

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Forage et MCP

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Forage

Présenté Par:

**BOULAININE AMER
BOUHARAOUA NAZIH**

-THEME-

Etude des problèmes de forage liés à la boue
de forage dans le champ de Hassi Messoud,
cas de puits : OMG-501 dans le champ Hassi
Messoud

Jury:

Président:

MAA Univ.KM Ouargla

Rapporteur:

MAA Univ.KM Ouargla

Examineurs:

MAA Univ.KM. Ouargla

Année universitaire :2022/2023

Résumé :

Pendant le forage, Les problèmes rencontrés sont plusieurs et diverses, mais les plus souvent survenues dans les chantiers pétroliers sont le coincement et la perte de la boue.

Dans cette étude, on essaye de connaitre les sources de ces problèmes et les remèdes suivis et les précautions possibles qu'ils y a une relation avec les changements caractéristiques de la boue pour éliminer et éviter ces obstacles.

Et comme cas d'étude, le puits omg-501 qui subit un coincement et perte totale de la boue dans la phase 12 ¼''.

Notre but d'étude, est de trouver une solution des problèmes de forage sont liés à la boue, donc il faut prendre en considération les paramètres de la boue à chaque problème rencontré.

Abstract:

During drilling, various problems can occur, but the most common ones in oil fields are stuck pipe and lost circulation. this study aims to identify the sources of these problems, the remedies and precautions taken, and the possible relationship with changes in mud characteristics to eliminate and prevent these obstacles.as a case study, the omg-501 well, wish encountered a specific problem (stuck pipe and total loss of mud in the 12 ¼'' phase), will be analyzed. The purpose of this study is to demonstrate that most drilling problems are related to the mud, and therefore, mud parameters must be taken into account for each problem encountered

ملخص: خلال عمليات الحفر، يمكن أن تحدث مشكلات مختلفة، ولكن الأكثر شيوعًا في حقول النفط هي عائق الأنبوب المحتبس وفقدان الدوران. تهدف هذه الدراسة إلى تحديد مصادر هذه المشكلات والإجراءات والاحتياطات المتخذة، والعلاقة المحتملة بتغيرات خصائص الوحل للقضاء على هذه العقبات ومنعها. كدراسة حالة، سيتم تحليل بئر OMG-501 الذي واجه مشكلة محددة (عائق الأنبوب المحتبس وفقدان الدوران الكلي في المرحلة 12 ¼"). الغرض من هذه الدراسة هو إثبات أن معظم مشاكل الحفر ترتبط بإعدادات طين الحفر

Remerciement

Avant tous, nous remercions dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage et la patience pour réaliser ce travail malgré toutes les difficultés rencontrées .

Nous remercions infiniment tous qui nous a aidé de près et de loind'avoir compléter ce travail et dépasser tous les obstacles.

Nous adressons le grand remerciement à tous les profs de département du forage et mécanique des chantiers pétroliers.

Nous remercions notre encadrant M. FENAZI BILAL pour l'aide et les conseils qu'il nous a donné.

Dédicaces

Nous dédions ce Travail :

Nous dédions nos parents

Nous dédions nos frères et sœurs

Nous dédions toute nos famille et nos amis

Table des matières

Remerciement & Dédicace

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des symboles

Le sommaire

Introduction générale

Chapitre I : présentation de champ de HASSI MESSOUD

1. Situation géographique	3
2. Historique du découvert	3
3-Fiche Stratigraphique du puits	4
4-description lithologique	6
4.1. La Description de couche géologique trias Salifère	6
4.2. La Description de couche géologique Argileux	6
4.3. La Description de couche géologique Gréseux	6
5. Programme de forage du puits omg-501	6
6. Le programme de la boue a La phase 12"1/4	8

Chapitre II :généralité sur le fluide de forage et les problèmes de forage

I -Aperçu sur les fluides de forage

2-1 :introduction	10
2-2 : définition de fluide de forage	10
2-3 : rôle de fluide de forage	10
2-4 : les types de fluide de forage	12
2-4-1 :la boue à base d'eau	12
2-4-2 :la boue à base d'huile	13
2-5 :les caractéristiques de fluide de forage et leur propriétés	13
2-6 : le système de circulation de la boue	17

II-Aperçu sur les problèmes de forage lié à la boue

Introduction	18
2-7-1 :le coincement	18
2-7-1-1 : la définition de coincement	18
2-7-1-2 : les types de coincement dû à la boue	18

2-7-1-2-1 :coincement par instabilité des formations	18
-argiles fluentes	19
-argiles feuilletés	20
-les couches de sel	21
2-7-1-2-2 :le coincement par pression différentielle	22
2-7-1-2-3 : le coincement mécanique	24
-un grand épaisseur de cake	24
-sédimentation des déblais et mauvais nettoyage de trou	24
2-7-1-4 :le traitement des coincements	25
-injection de bouchonnes d'acide	25
- le battage	27
-le dévissage back off	31
-le side track	32
2-7-1-5 :des précautions pour éviter le coincement	33
2-7-2 :le perte de circulation	34
2-7-2-1 :la définition de perte de circulation	34
2-7-2-2 :les types de pertes de circulation	34
2-7-2-2-2-1-1 :les perte de circulation partiel	34
2-7-2-2-2-1-2 : les perte de circulation totale	34
2-7-2-3 :la nature des pertes	34
2-7-2-3-1 :le perte de circulation par craquage	34
2-7-2-3-2 : le perte de circulation naturelle	34
2-7-2-3-3 : le perte de circulation par filtration	34
2-7-2-3 :les causes des pertes lié à les caractéristiques de la boue	35
-pression de boue très élevée	35
-cause liée à la rhéologie de la boue	35
-cause lié à la thixotropie	35
2-7-2-4 :les conséquences des pertes	35
2-7-2-5 : les formations susceptibles de pertes	35
-les formations perméables ou non consolidés	36
-les formations cavernueuses	36
-les formation fragiles	36

-les formations fracturés naturellement	36
2-7-2-6 :le traitement des perte	37
1- Agents de colmatage dans la boue	37
2- Système de mélange en surface	39
3- Système de mélange au fond	40
2-7-2-7 :les précaution à prendre pour éviter les pertes	41

Chapitre III : l'étude de cas de puits omg-501

III-1-introduction	43
III-2-le profil de puits omg-501	43
III-3- les données géologiques de puits	43
3.1 - Aperçu litho-stratigraphique du puits	43
4-les types de tubage utilisés dans le puits	47
5-l'étude de cas	48
5-1- Le problème de cette phase	49
5-2- Description et solution de ce problème	49
6-les opération de tubage et cimentation (phase 12 ¼'')	50
7-la courbe d'avancement de puits	54
Conclusion générale	56
Bibliographie(références)	

Liste des figures

Figure I.1 :situation géographique du champ HASSI MESSAUD	3
Figure II-1:Rhé-gramme	15
Figure II-2:système de circulation de la boue	18
FigureII-3 :coincement par des argiles fluentes	20
FigureII-4 :coincement par des argiles feuilletées	21
FigureII-5 :coincement par des couches de sel	22
FigureII-6 :principe de coincement par pression différentielle	23
FigureII-7 : coincement par sédimentation des déblais	25
FigureII-8 :le déplacement d'un bouchon	27
FigureII-9 : Battage vers le bas	28
FigureII-10 : Battage vers le haut	29
FigureII-11: Coulisse hydraulique de forage (Drilling jar)	30
FigureII-12 : side track en trou ouvert	32
FigureII-13 : Side track avec Whipstock.	33
Figure III-1 : le profil de puits omg-501	43
Figure III-2 :la courbe d'avancement le puits omg-501	54

Liste des tableaux

Tab I.1 : fiche stratigraphique du puits	4
Tab I.2 : les étages de la phase 12 ¼'' et son intervalle	7
Tab I.3 : les paramètres d'outils de la phase 12 ¼''	8
Tab I.4 : les paramètres de boue de la phase 12 ¼''	8
TabII.1 : des produits secs et leurs densités moyennes	14
TabII.2 : les agents colmatant et leurs paramètres	38
Tab III.1 : la longueur et la cumule de chaque point en liner	48

Liste des symboles

MD :measurement depth

SPE :stantané potentielle électrique

PREVIS :prévisionnelles

LD :lias dolomitique

LS :lias salifère

TS :trias salifère

TD :true depth

TVD :true vertical depth

OWC :contact water oil

SBT :test shoe bond

EMW :equivalent mud weight

GR :gamma ray

CCL :complément circonstancielle de lieu

VDL :variable densité log

N°S :numéro de série

ROP :rate of pénétration

RPM :rotation par minute

SPP :stand pipe pressure

WOB :weight on bit

MW :mud weight

FV :viscosité fine

PV :la viscosité plastique

YP :yield point

H/E :le raport huile sur l'eau

MWD :measurement while drilling

API :american petrolieum institut

RPM :rotation par minute

CP :centipoise

YV :yield value

CF :coefficient de friction

DC :drill collar

T :tonnes

CBL :ciment bond log

P_{BOUE} :pression de la boue

P_{FRAC-roche} :pression de fracturation

P_{couche} :pression de couche

P_f :pression de formation

P_g :pression de gissement

OBD :over balanced drilling

LCM :loss circulation matériel

CSG :casing

EP :eppaisseur

DP :drill pipe

FIT :test intégration formation

BOP :blow out prevented

D_{INT} :diamètre intérieur

D_{OUT} :diamètre exterior

LPM :litre par minutes

NPT :non productive time

Introduction générale

Le forage est l'ensemble des opérations permettant de forer différentes couches géologiques pour arriver à une ou des réservoirs susceptibles de contenir des hydrocarbures, malgré les précautions prises et la bonne connaissance de la géologie de la terre et les paramètres de forage mais pendant la réalisation d'un puits de forage, il existe des obstacles liés à la boue de forage qui ralentissent l'avancement du forage.

Le coincement et les pertes de boues sont les obstacles majeurs les plus souvent rencontrés dans les chantiers pétroliers, ces problèmes suggèrent l'introduction d'autres opérations spéciales nécessitant des surcoûts considérables à pour le but d'analyse.

Ce mémoire analyse les problèmes rencontrés dans les chantiers pétroliers dans le champ de Hassi Messaoud causés par les paramètres des boues soit par des erreurs humaines au moment de traitement de la boue à la surface soit par le changement des propriétés au fond de puits, et on essaye de trouver des solutions ou au moins minimiser l'impact de ces difficultés au cours de forage.

Notre travail consiste à 3 chapitres :

Chapitre 1 : La description lithologique de champ de Hassi Messaoud.

Chapitre 2 : Généralités sur les fluides de forage et sur les problèmes de forage.

Chapitre 3 : Etude de cas de coincement et de perte des puits OMG-501 dans le champ de Hassi Messaoud. Et en terminant par une conclusion générale.

Chapitre I :

Présentation de champ de Hassi Messoud.

Chapitre I :présentations de champ HASSI MESSOUD

1-Situation géographique :

Le champ de Hassi Messoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il se situe à environ 850 km au Sud-Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne. [3]

Il a pour coordonnées Lambert :

$X = [790.000 - 840.000]$ Est $Y = [110.000 - 150.000]$ Nord

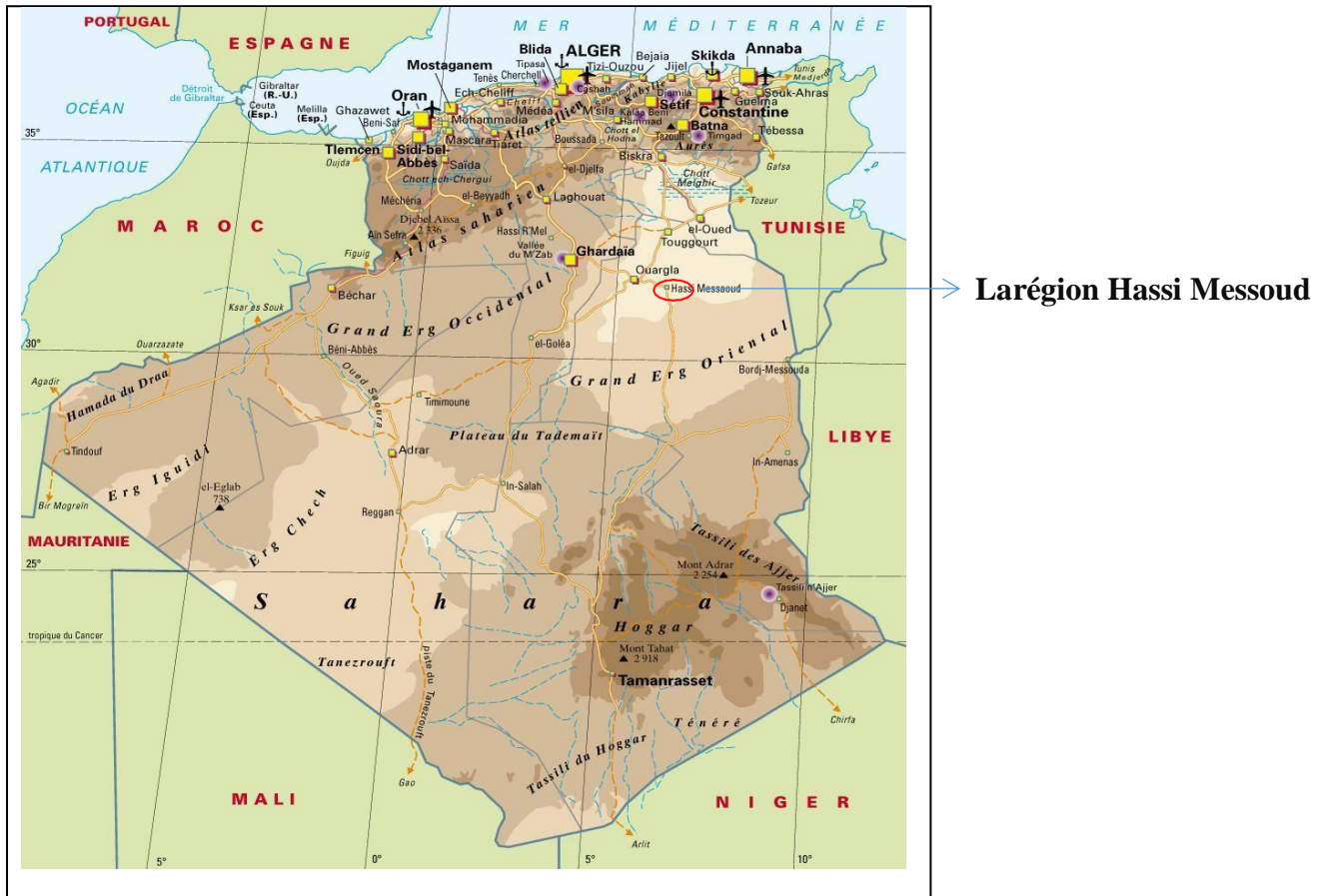


Figure I.1 : Situation géographique du champ Hassi Messoud.

2-Historique du découvert : Hassi Messoud est une ville située dans le sud de l’algérie, et exactement dans le sud-est de l’algérie, la région est connue grâce à sa production de pétrole et de gaz naturel, et elle existe dans le bassin de Berkine. Les formations sédimentaires incluent des grès, des argiles et des calcaires qui se sont formés au cours du mésozoïque, du paléozoïque et du cénozoïque. Les formations plutoniques comprennent des granites et des diorites qui se sont formés au cours du paléozoïque et du mésozoïque. Il y a eu plusieurs études géologiques menées dans la région de Hassi Messoud au fil des années, qui ont été publiées dans des revues scientifiques et des rapports techniques. [2]

Chapitre I :présentations de champ HASSI MESSOUD

Après la mise en évidence par la sismique de la structure de Hassi Messaoud en 1956. la zone compose d'un vaste dôme structural sur lequel la société "SN REPAL" à implanter le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile. [3]

En mai 1957, la société "CFPA" a réalisé un puits Om1 à environ 7Km au Nord-Ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes :

- C.F.P.A pour le champ Nord.
- SN.REPAL pour le champ sud. [3]

3-Fiche Stratigraphique du puits :[15]

Tableau I.1 : Fiche stratigraphique du puits.

Ere	Système	Formation	Tops (m)			Epais. MD	
			Géologiques				
			Prévis.	Réels			
MD	SPE						
CENO- ZOÏQUE	Néogène	Mio-Pliocène	11	11		246	
	Paléogène	Eocène	259	257		127	
MESOZOÏQUE	CRETACE	Sénonien Carbonaté	331	284		97	
		Sénonien Anhydritique	482	481		220	
		Sénonien Salifère	703	701	689	176	
		Turonien	801	877	874	81	
		Cénomanién	960	958	852	121	
		Albien	1121	1079	1082	379	
		Aptien	1459	1458	1457	21	
		Barrémien	1484	1479	1481	246	
		Néocomien	1726	1725	1707	185	
	JURASSI QUE	Malm		1927	1910	1909	237
		Dogger	Argileux	2149	2147	2148	104
Lagunaire			2255	2251	2258	224	

Chapitre I :présentations de champ HASSI MESSOUD

		Lias	L.D.1	2474	2475	2479	71
			L.S.1	2553	2546	2552	85
			L.D.2	2640	2631	2628	51
			L.S.2	2687	2682	2685	62
			L.D.3	2744	2744	2746	36
	TRIAS	TS1		2779	2780	2780	52
		TS2		2835	2832	2834	153
		TS3		2989	2985	2993	227
		Trias arg (G10)		3213	3212	3215	53
		Trias arg (G20)		3266	3265	3269	25
		Trias arg (G30)		-	3290	3291	17
		Trias arg (G35)		3310	3307	3306	26
		Argilo-gréseux & Carbonaté (G50)		3341	3333	3339	31
Andésitique		-	-	-	-		
PALEOZOÏQUE	ORDOVICIEN	QDH	Erodé	-	-	-	
		Grès d'El Atchane	Erodé	-	-	-	
		Argiles d'El Gassi	Erodé	-	-	-	
		Zone Des Alternances	Erodé	-	-	-	
		Réservoir Ri (D5)	Erodé	-	-	-	
	CAMBRIEN	Réservoir Ra D4	Erodé	-	-	-	
		D3	Erodé	-	-	-	
		D2	Erodé	-	-	-	
		DH/ID		3377	3364	3367	23
		D1		3395	3387	3393	26
		ZPSG		3423	3413	3419	6
		R2ab		3429	3419	3425	40
	Profondeur finale		Well TD TVD	3459	3459	3465	-
		OWC	3515	-	-	-	

Chapitre I :présentations de champ HASSI MESSOUD

4-Description lithologique :

La série stratigraphique du champ de Hassi Messoud est représentée de haut en bas par les formation suivant :

Dans cette étude on a intéressé par les formations Trias Argileux Gréseux(la zone qui survienne le coincement et la perte totale).

4-1-Trias :

Représenté par quatre niveaux :

Salifère : Subdivisé en trois horizons.

TS1 : d'une épaisseur de 46m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.

TS2 : Sel massif à intercalations d'anhydrite blanche et d'argile gypsifère silteuse (e =189m).

TS3 : Sel massif à traces d'argile silteuse, tendre (e = 202m).

Les horizons TS2 et TS3 sont le siège de manifestations d'argiles fluentes.

4-2-Argileux : Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet (e = 113m).

4-3-Gréseux : Grés fin à ciment argileux (e = 35m).

Les terrains du Trias argilo-gréseux : sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position ou l'on se trouve sur le champ. Le Trias repose en discordance directement sur le Cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien au niveau des zones périphérique, a mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. [3]

5-Programme de forage du puits omg-501 : [13]

Le programme de forage de puits a divisé à 6 phases :36'',26'',16'',12 ¼'',8 ½'',6''.

Mais dans notre étude, le cas est fait à la phase 12 ¼''donc ont intéressé à cette phase uniquement.

d/phase 12 ¼'' :

Début de Phase : 21/11/2018 à 14h30mn

Fin de Phase : 12/02/2019 à 00h00mn

Intervalle : 2362m à 3301m

Chapitre I :présentations de champ HASSI MESSOUD

Durée : 30.68 jours

Sabot 9⁵/₈ : 3285m

Durant cette phase, le forage a traversé les étages suivant:

Tableau I.2 : Les étages de la phase 12 ¼'' et son intervalle.

Etages	Intervalle (m)
Dogger Lagunaire	2362-2475
Lias LD1	2475-2546
Lias LS1	2546-2631
Lias LD2	2631-2682
Lias LS2	2682-2744
Lias LD3	2744-2780
Trias TS1	2780-2732
Trias TS2	2832-2985
Trias TS3	2985-3212
Trias Argileux G10	3212-3265
Trias Argileux G20	3265-3290
Trias Argileux G30	3290-3301

Elle a été entamée par la descente d'un outil PDCN°04, de type SP619A, SN:7619J18, dusé en (9*19)/32'', qui a foré le ciment de 2316m à 2354m, où un déplacement de Boue 1.25sg par 2.10sg a été réalisé, l'outil a continué le forage du ciment et le Sabot jusqu'à la cote 2362m, puis il a pénétré 02 mètres dans la formation; après le nettoyage de trou et l'homogénéisation de la boue, un SBT a été réalisé :

Un test SBT a été réalisé à la cote 2364m, donnant les résultats suivants

-Test line to 3000 psi -OK-

- Build up Pressure = 671 psi.

Chapitre I :présentation de champ de Hassi Messoud

-Stabilized at 650psi - (EMW=2.30 SG), Held f/10mn.

-Pumped 4.27bbls / Recovered 3.9bbls (91.33% return) after bleed off pressure.

L'outil continua le forage dans la formation jusqu'à la cote 2527m avec un avancement moyen de 4.04 m/h ; il fut remonté librement jusqu'en surface suite au lentement de forage.

L'usure de l'outil N°04 était de : 1-5-BT-S-X-I-PO-PR.

L'outil PDC N°05, de type SP619A, SN:7609J18, dusé en (9*19)/32'', continua le forage de la cote 2527m a 3301m (TD) avec un avancement moyen de 9.24 m/h; il fut remonté librement jusqu'en surface.

L'usure de l'outil N°05 était de: 1-3-CT-S-X-I-PN-TD.

Des opérations électriques GR -SONIC-CALIPER- CCL/VDL – DENSITE ont été réalisé.

Paramètres d'outils

Tableau I.3 : Les paramètres d'outils de la phase 12 ¼''.

N°	Type	N°S	Diam (")	Duses (/32")	Intervalle (m)	ROP (m/h)	Débit (l/mn)	RPM (t/mn)	SPP (psi)	WOB (t)
04	SP619A	7619J18	12.25	9*19	2362- 2527	2.98	1310- 2580	75-165	2725- 3800	6-21
05	SP619A	7609J18		9*19	2527- 3301	9.24	2213- 2638	132-161	2196- 2598	11-23

6-programme de la boue de forage : [14]

Phase 12 ¼'':

Type de boue : OBM.

Tableau I.4 : Les paramètres de boue de la phase 12 ¼''.

MW (Sg)	FV (Sec)	PV (Cp)	YP	Filtrat	H/E
2.10-2.14	87-124	32-76	8-36	5-9.2	70/30-89/11

Chapitre II :
Généralité sur les fluides et les problèmes
de forage.

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

1-Introduction :

La boue de forage est considéré un système indispensable dans les chantiers pétroliers grâce à son rôle fondamental pour la réussite de l'opération, ainsi que ce fluide est représenté la colonne de pression hydrostatique sur la formation et c'est la première barrière en cas de venue dans le puits.

Le mauvais traitement de la boue peut être provoquer des problèmes nécessite des couts élevée et perte de temps, et elle joue un rôle dans la plupart des cas de coincement et de perte de la boue.

2-Aperçu sur les fluides de forage :

2-1-La définition de fluide de forage : Le fluide de forage c'est un système contenu des différents composants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, etc....).[17]

2-2-Role de fluide de forage :[6] la boue de forage peuvent assurer les fonctions suivantes :

2-2-1-Nettoyage du puits : La boue doit débarrasser le puits des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés « cuttings » ou « déblais ». [6]

2-2-2-Maintien des déblais en suspension :

Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation. [6]

2-2-3-Sédimentation des déblais fins en surface :

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles. [6]

2-2-4-Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde :Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique.[6]

2-2-5-Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits : La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles, que le trou conserve un diamètre

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

voisin du diamètre nominal de l'outil. Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc. Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches. [6]

2-2-6-Dépôt d'un cake imperméable : La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage, ce film est appelé cake. Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits. [6]

2-2-7-Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile : Afin d'éviter le débit dans le puits des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement. La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum. [6]

2-2-8-Augmentation de la vitesse d'avancement : Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage. Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils. [6]

2-2-9-Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.) : Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement des aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits (colmatant). [6]

2-2-10-Diminution du poids apparent du matériel de sondage : Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages, ceci permet de réduire la puissance exigée au levage. [6]

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

2-2-11-Apport de renseignements sur le sondage : La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. Ces renseignements sont obtenus :

- Par les déblais remontés avec la circulation du fluide.
- L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue.
- La détection de gaz ou autres fluides mélangés à la boue. [6]

2-2-12-Contamination des formations productrices : La présence d'un fluide au droit de formations poreuses et perméables peut exercer une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement. Cela peut nuire à la future mise en production de cette zone. [6]

2-2-13-Corrosion et usure du matériel : Le fluide peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs. Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique (présence d'ions) due à un déséquilibre chimique. [6]

2-2-14-Toxicité et sécurité : La boue de forage ne devra pas présenter de danger pour la santé du personnel. Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation de boues à base d'huile. [6]

3-les types des fluides de forage :

On peut classer deux types de boues de forage rencontrés ce sont:

- ❖ Fluide ou boue à base d'eau (Water Based Mud).
- ❖ Fluide ou boue à base d'huile (Oil Bas mud). [7]

3-1-Boues à base d'eau :

Les boues à base d'eau sont des boues qu'elles contiennent la phase continue est l'eau, elle est chargée en NaCl. Elles sont plus souvent utilisées pour forer les sections supérieures d'un puits. Pendant le forage, la composition et les propriétés de la boue peuvent modifier car les matériaux des formations creusées s'associent dans ce fluide. Elles se présentent principalement comme suit :

-Les boues douces dont la teneur en NaCl est en quelques g/l. Ces boues douces (benthoniques) sont essentiellement constituées par une suspension colloïdale d'argiles, plus précisément de la bentonite sodique dans l'eau. La concentration en bentonite varie généralement entre 30 à 70 kg/m suivant le rendement de la bentonite et les

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

caractéristiques de la boue désirées. [7]

Cependant, parfois des traitements supplémentaires pourront être faits avec des phosphates. Les boues salées dont la teneur en NaCl peut être comprise entre quelques dizaines de g/l et la saturation. Ces boues sont utilisées pour la forer des zones salifères pour prévenir le cavage et elles sont constituées d'eau, de sel (généralement NaCl), de colloïdes minéraux (attapulgite ou sépiolite), de colloïdes organiques (amidon), d'un fluidifiant minéral ou organique (chaux, soude). [7]

3-2-Boues à base d'huile :

La phase de ces fluides est une huile minérale (pétrole brut, gaz oil, etc.) et la phase dispersée (discontinue) est de l'eau, une portion 50% ou plus en un volume. Tout en conservant l'avantage d'une phase externe contenant plus de 50% d'eau sont appelés boue de forage à émulsion inverse et au-dessous on a des boues à base d'huile. [7]

Elles sont utilisées généralement pour creuser les phases inférieures d'un puits et les phases réservoirs, elles sont plus chères que celles à base d'eau. [7]

4-Caractéristiques et propriétés des fluides de forage :[18]

Pendant le forage, la surveillance et la caractérisation des boues de forage sont réalisées selon des normes précises éditées par l'API (API 13A, 2004). Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement dépendent de quatre paramètres quelles sont : la densité, la rhéologie, le filtrat et le ph. [18]

4-1-La densité

La densité est le quotient de division de la masse volumique d'un corps sur la masse volumique d'un corps de référence dans les mêmes conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps (l'eau à 4°C pour les liquides et les solides et l'air pour les gaz). Elle s'exprime par un nombre sans unité. Le dispositif qui mesure la densité des fluides de forage est le densimètre dont le principe est analogue à celui de la balance romaine à curseur. [18]

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

Tableau II.1 : Des produits secs et leurs densités moyennes

Produits	Densité
Ciment	3.3
Carbonate de calcium	2.7
Gypse	2.3
Barytine	4.3
Sel (NaCL)	2.17
Galène	6.2
Argile	2.5

4-2-La rhéologie :

La rhéologie est la science consacrée à l'étude de la déformation et de l'écoulement de la matière. Dans ce domaine, les boues de forage vont être définies par certain nombre des caractéristiques : viscosité, gels, filtrat. Dont le contrôle et la mesure ont une grande importance pratique car elles conditionnent :

- Le bon fonctionnement des pompes et la pression de refoulement.
- L'instabilité de formations fragiles soumises à l'action de la circulation.
- L'élimination des déblais en surface.
- Le nettoyage du trou. [18]

Les notions de viscosité plastique (VP), viscosité apparente (VA), "yield value" (YV) et Gels identifient parfaitement le comportement d'un fluide à base de bentonite en écoulement et au repos, et sont utiles pour caractériser la boue de forage. elles communément associés à la limite d'écoulement, sont utilisées couramment dans la littérature concernant les boues forages. Le graphique ci-dessous (Figure II.1), appelé Rhé-gramme, représente le comportement d'un fluide, dans diverses circonstance. c'est à dire dans les différentes parties du circuit de boue. [18]

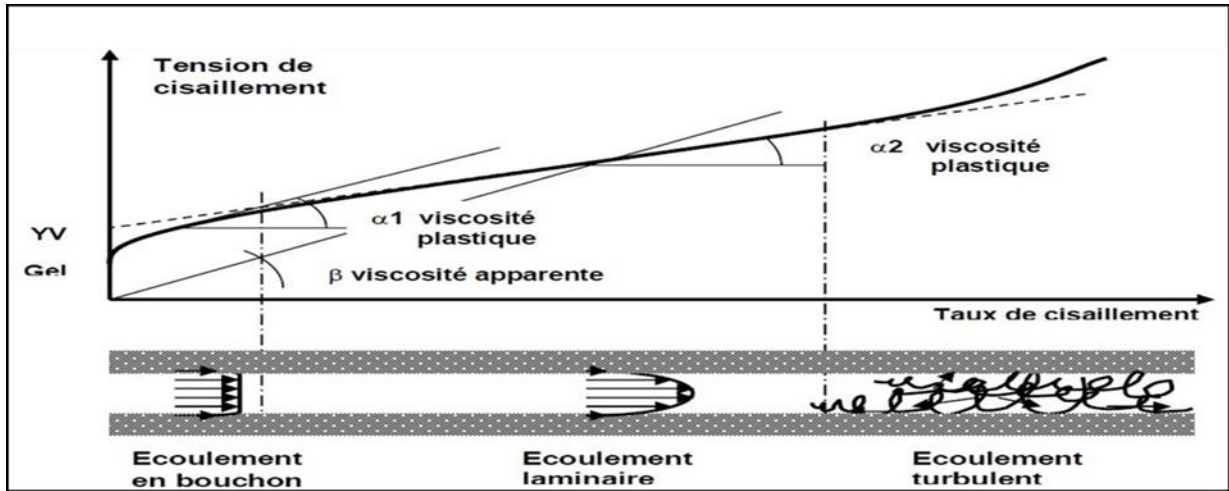


Figure II-1 : Rhé-gramme

L'axe des abscisses représente le "taux de cisaillement" il s'agit d'un " gradient de vitesse (rapport d'une vitesse à une distance), on peut considérer que cette valeur est linéairement proportionnelle à la vitesse de circulation du fluide, qui lui est appliquée par une pompe ou par une charge quelconque. L'axe des ordonnées désigne la "tension de cisaillement". On peut prendre en compte qu'elle caractérise la "difficulté" qu'a un fluide à s'écouler lorsqu'il est soumis à une force, comme celle transmise par une pompe, elle est donc exprimée en termes de "contrainte" représentent la "résistance" à l'écoulement. [18]

4-2-1 : La viscosité plastique (VP) :

C'est le rapport de la tension de cisaillement au taux de cisaillement. Elle est exprimé par la pente de la courbe tracée en gras. Elle caractérise donc bien, pour chaque vitesse, la résistance à l'écoulement. On remarque qu'elle est variable. Notamment, elle est élevée pour des vitesses très faibles, (zone d'écoulement en "bouchon"), puis elle baisse et tend à se stabiliser à une valeur constante lorsque l'écoulement reste laminaire. C'est cette valeur constante de la VP qui distingue une boue benthonique. La valeur de VP (en cp), mesurée au Viscosimètre FANN, est : $VP = \text{Lecture à } 600 \text{ rpm} - \text{Lecture à } 300 \text{ rpm}$. [18]

4-2-2 : La viscosité apparente (VA) :

Comme le montre le graphique ci-dessus, il s'agit aussi d'une grandeur de type "viscosité" puisque c'est un rapport Tension de cisaillement au Taux de cisaillement. Par définition, pour les boues de forage, c'est la valeur de la pente de la droite qui relie l'origine à tout point du rhéo-gramme. La viscosité apparente mesurée au viscosimètre FANN est la valeur correspondante à 600 rpm. Sans donner une idée précise sur son attitude rhéologique, elle ne représente, comme la viscosité Marsh, qu'un indicateur simple de la viscosité. La valeur de VA

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

(en cp) mesurée au Viscosimètre Fann, est :

$$VP = \text{Lecture à 600 rpm} - \text{Lecture à 300 rpm. [18]}$$

4-2-3 : La viscosité apparente (VA) :

Comme le montre le graphique ci-dessus, il s'agit aussi d'une grandeur de type "viscosité" puisque c'est un rapport Tension de cisaillement au Taux de cisaillement. Par définition, pour les boues de forage, c'est la valeur de la pente de la droite qui attache l'origine à tout point du rhéo-gramme. La viscosité apparente mesurée au viscosimètre FANN est la valeur correspondante à 600 rpm. Sans donner une idée précise sur son attitude rhéologique, elle ne représente, comme la viscosité Marsh, qu'un indicateur simple de la viscosité. La valeur de VA (en cp) mesurée au Viscosimètre Fann : $VA = \text{Lecture Fann à 600 rpm} / 2$. [18]

4-2-4 : Le gel 0, gel 10 et la contrainte seuil "yield point" :

Le graphique met en évidence sur l'axe des ordonnées ces valeurs qui correspondent toutes à des contraintes. Gel 0 et Gel 10 signifient qu'au repos, autrement dit sous vitesse égale à zéro, la boue constitue un gel et présente une résistance à l'écoulement. Le Gel 0 caractérise une boue dont le mouvement vient de cesser. On le mesure avec le viscosimètre FANN, et on l'exprime en Pascal (Pa) ou en Livres / 100 pieds². Le Gel 10 caractérise la boue après un repos de 10 minutes. Il s'exprime comme le gel 0 et lui est généralement supérieur, ce qui traduit la capacité qu'a la bentonite à reconstruire sa structure après un temps donné c'est ce qu'on appelle thixotropie (phénomène réversible) Grâce à l'existence de Gel 0 et de Gel 10 il y'a deux avantages pour les fluides de forage ces sont :

Ils empêchent l'écoulement, par conséquent les infiltrations dans les terrains poreux et finement fissurés. [18]

Ils empêchent au repos, la sédimentation d'une grande partie des résidus de forage. La valeur de YV (en livres / 100 pieds²) se calcule à partir des mesures de VP et de VA est :

$$YV = (VA - VP) * 2$$

4-3-Le filtration et le cake :

Lorsque la boue se trouve en contact des parois plus ou moins perméables du puits, la partie liquide filtre dans la formation en déposant sur les parois sa partie solide que l'on appelle « cake », dans un puits, on a distingué deux types de filtration, si le fluide en circulation se produit la filtration dynamique et la filtration statique se produit lorsque le fluide est ne circule pas. Il est extrêmement nécessaire de connaître les caractéristiques de filtration. En effet les hauts filtrats peuvent délité les formations délicates (argile marnes) et provoquer les éboulements, de plus le cake déposé peut être épais au point d'empêcher le passage de la

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

garniture de forage. [18]

4-4-Le ph : Il faut Le PH de la boue de base est approximativement neutre ou légèrement alcalin doit être corrigé suivant les couches géologiques traversées et le changement de la composition de la boue. En contrôlant le PH, il est nécessaire connaître la compatibilité entre le fluide de forage et les formations géologiques. comme exemple une roche est acide si elle est très riche en silice, substance pratiquement insoluble, qui n'agit donc pas directement sur l'eau . [18]

5-Le système de circulation de la boue : Au cours de forage, la boue de forage passe par un circuit fermé contient plusieurs étapes quelles sont :

1.La boue est mélangée et conservée dans un bac. [17]

2.Une pompe canaliser la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits. [17]

3.La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où l'outil est en train de forer la formation rocheuse. [17]

4.La boue prendre ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais (cuttings), qui ont été déchirer par l'outil. [17]

5.La boue remonte à travers l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du trou. [17]

6.A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue qui guider au moud box après dans les tamis vibrants. [17]

7.Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bac de décantation. [17]

8.Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. Notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet suivant des impératifs environnementaux. Une partie des déblais est prélevée pour être analysée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits. [17]

9.Ensuite la boue est renvoyée à partir de bac de décantation vers le dessableur qui sert à éliminer les sables après elle passe vers mud cleaner pour continu l'élimination des fines particules du sable.[17]

10.Après le traitement de la boue, elle a réinjecter dans le puits en des caractéristique spécifiques (circuit fermé).

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

La figure ci-dessous présente clairement ce système de circulation :

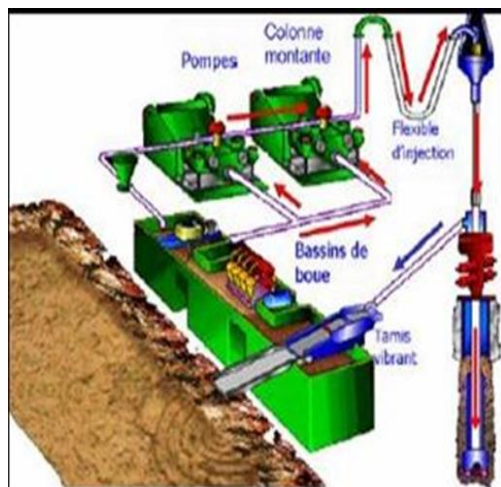


Figure II-2(a)

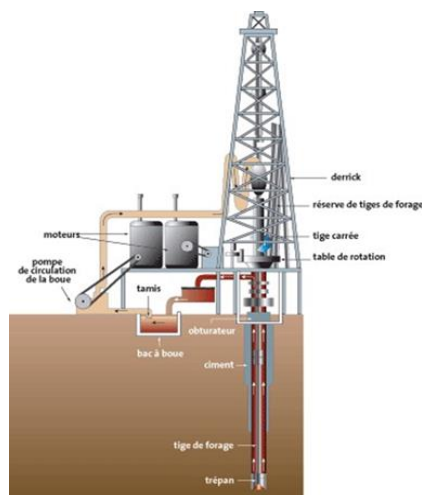


Figure II-2(b)

Figure II-2 : Système de circulation de la boue.

II-Aperçu sur les problèmes de forage :

1-1-Introduction : En cours de forage, quelques soit les causes de perte de temps et des couts sont considérés des barrières contre la réussite de l'opération. Parmi ces obstacles majeurs et les plus souvent rencontrés dans les chantiers de forage pétrolière sont le coincement et le perte de la boue.

1-2-Le coincement :

1-2-1-La Définition : Le coincement est un barrière qui peut provoquer l'arrêt de forage et indique le faite que la garniture soit prise au piège dans le puits, dans lequel ne peut plus bouger ni vers le haut ou vers le bas ceci peut avoir plusieurs cause selon l'état de la garniture qu'elle soit mobile ou immobile. [11]

1-2-2-Les types de coincement : Le changement des caractéristiques de la boue capable provoquer trois types de coincement ces sont :

1-2-2-1-Le coincement par instabilité des formations: Ces coincement surviennent au niveau de certaine formation rendues instables par la présence d'un trou et du boue de forage, une déformation de trou à crier grâce à cette perturbation qui peuvent provoquant un coincement partiel ou total de la garniture et peut être la circulation est perdu complètement. [5]

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

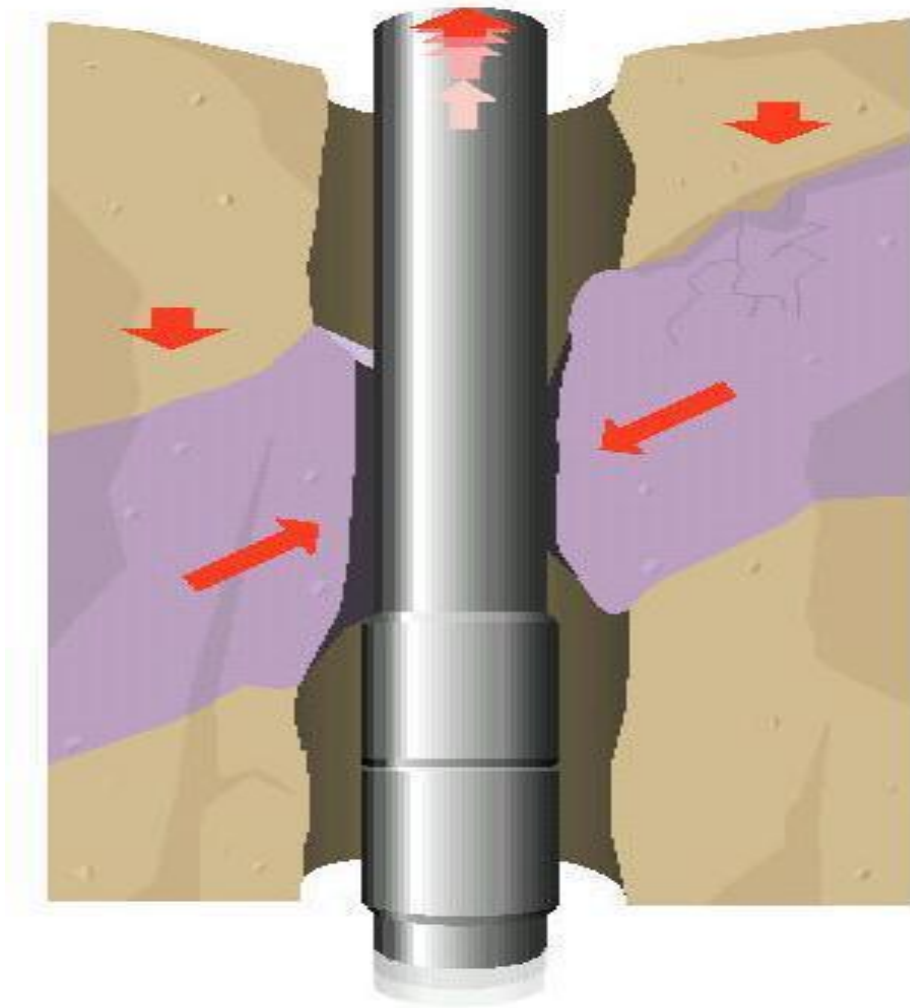
A-Coincement à cause des argiles fluents : Ces argiles sont un ensemble des feuillets qui sont faiblement liés entre eux .ces argiles se gonflent en absorbant une grand quantité d'eau libre (provenant la boue) entre les feuillets qui glissent les uns sur les autres, le puit se referme graduellement et coince la garniture si ce phénomène n'est pas rapidement contrôlés. [5]

Ses signes :

- Une augmentation de la teneur en solides dans la boue.
 - Des accrochages lorsque l'on dégage du fond.
 - Une élévation du couple de rotation en forage.
 - Des montées de pression allant jusqu'à impossibilité de circuler.
 - Un changement des caractéristiques rhéologiques de la boue (augmentation de la viscosité).
- [5]

Précaution :

- Élever le débit de circulation.
- Choix de type de boue.
- Alourdir la densité de la boue.
- Ajouter un lubrifiant approprié dans la boue.



FigureII-3: Coincement par des argiles fluides.

B-Coincement à cause des argiles feuilletés : Ces argiles sont moins dangereuses par rapport les précédentes et les coincements qu'elles provoquant sont généralement plus facile à résoudre. Ces argiles ont tendance à s'ébouler dans le puits, ce coincement aussi avoir une relation avec le comportement de la boue n'est pas visqueuse).

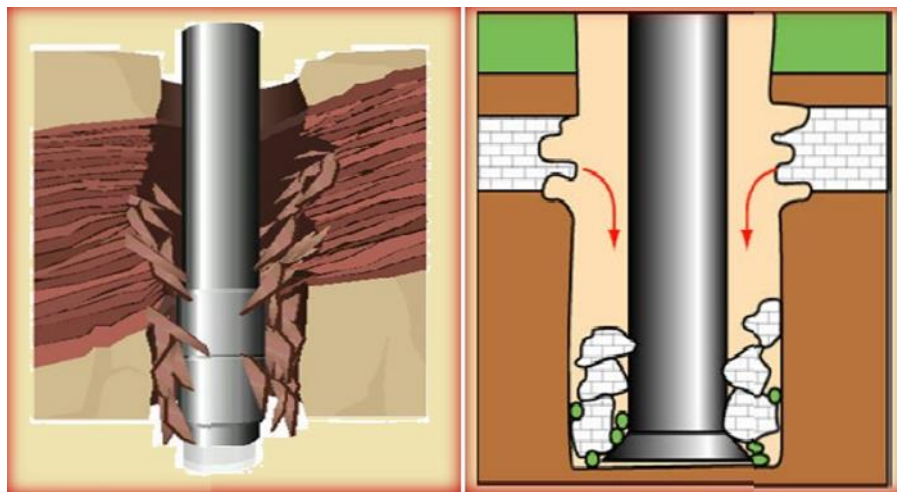
Les signes :

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

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

Ses précautions :

- La rotation de la garniture permet de déplacer les déblais des déposées à l'espace annulaire
- Passer la zone avec précaution en ré-forer et circuler longuement
- Assurer un bon nettoyage du puits en injectant régulièrement des bouchons visqueux
- Élever la viscosité de la boue et réduire le filtrat



FigureII-4 :coincement par des argiles feuilletées.

C-Coincement à cause des couches de sel :Ce type de formation a une tendance naturelle au fluage dans des conditions de pression et de température, surtout lorsque la boue est son saturation de sel est insuffisante provoque des réactions avec le sel (dissout dans l'eau libre de la boue),ce qui entraine un éboulement de formation de sel, donc on peut être un coincement est survenu.si ce phénomène n'est pas diagnostiqué à temps, par conséquent le trou se renferme rapidement et donc provoquer un coincement de la garniture.

Ses signes :

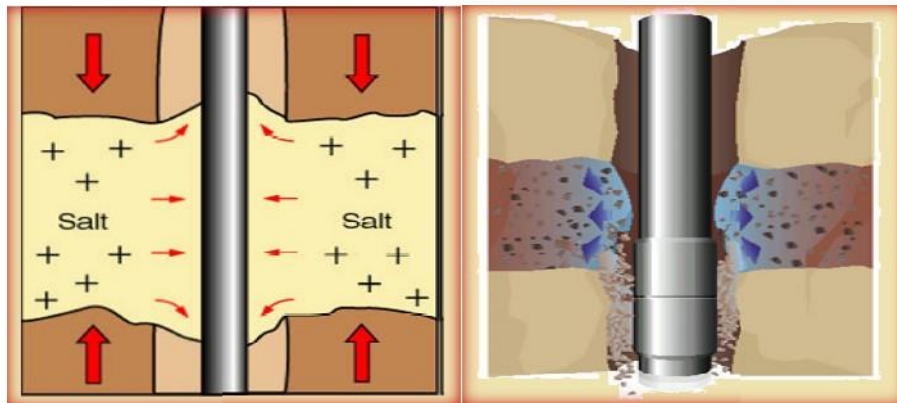
- Présence de chlorures dans la boue.
- Avancement rapide.

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

- Manque des déblais aux tamis vibrantes.
- Augmentation de la pression de refoulement allant jusqu'à l'impossibilité de circuler.
- Accrochages en dégageant du fond.

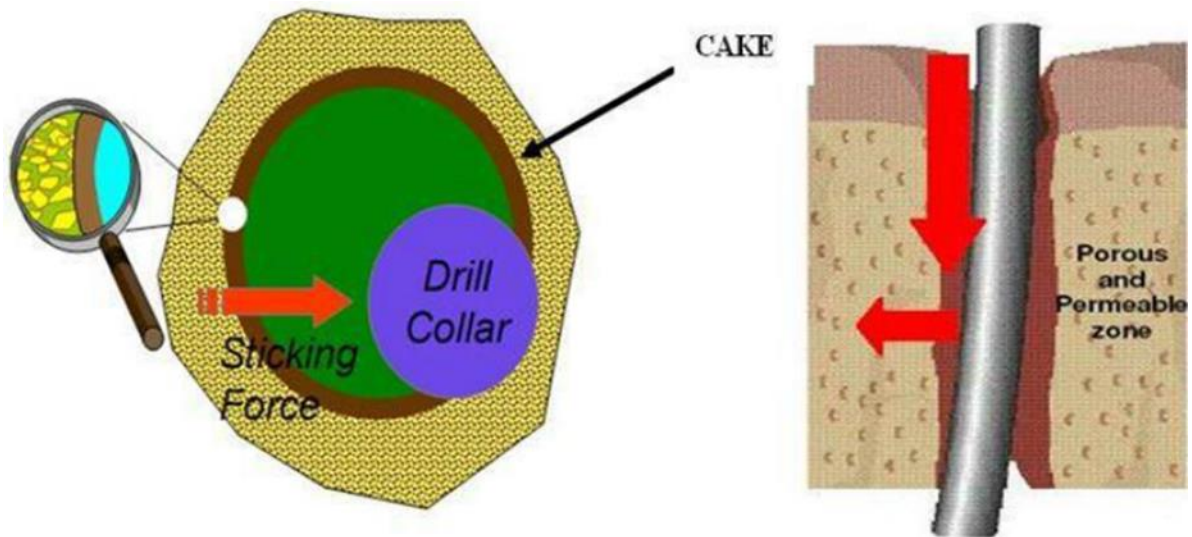
Ses précautions :

- Augmenter la densité de la boue pour maintenir le sel en place.
- Employer une boue adaptée au forage des couches (boue salée saturée ou boue à base d'huile). [5]



FigureII-5 :coincement par des couches de sel.

1-2-2-2 : Le coincement par pression différentielle : Ce type de coincement est plus souvent survenue car il est consécutif à la technique des contrôles des venues (overbalance) de fluides qui consiste à maintenir hydrostatiquement une pression plus forte dans le trou que la pression des fluides de formation pour éviter le venue. si cette pression différentielle qui est active au droite des formations poreuses et perméables pour couler la garniture contre les parois .La force de collage et dépend proportionnellement au Δp , et à la surface de contact entre la masse tige et la paroi du trou .cette surface n'est importante que si le cake est épais car très perméable. [4]



FigureII-6 : Principe de coincement par pression différentielle.

Causes de coincement par pression différentielle :

- Lorsque la garniture est composés d'un ensemble des éléments lisses de diamètre extérieur presque égale à celle du trou.
- Inclinaison du trou.
- Immobilisation de la garniture en face aux zones perméables.
- Pression hydrostatique de la colonne de boue supérieur à la pression de formation.
- Filtration élevée et surtout cake épais et résistance médiocre. [4]

Ses Signes : Le coincement par pression différentielle est caractérisé par un ensemble des signes précurseurs sont :

- La circulation passer sans changement important de pression.
- Coincement pendant l'immobilisation de la garniture.
- Garniture coincé en déplacement vers les deux sens et en rotation.
- Les zones perméables de découvert ayant des gradients de pression de pores différents. [4]

Précaution : Pour éviter ce type de coincement il faut prendre les précautions suivantes :

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

- On peut également envisager de réduire les pertes de charge dans l'espace annulaire par la diminution de débit. [12]

-Essayer réduire le maximum des immobilisations de la garniture dans les puits inclinés et limiter le nombre des mesures pour minimiser les temps d'arrêt. [12]

- Pour réduire au maximum la valeur de la pression différentielle il faut que la densité de la boue doit être la plus faible possible. [12]

- Le filtrat sera réduit et la qualité du cake amélioré pour limiter son épaisseur lorsqu'on utilise la boue à base d'eau. [12]

-C'est mieux qu'on utilisera les masses-tiges spiralées au lieu des e masses-tiges surdimensionnées car la surface de contact entre la garniture et la paroi du trou est diminuée. [12]

- De préférence le nombre des masses-tiges sera réduit en les remplaçant par des tiges lourdes. [12]

1-2-2-3-coincement mécanique : Ces coincements sont plus souvent localisés sur une faible section de la garniture et généralement situés au niveau des modifications de diamètre de la garniture. Les causes de ces coincements sont très différentes. [12]

Dans notre étude, on base sur le coincement mécanique du au source en relation avec la boue,

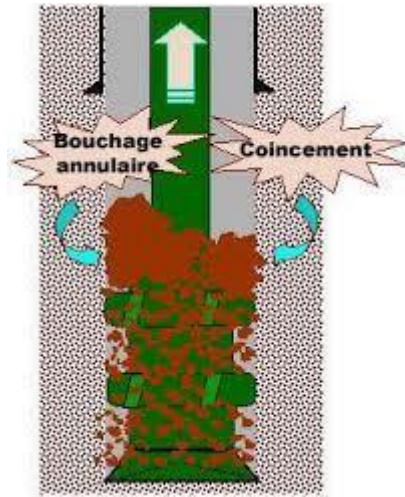
On à deux source de boue qui provoque ce type de coincement :

A-Coincement mécanique du au grand épaisseur de cake : Parfois la composition de la boue former un cake à grand épaisseur, ce dernier devient un obstacle important contre la garniture de forage, comme précaution il est nécessaire de surveiller et contrôler les paramètres de la boue pour ne pas avoir ce problème.

B-Coincement mécanique du au mauvais nettoyage de trou : Parmi les rôles de fluide de forage est le nettoyage de trou, lorsque la rhéologie se change (grâce à certaine déblais et leur réaction chimique) ,on résulte un mauvais nettoyage de puits et on a sédimentation des déblais

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

et les maintiennent dans l'espace annulaire, donc ces morceaux de formation déchirés présentent un obstacle face à l'outil de forage. il faut conditionner la boue et régler les caractéristiques de la boue pour éviter ce problème.



FigureII-7 : Coincement par sédimentation des déblais

1-3-Le traitement de coincement : Ils existent plusieurs techniques pour libérer la garniture du coincement quelles sont :

1-3-1-Injection d'un bouchon d'acide : Ce bouchon compose des tensioactifs mélangés à un fluide à base d'huile (gaz oil ou boue à l'huile), on utilise ce type de traitement si le coincement est par pression différentielle et dans les argiles. [12]

Ces bouchons sont mis en place au droit de la zone de coincement pour imprégner le cake et sont progressivement déplacés dans l'espace annulaire. Fragiliser le cake et de diminuer le coefficient de friction C_f sont l'objectif d'utilisation de ces bouchons. Les bouchons ont également une influence sur la pression différentielle si leur densité est inférieure que celle de boue dans l'espace annulaire. [12]

Leur action est très lente et prend 12 à 15 heures en appliquant sur le point de coincement quelle que soit traction, compression ou torsion. alternativement en respectant les contraintes des tiges. [12]

Dans ce traitement le plus important c'est le temps de mise en place de bouchon et le chemin traversé par le bouchon dans l'espace annulaire. [12]

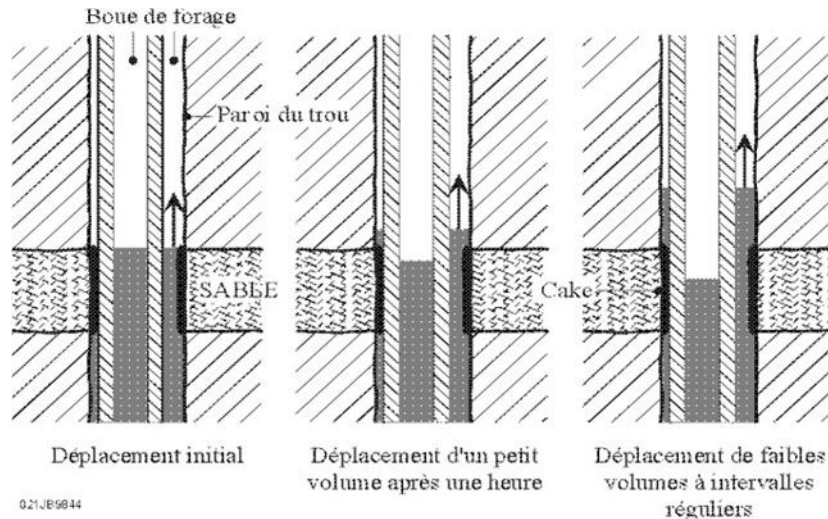
Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

Procédure:

- Installer des unités de pompage des fluides et les citernes.
- Faire la réunion de sécurité à tout personnel présent sur chantier.
- Explication et sensibilisation des risques liés à l'opération.
- Distribution des rôles.
- Montage de l'ensemble des équipements.
- Remplissage des lignes et test à 5000 psi pendant 15 minutes.
- Pompage de 2 m³ de gas-oil.
- Pompage d'un bouchon d'inhibiteur de 1 m³ (992lts d'eau+8lts d'inhibiteur de corrosion).
- Pompage de 10 m³ d'acide hcl à 15% (eau 550 lts+440lts d'acide à 33%+10kg d'agent séquestrant +10ltsd'inhibiteur de corrosion+5lts de non émulsifiant). [4]

Observation : pour des bonnes résultat après l'injection il faut :

- En injectant le bouchon dans toutes les premières heures en cas des puits déviés (efficacité maximum si le bouchon est mis en place dans un délai de 4 heures) après le coincement (dans les puits verticaux, ce point semble moins fondamental). [12]
- Avec des volumes importants de fluide. Le haut du bouchon atteint le sommet du point de coincement.la queue du bouchon doit se trouver à l'intérieur des tiges de façon que, pendant toute la phase d'imprégnation, la zone de coincement soit couverte par le bouchon. [12]
- Le déplacement périodique du bouchon (à raison de 50lts tous les demi-heures).
- En laissant séjourner le bouchon au moins 12 heures en face de la zone de coincement .mais ne dépassant pas une trentaine d'heures. [12]



FigureII-8 :le déplacement d'un bouchon.

1-3-2-Le battage :

Cette technique est efficace car elle permet de résoudre rapidement la majorité des coincements.

-Le battage consiste à frapper fortement la partie coincée de la garniture pour libérer le poisson par des vibrations suffisamment importantes en amplitude et en durée entre la partie coincé qui joue le rôle d'enclume avec la partie libre qui joue le rôle d'un marteau (celui qui provoque la vibration), les outils de battage ou coulisses sont de plus en plus incorporés dans la garniture de forage.

-L'intensité de la force de battage est proportionnelles avec la vitesse de la garniture de fond située au-dessus de la coulisse à l'instant où le marteau frappe l'enclume. lorsque cette vitesse est élevée, donc l'intensité de la force est grande.

Et sa durée basée sur la longueur de cette partie de la garniture.si cette longueur est importante, est donc la durée d'application est grande parce que le le temps nécessaire pour arrêter le mouvement de la garniture est long.

L'élévation de la course de la coulisse produit une grand intensité et durée de la force de battage.

1-3-2-1-Différents types des coulisses :

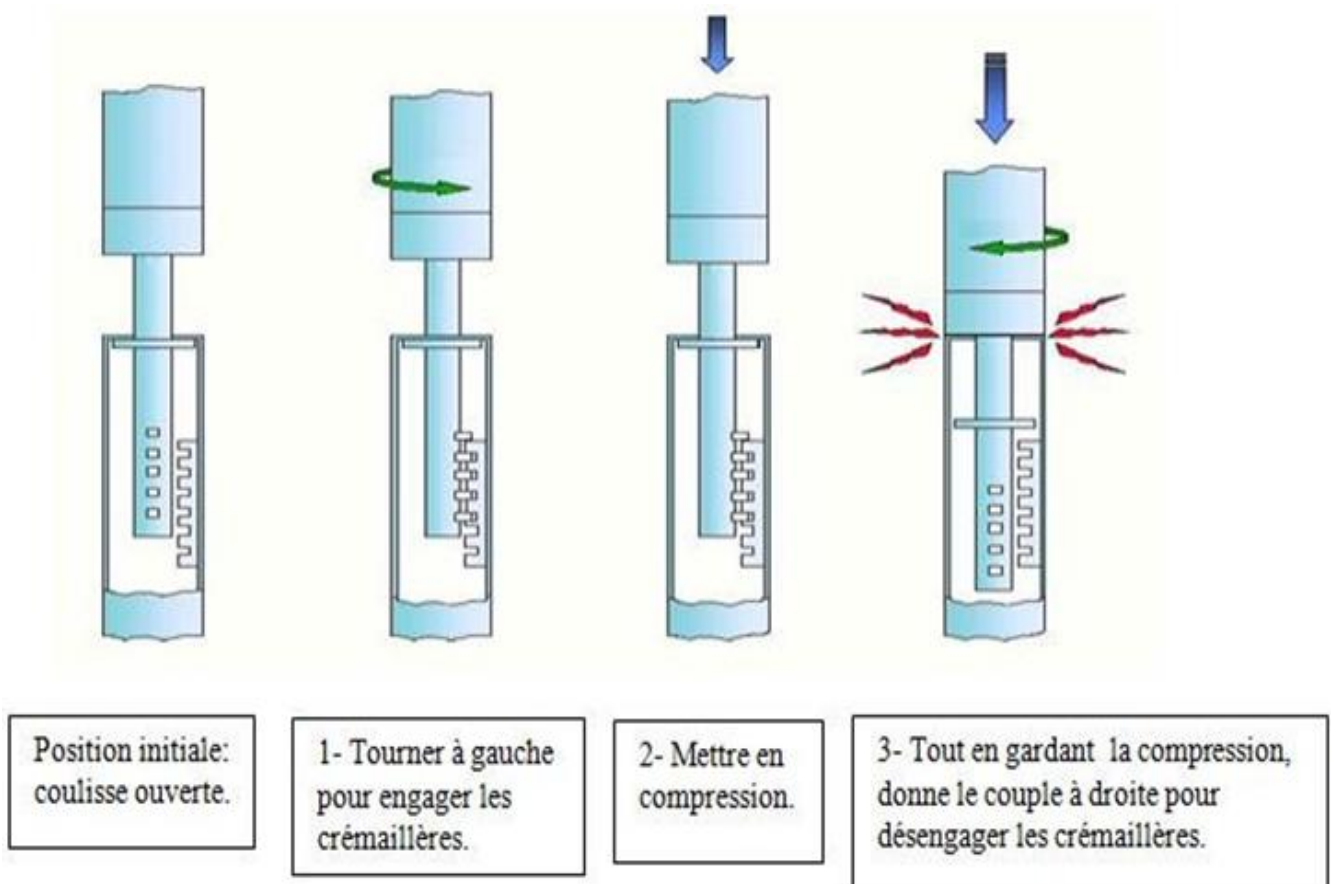
Il existe des coulisses mécaniques, hydrauliques et mélange d'une partie mécanique et autre hydraulique ce qu'on appelle coulisses hydromécaniques. Ces dernières ont l'une battant dans un sens, l'autre dans l'autre sens. La majorité d'entre elles permet de battre vers les deux sens.

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

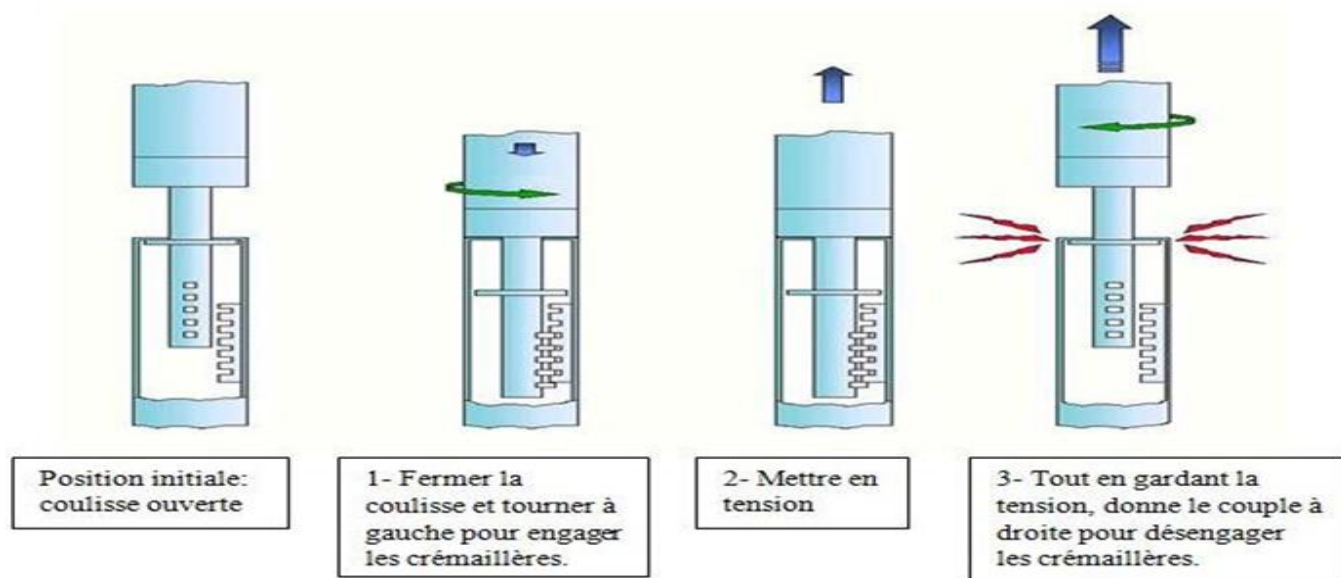
Une coulisse peut être descendue soit en tension (coulisse en position ouverte), ou en compression (coulisse en position fermée) ou en position intermédiaire (position neutre).

A- Les coulisses mécaniques :

- A partir d'une certaine traction ou compression elles déclenchent.
- Valeurs réglées en surface ou au fond. Sur certains modèles, l'élévation du couple à droite augmente le seuil de déclenchement.
- Battage vers les deux sens (vers le haut et vers le bas).



FigureII-9 : Battage vers le bas.



FigureII-10 : Battage vers le haut.

B- Coulisse hydraulique :

Elle peut taper vers le haut ou vers le bas. Plus simples d'emploi elle remplace les coulisses mécaniques surtout pour les battages vers le haut.

Le Principe de fonctionnement consiste à faire déplacer un piston dans deux chambres successives de diamètres différents, l'huile peut passer librement d'une chambre à l'autre et la coulisse déclenche lorsque le piston atteint la chambre supérieure de diamètre plus grand.

Le Mode opératoire :

Pour taper vers le haut :

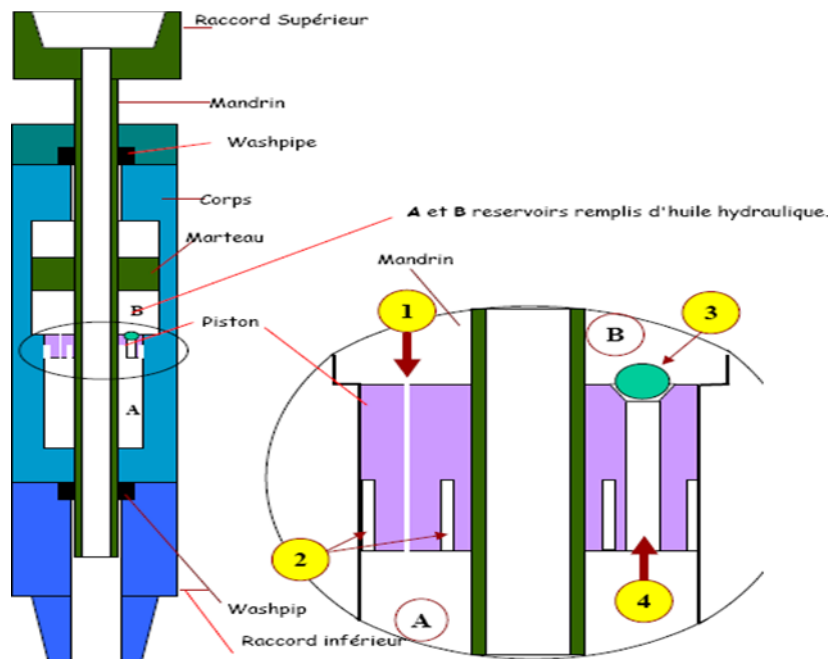
- Confirmer que la valeur de la traction désirée est inférieure ou égale à la valeur maximale (donnée par le constructeur quand la coulisse est armée).
- Armer la coulisse par pose d'un poids (7 à 10t).
- Immédiatement reprendre le poids et les frottements de la garniture au-dessus de la coulisse plus la valeur de frappe désirée.
- Mettre le frein, et attendre que la coulisse frappe (30 à 60 secondes).

Pour taper vers le bas :

- Vérifier que la valeur de la compression désirée n'est pas supérieure que la valeur maximale (donnée par le constructeur) ou le poids des DC au-dessus de la coulisse quand elle est armée.

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

- Pose un poids sur la garniture de 7 à 10 T pour armer la coulisse.
- Poser le poids de la valeur de frappe nécessaire sur la coulisse.
- Attendre que la coulisse frappe.



FigureII-11 : Coulisse hydraulique de forage (Drilling jar)

1-3-2-2-Le sens de battage :

La majorité des coulisses permettent de battre vers le haut et vers le bas. Le battage vers le bas produit généralement un choc moins violent que le battage vers le haut. Pour l'efficacité de battage, d'abord, il est nécessaire de bien identifier la cause du coincement, afin de choisir le sens le mieux adapté au problème. En effet, un mauvais choix de sens peut aggraver la situation. D'une façon générale, lorsque le coincement se produit en cours du déplacement de la garniture, il faut battre dans le sens inverse à ce déplacement. Bien que le choix du sens ne soit pas toujours évident, [5]

on peut retenir les règles de base suivantes :

- Coincement en remontant : battage vers le bas.
- Coincement en descendant : battage vers le haut.
- Coincement par chute d'objet dans l'espace annulaire : battage vers le bas.

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

- Coincement dans un trou de serrure (key seat) : battage vers le bas.
- Collage par pression différentielle : choisir le sens le mieux adapté à la garniture.
- Tâter le terrain en essayant dans les deux sens. Dès qu'un progrès se manifeste dans un sens, continuer à battre avec la puissance maximale dans ce sens.
- Coincement dans des formations mobiles (couches salifères, argiles fluides, etc.) : battage vers le haut.
- Coincement à l'ajout de tige dans des formations éboulantes : battage vers le haut. [5]

1-3-3-Le dévissage back-off:

Il faut procéder à cette technique de dévisser de la partie libre de la garniture si les essais de décoincement n'ont donné aucun résultat. On a deux méthodes pour dévisser une garniture coincée :

- Dévissage à l'explosif.
- Dévissage mécanique. [10]

1-Dévissage à l'explosif :

Son Principe :

L'ensemble de la garniture étant soumis à un couple à gauche, le dévissage du joint choisi est favorisé par les vibrations provoquées par une explosion déclenchée au niveau de ce joint. L'explosif est descendu au bout d'un câble conducteur qui permet ensuite de déclencher électriquement la mise à feu à partir de la surface.

Malgré cette technique est utilisée mais les chances de réussite de cette opération sont généralement faibles car elle est dangereuse. [10]

2-Dévissage mécanique :

- Dévissage en soumettant la garniture à un couple à gauche.
- Le point de dévissage est incertain (opération délicate).
- Nécessite l'application d'un couple à gauche important plus grande que couple de blocage à droite. [10]

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

-De préférence le dévissage se fait dans une zone proche du joint choisi. [10]

1-3-4-Le side-track :[5]

Définition :

Cette technique est appliquée pour forer un nouveau trou à partir d'un puits existant.

Pour des raisons géologiques ou après une instrumentation infructueuse on a fait cette opération qui consiste à abandonner la section inférieure d'un puits. [5]

Type de side-track :

1-3-4-1-Side track en trou ouvert : Il est important de rechercher la zone où la formation a les caractéristiques les plus aptes à permettre un side-track pour décider de réaliser un side-track. Cette opération se fait en analysant les avancements rencontrés en cours de forage. La formation idéale est une formation consolidée associée à une vitesse de pénétration élevée. Pour éviter les risques de cavage en début de déviation ne débute pas le side-track dans des argiles. [5]

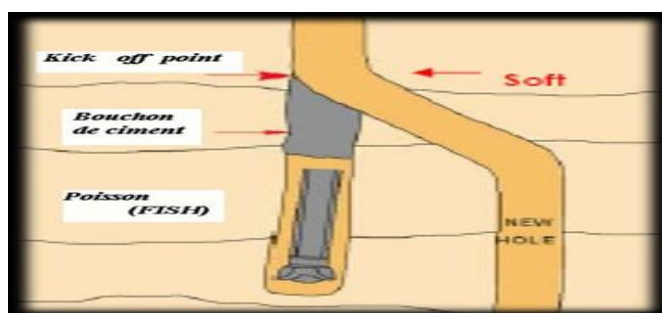


Figure II-12 : side track en trou ouvert.

1-3-4-2-Side-track avec section mill :

En ce type il y a deux conditions le premier on choisira au préalable la zone de side track en fonction des terrains et de leur forabilité (ROP), ainsi que selon la qualité de la cimentation. Un CBL-VDL est important pour déterminer la qualité de la cimentation, si celui-ci n'est pas disponible, il faut le refaire. En cas la cimentation est vraiment mauvaise on fait une restauration par squeeze de ciment derrière le tubage sera nécessaire. Il ne sera pas possible de fraiser un tubage qui est libre ou mal cimenté, car il se mettra à vibrer et donc rendra l'opération impossible.

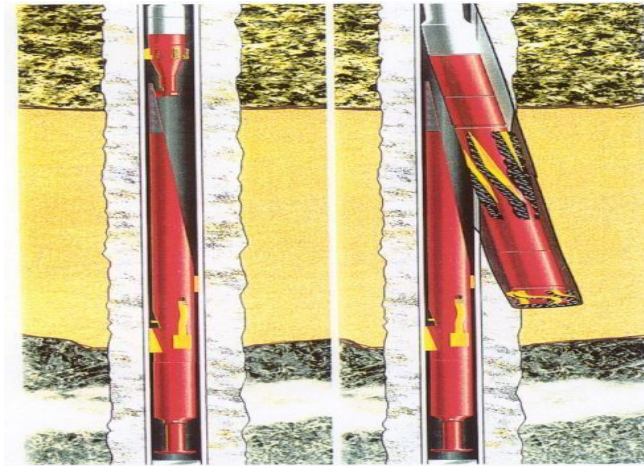
Dans la mesure du possible, de préférence faire la fenêtre à les formations grés de bonne forabilité ou calcaires et ne faire pas une fenêtre en face des argiles. [5]

1-3-4-3-Side-track avec whipstock:

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

Dans cette technique est en fait la plus sûre à conditionne le tubage est bien cimenté et en bon état (Absence de corrosion ou de déformations).

Comme pour les autres méthodes, le choix de la zone de side-track sera fait en fonction des formations rencontrées. La longueur de fenêtre nécessaire pour sortir du tubage dans ce cas est au moins 9 mètres, on vérifie que n'a pas d'un manchon et l'habillage dans la zone d'ouverture. [5]



FigureII-13: Side track avec Whipstock.

1-4-Prevention de coincement : [19]

- Sélectionner un fluide avec une rhéologie adaptée.
- Un personnel compétent et bien formé, avec une bonne expérience (le chef de poste c'est l'homme clé).
- De bonnes communications entre toutes les personnes impliquées dans le forage (rig et bureau).
- Sélectionner les filetages des casings et manchons pour éviter tout risque de déconnexion.
- Dimension des particules de la boue assurant la formation du cake et répartition granulométrique.
- S'il y a risque de collage par pression différentiel, l'ajout de particules de carbonate pour former le cake peut aider - si la garniture se colle, il est possible d'acidifier et de détruire le cake.
- Il est important d'avoir un équipement efficace de traitement des solides ce qui permet de maintien des caractéristiques de la boue. [19]

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

2-2-Les pertes :

2-2-1-La définition : Les pertes de circulation se produisent lorsqu'il y a un déséquilibre de pression existantes ou créées, entre le milieu traversé et le fluide de forage, c'est-à-dire ce problème est le résultat de cette différence de pression, et peut être la perte partielle ou totale.[1]

2-2-2-Les types des pertes :[1]

2-2-2-1-Les pertes partielles :

Si la circulation se maintient même à une très faible valeur, le trou restant rempli, il y a donc une diminution de retour de boue, ce qu'on appelle perte partielle, elle peut atteindre 5 m³ par heure. [1]

2-2-2-2-Les pertes totales : Dans le forage lorsqu'on dit qu'on a une perte totale cela veut dire quand n'a pas de retour de la boue et la circulation ne maintient plus au niveau de la goulotte et les tamis, cette perte est fréquente dans les terrains caverneux, fissurés et les terrains fracturés par la boue de forage. [1]

2-2-3-La nature des pertes :

2-2-3-1-Pertes par craquage :

Elles se produisent dans les vides créés soit fissures ou fractures si la pression exercée par la boue est supérieure à la pression de fracturation de la roche $P_{\text{boue}} > P_{\text{frac-roche}}$. [9]

2-2-3-2-Perte naturelle :

Si $P_{\text{boue}} > P_{\text{couche}}$ donc la perte est naturelle. Les pertes de circulation naturelles se produisent dans les vides de la roche (pores, fissures, fractures), lors elles peuvent se produire aussi dans les formations suivantes :

les formations cavernueuses, fissurées à forte perméabilité (sable, grès).

les formations à grande perméabilité.

les formations très mal consolidées (sable, gravier). [9]

2-2-3-3 : perte par filtration:[1]

La filtration est le passage du filtrat dans la formation due à la différence de la pression P_f et P_g la pression hydrostatique de la colonne de boue doit être supérieure à celle de la formation (OBD),

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

Pour éviter la pénétration des fluides de formation dans le puits durant le forage,

Une large quantité de boue envahissant les formations perméables est palliée par la formation d'un cake relativement imperméable, à travers lequel aucune filtration aura lieu.

Pour préserver la stabilité des parois et de minimiser l'invasion par filtration, la boue est soumise à un traitement offrant les caractéristiques voulues. [1]

2-2-4-les causes des pertes liées à les caractéristiques de la boue:[9]

2-2-4-1 :pression de la boue est très élevée :

Ce cas la perte est produite à partir d'un déséquilibre entre la pression de la boue et celle de la formation traversée par le fluide de forage. [9]

2-2-4-2 :cause liée à la rhéologie de la boue :

Les pertes de charge élevées dans l'annulaire à cause d'une viscosité plastique et un yield-value trop élevés dans les profondeurs profondes, tous ces paramètres permettent de déclencher une perte de circulation. [9]

2-2-4-3 :perte liée à la thixotropie :

La thixotropie de certains types de fluides lorsqu'ils sont au repos forment une structure de gel. la structure formée peut être détruite par agitation, le fluide est considéré thixotrope seulement si le phénomène est réversible et non instantané.

Il y a lieu à noter, que la plupart des fluides à base d'eau possèdent la propriété thixotropie qui est due à la présence des particules électriquement chargées ou des polymères spéciaux qui ont tendance à lier l'ensemble formant une matrice rigide.

La lecture du gel s'effectue sur un intervalle de 10 secondes à 10 minutes et même à 30 minutes du temps. [9]

2-2-5-conséquences de la perte de circulation :[8]

Généralement les conséquences des pertes sont :

- L'endommagement excessif de la formation à cause de la perte de zone de production.
- Une possibilité de coincement de la garniture (mauvais remontée des déblais).
- Perte de temps et l'argent (temps de mobilisation de l'appareil et l'opération de la cimentation complémentaire).
- Possibilité de venue à cause la réduction du niveau dans le puits. [8]

2-2-6 :Formation susceptibles de pertes :[1]

Il existe quatre catégories de formation offrant des possibilités de pertes ce sont par ordre de

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

gravités croissant :

- Les formation non consolidés ou très perméables.
- Les formations cavernueuses.
- Les formations fragiles.
- Les formations fracturées naturellement. [1]

2-2-6-1-les formation non consolidés ou très perméables :

Malgré c'est impossible de localiser exactement la formation capable d'arrêter la boue, mais on prendre en compte qu'il faut que les ouvertures des pores plus grandes que les dimensions des particules de la boue pour survenu une perte.

Généralement dans des couches comme les argiles ,les marnes ou les sables de perméabilité normale . L'élément solide d'une boue n'entre pas dans les pores des couches ordinairement rencontrés .mais contrairement certaines couches laissent pénétrer les phases liquides et solides de la boue en offrant des ouvertures suffisantes :

- Les sables grossières, se rencontrent le plus souvent à de faibles profondeurs et constituent des terrains très perméables et peu compactés, ils contenant des grandes particules.
- Les graviers, permettent d'empêcher les pertes car ils contiennent un nombre insuffisant de petites particules (petit graviers ou sables).
- Les réservoirs gréseux, il faut contrôlés le rayon d'invasion de la formation et essayer de le minimiser par le fluide de forage. On réduira le maximum le filtrat de la boue par un choix très strict des produits à employer dans la boue. les pertes dans ces zones sont des pertes par filtration. [1]
- Les dolomies ,on a des pertes dans ces couches parce que ce sont très souvent des couches très peu consolidés s'effritant très facilement sous l'action de l'outil sujettes à des pertes de boue. [1]

2-2-6-2-formations cavernueuses :

Dans ce type de formation le volume de pertes peut être trop grand en fonction de la liaison des fissures. Elles se présentent surtout en terrains calcaires par suite d'un vide créé sous forme de cavités, de crevasses et des canaux à partir du phénomène de passage d'eau et la dissolution.

2-2-6-3-les formations fragiles : ces terraines entraine des pertes partielles mêmes parfois totales car elles sont sensibles aux fractures provoqués. Ce sont préférentiellement des terrains de faible structure telle que les argiles. Ils sont influencés par la pression hydrostatique de la boue de forage. [1]

2-2-6-4-formations naturellement fracturées :

A cause des pressions de compaction dues à l'enfouissement (pression géostatique), certaines

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

couches rocheuses sont fissurées. Ce type de fracture existe lorsqu'il y a une modification brutale de dureté des formations successives (roches carbonatées et les roches volcaniques). [1]

2-2-7 : Traitement des pertes:[3]

Comme solution il faut premièrement pomper des produits colmatant afin de boucher les pores ou les fissures des formations à perte.

Il existe différents types des colmatants dont peut citer :

-Agents de colmatage dans la boue de forage.

-Système de mixage en surface.

-Système de mixage de fond.

Selon l'importance du degré de la perte de circulation, pour chaque cas on adopte une technique optimale appropriée. [3]

2-2-7-1 : Agents de colmatage dans la boue de forage:

Ces produits appelés également **LMC** (lost circulation matériel) sont ajoutés directement dans la boue. Les L C M doit être sous forme :

-Granulaire(pénètrent aisément dans la formation donc ils sont préférables).

- Lamellaires(quand le traitement de perle est dans une formation poreuse et perméable)

-Fibreux(utilisés pour contrôler les pertes dans des formations poreuses avec haute perméabilité).

- Gonflants. [3]

Sont efficaces et dépendent de la dimension des fractures .ils forment deux types de colmatage :

- Face à la formation aux abords du puits.
- A l'intérieur de la formation.

De préférence en éviter le deuxième type de colmatage car il est difficile à détruire par le mouvement de la garniture et permanente.

L'efficacité des colmatants granulaires est en fonction de la distribution de la taille propre des particules. Avec les grandes particules premièrement se forme le colmatage contre ou à l'intérieur des vides ensuite avec les petites particules se colmate le vide entre les grandes particules. [3]

Ce procédé continue jusqu'à ce que l'espace des vides devienne plus petit que la dimension des particules solides dans la boue, le problème devient finalement une filtration. En utiliser généralement un mélange des grandes, moyennes et petites particules. Tels systèmes sont plus souvent moins chers et plus efficaces avec un taux élevé de solide telle que laitier de

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

ciment. [3]

Il faut la concentration des solides du colmatant doit être au moins 5% par volume de solide dans la boue après mixage. Moyennement la taille des particules du colmatant employé devrait être minimum 1/3 de la taille moyenne des pores. [3]

Le rôle de ces colmatants principalement c'est diminuer la taille des ouvertures de la formation et pour résoudre le problème de perte de circulation dans les différents types de zones à perte. Il est mieux qu'utiliser le mélange de colmatants granulaires, floconneux et fibreux car il est très efficace. [3]

Agents colmatant typiques

tab II.2 :les agents colmatants et leurs paramètres.

Agent colmatant	Type	Taille	Concentration (lb/bbl)	Largeur des fractures à colmater					
				0	0.04	0.08	.12	.16	
Coquille de noix	Granulaire	50%---3/16+10 mesh	20						
		50%---10+100 mesh							
Plastique	Granulaire	50%---10+100 mesh	20						
Calcaire	Granulaire	50%---10+100 mesh	40						
Soufre	Granulaire	50%---10+100 mesh	120						
Coquille de noix	Granulaire	50%---10+16 mesh	20						
		50%---30+100							

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

Perlite expansé	Granulaire	50%---3/16+10 mesh	60	
Cellophane	Lamellaire	3/4 in. Ecailles	8	
Sciure de bois	Fibreux	1/4 in –particules	10	
Foin	Fibreux	1/2 in –fibres	10	
Ecorce	Fibreux	3/8 in – fibres	10	
Ecorce de grain de coton	Granulaire	Fines	10	
Foin	Fibreux	3/8 in – particules	12	
Cellophane	Lamellaire	1/2 in – écailles	8	
Fibres de bois	Fibreux	1/4 in – fibres	8	
Sciure de bois	Fibreux	1/16 in-particules	20	

2-2-7-2 :Système de mélange en surface:

Bouchon de ciment :

Le laitier de ciment pur est caractérisé par une contrainte de compression finale très élevée. Ce qui rend le bouchon très efficace pour résoudre le problème de perte par filtration ou de faible débit de perte.

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

Le laitier est un mélange d'argiles terre à diatomée et des colmatants. Le laitier avec des filtrats limités peut être utilisé pour résoudre les pertes par filtration partielle ou totale. La taille des produits colmatants est en fonction de la sévérité de la perte.

Le laitier de ciment est utilisé généralement pour résoudre tous les problèmes de perte de circulation à faible densité. Il est permis de diminuer la pression hydrostatique.[8]

2-2-7-3-Système de mélange au fond:

Il faut éviter le mixage des fluides jusqu'à ce qu'ils soient devant la zone à perte par pompage d'un spacer ou par pompage d'un fluide par la garniture pendant que l'autre fluide est simultanément pompé par l'annulaire car les systèmes mélangés au fond contiennent deux fluides ou plus qui, risque de faisant contact dans le découvert en face des zones à pertes, forment un bouchon visqueux ou précipitant qui étanche la zone.

Ces systèmes à cause de taux de déplacement actuel n'est pas connu, du fait de la difficulté de contrôler le mixage des fluides, c'est pour ça ils ne conviennent pas avec les pertes totales. donc pour les pertes partielles en utilisant un bouchon boue " diesel-oil bentonite" (M-DOB) à la place des LCMS .Le bouchons M-DOB est un combinaison d'huile et de bentonite , Ce mélange est appelés "gust plugs".[8]

Une masse avec un gel élevé est formée lorsque ce mélange se met en contact avec l'eau ou avec une boue à base d'eau, Des bouchons tendres, moyens ou durs peuvent être formés en contrôlant les propriétés des composants. La boue est pompée par l'annulaire et Le laitier de D.O.B. à travers les tiges comme ce laitier à des avantages mais aussi avoir les inconvénients des bouchons M-DOB sont :

- Impossible d'atteindre le taux de pompage réel par l'annulaire donc le degré de mixage ne peut être contrôlé quand la perte est très sévère.
- Aucune contrainte de compression n'est développée.
- Dégradation avec le temps.
- Difficiles à appliquer pour les grands intervalles. [8]

En mélangeant un polymère soluble dans l'eau avec la bentonite dans l'huile. Au contact de l'eau, le polymère s'hydrate et l'argile gonfle afin former un bouchon de dureté permanente comme du ciment Pour augmenter la contrainte du gel des bouchons M-DOB. [8]

Chapitre II :Généralités sur le fluide de forage et les problèmes de forage

2-2-8 :précaution à prendre lors de forage des zones à perte:[1]

- Confirmer que l'eau est disponible en quantité suffisant.
- Une réserve de boue visqueuse prête à être pompée est disponible.
- En remonter en trois mètres de forage pour s'assurer d'un éventuel éboulement.
- Pour éviter le craquage de la formation il faut démarrer lentement les pompes et diminué au minimum la vitesse de descente de la garniture.
- Contrôler le forage (si possible) à raison d'un joint chaque heure.
- Si des réparations prendre beaucoup de temps (exemple top drive, pompe de forage), arrêter le forage et envisager de remonter en surface.
- Garder continuellement la tige en mouvement de translation (ramonage), pour faire remonter au maximum les déblais. [1]

Chapitre III :
Etude de cas de puits omg-50

Chapitre III :étude de cas de puit OMG-501

1-Introduction :

Le puits **OMG-501** a été foré en six (06) phases, traversant une série de dépôts d'épaisseur de 3459m (voir le profil Technique du puits). La surveillance géologique du puits a débuté le 18/01/2019 à la côte 11m, soit au début de la phase 36".

2-Le profil de puit omg-501 : [13]

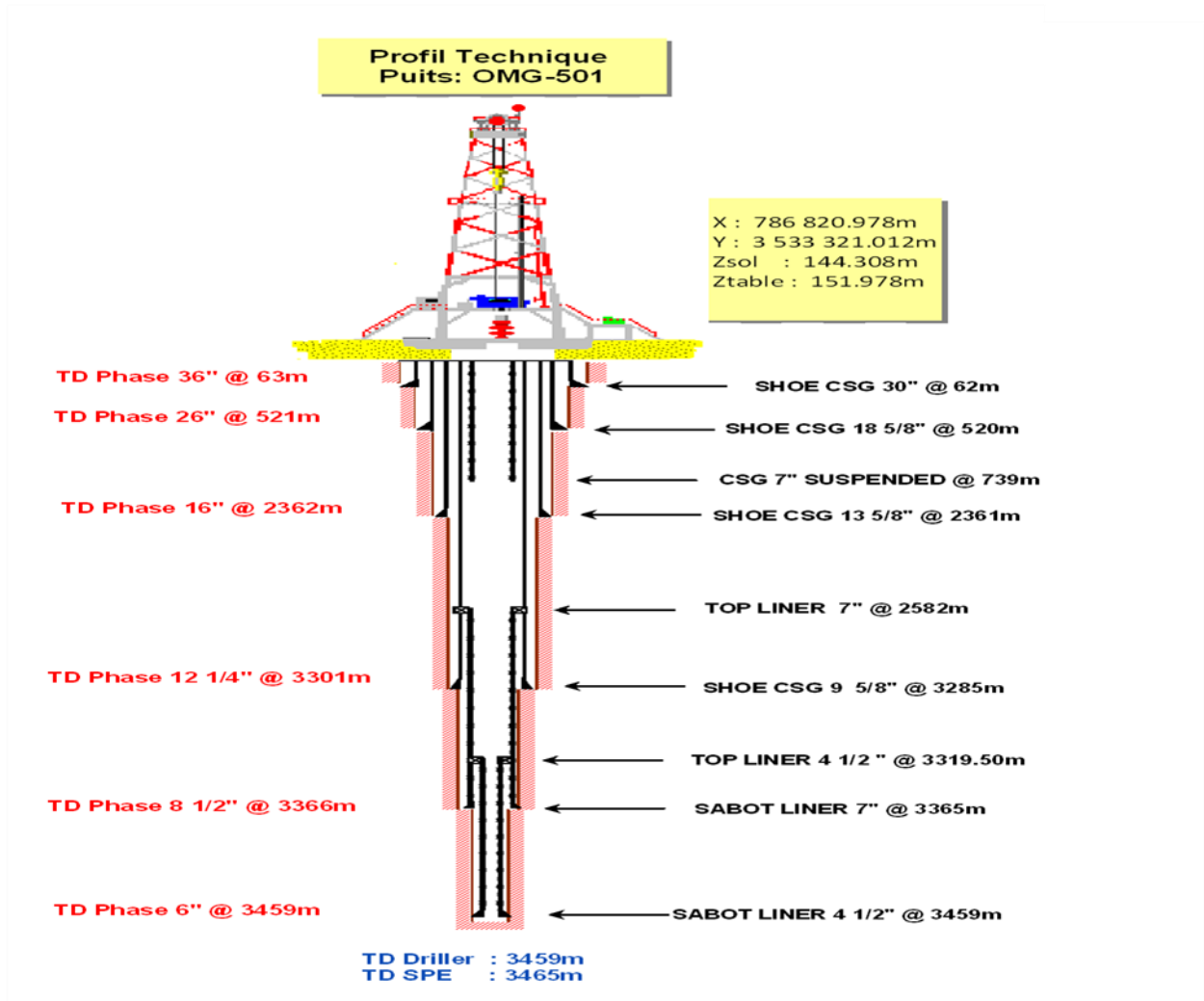


Figure III-1 :le profile de puit omg-501

3-Données de geologie de puit: [15]

Chapitre III:étude de cas de puit omg-501

Le forage du puits **OMG-501** a traversé une série de dépôt de 3459m d'épaisseur , Il est proposé dans le but d'évaluation le potentiel du réservoir Cambrien Ra: (Ra ID, D1 & R2ab) ,ces formations du puits représentent dans la litho-stratigraphique.

La surveillance géologique du puits a débuté le 18/01/2019 à la côte 11m, soit au début de la phase 36" par l'équipes des géologues de sonatrach. [15]

3-1-Aperçu litho-stratigraphique du puits

3-1-1-Cénozoïque : ce Ere contient deux systèmes

A/ Néogène : dans ce system on trouve en surface :

Mio-Pliocène : 11m - 257m (Ep.= 246m)

Sable transparent à translucide, blanc parfois jaunâtre moyen à grossier, à grain subarrondi à arrondi et Calcaire blanc, microcristallin à crayeux, moyennement dur, et Marne gris foncé, tendre à pâteuse, et Argile sableuse, brun rouge à grise, gris blanc, tendre, pâteuse. [15]

B/ Paléogène : dans ce system on trouve :

❖ **Eocène : 257m - 384m (Ep.= 127m).**

Dolomie Calcaire blanc à beige, microcristalline, moyennement dur, avec passées d'Argile brun rouge, pâteuse.

Calcaire blanc, microcristallin à crayeux, moyennement dur.

Marne gris foncé, tendre à pâteuse. [15]

3-1-2-Mésozoïque

A/ Crétacé : dans ce system on trouve :

❖ **Sénonien carbonaté : 384m – 481m (Ep.= 97m).**

Intercalations d'Anhydrite blanche, massive, pulvérulente, parfois cristalline moyennement dure à dure et Calcaire gris beige à gris, microcristallin, moyennement dur, Marne gris vert, tendre a pâteuse et Dolomie blanc beige, cryptocristalline, parfois vacuolaire, moyennement dure à dure. [15]

❖ **Sénonien anhydritique : 481m – 701m (Ep.= 220m).**

Anhydrite blanche à blanc laiteux, cristallin à microcristalline, moyennement dure à dure, parfois beige, pulvérulente et Dolomie blanche à blanc beige, grise, tendre et Argile grise à gris foncé, gris verdâtre par endroit, tendre, pâteuse et Marne grise à gris foncé, tendre à indurée. [15]

❖ **Sénonien salifère : 701m – 877m(Ep.= 176m).**

Chapitre III:étude de cas de puit omg-501

La formation est Anhydrite blanche à blanc laiteux, cristalline à microcristalline, dure, parfois beige, pulvérulente et Sel blanc, massif, translucide, localement roux et Argile grise à gris verdâtre par endroits, tendre, pâteuse. [15]

❖ Turonien : 877m – 958m (Ep.= 81m).

Calcaire blanc beige à beige, microcristallin, localement pâteux à plastique, et Argile verte à gris vert, brune par endroits, tendre à indurée, parfois dure. [15]

❖ Cénomaniens : 958m – 1079m (Ep.= 121m).

Anhydrite blanche à blanc beige, pulvérulente par endroits, cristalline, moyennement dure, et Argile grise à gris sombre parfois verdâtre, tendre à indurée, et Marne grise à gris foncé, tendre à indurée, et Dolomie grise à gris sombre, indurée.

Albien : 1079m – 1458m (Ep.= 379m).

Grès blanc, gris clair, fin à très fin, à ciment silico-argileux, friable à moyennement consolidé, et Argile grise à gris verdâtre, brune, tendre à indurée, et de Dolomie grise à gris vert, microcristalline, moyennement dure.

Aptien : 1458m – 1479m (Ep.= 21m).

Dolomie gris blanc à grise, parfois gris verdâtre, microcristalline, moyennement dure et Calcaire blanc vitreux, microcristallin à cryptocristallin, tendre à dur.

Barrémien : 1479m – 1725m (Ep.= 246m).

Grès brun rouge, très fin, friable, à ciment argileux, parfois blanc, fin à moyen à ciment silico-argileux, moyennement consolidé et Argile versicolore, grise, gris verdâtre à verte indurée, légèrement carbonatée et Dolomie blanche à blanc beige, microcristalline, tendre à moyennement dure.

Néocomien : 1725m – 1910m (Ep.= 185m).

Argile versicolore, grise, gris verdâtre à verte indurée, légèrement carbonatée et passées de Grès brun, gris, fin, à ciment argileux, friable, Anhydrite beige, grise, pulvérulente et Dolomie blanche à blanc beige, microcristalline, tendre à moyennement dure.

B/ Jurassique : -Malm : 1910m – 2147m (Ep.= 237m).

Grès gris blanc à blanc, gris vert, rarement brun, fin à très fin, silico-argileux, friable à moyennement consolidé et passées d'Anhydrite blanche, pulvérulente et Dolomie grise à gris clair, parfois beige, microcristalline, tendre à moyennement dure et Argile versicolore à prédominance gris vert et brun rouge, tendre à indurée, légèrement carbonatée. [15]

Dogger Argileux : 2147m – 2251m (Ep.= 104m).

Argile carbonatée brune à brun rouge, parfois gris clair à gris verdâtre, tendre à indurée et Dolomie Calcaire blanc beige à gris clair à gris, cryptocristallin, moyennement dur.

Chapitre III:étude de cas de puit omg-501

Grès brun rouge, gris vert, fin à moyen, argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé. [15]

Dogger Lagunaire : 2251m – 2475m(Ep.= 224m).

Anhydrite blanche, cryptocristalline, moyennement dure.

Argile brune à brun rouge et gris clair à gris verdâtre, tendre à indurée.

Dolomie Calcaire beige à gris claire, cryptocristalline, moyennement dure.

Anhydrite beige, blanc beige, massive. [15]

Lias Dolomitique 1 : 2475m – 2546m (épaisseur : 71m).

Dolomie grise, légèrement argileuse, moyennement dure.

Anhydrite beige, blanc beige, massive

Argile grise à gris foncé, parfois brun rouge, tendre à indurée. [15]

Lias Salifère 1 : 2546m – 2631m (épaisseur : 85m).

Sel blanc, rosâtre, parfois translucide, massif par endroits.

Anhydrite blanche, beige, grisâtre, compacte, parfois vitreuse, dure.

Argile grise à gris foncé, dolomitique, parfois brun rouge, par endroits, indurée.

Dolomie grise à gris clair, vacuolaire, cryptocristalline, plus ou moins dure. [15]

Lias Dolomitique 2 : 2631m – 2682m (épaisseur : 51m).

Dolomie grise à gris clair, vacuolaire, cryptocristalline, plus ou moins dure.

Anhydrite blanche à blanc beige, massive, pulvérulente, légèrement dolomitique.

Argile grise à vert sombre, dure à indurée. [15]

Lias Salifère 2 : 2682m – 2744m (épaisseur : 62m).

Sel blanc, translucide, moyennement dur, avec fines passées d'Argile grise à gris verdâtre.

Argile grise à gris foncé, parfois brun rouge, dolomitique par endroits, indurée. [15]

Lias Dolomitique 3 : 2744m – 2780m (épaisseur : 36m).

Calcaire dolomitique gris clair à gris, microcristallin, moyennement dur.

Argile gris vert à vert foncé, légèrement dolomitique, indurée à dure.

Sel blanc, translucide, cristallin, moyennement dur. [15]

C/ Trias : de 2780m à 3364 (épaisseur : 584m).

Trias Salifère 1 : 2780m – 2832m (épaisseur : 52m). Anhydrite blanche à blanc-beige, dur.

Sel massif, blanc, translucide, cristallin par endroits, moyennement dur. [15]

Trias Salifère 2 : 2832m – 2985m (épaisseur : 153m).

Sel massif, blanc, translucide, cristallin par endroits, moyennement dur. Argile grise, rarement brun-rouge, indurée. Anhydrite blanche, compacte. [15]

Chapitre III:étude de cas de puit omg-501

Trias Salifère 3 : 2985m – 3212m (épaisseur : 227m). Sel massif, blanc, et cristallin translucide, dur à moyennement dur. Argile grise à gris foncé, indurée.

Trias Argileux (G10) : 3212m – 3265m (épaisseur : 53m).

Argile brun rouge, gris verdâtre tendre à indurée, localement salifère, avec fines passées de Sel rosâtre, parfois blanc, translucide, massif.

Trias Argileux (G20) : 3265m – 3290m(épaisseur : 25m).

Argile brun rouge, gris verdâtre, tendre indurée, localement salifère, avec passées de Sel massif, blanc, translucide, cristallin, dur. [15]

-Trias Argileux (G30) : 3290m – 3307m (épaisseur : 17m).

Argile gris verdâtre, brun rouge par endroits, indurée, avec passées de Sel massif, blanc translucide, dur. [15]

-Trias Argileux (G35) : 3307m – 3333m(épaisseur : 26m).

Argile gris verdâtre, tendre à indurée. [15]

-Trias Argilo-Gréseux (G50) : 3333m – 3364m (épaisseur : 31m).

Grès gris clair à gris, parfois blanc, fin à moyen, friable.

Argile brun rouge à grise, silteuse, tendre à indurée. [15]

3-1-3-Paléozoïque de 3364m à 3459m (épaisseur : 95m).

-A/ Cambrien Ra de 3364m à 3419m (épaisseur : 49m).

Cambrien (DH/ID): 3364m – 3387m(épaisseur : 23m).

Grès quartzitique isométrique, gris à gri beige, moyen à grossier, à ciment argileux.

Silt gris clair à gris, parfois blanc. [15]

-Cambrien (D1): 3387m – 3413m (épaisseur : 26m).

Grès quartzitique, gris à gris beige, moyen à grossier, à ciments siliceux.

Silt gris clair à gris, micacé, feuilleté. [15]

-B/ Cambrien Zone de passage de 3413m à 3419m.

-Cambrien (ZPSG): 3413m – 3419m (épaisseur : 6m).

Grès quartzitique, blanc à gris blanc, moyen, à ciment argileux, compact. Présence de Silt.

-C/ Cambrien R2 de 3419m à 3459m.

Cambrien (R2ab): 3419m – 3459m (épaisseur : 40m).

Grès quartzitique, blanc à gris blanc, moyen à grossier, argileux à silico-argileux, compact.

Présence de grains de Quartz. Présence de Silt aspect argile, gris noir à noir, micacé, feuilleté.[15]

4-Types des tubage utilise dans le puits :[16]

Chapitre III:étude de cas de puit omg-501

A/ Tubage 30" ((234.6# X52 -ABB) : la longueur de ce train tubage est de 62 mètres composé par un sabot et cinq joints de tubage leurs longueur varies entre 12 et 12*1/2 pouces , (le Sabot posé à 62m). [16]

B/ Tubage 18 5/8" ((87.5# K55 -BTC), Sabot à 520m)

La longueur de ce train tubage est de 520 mètres composé par un sabot et 46 joints de tubage leurs longueur varies entre 11 et 11*1/2 pouces avec des centreurs fixé sur quels que tubage pour le centrage de ce dernier. [16]

C/ Tubage 13 3/8" ((68# N80 -BTC), Sabot à 2361m).

La longueur de ce train tubage est de 2361 mètres composé par un sabot ,un Anneau (Flot COLLAR) et 205 joints de tubage leurs longueur varies entre 11.2 et 11.6 pouces .avec des centreurs habillage un tiers de ces joints de tubage. [16]

D/ Tubage 9 5/8" ((47# P110 -BTC), Sabot à 3285m).

La longueur de train tubage est de 3286 mètres composé par un sabot, un Anneau (Flot COLLAR) et 280 joints de tubage leurs longueur varies entre 11.4 et 11.8 pouces, avec des centreurs habillage un tiers de ces joints de tubage. [16]

E/ Liner 7" ((32# P110 -N.VAM), Top à 2582m, Sabot à 3365m).

La longueur de Liner est 786 mètres composé par un Flot shoes, un Anneau (Flot COLLAR) et 51 joints de tubage 7pouce leurs longueur varies entre 11.6et 11.8 pouces et des équipements du suspension de Liner (packer ,HANGER , SWIVEL, STICK UP ,PBR TOL) , avec des centreurs habillage un tiers de ces joints de tubage. [16]

F/ Tubage 7" Suspendu (60 joints (29# L80 BTC) + 4 joints (29# P110 BTC), Sabot à 739m).

La longueur de ce train tubage est de 740 mètres composé par 64 joints de tubage leurs longueur varies entre 11 et 11*1/2 pouces, tous ces joints de tubage sont habillage (29 *L80 BTC).

G/ Liner 4 1/2" ((13.5# P110 -N.VAM), Top à 3321m, Sabot à 3459m). [16]

La longueur de Liner est 3180 mètres, composé par les équipement de tableaux sous dessous plus 313 joints de tubage 4 ½

Tab III.1 : La longueur et la cumule de chaque point en liner.

Item	Longueur	Cumul
	(m)	(m)
Sabot	0,84	0,84
Nipple RN	0,33	1,17
Réduction	0,30	1,47
Mill out ext	1,72	3,19

Packer MHR	1,42	4,61
A Seal	0,25	4,86
Pupe joint	1,14	6,00
1 joint Tbg	10,16	16,16
Nipple R	0,39	16,55

5-Étude de case de la phase (Phase 12''¼) : [13]

Début de Phase : 21/11/2018 à 00h00mn

Fin de Phase : 12/02/2019 à 14h30mn

Intervalle : 2362m à 3301m

Durée : 30.68 jours

Sabot 9''⁵/₈ : 3285m

5-1-Le problème de cette phase : Coincement de colonne de tubage à cause de chute de densité de boue par L'invasion de l'eau du formation et ensuite un perte totale dans la phase 12 ¼''.

5-2-Description et solution de ce problème :

Une colonne de tubage 9''⁵/₈ (47#P110 -BTC), composée de 283 joint a été descendue jusqu'à la cote 661m (61 joints), a cette cote on a observé un gain de boue de 1m³ qui a été confirmé par le boueux suivi par la chute de densité du 2.10sg au 2.03sg, et après avoir l'isolation de 72m³ de boue contaminée avec L'eau salé de formation qui se trouve dans la lithologie de Lias dolomitique (l'LD2) la densité fut augmenté jusqu'au 2.08sg. Puis ils ont décidés de continua la descente de tubage et au cours de la descente, le tubage a été posé et coincer a la cote 2929m (250jts). Un travail de tubage avec un tirage l exercés sur la colonne atteint +/- 45ton pendant 0.50 heure, le tubage a été libéré mais on a remarqué pas de retour de boue en surface (perte totale). Le tubage a été remonté en surface en vue de poser un bouchon de ciment squeeze au niveau la zone de la perte. [13]

Chapitre III:étude de cas de puit omg-501

Descente une garniture de cimentation composée de stinger 3.5" et 33 joints d'extension de tige de forage de 3.5" avec les tiges DP 5" a la cote 3298m, ensuite déplacer un volume 213m³ boue contaminée par d'autre boue fraiche de densité 2.10sg, et durant la circulation pratiquant un débit ascendant graduellement jusqu'à 1150 l/mn, on a remarqué le retour partiel de boue (Perte partielle). [13]

Poser le premier bouchon de ciment de 10m³ de densité 1.90sg au niveau la zone de la perte et pendant le déplacement du ciment on a remarqué pas de retour, remontée de la garniture à la cote 3013m puis ils ont circulés avec un débit réduit qu'ils ont pu récupérer le retour partial.

Ensuite continua la remontée de la garniture librement en surface. [13]

Descente une garniture de control du trou composées de l'outil PDC, de type DTGMRS, SN:1472746, dusé en (9*19)/32'', commença le reforage de formation a partir de la cote 2879m jusqu'au top ciment a la cote 3228m ensuite continua le reforage de ciment jusqu'à la cote 3296m (cote de la perte totale), ensuite remontée garniture librement en surface. [13]

Descente même garniture de cimentation a la cote 3296m, et durant la circulation fr 430/900lm, spp= 445psi/950psipsi, on a remarqué un retour partiel de boue (Perte partielle moyenne 26m³/h). Ensuite accompli l'opération de poser le 2eme bouchon de ciment de 10m³ comme le programme (voir rapport cimentation). [13]

Descente même garniture de control du trou', commença le reforage de formation a partir de la cote 3025m jusqu'au top ciment a la cote 3274m ensuite continua le reforage de ciment jusqu'à la cote 3293m, pas de perte enregistrée, circulation en vue d'alourdir et homogénéiser a 2.14sg, ensuite remontée outil librement 2361m, c'est la cote d'accomplir le test d'intégrité de formation (FIT) qui est comme suit : [13]

Accomplir le test d'intégrité de formation emw=2.20sg

** Circulation avant le FIT (Din=Dout=2.14sg)

** Held PJSM

** Test ligne de cimentation 2500psi pendant 10min -ok-

** P max= 450 psi, P stab= 280psi

** Volume pumper =2.7 bbl, Volume retourné= 1.7bbl, 63% after bleed off pressure

Remontée garniture librement en surface, et suite la négativité du test ils ont décidé de poser un 3eme bouchon de ciment soit 8m³ à la cote 3292m. [13]

Descente même garniture de control composées de l'outil PDC, de type DTGMRS, SN:1472746, dusé en (9*19)/32'', commença le reforage de formation a partir de la cote 750m jusqu'au top ciment a la cote 3170m ensuite continua le reforage de ciment jusqu'à la cote

Chapitre III:étude de cas de puit omg-501

3286m, pas de perte enregistrée, ensuite remontée outil librement 2361m, c'est la cote de réalisation de test d'intégrité de formation (FIT) qui est comme suit : [13]

Accomplir le test d'intégrité de formation $emw=2.23sg$

** Circulation avant le FIT ($D_{in}=D_{out}=2.14sg$)

** Held PJSM

** Test ligne de cimentation 500/3000psi pendant 10min -ok-

** P max= 430 psi, P stab= 400psi

** Volume pomper =2.3 bbl, Volume retourner= 2.2bbl, 95% after bleed off pressure[13]

Redescente garniture de la cote 2361m à 3286m en vue de déplacer intégralement la boue contaminée par une boue fraîche de densité 2.14sg, et après l'homogénéisation de la boue l'outil fut remonté librement en surface. [13]

Une colonne de tubage 9 5/8" (47# N80 -BTC), composée de 280joints, a été descendue à la cote 3285m, puis cimentée selon le programme sans incident technique. [13]

Au terme de cette phase, les BOP's furent installés, puis testés positivement. [13]

6-Les opérations de Tubages et Cimentations : [20]

on base sur la phase 12 1/4'' parce qu'elle contient la zone de coincement et le perte totale

D/ Phase 12''¹/₄(Tubage 9''⁵/₈)

Date: 01/03/2019

• Caractéristiques du Trou

Diamètre : 12''¹/₄

Profondeur: 3301m

1^{er} bouchon de ciment :

Date: 01/03/2019

✓ Test la ligne de cimentation à 4000psi.

Accomplir l'opération de poser 1^{er} bouchon de ciment a la cote 3301m suivant le programme:

✓ Pomper 07m³ de Spacer 1.7sg.

✓ Pomper 10m³ de ciment Slurry 1.9sg + 0.4m³ of spacer 1.7sg.

✓ Déplacement le ciment par 25m³ de boue 2.10s.g.

✓ Pas de retour de boue.

✓ Remontée 10 longueurs.

✓ Pomper 08m³ de boue 2.10sg $q=200/500$ l/mn.

✓ Pas de retour – Perte totale-

✓ Remontée 3.5'' tiges nue. [20]

2^{eme} bouchon de ciment :

Chapitre III:étude de cas de puit omg-501

Date: 03-04/03/2019

✓ Test la ligne de cimentation de 300psi a 4000psi pendant 15mn.

Accomplir l'opération de poser 2^{eme} bouchon de ciment a la cote 3296m suivant le programme:

- ✓ Pomper 10m³ de ciment Slurry 1.9sg.
- ✓ Déplacement le ciment par 27.4m³ de boue 2.10s.g.
- ✓ Perte durant la pose bouchon de ciment 8m³.
- ✓ Perte durant le déplacement de ciment 5m³, perte totale égale 13m³.
- ✓ Remontée 3.5'' tige nue de 3296m a 3016m.
- ✓ Circulation Q=430psi /900lpm – spp= 445psi / 950psi.
- ✓ Squeeze dynamique 08m³.
- ✓ Remontée 3.5'' tiges nue. [20]

3^{eme} bouchon de ciment :

Date: 06-07/03/2019

✓ Test la ligne de cimentation de 300psi a 4000psi pendant 15mn.

✓ Circulation (FR=1600 lpm, SPP= 3400 psi).

* Retour 100%. [20]

Accomplir l'opération de poser 3^{eme} bouchon de ciment a la cote 3292m suivant le programme

- ✓ Pomper 07m³ de Spacer 1.7sg.
- ✓ Pomper 08m³ de ciment Slurry 1.9sg.
- ✓ Pomper 0.4m³ of spacer 1.7sg.
- ✓ Déplacement le ciment par 27.4m³ de boue 2.14s.g.
- ✓ Remontée 3.5'' tige nue de 3292m a 3100m.
- ✓ Circulation Q=430psi /900lpm – spp= 445psi / 950psi.
- ✓ Squeeze dynamique, pas de perte.
- ✓ Hesitation squeeze:
 - pumped 390l of mud to reach 450psi-----pressure stabilized @ 430psi
 - pumped 100l of mud to reach 450psi-----pressure stabilized @ 430psi
 - pumped 100l of mud to reach 450psi-----pressure stabilized @ 430psi
 - pumped 100l of mud to reach 450psi-----pressure stabilized @ 410psi
- ✓ Bleed off, retour de boue 150l.
- ✓ Remontée 3.5'' tiges nue en surface.

Chapitre III:étude de cas de puit omg-501

Test la ligne de cimentation de 300psi a 4000psi pendant 15mn.

Accomplir l'opération de poser 2^{eme} bouchon de ciment a la cote 3296m suivant le programme:

- ✓ Pomper 10m³ de ciment Slurry 1.9sg.
- ✓ Déplacement le ciment par 27.4m³ de boue 2.10s.g.
- ✓ Perte durant la pose bouchon de ciment 8m³.
- ✓ Perte durant le déplacement de ciment 5m³, perte totale égale 13m³.
- ✓ Remontée 3.5'' tige nue de 3296m a 3016m.
- ✓ Circulation Q=430psi /900lpm – spp= 445psi / 950psi.
- ✓ Squeeze dynamique 08m³.
- ✓ Remontée 3.5'' tiges nue.

Caractéristiques du Tubage

Diamètre Extérieur: 9.625"

Diamètre Intérieur: 8.535"

Poids nominal: 47#

Grade: P110

Filetage: BTC

Pression d'éclatement : 10900psi

Pression d'écrasement: 7950psi

Nombre de joints : 280

Côte Sabot : 3285m

• Séquences de cimentation

- ✓ Test de la ligne de cimentation à 500/4000psi.
- ✓ Circulation et conditionnement de boue, Q=550lpm, SPP=450psi (pas de perte).
- ✓ Mesure efficacité des pompes : MP1 :95%, MP2 :95%.[20]
- ✓ Pompage 10m³ spacer d=2.15sg.
- ✓ Largage bouchon inferieur.
- ✓ Pompage 37.90 m³ laitier 2.16sg.
- ✓ Largage bouchon supérieur.
- ✓ Pompage 1 m³ d'eau.
- ✓ Chasse du ciment, par pompe de forage, avec 85 m³ de boue d=2.14sg @ 600lpm.

Chapitre III:étude de cas de puit omg-501

- ✓ Atteint le premier coup de pression à 850 psi.
- ✓ Chasse du ciment, par pompe de forage, avec 36 m³ de boue d=2.14sg @ 300lpm.
- ✓ Chasse du ciment, par l'unité de cimentation, avec 2.5 m³ de boue d=2.14sg @ 200lpm.
- ✓ Atteint le final coup de pression à 1400 psi.
- ✓ Pas de perte durant le déplacement.
- ✓ Purge, pas de retour.
- ✓ Test colonne de cimentation à 3500psi. [20]

7-La courbe d'avancement de puits omg-501 : [13]

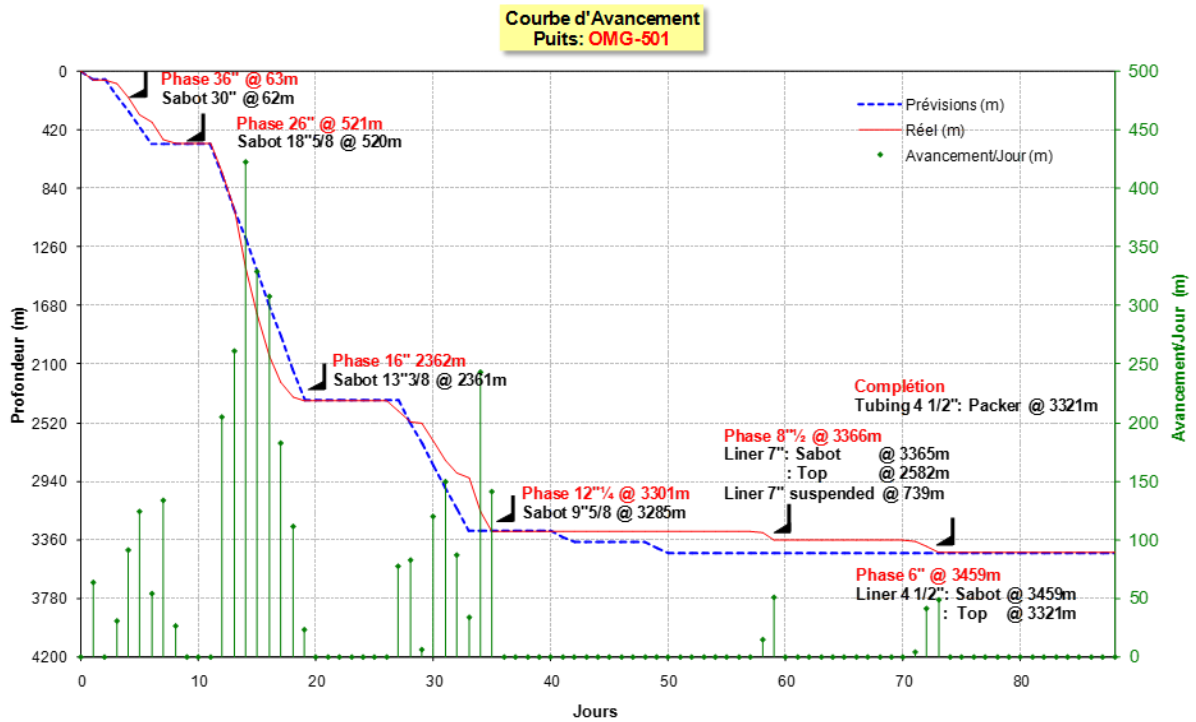


Figure III-2 :la courbe d'avancement de puits omg-501.

Observation : Dans la phase 12 ¼ :on prendre presque 3 moins pour terminer cette phase

Durée de forage :30.68jours

NPT :le reste de temps

On prendre beceaup de temps dans cette phase car on rencontre un perte totale c'est-à-dire le temps d'indiquer le perte +le temps de traitement de la boue+le temps de pompage de ciment +le temps de pompage de nouvelle boueetc

Mais le coincement prendre un temps négligables par raport à celle de perte totale(demi heure pour le décoincer).

Conclusion Générale

Conclusion générale

Malgré les techniques adaptées utilisées en cours de forage, mais parfois on à rencontrer des obstacles face à l'application de cette opération, le coincement et la perte de circulation sont les majeurs obstacles.

Dans notre étude, on trouve que ces problèmes sont les plus souvent rencontrés dans le champ HASSI MESSAUD et ce qui fait dans notre cas d'étude dans le puits omg-501, le coincement de tubage et la perte totale de la boue, ces derniers est survenu à cause des paramètres de la boue ou les liés.

Au cours de forage de puits, on peut utiliser une boue de densité suffisante pour éviter la venue de gaz et au même temps inférieure à la densité de fracturation pour éviter la perte de la boue, et pour le coincement les caractéristiques de fluide de forage peuvent être exprime un signe pour la position de la garniture (l'existence de la circulation et le débit et les déblais).

Et pour un déroulement normal de forage il faut la surveillance des paramètres de forage et surtout les caractéristiques de la boue car elles sont capables d'indiquer presque tous les problèmes possibles rencontrés dans les chantiers pétroliers, il faut aussi prendre des précautions techniques et de sécurité comme les citer dans le chapitre 2

Références

Référence

[1]- thèse de fin de formation «analyse de problème des pertes dans la phase 16''(puits hydraulique in-azen103 wilaya d'illizi) »

Par :M.CHEDAD ABDELLAH/juin 2017

[2]- article des sciences « hydrologéologie du bassin de HASSI MESSAUD et des zones limitrophes »

Par M.BESSEDIK,M.BOUHEDJA et REZKI,B/2014

[3]-thèse de master « étude des pertes de circulation dans la phase 8''3/8 dans le champ de Hassi –Messaud le cas mdz586 »

Réalisé par : TFYECHE MOHAMMED YACINE, BAKELLI ABDERRAHMANE/2014

[4]-thèse de fin de formation « étude du coincement de garniture dans la phase 12 ¼''dans le champ de Hassi Bahamou (timimoun) cas de puit hbh-16 »

Réalisé par :BOUKHELKHAL SALAHEDDINE/décembre 2016

[5]- thèse de fin d'étude « l'analyse d'un coincement dans la phase 12 ¼ dans la région de In-Aménas cas de puit tmno4

Réalisé par :BOUHENNA DJALAL et CHELLOUCHE WALID/2016

[6]-documentation d'entreprise «AVA DRILLING »/2023

[7]- thèse de fin d'étude « les boues de forage à base d'huile, l'impact sur la santé et sur l'environnement et techniques de traitement »

Réalisé par :ABDELHAMID BRAIK,ABDELBASSET SAIDI/2017

[8]-projet de fin de formation « étude et analyse de la perte de circulation de boue lors du forage phase 16'' du puits htf-23

Réalisé par :BACHIKH BACHIR

[9]-Livre :le forage pétrolier-techniques et procédés

L'auteur : DOBBI Abdelmadjid

Page :52-53

Année :2019/2020

[10]-thèse de fin étude master « étude et résolution d'un coincement par pression différentielle, cas de puits oks27 sur le champ de benkahla

Réalisé par :BERGUIGA BELKHIR,ACHOUR FOUAD/2014

[11]-thèse de fin d'étude « prédiction de coincement de la garniture de forage par les techniques des fouilles des données »

Réalisé par :M elle : BEBBOUKHA MERIEM,M elle : BOUTA HADJER/2016

[12]-« étude et analyse du problème du coincement phase 12 ¼ rdc 18

Références

Réalisé par :mr :Baamara Messoud/octobre 2017

[13]-documentation rapport journaliers de direction mud logging sonatrach/2019

[14]- documentation rapport journaliers des paramètres de boue de direction mud logging sonatrach/2019

[15]-documentation des données géologiques de direction mud logging sonatrach/2019

[16]-documentation de liste tubage de direction mud logging de sonatrach/2019

[17]-thèse de fin d'étude « étude et contrôlé d'une venue de gaz dans un puits pétrolier cas bahar el hammer bh-13

Réalisé par :KHENFER FAYCAL ,REBAI NACER/2021

[18]-thèse de fin d'étude « étude expérimentale du contrôle de venue de gaz dans un puits pétrolier »

Réalisé par :RAHMANI LALMI

[19]-documentation (fichier sur les stuck pipe)de ENSPM FORMATION INDUSTRIE/31.10.2017

[20]-documentation des opérations de cimentation de direction mud logging sonatrach/2019