



Université Abderrahmane Mira de Bejaia

Faculté de Technologie

Département des Mines et géologie

Memoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du Diplôme de Master

Option : Exploitation minière

Thème

Analyse de la stabilité des parois d'un puits foré en
UBD au niveau du champ de Hassi Messaoud
Cas d'étude : puits MDZ 664

Présenté par :

Mr. Aissaoui Djalal

Mlle. Sebaà Hanane

Soutenu le 15 / 06 /2015 devant le jury composé de:

Président: Souici.Z M.C.B

Encadreur: Kamli.O M.A.A

Examineur: Ait habib.Z M.A.A

Examineur: Galmami.A M.A.B

Année Universitaire: 2014-2015

Remerciements

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

En achevant ce modeste travail nous tenons à remercier vivement notre promoteur, chargé du suivi de notre travail, Madame : KAMLI.OUARDA pour ses encouragements, ses conseils précieux et sa disponibilité ;

Nous adressons nos vifs remerciement aux membres de jury de notre soutenance qui nous feront l'honneur de juger notre travail ;

Nous remercions également nos enseignants de notre département Mines et Géologie ;

Nous tenons à remercier les responsables de l'ENTP,SONATRACH, SCHLOMBERGER,WEATHERFORD,MI.SWACO et ENSP pour nous avoir accueilli dans leurs services et pour leurs précieux conseils, ainsi que toute l'aide qu'ils nous ont apporté sur le plan scientifique et humain ;

Il nous est agréable aussi de remercier infiniment M^{rs} : HAMMAR.M , BEN SESSI.F et SADDAR.B pour leurs aides ;

Nous tenons a remercie nos camarades de notre promotion ;

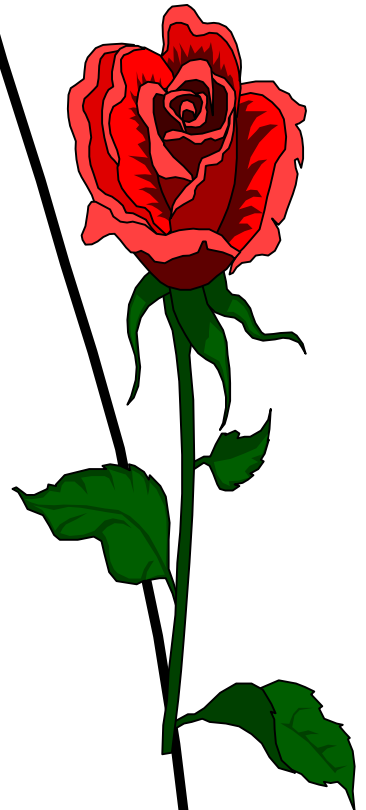
Enfin, nous adressons nos remerciements à tout le personnel de TP127 et à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

- ❖ Mes très chers parents qui ont beaucoup sacrifié à mon bonheur ;*
- ❖ Mes très chères frères AMIR et OUALID ;*
- ❖ Ma sœur DOUAA ;*
- ❖ Tous mes amis ;*
- ❖ Et à tous ceux qui m'ont encouragé durant ma vie estudiantine.*

DJALAL



Liste d'abréviations

Abréviation	Définition
TD	Total depth (profondeur finale)
TVD	True vertical depth
MD	Mesure depth
UBD	Underbalance drilling
BHA	Bottom hol assembly
BHP	Bottom hole pressure
LCM	Lost circulation matiriel
UBI	Ultrasonic borehole imager
BHCP	Bottom hole circulation pressure
OWR	Oil water ratio
MWD	Measurement while drilling
LWD	Logging while drilling
ROP	Rate off penetration
DST	Drill string stem
EOB	End off build
KOP	Kick off point
CSG	Casing
DP	Drill pipe
MW	Mud weight
ID	Internal diameter
PSI	Poind per square inch
GR	Gamma Ray
HMD	Hassi Massoud
OBD	Overbalanced

Liste des figures

Figure	Titre	Page
01	Fig. I.1 : Localisation géographique de champ de HMD	03
02	Fig. I.2 : Représentation des zones du champ de HMD	03
03	Fig. II.1 : Forage en Over et en Under Balance	06
04	Fig. II.2 : Parasite string injection	09
05	Fig. II.3 : Concentric casing injection	10
06	Fig.II.4: Stand pipe injection	10
07	Fig. II.5 : L'installation de l'UBD pour la génération d'azote	12
08	Fig.III.1. Essai sonore.	15
09	Fig. III.2 : Détermination d'UCS	17
10	Fig. III.6. Détermination de C et φ	18
11	Fig. IV.1 : Cas d'un puits vertical	20
12	Fig. IV.2: Rotation d'un angle θ	21
13	Fig. IV.3 : Cas d'un puits dévié.	22
14	Fig. IV.4 : Système de contraintes possible.	24
15	Fig. IV.5 : Log de densité.	25
16	Fig.IV.6: Déroulement du Leak off test.	25
17	Fig.IV.6: Détermination de δ_{Hmax} à partir du Cercle de Mohr	26
18	Fig.IV.7: Forme du trou d'après le caliper.	27
19	Fig.IV.8: Représentation des contraintes principales.	28
20	Fig.IV.9: Le changement du cercle de Mohr due au forage.	29
21	Fig.IV.10: Effet de l'augmentation de densité.	30
22	Fig.IV.11: Effet de l'augmentation excessive de densité.	30
23	Fig.IV.12: Fenêtre de stabilité	30
24	Fig.IV.13: Allures des gradients géothermiques.	31
25	Fig. IV.15 : changement des contraintes durant une remontée.	33
26	Fig.IV.16: Domaine de stabilité en fonction de l'inclinaison.	33
27	Fig .V.1. Localisation du puits MDZ664	35
28	Fig.V.2. Programme de forage	36
29	Fig. V.3.Stratégie globale pour la gestion des problèmes de stabilité des parois dans un champ.	39

30	Fig.V.4.Module deYoung statique suivant la profondeur MD	40
31	Fig.V.5.UCS calculé suivant la profondeur MD	40
32	Fig.V.6.Coéfficient de Poisson statique calculé suivant la profondeur MD PUIITS MDZ664	41
33	Fig. V.7.Cas de puits MDZ664	44
34	Fig. V.8. Imagerie dans deux puits de même zone	44
35	Fig. V.9.: Situation du puits par rapport aux drains	46
36	Fig. V.10. la profondeur maximale du cavage en fonction de draw down	46
37	Fig. V.11. la largeur maximale du cavage en fonction de draw down	47
38	Fig. V.12. Simulation des ovalisations dans le ID	47
39	Fig. V.13. la profondeur maximale du cavage en fonction de draw down	48
40	Fig. V.14. la largeur maximale du cavage en fonction de draw down	49
41	Fig. V.15.Simulation des ovalisations dans le D1	49
42	Fig. V.16. la profondeur maximale du cavage en fonction de draw down	50
43	Fig. V.17. la largeur maximale du cavage en fonction de draw down	50
44	Fig. V.18. Simulation des ovalisations dans le R2	51
45	Fig. V.19.Forage dans le sens des contraintes majeure et mineure.	51
46	Fig. V.20.Profondeur maximale du cavage en fonction du DD d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte mineure.	52
47	Fig. V.21. La largeur maximale du cavage en foncion du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte mineure	52
48	Fig. V.22. Profondeur maximale du cavage en fonction du DD d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte majeure.	53
49	Fig. V.23. La largeur maximale du cavage en foncion du DD d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte majeure.	54
50	Fig. V.24. Le sens du forage	55

Liste des tableaux

TABLEAU	TITRE	PAGE
01	Tableau .V.1. Les coordonnées LSA	34
02	Tableau .V.2. Les coordonnées UTM	34
03	Tableau .V.3. Les Coordonnées géologiques	35
04	Tableau .V.4. Les puits voisins	35
05	Tableau V.5. Propriétés mécaniques des terrains traversés	42
06	Tableau V.6. : Contraintes horizontales minimales	42
07	Tableau V.7. Contraintes horizontales maximales	43
08	Tableau V.8. Contraintes principales en place	43
09	Tableau .V.9. les différentes valeurs de draw down avec le sens de contrainte	55
10	Tableau .V.10. les différentes valeurs de DD avec les pourcentages de cavages du puits MDZ664	57

SOMMAIRE

Introduction générale1

Chapitre I : Description de champ Hassi Messaoud

I.1. Introduction2

I.2. Situation du champ de Hassi Messaoud2

 I.2.1. Situation géographique 2

 I.2.2. Situation géologique2

I.3. Les différentes zones du champ de Hassi Messaoud3

I.4. Description de la série sédimentaire4

I.5. Conclusion5

Chapitre II : Généralités sur l’UBD

II .1. Introduction6

II.2. Introduction de l’UBD en Algérie6

II.3. Les principaux avantages et inconvénients de l’UBD7

 II.3.1. Les avantages de l’UBD7

 II.3.2. Les inconvénients de l’UBD7

II.4. Types des fluides utilisés en UBD7

 II.4.1. Systèmes utilisant un liquide7

 II.4.2. Systèmes utilisant un gaz8

 II.4.3. Systèmes utilisant la Mousse8

 II.4.4. Systèmes utilisant la brume (Mist)8

 II.4.5. Systèmes des liquides gazéifiés8

II.5. Techniques d'injections utilisées9

 II.5.1. Technique à garniture parasite (parasite string injection)9

II.5.2. Technique d'injection à tubage concentrique	10
II.5.3. Technique conventionnelle (stand pipe injection)	10
II.5.4. Choix des débits d'injection du brut et d'azote	11
II.6. Les équipements nécessaires propres à la technique UBD	11
II.6.1. Les équipements d'injection	11
II.6.2. Equipements de contrôle	12
II.6.3. Equipements auxiliaires	13
II.7. Conclusion	13

Chapitre III : Propriétés mécaniques de la roche

III.1. Introduction	14
III.2. Les propriétés mécaniques des roches	14
III.3. Estimation des propriétés mécaniques des roches	14
III.3.1. Les essais effectués au laboratoire	14
III.3.2. Les diagraphies	15
III.3.3. Corrélation de calcul	16
III.4. Conclusion	19

Chapitre IV : Analyse de la stabilité des parois d'un puits

IV.1. Introduction	20
IV.2. Etat de contrainte autour d'un puits	20
IV .2.1. Etat de contrainte autour d'un puits vertical	20
IV.2.2. Etat de contrainte autour d'un puits dévié	22
IV.3. Situation avant forage	23
IV.3.1. Les contraintes In Situ	24
IV.3.2. Estimation des contraintes	24
IV.3.3. Orientation des contraintes principales	27
IV.3.4. Pression des pores	28

IV.4. Situation après forage	28
IV.4.1. Effet de la densité de la boue	29
IV.4.2. Effet de la température	31
IV.4.3. Effet de la pression interstitielle de la roche (Pression des pores)	32
IV.4.5. Effet du profil du puits	33
IV.5. Conclusion	33

Chapitre V : Etude de cas du puits MDZ664

V.1. Introduction	34
V.2 .Présentation de problématique.....	34
V.3. Présentation de puits MDZ664	34
V.3.1. Localisation du puits MDZ664	34
V.3.2. Les puits voisins	35
V.3.3. Programme de forage du Puits MDZ664	36
V.4. Elaboration d'un programme de calculs de stabilité	37
V.4.1. Présentation de programme	37
V.5. Méthodologie de l'analyse	38
V.6. Caractéristiques mécaniques du Cambrien	40
V.7. Contraintes principales et leurs orientations	42
V.7.1. Contraintes principales	42
V.7.2. Orientation des contraintes principales	43
V.8. Analyse des intervalles de draw down assurant la stabilité.....	45
V.8.1. Définition de draw down	45
V.8.2. Analyse des intervalles de draw down	45
V.9. Analyse et choix de la trajectoire optimale de point de vue stabilité ...	51
V .9.1. Forage horizontal dans le sens de la contrainte mineure	51

V .9.1.Forage dans le sens de la contrainte horizontale majeure	53
V.10.Conclusion.....	56
Conclusions et recommandations	58
ANNEXES	
BIBLIOGRAPHIE	

Introduction générale

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

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

La finalité d'un forage est d'atteindre un objectif avec un prix de revient minimal, plusieurs équipements et techniques ont été développés selon les besoins et les difficultés rencontrées pendant le forage.

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

L'instabilité des parois du puits pendant le forage peut apparaître sous plusieurs formes qui nous sont familières, comme le coincement du train de tige, le resserrement du trou, la fracturation et la perte de circulation, le cavage excessif ou les difficultés de maîtrise de la direction, l'éboulement ou l'effondrement.

Ces problèmes coûtent à l'industrie pétrolière plusieurs milliards de dollars par an en temps perdu, coût de réalisation, et en perte de production. Tout cela a suscité un plus grand intérêt pour la prise en compte des problèmes d'instabilité des puits.

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

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

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

Dans ce contexte, on a présenté dans un premier chapitre le champ de Hassi Massoud, puis généralités sur le forage en Under balance fait l'objet du second chapitre. Notions de mécanique des roches ont été estimés eu troisième chapitre, après on a analysé les problèmes de la stabilité des parois dans le quatrième chapitre, puis les principaux résultats expérimentaux et leurs interprétation sont réunis dans le chapitre cinq, nous terminons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I

Description de champ Hassi Messaoud

I.1. Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud est un vaste anticlinal, situé dans la partie centrale du Sahara Algérienne. Il a été découvert en 1956 et mis en exploitation en 1958.

Le réservoir se situe dans le Combro-Ordovicien entre 3300 et 3500m de profondeur.

Après plusieurs années de la mise en production du gisement, on a constaté que des ensembles de puits se comportent d'une manière indépendante les uns par rapport aux autres. D'où la définition des zones dont les pressions moyennes évoluent d'une manière différente.

I.2. Situation du champ de Hassi Messaoud :**I.2.1. Situation géographique :**

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 Km au Sud Sud-est d'Alger, à 280 Km au Sud-est du gisement de gaz à condensât de Hassi R'Mel et à 350 Km à l'Ouest de la frontière tunisienne (Fig. I.1). Il a pour coordonnées Lambert [1] :

X	790.000 - 840.000 Est
Y	110.000 - 150.000 Nord

I.2.2. Situation géologique :

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité :

- Au Nord - Ouest par les gisements de Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui).
- Au Sud - Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud - Est par le gisement de Rhoude El Baguel et Mesder.

La mole de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo tectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800Km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord oriental. [1]

Géologiquement, le champ de Hassi Messaoud est limité [2] :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le mole d'Amguid El Biod.

- Au Nord par la structure Djammaa –Touggourt.
- A l’Est par les hautes –fonds de Dahar, Rhoud El Baguel et la dépression de Ghadames.

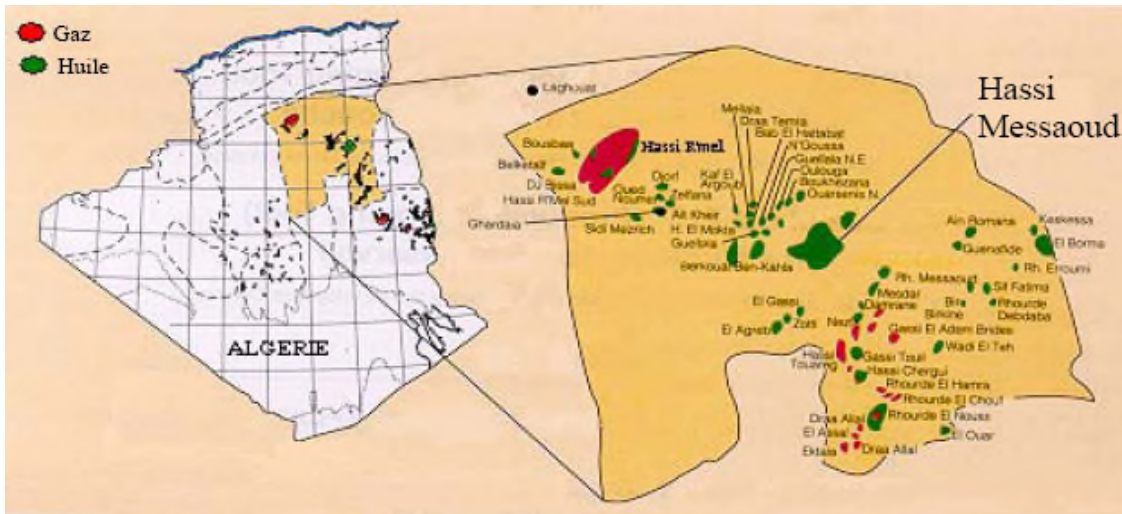


Fig. I.1 : Localisation géographique de champ de Hassi Messaoud.

I.3. Les différentes zones du champ de Hassi Messaoud :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. [1]

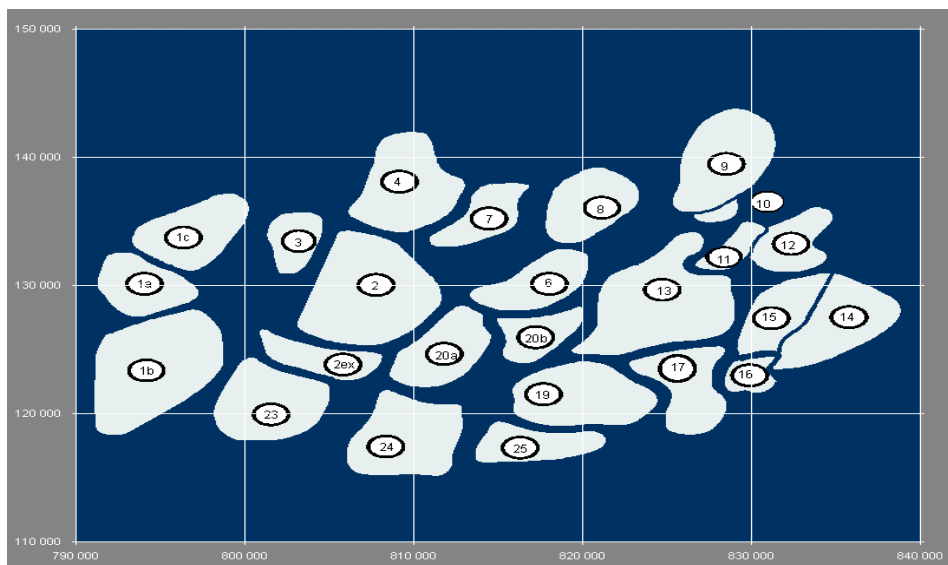


Fig. I.2 : Représentation des différentes zones du champ de Hassi Messaoud [2]

I.4.Description de la série sédimentaire: [2]

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CE NOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
		JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
	DOGGER		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
	LIAS		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
	TRIAS		SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
		TS 3		202	Sel massif et traces d'argile	
		ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite	
		GRESEUX		35	Grés, argile	
		ERUPTIF discordance hercynienne		0-92	Andésites altérées	
		PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75
	GRES D'EL ATCHANE			25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
	ARGILES D'EL GASSI			50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
	ZONE DES ALTERNANCES			20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
CAMBRIEN	Ri		50	Grés isométriques, fins, silteux		
	Ra		120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
	R2		100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
	R3		300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN			45	Grés argileux rouges		
S O C L E					Granite porphyroïde rose	

I.5.Conclusion :

Le champ de Hassi Messaoud de par sa superficie et ces réserves est considéré parmi les grands gisements du monde, avec une pression de gisement varie de 120 à 400 Kg F/cm², et une température de 118°c à 123°c et une perméabilité très faible de 0 à 1 Darcy.

Chapitre II

Généralités sur l'UBD

II .1. Introduction :

Le forage en Underbalance a été introduit dans les années 1990 et essentiellement pour pallier à certains problèmes rencontrés dans les forages horizontaux, les résultats remarquables obtenus ont permis son expansion rapide dans le monde pétrolier et jamais dans l'industrie une technique pétrolière n'a connu un tel essor.

L'UBD ou forage en dépression est une technique de forage qui permet d'avoir intentionnellement la pression de fond exercée par le fluide de forage inférieure à la pression dans les pores. Cette pression hydrostatique peut être réduite par addition, à la boue de forage, soit de l'air, gaz naturel ou d'azote. [3]

Si on comparant le forage en UBD avec le forage conventionnel on trouve que dans le forage en UBD le puits entraîne de produire ce qui nécessite la fermeture de puits pour éviter la perte de brut et permette le contrôle de puits, par contre dans le forage conventionnel on applique une pression de fond supérieur à la pression de formation pour maintient le fluide de formation en place, donc le puits est ouvert à l'atmosphère. [3]

Le forage en UBD représente une alternative adaptée aux problèmes posés par les réservoirs déplétés, fracturés où le forage conventionnel en "Overbalance" est pratiquement impossible à cause des pertes du fluide de forage dans la formation.

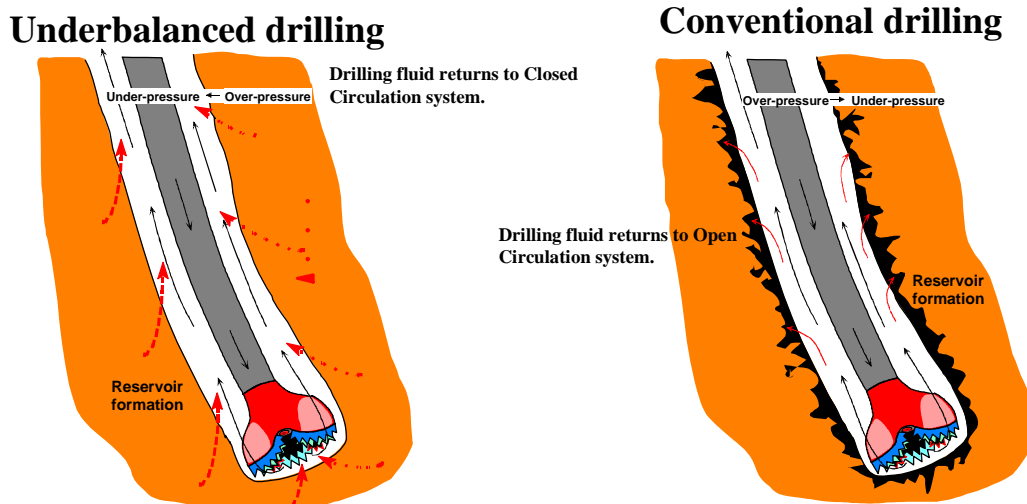


Fig. II.1 : Forage en Over et en Under Balance

II.2.Introduction de l'UBD en Algérie :

Le problème de forage en Overbalanced du réservoir de Rhour el Baguel posait de sérieux problèmes de pertes dans le réservoir. A partir de 1997 Sonarco a entamé sa campagne de reprise des puits en UBD à Rhour el Baguel avec le Rig ENAFOR 27 et la compagnie Oil Tools

Le même problème survenu dans le champ de Hassi Messaoud où le forage conventionnel OBD génère de sérieux problèmes, pertes de circulation, faible vitesse de pénétration (ROP), utilisation de plusieurs outils de forage et des durées de réalisation des puits élevées.

Le coût de revient des puits très élevés et les résultats qui n'étaient pas au niveau escompté. Les forages Horizontaux ont permis à la Sonatrach d'envisager l'utilisation de l'UBD dans le champ de Hassi Messaoud afin d'évaluer les résultats.

En effet deux projets UBD ont été lancés en 2001 pour la réalisation du puits OMOZ 243 et OMJZ 502 par Enafor 28. Après ses résultats, un vaste programme ambitieux de forage en UBD est lancé à Hassi Messaoud.

II.3. Les principaux avantages et inconvénients de l'UBD: [4]

II.3.1. Les avantages de l'UBD :

1. Réduction des pertes de circulation durant le Forage
2. Eliminer les coincements de la garniture de forage par pression différentielle.
3. Augmentation de la vitesse de pénétration (R.O.P).
4. prolongation de la durée de vie de l'outil.
5. Evaluation du potentiel du réservoir durant le forage.
6. Réduction de l'endommagement du réservoir par l'invasion de la boue de forage.

II.3.2. Les inconvénients de l'UBD :

1. L'instabilité des parois du puits.
2. Coût d'équipement de forage.
3. Limitation des outils MWD.
4. Augmentation du poids de la garniture (poussée d'Archimède).
5. Venue d'eau de formation.

II.4. Types des fluides utilisés en UBD:

Le choix d'un système liquide pour un projet particulier de l'UBD dépend de la pression de fond désirée, de sa compatibilité avec le fluide produit, de la tolérance d'afflux d'eau, du nettoyage de trou, du coût et des considérations environnementales.

Donc plusieurs types de fluide sont employés tel que [4]:

II.4.1. Systèmes utilisant un liquide :

La première approche est normalement d'employer un système liquide avec une densité assez basse pour fournir la condition d'underbalance. Si l'eau peut être employée alors c'est la première étape à prendre. Si l'eau est trop lourde, de l'huile peut être considérée. Si on produit du Brut, alors on peut l'utiliser comme un fluide de forage s'il assure la condition de l'UBD. [4]

II.4.2.Systèmes utilisant un gaz :

Dans ce type d'opérations le forage utilise le gaz comme fluide de forage, ce gaz peut être de l'air, l'azote, le gaz naturel ou une combinaison gazeuse. Le forage à l'air sec est plus simple, moins cher lorsqu'il est appliqué à l'underbalanced et on peut atteindre des pressions très basses. Les problèmes liés au forage au gaz comprennent:

- Risques très importants d'incendie de fond;
- Les problèmes potentiels de stabilités du puits;
- L'impossibilité d'employer les outils conventionnels de MWD,
- Le besoin de moteurs spéciaux.
- L'inconvénient majeur du système de forage au gaz sec est son inefficacité au niveau des formations contenant même de faibles quantités d'eau. [4]

II.4.3.Systèmes utilisant la Mousse :

Dans ce type de fluides la phase continue est la phase liquide (eau, boue à l'eau, ou boue à l'huile). Le système de mousse est créé quand l'eau et le gaz sont mélangés à un agent tensioactif. L'agent tensioactif lie le gaz dans la surface du liquide.

Comme le gaz est lié dans le liquide, ils se déplacent ensemble, augmentant ainsi la vitesse du liquide. En raison de sa structure, (capacité de charges de solides énormes), la mousse a de meilleures caractéristiques de nettoyage de trou qu'une boue conventionnelle.

La mousse a également beaucoup d'inconvénients. En plus du coût de l'agent tensioactif et du matériel supplémentaire exigé, la mousse ajoute un degré à la complexité du système de forage. Elle est également instable lorsqu'elle rencontre des températures élevées.

Un autre inconvénient dans le système de mousse est la viscosité relative plus élevée. Ceci augmente la perte par friction dans le puits. [4]

II.4.4.Systèmes utilisant la brume (Mist) :

C'est le même principe que le système à la mousse sauf que dans ce cas l'utilisation des surfactants est exclue, la phase continue dans le système est la phase gazeuse, le liquide dans ce système est suspendu dans le milieu sous forme de gouttelettes.

Les avantages principaux d'un système de brume est sa tolérance plus élevée pour les formations aquifères. Ceci élimine la formation des anneaux de boue tout en forant.

L'inconvénient du système de brume est qu'il demande un volume de gaz très important pour avoir une pression de fond voulue, un taux de corrosion élevé et un mauvais impact sur les schistes sensibles à l'eau. [4]

II.4.5.Systèmes des liquides gazéifiés :

Ce système consiste à l'utilisation des fluides de forage à deux phases où la phase gazeuse est soit du gaz naturel, air, ou l'azote. Les liquides gazéifiés n'ont pas d'agents tensioactifs qui lient le gaz dans le liquide (agents moussant).

Ces systèmes de fluides sont avantageuses car ils sont à moindre coût (on n'utilise pas les agents moussant), on peut les réutiliser et ils possèdent de meilleures propriétés environnementales et leur simplicité d'injection. [4]

Puisque l'air est disponible, on peut l'utiliser comme gaz. Mais pour réduire au minimum les risques de feux de fond et de corrosion des équipements, on préfère utiliser comme gaz, l'azote.

Dans un souci d'abaisser le coût de forage et d'améliorer la sécurité opérationnelle sur les puits directionnels forés par gaz, un système de forage en nitrogène a été développé. Ce système est basé sur la technologie des membranes qui exige moins de compression initiale, enlève l'oxygène de l'air atmosphérique, et apporte des degrés variables de pureté d'azote et par conséquent les risques d'incendie au fond du puits sont évités.

II.5. Techniques d'injections utilisées :

Pour le choix de la technique d'injection on va s'intéresser au système de fluides gazéifiés qu'on va adopter pour le forage de la phase 6" à Hassi Messaoud.

II.5.1. Technique à garniture parasite (parasite string injection):

Elle consiste l'utilisation d'une garniture de petit diamètre (tubing de 1" ou 2") liée à la colonne de tubage intermédiaire. Cette conduite sera nécessaire à l'injection du gaz pour la suite du forage en UBD. L'injection parasite appliquée en UBD est soit nitrifiée soit aérée.

Pendant le forage, le taux de liquide exigé est pompé à travers la colonne montante. L'azote est pompé lui aussi à une certaine profondeur au dessus du réservoir. Le mélange azote liquide formé à l'intérieur de puits et retourne en surface sous la forme d'un fluide biphasique.

Cette technique présente un certain nombre d'avantages:

Le fluide de forage dans la garniture est monophasique et incompressible, d'où la possibilité de l'utilisation du MWD et une garnitures de forage conventionnel.

Le temps de la purge de la garniture lors des ajouts est réduit considérablement.

L'avantage le plus important de l'injection parasite, est le fait que l'injection d'azote soit indépendante du fonctionnement de forage.[3]

Elle présente aussi des inconvénients tels que l'augmentation des coûts et des heures de travail pour mètre cette technique en application, le besoin d'un plus grand diamètre du trou, la nécessité d'une plus grande pression pour l'injection du gaz ainsi qu'un volume plus élevé du gaz peut être exigé pour compenser la profondeur de l'injection pour atteindre la cible (pression de fond). [3]

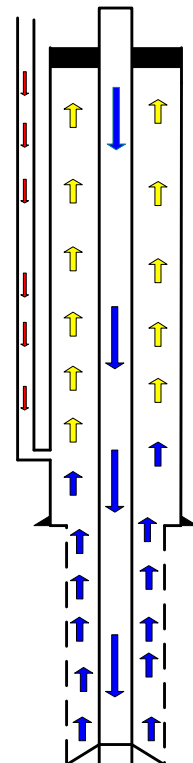


Fig. II.2 : Parasite string injection

II.5.2. Technique d'injection à tubage concentrique (concentric casing injection):

Dans cette technique l'utilisation d'un tubage concentrique constitue un second espace annulaire pour l'injection du gaz, cette technique est basée sur le pompage du gaz en bas du dernier tubage à travers une vanne de circulation (circulating sub).

La partie où vient se fixer la colonne du tubage est appelée colonne perdue, cette colonne perdue est cimentée, sur laquelle on fixe une tie back sleeve, qui nous permet par la suite l'injection du gaz dans l'espace annulaire (casing-casing).

Les avantages et les inconvénients de cette technique sont semblables à la technique d'injection parasite.

Le MWD conventionnel peut être employé, les moteurs conventionnels peuvent être utilisés sans avoir d'impact sur la puissance de ces derniers, les raccordements plus rapides, la profondeur limitée de l'injection, le coût, l'impact sur la pression de fond et les vitesses annulaires, probablement des volumes de gaz exigés sont plus élevés.

L'avantage supplémentaire de l'injection à tubage concentrique est que les pertes et de fuite sont minimales et que les pressions d'injections sont inférieures à la pression d'injection de garniture parasite.

Le nettoyage du trou est également amélioré.

L'inconvénient principal non vu avec la garniture parasite est le coût est plus élevé pour l'accomplissement de cette technique. [4]

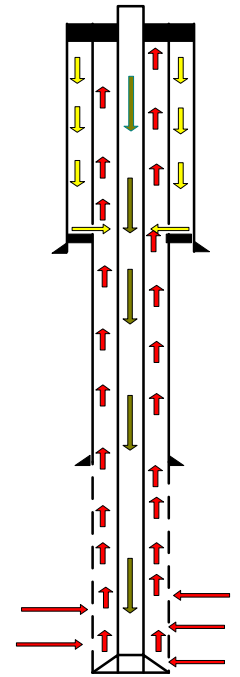


Fig. II.3 : Concentric casing injection

II.5.3. Technique conventionnelle (stand pipe injection):

La méthode conventionnelle pour le forage en underbalanced et de mélanger le gaz et le liquide à la surface, et injecter le mélange directement au fond du trou à travers la garniture de forage.

L'inconvénient principal de cette technique est l'impossibilité d'utiliser le MWD conventionnel, pour le contrôle des données du puits. Pour les systèmes multi-phasiques la présence du gaz dans la garniture de forage entravera ou éliminera le signal du MWD conventionnel, car un gaz est un fluide compressible, il tend à amortir les pulsations du MWD.

Pour des rapports de gaz au-dessus de (20 à 28) %, le signal sera perdu. On peut éliminer ce problème avec l'utilisation d'MWD électromagnétique qui envoie le signal à travers la terre à la surface au lieu du fluide et ce dernier n'est pas affecté par le gaz qui se trouve dans la garniture.

L'utilisation de la technique conventionnelle d'injection dicte que le gaz traversera la garniture, ceci affectera la puissance développée par le moteur de fond, d'où on doit prendre en considération le choix de notre moteur.[4]

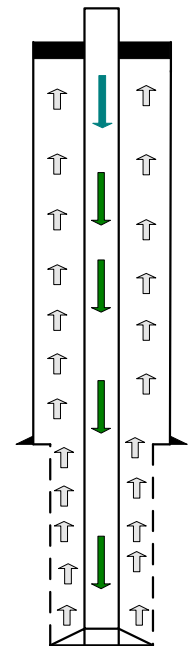


Fig.II.4: Stand pipe injection

II.5.4. Choix des débits d'injection du brut et d'azote:

Le choix de débit d'injection du brut et d'azote est basé sur les quatre critères suivants:

- Rester dans les conditions d'underbalance de telle sorte que la pression de fond reste inférieure à la pression de gisement.
- Assurer un bon nettoyage du trou, ce critère est étroitement lié au temps de circulation nécessaire pour évacuer les déblais.
- Le draw down utilisé doit maintenir la stabilité des parois. Autrement dit, il existe un qu'il ne faut pas le dépasser.
- Par ailleurs, le moteur de fond est limité par un volume équivalent du liquide (ELV).

Nous définissant ainsi une fenêtre de travail de l'UBD

II.6. Les équipements nécessaires propres à la technique UBD :

Pour forer en UBD, on a besoin d'installer des équipements supplémentaires par rapport au forage conventionnel tel que les équipements d'injection, de circuit de retour et les équipements auxiliaires. [3]

II.6.1. Les équipements d'injection :

L'installation de l'UBD pour la génération d'azote est composée de :

❖ Compresseur d'air :

Ces compresseurs aspirent l'air à la pression atmosphérique et le comprime à une pression de 100 à 300 Psi avec un débit maximal de 50m³/min, les trois compresseurs sont reliés à un filtre pour l'élimination des impuretés, cet air est dirigé vers le refroidisseur.

❖ Refroidisseur d'air (air cooler) :

L'air venant des compresseurs à une pression de 200 Psi et une température de 42°C, est refroidi à l'aide des trois dispositifs à filtres. Après refroidissement à une température de 32°C la pression de l'air comprimé diminue à 175 Psi suite à une perte de charge dans les filtres. En plus du refroidissement, ils enlèvent l'humidité afin d'avoir un air sec qui sera dirigé vers le générateur d'azote.

❖ Générateur d'azote (membrane skid)

C'est une unité d'azote qui comprend un séchoir, des filtres à fibres et une membrane de filtration d'oxygène, l'air venant à une température de 32°C passe dans le séchoir à fin d'être réchauffé à une température supérieure à la température d'entrée.

L'air réchauffé est passé dans les filtres pour l'élimination du CO₂ ainsi que l'humidité.

L'air purifié sera dirigé vers la membrane qui utilise la technique de diffusion moléculaire des gaz pour séparer l'oxygène à l'air pour avoir un jet non combustible.

❖ Surpresseur (Booster) :

C'est un compresseur qui fournit à l'azote la haute pression, il reçoit le flux d'azote de générateur à une pression de 175 Psi et le comprime à une pression comprise entre 1500 à 2500 Psi, ce gaz comprimé à une pression de 2500 Psi environ entre dans un autre surpresseur pour le comprime à une pression de sortie égale à 5000 Psi avec un débit d'injection de 34m³/min. [3]

❖ Circuit d'injection (chicanes et vannes)

On a deux circuits d'injection d'azote dont l'un est directement vers le manifold de plancher pour la technique d'injection par la garniture de forage, tandis que l'autre est dirigé vers la tubing head pour la technique d'injection par micro annulaire 7" x 9" 5/8

Ces équipements sont installés de la manière indiquée dans le schéma suivant :

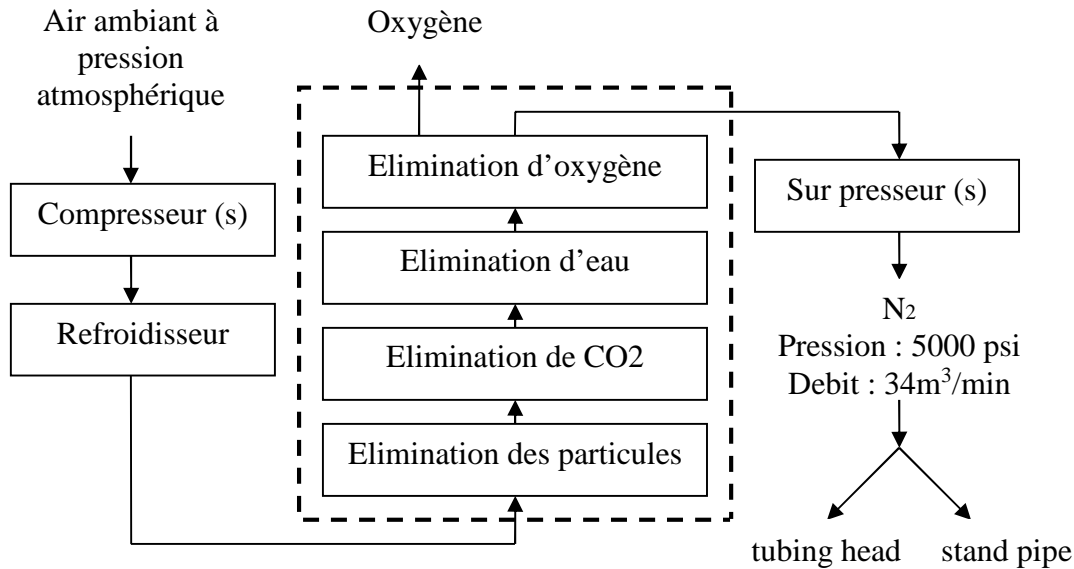


Fig. II.5 : L'installation de l'UBD pour la génération d'azote

II.6.2. Equipements de contrôle :

❖ Float Valves:

Ce sont des clapé anti-retour placé sur la garniture au-dessus du moteur du fond qui sert à empêché le retour de brute lors de la descente ou la remonté de la garniture.

❖ BOP Rotatif (RBOP) :

Le forage en underbalanced nécessite l'utilisation d'un BOP rotatif placé au dessus de l'obturateur annulaire (hydril). Dans notre cas, on a utilisé un RBOP de type William's 7100 qui caractérisé par un pression de service de 2500 Psi lorsqu'il est en rotation et de 5000 Psi en statique, ce dernier est composé d'une garniture permettant la fermeture de puits sur tige pour le contrôle de puits et au même temps d'opérer avec un stripping.

Ce type de RBOP est commandé par une unité hydraulique semblable à celle de l'appareil «kommey» où la pression de fermeture est de 1500 Psi.

❖ Vanne ESD (Emergency Shut Down):

C'est une vanne hydraulique située à la sortie latérale de l'adaptateur hydril - RBOP, cette vanne est utilisée pour isoler le puits des équipements de surface en cas de problème.

❖ Manifold propre à l'unité de l'UBD (Choke Manifold):

Le système de forage en underbalanced nécessite l'utilisation d'un manifold disposé entre la sortie de l'annulaire et le séparateur, leur rôle est de lier entre eux et de réduire la pression de la ligne au-dessous de la pression d'utilisation de séparateur à l'aide de deux

duses réglable, l'une manuelle et l'autre automatique. Le manifold est composé aussi d'une chambre de récupération d'échantillonnage de 4" de diamètre pour l'analyse géologique.

❖ Séparateur :

C'est un séparateur vertical qui sépare le liquide du gaz sous une pression de travail de 500Psi, il est constitué par un corps cylindrique en acier fermé à chaque extrémité par un fond bombé de forme sphérique pour éviter les pressions perpendiculaires sur les parois.

Le séparateur est situé entre le manifold de l'underbalanced et le bac de décantation, comporte des étages de décompression et porte un certain nombre d'orifice :

- Orifice latéral pour relier le séparateur avec le manifold d'underbalanced ;
- Orifice à l'extrémité supérieur permet d'envoyer le gaz vers la torche ;
- Orifice à l'extrémité inférieur permet d'envoyer le brut vers le bac de décantation ;

Lors du forage le fluide sortant du puits est dirigé vers le manifold de l'underbalanced puis vers le séparateur où se fait la séparation entre le liquide et le gaz. [3]

❖ Bac de décantation :

C'est un bassin servant à la récupération du fluide de forage équipé des tamis pour l'élimination des cuttings. A la fin le liquide est acheminé vers les Tank Farm.

❖ Tank Farm :

Ce sont des bacs de circulation utilisés pour le stockage de brute pour le réinjecte dans le puits.

II.6.3. Equipements auxiliaires :

❖ Générateur de courant :

C'est un groupe électrogène utilisé pour alimenter les équipements de l'underbalanced, les cabines de contrôle ainsi que l'éclairage. Ce générateur à une puissance de 350 KW et fournit 480 Volts 60 Hz.

❖ La cabine de control :

La cabine de control joue un rôle très important lors du forage en UBD, elle permet l'enregistrement des différents paramètres d'injection de gaz et de brute ainsi que le volume de brute récupéré au cours du forage. [3]

II.7. Conclusion :

Actuellement, underbalanced drilling est le développement le plus passionnant dans le secteur de forage. En même temps que la technique de forage horizontal et multilatéral, il tient la valeur énorme pour forer des puits plus rentables.

L'expérience a montré que le forage en underbalance est plus adapté que l'overbalance pour le forage des réservoirs d'huiles. Et parfois nécessaire pour forer des réservoirs déplétés (à faible pression). Si la réalisation de l'opération UBD exige des coûts additionnels plus élevés, UBD est rentable par rapport à la technique conventionnelle.

Pour deux raisons

- ❖ Maximiser la production.
- ❖ Minimiser les problèmes de forage.

Chapitre III

Propriétés mécaniques de la roche

III.1. Introduction :

La mécanique des roches est une discipline de la mécanique des milieux continus qui étudie des processus mécaniques qui se produisent dans la croûte terrestre. Elle a un très grand champ d'applications dans le domaine pétrolier, tels que l'analyse de la stabilité des parois, la fracturation hydraulique, le comportement mécanique des formations profondes, l'affaissement du sol en surface, les problèmes de production des sables et la formation des nouvelles failles ou fractures.

L'analyse de la stabilité des puits nécessite la compréhension des notions fondamentales de la mécanique des milieux continus et des milieux poreux.

III.2. Les propriétés mécaniques des roches :

Un échantillon de roche placé dans un ensemble de contraintes pendant une durée de temps donnée se déforme jusqu'à sa rupture, en passant par les phases élastique et plastique. Ces phases dépendent des caractéristiques mécaniques de chaque type de roche. Les caractéristiques mécaniques d'une roche sont [5] :

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

III.3. Estimation des propriétés mécaniques des roches :

L'estimation des propriétés de la roche peut être effectuée soit au laboratoire de mécanique des roches soit par mesures in situ.

Il existe un troisième moyen pour estimer les caractéristiques de la formation. Ce dernier repose sur des corrélations entre les propriétés de la roche et les logs de diagraphie tel le sonic, densité, porosité... [5]

III.3.1. Les essais effectués au laboratoire :

- Les essais soniques : Cet essai consiste à placer un échantillon cylindrique dans une cellule triaxiale spéciale munie de deux transducteurs ultrasoniques pour l'onde P et S (Fig.III.1). [5]

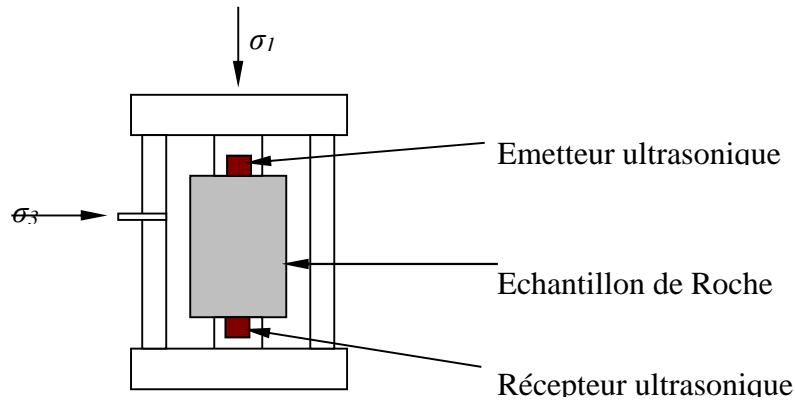


Fig.III.1. Essai sonique.

- L'essai triaxial :

L'essai consiste à placer un échantillon de roche cylindrique dans une cellule et le soumettre à un système de contraintes géostatiques.

On fait croître la charge axiale sur l'échantillon et on relève les courbes contraintes-déformations. [5]

- L'essai de compression simple :

L'essai consiste à placer un échantillon de roche cylindrique dans une cellule uniaxiale.

- L'essai de traction indirecte (essai Brésilien) :

On exerce une compression suivant deux génératrices diamétralement opposées de l'éprouvette de roche jusqu'à sa rupture. [5]

III.3.2. Les diagraphies :

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

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

La détermination des caractéristiques mécaniques d'une roche (E_{stat} , ν_{stat} , G , K , UCS , Rt , ϕ , C) nécessite un certain nombre d'enregistrements directs comme la densité de la roche, les diagraphies soniques (δT_s , δT_p), et d'interprétations des diagraphies, comme l'apport d'argile V_{sh} et la porosité effective Φ_e . [5]

Donc les diagraphies nécessaires sont :

- Diagraphies soniques pour mesurer les vitesses V_p et V_s .
- Diagraphie de densité.
- Diagraphie de porosité.
- Diagraphie de Gamma Ray pour estimer V_{sh}

III.3.3. Corrélation de calcul :

Dans ce qui suit nous présentons les corrélations les plus utilisées pour estimer les propriétés des roches à partir des diagraphies. [5]

III.3.3.1. Module d'Young :

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

- Module d'Young Dynamique :

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

$$E_{dyn} = \frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad (III.1)$$

Où:

E_{dyn} : Le module de Young dynamique.

ρ_b : La densité de la roche (bulk density)

V_p : Vitesse des ondes de compression

V_s : Vitesse des ondes de cisaillement.

$$V_p = 1/\delta T_p \cdot 0.3048 \cdot 10^3 \text{ [Km/s]} \quad (III.2)$$

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

Avec:

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

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

- Module d'Young Statique :

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

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

$$E_{stat} = 0.032 E_{dyn}^{1.623} \quad (III.4)$$

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

$$E_{stat} = 0.713 E_{dyn} + 2.8808 \quad (III.5)$$

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

s'écrit sous la forme :

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

III.3.3.2. Module de cisaillement :

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

$$G_{dyn} = \rho_b \cdot V_s^2 \quad (III.7)$$

III.3.3.3. Coefficient de Poisson :

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

$$\nu = \frac{E_{dyn}}{G_{dyn}} - 1 \quad (III.8)$$

III.3.3.4. Module de compressibilité de la roche:

$$K = \rho_b \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (III.9)$$

III.3.3.5. Résistance à la compression simple UCS (Unconfined Compressive Strength) :

C'est la résistance de la roche à un effort de compression uni axial, qui reste libre d'effort dans le plan perpendiculaire .

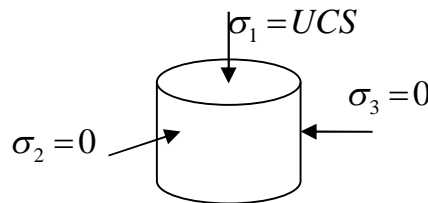


Fig. III.2 : Détermination de UCS

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

$$UCS = 2.280 + 4.1089 E_{stat} \quad (III.10)$$

Où : E_{stat} en GPa et l'UCS en MPa

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

$$UCS = E_{stat} (0.008Vsh + 0.0045(1 - Vsh)) \quad (III.11)$$

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

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

$$UCS = 2C \tan(45 + \phi/2) \tag{III.12}$$

C: Cohésion en MPa

ϕ : Angle de frottement interne en radians.

III.3.3.6. Angle de frottement interne :

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

Cette corrélation s'écrit sous la forme suivante :

Pour les formations argile- grès [5] :

$$\phi = 30^\circ - \frac{30 - 25}{110 - 20} (\gamma_{ray} - 20) \tag{III.13}$$

Pour les formations argiles -carbonates:

$$\phi = 38^\circ - \frac{38 - 25}{110 - 20} (\gamma_{ray} - 20) \tag{III.14}$$

Avec ϕ en degrés

Pour les argiles (Lal's, 1999):

$$\phi[rad] = \sin^{-1}(V_p - 1)(V_p + 1) \tag{III.15}$$

III.3.3.7. Cohésion C:

La cohésion C est obtenue par la relation suivante:

$$\tau = C + \sigma \tan \phi \tag{III.16}$$

τ : Contrainte de cisaillement [MPa]

σ : Contrainte normale [MPa]

C: Cohésion [MPa]

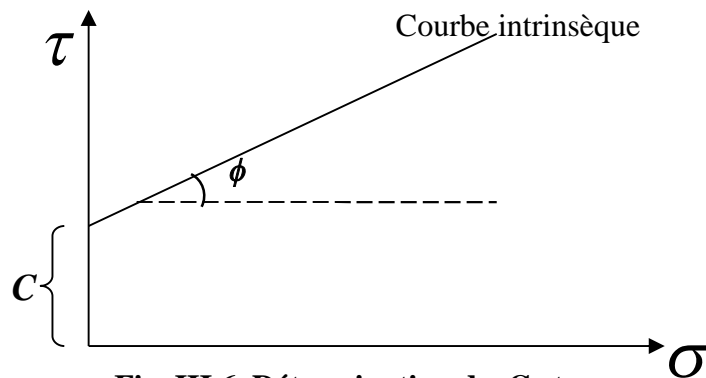


Fig. III.6. Détermination de C et ϕ

III.3.3.8. Résistance à la traction :

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

L'estimation de la résistance à la traction peut être déterminée au labo par un essai de traction direct, qui est souvent très difficile à réaliser, où à partir d'un essai dit brésilien. Ce dernier essai se base sur le fait que la compression d'un échantillon dans une direction engendrera des contraintes de traction dans le plan perpendiculaire si celui-ci est libre en mouvement. [5]

III.3.3.9. Pourcentage en volume d'argile (V_{sh}) :

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

Le volume d'argile à un point 'x' se calcule à l'aide d'un indicateur classique d'argile qui est basé sur les valeurs du 'Gamma Ray' de la façon suivante [5] :

$$V_{sh}(x) = \frac{GR(x) - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (\text{III-17})$$

- $GR(x)$: valeur du 'Gamma Ray' lue devant un niveau réservoir considéré.
- GR_{max} : valeur du 'Gamma Ray' lue devant le banc d'argile.
- GR_{min} : valeur lue devant la zone de sable propre.

III.3.3.10. Détermination de la constante poro-élastique :

La constante poro-élastique ou le coefficient de Biot sera déterminé suivant la corrélation de Krief, qui utilise la porosité effective (Φ_e) en fraction [5]:

$$\alpha = 1 - [1 - \Phi_e] \left(\frac{3}{1 - \Phi_e} \right) \quad (\text{III-18})$$

III.4. Conclusion :

La mécanique des roches est essentielle dans le forage pétrolier, dans ce chapitre on a cité les propriétés de cette science qui nous aideront à mieux comprendre l'état de contrainte, et donc mieux analyser la stabilité des parois d'un puits ainsi que les différentes lois de calculs nécessaire à notre étude.

Chapitre IV

Analyse de la stabilité des parois d'un puits

IV.1.Introduction :

Le chapitre précédent constitue l'ensemble des éléments nécessaires à la résolution de la majorité des problèmes de mécanique des milieux continus. Dans la mesure où la stabilité des puits n'en constitue qu'un cas particulier, nous présenterons dans cette partie l'application des méthodes de la mécanique des milieux continus pour apporter un élément de réponse à ce type de problèmes.

Nous avons toutefois procédé par progression en commençant par l'analyse du cas le plus simple de puits verticaux vides forés en milieux compacts pour arriver enfin à l'étude des puits déviés dans des milieux poreux.

Nous avons considéré par ailleurs l'effet du fluide de forage et des écoulements sur la stabilité des puits.

IV.2.Etat de contrainte autour d'un puits :

IV .2.1.Etat de contrainte autour d'un puits vertical :

Toute perturbation géométrique au sein d'un milieu continu modifie la distribution des contraintes initiales. Cette modification est plus ressentie près de la perturbation qu'aux régions lointaines. [6]

Soit un puits vertical de rayon r_0 foré dans une roche assimilée à un milieu continu. La roche est soumise à l'infini (zone non perturbée) au tenseur de contrainte qui s'écrit dans le repère (e_1, e_2, e_3) sous la forme suivante :

$$T_{e_1 e_2 e_3} = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad (\text{IV-1})$$

Pour un état de déformations planes on a :

$$\sigma_3 = \nu \cdot (\sigma_1 + \sigma_2) \quad (\text{IV-2})$$

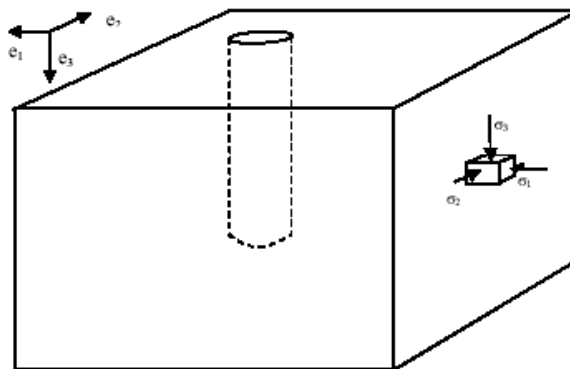


Fig. IV.1 : Cas d'un puits vertical.

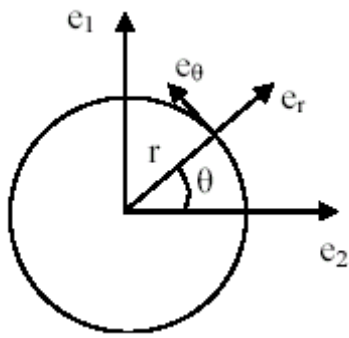
Notre but est de rechercher de la distribution des contraintes autour du puits[6].

Ainsi posé, le problème sera difficile à résoudre. Toutefois une expression des contraintes en coordonnées cylindriques permettra une expression plus simple des conditions aux limites et facilitera la résolution. [6]

L'expression du tenseur contrainte est donnée dans le repère cylindrique (e_r, e_θ, e_z) par :

$$T_{r\theta z} = R T_{e_1 e_2 e_3} R^t \quad (IV-3)$$

Où R est la matrice de rotation autour de l'axe Z d'un angle θ . Elle est donnée par l'expression ci-dessous :



$$R = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (IV-4)$$

Fig. IV.2: Rotation d'un angle θ

Ce qui nous permis de trouver :

$$T_{r\theta z} = \begin{bmatrix} \sigma_{rr} & \sigma_{r\theta} & \sigma_{rz} \\ \sigma_{\theta r} & \sigma_{\theta\theta} & \sigma_{\theta z} \\ \sigma_{zr} & \sigma_{z\theta} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \cos(2\theta) & -\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \sin(2\theta) & 0 \\ -\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \sin(2\theta) & \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} - \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \cos(2\theta) & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad (IV-5)$$

$$\text{Où :} \quad \sigma_{zz} = \nu.(\sigma_{rr} + \sigma_{\theta\theta}) = \nu.(\sigma_1 + \sigma_2) \quad (IV-6)$$

Après une série des démonstrations (Réf : Rock mechanics) ; on aura les expressions des contraintes autour du puits dans le repère cylindrique comme suit :

$$\sigma_{rr} = \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} \left(1 - \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 \right) + \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \left(1 + 3 \left(\frac{r_0}{r} \right)^4 - 4 \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 \right) \cos(2\theta) \quad (IV-7)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} \left(1 + \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 \right) - \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \left(1 + 3 \left(\frac{r_0}{r} \right)^4 \right) \cos(2\theta) \quad (IV-8)$$

$$\sigma_{r\theta} = -\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \left(1 - 3 \left(\frac{r_0}{r} \right)^4 - 2 \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 \right) \sin(2\theta) \quad (IV-9)$$

Sachant que la transformation du repère cartésien au repère cylindrique s'est effectuée par une relation autour de l'axe Z et que celui-ci était un axe principal dans le repère original, alors il le restera dans le repère cylindrique [6], d'où :

$$\sigma_{zr} = \sigma_{z\theta} = 0 \quad (IV-10)$$

Nous avons pour ce problème en tout point la relation suivante :

$$\sigma_{zz} = \nu.(\sigma_{rr} + \sigma_{\theta\theta}) \quad (IV-11)$$

Et la contrainte verticale avant forage :

$$\sigma_3 = \nu(\sigma_1 + \sigma_2) \quad (IV-12)$$

Ce qui nous permis de trouver :

$$\sigma_{zz} = \sigma_3 - 4\nu \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \cos(2\theta) \quad (IV-13)$$

On peut démontrer que dans le cas général où le tenseur des contraintes initiales avant le forage s'écrit dans le repère (e_1, e_2, e_3) sous la forme :

$$T_{e_1 e_2 e_3} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix} \quad (IV-14)$$

Les contraintes autour du puits en coordonnées cylindriques sont données par :

$$\sigma_{rr} = \frac{\sigma_{11} + \sigma_{22}}{2} \left(1 - \left(\frac{r_0}{r}\right)^2\right) + \frac{\sigma_{11} - \sigma_{22}}{2} \left(1 + 3\left(\frac{r_0}{r}\right)^4 - 4\left(\frac{r_0}{r}\right)^2\right) \cos(2\theta) + \sigma_{12} \left(1 + 3\left(\frac{r_0}{r}\right)^4 - 4\left(\frac{r_0}{r}\right)^2\right) \sin(2\theta) \quad (V-15)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{\sigma_{11} + \sigma_{22}}{2} \left(1 + \left(\frac{r_0}{r}\right)^2\right) - \frac{\sigma_{11} - \sigma_{22}}{2} \left(1 + 3\left(\frac{r_0}{r}\right)^4\right) \cos(2\theta) - \sigma_{12} \left(1 + 3\left(\frac{r_0}{r}\right)^4\right) \sin(2\theta) \quad (IV-16)$$

$$\sigma_{r\theta} = \left(-\frac{\sigma_{11} - \sigma_{22}}{2} \sin(2\theta) + \sigma_{12} \cos(2\theta)\right) \left(1 - 3\left(\frac{r_0}{r}\right)^4 + 2\left(\frac{r_0}{r}\right)^2\right) \quad (IV-17)$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_{33} - 4\nu \frac{\sigma_{11} - \sigma_{22}}{2} \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \cos(2\theta) - 4\nu \sigma_{12} \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \sin(2\theta) \quad (IV-18)$$

$$\sigma_{rz} = -(\sigma_{13} \cos(\theta) + \sigma_{23} \sin(\theta)) \left(1 - \left(\frac{r_0}{r}\right)^2\right) \quad (IV-19)$$

$$\sigma_{\theta z} = (-\sigma_{13} \sin(\theta) + \sigma_{23} \cos(\theta)) \left(1 + \left(\frac{r_0}{r}\right)^2\right) \quad (IV-20)$$

IV.2.2. Etat de contrainte autour d'un puits dévié :

Nous considérons maintenant que le puits n'est plus vertical mais dévié avec une inclinaison α dans un azimut β par rapport au repère initial (e_1, e_2, e_3) (Cf. figure IV-3).

Le nouveau repère dans lequel on va exprimé le tenseur des contraintes est (e''_1, e''_2, e''_3) de sorte que α sera l'angle entre les vecteurs unitaires e''_3 et e_3 , et β est l'angle entre e_1 et la projection de e''_1 sur un plan horizontal. [6]

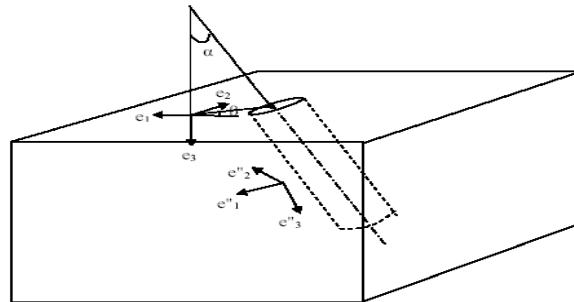


Fig. IV.3 : Cas d'un puits dévié.

Nous restons toujours dans l'état de déformations planes. Nous avons présenté dans la partie précédente la distribution des contraintes autour du puits dans le repère (e_1, e_2, e_3) pour un état de contraintes initial quelconque $T_{e_1 e_2 e_3}$. [6]

$$T_{e_1 e_2 e_3} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix} \quad (IV-21)$$

Cet état de contraintes sera ré exprimé dans le repère (e_1'', e_2'', e_3'') . Les matrices de transformation des repères seront respectivement celle de la rotation d'un angle β autour de e_3 qui donne l'expression dans un repère (e_1', e_2', e_3') et puis une rotation d'un angle α autour de e_2' .

Les matrices s'écrivent :

$$R_{e_3} = \begin{bmatrix} \cos(\beta) & \sin(\beta) & 0 \\ -\sin(\beta) & \cos(\beta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (IV-22)$$

Et,

$$R_{e_1'} = \begin{bmatrix} \cos(\alpha) & 0 & -\sin(\alpha) \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin(\alpha) & 0 & \cos(\alpha) \end{bmatrix} \quad (IV-23)$$

L'expression du tenseur des contraintes dans le repère (e_1'', e_2'', e_3'') sera :

$$T_{e_1'' e_2'' e_3''} = R_{e_1'} \cdot R_{e_3} \cdot T_{e_1 e_2 e_3} \cdot R_{e_3}^t \cdot R_{e_1'}^t \quad (IV-24)$$

Les composantes du nouveau tenseur sont :

$$T_{e_1'' e_2'' e_3''} = \begin{bmatrix} \sigma_{11}'' & \sigma_{12}'' & \sigma_{13}'' \\ \sigma_{21}'' & \sigma_{22}'' & \sigma_{23}'' \\ \sigma_{31}'' & \sigma_{32}'' & \sigma_{33}'' \end{bmatrix} \quad (IV-25)$$

Si on injecte les composantes du tenseur (IV-25) dans les équations (IV-15)... (IV-20), on trouve l'état de contrainte en coordonnées cylindriques $T_{r\theta z}$.

Les équations trouvées sont obtenues en considérant que ce puits dévié est vide de boue et on n'a ni l'effet de température, ni la pression des pores, ni l'effet des forces d'écoulement. Les équations complètes seront décrites après avec plus de détails.

IV.3.Situation avant forage :

Au départ, avant de réaliser le forage une situation d'équilibre règne au sein de la roche. Un champ de contraintes in situ et un champ de pression des pores assurent cet équilibre. Pour une prévention contre les problèmes de tenue des parois pendant la réalisation du forage, il est nécessaire d'avoir des estimations des contraintes in situ et leurs orientations. Dans ce qui suit nous présenterons l'état de l'art en matière d'estimation des conditions in situ avant le forage d'un puits donné. [7]

IV.3.1. Les contraintes In Situ :

La connaissance des contraintes in situ en terme d'intensité et d'orientation permet de prédire l'allure de la redistribution des contraintes après le forage. Elle permet également de planifier à priori le meilleur profil pour le puits à réaliser. [8]

La première étape est d'essayer de classer les contraintes in situ de la plus petite à la plus grande. Cela nous donnera une idée sur le profil le plus stable (vertical ou dévié). Un moyen d'identifier l'ordre des contraintes est l'observation des systèmes de failles dans la région si ces derniers sont relativement récents et susceptible d'être le résultat de l'état de contrainte actuel. Les trois contraintes principales présentent dans la roche sont :

σ_h : contrainte principale horizontale mineure

σ_H : contrainte principale horizontale majeure

σ_v : Contrainte principale verticale.

Nous avons dans la nature trois cas qui peuvent se présenter :

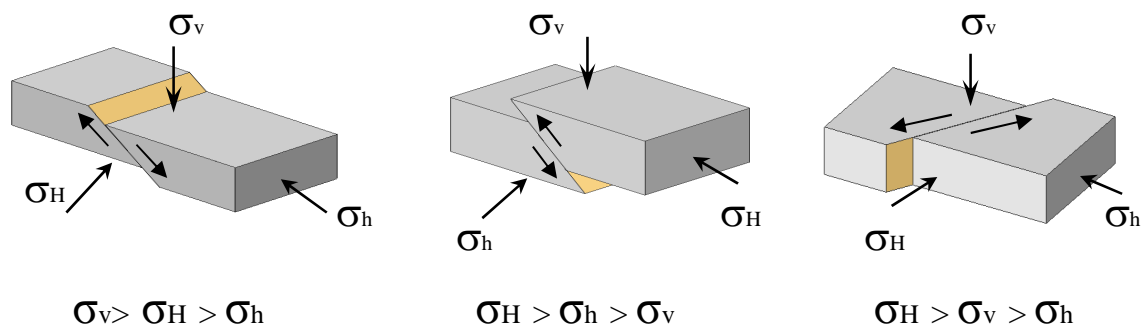


Fig. IV.4 : Système de contraintes possible.

1) $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$: présence de systèmes de failles normales

Si $(\sigma_H - \sigma_h) > (\sigma_v - \sigma_H)$ le forage dévié est a priori plus stable dans le sens de σ_h .

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

2) $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$: présence de systèmes de failles inverses

Dans cette situation le forage dévié pourrait être plus stable que le forage vertical. Ceci dépendra des différences de contraintes $(\sigma_h - \sigma_v)$ et $(\sigma_H - \sigma_h)$.

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

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

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

3) $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$: Présence de décrochements (strike-slip faults)

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

IV.3.2. Estimation des contraintes :

L'estimation des intensités des contraintes principales repose essentiellement sur l'utilisation des diagrapies de puits voisins au puits à forer. Dans le cas d'un puits d'exploration n'ayant pas de puits voisins, l'utilisation des données géologiques et des informations liées à l'activité tectonique de la région aidera à l'obtention d'approximations relativement grossières des contraintes in situ.

Cependant, l'estimation de ces dernières devient de plus en plus précise au fur et à mesure que le nombre de puits forés augmente. [8]

a) Contrainte verticale :

La contrainte verticale s'estime à l'aide de la diagraphie de densité des puits voisins (fig.IV.5). En supposant une stratification horizontale des couches à forer, la contrainte verticale s'obtient par la relation suivante :

$$\sigma_v = \int_0^H \rho(z) dz \tag{IV-26}$$

$\rho(z)$: Est la densité de la formation en fonction de la profondeur.

Dans le cas où on n'a pas de diagraphie, on peut estimer approximativement la contrainte verticale en utilisant la coupe lithologique de la région et les tables de densité des roches. [7]

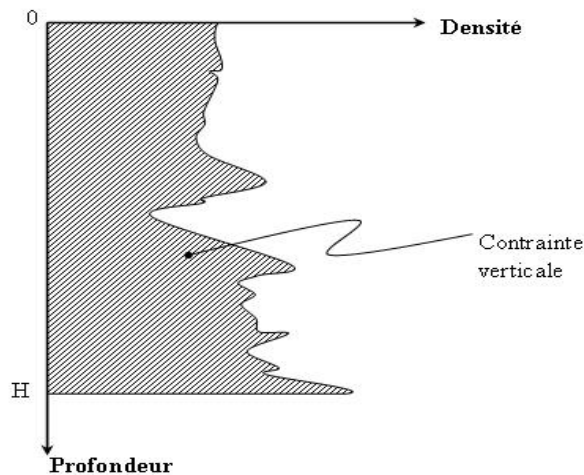


Fig. IV.5 : Log de densité.

b) Contraintes horizontales mineures

Le leak off test est généralement la procédure utilisée pour déterminer la pression d'injection qui limitera la densité de la boue, peut être utiliser pour l'estimation de la contrainte horizontale minimale σ_{hmin} . Le test consiste à mettre une partie de la formation sous pression et noter la variation de celle-ci.

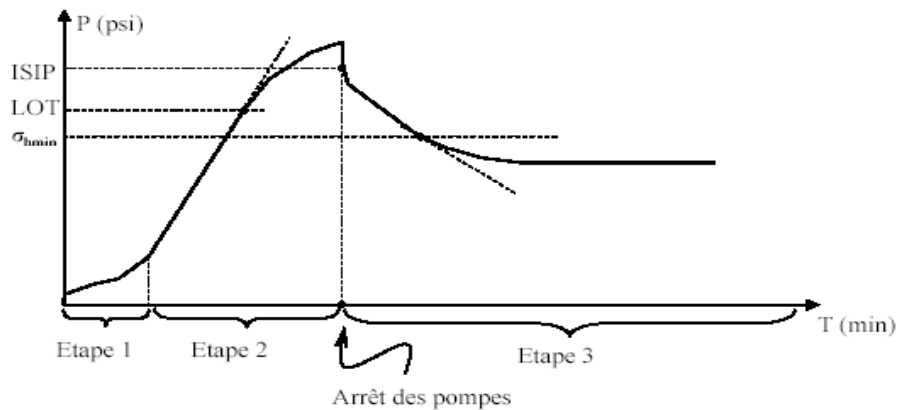


Fig.IV.6: Déroulement du Leak off test.

Dans la figure ci-dessus existe (03) phases, la première correspond à une phase transitoire liée au mode de démarrage des pompes. La phase 2 est relativement linéaire jusqu'à l'atteinte du point (LOT), c'est cette valeur qui est utilisée généralement pour limiter la densité du fluide de forage.

La phase 3 correspond à l'arrêt des pompes, où la pression chute brusquement jusqu'à une valeur qui s'appelle ISIP (Initial shut-in pressure). On constate ensuite une dissipation de la pression qui correspond à une fermeture progressive de la fracture induite.

La contrainte horizontale minimale est obtenue quand le taux de décroissance de la pression s'écarte de la courbe de dissipation théorique. Cela est supposé avoir lieu à la fin de la refermeture de la fracture induite. [7]

c) Contrainte horizontale majeure :

Une méthode pour déterminer $\sigma_{H \max}$ applicable uniquement pour une zone qui reste stable correspondant à un trou in gauge est exposée ci dessous.

A partir du cercle de Mohr (voir fig. IV-6) la stabilité est décrite par la condition suivante :

$$R < (OO' + C \cdot \cot g(\phi)) \cdot \sin(\phi) \tag{IV-27}$$

Cette condition se traduit en terme des contraintes principales sous la forme suivante :

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} < \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} + C \cdot \cot g(\phi) \right) \cdot \sin(\phi) \tag{IV-28}$$

σ_1 et σ_3 sont considérées au point le plus critique de la paroi, avec :

$$\sigma_1 = 3\sigma_{H \max} - \sigma_{h \min} - \alpha \cdot p - p_w \tag{IV-29}$$

$$\sigma_3 = p_w - \alpha \cdot p$$

On obtient :

$$\sigma_{h \max} < \frac{1}{3} \left[p_w \left(1 + \frac{1 + \sin(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \right) + \alpha \cdot p \left(1 - \frac{1 + \sin(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \right) + \sigma_{h \min} + UCS \right] \tag{IV-30}$$

Donc, il suffit d'avoir la contrainte horizontale minimale et l'UCS (résistance à la compression simple) dans un trou in gauge pour pouvoir obtenir une limite maximale à la contrainte horizontale maximale

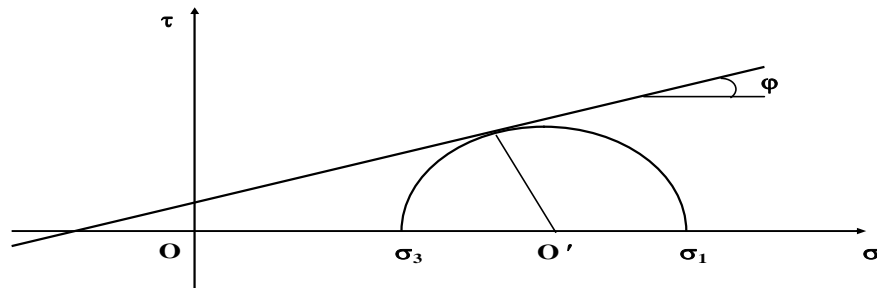


Fig.IV.6: Détermination de $\sigma_{H \max}$ à partir du Cercle de Mohr.

IV.3.3. Orientation des contraintes principales

a) Utilisation du caliper orienté :

L'orientation des contraintes principales peut être déterminée à l'aide du caliper orienté à quatre ou six bras. Le caliper est un outil qui nous permet de mesurer le diamètre du trou ainsi d'avoir une idée sur la forme du trou.

On détermine généralement deux diamètres, un diamètre maximal, et l'autre minimal. Trois situations peuvent se présenter suivant la différence des deux diamètres. [7]

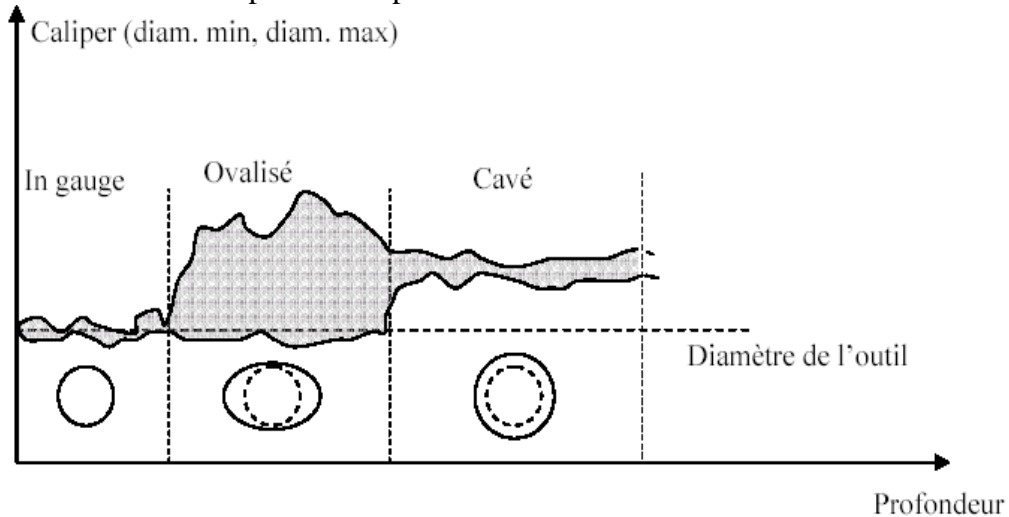


Fig.IV.7: Forme du trou d'après le caliper.

Le cavage peut être le résultat d'une grande vitesse du fluide de forage dans l'annulaire trou tiges ou d'une réaction chimique et mécanique. Cependant, l'ovalisation est plus susceptible d'être causée par les contraintes tectoniques qui s'exercent sur la formation.

Il est à noter que la diagraphie de l'azimut du trou obtenu par un caliper n'est pas stable dans les parties in gauge, et les parties cavées. Il est cependant, relativement stable dans les zones ovalisées.

b) Utilisation des outils d'imageries

Les diagraphies d'imageries donnent une image du trou incluant la trace des éventuelles fractures dont l'interprétation peut donner l'orientation des contraintes principales.

Les principaux outils d'imageries utilisés sont :

- ❖ Les outils électroniques comme FMI (full Micro Imager) et le FMS (Full Micro Scanner). Le principe de ces outils est de donner une image de microresistivité de la formation proche de la paroi. Ces outils ne sont utilisés que dans des boues à l'eau, les boues à l'huile qui ne sont pas conductrices du courant électrique.
- ❖ Les outils ultrasoniques comme l'UBI (Ultrasonic Borehole Imager) : c'est un outil de haute résolution qui permet l'acquisition des images acoustiques des parois du puits. Ce type d'outil peut être utilisé dans les boues à l'huile et à l'eau aussi.

IV.3.4. Pression des pores :

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

On peut décomposer la pression des pores en deux composantes. Une composante hydrostatique engendrée par l'interconnexion verticale entre les pores. La deuxième est due au poids de la matrice rocheuse combiné avec un mécanisme de piégeage.

Le gradient de pression normale dépend de la salinité de l'eau interstitielle. Il est généralement de l'ordre de 0.105 bar/m.

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

La pression des pores peut être estimée à partir du DST et des diagraphies (d'exposant, la résistivité, du sonique...) [7]

IV.4. Situation après forage :

Le forage aura comme conséquence d'enlever une partie de la roche, qui était préalablement en équilibre. Pour atténuer cette perturbation de la roche, on essaye de remplacer la résistance qui était fournie par la partie enlevée par l'effet du fluide de forage. Cependant le comportement rhéologique de ce dernier ne lui permettra d'apporter le même effet de résistance que la roche enlevée. Par conséquent, pour rétablir l'équilibre une redistribution des contraintes a lieu au sein de la roche.

Comme représenté sur la figure (Fig.IV-8). Au loin, les contraintes n'ont pas été perturbées et elles restent égales aux contraintes in situ avant le forage (σ_v , σ_{hmax} , σ_{hmin}). Au voisinage du puits ces contraintes sont perturbées. Leurs expressions dans un repère cylindrique (r, θ, z) ont été présentées dans la fin de ce chapitre. [6]

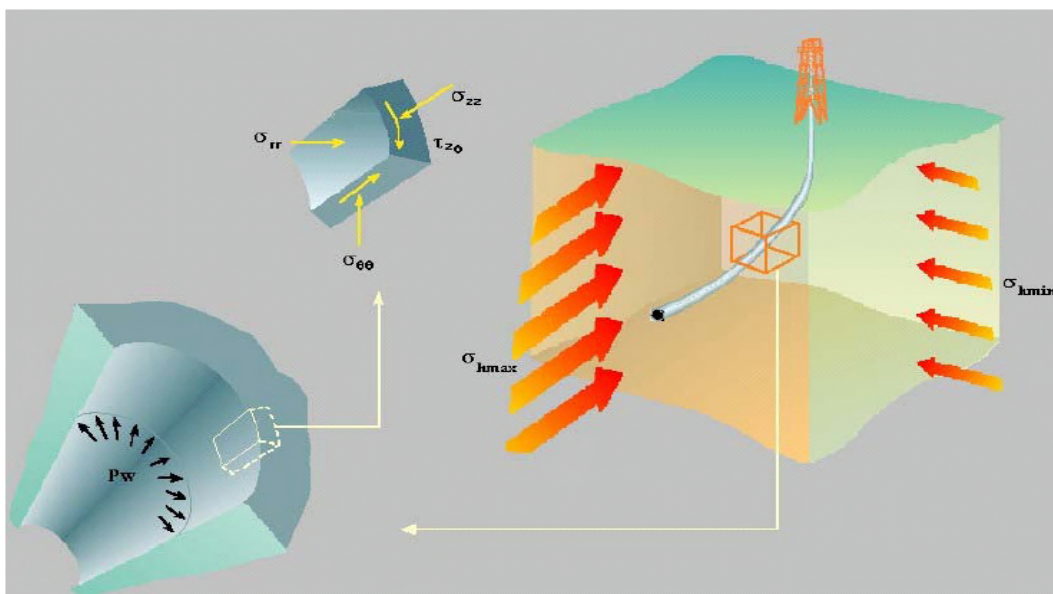


Fig.IV.8: Représentation des contraintes principales.

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

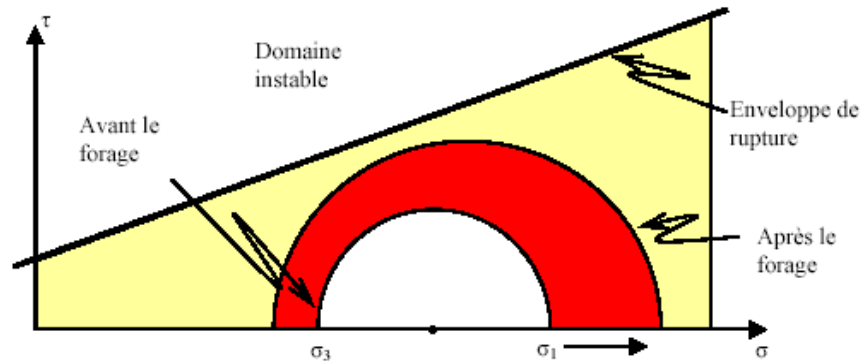


Fig.IV.9: Le changement du cercle de Mohr due au forage.

La concentration des contraintes fait en sorte que le rayon du cercle de Mohr grandit. Ceci donc nous rapproche du domaine instable, donc de la rupture.

Le fluide de forage sera le seul soutènement des parois du puits. Ses caractéristiques seront d'une importance extrême. Dans ce qui suivra nous expliquerons leurs effets sur la stabilité des parois du puits. [7]

IV.4.1. Effet de la densité de la boue :

Dans la partie précédente nous avons considéré que le puits était vide et nous avons déterminé la distribution des contraintes. L'introduction de la boue aura un effet direct sur les contraintes tangentielles et radiales. Une augmentation de la densité provoque une augmentation des contraintes radiales et une diminution des contraintes tangentielles. Elle n'aura pas d'effet sur les contraintes axiales ni sur les contraintes de cisaillement. Par ailleurs la diffusion de cette variation de contrainte dans la formation sera soumise à une diminution proportionnelle au carré du rayon. En d'autres termes la variation des contraintes s'écrit sous la forme suivante :

$$\Delta T_{r\theta z} = \begin{bmatrix} P_w \left(\frac{r_0^2}{r^2} \right) & 0 & 0 \\ 0 & -P_w \left(\frac{r_0^2}{r^2} \right) & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \tag{IV-31}$$

$P_w = \frac{d \times H}{10.2}$ Étant la pression exercée par la boue au niveau de la paroi du puits à une profondeur H donnée.

Et l'état de contraintes global pour le puits avec l'effet de boue qu'on appellera $T_{r\theta z}^{plein}$ sera :

$$T_{r\theta z}^{plein} = T_{r\theta z}^{vide} + \Delta T_{r\theta z} \tag{IV-32}$$

Ceci aura au début un effet stabilisateur. La figure ci-dessous représente l'effet de la densité dans le cas où on a $\sigma_r < \sigma_z < \sigma_\theta$. Ceci est généralement vrai au point le plus critique de paroi du puits. [6]

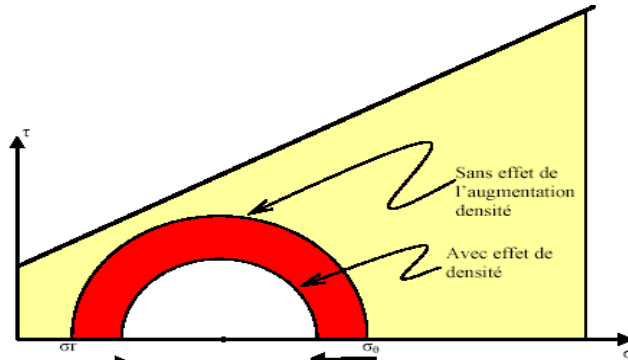


Fig.IV.10: Effet de l'augmentation de densité.

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

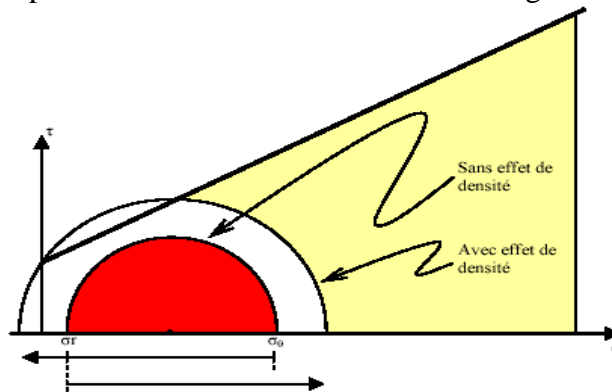


Fig.IV.11: Effet de l'augmentation excessive de densité.

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

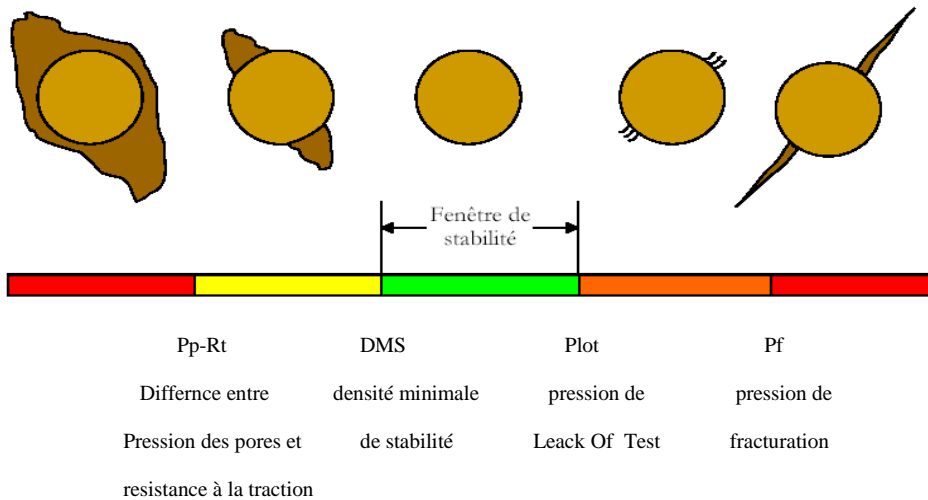


Fig.IV.12: Fenêtre de stabilité.

IV.4.2. Effet de la température :

Le changement du régime thermique provient généralement du changement de la température du fluide de forage, qui en variant par rapport à la température de formation provoque une perturbation de l'état de contrainte.

Généralement les changements du régime thermique commencent à se faire sentir à partir d'une certaine profondeur quand la différence entre la température de surface et celle de la formation devient relativement importante.

Une augmentation de température provoquera une augmentation des contraintes tangentielles et axiales d'une même quantité égale à $E.\alpha.\Delta/(1- \nu)$ et vice versa. On remarque que la variation de contrainte thermique est proportionnelle au module d'élasticité. [6]

La variation de l'état de contraintes due à un changement de température s'écrit :

$$\Delta T_{\text{r}\theta\text{z}}^{\text{therm}} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\alpha_{th} E \Delta t}{1 - \nu_d} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\alpha_{th} E \Delta t}{1 - \nu_d} \end{bmatrix} \quad (VI-33)$$

α_{th} : Coefficient de dilatation linéaire

E: module d'élasticité

ν_d : Coefficient de poisson drainé

Le surcroît de contraintes dû à l'effet thermique peut monter jusqu'à 75 psi/°C si la roche est rigide.

La circulation de la boue de forage joue un rôle important dans le changement du régime thermique.

Cette dernière fait en sorte que le fond du trou soit refroidi par rapport à la température de la formation, et la partie supérieure soit réchauffée par rapport à celle-ci. Il existe par conséquent un point neutre où la température de la boue est égale à la température de la formation. Au dessus de ce point la formation est réchauffée et en dessous elle est refroidie.

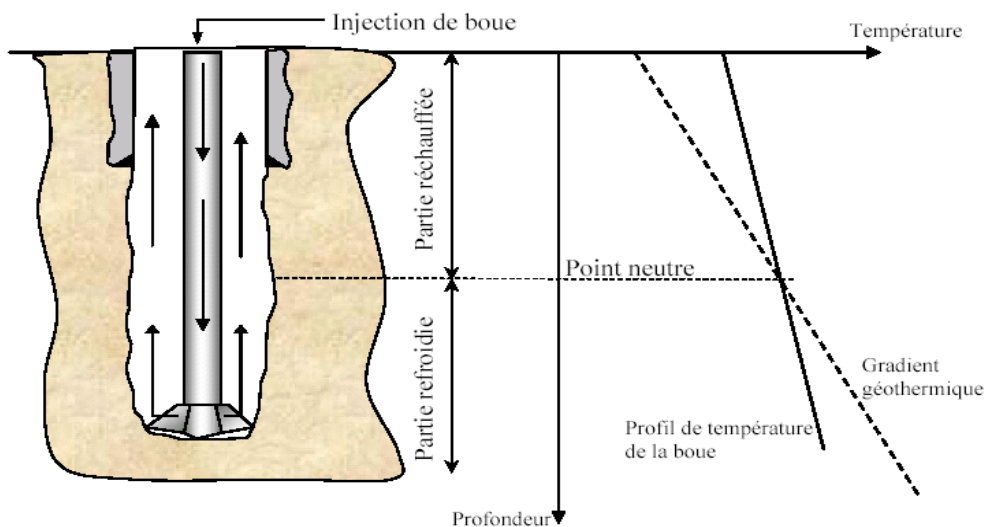


Fig.IV.13: Allures des gradients geothermiques.

Pendant la progression du forage le point neutre se déplace vers le bas. En conséquence, des zones qui étaient initialement refroidies se réchauffent progressivement, ce qui provoque une augmentation des contraintes tangentielles.

Considérons ce qui se passe dans un puits profond pendant un manœuvre de remontée et de descente de la garniture. Pendant la manœuvre, la circulation de la boue est arrêtée. Par conséquent, la température de la formation retrouve sa valeur ambiante. Ceci augmente les contraintes tangentielles en dessous du point neutre et les diminue au dessus de celui-ci. A la fin de la manœuvre de descente et après le démarrage de la circulation, la boue froide se déplaçant dans le puits inverse le processus en diminuant les contraintes tangentielles au fond du trou et en les augmentant dans la partie au dessus du point neutre.

Ces variations de contraintes tangentielles peuvent être perçues comme l'effet de l'augmentation ou de la diminution de pression dans le puits. Elles peuvent donc causer des ruptures par cisaillement ou par traction.

La représentation ci-dessous montre les états de contraintes en fond de puits lors d'une manœuvre.

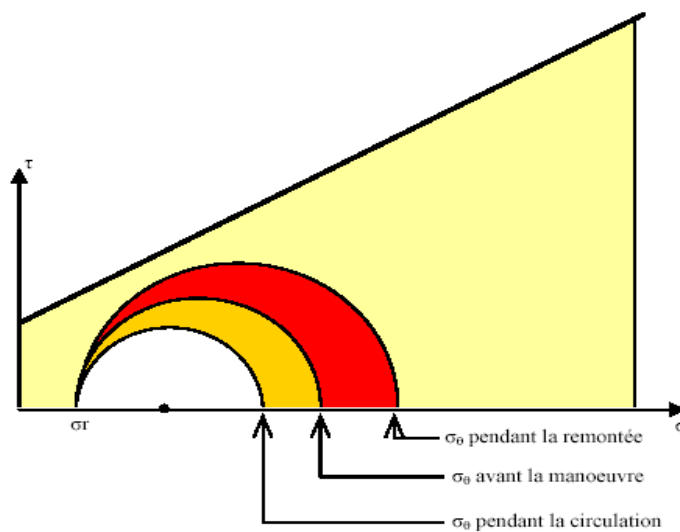


Fig.IV.14: Changement des contraintes durant une remontée.

IV.4.3. Effet de la pression interstitielle de la roche (Pression des pores) :

Jusque là nous avons implicitement supposé que la roche était sèche ou compacte. Ce qui implique que les contraintes sont supportées uniquement par la matrice solide. Cependant, en réalité les pores sont généralement remplis de fluides qui vont reprendre une partie de la charge.

Ceci se traduit par une variation de la pression interstitielle. L'état de contrainte total autour du puits s'écrit :

$$T_{r\theta z} = T'_{r\theta z} + \alpha \cdot p_p \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (IV.34)$$

Avec :

α = coefficient de Biot (Voir chapitre II).

p_p = la pression des pores.

$T'_{r\theta z}$ = tenseur de contraintes effectives gouvernant la rupture dans une roche poreuse.

L'équilibre des pressions du fluide dans la roche se fait en fonction de la perméabilité de celle-ci. Lorsque la perméabilité est assez grande les pressions s'équilibrent immédiatement : on est en conditions dites drainées, un régime d'écoulement permanent (ou pseudo permanent) s'établit d'une manière qui est généralement supposée instantanée.

Par contre, si la perméabilité est trop faible le fluide ne peut circuler à des vitesses suffisantes pour dissiper le surplus des pressions (par rapport à l'équilibre) : ce sont des conditions dites non drainées. [8]

IV.4.5. Effet du profil du puits :

La déviation du puits par rapport à la verticale modifie l'état de contrainte en paroi. Nous avons déjà montré dans ce chapitre la méthode permettant d'aboutir à la nouvelle distribution de contraintes.

Un moyen pratique pour la représentation de l'effet de la déviation est le diagramme dit de Bradley. Ce dernier est obtenu par l'analyse complète de la concentration des contraintes tenant compte de l'orientation et l'inclinaison du champ de contraintes in situ ainsi que de l'orientation et de l'inclinaison du puits.

Les résultats sont comparés aux critères de rupture, ce qui permet de déterminer pour un azimuth donné, une fenêtre de densité assurant la stabilité en fonction de l'inclinaison. (Voir fig.IV-15) Toutefois, ce diagramme ne permet pas de visualiser les conditions d'apparition des différents modes de rupture. [6]

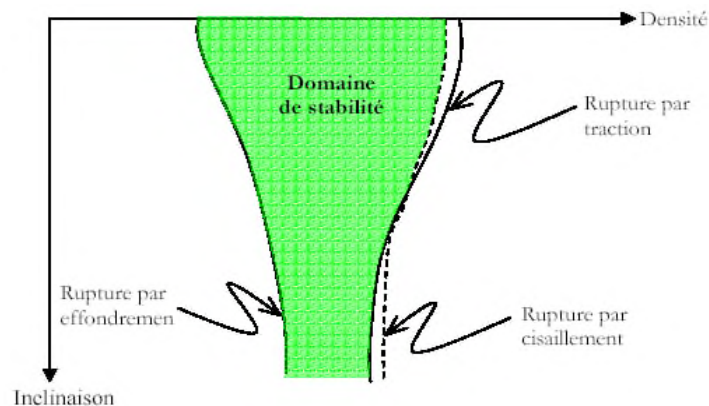


Fig.IV.15: Domaine de stabilité en fonction de l'inclinaison.

IV.5.Conclusion :

La réalisation du forage provoque l'équilibre qui règne au sein de la roche, alors dans ce chapitre on a visé tous les détails qui se déroulent à ce moment afin de savoir analyser la stabilité d'un puits et pour assurer et pour assurer la prévention contre les problèmes de tenue des parois pendant ce travail.

Chapitre V

Etude de cas : puits MDZ664

V.1.Introduction :

Dans la présente partie nous étudierons la stabilité des parois de puits au droit du réservoir lors d'un forage en underbalance.

L'objectif serait de déterminer l'orientation la plus stable et l'intervalle de densité assurant une stabilité optimale. Ceci pour pouvoir obtenir un puits relativement calibré. L'avantage d'un état de paroi non détérioré est de faciliter le forage en limitant le volume des déblais et améliorant le nettoyage d'une part, et d'autre part, il permettra au puits d'avoir une plus longue durée de vie pendant la production.

L'intérêt du forage en underbalance réside dans le fait de pouvoir forer avec une grande vitesse de pénétration, car la forabilité se trouve de beaucoup améliorée quand la densité du fluide de forage est faible.

Toutefois, la réalisation d'un puits en underbalance nécessite une bonne prévision de la stabilité des parois du puits.

V.2 .Présentation de problématique :

Dans le forage en underbalance l'instabilité des parois apparaît sous plusieurs formes qui nous sont familières, comme le coincement du train de tige, le resserrement du trou, la fracturation et la perte de circulation, le cavage excessif ou les difficultés de maîtrise de la direction ; ou notre étude sert à assurer et garder la stabilité des parois en utilisant les données des enregistrements des diagraphies et en suivant l'intervalle des densités de la boue .

V.3.Présentation de puits MDZ664 :

V.3.1.Localisation du puits MDZ664 : [9]

Le puits MDZ664 est situé dans l'interzone 20A et 19 du gisement de Hassi Messaoud. Les coordonnées LSA « Lambert sud Algérie » de la plate forme sont les suivantes :

Tableau .V.1. Les coordonnées LSA

X	Y
813592.70 m	120912.71 m

UTM (Universal Transverse Mercator) : [9]

Tableau .V.2. Les coordonnées UTM

X	Y	ZONE
784 982.959 m	3504081.0988 m	31

Coordonnées géologiques : [9]

Tableau .V.3. Les Coordonnées géologiques

L'altitude	Longitude
N 31° 38' 20.54644"	E 06° 00' 16.85506"

V.3.2.Les puits voisins : [10]

Tableau .V.4. Les puits voisins

N°	Puits	zone	Distance (km)	Type	Statut
1	MDZ544	20A	1.59	horizontal	Oil
2	MDZ577	19	2.27	horizontal	Oil
3	MDZ579	20A	3.55	horizontal	Oil

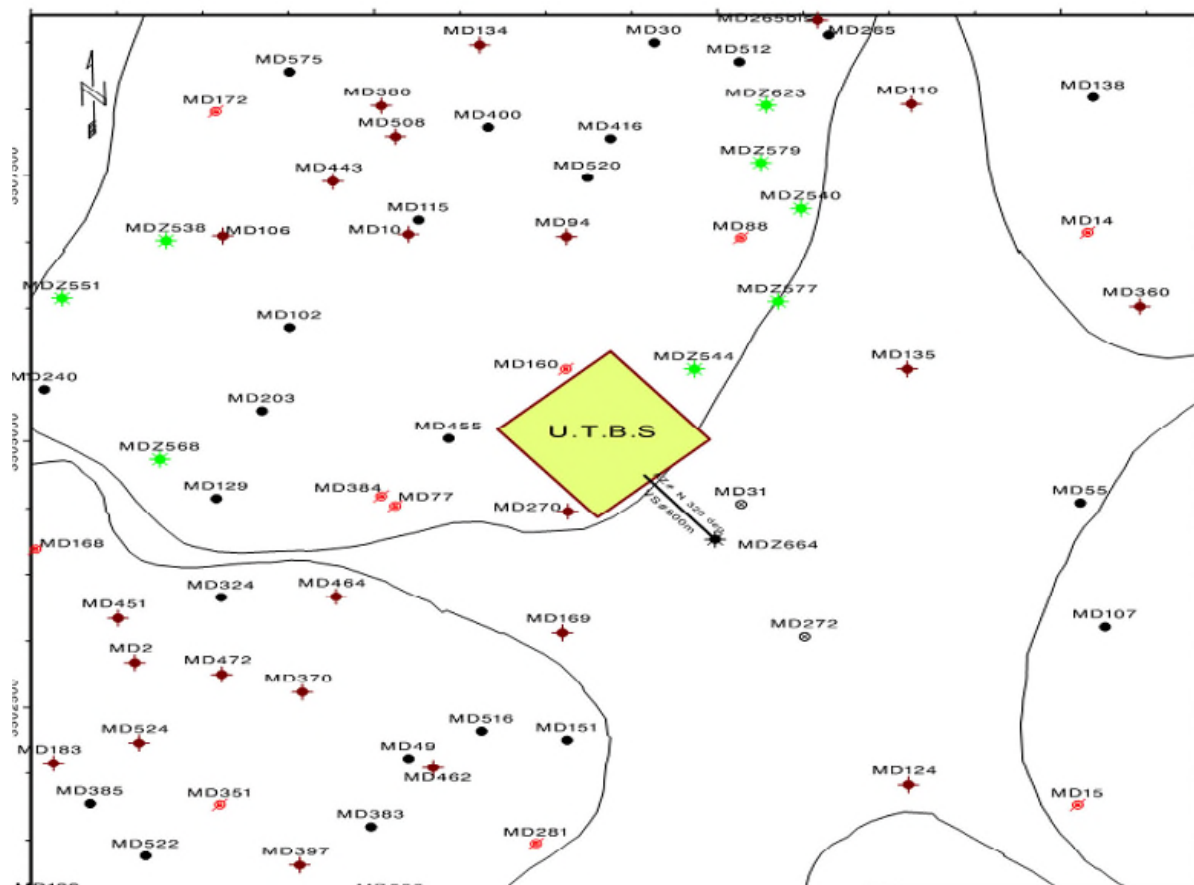


Fig .V.1. Localisation du puits MDZ664

V.3.3. Programme de forage du Puits MDZ664 : [10]

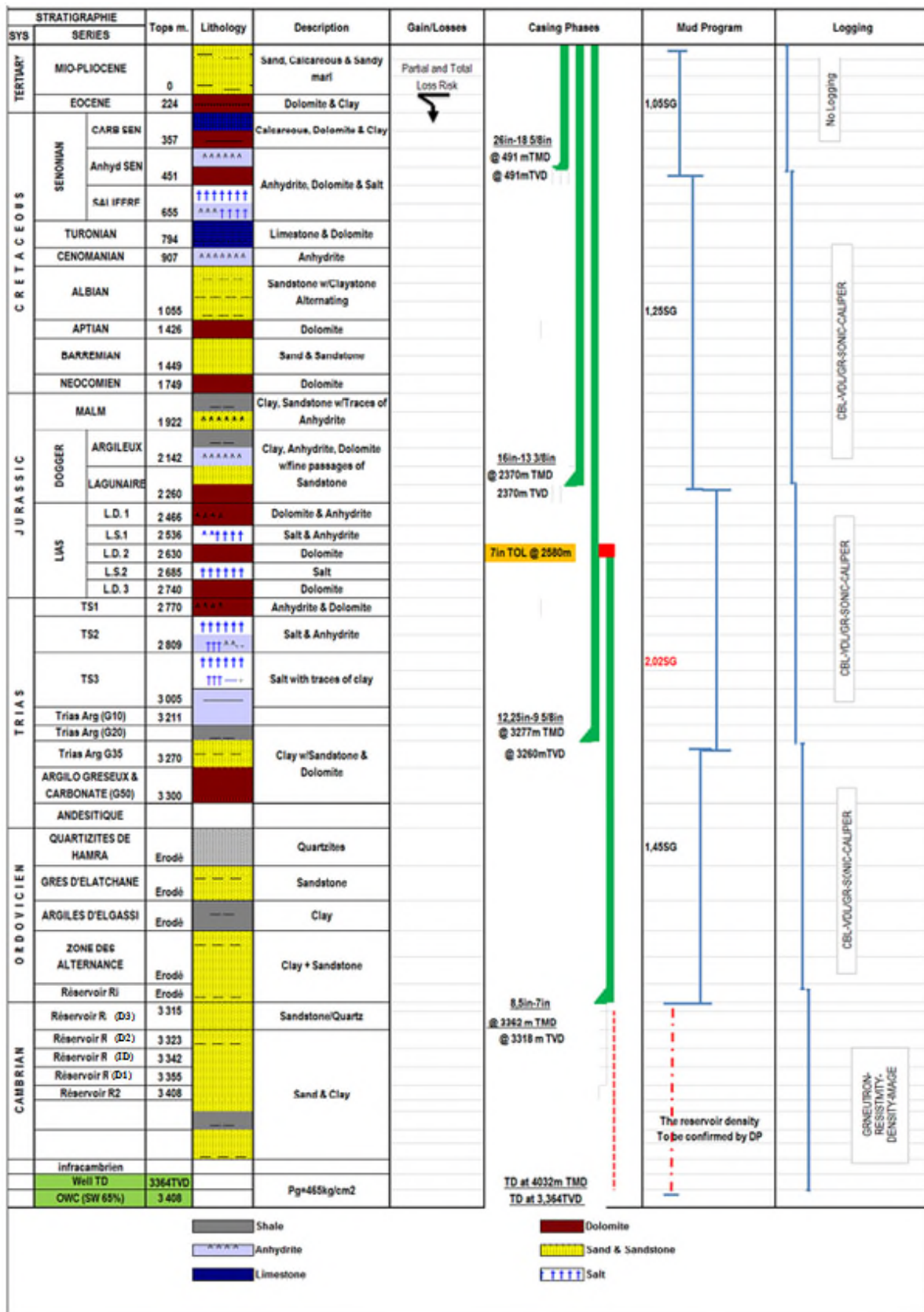


Fig.V.2. Programme de forage

La figure au dessus montre la stratification du puits MDZ664 ainsi que les différentes phases de forage avec le programme de boue et de logging dans chaque phase.

D'après cette figure, on remarque que la lithologie de ce puits a différents types de couche (sable, dolomite, argile ...) ou chaque couche a sa propre composition. Il y a aussi une description de densité et du logging suivant chaque phase de tubage (casing) .

V.4. Elaboration d'un programme de calculs de stabilité :

V.4.1. Présentation de programme :

Le logiciel Maxwell est un programme d'acquisition qui fonctionne sous Windows il est développé par schlumberger et est constitue de base de donnée et un système graphique pour montré les logs en réel time ou après recalculé .

Il est composé d'une partie d'acquisition qui est une interface de communication avec les outils down hole dans le puits, d'une autre partie l'installation de logiciel sert a déclarer la combinaison de l'outil utilisé, ainsi que les datas central qui sont utilisés pour le recalculé des données après correction , soit avec des calibrations ou avec d'autres données comme : température , salinité ...etc.

Il permet de traiter les données géophysiques de levés électromagnétiques et électriques. Il est utilisé par des professionnels de l'industrie minière, des consultants et des universitaires partout dans le monde. Il s'agit de l'outil de traitement et d'interprétation par excellence pour ceux qui manipulent des données géophysiques électromagnétiques et électriques. Développé et mis-à-jour par des professionnels qui, eux-mêmes acquièrent, traitent et interprètent des données EM, Maxwell a été conçu pour traiter toute forme de données géophysiques EM : dans le domaine du temps, dans le domaine des fréquences, levé en forage, levé au sol, levé aéroporté, et champ magnétique B. Les versions courantes de Maxwell nécessitent Windows XP ou une version plus récent.

Maxwell automatise le traitement de larges ensembles de données avec des modélisations numériques ou des inversions des plaques étudiées et des réponses d'un mort-terrain conducteur. Maxwell crée des présentations de qualité professionnelle de plans, profils, décroissances de champs, spectres et visualisations de modèle sur écran et sur papier.

V.5.Méthodologie de l'analyse :

Dans ce qui suit de notre étude, on va analyser la stabilité des parois d'un drain horizontal foré en UBD à Hassi Messaoud en passant par les étapes suivantes :

- D'abord, on détermine les caractéristiques mécaniques des roches traversées en utilisant les logs disponibles à savoir les calipers, gamma ray et le log de densité à l'aide de programme informatique élaboré .
- Ensuite, on détermine l'intensité des contraintes principales en basant sur le modèle géodynamique de Hassi Messaoud, puis l'orientation de ces contraintes en interprétant les logs d'imageries de deux puits appartenant à la même zone que le puits MDZ664.
- La partie la plus importante est l'analyse des intervalles de draw down assurant la stabilité du puits MDZ664 qu'on va la subdiviser en 3 parties, l'analyse du trou dans les drains ID, D1 et R2.
- On termine notre étude par le choix de la trajectoire optimale (le plus stable) en analysant le forage dans les deux directions principales.

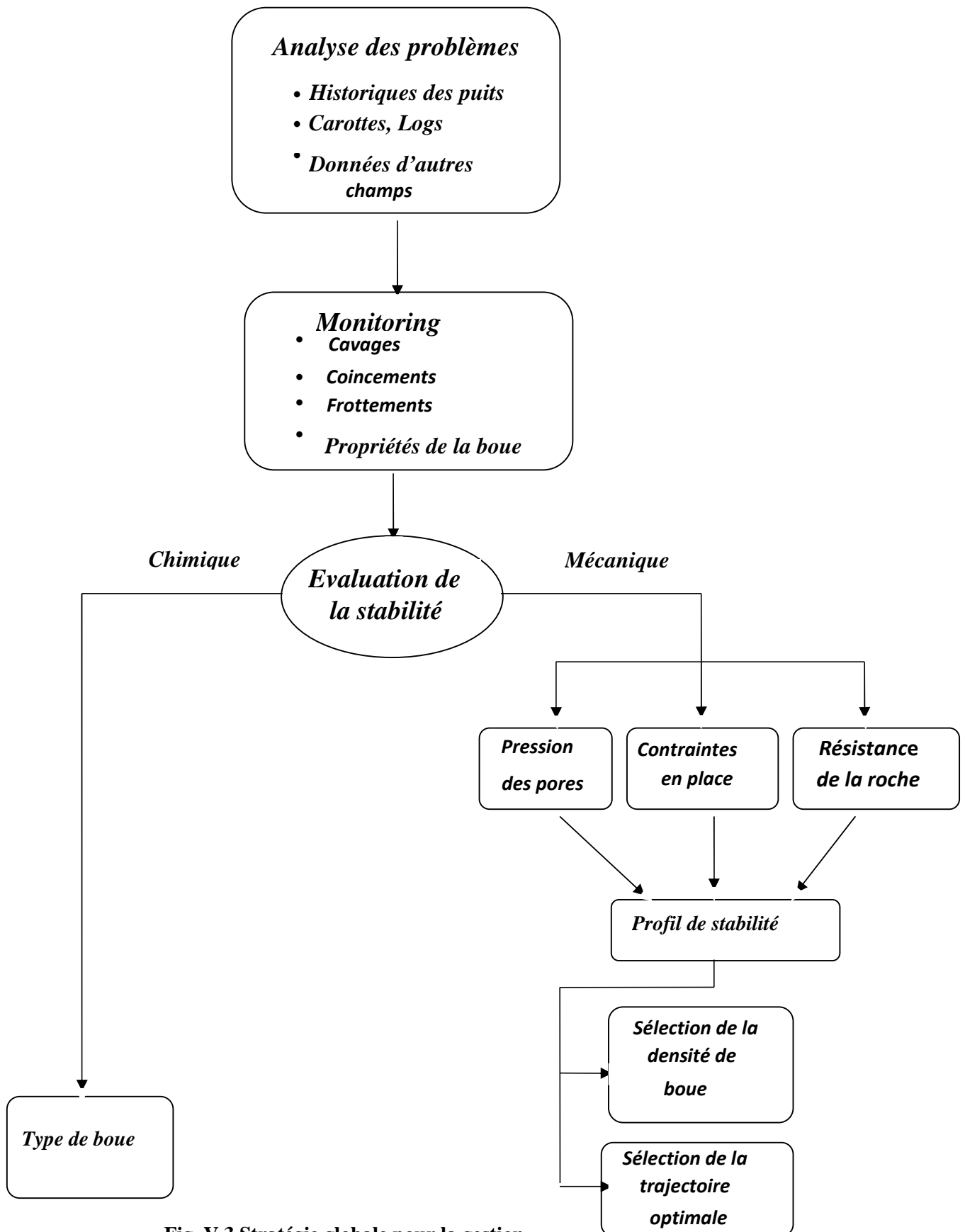


Fig. V.3.Stratégie globale pour la gestion des problèmes de stabilité des parois dans un champ.

V.6. Caractéristiques mécaniques du Cambrien :

L'analyse de stabilité d'un puits nécessite une évaluation des propriétés mécaniques des roches qui les constituent. Cette évaluation a été effectuée à partir des logs disponibles à savoir les soniques, gamma ray et le log de densité.

On a ainsi pu estimer le module d'élasticité, le coefficient de Poisson, la résistance à la compression simple, la résistance à la traction, la cohésion et l'angle de frottement interne à chaque cote. Introduisant les logs précités sous forme numérique dans le programme informatique élaboré, on a tiré les propriétés mécaniques en fonction de la profondeur.

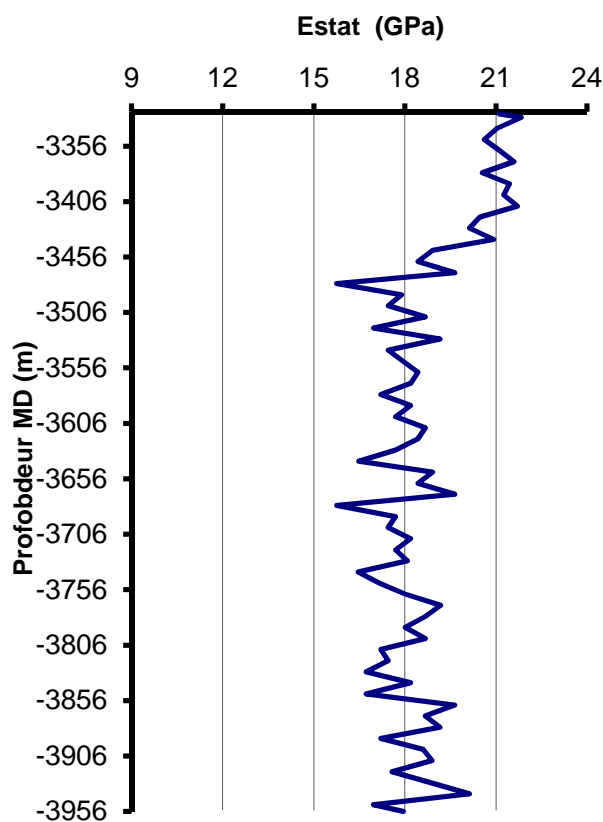


Fig.V.4. Module de Young statique calculé suivant la profondeur MD

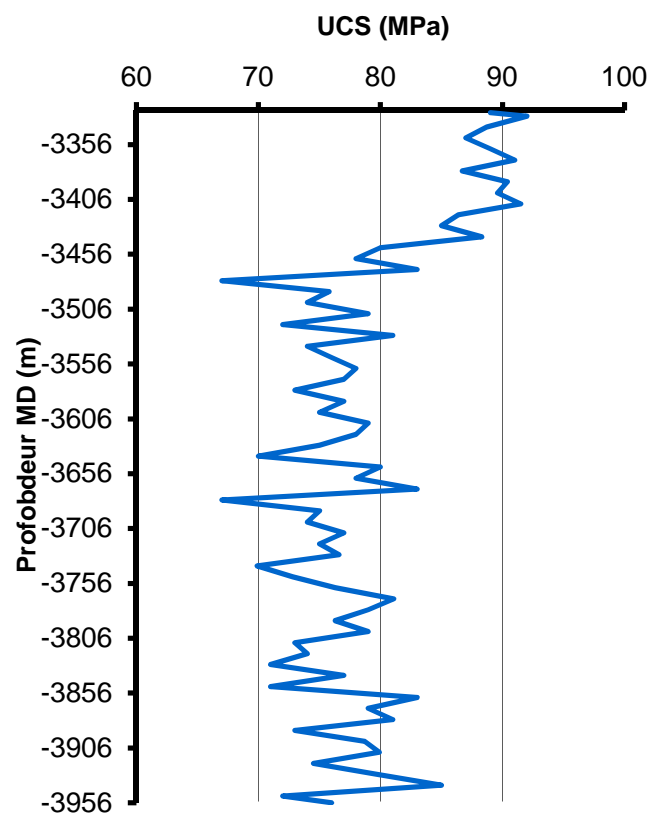


Fig.V.5. UCS calculé suivant la profondeur MD

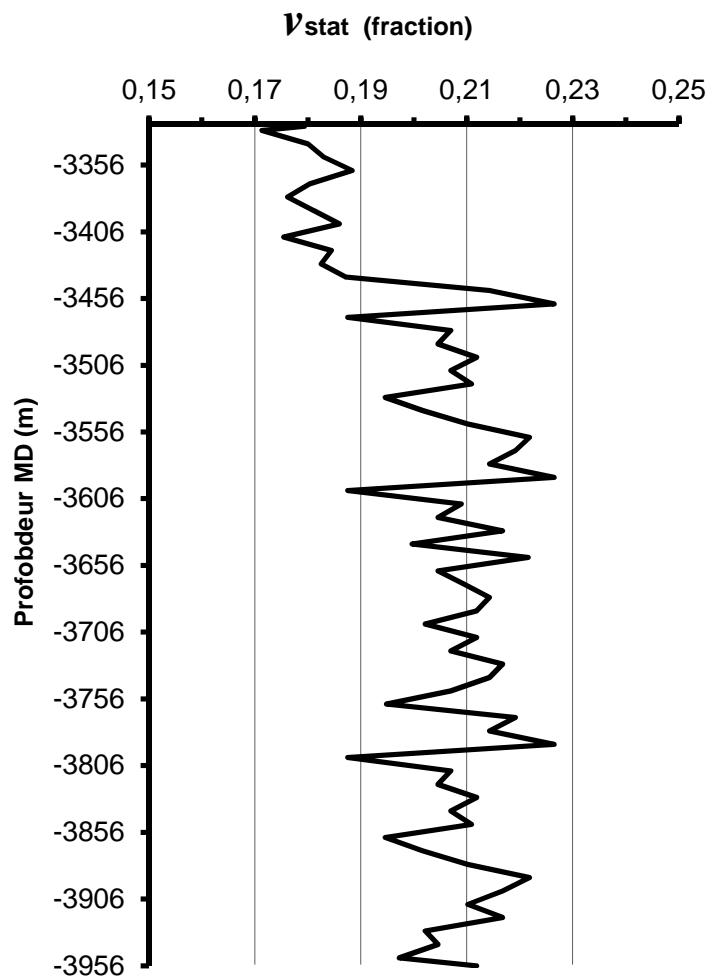
Ces logs montrent l'existence de formation dont la rigidité varie entre moyenne à forte avec un module d'élasticité allant de 17 à 22 GPa.

Les résultats montrent aussi que le réservoir est une roche assez dure avec une résistance à la compression simple variant entre 66 MPa et 93 MPa.

Si on superpose ces logs avec la coupe lithologique, on remarque d'après le log de l'UCS que les drain ID et D1 sont apparemment les plus dur avec une résistance à la compression simple oscille autour de 90 Mpa. Le drain R2 semble être le moins résistant par rapport aux autres. Sa résistance moyenne est de 75.4 Mpa.

Dans la mesure où l'on considère que le module d'élasticité et la résistance à la compression simple sont liés par une relation linéaire, ils subissent donc les mêmes fluctuations à un coefficient d'échelle près.

Le graphe suivant représente la variation du coefficient de Poisson avec la profondeur, sa valeur est très importante dans les calculs de stabilité. Le coefficient de Poisson rentre dans pas mal de formules à savoir la contrainte axiale, l'effet des forces d'écoulement et celui de température.



**Fig.V.6. Coefficient de Poisson statique calculé
suivant la profondeur MD
PUITS MDZ664**

D'après le log, on remarque que les drain ID et D1 possèdent des coefficients de Poisson très rapprochés et légèrement inférieur à celui du drain R2.

L'analyse de la stabilité des puits en utilisant des valeurs moyennes permettra de simuler avec plus de facilité les profondeurs des cavages. Car, le programme informatique que nous avons élaboré deviendra très lourds à l'exécution si on avait à faire une analyse

tridimensionnelle de la stabilité. Le tableau ci-dessous représente les valeurs moyennes des propriétés mécaniques sur les intervalles de profondeurs considérés.

Tableau V.5. Propriétés mécaniques des terrains traversés

	E_{stat} (Gpa)	ν_{stat} (fraction)	UCS (Mpa)	R_t (Mpa)	C (Mpa)	ϕ (°)
ID	21.6	0.181	91	9.1	23.26	49
D1	21.1	0.183	88.9	8.89	26.57	53
R2	17.8	0.210	75.4	7.54	11.92	54

V.7. Contraintes principales et leurs orientations :

V.7.1. Contraintes principales :

Nous procéderons dans cette partie à l'estimation des contraintes principales et de leurs orientations. Nous nous sommes basés sur le modèle géodynamique de Hassi Messaoud parce que le champ de Hassi Messaoud est un champ de développement bien connu et il ne se passe plus à l'heure actuelle des essais pour obtenir les données en questions.

Le principe du modèle de Hassi Messaoud est basé sur les données des puits déjà forés. En effet, le modèle travaille avec un système de maillage de telle façon que si on le donne les coordonnées d'un puits avant ou après sa réalisation, il prend les données des puits voisins et avec l'art en matière d'estimation des contraintes principales et un système de discrétisations, il peut donner quelques propriétés des terrains traversés à savoir la contrainte principale mineure et son orientation, la contrainte principale majeure et son orientation, la contrainte verticale et cela pour chaque profondeur demandée. Le modèle peut donner aussi la variation de la pression des pores en fonction de la profondeur. D'après le modèle géodynamique de Hassi Messaoud, la contrainte principale mineure qui règne dans le puits MDZ544 varie avec la profondeur et on a pris les valeurs moyennes correspondantes à chaque horizon productif (voir le tableau suivant) :

Tableau V.6. Contraintes horizontales minimales

$\sigma_{h min}$ (densité équivalente)	ID	D1	R2
moyenne	1.79	1.83	1.91
Coefficient de variation	0.27	0.19	0.29

De même que pour la contrainte principale mineure, la contrainte principale majeure réagissant sur le ID, D1 et le R2, exprimée en terme de densité équivalente.

Tableau V.7. Contraintes horizontales maximales

$\sigma_{H\ max}$ (densité équivalente)	ID	D1	R2
moyenne	2.16	2.16	2.17
Coefficient de variation	0.24	0.19	0.22

La contrainte principale verticale est la plus simple à estimer, connaissant la lithologie de la région et la table des densité, ou un log complet de densité ; on peut trouver facilement la contrainte verticale. Selon le modèle géodynamique elle est de 2.33 en terme de densité équivalente.

Récapitulant les trois contraintes principales dans le tableau suivant exprimées en densité équivalente .

Tableau V.8. Contraintes principales en place

	ID	D1	R2
σ_v (Den. équi.)	2.33	2.33	2.33
$\sigma_{H\ max.}$ (Den. équi.)	2.16	2.16	2.17
$\sigma_{h\ min.}$ (Den. équi.)	1.79	1.83	1.91

Le tableau ci-dessus nous montre que la différence entre la contrainte horizontale majeure et verticale est plus petite que celle entre la contrainte horizontale majeure et mineure dans les trois drains. Autrement dit, le forage dans le sens de la contrainte horizontale mineure est à priori le plus stable. Nous allons confirmer cette théorie plus tard.

V.7.2. Orientation des contraintes principales :

L’orientation des contraintes principales est une donnée indispensable pour l’analyse de la stabilité des parois des puits déviés. Elle peut être estimée à partir des ovalisations observées dans les puits verticaux déjà forés.

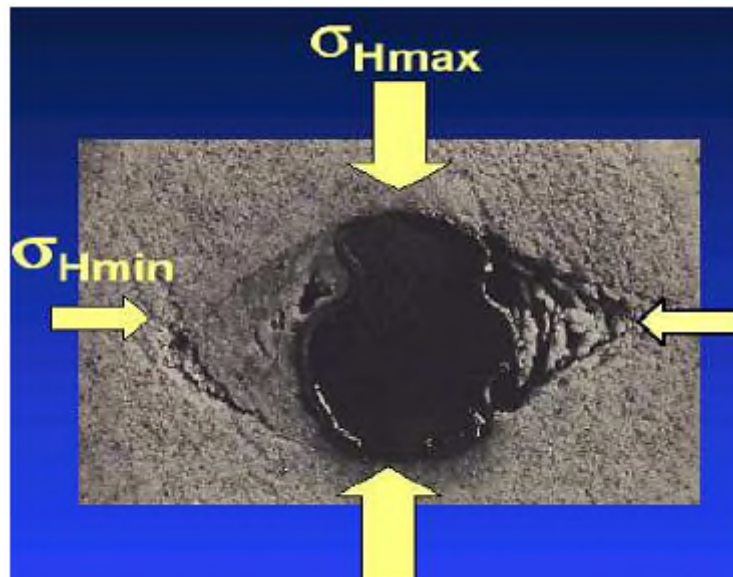


Fig. V.7.Cas de puits MDZ664

Pour la détermination de l'orientation des contraintes principales nous avons effectué une interprétation sur l'orientation des ovalisations dans les puits MDZ544 et MDZ579 appartenant à la même zone. Cette étude a pris en compte la dernière phase de forage. Ceci nous a permis de voir une assez forte tendance à l'ovalisation dans la direction Nord-Est avec un angle moyen de N30°.

En d'autres termes la contrainte horizontale maximale est dans le sens Nord-Ouest au voisinage de N120° (ou N300°). Notons que le modèle géodynamique a donné le même résultat.

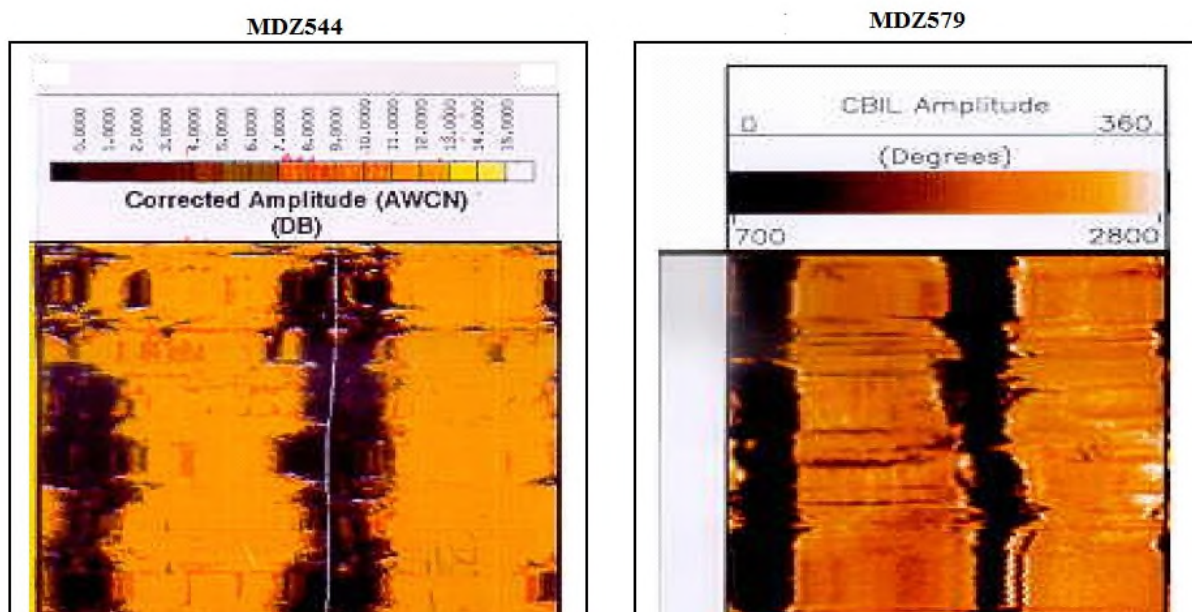


Fig. V.8. Imagerie dans deux puits de même zone

L'orientation des contraintes que nous avons trouvée semble être en accord avec la tendance générale des ovalisations dans la région de Hassi Messaoud. Ces ovalisations sont dans un intervalle d'azimut variant entre le Nord-Nord-Est et le Nord-Est. Cependant, on n'aperçoit pas des fissures de traction entre les deux parties rompues en cisaillement, ceci pourrait être dû à une chute de densité ou à une faible densité d'une part, qui crée les ruptures en cisaillement, et d'autre part la forte contrainte horizontale mineure empêche l'apparition de fente de traction.

V.8. Analyse des intervalles de draw down assurant la stabilité :

V.8.1. Définition de draw down :

En pratique, il existe une limite de différence de pression appelée couramment le draw-down calculé de telle façon que si on le dépasse, la rupture des parois aura lieu.

Par exemple si on a un draw dawn de X% , il faut que la pression de la boue injecté doit être inférieur de X% par apport a la pression de gisement (réservoir)

Exemple numérique :

Pression de gisement = 3000 PSI

On fore avec un DD de 10%

La pression de la boue injectée se trouve comme suite :

$$3000 \times 10 \% = 300 \text{ PSI} \quad \rightarrow \quad 3000 - 300 = 2700 \text{ PSI}$$

$$\text{Donc } P_{\text{Boue}} = 2700 \text{ PSI}$$

Pour calculer la pression P_{Boue} exercée par une boue de densité d , à une profondeur h (en mètre), on applique la relation : $P = h * d / 10,2$

V.8.2. Analyse des intervalles de draw down :

Rappelant que le puits MDZ664 traverse trois drains à savoir le ID, le D1 et le R2. depuis la cote du sabot 7" jusqu'au TD (4029 m MD et 3355 m TVD)

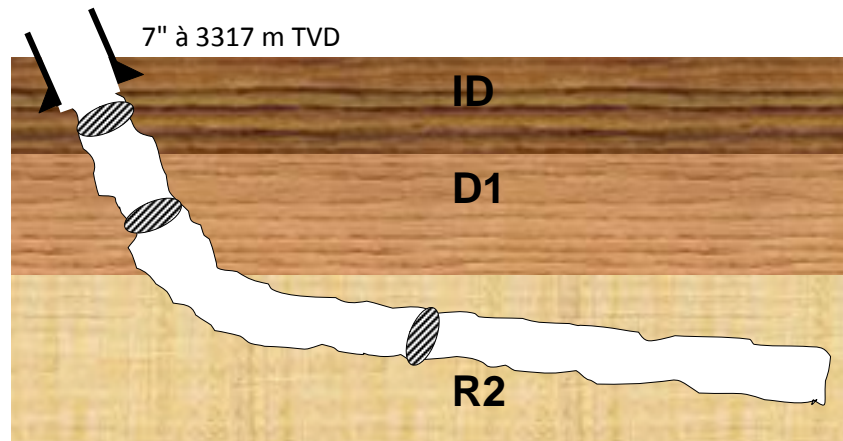


Fig. V.9.: Situation du puits par rapport aux drains

Le schéma ci-dessus montre que la phase 6" passe par 3 drains, de ce fait notre étude se décompose en 3 parties en choisissant une section et une inclinaison moyenne pour chaque partie.

➤ Etude du drain ID :

La section moyenne à étudier est celle qui a l'inclinaison 35° , 300° d'azimut. En introduisant ces données ainsi que les propriétés mécaniques du drain ID dans le programme de calcul et on fait varier les paramètres de contrôles (θ , r , draw down), on obtient le graphe suivant :

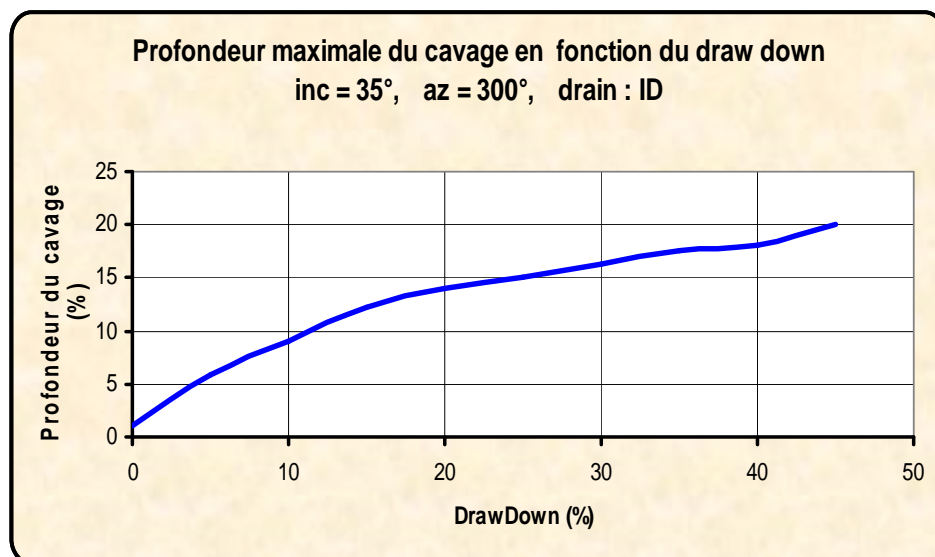


Fig. V.10. la profondeur maximale du cavage en fonction de draw down

Ce graphe représente la profondeur maximale du cavage en fonction de draw down, on remarque l'existence de 1 % de cavage pour un draw down nul, le puits se cave autant que le draw down augmente. Pour un DD de 10 %, la profondeur cavée est de 9 % du diamètre du trou et elle est de 14 % pour un DD de 20 %.

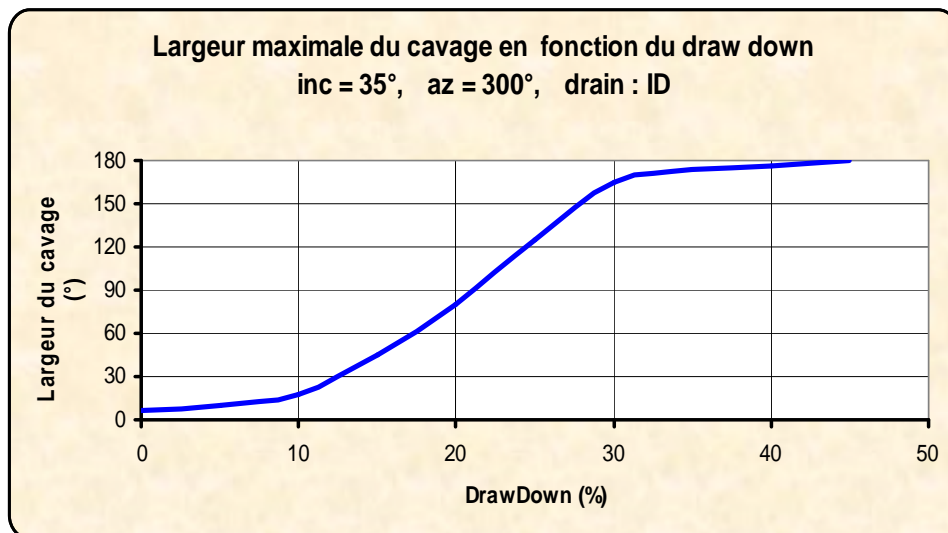


Fig. V.11. la largeur maximale du cavage en fonction de draw down

L'étude de la largeur des caves est très utile pour la compréhension du phénomène d'ovalisation. Comme il est indiqué, le graphe ci-dessus représente la largeur maximale de cavage en fonction de DD.

On remarque la largeur des caves augmente avec l'augmentation du DD, elle est de 6° pour un DD nul, 18° pour un DD de 10 % et 82° pour un DD de 20 %.

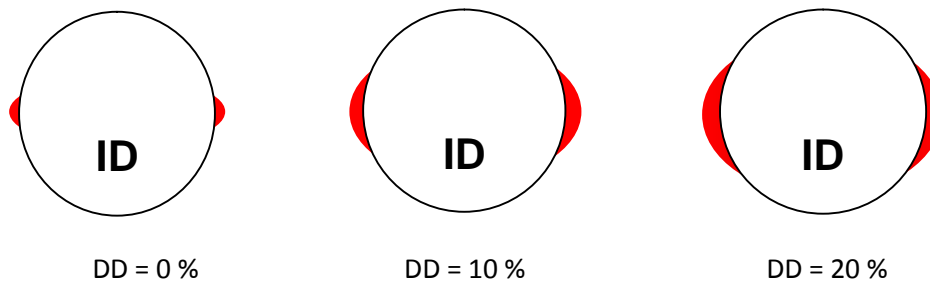


Fig. V.12. Simulation des ovalisations dans le ID

Les zones colorées sur la figure montrent les zones instables. Elles ont été obtenues en vérifiant le critère de rupture de Mohr-Coulomb sur des points avoisinant le trou foré.

Pour le drain ID, on remarque qu'on n'a pas une grande instabilité et le diamètre peut atteindre 6.4" dans le sens des contraintes mineures pour un DD de 10 %. Le diamètre maximal prévisionnel dans le ID est de 6.24"

Pour limiter la profondeur cavée à 10 % du diamètre du trou il faut appliquer un draw down inférieur à 12 %.

➤ Etude du drain D1 :

De la même manière que ID, l'inclinaison moyenne du trou dans le D1 est de 65° et 300° d'azimut. L'étude de la profondeur maximale de cavage a donné le graphe suivant :

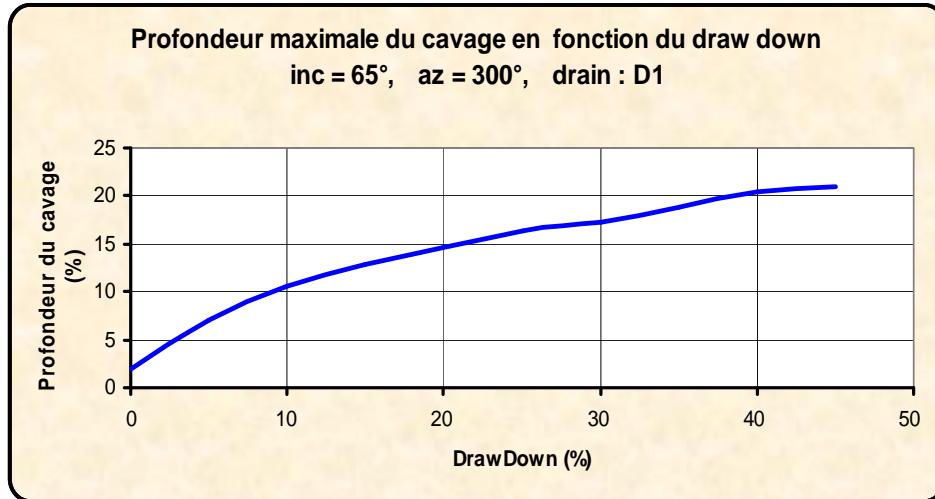


Fig. V.13. la profondeur maximale du cavage en fonction de draw down

D'après ce graphe, on remarque l'existence de 2 % de cavage pour un draw down nul, le puits se cave autant que le draw down augmente. Pour un DD de 10 %, la profondeur cavée est de 10 % du diamètre du trou et elle est de 15 % pour un DD de 20 %.

Il est à noter qu'on n'a pas un changement important concernant la profondeur des caves, parce que les propriétés mécaniques des 2 drains sont pratiquement les mêmes, et on peut expliquer cette différence par le changement de l'inclinaison et de la profondeur TVD.

En ce qui concerne l'étude des ovalisations, on remarque d'après le graphe suivant que la largeur des caves augmente avec l'augmentation du DD, elle est de 8° pour un DD nul, 23° pour un DD de 10 % et 86° pour un DD de 20 %.

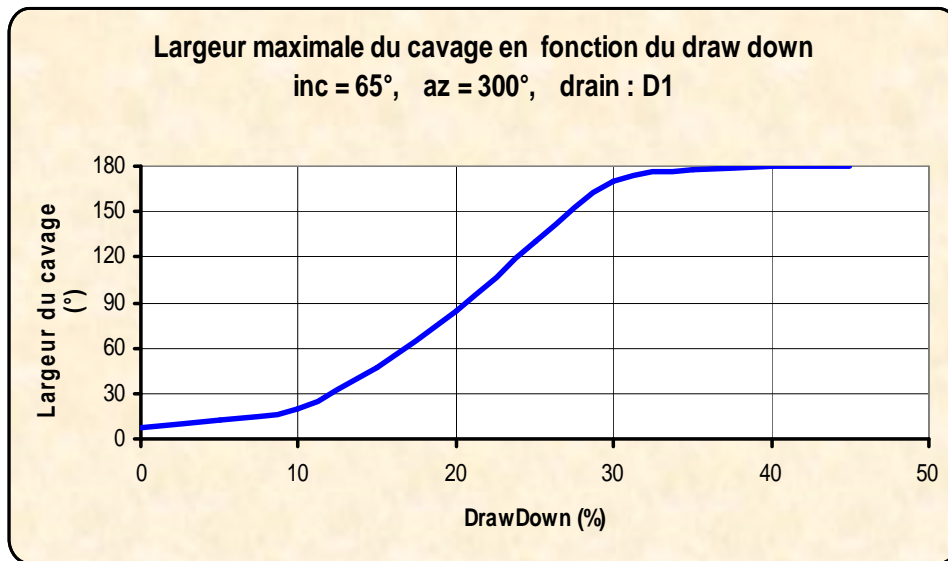


Fig. V.14. la largeur maximale du cavage en fonction de draw down

De la même manière on simule la section du trou de façon qu'on puisse voir la forme géométrique du trou d'une manière plus pratique.

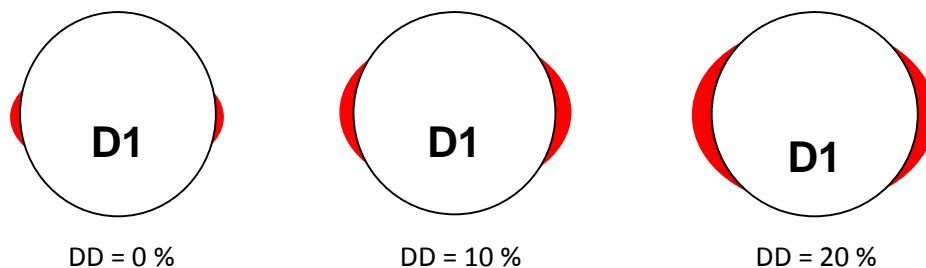


Fig. V.15. Simulation des ovalisations dans le D1

Le drain D1 est un peu plus cavé que le ID, ceci peut s'expliquer comme on a dit précédemment par l'influence de l'inclinaison et de la profondeur. Le diamètre peut atteindre 6.43" dans le sens des contraintes mineures pour un DD de 10 %. Le diamètre maximal prévisionnel dans le D1 est de 6.3".

Pour limiter la profondeur cavée à 10 % du diamètre du trou il faut appliquer un draw down inférieur à 10 %.

➤ Etude du drain R2 :

L'analyse du drain R2 semble la plus délicate, à cause de ses propriétés mécaniques. En effet, l'analyse d'une section moyenne représentative (ayant une inclinaison de 90°, 300° d'azimut) a donné le graphe ci-dessus :

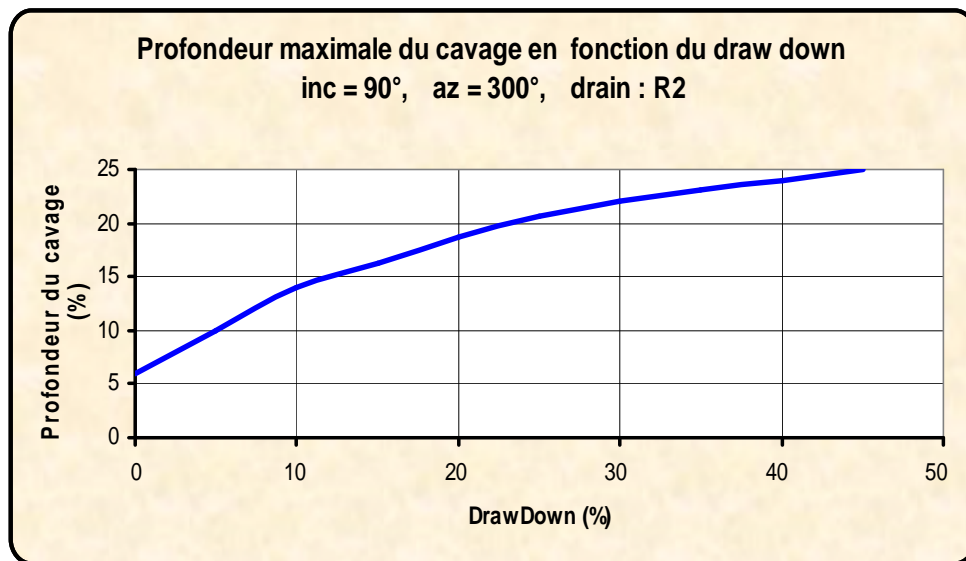


Fig. V.16. la profondeur maximale du cavage en fonction de draw down

On remarque d'après ce graphe que le drain R2 est le moins résistant avec une profondeur de 6% pour un DD nul, le diamètre des caves atteint 7" pour un DD de 15%.

Les graphes des trois drains ont le même profil de comportement vis-à-vis le DD avec une variation dans les intensités des caves concernant le drain R2.

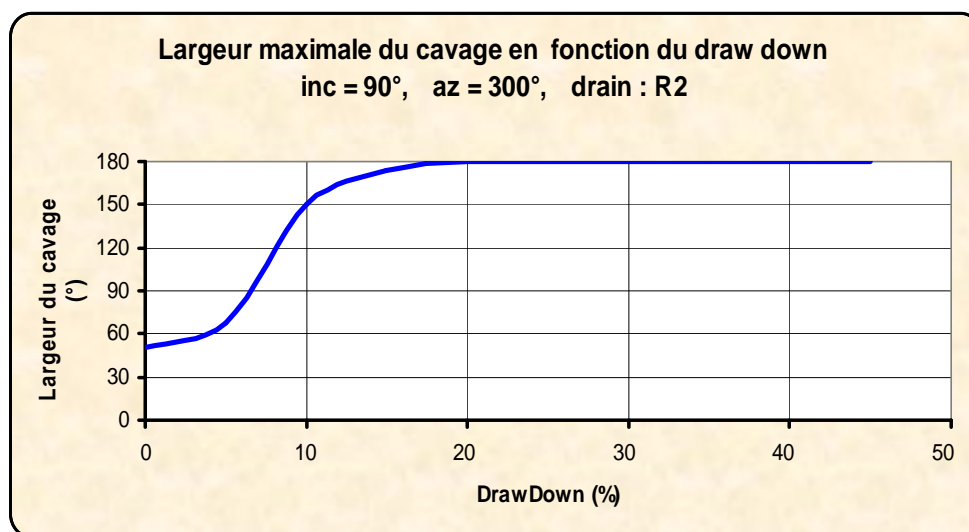


Fig. V.17. la largeur maximale du cavage en fonction de draw down

La largeur maximale des caves se développe assez vite dans ce drain, commençant par 46° en équilibre des pressions, puis une remontée intense dans un intervalle de DD inférieur à 10%, à partir de 15 % le trou est cavé sur tout le périmètre.

Si on fait une corrélation entre les 2 derniers graphes, on remarque pour un DD nul que la largeur de cavage de 46° n'est pas profonde, son diamètre atteint 6.1"

Utilisant la même méthode pour le drain R2, le programme nous a permis de schématiser les sections prévisionnelles avec les zones instables.

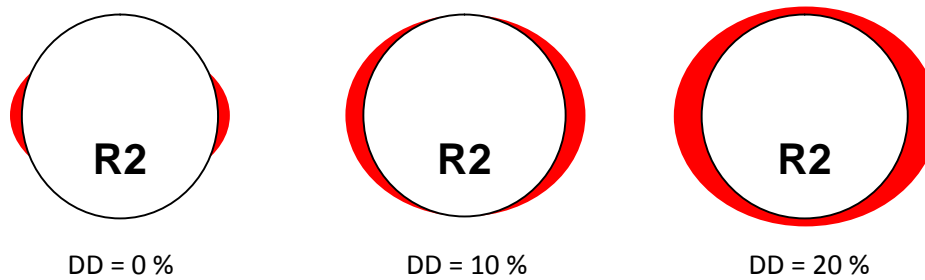


Fig. V.18. Simulation des ovalisations dans le R2

On remarque pour un DD de 10 % le cavage n'est pas acceptable, (un DD de 10% est acceptable pour le drain ID et il est la limite pour le D1), un puits complètement détérioré pour un DD de 20 %.

Il est à noter que le DD maximal autorisé pour forer le R2 est de 5 à 6 % et cela pour limiter le cavage à 10 % du diamètre nominale du trou (6").

V.9. Analyse et choix de la trajectoire optimale de point de vue stabilité :

Dans cette partie de l'étude, on a essayé d'analyser la trajectoire (de point de vue stabilité des parois) . la possibilité d'avoir une trajectoire optimale (c'est à dire le plus stable) est obtenue en variant l'azimut du puits. En effet, une comparaison a été établie entre la stabilité des parois d'un puits foré dans le sens de la contrainte horizontale majeure, et celle d'un puits foré dans le sens de la contrainte horizontale mineure.

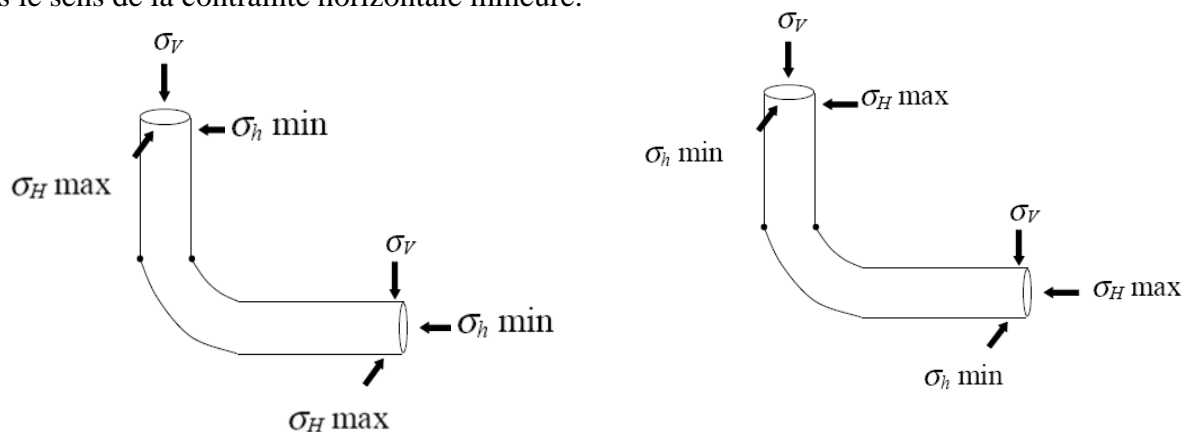


Fig. V.19. Forage dans le sens des contraintes majeure et mineure.

V.9.1. Forage horizontal dans le sens de la contrainte mineure :

Le forage dans la direction de la contrainte horizontale mineure est le plus stable pour le cas d'un puits horizontal foré à Hassi Messaoud. Nous avons en premier lieu déterminé l'influence de Draw Down (densité) sur la profondeur maximale du cavage pour un profil horizontal et cela pour les drains ID, D1 et R2. En variant le Draw Down dans notre programme.

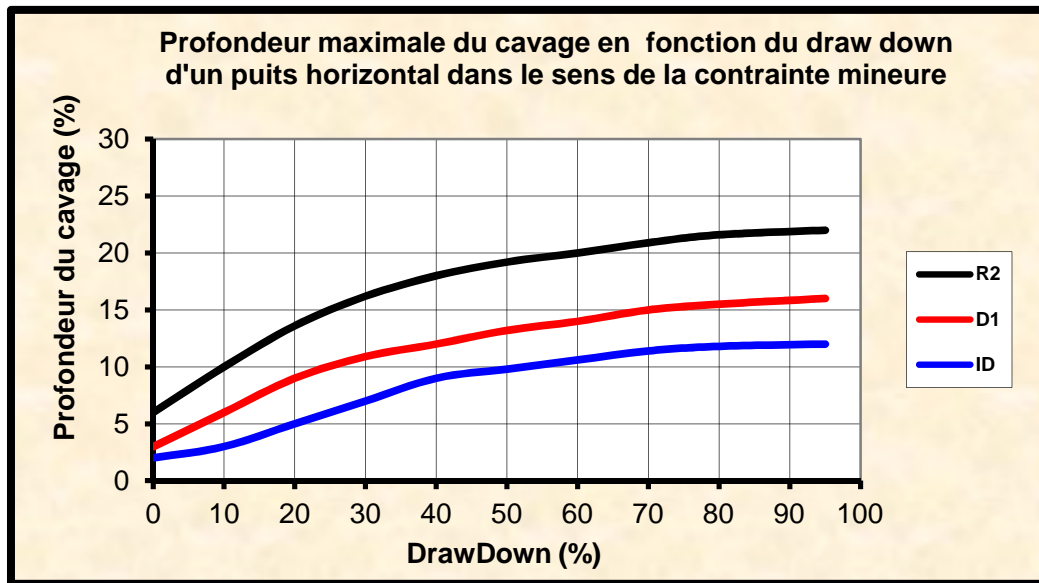


Fig. V.20. Profondeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte mineure.

Le graphe ci dessus montre que le drain R2 est le moins résistant par rapport aux 2 autres avec un écart de 4 à 10 % du diamètre nominale de la phase pour un Draw Down constant, on remarque aussi que la profondeur maximale du cavage augmente avec l'augmentation du Draw Down. Pour le drain R2, le cavage atteint 6 % pour un Draw Down nul. Cependant, il ne dépasse pas les 22 %. Dans les drains ID et D1, on enregistre un cavage de 3 % pour un Draw Down nul.

L'étude de la largeur des ovalisations est traitée à travers le graphe suivant qui représente la variation de la largeur maximale des caves en fonction du Draw Down.

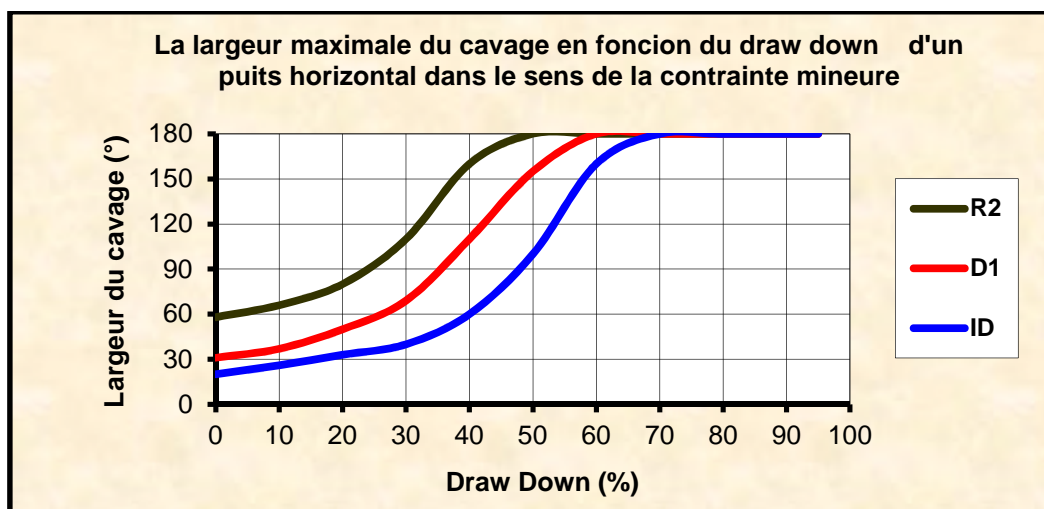


Fig. V.21. La largeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte mineure

Les résultats montrent que ce paramètre subit de grandes variations allant de 0° pour la stabilité à 180° pour l'instabilité de toute la circonférence du trou. On note cependant qu'un large secteur de la circonférence peut caver sans pour autant que l'état du puits ne soit déstabilisé de manière significative, prenons comme exemple le drain D1, pour un Draw Down de 40 % la largeur maximale du cavage est de 108° , mais sa profondeur maximale est inférieure à 13 %.

V .9.2.Forage dans le sens de la contrainte horizontale majeure :

Dans la partie précédente nous avons considéré que le puits horizontal était foré dans la direction la plus stable en l'occurrence celle de la contrainte horizontale minimale, celle-ci étant orientée vers le Nord-Est aux environs de $N30^\circ$. Toutefois, pour des raisons de production il est préférable de forer dans l'orientation Nord-Ouest qui est en outre la direction la moins stable puisque elle coïncide avec l'azimut de la contrainte géostatique horizontale majeure. La figure ci-dessous représente les profondeurs maximales du cavage en fonction du Draw Down appliqué au cours du forage

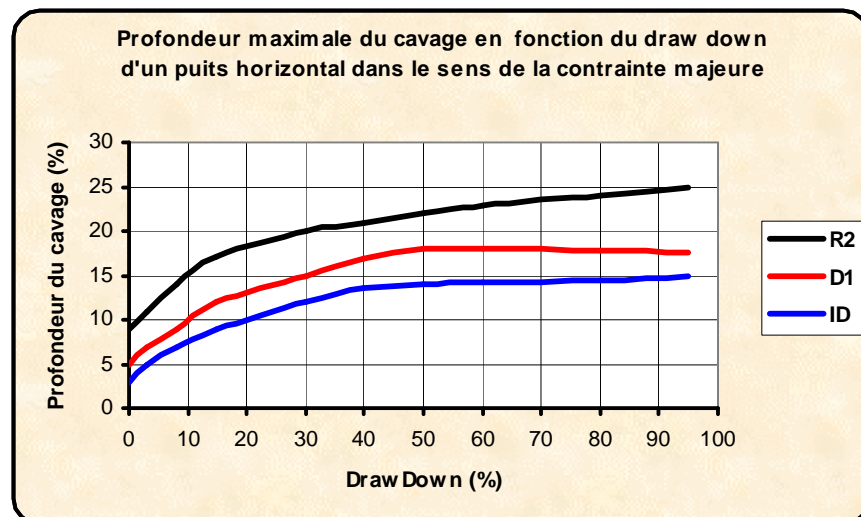


Fig. V.22. Profondeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte majeure.

Le drain R2 semble être le moins résistant. En prenant en compte le cavage de celui-ci en fonction du Draw Down nous remarquons que pour avoir moins de 20% du rayon comme profondeur maximale cavée il faut que le Draw Down soit inférieure à 30 % et pour avoir moins de 15% de cavage il faut que le Draw Down soit inférieure à 10 %.

De même manière que le forage dans le sens de la contrainte horizontale mineure, le graphe suivant représente la variation de la largeur maximale des caves en fonction du Draw Down.

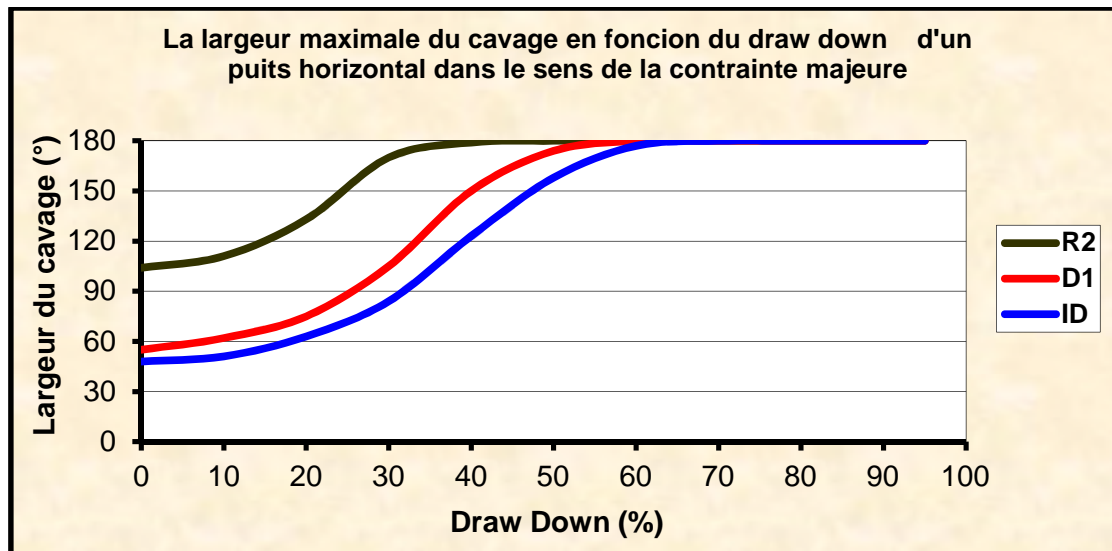


Fig. V.23. La largeur maximale du cavage en fonction du draw down d'un puits horizontal dans le sens de la contrainte majeure.

On remarque qu'à partir de 60 % de Draw Down tous les drains sont instables avec des cavages profonds (supérieure à 14 % du diamètre du puits) dans toutes la section du parois, le drain R2 est toujours le plus cavé avec une largeur de la cave qui dépasse 100° pour une valeur de draw down nulle.

Si on interprète le forage dans les deux directions à la fois, on peut différencier les points suivants :

Pour le forage dans le sens le la contrainte géostatique horizontale minimale, un draw down de 0 % (autrement dit, on fore en over balance), la profondeur maximale du cavage est de 2, 3, 6 % pour les drains ID, D1, R2 respectivement. Mais pour la même valeur de draw down d'un puits foré dans le sens le la contrainte géostatique horizontale maximale la profondeur majeure du cavage est de 3, 5, 9 % respectivement pour les drains ID, D1, R2.

En ce qui concerne la largeur maximale des caves, à partir de 68 % du draw down, le trou devient cavé pour tout le périmètre dans tous les drains foré dans le sens de la contrainte mineure, et 60 % pour le sens de la contrainte majeure.

Le tableau ci-dessous résume les différentes valeurs de draw down avec les profondeurs maximale du cavage en pourcentages.

Tableau .V.9. les différentes valeurs de draw down avec le sens de contrainte

		Draw Down (%)			
		0	10	20	50
Sens de contrainte minimale	ID	2	3	5	10
	D1	3	6	9	13
	R2	6	10	13	19
Sens de contrainte maximale	ID	3	8	10	14
	D1	5	10	13	18
	R2	9	16	18	22

De là, on peut confirmer que la direction la plus stable est celle dans le sens de la contrainte géostatique horizontale minimale.

La question principale qui se pose est pourquoi les puits horizontaux à Hassi Messaoud sont forés dans le sens le moins stable.

Pour répondre à cette question, on doit faire une petite étude géologique. En effet, on a remarqué que les minifractures du gisement sont tous orientées de la même façon, tel que le plan de fractures est perpendiculaire à la contrainte horizontale majeure.

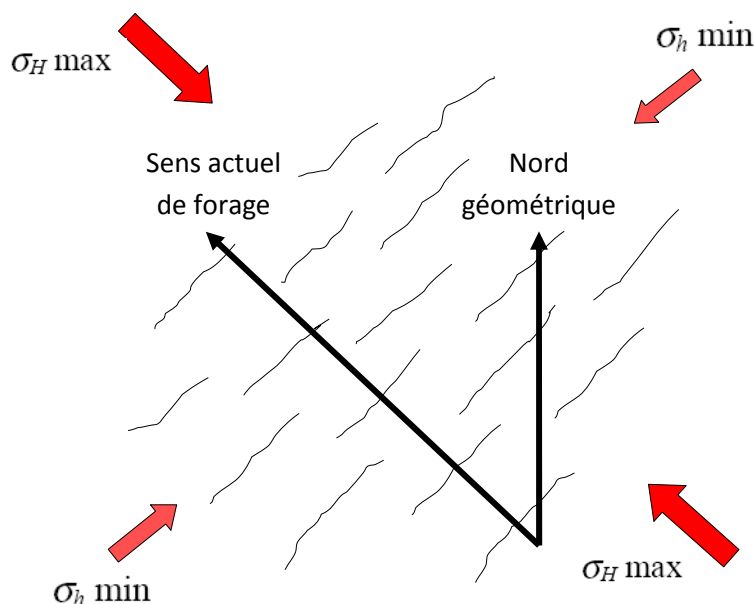


Fig. V.24. Le sens du forage

Puisque Hassi Messaoud est un réservoir fracturé et on produit à partir de ces fractures. Pour augmenter la production, le puits doit passer par un nombre maximal de fractures autrement dit, on doit forer perpendiculairement aux fractures.

On peut conclure qu'il y a 2 critères pour choisir l'azimut optimal, critère de forage (la stabilité des parois) et celui de production. Si on veut avoir une stabilité maximale, on doit forer dans le sens de la contrainte mineure. Par contre on doit forer dans le sens de la contrainte majeure pour avoir une production maximale.

Notre opinion est de forer des puits horizontaux dans le sens de la contrainte géostatique mineure et cela pour :

- Avoir une stabilité maximale du trou.
- Augmenter la durée de vie du puits.
- Augmenter la production pendant le forage en augmentant la valeur de draw down.

D'après cette étude, que ce soit dans le sens de la contrainte majeure ou mineure, si on veut forer en UBD un puits horizontal à Hassi Messaoud, on doit admettre une certaine profondeur de cavage, car 0 % de cavage correspond à un draw down négative, ce qui revient à dire que le forage devient conventionnel (en over balance).

V.10.Conclusion :

L'objectif de cette étude était d'analyser le problème de stabilité des parois de puits MDZ 664 foré en underbalance dans le Cambrien du champ de Hassi Messaoud. Il en ressort que cette formation présente une zone assez fragile dans ça partie inférieure à savoir le drain R2. Ceci est constaté à partir des caractéristiques mécaniques déterminées.

Nous avons utilisé le programme que nous avons élaboré pour évaluer l'état de stabilité des parois de puits au droit du réservoir. (ID, D1 et R2). Il calcule les contraintes à n'importe qu'elle point par rapport au puits ainsi que les propriétés mécaniques de la roche traversée, et il compare les contraintes calculées avec la résistance de la roche à l'aide des critères de rupture.

Cette étude a permis de voir que les drains supérieurs du cambrien présentent une forte résistance à la compression simple avec une moyenne de 90 MPa et un UCS assez faible pour le drain R2 et L'orientation de la contrainte horizontale majeure est dans la direction Nord-Ouest .

Notre étude a montré que pour procéder à un forage en underbalance dans cette orientation et pour garder une profondeur maximale du cavage inférieure à 20% il faut que le DD soit inférieure à 23 % et pour la garder inférieure à 10% il faudrait avoir un DD inférieure à 6 %.

A notre sens, pour forer en underbalance le Cambrien il faut admettre un certain pourcentage de cavage, car à 0% de cavage est réalisable si et seulement si nous utilisons un DD négatif, ce qui par conséquent nous ramène vers l'overbalance.

Le tableau ci-dessous résume les différentes valeurs de DD avec les pourcentages de cavages du puits MDZ664 :

Tableau .V.10. les différentes valeurs de DD avec les pourcentages de cavages du puits MDZ664

% de cavage		0	10	20
Draw Down	ID	négatif	12	45
	D1	négatif	10	38
	R2	négatif	5	23

Nous notons que la profondeur du cavage est un indicateur plus déterminant du cavage réel que la largeur du cavage. Ceci parce que théoriquement la première n'est pas bornée est peut aller jusqu'à l'infini alors que la seconde prend une valeur de 180° pour son cas le plus ultime. D'autre part, un cavage même s'il s'étend sur 180° de largeur peut ne pas être sentie par le caliper si sa profondeur est très petite.

La direction la plus stable des puits horizontaux serait donc dans le sens de contrainte mineure (N30° ou N210°). Néanmoins, pour des raisons de production les puits horizontaux forés à Hassi Messaoud sont dans des azimuts voisins à N120° ou N300°.

Conclusions et recommandations

L'objectif de ce travail était d'analyser la stabilité des parois des puits horizontaux forés en underbalance au niveau du champ de Hassi Messaoud. Pour cela, un programme informatique a été élaboré pour les différents calculs nécessaires à notre étude.

L'analyse de la stabilité d'un puits foré dans une roche repose essentiellement sur les cinq points suivants :

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

Dans ce travail nous avons supposé que la roche avait un comportement élastique dans la mesure où ceci représente bien le comportement d'un grand éventail de types de roches. Cependant, l'évaluation des conditions in situ et les propriétés mécaniques de la roche nécessite la collecte d'un maximum d'informations à partir des diagraphies de sonic, de gamma ray , de porosité, de densité, de caliper, d'imagerie et le modèle géodynamique de Hassi Messaoud.

Nous avons étudié la zone 20A du champ de Hassi Messaoud pour un éventuel forage en underbalance. Nous avons trouvé que les exigences du drainage optimal imposent de réaliser le drain dans la direction la moins stable, le forage en underbalance y est a priori possible car d'une part le Cambrien est une roche très rigide présentant des résistances à la compression simple allant jusqu'à 95 MPa. Nous avons montré qu'on ne pouvait éviter le cavage du trou en forage en underbalance, et que par ailleurs, pour garder des profondeurs de cavage inférieures à 20 % il faut utiliser des Draw Down inférieurs à 23 %. Cependant, si on doit se limiter à 10% du cavage, le Draw Down doit être inférieur à 5 %.

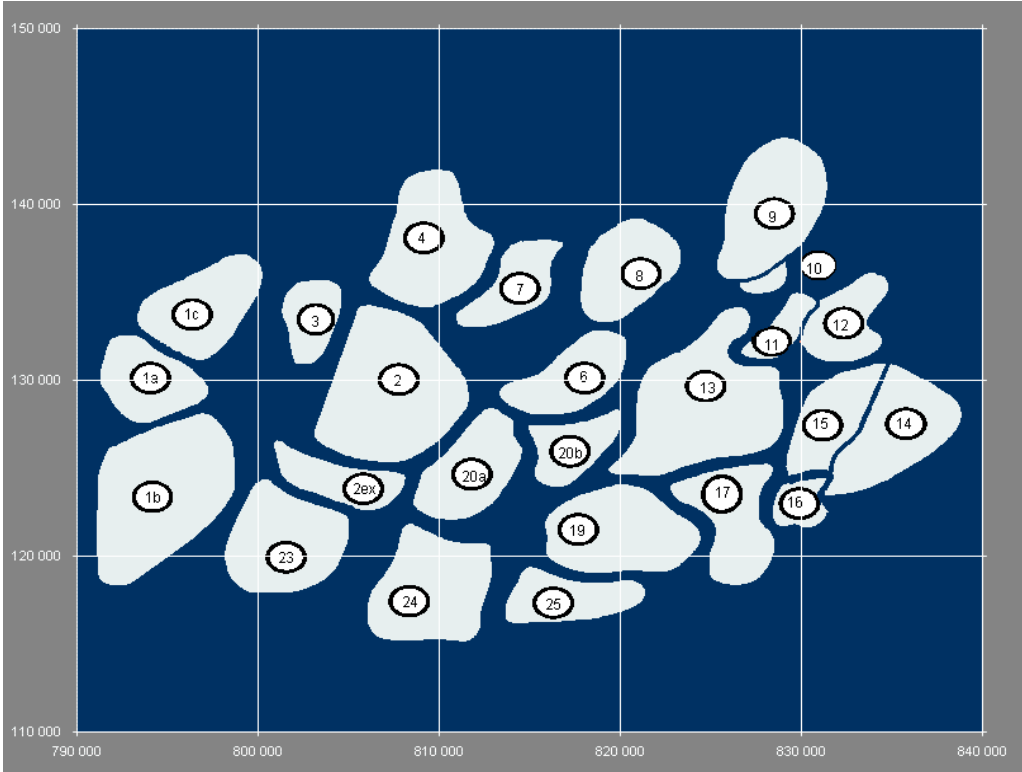
Il ressort de notre étude les recommandations suivantes :

- Forer les drains ID et D1 avec un Draw Down de 8 % .
- Essayer de forer deux puits voisins dans le sens des contraintes majeure et mineure pour évaluer notre étude et conclure le sens le plus stable d'une manière pratique.
- Maintenir les conditions de UBD le plus long possible en choisissant des outils et des batteries de MWD de durée de vie plus longue.

Références bibliographiques

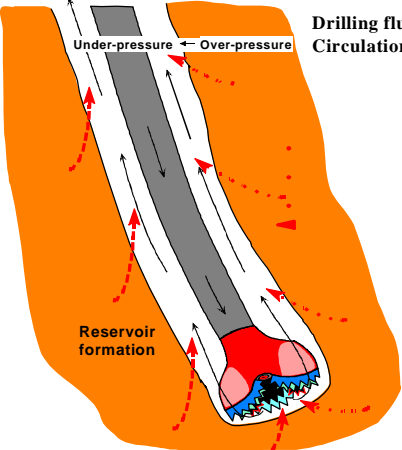
- [1] - M.Moussawi, S.Bralla, [1993], "Géologique de champ Hassi Messaoud, SH/DG", Hassi Messaoud.
- [2] - Sonatrach divisions Exploration, CRD et PED,[1995] , " Géologie de l'Algérie ", WEC.
- [3] - Steve Nas,[1998], "Introduction to Underbalanced Drilling", Leading Edge Advantage ENGINEERING INC.
- [4] - Baguenane Boussad, Norman, Oklahoma,[2004] , "The Role of Underbalanced Drilling on Production Process".
- [5] - V. Maury,[Février 2002] , "Notes de cours de mécanique des roches".
- [6] - Kamel Belkheir,[Décembre 2002] , "Stabilité des parois de puits : Application au forage dirigé",ENSPM-SH.
- [7] - Chris ward, Steve Willson,[Mai 2005], "Wellbore stability- GeoMechanics International" Inc et BP America.
- [8] - Sedrati Billal,[Juin 2007] , " Analyse de la stabilité des parois foré en UBD au niveau du champ de Hassi MessaoudApplication au puits : OMNZ 833" , (Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Exploitation) ,Université Mohamed Bougara Boumerdès .
- [9] – Sonatrach –AMT-FOR-DDO,[2014], "MDZ664-TP127 Drilling Program_Top Hole",HASSI MASSOUD.
- [10]- WEATHERFORD SECURE DRILLING SERVICES ,[2014], "Sonatrach MDZ664 - UB Drilling Program Rev5"HMD ALGERIA.

Annexe 1

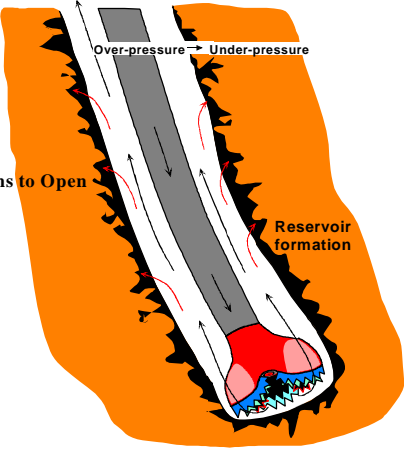


Annexe 2

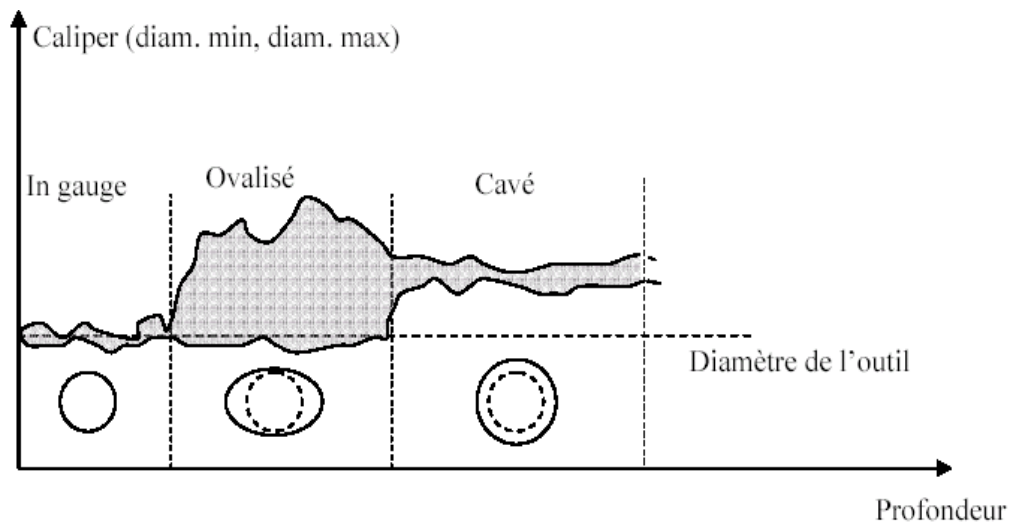
Underbalanced drilling



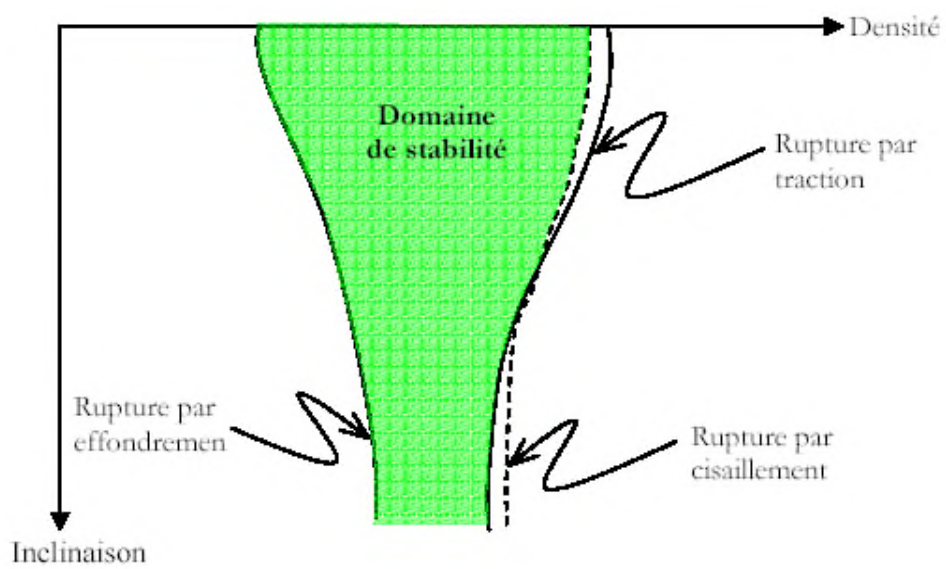
Conventional drilling



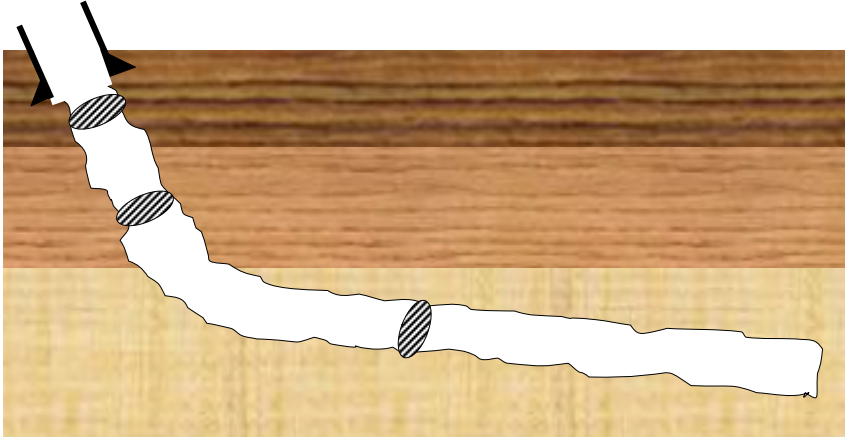
Annexe 3



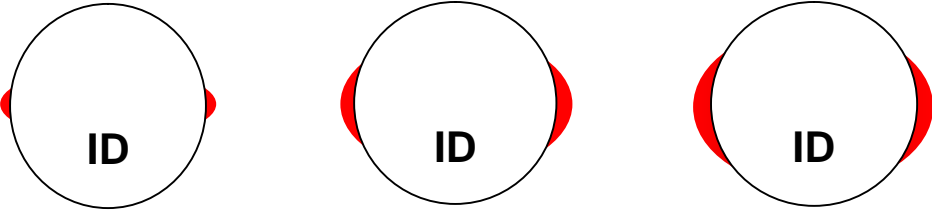
Annexe 4



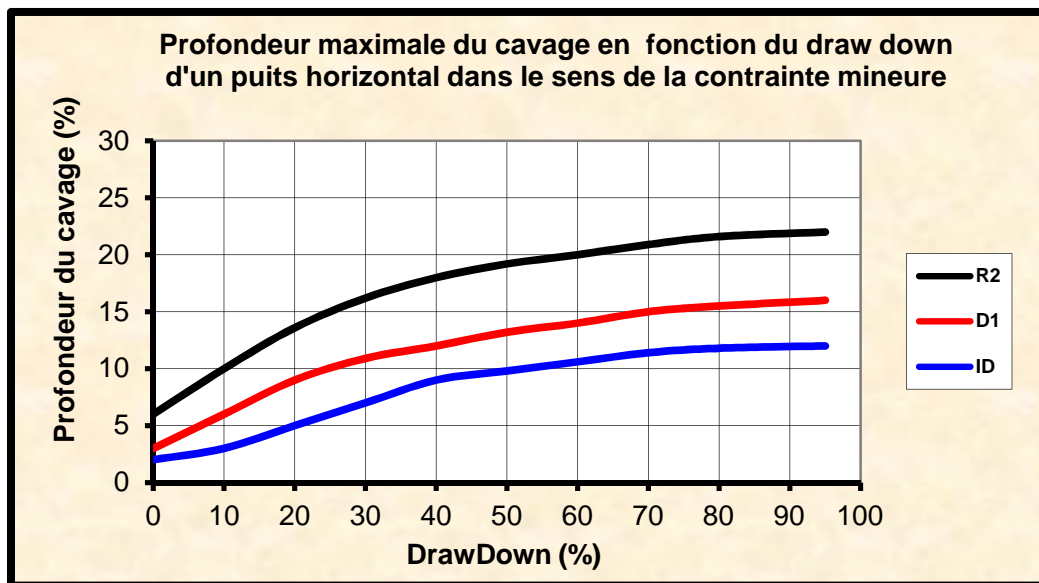
Annexe 5



Annexe 6



Annexe 7



Résumé

Le forage aura comme conséquence d'enlever une partie de la roche, qui était préalablement en équilibre. Pour atténuer cette perturbation de la roche, on essaye de remplacer la résistance qui était fournie par la partie enlevée par l'effet du fluide de forage. Mais dans le forage en underbalance la pression de ce fluide est inférieure à celle de réservoir ce qui pose un problème de stabilité du puits, pour éviter ce problème nous devons surveiller et analyser la stabilité des parois du puits avant et lors de forage.

Cette étude repose essentiellement sur :

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

Ce mémoire met l'accent sur cinq axes, la première partie est la description du champs de HASSI MASSAOUD, la deuxième partie mentionne les généralités sur l'UBD, la troisième partie vise les propriétés et les principaux lois de la mécanique des roches, la quatrième partie est l'analyse de la stabilité des parois et la dernière partie est l'étude de la stabilité des parois pour le cas du puits MDZ664 sur laquelle repose notre objectif d'étude .