

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables, des Sciences de la Terre et de l'Univers.

Département de forage et mécaniques des chantiers pétroliers

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : **Forage**

Présenté Par :

- Souani Mohammed Ramdane

-Chergui Mosaab El Bachir

-Hadjbar Iyes

-THEME-

**ETUDE DE STABILITE DES PAROIS
EN UNDERBALANCE DRILLING**

Encadré par :

Mecibah Iyes

2020/2021

Remerciement

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche

En premier lieu, je tiens à remercier notre Dieu, notre créateur, de m'avoir aidé afin d'achever ce modeste travail.

On remercie vivement Mr : MECI BAH ILYES notre encadreur pour son dévouement son esprit scientifique, sa présence et son grand cœur à nous répondre à toutes les questions difficiles à notre travail chapeau bas Mr : MECI BAH pour l'intérêt particulier que vous avez manifesté pour la réussite de notre travail

On tient à remercier chaleureusement et respectivement Mr DOBBI ABDELMADJID honorable doyen de notre prestigieux département (DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET L'UNIVERS).

On remercie Mr : Chef de département de forage et mécanique pétrolier de nous avoir facilité l'accès à son département.

A toutes les personnes qui nous ont aidé de loin ou de prêt en particulier à la réalisation de ce travail à savoir nos chers parents pour leur sacrifice, nos frères et sœurs.

Résumé

L'objectif de ce travail est d'analyser des problèmes rencontrés au cours du forage en parallèle avec l'application des paramètres de forage en underbalance qui peuvent avoir une influence sur la stabilité des parois du trou comme l'évolution du torque pendant le forage, Analyse du drawdown appliqué, Influence des vitesses de nettoyage, Influence du profil du puits, et Analyse du drag pendant les manœuvres. En analysant un cas réel du puits OMNZ 833.

Mots clés : forage en underbalance - analyse des problèmes-analyse du drawdown-analyse du drag-puits OMNZ 833.

Table des matières

I.	Présentation du champ Hassi Messaoud	8
I.1	Situation du champ et du puits OMNZ 833 :	8
I.1.1	Stratigraphie du champ Hassam Messaoud :	9
I.1.2	Le Précambrien :	9
I.1.3	Le Paléozoïque :	9
I.1.4	Le Mésozoïque :	10
I.1.5	Le Cénozoïque :	12
I.2	Historique du forage à Hassi Messaoud :	13
II.	Principe du forage en Underbalance :	16
II.1	Avantages et inconvénients de l'UBD :	17
II.1.1	Les avantages	17
II.1.2	Les inconvénients	18
II.2	Les équipements utilisés :	18
II.2.1	Equipements de fond :	18
II.2.2	Les équipements de surfaces :	21
II.2.3	Choke manifold :	27
II.3	Modes d'injection des fluides	28
II.3.1	Les fluides injectés	28
II.3.2	Méthode d'injection de fluide	30
II.4	UBD ingénierie	32
II.4.1	BHCP :	32
II.4.2	Hole cleaning :	33
III.	Instabilité des parois	36
III.1	Instabilité chimique :	36
III.2	Les argiles :	36
III.2.1	Le fluide de forage :	37
III.3	Instabilité mécanique :	37
III.3.1	Notions de mécaniques des roches :	38
III.3.2	Contraintes in situ :	44
III.4	Prédiction de l'instabilité des parois d'un puits	46
III.4.1	Théorie de l'orientation du puits	46
III.4.2	Estimation de l'instabilité des parois	48
IV.	Analyse des problèmes liés à l'instabilité des parois	50
IV.1	1. Analyse du torque pendant le forage	50
IV.1.1	Modes rotary et sliding :	50
IV.2	Evolution du torque pendant le forage	53
IV.3	Analyse du drawdown appliqué	54
IV.4	Influence des vitesses de nettoyage	57
IV.5	Influence du profil du puits	59

la liste des figures

Fig 1 : Situation géographique du champ Hassi Messaoud.....	8
Fig 2 : Zones du champ Hassi Messaoud.....	9
Fig 3 : stratigraphie du champ Hassi Messaoud	13
Fig 4 : forage en UBD et OBD	16
Fig 5 : Principe de l'UBD	17
Fig 6 : moteur de fond PDM	19
Fig 7 : Moteur de fond turbine	19
Fig 8 : MWD électromagnétique.....	20
Fig 9 : Disposition simplifiée des équipements de surface.	21
Fig 10 : Fibre générateur de l'azote.....	23
Fig 11 : Séparateur vertical biphasique	25
Fig 12 : Schéma d'un séparateur horizontal à quatre phases	25
Fig 13 : BOP standard pour les opérations UBD	26
Fig 14 : Tête rotative passive PRCH.....	27
Fig 15 : Tête rotative passive PRCH.....	28
Fig 16 : l'injection à.....	30
Fig 17 : Injection.....	31
Fig 18 : Injection à.....	32
Fig 19 : Ruptures en traction	42
Fig 20 : Ruptures en extension	43
Fig 21 : Ruptures en cisaillement	43
Fig 22 : Contraintes avant le forage.....	44
Fig 23 : Contraintes après le forage	45
Fig 24 : Théorie de l'orientation des puits	47
Fig 25 : Résultats de simulation de stabilité des parois d'un puits.	49
Fig 26 : Fréquence d'utilisation des modes rotary et sliding, Puits OMNZ 833.....	51
Fig 27 : flambage de la garniture	51
Fig 28 : WOB appliqué en forage.....	52
Fig 29 : WOB appliqué pendant le forage.....	53

La liste des tableaux

Tab 1 : Garniture de forage en UBD.....	22
Tab 2 : Caractéristiques des fluides de forage.....	29
Tab 3 : ECD et DD appliqué pendant le forage.....	50
Tab 4 : Poids sur l'outil et vitesse de rotation en forage conventionnel (tricônes).....	52
Tab 5 : ECD et DD appliqué pendant le forage.....	55
Tab 6 : Les dépressions créées sur le fond en fonction du drawdown.....	57
Tab 7 : Problèmes rencontrés pendant les manœuvres.	62

INTRODUCTION GENERALE

Dans le cadre de l'amélioration et le développement du forage en Algérie plusieurs techniques et méthodes ont été élaborées à travers le temps afin de résoudre des nombreux problèmes liés aux forages. Parmi les techniques qui ont été utilisées en Algérie le forage en underbalance. Comme le forage en UBD à de nombreux avantages il porte aussi un certain nombre d'inconvénients pouvant affecter la décision de forer ou pas. L'un des principaux problèmes de cette technologie est d'instabilité des parois. L'objectif de ce travail est l'analyse des problèmes rencontrés au cours du forage en parallèle avec l'application des paramètres de forage qui peuvent avoir une influence sur la stabilité des parois du trou. En analysant un cas réel du puits OMNZ 833.

Le manuscrit s'organise principalement autour de trois chapitres :

- Le premier chapitre de ce mémoire consiste en une présentation du champ Hassi Messaoud.
- Le deuxième chapitre est une description détaillée du forage en underbalance (Principe du forage en Underbalance, avantages et inconvénients de l'UBD, et Les équipements utilisés).
- Le troisième chapitre est consacré à analyse des problèmes liés à l'instabilité des parois comme l'évolution du torque pendant le forage, analyse du drawdown appliqué, influence des vitesses de nettoyage, influence du profil du puits, et Analyse du drag pendant les manœuvres.

chapitre 01 :

Présentation Du Champ Hassi
Messaoud

I. Présentation du champ Hassi Messaoud

Situation du champ et du puits OMNZ 833

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 (puits MDO 1) et mis en production en 1958. Il est situé dans la partie septentrionale du Sahara à 900 km au Sud-Est d'Alger (fig.1), sur le plan géologique il est limité au Nord par la structure Djamaa -Touggourt, au Sud par le mole d'Amguid-El Biod, à l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès et à l'Ouest par la dépression de Oued M'ya.

Le gisement de Hassi Messaoud est caractérisé par sa formation Cambro-ordovicienne ' sa profondeur de 3100 à 3380m, son épaisseur jusqu' à 200m, la légèreté de son huile et sa pression initiale élevée, de 482 kgf /cm² environ.

Le réservoir de Hassi Messaoud est constitué de 04 ensembles nommes de bas en haut : R3, R2, Ra et Ri. Le réservoir Ra est la partie la plus importante en termes de qualité d'huile et d'épaisseur de formation. La limite supérieure de ces 04 lithozones est la discordance Hercynienne et la limite inférieure est le socle granitique Précambrien.

La roche du réservoir est essentiellement représentée par des grès quartzitiques dures à très dures. Le champ de Hassi Messaoud est affecté par un réseau de failles compliquées d'orientation principale NE-SO. Ce réseau est le résultat de plusieurs phases tectoniques ayant affectées toute la plateforme saharienne. Le champ est subdivisé en 25 zones appartenant à deux secteurs principaux : le secteur Nord qui comprend les zones OM et ON et le secteur Sud qui comprend les zones MD. Le puits étudié, OMNZ 833, est situé dans l'interzone 7-2 du gisement de HMD (Fig.2).

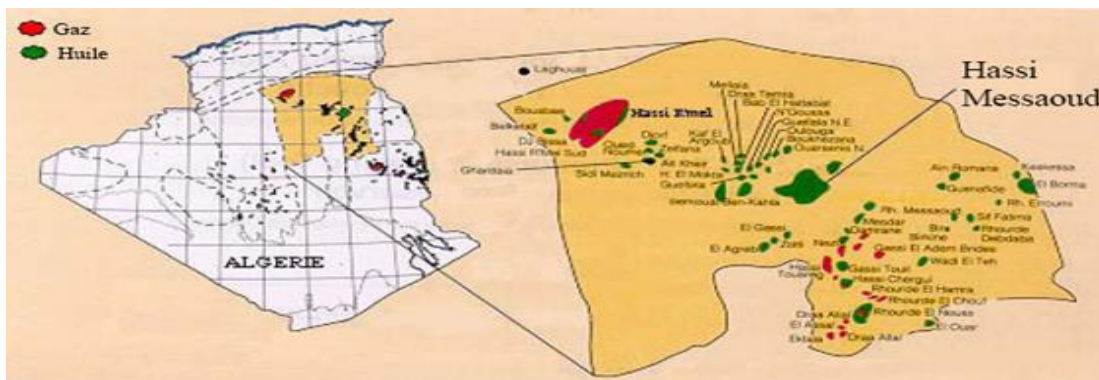


Fig 1: Situation géographique du champ Hassi Messaoud

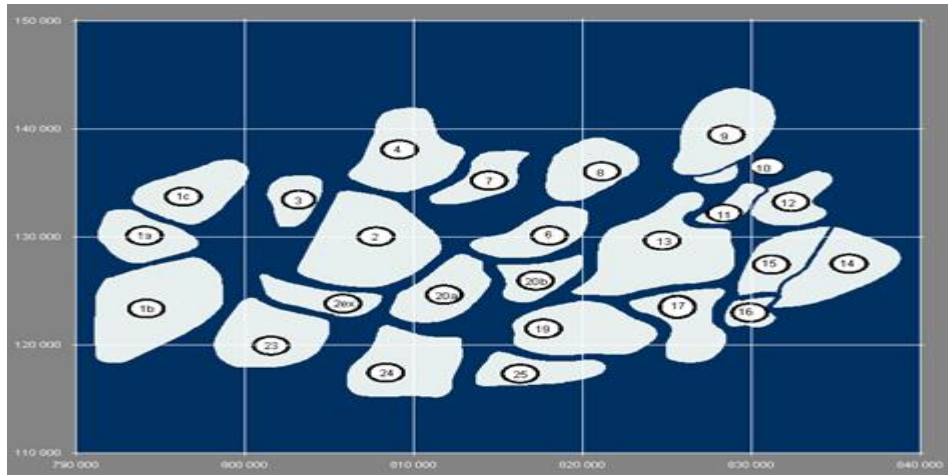


Fig 2:Zones du champ Hassi Messaoud

I.1.1 Stratigraphie du champ Hassi Messaoud

La stratigraphie du champ Hassi Messaoud est caractérisée par des dépôts mésozoïques reposant en discordance sur les dépôts paléozoïques du Cambro-ordovicien ou on constate l'absence d'une bonne partie du paléozoïque au centre du bassin qui est dû à L'érosion des dépôts au cours de la phase tectonique hercynienne. En allant vers la périphérie du champ la série devienne de plus en plus complète (Voir fig.3) :

I.1.2 Le Précambrien

Le socle d'âge précambrien est formé essentiellement par des roches granitiques traversées par fois par des coulées basaltiques. Il est rencontré à environ 4000m de profondeur.

I.1.3 Le Paléozoïque

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance ; c'est la discordance panafricaine (600 a650 MA). On distingue de la base au sommet :

- L'Infra-cambrien : c'est l'unité lithologique la plus ancienne, il est constitué de grès argileux rouge.
- Le Cambrien : il est constitué essentiellement de grès hétérogènes, fins a très grossiers entrecoupés par des passées de silt stones argilo-micacés. On y distingue 03 lithopones : R1 (Ra + Ri), R2 et R3 Lithozone R3 :

Il est formé par des banes de grès moyen a très grossier feldspathiques et micacés a ciment argileux abondant, traversés par fois par des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

Son épaisseur moyenne est de 370m.

- * Lithozone R2 :
- * Il est composé de grès moyen grossier micacé, mal classé, à stratifications obliques et ciment argileux avec des intercalations de siltites. Son épaisseur est de 100m environ.
- * Lithozone Ra :
- * Il est formé de grès quartzitiques moyens à grossiers à ciment argilo-siliceux et stratifications souvent obliques à entrecroisées, traversées par de nombreuses passées de banes de siltites centimétriques à décimétriques. Il présente des Tagilites dans sa partie supérieure. L'épaisseur moyenne du Ra est de 125m environ, mais on remarque qu'il est entièrement érodé au centre du champ.
- * Lithozone Ri :
- * Il est représenté essentiellement par des grès quartzitiques, fins, bien classés à ciment argilo-siliceux avec la présence abondante des Tigillites.
- * L'ordovicien :
- * On distingue de bas en haut les quatre 04 unités lithologiques suivantes :
- * Zone des alternances :
- * Elle est constituée de nombreuses passées d'argiles indurées, en alternance avec des banes de grès quartzitiques fins et isométriques. Son épaisseur moyenne est de 20m.
- * Argiles d'El Gassi :
- * Ce sont des argiles schisteuses indurées de couleur verte à noire et rarement rougeâtres. Elles sont caractérisées par des fossiles dites Graptolites indiquant un milieu de dépôt marin. Ces argiles glauconieuses et parfois carbonatées sont rencontrées surtout dans la périphérie du champ. L'épaisseur moyenne de cette formation est de 50m.
- * Les grès d'El Atchane :
- * Ce sont des grès fins à très fins, d'épaisseur moyenne variant de 12 à 25m, de couleur grisâtre claire et sombre avec des passées d'argiles et de siltites.
- * Les quartzites d'El Hamra :
- * Ce sont des grès quartzitiques fins, d'épaisseur moyenne variant entre 12 et 75m

I.1.4 Le Mésozoïque

- * Il est représenté par les trois étages suivants :

- * -Le Trias :
- * Il repose en discordance sur le cambrien au centre du bassin et sur l'ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en trois sous étages :
- * Trias gréseux : il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque. Il est subdivisé en plusieurs unités qui se différencient par la lithologie et par la réponse diagénétique de chacune. Son épaisseur varie de 0 à 75m.
- * Trias argileux : il est constitué d'argiles brun rouge à bariolées plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet. Son épaisseur moyenne est de 113m.
- * Trias salifère : il est formé par des bancs de sel massif qui présente au sommet des intercalations d'anhydrite et des lits d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques. Son épaisseur moyenne est de 340m.
- * -Le Jurassique :

Il est représenté par un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet et alternance de faciès lagunaires et marins à la base. Son épaisseur moyenne est de 844m. Il est subdivisé en trois sous étages :

- * Le Lias : il est caractérisé par une zone de marne dolomitique marquant le passage du tri au lias, connue sous le nom de l'horizon B qui est un repère sismique. Son épaisseur moyenne est de 300m.
- * Le Dogger : il est subdivisé en deux formations : le dogger lagunaire à la base et le dogger argileux au sommet. Son épaisseur moyenne est de 320m.
- * Le Malm : il est caractérisé par des dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations de bancs de calcaire et de dolomie tachetés en anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 225m.
- * Le Crétacé :
- * Il est d'épaisseur moyenne de 1620m. Il est subdivisé en sept formations qui sont de bas en haut :
- * **Le Néocomien** : il est formé par deux formations, une à la base constituée de grès et de quelques passées d'argiles et l'autre, au sommet, constituée par des argiles avec de

nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie. Son épaisseur moyenne est de 182m.

- * **Le Barrémien** : il est formé par de grès fins à moyens carbonates à plages d'anhydrite alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique. Son épaisseur moyenne est de 280m.
- * **L'Aptien** : il est représenté par deux 02 banes dolomitique séparés par un lit d'argile. La limite Aptien - Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique représentant un bon repère sismique.
- * **Dolomitique** : représentant un bon repère sismique. L'épaisseur moyenne de l'aptien est de 25m.
- * **L'Albien** : il est constitué de grès et de sable fin avec des intercalations d'argile silteuse. Il contient une nappe aquifère gigantesque. Son épaisseur moyenne est de 350m.
- * **Le Cénomaniens** : il est représenté par des alternances d'anhydrite, d'argiles brun rouges, de marne grise et de dolomie. La limite Cénomaniens -Albien est marquée par un passage des séries évaporitiques aux séries gréseuses de l'albien. L'épaisseur moyenne de cet étage est de 145m.
- * **Le Turonien** : il est composé d'alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux. Il contient une nappe aquifère salée. Son épaisseur varie de 70 à 120m.
- * **Le Sénonien** : il est représenté à la base par une série lagunaire formée par des banes massives de sel et des alternances d'anhydrite, de dolomie et d'argile grise et au sommet par une série carbonatée formée par des calcaires dolomitiques argileux et des banes d'anhydrite. L'épaisseur moyenne du sénonien est de 45 m.

I.1.5 Le Cénozoïque

C'est l'âge tertiaire. Il est représenté à Hassi Messaoud par deux étages, l'Eocène à la base, constitué de calcaire dolomitique et le Mio-Pliocène au sommet représenté essentiellement par des recouvrements sableux.

Ere	AGE	ETAGES	Ep(m)	LITHOLOGIE	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE			
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOPLIOCENE	239		Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses			
		EOCENE	122		Calcaire dolomitique à silex			
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107		Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie		
			ANHYDRITIQUE	209		Anhydrite, marne, dolomie		
			SALIFERE	149		Sel massif à intercalations d'argiles et marnes		
		TURONIEN	112		Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux			
		CENOMIEN	147		Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile			
		ALBIEN	362		Grès à intercalations d'argiles silteuses			
		APTIEN	24		Dolomies cristallines et calcaires			
		BARREMIEN	276		Grès fins à moyens ,carbonatés, intercalés de niveaux d'argile			
		NEOCOMIEN	182		Argile à intercalation calcaire ,grès à passées argileux			
		JURASSIQUE	MALM	MALM	226		Argiles et marnes intercalées de calcaires, dolomie et grès	
	DOGGER			ARGILEUX	107		Argile tendres, marnes dolomitique à rares passées gréseuses	
				LAGUNAIRE	211		Anhydrite ,Dolomie et argiles tendresà marnes grises	
	LIAS		LD1	66		Dolomies ,anhydrite à passées d'argiles et de calcaires		
			LS1	90		Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite		
			LD2	55		Dolomie à passées marnes grises		
			LS2	58		Sels translucides à quelques passées de marnes grises		
			LD3	31		Marnes grises à passées de dolomies		
			TRIAS	SALIFERE	TS1	46		Alternances des sel d'anhydrite et de dolomie
					TS2	189		Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile
	TS3	202				Sel massif avec traces d'argiles		
Argileux	113			Argile rouges dolomitique ou silteuses injectée de sel et anhydrite.				
Gréseaux	0à35			Grès fins à moyens à ciment argileux				
Eruptif	0à92		Andésite					
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites d'Elhamra	75		Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite.			
		Grès d'Le Atchane	25		Grès fins feldspathiques et glauconieux.			
		Argile d'Le Gassi	50		Argile verte ou noire à graptolites			
		Zone des alternances	18		Alternances d'argile et des grès quartzitiques avec glauconite et tigilites.			
	CAMBRIEN	R1	R. Isométrique	42		Grès isométriques quartzites, présence de tigilite.		
			R. Anisométrique	125		Grès quartzites anisométrique moyen à grossiers a ciment argileux et siliceux avec stratification oblique a entre croise.		
		R2	10		Grès moyen a grossiers parfois micacés a ciment argileux illitiques.			
		R3	370		Grès feldspathiques et micacés grossiers a ciment argileux.			
		Infra cambrien	45		Grès argileux rouges			
		Socle			Granite porphyroïdes rose.			

Fig 3 : stratigraphie du champ Hassi Messaoud

I.2 Historique du forage à Hassi Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert en janvier 1957 suite à une campagne de sismique réfraction. Le premier forage MDO 1, a mis en évidence un anneau d'huile a 3338m

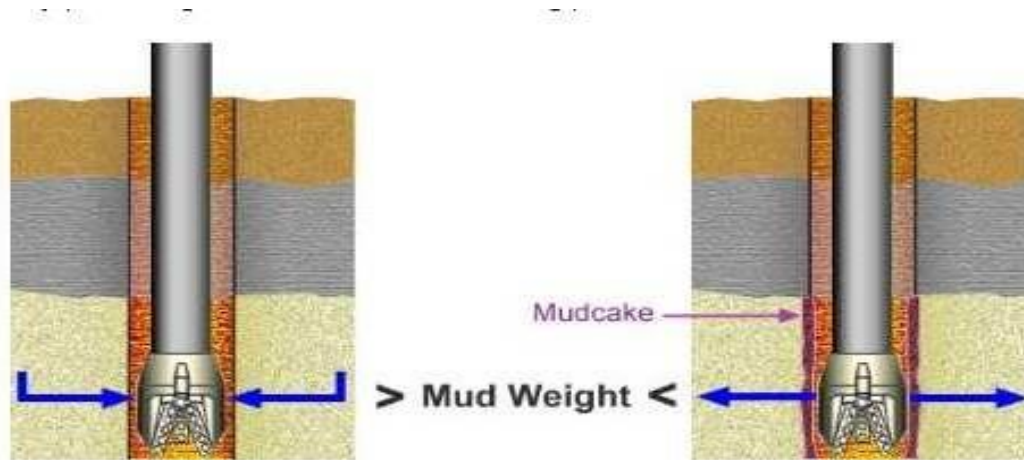
de profondeur dans les grés du Cambrien. En mai 1957 et a 7km au NNO du puits MD01, le forage OMI, fore par la CFPA a confirmé la présence de l'huile dans les grés du Cambrien. Après l'arrivée du forage horizontal a Hassi Messaoud, la technique de forage en underbalance UBD a été développée dans le champ depuis l'année 2001 (Puits OMO 243). Actuellement le champ de Hassi Messaoud est divisé en 25 zones de production qui sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits ayant presque la même pression de gisement et communiquent entre eux.

chapitre 02 :

Généralité Sur Le Forage En
UBD

L'UBD (UnderbalanceDrilling) est une méthode de forage dans laquelle la pression de fond exercée par le fluide de forage (pression hydrostatique (Ph) est maintenue inférieure à la pression des pores du réservoir (pression de gisement (Pg), contrairement à l'Overbalance où la pression exercée par le fluide de forage est légèrement supérieure à la pression de pores.

Si la différence de pression entre la pression de fond et la pression de gisement (ΔP) ainsi que la perméabilité sont suffisantes, les fluides de formation entrent dans le puits. Par conséquent, des équipements spéciaux devront être prévus pour l'acheminement et la



séparation de la production en surface.

Under Balance

Overbalance

Fig4 : forage en UBD et OBD

II. Principe du forage en Underbalance

Le principe du forage en underbalance consiste à maintenir la pression de fond inférieure à celle du réservoir selon une ΔP (draw down) désirée et ce durant toute l'opération de forage et en cours des manœuvres.

On définit le « draw down » comme la différence entre la pression du gisement et la pression au fond du puits, exprimé en pourcentage par rapport à la pression de gisement c'est à dire :

$$(P_g - P_f) * 100 / P_g \dots\dots\dots (1)$$

On doit pouvoir établir la pression de fond ($P_f = P_h + P_a$) en conditions de production ou sans production. Tell que :

Pf : la pression de fond. Ph : la pression hydrostatique. Pa : les pertes de charges annulaires.

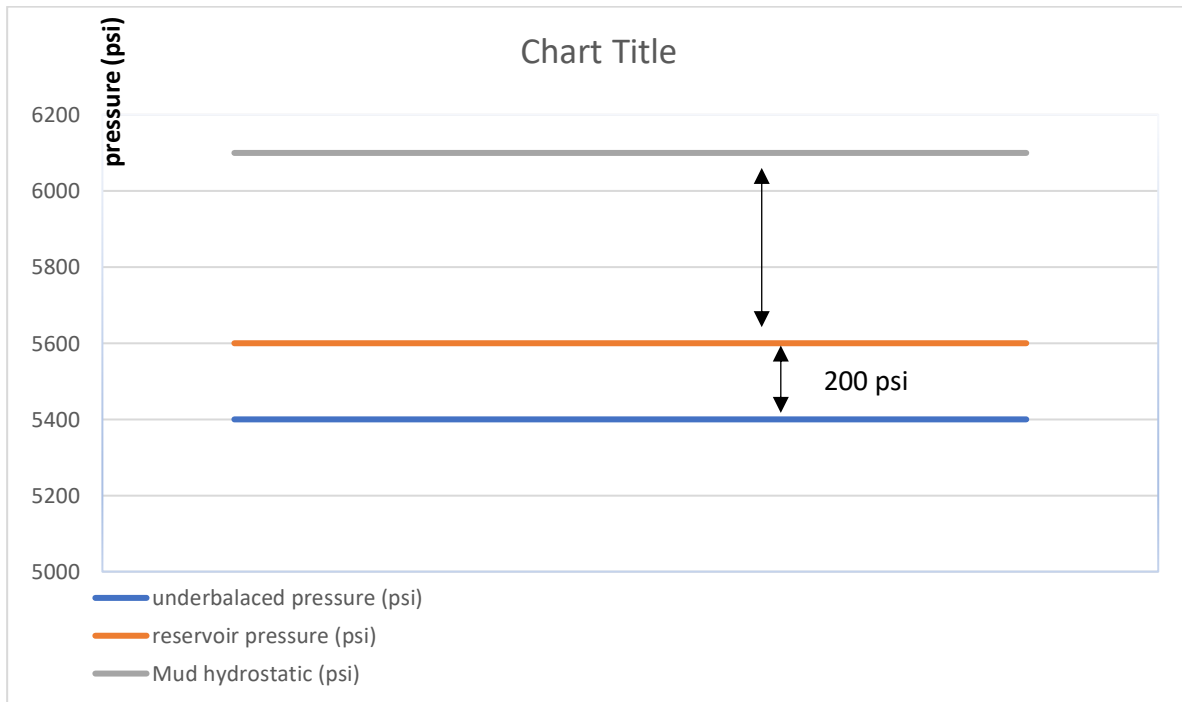


Fig 5 : Principe de l'UBD

II.1 Avantages et inconvénients de l'UBD

II.1.1 Les avantages

L'application de la technique de UBD dans le forage des réservoirs a offert de nombreux avantages que celle de forage conventionnel, parmi lesquels on cite :

- Réduction de l'endommagement du réservoir et augmentation de la productivité ;
- Minimisation des pertes de circulation et les coûts associés ;
- Elimination de possibilité de coincement par pression différentielle ;
- Augmentation de la vitesse de l'avancement ROP ;
- Elimination d'éventuelles opérations de nettoyage de fond ou de stimulation ;
- Augmentation de la durée de vie des outils de forage ;
- Possibilité de forer des réservoirs extrêmement déplétés
- Production pendant le forage donc des revenus précoces
- Impact positif sur l'environnement à travers un système de circulation fermé

II.1.2 Les inconvénients

Comme le forage en UBD a de nombreux avantages il porte aussi un certain nombre d'inconvénients pouvant affecter la décision de forer ou pas avec cette technique. Parmi lesquels on cite :

- Risque d'instabilité des parois du puits
- Corrosion et / ou détérioration de certains équipements ;
- Complexité des opérations avec une ingénierie additionnelle
- Augmentation de risque d'incendie ou d'explosion ;
- Coûts très élevés par jour d'opération ou en stand-by.

II.2 Les équipements utilisés

II.2.1 Equipements de fond

II.2.1.1 Moteur de fond PDM

- En contraste avec le mode de forage rotary, le moteur de fond assure la rotation de l'outil de forage sans que ça soit transmise sur le long de la garniture jusqu'en surface. Les PDM, positif Déplacement Motors, sont constituées de deux sections motrices (power section) : c'est la partie qui convertit l'énergie hydraulique du fluide de forage en énergie mécanique à l'aide d'un système de rotor et stator (fig.6)
- Une section de transmission : qui permet de transmettre le couple et la vitesse de rotation produits par la première section à l'arbre de sortie (drive shaft). Cette transmission peut être constituée d'une seule pièce en alliage de titane ou d'un axe rigide avec une rotule à chaque extrémité.

Au-dessus de la section motrice se situent une vanne automatique permettant la circulation à travers des orifices latéraux lors de l'arrêt de la circulation. A +30% du débit maximum recommandé cette vanne est activée : la boue déplace une chemise vers le bas isolant les orifices latéraux et la circulation se fait à travers le moteur. Les PDM sont des équipements assez fragiles particulièrement les stators et les sections d'appui d'où nécessité de bien suivre les paramètres fournis par le constructeur (débit, poids sur l'outil, couple maximum, ...)

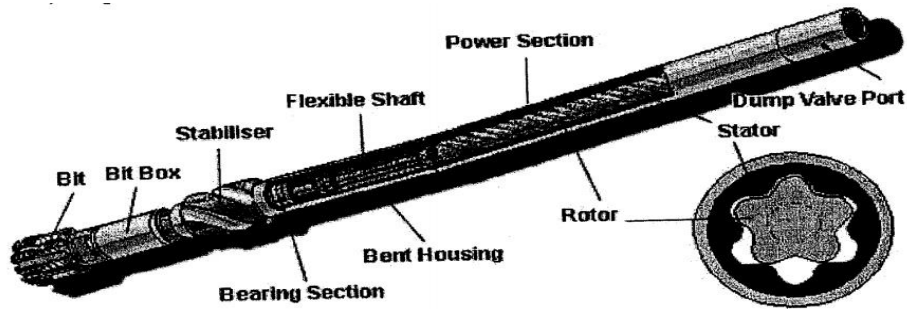


Fig 6 : moteur de fond PDM

II.2.1.2 Les turbines

Les turbines sont moins utilisées dans le forage que les PDM pour des raisons technique (high speed) et commerciale. Elles ont des points communs avec les moteurs PDM, du fait qu'ils contiennent tous les deux une section motrice et une transmission, sauf que la section motrice de la turbine est formée par des hélices

(fig 7) .

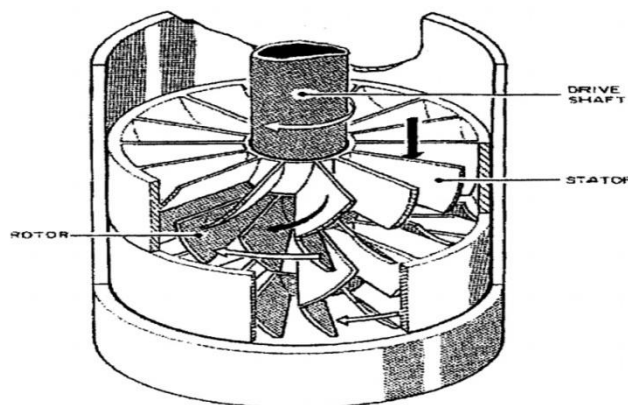


Fig7 : Moteur de fond turbine

II.2.1.3 Le MWD

Le MWD, mesurément While Drilling, est un outil qui permet de faire types de mesures qui sont transmet aux surfaces sous forme de pulsations à travers la boue de forage. Ces mesures sont :

- Les mesures directionnelles : qui sont l'inclinaison, l'azimut et le tool face servant à suivre la trajectoire du puits et vérifier sa conformité avec la trajectoire prévisionnelle

- Les paramètres mécaniques du forage qui sont :
 - Le poids transmis sur l'outils DWOB (Down weight on bit)
 - Le couples transmis à l'outil (downholetorque)
 - La pression annulaire du fond APWD (Annulus Pressure While Drilling)

Ces dernières données, seulement disponibles en option avec le MWD, sont extrêmement précieuses, car dans un puits horizontal le poids et le couple à l'outil ne peuvent être connus qu'approximativement malgré les calculs des drag et torque.

Le MWD n'est plus efficace si le taux du gaz dans la boue dépasse 28%, d'où l'introduction de l'outil EMMWD, électromagnétique MWD. Cet outil est plus

Utilisé dans le puits foré en underbalance car il permet de transmettre l'information sous forme d'ondes électromagnétiques (fig .8).

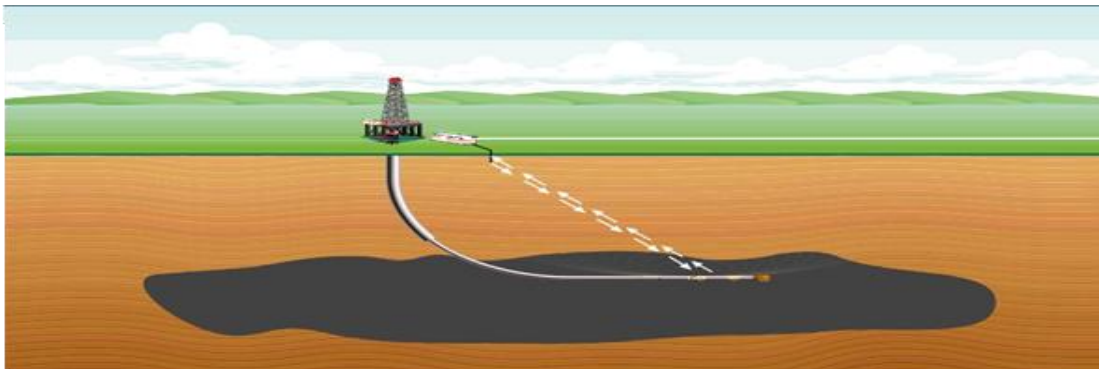


Fig 8 : MWD électromagnétique

Son inconvénient est que ces ondes ne passent pas à travers les dômes de sel ce qui exige l'utilisation de câble, wire line, pour la traverser

II.2.1.4 Float valve

Pour des raisons de sécurité en UBD on doit utiliser au moins deux valves de sécurité au-dessus de l'outil et par fois, dans des conditions sévères de l'UBD, on incorpore plusieurs

II.2.1.5 jetsub

C'est un outil de longueur de 70cm environ et un diamètre égal à celui des drills pipe utilisés. ILS porte une ouverture restreinte sur le Corp. désignée pour y passer 15 à 20% du fluide existant à l'intérieur du string et comme le gaz a une viscosité inférieure à celle du liquide, le jet sub a tendance préférentielle de by passer le gaz de l'intérieur du string

vers l'annulaire dans la partie supérieure du puits permettant de réduire la pression de fond et assurer ainsi la continuité des conditions UBD .

II.2.2 Les équipements de surfaces

L'équipement utilisé dans le forage UBD peut être divisé en 04 catégories principales (Fig 9) :

- Système de forage
- Équipement générateur de gaz ;
- Équipement de réparation de surface ;
- Équipement de contrôle des revenus.

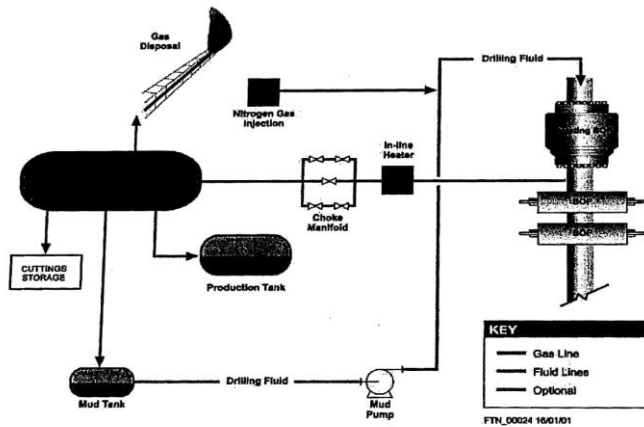


Fig 9 : Disposition simplifiée des équipements de surface.

II.2.2.1 Garniture de Forage

Le diamètre du trou de sonde et la longueur du drain horizontal déterminent le meilleur type de dégradation : coiled tubing ou drill pipe string . Si le diamètre du trou à forer passe 61/8" on utilise des tiges Les plus appropriés pour le forage. Si le diamètre du puits est égal ou inférieur à 61/8" Il est préférable d'utiliser des coiledtubing .il est en UBD, la plate-forme est sujette à une corrosion considérable et doit être réchauffée et inspectée par chaque DTM.

Le tableau suivant résume les avantages de l'utilisation de coiled tubing par rapport aux drill pipes :

Tab 1 : Garniture de forage en UBD.

Coiled tubing	Tiges de forage
Pas de déconnexion pendant le forage	La connexion exige l'arrêt de l'injection du gaz ce qui provoque des pics de pression
Permettre le forage sous haute pression	La pression de la tête rotative Est limite à 3000 psi
Dans les fluides aères l'utilisation du MWD est simple	Le système MWD ne peut pas être utilisé en fluide aéré
Le diamètre maximum du puit est de 6"	Diamètre de puits non limité
Le nettoyage du fond est plus critique	Le nettoyage est assisté par la rotation
Le BOP stack prend moins d'espace	Le BOP stack nécessite une tête rotative
Capacité limitée en tirage	Possibilité de forer de long drain horizontale

II.2.2.1.1 le gaz naturel

Si le gaz naturel est utilisé dans l'UBD, des compresseurs, des régulateurs de débit et de pression doivent être installés pour contrôler la qualité du gaz naturel injecté pendant le forage.

II.2.2.1.2 Nitrogène cryogénique

L'utilisation du nitrogène cryogénique liquide n'est pas très recommandé à cause de volume de gaz à transporter et la nécessité de convertir le cryogénique en gaz pour l'injecter dans le puits. Par exemple à fin de pomper 1500 scf/mn de nitrogène pour 24 heures on a besoin de 15 bacs de 2000 gal au chacun le déplacement de tel volume peut présenter des implications sérieuses en terme de sécurité.

- Génération du Nitrogène :

Afin d'éviter d'être transporté vers des bacs, etc., pour ouvrir la quantité nécessaire au fonctionnement, il est fortement recommandé d'utiliser un générateur d'azote sur site. L'unité de génération d'azote est simplement un système qui filtre l'azote présent dans l'atmosphère en utilisant des fibres fines, dans lesquelles l'oxygène est rejeté dans l'atmosphère.

Dans l'atmosphère, l'azote N₂ est mis sous pression pour atteindre une pression d'injection suffisante (voir figure I0).

La propreté de l'azote doit être de 95%, mais l'oxygène ne doit pas dépasser 5%. L'oxygène ne suffit pas pour provoquer une explosion (incendie dans le puits), mais l'oxygène suffit Cela a causé le problème de la corrosion des matériaux utilisés dans l'UBD.

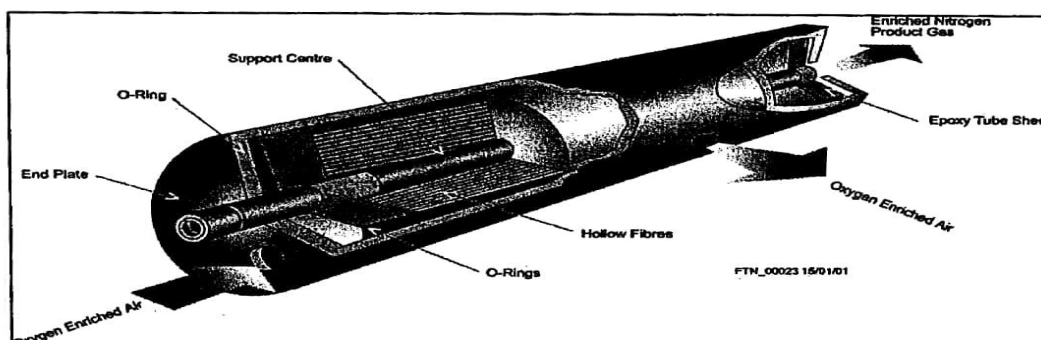


Fig 10 : Fibre générateur de l'azote

II.2.2.2 Système de séparation

Le système de séparation doit être adapté au type des fluides du réservoir. Un séparateur

pour un champ de gaz sec est très différent de celui recommandé pour un champ d'huile lourde .il doit avoir une capacité suffisante pour recevoir le débit des fluides utilisés en surface et capable de séparer le fluide de forage du celui sortant du puits dans le but de pouvoir le pomper une autre fois dans le puits .Ils existent des systèmes de séparation en deux phases à quatre phases (fluide de forage, huile, gaz et cutting) et en séparateur verticale et horizontal. (Voirfig.11)

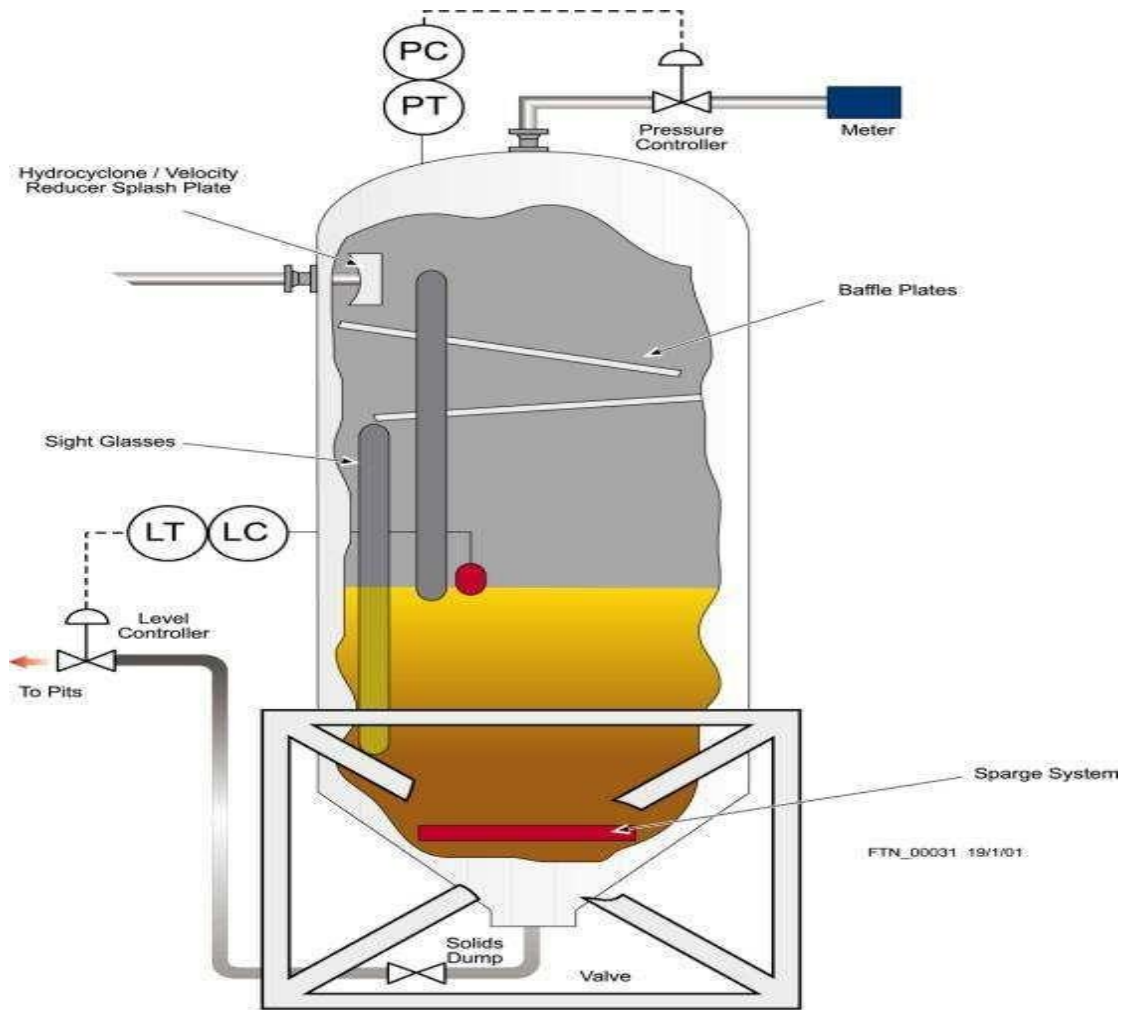


Fig 11 : Séparateur vertical biphasique

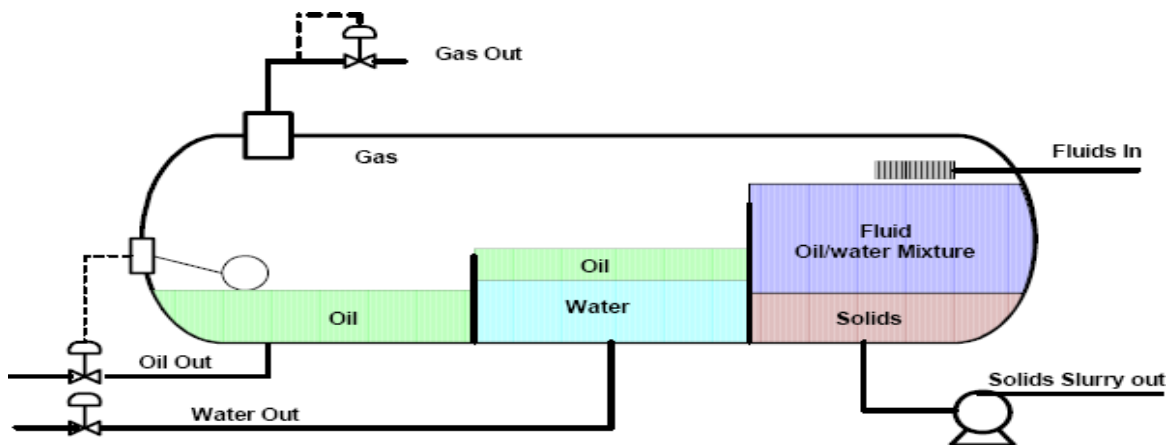


Fig 12 : Schéma d'un séparateur horizontal à quatre phases.

II.2.2.3 Equipement de contrôle de venues

II.2.2.3.1 BOP stack

Le BOP stack conventionnel n'est plus suffisant lorsqu'on fore en underbalance. Il est renforcé en raison de sécurité par des blindés et des pipes rams supplémentaires (fig.13).

Au sommet du BOP stack, un système de tête rotatif RCH avec une ligne principale de retour du fluide et une vanne de sécurité immédiate ESD.

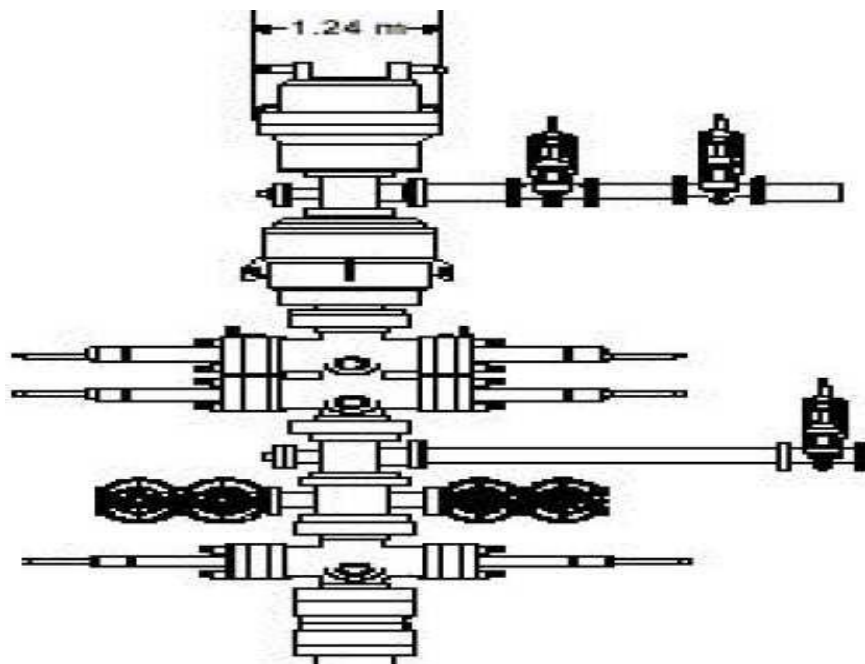


Fig 13 : BOP standard pour les opérations UBD

II.2.2.3.2 Le système RCH

Le système RCH, Rotating Control Head, doit être choisis sur la base de la pression Acquise en surface lors de la mise en production du puits. Il existe des têtes rotatives de 150 à 5000 psi en statique et 3000 psi maximum en dynamique et des têtes rotatives actives et passives (Williams, Shaffer, Hydril, ...etc.). Si la pression du réservoir est de 1000 psi, il n'est pas nécessaire d'utiliser un RCH de 5000 psi (fig.14).

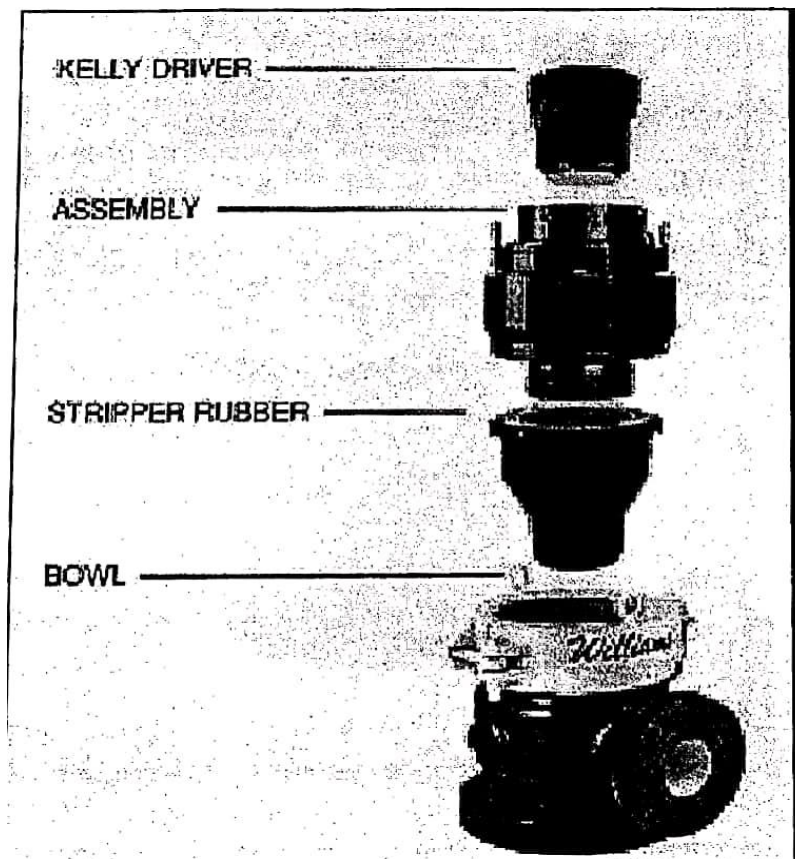


Fig 14 : Tête rotative passive PRCH.

II.2.2.3.3 La vanne ESD

Ce système permet de fermer le puits sur la ligne de retour et en même temps arrêter le pompage du fluide et du gaz lift. Elle peut être opérée à distance à partir de plusieurs endroits au chantier.

II.2.3 Choke manifold

En plus du manifold de duse de l'appareil de forage utilisé pour contrôlé de venues, il existe un autre manifold spécial pour les opérations UBD, utilise seulement pour orienter l'effluent et diminuer la pression sortante du puits en dessous de la pression de service dus eparateur.il porte deux dusses: l'une fixe et l'autre ajustable de diamètre

Suffisant pour ne pas créer un back-pressure dans le puits.il est strictement interdit d'utiliser le manifold de duse de l'appareil pendant le forage du puits et ceci à cause de l'érosion qui peut lui affecter et le rendre incapable de maitriser des situations d'urgence. (Fig.15)



Fig 15 : Tete rotative passive PRCH

II.3 Modes d'injection des fluides

II.3.1 Les fluides injectés

Le fluide utilisé dans le forage en UBD est choisi selon le type de réservoir et suivant qu'il répond ou pas aux caractéristiques d'un bon fluide de forage .Le tableau suivant résume les différents fluides utilisés avec leurs caractéristiques:

Tab 2 :Caractéristiques des fluides de forag

Fluide de forage	Caractéristiques
Air	<ul style="list-style-type: none"> - densité de 0.02 sg - ROP excellente - durée de vie des outils meilleure - formation des mud rings en présence de liquide - le nettoyage de fond est lié à la vitesse dans l'annulaire.
Mist	<ul style="list-style-type: none"> - densité de 0.02 à 0.24 sg - similaire à l'air avec l'addition d'un % de liquide - réduction de formation de mudrings - pressions plus élevées que dans le forage à air - problème de stabilité du mélange.
Foam	<ul style="list-style-type: none"> - densité de 0.24 à 0.48 - capacité de nettoyage est meilleure - slugging (séparation de phases en haut du puits) est réduit si le foam est stable - problème debreak-
Gasified-mud	<ul style="list-style-type: none"> - densité de 0.48 à 0.84 sg - moins de gaz généralement requis - slugging doit être géré correctement - la vitesse est minime ce qui réduit l'érosion des équipements.

II.3.2 Méthode d'injection de fluide

Il existe quatre modes principaux d'injection de gaz dans le puits :

- Injection à l'intérieur drill pipe ;
- Injection en parasite string ;
- Injection en concentrique casing ;
- Injection en concentrique drill pipe.

Chacune de ces méthodes présente des avantages et des inconvénients. La méthode d'injection appropriée en fonction de la pression de fond, de la vitesse de nettoyage, du coût et de la conception des risques pour la sécurité.

II.3.2.1 Injection à l'intérieur drill pipe

C'est la méthode conventionnelle du forage en underbalance. Elle consiste à mixer le gaz et le liquide en surface et injecter ce mélange à l'intérieur des tiges. (voir fig.15) Dans cette méthode la colonne hydrostatique est totalement allégée depuis l'outil jusqu'en surface (un drowdown élevé) , mais le nettoyage de fond est faible à cause de la viscosité faible du mélange liquide-gaz.

La présence du gaz en taux qui dépasse 28% influe ou élimine complètement le signal en pulsation émis par le MWD. Ce problème est résolu par l'utilisation du EMMWD qui envoie un signal électromagnétique à travers les formations.

Le gaz peut influe aussi sur le fonctionnement du moteur de fond et l'outil MWD par l'élévation de température de fond et le manque de lubrification.

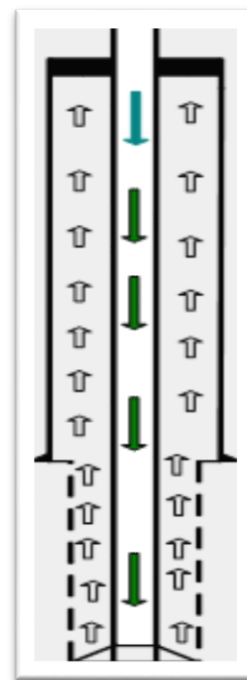


Fig 16 : l'injection à

l'intérieur drill pipe

II.3.2.2 Injection en parasite string

Dans cette méthode on utilise un string de très petit diamètre comme conduite de gaz. Il est descendu dans le puits parallèlement et à l'extérieur du casing jusqu'au point de l'injection (voir fig.17).

Le parasite string ne doit pas laisser descendu dans l'open hole afin de éviter un éventuel endommagement et le point d'injection doit être fixé au-dessus du top ciment. Les avantages de l'utilisation de cette méthode sont :

Les avantages de l'utilisation de cette méthode sont :

- Le MWD conventionnel peut être utilisé ;
- le moteur conventionnel peut être utilisé sans impact sur son énergie de travail ;
- connections rapides sans purge de ligne.

Cette méthode présente également les inconvénients suivants :

- profondeur d'injection limitée ;
- impact sur la pression de fond et la vitesse dans l'annulaire.
- La descente du parasite string constitue le problème majeur dans cette méthode, à cause des frottements avec les parois du puits, ce qui conduit souvent à l'endommagement ou le bouchage du string.

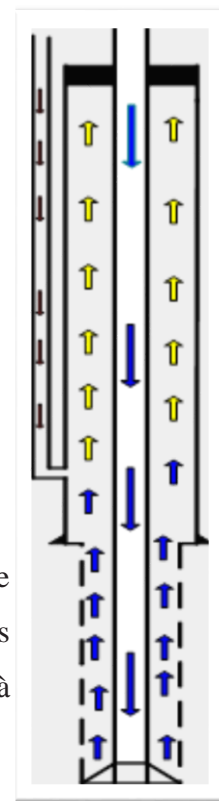


Fig17 : Injection

En parasite string

Injection en concentrique casing:

Lorsque le dernier casing descendu (sabot au top réservoir) arrive en surface, on peut injecter le gaz dans le micro annulaire entre ce casing et le casing précédent à travers un point de communication appelé circulating sub. (voir fig.18) Cette méthodes portent les mêmes avantages et inconvénients que celle du parasite string à l'exception du problème de descente du string.

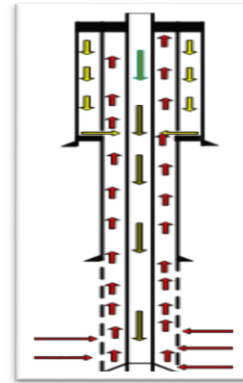


Fig 18 : Injection à
Concentrique casingn

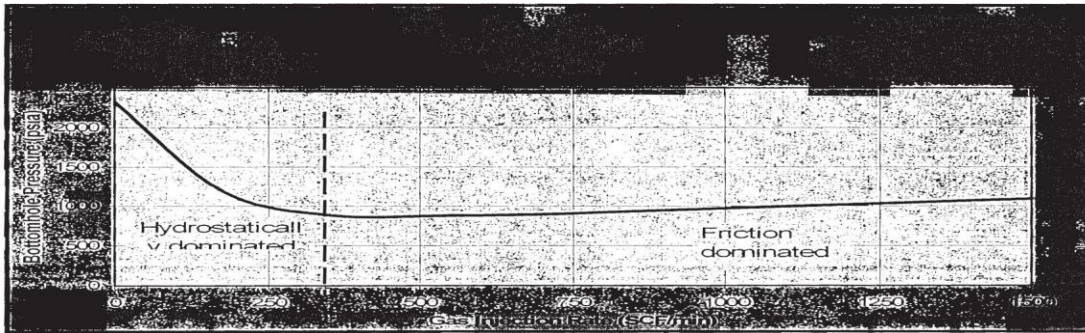
Cette méthode consiste en l'utilisation des tiges à double cloisonnement où le gaz et le liquide sont pompés séparément. Le gaz rentre dans le puits à un point choisi au-dessus du BHA pour pouvoir alléger le maximum de la colonne hydrostatique. L'inconvénient majeur de cette méthode est qu'elle nécessite l'utilisation d'une garniture spéciale : drill pipes et tige d'entraînement.

II.4 UBD ingénierie

Le forage d'un puits en UBD se fait en appliquant des procédures de forage qui prennent en compte tous les éléments nécessaires. Le succès de cette opération est étroitement lié à la planification et à l'organisation qui doivent être établies entre les parties suivantes : contracteur, compagnies de service et tous les groupes intéressés : forage, géologie, réservoir et production.

II.4.1 BHCP

Le Bottom Hole Circulating Pressure BHCP ou la pression de fond en circulation est un élément de base qui doit être pris en compte dans la conception technique d'un puits. Il est lié étroitement au débit d'injection de gaz et celui du liquide qui influe sur la densité statique du mélange. Lors de la circulation, Le BHCP est donné par la pression de la colonne hydrostatique plus les pertes de charges annulaires. On parle dans ce cas de la densité équivalente en circulation ECD. La figure ci-dessous montre un exemple de graphes représentant la pression annulaire en fonction des variations de débit d'injection de gaz, avec un débit constant du liquide.



Courbe N° 1: Impact du débit d'injection de gaz sur le BHCP.

Ce graphe montre deux 02 intervalles principaux :

- un intervalle dominé par la pression hydrostatique où le BHCP diminue avec l'augmentation de débit d'injection de gaz ;
- un intervalle dominé par les frictions : si on continue à augmenter le débit d'injection de gaz le BHCP augmente à nouveau. Ceci est dû aux pertes de charges annulaire qui se répercutent sur le fond.

Dans le but d'optimiser et assurer la continuité des conditions UBD le long de profil de forage, des simulations sont effectuées par la compagnie de service UBD pour estimer les variations de la pression de fond en fonction de la profondeur et en variant les débits d'injection de gaz et de liquide pour obtenir le drawdown optimum fixé par le design du puits. Le tableau suivant montre un exemple de résultats de simulation de BHCP comparés à ceux obtenus en forage.

Neotec Simulations vs. Actual BHCP Measured										
Injection rates		Actual (average)			Model			Percentage Error		
Liquid	Gas	BHCP	SPP	Annular	BHCP	SPP	Annular	BHCP	SPP	Annular
gpm	scfm	psi	psi	psi	psi	psi	psi	%	%	%
200	500	2450	800	30	2390	760	30	2	5	0
175	750	2030	1000	30	1990	810	30	2	19	0
150	850	1950	1300	30	1860	1260	30	5	3	0
Well 2										
Injection rates		Actual (average)			Model			Percentage Error		
Liquid	Gas	BHCP	SPP	Annular	BHCP	SPP	Annular	BHCP	SPP	Annular
gpm	scfm	psi	psi	psi	psi	psi	psi	%	%	%
200	500	2590	800	30	2560	760	30	1	5	0
175	750	2210	1000	30	1980	810	30	10	19	0
150	850	1980	1100	30	1950	980	30	2	11	0
100	1000	1840	1300	30	1710	1230	30	7	5	0

Tableau N°3: Exemple de simulation de BHCP (WFD)

II.4.2 Hole cleaning

Le hole cleaning ou le nettoyage de fond est parmi les problèmes majeurs rencontrés en forage en UBD. Comme la viscosité du fluide de forage multiphasique (gaz + liquide + effluent) est inférieure à celle capable de suspendre les cuttings, le nettoyage de fond est assuré seulement par la vitesse du fluide dans l'annulaire. La vitesse recommandée est liée

au type de fluide utilisé, son mode d'injection et à l'inclinaison du puits :

- **Inclinaison < 40°**

Le puits se comporte comme un puits vertical. Un régime d'écoulement laminaire combiné à une valeur de débit classique assure un nettoyage satisfaisant.

- **40° < Inclinaison < 60°**

Les cuttings ont tendance à s'accumuler sur les parois inférieures du puits et à former ainsi un lit instable qui peut subitement glisser vers le bas lorsque l'on arrête les pompes. Cet intervalle est extrêmement difficile à nettoyer d'où la nécessité de vitesses annulaires de 60 à 70 m/mn. En régime turbulent, dans les formations fragiles ou à une consolidation faible . il est donc préférable d'utiliser un flux laminaire (haute viscosité) et de pomper régulièrement des bouchons à faible viscosité .

- **Inclinaison > 65°**

Les cuttings s'accumulent sur la paroi inférieure du puits en un lit stable qui ne glisse pas vers le bas. Les cuttings les plus gros se décantent les premiers et sont difficiles à enlever. Un régime turbulent (une viscosité faible favorise un régime turbulent) combiné à la rotation des tiges (mode rotary) constitue le moyen le plus efficace pour disperser le lit de cuttings et nettoyer le puit

chapitre 03 :

L'instabilité Des Parois

III. Instabilité des parois

L'avantage majeur du forage en underbalance est la minimisation l'endommagement du réservoir du a l'invasion par le fluide de forage du fait que la pression du pore est supérieure à la pression hydrostatique du fond, ce qui permet à l'effluent de s'écouler dans le puits. Ce pendant le forage dans les conditions underbalance augmente le risque d'instabilité des parois et c'est en relation avec la résistance au cisaillement des roches adjacentes vis-à-vis des concentrations des contraintes induites autour des parois en cours du forage. Si cette résistance est supérieure aux contraintes induites les parois demeurent stables, sinon dans le cas contraire la roche se rompt. Généralement, dans le cas de l'underbalance, un trou est dit stable si la roche tout autour résiste à une densité de forage inférieure à celle du fluide de pore, sans collapse des parois.

III.1 Instabilité chimique

Ce type d'instabilité est dû essentiellement aux réactions chimiques établies entre le fluide de forage et les formations traversées. Un bon exemple est la réaction entre un fluide de forage à base d'eau et des formations d'argiles.

Ils existent des argiles plastiques gonflantes qui peuvent conduire au coincement de la garniture lorsqu'elles se mettent en contact avec de l'eau, et des argiles raides a comportements fragiles qui peuvent conduire au cavage du trou.

III.2 Les argiles

Elles sont constituées essentiellement par des minéraux silicates. Elles présentent plus de 70% des terrains sédimentaires dans le monde, elles causent ainsi la plupart des problèmes rencontrés pendant le forage. On peut subdiviser les argiles selon leur comportement vis-à-vis de l'eau en deux groupes :

1-Les argiles plastiques : Elles renferment dans leur structure une très grande quantité d'eau piégée lors de l'enfouissement des de pots, à cause de l'imperméabilité des formations adjacentes. Cette quantité d'eau peut être libérée suite à la dépression créer par le forage et conduit au fluage des feuillets vers le trou. L'argile dite l'illite-montmorillonite présente un bon exemple de ce type d'argiles

2-Les argiles raides : Ce sont des argiles a comportement fragile. Lorsque l'eau pénètre entre leurs feuillets, elle détruit leur structure et conduit à la dispersion de leurs particules dans le fluide de forage, ce qui augmente la viscosité de ce dernier. Les argiles les plus connues de ce

groupe sont : le chlorite et la kaolinite.

III.2.1 Le fluide de forage

Il existe deux types de fluides : fluide de forage à base d'eau et fluide de forage à base d'huile. Les deux types sont constitués par un constituant de base, eau ou huile, et d'autres constituants comme : les alourdisant, les viscosifiants et les surfactants qui assurent en même temps la stabilité du fluide et les différentes fonctions de ce fluide. Pour assurer que les argiles ne réagissent pas avec le fluide de forage on ajoute souvent des produits chimiques dits : inhibiteurs d'argiles. Ces produits se fixent sur les ions de l'argile pour l'empêcher de réagir en contact avec de l'eau. A Hassi Messaoud et en forage en underbalance cette interaction chimique est presque nulle, du fait qu'on fore avec du brut : le fluide de la formation elle-même.

Un bon fluide de forage doit assurer les fonctions suivantes :

- Suspendre et évacuer les cuttings ;
- Maintenir la stabilité des parois du puits ;
- Maintenir les fluides de formation en place ;
- Réduire au minimum l'endommagement du réservoir ;
- Refroidir et lubrifier l'outil et la garniture de forage ;
- Transmettre l'énergie hydraulique au BHA ;
- Assurer l'évaluation adéquate des formations proportionnées ;
- Commander la corrosion ;
- Faciliter la cimentation et la complétion ;

Réduire au minimum l'impact Sur l'environnement.

Le choix d'un fluide de forage doit être basé sur sa capacité de réaliser ses fonctions principales et de réduire au minimum les problèmes prévus lors de l'établissement d'un programme de forage. Bien que ces fonctions puissent fournir des directives pour le choix du fluide, elles ne devraient pas être la base unique de ce choix, d'autres considérations importantes doivent être tenues en compte comme l'expérience, la connaissance du champ, la disponibilité des produits, le coût et les considérations environnementales.

III.3 Instabilité mécanique

L'instabilité mécanique des parois est due essentiellement au déséquilibre des contraintes auprès des parois lors de l'enlèvement de la roche par l'outil de forage (effet du trou). Avant le forage, la formation est en équilibre sous l'effet des contraintes géostatique. Après le forage,

le fluide de forage remplace la partie enlevée de la roche ce qui implique la modification de l'état de contrainte, donc risque de rupture.

III.3.1 Notions de mécanique des roches

La roche est un matériau poreux dont l'espace interstitiel est saturé par un ou plusieurs fluides. Son comportement demeure fort complexe vis-à-vis de sollicitations interactives de types mécaniques, thermiques, hydrauliques ou chimiques qui tendent à modifier son état initial. Le forage, qui se présente comme une perturbation géométrique au sein de la roche, provoque une altération de l'état initial par le fait de la redistribution des contraintes d'une part, et par l'action du fluide de forage qui est susceptible de provoquer des perturbations thermiques, chimiques et hydrauliques d'autre part.

III.3.1.1 Résistance à la compression simple UCS

On définit d'abord deux types de module : le module de Young statique E_{stat} , déduit à partir des essais de compression par un appareil triaxial et le module de Young dynamique E_{dyn} calculé à partir des diagraphies acoustiques (ondes P et S):

$$E_{dyn} = \sigma_b v_s^2 (3V_p - 4V_s) / (V_p^2 - v_s^2) \dots\dots\dots(2)$$

Où:

σ_b : densité de la roche ;

V_p : vitesse des ondes de compression ;

V_s : vitesse des ondes de cisaillement.

$$E_{stat} = 0.032 E_{dyn}^{1.623} \text{ (Pour les argiles et les grès, D'après Fuller 1996);}$$

$$E_{stat} = 0.713 E_{dyn} + 2.8808 \text{ (Pour les roches carbonatés, les évaporites et les sels, D'après Yale & al 1994).}$$

La résistance à la compression simple ou unconfined compressive stress UCS est défini comme étant la valeur de la contrainte de compression uniaxial qui conduit à la rupture de la roche avec une contrainte perpendiculaire nulle.

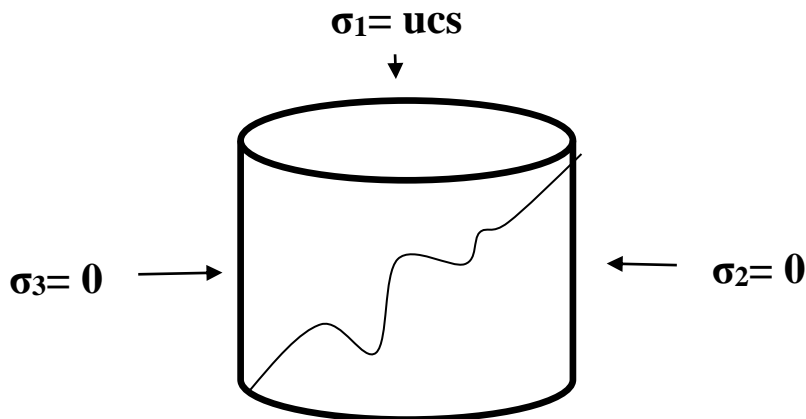


Schéma N°1: UCS, concentrations des contraintes

L'UCS peut être mesurée par les essais triaxiaux sur des carottes ou calculée en fonction de module de Young statique E_{stat} . D'après Plumb 1994, par la formule :

$$\text{UCS} = 2.280 + 4.1089 E_{\text{stat}} \text{ (} E_{\text{stat}} \text{ en Gpa et l'UCS en Mpa) } \dots\dots\dots(3)$$

A Hassi Messaoud, le réservoir Cambrien présente une assez forte résistance à la compression allant de 54 à 86 Mpa. Cette valeur fait en sorte que l'UBD est réalisable dans cette zone.

III.3.1.2 Critère de Mohr-Coulomb

Les matériaux se rompent principalement en cisaillement ou en traction. La rupture en traction ne se produit que si l'une des contraintes principales diminue en deçà de la résistance à la traction. Cependant, celle provoquée par le cisaillement est le résultat d'une certaine combinaison critique des contraintes. Parmi les critères de rupture les plus adaptés aux roches est le critère de Mohr-Coulomb. Ce critère se base sur un mécanisme de glissement entre les grains de la roche. Ce modèle est l'un des premiers modèles établit pour résoudre les problèmes de mécanique qui étaient initialement des problèmes de mouvement et de friction de corps solides. Supposons que deux grains comme représenté sur la figure 18, ayant entre eux une matière assurant leur cimentation l'un à l'autre, sont soumis à un état de contraintes (σ, τ) .

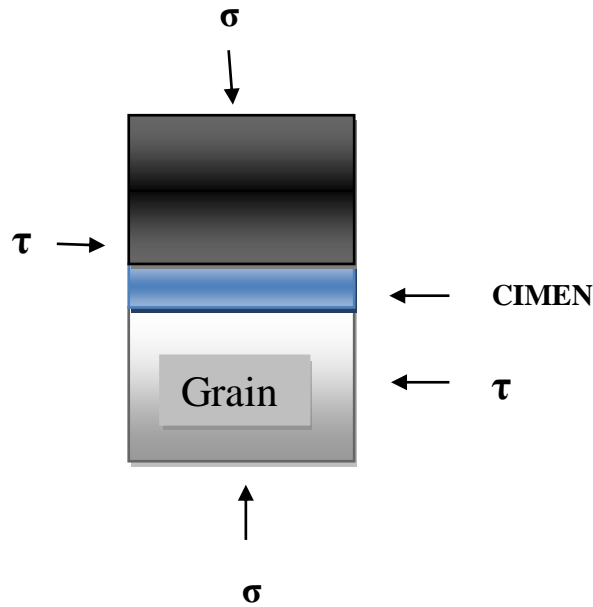
Le ciment procure une certaine cohésion, qui sera quantifiée par une valeur C . En outre, l'effort normal représenté par la contrainte σ génère une force de frottement entre les grains caractérisée par un angle de frottement Φ .

La condition pour qu'il y ait glissement entre les deux grains est que la force extérieure

tangentielle doit être supérieure à la force bloquant le mouvement. Ce qui s'exprime en terme de contraintes :

$$\tau \geq | \sigma \cdot \tan \Phi + C | .$$

σ étant positive en compression et négative en traction .

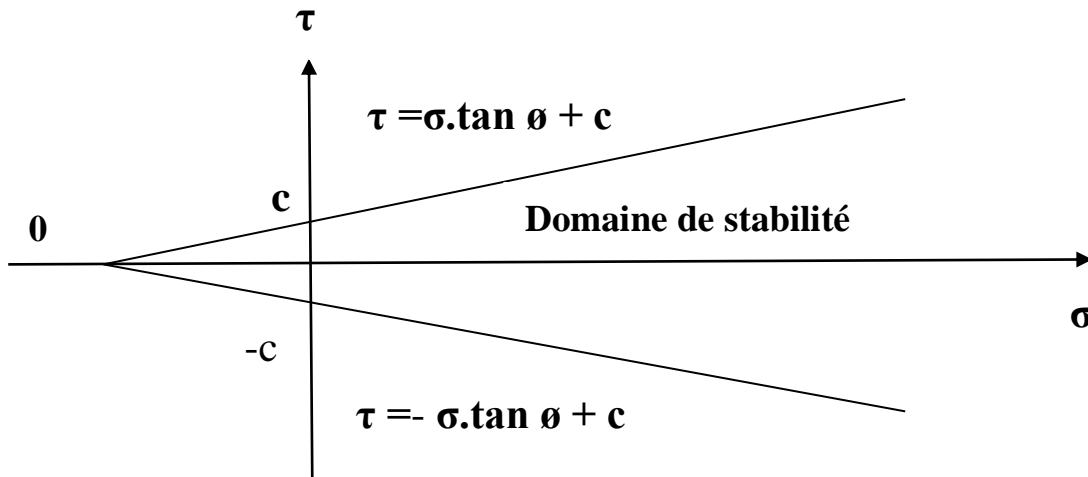


Par conséquent, l'inéquation définie ci-dessus caractérise un domaine de stabilité dans lequel les grains ne glissent pas les uns par rapport aux autres. Ce domaine est limité par les deux droites appelées enveloppes de rupture et dont les équations sont :

$$\tau = \sigma \cdot \tan \theta + c \dots\dots\dots(4)$$

et

$$\tau = - \sigma \cdot \tan \theta + c \dots\dots\dots(5)$$

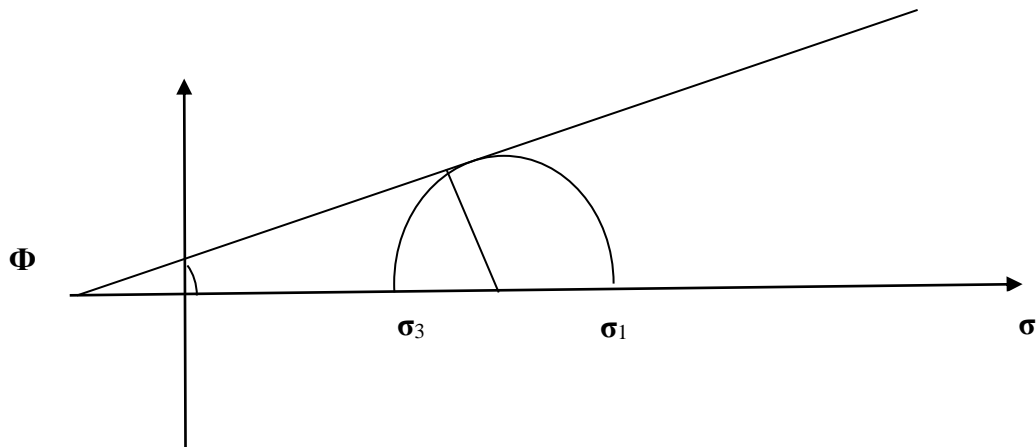


Courbe N° 2: Domaine de stabilité de Mohr-Coulomb

Ces droites sont appelées droites de Coulomb, elles sont tracées en effectuant un essai de cisaillement en utilisant la boîte de Casagrande composée par deux demi-boîtes qui peuvent se déplacer horizontalement l'une par rapport à l'autre en exerçant un effort normal sur l'échantillon. La demi-boîte supérieure est poussée horizontalement à vitesse constante, l'effort de cisaillement est mesuré par l'intermédiaire d'un dynamomètre. La connaissance de N et T permet de tracer ces droites de Coulomb ; cette expérience est refaite plusieurs fois avec $\sigma_i = N_i / S$,

$\tau_i = T_i / S$, avec plusieurs valeurs de σ et τ on peut tracer la droite de Coulomb $\tau = f(\sigma)$,

$\tau = c + \sigma \cdot \tan \Phi$ Pour déterminer les cercles de Mohr on réalise un essai triaxial dont on place une éprouvette cylindrique (protégée par une membrane et soumise à une contrainte de confinement $\sigma_2 = \sigma_3$ par l'intermédiaire d'un liquide contenu dans cette cellule. La contrainte verticale est appliquée à l'aide d'un piston actionné par une presse hydraulique à vitesse constante, on obtient la rupture de l'échantillon en faisant varier la contrainte verticale tout en maintenant la contrainte horizontale constante ; au cours de chaque essai on mesure la contrainte de confinement σ_3 et la contrainte σ_1 de rupture, ce qui permet de tracer le cercle de Mohr.



Courbe N° 3 : Cercle de Mohr.

En utilisant la notion de cercle de Mohr, on peut vérifier la stabilité de la roche en un point. Le cercle de Mohr est utile dans la mesure où il permet de visualiser l'état de contrainte dans toutes les directions en même temps. Alors, il suffit que l'inéquation définie ci-dessus soit satisfaite dans une certaine direction pour dire que ce point est instable.

III.3.1.3 Modes de rupture

Les modes de ruptures sont les configurations avec lesquelles se développent les fractures quand le critère de rupture est satisfait. On a constaté que la roche pouvait se rompre selon les modes suivants, fonction du niveau de contraintes auquel elle est soumise :

- **Rupture en traction** : elle se produit lorsque la limite d'élasticité de la roche est dépassée suite à une densité de boue trop élevée (fracturation). Elle correspond au tout début de la courbe intrinsèque où la contrainte mineure descend en deçà de la résistance à la traction. Dans ce cas on constate les trois situations suivantes : Cas où σ_r est minimale, σ_θ est minimale et σ_l est minimale.

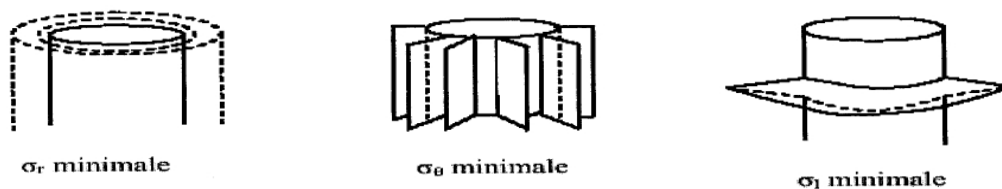


Fig 19 : Ruptures en traction

- **Rupture en extension** : elle se produit sous l'effet des contraintes de compression macroscopiques excessives. Ce qui se passe en réalité est que l'état de déformation latérale en

extension induit par la compression agit sur les microfissures en générant des micro tractions au voisinage des extrémités de ces microfissures. On parle dans ce cas de rupture en extension ou en colonnettes (fig.20).

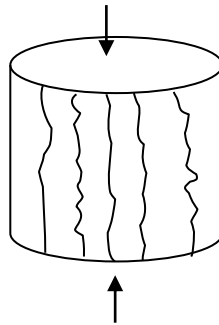


Fig 20 : Ruptures en extension

- **Rupture en cisaillement** : Elle apparaît lorsque la limite de cisaillement de la roche est excédée suite à une densité de boue trop élevée ou trop faible (désagrégation ou effondrement des parois). C'est la zone où l'on voit apparaître des plans de cisaillement conjugués, induits par le critère de Mohr-Coulomb : ces plans critiques contiennent la contrainte principale intermédiaire et forment un angle aigu égal à $(\pi/2-\Phi)$ dont la contrainte principale majeure est la bissectrice. On peut avoir par conséquent les modes de ruptures représentés sur la figure 21, selon l'ordre des contraintes $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_l$.
- **Rupture par écrasement de pores** : Dans le cas où le niveau des contraintes est très élevé les roches poreuses subissent une déformation irréversible qui est associée à l'écrasement des pores et au glissement des grains les uns par rapport aux autres.

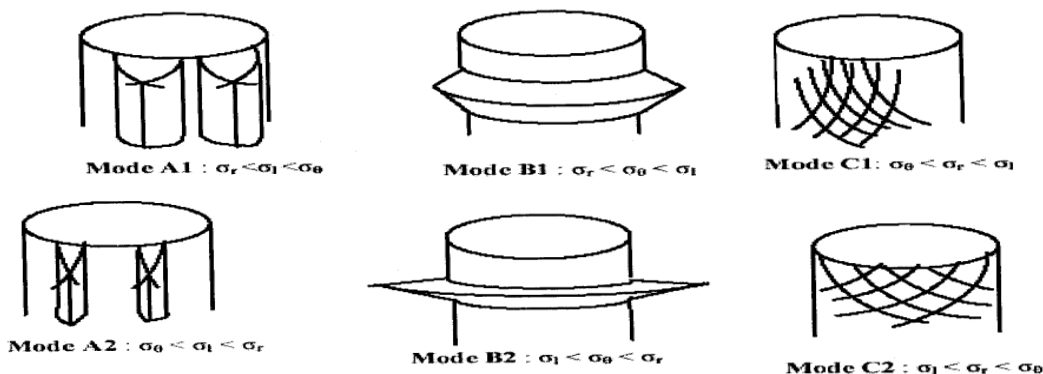


Fig 21 : Ruptures en cisaillement

III.3.2 Contraintes in situ

III.3.2.1 Contraintes avant le forage

Naturellement, une roche est soumise à des contraintes géostatiques dans toutes les directions du a l'empilement des formations géologiques qui lui entourent, ce sont les contraintes principales (fig.22) :

- Contrainte principale horizontale σ_H dans la direction H ;
- Contrainte principale horizontale σ_h dans la direction h ;
- Contrainte principale verticale σ_v .

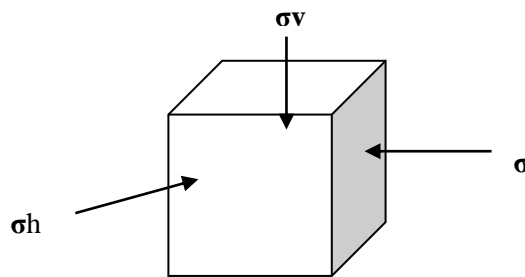


Fig 22 : Contraintes avant le forage

Pour l'estimation de ces contraintes, on utilise :

- le Density log pour estimer la contrainte géostatique (contrainte verticale) a toute profondeur ;
- le log Sonic pour estimer les contraintes horizontales qui sont supposées égales.

III.3.2.2 Contraintes après le forage :

Lors du forage, le fluide de forage remplace la partie enlevée de la roche en appliquant sur les parois des nouvelles contraintes <lites : radiales et tangentielles

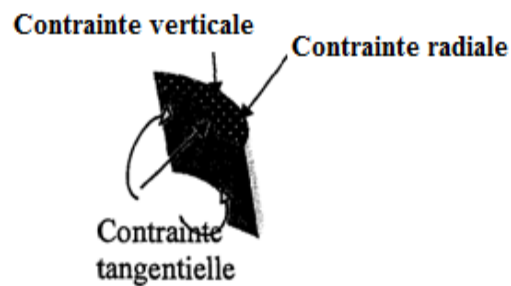


Fig 23 : Contraintes après le forage

La résultante de toutes ces contraintes est la responsable de la rupture des parois. Si cette contrainte est inférieure à la résistance au cisaillement de la roche UCS, les parois demeurent stables. Si au contraire la résultante est supérieure à la résistance de la roche les parois se rompent.

III.3.2.3 Pression de pores

C'est la pression des fluides existants entre les particules de la roche. Cette pression est la résultante du poids hydrostatique propre du fluide et le poids de la matrice rocheuse.

Si cette pression est dissipée dans la formation on aura des zones à pression normale tandis que si la pression est restée emprisonnée dans la roche on aura des formations à pression anormalement élevée.

L'estimation de la pression de pore peut se faire par des méthodes géophysique en détectant les zones à pression anormale mais on peut aussi utiliser, en cas d'existence de puits offset, les tests et les mesures diagraphiques effectuées en ces puits.

Le moyen le plus approprié utilisé pour la mesure de pression in situ est le RFT (repeat formation test, ou avec d'autre diagraphie comme : d'exposant, Résistivité et le Sonic. L'estimation dans ce cas se fait par des corrélations en se basant sur la variation de la contrainte verticale avec des extrapolations des mesures du log considéré.

L'estimation de la pression de pore reste approximative du fait de la complexité, parfois, de la structure géologique du champ qui peut être affectée par des réseaux de failles de différentes directions, cas du champ Hassi Messaoud.

III.4 Prédiction de l'instabilité des parois d'un puits

III.4.1 Théorie de l'orientation du puits

Quand un trou est foré dans une formation, une colonne de roche originellement sous contraintes in-situ est remplacée par une colonne de boue sous contrainte hydrostatique. Les contraintes se concentrent au niveau des parois du trou, ce qui peut conduire à l'instabilité du trou par dépassement de la limite de compressibilité ou d'élasticité, suivant la densité de la boue et l'orientation du puits par rapport aux contraintes in situ du champ. Dans un puits dévié, les contraintes à la parois dépendent à la fois de la direction du puits et de son inclinaison. puisque la contrainte géostatique va se faire ressentir de plus en plus au fur et à mesure que l'inclinaison augmente

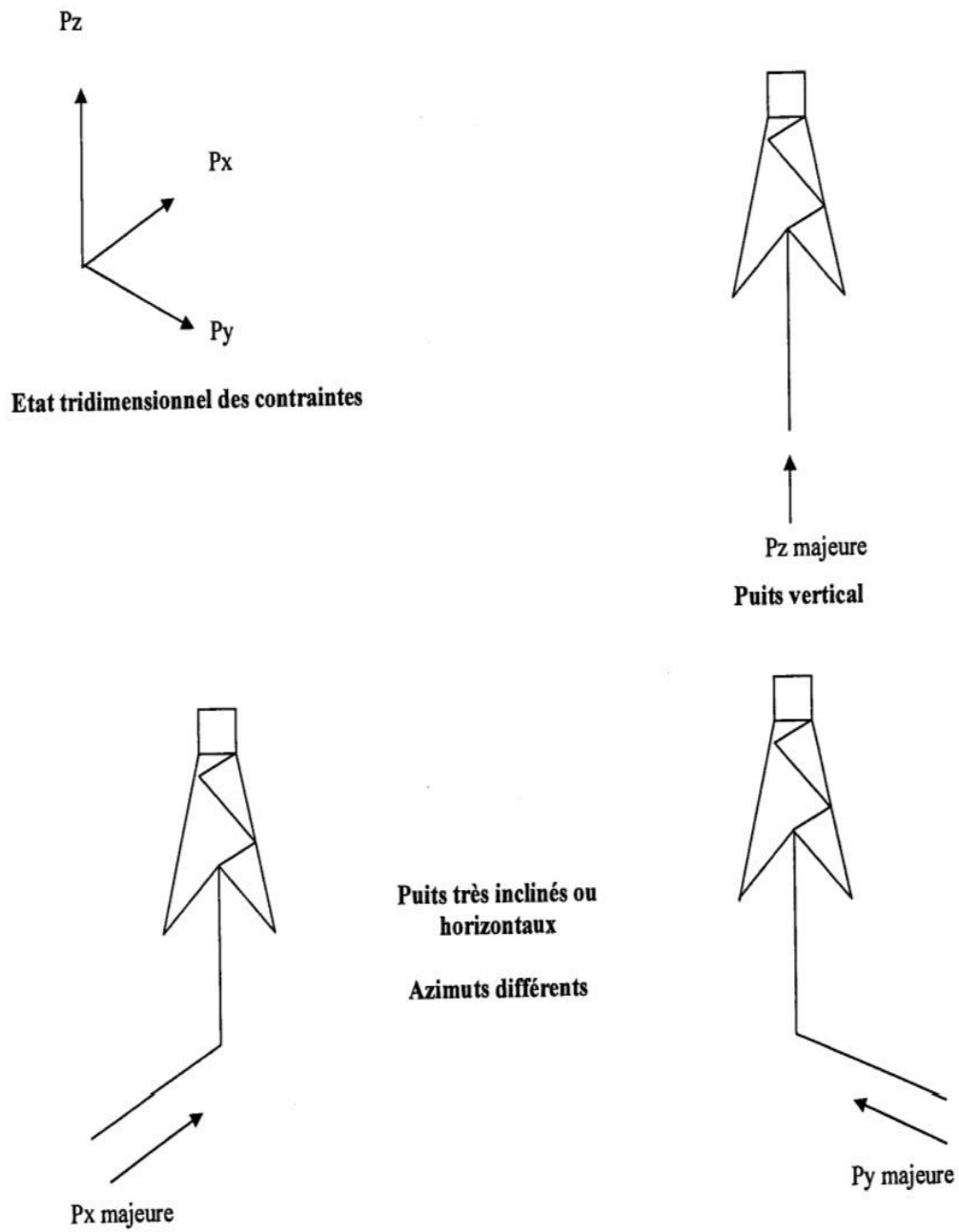


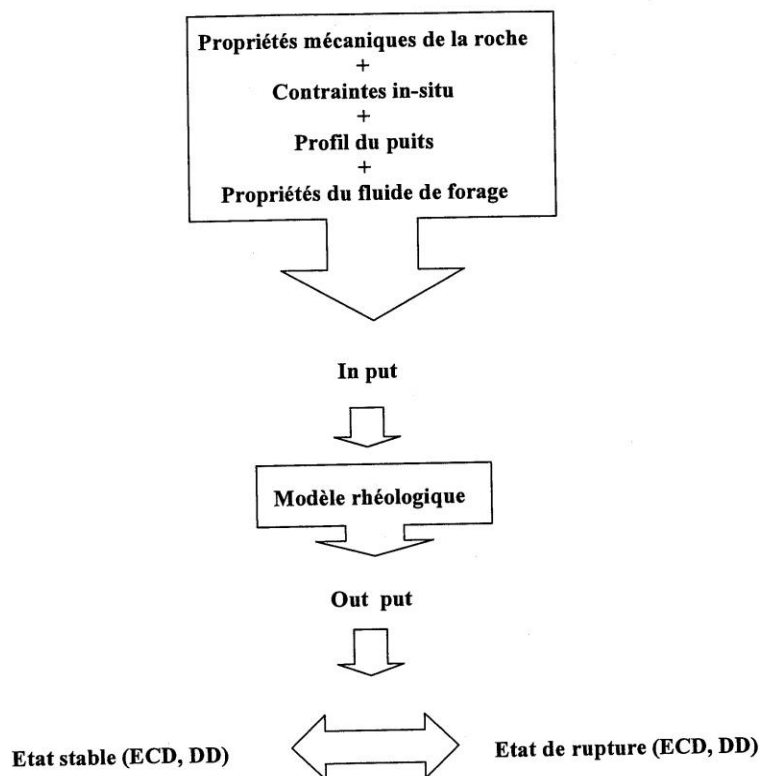
Fig 24: Théorie de l'orientation des puits

III.4.2 Estimation de l'instabilité des parois

La stabilité des parois d'un puits peut être estimée grâce à des logiciels qui prédisent les densités mini et max de façon à éviter en forage la désagrégation des parois suite à une densité trop faible (cas de l'underbalance) ou fracturation suite à une densité trop élevée. La méthode consiste à identifier les contraintes in-situ dans les formations en fonction de la profondeur dans les puits voisins, à calculer les contraintes aux parois quand le puits sera foré en déviation, puis à substituer ces contraintes par des critères de limites d'élasticité (module de Young) et de cisaillement (module de cisaillement) pour voir si l'instabilité se produira.

Le profil du puits (inclinaison et azimuth) et les propriétés des fluides de forage (essentiellement la densité) sont des paramètres ajustables qui permettent d'optimiser l'état de la paroi du puits .

Le résultat de la simulation de l'instabilité des parois d'un puits est l'état du puits en fonction de la variation du drawdown, de l'ECD et de la profondeur (fig.25).



Shema N2 : Modèle de simulation des stabilité en UBD.

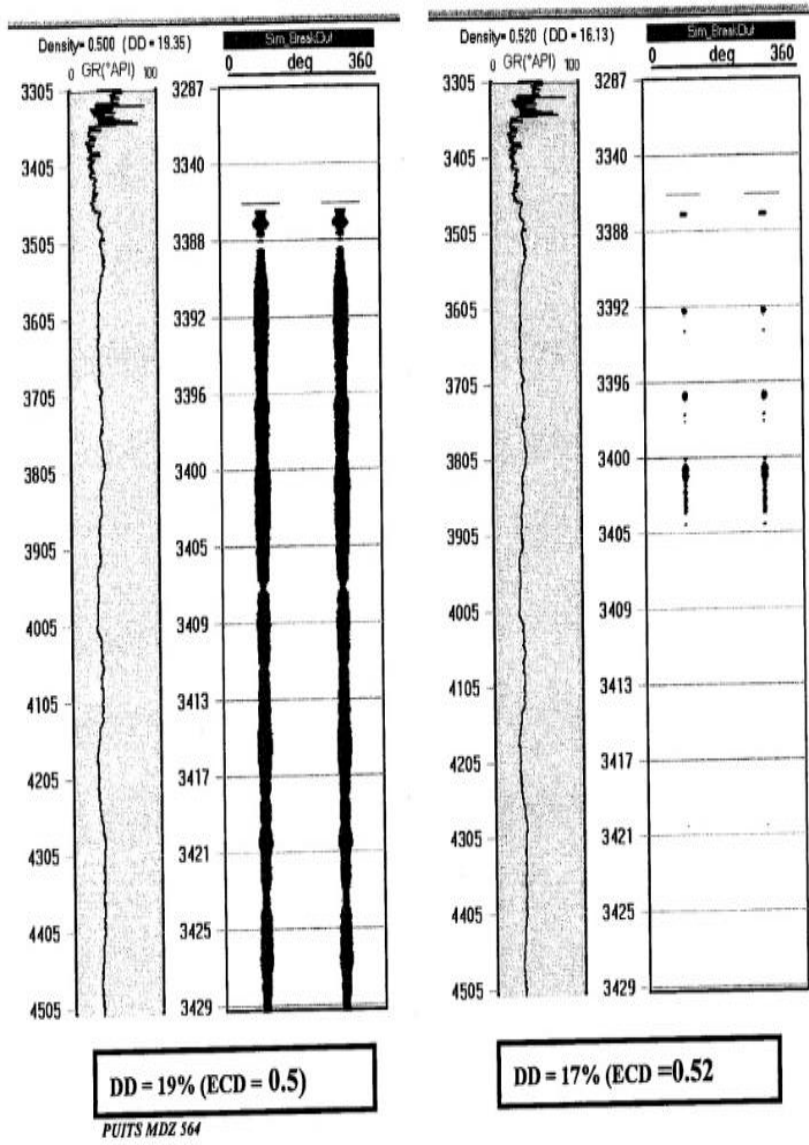


Fig 25: Résultats de simulation de stabilité des parois d'un puits.

IV. Stabilité des parois

L

'instabilité des parois se manifeste pendant le forage sous plusieurs formes : drag, coincement, augmentation du torque, ... etc. Dans ce chapitre on a essayé d'analyser les problèmes rencontrés au cours du forage en parallèle avec l'application des paramètres de forage qui peuvent avoir une influence sur la stabilité des parois du trou.

IV.1 1. Analyse du torque pendant le forage

IV.1.1 Modes rotary et sliding

Pendant le forage, lorsque le profil théorique du puits coïncide avec les données prévisionnelles de déviation (inclinaison, azimuth et Tool face), le mode rotary est adopté pour garder ce profil. Ce mode consiste en la rotation de toute la garniture de forage depuis l'outil jusqu'en surface en utilisant la table de rotation. En revanche, si on perd la trajectoire théorique, la table de rotation devrait être arrêtée (la rotation de l'outil est assurée seulement par le moteur PDM) pour corriger et revenir sur la trajectoire prévisionnelle. Ce mode est appelé : sliding. Dans le puits d'étude, on a suivi la fréquence de l'utilisation de mode rotary et sliding ce qui nous a permis de déterminer le % de l'utilisation de chaque mode en fonction de la profondeur (tab No3 et fig.26)

Tab 3 : ECD et DD appliqué pendant le forage

Profondeur	% rotary	% sliding
3683m – 3752m	90	10
3752m - 3898m	41	59
3898m - 4007m	76	24
4007m - 4163m	84	16
4163m - 4206m	91	9
4206m-4270m	79	21

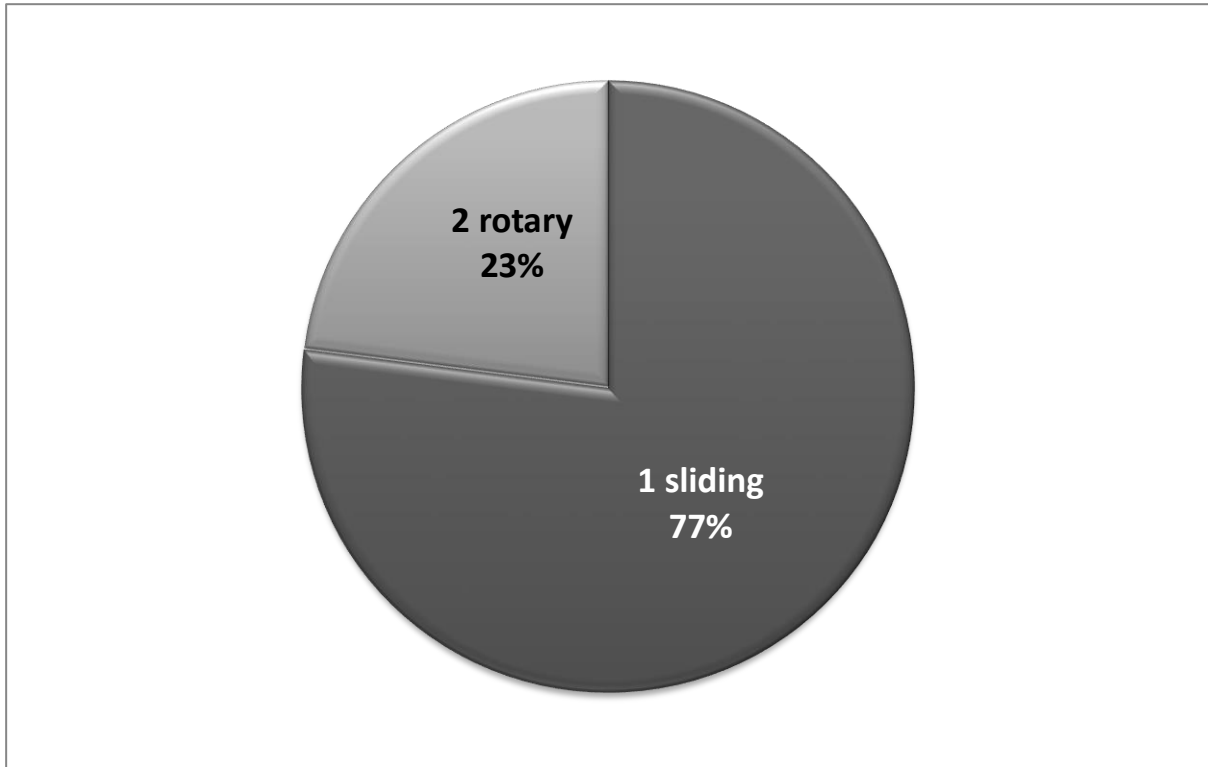


Fig26 : Fréquence d'utilisation des modes rotary et sliding, Puits OMNZ 833

Interprétation

On constate que le taux d'utilisation du mode rotary est plus supérieur que celui de mode sliding, ce qui expose les parois du puits au frottements permanents avec la garniture de forage particulièrement lorsque il se flambe (voir Schéma N°3) suite à la pose excessive du poids sur l'outil en mode sliding (de 15 à 25T) et la vitesse de rotation élevée (jusqu'au 50 rpm avec 2 à 5T poids sur l'outil) en mode rotary (voir courbes N° 5 et 6).

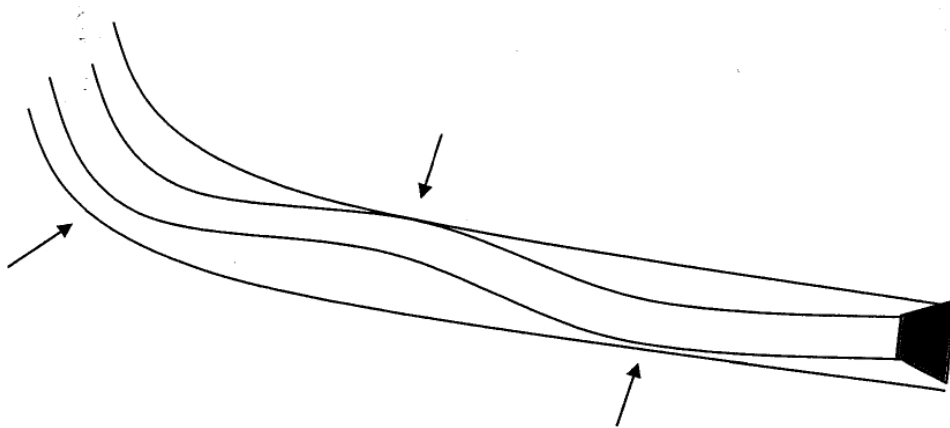


Fig 27 flambage de la garniture

L'adoption du mode rotary en forage permet d'avoir un profil smooth, sans Dog legs élevés ou changement de direction, mais la rotation de tout le string peut conduire à l'éboulement des parois fragiles.

Tab 4 : Poids sur l'outil et vitesse de rotation en forage conventionnel (tricônes).

Nature de terrain	Poids sur l'outil en T par pouce de diamètre	Vitesse de rotation entr/mn
Tendre	1.5 à 3	100 à 250
Moyen	2 à 4	40 à 120
Dur (à dents)	2.5 à 5	35 à 70
Dur (à pastilles)	1 à 2.5	35 à 70

WOB appliqué en forage

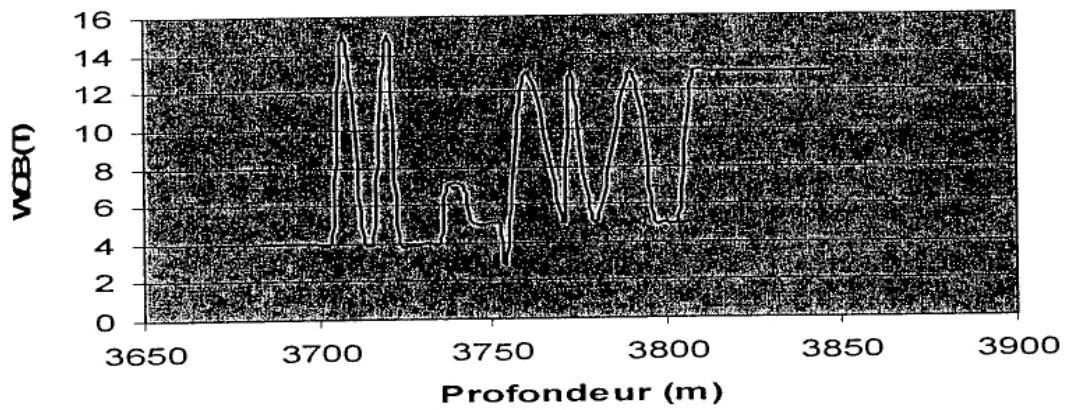


Fig 28 WOB appliqué en forage

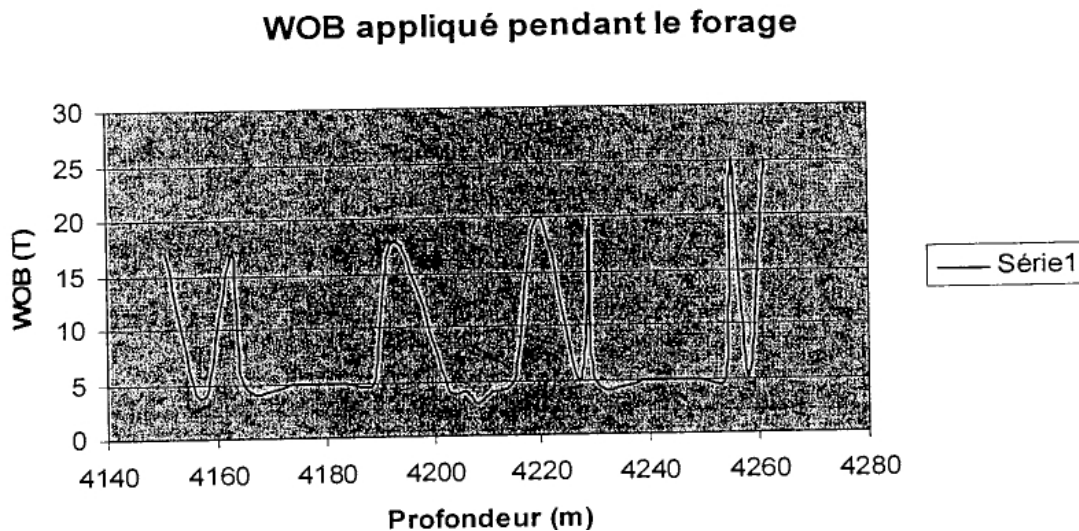
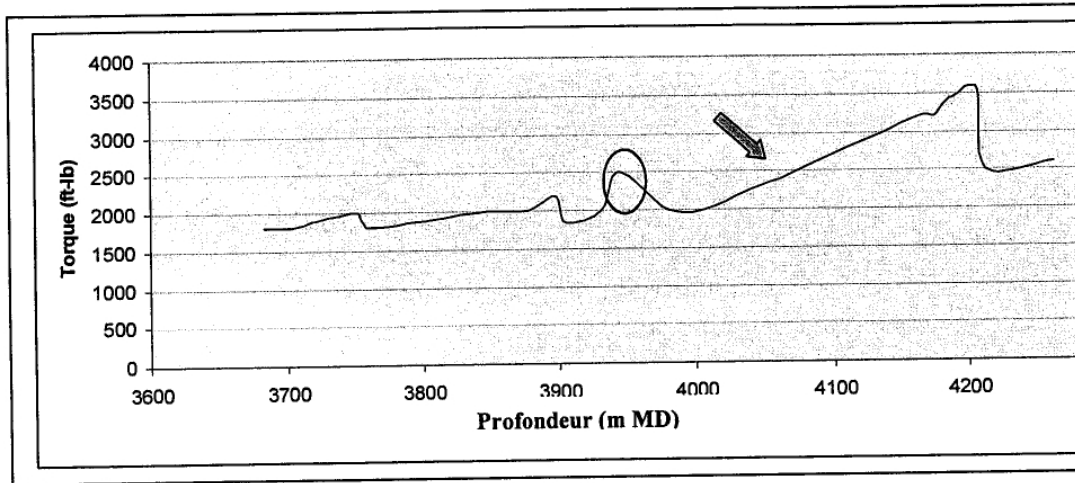


Fig 29 WOB appliqué pendant le forage

L'utilisation fréquente du mode sliding donne un profil serpentin avec des Dog legs élevés, ce qui pose de nombreuses difficultés lors de la descente d'une garniture de logging ou de complétion. Ce mode présente aussi l'inconvénient de ne pas avoir une indication en surface sur la valeur du torque qui est un paramètre essentiel dans le suivi de l'état de l'outil, particulièrement en forage en underbalance.

IV.2 Evolution du torque pendant le forage

Le graphe suivant montre une allure générale de l'évolution du torque pendant le forage du drain R2. Il est établi à partir des valeurs moyennes enregistrées lors du forage rotary des différents tronçons de profondeur. NB. Pour l'établissement de ce graphe, les tronçons forés en sliding sont considérés comme étant négligeables.



Courbe N° 7 : Variation du torque au cours de l'avancement du forage.

Interprétation

A partir de cette courbe, on constate que le torque, pendant le forage du drain R2, augmente progressivement avec la profondeur jusqu'à la cote 3950m environ. A partir de ce point l'augmentation du torque devient rapide jusqu'à la cote 4200m, où le torque diminue à nouveau. Le calage de cette courbe avec la courbe GR enregistrée en réel time pendant le forage montre que les côtes : 4170m, 4150m, 3720m et 3690m sont des grès argileux qui peuvent aggraver les problèmes de drag et coincement lorsqu'ils s'éboulent à cause des vibrations et des frottements avec le train de tiges, ce qui influe par augmentation du torque. L'augmentation du torque peut être dû aussi au Dog legs élevé dans la partie curve du puits (jusqu'à 20°/30m). Ce Dog legs qui a été créé lors de tentative d'atterrissage au nouveau landing point à 28m plus haut du point prévisionnel, conduit, à son tour, à l'augmentation du contact et de frottement de la garniture avec les parois pendant la rotation du string.

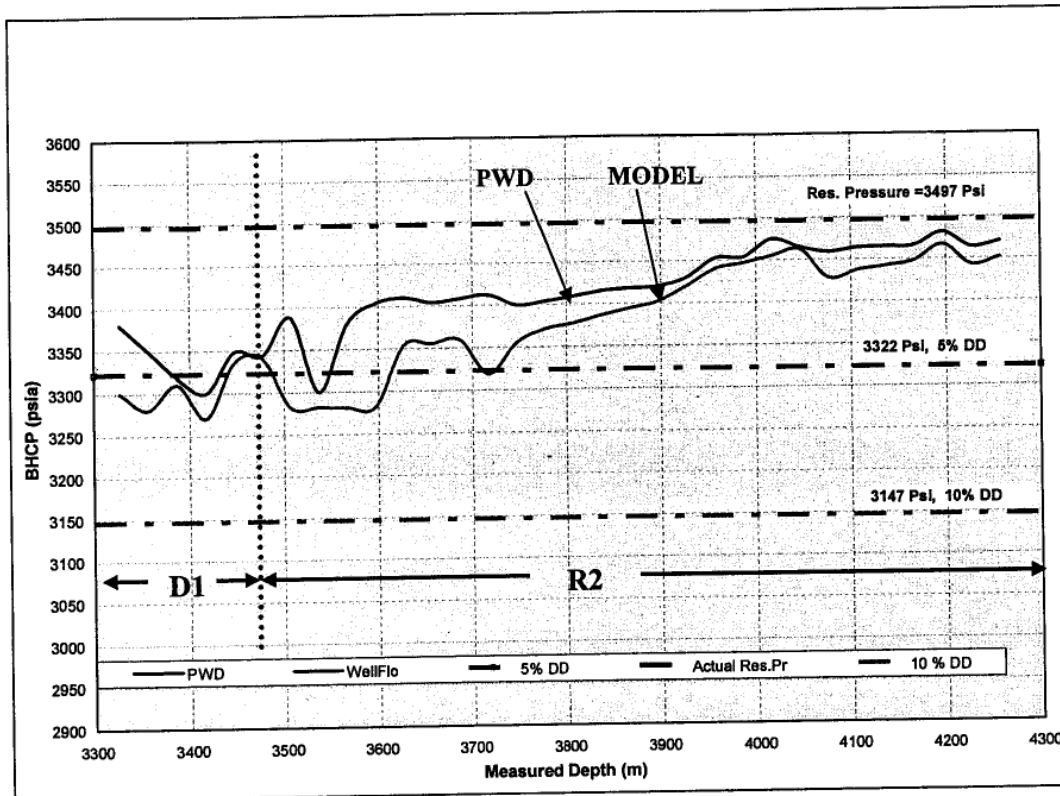
IV.3 Analyse du drawdown appliqué

Pendant la réalisation du forage du drain R2 Le drawdown recommandé dans le programme du puits, 8% max pour le D1 et 3% max pour le drain R2, a été plus ou moins respecté (tab N°5).

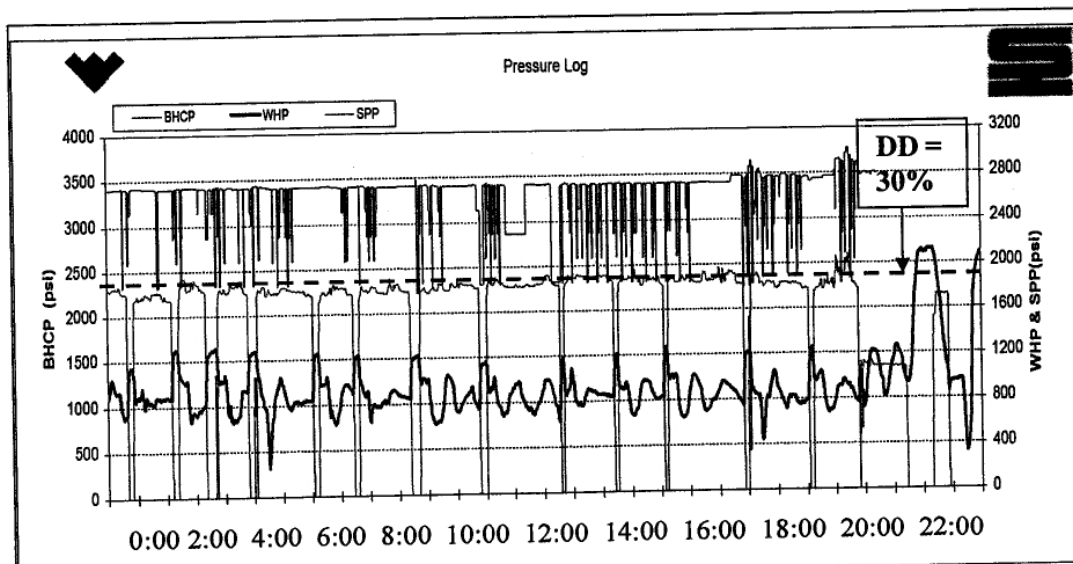
Tab 5 : ECD et DD appliqué pendant le forage.

Profondeur (m)	ECD (sg)	DD (%)
3419 - 3434m	0.65	4.2
3434 – 3684m	0.705	2.9
3684 – 3752m	0.709	2.4
3752 – 3899m	0.706	2.5
3899 - 4007m	0.714	1.3
4007 – 4270m	0.716	1

Le graphe N° 8, qui représente l'évolution de BHCP en fonction de la profondeur, révèle que la pression a été contrôlée de façon à suivre celle du BHCP modelé. Néanmoins dans le début de forage du drain R2, de 3447m à 3681m MD, la pression de fond a été mal contrôlée (drawdown jusqu'à 30%) et ceci est dû à la fois à la sous estimation de la pression du réservoir (fort GOR dans la zone) et aux difficultés de maîtriser la technique de contrôle de la pression de fond à travers le changement des débits d'injection des fluides et l'ouverture de la duse (graphe N° 9)



Courbe N°8: Evolution de BHCP pendant le forage.



Le 02/02/2007

Courbe N° 9 : Enregistrement de la pression du fond en Real Time.

Dans le tableau suivant on a calculé la différence de pression appliquée sur le fond en fonction du drawdown donné en %, sur la base de la pression du réservoir estimée et la pression du réservoir réelle donné par un build up test.

Tab 6 : Les dépressions créés sur le fond en fonction du drawdown.

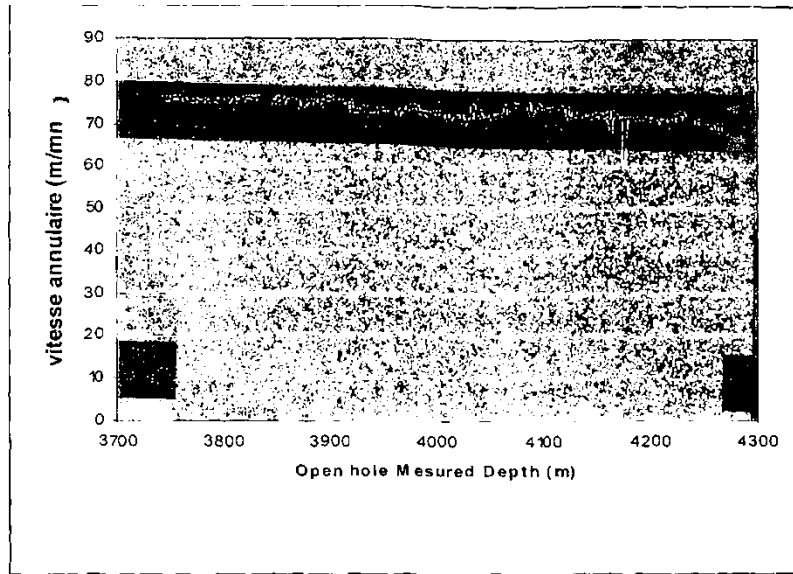
Drawdown en %	Pression réelle du réservoir 230 <i>kgf/cm2</i>	Pression réelle du Réservoir246 <i>kgf/cm2</i>
	ΔP <i>kgf/cm2</i>	ΔP <i>kgf/cm2</i>
2	4.5	5
3	6.8	7.5
4	9.2	10
5	11.5	12.3
6	13.8	14.6
7	16.2	17.2
8	18.4	19.7
9	20.7	22
10	23	24.6

Ce tableau montre que plus la pression du réservoir est élevée plus la dépression créée par le même drawdown est élevée. Cette différence de pression crée une force f ($f=P \times S$) appliquée sur les particules des sédiments qui constituent les parois du trou, en conduisant à leur arrachement si la cohésion entre les grains est faible, cas du grès relativement friable du R2.

Cette force devient plus grande si la différence de pression appliquée sur le fond est élevée. D'où la nécessité d'estimer la pression du réservoir avec plus de précision.

IV.4 Influence des vitesses de nettoyage

Le suivi des vitesses de circulation à partir des débits d'injection des fluides en particulier celui du brut (arrêt de l'injection de l'azote dès le dégorgeement du puits à cause de fort GOR) a permis d'établir la courbe ci-dessous :



Courbe N° 10 : Vitesses de nettoyage dans l'open hole.

Cette courbe nous montre que les vitesses de circulation adoptées ont été suffisantes pour le nettoyage du fond (73m/mn en moyenne) malgré la viscosité faible de l'huile. Ce nettoyage a été assisté, sur chantier, par le pompage de bouchons visqueux après le forage de chaque longueur et particulièrement avant chaque remontée en procédant à une circulation d'un Bottom up (volume annulaire) avec des débits entre 850 et 900 l/mn. Cependant ces grandes vitesses de circulation favorisent un régime turbulent qui conduit à l'érosion des parois friables et spécialement les ciments qui lient les grains de sables entre eux. Les parois dans ce cas même s'ils résistent temporairement finissent par se rompre suite à la continuité de l'écoulement des fluides. Le régime turbulent est aussi favorisé par la faible viscosité de l'huile, sachant que le régime d'écoulement est lié au nombre de Reynolds Re . Si le nombre de Reynolds est supérieur à 2300 un régime turbulent est mis en place.

Les caractéristiques de l'écoulement dans cette phase sont :

Diamètre équivalent = 2.5in

Densité de l'huile = 0.83 sg

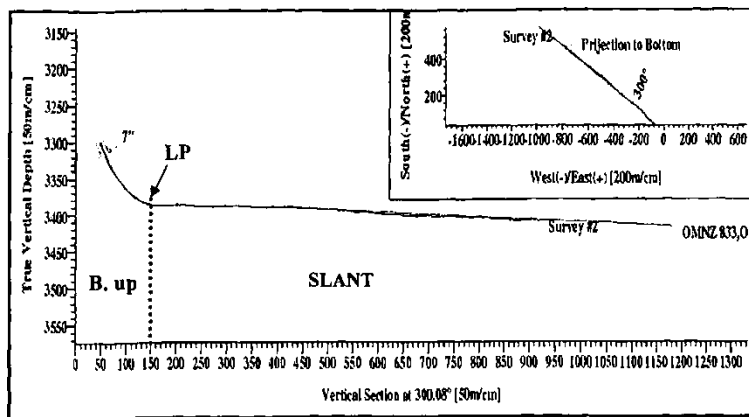
Viscosité plastique de l'huile = 2 cp

Vitesse de circulation = 70 m/mn

D'après le canevas tracé dans le formulaire du foreur le nombre de Reynolds est égale à 20 000 : le régime d'écoulement est nettement turbulent.

IV.5 Influence du profil du puits

Le profil prévisionnel du puits OMNZ 833 a été suivi pendant le forage avec succès en ce qui concerne l'azimut du puits qui a été respecté à 300° (NO-SE) plus au moins $1^\circ/30\text{m}$ de turm. Cette direction se confond avec la direction de la contrainte majeure dans le champ de Hassi Messaoud ce qui favorise la stabilité des parois du puits dans cette direction. En revanche, le changement imprévu des données du landing point a conduit à la variation de la valeur du Dogleg de $2^\circ/30\text{m}$ à $23^\circ/30\text{m}$ dans la partie de courbure ce qui augmente le nombre de points de contacts du train de tiges avec les parois relativement friables et par conséquent l'effondrement éventuel de ces parois lors de la rotation du string (Courbe N°11).



Courbe N° 11 : Profil du puits OMNZ 833

IV.6 Analyse du drag pendant les manœuvres

L'instabilité des parois d'un puits se manifeste pendant les manœuvres de descente et de remontée sous forme de drag (tirage), coincement et reaming des tronçons instables. Ce qui fait perdre un temps parfois énorme.

Le suivi, sur chantier, des manœuvres de descente et de remontée de la garniture dans le puits étudié nous a permis de faire les constatations suivantes :

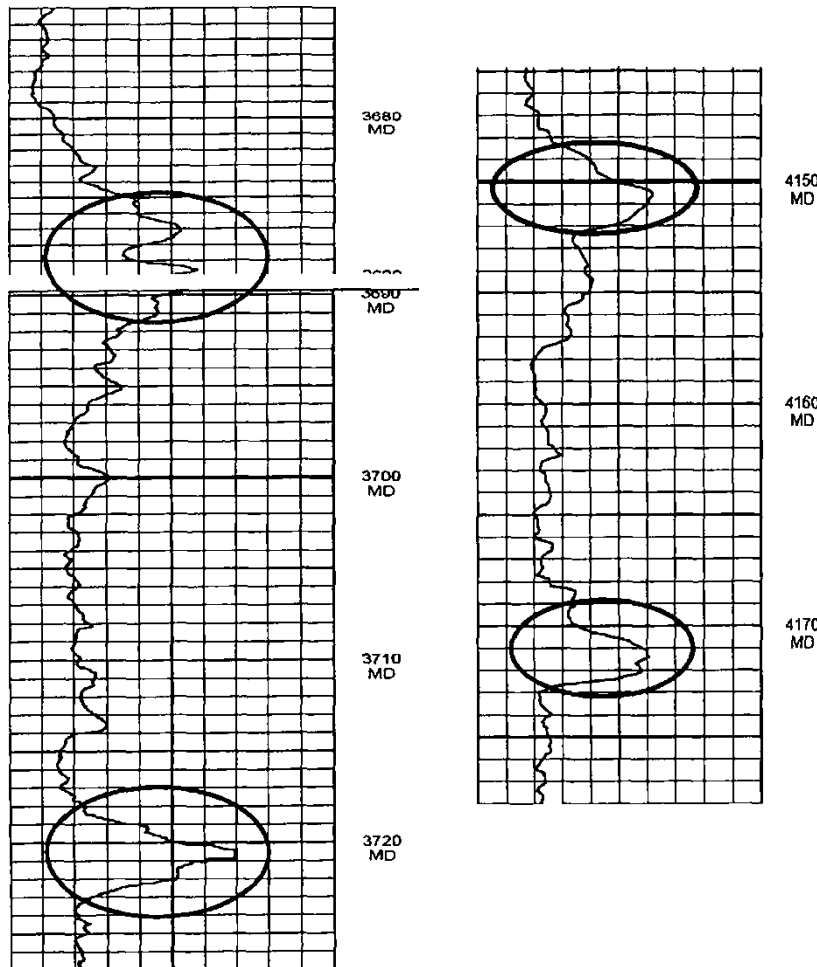
Pendant la remontée de la garniture pour changer le bent sub, on a constaté un overpull de 18T entre les côtes 3760 et 3630m (le fond est à 3419m) ; Pendant la descente de la garniture de forage pour reprendre le fond à 3981m, on a

remarqué le pose de la garniture à la côte 3971 (10m plus haut) ce qui nous a obligé de descendre avec rotation et circulation (reaming), de pomper 03m³ de Hi Vis et faire travailler la garniture sur ce tronçons jusqu'au fond.

Pendant la descente de la garniture pour rejoindre le fond à 4206m on a procédé aussi au reaming d'un tronçon de 46m depuis la côte 4160m jusqu'au fond ;Pendant la descente de la garniture pour reprendre le fond à 4212m, on a été obligé de faire travailler la garniture et descendre en rotation et circulation sur un tronçon de 22m depuis la côte 4190 jusqu'au fond ;

Pendant la 2ème run du logging string on a remarqué le pose de la garniture à 4233m, en essayant de remonter au jour on a constaté un overpull de 10T avec la perte du signal à la côte 4170m. En surface on a remarqué la perte d'un patin de Calliper (15cm x 5cm) ;Pendant la descente d'une garniture de contrôle trou on procédé au reaming des tronçons : de 4202 à 4208m et de 4218 à 4226m .En remontant on a procédé au backreaming du tronçon de 4022 à 4008m avec un overpull de 5 à 10T ;Pendant la 3ème run de logging string (Caliper + G ray) on a remarqué la pose de la garniture à la côte 4244m.

En essayant de remonter, un over pull jusqu'à 20T est remarqué à la côte 4215m avec perte de signal : la garniture a été coincée. Après travail de la garniture jusqu'à 130T sur le tronçon 4215 à 4203 sans réussite et ceci pendant 12 heures, on a eu un back flow important à travers l'intérieur tiges. En ouvrant la choke line avec alignement du circuit vers le borbier, un bouchon de gaz avec un grand souffle semble remonter dans l'annulaire (En forage en underbalance et pendant les manœuvres, le niveau statique est supposé à plusieurs centaines de mètre de la surface ; de 400m à 600m environ suivant la pression du réservoir). Après contrôle de la venue (déplacement du brut 0.82sg par une boue à l'huile de 0.88sg à cause de l'indisponibilité du volume suffisant de brut en surface et le risque d'aggraver la situation en attendant l'arrivée du brut), on a coupé le câble de logging et procédé au travail de la garniture avec circulation et rotation pendant plusieurs heures jusqu'à le décoincement total de la garniture à la côte 4146m.En surface on remarqué la perte de 03 bras de l'outil Calliper.(10 jour après le forage à TD voir Schéma N° 3.).



Courbe N°12 ; Apparition des grès argileux sur les courbes GR

Interprétation

D'après les problèmes constatés pendant les manœuvres et l'arrivée de grande quantité de sable en surface et qui a provoqué les deux wash out au niveau des équipements, on peut déduire que les tronçons qui peuvent être affectés par une instabilité de leurs parois (voir tableau N°7) sont des tronçons soit des grès argileux soit des grès propres friables, ceci est confirmé par l'analyse des diagraphie GR (voir courbes diagraphiques ci-dessus) qui révèlent :

la présence de bancs de grès argileux à 3690,3720, 4150 et 4170m ;

depuis la côte 4200m MD jusqu'à TD, on remarque la présence d'un grès propre.

Tab 7 : Problèmes rencontrés pendant les manœuvres.

Problème	Profondeur (m)
Over pull de	De 3760 à 3630m
Pose de la	la côte 3971m
Reaming	De 4160 à 4206m
Reaming	De 4190 à 4212m
Over pull de	De 4233m à 4170m
Reaming	De 4202 à 4208m
Reaming	De 4218 à 4226m
Over pull de 5	De 4022 à 4008m
Pose de la	La côte 4244m
Coincement	De 4215 à 4203m
Reaming	De 4203 à 4146m

Ces bancs de grès et de grès argileux peuvent être à l'origine des drag et coincement constatés de la garniture lorsque ils s'éboulent et se rassemblent sous forme de lits instables à 45° d'inclinaison ou stable à plus de 65°. On constate aussi plus le profil du forage devienne long (depuis la côte 4000m), plus les problèmes de tirages, de coincement et de reaming s'aggravent.

La vitesse de descente ou de remontée dans l'open hole a été respectée (plus de 2m/par longueur) afin d'éviter les surpressions ou les dépressions sur le fond.

Cependant lors de coincement de la garniture le chef de poste se trouve dans l'obligation de travailler la garniture avec des vitesses, des frottements et des arrêts brusques en descendant ou en remontant, ce qui aggrave la situation des parois instables.

Malgré les vitesses de circulation suffisantes, le pompage périodique des bouchons visqueux et les circulations pour nettoyage en chaque fin de run, le nettoyage de fond est perturbé à chaque fois par les accumulations des sédiments détachés à partir des parois du trou en particulier lorsqu'ils se frottent avec la garniture de forage.

Dans ce drain R2, foré en 20.5 jours on a perdu plus de 10 jours, 50 % du temps du forage du drain, pour réaliser deux runs de logging et on a été obligé de convertir le puits en overbalance. Ceci est lié, en grande partie, à l'instabilité des parois du puits (Schéma. N°4)

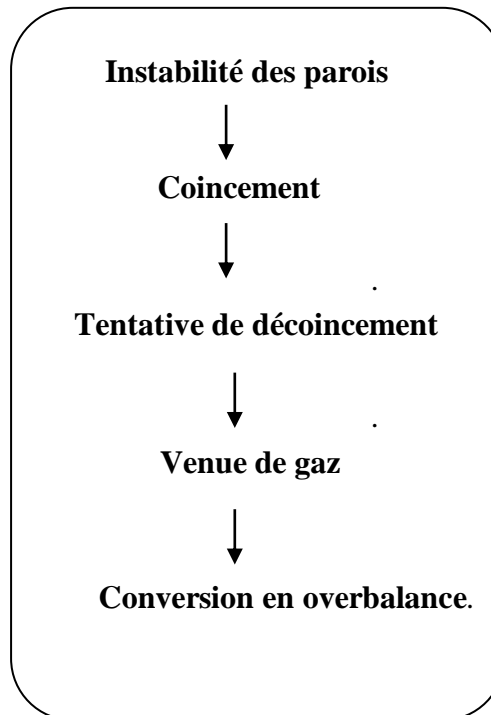


Schéma N° 4: Gravité du problème de l'instabilité des parois

Résultats

La stabilité des parois des puits forés en underbalance est liée à plusieurs facteurs :

- nature des formations
- draw down appliqué
- rotation du string
- mauvaises pratiques de forage
- vitesses excessives dans l'open hole.

CONCLUSION GENERALE

Cette étude a été menée dans le but analyse des problèmes liés à l'instabilité des parois comme l'évolution du torque pendant le forage, analyse du drawdown appliqué, influence des vitesses de nettoyage, influence du profil du puits, et Analyse du drag pendant les manœuvres. En analysant un cas réel le puits OMNZ 833. On peut déduire les conclusions suivantes :

- L'utilisation fréquente du mode sliding donne un profil serpentin avec des Dog legs élevés, ce qui pose de nombreuses difficultés lors de la descente d'une garniture de logging ou de complétion. Ce mode présente aussi l'inconvénient de ne pas avoir une indication en surface sur la valeur du torque qui est un paramètre essentiel dans le suivi de l'état de l'outil, particulièrement en forage en underbalance.
- L'augmentation du torque peut être dû aussi au Dog legs élevé dans la partie curve du puits (jusqu'à 20°/30m). Ce Dog legs qui a été créé lors de tentative d'atterrissage a nouveau landing point à 28m plus haut du point prévisionnel, conduit, à son tour, à l'augmentation du contact et de frottement de la garniture avec les parois pendant la rotation du string.
- La pression du réservoir est élevée plus la dépression créée par le même drawdown est élevée. Cette différence de pression crée une force appliquée sur les particules des sédiments qui constituent les parois du trou, en conduisant à leur arrachement si la cohésion entre les grains est faible, cas du grès relativement friable du R2.

La stabilité des parois des puits forés en underbalance est liée à plusieurs facteurs : nature des formations ; draw down appliqué ; rotation du string ; mauvaises pratiques de forage ; et vitesses excessives dans l'open hole.