N° Ordre...../Faculté/UMBB/2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES

Faculté des hydrocarbures et de la chimie

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

MASTER

Présenté par :

MERROUCHE Abdelmadjid

KADDACHE Anes

Filière : hydrocarbure

Option : Forage des puits des hydrocarbures

Thème

Etudes des problèmes durant la réalisation de la phase 16" dans la région de Berkine : Analyse et remède

(Cas : puits BKN-1)

Devant le jury :

CHIEB Bachir	DG	ENTP	président/Examinateur
MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Encadreur
AISSANI Rabah	Cadre	SONATRACH	Examinateur
BOUMAZA Nadia	MC(A)	UMBB	Examinateur
HADJADJ Ahmed	Professeur	UMBB	Examinateur

Année universitaire : 2016/2017

Sommaire

Introduction……01

I- Généralités sur le champ de HASSI BERKINE

1. Cadre régional…….....02
1.1 Situation géographique de bassin de BERKINE ……02
1.2 Situation géologique ……02
1.3 Historique de la recherche pétrolière dans ce bassin……...……...04
1.4 Aspect stratigraphique……...04
1.5 Aspect structural…….....08
1.6 Evolution tectonique……..08
1.7 Intérêt pétroliers..……...10
1.8 Système pétrolier…….....10
1.9 La distribution géographique des gisements…….....14
2. Cadre Local…….....15
2.1 Les coordonnées du puits……..…...15
2.2 Localisation de puits……..16
2.3 Localisation générale……17
2.4 Architecture de puits…….....18
2.5 Temps des opérations…….....19

II- Réalisation de la phase 16”

1. Caractéristiques des formations traversées..……...……...20
2. Problèmes potentiels……..……20
3. Préparations avant début de la phase……..…….....20
4. Garniture de forage……...…….....22
4.1 Composition de la BHA…….22
a) Outil de forage……..……22
b) Masse tiges……..22
c) Les tiges de forage……..23
d) Les coulisses de forage..……23
e) Raccords ‘’ cross over ‘’……..……..23
f) Stabilisateurs…..……23
g) Near bit……..……24
4.2 Choix du grade des tiges à utilisées……..25
4.2 Calcul de la réserve de traction……..…….……..27
5. Paramètres de forage……...……..27
6. Paramètres de boue……...……27
6.1 Composition et caractéristiques recommandées ...……27
6.2 Mise en place des boues..……...28
6.3 Stocks de la boue……..……..28

6.4 Contrôle des caractéristiques pendant le forage…….……...…….29
6.5 Recommandations en cas de pertes……..30
7. Déroulement des opérations……...……...30
7.1 Reforage du ciment et accessoires de cimentation……..……30
7.2 Forage de la formation……...30
7.3 Procédures particuliers en forage…….31
8. Tubage…….33
9. Cimentation……....35
10. Tête de puits……38
11. BOP……..41

III- Aperçu sur les problèmes

1. Généralités sur les coincements……...……...……43
1.1 Les différents types de coincements……..……...43
1.1.1 Coincement par pression différentielle……...……..43
1.1.2 Coincement mécaniques…..……44
a) Trou de serrure (Key Seat).……..44
b) Sédimentation des déblais dans les puits inclinés……...45
c) Les éboulements……46
d) Coincements dû à l'instabilité des parois du puits……47
d.1) Argiles fluentes……...……47
d.2) Argiles feuilletées……...……47
d.3) Les couches de sel……...……48
d.4) Diminution du diamètre nominal du trou……48
d.5) Formation de Dog Leg……49
d.6) coincement dans les ciments tendre……..……49
1.2 Les techniques utilisées pour libérer la garniture……...51
1.2.1 Bouchon d'acide……51
1.2.2 Bouchon d'eau……...51
1.2.3 Le battage……..51
1.2.4 Back-off…….....54
1.2.5 Side track……..55
1. Stabilisation de la garniture de forage……56
2.1 Les vibrations axiales……57
2.2 Les vibrations latérales……58
2.3 Les vibrations de torsion……..59
2.4 Conversion latérale et axiale de l'énergie……60
2.5 Notion des vitesses critiques de rotation……..62
2.6 La charge critique de Flambage……...62

2. Généralités sur les pertes……..65
3.1 Type et caractéristiques des zones à pertes……65
a) Les formations non consolidées……...65
b) Les formations fracturées naturellement……...65
c) Les formations fragiles……65
d) Les formations caverneuses……66
3.2 Différents types de pertes……..66
a) Perte partielle……66
b) Perte totale……66
3.3 Les indices de perte de circulation……67
3.4 Cause des pertes……67
3.5 Conséquences liées aux pertes……...67
4. Généralités sur les venues……...68
4.1 Les causes d'une venue……..68
4.2 Signes précurseurs d'une venue……....70
4.3 Signes positifs d'une venue……75

IV- Etude de cas puits BKN-1

1. Phases de forage……77
2. Historique des puits avoisinant……78
3. Problèmes rencontrés……..79
4. Manifestation du coincement……..……..80
4.1 Coincement dans le salifère……..80
a) Déroulement et timing des opérations……80
b) Identification du coincement……...81
c) Solution……..84
4.2 Coincement dans le cénomanien……...84
a) Déroulement et timing des opérations……84
b) Identification du coincement……...85
c) Solution……..88
4.3 Coincement dans le salifère lors de la remontée…… 88
a) Déroulement et timing des opérations……88
b) Identification du coincement……...88
5. Cavages dans le puits……..89
5.1 Introduction……...89
5.2 Application sur le puits……..……..91
6. Vibrations de la garniture……..94
6.1 Etude de phénomène de vibration dans le puits……94
6.2 Analyse de phénomène vibration observé……95
a) Calcul des charges critique de flambage en phase 16"……95
b) Calcul des vitesses critiques de rotation de la garniture……96

c) Solutions proposée……98

Recommandations…….103
Conclusion…….....105

Liste des tableaux

Tableau (1) : Les coordonnées du puits. (15)

Tableau (2) : Direction à Hassi-Messaoud. (16)

Tableau (3) : Temps des opérations. (19)

Tableau (4) : Les caractéristiques de la garniture. (21)

Tableau (5) : Les éléments de la BHA utilisé. (25)

Tableau (6) : Poids de la BHA. (26)

Tableau (7) : La longueur des tiges. (26)

Tableau (8) : Caractéristiques de la boue. (27)

Tableau (9) : Stock minimum de la boue. (28)

Tableau (10) : Quantités de la boue pour la phase. (29)

Tableau (11) : caractéristiques du tubage. (34)

Tableau (12) : Données de la phase (35)

Tableau (13) : Charges Critiques. (64)

Tableau (14) : Les phases de forage. (77)

Tableau (15) : Renseignements sur les problèmes des puits avoisinants. (78)

Tableau (16) : Déroulement des opérations. (80)

Tableau (17) : Paramètres d'outil. (80)

Tableau (18) : Caractéristiques de la boue de forage. (81)

Tableau (19) : Déroulement des opérations. (84)

Tableau (20) : Paramètres d'outil lors de coincement. (85)

Tableau (21) : Déroulement des opérations. (88)

Tableau (22) : Types de vibrations observées dans chaque formation en phase 16″. (94)

Tableau (23) : vitesse de rotation critique des vibrations axiales (97)

Tableau (24) : Limite de flambage pour des DC surdimensionnée. (98)

Liste des figures

Fig. (1) : Carte de situation des bassins en Algérie (SONATRACH / PED2003). (3)

Fig. (2) : Coupe stratigraphique (SONATRACH). (7)

Fig. (3) : Pièges et migration dans le bassin de Berkine (WEC.2007). (13)

Fig. (4) : Direction à Hassi-Messaoud. (16)

Fig. (5) : Localisation générale du puits. (17)

Fig. (6) : Architecture de puits. (18)

Fig. (7) : Outil PDC 16" TFF913S. (22)

Fig. (8) : Composition de la BHA. (24)

Fig. (9) : Architecture de la tête de puits. (39)

Fig. (10) : casing head spool. (40)

Fig. (11) : BOP. (42)

Fig. (12) : Coincement par pression différentiel. (43)

Fig. (13) : Key Seat. (45)

Fig. (14) : Sédimentation des déblais. (46)

Fig. (15) : Les éboulements (46)

Fig. (16) : Les argiles fluentes. (48)

Fig. (17) : Les argiles feuilletées. (48)

Fig. (18) : Formation de dog leg. (49)

Fig. (19) : Coincement dans le ciment tendre. (50)

Fig. (20) : Mise en place et déplacement d'un bouchon**.** (51)

Fig. (21) : Principe de fonctionnement d'une coulisse mécanique**.** (52)

Fig. (22) : Principe de fonctionnement d'une coulisse hydraulique (Battage vers le haut). (53)

Fig. (23) : Side track. (55)

Fig. (24) : Différents types de vibrations. (56)

Fig. (25) : Création des vibrations latérales. (58)

Fig. (26) : Le whirling. (59)

Fig. (27) : Plages des vibrations en fonction des paramètres de forage. (60)

Fig. (28) : La charge de flambage. (63)

Fig. (29) : Formation caverneuse. (66)

Fig. (30) : Augmentation de la vitesse d'avancement. (70)

Fig. (31) : Augmentation du torque et des frottements. (71)

Fig. (32) : Diminution de la densité des argiles. (72)

Fig. (33) : La représentation graphique du ''d''. (74)

Fig. (34) : Temps de réalisation de la phase 16" (79)

Fig. (35) : Coincement dans le salifère. (82)

Fig. (36) : Master log lors du coincement dans le salifère. (83)

Fig. (37) : coincement dans le cénomanien. (86)

Fig. (38) : coincement dans le cénomanien. (87)

Fig. (39) : usure des parois. (90)

Fig. (40) : Trou de serrure. (90)

Fig. (41) : cavage circulaire. (90)

Fig. (42) : Résultat du Caliper dans le puits BKN-1. (91)

Fig. (43) : l'effet de la boue à base d'huile dans les formations instables. (92)

Fig. (44) : évolution de la vitesse critique de rotation des vibrations axiale. (97)

Fig. (45) : technique anti-whirl**.** (99)

Fig. (46) : Comparaison entre un outil standard et un outil anti-whirl. (99)

Fig. (47) : Changement d'amplitude par rapport à la fréquence de vibration pour un anti-whirl. (100)

Fig. (48) : Changement d'amplitude par rapport à la fréquence de vibration pour un standard. (100)

Fig. (49) : Technique flexible bit. (101)

Fig. (50) : Outil PDC Hybrides. (102)

Fig. (51) : comparaison de l'effet vibration entre un outil PDC et Hybrides. (102)

Introduction

La phase 16” représente la section la plus longue dans un puits dans le champ de Hassi Berkine, elle a une longueur de 1800m et elle représente 43% du puits.

Le bon déroulement de cette phase qui est considérée comme une phase a performance, n’est que le fruit d’un suivi bien accompli et une analyse détaillée et appropriée aux problèmes potentiels rencontrés.

Historiquement, réaliser cette phase avec un seul outil était impossible, mais le développement des PDC a résolu ce problème.

Le forage de cette phase est marqué par la présence de différents types de vibrations, parfois très sévères ; et le coincement durant la remontée dans le turonien, sénonien salifère, et le cénomanien reste le problème majeur de cette phase, il représente un obstacle pour la poursuite du forage, et il cause des pertes considérables en temps et en argent, pour cela il faut optimiser les paramètres de forage qui permettent d’éviter tout genre de problèmes.

Dans cette étude nous essayerons d’analyser les problèmes rencontrés durant cette phase dans le puits BKN-1 et trouver des solutions pour les éviter en se basant sur le plan de travail suivant :

- Etude géologique de la région.
- Réalisation de la phase 16’’ du puits BKN-1.
- Aperçue sur les problèmes rencontrés durant la phase 16’’.
- Etude des problèmes rencontrés durant la phase 16’’ dans le puits BKN-1.
- Conclusion et recommandations.

Introduction :

Le bassin de Berkine est une région très importante pour la recherche pétrolière. Les Puits d'explorations effectuées dans la région (B.Berkine) ont été principalement consacrés au TAGI, Dévonien supérieur (le carbonifère) et inferieur (Siegénien).

Le puits foré BKN-1 s'inscrire dans le cadre de l'exploration situé dans la zone centrale du bloc 404 dans le bassin nord de Berkine, ils sont productifs de gaz dans les niveaux étudier.

1. Cadre régional :

1.1 Situation géographique de bassin de BERKINE : Fig. (1)

Le bassin de Berkine (ex GHADAMES) se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, il est limité :

- A l'Est par, le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.
- Le sud par le bassin d'Illizi.
- A l'ouest par la mole d'Amghuid El Biod Hassi Messaoud.
- Au nord par le bourrelet d'Ain-Roumana et la voute de Dahar.

Ce bassin occupe une aire totale de près de 300.000 Km^2, mais seulement 103.000 Km^2 sont situé dans le territoire Algérien. Il s'étend sur trois pays, la partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale

1.2 Situation géologique :

De point de vue géologique, le bassin de BERKINE est de type intracratonique (WEC. 2007), il se situe dans la partie Nord Est de la plate-forme saharienne. Il est définit comme étant un bassin de plate à substratum infracambrien fortement pedi plané.

Le socle qu'on peut rencontrer à une profondeur (côte absolue) de 7000m à 7500m est constitué par des roches cristallines, métamorphiques, volcaniques et parfois déformation sédimentaire métamorphique.

Au-dessus, du socle repos en discordance une série sédimentaire comprenant des termes, allant du cambrien à l'actuel.

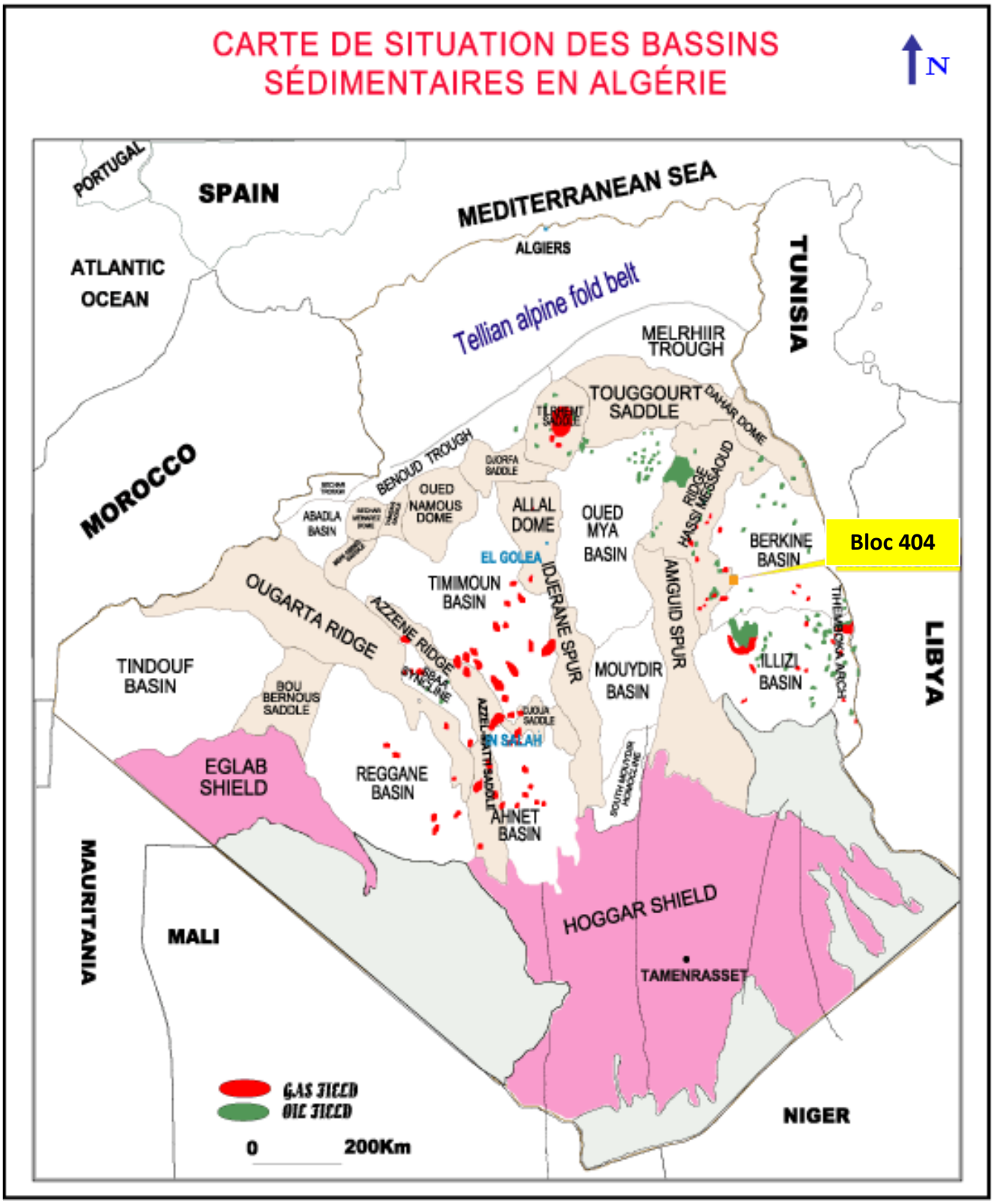


Fig. (1) : Carte de situation des bassins en Algérie

(SONATRACH / PED2003)

1.3 Historique de la recherche pétrolière dans ce bassin :

Par son importance économique, la plate-forme saharienne a fait l'objet de nombreux travaux géologiques de la part des sociétés pétrolières. Après la nationalisation de 1971, la SONATRACH devient le principal opérateur dans ce domaine.

Le début des années 1990 est marqué par une présence massive des sociétés pétrolières étrangères, pour accélérer la recherche pétrolière dans le bassin de BERKINE.

Les premières découvertes dans le Trias remontent à 1958 dans le gisement de Hamra où le Trias Argilo gréseux Supérieur (TAGS) a débité du gaz à condensât. De l'huile et du gaz à condensât ont été découverts dans les gisements de Gassi Touil et Rhourde Nouss, respectivement en 1961et 1964.Toutes ces découvertes sont situées dans la province sud-est triasique qui est une entité géologique comprenant le Bassin de Berkine.

Les premières découvertes d'huile dans le bassin Berkine proprement dit ont été réalisées à partir de 1967 dans la région d'El Borma. Elles ont été suivies par celles de Wadi El Teh, en 1976, et Rhourde Er- Rouni, en 1987. Durant les années 80, l'association de la SONATRACH avec la compagnie française CFP-TOTAL réalise aussi des travaux couronnes par les découvertes dans les anciens Blocs SIF-FATIMA et BERKINE.

Un grand essor a été donné à l'exploration dans le bassin de Berkine avec l'arrivée des compagnies étrangères (en association avec SONATRACH).

- Bir Rebâa Nord (BRN) en 1990 par l'association SONATRACH/AGIP.
- Hassi Berkine (HBN) et Hassi Berkine Sud en 1994 par l'association SONATRACH /ANADARKO.

Cette découverte d'huile dans le TAGI a montré un intérêt particulier du trend Sud Ouest-Nord Est reliant Rhourde Nouss à El Borma – Rhourde El Khrouf en 1992 par l'association SONATRACH / CIEPSA sur le flanc Nord du môle d'Ahara.

- Berkine Est – Ourhoud (BKE – ORD) en 1993 par l'association SONATRACH/ANADARKO et l'association SONATRACH / CIEPSA.
- El Merk (EMK) et El Merk Est (EMKE) par l'association SONATRACH/ANADARKO.

1.4 Aspect stratigraphique:

La colonne litho-stratigraphique traversée par les sondages est en général analogue aux prévisions et aux puits de référence, avec toutefois de faibles variations latérales de faciès et d'épaisseurs des formations. La série stratigraphique de la région est essentiellement composée de dépôts mésozoïques, reposant en discordance sur le Paléozoïque. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque, **Fig. (2)**

1.4.1 Le Socle :

Le socle composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

1.4.2 Le Paléozoïque :

Celui-ci est constitué par :

1.4.2.1 Le Cambrien :

Ces dépôts reposent sur un socle précambrien, représenté par des grés et des quartzites a passées conglomératiques, avec une épaisseur moyenne de 300m.

1.4.2.2 L'Ordovicien :

Qui repose sur le cambrien est composé d'une alternance des grès et l'argile :

- Les argiles d'El Gassi.
- Les grés d'El Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grés de Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grés d'Oued Saret.
- Les argiles micro conglomératiques.
- Les grés de Ramade.

1.4.2.3 Le Silurien :

Reposant sur l'ordovicien et composée d'argiles noires riches en matière organique qui forme une importante roche mère, celle-ci est surmontée par un important dépôt argilo-gréseux.

1.4.2.4 Le Dévonien :

Il est formé par :

- **Dévonien inférieur :**

  Il est composé d'une alternance argilo-gréseux.

- **Dévonien moyen :**

  Il est caractérisé par un dépôt argileux comporte des intercalations de niveaux carbonaté.

- **Dévonien supérieur :**

Il est représenté par des argiles à passe de marnes de calcaire et de dolomites, au sommet on trouve des grès et des siltstones.

1.4.2.5 Le Carbonifère :

Il est constitué par:

- **Carbonifère inférieur:**

  Qui débute par des argiles à passes des siltstones et de calcaire. Au sommet, on distingue une alternance d'argiles de siltstones et des grès avec des passées des roches carbonatées.

- **Carbonifère supérieur :**

  Qui est représenté à la base par une alternance des grès et des argiles sauf dans la partie centrale ou on observe des carbonates.

1.4.3 Le Mésozoïque :

1.4.3.1 Le Trias :

- **le Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI) :**

  Il est constitué de grès gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friable à moyennement consolider avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse. Traces pyrite.

- **Le Trias Carbonaté :**

  Il est constitué d'argile verte à gris verdâtre et brun rouge, tendre à indurée, silteuse localement dolomitique avec passées de dolomie blanc beige, tendre et de grès gris blanc à gris vert, très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur.

- **le Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS) :**

  Il est constitué de grès gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.

- **Le Trias Argileux :**

  Il est constitué d'argile brun rouge et brunâtre, rarement gris vert, tendre à indurée silteuse avec traces d'anhydrite blanche, tendre, pulvérulente.

1.4.3.2 Le Jurassique :

Il est constitué par le Lias, le Dogger lagunaire, le Dogger argileux et le Malm.

1.4.4 Le Cénozoïque:

1.4.4.1 Le Mio-Pliocène :

Il est constitué de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier subarrondi à arrondi avec intercalations d'argile brun rouge sableuse, et présence de banc de calcaire argileux.

1.4.5 Le Quaternaire :

Ce sont des sables représentant des placages dunaires.

ÈRE	SYST	ÉTAGES		Epmoy	DESCRIPTION
CENO-ZOIQUE		MIO-PLIOCÈNE discordance alpine		30	Sable, grès et argile
MESOZOIQUE	CRÉTACÉ	SÉNONIEN	CARBONATÉ	140	Calcaire dolomitique et marne
			ANHYDRITIQUE	200	Anhydrite massive,calcaire, dolomie, argile et marne
			SALIFÈRE	170	Sel massif, anhydrite et argile
		TURONIEN		70	Calcaire crayeux
		CÉNOMANIEN		145	Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne
		ALBIEN		550	Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base
		APTIEN		25	Dolomie et marne
		BARRÉMIEN		370	Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne
		NÉOCOMIEN		150	Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite
	JURASSIQUE	MALM		210	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne
		DOGGER	ARGILEUX	140	Argile indurée
			LAGUNAIRE	100	Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse
		LIAS	ANHYDRITIQUE	250	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile
			SALIFÈRE	55	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique
			HORIZON "B"	25	Marne, argile dolomitique
			S1 + S2	230	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique
			S3	210	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique
			ARGILES SUPÉRIEURES	70	Argile plastique salifère
	TRIAS	S4		50	Argile brun-rouge parfois salifère
		ARGILES INFÉRIEURES		20	Argile silteuse
		T2		20	Grès fin argilo-silteux
		T1		20	Grès argileux
		ROCHES ÉRUPTIVES		15	Andésite altérée
		SÉRIE INFERIEURE discordance hercynienne		45	Grès fin à moyen
PALEOZOIQUE	DÉVONIEN INFÉRIEUR			7	Argile noire silteuse avec intercalations de grès fins
	SILURIEN RADIOACTIF			60	Argile noire radioactive et fossilifère
	ORDOVICIEN	DALLE DE M'KRATTA		10	Grès quartzitiques
		ARGILES MICRO-CONGLOMÉRATIQUES		80	Argile noire microconglomératique
		GRÈS DE OUED SARET		50	Argile noire à intercalations de silstone et grès fins
		ARGILES D'AZZEL		50	Argile noire, silteuse avec passées de grès
		GRÈS D'OURGLA		110	Argile silteuse avec intercalations de grès glauconieux ou de silstone
		QUARTZITES DE HAMRA		10	Quartzite et grès quartzitique fin à moyen, à tigillites
		GRÈS D'EL ATCHANE		45	Grès fin glauconieux à intercalation argileuse
		ARGILES D'EL GASSI		11	Argile noire silteuse glauconieuse, fossilifère à passées gréso-argileuse
	CAMBRIEN	GRÈS DE MESSAOUD			Grès blanc à gris-blanc, fin à moyen, quartzitique
SOCLE					Eléments de granite fracturé, ferromagnésiens

Fig. (2): Coupe stratigraphique (SONATRACH). [3]

1.5 Aspect structural :

Le bassin de Berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- **Domaine ouest :** c'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.

- **Domaine centre :** c'est un domaine, où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques. Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affectée les deux domaines sont multidirectionnelles, Les études structurales ont montré que les accidents **NE-SW** seraient dues principalement aux mouvements distensifs à la fin Trias / début Jurassique. Les failles régionales ont défini des trends structuraux majeurs sur lesquels viennent se greffer les pièges et gisements d'huile et de gaz dans le bassin.

Les principales orientations observées sont :

•Direction Subméridienne :

Les failles subméridiennes se caractérisent par de forts rejets, pouvant atteindre 2000m comme dans le cas de la faille de Ramade et 500m et plus dans la région de Rhourde Nouss, avec des structures de grandes amplitudes (la structure de Rhourde Nouss atteint 900m de fermeture structurale).

•Direction Nord Est - Sud Ouest :

Les failles NE-SW sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure, les structures associées sont des blocs basculés ou des structures 'en fleur', cette direction interfère avec la direction subméridienne. Sur la majorité des rejeux tectoniques à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS.

En plus il y'a d'autres orientations secondaires de failles qui existent localement :

- ✓ **Direction nord70 :** elle se ressent dans la région de Rhourde Nouss, au niveau de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Lejmet.
- ✓ **Direction sub-equatoriale :** au sud Est d'Ahara et à l'ouest sur le trend Tartrat.
- ✓ **Direction nord150 :** au Nord Est du bassin au niveau des trends de Keskessa, Bir Rebaa Zemlet el-Arbi et Bir Berkine Nord-Rhourde en Naga.

1.6 Evolution tectonique :

Le contexte structurel actuel est le résultat d'une succession de plusieurs phases tectonique définit le paléozoïque.

1.6.1 Phase Panafricaine :

C'est une phase précambrienne caractérisée par des accidents subméridiens verticaux, dues à une collision entre la partie Ouest africaine rigide et la partie Est moins rigide.

1.6.2 Distension Cambro-Ordovicienne :

C'est une période d'érosion importante qui a nivelé les structures et les reliefs, les variations d'épaisseur, et de faciès de part et d'autre d'accidents N-S, sont visible au niveau de série Cambro-Ordovisien indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leurs dépôt.

1.6.3 Compression tectonique :

C'est une phase de compression le long des failles N-S de la distension précédente donnant naissance à l'architecture en bassin actuel.

1.6.4 Distension Silurienne :

C'est la phase de distension qui a la fonte d'une calotte glacière et qui engendre des dépôts d'argiles noirs.

1.6.5 Compression Calédonienne :

C'est une phase de soulèvement général, suivi d'une période détritique, elle ont lieu entre le silurien et le dévonien.

1.6.6 Phase Dévonienne :

Elle est caractérisée :

- **Au Dévonien inferieur :** par des variations d'épaisseur et de faciès préexistants le long des axes structuraux subméridien qui indiquent une phase distensive.
- **Au Dévonien moyen et supérieur :** par une période d'érosion appelé discordance Frasnienne.

1.6.7 Discordance Hercynienne :

Elle est caractérisée par l'arrêt de la sédimentation carbonifère et des dépôts lagunaires (Argile rouge et Gypse). Cette phase tectonique a touché surtout le nord du bassin de Berkine, ou l'érosion de l'étage carbonifère est presque entière.

La discordance hercynienne a permis de mettre en contact le Trias et les roches mère du Silurien et du Frasnien. Les mouvements de cette phase ont joué un rôle important dans la structuration des bassins de la plateforme saharienne.

1.6.8 Phase Autrichienne :

C'est une phase de compression E-W qui a causé une inversion structural, les failles normales crées pendant la séquence trias lias se sont inversé durant cette phase.

1.6.9 Phase Pyrénéenne :

C'est une phase de direction NW-SE qui a donné naissance de nombreux anticlinaux.

1.7 Intérêt pétroliers :

Les dernières statistiques connues de trias argilo gréseux de la province triasique et en particulier dans le bassin de Berkine montrent que ces réservoirs gréseux enferment des réserves important d'hydrocarbures.

L'exploration pétrolière est orientée actuellement vers la caractérisation de ces réservoirs potentiels.

1.8 Système pétrolier :

1.8.1 La roche mère :

Les argiles à Graptolites du Silurien basal et les argiles du Dévonien supérieur (Frasnien) qui représentent les deux principales roches mères du bassin de Berkine, elles ont généré un important volume d'hydrocarbures depuis le Kimméridgien-fin début Crétacé.

1.8.2 La roche couverture :

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, la couverture du réservoir TAGI est formée par des argiles et des évaporites du Trias carbonaté, Trias S4 ainsi que le Lias S3. Les réservoirs F1a/F1b, F2 et Upper RKF sont couverts par des argiles sus -jacents de même âge. La couverture des réservoirs gréseux de l'Upper RKF présente cependant un grand risque quand ces réservoirs affleurent directement sous la discordance hercynienne.

Les passages du TAGI basal avec de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.

Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures.

1.8.3 Les roches réservoirs :

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien.

- **TAGS (Trias Argilo Gréseux Supérieur) :**

  Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il est constitué de séquences de chenaux fluviatiles et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier témoignant de la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4), son épaisseur moyenne est de 100 à 150m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et, Hassi Chergui qui produisent de l'huile et du gaz à condensât. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

- **Trias Carbonaté Trias intermédiaire :**

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures.

Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

- **TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :**

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluviatile (parfois éoliens), se développant sur l'ensemble du bassin sur une épaisseur totale pouvant varier de 65 à 80m. La distribution des épaisseurs est contrôlée par les failles et par la paléo-topographie de la région. Il montre un empilement vertical des unités gréseuses d'une dizaine de mètres séparées par des intervalles argileux. La source des apports serait du Sud-Ouest avec un écoulement du réseau fluviatile principal vers le Nord-Est. Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques, où la porosité varie entre 7 et 26 % et la perméabilité moyenne est de 27 à 35 mD. D'après l'interprétation des diagraphies effectuées sur le puits AHM-1 le TAGI a donné de l'huile et du gaz avec une épaisseur utile de 12m et des porosités de l'ordre de 12%. Il est à noter que le TAGI est aquifère à AHMSW-1 et MLSW-1, ses porosités variant entre 11 et 14% et saturations en eau de 90 à 100%.

- **Carbonifère :**

D'âge Strunien à Viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond. Le Carbonifère basal présente une extension restreinte à la partie centrale et aux bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens d'Amguid-Messaoud et du Dahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques. Ces grès sont productifs de gaz à condensat et d'huile à Menzel Lejmat (MLN) et d'huile à Rhourde El Khrouf (RKF).

- **Dévonien inférieur :**

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluviatile (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid-Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes

caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère dans la zone de MLSE et MLE.

- **Ordovicien :**

  (Gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les réservoirs quartzitiques sont essentiellement liés à l'existence de fracturation (production par fracturation).

- **Cambrien :**

  Les réservoirs du Cambrien sont représentés par quatre unités Ri, Ra, R2 et R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

1.8.4 La migration : Fig. (3)

Les voies de migration et les systèmes de charge des pièges dans la région sont complexes et difficiles à établir avec précision pour chaque cas, mais néanmoins il est reconnu que les hydrocarbures se sont mis en place à la faveur de deux mécanismes :

- Verticalement à la faveur des failles.
- A travers les formations gréseuses ayant servi de drains.

Ce dernier processus est à envisager dans le cas du remplissage du TAGI par les hydrocarbures ayant migré à travers les unités gréseuses du Carbonifère qui se biseautent sous la discordance hercynienne, puis suivent cette dernière en amont pendage.

1.8.5 Les pièges :

Les pièges sont de deux types **(WEC. 2007)** : structuraux et stratigraphiques.

Les pièges structuraux sont des pièges liés aux phases compressives hercyniennes et autrichiennes. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, qui est polyphasée et non faillée.

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nouss. Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère).

Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie nord-ouest du bassin où le Dévonien inférieur se biseauter sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias

carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures. **Fig. (3)**

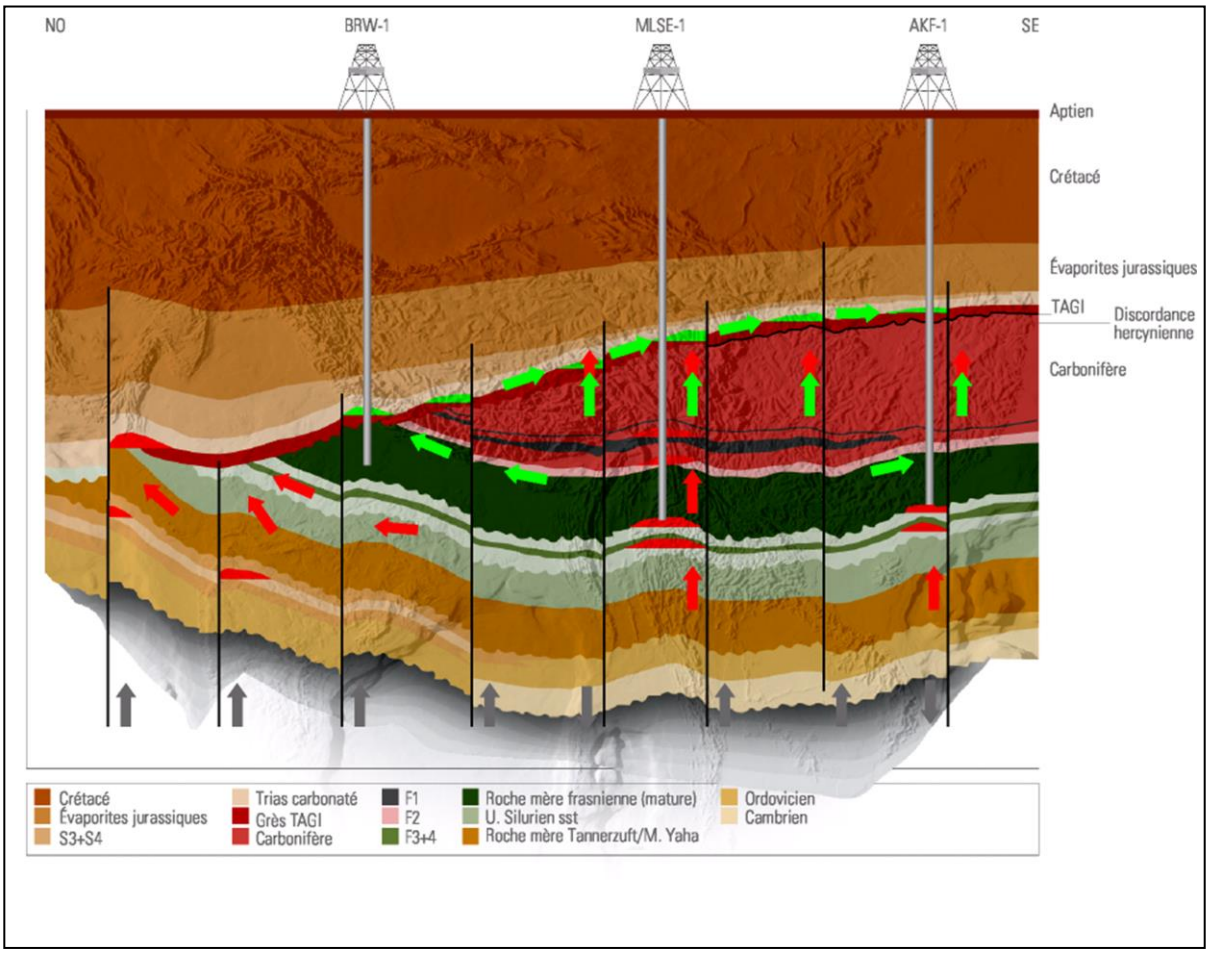


Fig. (3) : Pièges et migration dans le bassin de Berkine (WEC.2007). [3]

1.9 La Distribution géographique des gisements :

La distribution géographique des principaux gisements du bassin de Berkine se répartissent en trois domaines :

1.9.1 Le centre du bassin :

L'exploration a été beaucoup plus limitée et réalisée dans des conditions de surface très difficiles. Les premiers puits ont été forés en 1961 à Zemelet El Kalef (ZK-1), et en 1962 à Bir Rebaa (RE-1), puis la découverte d'huile d'El Borma dans le Trias Argilo-gréseux Inférieur, ainsi qu'à Ain Romana (ANR-1) dans le Cambrien est suivie par la découverte d'huile de Wadi El Teh (WT-1) en 1976. Les découvertes d'huile de ces dernières années démontrent l'importance des réservoirs du Dévonien inférieur (Emsien, Siegénien et Gedinnien) dans les régions Bir Berkine et Rhourd Messaoud et surtout Bir Rebaa Nord.

1.9.2 La bordure sud :

La bordure Sud du bassin présente de nombreuses découvertes d'huile et du gaz à condensât dans le Siluro-Dévonien qui sont localisés au Sud Est de la zone.

1.9.3 La bordure occidentale du bassin :

C'est après la découverte de Hassi-Messaoud en juin 1956 que l'exploration a été intensive sur cet axe structural (prolongement Nord du môle d'Amguid-El-Biod).

Les principaux gisements qui ont été découverts sont :

- Gaz a condensât de Hamra dans le Trias et les Quartzites de Hamra.
- Huile et gaz a condensât de Gassi Touil dans le Trias.
- Gaz à condensât de Nezla et Hassi Touareg dans le Trias.
- Huile de Rhourde El Baguel dans le Cambrien, huile et gaz à condensât de Rhourde Nouss dans le Trias et le Silurien argilo-gréseux.

2. Cadre Local :

2.1 Les coordonnées du puits : Tableau (1)

Well Name :	BKN-1
Permis :	BERKINE NORD-1
Block :	404
Basin :	Berkine Nord
Geologic Coordinates :	Long : 7°58’49,20237 E Lat : 30°54’44,35174 N
Grid Coordinates :	X : 402561,985 m Y : 3420066,013 m ZS : 186,516 m
Coordinate system :	UTM Zone 32, Ellipsoide Clark 1880
Well Type :	Exploration
Well Profile :	Vertical
Objective :	TAGI
Well TD :	3420 m
Formation at TD :	60 m in Fammenien
Target days :	56 days (drilling to TD). 90 days to end of well with DST
Driling Rig :	TP-137

Tableau (01) : les coordonnées du puits. **[1]**

2.2 Localisation de puits :

La direction depuis Hassi Messaoud : **Tableau (2) Fig. (4)**

Itinéraire d'accès	Goudron	Piste A	Piste B	Piste C	Total
Base 24 Février(HMD)----------Embr NEZLA	110				110
Embr NEZLA ----------Base de vie SH/BBK	178				178
Base de vie SH/BBK------PK-12.5 vers CPF SH/BBK	12.5				12.5
PK-12.5 vers CPF SH/BBK Embr BKN-1----BKN-1					5.5
Total KM	300.5		5.5	**306**	

Tableau (2) : Direction à hassi-messaoud. [1]

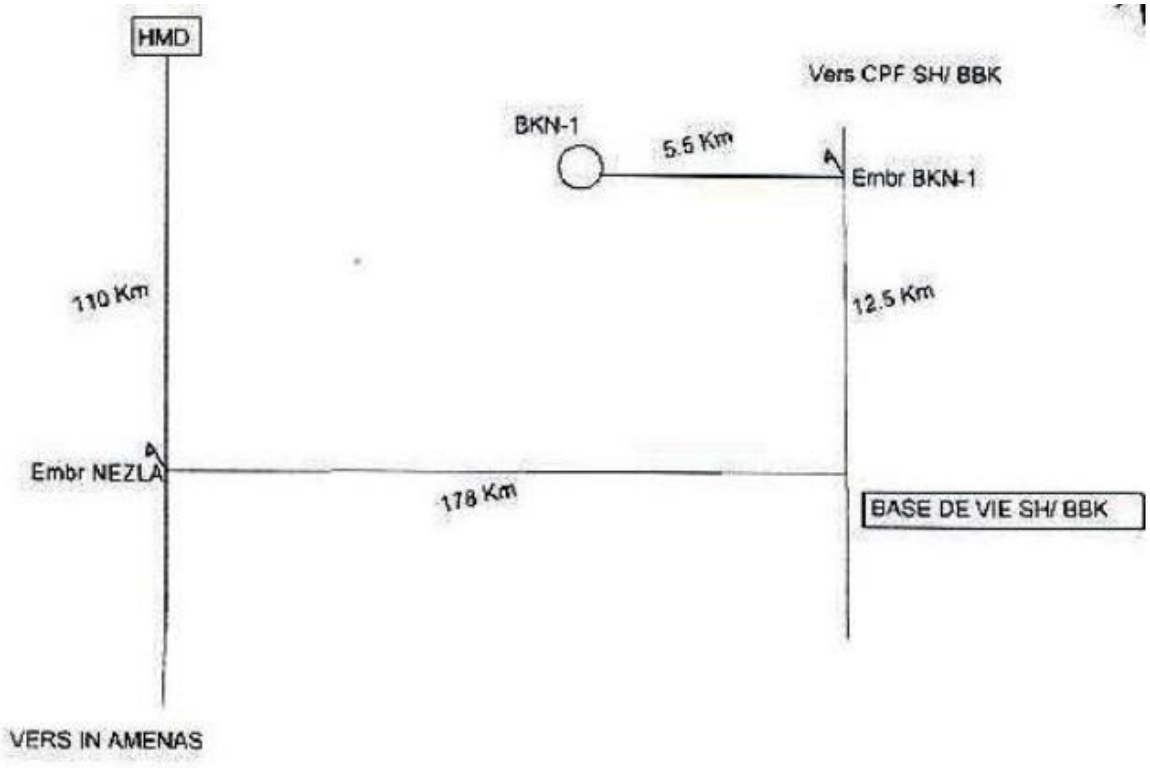


Fig. (4) : Direction à Hassi-messaoud. [1]

2.3 Localisation Générale : Fig. (5)

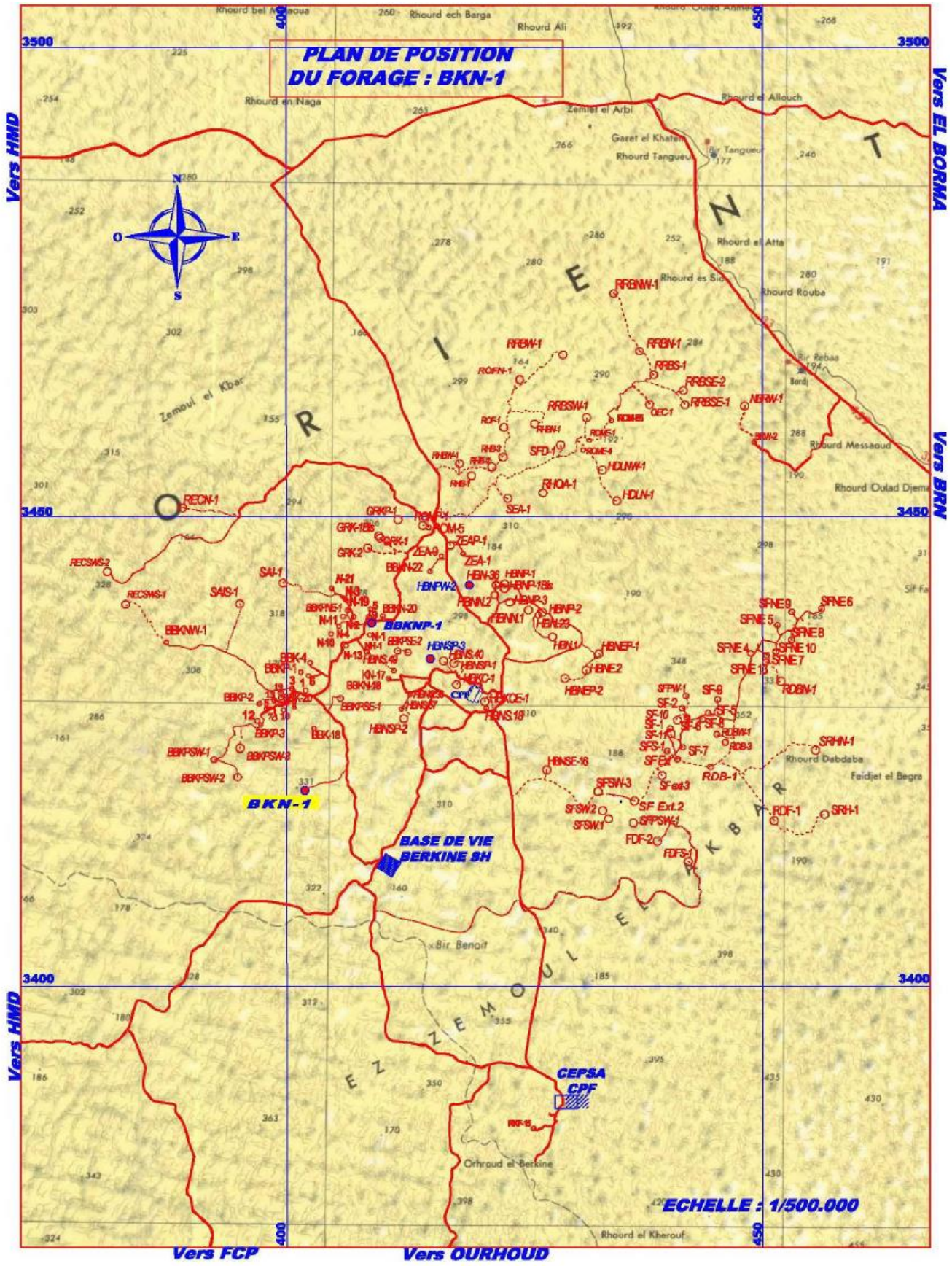
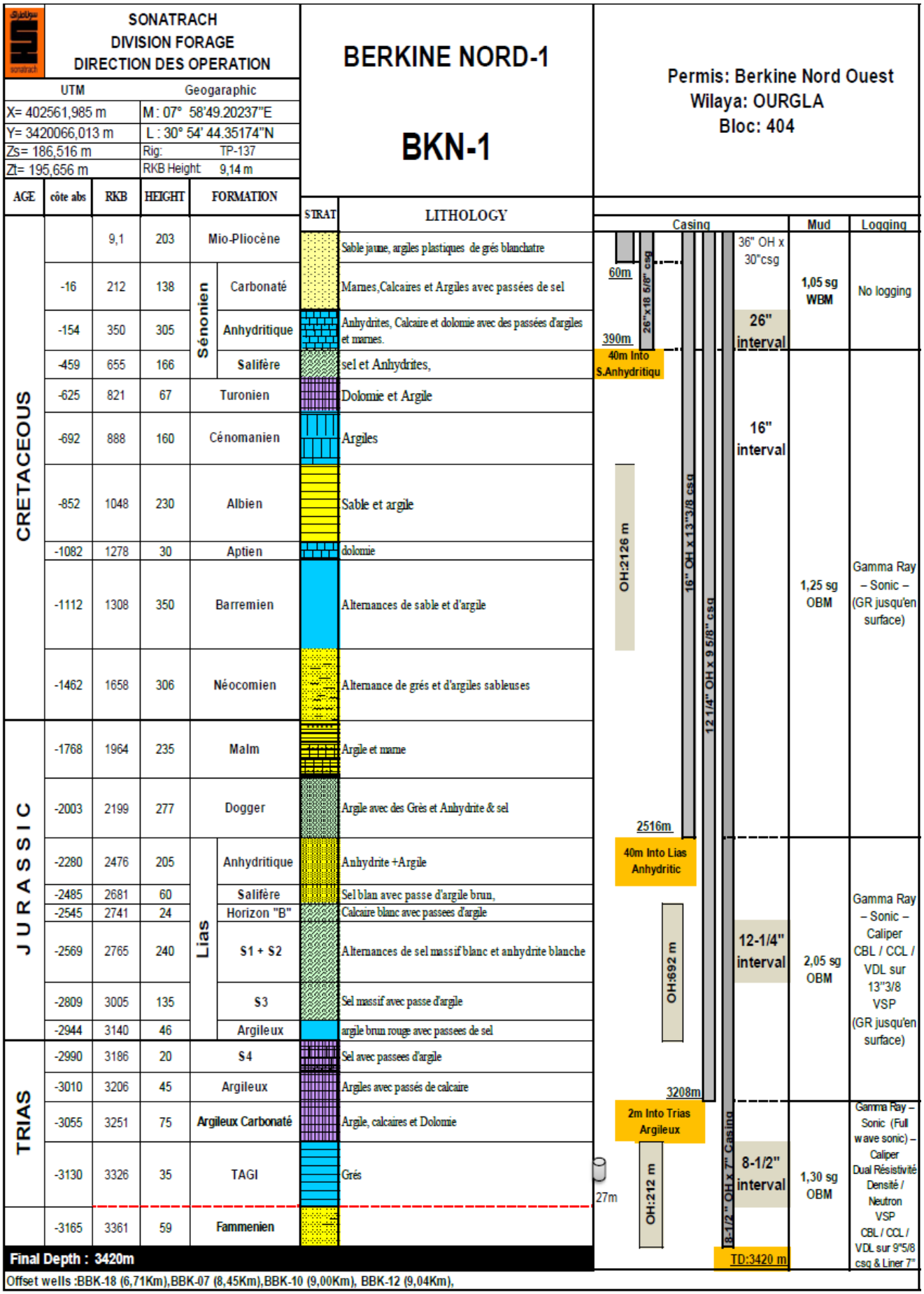


Fig. (5) : Localisation générale du puits. [1]

2.4 Architecture de puits : Fig. (6)



2.5 Temps des opérations : Tableau (3)

BKN-1					
Activity	TRP	ROP	Depth	Avtivity	Cum
	nem	[m/h]	[m]	[Days]	[Days]
Drill surface 36" Hole		3.00	60	0.76	0.67
Inter-Phase		-	60	2.00	2.76
Drill 26" Hole		6.00	390	2.52	5.28
Inter-Phase		-	390	4.25	9.53
Drill 16" Hole		9.00	2516	10.83	20.36
Inter-Phase		-	2516	12.00	32.36
Drill 12 ¼" Hole		6.00	3208	5.29	37.65
Inter-Phase		-	3208	9.60	47.25
Drill 8 ½" to Core point N 1	-	2.00	3226	2.70	49.95
Core n 1 (TAGI) (27m)	4.00	1.50	3353	4.75	54.70
Drill 8 ½" to TD	-	2.06	3420	1.49	56.19
Log. Run et cement 7" CSG			3420	9.00	65.19
Testing and Abandonement			3420	25.00	90.19

Tableau (3) : Temps des opérations. [1]

II- Réalisation de la phase 16” :

Le but de la phase 16’’ est de tuber en 13 3/8" les formations du Crétacé et la partie supérieure du Jurassique qui ne supportent pas la densité nécessaire pour forer le Lias Salifère. La côte d'arrêt a été fixée à environ 40métres dans le Lias Anhydritique. 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 (d'équivalente maximum=1,17). 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.
On pourra s'attendre à un ralentissement de l'avancement dans l'aptien à cause de la dolomie, et à des tirages dans les zones à sel, notamment lors des éventuelles manœuvres. C'est une phase longue généralement de 1800 mètres et foré idéalement avec un seul outil PDC. La spécification de la phase est la présence des nappes aquifères et la formation salifère du sénonien.

1. Caractéristiques des formations traversées:

En étudiant les données de la diagraphie de la phase 16” du champ de Bassin Berkine en général, on remarque la succession des couches et leurs duretés respectives :
Les contraintes enregistrés, donnent une explication parfaite sur la succession des formations dures/ tendres.
Le Cénomanien contient les grandeurs maximales, tandis que le Sénonien Salifère les contraintes les plus faibles.

2. Problèmes potentiels : [3]

- coincements dans le Sénonien Salifère, le Turonien et le Cénomanien.
- venues d’eau douce de l’Albien (densité requise 1.10 à 1.15 selon la région). Compte tenu de la densité de boue utilisée, de telles venues ne peuvent se produire qu’en cas de mauvais remplissage ou de pistonnage.
- pertes, en cours de forage et en cours de cimentation, principalement dans les dolomies et calcaires de l’Aptien.
- surcharge de l’annulaire en solides lors des avancements très rapides.
- mauvaise forabilité dans les bancs durs du Cénomanien, de l’Aptien, du Dogger et du Lias.
- difficultés à cimenter correctement le tubage 13 3/8’’.

3. Préparations avant début de la phase : **Fig. (9)**

1) Dès la fin de la cimentation du 18 5/8" nettoyer l’ensemble des bassins. Stocker 5 m³ de gasoil dans le pill tank, qui servira de tampon pour le pompage de la boue à l’huile.
2) Vérifier les caractéristiques de la boue livrée ainsi que les quantités. Si des problèmes de conformité avec les caractéristiques moyennes données au paragraphe boue de cette procédure sont constatés, procéder aux traitements nécessaires après l’accord de la hiérarchie. A chaque livraison effectuer une mesure sur chantier. Noter les résultats sur le rapport journalier.

3) Veiller à ce que le plancher soit équipé d’une armoire à boue étanche et connectée sur la goulotte.
4) Vérifier la bonne installation des deux centrifugeuses à boue.
5) Vérifier le diamètre des stabilisateurs à l’aide de calibres 3 points. Voir diamètres, tolérances et spécifications dans le Programme de Forage. Prévoir un jeu de stabilisateurs de rechange.
6) Vérifier les pompes de forage. Chemisage inchangé. Faire un contrôle du rendement des pompes de forage (efficiency) pendant le reforage du sabot.
7) Contrôler les tiges de forage, tiges lourdes, masse tiges 8’’ qui seront gerbées pendant la phase 16’’ à l’aide de calibres dont les dimensions sont notées dans le tableau suivant :

	Masses Tiges		**HWDP**		**TIGES 5" 19,5 # 4½" IF**		**TIGES 5½" 21.9# 5½''FH**
	9½"	8"	5"	**5 ½"**	G105	S135	G105
	ID 3"	2,8125"	3"	3,25"	3,25"	2,75"	3,5"
OD calibres	2,75"	2,50"	2,75"	3"	3,125"	2,625"	3,375"
	69,8 mm	63,5 mm	69,8 mm	76,2 mm	79,4 mm	66,7 mm	85,7mm
Valeurs tirées de l’API RP 7G La longueur recommandée des calibres est de 30 cm. Pour les tiges de forage, le diamètre intérieur indiqué est celui du tool joint, c’est le plus restrictif.							

Tableau (4) : Les caractéristiques de la garniture. [3]

4. Garniture de forage :

La phase 16” commence à partir du sabot 18 5/8” (390m) jusqu’au 2516m (Lias Anhydritique) soit une profondeur de 2126m, une garniture stabilisée de type « packed hole » est descendu pour le but de maintenir la trajectoire de l’outil avec le minimum de courbure admissible au niveau des masses tiges.

4.1 Composition de la BHA :

a) Outil de forage : Fig. (7)

Parmi les objectifs de la phase est de réaliser la section en un seul run, les formations traversées durant cette phase se caractérisent par des duretés variantes, entre formations tendres, et d’autre dures; en choisissant l’outil à utiliser pour forer cette phase il faut tenir compte de ces changements.

Pour le cas du puits BKN-1 l’outil choisi est un PDC **(Polycristalline Diamond Compact) TFF913S**, qui est un PDC à dents, doté de 9 duses 12/32,

Fig. (7) : Outil PDC 16” **TFF913S.** [3]

b) Masse tiges :

Les masses tiges sont des tubes d'acier dont l'épaisseur du corps leur confère un poids important. Leur rôle essentiel est :

- Mettre du poids sur l'outil pour éviter de faire travailler les tiges de forage en compression.
- Jouer le rôle du plomb du fil à plomb pour forer un trou aussi droit et vertical que possible.

Elles sont caractérisées par :

- Leurs diamètres extérieur et intérieur.
- Leur type et diamètre de connexion filetée (Reg - FH - IF - NC) ;
- Leur profil : lisse, spiralé ou carré.

c) Les tiges lourdes (heavy weight drill pipes) :

Les tiges lourdes ont une flexibilité plus grande que celle des masse-tiges et plus petite que celle des tiges normales. Elles sont fréquemment utilisées comme intermédiaires entre les masse-tiges et les tiges. En forage dirigée elles sont utilisées soit au sommet des masse-tiges, soit parfois en les remplaçants totalement.
Un coussin d'usure est usiné en leur milieu afin de limiter l'usure du corps.

- L'utilisation des tiges lourdes à des buts multiples:
- Fournir une provision supplémentaire de poids sur l'outil, avec l'avantage d'un diamètre extérieur réduit et donc une surface de contact réduite avec la paroi du puits
- Servir de transition entre les masse-tiges et les tiges
- Fournir du poids sur une coulisse de forage.

d) Les tiges de forage :

Les tiges de forage sont des tubes d'acier de faible épaisseur, manchonnés (soudure par friction) et filetés (Male x Femelle) à chaque extrémités, de manière à permettre des connections rapides.
Elles sont disponibles en différents diamètres, poids linéaires et grades d'acier, leur conférant différentes résistances en traction et compression.

e) Les coulisses de forage :

Le but des coulisses de forage est d'aider à libérer le train de tiges en cas de collage ou de coincement dans le puits.
Les coulisses de forage sont des accumulateurs d'énergie, cette énergie étant accumulée soit par compression, soit par extension et donc restituée vers le bas ou vers le haut.
Les coulisses sont conçues pour transmettre le couple rotary et pour restituer, sur demande, l'énergie accumulée.
Cette énergie peut être de nature mécanique (ressorts) ou hydraulique (bain d'huile). On rencontrera donc deux types de coulisses:

- Les coulisses mécaniques.
- Les coulisses hydrauliques.

f) Raccords « cross over » :

Ces raccords sont utilisés pour connecter des éléments du train de tiges ayant des filetages différents.

g) Stabilisateurs :

Ils sont constitués de "lames" installées sur des corps tubulaires équivalents au diamètre extérieur des masse- tiges de la même phase. Ces lames ont un diamètre égal ou inférieur à celui de l'outil de forage. Ils centrent les masses tiges dans le puits et constituent autant de point d'appuis permettant de contrôler la "déformée" de la garniture de forage. Ce contrôle est obtenu en jouant soit sur le diamètre

des stabilisateurs, soit sur la longueur entre lames, soit sur les deux à la fois. Ils sont de plusieurs types dans notre cas on a deux types utilisés.

e) Near bit :

Ils sont installés soit directement au-dessus de l'outil de forage, ils possèdent des filetages femelle - femelle permettant le vissage direct sur l'outil. Un logement permettant d'installer une valve anti-retour est souvent aménagé à leur extrémité inférieure, évitant ainsi l'utilisation d'un raccord.

Stabilisateurs à lames intégrales :

Les stabilisateurs dits à lames intégrales sont, soit forgés, soit usinés dans un bloc d'acier. Les lames sont larges et "spiralées" autour du corps. Elles offrent un bon contact avec les parois du trou. La forme des lames et l'espace entre lames conduisent à deux types de stabilisateurs :

- De type ouvert (open design).
- De type fermé (tight design).

Composition de la garniture à descendre : Fig. (8)

- Outil 16”
- Stabilisateur NB 15 15/16", avec Siège Totco et clapet anti-retour
- - DC court 9 ½" OD
- - Stabilisateur IBS 15 15/16"
- - 1 DC 9 ½" OD
- - Stabilisateur IBS 15 15/16"
- - 1 x DC 9 ½" OD
- - X/O Sub 7 5/8’’ Reg M x 6 5/8’’ Reg F
- - 15 DC 8" OD
- - Drilling Jar 8" OD
- - 2 DC 8" OD
- - X-over 6 5/8" Reg Mx 4 ½" IF ou 5 ½" FH
- - 6 HWDP 5’’ (ou 5 ½")
- - Tiges de forage 5", 19.5#, G 105, Premium. (ou 5 ½" 21.9# G 105 Premium).

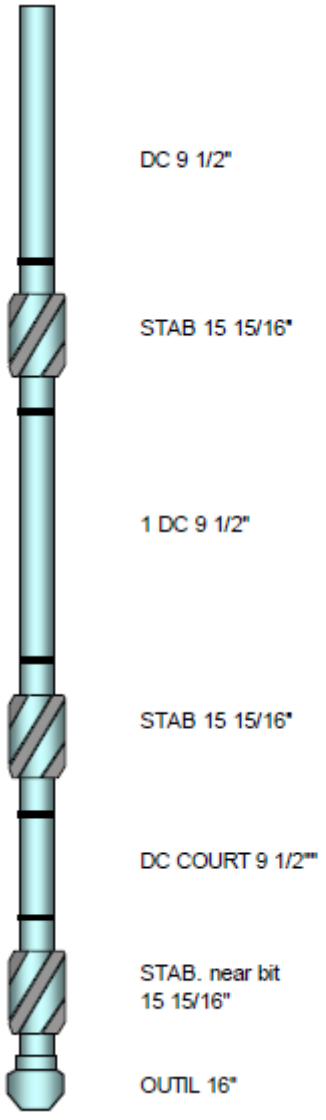


Fig. (8) : Composition de la BHA

Le tableau suivant contient les éléments de la BHA utilisé : **Tableau (5)**

ELEMENTS	Joints	Longueur (m)	ID (in)	OD (in)	Connexion
16" PDC Bit	1	0.40	NA	16.000	7 5/8" REG
Nea1r bit stabilizer 15 15/16"	1	2.40	3.000	9.500	7 5/8" REG
9"1/2 Short Drill Collar	1	4.00	3.000	9.500	7 5/8" REG
String Stabilizer 15 15/16	1	2.40	3.000	9.500	7 5/8" REG
9" 1/2 Drill Collar	1	9.30	3.000	9.500	7 5/8" REG
String Stabilizer 15 15/16	1	2.40	3.000	9.500	7 5/8" REG
9" 1/2 Drill Collar	2	18.60	3.000	9.500	7 5/8" REG
XO	1	1.00	3.000	9.500	
8" Drill Collar	14	139.50	2.810	8.000	6 5/8" REG
8" Hydraulic Jar	1	9.30	2.810	8.000	
8" Drill Collar	2	18.60	2.810	8.000	7 5/8" REG
XO	1	1.00	2.810	8.000	
5 1/2" HWDP	6	55.80	3.250	5.500	5 1/2" FH
Drill pipe	242	2251.30	4.778	5.500	

Tableau (5) : Les éléments de la BHA utilisé. [3]

4.2 Choix du grade des tiges à utilisées :

En générale les tiges de forage sont choisies en fonction des conditions du forage, de la profondeur et de la nature des fluides rencontrés.
Donc nous allons déterminer le grade des tiges qui peut assurer le forage jusqu'à la côte 2516m sans problèmes.

A l'aide de la formule suivante on détermine la longueur des tiges à descendre :

$$L_{DP} = \frac{\frac{T_e}{1.1} - (L_{DC} \times P_{DC} \times FF) - M_t}{P_{DP} \times FF} \quad \text{..... [4]}$$

Avec :

L_{DP} : Longueur des tiges de forage (m).

P_{DP} : poids linéaire des tiges de forage (Kg/m).

L_{DC} : longueur des drills collars (Kg/m).

FF : facteur de flottabilité (avec une boue de densité 1.25 sg FF= 0,839).

T_e : résistance à la tension (10^3 daN).

M_t : marge de traction (t) on prend M_t=50t.

Calcul du poids de la BHA : tableau (6)

Composant	Poids linéaire (Kg/m)	Longueur (m)	Poids (Kg)
DC 9 1/2"	322.9	40.5	13077.45
DC 8"	218.8	168.4	36845.92
HWDP 5 1/2"	73.4	55.8	4095.72
	Total	264.7	54019.09

Tableau (6) : Poids de la BHA.

Calcul de la longueur des tiges pour différents grades : tableau (7)

Grade	Résistance a la tension (10^3 daN)	Poids linéaire (Kg/m)	Longueur (m)
E75	154	35.63	1588.42
X95	194	36.07	2794.74
G105	215	37.17	3335.73

Tableau (7) : La longueur des tiges

On remarque que le grade E ne nous permet pas de terminer la phase 16" qui atteint une profondeur de 2516m, tandis que le grade X95 nous permet d'atteindre cette profondeur, mais on le prend pas car il ne nous permet pas de continuer le forage de la phase qui suit (12 1/4") dans sa partie verticale qui atteint la profondeur de 3208m, donc on choisit le grade G105 qui nous permet d'atteindre cette profondeur.

4.3 Calcul de la réserve de traction :

Le problème majeur rencontré durant la phase 16'' est le coincement pendant la remonté, pour cela la garniture de forage choisi doit avoir une réserve de traction suffisante pour le tirage en cas de coincement, calculons la réserve de traction pour le grade choisi G105.

$$RT = \frac{Te}{1{,}1 - PG} \text{ …….. [4]}$$

Avec :

R_T : réserve de traction (T)

P_G : poids de la garniture (T)

R_T=51.82 T

5. Paramètres de forage :

La bonne optimisation des paramètres de forage est la clé de réussite à réaliser la phase sans problèmes, les paramètres sont indiqués dans le programme de forage, une analyse des problèmes rencontrés dans les offset wells permet d'adopter des paramètres permettant d'éviter des problèmes durant la phase.

Cette phase sera forée avec :

- Poids sur l'outil de 10 à 25 tons
- Vitesse de rotation : de 120 à 140 t/min
- Débit : 2800 à 3200 l/min

Ces paramètres seront ajustés suivant la nature de la formation traversée

6. Paramètres de boue :

6.1 Composition et caractéristiques recommandées;

Boue à émulsion inverse, avec phase eau saturée au NaCl. **Tableau(8)**

Caractéristiques		
Densité	S.G.	1.25
Viscosité Plastique Yield Point	@ 150 °H / Cp Lb / 100 ft²	Minimum possible 18 - 22
Filtrat HP / HT	200 °F / 500 psi	6 – 8 cc
Stabilité Electrique Rapport Huile / Eau	Volt	> 600 70 / 30 à 80 / 20
Alcalinité Boue	Pb	2 – 3 cc H_2SO_4 N / 10
NaCl	% en poids.	25 – 26
Solides LGS	% en vol.	< 5
Sable	% en vo.	0.5 max

Tableau (8) : Caractéristiques de la boue. [3]

La Yield sera ramenée à 14 – 16 avant descente du tubage.

6.2 Mise en Place Des Boues :

- Faire livrer la boue inverse dès que possible. Les bassins disponibles doivent être nettoyés et prêts à recevoir la boue. La boue doit être circulée si possible au travers des tamis vibrants équipés de toiles à mailles fines et du mud cleaner, afin:
  - d'éliminer tous les solides indésirables,
  - d'assurer le "shearing" avant le déplacement de la boue afin d'obtenir assez de stabilité électrique : E.S. > 600 volts.
- Tester la conformité de la boue reçue par des mesures complètes.
- Faire livrer les cuves de stockage et le gas-oil (100 à 120 m³).
- Equiper les tamis de toiles adaptées à la viscosité élevée de la boue "froide" (risques de pertes en surface importantes).
- Le changement de boue est effectué en cours du reforage dans le tubage 18 5/8''. Pomper 10 m³ d'eau, 5 m³ de gas-oil (à récupérer si possible), 5 m³ de bouchon visqueux de boue à l'huile, puis la boue à l'huile. Ejecter la boue bentonitique.
- Après 2 ou 3 cycles de circulation, effectuer une mesure de toutes les caractéristiques de la boue.

6.3 Stocks de la boue :

Stock minimum de boue sur chantier : **tableau (9)**

Produits	Tonnes
Chaux	5
Baryte	100
Fluidifiant	0,5
Colmatants	4
Emulsifiant primaire	0,8
Emulsifiant secondaire	0,4

Tableau (9) : Stock minimum de la boue. [3]

Quantités de boue et produits pour la phase : **Tableau (10)**

Produits	Unité	Quantité
Volume en surface	m³	70
Volume puits	m³	330
Dilution	m³	270
Total	m³	670
Boue livrée à densité= 1.20 70 / 30	m³	470
Boue fabriqué au chantier	m³	200
Boue conservée pour la phase 12¼	m³	300
FOD	m³	100
Baryte	Tonne	100
Chaux	Tonne	5
Agent mouillant	Tonne	1
Fluidifiant	Tonne	0,5

Tableau (10) : Quantités de la boue pour la phase. [3]

6.4 Contrôle des caractéristiques pendant le forage :

Les mesures de boue sont faites et portées sur le rapport boue :

- 3 mesures complètes / jour sur la boue du circuit.
- 1 mesure / jour sur la boue de réserve.

Maintenir le pourcentage des LGS inférieur à 5%:

- par l'optimisation des appareils d'élimination mécanique des solides qui doivent être utilisés en continu : baryte recovery durant tout le forage, vibrateurs qui doivent être équipés des toiles les plus fines possibles adaptées (sans perdre de boue).
- et si nécessaire par le biais de dilution.

Note : Le forage de cette section est caractérisé par des avancements très rapides, pour cela les valeurs de densité, % solides et rhéologie doivent être correctement suivies.
Le filtrat HP/HT doit être compris entre 6 et 8 cc. Il doit être composé uniquement d'huile. Ne tolérer aucune présence d'eau qui serait l'indication d'une instabilité de l'émulsion du système.
La stabilité électrique devra être supérieure à 600 Volts.
Avant la descente du tubage 13 3/8" réduire les caractéristiques rhéologiques :

Yield= 14-16 à 150°F. [3]

6.5 Recommandations en cas de pertes : [3]

- **Pertes faibles (< 2 m³ /h) :**

Poursuivre le forage. Si les pertes ne se colmatent pas d'elles même, pomper un bouchon de colmatant : par exemple 15 à 20 m³ avec 150 kg/m³ de colmatant fins et moyens.

- **Pertes moyennes (+/- 5 m³ /h):**

Pomper un bouchon de colmatant; par exemple 15 à 20 m³ avec 200 kg / m³ de colmatant fins à gros et poursuivre le forage.

- **Pertes sévères (> 8 m³ /h):**

Selon instructions du Superintendant de Forage : Bouchon de colmatant à prise (Formaset ou équivalent) ou bouchon de ciment.

7. Déroulement des opérations :

7.1 Reforage du ciment et accessoires de cimentation :

Reforer le ciment et le sabot avec des paramètres réduits afin d'éviter le dévissage des tubes 18 5/8":

Débit : 2600 l/mn,
Poids 3 à 7 t,
Rotation 60 à 100 RPM.

Précautions importantes :

- Si l'avancement chute ou si le torque augmente, dégager du fond en gardant la circulation, puis reprendre le fond doucement et appliquer les paramètres indiqués ci-dessus.
- Lors du forage d'un bouchon de cimentation, si l'avancement ou le torque sont nulle (garniture libre), cela indique que le bouchon tourne avec l'outil. Réduire le débit à 1000 l/mn, appliquer un poids de 1 à 2 tonnes sur l'outil et reprendre lentement la rotation à 40 tours/mn ; augmenter le poids sur l'outil à 4 – 5 tonnes et reprendre le forage avec les paramètres initiaux dès que possible.
- Si les conditions de reforage changent (vibrations excessives des tiges, soubresauts de la garniture), changer les paramètres de reforage jusqu'à stabilisation.
- Si l'avancement est correct, garder les paramètres pour poursuivre le reforage.

7.2 Forage de la formation :

Forer avec des paramètres réduits jusqu' à ce que le stabilisateur supérieur soit sorti du sabot du tubage, puis appliquer les paramètres de forage optimaux:

Débit : 2800 à 3000 l/min,
Poids 10 à 25 t,
Rotation 80 à 160 RPM.

Les paramètres ci-dessus sont purement indicatifs. Les paramètres de forage seront adaptés en appliquant les recommandations du Programme de Forage et du fournisseur de l'outil afin de:

- rechercher et obtenir les meilleurs avancements,
- ménager l'outil pour qu'il fasse toute la phase,
- obtenir un puits avec un profil régulier qui limite les coincements lors des remontées.

Le suivi reste à l'appréciation du Superviseur de Forage.
Utiliser les données des puits voisins : Master Log, paramètres enregistrés par le Mud Logging, diagraphies (en particulier Caliper Log).
Dans certaines zones il pourra être préconisé de réduire les paramètres afin de ménager l'outil PDC, notamment:

- au top du Cénomanien, où il y a des vibrations importantes tant que le stabilisateur supérieur n'est pas engagé dans le Cénomanien.
- dans l'Aptien.

7.3 Procédures particuliers en forage :

a) Limiteur de Torque

Le limiteur de torque sera réglé à une valeur qui n'excède pas 80% du couple de blocage de l'élément le plus faible (tige ou dans certains cas raccord de la top drive ou de la tige d'entraînement), afin de ne pas surbloquer les filetages en cours de forage. Se référer Programme de Forage à cet égard.

b) Coulisse

Contrôler la coulisse à chaque remontée. Vérifier qu'il n'y a pas de rotation libre du mandrin.

c) Nettoyage du puits

Les avancements étant très rapides le puits devra être nettoyé efficacement :

- appliquer les paramètres de boue (débit, Yield, densité sortie) préconisés,
- s'assurer du bon fonctionnement des vibrateurs, vérifier que la boue n'en déborde pas,
- au top de l'Aptien, où des pertes risquent de se produire, s'assurer que la boue a la densité préconisée dans le Programme de Forage.

d) Ajouts et manœuvres

A chaque ajout ramoner l'intervalle que l'on vient de forer jusqu'à ce qu'il n'y ait pas de tractions.

- Sécurité :

A chaque manœuvre s'assurer du bon remplissage du puits.

- Tractions :

Des tractions peuvent se produire lors des manœuvres, notamment dans le Cénomanien, le Turonien ou le Sénonien Salifère.
Ne pas tirer plus de 15 tonnes. En cas de tractions supérieures à 15 tonnes, garder la garniture toujours libre vers le bas, circuler et remonter en back-reaming.

- Totco :

Prendre une mesure de déviation Totco avant la remontée de chaque outil, sauf en cas de problèmes (pertes, chutes de pression,…).

e) En cas de coincement

Tenir compte de la cote des stabilisateurs pour la résolution des coincements :

- Pomper un bouchon d'acide si les stabilisateurs sont coincés dans le Turonien,
- Pomper un bouchon d'eau s'ils sont coincés dans le Sénonien Salifère.

1) Bouchon d'acide (coincement dans le Turonien).

En cas de coincement dans le Turonien, procéder à la mise en place d'un bouchon d'acide:

- ✓ Faire la réunion de sécurité avec tout le personnel présent sur chantier :
  1- Présenter les risques liés à l'opération.
  2- S'assurer du port des individuels de sécurité obligatoires, particulièrement des lunettes antiacide.
  3- Distribuer les rôles.
- ✓ Mettre en place l'ensemble des équipements.
- ✓ Remplir les lignes. Tester à 5000 psi pendant 10 minutes.
- ✓ Pomper 2 m3 de gas-oil.
- ✓ Pomper 1 m3 de bouchon d'inhibiteur (992 lts d'eau + 8 lts d'inhibiteur de corrosion).
- ✓ Pomper 10 m3 d'acide HCL à 15 % (eau 550 lts + 434 lts d'acide à 33 % + 10 kg d'agent séquestrant + 10 lts d'inhibiteur de corrosion + 5 lts d'anti-émulsifiant).
  Remarque :
  - Le volume utile d'acide à pomper dépend de l'épaisseur de la formation à dissoudre sur une longueur donnée (turonien 100/130m) sachant qu'il faut 12 m3 d'acide 15 % pour dissoudre 1 m3 de calcaire
- ✓ Pomper 1 m3 de bouchon de queue (950 lts d'eau + 50 lts de surfactant).
- ✓ Chasser l'acide par paliers couvrant uniquement la hauteur outil - top Turonien. Laisser agir durant 2 heures (1 heure est le minimum) en travaillant la garniture vers le bas.
- ✓ Circuler et évacuer les fluides à fort débit. Réduire le débit à l'arrivée du bouchon en surface car la réaction d'acidification provoque la formation de gaz carbonique qui peut engendrer des éclaboussures.

Si la garniture est libre, reprendre les opérations prévues, sinon refaire un autre bouchon d'acide comme précédemment.

2) Bouchon d'eau (coincement dans le Sénonien Salifère).

En cas de coincements ou de tractions importantes au niveau du Sénonien Salifère :

- ✓ Pomper un bouchon de 10 m³ d'eau précédé et suivi de 2 m³ de gasoil. Le positionner à l'équilibre.
- ✓ Faire travailler la garniture jusqu'à sa libération, en déplaçant le bouchon de 500 litres toutes les cinq minutes.
- ✓ Si la garniture n'est pas libérée au bout de 30 minutes, pomper un deuxième bouchon d'eau avec la même procédure tout en combinant l'évacuation du premier. S'assurer que l'on conserve une densité de boue suffisante pour tenir l'Albien.
- ✓ Faire travailler la garniture jusqu'à sa libération.
- ✓ A l'évacuation de la fin du bouchon d'eau, prendre un échantillon, le tamiser. Mesurer la salinité. Noter la salinité sur le rapport journalier.
- ✓ Reprendre cette procédure autant de fois que nécessaire.
- ✓ Vérifier les volumes de gas-oil et d'eau éjectés. Contrôler en permanence le remplissage de l'annulaire pendant la remontée (règle de base essentielle).

Après décoincement et évacuation des bouchons de gas-oil et d'eau, faire une observation du puits pour s'assurer de sa stabilité.

f) A la côte de tubage.

Durant le forage des dernières tiges conditionner la boue de façon à avoir la rhéologie préconisée pour la descente et cimentation du tubage, et ce afin de limiter les effets de Dépression/Surpression (Swab/Surge) lors de la descente de la colonne.

Prendre une mesure de déviation Totco avant la remontée de l'outil, sauf en cas de problèmes (pertes, chute de pression,…).

A la remontée travailler les intervalles où il y a des tractions.

Débloquer la BHA.

Il n’est pas prévu de contrôle de trou avant les opérations électriques.

Il n’est pas prévu non plus de contrôle de trou après les opérations électriques, sauf en cas de difficultés particulières.

8. Tubage :

8.1 Préparation :

- ✓ Commencer à préparer le tubage dès le début de la phase.
- ✓ Vérifier les caractéristiques de tubage livré.
- ✓ Calibrer et mesurer les tubes. Conserver en réserve quelques tubes courts et quelques tubes longs pour l’ajustage de la colonne.
- ✓ Etablir la composition de la colonne de tubage en fonction de la cote d’arrêt définie par le Géologue SH. Sabot à 0.50m du fond.
- ✓ Vérifier les dimensions du dernier tube qui sera suspendu dans le Casing Head Housing 20 ¾’’ x 13 5/8’’.

8.2 Composition de la colonne / habillage :

Composition selon Programme de Forage

Exemple : 13 3/8" P110 72 lbs/ft Special Drift Buttress

- Sabot 13 3/8" – 68 # Buttress, reforable au PDC.
- 2 joints casing 13 3/8" P110 72 # Buttress
- Anneau 13 3/8" – 68# Buttress, reforable au PDC.
- Tubes 13 3/8" P110 72 # Buttress

Habillage : selon Programme de Forage. L’habillage sera adapté en fonction des résultats du Caliper.

Exemple :

2 centreurs + 2 StopCollar par joint sur les 2 premiers joints;

1 centreur + 1 StopCollar sur 1 joint sur 3 pour le reste du découvert;

1 centreur + 1 StopCollar sur 1 joint sur 4 dans l'entrefer;

1 centreur + 1 StopCollar par joint pour les 2 derniers joints en surface.

8.3 Caractéristiques du tubage :

Tubages utilisés, selon Programme de Forage. **Tableau (11)**

Casing 13 ⅜ " poids (lbs/ft)	68	72
Grade	N 80	P 100
Connexion	Buttress	Buttress
Couple de vissage	Au triangle	Au triangle
Tension corps du tube (tonnes)	692	970
Eclatement	346 bars	510 bars
Ecrasement	156 bars	199 bars
Manchon OD (in)	14.375	14.375
Diamètre intérieur (mm)	315.3	313.6
Calibre (mm)	311.4	Special drift 311.4
Volume intérieur (l/m)	78.10	77.24
Volume extérieur (l/m)	90.65	90.65

Tableau (11) : caractéristiques du tubage. [1]

8.4 Descente de la colonne :

Si un wear bushing a été installé: s'assurer qu'il a été enlevé. Le vissage d'un filetage Buttress se fait à la base du triangle, avec une tolérance de + ou -1/8’’.

Vissage des Filetages Buttress d'après l’API 5C1:

Noter la valeur du couple requis pour visser les premiers joints jusqu'à la base du triangle poinçonné sur le filetage mâle du tubage.

Avec la valeur de couple moyen, visser les autres joints, en vérifiant visuellement tous les trois joints que cette valeur permet le vissage jusqu'à la marque. Réajuster si nécessaire.

En cas de colonne mixte recommencer l'opération lorsque l'on change de grade ou de poids de tubage. Avant le vissage graisser tout le filetage du manchon avec une brosse. Si le filetage est mal graissé il chauffe quand on le visse. Il risque alors de gripper et d’être fragilisé.

Remarque: le vissage des tubes 13 3/8" est délicat. Il requiert une bonne coordination entre le chef de poste, l'accrocheur et l'opérateur de la clef de vissage : exiger un opérateur expérimenté.

Visser le sabot et les deux premiers joints au Tubelock jusqu’à la base du triangle. Lors de la descente des premiers tubes s’assurer que la soupape est fonctionnelle. Si un système de remplissage (type tête TAM) avec possibilité de circulation a été prévu, remplir à la descente de chaque tube.

Sinon

- dans le cas de clapet anti-retour, remplir rapidement à chaque tube, et remplir complètement tous les 5 tubes.
- dans le cas d’équipement différentiel, vérifier son fonctionnement avec les courbes poids/volume retour: se référer à la Section 10 des Procédures Générales, qui indique que faire dans le cas où il ne fonctionne pas correctement.

Changer l’élévateur à porte pour le spider élévateur au niveau du sabot du tubage 18 5/8’’.

Descendre les trois derniers joints en circulation.
Toucher le fond. Ajuster la colonne **à 0.50 m du fond**.
Monter la tête de cimentation et circuler suivant le programme de cimentation de l'Ingénierie.
Respecter les paramètres de circulation du programme de cimentation. En effet ces paramètres ont une influence sur la température et sur le temps de pompabilité des laitiers.

9. Cimentation :

9.1 Généralités :

Le tubage 13 3/8" couvre les formations du Crétacé et une partie du Jurassique (Malm et Dogger). La côte d'arrêt du forage 16'' a été fixée à environ 40 mètres dans le Lias Anhydritique.

9.2 Objectifs de la cimentation :

En partant de TD vers la surface, les principaux objectifs de la cimentation dans cette phase sont:

- ✓ **Autour du sabot:**

Bonne isolation hydraulique pour protéger les formations de cette phase de la boue lourde utilisée dans la phase suivante.

- ✓ **Barrémien:**

Le Barrémien est un aquifère. Il devra être isolé aussi bien au-dessus qu'en- dessous.

- ✓ **L'Albien:**

Tout comme le Barrémien, cet aquifère devra être isolé aussi bien au-dessus qu'en- dessous.

- ✓ **Le Turonien:**

Cet aquifère devra être isolé aussi bien au-dessus qu'en- dessous.

- ✓ **Le Sénonien Salifère:**

Il devra être parfaitement isolé en dessous contre toute infiltration des eaux des aquifères. Par ailleurs la gaine de ciment devra protéger le tubage de tout contact avec le Salifère pour éviter une corrosion trop rapide du tubage.

- ✓ **Entrefer 13 3/8" x 18-5/8" :**

L'entrefer 13 3/8" x 18-5/8" devra être cimenté sur au moins 50 m pour isoler le découvert de tout fluide provenant de la surface par l'entrefer. En pratique on fait remonter le laitier 200 m au -dessus du sabot.

9.3 Données et problèmes potentiels de la phase :

Données de la phase

Diamètre tubage	13 3/8"
Diamètre découvert	16"
TD (environ)	2516m
Diamètre tubage précédent	18 5/8"
TD tubage précédent	+/- 400 m
Top ciment recherché	200 m au- dessus du sabot du 18 5/8

Tableau (12) : Données de la phase

Quelques points importants sont à prendre en compte pour atteindre les objectifs fixés ci-dessus :

- ✓ **Erreurs de chasse :**

A éviter. Contrôler rigoureusement les circuits de refoulement. Si possible .Contrôler physiquement le volume de chasse sur un bac d'aspiration.

- ✓ **Pertes pendant la cimentation :**

Faire un bilan des volumes de boue après la cimentation.

9.4 Considérations sur les fluides a utiliser :

a) Caractéristiques des laitiers :

Deux types de laitier sont utilisés pour cette section:

- ✓ laitier pur d=1.90 du sabot 13 3/8'' au top du Barrémien,
- ✓ laitier allégé de densité 1.29 à 1.36 du top du Barrémien au -dessus.

Pour information : les laitiers allégés proposés par les compagnies de services (BJSP, COPS, HES) sont des mélanges de ciment contenant des microsphères. Même si cette technologie de prime abord paraît identique, elle est en fait très différente suivant chacune des Sociétés, de par la fabrication des microsphères, leur résistance à l'écrasement sous pression, le type de ciment utilisé dans le mélange. Par conséquent les formulations proposées seront différentes aussi bien en termes d'additifs que de densité utilisée.

Il est aussi important de noter que ces laitiers aux microsphères ne répondent pas tous de la même façon aux logs électriques d'évaluation du ciment, les CBL-VDL-GR. L'interprétation de ces logs dans certains cas peut se révéler très délicate et pourrait nécessiter d'autres types de mesures pour évaluer correctement la cimentation utilisant ces laitiers.

On notera aussi que pour des raisons de stabilité du système, certaines Sociétés n'utilisent pas de sel dans leur système de laitier allégé.

b) Considérations sur les Spacers et les Washers :

Pour éviter des « flash set » avec les laitiers allégés aux microsphères, il est fortement conseillé d'utiliser toujours un spacer avant ce laitier, spacer dont le concept et le but sont de transporter les particules solides (cuttings et autres) et d'éviter tout contact entre ces solides et le laitier allégé.

9.5 Procédure opérationnelle :

a) Préparation :

- ➢ Vérifier les équipements suivant la Procédure Générale de Cimentation.
- ➢ Au préalable on aura mesuré le rendement (efficiency) de chacune des pompes de forage.
- ➢ Installer les bouchons de cimentation dans la tête de cimentation.

Le superviseur Sonatrach doit assister à cette opération.

b) Opération :

Une fois le tubage au fond :

- Monter la tête de cimentation et tester les lignes à 4 000 psi pendant 10 minutes. Purger la pression et isoler les lignes de cimentation.
- Ouvrir les lignes des pompes de forage sur le manifold et circuler suivant les débits, pressions et durées prévus par le programme de cimentation.
- Pendant la circulation faire le pre-job meeting (Technique & Safety) avec toutes les parties prenantes. S'assurer du rendement des pompes de forage (efficiency).
- Sur le Manifold, fermer la ligne des pompes à boue, ouvrir la ligne de cimentation et pomper le Bouchon laveur suivi du Spacer (en général de l'eau).
- Larguer le bouchon inférieur.
- Mixer et pomper le laitier allégé en contrôlant la densité avec la balance pressurisée qui servira d'unique référence. La balance à boue servira de repère par rapport à la balance pressurisée, mais la densité acceptée sera celle de la balance pressurisée.
- Mixer et pomper le laitier pur en contrôlant la densité avec la balance pressurisée.
- Fermer toutes les vannes sur la tête de cimentation pour éviter d'aspirer d'autres fluides par le vide créé dans le tubage.
- Larguer le bouchon supérieur. Vérifier qu'il est parti. Ajuster les vannes pour la chasse.
- **Chasse**: pomper 1 m³ d'eau (voir Programme de la Cellule Cimentation) par l'Unité de cimentation. Continuer la chasse avec les pompes de forage. Pomper de l'eau pour les 3 derniers m³ avec l'unité de cimentation. Ne pas dépasser un volume de chasse égal au volume théorique + moitié de la section anneau–sabot, même s'il n'y a pas d'à-coup de pression.
- S'il y a eu à-coup de pression, tester le tubage pendant 10 min à la pression prévue dans le programme de Forage. (S'il n'y a pas eu d'à-coup de pression, ne pas tester le tubage).
- Purger et comptabiliser le retour sur le bac de l'unité de cimentation. Si l'équipement anti retour n'est pas étanche repomper le volume purgé; laisser sécher en pression, jusqu'à ce que les échantillons de laitier liquide soient pris (les mettre dans une étuve des géologues).

Echantillonnage :

Faire l'échantillonnage selon la Procédure Générale de Cimentation:

Quelle que soit l'opération de cimentation, les échantillons suivant doivent être disponibles :

5 litres de chaque type d'eau de mixage,

5 kg de chaque type de ciment.

c) Enregistrement :

Un capteur de pression sera positionné sur la tête de cimentation. Toute l'opération sera enregistrée, y compris les pressions et les débits de chasse. Les enregistrements se feront par l'Unité de cimentation et par la cabine de Mud Logging.

d) Note :

Ne pas confondre les effets de U-tube pendant la cimentation avec des pertes. Les pertes éventuelles sont estimées par bilan final des volumes à la fin de la cimentation.

Le m³ d'eau pompé en début de chasse nettoie le ciment des lignes sur le bouchon supérieur. Ce ciment fixe le bouchon et aide à son reforage. Les 3 m³ d'eau pompés en fin de chasse minimisent le risque de feu durant la coupe du tubage après ancrage.

e) Autres vérifications

Les bacs de stockage d'eau de mixage doivent être contrôlés en fin d'opération, suivant la Procédure Générale de Cimentation.

10. Tète de puits : **Fig. (ç)**

10.1 Pose du tubage :

- Soulever l'ensemble BOP 20 3/4'' 3000.
- Mettre en place la suspension du 13 3/8'' dans le Casing Head Housing 20 3/4'' x 3000.
- Poser le tubage ''as cemented''. Définition de la pose **as cemented** selon l'API A5C1: on pose le tubage à la position où il se trouve en fin de cimentation. Durant l'opération de pose, ne pas appliquer d'efforts excessifs qui risquent de compromettre la résistance du laitier qui est en cours de prise. Deux situations peuvent se présenter au moment de la pose suivant que le ciment est liquide ou solide, compte tenu du temps de pompabilité donné sur le programme de cimentation.
  - ✓ 1er cas: ciment encore liquide au moment de la pose:
- Poser le tubage sur le casing hanger. S'assurer que les slips soient bien ancrés.
  - ✓ 2ème cas: ciment pris partiellement au moment de la pose:
- Faire un repère sur le tubage par rapport au casing spool,
- Exercer une traction de 10 t le tubage,
- Introduire le hanger dans son logement et poser le tubage en veillant à ce que les slips soient bien ancrés,
- Si les slips ne sont pas bien ancrés, reprendre l'opération.
- Couper le tube 13 3/8'' à la cote voulue. Dégerber le tube.
- Enlever le BOP 20 ¾'' 3000#.
- Rectifier la coupe. Chanfreiner le bord extérieur. Meuler les bavures. Huiler la coupe.

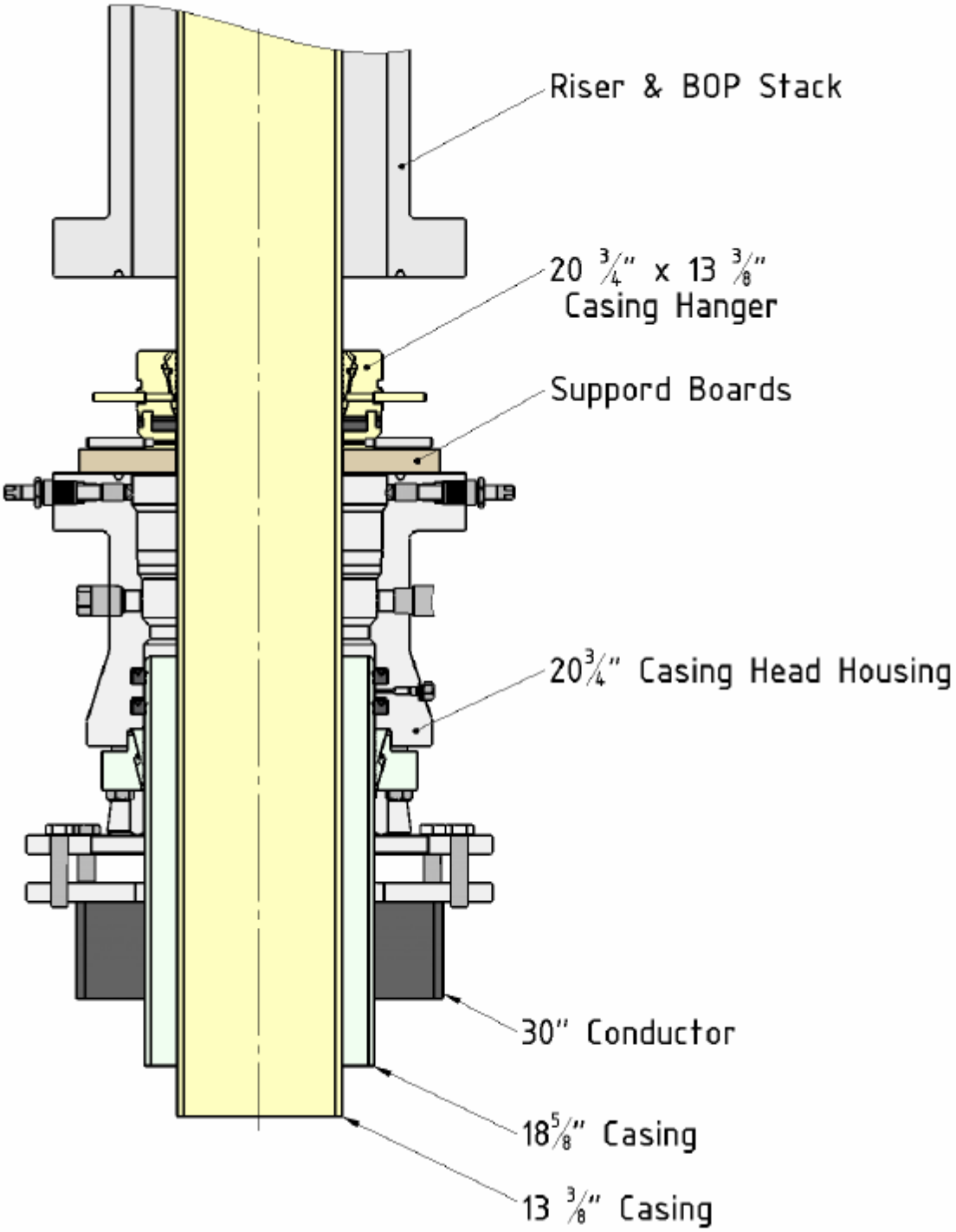


Fig. (9) : Architecture de la tête de puits. [3]

10.2 MONTAGE DU CASING HEAD SPOOL 20 3/4’’ 3000# x 13 5/8’’ 5000#.

- Nettoyer l’emplacement du joint tore RX 74. Mettre en place un joint neuf.
- Présenter le casing spool après avoir vérifié l’état des étanchéités, si nécessaire les remplacer.
- Engager le spool sur le tube 13 3/8’’.
- Bloquer les écrous.

Note: Avoir un joint tore neuf et des joints d’étanchéité du spool de rechange sur le chantier.

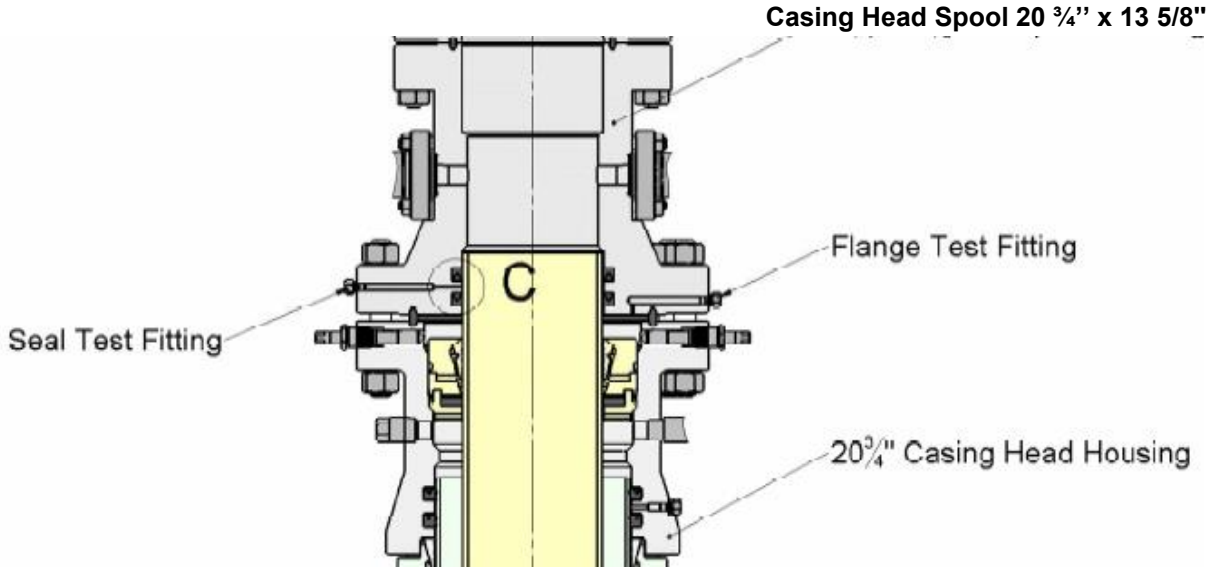


Fig. (10) : Casing head spool. [3]

10.3 Test des étanchéités :

Tester à la pression prévue dans le Programme de Forage (la plus faible des deux pressions : 60% de la pression d’écrasement du tubage, ou 3000 psi):

1 - l’étanchéité entre les joints du tubage 13 3/8’’ (Seal test)

2 - l’étanchéité au niveau de la bride 20 ¾’’ 3000# (Flange test)

- Ouvrir la vanne latérale située sur le Casing Head Housing 20 ¾’’.
- Enlever les bouchons des orifices de test et déposer les check valves.
- Connecter la pompe hydraulique de test à l’orifice de test supérieur.
- Tester à la pression indiquée dans le Programme de Forage entre joints du tubage 13 3/8’’.
- Déposer la pompe de test et la connecter à l’orifice de test inférieur.
- Tester à la pression indiquée dans le Programme de Forage au niveau de la bride 20 ¾’’ 3000#.
- Déposer la pompe. Revisser les check valves et les bouchons des orifices de test.
- Refermer la vanne latérale située sur le Casing Head Housing 20 ¾’’.

11. BOP :

11.1Preparation:

Monter le BOP avec mud cross et spacer. Vérifier:

- Etat des corps/ usure,
- Etat des garnitures,
- Certificats de tests en atelier.

Dans le cas où l’on dispose d’un test stump : l’utiliser pour tester le BOP aux pressions indiquées dans la Programme de Forage. C'est l'occasion de tester en pression les blind rams.
Vérifier le joint tore BX 160 et les gorges.
Vérifier le tester plug ou le tester cup: compatibilité avec le Casing Head Spool ou avec le tubage, état de la garniture.
Installer et tester en temps masqué le choke manifold et ses sorties (sortie dégazeur / sortie bourbier / sortie torche).

11.2 MONTAGE BOP :

Mettre en place le spacer et le BOP selon le Programme de Forage

- soit BOP 13 5/8’’ 10000# et adapter 13 5/8’’ 5000# x 13 5/8’’ 10000#,
- soit BOP 13 5/8’’ 5000# et spacer 13 5/8’’ 5000#.

11.3 TEST:

Tester BOP, unité de fermeture, Kill et Choke line, selon les ‘’Procédures Générales de Test des Obturateurs’’ aux pressions indiquées dans le Programme de Forage.
Si l’on teste avec un tester cup, ne pas dépasser 60% de la pression d’éclatement du tubage.
Si l’on teste avec un tester plug, ouvrir la vanne latérale du Casing Head Spool durant les tests.
Consigner tous les tests sur la fiche "Rapport de Test".

Pressions de test (exemple):

- BOP annulaire 2500 psi,
- Pipe rams 3000 psi,
- Blind rams: test fonctionnel. Test en pression si l'on dispose d’un tester plug,
- Kill & Choke line 5000 psi,
- Manifold de duses 5000 psi.

Faire faire un exercice de circulation sous duses par chaque équipe avant reforage du ciment.

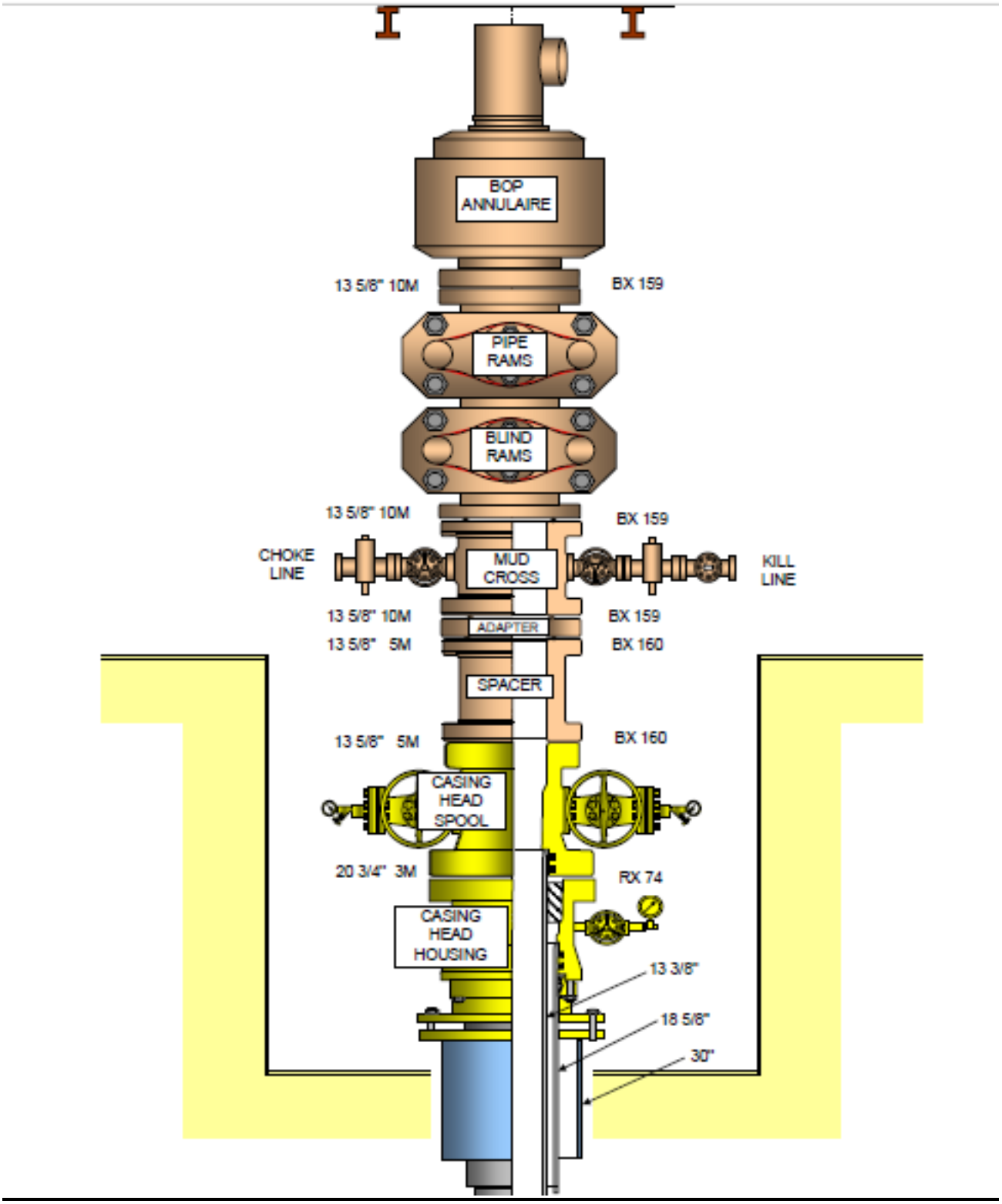

BOP ANNULAIRE
13 5/8" 10M
BX 159
PIPE RAMS
BLIND RAMS
13 5/8" 10M
BX 159
CHOKE LINE
MUD CROSS
KILL LINE
13 5/8" 10M
BX 159
ADAPTER
13 5/8" 5M
BX 160
SPACER
13 5/8" 5M
BX 160
CASING HEAD SPOOL
20 3/4" 3M
RX 74
CASING HEAD HOUSING
13 3/8"
18 5/8"
30"

Fig. (11) : BOP. [3]

II-Aperçu sur les problèmes rencontrés durant la phase 16" :

La phase 16" et la phase la plus longue dans le champ de Hassi Berkine son découvert peut atteindre 1800 m, plusieurs problèmes sont attendus en réalisant cette phase, les coincements, les vibrations, perte de circulation (totale ou partielle) et les venues .Mais le coincement reste le problème majeur de cette phase, dans ce chapitre nous allons faire un aperçus sur ces problèmes.

1. Généralités sur les coincements :

1.1 Les différents types de coincements :

1.1.1 Coincement par pression différentielle : Fig. (12)

Ce coincement se manifeste par le collage de la garniture et surtout les parties lisses aux parois du puits où il y'a des zones poreuses, ce collage est dû au différance de pression entre la pression de la formation et la pression hydrostatique, cette différence de pression s'exerce en particulier sur les masse-tiges, lorsqu' elles sont immobilisées par exemple pour un ajout de tige, dans ce cas ils sont en contact directe avec la paroi du puits ; le cake de la boue forme alors un joint qui empêche l'égalisation de pression entre les deux faces des masse-tiges. Plus le cake est épais, plus la surface sur laquelle s'exerce cette différence de pression augmente.

Les causes de coincement par pression différentielle :

- Pression hydrostatique de la colonne de boue, supérieure à la pression de formation
- Filtration élevée et surtout cake épais et de résistance médiocre
- Garniture constituée d'éléments lisses de diamètre extérieur voisin de celui du trou
- Immobilisation de la garniture face à une zone perméable
- Inclinaison du puits, (la garniture repose sur la génératrice inférieure)

Au début du coincement, la surface de contact entre la garniture et le trou est minimum. Elle augmentera d'autant plus rapidement que le cake est mou et non étanche et que la filtration est importante**.** De plus, la teneur en eau du cake entre la garniture et la paroi du puits diminue à cause de la filtration et, de ce fait, augmente la valeur du coefficient de friction.

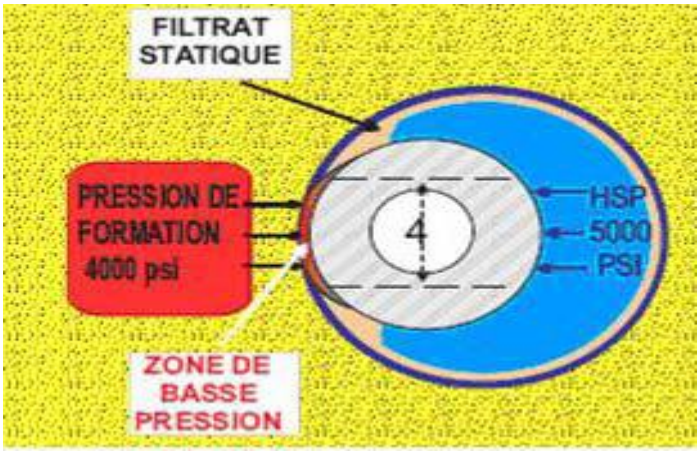


Fig. (12) : Coincement par pression différentiel. [15]

Les signes indicateurs :

Ce coincement peut être relativement brutal et se produire sans apparition de signes précurseurs ; il est caractérisé par :

- Coincement lors d'une immobilisation de la garniture ;
- Garniture coincée en rotation et en translation dans les deux sens ;
- Passage de la circulation sans modification notoire de pression ;
- Découvert avec des zones perméables ayant des gradients de pression de pore différents.

Méthodes préventives

- ✓ Eviter d'utiliser des masse-tiges surdimensionnées, stabiliser la garniture, et surtout utiliser des masse-tiges spiralées pour diminuer la surface de contact.
- ✓ Evaluer avec le maximum de précision la pression de formation.
- ✓ Maintenir la pression hydrostatique ave la sécurité juste nécessaire pour le contrôle du trou.
- ✓ Limiter au maximum le temps d'immobilité de la garniture lors des ajouts de tiges ou des circulations.

1.1.2 Coincements mécaniques :

Ces coincements sont presque toujours localisés sur une faible portion de la garniture et généralement situés au niveau des changements de diamètre de la garniture.

a) Trou de serrure (Key Seat): **Fig. (13)**

Les terrains mal consolidés provoquent des frottements importants pouvant aller jusqu'au coincement totale de la garniture. Le forage rotary effectué dans les trous non rectilignes usine par rotation des tiges le terrain en forme de trou de serrure (key seat)

Donc key seat c'est une Gouttière creusée dans le terrain par le frottement des tiges.

Ce trou de serrure se développent au niveau des dog legs, d'autant plus profonds que :

- Le terrain est tendre.
- Le dog leg est élevé.
- La tension des tiges est grande.
- Les tiges y travaillent longtemps en rotation.

Les signes indicateurs

- Accrochages vers le haut du passage de la 1ère masse-tige ou stabilisateur à une cote bien précise.
- Descente sans problème au niveau du key seat.
- La cote d'accrochage correspond à un dog leg.

Méthodes préventives

- ✓ Éviter les dog legs sévères.
- ✓ Faire travailler un aléseur en tension à son niveau.
- ✓ Incorporer au sommet des masses-tiges un **key seat wiper** ou un stabilisateur et une coulisse pour battre vers le bas.
- ✓ Éviter les tractions importantes à la remontée.

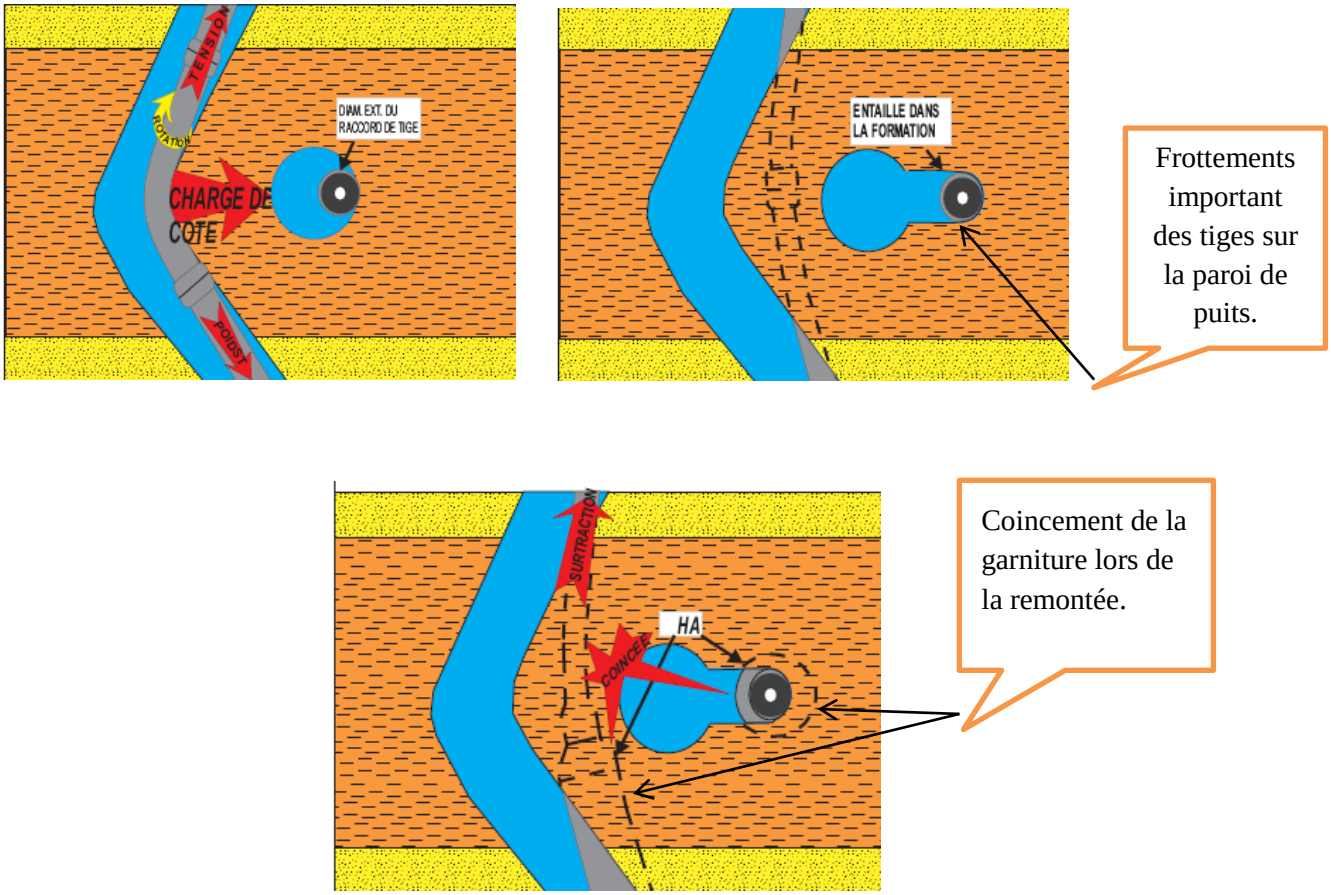


Fig. (13) : Key seat. [15]

b) Sédimentation des déblais dans les puits inclinés : Fig. (14)

Causes :

Les déblais forés sédimentent sur la surface basse du trou et forment un lit de déblais.
Le lit de déblais s'épaissit pendant le forage et glisse dans le trou pour former un bouchon obstruant la garniture de forage sur son espace annulaire.
Lors de la manœuvre de remontée, le lit de déblais est entraîné avec la BHA et fini par constituer un bouchon obstruant l'espace annulaire avec comme risque le coincement de la garniture de forage.

Actions préventives :

- ✓ Contrôler la vitesse d'avancement.
- ✓ Maintenir les bonnes caractéristiques de la boue.
- ✓ Circuler à un débit maximum (en fonction du diamètre du trou).
- ✓ Maximiser la rotation de la garniture.
- ✓ Utiliser un bouchon basse viscosité/haute densité.

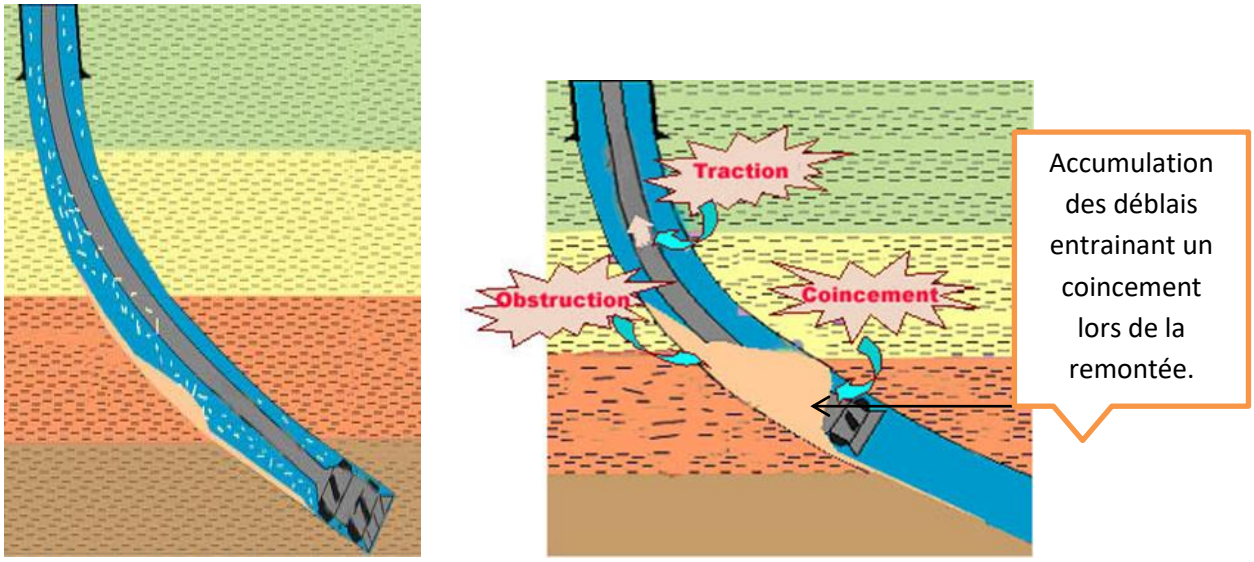


Fig. (14) : Sédimentation des déblais. [15]

c) Les éboulements : Fig. (15)

Les argiles schisteuses et feuilletées, les roches fracturées, ainsi que les terrains de surface non consolidés sont des formations à risque d'éboulement.
Pour limiter ces risques, la tenue des parois est essentielle. A cette effet, il faut éviter les débits élevés, les annulaires restreints, les manœuvres inutiles dans le découvert et augmenter la viscosité de la boue. La première manœuvre consiste donc à faire vibrer la garniture tout en la soumettant à une force contraire à celle qui a provoqué le coincement, un battage bien orienté aidé par la mise en place d'un bouchon lubrifiant permet de résoudre la plupart des coincements de ce type.

Quand la garniture ne comporte pas de coulisse, on peut induire une sorte de battage en produisant des à-coups de pression à la pompe.

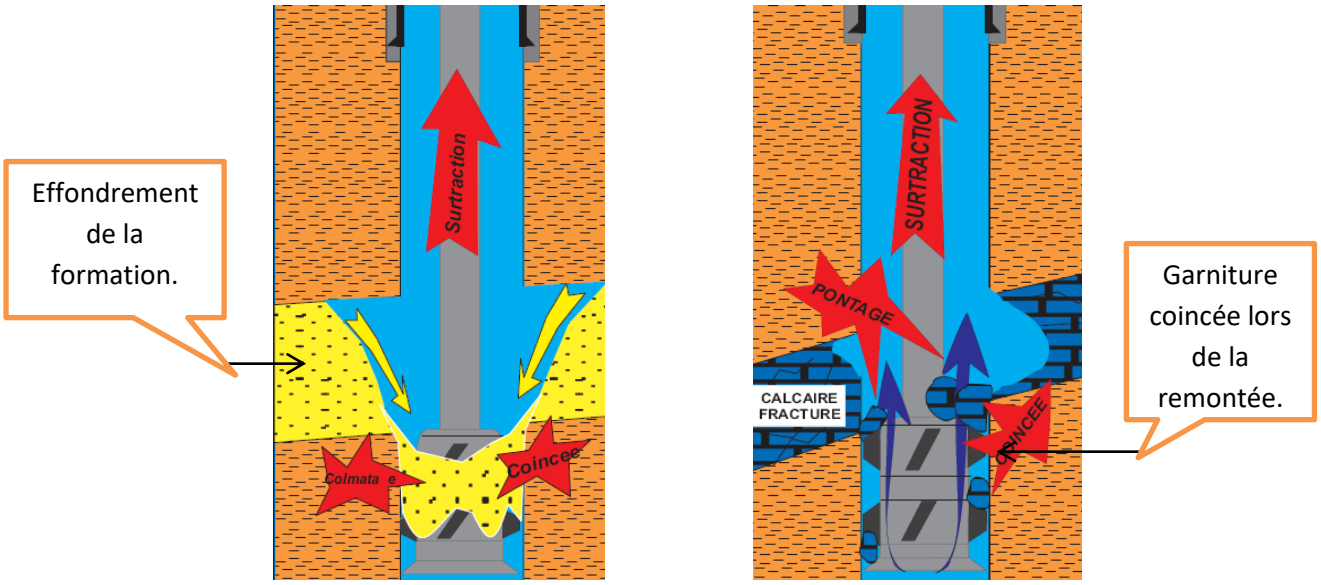


Fig. (15) : Les éboulements. [15]

d) Coincements dû à l'instabilité des parois du puits :

Ces coincements surviennent au niveau de certaines formations rendues instables par la présence d'un trou et du fluide de forage. Cette perturbation entraîne généralement une déformation du trou provoquant un coincement partiel ou total de la garniture. Et la circulation peut être complètement perdue.

d.1) Argiles fluentes : Fig. (16)

Ces argiles constituées par des feuillets qui sont faiblement liés entre eux. Ces argiles se gonflent en absorbant une grande quantité d'eau libre (provenant de la boue) entre les feuillets qui glissent les uns sur les autres. Si ce phénomène n'est pas rapidement contrôlé, le trou se referme progressivement et coince la garniture.

Signes indiquant des argiles fluentes :

- Une augmentation du couple de rotation en forage.
- Des accrochages lorsque l'on dégage du fond.
- Des montées de pression allant jusqu'à l'impossibilité de circuler.
- Une augmentation de la teneur en solides dans la boue.
- Une modification des caractéristiques rhéologiques de la boue (augmentation de la viscosité une augmentation de la teneur en solides).

Mesures préventives :

Pour éviter le gonflement des argiles et le fluage, il faut agir au niveau des caractéristiques de la boue, pour cela :

- ✓ Augmenter la densité de la boue,
- ✓ Réduire la filtration (améliorer la qualité du cake et réduire son épaisseur),
- ✓ Ajouter un lubrifiant approprié dans la boue,
- ✓ Augmenter le débit de circulation.
- ✓ Choix de type de boue (au gypse, à l'huile…etc.)

d.2) Argiles feuilletées Fig. (17)

Ces argiles sont moins dangereuses que les précédentes et les coincements qu'elles provoquent sont, généralement, plus faciles à résoudre. Ces argiles ont tendance à s'ébouler dans le puits.

Signes précurseurs :

- Avancement rapide suivi d'une quantité importante de déblais sur les tamis vibrants ;
- Accrochages au dégagement du fond et à la remontée ;
- La pression reste stable à l'exception de quelques à-coups provoqués par des retombées importantes.

Mesures préventives :

- ✓ Augmenter la viscosité de la boue et réduire le filtrat ;
- ✓ Assurer un bon nettoyage du puits en injectant régulièrement des bouchons visqueux.
- ✓ Passer la zone avec précaution en reforant et en circulant longuement,
- ✓ La rotation de la garniture permet de déplacer les déblais déposés dans l'espace annulaire.

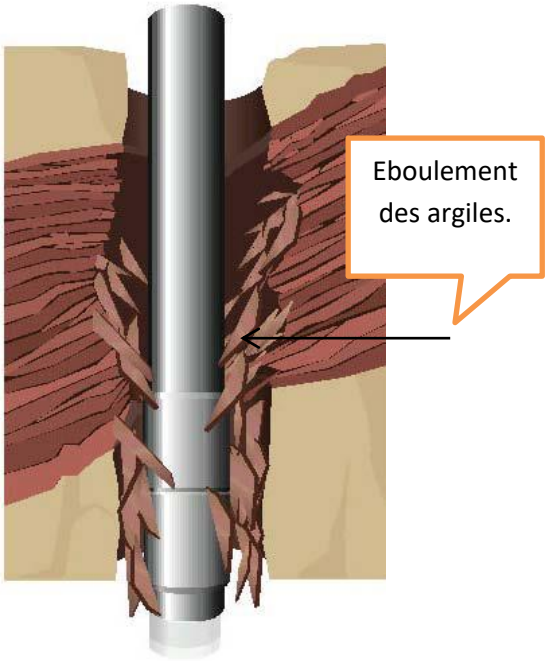


Fig. (17) : Les argiles feuilletées. [15]

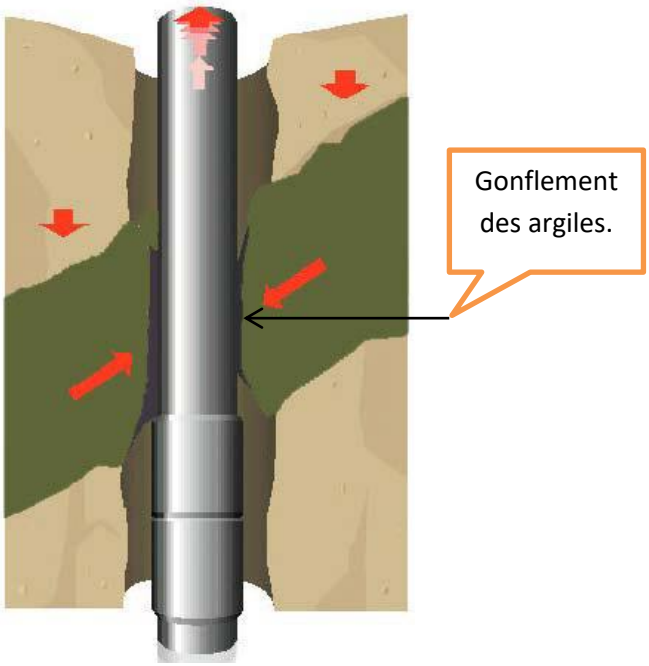


Fig. (16) : Les argiles fluentes. [15]

d.3) Les couches de sel :

Ce type de formation a une tendance naturelle au fluage dans des conditions de pression et de température bien définies. Si ce phénomène n'est pas diagnostiqué à temps le trou se renferme rapidement en entraînant un coincement de la garniture.

Signes précurseurs

- Avancement rapide
- Augmentation du couple de forage
- Accrochages en dégageant du fond
- Augmentation de la pression de refoulement allant jusqu'à l'impossibilité de circuler
- Absence de déblais aux tamis vibrants
- Présence de chlorures dans la boue

Mesures préventives :

- ✓ Utiliser une boue adaptée au forage des couches (boue salée saturée ou boue à base d'huile)
- ✓ Augmenter la densité de la boue pour maintenir le sel en place

d-4) Diminution du diamètre nominal du trou :

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

d.5) Formation de Dog Leg : Fig. (18)

Les écarts de trajectoire peuvent être provoqués par une garniture mal choisie, avec des paramètres de forage non adaptés à la garniture et par des anomalies du terrain foré, ceci entraîne une variation d'inclinaison et/ou d'azimut. Si ce coude ou "dog leg" est assez important, il peut provoquer des difficultés au passage de l'outil et des stabilisateurs.

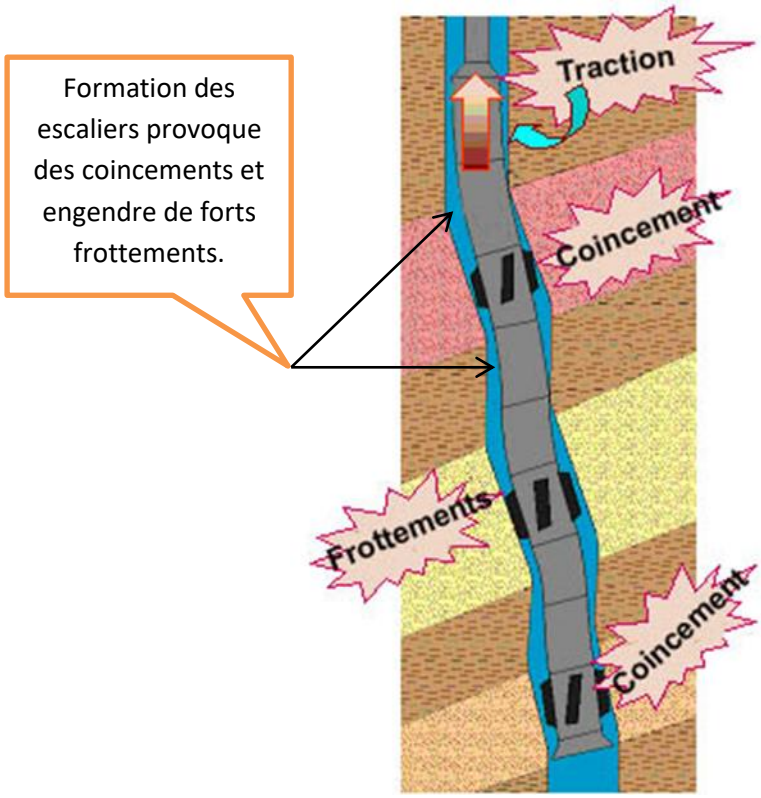


Fig. (18) : Formation de dog leg. [15]

d-6) Ciment tendre : Fig. (19)

Cause :

- La circulation est entreprise lorsque le fond da la garniture de forage est dans le ciment tendre.
- pression de la pompe entraîne le durcissement immédiat du ciment.
- Vitesse de pénétration élevée lors de reforage du ciment tendre.

Actions préventives :

- ✓ Donner au ciment suffisamment de temps pour prendre.
- ✓ Estimer à l' avance le top ciment TOC.
- ✓ Commencer la circulation plusieurs joints au-dessus TOC.
- ✓ Si le poids de pose est observé à la descente retirer rapidement deux longueurs avant de circuler.

- ✓ Contrôler la vitesse de pénétration lors de reforage du ciment.
- ✓ Reforer le ciment avec un faible poids WOB et débit élevé.

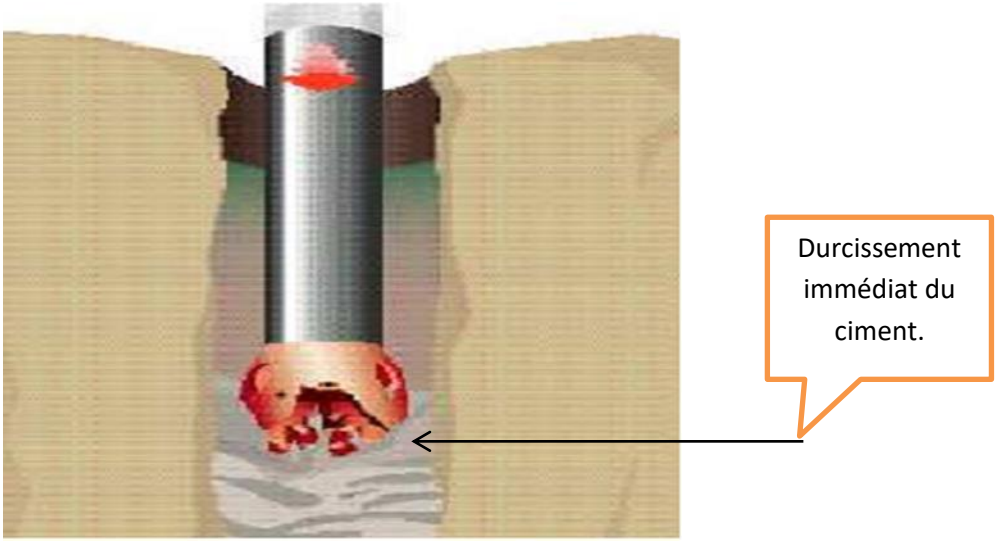


Fig. (19) : Coincement dans le ciment tendre. [15]

1.2 Les techniques utilisées pour libérer la garniture :

La méthode de décoincement est choisie suivant le type de coincement à chaque type de coincement on applique une technique.

1.2.1 Bouchon d'acide : Fig. (20)

L'injection d'un bouchon d'acide chlorhydrique dilué à 15 % est à effectuer en cas de coincement au niveau d'une formation carbonaté, (comme le turonien).

1.2.2 Bouchon d'eau : Fig. (20)

En cas de coincement au niveau des sels une injection d'un bouchon d'eau permet de libérer la garniture.

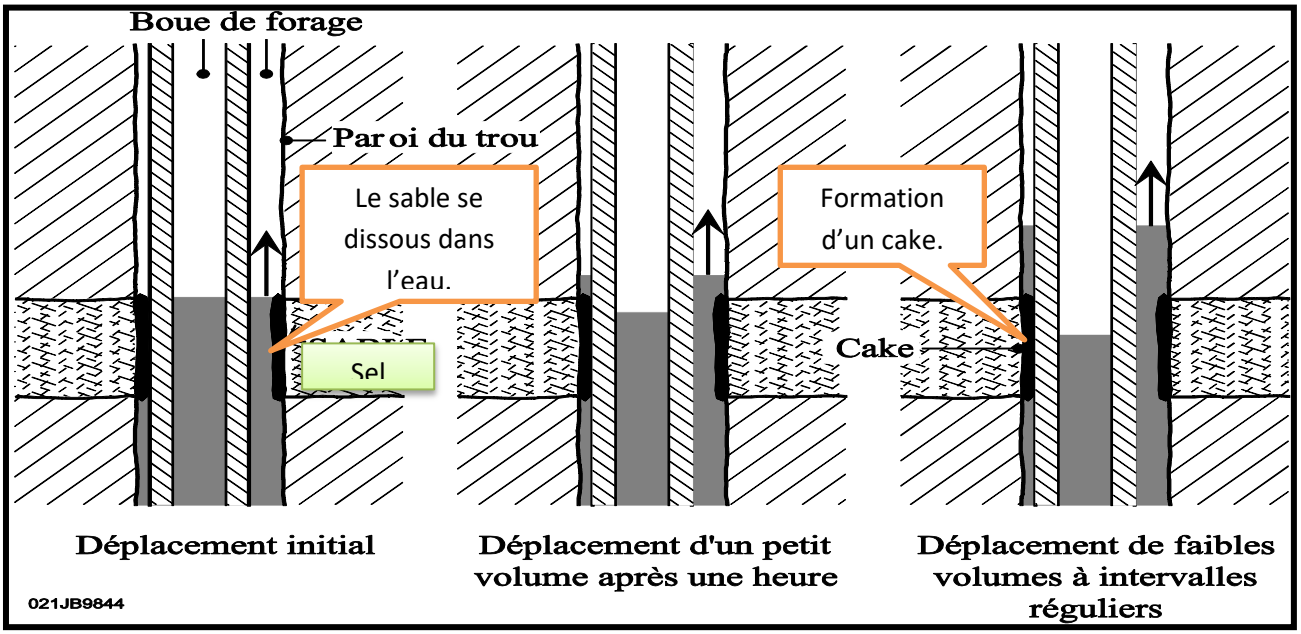


Fig. (20) : Mise en place et déplacement d'un bouchon

1.2.3 Le Battage :

Associée aux bouchons lubrifiants, c'est l'une des principales techniques pour libérer une garniture coincée. Longtemps réservées aux instrumentations, les coulisses de battage sont de plus en plus utilisées en forage.

1.2.3.1 Principe du battage :

Le principe consiste à frapper fortement la partie coincée de la garniture qui joue le rôle d'enclume avec la partie libre qui joue le rôle de marteau et à provoquer des vibrations suffisamment importantes en amplitude et en durée pour libérer le poisson.

• L'intensité de la force de battage dépend de la vitesse de la garniture du fond située au-dessus de la coulisse à l'instant où le marteau frappe l'enclume. Plus cette vitesse est élevée, plus l'intensité de la force est grande.

• Sa durée dépend de la longueur de cette partie de la garniture. Plus cette longueur est importante, plus le temps nécessaire pour arrêter le mouvement de la garniture est long et plus la durée d'application est grande.

Le positionnement de la coulisse consistera à trouver le point où l'intensité et la durée de la force de battage appliquée au poisson donnent le meilleur compromis. Suivant le type de coincement, il faudra privilégier l'un ou l'autre de ces facteurs.

La masse est principalement fournie par les masses-tiges et les tiges lourdes se trouvant au-dessus de la coulisse.

La vitesse de déplacement au niveau de la coulisse est obtenue :

• **Vers le bas :**

Par la chute de la garniture soumise à son propre poids,

• **Vers le haut :**

Par l'élasticité du train de tiges.

Par rebond de la garniture. Ces rebonds peuvent être générés par un freinage brusque.

1.2.3.2 Les différents types de coulisses :

Il existe deux types de coulisses mécaniques et hydrauliques.

a) Coulisse mécanique : Fig. (21)

Ce type de coulisse ne se déclenche qu'à partir d'une certaine traction ou compression. Suivant les modèles, les valeurs seront réglées lorsque la coulisse est en surface ou au fond. Pour une coulisse utilisée en forage, ces valeurs sont choisies au-dessus des valeurs de traction et de compression normalement rencontrées en cours de forage.

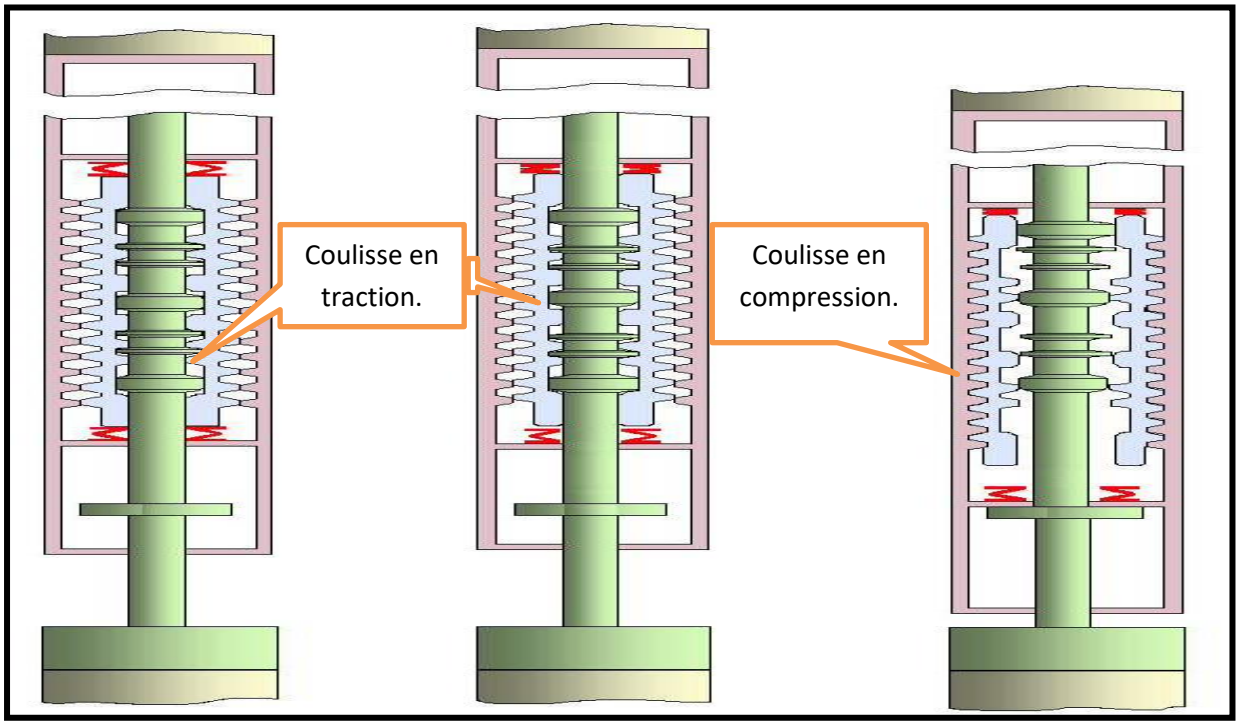


Fig. (21) : Principe de fonctionnement d'une coulisse mécanique**.** [15]

b) Coulisse hydraulique : Fig. (22)

La différence importante entre une coulisse mécanique et une coulisse hydraulique est que cette dernière ne bat pas à une valeur de traction ou de compression fixée. Quand et avec quelle force une coulisse hydraulique bat dépend de l'importance de la traction (ou de la compression) exercée sur la coulisse et de la rapidité à laquelle cette traction est appliqué (Plus la traction et sa vitesse d'application sont élevées, plus le choc sera intense).

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.

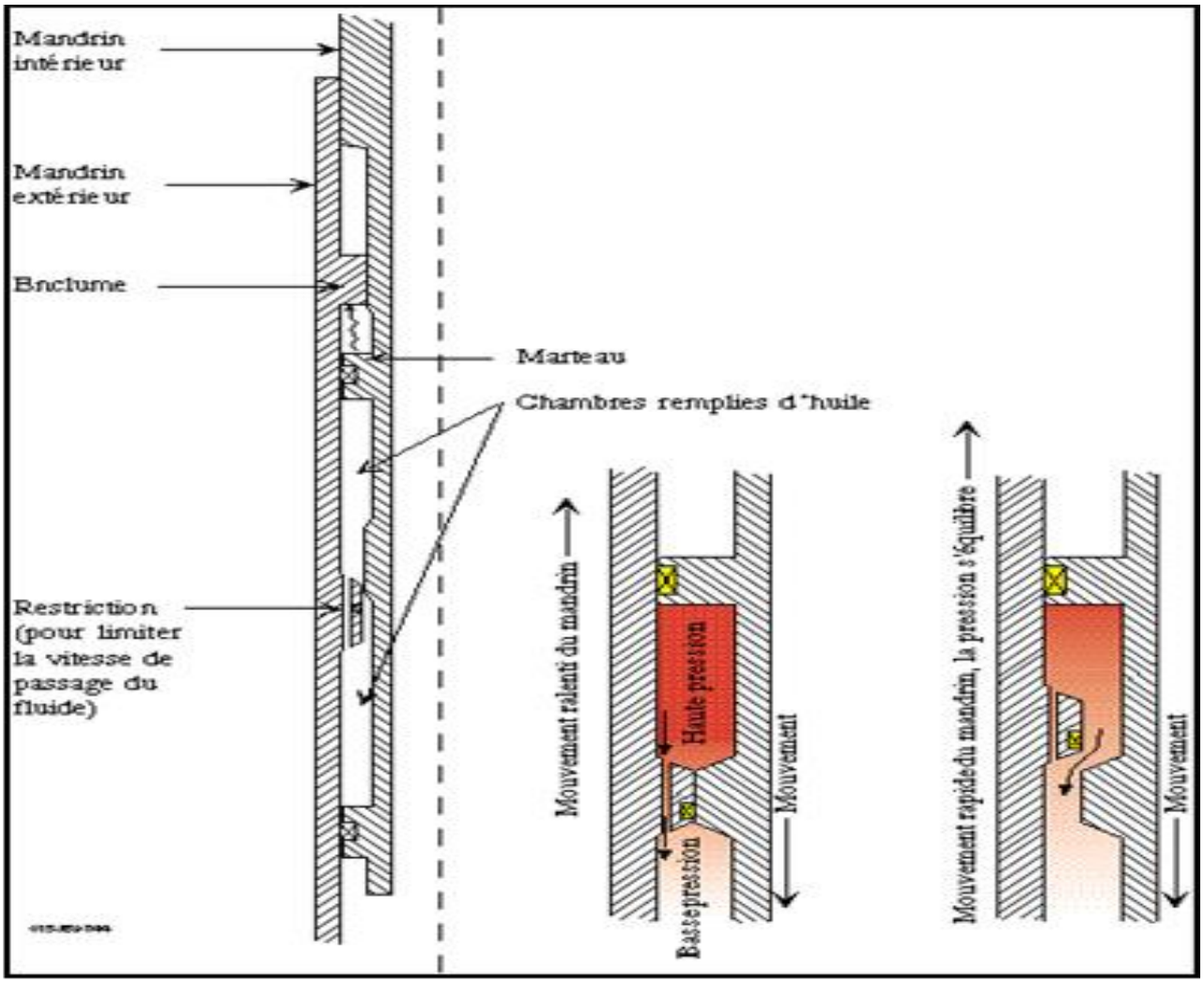


Fig. (22) : Principe de fonctionnement d'une coulisse hydraulique (Battage vers le haut). [15]

1.2.4 back-off :

En cas où la garniture ne se libère plus par l'une des méthodes précédentes on procède au back-off, l'objectif est de dévisser la garniture proche du point de coincement, afin de remonter la partie libre et de descendre ensuite la garniture de repêchage appropriée au problème. Pour cela, il faut tout d'abord s'assurer de l'uniformité du couple de blocage de tous les filetages, en rebloquant la garniture par application à la table d'un couple à droite ; puis on applique, toujours à l'aide de la table, un couple à gauche (donc dévissage) de valeur prise à 80% du couple de serrage précédemment appliqué. Après avoir réglé la tension sur la garniture pour situer le point neutre au niveau du joint à dévisser, on fait exploser à cette cote une charge descendue au câble à l'intérieur de la garniture. Le choc de l'explosion et le couple à gauche dévisse le raccord le moins précontraint.

Les opérations peuvent se poursuivre alors dans plusieurs directions :

- Descente d'une garniture de battage.
- Descente d'une colonne de surforage.
- Mise en place d'un bouchon de ciment et side-track.

1.2.5 Side track : Fig. (23)

On procède à cette opération lorsque on a échouée toute les tentatives possible de remonter le poisson ou si l'on a déterminé qu'il n'était plus rentable d'essayer de le récupérer par rapport au coût de l'opération de forer un trou en légère déviation. Le but est de forer en déviation au-dessus de la tête du poisson pour pouvoir ensuite poursuivre vers l'objectif

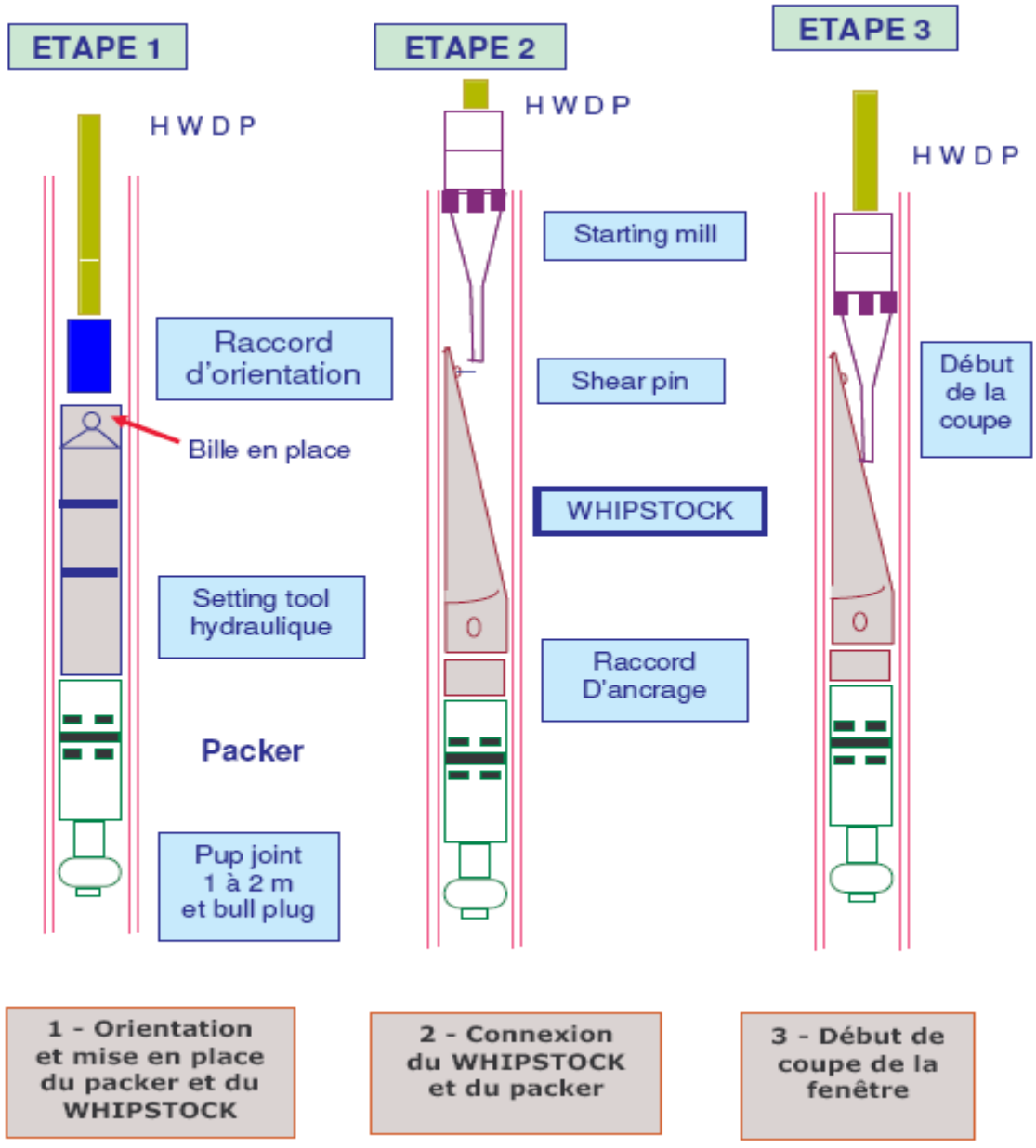


Fig. (23) : Side track. [15]

2. Stabilisation de la garniture de forage :

Le forage de la phase 16'' est marqué par la présence de différents types de vibrations, parfois très sévères (surtout torsionelles et latérales).

La présence des vibrations sévères a des effets néfastes sur la performance des outils, les éléments de la BHA et la qualité du puits.
La performance globale de la section 16'' à Hassi Berkine est directement affectée par la présence des vibrations lors du forage.

Trois modes fondamentaux différents des mouvements vibratoires agissant sur la garniture sont possibles, axial, latéral et de torsion. **Fig. (24)**

a) Vibrations axiales (bit bounce) :

La garniture se déplace en parallèle avec son axe central, ceci implique des vibrations cycliques dans l'extensible ou une charge compressive sur la garniture

b) Vibrations latérales (whirl) :

Imposent à la garniture de forage un déplacement perpendiculaire à son axe central .elles sont générées par le flambage répété de la garniture.

c) Vibrations de torsion (stick-slips) :

Provoquent des fluctuations (alternance) de la vitesse rotative instantanée de l'outil par rapport à sa valeur moyenne.

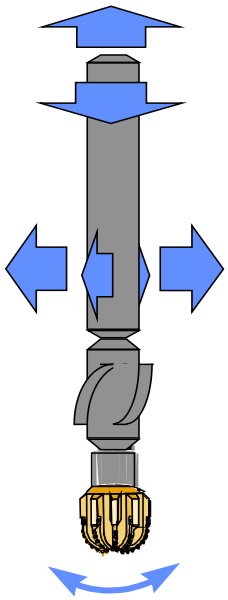


Fig. (24) : Différents types de vibrations. [16]

Ces trois modes de vibrations peuvent se générer indépendamment, mais le cas le plus grave est lorsqu'elles se combinent.

Des études ont été faites pour maintenir les performances de la phase 16'' à un niveau optimum, ceci non seulement en maintenant le temps de forage à un niveau optimum mais aussi en réduisant le temps de remontée par l'amélioration de la qualité du puits.

2.1 Les vibrations axiales :

L'origine des vibrations axiales est due au trépan. Au cours du processus de forage, les dents du trépan détruisent la roche par une succession de percussion.

L'énergie fournie à l'outil de forage par le poids et la rotation ne sert que partiellement à détruire la roche. En effet, une partie de cette énergie est réfléchie dans la garniture de forage sous forme de vibrations axiales, et une autre se perd en frottement et en chaleur.

Les vibrations axiales les plus éprouvantes pour le matériel sont associées à un rebond important du terrain (**bit-bounce**). Elles se produisent dans les terrains durs qui revoient une partie importante de l'énergie vers la garniture de forage. Dans ce cas ; l'amplitude du rebond peut devenir considérables.

Le "**bit bounce**" ou le "rebond de l'outil" est une situation extrême et très dangereuse des vibrations axiales. Son nom découle du fait que l'outil rebondi périodiquement sur le front de coupe ce qui mène à sa destruction instantanée.

De nombreux facteurs jouent un rôle dans les vibrations axiales :

2.1.1 L'effet du terrain :

On peut distinguer deux types de comportement des roches sous l'effet du poids sur l'outil appliqué et le couple de rotation

- Soit la roche à un comportement ductile, comme dans la plupart des marnes ou argile; le processus de destruction se fait par l'extrusion d'un copeau composé de tranche de terrain empilées et compacté.
- Soit la roche à un comportement friable (calcaire) le processus de destruction se fait par broyage sous le taillant et par fracturation.

Pour les roches friables, le caractère progressif et irrégulier du mode de création des fissures provoque des fluctuations importantes au niveau de la résultante des forces d'un taillant. Pour les roches ductiles les variations de la résultante des forces sont beaucoup plus faibles autour d'une valeur moyenne. Ces observations permettent de comprendre que les oscillations de vibrations existe au niveau du taillant lui-même, en particulier dans les changements de terrain, et avec d'autant plus d'amplitude que le terrain devient dur et /ou plus friable**.**

2.1.2 L'effet du trépan :

Le trépan doit être adapté le mieux possible au terrain à forer. Cela et relativement aisé lorsqu'il y a des références. Des dents cassées peuvent être le signe d'un rebond trop violent en cours de forage.

Les types de trépans le plus utilisés sont le tricône et le PDC. Le tricône et plus sensible aux vibrations axiales que le PDC.

2.1.3 L'effet de la boue :

La pression de la boue à l'intérieur de la garniture de forage atténue la propagation des vibrations provenant du trépan. Il en de même quand la densité et la viscosité sont élevées ou quand le trou est mal nettoyé. Donc la boue joue le rôle d'un amortisseur.

2.1.4 L'effet des paramètres de forage :

Le poids sur l'outil et la vitesse de rotation sont les éléments essentiels sur lesquels le foreur agit durant toute la vie du trépan. Il les ajuste pour que le trépan vibre de façon régulière et sans amplitude exagérée. Cela est assez facile dans les terrains homogènes, mais devient plus compliqué lorsque l'on fore de fréquentes alternances. L'énergie renvoyée dans la garniture de forage alors constamment provoquant des vibrations dommageables pour le trépan et la garniture.

2.2 Les Vibrations Latérales :

Elles se concentrent essentiellement au niveau de l'outil et de la garniture de fond (BHA) avec des oscillations perpendiculaires à l'axe de la garniture de forage **Fig. (25).** Elles sont pratiquement indétectables en surface, ce qui empêche d'éviter les dommages qu'elles peuvent causer. Toutefois, elles peuvent être déduites par une augmentation du couple de forage, et apparition des autres types de vibrations.

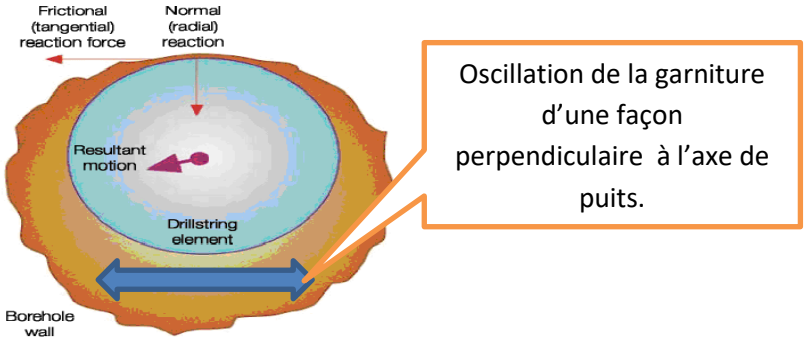


Fig. (25) : Création des vibrations latérales. [16]

Le mouvement tourbillonnaire ou "**whirl**" **Fig. (26)** est un cas spécifique de vibrations latérales. Il peut s'initier soit au niveau de l'outil (**bit whirl**), soit au niveau de la BHA (**BHA whirl**). Dans les deux cas, l'outil ou la BHA roulent sur la paroi, ayant ainsi un mouvement de rotation autour d'un axe différent de l'axe géométrique du trou, et générant des chocs latéraux et des frottements avec la paroi du trou. Ceci peut avoir un effet catastrophique sur l'outil (casses et arrachements des picots ou des cutters, endommagement des cônes pour les tricônes et casse des lames pour les PDC) et sur les éléments de la BHA.

Les vibrations latérales sont un phénomène stable dans le temps, c'est à dire qu'une fois initiées, elles ne cessent pas même si on modifie les paramètres de forage.

Fig. (26) : Le whirling. [16]

2.3 Les Vibrations de torsion :

Les vibrations de torsion de la garniture de forage en cours de forge se sont manifestées depuis que celui-ci existe. Le fait même d'entraîner un outil de forage en rotation crée une accumulation de torsion dans la garniture.

La garniture de forage est soumise à l'entraînement en surface en rotation par la table de rotation ou par le top drive et aux couples résistant du travail de l'outil et à de nombreux facteurs.

A vitesse de rotation en surface à peu près constante, les frottements le long de la garniture et à l'outil provoquent des oscillations de torsion qui se manifestent au travers des ralentissements et des accélérations au niveau de l'outil. Par fois l'outil s'arrête de tourner au fond pour ensuite repartir à grande vitesse et s'arrêter à nouveau lorsque la torsion des tiges est évacuée : c'est le phénomène connu sous le nom de stick slip. Dans le cas extrême, assez rares, la détente de la torsion des tiges provoque une accumulation importante de torsion inverse ce qui fait tourner l'outil quelques tours à gauche avant de repartir à droite. On parle alors de « **backward spin** ».

De nombreux paramètres jouent un rôle dans la vibration de torsion :

2.3.1 L'effet des paramètres de forage :

Des essais ont montré qu'une vitesse de rotation faible était un facteur favorable à l'apparition d'oscillations de torsion dans la garniture de forage, que l'outil soit au fond ou non. Pour chaque

garniture et chaque état de puits donné, il existe une vitesse de rotation critique au-delà de laquelle les oscillations de torsion et en particulier le « **stick slip** » disparaissent.

Une augmentation du poids sur l'outil favorise le « stick slip » par augmentation des frottements dus au flambage de l'ensemble de fond. En réduisant le poids, l'entraînement de l'outil redevient plus régulier.

Le poids sur l'outil et la vitesse de rotation critique sont en étroite relation : plus le poids est augmenté, plus il faut augmenter la rotation pour obtenir un régime régulier (avec des limites bien sûr).**Fig. (27)**

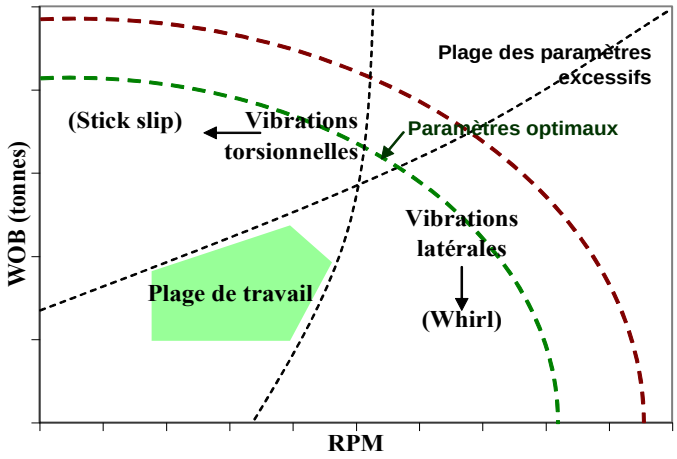


Fig. (27) : Plages des vibrations en fonction des paramètres de forage. [16]

2.3.2 L'effet Du comportement de la boue :

Plusieurs essais destinés à diminuer les frottements et, par là même, le stick slip ont été tentés ; ils ont permis de sélectionner un lubrifiant efficace mais relativement coûteux.

2.3.3 L'effet de type de l'outil :

L'utilisation d'outil à lames : bilames, tri-lames provoquait des ondes de torsion d'une amplitude parfois très sévère. Avec l'abandon des outils à lames, le danger du au phénomène des oscillations de torsion a diminué sans jamais disparaître. Le stick slip était toujours présent surtout en carottage où la vitesse de rotation est relativement lente.

Le stick slip est plus fréquent et plus sévère avec des outils PDC qu'avec des tricônes. Un phénomène rare a été remarqué avec les outils PDC, c'est la rotation à gauche « **backward spin** » due à des oscillations de torsion sévères. L'outil PDC est sensible aux vibrations de torsion, par contre l'outil tricône est peu générateur d'onde de torsion.

2.3.4 L'effet du puits :

La lithologie a une influence indéniable sur les vibrations de torsion. Ainsi les formations hétérogènes font augmenter les frottements aux stabilisateurs. Le profil du puits conditionne les frottements mais aussi l'amortissement des vibrations.

L'instabilité d'un grand nombre de paramètre est la raison par laquelle la torsion accumulée dans la garniture varie en permanence.

2.4 Conversion latérale et axiale de l'énergie :

On suppose que la garniture de forage est toujours en contact avec les parois du puits de toute sa longueur. Sous cette supposition l'amplitude qui augmente les vibrations latérales peut paraître seulement sous la forme des ondes processionnelles de la garniture de forage quand chaque section de la garniture de forage tourne dans les deux sens. Physiquement un mouvement assimilé à un mouvement du serpent comme la garniture de forage, et avec amplitude croissante peut se produire si le phénomène de la résonance paramétrique a lieu. En effet, la force axiale appliquée sur l'outil se compose de deux parts : la partie statique, poids sur l'outil, et la partie ou le temps est rentre en dépendance, la fluctuation du poids sur l'outil qui produisent des ondes axiales qui propagent le long de la garniture de forage. Plus ces vibrations axiales il existe toujours des perturbations latérales infinitésimales de la garniture de forage accompagnant le forage. La force axiale de fluctuation au fond contribue à l'énergie des perturbations latérales, donc comme cette force augmente elle apporte une certaine quantité de l'énergie dans le mouvement latéral, et quand elle diminue elle prend une certaine quantité de l'énergie du mouvement latéral. Quand ces deux quantités de bilan énergétique, le mouvement latéral demeurer infinitésimal petit. Une telle situation correspond aux régimes stables. Cependant, la quantité de l'énergie apportée dans le mouvement latéral peut dépasser la quantité de l'énergie prise de lui sous certaines conditions. Alors le résultat correct est que la fluctuation du poids sur l'outil donne simplement l'énergie dans le mouvement latéral ayant pour résultat d'une augmentation des amplitudes des perturbations latérales ; c.-à-d., les régimes instables ont lieu. Ainsi, les ondes axiales peuvent provoquer les ondes latérales, qui alternativement peuvent commencer à se développer aux dépens de l'énergie de la vibration axiale.

Ce scénario est connu dans la physique et la mécanique par la résonance paramétrique. C'est à peu pris semblable à la résonance forcée qui se produite toujours quand la fréquence de la fluctuation du poids sur l'outil coïncide avec l'une des fréquences axiales naturelles. Cependant, IL constitue un phénomène physique différent. Tout d'abord, la résonance paramétrique mène à une augmentation exponentielle d'amplitude de vibrations, pendant que pour la résonance forcée seulement augmentation de l'amplitude linéaire a lieu. En second lieu, pour la résonance forcée la fréquence de la force d'excitation doit coïncider avec les fréquences naturelles.

2.5 Notions des vitesses critiques de rotation :

2.5.1 Les vibrations latérales :

Deviennent critiques pour certaines vitesses de rotation du diamètre des tiges de forage. Ces vitesses critiques sont données a + 15% près de la formule suivante :

$$\mathbf{RPM}=\frac{1200}{l^2}(D^2+d^2)^{1/2} \qquad [4]$$

RPM : tour par minute.

- **D** : diamètre extérieur.
- **d** : diamètre intérieur.
- **l** : longueur d'une tige.

2.5.2 Les vibrations axiales :

Sont fonction de la longueur du train de tiges, les vitesses critiques sont données par la formule suivante :

$$\mathbf{RPM}=\frac{78600}{L}. \qquad [4]$$

- **L** : en mètre

Il existe donc pour chaque longueur c-a-d pour chaque profondeur, une vitesse de rotation critique indépendante du diamètre des tiges ; les harmoniques, ou vibrations secondaires se produisent à 4, 9, 16,25…. etc fois la vitesse donnée par cette équation.

Les vibrations axiales sont moins dangereuses que les vibrations latérales, cependant lorsque les deux types de vibration deviennent critiques en même temps il y a danger de rupture du train de tiges.

2.6 La charge critique de Flambage :

C'est la charge au-delà de laquelle les tiges se déforment.

2.6.1 Description :

Le flambage ou flexion latérale est une instabilité d'un système en compression. Il est dû :

- le matériau n'est pas totalement homogène
- l'axe de la tige n'est pas absolument rectiligne
- la force de compression n'est pas toujours appliquée exactement suivant cet axe

- **Lorsque F est inférieur à Ff1** : aucune déformation appréciable n'apparaît sur la tige
- **F est compris entre Ff1 et Fcr** : la limite élastique n'est pas atteinte, la tige fléchit mais reprend sa forme initiale si l'on supprime la force F

- **F est supérieure à Fcr (charge critique)** : la limite élastique est atteinte, il y'a une déformation permanente de la tige.

D'où : F est la force appliquée

Fcr est la charge critique de flambage

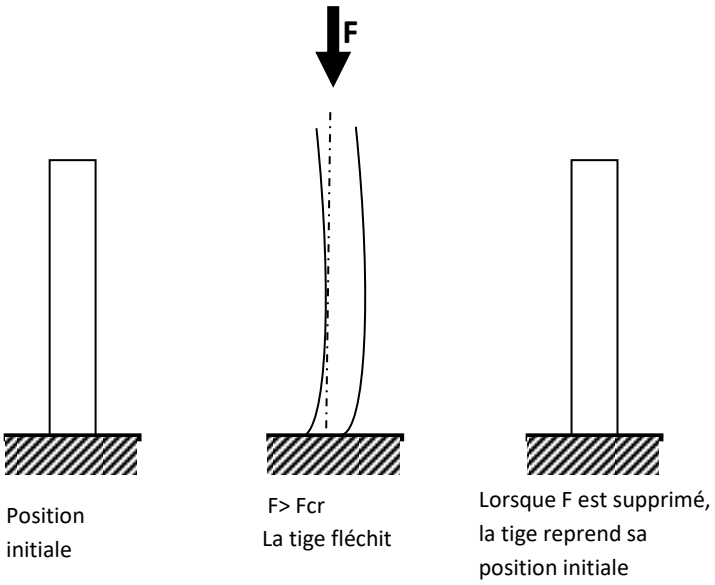


Fig. (28) : La charge de flambage

2.6.2 Charge Critique :

La charge critique est donnée par la formule suivante

- **Formule d'Euler**

$$Fcr = \frac{\pi^2 . E . I_a}{L^2} \qquad (5.1)$$

- **Fcr** : Charge critique en **N.**
- **E :** Module de Young en Pa (200 000 à 220 000 MPa)
- **L :** Longueur libre de flambage en **m**.
- **Ia :** Moment d'inertie polaire de la tige en **m4**. **Avec** : $I_a = \frac{\pi}{64}(D_e^4 - D_i^4)$ (5.2)
- **De :** Diamètre extérieur en **m**.
- **Di :** Diamètre intérieur en **m**.

2.6.3 Charge critique des éléments de la garniture de forage

Dimensions De ; Di (pouces)	Charge critique (KdaN)
DC 9 ½ 3	421.6
DC 8 ½ 3	268.7
DC 7 ¾ 2 13/16	185.3
DC 6 ¾ 2 13/16	105.3
DC 4 ¾ 2 ¼	25.3
HWDP 5'' 3''	28.5
DP 6 5/8 5.955	34.5
DP 5 4.276	15.2
DP 3 ½ 2.764	3.6

Tableau (13) : Charges Critiques

Dans une analyse du flambage des tiges, l'auteur J.Wu a établi les relations suivantes :

Pour la garniture se trouvant dans la partie verticale du puits

$$F_{f\,1sin} = 2.55\,(E \cdot Ia \cdot k^2 \cdot p^2)^{\frac{1}{3}} \qquad [4]$$

$$F_{f\,1hel} = 5.55\,(E \cdot Ia \cdot k^2 \cdot p^2)^{\frac{1}{3}} \qquad [4]$$

D'ou :

- **Ff1sin** : Force appliquer pour produire un flambage sinusoïdal en N
- **Ff1hel** : Force appliquer produire un flambage hélicoïdal en N
- **Ia** : moment d'inertie polaire en m4
- **P** : Poids linéaire dans l'air de l'élément de garniture en **N/m**
- **k** : Coefficient de flottabilité
- **E** : Module de Young en **Pa.**

3 Généralités sur les pertes : [5]

Les pertes de circulation sont la conséquence logique des déséquilibres de pression, existante ou créés, entre le milieu traversé et le fluide utilisé en forage.

Les pertes de circulation (ou perte de retour) sont définies comme la perte totale ou partielle du fluide de forage ou du laitier de ciment dans les formations de forte perméabilité, caverneuses ou fissurées soit naturellement ou durant le forage.

3.1 Type et caractéristiques des zones à pertes :

Il existe quatre catégories de formation offrant des possibilités de pertes, ce sont par ordre de gravité croissant :
a- les formations non consolidées ou très perméables
b- les formations fracturées naturellement
c- les formations fragiles
d- les formations caverneuses

3.1.1 Les formations non consolidées:

Bien qu'il soit impossible de déterminer exactement la formation capable d'arrêter la boue, il faut retenir que, pour qu'il y ait perte il est nécessaire que les ouvertures des pores soient plus grandes que les dimensions des particules de boue.
L'élément solide d'une boue n'entre pas dans les pores des couches ordinairement rencontrées telles que les argiles, les marnes ou les sables de perméabilité normale. Par contre certaines couches laissent pénétrer les phases liquides et solides de la boue en offrant des ouvertures suffisantes :

_ Les sables grossiers, contenant des particules de grandes dimensions, se rencontrent le plus souvent à de faibles profondeurs et constituent des terrains très perméables et peu compactés.

_ Les graviers contiennent un nombre insuffisant de petites particules (petits graviers ou sables) permettant d'empêcher les pertes.

_ Les réservoirs gréseux, les pertes dans ces zones sont des pertes par filtration. Ces dernières seront contrôlées de très près de façon à minimiser le rayon d'invasion de la formation par le fluide de forage. On réduira le plus possible le filtrat de la boue par un choix très strict des produits à utiliser dans la boue.

_ les dolomies, ce sont très souvent des couches très peu consolidées s'effritant très facilement sous l'action de l'outil et sujettes à des pertes de boue.

3.1.2 Les formations fracturées naturellement :

Certaines couches rocheuses sont souvent fissurées par suite des pressions de compaction dues à l'enfouissement (pression géostatique).

3.1.3 Les formations fragiles :

Elles sont sensibles aux fractures provoquées. Ce sont préférentiellement des terrains de faible structure comme les argiles.

3.1.4 Les formations caverneuses : Fig. (29)

Elles se présentent surtout en terrains calcaires par suite du phénomène de dissolution. Dans ces zones caverneuses, les chemins de passage du fluide sont généralement de très grande surface et constituent soit des cavités, soit des canaux.

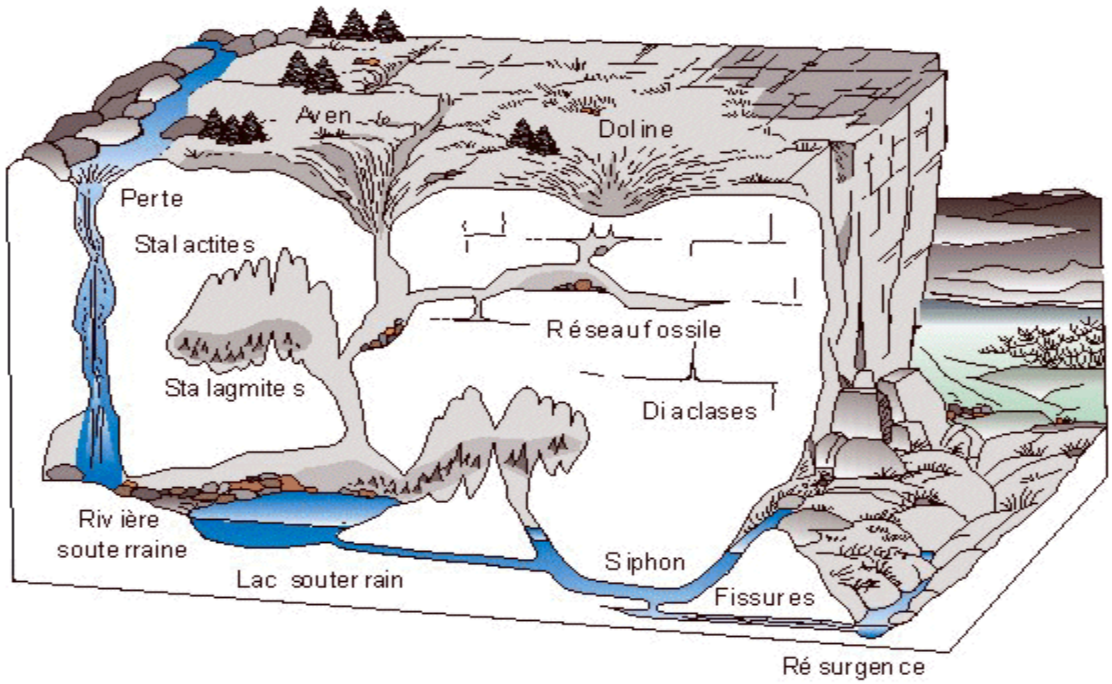


Fig. (29) : Formation caverneuse [5]

3.2 Différents types de pertes :

3.2.1 Perte partielle :

Une perte est dite partielle, si la circulation se maintient même à une très faible valeur, le trou restant rempli, il y a donc retour de boue. Une perte partielle importante est caractérisée par un débit>15 m3/h.

3.2.2 Perte totale :

Une perte est dite totale, si la circulation ne se maintient plus, le puits se vide alors jusqu'à une côte telle que la pression hydrostatique exercée par la colonne restante dans le puits qui équilibré la pression propre de découvert.

❖ **Perte naturelle :**

Elle produit soit dans les vides de la roche (pore, fissures, fractures), lorsque Pboue>Pcouche .Les pertes de circulation (naturelles) sont observées dans :

- les formations très mal consolidées (sable, gravier, etc.).

- les formations à perméabilité excessive: présence des vacuoles dues à la dissolution du lessivage d'une perte de la roche.
- les formations caverneuses, fissurées à forte perméabilité (sable, grès).
- les formations naturellement fissurées ou caverneuse dans leur roche.
- Les formations micro perméables récentes et non cimentées telles que l'élite de graviers de sables très grossiers.
- les zones faillées, broyées, au sein desquelles les mouvements techniques on développe des ressauts de fissures sub-verticales qui sont restées ouvertes.

❖ **Pertes par craquage:**

Elles se produisent dans les vides crées (fissures ou fractures) lorsque la pression exercée par la boue est supérieure à la pression de fracturation de la roche :
Soit à peu près systématiquement dans n'importe quel type de formation chaque fois que la formation contient des grès, sables, sables argileux ou argiles sableuses.

3.3 Les indices de perte de circulation :

3.3.1 Perte partielle :

Dans le cas de perte de circulation partielle, on peut avoir les indices suivants:

- diminution du niveau de la boue sur les bacs et cette diminution revienne pas directement à la fois (dans le cas que la pompe de forage en marche c'est à dire la boue en circulation).
- Si la pompe de forage en arrêt (cas de manœuvre) le niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits est diminué partiellement.

3.3.2 Perte totale :

Dans le cas de perte de circulation totale, on peut avoir les indices suivants :

- Si la pompe de forage en marche (en cours de forage) on observe le retour de la boue est nul.
- Si la pompe de forage en arrêt (cas de manœuvrer) le niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits est en diminution brusque.

3.4 Cause des pertes:

- Descente trop rapide de la garniture de forage.
- Démarrage brusque des pompes de forage.
- Une viscosité plastique et yield value très élevées.
- Avancement rapide avec espace annulaire chargé.
- changements brutaux des types d'écoulement.

3.5 Conséquences liées aux pertes:

Les pertes de boue sont très coûteuses, les quantités de boues perdues peuvent être considérables malgré tous les remèdes utilisés. Le colmatage étant dès fois impossible. Le temps des essais de colmatage est un temps mort pour le forage. Ces pertes peuvent varier à partir de la baisse du niveau du bac de circulation jusqu'à la perte complète du retour.

Les conséquences majeures de la perte de circulation sont :

- Possibilité de venue à cause de la baisse du niveau dans le puits dans le cas du forage du drain.
- Possibilité de coincement de la garniture à cause de la mauvaise remontée des déblais.
- 3- Coût très élevé à cause de la perte de boue, temps de mobilisation de l'appareil et l'opération de la cimentation complémentaire.
- Perte de zone de production résultant de l'endommagement excessif de la formation,

- Perte du puits. Pour résoudre le problème de la perte de circulation avec des techniques correctes, il est nécessaire de connaître le degré et le type de la zone à perte et l'historique du forage du puits juste avant la perte.

4 Généralités sur les venues : [7]

La venue est intrusion dans le puits d'un fluide contenu dans la formation . Les statistique ont révélé que la majorité des venues surviennent en cours de manœuvres où la réduction de pression de fond est essentiellement due à :

- L'annulation des pertes de charges annulaire à l'arrêt des pompes.
- La chute de niveau de boue dans l'annulaire pendant la remontée.
- Le pistonnage vers le haut (swabbing).

4.1Les causes d'une venue :

4.1.1 Défaut de remplissage pendant la manœuvre :

La baisse de niveau de boue dan l'annulaire engendrerait une réduction de pression de fond qui peut provoquer une venue si le puits n'a pas été rempli avec un volume de boue équivalent au volume d'acier extrait.

4.1.2 Pistonnage vers le haut et vers le bas :

4.1.2.1 Pistonnage vers le haut (swabbing) :

C'est un phénomène qui se manifeste lors de la remontée de la garniture entrainant une dépression au fond du puits. Cette dépression est d'autant plus importante que :

- La vitesse de remontée est trop rapide.
- La densité et la rhéologie (viscosité ,gel….) sont élevées.
- Le jeu entre le trou et la BHA est réduit.
- L'outil est bourré.

Le pistonnage vers le haut peut être détecté par un suivi rigoureux du retour à la goulotte et un bilan des volumes dans le trip tank. Pour minimiser l'effet du pistonnage il faut :

- Conditionner la boue.
- Avoir une surpression suffisante sur le fond avant d'entamer la remontée (trip marging).
- Contrôler la vitesse de manœuvre.
- Circuler en remontant si nécessaire.

Si un pistonnage a eu lieu, la manœuvre doit être arrêtée et la procédure suivante sera appliquée :

1) Si le puits ne débite pas :

- Installer la gray valve.
- Redescendre u fond ,en contrôlant le retour de boue après chaque longueur .
- Circuler sous duse le bottom up.

Certaines compagnies préfèrent faire le stripping au lieu de redescendre la garniture puits ouvert.

2) Si le puits débite :

- Installer la safety valve.
- Fermer le puits selon procédures.
- Installer la gray valve.
- Redescendre au fond en strippant.
- Circuler sous duse et évacuer la venue.

4.1.2.2 Pistonnage vers le bas (surgging) :

C'est un phénomène qui se manifeste lors de la descente de la garniture entrainant une surpression au fond du puits. Si cette surpression est important, la pression de fond devient supérieur à la pression de fracturation de la formation, et par conséquent provoquer une perte totale de la boue qui pourra entrainer une baisse suffisante du niveau de boue dans le puits et favorise l'envahissement du puits par le fluide de la formation.

4.1.3 Perte de circulation :

Lors d'une perte totale de circulation, la pression hydrostatique diminue et si elle devient inférieure à la pression de pores, il y aura une intrusion du fluide de la formation dans le puits.

4.1.4 Densité de boue insuffisante :

La densité de boue est un facteur primordial pour le contrôle primaire du puits. Si cette densité devient inférieure à la densité d'équilibre d'une formation poreuse et perméable il y aura venue.

L'insuffisance de la densité peut être due à :

- Une sous-estimation de la pression de pores.
- Une diminution accidentelle de la densité de boue en surface.
- Une contamination de la boue par le fluide de formation.

4.1.5 Formation à pression anormalement élevées :

Des formations à pression anormalement élevées sont souvent rencontrées dans beaucoup de région et à des profondeurs très diverses. Ces formation sont souvent une des cause des venues . On dit qu'une formation est à pression anormalement élevées lorsque son gradient de pression est supérieur au gradient normal :

Gradient anormal > 0.105 bar/m

4.1.6 Contamination de la boue par le gaz :

Lors du forage des formations contenant du gaz, ce dernier se mélange à la boue entrainant une réduction de la densité effective. Cette réduction est d'autant plus significative lorsque le gaz s'approche de la surface .

La quantité de gaz contaminant la boue de forage dépend de :

- La vitesse d'avancement (ROP).
- Diamètre de l'outil de forage.
- La porosité.
- Les conditions de fond (pression et température).

Pour la sécurité du puits la boue doit être dégazée en surface avant d'être recirculée.

4.2 Signes précurseurs d'une venue :

La sécurité du puits dépend essentiellement de la détection rapide des signes précurseurs d'une venue , toutefois la détection d'un seul signe peut ne pas un indicateur définitif d'une venue, c'est la raison pour laquelle il est très important d'observer les autres indicateurs ci-après :

4.2.1 Augmentation de la vitesse d'avancement (Drilling Break) : Fig. (30)

La vitesse d'avancement est généralement fonction d'un certain nombre de paramètre qui peuvent être :

- Le poids sur l'outil.
- La vitesse de rotation.
- La nature de la formation.
- L'hydraulique.
- Le type de l'outil.
- La pression différentielle.
- La porosité de la formation.

Une augmentation de la vitesse d'avancement lors du forage d'une formation à pression anormalement élevée serait due principalement à la réduction de la pression différentielle et à l'augmentation de la porosité si tous les autres paramètre sont maintenus constants.
Dans ces conditions, la réduction de la pression différentielle favorisera l'arrachement des cuttings et le nettoyage du front de taille, ce qui met en évidence l'effet sur la vitesse d'avancement.

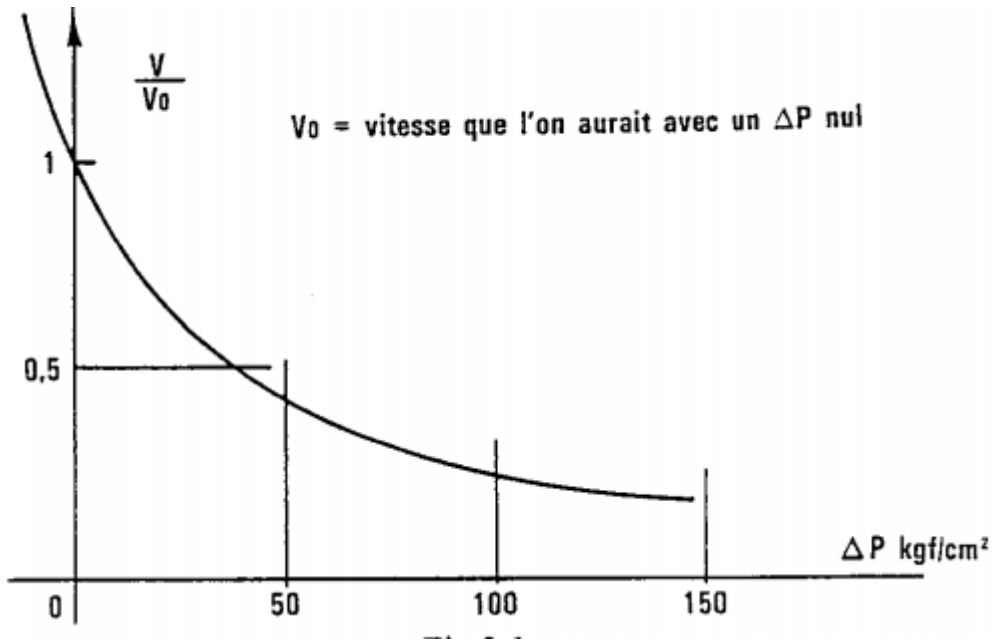


Fig. (30) : Augmentation de la vitesse d'avancement. [5]

Il est donc nécessaire de contrôler immédiatement la stabilité du puits dès la constatation d'une augmentation rapide de la vitesse d'avancement.

4.2.2 Augmentation du torque et des frottements : Fig. (31)

L'augmentation du torque et des frottements par rapport à leurs tendances normales pendant le forage pourrait indiquer la pénétration d'une zone à pression anormalement élevée. Cette augmentation peut être considérée comme une indication de l'instabilité des parois du trou due à la réduction de la pression différentielle ce qui entrainerait le fluage des argiles et l'accumulation des cuttings autour du BHA.

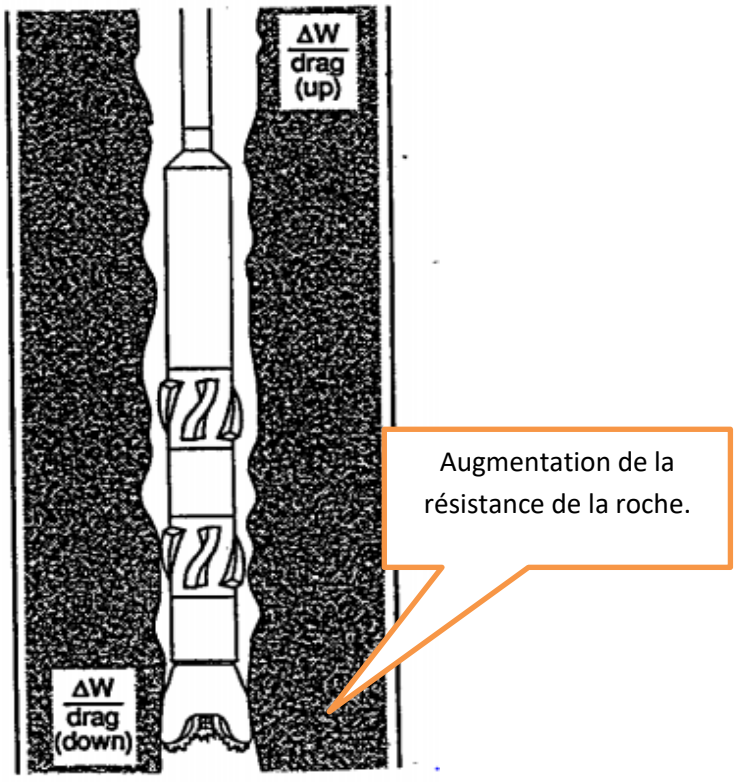


Fig. (31) : Augmentation du torque et des frottements**.** [5]

4.2.3 Diminution de la densité des argiles : Fig. (32)

La tendance normale de la densité des argiles croit avec la profondeur sous l'effet de la compaction. La pénétration d'une zone à pression anormalement élevée est accompagnée d'une augmentation de la porosité ce qui entraine une réduction de la densité des argiles.

La mesure de l'écart entre la densité des argiles (mesure prise en surface) et la tendance de la variation normale sur la courbe (densité normale/profondeur) est utilisé comme moyen de détection de zone à pression anormalement élevée.

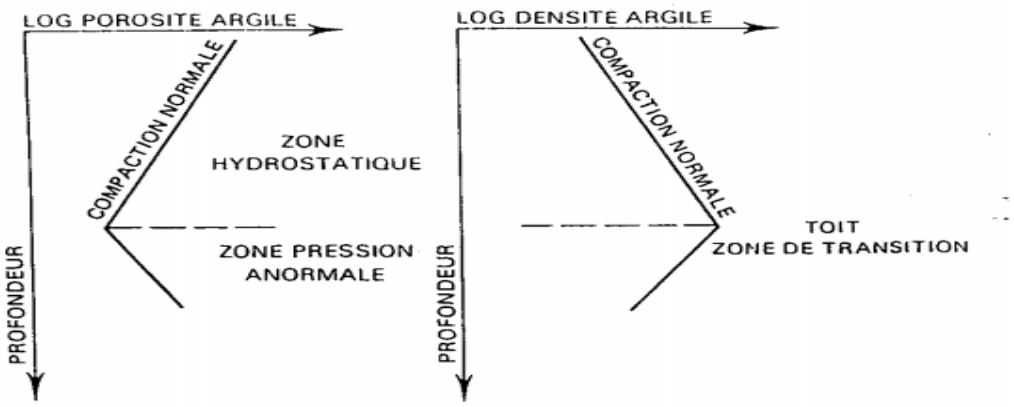


Fig. (32) : Diminution de la densité des argiles. [5]

4.2.4 Taille, forme et volume des cuttings :

Les déblais de grande taille peuvent être produits dans les zones transition et à pression anormalement élevée suite à une pression différentielle négative. L'analyse continue en surface de la taille, forme (long et angles aigus) et le volume des cuttings permet la détection de l'entrée dans une zone de transition.

4.2.5 Changement des propriétés de la boue :

L'intrusion d'un fluide plus léger dans le puits entraine une diminution de la densité de la boue, cette diminution de densité est généralement accompagnée par une variation de la viscosité en fonction du type de boue et la nature de l'effluent.

Par exemple, l'intrusion de l'eau de formation dans une boue à base d'huile entrainera l'augmentation de la viscosité, par contre l'effet est inversé pour une boue salée saturée à faible PH.

Le changement de la concentration des chlorures dans la boue est un indicateur de l'entrée de l'effluent dans le puits. Un rôle important du boueux est d'établir la tendance normale des propriétés de la boue et de surveiller tous les changements significatifs.

4.2.6 Changement de la température de la boue à la sortie :

La variation du gradient normal de température est caractérisée par une diminution à l'approche de la zone de transition suivie par une augmentation plus rapide que la normale à l'entrée dans cette dernière.

La mesure de température en surface doit être corrigé pour prendre en considération l'influence des paramètres suivants :

- Débit de forage.
- Nature et volume de boue en circulation.
- Temps écoulé depuis la dernière manœuvre.
- Température ambiante.

4.2.7 Diminution du d-exposant :

La méthode de ‘’d’’ exposant a été introduite pour normalisé la vitesse d’avancement dans le but d’éliminer l’effet des variations des paramètres de forage pour aboutir à une mesure représentative de la forabilité des terrains

$$d = \frac{1.26 - Log(\frac{ROP}{RPM})}{1.58 - Log(\frac{WOB}{D})} \qquad [5]$$

où :

d : d-exposant.
ROP : Vitesse d’avancement (m/h).
RPM : Vitesse de rotation de l’outil (trs/min).
WOB : Poids sur l’outil (tonnes).
D : diamètre de l’outil (pouce).

Le d-exposant doit être corrigé en fonction de la densité de la boue.

$$dc = d \times \frac{d1}{d2} \qquad [5]$$

où :

d_c : « d » exposant corrigé.
d : d-exposant.
d_1 : densité du fluide de formation correspondant au gradient de pression hydrostatique : normal (1.00 à 1.07 Kg/L).
d_2 : densité de boue équivalente.

La représentation graphique du ‘’d’’ exposant en fonction de la profondeur dans une zone d’argile permet de :

- Définir une ligne de base « normal trend ».
- Suivre l’évolution de leur compaction.
- Détecter les zones à pressions anormalement élevées.

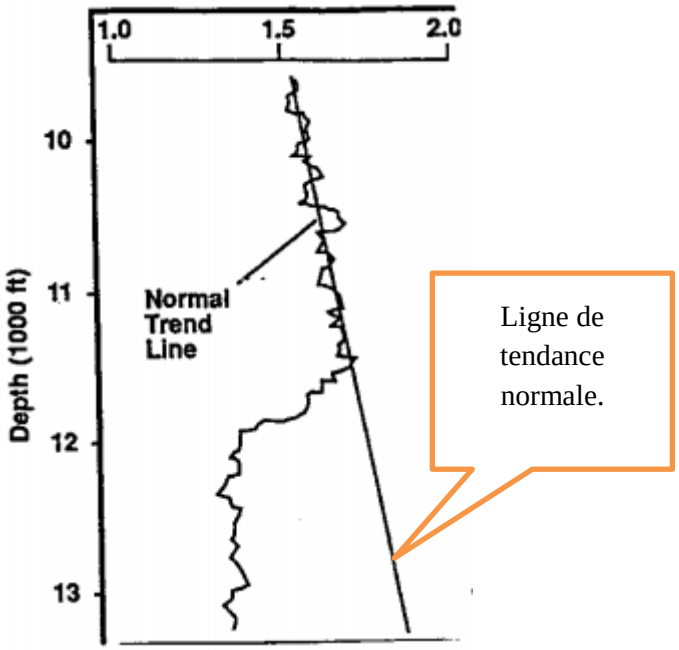


Fig. (33) : La représentation graphique du ‘’d’’. [5]

4.2.8 Indices de gaz dans la boue :

La présence du gaz dans la boue peut provenir de l’une des causes suivantes :

- Lors du forage d’une formation perméable contenant du gaz, avec une densité de boue suffisante, le gaz contenu dans la roche détruite se libère provoquant ainsi le gazage de la boue (gas cut mud).

Le pourcentage de gaz dans la boue est fonction de :

– Diamètre de l’outil.
– Débit de circulation.
– La vitesse d’avancement.
– La pression de pores.
– La porosité de la formation.

Le gazage de boue peut devenir dangereux si son pourcentage dans l’annulaire est élevé, ce qui diminuera la pression hydrostatique à une valeur qui pourra déclencher une venue.

- Pendant les ajouts de simples, il y aurait intrusion de gaz dans le puits, si la pression de fond devient inférieur à la pression de pores, soit par l’élimination des pertes de charge annulaire, soit par l’effet du pistonnage.

Une fois ce bouchon est détecté en surface, il est nécessaire d’augmenter la densité de la boue avant la manœuvre de la garniture.

- Après manœuvre, un bouchon de gaz est quelquefois détecté lors de la circulation d’un bottom up si la pression de fond est devenue inférieure à la pression de pore pour les raisons suivantes :
  – L’effet de pistonnage vers le haut (Swabbing).
  – Le défaut de remplissage.

4.3Signes positifs d'une venue :

Un signe positif d'une venue signifie une intrusion sûre d'un certain volume d'effluent dans le trou ce qui nécessite la fermeture immédiate du puits.

Les signes positifs énumérés ci-dessous peuvent se manifester en cours de forage ou pendant les manœuvres.

4.3.1 En cours de forage :

Les signes positifs d'une venue en cours de forage sont :

- L'augmentation du débit à la goulotte.
- L'augmentation du niveau des bacs.
- Le débit à la goulotte, pompes à l'arrêt.

Le débitmètre différentiel (Mud flow indicator) et le totaliseur des volumes (Mud volume totalizer) sont indispensables pour la détection des venues.

4.3.2 En cours des manœuvres :

Les signes positifs d'une venue en cours de manœuvres sont :

- La différence entre le volume de boue rempli et le volume d'acier extrait à la remontée.
- La différence entre le volume d'acier introduit et le volume de boue récupéré à la descente.

L'utilisation d'un trip tank et d'une feuille de manœuvre sont indispensables pour une détection rapide d'une intrusion d'effluent en cours de manœuvre.

4.4 Situation pouvant masquer une venue :

Dans certains situations, les signes positifs peuvent être maqués par :

- L'ajustement de la densité de la boue en cours de forage.
- Le transfert de la boue en surface durant le forage.
- Une perte partielle de circulation.
- Des fuites dans les équipements de surface.
- L'utilisation des équipements d'épuration mécanique.
- Le démarrage et l'arrêt des pompes de forage.

Introduction :

Avant de débuter le forage de la phase 16 du puits BKN-1 il est nécessaire de se renseigner de l'historique des puits avoisinants et cela pour avoir une idée générale sur les paramètres de forages ainsi que s'informer sur les problèmes rencontrés au cours de forage de la phase 16" et les solutions portées afin de remédier à ces derniers.

Les problèmes de la phase 16 sont les coincements dans le turonien, cénomanien et Sénonien Salifère soit lors de forage ou au cours de manœuvre, on a aussi les problèmes de perte de circulation au niveau de l'aptien et venue de l'eau douce au niveau de l'albien.

Dans cette partie nous avons présenté les problèmes rencontrés durant le forage de la phase 16'' du puits BKN-1, nous avons essayé d'analyser les conditions de leurs manifestations et les indices qui pouvaient alerter sur ses évènements, ainsi que le déroulement des opérations et leurs résolutions. A la fin, on interprète les résultats des problèmes rencontrés et on essaye de trouver des solutions préventives pour éviter ce genre de problème sur d'autres puits.

La représentation de notre étude est sous forme de:

- ✓ Déroulement et timing des opérations.
- ✓ Analyses et interprétations.
- ✓ Conclusion et recommandation.

1. Phases de forage :

Le puits BKN-1 était réalisé en cinq phases selon le tableau suivant :

Phases	Forage (m)	Tubage	Sabot (m)	Cimentation
36''	00 à 60	30''	60	jusqu'en surface
26''	60 à 390	18''5/8	390	jusqu'en surface
16''	390 à 2516	13''3/8	2516	jusqu'en surface
12''1/4	2516 à 3208	9''5/8	3208	jusqu'en surface
8''1/2	3208 à 3420	7''	3420	jusqu'en surface

Tableau (14) : Les phases de forage. [3]

2. Historique des puits avoisinants :

Nom de puits	Distance / BKN-1	Problèmes rencontrés	Solutions
BBK-19	**10,84km**	• Coincement au cours de forage @ 441m à cause de forte valeur de torque. • Perte de circulation partielle 15m³/h @1202m. • Coincement au cours du manœuvre @725 au sénonien salifère.	Utilise la coulisse de battage
			Pomper deux bouchons LCM
			Pomper bouchon d'eau et remontée en backreaming
BBKPSE-1	**9,00km**	• Coincement dans le cénomanien @978m	pomper bouchons d'eau utilise la coulisse de battage pur libérer la garniture.
		• Perte de circulation partielle de 1 m³/h	Pomper bouchons LCM.

Tableau (15) : Renseignements sur les problèmes des puits avoisinants. [1]

3. Problèmes rencontrés :

Les problèmes de la phase :

Le forage de la phase 16'' dans le champ de Berkine présente un certain nombre de problèmes qui sont liées entre eux c'est-à-dire lorsque un problème se produise d'autres vont certainement apparaitre ce qui rend la situation un peu trop compliqué , c'est pour cela qu'il faut tous les éviter.

Lors de forage de la phase 16'' au niveau du puits **BKN-1,** on a rencontrés les problèmes suivants :

- Coincement de la garniture dans le sénonien salifère durant le forage @ 746 m et lors de la remontée @810m.
- Coincement de la garniture pendant les manœuvres dans le cénomanien @ 1008 m.
- Présence des grandes caves dans le puits.
- Vibrations de la garniture.

Temps de réalisation de la phase :

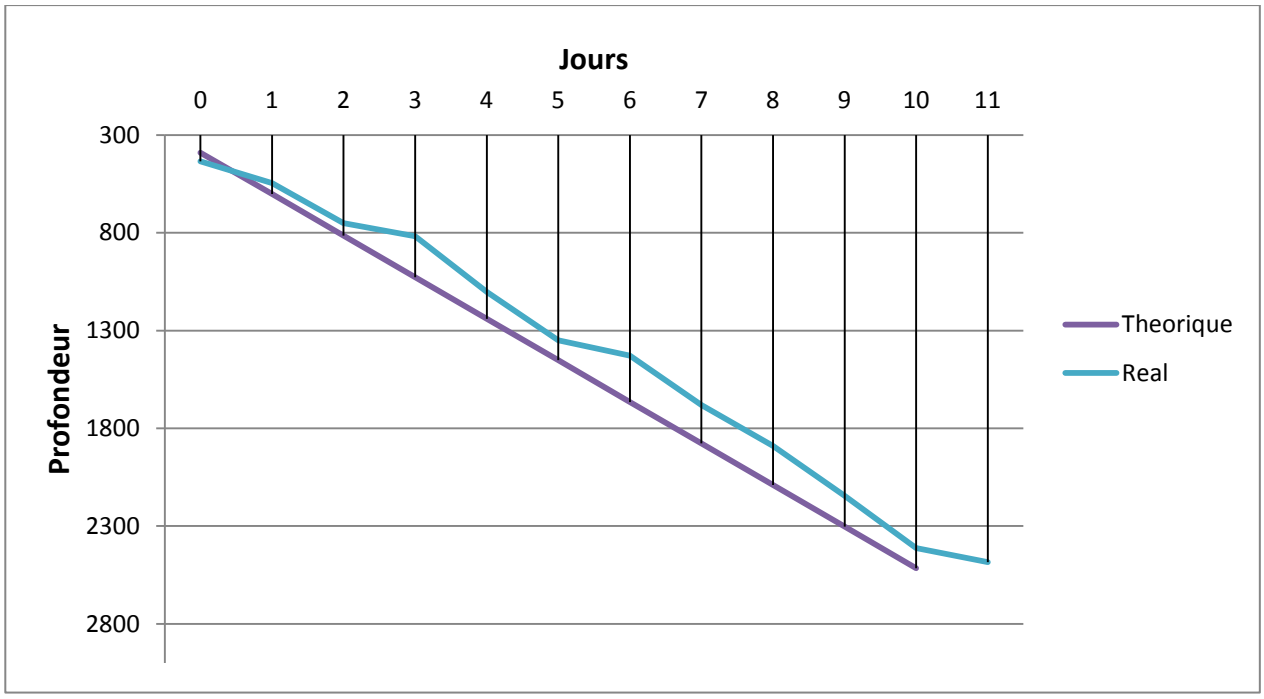


Fig. (34) : Temps de réalisation de la phase 16"

Commentaire : La réalisation d'une phase dépond essentiellement de l'avancement de l'outil.

Sur le puits BKN-1, le temps de réalisation de cette phase de 11 jours ne correspond pas au temps prévisionnel. Donc on a un jour du temps perdu, et ceci due aux problèmes potentiels

4. Manifestation du coincement :

4.1 Coincement dans le salifère :

a) Déroulement et timing des opérations :

		22/04/2017		
DE	**A**	**Opérations**	**Côte (m)**	**Remarques**
8 :30	18 :15	Forage de la phase 16"	435m	/
18 :15	19 :00	Réparation de la pompe	546m	/
19 :00	00 :00	Forage de la phase 16" Lithologie : sénonien anhydrite et Marl	612m	/
		23 /04/2017		
00 :00	14 :30	Forage de la phase 16" Lithologie : Sels	612 m	/
14 :30	15 :00	Coincement dans le Sénonien salifère	746 m	Rotation perdue
15:00	16:00	Battage vers le bas : non succès Battage vers le haut et travailler la garniture Décoincement de la garniture	750 m	

Tableau (16) : Déroulement des opérations. [2]

Paramètres d'outil :

WOB(T)		RPM (tr/min)		ROP (m/hr)		Flow (l/min)		Pressure (psi)	
Min	**Max**	**Min**	**Max**	**Min**	**Max**	**Min**	**Max**	**Min**	**Max**
6	**17**	**60**	**150**	**9**	**12**	**2900**	**3100**	**1700**	**1800**

Tableau (17) : Paramètres d'outil

Caractéristiques de la boue de forage :

Le forage était réalisé avec une boue à émulsion inverse phase eau saturé au Nacl, le tableau suivant montre les caractéristiques de la boue enregistrées lors du coincement.

Type de boue	**A base de huile (salée saturée)**
Paramètre	**Ordre de grandeur**
Densité [SG]	1.27
Yield point [lbs/100ft^2]	19
Viscosité plastique [cp]	22
Gels (10sec/10min)	11/14
Filtrat API [cc/30min]	6

Tableau (18) : Caractéristiques de la boue de forage. [2]

b) Identification du coincement :

- **Nature de coincement :**

Il est noté qu'avant de procéder à la résolution d'un coincement, il est indispensable d'identifier rapidement sa cause car les méthodes à employer pour les résoudre sont différentes et souvent un type de coincement engendre un autre et le traitement appliqué pour l'un sera néfaste pour l'autre. Dès que la cause est identifiée, il faut intervenir le plus rapidement possible car les coincements ont tendance à s'aggraver avec le temps.

Pour cela on va analyser puis interpréter les conditions et la situation de notre puits avant, et après le coincement :

1-Le coincement est survenu au cours de forage dans le sénonien salifère à 746m.

2-Lors de la survenue du coincement, la rotation de la garniture été perdue, et la circulation été maintenue.

La perte de la rotation et l'impossibilité de déplacer la garniture vers le haut indique un trou non vertical, puisque la circulation est maintenue.

- **Explication :**

Les formations salifères sont constituées de bancs de sel tendre traversés en générale avec un ROP élevé et une rotation de l'ordre de 120 à140 RPM engendrant des formations spiralées.

Cette déformation cause des problèmes de coincement lors de la remontée de la garniture, spécifiquement au niveau des stabilisateurs.

Ce phénomène résulte lorsque la vitesse d'avancement est importante.

Coincement au niveau de stabilisateur

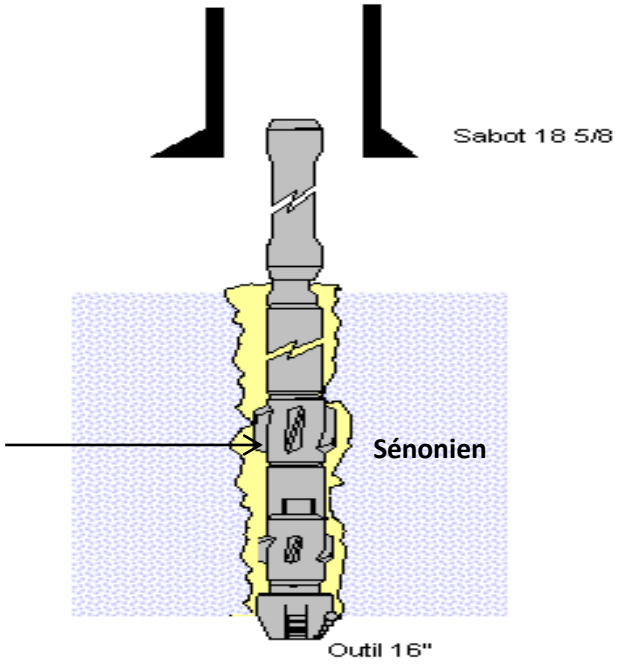


Fig. (35) : Coincement dans le salifère.

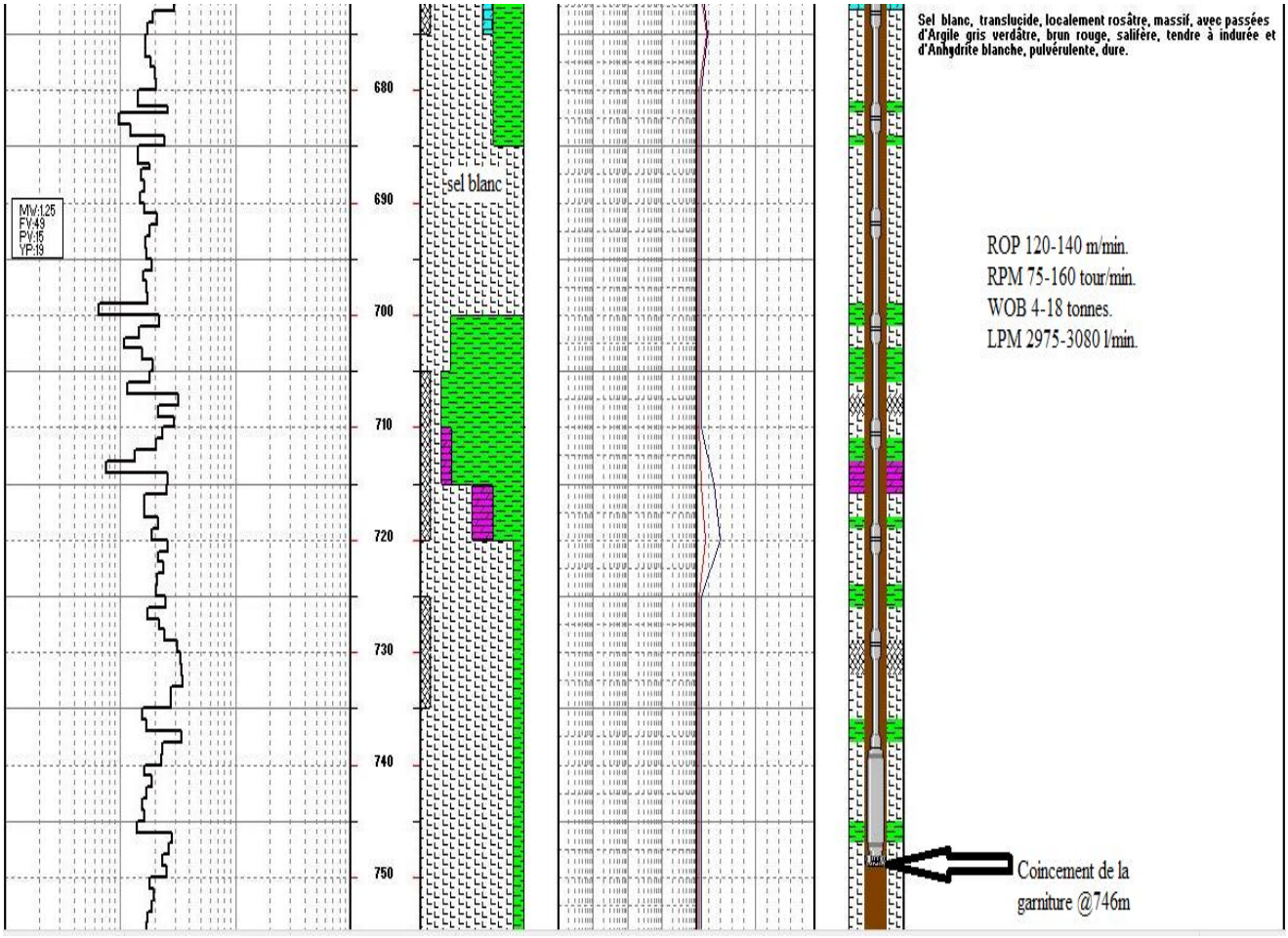


Fig. (36) : Master log lors du coincement dans le salifère. [2]

D'après le Master Log on remarque que la pénétration dans le sénonien salifère était enregistré à la cote 666m.Cette zone est constituée essentiellement de : sel blanc tendre, argile gris verdâtre et anhydrites blanche.

La vitesse d'avancement de l'outil dès l'entrée dans cette formation est considérablement élevée, situé entre 9 et 12 m/hr : cela va dévier l'outil par rapport au centre du puits causant le coincement de la garniture.

Estimation du point de coincement :

Le coincement s'est manifesté lors de forage ; la cote atteinte été 746m cela est indiqué par l'écran de chef de poste. Après le survient du coincement il a été décidé de battre vers le bas avec la coulisse de forage, mais sans succès. La garniture été libérée après battage vers le haut et reforage de l'intervalle [739m-746m].

c) Solutions envisagées :

- Ralentir l'avancement dans le salifère pour éviter la formation des spirales en réduisant les paramètres de forage (ROP-WOB-Débit de forage).
- Forage en remontant pour reconditionner le trou et favoriser l'obtention d'un profil vertical.
- Reforage de chaque section au moins une fois avant l'ajout.

4.2 Coincement dans le cénomanien :

a) Déroulement et timing des opérations :

		30/04/2017		
DE	**A**	**Opérations**	**Côte (m)**	**Remarques**
00 :00	03 :15	• Forage de la phase 16" • Confirmation le point d'arrêt de la phase 16" par le géologue.	2467m à 2485m	/
03 :15	06 :00	• Circulation de la boue • Pomper 5m³ de Hi-Vis. • Lancement du Totco.	2485m	Inclinaison enregistré est de 0.1degré.
06 :00	00 :00	• Début de la remontée de la garniture • Difficulté de dévisser une tige.	2485m à 1015m	
		01 /05/2017		
00 :00	02 :30	• Remonté la garniture en back-reaming	1015m	
02 :30	03 :30	• Coincement dans le cénomanien libérer après battage vers le bas de 30T.	1007 m	
03:30	08:30	• Remontée la garniture en hard back-reaming.	1007 m	

Tableau (19) : Déroulement des opérations. [2]

Paramètre d'outil :

WOB(T)		RPM (tr/min)		ROP (m/hr)		Flow (l/min)		Pressure (psi)	
Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
3	17	85	150	9	11	2900	3100	1700	1800

Tableau (20) : Paramètres d'outil lors de coincement. [2]

b) Identification du coincement :

- **Nature de coincement :**

Analyse et interprétation des conditions et de la situation du puits avant, et après le coincement :

1. Le coincement est survenu au cours de la remonté de la garniture pour descendre le tubage $13^{3/8''}$.
2. Lors de la survenue du coincement la garniture ne pouvait se déplacer ni vers le haut ni vers le bas.

- **Explication :**

Le cénomanien est composé des argiles grises, anhydrite blanche dolomie et marne. Ces roches ont une dureté différente.

Les formations tendres posent moins de résistance à l'avancement de l'outil, et en raison de leurs instabilités, le forage de ces formations se fait d'une manière très facile mais aléatoire. Contrairement à des formations dures, qui possèdent une résistance plus élevée, la forabilité devient plus difficile, ce qui entraînera une déviation incontrôlée de l'outil sur sa trajectoire destinée, et le pendage de ces couches impose à l'outil la direction préférentielle. La déviation indésirable de la trajectoire est aggravée par la succession des formations dures/tendres.

Par conséquence, au niveau des stabilisateurs, et de l'outil, il va y avoir un coincement sous forme de rebords lors de la remontée.

D'une façon générale, plus le changement de l'angle ou la direction du puits est important plus les risques de coincement sont grands.

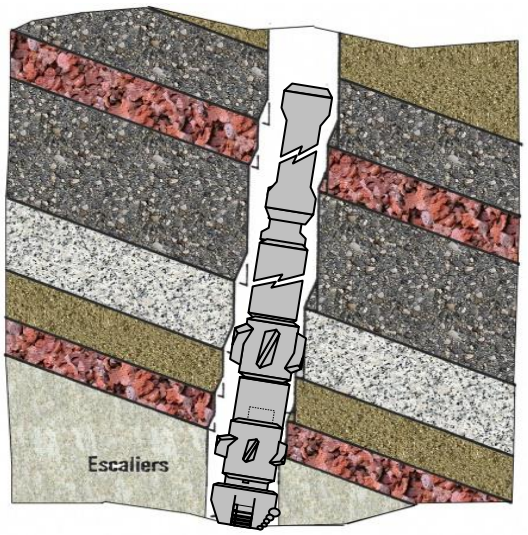


Fig. (37) : coincement dans le cénomanien

Position de la coulisse :

Une coulisse efficace se trouve dans la partie libre de la garniture et le plus près possible du point de coincement. Si la coulisse est placée très loin de ce point, la majeure partie de choc est absorbée par l'élasticité des tiges, donc un battage peu efficace.

D'après la BHA utilisée on voit que la coulisse de forage se trouve au-dessus du point de coincement ce qui fait que le poids va se transmettre normalement à la coulisse pour pouvoir déclencher efficacement.

La coulisse se trouve à la cote 835m et la distance entre le point de coincement et le point de la coulisse est 173m.

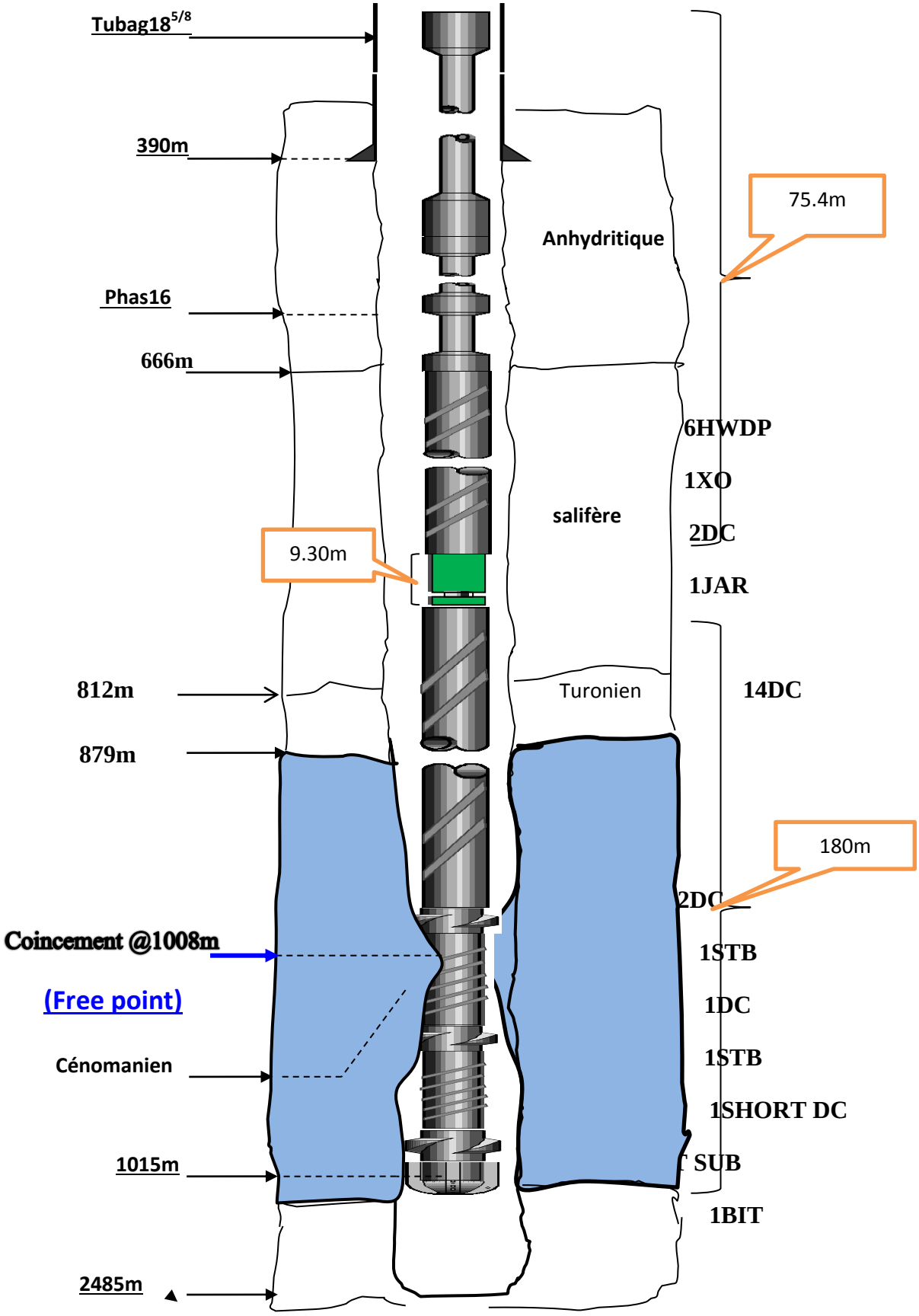


Fig. (38) : coincement dans le cénomanien

c) Solutions envisagées :

- Remonter en back reaming.
- Limiter le poids sur l'outil le plus bas possible pour réduire la déviation de l'outil et minimiser les dog legs.

4.3 Coincement dans le salifère lors de la remontée :

- **Déroulement et timing des opérations :**

		01/05/2017		
DE	A	Opérations	Cote(m)	Remarques
10 :45	17/15	Remontée la garniture avec hard back-reaming Difficulté de passer au sénonien salifère	1006m à 810m	
17:15	18:30	Pomper 02m³ GAZOIL + 10m³ de l'eau + 02m³ GAZOIL Déplacer 0,5m³ de l'eau chaque 05min et travailler la garniture jusqu'au 40t Décoincement de la garniture	810m	

Tableau (21) : Déroulement des opérations. [2]

- **Identification de coincement :**
  - **Nature de coincement :**

Analyse et interprétation des conditions et de la situation du puits avant, et après le coincement :

1. Le coincement est survenu au cours de la remonté de la garniture pour descendre le tubage $13^{3/8''}$.
2. Lors de la survenue du coincement la garniture ne pouvait se déplacer ni vers le haut ni vers le bas.

- **Explication :**

La vitesse d'avancement élevée lors du forage de cette section provoque les formations spiralés dans les terrains tendre comme le salifère, cette vitesse est de l'ordre de 12 à 20 m/hr.

Lors de la remontée la garniture était coincée à la cote 812m, la solution la mieux adaptée était d'injecter un bouchon d'eau permettant de dissoudre le sel et de libérer la garniture.

Il est à noter que ce bouchon favorise la dégradation du salifère provoquant un cavage dans cette section du puits.

Il faut à tout prix éviter le coincement de la garniture dans ces formations salifères à cause des conséquences inévitable lors de son traitement.

5. Cavage dans le puits :

5.1 Introduction :

Le cavage des puits pose dans certains bassins du Sahara algérien de sérieux problèmes de forage et d'évaluation des formations. L'examen des diamétreurs ou, mieux, les images des outils ultrasoniques, montrent que très souvent la section du trou prend une forme ovalisée.

Une section est supposée ovalisée quand l'écart entre les diamètres est supérieur à 1 pouce (2.54 cm).

Ce phénomène est lié soit aux conditions du trou (puits dévié, type de boue, gâteau de boue, excentrage de la sonde, patin flottant...); soit aux conditions géologiques (obliquité des couches par rapport au puits provoquant la déviation de celui-ci, orientation d'un réseau de fractures préexistant.). Les cas les plus courants sont:

- usure des parois consécutive au flambage ou aux vibrations du train de tige.
- trou de serrure à la déviation importante du sondage.
- action érosive et physico-chimique de la boue (cavage circulaire).

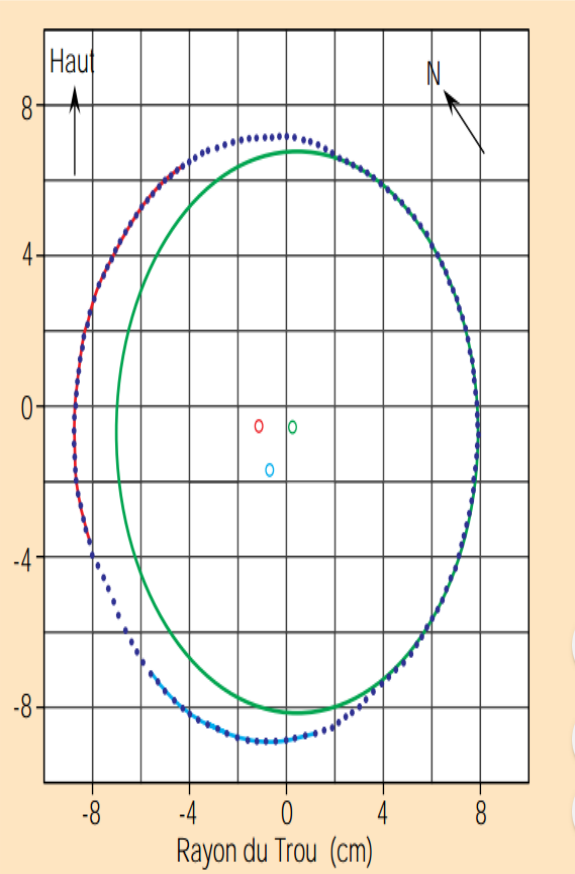


Fig. (39) : usure des parois. [10]

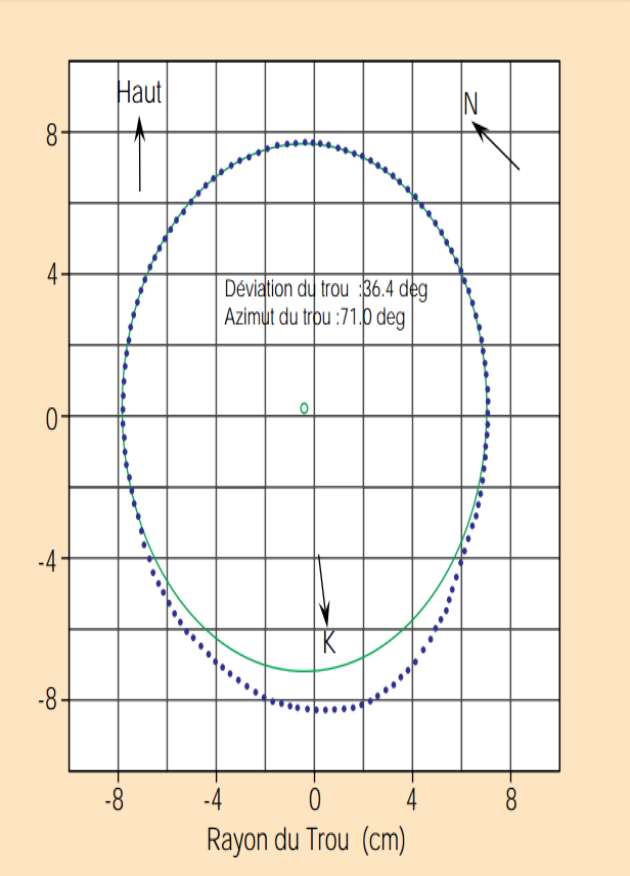


Fig. (40) : Trou de serrure. [10]

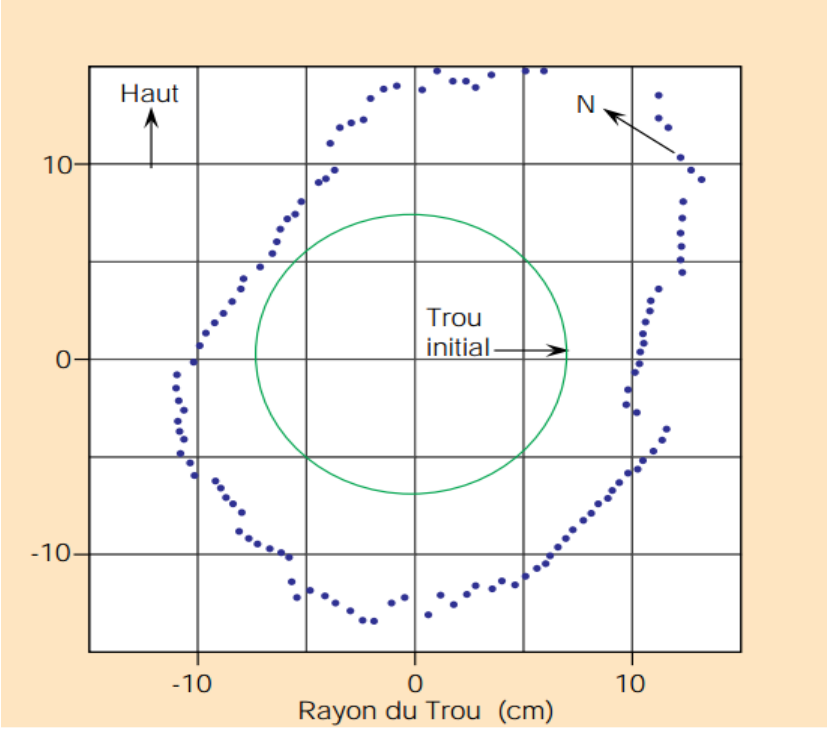


Fig. (41) : cavage circulaire. [10]

5.2 Application sur le puits :

- **Résultat du Caliper :**

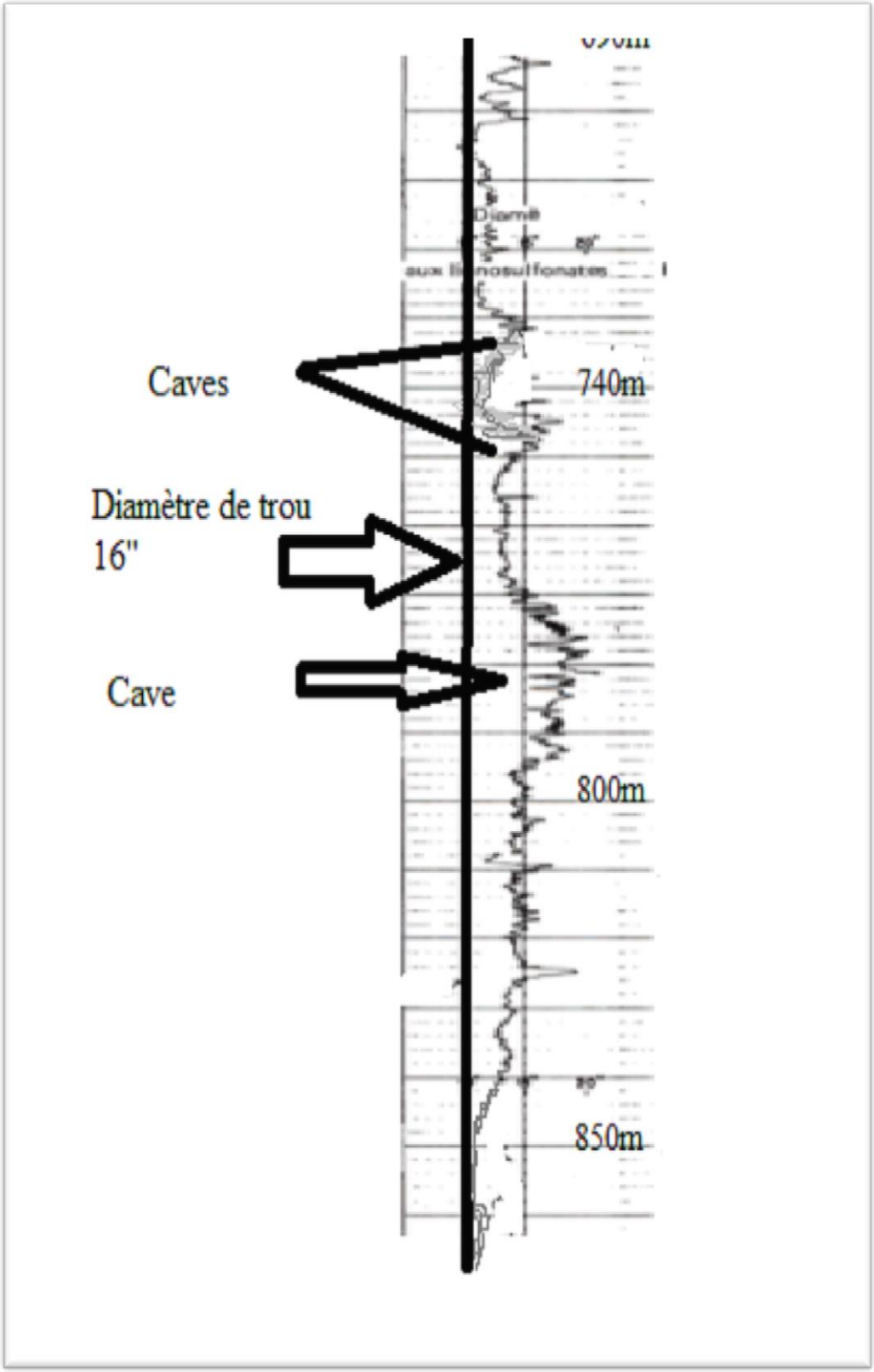


Fig. (42) : Résultat du Caliper dans le puits BKN-1. [2]

- **Interprétation :**

D'après le résultat du caliper on remarque l'apparition des caves dès la pénétration de la formation salifère (à partir de 670m) .Ces caves peuvent atteindre une longueur de plusieurs pouces ce qui fait que le diamètre de trou devient supérieur à celui de l'outil (Supérieur à 16'').

Causes :

- Ces écaillages ne peuvent être le résultat d'une réaction chimique entre la boue de forage et ces formations ; puisque la boue utilisée durant cette phase est une boue à émulsion inverse avec phase eau saturée au Nacl (Rapport huile/eau entre 70/30 et 80/20 et la quantité de Nacl entre 25-26 % en poids).De plus cette dernière n'a pas été contaminée avec du sel du fait qu'elle n'a pas perdue ses caractéristiques.

L'expérience montre que lors de l'utilisation d'une boue à base d'huile lors du forage des formations instables telles que des argiles, malm et des sels ; le cavage de trou est rarement rencontré.

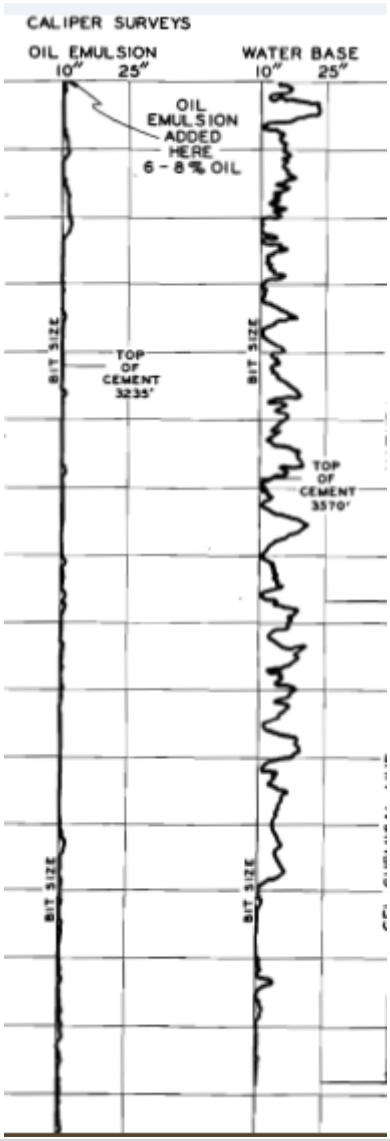


Fig. (43) : l'effet de la boue à base d'huile dans les formations instables. [13]

Par contre lors de forage avec une boue à base d'eau, on remarque une augmentation de diamètre par rapport au diamètre de trou comme le montre **Fig. (43).**

- Donc les causes conduisant à ces caves en présence de ces conditions sont
    a. l'usure des parois dues d'une part au flambage ou aux vibrations de train de tige et d'autre part à la pression hydrostatique exercée par la boue sur la paroi du puits.

    b. L'injection d'un bouchon d'eau lors de traitement du coincement dans le salifère @810m.

6. Vibrations de la garniture :

6.1 Etude de phénomène de vibration dans le puits :

Les vibrations de la garniture dans la phase 16'' présentent un grand danger sur le bon déroulement de l'opération de forage. Elles peuvent être considérées comme élément déclencheur de plusieurs problèmes tels que les éboulements, cavages et les coincements ….

Plusieurs paramètres influent sur la sévérité des vibrations tels que : la lithologie, le poids sur l'outil (**WOB**), la vitesse de rotation (**RPM**) et la vitesse d'avancement (**ROP**).

Lithologie	WOB(T)	RPM (tr/mn)	ROP (m/h)	Vibrations observées
Sénonien anhydritique	4 – 18	70-150	12	Stick slip, (120tr/mn) est optimal pour prévenir ces vibrations
Sénonien salifère	6 – 18	60 - 150	12.1	Stick slip observé proche du fond de cette formation
Turonien	6- 17	75 - 160	9.28	Petites vibrations sont observées en général
Cénomanien	3-17	85-150	10.75	Stick slip
Albien	5– 15	85 - 150	12.9	Bas niveaux des vibrations
Aptien	5 – 15	80 - 100	12.4	Bit whirl et chocs latéraux RPM=90 tr/mn soit efficace pour réduire ces vibrations
Barrémien	12 – 15	100 - 160	13	Bit whirl et chocs latéraux
Néocomien	3 – 17	Moins de 110	12.2	Vibrations très fortes sur tous les axes (bit whirl chocs latéraux et bit bounce)
Malm	3– 18	130 - 180	9	Vibrations de torsion
Dogger	13 – 20	145 - 160	6.8	Petites vibrations transmise dans cette formation avec le BHA whirl

Tableau (22) : Types de vibrations observées dans chaque formation en phase 16″. [2]

Commentaire : Ce tableau montre les types de vibrations observées ainsi le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et l'avancement dans chaque formation de la phase **16"** : les résultats obtenus à partir de l'utilisation de la sonde de mesure des vibrations **SVSS** (mesure de la sévérité des vibrations sous la base d'une sonde). **(Ref : Division Forage SONATRACH)**.

6.2 Analyse de phénomène vibratoire observé : …. [16]

a) Calcul des charges critique de flambage en phase 16'' :

$$\mathbf{Fsin= 2.55(E.I_a.K^2.P^2)^{1/3}}$$

Fsin : flambage sinusoidal Tf.

E : module d'élasticité en Mpa.

Ia : moment d'inertie en m^4 avec : $\mathbf{Ia= \pi/64(OD^4-ID^4).}$

K : facteur de flottabilité.

P : poids dans l'air de l'élément de la garniture.

Application : dans la phase 16″ on utilise :

- Masse Tiges **9.5**″x 3″**.**
- Densité de la boue est de **: 1.25**
- Moment d'inertie **:** $\mathbf{Ia= \pi/64((9.5^4)-(3^4)).(0.0254^4).}$

$$\mathbf{I_a= 1\ ,65\ .10^{-4}\ m^4}$$

$$\mathbf{F_{FLM}= 2.55\ (2{,}1\ 10^{10}.\ 1{,}65\ .10^{-4}.\ (0{,}84)^2.(322{,}9)^2)^{1/3}.}$$

$$\mathbf{P_{cr\ FLM}= 16{,}168\ Tf}$$

Flambage hélicoïdal :

$$\mathbf{F_{hel} = 2.17\ Fsin.}$$

$$\mathbf{P_{cr\ hel}=2{,}17.\ 16=35{,}085Tf}$$

Commentaire : on voit que le flambage aura lieu une fois qu'on posera un poids sur l'outil de **16,168T.**

Le WOB utilisé lors de forage de la section (670m-850m) dépasse parfois les **16T,** comme le montre le tableau précédent, ce qui implique l'existence du phénomène de flambage dans cette section du puits.

b) Calcul des vitesses critiques de rotation de la garniture:

❖ **Vitesse critique des vibrations latérales :**

$$\mathbf{RPM}=\frac{1200}{l^2}(D^2+d^2)^{1/2}$$

Application :

- Tiges **5'' G105 19.50lb/ft.**
- L (Dp 5'')=9.30m

$$\mathbf{RPM}= (1200/9.3^2)(5^2+3.25^2)^{1/2}(0.0254)$$

RPM= 12,53 tr/min

Commentaire : On voit que les vibrations latérales auront lieu une fois que la vitesse de rotation dépasse **12,53tr/min.**

- Il est bien évident que les vibrations latérales existent, cependant elles ont un effet négligeable sur le long de la garniture de forage mais elles ont un effet important au niveau de l'outil et la BHA car la propagation des vibrations est dans un sens perpendiculaire à l'axe du puits.

❖ **Vitesse de rotation critique des vibrations axiales** :

Sont fonction de la longueur du train de tiges, les vitesses critiques sont données par la formule suivante :

$$\mathbf{RPM}=\frac{\mathbf{78600}}{\boldsymbol{L}}.$$

L : en mètre.

Le tableau suivant indique la variation des vitesses critiques conduisant à des vibrations axiales en fonction de la profondeur :

L(m)	V_{cr} (tr/min)	L(m)	V_{cr} (tr/min)	L(m)	V_{cr} (tr/min)	L(m)	V_{cr} (tr/min)
390	201.5	690	113.9	990	79.39	1290	60.9
440	178.6	740	106.2	1040	75.5	1340	58.6
490	160.4	790	99.4	1090	72.1	1390	56.5
540	145.5	820	95.8	1140	68.9	1440	54.58
590	133.2	890	88.3	1190	66.1	1490	52.7
640	122.8	940	83.6	1240	63.3	1540	51

Tableau (23) : Vitesse de rotation critique des vibrations axiales

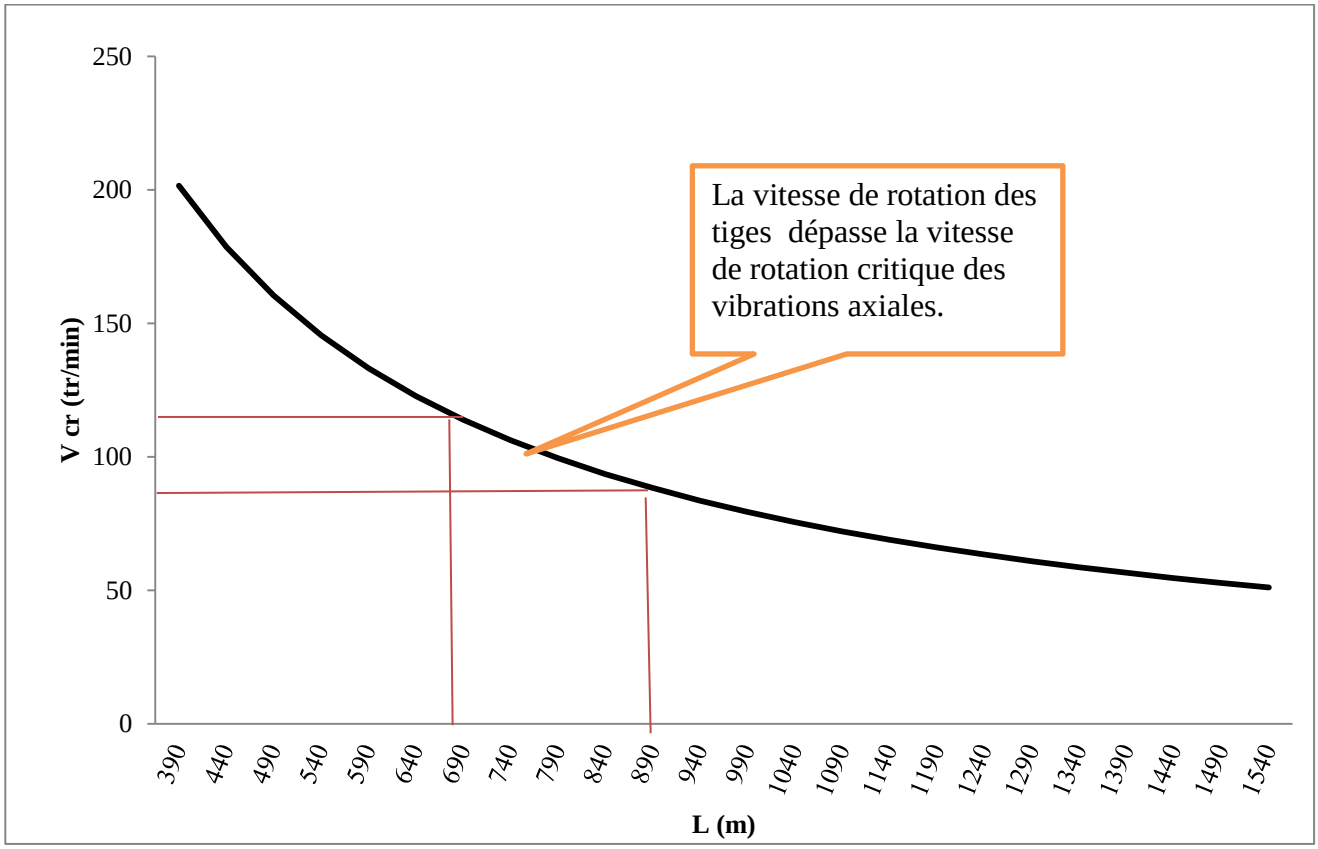


Fig. (44) : Evolution de la vitesse critique de rotation des vibrations axiale

Commentaire :

On remarque que la vitesse critique a pour effet de coïncider dans l'intervalle **(640m – 890m)**, correspond au **Sénonien salifère** et au **Turonien** avec la vitesse de rotation utilisée. Et par conséquent notre train de tiges va subir des vibrations dangereuses pendant **– 31,25h-**, car la vitesse d'avancement moyenne en phase 16″ est de 8-9m/h.

$$\textbf{Temps de vibration} = \frac{\textbf{Profondeur}}{\textbf{ROPmoy}}$$

Temps de vibrations : **Tv=890-640/8= 31.25hr**

L'existence de phénomène de flambage et l'exposition de la garniture à des vibrations latérales et axiales pendant une longue durée a pour effet de déstabilisé les parois de puits ce qui explique la présence des caves.

c) Solutions proposées :

- Pour éviter le flambage de la garniture, l'utilisation des masses tige surdimensionnée avec un diamètre intérieur le plus petit possible pour avoir plus de rigidité et donc une meilleure résistance au poids appliqué.
  - **Application :**

Utilisation des DC de diamètre 11" :

OD (in)	ID (in)	Pcr (T)
11	2 ½	24.78
11	2 ¾	24.58
11	2 ⅞	24.47
11	3	24.36

Tableau (24) : Limite de flambage pour des DC surdimensionnée

Commentaire : L'utilisation de ces masses tige nous permet d'avoir une différence de plus de **6T** entre le poids appliqué lors de forage des formations salifère (Max 18tonnes) et donc éviter le risque de flambage de la garniture et minimiser l'apparition de cavage dans cette section.

- L'utilisation de la **technique anti-whirl :**

Cette technique consiste à diriger la résultante des forces latérales vers une partie non agressive de l'outil de forage afin de maintenir ce dernier toujours en contact avec la paroi du trou et l'empêcher de vibrer latéralement.

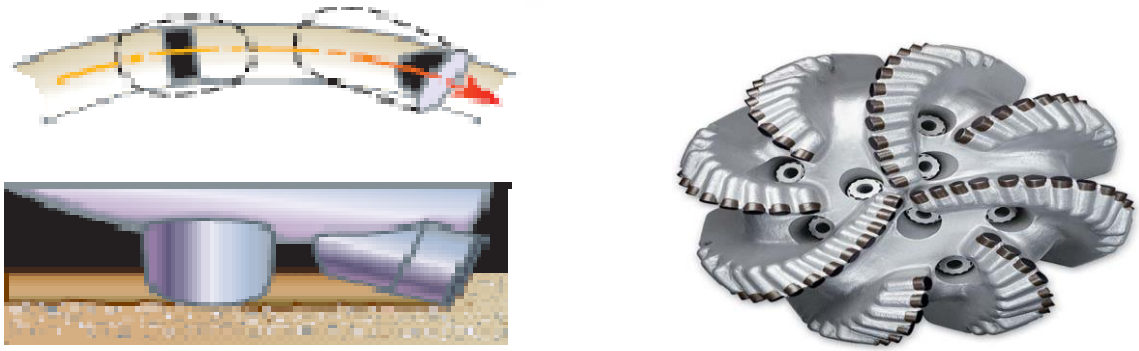


Fig. (45) : Technique anti-whirl. [17]

Les résultats de la comparaison entre l'outil anti-whirl et l'outil standard sont présentés sur les graphes ci-dessous.

1) Comparaison entre l'apparition des vibrations en fonction de la vitesse de pénétration des deux outils :

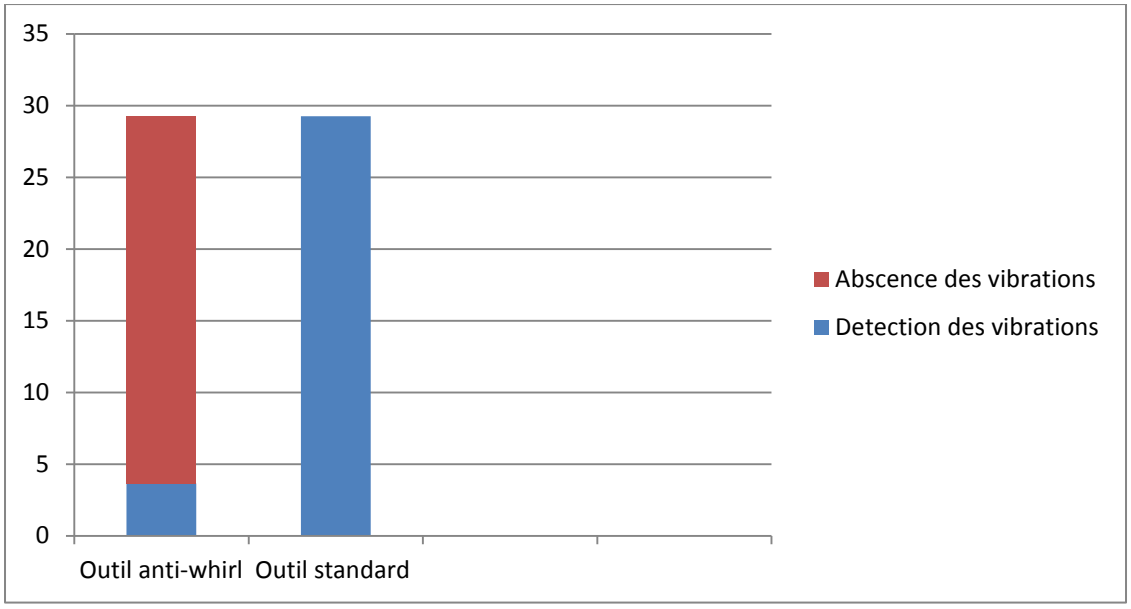


Fig. (46) : Comparaison entre un outil standard et un outil anti-whirl.

Commentaire : On remarque que les deux outils sont soumis à des vibrations latérales lorsque leur vitesse de pénétration est égale ou inférieur à 3.66 m/hr. Par contre l'outil anti-whirl présente une meilleure résistance dès que la vitesse dépasse 3.66m/hr grâce à la technique de son conception qui lui permet de rester à tout moment en contact avec les parois de puits et donc minimiser les vibrations latérales, ce résultat est conforme à l'expérience **Fig (28).**

De plus les outils anti-whirl présente une gamme plus large des conditions de fonctionnement où les vibrations sont évitées par rapport aux outils standards.

1) Comparaison entre la force de vibration entre les deux outils :

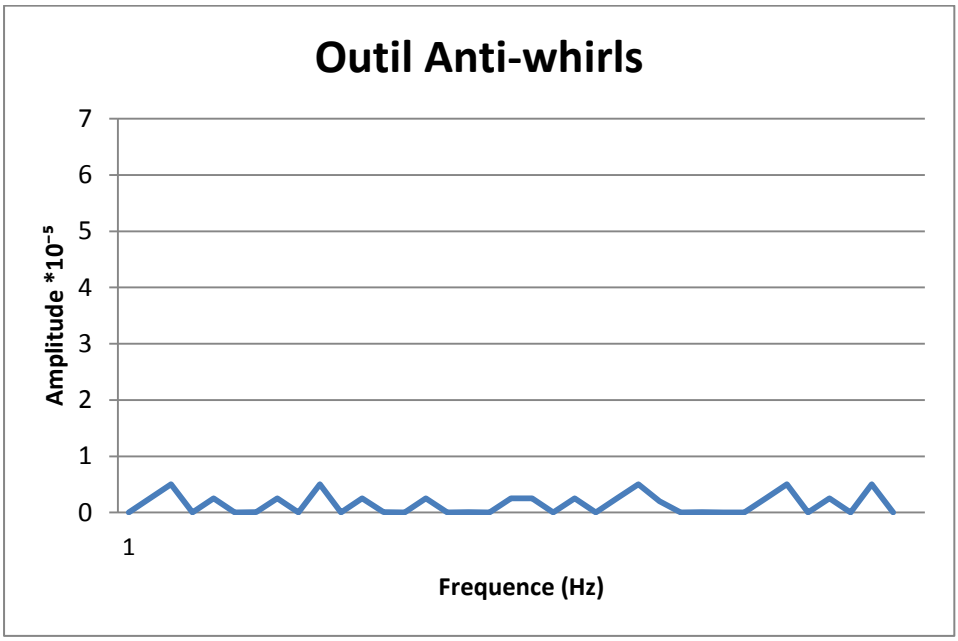


Fig. (47) : Changement d'amplitude par rapport à la fréquence de vibration pour un outil anti-whirls

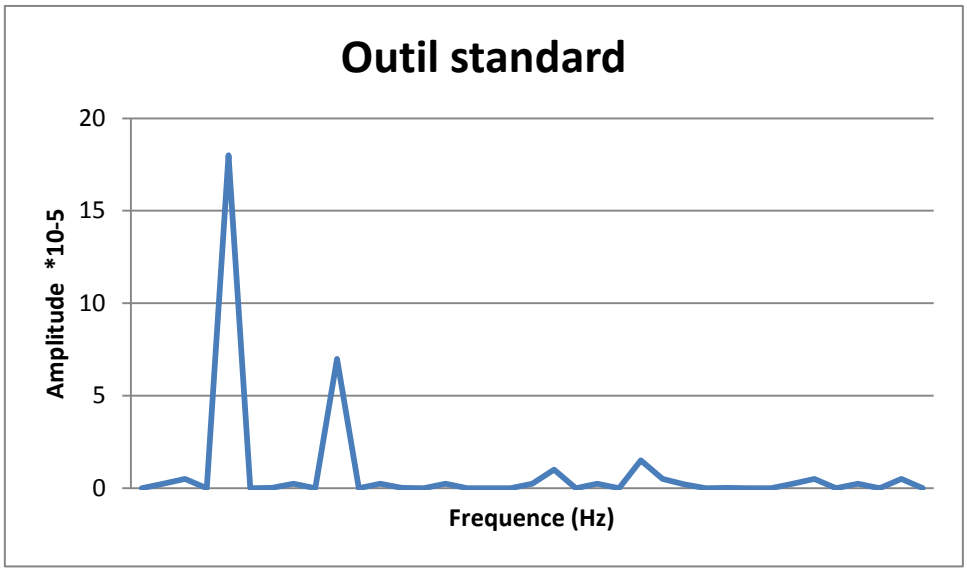


Fig. (47) : Changement d'amplitude par rapport à la fréquence de vibration pour un outil standard

Commentaire : On remarque que l'amplitude enregistré avec un outil anti-whirls est relativement faible par rapport à celle enregistré avec un outil standard. Pour un outil anti-whirls l'amplitude maximale est 0.5×10^{-5} par contre pour un outil standard elle atteint 18×10^{-5}.

On peut conclure que l'outil anti-whirls est efficace pour minimiser l'effort de vibrations et réduire les risques qu'engendres ces vibrations.

- Autres solutions :

Cette technique consiste à minimiser les vibrations de l'outil en réduisant son inclinaison, On considère donc que la réduction de l'inclinaison de l'outil augmentera sa stabilité. Cela peut être réalisé en plaçant une connexion immédiatement au-dessus de la structure de coupe qui permet un mouvement d'inclinaison de la BHA par rapport à l'outil. Le concept est schématisé dans la figure ci-dessous :

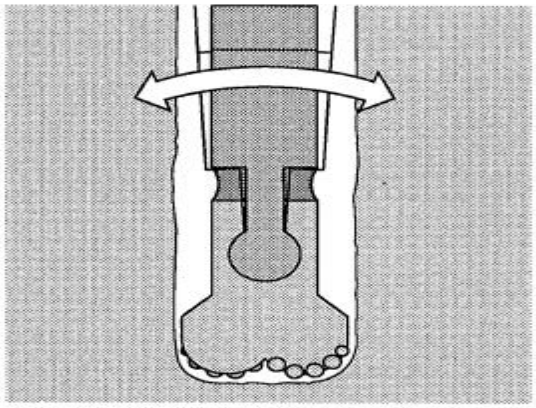


Fig. (49) : Technique flexible bit. [17]

- Utilisation d'un outil PDC Hybride

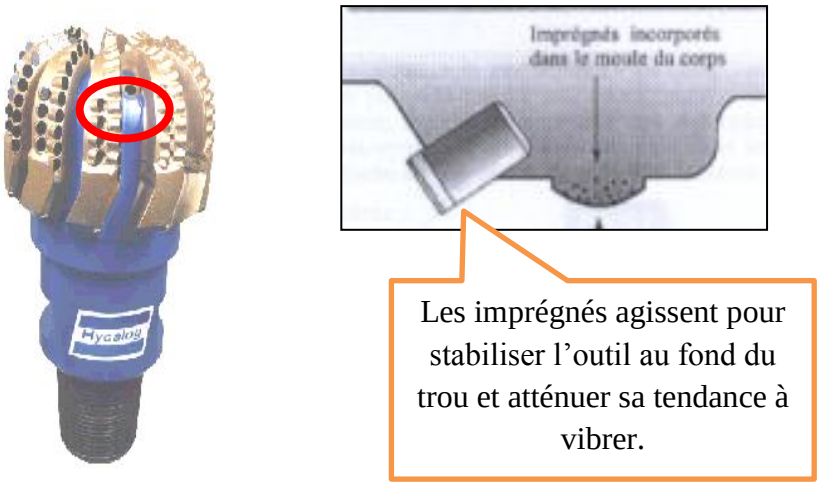


Fig. (50) : Outil Hybride. [17]

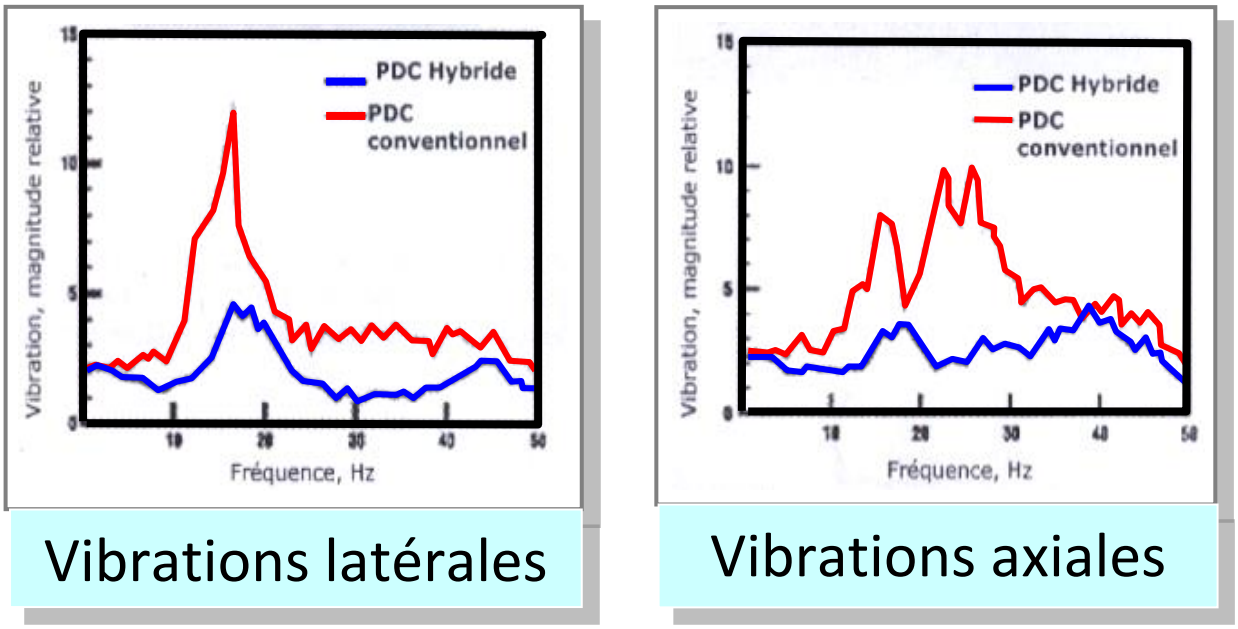


Fig. (50) : Comparaison de l'effet vibration entre un outil PDC et hybrides. [17]

Recommandations

Après l'analyse des problèmes rencontrés durant la phase 16" on peut citer les recommandations suivantes pour remédier ces problèmes :

1-Contrôler les paramètres de forage (WOB et RPM) surtout en traversant les formations tendres, pour contrôler la trajectoire du puits, et éviter de créer une forme spiralée du trou.

2-Le choix des garnitures (longueur, diamètre, type de masses-tiges, rigidité de la BHA, nombre de stabilisateurs, etc.) et le choix des outils sont importants.

3-Le programme de boue (choix du type, de la densité, des caractéristiques rhéologiques, hydrauliques, etc.) permettra de réduire les risques de rencontrer des problèmes.

4-L'utilisation des systèmes de mesures au fond du puits MWD afin d'évaluer en temps réel les vibrations tout près de l'outil de forage.

5-En cas d'observation des vibrations, remonter l'outil à environ 1m et reprendre le forage, cette solution et établie pour arrêter les vibrations axiales et latérales.

6-Diminuer la vitesse de rotation et le poids sur l'outil en cas de transition d'une formation tendre à une autre dure.

7-Effectuer un ramonage dans les zones suspecte à chaque ajout, pour bien travailler l'intervalle foré.

8-Suivi rigoureux de la rhéologie de la boue

9-Calibrer les stabilisateurs et le near bit (15 15/16"), une différence de 1/16" entre les stabilisateurs et le troue ne donne pas une grande marge à la garniture pour vibrer.

10-Une fois arriver à la TD circuler et injecter un bouchon visqueux pour assurer un bon nettoyage du trou afin d'éviter une accumulation des déblais dans l'espace annulaire qui provoque des coincements mécaniques de la garniture.

11-En remontée en cas d'observation de tirages, ne pas dépasser les 20T, la solution à établir, redescendre et remonter en circulation et rotation de la garniture.

12-En cas de coincement il faut toujours faire un battage au sens contraire du coincement (battage vers le bas en cas de coincement à la remontée).

13-Pour assurer une meilleure efficacité de la coulisse de battage, elle doit être correctement positionnée, elle ne sert à rien si elle se trouve sous le point de coincement, elle est peu efficace si elle est trop loin de ce point.

14-L'injection d'un bouchon d'acide en cas de coincement au niveau d'une formation carbonatée (Turonien), cette solution doit être la dernière solution à établir à cause du danger qu'elle représente sur le personnel et le matériel en cas de fausse manœuvre.

15-En cas de coincement au niveau du salifère, l'injection d'un bouchons d'eau permet de résoudre le problème, mais toujours faire attention à ne pas alléger la colonne hydrostatique.

16-Pendant les manœuvres, il faut s'assurer que le puits est aussi propre avant de commencer et de manœuvrer prudemment dans le découvert.

Conclusion

Durant la phase 16” deux problèmes majeurs se manifestent, les vibrations et les coincements.

Il existe trois types de vibrations : torsionnelles, latérales et axiales, elles peuvent causer des endommagements de l’outil et les stabilisateurs ; pour cela il faut atténuer ces vibrations par le contrôle des paramètres de forage.

Le coincement pendant la remontée se manifeste au niveau de trois formations :

- Le sénonien salifère, à cause de la forme spiralée du puits.
- Le turonien, à cause des cavages dans les calcaires causés par les vibrations.
- Le cénomanien, à cause des formations en escalier.

Ces coincements sont dus essentiellement à la nature des formations, et pour les éviter, il faut ajuster les paramètres de forage, et essayer d’amortir les vibrations.

En cas de coincement, l’utilisation de la coulisse de forage pour le battage au sens contraire du coincement permet de libérer la garniture, sinon on procède à l’injection d’un bouchon d’eau au niveau du salifère, ou un bouchon d’acide au niveau du turonien.

L’opération de cimentation est très importante, elle permet d’isoler les terrains aquifères et éviter tout contact avec les sels.

Une bonne cimentation est obtenue par une bonne préparation, et suivi rigoureux de l’opération.

Bibliographie

[1]. Drilling program BKN-1, 15/03/2017, SONATRACH, Ref : /SH/E-P/FOR/DDO/PFC/17.

[2]. Operations Summary, SONATRACH, Mai 2017.

[3]. Procedures de forage bassin de Berkine, SH-FOR, 2017.

[4]. Formularie de foreur, Edition Technique 1989.

[5]. Le forage, Jean-Paul Nguyen, IFP training Edition 1993.

[6]. Mud program (puits BKN-1).Mars 2017-AVA ALGERIA.

[7]. Paramètre et contrôle de forage par A.CHOQUIN, ISBN (EDITION COMPLETE).

[8]. SPE 10079, Pp 5-7 October 1981, Sosciety of Petroleum Engineers of AIME.

[9]. 28073-MS SPE, erhard Hoffers, Society on Petroleum Engineers 1994.

[10]. Blumberg.J, 1968, Oval mode and how they affect our operations, SCHLUMBERGER, Technical Review (16)/2, Pp:18-23 October.

[11]. Beghoul M.S (1987), Mode d'ovalisation des trous de forage.

[12]. Van Dyke O.W, Oil emulsion Drilling Mud, Word Oil 101, Novomber 1950.

[13]. Weichert J.P and Van Dyke O.W, Effect of oil emulsion Mud on drilling, Petroleum Enginners 22[12]; B-16 Novomber 1950.

[14]. The effect of use of oil in Drilling Mud, J.L Lummus, H.M Barrel and Harry Allen.

[15]. IPM stuck pipe Manual, IPM Schlumberger, February 2003.

[16]. Abbasian.F and V.A Dunayavsky, Application of stability approach to axial and lateral bit dynamics, SPE Drill and Completion, Vol 13 No 2, Pp 99.107.1998.

[17]. SPE 30475,Flexible Bit:A new anti-vibration PDC bit concept, P.Defoumy and F.Abbassian.