEP-1 (Menzel Ledjmet Est Profond-1), objet de notre étude rentre dans le cadre du projet gaz profond Berkine par forage vertical. Le forage de MLEP-1 constitue le troisième forage profond entrepris après celui de BBKP-1 et MLSEP-1.

### 1) Localisation

MLEP-1 se trouve dans le bloc 405a dans la surface rendue de l'association SH /Burlington. Au Nord du gisement de MLE (405 b). La position du puits MLEP-1 est à 756,9 m au Nord du puits MLE-1, et 2103,5m au Nord du puits MLE-2 sur le panneau structural Menzel Lejmat Est.

Les Coordonnées LSA " Lambert Sud Algérie" de la plateforme sont les suivantes :

X[m]	Y[m]	Niveau du Sol [m]	Niveau TR [m]
*****	*****	266.21	274



## **VIII) LITHOLOGIE DU CHAMP DE HASSI BERKINE**

Le permis de Menzel Ledjmet est caractérisé par un développement d'une couverture dunaire importante dans le bassin de Berkine. Il constitue un environnement pétrolier favorable des gisements multicouches Menzel Ledjmet Sud Est (MLSE), Menzel Ledjmet Est (MLE), productif principalement de gaz à condensât à partir des formations du Trias, Strunien, Carbonifère et Dévonien inférieur.

### **1) Cadre géologique global**

Le périmètre Menzel Ledjmet (bloc 405a) se situe dans la partie centre ouest du bassin de Berkine. Il est caractérisé par un développement d'une couverture dunaire importante.

### **2) Cadre géologique local**

La structure Menzel Ledjmat Est (MLE) est un anticlinal faillé de direction Est-Ouest, Situé à l'Est du bloc 405b. Le premier forage a été réalisé en 1995. Il a atteint la profondeur de 4400m dans le Gedinnien. Huit (08) autres puits ont été réalisés récemment en association Sonatrach/FCP. Ils ont conduit à une mise en évidence d'un champ de gaz à condensat (gisement multicouches), l'ensemble des puits sont productifs du gaz a condensât dans les réservoirs Dévonien et Carbonifères. Les réservoirs à huile sont généralement associés au TAGI. (AHM 1 – AHMN 1 – WEMN 1).

**La section attendue sur MLEP devra être similaire à celle reconnue sur le bloc MLE.**

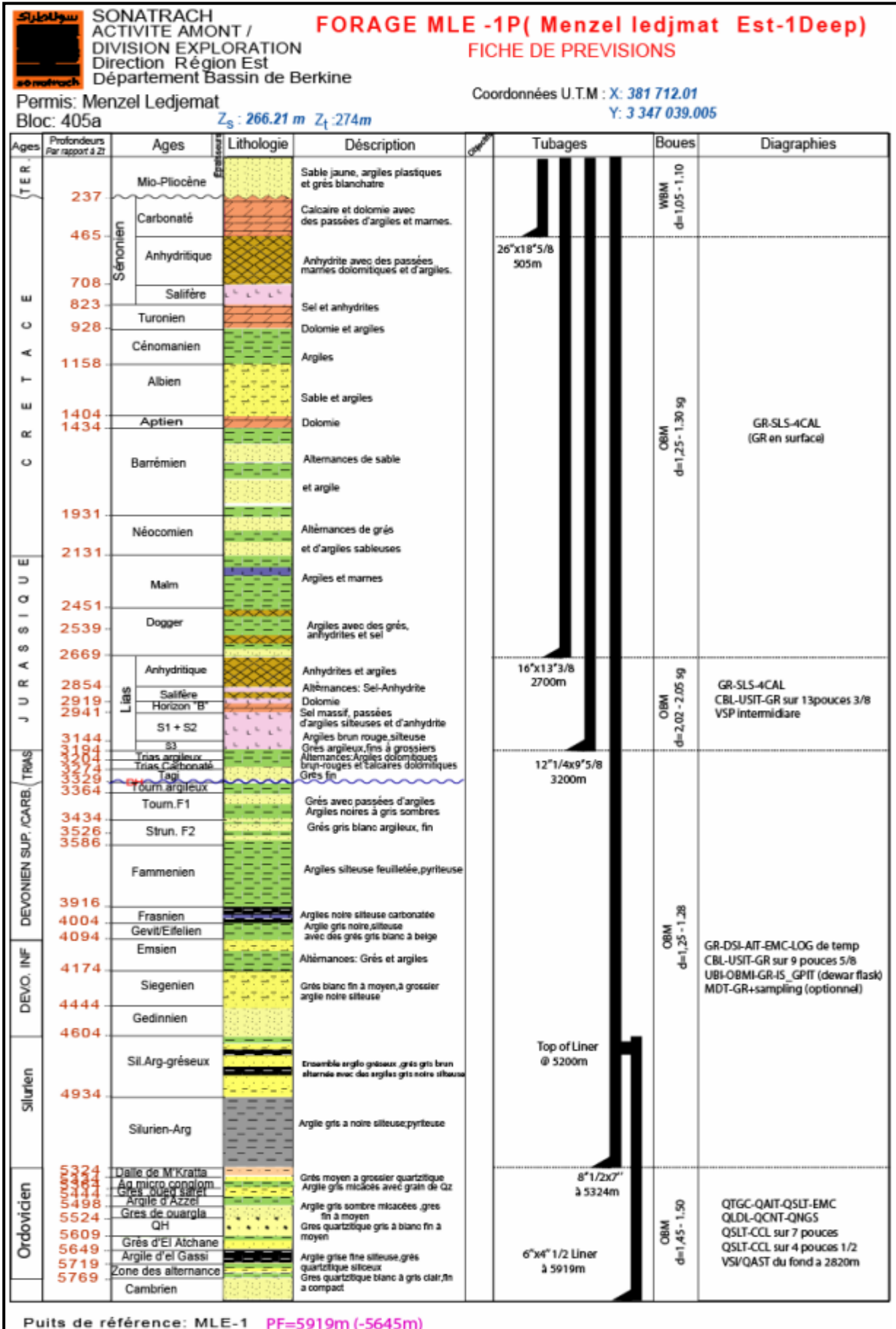


Fig-4- Coupe Géologique Prévisionnelle du Puits MLEP 1

Formations	MLEP-1		
	Profond (m)	Cote abs Zt=274m	Epais (m)
Mio pliocene			
Sénonien carbonaté	237	+37	228
Sénonien anhydritique	465	-191	243
Sénonien salifère	708	-434	115
Turonien	823	-549	105
Cénomancien	928	-654	230
Albien	1158	-884	246
Aptien	1404	-1130	30
Barrémien	1434	-1160	497
Néocomien	1931	-1657	200
Malm	2131	-1857	320
Dogger Argileux	2451	-2177	88
Dogger lagunaire	2539	-2265	130
Lias-Anhydritique	2669	-2395	185
Lias-Salifère	2854	-2580	65
Horizon"B"	2919	-2645	22
S1+S2	2941	-2667	203
S3	3144	-2870	50
Trias Argileux	3194	-2920	10
Trias Carbonaté	3204	-2930	70
TAGI	3274	<b>-3000</b>	55
DH/ Tournaisien argileux	3329	-3055	35
Tournaisien F1a	3364	<b>-3090</b>	26
Tournaisien F1b	3390	-3116	44
Strunien F2a	3434	<b>-3160</b>	92
Strunien F2b	3526	-3252	60
Fammenien	<b>3586</b>	-3312	330
Frasnien	<b>3916</b>	-3642	88
Givetien/ Eifelien	<b>4004</b>	-3730	90
Emsien	<b>4094</b>	<b>-3820</b>	80
Seigénien	<b>4174</b>	<b>-3900</b>	270
Gédinnien	4444	-4170	160
Silurien argileux gréseux	4604	-4330	330
Silurien gréseux	4934	-4660	390
Dalle de M'kratta	<b>5324</b>	<b>-5050</b>	<b>10</b>
Argile Micro-conglomératique	5334	-5060	30
Grès d'Oued Saret	5364	-5090	80
Argile d'Azzel	5444	-5170	54
Grès d'Ouergla	5498	-5224	26
Quartzite de Hamra	5524	-5250	85
Grès d'El Atchane	5609	-5335	40
Argile d'El Gassi	5649	-5375	70
Zone des alternances	5719	-5445	50
Cambrien	5769	-5495	150
<b>TD</b>	<b>5919</b>	<b>-5645</b>	

### Coupe Stratigraphique

## **IX) PREVISIONS STRATIGRAPHIQUES**

**Mio-pliocène:** Sable blanc, translucide et jaunâtre, moyen à grossier, avec des traces de calcaire.

**Sénonien carbonaté:** Calcaire gris-blanchâtre à gris-beige, argileux et dolomitique, avec de fines passées de dolomie beige cristalline, dure, et d'argile gris-vert et brunâtre, tendre.

**Sénonien Anhydritique:** Calcaire gris à gris-blanchâtre, microcristallin, argileux, avec passées d'anhydrite blanche, cristalline et d'argile gris-vert.

**Sénonien Salifère:** Sel blanc à translucide avec passées d'argile brun-rouge, légèrement salifère, tendre à pâteuse et rares passées d'anhydrite blanche.

**Turonien:** Alternance de calcaire gris-blanc microcristallin, crayeux et localement argileux, de dolomie beige, cristalline moyennement dure et de marne gris-vert tendre à pâteuse.

**Cénomaniens:** Argile brun-rouge et gris-vert, tendre, dolomitique avec intercalations et passées de calcaire gris-beige à beige microcristallin, argileux.

**Albien:** Grès gris-blanc, très fin, parfois grossier, à ciment argileux à argilo-carbonaté, friable avec passées d'argile brun-rouge et gris-vert, silto-sableuse, tendre.

**Aptien:** Alternance d'argile, gris-vert, tendre et de calcaire gris-blanc cristallin, argileux moyennement dure.

**Barrémien:** Alternance de grès blanc à brun fin à très fin, rarement grossier, à ciment argileux à argilo-carbonaté, friable et d'argile brun-rouge silto-sableuse avec présence de lignite.

**Néocomien:** Argile brun-rouge et gris-verdâtre silto-sableuse légèrement carbonatée, tendre avec passées de grès blanc, fin à ciment silto-carbonaté, friable.

**Malm:** Alternance d'argile brun-rouge, silteuse, passant à des silts tendres et de grès fin à très fin, à ciment argileux et silico-carbonaté friable, présence de lignite, traces de pyrite

**Dogger:** Alternance d'argile brun-rouge silteuse, carbonatés avec passées de grès blanc très fin à moyen, à ciment argileux à argilo-siliceux, friable.

**Lias Anhydritique:** Alternance d'argile brun-rouge et de calcaire gris-blanc, argileux avec passées d'anhydrite blanche pulvérulente.

**Lias Salifère:** Alternance de sel translucide, rose et blanc et d'argile brun-rouge parfois gris-vert, tendre à pâteuse, légèrement salifère, et de dolomie beige, microcristalline.

**Horizon « B »:** Alternance de calcaire dolomitique blanc à gris-blanc, microcristallin et argileux, d'argile brun-rouge, dolomitique, tendre et de dolomie beige, microcristalline, dure.

**Lias S1+S2:** Sel blanc et rosâtre, massif avec intercalations à passées d'argile brun-rouge et gris-verdâtre, légèrement salifère, présence d'anhydrite blanche, microcristalline, dure et pulvérulente.

**Lias S3:** Sel massif translucide, rosâtre à jaunâtre, argile rougeâtre et brun-rouge, localement silteuse et anhydritique et Anhydrite blanche dolomitique et légèrement indurée.

**Trias argileux:** Grès brun rougeâtre à blanc, très fin à silteux, modérément à bien classé, moyennement à bien consolidé, surtout compact et argileux. Avec la superposition d'argile brun rouge à bleu verdâtre tendre à pâteuse parfois indurée avec passées de grès grisâtre, très fin, chloriteux, et de calcaire brun clair, micritique et en partie argileux.

**Trias carbonaté:** Argile grise à gris brunâtre silteuse, Anhydritique, passant à des argiles verdâtres indurées alternant avec des siltstones gris à gris verdâtre, avec des passages des grès gris clairs.

**TAGI:** Grès, très fin à moyen sub-anguleux à bien arrondis, à ciment siliceux et de nourrissage. Présence de micas, feldspaths, et pyrite.

**Tournaisien RKF:** Alternance de grès et d'argile. Les grès sont blancs à gris clair, fins à très fins, moyennement friables, légèrement pyriteux, micacés, siliceux. L'argile est gris foncé à noire tendre, silteuse et micacés.

**Tournaisien F1:** Les grès du F1A sont blancs à gris verdâtre, très fins, fins à moyens, légèrement chloriteux et pyriteux, moyennement consolidés montrant une porosité médiocre à bonne. Les grès du F1b sont similaires mais plus argileux. Quant aux argiles, ils sont noirs, silteux, micacés, indurés et pyriteux.

**Strunien F2:** Grès gris clair à gris, très fin, pyriteux et silico-argileux, bien consolidé. Argile noire, silteuse et micacée, indurée et pyriteuse.

**Famennien:** Argile gris foncé à noir, indurée, légèrement marneuse et micacée avec traces de pyrite, et lamines de dolomie argileuse, rares traces de calcaire argileux blanc à gris clair.

**Frasnien:** Argile, noire à gris foncé indurée, légèrement marneuse, pyriteuse traces de dolomie et veines de calcite. Passage de calcaire blanc à gris argileux.

**Givétien/Eifelien:** Argile grise à gris clair indurée et laminée, micacée avec passage de calcaire et dolomie gris clair et indurée. Argile gris clair à gris foncé indurée, micacée et localement pyriteuse avec passages de grès gris clair.

**Emsien (F4):** Argile gris clair à gris foncé, moyennement indurée, fissile, laminée; traces de pyrite et de calcite. Passage de grès très fin, sub-angulaire à sub-arrondis.

### **Siegénien F6-1 et 2**

Alternances:

- d'argile gris à gris clair, fissile, laminée, silteuse et gréseuse légèrement calcaire avec trace de pyrite et micas.
- Grès gris clair, induré parfois friable, très fin à fin, localement moyen, traces de micas et pyrite, argileux et silteux avec un ciment siliceux.
- Présence de siltstone gris clair à gris foncé, induré, localement laminé et argileux avec trace de glauconie et pyrite.

**Gédinnien F6-3:** Grès brun rouge à gris clair, moyen, friable, bien classé, argileux.

**Silurien argileux gréseux:** Grès blanc, fin à grossier devenant quartzitique par endroit, avec des passées d'argile grise à noire indurée, présence de pyrite et de lignite

**Silurien argileux:** Argile grise à gris noir, indurée, feuilletée silteuse, finement micacée, localement pyriteuse, parfois carbonatée, rares passées de grès, argileux à silico-argileux.

**Dalle de M'Kratta:** Grès gris sombre, gris clair à gris blanc, fin à très fin, silico-argileux, moyennement dur.

**Argile Micro-Conglomératique:** Argile gris micacée, finement gréseuse avec grain de quartz moyen à grossier

**Grès d'Oued Saret:** Grès fin à moyen argile siliceux avec présence de pyrite.

**Argile d'Azzel:** Argile grise à gris brun, compacte très micacée silteuse.



**Grès d'Ouargla:** Grès quartzitique gris à blanc, fin à passées d'argile gris noire silteuse indurée et micacées.

**Quartzite de Hamra:** Grès quartzitique très fin dur compact avec fines passées d'argile noire

**Grès d'El Atchane:** Grès gris blanc à blanc verdâtre et gris à gris foncé, très fin à fin, silico-argileux, moyennement consolidé avec passées d'argile grise à gris noir, indurée, silteuse.

### **Argile d'El Gassi**

Alternances :

- d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée, silteuse, avec passées de grès gris blanc, gris vert à blanc beige très fin, siliceux à silico-argileux, moyennement dur.
- d'argile gris clair et grise à gris foncé, localement gris verdâtre, tendre à indurée, silteuse avec passées de grès gris blanc, très fin, finement moyennement consolidé.

**Zone des Alternances:** Grès gris blanc, gris beige à gris brunâtre, fin siliceuse moyen consolidé, avec passées d'argile gris foncé à gris noir, indurée, silteuse.

**Cambrien Ri+Ra:** Grès blanc à translucide, fin, moyen à grossier, silico-quartzitique à quartzitique, pyriteux, dur avec passées d'argile grise noire, indurée.

## **X) RESERVOIRS**

### ➤ **Le Réservoir TAGI**

Composé de sables fluviatiles (parfois éoliens) d'une épaisseur totale pouvant varier de 65 à 80m. Il montre un empilement vertical des unités gréseuses d'une dizaine de mètres séparées par des intervalles argileux. La distribution des épaisseurs est contrôlée par les failles région. Sur le panneau structural étroit de MLEP en contrebas, Le TAGI (prévu à 3000m). Il présente le risque de présence d'aquifères.

### **Réservoirs Cambro - Ordovicien**

Les sections Ordoviciennes attendues sur MLEP 1 sont de 320m. Les épaisseurs des Quartzites de Hamra est de : 85m.

### ➤ **Dalle M'Kratta**

D'une épaisseur de 10m prévue, elle se caractérise généralement par des passages gréseux de type fluvial. Cette unité semble se développer dans la partie SW du bassin de Berkine.

### ➤ **Grès d'Ouargla**

Elle se traduit par une alternance plurimétrique de grès et d'argile. Quartzites de Hamra, Prévue sur une épaisseur de 85m, de grès massifs quartzitiques. Sur MLEP 1, il est attendu une fracturation induite par le système de transpression et de transfert d'énergie le long des axes E-W.

## **IDENTIFICATION DES QUARTZITE DE HAMRA**

### **4) Définitions relatives au Quartz**

**Quartz** : Forme cristalline très commune de la silice (SiO<sub>2</sub>).

**Quartzite** : Roche siliceuse, compacte, à cassure conchoïdale lisse ou finement esquilleuse, en général claire et d'aspect gras. Un quartzite est constitué de cristaux de quartz intimement soudés, souvent dentelés et engrenés, le plan de cassure de la roche traverse les cristaux, et ne contourne pas les grains (quartzeux).

Un quartzite sédimentaire « orthoquartzite » provient de la cimentation par diagenèse d'un grès.

Un quartzite métamorphique (métaquartzite) provient de la recristallisation d'un grès.

La distinction entre quartzite sédimentaire et métaquartzite est parfois impossible au seul vu d'un échantillon isolé.

**Quartzeux** : S'applique aux sédiments détritiques riches en grains de quartz, cimentés, au cours de la diagenèse, par petits cristaux de quartz néoformés. Un grès quartzeux est ainsi compact et cohérent, mais les plans de cassure contournent les grains, et sont donc d'aspect rugueux (différence avec un quartzite).

### **Caractérisation du réservoir Quartzites de Hamra sur l'axe MLE**

#### **a) Généralités**

L'ampleur des **Quartzite de Hamra** se caractérise par ses différentes épaisseurs et caractéristiques Pétrophysiques dans différents bassins dans la partie méridionale de l'Algérie.

Cependant, le travail qui est entrepris dans ce projet se concentre sur la formation se trouvant dans le sud-est de l'Algérie comprenant le bassin de Hassi Berkine.

Dans cette région, les principaux réservoirs producteurs sont les réservoirs cambriens, récemment, plusieurs forages d'exploration ont été forés, ces derniers ont révélé que le réservoir Ordovicien est un réservoir producteur avec un intérêt major.

Ces réservoirs sont généralement composés Ou dominés par la formation de Quartzite de Hamra.

#### **b) Sédimentologie**

La formation des QH représente la section la plus épaisse dans l'Ordovicien. Elle approche les **(75m)** dans réservoir de HMD, et au moins **(140m)** dans tout le bassin de Berkine du sud-est. Par contre elle varie entre 140 à 200m dans d'autres champs (ex : Champ de Gassi Touil = 200m). Cependant, l'environnement sédimentaire des réservoirs Ordovicien contenant les QH est de type fluvial peu profond. Cela est la conséquence extrêmement étendue de la diagenèse qui est accéléré par la pression, et la compaction des formations en dessus. Après cela, il avait été érodé au-dessous de l'incompatibilité hercynienne qui est bien connu dans la province de sédimentation régionale du bassin du sud-est de l'Algérie.

#### **c) Caractéristiques Géologiques**

Les QH se compose principalement de quartz compact et des grès quartzitique avec des fractures horizontales et verticales. Elle comporte les caractéristiques Pétrophysiques suivantes :

##### **HMD :**

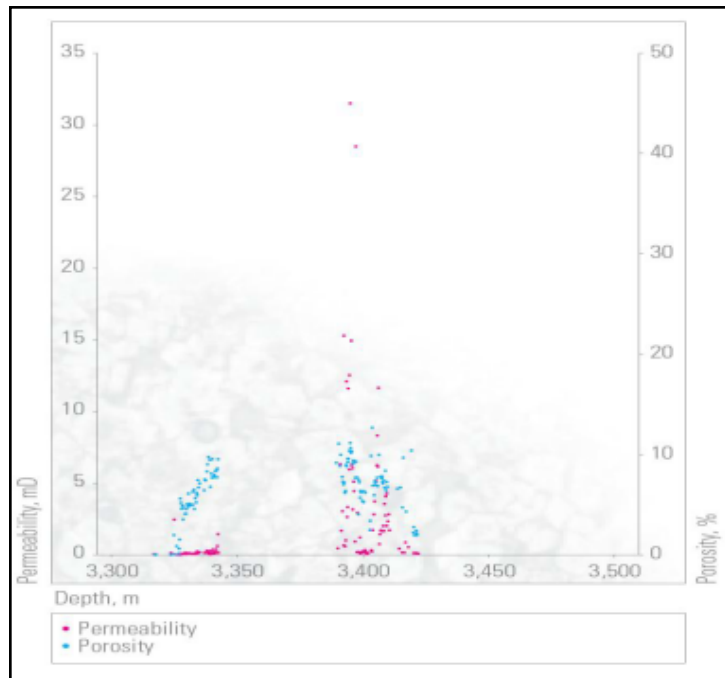
Porosité : 2% à 10%

Perméabilité : 0.1 à 100mD

##### **Gassi Touil :**

Porosité < 6%

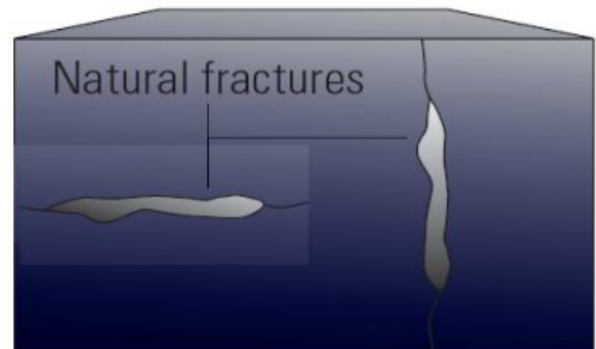
Perméabilité < 0.1mD



**Fig-5- Caractéristiques Pétrophysiques des QH**

### 5) Nature des Fractures dans QH

En raison des mouvements tectoniques, la variation de température, ainsi que la profondeur élevée, cette formation (Réservoir) est devenue compacte et consolidé. Cette compaction a donné naissance à des fractures dans deux directions verticales et horizontales connues sous le nom de « **Contraintes Tectoniques** »



**Fig-6-Types de Fractures dans QH**

Ajouter à ces fractures le long des parois des formations, il peut y'avoir d'autres types qui peuvent affecter la perméabilité de réservoir. En d'autres termes ; le taux de production. Le tableau ci-dessous récapitule le type de fractures :

Type de Fracture		Effet sur le réservoir
Fractures ouvertes naturelle	Continue	Augmentation de la perméabilité
	Discontinue	
	S'accroît avec le forage	
Fractures Fermées (cimentés)		Barrière de perméabilité
Fractures dut au forage		Sans effet (superficielles)

## 6) Historique de la Production dans les Quartzite de Hamra

Le potentiel de productivité dans ce type de réservoirs est fortement affecté par le taux de concentration de ces fractures qui induit une connectivité parmi ces ruptures ouvertes, cependant, les simulations hydrauliques devraient être nécessaires pour obtenir une meilleure liaison de ces fractures dans le but d'améliorer l'indice de productivité. Ci-dessous ; un tableau représentatif de quelques puits producteurs du réservoir QH.

<b>Puits</b>	<b>Champs</b>	<b>Top de QH (m)</b>	<b>Épaisseur (m)</b>	<b>Débit (m<sup>3</sup>/h)</b>
BKP-1	HMD	3830	/	7.013m <sup>3</sup> /h d'huile + 879 m <sup>3</sup> /h de gaz
ELAS1	Berkine	3731	205	Pas de production
BRDW1	Berkine	5122	143	Faible débit
BRDS1	Berkine	5363	171	1776m <sup>3</sup> /h de gaz

## *CHAPITRE II*

### *Étude sur les Puits Profonds HPHT*

## VIII) INTRODUCTION

Le forage des puits de pétroles et de gaz, à haute pression et à haute température est souvent risqué et compliqué. Les fluctuations de la température, combinées avec les hautes pressions sont souvent associées dans des forages profonds, qui donnent comme conséquence des efforts axiaux et tangentiels importants aux parois du puits.

D'autre part, la boue de forage est chauffée par une combinaison de pression et de frottement mécanique, et cette chaleur est distribuée par l'action de forage. Ceci change la rhéologie de base des fluides de forage, et affecte la longévité et l'exactitude des appareils de mesure dans le puits.

Tous ces risques peuvent placer la sûreté des équipes de forage en danger.

## IX) DEFINITION

Les définitions attribuées aux puits HPHT, sont nombreuses en termes des valeurs de pression et de température selon les compagnies de services.

- Selon ENI : Un puits HPHT, est un puits dont :
  - WHP > **10 000 Psi** (690 Bar). Ou un GP > **1.81 kg/cm<sup>2</sup>/10m (0.8 Psi/ft)**.
  - BHT > **300°F** (150°C).
- Selon NPD : C'est un puits qui à une profondeur verticale finale supérieur à **5000m**.
- Selon HSAP (Halliburton-Saudi-Aramco-Production) : Un puits HPHT est caractérisé par :
  - Pression de fracturation du réservoir > **15 000 Psi**
  - Température de réservoir  $\geq$  **350°F**.

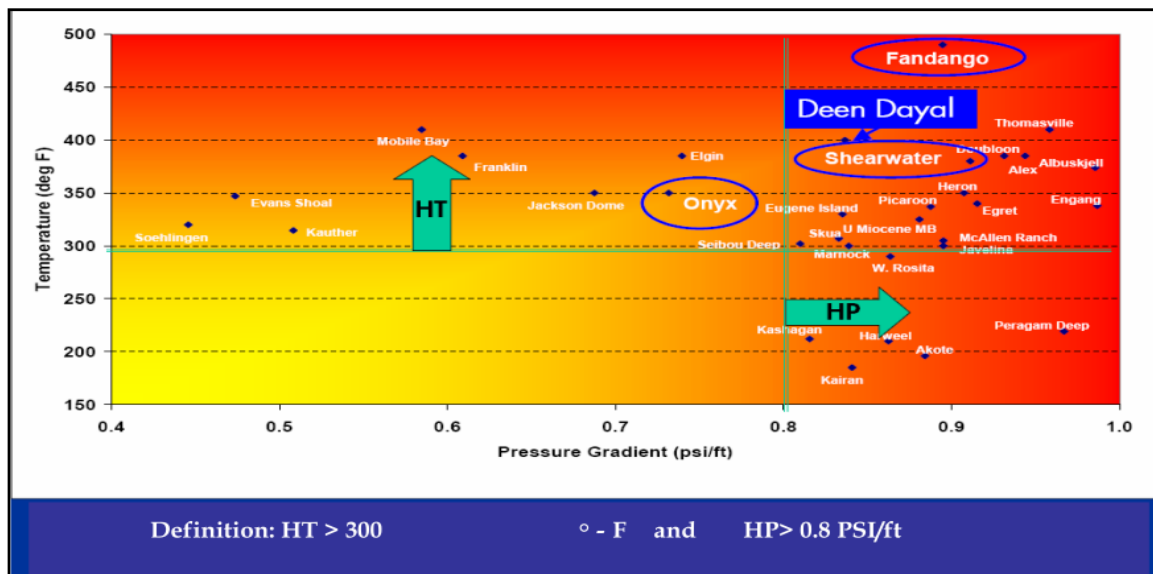


Fig-1- : Définition des puits HPHT - Graphe : T = f (GP)

## X) CLASSIFICATION

La classification actuelle des puits, se fait sur la base des résultats des tests obtenus dans l'environnement où ils sont forés. Ces puits sont divisés en quatre catégories :

- 1) Puits standards. ( $P < 10\,000$  Psi -  $T < 300^\circ\text{F}$ ).
- 2) Puits HPHT. ( $10\,000 < P < 15\,000$  -  $300^\circ\text{F} < T < 350^\circ\text{F}$ ).
- 3) Extrême HPHT ( $15\,000 < P < 20\,000$  -  $350^\circ\text{F} < T < 400^\circ\text{F}$ ).
- 4) Ultra HPHT ( $20\,000 < P < 35\,000$  -  $400^\circ\text{F} < T < 500^\circ\text{F}$ ).

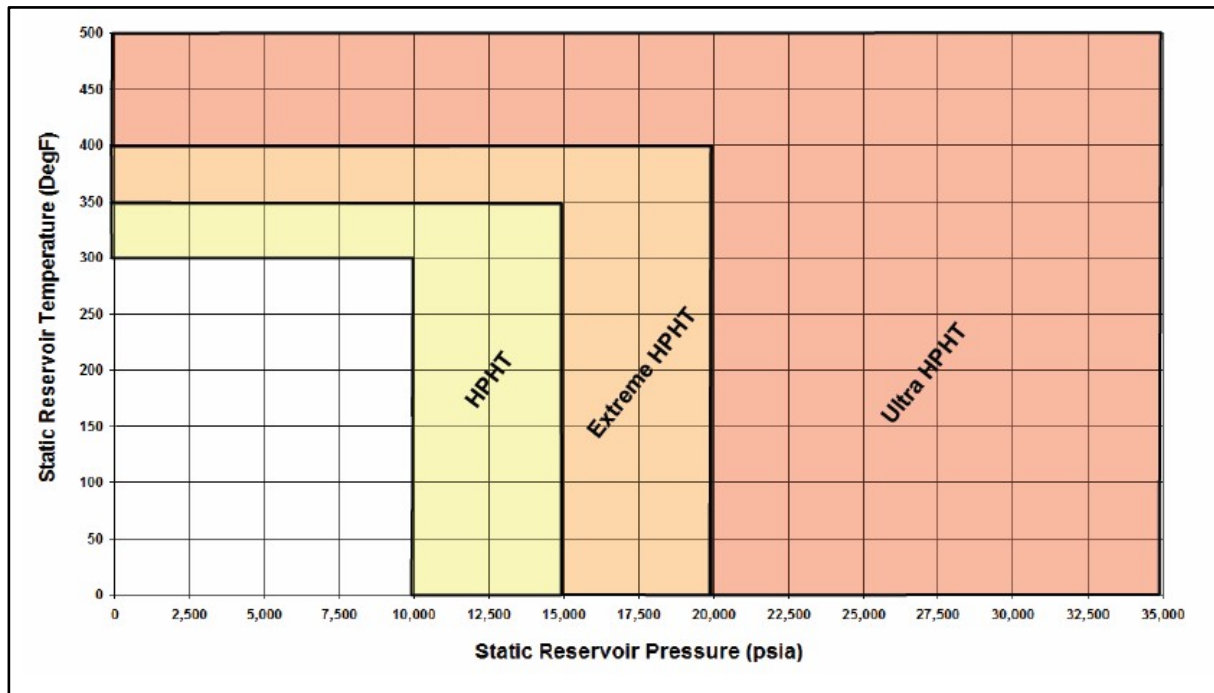


Fig -2- Classification des Puits selon la Pression et la Température

## XI) PLANIFICATION ET REALISATION D'UN PUIITS HPHT

### d) Engineering

#### 1) Planification d'un Puits HPHT

La planification d'un puits HPHT, requit les mêmes informations et procédures utilisées dans le cas d'un puits conventionnel, la seule différence réside dans l'évaluation ou la modélisation du réservoir. La difficulté d'obtenir un profil approprié de pression est due à la faible fiabilité des appareils de contrôles et de teste (DST), autre que la pression, on a les limitations de température qui entrave dans certains cas cette fiabilité.

La plupart des opérateurs des puits HPHT, ont un accord commun pour la définition de la tolérance d'un Kick (charge maximale au sabot sans fracturation de la formation), mais d'autres emploient des définitions autres que celles-ci et qui se sont développait à partir d'un Kick maximum obtenu. Cela conduit à des variétés d'exceptions sur le choix du point auquel la pression devrait être maximale, car le sabot du dernier tubage ne peut pas être toujours le point le plus faible, souvent des gradients de pression dans la prochaine section sont considérés, et des exceptions sont faites.

Grace aux progrès de la sismique en 3D et 4D, beaucoup d'informations sont établies autour de certains paramètres, à savoir ; la pression de pore, la concentration de H<sub>2</sub>S, gradient de fracturation, perméabilité des formations, et l'identification souhaitable des traces d'hydrocarbures.

#### 2) Forage en Underbalance des Puits HPHT :

Le risque major de pression souvent perçu en cours des opérations de forage des puits HPHT pourrait influencer la pensée d'opter pour un forage et une production simultanée.

L'une des entraves qui s'oppose à son application est la limitation de l'espace disponible sur les plateformes offshore réservées aux équipements nécessaires pour cette opération.

Un unique cas se pose comme problème dans la réalisation simultanée du forage et de la production, ce cas se met en évidence après la déplétion du réservoir HPHT, ou les deux opérations forage et/ou production sont indésirable ou même impossible.

Malgré certaines précautions prises pour éviter d'allier simultanément le forage et la production dans les puits HPHT, il apparaît finalement que cette simultanéité ne pose aucun risque significatif dans ce type de puits.

### **3) Sulfure d'hydrogène/Dioxyde de Carbone**

Le risque engendré par la présence de H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub> n'est pas exclue dans les puits HPHT. Sur un tiers de ces puits la concentration de ces deux gaz est importante, cela peut être dû à un rapport géographique, mais il est imprudent d'écarter la possibilité d'occurrence fréquente et des problèmes qui s'accroissent par la présence de ces deux gaz. Leurs conséquences sont funestes aussi bien que sur le matériel que sur la production, pour cela une étude spécifique des mécanismes de corrosion ainsi que la métallurgie des équipements est indispensable afin d'offrir une sécurité et une fiabilité de l'opération.

L'augmentation de la température conduit à une diminution du Cracking des sulfures, mais par contre la corrosion des parois tubulaire ainsi que les équipements de surface s'accroissent. La diminution de la concentration de H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub> génère des incidents qui soutiennent les problèmes de contrôle du puits.

Durant les opérations de forage des puits HPHT, les risques d'incident générés par le désigne de tubage ainsi que l'effet de la température sur leur résistance doivent avoir plus d'attention. La présence de H<sub>2</sub>S génère plus de problème pendant la production.

### **4) Control Primaire et Secondaire du Puits :**

Les soucis sont motivés par les taux élevés des venues dans des puits HPHT. Les problèmes proviennent principalement à cause de la petite marge de sécurité qui existe entre la pression de pore et la pression de fracturation, ainsi que la difficulté d'identifier la vraie venue (retour de la boue perdu dans la formation)

La détection prématurée de la venue peut être particulièrement difficile à partir d'un bouchon où le mouvement de boue affecte le niveau de cette dernière dans le trou, là encore il y a d'autres soucis pour l'interprétation du gaz et la capacité de distinguer entre le gaz provenant de la formation ou de fluide de fracturation.

La solubilité du gaz, l'effet de certains agents alourdissent sur la capacité de circulation, la stabilité de la température affecte les boues à base de l'huile. Avec toutes ces variétés de soucis ainsi que les difficultés inhérentes, l'observation de la densité de boue doit être une tendance plus exacte.

### **5) Sécurité et Qualité des Opérations de Forage**

Généralement les rôles et les responsabilités ainsi que les méthodes de communication existantes sont adéquates, quoique quelques adaptations pour les opérations de HPHT soient souvent entreprises dans l'identification car la communication est plus importante.

Les systèmes de QA/QC sont reconnus fiables mais cette fiabilité exige la revue continue et la mise à jour de ces systèmes.

### **6) Plans d'urgence :**

Les plans d'urgence détaillés ont longtemps fait partie des opérations essentielles de gisement et les révisions détaillées sont véritablement nécessaires pour les puits HPHT. La plupart ajoutent quelques précautions aux risques perçus, plus de dispositions pour la maîtrise du puits, des détails supplémentaires pour l'isolement des zones, plus de précautions contre les gaz H<sub>2</sub>S.

En raison de l'opinion assez générale qui présume que les opérations HPHT peuvent être plus dangereuses, et les problèmes peuvent escalader plus rapidement, les plans d'urgence existants doivent être révisés scrupuleusement, mais il y a peu d'ajustement faits à ces plans d'urgence, particulièrement ceux pour l'évacuation.



## 7) Matériels Tubulaire

La disponibilité des tubes appropriés pour les opérations des puits HPHT forme un sujet de préoccupation important. Mais il y a des espoirs dans les capacités compétentes des ingénieurs à obtenir des tubes appropriés. Cela peut être obtenu à partir des corrélations faites entre les résultats des laboratoires et les performances réalisées dans les puits HPHT, qui constitue un espace dont le quel certains incertitudes pouvant être discutés.

Il faut noter que dans les puits HPHT, les raccordements ne conviennent tous, les filetages fins n'offrent pas de tensions satisfaisantes et une résistance suffisante aux températures élevées. Ce problème est à l'origine de la combinaison anormale de pression et de température.

La Tubing de production peut être descendue et réutilisée dans les puits conventionnels mais jamais il serait réutilisé dans les puits HPHT.

Il y a peu d'indication sur les possibilités d'utiliser ou non le CT dans les puits HPHT. Bien que, il n'y a pratiquement aucune expérience au-dessus de 8KPsi pour cet équipement. La métallurgie appropriée et le manque de surveillance efficace sont les principaux obstacles de la non utilisation.

## 8) Programme de Tubage-Tubing-Liner

Les hautes pressions et températures ont souvent exigé des tubages plus résistants. La conception du tubage pour les puits HPHT reste inchangée, mais beaucoup plus compliquée.

Le liner peut être descendu dans un but d'évaluer le réservoir, mais il y a peut-être de projet qui prévoient son utilisation comme une opération ordinaire dans les puits HPHT, un Liner peut être descendu dans le cas d'usure de tubage ou dans le cas où des pressions assez élevées déjà prévues sont rencontrées.

### e) Équipement de Forage

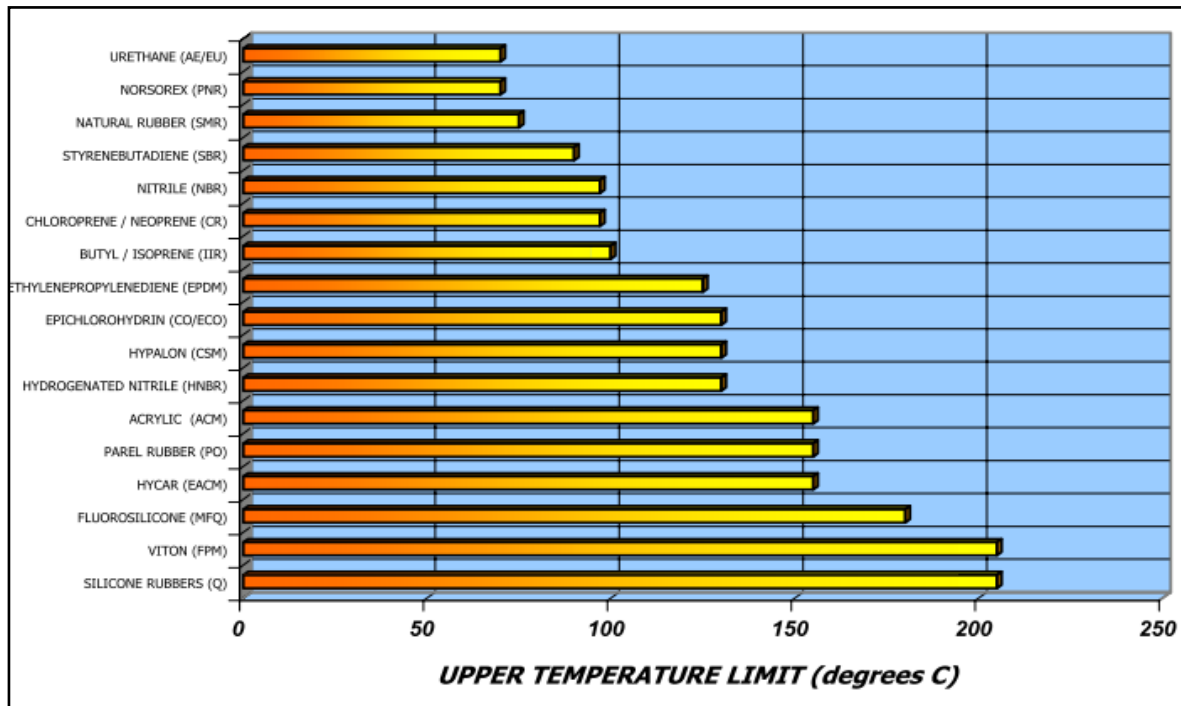
#### 1) Garniture de forage

Les profils des puits HPHT sont souvent Verticaux, les complications en termes de matériels engendrés par les autres profils tels que le profil horizontal justifient sa non utilisation dans ce type de puits, ainsi que d'autres problèmes peuvent être cités et qui sont à l'origine de la déviation adaptée dans ces puits.

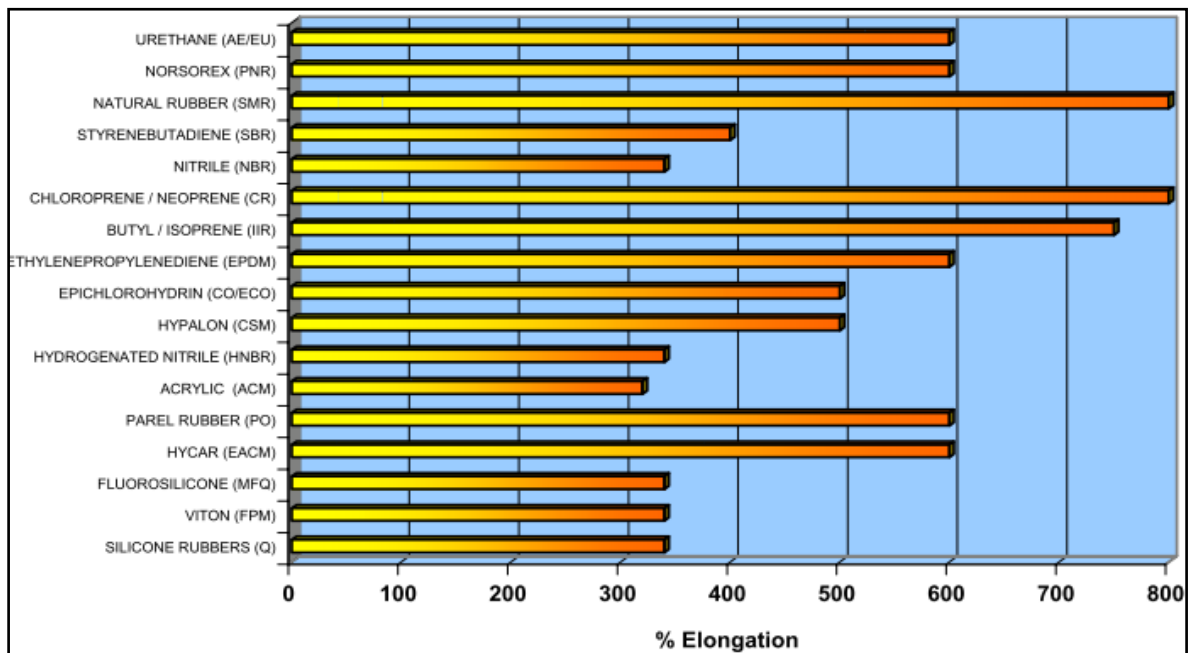
- La déviation dans les puits HPHT, accentue le risque de venue, cette dernière peut se propager, ou se disperser le long des parois du puits.
- Apparition de différents types de coincement.
- ERW provoque une usure potentielle au niveau des tiges, tubages.
- Le forage horizontal implique l'utilisation des boues lourdes pour obtenir la pression hydrostatique exigée.

Dans les puits HPHT, il est recommandé d'utiliser une **Turbine** à la Place de **PDM**, à cause de la température élevée qui affecte leurs **Élastomères**. La turbine offre une meilleure résistance à la température, cela s'explique par sa conception, mais elle présente un inconvénient majeur qui est le risque de coincement.

Les élastomères se présentent dans différents équipements et outils nécessaires au forage des puits HPHT, mais à l'heure actuelle l'évolution de ces derniers restent en dessous des exigences des conditions d'utilisation. Le graphe ci-dessous montre la limite de fonctionnement thermique de certains types d'élastomères.



Les caractéristiques des élastomères à développer pour les puits HPHT sont ; la résistance thermique à la traction opérationnelle, qui est montrée dans le graphe ci-contre :



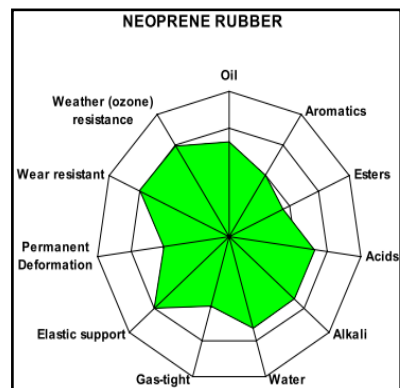
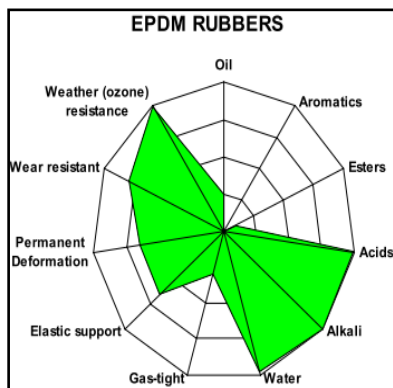
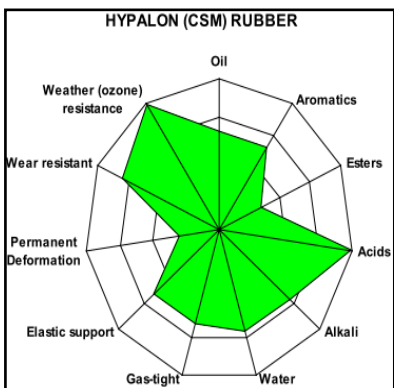
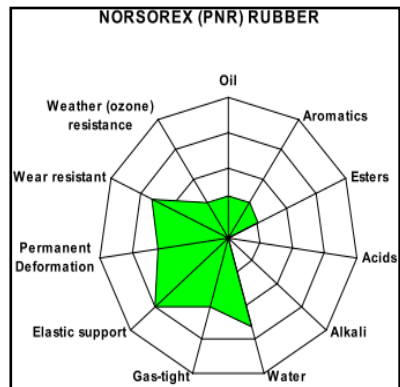
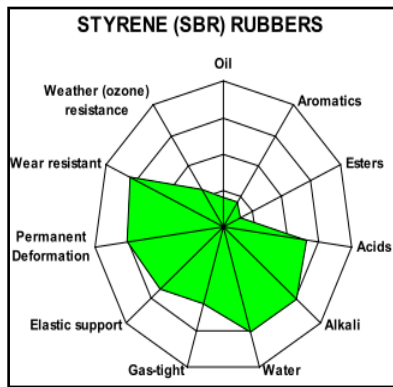
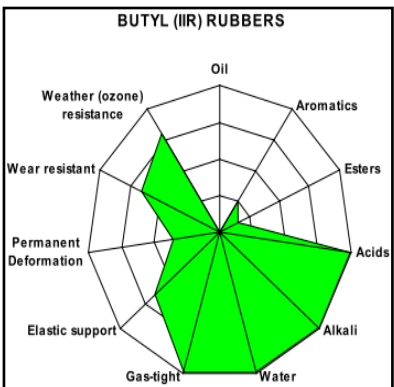
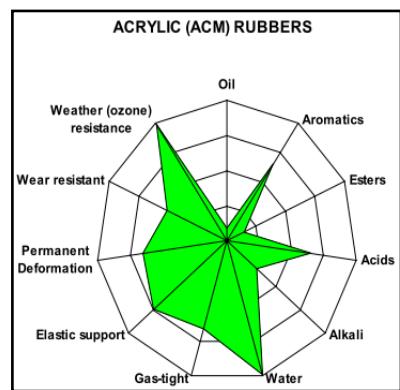
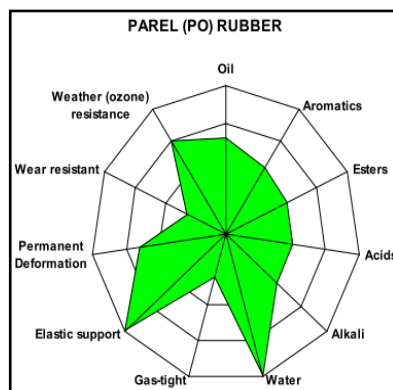
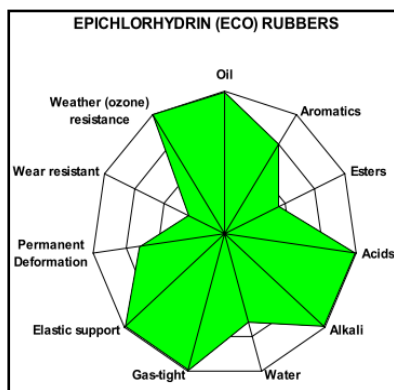
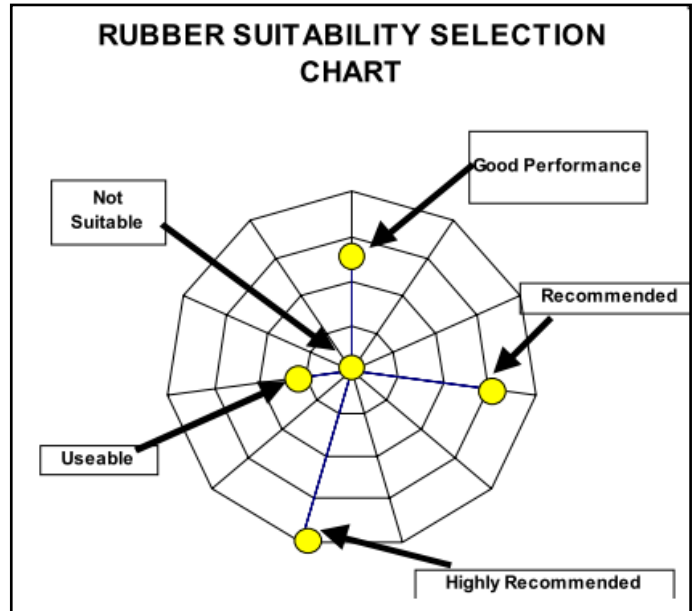
**Élongation des Élastomères en fonction de la Température**

**Remarque :**

Afin de choisir l'élastomère qui convient parmi ceux qui sont cités dans les deux graphes en dessus, une méthode est définie pour leur choix.

La charte en face, permet ce choix, ces lignes verticales en bleu graduée du centre vers l'extérieur, permet d'indiquer le niveau de résistance de l'élastomère vis-à-vis d'un paramètre.

Plus que l'élastomère est situé sur l'extrémité extérieure de la charte, plus que sa résistance est mieux au facteur auquel il a été testé.



## 2) Blow-Out-Preventers

Dans le cas des puits HPHT, le BOP doit être Sur-Adéquat, plusieurs soucis sont exprimés par différents utilisateurs concernant l'estimation de la température des d'élastomères qui sont présent dans les différents éléments de fermeture des BOP (Pipe Rams, Annulaire...), d'où la seule question qui est la nécessité de développer un meilleur système pour mesurer la température de ces élastomères. Les participants de l'industrie Pétrolière, soit American ou UK suggèrent un système de BOP de **4 Rams** qui soit presque une norme universellement admise pour les opérations de HPHT.

## 3) Choke et Kill Line

Les soupapes, les duses ainsi que les différentes vannes de forage devaient généralement convenir au service des puits HPHT, mais l'érosion et l'usure ultérieure de ces dernières sera plus fréquente que dans les puits conventionnels. Cette destruction est due à la grande énergie des débris au contact de ces vannes pendant l'opération de nettoyage du puits. Selon les constructeurs des équipements pétroliers ce problème peut être réduit par addition de vannes supplémentaires, ainsi que l'utilisation des équipements contemporains pour une meilleure purification de la boue.

## f) Opérations de Forage

### 1) Fluide de Forage

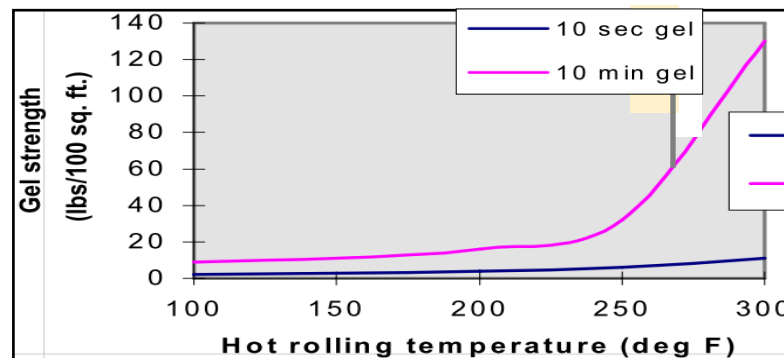
#### 1.1) Généralités

Il y avait une divergence d'opinion considérable sur la convenance et la limitation des divers fluides de forage pour les opérations de HPHT. Le principal souci qui est posé pour tous types de fluide de forage est la température, cette dernière suggère un développement de la boue qui offre une meilleur résistance et sécurité pendant le forage.

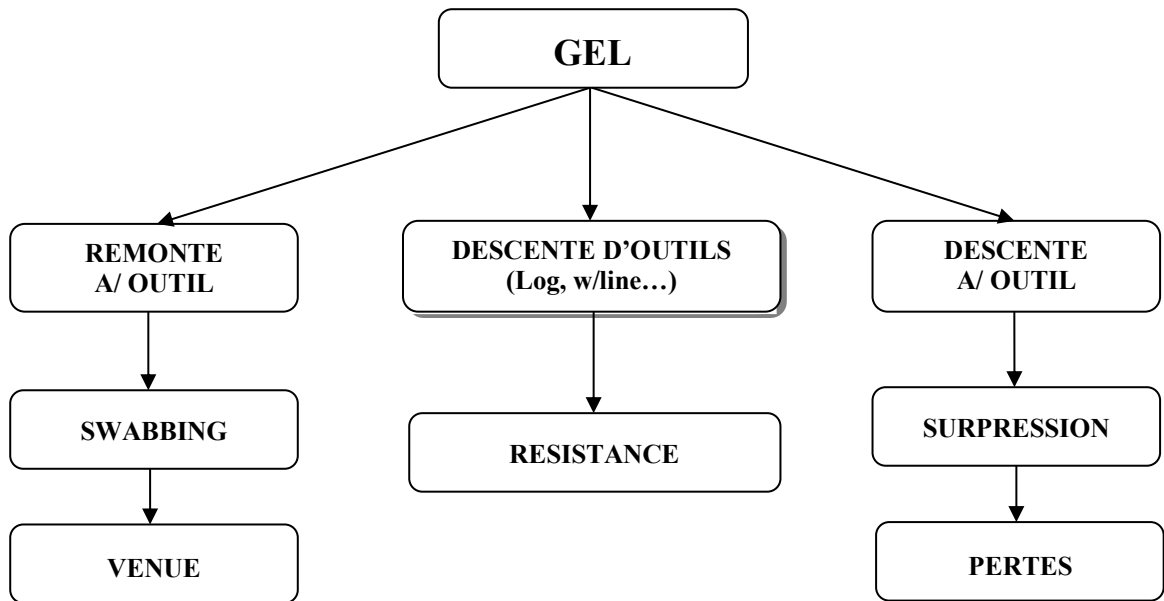
La plupart des opérateurs des puits HPHT, préfèrent les boues inverses, plutôt que les boues à base d'eau, car ces dernières se dégrade chimiquement plus dans ce genre de puits. Les boues inverses souffrent de problème de solubilité de gaz qui rend la mesure de la densité difficile.

Les additifs existants sont généralement satisfaisants pour les opérations des puits HPHT, mais certains ont besoin d'être améliorés où développer dans la situation ou la température est supérieur à 350°F (177°C), et une densité supérieure à 17 ppg (2.037).

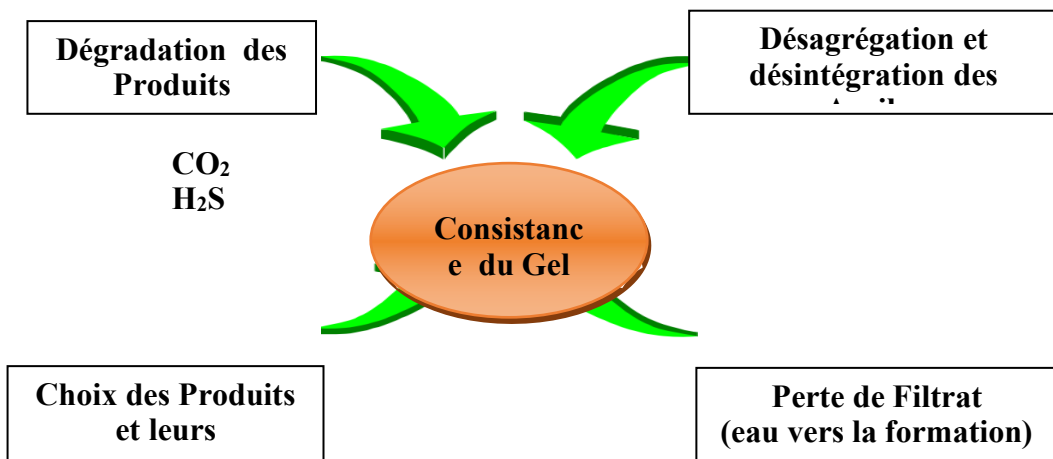
#### 1.2) Effet de HT Sur le Gel de la Boue



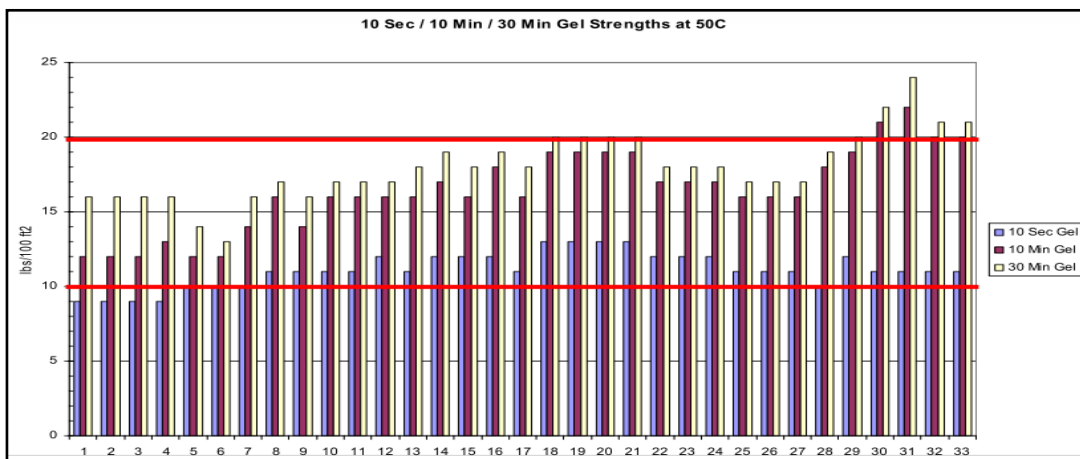
Le graphe en dessus, montre qu'à partir d'une certaine température de la boue, le gel commence à augmenter, cela est dut à un enrichissement de la boue en solides. L'intervalle entre les deux gels montre la quantité des solides dans la boue.



**Conséquences d'augmentation du Gel**



**Facteurs Conduisent au Réchauffement du Gel**



**Tension du Gel à 50°C en Fonction du Temps**

### 1.3) Produits des WBM dans les Puits HPHT

- Polymère Synthétique : Pour augmenter la viscosité
  - Driscal D
  - Hostadril
- Diluants : Pour le contrôle de la température du Gel.
  - Lignite de Crome (XP-20).
  - Lignosulfonate de Crome (Spersene CF).
  - Polyacrylate Thinner (Pour Tacler l'augmentation de la température).
- Additives contre les Pertes :
  - Resinex (Produits à base de la Résine/Lignite).

### 1.4) Types de Boue à base d'eau pour les Puits HPHT

La compagnie Mi-SWACO à présenter deux types :

- DURA-THERM :  
(Contenant du chrome)
- ENVIRO-THERM :  
Système Polymère à base de Chrome-Libre

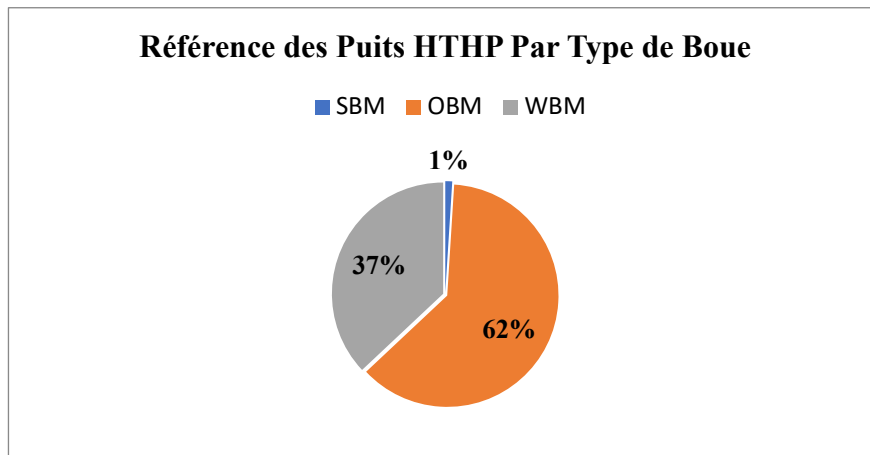
Ces Boues sont avérées stables et adaptable aux conditions d'utilisation.

Le tableau ci-dessous montre ceci.

Operator	Depth (m TD)	Max MW (SG)	Mud Type	BHT °C
Agip	4541	1.82	EnviroTherm	163
Agip DK	5549	2.24	EnviroTherm	185
Amoco	5460	1.98	EnviroTherm	
BP	4308	2.04	EnviroTherm	160
BP	6480	1.97	EnviroTherm	160
BP	5222	1.95	DuraTherm	163
BP	5115	2.02	EnviroTherm	181
BP	4454	2.06	EnviroTherm	172
Chevron	5006	2.06	EnviroTherm	163
Chevron	5068	1.92	EnviroTherm	176
Chevron	4398	2.17	EnviroTherm	163
Chevron	5339	2.12	EnviroTherm	160
Conoco	4995	2.13	EnviroTherm	160
Conoco	4760	2.12	EnviroTherm	160
Danop	4854	1.83	EnviroTherm	182
Elf	4700	2.11	EnviroTherm	174
Norsk Hydro	5333	2.08	DuraTherm	180
Norsk Hydro	5265	2.06	DuraTherm	160
Norsk Hydro	4795	2.12	EnviroTherm	169
Norsk Hydro	4750	2.09	EnviroTherm	165

### 1.5) Boues Utilisés dans les Puits HPHT

D'après les statistiques, il y a tendance d'augmentation vers l'utilisation d'OBM/SBM

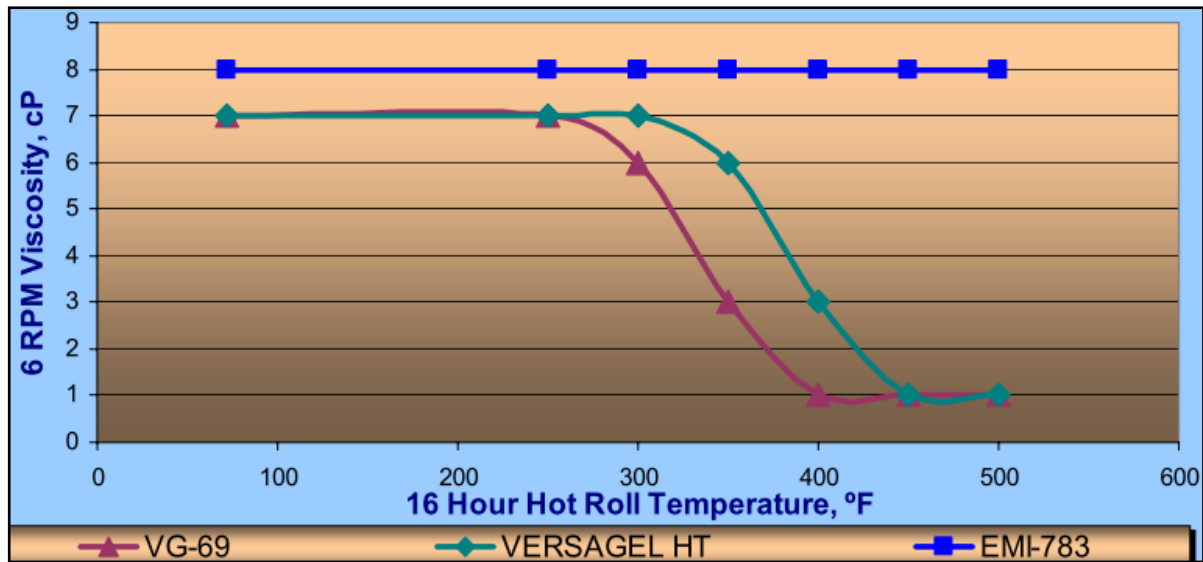


### 1.6) Comparaison Entre les Boues dans les Puits HPHT

WBM	OBM/SBM
Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moins Polluante</li> <li>• Détection rapide des venues</li> <li>• Basse Compressibilité</li> <li>• Aide à l'évaluation Géologique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Risque sur l'environnement.</li> <li>• Détection de venue plus compliqué.</li> <li>• Compressibilité plus élevée.</li> <li>• Risque élevé de perte de circulation.</li> </ul>
Inconvénients	Avantages
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stabilité Thermique minimal</li> <li>• Le gel augmente avec la température.</li> <li>• Stabilité des parois diminue.</li> <li>• Tolérance élevée à la contamination par : CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, Solides.</li> <li>• Corrosif.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stabilité Thermique élevé.</li> <li>• Lubrification des Equipement.</li> <li>• Meilleure stabilité des parois du trou.</li> <li>• Faible tolérance à la contamination par : CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, Solides</li> <li>• Contrôle du Filtrat.</li> <li>• Risque des coincements diminue.</li> <li>• Non-corrosif.</li> </ul>

#### a.7) Produits des OBM dans les Puits HPHT

- Les Emulsifiants et les Agents Tension Actifs
  - VERSAMUL – VERSACOAT (Composé principalement d'acide gras).
  - SUREMUL – SUREWET et VERSAVERT PE – VERSAVERT SE (Composé à l'origine de l'amide).
- Les Agents Visqueux
  - Argile
    - ✓ Bentonite (VG-69, VG PLUS, VG-SUPREME)
    - ✓ Attapulgite (EMI-714, EMI-716).
    - ✓ Hectorite (VERSAGEL HT, EMI-783).

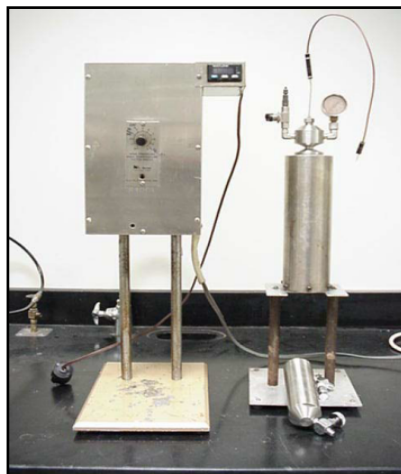


### Effet de la Température sur les types d'argiles utilisés

- Produits de contrôle de perte
  - VERSATROL – Gilsonite (Leurs points de fusion est entre 129 à 204°C).
  - VERSATROL HT (EMI-603) (points de fusion élevé, 232°C).
  - ECOTROL Rd (c'est un Polymère qui est stable jusqu'à 260°C).
  - VERSALIG (lignite d'amine).

### 1.9) Équipements d'évaluation des fluides de forage pour les applications HPHT



- **Filtre Presse HPHT** : Associe avec un thermocouple condensateur, sa température et sa pression max sont 500°F et 1000 Psi. Il admet un  $\Delta P$  de 500 Psi, Il est constitué de :
  - Disque de Dynaloy qui résiste à des températures au-dessus de 350°F.
  - Condensateur résistant aux Hautes pressions.



**Filtre Presse HPHT**

- **Rhéomètre HPHT** : On distingue trois modèles :
  - R. Fann model 70.
  - R. Fann model 75.
  - R. Fann model 7600.

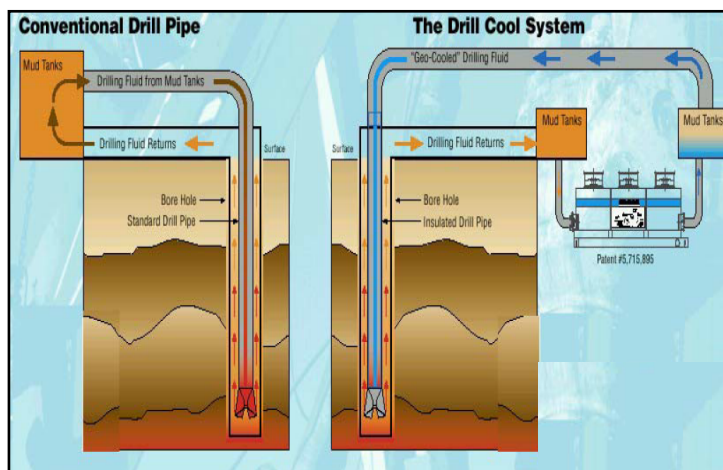


<b>Model du Rhéomètre Fann HPHT</b>	
<b>Fann 70</b>	<b>Fann 7600</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Température max 500 °F</li> <li>• Pression max 20 000 Psi.</li> <li>• Control manuel.</li> <li>• La même géométrie que le model 35</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Température max 600 °F.</li> <li>• Pression max 40 000 Psi.</li> <li>• Commande magnétique pour un taux de cisaillement plus précis.</li> <li>• La même géométrie que le model 35</li> </ul>
	

**NB :** le model 75 se diffère du 70 par le control automatique.

- **Refroidisseur de Boue « Mud Cooler »**

- Utilisé quand la température de la boue à la sortie du puits est +/- 70 °C.
- Il permet de réduire la température de 15 à 20 °C entre sa sortie du puits et sa réinjection dans ce dernier.
- La réduction de la température des paramètres du refroidisseur, à savoir :
  - ✓ Vitesse de fonctionnement du refroidisseur.
  - ✓ Température d'eau du refroidisseur.



**Circuit sans et avec Mud Cooler**



**Mud Cooler**

## 2) Test de la Formation au cours de Forage

La marge restreinte entre la pression de pore et le celle de fracturation, exige des opérations de contrôle de la pression suffisamment recommandées et bien précises en termes de valeurs, cela afin d'éviter la fracturation et/ou la venue.

Le défi est d'établir la pression efficace qui devrait être appliquée en tenant compte des effets de pression et de la température sur le fluide de forage utilisé. Ces pressions sont prélevées dans certains points de la formation, ces points sont comme suites :

➤ **Leak off Test (LOT)**

- Ce type de test est généralement mal fait dans tous les puits.
- Il y a un besoin d'une procédure d'industrie standard de LOT.
- Des inquiétudes ont été exprimées concernant le LOT vis-à-vis MFCP (Minimum-Fracture-Closure-Pressure), ainsi que les aspects qui sont reliés à la transmission de pression.
- Ce test peut être différent d'un puits à un autre avec une variation en valeur considérable, mais dans tous les cas cette valeur est contestable puisqu'elle peut changer au-dessus d'une distance de 50 ft (15.1m).

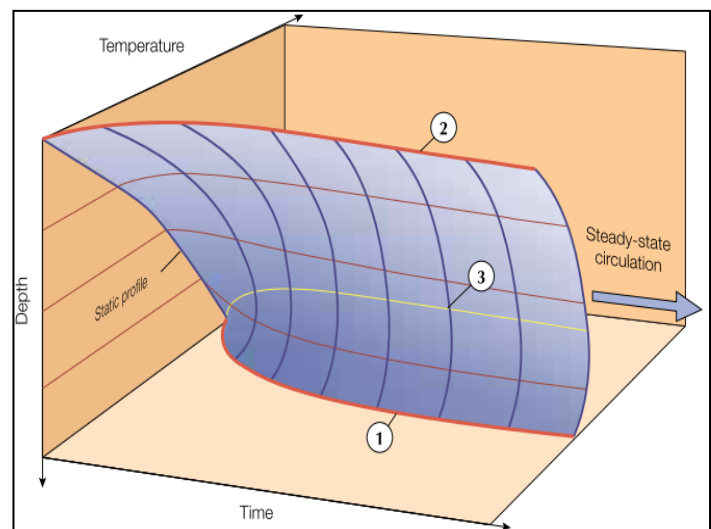
➤ **Formation Integrity Test (FIT)**

- Par rapport au LOT, le risque d'endommagement de la formation présenté par ce test est moins.
- La pression peut augmenter une seconde fois, tout autour de la formation en test, cela est dû à la présence du cake.

### 3) Circulation

La circulation du fluide de forage le long du puits peut apporter ou enlever de la chaleur à la boue par apport à son environnement, Le taux d'échange thermique dépend de la température et de la vitesse du fluide, de la conductivité thermique des formations, et du gradient géothermique.

Il y a un transfert de chaleur de la formation vers la boue en fonction de la profondeur du puits, la boue au niveau de l'outil de forage est plus frais par apport à son environnement, mais elle commence à se chauffer pendant sa remonté dans l'annulaire jusqu'à ce que elle atteint la profondeur ou la température de la formation égale à la température de la boue (1/3 TD), en dessus de cette profondeur jusqu'à la surface, la boue commence à se refroidir (transfère de chaleur vers la formation). Après un arrêt de circulation ou sous une circulation constante, le profil de température en fonction de la profondeur a tendance à atteindre le gradient géothermique. Avec une circulation équilibrée et dans des conditions statiques stabilisées, la température de la boue change avec le temps. En théorie, après un arrêt de circulation, approximativement il faut 16 heures pour que la température de la boue approche 10% du gradient géothermique, alors qu'il faut 6 heures de circulation pour assurer l'équilibrer.

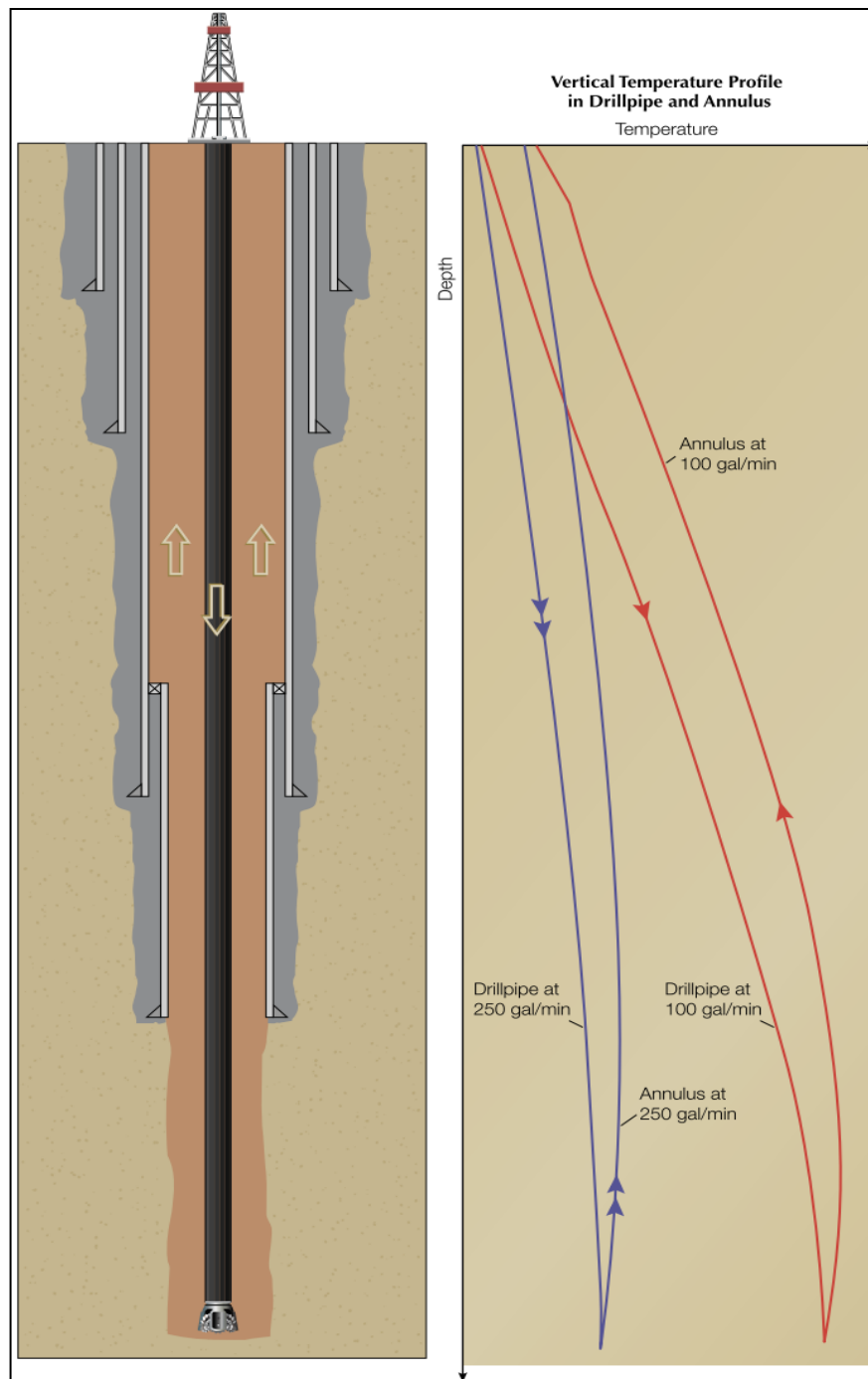


**Comportement Temporaire de la Température de Boue**

Le programme **MudCADE**, développé par **Dowell**, permet d'estimer les profils verticaux de température sous des conditions variables dans le puits, ce programme est valide aussi pour les données des puits HPHT. Les entrées principales sont la capacité de chaleur spécifique et la conductivité thermique de chaque composant, et les sorties principales sont les profils de température dans l'annulaire et à l'intérieur de la garniture.

Pendant le forage des formations profondes (réservoir), d'importantes pressions sont générées en surface, ce qui fait que les équipements de surface fonctionnent à leurs limites. Cela nous pose

dans l'obligation de refroidir les pompes de forage, et l'utilisation d'une ligne de pulvérisateurs à eau tout le long des conduites de refoulement de boue pour les refroidir.



**Profils de Température de Boue**

#### 4) Cimentation

L'opération de cimentation dans les puits HPHT est difficile, à cause des effets de température, mais elle est toujours réalisable, pour éviter la dégradation du ciment sous l'effet de température, on utilise un ciment avec 35% de silice. Ceci est utilisé pour les tubages dont le diamètre est inférieur à 20" et dans certains cas pour la cimentation en surface.

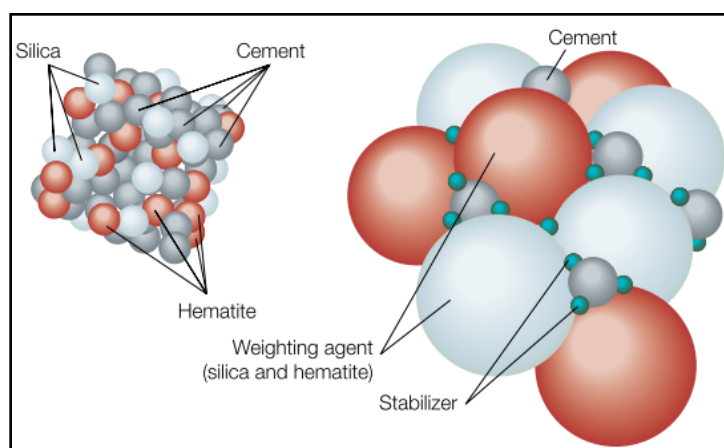
Il est impératif de s'attentionner sur la valeur de pression pendant la remonté de ciment dans l'annulaire, car l'augmentation de cette dernière peut provoquer un collapse de tubage, pour surmonter ce problème des dispositifs de décompression tels que la mousse peuvent être incorporés. Les percés de gaz peuvent causer le phénomène de **Channelling** qui est détecté à l'aide des diagraphies et dont le remède n'est pas une opération facilement réalisable. La préparation du ciment

doit être manipulé soigneusement, les retardateurs modernes sont plus stables dans les températures élevées, la stabilité de ces derniers croît au-dessus des températures 88°C.

La cimentation est une hiérarchie de densité et de viscosité, le Spacer doit être plus dense et plus visqueux que la boue pour la faire déplacer, le laitier de ciment à son tour doit être aussi plus dense et plus visqueuse que le Spacer. La cimentation dans les puits normaux préfère le régime turbulent, mais ceci est déconseillé pour les puits HPHT à cause de la densité et de la viscosité élevé du Spacer et du laitier de ciment, les débits au-dessus de 20 bbl/min (3.2m<sup>3</sup>/min) donnent nécessairement des régimes turbulents, dans la pratique seulement 3 à 5 bbl/min (0.48 à 0.79 m<sup>3</sup>/min) est réalisable.

La Modélisation des écoulements hydrauliques pendant la cimentation dans les puits HPHT est essentielle pour le choix des débits annulaires les plus élevés sans risque de fracturation. Le logiciel, **Dowell CemCADE**, simule ce travail qui est basé sur la géométrie du puits, la pression des pores et de fracturation de réservoir, la densité et la rhéologie des liquides, et la robustesse de tubage à l'écrasement, la température après circulation et pendant cimentation sont aussi simulés par ce logiciel, dans le but de déterminer la nécessité d'utiliser des retardateurs ou non.

L'utilisation du ciment net (sans additifs) est susceptible de perdre sa résistance, sa perméabilité croît sous l'effet de rétrécissement dut aux températures au-dessus de 230F (110°C). Pour empêcher cela, on établit un ciment, dont 25% en général est constitué par la silice (taille des grains 40 à 50 µm). Les densités de ciment supérieur à (2.1) sont nécessaires dans des puits HPHT, et peuvent être réalisées en ajoutant l'hématite à la conception de ciment. (Schéma en dessous).



**Vue Microscopique Modélisé du Ciment**

Les déplacements longs peuvent être prévus en raison de la profondeur et du faible débit de la pompe requit pour réduire au minimum la pression dynamique. Quand ces facteurs sont combinés avec les températures élevées produites, là est le risque significatif de prise prématuré de ciment. Une autre considération dans les puits HPHT, est la cimentation des long Liner ou l'intervalle de température entre le Top et le Sabot de ce dernier présente un souci sur le choix des retardateurs adéquats.

Les retardateurs de prise de ciment sont indispensables dans les puits HPHT. Le retardateur **D161 de Dowell**, par exemple, a un temps longtemps d'épaississement, après l'arrêt des pompes. Ce retardateur évite la prise prématurée de ciment, dans les longs intervalles, (le temps de prise final avec ce retardateur est estimé à 10 à 12 heures après l'arrêt des pompes). Ce retardateur a été employé par Shell en Mer du Nord, ainsi que par d'autres opérateurs. Dowell ajoute dans la préparation du ciment des **Dispersants** pour amincir le laitier de ciment, et pour compléter aussi l'action du retardateur déjà cité.

Un autre produit est utilisé aussi dans les ciments HPHT dont le nom est **Latex**. Cet élément commande la perte et la rhéologie des laitiers, et il améliore la résistance à la traction du ciment après sa prise, et empêche la migration de gaz. Il est fourni comme liquide qui se disperse dans l'eau de fabrication. **Latex** peut être nécessaire comme additif à environ **13%** du volume de laitier.

## a) Produits des Ciments Pour les Puits HPHT

Nom Commercial	Applications	Rôle	Limitation
BA-11	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisé pour les laitiers à faible normale, et haute densité.</li> <li>Température : 82 °C à 204 °C.</li> <li>Concentration : 0.5 à 2 %</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bonne et rapide résistance à l'écrasement.</li> <li>Minimise la migration du gaz dans l'annulaire.</li> <li>Ciment ductile.</li> </ul>	Température max 204 °C.
BA-56 HT	<ul style="list-style-type: none"> <li>Compatible avec la majorité des ciments et leur additives.</li> <li>Température : 93 °C à 171 °C.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bonne résistance à la compression.</li> <li>Contrôle la migration du gaz.</li> <li>Réduits les possibilités du squeeze du ciment.</li> <li>Réduit les pertes de boue.</li> </ul>	Ne pas l'utilisé dans des ciments contenant du sel à plus de 10% BWOW.
BA-58L	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisés pour les laitier de densité 11 à 19.5 ppg.</li> <li>Température : 4 °C à 204 °C.</li> <li>Utilisé avec une eau douce ou salé.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Augmente l'adhérence du ciment.</li> <li>N'affecte pas la viscosité du ciment.</li> <li>Augmente la résistance du ciment.</li> </ul>	Température max 204 °C
BA-86L	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisé pour les ciments primaires et de réparation.</li> <li>Température : jusqu'à 204 °C.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Excellent réducteur de perte.</li> <li>Bonne résistance aux acides.</li> <li>Bonne résistance à la compression.</li> </ul>	Il se dégrade pour les faibles températures.
CD-31L	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisé comme dispersent dans certains types de Spacer.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Réalise des régimes tourbillons pour les faibles débits.</li> <li>Diminue la viscosité de ciment pour facilité le mixage.</li> <li>Permet le pompage et la chasse à haut débit.</li> </ul>	Il doit être conservé à une température supérieure à 4.4 °C

<b>Dispersent CD-34L (Liquide)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisé avec une eau douce ou salé.</li> <li>Compatible avec tous les ciments API et avec plusieurs additives de BJSP.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permet d'avoir des régimes tourbillons pour un meilleur déplacement.</li> <li>Évité l'effet de viscosité du ciment pendant le mixage.</li> </ul>	Aucun effet pour les températures <4°C et >190°C.
<b>Dispersent CD Ultra (Liquide)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisé pour les ciments primaires et secondaires.</li> <li>Compatible avec tous les ciments API, Portland, et avec plusieurs additives de BJSP.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Améliore la performance des additives anti-pertes.</li> <li>Permet d'avoir des régimes tourbillons pour un meilleur déplacement.</li> <li>Réduit la contamination du ciment pendant son déplacement.</li> </ul>	Aucun effet pour les températures <4°C et >204°C.
<b>Additif Extensible EC-2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Température : 93°C à 204°C.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Offre une bonne résistance à la migration du fluide de la formation à travers la colonne de ciment.</li> <li>Développe une bonne résistance après la prise de ciment.</li> </ul>	Aucune réaction en dessous de 93°C.
<b>FL-67L FL-67LE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dans des formations perméables.</li> <li>HHP : max HT 190°C.</li> <li>Utilisé dans une eau douce, salé, Salé saturé.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pour éviter les pertes de boue.</li> <li>Il n'affecte pas la résistance du ciment à la compression.</li> </ul>	Se dégrade au-delà de 190°C.

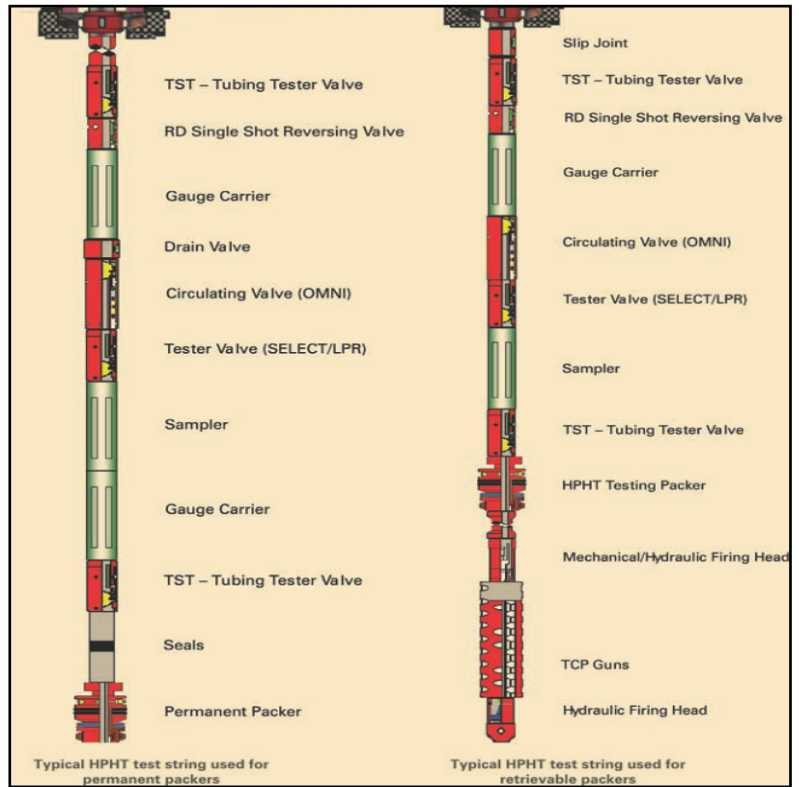
## 5) Carottage

En générale, les équipements habituels, et les techniques déjà utilisées permettent de réaliser un bon carottage afin d'obtenir une carotte qui peut aller jusqu'à 55m de longueur.

## 6) Drill Stem Test (DST)

Pour réaliser ce test, il est impératif d'avoir un appareil qui soit le plus stable possible (cas d'offshore). Il existe également des soucis qui concernent les équipements de fond où l'effet de la température peut limiter le débit de la couche ainsi que la durée du test.

D'après les simulations déjà faites sur les opérations requises, il y a deux et uniques configurations du train de test utilisables pour les puits HPHT, l'un est utilisé dans le cas des packers récupérable et l'autre pour les non récupérables.



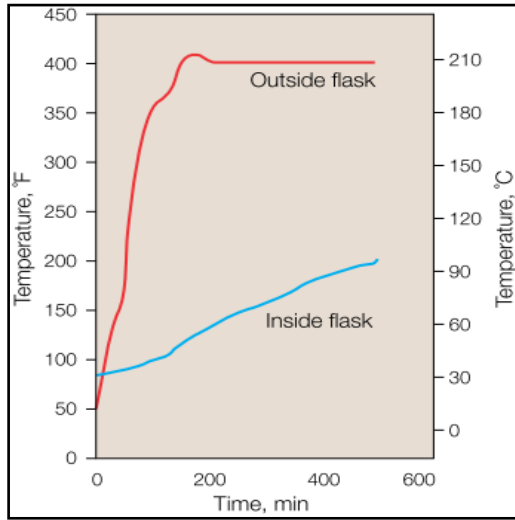
## 7) Diagraphies des puits HPHT

L'augmentation de la température interne des outils de diagraphies dépend de deux facteurs :

- La chaleur extérieure générée par le fluide de forage.
- La chaleur interne générée par la puissance d'énergie des composants internes.

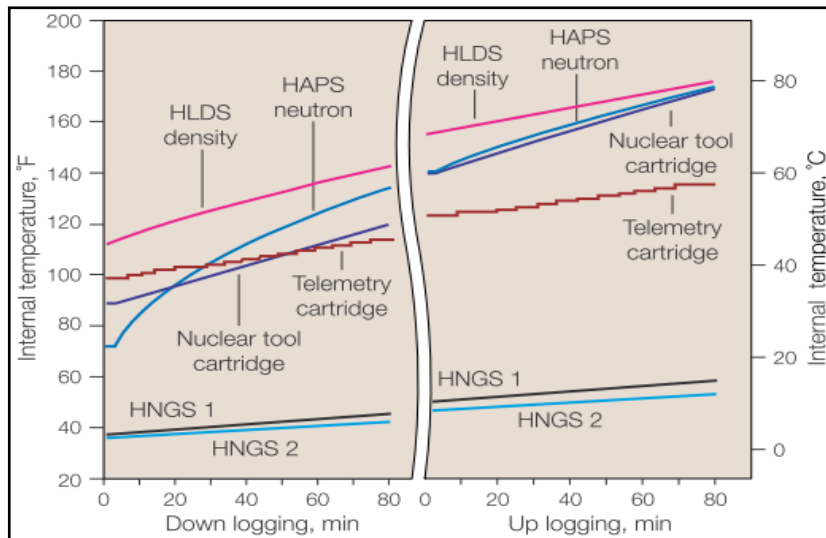
Afin de diminuer la température interne de ces outils, des **Flasks** (flacons) ont été incorporés dans ces derniers dans le but de protéger les différents circuits électroniques de ces outils de la haute température, la figure ci-contre montre ceci.

L'inconvénient de ces flacons thermique est leurs poids additionnels sur le train d'outils, ce poids implique une tension supplémentaire sur le câble dans la conséquence est de réduire la marge de sécurité réservé par apport à la limite de traction minimale du câble.




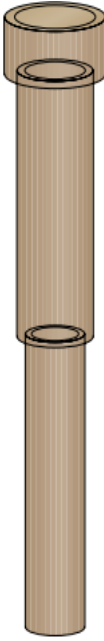


**Température de Part et d'autre des Flasks**

L'outil, HNGS (Hostile Natural Gamma Ray Spectrometry), est un bon exemple parmi les outils les mieux adaptés aux conditions des puits HPHT.



**Température des Outils de Diagraphie Pendant la Descente et la Remonté**

Dans le but d'une meilleure évaluation des formations traversées par le forage des puits HPHT, tout en évitant la défaillance, voir même la perte des outils de diagraphies, un programme d'outils jugé adéquat est proposé par les compagnies de diagraphie. La figure ci-contre montre ces outils.

Température des parois	Profil du puits	Diagraphies	
		Diamètre du Trou	OD de Tubage
225°F  107°C		<b>10<sup>3/4</sup> - 12<sup>1/4</sup></b>	<b>9<sup>7/8</sup> - 9<sup>5/8</sup></b>
360°F  182°C		CBT-VDL-GR-CCL	
380°F  193°C		<b>8<sup>1/2</sup></b>	<b>7</b>
		HAIT-HDSI-HNGS-LEHV HLDS-HAPS-HNGS-LEHV HOBBDT-HGR-AMS MDT-HGR-LEHV	CBT-VDL-GR-CCL Gyro VSP Sondex caliper
		<b>5<sup>5/8</sup> - 6</b>	<b>5 - 4<sup>1/2</sup></b>
		HAIT-HDSI-HNGS-LEHV HLDS-HAPS-HNGS-LEHV HOBBDT-HGR-AMS SRFT-HGR-LEHV	CBT-VDL-GR-CCL Gyro Sondex caliper

## 8) Indicateurs de venue

Dans la pratique, la présence de gaz dissous dans la boue de forage présente un indicateur de venue pour tous types de puits. La venue peut surgir de différents facteurs, dans le cas d'une boue à gel élevé, le puits peut être en Underbalance. Il y a une grande possibilité de confondre un **Afflux** de boue et l'écoulement de cette dernière dut à l'effet de température.

Il est plus difficile de détecter une venue qui survient au-delà de 5000m, cela est dû au temps de retard du signe, mais, cela est presque résolu par incorporation d'un détecteur rapide de la venue au niveau du Floater. Ce détecteur agit en augmentant la valeur du torque lors de détection d'une venue, ainsi qu'un pic de la PWD (Pressure-While-Drilling) qui pourrait être enregistré.

## 9) Fermeture du Puits

A l'heure actuelle, aucun problème n'a été posé concernant la fermeture d'un puits HPHT. Dans ce dernier, il n'est pas encore dicté d'utiliser une méthode spécifique pour sa fermeture.

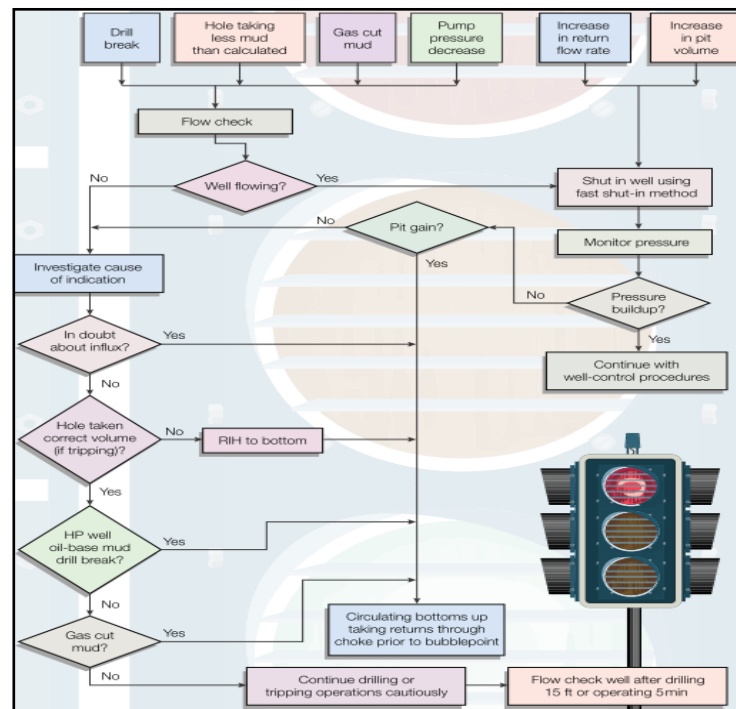
Mais il y a une grande préférence pour les méthodes **Hard** et **Fast**. Ces deux dernières permettent de limiter le volume de l'effluent de la venue.

Parmi les 23 participants à travers le monde qui contribuent au développement des puits HPHT, **10** préfèrent la méthode **Hard**, **10** **Fast**, et **2** **Soft**. Dans certains cas la méthode de fermeture pourrait dépendre de type d'installation. Les études révèlent que le choix de la méthode de fermeture n'est pas le seul et unique moyen pour minimiser le volume de la venue, mais d'autres procédés sont mentionnés tel que

- Manœuvrer la garniture vers le haut si cette dernière se trouve au fond.
- Introduire la garniture dans le puits si cette dernière se trouve à l'extérieur.



Afin de concentrer l'attention du personnel du chantier sur les risques spécifiques des puits HPHT, un système d'alerte de venue est implanté. Le Personnel est conseillé du niveau de risque par des notices signalées dans les endroits principaux autour de l'installation, par des annonces de haut-parleur et dans le rapport de matin.



## 10) Tuer le Puits

Il est clair que l'action de remettre en état normale d'un puits HPHT après une venue est totalement difficile par rapport aux puits conventionnels, mais dans la plupart des cas cette action peut se passer sans problèmes significatifs.

Pour que l'opération de remettre sous contrôle du puits puisse dérouler dans les meilleures conditions, il faut se réserver d'une part avec certain nombre de matériels tel que :

- Appareils de manutention de gaz en surface.
- BOP adéquat en termes de pression et de température.
- Pompes à haute pression.
- Conduite HPHT, pour acheminer l'effluent de la formation ainsi que la boue à injecter.

## 11) Complétion et Équipements

Les simulations faites sur les têtes de puits pour analyser l'impact de pression sur cette dernière, ont révélés que pour une meilleure utilisation en termes de sécurité de cette tête, elle doit être Monobloc. Mais l'obstacle généralement cité dans l'utilisation de cette dernière pour un puits HPHT, est la restriction du grand diamètre, la pression élevée, ainsi que les joints d'étanchéité.

Un Gravel Packs est toujours conseillé pour la complétion des puits HPHT, car ce dernier peut occasionner la possibilité d'estimer les risques d'érosion provoqués par le sable lors de la production sur les équipements de surface ainsi que les équipements de la complétion.

### a) Equipment d'une Complétion HPHT

- Tubing.
- Landing Nipples.
- Packer de production HPHT.

- SCSSV.
- Tubing Hanger.
- Tête de puits et l'arbre de Noel.

#### ➤ Tubing

- ✓ La connexion métal – métal est obligatoire.
- ✓ Analyse du métal selon les trois axes d'effort.
- ✓ Certification de QA/QC.

#### ➤ Landing Nipples

- ✓ La pression d'utilisation et particulièrement la différence de pression est soigneusement considérée

#### ➤ Packer de production HPHT

- ✓ Permanent ou Récupérable.
- ✓ Ancrage hydraulique ou par la pression hydrostatique.
- ✓ Descendu avec le train de complétion en une seule manœuvre.

#### ➤ Tubing Hanger

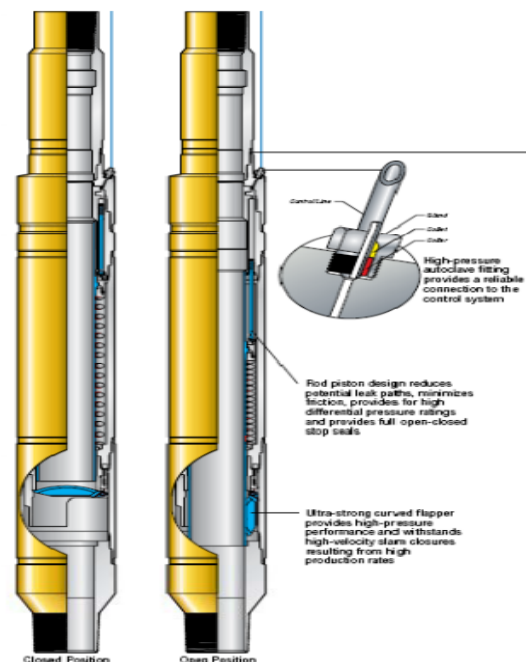
- ✓ Diamètre intérieur suffisent pour pouvoir introduire les outils de test et de control.
- ✓ Système d'encrage est intégralement métallique et récupérable.

#### ➤ Tête de puits et l'arbre de Noel

- ✓ L'estimation de pression de résistance tiendra compte des différentes opérations appliquent pendant la vie du puits.
- ✓ La bride principale (adaptateur de la Tubing Head) doit contenir une vanne manuelle principale.

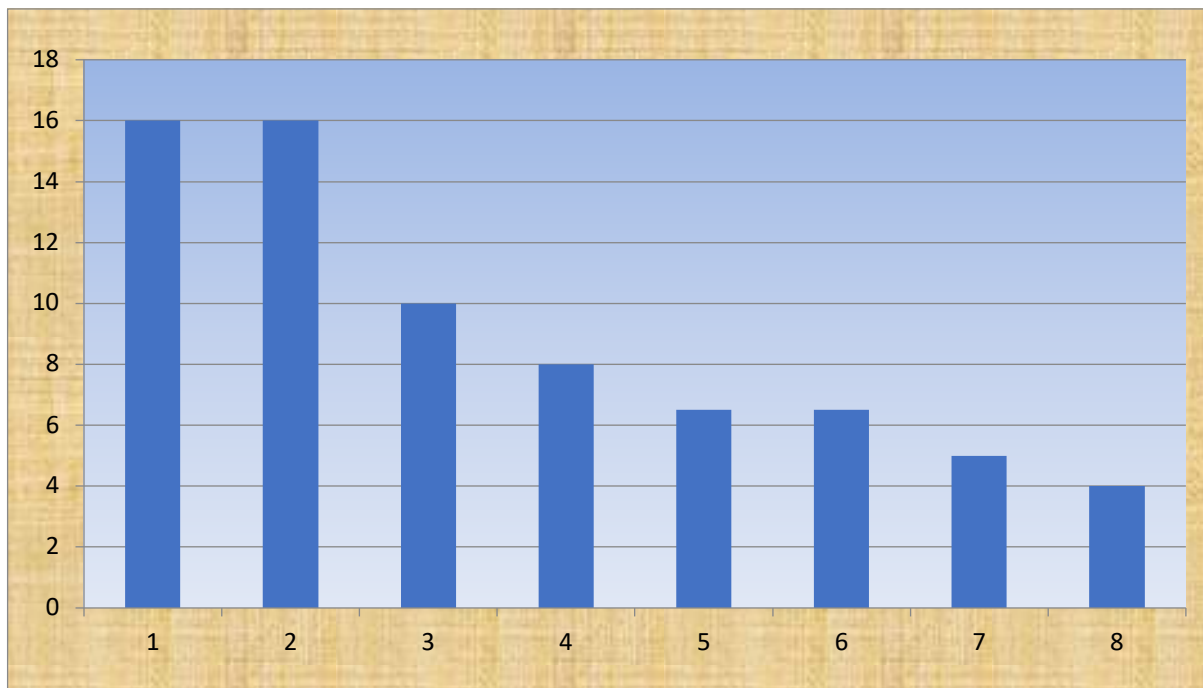
#### ➤ SCSSV

- ✓ Toujours requise.



## 12) Recherche et Développement des Puits HPHT

Voici quelques statistiques concernant les recherches et l'évolution de la technologie pour les différentes opérations dans les puits HPHT.



## XII) DIFFICULTES DES PUITES HPHT

Ci-dessous sont représentés les soucis primaires des foreurs concernant la planification des puits profonds HPHT :

### a) Faible avancement dans les formations productives

La vitesse de pénétration est l'une des difficultés principales pendant le forage des puits profonds HPHT, presque la moitié du temps de l'appareil peut être consacré pour le forage des dernières centaines de mètres. La faible vitesse d'avancement (1 à 2 m/h) et l'usure excessif des outils, sont principalement dû à l'abrasivité des formations ainsi que la résistance élevée à la pression d'écrasement des roches réservoirs.

### b) Well Control

Le contrôle du puits est l'un des soucis major pour les puits HPHT, ce souci est motivé par la fréquence élevée des venues, cela est dû à :

- Marge très réduite entre la pression de pore et le gradient de fracturation, donc une faible variation de la densité de boue peut causer soit une perte ou une venue.
- Le pistonage dans les deux sens.
- Fausse indication d'une venue par augmentation du volume de la boue à base d'huile sous l'effet d'une grande température de fond.
- Trou ballonnable à cause de la boue, Les parois du puits se délatte vers l'extérieur à cause de l'augmentation de pression pendant le pompage, et à l'arrêt de pompage, les parois du puits se contractent et retournent à leurs diamètres initiaux, et l'excès de boue est expulsé du puits.
- La diminution de la pression du fluide conduit à la libération du méthane et de H<sub>2</sub>S (sulfure d'hydrogène) qui sont solubles dans la boue à base d'huile. cela conduit à un allègement de cette colonne de boue.

### c) Effet Thermique

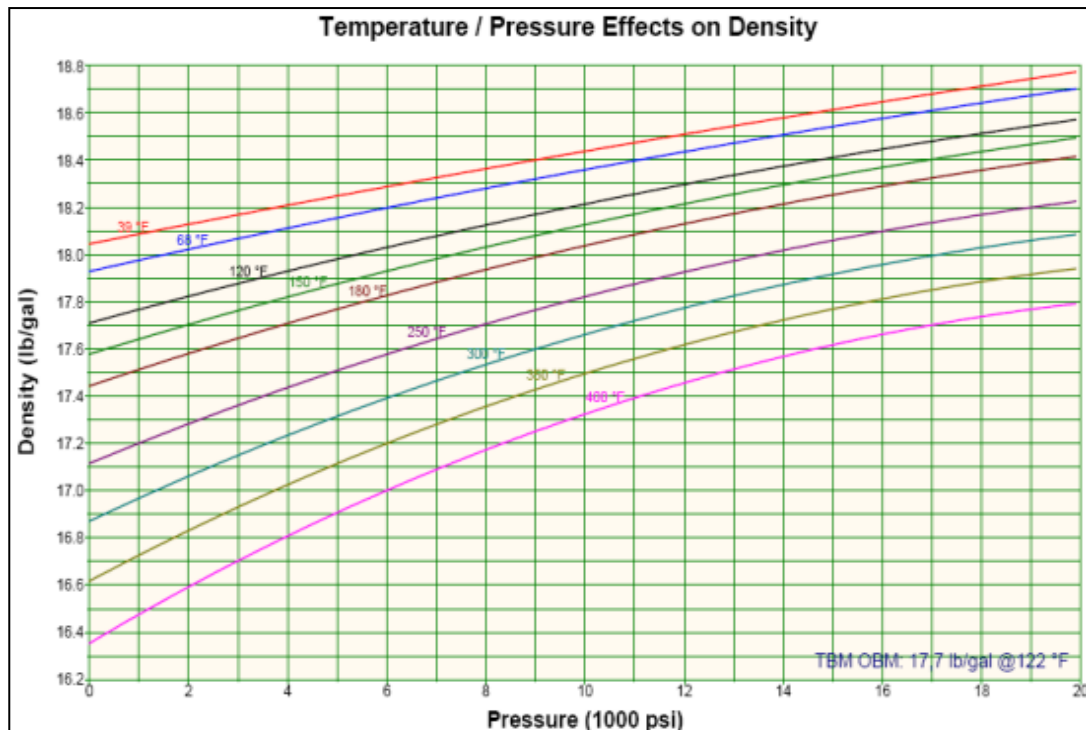
La haute température est un énorme souci pour les fluides de forage, cela est dû à ses effets sur les propriétés de la boue tel que la densité, la rhéologie, et le volume, en particulier pour la boue à base d'huile. Le poids de la colonne de boue dans un puits changera avec la distribution de la température.

### d) Effets de pression

Les variations de pression sont plus grandes dans les puits HPHT comparé aux puits conventionnels pour plusieurs raisons, les principales sont :

- La pression hydrostatique varie plus en raison de la fluctuation du poids de la colonne de boue, provoquée par l'effet de température.
- L'effet de température sur la rhéologie de la boue, varie les pressions de perte de charge.
- Les variations de rhéologie peuvent induire un régime d'écoulement transitoire entre un écoulement laminaire et turbulent, menant à des chutes de pression considérables.

La figure ci - contre illustre l'effet de température et de pression sur la densité de boue.

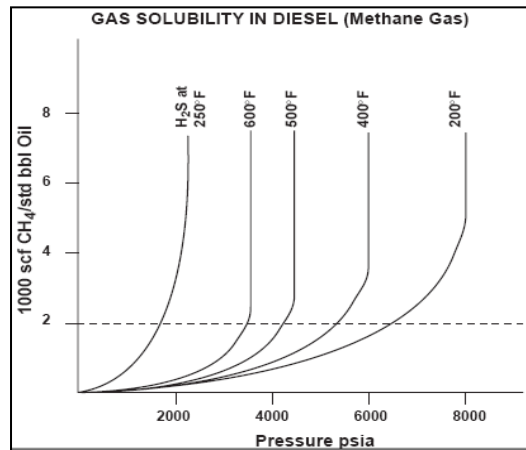


### Effets de Pression et de Température sur la densité de la boue

### e) Solubilité de Gaz dans Une Boue à base d'huile

Dans le cas d'un afflux d'eau, la détection de la venue n'est pas un problème car l'eau a une faible compressibilité et comme conséquence une augmentation de volume de puits qui sera immédiatement détecté en surface. Cependant, cela ne se produit pas dans le cas d'un afflux de gaz. Dans le fond sous des hautes pressions, le gaz occupera un petit volume dans la boue à base d'eau et comme la circulation continue, ce gaz va migrer par l'annulaire, vers la surface en se délatant, jusqu'à son volume max.

Dans le cas d'une boue à base d'huile, le scénario est empiré en raison de la solubilité élevée de gaz. En outre, la solubilité est accélérée sous les températures élevées, et en conséquence la détection de la venue sera plus difficile. Le graphe ci - contre montre la solubilité du Méthane (CH<sub>4</sub>) dans une boue à base d'huile sous l'effet de température et de pression.



**Solubilité du Méthane**

### **XIII) DYNAMIQUE DU FORAGE**

L'amélioration de l'efficacité de forage est le facteur principal afin de permettre à des opérateurs de forage d'explorer le coût efficacement des nouveaux champs récusés tels que des puits HPHT. Cette amélioration est réalisée par la réduction du NPT, et de maximiser le taux de pénétration.

Les études et les observations ont prouvé que la vibration de la garniture de forage est une cause potentielle qui réduit de manière significative le taux de pénétration, en plus c'est un contribuant significatif à NPT. En conséquence ces vibrations augmentent les coûts des opérations de forage.

Ces vibrations ont des effets néfastes sur les composant de train de sonde, ou sur les parois du puits, en particulier :

- Endommagement de l'outil.
- Endommagement de la BHA.
- Absence de la qualité des parois du trou.

#### **1) Effets des Vibrations**

##### **a) Endommagement de l'outil**

Les résultats des vibrations de la garniture sur l'outil de forage, inclue les destructions suivantes :

- Destruction des éléments de coupe (Burinage et cassage).
- Diminution de la vie de l'outil.

##### **b) Endommagement des Composants de la BHA : Ils incluent :**

- Endommagement des outils de mesure pendant le forage (MWD).
- Usure élevée des stabilisateurs.
- Détérioration des filetages des connexions des tubes.
- Usure extrême du tubage.

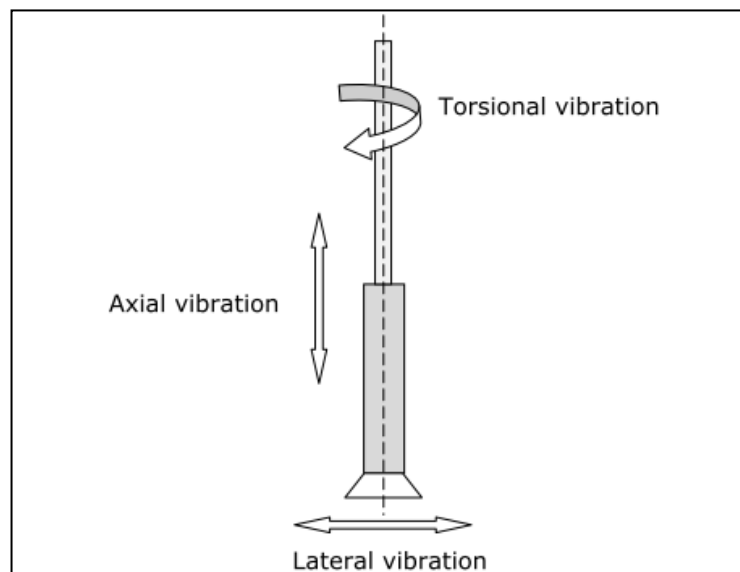
##### **c) Absence de la Qualité du Trou**

Dans le cas des vibrations excessives de la garniture, la qualité des parois du trou est directement affectée, cela est dut à :

- Présence des fractures.
- Trou spiralé.
- Trou élargi.

Il est très important d'identifier le mode de vibration et son effet. Dans l'industrie de forage, trois types primaires de vibrations de la garniture sont identifiés : Vibration axial - Vibration latéral - Vibration de torsion.

Ces trois modes peuvent se produire simultanément, ils sont illustrés sur le schéma ci – contre.



**Type des Vibrations**

## 2) Type de Vibration

### a) **Vibration Axial**

Ce type de vibrations entraîne des mouvements le long de l'axe longitudinal du train de sonde. Les vibrations axiales causent le rebondissement de l'outil qui mène à la diminution des performances de forage, la destruction de l'outil, l'endommagement de la BHA, et en conséquence, l'augmentation de la durée totale de forage. Le rebondissement est généralement rencontré avec l'outil tricône.

Les vibrations axiales sont dues à plusieurs facteurs tels que la variation de WOB, changements de la pression de boue, formations de fond trop dur... etc. Ces vibrations axiales peuvent être détectées en surface à l'aide des signes suivants :

- Grande vibration extérieure.
- Grande variation du WOB indiqué en surface.
- Activation imprévue de la coulisse de battage.
- Diminution de la vitesse d'avancement.

En outre, ces signes, ce type de vibration peut être détecté après la remonté total du train de sonde ou l'outil est endommagé (usure des dents, rupture des roulements), ainsi que le Wash out de la BHA.

### b) **Vibration Latéral**

Les vibrations latérales sont généralement désignées sous le nom d'un mouvement giratoire, qui est l'une des vibrations destructives de la garniture. L'interaction de la garniture en rotation avec les parois du puits produit des chocs par des vibrations latérales, ceux-ci produisent un trou excentrique.

Ces chocs peuvent endommager les composants de la BHA, en outre, des problèmes directionnels apparaissent au niveau des parois. Deux mouvements giratoires sont identifiés qui sont, le mouvement giratoire de l'outil et le mouvement giratoire de BHA.

- **Mouvement giratoire de BHA**

C'est un mouvement de rotation excentrique de la partie inférieure de la garniture de forage. Ces mouvements sont dus à l'engrenure des stabilisateurs en frappant les formations.

- **Mouvement giratoire de l'outil**

C'est la rotation excentrique de l'outil, dans ce cas l'outil tourne autour d'un point autre que son propre centre géométrique, cela est dû à l'interaction de l'outil avec la formation. Ce type de vibration est difficile à détecter en surface, toutefois l'outil remonté peut avoir un jeu axial provenant du mouvement giratoire.

**c) Vibration Torsionnelle :**

C'est une rotation non-uniforme de l'outil dans laquelle la rotation de ce dernier peut cesser temporairement à intervalles réguliers causant ainsi un torque périodique (apparaît ensuite s'annule) à la garniture de forage, ceci mène à une accélération de l'outil.

La rotation de l'outil diminue ou s'arrête quand la force réactive des éléments de coupes devient plus grande que l'énergie de la rotation reçue par l'outil. Le phénomène de Stick-Slip est une conséquence d'une usure étendue de l'outil, la rotation inverse, et un grand couple.

Ces types de vibrations sont causés principalement par l'interaction entre la formation et les forces de friction de la garniture de forage, la BHA. Cette situation est inquiétante dans les puits fortement déviés ainsi que les puits HPHT, ce type de vibration est détectable pendant le forage par la fluctuation de torque en surface, ainsi que par la perte de vitesse voire même le calage de la table de rotation.

#### **XIV) CONCLUSION**

Le forage et la mise en production des puits HPHT sont confrontés à des difficultés potentielles dues aux conditions dures de température et de la pression élevées. Le temps de forage des puits HPHT est de 30% plus long que celui des puits conventionnels, et leurs NPT est multiplié par un facteur de trois.

## *CHAPITRE III*

### *Les Coincements*

*« Type des Coincements »*

*« Outils de décoincement »*

*« Outils de repêchage »*



#### **4) INTRODUCTION**

Le forage d'un puits exige un train de sonde (outil, masses tiges, tiges...) pour transmettre depuis la surface les trois paramètres « Couple – Débit - Poids » nécessaire pour forer la formation. Quand le train de sonde n'est plus libre pour bouger, vers le bas et/ou vers le haut, ou tourner, la garniture de forage est coincée. Le coincement peut se produire lors du forage, des connections, diagraphie, DST ou durant toutes genre d'opération effectuée dans le puits.

#### **5) DEFINITION**

En général on peut définir un coincement comme étant un obstacle qui provoque l'arrêt du forage dont la durée est difficilement prévisible, ce qui nécessite parfois des opérations d'instrumentations. De plus, le coincement et ses opérations relatives (Instrumentation, Side track...etc) représentent la charge la plus élevée des opérations de forage en termes de NPT et de coût. Pour cette raison, quelques points devraient être considéré par des compagnies afin d'éviter ou diminuer au moins son impact considéré à l'égard des autres opérations.

Les conséquences d'un coincement sont très coûteuses, elles incluent :

- Temps de forage perdu durant l'opération de décoincement.
- Temps et coût de repêchage élevé.
- Coûts des outils abandonnés dans le trou (difficile ou trop cher à repêcher).

#### **6) CLASSIFICATION DES COINCEMENTS**

Plusieurs types de coincements peuvent apparaître au cours d'un forage à savoir :

- Coincement par pression différentielle.
- Coincements mécaniques.
- Coincements dut à la formation.

##### **3.1) Coincement Par Pression Différentielle**

###### **a) Définition**

Le coincement par pression différentielle est l'un des causes les plus communes du coincement de la garniture, qui se manifeste dans les formations poreuses et perméables.

Il est dû à une pression plus élevée dans la boue que dans le fluide de formation. Le collage différentiel se produit quand la surface des DC se repose (colle) sur la paroi de puits, cette surface des DC qui est enfoncé dans le mud-cake à une pression égale à celle de la formation.

La surface des DC qui n'est pas en contact avec la paroi du puits à une pression égale à la pression hydrostatique de la boue de forage en ce point. Ceci est montré dans la figure.1

Quand la pression hydrostatique ( $P_h$ ) dans le puits est plus haute que la pression de formation ( $P_f$ ) une force nette apparait collant les DCs avec la paroi du trou.

###### **b) Signes Précurseurs**

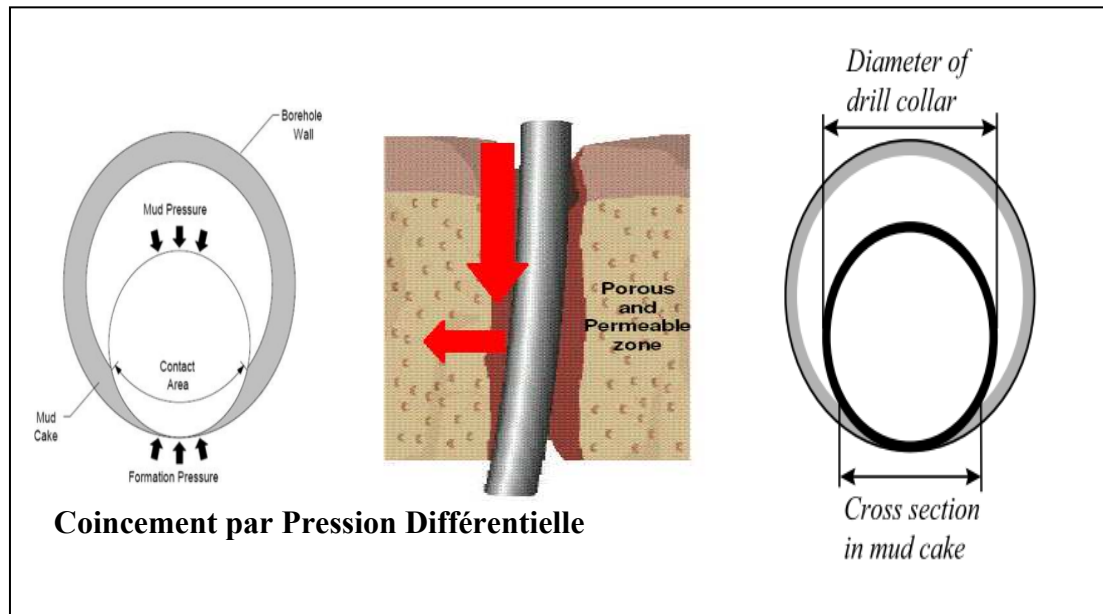
- Traction augmente pendant la connexion.
- Augmentation de la Traction et du Torque après un temps d'arrêt de la garniture.
- Traction diminue après un Back-Reaming.

###### **c) Signes de coincement**

- Circulation normale.
- Absence de rotation et de translation.

#### d) Actions préventives

- Réduire le temps d'immobilisation de la garniture.
- Contrôle régulier de la densité.
- Améliorer les propriétés de filtration de la boue.
- Utilisé une BHA courte pour réduire l'intervalle de contact (Introduire des HWDP, DC spiralés).



### 3.2) Coincement dû à la Formation

Ce genre de coincement est associé aux formations instables ou bien rendues instables une fois traversées par le forage. Il existe plusieurs variétés de coincements dus à la formation à savoir :

#### 3.2.1) Formation Non-consolidés

##### a) Définition

Les formations mal-consolidés retombent dans le fond du puits une fois forés, cela est dû à une mauvaise cimentation des grains ou des particules constituent la roche de la formation traversées.

##### b) Signes Précurseurs

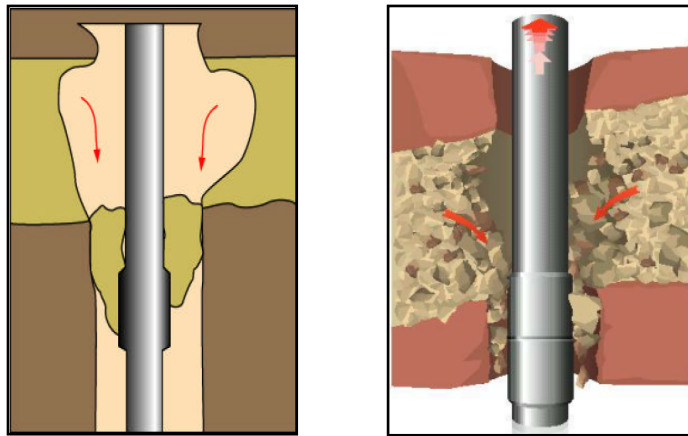
- Augmentation du Torque (chute des déblais)
- Augmentation significative de pression.
- Augmentation de la viscosité (boue chargée par les déblais)
- Légère traction pendant la connexion.

##### c) Signes de coincement

- Circulation limitée ou impossible.
- Faible coincement après démarrage ou arrêt des pompes.

##### d) Actions Préventives

- Identifier du sable au niveau des tamis.
- Utiliser une boue à Gel élevé.
- Surveiller la pression de pompe avec attention.



### Formations Non-Consolidés

#### 3.2.2) Formations Réactives

##### a) Définition

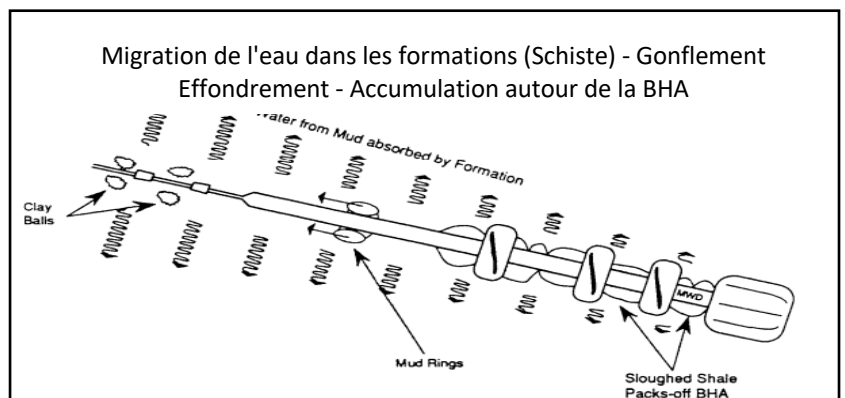
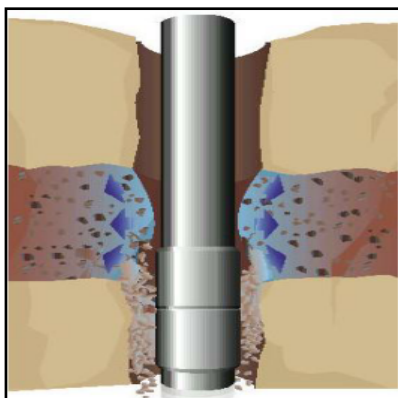
Les différentes formations ont un degré différent d'absorption de l'eau. Il est ainsi important de comprendre les caractéristiques des formations qui ont et seront forés. L'utilisation des boues à base d'eau entraînent la filtration de ce dernier dans ces formations (généralement Schistes), les gonfler ensuite les affaiblies. En conséquence, De gros morceaux du schiste se détache et tombe dans le puits, s'accumulent en quantité suffisante pour remplir l'espace annulaire en bloquant la BHA.

##### b) Signes Précurseurs

- Grands blocs de schiste hydraté au niveau des tamis.
- Augmentation de la pression.
- Augmentation du Torque (le gonflement a réduit le diamètre du trou).
- Augmentation des caractéristiques rhéologique de la boue (YP, PV).

##### c) Signes de coincement

- Perte de circulation



### Coincement dans les Formations Réactives

### 3.2.3) Formations Mobiles

#### a) Définition

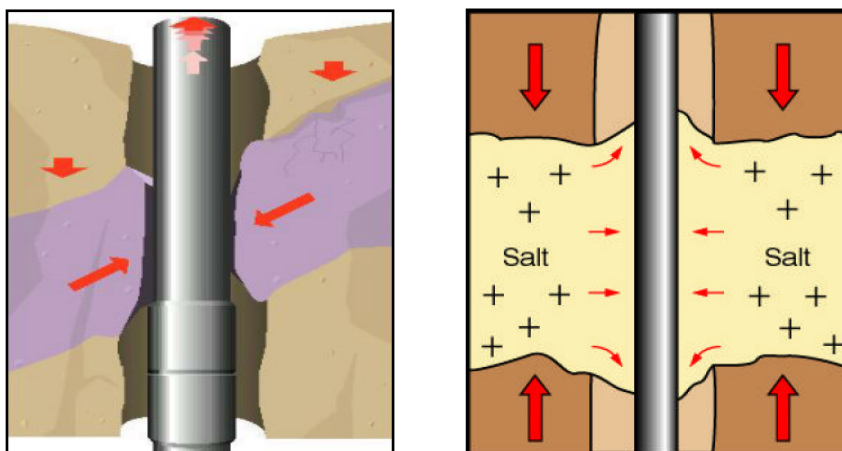
Les formations mobiles se comportent d'une façon plastique en dessous des surpressions, le résultat de leur mobilité est le rétrécissement du diamètre du puits. Le mécanisme de déformation de ces formations survient souvent lors du forage des sels causé par l'insuffisance de densité utilisée.

#### b) Signes Précurseurs

- Enrichissement de la boue en chlorure.
- Grande traction pendant la remonté et un grand WOB pendant la descente.
- Augmentation de la pression des pompes.

#### c) Signes de coincement

- Léger coincement après l'arrêt des pompes.
- Rotation possible avec un Torque élevé.



Formations Mobiles

### 3.2.4) Formations Géo Pressurisées

#### a) Définition

Se sont généralement des argiles, pressurisées, dont la pression de pore est plus grande que la pression hydrostatique, et quand l'outil de forage traverse ces formations, un effort additionnel alors est appliqué à la roche et la formation dans ce cas tendra à s'ébouler dans le puits causant ainsi le coincement.

Les formations Géo pressurisées sont plus généralement provoquées par des phénomènes géologiques tel qu'une sous compaction. En utilisant une densité de boue insuffisante ; l'argile compressée se fracture et s'éboule dans le puits.

#### b) Signes Précurseurs

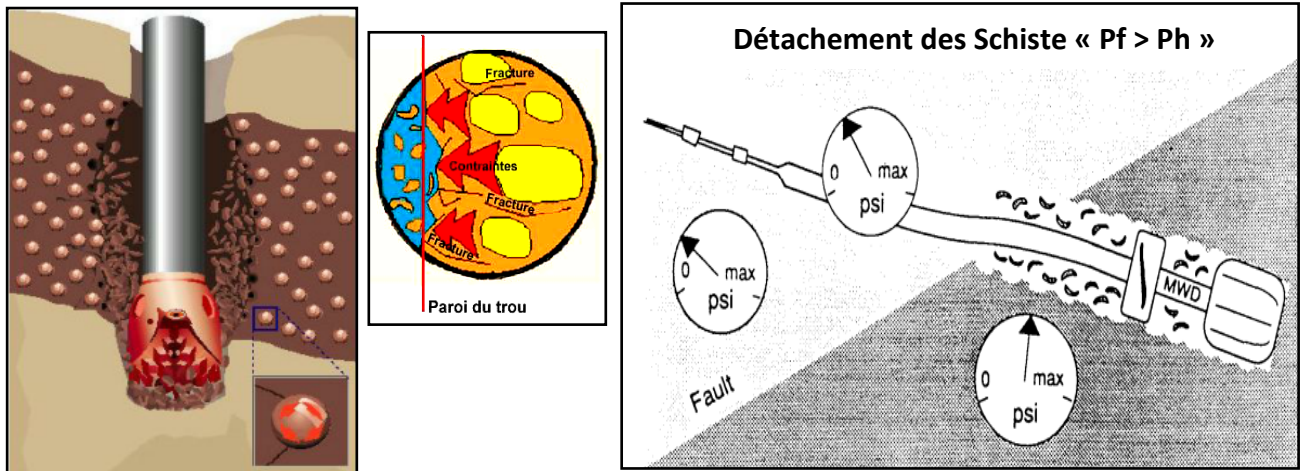
- Augmentation du ROP dans les premiers mètres forés.
- Augmentation du torque et des frottements lors des connexions.
- Solides non hydratés au niveau des tamis.
- Augmentation possible du Background Gaz (gaz de fond libéré par les cuttings forés).

#### c) Signes de coincement

- Circulation limitée ou impossible.
- Léger coincement après l'arrêt des pompes.

#### d) Actions Préventives

- Prévoir avec plus d'exactitude les tendances des pressions des pores (exemple Dexp).
- Ajuster la densité de boue au droit de ces formations.



#### Formations Géo Pressurisées

#### 3.2.5) Formations faillées – Fracturés

##### a) Définition

Un système de rupture normal dans une roche peut souvent être situé près des défauts géologiques ou dans les zones qui activent tectoniquement.

La roche près des défauts peut se cassée en grands ou petits morceaux. Ces derniers peuvent tomber dans le puits et bloquent la garniture. Et pendant leurs tombés sur la BHA, ils provoquent des vibrations qui se transmises le long de la garniture. Ces vibrations affectent les parois des puits et par conséquent l'écroulement de ces dernières.

##### b) Signes Précurseurs

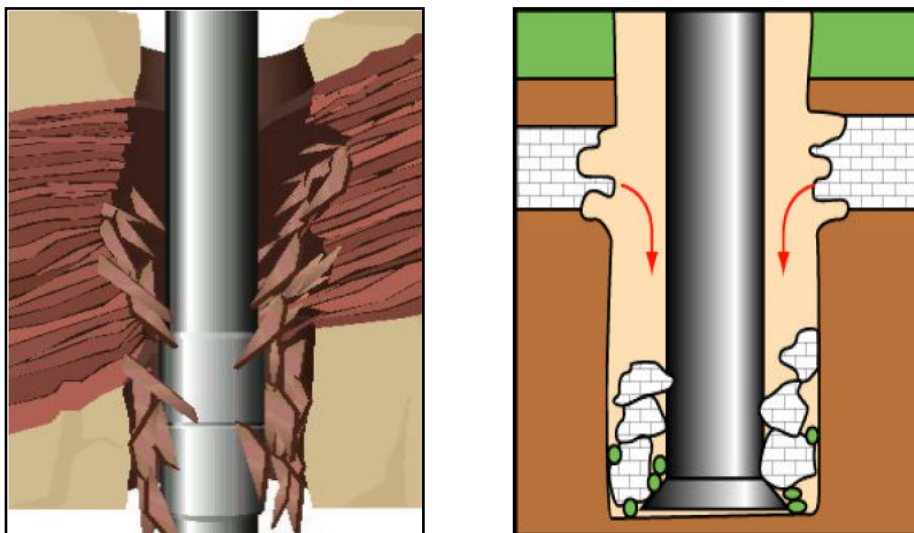
- Possibilité de gain ou de perte de circulation.
- Augmentation de la pression.

##### b) Signes de coincement

- Probablement un collage instantané.
- Circulation limitée ou impossible.

##### c) Actions Préventive

- Minimiser les vibrations de la garniture.
- Manuvres à vitesse réduites en face des formations suspectées fracturés.
- Alésage avec précaution.



### Formations faillées – Fracturés

#### **3.2.6) Formations à Contraintes Tectoniques**

##### **a) Définition**

L'instabilité des parois des puits survient pendant le forage des formations soumises à des contraintes élevées, et en conséquence la force de la contrainte tectonique est supérieure à la force hydrostatique de la boue. Les efforts tectoniques s'accroissent dans les secteurs où la roche est comprimée due au mouvement de la croûte terrestre. La roche dans ces secteurs est entourée des pressions générées par le mouvement des plaques tectoniques. Quand un trou est foré dans une zone régie par des efforts tectoniques élevés, la roche autour des parois du puits s'écrase en formant des vides. Dans le cas des formations à contrainte tectonique ; la pression hydrostatique exigée pour stabiliser les parois du puits peut être beaucoup plus haute que la pression de fracturation des autres formations.

Tout en forant des formations fortement soumises à des contraintes, le puits tend à changer sa forme arrondie en raison des forces naturelles des contraintes maintenues autour du puits ainsi que la pression exercée par le fluide de forage.

##### **b) Signes Précurseurs**

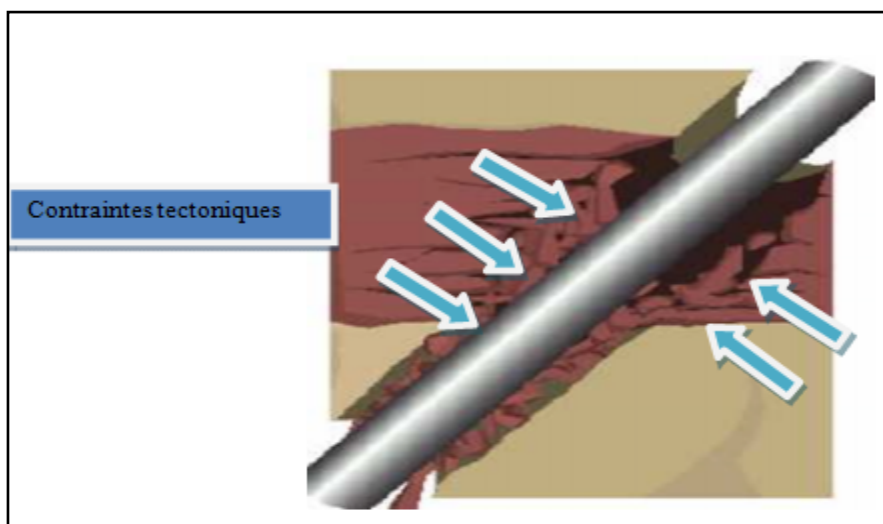
- Augmentation du Torque.
- Débris des roches éclatés au niveau des tamis.
- Les retombés causés par les forces tectoniques (piques de torque).
- Augmentation de volume de sortie (relative au volume des caves nouvellement formés).

##### **c) Signes de coincement**

- Circulation limitée ou impossible.
- Perte de mouvement de translation de la garniture.

##### **d) Actions Préventives**

- Minimiser le temps d'exposition du découvert.
- Augmenter la densité de la boue si possible.
- Circuler un bouchon haute densité.



### Formations à Contraintes Tectoniques

#### 3.2.7) Nettoyage Inadéquat

##### a) Définition

Dans les puits déviés, les découpages où les déblais s'accumulent dans le bas du trou forment ainsi ce que on appelle un lit de solides collent. La BHA devient donc collée dans ce lit de solides. Ce scénario début avec l'arrêt des pompes, durant ce temps d'attente les déblais présents dans la boue du puits, devient compactes autour de la BHA. Il y a plusieurs raisons pour que ces cuttings ne soit pas en dors du puits, (faible débit annulaire, boue inadéquate, temps de circulation insuffisant, traitement mécanique inapproprié).

**NB :** Dans les puits d'inclinaison de 40 à 65° le lit de découpages glissera en bas du trou. Ceci peut se produire pendant ou à l'arrêt de pompage. Dans les puits fortement déviés (> 65°) les cuttings s'installent en dépit de grand débit. Ceci est connu comme **Avalanche**.

Un lit de cuttings de 10% du diamètre de trou semble assez inoffensif.

##### b) Signes Précurseurs

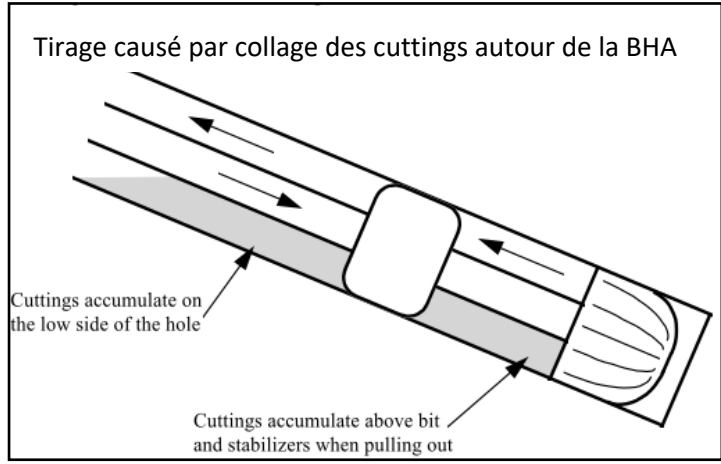
- Insuffisance des cuttings sur les tamis.
- WOB irrégulier.
- Changement de pression imprévisible.
- Plus de tirage lors de la remonté dans les puits.

##### c) Signes de coincement

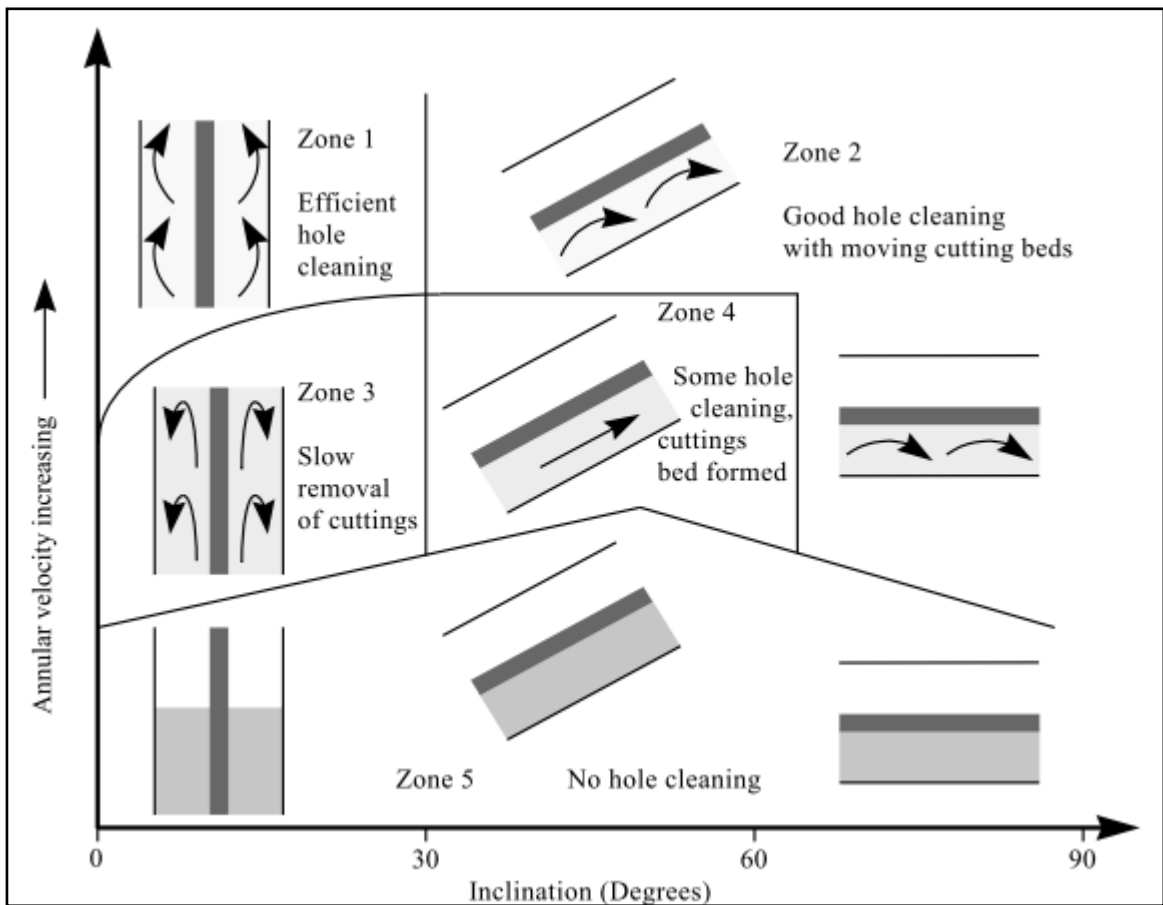
- Léger coincement après l'arrêt des pompes.
- Perte de circulation.

##### d) Actions Préventives

- Circulation avant la manœuvre.
- Maximiser la vitesse de remonté dans l'annulaire.
- Optimiser les propriétés de boue.



**Coincement Par Mauvais Nettoyage**



**Modèle d'écoulement des déblais dans les puits déviés**

**3.3) Coincement Mécanique**

Le coincement mécanique se développe en raison d'absence de la géométrie, soit des parois du trou ou de la garniture. Les causes de ces coincements sont très diverses et pas toujours faciles à identifier, nous ne retiendrons que les principales.



### 3.3.1) Trou de Serrure (Key-Seat)

#### a) Définition

Il se produit tandis que la garniture est en contact avec les parois du trou dévié, ou quand la sévérité de Dogleg dépasse les limites. Le (TJ) de la tige frotte contre la paroi crient ainsi une gorge (cannelure) de diamètre presque égal à celui du Tool-joint. Lors de la remonter ce dernier ne peut pas passer à travers et si ainsi un coincement survient.

#### b) Signes Précurseurs

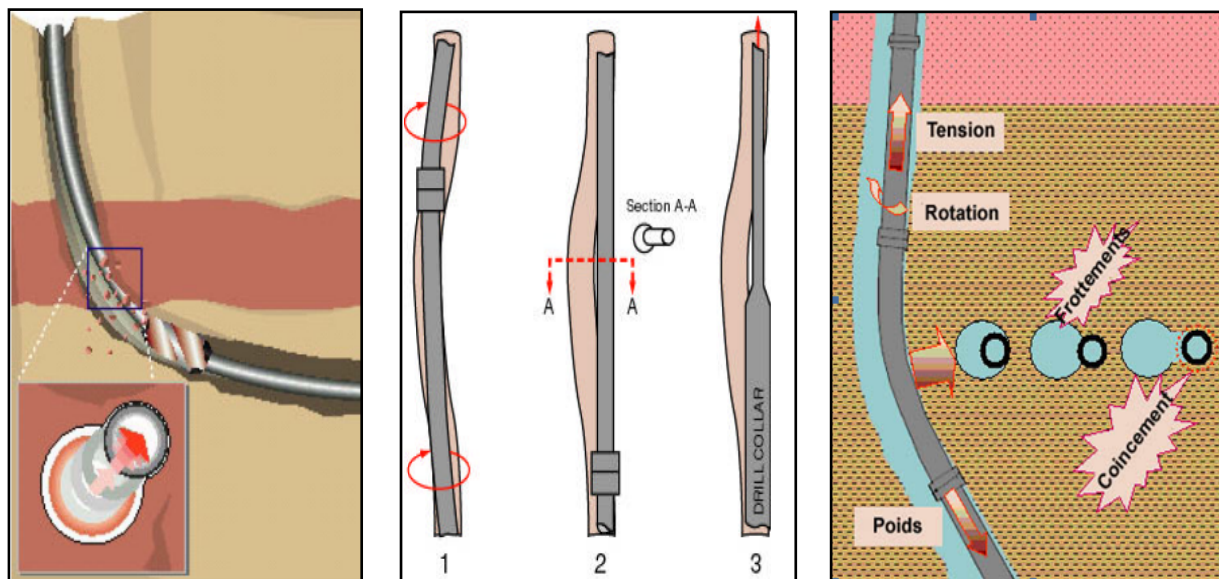
- De nombreux D-legs
- Traction irrégulière et répétée au niveau du TJ pendant la manœuvre.

#### c) Signes de Coincement

- Accrochages vers le haut et descente libre au niveau du Key Seat.
- Circulation Normale.

#### d) Actions Préventives

- Eviter les dogleg sévères.
- Incorporer dans la BHA un Key Seat Wiper.



**Coincement Par Key Seat**

### 3.3.2) Diminution du diamètre nominal du Trou

#### a) Définition

Après forage d'une section abrasif, l'outil à tendance à perdre son diamètre nominal, le même cas aussi pour les stabilisateurs, le résultat est un trou de diamètre inférieur à celui prévu. Pour cela la nouvelle BHA descendu dans la section réduite se coince à ce niveau.

#### b) Signes Précurseurs

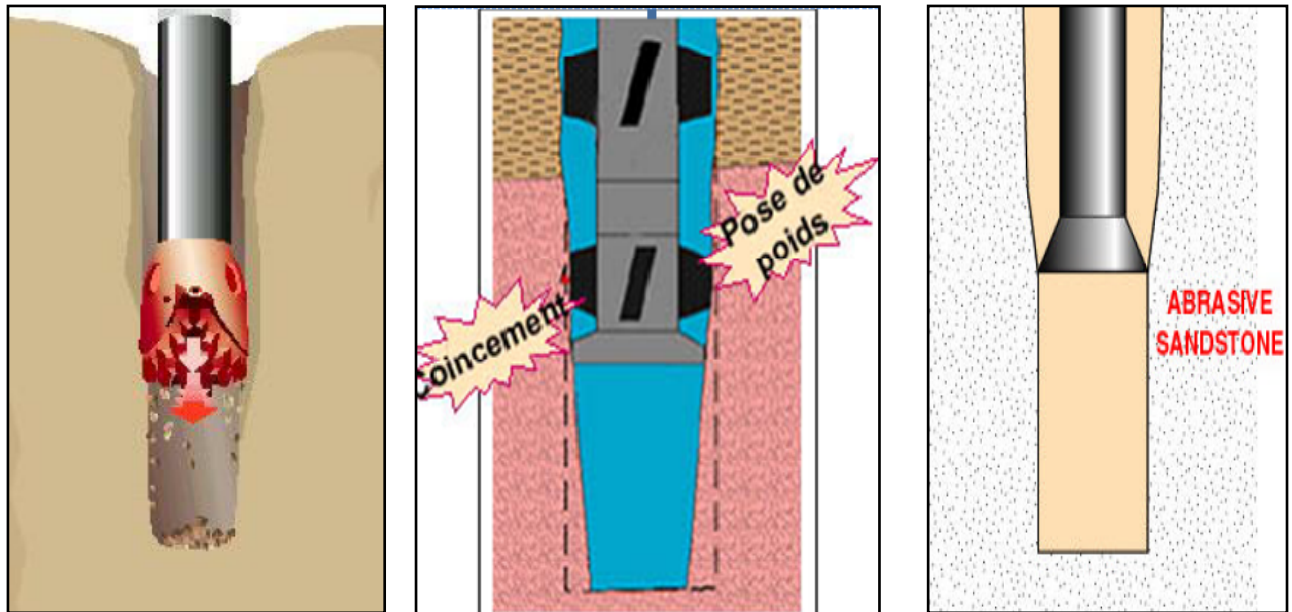
- Diamètres réduits d'outil et des stabilisateurs remontés.
- Diminution du ROP.
- Circulation légèrement restreinte.

#### c) Signes de Coincement

- Descente non libre au niveau restreint

#### d) Actions Préventives

- Identifier les formations dures et abrasives.
- Descendre lentement et en rotation avec la BHA.
- Pratiquer un alésage du trou.



#### Diminution du diamètre Nominal du Trou

#### 3.3.3) Tubage Collapsé

##### a) Définition

Si la pression de la formation dépasse celle d'écrasement de tubage, un collapse surviendra. Aussi dans le cas où la durée de résistance à l'écrasement n'est pas longue. Cette dernière raison est causée soit par une usure et/ou une corrosion qui diminue son épaisseur et par conséquent sa résistance à l'écrasement.

##### b) Signes Précurseurs

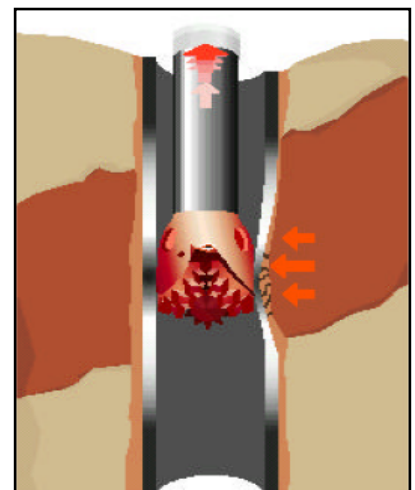
- Résultat du Caliper.

##### d) Signes de Coincement

- La BHA se coince pendant la descente.

##### e) Actions Préventives

- Bonne cimentation.
- Utilisation des inhibiteurs de corrosion dans la boue.



#### Tubage Collapsé

#### 3.3.4) Coincement dû au Ciment

On distingue deux types de coincements causés par le ciment :

## 1) Green Ciment (Ciment tendre)

### a) Définition

Dans certains cas issus d'un mauvais calcul de la cote du Top du ciment, la garniture se coince à l'intérieur de ce dernier par inadvertance. Il faut savoir que ce top risque de se trouver plus haut que prévu, la prise prématurée de ce volume de ciment peut être causé soit :

- Pistonnage vers le bas par la BHA qui engendre une surpression à ce volume.
- Tentative de circuler en bas de ciment tendre (compaction du volume de ciment).

### b) Signes Précurseurs

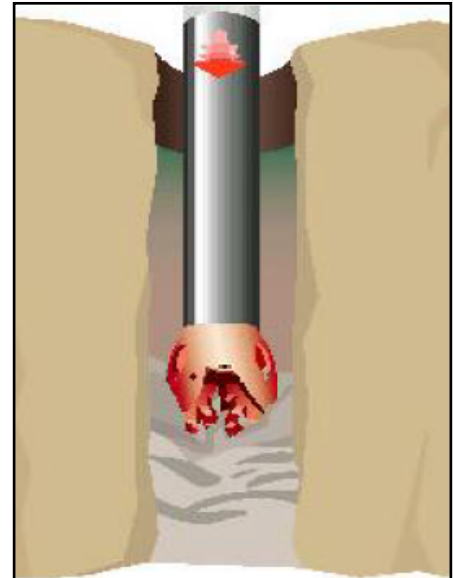
- Augmentation de la pression des pompes à cause de l'incapacité de circuler.
- Diminution du poids de la garniture.
- Diminution soudaine de Torque.
- Décoloration de la boue par le ciment tendre.

### c) Signes de Coincement

- Circulation impossible.
- Diminution peu à peu de la rotation et du mouvement de translation.

### d) Actions Préventives

- Connaître avec précision le temps de prise du ciment.



### Ciment Tendre

- Commencer la circulation au-dessus du Top du ciment avec (2) longueurs pour les grands diamètres et (3-4) longueurs pour les petits diamètres.
- Ne compter pas toujours sur l'indicateur du poids pour confirmer le top du ciment.
- Si une diminution de poids de la garniture est observée, remonté (02) longueurs, et redescendre en circulation.

## 2) Ciment Blocks (Ciment en Blocs)

### a) Définition

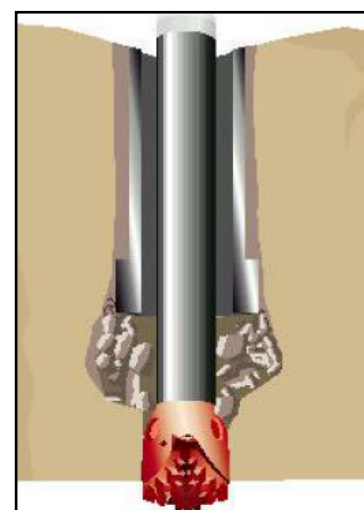
Ce mécanisme se produit normalement quand le ciment dur devient instable autour du sabot de tubage ou dans le découvert. La garniture devient bloquée dans le trou par des blocs de ciment tombant autour de la garniture.

### b) Signes Précurseurs

- Changement soudain du Torque.
- Grands fragments de ciment sur les tamis.

### c) Signes de Coincement

- Absence de mouvement de Translation.



Ciment Block

### d) Actions Préventives

- Attente suffisante avant de reprendre le re-forage du ciment.
- L'utilisation des additifs de fibre dans le ciment pour augmenter son adhérence.

### 3.3.5) Chute de Ferraille et Objet Divers

#### a) Définition

C'est tout objet étrange provenant depuis la surface, ou de la destruction d'un élément de la garniture du puits, et dans la finalité se trouve dans le puits. Cela conduit malheureusement dans la plupart des cas à un coincement. Cet incident est dû généralement à un mauvais ménage du planché, en outre le trou n'est pas couvert.

#### b) Signes Précurseurs

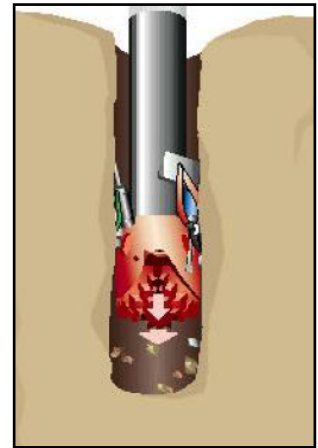
- Un travail de réparation (maintenance), récent sur le plancher.
- Copeaux de métal sur les tamis.
- Couple soudain et irrégulier.

#### c) Signes de Coincement

- Léger coincement après la présence de l'objet dans le trou.
- Circulation normale.

#### d) Actions Préventives

- Encourager le bon ménage du plancher et l'inspection régulière des appareils de manutention.
- Maintenir le trou couvert à tout moment.

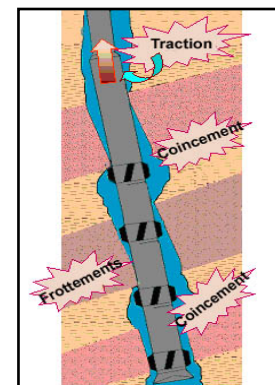
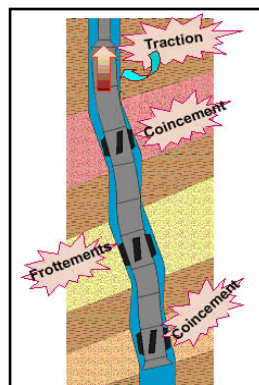
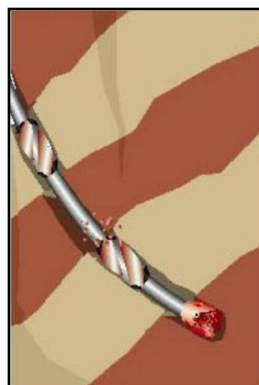


**Ferrailles dans le Trou**

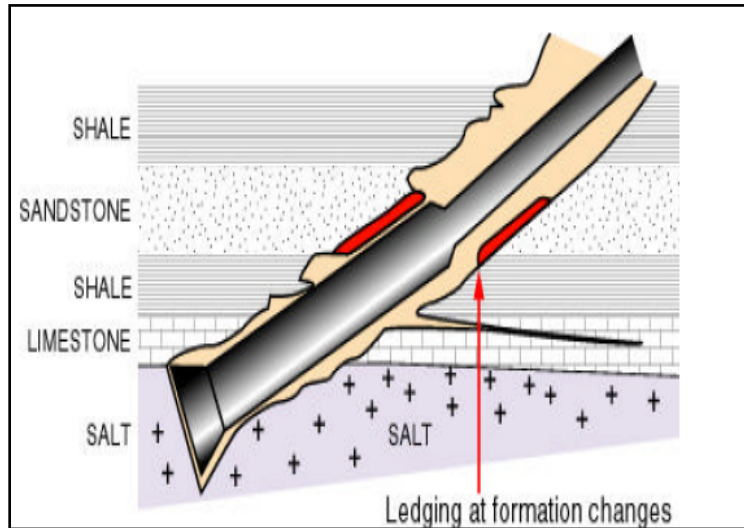
### 3.3.6) Géométrie des Parois

#### a) Définition

- **Ledges** : La trajectoire du puits passe à travers plusieurs types de roches de variété différente. Un ledge alors se développe entre les couches de duretés différentes. Les écarts de trajectoire peuvent aussi se produire à une échelle beaucoup plus petite, à la limite, sur une hauteur correspondant à celle des épaules de l'outil. Le cas le plus typique est le forage d'une "brèche" dans le cap-rock d'un dôme de sel, il s'agit d'une accumulation de blocs hétéroclites de forabilité très distincte (sel, dolomie, argile, anhydrite, etc...). L'outil ripe vers la zone la plus tendre et crée des micros dog-legs.
- **Doglegs** : Les écarts de trajectoire, en puits verticaux, peuvent être provoqués involontairement par une garniture mal choisie, avec des paramètres de forage non adaptés. Ceci entraîne une variation d'inclinaison et/ou d'azimut en formant un coude. Si ce coude ou "dog leg" est assez important, il peut provoquer de très sérieuses difficultés au passage de l'outil et des stabilisateurs.



**Dog-Legs et Ledges**



**Formation des Ledges aux limites des formation**

### 3.3.7) Trou Spirale

#### a) Définition

Un trou spirale peut causer un coincement, surtout dans formations compactes et consolidées tel que les **Quartzites d'el Hamra**. Causé probablement par un harmonique qui est à l'origine soit d'un déséquilibre ou d'une incompatibilité des paramètres de forage.

#### b) Signes Précurseurs

- Augmentation soudaine du Torque.
- Traction irrégulière à la même profondeur.
- L'enregistrement des diagraphies.

#### c) Signes de Coincement

- Absence du POOH.
- Circulation est possible.

#### d) Actions Préventives

- Diminuer la vitesse de descente de la garniture avant l'intervalle des Dog-legs.
- Éviter la circulation prolongée à travers des formations tendres intercalées.

## V. Introduction

Lors des opérations de forage, un coincement peut survenir, ce dernier rend la continuité de forage impossible, pour cela il est indispensable de connaître avec précision les circonstances du coincement.

Dans cette partie, nous allons aborder les différents processus ou techniques mises en place afin d'y remédier.

## VI. Le Battage

Le battage s'effectue à l'aide de la coulisse de battage. Dans le cas où la garniture est coincée sous la coulisse, cette dernière permet de développer une force d'impact à partir de l'énergie potentielle que représente la garniture libre au-dessus (libre relativement à la course d'ouverture). Cette force, susceptible de libérer la partie coincée, peut être appliquée vers le haut ou vers le bas. Dans ce but, les constructeurs ont étudié divers systèmes, et cela a donné naissance à plusieurs familles de coulisses de forage.

La coulisse est considérée comme un trait d'union entre la garniture libre et la garniture coincée. Constitué de deux pièces coulissant l'une dans l'autre : celle de plus faible diamètre appelée "mandrin" et celle de plus fort diamètre appelée "corps de coulisse". Les coulisses sont conçues pour restituer, l'énergie accumulée.

Cette énergie peut être de nature mécanique (ressorts) ou hydraulique (bain d'huile).

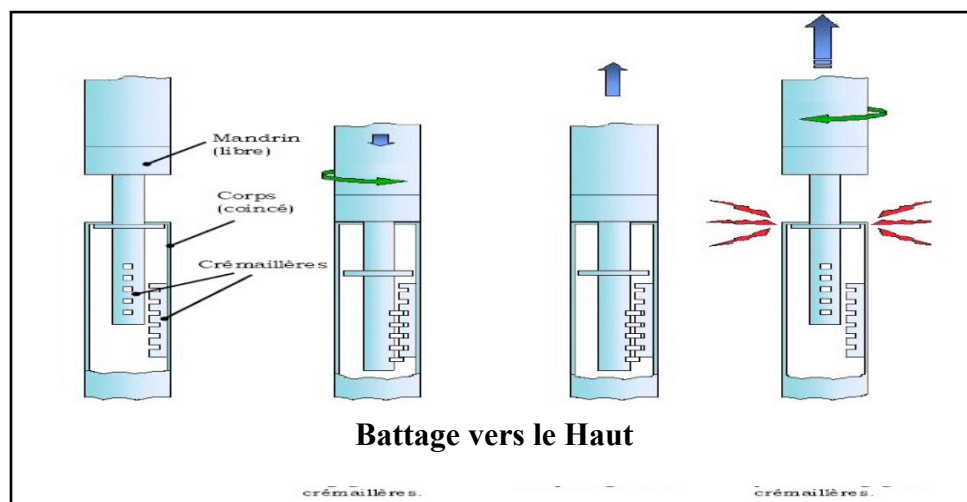
Une coulisse peut être descendue en position ouverte (coulisse en tension), en position fermée (coulisse en compression) ou en position intermédiaire (position neutre). On rencontrera donc deux types de coulisses :

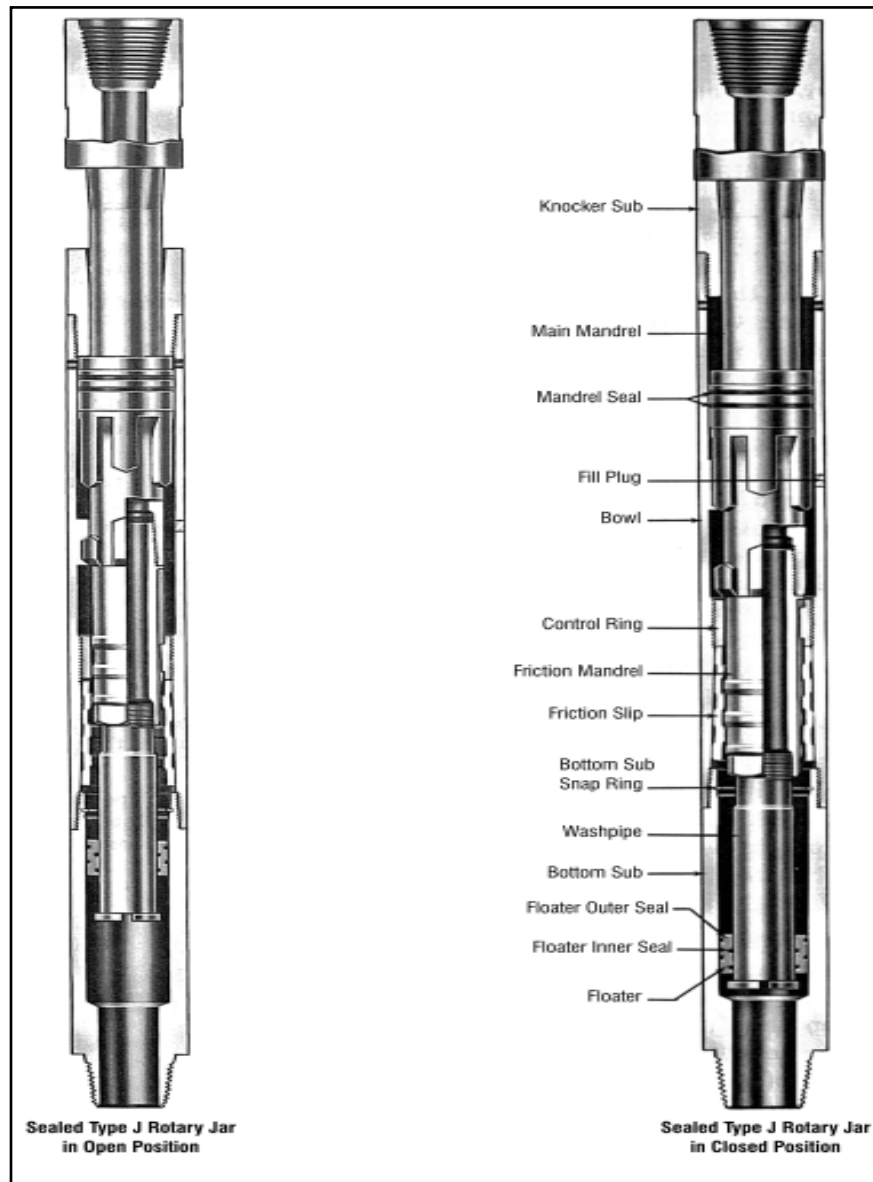
### a) Les coulisses mécaniques

Ces outils sont robustes et de conception simple, facile à entretenir et peu onéreux. Ce système est plus souple que le système hydraulique. En plus, c'est le seul système mécanique qui peut battre à différents niveaux de contraintes.

Le mandrin et le corps comportent chacun une crémaillère à denture droite. En cas de coincement, et si l'on désire battre vers le haut, il faut fermer la coulisse, en tournant à gauche pour engager les crémaillères, appliquer la traction désirée et activer la coulisse en transmettant du couple à droite. Les deux crémaillères se désolidarisent et le battage vers le haut se réalise.

Pour battre vers le bas, il faut ouvrir la coulisse, tourner à gauche pour engager les crémaillères, appliquer du poids dans les limites désirées et activer la coulisse en transmettant du couple à droite. Les deux crémaillères se désolidarisent et le battage vers le bas se réalise.





### Coulisse Mécanique dans les deux Positions

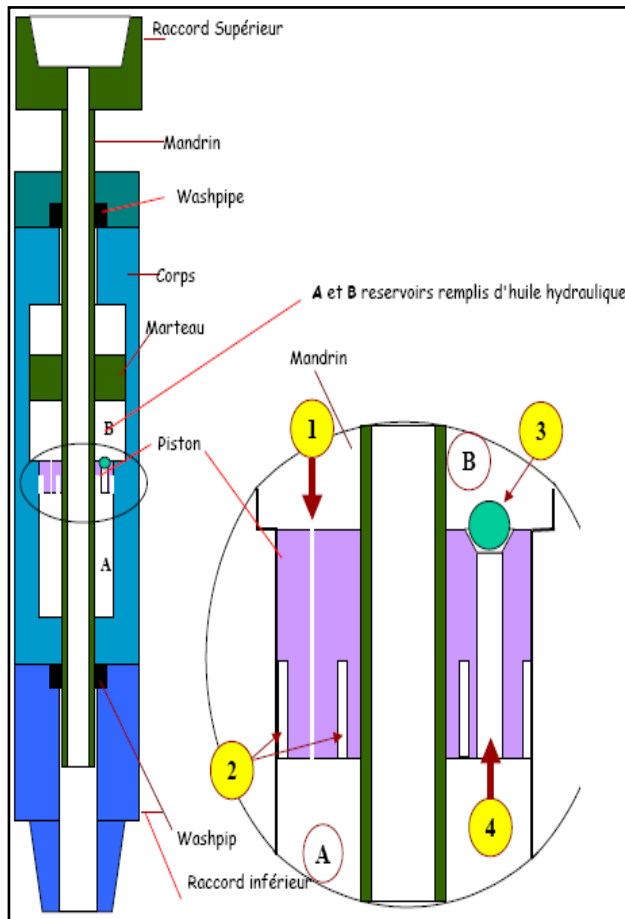
#### **b) Les coulisses hydrauliques**

Une coulisse hydraulique se compose d'un mandrin intérieur et d'un corps extérieur délimitant deux chambres remplies d'huile. Suivant la position du mandrin, l'huile circule librement d'une chambre à l'autre ou, au contraire, elle est forcée de passer par une restriction limitant son débit.

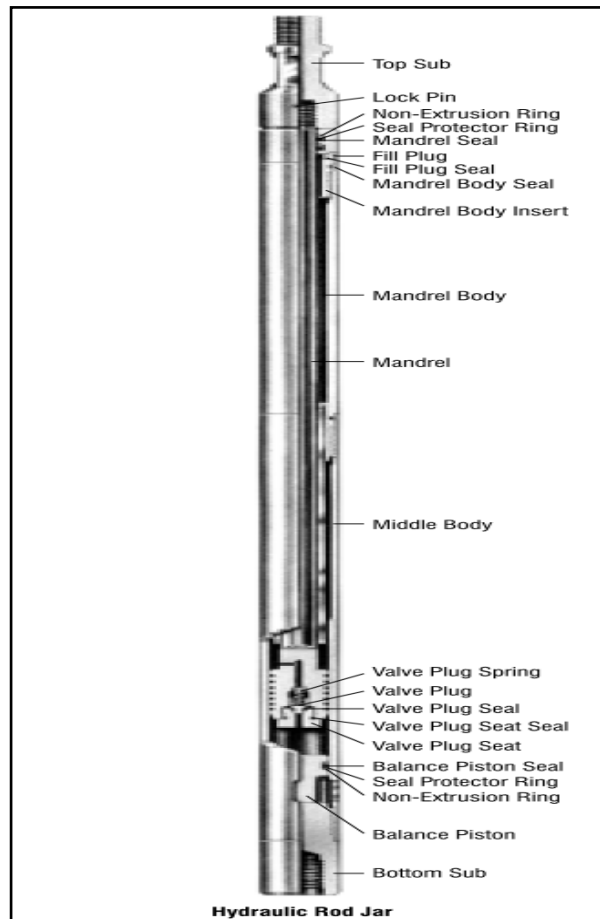
Pour battre vers le haut, une traction est appliquée sur la coulisse qui doit être au préalable en position fermée ou intermédiaire, l'huile de la chambre inférieure est comprimée et passe à faible débit dans la deuxième chambre par la restriction ; la coulisse est armée.

Lorsque le mandrin atteint une certaine position, le fluide passe librement et la pression s'égalise instantanément dans les deux chambres permettant au marteau de frapper violemment l'enclume.

L'intensité du choc est proportionnelle à la masse en mouvement et au carré de la vitesse quand le marteau frappe le corps ( $1/2 mv^2$ ), il faut donc optimiser le poids des masses tiges afin d'obtenir le maximum d'énergie.



**Principe de Fonctionnement**



**Composition de la Coulisse**

### c) Sens de Battage

La plupart des coulisses permettent de battre dans les deux sens. Le battage vers le haut, produit généralement un choc plus violent que le battage vers le bas.

Pour que le battage soit efficace, il est important de bien identifier la cause du coincement pour choisir le sens le mieux adapté au problème. En effet, une erreur de sens peut aggraver la situation.

D'une façon générale, lorsque le coincement se produit en cours du déplacement de la garniture, il faut battre dans le sens opposé à ce déplacement. On peut retenir les règles de base suivantes :

- Coincement en remontant : battage vers le bas.
- Coincement en descendant : battage vers le haut.
- Coincement par chute d'objet dans l'espace annulaire : battage vers le bas.
- Coincement dans un trou de serrure (key seat) : battage vers le bas.
- Collage par pression différentielle : choisir le sens le mieux adapté à la garniture. Tâter le terrain en essayant dans les deux sens. Dès qu'un progrès se manifeste dans un sens, continuer à battre avec la puissance maximum dans ce sens.
- Coincement dans des formations mobiles : battage vers le haut.
- Coincement à l'ajout de tige dans des formations éboulantes : battage vers le haut.



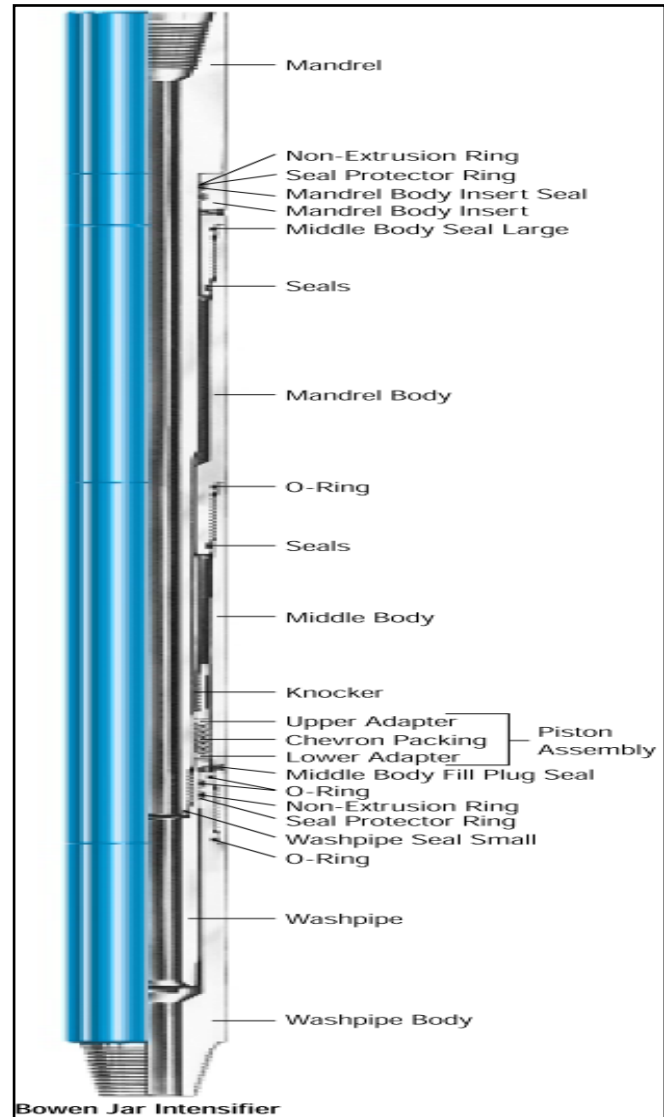
#### d) L'accélérateur de Battage

Il est utilisé en conjonction avec une coulisse pour améliorer l'efficacité du battage. C'est un puissant ressort qui s'ouvre lorsqu'il est sous tension et qui absorbe le coup quand la coulisse bat. Il est particulièrement utile dans les puits peu profonds, quand l'allongement possible de la garniture est minimum car sa course se substituera ou complétera l'élongation des tiges, et permettra à la coulisse de travailler correctement et en trou profond quand les frottements réduisent la puissance de battage.

Par ailleurs il a un rôle d'amortisseur car le gaz ou le fluide comprimé (azote) constitue un excellent amortisseur, c'est appréciable pour la garniture et pour l'appareil de forage.

##### ➤ Positionnement

Les amplificateurs de battage sont surtout utilisés pour battre vers le haut. Ils sont placés au-dessus de la coulisse, généralement dans les tiges lourdes ou à la jonction entre les tiges lourdes et les masses-tiges.



Accélérateur de Battage

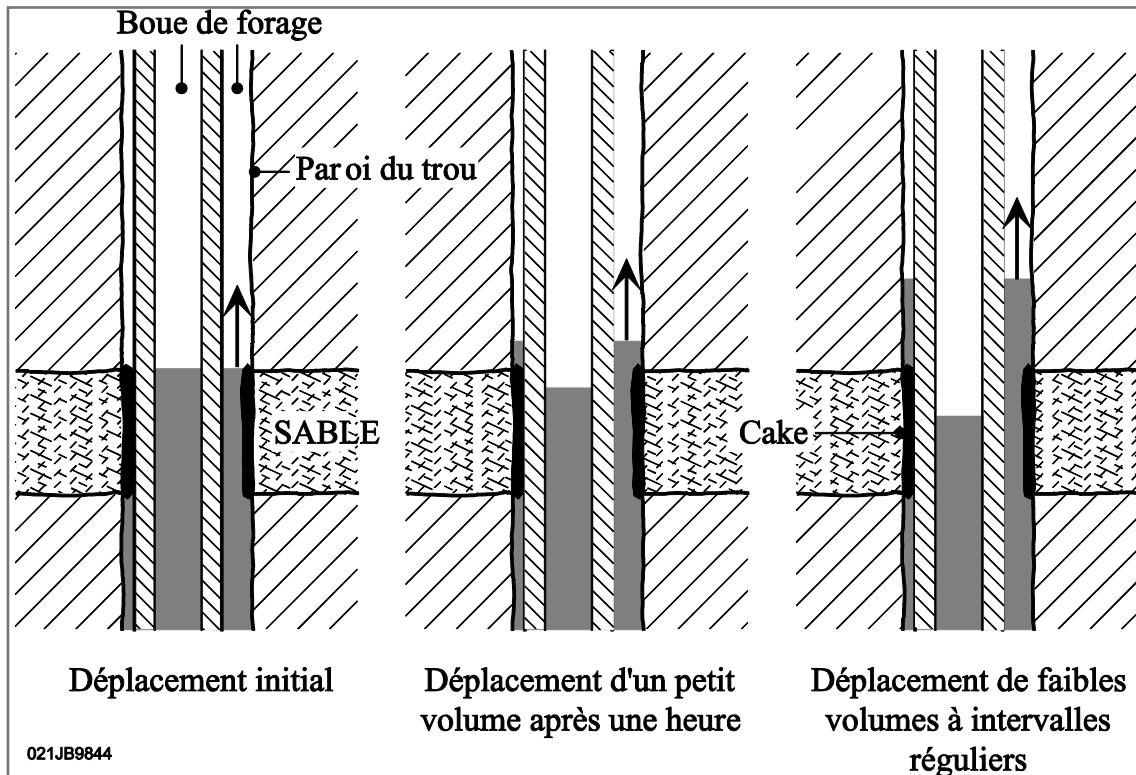
#### VII. Injection d'acide

Ces bouchons seront mis en place au droit de la zone du coincement pour imprégner le cake et seront progressivement déplacés dans l'espace annulaire. Le principal but de ces bouchons est de fragiliser le cake et d'abaisser le coefficient de friction  $C_f$ .

En cas d'un coincement au droit d'une formation carbonatée (exp Turonien), ce dernier peut être résolu par l'injection de bouchons d'acide chlorhydrique dilué à 15 %, et qui seront déplacés à un débit d'autant plus élevé que la teneur en calcaire de la formation est élevée.

##### Remarque

- Si la garniture se libère, on continue les opérations comme prévu, sinon on refait un autre bouchon d'acide comme précédemment.
- Le volume utile d'acide à pomper dépend de l'épaisseur de la formation à dissoudre sur une longueur donnée, sachant qu'il faut 12,269 m<sup>3</sup> d'acide dilué à 15 % pour dissoudre 01 m<sup>3</sup> de calcaire.



### Mise en place et déplacement du bouchon

#### VIII. Dévisage « Back-Off »

Lorsque les essais de décoincement ne donnent aucun résultat, il faut procéder au dévisage (Back off) de la partie libre de la garniture. Il existe deux méthodes pour dévisser une garniture coincée :

- Dévisage à l'explosif (Back off).
- Dévisage Mécanique.

##### a) Dévisage à l'explosif

#### Principe

L'ensemble de la garniture étant soumis à un couple à gauche, le dévisage du joint choisi est favorisé par les vibrations provoquées par une explosion déclenchée au niveau de ce joint.

L'explosif est descendu au bout d'un câble conducteur qui permet ensuite de déclencher électriquement la mise à feu à partir de la surface.

Le back off est une opération délicate et dangereuse et les chances de succès sont souvent faibles.

##### b) Dévisage Mécanique

En fait, le dévisage mécanique qui consiste à appliquer un couple à gauche n'a aucune chance de succès sur un poisson dont les joints sont bloqués au maximum.

#### Inconvénient

- Opération délicate, le point de dévisage est incertain ;
- Nécessite l'application d'un couple à gauche important, supérieur au couple de blocage à droite.

## c) Recommandations Sur le Back-off

### 1) Back-off Mécanique

- Lors de calcul du point neutre, il faut tenir compte des frottements de la garniture avec les parois du puits causés par des Dog-leg.
- Le déblocage de la partie libre de la garniture se fait au-dessus de la coulisse.

### 2) Coupe à l'explosif

- Pour que l'opération de coupure avec l'explosif soit réussite ; il faut que la valeur de tension soit nécessaire et ne dépasse pas la limite d'élasticité de l'élément plus fragile de la garniture.
- L'identification de l'élément à couper est obligatoire pour faire le meilleur choix de la charge de l'explosif.

### 3) Les coulisses de forage

- La coulisse doit être correctement positionnée. Elle ne sert à rien si elle se trouve sous le point de coincement, mais pour cela il faut tout d'abord déterminer la position du point de coincement.

## IX. Mesures d'allongement

### a) Extensomètre :

Cette méthode mesure l'allongement de la garniture coincée, et qui donne une connaissance approximative du point de coincement, mais permet d'anticiper sur le programme et le matériel nécessaire pour l'intervention après dévissage.

#### Formule de calcul

La formule suivante permet de déterminer la longueur L :

$$L = \frac{26.75 \cdot m_{DP} \cdot \Delta l}{(T_2 - T_1)}$$

$\Delta l$  : Allongement différentiel correspondant à la variation de traction exprimé en **cm**.

$l_2$  : Allongement produit par la traction **T<sub>2</sub>** exprimé en **cm**.

$l_1$  : Allongement produit par la traction **T<sub>1</sub>** exprimé en **cm**.

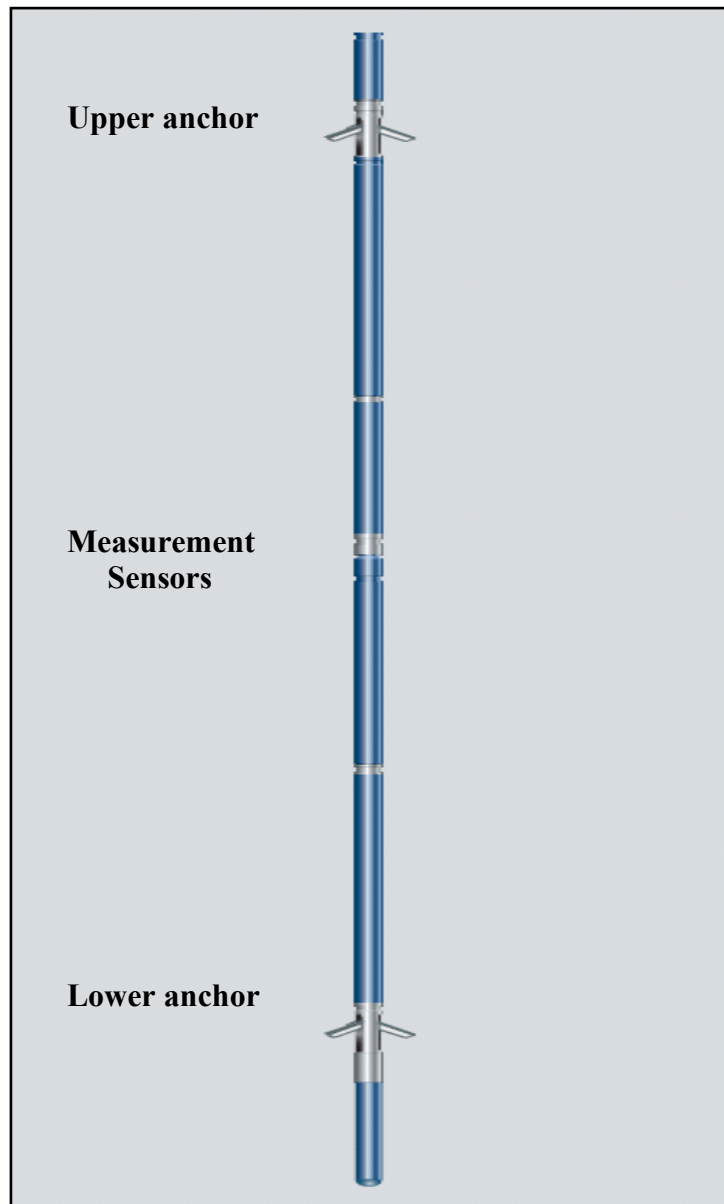
$m_{DP}$  : Masse linéaire des tiges exprimée en **kg/m**.

**L** : Longueur de tiges libres exprimée en **m**.

**(T<sub>2</sub> - T<sub>1</sub>)** : Variation de traction appliquée sur la garniture exprimée en **kdaN**.

### b) Indicateur de point de coincement (Stuck point Indicator Tool)

L'outil mesure l'allongement et la torsion des tiges de forage soumises à une traction et à un couple appliqué en surface. Le point de coincement est localisé à l'endroit où, à la fois, la traction et le couple ne sont plus transmis.



**Outil pour déterminer le point de Coincement**

## VIII. Introduction

Le terme instrumentation désigne les opérations non programmées dans un puits mettant en œuvre des instruments spécifiques permettant le rétablissement à la normale de la situation propice pour la continuation du programme.

L'instrumentation est devenue un art et une science, pour retirer du trou des équipements cassés ou coincés ou des matériaux de petites dimensions.

Dans cette partie on va citer les différents instruments utilisés pour la réalisation d'une opération d'instrumentation.

Il existe beaucoup de types d'outils de repêchage. Le choix de l'outil dépend du type de poisson, libre ou coincé, l'état de sa tête, et si le trou est tubé ou en découvert.

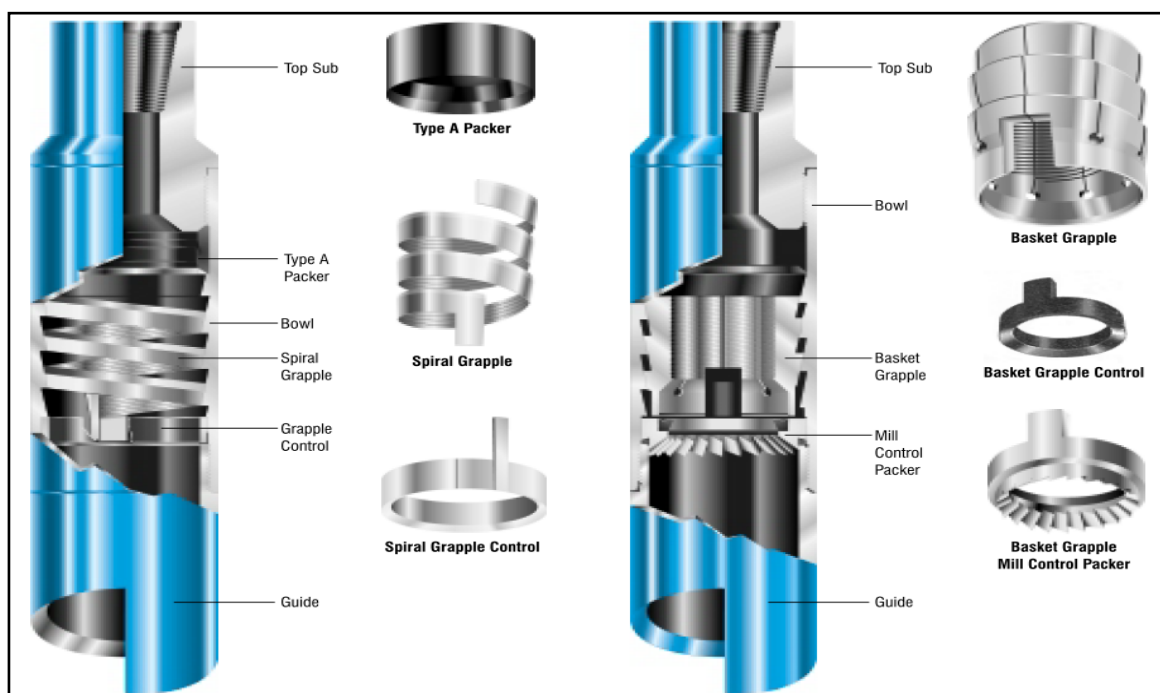
## IX. Outils à prise externe

### 1) L'Overshot

Lorsque la tête de poisson ne comporte pas de filetage (rupture), le meilleur outil de raccordement est l'Overshot. Sa résistance à la traction est comparable à celle du train de tige, par contre, son étanchéité et sa résistance au couple à gauche sont limitées.

L'outil est constitué de trois parties :

- Le top sub qui permet de raccorder l'Overshot à la garniture de repêchage.
- Le corps de l'Overshot qui comporte intérieurement une partie hélicoïdale conique semblable à un gros filetage à gauche. Cette portée hélicoïdale peut recevoir deux systèmes différents de prise :
  - **Spiral Grapple** : C'est un ressort en forme d'hélice utilisé pour des poissons ayant un diamètre extérieur proche de la prise maximum de l'overshot (exp DC).
  - **Basket Grapple** : C'est un cylindre segmenté utilisé quand le diamètre extérieur du poisson est au moins 1/2" plus petit que la prise maximum de l'overshot (exp DP).
- Le guide qui sert à faciliter la prise du poisson.



## Overshot

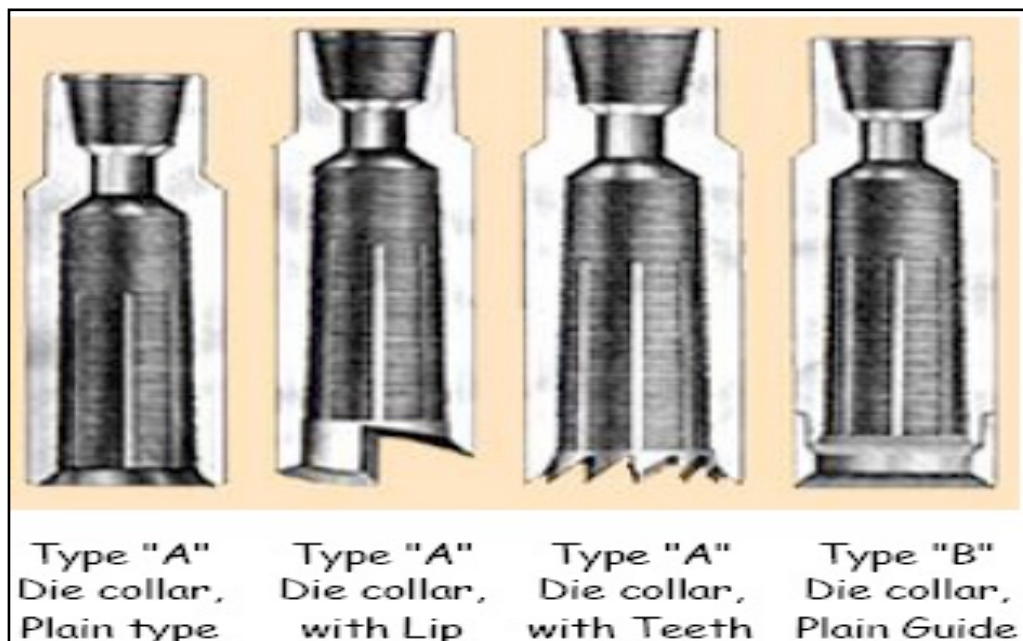
### ➤ Mode opératoire

- L'Overshot sera équipé d'un spiral grapple ou d'un basket grapple d'un diamètre correspondant à celui du poisson.
- Environ un mètre au-dessus du poisson, circulé en manœuvrant doucement pour nettoyer la tête du poisson.
- Stopper la circulation (certains gardent un débit de circulation faible), descendre doucement en tournant lentement à droite pour coiffer le poisson.
- Lorsque le poisson est coiffé (on doit constater une légère diminution de poids et une augmentation de la pression de refoulement si la circulation a été maintenue), arrêter la descente et la rotation.
- Dégager lentement tout en surveillant le poids. La traction a pour effet de contracter le grapple et de le coincer entre le poisson et le corps de l'Overshot (plus la traction sera importante, plus le poisson sera accroché). La remontée se fera sans rotation.

### 2) Les Cloches taraudées (Die Collar)

Cet outil a été pratiquement remplacé par l'Overshot car il supporte très peu de traction, son emploi est limité à quelques cas particuliers :

- Tête de poisson présentant un diamètre extérieur trop grand pour la prise de l'Overshot.
- Tête de poisson trop abîmée pour être coiffé avec un Overshot.



### Cloches Taraudées (Die Collar)

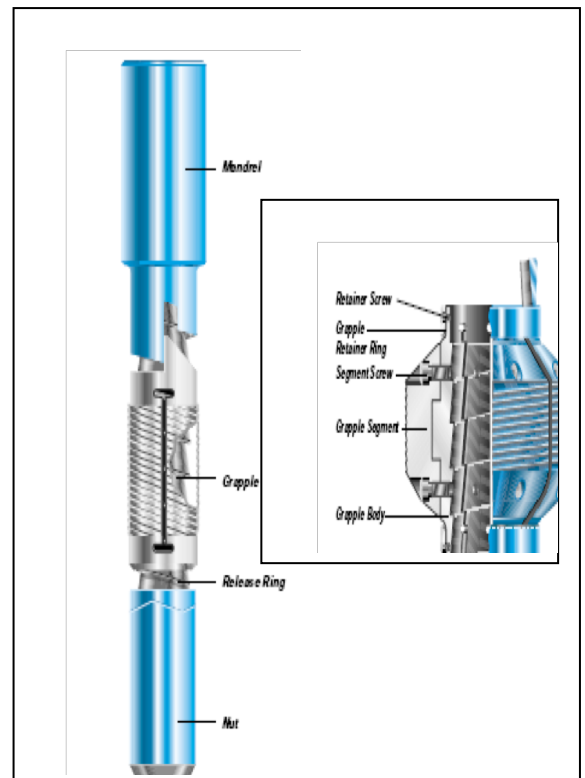
## X. Outils à Prise Interne

### 1) Releasing Spear

Ils sont utilisés pour s'engager à l'intérieur du poisson tel que des tiges, casing et tubings, ils fournissent une large surface de contact entre le poisson et les segments de coin.

### ➤ Mode opératoire

- Au top du poisson, descendre doucement, jusqu'à s'engager dans le poisson, puis tourner lentement à gauche pour mettre le grapple en position de prise (au moins 1 tour). Cela permet de désengager les pattes et les doigts des coins.
- Pour relâcher le poisson, battre vers le bas avec le Bumper sub, et tourner 2 à 3 tours à droite pour remettre les coins en position rétractée, et remonter lentement.
- Si le Spear ne se libère pas, une autre méthode consiste à battre vers le bas, puis tourner lentement tout en remontant la garniture.



### Releasing Spear

#### 2) Les Tarauds

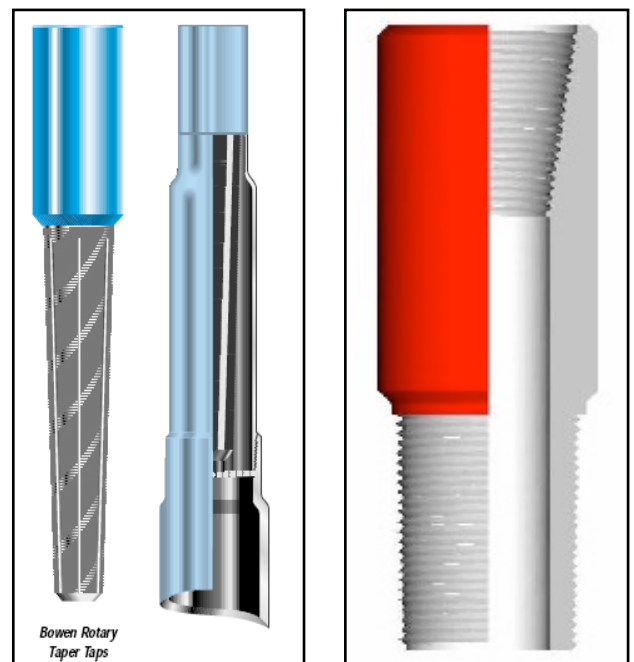
Ils sont construits d'une seule pièce avec un filetage conique durci par traitement thermique. On distingue deux types :

- **Les tarauds Longs (Taper Tap)**

Généralement utilisé pour le repêchage des masses tiges, il doit être mis en œuvre toujours avec un joint de sécurité et une coulisse. Le diamètre intérieur d'un taraud est toujours trop petit pour laisser passer l'outil de back-off, c'est son inconvénient.

- **Les tarauds Courts (Pin Tap)**

Les pin-taps sont utilisés pour mordre dans les Tools joints d'un poisson (DC, DP). Ils ont un diamètre intérieur supérieur aux Taper-Tap, donc permettant plus facilement le passage des outils Wire-line.



**Taper Tap**

**Pin Tap**

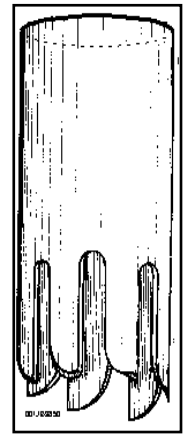
### XI. Outils de Repêchage de Ferraille

#### a) Araignée « Spider »

C'est le plus ancien outil utilisé pour repêcher de la ferraille (molettes, etc.). Elle devra comporter des doigts suffisamment longs découpés selon une spirale à gauche et légèrement pré-pliés vers l'intérieur afin de faciliter la fermeture en rotation à droite.

➤ **Mode opératoire**

- Descendre l'araignée avec précaution au-dessus du poisson.
- Circuler abondamment avec une rotation très lente pour nettoyer le fond,
- Arrêter la circulation et appuyer progressivement de 5 à 10 kdaN tout en maintenant la rotation, l'araignée se refermera alors petit à petit.
- Ensuite, arrêter la rotation et assurer la "prise" en posant 5 à 10 kdaN supplémentaires (pour s'assurer de la fermeture totale des dents).
- Le train de repêchage doit être constitué d'un nombre suffisant de longueurs de masses-tiges pour appliquer une vingtaine de kdaN sur le fond.

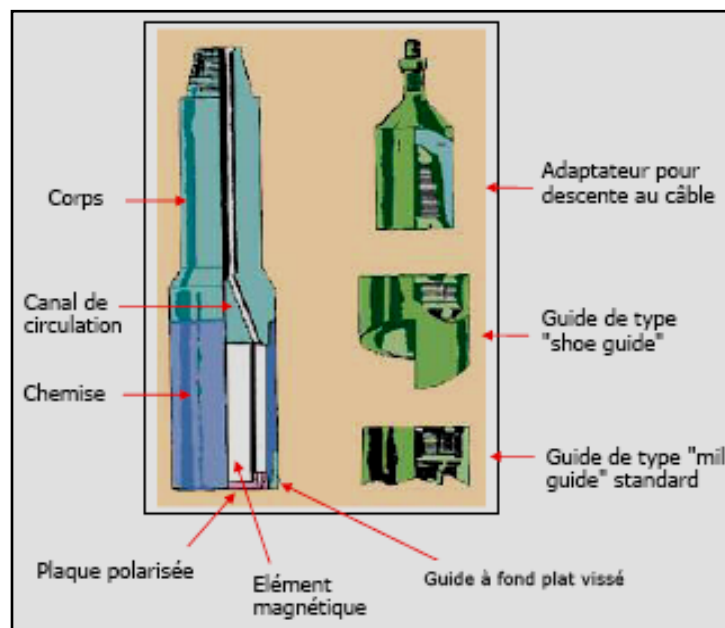


**Araignée**

**b) Aimant « Fishing Magnet »**

Utilisé surtout pour repêcher un nombre limité d'éléments magnétiques présentant une surface plane et de dimensions nettement inférieures au diamètre du trou tels que masse, peigne, molettes retournées, etc....

Cet équipement peut être descendu au câble ou au bout de la garniture. La descente avec la garniture, bien que plus longue, permet de circuler.



**Fishing Magnet**

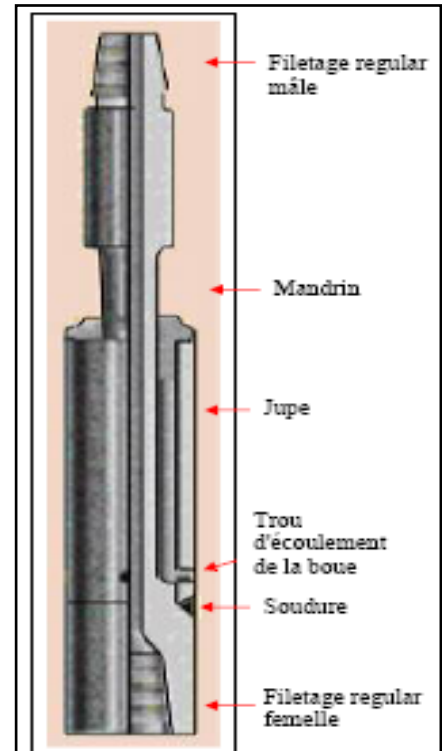


### c) Panier à Sédiments « Junk sub »

Ils sont utilisés en fraisage, ou passe d'aimant pour récupérer les morceaux de ferraille trop lourds pour remonter en circulation. L'outil à un mandrin et une jupe surdimensionnée soudés ensemble à la partie inférieure qui forment entre eux un espace annulaire. En circulation la vitesse de remontée de la boue diminue au-dessus de la jupe et ainsi la retombée des cuttings lourds est facilitée. La jupe comporte des trous pour laisser s'écouler la boue.

#### ➤ Procédure

On le place au-dessus de l'outil de fraisage, ou de l'aimant. De plus il est conseillé de modifier le débit et d'arrêter la circulation une à deux minutes en manœuvrant la garniture pour aider à piéger les cuttings lourds.



### d) Carottier de Repêchage « Junk-Basket »

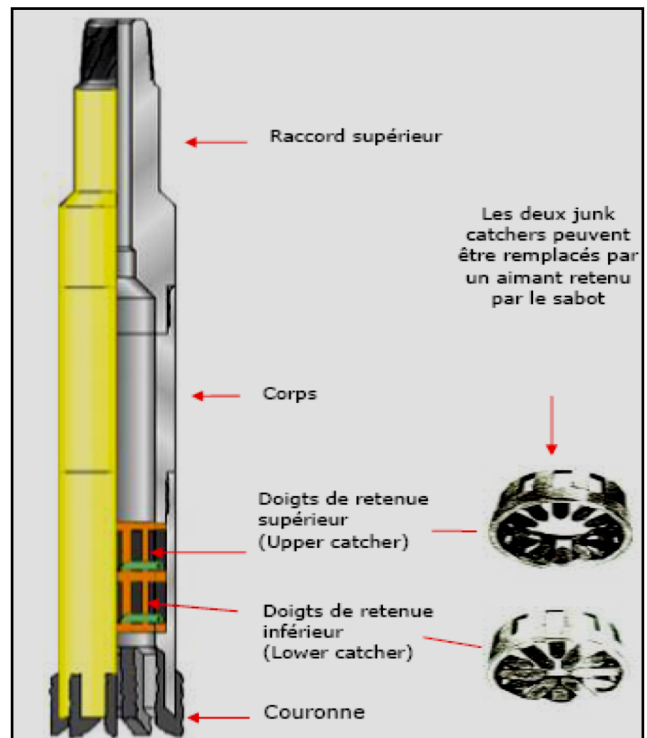
On distingue trois types:

#### 1) Junk-Basket Standard

Il est utilisé pour récupérer en général des éléments de formes diverses tels que molettes d'outils, masses, marteaux, bras d'outil, éléments de clef, etc..).

#### ➤ Procédures

- Arriver sur le fond en circulation et rotation pour nettoyer et permettre aux dents de la couronne d'accrocher les éléments du "poisson" et de changer leur position pour les amener à rentrer à l'intérieur du carottier.
- Si une carotte est prise, elle risque de boucher l'outil et dans ce cas la remontée s'effectuera avec les tiges pleines. Dans tous les cas de figure la remontée doit se faire sans tourner la garniture.



**Junk-Basket standard**

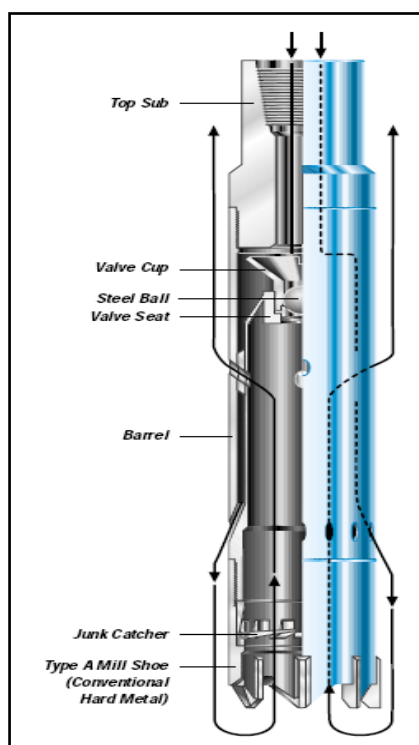
## 2) Reverse-Circulation-Junk-Basket (RCGB)

Il a la même utilisation que le *Junk-Basket standard* mais son efficacité est accrue par l'effet de la circulation inverse

L'outil est constitué d'un raccord supérieur, d'un corps avec siège à bille, un ensemble tournant avec une ou deux rangées de doigts et un rotary shoe. Les doigts sont fixes quand l'ensemble tourne. Le corps est constitué de deux cylindres concentriques qui permettent à la circulation de passer en inverse quand la bille est en place. Sans la bille, on circule en mode normal.

### ➤ Procédures

- L'outil connecté à la garniture, est descendu à quelques pieds du fond du trou. On tourne doucement et on circule à fort débit pour nettoyer le poisson.
- Pomper la bille et descendre doucement sur le poisson. Attention, un débit trop important peut provoquer un violent choc de la bille sur son siège avec risque de gonfler le corps du Junk-Basket.
- La circulation inverse aidera à remonter à l'intérieur de l'outil les objets à repêcher.
- Augmenter la rotation et faire une carotte, Les doigts maintiennent la carotte avec le poisson piégé dans l'outil.



## Reverse-Circulation-Junk-Basket

## 3) Hydraulique Junk Catcher

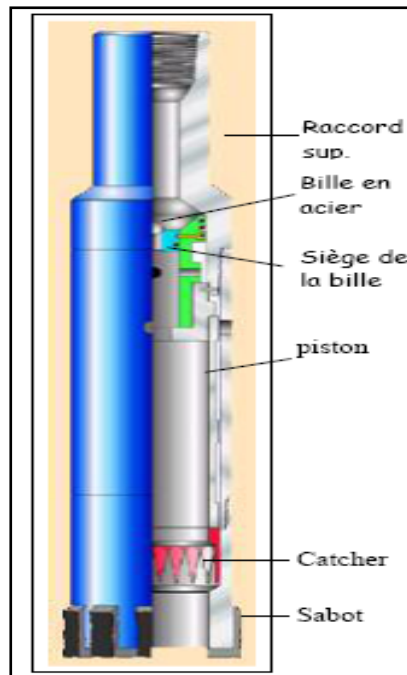
Le Junk Basket Hydraulique est utilisé comme le junk basket standard pour repêcher les éléments divers. La différence est qu'il n'est pas nécessaire de carotter pour repêcher le poisson.

Le Junk Basket Hydraulique est un outil de repêchage fonctionnant par pression. Il est constitué d'une couronne, de doigts de retenue de forme dentelée (catcher), d'un corps, d'un assemblage de pistons, et d'un raccord supérieur.

L'assemblage de pistons contient un premier étage pour pousser le catcher vers le bas et l'amener à se refermer sous les débris. Le second étage permet à la garniture de se vider pendant sa remontée.

➤ **Procédures**

- L'outil est descendu au fond et avant d'arriver sur le poisson ; en fait la circulation, après un bon nettoyage du fond, la bille est lancée.
- Descendre sur le poisson (ne pas carotter) et démarrer les pompes avec la ligne de remplissage ouverte.
- Fermer progressivement la ligne de remplissage jusqu'à ce que l'effet de pression casse les goupilles de retenue du piston du second étage.
- Le piston en glissant vers le bas ferme les doigts du catcher et coince également le piston du premier étage. Le glissement du piston amène les orifices d'écoulement de la boue face à face.



**Hydraulique Junk Catcher**

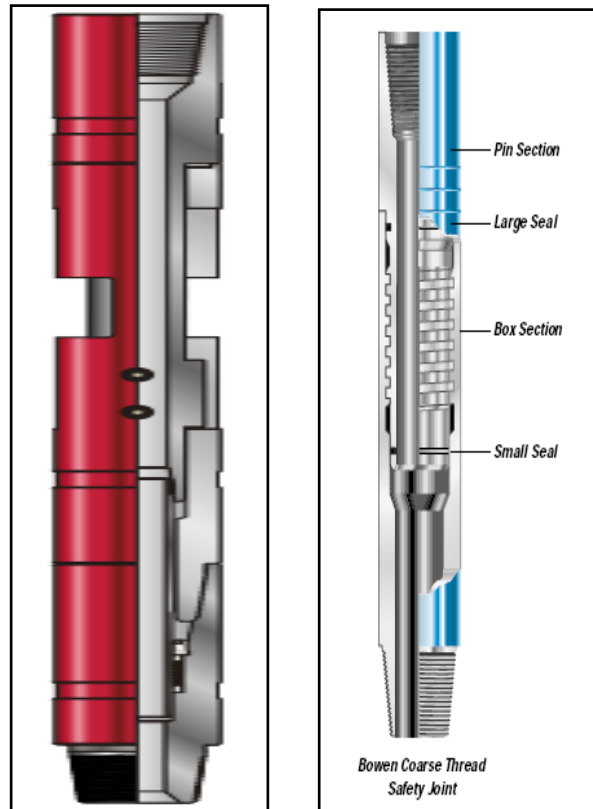
## **XII. Safety Joint**

➤ **Utilisation**

Ce sont des outils à inclure dans les garnitures de surforage, fraisage, repêchage, etc. et destinés à permettre le dévissage de la garniture à un point donnée, à un moment désiré (coincement) depuis la surface. Leur but est de pouvoir abandonner au fond du puits une partie de la garniture (généralement coincée) et de remonter la partie libre en évitant des opérations de back-off.

➤ **Fonctionnement**

- Mettre le point neutre au droit du Safety joint.
- Effectuer une rotation à gauche lente.
- Le relâchement s'effectue à une valeur sensiblement inférieure à la moitié du couple nécessaire pour le dévissage.



### Safety Joint

### **XIII. Outils de Fraisage**

Ce sont des outils servant à la destruction de ferraille au fond du puits ou au conditionnement d'une tête de poisson. Les fraises destinées à détruire la ferraille sont en général stabilisées sur leur partie inférieure et ont un diamètre inférieur de 1/8" à celui du puits. Elles sont percées d'un ou de plusieurs trous pour permettre la circulation.

Ces outils sont généralement descendus avec un train de masse-tiges et il est recommandé de placer immédiatement au-dessus de la fraise un panier à sédiments et un stabilisateur.

Plusieurs types de fraises sont disponibles à savoir parmi elles :

#### **1) Fraise à plage « Crusher Mill »**

C'est un outil très robuste présentant trois grandes plages de coupe. Il permet aussi bien le broyage au choc que le décolletage en copeaux. Recommandé pour les ferrailles massives et libres, il est idéal pour les travaux très durs.

#### **2) Fraise à secteur « Junk Mill »**

C'est un outil robuste où les plages de coupe ont été remplacées par des lames larges et reliées entre elles suivant une forme triangulaire. Moins robuste que le précédent, il a de meilleures caractéristiques de coupe dues au profil des lames et aux importants dégagements.

#### **3) Pilot Mill**

C'est une fraise à lame comportant à sa partie inférieure un pilot qui la guide dans le poisson à fraiser. Ses performances sont excellentes, et il faut parfois limiter l'avancement pour éviter l'amoncellement des copeaux. Le pilot mill est utilisé pour :

- Parfaire la coupe de casing avant pose d'un casing patch,
- Conditionnement de tête de poisson,
- Destruction du packer et du liner hunger.

#### 4) Fraise à jupe « String Mill »

C'est une fraise à lame sur laquelle est soudée ou vissée une jupe guide. La jupe sert à piloter la fraise sur le poisson à fraiser et éviter le side track. Cet outil est couramment utilisé pour refaire la tête d'un poisson très abîmée.

#### 5) Fraise conique « Taper Mill »

Il s'agit d'une fraise d'alésage utilisée pour la rectification intérieure de matériel tubulaire. Elle est utilisée pour

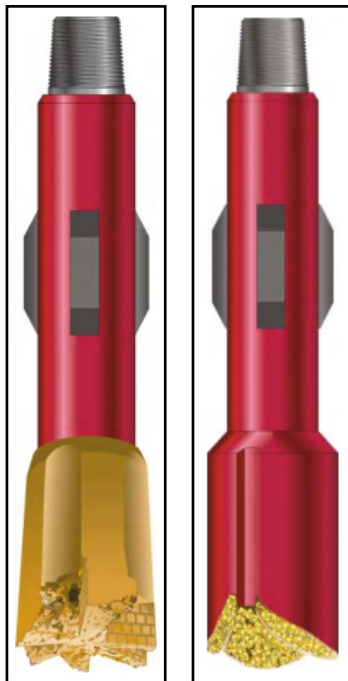
- Fraisage de débris métalliques.
- Rectification de collapses.
- Fraisage de sabot de cimentation.

#### 6) Section Mill

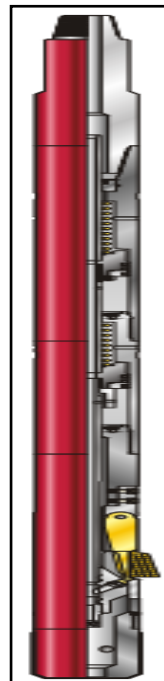
Outil comportant 3 à 6 coupeaux escamotables commandés hydrauliquement. Elle est utilisée pour la coupe de tubage et l'ouverture de fenêtre.

#### 7) Round Nose Mill

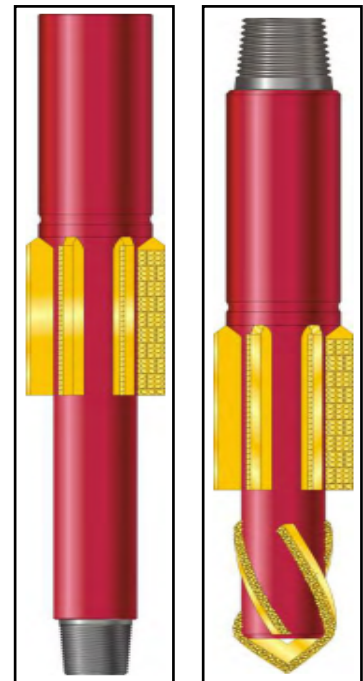
Cet outil est spécialisé dans la destruction de coupeaux métallique ou pour l'amorce de déviation.



Junk Mills



Section Mill



Pilot Mill  
« Diamond Point »



**Taper Mill**



**Watermelon/String Mill**



**Round Nose Mill**

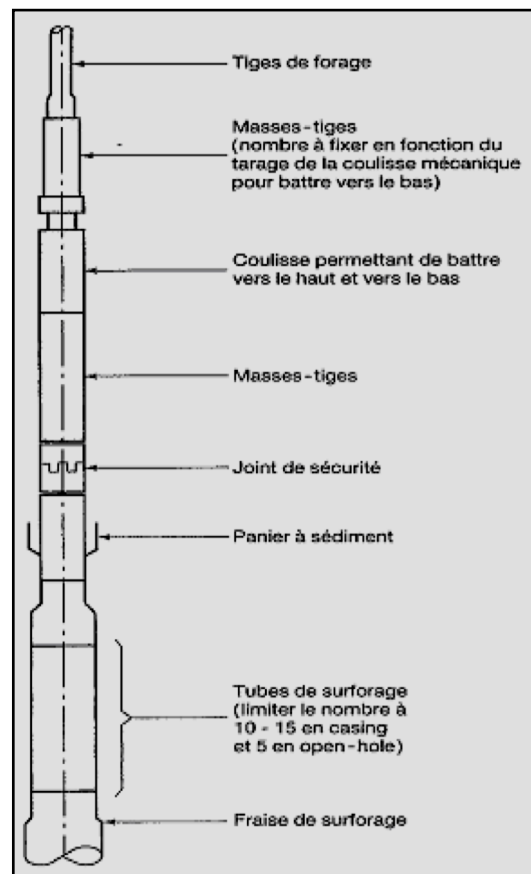
#### **XIV. Sur-Forage**

Le sur-forage consiste à nettoyer l'espace annulaire poisson-trou en utilisant une couronne à front de coupe agressif vissée sur une colonne dont les dimensions permettent d'engager le poisson sans créer de suppression élevée lors de la circulation.

La Couronne de Sur-forage est un sabot, cylindrique ayant des dents rechargées au carbure de tungstène ou au diamant vissé en bout d'une colonne de Sur-forage.

L'opération de sur-forage est délicate car elle génère des couples importants et très irréguliers. C'est d'autant plus dangereux que les couples de blocage des colonnes de sur-forage sont relativement faibles.

La colonne de Sur-forage est toujours mécaniquement vulnérable et sa longueur maximale pratique est de 150 mètres.

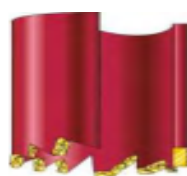


**Garniture de Sur-Forage**

## 1) Choix de la Couronne de Sur-Forage

Le choix de la couronne est primordial pour le succès de l'opération. Différents types de couronne existent pour différentes circonstances, et on peut les distinguer comme suit :

- Dents courtes sont utilisées dans les formations moyennes et dures.
- Dents longues sont utilisées dans les formations tendres.
- Fond plat sont utilisées pour la coupe des stabilisateur, Reamer et TJ.



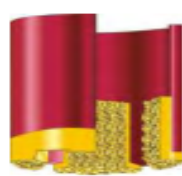
Type A

Pour formations tendre et uniquement pour la coupe au fond



Type B

Utilisée à l'intérieur du tubage pour sur-forer un poisson sans endommager le tubage elle coupe uniquement au fond



Type C

Utilisée à l'intérieur du tubage pour sur-forer un poisson elle coupe avec le diamètre intérieur au fond



Type D

Utilisée pour sur-forer et coupé avec le diamètre extérieur au fond



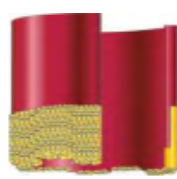
Type E

Utilisée pour coupé avec le diamètre intérieur et extérieur au fond



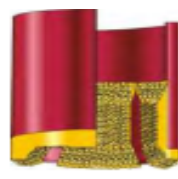
Type F

Utilisée à l'intérieur du tubage, elle coupe avec le diamètre intérieur et le fond



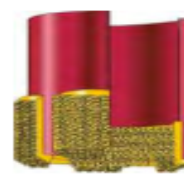
Type G

Utilisée en open hole, pour sur-forer le poisson, et coupé le métal avec le diamètre extérieur au fond



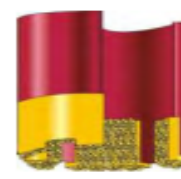
Type H

Utilisée pour dresser le poisson et le rendre pointu, elle coupe avec le diamètre intérieur au fond



Type I

Utilisée en open hole, elle sur-fore le métal, et le ciment elle coupe avec le diamètre extérieur, intérieur au fond



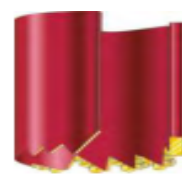
Type J

Utilisée à l'intérieur du tubage, sans l'endommagé elle coupe avec le diamètre intérieur et le fond



Type K

Utilisée en open-hole, pour sur-forer la formation seulement et coupe avec le diamètre extérieur au fond



Type L

Utilisée en open hole, ou à l'intérieur de tubage pour sur-fore et/ou coupé la formation au fond



Type M

Utilisée à l'intérieur du tubage, pour sur-forer, elle coupe uniquement au fond

### Différents Types de Couronne de Sur-forage

## **XV. Outils de Coupe de Matériels Tubulaires**

### **1) Les Coupes Tubes Internes**

#### **a) Les Coupes Tubes Internes Mécaniques**

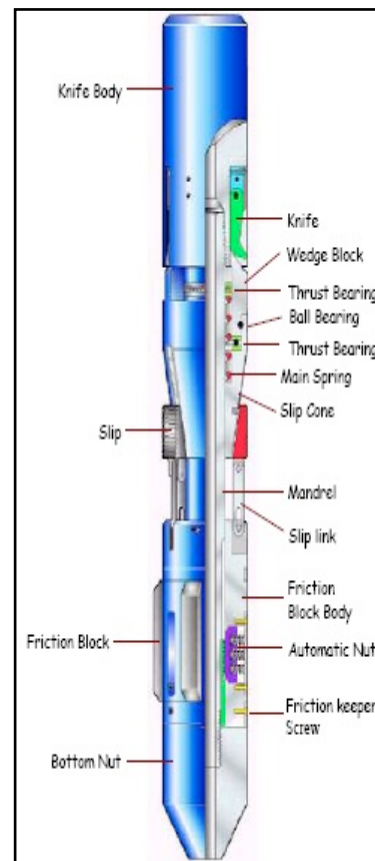
##### **Application**

Utilisés pour couper des tubings, des tubages et des tiges de forage par l'intérieur, ils sont descendus simplement avec des tiges ou éventuellement des tubings dans les cas de "Work-Over". Ils sont particulièrement utilisés pour couper dans les petits diamètres là où la pression de circulation peut rendre la coupe tube hydraulique moins approprié.

##### **Mode Opératoire**

- Descendre au fond à la cote de coupe avec la garniture appropriée.
- Ancrer les coins par rotation manuelle à droite.
- Appliquer un léger poids pour ouvrir les couteaux.
- Tourner lentement en appliquant du poids, les couteaux commencent à couper.

Lorsque la rotation est libre (plus de torque), la coupe est terminée. Pour la coupe de tubing et de tubage, le temps est de 4 à 6 minutes, un peu plus pour les tiges, Il suffit de dégager la garniture pour relâcher les slips.



**Coupe Tube Mécanique**

#### **b) Les Coupes Tubes Internes Hydrauliques**

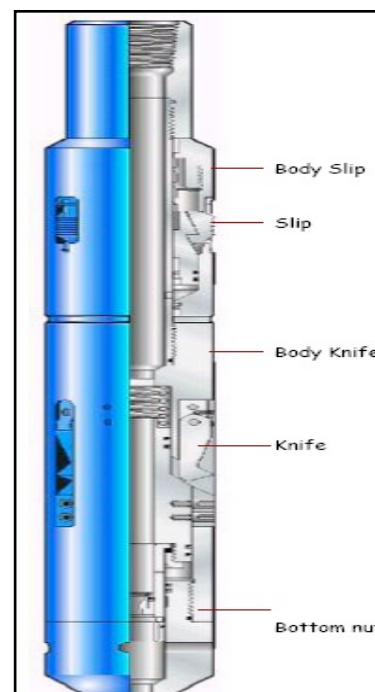
##### **Application**

Plus particulièrement ils sont utilisés pour couper des tubages.

##### **Mode Opératoire**

- Descendre l'outil de coupe à la côte définie.
- Démarrer la circulation puis appliquer du poids pour ancrer les slips.
- Mettre en rotation avec un léger poids pour effectuer la coupe.

Un accroissement du torque indique que le tubage est en cours de coupe. Une chute de pression, indiquant que la coupe est complète.



**Coupe Tube Hydraulique**



## 2) Les Coupes Tubes Externes

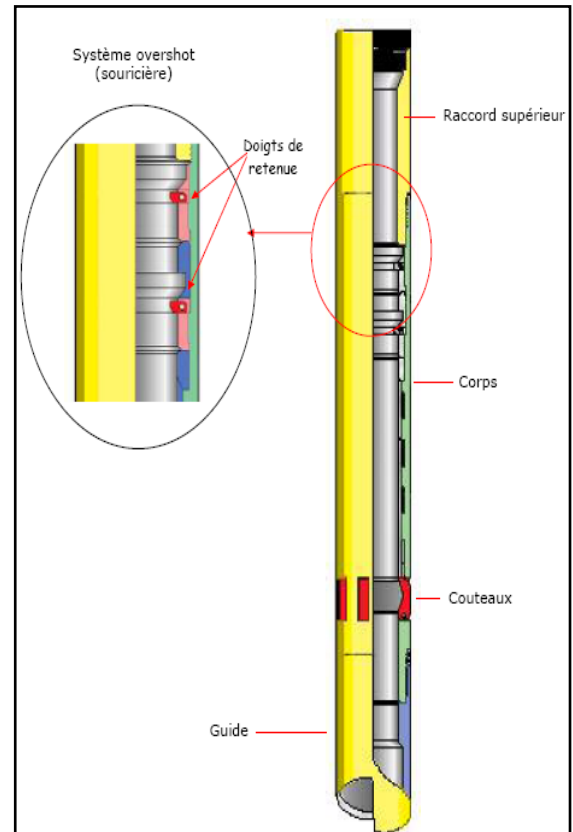
### a) Les Coupes Tubes Externes Mécaniques

#### Application

Les coupes tubes mécaniques externes sont utilisées pour couper mécaniquement et récupérer l'élément coupé (tubings, tiges...) par l'extérieur en une seule manœuvre.

Pour couper il faut engager la souricière sous un Tool-Joint et en se mettant en traction, un effort axial transmis par l'intermédiaire d'un ressort fait sortir les couteaux. Les couteaux appuient sur le tubing ou les tiges avec un effort constant indépendant de la traction sur la souricière, ce dispositif évite d'endommager des couteaux. L'opération de coupe se fait alors en remontant tout en tournant (25 à 45 rpm).

Cette force se retransmet aux couteaux jusqu'à ce que la coupe soit complète. Il faut 4 à 5 minutes pour faire la coupe dont la fin est signalée par une chute de pression et un gain de poids. Une fois la coupe réalisée, l'outil peut être remonté avec le morceau de poisson coupé.



**Coupe Tube Mécanique**

### b) Les Coupes Tubes Externes Hydrauliques

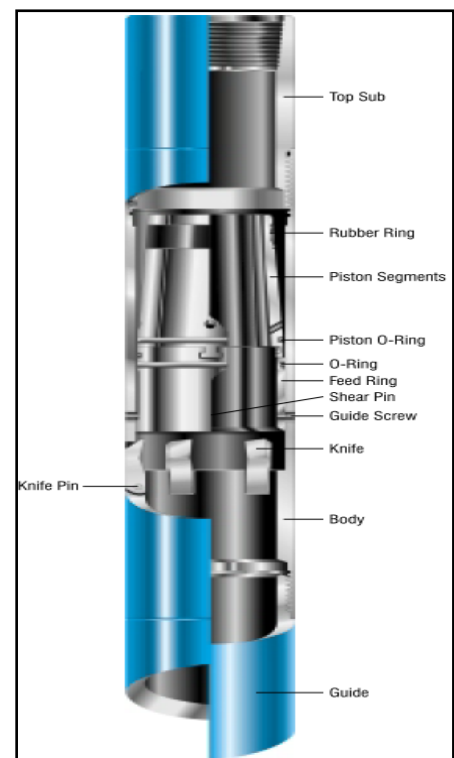
Il est utilisé pour couper extérieurement et remonter des drill-pipes ou tubing sans se servir d'un toul-joit comme appui.

L'outil de coupe est descendu avec la garniture de sur-forage à la côte de coupe. La coupe doit être réalisée au moins un joint au dessus du point de coincement de manière à faciliter après la coupe une opération de sur-forage supplémentaire si nécessaire.

A la côte de la coupe, actionner les pompes et monter en pression jusqu'à **145 psi** de manière à cisailier les goupilles, puis démarrer la rotation lentement (15 à 25 tours/mn).

Les pompes doivent tourner lentement de manière à réaliser la coupe avec un torque minimal.

La fin de la coupe est signalée par une chute de pression ainsi qu'une augmentation de poids au crochet. La partie coupée peut alors être remontée au jour.



**Coupe Tube Hydraulique**

## *CHAPITRE IV*

### *Présentation du puits MLEP-1*

### *Analyse – Interprétation – Recommandations Sur le puits MLEP-1*

## REALISATION DU Puits MLEP-1

### VII. Présentation

MLEP-1 est le second puits foré sous le projet des puits HPHT, situé dans le secteur MLE (Bloc 405a) du champ de Berkine. C'est un puits vertical, destiné à explorer le **Cambrien** et les **Quartzite El Hamra**. Le Liner 4 ½ est descendu à 6304m (27m dans les QH).  
Le puits MLEP-1 a été complété en un total de 301 jours.

Opération	Jours
Déplacement de l'appareil de forage	42 jours
Forage	268,54
Complétion	31,46
<b>Total :</b>	<b>301</b>

### VIII. Objectifs Opérationnels

- Zéro incident, zéro accident.
- Pas d'atteinte à l'environnement.
- Réaliser le puits selon la période prévue de 180 jours (Complétion comprise).
- Protéger les formations peu profondes par une cimentation convenable.
- Évaluer (**Trias - TAGI, Ordovicien - Quartzites de Hamra et le Cambrien**) de la présence des hydrocarbures.

### IX. Fiche Technique du Puits

<b>Well Name</b>	<b>MLEP-1</b>
<b>Country</b>	Algeria
<b>Well Type</b>	Exploration
<b>Drilling Contractor</b>	ENAFOR
<b>Drilling Rig Name</b>	ENF-16
<b>Drilling Rig Type</b>	Land Rig (2,000HP)
<b>RT to GL</b>	9,65 m
<b>Ground to MSL</b>	266,21 m
<b>RT to MSL</b>	274,86 m
<b>Well TD</b>	6304 m MD (Quartzite Hamra)
<b>Start date</b>	07th September 2007 @ 00:00 hrs
<b>Reached TD</b>	27th Mai 2008 @ 00:00 hrs
<b>Rig Release</b>	23th March 2009 @ 11:00 hrs

### X. Sommaire des Opérations

Le programme de forage HPHT du puits **MLEP-1** à Berkine comprend (06) phases :

#### 7) Phase 36"

##### a) Généralité

Sur certains emplacements, où il y a des risques importants de pertes dans les terrains de surface, la fiche puits prévoit que le puits débute par une phase 36. Ce forage vertical couvre depuis la surface les niveaux non consolidés du Mio – pliocène.

### b) Forage de la phase 36"

Forage depuis la surface jusqu'à la cote 70 m verticalement avec une boue benthonique de densité 1.05 sg, le tubage 30" posé à cette côte et cimenté par Stinger

Sommaire d'outil		
Bit	36" L3A (Varel)	
BHA	Pendulum	
Nozzles	Open	
Dull grading	1-1- WT-A-0-NO-TD	
Parameters		
Flow (LPM)	WOB (T)	RPM
500-2000	0-5	50-70
Performance		
ROP (m/h)	Mio-Pliocene	5,38
Drilled (m)	70	

NB : aucun NPT enregistré dans cette section.

### 8) Phase 26"

#### a) Généralité

Présence des risques de pertes partielles ou totales dans les niveaux carbonatés, éocène et les calcaires dolomitiques du sénonien, qui peuvent être à l'origine de l'éboulement des sables de surface.

#### b) Forage de la phase

Forage depuis 70m jusqu'à la côte 503m verticalement avec un seul outil en (02) Run, et une boue benthonique de densité 1.05 sg. Circulation et cimentation de tubage 18<sup>5/8</sup> par Stinger.

Sommaire d'outil		
Bit	26 " XT1GSC (SDBS)	
BHA	Pendulum	
Nozzles	4X20	
Dull grading	1-1- WT-A-I-NO-TD	
Parameters		
Flow (LPM)	WOB (T)	RPM
1500-3200	2-22	80-110
Performance		
ROP (m/h)	Mio-pliocene	8,80
	Sénonien Carbonaté	9,46
	Sénonien Anhydritique	3,14
	<b>Avrage</b>	<b>8,81</b>
Drilled (m)	432	

### 9) Phase 16"

#### a) Généralité

L'objectif de cette phase intermédiaire est de tuber en 13''3/8 les formations du Crétacé et une partie du Jurassique (l'Argileux et le Lagunaire). Ces formations ne supporteraient pas la densité requise pour continuer dans le Lias juste en Dessous. On essaiera de positionner le sabot après avoir observé un Ralentissement sur au moins 4 mètres.

Dans cette section, une attention particulière doit être portée à la formation du **Sénonien Salifère** ainsi qu'à l'**Albien** (densité équivalente maximum = 1,17 sg). En effet si une production d'eau douce de l'**Albien** est permise vers le sel du **sénonien** alors une érosion et dissolution importante peuvent engendrer des cavages dans le puits.

### b) Forage de la phase

Forage vertical jusqu'à 2338m avec un outil PDC, la chute de ROP à exiger une remonté pour redescendre ensuite avec un outil neuf, et continuer le forage jusqu'au TD (2711m). Après avoir effectué les opérations de diagraphies (GR, Sonic, Caliper), un tubage 13<sup>3/8</sup> est descendu et cimenté. Pour évaluer le Top ainsi que la qualité de ciment, certaines opérations de diagraphies sont effectuées, à savoir CBL, VDL, GR.

La boue utilisée est de type Versa drill Relaxed de densité d=1,25 à 1,30 sg.

#### Remarque :

- Temps productif : 11.22 jours.
- NPT de la section : 3,27 jours.

Sommaire d'outil					
1 Run			2 Run		
Bit	16" TFX913S-A2 (R.HYC)		Bit	16" HC609Z (HUGHES)	
BHA	Packed hole		BHA	Packed hole	
Nozzles	9X12		Nozzles	9X12	
Dull grading	1-1-WT-S-X-1-CT-PR		Dull grading	1-3-WT-S-X-I-CT-TD	
Parameters			Parameters		
Flow (LPM)	WOB (T)	RPM	Flow (LPM)	WOB (T)	RPM
2800	5-22	100-190	2800	5-22	120-170
Performance			Performance		
ROP (m/h)	Sénonien Anhydritique	26,61	ROP (m/h)	Malm	15,41
	Sénonien Salifère	32,32		Dogger Argileux	13,28
	Turonien	44,49		Dogger Lagunaire	9,93
	Cénomanién	37,76		Lias Anhydritique	5,95
	Albien	57,93		-	-
	Aptien	13,52		-	-
	Barrémien	40,15		-	-
	Néocomien	14,46		-	-
	Malm	7,25		-	-
Avrage	33,42	Avrage	11,93		
Drilled (m)	1835		Drilled (m)	376	

### 10) Phase 12 ¼

#### a) Généralité

Le but de cette phase est d'isoler les terrains de jurassique. La boue utilisée est de densité 2,00 à 2,07 sg pour tenir les bancs d'argiles fluentes du TS2. Les risques particuliers sont :

- Venues d'eau chlorurée calcique du LD2, déstabilisant par diffusion progressive et en particulier lors des arrêts de circulation.
- Coincement au niveau des argiles fluentes du TS2

#### b) Forage de la phase

Après re-forage du ciment et ses équipements (Sabot, Anneau...), on fait une circulation pour homogénéiser la boue après avoir forer environ 6 mètres dans la nouvelle formation.

Un SBT est réalisé avec une densité  $d = 2,30$  sg, ensuite le forage continue jusqu'au TD (3153m) avec un seul outil PDC et une boue de densité  $d = 1,98$  à  $2,00$  sg.

<b>Sommaire d'outil</b>		
<b>Bit</b>	<b>12"1/4 SPH639(ALDIM)</b>	
<b>BHA</b>	<b>Pendulum</b>	
<b>Nozzles</b>	<b>6x15 + 3x20</b>	
<b>Dull grading</b>	<b>1-1- WT-A-I-NO-TD</b>	
<b>Parameters</b>		
<b>Flow (LPM)</b>	<b>WOB (T)</b>	<b>RPM</b>
<b>2700</b>	<b>5-15</b>	<b>130-140</b>
<b>Performance</b>		
<b>ROP (m/h)</b>	<b>Lias Anhydritique</b>	<b>12,96</b>
	<b>Lias Salifere</b>	<b>63,81</b>
	<b>Lias Horizon B</b>	<b>14,69</b>
	<b>LIAS S1+S2</b>	<b>34,20</b>
	<b>LIAS S3</b>	<b>26,67</b>
	<b>Trias Argileux</b>	<b>15,63</b>
	<b>Avrage</b>	<b>25,77</b>
<b>Drilled (m)</b>	<b>444</b>	

### 11) Phase 8 ½

#### a) Forage de la phase

- Re-forage du ciment du tubage 9<sup>5/8</sup> ainsi que 6m dans la nouvelle formation (3160).
- Forage jusqu'au point de carottage (3285m) avec un outil PDC.
- Carottage de (3285m à 3294m) à l'aide d'un carottier 6<sup>3/4</sup> (100% de carottage).
- Forage de 3294m jusqu'à 4239m, avec le même outil précédent.
- Forage continu avec un outil PDC et Imp jusqu'au point de carottage (3250).
- Carottage de (3250m à 3259m) à l'aide d'un carottier 6<sup>3/4</sup> (74% de carottage).
- Forage à la côte final 5675m.
- Descente et cimentation du Liner 7" (32 #, P110 NVAM).

**NB : Cette section a nécessité l'utilisation de (22) outils**

Fig. Liste des outils utilisés dans la phase 8<sup>1/2</sup>

Bit N°	Nominal Size (in)	Manufacturer's Name/Designation	Serial number	(N) New or (U) Used	Depth Bit was Put Into Hole (m)	Depth Bit Was Pulled Out of hole (m)	Drilled (m)	Bit Inner Tooth Condition	Bit Outer Tooth Condition	Bit Dullness Condition	Location of Major Bit Wear	Bit Bearing Condition	Bit Gauge Condition	Other Areas of Bit Wear	Reason For Bit Being Pulled
1	8,5	CH04MS	215283	N	3 154,0	3 160,0	6,00	5	3	BT	N	E	I	WT	PR
2	8,5	DSX713M-B7	218811	N	3160,0	3 285,0	1079,00	2	8	RO	A	X	I	LN	PR
	8,5	DSX713M-B7	218811	U	3 294,0	3 540,0									
	8,5	DSX713M-B7	218811	U	3 540,0	4239,0									
3	8,5	MF15TPS	MZ6218	N	4239,0	4242,0	3,00	1	1	NO	A	E	I	NO	BHA
4	8,5	HHS376	7208861	N	4242,0	4350,0	108,00	3	4	NO	A	X	I	NO	CP
5	8,5	C131468	11149184	N	4350,0	4359,0	9,00	1	1	NO	A	X	I	NO	BHA
6	8,5	K503BPX	SCD597	N	4359,0	4384,0	25,00	2	2	ER	N	X	I	NO	DMF
7	8,5	K503BPX	SCD594	N	4384,0	4507,0	123,00	8	8	RO	A	X	I	WT	PR
8	8,5	M909PX	JY2A2	U	4507,0	4520,0	13,00	3	8	RO	S	X	16	WT	PR
9	8,5	GF25YDODPD	MZ6294	N	4520,0	4627,0	107,00	5	7	WT	A	F	I	BT	HR
10	8,5	M909PX	JY2569	N	4627,0	4638,0	11,00	3	8	RO	S	X	16	WT	PR
11	8,5	GF25YDODPD	MZ5350	N	4638,0	4723,0	85,00	4	3	WT	A	E	I	BT	PR
12	8,5	GF25YDODPD	MZ5351	N	4723,0	4838,0	115,00	4	2	WT	A	E	I	BT	HR
13	8,5	GF25YDODPD	MZ3845	N	4838,0	4937,0	99,00	4	5	WT	A	F	I	BT	HR
14	8,5	CH34DDDMZ	235289	N	4937,0	4993,0	56,00	5	5	WT	A	F	I	BT	HR
15	8,5	GF25YDODPD	MZ6293	U	4993,0	5119,0	126,00	3	6	WT	A	E	I	BT	HR
16	8,5	DSX811MA14	121621	N	4993,0	4993,0	0,00	1	2	BT	S	X	I	LT	HP
17	8,5	GF45YODPD	MZ5399	N	5119,0	5259,0	140,00	2	2	WT	A	E	I	NO	HR
18	8,5	GF20DODPD	MZ5331	N	5259,0	5298,0	39,00	8	8	LC	C	F	16	LN	TQ
19	8,5	GF45YODPD	MZ6562	N	5298,0	5381,0	83,00	2	5	WT	A	E	I	BT	HR
20	8,5	GF45YODPD	MZ5396	N	5381,0	5511,0	130,00	3	3	WT	A	E	1	BT	HR
21	8,5	GF45YODPD	MZ5397	N	5511,0	5653,0	142,00	3	3	WT	A	F	1	BT	HR
22	8,5	GF45YODPD	MZ5399	U	5653,0	5675,0	22,00	2	2	WT	A	E	1	BT	TD

## 12) Phase 6"

### b) Forage de la phase

Cette phase a été foré avec (04) outils en (06) Runs, dont le dernier est abandonné dans le puits suite à un coincement survenu à la côte 6304m. Ce coincement a été résolu par un cisaillement de la garniture après avoir tenté plusieurs méthodes de décoincement sans résultat. Une boue de densité  $d = 1,35$  à  $1,39$  sg est utilisé pour réaliser cet intervalle. Un Liner 4 ½ est descendu à la côte 6303m et cimenté.

Un carottage est effectué à l'aide de (02) carottiers dont le premier à recueillir 60% et le second 52% de la carotte.

Bit Number	Manufacturer's Name/Designation	Serial number	Depth Bit was Put Into Hole (m)	Depth Bit Was Pulled Out of hole (m)	Drilled (m)	Bit Inner Tooth Condition	Bit Outer Tooth Condition	Bit Dullness Condition	Location of Major Bit Wear	Bit Bearing Condition	Bit Gauge Condition	Other Areas of Bit Wear	Reason For Bit Being Pulled
1	DSX711ME1	122784	5675	6033	358	2	4	CT	A	X	I	PN	PR
2	DSX711ME1	122785	6033	6121	174	1	1	WT	A	X	I	NO	DMF
	DSX711ME1	122785	6121	6140		1	1	WT	A	X	I	NO	DMF
	DSX711ME1	122785	6140	6207		4	3	WT	A	X	I	CT	PR
3	MKS39DG	26780	6207	6277	70	7	8	RO	S	X	I	WT	CP
4	K507BCTPX	SCD602	6277	6304	27	LOST IN HOLE							

## XI. Sommaires récapitulatifs de toutes les phases :

### 1) Fluides de Forage :

Type de Fluide	Unités	Bentonite	Bentonite	OBM	OBM	OBM	OBM
D (in)		36	26	16	12 <sup>1/4</sup>	8 <sup>1/2</sup>	6
Densité		1.05/1.06	1.05/1.06	1.25/1.30	1.98/2.0	1.28/1.35	1.35/1.39
Viscosité		60/80	60/80	50	55/60	48/62	50/95
PV	Cp	9/13	9/13	18	26/30	19/24	22/35
YP	lbs/100ft <sup>2</sup>	40/61	40/61	15	10/12	12/22	11/19
Gels (10s/10m)	lbs/100ft <sup>2</sup>	15/30	15/30	8/14	12/18	10/20	10/20
6 RPM		10-25/25-50	10-25/25-50	12/14	9	11	11
F API	Cc/30s	< 15	< 15	-	-	-	-
F HPHT (250f/500psi)	Cc/30s	-	-	6	10	< 8	< 8
Oil/ Water		-	-	70/30	90/10	95/05	95/05
LGS	%/Vol	< 5	< 5	< 5	< 5	< 5	< 5
PH		10	10	-	-	-	-



## 2) Tubage

OD (in)	ID (in)	Drift (in)	WT lb/ft	Grade	Conn	Pression (psi)		Traction (1000lb)	Epaisseur (in)
						Eclatement	Ecrasement		
30	29	28,813	157	X53	-	1520	220	2409	0,5
18 <sup>5/8</sup>	17,775	17,567	87,5	K55	BTC	2250	630	1367	0.435
13 <sup>3/8</sup>	12,415	12,259	68	N80	BTC	5020	2270	1556	0.480
9 <sup>5/8</sup>	8,535	8,500*	53,5	P110	BTC	10900	5300	1710	0.545
7"	6,09	6*	32	P110	N.VAM				
4 <sup>1/2</sup>	3,92	3,795	13,5	P110	N.VAM	11220	9660	929	0.29

## 3) Carottage

N°	Core - Co	De (m)	A (m)	Carotter (m)	Recovery	Formation
1	Baker	3285	3294	09	100%	TAGI
2	Baker	4350	4359	09	74%	Siegénien
3	Baker	6269	6274,5	5,5	60%	Qr.Hamra
4	Baker	6274,5	6277	2,5	52%	Qr.Hamra



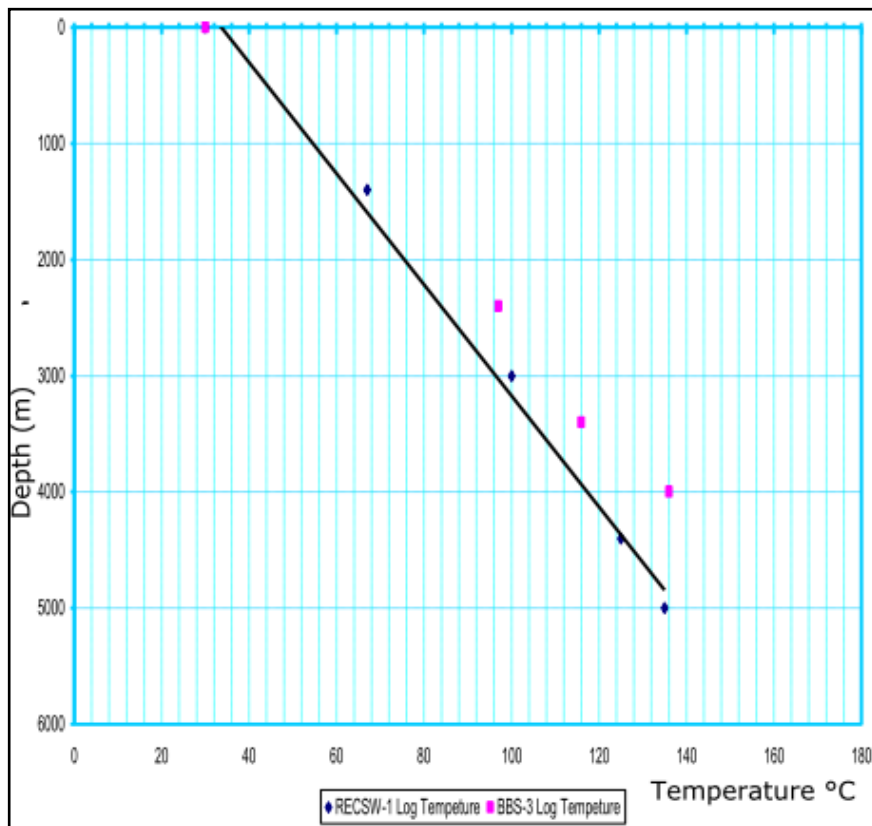
## Casing, Cementing Summary Graph

### Berkine-Field - MLEP1 - ENF16

Prognosed formation Top	Plan	Actual	Casing Program						Cementing program	
			Section TD	Description	Size(in)	Weight	Grade	Conn		Interval(m)
KBR	0	0								
GL	9,14	9,14		Conductor CSG	30	-	-	-	0-70	Class G 1.90sg
Moi-plioocene	9,14	9,14								TOC @ Surface
Sénonien Carbonaté	237	238		Surface CSG	18"5/8	87,5	J55	BTC	0-502	Lead slurry 1.58sg & Tail slurry 1.90sg Class G
Sénonien Anhydritique	465	463								TOC @ Surface
Sénonien Salifère	708	705		Intermediate CSG	13"3/8	68	N80	BTC	0-2710	Lead slurry 1.34sg light Crite
Turonien	823	822								Tail slurry 1.90sg Class G
Cénomannien	928	927								Had partial losses (20m3) during cement job
Albien	1158	1180								Performed remedial Job, slurry 1.90sg Class G
Aptien	1404	1401								TOC @ 305m
Barrémien	1434	1434								
Néocomien	1931	1929								
Malm	2131	2132								
Dogger Argileux	2451	2454								
Dogger Lagunaire	2539	2537								
Lias Anhydritique	2669	2667								
Lias Salifère	2854	2764								
Horizon B	2919	2832		Intermediate CSG	9"5/8	53,5	P110	BTC	0-3153	FlexStone 2.04sg
Lias (S1 + S2)	2941	2853								TOC @ 2510m
Lias S3	3144	3065								
Trias Argileux	3194	3149								
TAGS		3193		Production Liner	7"	32	P110	N.VAM	3007-5678	Gas-block HT (Silica + Gas bloc HT), 1.92sg
Trias Carbonaté	3204	3200								TOC @ 3007m
TAGI	3274	3283								
Tournaisien Argileux RKF	3329	3326								
Tournaisien F1a	3364	3368		Production Tie-back	7"	32	P110	N.VAM	0-3007	slurry 1.90sg Class G
Tournaisien F1b	3390	3405								TOC @ 2427m
Strunien F2a	3434	3450								
Strunien F2b	3526	3535								
Fammenien	3586	3594								
Frasnien	3916	3950								
Givetien/Eiffelien	4004	4046								
Emsien	4094	4142								
Siegénien	4174	4224								
Gédinnien	4444	4459								
Silurien Argilo-Gréseux	4604	4757								
Silurien Argileux	4934	5620								
Dalle de M'kratta	5324	6125	Production Liner	4"1/2	32	P110	N.VAM	5519-6303	Gas-block HT (Silica + Gas bloc HT), 1.90sg	
Argile microconglomératique	5334	6125							TOC @ 5855m	
Grès de Oued Saret	5364	6180								
Argile d'Azzel	5444	6198								
Grès de Ouargla	5498	6248								
Quartzite de Hamra	5524	6266								
TD	6304	6304								

## **XII. Profil de Température**

La température dans le Bassin de Berkine varie considérablement avec la profondeur, elle atteint la valeur de 204°C dans le puits MLSEP1 à la profondeur 5700 mètres. La figure ci-dessous montre le profil de température dans deux puits forés dans le champ de Berkine.



**Profil de Température**

## **XIII. Gradient de Pression**

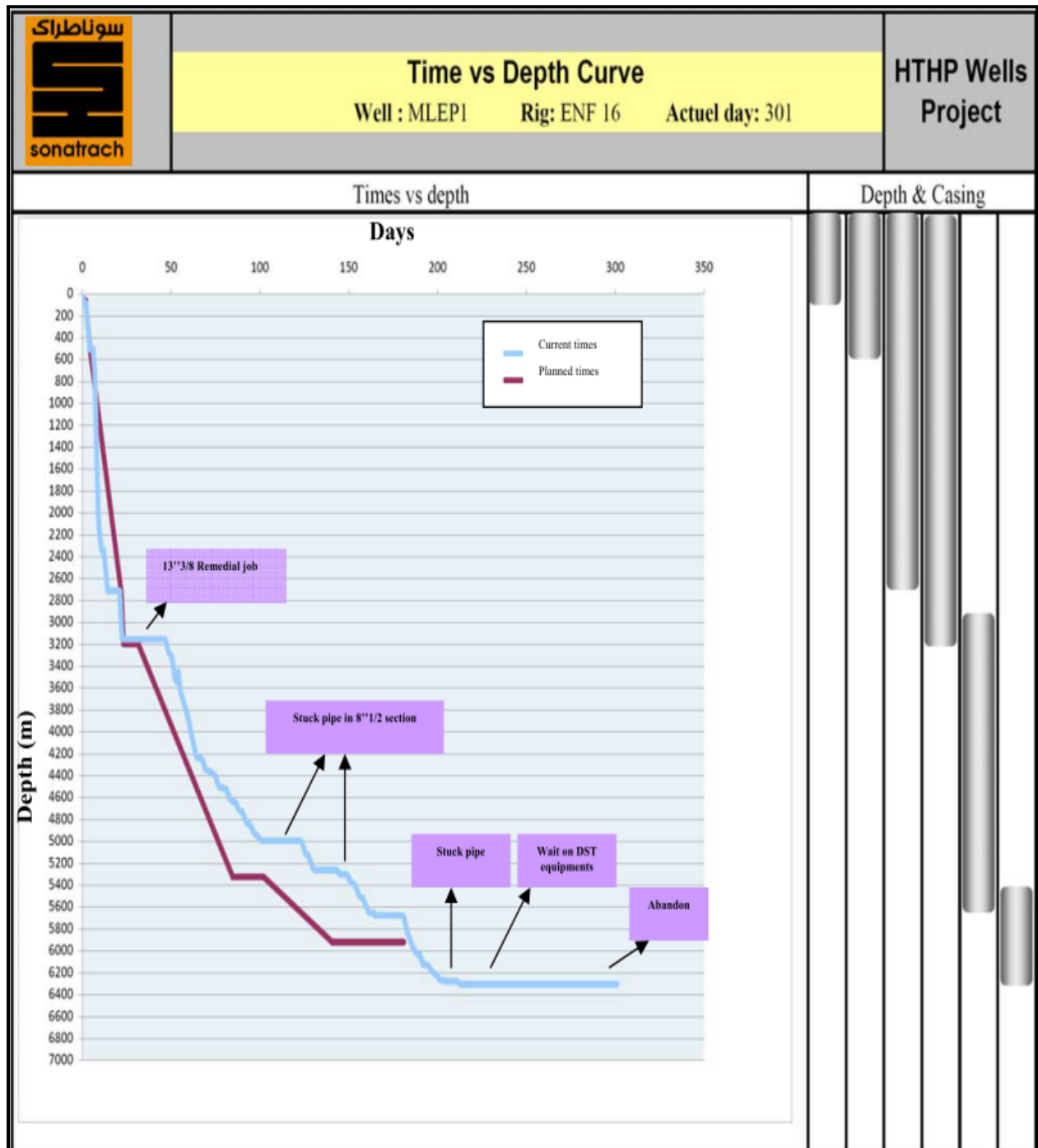
Le forage des puits profonds dans le Bassin de Berkine, traverse des formations à haute pression. La pression de pore dans ce champ peut atteindre 12 000 Psi à la profondeur 6400 m.

La formation Mio – Pliocène, qui a une épaisseur moyenne de 250 m, à une faible pression de pore. Une boue de densité moyenne de 1.03 sg est utilisé pour traverser cette formation.

La pression de pore augmente rapidement pour atteindre 1.18 le long des 2500 m avant le top des formations Lias, où le gradient de fracturation varie entre 1.8 et 1.9 sg EMW. Dans les formations Lias, sur une épaisseur de 300 m, le gradient de fracturation augmente rapidement pour atteindre 2.3 sg EMW, pendant que la pression de pore atteint 1.28 sg EMW.

Cette formation est considérée comme une formation à pression anormalement élevée. Les venues d'eau représentent un souci principal lors du forage de cette section, pour cela un tubage intermédiaire d'isolation est mis en place.

En dessous des formations Lias, la pression de pore et de fracturation diminuent pour atteindre respectivement 1.11 et 1.94 sg EMW, qui sont presque maintenues pour le reste des formations.



**Fig. Courbe de Forage en fonction du Temps.**

**XIV. Analyse opérationnelle du temps des opérations**

Le Temps Non Productif est défini comme tout évènement qui mène à un arrêt des opérations de forage.

Les principaux évènements sont : les coincements, les pertes de circulation, ainsi que les venues.

La valeur moyenne de Temps Non Productif est de 20%, toutefois cette valeur croit dramatiquement pour atteindre les 40% dans des conditions extrêmes de pression et de température tel que dans les puits HPHT (cas de MLEP 1).

L'opération de construire le puits MLEP 1 a été réalisée dans un délai de **301 jours**, comprenant **116.72 jours de NPT (39 % de NPT)**.

En dessous un tableau récapitulatif des temps Productif ainsi que les Non-Productif, pour chaque phase.

Section	Temps Total (Jours)	Temps Productive		Temps Non - Productive	
		Jours	Pourcentage	Jours	Pourcentage
36''	1,90	1,90	100%	0,00	0%
26''	4,72	4,26	90%	0,46	10%
16''	14,49	11,22	77%	3,27	23%
12''1/4	25,42	7,47	29%	17,95	71%
8''1/2	132,07	98,46	75%	33,61	25%
6''	75,72	43,22	57%	32,50	43%
Temps Total Forage	254,31	166,52	65%	87,79	35%
Complétion	46,63	17,70	38%	28,93	62%
Temps Total	301	184,22	61%	116,72	39%

Fig. Tableau Descriptif des PT et NPT de chaque section

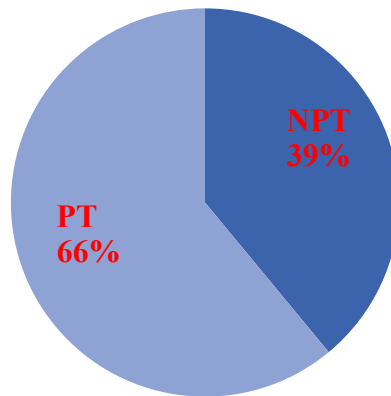
### Remarque

Le Temps non-productif est dut à certains problèmes survenus au cours de forage des phases précédentes. Les principaux incidents survenus sont décrits dans le tableau ci-dessous.

Section (Phase) (in)	NPT (jours)	Incidents NPT
26	0.46	Remonté
16	3.27	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Changement de la Top-Drive.</li> <li>• Descende du 2<sup>eme</sup> outil.</li> </ul>
12 <sup>1/4</sup>	17.95	Travail sur le Tubage 13 <sup>3/8</sup>
8 <sup>1/2</sup>	33.61	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coincement de la garniture-rétrécissement du trou-pompage d'acide</li> <li>• Changement de Top-Drive.</li> </ul>
6	32.50	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coincement de la garniture-rétrécissement du trou-pompage d'acide.</li> <li>• Fraisage du (Shaft + l'outil).</li> <li>• Panne du PDM</li> <li>• Réparation sur l'appareil.</li> </ul>
Complétion	28.93	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Attente des équipements du DST</li> <li>• Attente du ciment et son personnel</li> </ul>

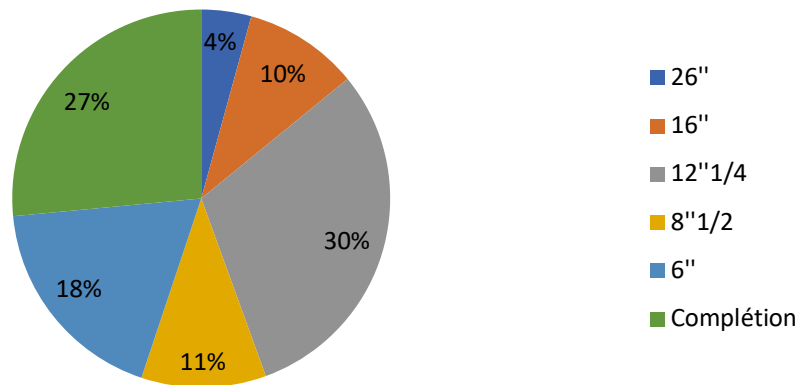
Fig. Tableau Descriptif des Incidents NPT de chaque Section

### Productive and Non-Productive Times



**Fig. Temps Productif et Non-Productif**

### % NPT



**Fig. Temps Non-Productif pour chaque Phase**

## VII) Introduction

Le forage des puits profonds « HPHT » dans le Bassin de Berkine à commencer en 2007. Trois puits ont été déjà forés dans ce bassin, BBKP1 ;MLEP1 ;et MLSEP1, Cependant, le forage de ces puits d'exploration profonds était très difficile et beaucoup de problèmes se sont rencontrés pendant les opérations.

Le temps non productif était très haut (39%), et principalement dû au NPT dans la section de 6" (forage et complétion). En outre ; le coincement de la garniture survenu dans cette phase menant un temps d'opération important ayant pour résultat un coût élevé.

Le coincement est connu comme étant l'un des premiers défis techniques rencontré pendant l'opération de forage qui a comme conséquence des charges supplémentaire ainsi que la perte considérable du temps qui peut aller jusqu'à l'arrêt des opérations, voir même la perte du puits.

Le coincement de la garniture et ses conséquences continuent toujours à effrayer les ingénieurs de forage. Ce risque s'accroît considérablement dans des horizons profonds et spécialement dans des formations dures et fracturées tel que les **Quartzites d'El Hamra**.

Les ingénieurs de forage de Sonatrach travaillent actuellement pour développer des procédures qui permettent d'atteindre les objectifs techniques dans les puits HPHT d'une part, et réduire les temps et les coûts de réalisation d'autre part.

L'objectif de cette étude, est d'effectuer une recherche générale sur le coincement survenu dans le puits **MLEP 1** dans les **Quartzite d'El Hamra**. Cette étude comprend :

- Historique du forage de la section 6''
- Circonstance du coincement
- Identification du coincement (analyses et interprétations)
- Causes & Solutions
- Conclusion et Recommandations

## VIII) Évaluation du Forage de la Phase 6" et Analyse du Coincement

### f) Description de la Phase 6"

L'objectif principal de cette section est l'exploration du réservoir Cambrien ainsi que les Quartzite de Hamra, l'évaluation des formations Trias, TAGI, ainsi que l'ordovicien est un objectif secondaire.

Le forage de la phase 6" débute dans le Silurien-argileux-gréseux à la cote 5675 m jusqu'à la cote 6304 m dans les Quartzite de Hamra, ou un coincement s'est produit.

La durée du puits MLEP1 est de 301 jours, du début jusqu'à la cimentation du Liner 4 ½, ou la phase 6" représente 75.72 jours

### g) Conditions et Paramètres de Forage

#### 1) Garniture de forage :

La garniture utilisée pour le forage de cette formation est principalement composé d'une Turbine, d'une BHA standard pour l'exploration vertical ou deux stabilisateurs sont incorporés, et le reste de cette garniture est complété par des tiges de grade G jusqu'au jour.

	5 1/2 "	DP to surface
		X-O Sub
	354 x 3 1/2 "	DP
	6 x 3 1/2"	HWDP
	2 x 4 3/4"	DC
	4 3/4"	Jar
	12 x 4 3/4"	DC
		Float Sub
	5 7/8 "	String Stabilizer
		Turbine section
	5 7/8 "	Intermediate stabilizer
	Bearing section	
5 7/8 "	Lower Bearing Stabilizer	
6 "	Bit	

### Garniture de la Phase 6" Pour MLEP-1

## 2) Type et Performance de l'outil

Cette formation productrice est forée par 04 outils en 06 Run, de types : Tricône, PDC, et Imprégné. Le dernier outil est abandonné dans le puits suite à un coincement survenu à la côte 6304m. L'abrasivité de ces formations rend la sélection de l'outil difficile. La formation de QH a été foré par un outil Imprégné associé à une Turbine. Les caractéristiques générales de cet outil sont dans le tableau ci – contre.

Bit type	Impregnated bit		
BHA type	Turbine		
Interval	6277 - 6304m		
Formation	Hamra Quartzite		
Nozzles/MW/HH	1.20 TFA	1.39 sg	0.134 HHSI
Flow rate/Pump pressure	870 lpm	4400-4200 psi	
WOB/ RPM,[min-max]	1-2 tonnes	1280 – 1.350 RPM	
Cum hours / Cum ROP	33.61 hours	0.80 m/hr	
IADC Dull Code	left in hole		

### Caractéristiques de L'outil Abandonné dans le Puits



## **h) Coincement survenu dans la Phase 6''**

L'exploration des puits profonds dans le champ de Berkine est confrontée à plusieurs problèmes, parmi eux le coincement. Ces problèmes augmentent le NPT, qui influence directement sur le coût.

Après avoir effectué une circulation pour le nettoyage d'une partie déjà forée dans la phase 6'', le forage de cette dernière continue de la cote 6277 m en utilisant une turbine et un outil 6'' Imprégné. Le forage continu jusqu'à la cote 6304 m, où le coincement de la garniture survient pendant le forage, pour cela plusieurs tentatives de décoincement étaient appliquées pour libérer l'ensemble de la garniture.

- Battage (Traction max 40 ton, Compression max 12 ton).
- Pompage de deux bouchons de Pipe-Laxe.
- Pompage de deux bouchons d'acide.
- Action de bloquer le Shaft de la turbine à l'aide de la bille jetée depuis la surface, pour transmettre le torque nécessaire à l'outil.

Après l'échec de toutes ces opérations, les ingénieurs de forage ont décidé de cisailier la garniture de forage au niveau du Shaft de la turbine, et de récupérer la partie libre en dessus. Cela a conduit à l'abandon d'une partie du Shaft ainsi que l'outil imprégné dans le puits.

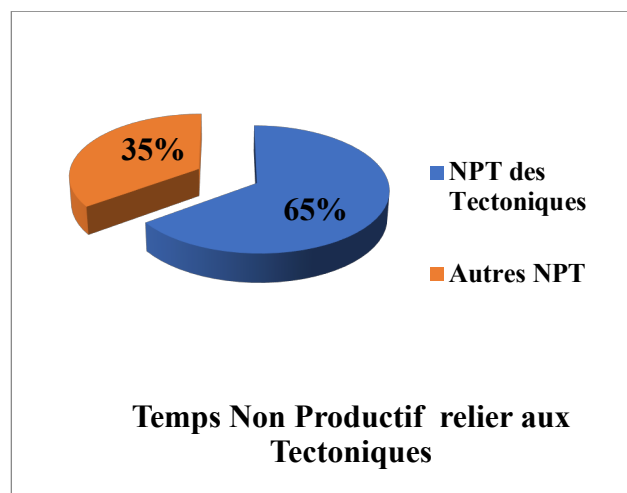
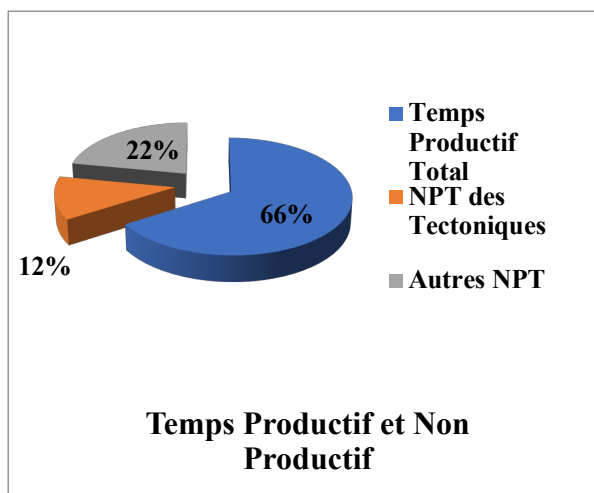
**Remarque :** Le coincement est l'un des facteurs principaux de NPT. Donc comprendre le mécanisme de coincements est le seul moyen d'éviter leur survenue.

## **i) NPT relative aux Problèmes Tectoniques**

Les conséquences négatives de ce facteur affectent largement les opérations de forage. Si nous tenons compte du temps perdu lié à ce facteur, nous pourrions plus ou moins atteindre un nombre élevé : 32.5 jours cela représente presque 12% de tout le temps de fonctionnement et 22% représente le reste de NPT des autres opérations (complétion comprise) du puits MLEP 1.

## **j) Coûts relatifs aux Problèmes Tectoniques**

Vu le pourcentage élevé en NPT produit par ces problèmes tectoniques, l'équipe technico-économique a décidé de faire une approche pour avoir une idée des coûts additionnels consommés par ce facteur. Ces coûts exprimés en devise algérienne et Américain pour le puits MLEP 1 sont de valeur : **158.620.000.00 (DA)**, équivalent à 2.266.000.00 \$.



## IX) Historique du Forage de la Section 6"

### Introduction

La réalisation de cette section a nécessité l'utilisation de trois modes d'entraînement de l'outil. Ces modes ont été conditionnés par les limites techniques imposées par le puits. Dans ce qui se suit nous allons détailler ces trois modes en trois parties, à savoir :

### Partie N01 : (Forage de 5675m à 6033m)

Le mode Rotary est utilisé dans cet intervalle avec une garniture stabilisée dont la composition est illustrée dans le tableau ci-dessous. Les paramètres de forage ainsi que les boues utilisées sont aussi donnés dans des tableaux en dessous.

Le problème majeur rencontré durant le forage de cet Intervalle est la valeur du **TORQUE** élevé, qui a avoisiné les 7000 lbs\*ft. Cela est dû à la profondeur (longueur de la garniture), type d'outil, ainsi que la solidité des formations qui se trouvent dans cet intervalle.

Dans de pareilles situations, la continuité de forage avec cette garniture n'est quasiment pas envisageable, en raison du risque du cisaillement présent, pour cela on a opté pour le turboforage.

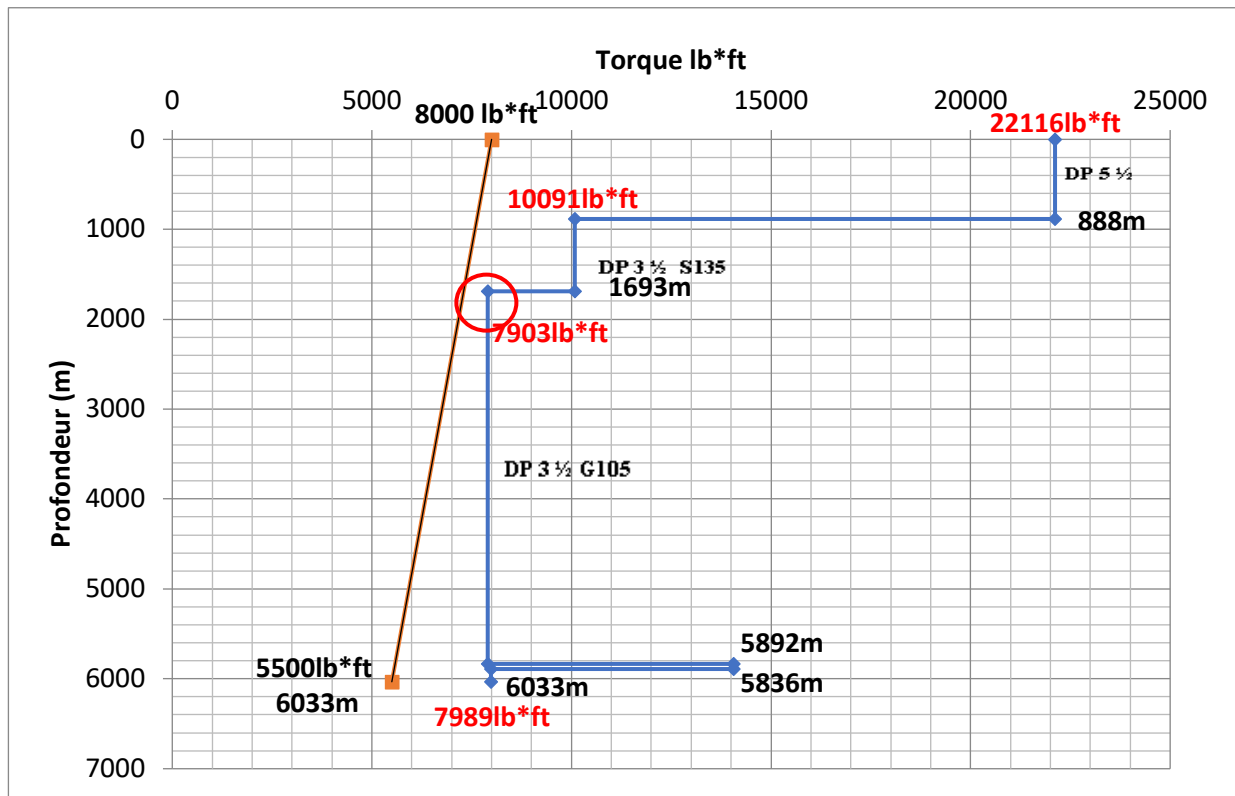
<b>BHA</b>			
<b>Name : 6 PACKED HOLE</b>			
<b>OD (inch)</b>	<b>Type d'outils</b>	<b>Nbr de JTS</b>	<b>Longueur (m)</b>
5,5	DP G105		
5,5	XO	1	1,13
3,5	DP S135	84	805,55
3,5	DP G105	432	4 142,49
3,5	HW	6	55,88
4,750	DC	2	18,30
4,750	JAR	1	8,87
4,750	DC	10	91,30
5,937	IBS	1	1,49
4,750	DC	1	8,62
5,937	IBS	1	1,39
4,750	DC	1	9,32
5,937	NBS	1	1,25
6	PDC	1	0,24
Longueur Total de la BHA			5145,83
<b>Remarque :</b> Les longueurs de DP 5 ½ G105 sont ajoutés en fur et à mesure que la descente de la garniture de forage dans le puits.			

### Paramètres de Forage utilisés

<b>Intervalle (m)</b>	<b>Paramètres Mécaniques</b>		<b>Paramètres Hydrauliques</b>	
	<b>WOB (T)</b>	<b>RPM</b>	<b>Débit (LPM)</b>	<b>Pression (psi)</b>
<b>5675-5691</b>	4/5	50/60	900	3400
<b>5691-5758</b>	5/8	150/160	900	3000
<b>5758-5828</b>	6/8	150/160	900	3000
<b>5828-5873</b>	4/7	110/160	900	3000
<b>5873-5914</b>	6/7	120/140	900	3100
<b>5914-5962</b>	5/7	130/140	900	3100
<b>5962-5990</b>	5/7	120/140	900	3300
<b>5990-6021</b>	5/7	120/140	900	3500
<b>6021-6025</b>	5/7	120/150	900	3500
<b>6025-6033</b>	5/7	120/150	900	3600

<b>PARAMETRES DE BOUE UTILISES EN FONCTION DE LA PROFONDEUR</b>										
<b>Paramètres Mesurés</b>	<b>Depth (m)</b>									
	<b>5 675</b>	<b>5680</b>	<b>5756</b>	<b>5825</b>	<b>5873</b>	<b>5912</b>	<b>5961</b>	<b>5990</b>	<b>6021</b>	<b>6033</b>
<b>d (sg)</b>	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
<b>FL TEMP (°F)</b>	150	150	146	146	146	145	145	145	145	145
<b>FUN VIS (s/qt)</b>	48	48	50	50	50	50	50	53	53	53
<b>PV (cp)</b>	20	20	31	19	19	19	19	23	23	23
<b>YP (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	10	10	12	12	12	12	12	12	12	12
<b>G (0) (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	9	9	9	9	9	7	7	7	7	7
<b>G (10) (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	21	21	21	21	21	19	19	13	13	13
<b>HPHT FL (cc/30min)</b>	3,60	3,60	3,60	3,50	3,20	3,50	3,50	3,30	3,20	3,20
<b>SOLIDS (%)</b>	22	22	22	22	22	22	22	24	24	24
<b>OIL %</b>	74	74	74	74	74	73	73	73	73	73
<b>H2O %</b>	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3
<b>OIL/H2O</b>	95/5	95/5	95/5	95/5	95/5	96/4	96/4	96/4	96/4	96/4
<b>LGS (%)</b>	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
<b>HGS (%)</b>	12,30	12,30	12,30	12,10	12,10	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30
<b>Cl Brine (g/L)</b>	320	320	320	320	320	360	360	360	360	360
<b>NaCL Brine (g/L)</b>	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26

<b>Problèmes Rencontrés Pendant le Forage de la Première Partie de la Phase 6''</b>			
<b>Mode de Forage : Rotary</b>			
<b>Profondeur (m)</b>	<b>Constatations</b>	<b>Analyse</b>	<b>Actions Prises</b>
<b>5828 à 5872</b>	Torque élevé suivi d'un calage de Top-Drive	Quantité des déblais élevés dans le puits	Pompage d'un bouchon visqueux
<b>5873 à 5914</b>	Piques de Torque	Gonflement des argiles	
<b>5946 à 5962</b>	Piques de Torque	Chute des retombés	
<b>5962 à 5990</b>	Top drive se cale Chute de ROP		
<b>6021 à 6033</b>	Piques de Torques	Problème Rotary	Utilisation d'un PDM
	Augmentation de Pression	Bouchage d'outil	Changement d'outil
Remarque : La Persistance du torque élevé impose l'utilisation de Turboforage.			



### Limite de Torque de la Garniture avec le Torque Enregistré

#### Partie N02 : (Forage de 6033m à 6269m)

Le PDM introduit dans cette partie a réalisé un intervalle de 107m, et à cause de la température de fond élevée (182°C), la partie en caoutchouc de ce dernier a été détruite. Face à de telles circonstances, la continuité de la phase sans le PDM est envisageable. Vue la non-disponibilité de la turbine au niveau du chantier, le forage a été repris en mode Rotary pour finir la partie.

La garniture utilisée ainsi que les paramètres de forage et de boue sont indiquées dans les tableaux ci-dessous.

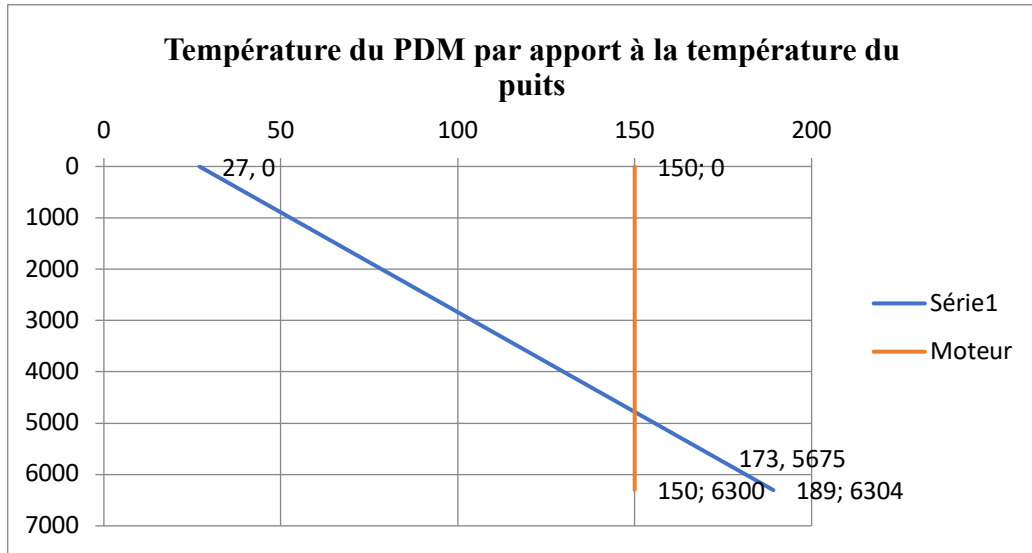
BHA			
Name : 6 PACKED HOLE			
OD (inch)	Type d'outils	Nbr de JTS	Longueur (m)
5,5	DP		
5,5	XO	1	1,13
3,5	DP	84	805,55
3,5	DP	432	4 142,49
3,5	HW	6	55,88
4,750	DC	2	18,30
4,750	JAR	1	9,07
4,750	DC	10	91,30
5,937	IBS	1	1,49
4,750	DC	1	8,62
5,937	IBS	1	1,39
4,750	CIS	1	0,69
5,937	PDM	1	7,15
6	PDC	1	0,24
<b>Longueur Total de la BHA</b>			
<b>Remarque :</b> Les longueurs de DP 5 1/2 G105 sont ajoutés en fur et à mesure que la descente de la garniture de forage dans le puits.			

**Paramètres de Forage utilisés :**

Intervalle (m)	Paramètres Mécaniques		Paramètres Hydrauliques	
	WOB (T)	RPM	Débit (LPM)	Pression (psi)
6033-6085	2/4	35	750	3800
6085-6121	2/4	50	750	3800
6121-6125	1/3	30	750	3700
6125-6140	1/2	30	750	3600
6140-6164	2/3	140	950	3500
6164-6188	4/5	120/160	850	3200
6188-6207	4/5	120/160	850	3200
6207-6208	1/3	80/100	850	3500
6208-6233	4/5	120/130	850	3200
6233-6256	5/6	110/150	850	3000
6256-6269	3/6	110/150	850	3200

PARAMETRES DE BOUE UTILISES EN FONCTION DE LA PROFONDEUR										
Paramètres Mesurés	DEPTH (m)									
	6033	6085	6121	6125	6164	6188	6207	6233	6251	6269
d (sg)	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,37	1,39
FL TEMP (°F)	125	145	145	145	150	150	150	150	150	150
FUN VIS (s/qt)	53	54	56	58	56	56	56	56	59	58
PV (cp)	23	23	23	22	22	22	22	23	22	22
YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	12	13	13	15	14	14	14	12	15	14
G (0) (lb/100ft <sup>2</sup> )	7	9	9	10	9	9	9	9	9	11
G (10) (lb/100ft <sup>2</sup> )	13	14	14	15	14	14	14	14	14	15
HPHT FL (cc/30min)	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,60
SOLIDS (%)	24	24	24	24	24	24	24	24	22	23
OIL %	73	73	73	73	73	73	73	73	74	73
H2O %	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4
OIL/H2O	96/4	96/4	96/4	96/4	96/4	96/4	96/4	95/5	95/5	95/5
LGS (%)	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,5	3,5
HGS (%)	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30	17,30	17,80
Cl Brine (g/L)	360	360	360	320	320	320	320	320	320	320
NaCL Brine (g/L)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26

Problèmes Rencontrés Pendant le Forage de la Deuxième Partie de la Phase 6"			
Mode de Forage : Avec Moteur de Fond (PDM)			
Profondeur (m)	Constatations	Analyse	Actions Prises
6085 à 6121	Pression (On Bottom) élevé + Piques de Torque	Mauvais Nettoyage	Circulation
6125 à 6140	Présence des débris de Caoutchouc du PDM sur les Tamis	Température de fond très élevé	Enlevé le PDM
<b>Remarque :</b> La température de fond rend l'utilisation du PDM impossible.			



### **Partie N03 : (Forage de 6277m à 6304m)**

Cette dernière partie était réalisé avec une BHA ci-dessous, dans laquelle une **TURBINE** a été incorporée. Durant le forage et précisément à la côte **6304m** ; un coincement au niveau de l'outil est survenu, ce dernier est provoqué par certains facteurs dont l'analyse viendra après. Après la survenue du coincement, plusieurs opérations ont été entamées pour libérer la garniture, mais en vain.

- Battage dans les (02) sens (Traction max = 40T, Compression max = 12T)
- Pompage de (02) bouchons de (Pipe-Laxe).
- Pompage de (02) bouchons d'acides en manouvrant de la garniture en même temps.
- Dropped the shaft locking balls in order to transmit torque to the bit without success.

Après toutes ces tentatives de libération sans succès, le cisaillement de la garniture est envisagé au niveau de l'arbre inférieur de la turbine. Ce cisaillement a eu lieu par l'application à la garniture des paramètres suivants :

- Maintenir la garniture à 180T (20T de traction)
- Arrêter la circulation.
- Tourner la garniture à 180 tr/min, on obtient un TQ = 6000 lbs\*ft
- Après (15min) la garniture est libre (W=160T, TQ = 3000 lbs\*ft)

Après la libération de la garniture, le repêchage de la partie coincée (tige inférieure de la turbine + outil Imp) est mis en action par la descente de la fraise 5 <sup>1/8</sup> afin de fraiser la tige inférieure de la turbine ainsi que l'outil Imp, mais ce dernier n'a pas été fraisé à cause de sa dureté. A ce moment l'arrêt de forage est ordonné, et **6304m** est déterminé comme étant la **TD du puits MLEP 1**.

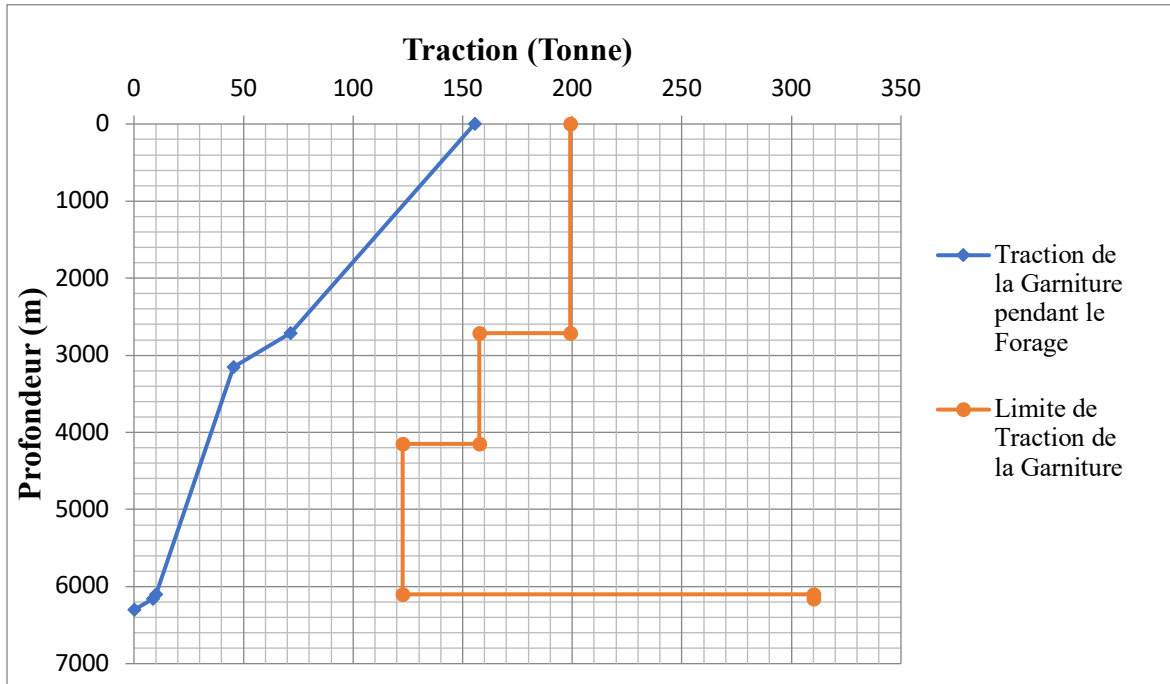
### **Paramètres de Forage utilisés :**

Intervalle (m)	Paramètres Mécaniques		Paramètres Hydrauliques	
	WOB (T)	RPM	Débit (LPM)	Pression (psi)
6077 - 6286	1/2	50	780	4400
6286 - 6304	2/4	1350	780	4400

<b>BHA</b>			
<b>Name : 6 PACKED HOLE</b>			
<b>OD (inch)</b>	<b>Type d'outils</b>	<b>Nbr de JTS</b>	<b>Longueur (m)</b>
5,5	DPG105		
5,5	XO	1	1,03
3,5	DP S135	150	1439,68
3,5	DP G105	204	1950,31
3,5	HW	6	55,88
4,750	DC	2	18,30
4,750	JAR	1	8,88
4,750	DC	12	109,62
5,875	IBS	1	1,40
5,875	TRB	1	9,36
6	IMP	1	0,38
Longueur Total de la BHA (m)			3594,84
<b>Remarque :</b> Les longueurs de DP 5 ½ G105 sont ajoutés en fur et à mesure que la garniture de forage descend dans le puits.			

<b>PARAMETRES DE BOUE UTILISES EN FONCTION DE LA PROFONDEUR</b>			
<b>Paramètres Mesurés</b>	<b>DEPTH (m)</b>		
	<b>6077</b>	<b>6285</b>	<b>6304</b>
<b>d (sg)</b>	1,39	1,39	1,39
<b>FL TEMP (°F)</b>	135	150	150
<b>FUN VIS (s/qt)</b>	65	60	60
<b>PV (cp)</b>	22	32	32
<b>YP (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	14	15	15
<b>G (0) (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	10	10	10
<b>G (10) (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	16	19	19
<b>HPHT FL (cc/30min)</b>	4	4,50	4,20
<b>SOLIDS (%)</b>	22	22	23
<b>OIL %</b>	74	74	74
<b>H2O %</b>	4	4	3
<b>OIL/H2O</b>	95/5	95/5	96/4
<b>LGS (%)</b>	3,6	3,8	4
<b>HGS (%)</b>	16,80	16,40	16,80
<b>Cl Brine (g/L)</b>	320	320	320
<b>NaCL Brine (g/L)</b>	26	26	26

<b>Problèmes Rencontrés Pendant le Forage de la Troisième Partie de la Phase 6</b>			
<b>Mode de Forage : Avec Turbine</b>			
<b>Profondeur (m)</b>	<b>Contestations</b>	<b>Analyse</b>	<b>Actions Prises</b>
<b>6277 à 6286</b>	Difficulté de forage « Calage de la Turbine »	WOB élevé et Débit réduit	Augmenté le débit Limité le WOB à 1,5T
<b>6286 à 6304</b>	Pression en tête très élevé (4600 psi)	Augmentation du débit de 700 à 750 lpm.	Reprendre le débit 700lpm
<b>6304</b>	Coincement au niveau de l'outil	Pas de remonté	Illustrés dans l'analyse du coincement
<b>Remarque :</b> L'augmentation du débit est limitée par la pression de fond.			



**Traction en Fonction de la Profondeur**

**Calcul de la Puissance mécanique de pompage nécessaire pour cette phase**

**a) Perte de charge à l'intérieur de la garniture :**

**Pour DP 5 ½**

$$N_{DP1} = (800^{1,8} * 2710) / (901,63 * (4,778)^{4,8}) = 277.41$$

**Pour DP 3 ½ "**

$$N_{DP2} = (800^{1,8} * 3390) / (901,63 * (2,764)^{4,8}) = 4801.21$$

**Pour HWDP 3 ½ "**

$$N_{DP3} = (800^{1,8} * 56) / (901,63 * (2,0625)^{4,8}) = 323.31$$

**Pour DC 4 ¾**

$$N_{DC} = (800^{1,8} * 138) / (901,63 * (2,25)^{4,8}) = 524.73$$

**D'où:**  $N_{(intérieur\ garniture)} = \sum N_i = 277.41 + 4801.21 + 323.31 + 524.73 = 5926,67$

$N_{Int-G} = 4660.42$

**b) Pertes de charge dans l'espace annulaire :**

$$N = \frac{L * Q^{1,8}}{706,96 * (D_o + D_i)^{1,8} * (D_o - D_i)^3}$$

**Pour DP 5 ½"**

$$N_{DP1} = (800^{1,8} * 2710) / (706,96) * (8,535 + 5,5)^{1,8} * (8,5 - 5,5)^3 = 198.46$$

**Pour DP 3 ½ " dans le 9<sup>5/8</sup>**

$$N_{DP2} = (800^{1,8} * 287) / (706,96) * (8,535 + 3,5)^{1,8} * (8,535 - 3,5)^3 = 6.07$$



**Pour DP 3 ½ " dans le 7"**

$$N_{DP3} = (800^{1,8} * 2667) / (706,96) * (6,09 + 3,5)^{1,8} (6,09 - 3,5)^3 = 623.76$$

**Pour DP 3 ½ " dans le découvert**

$$N_{DP4} = (800^{1,8} * 436) / (706,96) * (6 + 3,5)^{1,8} (6 - 3,5)^3 = 115.33$$

**Pour HW 3 ½ " dans le découvert**

$$N_{HW} = (800^{1,8} * 56) / (706,96) * (6 + 3,5)^{1,8} (6 - 3,5)^3 = 14.81$$

**Pour DC 4 ¾ " dans le découvert**

$$N_{DC} = (800^{1,8} * 138) / (706,96) * (6 + 4,75)^{1,8} (6 - 4,75)^3 = 233.76$$

**D'où:**

$$N_{(extérieur garniture)} = \sum N_i = 198.46 + 6.07 + 623.76 + 115.33 + 14.81 + 233.76 = 1192.19835$$

$$N_{ext-G} = 937.48$$

**c) Calcul du coefficient correspondant à la boue en circulation (B) :**

$$B = d^{0,8} * \mu_p^{0,2}$$

$$AN : B = (1.39)^{0,8} * (32)^{0,2} = 2.6$$

**d) Pertes de charges au niveau de l'outil :**

$$P_d = \frac{d * Q^2}{2959,41 * C^2 * A^2}$$

$$P_d = ((800)^{1,8} * 1.39) / (2959,41) * ((0.8)^2 * (1.22)^2) = 249.72 \text{ Kpa.}$$

$$P_d = 249.72 \text{ Kpa}$$

**e) Pertes de charge à travers la Turbine**

$$\text{Pour un } Q = 700 \text{ l/m, } P_2 = P_1 * Q_2^2 / Q_1^2 = 1000 * (800)^2 / (500)^2 = 2560 \text{ Psi.}$$

**f) Pertes de charges dans les équipements de surface :**

**g) Calcul de la pression de refoulement :**

$$P = N * B + P_d + \Delta P + \Delta P_{ES}$$

$$P = 2149.4 + \Delta P + \Delta P_{ES}$$

D'où :

$$\Delta P_{ES} = 50 \text{ Psi.}$$

**Tableau Récapitulatif**

Débit (lpm)	Pression de refoulement (Psi)
700	4760
1000	6700

## **X) Analyse du Coincement Survenu dans le Puits MLEP-1**

Cette partie a pour but de clarifier la situation avant, pendant et après le coincement, afin d'identifier le coincement survenu dans la formation de Quartzite de Hamra, qui servira de leçons apprises à prendre en considération pour éviter de pareils incidents. La chronologie de cette analyse comprend :

- Analyse des carottes de la formation Quartzite de Hamra.
- Analyse du Torque.
- Analyse des débris.

### **1) Analyse des carottes de la formation Quartzite de Hamra.**

Les enregistrements de diagraphie et d'imagerie ont montré que :

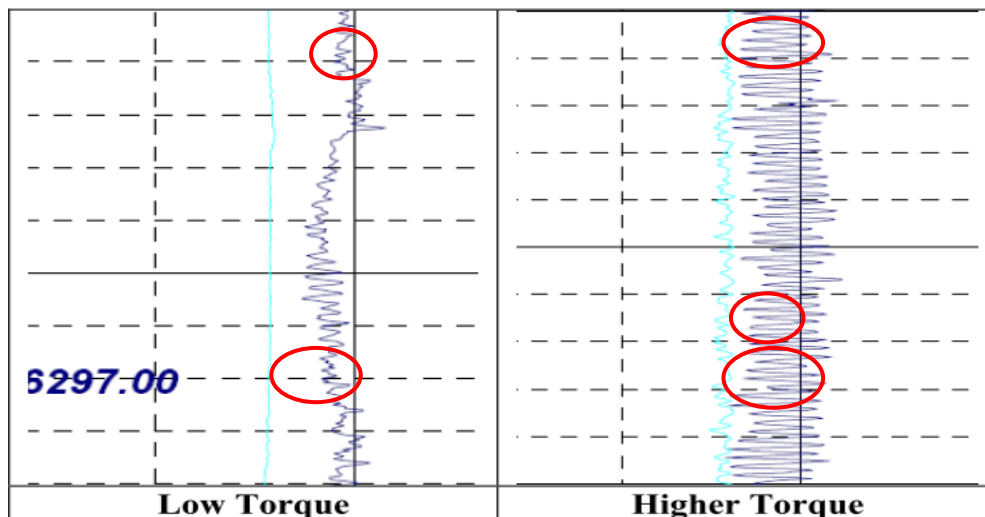
- Les Quartzite de Hamra, qui est une formation réservoir dure et abrasif, contient des contraintes tectoniques horizontales.
- Suite à la différence dans la magnitude de ces contraintes horizontales, les parois du trou se craquent dans la direction des contraintes minimum, donc la zone craquée résulte de la différence de pression engendrée par les deux types de contraintes horizontales.
- Les débris de la zone craqué tombent dans le fond du puits à des moments différents.
- Les facteurs tel que, régime d'écoulement, débit, déplacement des tiges, peuvent crier des caves à ces endroits.



### **2) Analyse du Torque**

- Une fois que les zones fragiles des parois du puits (parallèle aux contraintes horizontales minimum) sont craquées, leurs débris tombent dans le fond du puits. Lors de cette chute, ces débris provoquent des chocs sur l'ensemble des éléments de la BHA.
- Les débris craqués ralentissent la rotation de la garniture, donc leur action est de produire un moment résistant variable à celui de la rotation de la garniture de forage, ce qui explique la variation du torque avant le coincement.
- Le torque est le premier élément indicateur de chute des débris de la formation dans le fond du puits.

Voici en dessous, un exemple de variation du torque dans le puits MLEP-1 durant la même journée.



**Différence de Torque causé par chute de débris**

**Remarque :** L'explication détaillée de la variation du torque viendra juste après l'analyse des débris.

### 3) Analyse des débris

Les différents débris évacués par la boue de forage à l'extérieur du puits, doivent être analysés en termes de forme et de taille. Cette analyse a pour but de déterminer la différence :

- Débris provenant de la destruction de la roche par l'outil.
- Débris provenant de la cassure de la roche par les contraintes tectoniques horizontales.

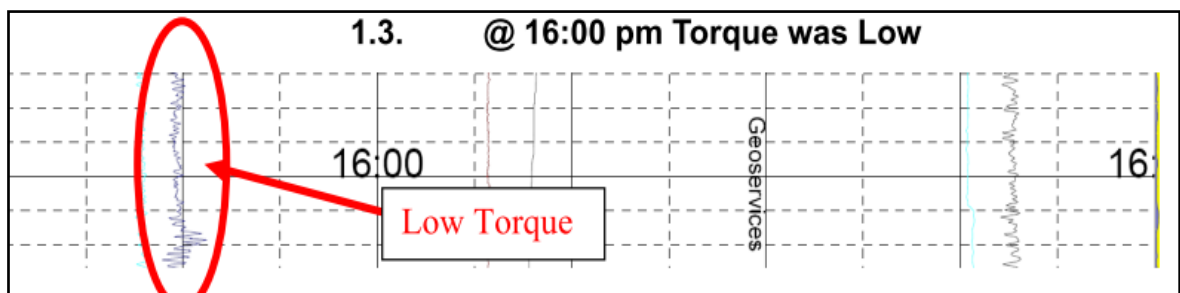
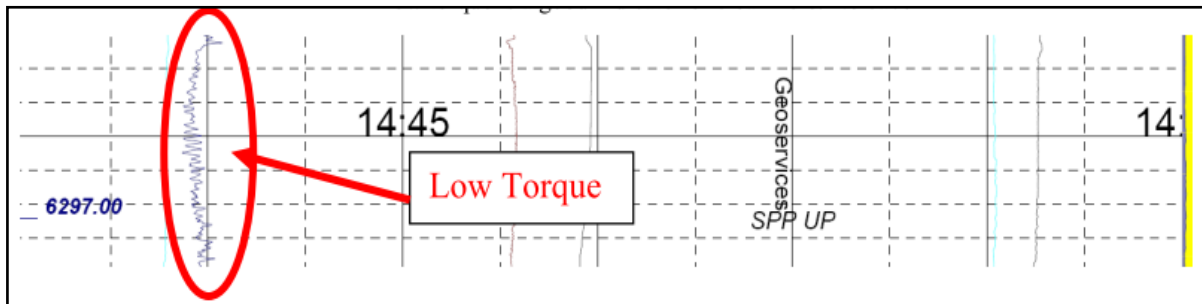
Les figures en dessous, illustre ce qui a été expliqué en dessus



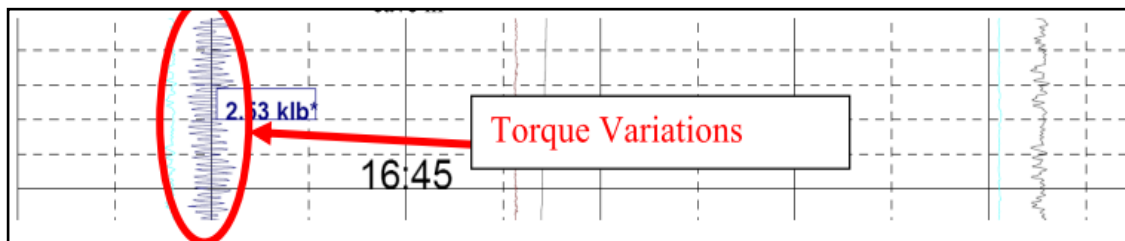
**a) Torque de 6290 à 6297 m (14h : 45min)**

La valeur du torque est faible, cela indique le bon nettoyage du trou ainsi que l'absence de caves.

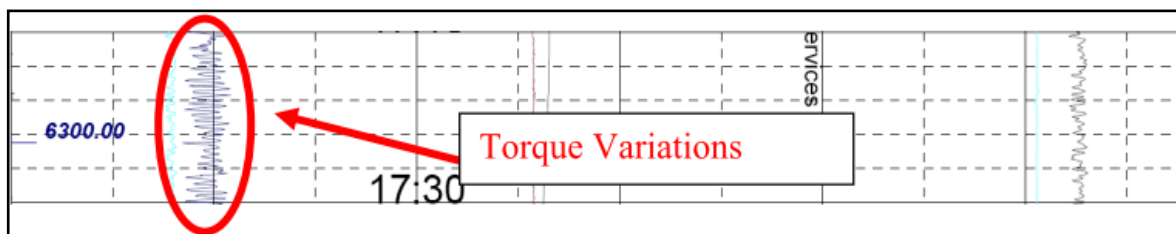
**b) Torque à 6298 m (16h) : Toujours faible valeur du torque.**



**c) Torque à 6299 m (16h : 45min) : La valeur du torque commence à varier. Dans le graphe ci-dessous la variation est bien illustrée.**

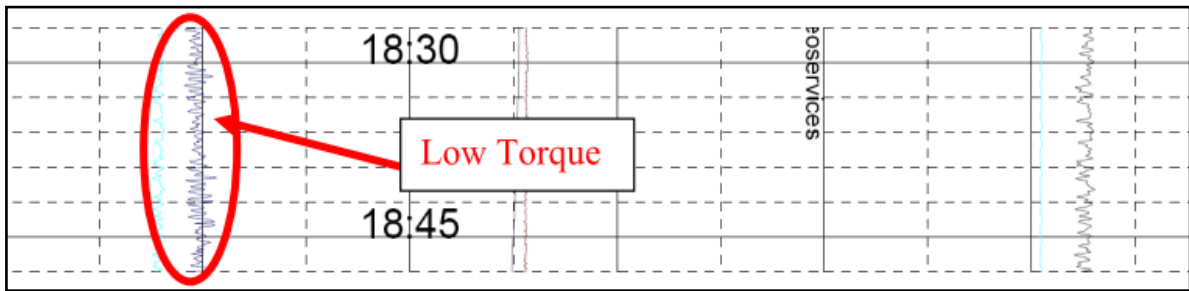


**d) Torque à 6300 m (17h : 30min)**



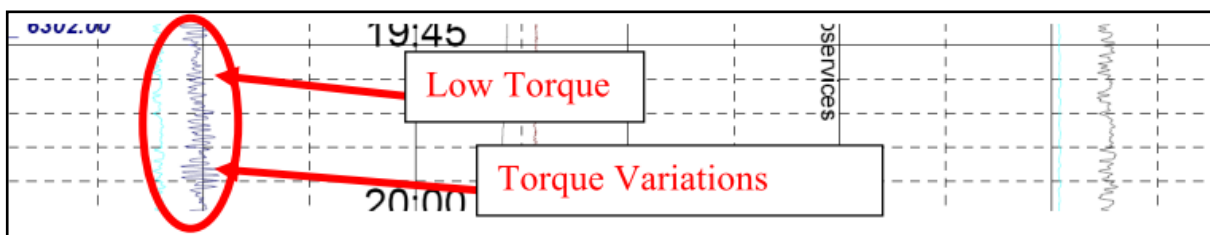
**e) Torque à 6301 m (18h : 30 à 18h : 50min)**

La faible valeur de torque montre que les débris provenant de la formation sont évacués à l'extérieur du puits, ce qui conserve le puits propre.



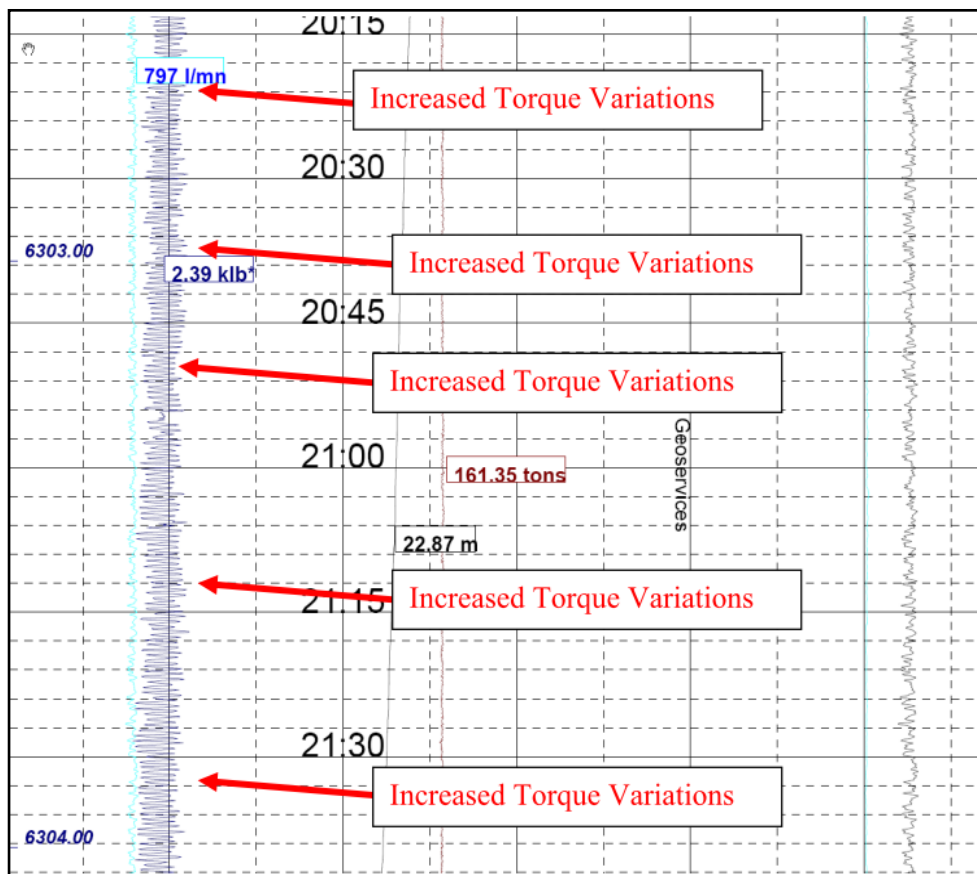
**f) Torque à 6302 m (19h : 45 à 20h)**

Dans ce schéma, on peut voir facilement la variation du torque,



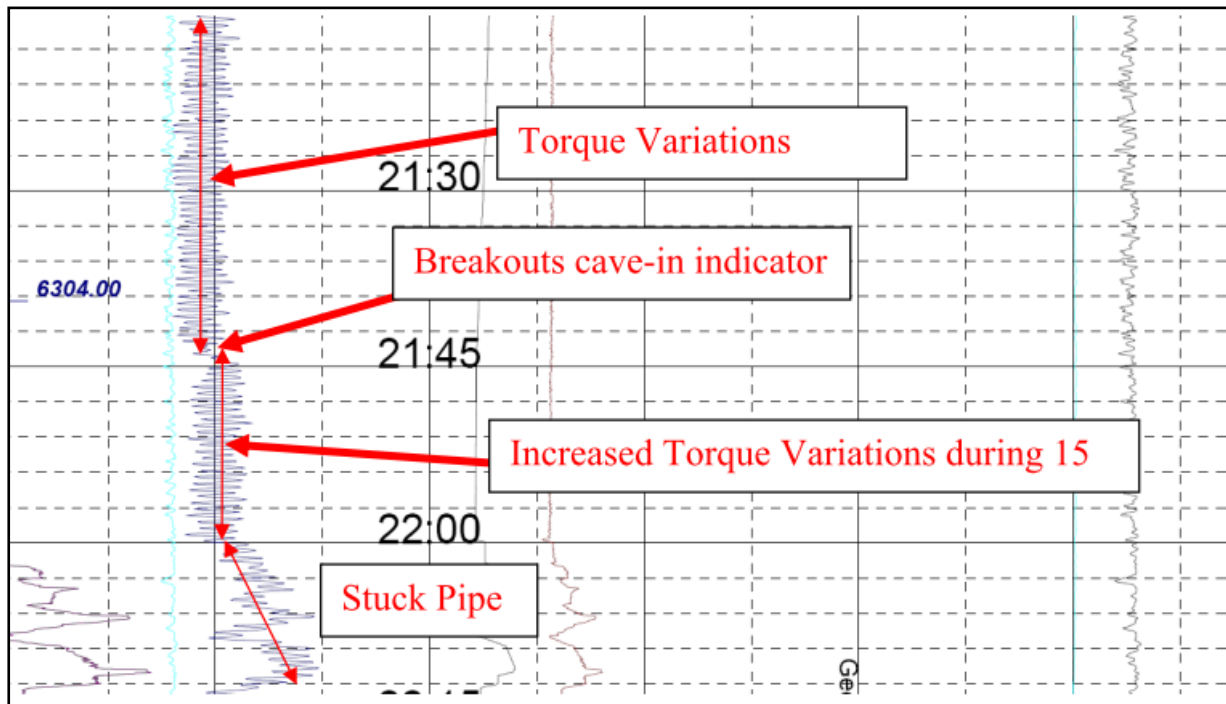
**g) Torque de 6302 m à 6304 m (TD) (20h : 15 à 22h)**

Dans ce dernier intervalle, on peut déduire la présence continue des débris dans le fond du puits, car la valeur du torque augmente relativement.



## h) 15 minutes avant le coincement

La figure ci-dessous, montre en détail la variation du torque 15 minute avant le coincement de la garniture.



## 4) Détection du Coincement

Malheureusement l'équipe de forage n'a pas détecté ce coincement aussi rapide qu'il fallait malgré la manifestation de quelques signes, à l'exception de la variation du torque. Cela est justifié par les faibles variations en valeur de ces signes en rapport avec la faible fiabilité des outils d'indication. Les signes précurseurs ainsi que ceux du coincement sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Signes Précurseurs	Signes de Coincement
Piques de Torque provoqué par la chute de débris sur la BHA	Pas de remonte
le couple a subi un changement apparent 15 minutes avant que les tiges se coincent.	Pas de descente
Chute de pression au niveau de la turbine (blocage du rotor de la turbine)	La rotation et la circulation ne sont pas affectées
Avancement nul pendant	
Les coupures sur les tamis sont de formes et de tailles différentes de découpages de l'outil.	

## 5) Type de coincement :

Selon les signes de coincement cité en dessus, le type de coincement survenu au niveau du puits profond MLEP-1 dans la formation de Quartzite de Hamra est un coincement purement géologique dut aux mouvements tectoniques de la formation réservoir qui se fracture en débris de forme et de taille différente.

## 6) Actions Prises

La formation de Quartzite de Hamra, montre des fractures naturelles, très anciennes remplie de carbonate de sodium. En dessous ; deux exemples de ces fractures, l'une est remplie par de l'huile et l'autre est remplie par du carbonate de sodium.



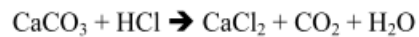
Fractures Naturelles remplies par de l'huile



Fractures Naturelles remplies par CaCO<sub>3</sub>

Vue que le carbonate de sodium, se dissout très bien en présence d'acide, donc les débris de quartzite de Hamra qui contiennent des fractures remplies de ce sel, peuvent se dissoudre avec l'acide. L'acide réagit avec le carbonate de sodium, et par conséquent la dissolution partielle de carbonate peut aider éventuellement d'une manière efficace à la réussite de l'opération de battage.

Considérations pour utiliser l'acide :



- Pompage de Spacer (de tête et de queue).
- Les Spacer devraient être préparés avec de l'eau salée pour éviter la différence dans les densités.
- Augmenter la viscosité plastique des Spacer à 35 YP, pour empêcher la migration de l'acide due à la différence des densités.
- Pomper de faibles volumes chaque 10'.
- Travailler la garniture en mouvement.

#### **Fluide de forage :**

- Tenir l'indice de lubrification en dessous de 0.1
- Un faible indice de lubrification peut réduire substantiellement, le torque.
- Augmentez la densité de la boue à une valeur qui présente plus de sécurité.
- La salinité de la phase de la boue doit être supérieure à 300 g/l, pour éviter la filtration de l'eau sous l'effet d'un déséquilibre de la force osmotique.
- En fonction de la nécessité, pompez des bouchons visqueux, pour optimiser le nettoyage du trou.
- Maximiser le débit.
- Effectuer des analyses de rhéologie sur la boue à la même température et pression de puits.

Description	De - À	Résultat
Pompage d'un bouchon visqueux de 4m <sup>3</sup> (Hi-Vis)	6286 - 6304	SR
Battage (Tr= 40T, C =12T)	6304 - 6304	SR
Battage (Tr= 10T, C =12T)		SR
Pompage : 15m <sup>3</sup> (Lv) suivi de 15m <sup>3</sup> (Hv)	6304 - 6304	
Battage (Tr= 15T, C =12T)		SR
Pompage de 4m <sup>3</sup> de Hi-Vis	6304 - 6304	
Pompage 5m <sup>3</sup> de PIPE-LAX SPOTTING FLUID	6304 - 6304	SR
Pompage 5m <sup>3</sup> d'acide selon le pgm avec attente de prise d'effet	6304 - 6304	SR
Battage à 185T (Tr= 15T, C =12T)		SR
Déplacement d'acide (250 l/hr) + Manœuvre sur la garniture	6304 - 6304	

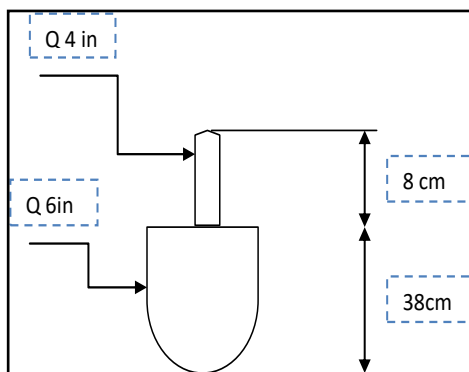
Battage à 190T (Tr= 15T, C =12T) Déplacement d'acide (250 l/hr) + Manœuvre sur la garniture	6304 - 6304	SR
Pompage d'un autre volume d'acide (5m <sup>3</sup> ) selon le pgm avec attente de prise d'effet	6304 - 6304	SR
Battage Déplacement d'acide (200 l/15min)+Manœuvre sur la garniture	6304 - 6304	SR
Pompage de 4m <sup>3</sup> de Hi-Vis	6304 - 6304	SR
Blocage du système de verrouillage de la Turbine	6304 - 6304	SR
Tentative de cisailée la partie inférieure de l'arbre de la Turbine « Garniture en tension = 185T + Rotation à 150 tr/min » pendant 15 minutes	6304 - 6304	Garniture libre

## Repêchage du poisson

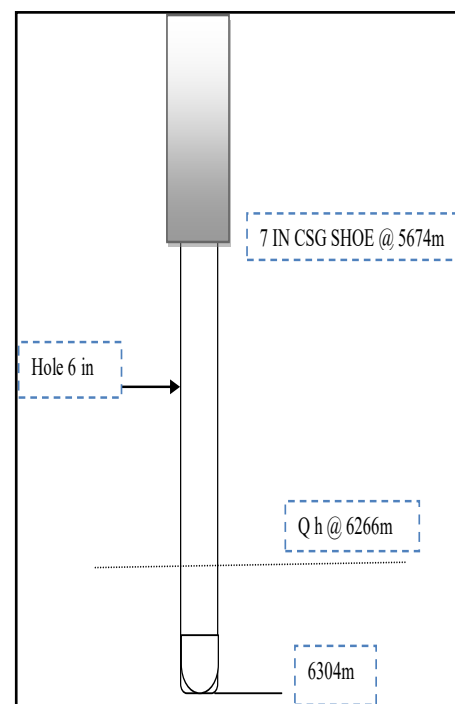
Après l'échec de toutes les opérations de décoincement, (Battage, bouchon d'acide...etc). L'équipe de forage à appliquer le dévissage mécanique pour récupérer la partie libre de la garniture toute en laissant dans le puits la partie coincée qui représente le poisson à repêcher.

### Données du Puits

<b>Puits</b>	MLEP 1
<b>Appareil</b>	ENF 16
<b>Section (in)</b>	6
<b>Profondeur</b>	6304 m
<b>Sabot du 7''</b>	5674 m
<b>Boue</b>	OBM, d= 1.39
<b>Formation</b>	Quartzite de Hamra à 6266 m
<b>Poisson à repêcher</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Outil Imprégné 6''*38cm.</li> <li>• DRIVE SHIFT 4''*8cm.</li> </ul>



**Poisson à Repêcher**



**Situation de Repêchage**

### Résumé des Opération de repêchage :

Après le cisaillement mécanique au niveau de l'extrémité inférieure du shaft de la turbine, et une fois au jour on a laissé dans le puits l'outil 6" qui fait 38 cm de longueur et la partie finale du shaft qui fait 08 cm de longueur voir photo N° 01.

Après que NEARFOR a procédé au démontage de la turbine, ils ont constaté, qu'un morceau du shaft qui fait 70 cm de longueur plus une chemise sont restés dans le puits ; ce qui fait une longueur totale du poisson de +/- 1.20m.

### Le : 31/12/2008

Descente junk mill N°01 OD 5-7/8 inch, milling +/- 8cm et remontée au jour  
Usure au centre (fraisage de la shaft) voir photo N° 02



**Le : 02/01/2009**

Descente junk mill N°02 OD 5-1/4 inch, milling +/- 14cm et remontée au jour  
Usure au centre sur la face d'attaque plus usure périphérique voir photos N° 03 et 04

**Le : 04/01/2009**

Descente rond nose mill N° 03 OD 5-1/8 inch fraisage +/- 09cm et remontée au jour  
Usure au centre plus usure périphérique ainsi qu'au niveau des lames voir photos N° 05-06-07

**Le : 06/01/2009**

Descente junk mill N° 04 OD 5-1/4 inch fraisage +/- 13cm et remontée au jour  
Usure périphérique sur la face d'attaque voir photo N° 08

**Le : 09/01/2009**

Descente junk mill N° 05 OD 5-1/8 inch , fraisage 22cm et remontée. Usure sur la face d'attaque et sur diamètre de la fraise, photos 09-10-11. D'après cette usure, il est possible que la fraise a travaillé à l'intérieur du poisson exceptionnellement pour cette fraise la quantité de ferraille récupérée dans le basket est de 267gr y compris une partie du filetage et un certain nombre de morceau de pastilles photo N° 12

**Le : 12/01/2009**

Descente inserted junk mill N° 06 OD 5-7/8 inch, fraisage de 15cm et remontée  
Usure sur la face d'attaque et sur le diamètre (même interprétation que pour la fraise précédente) c.a.d elle a travaillé a l'intérieur du poisson voir photos N°013 et14.

**Le : 15/01/2009**

Descente inserted junk mill N° 07 OD 6 inch, fraisage en cours (total ferraille récupérer @ 18H00 250gr)

**NB :**

Ci-joint les photos des retombés récupérés dans le junk basket, photos N° 15 et 16, la ferraille récupérée par l'aimant ne représente qu'un pourcentage de métal fraisé et l'autre partie est récupérée au niveau des tamis.

**Tableau récapitulatif**

<i>RUN N°</i>	<i>DATE DE DESCENTE</i>	<i>TYPE DE FRAISE</i>	<i>SN°</i>	<i>PROGRESS (cm)</i>	<i>TOTAL FERRAILLE AIMANT (gr)</i>	<i>TOTAL FERRAILLE JUNK BASKET (gr)</i>	<i>HEURE DE ROTATION</i>
1	31/12/2008	5-7/8" OD J-MILL	M2374	8	375	00	16,5
2	02/01/2009	5-1/4" OD J-MILL	49010	14	470	00	26,5
3	04/01/2009	5-1/8" OD ROND J-MILL	49004	9	650	75	33,5
4	06/01/2009	5-1/4" OD J-MILL	1709	13	475	00	42
5	09/01/2009	5-1/8" OD J-MILL	49010	22	574	267	45,5
6	12/01/2009	5-7/8" OD INSERTED J-MILL	601	15	541	00	45
7	15/01/2009	6" OD INSERTED J-MILL	4689				



**Photo N°1**



**Photo N°2**



**Photo N°3**



Photo N°4



Photo N°5



Photo N°6



Photo N°7



Photo N°8



Photo N°9



Photo N°10



Photo N°11



Photo N°12



Photo N°13



Photo N°14



Photo N°15



Photo N°16

## XI) Causes Principales du Coincement dans le Puits MLEP-1 au Niveau de QH

La formation QH est caractérisée par certaines caractéristiques spécifiques, en raison de ces caractéristiques le long de sa traversé, il y a plusieurs problèmes qui peuvent survenir pendant et après le forage de ce type de formation. Dans ce paragraphe on se focalise sur les différents aspects géologiques majeurs qui conduisent ou qui provoquent le coincement de la garniture.

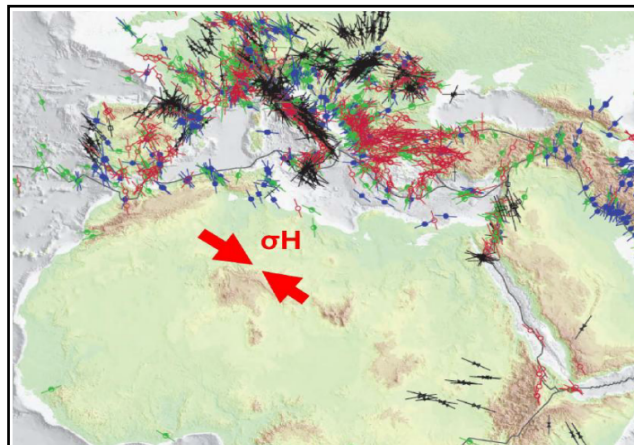
### 7) Contraintes ou Pression Tectonique

Les contraintes tectoniques horizontales sont principalement générées par un certain nombre de cause tel que, l'érosion, l'anisotropie des roches, les mouvements tectoniques ainsi que l'effet de liaison consécutif des discontinuités présentes dans la roche.

Dans ce contexte, la formation de QH est sous des efforts tectoniques horizontaux élevés qui peuvent être générés par les facteurs multiples déjà cités ci-dessus. Cependant, on sait que le mouvement tectonique des plaques comparé aux autres facteurs est le phénomène primaire responsable de la présence de contraintes horizontales élevées dans la région Sud Est de l'Algérie.


### 8) Direction des Contraintes

Pendant le forage de la formation de Quartzite de Hamra, le trou tend à changer sa forme arrondie, cette situation s'explique par la présence des contraintes géologiques générées dans cette formation de QH ( $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$  respectivement contrainte maximum et minimum contenue dans la formation). Ces contraintes changent en fonction du rayon et d'azimute, elles sont vigoureusement compressives le long de la ligne d'azimut des contraintes horizontal minimum. En d'autres termes, la direction d'évasion, ceci mène à une instabilité des parois du trou.



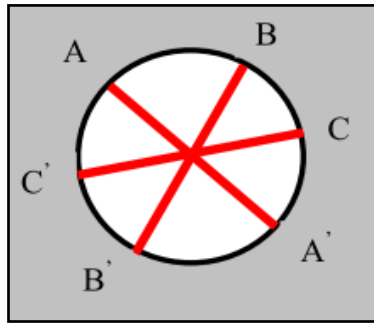
**Direction des Contraintes Horizontales Maximales**

#### Légende :

- $\sigma_H$  Contrainte horizontale max
- $\sigma_h$  Contrainte horizontale min
-  Direction des Contraintes horizontales maximales

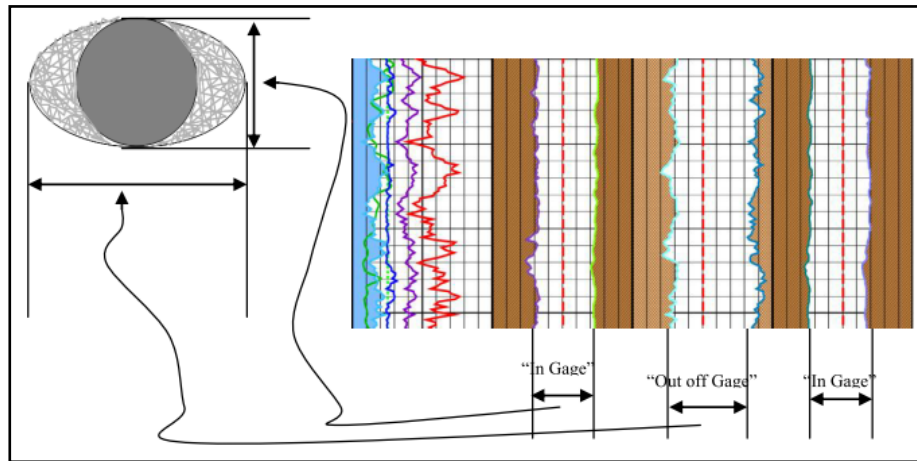
### 9) Analyse Diagraphique

L'outil de diagraphie électrique « Caliper » à permet d'enregistrer le profil interne du puits MLEP-1 dans la section (phase) en étude dans ce chapitre, cependant, l'outil de mesure utilisé est constitué par six bras de mesure fixes au corps de l'outil, et chacune des colonnes de mesure correspond à un couple de bras opposé, les points de contacts de ces bras sont représentés par les notations suivantes : A-A', B-B' et C-C'.

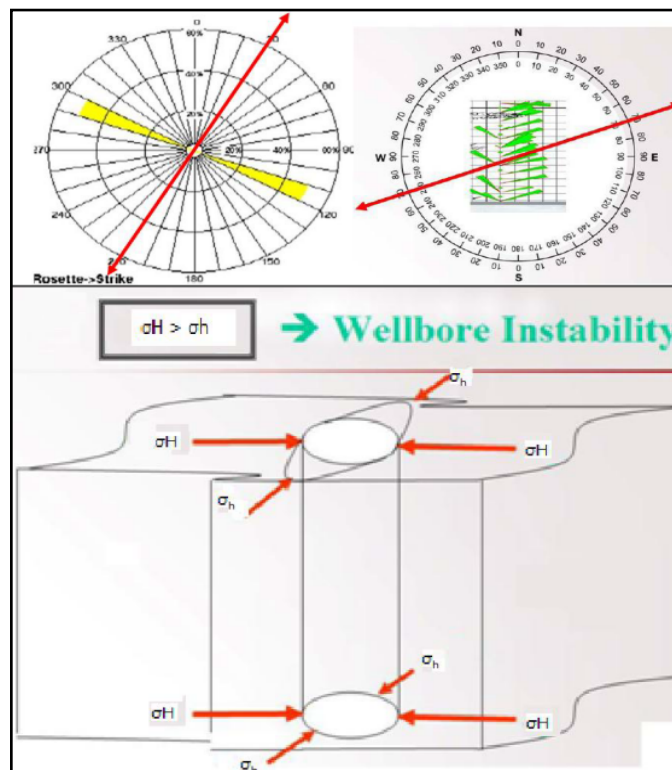


**Bras du Caliper Electrique**

Ces bras de l'outil enregistreur ont permis d'obtenir les enregistrements présentés ci-dessous.



**Déformation de la Roche Sous Contraintes Tectoniques Horizontales**



Horizontal stress and breakout direction

## 10) Magnitude des Contraintes

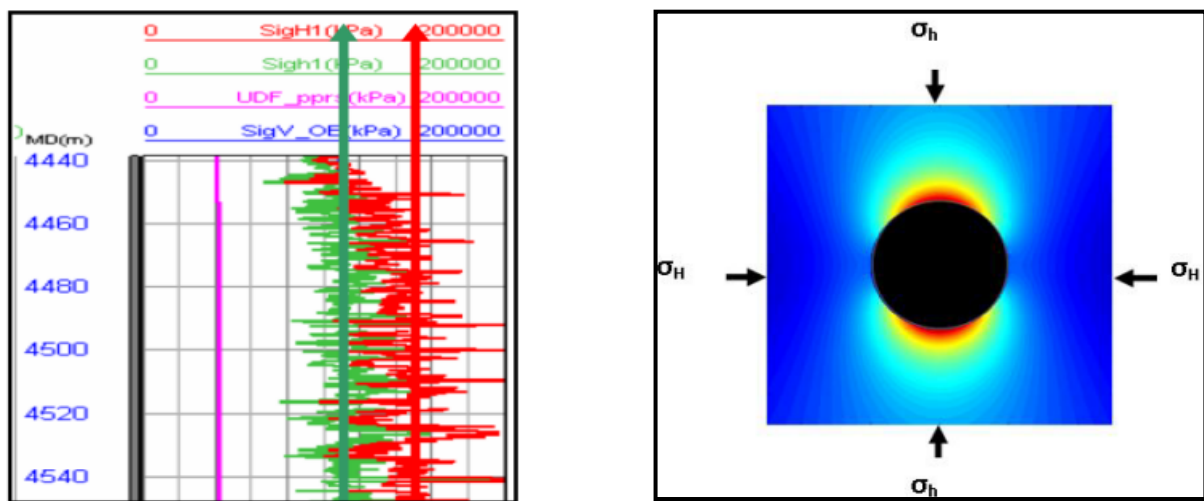
La situation dangereuse qui se présente juste après le forage de la formation des Quartzite de Hamra, est Breakouts (retombés), qui est un problème très fréquent pendant les manœuvres.

Ce phénomène d'évasion est causé par les différences en valeurs des contraintes tectoniques horizontales. Nous distinguons trois manières de déterminer la magnitude de ces contraintes tectoniques horizontales :

- Tests de fracturation
- Outils de diagraphie «Caliper».
- Théorie élastique linéaire.

**NB :** Pour le cas du MLEP-1 on a utilisé un «Caliper» électrique.

On se basant sur les deux figures présentées en dessous, on remarque que la valeur moyenne de la contrainte minimale ( $\sigma_h$ ), représenté par la ligne verte est de 11 000 KPa (1595 Psi), et celle de la contrainte maximale ( $\sigma_H$ ), représenté par la ligne rouge est de 17 000 Kpa (2466 Psi).



### Magnitude des Contraintes Tectoniques au Niveau des QH dans le Bassin de Berkine

#### Nomenclature

- **SigH** : Contraintes horizontales max.
- **Sigh** : Contraintes horizontales min.
- **SigV\_OB** : Contraintes verticales, ou Contraintes de surcharge.

**Remarque :** Le résultat le plus intéressant est que, généralement la valeur de la contrainte minimale égale à celle de la contrainte verticale. Et que la relation entre la contrainte max et min est un facteur de 1.55.

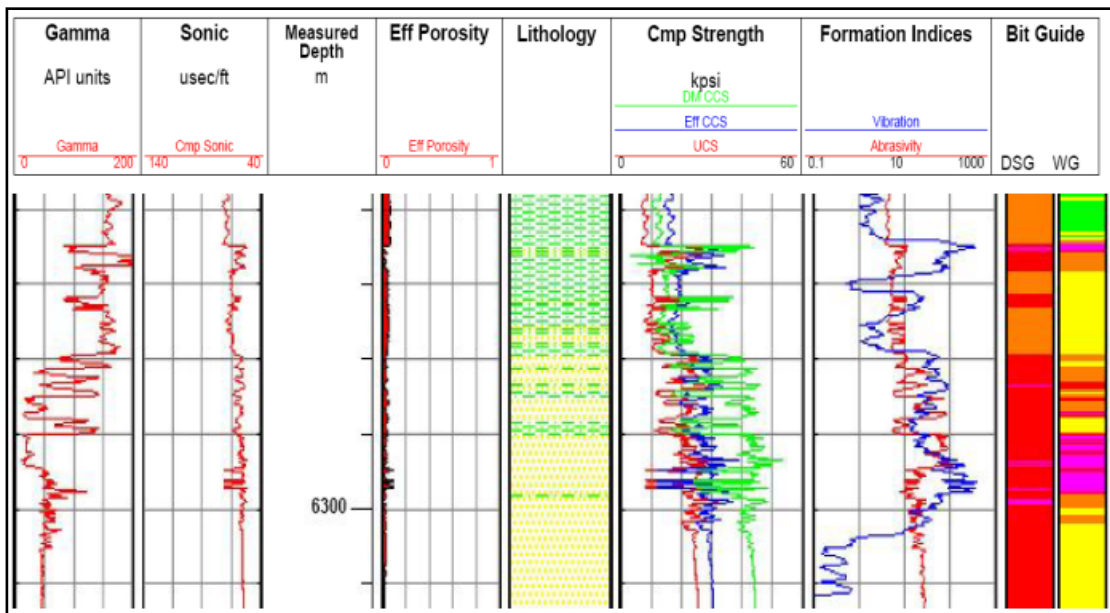
$$\text{SigH} > \text{Sigh} = \text{SigV\_OB}$$

$$\text{SigH} = 1.55 \text{ Sigh}$$

## 11) Résistance des Roches à la Compression

La résistance de la roche à la compression est définie comme étant la pression minimale nécessaire à appliquer pour casser la roche.

La formation de QH est constituée essentiellement du grès quartzitique avec couche intercalée occasionnelle d'argile. Ceci est détaillé par l'enregistrement effectué à 6266m présenté dans la figure ci-dessous :



### Caractéristiques des Quartzite de Hamra

On se basant sur les informations extraites de la figure précédente (enregistrement de diagraphie) on conclut que la formation de Quartzite de Hamra sur le puits MLEP 1 est une formation très dure et abrasive (ligne rouge de la colonne abrasivité sur la figure).

En plus ; la résistance des roches à l'écrasement (CCS, Confined Compressive Strength) (ligne bleu), dans cette formation augmente d'une manière significative le long de cette dernière par rapport aux autres formations réservoir.

L'augmentation de la résistance des roches à l'écrasement fait diminuer directement la courbe du Gamma Ray, ainsi que le temps de compression déterminé par la diagraphie Sonique.

Les pressions d'écrasement des roches dans cette section restent en dessus des valeurs **28 – 32 Kpsi**

#### **12) Débris de Roches**

Le forage d'un puits dans une formation à contraintes tectoniques élevés (cas du puits MLEP 1) conduit à un collapse vers le fond des roches enterrant les parois du puits. La différence dans la magnitude des contraintes horizontales produit des éclats ou des débris de roche avec des caractéristiques suivantes :

- Taille : Petits et grands, qui dépend des contraintes appliqués, la taille la plus grande varie de (+/- 2) à (+/- 10) centimètres.
- Forme : Semi-rond avec les bords pointus.
- Dureté : très élevé.
- Minéralogie : Quartzite avec fractures naturelles remplies de carbonate de calcium.



**Débris Récupéré du Puits MLEP 1**

**a) Mécanisme des débris**

- Dès que la roche sera coupée par l'outil de forage, la formation se casse dans la direction de contraintes horizontales minimales.
- Les faibles débris de la roche écrasés sont évacués en surface par le fluide de forage, et les plus grands débris restent en place un moment avant de tomber dans le fond sous l'effet des vibrations de la garniture, fluctuation du régime d'écoulement...etc.
- Coincement de la garniture au niveau des Stabilisateurs, DC, outil par ces grands débris tombés dans le fond.

**XII) Solutions Méthodologiques à Adapter**

Les causes primaires révélés dans le titre précédent sont les facteurs principaux qui ont provoqués le coincement de la garniture de forage. En outre, certaines pratiques pendant le forage peuvent accentuer ce risque de coincement. Dans le but de remédier à ce coincement, de nombreuses techniques et interventions sont requises.

Dans ce qui va venir, nous allons proposer des solutions méthodologiques à ce problème survenu, et qui sont basés sur certaines expériences précédentes, ainsi que l'utilisation de certains équipements déjà essayés avec succès dans des situations presque semblables à notre cas.

**Conclusions**

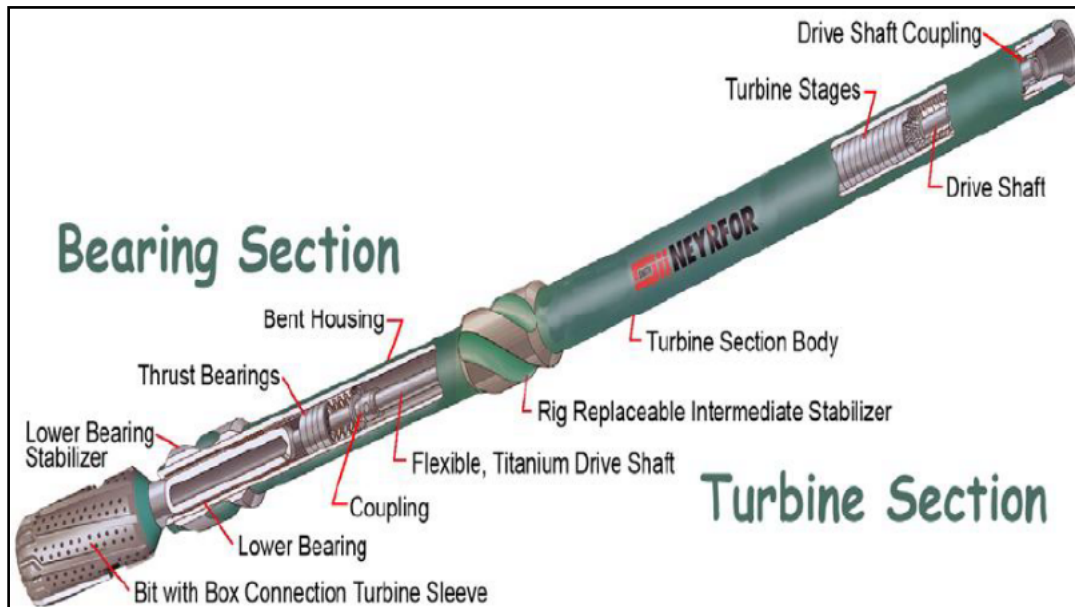
- La théorie de consolidation des parois du puits peut être développée et appliquée avec succès dans la formation de QH.
- Le modèle BEA peut être développé pour choisir les bonnes tailles de LCM pour assurer le contaminant désiré de pression.

**1) Solution Mécanique**

L'une des erreurs critiques qui accentue le risque de coincement au niveau de QH est la mauvaise conception de train de sonde pour le forage de cette section, pour cela l'industrie pétrolière fournit de nouvelles technologies mécaniques recommandées pour des formations soumises à de fortes contraintes tectoniques dont notre cas fait parti. Certains de ces nouveaux dispositifs sont décrits ci-dessous :

**a) Turbine**

C'est un moteur de fond, qui est destiné à convertir l'énergie hydraulique du fluide de forage en énergie mécanique nécessaire à la rotation de l'outil.



### Composants de la Turbine

La turbine recommandée doit optimiser l'énergie hydraulique fournie par les pompes afin de délivrer le couple maximum pour l'outil, et réduire au minimum le WOB.

#### b) Choix des composant de la turbine

##### ➤ Power Section « PS »

Il est recommandé de choisir des rotors et des stators dont le mode des ailettes (Blades), permet de générer des pertes de charge minimum, pendant la rotation du rotor, ainsi que des vitesses régulières, de plus elle va permettre au foreur de contrôler la chute de pression juste avant le coincement. (Chute de P-chute de V-Calage-Coincement).

##### ➤ Bearing Section « BS »

Généralement il est recommandé d'utiliser une BS flexible (FBS), avec moins de stabilisateurs (LBS). Le Bent Housing max doit être compris entre  $0.25^\circ$  et  $0.75^\circ$  pour éviter l'excentricité du puits.

Trois types de turbine ont été proposés par Smith-Neyrfor :

Longueur de Section Moteur « PS »	T1 ou XL-T1
Type des ailettes « Blades »	MK2 avec T1 ou XL-T1 MK3 avec T1 seulement
Diamètre extérieur	4 <sup>3/4</sup>
Boue	OBM

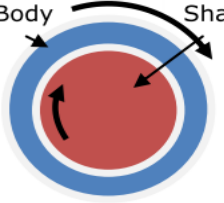
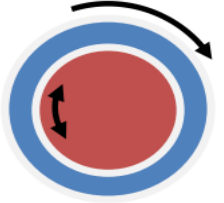
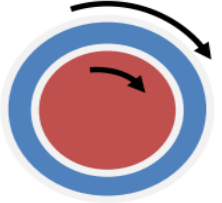
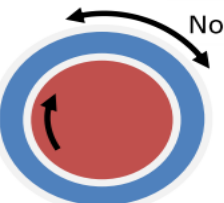
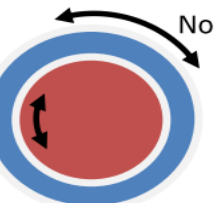
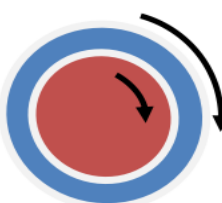
#### c) Choix du type de la turbine

L'industrie pétrolière a mis sur le marché, un nouveau type de turbine qui s'appelle LC « Locking-Clutch ».

Du point de vue mécanique, ce type de turbine génère plus de couple que celui requis par l'outil.



La technologie « Clutch » joue le rôle d’embrayage qui permet au rotor de s’ancrer avec le corps de la turbine, dans le but de produire un couple plus élevé, qui se transmettra à l’outil dans le cas de ralentissement de la vitesse de rotation de l’outil, ou le coincement de ce dernier.

	Normal operations	Stalled/stuck bit	LC is activated
Rotary drilling	 <p>Body and shaft rotating independently</p>	 <p>Shaft stopped rotating and the body still rotating with the string</p>	 <p>The shaft now is driven automatically by the body due to clutch</p>
Slide drilling	 <p>Body stopped ,shaft rotating (with turbine blades)</p>	 <p>The shaft now is stopped</p>	 <p>The string rotation is required to activate the clutch, hence, deliver high torque to the bit</p>

### Principe de Fonctionnement du Système LC

#### d) Avantage du Système LC

- Le système LC peut être ajusté dans la turbine sans modifier la longueur de la (BS), ceci fournira plus de stabilité pour l’outil, qui augmente de plus quand l’outil est près de la BHA.
- Résistance élevée dans les formations dures pendant une durée élevée.
- Transmission immédiate d’un couple élevé à l’outil en cas de ralentissement de ce dernier, et en conséquence, le forage continue normalement sans laisser le temps à l’outil de s’arrêter complètement, et qui peut conduire à un coincement dans cette formation dure.
- Commode à toutes les opérations (forge-sliding....etc).
- Améliorer la rentabilité de forage.

#### e) Expérience Mondiale du Système LC

- **Saoudi** : utilisé dans des puits verticaux, 48 tentatives de calage étaient surmontées pendant les deux utilisations, sans que l’état de la turbine soit détérioré, (moyenne 85hrs/Run).
- **USA/Canada** : utilisé dans des puits directionnels, 68 calages et 17 coincements étaient résolus.
- **En Algérie** : utilisé dans le puits vertical profond BRDSS1.MLSEP1 à Berkine

#### f) Garniture de Forage :

Vu le risque de coincement dans les de Quartzites d'El Hamra, une nouvelle BHA est programmé pour le forage de cette formation, ainsi que des recommandations pour réduire ce risque.

### Configuration de la BHA

Afin de réduire le risque de coincement nous avons opérés deux changements :

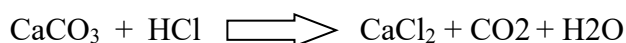
- a) **Position de la coulisse :** La coulisse doit être descendus le plus bas possible afin d'augmenter l'impact de cette dernière au niveau de l'outil. Cependant le WOB sera limité à 4 tonnes max avec cette configuration.

### 2) Solution Hydraulique

Pendant le forage de la formation de QH, les débris durs et abrasifs de cette formation s'accumulent au tour de la BHA, et spécialement au niveau de l'outil.

Avant que ce coincement survienne, la valeur du torque avait été changé considérablement, à ce moment il faut arrêter le forage et intervenir au niveau du fluide de forage.

Comme il a été déjà indiqué dans la définition, la formation de QH contient des fractures naturelles, ces dernières sont remplies par du Carbonate du Calcium. Pour cela ces fractures peuvent se dissoudre chimiquement.



La réaction entre l'acide et le carbonate de calcium, permettra de dissoudre ces débris, donc faciliter à l'action du battage le décoincement de la garniture.

### 3) Procédures Pour Éviter le Coincement dans les Quartzite de Hamra

- Pendant le Forage
  - Le maintien stable du ROP et WOB.
  - Back ream après chaque 2 à 3 m de forage, pour s'assurer que le trou est bien nettoyé.
  - Utiliser le maximum de rotation permise, avec le minimum du WOB.
  - Pompez des bouchons visqueux.
  - Si une augmentation de torque est enregistrée, dégager immédiatement avec rotation pour minimiser le risque de coincement.
  - Si la garniture se coince pendant la remonté, il faut battre vers le bas pour décoincer l'outil et récupérer la rotation.
  - Battre vers le haut si le coincement survient pendant la descente.
- Pendant les Manœuvres :
  - Minimiser le temps d'une connexion.
  - Faire une longue circulation avant une connexion.
  - Pendant la remonté, 3 à 4 tonnes est le maximum de traction à appliquer.

### 4) Recommandations pour le forage des Quartzites d'El Hamra

#### a) Pendant le Forage

- Avant de commencer le forage, il faut faire un test de calage de la turbine, et noter les pressions on-bottom, off-bottom et la pression de calage de la turbine (communiquer la pression de calage à la cabine mud-logging, pour mettre une alarme dans ce sens).
- Maintenir un ROP stable dans les Quartzite de Hamra. Ne pas essayer d'augmenter le poids dans le cas d'un drill-off, mais maintenir le WOB stable.

- Faire un back-reaming et reaming down tous les 1-2m forés, pour s'assurer qu'il n'y a pas de traction. Travailler les intervalles à problèmes si nécessaire.
- Pendant le forage, utiliser le maximum RPM et le minimum WOB (dans tous les cas max WOB 4t).
- Pendant le forage si vous notez un torque anormal, alors remonter en back-reaming, travailler toute la longueur avant de reprendre le forage.
- Pomper un Hi-Vis pill chaque simple forée.
- Si la garniture est coincée off-bottom, la première action c'est de faire un jar down pour libérer l'outil et récupérer la rotation.
- Reamer systématiquement chaque longueur forée.
- Ne pas terminer toute la longueur lors du forage, laisser au moins 1m dans le cas où vous rencontrez des tractions lors de la remonter.

**b) Pendant les connexions et Tripping :**

- Minimiser le temps des connexions.
- Ne jamais laisser la garniture statique. Maintenir la table en rotation pendant les connexions.
- Avant de faire une connexion, circuler au moins 3min pour dégager les cuttings autour de l'outil.
- Si vous notez un over-pull lorsque vous quittez le fond, regagnez immédiatement le fond, et reprendre le forage afin de créer de l'espace pour l'outil et permettre le back-reaming.
- Ne pas permettre plus de 3-4 tons overpull lors des remontées (travailler les intervalles à problèmes).
- Maintenir la circulation et la rotation tout le temps.

## *Conclusion & Recommendation*

## CONCLUSION GENERALE

Le forage des puits profonds, à haute pression et à hautes températures dans le champ de Berkine ; est confronté à plusieurs problèmes et difficultés.

Ces obstacles qui sont principalement la faible vitesse de pénétration, les vibrations élevées de la garniture de forage menant à l'usure rapide des outils, ainsi que le risque fréquent de coincement qui survient dans la formation réservoir des Quartzite de Hamra.

Dans cette étude, nous avons analysé la survenue d'un coincement dans un puits profond, au niveau de la formation réservoir, les causes principales de cet incident sont énumérées. On se basant sur ce qui a été fait, nous avons récapitulé les conclusions ci-dessous :

- Le forage des puits profonds requiert l'utilisation des garnitures de forage plus résistantes, comprenant des facteurs de conception appropriés. Pour cette raison, l'utilisation des tiges de forage 5" ½ avec un poids nominal de **21.9 lb/ft**, et de grade **S135** est nécessaire.
- En raison de la présence de contraintes tectoniques élevées dans la formation réservoir de QH, le risque de coincement major survient à cause de la différence dans la magnitude de la contrainte horizontale maximale et minimale.
- Les fractures naturelles au niveau de la formation QH, sont remplies soit ; par des hydrocarbures, ou par du Carbonate de Sodium.
- Le coincement est fortement envisagé aussi longtemps que la formation QH est profonde, de ce fait, l'alésage «reaming» doit être fait en tant que mesure de précaution.
- La méthode de consolidation des parois du puits, peut réduire l'effet des contraintes tectoniques, et donner un large intervalle de densité qui servira à réduire certains problèmes de forage.
- La conception de la BHA joue un rôle principal pour éviter le coincement, tandis que l'utilisation d'une turbine avec un outil imprégné présente une efficacité élevée du point de vue technique (duré de vie de l'outil) et économique (avancement), cependant, la turbine devrait être configurée avec un LBS rapproché de l'outil pour réduire les vibrations et donné une bonne qualité du trou.
- Une turbine qui incorpore le système LC est un dispositif efficace à configurer pour transmettre plus de couple à l'outil.
- L'abrasivité de la formation QH, ainsi que la résistance de ces roches à l'écrasement, sont des facteurs importants pour la sélection des outils adéquats, ainsi que le mode de forage.

## RECOMMANDATIONS

Le puits MLEP-1, est l'un des puits les plus profonds parmi ceux qui sont forés dans le champ de Berkine.

Cette étude ouvre d'autres fenêtres pour que d'autres recherches fournissent différentes solutions aux problèmes de coincement de la garniture forage dans les Quartzite de Hamra, donc, les considérations suivantes sont recommandées :

- La formation de QH est un réservoir dont la production se fait à travers les fractures, et la méthode de consolidation des parois recommande une conception spécifique de la boue, pour cette raison, plus d'investigations devront se faire pour ne pas interrompre le taux de production au cours de la vie du puits.
- Les caractéristiques mécaniques des roches qui constituent la formation de Quartzite de Hamra devraient être entièrement étudiées pour la mise en place d'une procédure de forage qui empêche leur comportement actuel.
- La formation dure et abrasive devrait être forée en profile Horizontal, qui sera parallèle aux contraintes horizontal maximum, cette théorie avait été essayée avec succès dans les strates de Pre-Khuff en Arabie Saoudite à l'aide d'une turbine orientable.
- Pour de meilleures applications pratiques dans des puits profonds,
  - ✓ Utiliser des tiges de forage avec des nuances plus résistantes que le G 105.
  - ✓ Utiliser la technologie **ASD** pour réduire d'avantage le risque de coincement, diminuer les vibrations, ainsi que la réduction du prix de l'outil.
- Les puits profonds HPHT, nécessitent plus d'investissement dans la recherche et la pratique de nouvelles techniques et technologies développées tels que MPD « **Managed-Pressure-drilling** », et ce ; dans le but d'améliorer la bonne réalisation de ce type de puits.
- Développez une meilleure évaluation technico-économique, en tenant compte des bénéfices à réaliser, afin de déterminer la faisabilité ou non des puits HPHT.

## *Bibliographie*

## BIBLIOGRAPHIE

- Clive Johns – Petroleum Systems of the Berkine Bassin, Grand Erg Orienta, Algeria – Canadian Society of Petroleum Geologists – En 2001 – Page N° 053-1.
- W.D.Loeh & Co Ltd – HPHT Wells: Perspective on Drilling and Completion from the field – HSE – Subsea Engineering – 1998.
- K Adamsan, G.Birch, E.Gao, S.Hand, C.Macdonald, D.Mack, A.Quadri – high pressure, High Temperature well construction – Oilfield Review – 1998.
- Hercilio P.S. Filho & Edgar Almanza – Design criteria, planning criteria for successful deepwater well testing in HPHT – drilling Contractor – 2009 – page 64 à 73.
- Taking HPHT challenges for Development of the discovery in Krishna Godavari Basin – GSPS – Weatherford, Baker Hughes – En 2007.
- Risk based decision support for the planning of a challenging HPHT – IPTC 12526 – par Thomas Nilsen and Hans Christian Karlsen – 2008 – page 1 to 6.
- Tom Proehl – Drilling and Completion Gaps for HPHT wells in Deep Water – for U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Offshore Minerals Management Technology Assessment & Research Program – 2006 – Report.
- Enzo Beretta – HPHT Wells and Tight Reservoirs – Sonatrach & Eni – 2009.
- Bottazzi Franco & Magherini Daniele Subsea – Well Testing in HPHT conditions – Eni – 2007.
- Tom Baird, Dave Mathison – High Pressure, High Temperature Well Logging, Perforating and Testing – Oilfield Review – 1998 – Page 50 to 67.
- Completion Equipment and practices in HPHT wells – ENI – 2009 HMD.
- Increasing Reach from 3000 to 5000m – SPE/IADC 21983 – par SPE member – 1999 – page N° 719 to 725.
- M.J. Williams – A review of HPHT Drilling Campaign – IADC/SPE 36403 – 1996-page N° 305 to 311.
- High Temperature, High pressure Drilling Fluids – Mi SWACO – 2007 HMD.
- Bencheikh Zahir / Benbrika Samir – Berkine HPHT wells project improvement Mud cooler Elastomer selection – Mi SWACO – December 2008.
- Ryan Ezell – Design of improved High density, Thermally stable drill in fluid for HPHT applications – SPE 115537 – 2008 – page 1 to 9.
- Colin Bowes & Ray Procter – Drillers stuck pipe Handbook – Schlumberger – 2007.
- Sugar Land – Stuck pipe prevention – Learning Center – December 1999.
- Fishing Services Catalog – Weatherford – 2006.
- A. ZENASNI – Final well Report MLEP-1, April 2009.
- Daily Drilling Report MLEP-1
- Drilling Data Handbook – IFP – Seventh Edition Technip – 2009.